

Tämä on Energiaviraston sähköisesti allekirjoittama asiakirja.

Detta är ett dokument som har signerats elektroniskt av Energimyndigheten.

This is a document that has been electronically signed by the Energy Authority.

Asiakirjan päivämäärä on:

22.06.2021

Dokumentet är daterat:

22.06.2021

The document is dated:

22.06.2021

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Nimi / Namn / Name: Henri Hämäläinen

Pvm / Datum / Date: 22.06.2021

Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 22.06.2021

Tämä asiakirja koostuu seuraavista osista:

- Kansilehti (tämä sivu)
- Alkuperäinen asiakirja tai alkuperäiset asiakirjat [Allekirjoitettu asiakirja alkaa seuraavalta sivulta. >](#)

Detta dokument består av följande delar:

- Titelblad (denna sida)
- Originaldokument [Det signerade dokumentet börjar på nästa sida. >](#)

This document contains:

- Front page (this page)
- The original document(s) [The signed document follows on the next page >](#)

Työ- ja elinkeinoministeriö

PL 32
00023 VALTIONEUVOSTO

Energiaviraston ehdotus Suomessa vahvistettavaksi luotettavuusstandardiksi

Sähkön sisämarkkinoista annetun Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksen (EU) 2019/943 25 artiklan 1 kohdan mukaisesti jäsenvaltiolla on kapasiteettimekanismeja soveltaessaan oltava käytössään luotettavuusstandardi. Luotettavuusstandardista on käytävä avoimella tavalla ilmi jäsenvaltion tarvittava toimitusvarmuuden taso.

Asetuksen 25 artiklan 2 kohdan mukaan jäsenvaltion tai jäsenvaltion nimeämän toimivaltaisen viranomaisen on sääntelyviranomaisten ehdotuksesta vahvistettava luotettavuusstandardi. Luotettavuusstandardin on perustuttava asetuksen 23 artiklan 6 kohdassa säädettyyn menetelmään.

Asetuksen 25 artiklan 3 kohdan mukaan luotettavuusstandardi on laskettava käyttäen vähintään toimittamatta jääneen sähkön arvoa ja markkinoille tulon kustannuksia tietyllä aikavälillä ja ilmaistava "energiavajeen odotusarvona" (EENS_{RS}) ja "tehovajeen odotusarvona" (LOLE_{RS}).

Energiavirasto on tehnyt asetuksen perusteella laskelman luotettavuusstandardista. Laskelmaa varten Energiavirasto on tehnyt selvityksen toimittamatta jääneen sähkön arvosta sekä tilannut Ramboll Finland Oy:ltä selvityksen markkinoille tulon kustannuksista.

Energiavirasto esittää työ- ja elinkeinoministeriölle, että Suomessa sovellettavaksi luotettavuusstandardiksi vahvistettaisiin:

- Tehovajeen odotusarvo (LOLE_{RS}) = 3 h/vuosi
- Energiavajeen odotusarvo (EENS_{RS}) = 1 800 MWh/vuosi.

Liitteenä on Energiaviraston muistio "Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi" sekä sen liitteet "Toimittamatta jääneen sähkön arvo luotettavuusstandardin laskentaa varten" ja Ramboll Finland Oy:n selvitys markkinoille tulon kustannuksista.

Lisätiedot: asiantuntija Henri Hämäläinen, puh 029 5050 145.



Liitteet	Muistio: "Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi" liitteineen
Jakelu	Työ- ja elinkeinoministeriö / Energiaosasto

Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi

Sisällys

1 LYHENTEET	2
2 JOHDANTO	3
3 LUOTETTAVUUSSTANDARDIN LASKENTA	4
3.1 Luotettavuusstandardin laskentamenetelmä	4
3.2 Toimittamatta jääneen sähkön arvo	5
3.3 Markkinoille tulon kustannus ja lisäyspotentiaali eri teknologioilla	6
3.4 Kapasiteetin lisäystarve	7
3.5 Luotettavuusstandardin laskennan tulokset	8
3.6 EENS arvolla ilmaistu luotettavuusstandardi	9
4 ENERGIAVIRASTON EHDOTUS LUOTETTAVUUSSTANDARDIKSI	11
5 SIDOSRYHMIEN KUULEMINEN	12

Liite 1 – Toimittamatta jääneen sähkön arvo luotettavuusstandardin laskentaa varten

Liite 2 – Selvitys markkinoille tulon kustannuksista (Ramboll Finland Oy)

1 LYHENTEET

ACER	Energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto (Agency for the Cooperation for Energy Regulators)
CONE	Markkinoille tulon kustannukset (Cost of New Entry)
DSR	Kulutusjousto (Demand Side Response)
EENS	Energiavajeen odotusarvo (Expected Energy Not Served)
EENS _{RS}	Luotettavuusstandardina käytettävä EENS-arvo
ERAA	Eurooppalainen resurssien riittävyysarviointi (European Resource Adequacy Assessment)
LOLE	Tehovajeen odotusarvo (Loss of Load Expectation)
LOLE _{RS}	Luotettavuusstandardina käytettävä LOLE-arvo
LOLE _{RT}	Referenssiteknologialle laskettu LOLE-arvo
NRAA	Kansallinen resurssien riittävyysarviointi (National Resource Adequacy Assessment)
RS	Luotettavuusstandardi (Reliability Standard)
VoLL	Toimittamatta jääneen sähkön arvo (Value of Lost Load)
VoLL _{RS}	Luotettavuusstandardin laskennassa käytettävä VoLL-arvo

2 JOHDANTO

Asetuksen (EU) 2019/943 25 artiklan mukaisesti jäsenvaltiolla on kapasiteettimekanismeja soveltaessaan oltava käytössään luotettavuusstandardi. Luotettavuusstandardista on käytävä avoimella tavalla ilmi jäsenvaltion tarvittava toimitusvarmuuden taso.

Luotettavuusstandardin on perustuttava asetuksen 23 artiklan 6 kohdassa säädettyyn menetelmään. ACER on vahvistanut menetelmän¹ 2. lokakuuta 2020.

Asetuksen mukaan luotettavuusstandardi on laskettava käyttäen vähintään toimittamatta jääneen sähkön arvoa (VoLL – Value of Lost Load) ja markkinoille tulon kustannuksia (CONE – Cost of New Entry) ja ilmaistava vähintään tehovajeen odotusarvona (LOLE – Loss of Load Expectation).

Luotettavuusstandardin tarkoituksena on osoittaa, onko jäsenvaltiolla resurssien riittävyyteen liittyviä huolenaiheita. Mahdolliset huolenaiheet osoitetaan eurooppalaisella resurssien riittävyysarviointilla (ERAA), jota voi täydentää kansallisella resurssien riittävyysarviointilla (NRAA).

Luotettavuusstandardin laskemista varten Energiavirasto on selvittänyt arvot VoLL:lle ja CONE:lle. VoLL-arvot on laskettu hyödyntäen vuonna 2018 tehtyä kotitalouksille suunnattua kyselytutkimusta sekä 2020 lopussa tehtyä kyselytutkimusta muille kuin kotitaloussektorille. Toimittamatta jääneen sähkön arvon määrittämisestä Energiavirasto on laatinut erillisen muistion.² CONE-arvojen laskentaa varten Energiavirasto tilasi selvityksen Ramboll Finland Oy:ltä. Selvitys valmistui helmikuussa 2021.

¹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

² Energiavirasto muistio 7.6.2021: Toimittamatta jääneen sähkön arvon luotettavuusstandardin laskentaa varten (2195/400/2021).

3 LUOTETTAVUUSSTANDARDIN LASKENTA

3.1 Luotettavuusstandardin laskentamenetelmä

Asetuksen (EU) 2019/943 25 artiklan mukaisesti luotettavuusstandardi tulee ilmaista sekä $LOLE_{RS}$ että $EENS_{RS}$ arvoina. ACER:n laskentamenetelmä kuitenkin pohjautuu EENS:n marginaaliseen vähentämiseen, jolloin menetelmä ei tuota lopputuloksena lainkaan $EENS_{RS}$ -arvoa vaan ainoastaan $LOLE_{RS}$ -arvon.

Jokaiselle CONE-selvityksessä esiintyvälle referenssiteknologialle lasketaan oma $LOLE_{RT}$ -arvo kaavalla 1. Nämä $LOLE_{RT}$ -arvot asetetaan suuruusjärjestykseen pienimmästä suurimpaan, ottaen huomioon referenssiteknologian arvioitu lisäyspotentiaali. Luotettavuusstandardiksi valitaan näistä $LOLE_{RT}$ -arvo, jonka referenssiteknologian (kumulatiivinen) lisäyspotentiaali riittää kattamaan vaaditun kapasiteetin lisäystarpeen.

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fixed}}{VOLL_{RS} - CONE_{var}} \quad (1)$$

jossa

$LOLE_{RT}$ = Referenssiteknologialle laskettu LOLE-arvo

$CONE_{fixed}$ = Kiinteä CONE-arvo [€/MW]

$CONE_{var}$ = Muuttuva CONE-arvo [€/MWh], joka voidaan jättää ottamatta huomioon, jos se on merkityksetön suhteessa VoLL:iin

$VOLL_{RS}$ = Luotettavuusstandardin laskennassa käytettävä VoLL

Selvyyden vuoksi laskentamenetelmä on havainnollistettu kuvan 1 esimerkillä.



22.6.2021

» General data

$VOLL_{RS}$	10,000	€/MWh
Capacity need	800	MW

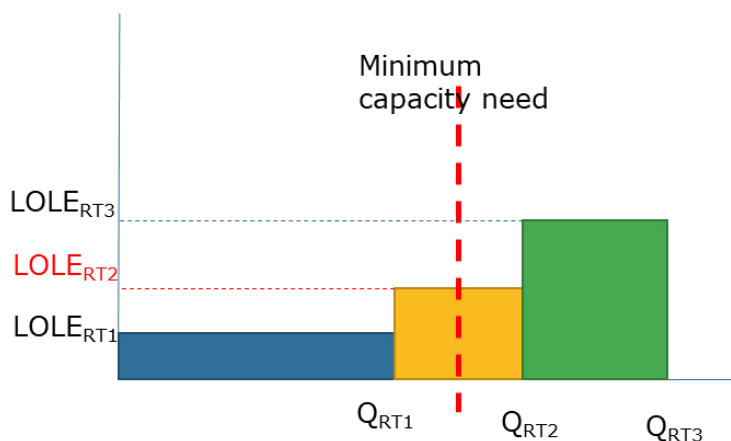
		RT1	RT2	RT3
$CONE_{fixed}$	€/MW	10,000	50,000	90,000
$CONE_{var}$	€/MWh	1,000	150	50
Potential	MW	400	600	400

» $LOLE_{RT}$

		RT1	RT2	RT3
$LOLE_{RT}$	h/y	1.1	5.1	9.0
cumulative potential	MW	400	1000	1400

» RS calculation

$$RS = LOLE_{RT2} = 5.1 \text{ h/y}$$



Kuva 1 Laskennan havainnollistaminen. Luvut ovat esimerkkejä, eivätkä kuvaa tässä laskennassa käytettäviä arvoja (lähde: ACER:n explanatory slides)

3.2 Toimittamatta jääneen sähkön arvo

Energiavirasto totesi VoLL-selvityksen johtopäätöksenä, että VoLL on Suomessa 8 000 €/MWh sellaisella ajanhetkellä, jolloin sähkönkäyttöä todennäköisimmin jouduttaisiin rajoittamaan sähköpulatilanteen vuoksi. Tätä arvoa käytetään luotettavuusstandardin laskennassa.

ACER:n menetelmän mukaisesti VoLL:n voidaan ajatella olevan myös marginaalinen kustannussäästö, joka syntyy, kun sähkön irtikytkemiseltä vältytään

kapasiteetin lisääntyessä. Toimitusvarmuuden tavoitetaso saavutetaan, kun tämä marginaalinen säästö on yhtä suuri kuin marginaalinen uuden kapasiteetin rakentamisesta aiheutuva kustannus.

3.3 Markkinoille tulon kustannus ja lisäyspotentialiaali eri teknologioilla

Ramboll Finland Oy:n tekemässä selvityksessä tarkasteltiin laajasti erilaisia teknologioita sähköntuotannon, kulutusjouston ja sähkövarastojen osalta. Näistä teknologioista valittiin referenssiteknologiat (taulukko 1). Kriteereinä referenssiteknologioille olivat mm. luotettavan kustannustiedon saatavuus, kustannusten tason pysyminen samansuuruisena projektista riippumatta ja se, etteivät tekniset rajoitukset merkittävästi estä teknologian kehittymistä. Lisäksi referenssiteknologian tuli olla sellainen, jota potentiaalisesti olisi tulossa Suomeen lähivuosina, eikä lainsäädäntö saisi rajoittaa kapasiteetin rakentamista.

CONE-arvoissa on otettu huomioon kapasiteettikerroin, eli arvio siitä, kuinka paljon kapasiteettia on käytettävissä oletetun huippukulutuksen aikana. Tästä syystä mm. aurinko- ja tuulivoima ovat erittäin kalliita keinoja parantaa tehon riittävyyttä huippukulutustilanteessa.

Edullisimmat teknologiat olivat kulutusjoustokohteet³ (kotitaloudet, kiinteistöt ja palvelusektori). Teollisuuden kulutusjousto ei selvityksessä otettu mukaan referenssiteknologiaksi, koska luotettavaa ja yleistä tietoa kustannuksista ei ollut saatavilla.

Selvityksessään Ramboll Finland Oy arvioi hyödyntämätöntä kulutusjoustokapasiteettia olevan noin 2000 MW Suomessa. Luotettavuusstandardin laskennassa koko potentiaalia oleellisempi tieto on kuitenkin se, kuinka paljon potentiaalia voi aktiivoida samanaikaisesti huippukuormitustilanteessa. Energiavirasto kävi sähköpostikeskustelua Ramboll:n kanssa kulutusjouston määrästä vielä selvityksen valmistumisen jälkeen, jolloin Ramboll totesi, ettei koko kulutusjouston määrä ole välttämättä hyödynnettävissä samanaikaisesti. Afry:n työ- ja elinkeinoministeriölle tekemässä kansallisessa resurssien riittävyyttä koskevassa selvityksessä⁴ kulutusjouston maksimipotentiaalin määrän arvioitiin Suomessa kasvavan lähes lineaarisesti noin 1900 MW verran vuosien 2021 ja 2031 välillä, sisältäen myös teollisuuden kulutusjouston.

Energiavirasto arvioi, että Ramboll:n laskemista DSR1 ja DSR 2 -teknologioista olisi huippukuormitustilanteessa samanaikaisesti käytettävissä korkeintaan 500 MW kumpaakin, eli nämä teknologiat tuottaisivat yhteensä korkeintaan 1000 MW joustopotentialiaalin.

Kaasuturbiineita ja kaasumoottoreita ei nähty Ramboll:n tekemässä selvityksessä referenssiteknologiana, koska niiden kapasiteetin ei nähdä lisääntyvän Suomessa lähivuosina. Näille teknologioille laskettiin kuitenkin CONE-arvot, koska niitä pidetään yleisesti tehokkaana tapana kattaa kapasiteettivaje huippukulutustilanteessa.

³ Selvityksen valmistumisen jälkeen ACER esitti Energiavirastolle huomautuksen, että CONE_{var} arvo kulutusjoustoille ei välttämättä ole ACER:n menetelmän mukaisesti laskettu.

⁴ Afry Management Consulting Oy. 2021. Selvitys sähköjärjestelmän resurssien riittävyydestä vuoteen 2031.

Näiden kapasiteetin lisäyspotentiaali on teoriassa ääretön. Kaasuturbiini on kulu-
tustouaston jälkeen edullisin referenssiteknologia.

*Taulukko 1. $CONE_{fixed}$, $CONE_{var}$ ja kapasiteetin lisäyspotentiaali eri referenssiteknologioille. *Kaasuturbii-
neita ja kaasumootoreita ei selvityksessä nähty potentiaalisena uutena teknologiana, mutta niille on las-
kettu arvot, koska niitä pidetään yleisesti tehokkaana tapana kattaa kapasiteettivaje. Niiden lisäyspoten-
tiaali on teoriassa ääretön. Lähde: Ramboll Finland Oy:n Energiavirastolle tekemä selvitys CONE:sta*

Referenssiteknologia	$CONE_{Fixed}$ [k€/MW]	$CONE_{var}$ [€/MWh]	Kapasiteetin lisäyspotenti- aali [MW]
DSR 1 Kotitaloudet	20	9,3	max 1000
DSR 2 Kiinteistöt ja palvelusektori	22	9,3	max 1000
*Kaasuturbiini (OCGT) 200 MW	60	86	
*Kaasumoottori 80 MW	114	67	
Kaasumoottorit (biokaasu)	214	120	3
Biomassaa käyttävät voimalaitokset	456	25	314
Ydinvoima	537	7	1200
Sähköakut (rakennukset)	570	0,3	1000
Sähköakut (laitos)	694	0,3	1000
Maatuulivoima	1583	5	18500
Merituulivoima	3430	5	2700
Aurinkopaneelit (PV) kaupallinen	5128	0	12000
Aurinkopaneelit (PV) kotitalouksien katot	7431	0	7000

3.4 Kapasiteetin lisäystarve

Keskeinen luku luotettavuusstandardin laskennassa ACER:n menetelmän mukaan on kapasiteetin lisäystarve (kuvan 1 esimerkissä "minimum capacity need"). Kapa-
siteetin lisäystarve määrittää sen, mitä $LOLE_{RT}$ arvoa käytetään luotettavuusstan-
dardina.

Kapasiteetin lisäystarve tarkoittaa sitä kapasiteetin tarvetta, jolla luotettavuusstan-
dardi saavutetaan. Laskenta ACER:n menetelmällä on siis iteratiivinen prosessi,
koska laskennan lopputulosta täytyy käyttää laskennan välivaiheessa.

ACER:n menetelmän mukaan kapasiteetin lisäystarve tulee perustua viimeisimpään
kansalliseen, alueelliseen tai eurooppalaiseen resurssien riittävyysarviointiin. Sel-
keää ohjetta sen määrittämiseen ei kuitenkaan anneta. Energiavirasto käytti ar-
viossaan apuna viraston vuonna 2019 tekemää tehoreservin määrää koskevaa pää-
töstä (1226/451/2019) sekä Afry:n TEM:lle tekemää kansallista resurssien riittä-
vyysarviointia.



22.6.2021

Vuonna 2019 Energiavirasto laski, että 600 MW tehoreservikapasiteetilla saavutetaan kokonaistaloudellisesti optimaalinen toimitusvarmuuden taso ajanjaksolle 7/2020-7/2022. Energiavirasto arvioi, että jos Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitosyksikkö aloittaa toimintansa helmikuussa 2022, tulee tarvittava tehoreservikapasiteetti olemaan jatkossa pienempi. Toisaalta jos Olkiluoto 3:n käyttöönotto viivästyy merkittävästi, pysyy tehoreservin tarve nykyisessä kokoluokassa tai kasvaa hieman.

Afry:n TEM:lle tekemässä riittävyysarvioinnista ei voi yksiselitteisesti poimia arvoa, jota luotettavuusstandardin laskennassa voisi käyttää kapasiteetin lisäystarpeena. Muutoksista yksittäisten vuosien välillä voi kuitenkin tehdä päätelmiä kapasiteetin lisäyksen vaikutuksista. Esimerkiksi vuosien 2024 ja 2025 välillä selvityksessä oletetaan tuotantokapasiteetin pysyvän samana ja siirtoyhteyksien kasvavan Ruotsista ja Norjasta 950 MW. Näiden vuosien välillä LOLE laskee arvosta 3,4 h arvoon 0,8 h. Jos huippukulutuksen arvioitu lisäys näiden vuosien välillä otetaan huomioon, voidaan päätellä, että noin 900 MW kapasiteetin lisäys laskee LOLE:a 2,4 h verran. Laskennallisesti kapasiteetin lisäystarve ei kuitenkaan ole näin suuri vuonna 2024, jotta järjestelmä toimisi luotettavasti ($LOLE_{RS}=3h$).

Luotettavuusstandardin laskennassa Energiavirasto olettaa kapasiteetin lisäystarpeen olevan noin 600 MW. Tämä arvio kuvaa lähivuosia, ja myöhempinä vuosina lisäystarve voi olla tätä pienempi. CONE-selvityksen mukaisen potentiaalisen kulusjoustokapasiteetin ei oleteta olevan käytössä, mutta nykyinen joustopotentiali on huomioitu luvussa.

3.5 Luotettavuusstandardin laskennan tulokset

Energiavirasto laski menetelmän mukaisesti $LOLE_{RT}$ -arvot eri referenssiteknologioille. Kapasiteetin lisäystarpeeksi Energiavirasto arvioi noin 600 MW. Energiavirasto piti referenssiteknologiaa DSR 2 eli kiinteistöt ja palvelusektorin kulusjoustoa teknologiana, jonka kumulatiivinen lisäyspotentiali riittää kattamaan kapasiteetin lisäystarpeen. Toisin sanoen kulusjoustopotentialista odotetaan olevan samankaltaisesti käytössä huippukulutushetkellä vähintään 600 MW.

DSR 2 -teknologialle laskettu $LOLE_{RT}$ arvo on 2,8 h.

Ramboll:n tekemän CONE-selvityksen jälkeen ACER kuitenkin huomautti Energiavirastolle, että kulusjoustolle laskettu $CONE_{var}$ arvo ei välttämättä ole ACER:n menetelmän mukainen. Ramboll:n mukaan nyt laskettu 9,3 €/MWh pitää sisällään minimihinnan, joka kuluttajan olisi joustosta saatava, jotta investointi olisi kannattava. ACER:n mukaan taas kulusjouston $CONE_{var}$ arvon tulisi sisältää "pienin markkinahinta kyseisen resurssin aktivoimiseksi". ACER:n lähestymistavalla lienee haettu sitä, että mahdolliset kulusjoustokohteet, jotka aktivoituisivat vasta vain hieman ennen pakotettua irtikytkentää markkinahinnan ollessa todella korkea, eivät olisi vertailussa etusijalla vaan muut teknologiat menisivät edelle.

Energiavirasto selvitti, miten $CONE_{var}$ arvon kasvattaminen vaikuttaisi DSR 2 -teknologian $LOLE_{RT}$ arvoon. Arvolla 100 €/MWh lopputulos olisi sama 2,8 h, ja arvolla 1000 €/MWh arvo olisi 3,1 h. Lopputulos ei siis ole erityisen herkkä $CONE_{var}$ arvon muutokselle. $LOLE_{RT}$ pyöristyy arvoon 3 h, vaikka $CONE_{var}$ olisi 1 600 €/MWh. Tätä suurempi $CONE_{var}$:n ei DSR 2 teknologialla oleteta olevan, koska kyseessä on

kuitenkin kotitalouksien jälkeen edullisimmat kulutusjoustokohteet, ja mm. teollisuus on jätetty laskennan ulkopuolelle.

ACER:n menetelmän vaatimukset huomioon ottaen Energiavirasto laski luotettavuusstandardiksi $LOLE_{RS} = 3$ h/a. Laskennan tulokset eri referenssiteknologioille on esitetty taulukossa 2.

*Taulukko 2 Laskennan tulokset. *Kaasuturbiinia ja -moottoria ei nähty CONE-selvityksessä potentiaalisena uutena kapasiteettina, mutta ne ovat yleisyytensä takia mukana laskelmissa. Niiden lisäyspotentiaali on teoriassa ääretön. Energiavirasto arvioi teknologian DSM 2 sellaiseksi, jonka kumulatiivinen lisäyspotentiaali riittää kattamaan kapasiteettitarpeen edullisimmilla kustannuksilla.*

Referenssiteknologia	$LOLE_{RT}$ [h] (VoLL 8 000)	Kapasiteetin lisäyspotentiaali [MW]	Kumulatiivinen lisäyspotentiaali (MW)
DSR 1 Kotitaloudet	2,5	max 1000	max 1 000
DSR 2 Kiinteistöt ja palvelusektori	2,8	max 1000	max 2 000
*Kaasuturbiini (OCGT) 200 MW	7,6		
*Kaasumoottori 80 MW	14,4		
Kaasumoottorit (biokaasu)	27,2	3	2 003
Biomassaa käyttävät voimalaitokset	57,2	314	2 317
Ydinvoima	67,2	1200	3 517
Sähköakut (rakennukset)	71,3	1000	4 517
Sähköakut (laitos)	86,8	1000	5 517
Maatuulivoima	198,0	18500	24 017
Merituulivoima	429,0	2700	26 717
Aurinkopaneelit (PV) kaupallinen	641,0	12000	38 717
Aurinkopaneelit (PV) kotitalouksien katot	928,9	7000	45 717

3.6 EENS arvolla ilmaistu luotettavuusstandardi

Asetuksen (EU) 2019/943 11 artiklan mukaisesti luotettavuusstandardi on ilmaistava sekä $LOLE_{RS}$ että $EENS_{RS}$ arvoina. ACER:n menetelmä ei kuitenkaan tuota laskennan lopputuloksena $EENS_{RS}$ -arvoa luotettavuusstandardiksi.

Yksinkertaistettuna $EENS_{RS}$ arvon voi laskea kertomalla kapasiteettivajeen luotettavuusstandardina käytettävällä $LOLE_{RS}$ -arvolla. Kappaleessa 2.4 kapasiteetin lisäystarpeen oletettiin olevan noin 600 MW. Kappaleessa 2.5 $LOLE_{RS}$ -arvoksi laskettiin 3 h/a.



22.6.2021

Yllä mainitulla tavalla tulokseksi saatiin $600 \text{ MW} \times 3 \text{ h/a} = 1\,800 \text{ MWh/a}$. Luotettavuusstandardin tapauksessa tämä tarkoittaisi sitä EENS määrää, joka vuodessa saisi enimmillään kertyä, jotta riittävyyshuolia ei olisi.

Edellä laskettua $EENS_{RS}$ arvoa tukee myös tarkastelu, jossa AFRY:n TEM:lle tekemän selvityksen EENS ja LOLE -arvojen suhdetta tarkastellaan perusskenaariossa vuosille 2021-2031. Tämä suhde on keskimäärin 552, eli 1 tunnin LOLE-arvoa vastaava EENS on noin 550 MWh. Yksittäisten vuosien välillä tämä suhde vaihtelee välillä 481–706, eli arvoa ei voi yksiselitteisesti käyttää luotettavuusstandardin laskennassa.



4 ENERGIAVIRASTON EHDOTUS LUOTETTAVUUSSTANDARDIKSI

Energiavirasto laski luotettavuusstandardin hyödyntäen ACER:n vahvistamaa laskentamenetelmää. Laskentaa varten selvitettiin VoLL ja CONE -arvot sekä arvioitiin pienintä kapasiteettitarvetta.

ACER:n menetelmällä laskettuna Energiavirasto laski $LOLE_{RT}$ arvoksi 3 h/a.

ACER:n menetelmä ei tuota $EENS_{RT}$, arvoa, joten Energiavirasto laski sen $LOLE_{RT}$:n ja kapasiteettitarpeen tulona. $EENS_{RT}$ arvoksi laskettiin 1 800 MWh/a.

Edellä olevan perusteella Energiavirasto ehdottaa Suomessa käytettäväksi luotettavuusstandardiksi **$LOLE_{RS} = 3 \text{ h/a}$** ja **$EENS_{RS} = 1\,800 \text{ MWh/a}$** .

5 SIDOSRYHMIEN KUULEMINEN

Energiavirasto järjesti julkisen kuulemisen toimittamatta jääneen sähkön arvosta ja luotettavuusstandardista 7.-18.6.2021. Lausunnon toimittivat Fingrid Oyj, Huoltovarmuuskeskus, Energiategollisuus ry sekä Suomen Sähkönkäyttäjät ry.

Menettelytapa, jossa Energiavirasto laatii ehdotuksen luotettavuusstandardista ja valtioneuvosto vahvistaa sen, nähtiin lausunnoissa tarkoituksenmukaisena.

Pääasiassa laskentamenetelmä ja lopputulokset nähtiin perusteltuina ja suuruusluokka ennalta oletettuna. Toimittamatta jääneen sähkön arvon ja luotettavuusstandardin laskennan lopputulosten nähtiin pääasiassa olevan hyvin perusteltuja ja linjassa muiden Euroopan maiden kanssa.

Toisaalta lausunnoissa ehdotettiin myös ACER:n menetelmää laajempaa tarkastelua eri oletuksilla ja lähtöarvoilla. Todettiin myös, että laskelmat ovat hyvin herkkiä alkuarvoille ja tehdyille valinnoille. Lisäksi ehdotettiin tulosten vertailua muiden EU:n jäsenvaltioiden, erityisesti Ruotsin kanssa.

Tärkeänä nähtiin, että luotettavuusstandardia tarkastellaan ja päivitetään säännöllisesti yhteiskunnan sähköriippuvaisuuden kasvaessa.

Lausunnoissa otettiin kantaa toimittamatta jääneen sähkön arvoon. Sen nähtiin olevan oikeaa suuruusluokkaa (8000 €/MWh), joskin se poikkeaa ehdotetusta sääätösähkömarkkinoiden teknisestä tarjousrajasta (15 000 €/MWh). Yhdessä lausunnossa tosin todettiin, että VoLL_{RS}:n laskennassa on painotettu kotitalouksia, kuten todellisessa kiertävissä sähkökatkoissakin tehtäisiin. Säätösähkömarkkinoiden tekninen tarjousraja taas perustuu teollisuuden VoLL-arvoihin. Mainittiin myös, että toimittamatta jääneen sähkön arvolla voi olla merkitystä tasesähkön hinnan muodostumiseen tehoreservin ollessa aktivoituna.

Energiaviraston vastine lausuntoihin

Energiavirasto ei näe lausuntojen perusteella tarvetta tehdä muutoksia laskelmiin. Energiavirasto kuitenkin pitää tärkeänä, että laskelmia päivitetään säännöllisesti.

Energiavirasto huomauttaa, että luotettavuusstandardin laskennassa käytetty VoLL_{RS} on määritetty vain luotettavuusstandardin laskentaa varten, eikä sitä sellaisenaan, ilman lisätarkastelua, tule käyttää muihin tarkoituksiin, kuten säätösähkömarkkinoiden teknisen tarjousrajan määrittämiseen tai tasesähkön hinnan muodostamiseen. Laskenta on tehty noudattaen mahdollisimman pitkälle ACER:n vahvistamaa laskentamenetelmää, joka on laadittu nimenomaan luotettavuusstandardin näkökulmasta. EU:n sähkömarkkina-asetuksessa (EU) 2019/943 artiklan 11 mukaan toimittajatta jääneen sähkön arvo on vahvistettava, jos se on tarpeen luotettavuusstandardin vahvistamiseksi. Sen sijaan artiklassa 10, jossa käsitellään tarjousten teknisiä rajoja, mainitaan "toimittamatta jääneen sähkön enimmäisarvo" (englanniksi maximum value of lost load), joka ei ole sama asia kuin luotettavuusstandardin laskennassa käytetty VoLL_{RS}.

TOIMITTAMATTA JÄÄNEEN SÄHKÖN ARVO LUOTETTAVUUS- STANDARDIN LASKENTAA VARTEN

Sisällys

1 Lyhenteet	2
2 Johdanto	3
3 Datan käsittely	4
3.1 Kotitaloudet	4
3.2 Palvelut, julkinen sektori ja teollisuus	4
4 Laskenta.....	7
4.1 Menetelmä ja oletukset.....	7
4.2 Tulokset	8
5 Johtopäätökset	10

Liite 1 – Palvelusektorin yrityksille, pienille ja keskisuurille teollisuusyrityksille sekä julkisen sektorin toimijoille suunnattu kyselylomake

Liite 2 – Kotitalouksille suunnattu kyselylomake (2018)

1 Lyhenteet

ACER	Energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto (Agency for the Cooperation for Energy Regulators)
RS	Luotettavuusstandardi (Reliability Standard)
VoLL	Toimittamatta jääneen sähkön arvo (Value of Lost Load)
VoLL _{RS}	Luotettavuusstandardin laskennassa käytettävä VoLL-arvo
WTP	Willingness to Pay (laskentamenetelmä)
WTA	Willingness to Accept (laskentamenetelmä)

2 Johdanto

Toimittamatta jääneen sähkön arvolla (Value of Lost Load – VoLL) tarkoitetaan sähkömarkkina-asetuksen (EU) 2019/943 2 artiklan 9 kohdan mukaan euroina megawattituntia kohti esitettyä arviota suurimmasta sähkön hinnasta, jonka asiakkaat ovat valmiit maksamaan käyttökatkon estämiseksi.

Asetuksen 11 artiklan mukaisesti sääntelyviranomaisen on vahvistettava yksi arvio VoLL:sta alueellaan, jos se on tarpeellista luotettavuusstandardin vahvistamiseksi. Arvio on päivitettävä ajan tasalle vähintään joka viides vuosi tai aiemmin, jos merkittävä muutos havaitaan. VoLL:n laskemiseksi on käytettävä asetuksen 23 artiklan 6 kohdassa tarkoitettua ACER:n vahvistamaa menetelmää¹.

ACER:n menetelmän mukaisesti VoLL lasketaan ensisijaisesti Willingness to Pay (WTP) -menetelmällä. WTP-menetelmässä vastaajilta kysytään, kuinka paljon he olisivat valmiita maksamaan välttääkseen sähköjen katkaisemisen tietyllä ajanhetkellä ja tietyissä olosuhteissa. Vastaajan sähkönkulutus kyseisellä ajanhetkellä arvioidaan, jolloin VoLL saadaan laskettua yksikössä €/kWh.

ACER:n menetelmä sallii WTP:n lisäksi myös muiden menetelmien käyttämisen, mikäli sen arvioidaan johtavan luotettavampaan lopputulokseen.

Energiavirasto on tehnyt VoLL-laskelmat WTP-menetelmän lisäksi myös Willingness to Accept (WTA) -menetelmällä. WTA-menetelmässä vastaajilta kysytään, kuinka paljon heille tulisi maksaa korvausta, jos sähköt katkaistaisiin määritellyissä olosuhteissa.

Ongelmana menetelmissä on se, että WTA-menetelmä tuottaa tyypillisesti liian suuria arvioita VoLL:sta, kun taas WTP-menetelmällä VoLL voi olla aliarvioitu².

Tässä raportissa esitetään laskennan vaiheet sekä Energiaviraston suositus VoLL_{RS}-arvoksi. Lähtötietona laskelmassa käytetään Energiaviraston vuonna 2018 tekemää kyselytutkimusta (n. 1000 vastaajaa) kotitalouksille sekä vuoden 2020 lopussa tehtyä kyselyä yrityksille ja julkisen sektorin toimijoille (n. 500 vastaajaa).

¹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

²London Economics. 2013. The Value of Lost Load for Electricity in Great Britain s. 62. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82293/london-economics-value-lost-load-electricity-gbpdf>

3 Datan käsittely

3.1 Kotitaloudet

Energiavirasto teki kyselytutkimuksen kotitalouksille vuonna 2018. Tiedonkeruun toteutti YouGov Finland Oy, ja tiedonkeruutapa oli online-paneeli. Vastauksia kerättiin 1010 niin, että otos edusti maantieteellisesti Suomen väestöä.

Kyselytutkimuksessa kysyttiin WTP ja WTA kysymyksiä eri mittaisille sähkön käytön rajoituksille. Vastaajat saivat välillä 0-1000 € asettaa euromääräisen WTP ja WTA arvon, jos sähköt katkaistaisiin tammikuuisena arki-iltana klo 18. Sähköjen katkaisu tapahtuisi ilman ennakkovaroitusta.

Jokaisen vastaajan kotitalouden sähkön vuosikulutusta arvioitiin tarkoilla kysymyksillä kotitalouden sähkönkäytöstä. Vuosikulutusta arvioitiin mm. talotyyppin, lämmitysmuodon, asukkaiden lukumäärän ja käytössä olevien kodinkoneiden perusteella. Lisäksi vastaajalle annettiin mahdollisuus ilmoittaa todellinen vuosikulutus, mikäli se oli tiedossa. Valtioneuvoston asetuksen sähköntoimitusten selvityksestä ja mitauksesta (5.2.2009/66) mukaisten tyyppikuormituskäyrien perusteella jokaiselle kotitaloudelle muodostettiin arvio sähkön kulutuksesta sähkönkäytön rajoittamista vastaavalla ajanhetkellä.

Tässä raportissa tehtyä VoLL-laskelmaa varten sähkönkäytön rajoittamisen pituutena käytettiin yhtä tuntia. Energiaviraston arvion mukaan tämä vastaa melko hyvin sähkökatkon pituutta sähköpulatilanteessa, jos kiertävät sähkökatkot joudutaisiin ottamaan käyttöön.

Toimitetusta datasta oli jo tiedonkeruuvaiheessa karsittu pois selkeästi virheelliset vastaukset, joten datan laatu oli hyvää. Tätä laskelmaa varten vastaajista karsittiin pois ne, joiden oma laskettu VoLL oli suurempi kuin 100 €/kWh. Näin saatiin poistettua vastaukset, joissa WTP tai WTA arvo ei ollut linjassa sähkönkulutuksen kanssa, eli vastaus oli selkeä outlier. Vastauksia poistettiin 3 kpl WTP-kysymyksessä ja 45 kpl WTA-kysymyksessä.

3.2 Palvelut, julkinen sektori ja teollisuus

Energiavirasto teetti vuonna 2020 kyselytutkimuksen palvelusektorin yrityksille, pienille ja keskisuurille teollisuusyrityksille sekä julkisen sektorin toimijoille. Tiedonkeruutapana käytettiin online-paneelia, toteuttajana Suomen Onlinetutkimus Oy. Tavoitteena oli saada 500 hyvälaatuista vastausta, ja yhteensä vastauksia kerättiin noin 700. Energiaviraston pyynnöstä kaikki, myös puutteelliset vastaukset toimitettiin analysoitavaksi.

Kuten kotitaloussektorin kyselytutkimuksessa, tässäkin kyselyssä kysyttiin WTP ja WTA kysymyksiä eri pituisille sähkökatkoille. Kysymykset kysyttiin sekä klo 9 että klo 18 tapahtuville eri mittaisille sähkökatkoille tammikuuisena arkipäivänä/iltana. Kysymykset esitettiin ensin ilman ennakkovaroitusta tapahtuvalle sähkökatkolle, ja sen jälkeen sama kysymys kysyttiin niin, että sähköjen katkaisusta annettaisiin ennakkovaroitus edellisenä päivänä. Itse laskennassa käytettiin kuitenkin vain oletusta, että sähkökatko kestäisi yhden tunnin ja ennakkovaroitusta ei annettaisi.



2195/400/2021

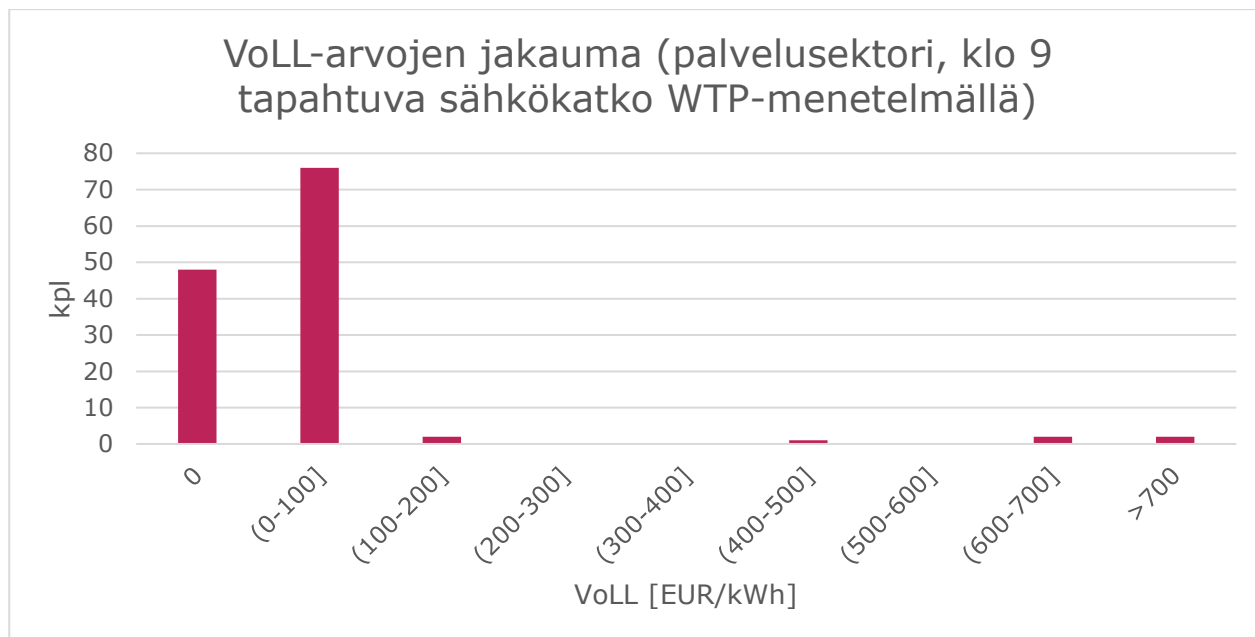
Sähkön vuosikulutus arvioitiin pelkästään suorilla kysymyksillä. Vastaaaja pystyi joko syöttämään vuosikulutuksen suoraan kilowattitunteina tai arvioimaan, paljonko sähköstä maksetaan keskimäärin kuukaudessa. Lisäksi kysyttiin, osallistuuko vastaaja kulutusjoustoon, ja kuinka suurella osuudella tämän maksimitehostaan. Tämä jousto otettiin laskennassa huomioon niin, että kyseisen kuorman jouston oletetaan olevan sähköjen katkaisemisen hetkellä jo aktivoituna. Tällöin laskenta suoritettiin jäljelle jäävällä kuormalla.

Kuten kotitalouksille, myös yrityksille ja julkisen sektorin toimijoille arvioitiin sähköjen katkaisun aikainen sähkönkulutus. Joukon heterogeenisyyden takia kuormituskäyrien käyttäminen osoittautui epäluotettavaksi menetelmäksi. Tässä selvityksessä energiankulutusta sähkökatkon hetkellä arvioitiin huipputehon avulla. Huipputeho (kW) saatiin jakamalla vastaajan vuosikulutus (kWh) huipunkäyttöajalla (h), joka tässä yhteydessä oli 3000 h kaikille sektoreille. Samaa huipunkäyttöaikaa käytettiin selvityksessä "Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta" (Silvast et al. 2005). Koska tässä selvityksessä tarkastellaan tunnin sähkökatkoja, vastaa huipputeho suunnilleen huippukulutustunnin energiankulutusta (kWh).

Vastauksista karsittiin pois huomattava osa. Jäljelle jääneiden vastausten määrä vaihteli kysymyskohtaisesti välillä 325-346 kpl. Karsimisen syitä olivat:

- Lähes kaikki vastaukset olivat "en osaa sanoa" -vastauksia.
- Sähkönkulutustietoa ei annettu.
- Sähkönkulutus oli epärealistisen pieni tai suuri.
- WTP tai WTA arvot olivat huomattavasti keskimääräistä suurempia
- WTP arvot olivat hyvin pieniä tai nolla ja WTA arvot hyvin suuria samalla vastaajalla, mikä viittaa protestivastauksiin ja johti näin ollen vastauksen karsimiseen.
- Vastaukset olivat selkeästi virheellisiä, kuten epämääräisiä merkkijonoja.
- Vastaajan oma laskettu VoLL (eli WTP tai WTA / sähkönkulutus) oli huomattavasti keskimääräistä suurempi. Rajana karsimiselle oli 500 €/kWh. Toisin sanoen tällä toimenpiteellä poistettiin vastaukset, joissa WTP tai WTA arvo ei ollut linjassa sähkönkulutuksen kanssa. (ks. kuva 1).

Tarvittaessa Energiavirasto voi hyödyntää osaa karsituista vastauksista myöhemmin. Esimerkiksi jos vastaaja on antanut vastauksen WTP-kysymyksiin, mutta ei ole antanut sähkönkulutustietoa, olisi VoLL silti mahdollista laskea käyttäen esimerkiksi sektorille tyypillistä sähkönkulutustasoa.



Kuva 1. Vastaaajille laskettujen omien VoLL-arvojen jakauma palvelusektorille. Suurin osa arvoista on joko 0 tai välillä 0-100. Vastauksista karsittiin pois ne, jotka olivat yli 500 €/kWh.

4 Laskenta

4.1 Menetelmä ja oletukset

ACER:n menetelmän mukaisesti VoLL tulee laskea sellaiselta ajankohdalta, jolloin sähkönkäyttöä todennäköisimmin jouduttaisiin rajoittamaan sähköpulan vuoksi. VoLL:n tulee kuvata tällaisesta sähkönjakelun keskeyttämisestä aiheutuvaa haittaa.

Suomessa jokaisena talvisena arkipäivänä on lähes poikkeuksetta kaksi sähkön kulutushuippua, aamulla noin klo 8-10 ja illalla noin klo 17-19. Koko talven kulutushuipputunteja tarkastellessa havaitaan, että edellisten kymmenen talven kulutushuipputunneista seitsemän on osunut aamulle ja kolme illalle.

Tässä laskelmassa oletuksena on, että kulutushuippu ajoittuu tammikuuiselle arki-aamulle klo 9-10. Selvitystä tehtäessä Energiavirastolla ei ole ollut käytettävissä dataa kotitalouksien VoLL-arvoista aamutunnille, koska vuoden 2018 kyselytutkimuksessa selvitettiin vain iltatuntien VoLL:ia. Energiavirasto kuitenkin olettaa, että kotitalouksien VoLL klo 9-10 on suunnilleen sama tai vain hiukan pienempi kuin klo 18-19, olettaen että vastaajien WTP/WTa arvot pienenevät samassa suhteessa kuin sähkön kulutus.

Jokaiselle sektorille laskettiin oma VoLL-arvo ns. energiapainotetun keskiarvon menetelmällä.³ Energiapainotettu keskiarvo laskettiin jakamalla sektorikohtainen WTP tai WTA -arvojen summa sektorikohtaisella sähkönkulutusarvojen summalla (kaava 1).

$$VoLL_{\text{sektori, energiapainotettu}} = \frac{\sum_{i=1}^n (WTP_i \text{ tai } WTA_i)}{\sum_{i=1}^n ENS_i} \quad (1)$$

jossa WTP_i tai WTA_i kuvaa yksittäisen vastaajan haitta-arvoa ja ENS_i yksittäisen vastaajan toimittamatta jäänyttä sähköä.

ACER:n menetelmän mukaisesti yksi VoLL arvo (single VoLL) laskettiin eri sektorien painotettuna keskiarvona. Painokertoimina käytettiin toimittamatta jääneen sähkön osuutta tilanteessa, jossa sähkönkäyttöä joudutaan rajoittamaan. Tässä laskelmassa käytetään alla esitettyä Fingridin arviota sektoreista ja niiden painokertoimista tilanteessa, jossa tehoa joudutaan rajoittamaan muutaman sadan megawatin verran. Muilla sektoreilla, kuten liikenteellä ja suurteollisuudella, painoker-toimen oletettiin olevan nolla, eli tehorajoitusten ei oletettu koskevan niitä.

³ Toinen vaihtoehto olisi ollut ns. suoran keskiarvon menetelmä. Selvityksessä "Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta" (Silvast et al. 2005 s. 85) pohdittiin suoran ja energiapainotetun keskiarvon eroa sektorikohtaisissa KAH-laskelmissa. Siinä todettiin, että energiapainotettu keskiarvo antaa paremman tuloksen siinä tapauksessa, että kaikille asiakkaille tulee saman verran keskeytyksiä. Jos keskeytyksiä taas tulee satunnaisesti, ei kumpikaan menetelmä kuvaa todellista keskeytyskustannusta toistaan paremmin. Tässä VoLL-laskelmassa katkoja voidaan olettaa tulevan saman verran kaikille, eli näin ollen energiapainotettu menetelmä sopii paremmin tähän tarkoitukseen.

- Kotitaloudet 50 %
- Palvelusektori 30 %
- Pienet ja keskisuuret teollisuusyritykset 10 %
- Julkinen sektori 10 %

4.2 Tulokset

Laskennan tulokset on esitetty taulukossa 1. Taulukossa on esitetty sektorikohtaiset VoLL-arvot sekä klo 9-10 että klo 18-19 tapahtuvalle sähkökatkolle sekä WTP että WTA menetelmällä laskettuna. Single VoLL -arvo on laskettu sektorikohtaisen VoLL-arvojen painotettuna keskiarvona käyttäen painokertoimina kappaaleissa 4.1. esitettyjä kertoimia.

Lisäksi taulukossa 1 on esitetty kunkin kysymyksen vastausmäärät, "en osaa sanoa" -vastausten määrä, karsintarajan ylittävien vastausten määrä⁴, hyväksyttyjen vastausten määrät sekä 0-vastausten määrä. Osa 0-vastauksista voi olla niin sanottuja protestivastauksia, mutta koska protestivastausten määrää ei voi varmuudella tietää, ei 0-vastauksia karsittu tässä vaiheessa pois. On arvioitu, että jopa 50-73 % 0-vastauksista voisi olla protestivastauksia tämän tyyppisessä arviointimenetelmässä⁵. Toisaalta tässä tutkimuksessa protestivastauksia on pyritty ennaltaehkäisemään mm. "en osaa sanoa" -vastausvaihtoehdolla.

Single VoLL -arvot ovat suurempia klo 9-10 kuin klo 18-19. Tätä selittää osaltaan se, että klo 18-19 ei välttämättä ole niin keskeinen tunti palvelu- ja julkiselle sektorille sekä teollisuudelle. Toisaalta tulosta voi vääristää se, että kunkin vastaajan sähkönkulutuksen oletetaan olevan huippukulutuksen tasolla muilla kuin kotitaloussektorilla. Esimerkiksi jos vastaaja on pitänyt tuntia 18-19 toimintansa kannalta tärkeänä ja vastannut siihen suuria WTP-arvoja, mutta vastaajan sähkönkulutus ei olisi tällä tunnilla huipussaan, olisi todellinen VoLL tämän vastaajan osalta suurempi kuin mitä tämä laskentamalli näyttää. Energiavirastolla ei ollut tarkempaa tietoa yritysten ja julkisen sektorin vastaajien toiminnan luonteesta.

Kuten tämän tyyppisissä selvityksissä yleensä, myös tässä selvityksessä tulokset olivat huomattavasti suurempia WTA-menetelmällä kuin WTP-menetelmällä. WTP menetelmä saattaa aliarvioida VoLL:ia, kun taas WTA-menetelmä tyypillisesti yliarvioi sitä. Osittain tämä johtuu protestivastauksista, mutta myös psykologisesti ihmisillä on taipumusta vastata tällä tavoin⁶.

Vertailun vuoksi: jos Single VoLL klo 9-10 laskettaisiin WTP-menetelmällä ilman 0-vastauksia, olisi tuloksena 13 750 €/MWh. Kaikkia 0-vastauksia ei kuitenkaan

⁴ Vastaus karsittiin, jos vastaajan oma VoLL ylitti karsintarajan. Karsintarajana oli kotitalouksilla 100 €/kWh ja muilla sektoreilla 500 €/kWh.

⁵ Rankin & Robinson. 2018. Accounting for Protest Zeros in Contingent Valuation Studies: A Review of Literature. s.3. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/197777/1/1027441459.pdf>

⁶ Electricity Northwest. 2016. The Value of Lost Load (VoLL) Methodology Statement. s.12. <https://www.enwl.co.uk/globalassets/innovation/enwl010-voll/voll-methodology/voll-methodology-statement-v2.pdf>

2195/400/2021

voida pitää protestivastauksina, mutta Energiavirasto pitää todennäköisenä, että protestivastaukset aiheuttavat vääristymää WTP-menetelmän arvoon. Jos 25 % 0-vastauksista poistettaisiin, olisi tuloksena noin 8095 €/MWh.

Taulukko 1. Laskennan tulokset. Kotitalouksien VoLL-arvojen oletettiin olevan samoja klo 9 ja klo 18.

VoLL (EUR/MWh)	painokerroin	WTP klo 9	WTA klo 9	WTP klo 18	WTA klo 18
kotitaloudet	0,5	2742	11646	2742	11646
palvelut	0,3	9885	39468	8029	21575
teollisuus	0,1	22810	31664	11958	21656
julkinen	0,1	9053	16301	5134	20340
Single VOLL		7523	22460	5489	16485
vastaajat yhteensä					
kotitaloudet				1010	1010
palvelut		185	185	185	185
teollisuus		107	107	107	107
julkinen		63	63	63	63
EOS-vastaukset					
kotitaloudet				452	418
palvelut		40	30	40	41
teollisuus		14	22	14	15
julkinen		14	7	14	15
Karsintarajan ylittävät vastaukset					
kotitaloudet				3	45
palvelut		3	6	3	8
teollisuus		3	7	3	8
julkinen		1	1	0	4
Hyväksytyt vastaukset					
kotitaloudet				555	547
palvelut		142	149	142	136
teollisuus		90	78	90	84
julkinen		49	55	49	44
0-vastaukset					
kotitaloudet				391	223
palvelut		83	20	83	26
teollisuus		39	7	39	19
julkinen		29	8	29	11

5 Johtopäätökset

Tässä selvityksessä Energiavirasto tutki, mikä olisi VoLL-arvo Suomessa sellaisella hetkellä, jolloin sähkönkäyttöä todennäköisimmin joudutaan rajoittamaan sähköpulan takia.

Oletuksena sähköpulan todennäköisimmälle ajankohdalle Energiavirasto on käyttänyt tammikuista arki-aamua klo 9-10. Sähköjen katkaisemisesta ei annettaisi ennakkovaroitusta.

Eri sektoreiden painokertoimet valittiin sen mukaan, miten tehorajoitukset Fingridin arvion mukaan jakautuisivat sektoreiden kesken.

WTP-menetelmällä laskettu single-VoLL oli kyseisellä ajankohdalla noin 7 500 €/MWh, ja WTA menetelmällä noin 22 400 €/MWh.

WTP-menetelmä tyypillisesti aliarvioi VoLL:ia, kun taas WTA-menetelmä tuottaa yliarvioituja tuloksia. Todellisen VoLL:n voisi siis ajatella olevan näiden arvojen välimaastossa. ACER:n menetelmän mukaisesti ensisijainen laskentamenetelmä on WTP, kun taas muita menetelmiä voi käyttää laskennan tukena.

Energiaviraston näkemyksen mukaan VoLL_{RS}:n ei tule perustua ainoastaan WTP-menetelmään, koska se ottaisi huomioon ns. protestivastaukset, ja olisi näin ollen aliarvioitu. Tästä syystä WTP-menetelmää korkeampi VoLL_{RS} on perusteltu.

Koska ACER:n menetelmä perustuu kuitenkin ensisijaisesti WTP-menetelmään, Energiavirasto katsoo, että VoLL_{RS} tulee olla huomattavasti lähempänä WTP-menetelmän arvoa kuin WTA:n. Energiaviraston näkemyksen mukaan VoLL_{RS} = 8000 €/MWh ottaa riittävästi huomioon protestivastausten aiheuttaman vääristymän.

Edellä esitetyn perusteella Energiavirasto suosittelee, että Suomessa luotettavuusstandardin laskennassa käytettävä VoLL_{RS} on **8 000 €/MWh**.

Johdanto

Tämän kyselyn tarkoituksena on arvioida sähköntoimitusten keskeytysten vaikutusta organisaatiossanne. Yksittäisen vastaajan vastauksia ei julkaista, vaan vastauksista lasketaan käyttäjäryhmäkohtainen arvo käyttäen tilastollisia menetelmiä. Tämä kysely koostuu kolmesta osasta:

- 1) Ensimmäisessä osassa kysymme tietoja sähkönkulutuksestanne
- 2) Toisessa ja kolmannessa osassa arvioitte sähköjen katkaisemista aiheutuvaa rahallista haittaa erilaisissa skenaarioissa

Varmistattehan, että kysymyksiin vastaa henkilö, joka on tietoinen yrityksen/organisaation sähkönkäytöstä. Sähkönkulutukseen liittyvät tiedot löytyvät viimeisimmästä sähkölaskustanne. Vastaukset tulee antaa koskien yhtä toimipistettä. Mikäli organisaatiossanne on useita toimipisteitä, pyydämme valitsemaan sen, joka kuvaa toimintaanne parhaiten. Vastauksenne ovat tärkeitä, joten toivomme että vastaatte niihin mahdollisimman todenmukaisesti.

Kysely – Osa 1

- 1) Mihin seuraavista ryhmistä yrityksenne/organisaationne kuuluu?
 - a. Palvelualan yritys
 - b. Pieni tai keskisuuri teollisuusyritys
 - c. Julkisen sektorin toimija
- 2) Kuinka paljon oli sähkönkulutuksenne viime vuonna (Jos luku on saatavilla)?
 - a. _____ kWh
 - b. En osaa sanoa
- 3) *Jos kohtaan 2 ei annettu vastausta:* Kuinka paljon oli sähkönkulutuksenne viimeisimmästä sähkölaskustanne (kWh)?
 - a. Laskutusjakso (esim. 01.09.2020-30.9.2020) _____ Sähkönkulutus (kWh)
 - b. En osaa sanoa
- 4) *Jos kohtaan 3 ei annettu vastausta:* Mikäli teillä ei ole tarkkaa sähkönkulutustietoa saatavilla, kuinka paljon maksatte sähköstä keskimäärin kuukaudessa? Sisältäen sähköenergian, sähkönsiirron ja sähköverot.
 - a. _____ €/kk
 - b. En osaa sanoa
- 5) Oletteko tehneet sähkönmyyjän tai kolmannen osapuolen kanssa sopimuksen, jossa sähkönkulutustanne rajoitetaan korvausta vastaan tai osallistuteko muulla tavalla sähkönkulutustoukseen?
 - a. Kyllä
 - b. Ei
 - c. En osaa sanoa
- 6) Mikäli vastasitte ”kyllä” kysymykseen 5, kuinka suuri osuus tehonkulutuksestanne osallistuu joustoon keskimäärin?
 - a. 0-25 %
 - b. 25-50%

- c. 50-75%
 - d. 75-100%
 - e. En osaa sanoa
- 7) Oletteko kokeneet häiriöitä sähkötoimituksessa viimeisen kahden vuoden aikana?
- a. Kyllä, kerran
 - b. Kyllä, enemmän kuin kerran
 - c. Ei
 - d. En osaa sanoa/En muista
- 8) Oletteko tyytyväinen nykyiseen sähkön toimitusvarmuuteen?
- a. Erittäin tyytyväinen
 - b. Tyytyväinen
 - c. Tyytymätön
 - d. Erittäin tyytymätön
 - e. En osaa sanoa

Kysely – osa 2

Kyselyn tässä osiossa teiltä kysytään, kuinka paljon olisitte valmiita maksamaan välttääksenne sähköjen katkaisemisen tietyissä olosuhteissa. Kyseisiä sähköjen katkaisemisia oletetaan tapahtuvan 1-3 kertaa vuodessa.

A) Ei ennakkoaroitusta

Oletetaan, että on tammikuinen arkipäivä **klo 9:00**. Tällöin sähkönkulutus Suomessa saavuttaa huippunsa, ja sähkönkäyttöä joudutaan rajoittamaan. Teiltä katkaistaan sähköt ilman ennakkoaroitusta, eikä teillä siis ole aikaa valmistautua sähkökatkoon. Kyseinen sähkökatko ei johdu paikallisesta jakeluverkkoyhtiöstä, vaan valtakunnallisesta sähköpulasta.

- 9) Kuinka paljon olisitte valmiita maksamaan välttääksenne sähköjen katkaisemisen yhden (1) tunnin ajalta edellä kuvatuissa olosuhteissa.
- i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa
- 10) Kuinka paljon olisitte valmiita maksamaan välttääksenne sähköjen katkaisemisen edellä kuvatuissa olosuhteissa, jonka kesto olisi yhden tunnin sijaan:
- a. 15 minuuttia
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa
 - b. 4 tuntia
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa

B) Kuvittele, että tilanne on sama kuin aiemmin kuvattu, eli tammikuinen arkipäivä **klo 9:00**, mutta saisitte sähköjen katkaisemisesta ennakkoaroituksen edellisenä päivä. Näin teillä olisi aikaa varautua sähkökatkoon.

- 11) Kuinka paljon olisitte valmiita maksamaan välttääksenne sähköjen katkaisemisen, jonka kesto olisi:
- a. 1 tunti
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa
 - b. 15 minuuttia

- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa
- c. 4 tuntia
- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa

12) Oletetaan, että on tammikuinen arki-ilta **klo 18:00**. Teiltä katkaistaan sähköt yhden (1) tunnin ajaksi, johtuen valtakunnallisesta sähköpulasta. Kuinka paljon olisitte valmiita maksamaan välttääksenne tämän sähkökatkon?

- a. Jos sähköjen katkaiseminen tapahtuisi ilman ennakkovaroitusta
- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa
- b. Jos saisitte ennakkovaroituksen edellisenä päivänä
- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa

Kysely – Osa 3

Seuraavat kysymykset ovat vastaavanlaisia kuin edellisessä osiossa, mutta pyydämme teitä arvioimaan **kuinka paljon teille tulisi maksaa korvausta**, mikäli sähköjen katkaiseminen tapahtuisi tietyissä olosuhteissa. Kyseisiä sähköjen katkaisemisia oletetaan tapahtuvan 1-3 kertaa vuodessa

Oletetaan, että on tammikuinen arkipäivä, **klo 9:00**. Tällöin sähkönkulutus Suomessa saavuttaa huippunsa, ja sähkönkäyttöä joudutaan rajoittamaan. Teiltä katkaistaan sähköt ilman ennakkovaroitusta, eikä teillä siis ole aikaa valmistautua sähkökatkoon. Kyseinen sähkökatko ei johdu paikallisesta jakeluverkko-yhtiöstä, vaan valtakunnallisesta sähköpulasta.

A) Ei ennakkovaroitusta

13) Kuinka paljon teille tulisi maksaa korvausta sähköjen katkaisemisesta yhden (1) tunnin ajalta edellä kuvatuissa olosuhteissa.

- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa

14) Kuinka paljon teille tulisi maksaa korvausta sähköjen katkaisemisesta, jonka kesto olisi yhden tunnin sijaan:

- a. 15 minuuttia
- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa
- b. 4 tuntia
- i. _____ euroa
- ii. En osaa sanoa

B) Kuvittele, että tilanne on sama kuin aiemmin kuvattu, eli tammikuinen arkipäivä **klo 9:00**, mutta saisitte sähköjen katkaisemisesta ennakkovaroituksen edellisenä päivänä. Näin teillä olisi aikaa varautua sähkökatkoon.

15) Kuinka paljon teille tulisi maksaa korvausta sähköjen katkaisemisesta, jonka kesto olisi:



- a. 1 tunti
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa
- b. 15 minuuttia
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa
- c. 4 tuntia
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa

16) Oletetaan, että on tammikuinen arki-ilta **klo 18:00**. Teiltä katkaistaan sähköt yhden (1) tunnin ajaksi, johtuen valtakunnallisesta sähköpulausta. Kuinka paljon teille tulisi maksaa korvausta kyseisestä sähkökatkosta?

- a. Jos sähköjen katkaiseminen tapahtuisi ilman ennakkovaroitusta
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa
- b. Jos saisitte ennakkovaroituksen edellisenä päivänä
 - i. _____ euroa
 - ii. En osaa sanoa



Päätetäänkö kotitaloudessasi itsenäisesti sähkösopimukseen liittyvistä asioista?

- ☐ Kyllä
- ☐ Ei, joku muu päättää kotimme sähkösopimuksista (esim. vuokranantaja)

1. Asutko

- ☐ Asemakaava-alueella? (kaupunkialue, asutuskeskus tai tiheään asuttu alue)
- ☐ Asemakaava-alueen ulkopuolella? (maaseutu tai harvaan asuttu alue)
- ☐ En osaa sanoa

2. Omistatko/Omistatteko vapaa-ajan asunnon?

- ☐ kyllä
- ☐ en

3. Asumismuotosi?

- ☐ Omakotitalo
- ☐ Kerrostalo
- ☐ Rivitalo/Paritalo
- ☐ Luhtitalo
- ☐ Joku Muu
- ☐ En osaa sanoa

4. Mikä on asuntosi asuinpinta-ala?

- ☐ Alle 30 m²
- ☐ 30 – 60 m²
- ☐ 60 – 90 m²
- ☐ 90 – 120 m²
- ☐ 120 – 150 m²
- ☐ yli 150 m²
- ☐ En osaa sanoa

5. Kuinka monta henkilöä kotitaloudessasi asuu?

- ☐ 1
- ☐ 2
- ☐ 3
- ☐ 4
- ☐ 5 tai enemmän

6. Mikä on kotitaloutesi ensisijainen lämmitysmuoto

- ☐ Kaukolämpö (kerrostalot pääsääntöisesti kaukolämmön piirissä)
- ☐ Suora sähkölämmitys



- ☐ Varaava sähkölämmitys
- ☐ Öljylämmitys
- ☐ Lämpöpumppu (esim. maalämpö)
- ☐ Puulämmitys
- ☐ Muu
- ☐ En osaa sanoa

7. Onko asunnossasi ensisijaisen lämmitysmuodon lisäksi toinen lämmitysmuoto?

- ☐ Takka
- ☐ Ilmalämpöpumppu
- ☐ Muu
- ☐ Ei toissijaista lämmitysmuotoa
- ☐ En osaa sanoa

8. Mitä seuraavista sähkölaitteista kotitaloudessasi on?

- ☐ Sähkökuuas
- ☐ Lämminvesivaraaja
- ☐ Koneellinen ilmanvaihto
- ☐ Sähköinen lattialämmitys (esim. kylpyhuoneessa)
- ☐ Astianpesukone
- ☐ Pyykinpesukone
- ☐ Kuivausrumpu
- ☐ Arkkupakastin
- ☐ Sähköauto
- ☐ Ei mitään edellä mainituista

9. Onko kotitaloudessasi sähkön pientuotantoa (esim. aurinkopaneelit)?

- ☐ kyllä
- ☐ ei
- ☐ en osaa sanoa

10. Mikä on kotitaloutesi sähkönkulutus vuodessa? Syöttäkää vastaus kokonaislukuna välillä 0 – 100 000 kWh.

- ☐ _____ kWh/vuosi
- ☐ En osaa sanoa

11. Paljonko maksatte sähköstä vuodessa kokonaisuudessaan (energia + siirto + verot)? Syötä vastaus kokonaislukuna välillä 0 – 10 000 €.



- ☐ _____ €
☐ En osaa sanoa

Jos sähkön tuotantoa ei ole saatavilla yhtä paljon kuin sähköä kulutetaan, voi seurauksena olla pahimmillaan sähköpula. Tällöin osalta sähkökäyttäjistä voidaan katkaista sähköt tai rajoittaa sähkön käyttöä.

12. Kuinka pitkän yhtämittaisen sähköjen katkaisemisen olisit enimmillään valmis sähköpulatilanteessa hyväksymään, jos saisitte siitä ennakoilmoituksen 1-2 tuntia ennen katkaisua?

- ☐ En lainkaan
☐ 15 min
☐ 1 tunti
☐ 2 tuntia
☐ 6 tuntia
☐ 12 tuntia
☐ 24 tuntia
☐ 36 tuntia
☐ 48 tuntia
☐ Enemmän kuin 48 tuntia
☐ En osaa sanoa

13. Kuinka pitkän yhtämittaisen sähköjen katkaisemisen olisit enimmillään valmis sähköpulatilanteessa hyväksymään ilman ennakoilmoitusta?

- ☐ En lainkaan
☐ 15 min
☐ 1 tunti
☐ 2 tuntia
☐ 6 tuntia
☐ 12 tuntia
☐ 24 tuntia
☐ 36 tuntia
☐ 48 tuntia
☐ Enemmän kuin 48 tuntia
☐ En osaa sanoa

14. Oletko/oletteko hankkineet varavoimaa (esim. aggregaatti) sähkökatkojen tai sähköpulatilanteen varalle?

- ☐ Kyllä
☐ En
☐ En osaa sanoa

Tulevaisuudessa voi olla mahdollista, että sähköpulan uhatessa sähkönkäyttäjä voi turvata oman sähkön saannin maksamalla sähköstä enemmän. Vaihtoehtona on se, että sähkön saantia rajoitetaan lyhyeksi ajaksi.

15. Kuinka paljon lisää olisit valmis maksamaan sähköstä välttääksesi sähköjen katkaisun (1 kpl/vuosi), joka osuu kylmälle tammikuiselle arki-illalle? Syöttäkää vastaus kokonaislukuina välillä 0 – 1000 €.

Välttääksesi 15 minuutin sähköjen katkaisun _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Välttääksesi 1 tunnin sähköjen katkaisun _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Välttääksesi 2 tunnin sähköjen katkaisun _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Välttääksesi 4 tunnin sähköjen katkaisun _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

16. Millaisen rahallisen korvauksen haluaisit, mikäli kylmälle tammikuiselle arki-illalle osuvia sähköjen katkaisuja tulisi jatkossa 1 kpl/vuosi? Syötä vastaus kokonaislukuina välillä 0 – 1000 €.

Sähköt katkaistaisiin 15 minuutiksi _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Sähköt katkaistaisiin 1 tunniksi _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Sähköt katkaistaisiin 2 tunniksi _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Sähköt katkaistaisiin 4 tunniksi _____€/vuosi

☐ En osaa sanoa

Sähkönkäyttöä voidaan rajoittaa myös osittain, esimerkiksi rajoittamalla tietyn laitteen käyttöä.

17. Sähkönkäyttöäsi rajoitettaisiin niiden laitteiden osalta, joiden hetkellisellä rajoittamisella olisi vain minimaalinen vaikutus



asuinmukavuuteen. Näitä laitteita ovat sähkölämmitys, pakastin, koneellinen ilmanvaihto ja sähköauton lataus. Kuinka paljon haluaisit korvausta, mikäli kaikkien näiden laitteiden käyttöä rajoitettaisiin samanaikaisesti kolme kertaa vuodessa enimmillään kahden tunnin ajan? Syötä vastaus kokonaislukuina välillä 0 – 1000 €.

- ☐ _____ €/vuosi
☐ En osaa sanoa

Seuraavat kysymykset koskevat vapaa-ajan asuntoa.

18. Kuinka paljon on vapaa-ajan asuntosi vuotuinen sähkönkulutus? Syötä vastaus kokonaislukuna välillä 0 – 100 000 kWh.

- ☐ _____ kWh/vuosi
☐ En osaa sanoa

19. Paljonko maksat/maksatte vapaa-ajan asuntonne sähköstä vuodessa (energia + siirto + verot)? Syöttäkää vastaus kokonaislukuina välillä 0 – 10 000 €.

- ☐ _____ €/vuosi
☐ En osaa sanoa

20. Mitä sähkölaitteita vapaa-ajan asunnollasi on?

- ☐ Sähkölämmitys
- ☐ Ilmalämpöpumppu
- ☐ Lämminvesivaraaja
- ☐ Vesipumppu
- ☐ Sähkökuivaus
- ☐ Astianpesukone
- ☐ Pyykinpesukone
- ☐ Kuivausrumpu
- ☐ Sähköliesi
- ☐ Sähköuuni
- ☐ Ei mitään edellä mainituista

21. Kuinka suurella käyttöasteella vapaa-ajan asuntosi on?

- ☐ Ympärivuotinen käyttö
☐ Käyttö vain kesällä
☐ Käyttö vain talvella



- ☐ Käyttö pääasiassa kesällä, mutta lisäksi satunnaisesti syksyllä, talvella ja keväällä
- ☐ En osaa sanoa

22. Kuinka paljon lisää olisitte valmis maksamaan vapaa-ajan asuntosisähköstä välttääksesi sähköjen katkaisun (1 kpl/vuosi), joka osuu kylmälle tammikuiselle arki-illalle. Syötä vastaus kokonaislukuina välillä 0 – 1000 €.

Välttääksesi 15 minuutin sähköjen katkaisun _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa

Välttääksesi 1 tunnin sähköjen katkaisun _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa

Välttääksesi 2 tunnin sähköjen katkaisun _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa

Välttääksesi 4 tunnin sähköjen katkaisun _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa

23. Millaisen rahallisen korvauksen haluaisit, mikäli kylmälle tammikuiselle arki-illalle osuvia sähköjen katkaisuja tulisi jatkossa 1 kpl/vuosi? Syötä vastaus kokonaislukuina välillä 0 – 1000 €.

Sähköt katkaistaisiin 15 minuutiksi _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa

Sähköt katkaistaisiin 1 tunniksi _____ €/vuosi

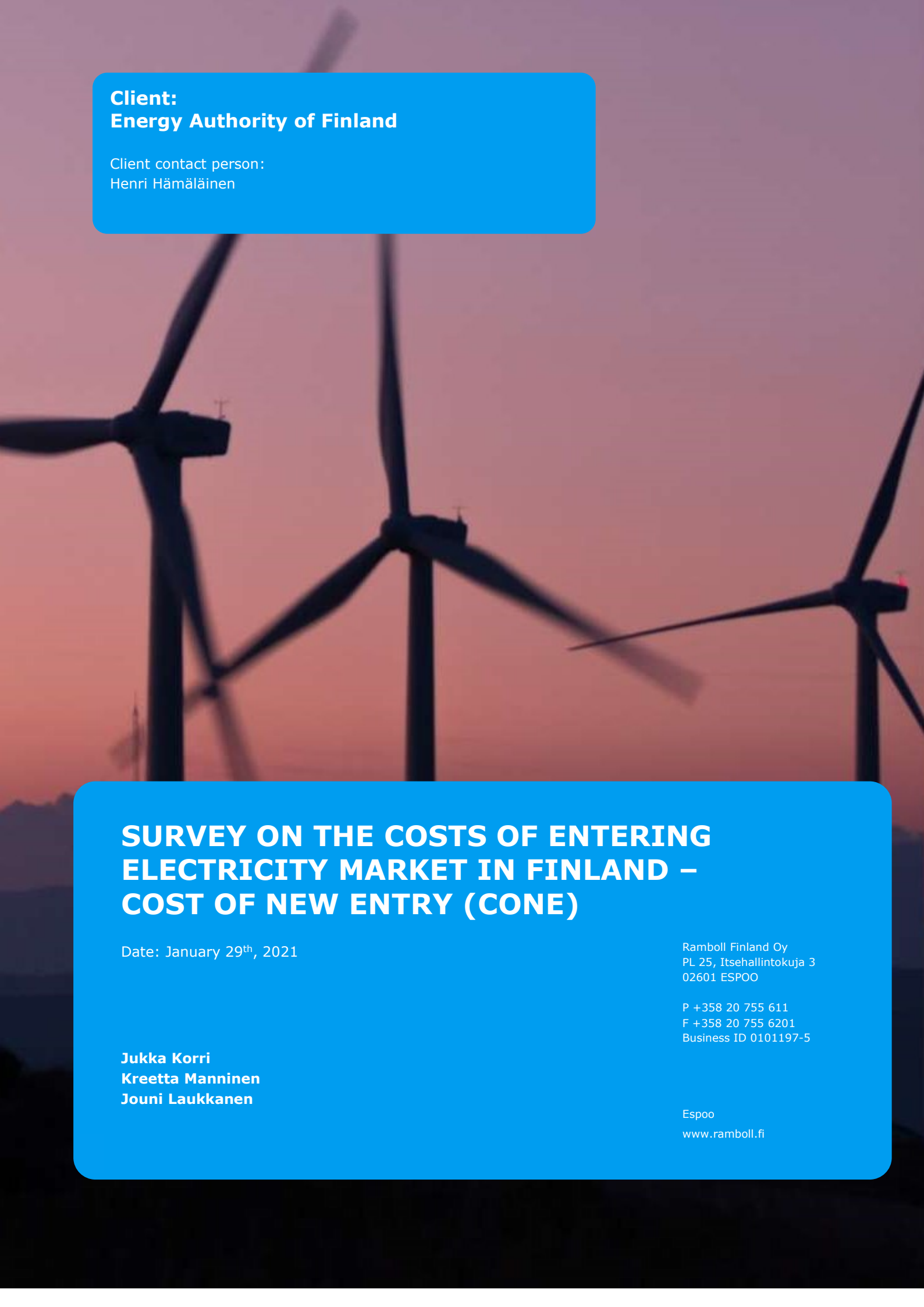
- ☐ En osaa sanoa

Sähköt katkaistaisiin 2 tunniksi _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa

Sähköt katkaistaisiin 4 tunniksi _____ €/vuosi

- ☐ En osaa sanoa



Client:
Energy Authority of Finland

Client contact person:
Henri Hämäläinen

SURVEY ON THE COSTS OF ENTERING ELECTRICITY MARKET IN FINLAND – COST OF NEW ENTRY (CONE)

Date: January 29th, 2021

Jukka Korri
Kreetta Manninen
Jouni Laukkanen

Ramboll Finland Oy
PL 25, Itsehallintokuja 3
02601 ESPOO

P +358 20 755 611
F +358 20 755 6201
Business ID 0101197-5

Espoo
www.ramboll.fi

CONTENTS

1. Introduction	3
2. Identification and selection of reference technologies	4
2.1 Longlist of technologies	4
2.2 Potential New Entry	5
2.2.1 Condensing power	6
2.2.2 Combined Heat and Power (CHP)	7
2.2.3 Power Only	8
2.2.4 Power Storages	9
2.2.5 Demand Side Management (DSM)	10
2.3 Standard Technology	11
2.4 Reference technologies and their potential for additional capacity	11
3. Calculation of cone	16
3.1 $CONE_{fixed}$	16
3.2 $CONE_{var}$	16
3.3 Values Used in Calculation	17
3.4 Results	19
3.5 Additional Technologies	20
4. CORP	21
4.1 $CORP_{fixed}$	21
4.2 $CORP_{var}$	21
4.3 Decommissioned Power Plant Capacity	21
5. Conclutions	22
6. Bibliography	23

1. INTRODUCTION

Every EU member state shall have a reliability standard in place when applying electricity market capacity mechanisms. For the calculation of standard, the costs of the new power capacity need to be determined. Figure 1 illustrates the power demand between 2015 and 2017 in Finland. The peak electricity demand has been app. 14.000 MW and the capacity need has been less than 11.000 MW app. ten months in a year. The demand has been approximately equal also after the year 2017.

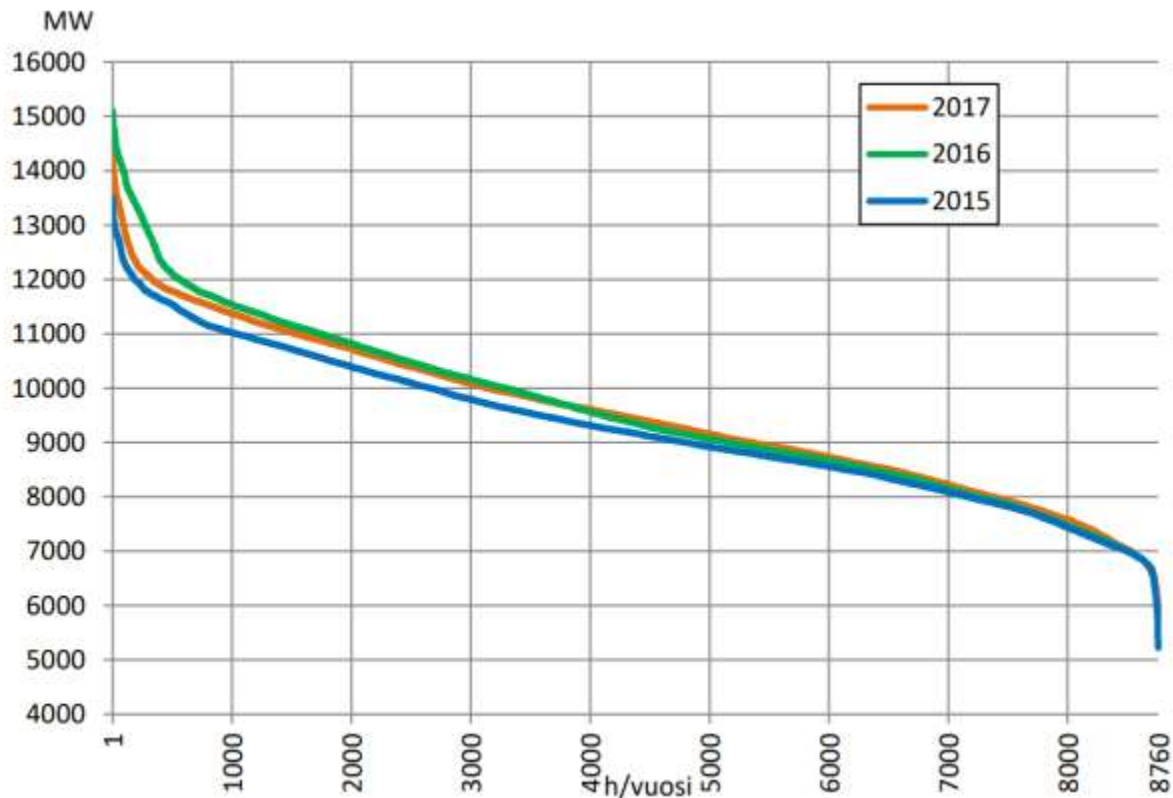


Figure 1. Duration curve of Finnish electricity use. [1]

In this report the cost of new entry (CONE) is determined for relevant technologies in maintaining the balance of electricity system in Finland. Chosen reference technologies can be related to electricity generation, storages or Demand Side Management (DSM). Report is ordered by Finnish Energy Authority and conducted by Ramboll Finland Oy (consultant).

Report introduces publicly available estimates for fixed and variable costs of new entry ($CONE_{fixed}$ and $CONE_{var}$). The determination of renewal/prolongation of existing capacity ($CORP_{fixed}$ and $CORP_{var}$) is also presented. These values are needed in the calculation of reliability standard. The calculation methods are based on the ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard (October 2nd, 2020) in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.

2. IDENTIFICATION AND SELECTION OF REFERENCE TECHNOLOGIES

In this chapter the identification and selection of reference technologies is executed. As a starting point consultant has composed a longlist of all available technologies for power generation, power storing and demand side management.

The selected reference technologies need to be considered as standard technology and they need to have potential for new capacity (potential new entry) in Finland. The selection process is described in detail in the following subchapters.

2.1 Longlist of technologies

The following power generation, power storage and demand side management technologies were identified as candidates of reference technologies in Finland by the consultant.

Candidate technologies of power generation are presented in Table 1, Table 2 and Table 3.

Table 1. Condensing power alternatives.

Candidate Technology
POWER GENERATION
Condensing power
1. Nuclear power plants
2. Coal-fired power plants
3. Gas turbines
4. Gas engines
5. Diesel engines
6. Biomass-fired power plants
7. Waste-to-Energy plants

Table 2. Combined heat and power alternatives.

Candidate Technology
POWER GENERATION
Combined Heat and Power (CHP)
8. Nuclear power plants
9. Coal-fired power plants
10. Gas turbines
11. Gas engines
12. Diesel engines
13. Biomass-fired power plants
14. Waste-to-Energy plants
15. Utilization of current CHP capacity in power adjustment
16. Installation of low-pressure turbines in old CHP capacity
17. Capacity raise with auxiliary cooling and/or heat storages

Table 3. Power only alternatives.

Candidate Technology
POWER GENERATION
Power Only
18. Hydropower
19. Photovoltaics (PV)
20. Windpower

Candidate technologies of power storages are presented in Table 4.

Table 4. Power storage alternatives.

Candidate Technology
POWER STORAGES
21. Pumped hydro storages
22. Battery storages
23. Power-to-Gas

Candidate technologies of demand side management are presented in Table 5 and Table 6.

Table 5. Demand side management of real estates.

Candidate Technology
DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)
DSM 1: Households
24. Electric heating and other loads
DSM 2: Real estates and Service Sector
25. HVAC, lighting and other loads

Table 6. Demand side management of other systems.

Candidate Technology
DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)
Other
26. Utilization of heat pumps in DH production
27. Industrial power consumption

2.2 Potential New Entry

In this subchapter new entry (capacity) potential of every longlisted technology is evaluated. Technology is considered potential new entry if

- its capacity has been developed in the recent years, is in process of development, or is planned for development for the considered timeframe; and
- future development of this technology is allowed and is not significantly hampered by the (national and European) regulatory framework.

In this survey the timeframe for new capacity development in the future is considered **five to ten years**.

2.2.1 Condensing power

1. Nuclear power plants

In Finland condensing nuclear power is an important part of the energy system. New capacity is being built and planned. **Potential new entry: YES**

2. Coal-fired power plants

Currently one coal-fired condensing power plant is in operation in Finland. New capacity is not built or planned due to drift to decrease the CO₂-emissions of energy production. Coal-fired power and heating generation will be banned as of 1 May 2029 in Finland. [2]

Potential new entry: NO

3. Gas turbines

New capacity of gas turbines is not being developed in Finland. **Potential new entry: NO**

4. Gas engines

New capacity of gas engines without heat recovery is not being developed in Finland.

Potential new entry: NO

5. Diesel engines

Current capacity of diesel engines is mainly used as reserve electrical capacity in the industry. New capacity of diesel engines without heat recovery is not being developed in Finland. **Potential new entry: NO**

6. Biomass-fired power plants

Electricity produced by combusting biomass is mainly CHP production in Finland. Capacity of biomass-fired condensing power is not being developed. **Potential new entry: NO**

7. Waste-to-Energy plants

Waste combustion capacity developed in recent years and capacity currently being developed in Finland is only for CHP production. **Potential new entry: NO**

Potential new entry assessment of condensing power technologies is presented in table 7.

Table 7. Conclusion of new entry potential for condensing power technologies.

Candidate Technology	Capacity developed in recent years?	Capacity in development?	Planned capacity for the considered timeframe?	Future development allowed/not hampered by national framework?	Future development allowed/not hampered by EU framework?	Potential new entry?
POWER GENERATION						
Condensing power						
1. Nuclear power plants	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
2. Coal-fired power plants	No	No	No	Yes	No	No
3. Gas turbines	No	No	No	No	No	No
4. Gas engines	No	No	No	No	No	No
5. Diesel engines	No	No	No	No	No	No
6. Biomass-fired power plants	No	No	No	No	No	No
7. Waste-to-Energy plants	No	No	No	No	No	No

2.2.2 Combined Heat and Power (CHP)

8. Nuclear power plants

Nuclear power capacity being currently developed is only condensing power. **Potential new entry: NO**

9. Coal-fired power plants

There is coal-fired CHP capacity in production in Finland. However, new capacity is not built or planned due to drift to decrease the CO₂ emissions of energy production. Coal-fired power and heating generation will be banned as of 1 May 2029 in Finland (Ministry of Economic Affairs, 2019). **Potential new entry: NO**

10. Gas turbines

New capacity of gas turbines is not being developed in Finland. **Potential new entry: NO**

11. Gas engines

a. Natural gas

New capacity of natural gas fired gas engines with heat recovery is not being developed in Finland. **Potential new entry: NO**

b. Biogas

New capacity of biogas/landfill gas fired gas engines with heat recovery has been developed in recent years in Finland. **Potential new entry: YES**

12. Diesel engines

New capacity of diesel engines with heat recovery is not being developed in Finland. **Potential new entry: NO**

13. Biomass-fired power plants

Large-scale biomass-fired CHP power plants have an important role in Finnish electricity production. New capacity has been developed in recent years and is currently being developed. **Potential new entry: YES**

14. Waste-to-energy plants

Major capacity increase has occurred in recent years. New capacity is being built in Salo and the capacity of existing waste-to-Energy plants is planned to be increased. **Potential new entry: YES**

15. Utilization of current CHP capacity in power adjustment

Existing turbine capacity already supports electrical resource adequacy by reacting to changes on electricity market price. **Potential new entry: NO**

16. Installation of low-pressure turbines in old CHP capacity

Low-pressure turbines are not being installed in old CHP capacity. In recent years the development has headed to the opposite direction when existing low-pressure turbine capacity has been disassembled. **Potential new entry: NO**

17. Capacity raise with auxiliary cooling and/or heat storages

New electrical resource adequacy supporting capacity has been developed in recent years and is currently being developed. **Potential new entry: YES**

Potential new entry assessment of CHP technologies is presented in table 8.

Table 8. Conclusion of new entry potential for CHP technologies.

Candidate Technology	Capacity developed in recent years?	Capacity in development?	Planned capacity for the considered timeframe?	Future development allowed/not hampered by national framework?	Future development allowed/not hampered by EU framework?	Potential new entry?
POWER GENERATION						
Combined Heat and Power (CHP)						
8. Nuclear power plants	No	No	No	No	No	No
9. Coal-fired power plants	No	No	No	Yes	No	No
10. Gas turbines	No	No	No	No	No	No
11. Gas engines						
a. Natural gas	No	No	No	No	No	No
b. Biogas	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
12. Diesel engines	No	No	No	No	No	No
13. Biomass-fired power plants	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
14. Waste-to-Energy plants	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
15. Utilization of current CHP capacity in power adjustment	Yes	Yes	Yes	No	No	No
16. Installation of low-pressure turbines in old CHP capacity	No	No	No	No	No	No
17. Capacity raise with auxiliary cooling and/or heat storages	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes

2.2.3 Power Only

18. Hydropower

New hydropower capacity is not in development in Finland. **Potential new entry: NO**

19. Photovoltaics (PV)

a. Residential rooftop PV

There has been a remarkable increase in the capacity of residential rooftop PV in recent years. New capacity is being and will be developed. **Potential new entry: YES**

b. Commercial PV

There is a major increase also in commercial PV capacity in recent years. New capacity is being and will be developed. **Potential new entry: YES**

20. Wind power

a. Onshore

There has been a major increase in onshore wind power capacity in recent years. New capacity is being and will be developed. **Potential new entry: YES**

b. Offshore New offshore wind power capacity has been developed in recent years in Meri-Pori and new capacity is being developed e.g. in Kemi Ajos. **Potential new entry: YES**

Potential new entry assessment of power only technologies is presented in table 9.

Table 9. Conclusion of new entry potential for power only technologies.

Candidate Technology	Capacity developed in recent years?	Capacity in development?	Planned capacity for the considered timeframe?	Future development allowed/not hampered by national framework?	Future development allowed/not hampered by EU framework?	Potential new entry?
POWER GENERATION						
Power Only						
18. Hydropower	No	No	No	No	No	No
19. Photovoltaics (PV)						
a. Residential rooftop PV	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
b. Commercial PV	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
20. Wind power						
a. Onshore wind	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
b. Offshore wind	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes

2.2.4 Power Storages

21. Pumped hydro storages

Pumped hydro storage capacity has not been developed or is not currently being developed in Finland. **Potential new entry: NO**

22. Battery storages

a. Buildings-grid connected storages

Development of the modular electricity battery storage technology, prices and installed capacity has occurred in recent years and further development is expected in near future. Most potential stationary application is Li-ion battery technology and readiness level is mature technology. **Potential new entry: YES**

b. Utility-grid connected storages

Development in the large-scale electricity battery storage technology, prices and installed capacity has occurred in recent years and further development is expected in near future. Most potential stationary application is Li-ion battery technology and readiness level is mature technology. **Potential new entry: YES**

23. Power-to-Gas

Power-to-Gas (and gas-to-power) technology is not yet in the commercial phase.
Potential/planned capacity increase is not within the considered timeframe (5–10 years).

Potential new entry: NO

Potential new entry assessment of power storage technologies is presented in table 10.

Table 10. Conclusion of new entry potential for power storages.

Candidate Technology	Capacity developed in recent years?	Capacity in development?	Planned capacity for the considered timeframe?	Future development allowed/not hampered by national framework?	Future development allowed/not hampered by EU framework?	Potential new entry?
POWER STORAGES						
21. Pumped hydro storages	No	No	No	No	No	No
22. Battery storages						
a. Buildings-grid connected storages	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
b. Utility-grid connected storages	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
23. Power-to-Gas	No	No	No	No	No	No

2.2.5 Demand Side Management (DSM)

24. DSM 1: Households

a. Electric heating and other loads

Electric heating (direct heating, water heat storages) is popular in the small real estates (houses, rowhouse apartments etc.) and has a massive potential not yet fully utilized as DSM. Remote-controlled capacity has been developed. **Potential new entry: YES**

25. DSM 2: Real estates and Service Sector

a. HVAC, lighting and other loads

HVAC (Heating, Ventilation, Air and Cooling) and lighting systems in buildings (commercial and real estates, service sector and small industry) has load cutting and balancing potential, not yet fully utilized Finland. Pilot projects and reference solutions has been developed in recent 5 years. Also Demand Response controlled commercial refrigeration and cooling capacity has been developed in recent years and is currently being developed. The number of EV (electric vehicles) has increased in Finland lately, and expected growth in popularity in load control will offer a huge DSM potential in the future. **Potential new entry: YES**

Potential new entry assessment of DSM technologies in real estates is presented in table 11.

Table 11. Conclusion of new entry potential for demand side management in real estates.

Candidate Technology	Capacity developed in recent years?	Capacity in development?	Planned capacity for the considered timeframe?	Future development allowed/not hampered by national framework?	Future development allowed/not hampered by EU framework?	Potential new entry?
DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)						
DSM 1: Households						
24. Electric heating and other loads	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
DSM 2: Real estates and Service Sector						
25. HVAC, lighting and other loads	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes

26. Utilization of heat pumps in DH production

Exiting district heat producing heat pump capacity is considered to already react on electricity price. Future heat pump capacity will also increase electricity consumption and is therefore considered not to support resource adequacy. **Potential new entry: NO**

27. Industrial power consumption

The estimates for technical potential of DR in industrial load are mainly formed from pulp and paper, metal and chemical industry currently. Some of industry areas already been contracted as TSO disturbance reserve. There is challenge for Demand Response as industrial processes need to be run a continuous basis. **Potential new entry: YES**

Potential new entry assessment of DSM technologies in other than real estates is presented in table 12.

Table 12. Conclusion of new entry potential for demand side management in other than the real estates.

Candidate Technology	Capacity developed in recent years?	Capacity in development?	Planned capacity for the considered timeframe?	Future development allowed/not hampered by national framework?	Future development allowed/not hampered by EU framework?	Potential new entry?
DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)						
Other						
26. Utilization of heat pumps in DH production	Yes	Yes	Yes	No	No	No
27. Industrial power consumption	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes

2.3 Standard Technology

Besides having potential for new capacity (potential new entry) each reference technology shall be standard. For standard technology

- reliable and generic cost information is available
- the costs of building and operating units of the technology shall be of the same order of magnitude from one project to another; and
- development of the technology is not significantly bound by technical constraints. Technologies with limited individual capacity which can be aggregated in homogeneous clusters shall be considered as standard if reliable data is available to characterize these clusters.

Some industry areas have already been contracted to reserves, but currently reliable and generic cost information is not available for future potential capacity increase. **Industrial power consumption is not acceptable as standard technology.**

All the other technologies with new entry potential were considered standard technology.

2.4 Reference technologies and their potential for additional capacity

Reference technologies are the technologies having potential in maintaining the electricity system balance (reference technologies) in Finland. Reference technologies and their potential for additional capacity are listed in the Table 13 – Table 17.

1. Nuclear power

In this survey the Olkiluoto 3 power plant currently being constructed is considered existing capacity and is therefore not included in the potential for additional capacity. According to the project schedule the Fennovoima nuclear plant Hanhikivi 1 is in operation within the considered timeframe. **Additional capacity potential for nuclear condensing power is therefore considered 1.200 MW.**

Table 13. Capacity addition potentials for condensing nuclear power.

Candidate Technology	Standard technology?	Potential new entry?	Reference technology?	Potential for additional capacity
				MW
POWER GENERATION				
Condensing power				
1. Nuclear power plants	Yes	Yes	Yes	1200

11. Gas engines

b. Biogas

Potential for additional capacity of biogas-fired engines is dependent on available biogas. In this survey only current biogas production is examined (no new digestion capacity). Currently biogas is mostly utilized both in CHP production (gas engines) and as transport fuel. Only transport fuel is considered because the other portion is already utilized in CHP production. Transport fuel use is 79 GWh/year ([3]) which equals to about 10,5 MW total thermal capacity (with 7.000 h full load hours) of which **about 3 MW could be converted to electrical capacity** (electric efficiency 30 %).

13. Biomass-fired power plants

The potential for additional capacity for biomass-fired power plants is evaluated based on the idea of replacing the current peat and biomass-fired heat only boiler (HOB) capacity with CHP capacity. Of the currently operating HOB capacity only 40+ GWh producing boilers (consuming DH networks) are considered viable for CHP production. In 2019 in total 4.180 GWh of heat only production took place. **About 310 MW of HOB replacing biomass-fired CHP capacity** (4.000 h full load hours, 0,3 power-to-heat ratio) could be constructed based on this figure.

14. Waste-to-Energy plants

Evaluation of the full waste-to-energy plant capacity is based on the waste (municipal solid waste and other waste types) available in Finland. In Finland landfilling organic waste was banned in 2016 [4] after which most of combustible waste is utilized in CHP production. Some combustible waste is also exported. In 2019 Finland exported 95.000 tons of mixed municipal waste, domestic waste, treated wood waste, and refuse derived fuel. This amount of waste equals to about 11 MW of power production (10MJ/kg heating value, 7.000 h full load hours, 0,3 power-to-heat ratio). This means that additional capacity potential for waste-to-energy plants is very small in Finland. After finishing the waste-to-energy plant capacity being built currently, presumably even smaller potential for new capacity is left. In addition to this waste combustion is against the official

recycling targets in EU. **Therefore, the potential for additional capacity of waste-to-energy plants in this survey is considered 0 MW.**

18. Capacity raise with auxiliary cooling and/or heat storages

CHP plant's power output can be raised with a heat sink like auxiliary cooling to lakes/air or loading heat storage when district heat consumption is low. However, this is usually the situation only during the period between spring and autumn when the available power capacity is not in full use and there is enough capacity to recover from a major disturbance in electric network (see Finnish electricity duration curve in Figure 1).

Therefore, the potential for additional capacity of auxiliary cooling and/or heat storages is considered 0 MW in this survey.

Table 14. Capacity addition potentials for gas engines, biomass-fired power plants, waste-to-energy plants, and auxiliary cooling and/or heat storages.

Candidate Technology	Standard technology?	Potential new entry?	Reference technology?	Potential for additional capacity
				MW
POWER GENERATION				
Combined Heat and Power (CHP)				
11. Gas engines				
b. Biogas	Yes	Yes	Yes	3
13. Biomass-fired power plants	Yes	Yes	Yes	314
14. Waste-to-Energy plants	Yes	Yes	Yes	0
18. Capacity raise with auxiliary cooling and/or heat storages	Yes	Yes	Yes	0

19. Photovoltaics (PV)

a. Residential rooftop PV

Total potential for residential rooftop PV systems in Finland is 12.000 MW. In the end of the year 2018 the total grid-connected PV capacity (rooftop + other) in Finland was about 120 MW which means that potential for additional residential rooftop PV capacity is still about 12.000 MW. Maximum peak power of the whole residential rooftop potential would be approximately 7.000 MW. [5] **The potential for additional capacity for residential rooftop PV in Finland is considered 7.000 MW in this survey.**

b. Commercial PV

The total rooftop PV potential for public, industrial, and other buildings in Finland is about 20.000 MW. It is assumed that most of this potential allows installation of commercial scale PV systems. Maximum peak power of the whole commercial scale rooftop potential would be approximately 12.000 MW. [5] The given figures don't include ground mounted solar PV potential which could increase the total potential significantly. **The potential for additional capacity for commercial scale rooftop PV in Finland is considered 12.000 MW in this survey.**

20. Wind power

a. Onshore wind

There are several ways to determine potential for additional capacity for wind power. Theoretical wind power production potential on land in Finland is as big as 198 TWh (capacity factor 25 % or more, 3 MW turbines with 90 m rotor diameter), [6] meaning about 92 GW of wind power capacity. This is however only theoretical potential. In studied 100 % renewable energy scenarios for 2050 onshore wind power capacity is between 30 and 36,5 GW in Finland. [7] In real life by February 2020, onshore wind power projects worth of 18.500 MW had been published in Finland. [8] **Based on these figures the potential for additional capacity for onshore wind power in Finland is considered 18.500 MW within the considered timeframe in this survey.**

b. Offshore wind

Theoretical offshore wind power production potential in Finland is 466 TWh (capacity factor 25 % or more, 3 MW turbines with 90 m rotor diameter), [6] which means about 216 GW of offshore wind power capacity. In studied 100 % renewable energy scenarios for 2050 onshore wind power capacity is between 5.000 and 6.000 MW in Finland. [7] By February 2020 worth of 2.700 MW onshore wind power development projects had been published in Finland. [8] **Based on these figures the potential for additional capacity for offshore wind power in Finland is considered 2.700 MW within the considered timeframe in this survey.**

Table 15. Capacity addition potentials for photovoltaics and wind power.

Candidate Technology	Standard technology?	Potential new entry?	Reference technology?	Potential for additional capacity
				MW
POWER GENERATION				
Power Only				
20. Photovoltaics (PV)				
a. Residential rooftop PV	Yes	Yes	Yes	7000
b. Commercial PV	Yes	Yes	Yes	12000
21. Wind power				
a. Onshore wind	Yes	Yes	Yes	18500
b. Offshore wind	Yes	Yes	Yes	2700

23. Battery storages

a. Buildings-grid connected storages

Buildings integrated battery systems, especially systems with photovoltaic production, are assumed to increase in near future as the capacity prices of Li-ion battery packs are decreasing and markets are developing. Residential and commercial battery sizes vary from a few kW to MW installations. Also, large building-grid integrated batteries has already been installed in Finland: 2MW/2,1MWh (Shopping Mall Sello) and for industrial building 2,6MW/2,6MWh (Lidl Logistic Center). New industrial building-grid connected 20MW battery is planned. [9] [10] [11] **Based on these figures, the increase in 10-year time horizon is assumed to be continue similar and in this survey 1.000 MW new battery power capacity considered. Capacity of battery storages has no theoretical limit.**

b. Utility-grid connected storages

Utility-grid battery installations has been recently made or planned in Finland for over 50 MW and nearly 40 MWh, to support wind power production [12]. First ever high-power electricity battery unit in Nordic region is built in Ylikälä Finland, capacity 30MW/30MWh. **Due to increase in wind power and solar power capacity, increase in 10-year time horizon is assumed to be continue similar and new battery power capacity of 1.000 MW. Capacity of battery storages has no theoretical limit.**

Table 16. Capacity addition potentials for battery storages.

Candidate Technology	Standard technology?	Potential new entry?	Reference technology?	Potential for additional capacity
POWER STORAGES				
23. Battery storages				
a. Buildings-grid connected storages	Yes	Yes	Yes	1000
b. Utility-grid connected storages	Yes	Yes	Yes	1000

24. Demand Side Management

a. DSM1: Households

Over 95 % of electricity consumers have AMR-meter (Automatic Meter Reading), enabling already many years residential sector to attend implicit Demand Response, through smart meter and dynamic tariffs. New total potential of houses and small consumers demand side response has been estimated in several surveys. Potential is to be significant, especially in electrically heated buildings. Load control potential based on the enquiry to Finnish DSOs is over 1.000 MW for ToU (Time of Use) and direct control 800 MW. Potential is much larger, if all heating, electric car heaters and residential saunas are included. [13] **According to this, considered potential is 1.000 MW in this survey.**

b. DSM2: Real estates and Service Sector

Part of electricity consumers have controllable power load for faster/real time explicit Demand Response. HVAC (Heating, Ventilation, Air and Cooling) systems, Refrigeration and freezer warehouses can shave peak load with smart controls. Demand response has already been partly harnessed with smart control of BACS (Building Automation Control System) or HEMS (Home Energy Management System). Estimated new control potential is 500 – 1.000 MW, not including electrical vehicle potential [13] [14]. Smaller loads can be clustered with aggregator services for example to VPP (Virtual Power Plant), which are already active in Finnish demand response markets. **According to this, considered potential is 1.000 MW in this survey.**

Table 17. Capacity addition potential for demand side management in real estates.

Candidate Technology	Standard technology?	Potential new entry?	Reference technology?	Potential for additional capacity
DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)				
DSM 1: Households				
24. Electric heating and other loads	Yes	Yes	Yes	1000
DSM 2: Real estates and Service Sector				
25. HVAC, lighting and other loads	Yes	Yes	Yes	1000

3. CALCULATION OF CONE

The cost of new entry (CONE) is calculated based on the methods presented by ACER for all reference technologies.

3.1 CONE_{fixed}

EAC (fixed annuity equivalent to capital (CC) and annual fixed costs (AFC)) value needed for CONE_{fixed} is calculated with the following equation:

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

Where:

- i represents each year over the construction period and economic lifetime;
- X is the construction period (in years);
- Y is the economic lifetime (in years);
- $CC(i)$ is the best estimate of the capital costs incurring each year of the construction period (in local currency per MW);
- $AFC(i)$ is the best estimate of the annual fixed costs incurring each year during the economic lifetime (in local currency per MW); and
- $WACC$ is the best estimate of WACC. WACC is the cost of capital applicable to a private investor investing in a reference technology. WACC should be technology specific (to account for risks, hedging opportunities, private investor's profile etc.)

The actual CONE_{fixed} value (cost of new entry) is calculated by dividing EAC with the de-rating factor.

$$CONE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

Where:

- EAC_{RT} represents the EAC of a given reference technology (in local currency per MW); and
- $K_{d,RT}$ is the de-rating capacity factor of the reference technology. De-rating capacity factor reflects the expected contribution of a reference technology to resource adequacy [15]

3.2 CONE_{var}

The CONE_{var} cost elements considered are:

- fuel costs estimated based on the efficiency of the generation reference technology and the expected price of fuel during the applied timeframe;
- CO₂ emission costs estimated based on the expected emission factor of the generation reference technology and the expected price of CO₂ allowances during the applied timeframe;
- Other variable OPEX costs consisting of the expected cost of consumable materials (ammonia, limestone, water, etc.), by-products handling (ash, slug, etc.), etc., as well as variable operating

and maintenance cost estimated based on the number of expected operating hours and/or start-stop cycles of the generation or charge-discharge cycles of storage resource;

d) minimum activation prices for DSR resources;

e) taxes and levies which relate to variable production. [15]

3.3 Values Used in Calculation

Values for capital cost, annual fixed cost, economic lifetime, WACC, and de-rating factor used in CONE calculation are shown in table 18. Values are based on the literature sources shown on 'Source' columns.

Table 18. Values for capital cost, annual fixed cost, variable operating cost, economic lifetime, WACC, and de-rating factor used in CONE calculation.

Candidate Technology	Capital cost	Source	Annual fixed cost	Source	Variable operating cost	Source	Economic Lifetime	Source	Construction Time	Source	WACC	Source	De-rating factor	Source
	[kC/MW]		[kC/MW]		[C/MWh]		[y]		[y]		%		%	
POWER GENERATION														
Condensing power														
1. Nuclear power plants	3700	3606 [16], 3332-4832 [17]	42	41,6 [16]	7	5,2 [16], 6-25 [17]	40	40 [16]	6	6 [16]	10	10 [17]	81,22	81,22 [18]
POWER GENERATION														
Combined Heat and Power (CHP)														
11. Gas engines														
b. Biogas	1500	1500 [19]	57	56,5 [19]	120	VOM 15,5 [19] + 104 (traffic fuel cost) [39]	30		2	2 [19]	7		94,98	94,98 [18]
13. Biomass-fired power plants	3700	1562-5508 [17], 2170-3910 [20], 3550 [21]	74 (2 % of capex)	4-6 % of capex [20], 114 [21], 1-6 % of capex [22]	25	VOM 2-4 [23], 4-62 [17], 4 [21] + 22 fuel [23]	25	20 y [17], 25 y [16]	4		7	7 [17]	93,6	93,6 [24], 90 [18]
Power Only														
19. Photovoltaics (PV)														
a. Residential rooftop PV	1300	1200-1400 [25], 1400 [26]	30	2,5 % of capex [25], 9 [26]	0	0 [25]	25	25 [25]	1		3,8	3,8 [25]	1,5	1,17-1,76 [27]
b. Commercial PV	1000	600-1000 [25], 1000 [26] 1080 [16]	12	2,5 % of capex [25], 9 [26], 12 [16]	0	0 [25], 3 C/MW [16]	25	25 [25]	2		4,1	4,1 [25]	1,5	1,17-1,76 [27]
20. Wind power														
a. Onshore wind	1500	1500-2000 [25], 1360 [16], 1600 [26]	30	30 [25], 13 [16], 30 [26]	5	5, [25], 5 [16]	25	25 [25]	1		4,6	4,6 [25]	8,5	8,5 [27]
b. Offshore wind	4700	3100-4700 [25], 3800 [21], 3000 [16], 3600 [26]	100	100 [25], 100 [21], 60-110 [26]	5	5 [25]	25	25 [25]	2		6,9	6,9 [25]	13	13 [27]
POWER STORAGEES														
22. Battery storages														
a. Residential battery storages	900	800-1400 [28] , [30], [32]	2,64	40 % of O&M fixed 6,6 [28]	0,3	0,3 [28]	15	10-15 [28]	1		7	7-10, [29], [33]	20,43	20,43-57,94 [18]
b. Large-scale battery storages	1200	800-1400 [28] , [30], [32]	6,6	6,6 O&M [28]	0,3	0,3 [28]	15	10-15 [28]	2		7	7-10, [29], [33]	20,43	20,43-57,94 [18]
DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)														
DSR 1: Households														
24. Electric heating and other loa	70	Estimated from sources: 66-166 [13], [35] , [36]	8	7-10 [13]	9,3		15	[13]	1	[13]	10	7 [34]	86,14	86,14 [33]
DSR 2: Real estates and Service Sector														
25. HVAC, lighting and other load	38	Estimated from sources: 10 - 40 [13] , [35]	8	7-10 [13]	9,3		15	[13]	1	[13]	10	7 [34]	84,14	86,14 [33]

3.4 Results

Calculated $CONE_{fixed}$, and $CONE_{var}$ values and potentials for additional capacity in table 19.

Table 19 $CONE_{fixed}$, and $CONE_{var}$ values and potentials for additional capacity.

Reference Technology	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$	Potential for additional capacity
	[k€/MW]	[€/MWh]	MW

POWER GENERATION

Condensing power

1. Nuclear power plants	537	7	1200
-------------------------	-----	---	------

Reference Technology	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$	Potential for additional capacity
	[k€/MW]	[€/MWh]	MW

POWER GENERATION

Combined Heat and Power (CHP)

11. Gas engines			
b. Biogas	214	120	3
13. Biomass-fired power plants	456	25	314

Reference Technology	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$	Potential for additional capacity
	[k€/MW]	[€/MWh]	MW

POWER GENERATION

Power Only

20. Photovoltaics (PV)			
a. Residential rooftop PV	7431	0	7000
b. Commercial PV	5128	0	12000
21. Wind power			
a. Onshore wind	1583	5	18500
b. Offshore wind	3430	5	2700

Reference Technology	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$	Potential for additional capacity
	[k€/MW]	[€/MWh]	MW

POWER STORAGEES

23. Battery storages			
a. Buildings-grid connected storages	570	0,3	1000
b. Utility-grid connected storages	694	0,3	1000

Reference Technology	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$	Potential for additional capacity
	[k€/MW]	[€/MWh]	MW

DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)

DSM 1: Households

24. Electric heating and other loads	20	9,3	1000
--------------------------------------	----	-----	------

DSM 2: Real estates and Service Sector

25. HVAC, lighting and other loads	22	9,3	1000
------------------------------------	----	-----	------

3.5 Additional Technologies

Turbines and engines running on natural gas were not considered reference technologies because of lacking capacity development in Finland lately, currently or in near future. Still gas turbines (OCGT) and gas engines are seen as potential solutions in supporting electrical resource adequacy in the future. This is why $CONE_{fixed}$ and $CONE_{variable}$ values are calculated in this survey also for these technologies. Values used in $CONE$ calculation are presented in table 20 and $CONE_{fixed}$ and $CONE_{variable}$ values in table 21.

Table 20 Values for capital cost, annual fixed cost, economic lifetime, WACC, and de-rating factor used in $CONE$ calculation.

Additional Technology	Capital cost	Source	Annual fixed cost	Source	Variable operating cost	Source	Economic Lifetime	Source	Construction Time	Source	WACC	Source	De-rating factor	Source
	[k€/MW]		[k€/MW]		[€/MWh]		[y]		[y]		%		%	
POWER GENERATION														
Power Only														
Gas turbine (OCGT), 200 MW	470	470 [19]	15,4	15,4 [19]	86	VOM 6,3 [19] + 68 fuel + 12 CO2	25	[19]	2	[19]	7		94,98	[18]
Gas engine, 80 MW	860	860 [19]	32,3	32,3 [19]	67	VOM 4,1 [19] + 51 fuel + 12 CO2	25		2	[19]	7		94,98	[18]

Table 21. $CONE_{fixed}$ and $CONE_{var}$ values and factor used in their calculation for large gas turbines (OCGT) and engines.

Reference Technology	$CONE_{fixed}$	$CONE_{var}$
	[k€/MW]	[€/MWh]

POWER GENERATION

Power Only

Gas turbine (OCGT), 200 MW	60	86
Gas engine, 80 MW	114	67

4. CORP

4.1 CORP_{fixed}

CORP_{fixed} (cost of renewal or prolongation) means “the total annual net revenue per unit of de-rated capacity (net of variable costs) that an existing capacity resource, which is renewed or whose lifetime is prolonged, would need to receive over its remaining economic lifetime in order to recover the incurred capital costs related to the renewal or prolongation and annual fixed costs”. [15]

4.2 CORP_{var}

The variable cost of renewal or prolongation represents the variable costs of the power production capacity after the renewal or prolongation (construction/reparation work etc.). The considered CORP_{var} cost elements are the same as the ones used in CONE_{var} calculation:

- a) fuel costs estimated based on the efficiency of the generation reference technology and the expected price of fuel during the applied timeframe;
- b) CO₂ emission costs estimated based on the expected emission factor of the generation reference technology and the expected price of CO₂ allowances during the applied timeframe;
- c) Other variable OPEX costs consisting of the expected cost of consumable materials (ammonia, limestone, water, etc.), by-products handling (ash, slug, etc.), etc., as well as variable operating and maintenance cost estimated based on the number of expected operating hours and/or start-stop cycles of the generation or charge-discharge cycles of storage resource;
- d) minimum activation prices for DSR resources;
- e) taxes and levies which relate to variable production. [15]

4.3 Decommissioned Power Plant Capacity

Decommissioned (precise state unknown, demolition might have started) power production capacity (2020-10-26) [37] in Finland is listed by Energy authority. The total decommissioned electricity production capacity is currently 1 482 MW which consists of 19 different power and CHP production facilities. 603 MW of the capacity uses medium heavy and heavy distillates, 600 MW of coal and 274 MW peat, and 71 MW wood-based fuels as main fuel. Most of the capacity is commissioned in 1970's.

Based on the following aspects it is considered that the decommissioned power plant capacity is not suitable to support electrical resource adequacy in the future and is therefore disregarded in the calculation of cost of renewal and prolongation.

- Fuel selection of the decommissioned capacity and prospects of fossil fuels (coal ban, uncertain future of peat),
- age of the decommissioned capacity,
- separate (auctioned) reserve capacity in Finland,
- owner's decision to decommission the facility, and
- uncertain state of decommissioning process.

For these reasons costs of renewal and prolongation were not calculated in this survey.

5. CONCLUTIONS

In this survey nuclear power, biogas-fired engines, biomass-fired power plants, photovoltaics, onshore and offshore wind power, battery storages, and different demand side management applications were selected as reference technologies. All these technologies were found having new entry potential and were considered standard technology. Capacity addition potentials varied a lot ranging from a couple megawatts to almost 20 gigawatts within the next five to ten years. Capacity of battery storages is currently limited by the investment cost but in case their prices fall in the future the additional capacity potential is basically unlimited.

Some uncertainties for DSM still occur to as a standard technology. Calculations show that demand response capital cost has a relation to clustered unit/load size (kW to MW) and variation for operating costs, depending on the characteristics of current markets and operation services. These have effect to low $CONE_{fixed}$ estimation. The adequacy for main demand response capacity has strong correlation to heat production needs in Finland, capacity is major during wintertime.

Calculations show that despite having relatively low capital cost and very low operating costs technologies like photovoltaics and wind power end up having high $CONE_{fixed}$ values. This is the case mainly because of their low de-rating values, especially for photovoltaics.

6. BIBLIOGRAPHY

- [1] Energy Authority, "Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta vuosina 2017–2018 sekä tehotaseennuste talvikaudelle 2018–2019," 2018. [Online]. Available: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12722768/Raportti-s%C3%A4hk%C3%B6n-toimitusvarmuus-2018.pdf/74c52466-b53b-6927-202b-9362ff30c660/Raportti-s%C3%A4hk%C3%B6n-toimitusvarmuus-2018.pdf.pdf>.
- [2] Finnish Government, "The act banning the use of coal for energy generation in 2029 to enter into force in early April," [Online]. Available: <https://valtioneuvosto.fi/-/1410877/kivihillen-energiakayton-vuonna-2029-kieltava-laki-voimaan-huhtikuun-alussa>.
- [3] Statistics Finland, "Statistics Finland's PxWeb databases," 2021. [Online]. Available: http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_ehk/statfin_ehk_pxt_12sz.px/table/tableViewLayout1/.
- [4] Finlex, "Valtioneuvoston asetus kaatopaikoista, 331/2013," [Online]. Available: <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130331#Pidp1821984>.
- [5] J. Lassila, V. Tikka, J. Haapaniemi, M. Child, C. Breyer & J. Partanen, "Natiowide Photovoltaic Hosting Capacity in the Finnish Electricity Distribution system," 2016.
- [6] E. Rinne, J. Kiviluoma & H. Holttinen, "Arvioita Suomen tuulivoimapotentialiksi," Tuulienergia, 2013.
- [7] M. Child & C. Breyer, "Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016.
- [8] Finnish Wind Power Association, "Projects under planning," 2020. [Online]. Available: <https://tuulivoimayhdistys.fi/en/wind-power-in-finland/projects-under-planning>.
- [9] Merus Power, "Merus Power to deliver an energy storage system to Lidl," Merus Power, 11 10 2018. [Online]. Available: <https://www.meruspower.fi/news/merus-power-deliver-energy-storage-system-lidl/>.
- [10] Siemens, "Sello – A shopping Center as A Virtual Power Plant," 1 1 2019. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:1db66b7c-4d70-4f71-90a8-cdf34ecc58ee/11-schnur-sello-final.pdf>.
- [11] Siemens, "Siemens expands virtual power plants to industry with new Sinebrychoff contract," Siemens, 5 11 2020. [Online]. Available: <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-expands-virtual-power-plants-industry-new-sinebrychoff-contract>.
- [12] Energy Storage News, "Neoen building 30MW BESS to support Finland's wind energy growth," Energy Storage News, 7 2020. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/news/neoen-building-30mw-bess-to-support-finlands-wind-energy-growth>.
- [13] P. Järventausta, S. Repo, P. Trygg & A. Rautiainen, "Kysynnän jousto - Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli): Loppuraportti," Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan laitos, Tampere, 2015.
- [14] Federation of Finnish Industries and Energy Industries, "Estimate of electricity demand in Finland in 2030," Federation of Finnish Industries and Energy Industries, Helsinki, 2009.
- [15] ACER, "Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard," 2020.
- [16] E. Vakkilainen & A. Kivistö, "Sähkön tuotantokustannusvertailu," 2017.
- [17] Ecofys, "Subsidies and costs of EU energy - Annex 4-5," 2014. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/DESNL14583%20Final%20report%20annexes%204%205%20v3.pdf>.

- [18] nationalgridESO, "Capacity Market Auction Guidelines," 2020. [Online]. Available: https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Auction%20Guidelines%202020_T-1_T-3_T-4.pdf.
- [19] Fichtner, "Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM)," 2020.
- [20] "Sustainable Energy Handbook," 2016.
- [21] U.S. Energy Information Administration, "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2020," 2020. [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf.
- [22] Irena, "Biomass for Power Generation," 2012. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf.
- [23] Statistics Finland, "Only price of forest chippings rose among fuels in the second quarter," [Online]. Available: https://www.stat.fi/til/ehi/2020/02/ehi_2020_02_2020-09-10_tie_001_en.html.
- [24] Elia, "CRM Design Note: Derating factors," 2019. [Online]. Available: [file:///C:/Users/JKORR/Downloads/CRM%20Design%20Note%20-%20Derating%20Factors%20\(8\).pdf](file:///C:/Users/JKORR/Downloads/CRM%20Design%20Note%20-%20Derating%20Factors%20(8).pdf).
- [25] Fraunhofer, "Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies," 2018. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf.
- [26] Irena, "Renewable Power Generation Costs in 2019," 2020. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf.
- [27] nationalgridESO, "De-rating Factor Methodology for Renewables Participation in the Capacity Market," 2019. [Online]. Available: <https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf>.
- [28] U.S. Department of Energy (DOE), Pacific Northwest National Laboratory, "Energy Storage Technology and Cost Characterization Report," Pacific Northwest National Laboratory, Chicago, 2019.
- [29] E. Vartiainen & C. Bayer, "Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity," IRENA, 2019.
- [30] IRENA, "Electricity Storage And Renewables, Costs and Markets to 2030," 10, Abu Dhabi, 2017.
- [31] Söder, L. Söder, P. D. Lund & H. Koduvere, "A review of demand side flexibility potential in Northern Europe," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018.
- [32] Energy Storage News, "Battery pack prices reported below US\$100/kWh for first time," Energy Storage News, 21 12 2020. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/news/battery-pack-prices-reported-below-us100kwh-for-first-time>.
- [33] B. Zakeri & S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018.
- [34] R. Hledik & A. Faraqui, "Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies, and Applications," The Brattle Group, 2015.
- [35] Caruna Oy, Elenia Oy, Helen Sähköverkko Oy & Rauman Energia Oy, Energiategollisuus Ry, "Asennettujen etäluettavien mittareiden hyödyntäminen kysyntäjoustossa," Työ ja elinkeinoministeriö (Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland), 2017.
- [36] Pöyry Management Consulting Oy, "ÄLYVERKKOTYÖRYHMÄ - Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden," Pöyry Management Consulting Oy, 2017.

- [37] Energy Authority, "Power plant register," 2020.
- [38] PV Magazine, "Finnish brewery to deploy 20 MW battery and virtual power plant," PV Magazine, 5 11 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/11/05/finnish-brewery-to-deploy-20-mw-battery-and-virtual-power-plant/>.
- [39] Gasum, "Maakaasun ja biokaasun hinta asemilla," 2020. [Online]. Available: <https://www.gasum.com/yksityisille/tankkaa-kaasua/tankkaushinnat/>.