

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0200 Energiatekniikan kandidaatintyö ja seminaari

YHTEISPOHJOISMAINEN TASESELVITYSMALLI JA SEN VAIKUTUKSET LAHTI ENERGIA OY:LLE

NORDIC BALANCE SETTLEMENT, NBS

Työn tarkastaja: Esa Vakkilainen

Työn ohjaaja: Petri Valtonen

Lappeenranta 20.09.2013

Kari Vilén

TIIVISTELMÄ

Tekijän nimi: Kari Vilén

Yhteispohjoismainen taseselvitysmalli (NBS) ja sen vaikutukset Lahti Energia Oy:lle

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

Kandidaatintyö 2013

43 sivua, 11 kuvaa, 7 taulukkoa ja yksi liite

Hakusanat: taseselvitys, yhteispohjoismainen taseselvitysmalli

Keywords: NBS, Nordic Balance Settlement, balance settlement

TIIVISTELMÄ

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kehitys ja integroiminen vaatii eri maiden taseselvitysmallien harmonisointia. Suomi, Ruotsi ja Norja ovat yhteispohjoismaisen taseselvitysmallin (Nordic Balance Settlement, NBS) takana. Uuden taseselvitysmallin tarkoituksena on luoda yhtenäiset normit taseselvitykselle kyseisissä maissa. Uusi taseselvitysmalli tulee muuttamaan käytäntöjä Suomen taseselvityksessä ja se tullaan ottamaan käyttöön suunnitelmien mukaan vuoden 2015 aikana.

Taseselvityksessä ylimpänä tahona tulee toimimaan uusi kantaverkkoyhtiöiden yhteisomistama yhtiö, jota kutsutaan selvitysyksiköksi tässä raportissa. Yksikkö vastaa hierarkkisesti Suomen osalta Fingrid Oyj:tä nykyisessä taseselvitysmallissa. Taseselvityksen kulku muuttuu uuden yksikön myötä ja taseselvityksen aikataulu nopeutuu. Suurimpana yksittäisenä muutoksena tulee olemaan tiedonsiirron harmonisointi, joka on vielä osittain kesken. Tämä tulee myös olemaan energiayhtiöille konkreettisista uudistuksista merkittävin. Uusi taseselvitysmalli saattaa muuttua vielä hieman, sillä projektihenkilöstö on tarkastamassa joitain osia mallista markkinatoimijoiden palautteen perusteella.

Sisällysluettelo

Tiivistelmä	2
Symboli- ja lyhenneluettelo	5
1 Johdanto	7
2 Yleistä taseselvityksestä	9
3 Nykyinen taseselvitysmalli	12
3.1 Taseselvitys	12
3.2 Raportointi.....	13
3.3 Taseselvityksen aikataulu.....	14
4 Uusi taseselvitys malli	15
4.1 Projektin aikataulu.....	16
4.2 Tavoitteet ja hyödyt.....	17
4.3 Toimijoiden vastuut ja roolit	18
4.3.1 Taseselvitysyksikkö, SR	18
4.3.2 Kantaverkkoyhtiö, TSO	18
4.3.3 Verkonhaltija, DSO.....	19
4.3.4 Tasevastaava, BRP	19
4.3.5 Sähkömarkkinaosapuoli, RE.....	20
4.4 Muutokset.....	20
5 Taseselvityksen rakenne ja aikataulut	24
5.1 Toimenpiteet ennen toimitusta	24
5.1.1 Toimenpiteet ennen toimituskuukautta.....	24
5.1.2 Toimenpiteet ennen gate closurea.....	25
5.1.3 Toimenpiteet gate closuren jälkeen.....	26
5.2 Toimenpiteet toimituksen jälkeen	27
5.2.1 Toimenpiteet viimeistään 9 päivää toimituspäivän jälkeen	27
5.2.2 Taseselvityksen jälkeen.....	28

6 Mittausdata	30
6.1 Tuotantotietojen raportointi.....	30
6.2 Kahdenväliset kaupat/kiinteät kaupat.....	30
6.3 Kuormituskäyrät	30
6.4 Tasoituslaskenta	33
6.5 Automatic meter reading – AMR.....	33
7 Sanomaliikenteen muutokset	35
7.1 Nykyinen tiedonsiirto	35
7.2 Uuden mallin mukainen tiedonsiirto	37
8 Muita tärkeitä huomioita	38
8.1 Markkinavalvonta.....	38
8.2 Rahaliikenne ja laskutus	38
8.3 Vakuudet	39
8.4 Kustannukset	39
9 Vaikutukset Lahti Energialle	41
10 Yhteenveto	43
11 Lähdeluettelo	44
LIITE 1. Tiedonsiirto eri taseselvityksen eri ajankohtina	47

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Taulukossa 1 on selitettyä lyhenteet, joita käytetään niin tässä työssä kuin energiateollisuudessakin.

Lyhenne	Lyhenteen alkuperä	Määritelmä
AMR	Automatic Meter Reading	AMR on systeemi, jossa mittareiden mittaustieto voidaan etälukea ja kerätä mittauspisteistä
BRP	Balance Responsible Party	<i>Tasevastaava</i> on velvoitettu ostamaan/myymään tasesähköä kantaverkkoyhtiöltä tasapainottaakseen tasealueen sähkötaseen
DSO	Distribution System Operator	<i>Verkkoyhtiö</i> on velvollinen toimittamaan sähköä verkkoalueen asiakkaille ja mittamaan ja raportoimaan tuotannon sekä, kulutuksen
EDIEL		EDIEL on Edifact- standardia käyttävä perinteinen EDI (Electronic Data Interchange)
FPC	Final Profiled Consumption	<i>Lopullinen kuormituskäyräkulutus</i> kertoo sähkömarkkinaosapuolen lopullisen kulutuksen ja perustuu mittaustietoihin ja sen avulla tehdään tasoitus selvitys
KPI	Key Performance Indicator	<i>Suorituskykyindikaattoreilla</i> voidaan mitata erilaista suorituskykyä
LP	Load Profile	<i>Kuormituskäyrä</i> on verkkoalueen kokonaiskulutus vähennettynä taseselvityksessä käytetyllä tuntimitatulla kulutuksella
LPS	Load Profile Share	<i>Kuormituskäyräosuus</i> on sähkömarkkinaosapuolen ennustettu osuus kokonaiskulutuksesta verkkoalueella

MGA	Metering Grid Area	<i>Verkkoalue, jota verkkoyhtiö hallinnoi ja jossa mitataan kulutukset, tuotannot ja toisten verkkoalueiden rajapistesummat</i>
MP	Metering Point	<i>Mittauspaikoista verkkoyhtiö mittaa kulutukset, tuotannot ja rajapistesummat</i>
NBS	Nordic Balance Settlement	<i>Pohjoismaiden yhteinen taseselvitysmalli</i>
NPS	Nord Pool Spot	<i>NPS on pohjoismaiden fyysisen sähkön kauppapaikka, jossa määräytyy sähkön markkinahinta</i>
PPC	Preliminary Profiled Consumption	<i>Alustava kuormituskäyräkulutus kertoo sähkömarkkinaosapuolen alustavan kulutuksen, joka perustuu kuormituskäyräosuuksiin ja sen avulla tehdään taseselvitys</i>
RO	Regulation Object	<i>Säätöobjekti sisältää yhden tai useamman saman tuotantomuodon generaattorin</i>
RE	Retailer	<i>Sähkömarkkinaosapuoli on sähkön myyjä tai tuottaja.</i>
SR	Settlement Responsible	<i>Selvitysyksikkö operoi yhteispohjoismaista taseselvitystä</i>
TSO	Transmission System Operator	<i>Kantaverkkoyhtiö on vastuussa sähköverkoston tasapainosta kansallisella tasolla</i>

1 JOHDANTO

Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat hyvin edistyneet sähkömarkkinat monella saralla. Monista eri pohjoismaiden taseselvitysmallien yhtäläisyyksistä huolimatta, on niissä vielä paljon eroja. Yhteispohjoismaisella taseselvitysmallilla on tarkoitus harmonisoida nämä erot ja luoda yhteiset säännöt taseselvityksen hoitamiseen. Yhteispohjoismainen taseselvitysmalli on edellytys integroiduille loppukäyttäjäsähkömarkkinoille ja toimii edelläkävijänä Euroopan tason sähkömarkkinoiden integraatiossa. Yksi yhteinen selvitysyksikkö toimii taseselvityksen hoitajana ja laskuttajana.

Vuonna 2010 kansalliset kantaverkkoyhtiöt Fingrid, Svenska Kraftnät, Statnett ja Energinet.dk päättivät NBS- projektin (Nordic Balance Settlement) eli yhteispohjoismaisen taseselvitysmalliprojektin perustamisesta. Tanskan kantaverkkoyhtiö Energinet.dk jättäytyi suunnitteluvaiheessa pois, mutta toimii yhteistyössä projektin kanssa ja on mahdollista, että myöhemmässä vaiheessa liittyy projektiin mukaan. Projekti koostuu suunnittelu- ja implementointivaiheesta. Suunnitteluvaihe saatiin päätökseen 2011 vuonna, jonka jälkeen julkaistiin NBS-projektin suunnitteluraportti (NBS, 2011), joka toimii tämän työn lähteenä. Vuonna 2015 uuden yhteispohjoismaisen taseselvitysmallin tulisi olla käytössä.

Uuden taseselvitysmallin luominen aiheuttaa muutoksia kaikille pohjoismaisille sähkömarkkinatoimijoille. Verkkoyhtiöt saavat uusia tehtäviä etenkin mittaustietojen raportoinnin osalta. Lisäksi kuormituskäyrien käsittely ja raportointi tulee olemaan verkkoyhtiön vastuulla. AMR-mittarit saattavat muuttaa mittausdatan käsittelyä, kun mittaustiedot ovat saatavilla entistä reaaliaikaisemmin. Taseselvityksen aikataulu myös muuttuu ja alustava taseselvitys tulee olemaan selvillä yhdeksän työpäivän jälkeen toimituspäivästä. Raportoinnin kulku luonnollisesti muuttuu, sillä selvityksessä tulee olemaan uusi osapuoli, selvitysyksikkö. Ennen uuden taseselvitysmallin käyttöönottoa tulee monta avointa asiaa, kuten AMR-mittareiden vaikutus ja tiedonvaihdon harmonisointi, selvittää.

Tämän työn tarkoituksena on esitellä uusi yhteispohjoismainen taseselvitysmalli suomenkielellä yksityiskohtaisesti sekä käsitellä merkittävimmät muutokset suhteessa

nykyiseen malliin. Aiheesta on ennen julkaistu englanninkielinen suunnitteluraportti Nordic Balance Settlement (NBS) Common Balance & Reconciliation Settlement design raportti (NBS, 2011), joka toimii tämän työn pääasiallisena lähteenä. Aiheesta ei ole tehty suomenkielistä kattavampaa raporttia, joka olisi yleisesti saatavilla. Tässä työssä paneudutaan tarkemmin taseselvityksen asioihin, jotka koskevat Lahti Energia Oy konsernin (myöhemmin Lahti Energia) asemaa sähkömarkkinoilla. Lahti Energia toimii tasevastaavana, verkonhaltijana sekä sähkömarkkinaosapuolena. Työn tavoitteena on mallin esittelyn lisäksi antaa kattava kuva uuden taseselvitysmallin muutoksista verrattuna nykyisin käytössä olevaan malliin. Työn on tarkoitus tarjota Lahti Energialle selkeä opas mahdollisista muutoksista eri yksiköiden toimintaan. Koska malli kehittyy jatkuvasti, ei koko taseselvitysmallin osalta muutoksia ja vaatimuksia pystytä vielä kuvaamaan. Mallin yksityiskohdat tulevat täsmentymään projektin edetessä aina käyttöönottoon asti.

2 YLEISTÄ TASESELVITYKSESTÄ

Tässä luvussa käsiteltävät yleiset asiat taseselvityksestä ja tasehallinnasta pätevät niin nykyisessä kuin uudessakin taseselvitysmallissa. Toimivan sähköverkon lähtökohtana on, että taajuus pysyy valtakunnallisella tasolla sallituissa rajoissa eli sähkön tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa. Tehotasapainoa hoidetaan kantaverkkoyhtiön toimesta taajuusohjatuilla reserveilla ja manuaalisesti toteutettavilla säädöillä, jotka tehdään säätösähkömarkkinoilla. Säätösähkömarkkinoilla määräytyy ylös- tai alassäätöhinta säätötunnille. Ylössäätö tapahtuu, kun tuotantoa on kulutusta vähemmän ja alassäätö päinvastoin. Ylös- ja alassäätöhinnat määräävät taseselvityksessä käytettävän hinnan kullekin tunnille. (Partanen, 2011)

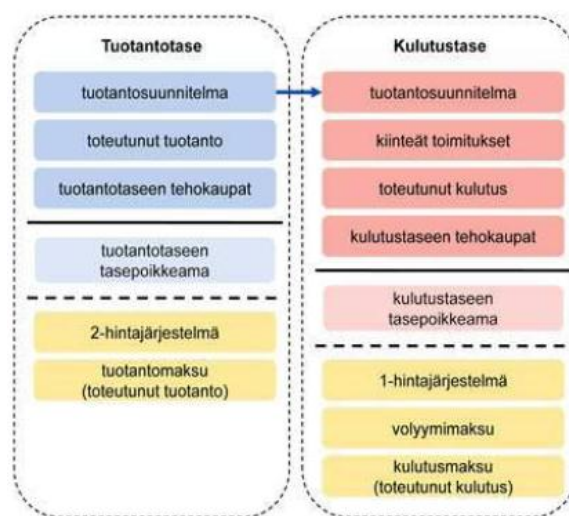
Taseselvitys on tasesähkön kaupallinen käsittely, jossa selvitetään osapuolten väliset sähköntoimitukset. Tasesähköksi kutsutaan sitä energiaa, jota käytetään osapuolten toteutuneen tuntikohtaisen sähkön kulutuksen/myynnin ja tuotannon/hankinnan välisen eron tasaamiseen. Jokaisella toimijalla on oltava avoin toimittaja, joka huolehtii kyseisen toimittajan sähkötaseesta siten, että kulutus ja tuotanto vastaavat toisiaan. Tasesähkökauppaa käydään tasevastaavan ja kantaverkkoyhtiön taseselvitysyksikön (Suomessa Fingrid Oyj) välillä. Taseselvitys tehdään kun eri osapuolien kulutus- ja tuotantotiedot ovat selvillä, jolloin osapuolelta veloitetaan tai sille maksetaan taseen poikkeama määrä. Tasevastaaville määritetään erikseen tuotantotase ja kulutustase, joiden määrittystä kuvaillaan kuvassa 1. (Partanen, 2011) Tasevastaavan tuotantotaseen ja kulutustaseen tasepoikkeamat määritetään yhtälöiden 1 ja 2 mukaisesti.

Tuotantotaseen tasepoikkeama:

$$\text{toteutunut tuotanto} - \text{tuotantosuunnitelma} + \text{tuotantotaseen tehokaupat} \quad (1)$$

Kulutustaseen tasepoikkeama:

$$\begin{aligned} &\text{tuotantosuunnitelma} + \text{kiinteät toimitukset} + \text{toteutunut kulutus} && (2) \\ &+ \text{kulutustaseen tehokaupat} \end{aligned}$$



Kuva 1. Tasepoikkeamien määrittäminen tuotanto- ja kulutustasessa (Fingrid Oyj).

Taulukko 1 kuvaa esimerkin avulla taseselvitystapaa, joka on otettu käyttöön vuonna 2009. Tuotantotasepoikkeama veloitetaan 2-hintajärjestelmän mukaisesti ja kulutustasepoikkeamassa käytetään 1-hintajärjestelmää. 2-hintajärjestelmässä tasesähkön ostolle ja myynille lasketaan oma hinta. Mikäli tasevastaavan tuotanto on pienempi kuin suunniteltu, myy Fingrid tasevastaavalle suunnitellun ja toteutuneen tuotannon erotuksen. Jos kyseessä on ollut ylössäätötunti, maksaa tasevastaava tasesähköstä ylössäätöhinnan. Mikäli kyseessä ei ole ollut ylössäätötunti, maksaa tasevastaava spot-hinnan. Mikäli tasevastaavan tuotanto on ollut suunniteltua suurempi, ostaa Fingrid alassäätötilanteessa tuotetun ja suunnitellun sähkön erotuksen alassäätöhintaan. Jos kyseessä ei ole ollut alassäätötunti, ostaa Fingrid erotuksen spothintaan. (Partanen, 2011)

Kulutustasessa käytettävässä 1-hintajärjestelmässä osto- ja myyntihinnat ovat samansuuruiset. Ylössäätötilanteessa Fingrid myy ja ostaa tasesähkön ylössäätöhintaan ja alassäätötilanteessa alassäätöhintaan. Mikäli kyseessä ei ole säätötunti, käytetään spothintaa. Taulukko 1 ylössäätöhinnat on merkattu punaisella ja alassäätötunnin hinnat sinisellä. (Partanen, 2011)

Taulukko 1. Tasesähkön hinnanmuodostus eri tilanteissa tuotanto- ja kulutustaseessa. (Fingrid Oyj)

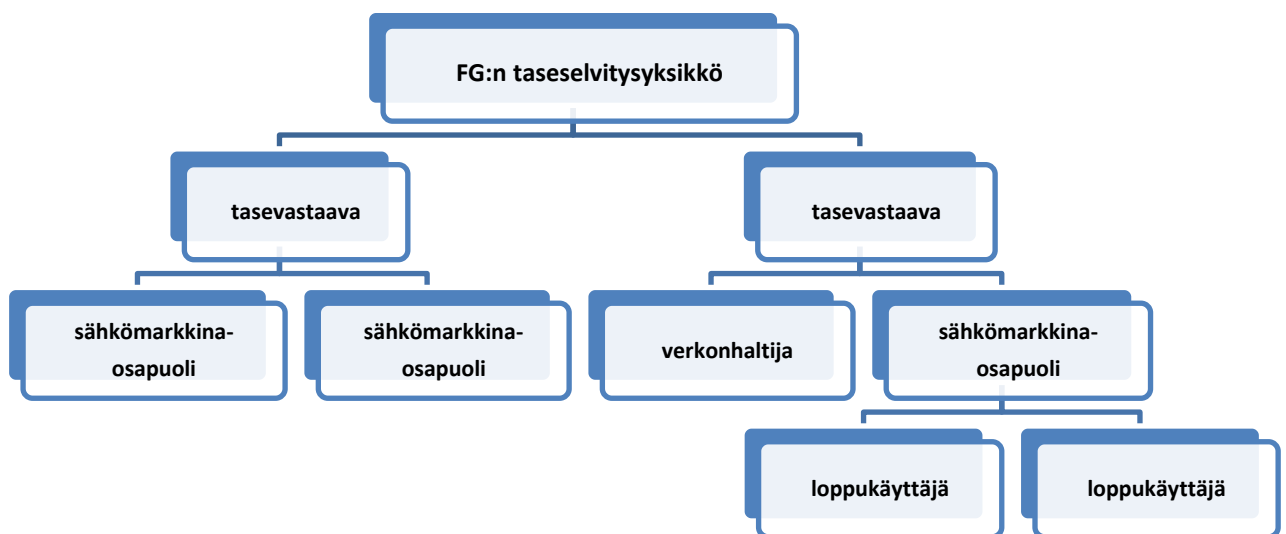
	Tuotantotase 2-hinta			Kulutustase 1-hinta		
	Ylössäätötunti	Ei säätöjä	Alassäätötunti	Ylössäätötunti	Ei säätöjä	Alassäätötunti
Ylössäätöhinta	100	50	50	100	50	50
Spohinta	50	50	50	50	50	50
Alassäätöhinta	50	50	20	50	50	20
Fingridin tasesähkön myyntihinta	100	50	50	100	50	20
Fingridin tasesähkön ostohinta	50	50	20	100	50	20

3 NYKYINEN TASESELVITYSMALLI

Nykyisessä taseselvitysmallissa jokaisella pohjoismaalla on hieman toisistaan poikkeavat mallit. Nykyisen taseselvitysmallin osalta tässä työssä tarkastellaan Suomen nykyistä taseselvitysmallia.

3.1 Taseselvitys

Kuvassa 2 kuvataan nykyisen taseselvitysmallin hierarkia, jossa ylimpänä on kansallinen kantaverkkoyhtiö, Suomen tapauksessa Fingrid ja sen taseselvitysyksikkö, joka toimii avoimena toimittajana tasevastaaville. Jokaisella sähkömarkkinaosapuolella on oltava yksi avoin toimittaja, joka tasapainottaa kyseisen toimijan sähkötaseen. Tasevastaavat toimivat avoimina toimittajina muille sähkömarkkinaosapuolille ja verkonhaltijoille. Taseselvitys tehdään tuntitasolla, jotka saadaan tuntienergiamittauksista, tyyppikuormituskäyristä, tuotantosuunnitelmista ja kiinteistä toimituksista. Verkonhaltija on vastuussa mitattujen toimitusten määristä sekä raportoinnista ja toimitusten osapuolet vastaavat kiinteistä toimituksista. (Fingrid Oyj, 2012)



Kuva 2. Nykyisen taseselvityksen hierarkia (Fingrid Oyj, 2012)

3.2 Raportointi

Taseselvitystä varten Fingrid, tasevastaavat, sähkömarkkinaosapuolet ja verkonhaltijat raportoivat toisilleen erilaisia tietoja. Tasevastaavan on toimitettava Fingridille tiedot sen tasevastaavuuteen kuuluvista asioista, kuten sähkömarkkinaosapuolten ja verkkojen avoimet toimittajat sekä toimitusketjut. Jokaisen sähkömarkkinaosapuolen tulee kuulua avoimeen toimitusketjuun, mikä tarkoittaa, että jokaisella sähkömarkkinaosapuolella on oltava tasevastaava, joka hoitaa kyseisen sähkömarkkinaosapuolen sähkötasetta. Tasevastaava ilmoittaa tiedot myös verkkojen välisten rajapistemittausten kuvauksista ja niiden järjestelyistä. Jokaisella rajapistemittauksella on mittausvastuullinen toimittaja, joka toimittaa mittaustiedot taseselvitystä varten oikeutetuille osapuolille. (Fingrid Oyj)

Tasevastaavan tulee ilmoittaa Fingridille yli 1 MVA generaattorit ja osuusvoimalaitosten kuvaus ja niiden osuusjaon perusteet. Osuusvoimalaitoksessa tuotanto jaetaan voimalaitososuuksien haltijoille tunneittain osakkuussähkönä. Tasevastaavan tulee myös raportoida säätösähkömarkkinoille osallistuvat osapuolet sekä välityspalveluun liittyvät verkot. Verkkoyhtiöt raportoivat Fingridin ylläpitämälle välityspalvelulle osapuolten tuntitason summatoimitustiedot eli mitattujen ja tyyppikuormituskäyrämenettelyllä laskettujen toimitusten summan. Fingrid välittää tiedot eteenpäin sähkömarkkinaosapuolille ja tasevastaaville. Vakuuksien hallintaa varten Fingridille on toimitettava vakuuden laskennassa käytettävät tiedot. Tasevastaavan tulee raportoida määrätyn aikavälin puitteissa Fingridille myös tuotantosuunnitelmat, kiinteät toimitukset, mitatut tuotannot, mitatut toimitukset ja avoimet toimitukset. (Fingrid Oyj)

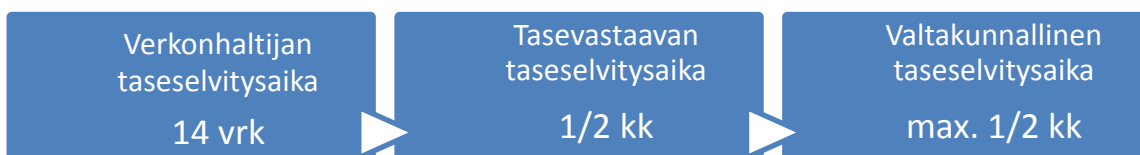
Ennen toimitustuntia tasevastaavan tulee toimittaa Fingridille tuotantosuunnitelmat ja säätösähkötarjoukset viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia sekä kiinteät toimitukset viimeistään 20 minuuttia ennen käyttötuntia. Käyttötunnin jälkeen seuraavana vuorokautena tasevastaavan tulee toimittaa Fingridille alustavat mitatut tuotannot ja avoimet toimitukset, jotka koostuvat tasevastaavan taseeseen laskettavista sähkönhankinnoista, osuusvoimaosuuksista ja avoimista toimituksista. (Fingrid Oyj)

3.3 Taseselvityksen aikataulu

Kuva 3 Kuvassa 3 esitetään Suomen nykyisen taseselvityksen aikataulullinen eteneminen. Verkonhaltijan taseselvitysaika on 14 vrk toimitushetkestä. Siinä ajassa verkkonhaltijan on toimitettava oman verkkoalueensa tuntitasoiset osapuolikohtaiset summatoimitustiedot Fingridille. Fingrid välittää tiedot myyjän tasevastaavalle ja verkon tasevastaavalle, välityspalvelulle. Tasevastaavat laskevat Fingridiltä saaduista tiedoista tasevastuussaan olevien osapuolten sähkötaseet (Fingrid Oyj, 2012).

Verkonhaltijan taseselvityksen jälkeen tasevastaavan taseselvitysaika on puoli kuukautta. Tasevastaava summaa yhteen taseeseensa kuuluvien osapuolten kiinteät ja mitatut toimitukset sekä lisää siihen omat avoimet toimitukset ja tuotanto- ja kulutusmäärät. Nämä tasevastaava raportoi Fingridille. Tasevastaava raportoi selvitettävän kuukauden lopulliset tiedot viimeistään kuukauden kuluessa. Nykyisessä mallissa kulutustaseen tiedot on annettava 14 vrk kuluessa toimitushetkestä, mutta tuotantotaseen osalta tietoja voi antaa taseselvityksajan loppuun asti, eli yhden kuukauden ajan. (Fingrid Oyj, 2012)

Tasevastaavan taseselvityksen jälkeen valtakunnallisen taseselvityksen aika on maksimissaan puoli kuukautta. Fingrid selvittää niin valtakunnallisen sähkötaseen kuin Fingridin ja tasevastaavien välisen sähkötaseen. Selvityksen tuloksena saadaan Suomen ja muiden maiden välinen tasepoikkeama sekä tasevastaavien tasepoikkeamat. Täten selvitettävän kuukauden taseselvitystiedot ovat valmiit ja raportoidaan puolentoista kuukauden kuluessa. (Fingrid Oyj, 2012)



Kuva 3. Suomen taseselvityksen aikataulu (Fingrid Oyj, 2012)

4 UUSI TASESELVITYS MALLI

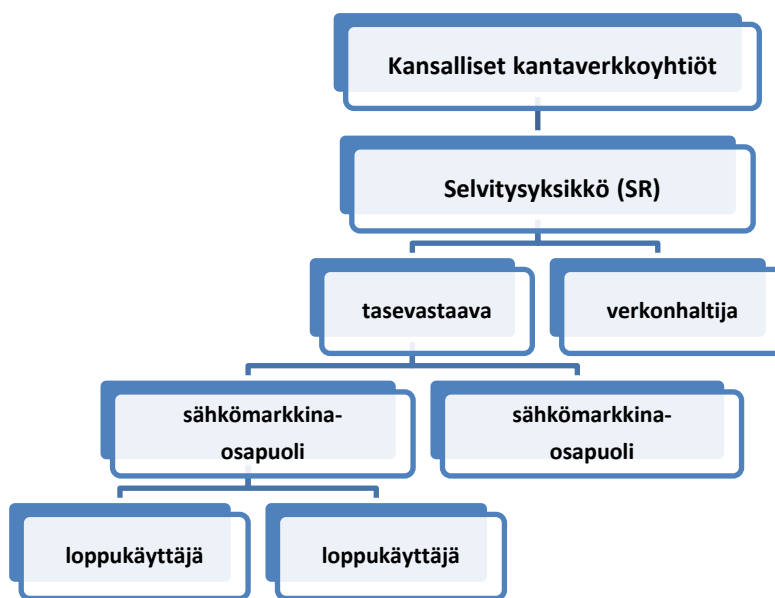
Yhteispohjoismainen taseselvitys on edellytys, kun tavoitteena on integroida sähkömarkkinoita ja toteuttaa kansallisten rajojen ylittävät loppukuluttajamarkkinat. Taseselvitysmalli tulee kattamaan Suomen, Ruotsin ja Norjan taseselvitykset, sillä Tanska jäi suunnitteluvaiheessa pois. Pohjoismaiden ministerineuvosto (The Nordic Council of Ministers) on usean vuoden ajan tukenut yhteisten pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kehitystä. Ministerineuvosto antoi tukensa pohjoismaiden regulaattorien (NordREG) raportille, joka käsittelee yhteisiä loppukäyttäjäsähkömarkkinoita mukaan lukien yhteispohjoismainen taseselvitys. Taseselvitysmallia varten perustettu projekti, Nordic Balance Settlement (NBS) on implementointivaiheessa ja se on tarkoitus saada käyttöön vuonna 2015. Projektille on luotu oma verkkosivusto, josta löytää ajankohtaiset uutiset sekä materiaalit, www.nbs.coop. (NBS, 2011)

Fingrid Oyj on valittu päävastuulliseksi pohjoismaiseksi taseselvittäjäksi Suomen, Norjan ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöiden päätöksellä. Yhteistä taseselvitystä varten perustetaan erillinen yhtiö, joka toimii taseselvittäjänä Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa. Yhtiön toimipaikka tulee olemaan Suomessa. Kansalliset kantaverkkoyhtiöt omistavat selvitysyhtiön ja ovat jatkossakin vastuussa oman maansa taseselvityksestä. (NBS, 2012)

Erilaiset taseselvityssystemit korvataan yhteisellä pohjoismaisella taseselvityksellä. Tarkoituksena on selvittää jokaisen markkinaosapuolen tehotasapaino tuntitasolla kyseisen osapuolen sähkön tuotannon, hankinnan, kulutuksen sekä myynnin perusteella. Verkkoyhtiöt sekä markkinaosapuolet tekevät taseselvityksen NBS:n ohjeiden mukaisesti ja kantaverkkoyhtiöt vastaavat kansallisella tasolla taseselvityksestä. (Fingrid Oyj, 2012)

Kuvassa 4 Kuva 4 näkyy uuden taseselvitysmallin hierarkia. Jos verrataan uuden taseselvitysmallin kaaviota nykyiseen tasemalliin (Kuva 2), huomataan selvitysyksikön olevan ylin toimija nykyisen mallin kantaverkkoyhtiön sijaan. Uudessa mallissa myös verkonhaltijat ovat tiiviimmin yhteyksissä selvitysyksikköön (nykyisessä mallissa

kantaverkkoyhtiö). Muuten taseselvityksen ja tasehallinnan peruseriaatteet tulevat olemaan samat kuin nykyäänkin. Tämän hetken suunnitelman mukaan taseselvitys tehdään edelleenkin tuntitasolla.



Kuva 4. Uuden taseselvitysmallin hierarkia

4.1 Projektin aikataulu

Projektista marraskuussa 2011 julkaistu design report on viimeisin kattava raportti koko projektista. Kesällä 2013 projektista aloitettiin tekemään käsikirjaa, jonka ensimmäinen versio on tarkoitus ilmestyä lokakuussa 2013. Käsikirja tulee kuvaamaan päivitetyn kuvauksen taseselvitysprosessista sekä taseselvitykseen liittyvistä sähkömarkkinalain kohdista eri pohjoismaissa. Myös mallin maakohtaiset eroavaisuudet sekä toimijoiden velvollisuudet tullaan kuvaamaan. Vastaavanlainen käsikirja on ollut käytössä Ruotsissa nykyisen taseselvitysmallin aikaan, mutta on uusi asia Suomessa ja Norjassa.

Kuva 5 kuvaa projektin implementaatiovaiheen aikataulujakaumaa. Tasemallin suunnittelu on pääosin tehty, joskin sitä päivitetään jatkuvasti. Kaksi kertaa vuodessa kokoontuva viiter ryhmä (Reference group meeting), koostuu markkinatoimijoista, joiden avulla NBS-mallia kehitetään jatkuvasti. Sanomaliikenteestä on heinäkuussa 2013

julkaistu raportti, joka kuvaa tiedonsiirtostandardit ja tiedonsiirtoprotokollat. NBS-mallin testaus tulisi alkaa vuoden 2014 jälkimmäisellä puoliskolla. (NBS, 2013)

Nordic Balance Settlement - Implementation	2012	2013	2014	2015
Settlement model - design review	■	■	■	
Data exchange format/changes specification	■	■	■	
IT System PreQualification	■	■	■	
IT System requirement specification and RFP	■	■	■	
IT System construction / testing		■	■	■
NBS organization model selection	■	■	■	
Reference group meetings		■	■	
Regulatory changes (FIN, SWE, NOR)	■	■	■	
Industry preparation		■	■	■
Test period			■	■
Go Live				■

Kuva 5. NBS-projektin aikataulu vuosineljännestartkuudella (NBS, 2013).

4.2 Tavoitteet ja hyödyt

Yhteispohjoismaisen taseselvityksen on yhteisten loppukäyttäjämarkkinoiden edesauttamisen lisäksi tarkoitus toimia edelläkävijänä ja esimerkkinä Euroopan tasolla. Yhdellä yhteisellä taseselvitysmallilla on suurempi vaikutus sähkömarkkinoiden kehittymiseen Euroopan tasolla kuin yksittäisillä pohjoismaisilla taseselvitysmalleilla. (NBS, 2011, s. 46) Yhteisen taseselvityksen tavoitteena on tarjota yhtäläiset sekä toimivat toimintaedellytykset kaikille tasevastaaville riippumatta maasta ja tarjousalueesta sekä yhtäläiset tiedonvaihtonormit ja -säännöt kaikkien sähkömarkkinaosapuolien kesken. (Fingrid Oyj, 2012) Yhteiset ja yksinkertaistetut tasevastaavien toimintatavat alentavat sähkömarkkinaosapuolien kynnystä ryhtyä tasevastaavaksi. Tämä helpottaa toimijoiden pääsyä markkinoille sekä lisää kilpailua ja alentaa kustannuksia, kun sähkömarkkinaosapuolilla on enemmän tasevastaavia valittavana. (NBS, 2011, s. 45)

Yhteiset suorituskykyindikaattorit (KPIs) tulevat kannustamaan mittausdatan laadun parantamisessa. Mittausdatan laadulla tarkoitetaan tuntimittaustietojen täsmällisyyttä ja oikeellisuutta sekä niiden raportoinnin aikataulussa pysymistä. (NBS, 2011, s. 45) Keskitetyn taseselvityksen ja tasoitelaskennan vuoksi tasevastaavalla tulee olemaan

selvitysyksikkö ainoana rajapintana. Tämän vuoksi tiedonvaihto verkkoyhtiöiden ja tasevastaavien välillä vähenee. (NBS, 2011, s. 10)

Yksi taseselvitysyksikkö ja sen IT-järjestelmä monen kansallisen taseselvitysyksikön ja järjestelmän sijaan alentaa operatiivisia kustannuksia pitkällä aikavälillä. Selvitysyksikön kustannukset ja niiden rakenne tulevat läpinäkyvimmiksi ja ne erotellaan toisistaan yksityiskohtaisemmin verrattuna nykyiseen kantaverkkoyhtiöiden kustannustarkasteluun. Tämä on edellytys kustannustehokkaampaan toimintaan. (NBS, 2011, s. 46)

4.3 Toimijoiden vastuut ja roolit

Tässä luvussa käydään läpi eri sähkömarkkinatoimijoiden, SR, TSO, DSO, BRP ja RE, roolit uudessa tasemallissa. Luvussa 5 käydään tarkemmin toimijoiden rooleihin ja vastuisiin perustuva tasemallin rakenne ja kulku.

4.3.1 Taseselvitysyksikkö, SR

Taseselvitysyksikkö hoitaa operatiivisen taseselvityksen Norjan, Ruotsin ja Suomen sähkömarkkina-alueilla. Sen kautta kulkee suuriosa informaatiosta ja mittausdatasta, jotka selvitysyksikkö raportoi eteenpäin. Ne esitellään tarkemmin luvussa 5, jossa tarkastellaan taseselvityksen kulkua. Sen vastuulla on laskuttaa tasevastaavia tasesähköstä sekä kerätä tasevastaavilta maksut, joita tarvitaan taseselvityksen operointiin. Taseselvitysyksikkö asettaa vakuustasot, jotta ne kattavat taseselvityssopimuksen veloitteet. Se myös kerää ja valvoo tasevastaavien vakuuksia ja on oikeutettu nostamaan vakuuksien arvoa tarpeen tullen. Taseselvitysyksikkö valvoo tasetietoja ja huolehtii, että ne pysyvät ohjeiden ja sääntöjen puitteissa. Se julkaisee myös suoritusindikaattoreita (KPIs), joilla tarkastellaan eri osa-alueiden, kuten raportoinnin suorituskykyä markkinatoimijoittain. (NBS, 2011, s. 11)

4.3.2 Kantaverkkoyhtiö, TSO

Kantaverkkoyhtiöt ovat vastuullisia kansallisen tason taseselvityksestä ja niillä tulee olla tasepalvelusopimus selvitysyksikön kanssa. Jokaisen maan kantaverkkoyhtiöt

määrittävät tasevastaavien reservimaksujen suuruuden, minkä selvitysyksikkö perii. Kantaverkkoyhtiö toimittaa selvitysyksikölle tiedot tasevastaavien tuotantosuunnitelmista, aktivoiduista säätötehoista ja muista tehokaupoista. Kantaverkkoyhtiö huolehtii valtakunnan tuotannon/tuonnin ja kulutuksen/viennin tehotasapainosta siten, että taajuus pysyy sille annetuissa rajoissa 50 Hz:ssä. Kantaverkko tulee edelleen laskemaan tuntikohtaiset säätösähköhinnat alueittain. (NBS, 2011, s. 12)

4.3.3 Verkonhaltija, DSO

Verkonhaltijan vastuut koostuvat suurelta osin taseselvitystietojen mittaamisesta ja raportoinnista. Verkonhaltija operoi mittaussysteemiä omalla verkkoalueellaan. Verkkoyhtiö rekisteröi sähkömarkkinaosapuolien tuntikohtaiset mittaustiedot verkkoalueella ja toimittaa ne sähkömarkkinaosapuolille, tasevastaaville ja selvitysyksikölle. Verkkoyhtiö laskee taseselvityksestä käytettävät kuormituskäyrät ja –osuudet ja raportoi ne selvitysyksikölle. Kun kaikki mittausdata on mitattu, laskee verkonhaltija verkkoalueen lopullisen kulutuksen. (NBS, 2011, s. 11)

4.3.4 Tasevastaava, BRP

Tasevastaavalla on oltava tasepalvelusopimus selvitysyksikön kanssa ja sen on asetettava selvitysyksikölle niiden vaatimat vakuudet. Yksi sopimus riittää riippumatta siitä kuinka monessa maassa tasevastaava toimii. Tasevastaava on talouden ja rahaliikenteen vastaosapuoli taseselvityksen, säätösähkön ja tasoitusenergian osalta. Yhdellä tasevastaavalla voi olla useita sähkömarkkinaosapuolia samalla verkkoalueella. Tasevastaava suunnittelee tuotanto- ja kulutussuunnitelmat tuntitasolla, mitkä toimitetaan kiinteiden kauppojen lisäksi kantaverkkoyhtiölle, joka toimittaa ne edelleen selvitysyksikölle. Tasevastaavan tehtävänä on määrittää tasoitusenergiat sähkömarkkinaosapuolikohtaisesti, kun selvitysyksikkö on toimittanut tasoitusenergiat tasevastaavatasolla. Tasevastaava on velvollinen raportoimaan selvitysyksikölle virheistä, joita selvitysyksikön tiedot mahdollisesti sisältävät. (NBS, 2011, s. 12)

4.3.5 Sähkömarkkinaosapuoli, RE

Sähkömarkkinaosapuolia ovat sähkön myyjät ja sähköntuottajat. Sähkömarkkinaosapuolella on oltava sopimus tasevastaavan kanssa, jos se ei ole itse tasevastaava. Sähkömarkkinaosapuolella voi olla vain yksi tasevastaava kulutukselle ja yksi tuotannolle samalla verkkoalueella. Kuva 7 havainnollistaa tasevastaavien ja sähkömarkkinaosapuolien välisiä yhteyksiä ja tasevastaavien valintaa. (NBS, 2011, s. 12)

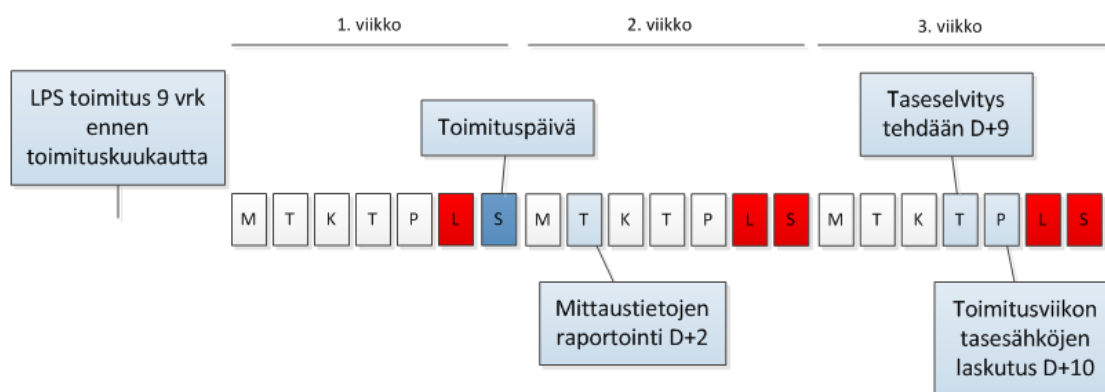
4.4 Muutokset

Tässä kappaleessa käsitellään uuden taseselvityksen aiheuttamia merkittävimpiä muutoksia lyhyesti Suomen edelliseen taseselvitysmalliin nähden. Tasemallin kulku käydään tarkemmin läpi myöhemmin.

Uudessa taseselvitysmallissa selvitysyksikkö suorittaa keskitetysti taseselvityksen nykyisten kansallisten kantaverkkoyhtiöiden sijaan. Fingrid on valittu kansallisten kantaverkkoyhtiöiden toimesta tarjoamaan tukea ja hallinnollisia palveluita selvitysyhtiölle. Uusi selvitysyhtiö tulee esimerkiksi toimimaan Fingridin tiloissa. Verkonhaltija raportoi osapuolikohtaisesti tuntikohtaiset sähköenergiat selvitysyksikölle, joka tekee taseselvityksen tasevastaavatasolla tasealueittain. Tätä keskitettyä taseselvitystä kutsutaan yhden luukunperiaatteeksi ja korvaa jokaisen maan oman taseselvitysyksikön kautta tehtävän taseselvityksen. Selvitysyksikkö tekee taseselvityksen ainoastaan tasevastaavatasolla ja laskuttaa tasevastaavia tasesähköstä jonka jälkeen tasevastaavat ja sähkömarkkinaosapuolet tekevät oman taseselvityksensä. Taseselvitystapa ei muutu, vaan tehdään vuonna 2009 käyttöönotetun tasemallin mukaisesti, mikä kuvattiin luvussa 2. (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012)

Verkkoyhtiön on raportoitava alustavat osapuolikohtaiset summatoimitustiedot selvitysyksikölle kahden päivän kuluessa toimituspäivästä nykyisen yhden vuorokauden sijaan. Päivitykset on tehtävä yhdeksän työpäivän kuluessa toimituspäivän jälkeen, jolloin tehdään taseselvitys. Tämän jälkeen mahdolliset korjaukset tehdään osapuolien kesken keskenään eikä selvitysyksikön kautta. Laskutusyksi muuttuu yhdeksi viikoksi

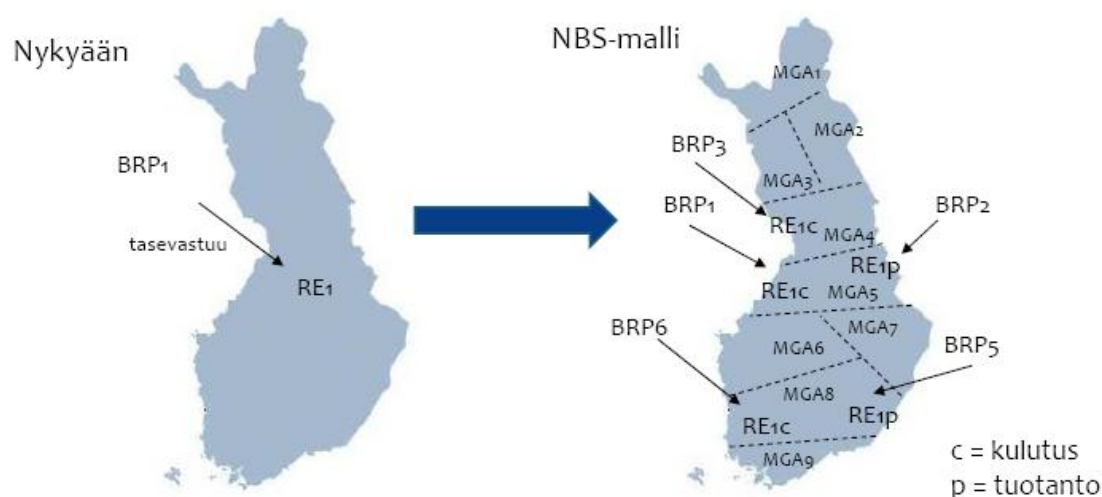
ja toimitusviikon tasesähköt laskutetaan 10. työpäivänä toimitusviikon viimeisestä päivästä. (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012) Työpäivällä tarkoitetaan arkipäiviä maanantaista perjantaihin. Pyhäpäiviä ei lasketa työpäiviksi, vaikka ne osuisivatkin arkipäiviksi. Tällä pyritään pienentämään tasevastaavien ja verkonhaltijoiden työtaakkaa lomien ja pyhien aikaan. (NBS, 2011) Taseselvitysaika lyhenee nykyisestä 1,5 kuukaudesta alle kahteen viikkoon ja laskutuskausi viikkotasoiseksi kuukausitasoisesta. Kuva 6 Kuvassa 6 kuvataan uusi taseselvitys aikajanaalla. (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012)



Kuva 6. Uuden taseselvityksen aikataulu

Tällä hetkellä Suomessa ei ole käytössä kuormituskäyriä vaan sähkönkulutusarviot tehdään tyyppikuormituskäyrien perusteella. Uudessa mallissa verkkoyhtiöiden tulee toimittaa kuormituskäyräosuudet (LPS) niistä kohteista, jotka eivät ole tuntimittaamisen piirissä, viimeistään yhdeksän vuorokautta ennen toimituskuukautta. Verkkoyhtiön on laskettava ja raportoitava kuormituskäyrät (LP) yhdeksän päivän kuluessa toimituspäivästä. Kuormituskäyrien ja osuuksien avulla verkkoyhtiö laskee alustavan kuormituskäyräkulutuksen (PPC) ja lopullisen kuormituskäyräkulutuksen (FPC) mittareiden luvun jälkeen. (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012)

Sähkömarkkinaosapuolet voivat valita eri verkkoalueille eri tasevastaavat tuotannolle ja kulutukselle. Lisäksi yhdellä osapuolella voi olla eri tasevastaavat eri verkkoalueilla. Nykyisessä mallissa sähkömarkkinaosapuolella on ollut vain yksi avointoimittaja koko maassa, kun taas NBS-mallissa sähkömarkkinaosapuolella voi olla eri verkkoalueilla eri tasevastaava kulutukselle ja tuotannolle. Kuva 7 hahmottaa uuden mallin tilannetta suhteessa nykyiseen. Kuvasta nähdään, että esimerkiksi verkkoalueella MGA₈ sähkömarkkinaosapuolella, RE₁, on kulutukselle RE_{1C} tasevastaava BRP₆ ja tuotannolle RE_{1P} tasevastaava BRP₅. Lisäksi samalla sähkömarkkinaosapuolella RE₁ on eri verkkoalueella eri tasevastaavat kulutukselle ja tuotannolle. (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012)



Kuva 7. Nykyisen ja uuden taseselvitysmallin sähkömarkkinaosapuolten tasevastaavat (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012).

Joka maalla on hieman toisistaan poikkeava sanomaliikenne, joten tiedonvaihtoforfaatit tulee harmonisoida rajat ylittävän taseselvityksen toteuttamiseksi (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012). Tämä on vielä kehitysvaiheessa ja tämän raportin luvussa 7 käydään läpi jo raportoidut muutokset. Taulukkoon 2 on koottu yhteenveto uuden mallin aiheuttamista muutoksista suhteessa nykyiseen malliin.

Taulukko 2. Uuden taseselvitysmallin keskeiset erot nykyiseen suomalaiseen taseselvitysmalliin (NBS, 2011)

	Uusi malli	Suomen nykyinen malli
Taseselvityksen raportointirakenne	Mitatun datan raportointi tasevastaavan tasealueella olevien sähkömarkkinaosapuolien tasolla	Raportointi sähkömarkkinaosapuolitasolla
Tasesähkölaskenta	Laskenta tasevastaava tasolla. Päivittäinen laskenta toimituspäivän jälkeiseen yhdeksänteen työpäivään asti	Laskenta tasevastaava tasolla. Päivittäinen laskenta, lopullinen laskenta 1,5 kuukauden kuluttua
Taseselvityksen korjaukset	Ei korjauksia yhdeksännen työpäivän (taseselvityksen) jälkeen toimituksesta selvitysyksikön kautta. Sähkömarkkinaosapuolet sopivat korjauksista keskenään	Ei korjauksia 1,5 kuukauden (taseselvityksen) jälkeen toimituksesta. Sähkömarkkinaosapuolet sopivat korjauksista keskenään
Laskutusaikataulu	Viikoittaiset sähköiset laskut	Kuukausittaiset sähköiset laskut
Profilointi	Kuukausikohtainen kuormituskäyräosuuksien laskenta ja toimitus sähkömarkkinaosapuolitasolla ennen toimituskuukautta verkonhaltijan toimesta	Käyttäjakohtainen tyyppikuormituskäyrien käyttö
Tasoiusselvitys	Selvitysyksikkö kokoaa verkonhaltijan tasoiusenergia-tietojen pohjalta sähkömarkkinaosapuolikohtaiset tasoiusenergiat ja laskuttaa tasevastaavia	Tyyppikuormituskäyrillä arvioitu kulutus luetaan kerran vuodessa, joka on verkonhaltijan vastuulla, minkä jälkeen tehdään tasoiusselvitys verkonhaltijoiden ja sähkömarkkinaosapuolten välillä
Mittauspaikkakohtaisen tuotanto- ja kulutustietojen raportointi RE:lle tuntitasolla	Riippuu NordREG:n tuloksista	Seuraavana päivänä toimituksesta. Lopulliset 14 vuorokauden kuluessa
Alustavien kuormituskäyräkulutusten raportointi RE:lle	Riippuu NordREG:n tuloksista	Seuraavana päivänä toimituksesta
Kuormituskäyräosuuksien raportointi	Verkonhaltijoiden on raportoitava selvitysyksikölle kuormituskäyräosuudet 9 työpäivää (päivitykset 2 työpäivää ennen) ennen toimituskuukauden alkua	Ei käytössä tällä hetkellä
Verkkoalueen osapuolikohtaisten kulutuksien ja -	Ennen klo 10:00 toisena työpäivänä toimituspäivän jälkeen. Päivitys viimeistään 9. työpäivänä klo 12:00	Lopulliset 14 päivän kuluessa toimituksesta. Alustavat yhden vuorokauden päästä

tuotantojen raportointi	mennessä	toimituksesta
Taseselvitys-tulosten raportointi	Selvitysyksiköltä tasevastaaville päivittäin yhdeksäntenä työpäivänä toimituksen jälkeen	Kuukausittaiset tulokset 1,5 kuukauden päästä
Tasoiusenergioiden raportointi mittareiden luennan jälkeen	Verkonhaltijan ilmoitettava selvitysyksikölle kahden kuukauden kuluessa ei-tuntimitatuissa kohteissa	Vuosittain verkkonhaltija ilmoittaa tasoiusenergiat sähkömarkkinaosapuolille

5 TASESELVITYKSEN RAKENNE JA AIKATAULUT

Tarkastellaan taseselvityksen aikataulua ja rakennetta kohta kerrallaan. Kappaleen rakenne etenee aikajärjestyksessä: tapahtumat ennen toimituskuukautta, ennen gate closurea, gate closuren jälkeen, viimeistään 9 päivää toimituspäivän jälkeen sekä taseselvityksen jälkeen. Gate closure on ajankohta, jota ennen tiettyä ajankohtaa koskevat tiedot tulee raportoida vastaanottajalle. (NBS, 2011, ss. 14-17)

5.1 Toimenpiteet ennen toimitusta

Tässä luvussa esitellään aikajärjestyksessä taseselvitysmallin osalta toimenpiteet ennen toimitushetkeä. Tapahtumat on jaettu toimenpiteisiin ennen toimituskuukautta, toimenpiteisiin ennen gate closurea sekä sen jälkeen.

5.1.1 Toimenpiteet ennen toimituskuukautta

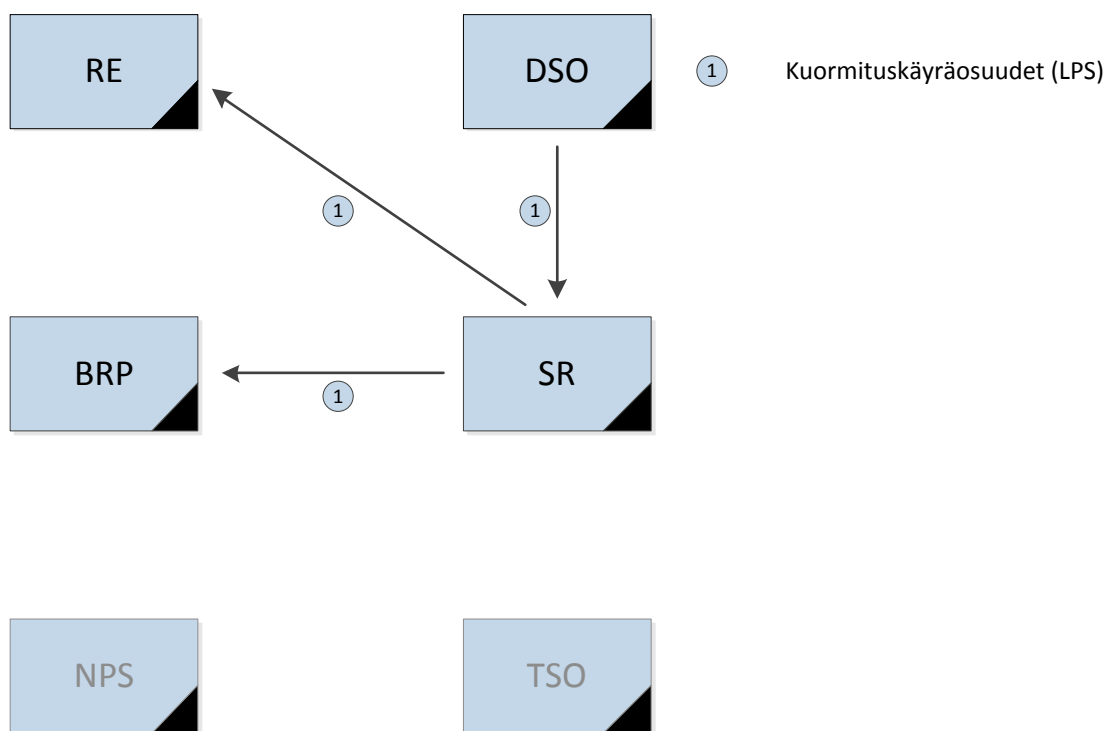
Verkkoyhtiön velvollisuudet ennen toimituskuukautta:

1. Raportoi kuormituskäyräosuudet (LPS) eli kulutusarvion kunkin sähkömarkkinaosapuolen, jonka mittaustietoa ei voida käyttää taseselvityksessä, osalta selvitysyksikölle taselaskentaa varten viimeistään 9 vuorokautta ennen toimituskuukautta.

Selvitysyksikön toimenpiteet ennen toimituskuukautta:

1. Toimittaa päivitetty kuormituskäyräosuudet tasevastaaville ja sähkömarkkinaosapuolille. Kuormituskäyräosuuksia voi päivittää viimeistään kaksi työpäivää ennen toimituspäivää.

Verkkoyhtiö vastaa kuormituskäyräosuuksien laadusta.



Kuva 8. Toimenpiteet ennen toimituskuukautta.

5.1.2 Toimenpiteet ennen gate closurea

Nord Pool:n velvollisuudet ennen toimitushetkeä:

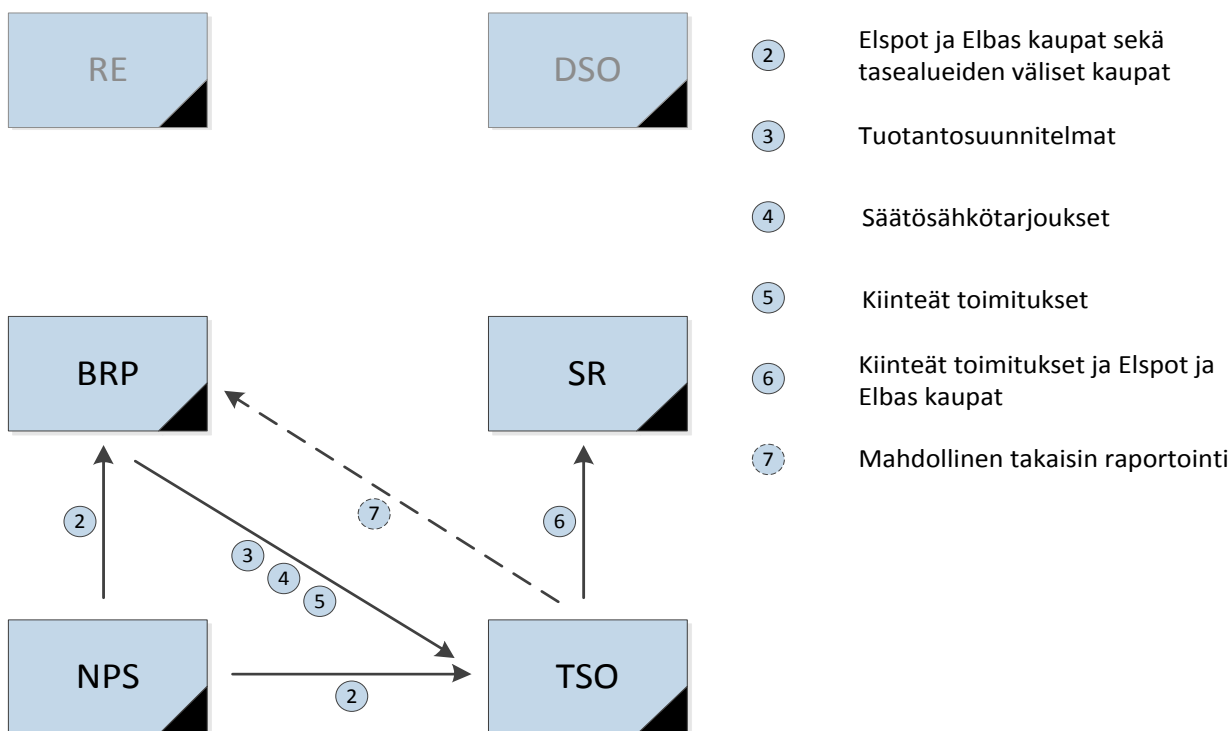
2. Raportoi Elspot kaupat edellisenä päivänä, Elbas kaupat ja kaupat tasealueiden välillä tuntia ennen toimitushetkeä tasevastaaville, kantaverkkoyhtiölle.

Tasevastaava velvollisuudet ennen toimitushetkeä:

3. Toimittaa tuotantosuunnitelmat säätöobjekteittain (RO) kantaverkkoyhtiölle viimeistään 45 minuuttia ennen toimitushetkeä.
4. Toimittaa säätösähkötarjoukset kantaverkkoyhtiölle viimeistään 45 minuuttia ennen toimitushetkeä.
5. Toimittaa kiinteät toimitukset kantaverkkoyhtiölle Suomessa viimeistään 20 minuuttia ennen toimitustuntia. Muissa maissa 45 minuuttia ennen toimitushetkeä.

Kantaverkkoyhtiön velvollisuudet:

6. Toimittaa kiinteät toimitukset sekä Elspot ja Elbas kauppojen tiedot selvitysyksikölle.
7. Raportoi mahdollisista virheellisistä tai vaillinaisista tiedoista tasevastaavalle.



Kuva 9. Toimenpiteet ennen toimitushetkeä.

Ennen gate closurea on myös mahdollista, että kiinteiden toimitusten sekä pörssi kauppojen tiedot toimitetaan suoraan selvitysyksikölle, jos kantaverkkoyhtiö ei tarvitse kyseisiä tietoja tasehallinnassaan (Lintunen, 2013).

5.1.3 Toimenpiteet gate closuren jälkeen

Gate closuren jälkeen ainoastaan kantaverkkoyhtiö raportoi selvitysyksikölle lopulliset tiedot. Gate closuren jälkeen kantaverkkoyhtiö raportoi tasevastaavilta saadut tiedot tuotantosunnitelmista, kiinteistä kaupoista sekä Elspot ja Elbas kaupoista. Lisäksi kantaverkkoyhtiö raportoi selvitysyksikölle säättösähköenergiat tasevastaavan ja kantaverkkoyhtiön välillä.

5.2 Toimenpiteet toimituksen jälkeen

Tehtävät toimituksen jälkeen jakautuvat toimenpiteisiin viimeistään 9 työpäivää toimituspäivästä ja sen jälkeen. Yhdeksän työpäivän jälkeen selvitysyksikkö suorittaa taseselvityksen, jonka jälkeen suoritetaan laskutus ja tasoitusenergioiden määrittäminen sekä laskutus.

5.2.1 Toimenpiteet viimeistään 9 päivää toimituspäivän jälkeen

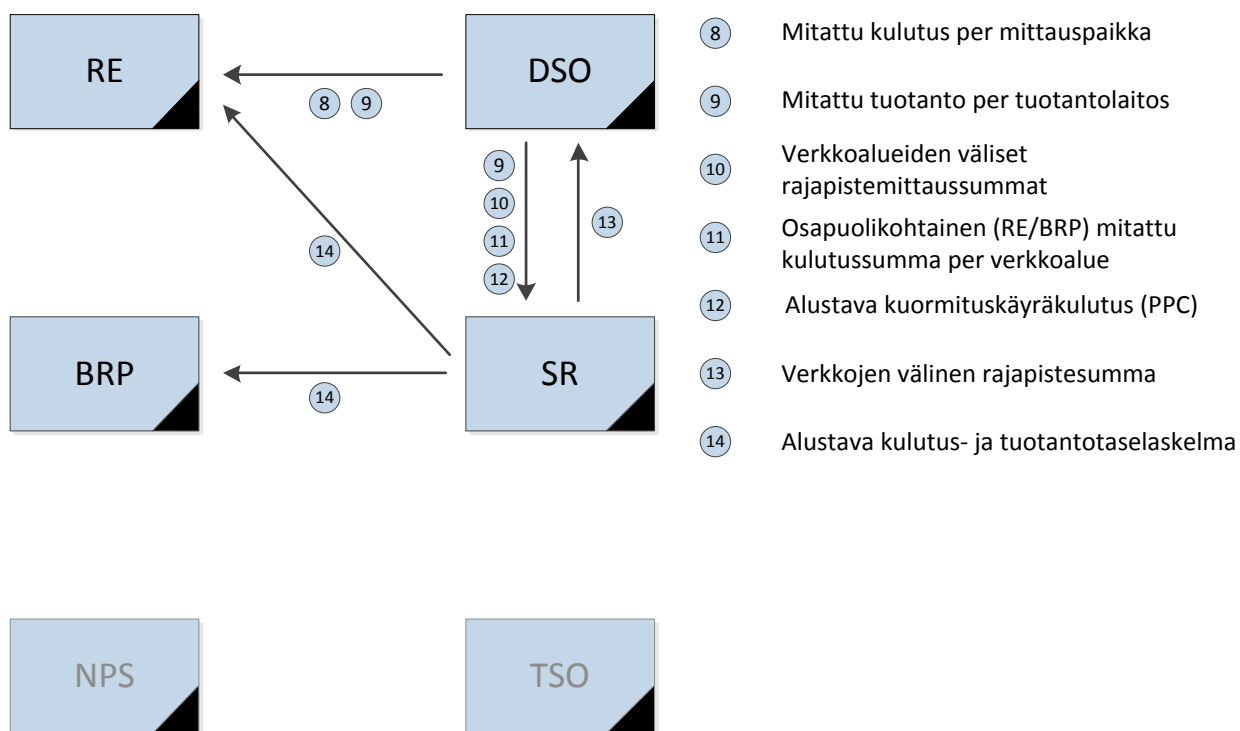
Verkkoyhtiön on raportoitava toimituspäivän jälkeen toisena päivänä klo 13:00 (CET 10:00) mennessä:

8. Tunneittain mitattu kulutus mittaus/käyttöpaikkakohtaisesti sähkömarkkinaosapuolille.
9. Tunneittain mitattu tuotanto selvitysyksikölle ja sähkömarkkinaosapuolille tuotantoyksiköittäin.
10. Verkkoalueiden välinen rajapistemittaussumma selvitysyksikölle.
11. Osapuolikohtainen tunneittain mitattu kulutussumma verkkoalueittain selvitysyksikölle.
12. Alustava arvioitu kuormituskäyräkulutus (PPC) verkkoalueittain selvitysyksikölle.

Jos yksittäisistä mittauspisteistä puuttuu tietoja, on ne arvioitava ennen mittaussummien toimitusta. Päivitetty mittausdata on toimitettava ennen klo 15:00 (suomen aikaa) yhdeksäntenä päivänä.

Verkkoyhtiön tietojen toimituksen jälkeen selvitysyksikkö raportoi seuraavat tiedot:

13. Verkkojen välisen rajapistesumman tulokset verkkoyhtiölle.
14. Alustavan tasesähkölaskennan tulokset tasevastaaville kulutuksen ja tuotannon osalta tasevastaavatasolla. Myös kulutuskäyräosuuksien mukaiset kulutukset.



Kuva 10. Toimenpiteet viimeistään yhdeksän työpäivää toimituspäivän jälkeen.

Yhdeksän päivän aikana joka päivä lasketaan selvitetävästä päivästä taseselvitys, kunnes yhdeksän päivän jälkeen selvitys lukitaan. Mahdolliset muutokset ja korjaukset tehdään tämän jälkeen kahdenvälisesti, ei selvitysyksikön kautta.

5.2.2 Taseselvityksen jälkeen

Taseselvityksen jälkeen selvitysyksikkö raportoi markkinatoimijoita taseselvityksen tuloksista. Selvitysyksikkö toimii seuraavanlaisesti:

15. Raportoi tasevastaavalle taseselvityksen tulokset päivittäin ja laskuttaa tasevastaavia kerran viikossa
16. Laskuttaa tasevastaavaa viikkotasolla kymmenentenä työpäivänä toimitusviikon viimeisestä päivästä.
17. Raportoi tasevastaavalle taselaskennassa käytetyn verkkojen välisen rajapistesumman.
18. Muu taseselvityksen tarkistamiseen liittyvä data tasevastaaville.
19. Hoitaa tasevastaavien reservienergioiden laskutuksen
20. Hoitaa tasealueiden välisen taseselvityksen kantaverkkoyhtiöiden kanssa

Taseselvityksen jälkeen tehdään tasoituslaskenta verkkoyhtiön ja selvitysyksikön toimesta. Ensin verkkoyhtiö:

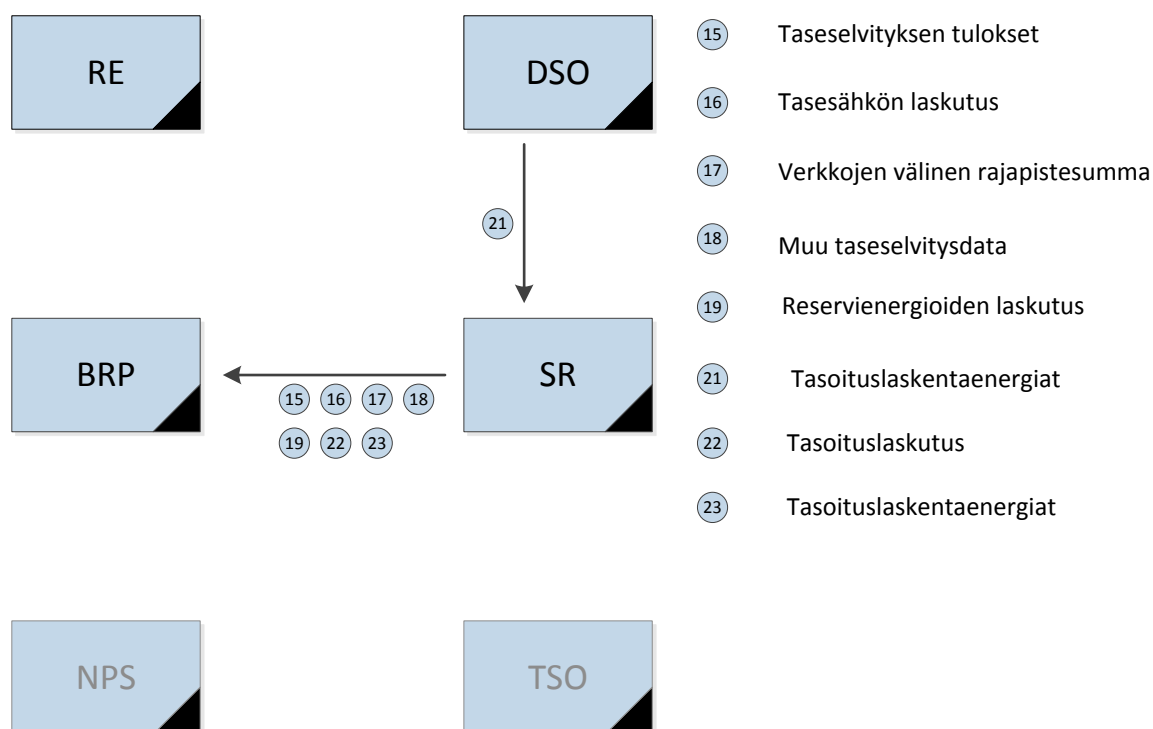
21. Laskee tasoituslaskentaenergiat ja raportoi ne selvitysyksikölle.

Tasoituslaskentaenergiat koostuvat arvioidun kuormituskäyräkulutuksesta (PPC) ja lopullisen mitatun kuormituskäyräkulutuksen (FPC) erotuksesta.

Tämän jälkeen selvitysyksikkö:

22. Suorittaa tasoituslaskutuksen BRP/RE ja laskuttaa sen tasevastaavilta kerran kuussa.

23. Raportoi tasoituslaskentaenergiat tasevastaaville.



Kuva 11. Toimenpiteet taseselvityksen jälkeen.

6 MITTAUSDATA

Tässä luvussa käsitellään tuotantotietojen raportointia sekä mittaustietojen perusteella tehtäviä kuormituskäyriä. Kuormituskäyristä lasketaan sähkömarkkinaosapuolikohtaiset kuormituskäyräosuudet sekä alustavat kuormituskäyräkulutukset. Tasoituslaskutus hoidetaan lopullisten kuormituskäyräkulutusten jälkeen.

6.1 Tuotantotietojen raportointi

Tuotantomittaustietojen raportointia ja taseselvitystä varten määritetään ns. säätöobjekti (RO). Se koostuu yhdestä tai useammasta generaattorista ja vain yhdenlaisesta tuotantomuodosta, kuten vesivoimasta tai tuulivoimasta. Ja määritellään kantaverkkoyhtiön ohjeiden mukaan. Kaikki tuotanto on kuuluttava johonkin säätöobjektiin. Tuotantosuunnitelmat raportoidaan tasevastaavalle tasealueittain ja tasevastaava raportoi tuotantosuunnitelmat kantaverkkoyhtiölle säätöobjekteittain 45 minuuttia ennen toimitusta. Aktiiviset säätösähköt raportoidaan erikseen.

Verkkoyhtiö toimittaa tunneittain mitatut tuotantomäärät tuotantoyksikkökohtaisesti selvitysyksikölle, jonka jälkeen selvitysyksikkö kokoaa tuotantotiedot tasevastaavatasolla. Tuotantoyksikköön voi kuulua useampi generaattori, mutta tuotantomuoto on oltava sama. Tulevaisuudessa taseselvitysmallissa voidaan laskea tasesähköt säätöobjektitasolla.

6.2 Kahdenväliset kaupat/kiinteät kaupat

Kahdenväliset kaupat raportoidaan osapuolikohtaisella tasolla. Jos raportoiduissa tiedoissa on poikkeavaisuuksia, voi niitä päivittää seuraavan päivän tiettyyn ajankohtaan saakka. Molempien osapuolien ilmoittamat poikkeavaisuudet on täsmättävä toisiinsa. (Nordic Balance Settlement, 2012)

6.3 Kuormituskäyrät

Mittarit voidaan luokitella neljään eri ryhmään: päivittäin kerättävät tuntimittaustiedot, vähintään viikoittain kerättävät tuntimittaustiedot, vähintään kuukausittain kerättävät

tuntimittaustiedot ja muut mittarit, kuten manuaalisesti luettavat. Jos mittaustiedot kerätään ja raportoidaan ennen taseselvityksen tekoa, eli yhdeksän työpäivän kuluessa toimitusviikon viimeisestä päivästä, voidaan mitattuja tietoja käyttää taseselvityksessä. Niille kohteille, joiden mittaustiedot kerätään myöhemmin, on käytettävä alustavaa kuormituskäyräkulutusta (PPC). (NBS, 2011)

Verkkoyhtiö vastaa kuormituskäyrien laskennasta, mutta selvitysyksikkö hoitaa tase- ja tasoisuusenergian laskutuksen. Verkkoyhtiö toimittaa tasevastaaville ja sähkömarkkinaosapuolille alustavan kuormituskäyrän (LP) ja kunkin osapuolen (RE) kuormituskäyräosuuden (LPS) verkkoalueittain (MGA) viimeistään 9 työpäivää ennen toimituskuukauden alkua. Kuormituskäyrä lasketaan seuraavalla tavalla:

$$\begin{aligned} & \text{LP per MGA [kWh]:} \\ & \pm \text{netto tuonti/vienti viereisten verkkoalueiden kanssa} + \text{kokonaistuotanto} \\ & - \text{taseselvityksessä käytetty mitattu kulutus} \end{aligned} \quad (3)$$

Kuormituskäyräosuus (LPS) lasketaan sähkömarkkinaosapuolen ennustetun kulutuksen ja koko verkkoalueen ennustetun kulutuksen suhteena. Häviöille lasketaan oma kuormituskäyräosuus. Kuormituskäyräosuudet lasketaan ennen kuukauden alkua ja pidetään vakioina koko kuukauden. Tasevastaavat ja sähkömarkkinaosapuolet raportoivat verkkoyhtiötä mahdollisista muutoksista ja mahdolliset korjaukset tulee tehdä ja uudelleen raportoida viimeistään kaksi päivää ennen toimituskuukautta (NBS, 2011).

Taseselvityksessä käytettävä alustava kuormituskäyräkulutus (PPC) lasketaan sähkömarkkinaosapuolikohtaisesti kuormituskäyrän ja kuormituskäyräosuuden tulona. Lopullinen kuormituskäyräkulutus (FPC) sähkömarkkinaosapuoli tasolla lasketaan, kun mittarit on luettu. Lopullisen ja alustavan kuormituskäyräkulutuksen erotuksesta saadaan tasoisuusenergia, jonka verkkoyhtiö toimittaa selvitysyksikölle, joka laskuttaa tasevastaavia (Lintunen, Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti, 2012).

Otetaan esimerkiksi verkkoalue (MGA), jossa on kolme kuormituskäyräkohdetta ja kolme myyjää. Esitetään kulutukset mittauspaikkakohtaisesti ja häviöt esitetään omana

mittauspaikkana, mikä helpottaa kuormituskäyrien laskemista. Kuormituskäyräosuudet (LPS) lasketaan mittauspaikka- ja kokonaiskulutuksen suhteena. Viimeisissä sarakkeissa on mittauspaikkojen myyjät kuukauden lopulla ja kuukauden alussa. Mittauspaikka 3 on vaihtanut myyjää kuukauden alusta alkaen.

Taulukko 3. Kuormituskäyräosuuksien laskenta ja sähkön myyjän vaihtaminen.

Mittauspaikka	LP [kWh/kk]	LPS per RE	RE ed. kk lopulla	RE kk alussa
1	4000	0,4	1	1
2	3000	0,3	2	2
3	1000	0,1	2	1
häviöt	2000	0,2	3	3
summa	10 000	1		

Lasketaan kuukauden alusta kuormituskäyräosuudet myyjäkohtaisesti.

Taulukko 4. Kuormituskäyräosuuksien laskenta toimituskuukautta varten.

RE	LP [kWh/kk]	LPS
1	5000	0,5
2	3000	0,3
3 (häviöt)	2000	0,2
summa	10000	1

Otetaan esimerkiksi satunnainen kuukauden tunti, jolle lasketaan alustavat kuormituskäyräkulutukset taselaskentaa varten. Lasketaan alustavat myyjäkohtaiset kuormituskäyräkulutukset (PPC_{REx}) kuormituskäyräosuuksien (LPS_{RE}) ja verkkoalueen kokonaiskulutuksen (LP_{MGA}) tulona.

Taulukko 5. Alustavien myyjäkohtaisten kuormituskäyräkulutusten laskenta.

	LPS_{RE}	PPC [kWh]
PPC_{RE1}	0,5	10
PPC_{RE2}	0,3	6
PPC_{RE3}	0,2	4
LP_{MGA}	1	20

Kun lopulliset tuntikohtaiset kuormituskäyräkulutukset (FPC) on mitattu, voidaan tasoituslaskenta suorittaa lopullisen ja alustavan kuormituskäyräkulutuksen erotuksena.

Taulukko 6. Myyjäkohtaisen tasoituslaskutuksen tekeminen.

RE	FPC [kWh]	PPC [kWh]	Tasoitus [kWh]
1	8	10	-2
2	9	6	3
3	3	4	-1
summa	20	20	0

6.4 Tasoituslaskenta

Koska vielä ei mitata kaikkia mittauspaikkoja reaaliaikaisesti, tarvitsee odottaa lopullisia mittaustuloksia, minkä jälkeen voidaan laskea tasoitusenergiat. Mittarit luetaan vähintään kerran vuodessa. Lisäksi mittarit on luettava, jos sähkön toimittaja vaihtuu, asiakas muuttaa, vaihdetaan mittari tai mittauspaikka muuttuu kuormituskäyriä käyttävästä etäluettavaan mittaukseen ja mittaustietoja voidaan käyttää taseselvityksessä. (NBS, 2011)

6.5 Automatic meter reading – AMR

Nopeasti yleistynyt AMR-teknologia tulee vaikuttamaan taseselvitykseen merkittävästi. AMR-mittaussysteemillä tullaan mittamaan tuntikohtaiset energiankulutukset mittauspaikoilta, joita voidaan käyttää taseselvityksestä. Täten manuaaliset mittarin

luvut ja pitkät viivästykset tulevat jäämään pois. Myös tase-energioiden laskutus perustuu entistä tarkempiin tietoihin, kun selvityksessä käytetään todellisia kulutustietoja. Eri pohjoismaissa AMR-teknologian implementointi tapahtuu eri aikaan. Lisäksi mittausdatan tallennus, kerääminen ja käyttö taseselvityksessä eroavat maiden välillä. Jos mittauksien tiedot kerätään yhdeksän työpäivän kuluessa toimituspäivästä, voidaan niitä käyttää taseselvityksessä. Jos kuitenkin tuntimittauksien tiedot kerätään tämän ajan jälkeen, käytetään kuormituskäyräsuuksia kulutuksen arvioimiseen. (NBS, 2011)

Suomessa vuoden 2013 loppuun mennessä arviolta 90 prosenttia kulutetusta sähköenergiasta mitataan tuntitasolla sekä kerätään päivittäin ja toimitetaan taseselvityksen käytettäväksi. Tämän vuoksi hyvin pienessä osassa mittauskohteita tullaan tarvitsemaan kuormituskäyriä ja kuormituskäyräsuuksia arvioimaan kulutusta. Kun uusi tasemalli vuonna 2015 suunnitelmien mukaan tulee käyttöön, on lähes kaikki loppukulutusmittauspaikat varustettu tuntimittausjärjestelmillä. Täten tasoituslaskutuksen tarve pienenee huomattavasti. (NBS, 2011)

7 SANOMALIIKENTEEN MUUTOKSET

Sanomaliikenteen harmonisointi pohjoismaisella tasolla on edellytys yllä kuvatun uuden taseselvitysmallin toiminnalle. Vuoden 2013 aikana tehdään päätökset tiedonsiirtomalleista. NEG (Nordic Ediel Group) on julkaissut heinäkuussa 2013 NBS-projektin pyynnöstä raportin *A market model for data exchange*, joka keskittyy uuden taseselvitysmallin tiedonsiirtosysteemeihin (Nordic Balance Settlement, 2013). Tässä luvussa käydään lyhyesti läpi nykyinen ja uuden mallin mukainen tiedonsiirto.

7.1 Nykyinen tiedonsiirto

Jokaisen pohjoismaan sanomaliikenne pohjautuu Edielin ja sen seuraajan ebIX[®]:n runkoon. Jokaisen maan tiedonvaihto perustuu UN/CEFACT:n määrittelemiin EDIFACT dokumentteihin. Jokaisella maalla on kuitenkin omat vivahteensa ja tiedonvaihto on täytynyt sopeuttaa kunkin maan omiin sääntöihin ja lainasäädäntöön. Suomi on ainoa pohjoismaa, jolla ei tällä hetkellä ole käytössä ebIX[®]:iin perustuvaa tiedonvaihtoa, vaan Suomi on pysyttäytynyt Ediel -pohjaisessa tiedonvaihdossa.

Taulukko 7. Tiedonsiirrossa vastaantulevia lyhenteitä.

Lyhenne	Lyhenteen alkuperä	Määritelmä
ebIX [®]	European forum for energy Business Information eXchange	Ediel:n seuraajaorganisaatio, jonka tarkoitus on edistää ja standardisoida energiateollisuuden tiedonsiirtoa Euroopan tasolla
EDI	Electronic Data Interchange	Organisaatioiden välinen tiedonsiirto
Ediel		ENF:n perustama ebIX [®] :n edeltäjä. Ediel on pohjoismaihin perustettu tiedonvaihto standardi, joka perustuu UN/CEFACT -standardiin
EDIFACT		CEFACT -organisaation määrittelemä

		standardi, johon lähes kaikki EDI -järjestelmät perustuvat
ENF	Ediel Nordic Forum	Perustettiin vuonna 1995 kasvavan tiedonsiirron myötä markkinoiden vapautuessa
UN/CEFACT	The United Nations Centre for Trade Facilitation and Electronic Business	Maailmanlaajuinen organisaatio, joka kehittää ja standardisoi eri toimialojen liiketoiminnan tiedonsiirtoa. Toimii standardina pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Tällä hetkellä pohjoismaissa käytetään EDIFACT standardiin perustuvia Ediel -sanomia/viestejä. Ne soveltuvat hyvin suuren datamäärän siirtoon, koska Ediel-viesteillä tiedostot pysyvät pieninä. Ediel -viesteistä on erilaisia sanomatyyppejä riippuen siitä, minkälaista dataa on tarkoitus lähettää. Suomessa käytetään MSCONS -sanomaa (Metered Services Consumption Report) toteutuneiden mitattujen arvojen välittämiseen osapuolten välillä. DELFOR -sanomaa (Delivery Schedule Message) käytetään osapuolten välisen keskipitkän tai pitkän aikavälin toimitusennusteen välittämisessä. PRODAT -sanomaa (Product Data Message) käytetään loppukäyttäjän käyttöpaikan- ja sopimustietojen välittämiseen verkonhaltijan ja myyjän välillä. Muissa maissa käytetään Ediel -viestejä ja uudemman mallisia ebIX[®] -viestejä, joita Suomessa ei ole käytössä. Suomessa tiedonsiirtoprotokollana käytetään FTP -tekniikkaa (File Transfer Protocol), joka käyttää TCP -protokollaa. Ediel -viestit lähetetään tekstitiedostoina osapuolelta toiselle viestinvälittäjän kautta. Muissa maissa käytetään SMTP -protokollan (Simple Mail Transfer Protocol) mukaista tiedonsiirtoa.

Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat antaneet suosituksensa käyttöönotettavista tiedonvaihtoformaateista vuonna 2011 tehdyssä raportissa (Nordic TSOs, 2011). Ehdotuksena on käyttää ENTSO-E:n ja ebIX[®]:n XML-formaattia, sillä se on erittäin laajalti käytetty tiedostomuoto. Seuraavassa luvussa käydään heinäkuussa 2013 julkaistun raportin (Nordic Balance Settlement, 2013) pääkohdat läpi.

7.2 Uuden mallin mukainen tiedonsiirto

Tiedonsiirtoa käsittelevässä raportissa otetaan kantaa ja keskitytään eri tiedonsiirtostandardeihin, joita käytetään uudessa taseselvitysmallissa; ENTSO-E ja ebIX[®]. Raportissa ei oteta kantaa käytettäviin tiedonsiirtoformaatteihin, kuten XML tai EDIFACT, vaan niitä käsitellään tulevaisuudessa julkaistavissa raporteissa. Liitteessä 1 on koottuna raportin mukaiset tiedonsiirtotavat ja –formaatit ennen toimitustuntia, toimitustunnin jälkeen sekä tasoituslaskennan kohdalla. Tässä raportissa ei käsitellä tiedonsiirtoasioita syvällisemmin, sillä liitteessä 1 on selitetty yksityiskohtaisesti tiedonsiirtostandardit ja myös tiedonsiirtoviestien sisällöt löytyvät raportista *A market model for data exchange*. Raportissa (Nordic Balance Settlement, 2013) taulukot ja kaaviot ovat esitetty parempilaatuisina kuin tämän raportin liitteessä.

8 MUITA TÄRKEITÄ HUOMIOITA

Tässä kappaleessa käsitellään uuden taseselvitysmallin muita merkittäviä muutoksia. Syvennytään myös jo tässä työssä mainittuihin asioihin tarkemmin.

8.1 Markkinavalvonta

Selvitysyksikkö tulee valvomaan tasesähkön määriä, markkina-aseman hyväksikäyttöä ja väärinkäytöksiä säätösähkömarkkinoilla. Selvitysyksikkö seuraa ja kerää tasesähkötiedot ja jos tasevastaavalla ilmenee suuria ja systemaattisia tasesähkömääriä, selvitysyksiköllä on velvollisuus puuttua niihin. Tällöin tasevastaavaa voidaan rangaista taloudellisilla sanktioilla. (NBS, 2011)

Suorituskykyindikaattorit (KPIs) ovat myös tapa mitata ja seurata eri toimijoiden suorituskykyä. Riippuen indikaattorista, ne julkaistaan yhtiön nimellä tai yhtiö näkee vertailuarvon muihin samoihin toimijoihin. Indikaattorit tulevat käsittelemään verkkoyhtiön osalta esimerkiksi mittausdatan laatua, eli niiden täsmällisyyttä ja aikataulussa pysymistä ja tasevastaavan osalta tasesähkön määrää. Tällä hetkellä muissa maissa paitsi Suomessa on käytössä suorituskykyindikaattoreita, mutta tulevaisuudessa kehitellään yhteiset taseselvitysmallia palvelevat indikaattorit. (NBS, 2011)

8.2 Rahaliikenne ja laskutus

Selvitysyksikön tehtävät kantaverkkoyhtiöiden puolesta ovat pääasiassa taseselvityksen ja tasoituselvityksen laskutukseen ja laskentaan liittyvät operatiiviset tehtävät. Kantaverkkoyhtiöt tulevat silti olemaan vastuullisia taseselvityksestä. Selvitysyksikön toteuttaman taseselvityksen ei ole tarkoitus tuottaa voittoa vaan kantaverkkoyhtiöt kattavat käyttökustannukset. (NBS, 2011)

Selvitysyksikkö laskuttaa viikoittain tasesähköstä ja säätösähköstä. Suurin osa rahaliikenteestä tapahtuu selvitysyksikön ja tasevastaavien välillä. Tasevastaavan maksamat tuotantomaksut, kulutusmaksut ja muut maksut selvitysyksikkö ohjaa kantaverkkoyhtiölle. Selvitysyksikkö käsittelee kantaverkkoyhtiötä tasevastaavana

laskuttaessa tasealueiden välisiä tasepoikkeamia. Maiden väliset tasepoikkeamat kantaverkkoyhtiöt hoitavat keskenään. (NBS, 2011)

8.3 Vakuudet

Vakuuksia tarvitaan takaamaan taloudellinen turvallisuus selvitysyksikön ja tasevastaavien välillä. Tasevastaavien on huolehdittava, että vakuudet kattavat selvitysyksikön vaatimat vakuusehdot ja -rajat. Vakuuksien hallinnassa tullaan käyttämään dynaamista mallia, joka on todettu joustavaksi malliksi. Dynaamisessa mallissa vakuuksien tarve lasketaan viikoittain, mutta tarvittaessa tasevastaavien on tarjottava vakuuksia enemmän selvitysyksikölle. (NBS, 2011)

8.4 Kustannukset

NBS:n raportissa on listattu eri toimijoille koituvia kuluja, jotka kuitenkin ovat hyvin suuripirteisiä toimijan koosta, tämänhetkisestä IT-järjestelmästä ja ulkoistamisen määrästä johtuen. Suuriosa kustannuksista johtuu tiedonsiirtojärjestelmän muuttamisesta tai päivittämisestä. Lisäksi AMR-mittausjärjestelmän nykytila vaikuttaa tuleviin kustannuksiin. Suomen pienille verkkoyhtiöille NBS arvioi kustannusten olevan 15 000 € ja suurille 150 000 €. Tasevastaavien kustannukset johtuvat myös pääosin tiedonsiirtojärjestelmästä ja on arvioitu olevan pienille toimijoille 10 000 € ja suurille 100 000 €. (NBS, 2011) Energiayhtiön kustannuksiin vaikuttaa alentavasti tilanne, jos samaan konserniin kuuluu niin tasevastaava kuin verkonhaltijakin, jolloin tiedonvaihtojärjestelmät palvelevat usein molempia toimijoita, kuten Lahti Energialla. NBS-projektin implementoinnin on arvioitu maksavan kaikille kantaverkkoyhtiöille yhteensä 7,2 miljoonaa euroa. Tämä kustannus on arvioitu maksettavan takaisin kymmenessä vuodessa alentuneiden yksittäisten kantaverkkoyhtiöiden kustannusten vuoksi. (NBS, 2011)

Uuden taseselvitysmallin katsotaan alentavan tasevastaavien kustannuksia, koska selvitysyksikkö tulee toimimaan ainoana rajapintana useamman sijaan. Verkkoyhtiöiden käyttökustannukset tulevat kasvamaan nykyisestä, mutta kompensoituvat pienemmillä korjauskustannuksilla tuntimittausuudistuksen tarjoaman paremman datan ansiosta.

Toisaalta, kun päämääränä on yhteiset vähittäissähkömarkkinat, jolloin tarvitaan laadukasta päivittäin raportoitavaa tuntiakohtaista mittausdataa, voidaan päätellä, että taseselvitysmallin verkkoyhtiöille aiheuttamat käyttökustannukset eivät kasva. (NBS, 2011)

9 VAIKUTUKSET LAHTI ENERGIALLE

Tässä kappaleessa kootaan edellisissä luvuissa esitetyt Lahti Energiaa koskevat muutokset. Kaikkia vaikutuksia on vaikea arvioida vielä, koska taseselvitysmallissa on useita avoimia kohtia, jotka tarkentuvat projektin edetessä. Tämä luo epävarmuutta toimijoiden tasolla kohtalaisen tiukan aikataulun vuoksi. Sen vuoksi onkin ensisijaisen tärkeää, että toimijoita informoidaan riittävästi projektin edetessä.

Lahti Energia konsernissa toimivat yhtiöt toimivat eri toimijoina sähkömarkkinoilla. Lahti Energia Oy toimii tasevastaavana sekä sähkömarkkinaosapuolena sähkön tuottajan ja myyjän roolissa. Lain nojalla sähkönmyynnistä eriytetty LE - Sähköverkot Oy toimii verkonhaltijana. Lahti Energian muutoksia tasevastaajan roolin osalta on vaikea arvioida. Sähkömarkkinatoimijat voivat uudessa mallissa valita vapaammin taseselvittäjät eri verkkoalueilla, kuten luvussa 4.4 kuvattiin. Uuden systeemin avulla pyritään lisäämään kilpailua, jonka vaikutukset nähdään vasta, kun malli on käytössä.

LE - Sähköverkot Oy toimii Lahden lähialueella verkonhaltijana. Kuten aiemmin tässä raportissa on todettu, suurimmat muospaineet kohdistuvat nimenomaan verkkoyhtiöille. Lahti Energia on saanut AMR-mittaussysteemin käyttöön, mikä vähentää uuden taseselvitysmallin aiheuttamia muutoksia ja sitä myöten myös kustannuksia. Verkonhaltijoiden vastuulla tulee olemaan kuormituskäyräosuuksien laskeminen ja raportointi taseselvitystä varten. Tätä LE - Sähköverkon ei tarvitse tehdä, koska etämittauksen vuoksi mittausdata on käytettävissä taseselvitysaikana. Mittausjärjestelyissä ei myöskään ole tarvetta muutokseen.

Uudessa mallissa verkonhaltijalla on velvollisuus toimittaa ja raportoida mittaustiedot. Tuntikohtainen raportointi tulee toimimaan samalla tapaa kuin nykyäänkin, mutta aikataulu muuttuu. Kuten tässä raportissa on mainittu, verkkoyhtiön tulee toimittaa toisena työpäivänä toimituspäivän jälkeen kulutus- ja tuotantotietoja sekä rajapistesummatietoja. Tietoja voi kuitenkin päivittää yhdeksänteen työpäivään asti toimituspäivästä. Täten mittausdatan toimitusaika lyhenee. Tämä ei todennäköisesti tule aiheuttamaan kovin merkittävää muutosta etämittauksen vuoksi. Ennen kuin uudet tavat on sisäistetty, voi kuitenkin ilmetä ongelmia. Jos mittausdataa ei saada toimitettua

taseselvitysaikana, tehdään muutokset osapuolien kesken, mikä kasvattaa työmäärää. Taseselvityksen aikataulun tiukkenemisen vuoksi myös laskutussykli nopeutuu. Laskutus tapahtuu viikkokohtaisesti nykyisen kuukausikohtaisen sijaan. Tämä varmasti aiheuttaa laskutuksen hoidon osalta enemmän työtä ja sopeutumista.

Suurin käytännönmuutos tulee koskemaan tiedonsiirtoasioita. Tiedonsiirtostandardit tulevat muuttumaan uudessa mallissa, joten uuden järjestelmän implementointi olemassa olevaan järjestelmään on varmasti suurin yksittäinen uuden taseselvitysmallin aiheuttama tekijä. Tiedetään, että tiedonsiirtotavat tulevat muuttumaan, mutta sen käyttöönotosta ja järjestelmien asetuksesta ei ole vielä tarkkaa tietoa. Uuden tiedonsiirtotavan vuoksi perustetaan kansallisista toimijoista koostuva referenssiryhmä. Tiedonsiirtopolut tulevat muuttumaan, kuten tässä raportissa on kuvailtu. Tämäkin muutos koskee lähinnä implementointivaihetta, sillä sen jälkeen datan siirtäminen on suhteellisen automatisoitua eikä tule todennäköisesti vaikuttamaan merkittävästi käytännön toimintaan.

10 YHTEENVETO

Taseselvityksen harmonisointi eri pohjoismaiden välillä on edellytys kokonaan integroiduille sähkömarkkinoille pohjoismaiden ja Euroopan tasolla. Taseselvityksen peruseriaatteen tulevat pysymään samanlaisina kuin nykyisessä mallissa, mutta raportointi ja sen kulku tulee muuttumaan. Lisäksi taseselvityksen aikataulu tulee nopeutumaan. Osa asioista on vielä avonaisia, mutta tulee tarkentumaan projektin edetessä. Malliin tulee tulemaan muutoksia aina sen käyttöönottoon asti, kun mallia kehitetään saadun palautteen perusteella. Suurin konkreettinen muutos tulee olemaan tiedonsiirto, joka on vielä hieman avonainen osa-alue ja jonka implementoinnille tulee jättää tarpeeksi aikaa energiayhtiöille.

Lahti Energialla on jo käytössä AMR-mittaussysteemi, mikä helpottaa taseselvitysmallin käyttöönottoa. Lahti Energian ei tarvitse käyttää kuormituskäyräosuuksia, koska mittauspaikat ovat etämittauksen piirissä. Taseselvityksen aikataulun nopeutuminen saattaa aiheuttaa aluksi totuttelemista, mutta jos tiedonsiirtojärjestelmät saadaan asennettua hyvin, pitäisi raportoinnin toimia suhteellisen automatisoidusti. Energiayhtiöiden riittävä informoiminen on merkittävässä roolissa, kun yhtiöillä on tarve uudistaa järjestelmiä. Sivusto www.nbs.coop toimii ensisijaisena lähteenä, josta löytyy materiaalia ja uutisia taseselvitysmallista. Lisäksi vuoden 2013 loppupuolella julkaistava käsikirja toimii informaatiolähteenä uuden taseselvitysmallin osalta.

11 LÄHDELUETTELO

Fingrid Oyj. (16. November 2012). *Fingrid, Statnett ja Svenska Kraftnät kohti pohjoismaiden yhteistä sähkön taseselvitystä*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/sivut/fingrid,-statnett-ja-svenska-kraftn%C3%A4t-kohti-pohjoismaiden-yhteist%C3%A4-s%C3%A4hk%C3%B6n-taseselvityst%C3%A4-.aspx>

Fingrid Oyj. (2012). *Taseselvityksen eteneminen*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/taseselvitys/taseselvitykseneteneminen/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj. (2012). *Taseselvitys*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/en/customers/Balance%20services/Imbalance/Pages/default.aspx>

Fingrid Oyj. (2013). *Tasemallin kuvaus*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasemallinkuvaus/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj. (ei pvm). *Nordic Balance Settlement*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/nbs/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj. (ei pvm). *Raportointi*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/raportointi/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj. (ei pvm). *Taselaskennan esimerkki*. Noudettu osoitteesta <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/taseselvitys/taselaskennanesimerkki/Sivut/default.aspx>

Lintunen, P. (2012). *Nordic Balance Settlement, taseselvitysmallin läpikäynti*. Fingrid Oyj.

Lintunen, P. (17. syyskuu 2013). (K. Vilén, Haastattelija)

NBS. (2011). *Nordic Balance Settlement (NBS) Common Balance & Reconciliation Settlement, Design*. NBS.

NBS. (16. November 2012). *Main host has been selected*. Noudettu osoitteesta <http://www.nbs.coop/news/main-host-has-been-selected>

NBS. (2013). *Reference Group Meeting*.

NBS. (ei pvm). *Status report of ongoing work*.

Nordic Balance Settlement. (6. Marraskuu 2012). *Nordic Balance Settlement project*.
Noudettu osoitteesta
http://www.nbs.coop/sites/default/files/materials/NBS%20ref%20group-agenda%206-7%20Nov%202012_model.pdf

Nordic Balance Settlement. (6. Marraskuu 2012). *Nordic Balance Settlement-status*.
Noudettu osoitteesta
http://www.nbs.coop/sites/default/files/materials/NBS%20ref%20group-agenda%206-7%20Nov%202012_Status.pdf

Nordic Balance Settlement. (30. August 2013). *Business Requirement Specification Nordic Balance Settlement A Market model for data exchange*. Noudettu osoitteesta
<http://www.nbs.coop/sites/default/files/materials/Nordic%20Balance%20Settlement%20NBS.pdf>

Nordic Energy Regulators. (2008). *Towards harmonised Nordic balancing services*.
March.

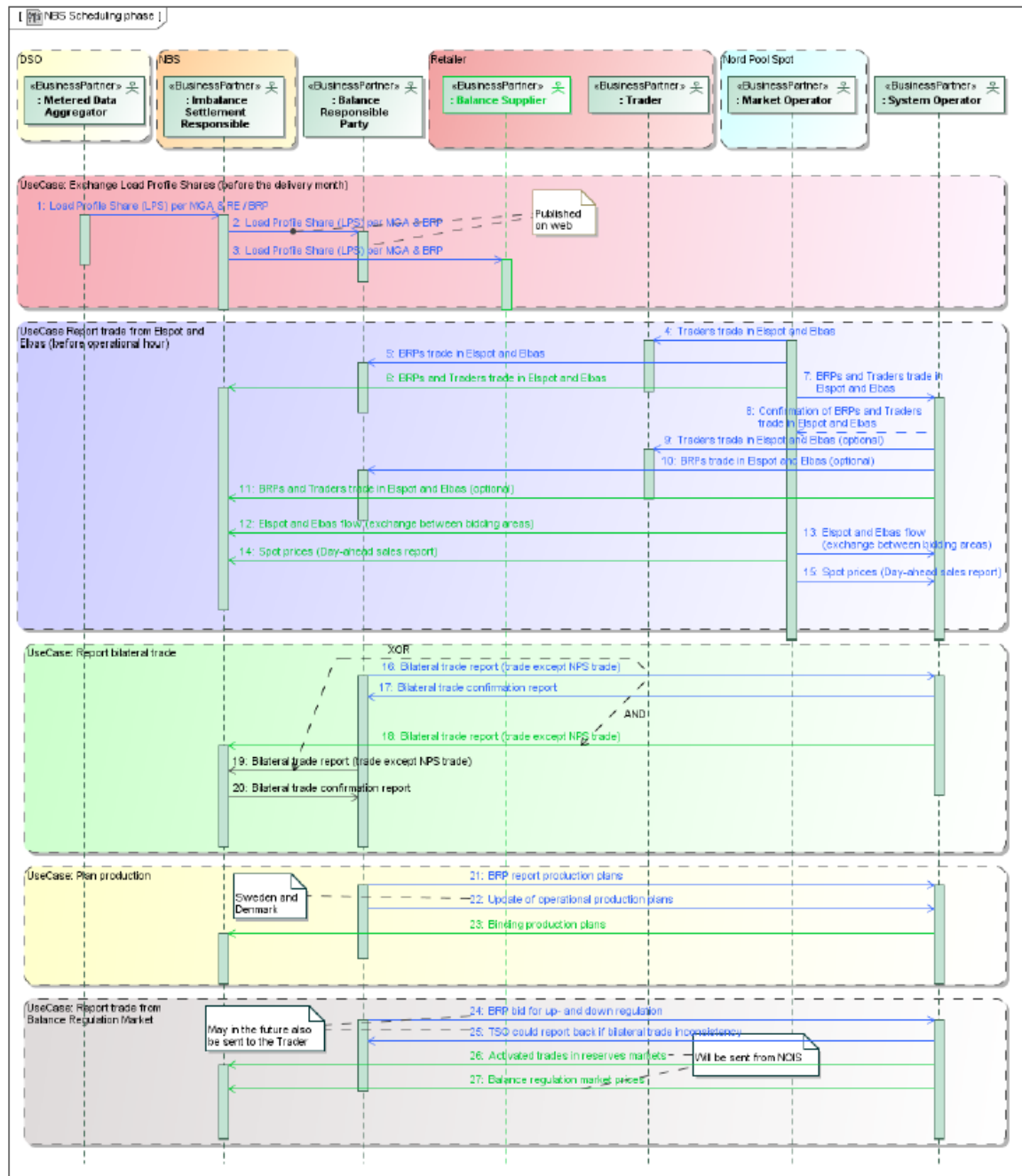
Nordic TSOs. (23. Elokuu 2011). *Standards for electronic data interchange (EDI) in a common nordic retail market*. Noudettu osoitteesta
<http://www.nbs.coop/sites/default/files/materials/Nordic%20TSO%20EDI%20position%20paper%20for%20a%20commonNordic%20retail%20market.pdf>

Partanen, J. (4. Lokakuu 2011). Valtakunnallinen sähkötaseiden hallinta ja selvitys.
Noudettu osoitteesta Valtakunnallinen sähkötaseiden hallinta ja selvitys.

Rajala, M. (8. Toukokuu 2013). Energia-analyttikko. (K. Vilén, Haastattelija)

Valtonen, P.;Partanen, J.;& Honkapuro, S. (2012). *Electricity retailer profit optimization in different operational environments*. Lappeenranta:
Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

LIITE 1. TIEDONSIIRTO ERI TASESELVITYKSEN ERI AJANKOHTINA

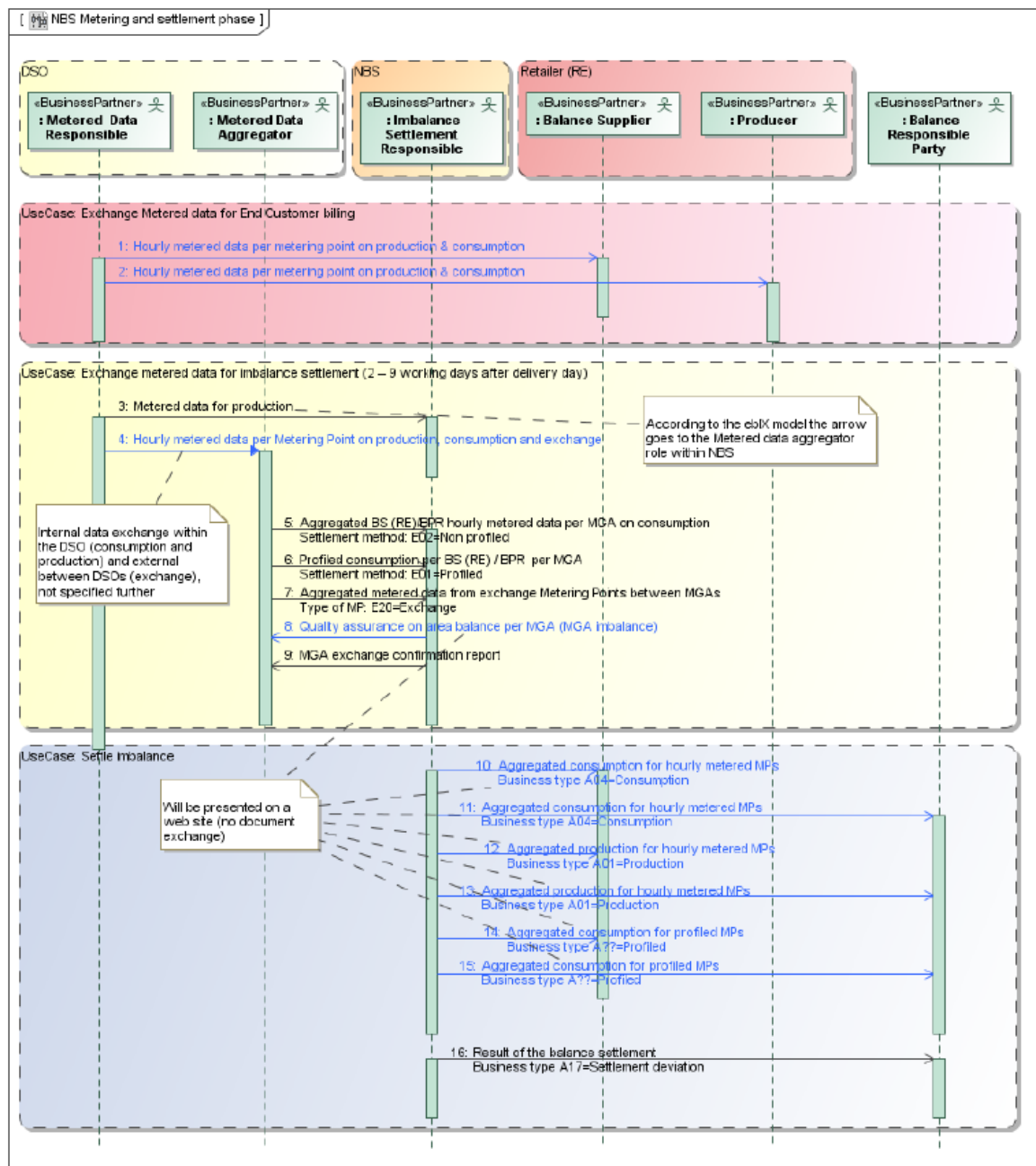


Kuva 12. Yleiskuva tiedonsiirrosta ennen toimitustuntia.

Taulukko 8. Dokumentointi- ja tiedonsiirtotavat eri osapuolien välillä ennen toimitustuntia.

NBS document	Roles	Identified object(s)	Documentation
Before the delivery month			
1. Load Profile Share (LPS) per MGA & RE / BRP			Not handled in the first version of NBS.
2. Load Profile Share (LPS) per MGA & BRP			Only published on web
3. Load Profile Share (LPS) per MGA & RE			Only published on web
Before gate closure			
4. Trade in Elspot and Elbas			ENTSO-E ECAN Allocation Result Document [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
5. BRPs trade in Elspot and Elbas			ENTSO-E ECAN Allocation Result Document [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
6. BRPs and Traders trade in Elspot and Elbas	MO → NBS	MBA, BRP or Trader (RE)	ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
7. BRPs and Traders trade in Elspot and Elbas			ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
8. Confirmation of BRPs and Traders trade in Elspot and Elbas			ENTSO-E ESS Confirmation Document [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
9. Traders trade in Elspot and Elbas (optional)			ENTSO-E ESS Confirmation Report [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
10. BRPs trade in Elspot and Elbas (optional)			ENTSO-E ESS Confirmation Report [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
11. BRPs and Traders trade in Elspot and Elbas (optional)	MO → NBS	MBA, BRP or Trader (RE)	ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
12. Elspot and Elbas flow (exchange between bidding areas)	MO → NBS	MBA 1, MBA 2	ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
13. Elspot and Elbas flow (exchange between bidding areas)			ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
14. Spot prices (Day-ahead sales report)	MO → NBS	MBA	ENTSO-E EPD Publication Document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
15. Spot prices (Day-ahead sales report)			ENTSO-E EPD Publication Document [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]

NBS document	Roles	Identified object(s)	Documentation
16. Bilateral trade report (trade except NPS trade)			ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for Schedules, Market schedule document [8]
17. Bilateral trade confirmation report			ENTSO-E ESS Confirmation Report [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
18. Bilateral trade report (trade except NPS trade)	SO → NBS	MGA 1, MGA 2, Trader 1, Trader 2	ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
19. Bilateral trade report (trade except NPS trade)	BRP → NBS	MGA 1, MGA 2, Trader 1, Trader 2	ENTSO-E ESS Schedule Document [1] For details see: 5.6
20. Bilateral trade confirmation report	NBS → BRP	MGA 1, MGA 2, Trader 1, Trader 2	ENTSO-E ESS Confirmation Report [1] For details see: 5.7
21. BRP report production plans			ENTSO-E ERRP Planned Resource schedule [1] For details see: BRS for Scheduling, Operational schedule document [8]
22. Update of operational production plans			ENTSO-E ERRP Planned Resource schedule [1] For details see: BRS for Scheduling, Operational schedule document [8]
23. Binding production plans	SO → NBS	MBA, RO, BRP, RE	ENTSO-E ERRP Planned resource schedule [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
24. BRP bid for up- and down regulation			ENTSO-E ERRP Reserve Bid Document for Reserve Tenders [1] For details see: BRS for Nordic Trading System [7]
25. TSO could report back if bilateral trade inconsistency			ENTSO-E ESS Confirmation Report [1] For details see: BRS for Scheduling, Market schedules anomalies [8]
Short time after gate closure			
26. Activated trades in reserves markets A) Reserves Up B) Reserves Down C) Supportive power Sold D) Supportive power Bought	SO → NBS	A) and B): MBA, BRP, RO C) and D): MBA 1, MBA 2, TSO	ENTSO-E ERRP Reserve allocation result document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]
27. Balance regulation market prices	SO → NBS	MBA	ENTSO-E EPD Publication Document [1] For details see: BRS for NBS, documents between NBS, TSOs and Market operator [10]

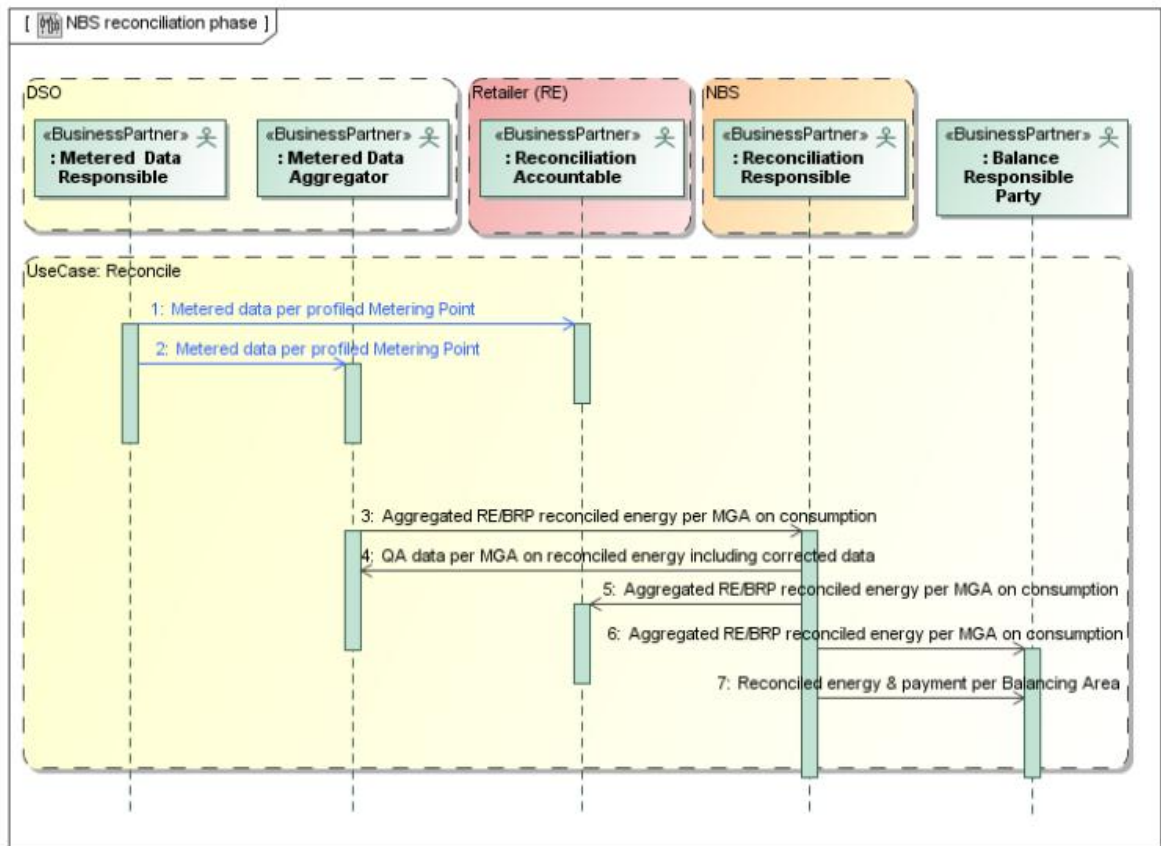


Kuva 13. Yleiskuva tiedonsiirrosta mittaus tulosten toimituksen ja taseselvityksen aikana.

Taulukko 9. Dokumentointi- ja tiedonsiirtotavat eri osapuolien välillä mittaustulosten luvun ja taseselvityksen aikana.

NBS document	Roles	Identified object(s)	Documentation
Reporting metered data 2 – 9 working days after delivery day			
1. Hourly metered data per metering point on production & consumption			ebIX® EMD model measure for billing, Validated Data for Billing Energy (E66, E88) [2] For details see: BRS for Nordic Settlement System, outside of NBS [9]
2. Hourly metered data per metering point on production & consumption			ebIX® EMD model measure for billing, Validated Data for Billing Energy (E66, E88) [2] For details see: BRS for Nordic Settlement System, outside of NBS [9]
3. Metered data for production	DSO → NBS	MP (RO)	ebIX® EMD model measure for billing, Validated Data for Settlement for Aggregator (E66, E44 (Settlement)) [2] For details see: 5.1
4. Hourly metered data per metering point on production & consumption			Internal dataflow within the DSO. Not documented.
5. Aggregated BS (RE) / BPR hourly metered data per MGA on consumption Settlement method: E02=Non profiled	DSO → NBS	MGA, BRP, BS	ebIX® EMD model measure for imbalance settlement, Aggregated Data per MGA for Imbalance Settlement to Settlement Responsible (E31, E44) [2] For details see: 5.2
6. Profiled consumption per BS (RE) / BPR per MGA Settlement method: E01=Profiled	DSO → NBS	MGA, BRP, BS	ebIX® EMD model measure for imbalance settlement, Aggregated Data per MGA for Imbalance Settlement to Settlement Responsible (E31, E44) [2] For details see: 5.2
7. Aggregated metered data from exchange Metering Points between MGAs Type of MP: E20=Exchange	DSO → NBS	MGA 1, MGA 2, Responsible MGA	ebIX® EMD model measure for imbalance settlement, Aggregated Data per Neighbouring Grid For Settlement Responsible (E31, E44) [2] For details see: 5.3
8. Quality assurance on area balance per MGA			Will be published on a web site. Not documented.
9. MGA exchange confirmation report	NBS → DSO	MGA 1, MGA 2, Responsible MGA	ebIX® EMD model measure for imbalance settlement, Confirmation of Aggregated Data per Neighbouring Grid For Settlement Responsible (E31, E44) [2] Note: This is currently a proposal from NBS For details see: 5.4

NBS document	Roles	Identified object(s)	Documentation
10. Aggregated consumption for hourly metered MPs			Will be published on a web site. Not documented.
11. Aggregated consumption for hourly metered MPs			Will be presented on a web site (no document exchange)
12. Aggregated production for hourly metered MPs			Will be presented on a web site (no document exchange)
13. Aggregated production for hourly metered MPs			Will be presented on a web site (no document exchange)
14. Aggregated consumption for profiled MPs			Will be published on a web site. Not documented.
15. Aggregated consumption for profiled MPs			Will be presented on a web site (no document exchange)
After the Balance settlement			
16. Result of the balance settlement Business type A17=Settlement deviation	NBS → BRP	MBA, BRP	ENTSO-E ESP Energy account report (EAR) For details see: 5.5



Kuva 14. Yleiskuva tiedonsiirrosta tasoituslaskenta vaiheessa.

Taulukko 10. Dokumentointi- ja tiedonsiirtotavat eri osapuolien välillä tasoituslaskennassa.

NBS document	IG and document
Reporting of metered data of Profiled Metering Points	
1. Metered data per profiled Metering Point	ebIX [®] EMD Validated Data For Reconciliation (E66 / E43 (Reconciliation)) [2] For details see: BRS for Nordic Settlement System, outside of NBS [9]
2. Metered data per profiled Metering Point	Internal dataflow within the DSO. Not documented.
Reporting reconciliation settlement	
3. Aggregated RE/BRP reconciled energy per MGA on consumption	Not handled in the first version of NBS.
4. QA data per MGA on reconciled energy including corrected data	Not handled in the first version of NBS.
5. Aggregated RE/BRP reconciled energy per MGA on consumption	Not handled in the first version of NBS.
6. Aggregated RE/BRP reconciled energy per MGA on consumption	Not handled in the first version of NBS.
7. Reconciled energy & payment per Balancing Area	Not handled in the first version of NBS.