

Sampo Riihijärvi

SÄHKÖN SIIRRON HINNOITTELUMALLIT JA NIIDEN KEHITYSNÄKYMÄT POHJOISMAISSA JA KESKI-EUROOPASSA

Kandidaatintyö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: Prof. Pertti Järventausta
Toukokuu 2022

TIIVISTELMÄ

Sampo Riihijärvi: Sähkön siirron hinnoittelumallit ja niiden kehitysnäkymät Pohjoismaissa ja Keski-Euroopassa
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan TkK-tutkinto-ohjelma
Toukokuu 2022

Sähkön siirron hinnoittelumallilla tarkoitetaan jakeluverkkotoiminnassa mallia, jolla asiakkaalta veloitetaan sähkön siirrosta jakeluverkkoyhtiölle aiheutuvat kulut ja sallitut tuotot. Sähkön käyttö ja tuotanto kasvaa ja muuttuu nopealla tahdilla ympäri Eurooppaa ja koko maailmaa, minkä vuoksi myös sähkönjakelu kokee erilaisia muutoksia. Nämä muutokset näkyvät lopulta myös hinnoittelumalleissa asti. Tämän työn tarkoituksena on tarkastella sähkönjakelun hinnoittelumalleja sekä niiden tulevaisuutta Pohjoismaissa ja Keski-Euroopassa.

Tässä kandidaatintyössä käsitellään erilaisia englannin- ja suomenkielisiä lähteitä kirjallisuuskatsauksen muodossa. Käytetyt lähteet ovat tutkimusartikkeleita, viranomaisraportteja, luentomonisteita ja lakitekstiä vuosilta 2016–2021. Useimmat valtiovastavon tutkimukset toteutetaan kyseessä olevan valtiovon omalla kielellä, minkä vuoksi niiden suora käyttö työssä ei ole ollut mahdollista. Työn ensimmäisessä vaiheessa tarkastellaan valittujen lähteiden perusteella hinnoittelun perustaa, eli sitä, miksi sähkönjakelusta täytyy ylipäättään maksaa. Työn keskeisimmässä osassa käsitellään sähkönjakelussa käytettäviä hinnoittelumalleja kaikissa viidessä Pohjoismaassa sekä kuudessa Keski-Euroopassa sijaitsevassa valtiossa. Tämän jälkeen selvitetään hinnoittelumallien mahdollisia kehitysnäkymiä, ja lopuksi työssä tarkastellaan vielä sähkönjakelun hinnoitteluun liittyvää valvontaa ja sääntelyä.

Kirjallisuuskatsauksesta huomataan, että tarkasteltujen maantieteellisten alueiden sisäiset valtiot noudattavat keskenään lähes samanlaisia hinnoittelumalleja, ja selkeimmät erot näkyvät vertailussa näiden alueiden välillä eikä juurikaan kummankaan alueen sisällä. Työssä käy ilmi myös, että hinnoittelumallien mahdolliset kehitysnäkymät keskittyvät enimmäkseen tehomaksuun ja sen erilaisiin sovelluksiin. Siirtohinnoittelun valvonta ja sääntely puolestaan kohdistuvat Pohjoismaissa enimmäkseen jakeluverkkoyhtiöiden kohtuullisen tuoton valvontaan ja Keski-Euroopassa tuotonvalvonnan lisäksi hinnoittelumallien valvontaan.

Avainsanat: sähkönjakelu, jakeluverkkoyhtiö, siirtohinnoittelu

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. SÄHKÖN SIIRTOHINNAN MUODOSTUMINEN	2
2.1 Pääomakustannukset.....	2
2.2 Operatiiviset ja muut sähkön siirtoon liittyvät kustannukset	2
2.3 Jakeluverkkoyhtiön tuotto.....	3
3. SÄHKÖN SIIRRON HINNOITTELUMALLIT	4
3.1 Sähkön siirrossa käytettävät hinnoittelumallit	4
3.2 Hinnoittelumallien rakenne Pohjoismaissa	5
3.2.1 Suomi	5
3.2.2 Ruotsi	6
3.2.3 Norja	7
3.2.4 Islanti	7
3.2.5 Tanska.....	8
3.3 Hinnoittelumallien rakenne Keski-Euroopassa	9
3.3.1 Saksa.....	9
3.3.2 Puola	9
3.3.3 Tšekki	10
3.3.4 Slovakia	11
3.3.5 Itävalta.....	11
3.3.6 Unkari	12
4. SIIRTOHINNOITTELUN KEHITYSNÄKYMÄT JA VALVONTA.....	13
4.1 Hinnoittelumallien kehitysmahdollisuudet	13
4.2 Siirtohinnoittelun valvonta ja sääntely	15
5. YHTEENVETO.....	17
LÄHTEET	19

LYHENTEET JA MERKINNÄT

PJ	pienjännite
KJ	keskijännite
SJ	suurjännite
WACC	weighted average cost of capital
ERU	Energetický regulační úřad
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
MEKH	Magyar Energetikai És Közmű-Szabályozási Hivatal

1. JOHDANTO

Jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaat, eli pääsääntöisesti kuluttajat ja pienyritykset, mutta myös jotkin suurjänniteasiakkaat, maksavat sähköstään kolmelle eri taholle Euroopan maasta riippumatta: sähköenergian hinta sähköyhtiölle, sähkövero valtiolle ja siirtohinta sähköverkkoyhtiölle. Siirtohinnan suuruuteen on mahdotonta vaikuttaa jakeluverkkoyhtiöiden luonnollisen monopoliaseman vuoksi, joten on tärkeää ymmärtää siirtohinnoitteluun vaikuttavia tekijöitä ja siihen liittyvää valvontaa. Vaikka yksittäinen asiakas ei pystykään vaikuttamaan siirtohintansa, on valtioiden tasolla tärkeää pyrkiä löytämään jakeluverkkoyhtiöiden ja asiakkaiden kannalta toimivimmat säädökset ja ratkaisut. Siksi valtioiden välisen metodiikan vertailu kannattaa.

Jakeluverkkoyhtiöiden paikallisen monopoliaseman takia sähkön siirron hinnoittelumalleja on melko vähän ja niiden kehitys on hidasta. Tästä huolimatta kehitystä tapahtuu, kun maailma sähköistyy ja modernisoituu jatkuvasti nopeutuvaa vauhtia. Kehitystä ja parempaa hinnoittelua edistävät muun muassa älykkäät sähköverkot ja mittarit, jotka mahdollistavat entistä joustavimmat sähkömarkkinat kaikille osapuolille sekä tehokkaamman sähköverkon ja työkalut oman sähkön kulutuksen seuraamiseen.

Työn alussa käsitellään sähkön siirtohinnan muodostuminen ja eri komponentit, jotta ymmärretään paremmin käytettävissä olevia hinnoittelumalleja, sekä sitä, miten niitä voidaan kehittää tulevaisuudessa. Seuraavassa vaiheessa tutkitaan jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelumalleja Pohjoismaissa ja Keski-Euroopassa. Neljännessä luvussa käsitellään vielä lyhyesti siirtohinnoittelun mahdollisia kehitysnäkymiä sekä siihen liittyviä säädöksiä ja valvontaa. Työ käsittelee ainoastaan jakeluverkkoyhtiöiden siirtohinnoittelua.

2. SÄHKÖN SIIRTOHINNAN MUODOSTUMINEN

Jakeluverkkoyhtiöt ovat voittoa tavoittelevia yrityksiä, joiden asiakkaat joutuvat yhtiöiden luonnollisen monopoliaseman seurauksena ostamaan kyseisen alueen hallinnasta vastaavalta sähköverkkoyhtiöltä jonkin siirtotuotteen pystyäkseen käyttämään ostamaansa sähköä. Sähköverkkoyhtiöt eivät kuitenkaan pyöri kuluitta, vaan niillä on paljon erilaisia kustannuksia aina investoinneista kantaverkkopalvelumaksuihin.

Tässä luvussa käsitellään sähkön siirtohinnan muodostumista jakeluverkon loppukäyttäjälle tarkastelemalla siirrosta aiheutuvia kustannuskomponentteja sekä yleisiä tuottovaatimuksia.

2.1 Pääomakustannukset

Sähköverkkoyhtiöillä merkittävimmät kustannukset aiheutuvat niiden hallitsemista verkko-omistuksista. Sähköverkkojen komponenteilla on tietty elinikä, minkä vuoksi niitä pitää uusia tietyin väliajoin. Lisäksi sähköverkkoon on myös tehtävä muita investointeja ja parannuksia muun muassa toimitusvarmuuden säilyttämiseksi ja verkoston modernisoimiseksi. Tämän vuoksi sähköverkkoyhtiölle aiheutuu komponenteista suunnitelmanmukaisia poistokustannuksia ja investoinneista vieraan pääoman kustannuksia. [1, 2]

2.2 Operatiiviset ja muut sähkön siirtoon liittyvät kustannukset

Pääomakustannusten lisäksi siirtomaksuihin sisällytetään myös verkon toimintaan liittyvät kustannukset, kuten huoltokustannukset, sähkönlaadun hallintaan liittyvät kustannukset, mittauskustannukset sekä häiriötilanteista aiheutuvat kustannukset [2].

Siirtohinnoittelulla katetaan myös kantaverkkomaksut, joita jakeluverkkoyhtiöt maksavat kantaverkon käyttämisestä. Suomessa puhutaan kantaverkkomaksusta. Joissakin Euroopan maissa myös siirto- tai kantaverkoissa tapahtuvat tehohäviöt veloitetaan pieniasiakkailta jakelutariffien kautta. [2]

Siirtotuotteilla on mahdollista myös kattaa joitakin veroja ja esimerkiksi uudistuvien energianlähteiden käytöstä aiheutuvia maksuja [2].

2.3 Jakeluverkkoyhtiön tuotto

Suomessa Energiavirasto määrittää jakeluverkkoyhtiöille valvontamenetelmissään kohtuullisen tuottoasteen WACC-mallin avulla. WACC-malli kertoo käytännössä kaikkien pääomaluokkien keskimääräiskustannuksen toisiinsa suhteellisesti painotettuna. Jakeluverkkoyhtiölle käytetään kiinteää pääomarakennetta, jonka oman pääoman painoarvo on 60 % ja korollisen vieraan pääoman 40 %. Kaavassa 1 on esitetty WACC-mallin laskukaava ennen yhteisöveroa [3].

$$WACC_{pre-tax} = \frac{C_E \times 0,60}{(1 - yvk)} + C_D \times 0,40 \quad (1)$$

missä

$WACC_{pre-tax}$ = kohtuullinen tuottoaste ennen yhteisöveroa

C_E = oman pääoman kohtuullinen kustannus

C_D = korollisen vieraan pääoman kohtuullinen kustannus

yvk = voimassa oleva yhteisöverokanta

jakeluverkkoyhtiölle kohtuullinen tuotto voidaan nyt laskea oikaistun pääoman sekä aiemmin esitetyn kohtuullisen tuottoasteen tulona kaavassa 2 esitetyllä tavalla [3].

$$R_{k, pre-tax} = WACC_{pre-tax} \times (E + D) \quad (2)$$

missä

$R_{k, pre-tax}$ = kohtuullinen tuotto ennen yhteisöveroa

$E + D$ = verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu vieras ja oma pääoma

Yllä esitetyistä kaavoista huomataan, että Suomessa verkkoinvestoinnit toimivat kannustimena jakeluverkkoyhtiöille, sillä ne mahdollistavat korkeammat kohtuulliset tuotot. Sijoitetun pääoman kasvaessa voivat siis myös siirtohinnat kasvaa. Tällä hetkellä kuitenkin Energiaviraston laatiman raportin mukaan jakeluverkkotoiminta koko Suomen tasolla on alijäämäistä, eli jää alle kohtuullisen tuoton [4].

3. SÄHKÖN SIIRRON HINNOITTELUMALLIT

Sähkön siirrossa hinnoittelumallilla tarkoitetaan mallia, jonka mukaan siirtotuotteen hinta veloitetaan. Hinnoittelumallien käyttäminen auttaa perustelemaan asiakkaalle tuotteen hintaa ja sen muodostumista. Tässä luvussa esitellään käytössä olevia hinnoittelumalleja ja niiden rakenteita sekä selvitetään myös, miten hinnoittelumalleja sovelletaan tänä päivänä sähkön siirrossa Pohjoismaissa ja Keski-Euroopassa.

3.1 Sähkön siirrossa käytettävät hinnoittelumallit

Hallinnollisten elinten tai verkkoyhtiöiden on yleisesti suunniteltava hinnoittelumallit siten, että tariffit kattavat sähkön siirrosta aiheutuvat kustannukset mahdollisimman hyvin, eli ovat ns. kustannusvastaavia. Koska sähköverkkoyhtiöt ovat luonnollisia monopoleja, on tärkeää, että tariffit ovat mahdollisimman läpinäkyviä ja avoimia ulkopuoliselle tarkastelulle. Tästä syystä hinnoittelumallit eivät voi myöskään syrjiä tai muutoin kohdella erityisesti eri asiakasryhmiä. Näiden kaikkien lisäksi tariffeissa täytyy myös huomioida verkon toimitusvarmuus ja mahdolliset muutokset, kuten laajennukset. [5]

Hinnoittelumallien asettaminen koostuu käytännössä katsoen kolmesta vaiheesta, joista ensimmäinen on aiemmassa luvussa esitelty jakeluverkkoyhtiön sallittu tuotto. Tässä alaluvussa puolestaan käsitellään kahta muuta vaihetta: hinnoittelumallin määrittämistä ja sen rakenteita sekä sitä, miten kustannukset ohjataan näille rakenteille. [5]

Oikeastaan kaikkia nykyisiä jakeluverkoissa tapahtuvassa sähkön siirrossa käytettäviä hinnoittelumalleja voidaan tutkia jakamalla ne seuraavanlaisiin rakenteisiin tai maksukomponentteihin [6]:

- perusmaksu (€/aikaväli)
- kulutusmaksu (€/kWh)
- pätötehon suuruuteen liittyvä maksu (€/kW)

Perusmaksu on jakeluverkkoyhtiön asiakkaalta tietyin aikaväleihin (yleisesti kuukausittain) perimä kiinteä maksu. Asiakas ei voi kulutuskäyttämislänsä mitenkään vaikuttaa perusmaksun suuruuteen, muuten kuin pääsulakkeen suuruuden valinnalla. Verkkoyhtiön on ainakin Suomessa mahdollista sisällyttää tehomaksu pienjännitteisten asiakkaiden perusmaksuun porrastettuna pääsulakkeen koon mukaisesti [1]. Useimmilla verkkoyhtiöillä perusmaksu on käytössä ainakin mittaus- ja hallinnointikulujen

kattamiseksi, mutta sillä katetaan kasvavassa määrin myös muita kuluja sen yksinkertaisuuden ja ennakoitavuuden vuoksi [1, 6].

Kulutusmaksukomponentti on asiakkaalle siirretyn sähköenergian määrän perusteella perittävä maksu. Periaatteessa kulutusmaksuun tulisi sisällyttää ainoastaan siirretyn sähkön määrästä aiheutuvia kustannuksia, joita seuraa kuormitushäviöistä ja kantaverkkomaksuista Suomessa tai siirtoverkkomaksuista EU-maissa, joissa on useampi siirtoverkonhaltija. [1] EU-maissa kulutusmaksukomponentin osuus on keskimäärin 69 %. Tämä osuus hinnoittelumalleissa on kuitenkin suurempi kuin siitä aiheutuvien kustannusten osuus, mikä aiheuttaa asymmetriaa siirron hinnoittelun kustannusvastaavuuteen. [6]

Tehomaksu tarkoittaa yksinkertaistettuna sitä, että verkkoyhtiö veloittaa asiakkaaltaan maksun käytetystä siirtokapasiteetista, eli pätohosta. Veloitettava siirtokapasiteetti voi määräytyä usealla eri tavalla: sopimus-, keski-, nimellis- tai maksimitehon perusteella. [1]

Joissakin Euroopan maissa saattaa olla myös käytössä muunlaisia hinnoittelurakenteita, jotka ovat käytännössä yllä mainituista komponenteista hieman sovellettuja. Toisaalta myös joissakin EU-maissa kaikki näistä maksukomponenteista eivät ole käytössä, eli esimerkiksi perusmaksua ei välttämättä ole. [6]

3.2 Hinnoittelumallien rakenne Pohjoismaissa

3.2.1 Suomi

Suomessa sähkön jakelun hinnoittelumallien rakenne perustuu kustannusten kattamiseen, ennustettavuuteen sekä vääristämättömyyteen [7]. Siirtohinnoittelun on myös oltava samantyyppisille asiakkaille sama paikasta riippumatta saman jakeluverkkoyhtiön alueella, eikä siirtohintoja saa nostaa vuodessa enempää kuin 15 % [7, 8].

Suomessa tariffi perustuu kuluttajille suurimmaksi osaksi kahteen aiemmin esitettyyn komponenttiin: perusmaksuun ja kulutusmaksuun. Perusmaksu asetetaan useimmiten pienasiakkaan pääsulakkeen koon mukaan, jotta asiakkaan kuluttama teho voitaisiin edes jossain määrin huomioida. Asiakkaan tehonkäyttö on todellisuudessa sähköverkkoyhtiölle kaikista komponenteista kustannusvastaavin. Kustannusvastaavuuden tavoittelu onkin viime vuosina saanut sähköverkkoyhtiöt nostamaan perusmaksun osuutta siirtohinnoista tai muutamat yhtiöt jopa tarjoamaan pienasiakkaille myös tehomaksukomponenttia. [7] Kulutusmaksukomponentti on

Suomessa käytössä eräänlaisena koko järjestelmän kulujen yleiskattajana. Sen osuus siirto hinnasta on kuitenkin ylipainotettu, sillä sähkömarkkinalaki kannustaa energiatehokkuuteen pyrkimistä. [8]

Jakeluverkkoyhtiöiden keskijänniteasiakkaat, kuten teollisuus, puolestaan joutuvat maksamaan perusmaksun ja kulutusmaksun lisäksi vielä erikseen kuluttamastaan pätötehosta sekä mahdollisesti loistehomaksun [8]. Suomessa on kaikkiaan käytössä yhteensä 19 versiota tehoperusteisesta maksukomponentista [7]. Joillekin asiakkaille on vielä tarjolla aika- tai kausisähkö, eli tariffiin sisällytetty aikariippuvuus vuorokauden- tai vuodenajan mukaan. [2] Aikasähkön suosio on kuitenkin Suomessa laskenut, koska sen tarjoamat säästöt ovat supistuneet melko olemattomiksi.

3.2.2 Ruotsi

Ruotsissa sähkölaki määrittää, että jakelutariffien tulee olla objektiivisia siten, että tariffit olisivat mahdollisimman kustannusvastaavia jokaiselle verkon asiakasryhmälle. Kuten Suomessa, tariffit eivät saa olla syrjiviä tai tarjota erityiskohtelua asiakasryhmien sisällä. [7]

Ruotsissakin pienemmille asiakkaille on ollut pääsääntöisesti tarjolla siirtotuote, joka koostuu pääsulakkeiden sulakekoon mukaan määräytyvästä perusmaksusta sekä energiaperusteisesta kulutusmaksusta. Kuitenkin vuodesta 2015 lähtien tehokomponentin sisällyttäminen tariffirakenteeseen on kasvattanut suosiotaan niin paljon, että jopa joka kymmenes jakeluverkkoyhtiö on ilmoittanut tarjoavansa tehomaksukomponentin myös asiakkailleen, joilla pääsulakkeen koko alittaa 63 A. [7, 9]

Suuremmille asiakkaille Ruotsissa tarjotaan yleisemmin tehokomponenttia sen sijaan, että se olisi sisällytetty perusmaksuun. Jakeluverkkoyhtiöt tarjoavat tehoperustaisten tariffien ohessa usein myös käytön aikariippuvuuden, joko vuorokauden- tai vuodenajan mukaan, toisin kuin pienasiakkaille. Aikariippuvuuden sisällyttäminen tarffiin on Ruotsissa kuitenkin täysin jakeluverkkoyhtiön päätöksestä riippuvaista. [2, 7]

3.2.3 Norja

Norjassa asiakkaat jaetaan energiakulutuksen mukaan pieniin ja suuriin asiakkaisiin. Vuodessa alle 100 000 kWh energiaa kuluttavat asiakkaat luokitellaan Norjassa pienasiakkaisiksi, eli käytännössä kuluttajiksi. Näille asiakkaille on tyypillistä, että siirtohinta muodostuu kulutusmaksukomponentista kaksi kolmasosaa ja kiinteästä maksusta yksi kolmasosa. [7]

Norjassa tariffirakenne ei ole pienasiakkaille juuri ollenkaan kustannuksia vastaava eikä se kannusta asiakkaita järkevään tehonkäyttöön. Sen sijaan Norjassa useimpien Euroopan maiden tapaan siirtopalvelumaksu on painotettu energiankulutuksen minimointiin. Nyt, kun kulutusmaksukomponentin rooli on kaksi kolmasosaa, pitäisi sen olla vain noin yksi kuudesosa ollakseen kustannusvastaava. Norjassa myös kaikki saman jakeluverkkoyhtiön pienasiakkaat maksavat vuotuisen kertamaksun perusmaksuna sulakekoosta ja tehonkäytöstä riippumatta. [7]

Suuremmilla asiakkailla, eli yli 100 000 kWh kuluttavilla asiakkailla, tariffirakenne puolestaan vastaa siirron kustannuksia. Näin ollen kulutuskomponentti on merkittävästi pienemmässä roolissa kattaen pienet sähkön siirtämiseen liittyvät kulut, ja perusmaksu sekä tehokomponentti kattavat jakeluverkkoyhtiön kiinteitä maksuja. Tehokomponentti pitää myös huolen siitä, että asiakkaalta veloitetaan objektiivisesti ja syrjimättä puhtaasti tarpeen mukaan. [7]

3.2.4 Islanti

Islannissa Sähkölaki 65/2003 määrittää, että jakelutariffien täytyy olla objektiivisia ja läpinäkyviä eivätkä ne saa olla syrjiviä. Jakeluverkkoyhtiön on siis noudatettava tariffirakennetta kaikkien saman jännitetason asiakkaiden kesken. Kuitenkin poikkeustapauksessa, jossa jakeluverkkoyhtiön hallinnassa olevasta verkosta yli 5 % sijaitsee haja-asutusalueella, voi kansallinen sääntelyviranomaisen myöntää luvan veloittaa tällä alueella olevilta asiakkailta siirtotuotteestaan eri tariffirakenteen mukaisesti kuin taajama tai kaupunkialueella. [2]

Hinnoittelumalli voi Islannissa muodostua säädösten mukaan kahdella tavalla: energiaperustaisesti tai tehoerustaisesti. Näistä ensin mainittua sovelletaan vain pienjänniteasiakkaille ja jälkimmäisestä ei ole pienien asiakkaiden osalta mainintaa, mutta sitä sovelletaan ainakin kaikille muille asiakasryhmille. Energiaperustaisessa tariffissa huomioidaan asiakkaan energiankulutus sekä kiinteä perusmaksu, joka määritellään asiakkaan pääsulakkeen koon mukaan. Tehoerustaiseen tarffiin sisältyy vielä edellä mainittujen komponenttien lisäksi pätötehoerustainen komponentti ja

vaihepoikkeamaan liittyvä maksu. Tästä seuraa se, että tariffien komponentit painottuvat eri tavoilla. Tariffin kiinteiden maksukomponenttien osuus kasvaa, kun taas vaihtelevan energiamaksukomponentin osa pienenee. Komponentteihin ja niiden painotukseen vaikuttaa myös käytön ajankohta, koska tariffirakenteet on määritettävä Islannissa siten, että ne kannustavat sähkön käyttöön ruuhka-aikojen ulkopuolella, kun verkon kuormitus ei ole suurimmillaan. Komponenttien painotukseen vaikuttaa myös jakeluverkkoyhtiön päätös, eli verkkoyhtiöiden välillä saattaa olla eroja. [2]

3.2.5 Tanska

Tanskassa jakeluverkkoyhtiöt voivat suunnitella hinnoittelumallien rakenteet itse. Tällöin niiden tulee noudattaa samankaltaisia periaatteita kuin muissakin Pohjoismaissa, eli tariffien tulee olla tasapuolisia kaikille saman asiakasryhmän asiakkaille sekä vastata kustannuksia mahdollisimman hyvin. Poikkeuksellisesti asiakkaille on luvallista noudattaa eri hintarakenteita, jos se takaa sähkön saatavuuden ja verkon tehokkaan käytön. [7] Lopullisen päätöksen rakenteen hyväksymisestä tai hylkäämisestä tekee kansallinen sääntelyviranomainen Forsyningstilsynet. Vaihtoehtoisesti jakeluverkkoyhtiö voi noudattaa tanskalaisen energiayhdistyksen Energistyrelsenin standardisointia, valmiiksi energiaviranomaisen hyväksymiä ohjeistuksia, mikä nopeuttaa lupaprosessia. Tästä johtuen siirtotariffien rakenteissa onkin todella vähän eroja Tanskassa. [2, 7]

Tariffirakenne muodostuu kaikille asiakasryhmille ainoastaan energia- ja perusmaksukomponenteista, eli nykyisissä tariffeissa asiakkaan käyttämää tehoa ei huomioida erillisenä komponenttina. Tällä tavalla jakeluverkkoyhtiön on helpompaa kohdistaa siirtopalvelumaksuista saadut tuotot mahdollisimman kustannuksia vastaavasti kattamaan muuttuvat ja kiinteät kustannukset. Tanskassa jakeluverkkoyhtiöt painottavat tyypillisesti tariffinsa siten, että todella pieni osa (5 % vuonna 2019) siirtopalvelumaksusta on perusmaksua ja loppu siirretyn energian perusteella veloittavaa. [2] Myös muut tarifiin vaikuttavat tekijät, kuten jännitetaso ja käytön ajankohta kohdistuvat energiamaksukomponenttiin, mistä seuraa, että maksukomponenteista ainoastaan perusmaksukomponenttien erot näkyvät merkittävästi jakeluverkkoyhtiöiden välillä ja muissa rakenteissa erot ovat pieniä. [7]

Tanskassa hinnoittelumallit tarjoavat kaikille asiakasryhmille mahdollisuuden sisällyttää aikariippuvuustekijän tarifiinsa, eli vaikuttaa siirtopalvelumaksun suuruuteen sähkön käytön ajankohdalla. Aikariippuvuus on toteutettu siten, että se voi huomioida sekä vuorokauden- että vuodenajat. Lisäksi vuorokausi on jaettu vielä erilaisiin kuormitusjaksoihin, millä pyritään välttämään verkon ylikuormittumista. [2]

3.3 Hinnoittelumallien rakenne Keski-Euroopassa

3.3.1 Saksa

Saksassa sähkön siirron hinnoittelumallien rakenteesta päättää talousministeriö, minkä vuoksi kaikkien 883 jakeluverkonhaltijoiden tarjoamien hinnoittelumallien on oltava identtiset. [2]

Hinnoittelumallit koostuvat Saksassa käytännössä kaikille asiakkaille kahdesta maksukomponentista, jotka ovat teho- ja kulutusmaksukomponentti. Mallissa tehomaksukomponentti määritellään tilanteesta, jossa sekä asiakkaan kuluttama teho että verkon kuormitus ovat huipussaan. Tämän jälkeen teho- ja kulutusmaksukomponentin painotus tariffissa määritetään huipputehon käyttöajan mukaan. Raja-aikana huipputehon käytölle toimii 2500 tuntia. [2]

Poikkeuksena tälle tariffirakenteelle ovat ne harvat PJ-asiakkaat, joilla ei ole tehonmittausta. Näille asiakkaille sovelletaan lähtökohtaisesti ainoastaan kulutusmaksukomponenttia, jos jakeluverkkoyhtiö ei erikseen pääätä perusmaksun veloittamisesta. Mahdollisesti perittävän perusmaksun on kuitenkin oltava kohtuullinen verrattuna PJ-asiakkaisiin, joilla on tehonmittaus. Suurin osa jakeluverkkoyhtiöistä Saksassa veloittaa perusmaksun näissä tapauksissa. Saksassa siis perusmaksukomponentti ei ole näitä poikkeuksia lukuun ottamatta ollenkaan käytössä. [2]

3.3.2 Puola

Puolan toimintamalli sähkön siirtohinnoittelun suhteen eroaa aiemmin käsiteltyjen valtioiden toimintamalleista sen vuoksi, että Puolassa toimivat 189 sähköverkkoyhtiötä on jaettu kahteen eri luokkaan pieniin ja suuriin. Viisi näistä verkkoyhtiöistä on suuria ja kuuluu osaksi laajempia eriytettyjä konserneja, jotka vastaavat myös esimerkiksi sähköntuotannosta, minkä seurauksena niiden hinnoittelumallit eroavat jonkin verran lopuista 184 pienemmästä jakeluverkkoyhtiöstä. Tariffirakenteesta ja hinnoittelusta näille ryhmille päättää Puolassa URE, eli paikallinen energialiiketoimintaa valvova viranomainen. [2]

Puolan jakelutariffien rakenne muodostuu teho- ja kulutuskomponentin sekä perusmaksun yhdistelmästä. Puola onkin yksi harvoja Euroopan maita, joissa kaikkia perinteisiä maksukomponentteja sovelletaan kaikkien asiakkaiden siirtotuoterakenteessa. Tehokomponentin osuus siirtotuotteessa määritellään Puolassa joko asiakkaan nimellistehon tai erikseen sovitun tehon perusteella. Erot asiakasryhmien

välillä huomataan kuitenkin eri veloitustavoissa, eli kotitalouksille teho sisällytetään kuukausittaiseen maksuun ja muilta asiakasryhmiltä maksu peritään PLN/kW tai PLN/MW mukaan. Vaikka Puolassa onkin käytössä tehokomponentti kaikille asiakkaille, on syytä huomata, että samoin kuin monissa muissa Euroopan maissa, Puolassakaan jakelutariffin eri komponenttien painoarvo ei vastaa kovinkaan hyvin kustannuksia. Kulutuskomponentin osa (71 %) on selkeästi liian suuri verrattuna tehokomponenttiin (23 %) sekä perusmaksuun (6 %). [2]

Toisin kuin suurimmassa osassa EU-maista on Puolassa sisällytetty kaikille asiakasryhmille hinnoittelumallin rakenteeseen mahdollisuus valita käytön ajankohdan perusteella mukautuva tariffi. Puolassa tämä tarkoittaa sitä, että siirtotuotteen energiamaksukomponentti muuttuu vuorokauden-, vuodenajan tai verkon tehon mukaan. [2]

3.3.3 Tšekki

Tšekissä sähkön siirron hinnoittelumallien määrittämisestä päättää kansallinen sääntelyviranomainen ERU aina viiden vuoden välein ja pienemmistä muutoksista vuoden välein, minkä vuoksi kaikilla jakeluverkkoyhtiöillä täytyy olla sama tariffirakenne. [2]

Käytännössä kaikille asiakasryhmille sovelletaan samaa energia- ja tehomaksukomponentista yhdistettyä tariffirakennetta, eikä perusmaksukomponentti kuulu rakenteeseen ollenkaan. Harvoille KJ- ja SJ-asiakkaille on tarjolla myös hinnoittelumalli, joka koostuu pelkästään siirretyn energian perusteella veloittavasta komponentista, mutta se on vain erittäin harvojen asiakkaiden suosima vaihtoehto. [2]

Komponenttien osuudet sähkön jakelutariffeissa olivat ainakin vielä vuonna 2018 melko tasaiset siten, että kulutetun energian osuus tariffissa oli 51 % ja tehon osuus 49 %, mikä tarkoittaa, että myös Tšekissä energiamaksukomponentti on ylipainotettu. Tehokomponentin suuruus määritellään tarffiin joko sopimustehona tai pääsulakkeiden nimellistehon mukaan. Joillekin asiakkaille on myös tarjolla mahdollisuus vaikuttaa tariffin molempiin komponentteihin käytön ajankohdalla. Aikatariffin vaikutus määräytyy Tšekissä kuormitushuippujen mukaan, eli siirto on kalleimmillaan, kun verkon kysyntä on suurimmillaan. [2]

3.3.4 Slovakia

Slovakiassa toimivien kolmen sähkön jakeluverkkoyhtiön hinnoittelumallien rakenteesta päättää ÚRSO vähintään viiden vuoden välein, mutta yleisesti ottaen malleja päivitetään vuosittain. [2]

Jakelutariffit muodostetaan kaikille asiakkaille poikkeuksetta samalla rakenteella, joka pitää sisällään kulutuksen ja pätötehon maksukomponenttien yhdistelmän. Slovakiassa ei käytetä perusmaksua sähkön jakelutariffeissa. Veloitettava teho määritellään joko nimellis- tai sopimustehona. Vuonna 2020 siirretyn energian perusteella veloitettava osuus tariffeissa oli 35 % sekä tehon osuus 65 %, mikä on hyvä suhde komponenttien välillä verrattuna suurimpaan osaan Euroopan maista. Toisaalta Slovakia on yksi niistä kymmenestä EU-maasta, jossa yhdelläkään asiakkaalla ei ole mahdollisuutta aikariippuvaan tariffiin. Ainoat selkeät vaihteluerot tariffeissa näkyvät asiakkailla, joilla on eri jännitetasot, koska jakeluverkkoyhtiöt eivät saa itse määrittää tariffejaan. [2]

3.3.5 Itävalta

Itävallassa sääntelyviranomaisen E-Control on vastuussa hinnoittelumallien määrittämisestä kaikille 121 jakeluverkkoyhtiölle, mikäli hinnoitteluun liittyvät lait uudistuvat. Muutoin muutoksia malleihin ei tehdä. Itävallassa toimivat verkkoyhtiöt jakautuvat suurin piirtein puoliiksi kahteen eri ryhmään, joille hinnoittelumallit asetetaan eri tavoin. Jaottelu tehdään sen vuoksi, että osa verkkoyhtiöistä auditoidaan ja ne osallistuvat sen seurauksena tehtävään vertailuanalyysimenettelyyn. Käytännössä erona ryhmien välillä on se, että vertailuanalyysimenettelyyn osallistuvilla jakelutariffit määritellään analyysin perusteella ja toisella ryhmällä ne hyväksytetään muilla keinoin. [2]

Hinnoittelumalli voi muodostua Itävallassa yhdellä tai kahdella tavalla riippuen asiakasryhmästä. PJ-asiakkaalle, jolla ei ole mahdollisuutta tehonmittaukseen, voi malli muodostua kulutuskomponentin ja perusmaksun yhdistelmästä. Muussa tapauksessa perusmaksukomponentin sijaan sovelletaan tehomaksua. Yhdistelmästä kuitenkin jälkimmäinen on ainoa tarjolla oleva rakenne muille asiakasryhmille ja käytetympi myös PJ-asiakkaiden keskuudessa. [2]

Itävallassa komponenttien osuudet tariffeissa vaihtelevat jännitetasosta sekä jonkin verran asiakasryhmien sisällä hinnoittelumallista riippuen. Esimerkiksi vuonna 2020 PJ-asiakkailla, joiden hinnoittelumallissa käytettiin perusmaksua tehomaksun sijaan ja joiden kulutus ei ylittänyt 3500 kWh, tariffit koostuivat 81,1 % kulutuksesta aiheutuvasta maksukomponentista ja 18,9 % perusmaksukomponentista. Saman jännitetaso-

asiakkailla, joilla energian- ja tehonkulutus olivat 210 000 kWh ja 75 kW sekä tehomaksu osana hinnoittelumallia, olivat tariffin osuudet 65,2 % kulutusmaksukomponentista ja 34,8 % tehomaksusta. Kulutusmaksukomponentin osuus pienenee tariffeissa, kun tehontarve tai jännitetaso kasvaa. Vaihtelua jakelutariffeissa näkyy myös eri alueiden välillä, koska Itävalta on ainoana EU-valtiona erotellut tariffinsa aluekohtaisesti antaen kuitenkin useamman jakeluverkkoyhtiön toimia yhdellä alueella. [2]

Itävalta on myös vain kahdesta EU-maasta toinen, joka sisällyttää aikariippuvuuden kaikkien asiakkaiden hinnoittelumalleihin pakollisena tekijänä. Aikatariffia sovelletaan sekä vuorokauden- että vuodenaikojen mukaan ja käytön ajankohta vaikuttaa kulutusmaksukomponentin suuruuteen. [2]

3.3.6 Unkari

Unkarissa sähkön jakelun hinnoittelumalleista päättää neljän vuoden välein MEKH, joka on energian ja julkisten palveluiden sääntelyviranomaisen. Laki velvoittaa, että MEKH:n säätämät hinnoittelumallit ovat yhteisiä, eli mikään kuudesta Unkarissa toimivasta jakeluverkkoyhtiöstä ei saa muodostaa ja soveltaa omia hinnoittelumalleja. [2]

Hinnoittelumallit muodostuvat Unkarissa kahdella tavalla riippuen joko jännitetasosta tai pääsulakkeiden koosta. Kaikille PJ-asiakkaille, joilla pääsulakkeen suuruus on alle 80 A, sovelletaan mallia, jossa on yhdistettynä kulutus- ja perusmaksukomponentti. Mikäli pääsulakkeen suuruus on 80 A tai ylittää sen, tai asiakas on KJ- tai SJ-käyttäjä, lisätään malliin vielä pätötehosta riippuva maksukomponentti. Tilastollisesti Unkarikin painottaa energian kulutuksen osuutta jakelutariffeissaan sen ollessa 77 % vuonna 2019, kun tehon osuus oli 20 % ja perusmaksun ainoastaan 3 %. Tariffit ovat myös huomattavasti kiinteämpiä kuin muualla Euroopassa, koska hinnoittelumalleihin ei ole lisätty jännitetasoriippuvuuden lisäksi minkäänlaisia muita vaihtelevuutta lisääviä riippuvuustekijöitä. [2]

4. SIIRTOHINNOITTELUN KEHITYSNÄKYMÄT JA VALVONTA

Jakeluverkkojen sähkön siirron kehitysmahdollisuudet vaikuttavat hyvinkin lupaavilta etenkin teknologian kehittyessä. Tekniikan kehitys voi integroitua myös hinnoittelumalleihin helposti esimerkiksi sähkön siirtoon liittyvän mittaamisen monipuolistuessa ja tarkentuessa. Tässä luvussa käsitellään hinnoittelumallien ja niiden rakenteiden mahdollisia tulevaisuudennäkymiä, sekä sitä, millaisia säädöksiä niihin liittyy ja kuka niitä laatii ja valvoo.

4.1 Hinnoittelumallien kehitysmahdollisuudet

Mainittakoon alkuun, että jakeluverkkoliiketoiminnan monopoliasema harvoin ainakaan kiihdyttää kehitystä, koska kehitys vaatii resursseja, eikä monopoliasemassa niitä tarvitse muutosten aikaansaamiseksi uhrata ilman kunnollista syytä [10]. Kehitystä voidaan myös vaatia lainsäädännön tai sääntelyviranomaisten toimesta [1]. Toisaalta tietynlaisilla periaatteilla ja tariffirakenteilla muodostetut hinnoittelumallit voivat tehostaa verkkokäyttöä ja selkeyttää jakeluverkkoyhtiöiden liiketoiminnan veloitusrakenteita, jolloin kehityksestä on hyötyä asiakkaan lisäksi myös verkkoyhtiölle itselleen [1, 11].

Ihmisten kulutustottumusten ja energiantuotannon tapojen ollessa murroksessa on selvää, että vanhanaikaiset siirron hinnoittelumallit kaipaavat muutosta pysyäkseen ajan tasalla. Nykyaikaisia ja kestäviä siirron tariffeista saadaan, kunhan hinnoittelumallien muodostamisessa noudatetaan seuraavanlaisia periaatteita [11]:

- **Kustannusvastaavuus:** Tariffirakenteen tulee heijastaa jakeluverkkoyhtiön kustannusrakennetta mahdollisimman hyvin, mikä tarkoittaa myös sitä, että asiakkaat maksavat siirrosta käyttönsä perusteella. Kustannusvastaavuuden tavoittelu on myös tärkein tekijä tehotariffien monipuolistumisessa.
- **Oikeudenmukaisuus:** Periaatteena verkon tariffirakenteille oikeudenmukaisuus tarkoittaa sitä, että asiakkaan tarifiin sisällytetään vain asiakkaan aiheuttamat verkkoon liittyvät ja sen käyttöön kohdistuvat kustannukset, eikä esimerkiksi jakeluverkkoyhtiön muusta toiminnasta tai muista asiakkaista aiheutuvia kustannuksia.
- **Tehokkuus:** Tariffien ja rakenteiden tulisi pystyä ohjaamaan asiakkaiden kulutuskäyttäytymistä tarvittavalla tasolla, jotta verkon käyttö olisi

mahdollisimman tehokasta, ongelmatilanteiden ratkaiseminen nopeampaa ja turhilta verkkoinvestoinneilta välttyttäisiin.

- **Tasapuolisuus:** Jakeluverkkoyhtiön kahdella kuormitustyyppiltään täysin samanlaisella asiakkaalla tulisi olla mahdollisuus täysin samaan tariffiin alueiden verkkokapasiteeteista riippumatta
- **Läpinäkyvyys:** Asiakkaan täytyy voida ymmärtää mistä sähkön jakelusta aiheutuva tariffi kokonaisuudessaan muodostuu, jotta kulutuskäyttäytymistä on mahdollista suunnitella ja suunnitelman vaikutuksia jossakin määrin ennustaa.
- **Sovellettavuus:** Tariffit täytyy muodostaa siten, että ne ovat helposti sovellettavissa kaikille asiakkaille. Vaihtoehtoisesti jakeluverkkoyhtiö voi tehdä investointeja, koska uudet hinnoittelumallit saattavat vaatia erilaisia teho- tai älymittareita.
- **Yksinkertaisuus:** Hinnoittelumallien tulisi olla mahdollisimman yksinkertaisia niin asiakkaan kuin verkkoyhtiön näkökulmasta. Tariffin kustannusvastaavuus ei saa kuitenkaan kärsiä tämän seurauksena.

Jotta tulevaisuudessa sähkön jakelun hinnoittelumallit noudattaisivat näitä periaatteita, on myös tutkittava tarkemmin mahdollisia muutoksia mallien rakenteisiin, eli komponentteihin, joista tariffit muodostuvat. Komponenteista eniten muutosta ja lisää painoarvoa tariffeissa tarvitsee tehomaksu, jotta kustannusvastaavuuteen liittyviin tavoitteisiin päästään. Tehomaksulle on esitetty muun muassa seuraavanlaisia vaihtoehtoja [1]:

- **Pienasiakkaan tehotariffi:** Tämä tarkoittaisi sitä, että myös pienasiakkaille kuten kotitalouksille, tarjottaisiin suurempien asiakkaiden tapaan tehooperaatioita maksukomponenttia sen sijaan, että tehoa ei huomioida lainkaan tai se on sisällytetty perusmaksuun pääsulakkeen suuruuden mukaan. Perus- ja kulutusmaksukomponentit säilyisivät, mutta niiden merkitys tariffissa muuttuisi oleellisesti. Tämänlainen rakenne auttaisi jakeluverkkoyhtiötä parempaan kustannusvastaavuuteen, sekä tehokkaampaan verkonkäyttöön antamalla asiakkaille mahdollisuuden hallita kulutuskäyttäytymistään kulutusjoustopäätteen lisääntyessä. Haasteeksi tälle mallille muodostuu sen sovellettavuus, joka vaatisi merkittäviä mittariuudistuksia ja investointeja verkkoyhtiöiltä.
- **Tehorajatariffi:** Tehorajatariffi eroaa perinteisestä tehomaksusta siten, että veloittettava teho sovitaan etukäteen (yleensä aiemman vuoden suurin mitattu tuntiteho) ja veloittettava hinta on tällöin kiinteä, kunhan tehoa ei ylitä. Rajan

ylittävästä tehosta voidaan periä esimerkiksi joko tehomaksu (€/kW) tai sakkomaksu (€/ylityskerta). Tehorajatariffin hyöty näkyy siinä, että asiakas voi sen avulla osittain määrittää siirtomaksunsa suuruuden tehontarpeensa perusteella samalla kuitenkin rajoittamatta käyttöä tarpeen vaatiessa.

- **Porrastariffit:** Kaksi- tai kolmeporrastariffi on nykyisen aikatariffin kaltainen, mutta aikariippuvuuden sijaan siirtotuotteessa sovelletaan tehoriippuvuutta, vaikka soveltaminen tapahtuukin ajan suhteen. Porrastariffeissa asiakkailta ei veloiteta tehomaksua, vaan jokaiselta vuorokauden tunnilta mitataan korkein teho ja katsotaan mille tehoportaalle se asettuu. Portaille on määritetty kulutusmaksukomponentin hinnat, joilla asiakasta veloitetaan. Näin saadaan teho linkitettyä tariffiin ilman erillistä tehomaksua.
- **Kynnystehotariffi:** Kynnystehotariffi on pitkälti pienasiakkaalle suunnattu malli, jossa asiakkaan teho kynnukseen asti on liitetty tämän perusmaksuun ja kulutetun tehon ylittäessä kynnystehon maksetaan ylittävästä osasta tehomaksu (€/kW). Tällainen tariffi antaa kuluttajalle lisää mahdollisuuksia vaikuttaa siirtopalvelumaksun suuruuteen sekä sitä kautta mahdollisesti tasoittaa verkon kuormitusta.

Hinnoittelumalleiksi on esitetty myös erilaisia kiinteitä puhelinliittymien tyyppisiä vaihtoehtoja, joissa siirtomaksun kuukausihinta on täysin vakio, mutta tällaisilla malleilla tariffien kustannusvastaavuus kärsii huomattavasti [1].

Tehotariffit ovat jo melko laajalti käytössä Keski-Euroopassa, ja Pohjoismaidenkin trendi näyttää vahvasti lähestyvän tehopohjaisia hinnoittelumalleja niiden verkon käyttöä tehostavien ja ohjaavien vaikutuksien vuoksi [2, 7].

4.2 Siirtohinnoittelun valvonta ja sääntely

Luonnollisen monopoliasemansa vuoksi jakeluverkkoyhtiöiden liiketoiminta on erittäin säänneltyä ja useimmissa EU-maissa jakeluverkkoyhtiöiden toiminta- ja hinnoittelumallien on oltava maan sisällä identtisiä. Sähkön jakelua varten on myös asetettu paljon säädöksiä, ohjeistuksia ja lainsäädäntöä, joiden täytäntöönpanoa valvovat pääasiassa energiaviranomaiset [1].

Suomessa jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa sääntelee eduskunnan päätöksen mukaan vuonna 2013 uudistettu sähkömarkkinalaki. Laki sisältää 125 pykälää, joista ainakin 80 liittyy jotenkin sähkönjakeluun ja näistä 13 pykälää muodostaa kokonaan oman lukunsa laissa liittyen siihen. Sähkömarkkinalaissa onkin pyritty huomioimaan mahdollisimman kattavasti kaikki jakeluverkkoyhtiöiden liiketoimintaan liittyvät asiat, joista

siirtohinnoittelua käsittelevät pykälät luvussa neljä: "Verkonhaltijan yleiset velvollisuudet ja verkkopalvelujen hinnoittelu". [12] Myös muissa Pohjoismaissa ja Keski-Euroopan maissa on säädetty samankaltaisia lakeja monopolitoiminnan valvomiseksi. Varsinkin Keski-Euroopassa sääntely on todella tarkkaa ja useimmissa maissa jakeluverkkoyhtiöillä ei ole Suomeen verrattavaa päätäntävaltaa, vaan toimintaa hallitaan viranomaistasolla. [2, 7]

Eduskunnan asettamia säädöksiä valvoo Suomessa Energiavirasto, eli kansallinen sääntelyviranomainen. Valvonta tapahtuu valvontajaksoittain, joiden pituus Suomessa on 3–4 vuotta. [13] Muuallakin Pohjoismaissa ja Keski-Euroopassa valvonta tapahtuu pääasiassa samalla tavalla, joskin erona on valvontajakson pituus. Saksa tosin on poikkeus, koska siellä valvonta tapahtuu ministeriötasolla. [2]

Sähkön siirron hinnoittelun valvonnan keskeisin tavoite on huolehtia jakeluverkkoyhtiöiden pysymisestä sallituissa tuottorajoissa. Yhden valvontajakson ajaksi asetetaan aina pysyvät laskentaparametrit ja -periaatteet, millä lasketaan vuosittain jakeluverkkoyhtiölle tuotto ja valvotaan sen pysymistä kohtuullisena. Sääntelyviranomaiset pystyvät myös valvomaan ja ohjaamaan jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa mahdollistamalla vaikutuksen kohtuullisen tuoton suuruuteen esimerkiksi erilaisten kannustimien avulla. [13]

5. YHTEENVETO

Uusiutuvan sähköenergian tuotannon ja erilaisten kulutuskohteiden lisääntyessä on selvää, että myös verkonhaltijoiden vastualueet ja tehtävät laajenevat, koska toimitusvarmuudesta ja tehokkaasta verkon käytöstä on pidettävä kiinni. Jakeluverkkoyhtiöissä tapahtuvat muutokset tällä energiamurroksen ja vihreän siirtymän aikakaudella heijastuvat myös sähkön siirron hinnoitteluun. Tämän työn tavoitteena oli tarkastella sekä sähkönjakelun hinnoittelua nykyisellään Pohjoismaissa ja Keski-Euroopassa että sen mahdollisia tulevaisuuden kehitysnäkymiä etenkin Pohjoismaissa. Työn tavoitteeseen päästiin, minkä lisäksi työssä käsiteltiin vielä hieman sähkönjakelun sääntelyä ja valvontaa.

Sähkönjakelun hinnoittelu verkkoyhtiön näkökulmasta muodostetaan kustannusrakenteen ja sallitun tuoton mukaan. Kustannusrakenteisiin sisältyy pääoma-, operointi-, asiakaskustannuksia, kuormitushäviöt sekä kanta- ja alueverkkopalvelumaksut. Rakenteista etenkin pääoma- ja operointikustannuksiin vaikuttaa pyrkimys tehokkaaseen verkon käyttöön ja lain vaatimaan toimitusvarmuuteen. Näin ollen myös nykyiset kehityssuunnat ja toiminta kytkeytyvät myös aina siirron hinnoitteluun asti.

Eri asiakasryhmille sähkön siirron hinnoittelu voidaan muodostaa kohdistamalla kustannusrakenteista ja sallitusta tuotosta aiheutuvat veloitukset ohjata asiakkaiden hinnoittelumallien eri rakenteisiin. Näitä rakenteita ovat perinteisesti maksukomponentit: perusmaksu, kulutusmaksu sekä tehomaksu. Sähkönjakelun hinnoittelumallit muodostuvat näistä rakenteista ja malleissa voi esiintyä erilaisia painotuksia komponenttien välillä sekä eri komponentteihin vaikuttavia riippuvuuksia kuten aika- tai kuormitusriippuvuus. Hinnoittelumallit eroavat usein toisistaan esimerkiksi valtio-, jakeluverkkoyhtiö- tai viimeistään asiakasryhmätasolla.

Nykyiset käytössä olevat hinnoittelumallit ovat melko vanhanaikaisia. Etenkin PJ-asiakkaille tarjotut mallit Pohjoismaissa kaipaavat muutosta, mutta osaltaan käytännössä kaikilla työssä käsitellyillä valtioilla on malleissaan ainakin jossakin määrin kehittämisen varaa. Sähkönjakelun hinnoittelu näyttääkin tällä hetkellä kehittyvän kustannusvastaavampaan ja verkon käytön tehokkuutta ohjaavampaan suuntaan. Kustannusvastaaviin hinnoittelumalleihin päästään muun muassa tarjoamalla asiakkaille erilaisia tehomaksuratkaisuja ja lisäämällä PJ-asiakkaille tehomaksukomponentin malliin, jos sitä ei vielä mallissa ole. Lisäksi kustannusvastaavuuteen voidaan vaikuttaa

painottamalla komponentit hinnoittelumalleissa enemmän perus- ja tehomaksun kuin kulutuksen suuntaan. Erilaiset tehomaksut auttavat myös jakeluverkkoyhtiötä ohjaamaan ja tasaamaan verkon kuormittumista. Toisaalta tehomaksut edellyttävät kuitenkin mahdollisuuden tehon mittaamiseen, mikä tulee lyhyellä aikavälillä kalliiksi, jos mittarit täytyy uudistaa. Suomessa nykyisin käytössä olevat mittarit pystyvät jo tähän, mutta maissa, joissa uudistuksia ei ole vielä tehty, näkyvät tehon mittaamisen ja maksukomponentin hyödyt joka tapauksessa pitkällä aikavälillä, ja mittarit on kuitenkin uudistettava aika ajoin.

Sähkönjakelun hinnoittelua ja muuta liiketoimintaa täytyy säännellä ja valvoa jakeluverkkoyhtiöiden luonnollisen monopoliaseman vuoksi hyvin tarkkaan. Tästä syystä kaikissa tarkastelluissa maissa on muodostettu sähkömarkkinalain kaltaiset lait, joita hyödyntäen eri kansalliset sääntelyviranomaiset valvovat jakeluverkkoyhtiöiden sähkön siirron hinnoittelua ja monia muita toimintoja valvontajaksoittain. Hinnoittelun kannalta valvovien viranomaisten tärkein tehtävä on huolehtia, että verkkoyhtiöt pysyvät kohtuullisessa tuotossa, mutta etenkin Keski-Euroopan maissa viranomaiset päättävät myös esimerkiksi käytössä olevista hinnoittelumalleista. Pohjoismaissa valvonta on kevyempää kuin Keski-Euroopassa, niin että jakeluverkkoyhtiöt saavat vapaammin päättää asioistaan lakien ja sallitun tuoton rajoissa.

LÄHTEET

- [1] Honkapuro S, Haapaniemi J, Haakana J, Lassila J, Partanen J, Lummi K, et al., Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset, Viitattu 20.02.2022. URL:
https://energia.fi/files/1712/Jakeluverkon_tariffirakenteen_kehitysmahdollisuudet_ja_vaikutukset_-loppuraportti_LUT_TUT_20170818.pdf
- [2] ACER, Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe, Viitattu 27.02.2022. URL:
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf
- [3] Energiavirasto, Sähkön jakeluverkkotoiminta, Viitattu 10.03.2022. URL:
<https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf>
- [4] Energiavirasto, Sähköverkkotoiminnan yli- ja alijäämät, Viitattu 12.03.2022. URL:
<https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6verkkotoiminnan+yli-+ja+alij%C3%A4%C3%A4m%C3%A4t.pdf/9c26bb17-e2a6-586c-5772-fa3a1ce3c99d/S%C3%A4hk%C3%B6verkkotoiminnan+yli-+ja+alij%C3%A4%C3%A4m%C3%A4t.pdf?t=1633075071289>
- [5] ACER, Network tariffs: The tariff setting process, Viitattu 17.03.2022. URL:
https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Pages/Tariffs.aspx
- [6] REF-E, Mercados EMI, Indra Sistemas, Study on tariff design for distribution systems, Viitattu 23.03.2022. URL:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF
- [7] NordREG, Electricity distribution tariffs, Viitattu 25.03.2022. URL:
<http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2021/05/20210216-NR-WG-Tariff-report.pdf>

- [8] Verkkoliiketoiminta ja siirron hinnoittelu – 2021, Sähkömarkkinat-kurssi, Luentodiat, Viitattu 28.03.2022.
- [9] Carl Johan Wallnerström, Elin Grahn, Gustav Wigenborg, Linda Werther Öhling, et al., The Regulation of electricity network tariffs in Sweden from 2016, viitattu 30.03.2022. URL: https://www.ltu.se/cms_fs/1.156688!/file/Carl-Johan%20Wallnerstr%C3%B6m%20-%20Full%20text.pdf
- [10] Jarmo Partanen, Salla Annala, Jukka Lassila, Samuli Honkapuro, Sähkömarkkinat – opetusmoniste, Viitattu 02.04.2022. URL: <https://moodle.tuni.fi/pluginfile.php/724585/course/section/89012/S%C3%A4hk%C3%B6markkinat-opetusmoniste%202020%20-%20julkaistu%20versio.pdf>
- [11] E.DSO, Future distribution network tariff structures, Viitattu 05.04.2022. URL: https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/Guidance-for-Future-Distribution-Network-Tariff-Structures_FINAL.pdf
- [12] Finlex, Sähkömarkkinalaki, Viitattu 07.04.2022. URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588#O2>
- [13] Verkkoliiketoiminta ja sen valvonta – 2021, Sähkömarkkinat-kurssi, Luentodiat, Viitattu 09.04.2022.