



30.8.2022

Sähkön hinta –työryhmä

Arvioita mahdollisista toimista sähkön korkeaan hintaan liittyen

Sisällys

1 Johdanto	3
1.1 Tausta ja työryhmän asettamispäätös	3
1.2 Sähkön hinnan muodostuminen ja siirtomaksut	3
2 Sähkömarkkinat ja sähköenergian hintakehitys	4
2.1 Sähköjärjestelmän ja sähkömarkkinoiden toiminta	4
2.1.1 Sähkön tuotantokapasiteetin käyttö sähkömarkkinoilla	4
2.1.2 Sähköjärjestelmän toiminta sähköpulatilanteissa	6
2.2 Tukkumarkkinat	8
2.2.1 Tuotteet	8
2.2.2 Hintataso	9
2.3 Vähittäismarkkinat	12
2.3.1 Sopimustyytit	12
2.3.2 Hintataso	13
3 Mahdollisten toimenpiteiden arviointia	15
3.1 Sähköenergian arvonlisävero	15
3.2 Sähkön valmistevero	18
3.3 Windfall –vero	21
3.3.1 Tausta	21
3.3.2 Veromallin arviointia	22
3.3.3 Veron vaikutuksia	23
3.4 Kiinteistövero	24
3.5 Suorat tuet	25
3.6 Hintakatto	26
3.6.1 Tukkumarkkinoiden hintakatto	26
3.6.2 Vähittäismarkkinoiden hintakatto	28
3.7 Tehoreservin siirtäminen markkinoille	29
3.7.1 Tehoreservi	29
3.7.2 Tehoreservin hankinta talveksi 2022-2023	32

3.7.3 Mahdollinen tehoreservin siirtäminen markkinoille.....	32
3.8 Rajasiirtokapasiteetin lisääminen	34
3.9 Tuotantokapasiteetin lisärakentaminen	34
3.10 Energiatehokkuutta ja -säästöä koskevat toimenpiteet	35
3.10.1 Energiatehokkuus osana ilmastopolitiikkaa	35
3.10.2 Energianeuvonta ja säästökampanja.....	35
3.10.3 Kotitalousvähennys.....	35
3.11 Päästökauppajärjestelmän muutokset.....	36
4 Muiden maiden käyttöön ottamia toimenpiteitä.....	37
4.1 Verotus.....	37
4.2 Sähkön hintaan ja kulutukseen linkitetyt suorat tuet.....	37
4.3 Haavoittuvat kotitaloudet	38
4.4 Muiden jäsenvaltioiden suunnittelemat tai toteuttamat strategisten reservien järjestelmät	39
5 Työryhmän ehdotukset	41
5.1 Sähköenergian arvonlisäveron alentaminen	41
5.2 Asumistuissa korvattavien lämmityskustannusten tasojen korottaminen	42
5.3 Energiansäästökampanjan ja energianeuvonnan rahoitus.....	43
5.4 Sähköpörssin tarjoushintojen enimmäishinnan alentaminen maltillisesti EU:ssa	43

1 Johdanto

1.1 Tausta ja työryhmän asettamispäätös

Sähkön hinta on noussut tuntuvasti viimeisen vuoden aikana Suomessa ja laajasti muualla Euroopassa. Sähkön hinnan odotetaan nousevan edelleen ja olevan korkea etenkin tulevan talven aikana. Sähkön korkealla hinnalla ja hintapiikeillä voi olla merkittäviä vaikutuksia kotitalouksien ja yritysten taloudelliseen asemaan.

Valtiovarainministeriön sisäisten talousarvioneuvotteluiden yhteydessä 4.8.2022 linjattiin, että vuoden 2022 talousarvioneuvotteluihin mennessä selvitetään mahdollisia toimenpiteitä korkean sähkön hinnan vaikutusten lieventämiseksi.

Valtiovarainministeriö asetti 11.8.2022 työryhmän selvittämään toimenpiteitä sähkön hinnan kehitykseen ja sen seurauksiin vaikuttamiseksi. Työryhmän toimikausi on 11.8.2022 – 15.9.2022.

Työryhmälle annettiin tehtäväksi selvittää syksyn 2022 talousarvioneuvotteluihin mennessä mahdollisia toimia korkean sähkön hinnan vaikutusten lieventämiseksi. Tarkasteltavat toimet voivat liittyä esimerkiksi sähkömarkkinoiden toimintaan, verotukseen, energiatehokkuuteen, energian säästämiseen tai suoriin tukimuotoihin liittyviin toimenpiteisiin.

Työryhmä käsitteli myös sähkön hinnan mennyttä kehitystä, muiden maiden toteuttamia sähkön hintaan liittyviä tukitoimia sekä arvioita sähkön hinnan tulevasta kehityksestä mahdollisten toimenpiteiden ajallisen kohdistamisen näkökulmasta.

Työryhmä kuuli työnsä aikana Energiamarkkinavirastoa, Helsinki Graduate School of Economicsia, Energiateollisuus ry:tä sekä Fingrid Oyj:tä.

Työryhmä raportoi työnsä aikana varautumisen ministerityöryhmälle.

Työryhmän puheenjohtajana toimi talouspolitiikan koordinaattori, ylijohdaja Lauri Kajanoja ja varapuheenjohtajana johtava erityisasiantuntija Olli Kärkkäinen valtiovarainministeriöstä. Työryhmän jäseninä olivat osastopäällikkö, ylijohdaja Terhi Järvikare, hallitusneuvos Merja Sandell ja finanssineuvos Laura Vartia valtiovarainministeriöstä sekä osastopäällikkö, ylijohdaja Riku Huttunen, teollisuusneuvos Petteri Kuuva, hallitusneuvos Arto Rajala ja johtava asiantuntija Bettina Lemström työ- ja elinkeinoministeriöstä. Asiantuntijasihteeristöön kuuluivat veroasiantuntija Jussi Kiviluoto valtiovarainministeriöstä ja erityisasiantuntija Petri Hirvonen työ- ja elinkeinoministeriöstä. Työryhmän työhön osallistuivat myös hallitusneuvos Suvi Anttila, finanssiasiantuntija Miika Grönholm ja neuvotteleva virkamies Veli Auvinen valtiovarainministeriöstä sekä ylitarkastaja Tatu Pahkala työ- ja elinkeinoministeriöstä.

1.2 Sähkön hinnan muodostuminen ja siirtomaksut

Sähkön hinta muodostuu sähkön siirtomaksusta, sähköenergian hinnasta, sähköverosta ja huoltovarmuusmaksusta sekä näiden päälle laskettavasta arvonnisäverosta. Työryhmän työ keskittyy näistä sähköenergian hintaan,

sähköveroon sekä sähköenergian arvonlisäveroon. Sähkön hintaan puuttuminen sähkönsiirron hintasäätelyä muuttamalla on rajattu työryhmän käsittelemien keinojen ulkopuolelle.¹

2 Sähkömarkkinat ja sähköenergian hintakehitys

Suomen vuotuisesta sähkönkulutuksesta teollisuus käyttää vajaa puolet, kotitaloudet neljänneksen ja palvelut viidenneksen. Loppu kuuluu maataloudessa, liikenteessä ja siirtohäviöissä.

Sähkön hankintakanavia on useita. Suuret teollisuuskäyttäjät hankkivat sähkönsä tyypillisesti tukkumarkkinoilta, omistamistaan voimaloista tai kahdenvälisillä sopimuksilla sähkön tuottajalta tai jälleenmyyjältä. Kotitaloudet ja pienemmät toimijat hankkivat sähkönsä tavallisesti vähittäismarkkinoilla toimivalta sähkönmyyjältä. Yhä useampi hankkii osan tarvitsemasta sähköstään pientuotannosta, esimerkiksi omista aurinkopaneeleista, jotka sijaitsevat käyttökohteessa rakennuksen katolla. Pientuotantolaitteisto voi olla käyttäjän oma, usean käyttäjän yhteisomistuksessa tai palveluntarjoajalta vuokrattu.

Jotta sähköntuottaja saa syöttää sähköä verkkoon, sillä on oltava sähkölle sovitun vastaanottaja. Tämä koskee niin isoja voimalaitoksia kuin sähkönkäyttäjältä ylijäävää pientuotantoa. Vastaanottajana voi olla esimerkiksi sähkön jälleenmyyjä tai tukkumarkkina. Valtaosa Suomessa kulutetusta sähköstä kulkee tukkumarkkinan kautta.

Seuraavassa käydään läpi sähkömarkkinoiden rakenne, sähköjärjestelmän toiminta sähköpulatilanteissa, tukkumarkkinoiden tuotteet, vähittäismarkkinoiden tyypilliset sopimustyytit sekä molempien markkinoiden viimeaikaisia hintatasoja.

2.1 Sähköjärjestelmän ja sähkömarkkinoiden toiminta

2.1.1 Sähkön tuotantokapasiteetin käyttö sähkömarkkinoilla

Sähkömarkkinat muodostuvat useista eri markkinoista, joissa tarjolla on erilaisia tuotteita täyttämään sähkömarkkinoiden osapuolten sähkönhankintaan liittyviä erilaisia tarpeita. Tuotteet vastaavat sähkön ostajien tarpeita, jotka puolestaan muuttuvat sitä mukaa, mitä lähemmäksi sähkön toimitusajankohta ajallisesti tulee. Sähköjärjestelmässä tuotannon ja kulutuksen on oltava tasapainossa joka hetki. Sähkömarkkinoilla pyritään saavuttamaan tämä tasapaino

¹ EU:n sähkömarkkinadirektiivin (2019/944) ja sen soveltamista koskevan unionin tuomioistuimen ratkaisukäytännön mukaan siirtomaksujen laskentamenetelmistä päättäminen kuuluu kansallisen sääntelyviranomaisen yksinomaiseen toimivaltaan. Unionin tuomioistuimen ratkaisukäytännön mukaan kansalliselle sääntelyviranomaiselle direktiivissä säädettyä yksinomaista toimivaltaa ei voida kansallisella lainsäädännöllä siirtää toiselle elimelle (ml. parlamentaarinen elin) ja tariffit ja laskentamenetelmät on määritettävä yhdenmukaisten kriteerien kuten direktiiveissä säädettyjen ja unionin muissa säädöksissä määritettyjen arviointiperusteiden perusteella. Suomessa Energiavirasto on muuttanut vuoden 2022 alusta jakeluverkkojen siirtomaksujen laskentamenetelmiä sähkömarkkinalakiin (588/2013) tehtyjen muutosten (L 730/2021) johdosta. Hallituksen esityksessä 265/2020 vp esitetyn työ- ja elinkeinoministeriön arvion perusteella vuonna 2022 jakeluverkonhaltijat voisivat kerätä asiakkailtaan 350 miljoonaa euroa vähemmän jakelumaksuja vuoteen 2020 verrattuna ja 270 miljoonaa euroa vähemmän jakelumaksuja aiemmin voimassa olleisiin laskentamenetelmiin verrattuna. Energiavirasto on arvioinut, että laskentamenetelmien muutosten kokonaisvaikutus on laskenut vuosina 2020-2021 voimassa olleisiin menetelmiin verrattuna sähkön jakeluverkkotoiminnan tuottotasoa noin 40 prosenttia vuonna 2022. Energiateollisuus ry on puolestaan arvioinut, että muutos on laskenut jakeluverkonhaltijoiden yhteenlaskettua liikevaihtoa noin 17 prosenttia. Energiavirasto valmistelee parhaillaan laskentamenetelmiä vuonna 2024 alkavaa valvontajaksoa varten.

markkinaehtoisesti. Näin sähkömarkkina ohjaa voimalaitosten ajojärjestystä markkinaehtoisesti.

Finanssimarkkinoita eli tässä tapauksessa johdannaismarkkinoita käytetään sekä tuotetun sähkön myyntihinnan että myytäväksi tai käytettäväksi hankittavan sähkön ostohinnan suojaamiseen.

Fyysisen sähkön markkinoista vuorokausimarkkinoilla käydään joka päivä kauppaa seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille. Markkinatoimijat arvioivat seuraavan päivän tilannetta ja asettavat tarjouksensa sähkön tuotannosta ja kulutuksesta klo 13 Suomen aikaa mennessä sähköpörssien toteuttamaa huutokauppaa varten.

Päivänsisäiset markkinat antavat markkinatoimijoille mahdollisuuden korjata tuotanto- ja kulutussuunnitelmiaan lähempänä käyttöhetkeä, jotta ne voivat tasapainottaa tuotantonsa ja hankintansa. Päivänsisäiset markkinat toimivat tuntitasolla jatkuvan kaupankäynnin periaatteella. Ne avautuvat vuorokausimarkkinan jälkeen ja sulkeutuvat 30 min ennen toimitustuntia.

Säätösähkömarkkinoilla tarkoitetaan Fingridin yhdessä muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa ylläpitämiä säätöenergiamarkkinoita (mFRR, manual Frequency Restoration Reserves). Valtakunnallisen tasevastuun hoitamiseksi Fingrid varmistaa, että sillä on käytössään riittävästi säätökykyistä kapasiteettia sähkön tuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon ylläpitämiseksi. Säätösähkömarkkinaosapuolten säätösähkötarjouksia aktivoidaan tehotasapainon tarpeen mukaisesti. Säätötarjouksia voidaan jättää viimeistään 45 minuuttia ennen tarjouksen kohteena olevaa käyttötuntia.

Säätösähkömarkkinoiden lisäksi Fingrid ylläpitää muita reservimarkkinoita. Reservimarkkinoita ylläpidetään taajuudenvakautusreserville (FCR-N ja FCR-D), automaattiselle taajuudenpalautusreserville (aFRR) sekä säätökapasiteetille (mFRR kapasiteetti).

Säätökapasiteettimarkkinoiden ohella Fingrid täyttää nopean häiriöreservin veloitteensa omistamillaan varavoimalaitoksilla (927 MW) sekä pitkäaikaisilla käyttöoikeussopimuksilla hankituilla varavoimalaitoksilla (278 MW). Verkon varavoimalaitoksia ei ole tarkoitettu kaupalliseen sähköntuotantoon, vaan niitä käytetään vapauttamaan sähköjärjestelmä vian jälkeen turvalliseen tilaan, jotta järjestelmä kestää taas seuraavan mahdollisen vian.

Verkon varavoiman lisäksi Energiavirasto ja järjestelmävastaava kantaverkonhaltija Fingrid ylläpitävät tehoreserviä sähköpulan varalta. Laitokset pidetään käyttövalmiudessa sähköpulatilanteiden varalta. Ne voidaan määrätä tuottamaan sähköä, jos kaupallinen kapasiteetti ja verkon varavoima eivät riitä vastaamaan kysyntään.

EU:n sähkömarkkinalainsäädännön mukaan sähköjärjestelmän voimalaitosten ajojärjestys on seuraava: 1. Sähkömarkkinoilla toimivat voimalaitokset, 2. Fingridin ylläpitämä verkon varavoima ja 3. strategisen reservin muodostava tehoreservi. Näin verkon varavoima ja tehoreservi eivät osallistu sähkön eri markkinoiden hinnanmuodostukseen. Vastaavasti sähkön markkinahinnan saavuttaessa sähköpörssin teknisen hintakaton, ei verkon varavoimaa tai tehoreserviä oteta ajoon, jos sähkön tuotanto ja kulutus ovat edelleen tasapainossa eikä sähköpula muodostu.

Sähkömarkkinoiden toiminta on kuvattu alla olevassa kuvassa.



2.1.2 Sähköjärjestelmän toiminta sähköpulatilanteissa

Sähköjärjestelmässä tuotannon ja kulutuksen on oltava tasapainossa joka hetki. Sähköpulalla tarkoitetaan tilannetta, jossa sähkön kulutus uhkaa ylittää saatavilla olevan hankintakapasiteetin.

Sähkömarkkinalain 45 §:n mukaan järjestelmävastaava kantaverkonhaltija Fingrid vastaa Suomen sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta sekä koko ajan käynnissä olevasta sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen hetkellisen tasapainon ylläpitämisestä. Järjestelmävastaava kantaverkonhaltija voi asettaa järjestelmävastuun toteuttamiseksi tarpeellisia ehtoja sähkön siirtojärjestelmän sekä siihen liitettyjen voimalaitosten ja kuormien käyttämiselle ja siten mm. ohjata tuotantoa ja kulutusta sähköpulatilanteissa.

Sähköpulatilanteiden varalta Suomessa on käytössä kolmiportainen asteikko, jolla ennakoidaan mahdollista sähköpulaa sekä määritellään sähköpula ja sen laukaisemat toimenpiteet². Asteikon avulla sähkömarkkinoiden osapuolia informoidaan tilanteen kehittymisestä ja sen edellyttämistä toimenpiteistä:

Sähköpula mahdollinen on kyseessä silloin, kun ennusteiden perusteella on ennakoitavissa, että lähitunteina tai vuorokautena

- kotimainen tuotanto ja tuonti eivät riitä kattamaan sähkönkulutusta ja
- Suomessa ei kyetä ylläpitämään mitoittavaa vikaa vastaavaa määrää nopeaa häiriöreserviä.

Sähköpulan riski suuri katsotaan syntyneeksi, kun

- kaikki Suomesta saatavilla oleva sähköntuotanto on käytössä eikä naapurimaista ole mahdollista saada lisää sähköä ja Fingrid on joutunut käynnistämään nopeaa häiriöreserviään ja aktivoimaan sopimuksellisia irti kytkettäviä kuormia teollisuudessa ja
- Suomessa ei kyetä ylläpitämään mitoittavaa vikaa vastaavaa määrää nopeaa häiriöreserviä.

Sähköpula katsotaan syntyneeksi,

² <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/sahkonsiirto/sahkopulatilanteiden-hallinta---ohje.pdf>

- kun sähköntuotanto ja tuonti eivät riitä kattamaan kulutusta ja joudutaan järjestelmävastaavan oikeuksin irti kytkemään kulutusta ilman kaupallisia sopimuksia.

Toiminta normaaliolojen sähköpulassa tapahtuu pääpiirteissään seuraavasti:

Fingridin kantaverkkokeskuksen toimenpiteet:

- Tiedottaa osapuolia sähköpulasta tiedotteella "Sähköpula".
- Varmistaa, että kaikki Suomessa käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti on ajossa. Mikäli ei ole, määrätään se tehoreservi mukaan lukien ajoon.
- Koordinoi muiden pohjoismaisten järjestelmävastaavien kanssa kulutuksen irtikytkennän ja palautuksen. Kulutuksen irtikytkentä tehdään sopivan kokoisissa 200...300 MW portaissa.
- Kantaverkkokeskus antaa asiakaskohtaisesti irtikytkentämäärän megawattimääränä. Asiakas, esimerkiksi jakeluverkonhaltija, voi kierrättää kulutuksen rajoitusta haluamallaan tavalla suunnitelmansa mukaisesti.
- Tilanteen salliessa Kantaverkkokeskus ilmoittaa rajoitusten päättymisestä jokaiselle asiakkaalle erikseen, jolle rajoitus oli annettu.
- Erittäin kiireellisissä tilanteissa kantaverkkokeskus voi suoraan kytkeä irti kulutusta.

Tasevastaavien toimenpiteet:

- Vastaavat oman taseensa hallinnasta.
- Toimivat Kantaverkkokeskuksen ohjeiden mukaisesti.

Verkonhaltijoiden toimenpiteet:

- Suorittavat kulutuksen irtikytkennän kantaverkkokeskuksen ohjeiden mukaisesti.

Normaaliolojen aikana sähkön tuotannon ja kulutuksen säännöstely voidaan toteuttaa sähkömarkkinalain 45 §:n nojalla. Normaaliolojen aikana sähköpulatilanne ei riipu sähköpörssin hinnasta, vaan siitä syystä, että sähkön tuotanto ja kulutus eivät fyysisesti ole tasapainossa. Tällainen tilanne voi syntyä äkillisesti esimerkiksi suuren voimalaitoksen verkosta irtoamisen tai tärkeän rajajohdon vikaantumisen seurauksena. Sähkömarkkinalain 45 §:n ohjausvaltuuksia ei voidakaan käyttää korkeiden hintojen leikkaamiseen tai siirtymä käyttämään ohjausvaltuuksia, jos sähköpörssin hinta nousee tekniseen kattohintaan, mikäli sähkön tuotanto ja kulutus edelleen pysyvät tasapainossa.

Sähkömarkkinalain 45 §:n vuoksi sähköpulatilanne ei johda automaattisesti valmiuslain (1552/2011) mukaisten poikkeusolojen julistamiseen eikä valmiuslain mukaisten tuotannonohjaustoimenpiteiden ja hintasääntelyn tai kulutuksen rajoitustoimenpiteiden käyttöönottamiseen. Pitkittyvä ja määrältään suuri sähköpula voi kuitenkin johtaa tilanteeseen, jossa poikkeusolot joudutaan julistamaan, jotta voidaan ottaa valmiuslain toimivaltuudet käyttöön.

Valmiuslain 3 §:n 3 kohdan mukaan poikkeusoloja ovat väestön toimeentuloon tai maan talouselämän perusteisiin kohdistuva erityisen vakava tapahtuma tai uhka, jonka seurauksena yhteiskunnan toimivuudelle välttämättömät toiminnot

olennaisesti vaarantuvat. Mainittu valmiuslain kohta ja sitä koskevat esityöt ovat erittäin tulkinnanvaraisia ja osittain ristiriitaisia. Tämän vuoksi työryhmä ei ole lähtenyt arvioimaan, missä tilanteessa sähköpula tai korkeiden sähkön hintojen aiheuttama taloudellinen kriisi mahdollisesti voisivat täyttää poikkeusolojen edellytykset.

2.2 Tukkumarkkinat

2.2.1 Tuotteet

Sähkön fyysistä tukkukauppaa käydään Norjassa sijaitsevassa Nord Pool Spot -sähköpörssissä. Nord Pool Spotin omistavat Euronext sekä Pohjoismaiden ja Baltian kantaverkkoyhtiöt. Nord Pool Spotin sähköpörssi kattaa Pohjoismaat, Baltian maat, Benelux-maat, Saksan, Itävallan ja Ranskan.

Vuorokausimarkkinalla (ns. spot-markkina tai day-ahead -markkina) määräytyy tunneittain seuravan päivän sähkön hinta kysynnän ja tarjonnan mukaan. Toimijat (sähkön tuottajat, suuret asiakkaat ja sähkön vähittäismyyjät) jättävät päivittäin klo 12 Keski-Euroopan aikaa tarjoukset, millä hinnalla ja kuinka suuren määrän ne ovat valmiita ostamaan tai myymään sähköä kullakin tunnilla. Hinta muodostuu yhteisesti suureen osaan Eurooppaa, kun eri maiden kaikki osto- ja myyntitarjoukset osallistuvat samaan huutokauppaan. Sähköpörssi laskee aggregoidut kysyntä- ja tarjontakäyrät, joiden leikkauspisteen mukaan määräytyy sähkön vuorokausimarkkinan hinta kullekin tunnille.

Mikäli sähkön siirtokapasiteetti hinta-alueiden välillä ei ole riittävä sähköpörssin laskemaan siirtotarpeeseen nähden, muodostuu sähkön vuorokausimarkkinan hinta eri suureksi eri alueille. Tällaisia siirtorajoituksia on lähes aina Pohjoismaiden ja Baltian markkina-alueen sekä Manner-Euroopan markkina-alueen välillä. Pohjoismaiden ja Baltian markkina-alueen sisällä on myös harvoin yhtenäinen hinta kaikilla hinta-alueilla: vuonna 2021 vain 1 prosenttia vuoden tunneista hinta oli sama. Suomella ja Baltian mailla oli sama hinta puolestaan 50 prosenttia vuoden tunneista. 9 prosenttia ajasta Suomi muodosti oman hinta-alueensa.

Vuorokausimarkkinan lisäksi Nord Pool –sähköpörssissä käydään kauppaa päivänsisäisellä markkinalla (ns. intraday- tai elbas-markkina). Toimijat voivat hallita sähkötaseitaan päivänsisäisen markkinan kautta, jos tuotanto- ja kulutusennusteet tarkentuvat esimerkiksi tuulisuus- ja lämpötilatietojen tarkentuessa tai voimalaitoksia vikaantuu vuorokausimarkkinan sulkeuduttua.

Johdannaismarkkinoilla käydään kauppaa johdannaistuotteilla, kuten futuureilla, termiineillä ja optioilla. Sähkön julkista johdannaiskauppaa käydään NASDAQ OMX Commodities -pörssissä. Sähköjohdannaisia käytetään sähkömarkkinoiden riskien hallinnassa. Sähköntuottajat suojaavat sähkön myyntiään ja suuret loppukäyttäjät ja sähkön vähittäismyyjät sähkön hankintaa. Aktiivisinta kauppaa käydään seuraavaa vuotta ja seuraavia vuosineljänneksiä koskevilla futuurisopimuksilla. Ne kuvaavat markkinoiden hintanäkemystä spot-markkinan keskihinnasta ko. ajanjaksolle.

Johdannaissopimukset ovat kuitenkin puhtaasti finanssituotteita eivätkä ne edellytä kauppaa fyysisellä sähkömarkkinalla. Johdannaiskaupan valvonta ja vaatimukset perustuvat EU:n EMIR-sääntelyyn (European Market Infrastructure

Regulation), jonka lähtökohtainen tarkoitus on lisätä avoimuutta ja vähentää riskejä johdannaismarkkinoilla. Johdannaiskauppaan liittyvät keskeisesti vakuusvaatimukset, jotka on hoidettava käytännössä välittömästi futuurihintoihin reagoivin käteisvakuuksin (pankkitilitalletuksin).

Edellä kuvatuilla johdannaisilla voi suojautua hintariskiltä verrattuna vuorokausimarkkinan pohjoismaiseen systeemihintaan, joka vastaa tilannetta ilman maiden välisiä siirtorajoituksia. Suomen aluehinnan ja pohjoismaisen systeemihinnan väliseltä riskiltä suojaudutaan EPAD-futuureilla (Electricity Price Area Differential). Koska maiden välillä on yleensä siirtorajoituksia ja markkinahinnat ovat eriytyneet systeemihinnasta, markkinoiden näkemystä Suomen tulevasta aluehinnasta kuvaa systeemihintaa kuvaavan futuurin ja EPAD-futuurin yhteenlaskettu hinta.

2.2.2 Hintataso

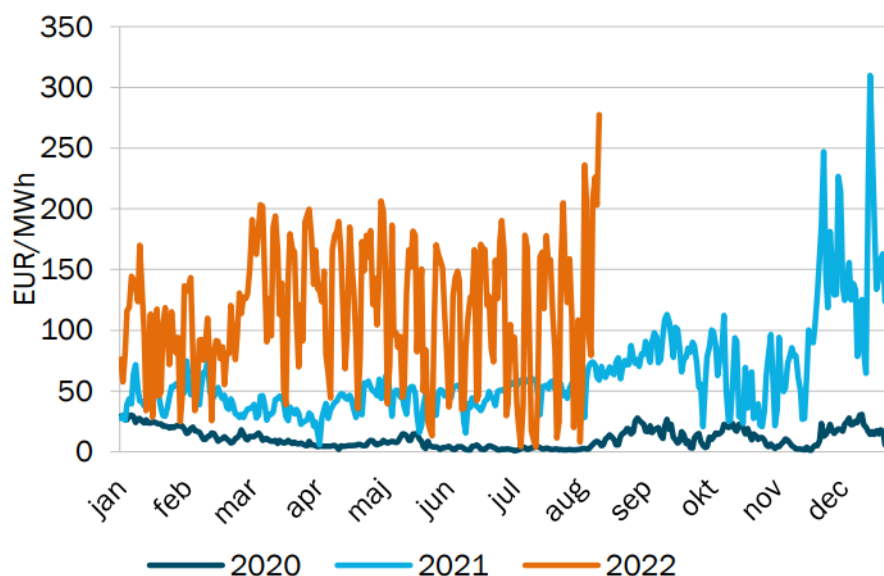
Pohjoismaat ja Baltian maat kattava spot-markkinan systeemihinta on ollut tänä vuonna huomattavasti kalliimpi kuin vuonna 2021 ja etenkin kuin vuonna 2020. Vuosi 2020 oli poikkeuksellinen monella tapaa, ja sähkön systeemihinta oli tuolloin huomattavasti aikaisempia vuosia alhaisempi. Vuosi 2020 oli lämmin, lämmitystarve oli normaalia pienempi, vesivoimaa oli paljon saatavissa, ja samalla COVID-19 pandemian johdosta energiankäyttö oli normaalia alhaisempi ja polttoaineiden hinnat alhaiset.

Hinnan nousuun vuonna 2021 oli useita syitä. Päästöoikeuden hinta alkoi nousta loppuvuonna 2020 tasosta 25 euroa/t CO₂ ja nousi tasaisesti koko vuoden 2021 ylittäen loppuvuonna 80 euroa/t CO₂. Kesän 2021 jälkeen puolestaan maakaasun ja kivihiiilen maailmanmarkkinahinta nousivat jyrkästi. Pohjoismaisten vesivarastojen täyttöaste oli vuoden 2021 puoleen väliin asti vielä mediaanivuoden tasolla tai sitä korkeampi, mutta kevään 2021 jälkeen etenkin Norjan vesivarastot ovat olleet huomattavasti mediaanivuotta tyhjemmät. Pohjoismaiden vesivarastojen täyttöaste kokonaisuudessaan on elokuussa 2022 yhä 10 prosenttiyksikköä alle mediaanivuoden täyttöasteen. Energiamääränä alijäämä mediaanivuoteen verrattuna on 12 TWh (eli lähes Suomen vuotuisen vesivoimatuotannon verran).

Vuosien välinen ero käy hyvin ilmi kuvasta 1, joka esittää systeemihinnan päiväkeskihinnan kehityksen vuodesta 2020 vuoden 2022 elokuuhun asti. Selvän tasoeron lisäksi hintavaihtelu on erittäin suurta lokakuusta 2021 lähtien.

Sähkön hinta voidaan esittää euroina megawattituntia kohti tai sentteinä kilowattituntia kohti. Esimerkiksi 100 €/MWh on sama hinta kuin 10 snt/kWh.

Systeemihinnan keskihinta oli vuonna 2021 6,23 snt/kWh, vuonna 2020 vain 1,09 snt/kWh ja vuonna 2019 3,89 snt/kWh. Kuluvan vuoden seitsemän ensimmäisen kuukauden keskihinta on noin 11,2 snt/kWh, eli kymmenkertainen vuoteen 2020 verrattuna.



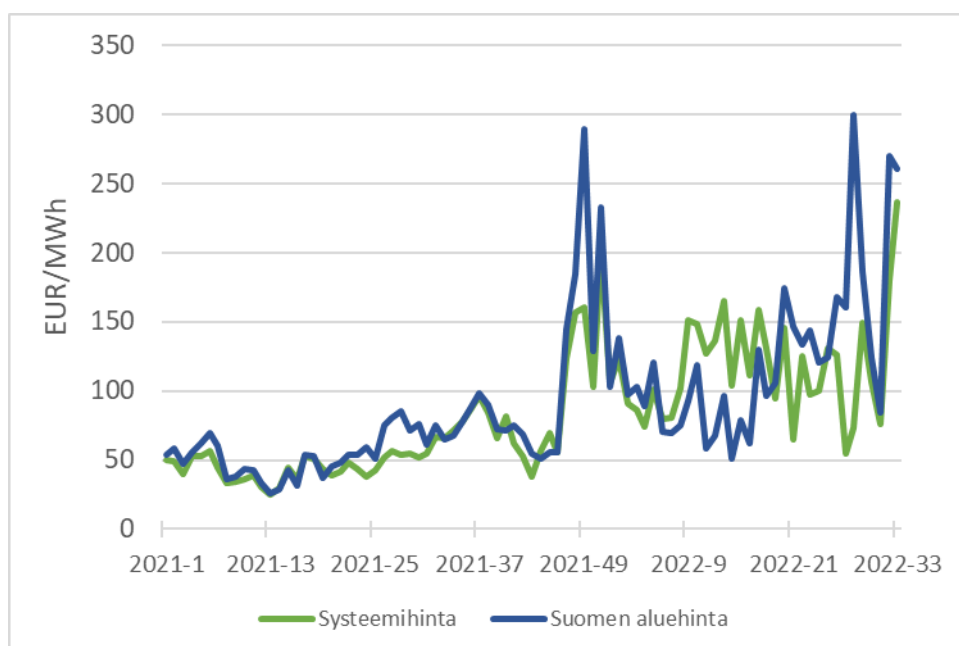
Kuva 1. Nord Pool Systemin päiväkeskiarvon kehitys vuodesta 2020 elokuun alkuun 2022. Lähde: Energimarknadsinspektionen.

Myös Suomen aluehinta on ollut tänä vuonna huomattavasti kalliimpi kuin aikaisempina vuosina. Hinnan nousu alkoi vuoden 2021 toisella puoliskolla ja joulukuussa nähtiin kaikkien aikojen ennätykset hinnoissa (kuva 2). Joulukuun kuukauden keskihinta oli 19,3 snt/kWh. Seitsemäs joulukuuta päivän keskihinnaksi Suomessa muodostui 46,9 snt/kWh ja klo 8-9 sähkön hinta oli korkeimmillaan 100 snt/kWh.

Keväällä Suomen aluehinta oli useasti systeemihintaa alhaisempi, mikä on kohtalaisen harvinaista. Tämän vuoden huhtikuusta lähtien Suomen aluehinta on jälleen noussut ja heinäkuussa kuukauden keskihinta oli jo 18,4 snt/kWh, vaikka yhtenä päivänä pörssisähkö olikin ilmaista.

Suomen aluehinnan keskihinta oli vuonna 2021 7,2 snt/kWh ja vuonna 2020 vain 2,8 snt/kWh. Kuluvan vuoden seitsemän ensimmäisen kuukauden keskihinta on noin 11,6 snt/kWh, eli reilu nelinkertainen vuoteen 2020 verrattuna.

Sähkön tämän hetkiseen korkeaan hintatasoon vaikuttaa erityisesti Venäjän hyökkäyssodasta johtuva kaasukriisi. Kaasun hinta vaikuttaa keskeisesti sähkön hintaan Keski-Euroopassa ja EU:n sähkön sisämarkkinoiden kautta myös Suomessa. Pohjoismaissa sähkön hintaa nostaa myös edellä mainittu Ruotsin ja Norjan vesivarastojen alhainen taso. Lisääntyneestä tuulivoiman tuotannosta johtuen hintavaihtelut ovat suuria vuorokauden sisällä ja päivien välillä. Tuulisena päivänä, erityisesti matalan kulutuksen aikaan yöllä, sähkön spot-hinta voi olla lähellä nollaa.



Kuva 2. Systeemihinnan ja Suomen aluehinnan viikkokeskihinnat vuoden 2021 alusta elokuun 2022 alkuun. Lähde: Nord Pool

Sähkön spot-hinta on noussut huomattavasti kaikissa Euroopan maissa. Vuoden 2022 ensimmäisen vuosineljänneksen keskihinnat olivat Euroopan komission kvartaaliraportin mukaan 50-400 prosenttia korkeampia kuin vastaavat hinnat vuonna 2021. Hinnat ovat nousseet eniten Etelä- ja Keski-Euroopassa sekä Britteinsaarilla. Taulukkoon 1 on koottu Suomen ja eräiden muiden maiden sekä EU-alueen spot-hintojen keskiarvot vuosineljänneksittäin.

Taulukko 1. Tukkumarkkinoiden spot-hinnan keskiarvot vuosineljänneksittäin eräissä maissa, snt/kWh. Lähde: Quarterly Report on European Electricity Markets, Euroopan komissio

	Q1/2021	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022
Suomi	4,89	4,63	7,87	11,47	9,14
Ruotsi	4,29	4,14	6,97	8,12	6,38
Norja	4,37	4,25	6,94	10,18	11,38
Tanska	4,88	5,87	9,62	14,8	15,29
Viro	5,21	5,46	9,77	14,17	13,25
Saksa	4,95	6,03	9,75	17,89	16,77
Ranska	5,29	6,4	9,7	22,14	23,07
Espanja	4,47	7,18	11,82	21,08	22,84
EU27	5,28	6,82	10,53	19,43	20,14

Pohjoismaisilla johdannaismarkkinoilla tämän vuoden viimeisen (Q4-22) ja ensi vuoden ensimmäisen neljänneksen (Q1-23) futuurihinnat ovat nousseet lähes yhtäjaksoisesti kesäkuun puolivälistä lähtien. Käytännössä ne ovat yli kaksinkertaistuneet viimeisen puolentoista kuukauden aikana.

Kun vielä kesäkuun puolivaiheilla Pohjoismaiden futuurihinnat olivat tämän vuoden viimeiselle (Q4-22) ja ensi vuoden ensimmäiselle neljännekselle (Q1-23) hieman yli sata euroa megawattitunnilta, elokuun alussa hinnat ovat kivunneet jo

liki 270 euroon megawattitunnilta. Myös vuoden 2023 futuurihinta (Y-23) on noussut voimakkaasti. Heinäkuun alussa hinta oli noin 110 euroa/MWh ja elokuun alussa runsas 150 euroa/MWh. Toisin sanoen johdannaismarkkinoilla sähköenergian hinnannousun odotetaan jatkuvan vielä vuoden 2023 kevääseen asti.

Sähkön tukkuhintojen tulevan kehityksen ennakkointiin liittyy nyt suurta epävarmuutta. Hintoihin vaikuttaa moni asia, kuten se, onko Olkiluoto 3 markkinakäytössä ensi talvena, mikä on kaasun saatavuus ja hinta, tuleeko talvesta kylmä vai leuto ja kuinka paljon Pohjoismaissa sataa ja tuulee. Ei myöskään tiedetä vielä, miten paljon kulutus joustaa tässä uudessa tilanteessa, kun hetkellinen sähkönhinta vaihtelee ennätysellisen paljon ja korkeimmat tuntihinnat ovat parikymmentä kertaa aikaisempia keskihintoja korkeammat.

Pörssin johdannaismarkkinoiden hintoja tarkastellessa tulee huomioida, että kaupankäynnin volyymit ovat pienentyneet merkittävästi, koska suuret tuottajat suojaavan myyntiään enemmässä määrin kahdenkeskisillä sopimuksilla sähköjohdannaispörssin ulkopuolella. Tämä johtaa markkinahinnan huonoon luotettavuuteen ja jopa hintojen nousuun. Ohuet markkinat ovat myös helpommin manipuloitavissa.

2.3 Vähittäismarkkinat

2.3.1 Sopimustyyppit

Sähköenergian vähittäismyyjät tarjoavat asiakkaille periaatteessa kolmenlaisia sopimuksia:

- Kiinteähintaiset määräaikaisten sopimukset 1–3 vuodeksi, tyyppillisesti tarjotaan kahden vuoden sopimuksia
- Toistaiseksi voimassa olevat sopimukset, joiden hintaa sähkön myyjä voi korottaa kuukausi ennen tehtävällä kirjallisella ilmoituksella
- Pörssihintaan sidotut sopimukset (sähkön hinta vaihtelee tunneittain, vuorokausimarkkinan Suomen aluehinnan päälle maksetaan tyyppillisesti 0,2–0,4 snt/kWh preemio). Siten jos tukkumarkkinoilla Suomen aluehinta on esimerkiksi 100 euroa/MWh, hinta pörssihintaan sidotuissa vähittäissopimuksissa hinta voi olla hieman yli 10 snt/kWh.

Kiinteähintaiset määräaikaisten sopimukset ovat kotitalouskuluttajilla yleisimpiä. Sähkön vähittäismyyjät suojaavat kiinteähintaisia sopimuksia vastaavan sähkön hankintansa johdannaissopimuksilla. Futuurihinnat heijastuvat siten asiakkaille tarjottaviin kiinteähintaisiin sopimuksiin. Kuluttajan sähkön hinta muuttuu vasta, kun määräaikainen sopimus päättyy ja kuluttaja solmii uuden sopimuksen.

Toistaiseksi voimassa olevassa sopimuksessa sähkön hinta seuraa tukkumarkkinahintoja viiveellä. Sähkön myyjä voi muuttaa hintaa ilmoittamalla asiakkaalle hinnanmuutoksesta kuukautta etukäteen. Sähköyhtiöt kuitenkin pohtivat tarkkaan, milloin on oikea hetki nostaa hintoja, koska ilmoitusten lähettämisestä aiheutuu myös kustannuksia.

Pörssisähkösopimusten hinta seuraa tunneittain vuorokausimarkkinan Suomen aluehintaa. Se sopii parhaiten kuluttajalle, joka voi hyödyntää vuorokauden

sisäistä sähkön hinnan vaihtelua ohjaamalla kulutusta, kuten lämmityskuormaa tai sähköautojen latausta, halvoille tunneille.

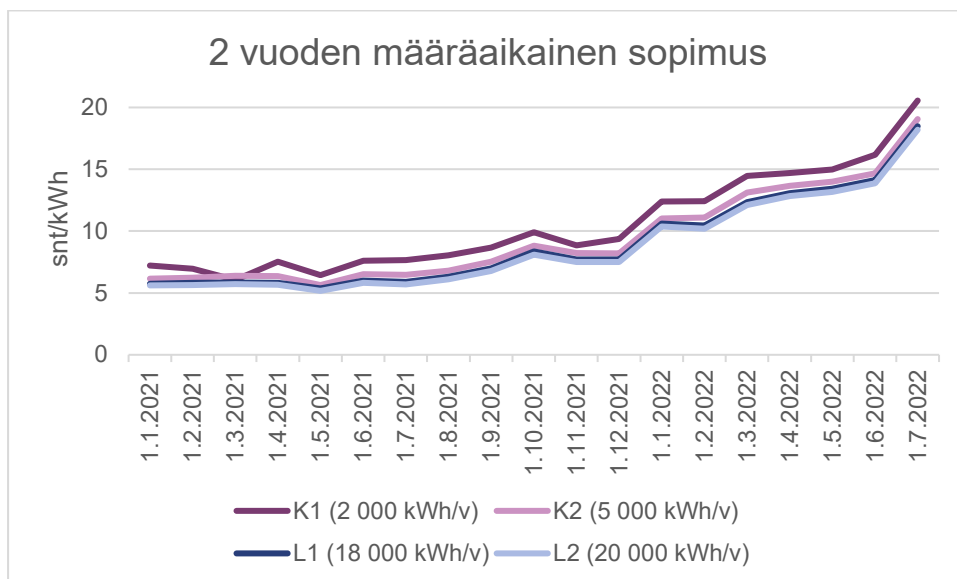
Viime vuodenvaihteessa 54 prosentilla sähkökäyttäjistä oli määräaikainen sopimus, 37 prosentilla toistaiseksi voimassa oleva sopimus ja 9 prosentilla pörssisähkösopimus.

2.3.2 Hintataso

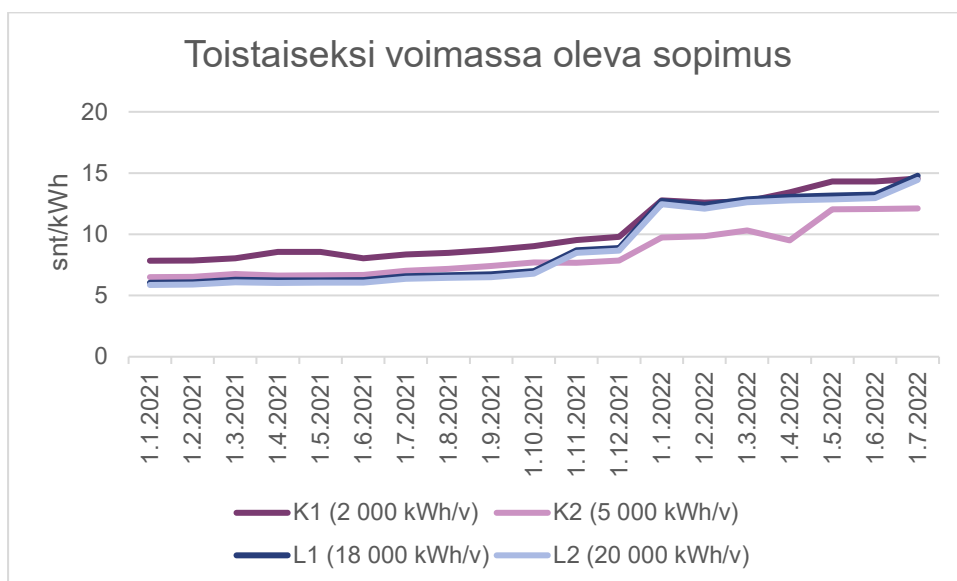
Energiaviraston julkaisemien hintatietojen mukaan kiinteähintaisen määräaikaisen sopimuksen sähköenergian arvonlisäverollinen hinta pientaloille ja kerrostalohuoneistoille oli tammikuussa 2021 keskimäärin noin 5,5-7,2 snt/kWh. Vuosi myöhemmin vastaava hinta oli 10,4-12,4 snt/kWh ja heinäkuussa 2022 jo 15,3-20,6 snt/kWh. Hinta riippuu sähkön käyttömäärästä ja on kilowattituntia kohden yleensä korkeampi pienelle kerrostaloasunnolle kuin sähkölämmitteiselle pientalolle. Kuvassa 3 esitetään 2 vuoden määräaikaisten sopimusten hintakehitys neljälle eri tyyppikäyttäjälle. Energiaviraston mukaan kiinteähintaisen määräaikaisten sopimusten keskihinta ei ole ollut yhtä korkealla vuonna 2006 alkaneen tilastoinnin aikana.

Toistaiseksi voimassa olevien tarjoustuotteiden hinnat ovat myös nousseet reippaasti, joskaan ei yhtä paljon kuin kiinteähintaiset määräaikaiset sopimukset. Tammikuussa 2021 toistaiseksi voimassa olevan sopimuksen keskimääräinen arvonlisäverollinen hinta pientaloille ja kerrostalohuoneistoille oli 5,9-7,8 snt/kWh, vuosi myöhemmin 9,7-12,8 snt/kWh ja heinäkuussa 2022 12,1-14,8 snt/kWh. Keskimääräisen hinnan kehitys eri käyttäjäryhmille käy ilmi kuvasta 4.

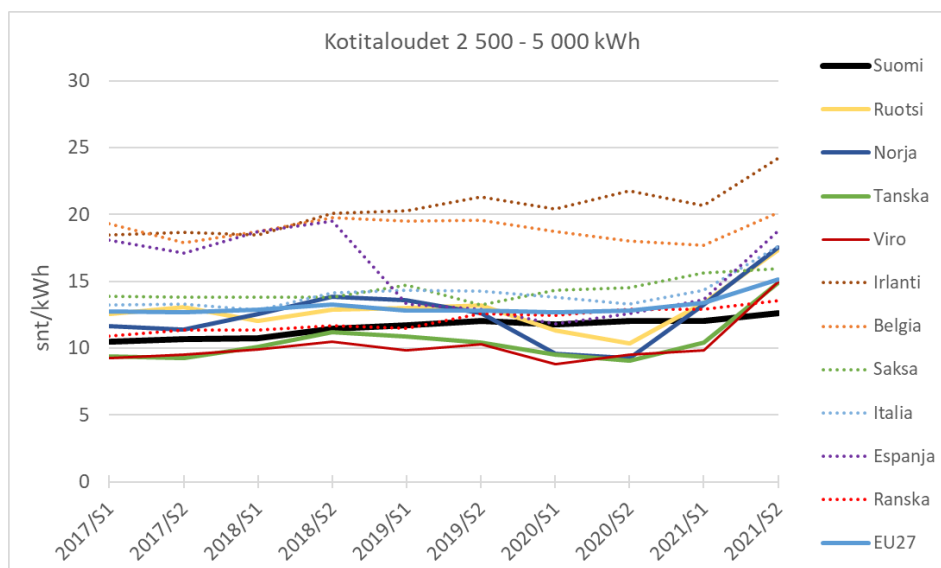
Kansainvälisiä tilastotietoja vähittäismarkkinahinnoista ei ole vielä saatavissa vuoden 2022 alkupuoliskolle. Kuvassa 5 on sähköenergian hintakehitys vuoteen 2021 asti eräissä Euroopan maissa tyyppikäyttäjälle joka kuvaa kotitaloutta, jonka vuotuinen sähkönkäyttö on 2500-5000 kWh. Vuoden 2021 toisella puoliskolla hinta nousi kaikissa maissa. Maltillinen hinnan nousu Suomessa johtuu siitä, että valtaosalla suomalaisista kotitalouksista on joko määräaikainen tai toistaiseksi voimassa oleva kiinteähintainen sopimus. Tukkumarkkinan hinnannousu näkyy silloin vasta viiveellä vähittäishinnoissa.



Kuva 3. Kahden vuoden määräaikaisen sopimuksen hinnan kehitys eri tyyppikäyttäjillä. K1 kerrostalohuoneisto, K2 pientalo sähkökiukaalla, L1 pientalo sähkölämmityksellä, L2 pientalo osittain varaavalla sähkölämmityksellä. Lähde: Energiavirasto.



Kuva 4. Toistaiseksi voimassa olevan sopimuksen hinnan kehitys eri tyyppikäyttäjillä. K1 kerrostalohuoneisto, K2 pientalo sähkökiukaalla, L1 pientalo sähkölämmityksellä, L2 pientalo osittain varaavalla sähkölämmityksellä. Lähde: Energiavirasto.



Kuva 5. Sähköenergian veroton keskihinta eri maissa kotitalouksissa, joiden vuosikulutus on välillä 2500-5000 kWh. Lähde: Eurostat.

Sekä vähittäis- että tukkumarkkinoilla sähköenergian ja johdannaisten hinnat ovat nousseet jyrkästi viimeisen vuoden aikana, eikä hintojen aleneminen ole näköpiirissä ainakaan ennen ensi kevättä. Tämän takia mahdolliset toimenpiteet sähkön korkean hinnan kehitykseen ja sen seurauksiin vaikuttamiseksi tulisi saada voimaan nopeasti.

3 Mahdollisten toimenpiteiden arviointia

3.1 Sähköenergian arvonlisävero

Arvonlisäverotuksessa sovellettavista verokannoista on säädetty jäsenvaltioita sitovasti arvonlisäverodirektiivissä. Jäsenvaltioiden tulee soveltaa vähintään 15 prosentin yleistä arvonlisäverokantaa, ja niiden sallitaan soveltaa yhtä tai kahta vähintään 5 prosentin alennettua verokantaa tiettyihin tavarihin ja palveluihin. Tavarat ja palvelut, joihin jäsenvaltiot voivat soveltaa alennettua verokantaa, on lueteltu direktiivin liitteessä III. Jäsenvaltiot voivat myös soveltaa yhtä viittä prosenttia alemmaa verokantaa (superalennettu verokanta) ja verottomuutta vähennysoikeudella (nollaverokanta) tiettyihin seitsemään liitteen kohtaan (perustarpeiksi katsotut hyödykkeet sekä aurinkopaneelit).

Lisäksi uudella direktiivillä jäsenvaltioiden soveltamat verokantapoikkeukset on tietyin rajoituksin avattu muille jäsenvaltioille. Superalennetun verokannan tai nollaverokannan soveltaminen on mahdollista muihinkin liitteen kohtiin kuin em. seitsemään kohtaan, jos joku muu jäsenvaltio sovelsi 1.1.2021 tällaista verokantaa, samoihin hyödykkeisiin, samoin edellytyksin. Poikkeusjäsenvaltioiden on toimitettava arvonlisäverokomitealle verokantoja koskevat keskeiset kansalliset säännökset ja soveltamisedellytykset 6.7.2022 mennessä. Käytettävissä olevien tietojen mukaan sähköenergiaan ei ole sovellettu tällaisia verokantoja.

Arvonlisäverolain mukaan yleinen verokanta on 24 prosenttia, ja alennetut verokannat 14 ja 10 prosenttia.

Arvonlisävero on yleinen kulutusvero, jonka tarkoituksena on kerätä valtiolle verotuloja tehokkaasti kysyntää ja kilpailua vääristämättä. Alennetut arvonlisäverokannat eivät yleensä ole tehokkaita välineitä tiettyjen yhteiskuntapoliittisten tavoitteiden saavuttamiseksi. Tehokkaampia keinoja ovat siten suorat tukijärjestelmät, koska ne voidaan kohdistaa tarkemmin haluttuihin kohteisiin. Alennettujen arvonlisäverokantojen käyttöalan laajentaminen vaikeuttaisi myös pyrkimyksiä siirtää verotuksen painopistettä tuloverotuksesta kulutuksen verottamiseen.

Arvonlisäverokantojen alentamisen siirtyminen hintoihin on yleisesti ottaen epävarmaa. Sähköenergian osalta arvonlisäverokannan alentamisen odotetaan kuitenkin tässä tilanteessa välittyvän lähes täysimääräisenä hintoihin.³ Jos alennukset menisivät täysimääräisinä kuluttajien hintoihin, laskisi sähköenergian verollinen hinta 14 prosentin kannan vaihtoehdolla noin 8 prosenttia ja 10 prosentin kannan vaihtoehdolla noin 11 prosenttia.

Arvonlisäveron tuotto ja siten sen menetys verokantaa alennettaessa riippuvat kulutuksen arvosta. Tässä esitetään laskelma, joka perustuu arvioon nykyisestä kulutuksen arvosta.

Laskelmissa on oletettu, että 50 prosentilla kotitalouksista on kiinteähintainen määräaikainen sopimus, 40 prosentilla toistaiseksi voimassa oleva sopimus ja 10 prosentilla pörssisähkösopimus. Puolella kotitalouksista arvioidaan olevan vuonna 2022 voimassa vuoden 2021 aikana hankittu 1-2 vuoden kiinteähintainen määräaikainen sopimus. Toinen puoli kotitalouksista on päivittänyt sopimuksensa vuoden 2022 aikana, jolloin heille oletetaan sopimustyypeittäin vuoden 2022 tammi-heinäkuun keskihintojen mukaiset sopimukset. Sopimusta vaihtaneiden kotitalouksien oletetaan mukauttavan sähkönkulutustaan nousseiden hintojen myötä siten, että yhden prosentin hinnannousu vähentää sähköenergian kulutusta 0,05 prosenttia.

Veronalennuksen täysimääräisestä siirtymisestä hintoihin ja sähköenergian kulutuksen jäykkyydestä johtuen kotitalouksien käytettävissä olevien tulojen arvioidaan kasvavan julkisen talouden verotuoton menetystä vastaavasti. Kasvaneiden käytettävissä olevien tulojen oletetaan jakautuvan osin säästämiseen ja osin palautuvan takaisin arvonlisäverolliseen kulutukseen. Siltä osin kuin kotimaassa tapahtuva arvonlisäverollinen kulutus kasvaa, pienenee myös sähköenergian arvonlisäverokannan alentamisesta johtuva välitön verotuoton menetys.

Alla taulukossa on esitetty verotuottovaikutukset vuositasolla miljoonina euroina sähköenergian arvonlisäverokannan alentamisesta 10 prosentin sekä 14 prosentin verokantaan.⁴

³ Arvio perustuu yleisten sähkön vähittäismyyntiehtojen hinnanmuutoksia koskeviin ehtoihin sekä sähkölaskujen säädettyyn tietosisältöön, joissa hinnan muodostuminen yksilöidään tarkasti eri komponenttien osalta. Asiakas voi todeta arvonlisäveron alennuksen toteutumisen ja sen vaikutuksen sähkölaskunsa erittelyistä. Mikäli vähittäismyyjä ei siirtäisi arvonlisäverokannan alennusta täysimääräisesti kuluttajan laskulle, työryhmä arvioi, että yleisten sopimusehtojen perusteella vähittäismyyjä todennäköisesti häviäisi kuluttajan vireille paneman valitusasian kuluttajariitalautakunnassa tai kanneasian yleisessä tuomioistuimessa. Alennuksen täysimääräisessä läpimenossa arvioidaan kuitenkin voivan olla jossain määrin riskejä niissä tilanteissa, joissa kuluttajat tekevät kokonaan uuden sähkömyyntisopimuksen vähittäismyyjän kanssa.

⁴ Sähköenergiasta kertyvästä arvonlisäverosta 75 prosenttia arvioidaan koostuvan kotitalouksien kulutuksesta. Arvonlisävero kertyy myös verovapailta sektoreilta ja toimialoilta, joilla ei ole veron vähennysoikeutta. Luvut sisältävät arvion kaikkien sektoreiden kulutuksesta.

	Alv 10 %	Alv 14 %
Välitön verotuottovaikutus	-410	-295
, josta palautuu muusta kulutuksesta	70	50
Yhteensä	-340	-245

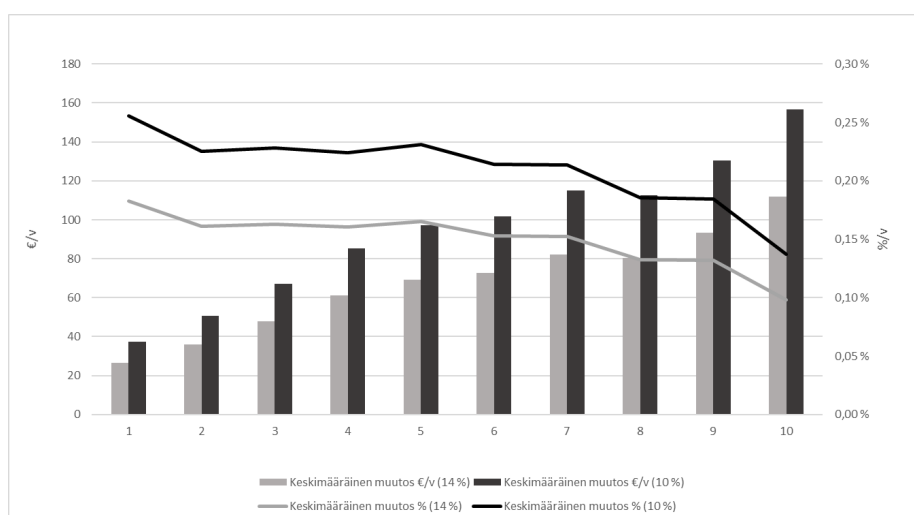
Jos verokannan alentaminen olisi rajattu joulumaaliskuun ajalle, olisi verotuottovaikutus alla olevan taulukon mukainen.⁵

	Alv 10 %	Alv 14 %
Välitön verotuottovaikutus	-210	-151
, josta palautuu muusta kulutuksesta	36	26
Yhteensä	-174	-125

Verotuottovaikutukseen sisältyy epävarmuutta sähköenergian hintakehityksen ennustettavuuden vuoksi. Ei ole myöskään varmuutta, millä aikataululla määräaikaisten sähkösopimukset päättyvät, ja millaisia sopimuksia päättyvien sopimusten tilalle solmitaan. Sopimustyyppien ja sopimushintojen jakautumista eri sähköenergian kuluttajatyypeille (kerrostalo, sähkölämmiteinen omakotitalo, yms.) ei myöskään tunneta. Erittäin korkeat hinnat voivat myös johtaa oletettua suurempiin käyttäytymisvaikutuksiin.

Kotitalouksien sähköenergiaan kuluttama osuus kaikista kulutusmenoista voi kuitenkin kasvaa vain rajatusti. Siten verotuottovaikutusten ei voida olettaa olennaisesti kasvavan edellä esitetyistä.⁶

Kuvassa 6 on esitetty sähköenergian arvonlisäverotuksen vuositason alentamisen vaikutuksia eri tulokymmenyksissä euromääräisesti ja suhteessa käytettävissä oleviin tuloihin.



Kuva 6. Sähköenergian arvonlisäverotuksen vuositason alentamisen vaikutukset kotitalouksiin tulokymmenyksittäin euromääräisesti (vasen asteikko) ja suhteessa käytettävissä oleviin tuloihin (oikea asteikko). Harmaa = verokannan alennus 14 prosenttiin. Musta = verokannan alennus 10 prosenttiin.

⁵ Kts. oletukset talvikuukausien sähköenergian kulutuksesta sähköveron alentamista koskevasta osiosta

⁶ Esimerkiksi muiden kuin kiinteähintaisten määräaikaisten sopimushintojen nouseminen 50 snt/kWh tasolle tarkoittaisi verotuoton menetyksen olevan vuositasolla 550 miljoonaa euroa 10 % verokannalla ja 400 miljoonaa euroa 14 % verokannalla.

3.2 Sähkön valmistevero

Sähkön verotukseen sovellettavista vähimmäisverokannoista ja poikkeuksista on säädetty energiaverodirektiivissä. Sähkön verotuksen lähtökohtana on tuotantopolttoaineiden verottomuus ja lopputuotteen eli sähkön verottaminen, kun sähkö luovutetaan kulutukseen. Vaikka energiaverodirektiivi mahdollistaa erilaisia veronalennuksia, tulevat tukitoimet arvioitaviksi EU:n valtiontukea ja verosyrjintää koskevien määräysten perusteella. Yrityskäytössä sähkön energiaveron (=sähköveron) vähimmäisverotaso on energiaverodirektiivin mukaan 0,05 senttiä ja muussa kuin yrityskäytössä 0,1 senttiä kilowattitunnilta. Lisäksi jäsenvaltiot voivat soveltaa verotuksessa täydellisiä tai osittaisia verotusta koskevia vapautuksia tai alennuksia mm. kotitalouksien ja/tai asianomaisten jäsenvaltioiden hyväntekeväisyysjärjestöiksi tunnustamien järjestöjen käyttämään sähkөөn

Suomessa sähkön valmistevero on porrastettu kahteen veroluokkaan. Veroluokan I veroa kannetaan yleisesti elinkeinotoiminnassa, esimerkiksi palvelutoiminnoissa, metsätaloudessa, rakentamisessa samoin kuin julkisella sektorilla ja kotitalouksissa käytetystä sähköstä. Sähköveroluokan I sähkövero on 2,24 senttiä kilowattitunnilta, ja sähköveroa on korotettu viimeksi vuonna 2015.

Alemman veroluokan II veron piiriin kuuluvat teollisuudessa, kaivostoiminnassa, konesaleissa ja kasvihuoneissa käytetty sähkö sekä vuoden 2022 heinäkuusta lähtien myös mm. eräät lämpöpumput. Myös muu maatalous kuuluu käytännössä veroluokan II veron piiriin, mutta alempi verokanta toteutetaan maatalouden energiaverojen palautuksena. Sähköveroluokan II sähkövero on 0,05 senttiä kilowattitunnilta, mikä vastaa energiaverodirektiivin sallimaa vähimmäisverotasoa yrityskäytössä. Sähköveroluokka II alennettiin energiaverodirektiivin vähimmäisverotasolle vuoden 2021 alusta.

Sähköveron tilittää valtiolle se verkkoyhtiö, joka luovuttaa sähkön kulutukseen verkosta. Sähkön verottaminen veroluokan II mukaisesti edellyttää, että sähkö voidaan sitä toimitettaessa erikseen mitata. Sähkön energiaveron lisäksi kaikesta veronalaisesta sähköstä kannetaan huoltovarmuusmaksua 0,013 senttiä kilowattitunnilta.

Sähköveroluokan I veropohja on tällä hetkellä suuruudeltaan noin 42,6 TWh ja kotitalouksien osuus tästä on noin puolet. Yllä arvonlisäverolaskelmissa käytettyjä oletuksia sekä sähköenergian arvonlisäverokannan alennusten 14 prosenttiin ja 10 prosenttiin mittaluokkia soveltaen sähköveroluokan I alentaminen 1,53 senttiin kilowattitunnilta alentaisi vuotuisia verotuloja nettomääräisesti noin 295 milj. eurolla ja 1,25 senttiin noin 412 milj. eurolla. Jos muutos tehtäisi vain joulumaaliskuun ajalle, alenisivat verotuotot vastaavasti 124 milj. euroa tai 173 milj. euroa.

Sähköveroluokka I alennus	Vuositaso	Joulu-maaliskuu
2,24 -> 1,25 snt/kWh	-412	-173
2,24 -> 1,53 snt/kWh	-295	-124

Lisäksi arvonlisäveron tapaan osa tuotosta palautuu muusta kulutuksesta pääasiassa arvonlisäverotuottoa kasvattaen.

Kotitalouksien osalta vaikutusarvioon sisältyy kohtalaisesti epävarmuutta, sillä kotitalouksien osuudesta ei ole olemassa kuukausitason aineistoa. On kuitenkin

oletettavaa, että juuri kotitalouksien kohdalla kulutus on suurinta talvikuukausien aikana⁷.

Jos pelkästään kotitalouksissa käytettävä sähkö irrotettaisiin omaksi veroluokakseen, siitä aiheutuisi lisätyötä verkkoyhtiöille, eikä ole selvitetty kuinka nopeasti verkkoyhtiöt pystyisivät muutoksen toteuttamaan. Alennettuun verokantaan oikeutettu kotitalouksille toimitettava sähkö tulisi voida mitata erikseen erotuksena korkeammin verotettavasta sähköstä, mikä voi tietyissä tilanteissa olla hankalaa. On myös hyvä huomata, että tällaisen muutoksen jälkeen sähköverossa olisi kolme verokantaa: korkea vero yksityisille ja julkisille palveluille (pääasiassa palvelusektorille), matalahko verokanta kotitalouksille sekä nykyinen EU:n vähimmäistasolla oleva verokanta teollisuudelle, kaivostoiminnalle, maataloudelle, konesaleille ja eräille lämpöpumpuille.

Noin 295 milj. euron verotuoton alenema vastaisi kotitalouksen sähköveron alentamista 0,8 senttiin kilowattitunnilta ja 410 milj. euron alenema 0,25 senttiin kilowattitunnilta. Jos muutos tehtäisi vain joulukuun-maaliskuun ajalle, alenisivat verotuotot vastaavasti enimmillään 151 milj. euroa tai 210 milj. euroa.

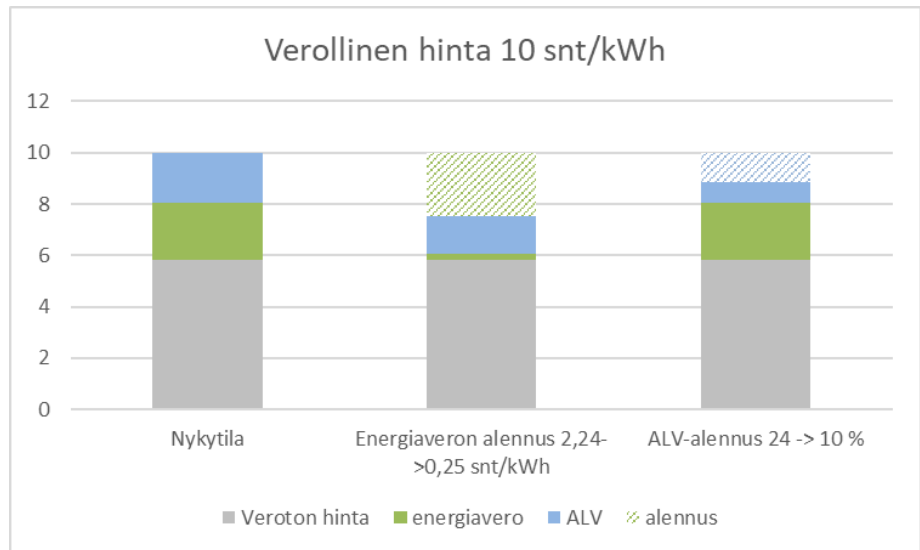
Kotitalouksien sähköveron alennus	Vuositaso	Joulu-maaliskuu
2,24 -> 0,25 snt/kWh	-410	-210
2,24 -> 0,80 snt/kWh	-295	-151

Lisäksi arvonlisäveron tapaan osa tuotosta palautuu muusta kulutuksesta pääasiassa arvonlisäverotuottoa kasvattaen.

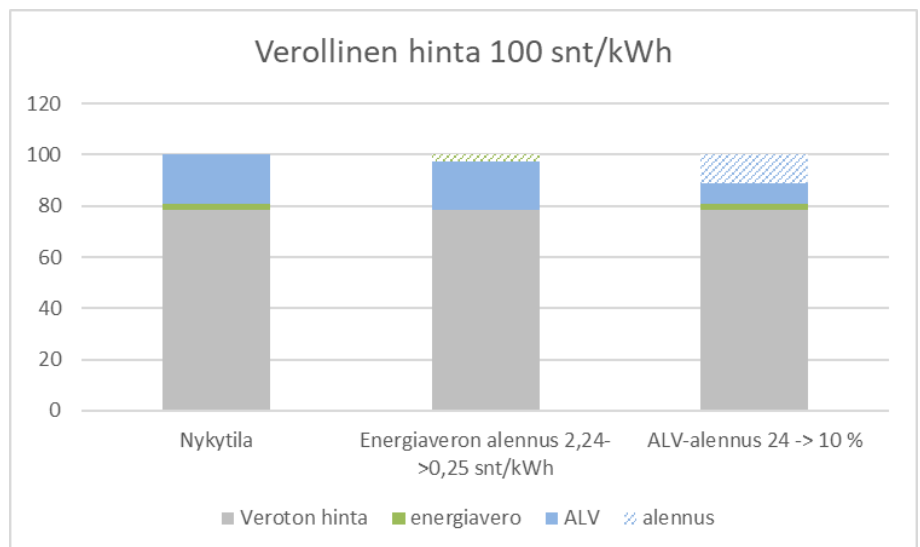
Energiaveron ja arvonlisäveron alentamisen vertailua

Sähkön energiaveron alennus on absoluuttisesti mitattuna saman suuruinen hinnasta riippumatta. Alla esimerkeissä (kuvat 7 ja 8) energiaveron alentaminen 0,25 senttiin kilowattitunnilta alentaisi alun perin 10 senttiä kilowattitunnilta maksavan sähkön hintaa lähes 25 %, mikäli veronalennus siirtyisi täysimääräisenä hintaan. Sen sijaan alun perin euron kilowattitunnilta maksavan sähkön hinta alenisi vain 2,5 %. Arvonlisäveron alentaminen 24 prosentista 10 prosenttiin sen sijaan alentaisi hintaa molemmissa tapauksissa 11,3 %, eli kalliimpihintaista absoluuttisesti enemmän, jolloin hintaero senteissä kilowattituntia kohti pienenee.

⁷ Mikäli sähköveroluokka I:n kulutuksen kuukausittaiset vaihtelut olisivat pelkästään kotitalouksien kulutuksen vaihtelua, olisi joulukuun-maaliskuun osuus 51 % kotitalouksien vuotuisesta sähkön kulutuksesta. Tätä voitaneen pitää ylärajan arviona.



Kuva 7. Energiaveron ja arvonlisäveron alennuksen vaikutukset sähkön hintaan, kun verollinen hinta on 10 snt/kWh. Pystyakseli: snt/kWh.



Kuva 8. Energiaveron ja arvonlisäveron alennuksen vaikutukset sähkön hintaan, kun verollinen hinta on 100 snt/kWh. Pystyakseli: snt/kWh.

Arvonlisäveron alennus kohdistuisi laajasti kaikille kotitalouksille ja vain rajatusti muille sektoreille. Sen sijaan sähköveroluokka I:n sähköveron alennuksesta puolet kohdistuisi muille kuin kotitalouksille, mm. palvelusektorille, ellei alennusta rajattaisi koskemaan vain kotitalouksia.

Arvonlisäveron alennukseen tai energiaveron alennukseen ei liittyisi merkittäviä lainsäädännöllisiä tai aikataulullisia ongelmia, pois lukien edellä mainitut verovelvolliselle alkuvaiheessa koituvat mahdolliset haasteet, mikäli sähköveronalennus koskisi vain kotitalouksia. Muuten arvonlisäveron alennuksen tai energiaveron alennuksen ei odoteta aiheuttavan merkittäviä hallinnollisia kustannuksia Verohallinnolle tai sähköenergiaa myyville yrityksille.

3.3 Windfall –vero

3.3.1 Tausta

Sähkön tukkumarkkinahinta (day ahead, spot-hinta) muodostuu sähköpörssissä kunakin tuntina muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan kalleimman sähköä tuottavan voimalaitoksen, eli rajatuotantomuodon, tuotantokustannusten mukaisesti. Hiili- tai kaasulauhde on useimmiten rajatuotantomuoto, joten markkinahinnan muodostuminen perustuu sen muuttuviin kustannuksiin. Muuttuvien tuotantokustannusten noustessa ne sähkön tuottajat, joiden kustannukset eivät nouse, saavat tukkusähköstä muita suuremman tuoton. Lisäksi tilanteissa, joissa markkinaehtoinen kotimainen sähköntuotantokapasiteetti ja sähkön siirtokapasiteetti ovat täyskäytössä, sähkön markkinahinta voi irtautua tuotannon rajakustannuksesta tuottaen voittoja myös kalleimmille tuotantomuodoille.

Viimeaikainen Venäjän toiminnasta johtuva fossiilisten polttoaineiden hinnan voimakas nousu, Venäjän ja Suomen välisen sähkön siirron loppuminen ja päästöoikeuden hinnan nousu ovat nostaneet sähkön tukkumarkkinahintaa, vaikka keskeisimpien tuotantomuotojen, kuten polttoon perustumattoman ja päästökaupan ulkopuolisen vesi-, ydin- ja tuulivoiman tuotantokustannukset eivät ole muuttuneet. Sama koskee jossain määrin myös sähkön tuotantoa biomassasta. Tämän seurauksena näiden sähköntuottajien tulot ovat voineet kasvaa (jäljempänä selostetuin poikkeuksin) vaikka niiden kustannukset pysyvät entisellään. Näin muodostuvaa voittoa voidaan pitää ns. windfall-voittona.

Joissakin Euroopan maissa on päädytty leikkaamaan energiakriisistä syntyneitä windfall-voittoja määräaikaisilla veroratkaisuilla, useimmiten kohdistamalla ylimääräinen vero kaikille tai osalle öljy-, kaasu- ja muista energiayhtiöistä niiden ylimääräisten, (todennäköisesti) eri tavoin määriteltyjen laskennallisten voittojen perusteella⁸.

⁸ Komissio on maaliskuussa 2022 antanut tiedonannon, jossa se nostaa windfall-veron yhdeksi jäsenvaltioiden käytettävissä olevaksi keinoksi rahoittaa energian hinnannousun aiheuttamia toimenpiteitä. Tiedonannossa on myös tarkempia suuntaviivoja mahdolliselle verolle. Niiden mukaan veron tulisi muun muassa olla määräaikainen eikä se saisi vaikuttaa sähkön markkinahintaan.

Esimerkiksi Italiassa vero koskee energia-, öljy- ja kaasualan yhtiöitä, joiden tulojen ja menojen ero on ajanjaksolla 1.10.2021-30.4.2022 ollut suurempi kuin 10 prosenttia ja enemmän kuin 5 milj. euroa verrattuna vastaavaan ajanjaksoon vuotta aiemmin. Vero kohdistuu sekä sähköntuottajiin että sähkön myyjiin. Veroa on kannettu vuoden 2022 alusta ensin 10 prosenttia ja kesäkuun alusta 25 prosenttia. Tulojen ja menojen ero määritellään yhtiöiden kausittaisten arvonlisäverotilitysten avulla. Veron arvioitu tuotto alkuvuodelta on 10,5 mrd euroa, jolla rahoitetaan muun muassa polttoaine- ja arvonlisäveron alennuksia.

Yhdistyneessä kuningaskunnassa väliaikaiseksi säädetyn lisäveron tarkoitus on verottaa erityisesti öljy- ja kaasualan ylimääräisiä voittoja. Lisäveron suuruus on 25 prosenttia öljy- ja kaasualan voitoista. Tuotoksi arvioidaan 5 mrd punttaa, joka käytetään energian hintaa kompensoiviin toimiin. Öljy- ja kaasualan voittoihin kohdistuvaan uuteen veroon liittyvä mahdollisuus niin sanotun investointivähennyksen tekemiseen, jonka suuruus on 80 prosenttia investointimenoista, millä on ilmeisesti pyritty lieventämään veron negatiivisia vaikutuksia investointeihin.

Espanjan windfall-vero oli voimassa kesäkuun 2022 loppuun. Se koski vähintään 10 MW nettotehoisia voimalaitoksia, jotka tuottivat sähköä päästöttömästi. Niiden tuli maksaa sähköjärjestelmään takaisin suhteellinen summa niille syntyneestä windfall-voitosta. Velvoitteen ulkopuolelle jätettiin sähköntuotanto, jossa sähköä ei myyty markkinahinnalla (esim. kahdenväliset sopimukset) paitsi jos hinta ylitti säädetyn määrän. Rajausten takia veron ulkopuolelle jäi kaavailtua suurempi

3.3.2 Veromallin arviointia

Järjestelmätasolla windfall-voitto on edellä kuvatusti määriteltävissä. Lähtökohtaisesti sitä koskeva vero voitaisiin kohdistaa sähköä tuottaviin voimalayhtiöihin, joiden vero määriteltäisiin syntyvästä windfall-voitosta. Energiakriisin ja puhtaiden windfall-voittojen hintavaikutusten erittelemisen sähkön hinnasta on kuitenkin hankalaa. Lisäksi sähköntuotannon voitot vaihtelevat toimijoiden välillä niiden omistus- ja tuotantorakenteen, hinnoitteluperiaatteiden ja yritysten muiden käyttäytymisperiaatteiden mukaisesti.

Sähkön tuottajat suojaavat suurimman osan (80 prosenttia) tuotannostaan sähköjohdannaispörssissä. Siltä osin kuin sähkön tuotanto on jo suojattu ennen markkinahintojen nousua, tuottajalle ei synny windfall-voittoa, koska sähkön markkinahinnan ylittäessä johdannaisen hinnan tuottajan lopullinen tuotto muodostuu johdannaisen hinnasta. Tällöin kuitenkin sähkön ostaja saa markkinahintaiseen sähkөөn nähden tuottoa, jos johdannainen on sitä edullisempi tai jos ostaja myy sähkön edelleen markkinahintaan⁹. Sama voi koskea sähköä, jonka hinta perustuu markkinahinnan sijasta tuottajan ja ostajan kahdenväliseen sopimukseen (esimerkiksi tuulivoiman PPA-sopimukset).

Niissä tilanteissa, joissa johdannaisen hinta olisi korkeampi kuin markkinahinta, tuottaja saa ostajalta niiden erotuksen. Tuottajan voitto syntyy tällöin kuitenkin rahoitusmarkkinoilla eikä ole selvää, voidaanko tätä pitää windfall-voittona.

Teollisuuden osakkuussähköstä (ns. Mankala-sähkö) tuottaja ei peri osakkailtaan markkinahintaa, jolloin tuottajalle ei synny windfall-voittoa tai sitä syntyy vähemmän. Toisaalta osakkaat hyötyvät Mankala-tuotannosta ja voivat sitä kautta saada laskennallisesti windfall-voittoa verrattuna siihen, että ne ostaisivat markkinahintaista sähköä. On myös mahdollista, että osakas itse myy Mankala-sähköä markkinahintaan, jolloin windfall-voittoa syntyy sille tuottajan sijasta.

Sähkön tuottajien osalta windfall-voittoa syntyy puhtaimmillaan niissä tilanteissa, jossa tuottaja ei ole suojannut tuottoaan ja tuottaja saa sähköstä kohonneen markkinahinnan, vaikka tuottajan omat tuotantokustannukset eivät ole nousseet. Lisäksi windfall-voittoa syntyy markkinahintojen nousun mahdollistaessa tulevan vielä suojaamattoman tuotannon suojauksen aiempaa parempaan hintaan ilman tuotantokustannusten vastaavaa nousua.

Niitä osin kuin windfall-voittoa katsotaan syntyvän, niitä ei yritystasolla ole kuitenkaan mahdollista eritellä muusta voiton määrästä esimerkiksi yhtiön tilinpäätöstietojen perusteella. Yhtiöiden tuloverotus perustuu niiden kaikista tuloista ja menoista syntyvään verotettavaan nettotuloon, josta windfall-voiton osuutta ei ole eroteltavissa. Jos verolla haluttaisiin leikata ylimääräisiä windfall-voittoa, vero tulisi toteuttaa normaalin yhteisöveron lisäksi ja siitä erillisenä.

osa sähköntuotannosta. Espanjassa on heinäkuussa 2022 ehdotettu uutta väliaikaista 1,2 prosentin suuruista myyntiveroa suurille (liikevaihto yli 1 mrd euroa vuonna 2019) energiayhtiöille kaasun ja öljyn kohonneista hinnoista syntyneiden ylimääräisten voittojen verottamiseksi. Vero ei ole vähennyskelpoinen yhtiöiden tuloverotuksessa eikä sitä sakon uhalla saa siirtää asiakkaiden maksettavaksi. Veron tuottotavoite vuosina 2022 ja 2023 on 2 mrd euroa.

Kreikassa sähköntuottajien vero on 90 prosenttia ja sitä sovelletaan lokakuun 2021 ja kesäkuun 2022 välillä syntyneisiin ylimääräisiin voittoihin.

⁹ Tilanne voidaan rinnastaa sähkön käyttäjään, jolla on kiinteähintainen sähkösopimus.

Tällöin jouduttaisiin todennäköisesti olettamaan, että yhtiöiden tietyllä ajanjaksolla kasvanut voitto on johtunut vallitsevasta energiatilanteesta ja määrittelemään, miten sitä verotetaan.

E erityisen ongelman windfall-voiton määrittämiseen tuo Mankala-sähkö, jonka osuus on merkittävä sen kattaessa noin puolet Suomen sähköntuotannosta. Kun Mankala-yhtiö myy sähköä omakustannushintaan, siirtyy windfall-voitto yhtiön omistajille. Windfall-voiton määrän määrittäminen esimerkiksi Italian tapaan arvonlisäverotilitysten perusteella ei ole tällöin käytännössä mahdollista, sillä Mankala-periaatteen mukaan toimivan yhtiön arvonlisäverotilitysten mukainen myynti ei kuvaa sähkön markkinahinnan mukaista arvoa vaan sitä alempaa omakustannushinnan mukaista hinnoittelua. Windfall-voiton määrän arvioiminen yrityksen voiton perusteella ei myöskään ole mahdollista, kun Mankala-yhtiölle ei synny voittoja. Osakkaiden windfall-voiton määrän määrittäminen osakkaiden tuloverotustietojen perusteella ei olisi mahdollista, koska windfall-voiton osuutta ei pystytä eristämään osakkaiden muista tuloista. Vastaavasti osakkaiden windfall-voiton määrää ei välttämättä olisi määritettävissä arvonlisäverotusta koskevien tietojen pohjalta. Mankala-yhtiöiden osalta olisi siten mahdollisesti käytettävä jotakin vaihtoehtoista tapaa määrittää windfall-voiton määrä.

Jotta windfall-voittojen määrittämien olisi Mankala-yhtiöiden ja muiden sähköyhtiöiden osalta yhteismitallista ja tasapuolista, voisi olla perusteltua määrittää windfall-voiton määrä vaihtoehtoisesti jollakin muilla kuin yritysten voittoon perustuvilla menetelmillä.

Laskennallisen voiton verottamisen sijasta vaihtoehtona on arvioitu voimalaitoksiin kohdistuvaa määräperusteista veroa. Veron piirissä voisivat tällöin olla vesi-, tuuli- ja ydinvoimalaitokset ja vero kannettaisiin niiden tuottaman sähkön määrän tai esimerkiksi voimalaitoksen tehon perusteella. Vero voisi olla suoraviivaisemmin toteutettavissa kuin laskennalliseen voittoon perustuva vero, mutta toisaalta se ei kuvastaisi syntyynyttä voittoja edes laskennallisesti eikä kohdistuisi edellä selostetuista syistä windfall-voittoja saaneeseen toimijaan läheskään kaikissa tapauksissa. Ongelma on myös se, että vero olisi EU:n valmisteverolainsäädännön vastainen, sillä sähkön tuotantoon ei ole mahdollista kohdistaa nykyisen sähkön kulutusvaiheessa kannettavan sähköveron ohella muita veroja muuten kuin ympäristöperusteisesti.¹⁰

3.3.3 Veron vaikutuksia

Vero voisi kohdistua vain kotimaiseen sähköntuotantoon.

Vero ei alentaisi sähkön hintaa, joten tukimekanismista on säädettävä erikseen. Joidenkin jäsenvaltioiden tapaan verolla voitaisiin kuitenkin rahoittaa tukitoimia. On kuitenkin syytä huomioida, että suomalaisesta sähköntuotannosta merkittävä osuus on joko suoraan tai välillisesti valtion, kuntien, tai eläkelaitosten

¹⁰ Suomessa valmisteltiin vuonna 2013 windfall-vero, joka perustui päästökaupan voimaantulosta aiheutuvien sähköntuottajien voittojen verottamiseen (HE 140/2013 vp). Vero olisi kohdistunut päästökaupasta hyötyviin, ennen päästökauppaa rakennettuihin vesi-, ydin- ja tuulivoimalaitoksiin. Verotuksen perusteena olisi ollut kiinteistöverotuksessa käytössä oleva voimalaitoksen rakennelmien jälleenhankinta-arvo ja sen tuottotavoite oli 50 milj. euroa vuodessa. Komissio piti valittua veropohjaa valikoivana ja katsoi myös, ettei kiinteistöverotuksen arvo kuvastanut riittävästi verolle asetettua tavoitetta verottaa päästökaupasta syntyynyttä ansiotonta voittoja. Vero ei saanut valtioneuvoston hyväksyntää ja laki kumottiin voimaan saattamatta vuoden 2015 alusta.

omistuksessa. Rahoituspotentiaalia tulisi arvioida vain siitä osasta veroa, joka kohdistuisi ei-julkisen sähköntuotannon omistajille.

Jos vero voitaisiin kohdistaa puhtaasti windfall-voittoon, se ei vaikuttaisi sähkön tuotantokustannuksiin eikä siten myöskään nostaisi tukkumarkkinasähkön hintaa. Veron toteuttamiseen liittyy kuitenkin ongelmia edellä kuvatuista syistä.

Vero kohdistuisi myös päästöttömään vesi-, tuuli- ja ydinvoimasähköön, jota on toisaalta haluttakin edistää polttoon perustuvan energiatuotannon sijasta. Vero voisi vaikuttaa negatiivisesti päästöttömän sähköntuotannon investointeihin, varsinkin jos syntyisi oletus, että verotuksella voidaan vastaisuudessa leikata niistä syntyneitä voittoja.

3.4 Kiinteistövero

Kiinteistöverolla ei ole yhteyttä sähkön hintaan, mutta veromuoto on ollut esillä keinona kattaa sellaisten toimenpiteiden kustannuksia, joilla voitaisiin lieventää korkean sähkön hinnan vaikutuksia. Voimalaitosten kiinteistöveroprosentin korottaminen on yksi mahdollinen keino kerätä yhtiöiltä, jotka ovat hyötäneet sähkön hinnan noususta.

Kunta voi periä kiinteistöveroa voimalaitoksista kunnanvaltuuston voimalaitoksille määräämän veroprosentin mukaan. Sen alaraja on yleisen kiinteistöveroprosentin alaraja 0,93 ja yläraja 3,10. Jos kunnanvaltuusto ei ole määrännyt voimalaitoksille erillistä veroprosenttia, sovelletaan yleistä kiinteistöveroprosenttia (yläraja 2,00). Voimalaitosveroprosenttia sovelletaan vain pääasiassa sähköä tuottaviin voimalaitoksiin, ja näistä vain niihin, joiden nimellisteho on vähintään 10 megavoltiampeeria (suunnilleen sama megawateissa). Vero lasketaan verotusarvosta, joka käytännöstä kattavasti perustuu toteutuneisiin rakentamiskustannuksiin: veron perusteeseen luetaan vain kiinteistön aineisosaksi katsottavat osat, ei laitteistoja, kuten turbiineja, muuntajia, vaihteistoja, kytkimiä jne.

Voimalaitosveroprosentin mukaan verotettavista voimalaitoksista kertyy vuonna 2022 (ennakkotieto) kiinteistöveroa 85,2 milj. euroa, mistä vesivoiman osuus noin 46 %, tuuli(ja aurinko)voiman 24 % ja ydinvoiman 28 %.

Korotetulla veroprosentilla kunnat keräävät 60 milj. euroa enemmän kuin saisivat soveltamalla yleistä veroprosenttia.

Veroprosentin ylärajan korotus 0,1 %-yksiköllä lisäisi verokertymää vuoden 2022 tasolla vajalla 2,8 milj. eurolla, mutta veropohja kasvaa tuulivoimarakentamisen myötä. Oletuksena on, että ylärajalla nyt olevat 118 kuntaa, joilla on verotuloja korotetun veroprosentin piiriin kuuluvista voimaloista, käyttäisivät korotuksen tarjoaman mahdollisuuden hyväkseen. Samoin oletuksena on, että lisäkertymä ei pyrittäisi siirtämään valtiolle esimerkiksi kuntien valtionosuuksia leikkaamalla; jos näin meneteltäisiin, kunnilta poistuisi kannustin hyödyntää korotusmahdollisuutta. Jos kunnat taas jollain menetelmällä pakotettaisiin korotuksiin, toimenpiteen suhde perustuslain 121 §:ssä turvattuun kunnalliseen itsehallintoon ja verotusoikeuteen tulisi arvioitavaksi perustuslakivaliokunnassa.

Toimenpiteen heikkoutena sen kohdistumisen kannalta on, että se kohdistuisi kaikkiin kunnan alueella oleviin voimalaitoksiin samassa suhteessa verotusarvoon, riippumatta siitä, missä määrin kukin voimalaitos tosiasiallisesti on

saanut ”ylivoittoja”, mikä taas vaihtelee yhtiöittäin niiden omistus- ja tuotantorakenteen, hinnoittelu- ja suojausperiaatteiden ja yritysten muiden toimintaperiaatteiden mukaisesti (ks. asiasta windfall-veron kohdalla todettu). Toimenpide olisi EU:n valtiontukisyistä kohdistettava saman tasoisena tuotantomuodosta riippumatta, jolloin huomioon ei voitaisi ottaa esimerkiksi sitä, että tuulivoimaloiden tuotannon kasvaessa (tuulee navakammin) sähkön hinta voi olla lähellä nollaa. Veroprosentin ylärajan korotus vaikuttaisi myös olevan ristiriidassa merituulivoiman edistämistavoitteiden kanssa.

Kohdentuminen myös vaihtelisi kunnittain etenkin, jos veroprosentin ylärajaa korotettaisiin reippaammin. On nimittäin syytä olettaa, että tällöin kunnat määräisivät veroprosenttejaan vaihtelevan määräisinä, riippuen esimerkiksi paikallisista energiantuotannon olosuhteista (kuten kuntaomisteisten voimalaitosten merkitys kunnan taloudessa) ja kuntapäätäjien tietoisuudesta korotuksen vaikutuksista voimayhtiöihin ja niiden kannattavuuteen.

3.5 Suorat tuet

Suomen sosiaaliturvajärjestelmä reagoi jo nykyisellään sähkön hinnan muutoksiin mm. siltä osin, kun sosiaalietuuksien vuosittaiset indeksikorotukset huomioivat hintojen nousun. Kansaneläkeindeksiin sidotut etuudet (mm. perusturvaetuudet) nousevat täysimääräisesti hintojen mukaan ja työeläkeindeksi lasketaan hintojen ja ansiotason muutosten yhdistelmänä.

Indeksikorotuksissa hintojen nousu huomioidaan kuitenkin viiveellä. Esimerkiksi kansaneläkeindeksi lasketaan heinä-syyskuun keskimääräisten hintojen perusteella. Lisäksi indeksin mukaiset korotukset etuuksiin tulevat voimaan vasta inflaatiovuotta seuraavan vuoden alusta.

Pienituloisten kotitalouksien osalta energian hintojen nousua kompensoidaan myös suoraan yleisessä asumistuessa, eläkkeensaajan asumistuessa ja toimeentulotuessa. Yleisessä asumistuessa ja eläkkeensaajan asumistuessa hyväksyttäviin asumismenoihin sisältyvät asunnon lämmityskustannukset.

Suurin osa yleistä asumistukea saavista kotitalouksista asuu vuokra-asunnossa, jossa lämmitys sisältyy vuokraan eikä lämmityksestä siten makseta erikseen. Myös omistamassaan osakeasunnossa asuvilla lämmitys yleensä sisältyy vastikkeeseen. Siten vain pieni vähemmistö yleistä asumistukea saavista kotitalouksista asuu asunnossa, jossa korvataan erikseen henkilöluvusta riippuvat hoivamenot, joihin myös lämmitysmenot sisältyvät.

Yleisen asumistuen ja eläkkeensaajan asumistuen tarkastusvälit aiheuttavat sen, että asumiskustannusten nousu näkyy tuen tasossa vasta viiveellä. Tuen tasoa voidaan kuitenkin tarkistaa myös määräaikaistarkastusten välillä, jos tuensaajan olosuhteet muuttuvat esimerkiksi asumismenojen merkittävän nousun myötä.

Toimeentulotuessa asumismenoina huomioidaan lämmityskustannusten lisäksi myös taloussähkö (sähkön siirto- ja kulutusmenot sekä perusmaksu) tarpeen mukaisina. Siten pienituloisimpien, toimeentulotukeen oikeutettujen perheiden kohdalla sähkön hinnan noususta aiheutuva menojen kasvu kompensoidaan toimeentulotuen kautta. Toimeentulotukea myönnettäessä tehdään aina tapauskohtainen tulojen, varallisuuden ja menojen arviointi.

Osana hallituksen 18.2.2022 energian hintojen nousun täsmäkompensaatioita linjattiin valtiovarainministeriön yhdessä sosiaali- ja terveystieteiden sekä liikenne- ja viestintäministeriön kanssa valmistelevan tulo- ja alueperusteisesti kohdennettu tukijärjestelmä kotitalouksille. Tähän liittyvä valtiovarainministeriön asettama poikkialueellinen tulo- ja alueperusteinen kohdennettu tukijärjestelmä kotitalouksille – työryhmä on selvittämässä kevään 2023 hallitusneuvotteluihin mennessä automaattisen tukimallin luomista, jonka tavoitteena on yhtäältä lisätä energiaverojärjestelmän ilmasto-oikeudenmukaisuutta sekä toisaalta vastata polttoaineiden markkinahintojen nousupiikkien kohtuuttomiin sosiaalisiin seurauksiin.

Työryhmä katsoo, että uuden tukijärjestelmän tai etuuden rakentaminen ei soveltuisi tehokkaaksi ja nopeavaikutteiseksi toimeksi korkean sähkön hinnan vaikutusten lieventämiseksi etenkin, jos tuki haluttaisiin kohdentaa esimerkiksi tulotason tai kotitalouden maksaman sähkön hinnan perusteella. Mahdollisesti nopeammin toteutettavat kotitalouden tuloista ja/tai sähkön hinnasta riippumattomat ns. kättäsummatuet olisivat puolestaan tehon tapa tukea kotitalouksia. Uusiin etuusjärjestelmiin liittyvä tietopohjan rakentaminen ja lainsäädäntötyö vaativat aikaa. Uuden tukijärjestelmän rakentamisen mahdollisuuksista pidemmällä aikavälillä voidaan linjata laajemmin, kun sitä käsittelevä työryhmä saa työnsä valmiiksi keväällä 2023.

Nykyisistä sosiaalietuuksista energian korkeisiin hintoihin voidaan vastata normaalien indeksitarkistusten lisäksi esimerkiksi yleisen asumistuen ja eläkkeensaajan asumistuen korvattavien lämmityskustannusten tasoja korottamalla.

Julkisuudessa on nostettu esille niin sanottu Norjan malli, jossa sähköä saa tuettuun hintaan tiettyyn rajaan asti, jonka jälkeen se on markkinahintaista. Norjan malli on käsitelty tarkemmin luvussa 4.2. Norjassa sähkön vähittäismyynti perustuu tyypillisesti pörssisidonnaisiin sopimuksiin ja siksi myös tuki on sidottu sähkön tukumarkkinan vuorokausimarkkinan aluehintaan. Norjan tukijärjestelmä ei huomioi asiakkaiden sopimustyyppiä eikä sähkön hintaa. Mikäli tällainen järjestelmä luotaisiin Suomeen, edullisella kiinteähintaisella sopimuksella sähköä ostavat asiakkaat saisivat pörssihintaan sidottua suoraa tukea, jonka suuruus voisi ylittää jopa sähköstä maksettavan hinnan. Tukijärjestelmän toteuttaminen siten, että se ottaisi huomioon yksittäisen asiakkaan sopimustyyppin ja sähkön hinnan, olisi tuskin nopealla aikataululla mahdollista vaadittavien tietojärjestelmämuutosten takia.

3.6 Hintakatto

3.6.1 Tukumarkkinoiden hintakatto

EU:n sähkökauppa-asetuksen (2019/943) 10 artiklassa säädetään sähköpörssien teknisistä rajoista. Sähkön tukumarkkinahinnalla ei saa olla varsinaista ylä- eikä alarajaa. Tämä ei kuitenkaan koske teknisiä hintarajoja, joita voidaan soveltaa tasehallinnan aikavälillä (Pohjoismaissa 1 h) sekä vuorokautisilla ja päivänsisäisillä aikaväleillä. Sähköpörssit (sähkömarkkinaoperaattorit) voivat soveltaa yhdenmukaistettuja rajoja enimmäis- ja vähimmäisselvityshintoihin vuorokautisilla ja päivänsisäisillä aikaväleillä. Näiden rajojen on oltava riittävän

korkeita, jotta ne eivät tarpeettomasti rajoita kauppaa, ne on yhdenmukaistettava sisämarkkinoilla, ja niissä on otettava huomioon toimittamatta jääneen sähkön enimmäisarvo. Sähköpörssien on otettava käyttöön avoin mekanismi tarjousten teknisten rajojen mukauttamiseksi automaattisesti hyvissä ajoin, jos on odotettavissa, että asetetut rajat saavutetaan. Mukautettuja korkeampia rajoja sovelletaan siihen saakka, että tämän mekanismin mukaiset lisäkorotukset ovat tarpeen.

CACM-verkkosäännön (komission asetus kapasiteetin jakamisesta ja ylikuormitusten hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamisesta, 2015/1222) 41 artikla käsittelee sähköpörssien enimmäis- ja vähimmäishintoja. EU:n energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto (ACER) on antanut 41(1) artiklan nojalla päätöksen vuorokausimarkkinoiden harmonisoiduista enimmäis- ja vähimmäishinnoista. Päätöksessä enimmäishinnaksi on asetettu 3000 euroa/MWh ja vähimmäishinnaksi miinus 500 euroa/MWh. Päätöksen menetelmän mukaan vuorokausimarkkinan enimmäishinta nousee 1000 euroa/MWh, mikäli jollain tarjousalueella jonakin markkina-aikayksikkönä saavutetaan vähintään 60 prosenttia kulloisesta enimmäishinnasta. Enimmäishinnan muutos astuu voimaan viiden viikon kulutta tapahtumasta. Menetelmässä ei ole mekanismeja enimmäishinnan laskemiseksi.

Huhtikuun alussa Ranskassa hinta nousi muutamaksi tunniksi 2000 euroon/MWh, joten enimmäishinta on tällä hetkellä 4000 euroa/MWh. Baltiassa sähkön markkinahinta nousi 17.8. 4000 euroon/MWh. Tämän seurauksena enimmäishinta tulee nousemaan 5000 euroon/MWh.

Julkisuudessa on esitetty, että sähkön tukkuhinnalle tulisi asettaa hintakatto, jonka suuruus olisi satoja euroja/MWh. Ehdotuksen mukaan asiasta tulisi sopia EU:ssa, mutta tarvittaessa hintakatto tulisi valmistella kansallisesti. Hintakatto rajoittaisi sähkön hintaa Suomen tarjousalueella. Puuttuva sähkö voitaisiin toimittaa Fingridin varavoimaloista, tehoreserviin varatuista voimalaitoksista tai valtio maksaisi sähkön markkinahinnan ja hintakaton välisen hintaeron, jolloin puuttuva sähkö tulisi pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta.

Esitetty menettely kansallisesti toteutettuna vastaisi nykyistä toimintaa sähköpulatilanteessa, mutta Fingridin varavoimalaitoksia, tehoreserviiä ja ei-kriittisen kulutuksen rajoitusta käytettäisiin sähkön hinnan alentamiseen asetettavan hintakaton ylittyessä sähköpörssin vuorokausimarkkinan Suomen hinta-alueella. Nykyiset EU:n markkinasäännöt eivät mahdollista kantaverkonhaltijan reservien tai tehoreservien käyttöä sähkön tukkuhinnan alentamiseksi normaalioloissa. Työryhmä katsoo, että reservien käyttö ja sähkönkulutuksen rajoittaminen kiertävillä sähkönkatkoilla tulee edelleenkin rajata sähköpulatilanteiden hoitamiseen.

Sen sijaan työryhmä katsoo, että Suomen tulisi tehdä komissiolle aloite sähköpörssin tarjousten enimmäishinnan alentamisesta maltillisesti EU:ssa siten, että enimmäishinta ei sulkisi markkinoilta pois merkittävästi tuotantokapasiteettia eikä kulutusjoustoja. Sähköpörssin tarjousten enimmäishinnan maltillinen alentaminen pienentäisi sähkön käyttäjille aiheutuvia kustannuksia niukkuustilanteessa ja voisi vaikuttaa vakuusvaatimukseen eri markkinapaikoilla.

Fingridin varavoimalaitoksilla tarkoitetaan Fingridin omistamia (927 MW) ja käyttöoikeussopimuksilla hallintoimia (278 MW) voimalaitoksia. Näitä varavoimalaitoksia ei ole tarkoitettu kaupalliseen sähköntuotantoon, vaan niitä käytetään vapauttamaan sähköjärjestelmä vian jälkeen turvalliseen tilaan, jotta

järjestelmä kestää taas seuraavan mahdollisen vian. Varavoimalaitosten vuotuinen käyttöaika on tyypillisesti kymmenen tuntia vuodessa. Tehoreserviä kuvataan luvussa 3.7.1.

Tukkumarkkinoiden hintakattoon liittyy työryhmän näkemyksen mukaan seuraavia näkökohtia:

EU:n yhteisen sähkömarkkinan teknisen hintakaton laskeminen edellyttäisi ACERin sähkömarkkina-asetuksen nojalla teknisestä hintakatosta tekemän päätöksen ja ilmeisesti myös sähkömarkkina-asetuksen muuttamista. Esitetyn kaltaista järjestelmää ei ole myöskään käytössä kansallisesti EU:n jäsenvaltioissa. Sen sijaan ACER voisi todennäköisesti pidättäytyä nostamasta teknistä hintakattoa 5000 euroon/MWh.

Hinnan rajaaminen vähentää tarjontaa ja pitää kysynnän keinotekoisena korkealla. Tosin korkeilla hinnoilla lisätarjonnan ja kysynnän lisäjouston määrä on vähäistä. Suomessa tarjonta vähenee noin 500 euro/MWh hinnan jälkeen ja sitä on tyypillisesti noin 1000 euroon/MWh saakka. Tanskassa ja Norjassa on tarjontaa myös yli 1000 euroa/MWh hinnoilla. Suomessa on noin 200 MW kysyntäjoustoa hinta-alueella 1000-3000 euroa/MWh. Eri hintakatot eri alueille vaatisi nykyisellään kompleksisen hintalaskenta-algoritmin muuttamista ja perusteellista testausta ja simulointia.

Kysynnän ja tarjonnan epätasapaino johtaa joko sähköpulaan tai tarpeeseen rajoittaa kysyntää, mikä edellyttäisi vahvaa säännöstelyä. Olisi tehtävä valintoja sen suhteen, kenelle sähköä toimitetaan.

Hintakaton muuttaminen EU-säännöstä poikkeavalla tavalla vaikuttasi jo sovittujen pitkien sopimusten ja finanssituotteiden arvostukseen arvaamattomalla tavalla ja voisi rapauttaa markkinan uskottavuutta. Järjestely ei edistäisi investointeja tuotantoon eikä kysyntäjoukseen.

Fingridin varavoimalaitosten käyttö sähkön hinnan rajoittamiseen heikentäisi sähkönjärjestelmän häiriösietoisuutta. Häiriötilanteiden hoitaminen vaikeutuisi tai kävisi mahdottomaksi. Samalla ollaan ottamassa käyttöön yhtä maailman suurimmista ydinvoimaloista käyttöön talvella.

3.6.2 Vähittäismarkkinoiden hintakatto

Suomessa sähköenergian hinta myös vähittäismarkkinoilla on vapaan kilpailun piirissä, joten hintasäännöstelyjärjestelmää ei ole. Kuitenkin kuluttajien ja muiden pienkäyttäjien sähköntoimituksen turvaamiseksi sähkömarkkinalain 67 §:ssä säädetään sähkön vähittäismyyjän toimitusvelvollisuudesta.

Toimitusvelvollisuus tarkoittaa sitä, että verkkoyhtiön vastuualueella yhden sähkönmyyjän (yleensä alueen markkinaosuudeltaan suurin myyjä) on toimitettava vastuualueella sähköä kuluttaja-asiakkaille ja eräille muille pienemmille sähkönkäyttäjille julkisilla hinnoilla ja ehdoilla. Periaatteessa myös sähkön vähittäismarkkinoille voitaisiin asettaa kattohinta. Mikäli tukkumarkkinoiden hinta olisi korkeampi, kuin asetettu vähittäismyyntin hintakatto, sähkön muut kuin toimitusvelvolliset myyjät eivät lähtökohtaisesti tekisi sopimuksia asiakkaiden kanssa. Koska toimitusvelvollisuuteen perustuva myynti säädelyillä hinnoilla olisi tässä tapauksessa tappiollista, vaarana olisi

toimitusvelvollisten myyjien ajautuminen konkurssiin. Valtion olisi tässä tapauksessa tuettava toimitusvelvollisia sähkön vähittäismyymiä.

Sähkömarkkinadirektiivin 5 artiklan mukaan sähkönmyyjillä on oltava vapaus valita hinta, jolla ne toimittavat sähköä asiakkaille. Vähittäismarkkinoiden hintakatto on näin ollen kielletty. Poikkeuksena ovat kuitenkin ns. sosiaaliset tariffit, joita jäsenvaltiot voivat soveltaa sähkön hinnoitteluun energiaköyhille ja heikossa asemassa oleville kotitalousasiakkaille. Suomessa sovelletaan vastaavaan tarkoitukseen sosiaalisten tariffien sijasta sosiaalipolitiikan keinoja eli toimeentulotukea ja asumistukea.

Sähkömarkkinoiden avaamisen jälkeisenä siirtymäkautena jäsenvaltiot voivat säännellä kotitalousasiakkaiden ja mikroyritysten vähittäishintoja. Direktiivi edellyttää kuitenkin, että säännellyt hinnat on asetettava hankintakustannukset ylittävälle tasolle. Viimeksi mainittua, vuoden 2019 tilanteeseen säädettyä siirtymäkauden säännöstä ei voida soveltaa Suomessa, joka avasi sähkön vähittäismarkkinat kilpailulle jo vuonna 1998.

Suomen käyttämien sosiaalipolitiikan keinojen arvioidaan kohdistuvan sosiaalisia tariffeja tehokkaammin energiaköyhien ja heikossa asemassa olevien kotitalouksien kohonneiden sähkönhintojen kompensoimiseen näille ryhmille. Sähkömarkkinadirektiivin tarjoamat mahdollisuudet vähittäishintojen sääntelyyn eivät olisikaan toimivia Suomessa.

3.7 Tehoreservin siirtäminen markkinoille

3.7.1 Tehoreservi

Energiavirasto ja järjestelmävastaava kantaverkonhaltija Fingrid ylläpitävät tehoreservia sähköpulan varalta. Laitokset pidetään käyttövalmiudessa sähköpulatilanteiden varalta. Ne voidaan määrätä tuottamaan sähköä, jos kaupallinen kapasiteetti ja verkon varavoima eivät riitä vastaamaan kysyntään.

Tehoreservinä toimiva yksikkö tulee pitää tehoreservin käyttö sopimuksen voimassaoloaikana valmiudessa, joka mahdollistaa sen käyttöönoton enintään 12 tunnin kuluessa 1.12.-28.2. välisenä aikana sekä enintään yhden kuukauden kuluessa muuna aikana. Yksiköllä tulee lisäksi olla valmius vähintään 200 tunnin käyttöaikaan täydellä teholla 1.12.-28.2. välisenä aikana.

Laitosten omistajille maksetaan korvaus käyttövalmiuden ylläpitämisestä. Korvaus katetaan Fingridin siirtotariffin yhteydessä erillisellä maksulla sähkökulutukselta. Tehoreservi muodostaa siten Suomen sähköjärjestelmään yhteisen varavoimakapasiteetin sähköpulatilanteiden varalta (eli tavallaan vakuutuksen), jonka rahoitukseen kaikki sähkökäyttäjät yhdessä osallistuvat.

Markkinoilla toimivat sähköntoimittajat vastaavat itse myymänsä sähkön hankinnasta. Kaupallisen varavoiman ylläpitäminen on siten kunkin sähköntoimittajan omalla vastuulla oman hankintansa osalta. Ennen sähkömarkkinoiden avaamista sähköntuottajat sopivat Suomessa keskenään varakapasiteetin ylläpitämisestä ja kunkin tuottajan kapasiteettivoitteiltaan. Mainittu järjestelmä todettiin kilpailulainsäädännön vastaiseksi 1990-luvun alussa.

Tehoreservijärjestelmä otettiin Suomessa käyttöön vuonna 2007, koska jo 2000-luvun alkupuolella oli nähtävissä, että sähkömarkkinoilla ei ylläpidetä

sähköjärjestelmän tehoriittävyuden varmistavaa varakapasiteettia markkinaehtoisesti. Tehoreservijärjestelmä valittiin tehoriittävyuden varmistustoimenpiteeksi sähköpulatilanteiden varalta, koska järjestelmä tuli sähkökäyttäjille olennaisesti edullisemmaksi kuin tuottajien tai myyjien kapasiteettivelvoitteisiin tai käyttäjien maksamiin erillisiin kapasiteettimaksuihin perustuvat järjestelmät.

Nykyisin tehoreservin sääntely perustuu vuonna 2019 voimaan tulleeseen EU:n sähkömarkkina-asetukseen. Sähköjärjestelmän resurssien riittävyysarviointista ja resurssien riittävyttä tukevien kapasiteettimekanismien perustamisesta jäsenvaltioissa säädetään sähkömarkkina-asetuksen IV luvussa. Sähkömarkkina-asetuksen 20 artiklan mukaan jäsenvaltion velvollisuutena on seurata sähköjärjestelmän resurssien riittävyttä ja ryhtyä toimenpiteisiin, jos jäsenvaltiossa on todettu tehon riittävyteen liittyviä huolenaiheita.

Suomen tehoreservi on sähkömarkkina-asetuksen tarkoittama resurssien riittävyden varmistamiseen tähtäävä kapasiteettimekanismi (ns. strateginen reservi), jonka tulee täyttää asetuksen vaatimukset. Tehoreservistä säädetään sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä annetussa laissa (117/2011), joka on annettu sähkömarkkina-asetuksen kapasiteettimekanismeja koskevan sääntelyn ja siihen liittyvän valtioneuvoston päätöksen mukaisesti. Vuoden 2019 sähkömarkkina-asetukseen sisällytetty tehoreservin valtioneuvoston päätös on kestänyt komissiossa noin kaksi vuotta. Prosessi on tällä hetkellä loppusuoralla. Jotta valtioneuvoston päätös voidaan hyväksyä, Suomi on tehnyt kansalliseen tehoreservilainsäädäntöönsä ja kapasiteetin riittävyysarviointimenettelyynsä komission kilpailupääosaston edellyttämät muutokset (L 1239/2021 ja VNA 146/2022).

Tehoreservin hankinta perustuu Energiaviraston kilpailutukseen, johon tuottajat voivat vapaaehtoisesti tarjota voimalaitoksia, energiavarastojen haltijat varastoja sekä käyttäjät irtikytkettäviä kuormia. Käytännössä tuottajat tekevät itse päätöksen, kannattaako laitos pitää tuotantokäytössä vai tarjoaako sitä tehoreserviin.

Tyypillisesti tehoreserviin on kuulunut käytöstä poistamisen uhan alaisia vanhentumassa olevia ja markkinaehtoisesti kannattamattomia voimalaitoksia, kuten kivihiihi-, öljy-, maakaasu- ja turvelauhdetta. Alla olevassa taulukossa on esitetty tähän mennessä tehoreservissä mukana olleet voimalaitokset ja kulutusjoustokohteet.

2007-2011	2011-2013	2013-2015	2015-2017	2017-2020	2020-2022
600 MW	600 MW	365 MW	299 MW	729 MW	611 MW
Mussalo 2	Inkoo 3	Vaskiluoto 3	Naistenlahti 1	Naistenlahti 1	Naistenlahti 1
Vaskiluoto 3	Vaskiluoto 3	Kristiina 1	Haapavesi	Haapavesi	Meri-Pori
Kristiina 1	Kristiina 1		Suomenojan lämpöpumppu	Naantali 1	Kymijärvi KT
				Meri-Pori	
				Suomenojan lämpöpumppu	
				Katri Valan lämpöpumppu	

Alla olevaan taulukkoon on listattu tehoreservissä tähän mennessä olleet voimalaitokset. Tyypillistä on ollut, että kilpailutuksen hävinneet laitokset on poistettu käytöstä ja purettu kokonaan. Tampereen Sähkölaitos on itse ilmoittanut Naistenlahti 1 -voimalaitoksen jäävän varavoimalaitokseksi yhtiön omaan käyttöön. Viimeisimmällä tehoreservikaudella mukana olleista Meri-Porin voimalaitoksesta ja Kymijärven kaasuturbiinista Energiavirastolla ei ole tiedossa suunnitelmia mahdollisista käytöstäpoistoista.

Voimalaitoksen haltija	Voimalaitos	Teho MW	Valmistumisvuosi	Polttoaine	Laitoksen tila
Nokian Lämpövoima Oy	Mussalo 2	241	1973	Maakaasu	Suljettu 2013 ja purettu
PVO-Huippuvoima Oy	Vaskiluoto 3	155	1971	Raskas polttoöljy	Suljettu 2015 (Energiavirastolle ilmoitettu olevan pitkäaikaissäilönnässä)
PVO-Lämpövoima Oy	Kristiina 1	210	1974	Raskas polttoöljy	Suljettu 2015 ja purettu
Fortum Power and Heat Oy	Inkoo 3	235	1976	Kivihiili	Suljettu 2013 ja purettu
Tampereen Sähkölaitos	Naistenlahti 1	129	1971	Maakaasu	Omistaja kertonut mediassa, että laitos jää omaksi varavoimaksi, koska sitä ei voitu tarjota tehoreserviin maakaasun saatavuuden epävarmuuden vuoksi.
Kanteleen Voima Oy	Haapavesi	160	1989	Raskas Polttoöljy	Suljettu 2020 - puretaan parhaillaan
Fortum Power and Heat Oy	Meri-Pori	565	1993	Kivihiili	Omistaja ilmoittanut mediassa, että hakenut tehoreserviin.
Turun seudun energiantuotanto Oy	Naantali 1	110	1960	Kivihiili	Suljettu 2020
Lahti Energia	Kymijärvi KT	42	1986	Maakaasu	

Parhaillaan valmisteilla olevaan ja myöhempiin tehoreservin hankintoihin vaikuttaa osaltaan myös hiilen energiakäytön kieltämisestä annettu laki (416/2019), joka kieltää hiilen käyttämisen sähkön tuotannon polttoaineena 1.5.2029 alkaen, mutta mahdollistaa kuitenkin kivihiililaitoksen toiminnan tehoreservilaitoksena.

3.7.2 Tehoreservin hankinta talveksi 2022-2023

Tehoreservilain mukaan tehoreservin määrä on mitoitettava sähköntoimitusvarmuuden tavoitetasosta annetun valtioneuvoston päätöksen mukaisesti. Tehoreservin määrän mitoittamisessa on otettava huomioon myös sähköjärjestelmän resurssien riittävyysarviointi ja sähkömarkkina-asetuksessa säädetyt edellytykset uusien sopimusten tekemiseksi. Lisäksi on otettava huomioon tarjolla olevan, vaatimukset täyttävän kapasiteetin määrä sekä tehoreservin hankintakustannukset.

Komission valtiotukikäsittelyn viivästymisen vuoksi Suomessa ei poikkeuksellisesti ole tällä hetkellä tehoreserviä varattuna. Edellinen tehoreservikausi päättyi 30.6.2022. Alkuperäinen tarkoitus oli, että uusi tehoreservikausi olisi alkanut 1.7.2022.

Energiavirasto teki määräpäätöksen tehoreservin määrästä 27.5.2022. Määräpäätöksellään Energiavirasto määräsi tehoreservin määräksi 600 MW kaudelle 1.11.2022–31.10.2023. Määräpäätös perustui valtioneuvoston 17.3.2022 vahvistamaan toimitusvarmuuden tavoitetasoon eli ns. luotettavuusstandardiin, jonka mukaan tehovajeen odotusarvo on enintään 2,1 tuntia vuodessa ja energiavajeen odotusarvo enintään 1 100 MWh vuodessa. Luotettavuusstandardi on vahvistettu sähkömarkkina-asetuksen IV luvussa määriteltyjen laskentaperusteiden mukaisesti.

Tehoreservijärjestelmän tarjouskilpailu seuraavalle tehoreservikaudelle oli avoinna 2.6.–29.7.2022. Tehoreservin lopullinen hankintapäätös edellyttää, että Euroopan komissio hyväksyy tehoreserviä koskevan valtiontuen.

3.7.3 Mahdollinen tehoreservin siirtäminen markkinoille

Työryhmällä ei tehoreservin hankinnan meneillään olevassa vaiheessa ole Meri-Porin voimalaitosta ja Naistenlahden 1-laitosta lukuun ottamatta tietoa siitä, mitä laitoksia tehoreserviin on tarjottu. Tämän vuoksi työryhmä voi arvioida tehoreservilaitosten siirtoa markkinoille ennen kaikkea oikeudelliselta näkökannalta sekä aikaisempien tehoreservilaitosten käyttöhistorian perusteella. Tämän lisäksi käytössä ovat olleet Fortumin Meri-Porin voimalaitoksesta ja Tampereen Sähkölaitoksen Naistenlahti 1-laitoksesta julkisuudessa ilmoittamat tiedot. Työryhmä on tehnyt johtopäätöksensä edellä kuvattujen tietojen perusteella.

Sähkömarkkina-asetuksen 22 artiklan 2 kohdan mukaan tehoreservilaitokset eivät saa toimia markkinoilla sopimuskauden aikana.

Tuottajat tekevät Energiaviraston järjestämässä tarjouskilpailussa vapaaehtoisesti tarjouksia laitoksistaan tehoreserviin. Käytännössä ne ovat tarjousta jättäessään arvioineet, että laitoksen tarjoaminen tehoreserviin on kannattavampaa kuin sen pitäminen markkinakäytössä.

Tehoreservilaitosten toiminnalliset vaatimukset on asetettu tehoreservilaissa sähköpulaan varautumista silmällä pitäen. Tehoreservilaitoksella pitää esimerkiksi olla talvikautta varten varattuna polttoainetta 200 käyttötuntia varten. Laitoksilta ei vaadita tehoreservin käytön luonteen vuoksi kykyä varautua täysin markkinaehtoiseen tai muuten pitkäaikaiseen ajoon. Perusteena tähän ollut myös tavoite rajata tehoreservijärjestelmästä sähkönkäyttäjille aiheutuvia kustannuksia. Tämän perusteella voidaan arvioida, että seuraavalle kaudelle tarjouksen tehneet

laitokset eivät ole tässä prosessin vaiheessa enää varautuneet markkinoilla ajamisen edellyttämiin polttoainemääriin ja riittävään henkilöstöön. Koska tehoreservilaitokset ovat tehoreserviin tullessaan olleet teknisen ja/tai taloudellisen käyttökänsä loppuvaiheessa, ei laitosten tekninen kunto välttämättä vastaa enää markkinoilla ajamisen edellyttämiä vaatimuksia.¹¹

Edellisellä kaudella tehoreservissä olleista laitoksista on Meri-Porin laitosta Fortumin mukaan tarjottu myös seuraavalle kaudelle tehoreserviin. Tampereen Sähkölaitos sen sijaan on kertonut mediassa, että Naistenlahti 1-laitosta ei ole tarjottu tehoreserviin, koska sen polttoaineena käyttämän kaasun saantia ei ole ollut mahdollista varmistaa. Työryhmän arvion mukaan tämän perusteella myöskään Kymijärven kaasuturbiinilaitosta ei liene tarjottu tehoreserviin. Työryhmä arvioikin, että Suomen käytettävissä oleva voimalaitoskapasiteetti on ensi talvena todennäköisesti kokonaisuudessaan kaupallisessa käytössä lukuun ottamatta Fingridin verkon varavoimaa ja Meri-Porin tehoreserviin tarjottua laitosta.

Energiavirasto ei voi poiketa merkittävästi valtioneuvoston vahvistaman toimitusvarmuustavoitteen edellyttämästä kapasiteettimäärästä. Lain mukaan tarjouksen hylkäämisen perusteeksi käy perusteettoman kallis tarjoushinta, jos kapasiteetin ominaisuudet eivät täytä vaatimuksia tai erilaiset puutteet tarjoajan taustassa tai aikaisemmassa toiminnassa.

Tehoreservin varaamisprosessin tämän hetkessä vaiheessa tehoreserviin tarjottuja laitoksia ei lainsäädännön mukaan voida siirtää markkinoille poliittisella tai hallinnollisella päätöksellä. Komission virallista hyväksymistä odottavaa valtioneuvoston prosessia ei voida myöskään käytännössä enää prosessin tässä vaiheessa avata, koska uutta prosessia ei pystytä saattamaan loppuun ennen talvikauden alkua.

Tehoreserviin tarjotut laitokset eivät ole välttämättä markkinoilla ajamisen edellyttämässä valmiudessa ja teknisessä kunnossa, eikä tuottajilla tällaisessa tilanteessa ole intressiä laitosten saattamiseen markkinoilla ajamisen edellyttämään valmiuteen ja kuntoon lyhytaikaiseksi oletettua käyttötarvetta varten. Lisäksi tehoreservissä aiemmin olleiden laitosten käyttöhistoriasta saatuun kokemukseen perustuen olisi myös riskinä, että tulevalle kaudelle tehoreserviin tarjotut laitokset, jotka eivät saa tehoreservisopimusta, poistetaan käytöstä ja puretaan myöhemmin.

Työryhmän näkemyksen mukaan tehoreservin hankintamenettelyä tulisi jatkaa suunnitellulla tavalla, jotta tarjotun kapasiteetin käytettävyys voidaan varmistaa mahdollisessa sähköpulatilanteessa ensi talvena.

¹¹ Esimerkiksi Fortum on verkkosivuillaan 12.8.2022 kertonut tehoreserviksi tarjotun Meri-Porin voimalaitoksen osalta seuraavaa: ”Laitoksen kaupallinen käyttö pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla ei olisi vuosiin ollut kannattavaa, ja kaikki muut vastaavat laitokset Suomessa onkin jo suljettu. Laitosta on ylläpidetty vastaamaan tehoreservijärjestelmän tarpeita, eli niitä tilanteita varten, joissa sähköjärjestelmässä tulisi lyhytaikainen pula tuotannosta. Tästä näkökulmasta olemme myös suunnitelleet Meri-Porin huollot, henkilöstön sekä polttoaineen hankinnan. Jos laitos valitaan 1.11. alkavalle kaudelle, tullaan sille tekemään kattava vuosihuolto. Laitos ei ole testiajoja lukuun ottamatta ollut kertaakaan käytössä tehoreserviin siirtymisen eli vuoden 2017 jälkeen.”

3.8 Rajasiirtokapasiteetin lisääminen

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid kehittää jatkuvasti rajasiirtokapasiteettia yhteistyössä muiden maiden kantaverkkoyhtiöiden kanssa. Rajajohtoihin on tehty useita investointeja 2000-luvun aikana.

Merkittävin uusi investointi on Suomen ja Ruotsin välinen kolmannen vaihtosähköyhteyden rakentaminen. Pullonkaulatilanteet maiden välillä ovat todennäköisiä, joten Suomen ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöt päättivät syksyllä 2016 edetä kolmannen vaihtosähköyhteyden toteuttamisessa. Rakennettava siirtoyhteys lisää siirtokapasiteettia Ruotsista Suomeen 800 MW ja Suomesta Ruotsiin 900 MW, mikä vastaa noin 30 prosentin lisäystä nykyiseen verrattuna. Voimajohtoa on suunniteltu Ruotsin Messauresta Suomen puolelle Keminmaan kautta Pyhänselkään, mikä tarkoittaisi noin 400 kilometrin pituutta. Hankkeen kustannuksiksi arvioidaan noin 200 miljoonaa euroa. Fingridin ja Svenska kraftnätin yhteinen tavoite on, että johtoyhteys saadaan käyttöön vuoden 2025 loppuun mennessä.

Kuten edellinen esimerkki osoittaa, rajasiirtoyhteyksien rakentaminen on hidasta, eikä työryhmä näe keinoja kapasiteetin lisäämisen merkittäväksi vauhdittamiseksi, joten vaihtoehto ei helpota käsillä olevaa akuuttia tilannetta.

3.9 Tuotantokapasiteetin lisärakentaminen

Olkiluoto 3:n käyttöönoton lisäksi ainakin tuulivoiman nimelliskapasiteetti kasvaa varmuudella, sillä sen lisärakentaminen on ollut kannattavaa jo ennen tämänhetkistä sähkön hintatasoa. Tuulivoima ei toisaalta takaa varmaa tuotantoa huippukulutustilanteissa.

Uusien sähköä polttoaineilla tuottavien voimalaitosten (biomassa, turve, maakaasu, hiili, ydinvoima) investointien toteutuminen puolestaan vaatii tyypillisesti selvästi korkeamman hintatason kuin millä pörssisähkön hinta oli pitkään ennen nykytilannetta sekä korkean todennäköisyyden sopivan hintatason pysyvyydestä myös pitemmällä aikavälillä. Sama pätee biomassavoimalaitoksiinkin, vaikka ne voivatkin saada tapauskohtaisen harkinnan mukaan energiatukea.

Suomessa sähkön tuotanto ja myynti perustuvat markkinaehtoisuuteen. Työryhmä ei katso, että voimalaitosten rakentamista voisi tukea nykyistä merkittävästi enempää markkinaehtoisuuden ja valtiontukisäädösten näkökulmasta. Lisäksi uuden tuotantokapasiteetin rakentaminen tarkoittaa tyypillisesti vähintään vuoden kestävästä projektista, joten mahdolliset tukitoimet eivät edes auttaisi käsillä olevaan akuuttiin tilanteeseen. Mikäli sähkön hinta vaikuttaa pysyvän korkealla pitkään, se kannustaa aiempaa paremmin lisäinvestointeihin markkinaehtoisesti.

Tilanne on hieman erilainen yksittäisten kuluttajien kannalta, jotka voivat vähentää omaa sähkön ostoaan joko hankkimalla aurinkopaneeleja tai pienentämällä sähkönkulutustaan suoraan esimerkiksi lämmityksessä talokohtaisilla ratkaisuilla. Tällaisille teknologioille on jo nyt saatavissa erilaisia tukia. Ne ovatkin yleistyneet selvästi viime vuosina, mikä on tärkeää jatkossakin. Muutos koko valtakunnan sähköntuotantokapasiteetin tai energiankulutuksen mittakaavassa tapahtuu kuitenkin melko hitaasti, joten edes tukien lisääminen ei auttaisi työryhmän toimeksiannon mukaiseen akuuttiin tilanteeseen.

3.10 Energiatehokkuutta ja -säästöä koskevat toimenpiteet

3.10.1 Energiatehokkuus osana ilmastopolitiikkaa

Energiatehokkuutta edistetään Suomessa pitkäjänteisesti ja laaja-alaisesti energiatehokkuus ensin -periaatteen mukaisesti. Konkreettisia kansallisia toimenpiteitä ovat meneillään olevan kauden 2017–2025 energiatehokkuussopimukset, energiakatselmuksiset, energianeuvonta sekä energiatuki katselmuksille ja energiatehokkuussopimusten puitteissa tehtäville investoinneille. Energiatehokkuuden kehittäminen on vahvasti osana vastikään laadittua Ilmasto- ja energiastrategiaa, jossa on esitetty kattava lista päätettyjä linjauksia.

3.10.2 Energianeuvonta ja säästökampanja

Alueellinen energianeuvonta on jokaisessa manner-Suomen maakunnassa toimivaa kuluttajille, kunnille ja pk-yrityksille suunnattua energianeuvontaa, joka edistää energiatehokkuutta ja uusiutuvan energian käyttöä. Energiaviraston kilpailuttama ja koordinoima alueellinen energianeuvonta on toiminut nyt kolme vuotta. Tänä vuonna vuosibudjetti vaihtelee maakunnittain 20 000 – 40 000 €. Energiavirasto on myös jo ohjannut maakunnalliseen neuvontaan lisärahoitusta nykyisen kilpailutuksen mahdollistamalla tavalla.

Poikkeuksellinen energiatilanne ja sähkön hintojen nousu on lisännyt merkittävästi sekä kuluttajien, median että muiden toimijoiden kyselyitä. Työryhmä katsoo, että energianeuvonnan riittävät resurssit on varmistettava.

Työ- ja elinkeinoministeriö, valtioneuvoston kanslia, ympäristöministeriö, Energiavirasto, Sitra ja Motiva käynnistävät energiansäästökampanjan syksyllä. Kampanja julkistetaan 25.8. Kampanja ajoittuu erityisesti syksyn energiansäästöviikosta 10.–16.10. eteenpäin, jolloin lämmityskausi alkaa ja energiankulutus kasvaa.

Kampanjan tavoitteena on koota ja jakaa tietoa syksyn energiatilanteesta sekä kertoa tavallisille ihmisille, miten he voivat säästää energiaa ja millaisia vaikutuksia säästötoimenpiteillä on. Lisäksi eri organisaatiot haastetaan kampanjaan mukaan tekemään omia energiansäästötekoja. Kampanjan pääviesteinä korostetaan arkisia tekoja energian säästämiseksi: teot voivat olla vaikkapa huonelämpötilan säätäminen astetta alemmaksi, veden viilentämistä suihkussa astetta alemmaksi ja astetta kevyempi kaasujalka jne.

On odotettavissa, että kampanja tulee lisäämään kyselyitä ja neuvontatarvetta entisestään, mikä myös osaltaan lisää energianeuvonnan lisäresurssien tarvetta.

3.10.3 Kotitalousvähennys

Kotitalousvähennyksen laajentamismahdollisuuksia energiaremontteihin on valtiovarainministeriön toimesta selvitetty hallitusohjelman sekä hallituksen budjettiriihessä 2021 tekemän linjauksen perusteella. Asiasta on valmistunut selvitysmuistio maaliskuussa 2022 (VN/7703/2022-VM-1). Selvityksen perusteella voidaan todeta, että kotitalousvähennys ei sovellu kohdennetuksi tukimuodoksi energiatehokkuutta parantaville remonteille.

Kotitalousvähennys myönnetään muun muassa asunnon kunnossapito- ja perusparannustyön perusteella, joten energiatehokkuutta parantavat remontit ovat jo nykyisellään normaalin kotitalousvähennyksen piirissä. Kotitalousvähennyksen korottaminen vain energiatehokkuutta parantavien remonttien osalta edellyttäisi niiden toimenpiteiden tarkkarajaista luettelointia, joiden teettämisestä saisi korotetun kotitalousvähennyksen. Remontit ja niihin kuuluvat toimenpiteet tulisi siis pystyä määrittämään riittävän tarkkarajaisesti ja selkeästi, jotta niitä voitaisiin pitää korotetun kotitalousvähennyksen perusteena. Tämä johtaisi todennäköisesti siihen, että listasta muodostuisi hyvin suppea ja se sisältäisi vain kaikista suurimmat energiatehokkuutta parantavat toimenpiteet. Näin ollen lista ei olisi tyhjentävä, vaan sen ulkopuolelle jäisi väistämättä suuri määrä energiatehokkuuden parantamiseen tähtäviä toimenpiteitä. Vähennyksen korottaminen vain erikseen listattujen remonttien osalta johtaisi myös perusteettomasti sellaisten energiatehokkuutta parantavien remonttien asettamiseen heikompaan asemaan, joiden energiatehokkuuden muutos ei ole listausta tehtäessä ollut tiedossa. Erilaisia remontteja on niin monenlaisia, ettei kaikkien yhtä paljon energiatehokkuutta parantavien muutostöiden listaaminen ole käytännössä mahdollista.

Kotitalousvähennyksen korottaminen vain tiettyjen energiaremonttien kohdalla myös monimutkaistaisi vähennysjärjestelmää ja tekisi siitä nykyistä vaikeammin ymmärrettävän. Korottaminen vain tiettyjen remonttien kohdalla loisi hankalia rajanvetotilanteita ja lisäisi tulkinnanvaraisuutta verotuksessa. Vähennyksen valvonta vaikeutuisi ja tukea valuisi helposti myös tilanteisiin, joihin sitä ei olisi tarkoitettu. Etenkin suuremmissa remonteissa muodostuisi tilanteita, joissa osa työstä oikeuttaisi korkeampaan vähennykseen, osa normaaliin vähennykseen ja esimerkiksi tarvikkeet eivät oikeuttaisi lainkaan vähennykseen. Nämä kaikki pitäisi pystyä erittelemään laskun kokonaisuudessa ja ilmoittamaan oikein veroilmoituksella.

Valtion taloudellisen tutkimuskeskuksen ja Palkansaajien tutkimuslaitoksen yhteistyössä toteuttamassa tutkimuksessa (Does Household Tax Credit Increase Demand and Employment in the Service Sector?, valtioneuvoston kanslian julkaisuja 1/2021) muun muassa havaittiin, etteivät kuluttajat nykyisinkään tunne kotitalousvähennysjärjestelmän yksityiskohtia kovin hyvin ja moni hakija oli ilmoittanut veroilmoituksellaan pienemmän summan kuin mitä voisivat. Vähennyksen korottaminen vain tiettyjen energiaremonttien kohdalla lisäisi tähän havaintoon liittyviä haasteita entisestään.

Koska energiaremontit kuuluvat jo kotitalousvähennyksen piiriin, voidaan kotitalousvähennyksen katsoa tukevan energiatehokkuutta parantavia remontteja tarkoituksenmukaisella tavalla jo nykyisessä muodossaan, eikä kohdennettua korottamista pidetä edellä mainitut haasteet huomioiden toteuttamiskelpoisena.

3.11 Päästökauppajärjestelmän muutokset

Päästökaupan tarkoituksena on, että teollisuus- ja energiantuotantolaitosten sekä Euroopan talousalueen sisäisen lentoliikenteen kasvihuonekaasupäästöt pysyvät koko EU:n päästökauppasektorille asetetun päästökaton rajoissa. Päästöoikeudet jaetaan toiminnanharjoittajille joko ilmaiseksi tai huutokaupalla. Päästöoikeuksia

voi ostaa ja myydä vapaasti koko EU:n laajuisilla markkinoilla. Jos markkinoilta saatavat päästöoikeudet ovat edullisempia kuin omassa tuotannossa tehtävät päästöjen vähentämistoimet, on edullisempaa hankkia päästöoikeuksia markkinoilta kuin vähentää omia päästöjä. Yritysten on kannattavaa toteuttaa päästöoikeuden hintaa edullisemmat päästöjen vähentämistoimet.

Julkisuudessa on esitetty, että päästökauppajärjestelmä tulisi keskeyttää väliaikaisesti ainakin muutamaksi vuodeksi. Toinen päästökauppaa koskeva esitys on koskenut päästöoikeuden hinnan alentamista vapauttamalla päästöoikeuksia markkinavakausvarannosta.

Päästökauppa on keskeinen ohjauskeino EU:n ja jäsenvaltioiden ilmastopolitiikassa. Päästökauppajärjestelmän muutokset loisivat merkittävän epävarmuuden tarvittaviin päästöjen vähennysinvestointeihin. Muutos hidastaisi myös siirtymää pois fossiilisesta tuontienergiasta. Päästökauppajärjestelmää koskevat muutokset edellyttäisivät muutoksia EU:n päästökauppadirektiiviin. Päästökauppadirektiivin muuttaminen ei olisi mahdollista pikaisesti siten, että muutoksella olisi vaikutusta päästöoikeuksien hintaan tulevana talvikautena.

4 Muiden maiden käyttöön ottamia toimenpiteitä

Sähkön hintojen nousujen kompensoimiseksi useassa Euroopan maassa on toteutettu erilaisia toimenpiteitä. Useissa maissa on verotuksella vaikutettu sähkön hintaan. Toisaalta hintoja on kompensoitu myös suorilla tuilla.

Tehoreservijärjestelmää vastaavia strategisia reservejä on käytössä tai suunniteltu joissakin maissa.

Seuraavassa on esitetty tiivistetysti muiden maiden käyttöön ottamia toimenpiteitä.

4.1 Verotus

Sähkön arvonlisäveroa ovat alentaneet mm. Irlanti (13,5 % --> 9 %), Puola (23% -> 5%), Alankomaat (21% --> 9%), Kypros (19% --> 9 %), Belgia (21% --> 6%) ja Espanja (21% --> 5%).

Sähkön valmisteveroa ovat alentaneet mm. Itävalta, Belgia, Ranska, Unkari, Alankomaat, Norja ja Espanja. Lisäksi Saksassa poistettiin sähköveron kaltainen lisävero uusiutuvan energian tukemiseksi.

4.2 Sähkön hintaan ja kulutukseen linkitetyt suorat tuet

Osassa maista sähkön hintojen nousua on pyritty kompensoimaan suurin tukien avulla. Osa näistä tuki-instrumenteista on linkitetty kotitalouksien sähkön kulutukseen, sähkön hintaan tai molempiin. Tällainen pörssisähkön hintaan ja kotitalouksien kulutukseen linkitetty tukimekanismi on käytössä esimerkiksi Norjassa. Norjan pörssisähkön alueellisiin hintoihin perustuva sähkön hintatuki

korvaa kuukaudessa 5000 kWh:n kulutukseen asti 80% siitä hinnasta, joka ylittää n. 7 snt/kWh. Tuki ei riipu kotitalouden sähkösovinnuksesta. Tuki on käytössä joulukuusta 2021 maaliskuuhun 2023 asti. Tuen laskukaava on:

$$\text{Tuki} = (\text{Aluehinta} - 7\text{snt/kWh}) \times 80\% \times (1 + \text{ALV}\%) \times \text{sähkön kulutus (kWh)}$$

Ruotsissa oli käytössä viime talvena sähkön kulutukseen pohjautuvia suoria tukia. Etelä- ja Keski-Ruotsin hinta-alueilla oleville kotitalouksille maksettiin tukea maaliskuun sähkön kulutuksen perusteella noin 10-100 euroa kulutuksesta riippuen, jos kotitalouden kulutus oli vähintään 400 kWh. Vastaavanlainen tuki oli käytössä Ruotsissa myös joulukuun helmikuun kuukausille, jolloin tuki maksettiin kaikilla hinta-alueilla sekä maksimitukisumma oli noin kaksinkertainen ja vähimmäiskulutusraja 700 kWh.

Lisäksi suoria tukia on kohdistettu yrityksille kokoon ja energiantensiivisyyteen perustuen. Tämänkaltaisia sähkön hintaan perustuvia erilaisia tukitoimia on tehty esimerkiksi Itävallassa, Saksassa, Latviassa, Bulgariassa, Luxemburgissa, Alankomaissa, Sloveniassa, Italiassa ja Espanjassa.

4.3 Haavoittuvat kotitaloudet

Valtaosassa jäsenmaita on otettu käyttöön jonkinlaisia tukitoimia, joissa tukea kohdistetaan haavoittuville kotitalouksille, jotka kärsivät eniten nousevista energian hinnoista. Merkittävä osa näistä kohdistuu suoraan sähkön hankintaan tai ovat kertaluonteisia tai pidempikestoisia kuukausittaisia tulonsiirtoja perustuen esimerkiksi kotitalouden tuloihin tai ryhmittelyyn.

Kroatiassa energiaan liittyviä sosiaaliturvatukia on kohdennettu haavoittuville kotitalouksille. Käytännössä tukea annetaan kuukausitasolla sekä energiakuponkeina.

Tanskassa kotitalouksia tuetaan suoraan 6000 Tanskan kruunun suoralla tukitoimella. Tuki kohdistetaan bruttona alle 706 000 Tanskan kruunua ansaitseville kotitalouksille lämmityskustannusten kattamiseen ja sisältää sähkölämmitteiset kotitaloudet. Yhteensä tuen piiriin kuuluu n. 400 000 kotitaloutta.

Virossa n. 380 000 kotitaloudelle on suunnattu määräaikaista tukea sähkö-, kaasu- ja lämmityskuluihin. Käytännössä valtio on maksanut 80 % hinnannousun takaisin näille kotitalouksille seitsemältä kuukaudelta.

Kreikassa valtio on maksanut kertaluontoisen tukitoimen haavoittuville kotitalouksille. Lisäksi se on ehdottanut hintakatkoa sähkölle sekä maksanut kuudelta kuukaudelta 60% hinnannousuista kotitalouksille, jotka ansaitsevat alle 45 000 euroa vuodessa.

Latviassa haavoittuville talouksille on suunnattu kuukausitason suoria tukia.

Luxemburgissa tiettyjä sosiaalituloja saavat tai verrannolliset kotitaloudet voivat hakea kertaluontoista tukea, jonka suuruus on 200-400 euroa riippuen kotitalouden koostumuksesta.

Alankomaissa haavoittuville kotitalouksille on kohdistettu kertaluontoinen tuki, jonka suuruus ryhmästä riippuen on 200-800 euroa.

Puolassa on kotitalouden tuloihin perustuen jaettu sähkölaskuun perustuen kuuden kuukauden tuki. Tukeen on oikeutettu n. viidennes Puolan kotitalouksista.

Romaniassa tuetaan haavoittuvia kuluttajia eli yksinhuoltajaperheitä ja kotitalouksia, jotka sairauksien, iän, riittämättömien tilojen tai sähköntuottajista eristymisen johdosta saivat tiettyjä sosiaaliturvatukia. Tuet tulevat koskemaan noin 500 000 kotitaloutta ja ne saavat laskujen maksamiseen tukea 500 Romanian leuun asti (n. 100 euroa) vuoden kylmänä jaksona.

Slovakiassa tietyille haavoittuville kotitalouksille myydään sähköä kiinteällä hinnalla. Energjayhtiö Slovenské Elektrárne myy määritellyille haavoittuville ryhmille sähköä kiinteään hintaan vuosien 2023-2024 ajan.

Sloveniassa haavoittuville kotitalouksille (eläkeläiset, tiettyjä sosiaaliturvia saavat) myönnettiin kertaluontoinen 150 euron solidaarisuustuki huhtikuussa 2022.

Espanjassa haavoittuville talouksille on suunnattu erilaisia tukitoimia, jossa sähköyhtiöt ovat ottaneet osan sähkön hintojen noususta.

Italiassa on kohdistettu kertaluontoisia tukitoimia haavoittuville kotitalouksille sekä erilaisia tukia esimerkiksi sähköautoihin tai uudistuviin energiamuotoihin vaihtamiselle.

4.4 Muiden jäsenvaltioiden suunnittelemat tai toteuttamat strategisten reservien järjestelmät

Ruotsi

Ruotsissa käytössä oleva tehoreservijärjestelmä perustuu lakiin (2003:436) tehoreservistä. Lain voimassaoloa on jatkettu 15 päivään maaliskuuta 2025 asti lailla 2016:422, mistä syystä Ruotsi voi tehdä valtioneuvoston liittyvän notifiointin Euroopan komissiolle Suomea myöhemmin. Järjestelmävastaava kantaverkkoviranomainen Svenska Kraftnät on lain nojalla vastuussa tehoreservin järjestämisestä. Kantaverkkoviranomainen järjestää korkeintaan 2000 megawatin suuruisen tehoreservin tekemällä sopimuksia tuotantokapasiteetin lisäämisestä sähköntuottajien kanssa ja sopimalla kulutuksen vähentämisestä siihen kykenevien kanssa. Tehoreservijärjestelmän kustannukset katetaan tasevastaavien suorittamalla maksuilla kantaverkkoviranomaiselle. Maksun suuruus perustuu tasevastaavien laajuuteen tasevastaavan ja järjestelmävastaavan välisen sopimuksen mukaisesti sekä tasevastaavan tasepoikkeamaan maksukauden aikana. Kantaverkkoviranomainen päättää maksusta.

Ruotsi aikoo täydentää tehoreservejä koskevaa lakia sähkömarkkina-asetuksen määräysten mukaiseksi. Lakiin lisätään säännös, joka selventää, että Ruotsin laki sisältää asetuksen 20–24 artikkeleita koskevia täydentäviä säännöksiä. Lakiin selvennetään, että järjestelmävastaava viranomainen saa varmistaa tehoreservin olemassaolon vain viimeisenä keinona resurssien riittävyyden varmistamiseksi. Lakia muutetaan niin, että järjestelmävastaava viranomainen voi järjestää tehoreservin solmimalla sopimuksen ylimääräisestä tuotantokapasiteetista myös

energiavaraston omistajan kanssa. Lakiin myös lisätään rajaukset, joiden mukaan laitos, joka osallistuu tehoreserviin, ei voi samanaikaisesti vastaanottaa korvausta sähkön tukkumarkkinoilta tai osallistua tase- tai sähkömarkkinoille.

Tanska

Tanskassa kantaverkonhaltija Energinetillä on sähköntoimituslain (Lov om elforsyning) mukaan vastuu ylläpitää toimitusvarmuutta sähköjärjestelmässä. Vaikka Tanskassa ei toistaiseksi ole käytössä strategista reserviä, Energinet on ajanut aktiivisesti sellaisen käyttöönottoa Itä-Tanskan (DK2) alueella vuoden 2025 jälkeen alkavalla viiden vuoden ajanjaksolla. Strategisen reservin tarpeesta on käyty keskusteluja sidosryhmien ja energiahallinnon kanssa jo muutaman vuoden ajan, mutta toistaiseksi perustamisesta ei ole päästy sopuun.

Belgia

Belgiassa on käytössä strateginen reservi, jonka komissio on hyväksynyt valtioneuvoston päätöksellä maaliskuun 2022 loppuun saakka. Kapasiteettimekanismeista säädetään sähkömarkkinoiden järjestämistä koskevassa laissa, jossa muun muassa määritetään menettelyt toimitusvarmuuden tason asettamiselle, talvikaudelle tarvittavan strategisen reservin määrittämiseksi ja reservin hankkimiseksi. Belgia on päättänyt sulkea kaikki ydinvoimalaitoksensa vuoteen 2025 mennessä, minkä johdosta se on päättänyt valmistelemaan koko markkinan kattavan kapasiteettimekanismin käyttöönottoa. Euroopan komissio on hyväksynyt Belgian ilmoittaman mekanismin käyttöönoton. Kapasiteettimekanismi on tarkoitus ottaa käyttöön vuonna 2025 siten, että kapasiteetin kilpailutus alkaisi ensimmäiselle hankintajaksolle jo vuoden 2021 syksyllä.

Saksa

Saksassa sähkömarkkinoiden ulkopuolisesta tehoreservistä ja sen määrittämisestä säädetään energiamarkkinalain (EnWG) 13e §:ssä ja 13h §:ssä. Tehoreservi otetaan käyttöön yksinomaan siirtoverkonhaltijan pyynnöstä, ja siihen saavat osallistua sekä tuotantolaitokset, energiavarastot että joustontarjoajat. Reservi muodostetaan vähintään kahden vuoden välein kilpailuttamalla, ja sen suuruus on 1 päivänä lokakuuta 2020 alkaen 2 000 megawattia. Tehoreservejä koskeva säätely on Saksassa uusi, ja tämä on ensimmäinen kerta, kun reservi muodostetaan. Saksan talous- ja energiaministeriö (BMWi) arvioi tehoreservin suuruuden riittävyyttä sähkön toimitusvarmuuden takaamiseksi vähintään joka toinen vuosi. Tehoreservistä aiheutuvat kustannukset ohjataan verkkomaksujen avulla sähkön loppukäyttäjille.

Saksassa on käytössä myös kolme muuta järjestelmää, jotka voitaisiin katsoa sähkömarkkina-asetuksen piirissä oleviksi kapasiteettimekanismeiksi. Verkkoreservi (Netzreserve) on tarkoitettu pitkäkestoisten riittämättömyystilanteiden ratkaisuksi ja se koostuu käytöstä poistetuista tuotantolaitoksista ja laitoksista, jotka eivät vielä ole käyttövalmiita. Poissuljettavat kuormat (abschaltbaren Lasten) taas ovat kuormia, jotka voidaan kytkeä pois sähköjärjestelmästä nopeasti lyhytaikaisten kulutuspiikkien aikana. Järjestelmää aiotaan tulevaisuudessa kehittää laajemman kulutusjoukon suuntaan. Tavoitteena on mekanismi, jonka avulla ruskohiilivoimalaitoksia pyritään siirtämään varmuusreserviin (Sicherheitsbereitschaft) ensisijaisesti päästöjen vähentämiseksi, mutta myös toimitusvarmuuden takaamiseksi resurssien riittämättömyystilanteissa. Myös Saksa joutuu sopeuttamaan kapasiteettimekanisminsa sähkömarkkina-asetuksen vaatimuksiin.

5 Työryhmän ehdotukset

Edellä käsitellään useita mahdollisia toimenpiteitä liittyen sähkön korkeaan hintaan sen kotitalouksiin kohdistuviin vaikutuksiin. Tarkasteltavat toimenpiteet pitävät sisällään verotuksen ja suorien tukien muutoksia sekä erilaisia sähkömarkkinoihin liittyviä toimia. Työryhmä on tarkastellut kunkin toimenpiteen toimivuutta, osuvuutta sekä toteuttamiskelpoisuutta.

Työryhmän arvioissa keskeinen merkitys on sillä, kuinka nopeasti mahdolliset toimenpiteet voitaisiin ottaa käyttöön. Sähkön hinnan arvioidaan nousevan korkeaksi jo tulevana talvena, ja hyvin nopeasti käyttöön otettavien toimenpiteiden valikoima ei ole laaja.

Pidemmällä aikavälillä kestävätkin ratkaisut sähkön hinnan merkittävän nousun estämiseksi koskevat sähkön tuotantokapasiteetin kasvattamista, siirtoyhteyksien lisäämistä sekä uutta teknologiaa hyödyntäviä keinoja sähkön säästämiseksi.

Työryhmän nyt ehdottamien toimenpiteiden lisäksi pidemmällä aikavälillä on mahdollista selvittää esimerkiksi uusien sosiaalietuusmallien tarvetta ja mahdollisuuksia täydentää nykyisen sosiaaliturvajärjestelmän tukea haavoittuvaisimmille kotitalouksille sähkön hintojen merkittävässä nousussa.

Muiden maiden toteuttamia toimenpiteitä vertaillen on syytä huomioida institutionaaliset erot ja nykyisten vero- ja sosiaaliturvajärjestelmien kyky reagoida hintojen muutoksiin. Esimerkiksi Suomessa sosiaalietuudet nousevat automaattisesti hintojen noustessa indeksikorotusten myötä, jonka lisäksi lämmityskustannuksia tuetaan yleisessä asumistuessa ja eläkkeensaajan asumistuessa. Pienituloisimmilla perheillä toimeentulotuki kompensoi sähkön hinnan nousun sekä lämmityskustannusten että taloussähkön osalta.

Työryhmä katsoo, että:

- 1) korkeaa sähkön hintaa voitaisiin kompensoida kotitalouksille määräaikaisella sähköenergian arvonlisäveron alentamisella sekä**
- 2) korottamalla asumistuessa korvattavien lämmityskustannusten tasoja.**
- 3) Lisäksi energian kulutusta tulee pyrkiä vähentämään lisäämällä tietoisuutta keinoista säästää energiaa.**
- 4) Suomen tulisi tehdä komissiolle aloite sähköpörssin tarjousten enimmäishinnan alentamisesta maltillisesti EU:ssa.**

Taloudellisia toimenpiteitä arvioitaessa on oleellista ottaa huomioon, kuinka hyödyllisesti ne kohdentuvat, kuinka suuret niiden mahdolliset kielteiset kannustinvaikutukset ovat ja mitkä niiden kustannukset julkiselle taloudelle ovat. Työryhmä katsoo, että ehdotetut toimenpiteet ovat näillä kriteereillä arvioituna parhaita keinoja, vaikka ne eivät täytä kriteerejä täydellisesti. Keinot ovat myös sellaisia, että ne ovat otettavissa käyttöön riittävän nopeasti.

5.1 Sähköenergian arvonlisäveron alentaminen

Verojärjestelmän rakenteella on talouskasvun kannalta tärkeä merkitys. Kulutusverotus on tutkimusten mukaan talouskasvun kannalta vähemmän haitallista kuin työn verotus tai yritysverotus. Tästä syystä mm. OECD on kehottanut Suomea poistamaan alennetut arvonlisäverokannat.

Arvonlisäverotuksen vaikutukset jakautuvat laajalle: se ei rasita vientiä, mutta kohdistuu tuontiin sekä myös säästöistä tapahtuvaan kulutukseen. Arvonlisäverotus on lähtökohtaisesti tehokas veromuoto, eikä uusien hyödykkeiden siirtämistä alennettujen arvonlisäverokantojen piiriin ole pidetty perusteltuna.

Energian hinta on kuitenkin ollut viime aikoina poikkeuksellisen korkealla, ja korkeiden hintojen aika tulee ennusteiden mukaan jatkumaan ainakin ensi talven ajan. Sellaisia toimenpiteitä, joilla voitaisiin vaikuttaa sähköenergian hintaan ja jotka olisivat nopeasti toimeenpantavissa, on vähän. Sähköenergian väliaikainen siirtäminen alennettuun arvonlisäverokantaan, joko 10 tai 14 prosenttiin, olisi lainsäädäntöteknisesti nopeasti toteutettavissa. Koska arvonlisäverotus on lopullisen kulutuksen verotusta, alennus myös kohdistuisi pääsääntöisesti kotitalouksiin siinä määrin kuin se välittyisi hintoihin.

Arvonlisäverotuksessa eri hyödykkeiden verokanta-alennusten välittyminen kuluttajahintaan on ollut usein heikkoa. Tässä tilanteessa ja sähkösopimuksista saatujen tietojen perusteella voidaan kuitenkin olettaa, että veronalennus välittyisi hintoihin hyvin.

Sähköenergian kulutus on Suomessa suurimmillaan talvikuukausina joulukuusta maaliskuuhun. Arvonlisäverotus ei ole sidoksissa kalenterivuosiin, vaan alennettu verokanta on mahdollista ottaa käyttöön muutaman kuukauden jaksolle. Työryhmä katsoo, että sähköenergian alennetun arvonlisäverokannan olisi perusteltua olla voimassa joulukuusta lähtien maaliskuun loppuun. Mahdollista olisi pidentää voimassaoloa myös huhtikuun ajaksi.

Verokannan alentaminen on mahdollista joko 10 tai 14 prosenttiin. Alentaminen 10 prosenttiin toisi kotitalouksille suuremman hyödyn ja olisi vaikuttavampi tuki, mutta valtion verotulojen väheneminen olisi luonnollisesti suurempi.

Kuten luvussa 3.1 esitetään, sähköenergian arvonlisäverokannan alentaminen joulun-maaliskuun ajaksi 10 prosenttiin pienentäisi nettomääräisesti arvioituja arvonlisäverotuloja kertaluonteisesti 174 miljoonaa euroa. Pienentäminen 14 prosenttiin pienentäisi vastaavasti verotuloja 125 miljoonaa euroa.

Samalla tavalla ilmaistuna pidempi, joulun-huhtikuulle ajoittuva verokannan alentaminen 10 prosenttiin pienentäisi verotuloja nettomääräisesti 209 miljoonaa euroa ja alentaminen 14 prosenttiin 150 miljoonaa euroa.

Sähköenergian arvonlisäverokannan alentaminen voisi vähentää jonkin verran kotitalouksien taloudellisia kannustimia sähköenergian säästämiseen verrattuna tilanteeseen, jossa verokantaa ei alenneta. Toisaalta energian korkea hinta tulevina kuukausina on joka tapauksessa tärkein kannustin sähkön käytön vähentämiseen ja tehostamiseen. Energiansäästöä edistää myös laaja, kansalaisille suunnattu energiansäästökampanja.

5.2 Asumistuissa korvattavien lämmityskustannusten tasojen korottaminen

Pienituloisten kotitalouksien osalta energian hintojen nousua kompensoidaan suoraan yleisessä asumistuessa, eläkkeensaajan asumistuessa ja toimeentulotuessa. Toimeentulotuessa sähköstä aiheutuvia kustannuksia kompensoidaan sekä lämmityssähkön että taloussähkön osalta. Siten

pienituloisimpien, toimeentulotukeen oikeutettujen perheiden kohdalla sähkön hinnan noususta aiheutuva menojen kasvu kompensoidaan toimeentulotuen kautta.

Yleisessä asumistuessa ja eläkkeensaajan asumistuessa hyväksyttäviin asumismenoihin sisältyy asunnon lämmityskustannukset. Näihin liittyviä normeja on mahdollista korottaa normaalia indeksikorotusta enemmän. Tuki kohdistuisi tällöin lähinnä omakotitaloasujiin, joilla lämmityskustannukset eivät sisälly vastikkeisiin. Tukea saisivat myös ne vuokralla asuvat kotitaloudet, joilla lämmityskustannukset eivät sisälly vuokraan. Normaalien määräaikaistarkistusten kautta asumistuen määrä nousisi viiveellä, mutta tuensaajilla, joiden olosuhteet muuttuvat merkittävästi esimerkiksi asumismenojen huomattavan nousun myötä, tuen tasoa voidaan tarkistaa myös määräaikaistarkistusten välillä.

5.3 Energiansäästökampanjan ja energianeuvonnan rahoitus

Nykyisessä tilanteessa tarve energiansäästöä koskevalle neuvonnalle on poikkeuksellisen suuri. Siihen on syytä osoittaa riittävä määrä rahoitusta.

Osa sähkön käyttäjistä todennäköisesti reagoi nousseeseen hintatasoon pyrkimällä säästämään sähköä. Merkittävällä osalla kotitalouksista on kuitenkin määräaikainen kiinteähintainen sopimus, joten heillä taloudellinen kannuste sähkön säästämiseen on vähäisempi. Silti heidän sähkönkulutuksensa on sähkömarkkinoiden ja koko talouden kannalta yhtä merkityksellistä kuin muiden. Tämä korostaa neuvonnan tarvetta.

Kampanjointia käsitellään edellä luvussa 3.9.2. Sen mahdollisesti vaatimaa lisärahoitusta on syytä tarkastella osana normaalia budjettiprosessia.

5.4 Sähköpörssin tarjoushintojen enimmäishinnan alentaminen maltillisesti EU:ssa

Suomen tulisi tehdä komissiolle aloite sähköpörssin tarjousten enimmäishinnan alentamisesta maltillisesti EU:ssa siten, että enimmäishinta ei sulkisi markkinoilta pois merkittävästi tuotantokapasiteettia eikä kulutusjoustoja. Muutos edellyttäisi ACERin sähkömarkkina-asetuksen nojalla teknisestä hintakatosta tekemän päätöksen ja ilmeisesti myös sähkömarkkina-asetuksen muuttamista. Sähköpörssin tarjousten enimmäishinnan maltillinen alentaminen pienentäisi sähkön käyttäjille aiheutuvia kustannuksia niukkuustilanteessa ja voisi vaikuttaa vakuusvaatimuksiin eri markkinapaikoilla.