

BCDC Energia, EL-TRAN ja Smart Energy Transition -konsortioiden kommentit Fingridin keskustelupaperiin 'Sähkömarkkinat korjauksen tarpeessa – mitä voimme tehdä?'

Strategisen tutkimuksen neuvoston rahoittamat energia-aiheiset tutkimushankkeet Transition to a resource efficient and climate neutral electricity system (EL-TRAN), BCDC Energia ja Smart Energy Transition tarkastelevat myös sähkömarkkinoiden kehitystä ja tutkivat siihen vaikuttavia tekijöitä. Hankkeet ovat yhdessä paneutuneet Fingridin keskustelunavaukseen 'Sähkömarkkinat korjauksen tarpeessa – mitä voimme tehdä?' (17.5.2016; ks. <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Lehdist%C3%B6tiedoteliitteet/2016/FINGRID-Sahkomarkkinat-tulevaisuus-2016-WEB.PDF>) ja tuottaneet tutkimuksiin perustuvia näkökulmia Fingridin esittämiin konkreettisiin kysymyksiin. Lisäksi tutkimushankkeissa on tarkasteltu keskustelunavauksen lähtökohtia ja laajempaa asiayhteyttä, joka liittyy käynnissä oleviin murroksiin energia-alalla Suomessa ja kansainvälisesti. Osassa 1 tarkastellaan yleisesti keskustelun-avauksen lähtökohtia ja taustaoletuksia ja osassa 2 vastataan Fingridin esittämiin yksityiskohtaisiin kysymyksiin.

1. Kommentit Fingridin keskustelupaperin lähtökohtiin ja taustaoletuksiin

Fingridin keskustelunavaus on tärkeä. Se tuo hyvin esille sähköjärjestelmään kohdistuvia erilaisia intressejä ja odotuksia: kestävän kehityksen painottaminen ei riitä, koska Suomi EU:n energiapoliittisten linjausten mukaisesti edellyttää myös toimitusvarmuutta ja energiamarkkinoiden toimivuutta. On tärkeää, että pelkkien energiaan liittyvien kysymysten ohella Fingrid nostaa keskusteluun tehotasapainon hallinnan.

Markkinaehtoisuus lähtökohtana

Fingridin esitys markkinaehtoisen järjestelmän kehittämisestä on periaatteessa kannatettava. Samalla tulee kuitenkin tarkastella, mitkä ovat nykyisen alhaisena pidetyn sähkön hinnan syyt kuten alhainen kysyntä, runsas vesivoiman tarjonta, Pohjoismaissa ja Saksassa tehdyt investoinnit tuulivoimaan, muut kapasiteettisäykset jne. Entä mitkä ovat hintakehityksen tulevat näkymät ja siihen vaikuttavat tärkeimmät tekijät? On myös syytä pitää mielessä, että paraskaan markkinaehtoinen toiminta harvoin onnistuu ilman julkisen vallan sääntelyä.

Tavoite minimoida uusiutuvalla energialle maksettavia tukia voidaan perustella, mutta tavoitteen saavuttamiseksi tulee kehittää markkinamalleja ja ylimenokauden tukimuotoja, jotka kannustavat tuottajia hakemaan uusia entistä tehokkaampia ratkaisuja. Vaihtoehtoisten tukimuotojen tehokkuutta nimenomaan sähkömarkkinoiden yhteydessä tulisi siten selvittää nykyistä perusteellisemmin.

On myös oletettavaa, että laajalti uusiutuvan energian tuotantoon perustuvan sähkömarkkinan toimintaa tulee jatkossakin eri tavoin säädellä. Hintakatton poistaminen avaa mahdollisuuden markkinavoiman käyttöön. Vesivoiman roolin korostuminen

säätövoimana avaa kysymyksen vesivoiman tuottajien mahdollisesta strategisesta käyttäytymisestä mm. altaiden käytössä, jota kuitenkin voimassa olevat luvat rajoittavat. Markkinoille tulevien uusien toimijoiden (esim. aggregaattorit) toimitusvarmuuden takaaminen edellyttäneen myös uudenlaisia ohjauskeinoja ja hallintamekanismeja.

Myös jakelun suhteen sääntelylle avautuu uudenlaisia kysymyksiä. Kulutusmarkkinan siirtyessä yhä voimakkaammin reaaliaikaiseen hinnoitteluun ja jakelun omalta osaltaan nykyistä dynamisempaan toimintatapaan vaikkapa tehohinnoittelun pohjalta, aukeaa kysymys näiden kahden tason yhtäaikaisesta toimimisesta järjestelmätason kannalta tehokkaasti. Näiden uusien säätelymuotojen kehittämiseksi tarvitaan runsaasti uutta tutkimustietoa.

Fingridin avauksessa otetaan voimakkaasti kantaa uusiutuvan sähköntuotannon tukia vastaan:

"[Markkinoiden kehitykseen] esitetyt toimet [eivät] yksin riitä. Keskeinen edellytys markkinaehtoisuuden palauttamiseksi sähkömarkkinoille on laajamittaisista uusiutuvan energian tukipolitiikoista luopuminen vähintään alueellisesti.

Ehdottamallaan toimilla Fingrid auttaa sähkömarkkinoita ja sähköjärjestelmää siirtymävaiheessa kohti vähähiilistä tulevaisuutta." (Fingrid 2016, 19.)

EU-alueella on pyritty pääasiassa markkinoita kehittämällä siirtymään ilmastoneutraalimpaan järjestelmään, jotta uusiutuvat voisivat kilpailla olemassa olevan tuotannon kanssa. Fingridin ehdottamista toimenpiteistä moni tukeekin vaihtelevaa tuotantoa käsittävän uusiutuvan energian läpimurtoa markkinoilla.

Samalla tulee kuitenkin tarkastella, mitä tapahtuu, jos uusiutuvien tuet lopetetaan Fingridin ehdotuksen mukaan. Todennäköisin lyhyen aikavälin seuraus on se, että uusiutuvan energian kapasiteetin kasvu hidastuu Suomessa merkittävästi. Päästökaupan korjaaminen edesauttaisi osittain tilannetta, mutta se on hidas keino, eikä se ole yksinomaan suomalaisten toimijoiden kontrollissa samaan tapaan kuin Suomessa EU-ehtoisesti osoitettavat tuet. Päästökaupan nykyinen hinta ja futuurit ovat alhaiset. EU:lla on jo suunnitelmia päästökaupan korjaamisesta, jolla voi olla vaikutuksia 2020-luvulla. Jotta muodostuisi realistinen kuva siitä, mikä rooli päästökaupalla voi olla jatkossa, pitäisi kuitenkin selvittää millaisiin toimiin muut EU-maat ja Pohjoismaat ovat asiassa valmiita ja mitä Suomi voisi asiassa mahdollisesti tehdä. Päästökaupan vaikuttavuutta ollaan Suomessa tietoisesti osittain heikentämässä lisäämällä tukea energiaintensiiviselle teollisuudelle.

Ehdotettu hintakattojen muuttaminen, hintojen suurempi vaihtelu ja kovien hintojen esiintyminen riittävät todennäköisesti saamaan ainakin joustavan konventionaalisen voimantuotannon kannattavaksi. Tämä on paitsi lupaavin, niin myös markkinaehtoinen keino, koska korkeat hinnat antavat tarvittaessa signaalin markkinoilla tarvittavalle tuotannolle. Sen sijaan hintavaihtelun suureneminen ei juurikaan edistä tuuli- ja aurinkovoimainvestointeja, varsinkin kun lisääntyneen tuuli- ja aurinkovoiman myötä korkeat hinnat osuvat niille ajanjaksoille, jolloin niiden tuotanto on yleisesti vähäistä.

Keskustelunavauksen ehdotukset rajautuvat lähinnä nykyisen markkinan hienosäätöön. Kokonaisvaltainen markkinan kehittäminen, samoin kuin laajempien EU-tasolla ja Pariisin ilmastopöytäkirjassa sovittujen tavoitteiden saavuttaminen jää epäselväksi. Myös tulevaisuuden toimintaympäristöön aktiivisen sopeutumisen haasteet on rajattu tarkastelun ulkopuolelle.

Keskustelunavaus perustuu joko nykyisäätelyn puitteissa tehtäviin muutoksiin taikka säätelyn yksityiskohtien korjauksiin. Koska ehdotus kuitenkin osin edellyttää sääntelymuutoksia, tulisi laajempien lainsäädäntömuutoksien tarvetta arvioida. Osittain säätely tulee joka tapauksessa lähitulevaisuudessa muuttumaan EU-tason uudesta säätelystä johtuen, kun esimerkiksi sähköntoimitusvarmuusdirektiiviä muutetaan.

Ongelma-analyysi

Keskustelupaperin lähtökohtana on kolme perusoletusta, jotka heijastuvat yleiseen argumentointiin. Paperissa oletetaan, että

1) uusiutuville sähköenergian tuotantomuodoille maksetut tuet ovat markkinoiden pääongelma, ja että tuet poistamalla myös ongelmat poistuvat. Keskeisin ongelma nähdään ilmeisesti tuulivoiman tukipolitiikassa, vaikka tukia on maksettu myös biokaasu- ja puupolttoainevoimaloille sekä investointi- että energiatukina,

2) perinteiselle uusiutumattomalle tuotannolle ja ydinvoimalle ei ole maksettu tukia. Tämä oletus on ongelmallinen, koska se ei huomioi erilaisia välillisiä tukimuotoja. Nämä markkinatilannetta osaltaan vääristävät tuet tulisi myös ottaa huomioon. Teoreettiseksi vertailukohdaksi olisi voitu ottaa kaikkien tuotantomuotojen saamien suorien ja välillisten tukien poistaminen,

3) lisääntyvä ydinvoimatuoantanto ei aiheuttaisi vastaavanlaisia seurauksia markkinoille kuin uusiutuva energia sekä hintatason että säädön tarpeen osalta. Näin on jäänyt tarkastelematta mitä tapahtuu, kun säätämättömällä ydinvoimalla tuotetaan lähes 100 % kuormituksesta alhaisen kuorman aikana. Tämä on täysin mahdollinen tilanne nykyisten ydinvoiman investointisuunnitelmien toteutuessa. Osiossa "Säätösähkö- ja reservimarkkinoiden kehittäminen" ensimmäisessä lauseessa todetaan, että "Vaihtelevan tuotannon osuuden kasvaessa joustavuuden tarve sähköjärjestelmässä lisääntyy". Sama väite koskee yhtälailla säätämättömän ydinvoiman osuuden kasvua, sekin lisää muun kapasiteetin joustavuuden tarvetta.

Keskustelupaperi tavoittelee siirtymää vähähiiliseen sähköjärjestelmään, mutta ei määrittele "vähähiilisyyttä" tarkemmin. Paperissa myös puhutaan epämääräisesti 'lämpövoimasta' (s. 5, taulukko 3), joka tarkoittaa tosiasiaissa varsin runsaspäästöistä tuotantokokonaisuutta. Keskeisenä toimenpiteenä paperissa ehdotetaan käytännössä "vähähiilisyyttä" edistävien tuotantomuotojen tukien poistoa, jonka seurauksena osin fossiilinen tuotanto tulisi jälleen kannattavaksi. Tämä ei ole muiden EU- ja Pohjoismaiden tasolla sovittujen energia- ja ilmastopolitiikan tavoitteiden ja sitoumusten valossa kestävä. Suomen hyväksymä vuoden 2050 ilmastotavoite on, että päästöjä aiheuttavaa tuotantoa ei olisi juuri lainkaan.

Tukien moninaisuus

Tuotannon tukien lisäksi myös sähkön kulutukseen liittyy nykyisellään erilaisia tukimuotoja, jotka asettavat sähkön kuluttajat eriarvoiseen asemaan ja saattaa siten vaikuttaa erilaisten kuluttajien sähkön kulutukseen tai halukkuuteen osallistua kulutuksen joustoon. Tätä on keskustelupaperissa käsitelty hyvin vähän.

Sähköenergian hinnan lisäksi kuluttajat maksavat kuluttamastaan sähköstä siirtomaksua, sähkövero, huoltovarmuusmaksua ja arvonnisäveroä. Sähkövero on Suomessa luokiteltu kahteen eri luokkaan. Kotitaloudet, kauppa ja palvelut maksavat veroluokan 1 mukaista sähköveroä, kun teollisuus, kasvihuoneet ja konesalit maksavat alemmaa, veroluokan 2 mukaista sähköveroä.

Energiaintensiivinen teollisuus voi lisäksi saada energiaverojen palautuksia, mikäli sen maksamat energiaverot (sähköverot ja lämmityspolttoaineista maksetut verot) ylittävät yrityksen jalostusarvoon sidotun kynnyksarvon. Viime vuosina noin 140 yritystä on saanut energiaverojen palautuksia, veronpalautusprosentin ollessa suurimmillaan yli 80 prosenttia. Sähkövero vaihtelee siten runsaasti eri kuluttajaluokkien välillä. Alla on esimerkkinä erilaisten kuluttajien kohtaamat efektiiviset sähköverot (huoltovarmuusmaksun 0,13 €/MWh kanssa, ilman arvonnisäveroä):

- 22,53 €/MWh, sähköveroluokka 1 (kotitaloudet, kauppa, palvelut)
- 7,03 €/MWh, sähköveroluokka 2 (teollisuus, kasvihuoneet ja konesalit)
- 3,58 €/MWh, sähköveroluokka 2 + veronpalautus 50%
- 1,51 €/MWh, sähköveroluokka 2 + veronpalautus 80%.

Energiaverotukseen viritettyjen teollisuuden tukien lisäksi vireillä on myös päästökaupan epäsuorien kustannusten kompensatiojärjestelmä energiaintensiiviselle teollisuudelle. Järjestelmän toteutuessa hiilivuodon uhasta kärsivät teollisuuden alat saavat kompensatiota päästöoikeuden aiheuttamasta sähkön hinnan noususta. Maksettu kompensatio vaikuttaa siten teollisuuden maksaman sähkön lopulliseen hintaan ja heikentää päästökaupan vaikuttavuutta. Samaan aikaan lisääntynyt uusiutuvan energian osuus laskee sähkön hintaa.

Valtion talousarviossa vuodelle 2017 teollisuuden alemman sähköveron mukainen tuki on arvioitu 616 miljoonaksi euroksi ja energiaintensiivisen teollisuuden veroleikkurin mukainen tuki on noin 220 miljoonaa euroa. Lisäksi päästökaupan epäsuorien kustannusten kompensoimiseen on varattu 43 miljoonaa euroa. Vertailun vuoksi vuoden 2017 talousarviossa uusiutuvan energian tuotantotukeen (syöttötariffi) on varattu vajaa 300 miljoonaa euroa ja uusiutuvan energian ja uuden energiateknologian investointitukiin 40 miljoonaa euroa.

Päästökaupan mahdollisuudet ja muut ratkaisut

Fingrid korostaa, että "kustannustehokkain ja teknologianeutraali väline vähähiiliseen energiajärjestelmään kannustamiseksi on päästökauppamekanismi" – jota Suomi ei kuitenkaan yksin voi kovin nopeasti tehostaa. Tulisi tarkistaa, paljonko eri toimin päästökauppasektorin ulkopuolella tehtävät päästövähennykset maksavat. Jotta

päästökauppa ohjaisi investointeja kustannustehokkaasti, tulisi päästövähennysten kustannusten päästökaupparektorin sisä- ja ulkopuolella olla samaa luokkaa. Jos tulevaisuudessa kustannustehokkain tuotantorakenne muodostuu uusiutuvien ja ydinvoiman pohjalta vähäpäästöiseksi, tulisi erityisesti pohtia vaihtoehtoisia markkinamalleja siirtymän nopeuttamiseksi. Kuten EL-TRAN:n Pohjoismaiden 2030-politiikkojen vertailu osoittaa, näin tekevät myös naapurimaamme.¹

Keskustelupaperin lähtökohtana on esitetty kaksi teoreettista kehityspolkua yleisellä tasolla ja valittu "Markkinat" -polku ainoaksi toimivaksi vaihtoehdoksi. Paperissa on todettu, että "nykyisellä kehityspolulla jatkaminen ei ole vaihtoehto", mutta ei ole aidosti esitetty vaihtoehtoisia perusteltuja kehityspolkuja. Keskusohjatun järjestelmän ainoaksi ominaisuudeksi on määritelty poliittisiin päätöksiin perustuvat tuet ja veroratkaisut. On unohdettu, että esimerkiksi "markkinanaehtoisena" ratkaisuna mainostettu Fennovoiman ydinvoimahanke on selkeästi "keskusohjattu" investointipäätös, koska siihen osallistuvat sekä valtion (Fortumin pääomistaja) että kuntien omistamat energiayhtiöt, joiden taustalla vaikuttavat myös poliittiset päätöksentekijät. Nykyisellä hintatasolla ja kustannusrakenteella tämä voimalapäätös voidaan nähdä investointina, jossa "valtaosa sähköjärjestelmän kustannuksista kerätään kuluttajilta markkinoiden ulkopuolella joko veroina tai veroluonteisina maksuina" siihen osallistuvien, kuntien omistamien energiayhtiöiden kautta.

Keskustelupaperissa todetaan perustelematta, että "tuet ja markkinat eivät voi toimia yhtäaikaaisesti". Tukien ja markkinoiden erottelu on kuitenkin vain teoreettinen lähtökohta, joka ei käytännössä toteudu missään. Yhdistämiseen liittyy haasteita, mutta yhdistämisestä on lukuisia esimerkkejä suomalaisessakin yhteiskunnassa, koska puhdasta markkinataloutta ei juuri ole. Markkinat eivät koskaan ole ideaalitulossa, vaan taustalla on aina myös eri muodoissa poliittista ja muuta ohjausta suorien tai välillisten tukien ja muun lainsäädännön kautta.

Laajempi tarkastelu ratkaisusta olisi edellyttänyt monien mahdollisten polkujen sekä erilaisten polkujen yhdistelmien tarkastelua. Nyt keskustelupaperissa on todettu, että "markkinat ovat tehokkain keino ohjata hintamekanismien avulla resurssit oikeisiin kohteisiin", mutta 'oikeita kohteita' ei ole määritelty. Kun markkinat eivät ole täydelliset, joidenkin intressit korostuvat toisten jäädessä taka-alalle. Keskustelupaperi mainitsee esimerkiksi vain ohimennen pientuotannon, joka laajassa mielessä sisältää myös mm. paikallisen hajautetun uusiutuvaan energiaan pohjautuvan lämmöntuotannon, esim. talokohtaiset maalämpöratkaisut sekä pientuotannon aggregoinnista ja virtuaalisista voimalaitoksista syntyvät mahdollisuudet. Pientuotannon kyky vaikuttaa tulevaisuudessa järjestelmän tehotasapainon hallintaan ja yleisemmin markkinoihin on jätetty tarkastelematta.

¹ [1] P. Aalto, P. Harsia, J. Heljo, H. Holttinen, I. Jaakkola, P. Järventausta, J. Kirkinen, M. Kojo, J. Konttinen, A.M. Oksa, T. Rönkkö, J. Sorri, P. Toivanen (2016) 'Pohjoismaiden energiapolitiikka 2030: hiilivapaampaan energiajärjestelmään osin yhdessä, osin eri polkuja pitkin', *EL-TRAN Analyysi* 4/2016.

Teho ja jousto

Keskustelupaperi tuo useasti esiin, kuinka mm. tehoreservin hintaa pitäisi arvioida "toimittamatta jääneen sähkön arvon (VOLL, value of lost load) perusteella. Paperi ei kuitenkaan esitä, miten VOLL määritellään. Tarkoitetaanko tässä verkkoliiketoiminnan valvonnassa määriteltyjä "keskeytyksestä aiheutuvan haitan (KAH)" arvoja?

Sähkömarkkinoiden (kulutuksen) joustavuuden lisäämiselle ei esitetä konkreettisia toimia. Kulutuksen joustavuuden mahdollisuutta tarkastellaan yleensä tarjonnan niukkuustilanteessa, mikä on luonnollinen tarkastelukulma kantaverkkoyhtiön kannalta. Kuitenkin, sähkömarkkinoiden toiminnan kannalta, pitäisi pyrkiä siihen, että kulutus joustaa mahdollisimman hyvin myös ylitarjontatilanteessa ja esteitä tämän tieltä tulisi raivata sekä kannustaa investointeihin, joilla joustavuutta saadaan lisättyä ja näin myös vähennettyä hiilidioksidipäästöjä. Eräs este on kiinteä (€/MWh -pohjainen) sähkövero. Tällä hetkellä ylempi sähkövero (sis. ALV) on 27,94 €/MWh ja alempi 8,72 €/MWh. Eräs mahdollisuus on määritellä sähkövero ALV:n tapaan osuutena sähköenergialaskun loppusummasta. Tällöin esimerkiksi 40% ylempään sähköveron (ei sis. ALV) hinnalla veroa tulisi maksettavaksi:

- 20 €/MWh, kun sähkö maksaa 50 €/MWh
- 4€/MWh, kun sähkö maksaa 10 €/MWh
- 80 €/MWh, kun sähkö maksaa 200 €/MWh

Alempi sähkövero määräytyisi alemman prosenttiosuuden mukaan. Vastaavalla tavalla kulutuksen joustoa ylitarjontatilanteessa haittaa nykyinen sähkönjakelun energiaperusteinen hinnoittelu.

Joustavuutta lisäämään tulisi saada kulutuskohteita, jotka pystyvät osallistumaan myös nopeampaan järjestelmän säätöön jopa käyttö- ja häiriöreservinä, kuten esimerkiksi isot lämpöpumput. Sähköveron muuttaminen prosenttipohjaiseksi kannustaisi isojen lämpöpumppujen ja lämpövarastojen käyttöön.

Yhteenveto

Näiden huomioiden pohjalta toivomme, että tutkimushankkeemme voisivat jatkaa keskustelua Fingridin kanssa täsmällisemmistä sähkömarkkinoiden ongelmien taustaa ja ratkaisuvaihtoehtoja koskevista kysymyksistä. Yleistä keskustelua voi jäsentää esimerkiksi seuraavasti:

- 1) Mitkä täsmälleen ottaen ovat nykyisen sähkön hinnan syyt ja esimerkiksi alhaisen kysynnän, runsaan vesivoiman tarjonnan, Pohjoismaissa ja Saksassa tehtyjen tuulivoimainvestointien, muiden kapasiteettilisäysten jne. merkitys? Entä mitkä ovat hintakehityksen tulevat näkymät ja siihen vaikuttavat tärkeimmät tekijät?
- 2) Uusiutuvaa ja vaihtelevaa polttoainetonta alhaisen marginaalihinnan tuotantoa on tulossa Euroopan ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoille kaikissa tapauksissa lisää, olivat Suomessa käytetyt ohjaukset mitkä tahansa. Siksi pitäisi pohtia mitä tämä tarkoittaa pitkällä aikavälillä sähköjärjestelmän markkinamallin ja toimintavarmuuden kannalta.
- 3) Uusiutuvien ja muiden energiamuotojen tukien näköalat EU-maissa ja Pohjoismaissa. Energia-alaa tuetaan kaikkiaan monin tavoin. Välttämättömän energiamurroksen edistämiseksi tukijärjestelmiä pitää muokata niin, että fossiilisen energian tuet minimoituvat

ja puhtaiden energiamuotojen tuet saavat parhaan mahdollisen muodon. Esimerkiksi uusiutuvien energiamuotojen tukimuotoja on jo kehitetty markkinaehtoisempaan suuntaan ja myös Suomessa asiasta on tuore työryhmämietintö.

4) Päästökaupan nykyinen hinta ja futuurit ovat alhaiset. EU:lla on jo suunnitelmia päästökaupan korjaamisesta, jolla voi olla vaikutuksia 2020-luvulla. Jotta muodostuisi realistinen kuva siitä, mikä rooli päästökaupalla voi olla jatkossa investointien ohjauskeinona, pitäisi selvittää millaisiin toimiin muut EU-maat ja Pohjoismaat ovat päätyvässä ja miten Suomen kannattaa siinä tilanteessa toimia.

5) On selvittävä, miten kuluttajien erilaiset verotuskäytännöt vaikuttavat erityyppisten kuluttajien halukkuuteen alentaa sähkön kulutustaan kulutuksen joustojen aikaansaamiseksi.

6) Sähkön varastoinnin ja muuntamisen teknologiat yleistyvät jo nyt. Niillä voi olla tärkeä merkitys jatkossa tehotasapainon ylläpitämisessä ja muutenkin sähkömarkkinoiden toiminnassa. Niiden avulla kysyntä voi joustaa myös ylöspäin. Pitäisi analysoida missä muodossa ja millä aikataululla tällaiset keinot tulevat laajamittaisempaan käyttöön.

2. Vastaukset ja kommentit Fingridin kysymyksiin

Vuorokausi- ja päivän sisäisten markkinoiden kehittäminen

Fingrid

- pitää tärkeänä että sähkön markkinapaikkojen hintakatot eivät vaikuta markkinaehtoiseen hinnanmuodostukseen ja että hintakattojen tasot johdetaan toimittamatta jääneen sähkön arvon mukaan
- esittää harkittavaksi, voitaisiinko osa tarjousalueiden välisestä siirtokapasiteetista markkinaperusteisesti osoittaa päivänsisäisten tai säätösähkömarkkinoiden käyttöön
- pitää tärkeänä selvittää päivänsisäisen markkinan kaupankäynnin ulottamista nykyistä lähemmäksi toimitushetkeä.

Kysymykset	Vastaus
1. Näettekö tarvetta muuttaa vuorokausimarkkinoiden nykyisiä hintakattoja ja -lattioita?	Hintakattojen ja lattioiden merkittävien muutosten seurauksia tulisi tarkastella ja arvioida, mitä vaikutuksia hintojen hyvin laaja vaihtelu aiheuttaisi. Energy-only markkinoiden kyky antaa signaalia investoinneille ja kulutusjoustoille perustuu vaihtelevaan hintaan. Markkinoiden rajoittamattomat hintasignaalit ohjaavat investointeja. Tulee tarkastella mikä on taso ja vaihtelu, joka johtaa nopeasti säädettävän perinteisen tuotantokapasiteetin säilymiseen markkinoilla. Lisäksi tulisi tutkia, miten tehon hinta voitaisiin tuoda mukaan markkinahintaan niin, ettei se tarkoita tehoreserveihin liittyvää kapasiteettimarkkinaa. Samalla on varmistettava, ettei hintakaton poistaminen johda markkinavoiman väärinkäyttöön.

<p>2. Jaatteko näkemyksen siittä, että tarjousalueiden välisen siirtokapasiteetin arvo voi muuttua eri markkina-aikajaksoilla johtuen vuorokausimarkkinan ja lähellä käyttötuntia käytävän kaupan hintojen poikkeavuuksista?</p>	<p>Kyllä. Tässä yhteydessä voisi myös tarkastella kantaverkkopalvelujen muodostamisperiaatteita. Tulisivatko ne myös jatkossa sisältämään selkeämmin tehoon liittyviä maksukomponentteja ja dynaamisia elementtejä?</p>
<p>3. Tulisiko osa tarjousalueiden välisestä siirtokapasiteetista osoittaa eli allokoida markkinaperusteisesti eri markkina-aikajaksoille, sen sijaan että kaikki käytettävissä oleva siirtokapasiteetti osoitetaan ensisijaisesti vuorokausimarkkinoille?</p>	<p>Tätä olisi syytä tutkia. Todennäköisesti tehokkainta olisi allokoida kapasiteetti dynaamisesti tarpeen mukaan. Kiinteät rajat eri markkinoille vääristävät joissakin tilanteissa.</p>

Tehoreservijärjestelmä

Fingrid esittää, että

- Suomessa määritettäisiin tavoitetaso sähkön toimitusvarmuudelle
- tehoreservillä tuotettu energia hinnoitellaan jatkossa vuorokausimarkkinan hintakaton arvoon
- tehoreservimaksua kerättäisiin jatkossa sähkönkulutukselta vain talvikauden (joulu-helmikuu) aikana, siten että maksu kohdistuisi arkipäiville ja päivätunneille.

Kysymykset:	Vastaus
<p>1. Tulisiko Suomessa määrittää sähkön toimitusvarmuuden tavoitetaso? Miten tavoitetaso tulisi mielestänne määrittää?</p>	<p>Kyllä. Tavoitetason määrittäminen pitäisi kuitenkin tehdä ottaen huomioon siirtomahdollisuudet sekä kysynnän ja tarjonnan kehitys (ja epävarmuudet) naapurimaista sekä tasapainottaa se suhteessa muihin energiapolitiikalle asetettuihin ilmasto-kustannustehokkuus- ym. tavoitteisiin.</p> <p>Tavoitetason määrittäminen vaatii eri vaihtoehtojen yksityiskohtaista tarkastelua, koska eri tavoitetasoilla ja määrittämistavoilla on toimijoiden kannalta erilaisia vaikutuksia. Esimerkiksi toimittamatta jääneen sähkön arvo (VOLL, KAH?) määrittely on hankalaa ja VOLLin arvo vaihtelee kuluttajittain.</p>

	<p>Määritelläänkö toimitusvarmuus kaikille kuluttajille esimerkiksi maantieteellisestä sijainnista riippumatta samaksi? On myös tarvetta tarkastella, miten varmistetaan mahdollisten tavoitetasojen juridinen sitovuus ja läpinäkyvyys sekä toimenpiteet tilanteessa, jossa tavoitetasoa ei saavuteta. Samoin tulisi selvittää, miten eri toimijoiden roolit voidaan tarkentaa nykyistä selvemmin ja avoimemmin. Vaihtoehtojen tarkastelussa tulee myös arvioida miten tavoitetasot vaikuttavat kulutuksen mahdollisuuksiin joustaa sekä tehostaa joustoja. Näin toimitusvarmuuden tasoa ei tarvitsisi mitoitaa 100 % huippukuormituksen perusteella, jolloin järjestelmästä saataisiin kokonaisuudessaan resurssitehokkaampi. Toimitusvarmuuden optimitason tarkastelu edellyttää todellisten KAH-kustannusten arviointia. Tällöin avainasemassa on toimitusvarmuuden luotettava määrittäminen. Toimintavarmuudelle olisi hyvä käyttää samoja mittareita, joita muissa EU-maissa käytetään. Luonteva vaihtoehto on LOLE (Loss of Load Expectation) ollen esimerkiksi muissa maissa : UK 3 h/vuosi, Irlanti 8 h, Ranska 3 h ja Alankomaat 4 h. Muita hyödyllisiä tunnuslukuja ovat LOLP (Loss of Load Probability) ja EENS (Expected Energy Not Served).</p>
<p><i>2. Mikä tulisi olla strategisilla reserveilla, kuten tehoreservillä, tuotetun energian hinta: likimain toimittamatta jääneen sähkön arvo vai jokin muu?</i></p>	<p>Reserveilla, joita käytetään vain niukkuustilanteissa, voisi olla huomattavasti nykyistä korkeampi energian hinta. Reservien kapasiteetista maksettava varaus olisi syytä pitää pienempänä. Jos "toimittamatta jääneellä sähkön arvolla" viitataan "asiakkaalle keskeytyksessä aiheutuvaan haittaan (KAH)", niin silloin myös kysynnän joustolle saataisiin merkittävä suurempi arvostus, mikä voisi myös aktivoida asiakkaiden osallistumista kysynnän joustoon. Perinteisesti KAH-kustannus on ollut moninkertainen (jopa 100-kertainen) toimittamatta jääneen energian arvoon verrattuna. KAH-arvo eri asiakasryhmille on hyvin erilainen ja sen suuruus on myös riippuvainen siitä, kuinka kauan ennen keskeytystä asiakasta voidaan tiedottaa keskeytyksestä. Tulisi tarkastella, voiko korkeampi energian hinta mahdollistaa markkinavoiman käytön sellaisessa tapauksessa, jossa tehoreservituottajalla on huomattavasti tuotantokapasiteettia tehoreservin ulkopuolella? Hinnoittelukäytännön tulisi olla joka tapauksessa yhdenmukainen naapurimaiden kanssa sekä EU-tasolla suunniteltavien sähkömarkkinoiden yhtenäistämistavoitteiden mukainen.</p>
<p><i>3. Tulisiko tehoreservilainsäädän</i></p>	<p>Poistumisuhan alaisen kapasiteetin säilyminen on tärkeää, mutta ensisijaisesti tässä tulee suosia joustavia sekä</p>

<p><i>nöllä ensisijaisesti turvata poistumisuhan alaisen voimalaitoskapasiteetin säilyminen, vai tulisiko tehoreservilainsäädäntöä kehittää mahdollistamaan sähkönkulutuksen (esim. kotitalouskulutus) jouston nykyistä joustavampi osallistuminen reserviin?</i></p>	<p>tehokkaampia ja vähäpäästöisempiä voimalaitoksia. Myös kulutusjoustopien mahdollistaminen reservinä on ehdottomasti kannatettavaa. Sitä mukaa, kun kysynnän jouston kautta on saatavilla lisää ohjattavia resursseja, myös paine tehoreservin lisäämiselle vähenee.</p> <p>Tehoreservissä olevan tuotantokapasiteetin määrää tulisi ensisijaisesti vähentää siinä missä kulutusjoustopien määrää tulisi kasvattaa, ja hintakatot ja -lattiat tulisi purkaa.</p> <p>Kulutusjoustopien tehoreservissä on tarkasteltava.</p>
<p><i>4. Olisiko tehoreservijärjestelyä syytä kehittää muilta osin? Miten?</i></p>	<p>Tehoreservijärjestelyn osaksi tulisi saada myös kysynnän jousto, jota voisi hyödyntää tarvittaessa myös tulevaisuudessa pienen kuorman aikaan esiintyvän tuotannon aiheuttaman säädön tarpeisiin. Nykyisten ydinvoimapäätösten realisoituessa Suomessa on 2020-luvun lopulla yli 5500 MW säätämätöntä ydinvoimatuotantoa. Sinällään pienen kuorman ja ylituotannon aikainen tehonhallinta ei liity tehoreservijärjestelyyn.</p> <p>Kysynnän jouston (negatiivisten) kannustimien luomiseksi periaatteena voisi olla 'joka tarvitsee, maksakoon'.</p> <p>Mikäli tehoreservijärjestelyä jatketaan, tulisi selvittää paremmin vaatimukset tuotantolaitoksille ja kulutukselle, joilla reservitehoa voidaan tuottaa. Tämä saadaan samasta laskelmasta, jolla voidaan määrittää oikea toimitusvarmuuden taso. Keskeistä on määrittää, mikä on hyväksyttävä aktivoitumisaika ja kauanko kerrallaan ja toisaalta kauanko yhteensä reservikautena (1 päivän joulukuuta ja 28 päivän helmikuuta välisenä aikana) reservitehoa tarvitaan. Tällä hetkellä vaatimus käyttöönotosta on 12 tunnin kuluessa käskyn saamisesta ja vaadituksi kokonaisajaksi on annettu 200 tuntia reservikautena. Lakia tulkittaessa vaikuttaa siltä, että 200 tuntia on myös vaatimus yhdelle käyttökerralle. Tämä voi muodostaa haasteita sekä kulutuksen osallistumiselle että voimaloille (polttoainehuolto).</p> <p>Jos toimitusvarmuuden tasoa määritettäessä havaitaan, että tyypillisten riskiaikojen pituus on lyhyt (muutamia tunteja) ja niiden kokonaismäärä viikon aikana on muutamia kymmeniä tunteja, tulisi tämä ottaa huomioon tehoreservijärjestelyä kehitettäessä.</p> <p>Tehoreservijärjestelmä on ehkä tarpeen korvata</p>

tulevaisuudessa jonkinlaisella kapasiteettimekanismilla. Investointien suuruuden ja hitauden vuoksi tällaiset suuret muutokset sähkömarkkinoilla olisi hyvä tietää hyvissä ajoin ja tehtävien päätösten tulisi olla suhteellisen sitovia.

Säätösähkö- ja reservimarkkinoiden kehittäminen

Fingrid

- laskee syksyllä 2016 uusien säätösähkömarkkinasopimusten myötä säätötarjouksen vähimmäiskokoa 5 MW:iin
- valmistelelee säätösähkömarkkinoiden läpinäkyvyyden lisäämistä koskevan testijakson toteuttamista
- selvittää vähimmäiskapasiteetin alarajan laskemista alle 5 MW:n, pienten tarjousten aggregointia myös useammasta taseesta ja mittausvaatimuksia mahdollistamaan yhä laajempi osallistuminensäätösähkömarkkinoille.

Kysymykset:	Vastaus
1. Millaisia vaikutuksia, hyötyjä tai haittoja, edellä esitellyillä ehdotuksilla olisi toimintaanne?	Ehdotukset lisäävät kysynnän jouston mahdollisuuksia osallistua tehtasapainon hallintaan ja säätösähkömarkkinoille.
2. Miten säätösähkömarkkinoiden tarjontaa voisi mielestänne lisätä?	Säätösähkö- ja reservimarkkinoiden kehitys siihen suuntaan, että pienetkin tuuli- ja aurinkosähkön tuottajat saadaan niiden piiriin lisäämään tarjontaa silloin, kun tarve on suuri. Lisäksi kulutuksen saaminen mukaan on tärkeää. Tämä vaatii juuri sen suuntaisia toimia joita on ehdotettu, kuten pienemmät tarjoukset, mittausvaatimukset ja avoin markkinadata. Pientuotannon aggregoinnin kannustimia tulisi selvittää. Selvitettävä kysymys on, kasvaako P1-leikkauksen vastakaupparive tulevaisuudessa? Vastakaupat toteutetaan pääasiassa säätösähkötarjouksista.
3. Miten varmistetaan tuotantosuunnitelmien hyvä laatu?	Laadun lisäksi kustannustehokkuus voisi olla tarkastelun alla – pienten tuottajien osalta virheet tasautuvat osana laajempaa aurinko- ja tuulienergian tuotantoa sekä paras ennuste saadaan aggregoidulle tuotannolle.

Tasesähkö ja sen hinnoittelu

Fingrid

- selvittää aiheuttamisperiaatteen nykyistä vahvempaa soveltamista tasesähkön hinnoittelussa
- kehittää yhdessä sidosryhmien ja pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa tasesähkön hinnoittelumallia ottamaan huomioon todelliset järjestelmän epätasapainosta aiheutuvat kustannukset
- valmistelelee sekä pohjoismaisessa että eurooppalaisessa yhteistyössä ehdotusta taseselvitysjakson pituudesta.

Kysymykset	Vastaus
<p>1. Onko tasesähkön hinnoittelu mielestänne syytä kehittää ja jos niin millä tavoin?</p>	<p>Kyllä. Tasepoikkeaman aiheuttamisesta tulisi sanktioida aikaisempaa enemmän, mikä kannustaisi tasevastaavan toiminnan kehittämiseen ja mm. kysynnän jouston hyödyntämiseen tehotasapainon hallinnassa. Toisaalta vaihtelevan tuotannon sanktioiminen pitäisi tehdä aggregoidusti, muuten yksittäisen pienen tuottajan osalta tasemaksut tulevat huomattavasti aiheuttamaansa haittaa suuremmaksi – tuulivoimaloiden ja aurinkovoiman vaihtelut ja ennustevirheet tasaantuvat kun ne hajautetaan. Toinen vaihtoehto aggregoinnille on siirtyä yksihintajärjestelmän käyttöön, jolloin pienetkin tuottajat maksavat pidemmällä aikavälillä vain aiheuttamansa haitan verran tasesähkömaksuja.</p>
<p>2. Miten näette taseselvitysjakson pituuden merkityksen sähköjärjestelmän joustavuuden lisäämisessä? Millaiseksi näette markkinoiden ja markkinatoimijoiden roolin tasapainottamisessa?</p>	<p>Lyhyempi taseselvitysjakso pienentää huomattavasti säätösähkön tarvetta ja siihen siirtyminen tulisi tehdä mahdollisimman pian, joskin EU:n laajuinen siirtyminen on toki kannatettavaa. Toisaalta ennen siirtymistä tulee selvittää, mitkä lyhyemmän taseselvitysjakson todelliset hyödyt ovat suhteessa vaadittaviin kustannuksiin, jos siirtyminen edellyttää vasta tehdyn laajan etäluettavien energiamittareiden investoinnin uusimista, jossa Suomi on ollut edelläkävijä.</p>
<p>3. Olisiko reservien kustannuksia kohdistettava jatkossa aiheuttamisperiaatteen mukaisesti nykyisen, kustannukset kaikille osapuolille jakavan mallin sijasta?</p>	<p>Periaatteessa aiheuttamisperiaate on hyvä, jolloin vaihtelevan tuotannon reservien käytön lisäys toteutettaisiin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Sitä tulisi soveltaa laajasti ja läpinäkyvästi, koska sen avulla saadaan näkyviin kustannukset ja kannustimia kustannustehokkaaseen toimintaan. Käytännössä joissakin tapauksissa (häiriöreservi) voi olla haastavaa allokoida kustannuksia oikeudenmukaisesti. Silti keskustelua asiasta olisi läpinäkyvyyden hyvä käydä, jotta</p>

	<p>kustannusten aiheuttajat ja maksajat ovat kaikille osapuolille selvillä.</p> <p>Esimerkiksi häiriöreservin osalta ei ole oikein, että vain suurin yksikkö maksaa niistä, mutta toisaalta pienempien yksiköiden ei ehkä tarvitsisi maksaa niin paljon kuin suurten – mutta käytännössä jako on vaikea tehdä ja sen vuoksi tasainen allokaatio kuluttajille voi olla paras. Jännitteen ja -taajuudensäättö on paras allokoida tasaisesti kaikelle kulutukselle. Tasapainoreservien kustannusten (balancing costs) yksihintajärjestelmä on paras allokoidaan kustannuksia aiheuttamisperiaatteen mukaan. Tuuli- ja aurinkovoiman tuottajille yksihintajärjestelmä aiheuttaa saman kustannuksen riippumatta tuotannon määrästä. Se johtaa taloudellisiin sanktioihin yksittäisten tuntien kohdalla, mutta pidemmällä aikajaksolla kustannusten laskuun. Tuottaja siis välillä maksaa ja välillä saa tuloa.</p> <p>Tasepoikkeaman aiheuttamistapauksissa tulee joka tapauksessa pyrkiä luomaan myös kannusteita kysynnän jouston hyödyntämiseen tehotasapainon hallinnassa.</p>
<p><i>4. Näettekö tarvetta tasesähkön hintasuojaukselle finanssituotteilla, minkälaisia tuotteita nämä voisivat olla? Voisitteko itse harkita tarjoavanne tai hankkivanne hintasuojaustuotteita?</i></p>	<p>Edellisen vastauksen mukaisesti aiheuttamisperiaatteen noudattaminen ja tiukempi hinnoittelu loisivat kannustetta tasevastaavan toiminnan kehittämiseen, mutta tasevastaavan käytettävissä olevat keinot tulee jättää tasevastaavan vastuulle. Yksi keino voi olla finanssituotteiden hyödyntäminen, mutta yhtäläillä esim. kysynnän jouston hyödyntäminen taseen hallinnassa.</p>

Tukku- ja vähittäismarkkinoiden välisen yhteyden vahvistaminen

Fingrid

- pitää tärkeänä, että jakeluverkkoliiketoiminnassa noudatettavat käytännöt eivät rajoita sähkön vähittäis- ja tukkumarkkinoiden kehitystä
- esittää, että kaksiaikatariffin ja siihen liittyvän kuormanohjauksen hyötyjä ja haittoja selvitettäisiin sähkömarkkinoiden kokonaistehokkuuden kannalta
- esittää selvitetäväksi toimenpiteitä vähittäismarkkinamallin kehittämiseksi asiakkaan osallistamisen ja kysyntäjouston lisäämiseksi.

Kysymykset	Vastaus
<p><i>1. Millä tavoilla olisi mahdollista lisätä pienasiakkaiden osallistumista kysynnänjoustoön? Voisivatko nykyistä selvemmat vähittäismarkkinatoimijoiden roolit ja esimerkiksi myyjävetoinen markkinamalli edistää kysynnänjouston hyödyntämistä?</i></p>	<p>Nykyistä selvempi eri toimijoiden roolien määrittely varmasti edesauttaa kysynnän jouston yleistymistä, mutta välttämättä myyjävetoinen markkinamalli ei sitä tee; se saattaa jopa olla hidaste. Aggregaattoreilla voisi olla tässä rooli, mutta aihe vaatisi perusteellisempaa koko toimialaa koskevaa selvitystä.</p>
<p><i>2. Tulisiko nykymuotoisesta sähkölämmityksen aikaohjauksesta luopua? Miten siirtyminen hintaohjaukseen tulisi toteuttaa?</i></p>	<p>Sähkölämmityksen ohjauksesta ei tule missään nimessä luopua, mutta sen toteutusta pitää tarkastella kokonaisvaltaisesti uudelta pohjalta. 2-aikatariffin sijasta tulee mieluummin noudattaa 2-hinta (tai useampi) porrastusta ("halpa-kallis"), jolloin hinta voi joustavasti vaihdella vuorokauden aikana. Kokonaisvaltaisempi muutos on tapahtumassa vähittäishinnoittelussa jakeluverkkoyhtiöiden siirtyessä hinnoittelussaan yhä enemmän tehopohjaiseen hinnoitteluun, jossa myös teholla on hinta (€/kW) energiahinnan (snt/kWh) lisäksi. Jos jakeluverkkoyhtiö tarjoaa loppuasiakkaalle tehopohjaista tariffia, joka sisältää perusmaksun (€/kk), energiamaksun (€/kWh) ja tehomaksun (€/kW), niin vähittäismyyjä voisi myös kehittää omaa tuoterakennettaan samaan suuntaan. Silloin vähittäismyyjän tuotteessa teholla olisi oma maksukomponenttinsa, joka heijastelisi dynaamisesti tuotantorakenteen kapasiteetista johdettua tukkumarkkinoilla muodostuvaa tehon hintaa. Tämä edellyttää uudenlaista ajattelua tukkumarkkinoilla. Esim. reservimarkkinat ja säätösähkömarkkinat jo nykyisellään antavat myös tuotettavan/säädettävän/ ohjattavan tehon hinnalle perustaa.</p> <p>Kysynnänjousto edellyttää, että kohteiden sähköasennukset automaattoratkaisuineen suunnitellaan, asennetaan ja perusparannetaan sellaisiksi, että kuormien ohjaus on ylipäättänsä teknisesti mahdollista. Pelkkä markkinaehtoisuuteen perustuva ratkaisu ei tuo riittävästi kannusteita siihen, että yksittäisissä kohteissa varauduttaisiin kysynnänjouston vaatimiin ratkaisuihin. Kiinteistöjen sähköjärjestelmien suunnittelulle ei mikään taho aseta</p>

tilaajaa lukuun ottamatta tällä hetkellä mitään vaatimuksia ja ohjeistuksia sähköturvallisuuden lisäksi. Sähköjärjestelmällä ei edes tarvitse olla suunnitelmaa tai asennuksista dokumentaatiota myöhempiä muutoksia varten. Koska sähköasennusten perusratkaisut ovat hyvin pitkäikäisiä ja sähkön myyjän vaihto on markkinaehtoista, tulisi perusrakenteet tehdä yleisellä tasolla. Tämä voisi tapahtua esim. liittämällä sähkön kysynnänjoustoon varautuminen osaksi rakentamisen energiatehokkuusvaatimuksia, joissa voitaisiin myös puuttua mm. ylimitoitusten rajoittamiseen ja yleisesti huipputehojen suuruuteen ja ajoittumiseen.

2. Sähkölämmityksen aikaohjaus on hyvä esimerkki siitä, miten saadaan standardoitua samankaltaisten kohteiden asennusratkaisuja niin, että niihin voitaisiin toteuttaa sekä hintaperusteista ohjausta että kuormanohjausta vakioituina ratkaisuna. Nämä kuormat ovat monipuolisesti käytettävissä ilman, että aiheutuu käyttäjälle merkittäviä haittoja edelleenkin; ohjaus vaatii vain enemmän alalle toimijoita ja kilpailua. Vastaavia perusratkaisuja tarvittaisiin myös mm. lämpöpumppukohteissa.

Seuraavassa on tarkasteltu kuorman ohjauksen käytännön toteuttamiseen liittyviä kysymyksiä:

Kysynnän jouston edellyttämä kuormanohjaus: Kuorman ohjaus voi tapahtua kiinteistö- tai kotiautomaattioratkaisun kautta tai hyvinkin perinteisillä ohjauskytkennöillä. Ohjaus voidaan myös toteuttaa laite- tai ryhmäkohtaisesti.

Asennukset tulee suunnitella ja dokumentoida:

Ohjattavuuden, tehotietoisuuden ja turvallisuuden perustana on hyvä sähkö- ja ohjusjärjestelmien suunnittelu.

Sähkösuunnittelulle tai suunnittelijalle ei Suomessa aseteta minkäänlaisia vaatimuksia lainsäädännössä. Ainoastaan tehdyt asennukset tulisi dokumentoida riittävässä

laajuudessa. Dokumentaatio on kuitenkin ensiarvoisen tärkeää, kun olemassa olevaan asennukseen lisätään ohjausratkaisuja. Myös asennettavat ohjausratkaisut ja niiden yhteydessä tehtävät asennusmuutokset tulee dokumentoida.

Asennusten ryhmittely tehtävä ohjattavuuden näkökulmasta:

Ryhmäjohtojen suunnittelun lähtökohdaksi tulisi eri toimilaitteet määritellä ohjattavuuden perusteella. Samaan ryhmäjohtoon ei siis kytkettäisi laitteita, joita ei saa poiskytkä ja laitteita, joiden ohjaus on mahdollista. Keskuksissa tulisi olla riittävät varaukset ohjausten tarvitsemille kojeille (kontaktorit, väyläkomponentit, tms). Asennustyötä tehtäessä on huolehdittava siitä, että ryhmittelyt ja ohjausjohdotukset ovat toteutettavan ohjausperiaatteen mukaisia.

Laitteiden omat mahdollisuudet on otettava käyttöön: Laittekohtainen ohjausmahdollisuus on lisääntynyt ohjaustekniikan kehityksen myötä. Laitteissa (esim. maalämpökojeet) on esim. Smart Grid –toimintoja, joita varten saattaa tarvita ohjausjohdotuksen asentamista. Vaikka kuorman ohjaus ei olisikaan vielä käytössä, on vähäinen kustannus tehdä muun asennuksen yhteydessä myös ohjausjohdotus.

Kuormien ohjaustarpeet mukaan automaatiojärjestelmän suunnitteluun ja toteutukseen: Nykyisissä, älykkäissä kiinteistöautomaatiojärjestelmissä on mahdollisuus monipuoliseen kuormien ohjaukseen, joka voidaan pitkälti tehdä ohjelmallisesti. Myös joissain järjestelmäkohtaisissa ratkaisuissa, esim. valaistuksen ohjauksessa, voidaan ohjaustoimintoa toteuttaa. Kokonaisvaltaisessa automaatiojärjestelmässä oleelliset kuormat ovat lähes aina valmiiksi kytketty kuorman ohjauksen mahdollistavin komponentein. Järjestelmän suunnittelussa tulee tehdä kysynnän jouston edellyttämät toimintakuvaukset, joita tarvitaan toimintaselostusten ja sähkösuunnittelun perustaksi. Monipuolinen osallistuminen kysynnän joustoon esim. häiriöreservinä, edellyttää nopeaa tiedonsiirtoa sekä ohjauksen teho vaikutuksen indikointia.

Asennuksista tehdään huipputeholaskenta: Asennuksen suunnittelun yhteydessä tulee tehdä arvio asennuksen huipputehosta. Tämä antaa hyvän pohjan selvittää, miten tehoihin voidaan vaikuttaa. Laskelman vaatimien lähtötietojen, esim. kojetehojen, selvitys edellyttää myös LVI-suunnittelijalta ymmärrystä valittujen ratkaisujen teho vaikutukseen. Asennustyön aikana mahdollisten laitevaihtojen yhteydessä tulisi tehdä myös selvitys teho vaikutuksesta. Valmiin asennuksen tehokäyttäytymistä tulisi seurata esim. ensimmäisen käyttövuoden ajan, jolloin saataisiin palaute mitoituksen onnistumisesta.

Kommenttipaperin laatimiseen ovat osallistuneet seuraavat tutkijat:

Pami Aalto, Pirkko Harsia, Mikael Hildén, Samuli Honkapuro, Hannele Holttinen, Jari Ihonen, Pertti Järventausta, Raimo Lovio, Kari Kallioharju, Santtu Karhinen, Matti Kojo, Kimmo Ollikka, Rauli Svento, Jaakko Sorri, Ilkka Ruostetsaari, Kim Talus ja Juha Teirilä.

Lisätietoja:

Pami Aalto (EL-TRAN) pami.aalto@uta.fi EL-TRAN <https://el-tran.fi/>

Mikael Hildén (Resurssitehokas ja hiilineutraali Suomi ohjelma, STN)

mikael.hilden@ymparisto.fi

Raimo Lovio (Smart Energy Transition) raimo.lovio@aalto.fi SET

www.smartenergytransition.fi

Rauli Svento (BCDC Energia) rauli.svento@oulu.fi BCDC Energia <http://www.bcdcenergia.fi/>