



SELVITYS TURPEEN  
ENERGIAKÄYTÖN KEHITYKSESTÄ  
SUOMESSA

Raportti työ- ja  
elinkeinoministeriölle

8/2020

SELVITYS TURPEEN ENERGIAKÄYTÖN KEHITYKSESTÄ  
SUOMESSA





## Yhteystiedot

### Yhteyshenkilö

Jenni Patronen

### Sähköposti

[jenni.patronen@afry.com](mailto:jenni.patronen@afry.com)

### Puhelin

040-7544922

AFRY on kansainvälinen suunnittelu- ja konsultointiyhtiö. Tuemme asiakkaitamme kestäväen kehityksen ja digitalisaation edistämässä.

Olemme 17 000 sitoutunutta asiantuntijaa, jotka kehittävät kestäviä ratkaisuja tuleville sukupolville infra-, teollisuus- ja energiasektoreilla ympäri maailman.

AFRY Management Consulting tarjoaa huippuluokan konsultointi- ja neuvontapalveluita, jotka kattavat koko arvoketjun energia-, metsä- ja biopohjaisessa teollisuudessa. Energiatoimintomme on johtava strategisten, kaupallisten, sääntely- ja poliittisten neuvojen tarjoaja Euroopan energiamarkkinoille. Yli 250 asiantuntijasta koostuva energiatiimimme tarjoaa vertaansa vailla olevaa asiantuntemusta nopeasti muuttuvilla energiamarkkinoilla Euroopassa, Lähi-idässä, Aasiassa, Afrikassa ja Amerikassa.

**Copyright © 2020 Pöyry Management Consulting Oy /**

**AFRY Management Consulting**

All rights reserved

Kannen kuva: shutterstock.com

Tämä raportti on tehty AFRY Management Consulting Oy:n (AFRY) toimesta työ- ja elinkeinoministeriön käyttöön ("Asiakas"). Raportti on laadittu noudattaen AFRYn ja Asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. AFRYn tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti. AFRYn näkemyksen mukaan tämän julkaisun sisältämät tiedot ovat paikkansapitäviä ja perusteltuja. Tästä huolimatta raporttia tulkitsevien tai käyttävien osapuolten tulee käyttää omaa harkintaansa sekä ammattitaitoaan julkaisun tietojen soveltamisessa. Tämä julkaisu sisältää osittain informaatiota, joka ei ole AFRYn hallittavissa. Näin ollen AFRY ei anna julkaisun perusteella tai siihen liittyen mitään vakuutusta, nimenomaista tai konkludenttista, eikä vastaa sen sisältämien tietojen ja arvioiden oikeellisuudesta. AFRY ei vastaa kolmansille osapuolille tämän julkaisun käyttämisen tai siihen luottamisen perustella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta.



## SISÄLTÖ

<b>TIIVISTELMÄ</b>	<b>1</b>
<b>1. JOHDANTO</b>	<b>3</b>
1.1 Työn tausta	3
1.1.1 Raportin rakenne	3
1.2 Lähteet	4
1.3 Lyhenteet	4
<b>2. TURPEEN NYKYINEN ENERGIÄKÄYTTÖ SUOMESSA</b>	<b>5</b>
2.1 Nykyiset käyttökohteet	5
<b>3. TURVETTA KÄYTTÄVÄN KATTILAKANNAN KEHITYS JA TEKNISET RAJOITTEET TURPEEN KORVAAMISELLE</b>	<b>11</b>
3.1 Turpeen tekninen käyttöminimi	11
3.2 Turvetta käyttävien kattiloiden korvausinvestoinnit	12
3.3 Tekniset mahdollisuudet korvata turvetta olemassa olevissa laitoksissa	14
3.3.1 Investointi- ja käyttökustannukset turpeesta luopumiseksi	16
3.3.2 Turpeen korvaaminen lämpökattiloissa	19
3.3.3 Muita turpeesta luopumisen kustannuksia	19
<b>4. TURVETUOTANTOALAT JA NIIDEN KEHITYS</b>	<b>20</b>
<b>5. SKENAARIOT ENERGIATURPEEN KÄYTÖN KEHITYKSELLE SUOMESSA</b>	<b>24</b>
5.1 Tarkasteltavat skenaariot ja hintaoletukset	24
5.2 Skenaariomallinnuksen toteutustapa	26
5.3 Skenaariomallinnusten tulokset	27
5.3.1 Päästöoikeuden perushintaskenaario	27
5.3.2 Päästöoikeuden matalan hinnan skenaario	34
5.3.3 Päästöoikeuden korkean hinnan skenaario	41
5.3.4 Kaukolämpöverkkotason esimerkkitarkastelu turpeen käytön vähenemisen vaikutuksista	47
5.3.5 Vaikutukset hiilidioksidipäästöihin	51
5.3.6 Vaikutus puustamaksukykyyn ja biomassan käyttöön	52
5.3.7 Vaikutus tuotantomuotojen väliseen kustannustasoon	55
5.3.8 Vaikutus kaukolämmön kustannustasoon	58
<b>6. MUUT VAIKUTUKSET ENERGIATURPEEN KÄYTÖN VÄHENEMISESTÄ</b>	<b>61</b>
6.1 Vaikutukset turpeen tuotantoon ja tuotantoketjuun	61
6.2 Vaikutukset energian toimitusvarmuuteen	62
6.3 Vaikutukset huoltovarmuuteen	62



6.4	Vaikutukset turpeen muihin käyttökohteisiin	63
<b>7.</b>	<b>JOHTOPÄÄTÖKSET</b>	<b>66</b>



## TIIVISTELMÄ

Tässä selvityksessä on tarkasteltu energiaturpeen nykyistä käyttöä sekä turpeen käytön kehittymistä Suomessa erilaisilla päästöoikeuden hinnan ja turpeen verotasoilla, tavoitteena luoda käsitys turpeen käytön markkinaehtoisesta kehityksestä, investoinneista turpeesta luopumiseksi, sekä erilaisten verotasojen merkityksestä. Selvityksessä on lisäksi arvioitu erikseen investointitarpeita, ja osittain myös muita vaikutuksia, mikäli energiaturpeen käytöstä päätettäisiin kokonaan luopua Suomessa nopeutetulla aikataululla. Selvitys perustuu laitoskohtaisiin tietoihin turpeen nykyisestä käytöstä, sekä konsultin mallinnukseen muutoksista polttoainekäytössä nykyisissä kattiloissa, ja arvioidaan investoinneista nykyisiin laitoksiin turpeen käytön vähentämiseksi. Pidemmän aikavälin vaikutuksia esimerkiksi energian tuotantotapojen muutoksiin tai polttoainemarkkinoiden toimintaan on kuvattu työssä lähinnä kvalitatiivisesti tai esimerkkien avulla.

Energiaturpeen käyttö vaihtelee Suomessa vuositasolla merkittävästi johtuen mm. muiden polttoaineiden saatavuudesta ja säätiloista. Vuosien 2016-2018 aikana Suomessa kulutettiin keskimäärin noin 15 TWh energiaturvetta. Energiaturvetta käytetään Suomessa noin 260 kattilassa, joissa tuotetaan kaukolämpöä ja teollisuuteen lämpöä ja höyryä, sekä sähköä yhteistuotantona (CHP) kaukolämmön ja teollisuuden lämmöntuotannon yhteydessä. Turvetta käyttävien kattiloiden kokoluokka vaihtelee hyvin pienistä lämpökattiloista suuriin CHP-laitoksiin.

Turvetta poltetaan tyypillisesti seospolttona muiden polttoaineiden, lähinnä biomassan kanssa. Polttoaineosuuksia muuttamalla turvetta voidaan siksi nopeasti korvata biomassalla, tai toisaalta jos biomassaa ei ole saatavilla, turpeen käyttöä voidaan lisätä. Kattilateknisistä syistä turpeen osuudelle on monissa biomassaa käyttävissä kattiloissa kuitenkin minimiosuus, jolloin turpeen korvaaminen kokonaan biomassalla edellyttäisi investointeja kattiloihin ja esimerkiksi rikinsyöttöä kattilaan. Tämä turpeen minimiosuus vaihtelee kattilakohtaisesti, ja uudemmat kattilat on yleensä suunniteltu polttamaan myös pelkkää biomassaa. Vanhempien kattiloiden turpeen minimiosuuden vaikutuksesta tarvitaan turvetta kuitenkin nykyisin tietty tekninen minimimäärä Suomessa lämmöntuotantoon.

Tässä selvityksessä on arvioitu turpeen teknistä käyttöminimiä AFRYn kattilatiekannan perusteella kattilakohtaisesti koko Suomen osalta. Arvion mukaan turpeen tekninen käyttöminimi kattilakannassa ilman investointeja rikinsyöttöön on tällä hetkellä noin 8 TWh, laskien 2 TWh:n tasolle vuoteen 2040 mennessä. Minimiosuuden lasku perustuu oletukseen, että poistuvien kattiloiden tilalle rakennetaan kattiloita, joissa ei tarvitse käyttää turvetta, tai ne korvataan vaihtoehtoisesti muilla lämmöntuotantomuodoilla.

Mikäli turpeesta haluttaisiin luopua täysin nopealla aikataululla, tarvittaisiin lukuisiin olemassa oleviin kattiloihin lisäinvestointeja. Selvityksessä arvioitiin että mikäli turpeesta luovuttaisiin nopeasti, tämä vaatisi arviolta noin 150-250 miljoonan euron luokkaa olevat investoinnit. Arvioituun investointitarpeeseen sisältyy merkittävää epävarmuutta, sillä jokaisen turvetta käyttävän kattilan investointitarpeet ja mahdollisuudet ovat tapauskohtaisia. Tarvittavien investointien vaikutus on pääosin kohtuullisen pieni kaukolämmön kokonaistuotantokustannusten kannalta, mutta paikallisesti vaikutukset voivat olla joissain tapauksissa merkittäviä. Suurempi vaikutus kaukolämmön hinnan kannalta muodostuneekin turpeen käyttöä suurelta osin korvaavan biomassan oletetusta hinnan noususta. Biomassan kysynnän kasvaessa ja vaihtoehtoisten polttoaineiden poistuessa, biomassan hinnan arvioidaan nousevan merkittävästi, joskaan tätä hintavaikutusta ei ole tarkasti mallinnettu tämän selvityksen



puitteissa. Biomassan hintaan vaikuttaa myös mm. kivihielestä luopumisesta aiheutuva lisäkysyntä. Nopea turpeesta luopuminen johtaisi myös turvetuottajilla merkittäviin tuotanto-omaisuuksien alaskirjauksiin.

Turpeen kulutuksen kehittymistä tarkasteltiin kahdella eri turpeen verotasolla (kevyempi, tiukempi) kolmessa päästöoikeuden hintaskenaariossa (alhainen, perus, korkea) AFRYn kattilatietokannan avulla. Perus- ja korkean päästöoikeuden hinnan skenaarioissa turpeen kulutus laskee voimakkaasti jo vuoteen 2030 mennessä arvioidulla kevyemmällä veronkorotuksella (turpeen vero 6 €/MWh). Matalan päästöoikeuden hinnan skenaariossa turpeen kulutus laskisi hitaammin, mikäli veroa ei nosteta enemmän, ja olettaen että biomassan keskihinta nousisi yhtä paljon kuin muissa skenaarioissa. Matalan päästöoikeuden hintaskenaario kuvaa tilannetta, jossa ylijäämä päästöoikeusmarkkinoilla jatkuisi vuoteen 2030 saakka. Turpeen poltosta syntyvät CO<sub>2</sub>-päästöt laskevat vähintään 70 % vuoteen 2030 mennessä kaikissa skenaarioissa, lukuun ottamatta matalan päästöoikeuden ja kevyemmän veronkorotuksen skenaariota.

Turpeen käytön nopea markkinaehtoinen lasku perustuu siihen, että biomassan hyödyntäminen on selvästi turpeen polttamista edullisempaa päästökaupan piiriin kuuluvissa laitoksissa, huolimatta siitä, että työssä on oletettu biomassan hinnan nousevan kohtuullisesti. Mikäli käytettävissä on soveltuvia lämmön lähteitä, investoinnit kaukolämpöä tuottaviin lämpöpumppeihin ovat kannattavia ja voivat korvata osin polttoainekäyttöä. Osittain turvetta voi siis korvautua myös polttamiseen perustumattomilla tuotantomuodoilla, mutta turpeen verotasolla ei ole tämän selvityksen perusteella ratkaisevaa vaikutusta näiden investointien kannattavuuteen.

Turpeen kulutuksen vähentyminen näkyy suoraan turpeen tuotantoon käytetyissä henkilötyövuosissa. Perusskenaariossa turpeen tuotantoon tarvittavat henkilötyövuodet laskevat jo vuoteen 2025 mennessä reilusta kahdesta tuhannesta (2000) viiteensataan (500). Mikäli biomassan käyttö vastaavasti kasvaa, on tällä oletettavasti positiivisia työllisyysvaikutuksia samaan aikaan, mutta näitä vaikutuksia ei työssä ole tarkemmin arvioitu.

Kotimaisena ja varastoitavana polttoaineena turpeella on merkitystä energian huoltovarmuuden kannalta. Turpeen korvautuessa biomassalla polttoaine voi edelleen olla kotimaista, mutta biomassan varastointi ja logistiikka on turvetta haastavampaa. Biomassan käytön kasvaessa kuitenkin myös biomassan tuonti Suomeen on kasvussa, ja siten korvautumista voi osin tapahtua tuontipolttaineella. Biomassan saatavuus riippuu myös vahvasti mm. metsäteollisuuden toiminnasta, sillä Suomessa hyödynnettävä biomassa on lähinnä metsäteollisuuden toiminnan yhteydessä syntyvää metsähaketta ja teollisuuden sivutuotteita. Lämmöntuotannon perustuessa vahvasti biomassaan, myös lämmön toimitusvarmuus nousee merkittäväksi haasteeksi, sillä biomassaa ei kaikkina vuosina saada tuotettua yhtä paljon. Mikäli turvetta korvautuu sähköön perustuvilla tuotantomuodoilla, kuten lämpöpumpuilla, haasteet huoltovarmuuden kannalta eivät kohdistu yhtä suuresti biomassan hankintaan, mutta voivat siirtyä osin sähkön hankintaan ja siirtoon.

Turpeella on myös monia muita käyttötapoja kuin energiahöydyntäminen. Energiaturpeen käytön vähenemisen seurauksena kasvualustaksi ja eri kuivikelajeiksi sopivien turvejakeiden korjaaminen vähenisi, sillä niiden korjaamisen taloudellinen kannattavuus perustuu vahvasti siihen, että niitä tuotetaan energiaturpeen korjaamisen yhteydessä. Turvetta voidaan käyttää myös aktiivihieiden valmistuksessa, täyte- ja lujiteaineena komposiittirakenteissa sekä hoitoturpeena. Nämä turpeen käyttökohteet ovat erillistä toimintaa korjuusta lähtien, eikä energiaturpeen käytöllä ole vaikutusta näiden tuotantoon.





## 1. JOHDANTO

### 1.1 Työn tausta

Pääministeri Sanna Marinin hallitusohjelma sisältää kirjauksen turpeen energiakäytön vähentämiseksi ja sen käytön suuntaamiseksi korkeamman jalostusasteen tuotteisiin. Hallitus on nimittänyt polttoturpeen käytön korvaamista korkeamman jalostusasteen tuotteilla selvittävän työryhmän, jota tässä selvityksessä kutsutaan nimellä Turvetyöryhmä. Turvetyöryhmän tehtävänä on laajasti pohtia turpeen käytön tulevaisuutta. Tämä selvitys on tehty Turvetyöryhmän työskentelyn tueksi turpeen energiakäytön kehittymisestä sekä sen vaikutuksista energiantuotannon kustannuksiin ja investointitarpeisiin, muiden polttoaineiden käyttöön, energian huoltovarmuuteen, sekä turpeen muihin käyttökohteisiin. Lähtötietona selvityksessä on käytetty AFRYn kattilatiekanta. Selvityksessä on tarkasteltu turpeen käyttöön vaikuttavia tekijöitä sekä erilaisten politiikkatoimien vaikutuksia. Työssä on tehty skenaariotarkasteluita turpeen käytön kehitykselle erilaisten ohjauskeinojen (päästöoikeuden hinta, verot) tapauksessa vuoteen 2040 saakka ja arvioitu samalla muiden polttoaineiden ja energialähteiden käyttöä.

Selvityksessä on kuvattu turpeen käytön nykytila, kattilat joissa turvetta käytetään ja mahdollisuudet ja kustannukset turpeen käytön vähentämiseen tai turpeesta luopumiseen, sekä turpeen saatavuuden kehitys. Selvityksessä on arvioitu vaikutuksia eri skenaarioista energiasektorille, sekä luotu katsaus vaikutuksiin myös turpeen käytölle muilla sektoreilla.

#### 1.1.1 Raportin rakenne

Tämä selvitys koostuu johdantoluvun lisäksi viidestä turpeen käyttöä Suomessa käsittelevästä luvusta sekä johtopäätöksistä. Pääpaino selvityksessä on turpeen energiakäytön kehityksessä. Johdantoluvun jälkeen luvussa 2 käydään läpi nykyinen tilanne sisältäen turpeen nykyisen energiakäytön Suomessa sekä sen käyttökohteet. Turpeen käytön määrä ja käyttökohteet eli lämmön- ja yhteistuotantoon käytettävät kattilat on esitetty mm. maantieteellisesti ja kokoluokittain jaoteltuna.

Luvussa 3 esitetään konsultin arvio turvetta käyttävän kattilakannan kehityksestä tulevaisuudessa, sekä tekniset rajoitteet turpeen korvaamiselle. Luvussa luodaan lisäksi arvio teknisestä minimimäärästä turpeen käytölle arvioimalla kattilakannan teknisistä rajoitteista johtuva polttoturpeen käytön minimitaso vuosina 2025, 2030, 2035 ja 2040, mikäli kattiloihin ei tehdä muutoksia. Luvussa käydään myös läpi tekniset mahdollisuudet korvata turvetta olemassa olevissa laitoksissa ja niiden vaatimat investointi- ja käyttökustannukset, joilla turpeen käytöstä voisi luopua.

Luvussa 4 esitetään selvityksen taustatietona turpeen tuotannossa olevat alat vuonna 2019 alueittain jaoteltuna sekä niiden kehitys alan toimijoiden arvion mukaan.

Luvussa 5 tarkastellaan skenaarioita turpeen käytön kehitykselle. Alkuun käydään läpi tarkasteltavat skenaariot ja niissä käytetyt hintaoletukset sekä mallinnuksen toteutustapa. Tämän jälkeen esitetään tehdyn skenaariomallinnuksen tulokset turpeen energiakäytölle eri skenaarioissa sekä mm. kaukolämpöverkkotason esimerkkitarkastelu turpeen käytön vähenemisen vaikutuksista ja mallinnuksen mukaiset vaikutukset päästöihin, polttoaineiden käyttöön, tuotantomuotojen väliseen ja kaukolämmön kustannustasoon.

Luvussa 6 arvioidaan laadullisesti skenaarioiden vaikutuksia turpeen tuotantoon ja tuotantoketjuun, energian toimitusvarmuuteen, huoltovarmuuteen sekä tuodaan myös



esille vaikutukset turpeen muihin käyttökohteisiin. Lopuksi esitetään johtopäätökset työn tuloksista.

## 1.2 Lähteet

Jollei toisin ole ilmaistu, kaikkien taulukkojen, kuvien ja kaavioiden lähde on AFRY Management Consulting.

## 1.3 Lyhenteet

**Turpeen tekninen käyttöminimi** Minimimäärä turvetta, joka kattilassa täytyy polttaa yhdessä biomassan kanssa ilman, että kattilan elinikä olennaisesti lyhenee.

**BFB** Bubbling Fluidized Bed, kerrosleijukattila.

**CFB** Circulating Fluidized Bed, kiertoleijukattila.

**CHP** Combined Heat and Power, yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto

**ha** hehtaari

**HOB** Heat Only Boiler, lämpökattila. Kattila, jota käytetään lämmön erillistuotantoon, erotuksena sähkön ja lämmön yhteistuotannosta

**mEUR** miljoonaa euroa

**MW<sub>pa</sub>** Kattilan polttoaineteho megawatteina

**MWh<sub>pa</sub>** Megawattitunti polttoainetta (kattilan polttoaineen kulutus megawattitunteina)

**MWh<sub>lämpö</sub>** Megawattitunti lämpöä (kattilan lämmöntuotanto megawattitunteina)



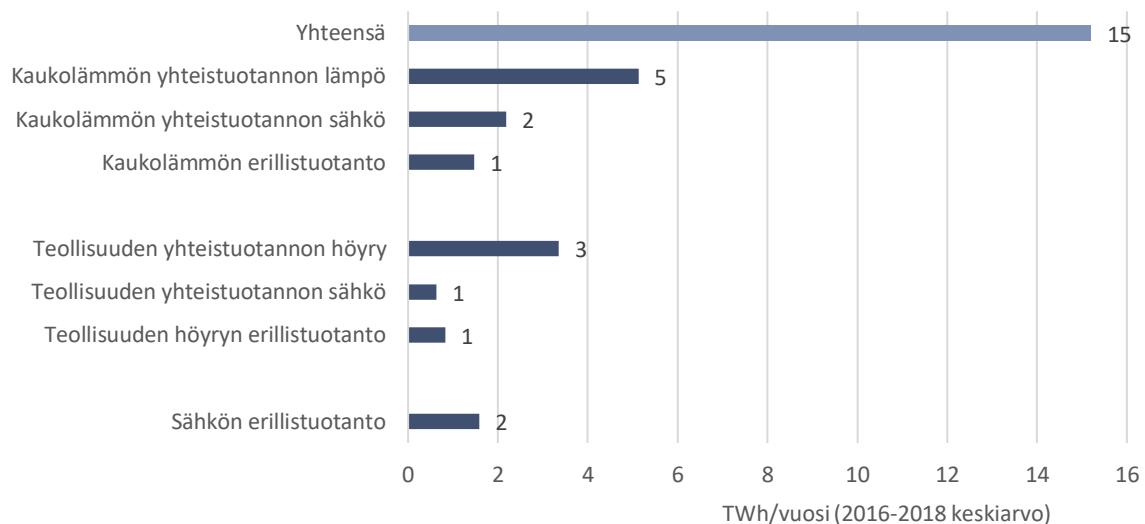
## 2. TURPEEN NYKYINEN ENERGIÄKÄYTTÖ SUOMESSA

### 2.1 Nykyiset käyttökohteet

Turpeen energiäkäyttö Suomessa on ollut noin 15 TWh:n tasolla viime vuosina, vaihdellen kuitenkin useita terawattitunteja riippuen mm. säätilasta ja sitä kautta lämmön tuotannon tarpeesta, ja muiden polttoaineiden saatavuudesta ja hinnasta. Turvetta käytetään Suomessa erityisesti kaukolämmön sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksissa sekä kaukolämmön erillistuotannossa, sekä teollisuuden höyryn tuotannossa ja sähkön ja lämmön yhteistuotannossa.

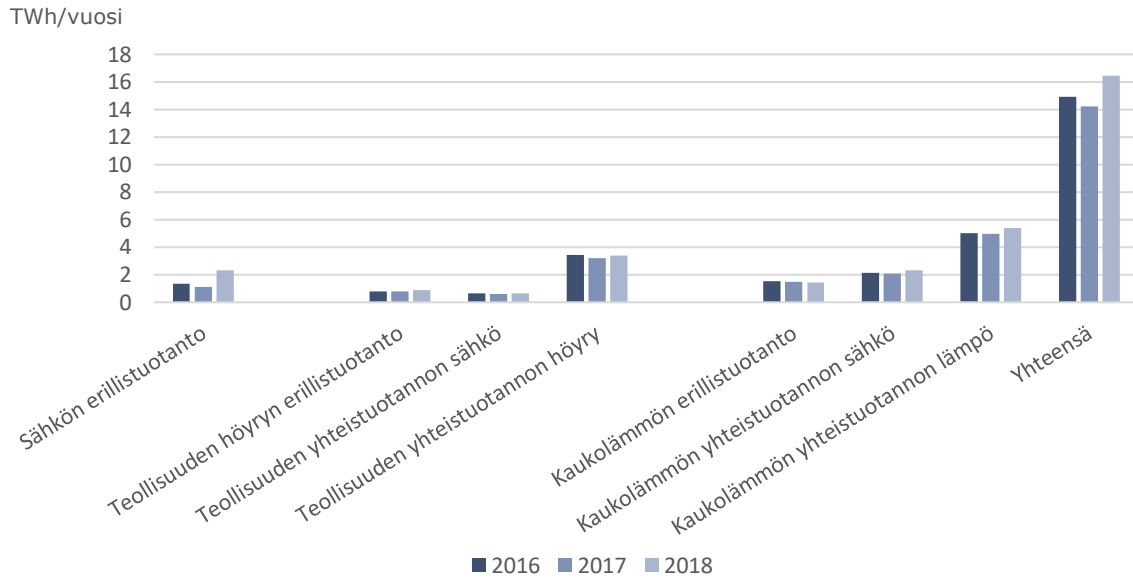
Kuva 1 esittää turpeen käytön jakautumisen energiasektorin eri käyttökohteiden välille vuosien 2016-2018 keskiarvona. Kaukolämmityksen ja teollisuuden sähkön- ja lämmön yhteistuotanto muodostavat 74 % energiasektorin turpeen kulutuksesta. Kuvassa näkyvä sähkön erillistuotanto on tuotettu lauhdevoimana CHP-laitoksissa.

**Kuva 1 - Energiasektorin turpeen käytön jakautuminen käyttökohteittain**



Lähde: Tilastokeskus, sähkön ja lämmön tuotannon energialähteet 3.4.2

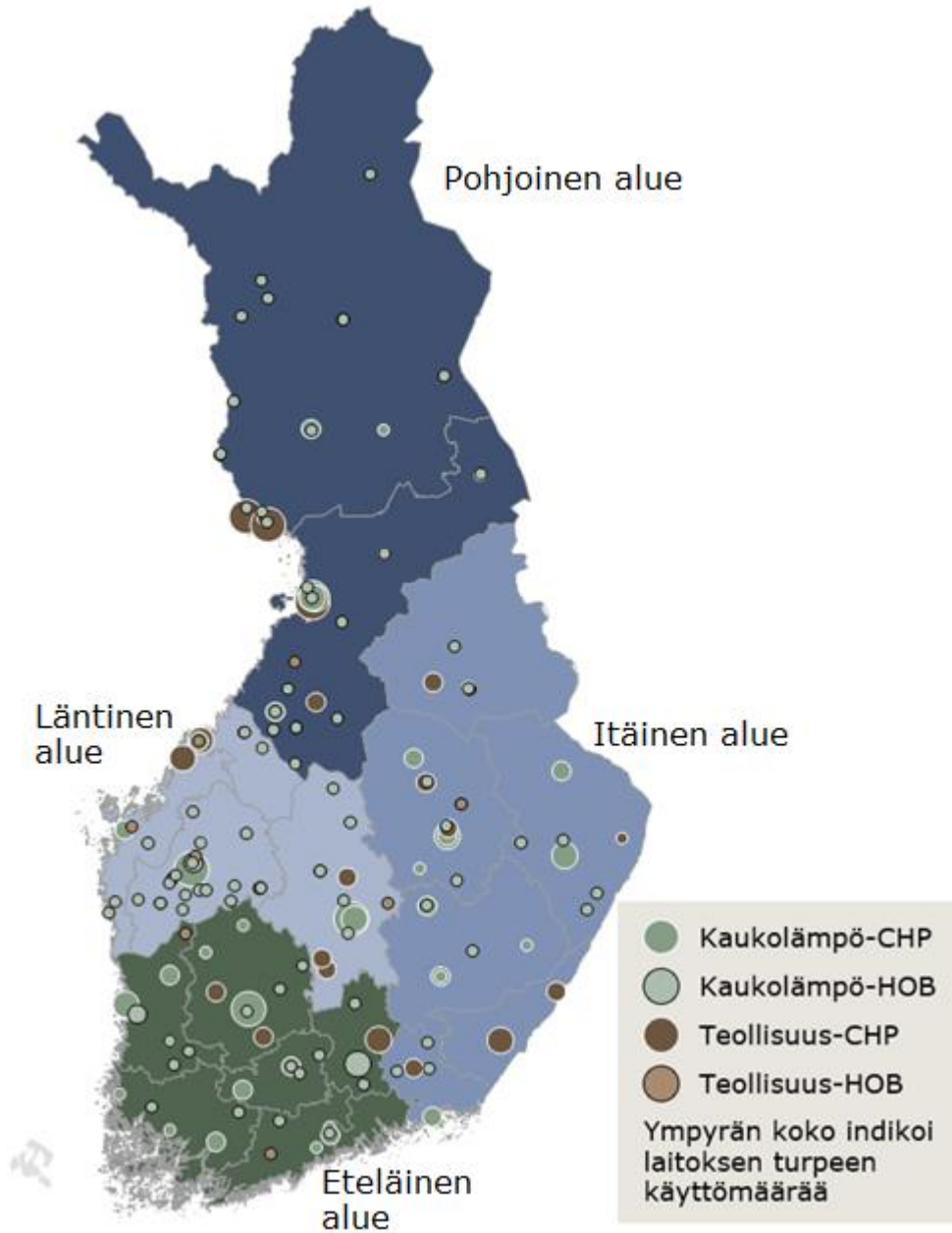
Turpeen kulutus vaihtelee vuosittain riippuen muun muassa puupolttoaineiden saatavuudesta. Kuvassa (Kuva 2) turpeen käyttö on jaettu käyttökohteiden ja vuosien mukaan. Turpeen kulutuksen nousu vuonna 2018 johtui puupolttoaineiden saatavuuden hetkellisestä heikkenemisestä kylmän ajanjakson aikana. Vuotta 2018 lukuun ottamatta turpeen kulutus on aikaisempina vuosina vähentynyt erityisesti lauhdesähkön tuotannossa sekä teollisuuden yhteistuotannossa.

**Kuva 2 - Energiasektorin turpeen käytön jakautuminen käyttökohteittain ja vuosittain.**


Lähde: Tilastokeskus, sähkön ja lämmön tuotannon energialähteet 3.4.2

Kuva 3 sisältää turvetta käyttävät energialaitokset kartalla jaoteltuna eri laitostyyppien mukaan. Ympyrän koko kartalla kuvaa turpeen käyttömäärää laitoksessa. Kaukolämmitykseen, teollisuuteen ja sähköntuotantoon liittyviä energiaturpeen käyttäjiä on Suomessa noin 260 AFRYn kattilatietokannan mukaan. Tässä työssä on tarkasteltu vain polttoaineteholtaan yli 3 MW<sub>pa</sub> kattiloita. Kartassa on eroteltu myös tässä työssä käytetty maantieteellinen aluejako: pohjoinen, läntinen, itäinen ja eteläinen alue.

**Kuva 3 – Turvetta käyttävät energialaitokset kartalla ja työssä käytetty aluejako**

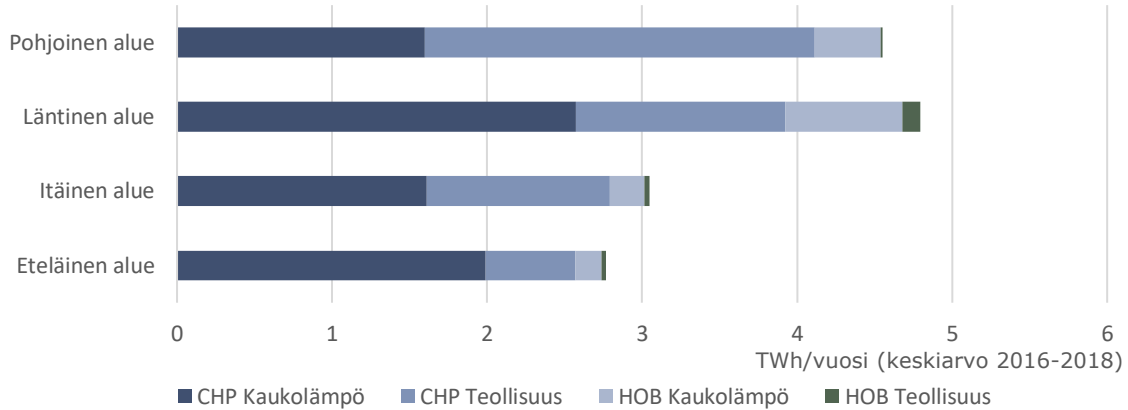


Huomio: Turpeen käyttömäärät on arvioitu vuosien 2016–2018 turpeen käytön keskiarvon perusteella huomioiden uudet ja poistuneet laitokset vuoteen 2020 mennessä  
Lähde: AFRYn kattilatiekanta

Kuva 4 esittää turpeen käytön alueittain ja käyttökohteittain AFRYn kattilatiekannan perusteella arvioidun laitospäiväkohtaisen kulutuksen perusteella. Kaukolämmityksen ja teollisuuden yhteistuotanto muodostavat kaikilla alueilla suurimman osan turpeen kulutuksesta. Erityisesti pohjoisella alueella teollisuuden yhteistuotanto muodostaa merkittävän osan alueen turpeen kulutuksesta. Muilla alueilla kaukolämmön yhteistuotannon osuus on suurempi. Läntisellä ja pohjoisella alueella turvetta käytetään merkittävästi enemmän kuin itäisellä ja eteläisellä alueella. Turpeen käyttö korreloi

alueilla sijaitsevien aktiivisessa turvetuotannossa olevien alueiden koon kanssa, joka on esitetty myöhemmin luvussa 4 (Kuva 16).

#### Kuva 4 - Energiasektorin turpeen käytön jakautuminen alueittain

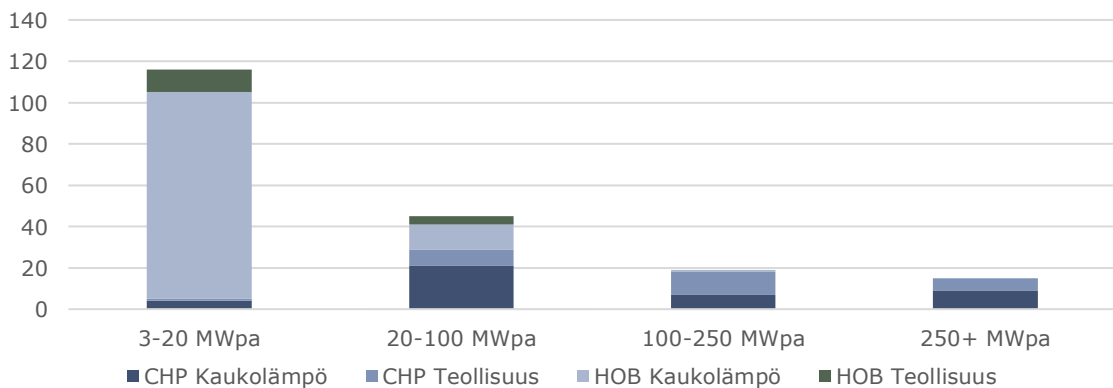


Lähteet: AFRYn kattilätietokanta

Kuva 5 näyttää turvetta käyttävät kattilat teholuokkien ja käyttökohteiden mukaan jaettuna. Turvetta käyttävistä yli 3 MW:n kattiloista 83 % on polttoaineteholtaan alle 100 MW. Lisäksi 78 % yli 3 MW turvekattiloista liittyy kaukolämmön erillis- tai yhteistuotantoon. Pieniä kattiloita (3-20 MW) käytetään pääosin kaukolämmön erillistuotannossa. Huomattavaa on, että vaikka pieniä, alle 20 MW:n kattiloita on määrällisesti paljon, ne käyttävät vain pienen osan, n. 8 %, kulutetusta turpeesta (Kuva 8). Polttoaineteholtaan luokkaan 20-100 MW kuuluvista kattiloista suurimman ryhmän muodostavat CHP-kattilat. Isommissa teholuokissa (100-250 MW ja 250+ MW) kattiloita käytetään pääosin sähkön ja lämmön yhteistuotantoon. Teollisuuden yhteistuotantolaitoksista suurin osa kuuluu polttoaineteholtaan yli 100 MW:n teholuokkaan. Yli 100 MW:n kattilat kattavat 73 % turpeen kulutuksesta, vaikka näiden osuus turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärästä on vain n. 17 %.

#### Kuva 5 - Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teholuokittain ja käyttökohteen mukaan

Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä

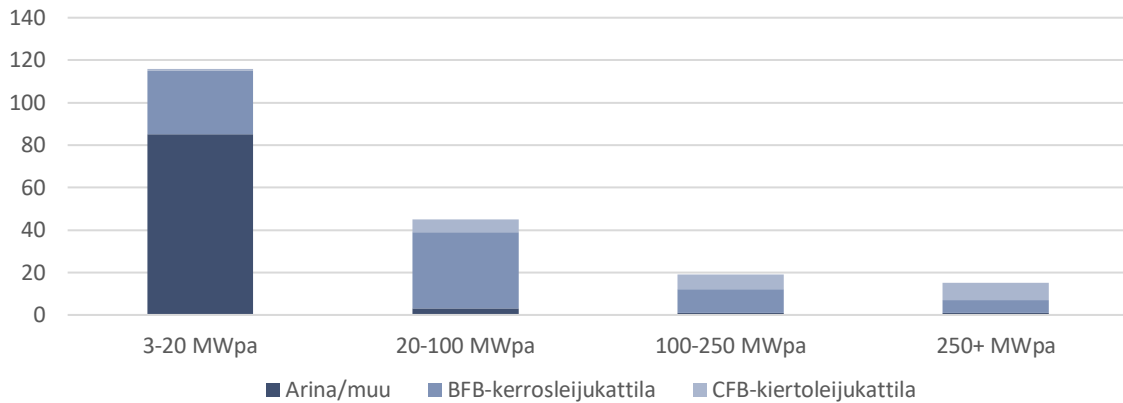


Lähde: AFRYn kattilätietokanta

Kuva 6 esittää turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärän teholuokittain tekniikan mukaan. Arinakattila on yleisin kattilatyyppe polttoaineteholtaan alle 20 MW laitoksissa. Tämä johtuu alemmista investointikustannuksista verrattuna BFB-kerrosleijukattiloihin ja CFB-kiertoleijukattiloihin. Suuremmissa teholuokissa käyttökustannusten osuus korostuu ja BFB-kerrosleijukattilat ovat yleisimpiä 20-100 MW:n laitoksissa. Yli 100 MW:n laitoksissa CFB-kiertoleijukattilat ovat yleisimpiä.

### Kuva 6 - Turvetta käyttävien kattiloiden tekniikka teholuokittain

Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä

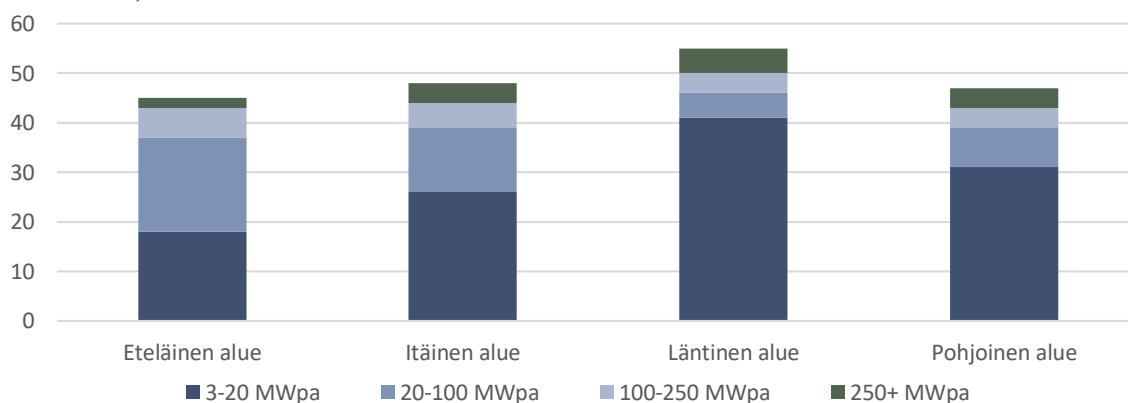


Lähde: AFRYn kattilatiekanta

Kuva 7 esittää turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärän teholuokittain maantieteellisten alueiden mukaan jaoteltuna. Lukumääräisesti eniten turvetta käyttäviä laitoksia on läntisellä alueella, mutta alueella on paljon pieniä laitoksia, joiden vaikutus turpeen kokonaiskulutukseen on pieni. Laitosten määrä tai polttoaineteho eivät suoraan korreloi turpeen kulutuksen kanssa. Merkittävin tekijä on turpeen osuus polttoaineen määrässä yhdistettynä laitoksen tuottaman energian määrään.

### Kuva 7 - Turvetta käyttävien kattiloiden määrä teholuokittain ja alueittain

Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä

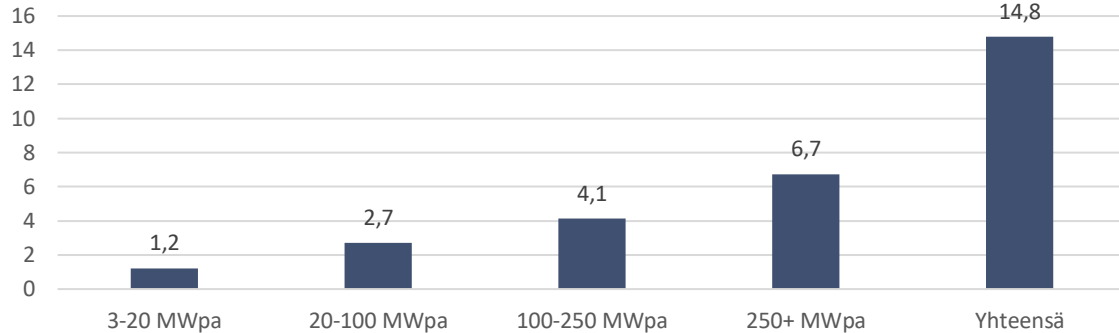


Lähde: AFRYn kattilatiekanta



### Kuva 8 – Turpeen kulutus teholuokittain

TWh/vuosi, keskiarvo 2016-2018

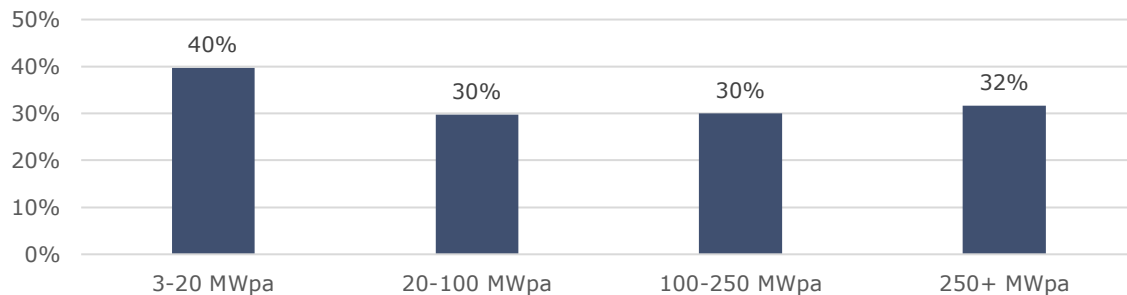


Lähde: AFRYn kattilatietokanta

Turpeen keskimääräinen osuus polttoaineseoksesta laskee tyypillisesti laitokseen kasvaessa, vaikkakin turpeen osuus vaihtelee voimakkaasti laitoksesta riippuen. Alla on esitetty AFRYn arvioima keskimääräinen turpeen osuus turvetta käyttävissä kattiloissa jaoteltuina kokoluokittain.

### Kuva 9 - Turpeen keskimääräinen osuus turvetta käyttävissä kattiloissa

Keskimääräinen turpeen osuus polttoaineseoksesta %



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

### 3. TURVETTA KÄYTTÄVÄN KATTILAKANNAN KEHITYS JA TEKNISET RAJOITTEET TURPEEN KORVAAMISELLE

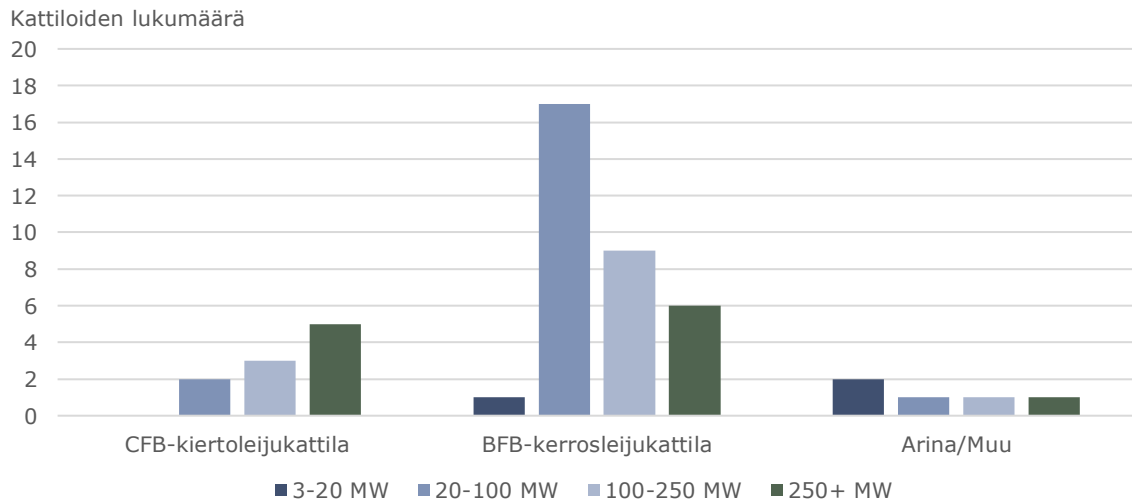
#### 3.1 Turpeen tekninen käyttöminimi

Turvetta käytetään tyypillisesti ns. monipolttoainekattiloissa, joissa voidaan käyttää useita erilaisia polttoaineita. Yleisimmin kattiloissa käytetään Suomessa erilaisia biomassajakeita turpeen lisäksi. Uudet kattilat on yleensä suunniteltu siten, että ne voivat käyttää 100 % biomassajakeita, mutta vanhemmissa kattiloissa on usein rajoitteita polttoaineiden osuuksille.

Turpe sisältää rikkiä, joka on pienissä määrin tarpeellista estämään kattilan korroosiota, joka aiheutuu useiden biomassojen sisältämästä kloorista. Tulistinalueen korroosion minimoimiseksi kattilatoimittajat tyypillisesti suosittelevat, että polttoainesekoituksessa on tietty määrä rikkiä suhteessa kloorin määrään. Tästä muodostuu rajoite puupolttoaineiden osuudelle ja ns. turpeen käytön tekninen käyttöminimi vanhemmille monipolttoainekattiloille korroosion estämiseksi. Lisäksi turpeen lämpöarvon ollessa suurempi kuin metsähakkeen, voi turpeelle mitoitetuissa kattiloissa huipputeho laskea käytettäessä pelkkää biomassaa. Tyypillisesti voimalaitoskattilassa on turpeen polttaa korroosion estämiseksi noin 20-30 % turvetta tai vastaavassa suhteessa muita rikkipitoisia polttoaineita. Runsaasti klooria sisältävät polttoainejakeet (esim. latvukset, neulaset) vaativat poltettaessa enemmän rikkiä kuin hyvälaatuista haketta ja kuorta poltettaessa. Materiaalien ja suunnittelun parantuessa tätä osuutta on voitu pienentää.

Kuvassa 10 kattilat, joiden on välttämätöntä polttaa turvetta, on jaettu kategorioihin kokoluokkien ja polttotekniikoiden avulla. Turvetta tarvitsevia yli 3 MW:n kokoisia kattiloita Suomessa on yhteensä 48 kappaletta. Pienimpiä 3-20 MW:n kattiloita on 3 kappaletta. Kokoluokan 20-100 MW kattiloita on eniten, yhteensä 20 kappaletta. 100-250 MW:n kattiloita on 13 kappaletta ja yli 250 MW:n kattiloita on 12 kappaletta. Näistä 34 on BFB/kerrosleijukattiloita, 10 CFB/kiertoleijukattiloita sekä 6 muuhun kategoriaan kuuluvia.

**Kuva 10 – Kokoluokittain ja tekniikan mukaan esitettynä kattilat, joille turpeen käyttö on nykyisin välttämätöntä**



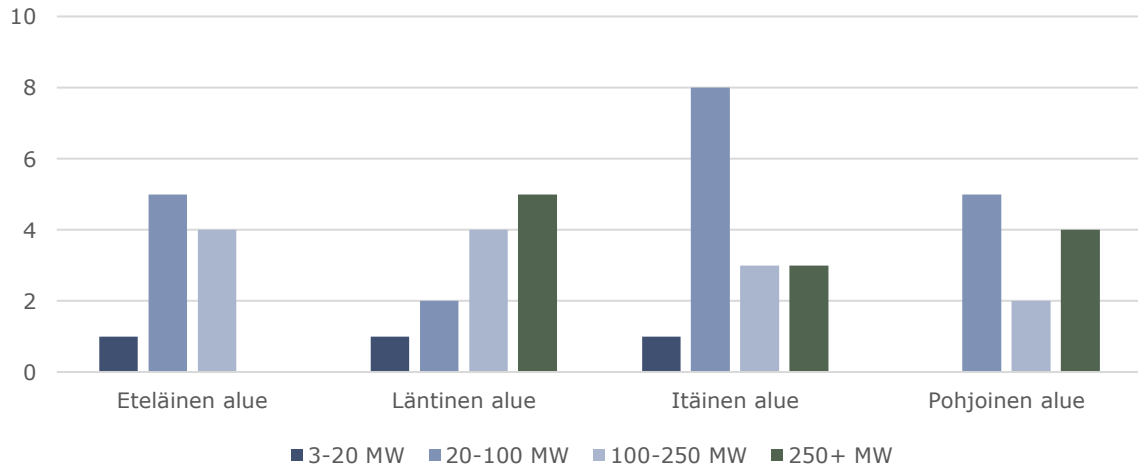
Lähde: AFRYn kattilatietokanta



Kuva 11 esittää kokoluokittain ja alueittain ne kattilat, joissa turpeen käyttö on nykyisin välttämätöntä. Alueittain jaoteltuna lännessä on useita isoja yli 100 MW:n kokoluokassa olevia kattiloita, kun taas idässä on enemmän, mutta huomattavasti pienempiä kattiloita.

### Kuva 11 - Kokoluokittain ja aluejaolla esitettynä kattilat, joille turpeen käyttö on välttämätöntä nykyisin

Kattiloiden lukumäärä



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

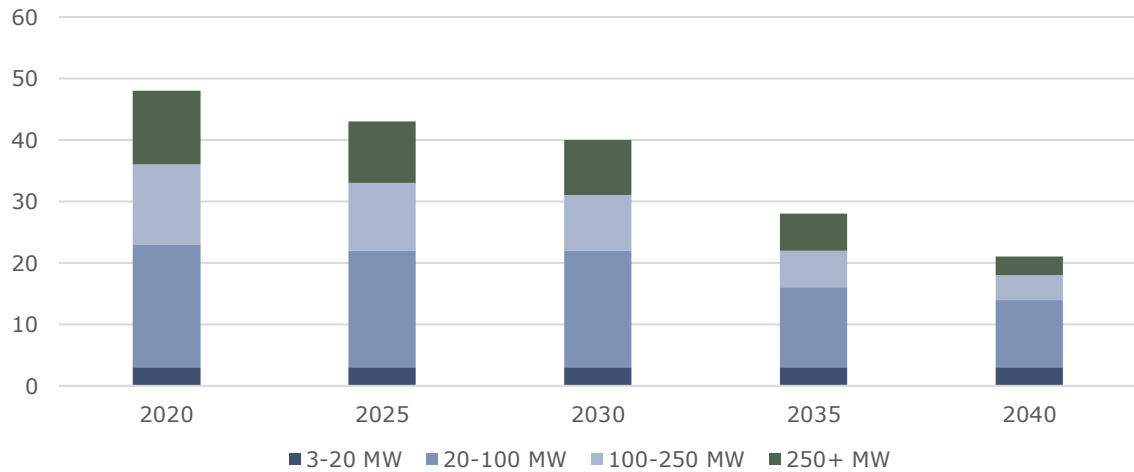
## 3.2 Turvetta käyttävien kattiloiden korvausinvestoinnit

Turpeen tekninen käyttöminimi koskee ennen kaikkea vanhempia laitoksia, jotka on suunniteltu käyttämään osin turvetta, kun taas uudet kattilat voidaan suunnitella siten että turvetta ei ole tarpeen käyttää. Kun vanhemmat kattilat tulevat elinikänsä päähän ja ne korvataan uusilla kattiloilla tai muulla tuotannolla, turpeen käytön tekninen käyttöminimi Suomessa kokonaisuutena laskee.

Tämän muutoksen arvioimiseksi tässä selvityksessä on tarkasteltu AFRYn kattilatietokannan avulla kattilakohtaisesti korvausinvestointien ajoittumista teknisen käyttöään perusteella. Turvetta polttavia kattiloita poistuu/korvataan tarkastelujaksolla 2020-2040 arviolta kuvan (Kuva 12) mukaisesti 27 kappaletta, eli selvästi yli puolet nykyisistä kattiloista. Vuoteen 2030 mennessä turvetta käyttäviä kattiloista poistuu arviolta 8. Poistuminen on arvioitu keskimääräisen teknisen käyttöään perusteella, joka on tyypillisesti n. 40 vuotta. Kuvassa on kuitenkin otettu huomioon tapaukset, joista AFRYllä on tieto, että kattila poistettaisiin käytöstä ennen teknisen käyttöään loppumista.

**Kuva 12 – Kokoluokittain esitettynä kattilat, joille polttoturpeen käyttö on välttämätöntä 2020–2040**

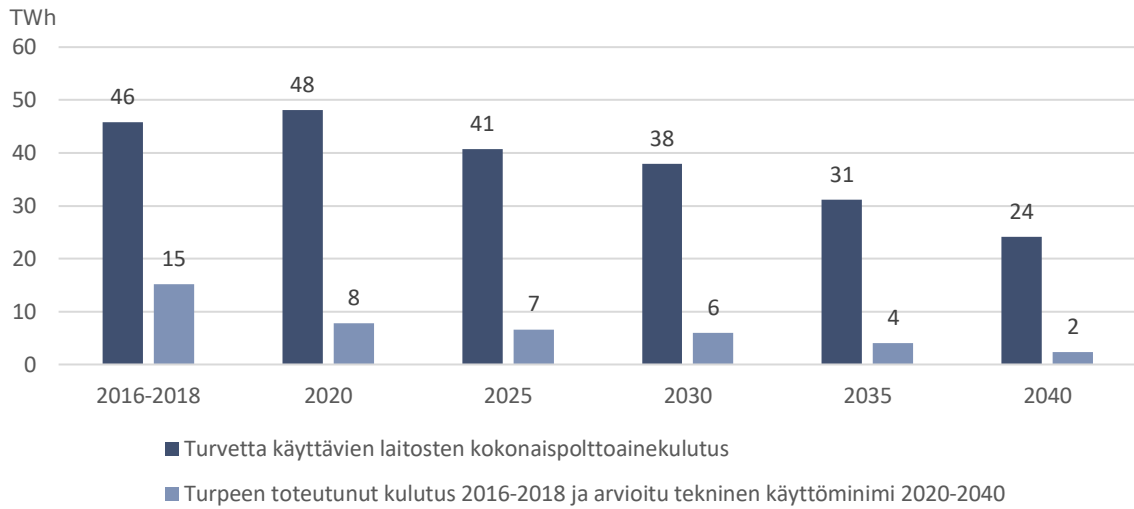
Kattiloiden lukumäärä



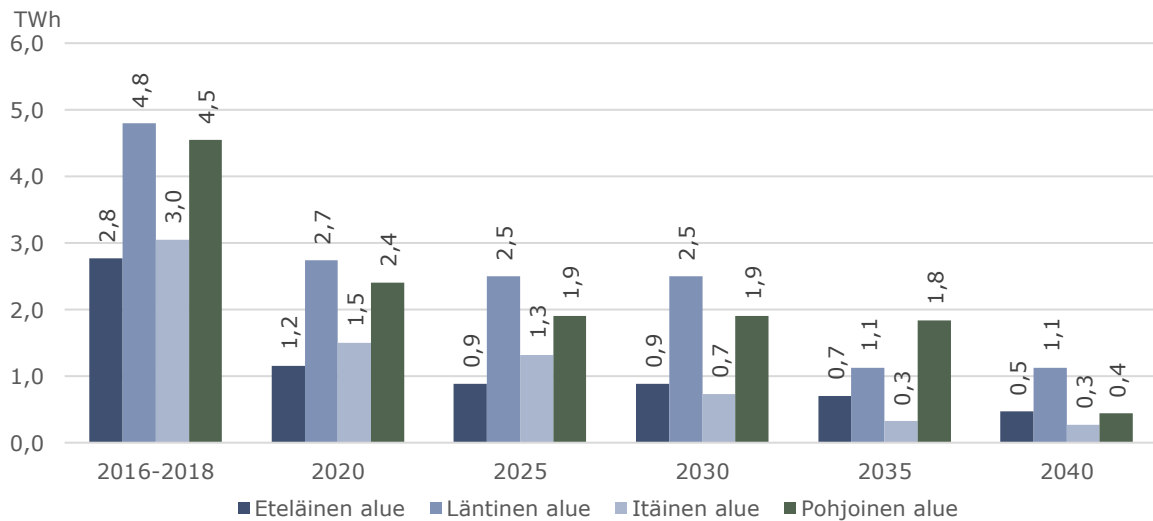
Huomio: Polttoturpeen käyttö on välttämätöntä kattiloissa, joiden tekninen minimi turpeen käytölle on >0%. Kattiloiden poistuma perustuu tekniseen käyttöikään tai AFRYn tietoon muusta poistumisajasta  
 Lähde: AFRYn kattilatietokanta

Kuva 13 esittää turpeen käytön nykytilan vuosien 2016-2018 keskiarvona ja turpeen teknisen käyttöminimin kehityksen vuosina 2020-2040 ilman muutoksia nykyiseen kattilakantaan. Turpeen tekninen käyttöminimi on arvion mukaan jo tällä hetkellä selvästi alhaisempi kuin turpeen käyttömäärät ovat viime vuosina olleet. Vuoteen 2030 mennessä turpeen teknisen käyttöminimin on arvioitu laskevan 6 TWh:n tasolle, ja vuoteen 2040 mennessä 2 TWh:n tasolle. Tämä teknisen minimin lasku johtuu siis ainoastaan kattiloiden poistumasta niiden saavuttaessa teknisen käyttöikänsä, ts. ilman että turvetta nykyisin käytäviin kattiloihin tehtäisiin investointeja turpeen käytöstä luopumisen mahdollistamiseksi. Tämä poistuma on nähtävissä turvetta käyttävien laitosten kokonaispolttoainekulutuksen puolittumisena vuoteen 2040 mennessä. Oletuksena on, että tehtävissä korvausinvestoinneissa turvetta ei ole välttämätöntä käyttää.

Alemmassa kuvassa (Kuva 14) on esitetty vastaavasti turpeen keskimääräinen käyttö 2016–2018 ja tekninen minimi vuosina 2020–2040 jaoteltuna alueittain Suomessa.

**Kuva 13 - Turvetta käyttävien laitosten kokonaispolttoainekulutus sekä turpeen tekninen käyttöminimi ilman lisäinvestointeja (2016-2018 toteutunut kulutus)**


Lähde: AFRYn kattilatiekanta

**Kuva 14 - Turpeen käytön nykytaso 2016-2018 sekä tekninen minimi 2020-2040 ilman lisäinvestointeja (jaoteltuna alueittain)**


Lähde: AFRYn kattilatiekanta

### 3.3 Tekniset mahdollisuudet korvata turvetta olemassa olevissa laitoksissa

Turpeesta luopuminen olemassa olevissa laitoksissa voi aiheuttaa kattilan heikkenemistä kuumakorroosion seurauksena, kun rikkiä sisältävän turpeen polttaminen loppuu. Lisäksi kattilan selviäminen puun lisäämisen aiheuttamista muutoksista, kuten savukaasujen lisääntymisestä, vaikuttaa mahdollisuuksiin luopua turpeesta. Uudet kattilat ovat tyypillisesti mitoitettu 100% puun poltolle ja niihin on lisätty mahdollisuus syöttää rikkiä kattilaan estämään korroosiota. Vanhoissa laitoksissa



on usein teknisiä rajoitteita puun polton lisäämiselle ja turpeen korvaamiselle, joita voidaan kuitenkin monissa tapauksissa poistaa tai pienentää suhteellisen pienillä investoinneilla.

Kuumakorroosion välttämiseksi oikea suhde rikin ja kloorin välillä kattilassa voidaan saavuttaa käyttämällä rikkiä sisältäviä polttoaineita, kuten tällä hetkellä turvetta tai hiiltä, tai vaihtoehtoisesti voidaan syöttää rikkiä tulipesään. Tyypillinen turpeen tekninen käyttöminimi seospoltossa ilman rikinsyöttöä on 20-30 % kokonaispolttoainekulutuksesta, jolla saadaan ehkäistyä kuumakorroosio.

Turpeen korvaamisen tekniset edellytykset ja vaadittavat investoinnit olemassa olevissa voimalaitoksissa vaihtelevat kattilatyypin perusteella. Tässä selvityksessä kattilat on jaettu tekniikan ja iän perusteella seuraaviin kategorioihin, joille arvioitu turpeen tekninen käyttöminimi on lähtökohtaisesti seuraava:

1. Lämpökattilat (HOB)
  - turpeen tekninen käyttöminimi 0 %
2. Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset (CHP)
  - a. CFB eli kiertopetikattilat, uudempi kuin v. 2000 rakennettu
    - turpeen tekninen käyttöminimi 0 %
  - b. CFB eli kiertopetikattilat, vanhempi kuin v. 2000 rakennettu
    - turpeen tekninen käyttöminimi 25 %
  - c. Leijupetikattilat (BFB) ja muut, kuten arinakattilat
    - turpeen tekninen käyttöminimi 25 %

Edellä mainitut tekniset käyttöminimit perustuvat kuumakorroosion estämiseen kattiloissa. Pelkissä lämpökattiloissa (HOB) polttoaineen vaihto voidaan tehdä ilman korroosio-ongelmia johtuen kattilan matalammasta lämpötilasta ja paineesta, joissa korroosio-olosuhteita ei synny kuten CHP-kattiloissa. 2000-luvun jälkeen rakennetuissa CFB-kiertoleijukattiloissa on suunnittelussa yleensä varauduttu siihen, että kattiloissa voidaan polttaa 100 % biomassaa. Muutamassa uudemmassa laitoksessa kattilan tekniset ratkaisut eivät kuitenkaan mahdollista 100 % biomassan polttoa ja turpeen tekniseksi minimiksi on arvioitu 25 % samaan tapaan kuin ennen 2000-lukua rakennetuille laitoksille. BFB/kerrosleijukattiloissa ja muissa, kuten arinakattiloissa, tarvitaan useimmiten tarkkaa polttoaineen ja olosuhteiden hallintaa tai fyysisiä muutoksia kattilaan, jotta 20-30% turpeen käyttöosuus voidaan turvallisesti alittaa.

Näitä oletuksia on käytetty lähtökohtana analyysissä, mutta tämän lisäksi selvityksessä on huomioitu myös kattilakohtaisesti tarkempia tietoja esimerkiksi turpeen polton teknisestä minimiarvosta siltä osin, kuin AFRYlla on tarkempia tietoja esimerkiksi historiatiedoista polttoainekäytön suhteen. Esimerkiksi teollisuuden kuorikattiloissa ei usein tarvitse polttaa turvetta, koska kattilassa poltetaan tasalaatuista vähäkloorista sivutuotepuuta, kuten kuorta.

Puun osuuden kasvattaminen voi kuumakorroosion lisäksi aiheuttaa lämmönsiirtopintojen likaantumista, nuohoustarpeen kasvamista, petihiekan vaihtotarpeen kasvamista, omakäyttötehon kasvamista sekä suurempia savukaasumääriä johtaen höyrytuotannon laskuun. Nämä voivat hankaloittaa turpeesta luopumista kattilassa. Esimerkiksi isompi savukaasumäärä voi laskea höyryn maksimaalista tuotantomäärää, koska savukaasukanavat, savukaasupuhallin ja puhdistuslaitteet ovat mitoitettu alkuperäiselle polttoainesekoitukselle. Tiedetyissä turpeelle mitoitetuissa kattiloissa turpeen tekninen käyttöminimi on arvioitu korkeammaksi kuin 25 %.



### 3.3.1 Investointi- ja käyttökustannukset turpeesta luopumiseksi

Kattilat, joiden on välttämätöntä käyttää turvetta (tekninen käyttöminimi >0%), vaativat investoinnin, jotta niissä voitaisiin luopua turpeesta kokonaan. Useimmissa tapauksissa rikinsyöttölaitteiston asentaminen vanhaan kattilaan ja rikin syöttäminen mahdollistavat turpeen käytön vähentämisen ilman merkittävää korroosioriskiä. Rikinsyöttölaitteiston asentaminen ja käyttö on oletettu perusinvestointina riittävän turpeen käytön lopettamiseksi.

AFRYn arvio tarvittavan investoinnin suuruudesta, sekä käyttökustannusten lisäys turpeesta luopumiseksi on esitetty kokoluokittain karkeasti alla taulukossa 1. Koska kustannuksiin liittyy merkittävää epävarmuutta ja vaihtelua, valittujen kattiloiden osalta on herkkyytarkasteluna huomioitu mahdollinen merkittävästi suurempi lisäkustannus. Tämä lisäkustannus on lisätty CHP-kattiloille, joissa turpeen osuus kattilan polttoaineseoksesta on suuri. Perustuen AFRYn asiantuntijatarkasteluun on mahdollista, että nämä kattilat voivat vaatia lisäinvestoinnin, mutta tämän selvityksen puitteissa ei ole ollut mahdollista arvioida tarkemmin kattilakohtaista tarvetta lisäinvestoinnille.

**Taulukko 1 - Turpeesta luopumisen investointi- ja käyttökustannus teholuokittain keskimääräisesti mentäessä alle nykyisen teknisen minimitason**

Polttoainetehto (MW <sub>pa</sub> )	Investointikustannus rikinsyöttölaitteistoon (mEUR)	Lisääntynyt käyttökustannus (EUR/MWh <sub>pa</sub> )	Mahdollinen lisäkustannus (mEUR)
3-20	0,1	0,1	5
20-50	0,2	0,15	5
50-100	0,4	0,2	5
100-150	1	0,3	10-15
150-250	1,2	0,3	10-15
250+	1,5	0,3	10-15

Lähde: AFRY Management Consulting

Pienemmillä laitoksilla (3-100 MW) pelkkä yksinkertaisen rikinsyöttölaitteiston asentaminen on keskimäärin riittävä investointi mahdollistamaan turpeen käyttämisen lopettaminen teknisestä näkökulmasta. Näiden pienempien laitosten on oletettu siirtyvän käyttämään rikkigranulaattia, jota lisätään polttoaineeseen sekaan. 3-100 MW:n laitoksille rikinsyöttölaitteiston vaatimien investointikustannusten on arvioitu olevan 0,1-0,3 miljoonaa euroa. 50-100 MW:n laitosten investointikustannukset sisältävät lisäksi 0,1 miljoonaa euroa maksavan klooripitoisuutta mittaavan mittauslaitteiston, joka auttaa arvioimaan rikin tarvetta ja korroosioriskiä. Lisääntyneiden käyttökustannusten, johtuen suurimmilta osin rikkigranulaatin raaka-ainehinnasta, on arvioitu olevan 0,1-0,2 euroa kulutettua polttoaineyksikköä (MWh<sub>pa</sub>) kohden.

Suurempien laitosten (100+ MW<sub>pa</sub>) on oletettu siirtyvän käyttämään sulfaattiliuoksia, joiden käyttökustannus on hieman suurempi kuin rikkigranulaatin. Sulfaattiliuosten syöttölaitteiston on arvioitu maksavan 0,9-1,1 miljoonaa euroa per kattila. Sulfaattiliuosten etuihin verrattuna rikkigranulaattiin kuuluu, että ne voidaan suihkuttaa suoraan kattilaan helpottaen rikkidioksidipäästöjen ja korroosion hallintaa. Sulfaattiliuoksilla ei myöskään ole vastaavaa räjähdysvaaraa kuin rikkigranulaatilla. Korkeampien investointi- ja käyttökustannusten vuoksi sulfaattiliuoksia käyttävien laitteistojen asentaminen pienempiin voimalaitoksiin ei ole taloudellisesti kannattavaa.



Yli 100 MW:n laitoksiin on kaikkiin arvioitu asennettavan myös mittauslaitteisto. Mittauslaitteistojen kustannusten on arvioitu vaihtelevan 0,1-0,4 miljoonan euron välillä. 100-250 MW:n laitosten mittauslaitteistojen hinnaksi arvioitiin 0,1-0,2 miljoonaa euroa per laitteisto. Yli 250 MW:n laitoksiin arvioitiin kannattavaksi asentaa tarkempi mittauslaitteisto, jonka hinta on noin 0,4 miljoonaa euroa. Käyttökustannukset lisääntyvät hieman enemmän kuin rikkigranulaatin syötössä johtuen rikkisulfaattiliuosten korkeammasta hinnasta ja niiden on arvioitu olevan keskimäärin n. 0,3 EUR/MWh<sub>pa</sub>.

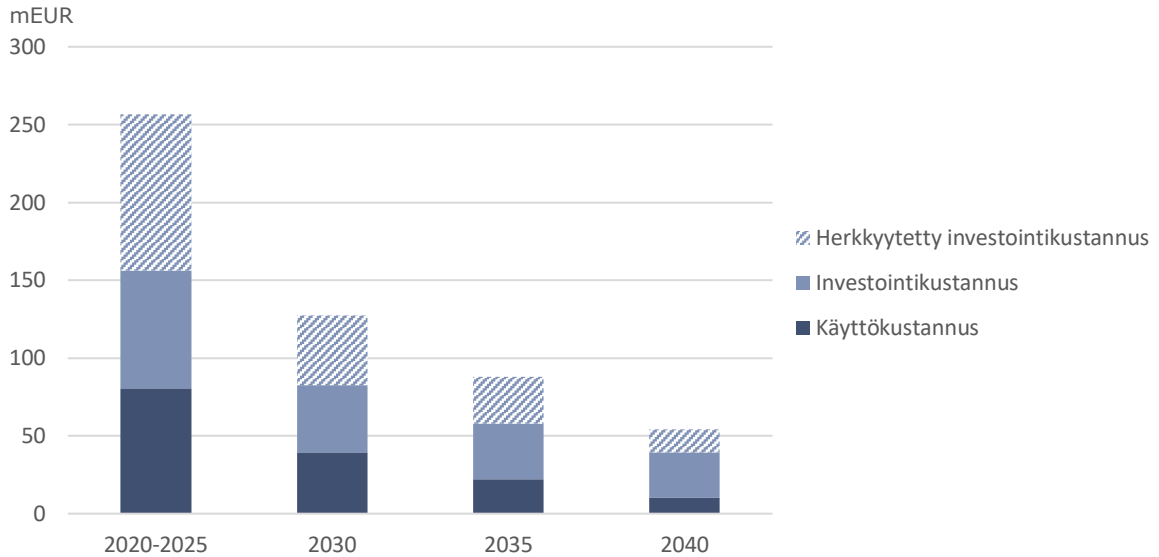
Taulukossa 1 esitetty investointikustannus on keskimääräinen arvio investointikustannuksen suuruudesta teholuokassa ja perustuu yhteen teknologiseen ratkaisuun, rikinsyöttöön. Käyttökustannus on arvio kattilaan tarvittavan rikin kustannuksesta ja muista koituvista käyttökuluista, kuten suuremmasta tuhkan määrästä, polttoaineyksikköä kohden. Todellisuudessa kattiloissa on eroja niin verkoittain kuin itse kattilakohtaisen suunnittelun mukaisesti. Tämän vuoksi isoimmat turvetta käyttävät kattilat on käyty erikseen läpi ja tiedetyissä tapauksissa, joissa kattila on mitoitettu turpeen suuremmille osuuksille, on investointitarve arvioitu tarkemmin. Esimerkiksi savukaasukanavien, savukaasupuhaltimen ja savukaasupuhdistuslaitteiden suurentaminen on mittava investointi. Riippuen laitoksesta tarvittavien lisäinvestointien vaihteluväli on suuri, n. 5 miljoonasta eurosta jopa 30 miljoonaan euroon.

Keskimääräisten esimerkkikattiloiden lisäksi työssä on tarkasteltu erikseen muutamaa suurempaa kattilaa, joille investointikustannukset on arvioitu erikseen. Läpikäytyjen erikoistapausten perusteella osalle kattiloita arvioitua investointikustannusta on nostettu taulukkoon 1 verrattuna. Arvioitujen korkeampien investointikustannusten syynä voi olla esimerkiksi se, että laitoksen höyryteho laskisi liian alhaiseksi ja kattilaan tulisi tehdä suurempia fyysisiä muutoksia, jotta turpeesta voitaisiin luopua. Investointikustannukseksi on arvioitu näille kattiloille keskimäärin 10 mEUR per kattila.

Tarkastelussa ei ole ollut mahdollista arvioida jokaisen kattilan erityisiä ominaisuuksia erikseen, ja siitä syystä arvioituun kokonaisinvestointikustannukseen sisältyy epävarmuutta. Selvityksessä esitetty investointikustannus onkin lähempänä minimikustannusta, ja kokonaisinvestointitarve voi nousta suuremmaksikin. Toisaalta paikkakuntakohtaisesti voi olla mahdollista esimerkiksi laskea turvetta käyttäneen kattilan tehoa, jos muuta kapasiteettia on verkossa jo riittävästi, jolloin lisäinvestointeja ei välttämättä tarvita. Herkkyystarkastelussa CHP-kattiloille, joissa turpeen osuus on suuri ja joissa voi olla tarve lisäinvestoinneille, on lisätty ylimääräinen keskimääräinen investointikustannus. Pienemmille laitoksille (3-100 MW<sub>pa</sub>) tämän on arvioitu olevan 5 miljoonaa euroa ja tätä suuremmille laitoksille 10-15 miljoonaa euroa.

Edellä esitettyjen oletusten perusteella on arvioitu kokonaiskustannus, mikäli turpeesta haluttaisiin kokonaan luopua Suomessa eri ajanhetkinä 2025-2040 (Kuva 15). Investointi- ja käyttökustannusten lisäyksenä tämä tarkoittaisi vuonna 2025 noin 150 miljoonaa euroa. Tässä tarkastelussa ei ole huomioitu polttoaineiden hankinnan kustannusten muutoksia, ja esimerkiksi biomassan mahdollisesti nousevaa hintaa. Herkkyystarkastelussa kokonaiskustannus vuonna 2025 nousee noin 250 miljoonaan euroon. Kustannusvaihteluväli laskisi vuoteen 2040 mennessä 44-55 miljoonaan euroon. Kokonaisinvestointikustannukset vuonna 2025 turpeesta luopumiseen on esitetty kuvassa (Kuva 16) koko Suomen tasolla, sekä tarkastelussa käytetyillä aluejaolla. Eniten kustannuksia muodostuisi alueista läntisellä ja pohjoisella alueella.

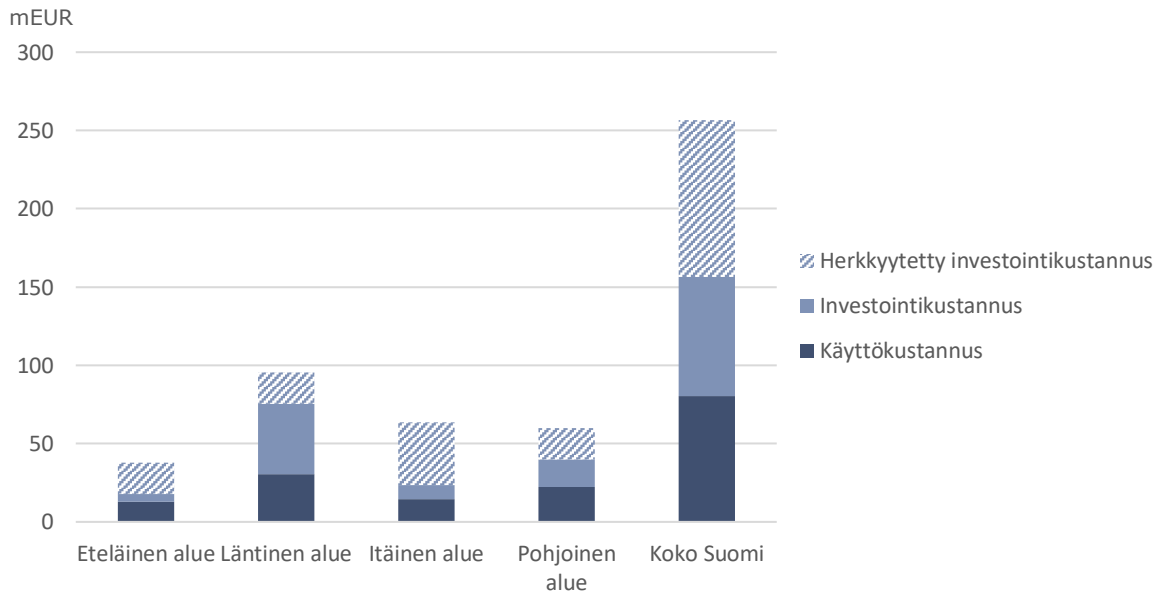
**Kuva 15 – Arvioitu kokonaisinvestointikustannus ja käyttökustannus (ei sisällä polttoainekustannusta) turpeen teknisen käyttöminimin poistamiseksi v. 2020–2040**



Käyttökustannus muodostuu lähinnä rikin syötöstä kattilaan. Polttoainekustannusten muutoksia ei ole huomioitu kuvassa.

Lähde: AFRY Management Consulting

**Kuva 16 – Arvioitu kokonaisinvestointikustannus ja käyttökustannus (ei sisällä polttoainekustannusta) turpeen teknisen käyttöminimin poistamiseksi vuoteen 2025 mennessä**



Käyttökustannus muodostuu lähinnä rikin syötöstä kattilaan. Polttoainekustannusten muutoksia ei ole huomioitu kuvassa.

Lähde: AFRY Management Consulting





### **3.3.2 Turpeen korvaaminen lämpökattiloissa**

Turvetta käyttävien lämpölaitosten keskimääräinen polttoaineteho on noin 6 MW. Kiinteän polttoaineen lämpökattiloissa käytetään yleensä joko pala- tai jysinturvetta ja/tai metsähaketta.

AFRYn kokemuksen mukaan lämpökattiloiden suunnitelluissa polttolämpötiloissa voidaan käyttää joko 100% turvetta tai 100% metsähaketta ilman käyttöä merkittävästi haittaavia korroosio-ongelmia. Tällöin lämpökattiloiden käyttäjillä on teknisessä mielessä mahdollisuus päättää, käytetäänkö laitoksessa metsähaketta vai turvetta kulloisessakin tilanteessa. Investointeja joudutaan mahdollisesti tekemään polttoaineiden vastaanotto- ja käsittelylaitteisiin, jos käytettävä polttoaine muuttuu. Korvattaessa turvetta metsähakkeella kattilan tuottama lämpöteho usein laskee johtuen turpeen ja puun erilaisista ominaisuuksista, kuten rakenteesta ja lämpöarvosta. Riippuen verkon tuotannon mitoituksista voi olla tarpeen investoida lisäkapasiteettiin tai huippukattiloita joudutaan käyttämään enemmän pelkkää biopolttoainetta poltettaessa. Metsähakkeen ja turpeen alueellinen sekä kausittainen saatavuus voi myös vaikuttaa paikallisesti polttoainejakaumaan.

Tässä selvityksessä ei ole erikseen arvioitu mahdollisia lämpökattiloiden vaatimia lisäinvestointeja turpeesta luopumiselle, sillä kokonaisuudessaan kustannukset on arvioitu kohtuullisen pieniksi, ja muista kuin kattilateknisistä syistä johtuviksi. Paikallisesti kustannukset tai korvaavan polttoaineen saatavuuskysymykset voivat kuitenkin olla merkittäviä, ja vaikuttaa tuotetun lämmön hintaan tai lämmön toimitusvarmuuteen.

### **3.3.3 Muita turpeesta luopumisen kustannuksia**

Kustannuksissa ei ole huomioitu turpeen tuotantoon käytettyjen kenttien, koneiden ja rakennusten arvon laskua turpeen tuotannon loppumisesta johtuen. Turpeen tuotannon äkillinen loppuminen tarkoittaisi turvetta tuottavissa yrityksissä, että edellä mainitun omaisuuden arvo laskisi lähelle nollaa vaatien merkittäviä alaskirjauksia.

Bioenergia ry toimitti tätä selvitystä varten jäsenyrityksiensä tekemän arvion alaskirjausten arvosta, mikäli turpeesta luovuttaisiin jo vuonna 2025. Arviossa oletettiin, että vuoteen 2025 asti turvetta nostettaisiin vuosien 2019-2020 volyymilla. Mikäli turpeen käytöstä olisi päätetty luopua 2025, alueita ja kalustoa alaskirjattaisiin sekä henkilöstöä vähennettäisiin joka vuosi jo ennen vuotta 2025. Näiden aiempien vuosien alaskirjausten jälkeen jäsenyritykset arvioivat alaskirjattavaksi tasearvoksi yhteensä noin 210 miljoonaa euroa.

Tehty arvio on siis vuoden 2025 jäljellä olevan omaisuuden arvo, jossa ei ole huomioitu aiempien vuosien alaskirjauksia. Arviosta puuttuu kone- ja kuljetuskaluston arvo sellaisilta yrityksiltä, jotka ovat ulkoistaneet kone- ja kuljetuskaluston yrityksille, jotka eivät ole Bioenergia ry:n jäseniä. Arviossa on kuitenkin mukana PK-turvetuottajien tiedot sekä lisäksi STT ry:n ja järjestäytymättömien tuottajien osalta myös kone- ja kuljetuskalusto. Arviossa ei ole myöskään tehty oletuksia muiden turvetuotteiden mahdollisesta kasvavasta kysynnästä, joka laskisi tarvittavien alaskirjausten määrää.

Alaskirjattava yhteissumma sisältää kirjanpidolliset poistot huomioon ottaen seuraavat erät: alueen hankintakustannukset, tuotantokuntoon valmistelu, vesienkäsittely- ja ympäristörakenteet, turvetuotannon työkonet ja laitteet (pk-turvetuottajien osalta myös traktorit/vetokalusto ja osa kuljetuskalustosta), sähköliittymät sekä tukikohdat ja muut vastaavat rakenteet.

Muita vaikutuksia, kuten biomassan kysynnän kasvua ja huolto- ja toimitusvarmuuskysymyksiä käsitellään raportissa myöhemmin



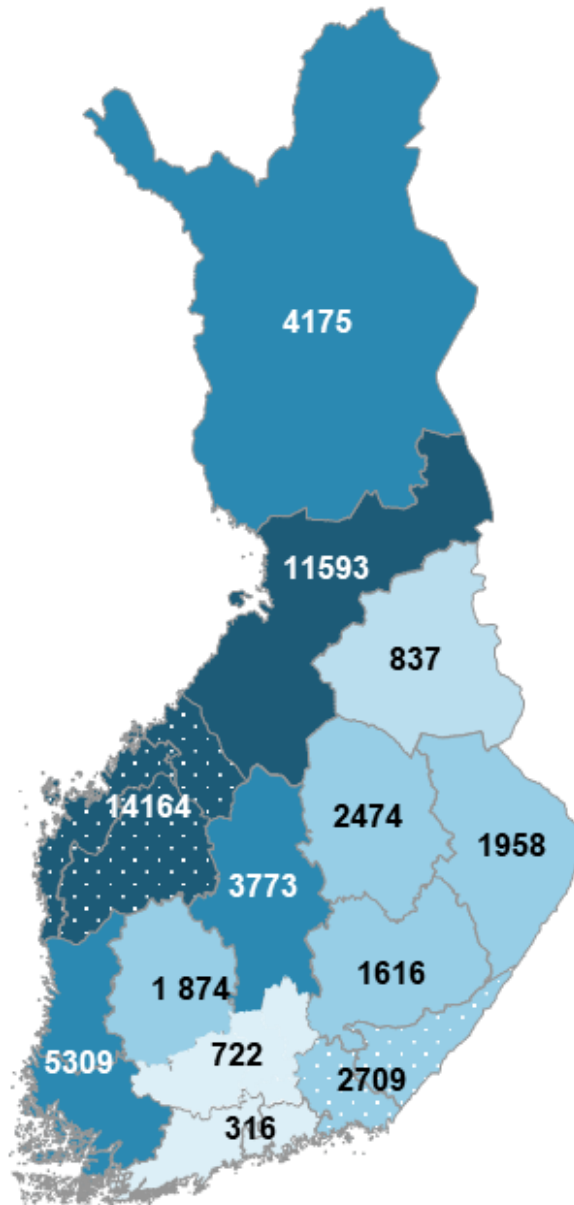
## **4. TURVETUOTANTOALAT JA NIIDEN KEHITYS**

Suomessa oli aktiivista turvetuotantoalaa ympäristöluparekisterissä vuonna 2019 yhteensä noin 52 000 ha (Etelä-Pohjanmaan ELY-keskuksen osalta pinta-alat ovat vielä alustava tieto). Turvetuotanto-ala jakautui ELY-keskuksittain kartan ja pylväsdiagrammin mukaisesti (Kuva 17 ja Kuva 18).

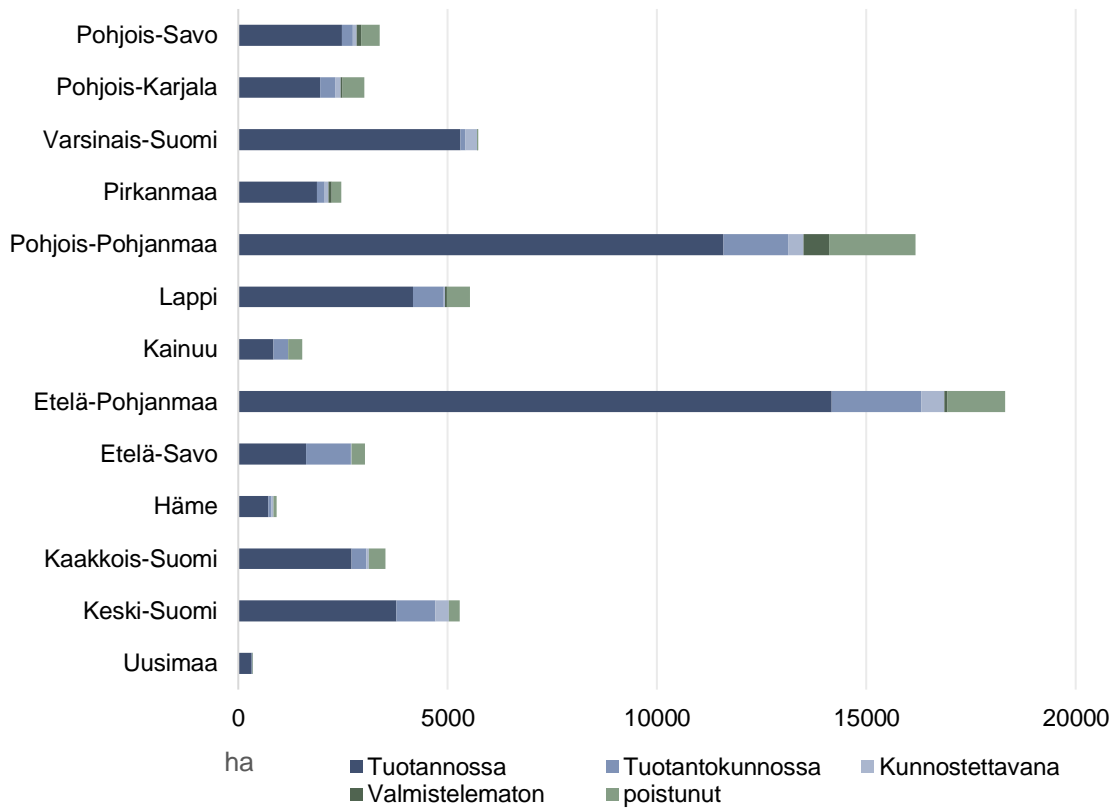
Pylväsdiagrammissa ympäristöluvitetut turvetuotantoalat on esitetty jaoteltuina kategorioihin tuotannossa (aktiivinen turvetuotanto), tuotantokunnossa, kunnostettavana, valmistelematon ja poistunut (Kuva 18). Poistunut-kategoriassa tuotanto on päättynyt, alue on poistunut tuotannosta ja alueella saatetaan tehdä toimenpiteitä suunniteltu jälkikäyttö silmällä pitäen ja kaikki ympäristöluvan vaikutustarkkailut, kuten vesistökuormitus- ja kalataloustarkkailut jatkuvat. Poistunut-kategorian alueet ovat vielä ympäristöluvan piirissä. Alue poistuu ympäristöluparekisteristä vasta, kun se on kasvittunut (metsittynyt/soistunut) tai siirtyy muutoin seuraavaan maankäyttöön, esimerkiksi pelloksi.

Turpeen tuotantoalat on esitetty virallisella tilastointitarkkuudella pääosin maakunnittain. Poikkeuksena tästä tilastoinnissa seuraavat maakunnat on yhdistetty: Kaakkois-Suomi sisältää Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson, Häme sisältää Päijät-Hämeen ja Kantahämeen, Etelä-Pohjanmaa sisältää Etelä-Pohjanmaan, Pohjanmaan ja Keski-Pohjanmaan sekä Varsinais-Suomi sisältää Varsinais-Suomen ja Satakunnan. Etelä-Pohjanmaan ELY-keskuksen luvut ovat raportointihetkellä vielä alustavat vuodelle 2019.

**Kuva 17 - Turpeen tuotannossa olevat pinta-alat (ha, 2019)**



Lähde: Pohjois-Pohjanmaan ELY-keskus, 2019 tiedot, Etelä-Pohjanmaan osalta tiedot ovat alustavat

**Kuva 18 – Turvetuotantoalojen jakauma alueittain ja tuotantotilanteen mukaisesti**


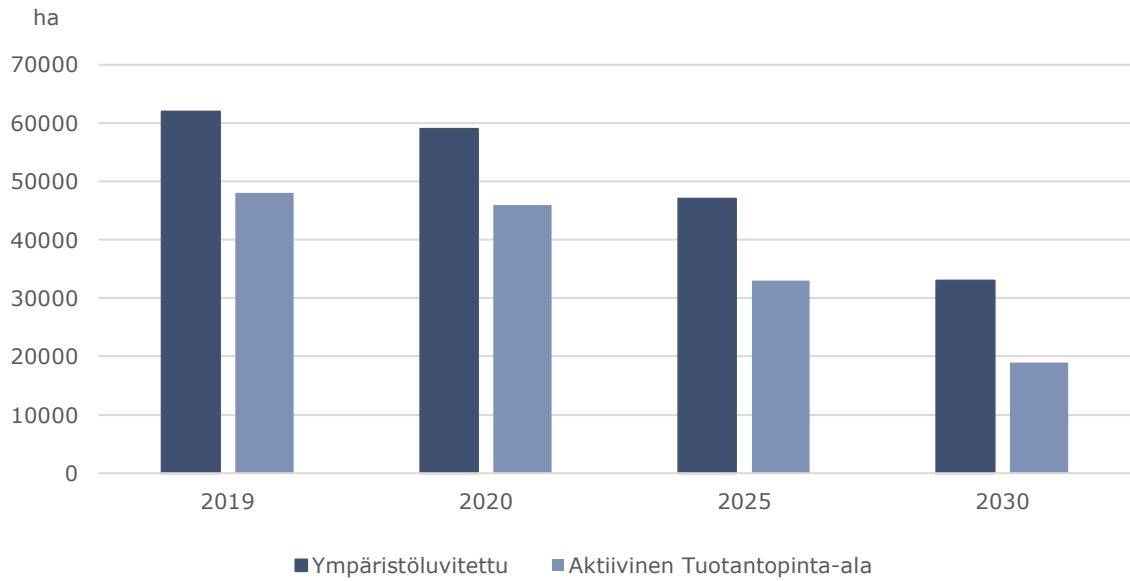
Lähde: Pohjois-Pohjanmaan ELY-keskus, 2019 tiedot paitsi Etelä-Pohjanmaa 2018 tiedot

Bioenergia ry:n vuoden 2020 jäsenkyselyn perusteella tuotannossa oleva turvetuotantoala supistuisi lineaarisesti jäsenistön vuoden 2019 tilanteen noin 48 000 ha määrästä ollen hiukan alle 20 000 ha vuoteen 2030 mennessä (Kuva 19). Turvetuotantoalojen määrä ei nykyisellään rajoita turpeen käyttöä, enemmänkin tuottajat tekevät toimenpiteitä sopeutuakseen kysynnän laskuun.

Pinta-alamäärä ei korreloi suoraan korjattavan turpeen määrän kanssa. Korjattavan turpeen määrän pienentyessä jatkuvasti on todennäköistä, että ympäristö-luvitettu pinta-alamäärä pienenee suhteessa korjattavaan turpeen määrään, koska uusia aloja ei tarvitse valmistella yhtä paljon enää tulevaa käyttöä varten.



**Kuva 19 Turvetuotantoalojen väheneminen alan toimijoiden arvion mukaan**



Lähde: Bioenergia ry

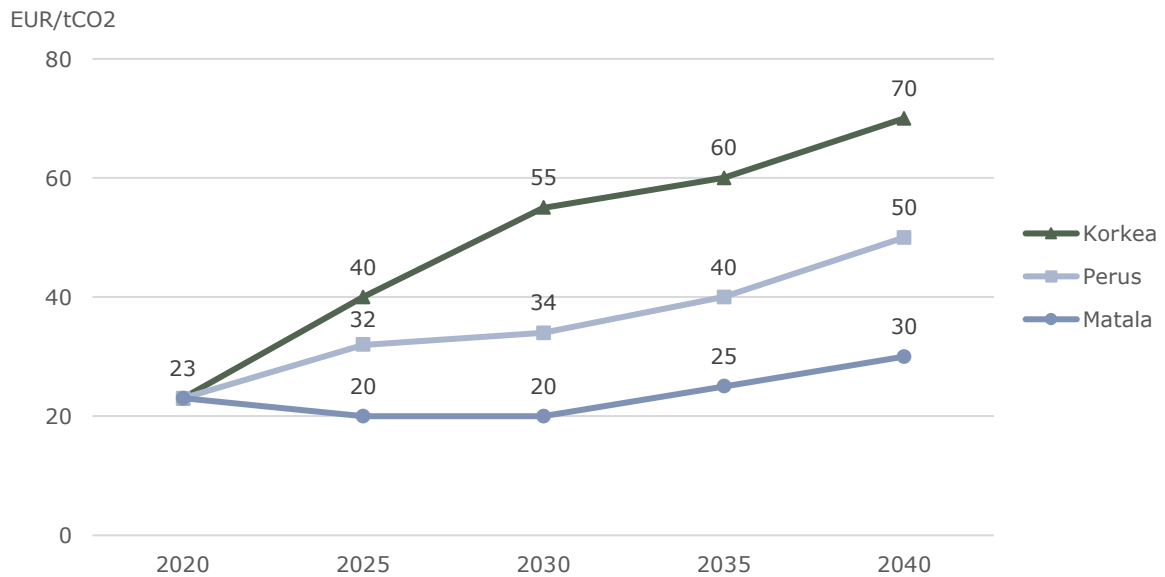


## 5. SKENAARIOT ENERGIATURPEEN KÄYTÖN KEHITYKSELLE SUOMESSA

### 5.1 Tarkasteltavat skenaariot ja hintaoletukset

Tässä selvityksessä on mallinnettu energiaturpeen käytön kehitystä Suomessa erilaisilla turpeen veron ja päästöoikeuksien hintakehityksen skenaarioilla. Selvityksessä käytetyt turvetyöryhmän kanssa määritetyt oletukset päästöoikeuden hinnan kehityksestä, tarkasteltavista turpeen veron tasoista, sekä polttoaineiden ja sähkön hinnoista on esitelty alla olevissa kuvissa (Kuva 20, Kuva 21 ja Kuva 22). Tarkasteltavat skenaariot pyrittiin määrittämään siten, että ne tuovat esiin mahdolliset taitekohdat tai muutokset turpeen käytössä. Esimerkiksi turpeen veron osalta ei tarkasteltu tässä esitettyjä korkeampia verotasoja, sillä jo tarkastellulla korkeammalla verotasolla saavutettiin kaikissa päästöoikeuden hintaskenaarioissa suuri ohjausvaikutus pois turpeesta. Päästöoikeuden hinnan suhteen tarkasteluun otettiin mukaan myös eräänlaisena riskiskenaariona päästöoikeuden matala hinta, joka kuvaa markkinatilannetta jossa päästöoikeusmarkkinoilla on ylijäämää, ja päästövähennystavoitteisiin Euroopassa päästään vähäisemmillä kustannuksilla.

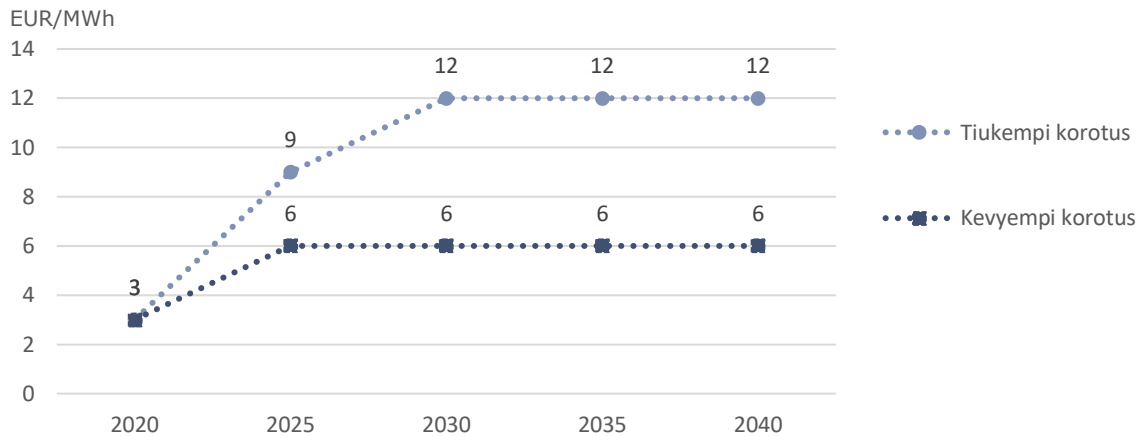
**Kuva 20 – Tarkastelussa käytetyt päästöoikeuden hintaoletukset**



Lähde: Carbon Pulse kyselytutkimus eri analyytikoille 1/2020 (Perus- ja Korkean hinnan skenaariot) Turvetyöryhmän kanssa valittu hintataso (Matalan hinnan skenaario)

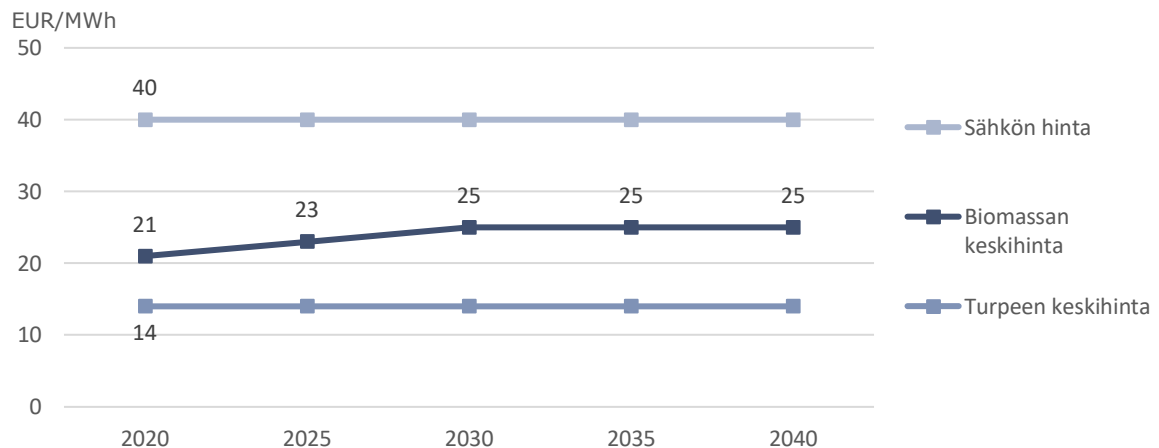


### Kuva 21 – Tarkastellut turpeen verotaset vuoteen 2040



Lähde: TEM Turvetyöryhmä

### Kuva 22 – Tarkastelussa käytetyt polttoaineiden ja sähkön hinnat



Lähde: TEM Turvetyöryhmä

Turpeen kilpailukykyyn polttoaineena vaikuttaa ennen kaikkea turpeen vero, päästöoikeuden hinta, sekä vaihtoehtoisen polttoaineen kustannus. Biomassan hinnan on tarkastelussa oletettu nousevan kasvavan kysynnän vaikutuksesta kaikissa skenaarioissa. Biomassan hinta kuvaa keskihintaa Suomessa, ja paikallisesti ja eri biomassajakeittain vaihtelu voi olla merkittävää. Erilaisissa turpeen käytön skenaarioissa biomassan hinta voi vaihdella, mutta tätä vaikutusta ei työssä ole erikseen arvioitu, vaan biomassalle on käytetty yhtä hintaskenaariota. Biomassan kysyntää lisää turpeen korvaamisen lisäksi mm. kivihiilen energiakäytöstä luopuminen. Paikallinen kysyntätilanteen muutos, ja siitä aiheutuva hintavaikutus voi kuitenkin olla merkittävä.

Työssä tarkasteltiin kahta eri turpeen verotasoja kolmessa päästöoikeuden hintaskenaariossa, joissa arvioitiin turpeen käytön muutosta kattilakannassa polttoainevaihdosten kautta. Lisäksi arvioitiin miten eri ohjaukset vaikuttavat niiden investointien kannattavuuteen, joilla turpeesta voitaisiin kokonaan luopua voimalaitoksissa.





## 5.2 Skenaariomallinnuksen toteutustapa

Skenaariomallinnus turpeen käytön kehityksestä Suomessa on tehty kahdessa vaiheessa. Ensimmäisessä vaiheessa on arvioitu turpeen osuuden laskua ja korvautumista biomassalla nykyisen käytön ja teknisen käyttöminimin rajoissa eri hintaskenaarioissa. Toisessa vaiheessa on arvioitu, minkälaisessa skenaariossa myös investoinnit turpeen polton teknisen minimin laskemiseen alkavat toteutua. Turpeen käyttömääriä laskettaessa on huomioitu nykyisten turvetta polttavien laitosten poistuminen tuotannosta niiden arvioidun teknisen käyttöikänsä tultua täyteen. Turvetta polttavien laitosten poistumisesta tuotannosta johtuva turpeen käytön teknisen minimin pienentyminen on kuvattu luvussa 3.2 (Kuva 13).

Turpeen ja metsähakkeen polttoainekustannukset lämpölaitoksessa ja yhteistuotantolaitoksessa päästöoikeuden hinnan eri skenaarioissa kahdella turpeen verolla on laskettu luvuissa 5.3.1, 5.3.2 ja 5.3.3. Siirtyminen turpeen käytöstä biopolttoaineisiin on oletettu tapahtuvan, kun biomassassa on käyttökustannuksiltaan turvetta edullisempaa. Käyttökustannuksissa on huomioitu polttoainehinta, verot sekä päästöoikeuden hinta. Skenaariomallinnus on tehty polttoaineiden keskimääräisillä hinnoilla, jotka eivät välttämättä kuvaa paikallista hintatasoa käyttäjille, eikä polttoaineiden saatavuuteen liittyviä mahdollisia haasteita. Tästä syystä tulosten tarkastelussa on verrattu muutosta polttoainekustannuksissa viime vuosien tilanteeseen, ja arvioitu tältä pohjalta kvalitatiivisesti toimijoiden kynnystä vaihtaa polttoainetta. Toisaalta tässä arviossa tulee myös ottaa huomioon mm. lukuisten toimijoiden omia tavoitteita siirtyä tuotannossa kohti hiilineutraalisuutta ja vähentää turpeen käyttöä.

Puhtaan kannattavuusnäkökulman ohella tekniseen minimiin siirtymiseen voivat vaikuttaa esimerkiksi energiayritysten omat turpeen hankintaketjut ja vaihtoehtoisten polttoaineiden hankintamahdollisuudet, sekä mahdollisesti myös turvetuotantoalueiden omistus. Tästä syystä pieni ero turpeen ja biomassan käyttökustannuksissa biomassan hyväksi ei välttämättä saa kaikkia toimijoita laskemaan turpeen käyttöönsä teknisen minimin tasolle. Turvetta käytetään myös kausittaisena turvana biomassan saatavuusongelmiin esimerkiksi pahoina kelirikkovuosina (esimerkiksi vuonna 2018<sup>1</sup>). Polttoaineiden hankintaketjuja ei myöskään voida välttämättä nopeasti muuttaa. Pitkäaikainen näkymä turpeen käyttökustannusten kalleudesta verrattuna biomassaan ohjaa kuitenkin toimijoita siirtymään kohti teknistä minimiä. Turpeen käytön skenaariomallinnuksessa ei ole voitu huomioida kaikkia edellä kuvattuja paikallisia ja toimijoista riippuvia erityistekijöitä.

Turpeen teknisen minimin alentamista varten tehtävien investointien kannattavuutta on arvioitu investoinnin nettonykyarvon (NPV) laskennalla. NPV-laskennassa maksusuoritukset diskontataan hankkimishetkeen, minkä perusteella saadaan investoinnin kannattavuus. Investoinnin kuoletusajaksi on arvioitu laitoksen jäljellä oleva käyttöikä laitoskohtaisesti. Jos käyttöikä on ollut jäljellä alle viisi vuotta, investointia ei kuitenkaan ole oletettu tehtävän. Investointi on oletettu syntyvän heti kun investointi on kannattava eli ts. kun investoinnin nettonykyarvo on positiivinen (NPV>0). Tällä oletuksella investoinnit syntyvät mahdollisimman aikaisin, turpeen käytön kannattavuuden heikentyessä pidemmällä tulevaisuudessa.

---

1 Tilastokeskus. Fossiilisten polttoaineiden ja uusiutuvan energian käyttö kasvoivat Suomessa vuonna 2018. Saatavilla: [https://www.stat.fi/til/ehk/2018/ehk\\_2018\\_2019-12-12-tie\\_001\\_fi.html](https://www.stat.fi/til/ehk/2018/ehk_2018_2019-12-12-tie_001_fi.html)



## 5.3 Skenaariomallinnusten tulokset

Skenaariomallinnuksen tulokset on esitetty luvuissa 5.3.1, 5.3.2 ja 5.3.3 erikseen tarkastelluille kolmelle päästöoikeuksien hintaskenaarioille. Näissä skenaarioissa on tarkasteltu sekä alhaisempaa, kevyempää turveveron korotusta, että korkeamman, tiukemman turpeen veron korotuksen vaikutuksia turpeen kulutukseen. Päästöoikeuden hintaskenaarioissa arvio turpeen kulutuksen kehittymisestä on esitetty erikseen sekä Suomen tasolla että alueellisesti eriteltyinä. Taustatietona on esitetty myös polttoaineiden keskimääräinen kustannus CHP- ja erillislämmöntuotannon (HOB) laitoksissa.

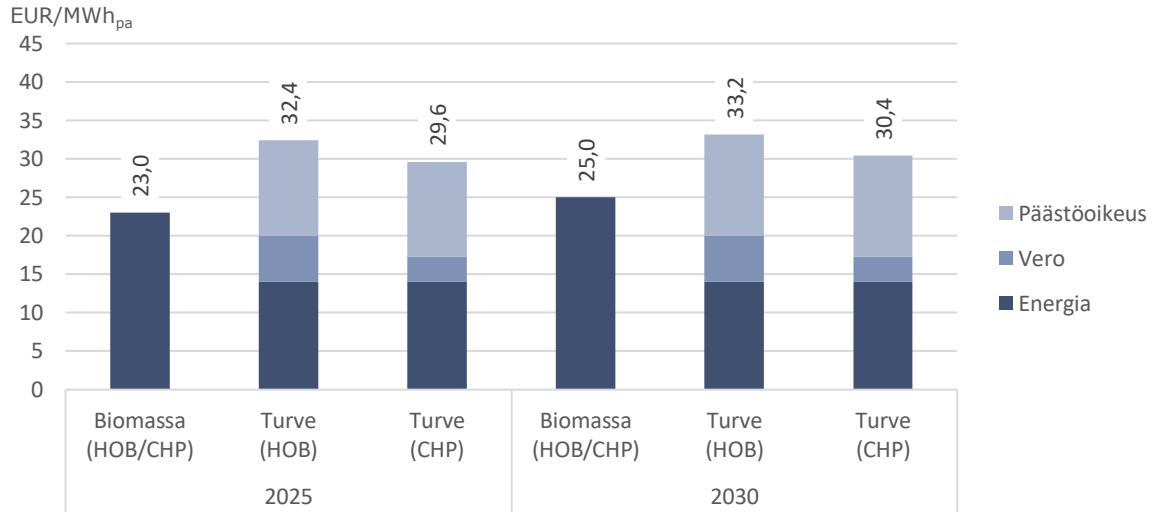
Luvussa 5.3.4 on tarkasteltu esimerkkinä keskikokoisen kaupungin kaukolämpöverkkoa, ja skenaarioiden vaikutuksia eri tuotantolaitosten käyttöön verkon alueella. Luvussa 5.3.5 on käsitelty skenaarioiden vaikutukset CO<sub>2</sub>-päästöihin ja metsähakkeen käytön lisääntymiseen. Luvussa 5.3.6 on käsitelty skenaarioiden vaikutus turvetta nykyisin polttavien laitosten puustamaksukykyyn, sekä biomassan kysyntään. Luvussa 5.3.7 on verrattu turvetta käyttävien laitoksien (CHP ja HOB) kilpailukykyä teollisen luokan maalämpötuotantoon sekä olemassa oleviin 100% biomassaa käyttäviin sekä uuteen biomassaa käyttävään lämpökattilaan. Lisäksi luvussa on havainnollistettu kilpailukykyyn kehittymistä nykytilanteesta esimerkiskenaarioissa. Luvussa 5.3.8 on käsitelty turpeesta luopumisen investointien vaikutusta kaukolämmön hintaan ja verrattu sen kohonnutta kustannusta kaukolämmön kanssa kilpailevan maalämmön kustannukseen lämmitysmuotona.

### 5.3.1 Päästöoikeuden perushintaskenaario

Päästöoikeuksien hintakehityksen toteutuessa perusskenaarion mukaisesti biomassaa on turvetta selvästi edullisempaa kaikkina tarkasteluvuosina ja tuotantomuodoissa niissä laitoksissa, jotka kuuluvat päästökaupan piiriin. Polttoaineiden kilpailuasema eri skenaarioissa on esitetty seuraavissa kuvissa. Kuva 23 kuvaa polttoainekustannuksia vuosina 2025 ja 2030 päästöoikeuden perushinnalla ja turpeen veron kevyemmällä korotuksella. Vuonna 2025 biomassan kustannus on 6,6 EUR/MWh<sub>pa</sub> alempi kuin turpeen käyttökustannus CHP-laitoksissa kevyemmälläkin veronkorotuksella. Lisäksi turpeen kustannus lämmön erillistuotannossa on merkittävästi biomassaa korkeampi vuonna 2025. Huolimatta oletetusta biomassan hinnan noususta kasvaneen kysynnän vuoksi, turpeen käyttökustannus pysyy selvästi korkeammalla tasolla vuonna 2030. Kustannusero kuitenkin kaventuu hieman, sillä biomassan hinnan nousu lisää kustannuksia enemmän verrattuna turpeen päästöoikeuden kasvavaan kustannukseen. Kustannusero kuitenkin kasvaa vuoteen 2040 mentäessä, kun biomassan hinta pysyy ennallaan ja päästöoikeuden hinta jatkaa nousuaan.



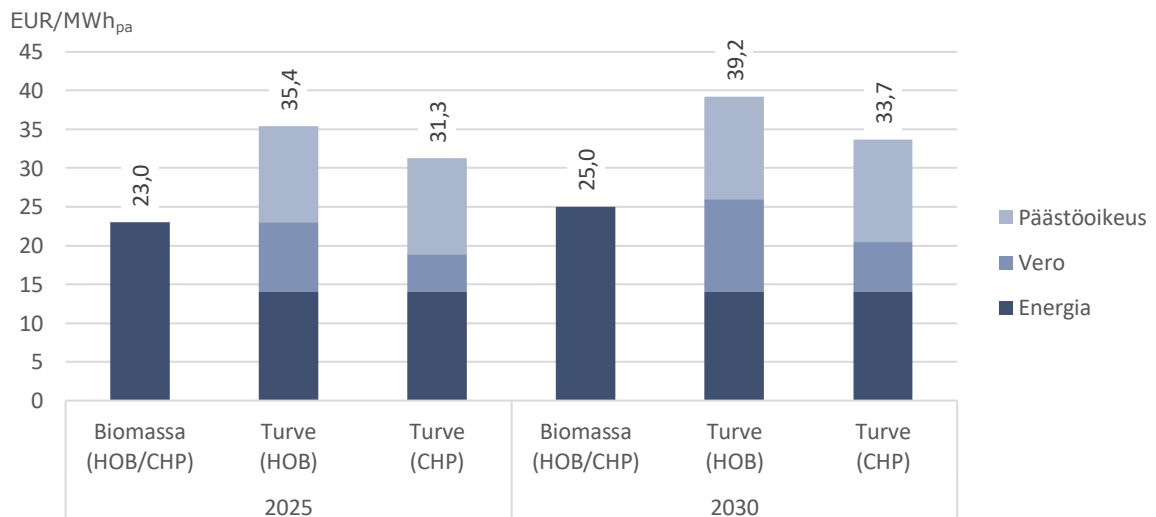
**Kuva 23 – Polttoainekustannus vuosina 2025 ja 2030, päästöoikeuden perusskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

Kuva 24 esittää polttoainekustannukset vuosina 2025 ja 2030 päästöoikeuden perushinnalla ja turpeen veron tiukemmalla korotuksella. Verrattuna kevyemmän verotuksen skenaarioon ero turpeen ja biomassan kustannuksissa on selvästi suurempi. Lisäksi ero kasvaa biomassan eduksi vuonna 2030 veronkorotusten ja päästöoikeuksien hinnan kasvun seurauksena, vaikka biomassan hinta kasvaakin vuosien 2025–2030 välisenä aikana. Vuoteen 2040 mentäessä biomassan hinnan on oletettu säilyvän tasaisena päästöoikeuden hinnan jatkaessa kasvuaan, mikä entisestään lisää hintaeroa biomassan hyväksi.

**Kuva 24 – Polttoainekustannus vuosina 2025 ja 2030, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

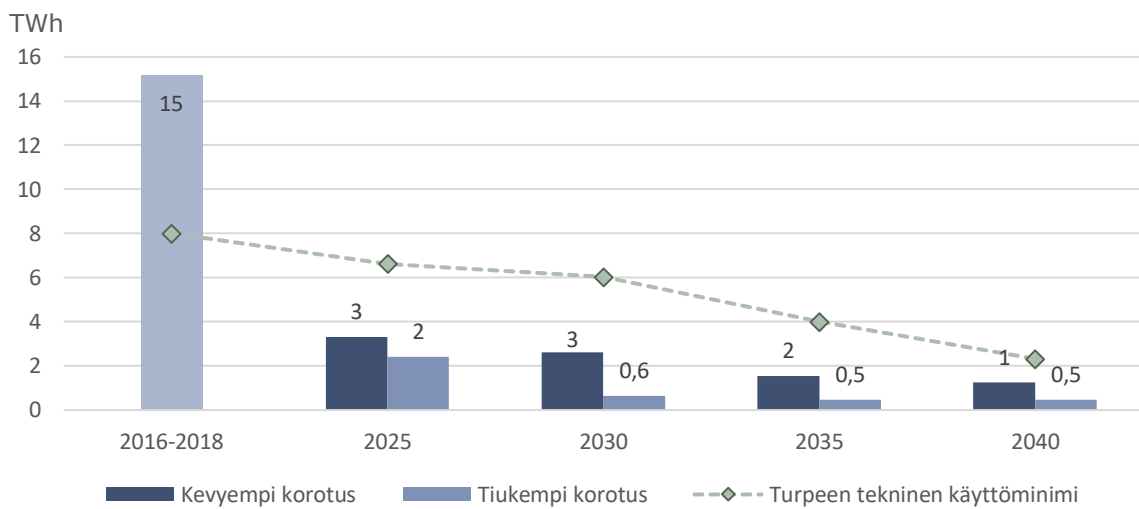
Kuva 25 esittää mallinnetun turpeen käytön kehityksen päästöoikeuden hinnan perusskenaariossa. Päästöoikeuden hinnan perusskenaariossa turpeen kulutus laskee jo vuonna 2025 noin kolmasosaan verrattuna vuoden 2016–2018 kulutukseen. Tämä on



myös reilusti alle turpeen teknisen käyttöminimin, mikä tarkoittaa kannattavia investointeja tehtävän rikinsyöttöön. Tiukemman verotuksen skenaariossa turpeen kulutus laskee vuonna 2030 kevyemmän verotuksen skenaariota nopeammin. Vuoden 2040 tilanteessa eroa turpeen kulutuksessa veroskenaarioiden välillä on 0,7 TWh.

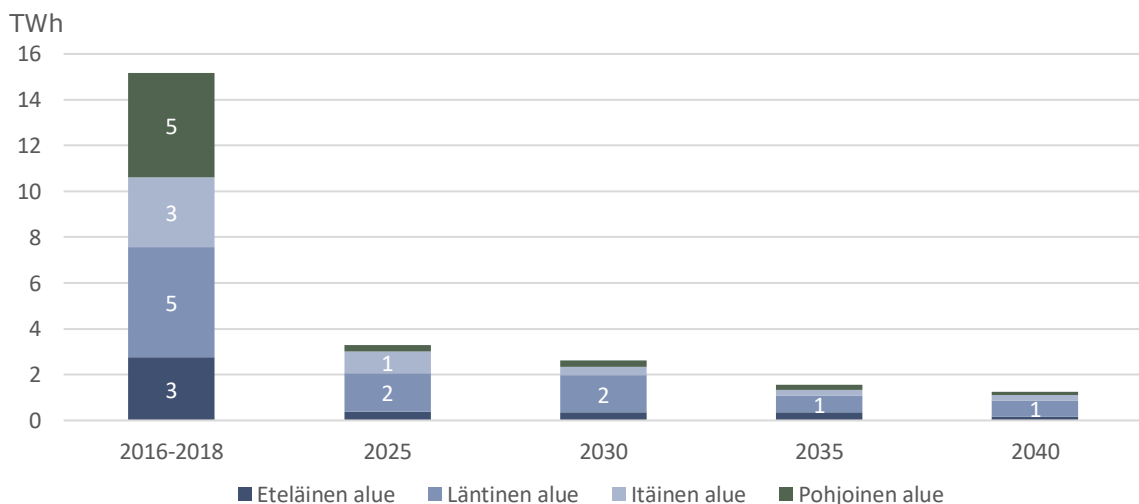
Turpeen käytön lisäksi alla olevissa kuvissa (Kuva 26 ja Kuva 27) on esitelty turpeen kulutuksessa tapahtuva muutos alueittain eri verotasoilla. Mallinnuksen perusteella itäinen ja läntinen alue reagoivat turpeen hinnan nousuun muita alueita hitaammin. Pohjoinen alue reagoi turpeen hinnan nousuun voimakkaimmin. Tiukemman verotuksen skenaariossa pohjoisella alueella luovutaan turpeen käytöstä kokonaan. Molemmissa verotuksen skenaarioissa läntisellä alueella kulutetaan suurin osa jäljellä olevasta turpeesta vuonna 2040.

**Kuva 25 – Turpeen käytön kehitys kevyemmällä ja tiukemmalla veron korotuksella päästöoikeuden perushinnan skenaariossa**



Huomio: Turpeen tekninen käyttöminimi kuvaa tilannetta ilman lisäinvestointeja olemassa oleviin kattiloihin.  
Lähde: AFRY Management Consulting

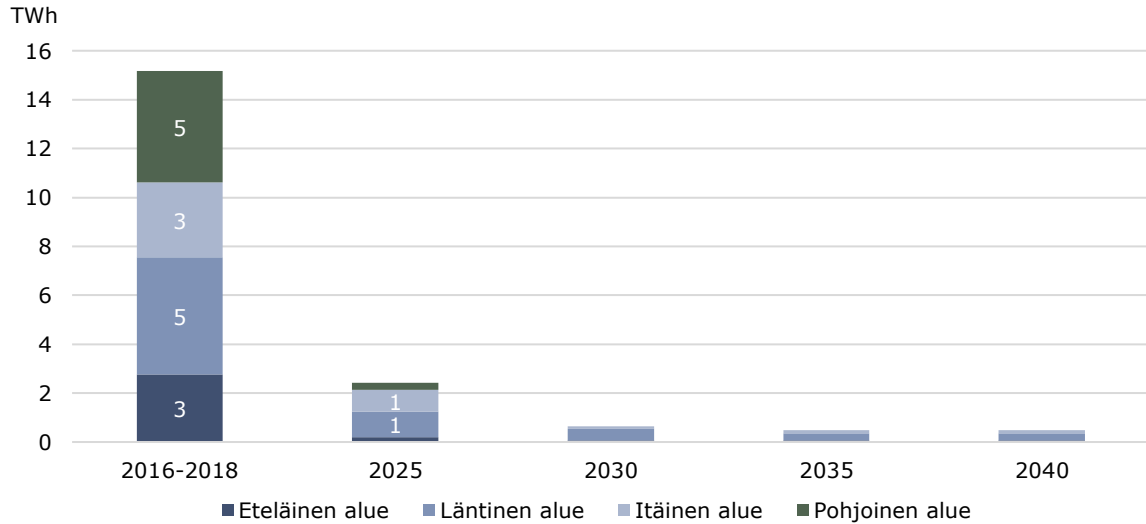
**Kuva 26 – Turpeen käytön kehitys alueittain, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**





Lähde: AFRY Management Consulting

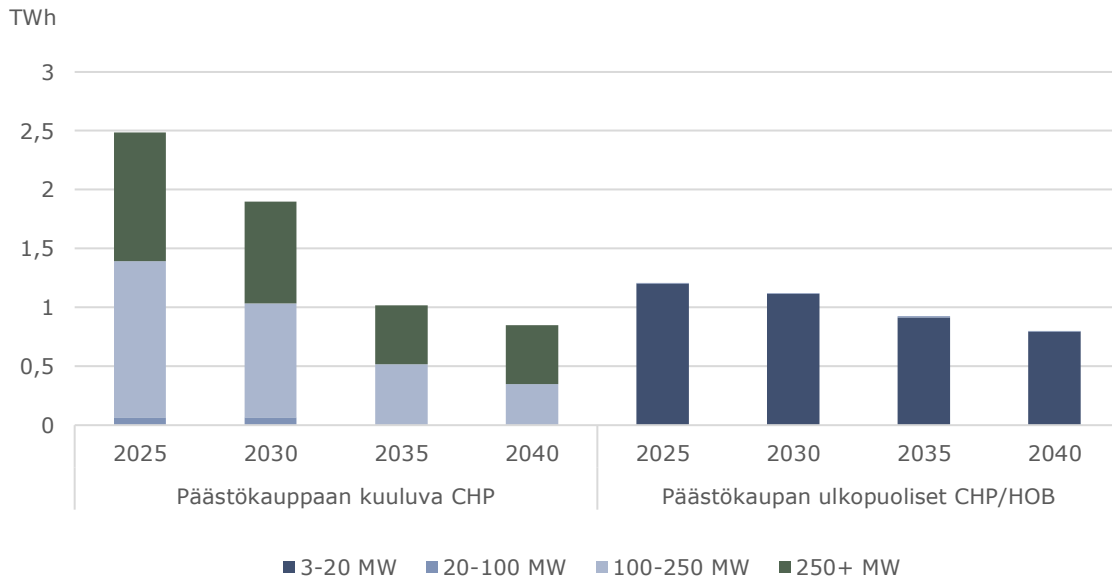
### Kuva 27 – Turpeen käytön kehitys alueittain, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus



Lähde: AFRY Management Consulting

Alla olevat kuvat (Kuva 28, Kuva 29) esittävät mallinnetun turpeen kulutuksen jakautumisen päästökauppaan kuuluvien CHP-kattiloiden ja päästökauppaan kuulumattomien kattiloiden välillä. Päästökauppaan kuuluvia HOB-kattiloita ei ole esitelty kuvassa, koska niissä ei mallinnuksen perusteella olisi turpeen kulutusta tarkastelluissa skenaarioissa. Kevyemmällä veron korotuksella vuonna 2025 turpeen kulutusta on CHP-kattiloissa 2,5 TWh ja kulutus laskee tasaisesti päästöoikeuden hinnan noustessa sekä turvetta käyttävien laitosten korvausinvestointien tapahtuessa. Päästökaupan ulkopuolisten laitosten turpeen kulutus vähenisi puhtaasti taloudellisin perustein ainoastaan 0,4 TWh vuoteen 2040 mennessä sen ollessa 1,2 TWh vuonna 2025. Tämä johtuu siitä, että turpeen käyttökustannukseen vaikuttaa ainoastaan verotus. Turpeen käytön on oletettu vähenevän lähinnä kattiloiden uusimisen johdosta. Kulutus voisi todellisuudessa vähentyä kuitenkin enemmän johtuen esimerkiksi turpeen saatavuuden heikkenemisestä tai energiantuottajien ilmastotavoitteista. Tiukemmalla veronkorotuksella (Kuva 29) turpeen kulutus vähenee huomattavasti nopeammin. Korkeamman veron tapauksessa myös päästökaupan ulkopuolisissa lämpökattiloissa (HOB) turpeen kulutus vähenee tekniseen minimiinsä. Päästökaupan ulkopuolisissa CHP-laitoksissa turve olisi edelleen kannattava polttoaine, mutta nämä laitokset ovat pieniä ja niitä on vain yksittäisiä. Turpeen kulutus käyttäytyy päästökaupan ulkopuolisissa kattiloissa identtisesti eri päästökaupaskenaarioissa.

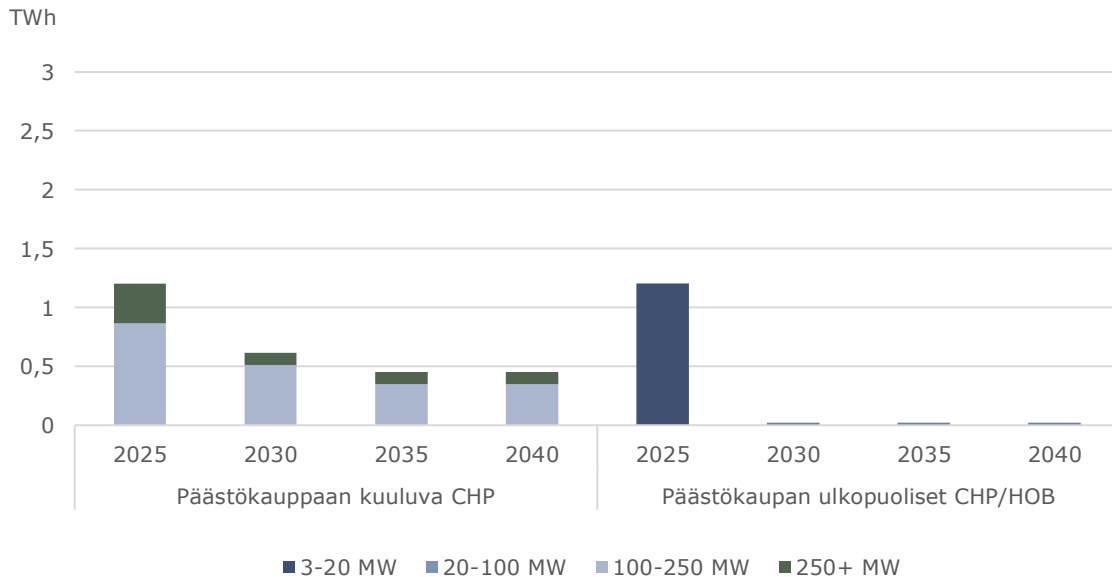
**Kuva 28 – Turpeen käyttö jaettuna teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Huomio: Päästökauppaan kuuluvissa HOB-kattiloissa ei ole turpeen kulutusta

Lähde: AFRY Management Consulting

**Kuva 29 - Turpeen käyttö jaettuna teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**



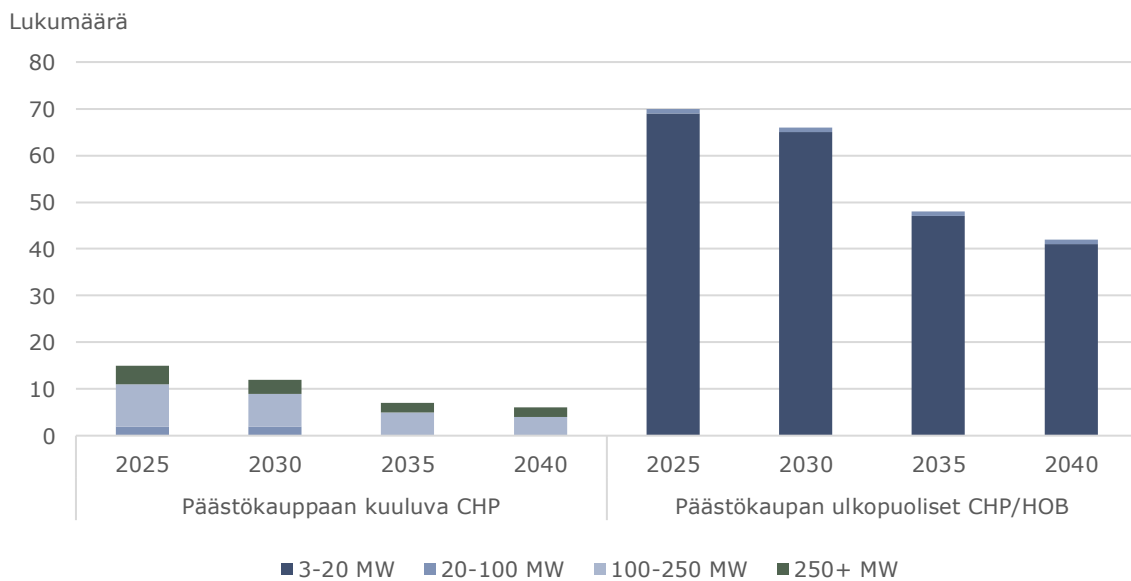
Lähde: AFRY Management Consulting

Kuva 30 ja Kuva 31 esittävät turvetta käyttävien kattiloiden määriä eri verotusskenaarioilla sekä jaettuna kattiloiden teholuokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan. Turveveron kevyemmällä korotuksella turvetta käyttävien,



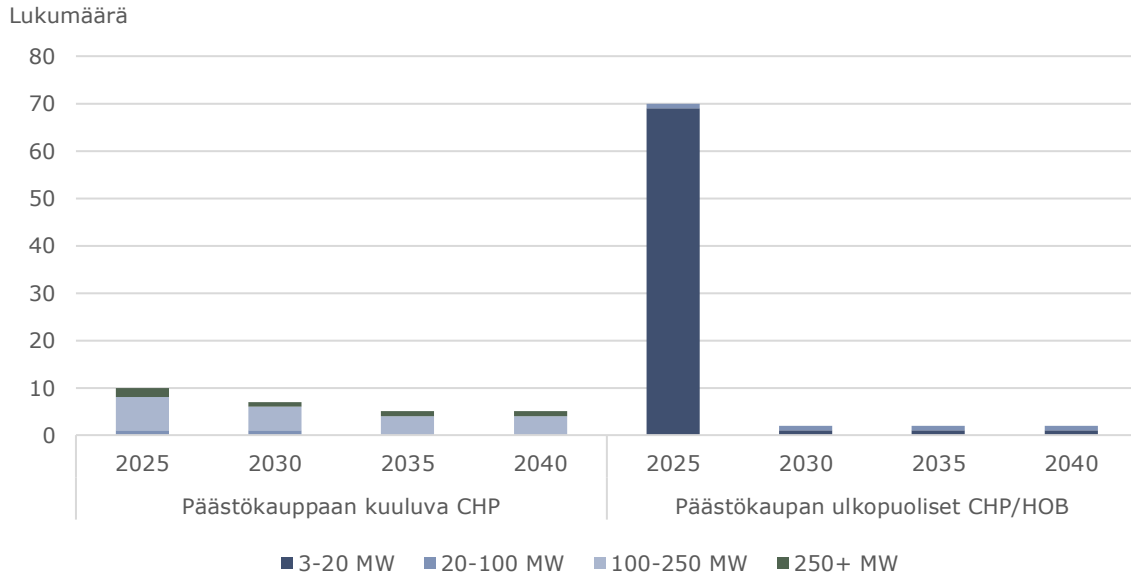
päästökauppaan kuulumattomien kattiloiden määrä vähenee ainoastaan kattiloiden teknisen käyttöiän päättymisen ja kattiloiden korvausinvestointien kautta. Lähes kaikki päästökauppaan kuulumattomista kattiloista ovat erillislämpökattiloita, joiden tekninen minimi turpeelle on arvioitu olevan 0 %. Näiden kattiloiden turpeen kulutuksen on oletettu loppuvan hakkeen tullessa kannattavaksi (Kuva 31). Turpeen kulutusta jää jäljelle päästökaupan ulkopuolella ainoastaan pieniin CHP-laitoksiin, jotka vaativat investoinnin luopuakseen turpeesta. Päästökauppaan kuuluvien CHP-laitosten osalta kireämpi verotus tekee turpeesta luopumisen mahdollistavan investoinnin kattilaan kannattavammaksi, mikä laskee turvetta käyttävien kattiloiden määrää vuonna 2025 4kpl.

**Kuva 30 – Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

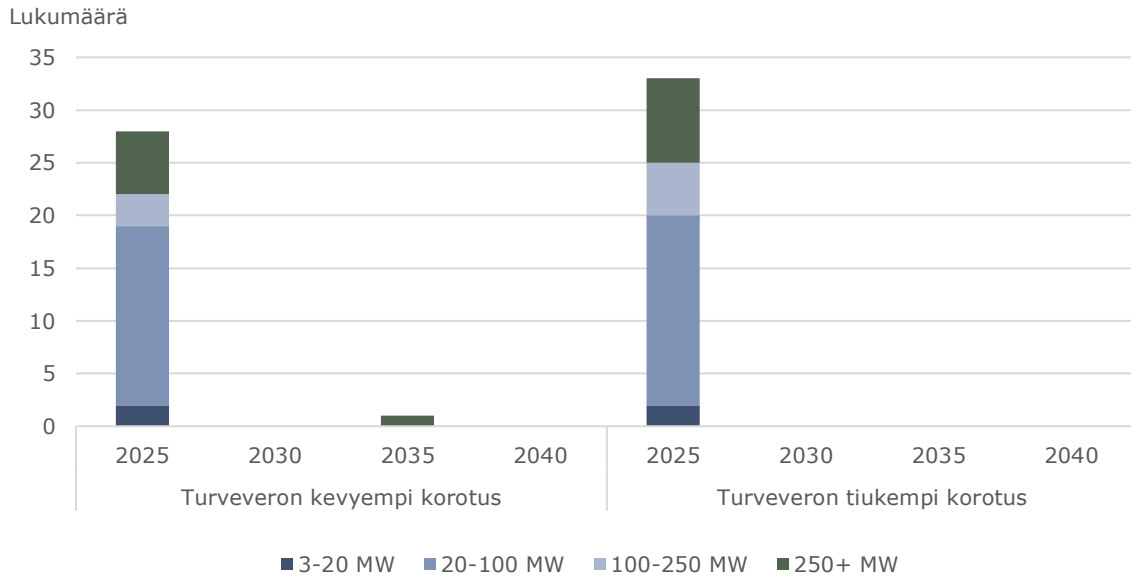
**Kuva 31 - Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden perushintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

Kuva 32 esittää päästöoikeuden hinnan perusskenaariossa toteutuvien investointien määrät. Turpeen kulutuksen kannalta suurimmat erot tulevat investoinneista polttoaineteholtaan yli 100 MW<sub>pa</sub> kattiloihin. Molemmissa skenaarioissa suurin osa investoinneista tulee kannattavaksi jo vuonna 2025. Turveveron kevyemmän korotuksen skenaariossa tehtäisiin lisäksi yksi investointi vuonna 2035, kun investointi tulee kannattavaksi nousevan päästöoikeuden hinnan ansiosta. Pienempikokoisten laitosten suhteen erot investointien määrissä ovat pienet. Tiukemmalla verotuksella tapahtuu yksi investointi enemmän kokoluokissa 3-100 MW<sub>pa</sub>. Merkittävimmät investoinnit turpeen kulutuksen kannalta tapahtuvat tätä suuremmissa kokoluokissa. 100-250 MW<sub>pa</sub> kattiloissa tehdään kaksi investointia enemmän ja 250+ MW<sub>pa</sub> kattiloissa yksi investointi enemmän tiukemman verotuksen skenaariossa.



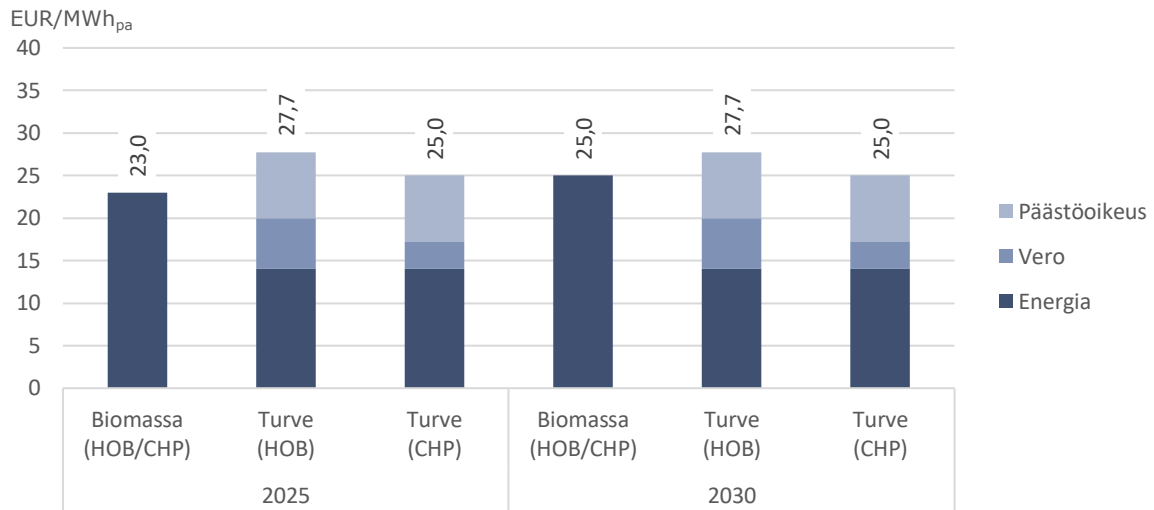
**Kuva 32 – Investointien lukumäärä kokoluokan mukaan päästöoikeuden perushintaskenaariossa eri verotasoilla**


Huomio: Investointeja tehtiin ainoastaan päästökauppaan kuuluviin CHP-laitoksiin.

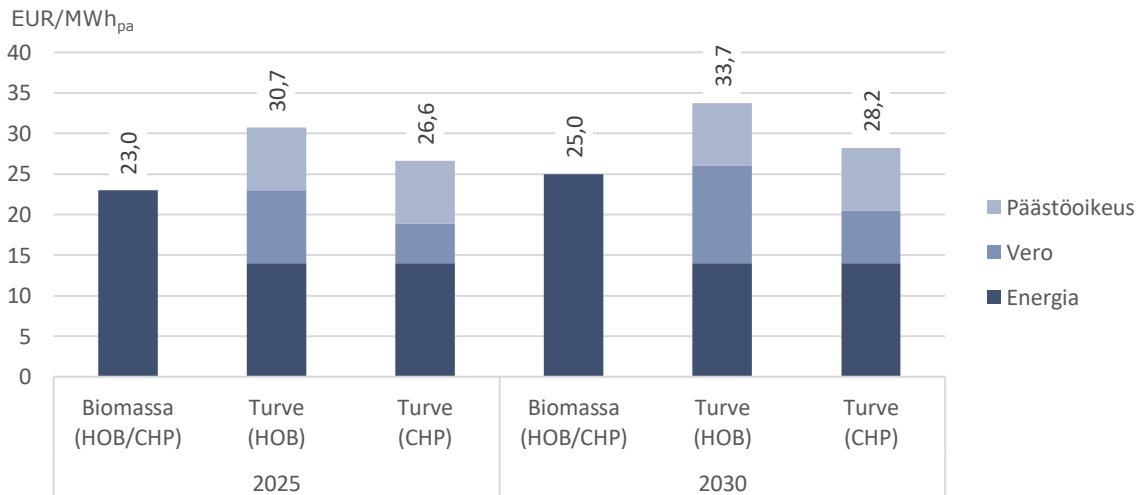
Lähde: AFRY Management Consulting

### 5.3.2 Päästöoikeuden matalan hinnan skenaario

Turpeen veron tasolla oli suurin vaikutus turpeen kulutukseen matalan päästöoikeuden hinnan skenaariossa verrattuna muihin päästöoikeuden hinnan skenaarioihin. Seuraavissa kuvissa on esitetty polttoainekustannukset CHP-tuotannossa ja HOB-tuotannossa turvetta ja biomassaa käyttäen eri veroskenaarioissa ja matalalla päästöoikeuden hinnalla. Vuonna 2030 biomassan hinnan on oletettu nousevan tasolle 25 EUR/MWh, jolloin turve voisi olla käyttökustannuksiltaan samalla tasolla biomassan kanssa matalalla päästöoikeuden hinnalla ja kevyemmällä turveveron korotuksella. Korkeammalla veron korotuksella (Kuva 34) biomassa olisi selvästi turvetta edullisempää.

**Kuva 33 – Polttoainekustannus vuosina 2025 ja 2030, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**


Lähde: AFRY Management Consulting

**Kuva 34 – Polttoainekustannus vuosina 2025 ja 2030, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**


Lähde: AFRY Management Consulting

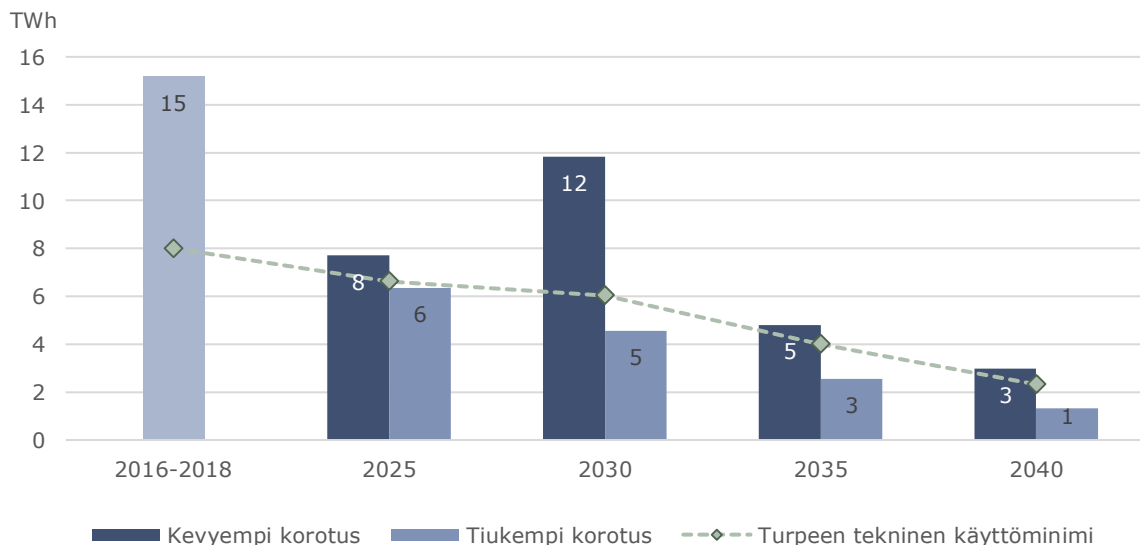
Kuva 35 kuvaa turpeen kulutuksen kehittymistä vuosien 2025-2040 välillä verrattuna turpeen nykyiseen kulutukseen. Mikäli päästöoikeuden hinta on matala ja veronkorotus on kevyempi, turpeen kulutus voi laskea selvästi hitaammin johtuen polttoaineiden pienestä hintaerosta. Turpeen kulutuksen mallinnettu nousu vuodesta 2025 vuoteen 2030 johtuu biomassan hinnan oletetusta noususta. Siitä seuraa kuitenkin vain pieni laskennallinen ero turpeen ja biomassan kustannukseen turpeen eduksi. Paikallisista olosuhteista ja kustannuksista riippuen turpeen paikallinen hinta vaihtelee enemmän kuin laskettu hintaero on turpeen ja biomassan välillä. Lisäksi vaikuttaisi epätodennäköiseltä, että turpeen käyttö kääntyisi nousuun, mikäli se olisi ensin laskenut vuonna 2025. Skenaariomallinnuksessa ei ole erikseen huomioitu tätä ajallista kehitystä

eikä hintaeron pienuutta polttoaineiden välillä vaikuttavana tekijänä polttoaineen vaihtoon.

Matalan päästöoikeuden hinnan tapauksessa puhtaasti polttoaineiden kilpailukyvyyn muutokseen perustuva analyysi osoittaa, että turpeen käyttö ei välttämättä laskisi merkittävästi vuoteen 2030 kevyemmällä verotuksella. Kuitenkin turpeen kulutus tulee laskemaan päästöoikeuden hinnan noustessa sekä laitosten poistussa vuoteen 2040 mennessä. Vuonna 2040 turvetta kulutettaisiin noin 3 TWh verran. Tässä ei ole kuitenkaan huomioitu muun muassa kaukolämmön tuottajien mahdollisia hiilineutraalisuustavoitteita ja muita tavoitteita turpeen vähentämiseksi, eikä myöskään turpeen saatavuuden rajoitteita paikallisesti. Päästökaupan piirissä oleville lämpökattiloille biomassan polttaminen on edelleen halvempaa, joten niissä käytetään vuoden 2030 jälkeenkin pelkästään biomassaa.

Tiukemmalla veronkorotuksella turpeen käyttö laskee nopeasti myös matalan päästöoikeuden hinnan skenaariossa. Vuoteen 2030 mennessä turpeen kulutus laskisi kolmasosaan nykyisestä. Vuoden 2030 jälkeen tapahtuva lasku kulutuksessa johtuu jo mainitusta CHP-laitosten teknisen käyttöiän vuoksi tulevasta käytöstä poistumisesta sekä päästöoikeuden hinnan noususta. Investoinnit teknisen minimin laskemiseen on esitetty vuosittain myöhemmin, Kuva 42. Vuoteen 2030 mennessä korkeampi turpeen verotus aiheuttaa 7 TWh:n eron turpeen kulutuksessa laskennallisesti eri verotusskenaarioiden välille.

**Kuva 35 – Turpeen käytön kehitys kevyemmällä ja tiukemmalla veron korotuksella päästöoikeuden matalan hinnan skenaariossa**



Huomio:

- 1) Kuvassa on katkoviivalla esitetty turpeen tekninen käyttöminimi ilman lisäinvestointeja.
- 2) Matalalla päästöoikeuden hinnalla ja kevyemmällä turpeen veron korotuksella erot tuotantokustannuksissa biomassan ja turpeen välillä jäävät vähäisiksi etenkin CHP-laitoksilla (Kuva 33), jonka vuoksi turpeen energiäkäyttö voi vaihdella merkittävästi esitetystä.

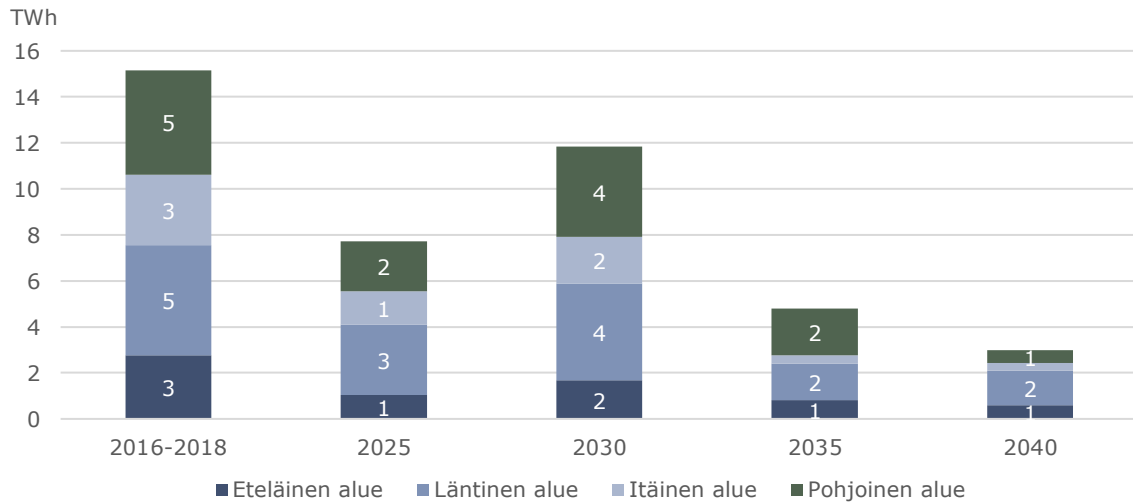
Lähde: AFRY Management Consulting

Kuva 36 esittää turpeen käytön kehityksen alueellisesti kevyemmän veronkorotuksen ja alhaisen päästöoikeuden hinnan skenaariossa, ja kuvassa 37 on esitetty sama, mutta tiukemmalla veronkorotuksella. Kevyemmän veronkorotuksen skenaariossa turpeen kulutus laskee 80 % vuoteen 2040 mennessä. Kulutus laskee suhteellisesti ja absoluuttisesti eniten pohjoisella alueella. Tiukemman turveveron skenaariossa turpeen



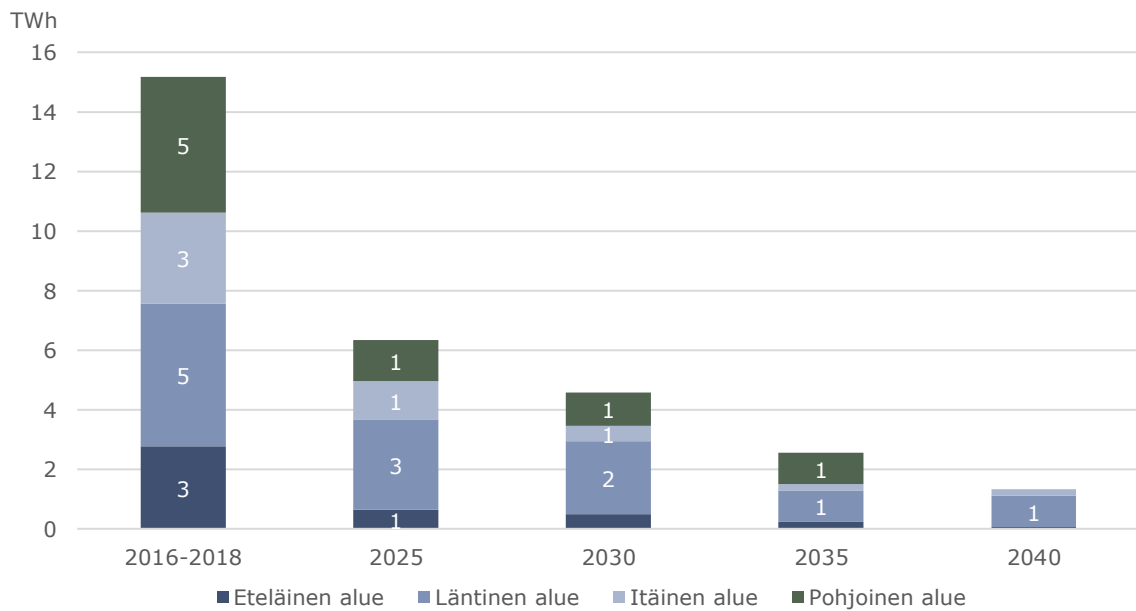
käyttö laskee 91 % verrattuna nykytasoon vuoteen 2040 mennessä. Lasku on jälleen voimakkainta pohjoisella alueella, jossa turpeen käyttö päättyy kokonaan vuoteen 2040 mennessä. Lasku turpeen kulutuksessa on selvästi pienintä läntisellä alueella, jossa turpeen kulutus laskee 78 % jääden 1,1 terawattituntiin vuonna 2040. Tämä on 80 % jäljelle jäävästä turpeen kulutuksesta.

**Kuva 36 – Turpeen käytön kehitys, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Huomio: Matalalla päästöoikeuden hinnalla ja kevyemmällä turpeen veron korotuksella erot tuotantokustannuksissa biomassan ja turpeen välillä jäävät vähäisiksi etenkin CHP-laitoksilla (Kuva 33), jonka vuoksi turpeen energiakäyttö voi vaihdella merkittävästi.

**Kuva 37 – Turpeen käytön kehitys, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**

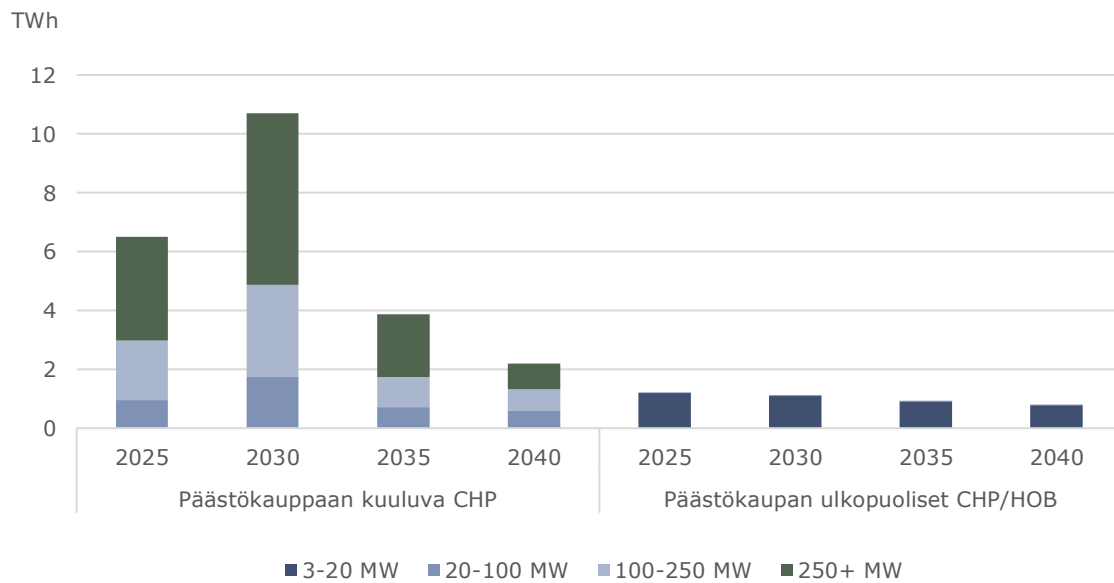


Lähde: AFRY Management Consulting



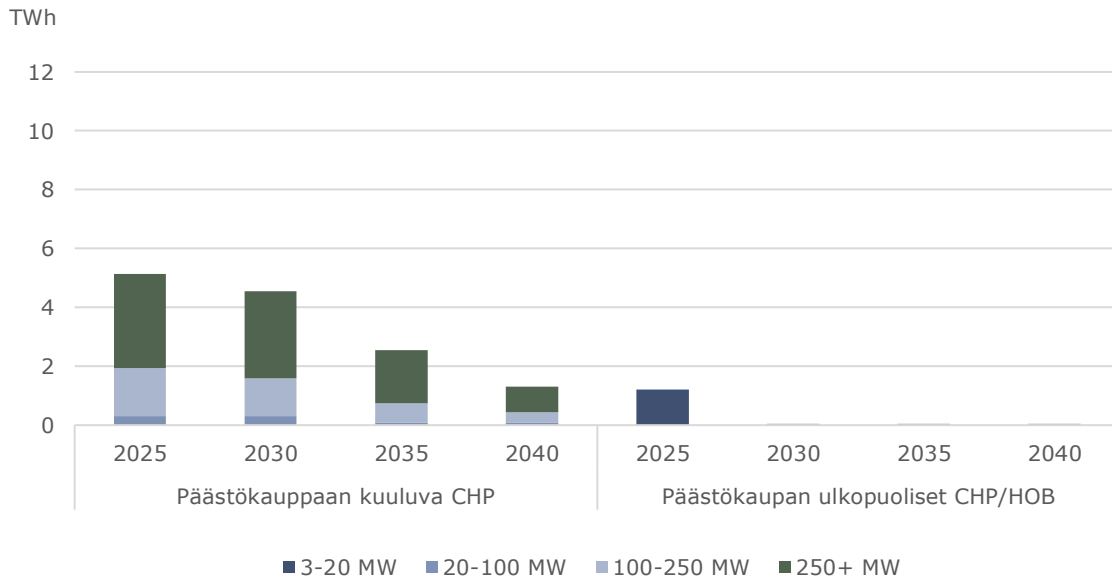
Seuraavissa kuvissa (Kuva 38 ja Kuva 39) turpeen käytön kehityksen jakauma on esitetty kattilatyypeittäin ja kokoluokittain matalan päästöoikeuden hinnan skenaarioissa. Päästökaupan ulkopuoliset kattilat käyttäytyvät identtisesti eri päästökauppaskenaarioiden välillä erojen muodostuessa ainoastaan turveverosta. Kevyemmän turveveron skenaariossa vuonna 2040 päästökauppaan kuuluvat CHP-kattilat muodostavat noin 2/3 turpeen kulutuksesta päästökauppaan kuulumattomien kattiloiden muodostaessa loput. Tiukemman verotuksen skenaariossa suurin osa jäljelle jäävästä turpeen kulutuksesta tapahtuu yli 250 MW<sub>pa</sub> laitoksissa.

**Kuva 38 - Turpeen käyttö jaettuna teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Huomio: Matalalla päästöoikeuden hinnalla ja kevyemmällä turpeen veron korotuksella erot tuotantokustannuksissa biomassan ja turpeen välillä jäävät vähäisiksi etenkin CHP-laitoksilla (Kuva 33), jonka vuoksi turpeen energiäkäyttö voi vaihdella merkittävästi.

Lähde: AFRY Management Consulting

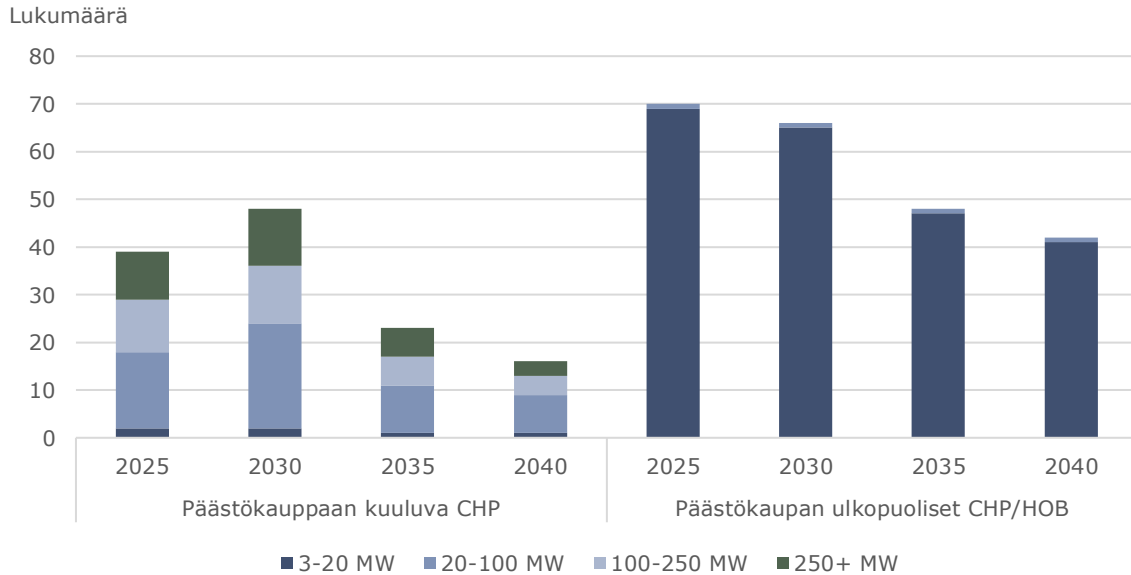
**Kuva 39 - Turpeen käyttö jaettuna teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**


Lähde: AFRY Management Consulting

Turvetta käyttävien laitosten lukumäärissä matalalla päästöoikeuden hinnalla turveveron vaikutus näkyy erityisesti 20-100 MW<sub>pa</sub> -kategoriassa. Kevyemmän turveveron korotuksen skenaariossa kahdeksan kattilaa käyttää vielä turvetta vuonna 2040 tästä kategoriasta. Tiukemmalla veronkorotuksella kattiloita, jotka käyttävät turvetta, olisi jäljellä vain yksi 20-100 MW<sub>pa</sub> -kategoriassa. Kattiloiden lukumäärät eri skenaarioissa on esitetty seuraavissa kuvissa (Kuva 40 ja Kuva 41).

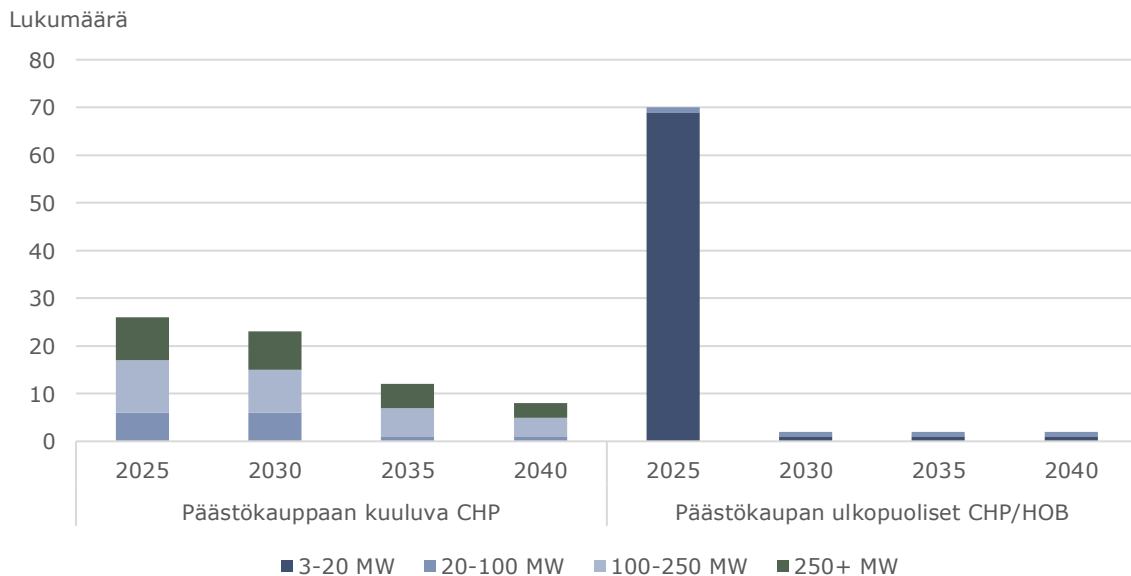


**Kuva 40 - Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

**Kuva 41 - Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden matala hintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**



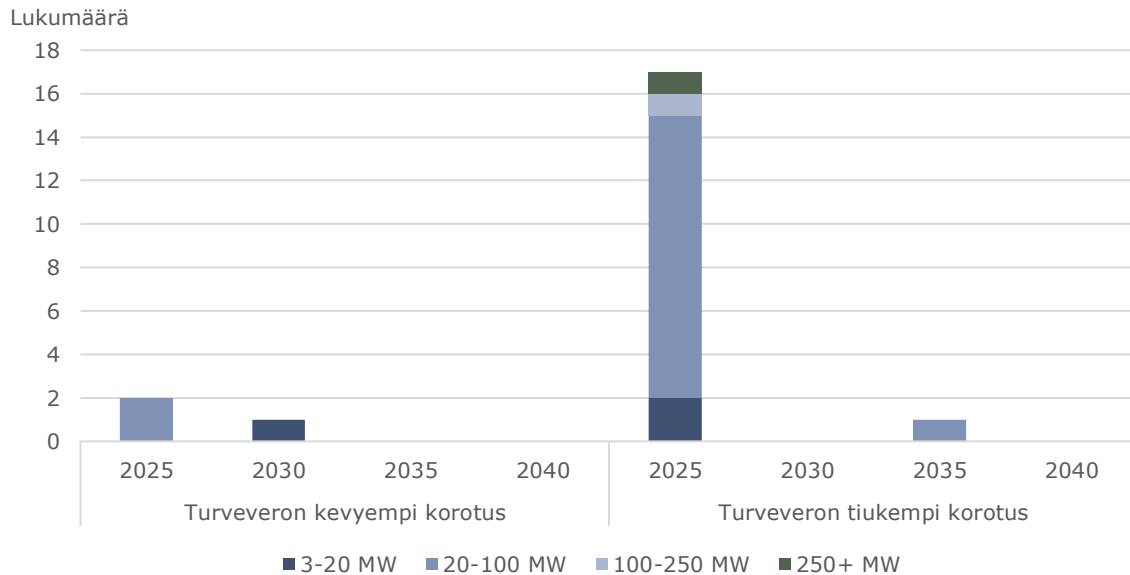
Lähde: AFRY Management Consulting

Turpeesta kokonaan luopumisen mahdollistavien investointien määrä on matala kevyemmän veronkorotuksen skenaariossa, ja suurimmassa osassa kattiloista turpeen käyttö on vain laskettu tekniseen minimiinsä. Tässä skenaariossa tapahtuu vain 3



investointia rikinsyöttöön turpeesta luopumiseksi ja ne tapahtuvat kokoluokaltaan alle 100 MW<sub>pa</sub> laitoksiin. Tiukemmalla veronkorotuksella investointeja tapahtuu 18 kappaletta, joista kaksi suurempiin laitoksiin (Kuva 42).

**Kuva 42 – Investointien lukumäärä kokoluokan mukaan päästöoikeuden matalan hinnan skenaariossa eri verotasoilla**



Huomio: Investointeja tehtiin ainoastaan päästökauppaan kuuluviin CHP-laitoksiin.

Lähde: AFRY Management Consulting

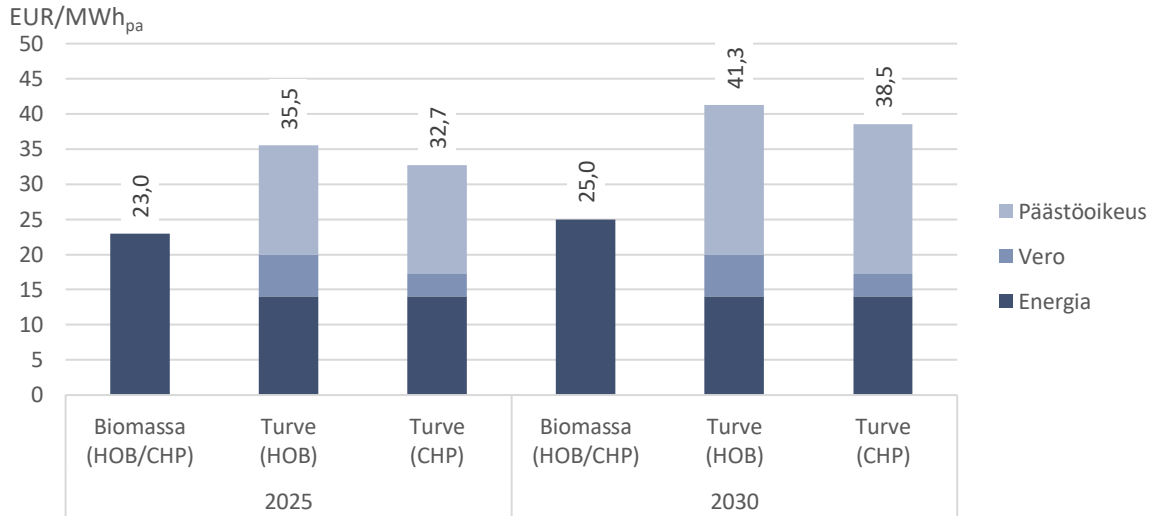
### 5.3.3 Päästöoikeuden korkean hinnan skenaario

Korkean päästöoikeuden hinnan skenaariossa turpeen käytöstä tulee nopeasti merkittävästi biomassaa kalliimpaa. Jo vuonna 2025 turpeen käytön kustannus olisi noin kolmanneksen suurempi kuin biomassan matalammallakin turpeen veron korotuksella, jolloin turvetta ei ole kannattavaa käyttää. Biomassan ja turpeen käyttökustannukset CHP- ja HOB-kattiloissa on esitetty alla olevassa kuvassa (Kuva 43).





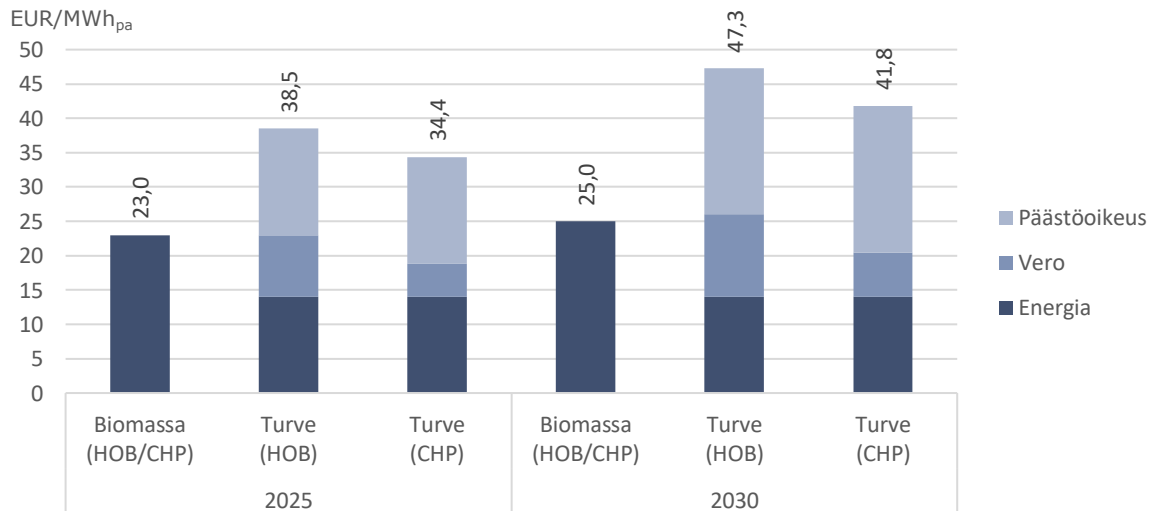
**Kuva 43 - Polttoainekustannus vuosina 2025 ja 2030, korkea päästöoikeuden hintaskenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

Turveveron tiukemmalla korotuksella turpeen kustannus lämpökattiloissa on vuonna 2030 lähes kaksinkertainen biomassan hintaan verrattuna. CHP-laitoksissakin ero biomassan hintaan on yli 15 EUR/MWh<sub>pa</sub> vuonna 2030. Päästöoikeuden hinnan kasvun seurauksena turpeen kustannus lämpölaitoksissa nousee vuoteen 2040 mennessä 53 EUR/MWh<sub>pa</sub> -tasolle. Biomassan hinnan on oletettu pysyvän vuoden 2030 jälkeen tasolla 25 EUR/MWh<sub>pa</sub>.

**Kuva 44 - Polttoainekustannus vuosina 2025 ja 2030, korkea päästöoikeuden hintaskenaario ja turveveron tiukempi korotus**



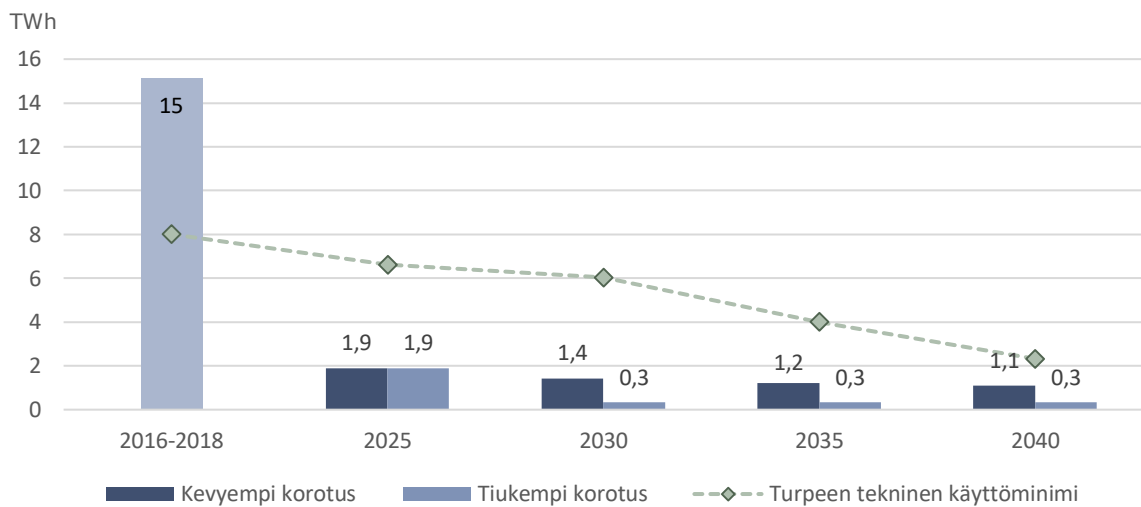
Lähde: AFRY Management Consulting

Korkean päästöoikeuden hinnan skenaariossa turpeen kulutus laskee voimakkaasti jo vuoteen 2025 mennessä, merkittävästi alle teknisen käyttöminimin, joten investointeja rikinsyöttölaitteistoihin oletetaan tehtävän nopeassa tahdissa. Vuonna 2025 tiukemmalla veronkorotuksella ei saavutettaisi vaikutusta turpeen käyttöön, sillä mallinnuksen perusteella turpeen käyttö olisi molemmissa veroskenaarioissa samalla

tasolla. Vuonna 2030 tiukemman veron skenaariossa turvetta kulutetaan 0,3 TWh, mutta turpeen kulutus ei laskisi nolnaan, vaikka päästöoikeuden hinta nousee vuoden 2030 tasolta 55 EUR/tCO<sub>2</sub> vuoden 2040 tasolle 70 EUR/tCO<sub>2</sub>. Matalammalla verolla turpeen kulutus laskee nopeasti ja lähestyy yhden TWh:n tasoa. Turpeen käytön kehitys eri verotusskenaariossa on esitetty alla olevassa kuvassa (Kuva 45).

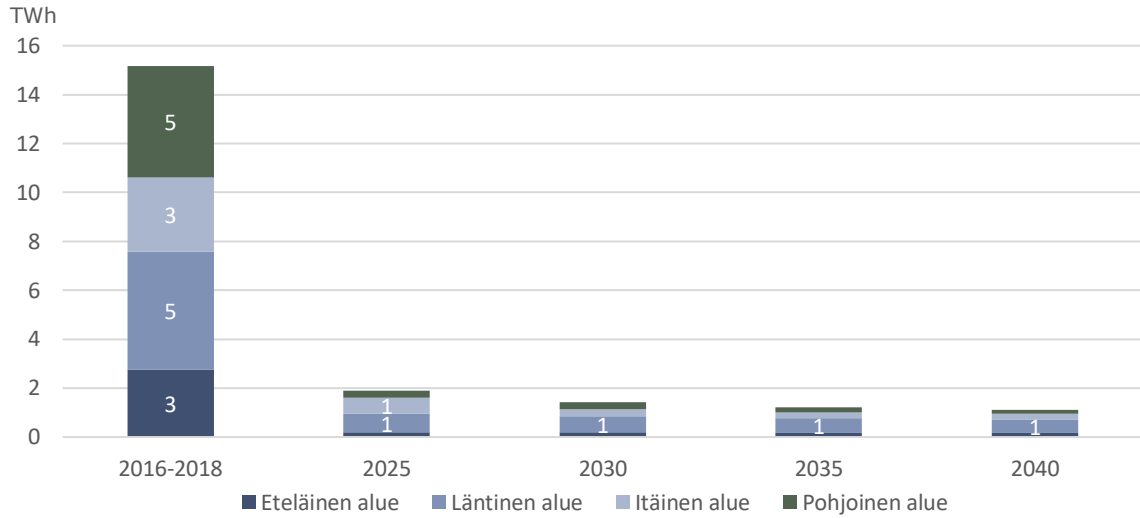
Tarkastelu perustuu turpeesta luopumisen laskennalliseen kannattavuuteen, jossa on oletettu, että turpeen hinta pysyy skenaarioissa vakiona ja turvetta on saatavilla. Korkean päästöoikeuden hintaskenaariossa turpeen käyttö laskisi kuitenkin nopeasti niin alhaiseksi, että energiaturpeen tuotantoa ei välttämättä enää juurikaan olisi Suomessa jäljellä.

**Kuva 45 – Turpeen käytön kehitys kevyemmällä ja tiukemmalla veron korotuksella päästöoikeuden korkean hinnan skenaariossa**

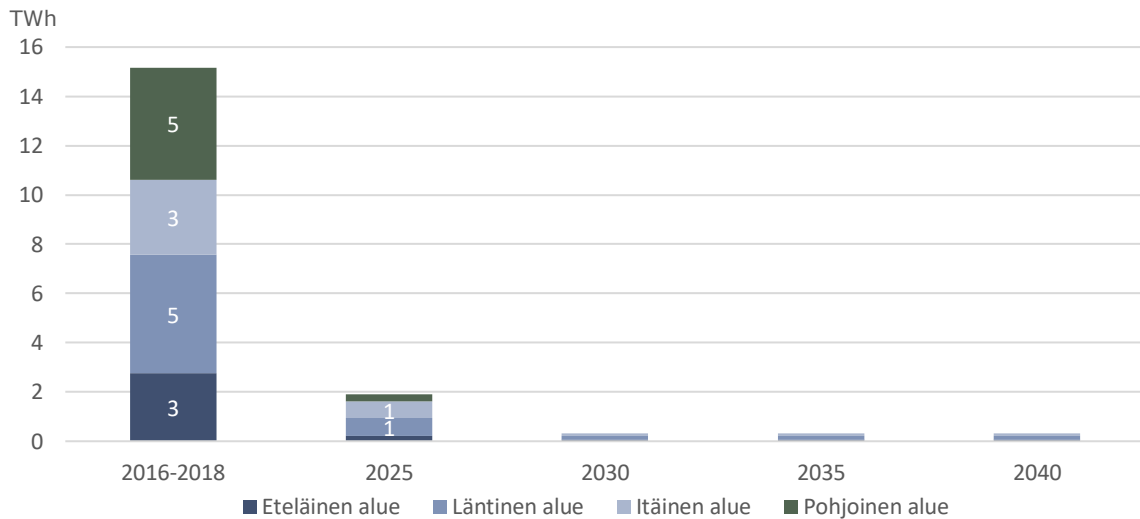


Lähde: AFRY Management Consulting

Alla olevissa kuvissa (Kuva 46 ja Kuva 47) turpeen kulutuksessa tapahtuva muutos on kuvattu alueittain eri verotusskenaarioissa. Kevyemmällä veronkorotuksella tässä skenaariossa turpeen kulutus vähenee 93 % vuoteen 2040 mennessä. Noin puolet jäljelle jäävästä kulutuksesta tapahtuu läntisellä alueella. Tiukemman verotuksen skenaariossa turpeen kulutus vähenee 98 % lähtötilanteeseen verrattuna vuoteen 2040 mennessä.

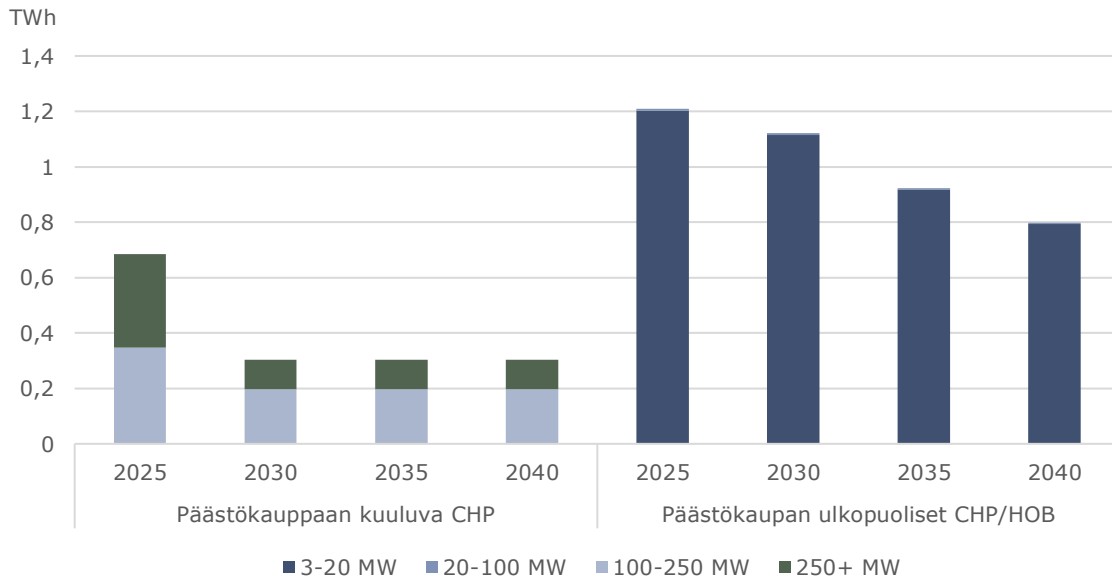
**Kuva 46 - Turpeen käytön kehitys alueittain päästöoikeuden korkean hinnan skenaariossa ja turveveron kevyemmällä korotuksella**


Lähde: AFRY Management Consulting

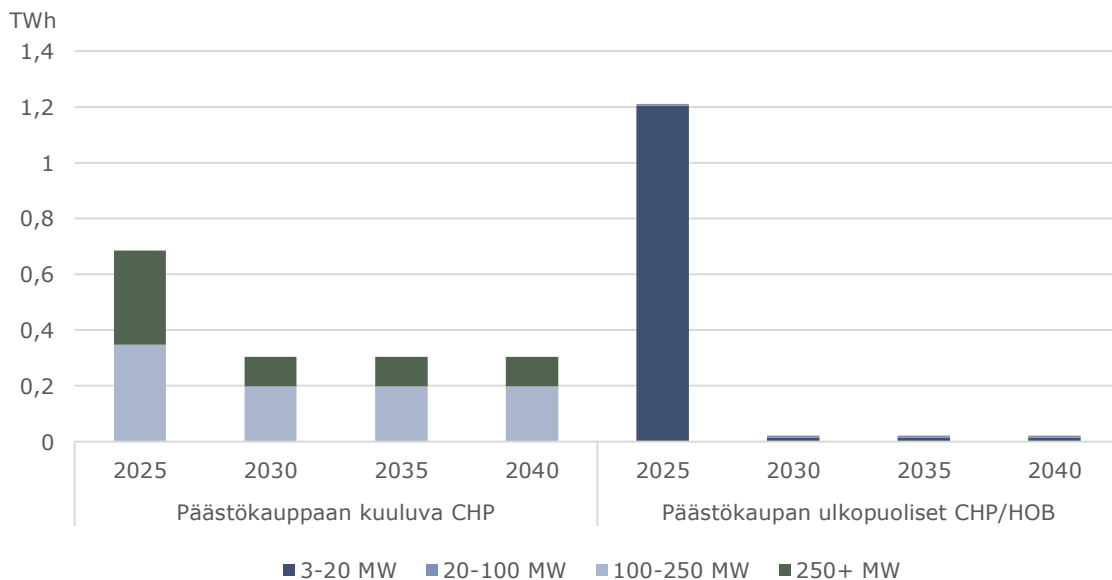
**Kuva 47 - Turpeen käytön kehitys alueittain päästöoikeuden korkean hinnan skenaariossa ja turveveron tiukemmalla korotuksella**


Lähde: AFRY Management Consulting

Korkealla päästöoikeuden hinnalla valtaosa jäljellä olevasta turpeen kulutuksesta tapahtuu päästökaupan ulkopuolella olevissa kattiloissa kevyemmän veronkorotuksen skenaariossa. Turpeen kulutus on kuitenkin kokonaisuudessaan pientä verrattuna lähtötilanteeseen. Muista skenaarioista poiketen korkean päästöoikeuden hinnan skenaarioissa turveverolla ei ole vaikutusta turpeen kulutukseen päästökauppaan kuuluvissa laitoksissa, vaan molemmilla turveveroilla CHP-laitosten turpeen kulutuksen määrä on identtinen. Ero turpeen kulutuksessa skenaarioiden välillä tulee päästökauppaan kuulumattomista laitoksista. Ero skenaarioiden välisessä turpeen kulutuksessa on kuitenkin vain 0,8 TWh.

**Kuva 48 - Turpeen käyttö jaettuna teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden korkean hinnan skenaario ja turveveron kevyempi korotus**


Lähde: AFRY Management Consulting

**Kuva 49 - Turpeen käyttö jaettuna teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden korkean hinnan skenaario ja turveveron tiukempi korotus**


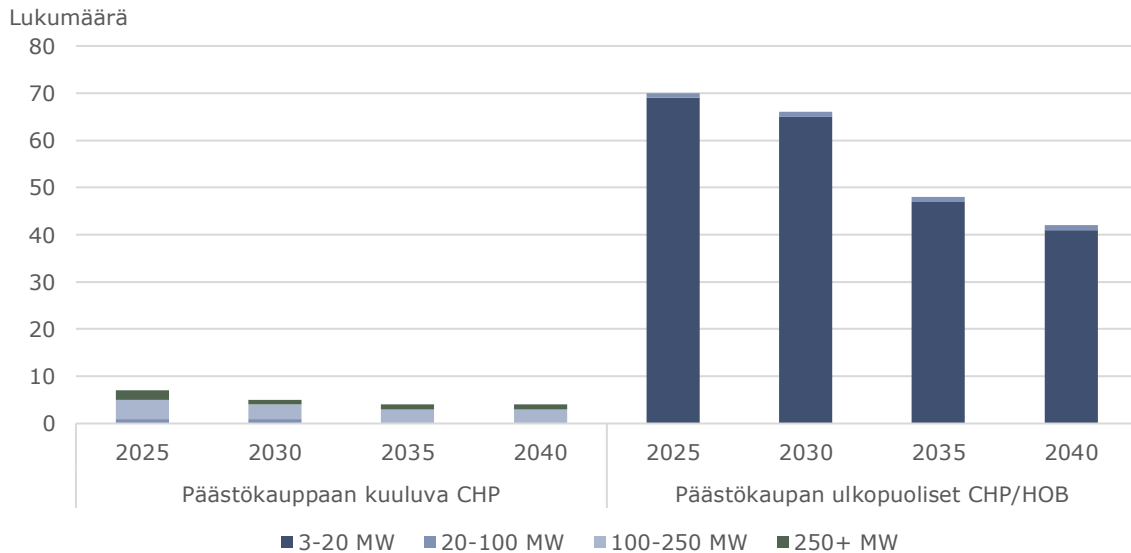
Lähde: AFRY Management Consulting

Päästökauppaan kuuluvien CHP-kattiloiden osalta molempien verotusskenaarioiden turvetta käyttävien laitosten määrät ovat identtiset. Kuten aikaisempien päästökauppaskenaarioiden kohdalla todettiin turpeen kulutus päästökaupan ulkopuolisten kattiloiden osalta riippuu ainoastaan verotusskenaariosta ja turpeen kulutus käyttäytyy identtisesti aikaisempien päästökauppaskenaarioiden kanssa.



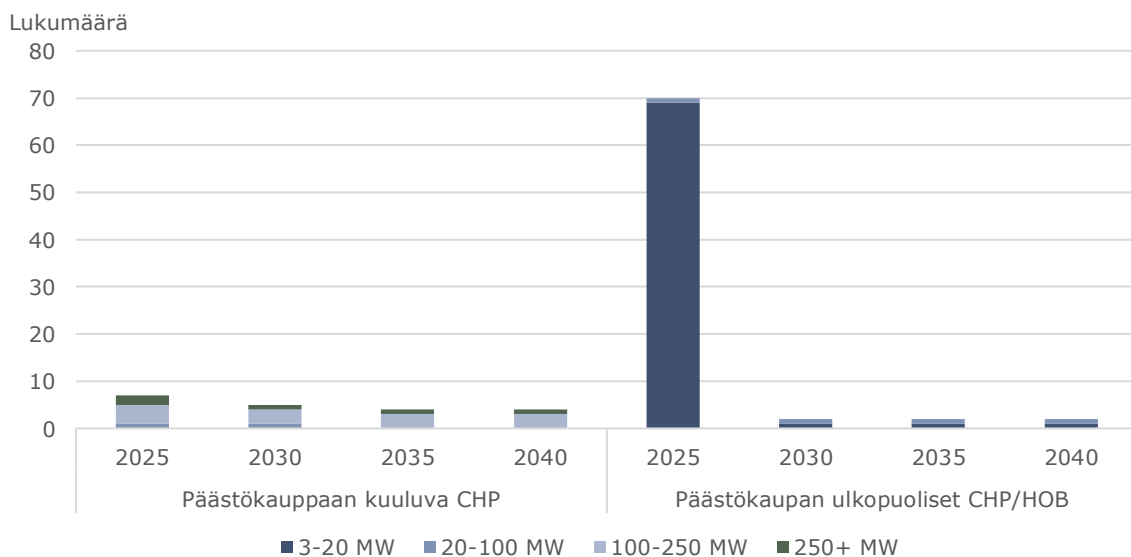
Korkeammalla verolla päästökaupan ulkopuolisten lämpölaitosten turpeen kulutus laskee tekniseen minimiin ja kevyemmällä veronkorotuksella turpeen kulutus laskee vain kattiloiden poistuman takia. Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärät on esitelty alla olevissa kuvissa (Kuva 50 ja Kuva 51)

**Kuva 50 - Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden korkean hinnan skenaario ja turveveron kevyempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

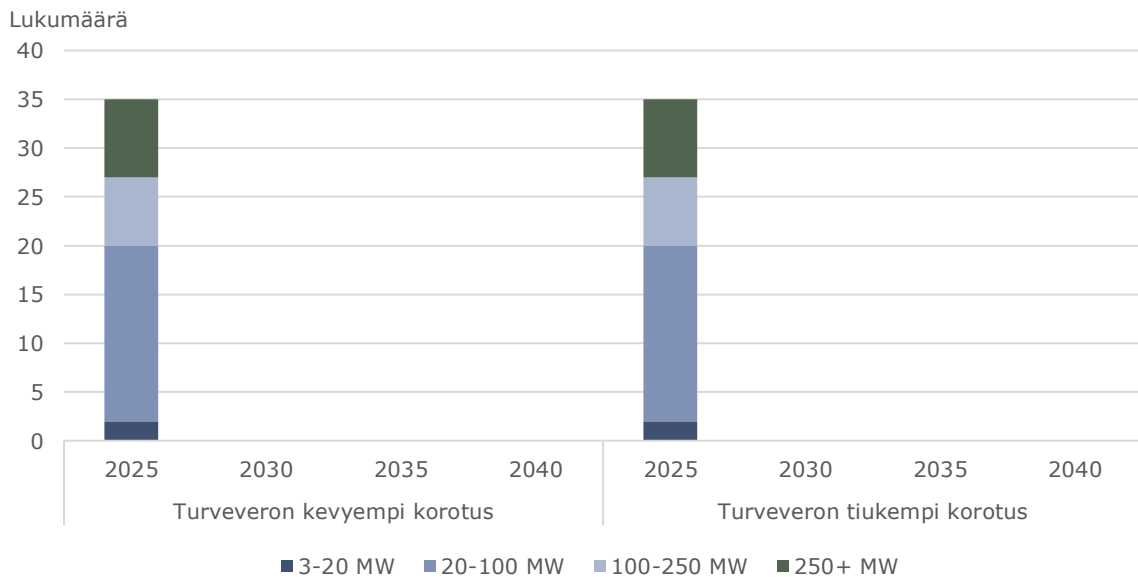
**Kuva 51 - Turvetta käyttävien kattiloiden lukumäärä teknologian, kokoluokan ja päästökauppaan kuulumisen mukaan, päästöoikeuden korkean hinnan skenaario ja turveveron tiukempi korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

Molemmissa verotusskenaarioissa olisi kannattavaa tehdä samat investoinnit rikinsyöttölaitteisiin samaan aikaan, kuten alla oleva kuva näyttää (Kuva 52). Verrattuna päästöoikeuden perushinnan skenaarioon tiukemmalla turveveron korotuksella korkeampi päästöoikeuden hinta lisää investointeja ainoastaan 100-250 MW<sub>pa</sub> kattiloihin. Korkeamman päästöoikeuden skenaariossa tehdään siis 2 investointia enemmän kuin päästöoikeuden perushintaskenaariossa.

**Kuva 52 - Investointien lukumäärä kokoluokan mukaan päästöoikeuden korkean hinnan skenaariossa eri verotasoilla**



Huomio: Investointeja tehtiin ainoastaan päästökauppaan kuuluviin CHP-laitoksiin.

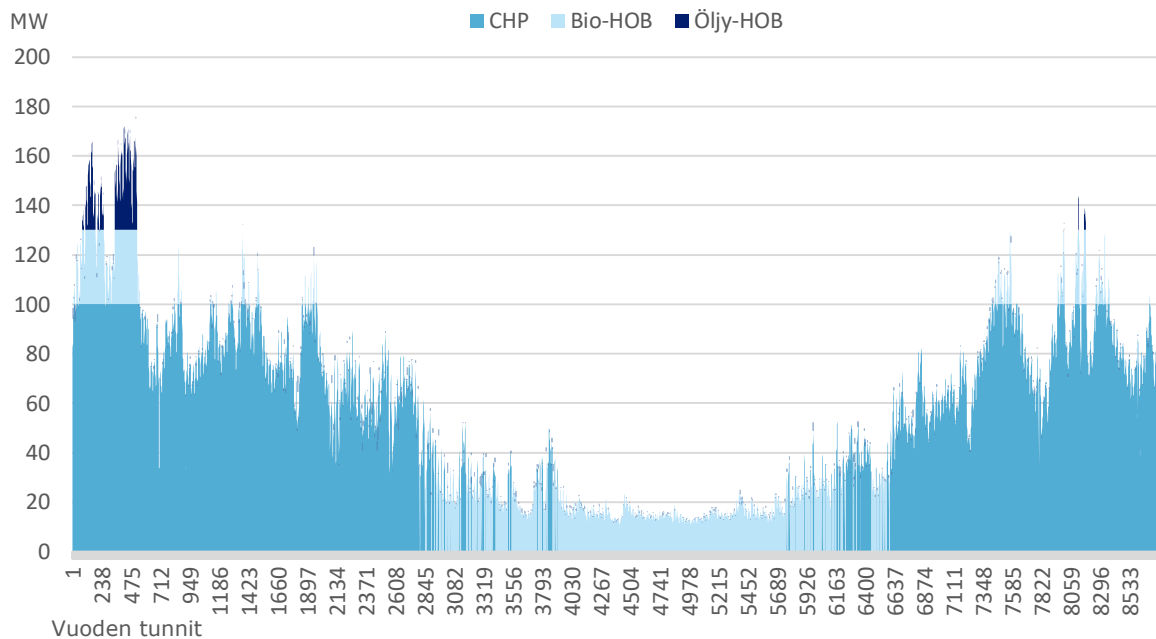
Lähde: AFRY Management Consulting

### 5.3.4 Kaukolämpöverkkotason esimerkkitarkastelu turpeen käytön vähenemisen vaikutuksista

Edellä on kuvattu polttoaineiden keskinäistä hintasuhdetta laitostason esimerkeissä. Todelliset päätökset polttoaineiden käytön muutoksista, ja turpeen mahdollisesta korvaamisesta tehdään kuitenkin huomioiden myös muut käytettävissä olevat laitokset kaukolämpöverkossa tai teollisuuden tuotantopaikassa. Seuraavassa on tarkasteltu esimerkkinä keskikokoisen kaupungin kaukolämpöverkkoa, ja tuotantolaitosten käyttöä siinä.

Keskikokoisessa kaukolämpöverkossa lämpö tuotetaan usein pääosin yhdellä pohjakuormalaitoksella, esimerkin tapauksessa CHP-laitoksella, jota tukee mahdollisesti yksi keskikuormalaitos lämmityskaudella sekä kesällä, kun lämmön kysyntä alittaa CHP-laitoksen minimikuorman. Lisäksi verkossa on useampi huippukuormalaitos niihin tilanteisiin, joissa muu tuotanto ei riitä. Keskikokoisen esimerkkiverkon tavallisen ajojärjestyksen tuotantoprofiili on esitetty alla olevassa kuvassa (Kuva 53).

Vuosittainen kokonaislämmönkysyntä on tässä esimerkissä 500 GWh vuodessa (Kuva 53). Tällöin 84 % lämmöstä on tuotettu CHP-laitoksella ja sähköä on syntynyt samalla 190 GWh. CHP-laitos on käyttänyt esimerkkivuonna polttoaineena turvetta 30 % ja metsähaketta 70 %.

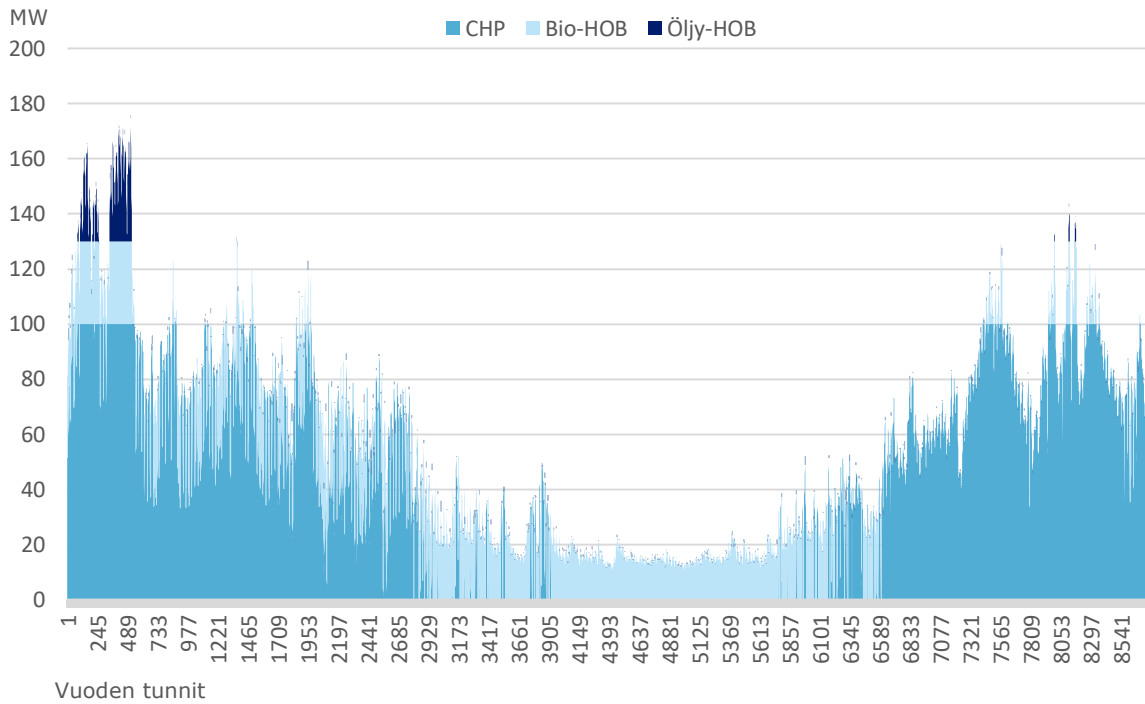
**Kuva 53 - Lämmöntuotannon jakaantuminen 500 GWh/a  
 esimerkiverkossa perinteisellä ajojärjestyksellä**


Lähde: AFRY Management Consulting

Turpeen ja metsähakkeen osuuksia voidaan usein säätää kustannusten mukaan jonkin verran. CHP-laitoksen polttoaineiden kannattavuutta vertailtiin luvuissa 5.3.1, 5.3.2 ja 5.3.3. Metsähake on edullisempi kaikissa tarkastelluissa skenaarioissa, lukuun ottamatta vuodesta 2030 eteenpäin matalan päästöoikeuden ja kevyemmän veronkorotuksen skenaariota, jossa tuotantokustannukset turpeella ja biomassalla ovat samat. Kun oletetaan että tarkasteluesimerkissä turpeen käytölle on tekninen minimivaatimus CHP-laitoksessa, on kannattavaa korvata CHP-tuotantoa erillislämmöntuotannolla (bio-HOB), jos katsotaan pelkästään lämmön tuotannon kustannuksia.

CHP-laitoksen kokonaiskannattavuuteen vaikuttaa kuitenkin myös sähköstä saatavat tulot, jonka vaikutuksesta CHP-laitos säilyy ajojärjestyksessä ensimmäisenä korkeammilla sähkön hinnoilla. Kun sähkön hinta on alhainen, ajojärjestys muuttuu siten, että lämpökattilaa ajetaan pohjakuormana ja CHP-laitos otetaan käyttöön vasta kun lämpökattilan teho ei riitä. Seuraavissa luvuissa tuotantoprofiilia on mallinnettu esimerkiverkossa käyttäen vuoden 2016 toteutunutta sähköhintaprofiilia sovitettuna työn lähtöoletuksen 40 EUR/MWh sähkön vuosikeskihintaan.

Kun esimerkiverkossa mallinnetaan ajojärjestys tämän selvityksen vuoden 2030 lähtöoletuksien matalan päästöoikeuden (20 EUR/tCO<sub>2</sub>) ja kevyemmän veronkorotuksen (6 EUR/MWh) tilanteessa, saadaan alla olevan kuvan mukainen vuosituotantoprofiili (Kuva 54). Mallinnuksen tuloksena CHP-laitos tuottaa 76 % tarvittavasta lämmöstä ja bio-HOB on 22 % vuoden tunneista ajojärjestyksessä ennen CHP-laitosta. Sähköä tuotetaan tällöin 167 GWh.

**Kuva 54 - Esimerkkiverkon tuotanto vuonna 2030, matala päästöoikeuden hintaskenaario ja kevyempi veron korotus**


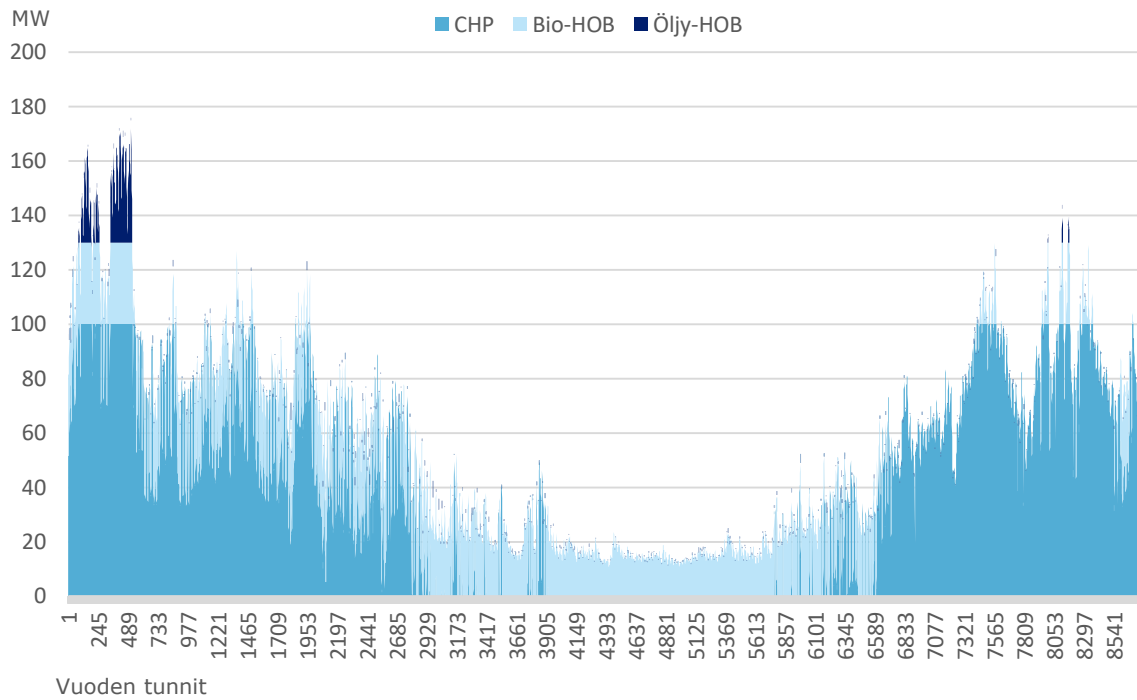
Lähde: AFRY Management Consulting

Päästöoikeuden perushintaskenaariolla (34 EUR/tCO<sub>2</sub>) ja kevyemmän veronkorotuksen (6 EUR/MWh) tilanteessa CHP-laitos tuottaisi 72% esimerkkiverkon lämmöstä vuonna 2030. Tällöin bio-HOB on 36 % tunneista ajojärjestyksessä ennen CHP-laitosta ja sähköä tuotetaan 163 GWh. Kuva 55 esittää tuotantoprofiilin tässä tapauksessa.



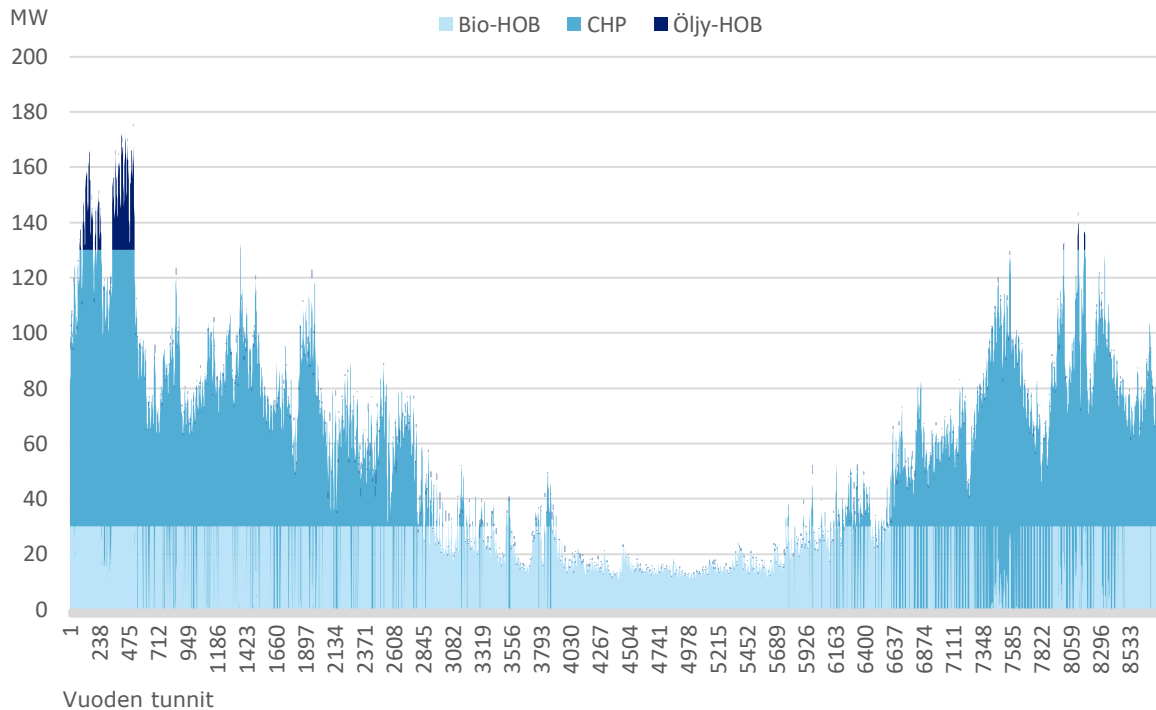


**Kuva 55 - Esimerkkiverkon tuotanto vuonna 2030, päästöoikeuksien perushintaskenaario ja kevyempi veron korotus**



Lähde: AFRY Management Consulting

CHP:n tuotanto-osuus lämmöstä putoaa 62 %:iin vuonna 2030, kun mallinnus tehdään korkealla päästöoikeuden hintaskenaariolla (55 EUR/tCO<sub>2</sub>) sekä tiukemmalla turveveron korotuksella (12 EUR/MWh). Tämän tapauksen tuotantoprofiili on esitetty alla olevassa kuvassa (Kuva 56). Tällöin bio-HOB on 70% tunneista ajojärjestyksessä ennen CHP-laitosta ja sähköä tuotetaan 141 GWh.

**Kuva 56 - Esimerkkiverkon tuotanto vuonna 2030, korkea päästöoikeuden hintaskenaario ja tiukempi veron korotus**


Lähde: AFRY Management Consulting

Lopputuloksina vuoden 2030 verkkokohtaisesta mallinnuksesta hakekattila (bio-HOB) on ajojärjestyksessä ennen CHP-laitosta skenaarioiden lähtöoletuksien toisessa ääripäässä 22 % ajasta ja toisessa ääripäässä 70 % ajasta. Turpeen polton kallistuminen joko veronkorotuksella tai päästöoikeuden hinnasta johtuen vaikuttaa turvetta käyttävien CHP-laitosten ajomääriin ja sitä kautta sähköntuotantoon. Sähköntuotanto putoaa turvetta käyttävässä CHP-laitoksessa merkittävästi, noin 16 %, eli 26 GWh esimerkkiverkossa. Sähköntuotantoa jää turve CHP-laitoksiin myös korkean päästöoikeuden skenaariossa tiukemmalla veronkorotuksella. Kokonaissähköntuotantokapasiteetti nykyisellään turvetta käyttävissä CHP-laitoksissa on noin 2600 MW<sub>el</sub>, johon turpeen polton kallistuminen vaikuttaa. 1400 MW<sub>el</sub> tästä kapasiteetista tulee teknisen käyttöikänsä päähän vuoteen 2040 mennessä.

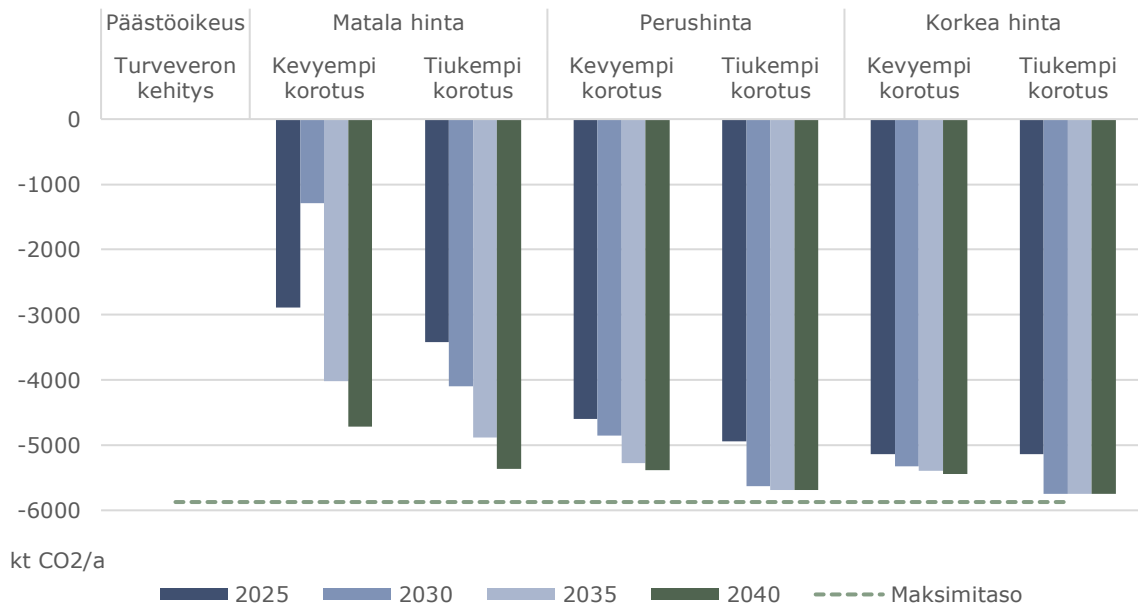
### 5.3.5 Vaikutukset hiilidioksidipäästöihin

Edellä esitetty vähentävä turpeen käyttö on arvioitu tässä tarkastelussa korvautuvan metsähakkeella. Polttoaineita korvautuu oletettavasti jatkossa yhä enemmän myös muilla, polttamiseen perustumattomilla lämmöntuotantomuodoilla, jonka kehitykseen vaikuttavat myös muut tekijät kuin turpeen käytön vähentäminen tai siitä luopuminen. Arvioidusta turpeen käytön vähenemisestä seuraava päästöjen väheneminen on esitetty alla olevassa kuvassa (Kuva 57).

Nykyisellä vuosien 2016–2018 keskiarvon mukaisella käytöllä turpeesta johtuvat päästöt ovat vuosittain liki 6000 kt CO<sub>2</sub> Suomessa. Mitä korkeampi on päästöoikeuden hinta, sitä suurempi on turpeen käytön vähenemisestä syntyvä päästövähennys jo 2025 vuonna. Matalan päästöoikeuden hinnan skenaariossa päästöt laskevat noin puoleen viime vuosien tasosta vuoteen 2025 mennessä. Perushintaskenaariossa saavutetaan kevyemmällä veronkorotuksella jo 78 % päästövähennys vuonna 2025 ja tiukemmalla veron korotuksella 84 % päästövähennys. Kokonaispäästövähennyksessä

ainoastaan matalan hinnan ja kevyemmän veronkorotuksen skenaariossa jäädään merkittävästi alhaisemmalle tasolle verrattuna muihin skenaarioihin.

**Kuva 57 – Turpeen energiakäytöstä aiheutuvien CO<sub>2</sub>-päästöjen väheneminen skenaarioissa vuosina 2020–2040 verrattuna 2016–2018 vuosien keskimääräisiin päästöihin turpeen käytöstä**



Huomio: Maksimitaso kuvaa nykyisten turpeen energiakäytöstä koituvien päästöjen (keskiarvo 2016-2018) tasoa, joka olisi mahdollista saavuttaa turpeen käytön lopettamisella kokonaan  
 Lähde: AFRY Management Consulting

CO<sub>2</sub>-päästöjen vähenemisessä on huomioitava, että turvetta käyttävät lämpö- ja voimalaitokset ovat pääosin päästökaupan piirissä. Ainoastaan laitokset, jotka ovat nimelliseltä lämpöteholtaan alle 20 MW, eivät välttämättä kuulu suoraan päästökaupan piiriin. Suomessa myös lämpöteholtaan alle 20 MW laitokset osallistuvat päästökauppaan, mikäli ne on kytketty kaukolämpöverkkoon, jossa on yli 20 MW:n tuotantolaitoksia<sup>2</sup>. Päästökaupan piiriin kuuluvien laitosten osalta päästövähennämisen osalta vastaava määrä päästöoikeuksia jää käyttämättä toimijoilta, eikä vaikutus kokonaispäästöihin ole koko Euroopan tasolla yhtä suuri.

### 5.3.6 Vaikutus puustamaksukykyyn ja biomassan käyttöön

Energialaitoksen puustamaksukyky kuvaa laitoksen kykyä maksaa puupolttoaineesta verrattuna halvimpaan vaihtoehtoiseen polttoaineeseen, jota voidaan käyttää rinnakkaispoltossa. Tässä työssä puustamaksukykyä on arvioitu verrattuna turpeeseen, sillä esimerkiksi kivihiili ei ole vaihtoehtoinen polttoaine vuoden 2029 jälkeen. Polttoaineiden keskinäiseen kilpailuasemaan perustuva puustamaksukykyyn arviointi ei kuitenkaan kuvaa todellista tilannetta pidemmällä aikavälillä hinnan noustessa, sillä kaukolämmön kilpailukyky ja muut tuotantovaihtoehdot rajoittavat energiantuottajien puustamaksukykyä.

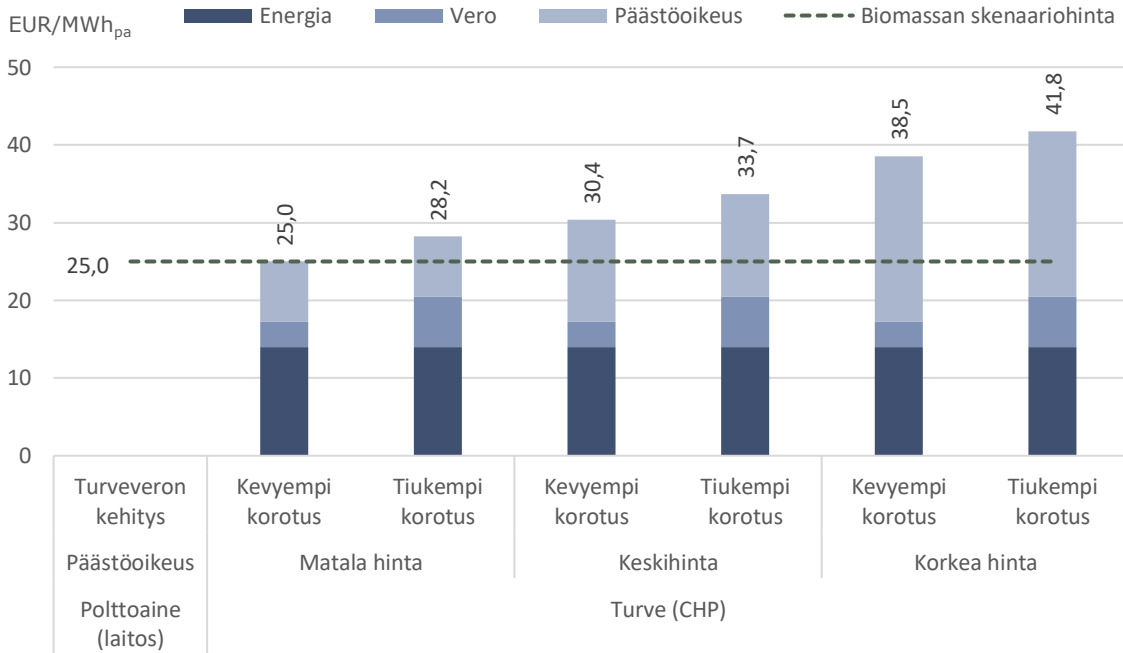
Seuraavassa kuvassa on tarkasteltu puustamaksukykyä yhteistuotantolaitoksessa sillä perusteella, että maksukykyyn määrittäisi vaihtoehtoisen polttoaineen eli turpeen hinta

<sup>2</sup> Työ- ja elinkeinoministeriö. Päästökauppa. Saatavilla: <https://tem.fi/paastokauppa>



ja lämmöntuotannon vero, päästöoikeuskustannus sekä nykyisellään metsähakkeella tuotetulle sähkölle myönnettävä tuki. Tarkastelluissa skenaarioissa syöttötariffia ei maksettaisi vuodesta 2025 lähtien missään skenaariossa, eikä se siten vaikuta puustamaksukykyyn. Kuva 58 esittää puustamaksukykyyn CHP-laitoksilla vuonna 2030 eri skenaarioissa. Päästöoikeuden hinnan noustessa perus- tai korkean hinnan skenaarion mukaisesti, puustamaksukyky kasvaisi hyvin korkeaksi CHP-laitoksilla verrattuna työssä käytettyyn biomassan hintaskenaarioon.

**Kuva 58 – Puustamaksukyky turpeeseen verrattuna CHP-laitoksilla vuonna 2030**



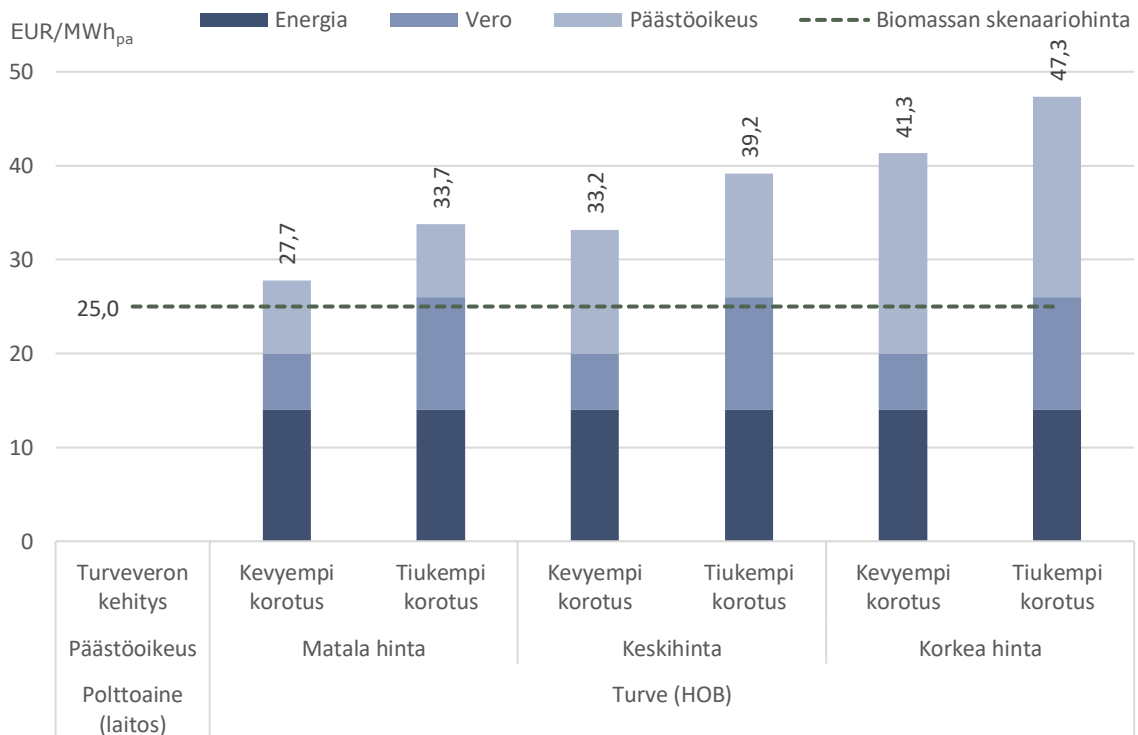
\*25 EUR/MWh<sub>pa</sub> katkoviiva kuvaa tasoa, josta alkaen voi puustamaksukyvyllä olla vaikutusta teollisuuden kuitupuun hintaan.

Lähde: AFRY Management Consulting

Lämpölaitoksissa maksukykyyn muodostumisen noudattee samoja periaatteita sillä erolla, että lämpölaitokset eivät saa sähköntuotannon tukea ja laitoksen tuottaessa ainoastaan lämpöä lämmöntuotannon verotuksella on suurempi vaikutus (sähköntuotannossa polttoaineita ei veroteta). Yhteistuotantolaitoksien polttoaineverotus on myös kevyempää kuin erillislämmöntuotannon. Tästä johtuen puustamaksukyky HOB-laitoksilla, jotka ovat päästökaupan piirissä, on hieman suurempi kuin CHP-laitoksilla. Poikkeuksen tuovat HOB-laitokset, jotka eivät kuulu päästökaupan piiriin ja turpeen polttoainekustannus sekä siten puustamaksukyky jäävät päästöoikeuden hinnan verran alhaisemmaksi. Kuva 59 esittää puustamaksukykyyn HOB-laitoksilla vuonna 2030.



**Kuva 59 – Puustamaksukyky turpeeseen verrattuna HOB-laitoksilla vuonna 2030**



\*25 EUR/MWh<sub>pa</sub> katkoviiva kuvaa tasoa, josta alkaen voi puustamaksukyvyllä olla vaikutusta teollisuuden kuitupuun hintaan.

Lähde: AFRY Management Consulting

Tässä selvityksessä on tarkasteltu erityisesti turpeen veron vaikutusta polttoainevalintoihin kattiloissa, ja valitusta tarkastelutavasta johtuen turpeen energiakäytön vähenemisen vaikutuksesta biopolttoaineiden, pääosin metsähakkeen kysyntä lisääntyisi arviolta korkeintaan turpeesta luopumisen määrällä. Turpeen nykyisen energiakäytön määrän ollessa noin 15 TWh, kysyntää syntyy enimmillään saman verran biopolttoaineisiin vastaten n. 7,5 miljoonaa kuutiota puuta.

On kuitenkin epätodennäköistä, että koko turpeen nykyinen kysyntä korvaantuisi täysimääräisesti biopolttoaineilla. Osa CHP-laitoksista korvataan todennäköisesti biomassaa käyttävillä erillislämmöntuotannon laitoksilla, jolloin laitoksessa ei kulu polttoainetta sähköntuotantoon. Mikäli kaikki vuoteen 2040 mennessä poistuvat turve-CHP:t korvattaisiin erillislämmöntuotannolla, vähenisi turvetta korvaava polttoainetarve noin 3 TWh. Tällöin biopolttoaineisiin siirtyvä kysyntä olisi 12 TWh vastaten n. 6 miljoonaa kuutiota puuta.

Kaukolämpöverkoissa on myös alettu käyttämään enenevässä määrin teollisen kokoluokan lämpöpumppuja, jotka hyödyntävät hukkalämpöä esimerkiksi lämmön talteenotolla jätevedestä, savukaasuista ja kaukojäähdytyksen paluuedestä. Vuonna 2019 hukkalämmöllä tuotettiin n. 10 % kaukolämmöstä<sup>3</sup>. Osa turvelaitosten lämmöntuotannosta voitaisiin korvata sähköä käyttävillä lämpöpumppuratkaisuilla, jolloin biomassan tarve ei nousisi yhtä paljoa.

<sup>3</sup> Energiategollisuus. Energiavuosi 2019. Kaukolämpö. Saatavilla: [https://energia.fi/files/4402/Energiavuosi2019\\_Kaukolampo\\_MEDIKUVAT\\_20200120.pdf](https://energia.fi/files/4402/Energiavuosi2019_Kaukolampo_MEDIKUVAT_20200120.pdf)



Korvaavien tuotantomuotojen kustannustasoa on vertailtu luvussa 5.3.7. Puustamaksukyky CHP-laitoksilla (Kuva 58) on alimmillaankin rajalla, jolla se voi vaikuttaa myös teollisuuden kuitupuun hintaan, jollei edullisempia jakeita ole saatavilla. Korkeimmillaan puustamaksukyky HOB-laitoksilla (Kuva 59) korkean päästöoikeuden tapauksessa on riittävä kilpailemaan mistä tahansa metsäjakeesta. Lisäksi teollisen kokoluokan lämpöpumppuratkaisussa on huomioitava, että kilpailukyyn takaamiseksi ne vaativat hyvän hukkalämmön lähteen, jotta lämpöpumpun tehokkuus pysyy korkealla tasolla. Tämä osaltaan rajaa lämpöpumppuratkaisujen potentiaalia korvaamaan kaukolämmön tuotantoa polttoon perustuvilla tekniikoilla.

### **5.3.7 Vaikutus tuotantomuotojen väliseen kustannustasoon**

Tässä selvityksessä on arvioitu ennen kaikkea kattilateknisiä rajoitteita ja mahdollisuuksia polttoainemuutoksiin, ja tämän perusteella erilaisten päästöoikeuden hinnan ja turpeen veron vaikutuksia turpeen ja vaihtoehtoisten polttoaineiden käyttöön. Pidemmällä aikavälillä ohjaukset vaikuttavat kuitenkin myös tuotantomuotoihin ja investointeihin mm. polttamiseen perustumattomiin tuotantomuotoihin. Tässä luvussa on arvioitu hyvin karkealla tasolla ohjauksien muutoksen vaikutuksia erilaisten tuotantomuotojen investointien kannattavuuteen tarkastelemalla eri tuotantomuotojen kustannustasoa kaukolämmön tuotannossa.

Tuotantomuotojen välisellä kustannustasolla kuvataan kaukolämmön erilaisten tuotantolaitosten (HOB, CHP, polttoon perustumattomat tuotantomuodot) keskinäistä kannattavuutta vertailemalla niiden lämmöntuotannon kokonaiskustannuksia. Kokonaiskustannus sisältää investointikustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä polttoainekustannukset. Sähkön myynnistä saatava tulo on laskettu lämmöntuotantokustannusta vähentävänä tekijänä.

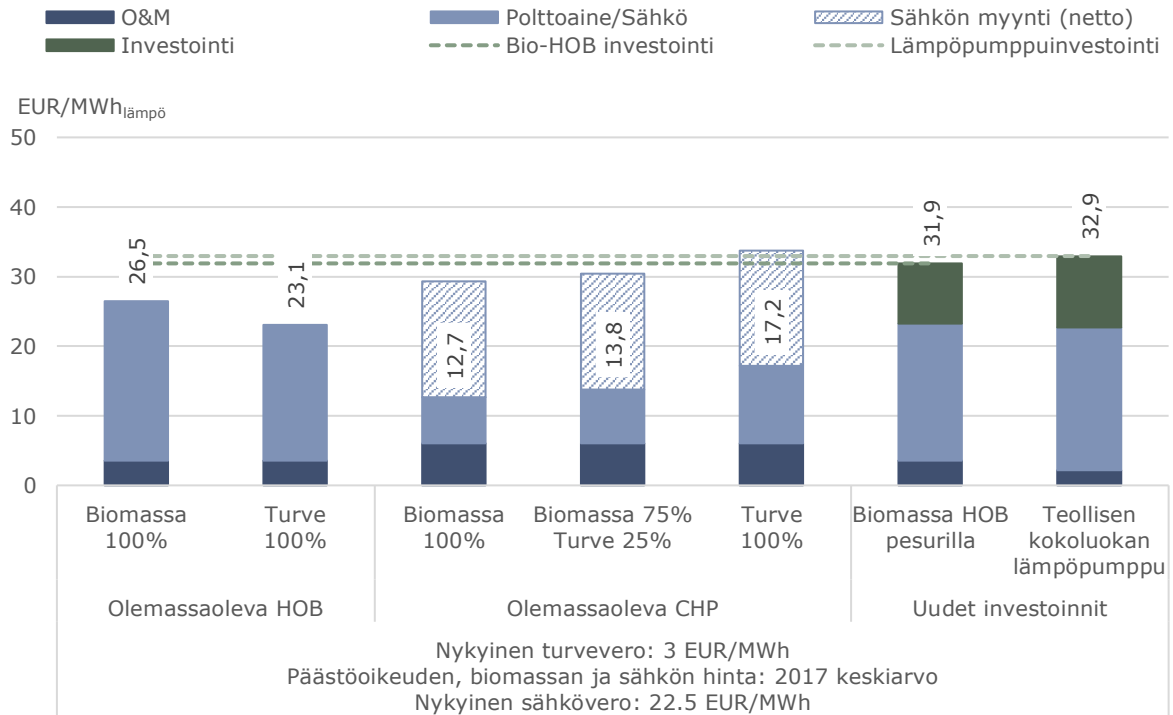
Vertailussa on tarkasteltu sitä, kuinka kannattavaa on korvata olemassa olevia, tällä hetkellä osin turvetta käyttäviä laitoksia kaukolämpöä tuottavilla lämpöpumpuilla tai uusilla erillislämpölaitoksilla (HOB). Olemassa olevien laitosten osalta on huomioitu tästä syystä vain käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä polttoainekustannukset ja lisäksi huomioitu tulot tuotetun sähkön myynnistä.

Vertailuun on otettu olemassa olevia CHP-/HOB-laitoksia, jotka käyttävät biomassaa ja/tai turvetta. Turvetta käyttävässä CHP-laitoksessa turvetta on käytetty 25 % ja loput biomassaa, mikä vastaa tyypillistä teknisen käyttöminimin tilannetta CHP-laitoksessa. Vertailukohteeksi korvausinvestoinniksi on otettu kustannustasoltaan parhaimmaksi arvioituina polttoon perustuvana tekniikkana biomassaa-HOB pesurilla sekä polttoon perustumattomana tekniikkana teollisen kokoluokan lämpöpumppu, joka tuottaa lämpöä kaukolämpöverkkoon.

Kuva 60 havainnollistaa tuotantomuotojen kokonaiskustannustasoa vuoden 2017 tilanteessa. Tällöin uudet investoinnit eivät olleet kilpailukykyisiä kustannustasoltaan olemassa oleviin tuotantolaitoksiin verrattuna. Lisäksi turpeella tuotettu erillislämpö oli 3,4 EUR/MWh edullisempaa kuin biomassalla tuotettu erillislämpö olemassa olevilla HOB:illa.



**Kuva 60 – Eri tuotantomuotojen kustannustasot vuonna 2017**

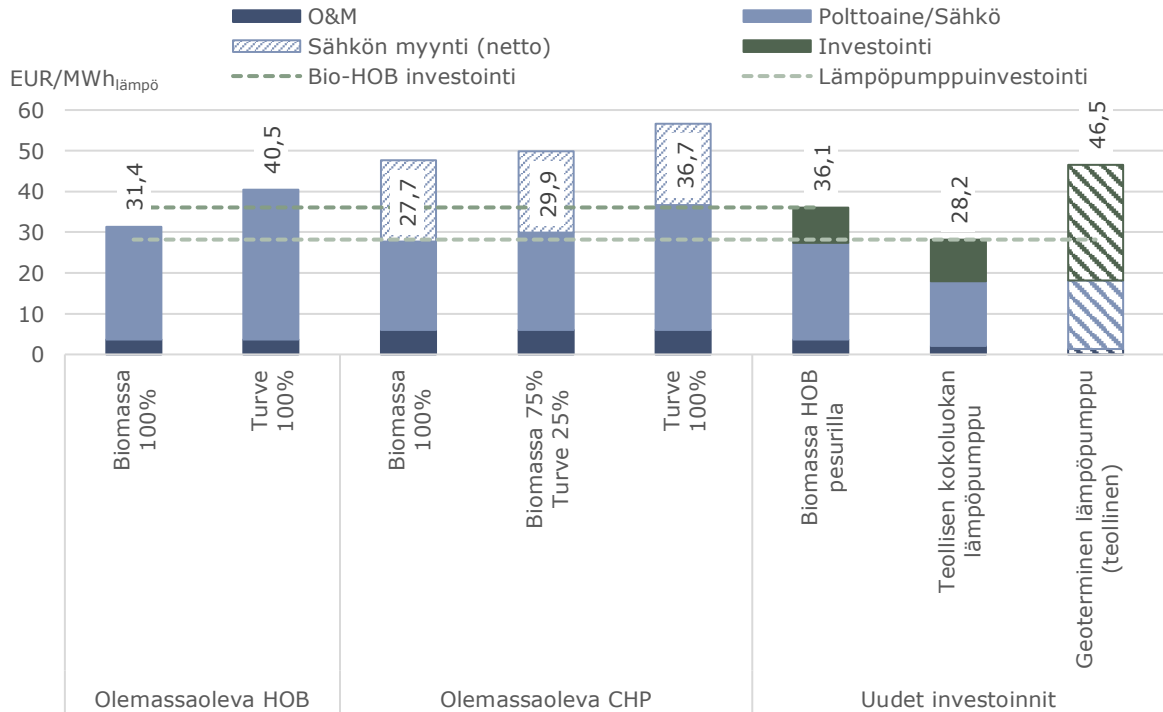


Huomio: Olemassaolevissa CHP- ja HOB-laitoksissa ei ole huomioitu investointikustannusta. CHP-laitoksissa sähkön myynnistä saatava tulo on laskettu lämmöntuotantokustannusta vähentävänä tekijänä.  
Lähde: AFRY Management Consulting

Vuonna 2017 päästöoikeuden hinta (5,75 EUR/tCO<sub>2</sub>) oli alhainen verrattuna nykyiseen tasoon, mikä vaikuttaa erityisesti turpeen kannattavuuteen. Toisaalta sähköntuotantotuki paransi osaltaan biomassan kilpailutilannetta CHP-laitoksessa. Teollisen kokoluokan lämpöpumpun kustannuskilpailukykyä verrattuna muihin tuotantomuotoihin heikensi nykyinen korkea sähkövero (22.5 EUR/MWh). Jo olemassa oleva CHP-tuotanto oli hyvin kannattavaa verrattuna muihin tuotantomuotoihin.

Vuoden 2030 tilanteessa päästöoikeuden perushintaskenaariolla ja kevyemmällä turveveron korotuksella (6 EUR/MWh) lämmöntuotanto turpeella on kalliimpaa kuin tuotanto biomassalla, mikäli laitos kuuluu päästökaupan piiriin. Ilman päästökaupasta koituvia kustannuksia lämmöntuotantokustannukset turpeella ovat samaa luokkaa kuin biomassalla. Kustannustasoa on kuvattu alla kuvassa (Kuva 61).

Teollisen kokoluokan geotermiset lämpöpumput (porakaivojen syvyys 2-4 km) ovat myös lupaavia vaihtoehtoja korvaamaan polttoon perustuvia teknologioita. Geotermiset lämpöpumput ovat kuitenkin vielä pilottivaiheessa, joten niiden kustannukset tulevat todennäköisesti muuttumaan enemmän kuin muiden teknologioiden. AFRYn asiantuntija-arvioon perustuen geotermisten lämpöpumppujen kustannukset ovat kuitenkin vielä tällä hetkellä monia vaihtoehtoisia teknologioita korkeammat.

**Kuva 61 – Eri tuotantomuotojen kustannustasot vuonna 2030, päästöoikeuden perushintaskaariolla ja kevyemmällä veronkorotuksella**


Huomio: Teollisen kokoluokan geotermiset lämpöpumput ovat vielä pilottivaiheessa, joten on oletettavissa, että niiden kustannukset tulevat laskemaan muita tuotantomuotoja nopeammin tarkastelussa käytettyyn vuoteen 2030 mennessä. Oletukset: turveveron kevyempi korotus: 6 EUR/MWh, päästöoikeuden perushinta: 34 EUR/tCO<sub>2</sub> ja alhaisempi sähkövero: 0.5 EUR/MWh.

Lähde: AFRY management Consulting

Vuonna 2030 uusi investointi biomassa-HOB:iin pesurilla ei olisi kustannustasoltaan kilpailukykyinen vaihtoehto olemassa olevalle, turvetta 25 % käyttävälle CHP-laitokselle. Uuden investoinnin tuotantokustannukset ovat 6,2 EUR/MWh<sub>lämpö</sub> korkeammat, kuin olemassa olevan laitoksen tuotantokustannukset. Polttoon perustumattomana tuotantomuotona teollisen kokoluokan lämpöpumppu sen sijaan olisi kustannustasoltaan kilpailukykyinen nykyisiin jo olemassa oleviin tuotantolaitoksiin verrattuna. Investointikustannuksesta huolimatta sen tuotantokustannus on hieman biomassa-HOB:n ja turve CHP:n tyypillisen seospolton kustannusta alhaisempi. Lämpöpumppujen hyödyntäminen edellyttää, että paikallisesti löytyy sopivia lämmön lähteitä, mutta mikäli lämmön lähde löytyy, investointi lämpöpumppuun tulee nykyistä tuotantoa kannattavammaksi.

Lämpöpumpun kannattavuus johtuu erityisesti oletetusta alemmasta sähköveroluokasta kaukolämpöä tuottavalle lämpöpumpulle, joka on tässä tarkastelussa asetettu EU:n minimiin (0.5 EUR/MWh). Nykyisellä sähköverolla kustannus olisi noin 35 EUR/MWh<sub>lämpö</sub> eli n. 7 EUR/MWh<sub>lämpö</sub> kuvassa esitettyä korkeampi. Mikäli sähkövero ei lasketa, teollisen kokoluokan lämpöpumpun kustannustaso nykyisiin tuotantolaitoksiin verrattuna nousee huomattavasti.

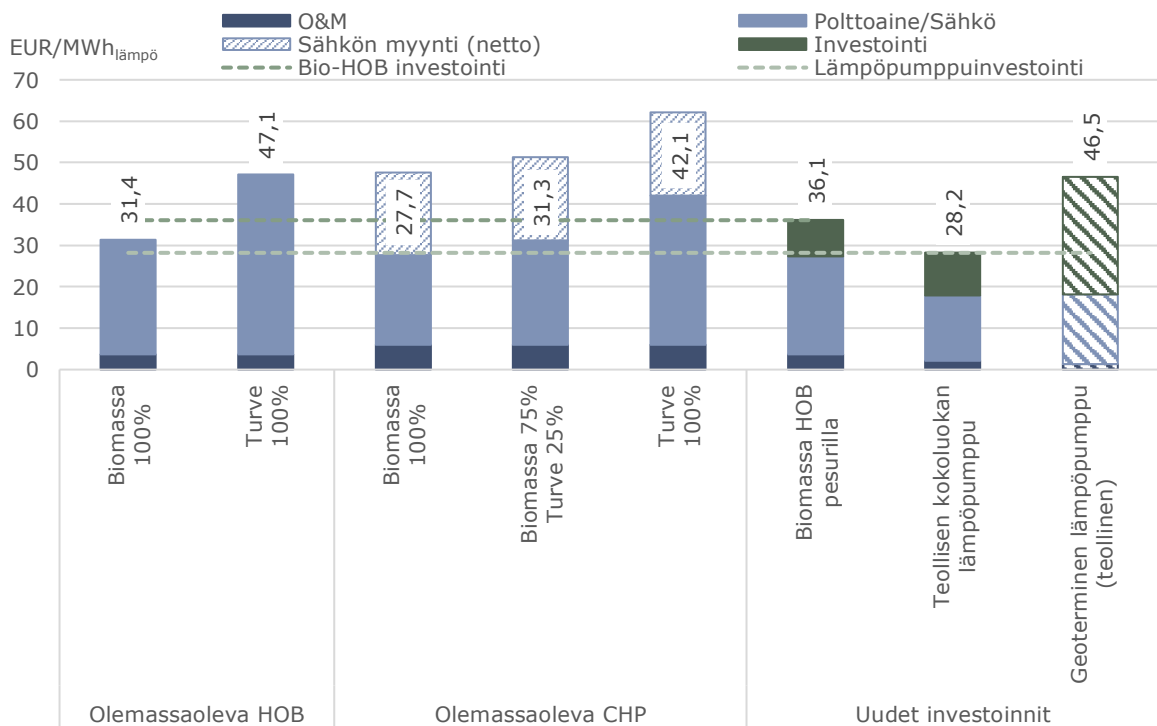
Tiukemmalla turpeen veron korotuksella turvetta suuria osuuksia käyttävien laitosten lämmöntuotantokustannus nousee merkittävästi korkeammaksi kuin



tuotantokustannukset biomassalla. Mikäli turpeen käyttöä ei saada minimoitua, uuden biomass-HOBin tuotantokustannukset ovat huomattavasti edullisemmat kuin jatkaa tuotanto olemassa olevassa, turvetta suuremmissa määrin käyttävässä laitoksessa. Sähkön myynnin tuloista johtuen se ei kuitenkaan pärjää kustannuksissa 25% turvetta polttavalle CHP:lle.

Polttoon perustumattomana tuotantomuotona teollisen kokoluokan lämpöpumppu olisi kustannustasoltaan kilpailukykyinen nykyisiin jo olemassa oleviin tuotantolaitoksiin verrattuna samoin kuin alemman turveveron tilanteessa edellä. Kustannustasoa korkeammalla veronkorotuksella ja päästöoikeuden perushinnalla on kuvattu alla kuvassa 62.

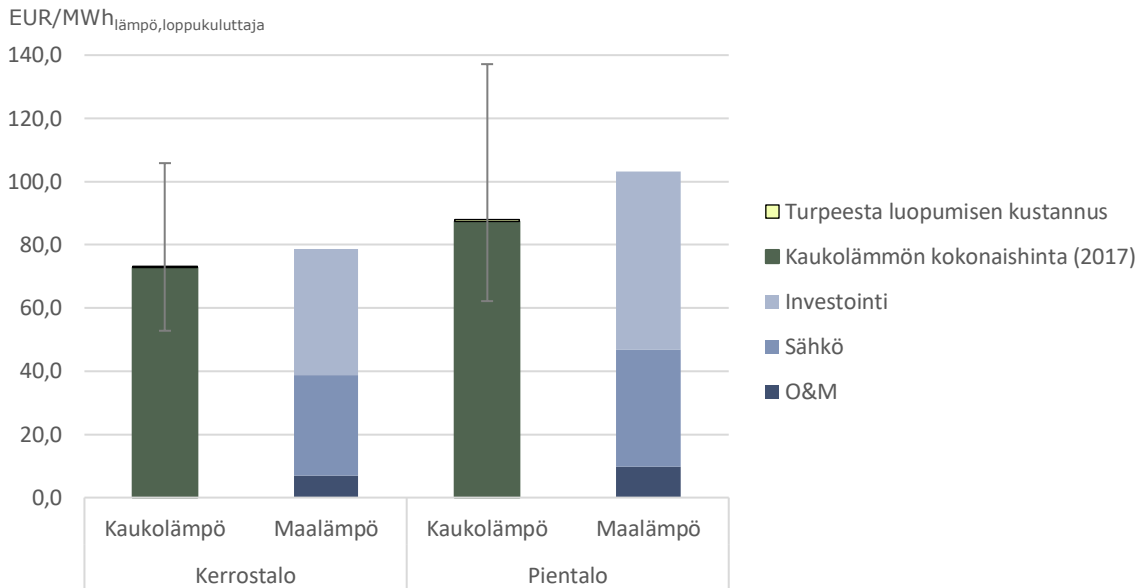
**Kuva 62 – Eri tuotantomuotojen kustannustasot vuonna 2030, päästöoikeuden perushintaskenaario ja tiukempi veronkorotus**



Huomio: Teollisen kokoluokan geotermitiset lämpöpumput ovat vielä pilottivaiheessa, joten on oletettava, että niiden kustannukset tulevat laskemaan muita tuotantomuotoja nopeammin tarkastelussa käytettyyn vuoteen 2030 mennessä. Oletukset: turveveron tiukempi korotus: 12 EUR/MWh, päästöoikeuden perushinta: 34 EUR/tCO<sub>2</sub> ja alhaisempi sähkövero: 0.5 EUR/MWh.  
 Lähde: AFRY Management Consulting

### 5.3.8 Vaikutus kaukolämmön kustannustasoon

Pelkät kattiloiden muutosinvestoinnit turpeesta luopumiseksi eivät merkittävästi vaikuttaisi kaukolämmön hintaan kuvan (Kuva 63) mukaisesti. Kuvassa on esitetty kaukolämmön kokonaishinnan keskiarvo ja vaihteluväli vuonna 2017, joista keskiarvohintaan on lisätty kaukolämmön tuotantokustannuksen keskimääräinen nousu investoinneista johtuen. Nousu johtuu investoinneista CHP-tuotantoon, jolla oletetaan tuotettavan 70% verkon kokonaiskulutuksesta. Keskimääräisellä investoinnilla vaikutus tuotantokustannuksiin on luokkaa 0,5-1 EUR/MWh<sub>energia</sub> vastaten n. 1% nousua kaukolämmön hinnassa loppukuluttajalle. Mikäli turpeen käytöstä luopuminen edellyttäisi suurempia investointeja, vaikutus kaukolämmön tuotantokustannuksiin on arviolta n. 3 EUR/MWh<sub>energia</sub> -tasolla, vastaten n. 3-5% hinnan nousua loppukuluttajalle.

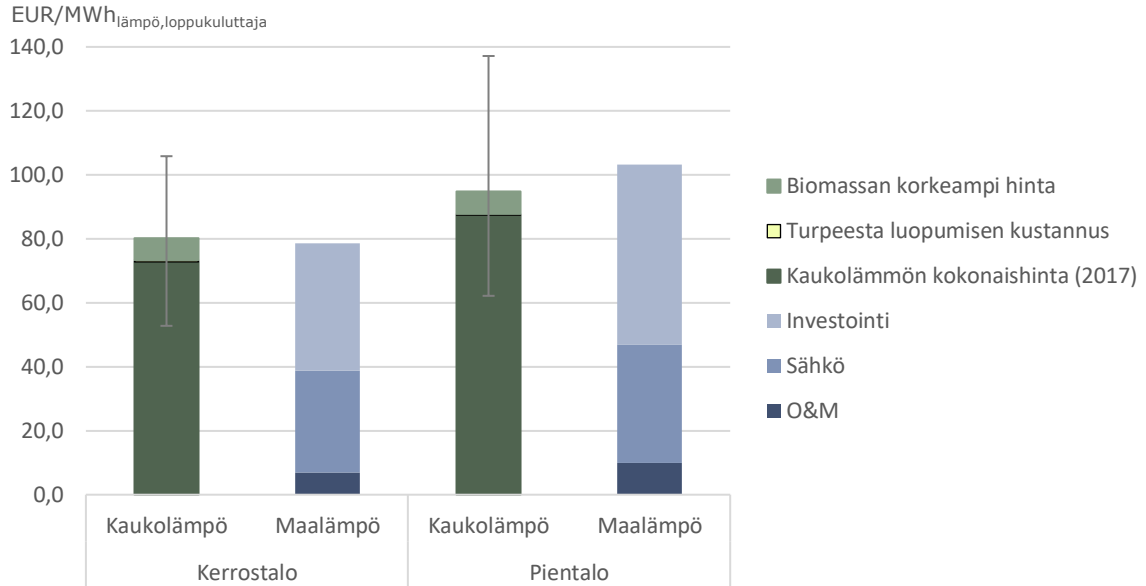
**Kuva 63 – Kaukolämmön tuotantokustannuksen nousu johtuen kattiloiden muutos- ja rikinsyöttökustannuksista verrattuna kiinteistökohtaiseen maalämpöön esimerkikiinteistössä**


Huomio: Sähkön hintana käytetty 40 EUR/MWh

Lähde: Energiateollisuus (kaukolämmön hintatilastot), AFRY Management Consulting

Kuvan (Kuva 63) vertailussa kaukolämpö tuotettaisiin turpeesta luopumisen jälkeen pääosin biomassalla. Vertailussa ei ole otettu huomioon kaukolämmön kustannusten nousua johtuen biomassan hinnan noususta nykyisestä n. 20 EUR/MWh<sub>pa</sub> tasosta 25 EUR/MWh<sub>pa</sub> vuoteen 2030 mennessä. Lisäksi CHP-laitoksilla metsähakkeella tuotetun sähkön syöttötariffia ei makseta skenaarioiden hinnoilla, sekä tuki on muutenkin useilta laitoksilta loppumassa. Nämä muutokset (ennen kaikkea biomassan hinnan kasvu) lisääisivät tuotantokustannusta biomass-HOBilla n. 6 EUR/MWh<sub>lämpö</sub> ja biomass-CHP:lla n. 8 EUR/MWh<sub>lämpö</sub> skenaarioiden hintaoletuksilla vuoden 2017 tilanteesta verrattuna vuoteen 2030. Kuva 64 esittää indikatiivisen arvion kaukolämmön tuotantokustannuksen muutoksesta biomassan korkeamman hinnan vuoksi, jos biomass-HOBilla tuotetaan 20% ja biomass-CHP:lla 70% verkon kokonaiskulutuksesta, lopun 10% ollessa muita tuotantomuotoja.

**Kuva 64 – Kaukolämmön tuotantokustannuksen nousu johtuen kattiloiden muutos- ja rikinsyöttökustannuksista sekä korkeammasta biomassan hinnasta verrattuna kiinteistökohtaiseen maalämpöön esimerkikiinteistössä**



Huomio: Sähkön hintana käytetty 40 EUR/MWh

Lähde: Energiateollisuus (kaukolämmön hintatilastot), AFRY Management Consulting

Biomassan korkeampi hinta nostaa kaukolämmön tuotantokustannusta huomattavasti merkittävämmän kuin turpeesta luopumisen kattiloiden muutosinvestointikustannukset. Maalämpöön verrattuna kaukolämmön hintakilpailukyky voi heikentyä. Maalämpöpumpuilla on kuitenkin rajoitteensa. Erityisesti tiheään asutulla kaupunkialueella voi olla maalämmön käyttöä estäviä rajoitteita kuten maanalaisia rakennelmia, ja toisaalta tiheä rakennuskanta tarkoittaa, että vain osa kiinteistöistä voi hyödyntää maalämpöä. Myös mm. pohjavesialue tai maaperä voivat rajoittaa maalämmön hyödyntämisen potentiaalia.

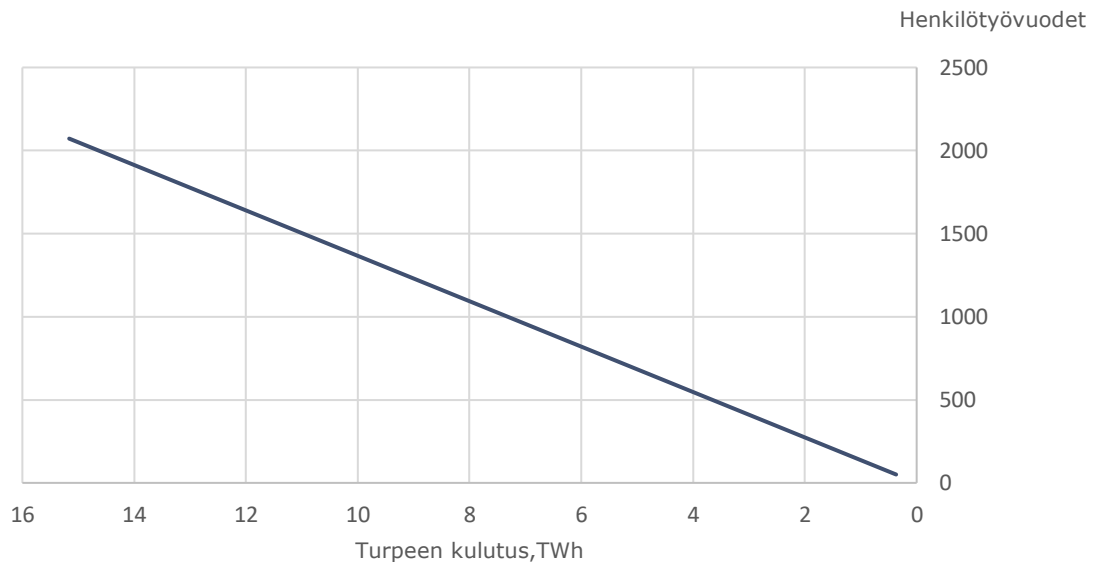
## 6. MUUT VAIKUTUKSET ENERGIATURPEEN KÄYTÖN VÄHENEMISESTÄ

### 6.1 Vaikutukset turpeen tuotantoon ja tuotantoketjuun

Turpeen käytön väheneminen vaikuttaa turvetuotantoon tarvittavan työvoiman määrään. Turvetuotannon suora työllisyysvaikutus on Koneyrittäjät ry:n arvion mukaan tällä hetkellä hieman yli 2000 henkilötyövuotta Suomessa. Arvion mukaan henkilötyövuosien määrä laskee lineaarisesti turpeen tuotannon laskiessa.

Alla olevassa kuvassa on esiteltynä turpeen tuotantoon suoraan liittyvien henkilötyövuosien määrän nykytaso sekä henkilötyövuosien määrä eri turpeen käytön määriillä. Esitetyissä henkilötyövuosissa (brutto) ei ole huomioitu henkilötyövuosien siirtymisen nettottavaa vaikutusta turvetuotannosta korvaavaan biomassan tuotantoon.

**Kuva 65 - Suoraan turpeen tuotantoon liittyvien henkilötyövuosien määrä (brutto) suhteessa turpeen kulutukseen**



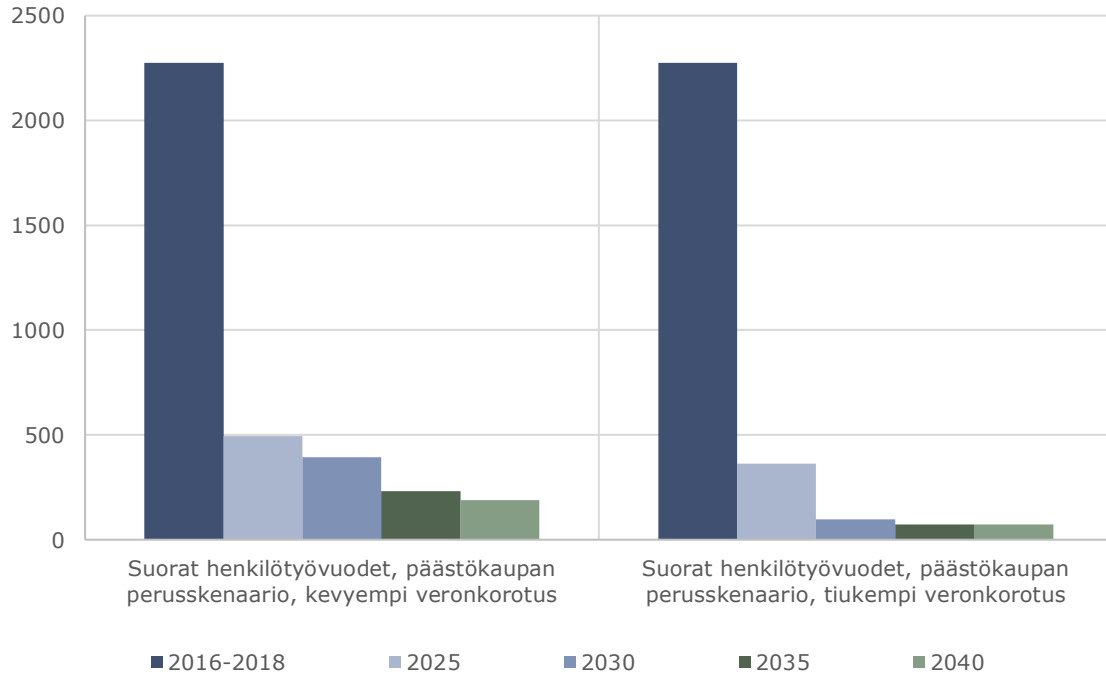
Lähde: Koneyrittäjät ry, AFRY Management Consulting

Turpeen kulutuksen laskiessa on todennäköistä, että turveyrittäjiä siirtyy pois alalta ja myös koneketjuista luovutaan. Turvetuotanto on paikallista, ja vaikutukset voivat näkyä eri alueilla eri nopeudella. Turpeen energiatuotannon väheneminen vaikuttaa myös kasvu- ja kuiviketurpeen tuotantoon, mikä nyky muodossa vähenee yhdessä energiaturpeen tuotannon kanssa.

Suorat turpeen käytön henkilötyövuodet päästökaupan perusskenaariossa kevyemmällä veronkorotuksella (Kuva 66) vuonna 2025 on 495 htv (=henkilötyövuotta) ja tiukemmalla veronkorotuksella vastaava arvo on 360 htv. Tiukemmalla veronkorotuksella henkilötyövuosia kertyy 135 htv vähemmän. Suurempi ero syntyy kuitenkin vasta vuonna 2030, jolloin kevyemmällä veronkorotuksella henkilötyövuosia käytetään 394 htv ja tiukemmalla veronkorotuksella vain 97. Tällöin henkilötyövuosien ero on noin 300 htv. Tiukemman veronkorotuksen vaikutus vuonna 2040 on lopulta noin 120 htv vähemmän kuin kevyemmällä veronkorotuksella. Veronkorotuksella vaikutetaan eniten henkilötyövuosiin vuonna 2030.

### Kuva 66 – Suoraan turpeen tuotantoon liittyvien henkilötyövuosien määrä (brutto) päästökaupan perusskenaariossa ja eri veroskenaarioissa vuoteen 2040 saakka

Henkilötyövuodet



Lähde: Koneyrittäjät ry, AFRY Management Consulting

## 6.2 Vaikutukset energian toimitusvarmuuteen

Turpe on paikallinen polttoaine, joka hankitaan tyypillisesti läheltä käyttöpaikkaa. Turpeen merkitys lämmön tuotannolle vaihtelee myös suuresti paikallisesti. Turpeen tuotanto on hyvin sääriippuvaista, ja vuositasolla tuotanto vaihtelee merkittävästi. Turvetta voidaan kuitenkin varastoida hyvin myös ylivuotisesti, ja varastoilla varaudutaan vaihteluun turvetuotantokesien välillä.

Koska turvetta ja biomassaa käytetään tyypillisesti samoissa kattiloissa, energian saatavuuden näkökulmasta turpe tasapainottaa biomassan saatavuuteen liittyviä haasteita. Turpeen käyttö voikin vaihdella vuositasolla merkittävästi metsähakkeen saatavuuden mukaan, kuten kävi vuonna 2018 turpeen käytön kasvaessa metsähakkeen saatavuuden ollessa heikompi. Kivihiilen poistuessa polttoainevalikoimasta turpeesta tulee ainoa vaihtoehtoinen polttoaine biomassalle monipolttoainekattiloissa, mikä korostaa sen merkitystä energian toimitusvarmuuden kannalta. Myös turpeen kuljetus on suuremman energiatihedden vuoksi metsähaketta helpompaa.

## 6.3 Vaikutukset huoltovarmuuteen

Suomen energiahuollon huoltovarmuus perustuu hajautettuun energiantuotantoon ja monipuolisiin energialähteisiin. Suomen kotimaiset polttoainevarat rajoittuvat bioenergiaan ja turpeeseen, sekä jätteen energiahyödyntämiseen. Vakavien häiriötilanteiden ja poikkeusolojen varalle Suomessa myös varastoidaan tuontipolttoaineita. Turpeen käytön vähentyessä bioenergian rooli huoltovarmuudessa kasvaa.



Erityisesti kaukolämmön ja teollisuuden lämmöntuotannossa Suomi nojaa yhä vahvemmin bioenergian käyttöön. Käytettävä bioenergia on pääasiassa kotimaista polttoainetta, jota tuotetaan eri puolilla Suomea. Bioenergian käytön kasvaessa bioenergiaa kuitenkin oletettavasti tuodaan yhä enemmän Suomeen. Huoltovarmuuden kannalta biomassan laajamittaiseen käyttöön sisältyy myös muita haasteita. Kiinteä biomassa menettää lämpöarvoa varastoitaessa ja biomassan lämpöarvo on matala. Biomassan varastointi on tehokkainta pyöreänä puuna. Biomassan alhaisesta energiatihydestä johtuen sitä ei ole taloudellista kuljettaa pitkiä matkoja ja varastointi vie paljon tilaa eli biomassan varastointi ei ole tehokasta.

Biomassan saatavuus on suurelta osin riippuvaista metsäteollisuuden sivujakeista ja ylijäämistä, koska Suomessa ei tehdä hakkuita energiasektorin puun tarpeen vuoksi erikseen. Lisäksi biomassaa tulee kuivata kesän yli ennen käyttöä, kun polttavassa voimalaitoksessa ei ole savukaasupesuria, joka mahdollistaa kosteamman biomassan käyttämisen. Biomassan tuotannon lisääminen sisältää siis merkittävän viiveen huoltovarmuuden näkökulmasta.

Biomassan varastoitavuus on hyvin keskeinen tekijä huoltovarmuuden kannalta. Metsäbiomassan varastoitavuus riippuu hyvin paljon siitä, varastoidaanko se pyöreänä puuna vai käyttövalmiina hakkeena. Tämä vaikuttaa varastoinnissa tapahtuvaan hävikin määrään ja vaadittavaan varastointikapasiteettiin, mitkä ovat varastoinnin suurimpia kustannustekijöitä. Hankintaketjun valinta vaikuttaa ratkaisevasti biomassan varastointimuotoon ja siten toimitus- ja huoltovarmuuteen. Käyttöpaikka- ja terminaalihaketuksessa biomassaa voidaan varastoida keskitetysti suurempia volyymeja, kun taas tienvarsihaketuksessa varastot ovat pienempiä. Kaukolämmön tuotannolle kustannustehokkaimmat tienvarsihaketykset eivät ole luotettavuuden ja riittävän volyymin kannalta mahdollisia sekä puun käsittelykertoja tulee useampia.

Tulevaisuudessa siirtyminen enemmän biomassan käyttöön niin turpeesta kuin fossiilisista polttoaineista aiheuttaa mahdollisesti rannikolle biomassan tuontia suuriin yksiköihin. Tällöin kotimaista turvetta voi korvautua osin tuontipolttoaineella, millä voi olla vaikutuksia huoltovarmuuden kannalta. Toisaalta tuonti mahdollistaa suuremmat kertaerät, joka parantaa biomassan luonnollista varastointia. Myöskään kotimaiset hankintaketjut eivät ole luonnollisesti varautuneet korvaamaan tuontia. Turpeen korvautuminen osittain tuontihakkeella vähentäisi Suomen energiaomavaraisuutta.

Energiaturpeen käytön laskiessa sen rooli huoltovarmuudessa pienenee väistämättä myös siksi, että uusien alueiden luvittaminen turvetuotannolle on pitkä prosessi, ja turvetuotantoalat vähenevät. Kysynnän laskun lisäksi turpeen roolia huoltovarmuuden näkökulmasta uhkaakin myös turpeen saatavuuden heikkeneminen, sillä nykyistä turvetuotantoalaa poistuu käytöstä selvästi nopeammin kuin uutta alaa luvitetaan. Turpeen käytön ollessa laskussa sen mahdollisuudet tukea Suomen energiasektorin huoltovarmuutta vähenevät.

Mikäli turpeen käyttöä korvattaisiin biomassan sijaan enemmän sähköllä, vähentäisi tämä energiajärjestelmän riippuvuutta biomassasta. Huoltovarmuuden kannalta haasteet voisivat tällöin kohdistua enemmän sähköjärjestelmään, sekä tuotantoon että sähkön siirtoon.

## 6.4 Vaikutukset turpeen muihin käyttökohteisiin

Turpeella on energiakäytön lisäksi myös muita käyttökohteita. Energiaturpeen noston yhteydessä voidaan nostaa vähemmän maatunutta pintakerrosta, jota käytetään kasvualustana ja kuivikkeena. Kasvualustaksi ja eri kuivikelajeiksi sopivien turvejakeiden korjaamisen taloudellinen kannattavuus perustuu vahvasti siihen, että niitä tuotetaan energiaturpeen korjaamisen yhteydessä. Energiaturpeen



tuotannon väheneminen vähentää samassa suhteessa kasvualusta- ja kuiviketurpeen tuotantoa.

Turvetta voidaan hyödyntää myös muun muassa aktiivihiilen valmistuksessa, täyte- ja lujiteaineena komposiittirakenteissa sekä hoitoturpeena. Nämä turpeen käyttökohteet ovat erillistä toimintaa korjuusta lähtien, eikä energiaturpeen käytöllä ole vaikutusta näihin käyttötarkoituksiin.

Raaka-aineena turve sisältää monia mahdollisuuksia ja teoriassa siitä voidaan valmistaa samoja aineita kuin raakaöljystä, kivihiilestä ja maakaasusta. Lisäksi pintaturpeessa on samoja ominaisuuksia kuin puubiomassassa ja vähemmän ligniiniä, mikä voi olla etu. Nämä turpeen jalostusmahdollisuudet kilpailevat kestävyys-, teknologian ja kustannusten osalta muiden raaka-aineiden kanssa.

### **Kasvuturve**

Kasvuturpeena käytetään turvedin ylin jae, joka sisältää vähiten maatumutta ainetta. Kasvuturpeen tuotannon määrä riippuu siitä, kuinka paljon turvetta nostetaan energiakäyttöön. Kasvuturpeena on totuttu käyttämään laadukasta energiaturpeen noston sivutuotetta Suomessa. Jos energiaturpeen nosto Suomessa vähenee tai päättyy, vähenee myös kasvuturpeen tuotantomäärä, mutta korvaavia tuotteita on mahdollista tuoda muun muassa Venäjältä ja Baltiasta. Myös enemmän maatumuneita jakeita on mahdollista jalostaa Suomessa kasvuturpeeksi esimerkiksi sekoittamalla rahkasammalta sekaan. Tämä vaatisi tuotekehitystä ja rahkasammaleen tuotannon kehittämistä.

### **Kuiviketurve**

Kuiviketurpeena maataloudessa käytetään kasvuturpeen alapuolista kerrosta. Eri maatumisasteen jakeet soveltuvat eri kuivikekäyttöihin riippuen muun muassa eläinlajista. Kuiviketurpeeksi soveltuvat turvejakeet, jotka imevät ja pidättävät hyvin vettä. Kun turvedissä mennään riittävän alas, muuttuu turve hydrofobiseksi, eikä enää sovellu kuiviketurpeeksi. Kuiviketurpeen tuotantomäärä Suomessa on riippuvaista energiaturpeen tuotannon määrästä. Kuiviketurvetta korvaavia tuotteita ovat pelloilta ja metsästä saatavat tuotteet kuten olki ja puuhun perustuvat kuivikkeet.

### **Aktiivihiili**

Aktiivihiiltä voidaan tehdä niistä turpeen eniten maatumuneista jakeista, joissa on mahdollisimman vähän tuhkaa. Sopivan turpeen koostumus vaihtelee alueellisesti. Aktiivihiiltä varten nostettava turve ei ole sidoksissa energiaturpeen nostoon, joten energiaturpeen käytön vähenemisellä ei ole vaikutusta aktiivihiilituotantoon turpeesta.

### **Turvekomposiitit**

Turvetta voidaan käyttää myös täyte- ja lujiteaineena komposiittirakenteissa. Eri käyttötarkoituksiin tarvitaan eri ominaisuuksia sisältävää turvetta. Turpeen ominaisuudet vaihtelevat esimerkiksi sen mukaan, mistä kasveista turve on muodostunut ja tätä varten turve nostetaan erikseen. Energiaturpeen tuotantomäärällä ei ole vaikutusta turpeen käyttöön komposiittirakenteissa.

### **Hoitoturve**

Turvetta käytetään pieniä määriä Suomessa myös hoitoturpeina kuten kylpyturpeena ja saippuoiden valmistamisessa. Tämä on turpeen erikoiskäyttöä ja turpeen käyttövolymit ovat erittäin pieniä. Alalla on vain yksittäisiä toimijoita, joista osa nostaa



tarvittavan turpeen lapiotyönä. Energiaturpeen tuotantomäärällä ei ole vaikutusta turpeen käyttöön hoitoturpeina.





## 7. JOHTOPÄÄTÖKSET

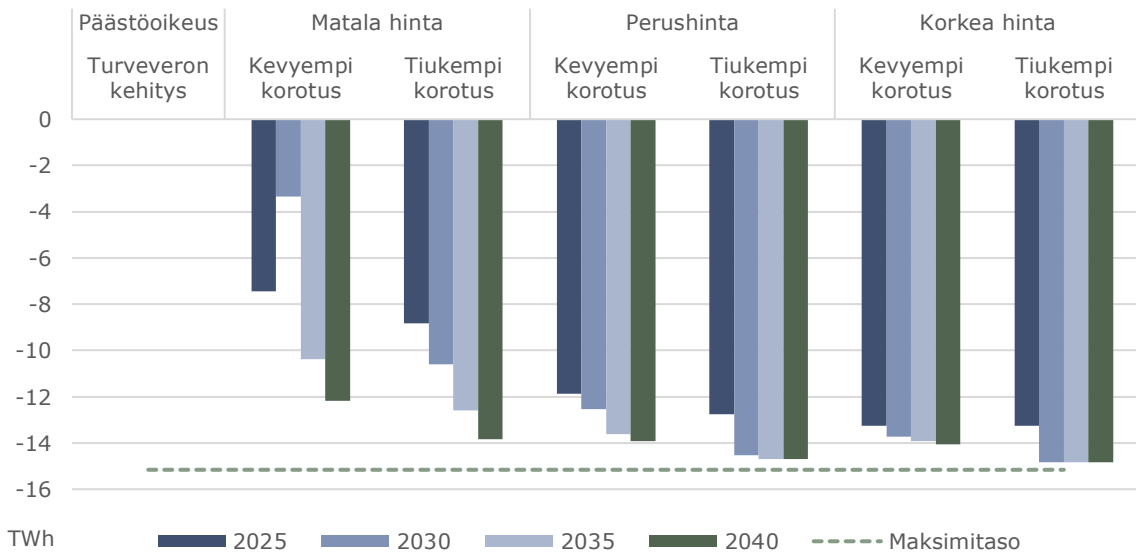
Tässä selvityksessä arvioitiin kattilateknisestä näkökulmasta energiaturpeen käytön kehitystä Suomessa erilaisilla turpeen verotasoilla ja päästöoikeuksien hinnoilla, sekä arvioitiin investointikustannuksia ja muita vaikutuksia, mikäli energiaturpeen käytöstä haluttaisiin luopua. Selvityksessä on huomioitu Suomessa olevien nykyisin turvetta käyttävien kattiloiden turpeen käytön tekninen minimi, sekä arvioitu kyseisen teknisen minimin alentamiseksi tarvittavien investointien kannattavuutta eri päästöoikeuden hinnan ja turpeen verotasojen skenaarioissa.

Turpeen energiakäyttö vuosina 2016-2018 oli noin 15 TWh vuodessa. Arvion mukaan turpeen tekninen käyttöminimi kattilakannassa ilman investointeja rikinsyöttöön on tällä hetkellä noin 8 TWh, laskien 2 TWh:n tasolle vuoteen 2040 mennessä kattilakannan uusiutuessa. Arviossa on oletettu, että poistuvien turvetta käyttävien kattiloiden tilalle rakennetaan kattiloita, joissa ei tarvitse käyttää turvetta, tai rakennetaan muita lämmöntuotantomuotoja.

Polttoaineiden kustannustasoanalyysin perusteella turpeen käyttö laskisi vuodesta 2025 eteenpäin vähintään kattilakannan teknisen minimin tasolle tai sen ali (jolloin tehdään investointeja esim. rikinsyöttöön) kaikissa tutkituissa skenaarioissa lukuun ottamatta matalan päästöoikeuden hinnan ja kevyemmän veronkorotuksen skenaariota. Kyseisessä skenaariossa turpeen ja biomassan kustannusero on kuitenkin pieni ja todellisuudessa myös tässä skenaariossa turpeen käyttö voisi laskea selvästi nopeammin mm. eri toimijoiden hiilineutraalisuus-tavoitteiden johdosta.

Koska nykyisessä kattilakannassa on edelleen paljon kattiloita joille turpeen käyttö on teknisesti välttämätöntä, aiheutuisi turpeen käytön luopumisesta nopeasti arviolta noin 150-250 miljoonan euron luokkaa olevat investoinnit nykyisiin kattiloihin. Arvioituun lukuun sisältyy suuria epävarmuuksia, jotka johtuvat kattiloiden yksilöllisistä ominaisuuksista. Lisäksi turpeesta luopuminen aiheuttaisi turpeen tuotantoon käytettyjen kenttien, koneiden ja rakennusten arvon laskua turpeen tuotannon loppumisesta johtuen. Arvon laskun arvio on noin 210 miljoonaa euroa. Arviosta puuttuu kone- ja kuljetuskaluston arvo sellaisilta yrityksiltä, jotka ovat ulkoistaneet kone- ja kuljetuskaluston.

Kuva 67 esittää turpeen käytön vähenemisen tarkastelluissa skenaarioissa. Tiukemmalla verotuksella saavutetaan selkeä vaikutus matalan päästöoikeuden skenaariossa, jossa tiukempi vero varmistaa, että turpeen käyttö vähenee voimakkaasti vuoteen 2030 mennessä. Päästöoikeuden perushinnan skenaariossa tiukempi verotus luo eroa 2030 vuonna olevaan turpeen käyttöön, mutta ero tasoittuu vuoteen 2040 mennessä ollen enää 0,7 TWh. Perusskenaariossa tiukemmalla verotuksella ei saavuteta merkittävää vaikutusta turpeen vähenemiselle.

**Kuva 67 – Turpeen käytön väheneminen päästöoikeuden hintaskenaarioissa ja eri veroskenaarioilla 2025–2040 (TWh)**


Lähde: AFRY Management Consulting

Turpeen käyttö ja sen poltosta syntyvät CO<sub>2</sub>-päästöt laskevat vähintään 70 % vuoteen 2030 mennessä kaikissa skenaarioissa, lukuun ottamatta matalan päästöoikeuden ja kevyemmän veronkorotuksen skenaariota. Mitä korkeampi on päästöoikeuden hinta, sitä suurempi on päästövähennys jo vuonna 2025. Matalan päästöoikeuden hinnan skenaariossa päästöt laskevat noin puoleen viime vuosien tasosta vuoteen 2025 mennessä. Perushintaskenaariossa saavutetaan kevyemmällä veronkorotuksella jo 78 % päästövähennys vuonna 2025 ja tiukemmalla veron korotuksella 84 % päästövähennys.

Kaikissa skenaarioissa toteutuu investointeja turpeen teknisen minimin pienentämiseksi. Päästöoikeuden hinnan perusskenaariossa kevyemmällä verotuksella tapahtuu 29 investointia (28 kpl vuonna 2025 ja 1 kpl vuonna 2035) ja tiukemmalla verotuksella 4 enemmän eli 33 kappaletta (kaikki vuonna 2025). Matalan päästöoikeuden skenaariossa kevyemmällä verotuksella tapahtuu vain 3 investointia (2 kpl vuonna 2025 ja 1 kpl vuonna 2030), kun taas tiukemmalla veronkorotuksella investointeja tapahtuu 18 kpl (17 kpl vuonna 2025 ja 1 kpl vuonna 2035). Korkean päästöoikeuden tapauksessa investointien määrät ovat samat molemmilla verotuksilla ja investointien määrä 35 kappaletta (kaikki vuonna 2025). Investointien toteutumiseen vaikuttaa eniten päästöoikeuden hintataso. Tiukemmasta verotuksesta on merkittävää hyötyä lisäämään investointeja vain matalan päästöoikeuden hinnan skenaariossa.

Verkkotasolla mallinnettiin turpeen käytön korvautumista vuonna 2030 matalan päästöoikeuden ja kevyemmän veronkorotuksen skenaariossa sekä korkean päästöoikeuden ja tiukemman veronkorotuksen välillä. Lopputuloksena havaittiin, että turpeen polton kallistuminen joko veronkorotuksella tai päästöoikeuden hinnasta johtuen vaikuttaa turvetta käyttävien CHP-laitosten ajomääriin ja sitä kautta sähköntuotantoon.

Kaikissa tarkastelluissa skenaarioissa turvetta käyttävien voimalaitosten puustamaksukyky CHP-laitoksilla on alimmillaankin rajalla, jolla se voi vaikuttaa myös teollisuuden kuitupuun hintaan, jollei edullisempia jakeita ole saatavilla. Korkeimmillaan



puustamaksukyky lämpölaitoksilla korkean päästöoikeuden tapauksessa on riittävä kilpailemaan mistä tahansa metsäjakeesta.

Tässä selvityksessä on tarkasteltu erityisesti turpeen veron vaikutusta polttoainevalintoihin kattiloissa, ja tästä tarkastelutavasta johtuen turpeen energiakäytön vähenemisen vaikutuksesta sitä korvaavien biopolttoaineiden kysyntään. Turpeen nykyisen energiakäytön määrän ollessa noin 15 TWh kysyntää syntyy enimmillään saman verran biopolttoaineisiin, vastaten n. 7,5 miljoonaa kuutiota puuta esimerkiksi metsähakkeen muodossa. On kuitenkin epätodennäköistä, että kaikki turve korvattaisiin suoraan biomassalla. Esimerkiksi tapauksessa, jossa kaikki turvetta käyttävät CHP-laitokset korvattaisiin teknisen käyttöikänsä päätteeksi bio-HOB:lla, laskisi korvaavien biopolttoaineiden tarve n. 3 TWh:lla.

Tämän lisäksi turpeen nykyistä käyttöä voidaan korvata jatkossa yhä enemmän myös polttoon perustumattomilla tuotantomuodoilla. Turpeen verolla ei kustannusnäkökulmasta ole tähän välttämättä suoraa vaikutusta, sillä usein biomassaan siirtyminen on helpoin ja kustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Teollisen kokoluokan lämpöpumppu (esim. jäteveden, järven tms. lämpöä hyödyntävä) sen sijaan voi olla kustannustasoltaan kilpailukykyinen nykyisiin jo olemassa oleviin tuotantolaitoksiin verrattuna riippuen sopivan lämmönlähteen olemassaolosta, myös ilman turpeen veron korotusta.

Pelkät kattiloiden muutosinvestoinnit turpeesta luopumiseksi eivät merkittävästi vaikuttaisi kaukolämmön hintaan loppuasiakkaalle. Oletettu biomassan korkeampi hinta tulevaisuudessa sen sijaan nostaa kaukolämmön tuotantokustannusta merkittävästi.

Turpeen käytön väheneminen vaikuttaa turvetuotantoon tarvittavan työvoiman määrään. Turvetuotannon suora työllisyysvaikutus on Koneyrittäjät ry:n arvion mukaan tällä hetkellä hieman yli 2000 henkilötyövuotta Suomessa. Arvion mukaan henkilötyövuosien määrä laskee lineaarisesti turpeen tuotannon laskiessa. Päästökaupan perusskenaariossa: Veronkorotuksella vaikutetaan eniten henkilötyövuosiin vuonna 2030, jolloin kevyemmällä veronkorotuksella henkilötyövuosia käytetään 394 henkilötyövuotta ja tiukemmalla veronkorotuksella vain 97 henkilötyövuotta.

Kivihiilen poistuessa polttoainevalikoimasta turpeesta tulee ainoa vaihtoehtoinen polttoaine biomassalle monipolttoainekattiloissa, mikä korostaa sen merkitystä energian toimitusvarmuuden kannalta. Koska turvetta ja biomassaa käytetään tyypillisesti samoissa kattiloissa, energian saatavuuden näkökulmasta turve tasapainottaa biomassan saatavuuteen liittyviä haasteita. Turpeen käytön vähentyminen vaikuttaa energian toimitusvarmuuteen. Jäljelle jäävän biopolttoaineen saatavuus vaihtelee vuosittain riippuen luonnonilmiöistä mikä vaikeuttaa toimitusvarmuutta.

Turpeen käytön ollessa laskussa sen mahdollisuudet tukea Suomen energiasektorin huoltovarmuutta vähenevät. Energiajärjestelmän perustuessa entistä enemmän uusiutuviin energiamuotoihin aiheuttaa, että hetkellisesti ja vakavissa häiriötilanteissa energian saatavuus voi muuttua nykyistä haastavammaksi.

Turpeella on energiakäytön lisäksi myös muita käyttökohteita. Energiaturpeen noston yhteydessä voidaan nostaa vähemmän maatumutta pintakerrosta, jota käytetään kasvualustana ja kuivikkeena. Kasvualustaksi ja eri kuivikelajeiksi sopivien turvejakeiden korjaamisen taloudellinen kannattavuus perustuu vahvasti siihen, että niitä tuotetaan energiaturpeen korjaamisen yhteydessä. Energiaturpeen



käytön vähentyessä myös kotimaisen kasvu- ja kuiviketurpeen käyttö vähenee. Turvetta voidaan hyödyntää myös muun muassa aktiivihiihen valmistuksessa, täyte- ja lujiteaineena komposiittirakenteissa sekä hoitoturpeena. Nämä turpeen käyttökohteet ovat erillistä toimintaa korjuusta lähtien, eikä energiaturpeen käytöllä ole vaikutusta näihin käyttötarkoituksiin.

AFRY IS AN INTERNATIONAL ENGINEERING, DESIGN AND ADVISORY COMPANY.

We support our clients to progress in sustainability and digitalisation. We are 17,000 devoted experts within the fields of infrastructure, industry and energy, operating across the world to create sustainable solutions for future generations.

AFRY Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and bio-based industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to European energy markets. Our energy team of over 250 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy markets across Europe, the Middle East, Asia, Africa and the Americas.



**AFRY Management Consulting**

P.O.Box 4, 01621

Visit: Jaakonkatu 3

Vantaa

Finland

+358 10 3311

[afry.com](http://afry.com)

E-mail: [jenni.patronen@afry.com](mailto:jenni.patronen@afry.com)



**AFRY**  
ÄF PÖYRY