

Energiavirasto

Kysyntäjoustoa tukevat valvontamenetelmät sähkön jakeluverkko-
toiminnassa

Reliance Restricted

13 April 2018 | Version 1.0 (Draft)



Ernst & Young Oy
Transaction Advisory Services

Alvar Aallon katu 5 C
00100 Helsinki

ey.com

Mikko Äijälä
Partner

Transaction Advisory Services

M +358 407 092 907

E Mikko.ajjala@fi.ey.com

Lili Kirikal
Senior Manager

Transaction Advisory Services

M +358 50 411 3918

E lili.kirikal@fi.ey.com

Reliance Restricted

Energiavirasto
Lintulahdenkuja 4
00530 Helsinki
Finland

Kysyntäjoustoa tukevat valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnassa

13 April 2018

In accordance with our engagement agreement dated 19 December 2017 (the "Engagement Agreement"), Ernst & Young Oy ("EY") is pleased to present the following report (the "Report") outlining the key considerations resulting from the benchmarking study of regulation methods supporting demand flexibility in electricity distribution network operations in Australia, Germany, New Zealand, UK and US.

This version of the report was translated from English to Finnish.

Purpose of our report and restrictions on its use

This report was prepared on the specific instructions of the directors of Energiavirasto (the "Client") solely for the purpose of the benchmarking exercise and should not be used or relied upon for any other purpose. This report and its contents may not be quoted, referred to or shown to any other parties except as provided in the Engagement Agreement. As the Request for Proposal ("RFP") forms part of the Engagement Agreement it is permissible for Energiavirasto to publish this report of the website.

We accept no responsibility or liability to any person other than to the Client, or to such party to whom we have agreed in writing to accept a duty of care in respect of this report, and accordingly if such other persons choose to rely upon any of the contents of this report they do so at their own risk.

Nature and scope of the services

The nature and scope of the services, including the basis and limitations, are detailed in the Engagement Agreement.

Whilst each part of our report addresses different aspects of the work we have agreed to perform, the entire report should be read for a full understanding of our findings and advice.

Should you wish further information or discussion regarding items raised in this draft report, please contact Lili Kirikal at the usual contact numbers.

Yours faithfully,

Mikko Äijälä

Ernst & Young Oy

**Dashboard**

Table of contents

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

Tiivistelmä

1

Page 4

Taustaa

2

Projektin taustaa, vertailumaat sekä etenemissuunnitelma

Page 7

Yleiskuva sääntelystä

3

Vertailumaat: Australia, Uusi-Seelanti, Saksa, Iso-Britannia ja Yhdysvallat

Page 12

Mekanismit

4

Vertailumaat: Australia, Uusi-Seelanti, Iso-Britannia ja Yhdysvallat

Page 22

Markkinamekanismit, ...

5

Vertailumaat: Australia, Uusi-Seelanti, Iso-Britannia ja Yhdysvallat

Page 36

Pohdinta

6

Tunnistimme yhteistyössä Energiaviraston kanssa Suomen sääntelykenttään relevanteimmat ...

Page 40

Liitteet

7

Page 44

1

Tiivistelmä





1 Tiivistelmä

1 Tiivistelmä

7 Liitteet

- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

Vertailumaat

Viidestä tutkitusta maasta, Australian todettiin implementoineen kaikista relevanteimman kysyntäjoustomekanismin.

- ▶ Tutkimuksessa keskityttiin seuraavaan viiteen maahan:
 - ▶ Australia (4 mekanismia)
 - ▶ Uusi-Seelanti (2 mekanismia)
 - ▶ Saksa (ei soveltuva)
 - ▶ Iso-Britannia (2 mekanismia)
 - ▶ Yhdysvallat (New York ja Rhode Island states) (vain havainnollistusprojekteja)
- ▶ Alla esitetään tiivistetyt mekanismit, joista Suomelle relevanteimmiksi todettiin Australian mekanismit.

Sivu 10

Mekanismit tiivistettynä

Asiantuntijatilaisuuksien aikana tunnistettiin kahdeksan mekanismia, joista neljä koettiin työryhmissä relevanteimmiksi.

Seuraavia mekanismeja tutkittiin asiantuntijasesion aikana. Tummennetut kohdat valittiin relevanteimmiksi.

- ▶ **Australia: Regulatory test and new facilities test (totex)**
- ▶ Iso-Britannia: RIIO (totex)
- ▶ Australia: Power of Choice (demand response)
- ▶ **Australia: Network control services contract (demand response)**
- ▶ **Australia: Demand management incentive scheme (demand response)**
- ▶ Uusi-Seelanti: Demand management response program and interruptible load (demand response)
- ▶ Uusi-Seelanti: Case by case approval (battery storage)
- ▶ **Iso-Britannia: Changing definition of battery (battery storage)**

Sivut 23-35



1 Tiivistelmä

1 Tiivistelmä

7 Liitteet

- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

Pohdinta

Energiaviraston kanssa käydyn työpajan tuloksena tunnistimme, että regulatory test and new facilities test ja/tai demand management incentive scheme olivat kaikista relevanteimpia.

- ▶ Tähän päivään mennessä:
 - ▶ Regulatory test & new facilities investment test eivät ole merkittävästi johtaneet kysyntäjoustop käyttöön ottoon capexin kustannuksella
 - ▶ Demand management incentive scheme ja innovation allowance ovat kannustaneet jakeluverkkoyhtiöitä tukemaan kysyntäjoustop vain kannustimien kompensointimäärän puitteissa
- ▶ Mainitut kannustimet olisivat kuitenkin yksinkertaisia toteuttaa (verrattuna muihin mekanismeihin). Lisäksi näiden kannustimien yhdistäminen Energiaviraston tarkkaan valvontaan sekä kustannustehokkaan kysyntäjoustop teknologian kehittymiseen johtaisi todennäköisesti kysyntäjoustop ratkaisujen laajempaan käyttöön ottoon.
- ▶ Euroopan Unioni todennäköisesti päättää akkujen määritelmästä tulevaisuudessa.

Sivut 40-42

2

Taustaa

Projektin taustaa, vertailumaat sekä etenemissuunnitelma



2 Taustaa

Sektori on suuren muutoksen alla. Jakeluverkkoyhtiöt tarvitsevat ulkoista tukea kohdatakseen monimutkaisia toimialaan vaikuttavia ongelmia sekä asemoidakseen itsensä tulevaisuuden palvelun tarjoajaksi

1 Tiivistelmä

2 Taustaa

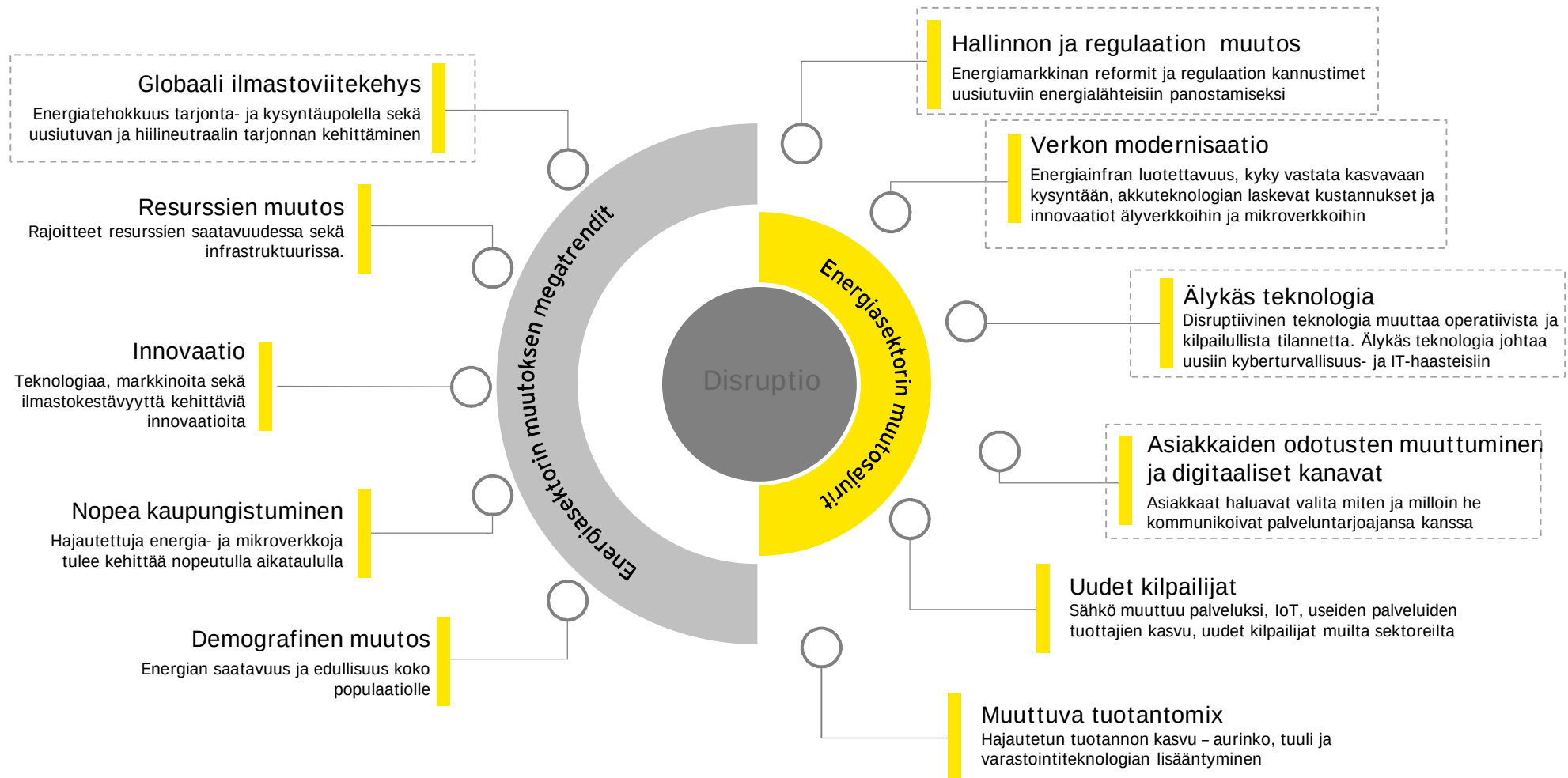
3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

7 Liitteet





2 Taustaa

Uudet kannustimet sekä sähkömarkkinalain muutokset ovat johtaneet jakeluverkkoyhtiöiden suuriin investointeihin ja maakaapelointiin

1 Tiivistelmä

7 Liitteet

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

- Suomen sääntelykenttä on tällä hetkellä suotuisa investoinneille seuraavien mekanismien kautta:
 - Sähköverkko-omaisuuden jaksoittainen uudelleenarvotus yhdistettynä nominaaliseen WACC:iin, joka päivitettiin vuonna 2016 korkeammalle tasolle
 - Toimitusvarmuuskannustin kompensoi jakeluverkkoyhtiötä puiden kaatamisesta ja ennenaikaisesta ilmajohtojen korvaamisesta maakaapeleilla
 - Tehokkuus- ja laatukannustimet rankaisevat jakeluverkkoyhtiöitä katkoista myrskyjen aikaan
 - Vuoden 2013 muutos sähkömarkkinalakiin asettaa tiukemmat tavoitteet sallitulle katkoksille vuoteen 2029 mennessä.
- Ylläolevat tekijät ovat motivoineet tai pakottaneet jakeluverkkoyhtiöt seuraaviin toimenpiteisiin:
 - Investoinnit maakaapelointiin.
 - Ryhtyminen kattavampaan puiden raivaamiseen sekä ilmajohtojen reittien laajentaminen
 - Ilmajohtojen siirtäminen teiden viereen.
- Ymmärryksemme mukaan jakeluverkkoyhtiöt eivät koe viimeistä kahta vaihtoehtoa yleensä taloudellisina tai käytännöllisinä seuraavista syistä:
 - Puiden raivaus laajoilta reiteiltä on kallista ja usein myös mahdotonta maanomistajan vastustuksen vuoksi
 - Ilmajohtojen siirtäminen teiden viereen ei eliminoi riskiä siitä, että puut kaatuvat tien reunoilta johtojen päälle
- Tästä syystä jakeluverkkoyhtiöt eivät ole välttämättä motivoituneita valitsemaan kaikkein optimaalisimpia ratkaisuja asiakkaille sosiaalisesta perspektiivistä, koska sähköverkko-omaisuuden kasvu maakaapeloinnin seurauksena lisää sallittua voittoa investointikannusteen, WACC:in, ja opex-tehokkuuksien (tehostamis- ja laatukannustimet) muodossa.
- Näin ollen, "Smart Grids" työryhmä Työ- ja Elinkeinoministeriöstä on ehdottanut jakeluverkkoyhtiöiden sosiaalisesti järkevämpiin investointeihin kannustavan sääntelyn muutoksen tutkimista
- Tässä raportissa tutkitaan totex-periaatteita sekä kysyntäjouston- ja innovatiivisen verkon menetelmiä, jotka voisivat toimia vaihtoehtoina maakaapeloinnille ja puiden raivaukselle



2 Taustaa

Kysyntäjoustoratkaisuja tutkittiin viidestä maassa; Australia, Saksa, Uusi-Seelanti, Iso-Britannia sekä Yhdysvallat (NY ja RI osavaltiot)

1 Tiivistelmä

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

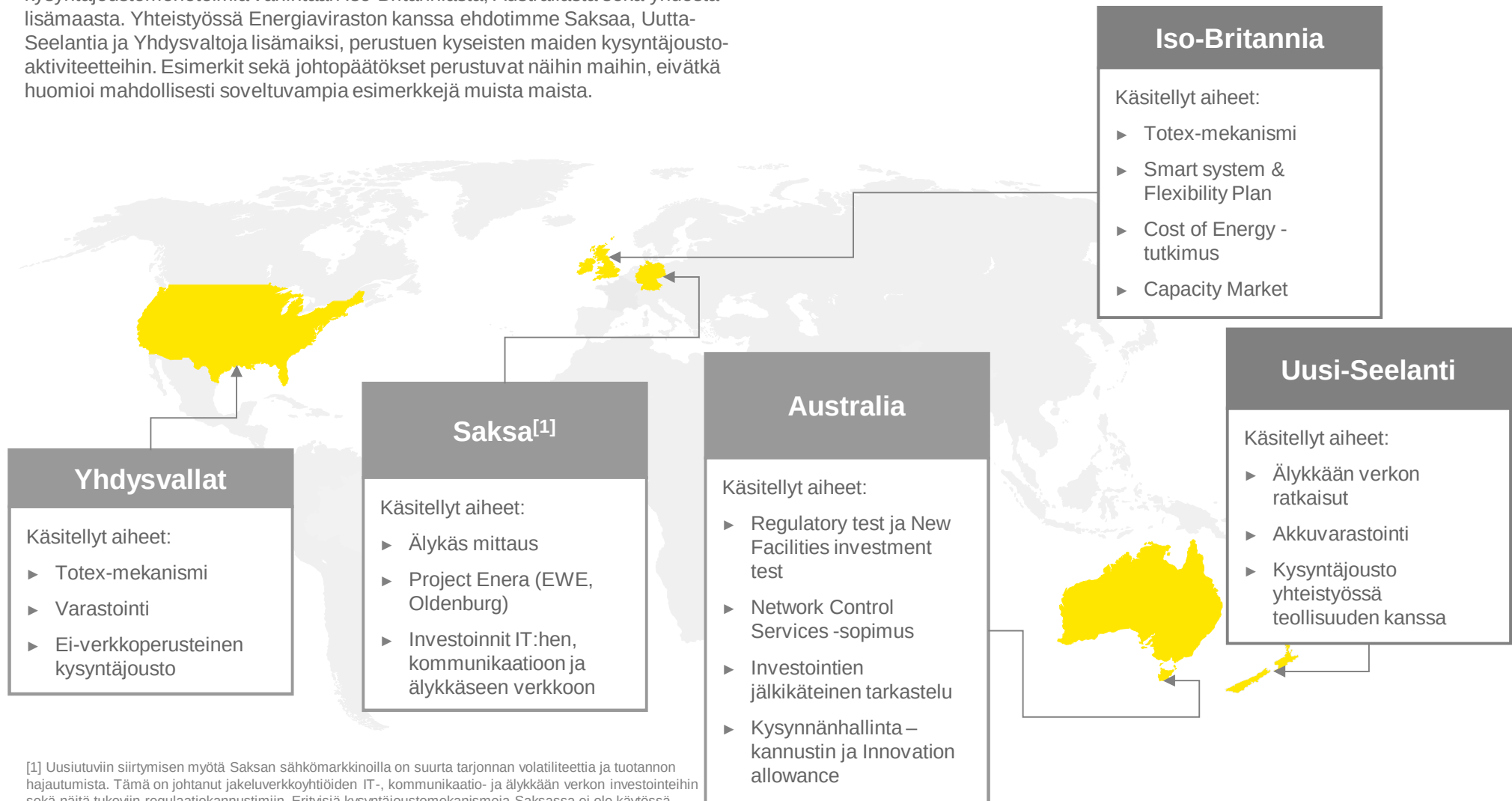
4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

7 Liitteet

Alkuperäisessä tarjouspyynnössä Energiavirasto halusi tutkia kysyntäjoustopenetelmiä vähintään Iso-Britanniasta, Australiasta sekä yhdestä lisämaasta. Yhteistyössä Energiaviraston kanssa ehdotimme Saksaa, Uutta-Seelantia ja Yhdysvaltoja lisämaiksi, perustuen kyseisten maiden kysyntäjousto-aktiviteetteihin. Esimerkit sekä johtopäätökset perustuvat näihin maihin, eivätkä huomioi mahdollisesti soveltuvampia esimerkkejä muista maista.



[1] Uusiutuviin siirtymisen myötä Saksan sähkömarkkinoilla on suurta tarjonnan volatiliiteettia ja tuotannon hajautumista. Tämä on johtanut jakeluverkkoyhtiöiden IT-, kommunikaatio- ja älykkään verkon investointeihin sekä näitä tukeviin regulaatiokannustimiin. Erityisiä kysyntäjoustopenetelmiä Saksassa ei ole käytössä, mistä syystä sitä ei käsitellä tarkemmin tulevissa analyyseissa.



2 Taustaa

Projektin tarkoituksena on arvioida kysyntäjoustomekanismeja vertailumaissa, sekä määrittää niiden soveltuvuus Suomen sääntelykenttään

1 Tiivistelmä

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

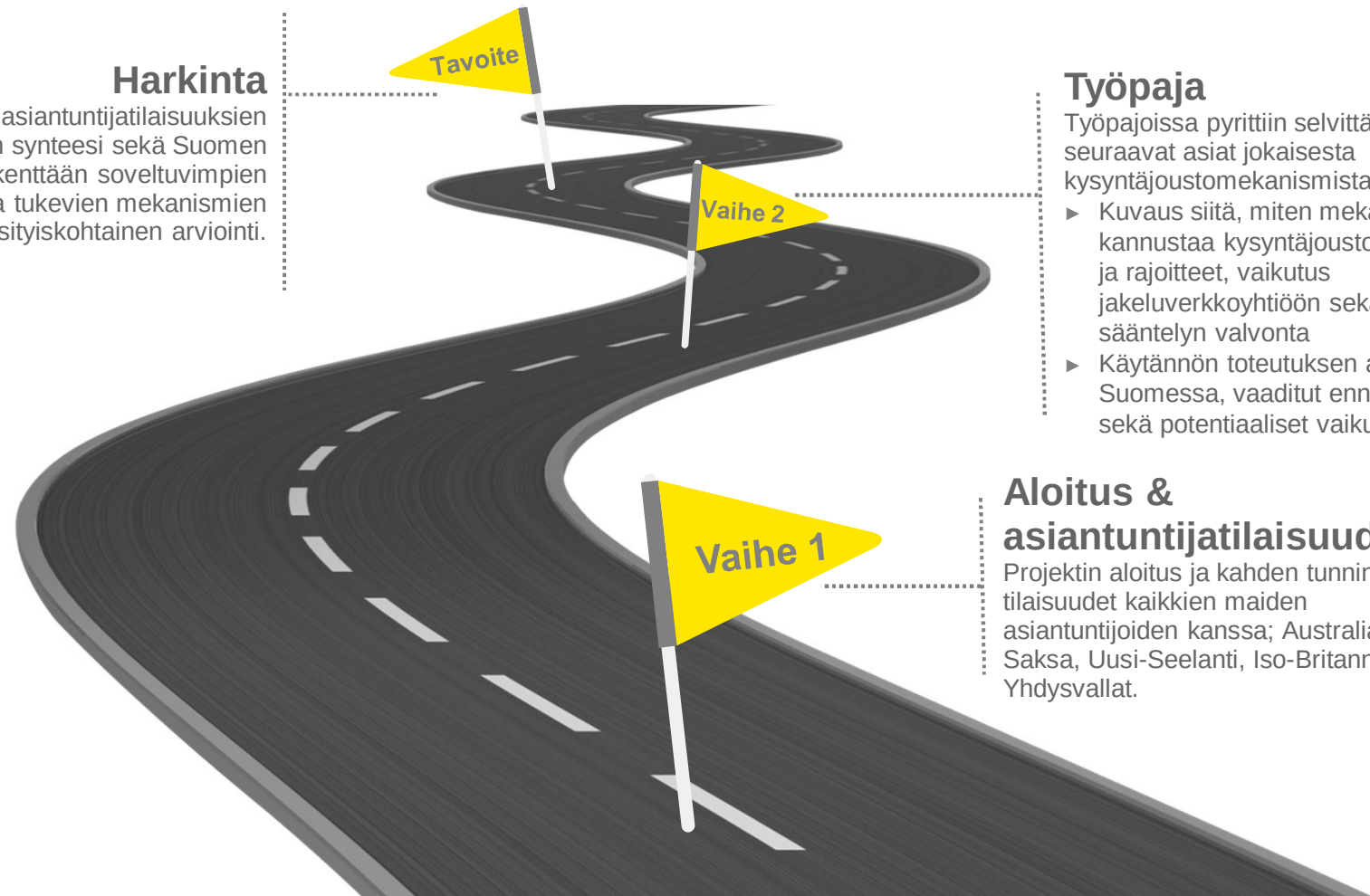
4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

7 Liitteet

Harkinta
Työpajojen ja asiantuntijatilaisuuksien tulosten synteesi sekä Suomen sääntelykenttään soveltuvimpien kysyntäjoustoa tukevien mekanismien yksityiskohtainen arviointi.



Työpaja

Työpajoissa pyrittiin selvittämään seuraavat asiat jokaisesta kysyntäjoustomekanismista:

- Kuvaus siitä, miten mekanismi kannustaa kysyntäjoustoon, hyödyt ja rajoitteet, vaikutus jakeluverkkoyhtiöön sekä sääntelyn valvonta
- Käytännön toteutuksen analysointi Suomessa, vaaditut ennakkoehdot sekä potentiaaliset vaikutukset

Aloitukset & asiantuntijatilaisuudet

Projektin aloitus ja kahden tunnin tilaisuudet kaikkien maiden asiantuntijoiden kanssa; Australia, Saksa, Uusi-Seelanti, Iso-Britannia ja Yhdysvallat.

3

Yleiskuva sääntelystä

Vertailumaat: Australia, Uusi-Seelanti, Saksa, Iso-Britannia ja Yhdysvallat



3 Yleiskuva sääntelystä

Australia

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

1 Australia

Yleiskuva markkinoista

Australia koostuu seitsemästä osavaltioista; Länsi-Australia, Pohjoisterritorio, Queensland, Etelä-Australia, New South Wales, Victoria ja Tasmania. Muihin osavaltioihin verrattuna sähkönsiirto ja -jakelu on säädelty erillisellä lailla Länsi-Australiassa:

- ▶ Itä- ja Etelä-Australia (National Electricity Market)
 - ▶ 13 reguloitua jakeluverkkoyhtiötä
 - ▶ Verkkotoiminnan rakenteellinen erittely muusta toiminnasta
 - ▶ Kilpailulliset tukku- ja jälleenmyyntisektorit, tosin kilpailun tehokkuus on kyseenalaistettu johtuen korkeasta markkinoiden keskittyneisyydestä sekä vertikaalisesta integraatiosta tuottajien ja jälleenmyyjien välillä. Vaikka suurimmalla osalla NEM:n jälleenmyyntimarkkinoista on yli 19 jälleenmyyjää, kolme suurta tuotanto- ja myyntiyhtiötä (AGL, Origin ja Energy Australia), pitää hallussaan yli 60% generaatiokapasiteetista sekä 70% jälleenmyyntiasiakkaista NSW:ssä, Etelä-Australiassa ja Victoriassa.
 - ▶ Jakeluverkkoyhtiöiden sääntely perustuu "Building block"-lähestymistapaan
 - ▶ Etelä-Australian parlamentissa hyväksytty National Electricity Law on otettu käyttöön muissa osavaltioissa sovelletun lainsäädäntöprosessin kautta
 - ▶ Taustalla Australian Energy Markets Commissionin määrittämä National Electricity Rules. Verkkotoiminnan valvonnan toteuttaa Australian Energy Regulator
- ▶ Länsi-Australia
 - ▶ 1 reguloitu jakeluverkkoyhtiö
 - ▶ Verkkotoiminnan rakenteellinen erittely muusta toiminnasta
 - ▶ Kilpailtu tukkumyyntisektori, tosin markkinaa dominoi valtio-omisteinen tuottaja/myyjä
 - ▶ Jälleenmyyntisektori ei ole kilpailtu asiakkaille, joiden vuosikulutus on alle 50 MWh

- ▶ Jakeluverkkoyhtiöiden sääntely perustuu "Building block"-lähestymistapaan
- ▶ Osavaltiokohtainen lainsäädäntö, sääntelijänä toimii Western Australian Economic Regulation Authority

Sääntely

- ▶ Nykyinen sähkönjakelun sääntelymenetelmä Australiassa voidaan tiivistää seuraavasti:
 - ▶ Jakeluverkkoyhtiö laatii ennusteen tulevaisuuden kulutarpeista yleensä viiden vuoden periodille kerrallaan
 - ▶ Verkkoliiketoimintaa harjoittava toimija ehdottaa verkkoinvestointisuunnitelmaa sekä vaadittua liikevaihdon tasoa (sisältäen vaaditun tuoton) suunnitelman rahoittamiseksi – opex ja verot katetaan eteenpäin katsovan, tehokkaan kustannuksen perusteella
 - ▶ Regulaattorin arvioinnin ja mahdollisen valitusprosessin jälkeen tehdään lopullinen päätös tehokkaasta investointien tasosta ja verkkoyhtiön sallituista tariffeista valvontajaksolle
 - ▶ Kannustinmekanismit sallivat jakeluverkkoyhtiön pitää mahdolliset kustannussäästöt yhdessä asiakkaiden kanssa
 - ▶ Länsi-Australiassa regulaattorin arviointi ei tapahdu vain etukäteisesti, vaan myös jälkikäteisesti, mikä tarkoittaa sitä että regulaattori voi poistaa investoinnin sähköverkko-omaisuudesta, jos se arvioidaan epätehokkaaksi tai harkitsemattomaksi. Tämä lähestymistapa ei ole käytössä National Electricity Marketin alueella.



3 Yleiskuva sääntelystä

Uusi-Seelanti

1 Tiivistelmä

7 Liitteet

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

2

Uusi-Seelanti

Yleiskuva markkinoista

- Uudessa-Seelannissa on 29 jakeluverkkoyhtiötä. Näistä 12 on kuluttajaomisteisia (omistus yhteisön säätiöillä tai asiakasosuuskunnilla), joita ei koske hinnan ja laadun regulaatio. Jäljellejäävää 17 jakeluverkkoyhtiötä koskee ohessa selitetty regulaatio
- Uuden-Seelannin sähkömarkkinat käyttävät pääosin uusiutuvia energialähteitä, kuten vesivoimaa, geotermistä energiaa sekä kasvavissa määrin tuulivoimaa. 80% sähköntuotannosta tulee uusiutuvista lähteistä.
- Jakeluverkkoyhtiöt tarjoavat ja ylläpitävät sähkölinjoja, joilla siirretään sähkö kantaverkosta koteihin ja yrityksiin Uudessa-Seelannissa. Sähkön jakelulle on tarkat laatu- ja luotettavuusvaatimukset. Jakeluverkkoyritykset ovat liittyneet valtakunnalliseen sähköverkkoon ja useimmat myyvät palveluitaan sähkön jälleenmyyjille
- Jälleenmyyjät: Sähkön jälleenmyyjät Uudessa-Seelannissa tarjoavat useimmille kuluttajille pakettipalvelun ostamalla sähkön tukkuhinnalla tuottajilta, sekä siirto- tai jakelupalvelut verkkoyhtiöiltä. Jälleenmyyjät laskuttavat loppukäyttäjiltä sekä sähkön että siirron. Osa isoista asiakkaista solmii sopimuksen erikseen jälleenmyyjän ja verkkoyhtiöiden kanssa.

Sääntely

- Commerce Commission valvoo ei-kuluttajaomisteisia sähkön jakeluverkkoyhtiöitä Commerce Act'in perusteella. Yhtiöitä on valvottu informaation julkistamisen ja hinta-laatu regulaation perusteella vuodesta 2009 lähtien.
- Hinta-laatu regulaatio on suunniteltu varmistamaan että jakeluverkkoyhtiöillä on samanklaiset kannustimet ja paineet innovoida, investoida ja parantaa tehokkuutta kuin kilpailullisilla markkinoilla olisi. Normaalia regulaatiota sovelletaan kaikkiin säänneltyihin toimittajiin neljän – viiden vuoden sääntelyperiodin aikana. DPP:n ("default price quality path") pääkomponentit ovat:
 - Maksimaalinen sallittu hinta/liikevaihto sääntelyperiodin alussa
 - Vuosittainen maksimaalisten hintojen kasvuvauhti
 - Palvelun pienin sallittu laatustandardi
- Yksittäisillä jakeluverkkoyhtiöillä on sääntelyperiodin aikana mahdollisuus hakea vaihtoehtoista hinta-laatu polkua ("price-quality path", "CPP"), joka sopii paremmin yksilöllisiin olosuhteisiin. Säännöt ja prosessit vaihtoehtoisen polun hakemista varten on ennalta määriteltä niin kutsutussa Input Methodology:ssa ("IM").
- Maksimaalinen sallittu myynti CPP:n alla perustuu jakeluverkkoyhtiön sähköverkko-omaisuuteen, WACC:in, operatiivisiin kustannuksiin, poistoihin ja veroihin.
- Regulaatio sisältää kannustimia, joiden kautta jakeluverkkoyhtiöt saavat pitää osuuden edellisillä periodeilla vältetyistä operatiivisista kustannuksista ja investoinneista Tällä pyritään kannustamaan DSO:ita tutkimaan ja implementoimaan tapoja, jotka pienentävät sen kustannuksia, sisältäen myös kysyntäjoustomenetelmiä.



3 Yleiskuva sääntelystä

Iso-Britannia: Markkinaesittely

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

3 Iso-Britannia

- Sähkösektori Isossa-Britanniassa koostuu yleisesti ottaen tuotannosta, verkoista, **Ison-Britannian DNO:t** energian toimittajista sekä asiakkaista. Sektoria valvoo valtio ja sääntelijät
- Isossa-Britanniassa energiayhtiöt ovat yksityisomisteisia, mutta sähkö- ja kaasumarkkinoiden regulaattori Ofgem valvoo ja implementoi alan regulaatiota.
- Sähköntuottajien ja toimittajien täytyy noudattaa Ofgemin^[1] asettamia lisenssiehtoja. Sähköverkkotoimijoiden tulee myös noudattaa RIIO:ksi kutsuttua taloudellista regulaatiota.

Hallitus ja regulaattori

- The Department for Business, Energy & Industrial Strategy ("BEIS") on velvollinen varmistamaan, että Iso-Britannian energiantoimitus on luotettavaa, edullista ja puhdasta.
- Ofgem on riippumaton taloudellinen sääntelijä energian tukkumarkkinoille, verkoille ja jälleenmyynnille.

Sähköverkot

- Isossa-Britanniassa koko maan kattaa kolme erillisesti omistettua, mutta toisiinsa yhteydessä olevaa sähkönsiirtoverkkoa. Skotlannin kaksi sähkönsiirtoverkkoa on Scottish & Southern Electricity ("SSE"):n ja Scottish Powerin omistamia, kun taas sähkönsiirtoverkko Englannissa ja Walesissa on Kansallisen sähköverkon (National Grid) operoima.
- Lisäksi näiden kolmen verkon tasapainottamisesta vastaa yksittäinen System Operator, jonka omistaa ja jota operoi National Grid
- Maassa toimii 14 jakeluverkko-operaattoria (DNO:t), jotka ovat kuuden eri yrityksen omistuksessa, kuten seuraava taulukko osoittaa:

DNO-ryhmä	Yksittäiset DNO:t
Electricity North West	► Electricity North West Limited (ENW)
Northern Powergrid ("NPG")	► Northern Powergrid (Northeast) Limited ► Northern Powergrid (Yorkshire) plc
Scottish and Southern Energy ("SSEN")	► Scottish Hydro Electric Power Distribution plc ► Southern Electric Power Distribution plc
ScottishPower Energy Networks ("SPEN")	► SP Distribution Ltd ► SP Manweb plc
UK Power Networks ("UKPN")	► London Power Networks plc ► South Eastern Power Networks plc ► Eastern Power Networks plc
Western Power Distribution ("WPD")	► Western Power Distribution (East Midlands) plc ► Western Power Distribution (West Midlands) plc ► Western Power Distribution (South West) plc ► Western Power Distribution (South Wales) plc

- Ofgem asettaa sallitun oman pääoman tuoton kaikille DNO:ille. Tällä hetkellä WPD-ryhmällä sallittu oman pääoman tuotto on 6.4% ja muilla 6%. WPD:n sallittu tuotto on suurempi vakaaksi arvioidun liiketoimintasuunnitelman vuoksi.
- DNO:t voivat kannustimien avulla ansaita korkeamman tuoton kuin sallittu oman ja vieraan pääoman kustannus; keskeiset kannustimet käsitellään myöhemmin tässä raportissa.

[1] <https://www.ofgem.gov.uk/licences-codes-and-standards/licences/licence-conditions>



3 Yleiskuva sääntelystä

Iso-Britannia: Yleiskuva sääntelystä

1 Tiivistelmä

7 Liitteet

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

3

Iso-Britannia

Sähkötoimittajat ja asiakkaat

- ▶ Sähkön toimittajat ovat velvollisia ostamaan asiakkaille myytävän sähkön tuottajilta tai välittäjiltä, sekä tekemään sopimukset verkko-operaattorien kanssa fyysisestä toimituksesta. Sähkön toimittajat myös mittaavat asiakkaiden käyttöä laskutusta varten
- ▶ Sähkötoimittajat Isossa-Britanniassa on valtuutettu ottamaan käyttöön älykkäät mittarit kaikissa kodeissa ja pienissä yrityksissä jotka hyväksyvät asennuksen vuoden 2020 loppuun mennessä.

Sääntelyn tausta

- ▶ Energiatoimialan taloudellinen regulaatio perustuu RIIO-järjestelmään, jossa hintakontrollimenetelmiä arvioidaan tasaisin väliajoin.
- ▶ Prosessin osana yritykset esittelevät liiketoimintasuunnitelmansa tulevaa hintakontrolliperiodia varten
- ▶ Hintakontrollissa määritetään DNO:iden maksimitariffit, reguloidun pääoman arvo ja reguloidulle omaisuudelle sallittu tuotto (regulaation WACC)
- ▶ Sähkö- ja kaasumarkkinoiden regulaation taloudellinen viitekehys esitellään oheisessa kuvaajassa.

Yleiskuva Ofgem:in sääntelystä DNO:ille

Tuotos-perusteinen viitekehys	▶ DNO:ita kannustetaan tuotoksiin seuraavissa kuudessa pääkategoriassa pitkän aikavälin kestävyuden lisäksi: 1. Asiakastytyväisyys 2. Luotettavuus 3. Liittymisen edellytykset 4. Ympäristövaikutus 5. Sosiaaliset velvollisuudet 6. Turvallisuus
Hintakontrolli	▶ RIIO esittelee ennalta määritellyn tavan DNO:iden sallitun liikevaihdon laskemiseksi. Nykyinen hintakontrolli (RIIO-ED1) on voimassa huhtikuusta 2015 maaliskuuhun 2023. ▶ Hintakontrollin osa-alueet määritellään julkisen prosessin kautta ennen aloituspäivää ja viimeistellään lopullisen päätöksen yhteydessä. RIIO-ED1:n tapauksessa lopullinen päätös julkistettiin 28 marraskuuta 2014. ▶ Lähtökohta RIIO-viitekehityksessä on reguloitu omaisuuden arvo ("RAV")
Periodin sisäiset tarkistukset	▶ Ennen valvontajaksoa asetettua sallittua liikevaihtoa voidaan säätää ylös- tai alaspäin hintakontrolliperiodin sisällä seuraavien asioiden perusteella: ▶ DNO:n suoriutuminen tuotoksissa ▶ DNO:n kustannukset suhteessa sallittuihin kustannuksiin ▶ Ennalta määritellyt epävarmuustekijät, kuten voluumiajurit tai läpikulkuerät
Laskutus	▶ DNO:t keräävät sallitun liikevaihtonsa jakeluverkon käyttäjiltä niin sanotuilla Distribution Use-Of-System ("DUoS") maksuilla. ▶ Jokaisella DNO:lla on velvollisuus käyttää kahta metodologiaa laskujen keräämisessä: ▶ The Common Distribution Charging Methodology ("CDCM") ▶ The Extra-High Voltage Distribution Charging Methodology ("EDCM")



3 Yleiskuva sääntelystä

Iso-Britannia: Nykyisen hintakontrollin rakennuspalikat

1 Tiivistelmä

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

7 Liitteet

3

Iso-Britannia

Sallitun liikevaihdon määrittäminen RIIO-ED1 viitekehysessä

- RIIO-viitekehys sisällä sallittu liikevaihto koostuu useasta eri kategoriasta:

1 Perusliikevaihto

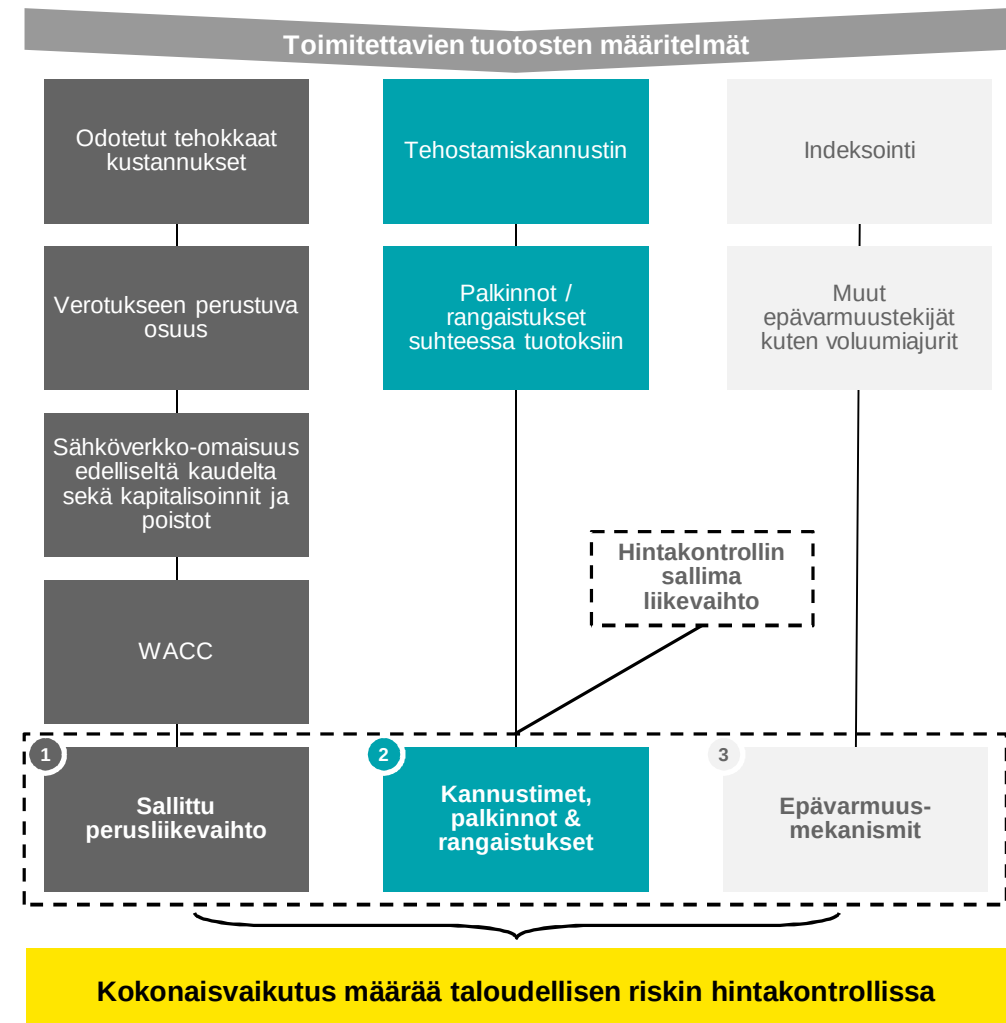
- Ofgem määrittää perusliikevaihdon reguloidun sähköverkkko-omaisuuden arvon sekä odotettujen tehokkaiden kustannusten perusteella.
- Kustannuksiin tehdään säätöjä verotuksen perusteella sekä niitä voidaan päivittää soveltuvan WACC-tason muuttuessa.

2 Kannustimet, palkinnot & rangaistukset

- Sallittua liikevaihtoa voidaan säätää DNO:n suoriutumisen mukaan
- Ofgem määrittää DNO:n odotetut tuotokset sekä mahdolliset palkinnot tai rangaistukset suoriutumisesta suhteessa odotettuihin tuotoksiin.
- Kannusteet eivät ole välttämättä symmetrisiä ja niiden profiili eroaa riippuen tarkastellusta tuotoksesta.
- Yrityksen suoriutuminen kannusteisiin nähden johtaa muutoksiin sallitussa perusliikevaihdossa.

3 Epävarmuusmekanismit

- Edellä mainitun lisäksi myös erilaiset epävarmuusmekanismit vaikuttavat sallittuun liikevaihtoon.
- Nämä mekanismit sisältävät muun muassa indeksoinnin inflaatiolle ja velan kustannukselle
- Regulaatiossa on myös epävarmuusmekanismeja jotka sallivat Ofgemin muuttavan sallittua liikevaihtoa perustuen muuttuneisiin olosuhteisiin, esimerkiksi muutoksiin verkon volyymeissa.



3 Yleiskuva sääntelystä

Yhdysvallat (New York)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä**
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta
- 7 Liitteet

4 Yhdysvallat (New York)

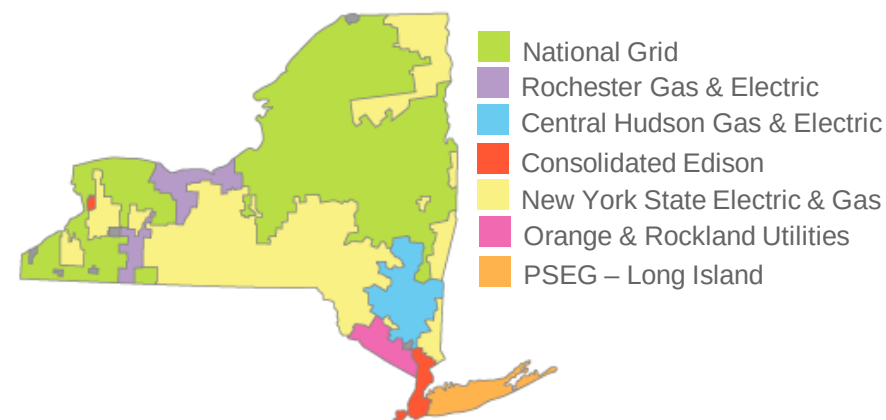
Yleiskuva markkinoista

Energiajälleenmyyjät

Energiajälleenmyyjät ("Energy service companies", "ESCOs"), myyvät sähköä ja maakaasua kotitalouksille ja yritysasiakkaille. Energia toimitetaan esimerkiksi Con Edison:in tai kansallisen sähköverkon (National Grid) välityksellä. New York avasi energiamarkkinat ESCO:ille 2000 luvun alussa, pyrkimyksenä tarjota enemmän vaihtoehtoja energiansaantiin sekä toivottavasti ajaa hintoja alas kasvaneen kilpailun seurauksena. Kokonaisuudessaan, ESCO-markkinat menestyvät hyvin ja osavaltion alueella on nykyään noin 200 sähköä ja maakaasua tarjoavaa yritystä. Noin 20% kotitalouksista ostaa ESCO:ilta (ESCO:t eivät välttämättä myy asiakkaille, joiden tulotaso on liian pieni). Paljon suurempi osuus yritys- ja teollisuusasiakkaita käyttää ESCO:ja, ja laajalti hyötyy markkinoista, joka pystyy täyttämään heidän erilaiset energiatarpeensa. Jos ESCO ei pysty suoriutumaan energian toimituksista, veloitettu markkinatoimija tarjoaa peruspalvelun.

Markkinaoperaatiot

New York: sijoittajien omistamat verkkoyhtiöt ja palvelualueet



ENERGIAN TUOTANTO JA TOIMITUS





3 Yleiskuva sääntelystä

Yhdysvallat (New York)

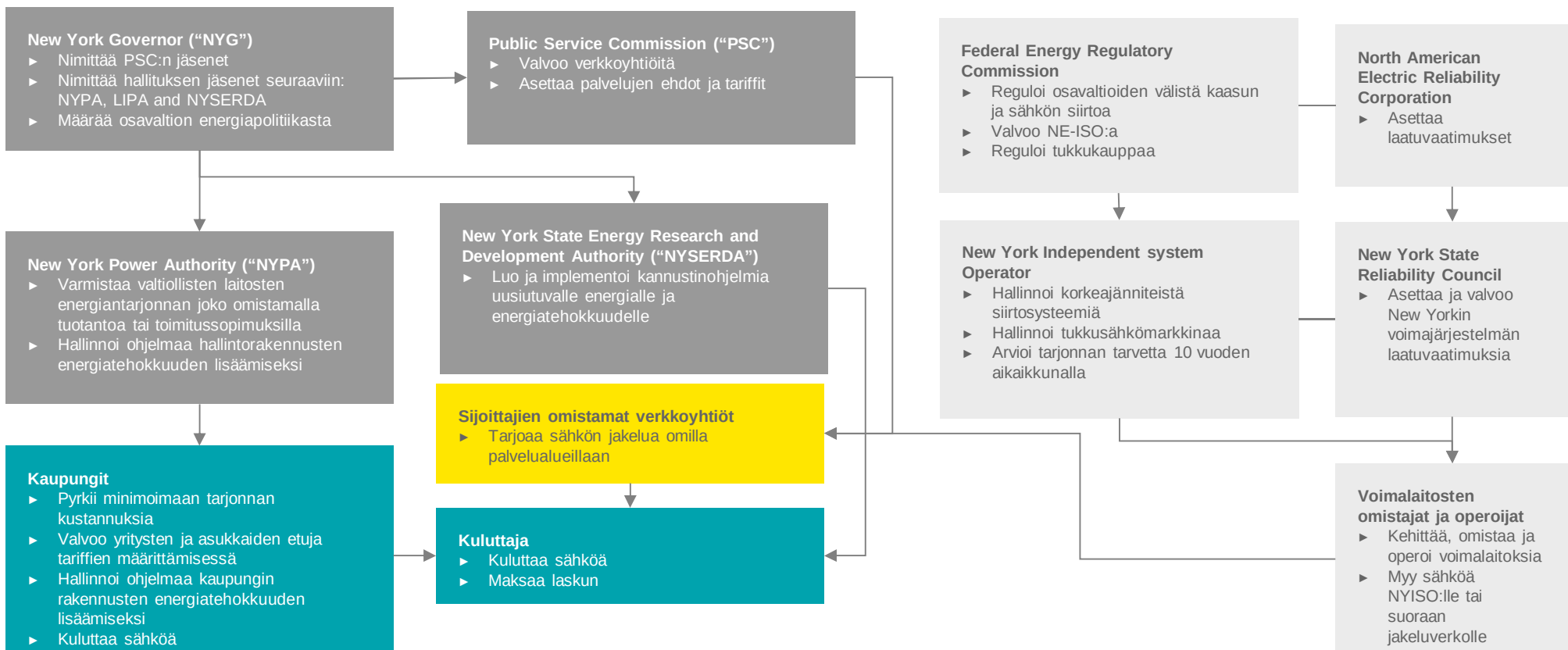
- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä**
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta
- 7 Liitteet

4 Yhdysvallat (New York)

Regulaatio

Public Service Commission (PSC) on asettanut sähkölle ja kaasulle pienemmän oman pääoman tuoton kuin teollisuudella keskimäärin. Nämä päätökset ovat yleisesti ottaen perustuneet usean vuoden sopimuksille, joissa tariffeja kasvatetaan sopimuksien aikana. Lisäksi sopimuksissa on useita mekanismeja, joiden avulla yhtiöt pystyvät saavuttamaan sallitun oman pääoman tuoton. Jakeluverkkoyhtiöt ovat toimialan uudelleenjärjestelyn yhteydessä divestoineet sähkön tuotanto-

omaisuutensa ja yhtiöt suojautuvat hintojen muutoksilta automaattisten mekanismien avulla. PSC on aloittanut tutkimaan sitä, miten nykyistä regulaatiota tulisi muuttaa, jotta jakeluverkkoyhtiöt pystyisivät koordinoimaan hajautettuja resursseja paremmin.



3 Yleiskuva sääntelystä

Yhdysvallat (Rhode Island)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä**
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

4 Yhdysvallat (Rhode Island)

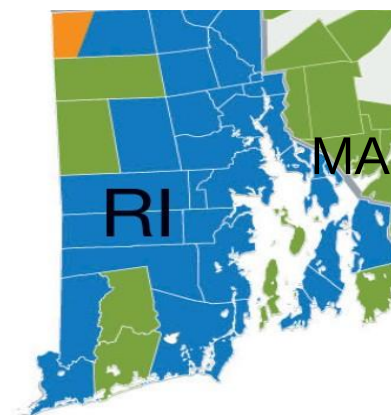
Yleiskuva markkinoista

Energiajälleenmyyjät

ESCO:t myyvät sähköä ja maakaasua kotitalous ja yritysasiakkaille National Grid'in kautta toimitettuna. Rhode Island oli yksi ensimmäisistä osavaltioista, joka avasi energiamarkkinat ESCO:ille vuonna 1996, pyrkimykseen tarjota enemmän vaihtoehtoja energiansaantiin sekä toivottavasti ajaa hintoja alas kasvaneen kilpailun seurauksena. Toimittajat pystyvät usein laskemaan tariffeja voidessaan ostaa sähköä useammin kuin verkkoyhtiöt, ja he voivat arvioida paremmin ostoksen suuruuden koska heillä on vähemmän asiakkaita kuin paljon suuremmalla verkkoyhtiöllä. Paljon suurempi osuus yritys- ja teollisuusasiakkaita käyttää ESCO:ja hyötyen markkinasta, joka pystyy täyttämään heidän erilaiset energiantarpeensa. Jos ESCO ei pysty suoriutumaan energian toimituksista, National Grid tarjoaa peruspalvelun.

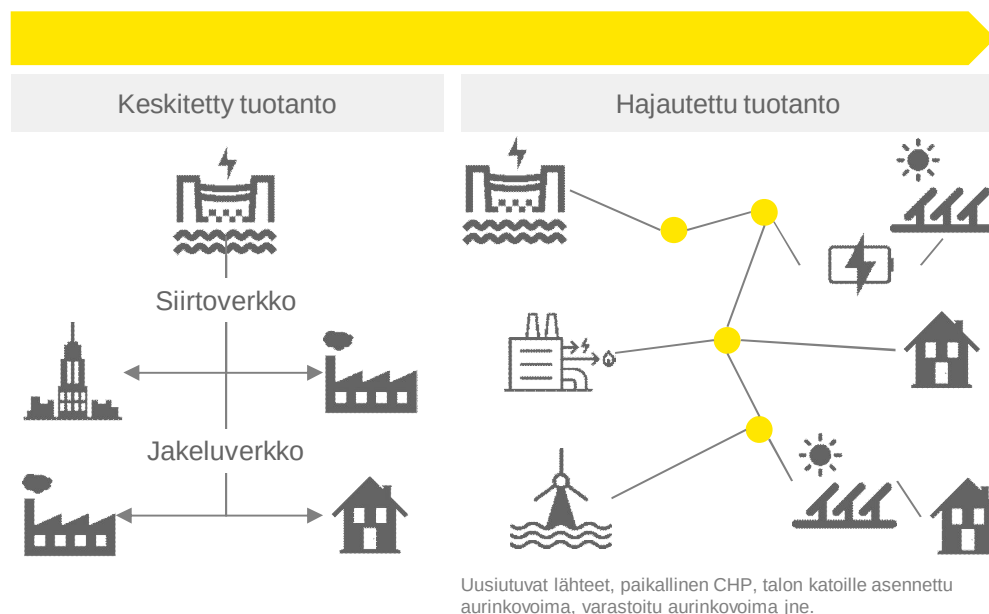
Markkinaoperaatiot

Rhode Island: sijoittajien omistamat verkkoyhtiöt ja palvelualueet



Palveluntarjoaja: National Grid

- Sähkö
- Sähkö ja kaasu
- Kaasu



3 Yleiskuva sääntelystä

Yhdysvallat (Rhode Island)

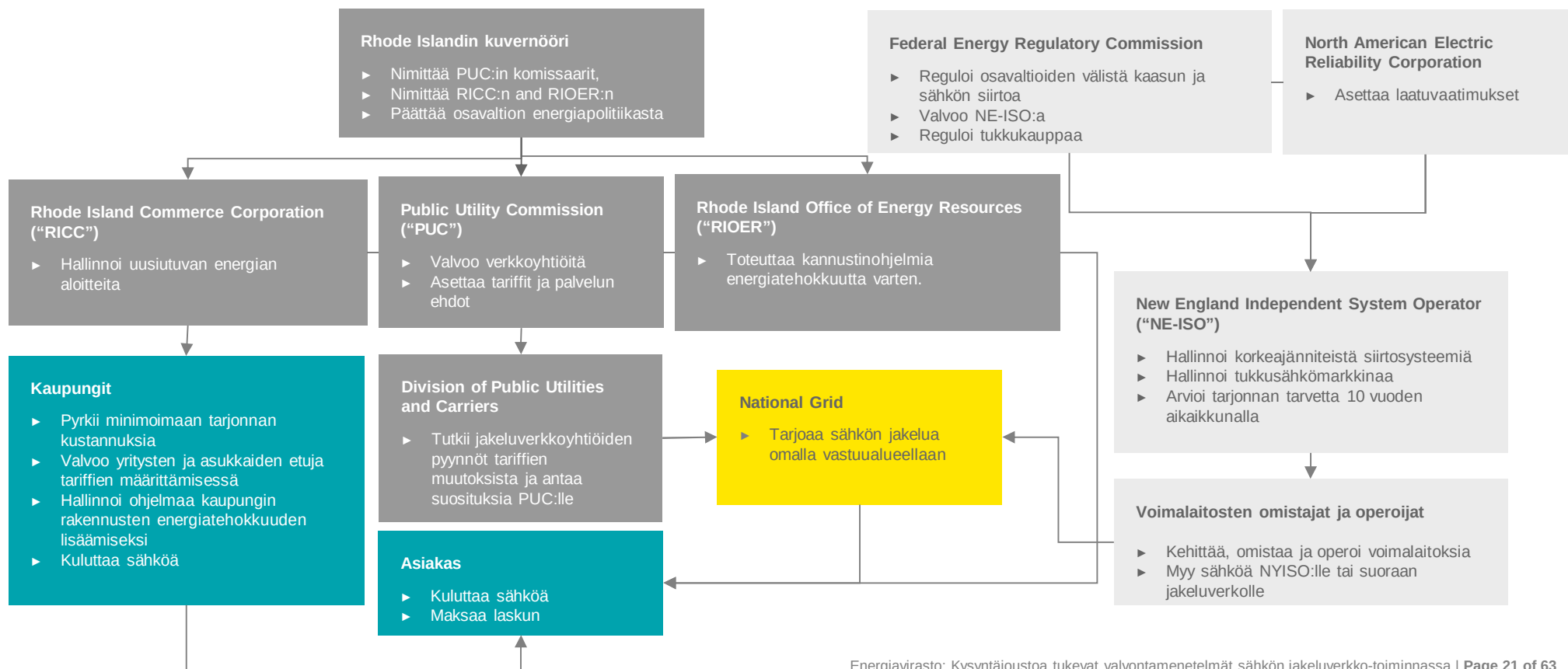
- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

4 Yhdysvallat (Rhode Island)

Regulatio

RIPUC on asettanut oman pääoman tuotot teollisuuden keskiarvoa matalammalle. PUC käyttää testivuotia ja keskimääräisiä tariffeja päätöksensä perustana. Osavaltion ainoalla sähkön jakeluverkkoyhtiöllä, Narragansett Electric:llä (National Grid), on lopullinen vastuu sähkön tarjonnan ylläpitämisestä, mutta se on suojautunut markkinahinnan vaihteluilta. PUC on valtuuttanut Narragansett:in erottamaan sähkö- ja kaasuliiketoimintonsa uuden lainsäädännön seurauksena.

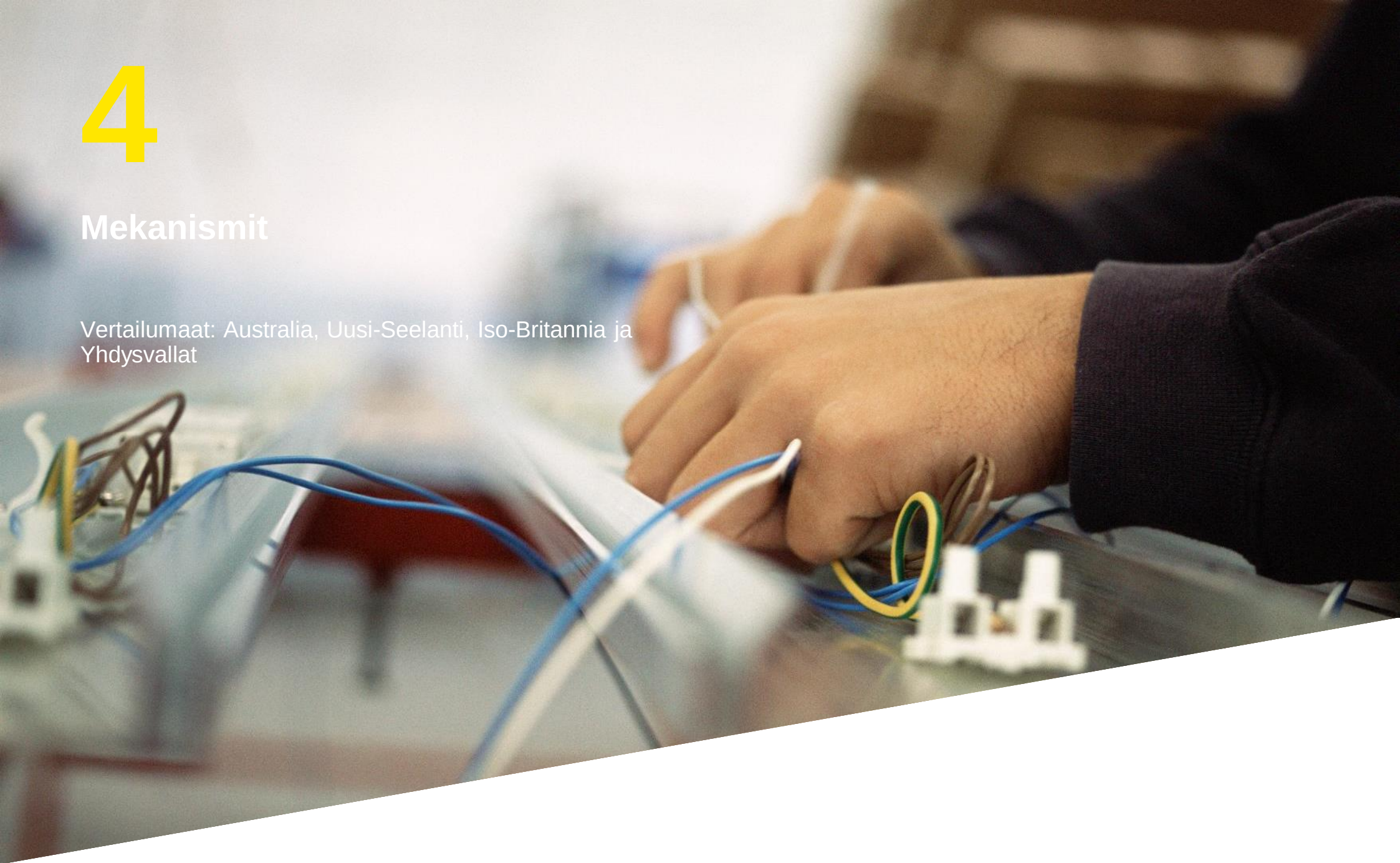
Laki sallii myös vuosittaiset tariffien muutokset sähkö- ja kaasuliiketoiminnan investointien ja turvallisuuteen ja luotettavuuteen liittyvien kustannusten kattamiseen. Osuus referenssitason yltävästä tuloksesta tulee jakaa asiakkaiden kanssa. Lisäksi voimassa on muita mekanismeja liittyen muun muassa tasesähköön, kysyntäjoustoon ja ympäristöasioihin.



4

Mekanismit

Vertailumaat: Australia, Uusi-Seelanti, Iso-Britannia ja Yhdysvallat





4 Mekanismit

Totex: Regulatory test and new facilities investment test

(1/8)

1	Tiivistelmä	7	Liitteet
2	Taustaa		
3	Yleiskuva sääntelystä		
4	Mekanismit		
5	Markkinamekanismit, ...		
6	Pohdinta		

1 Australia

Totex: Regulatory test and new facilities investment test

Kuvaus

- ▶ Testi, jolla sääntelijä arvioi joko tulevan investoinnin, tai Länsi-Australian tapauksessa menneen investoinnin, järkevyyttä ja tehokkuutta
- ▶ Regulatory test koskee vain suuria investointeja (siirtoverkon capex > AUD 36.7m, jakeluverkon capex > AUD 12.2m). Testissä vaaditaan, investoinnilta seuraavaa: "...maximises the net benefit after considering **alternative options**"^[1] (korostus lisätty)
 - ▶ "Alternative options" määritetään seuraavasti: "... alternatives to part or all of the major augmentation, including **demand-side management** and generation solutions (such as distributed generation), either instead of or in combination with network augmentation"^[1] (korostus lisätty)
- ▶ "New facilities investment test" koskee kaikkia verkkoinvestointeja. Testissä vaaditaan, että jakeluverkkoyhtiö perustelee investointeja seuraavilla perusteilla:
 - ▶ Jakeluverkkoyhtiö minimoi tehokkaasti kustannuksia, sekä
 - ▶ Projekti tuottaa kasvavasti liikevaihtoa kattaakseen kustannuksensa, kustannus on perusteltu sen tuoman nettohyödyn perusteella tai se on tarpeellinen toimitusvarmuuden ylläpitämiseksi
- ▶ Regulaattori voi poistaa investoinnin sähköverkko-omaisuudesta jälkikäteen, jos investointi on testin mukaan tehoton tai harkitsematon

Kannustimet

- ▶ Luonteeltaan nämä testit ovat rangaistuksia ennemmin kuin kannustimia sillä ne eivät palkitse ylisuoriutumisesta. Kannuste jakeluverkkoyhtiölle on välttää investoinnin alaskirjaus sähköverkko-omaisuudesta. Sähköverkkoyhtiö siis pyrkii välttämään kompensoimattomia kustannuksia siinä tapauksessa, ettei investointia sallita lisääväksi sähköverkko-omaisuuteen.
- ▶ Testeillä pyritään välttämään sähköverkko-omaisuudelle saatavan tuoton aiheuttama puolueellisuus capex-ratkaisuihin.
- ▶ Testi vaatii jakeluverkkoyhtiöltä erityisesti tehokkaiden kysyntäjoustoratkaisujen

harkitsemista.

- ▶ Käytännön tasolla "new facilities investment test" vaatii:
 - ▶ Vaihtoehtojen kehitys ja analysointi laaja-alaisesti – mitä laajempi ja moninaisempi lista analysoiduista vaihtoehtoista on (esimerkiksi kysyntäjoustovaihtoehdot), sitä todennäköisemmin regulaattori on vakuuttunut, että suositeltu vaihtoehto on optimaalinen vaihtoehto
 - ▶ Projektin valinta, sekä projektin valinnan oikeutus perustuen vaihtoehtojen analysointiin

Rahoitus

- ▶ Lopulta kustannukset veloitetaan loppukäyttäjiltä

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Kannustaa DSO:ta kehittämään investointien suunnittelua sääntely huomioiden
- ▶ Investoinnin sisältyminen sähköverkko-omaisuuteen on etukäteen epäselvää
- ▶ "Keppi" "porkkanan" sijaan

Vaikutus jakeluverkkoyhtiöille

- ▶ Sisäisen suunnitteluprosessin täytyy olla vahvalla perustalla investoinnin määrittämisessä
- ▶ Investoinnin dokumentaation täytyy olla kattava ja linjassa jakeluverkkoyhtiön viitekehyksien kanssa.
- ▶ Useita vaihtoehtoja projektille täytyy olla harkittuna

Vaikutus asiakkaalle

- ▶ Matalammat hinnat, sillä tehottomia ja harkitsemattomia kuluja ei sisällytetä tuottoa keräävään sähköverkko-omaisuuteen

Valvonta

- ▶ Regulaattori arvioi projekti-otoksen määräysten mukaisuutta sekä ennen että jälkeen investointien osana verkkoyhtiön dokumentaatiota.



4 Mekanismit

Totex: Regulatory test and new facilities investment test

(1/8)

1 Tiivistelmä

7 Liitteet

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

1

Australia

Totex: Regulatory test and new facilities investment test (jatk.)

Esimerkkejä

- ▶ Menetelmä on johtanut kysyntäjoustoa tukevien opex-vaihtoehtojen huomioimiseen
- ▶ On kuitenkin haastava löytää todisteita siitä, että kysyntäjoustovaihtoehtoja olisi valittu verkkoratkaisujen sijaan
- ▶ Käytännössä tämä menettelytapa on lisännyt jakeluverkkoyhtiöiden investointeihin liittyvää harkintaa, mutta ei ole merkittävästi johtanut kysyntäjouston soveltamiseen capexien sijasta
- ▶ Verkkotoimintaan liittyvien menojen vähäisyys jakeluverkkoyhtiöillä tukee käsitystä että “regulatory test” -mekanismi ei ole poistanut kannustinta valita capex-ratkaisuja opex-ratkaisujen sijaan. Yksi mahdollinen selitys tälle voi olla se, että regulaattorilla ei ole tarpeeksi resursseja valvoa tehokkaasti investointien tehokkuutta.
- ▶ Jos jakeluverkkoyhtiö harkitsee tehokasta kysyntäjoustovaihtoehtoa, mutta ei valitse sitä tehottomamman capex-ratkaisun sijaan, regulaattori joutuisi tekniseen kiistaan jakeluverkkoyhtiön kanssa. Regulaattorin voi olla vaikea todistaa väitteensä tuomioistuimelle, ellei selkeätä virhettä ole tapahtunut (esimerkiksi virhe diskontatun kassavirran mallintamisessa johti väärän vaihtoehdon valitsemiseen)



4 Mekanismit

RIIO Totex Incentive Mechanism (TIM)

(2/8)

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

3

Iso-Britannia

RIIO Totex Incentive Mechanism (TIM)

Kuvaus

- ▶ RIIO-mekanismissa, sääntelijä asettaa sallitut kulut suhteessa Totex:iin, joka on capexin ja opexin summa. Totex-konsepti kehitettiin vähentämään määräyksiä hintakontrollissa sekä tasapuolistamaan capex- ja opex –ratkaisuja.
- ▶ Totexiin liittyy kannuste, “Totex Incentive Mechanism (“TIM”), jossa DNO saa pitää osan Totexiin perustuvien sallittujen kustannusten alittavasta osuudesta. TIM otettiin käyttöön, koska RIIO:n hintakontrolli perustuu etukäteisharkintaan. Sen tarkoitus on kannustaa kustannustehokkaaseen toimintaan.
- ▶ Osuutta, jonka DNO saa pitää sallittujen kustannusten alittavasta osuudesta, kutsutaan ”sharing factoriksi”:

DNO sharing factor

DNO	Sharing Factor
Electricity North West	41.89%
Northern Powergrid	44.16%
Scottish and Southern Energy	43.53%
ScottishPower Energy Networks	46.5%
UK Power Networks	46.72%
Western Power Distribution	30%

- ▶ Sharing factor määritettiin kun RIIO otettiin käyttöön sen perusteella kunnianhimoisia liiketoimintasuunnitelmat olivat; mitä kunnianhimoisempia suunnitelmia, sitä pienempi sharing factor. Sharing factor kuvaa sitä, kuinka suuren osuuden sallittujen kustannusten alittavasta osuudesta DNO saa pitää/kuinka suuri osuus ylittävästä osuudesta DNO:n on kannettava itse.

Kannustimet

- ▶ DNO:illa ei ole erityistä kannustinta käyttää kysyntäjoustoa. Kuitenkin, koska TIM kannustaa DNO:ta kustannustehokkaimpiin ratkaisuihin, päätyvät yhtiöt luonnollisesti kysyntäjoustoratkaisuihin jos niiden oletetaan olevan vaihtoehtoisia ratkaisuja halvempia.

Rahoitus

- ▶ TIM on osa RIIO:a, ja tästä syystä se on rahoitettu täysin DNO:n verkkoon liittyneiden loppukäyttäjien kautta. DNO laskuttaa asiakkaitaan, energian toimittajia, jotka vastaavasti laskuttavat loppukäyttäjiä sähkölaskujen muodossa.

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Hyödyt:
 - ▶ DNO:ita kannustetaan tunnistamaan ja implementoimaan kustannustehokkain ratkaisu; regulaattori ei oleta tietävänsä optimaalista ratkaisua tai määrää DNO:n aktiviteetteja yksityiskohtaisesti;
 - ▶ Markkinavetoinen: tarjoaa mahdollisuuksia suurelle joukolle palveluntarjoajia, teknologioita ja ratkaisuja vähemmän määräilevän regulaation myötä sekä keskittymällä kustannustehokkuuteen;
 - ▶ Regulaatio ei suosi DNO:iden kannalta capex- tai opex-ratkaisuja;
 - ▶ Kaikki sallittujen kustannusten alittava osuus jaetaan asiakkaan kanssa pienennetyn tariffin muodossa kahden vuoden sisällä toteutumisesta
- ▶ Rajoitteet:
 - ▶ Kaikki DNO:t pystyvät mahdollisesti ylisuoriutumaan;
 - ▶ Suoria yhteyksiä sallittujen kustannusten alittamisen ja vaadittujen tuotosten välillä on vähän. Sallittujen kustannusten alittamisen oletetaan liittyvän tehokkuuksiin, vaikka DNO:t saavuttivat tuotostavoitteensa lähes kaikissa tapauksissa RIIO:n kahden ensimmäisen vuoden aikana.



4 Mekanismit

RIIO Totex Incentive Mechanism (TIM)

(2/8)

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

3

Iso-Britannia

RIIO Totex Incentive Mechanism (TIM) (jatk.)

Vaikutus DNO:ille

- ▶ DNO:ita kannustetaan valitsemaan kaikista kustannustehokkain ratkaisu toimittaakseen RIIO:n määrittelemät tuotokset, josta osa voi liittyä kysyntäjoustoon

Vaikutus asiakkaisiin

- ▶ Kahden ensimmäisen RIIO-ED1 vuoden aikana, suurin osa kuluttajista on hyötynyt DNO:iden kustannustehokkuudesta alla olevan taulukon mukaisesti, ja täten he tulevat hyötymään myös TIM:sta. Ylitykset tai alitukset jaetaan DNO:n asiakkaiden kanssa perustuen "sharing factors" -lukuihin (ks. edellinen sivu).

2015-16 ja 2016-17 (£m)

DNO ryhmä	DNO	Sallittu	Toteuma	Erotus ^[1]
ENW	▶ Electricity North West	500	461	-40
NPg	▶ Northern Powergrid (Northeast)	393	381	-12
	▶ Northern Powergrid (Yorkshire)	507	475	-32
SSEN	▶ Scottish Hydro Electric Power Distribution	349	327	-21
	▶ Southern Electric Power Distribution	670	596	-74
SPEN	▶ SP Distribution	443	408	-35
	▶ SP Manweb	520	500	-19
UKPN	▶ London Power Networks	530	400	-131
	▶ South Eastern Power Networks	506	382	-124
	▶ Eastern Power Networks	733	597	-135
WPD	▶ Western Power Distribution (East Midlands)	565	638	73
	▶ Western Power Distribution (West Midlands)	610	630	20
	▶ Western Power Distribution (South West)	320	295	-24
	▶ Western Power Distribution (South Wales)	466	488	23
TOTAL		7111	6580	-531

[1] Luvut ovat pyöristettyjä

[2] <https://www.enwl.co.uk/innovation/class/>

Valvonta

- ▶ Sääntelijä hyväksyy sallitun kustannustason ennen jokaista valvontajaksoa
- ▶ DNO:iden tulee raportoida toteutuneet kustannukset vuosittain
- ▶ Säännöllinen raportointi ja valvonta on merkittävä toimenpide sekä DNO:lle että sääntelijälle.

Esimerkkejä

- ▶ ENW (yksi DNO:ista) otti käyttöön Customer Load Active System Services ("CLASS")-järjestelmän vuonna 2014^[2]. Kyseessä on halpa järjestelmä, joka soveltaa jännitesäätöä hallitakseen sähkönkulutusta kulutuksen huippuajankoina. Järjestelmä kilpailee muiden tasapainotusjärjestelmien kanssa, eikä sekaannu sähkön tukkukaupan markkinoihin
- ▶ ENW suoritti 12 kuukauden kokeilujakson, jonka aikana uusia jännitesäätimiä asennettiin 60:een muuntajaan, jotka palvelivat 485,000 ihmistä. Tutkimukset osoittivat, että asiakkaat eivät huomanneet muutosta sähköntarjonnassaan.
- ▶ Alkuperäisen projektin kuuden kuukauden jatko osoitti, kuinka CLASS voidaan kaupallistaa. Nyt ENW tuo CLASS-projektia osaksi jokapäiväistä liiketoimintaa.
- ▶ ENW:n lähestymistapaa voidaan käyttää sähkön tarjonnan ja kysynnän tasapainottamiseen. Tämän lisäksi projekti tuo useita muita etuja, kuten sähköverkon laajentamisesta koituvien kustannusten siirtäminen tulevaisuuteen tai jopa välttäminen. ENW ennustaa, että heidän asiakkaansa voivat säästää jopa £100 miljoonaa seuraavan 25 vuoden aikana projektin seurauksena.



4 Mekanismit

Kysyntäjousto: Power of Choice (smart meters)

(3/8)

1	Tiivistelmä	7	Liitteet
2	Taustaa		
3	Yleiskuva sääntelystä		
4	Mekanismit		
5	Markkinamekanismit, ...		
6	Pohdinta		

1

Australia

Kysyntäjousto: Power of Choice (smart meters)

Kuvaus

- Uudistus, jonka tarkoituksena on osallistaa asiakkaat kysyntäjoustoon älymittareiden ("smart meters") avulla.
- Uusilla markkinatoimijoilla, ns. mittauskoordinaattoreilla on vastuu mittauksen kilpailuttamisesta.
- Mittauskoordinaattorien asiakkaita tulevat olevaan vähittäismyyjät sekä jakeluverkkoyhtiöt (esim. hetkellistä dataa, kuten verkkojännitettä varten)
- Vähimmäisvaatimukset mittareille ovat:
 - Irtikytkentä etänä
 - Kytkeä etänä
 - Mittarin lukeminen pyynnöstä etänä
 - Aikataulutettu mittarin lukeminen etänä
 - Kyselypalvelu mittareiden asennuksesta
 - Uudelleenkonfigurointi
- Osa DSO:ista todennäköisesti liittyy mittauskoordinaattoreiksi, mutta liiketoiminta tulee erottaa pääasiallisesta verkkoliiketoiminnasta. Toinen vaihtoehto olisi divestoida uusi osa liiketoiminnasta, tosin tuore esimerkki viittaa siihen, että ensimmäinen vaihtoehto olisi suosittu.
- Jos asiakkaan olemassa oleva mittari on elinkaarensa lopussa, hajoaa tai ei pysty suoriutumaan vaadittavista toiminnoista, se korvataan älymittarilla. Vaihtoehtoisesti vähittäismyyjät voivat pitää mittarinvaihtokampanjoita, joissa asiakkaita pyydetään vaihtamaan mittarinsa

Kannustimet

- Mahdollisuus ottaa käyttöön käyttöajankohtaan perustuva hinnoittelu, joka

kannustaa kysyntäjoustoon

Rahoitus

- Vähittäismyyjä maksaa mittauskoordinaattorin tarjoamasta palvelusta ja kerää kustannukset loppuasiakkailta. Mittauskoordinaattorit voivat myös myydä palveluita jakeluverkkoyhtiöille (esimerkiksi reaaliaikaista dataa verkon tilasta)

Hyödyt ja rajoitteet

- Markkinaoperaattori ja jakeluverkkoyhtiö voivat hankkia informaatiota kysyntäpuoleen osallistumisesta rekisteröityneiltä osallistujilta
- Parantuneet B2B-kommunikointikäytännöt tukivat mittausreformia

Vaikutus jakeluverkkoyhtiöille

- Tarjoaa suurempaa näkyvyyttä asiakkaan käyttöön, jotta joustavia hinnoittelurakenteita voidaan kehittää
- Siirtää verkkoinvestointeja huippukuorman tasoittamisen myötä
- Jos jakeluverkkoyhtiöt osallistuvat, mittausdatan käytössänsännöksiä tulee kehittää
- Vähittäismyyjien ja jakelijoiden täytyy erottaa mittauskoordinaattorin rooliin liittyvä liiketoiminta erilliseksi ydinliiketoiminnasta

Vaikutus asiakkaille

- Etukäteen aiheutuva kustannus asiakkaille koituen uuden teknologian mittarin asennuksesta
- Pitkällä aikavälillä tehokkaampi hinnoittelu ja kysyntäjousto hyödyttää todennäköisesti kaikkia asiakkaita johtuen laskevasta paineesta verkkoinvestointivaatimuksiin

Valvonta

- Koska kyseessä on kilpailullinen toiminta, regulaattorin päärooli on varmistaa, että periaatetta liiketoimintojen erottamisesta noudatetaan



4 Mekanismit

Kysyntäjousto: Power of Choice (smart meters)

(3/8)

1 Tiivistelmä

2 Taustaa

3 Yleiskuva sääntelystä

4 Mekanismit

5 Markkinamekanismit, ...

6 Pohdinta

7 Liitteet

1

Australia

Kysyntäjousto: Power of Choice (smart meters) (jatk.)

Esimerkkejä

- ▶ Suurin sähkön tuottaja ja vähittäismyyjä AGL myi ActiveStream metering – liiketoimintansa jakeluverkkoyhtiölle, ja toinen vastaava toimija Origin Energy pyrkii myymään Acumen –mittausliiketoimintaa.
- ▶ Mittauskoordinaattoriliiketoiminta vaikuttaa rakentuvan suurien volyymien ympärille. Lisäksi markkinoiden konsolidaatiota on havaittavissa.
- ▶ Vaatii vielä aikaa ennen kuin esitelty mittausuudistus kehittyy pisteeseen jossa voidaan tehdä johtopäätöksiä sen tehokkuudesta kysyntäjoustop tukemisessa.



4 Mekanismit

Kysyntäjousto: Network control services contract

(4/8)

1	Tiivistelmä	7	Liitteet
2	Taustaa		
3	Yleiskuva sääntelystä		
4	Mekanismit		
5	Markkinamekanismit, ...		
6	Pohdinta		

1

Australia

Kysyntäjousto: Network control services contract

Kuvaus

- ▶ Sopimus jakeluverkkoyhtiön ja tuottajan tai kuorman välillä, jonka ideana on tarjota opex-perusteinen ratkaisu verkon kontrollointiin
- ▶ Verkkokontrollin palvelusopimukset ovat tapa lykätä tai välttää verkkoinvestointeja

Kannustimet

- ▶ On ennemminkin mekanismi kysyntäjoustolle kuin kannustin

Rahoitus

- ▶ Lopulta kustannus menee loppukäyttäjälle korkeamman hinnoittelun myötä

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Prosessista puuttuu läpinäkyvyys
- ▶ Tapauksessa jossa valtio-omisteisilla jakeluverkkoyhtiöillä on vaikutusta suuriin velkaongelmiin, "network control services contract" voi pienentää riskiä luottoluokituksen pienennykselle.

Vaikutus jakeluverkkoyhtiöille

- ▶ Verkkojen ongelmista tulee julkista tietoa
- ▶ Jakeluverkkoyhtiö saa ansaita mekanismin käytöstä koituneet kustannukset, mutta ei tuottoa investoinnille toisin kuin verkkoinvestointien tapauksessa
- ▶ Vaikka "network control services contract" ei rahallisesti kannusta jakeluverkkoyhtiöitä, se yhdistää opex-pohjaisten ratkaisujen tarjoajia yhtiöihin

Vaikutus asiakkaille

- ▶ Mahdollisesti matalampi hinnoittelu, jos jakeluverkkoyhtiöt sopivat tehokkaita sopimuksia liittyen verkkokontrolliin.

Valvonta

- ▶ Ei vaadi valvontaa

Esimerkkejä

- ▶ Ei julkisesti saatavilla olevaa tietoa siitä, että jakeluverkkoyhtiöt olisivat solmineet kyseisiä sopimuksia kysyntäjoustoa varten



4 Mekanismit

Kysyntäjousto: Demand management incentive and innovation allowance (5/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7	Liitteet
---	----------

1 Australia

Kysyntäjousto: Demand management incentive and innovation allowance

Kuvaus

- ▶ Nämä kaksi kannustemekanismia on vastikään esitelty NEM:ssä, eivätkä koske Länsi-Australiaa (käytössä vain Itä- ja Etelä-Australiassa)
- ▶ “Demand management incentive” mahdollistaa jakeluverkkoyhtiöille korkeamman liikevaihdon
- ▶ Demand management incentive voi olla jopa 50% tehokkaan demand management –projektin kustannuksista, kuitenkin maksimissaan realisoituneen nettohyödyn verran tai 1% liikevaihdosta
- ▶ Innovation allowance on etukäteen määriteltävää, kysyntäjoustoon liittyvää R&D –rahoitusta, vuosittaiselta suuruudeltaan AUD 200k + 0.075% sallitusta liikevaihdosta.

Kannustimet

- ▶ Sallii tuoton keräämisen myös opex:lle
- ▶ Poistaa capex-ratkaisuja (jotka eivät yleensä sisällä kysyntäjoustomekanismeja) suosivan vääristymän
- ▶ Kannustaa innovaatioihin joissa hyödynnetään kysyntäjoustoratkaisuja osana verkkoinvestointisuunnitelmia
- ▶ Mekanismin vaikutusta kustannustehokkaaseen kysyntäjoustoon on vaikea arvioida, sillä ne on vasta otettu käyttöön.

Rahoitus

- ▶ Lopulta loppukäyttäjät maksaa kannustimet
- ▶ Teoriassa, muiden asioiden pysyessä muuttumattomina, hinnat tulisivat olevaan korkeampia kuin muissa tapauksissa, jos DSO pystytään pakottamaan (kannustamisen sijaan) valitsemaan halvin vaihtoehto regulaattorin toimesta.

Tämä olettaen, että regulaatio voidaan toimeenpanna ilman kustannuksia, mikä on käytännössä hyvin epätodennäköistä

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Koskee vain tapausta jossa jakeluverkkoyhtiö lähettää hakemuksen regulaattorille
- ▶ Ei kannusta jakeluverkkoyhtiötä tukemaan kysyntäjoustoa yli summan jonka kannustemaksut kattavat

Vaikutus jakeluverkkoyhtiöille

- ▶ Jakeluverkkoyhtiöt harkitsevat nyt kysyntäjoustovaihtoehtoja suunnitteluprosessissaan.
- ▶ Potentiaalia jakeluverkkoyhtiöille ansaita suurempi liikevaihto kannustimien avulla

Vaikutus asiakkaille

- ▶ Implementoitu vasta vähän aikaa sitten, mistä syystä todelliset vaikutukset ovat vielä epäselviä

Valvonta

- ▶ Kannustimiin liittyvä sallittu liikevaihto myönnetään regulaatiopäätöksen yhteydessä

Esimerkkejä

- ▶ Implementoitu vasta vähän aikaa sitten, mistä syystä esimerkkejä ei ole saatavilla



4 Mekanismit

Kysyntäjousto: Demand management response program and interruptible load (6/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7	Liitteet
---	----------

2

Uusi-Seelanti

Kysyntäjousto: Demand management response program and interruptible load

Kuvaus

- ▶ Transpower NZ Limited – valtio-omisteisella yrityksellä joka vastaa sähkön siirrosta on kannustinperusteinen kysyntäjousto-ohjelma, joka kohdennetaan tietyille alueille Uudessa-Seelannissa. Lisäksi ohjelmaan kannustetaan mukaan uusia sektoreita, sisältäen esimerkiksi maatalousliiketoiminnan, kampus-tyyliset organisaatiot sekä yksityiset kuluttajat, jotka käyttävät akkuteknologiaa.
- ▶ Tällä hetkellä Transpowerilla on suoria sopimuksia asiakkaidensa kanssa. Näiden sopimusten alla asiakas itse pääasiassa kontrolloi kuorman irtikytkentää
- ▶ Demand response -ohjelman avulla Transpower pystyy hallitsemaan kysyntäpiikkejä tekemällä käytönhallintasopimuksen kuluttajien kanssa vastineena maksusta. Mukaan ohjelmaan valitut osallistujat voivat ansaita toistuvia maksuja ohjelmaan sitoutumisesta, kuin myös kuorman rajoittamisesta kysyntäjoustotapahtuman yhteydessä
- ▶ Uusi-Seelantilaisten sähkönkuluttajien tulee rekisteröityä osallistuakseen Transpowerin demand response -ohjelmaan. Kun kuluttaja päättää liittyä ohjelmaan, tämä saa ilmoituksen Transpowerilta mahdollisen kysyntäjoustotapahtuman yhteydessä. Ilmoituksessa mainitaan aikaväli ja hinnoittelu. Tyypillisesti osallistujat käyttävät varageneraattoriaan saadakseen kysyntäjoustotapahtuman ajaksi tarvittavan sähkön verkkokulutuksen sijaan.
- ▶ Interruptible Load (irtikytkettävä kuorma) on toinen kannustinperusteinen kysyntäjousto-ohjelma Uudessa-Seelannissa. Sen ideana on automaattisesti vähentää kapasiteettia kymmenissä sijainneissa, jotta pieneen määrään merkittäviä heilahteluja tasapainossa sähkön tuotannon ja kysynnän välillä voidaan mukautua
- ▶ Interruptible Load:in tarjoajia ovat sekä teolliset että kaupalliset kuluttajat. Yleensä nämä loppukäyttäjät tarjoavat Interruptible Load:ia aggregaattorin kautta, (Uuden-Seelannin tapauksessa EnerNOC NZ Inc.). Aggregaattorilla on sopimus Transpowerin kanssa interruptible load –palvelun tarjoamisesta

markkinoille. Vastineeksi loppukäyttäjä saa maksun tarjoamastaan Interruptible Load:ista.

Kannusteet

- ▶ Maksu saatavuudesta sekä kuorman vähentämisestä tiettyjen kysyntäjoustotapahtumien aikana.

Rahoitus

- ▶ Lopulta loppukäyttäjät maksavat sääntelykustannukset

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Vähennys huippukysynnässä voi johtaa vähentyneeseen määrään sähköverkko- ja generaattori-investointeja. Alhaisempi määrä siirto- ja generaatioinfrastruktuuria tarkoittaa pienempiä sähkökustannuksia loppukäyttäjille. Lisäksi kuluttajat jotka rekisteröityvät mukaan ohjelmaan saavat maksun osallistumisesta.

Vaikutus jakeluverkkoyhtiölle

- ▶ Regulaatio sisältää kannustinjärjestelmiä jotka sallivat jakeluverkkoyhtiöiden pitää osuuden lykätyistä operatiivisista kustannuksista ja investoinneista aiheutuvasta kustannusten alituksesta. Tämä pyrkii kannustamaan jakeluverkkoyhtiöitä tunnistamaan ja ottamaan käyttöön vaihtoehtoja jotka pienentävät kustannuksia, kuten kysyntäjoustoprojektit

Vaikutus asiakkaille

- ▶ Joulukuussa 2015 Transpower ilmoitti, että sen “demand response programme” herätti lisääntynyttä kiinnostusta pääosin teollisten ja kaupallisten kuluttajien keskuudessa sähkön käytön hallitsemisen sekä tuottomahdollisuuden vuoksi. Vastaajat, jotka tarjosivat 2kW – 6.5 MW hyväksyttiin. Yhteensä saatiin 26 tarjousta ympäri Uusi-Seelantia. Hakijoiden joukossa oli sairaaloita (julkisia ja yksityisiä), supermarketteja, akunkäyttäjää, aurinkovoimaloita, uusiutuvaa tuotantoa sekä dieselillä toimivaa varageneraatiota



4 Mekanismit

Kysyntäjousto: Demand management response program and interruptible load (6/8)

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

2

Uusi-Seelanti

Kysyntäjousto: Demand management response program and interruptible load (jatk.)

Valvonta

- Uuden-Seelannin Electricity Authority:lla on regulaatiotehtävä vähittäismarkkinoilla ja tukkumarkkinoilla sekä verkkotoiminnassa. Electricity Authority tutkii tällä hetkellä kysyntäjoustomekanismeja Uusi-Seelannin sähkösektorilla

Esimerkkejä

Timaru District Council – Waste Water Treatment Plant

- Timaru District Council on osallisena Transpowerin Demand Response program:ssa. Heille maksetaan oman generaattorin käyttämisestä ajanjaksoina, jolloin National Grid tarvitsee energiaa. Timaru District Council:ssa on aina ihmisiä paikalla valvomassa operaatioita, mikä hoitamisesta helppoa
- “Participating in the program has helped us understand and investigate how we could also use our generator to smooth the peaks in our own energy use, not just contribute to the National Grid’s demand profile. Our electricity tariff is based on our maximum demand, so if we can smooth those high demand peaks it could save us money overall. Because we’re in the Demand Response Program, we’re actually using the generator more often, which means we are really familiar with the process now and that knowledge is shared across the team. It’s a good thing.” – Grant Hall, Drainage and Water Manager for Timaru District Council.*

New World Kawerau Supermarket

- Kawerau New World Supermarket oli osa Demand Response ohjelmaa 2014 vuoden lopusta lähtien, ja pystyi hyödyntämään Transpowerin Demand Response älypuhelinsovellusta osallistuakseen Demand Response -ohjelmaan.
- Supermarketin omistaja ja operaattori, Wade Brown, avaa Demand Response App sovelluksen iPhone:llaan arvioidakseen tapahtuman yksityiskohdat, ja sitten

syöttää [summan] jolla hän on valmis käynnistämään supermarketin varageneraattorin. Jos tarjous hyväksytään, hän saa tästä ilmoituksen puhelinsovellukseen. Sovelluksen kautta hän voi asettaa Outlookin kalenteriin muistutuksen laittaa generaattori päälle.

- Kun tapahtuma on ohi, hän kääntää generaattorin kiinni ja päävirta kytkeytyy takaisin päälle. Tämän jälkeen, puhelimeen tulee ilmoitus tapahtuman päättymisestä ja sovittu maksu suoritetaan kuukauden lopussa. Sovellus näyttää kaikki edeltäneet tapahtumat, energiamäärät sekä hinnat.
- “As a business owner, driving down costs without reducing service or quality is a constant challenge. As part of my building warrant of fitness and disaster recovery planning, as an internal process in the store we are required to run the generator once a month. To me it was a ‘no brainer’ – if they’ve got to be on anyway, why not be a part of the demand response scheme and be paid for running the generators?” – Wade Brown, Owner and Operator of Kawerau New World Supermarket.*

Case Study: Juken New Zealand Limited (JNL)

- JNL on mukana Interruptible Load ohjelmassa, heillä on kaksi sijaintia rekisteröitynä Fast Instantaneous Reserves Market (FIR) alueella. Heidän kuivaajansa kytketään irti sekunnin sisällä taajuuden putoamisesta minuutiksi, jonka jälkeen toiminta jatkuu normaalisti
- JNL:llä on myös yksi sijainti rekisteröitynä Sustained Instantaneous Reserves (SIR):ssä, jossa kuorma kytketään nopeasti irti jopa 30 minuutiksi. Kuormat ovat esimerkiksi polttouuneja ja hakettimia, jotka voidaan pitää irtikytkettynä pidempään vaikuttamatta tuotantoon.
- Eri kuormien allokointi eri reserveihin auttaa JNL:ää hyötymään ohjelman eri mahdollisuuksista. Hyvä ymmärrys liiketoiminnasta ja toiminnan joustavuudesta varmistaa, että lopputuotteet tai tuotantovälineistö ei kärsi irtikytkennöistä



4 Mekanismit

Akkuvarastointi: tapauskohtainen hyväksyntä

(7/8)

1	Tiivistelmä	7	Liitteet
2	Taustaa		
3	Yleiskuva sääntelystä		
4	Mekanismit		
5	Markkinamekanismit, ...		
6	Pohdinta		

2

Uusi-Seelanti

Akkuvarastointi: tapauskohtainen hyväksyntä

Kuvaus

- ▶ The Commerce Commission on linjannut alustavasti, että akkuvarastointi voisi muodostaa osan reguloitua palvelua sillä se tarjoaa toimintoja jotka ovat samankaltaisia perinteisiin verkkopalveluihin nähden.
- ▶ Tällä hetkellä akkujen määrän tai koon suhteen ei ole rajoituksia. Jakeluverkkoyhtiöt voivat omistaa akkuvaraston, joka huomioidaan sähköverkko-omaisuuden laskennassa kuten alla on kuvattu.
- ▶ Akkujen kohtelu sääntelyssä riippuu siitä miten akkua käytetään reguloituihin tai reguloimattomiin palveluihin, sekä päällekkäisyyksin näiden kustannuksissa. Jos akkua käytetään molempiin, jakeluverkkoyhtiön täytyy käyttää tiettyä kustannusallokaatiota allokoidakseen akkuihin investoidun kustannuksen. Tämä tulee lopulta määrittämään sähköverkko-omaisuuteen sisällytettävän summan, mikä puolestaan vaikuttaa maksimaaliseen sallittuun liikevaihtoon.
- ▶ Jos akun päällekkäiset kustannukset reguloidun ja reguloimattoman palvelun välillä on suhteellisen vähäistä, jakeluverkkoyhtiö voi käyttää Avoidable Cost Allocation Methodology ("ACAM") –menetelmää, jonka perusteella koko kustannus allokoidaan sähköverkko-omaisuuteen. Arvioidakseen onko tämä sallittua, Commerce Commission käyttää merkitsevyyskynnystä. Jos kynnysarvoja ei ylitetä, ACAM:in käyttö on sallittua. Jos arvot ylitetään, Accounting-Based Allocation Approach ("ABAA") -menetelmää tulee soveltaa.

Kannusteet

- ▶ Akkuteknologia voi kannustaa jakeluverkkoyhtiöitä investoimaan perinteisistä verkoista poikkeavaan infrastruktuuriin ja joko poistaa tai viivästyttää tarvetta perinteisille verkkoinvestoinneille.

Rahoitus

- ▶ Akkuvarastointi olisi jakeluverkkoyhtiön rahoittama, aikomuksena sisällyttää se sähköverkko-omaisuuteen. Tämä lisäisi yhtiön sallittua liikevaihtoa.

Sähköverkko-omaisuuteen sisällytettävä osuus akusta määrittyy kustannusten allokatiomenetelmällä.

- ▶ Nykyisessä regulaatiossa varastointiteknologia ei eroa mistään muusta sähköverkko-omaisuuden erästä

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Jos hyväksymisprosessi on hankala, DSO voi välttää tarpeen perinteisille verkkoinvestoinneille
- ▶ Voi johtaa sähköverkko-omaisuuden ennaikaiseen poistoon käytöstä
- ▶ Akun kustannuksien allokointi reguloituun palveluun voi olla haastavaa
- ▶ Sallii akkujen käytön jos niillä on positiivinen kustannus-hyöty suhde suhteessa perinteisiin investointeihin

Vaikutus jakeluverkkoyhtiölle

- ▶ Akkuvaihtoehtojen harkinta. Huomioitavaa on, että nykyinen sääntely akuille ei eroa mistään muusta sähköverkko-omaisuuden erästä

Vaikutus asiakkaille

- ▶ Mahdollisesti alhaisemmat hinnat, olettaen että akkuja käytetään perinteisten verkkoinvestointien lykkäämiseen tai vähentämiseen

Valvonta

- ▶ Jokainen sääntelyyn sisältyvä ehdotus vaatii regulaattorin hyväksynnän



4 Mekanismit

Akkuvarastointi: tapauskohtainen hyväksyntä

(7/8)

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

2

Uusi-Seelanti

Akkuvarastointi: tapauskohtainen hyväksyntä (jatk.)

Esimerkkejä

- ▶ Wellington Electricity on määrittänyt että suuren sähköaseman kysyntäpiikkiä vähentävä 1 MW/2MWh akku lykkäisi noin \$3m investointitarvetta viidellä vuodella.
- ▶ Mercury Energy, sähkön tuotanto- ja myyntiyritys, tutkii 1 MW/2 MWh akkuteknologian integrointia Uusi-Seelannin sähköjärjestelmään. Tähän sisältyy suuren mittakaavan Tesla Powerpack 2 –akku, joka on valmiina verkkoon asennettavaksi elokuussa 2018.



4 Mekanismit

Battery storage: Cost of Energy review (changing definition of battery)

(8/8)

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

3 Iso-Britannia

Battery storage: Cost of Energy review (changing definition of battery) Vaikutus DNO:lle

Kuvaus

- ▶ Suuren mittakaavan verkkoon kytketyillä akuilla voidaan tällä hetkellä ansaita liikevaihtoa sähköhintojen arbitraasin, Capacity Marketin tai säätösähkömarkkinoiden kautta.
- ▶ Hallituksen ja regulaattorin painopiste on akkujen käyttöönoton esteiden purkamisen, muun muassa akkujen määritelmää täsmentämällä
- ▶ Tällä hetkellä akkujen omistajien ja operaattoreiden täytyy mukautua tuottajien lupakäytäntöihin, koska lupakäytännöissä ei ole valmista määritelmää akuille

- ▶ DNO:t eivät voi toistaiseksi omistaa tai operoida akkuvarastoja, mutta ne voivat sopia kahdenvälisesti akunomistajien kanssa provisiosta verkkopalveluissa
- ▶ Tilanteen odotetaan jatkuvan samanlaisena myös kun regulaatio akkuvarastoinnissa kehittyy.

Seuraavat vaiheet

- ▶ Konsultaatio on suljettu, ja Ofgemin päätös on vireillä.^[1]

Konsultaatio

- ▶ Ofgem avasi konsultaation lokakuussa 2017:
 - ▶ Sisälsi sähkövaraston (electricity storage) määritelmän sähköntuottajien lupamääritelmässä;
 - ▶ Sähköntuottajan lupamääritelmien selkeyttäminen ja valtion odotukset varastointiteknologiasta
 - ▶ Uusien lupakäytäntöjen ehdot sähkövarastoinnin tarjoajille. Ehto vaatii luvanhaltijaa varmistamaan, että oma käyttö ei ole varastoinnin pääasiallinen käyttötarkoitus
- ▶ Ofgem:in päämääränä modifioidulle lisenssille on luoda sääntelyn osalta varmuutta akkujen omistajille ja kehittäjille, sekä varmistaa reilu kilpailu, jotta varastointiteknologia voi kilpailla realistisesti muiden joustavuutta tarjoavien ratkaisujen kanssa
- ▶ Lupamuutoksilla pyritään myös vaikuttaa akkuteknologian lopullisiin kulutusveroihin verkkolatauksen yhteydessä

[1] <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/clarifying-regulatory-framework-electricity-storage-licensing>

5

Markkinamekanismit, havainnollistusprojektit ja case- tutkimukset

Vertailumaat: Australia, Uusi-Seelanti, Iso-Britannia ja
Yhdysvallat



5 Markkinamekanismit, havainnollistusprojektit ja case-tutkimukset

Markkinamekanismit: Capacity market (CM)

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

3

Iso-Britannia

Kysyntäjousto: Capacity market (CM)

Kuvaus

- ▶ Capacity Market ("CM") on eräänlainen kapasiteettihuutokauppa kaikille kapasiteetin tarjoajille, mukaan luettuna kysyntäjoustoratkaisut.
- ▶ Kapasiteetille asetetaan tavoite, ja kaikelle mukaan otetulle kapasiteetille maksetaan niin kutsuttua Capacity Payment –maksu, jonka perusteella tarjoajat voivat suunnitella tulevia investointejaan
- ▶ Vastineeksi Capacity Payments –maksuista, tuottajan tulee rangaistuksen uhalla toimittaa energiaa järjestelmän tilan sitä vaatiessa

Kannustimet

- ▶ CM ei ole erityisesti fokuoitunut kysyntäjousto, mutta on yksi siihen kannustavia päämekanismeja.

Rahoitus

- ▶ Capacity Payments –maksut rahoitetaan lopulta loppukäyttäjien sähkölaskuissa.

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Hyödyt ovat siinä, että Capacity Market –huutokauppoja pidetään säännöllisesti.
- ▶ Aluksi CM:n alla järjestettiin spesifejä huutokauppoja kysyntäjouston tarjonnalle
- ▶ Koska CM on neutraali tarjotulle teknologialle, kysyntäjousto kilpailee tasapuolisesti tuotantokapasiteetin kanssa

Vaikutus DNO:ille

- ▶ CM on valtion, sääntelijän sekä toimittajan järjestämä, eikä ole erityisesti kohdennettu DNO:ille

Vaikutus asiakkaille

- ▶ CM aiheuttaa lisäkustannuksen kuluttajien sähkölaskuun
- ▶ Viimeisin huutokauppa vuoden 2021-2022 toimituksille päättyi hintaan GBP 8.40 / kWh

Valvonta

- ▶ Kysyntäjouston tarjontaa ei valvota eksplisiittisesti, mutta CM:n raporteissa julkaistaan tilastot voittaneesta kysyntäjoustokapasiteetista

Esimerkkejä

- ▶ Viimeisimmässä CM-huutokaupassa 1.2 GW:lle kysyntäjoustotehoa solmittiin kapasiteettisopimus, joka on yhteensä 2.39% kokonaiskapasiteetista. Seuraavat yhtiöt voittivat kapasiteettisopimuksia kysyntäjoustolle viimeisimmässä huutokaupassa:^[1]
 - ▶ British Gas Trading Ltd.
 - ▶ Distributed Energy Customer Solutions Ltd.
 - ▶ DONG Energy Power Sales UK
 - ▶ EDF Energy Customers Plc
 - ▶ E.ON UK Plc
 - ▶ Endeco Technologies Ltd
 - ▶ EnerNOC UK Ltd
 - ▶ Flextricity Ltd
 - ▶ GB Gas Holdings Ltd
 - ▶ Kiwi Power Ltd
 - ▶ Npower Ltd
 - ▶ Origami Energy Ltd
 - ▶ Smartest Energy Ltd
 - ▶ Scottish Power Energy Retail Ltd
 - ▶ SSE Energy Supply
 - ▶ UK Power Reserve Ltd
 - ▶ Veolia

[1] [https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20T-4%20Results%20\(Delivery%20Year%2021-22\)%2020.02.2018.pdf](https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20T-4%20Results%20(Delivery%20Year%2021-22)%2020.02.2018.pdf)



5 Markkinamekanismit, havainnollistusprojektit ja case-tutkimukset

Case study: Battery storage - Western Power case studies

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

1

Australia

Battery storage: Western Power case study

Kuvaus

- ▶ Western Power on merkittävä jakeluverkkoyhtiö Länsi-Australiassa
- ▶ Yhtiö on lobannut sääntelyyn muutosta, joka sallisi sen asentavan tuotantokapasiteettia verkkoinvestointien sijaan korkean kustannusten jakeluasiakkaille
- ▶ Western Powerin käyttämä vaihtoehtoinen menetelmä on alhaisen luotettavuuden liittymän ylläpito verkon reuna-alueilla, sekä mikrosähköverkon kehitys tämän alhaisen luotettavuuden yhteyden lopussa
- ▶ Vastikään ilmoitettu Kalbarri mikrosähköverkko tarjoaa case-tutkimuksen tästä lähestymistavasta
- ▶ Energy Made Clean:in ja Lendleasen kautta hankitut hallinnointi- ja huoltosopimuspalvelut, tulee tukemaan suurta akkusysteemiä.
- ▶ Western Power suunnittelee ja hallinnoi akkujärjestelmää Energy Made Cleanin ja Lendleasen tukiessa prosessia.
- ▶ Western Power on pyrkinyt siihen, että investoinnin sisällyttäminen sähköverkko-omaisuuteen sallittaisiin

Kannustimet

- ▶ Investointi on “new facilities investment test”:in alainen, mistä syystä sitä arvioidaan alhaisimman kustannuksen periaatteen mukaan. Jos investointi ei läpäise testiä, sen sisällyttämistä sähköverkko-omaisuuteen ei sallita
- ▶ Mikrosähköverkko valittiin tehokkaimmaksi ratkaisuksi kattavan vaihtoehtojen analyysin jälkeen.

Rahoitus

- ▶ Olettaen, että akkua käytetään verkon tukipalveluihin (ei arbitraasikaupankäyntiin tukkumarkkinoilla), Western Power voi perustella

investoinnin sisällyttämisen sähköverkko-omaisuuteen. Tässä tapauksessa kustannus voidaan kerätä takaisin sähkölaskuissa.

Hyödyt ja rajoitteet

- ▶ Matalan kustannuksen ratkaisu verkon reuna-alueella
- ▶ Opex-perusteinen ratkaisu saattaisi johtaa halvempiin siirtohintoihin

Vaikutus jakeluverkkoyhtiölle

- ▶ Jakeluverkkoyhtiö saa kannustimia parantuneen luotettavuuden seurauksena
- ▶ Jakeluverkkoyhtiö saa tuoton sijoitetulle pääomalle

Vaikutus asiakkaille

- ▶ Parantunut luotettavuus alueen asiakkaille
- ▶ Kustannukset “sosialisoidaan” suuremmalle asiakaskunnalle korkeampien siirtohintojen kautta

Valvonta

- ▶ Regulaattori valvoo luotettavuutta
- ▶ Projekti on “new facilities investment test”:in alainen



5 Markkinamekanismit, havainnollistusprojektit ja case-tutkimukset

Havainnollistamisprojekti: Reforming the Energy Vision

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...**
- 6 Pohdinta
- 7 Liitteet

4 Yhdysvallat (New York)

Reforming the Energy Vision

New Yorkin Reforming the Energy Vision (“REV”) pyrkii kannustamaan verkkoyhtiöitä muuttamaan rooliaan yksinkertaisesta sähköpalvelujen tuottajasta alustan tarjoajaksi, joka integroi jaetut resurssit yhdellä alueella hyödyttääkseen kaikkia energian kuluttajia. New Yorkin energiapolitiikan sääntelijät visioivat suuremmasta määrästä kysyntäjoustoa, energiatehokkuutta ja puhdasta energiaa markkinaehtoisesti ilman regulaattorin säätelemää pakkoa. New Yorkin PSC tekee yhteistyötä valtion sijoittajien omistamien verkkoyhtiöiden kanssa havainnollistusprojekteissa, muun muassa energiatehokkuuden, hajautetun tuotannon, energian varastoinnin, hajautetun aurinkovoiman sekä asiakasanalytiikan parissa. Nämä havainnollistamisprojektit testaavat teknologian sijaan liiketoimintamalleja, joista tehokkain pyritään ottamaan käyttöön koko osavaltiossa.

Yksityiskohtaisempi katsaus havainnollistusprojekteista esitetään liitteessä A

6

Pohdinta

Tunnistimme yhteistyössä Energiaviraston kanssa Suomen sääntelykenttään relevantteimmat mekanismit perustuen vertailumaiden tutkimiseen ja järjestettyyn työpajaan.





6 Pohdinta

Kaksi Australian kysyntäjoustomekanismia tunnistettiin kaikista relevanteimmiksi Suomen sähköverkkujen sääntelylle

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

Työpaja

Pidimme työpajan Energiaviraston ja Tatu Pahkan (TEM) kanssa tiistaina 27. Helmikuuta 2018. Työpajan tarkoituksena oli tunnistaa vertailumaista relevanteimmat mekanismit, jotka voitaisiin implementoida Suomen sähköverkkujen valvontamenetelmiin. Teimme tämän käymällä läpi edellä esitetyt mekanismit, jonka jälkeen suoritimme seuraavat harjoitukset yksilötasolla tai pienissä ryhmissä.

- ▶ Tiivistetyn listan muodostaminen vertailumaiden mekanismeista
- ▶ Edellytysten määrittäminen asiakkaille, jakeluverkkoyhtiöille, regulaattoreille ja muille sidosryhmille tiivistetyn listan mekanismien implementoimiseksi
- ▶ Mekanismien mahdollisen vaikutuksen määrittäminen sekä asiakkaille, jakeluverkkoyhtiöille, regulaattoreille ja muille sidosryhmille

Liitteet B ja C esittelevät tarkemmin työpajan tulokset.

Huomioita

Viimeaikainen muutoksen nopeus teknologiassa, sekä siirtymä uusiutuvien energialähteiden käyttöön on johtanut regulaation jälkeen jäämiseen esimerkiksi smart grid, smart metering ja akkuteknologioiden kannustimissa. Tästä syystä yhdelläkään maalla ei ollut täydellistä vastausta tai kannustinjärjestelmää kysyntäjouston saavuttamiseksi. Sen sijaan, vertailumaat olivat implementoineet asteittaisia aloitteita joko kysyntäjouston testaamiseksi tai kannustamiseksi.

Yhteistyössä Energiaviraston kanssa, yhteensä neljä mekanismia tunnistettiin potentiaalisesti relevanteiksi Suomen markkinoille. Lisäksi Western Power -case tutkimus Australiassa, sekä useat havainnollistusprojektit USA:ssa ja Saksassa olivat erityisen kiinnostavia:

- ▶ Mekanismit:
 - ▶ Australia: Regulatory test and new facilities investment test
 - ▶ Australia: Network services contract
 - ▶ Australia: Demand management incentive and innovation allowance

- ▶ Iso-Britannia: Changing definition of batteries
- ▶ Havainnollistusprojektit ja case-tutkimukset:
 - ▶ Havainnollistusprojekti USA:ssa: Useita (Lisätietoja liitteessä A)
 - ▶ Havainnollistusprojekti Saksassa: Yritys EWE Oldenburgissa, Enera Project
 - ▶ Case-tutkimus Australiassa: Western Power Battery -asennus

Huomionarvoista on, että Iso-Britanniassa käytössä olevassa RIIO mallissa kannustimet tukevat tehokkaita investointeja totex:iin (capexin ja opexin erottelemisen sijaan). Kyseinen malli koetaan monissa maissa optimaalisena ratkaisuna regulaatiossa, koska huomio on tuotoksissa tuotantopanosten sijaan. Tämä malli tosin vaatisi merkittävän muutoksen Suomen nykyiseen sääntelyjärjestelmään. Tästä johtuen asteittäisempi siirtymä totex-menetelmään on suositeltua, kuten havainnoitu Australiassa.

Energiaviraston kanssa käydyn työpajan tuloksena tunnistimme, että **Regulatory test** and **New facilities investment test** ja/tai **Demand management incentive scheme** olivat kaikkein relevanteimpia. Tähän päivään mennessä:

- ▶ Regulatory test & new facilities investment test eivät ole merkittävästi johtaneet kysyntäjouston käyttöönottoon capexin kustannuksella
- ▶ Demand management incentive scheme ja innovation allowance ovat kannustaneet jakeluverkkoyhtiöitä tukemaan kysyntäjoustoa vain kannustimien kompensointimäärän puitteissa

Mainitut kannustimet olisivat kuitenkin yksinkertaisia toteuttaa (verrattuna muihin mekanismeihin). Lisäksi näiden kannustimien yhdistäminen Energiaviraston tarkkaan valvontaan sekä kustannustehokkaan kysyntäjoustoteknologian kehittämiseen johtaisi todennäköisesti kysyntäjoustoratkaisujen laajempaan käyttöönottoon. Lisäksi, Euroopan Unioni todennäköisesti päättää, miten akut tulevaisuudessa määritellään.

Sivut 41 ja 42 kertovat yksityiskohtaisemmin mekanismien edellytyksistä sekä vaikutuksista, perustuen työpajaan sekä tutkimukseen.



6 Pohdinta

Ennakkoehdot kahdelle tunnistetulle Australian mekanismille

1 Tiivistelmä	7 Liitteet
2 Taustaa	
3 Yleiskuva sääntelystä	
4 Mekanismit	
5 Markkinamekanismit, ...	
6 Pohdinta	

6 Pohdinta

Regulatory test & new facilities investment test

Demand management incentive scheme

Asiakas	Ei relevantti	Ei relevantti
Jakeluverkko-yhtiö	▶ Sisäistä prosessia investointipäätöksistä tulee kehittää ▶ Investointien dokumentaation tulee olla kattavaa ja noudattaa jakeluverkkoyhtiön sisäisiä hallintatapoja ▶ Useita vaihtoehtoisia tapoja projektin toteuttamiseksi tulee harkita.	▶ Tarve ymmärtää saatavilla oleva teknologia ja kysynnänhallintamenetelmien taloudellinen analyysi ▶ Tarve paremmalle vuorovaikutukselle muiden markkinatoimijoiden kanssa
Regulaattori	▶ Resurssit ja koulutus ▶ Kustannus-hyöty analyysin määrittäminen	▶ Kuinka mitata saavutettua hyötyä ▶ Kuinka määritellä tehokas kysynnänhallintaprojekti ja siihen liittyvät kustannukset ▶ Valvontamekanismin suunnitteleminen
Muut	Lainsäädäntö ▶ Tarvittavat lakimuutokset investointitarpeiden etukäteishyväksyntään	Ei relevantti



6 Pohdinta

Australian kahden mekanismin vaikutukset

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...

7 Liitteet

6 Pohdinta

Regulatory test & new facilities investment test		Demand management incentive scheme
Asiakas	▶ Matalammat hinnat sen johdosta, että tehottomia investointeja ei lasketa osaksi verkkotoimintaan sitoutunutta omaisuutta ▶ Mahdollisuus osallistua investointeihin	▶ Otettu käyttöön vasta vähän aikaa sitten, mistä syystä todelliset vaikutukset asiakkaalle ovat yhä epäselviä. Pitkällä aikavälillä saattaa johtaa hitaampaan tariffien kasvuun, koska opex-pohjaisia ratkaisuja suositaan
Jakeluverkko-yhtiö	▶ Investointipäätösten sisäisten prosessien tulee olla vakaita, mistä syystä jakeluverkkoyhtiöiltä vaaditaan enemmän resursseja ▶ Investointien dokumentaation tulee olla kattavaa ja noudattaa jakeluverkkoyhtiön sisäisiä hallintatapoja ▶ Useita vaihtoehtoisia tapoja projektiin toteuttamiseksi tulee harkita.	▶ Jakeluverkkoyhtiöiden tulee kehittää regulaatioehdotuksia lähetettäväksi regulaattorille ▶ Jakeluverkkoyhtiöiden tulee kehittää kysyntäjoustoon liittyviä ratkaisuja suunnittelussaan ▶ Potentiaalia korkeammalle liikevaihdon mallin kautta ▶ Yhtiöt eivät välttämättä tuo kysyntäjoustoa enempää kuin kannustimien kattavat
Regulaattori	▶ Vaaditaan enemmän resursseja investointiprojektien arvioimiseen	▶ Vaaditaan enemmän resursseja regulaatioehdotuksen arvioimiseksi.
Muut	▶ Saattaa mahdollisesti luoda uusia markkinoita	Ei relevantti

7

Liitteet





7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(1/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision

REV seeks to incentivize utilities to move their role beyond that of simply providing electric services to becoming a capital-efficient platform that integrates distributed resources in one area to benefit both local customers and all energy customers. New York energy policy makers and regulators envision that utilities will procure more demand response, energy efficiency and clean energy, and they will do all these things as a “business” rather than a “matter of compliance”. The New York PSC is working with the state’s Investor Owned Utilities on demonstration projects that encompass energy efficiency, distributed generation, energy storage, community solar and customer analytics. These demonstration projects test business models rather than technologies, with the most successful to be rolled out across the state.

CenHub Marketplace

Description

- ▶ Central Hudson partners with a tech company to build an online portal for energy products and services to provide customers with personalized recommendations and offer an enhanced data analytics package for customers who want greater insight into their energy use. REV objectives addressed include: Enhanced Customer Knowledge and Tools for Effective Total Energy Bill Management; Market Animation

Expected Benefit

- ▶ Creation of a home energy advisory platform providing insight into energy usage for all residential customers
- ▶ Introduction of new channels and cross promotion for customers to participate in energy and cost savings programs
- ▶ Increased awareness and customer choice associated with program enrolment and the purchase of products and services
- ▶ Customer convenience
- ▶ Lower 3rd party customer acquisition and transaction costs
- ▶ Evaluation of potential new revenue streams

Outcomes

- ▶ Expected cost of this program is just over USD 10m over an 8 year period. Program began in 2016, so far no measurable outcomes are known

Residential Customer Marketplace

Description

- ▶ Orange & Rockland partners with a tech company to build an online engagement platform that leverages customer data and analytics to help customers find energy products and services that meet their needs. REV objectives addressed include: Enhanced Customer Knowledge and Tools for Effective Total Energy Bill Management; Market Animation

Expected Benefit

- ▶ Provide customers with high quality products and services that promote EE and demand reduction;
- ▶ Facilitate the use of customer owned DER products and services while allowing O&R to obtain effective management of the grid and defer investment in traditional utility infrastructure;
- ▶ Reduce carbon emissions through reduced customer energy usage, contributing towards overall emission reduction in the State of New York;
- ▶ Establish an animated and active market for energy products and services within the O&R service territory;
- ▶ Develop a new model for EE and DER delivery that leverages information-based tools, enhanced by targeted incentives, to drive tailored customer experience; Elucidate the effective roles utilities can assume in building customer motivation and streamlining customer action;
- ▶ Test transaction, fee, and advertising based models and potentially expand the testing into financing, integration to supply management, and other ways to monetize the asset value beyond only rate-base; and



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(2/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Expected Benefit (cont.)

- ▶ Potentially demonstrate the benefits of integrating future offerings that may use smart metering, demand response, time of use rates, and other aspects of the customer experience

Outcomes

- ▶ No project budget is noted in the implementation plan.
- ▶ The beginning of 2016 was the launch of the “My ORU Store” offering a selection of Wi-Fi Thermostats, since then the Company has expanded to other offerings.
- ▶ June 2017 marked the beginning of a unique collaboration with O&R and Suez Water NY (Suez) designed to help customers save water and energy while lowering their utility bills. Mutual customers are now offered additional instant rebates on a number of products available.
- ▶ Since the official site launch, there have been increased customer engagement with the online portal. The team surveyed hundreds of engaged customers willing to share feedback and provide suggestions for future enhancements.

Building Efficiency Marketplace

Description

- ▶ Consolidated Edison partners with a tech company to build a clean energy project origination, bidding, and technical support platform for small commercial customers. The platform will analyse interval meter data to identify high potential projects that can be put out to bid on the platform, with technical support and financing options facilitated by Con Edison. REV objectives addressed include: Enhanced Customer Knowledge and Tools for Effective Total Energy Bill Management; Market Animation

Expected Benefit

- ▶ Leveraging lessons learned in data analytics from the BQDM project, like Con Edison found substantial increases in market activity. In this Project, Con Edison will augment its capabilities developed in BQDM in several ways, including:
 - ▶ Providing customer access to virtual energy assessments through an engagement portal, giving building owners a new way to access and interact with their building analysis and identify savings opportunities
 - ▶ Streamlining the implementation process for energy efficiency projects by offering customers project development tools, fee-based consulting support, and bid management functionality
 - ▶ Supporting market partner objectives by providing new fee-based tools and resources that will give them access to more projects and potential customers
 - ▶ Testing and refining new monetization strategies that will serve to inform future rate design and the development of a future DSP

Outcomes

- ▶ Financial filings are confidential
- ▶ Initial engagements with the Energy Insights Marketplace have provided new levels of insight into customer behaviour as well as Market Partner activity. Never before has the Company been able to encounter this level of perspective. Before any conclusions can be drawn about the success of interacting with customers and Market Partners, through the Energy Insights Marketplace, the Project team needs to gather more project level feedback.



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(3/8)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Flexible Interconnect Capacity Solution

Flexible Interconnect Capacity Solution

Description

- ▶ Iberdrola partners with a tech company to offer a new, less costly, and faster way for customers and third parties to connect large distributed generation projects to the grid by providing an “infrastructure as a service” alternative to traditional interconnection, managing the distributed resource on an ongoing basis to avoid the need for new hard infrastructure. REV objectives addressed include: Market Animation; System Wide Efficiency; System Efficiency, Reliability, and Resiliency

Expected Benefit

- ▶ Align the interests of utilities, DER developers, and customers to work together to identify the best interconnection solution given the specific facts and circumstances.
- ▶ Accelerate and expand the benefits of DER development to NYSEG and RG&E customers.
- ▶ Allow NYSEG and RG&E to leverage the distribution network to support a “platform-as-a-service” business model that generates new revenue streams for the Companies.
- ▶ Maximize the utilization of existing network infrastructure, while in parallel increasing visibility of the network.
- ▶ Support the achievement of certain core REV policy goals, including an increase in DER interconnections.

Outcomes

- ▶ According to latest filed update with the PSC in Q2 2017, further evaluation of additional FICS candidate projects was completed. In addition, servers, panels, and firewall for DER #1 were installed and configured at the AVANGRID control center.

- ▶ Also, an updated interconnection analysis and cost estimate for DER #2 was reviewed with the developer.
- ▶ Finally, execution on NYSERDA PON 3397 project with CYME, Smarter Grid Solutions (SGS), and Clean Power Research was begun.
- ▶ Plans for 3Q 2107 include:
 - ▶ Progress substation and point of interconnection design for DER #1
 - ▶ Progress development on joint SGS-CYME-Clean Power Research NYSERDA PON 3397project
 - ▶ Complete analysis on additional potential FICS projects
 - ▶ Complete an analysis incorporating ANM with both energy storage and DER

CONnectED Homes Platform

Description

- ▶ Consolidated Edison partners with tech companies to build a marketing platform targeting residential customers with relevant messaging from DER providers on the bill, over email, and through an online marketplace. REV objectives addressed include: Enhanced Customer Knowledge and Tools for Effective Total Energy Bill Management; Market Animation

Expected Benefit

- ▶ An expanded market for DERs through increased market integration and partnerships between Con Edison and a broad network of DER providers;
- ▶ Increased alignment between Con Edison’s market incentives and the energy management needs of its customer base;
- ▶ Improved knowledge about strategies for acquiring customers for DER providers, which can help lower the costs to acquire customers for these products and services;



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(4/8)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Expected Benefit

Expected Benefit (cont.)

- ▶ More engaged customers that have the tools to better understand their energy use and take actions to use energy more efficiently;
- ▶ Improved customer access to personalized information about available energy services and products; and
- ▶ An evaluation of alternative rate designs that can provide greater overall system efficiency and enable customers to better manage their bills.

Outcome

- ▶ USD 16m budgeted for this demonstration project. No update available as information is filed confidentially with PSC.
- ▶ The Project launched in Q2 2016 to approximately 275,000 customers in Con Edison's Brooklyn and Westchester territories. Customers have access to detailed energy insights online and have received targeted offers in their Home Energy Reports and High Usage Alerts for solar panels, Wi-Fi thermostats, Sealed home services, and the Con Edison Marketplace, as eligible.
- ▶ In early 2017, the Project successfully upgraded to the second version of the Con Edison Marketplace (Marketplace 2.0), the second version of the printed Home Energy Reports (HER 2.0), and launched the second round of targeted offerings for sealed home services, Wi-Fi thermostats, and Marketplace.
- ▶ In Q2 2017, the Project team developed new modules for the SunPower and Sealed campaigns creative, expanded marketing efforts and added two new revenue streams on the Marketplace: third-party advertising and cost-per-click referrals.

Brooklyn Queens Demand Management Project

Description

- ▶ BQDM Program, is designed to address a forecasted overload condition of the electric sub-transmission feeders serving the Brownsville No. 1 and 2 substations using a combination of traditional utility-side solutions and non-

traditional customer-side and utility-side solutions. The impacted area, the BQDM Area, comprises locations served by the Brownsville 1 and 2 substations in Brooklyn and Queens and includes the three electrically independent networks of Ridgewood, Richmond Hill and Crown Heights. In its petition, the Company forecasted that, unless the anticipated load growth in these BQDM Area is alleviated, by 2018 the sub-transmission feeders serving the area will be overloaded by 69 megawatts ("MW") above the system's current capabilities for approximately 40 to 48 hours during the summer months.

Expected Benefit

- ▶ Offset USD\$1billion in infrastructure investment
- ▶ Less peak power procured at higher prices on market
- ▶ Lower carbon emissions
- ▶ Challenge to devise the calculation method to compensate utility.

Outcomes

- ▶ Spent approximately USD 50 million of a USD 200 million budget.
- ▶ Expected to have 52 MW of demand reductions and 17 MW of distributed resource investments by summer of 2018
- ▶ BQDM project extension approved by NYPSC

Community Energy Coordination

Description

- ▶ Iberdrola partners with a consulting firm to aggregate local demand for clean energy technologies, target outreach to areas where DERs can provide the greatest system benefits, and orchestrate a bulk purchase from third party providers on behalf of customers to lower costs and increase benefits. REV objectives addressed include: Enhanced Customer Knowledge and Tools for Effective Total Energy Bill Management; Market Animation



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(5/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Outcomes

Community Energy Coordination (cont.)

Expected Benefit

- ▶ The CEC project will test the benefit of NYSEG taking on new roles within the distributed energy resources value chain. The first role is for NYSEG to coordinate input and facilitate planning among various community stakeholders; the second is for NYSEG to act as a sales agent for DER, and the third role is for NYSEG to be the market coordinator for DER.

Outcomes

- ▶ Through the CEC project NYSEG expended approximately USD 485k in outreach activities and is marketing three different DER's; residential solar, community shared solar, and energy efficiency services, directly to its customers. Customers are encouraged to go to an online services marketplace, called NYSEG YES Home Solutions, where they are able to gather information and connect with participating energy efficiency and community shared solar service providers, and receive competitive quotes from residential solar service providers.

Resiliency Demonstration in Potsdam

Description

- ▶ National Grid partners with local customers and DER providers to fund a microgrid through a new tariff design, testing demand for a premium resiliency service. Also includes new metering, billing, and financial services for DER providers. REV objectives addressed include: System Reliability and Resiliency

Expected Benefit

- ▶ National Grid is undertaking this REV demonstration project to develop and test four new utility services, in support of the Potsdam microgrid project, that may be required for the further deployment of hybrid utility microgrids in New York. The project provides required coordination and aggregation, with novel rate recovery, to enable a financially sustainable multi-customer microgrid business model. The four services are:

- ▶ Tiered recovery for new storm-hardened, underground wires
- ▶ Central procurement for DER
- ▶ Microgrid control and operations
- ▶ Billing and financial transaction services
- ▶ Preliminary budget on this demonstration project was USD 1.1m and had to be scaled back as demand needs were higher than expected.
- ▶ Based on the scaled-down version, the Project team will continue to work on the business and governance model to present a clear and compelling case that the benefits to the community, stakeholders, and utility outweigh associated costs and risks. Most of the structure of the already developed model can easily be altered as the microgrid scope is condensed. The financial analysis model currently being developed will be the basis of the value proposition developed by the Project team in Q3 2017. Key to the value proposition will be National Grid's Preliminary Pricing Proposal, currently on hold until the scope and size of the microgrid is finalized. Expected completion of this deliverable has shifted into the fall of 2017.

Demand Reduction Demonstration Project in Clifton Park

Description

- ▶ National Grid partners with various clean energy providers to offer customers various programs and pricing signals to manage usage to reduce energy bills and demand during peak times

Expected Benefit

- ▶ National Grid believes that it is possible to create more responsive relationships with customers by leveraging critical infrastructure, customer outreach and engagement, deep energy insights and actionable information, as well as price signals and DER products and services, which incentivize customers to reduce peak electric load and overall electric and gas energy use.



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(6/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Outcomes

Demand Reduction Demonstration Project in Clifton Park (cont.)

Outcomes

- ▶ Budgeted cost for this demonstration project is USD \$27m
- ▶ Company is in Year 2 of 3 for the project. Currently deploying VVO software and hardware. Deployment of VVO software and devices will enhance the efficiency of the electric distribution system through the installation of software and devices that better regulate the voltage of the distribution system.

Fruit Belt Neighbourhood Solar

Description

- ▶ National Grid aims to help low-to moderate-income customers access clean energy while reducing arrears through a neighbourhood solar project in an economically distressed area, and test how solar can be paired with communications technologies to deliver benefits to the overall electricity system. REV objectives addressed include: Enhanced Customer Knowledge and Tools for Effective Total Energy Bill Management; Market Animation; System Wide Efficiency

Expected Benefit

- ▶ The Demonstration model of “in front of the meter” solar and utility ownership removes existing barriers for low/moderate income residential customers to participate in the solar market today. To take advantage of most solar market offers, customers need to have good credit standing and income levels that allow receipt of tax credits, leaving LMI neighbourhoods like the Fruit Belt underserved by the market. This Demonstration will unlock the benefits of solar, and additionally connect customers to energy efficiency, at no-cost to participants, clearing traditional financing obstacles.

Outcomes

- ▶ Installation of 31 residential PV systems; 7 connected to the distribution grid

- ▶ 31 other PV system are under construction
- ▶ 1 PV system installed at a church and ready for connection
- ▶ Baseline power use model for 2 project area feeders is in draft form
- ▶ 2 Fruit Belt Neighbourhood residents were hired and under the workforce development plan to install PV systems
- ▶ Agreement between NYSEERDA and National Grid for the provision of energy efficiency services in the project area.
- ▶ Solar PV systems will be installed and connected at an additional twenty-five (25) residences, one (1) church, and two (2) community non-profit-owned buildings.
- ▶ Looking to having 500kW installed. The Project area was found to have fewer qualified roofs than what was originally expected, as the initial estimate was calculated prior to the City of Buffalo enacting a solar panel set-back requirement and prior to National Grid partner Solar City conducting a ground truth survey of all housing stock in the Project area. Budgeted at USD \$2.4m.

Energy Marketplace

Description

- ▶ Iberdrola partners with a tech company to launch an online marketplace for customers to buy energy products and services. REV objectives addressed include: Market Animation

Expected Benefit

- ▶ Customer engagement through use of tools and information to better understand and manage their energy usage;
- ▶ Market animation to connect distributed energy resources (DER) providers with potential customers;
- ▶ Support of Energy Efficiency, Distribution Level Demand Response (DLDR) and Non-Wires Alternatives (NWA) where synergies are discovered.



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(7/8)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Outcomes

Energy Marketplace (cont.)

Outcomes

- ▶ A staged launch of the RG&E YES Store was implemented during Q3 2016 first targeting employees, followed by 10% of eligible customers, and then a full launch to all RG&E residential and small commercial customers.
 - ▶ Seasonal sales on thermostats and lighting (Earth Day, Summer)
 - ▶ Continued to experiment with and analyse email frequency and engagement
 - ▶ Introduced new LED lighting and connected home products
 - ▶ Continued collaboration with other programs - Demand Response (DR), Community Energy Coordination (CEC), Energy Smart Community (ESC)
 - ▶ Hosted online survey to gather customer feedback

Distributed Generation Interconnection

Description

- ▶ National Grid aims to accelerate the pace and scale of interconnecting distributed generation systems above 50kW through upfront investment by the Company along with alternative cost allocation methodology.

Expected Benefit

- ▶ Determine if DG developers will respond to shorter construction timelines and known costs
- ▶ Determine if upfront investment cost recovery is a feasible mechanism for DG applicants and the Company
- ▶ Identify methods for effectively marketing capacity to DG developers seeking to interconnect with Company's system.

Outcomes

- ▶ Preliminary filing made to NYPSC
- ▶ No update on project status

BNMC DSP Engagement Tool

Description

- ▶ National Grid aims to use the Buffalo Niagara Medical Campus as a test-bed for DSP functionalities, coordinating and optimizing DERs throughout the campus

Expected Benefit

- ▶ Within the BNMC, a demonstration project will test the ability and customer willingness to manage the BNMC's portfolio of DER assets based on BNMC's priorities with respect to reliability, cost, and sustainability within a simplified DSP framework. This test aims to understand how DERs can be optimized to maximize economic value (savings, avoided spend, and revenue) and reliability. The management platform will manage DER assets through forecasts of load and generation to create a dynamic, forward-looking dispatch schedule that meets the BNMC's requirements. Lessons learned from this demonstration project will allow National Grid to determine the types of scalable solutions to connect customer-to-grid assets to functional market mechanisms that do not currently exist (e.g., ancillary services, capacity, demand response, etc.)

Outcomes

- ▶ Budgeted cost for this demonstration project is approximately USD \$4.8m.
- ▶ The project is currently in "field testing" stage, thus not material outcomes are known at this point.

Commercial Battery Storage

Description

- ▶ Con Edison aims to address energy storage technologies and associated new business models which increasingly have the potential to support cost-effective solutions for distribution-level grid needs



7 Liitteet

Appendix A: Reforming the Energy Vision

(8/8)

1	Tiivistelmä
2	Taustaa
3	Yleiskuva sääntelystä
4	Mekanismit
5	Markkinamekanismit, ...
6	Pohdinta

7 Liitteet

4

United States (New York)

Reforming the Energy Vision Storage on Demand

Commercial Battery Storage (cont.)

Expected Benefit

- ▶ Enable a broader array of customers and customer types to derive value from energy storage by compensating participating customers in a clear, simple way, while not affecting their current electric bills;
- ▶ Align transmission and distribution (“T&D”) support needs with energy storage dispatch from FTM customer-sited energy storage;
- ▶ Minimize the cost to the Company of deploying energy storage by enabling larger project sizes and offsetting total project costs through 1) lower customer acquisition costs and 2) secondary value streams from the battery;
- ▶ Increase available market size by engaging a larger customer pool and allowing for large scale deployment of energy storage resources, where they are needed, by removing behind the meter (“BTM”) limitations on project siting
- ▶ Better align the interests of the Company, ratepayers, and third-party service providers by creating a dispatch agreement that allows the Company priority access to the battery during times of peak load on the grid, and allows for wholesale market participation for revenue generation during all other times.

Outcomes

- ▶ Initial budget is USD \$12m
- ▶ No update on project status

Storage on demand

Description

- ▶ Con Edison proposes to test a technology solution and business model that provides the opportunity for two parties to utilize transportable batteries at a higher rate by sharing deployment of the batteries for different purposes at different times through the year.

Expected Benefit

- ▶ Enhance Con Edison's ability to better manage capacity constraints on its

distribution system through transportable batteries that can meet a variety of needs;

- ▶ Provide empirical data to support future integration of grid-scale energy storage in New York Independent System Operator (“NYISO”) markets;
- ▶ Benefit the distribution system by clipping peak demands and lowering energy distribution costs; and
- ▶ Offset transportable battery solution costs with revenues earned from wholesale market participation.

Outcomes

- ▶ Initial budget is USD \$10m
- ▶ No update on project status

Smart Home Rate

Description

- ▶ Con Edison and O&R propose combining smart home capabilities with the Companies deployment of Advanced Metering Infrastructure to demonstrate a new pricing framework for residential customers.

Expected Benefit

- ▶ The SHR demonstration project will also provide important insights to the Companies as they continue to develop the functions of the DSP. Lessons learned from the SHR demonstration project will inform efforts to develop rate structures that can work alongside Non-Wires Alternative projects, utility demand response programs, and Value of Distributed Energy Resources tariffs to engage customers in managing their electricity use and generation in ways that support the grid.

Outcomes

- ▶ Preliminary filing made to NYPSC
- ▶ No update on project status

7 Liitteet

Appendix B: Assessment and selection of benchmark mechanisms

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

Regulatory test & new facilities investment test	Totex (RIIO)	Power of Choice	Network control services contract
▶ It would be applicable if CBA is outsourced (P)	▶ Will it benefit the customer? (?)	▶ Full roll out of smart meters (O)	▶ Transparency (?)
▶ Needs to be paired with incentive (P)	▶ With some conditions e.g. benefit sharing (P)	▶ No need (O)	▶ By DSOs? (?/P)
▶ This could be a good way to incentivise network companies to find efficient solutions (P)	▶ It seems quite challenging to evaluate the economical effects. In theory appears good though (?)	▶ Could provide market-based incentives to demand response if meters were more visual and informative (?)	▶ Demand response is market based function. DSO could receive benefit (P)
▶ Seems a good way to incentivise DSOs (P)	▶ Difficult to benchmark but similar to opex benchmark (P)	▶ Finland already has first generation smart meters (O)	▶ Market based solution (P)
▶ (-) Is an ex-post review	▶ (-) Demand response measures not mandatory to consider	▶ How to move to competitive model?	▶ Easy to implement (P)
▶ (+) puts pressure on DSO to actually consider options (?)	▶ (+) incentivises deferring capex (P)	▶ Needed?, priority?, benefits? (?)	
▶ Easy to add new incentive (P)	▶ After large investments (capex) (?)	▶ Currently smart meters in place, but is one size fits all best option for all (?)	▶ Alternatives to capex based solutions (P)
▶ Allowing new technologies and alternatives to DSOs (P)	▶ DSO may use opex based solutions (P)	▶ (?)	



7 Liitteet

Appendix B: Assessment and selection of benchmark mechanisms

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

Demand management incentive scheme	Ripple control (not provided in summary of report)	Demand management response program & Interruptible load	Capacity market
▶ Pair with investment test (P)	▶ Network in charge (back to the 60's) (O)	▶ Network engages customers directly, effect on market? (?)	▶ Hopefully not needed (O)
▶ How to define efficient demand management projects? (?)	▶ Efficient (?)	▶ Partially in place in Finland already (?)	▶ Cross Nordic topic (O)
▶ Carrot rather than stick	▶ Needs to be paired with other mechanisms (P)	▶ But not by DSO (?/P)	▶ Answer to a difficult problem (O)
▶ Will the consumer see benefits (P)			
▶ Could be part of the investment test / approval (P)	▶ It would be good to get all demand response in operation but not sure how this really works (?)	▶ Consumers get an actual payment for participating (P)	▶ Not part of network regulation (O)
▶ (-) later stage solutions would need a stick approach	▶ (-) Would require investments into appliances at home	▶ Consumers can have benefits if the participate (P)	▶ Limited applicability on the whole energy consumption /production (O)
▶ (+) applicable to new solutions at early stage (?)	▶ (+) forces demand response when needed (?)		
▶ If beneficial in total (P)	▶ How do consumers get the benefit? (?)	▶ Yes but probably not DSOs directly (?)	▶ Not for DNOs (O)
	▶ Good idea but people won't necessarily approve (?)		▶ Not DNO business (O)
			



7 Liitteet

Appendix B: Assessment and selection of benchmark mechanisms

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

Case by case approval	Changing definition of batteries (enabling third party providers)
▶ Allows a DSO to own storage if it is the most cost effective solution (P)	▶ Pair with incentive (P)
▶ Battery not in RAB (O)	▶ We follow CEP (P)
▶ Applicable on large scale batteries (P)	▶ Definition of battery needs to be clarified (P)
▶ DSOs would not be able to operate it in all markets (O)	▶ Definition should be clear, EU will regulate the issue soon (P)
▶ Possible some part of network won't find service providers (P)	▶ New device / system needs definition (P)
▶ Batteries could be utilises for many purposes. DSO investment always exception (P)	▶ What is the end result if end ownership is not allowed (?)
▶ Limited possibilities due to market effect (P)	





7 Liitteet

Appendix C: Pre-requisites and impact of selected benchmark mechanisms

Regulatory test & new facilities investment test

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

	Pre- requisites <i>Regulatory & new facilities investment test</i>	Impact <i>Regulatory & new facilities investment test</i>	
Customer	n.a 4	▶ Might participate in the investments ▶ Could lower distribution costs 4	
DSO	▶ Longer terms plans needed at a detailed level ▶ Network planning needs to be evaluated to a new level 3	▶ More work ▶ Delayed investments ▶ Less revenue (2)	
Regulator	▶ Resources ▶ CBA: ▶ NRA sets rules ▶ Outsources resources should be able to be used ▶ Need to be ensured that the customer benefits 1	▶ More work 3	
Other	Legislation ▶ Legal changes needed - ex-ante approvals of investment needs more powers to NRA 3	▶ Could create a new market 4	Overall Rating 20



7 Liitteet

Appendix C: Pre-requisites and impact of selected benchmark mechanisms

Network control services contract

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

	Pre- requisites <i>Networks control services contract</i>	Impact <i>Networks control services contract</i>	
Customer	n.a 4	▶ Could participate ▶ Could lower distribution cost 3	
DSO	▶ Change in mind set ▶ Incentive to pass through cost 2	▶ Some more work ▶ Could lower revenue (1)	
Regulator	▶ Monitoring resources needed ▶ Some changes to regulatory methodology 2	▶ More work 1	
Other	▶ Service provider market needed for regulation ▶ Legal changes needed to protect the customers 3	n.a 3	Overall Rating 17



7 Liitteet

Appendix C: Pre-requisites and impact of selected benchmark mechanisms

Demand management incentive scheme

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

	Pre- requisites <i>Demand management incentive scheme</i>	Impact <i>Demand management incentive scheme</i>
Customer	▶ Awareness ▶ Motivation ▶ Money	▶ Immediate money ▶ Long-term slower increase in tariff
DSO	▶ Know-how ▶ Technology, economic (CBA) ▶ Better interaction with other players (customers, aggregators)	▶ Carrot ▶ Better reputation and customer relations
Regulator	▶ How to measure benefit (CBA) ▶ How to define demand management activity / cost ▶ How to design the mechanism	▶ Resource including know-how
Other	n.a	▶ n.a
		Overall Rating 18



7 Liitteet

Appendix C: Pre-requisites and impact of selected benchmark mechanisms

Changing definition of batteries (enabling third party providers)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

	Pre- requisites <i>Changing definition of batteries (enabling third party providers)</i>	Impact <i>Changing definition of batteries (enabling third party providers)</i>	
Customer	n.a 5	▶ Reliable supply ▶ Lower tariff 5	
DSO	▶ Know-how ▶ Technology, legal (regulatory), economic (market) ▶ Pilot ▶ Incentive innovation over traditional network innovation 1	▶ Carrot ▶ Less risk (short term innovation) ▶ Outage payments decrease 4	
Regulator	▶ If allowed: ▶ Unit price and allocation mechanism ▶ If not allowed: ▶ Cost of service ▶ Conditions for exceptions 2	▶ Resources including time and know-how (3)	
Other	Legislation ▶ No definition yet but will be (currently regarded as generation but in the future will be regarded as storage) ▶ DSO's can't own storage but exceptions are not clear (if not market based) 3	▶ Temporary resource (1)	Overall Rating 16

7 Liitteet

Appendix C: Pre-requisites and impact of selected benchmark mechanisms

Rating scale

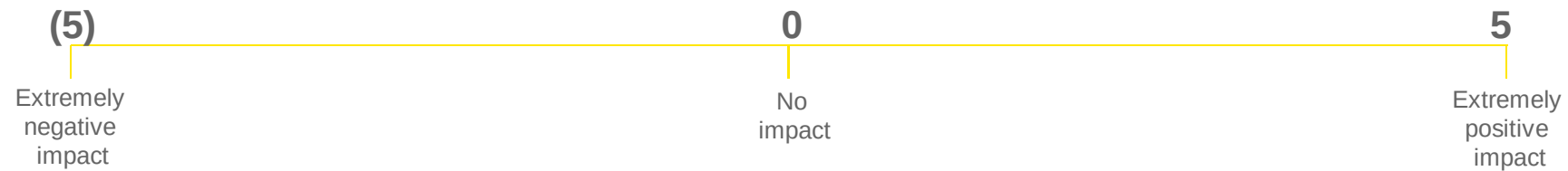
- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

The following scale was used to rate the pre-requisite of each of the selected benchmark mechanisms



The following scale was used to rate the impact of each of the selected mechanisms





7 Liitteet

Appendix D: Definitions and abbreviations

(1/3)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

ABAA	Accounting-Based Allocation Approach (NZ regulation)
ACAM	Avoidable Cost Allocation Methodology (NZ regulation)
AUD	Australia dollars
Aus	Australia
BEIS	The Department for Business, Energy & Industrial Strategy (UK regulation)
BQDM	Brooklyn Queens Management Project
Capex	Capital expenditure
CDCM	The Common Distribution Charging Methodology (UK regulation)
CLASS	Customer Load Active System Services (UK regulation, DNO initiative)
CM	Capacity Market (UK)
CPP	Customised price quality path (NZ regulation)
DER	Distributed energy resources – distributed generation, also distributed energy, on-site generation or district / decentralised energy is electrical generation and storage performed by a variety of small, grid connected device
DNO	Distribution network operator
DPP	Default price quality path (NZ regulation)
DSO	Distribution system operator
DSP	Distribution system provider
DUoS	Distribution Use-Of-System
EDCM	The Extra-High Voltage Distribution Charging Methodology (UK regulation)
EE	Energy efficiency
EMA	Energy Market Act
ESCOs	Energy service companies
EWE	Energy company operating mainly in the north of Germany
GB	Great Brittan



7 Liitteet

Appendix D: Definitions and abbreviations

(1/3)

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

GBP	Great British Pound
Gentailer	A generator that is also a retailer (i.e. vertically integrated upstream and downstream of the network)
IM	Input methodology (NZ regulation)
NE-ISO	New England Independent System Operator (Us regulation)
NEM	National Electricity market (Aus)
NPg	Northern Powergrid (UK DNO group)
NY	New York (state in United States of America)
NYPA	New York Power Authority (US regulation)
NYSEG	New York State Electric & Gas
NYSERDA	New York State Energy Research and Development Authority (US regulation)
NZ	New Zealand
NZD	New Zealand dollars
O&R	Orange and Rockland Utilities
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (UK regulation)
Opex	Operating expenditure
PSC	Public Service Commission (US regulation)
PUC	Rhode Island Office of Energy Resources (US regulation)
RAB	Regulated Asset Base
RAV	Regulated asset value
Remote scheduled	Meter read scheduled for a specific date/time
RCV	Regulated capital value
REV	Reforming the Energy Vision (US)
RG&E	Rochester Gas & Electric
RI	Rhode Island (state in United States of America)



7 Liitteet

Appendix D: Definitions and abbreviations

- 1 Tiivistelmä
- 2 Taustaa
- 3 Yleiskuva sääntelystä
- 4 Mekanismit
- 5 Markkinamekanismit, ...
- 6 Pohdinta

7 Liitteet

RICC	Rhode Island Commerce Corporation (US regulation)
RIIO	Revenue equals incentives plus innovation and outputs
RIIO-ED1	Price control period from April 2015 to March 2023
RIOER	Rhode Island Office of Energy Resources (US regulation)
ROE	Return on Equity
SBC	System benefit charge
SO	Transmission system operator
SPEN	Scottish Power Energy Networks (UK DNO group)
SSE	Scottish & Southern Electricity (UK DSO)
SSEN	Scottish and Southern Energy (UK DNO group)
TIM	Total incentive mechanism (UK regulation)
Totex	Total expenditure
UK	United Kingdom
UKPN	UK Power Networks (UK DNO group)
US	United States of America
USD	United States dollars
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WPD	Western Power Distribution (UK DNO group)