LAPIN LIITTO

ENONTEKIÖN
KUNTA

TUULIVOIMALAITOKSEN JA SIIHEN LIITETYN ENERGIAVARASTON LIIKETOIMINTAMALLI

RAMBOLL

10.12.2014

TUULIVOIMALAITOKSEN JA SIIHEN LIITETYN ENERGIAVARASTON LIIKETOIMINTAMALLI

Päivämäärä	10.12.2014
Laatija	Ramboll Finland Oy
Viite	Enontekiön kunnan tilaus 18.9.2014

Ramboll Finland Oy
Säterinkatu 6 PL25
02601 Espoo

Kotipaikka Espoo
Y-tunnus 0101197-5 ALV rek.
FI01011975
www.ramboll.fi

SISÄLTÖ

1.	Kohdetiedot ja työn tavoite	1
1.1	Tausta	1
1.2	Kohdetiedot	1
1.3	Työn tavoitteet	2
1.4	Työn toteuttaminen	2
2.	Haastattelut ja lähdemateriaalit	3
3.	Tarkastelu sähkömarkkinoista, sähkön käytöstä ja häiriöherkkyydestä	4
3.1	Sähkömarkkinat	4
3.2	Sähkön tuotannon ja kulutuksen rakenteet ja muutokset	6
3.3	Tuotannon ja kulutuksen epäsuhtatilanteet sekä volyymin että hinnan/kustannusten osalta	8
3.4	Sähkön käyttö ja häiriöherkkyys	10
3.5	Sähkön käyttö Enontekiöllä	11
4.	Vastaavanlaiset laitokset ja hankkeet (verrokit)	13
4.1	Yleistä	13
4.2	Vastaavat laitokset	14
4.2.1	Jumisko	14
4.2.2	Pyhäsalmen pumppuvoimalaitos	14
4.2.3	El Hierro, Espanja	15
4.2.4	Juktan	17
4.2.5	Vaarunvuori	17
4.3	Vertailu vastaaviin laitoksiin, yhteenveto	18
4.4	Kansainvälisiä verrokkihankkeita yleisesti	19
4.5	Laitetoimittajien referenssejä	20
4.5.1	Alstom-turbiinein toteutettuja PSHP-laitoksia	20
4.5.2	Voithin laitoksia	21
5.	Toimintamallivaihtoehdot ja niiden arviointi	22
5.1	Teknis-taloudellisen toimintamallin vaihtoehdot	22
5.1.1	Tuulisähkön tuotannon perusmalli (”standalone” tuulivoima)	22
5.1.2	Pumppuvoimala yhdistetyssä markkina- ja saarekemallissa	23
5.1.3	Allas tuulivoiman varastona	25
5.2	Kotimaisia toimintamalliverrokkeja	26
5.3	Juridiset toimintamallit	28
5.3.1	Osakeyhtiö	28
5.3.2	Liikelaitos	28
5.3.3	Osuuskunta	29
5.3.4	Yhteenveto juridisista hallintomalleista	30
5.4	Muuta toimintamallin valinnassa huomioitavaa	30
5.4.1	Sopimukselliset asiat	30
5.4.2	Maanomistus ja alueiden hallinta	30
5.4.3	Hankinta- ja kilpailulainsäädännön huomioon ottaminen	31
5.5	Enontekiön kunnan mahdolliset roolit	31
5.5.1	Malli 1: Kunta toteuttaa itse investoinnin	31
5.5.2	Malli 2: Kunta rahoittaa investoinnin kokonaan tai osin	32
5.5.3	Malli 3: Kunnan omistama yhtiö käyttää voimaloita leasing-sopimuksella	33
5.5.4	Malli 4: Enontekiön kunta osakkaana	34
5.6	Todennäköisimmät liiketoimintamallit ja niiden arviointi	35

6.	Rahoitusvaihtoehdot ja saatavilla olevat tuet	36
6.1	Työ- ja elinkeinoministeriön energiatuki ja tuotantotuet	36
6.2	EU:n ryhmäpoikkeusasetukseen perustuva uusiutuvan energian tuki	36
6.3	Rahoitus EU:n rakennerahastoista	37
6.4	Rahoitus Tekesin Green Growth – ohjelmasta	38
6.5	Sitran tarjoamat rahoitusvaihtoehdot	38
6.6	EU:n innovaatiorahasto	39
6.7	Ympäristöpooli	39
6.8	Yksityiset säätiöt ja rahastot	40
6.9	Huoltovarmuuskeskus	40
7.	Taloudelliset tarkastelut, kannattavuus	41
7.1	Lähtötiedot	41
7.2	Tuotto - tuulivoima	42
7.3	Tuotto – pumppuvoima	44
7.4	Tukien ja muun julkisen rahoituksen vaikutus	47
8.	Johtopäätökset ja jatkotoimenpidesuositukset	48
8.1	Selvityksen johtopäätökset tiivistettynä	48
8.2	Jatkotoimenpidesuosituksia	49

Liitteet:

Liite 1. Elspot-markkinahinnat vuonna 2013
Liite 2. Pumppuvoimalan tuottoesimerkki

SELVITYS: TUULIVOIMALAITOKSEN JA SIIHEN LIITETYN ENERGIAVARASTON LIIKETOIMINTAMALLI

1. KOHDETIEDOT JA TYÖN TAVOITE

1.1 Tausta

Selvityksen taustalla on Rambollin Enontekiön kunnalle laatima 5.6.2014 (tarkistettu 10.1.2014) päivätty pumppuvoimalan hankesuunnitelma. Hankesuunnitelmaa ennen oli laadittu esiselvitys, joka käsitti kaksi osaa:

- oikeudelliset lähtökohdat
- tekniset lähtökohdat

Teknisessä esiselvityksessä tutkittiin kahta suurimpiin järvialtaisiin liittyvää paikkaa: Ounasjärveä ja Kilpisjärveä. Teknisen vertailun tuloksena päätettiin jatkaa suunnittelua Kilpisjärven vaihtoehdosta.

Kaikki Enontekiön kunnan alueen vesistöt on suojeltu vesivoiman rakentamiselta: Ounasjoen vesistöalue Ounasjoen erityissuojelulailla ja Muonionjoen – Könkämäenon vesistöalue Koskiensuojelulailla. Lisäksi Muonionjoen – Könkämäenon vesistö kuuluu Natura suojeluohjelmaan. Siksi oli tärkeää ensin tutkia oikeudellisia lähtökohtia ja mahdollisuuksia pumppuvoimalan rakentamiseen. Asiasta järjestettiin viranomaisten työneuvottelu 29.1.2014 Lapin ELYssä. Siihen osallistui ELYn lisäksi Ympäristöministeriön, Lapin liiton ja kunnan edustajat.

Neuvottelussa todettiin, että pumppuvoimala ei ole vesivoimalaitos vesilain tarkoittamassa merkityksessä. Se ei käytä hyväksi joessa olevaa vesivoimaa. Siten sen rakentaminen ei edellytä Koskiensuojelulain muuttamista. Hanke on kuitenkin vesitaloushanke. Sen suunnittelu ja lupien käsittely edellyttää, että vaikutukset Natura ohjelmalla suojeltuihin luontoarvoihin on arvioitu.

Pumppuvoimalan (PSHP – Pumped Storage Hydro Power) rakentaminen Enontekiön kunnan alueelle on kunnassa nähty tärkeäksi mm. sähkön häiriöttömän saannin turvaamiseksi, pitkistä sähkösiirtoyhteyksistä johtuvien hävikkien vähentämiseksi sekä omassa kunnassa tuulivoimalla tuotetun sähköenergian hyödyntämiseksi.

Pumppuvoimalahankkeen tavoitteiksi on hankesuunnitelmaan kirjattu:

- Enontekiön kunnan, erityisesti Kilpisjärven taajaman, sähköverkon toiminnan varmistus häiriötilanteissa
- Pitkien sähkön siirtoyhteyksien häviöiden pienentäminen
- Kunnan alueella olevan tuulivoimatuotannon käyttö
- Säätövoiman käyttö tuulisuuden vaihdellessa

1.2 Kohdetiedot

Selvityksen kohteena oleva hanke koostuu seuraavista osista:

- Pumppuvoimalaitos Ala-Kilpisjärvellä
- Yläallas Laassavaarassa
- Tuulivoimalaitos Lammasoaivissa tai muussa paikassa vireillä olevan Enontekiön kunnan strategisen tuulivoimayleiskaavan mukaisesti. Vaihtoehtoisina paikkoina tutkitaan seuraavia tuntureita: Dalvas, Leutsuvaara ja Lassavaara.
- Voimalaitoksia yhdistävät voimajohdot

1.3 Työn tavoitteet

Selvityksen tavoitteena on tehdä

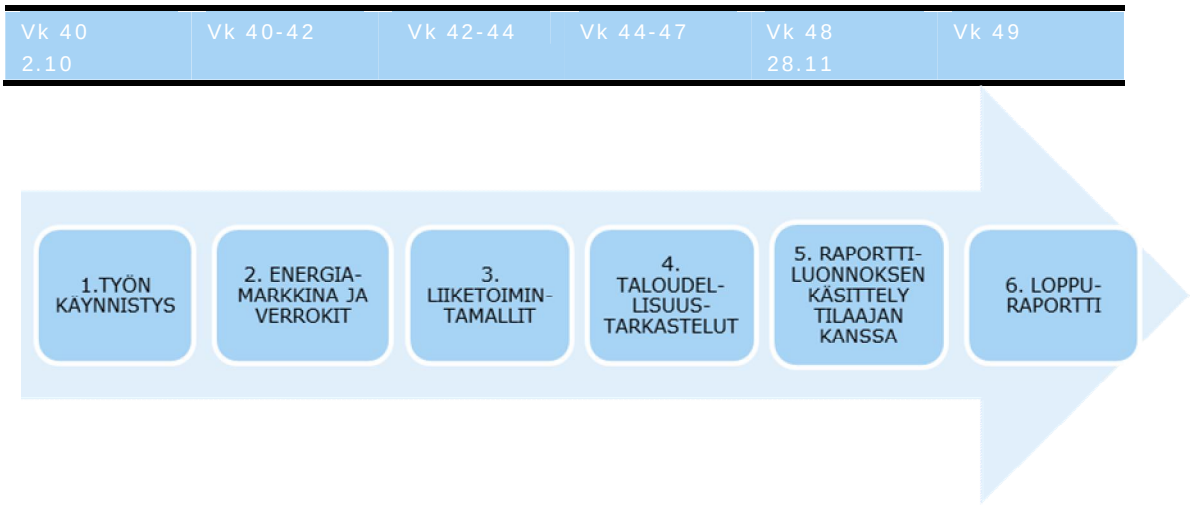
- Yhteenveto lähtötiedoista ja lähtökohdista, jotka vaikuttavat liiketoimintamallin suunnitteluun
- Kuvaus tuulivoimalaitoksen ja siihen liitetyn energiavaraston liiketoimintamallin eri vaihtoehdoista
- Vaihtoehtoisten liiketoimintamallien kuvaus ja arvio, huomioiden organisatoriset ja taloudelliset tekijät, saatavissa olevat hyödyt ja vaihtoehtoon liittyvät riskit
- Hankkeen rahoitukseen liittyvät alustavat tarkastelut – mitä julkisen rahoituksen vaihtoehtoja on ja mitä ehtoja niihin liittyy
- Hankekokonaisuuden alustava kannattavuusarvio ja siihen liittyvät keskeiset herkkyystarkastelut
- Taloudellisten vaikutusten yhteenveto keskeisten toimijoiden (Enontekiön kunta, Enontekiön Sähkö Oy) näkökulmasta

1.4 Työn toteuttaminen

Työn toteuttamiseen osallistuivat seuraavat Rambollin asiantuntijat

Asiantuntija	Tehtävä, erityisosaaminen tässä selvityksessä
DI, MBA Mirja Mutikainen	Projektipäällikkö Sähkömarkkina, verkkoyhtiöt ja myyjät Liiketoimintamallit, rahoitus
DI Veli-Pekka Alkula	Tuulivoima-asiantuntija Tuulivoiman kustannukset ja tuotot Taloudelliset tarkastelut
Ins. (AMK) Mika Väätäjä	Tuulivoimainsinööri Sähkömarkkina, verkkoyhtiöt ja myyjät Tuulivoiman kustannukset ja tuotot Taloudelliset tarkastelut
DI Osmo Niiranen	Vesivoiman tuottaminen
OTK Sanna Suvanto	Lainsäädäntö Yhtiömallit ja rahoitus
Rakennusarkkitehti Matti Kautto	Hankkeen ja sen edellytysten tuntemus Laatuvastaava

Työtä ohjasivat Enontekiön kunnanjohtaja Mikko Kärnä ja tekninen johtaja Kimmo Lämsä Seuraavassa kaaviossa on kuvattu työn toteutunut vaiheistus ja aikataulu pääpiirteittäin.



2. HAASTATTELUT JA LÄHDEMATERIAALIT

Työhön liittyen haastateltiin seuraavia henkilöitä puhelimella ja/tai sähköpostitse.

Nimi	Organisaatio
Nils Borstelmann	Enercon Oy
Timo Virikko	Energiapolar Oy
Mika Huttu	Enontekiön Sähkö
Sami Kuitunen	EPV Tuulivoima
Tuomas Timonen	Kemijoki Oy
Erkki Kunnari	Metsähallitus Laatumaa
Hannu Mannela	Polar Wind Technologies (lyhyt haastattelu, tarkempi tarvitaan hankkeen edetessä)
Pertti Pietinen	PVO Vesivoima
Jari Suominen	St1 / Tuuliwatti (lyhyt sähköpostihaastattelu)
Kaj Hellsten Yleiskekustelu	Fondia Oy (aiemmin Kemijoki Oy)
Pia Salokoski Lyhyt kysely rahoitusmahdollisuuksista	Tekes
Tiina Kähö Lyhyt kysely rahoitusmahdollisuuksista	Sitra
Kati Takala Lyhyt kysely rahoitusmahdollisuuksista	Energiateollisuus ry/Energiapooli

Asian esittelyssä haastateltaville käytettiin Hankesuunnitelmaa 10.10.2014. Pohjustus haastateltaville oli

- Hankesuunnitelma on pohjana työllemme
- Enontekiön kunta on selvittämässä millä toiminta- ja yhtiömallilla tuuli-pumppuvoimalayhdistelmä voisi toteutua
- Ramboll on tekemässä tätä selvitystä
- Myös Enontekiön kunta on mahdollinen osallistuja / osakas investointiin

Kysymykset haastateltaville

- Kiinnostus lähteä mukaan?
- Missä roolissa?
- Onko kiinnostusta hankkeen yhteydessä tehtävään tuote- tai toimintamallikehitykseen, johon on saatavissa julkista kehitysrahaa?
- Tavoitteet ja reunaehdot – mitä odottaa, mitä pitää olla, mitkä rajoittavat, …?
- Millainen toimintamalli(t) tulee mieleen?
- Muut havainnot ja kommentit hankkeeseen liittyen: hyödyt, riskit, haasteet

Kunkin kappaleen lopussa on luettelo siinä käytetyistä lähteistä.

3. TARKASTELU SÄHKÖMARKKINOISTA, SÄHKÖN KÄYTÖSTÄ JA HÄIRIÖHERKKYYDESTÄ

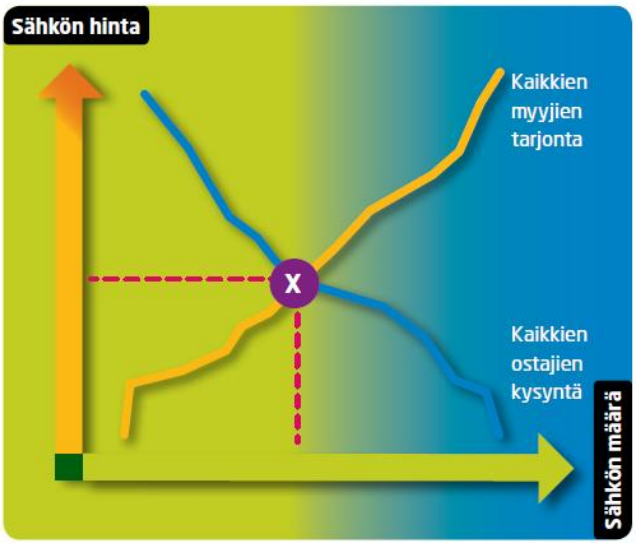
Tässä luvussa kuvataan työn vaatimalla tarkkuudella

- sähkömarkkinan toimintaa
- sähkön tuotannon ja kulutuksen rakenteita ja muutoksia esim. vuodenaikojen ja arki-/pyhäpäivien vaihteluineen
- tuotannon ja kulutuksen epäsuhtatilanteita sekä volyymin että hinnan/kustannusten osalta
- sähkökatkosten ja korvaustapausten (KAH-korvaukset) määrää ja syitä Enontekiössä sekä suunnitellun 45 kV linjan vaikutuksia tähän
- muita alueellisia ja paikallisia olosuhteita, esim. Enontekiön kunnan kiinteistöissään käyttämän sähkön määrää

3.1 Sähkömarkkinat

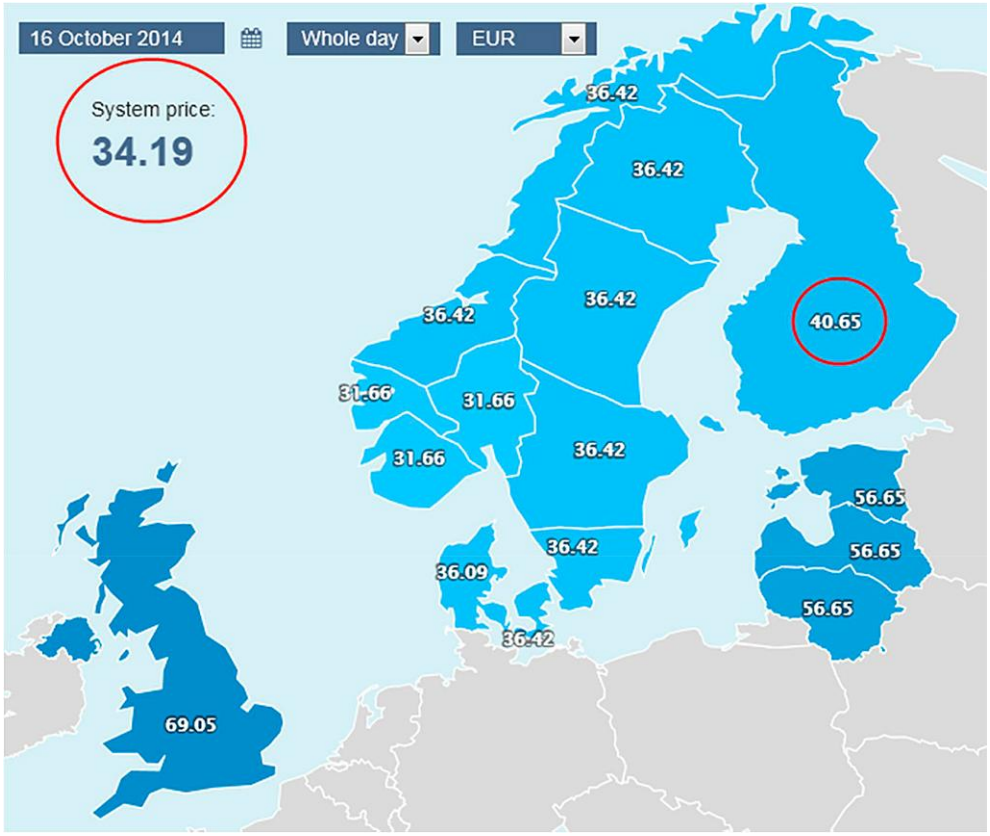
Sähkömarkkinat sisältävät sähkön toimituksen ja kulutuksen. Sähkön toimitukseen kuuluvat tuotanto, myynti, siirto ja jakelu. Siirto ja jakelu ovat valvottuja monopolitoimintoja. Siirto- ja jakelutoiminnan harjoittaminen vaatii viranomaisen myöntämän toimiluvan. Energiamarkkinavirasto valvoo siirto- ja jakeluhinnoittelun kohtuullisuutta. Tuotanto ja myynti ovat kilpailun alaisia toimintoja. Vapaiden sähkömarkkinoiden luomisen tavoitteena on kilpailun ja kysyntäpuolen osallistumisen lisääminen. Kilpailun katsotaan lisäävän tehokkuutta, alentavan kustannuksia ja parantavan laatua.

Sähkön hinta sähkömarkkinoilla määräytyy kysynnän ja tarjonnan perusteella. Kauppapaikkana sähkömarkkinoilla toimii sähköpörssi, jossa sähköä voi ostaa tai myydä markkinahintaan. Pohjoismainen sähköpörssi on Nord Pool Spot, jossa kaupankäynnin kohteena on noin 70 % Pohjoismaissa käytetystä sähköstä. Käytännössä sähkön ostajat kertovat millä hinnalla ja kuinka paljon he haluavat ostaa sähköä ja vastaavasti myyjät antavat oman tarjouksen sähkölle. Sähkön tukkuhinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteessä Kuva x.



Kuva 1. Sähkön markkinahinnan määräytyminen sähkömarkkinoilla (energia.fi)

Nord Poolin spot-markkinoilla keskeisimpänä kaupankäynnin kohteena on systeemihintainen sähkö. Systeemihinta on koko markkina-alueen hinta. Systeemihinnassa ei ole huomioitu mahdollisia siirtorajoituksia eri alueiden välillä. Siirtorajoituksista johtuen markkina-alue on jaettu pienempiin alueisiin. Kullekin alueelle muodostuu oma aluehinta. Koko Suomen alueella on oma sama aluehinta. Nord Pool Spotin aluejako on esitetty seuraavassa kuvassa.



Kuva 2. Nord Pool Spot -alueet (Nord Pool Spot)

Sähköpörssin Elspot-markkinoilla sähkön tukkuhinta muodostuu seuraavan vuorokauden jokaista tuntia varten erikseen. Sähkön tarve saattaa kuitenkin muuttua kun esimerkiksi kulutusodotukset tai tuuliennuste muuttuvat äkillisesti. Mikäli sähköntuottaja ei pysty toimittamaan luvattua sähköä tulee sähköntuottajan hankkia lisää sähköä myyntiään varten esimerkiksi Elbas-markkinoilta. Elbas-kauppaa käydään spot-hinnan muodostumisen jälkeen seuraavalle päivälle. Elbas-kaupassa pyritään kaupankäyntiin ajallisesti mahdollisimman lähellä sähkön fyysistä toimitusta. Kaupankäynti sulkeutuu tuntia ennen sähkön toimitustuntia. Elbas-markkinat on tarkoitettu ennen kaikkea poikkeustilanteiden hallintaan.

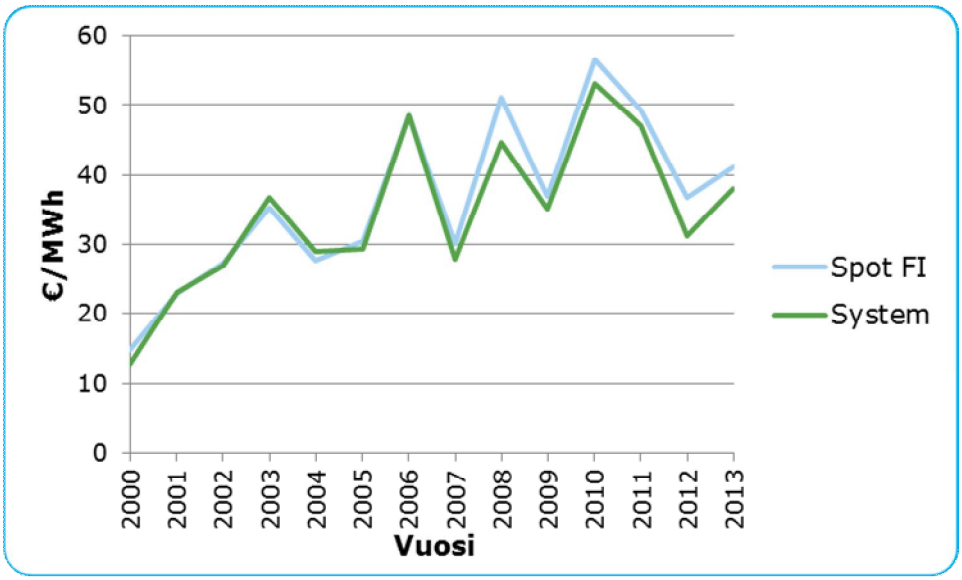
Hintariskiä voidaan suojata fyysisesti esimerkiksi tekemällä kiinteähintaisia toimitussopimuksia sekä finanssimarkkinoilla, joilla riskiltä voidaan suojautua erilaisten johdannaisinstrumenttien kuten termiinien avulla. Nord Poolin johdannaispörssissä käydään kauppaa sähköfutuureilla, -termiineillä ja –optioilla joita on olemassa eripituisille ajanjaksoille.

Sähköntuottajan tarjouksen hintatasoon vaikuttaa millä tuotantomuodolla tarjottu sähkö on tarkoitus tuottaa ja mitkä ovat voimalaitosten muuttuvien kustannusten suuruus. Mikäli sähkön kulutus kasvaa yli suunnitellun, lisäsähkön tuottamiseksi tarvitaan yleensä kalliimpia tuotantomenetelmiä, mikä puolestaan kasvattaa sähkön hintaa. Vastaavasti sähkön hinta laskee, kun kysyntä on vähäistä.

Tuotannon ja kulutuksen on oltava tasapainossa joka hetki. Sähkön varastoinnilla voidaan tasapainottaa sähköverkon tilaa. Sähköä tuotetaan varastoon, kun tuotanto on kulutusta suurempaa ja kun kulutus ylittää tuotannon voidaan varastoitu sähköenergia ottaa käyttöön. Käytännössä sähköä voidaan tuottaa varastoon, kun sähkön hinta on alhaalla ja ottaa varastoitu energia käyttöön kun sähkön hinta on korkea.

Markkinamalli määräytyy sähköverkkojen mukaan, jolloin sähköä voidaan siirtää halvemman tuotannon alueelta kalliimman tuotannon alueelle. Sähkön siirron rajoituksena alueelta toiselle on sähköverkon kapasiteetti. Jos sähköä pysytään tuottamaan paikallisesti, voidaan välttyä siirtoverkon asettamilta rajoituksilta ja sähkön siirrosta aiheutuvista kustannuksista ja häviöistä. Paikallisella tuotannolla voidaan varautua myös mahdollisilta siirtolinjan häiriöiltä ja katkoksilta.

Seuraavassa kuvaajassa on esitetty sähkön hinnan kehitys sähkömarkkinoilla vuosina 2000-2013. Viimeisinä vuosina sähkön hinnaksi on vakiintunut noin 40 €/MWh.



Kuva 3. sähkön hinnan kehitys vuosina 2000-2013 (Nord Pool Spot)

Pohjoismaissa sähkön hintaan vaikuttaa erityisesti lämpötila sekä vesivarantotilanne. Pääosa vesivarannoista sijaitsee Norjassa ja Ruotsissa. Suomen vesivarantotilanne ei vaikuta vesivoiman saatavuuteen merkittävästi. Näiden säätiloista riippuvien muuttujien lisäksi sähkön hintakehitykseen vaikuttaa yleinen taloudellinen tilanne ja tulevaisuuden näkymät.

Lähteet:

http://www.slideshare.net/fullscreen/energiateollisuus/shkmarkkinavisio-2030-esittelykalvotpitk-8303397/1

http://energia.fi/sites/default/files/sahkomarkkinoista_esite.pdf

https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/72668/S%C3%A4hk%C3%B6n%20hinta%20pohjoismaisilla%20s%C3%A4hk%C3%B6markkinoilla.pdf?sequence=1

http://www.nordpoolspot.com

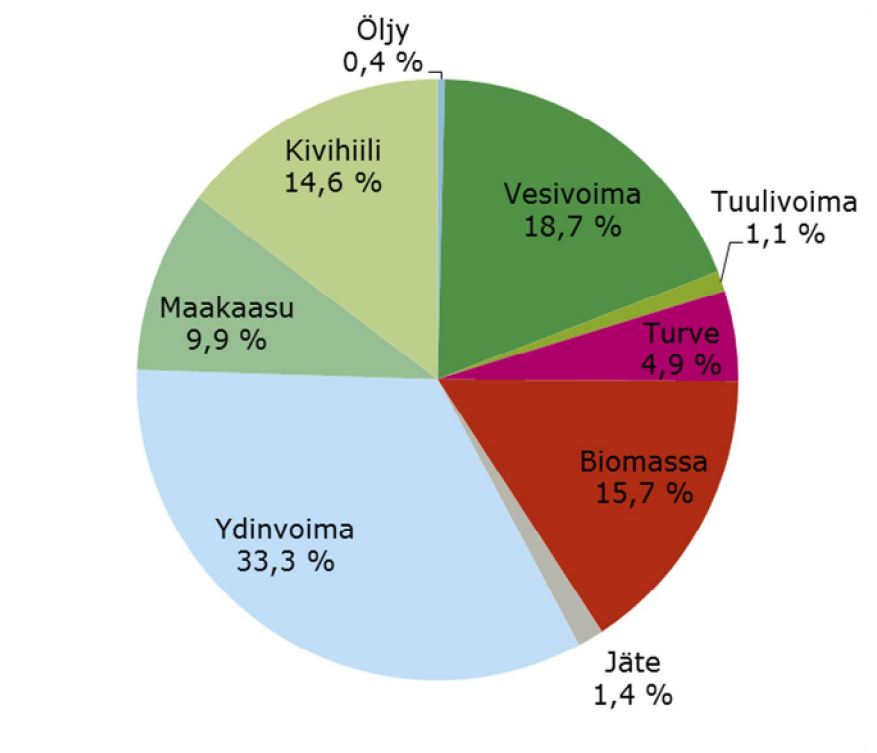
Laura Poikela, SÄHKÖN MYYJÄN TASEENVARMISTUSPALVELUN KEHITTÄMINEN, Diplomityö

Hannu Niemi, Sähkön ja maakaasun hintariskiltä suojautuminen M-real Oyj:ssä, Opinnäytetyö

3.2 Sähkön tuotannon ja kulutuksen rakenteet ja muutokset

Suomessa sähkönkulutus vuonna 2013 oli 84 TWh. Kotimaassa tuotetun sähkön osuus oli noin 80 % (68,3 TWh) ja tuontisähkön osuus 20 % (17,6 TWh). Suomesta vietiin sähköä ulkomaille 1,9 TWh.

Sähköä tuotetaan Suomessa monipuolisesti usealla eri energianlähteellä ja tuotantomuodolla. Tärkeimmät sähkön tuotannon energialähteet ovat ydinvoima, vesivoima, kivihiili, maakaasu, puupolttoaineet, turve sekä tuulivoima (kuva x). Näistä uusiutuvien energialähteiden osuus on 36 %.



Kuva 4. Sähkön tuotanto energialähteittäin vuonna 2013 (Energiavirasto)

Vesivoimalla tuotetaan merkittävin osuus Suomen uusiutuvasta energiasta. Yli puolet Suomen voimalaitoksista on vesivoimalaitoksia. Vesivoiman osuus sähköntuotannosta vaihtelee sen mukaan, miten paljon pohjoismaisilla markkinoilla on tarjolla Norjasta ja Ruotsista. Säätöominaisuuksien vuoksi vesivoimalla on tärkeä osuus sähköverkon käyttövarmuuden kannalta. Sähköverkon täytyy jatkuvasti pystyä reagoimaan kulutuksen ja tuotannon vaihteluihin ja nopeat muutokset hoidetaan pääosin vesivoimalla. Vesistöjä säännöstelemällä sähköntuotantoa voidaan siirtää kulutusta vastaaviin aikoihin, mikä yhdessä vesivoiman nopean ja helpon säädettävyyden ansiosta tekee vesivoimasta teknisesti parasta ja edullisinta säätövoimaa. Vastaavia ominaisuuksia pystytään hyödyntämään myös pumppuvoimalasovelluksissa. Vesivoimalaitosten investointikustannukset ovat korkeat, mutta käyttökustannukset alhaiset pitkän käyttöiän ansiosta.

Eniten kasvava tuotantomuoto on tuulivoima, jota vauhdittaa hallituksen ilmasto- ja energiastrategian mukainen tavoite tuulivoimatuotannolle. Tavoitteena on, että tuulivoimatuotanto on 6 TWh vuonna 2020 ja 9 TWh vuonna 2025. Tuulivoima poikkeaa perinteisestä sähköntuotannosta lähinnä sen tuotannon ajallisen vaihtelun vuoksi. Tuulisähkön tuotanto vaihtelee päivittäin tuulisuuden mukaan. Suomessa tuulisuuden vuodenaikavaihtelut ovat siinä mielessä suotuisia, että kylminä talvikuukausina keskituulennopeudet ovat korkeimmillaan.

Sähköverkon toimintavarmuutta voidaan parantaa monipuolisella ja hajautetulla sähköntuotannolla. Suomen sähköntuotanto on varsin hajautettua. Hajautuksen etuina on lähelle kulutuspistettä sijaitsevat voimalaitokset. Hajautetussa energian tuotannossa voimalaitokset ovat suhteellisen pienikokoisia. Pienikokoiset voimalaitokset tukevat suurempia sähköntuotantolaitoksia ja mahdollistavat energian tuotannon uusiutuvilla energiamuodoilla, kun sitä on saatavilla. Tuulivoima ja erityisesti pumppuvoima sopii hyvin hajautetun tuotannon energianlähteeksi. Pumppuvoimalalla saadaan vastaavat sähköverkon säätöominaisuudet kuin perinteisellä vesivoimalalla.

Esimerkkinä hajautetun sähköntuotannon eduista on Enontekiölle suunniteltu pumppuvoimala, joka sijaitsee pitkän siirtolinjan päässä, jolloin pumppuvoimalla voitaisiin reagoida nopeasti siirtolinjalla esiintyviin ongelmiin ja katkoksiin ja näin turvata sähkönsyöttö Kilpisjärven alueella.

Lähteet:

http://energia.fi/energia-ja-ymparisto/sahkontuotanto

3.3 Tuotannon ja kulutuksen epäsuhtatilanteet sekä volyymin että hinnan/kustannusten osalta

Sähkömarkkinalain nojalla jokaisella sähkömarkkinaosapuolella on tasevastuu. Osapuolten sähkötaseen on oltava jokaisella tunnilla tasapainossa. Tasevastaavalle on asetettu velvollisuus suunnitella oma sähkönkäyttönsä niin, että sen tuotanto ja hankinnat ovat tasapainossa kulutuksen ja toimitusten kanssa.

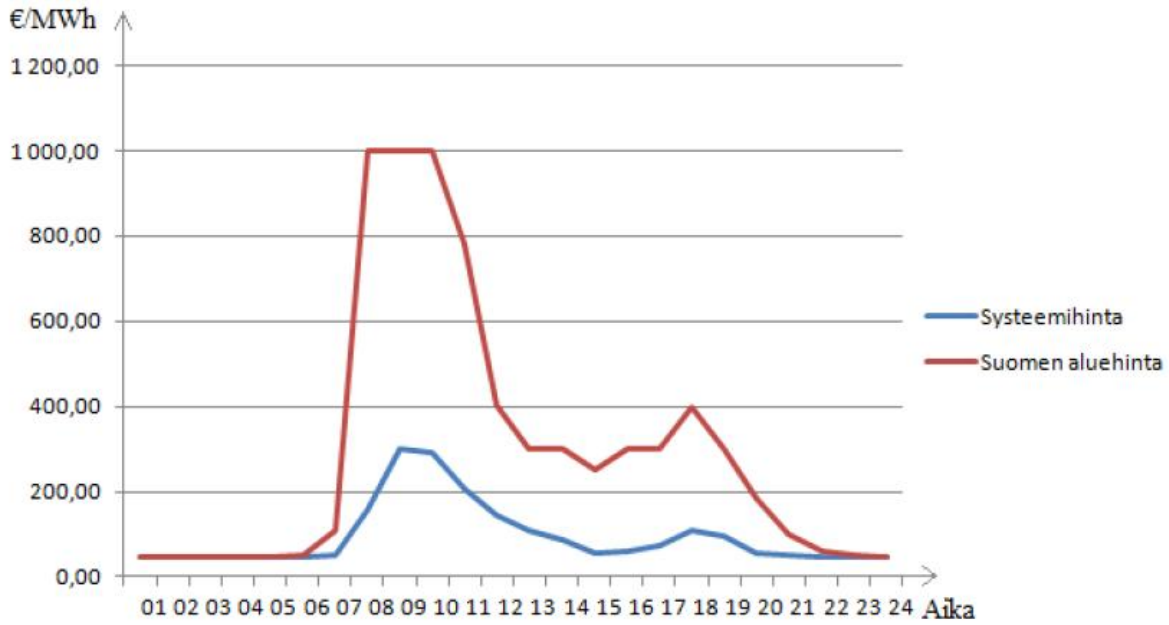
Sähkönkulutus vaihtelee jatkuvasti lyhyellä ja pitkällä aikavälillä. Sähkömarkkinoiden avulla pyritään suunnittelemaan etukäteen kulutuksen ja tuotannon vaatimukset seuraavalle päivälle. Suunnitelmat kuitenkin aina poikkeavat todellisesta kulutuksesta ja tuotannosta. Taseen yli- tai alijäämä korvataan tasesähköllä. Suomessa sähköjärjestelmän tase- ja järjestelmävastaavana toimii Fingrid. Tuotannon ja hankintojen sekä kulutuksen ja toimitusten tasapainoon pyritään tasehallinnan avulla. Valtakunnallista tehotasapainoa pidetään yllä käymällä kauppaa toisten tasesähköyksiköiden kesken ja käyttämällä eri tilanteisiin tarkoitettuja säätökapasiteetteja. Tasevastaavan tasehallinta koostuu lähinnä fyysisillä markkinoilla käydyistä kaupoista. Tasehallinnan tavoitteena on pienentää tasesähkön määrää.

Säätösähkömarkkinoille tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Fingridin säätösähkömarkkinat edellyttävät mahdollisuuden toteuttaa 10 MW:n tehonmuutoksen 15 minuutin kuluessa. Enontekiölle suunnitellun pumppuvoimalan kapasiteetti ei ensisijaisesti riitä Fingridin säätösähkömarkkinoille, mutta ottaen huomioon Kilpisjärven alueen alhaisen sähkön kulutuksen, voisi suunnitellun pumppuvoimalan koko riittää alueelliseksi säätösähkön reserviksi. Elbas-markkinoita voitaisiin hyödyntää suunnitellussa pumppuvoimahankkeessa tilanteessa, jossa sähköntuottajat eivät pysty toimittamaan lupaamaansa sähköä sähkömarkkinoille.

Fingridin ylläpitämien reservien lisäksi Suomessa on käytössä tehoreservijärjestelmä, jonka avulla turvataan sähkön toimitusvarmuus tilanteissa, joissa suunniteltu sähkön hankinta ei riitä kattamaan ennakoitua sähkön kulutusta. Tehoreservinä toimivat voimalaitokset ovat kuitenkin varattu täysin tehoreservijärjestelyn käyttöön ja ne eivät voi tehoreservijärjestelyn sääntöjen mukaan osallistua kaupallisille markkinoille, joten pumppuvoimajärjestelmä ei sovellu kyseiseen käyttöön.

Suomen sähköntuotanto ei riitä kattamaan sähköntarvetta suurten kulutushuippujen aikaan, mutta sähkömarkkinoiden ansiosta sähkön riittävyys Suomessa on turvattu poikkeustilanteita lukuun ottamatta. Suurimmat kulutushuiput saavutetaan kovien pakkasten aikaan. Suomen suurin kulutushuippu on vuodelta 2011, jolloin Suomessa oli kova pakkasviikko. Hetkellinen kulutus koko suomessa oli lähes 15 000 MWh/h. Sähkön riittävyys ei ollut vaarassa kulutushuippuviikon aikana. Sähköä tuotiin Ruotsista lähes täydellä kapasiteetilla, mutta Venäjän ja Viron siirtoyhteyksissä oli vielä vapaata kapasiteettia.

Tyypillisesti sähkön hinta nousee odotettujen kulutushuippujen aikaan. Sähkön Spot FI -hinta vuoden 2013-2014 kulutushuipun aikaan oli 74,02 €/MWh ja vuoden 2013-2012 kulutushuipun aikaan 66,56 €/MWh. Sähkön Spot FI -hinta voi nousta hetkellisesti myös muina aikoina. Syitä hintojen nousuun voi olla mm. ydinvoimatuotannon vajaakäyttö, heikko vesivarastotilanne sekä poikkeukselliset siirtoyhteystilanteet. Alla esimerkkikuvaaja vuoden 2010 tammikuulta, jossa sähkön Spot FI -hinta nousee hetkellisesti 1 000 euroon ja systeemihinta yli 300 euroon.



Kuva 5. Systeemihinta ja Suomen aluehinta 8.1.2010 (Nord Pool Spot)

Äkillinen katkos tuotannossa tai sähkönsiirrossa voi aiheuttaa vajauksen tuotantoon, jolloin sähkömarkkinoille luvattua sähköä ei voida toimittaa. Tällöin sähköä joudutaan ostamaan reaaliaikaisilta markkinoilta, jolloin sähkön hinta muodostuu sen hetkisten tarjousten mukaan. Mikäli sähkön toimittajat joutuvat turvautumaan kalliimpiin tuotantomuotoihin, kuten fossiilisia polttoaineita käyttäviin voimalaitoksiin, voi sähkön hinta kohota hetkellisesti korkeaksi.

Enontekiön alueella kulutushuippu saavutetaan Joulun ja Vain kaksi kalaa –pilkkikilpailujen aikaan. Kyseisinä aikoina huippukulutus Kilpisjärven alueella on noin 2,5 MVA. Kilpisjärvelle menevän siirtoyhteyden kapasiteetti on 4-6 MVA, joten siirtoyhteyden kapasiteetti kulutushuipun aikaan on riittävä.

Lähteet:

http://www.fingrid.fi/

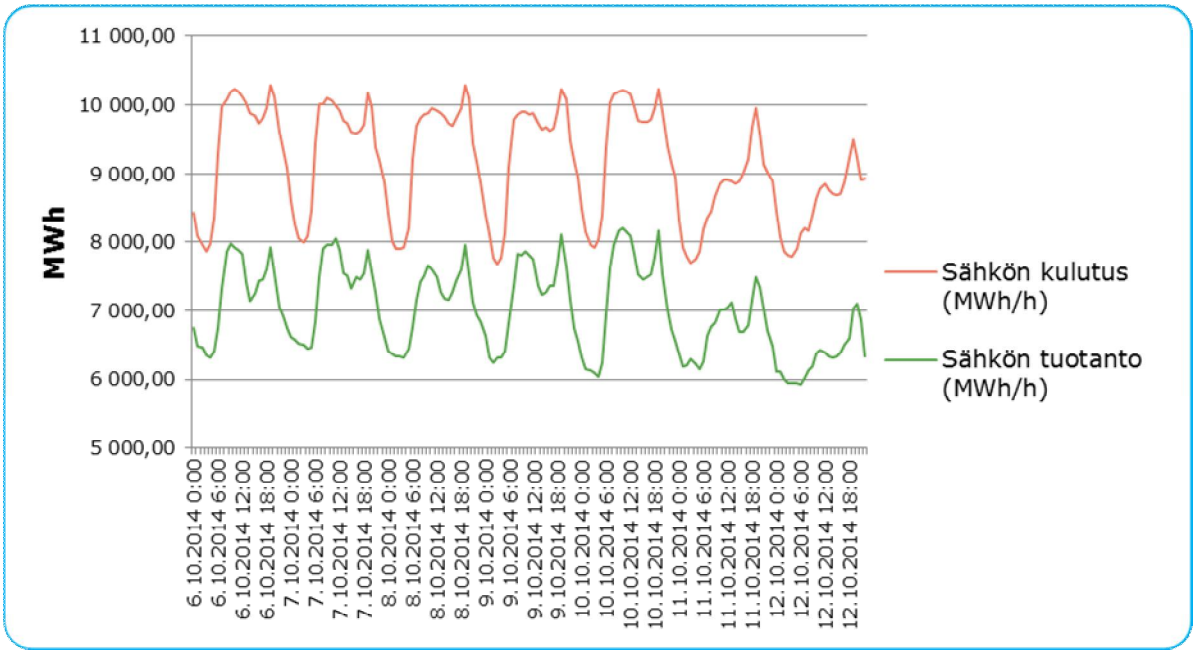
https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/72668/S%C3%A4hk%C3%B6n%20hinta%20pohjoismaisilla%20s%C3%A4hk%C3%B6markkinoilla.pdf?sequence=1

Laura Poikela, SÄHKÖN MYYJÄN TASEENVARMISTUSPALVELUN KEHITTÄMINEN, Diplomityö

Hannu Niemi, Sähkön ja maakaasun hintariskiltä suojautuminen M-real Oyj:ssä, Opinnäytetyö

3.4 Sähkön käyttö ja häiriöherkkyys

Sähkön tarve vaihtelee vuorokaudenajan, viikonpäivän ja vuodenajan mukaan. Seuraavassa kuvaajassa on esitetty Suomen sähkön kulutuksen ja tuotannon vaihtelut satunnaisen viikon ajalta.



Kuva 6. Sähkön kulutus ja tuotanto Suomessa 6-12.10.2014 (Fingrid)

Sähkön käyttöä on kyettävä ennustamaan tuotannossa, sähkön siirrossa ja jakelussa sekä myynnissä. Sähkön tuotantoa on oltava tarjolla vähintään kulutushuippujen aikaista sähkönkulutusta vastaava määrä. Yleisesti sähkönkäyttäjien kuormitustottumukset ovat hyvin tiedossa, mutta vastaan tulee myös tilanteita, jolloin sähkön tuotanto tai kulutus poikkeaa äkillisesti ennusteita. Siirto- ja jakeluverkkojen rakenteissa on huomioitava sähkönkulutuksen vaihtelu. Sähkönsiirto aiheuttaa häviöitä. Häviöiden ja sähkön laadun tulee säilyä hyväksyttävällä tasolla. Suomessa sähköverkon tilaa valvoo Fingrid. Fingrid säätää sähköverkon tilaa reaaliaikaisesti sen hetkisen kulutuksen ja tuotannon mukaan.

Sähköverkossa siirrettävän jännitteen laatu on määritetty standardissa. Verkkoon kytketyt laitteet toimivat moitteettomasti, kun jännitteen laatu on standardin mukaista. Mikäli jännitteen laatu poikkeaa tästä voi verkkoon kytketyissä laitteissa ja laitoksissa esiintyä häiriöitä. Sähkön laatuna käsitetään myös toimintavarmuus, jolloin tarkastellaan keskeytysten lukumäärää sekä niiden kestoa.

Mikäli sähköntoimittaja ei pysty toimittamaan sähköä Suomessa noudatettujen standardien mukaisesti, voi sähköntoimittajalle langeta korvausvelvollisuus. Verkkoyhtiö on velvollinen maksamaan sähkönkäyttäjille yli 12 tuntia kestävästä sähkökatkoksista Sähkömarkkinalaissa määritetyn korvauksen, joka on vuotuisesta verkkopalvelumaksusta

- 10 %, kun keskeytysaika on 12…24 h
- 25 %, kun keskeytysaika on 24…72 h
- 50 %, kun keskeytysaika on 72…120 h
- 100 %, kun keskeytysaika on 120…192 h
- 150 %, kun keskeytysaika on 192…288 h
- 200 %, kun keskeytysaika on yli 288 h

Enimmillään korvaus voi olla 1 000 € asiakasta ja vikaa kohti. Kalenterivuoden kuluessa maksettavien vakiokorvausten määrä on enintään 200 % vuotuisesta siirtomaksusta, tai enintään 2000 euroa.

Sähkönjakelun keskeytyksistä asiakkaille aiheutuviin haittoihin ja kustannuksiin vaikuttavat mm. keskeytyksen luonne, keskeytysajankohta ja asiakkaan sähkön käytön luonne. Sähkön toimituksen keskeytyksen aiheuttamaa haittaa (KAH) voidaan arvostaa rahamääräisenä arvona, jonka suuruus vaihtelee riippuen keskeytyksen kokeneesta sähkönkäyttäjästä sekä keskeytyksen ajankohdasta ja pituudesta.
Sähkökatkoja aiheuttavat tekniset viat sekä luonnontapahtumat, kuten kaatuvat puut, lumi- ja jääkuormat, salamat ja kova pakkanen. Verkkoyhtiöt ovat käynnistäneet laajamittaiset peruskorjaukset sähköverkoissaan, jonka tavoitteena on parempi käyttövarmuus, turvallisuus ja kustannustehokkuus. Kannustimena toimii lakisääteinen korvausmenettely. Sähköverkon käyttövarmuutta voidaan lisätä huolellisella suunnittelulla, sähköverkkojen sijoittelulla, ulkoisia olosuhteita paremmin kestävillä muuntoasemilla ja sähköasemien teknisillä laitteilla, joilla pystytään muun muassa rajaamaan viallinen verkoston osa muusta verkosta ja näin rajata sähkökatko ja häiriö mahdollisimman pienelle alueelle. Pumppuvoimalan etuina sähköverkon häiriötilanteissa nopeiden säätöominaisuuksien lisäksi on, että sitä voidaan käyttää taajuusohjattuna käyttöreservinä ja häiriöreservinä sekä voimajärjestelmän käynnistysreservinä tilanteessa, jossa sähköverkkoa palautetaan toimintakuntoon suuren sähkökatkoksen jälkeen.

Lähteet:

http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Sivut/default.aspx

http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Documents/fingrid_emv_kah_selvitys.pdf

3.5 Sähkön käyttö Enontekiöllä

Enontekiö kuuluu Lapin sähkön jakeluverkkoon. Energiateollisuuden laatiman tilaston mukaan Enontekiön vuotuinen sähkön käyttö vuonna 2013 oli 27 MWh, josta asumisen ja maatalouden osuus oli 11 MWh ja palveluiden ja rakentamisen osuus 16 MWh.

Enontekiön kunnassa on 20 kV jakeluverkko. Enontekiön Sähkö Oy on Enontekiön jakeluverkon haltija. Enontekiöllä jakeluverkon operoinnilla on vastaavat haasteet kuin muualla Lapissa, eli pitkät siirtoyhteydet sekä kulutuksen keskittymät ja vaihtelut. Enontekiön kunnassa kulutus on suurimmillaan joulun ja suurten tapahtumien, kuten Vain kaksi kalaa –pilkkikilpailujen aikaan.

Sähkön siirron kannalta haastavin tilanne on Kilpisjärvellä, joka sijaitsee pitkän, 100 km siirtolinjan päässä. Uuden 45 kV jakeluverkon rakentaminen välille Karesuvanto-Kilpisjärvi on parhaillaan käynnissä. Samalla 20 kV linja kunnostetaan ja se jää varasyöttöyhteydeksi Kilpisjärven suuntaan. Uuden 45 kV jakeluverkon välityskapasiteetti on 4-6 MVA. Lisääntynyt siirtokapasiteetti mahdollistaa energian tuotannon alueella, jolloin alueen energiaomavaraisuus kasvaa.

Enontekiöllä suurimmat vianaiheuttajat ovat kesällä ukkonen ja talvella tykkylumi. Vuonna 2013 oman verkon suunniteltuja keskeytyksiä oli 48 kpl ja vieraan verkon suunniteltuja keskeytyksiä oli 2 kpl. Suunnitellut keskeytykset ovat lähinnä ennakoivaan kunnossapitoon liittyvää. Oman verkon vikakeskeytyksiä oli 10 kpl ja vieraanverkon vikakeskeytyksiä 3 kpl. Pikajälleenkytkentöjä oli 92 kpl ja aikajälleenkytkentöjä 22 kpl.

Vuonna 2013 keskeytyksistä johtuva KAH-arvo oli yhteensä 529 331 €, joista suunniteltuja keskeytyksiä oli 99 h (316 839 €) ja vikakeskeytyksiä 36,8 h (212 492 €). Enontekiön sähkön KAH-arvot on laskettu ensimmäistä kertaa vuodelle 2013, joten aikaisemmilta vuosilta ei KAH-arvoja ole saatavilla.

Pieniä keskeytyksiä sähkön siirtoon tulee paljon, koska jakeluverkko Enontekiön alueella on säteinen, johtolähdöt ovat pitkiä ja varasyöttöpisteitä on vähän. KAH-arvot ovat korkeat ja Enontekiön Sähkön tavoitteena on saada lukema pienemmäksi. Meneillään olevilla parannuksilla Enontekiön jakeluverkon välityskyky ja käyttövarmuus saadaan paremmaksi. Suurin yksittäinen meneillään oleva parannus on Karesuvanto-Kilpisjärvi välille tehtävä uusi 45 kV siirtolinja sekä vanhan 20 kV siirtolinjan kunnostus varayhteydeksi. Enontekiön Sähkön tavoitteena on kiinnittää enemmän huomiota jakeluverkon käytettävyyteen ja ohjattavuuteen sekä lisätä kaukokäyttöerottimia.

Tuuli- ja pumppuvoiman avulla olisi mahdollisuus tuottaa merkittävä osa Enontekiön sähkönkulutuksesta. Tuuli- ja pumppuvoimalan sekä uuden 45 kV siirtolinjan myötä Enontekiön jakeluverkon ylläpidettävyys paranisi erityisesti Kilpisjärven alueella, joka on sijainnut vanhentuneen siir-

tolinjan päässä. Pumppuvoimalalla voitaisiin varmistaa omaenergiahuolto Kilpisjärven alueella sekä varautua jakeluverkkojen häiriötilanteisiin.

Lähteet:

http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkonkulutus/sahkon-kaytto-kunnittain

http://www.lappi.fi/lapinliitto/c/document_library/get_file?folderId=26224&name=DLFE-3309.pdf

http://www.enontekio.fi/media/enontekion-sahko/enontekion-sahko-oy-tasekirja-2013.pdf

4. VASTAAVANLAISET LAITOKSET JA HANKKEET (VERROKIT)

4.1 Yleistä

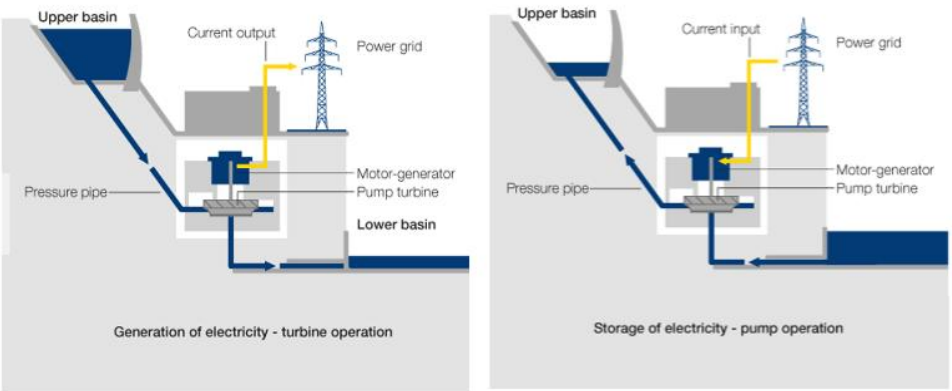
Liiketoimintamallin suunnittelussa hyödynnetään tietoja muista vastaavan tyyppisistä ratkaisuista. Pumppuvoimalaitoksia on maailmassa käytössä noin 90 GW, joka vastaa noin 3 %:a maailman sähköntuotantokapasiteetista. Euroopassa pumppuvoimaa on rakennettu jo yhteensä noin 44,5 GW megawattia lähes kaikissa muissa maissa paitsi Suomessa. Rakennetut pumppuvoimalat vaihtelevat kooltaan, mutta parhaimmillaan pyritään kustannustehokkuuden takia suuriin, satojen megawattien tehoihin korkeissa putouksissa.

Maailman suurimmat pumppuvoimalaitokset olivat vuonna 2013 tuotantoteholtaan 3 GW luokkaa. Ruotsissa on ollut käytössä Juktan-niminen laitos Uumajanjoella, joka on välillä muunnettu vesivoimalaitokseksi, ja jonka palautusta alkuperäiseen käyttöön selvitetään.

Suomessa pumppuvoimalaitoksia on suunniteltu Korpilahden Vaarunvuoreen, ydinsähkön säätötarpeisiin, mutta suunnitelmista on luovuttu ja alueesta on tehty luonnonsuojelualue. Pyhäsalmen kaivoksesta kaavaillaan mahdollisesti pumppuvoimalaitosta, kun kaivos suljetaan.

Tässä luvussa kuvataan työn vaatimalla tarkkuudella liiketoimintamalleja ja taloudellisia tarkasteluja muiden vastaavien laitosten tai laitoshankkeiden osalta. Kappaleessa 4.2 on kuvattu kutakin verrokkia tarkemmin

Pumppuvoimala on vesivoimalan muoto, jossa sen lisäksi, että korkealla olevasta vesivarastosta voidaan tuottaa energiaa juoksuttamalla vettä alemmalle tasolle turbiinin läpi, on mahdollista myös palauttaa vettä ylempään vesivarastoon pumppaamalla tulevaa energiantuotantoa silmällä pitäen.



Pumppuvoimaa on pidetty ainoana kaupallisesti merkittävänä suuren sähköenergian varastointitekniikkana. Säätövoiman tuotannossa sillä on etuna kierrosluvun säätömahdollisuuksien kautta muuttuva tehontuotanto ja nopea, vain muutamia minuutteja kestävä käynnistys ja pysäytys. Yleisesti vastaavia pumppuvoimaloita on toteutettu, kun seuraavat olosuhteet ovat suotuisia:

- Maaperän tulee olla edullinen altaiden rakentamiselle tiiviyden ja kantavuuden suhteen
- allasalueiden korkeussuhteiden tulisi olla sellaiset että patoja ja kaivua on mahdollisimman vähän
- nostokorkeuden tulee olla mahdollisimman suuri
- vesiteiden pituudet tulisi minimoida häviöiden pienentämiseksi
- olemassa olevien altaiden yhteydessä toteuttaminen olisi edullisinta
- yläaltaalla on voitava sallia suuret ja nopeat pinnanvaihtelut ja toisaalta ala-altaan tulee sietää vastaavia virtaus- ja vesimäärämuutoksia tarpeen mukaan
- sähkön siirtolinjojen oltava lähellä

Täysin hanketta vastaavia kohteita ei ole käytössä Suomessa.

4.2 Vastaavat laitokset

4.2.1 Jumisko

Suomen ainoa pumppausta hyödyntävä voimalaitos on Jumiskon vesivoimalaitoksen yhteydessä Posiolla Kemijoen vesistössä. Pumppausta käytetään voimalaitoksen yläpuolisen vesistön säännöstelyyn, jossa vettä nostetaan Sallan Isojärvestä Posion Ala-Suolijärveen noin 17 metriä Jumiskon voimalaitoksen yläpuolelle. Tämä ei ole puhdas pumppuvoimala. Se saa tuottavuutta siitä, että nostokorkeus on vain 17 m, joka voidaan hyödyntää 96 m putouskorkeutena Suolijärvestä Kemijärveen.

Paikka: Kemijoki, Posio
Omistaja: PVO-Vesivoima Oy
Valmistusvuosi: 1954
Teho: 26 MW, 30 MW Francis-turbiini, 32 000 kVA generaattori (Secheron Charmilles)
Pudotuskorkeus: 96 m
Virtausreitti: Maanalainen tunneli

Kuva 7. Jumiskon pumppulaitos veden nostoon käytettävä puuputki halkaisijaltaan 2 m

Lähteet:

www.pohjolanvoima.fi

4.2.2 Pyhäsalmen pumppuvoimalaitos

Neljä kotimaista energiayhtiötä Oulun Energia, Oulun Seudun Sähkö, Turku Energia ja Vantaan Energia ovat päättäneet selvittää yhdessä kaivosyhtiö Pyhäsalmi Mine Oy:n kanssa Pyhäsalmen kaivoksen soveltuvuutta säätövoimana käytettäväksi pumppuvoimalaitokseksi.

Hankkeessa todetaan, että pumppuvoima on ainoa tunnettu kaupallisesti merkittävä sähkön varastointitekniikka. Sen tarkoitus on toimia nopeana varavoimana muun muassa tilanteissa, joissa sähköverkossa on tehopula.

Pyhäsalmen kaivoksen malmi ehtynee nykynäkymin vuoteen 2019 mennessä. Kaivoksella on pumppuvoimalan yläaltaaksi soveltuva, riittävän suuri, avolouhos. Alustavan suunnitelman mukaan tarvittavat pystykuilu ja ala-allas voidaan louhia kaivoksen infrastruktuuria hyväksikäyttäen nykyiselle toimintatasolle.

Pumppuvoiman putouskorkeudeksi saataisiin näin ennätykselliset 1 400 metriä. Suuren putouskorkeuden ansiosta tarvittavat virtaamat ja vesivarastot jäisivät kohtuullisen pieniksi. Soveltuvan koneistoyksikön tuotantoteho on alustavasti 200 megawattia. Kaivokseen on mahdollista rakentaa useampia rinnakkaisia yksiköitä.

Pyhäsalmen kaivoksen laitoksen yhteenveto

- putouskorkeus 1400 m
- yläallas kaivoksen nykyinen avolouhos
- aluksi 200 MW turbiini
- mahdollisuus 3 x 200 MW turbiinit, jolloin saavutettaisiin > 600 MW teho

Hankkeen ensimmäisen vaiheen selvityksiä tehtiin vuoden 2013 aikana koskien hankkeen teknistä ja taloudellista toteutettavuutta. Hankkeen jatkoselvitykset ovat meneillään, niistä ei ole saatavissa tietoa julkisuudessa eikä osapuolilta. Yksittäisten havaintojen perusteella näyttäisi siltä että hankkeen kannattavuus (joka perustuu sähkömarkkinan hintaeroihin) olisi yksi jatkotarkastelujen kohde.

Lähteet:

Oulun Energia, Oulun Seudun Sähkö, Turku Energia ja Vantaan Energia, yritysten internet-sivut ja tiedotteet.

4.2.3 El Hierro, Espanja

Kanariansaarten noin 10 000 asukkaan El Hierro saarelle on rakennettu vastaava pienen kokoluokan tuuli- ja pumppuvoimahanke. Tuuli- ja pumppuvoimalla pystytään varmistamaan saaren sähkönsyöttö lähes kokonaan. Tuuli- ja pumppuvoimalla saadaan katettua lähes kokonaan saaren sähkön tarve. Hanke koostuu viidestä tuulivoimalasta, joiden yhteisteho on 11.5 MW. Tuulivoimalla tuotetulla sähköllä pumpataan vettä yläaltaaseen, joka sijaitsee 700 metrin korkeammalla kuin ala-allas. Vesivoimaa tuotetaan kuudella turbiinilla, jotka tuottavat 11.3 MW tehon. Yläaltaan koko on noin 400 000 m3.

Hankkeen kokonaiskustannustiedot vaihtelevat välillä 65 – 80 miljoonaa euroa. El Hierrossa tuuli- ja pumppuvoima korvaavat vuosittain lähes viiden miljoonan öljylitran kulutuksen. Sähkön tuottaminen öljyllä on maksanut noin 240 €/MWh. Öljyllä tuotetun sähkön korkea hinta sekä julkinen tuki mahdollistivat hankkeen toteutuksen ja realistisen takaisinmaksuajan, jonka arvioidaan olevan noin 11 vuotta.

El Hierron hanketta on rahoittanut Espanjan valtio 35 miljoonalla eurolla energia-alan instituutin (the Institute for the Diversification of Energy IDAE) kautta. Todennäköisesti ainakin osin on käytetty EU-rahaa kanavoituna tähän hankkeeseen. Paikalliset julkiset toimijat ovat rahoittaneet hanketta sitä varten perustetun yhtiön “Gorona del Viento El Hierro, S.A” kautta, jonka omistajia ovat the Council of El Hierro, ENDESA S.A. (Espanjanlainen sähköyhtiö) ja the Canary Islands Institute of Technology (ITC). Yksityisrahoituksen osuus on 10 %.

El Hierron tuuli- ja pumppuvoimahanke on saanut paljon julkisuutta. Sitä on käsitelty laajasti erilaisissa kansainvälisissä medioissa.

Kuva 8. El Hierron tuuli- ja pumppuvoimahanke (http://www.independent.co.uk/news/science/canary-island-first-to-be-powered-by-just-wind-and-water-9312624.html)

Alla olevassa taulukossa on vertailtu Enontekiön ja El Hierron hankkeiden kustannuksia ja teknisiä ominaisuuksia. Vaikka hankkeet ovat mittasuhteiltaan osin hyvin samanlaiset, on tärkeä muistaa, että El Hierro on laajemmasta sähköverkosta irrallaan oleva saari, jossa markkinahintaisen sähkön käyttö ei ole mahdollista kuten Enontekiöllä.

	Enontekiö	El Hierro	
rakennuskustannus	20 000 000	80 000 000	eur
asukasmäärä	2 000	10 000	asukasta
rak. kust. /asukas	10 000	8 000	eur/asukas
asukkaan vuosikulutus	7 000	5 000	kwh/a/as
kokonaiskulutus/vuosi	14 000	50 000	MWh/a
kokonaiskulutus/päivä	38 356	136 986	kWh/d
keskiteho	1 598	5 708	kW
Yläaltaan koko	0,4	0,5	milj. m3
Nostokorkeus	147	160	m
Tuulivoimateho	11,5	6	MW

Lähteet:

http://www.treehugger.com/renewable-energy/one-canary-islands-become-first-island-100-wind-powered.html

http://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-2614804/Spanish-island-world-powered-entirely-wind-water.html

http://www.independent.co.uk/news/science/canary-island-first-to-be-powered-by-just-wind-and-water-9312624.html

http://www.theguardian.com/environment/2011/apr/19/canary-island-renewable-energy-lehir

http://blog.rmi.org/blog_2014_02_13_high_renewables_tomorrow_today_el_hierro_canary_islands

http://www.thejournal.ie/el-hierro-canary-islands-energy-1437435-Apr2014/

http://www.npr.org/blogs/parallels/2014/09/17/349223674/tiny-spanish-island-nears-its-goal-100-percent-renewable-energy

http://cleantechnica.com/2014/05/12/el-hierro-1st-island-powered-exclusively-wind-water/

4.2.4 Juktan

Juktan on Ruotsissa aktivoitu hanke, joka on alun perin ollut pumppuvoimala, joka jäänyt pois käytöstä. Parhaillaan on käynnissä aloitteita ottaa uudelleen käyttöön pumppuvoimalaperiaatteella.

Rakennettu	1973-79
Saneerattu	1996 voimalaitokseksi pumppuvoimalasta
Turbiinityyppi	Francis turbiini, 1 generaattori
Putouskorkeus	85 m
Teho	26 MW
Vuosituotanto	90 GWh/vuodessa
Omistaja	Vattenfall Vattenkraft AB
Paikkakunta	Sorselen kunta, Västerbottenin lääni

Lähde:

http://powerplants.vattenfall.com/node/351

4.2.5 Vaarunvuori

Imatran Voima tutki mahdollisia pumppuvoimalan paikkoja jo 1960-luvulla. Yksi tutkituista kohteista oli Korpilahden Vaarunvuoren pumppuvoimala, jossa ala-altaana olisi toiminut Päijänne. Voimalan maksimiteho olisi ollut 540 MW, putouskorkeus 120 m ja allastilavuus noin 25 milj. m^3. Hanke ei toteutunut.

Vaarunvuori-liike vastusti aktiivisesti Vaarunvuoren pumppuvoimalan toteuttamista luontoarvoiltaan merkittävälle paikalle.

Lähde:

http://personal.inet.fi/luonto/vaarun.vuori/paikkoja.html

4.3 Vertailu vastaaviin laitoksiin, yhteenveto

Verrattuna muihin vastaaviin hankkeisiin Enontekiön pumppuvoimalalle on ominaista:

- pieni kokoluokka
- rakennettavalla yläaltaalla ei ole omaa valuma-aluetta
- tuulivoimaloiden tuottaman energian käyttö altaan täyttöön pumppaamalla
- talviolosuhteiden asettamat vaatimukset
- varmuuskysymysten suuri merkitys

Alla olevassa taulukossa on vertailtu eräitä pumppuvoimalahankkeita

Taulukko: Eräiden PSHP- hankkeiden tunnuslukuja

Kohde		Korpilahti Vaa-runvuori	Pyhäsalmi	EL Hierro, Es-panja	Enontekiö	Cruachau, Skotlanti	Vianden, Lu-xenburg	Ylisenjärvi, Nokia
Toimija		IVO		Gorona del Viento El Hierro		Scottish Power	Société Electrique de l'Our and RWE	
Nostokorkeus	m	120	1 400	700	160	396	288	97
Teho	MW	540	600	11,7	4.0	440	900	
Virtaama	m^3/s	540			1-2			
Allastilavuus	milj. m^3	25		0,4	0,5	10	7,2	60
Rakennuskustannus	milj. €	250		65 (1	20 (1			
Yksikkökustannus	milj. €/MWh	0,46		5,5	5,0			
Toteutettu		ei	ei	kyllä	ei	kyllä	kyllä	ei

1) sisältää tuulivoimalat

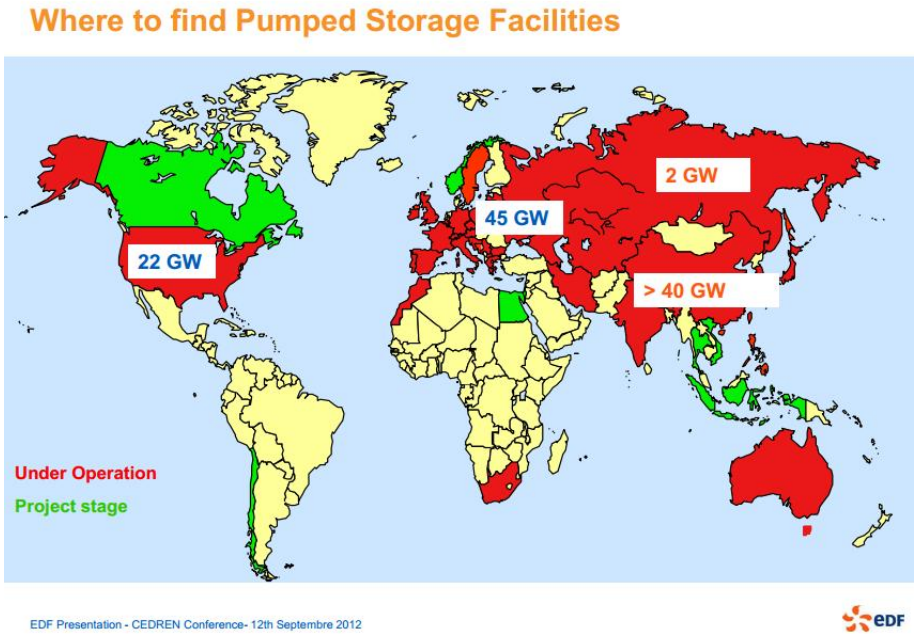
Muissa kohteissa hankkeiden koko on yleensä ollut selvästi suurempi. Useimmiten pienet pumppuvoimalat on toteutettu yksi tai useampivaiheisella Francis-turbiinilla, joka on suoraan kytketty pumppuun/generaattoriin, jolloin samalla laitteistolla voidaan järjestää pumppaus ja energiantuotanto. Toteutettujen hankkeiden turbiinien kokoluokat ovat kuitenkin yleensä olleet yli 10 MW, kun Enontekiön kokoluokka on 2...4 MW

Muiden vastaavien laitosten kannattavuusajattelu perustuu yleensä seuraaviin periaatteisiin:

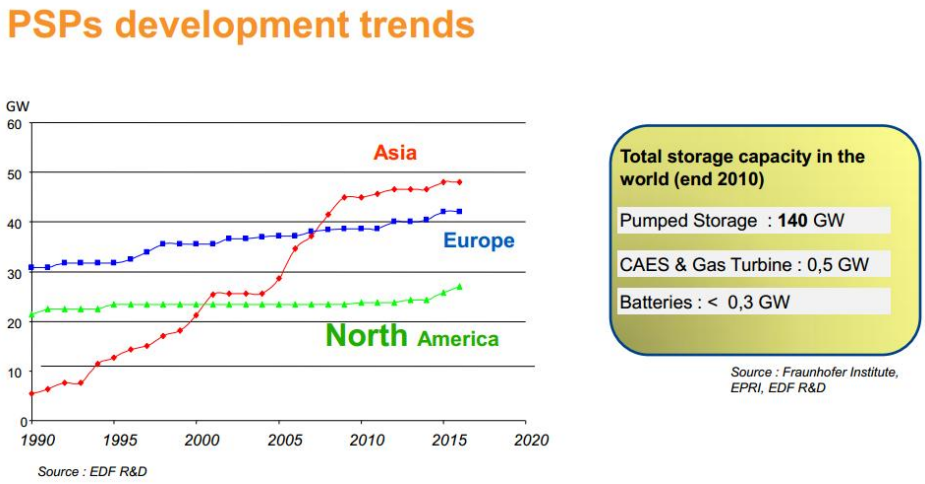
- Halvan sähkön / ylituotannon aikaan pumpataan vettä varastointialtaaseen
- Kalliin sähkön/suuren kulutuksen aikaan ajetaan vesi turbiinien läpi ala-altaaseen

4.4 Kansainvälisiä verrokkihankkeita yleisesti

Euroopassa pumppuvoimaa on rakennettu jo yhteensä noin 44 500 megawattia lähes kaikissa muissa maissa paitsi Suomessa



Kuva 9. Pumppuvoimaloiden toteutuskohteet



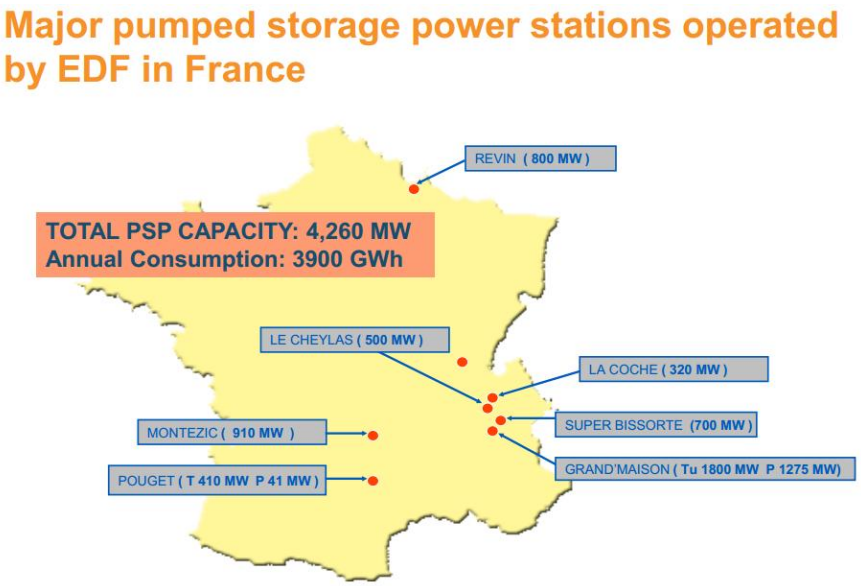
Kuva 10. Pumppuvoimaloiden lisääntyminen eri maanosissa

Norja

HydroPEAK-projektissa Norjan vesivoimaa tullaan kehittämään vastaamaan eri energiantuotantotapojen mm. tuulivoiman luomia tarpeita katkottoman, säädettävän ja tehokkaan energiantuotannon tukemiseksi. Projektissa kehitetään tietotaitoa, jolla lisääntyvän tuulivoiman samoin kuin muiden uusien energiantuotantomuotojen tuotantoa voidaan katkottomasti siirtää sähköverkkoon. Norjan vesivoimatuotanto soveltuu erittäin hyvin säätövoimaksi, jonka arvo tulee lisääntymään jatkossa.

Ranska

Ranskassa käytössä olevia pumppuvoimaloita on esitetty alla olevassa kuvassa



Kuva 11. Ranskassa toteutettuja pumppuvoimaloita

Lähde:

http://www.cedren.no/Portals/Cedren/Pdf/HydroBalance/3_RioualD_Pumped%20storage%20hydropower%20status.pdf, CEDREN

Portugali

Nykyisin Portugalin energiantuotannosta on 17 % tuulivoimaa ja 28 % vesivoimaa. Pumppuvoimakapasiteettia on tarkoitus lisätä tasolle 1500 MW nykyisiin patoihin toteutettuna ja kokonaisuutena tasolle 2400 MW. Tavoitteena on saavuttaa säätövoimateholle 4000 MW:n vuonna 2020.

4.5 Laitetoimittajien referenssejä

4.5.1 Alstom-turbiinein toteutettuja PSHP-laitoksia

Huizhou - 2007, Baoquan - 2007 and Bailianhe - (Kiina)
3 PSHP laitosta
16 x 306 MW turbiini/generaattoriyksiköt, säätö ja hallintajärjestelmät

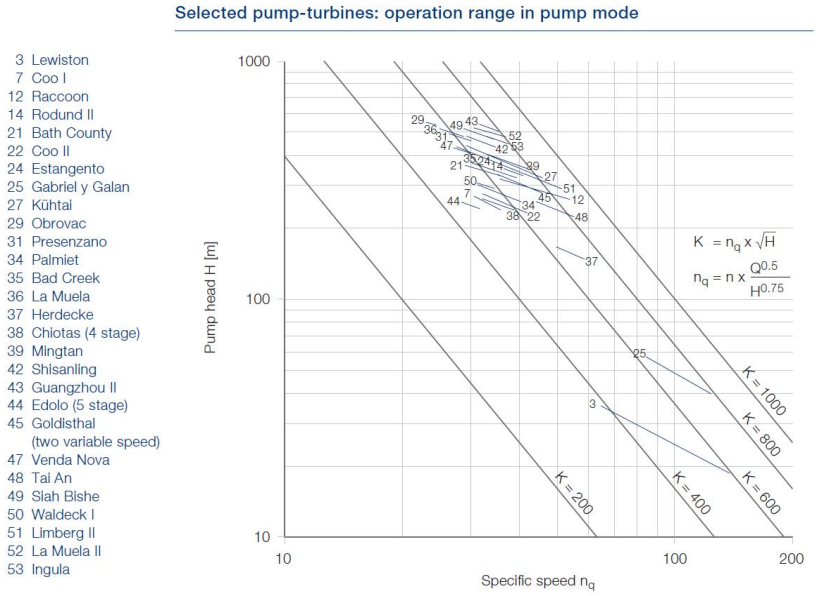
Alqueva (Portugali), 2012
4 x 130 MW turbiini/generaattoriyksiköt ja hallintajärjestelmät

New Tyin (Norja), 2004
2 x 220 MA generaattorit, säätö ja hallintajärjestelmät

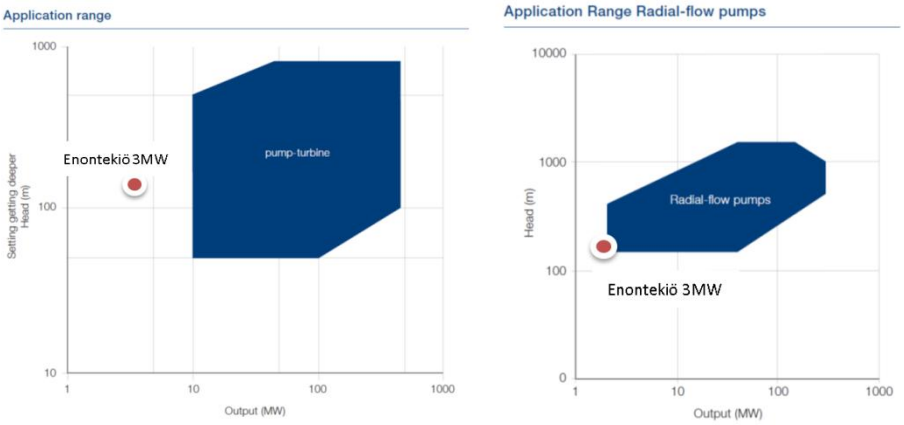
Nant de Drance (Sveitsi), valmistumisarvio 2017
6x157 MW pumput/turbiinit, 6x170 MVA generaattoriyksiköt, kokonaistoimitus

4.5.2 Voithin laitoksia

Turbiinitoimittajan esitteissä on kuvattu runsaasti toteutuneita PSHP vesivoimakohteita toiminta-alueineen. Voidaan todeta Enontekiön pieni kokoluokka näihin verrattuna.



Kuva 12. Toteutettujen PSHP laitosten pumppaustehoja



Kuva 13. Voithin esitteestä PSHP-laitosten toiminta-alueita ja Enontekiön laitos niihin sijoitettuna

5. TOIMINTAMALLIVAIHTOEHDOT JA NIIDEN ARVIOINTI

Tässä luvussa on kuvaus tuulivoimalaitoksen ja siihen liitetyn energiavaraston liiketoimintamallin eri vaihtoehdoista. Tarkoituksena on selvittää pääkohdiltaan, millaisella toimintamallilla ja liiketoimintakonseptilla tuulivoimalan ja siihen liitetyn energiavaraston yhdistelmä voisi käytännössä toimia, millaisia vaihtoehtoisia malleja on olemassa sekä arvioida vaihtoehtoisia malleja.

5.1 Teknis-taloudellisen toimintamallin vaihtoehdot

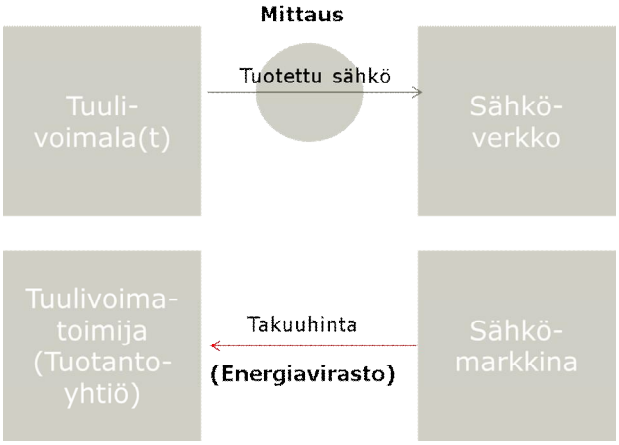
5.1.1 Tuulisähkön tuotannon perusmalli (”standalone” tuulivoima)

Tuotot perustuvat tuulivoiman tuotantoon ja myyntiin. Tuulivoimalat kytketään sähköverkkorakenteeseen (jakeluverkkoon) mittauspisteen kautta. Tuulivoimalla tuotetusta sähköstä saadaan vähintään syöttötariffin mukainen takuuhinta, joksi on määritelty 83,50 €/MWh 12 vuoden ajan. Investointia kuolettavaksi nettokassavirraksi muodostuu käytännössä tämän hinnan sekä käyttö- ja kunnossapitokustannusten ja hallinnollisten kustannusten erotus.

Energiavirasto hallinnoi syöttötariffijärjestelmää. Sähkön tuottajan tulee toimittaa maksatushakemus (sisältää todentajan varmentaman tuotantoselvityksen) Energiavirastolle.

Toinen vaihtoehto on myydä tuulisähkö suoraan paikalliseen kulutukseen, jolloin hinta pitäisi olla vertailukelpoinen takuuhintaan. Tässä ensimmäinen luonnollinen asiakas olisi Enontekiön kunta.

Tämä malli sisältää ainoastaan tuulisähkötuotannon, ei pumppuvoimalaa.



Kuva 14. Tuulivoimatuotannon perusmalli

Hyötyjä	Haasteita, ongelmia	Muita kysymyksiä
Vakiintunut tuulivoiman tuotantomalli joka hyödyntää takuuhintaa	Tämä malli ei sisällä pumppuvoimalaa	Onko puhtaana tuulivoiman tuottajana toimiminen Enontekiön kunnan intressissä ja kehitettävä osaamisalue (vrt. on olemassa vakiintuneita investoreja)
Tuulivoimaloiden sijoittaminen riippumatonta pumppuvoimalasta	Verkkokapasiteetti rajoittaa tuulivoimatuotannon laajentamista	Luvitus- ym. prosessit voivat olla pitkiä ja asialle voi syntyä julkista vastustusta
Kannattavuus helposti laskettavissa, investoinnin takaisinmaksuajat suuruusluokaltaan 7-9 vuotta.	Ilman takuuhintaa tuulivoimalainvestointi ei ole kannattava.	

Ilman takuuhintaa tuulivoimalainvestointi ei ole tämän hetken lähtökohdista kannattavaa. Takuuhintaa maksetaan Suomessa yhteistehoon 2500 MW saakka. Tällä hetkellä hyväksyttyjä hankkeita on 710 MW (nimellisteho) edestä, mikä merkitsee sitä, että takuuhintajärjestelmä voi täyttyä jo ennen tavoitteena olevaa vuotta 2020.

5.1.2 Pumppuvoimala yhdistetyssä markkina- ja saarekemallissa

Markkinamallissa pumppuvoimalan tuotot perustuvat sähkön hintaerojen hyödyntämiseen energian varastoinnin kautta. Yläallasta täytetään, kun sähkön hinta on alhaalla ja sähköä puolestaan tuotetaan kun sähköstä saatava hinta on korkealla. Pumppuvoimalan yläaltaan täyttämiseen käytettävästä sähköstä ja yläaltaan tyhjentämisestä tuotetusta sähköstä maksetaan sähköpörssissä määräytyvä hinta. Hyöty saavutetaan pumppaussähkön ja altaan tyhjentämisellä tuotetun sähkön hinnanerona. Investointia kuolettavaksi kassavirraksi muodostuu tämä hintaero vähennettynä käyttö-, kunnossapito- ja hallinnollisilla kustannuksilla.

Tuotettua tuulivoimaa kannattaisi markkinamallissa hyödyntää pumppaukseen, jos

- tuulivoimalat ja pumppuvoimala olisivat fyysisesti lähekkäin ja saman sähköverkkorakenteen piirissä (ei syntyisi siirtohäviöitä)
- tuulivoimasta on ylituotantoa – samanaikaisesti verkkokapasiteetti rajoittaa ja pumppuvoimala sijaitsee lähellä (sähköverkon tasapaino paranisi)

Saarekemallissa tavoitteena on alueellisissa laajoissa sähkökatkoksissa (häiriö 20/45 KV tai kantaverkko) sähkön saannin turvaaminen Kilpisjärvellä ja mahdollisesti koko Enontekiön kunnan alueella. Tämä tapahtuisi siirtymällä saarekemaiseen toimintamalliin, jossa tuotetaan kuluttajille heidän normaalisti usealta eri sähkönmyyjältä ostamaa sähköä, jota ei sähköverkon häiriötilanteessa ole saatavilla. Etäluettavien mittareiden ja tuntimittauksen myötä eri asiakkaille myydyn energian määrä saadaan selville

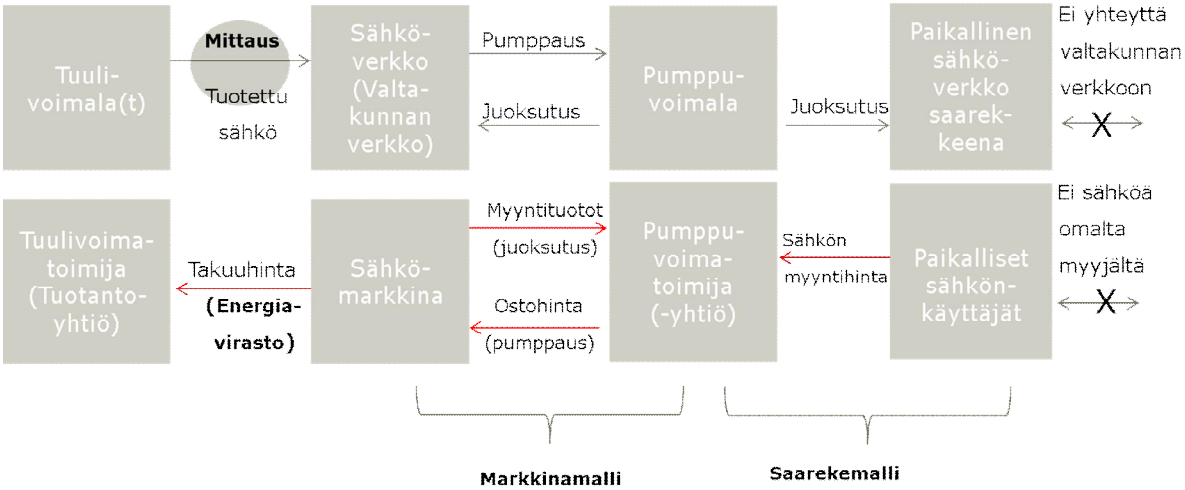
Hyötyjänä on käyttäjien lisäksi jakeluverkkoyhtiö (Enontekiön Sähkö Oy), jonka hoitaman sähköverkon toimintavarmuus lisääntyy ja yhtiön vastuulla olevan verkkokatkoista aiheutuvat korvaukset (KAH-korvaukset) asiakkaille vähenevät.

(Energiavirasto: Mikäli sähkönjakelun keskeytyminen johtuu jakeluverkkoyhtiön vaikutusmahdollisuuksien ulkopuolella olevasta esteestä, jota hänen ei kohtuudella voida edellyttää ottavan huomioon toiminnassaan ja jonka seurauksia ei kaikkea huolellisuutta noudattaen olisi voitu välttää tai voittaa, ei vakiokorvausta tarvitse maksaa. Näin voi olla esimerkiksi siinä tapauksessa, jos sähkönjakelun pitkä keskeytys johtuu jakeluverkkoa syöttävän kantaverkon viasta eikä jakeluverkonhaltijan voida katsoa voineen tähän kohtuullisin kustannuksin varautua esimerkiksi varasyötöillä).

Tavoitteena on ollut, että Kilpisjärven sähkönsaanti on voitava turvata ainakin 2-3 vuorokauden ajan, kun tehontarve on noin 2,5…3,5 MW.

Saarekemallia voidaan pitää Enontekiön huoltovarmuuteen vaikuttavana tekijänä. Keskeistä on

- toimintamallin luominen jossa pumppuvoimalayhtiö voi toimia sähkön tuottajana ja myyjänä (esim. Enontekiön Sähkön sisar-, tytär- tai osakkuusyhtiön muodostaminen tähän)
- häiriötilanteen hoidon mekanismien sopiminen muiden sähkönmyyjien kanssa, joita näkemyksemme mukaan on useita.
- häiriötilanteen ansaintamallin arviointi: millainen KAH-maksujen kompensaatio saadaan Enontekiön Sähköltä (Enontekiön Sähkö hyötyy), saadaanko katkoksen aikaisesta sähkön myynnistä tuottoja

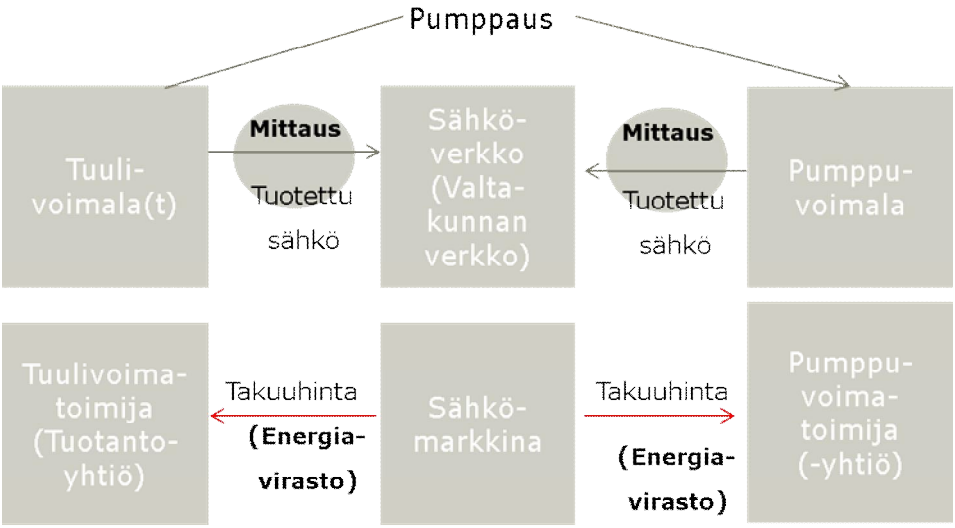


Kuva 15. Yhdistetty tuulivoimala ja pumppuvoimala, markkina- ja saarekemalli

Hyötyjä	Haasteita, ongelmia	Muita kysymyksiä
Vakiintunut tuulivoiman tuotantomalli, takuuhinnan hyödyntäminen	Pumppuvoimala erillinen ratkaisu, ei hyödynnä tuulivoimaa	Luvitus- ym. prosessit voivat olla pitkiä ja asialle voi syntyä julkista vastustusta
Pumppuvoimalalla itsenäinen businesslogiikka, joka perustuu yhdistettyyn markkina- ja saarekemallin. Saarekemallissa lisätuottoja sähkön ”vähittäismyynnistä	Pumppuvoimalan kannattavuus on huono sen toimiessa sähkömarkkinahinnan ehdolla. esille tullut tarvittava hintaero on 25–35 euroa/MWh. Nykytilanteessa on harvoin riittävän pitkiä suuren hintaeron kausia (kts. luku 7). Eri vuosien välillä suuria vaihteluja. Ei saatane kannattavaksi ilman merkittävää julkista tukea	
Erilliset liittymät sähköverkkoon – voimaloiden välisessä siirrossa ei häviösähköongelmaa		Verkon käyttötoiminnan järjestäminen – erityisesti kytkentätilanne itsenäiseksi saarekkeeksi ja takaisin vaatii valvontaa ja kaukokäyttöä
Sähkönsaanti sähkökatkostilanteissa, KAH-korvausten väheneminen omalla vastuulla olevan verkon osalta (Enontekiön Sähkö)		Sopimukset sähkönmyyjien kanssa häiriötilanteen energianmyynnistä (tuntimittaus) Poikkeustilanteiden kulutuksen mittaukset ja selvitys sähkönmyyjien kanssa

5.1.3 Allas tuulivoiman varastona

Tässä mallissa tavoitteena on hyödyntää tuulivoiman takuuhintaa maksimiinsa niin, että tuulivoiman ”ylituotannon” aikana pumpataan vettä yläaltaaseen ja vähätuulisena aikana yläaltaasta juoksutetaan vettä pumppuvoimalan kautta ja näin saatu sähkö myydään tuulivoiman takuuhinnalla – onhan se alun perin tuotettu tuulivoimalla.



Kuva 16. Allas tuulivoiman varastona

Tuotettua tuulivoimaa kannattaa hyödyntää pumppaukseen jos
- tuulivoimalat ja pumppuvoimala olisi fyysisesti lähekkäin ja saman sähköverkkorakenteen piirissä (ei häviösähköä, sähköverkon tasapaino)
- tuulivoimasta ”ylituotantoa” – verkkokapasiteetti rajoittaa ja pumppuvoimala on lähellä

Hyötyjä	Haasteita, ongelmia	Muita kysymyksiä
Takuuhinnan saanti myös huonoissa tuuliolosuhteissa / verkkorajoitusten estäessä	Nyt suunnitellun kahden tuulivoimalan tuotanto on kokonaisuudessaan myytävissä markkinalle takuuhinnalla (ei verkkorajoituksia) – ei synny varastoitavaa ”ylituotantoa”	
”Suljettu systeemi”	Sähkön siirron häviöt, jos tuuli- ja pumppuvoimala sijaitsevat kaukana toisistaan Pumppuvoimalan tehohävikki tasoa 20 % (hyötysuhde tasoa 80 %)	
Rakennettavissa useampi tuulivoimala kuin verkkokapasiteetti sallii (jos sijaitsevat lähellä pumppuvoimalaa)		
Antaa tekniset edellytykset tuottaa tuulivoimaa takuuhinnalla verkkokapasiteetin salliman määrän	Takuuhintaa ei saa pumppuvoimalan tuotolle ilman säännösten muutosta	
Voisi toimina teknisesti myös saarekemallina sähkökatkostilanteissa		

5.2 Kotimaisia toimintamalliverrokkeja

Metsähallitus – hankekehittäjä, maanvuokraaja
Metsähallitus on ollut mukana tuulivoiman hankekehityksessä vuodesta 2009. Laatumaan tuulivoimatiimi on tässä keskeinen organisaatio. Metsähallitus ei ole osakkaana tuulivoimatuotantoa harjoittavissa yhtiöissä, eikä se investoi itse rakentamiseen. Sen sijaan se myy yhteistyökumppaneilleen käyttöoikeuden maa-alueeseen, joka on soveltuva ja täysin valmis tuulivoimaloiden rakentamiseen. Valtion maiden haltijana Metsähallitus on alueilla kuitenkin pysyvä toimija. Metsähallituksella on tällä hetkellä yhdeksän eri vaiheissa olevaa tuulivoimahanketta. Vireillä olevissa hankkeissa on yhteensä vajaa 300 voimalaa.

Lähde:
Metsähallituksen nettisivut

TuuliWatti Oy – hankekehittäjä, tuulivoimatoimija

TuuliWatti kehittää ja rakentaa tuulipuistoja maa-alueille. Vuonna 2009 perustettu TuuliWatti Oy on energiayhtiö St1 Oy:n ja S-Voima Oy:n omistama teollisen tuulivoiman osakkuusyritys. S-ryhmä omistaa *S-Voima Oy*:n kautta 50 % TuuliWatista. S-ryhmän mukaan tuulivoimatuotannon lisääntyminen laskee sähkön hintaa ja alentaa siten sähkönkäytön kustannuksia.

Vuonna 2013 omalla tuulivoimalla tuotettiin 10,7 prosenttia S-ryhmän käyttämästä sähköstä. Jo rakenteilla olevien tuulipuistojen myötä osuus nousee 25 prosenttiin vuoden 2014 lopussa ja tavoitteena on kasvattaa se 50 prosenttiin vuoden 2016 loppuun mennessä.

Tuuliwatin operoimaan Peittoon tuulipuistoon toteutetaan 12 tuulivoimalaa, joiden suunniteltu kokonaisnimellisteho on 54 MW. Tuotettu energia siirretään valtakunnanverkkoon Isosannan sähköasemalle rakennettavan 110 kV voimajohdon kautta.

Porin kaupunki vuokraa maa-alueen TuuliWatille. Porin kaupunki on investoinut alueen vaatiman infrastruktuurin, kuten tiestön, rakentamiseen TuuliWatin kanssa sovitulla työnjaolla

Tuulivoimaloiden liittämiseksi sähköverkkoon alueelle rakennettiin 110 kV voimajohto ja sähköasema, johon tuulivoimaloiden 20 kV kaapelointi yhdistetään. Porin Energia on tehnyt investointeja tähän TuuliWatin kanssa sovitulla työnjaolla.
TuuliWatti omistaa voimalat ja operoi niitä.

Lähde:
TuuliWatti Oy:n ja Porin kaupungin nettisivut, S-ryhmän nettisivut

Lumituuli Oy – sähkönkäyttäjien omistama tuulisähköyhtiö (yhdistelmä osuuskunta-ja Mankalamallia)

Lumituuli Oy on vuonna 1998 perustettu tuulisähköä tuottava ja myyvä yhtiö. Yhtiö on rakentanut ja ylläpitää vuonna 1999 pystytettyä 660 kW tuulivoimalaa Lumijoella sekä vuonna 2014 pystytettyä 800 kW tuulivoimalaa Iissä.

Yhtiö on kuluttajien omistama tuulisähköyhtiö. Sillä on yli tuhat osakasta, jotka käyttävät yhtiön tuottamaa sähköä. Varat voimaloiden rahoittamiseen on kerätty ns. joukkorahoituksella osakkailta, pääosin yksityishenkilöiltä. Yhtiöjärjestyksen mukaisesti yhtiön tuotot on käytettävä uusiin tuulivoimainvestointeihin.

Yhtiö myy sähköä vain osakkailleen. Yksi Lumituulen osake antaa oikeuden ostaa 500 kWh Lumituulen tuulivoimalan tuottamaa sähköä vuodessa. Osakkeille on kauppapaikka Lumituulen nettisivuilla. Lumituuli myy tuotetun tuulisähkön osakkailleen Ekosähkö Oy:n kautta. Ekosähkö Oy ostaa Lumituulelta ylimääräisen tuulisähkön, joka ei mene osakkaille sekä hoitaa sähkön laskutuksen ja sähkötaseen.

Osakkaiden ei ole välttämätöntä ostaa sähköä Lumituulelta, vaan voivat pitää osakkeitaan puhtaana sijoituksena.

Lähde:
Lumituuli Oy:n nettisivut, Ekosähkö Oy:n nettisivut

Taaleritehdas – tuulivoimasijoituksiin dedikoitu pääomarahasto

Taaleritehtaan Tuulitehdas-pääomarahaston sijoituskapasiteetti on 150 miljoonaa euroa ja mukana on reilut 200 sijoittajaa. Kohdealueita rahastolla on ympäri Suomea noin kymmenessä eri kohteessa. Rahasto suunnittelee noin 100 tuuliturbiinia kymmeneen eri kohteeseen Lounais- ja Etelä-Suomessa sekä 35-51 tuuliturbiinin hanketta Posiolle.

Taaleritehtaan tavoitteena on toimia sähkömarkkinoilla maksimoiden takuuhintatuottoja ja minimoiden riskitekijöitä.

Energiakolmio järjestää Taaleritehtaan koko tuulivoimatuotannon myynnin markkinoille. Energiakolmio on rakentanut tuulivoimatuotannolle soveltuvan palvelutarjonnan. (Lähteet: Taaleritehtaan ja Energiakolmion nettisivut)

Muukon tuulivoimapuisto – kiinteistörahoituksen ja operoinnin eriytys

TuuliMuukko on LähiTapiolan ja TuuliSaimaan yhteishanke. TuuliSaimaalla on kymmenen prosentin osuus 26 miljoonan euron hankkeesta.

- Hankkeen rakentamisesta on vastannut lappeenrantalainen TuuliSaimaa Oy. Hankkeessa pystytetään 21MW:n tuulipuisto Muukkoon, joka tuottaa 7 tuuliturbiinin avulla vihreää sähköä Lappeenrantaan. Kukin tuuliturbiinin teho on 3 megawattia.
- LähiTapiola Kiinteistövarainhoito Oy on perustanut kiinteistöpääomarahasto TuuliTapiola Ky:n, jonka tavoitteena on sijoittaa Suomen tuulipuistohankkeisiin noin 100 miljoonaa euroa.

TuuliMuukko on erillinen yhtiö, jonka tehtävänä on ollut hankkeen valvonta ja yleinen projektinjohto sekä tuotantoyhtiönä toimiminen hankkeen valmistumisen jälkeen. TuuliSaimaa toimii palveluntarjoajana, jolta TuuliMuukko ostaa tarvitsemansa hallinto- ja muut palvelut.

Empower hoitaa TuuliMuukon tuottaman sähkön myynnin sekä toimii tasevastaavana.

Lähteet:

TuullSaimaa Oy:n nettisivut. Herää Suomi tuulivoimaan! Tapaustutkimus tuulivoiman poliittisten, sosiaalisten ja hallinnollis-institutionaalisten esteiden ilmenemisestä Muukon tuulivoimahankkeessa Lappeenrannassa. Ympäristöpolitiikan ja -oikeuden pro gradu –tutkielma. Essi Römpötti 2014

Pyhäsalmen pumppuvoimalahanke – mahdollisesti Mankala –malli

Pyhäsalmen pumppuvoimalahankkeeseen suunnitellusta toimintamallista ei ole juurikaan saatavissa tietoja. On mahdollista, että kyseessä on Mankala-tyyppinen malli, jossa sähköntuotannon aikana osakkaat ostavat omistusosuutensa suhteessa tuotettua sähköä omakustannushintaan (”at cost”) ja välittävät sen markkinoille markkinahinnalla.

5.3 Juridiset toimintamallit

Eri organisaatiomuodoista toimintamalleihin soveltuvia ovat käytännössä lähinnä osakeyhtiö sekä kunnan toimintayksikkö/liikelaitos ja osuuskunta. Seuraavassa on esitelty mallien keskeisiä eroja niin omistuksen, päätöksenteon kuin osapuolten vastuiden ja varojenjaon suhteen.

5.3.1 Osakeyhtiö

- Osakeyhtiö on yhteisö, jonka tarkoituksena on tuottaa omistajilleen taloudellista voittoa. Osakeyhtiöllä voi olla myös yleishyödyllinen tarkoitus tai voittoa tavoittelematon luonne, jos yhtiöjärjestyksessä on erikseen sovittu tästä.

- Osakeyhtiön osuus on vapaasti luovutettavissa ja mukaan voidaan toiminnan kestäessä ottaa myös uusia osakkaita osakeannin kautta.

- Osakeyhtiötä ei voi vapaamuotoisesti lopettaa, vaan toiminta päätetään aina selvitysmenettelyn kautta, jossa selvitetään yhtiön velkojat, jaetaan näille velkoja vastaava osuus yhtiön varoista, ja loput mahdolliset varat voidaan jakaa osakkaille.

- Yhtiön osakkaat eivät ole henkilökohtaisesti vastuussa yhtiön velvoitteista. He vastaavat kuitenkin henkilökohtaisesti niistä velvoitteista, joihin he ovat osakeyhtiön nimissä sitoutuneet, ennen kuin yhtiö on merkitty kaupparekisteriin. Jos osakas antaa yhtiölle otettaviin lainoihin henkilö- tai reaalivakuuden, hän vastaa myös niiltä osin yhtiön velvoitteista.

- Osakeyhtiöllä tulee olla hallitus ja toimitusjohtaja. Lisäksi päätösvaltaa sekä toimielinten nimeämisessä että esim. talousarvion ja merkittävien päätösten hyväksymisessä käyttää yhtiökokous (osakkaat tai näiden edustajat). Yhtiökokous on järjestettävä vähintään kerran tilikaudessa, ja tarvittaessa osakkaat voivat kutsua myös ylimääräisiä yhtiökokouksia koolle ratkaisemaan tärkeitä ajankohtaisia asioita.

- Mankala-periaate on toimintatapa, jossa usea yhtiö yhdessä perustaa voittoa tuottamattoman osakeyhtiön yhteistä tarkoitusta varten. Malli on yleisesti käytössä erityisesti energia-alalla, jossa Mankala-yhtiöitä on vakiintuneesti käytetty yhden tai useamman voimalaitoksen rakentamista ja operointia varten. Osakeyhtiön osakkaat rahoittavat laitoksen rakentamisen ja ylläpidon ja vastavuoroisesti ne saavat rakennetusta laitoksesta sähköä omakustannushintaan. Tyypillisesti Mankala-yhtiön omistajat vastaavat osakassopimuksen perusteella yhtiötä kohtaan omistuksensa suhteessa yhtiön energian tuotannon aiheuttamista yhtiön normaaleista kustannuksista, kuten esimerkiksi käyttö- ja huoltokustannuksista, veroista, vakuutuksista, lainoista ja polttoainekustannuksista. Osakkaiden vastuu toisiaan ja ulkopuolisia kohtaan määräytyy osakeyhtiölain mukaisesti.
-

5.3.2 Liikelaitos

- Liikelaitos on tarkoitettu nimenomaan kunnallisten palveluiden tuottajaorganisaatioksi. Kunnan liikelaitos on osa kunnan varsinaista organisaatiota. Kunnan liikelaitos voi toimia myös kahden tai useamman kunnan yhteisen toimielimen alaisena isäntäkunnan liikelaitoksena. Kunnan liikelaitos ja kuntayhtymän liikelaitos eivät ole itsenäisiä oikeushenkilöitä eivätkä itsenäisiä kirjanpitovelvollisia. Ne kuuluvat ”emon” (kunnan tai kuntayhtymän) varsinaiseen organisaatioon ja niiden hallinto järjestetään johtosäännön määräyksin. Niiden kirjanpito on kuitenkin eriytettävä kunnan tai kuntayhtymän kirjanpidossa.
- Liikelaitoskuntayhtymä on muista liikelaitostyypeistä poiketen itsenäinen oikeushenkilö. Liikelaitoskuntayhtymällä on oma perussopimuksensa ja omat johtosääntönsä. Liikelaitoskuntayhtymä on itsenäinen kirjanpitovelvollinen. Peruskuntien lisäksi myös kuntayhtymät voivat harjoittaa yhteistoimintaa liikelaitoskuntayhtymän muodossa.
- Kunnallinen liikelaitos voidaan perustaa liiketoimintaa tai liiketaloudellisten periaatteiden mukaan hoidettavaa tehtävää varten. Liikelaitoksen tehtävien ja toiminnan on kuuluttava kuntalain 2 §:n mukaisesti kunnan toimialaan.

- Kunnallisella liikelaitoksella on kuntalain mukaan oltava johtokunta. Liikelaitoskuntayhtymällä on lisäksi oltava yhtymäkokous. Liikelaitoksella voi näiden lisäksi olla muita toimielimiä. Virkasuhteinen johtaja on liikelaitoksen ylimpänä viranhaltijana pakollinen kaikissa liikelaitostyypeissä.
- Liikelaitokset ovat konkurssikelvottomia.
- Kunnalliset liikelaitokset on vapautettu eräistä veroista. Ne eivät maksa varainsiirtoveroa, eivät kiinteistöveroa oman kunnan alueella eivätkä tuloveroa elinkeinotoiminnasta oman kunnan alueella.
- Euroopan komission kilpailuneutraliteettipäätöksien johdosta markkinoilla toimivat kunnalliset liikelaitokset tulee yhtiöittää vuoden 2014 loppuun mennessä uuden kuntalain mukaisesti. Yhtiöittämisvelvollisuus koskisi myös voimalatoimintaa, mikäli sähköä myydään vapailla markkinoilla.

5.3.3 Osuuskunta

- Osuuskunta on yhtiömuoto, jonka tarkoituksena on lähtökohtaisesti aina sen jäsenistön taloudenpidon tai elinkeinon tukeminen harjoittamalla taloudellista toimintaa siten, että osuuskunnan jäsenet käyttävät hyväkseen osuuskunnan tarjoamia palveluita. Uuden osuuskuntalain 421/2013 (tullut voimaan vuoden 2014 alussa) myötä osuuskunnan ja osakeyhtiön väliset erot yritysmuotoina ovat pieniä.
- Osuuskunnan voi perustaa yksi tai useampi luonnollinen henkilö, yhteisö, säätiö tai muu oikeushenkilö. Osuuskunnalla ei ole kiinteää osuuspääomaa, vaan se vaihtelee jäsenmäärän mukaan. Osuuskunnan jäsenet käyttävät osuuskunnassa samankaltaista valtaa kuin osakeyhtiön osakkeenomistajat.
- Jäsenyys on henkilökohtainen, eikä sitä voi luovuttaa toiselle, jollei säännöissä määrätä toisin. Osuus, eli jäsenyyteen liittyvät taloudelliset oikeudet, on sen sijaan luovutettavissa. Jäsenellä on oikeus erota, ja jäsen voidaan myös erottaa, jos hän laiminlyö sääntöihin perustuvat jäsenvelvoitteensa.
- Osuuskunnan jäsenet käyttävät päätösvaltaansa osuuskunnan kokouksessa, joka vastaa periaatteessa osakeyhtiön yhtiökokousta. joita on järjestettävä vuosittain vähintään yksi. Osuuskunnalla on oltava hallitus, johon kuuluu vähintään yksi ja enintään viisi jäsentä. Säännöissä voidaan määrätä myös tästä poikkeavasti. Hallituksen tehtävistä ja vastuista päätetään säännöissä. Osuuskunnalla voi olla lisäksi hallituksen tai osuuskunnan nimeämä toimitusjohtaja.
- Osuuskunnan jäsenten ja osuuksien lukumäärä ja siten osuuspääoman määrä vaihtelevat, eikä niistä määrätä säännöissä. Osuudet tuottavat lähtökohtaisesti yhtäläiset oikeudet. Säännöissä voidaan määrätä myös jäsenen velvollisuudesta useamman osuuden ottamiseen tai muun lisämaksun suorittamiseen joko liityttäessä tai jäsenyyden jatkuessa. Osuus on lähtökohtaisesti siirtokelpoinen. Jäsenellä tai sillä, jolle osuus on siirtynyt, on myös oikeus saada maksettu osuusmaksu takaisin jäsenyyden päättyessä. Palautettava määrä on osuusmaksusta maksetulle määrälle laskettava osuus palautukseen käytettävissä olevasta osuuskunnan omasta pääomasta. Osuuskunta voi nykyisen osuuskuntalain myötä toteuttaa sääntöjen sen salliessa myös osakeanteja tai osuusanteja lisärahoituksen hankkimiseksi.
- Osuuskunnan jäsenet eivät ole henkilökohtaisessa vastuussa osuuskunnan velvoitteista. Jäsen vastaa osuuskunnan velvoitteista ainoastaan osuuskuntaan sijoittamallaan summalla. Merkittävää on, että mikäli osuuskunnan säännöissä on erikseen määrätty oikeudesta periä lisämaksuja erilaisissa tilanteissa, voivat jäsenet joutua tätä kautta maksuvelvollisiksi myös osuuskunnan ylivelkaisuuden tai konkurssin kohdatessa.
- Osuuskunnan varoja saadaan jakaa jäsenille ja heidän oikeudenomistajilleen vain lain sallimissa tilanteissa. Tällaisia ovat esimerkiksi ylijäämän jako sääntöjen mukaisella tavalla, osuuden palautukset sekä varojenjako osuuskunnan purkautuessa. Osuuskunnan toimintaajatukseen kuuluu, että jäsenen saama taloudellinen hyöty muodostuu ehkä suureltakin osin niistä markkinoita edullisemmista palveluista, joita osuuskunta jäsenilleen tarjoaa. Osuuskunta maksaa saamastaan liikevoitosta veroa tällä hetkellä 20 % verokannan mukaan. Samoin osuuskunnan jäsenilleen maksamat suoritukset ovat lähtökohtaisesti veronalaista tuloa.

- Osuuskuntien ja osakeyhtiöiden verotusta ollaan uudistamassa ja yhdenmukaistamassa, ja muutoksia ennustetaan tulevan vuoden 2015 aikana. Muutokset eivät todennäköisesti tule olemaan merkittäviä, mutta todennäköisesti osuuskunnan ja osakeyhtiön ennestäänkin pienet verotukselliset erot tulevat vähenemään.

5.3.4 Yhteenveto juridisista hallintomalleista

Kaikki kolme kuvattua organisaatiomuotoa ovat mahdollisia, eikä niiden organisatoriset tai vastuunjakoon liittyvät erot ole niin toisistaan eroavia, että joku toimintamuodoista olisi selkeästi muita kannatettavampi. Lähinnä liikelaitoksen mahdollinen yhtiöittämisvelvollisuus toiminnan ollessa markkinaehtoista merkitsee käytännössä, että osakeyhtiömalli tai osuuskunta voi olla toimivampi malli. Mikäli toimintaan halutaan myös yksityisiä yhteistyökumppaneita, on osakeyhtiö tai osuuskunta ainoa mahdollinen vaihtoehto. Erityisesti Mankala-yhtiö voisi olla verotuksellisestikin toimiva tässä tapauksessa.

Selvyyden vuoksi seuraavissa tarkasteluissa oletetaan, että toimintaa tullaan harjoittamaan osakeyhtiömuodossa. Osakeyhtiön ja osuuskunnan toisiaan lähellä olevat roolit eivät kuitenkaan suuresti eroa toisistaan, joten tarkastelun voi katsoa sisältävän myös osuuskunnan juridiikkaan liittyviä tekijöitä.

5.4 Muuta toimintamallin valinnassa huomioitavaa

5.4.1 Sopimukselliset asiat

Hankkeen toteuttamiseen tarvitaan toimiva sopimuskokonaisuus, johon kaikki osapuolet on sitoutettava jo varhaisessa vaiheessa.. Osapuolten sitouttaminen tulisi aloittaa hanketta koskevalla aiesopimuksella jo ennen yksityiskohtaiseen suunnitteluun siirtymistä. Hyvä aiesopimus sisältää riittävät insentiivit osapuolten sitoutumiseen, mutta mahdollistaa myös koko hankkeen tai yksittäisen toimijan vetäytymisen suunnitelmien muuttuessa tai tilanteissa, joissa esimerkiksi verotuksen mutokset tekisivät hankkeesta aiempaa vähemmän houkuttelevan. Suunnittelu- ja luvitusvaiheen jälkeen tehtäisiin aiesopimuksen reunaehtojen mukaiset maanhankinta- ja urakkasopimukset sekä myöhemmät yhteistyö- ja palvelusopimukset yhdessä toteutettavien palveluiden järjestämisestä.

On hyvä pitää mielessä, että Suomessa vallitsee sopimusvapaus, ja periaatteessa hankkeeseen osallistuvat yritykset ja kunta voivat sopia erilaisista hankkeeseen liittyvistä asioista varsin vapaamuotoisesti sekä tehdä eri osapuolien kanssa sopimuksia, joissa on toisistaan poikkeavat ehdot. Selkeää yhteistyötä tavoiteltaessa sopimusten tulisi olla kuitenkin kaikkia osapuolia koskevia tai muuten linjassa keskenään.

Sopimusjärjestelyjen tulisi olla sellaisia, että ne mahdollistaisivat myös uusien toimijoiden liittymisen mukaan hankkeen jo toimiessa. Sopimusten tulee sisältää ehto, joka velvoittaa uudet toimijat liittymään samoihin sopimuksiin samoin ehdoin. Toisaalta esimerkiksi sähkömarkkinalain mukaiset rajoitukset tulee ottaa huomioon.

5.4.2 Maanomistus ja alueiden hallinta

Maa-alueiden hallinta voisi perustua joko tarvittavien alueiden myyntiin toimintaa harjoittavalle organisaatiolle tai tonttien vuokraamiseen. Molemmat tavat ovat toimivuudeltaan suunnilleen samanveroisia. Valittava toimintatapa ratkaistaan sekä tuloutustarpeiden että toivotun pääomarakenteen mukaisesti. Omistettuja/vuokrattuja alueita voidaan tarvittaessa täydentää myös pysyvillä käyttöoikeuksilla tai rasitteilla, joita perustetaan lähinnä kauttakulkua tai esimerkiksi johtojen/kaapeleiden sijoittamista vaativissa kohteissa.

Sekä maanvuokra- että käyttöoikeussopimukset tai käyttöoikeuksia koskevat lunastuspäätökset ovat kirjaamiskelpoisia kiinteistörekisteriin ja siten suojaavat toimijaa muuttuvissakin tilanteissa kolmansien tahojen vaatimuksia kohtaan. Toisinaan myös kirjaamiskelpoiset kiinteistöjärjestelyt ovat keskeisiä hankkeen rahoittajien vaatimuksia.

Maankäyttöratkaisujen suunnittelussa tulee ottaa huomioon, että kaikki kaavaillut vaihtoehdot tuulivoimaloiden sijoittamispaikoiksi ovat tällä hetkellä kolmansien tahojen omistuksess tai hallinnassa.

5.4.3 Hankinta- ja kilpailulainsäädännön huomioon ottaminen

Hankinta- ja kilpailulainsäädännön kannalta tulee ottaa huomioon sekä julkisiin hankintoihin että valtion tukiin liittyvät näkökohdat. Valtion tukena voidaan tapauskohtaisesti pitää taloudellista järjestelyä, jossa julkinen toimija luovuttaa tai myy hyödykkeitä, alueita tai palveluita alle markkinahinnan. Käytännössä tämä asia tulee arvioitavaksi niiden järjestelyjen kohdalta, joissa Enontekiön kunta myy tai vuokraa maa-alueita tai palveluita hankevastaaville.
Julkisilla hankinnoilla tarkoitetaan sellaisia tavara-, palvelu- ja rakennusurakkahankintoja, joita valtio, kunnat ja kuntayhtymät, valtion liikelaitokset sekä muut hankintalainsäädännössä määritellyt hankintayksiköt tekevät oman organisaationsa ulkopuolelta. Hankinnoissa tulee noudattaa sääntöjä, jotka liittyvät mm. kilpailutuksen eri vaiheisiin, tarjouspyyntöasiakirjojen laatimiseen, hankinnasta ilmoittamiseen ja hankintasopimuksen allekirjoittamiseen. Hankintalainsäädäntö voi koskea myös yrityksiä ja muita yhteisöjä, joissa esimerkiksi kunta käyttää määräysvaltaa tai omistaa merkittävän osan yrityksestä. Hankintalainsäädäntö tulee huomioitavaksi ennen kaikkea liikelaitosmallissa, mutta myös osakeyhtiössä tai osuuskunnassa, jos kunnalla on organisaatiossa määräysvalta.

5.5 Enontekiön kunnan mahdolliset roolit

Enontekiön kunnan roolia on tarkastellaan tässä siitä lähtökohdasta, että on kyse tuuli- ja pumppuvoimalan yhdistelmästä tai sitten on kyse vain tuulivoimalasta tai pumppuvoimalasta.

Kunnan erilaisia mahdollisia rooleja vaihtoehtoisissa liiketoimintamalleissa voidaan havainnollistaa seuraavasti:

1. Kunta toteuttaa itse investoinnin 100 % omistamansa yhtiön kautta – VOIMALAN RAHOITTAJA JA TUOTANTOYHTIÖ
2. Kunta rahoittaa investoinnin kokonaan tai osin – VOIMALAN RAHOITTAJA
3. Kunnan omistama yhtiö käyttää voimalaa leasing-tyyppisellä sopimuksella – VOIMALAN OPEROIJA (TUOTANTOYHTIÖ)
4. Kunta on osakkaana voimalassa – OSAKAS MANKALA-MALLISSA, OSUUSKUNNASSA TAI LUMITUULI-TYYPPISESSÄ MALLISSA
5. Kunnalla ei ole roolia lainkaan

Enontekiön kunnalta on saatu alustava linjaus on että kunta ei lähde hankkeen 100 % vastuulliseksi toimijaksi. Tämä vaihtoehto on pidetty kuitenkin mukana lähinnä vertailutarkoituksessa seuraavissa tarkasteluissa.

5.5.1 Malli 1: Kunta toteuttaa itse investoinnin

Tässä liiketoimintamallissa Enontekiön kunta toteuttaisi itse tuulivoima- ja/tai pumppuvoimainvestoinnin ja ryhtyisi voimantuottajaksi 100 % omistamansa yhtiön kautta. Yhtiö oliis luonteeltaan Enontekiön Sähkön sisaryhtiö, ja Enontekiön Sähkön rooli puhtaana jakeluverkkoyhtiönä säilyy.

Kunnan linjausten pohjalta tämä on epätodennäköinen malli toteutettavaksi.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
Enontekiön rooli	Tuuli- ja/tai pumppuvoimalan omistaja ja operoija 100 % omistetun yhtiön kautta
Vastuut ja velvollisuudet	Yhtiöllä mahdollisuus itsenäiseen päätöksentekoon, vastuu toiminnan kehittämisestä ja tarvittavan rahoituksen turvaamisesta Osakeyhtiömuotoisena yhtiö vastaa toiminnan velvoitteista ja vastuista ainoastaan omalla omaisuudellaan
Enontekiössä tarvittava osaaminen ja prosessit	Hankekehitys, hankejohto Sähköntuotantotoiminnan tuntemus, osaava henkilöstö Resurssit yhtiön hallinnointia varten ja tarvittavat palvelusopimukset

Tarvittavat kumppanuudet	Rahoitus kunnan ulkopuolelta Tuulisähkön markkinoille vienti, tasehallinta
Ansaintamalli	Tuotot • Takuuhinta tuulivoimatuotannolle • Pumppuvoimala: hintaero pumppaussähkön ostohinnan ja juoksutussähkön myyntihinnan välillä. Mahdollisia lisätuottoja saarekemallin sähkön vähittäismyynnistä ja KAH-maksujen kompensaatiosta Kulut • Investoinnin pääomakustannukset: poistot ja ulkopuolisen rahoituksen korkokulut • Voimalan O&M-kulut • Palvelumaksut
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Rahoitukseen liittyvät riskit ja vastuut. Vastuu toiminnan ylläpitämisestä ja kehittämisestä yksin kunnan omistamalla yhtiöllä
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Sähkön käyttökatkosten hoito Kunta merkittävä edelläkävijä Kunnan mahdollisuus hankkia rahoitusta ja tukea
Tuloslaskelmavaikutukset	Yhtiön tulos on osa kuntakonsernin tulosta
Tasevaikutukset	Investoinnit (omaisuus), lainat ja takaukset kuntakonsernin taseessa

5.5.2 Malli 2: Kunta rahoittaa investoinnin kokonaan tai osin

Tässä liiketoimintamallissa Enontekiön kunta rahoittaa kokonaan tai osin tuulivoima- ja pumppuvoimalainvestoinnin. Enontekiön Sähkön rooli puhtaana verkkoyhtiönä säilyy.

Kunnan linjausten pohjalta sen 100 % rahoitusvastuu on epätodennäköinen malli toteutettavaksi.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
Enontekiön rooli	Tuuli- ja/tai pumppuvoimalan rahoittaja kokonaan tai osin. Kunta vuokraa / liisaa voimalat erilliselle tuotantoyhtiölle (operaattorille) pääomasta saatavaa korvausta vastaan.
Vastuut ja velvollisuudet	Vastuu tarvittavan rahoituksen hankkimisesta ja pääoman tuottokyvyn määrittelystä.
Enontekiössä tarvittava osaaminen ja prosessit	Rahoitus Hankekehitys, hankejohto
Tarvittavat kumppanuudet	Rahoituslaitos, esim. Kuntarahoitus (laina) Jälkirahoittajia ja/tai cross-border-rahoitusratkaisuja
Ansaintamalli	Tuotot • Vuokrat / Leasing-maksut operaattorilta Kulut • Pääomakulut (Poistot, rahoituskulut)

Tarkastelun kohde	Kuvaus
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Rahoitukseen liittyvät riskit, jotka konkretisoituvat tuotantoyhtiön maksukykyyn suhteessa tarvittavaan rahoitukseen
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Kunta edelläkävijän roolissa Kunnan mahdollisuus hankkia rahoitusta ja tukea
Tuloslaskelmavaikutukset	Rahoitustuotot ja -kulut kuntakonsernin tuloslaskelmassa
Tasevaikutukset	Omaisuus ja velat kuntakonsernin taseessa

5.5.3 Malli 3: Kunnan omistama yhtiö käyttää voimaloita leasing-sopimuksella

Tässä mallissa ulkopuolinen rahoittaja hoitaa investoinnin, ottaa voimalan taseeseensa ja tekee leasing-sopimuksen kunnalle. Kunnan omistama yhtiö, joka olisi todennäköisimmin käytännössä Enontekiön Sähkön sisaryhtiö, toimii voimalan operaattorina (tuotantoyhtiönä) ja maksaa rahoittajalle leasing-vuokraa.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
Enontekiön rooli	Voimalan tuotantoyhtiön omistaja
Vastuut ja velvollisuudet	Mahdollisuus itsenäiseen päätöksentekoon, ellei leasing-sopimus aseta rajoituksia Osakeyhtiömuotoisena yhtiö vastaa toiminnan velvoitteista ja vastuista omalla omaisuudellaan
Yhtiössä tarvittava osaaminen ja prosessit	Sähköntuotantotoiminnan tuntemus, osaava henkilöstö Resurssit yhtiön hallinnointia varten ja tarvittavat palvelusopimukset
Tarvittavat kumppanuudet	Rahoittaja, joka ottaa voimalan taseeseensa Sähköverkkotoiminta ei voi olla samassa yhtiössä kuin tuotanto tai sähkönmyynti -> kunnalla tulee olla useampi yhtiö käytössä tätä mallia varten
Ansaintamalli	Tuotot • Takuuhinta tuulivoimatuotannolle • Pumppuvoimala: hintaero pumppaussähkön ostohinnan ja juoksutussähkön myyntihinnan välillä. Mahdollisia lisätuottoja saarekemallin sähkön vähittäismyynnistä ja KAH-maksujen kompensaatiosta Kulut • Leasing/vuokra • Voimalan O&M-kulut • Palvelumaksut
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Leasing-sopimuksen sisältö Rahoittajan/voimalan omistajan taloudellinen asema ja mahdolliset tulevat yritysjärjestelyt
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Kunta edelläkävijän roolissa
Tuloslaskelmavaikutukset	Tuotantoyhtiön tulos osa kuntakonsernin tulosta

Tarkastelun kohde	Kuvaus
Tasevaikutukset	Tuotantoyhtiön osakkeet kunnan taseessa Mahdolliset takaukset, osakaslainat yms. tuotantoyhtiölle näkyvät kunnan taseessa

5.5.4 Malli 4: Enontekiön kunta osakkaana

Suomessa tyypillinen on Mankala-malli eli keskinäisten yhtiöiden malli. Voimatuottaja myy sähkön osakkailleen omakustannushintaan, joka määritellään vuosittain toteutuneiden kulujen ja tuotannon mukaan. Osakas käyttää sähkön itse tai kierrättää sen sähkömarkkinan kautta, jolloin saa myös käytännössä omakustannushinnan hyödyn (tyypillisempi tapaus kun osakkaana esim. energiayhtiöitä). Osakkaat kantavat markkinariskit. Tuottajayhtiö saa tyypillisesti edulliset lainaehdot, koska osakkaat takaavat tulovirran. Tällaisia yhtiöitä ovat mm. Hyötytuuli Oy, Pohjolan Voiman osakkuusyhtiö PVO-Vesivoima Oy, sekä aikaisemmin Fortum-johtoisena toiminut Tunturituuli Oy.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
Enontekiön rooli	Voimalan osakas
Kunnan vastuut ja velvollisuudet	Osakassopimuksen mukaiset vastuut Taloudellinen vastuu rajoittuu osakepääoman määrään Ei velvoitteita osallistua operatiiviseen toimintaan, ellei toisin sovita
Enontekiössä tarvittava osaaminen ja prosessit	Oletettavasti ei erityisiä vastuita tai tehtäviä kunnalla
Tarvittavat kumppanuudet	Muut osakkaat Rahoittaja(t) Operaattori (joku osakkaista)
Ansaintamalli	Enontekiön kunta ostaisi tuulivoimasähkön omaan käyttöön TAI Osingot tuulivoimatuotannosta
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Riski osapuolten ja rahoittajien sitoutumisesta, mahdolliset omistuksenvaihdokset Mankala-mallin ja syöttötariffin yhtäaikainen soveltaminen ja tuotojen optimointi selvitettävä tarkemmin
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Kunta edelläkävijän roolissa
Tuloslaskelmavaikutukset	Osuuden ja ansaintamallin mukaan mukaan vaikutus kuntakonsernin tuloslaskelmaan
Tasevaikutukset	Osakkeet ja niihin mahdokllisesti liittyvät vastuut (osakaslainat, takaukset) näkyvät kuntakonsernin taseessa.

5.6 Todennäköisimmät liiketoimintamallit ja niiden arviointi

Kun arvioidaan Enontekiön kunnan linajuksia (”ei 100 % vastuuta”) ja kunnan mahdollisia rooleja sekä yhdistetään ne investorien mahdollisiin rooleihin, syntyy seuraavat todennäköisimmät liiketoimintamallin vaihtoehdot

	Tuulivoimala(t) yksityisessä omistuksessa tai kunnan kanssa perustettuna yhteisyhtiönä, toimii markkinaehtoisesti takuuhinnan turvin	Pumppuvoimala kunnan ja yksityisten yhteisyhtiönä, toimii yhdistetyllä markkina- ja saarekemallilla vahvasti julkisen rahoituksen turvin
Hankekehittäjä	Yksityinen investori TAI Yksityinen + kunta (yhteisyhtiö)	Kunta + yksityinen investori
Rahoittaja / investoija	Yksityinen investori + rahoitusmarkkinalta saatu rahoitus	Kunta + julkinen rahoitus (tuet) + yksityisrahoitusta
Operoija (tuotantoyhtiö)	Investorin tuotantoyhtiö Tarkoitusta varten perustettu tuotantoyhtiö, jossa kunta on mukana	Tarkoitusta varten perustettu yhtiö, jossa kunta on mukana
Sähkön markkinoilleviejä, myyjä	Tuotantoyhtiö	Tuotantoyhtiö

6. RAHOITUSVAIHTOEHDOT JA SAATAVILLA OLEVAT TUET

Tässä luvussa tarkastellaan alustavasti hankkeen rahoitusmahdollisuuksia, erityisesti julkisesti saatavilla olevia tukia ja muita rahoitusinstrumentteja sekä niihin liittyviä ehtoja. Näitä ovat erityisesti

- Energiatuki
- Maakuntaliiton rahoitus (EAKR)
- Tekes
- EU-tuet ELY-keskusten kautta
- EU:n innovaatiotuki
- Sitran tarjoamat rahoitusmahdollisuudet
- Rahastojen ja säätiöiden tarjoamat kotimaiset rahoitusmahdollisuudet
- Energiateollisuuden Ympäristöpooli
- Huoltovarmuuskeskus

6.1 Työ- ja elinkeinoministeriön energiatuki ja tuotantotuet

Energiatuella pyritään edistämään erityisesti uuden energiateknologian käyttöönottoa ja markkinoille saattamista. TEM voi hankekohtaisen harkinnan perusteella myöntää yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille energiatukea sellaisiin ilmasto- ja ympäristömyönteisiin investointi- ja selvitys-hankkeisiin, jotka edistävät

1. uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöä,
2. energiansäästöä tai energiantuotannon tai käytön tehostamista
3. vähentävät energian tuotannon tai käytön ympäristöhaittoja.

Tuen ensisijaisena tavoitteena on helpottaa investointien käynnistämistä parantamalla sen taloudellista kannattavuutta ja pienentämällä uuden teknologian käyttöönottoon liittyviä taloudellisia riskejä. Uusiutuvan energian käyttöön liittyviä investointeja, joita voidaan tukea maksimissaan jopa 40 %:iin hankekustannuksista, ovat mm.

- pienet lämpökeskukset
- *pienet sähköntuotantohankkeet*
- polttoaineen tuotantohankkeet
- *uuden teknologian demonstraatiohankkeet.*

Tuettavia hankkeita eivät ole missään tilanteessa tavanomaiset liiketoiminnan perustamis-, laajennus-, kannattavuus-, kehitys-, suunnittelu-, markkinointi- tai testausselvitykset vaan tuki kohdistuu nimenomaan hankeinvestointiin.

Tukipäätökset käsitellään pääsääntöisesti paikallisissa ELY-keskuksissa. Investointikustannuksiltaan yli 5 miljoonan euron hankkeet sekä hankkeet, joihin sisältyy uutta teknologiaa, käsitellään TEMin energiaosastolla.

Lisäksi TEM hallinnoi myös laitosten käytön aikaista uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmää, jonka kautta tuulivoimahankkeille voidaan myöntää syöttötariffiin perustuvaa tuotantotukea sekä vesivoimalle kiinteää tuotantotukea.

6.2 EU:n ryhmäpoikkeusasetukseen perustuva uusiutuvan energian tuki

Uusiutuvan energian sekä energian säästön ja tehokkuuden RPA-tuki 2013-tukiohjelman tavoitteena on edistää uusiutuvan energian tuotantoa ja käyttöä sekä energiansäästöä ja energian tuotannon ja käytön tehostamista. Tukiohjelma perustuu tiettyjen tukimuotojen toteamisesta yhteismarkkinoille soveltuviksi annettuun komission asetukseen (EY) N:o 800/2008 (yleinen ryhmäpoikkeusasetus). Tukiohjelman mukaista tukea myönnetään valtionavustuslain (688/2001) ja energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista annetun valtioneuvoston asetuksen (1063/2012) mukaisesti.

Tukiohjelman mukainen tuki on yleisessä ryhmäpoikkeusasetuksessa tarkoitettua ympäristönsuojeluun myönnettävää tukea. Tuki voi olla:

1. energiansäästötoimenpiteisiin tehtäviin investointeihin myönnettävää ympäristönsuojelutukea
2. uusiutuvista energialähteistä tuotetun energian käytön edistämiseen tehtäviin investointeihin myönnettävää ympäristönsuojelutukea tai
3. ympäristötutkimuksiin myönnettävää tukea.

Energiansäästötukea voidaan myöntää investointihankkeeseen, jonka avulla vähennetään erityisesti tuotantoprosessin energiankulutusta sekä jonka tavoitteena on ylittää sovellettavat yhteisön normit ja kansalliset normit tai johon mainittuja yhteisön normeja ei sovelleta.

Uusiutuvan energian tukea voidaan myöntää investointihankkeeseen, joka edistää uusiutuvista energialähteistä tuotetun energian käyttöä. Uusiutuvia energialähteitä ovat tuuli-, aurinko-, maalämpö-, aalto- ja vuorovesienergia, vesivoimalat, biomassa, kaatopaikkakaasut, jäteveden käsittelylaitosten kaasut ja biokaasut.

Hankkeesta riippuen tuettavat kustannukset voivat vastata 20- 60 % investoinnista. TEM koordinoi tuen maksatusta. Tukea ei ole kuitenkaan tarkoitettu päällekkäiseksi muiden tukijärjestelmien kanssa.

Ohjelma on tällä hetkellä voimassa vuoden 2014 loppuun, mutta se jatkunee varsin vastaavalla tavalla tämän jälkeenkin. Ilmeisesti Espanjan El Hierro –hanke on saanut tukea ainakin EU:n ryhmäpoikkeusasetukseen perustuvasta Espanjan kansallisesta tukijärjestelmästä, jonka ehdot voivat erota jonkin verran Suomen käytännöistä. EU:n energiatuen poissulkevuuden takia on syytä arvioida rahoitettavuuden ehtoja verrattuna muihin järjestelmiin.

6.3 Rahoitus EU:n rakennerahastoista

Maakuntien liitoilta voi hakea rahoitusta uusien yritysten käynnistämisen ja uuden liiketoiminnan kehittämiseksi tähtäävien mallien ja toimintojen kehittämiseen (mm. yrityskiihdyttämömallit), pk-yritysten ideoiden tuotteiden sekä palveluiden tuotteistamisen edistämiseen (mm. kaupallistaminen ja markkinoille pääsy), pk-yritysten kasvun ja kansainvälistymisen (mm. yritysklusterit, yritysverkostot, uudet yhteistyömuodot) vahvistamiseen sekä yritysten kannalta tärkeiden liikenne- ja logistiikkayhteyksien parantamiseen. Lisäksi tuetaan alueellisia tutkimus-, osaamis- ja innovaatiokeskittymiä sekä vahvistetaan yritysten innovaatiotoimintaa. Ns. yleisistä rakennerahastoista tukea ei yleensä myönnetä yksityisille yrityksille.

EU:n rakennerahasto-ohjelmissa on alkanut uusi kierros vuonna 2014, johon sisältyy ns. Pohjoinen periferia-ohjelma. Pohjoinen periferia -ohjelma tukee Euroopan syrjäisten alueiden taloudellista, kestävää kehitystä hankerahoituksella, jota hakija voi saada enintään 60 % hankekustannuksista. Ohjelma-alueeseen kuuluu maakuntia Suomesta, Ruotsista, Norjasta, Skotlannista, Irlannista ja Pohjois-Irlannista sekä Islanti, Grönlanti ja Färsaaret kokonaisuudessaan. Ohjelmalla on kaksi painopistettä, joihin liittyviin hankkeisiin rahoitusta myönnetään:

- Innovaatioiden ja kilpailukyvyn kehittäminen syrjäisillä ja harvaan asutuilla alueilla
- Luonnonvarojen ja paikkakuntien kestävän kehityksen edistäminen

Tukea voivat hakea yksityiset ja julkiset organisaatiot. *Hankkeessa pitää olla toimijoita vähintään kolmesta ohjelma-alueen valtiosta.* Sen sisällön pitää toteuttaa ohjelman painopisteitä ja muu kansallinen rahoitus olla varmistettu jo ennen hakemuksen jättämistä. Kansallista vastinrahoitusta myöntävät muun muassa TEM ja maakuntaliitot. Hanke voi olla suuruudeltaan 300.000-1.500.000 euroa. Hakuajoista ilmoitetaan erikseen.

Pohjoisen periferian hakemuksen valmisteluhankkeeseen vaaditaan toimijoita vähintään kahdesta ohjelma-alueen maasta. Sillä vahvistetaan hankekumppanuutta, muotoillaan ja viimeistellään hankesuunnitelmaa sekä sovitaan käytännön toteutuksesta. Valmisteluhankkeen budjetti voi olla enintään 30.000 euroa, johon EU-tukea voi saada 18.000 euroa. Ministeriö ei myönnä vastinrahoitusta hankevalmisteluun. Hakuaika on jatkuva, ellei erikseen toisin ilmoiteta.

Manner-Suomessa toteutetaan ohjelmakaudella 2014–2020 yhtä kansallista rakennerahastoohjelmaa, joka sisältää sekä Euroopan sosiaalirahaston (ESR) että Euroopan aluekehitysrahaston

(EAKR) mukaiset toimenpiteet. Rakennerahasto-ohjelmassa on viisi toimintalinjaa, joilla tuetaan erityisesti pk-yritysten kilpailukykyä ja työllistymistä. Läpileikkaavana teemana on vähähiilisen talouden edistäminen. Rakennerahasto-ohjelma toteuttaa Eurooppa 2020 -strategian tavoitteita.

Toimintalinjat ovat

1. Pk-yritysten kilpailukyky (EAKR)
2. Uuden tiedon ja osaamisen tuottaminen ja hyödyntäminen (EAKR)
3. Työllisyyden ja työvoiman liikkuvuus (ESR)
4. Koulutus, ammattitaito ja elinikäinen oppiminen (ESR)
5. Sosiaalinen osallisuus ja köyhyyden torjunta (ESR)

EAKR:n rahoituksesta 25 prosenttia tulee kohdistua vähähiilisen talouden tukemiseen. Itä- ja Pohjois-Suomen alueellinen suunnitelma on valtakunnallisen Kestävää kasvua ja työtä 2014-2020 rakennerahasto-ohjelman täydennysosa, joka täsmentää ohjelman toteutusta Itä- ja Pohjois-Suomessa. Alueellisessa suunnitelmassa nostetaan esiin Itä- ja Pohjois-Suomen alueellisia erityispiirteitä ja ohjelmatoteutuksen painotuksia.

Rakennerahastoista myönnetään rahoitusta yritysten erilaisiin kehittämis- ja investointihankkeisiin. Hankkeet voivat olla esimerkiksi tuotantoon, kansainvälistymiseen tai osaamiseen liittyviä. Niillä täytyy olla merkittävä vaikutus yrityksen toimintaan, uusiutumiseen, kasvuun ja kilpailukykyyn. Myös työllisyysnäkökohdat otetaan huomioon rahoitusta myönnettäessä. Kehittämistoimiin tukea myönnetään enintään 50 prosenttia. Investointihankkeissa tuen osuus on 10–35 prosenttia. Tuen osuus vaihtelee hankkeen sisällön, sen sijainnin ja muiden vaikuttavien seikkojen perusteella.
Tukia koordinoivat ELY-keskukset ja niissä on lähtökohtaisesti jatkuva hakuaika.

6.4 Rahoitus Tekesin Green Growth – ohjelmasta

Green Growth -ohjelman avulla haetaan innovaatioita, jotka parantavat merkittävästi materiaali-, resurssi- ja energiatehokkuutta sekä luovat pohjaa uusien vihreän kasvun yhteishankkeiden kehittymiselle. Tarkoituksena on luoda pysyvää talouskasvua Suomeen.

Green Growth -ohjelma rahoittaa yrityksiä ja yhteishankkeita, joilla on kasvupotentiaalia resurssitehokkaan ja kestävän talouden alueella. Viisivuotisen (2011 – 2015) ohjelman aikana hankkeita rahoitetaan noin 80 miljoonalla eurolla, josta puolet tulee Tekesiltä, puolet yrityksiltä. Yritykset voivat hakea rahoitusta jatkuvasti.

Ohjelma on suunnattu kotimaisille kasvu- ja kansainvälistymishaluisille pienille ja keskisuurille yrityksille, jotka etsivät roolia vihreästä kasvusta, tai haluavat kehittää liiketoimintaansa kestävän talouden yhteishankkeiden kautta.

6.5 Sitran tarjoamat rahoitusvaihtoehdot

Suomen itsenäisyyden juhlarahasto (Sitra) on monipuolinen hankekehittäjä, joka toisaalta tuottaa itse aktiivisesti selvityksiä ja osallistuu pääomasijoittajana monentyyppiseen yritystoimintaan. Toisaalta Sitra järjestää myös hankerahoitusta, jossa rahoituksen saaja useimmiten on kuitenkin tutkijayhteisö tai esimerkiksi kuntaomisteinen taho, ei yksityinen yhtiö. Sitra käynnistää ja toteuttaa hankkeita yhdessä yksityisten ja julkisten toimijoiden kanssa. Rahoitettavat hankkeet liittyvät Sitran keskeisiin toiminnan teemoihin tai yksittäisiin avainalueisiin.

Tällä hetkellä toiminta kohdennetaan kolmeen pääteemaan:

- Elinvoimainen ihminen ja kannustavat rakenteet -teema-alueella Sitra kannustaa ottamaan enemmän vastuuta omasta ja läheisten hyvinvoinnista. Luomme keinoja ja kannusteita, joiden avulla ihmiset voivat osallistua yhteisen hyvän edistämiseen sekä ottaa vastuuta läheisistään.
- Resurssiviisas ja hiilineutraali yhteiskunta -teema-alueella Sitra luo edellytyksiä resurssiviisaalle ja hiilineutraalille yhteiskunnalle sekä sitä edistävälle liiketoiminnalle.
- Kestävän hyvinvoinnin ja työn toimintamalli -teema-alueella Sitra edistää kestävää hyvinvointia ja työllisyyttä uusien rahoitus- ja toimintamallien avulla.

Hankkeiden lisäksi Sitra toteuttaa pienimuotoisia kokeiluja, joihin se etsii kumppaneita esimerkiksi ideakuulutusten kautta. Kokeilujen avulla etsitään ja testataan uudenlaisia toimintatapoja,

joilla voidaan nopeuttaa yhteiskunnallisia uudistuksia. Sitra tuo myös maailmalta uusia hyviä toimintamalleja kotimaassa kokeiltavaksi.

Rahoituksen hakemiseen ei ole erillistä hakuaikaa eikä hakulomaketta vaan hankeidean kanssa voi lähestyä suoraan eri osa-alueiden yhteyshenkilöitä.

Esimerkkeinä rahoitetuista hankkeista voidaan mainita, että viime aikoina Sitra on ollut kehittämässä viittä yrityskonsortiota, jotka pohjaavat teollisiin symbiooseihin ja luovat uutta liiketoimintaa. Näitä ovat Arktisen alueen teollisuuskeskittymä Kemi-Tornion seudulla, kemian alan yrityksiä yhdistävä Smart Chemistry Park Raisiossa, Kotkassa kehitetty biotuotteiden BioA-jalostamokonsepti, Uudenkaupungin Sybimar Oy:n suljettu vesiviljelyratkaisu ja Espoon Ämmässuon kaatopaikan muuttaminen yrityspuistoksi. Konsortioiden kehitystyössä painottuu konseptien monistettavuus ja kansainvälinen kysyntä. Mahdollisesti pumppuvoimala-tuulivoimalakokonaisuus ja Enontekiön alueen huoltovarmuuden kehittäminen voisi olla vastaavantyyppinen rahoitettava konsortiohanke.

6.6 EU:n innovaatiorahasto

EU:n komissio rahoittaa eri alojen uusia innovaatioita Horizon 2020-ohjelman kautta. Horizon – ohjelman kautta kanavoidaan vuosina 2014–2020 yhteensä 80 miljardia euroa tukea erilaisille innovaatiohankkeille. Energiatoimiala yleisesti sekä ilmastonmuutos ja ympäristö ovat tuettavia toimialoja. Oma osa-alueensa on lisäksi vielä turvallinen, puhdas ja energiatehokas energia, jota tukeviin hankkeisiin on varattu jo itsenäisesti yli 6 miljoonaa euroa. Horizon 2020-ohjelmaan liittyvät erilaiset tukihaut julkaistaan komission nettisivuilla. Tukea voi hakea yksittäinen kansalainen, yritys tai julkinen taho. Useilla hakukierroksilla on kuitenkin määritelty, että hankkeella pitäisi olla kolme tai useampia osapuolia.

Horizon 2020-ohjelma on kokonaisuutena erittäin laaja, ja voisi soveltua hyvin myös tämä hankkeen uusien teknologioiden suunnittelun ja selvittämisen rahoitukseen.

6.7 Ympäristöpooli

Ympäristöpooli on energia-alan yhteistyösopimus, jonka tavoitteena on koordinoida energia-alan yhteistä ympäristötutkimusta, huolehtia tarpeellisten hankkeiden käynnistymisestä sekä tehostaa poolin osapuolten tutkimus- ja kehitysresurssien käyttöä. Ympäristöpoolin toiminta perustuu osapuolten väliseen viisivuotiseen yhteistyösopimukseen (2014-2018). Poolin osapuolia ovat Energiateollisuus ry, Fortum Power and Heat Oy, Helsingin Energia, Kemijoki Oy, Pohjolan Voima Oy ja Vapo Oy.

Vuonna 1998 alkaneen toimintansa aikana pooli on rahoittanut yli 80 projektia. Lisäksi pooli on järjestänyt energia-alan ympäristöseminaareja ja pyrkinyt kehittämään energia-alan yritysten ja niiden sidosryhmien välistä yhteistyötä.

Ympäristöpooli käynnistää ja rahoittaa tutkimuksia ja selvityksiä, jotka liittyvät poolin osapuolten kannalta keskeisiin ympäristökysymyksiin. Tutkimusta rahoitetaan laajalta alueelta, kohteita ovat mm. ilmastomuutoksen torjunta, yhteiskuntavastuu energia-alalla, energiajärjestelmät, tulevaisuuden ympäristöratkaisut ja teknologiat sekä energia- ja ympäristöpoliittiset ohjauskeinot.

Vuoden 2014 painopisteitä ovat erityisesti:

- Bioenergian kestävyyskriteerit
- Energiantuotannon vesistövaikutukset
- Energia- ja resurssitehokkuus ja energiatehokkuusdirektiivin toimeenpanon vaikutus
- Säätövoima
- Ilmastonmuutoksen vaikutukset suomalaisten energiayritysten toimintaedellytyksiin

Ympäristöpoolin yhteyshenkilönä toimii ympäristöpoolin asiamies, jolta saa lisätietoa ympäristöpoolin hankkeista ja siitä miten ympäristöpoolilta voi hakea rahoitusta. Ympäristöpoolilta voi hakea rahoitusta kaikki tahot ja haku on jatkuva.

Ympäristöpoolin asiamieheltä saatujen tietojen mukaan hanke on mielenkiintoinen, mutta toisaalta poolin rahoituksen kannalta on myös selvitettäviä kysymyksiä: onko hankkeen hyödyn saajina useampia yrityksiä / organisaatioita ja onko hankkeesta alalle yleistä hyötyä. Asiamieh mukaan

hanke voidaan esim. ensin esitellä ympäristöpoolin kokouksessa ja sen jälkeen edetä rahoitushakemukseen.

6.8 Yksityiset säätiöt ja rahastot

Suomessa toimii lukuisia säätiöitä ja rahastoja, joiden toimialaan kuuluu energiatutkimus tai ympäristönsuojelututkimus (sisältäen esimerkiksi uusiutuvan energian käyttöön liittyvää tutkimusta). tällaisia rahoittajia ovat esimerkiksi Fortumin säätiö sekä Nesslingin säätiö. Kuitenkin säätiöpohjaisille rahoittajille tyypillistä on, että niiden myöntämää tukea annetaan lähinnä yksittäisille tutkijoille tai yliopistotasoisille tutkimusryhmille. Yritys tai muu ei-tieteellinen organisaatio on käytännössä tuen kohteena harvoin, vaikka säätiön tai yksittäisen rahoitushaun säännöt tämän mahdollistaisivatkin. Säätiöpohjainen rahoitus kannattaa pitää vaihtoehtona erityisesti silloin, jos hanketta kehitettäisiin esimerkiksi yhteistyössä jonkun korkeakoulun kanssa.

6.9 Huoltovarmuuskeskus

Huoltovarmuuskeskus (HVK) on Työ- ja elinkeinoministeriön hallinnonalan laitos, jonka tehtävänä on maan huoltovarmuuden ylläpitämiseen ja kehittämiseen liittyvä suunnittelu ja operatiivinen toiminta. Huoltovarmuuskeskus mm.

- sovittaa yhteen elinkeinoelämän ja julkishallinnon yhteistytöä varautumisessa
- hoitaa valtion varmuusvarastointia sekä turva- ja velvoitevarastointia
- varmistaa välttämättömien teknisten järjestelmien toimivuutta ja turvaa kriittistä tavara- ja palvelutuotantoa
- seuraa kansainvälistä kehitystä ja pitää yhteyttä ulkomaisiin viranomaisiin ja laitoksiin

Alueellisen ja paikallisen varautumisen osalta Huoltovarmuuskeskus mm. kehittää sähkö-, polttoaine-, talousvesi- ja elintarvikejakelun sekä tieto- ja viestintäverkkojen alueellisia varmistusjärjestelyjä. Energian tuotanto-, siirto- ja jakelujärjestelmien osalta

- perustana on monipuoliset energialähteet ja polttoaineet, riittävä ja hajautettu energiantuotanto sekä toimintavarmat siirto- ja jakelujärjestelmät.
- maan energiaomavaraisuutta, etenkin sähköntuotantokapasiteettia, kasvatetaan. Huomioitava kaikki energialähteet (myös uusiutuvat) ja tuotantomuodot
- Huippukulutuksen aikaisen sähköntarpeen kattamiseksi pidetään riittävää kotimaista sähkön tuotantokapasiteettia ja toimintavarmaa sähkön siirto- ja jakeluverkkoa sekä kehitetään kulutuksen ohjaus- ja joustotapoja.

Huoltovarmuuskeskus ja muu huoltovarmuusorganisaatio tukevat toimintaa tarpeellisilla työkaluilla, kuten selvityksillä, ohjeistuksilla ja koulutuksella.

7. TALOUDELLISET TARKASTELUT, KANNATTAVUUS

Työn taloudellisessa osiossa on tehty hankkeen investointiin ja taloudellisiin mahdollisuuksiin liittyviä laskentoja. Tällaisia ovat mm. hankekokonaisuuden alustava kannattavuusarvio ja siihen liittyvät keskeiset herkkyystarkastelut.

Toteutusvaihtoehtojen kannattavuuden tarkastelun pohjana ovat arvioidut investointi- ja käyttökustannukset sekä tuotot, jotka perustuvat kokemukseemme toteutuneista ja toteutumassa olevista hankkeista.

7.1 Lähtötiedot

Alla olevat taulukot ja tuotantoarviot kuvaavat suunnitellun investoinnin kokoa ja muodostavat perustan teknis-taloudellisille laskelmille. Niiden lähteenä on Rambollin Enontekiön kunnalle laatima 5.6.2014 päivätty pumppuvoimalan hankesuunnitelma.

Taulukko x. Tuulivoimahankkeen kustannukset

Kohde	Määrä	Yksikkö	Yksikköhinta (€)	Kustannus (€)
Tuulivoimala	2	kpl	3 500 000	7 000 000
Uusi tie	200	m	200	40 000
Kunnostettava tie	2200	m	150	330 000
Nostoalue	2	kpl	120 000	240 000
Perustus ja siihen liittyvät maatyöt	2	kpl	350 000	700 000
Maakaapelin rakentaminen	600	m	60	36 000
Kunnostettava ilmajohto	1500	m	50	75 000
Tietoliikenneyhteys tuulipuistoon (3G)	1	kpl	200	200
Suunnittelu-, yleis-, ja arvaamattomat kulut	1	kpl	220 000	220 000
Kokonaiskustannukset				8 641 200 € (alv 0 %)

Tässä esimerkissä tuulivoimapuiston sijaintina käytetään Lammasoaivia, mutta tuulivoimapuiston sijainti voi olla myös muualla. Keskituuli Lammasoaivin alueelle 120 metrin korkeudessa on Tuuliatlaksen mukaan noin 6,3 m/s. Tuotantoarvio on tehty voimalatyypille Siemens SWT-3.0-113 napakorkeudella 120m.

Karkean tuotantoarvion mukaan voimalan vuotuinen tuotanto Lammasoaivilla on noin 9,0 GWh/a/voimala, joten kahden voimalan yhteenlaskettu tuotanto on noin 18 GWh. Voimalavalmistajan arvioidaan takaavan noin 95 % käytettävyystakuun tuulivoimaloille, kun niiden määrä on pieni ja sijainti syrjäinen. 95 % käytettävyystakuulla voimalan vuotuinen tuotanto on noin 8,5 GWh/a/voimala, jolloin kahden voimalan vuotuinen tuotanto on noin 17 GWh/a. Laskelmissa ei ole huomioitu mahdollisia muita häviöitä kuten sähkö- ja varjostushäviöitä.

Tuuliatlaksen tiedoilla määritetty tuotantoarvio tuo merkittävää epävarmuutta tuloksiin.

Taulukko x. Pumppuvoimalan alustavat investointikustannukset

Kohde	Kustannus	
Maa- ja vesialueet, luvat, ympäristöselvitykset, korvaukset	400 000	
Vedenottorakenteet	540 000	
Turbiini/pumppuasema	1 700 000	
Vedensiirtolinja 850 m SG 900	1 400 000	
Yläallas	6 000 000	
Huoltotiet, työmaatiet	600 000	
Suunnittelu, yleiskulut, arvaamattomat kulut	2 260 000	
Kokonaiskulut	12 900 000	milj € (alv 0 %)

7.2 Tuotto - tuulivoima

Kustannus- ja tuottolaskelmissa on käytetty Pumppuvoimalan hankesuunnitelmassa laadittuja karkeita tuotantoarvioita voimalatyypille Siemens SWT-3.0-113 napakorkeudella 120 m. Kyseinen voimalatyyppi soveltuu tehon ja koon puolesta hyvin tarkasteluun suunnitellulle alueelle. Pumppuvoimalan hankesuunnitelmassa esitetyn tuotantoarvion mukaan voimalan vuotuinen tuotanto alueella on noin 9,0 GWh/a/voimala. Tuulivoimalavalmistajat takaavat tyypillisesti yksittäiselle voimalalle noin 95 % käytettävyystakuun. Käytettävyystakuun suuruus riippuu voimaloiden määrästä suunnitellussa tuulipuistossa, tuulipuiston läheisistä saman voimalatyypin tuulipuistoista sekä etäisyydestä voimalatoimittajan huoltopisteisiin.
95 % käytettävyystakuulla voimalan vuotuinen tuotanto on 8,5 GWh/a/voimala. Uusiutuvalle energialla tuotetulle sähkölle maksetaan tuotantotukea 83,5 €/MWh 12 vuoden ajan. 12 vuoden jälkeisestä tuotantotukijärjestelmästä ei ole tehty vielä päätöksiä. Laskelmissa voimalan käyttö- ja kunnossapitokustannukset on 15 €/MWh, joka pitää sisällään myös maanvuokran, verot, vakuutukset ja muut mahdolliset kulut. Hankealueen syrjäinen sijainti luo pienen kustannusriskin käyttökustannuksiin. Seuraavaan taulukkoon on koottu Siemens SWT-3.0-113 voimalatyypin vuotuiset tuotanto- ja tuottoarviot kohteessa. Takaisinmaksuaika on laskettu siitä, kun voimala alkaa tuottaa.

Taulukko x. Karkeat tuotanto- ja tuottoarviot Siemens SWT-3.0-113 voimalalle

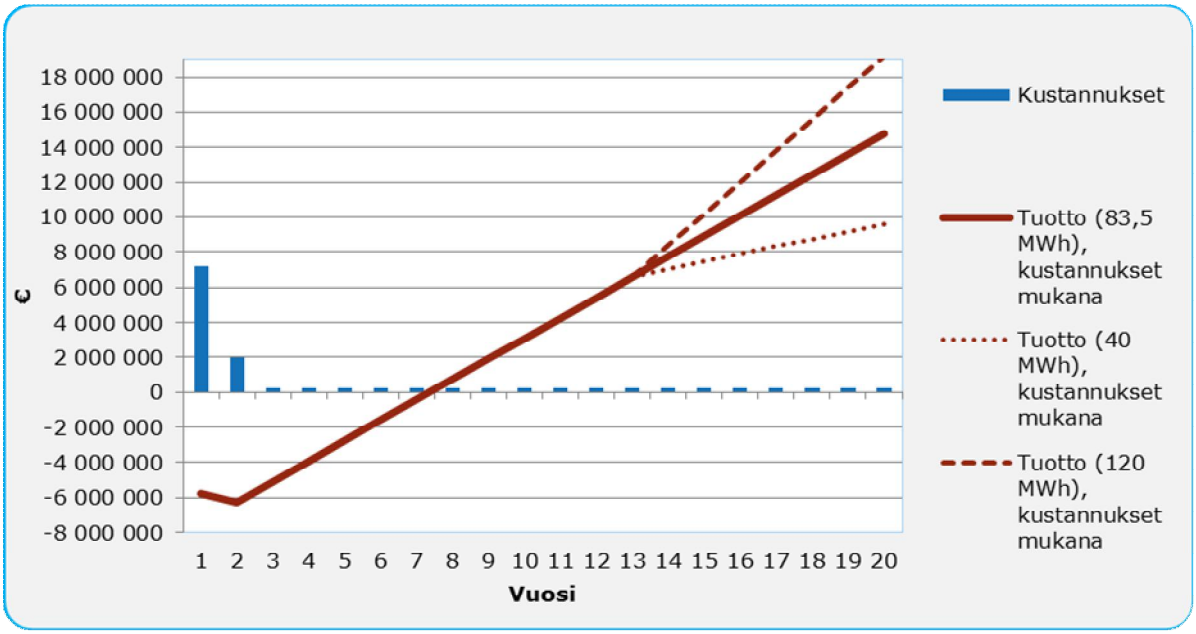
	Perusura		Perusura +		Perusura -	
Tuotanto	Määrä	Oletus, Yksikkö	Määrä	Oletus, Yksikkö	Määrä	Oletus, Yksikkö
Vuosituotanto	18 028	MWh/a	18 028	MWh/a	18 028	MWh/a
Käytettävyystakuun mukainen vuosituotanto	17 127	95 %	17 487	97 %	16 586	92 %
Vuosituotto	1 430 071	€/a, 8563 MWh/a 83,5 €/MWh	1 460 178	€/a, 8743 MWh/a 83,5 €/MWh	1 384 911	€/a, 8292 MWh/a 83,5 €/MWh
Käyttö- ja kunnossapitokustannukset	256 899	15 €/MWh	227 333	13 €/MWh	298 544	18 €/MWh
Netto vuosituotto, vapaa kassavirta	1 173 172	€/a	1 232 845	€/a	1 086 367	€/a
Takaisinmaksuaika, investointi 8,6 M€ (ilman rahoituskustannuksia)	7,4	vuotta	7,0	vuotta	8,0	vuotta

Seuraavassa kuvaajassa ja taulukossa on esitetty esimerkinomaisesti voimalahankinnan tuotot kumulatiivisesti sekä vuosittaiset kustannukset. Esimerkissä on käytetty Pumppuvoimalan hankesuunnitelmassa esitettyjä investointikustannuksia (8 641 000 €), edellisen taulukon perusuran tuotanto- ja tuottoarvioita. Investointikustannukset on jaettu kahdelle ensimmäiselle vuodelle (1. vuosi 6 912 960 € ja 2. vuosi 1 728 240 €). Laskelmissa ei ole huomioitu rahoituskustannuksia.

Nykyinen syöttötariffi 83,5 MWh myönnetään 12 vuodeksi voimalan käynnistämisestä. Tämän jälkeisestä käytännöstä ei vielä ole tietoa. Taulukossa ja kuvaajassa on esitetty tuottoarviot kolmella eri skenaariolla, joissa tuotetun megawatin hinta on 40 €/MWh, 83,5 MWh ja 120 MWh.

Taulukko x. Voimalahankinnan tuotot ja kustannukset

Vuosi	Kustannukset	Kustannukset - Kumulatiivinen	Tuotto (83,5 MWh), ilman kustannuksia	Tuotto (40 MWh), ilman kustannuksia	Tuotto (120 MWh), ilman kustannuksia	Tuotto (83,5 MWh), kustannukset mukana	Tuotto (40 MWh), kustannukset mukana	Tuotto (120 MWh), kustannukset mukana
1	7 169 859	7 169 859	1 430 071	1 430 071	1 430 071	-5 739 788	-5 739 788	-5 739 788
2	1 985 139	9 154 998	2 860 142	2 860 142	2 860 142	-6 294 856	-6 294 856	-6 294 856
3	256 899	9 411 897	4 290 213	4 290 213	4 290 213	-5 121 684	-5 121 684	-5 121 684
4	256 899	9 668 796	5 720 284	5 720 284	5 720 284	-3 948 512	-3 948 512	-3 948 512
5	256 899	9 925 695	7 150 356	7 150 356	7 150 356	-2 775 340	-2 775 340	-2 775 340
6	256 899	10 182 594	8 580 427	8 580 427	8 580 427	-1 602 167	-1 602 167	-1 602 167
7	256 899	10 439 493	10 010 498	10 010 498	10 010 498	-428 995	-428 995	-428 995
8	256 899	10 696 392	11 440 569	11 440 569	11 440 569	744 177	744 177	744 177
9	256 899	10 953 291	12 870 640	12 870 640	12 870 640	1 917 349	1 917 349	1 917 349
10	256 899	11 210 190	14 300 711	14 300 711	14 300 711	3 090 521	3 090 521	3 090 521
11	256 899	11 467 089	15 730 782	15 730 782	15 730 782	4 263 693	4 263 693	4 263 693
12	256 899	11 723 988	17 160 853	17 160 853	17 160 853	5 436 865	5 436 865	5 436 865
13	256 899	11 980 887	18 590 924	18 590 924	18 590 924	6 610 037	6 610 037	6 610 037
14	256 899	12 237 786	20 020 995	19 275 988	20 646 116	7 783 209	7 038 202	8 408 330
15	256 899	12 494 685	21 451 067	19 961 052	22 701 308	8 956 382	7 466 367	10 206 623
16	256 899	12 751 584	22 881 138	20 646 116	24 756 500	10 129 554	7 894 532	12 004 916
17	256 899	13 008 483	24 311 209	21 331 180	26 811 692	11 302 726	8 322 697	13 803 209
18	256 899	13 265 382	25 741 280	22 016 244	28 866 884	12 475 898	8 750 862	15 601 502
19	256 899	13 522 281	27 171 351	22 701 308	30 922 076	13 649 070	9 179 027	17 399 795
20	256 899	13 779 180	28 601 422	23 386 372	32 977 268	14 822 242	9 607 192	19 198 088



Kuva 17. Voimalahankinnan tuotot ja kustannukset

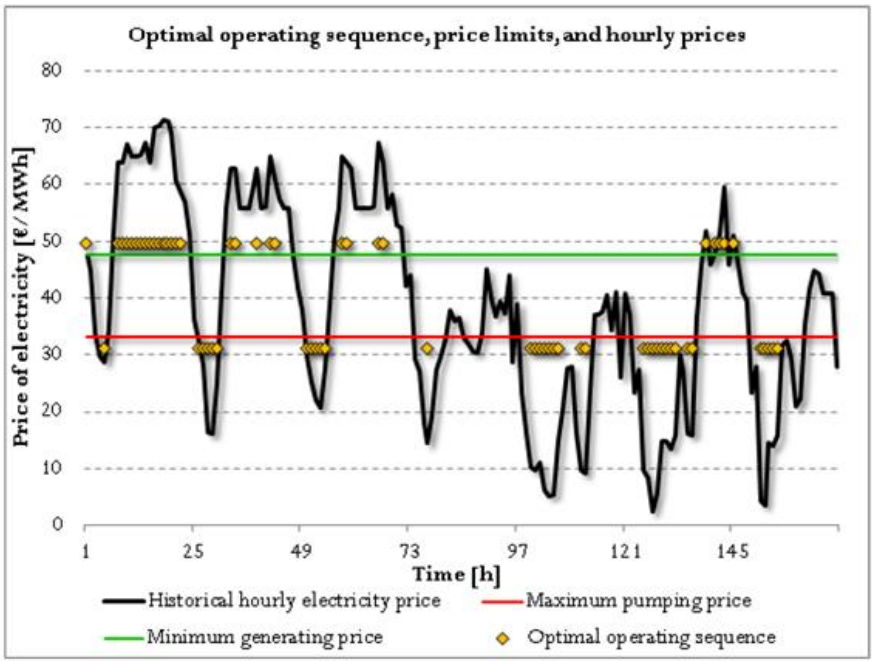
Tuulivoimalan syöttötariffilla tuulivoimainvestoinnin takaisinmakuajaksi voidaan arvioida noin kahdeksan vuotta.

7.3 Tuotto – pumppuvoima

Käytännössä suurin osa pumppuvoimalan tuotoista tulee sähkönmyynnistä. Sähkönmyynnistä saatu tuotto vaihtelee vuosittain riippuen sähkön markkinahinnasta ja hinnanvaihtelusta. Sähkönmyynnin lisäksi tuottoja pumppuvoimasta voidaan saada esimerkiksi sähköverkon tukemisen lisäpalveluista, joita ovat esimerkiksi säätösähkö, taajuusohjattu käyttöreservi, häiriöreservi sekä voimajärjestelmän käynnistysreservi. On odotettavissa, että sähköverkon tukemiseen liittyvistä lisäpalveluista ryhdytään maksamaan korkeampaa hintaa tulevaisuudessa esimerkiksi tuuli- ja aurinkosähkön korvatessa perinteisempiä sähköntuotantolaitoksia, joiden etuina on sähköverkon tilan pitäminen stabiilina.

Enontekiölle suunnitellun pumppuvoimalan koko ei ensisijaisesti riitä Fingridin säätösähkömarkkinoille ja käyttöreserviksi. Kilpisjärven alueen sekä lähialueiden sähkönkulutus on pientä ja pumppuvoimalaitos sijaitsee siirtolinjan päässä. Pumppuvoimalan koko ja ominaisuudet huomioon ottaen voisi se soveltua tukemaan paikallista sähköverkkoa. Mikäli pumppuvoimalaa hyödynnetään jonkinlaisena käyttöreservinä, tulee sille määrittää tietynlaiset vaatimukset, kuten esimerkiksi minimi veden korkeus yläaltaalle, joka pitää olla reservinä tukemaan verkkoa tai syöttämään sähkö Kilpisjärven alueelle tilanteessa, jossa siirtolinja valtakunnan verkkoon on poikki.

Ensisijainen pumppuvoimalaitoksen tuotto saadaan sähkönmyynnistä Spot -sähkömarkkinoille. Tämän lisäksi hyödynnetään reaaliaikaista Elbas-sähkömarkkinaa. Sähköä myydään kun sähkön hinta on korkeampi kuin pumppaukseen käytetyn sähkön hinta. Pumppuvoimalan tuottojen kannalta sähkön hinnan suuri vaihtelu lyhyellä aikavälillä on eduksi, kuten esimerkiksi yö ja päiväsähkön hinnanero. Tällöin tuotetusta sähköstä saatu tuotto on suurempi kuin kulutetusta sähköstä maksettu hinta ja voimalan vesivaraston tasapaino saadaan pidettyä hallinnassa. Tilanteet, jossa yläallas on tyhjä tai täynnä, ovat tällöin mahdollisimman harvinaisia. Sähkön hinnan vaihtelun ollessa pientä, ei pumppuvoimalan käyttö ole tuottavaa, koska tuotetun sähkön ja kulutetun sähkön hintaero ei ole riittävä. Alla on esitetty yksinkertainen esimerkki pumppauksen ja sähkön tuotannon kannattavuuden määrityksestä. Esimerkissä pumppuvoimala tuotetaan sähköä, kun sähkön hinta on yli 48 € ja pumpataan vettä yläaltaaseen, kun sähkön hinta on alle 32 €.



Kuva 18. Yksinkertainen esimerkki pumppauksen ja sähkön tuotannosta (Diplomityö)

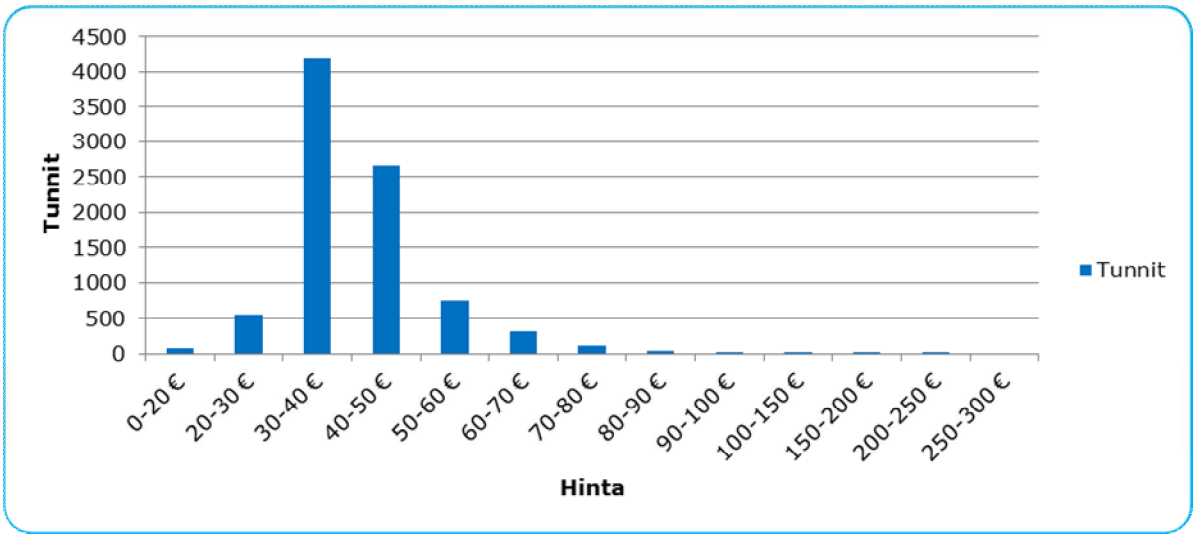
Verkkoon tuotetusta ja verkosta kulutetusta sähköstä maksetaan Fingridille ja paikalliselle verkkoyhtiölle siirtomaksuja. Fingridille maksetaan kantaverkosta anto- ja ottomaksu sekä kulutusmaksu. Fingridin maksut vuonna 2014 ovat:

- Kulutusmaksu, talvi: 4,22 €/MWh
- Kulutusmaksu, muu aika: 2,11 €/MWh
- Kantaverkosta otto: 0,95 €/MWh
- Kantaverkkoon anto: 0,85 €/MWh

Paikalliselle jakeluverkonhaltijalle maksetaan sähköverollista tehonsiirtomaksua sekä perus-, teho- ja loistehomaksua. Hinnat vaihtelevat vuosittain sekä verkkoyhtiöittäin. Sopimukset paikallisen sähköverkkoyhtiön kanssa luodaan hankkeen edetessä.

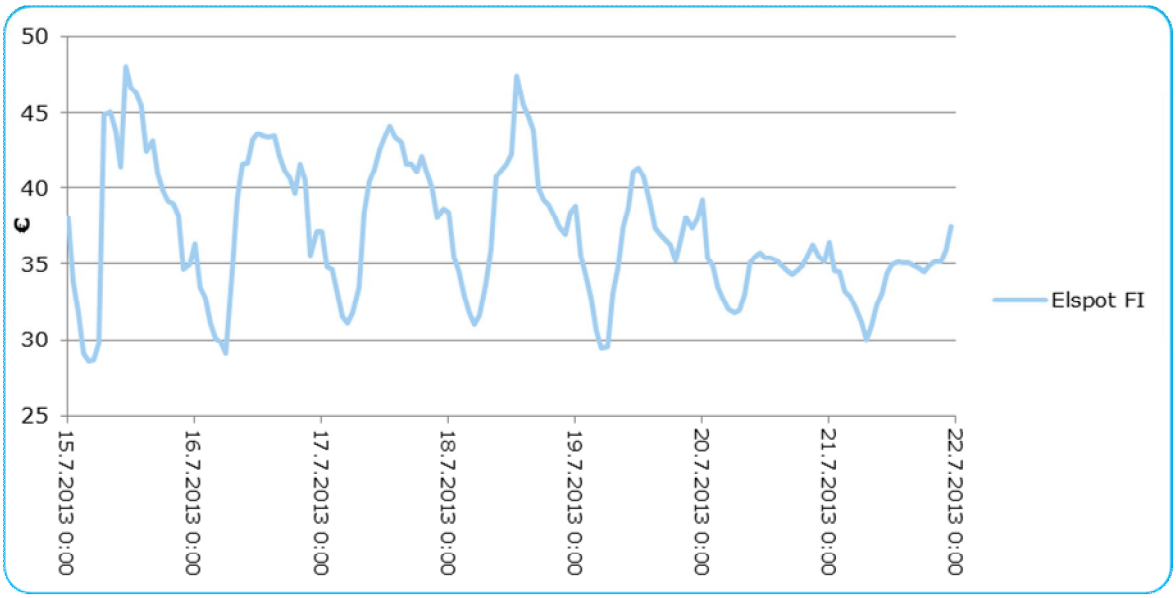
Liitteessä x on esitetty kuvaajana Elspot-markkinahinnan kehitys esimerkkivuodelta 2013. Kuvaajasta nähdään, että markkinahinnan lyhytaikaisen vaihteluvälin suuruus vaihtelee. Esimerkkivuonna markkinahinta on pysynyt suhteellisen stabiilina. Vuoteen mahtuu vain vähän hetkellisiä korkeita hintapiikkejä.

Sähkön hinnan vaihtelun tulee joidenkin arvioiden mukaan olla vähintään 30–35 euroa, jotta pumppuvoiman käyttö olisi kannattavaa. Tällä hetkellä sähkön hintavaihtelu on suhteellisen pientä. Viime vuonna sähkön hinta on ollut 30–50 euroa lähes 80 % ajasta. Sähkön hintajakauma vuonna 2013 on esitetty seuraavassa kuvaajassa.

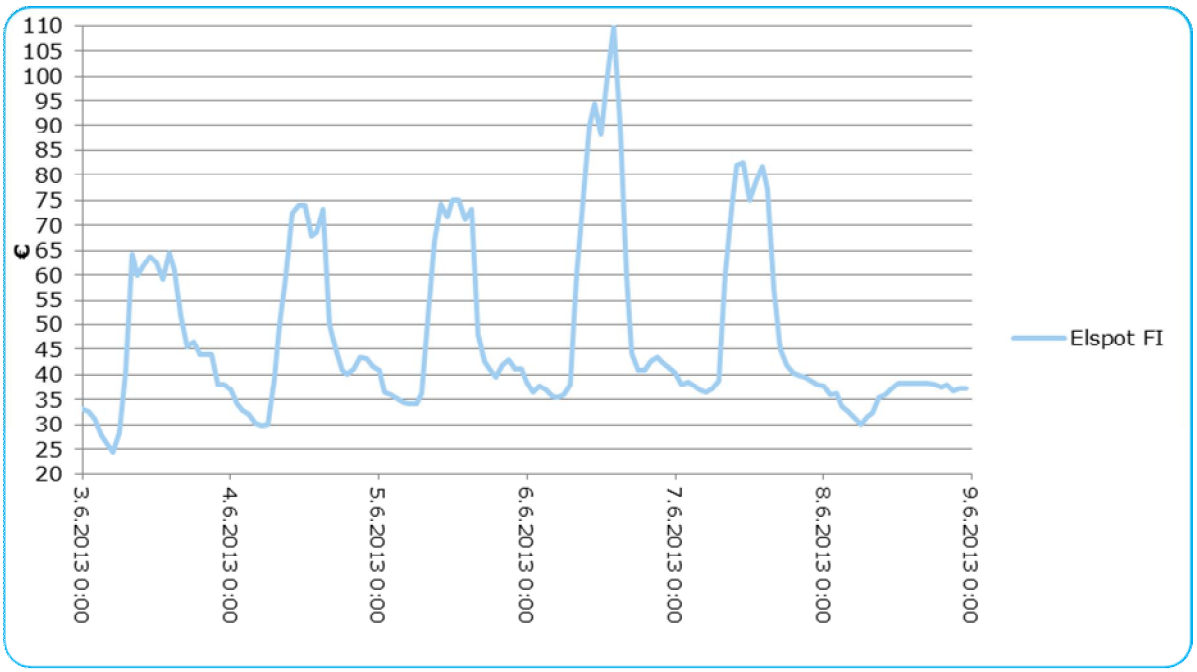


Kuva 19. Vuoden 2013 hintajakauma (Nord Pool Spot)

Seuraavissa kuvaajissa on esitetty tarkemmin kaksi esimerkkiviikkoa sähkön hinnanvaihtelusta vuodelta 2013. Ensimmäisessä kuvaajassa lyhyen ajan markkinahinnan vaihtelu on pientä ja toisessa kuvaajassa markkinahinnan vaihtelu on poikkeuksellisen suurta.



Kuva 20. Sähkön hinnanvaihtelu, viikko 29 – 2013 (Nord Pool Spot)



Kuva 21. Sähkön hinnanvaihtelu, viikko 3 – 2013 (Nord Pool Spot)

Normaalitilanteessa sähkön hinta on korkeimmillaan arkena aikavälillä 8-17, jolloin myös sähkön tarve on suurimmillaan. Käytännössä pumppuvoimalan sähköntuotanto suoritettaisiin suurimmaksi osaksi kyseisenä aikana lukuun ottamatta hetkellisiä hintapiikkejä Spot- ja Elbas-markkinoilla muina aikoina. Hankesuunnitelmassa pumppuvoimalan altaan tyhjennyksen teho on 3 MW ja altaan täyttämisen teho 1,5 MW. Pumppaukseen tarvitaan siis enemmän aikaa kuin altaan tyhjennykseen.

Käytännössä altaan täyttäminen suoritettaisiin arkena illalla ja yöllä aikavälillä 18-7, jolloin sähkön hinta on matalimmillaan. Tämän lisäksi allasta voitaisiin tarvittaessa täyttää myös viikonloppuna, jolloin sähkön hinta on tyypillisesti alhainen. Tyhjän altaan täyttäminen kestää noin seitsemän vuorokautta. Altaan tyhjentämistä ja täyttämistä voidaan optimoida markkinaennusteiden avulla.

Seuraavaan taulukossa on esitetty yksinkertaistettu esimerkki vakiohinnoilla olettaen kulujen ja tuottojen muodostuvan vain sähkön kulloisestakin markkinahinnasta. Tarkastelussa on käytetty 35 € hintaeroa, joka on poikkeuksellinen suuri. Käytännössä hinta vaihtelee selkeästi suurimman

osan ajasta korkeintaan 15–20 €. Sähköä tuotetaan kuusi tuntia jokainen arkipäivä sähkön hinnan ollessa korkea. Pumppaus tapahtuu arkisin illalla ja yöllä sekä viikonloppuna siten, että viikon lopussa yläallas on täysi. Esimerkissä ei ole huomioitu reaaliaikaisista Elbas-markkinoilta tai sähköntuotannon lisäpalveluista saatuja tuottoja.

Taulukko x. Esimerkki sähkön tuotannosta ja pumppauksesta viikon ajalta

	Aika [t]	Sähkön spot-hinta [€/MWh]	Teho [MW]	Tuot-to/kustannus [€]	Tuotto vii-kossa [€]	Tuotto vuodessa [€]
Tuotanto	40	75	3	9000	4920	255 840
Pumppa-us	68	40	1,5	4080		
Standby	60	50	0	0		

Pumppuvoimalan käytölle voidaan määrittää tarkempi malli, joka ottaa huomioon sähkön Spot-markkinahinnan, reaaliaikaisen Elbas-markkinahinnan, yläaltaan kapasiteetin, markkinaennusteet sekä erinäisiä muuttujia liittyen sähköverkon ylläpitoon. Mallin avulla pyritään optimoimaan pumppaus ja sähkön tuotanto, jolloin pumppuvoimalasta saadaan paras mahdollinen tuotto.

Pumppuvoimalan tuottavuuden ja toiminnan määrittäminen sisältää runsaasti eri muuttujia. Sähkön lyhytaikaisen Spot-markkinahinnan vaihtelun täytyy olla riittävän suurta, jotta pumppuvoimalasta saadaan tuottava. Tämän lisäksi tuottavuuteen vaikuttavat reaaliaikaiset sähkömarkkinat sekä sähköntuotannon lisäpalvelut. Nykyinen sähkön Spot-markkinahinta on suhteellisen alhainen ja markkinahinnan lyhytaikainen vaihtelu on pientä. Nykyisessä markkinatilanteessa pumppuvoimala ei ole liiketaloudellisesti kannattava. Kannattavuuden arvioinnissa on huomioitava kuitenkin myös muut tekijät kuten esimerkiksi energiaomavaraisuus ja uuden teknologian pilotointi.

7.4 Tukien ja muun julkisen rahoituksen vaikutus

Liitteen tuottoesimerkissä on esitetty kolme skenaariota pumppuvoimalan tuotoille erilaisilla investointituilla sekä sähkön hintavaihteluilla. Tuottoesimerkissä on käyty läpi realistinen vaihtoehto, jossa sähkön hinnanvaihtelu on nykyisellä tasolla sekä optimistiset vaihtoehdot, joissa sähkön hinnanvaihtelu on 50 € ja 100 €. Mahdollisella investointituella on merkittävä vaikutus hankkeen takaisinmaksuaikaan.

8. JOHTOPÄÄTÖKSET JA JATKOTOIMENPIDESUOSITUKSET

8.1 Selvityksen johtopäätökset tiivistettynä

Tuulivoimainvestoinnin taloudellinen tarkastelu

Selvityksen lähtökohtana on kahden tuulivoimalan investointi, jonka kokonaiskustannukseksi on arvioitu noin 8,6 miljoonaa euroa. Nykyisin voimassa olevalla tuulivoiman syöttötariffilla tämän investoinnin takaisinmaksuajaksi voidaan arvioida noin kahdeksan vuotta.

Pumppuvoimalainvestoinnin taloudellinen tarkastelu

Pumppuvoimalainvestoinnin kustannukseksi on arvioitu noin 12,9 miljoonaa euroa.

Verrattuna muihin vastaaviin hankkeisiin Enontekiön pumppuvoimalalle on ominaista
- merkittävästi pienempi kokoluokka
- rakennettavalla yläaltaalla ei ole omaa valuma-aluetta
- talviolosuhteiden asettamat vaatimukset
- huoltovarmuuskysymysten (sähkökatkosten vähentämisen) suuri merkitys.

Yhtenä toimintamallin vaihtoehtona on tarkasteltu tuulivoimaloiden tuottaman energian käyttöä suoraan altaan täyttöön pumppaamalla. Tämä kuitenkin vähentäisi nykylainsäädännön mukaan merkittävästi syöttötariffin kautta saatuja tuulivoiman tuottoja. Tästä syystä pumppuvoimalasta on tehty erillinen (itsenäinen, stand-alone) taloudellinen tarkastelu.

Käytännössä nykyinen tehokkaasti toimiva sähkömarkkina pienine markkinahintavaihteluineen tekee yleisesti pumppuvoimainvestointien kannattavuuden Suomessa todella haastavaksi. Selvityksessä esitetyn arvion mukaan pumppaukseen käytetyn ostosähkön ja juoksutuksesta saadun sähkönmyynnin hintaero on oltava vähintään luokkaa 25-35 euroa / MWh. Hintaerokausien pituus ja esiintymistiheys (frekvenssi) pitäisi myös olla optimaalinen suhteessa pumppauksen kestoon ja yläaltaan kokoon.

Enontekiön tapauksessa on kuitenkin lisäarvoa laskettava sähkön toimitusvarmuuden lisääntymiselle ja tuulivoiman käytön myötä saatavalle energialle.

Käytännössä pumppuvoimala vaatii toteutuakseen erittäin huomattavan julkisen rahoituksen (esim. investointituen), jonka perusteluina voivat olla mm.
- alueellinen energiaomavaraisuus ja –huoltovarmuus
- arktisten ja haja-asutusalueiden ratkaisut ja niiden pilotointi käytännössä
- tuotantotasoltaan vaihtelevaan uusiutuvaan energiaan (kuten tuulivoima) liittyvät varastointiratkaisut ja niiden pilotointi

Selvityksen pumppuvoimalaa koskevissa esimerkkilaskelmissa (liite) on käytetty tukitasona 50-80 % investoinnista, sähkön markkinahinnan vaihtelua 30 – 100 euroa / MWh ja sopivin välein toistuvaa hintaerojen esiintymistä sähkömarkkinalla, Laskelma osoittaa että mahdollisia takaisinmaksuaikoja voidaan arvioida 20-30 vuoden tasolle.

Hankkeen vaikutukset Enontekiön sähköverkkoon ja sähkön saatavuuteen

Sähköverkon häiriöiden kannalta haastavin tilanne on Kilpisjärvellä, joka sijaitsee pitkän siirtolinjan päässä. Uuden 45 kV jakeluverkon rakentaminen välille Karesuvanto-Kilpisjärvi on parhaillaan käynnissä. Samalla 20 kV linja kunnostetaan ja se jää varasyöttöyhteydeksi Kilpisjärven suuntaan. Lisääntynyt siirtokapasiteetti mahdollistaa energian tuotannon alueella, jolloin alueen energiaomavaraisuus kasvaa. Meneillään olevilla parannuksilla Enontekiön jakeluverkon välityskyky ja käyttövarmuus saadaan paremmaksi.

Tuuli- ja pumppuvoiman avulla olisi teknisesti mahdollisuus tuottaa merkittävä osa Enontekiön sähkönkulutuksesta. Pumppuvoimalalla voitaisiin myös varmistaa energiaomavaraisuutta Kilpisjärven alueella sekä varautua jakeluverkkojen häiriötilanteisiin. Taloudelliset lähtökohdat tälle toiminnalle ovat kuitenkin edelläkuvatuista syistä huonot.

Tuuli-pumppuvoimalaitoksen liiketoimintamallit

Kaikki kolme selvityksessä kuvattua juridista organisaatiomallia, liikelaitos, osakeyhtiö ja osuuskunta, ovat mahdollisia. Liikelaitoksen mahdollinen yhtiöittämisvelvollisuus toiminnan ollessa markkinaehtoista merkitsee käytännössä, että osakeyhtiö tai osuuskunta voi olla toimivampi malli. Mikäli toimintaan halutaan myös yksityisiä yhteistyökumppaneita, on osakeyhtiö tai osuuskunta ainoa mahdollinen vaihtoehto. Suomessa käytetty Mankala-tyyppinen yhteisyhtiö voisi olla verotuksellisestikin toimiva tässä tapauksessa.

Liiketoiminnan mahdollisina malleina tarkasteltiin pelkän tuulisähkön tuotantoa (vain tuulivoimalat), pumppuvoimalaa yhdistetyssä markkina- ja saarekemallissa sekä mallia, jossa allas toimii tuulivoiman varastona. Kun näiden mallien lisäksi otetaan huomioon Enontekiön kunnan alustavat linjaukset sekä yhdistetään ne investorien mahdollisiin rooleihin, muodostuu seuraavassa taulukossa kuvatut todennäköisimmät liiketoimintamallin vaihtoehdot. Tällöin tuulivoimalat ja pumppuvoimala ovat erillisiä taloudellisia kokonaisuuksia, mille keskeisenä perusteluna on tuulivoiman syöttötariffi .

TUULIVOIMALA(T)	PUMPPUVOIMALA
Yksityisten sijoittajien omistama yhtiö tai kunnan ja yksityisten sijoittajien yhteisyhtiö. Toimii tuuulivoiman tuottajana markkinaehtoisesti syöttötariffiin (takuuhintaan) pohjautuen. Hankkeen rahoitus tulee kaupalliselta pohjalta rahoituslaitoksista, yhteisyhtiön tapauksessa mahdollisesti kunnan takaus tai pääomalaina	Kunnan ja yksityisten sijoittajien omistama yhteisyhtiö. Toimii sähköntuottajana yhdistetyllä markkina- ja saarekemallilla. Markkinamallissa hyödynnetään sähkömarkinan hintaeroja. Saarekemallissa tuotetaan ja myydään sähköä kulutukseen alueellisten sähkökatkosten aikana. Yhtiön ja toiminnan talous on vahvasti julkisen rahoituksen ja tuen varassa.

8.2 Jatkotoimenpidesuosituksia

Seuraavassa on kuvattu mahdollisia jatkotoimenpiteitä, joilla hanketta voisi lyhyellä aikavälillä viedä eteenpäin.

Valmistellaan voimaloiden luvittamista
Tuulivoimaloiden sijoituspaikka tulee yleiskaavassa ratkaistavaksi. Kaavan valmistelun yhteydessä mahdolliset maankäyttöön liittyvät sopimukset tulee neuvotella ainakin esisopimusvaiheeseen.

Hanke edellyttää todennäköisesti ympäristövaikutusten arviointimenettelyä ja siihen liittyen erityistä Natura-vaikutusten arviointia Muonionjoen – Könkämäenon vesistön Natura 2000-ohjelmaan kuulumisen vuoksi. Ympäristövaikutusten arviointia voidaan työstää samanaikaisesti kaavoituksen kanssa.

YVA- ja kaavoitusvaiheessa hankekehittäjien välisessä yhteistyösopimuksessa tulisi jo määritellä lähtökohdat yhteistyölle ja investointien toteuttamiselle. Luvitusvaiheen valmistuttua ja investointi- sekä rahoituspäätösten varmistuessa yhteistyösopimuksen ehtojen perusteella voidaan jatkaa kehitystyötä edelleen ja toteuttaa esimerkiksi hankintoihin ja maankäyttöön liittyvät yksittäiset sopimukset.

Tehdään esitykset rahoituksen ja tukien hakemiseen
Hankkeen toteuttamisen kannalta ulkopuolisen tukirahoituksen saaminen investointivaiheelle on keskeisessä roolissa. Siitäkin huolimatta investoinnin takaisinmaksuaika voi jäädä pitkäksi. Hankkeella on kuitenkin lukuisia ainutlaatuisia ominaisuuksia, jotka tekevät siitä erityisen kiinnostavan useiden tukijärjestelmien kannalta. Toimintamalli ja käytettävä teknologia on Suomessa periaatteessa ainutlaatuista, mutta konsepti on hyvin monistettavissa myös muihin hankkeisiin. Hankkeen sähköntuotanto perustuu kokonaan uusiutuviin energialähteisiin, joiden investointeja tai

vaihtoehtoisesti tuotantoa voidaan tukea useiden eri kansallisten tai EU-laajuisten tukijärjestelmien kautta.

Toinen erittäin merkittävä tekijä rahoitettavuuden kannalta on harvaan asuttujen alueiden huoltovarmuuden parantaminen. Enontekiö on sijaintinsa takia vahvasti riippuvainen sähkönsiirto- ja jakeluverkon toimivuudesta.. Erityisesti riskialttiiden toimintojen kuten terveydenhuollon, vanhustenhuollon ja muiden peruspalveluiden kehittämiselle paikallisen huoltovarmuuden kehittäminen on keskeistä. Samalla voidaan vähentää myös hetkellisiä sähkön suurten aluehintaerojen vaikutuksia. Harvaan asuttujen alueiden huoltovarmuuden kannalta puhtaalla paikallisella sähköntuotannolla ja energiavarastolla voi olla merkittävä rooli. Lisäksi hankkeella olisi merkittävä rooli Enontekiön alueen kokonaiskehittämiselle

Hanke on kiinnostava myös EU:n rakennerahastojen painopistealueiksi nousseen arktisen yhteistyön sekä perinteisemmän harvaan asuttujen alueiden kehittämisen kannalta. Parantamalla paikallista huoltovarmuutta ja samalla luomalla uudenlaista paikallista uusiutuvan energian tuotantoa kehitetään konsepti, joka yhteistyömallien avulla voidaan mahdollisesti kehittää myös Pohjoiskalotin alueen rajat ylittävää yhteistyötä.

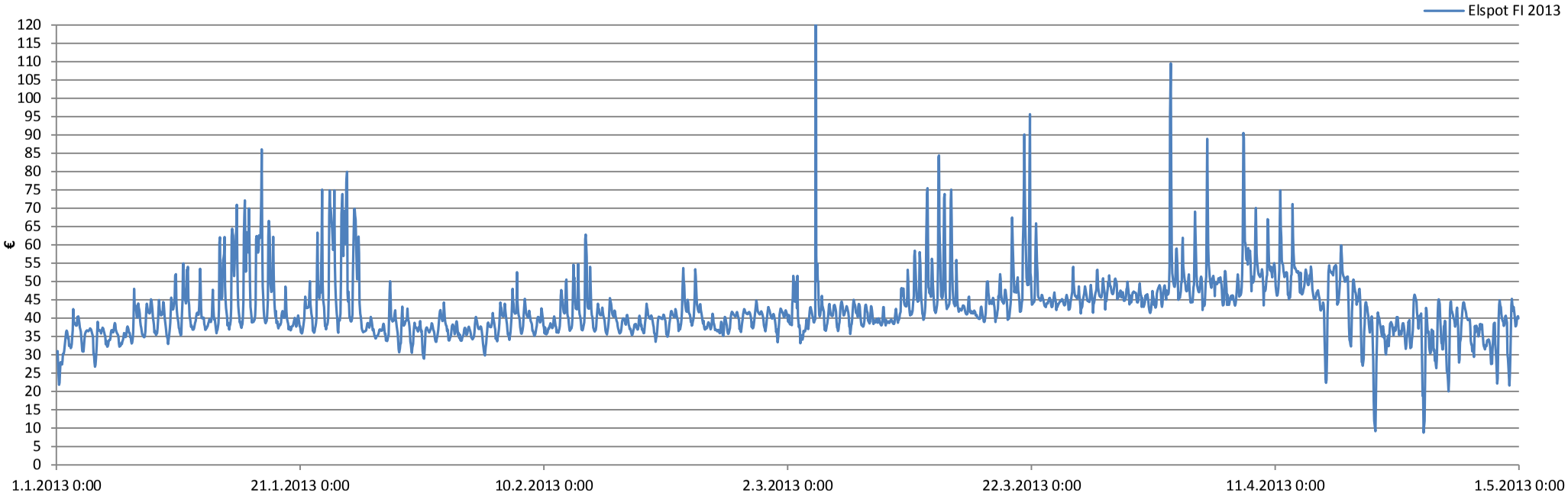
Tukien hakemisen yhteydessä tulee selvittää, miten pumppuvoimalasta saatavaa taloudellista tuottoa voitaisiin parantaa erityisesti tähän tarkoitukseen määritettävällä tuotantotuella, jossa otetaan huomioon pumppuvoimalan yhteiskunnallinen merkitys ja merkitys sähkön jakeluhäiriöiden vähentäjänä.

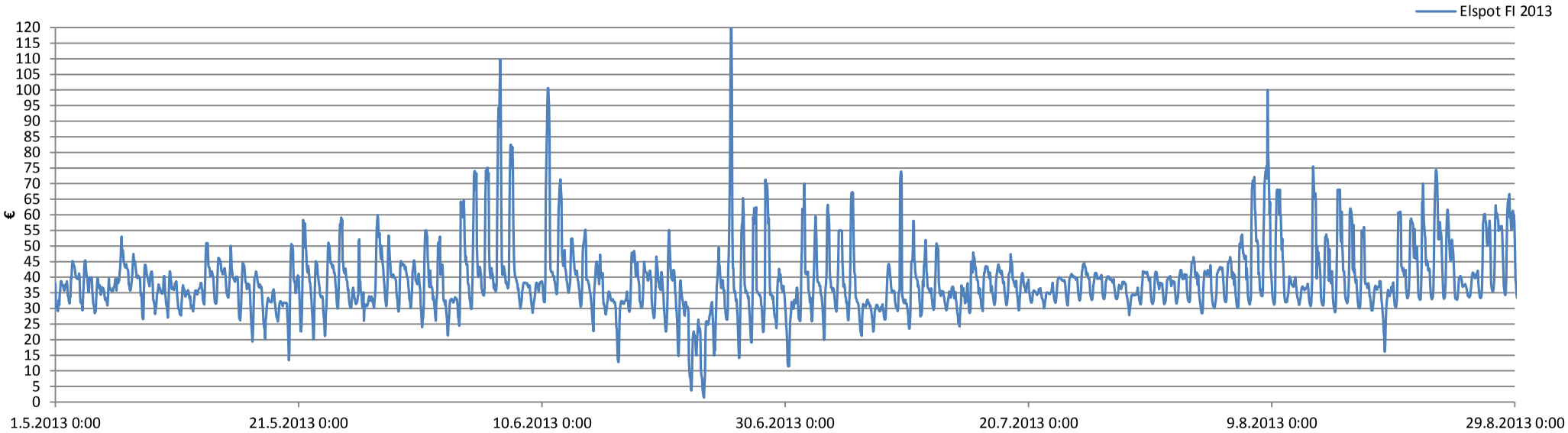
Tarkennetaan arvioita tuuli-pumppuvoimalan liiketoimintamahdollisuuksista
Arvioidaan ja valitaan tuulivoimalaitosten paikkojen vaihtoehdot strategisen yleiskaavan tasolla. Pumppuvoimalan yläaltaan yhdeksi sijaintipaikaksi kaavailtu Lassavaaran alue on Metsähallituksen luontopalveluiden hallinnoima. Metsähallitukselta on saatava varmistus, että alue olisi hyödynnettävissä nyt kaavaillussa tarkoituksessa. Lammassoaivilla vastaava keskustelu tulee käydä nykyisen maanvuokraajan (yksityinen) kanssa.

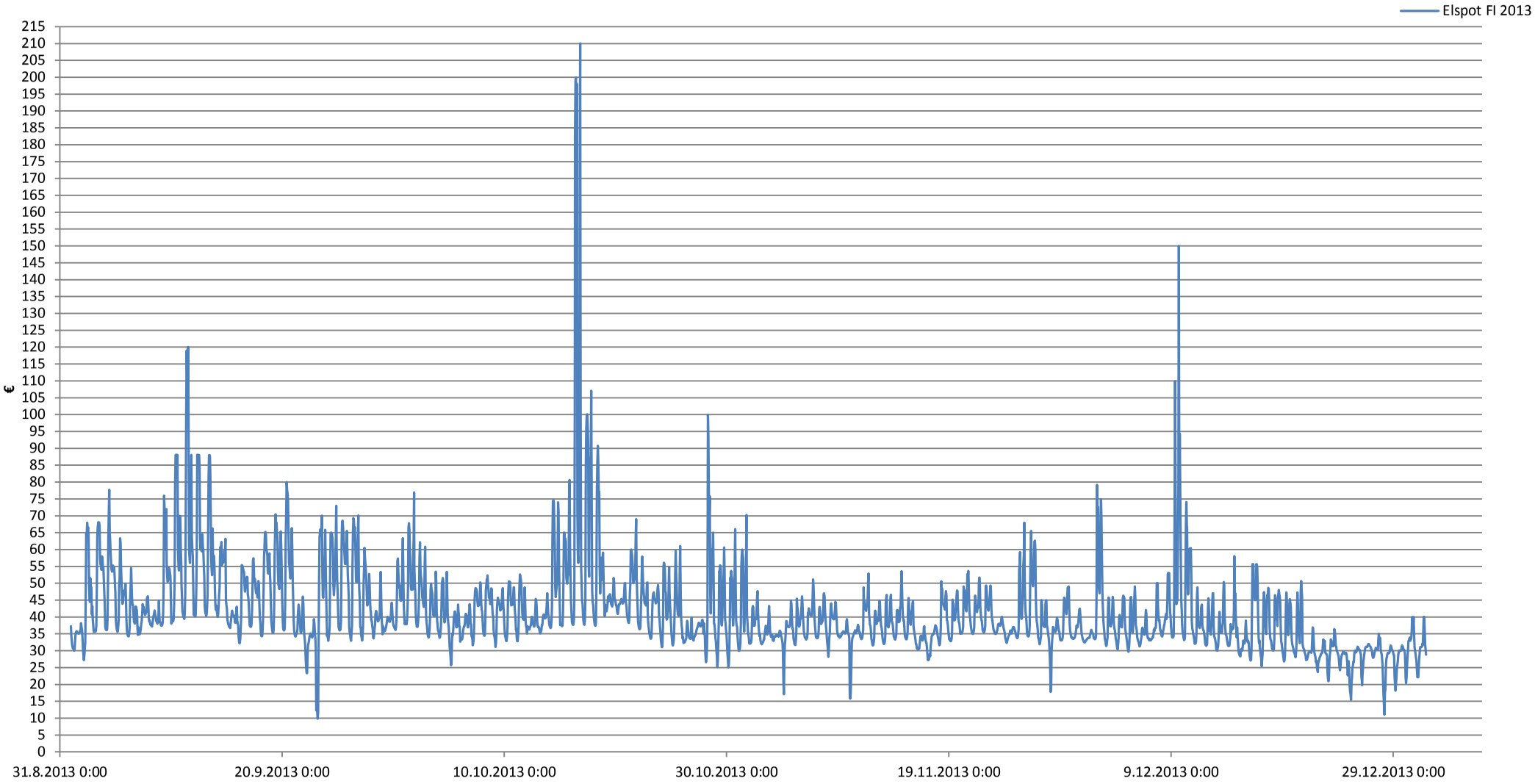
Laaditaan tarkempi laskelma hankkeen mahdollisesta tuotosta käyttämällä lähtötietona käytännön dataa mm. tuulennopeudesta ja sähkön markkinahinnasta jollain valitulla aikavälillä. Näin voidaan mallintaa suunnitellun kokonaisuuden käytännön tuottoja.

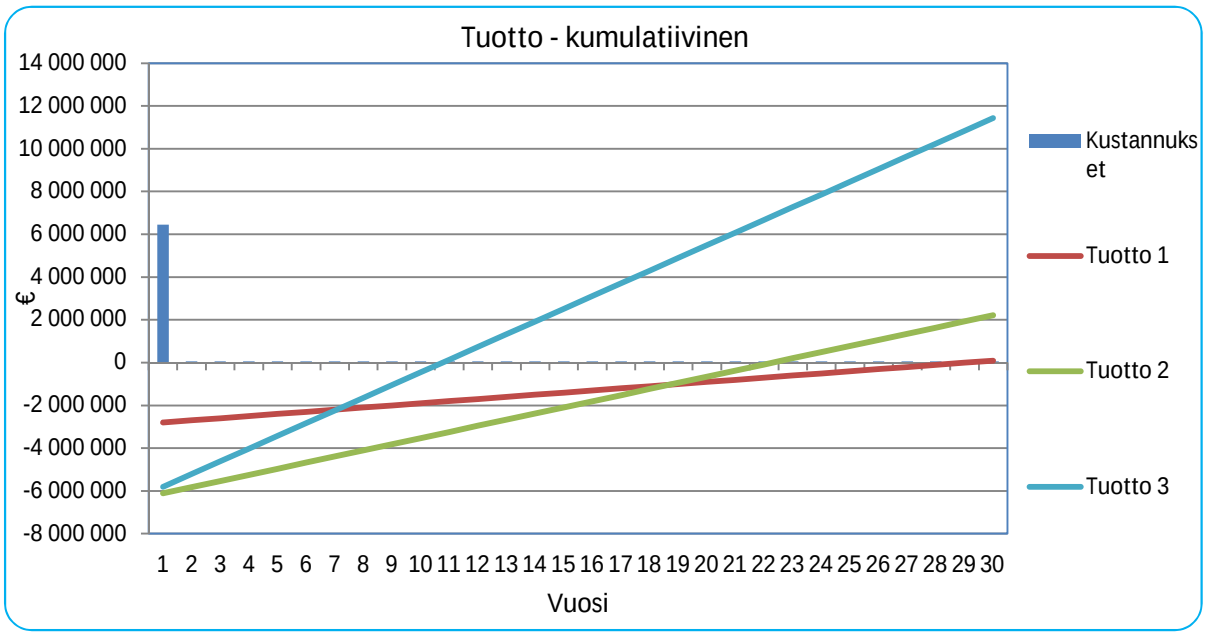
Käynnistetään aktiivisesti julkisen rahoituksen (tukien) hakuprosessi. Arvioidaan tarkemmin sekä nykykäytäntöjen mukaisten että mahdollisten uusien tukimuotojen (esim. erityinen tuotantotuki) vaikutuksia hankkeen kannattavuuteen.

Käynnistetään aktiiviset keskustelut yksityisten investorien ja/tai mahdollisten muiden osakkai den kanssa.


Elspot FI 2013
€
120
115
110
105
100
95
90
85
80
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
1.1.2013 0:00
21.1.2013 0:00
10.2.2013 0:00
2.3.2013 0:00
22.3.2013 0:00
11.4.2013 0:00
1.5.2013 0:00


Elspot FI 2013
€
120
115
110
105
100
95
90
85
80
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
1.5.2013 0:00
21.5.2013 0:00
10.6.2013 0:00
30.6.2013 0:00
20.7.2013 0:00
9.8.2013 0:00
29.8.2013 0:00


Elspot FI 2013
€
215
210
205
200
195
190
185
180
175
170
165
160
155
150
145
140
135
130
125
120
115
110
105
100
95
90
85
80
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
31.8.2013 0:00
20.9.2013 0:00
10.10.2013 0:00
30.10.2013 0:00
19.11.2013 0:00
9.12.2013 0:00
29.12.2013 0:00

Investointi-kustannus	12 900 000 €
Käyttökus-tannukset	5 €/MWh
Sähköntuotan-to (3 MW)	40 h/vk
Pumppaus (1,5 MW)	68 h/vk
Sähkön-tuotanto	6240 MWh/a
Sähkön-kulutus	5304 MWh/a

	Esimerkki 1	Esimerkki 2	Esimerkki 3
Sähkön hintavaihtelu	35-55 €/MWh	35-85 €/MWh	30-130 €/MWh
Investointi-tuen osuus	10 000 000 €	6 500 000 €	6 500 000 €
Vuosi	Tuotto 1	Tuotto 2	Tuotto 3
1	-2 800 160	-6 112 960	-5 805 640
2	-2 700 320	-5 825 920	-5 211 280
3	-2 600 480	-5 538 880	-4 616 920
4	-2 500 640	-5 251 840	-4 022 560
5	-2 400 800	-4 964 800	-3 428 200
6	-2 300 960	-4 677 760	-2 833 840
7	-2 201 120	-4 390 720	-2 239 480
8	-2 101 280	-4 103 680	-1 645 120
9	-2 001 440	-3 816 640	-1 050 760
10	-1 901 600	-3 529 600	-456 400
11	-1 801 760	-3 242 560	137 960
12	-1 701 920	-2 955 520	732 320
13	-1 602 080	-2 668 480	1 326 680
14	-1 502 240	-2 381 440	1 921 040
15	-1 402 400	-2 094 400	2 515 400
16	-1 302 560	-1 807 360	3 109 760
17	-1 202 720	-1 520 320	3 704 120
18	-1 102 880	-1 233 280	4 298 480
19	-1 003 040	-946 240	4 892 840
20	-903 200	-659 200	5 487 200
21	-803 360	-372 160	6 081 560
22	-703 520	-85 120	6 675 920
23	-603 680	201 920	7 270 280
24	-503 840	488 960	7 864 640
25	-404 000	776 000	8 459 000
26	-304 160	1 063 040	9 053 360
27	-204 320	1 350 080	9 647 720
28	-104 480	1 637 120	10 242 080
29	-4 640	1 924 160	10 836 440
30	95 200	2 211 200	11 430 800