

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto
School of Energy Systems
Energiatekniikan koulutusohjelma
BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

Pumped heat energy storage
uusiutuvan energian varastointiin

Pumped heat energy storage for storing of renewable energy

Työn tarkastaja: Markku Nikku
Työn ohjaaja: Markku Nikku
Lappeenranta 16.04.2019
Tommi Toikka

TIIVISTELMÄ

Opiskelijan nimi: Tommi Toikka

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Kandidaatintyö 2019

Opinnäytetyön ohjaaja: Markku Nikku

32 sivua, 10 kuvaa ja 3 taulukkoa

Hakusanat: pumped heat energy storage, energiavarasto, sähkövarasto

Työssä käsitellään Pumped Heat Energy Storage sähköenergianvarastointijärjestelmää (PHES) ja esitellään sen toimintaperiaate, jonka jälkeen perehdytään tarkemmin sen lämpövarastoihin ja virtauskoneistoon kirjallisuuden perusteella. Lisäksi järjestelmää verrataan teknisesti ja taloudellisesti kahteen muuhun varastointijärjestelmään, pumppuvoimaloihin ja litiumioniakkuihin. Lopuksi tarkastellaan sähkönvarastoinnin tarvetta Saksassa, jossa on jo merkittävästi vaihtelevaa tuuli- ja aurinkovoimantuotantoa. Työssä tutustutaan myös vaihtelevan uusiutuvan energian tuotannon vaikutukseen sähkön markkinahintaan Saksassa.

PHES vertautuu teknisesti ja taloudellisesti hyvin pumppuvoimaloihin, jotka tällä hetkellä kattavat maailman varastointikapasiteetin lähes kokonaan. PHES ei kuitenkaan vaadi ympäristöltään suurta korkeuseroa tai vesimäärää, vaan se voidaan asentaa mihin tahansa. PHES eroaa pumppuvoimaloista merkittävästi korkeammalla energiatiheydellä, mutta sen hyötysuhde hieman heikommaksi. Kustannusten puolesta PHES on lähellä pumppuvoimaloita, mutta markkinahintojen vaihtelu on liian pientä, jotta hintaero kattaisi PHES:n häviöt. Uusiutuvia energiajärjestelmiä kuitenkin tuetaan esimerkiksi kiinteän myyntihinnan avulla, joten mikäli sähkövarastoille luotaisiin samanlainen tukijärjestelmä, voisi PHES olla varsin edullisten investointikustannustensa puolesta merkittävä varastointiteknologia.

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä

Sisällysluettelo

Symboli- ja lyhenneluettelo

1	Johdanto	6
2	Prosessin esittely	7
	2.1 Lataaminen ja purkaminen	8
	2.2 Lämpövarastot	9
	2.3 Virtauskoneisto	10
3	Energiavaraston tekniset vaatimukset	13
	3.1 Nimellisteho ja energiakapasiteetti.	14
	3.2 Energia- ja tehotiheys	14
	3.3 Hyötysuhde	16
	3.4 Varastointiaika	16
	3.5 Vasteaika	17
4	Taloudellisuus	19
	4.1 Käyttöikä	19
	4.2 Pääomakustannukset	20
	4.3 Juoksevat kustannukset	21
	4.4 Tasattu varastointikustannus	22
5	Osana sähköntuotantoa	25
	5.1 Varastoinnin tarve	25
	5.2 Sähkön markkinahinnan vaihtelu	29
6	Yhteenveto	32
	Lähdeluettelo	34

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset

$a_{n/i}$	Annuiteettitekijä	[-]
E	Energia	[J],[Wh]
h	Sähkön hinta	[€/MWh]
i	Laskentakorko	[-]
K	Pääomakustannus	[€/kW]
k_m	Muuttuvat kustannukset	[€/MWh]
n	Taloudellinen pitoaika	[a]
P	Teho	[W]
R	Poisto	[€]
s	Ominaisentropia	[kJ/kgK]
s_h	Huipunkäyttösyklit	[-]
t	Aika	[s],[h],[d],[a]
T	Lämpötila	[K],[°C]
t_h	Huipunkäyttöaika	[h]
W	Työ	[J],[Wh]

Kreikkalaiset

ε	Rekuperatioaste	[-]
η_p	Polytrooppihyötysuhde	[-]
η_s	Isentrooppinen hyötysuhde	[-]
ρ_E	Energiatiheys	[Wh/m ³],[Wh/kg]
ρ_P	Tehotiheys	[W/m ³],[W/kg]

Alaindeksit

0,1,2...	Tilapiste/vertailuarvo
C	Carnot
e	Sähkö
in	Sisään
kok	Kokonais
max	Maksimi
min	Minimi
out	Ulos
re	Lisäinvestointi
t	Vuotuinen

Lyhenteet

CAPEX	Capital Expenditure
COP	Coefficient Of Performance
LCOE	Levelised Cost of Energy
LCOS	Levelised Cost of Storage
Li-ion	Litiumioni
OPEX	Operational Expenditure
PHES	Pumped Heat Energy Storage

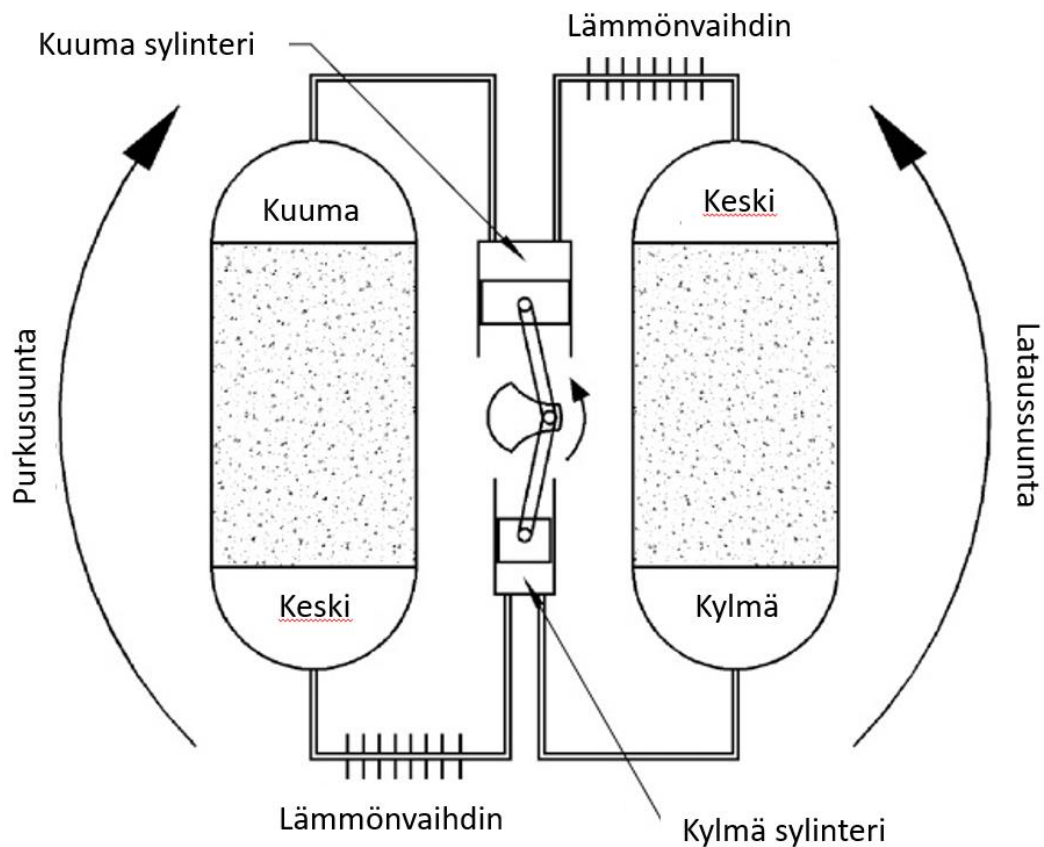
1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos ja uusiutuvien energiajärjestelmien halpeneminen ovat johtaneet uusiutuvan energian lisärakentamiseen (European Energy Agency 2017), mutta johtuen esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoiman vaihtelevista tuotantotehoista, niiden maksimaaliseen hyödyntämiseen tarvitaan tapoja varastoida sähköenergiaa ja täten tasapainottaa sähkön kysyntä ja tarjonta (Huggins 2010, xv). Sähkön varastointiin on lukuisia teknologioita, esimerkiksi akut, juoksupyörät ja pumppuvoimalat, joilla on omat vahvuutensa ja heikkoutensa. Johtuen uusiutuvien energiajärjestelmien tuotannon ja sähkön kulutuksen voimakkaasta vaihtelusta sään, vuorokauden ajan ja vuodenajan mukaan, tarvitaan sähköverkkoon erilaisia energiavarastoja sekä lyhyt, että pidempi aikaiseen varastointiin (Huggins 2010, 3). Näistä syistä energianvarastointijärjestelmiin liittyvien markkinoiden ennustetaan kasvavan vuosittain 5,9 % vuosina 2018 – 2024 (PR Newswire 2018).

Tässä kandidaatintyössä tutkitaan Pumped Heat Energy Storage (lyhyemmin PHES) sähköenergianvarastointijärjestelmää. PHES on yksi potentiaalisista uusista teknologioista vastamaan sähkövarastojen kasvavaan kysyntään, ja sen etuina ovat suhteellisen korkea energiatiheys eikä se vaadi sijoituspaikaltaan mitään erityisiä maantieteellisiä ominaisuuksia, kuten esimerkiksi pumppuvoimalat, jotka vaativat korkeuseron altaiden välille ja saatavilla olevaa suurta vesimäärää (McTigue et al. 2015, 800). PHES-prosessi voi perustua joko suljettuun Brayton- tai Rankine-prosessiin (Dietrich 2017, 2). Tässä työssä käsitellään ainoastaan suljettuun Brayton-prosessiin perustuvaa järjestelmää ja luodaan yleiskuva sen toiminnasta ja tutkitaan, miten se vertautuu teknillistaloudellisesti kilpailijoihinsa. Lopuksi tutkitaan järjestelmän mahdollisuuksia osana sähköntuotantoa.

2. PROSESSIN ESITTELY

Ideaalinen suljettu Brayton-prosessi koostuu isentrooppisesta puristuksesta, isobaarisesta lämmöntuonnista, isentrooppisesta paisunnasta ja isobaarisesta lämmönpoistosta. PHES-järjestelmässä prosessin suuntaa voidaan muuttaa, jolloin se toimii joko lämpöpumpuna tai lämpövoimakoneena. Tutkimuksessa paljon käytetty lämpötilaväli prosessille on $-166 - 500$ °C paineiden ollessa 1 – 12 bar. Puristuksesta ja paisunnasta vastaavat mäntäkompressorin ja -moottori ovat samalla akselilla generaattorin/sähkömoottorin kanssa. Prosessin lämmönlähteenä ja lämpönieluna toimivat kaksi erillistä lämpövarastoa, joista toinen on kuumassa ja toinen kylmässä lämpötilassa. Prosessissa tapahtuvien palautumattomuuksien tuottama entropia poistetaan lämmönvaihtimilla puristuksen jälkeen, jotta lämpövarastoon kulkeutuvan kiertoaineen lämpötila saadaan pidettyä vakiona ja täten palautettua lämpövarastojen lämpötilat alkuperäiseen tilaan (Howes 2012, 496). Järjestelmä on esitetty kuvassa 1. Suljetun Brayton-prosessin kiertokaasun voi valita varsin vapaasti, kunhan se kykenee operoimaan koko lämpötila-alueella (Dincer et al. 2014, 251). Tutkimuksessa PHES:lle suosituin kiertoaine on ollut argon, mutta myös ilman käyttöä on tutkittu (Dietrich 2017, 69).

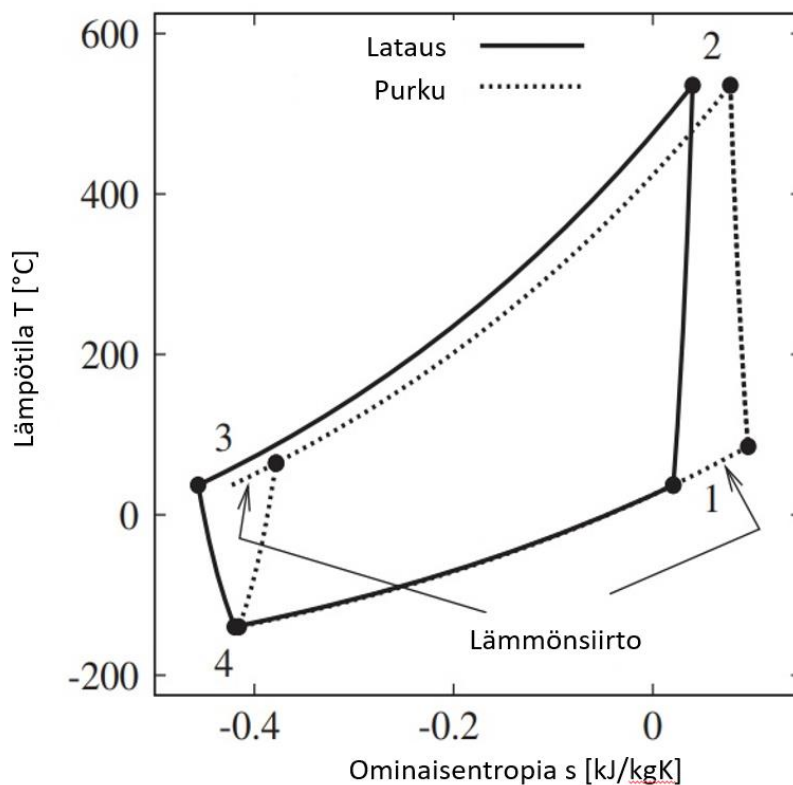


Kuva 1. Yksinkertaistettu kuva järjestelmästä. (Howes 2012, 496)

2.1 Lataaminen ja purkaminen

Toimiessaan lämpöpumpuna PHES-järjestelmä varastoi energiaa hyödyntäen puristuksessa tapahtuvaa lämpötilan nousua varastoimalla lämpöä kuumaan lämpövarastoon. Luovutettuaan lämpönsä kuumalle varastolle yhä korkeapaineinen kaasu paisuu sylinterissä samalla jäähtyen. Kylmä kaasu siirtyy matalan lämpötilan varastolle, jossa se lämpenee samalla jäädyttäen varastoa. Viimeiseksi kiertoaine palaa mäntäkompressorille, josta uusi kierros alkaa. (European Association for Storage of Energy)

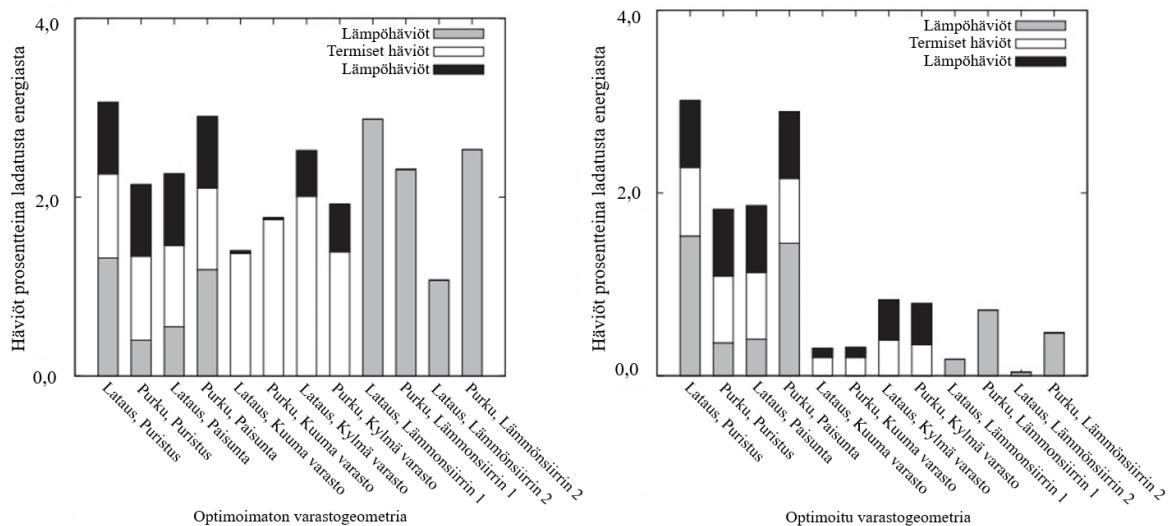
Palauttaessaan varastoitua energiaa sähköksi PHES-prosessi toimii lataukseen nähden täysin käännetyssä järjestyksessä. Lämpövoimakone-prosessin aikana kylmä, matalan lämpötilan varastossa jäähtynyt, kaasu puristetaan kompressorissa, jonka jälkeen kiertoaine kulkeutuu kuumaan varastoon, jossa sen lämpötila nousee entisestään. Kuuma kaasu jatkaa mäntämoottorille, jossa se paisuu luovuttaen energiaansa lämpötilan laskiessa, jatkaen matalan lämpötilan varastoon, missä se jäähtyy vielä lisää ennen paluutaan kompressorille. (European Association for Storage of Energy) Kuvassa 2 on esitetty lämpöpumppu ja lämpövoimakoneprosessi päällekkäin T,s-tasossa.



Kuva 2. Lataus- ja purkusyklit päällekkäin T-s-tasossa lämmönpoisto huomioiden. (McTigue et al. 2015, 802)

2.2 Lämpövarastot

Lämpövarastot ovat kooltaan PHES:n selkeästi suurimmat komponentit. Prototyypikokeiden perusteella extrapoloitu 2 MW:n ja 16 MWh:n järjestelmässä niiden halkaisijat olivat 7 m, korkeuden ollessa 7,8 m ja koko laitoksen vaatiman pinta-alan ollessa vain 17 x 7 m (Howes 2012, 503). Johtuen varastojen massiivisesta koosta suhteessa muihin komponentteihin, virtausnopeus on hyvin pieni varastojen läpi, jopa alle 0,3 m/s (Energy Storage Association), minkä ansiosta painehäviöt varastoissa ovat marginaalisia prosessin muihin termodynaamisiin palautumattomuuksiin verrattuna. Täten PHES:lle on suotuisampaa käyttää lämmönvarastointiaineena esimerkiksi kivimurskapetiä, joka tarjoaa paremman lämmönsiirron lisääntyneen pinta-alan ansiosta painehäviöiden kustannuksella, kuin kanavoitu lämpövarasto. Tämän osoittavat myös varaston geometrian vaikutuksesta häviöihin tehdyt laskelmat, joiden tulokset on esitetty kuvassa 3. Vasemman puoleisessa kuvassa on esitetty optimoimattoman varaston häviöt. Huomataan, että järjestelmästä joudutaan poistamaan energiaa lämmönvaihtimien avulla huomattavasti enemmän kuin optimoidulla varastogeometrialla. Optimaalinen partikkelikoko oli 5 – 7 mm halkaisijaltaan, jolloin termiset häviöt ja painehäviöt olivat varastoissa suurin piirtein yhtä suuret (McTigue et al. 2015, 809).



Kuva 3. Varastojen geometrian vaikutus häviöihin. Termisillä häviöillä tarkoitetaan lämmönsiirrosta aiheutuvia palautumattomuuksia ja lämpöhäviöillä ympäristöön menetettyä lämpöä (McTigue et al. 2015, 809).

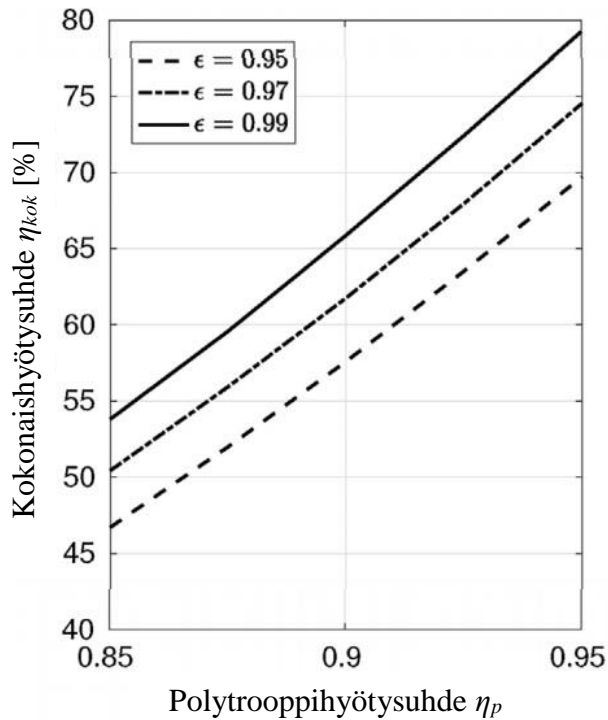
Varastojen häviöitä voidaan pienentää vielä lisää jakamalla varasto kerroksiin. Kerrosten ideana on, että virtaus voidaan ohjata venttiilien avulla ainoastaan niiden kerrosten läpi, joita halutaan lämmittää tai jäähdyttää ja ohittaa epäaktiivinen varaston osa ja siten pienentää painehäviöitä. Kerroksiin jakaminen myös lyhentää varaston termistä rintamaa nostaan sen energiatiheyttä. (Isentropic 2015)

Koska varastoiva media on soran tapauksessa suorassa kontaktissa kiertoaineeseen, tulee kuuman puolen varasto rakentaa paineen kestäväksi. Mikäli tämä halutaan välttää, voidaan lämpö varastoida nestemäisiin varastoihin, jotka olisivat yhteydessä kiertoprosessiin lämmönvaihtimien avulla. Täten voidaan välttää kuuman varaston paineistaminen ja mahdollisesti alentaa investointikustannuksia. Nestemäisten varastojen käyttö kuitenkin tuplaisi varastojen lukumäärän, sillä kylmällä ja kuumalla puolella tulee olla kaksi erillistä varastoa, jotta erilämpöiset nesteet eivät sekoittuisi. Varastointi aineiden tulee pysyä nestemäisinä koko lämpötilavälillä ilmakehän paineessa, joten kuumalla ja kylmällä puolella käytetään eri nesteitä. Esimerkiksi kuumalla puolella voidaan käyttää sulasuolaa ja kylmällä hiilivetyjä, kuten propaania. Halutessaan useampiakin eri nesteitä voidaan käyttää, lisäämällä esimerkiksi kuumalle puolelle toisen lämmönvaihtimen ja varastoparin, jolloin varaston toiminnallinen lämpötilaväli pienenee (Farres-Antunez et al. 2018, 91). Nestemäiset varastot poistavat siis tarpeen paineistaa toista varastoa, mutta tekevät prosessista monimutkaisemman ja lisäksi varastointiaineet kasvattavat hintaa. Lämpövarastot ovat kuitenkin järjestelmän kookkaimmat osat, joten niiden hinta vaikuttaa huomattavasti sähkövaraston pääomakustannuksiin. Kuvassa 4 on esitetty lämmönvaihtimien rekuperaatioasteen merkitys kokonaishyötysuhteelle tällaisella kokoonpanolla. Huomataan, että rekuperaatioasteen nousu yhdellä sadasosalla nostaa kokonaishyötysuhdetta noin kahdella prosentilla.

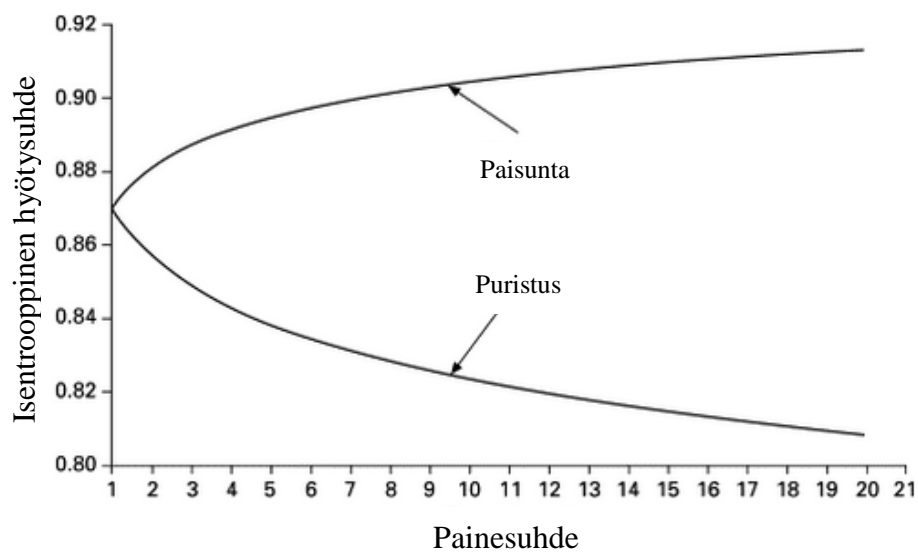
2.3 Virtauskoneisto

PHES:n hyötysuhteelle merkittävin yksittäinen tekijä on puristuksen ja paisunnan hyötysuhde. Virtauskoneiden polytrooppihyötysuhteen vaikutus kokonaishyötysuhteeseen on esitetty kuvassa 4. Kuvasta huomataan, että yhden prosentin nousu polytrooppihyötysuhteessa nostaa kokonaishyötysuhdetta yli kaksi prosenttia. Kuvassa 5 on esitetty painesuhteen vaikutus adiabaattisen isentrooppihyötysuhteeseen. Kuvasta nähdään, että painesuhteen kasvassa isentrooppinen hyötysuhde kasvaa paisunnalle, mutta putoaa puristukselle. Prosessin

painehäviöiden takia paisunnan painesuhde jää kuitenkin aina puristuksen painesuhdetta pienemmäksi. Puristuksen ja paisunnan häviöille painesuhde ei siis ole erityisen merkittävä, vaan se määräytyy halutun lämpötilavälin mukaan.



Kuva 4. Virtauskoneiston polytrooppihyötysuhteen merkitys kokonaishyötysuhteeseen. Rekuperaatioaste ϵ kuvaa lämmönvaihtimien tehokkuutta, mikäli käytetään nestemäisiä varastoja. (Farrez-Antunes et al. 2018, 98)



Kuva 5. Painesuhteen vaikutus puristuksen ja paisunnan isentrooppiseen hyötysuhteeseen polytrooppihyötysuhteen ollessa kummallekin 87%. (Razak 2017, 29)

PHES-laitteistossa puristamisen ja paisunnan hoitavat mäntäkoneistot. Männät ovat samalla akselilla, joka on liitetty 6-napaiseen sähkömoottoriin/generaattoriin (Smallbone et al. 2017, 225). Täten virtauskoneiston pyörimisnopeus olisi 1000 rpm, mikäli sähköverkon taajuus on 50 Hz ja laitosta ajettaisiin sähköverkkoon tahdistettuna. Amerikassa suunnitellun prototyypin pyörimisnopeus oli 1200 rpm, koska siellä sähköverkon taajuus on 60 Hz. Kyseiselle prototyypille kiertoaineen massavirta oli 12,56 kg/s, mikä vastaisi 10,46 kg/s massavirtaa 1000 rpm kierrosnopeudella olettaen täyttösuhteen pysyvän samana. (Howes 2012, 501) Taajuusmuuntajilla on kuitenkin hyvä hyötysuhde ja ne mahdollistaisivat pyörimisnopeuden säädön laitoksen ajossa.

Mäntäkompressorin ja -moottorin venttiileitä ohjataan pneumaattisilla aktuaattoreilla (Howes 2012, 502). Mäntäkoneiden painesuhdetta voi säätää muuttamalla efektiivistä iskupituutta venttiilien ajoituksella. Prosessin hyötysuhdetta pystytään parantamaan pienentämällä latauksen purun painesuhdetta (White et al. 2013, 294). Tästä syystä PHES-järjestelmän latauksen purku tapahtuu pienemmällä teholla kuin sen lataaminen. Esimerkiksi Newcastlen yliopistolla tehtävä ensimmäinen verkkotason prototyyppi ladataan 150 kW ja puretaan 120 kW teholla. Tämä tarkoittaa latauksen ja purun teholle suhdetta 1,25, jonka kuitenkin odotetaan olevan pienempi suuremmilla laitoksilla (Smallbone et al. 2017, 225).

3. ENERGIAVARASTON TEKNISET VAATIMUKSET

Tässä kappaleessa tutustutaan yleisesti energiavarastoille merkittäviin teknisiin parametreihin ja tutkitaan millaisia toiminta-arvoja PHES saa. Näitä parametreja verrataan pumppuvoimaloihin ja litiumioniakkuihin, jotka ovat kenties tunnetuimmat sähkövarastot. Näiden kahden varastointiteknologian valintaan vaikuttaa myös niiden käyttötarkoitus. Pumppuvoimaloita käytetään lähinnä suurten energiamäärien pitkä- tai lyhytaikaiseen säilytykseen, kun taas akut ovat huomattavasti hajautetumpia lyhytaikaisia energiavarastoja. Tässä kappaleessa ei vielä tutustuta energiavarastojen taloudellisiin vaatimuksiin sen syvemmin, vaan pyritään saamaan tekninen näkemys eri parametrien vaikutukseen energianvarastoinnissa.

Energiavarastojen vaatimukseen vaikuttaa tietenkin niiden käyttötarkoitus. Sähköverkkojen osalta energiavarastojen liikutettavuus ei ole vaatimus, joskin esimerkiksi sähköautojen hyödyntäminen osana sähkönjakelua on mahdollista. Sähköverkkojen kannalta energiavarastojen merkittävimmät kysymykset ovat varastointiaika ja huipputeho. (Ibrahim et al. 2008, 1237)

Varastointiaika jakaa energiavarastot lyhyt- ja pidempiaikaisiin varastoihin. Lyhytaikaisilla varastoilla tyypilliset varastointiajat ovat muutamista sekunneista muutamiin päiviin ja pidempiaikaisilla muutamista päivistä ja useisiin vuosiin. Täten pidempiaikaisille sovelluksille energiatiheys on erittäin merkittävä asia sekä kustannusten, että yleisesti toteutettavuuden kannalta (Converse 2011, 401).

Lyhytaikaisille varastoille erittäin tärkeä ominaisuus on nopea vaste, sillä niitä käytetään erityisesti verkon vakauden ylläpitämiseen kulutuksen ja tuotannon nopeissa muutoksissa, sekä häiriötilanteissa paikkaamaan tehoreservin vasteaikaa, mikäli esimerkiksi suuri voimalaitos putoaa verkosta. Lisäksi lyhytaikaisilla varastoilla pyritään parantamaan sähkön laatua eli pitämään tehollisen jännitteen ja virran vaihe-ero mahdollisimman pienenä. (Kazokoglu 2016, 22) Vasteen merkitys kuitenkin pienenee varastointiajan kasvaessa, ja esimerkiksi kysynnän vuorokauden aikojen välisen vaihtelun tasaaminen ei vaadi millisekuntien vasteaikaa.

Huipputeho jakaa sähkövarastot keskitettyihin ja hajautettuihin. Esimerkiksi pumppuvoimalat ovat usein hyvin isoja kokonaisuuksia, joissa varastoidaan energiaa jopa yli valtiorajojen.

Esimerkiksi Norja voisi hyödyntää pumppuvoimaloita tasaamaan Saksan vaihtelevaa uusiutuvien tuotantoa (Gullberg et al. 2014, 216). Hajautetuista varastoista akut ovat hyvä esimerkki, sillä niitä voidaan asentaa hyvinkin pieniin sovelluksiin, kuten puhelimiin, mutta sähköverkon kannalta esimerkiksi omakotitalot voivat akkujen avulla mahdollistaa aurinkopaneelien tuottaman sähkön varastoimisen yön yli. Esimerkiksi Tesla Powerwall on kaupallisesti saatavilla ja kykenee tuottamaan 7 kW huipputehon (Tesla 2019).

3.1 Nimellisteho ja energiakapasiteetti.

Kaupallisten PHES:ien oletetaan olevan teholuokaltaan 2-5 MW per varasto (Energy Storage Association). Nimellistehoa rajoittaa kompressorin. Mäntäkompressorin maksimiteho on noin 9 MW (Gallick et al. 2006, 117). Useat kompressorit voivat kuitenkin työskennellä rinnan ja useat laitokset voivat muodostaa yhden suuremman yksikön. Näin ollen tehot voivat vaihdella jopa välillä 100 kW – 200 MW (European Association for Storage of Energy).

Energiakapasiteetti määräytyy tuotantotehon ja purkuajan tulona. PHES:n latauksen purkuajan oletetaan olevan välillä 3-6 h (European Association for Storage of Energy), jolloin kaupallisessa kokoluokassa olevien laitosten kapasiteetit olisivat välillä 6-30 MWh.

3.2 Energia- ja tehotiheys

Energia- ja tehotiheys ovat erittäin merkittäviä parametreja sähkövarastojen kannalta, sillä ne kertovat suoraan, kuinka paljon energiaa on mahdollista varastoida kohtuullisen kokoisessa yksikössä ja vastaavasti, kuinka paljon siitä saa tehoa. Energia- ja tehotiheyksiä voidaan ilmoittaa joko massaa tai tilavuutta kohden. Energiatiheyden merkitys on sitä suurempi, mitä enemmän energiaa halutaan varastoida, kun taas tehotiheys on merkittävä parametri lyhytaikaisille varastoille, joilla halutaan kontrolloida lyhyitä kulutuspiikkejä ja parantaa sähkön laatua.

PHES:lle suuntaa antava energiatiheys ρ_E on 50 kWh/m³ ja tehotiheys ρ_P on 3,1 MW/m³ mikäli kiertoaineena käytetään argonia, varastointimateriaalina soraa ja lämpötilat ovat välillä -166 – 500 °C (McTigue et al. 2015, 808). Kannattaa kuitenkin huomioida, että energiatiheys on annettu kylmän ja kuumien varastojen tilavuuden mukaan ja tehotiheys kuumien puolen kompressorin tilavuuden mukaan. Kappaleessa 2.2 on esitetty varasto, jonka mitat

ovat $7 \times 17 \times 7,8$ m, jolloin tilavuudeksi saadaan 928 m^3 . Kyseisen laitoksen teho ja kapasiteetti ovat 2 MW ja 16 MWh. Nyt energiatiheudeksi saadaan 17 kWh/m^3 ja tehotiheydeksi $2,2 \text{ kW/m}^3$. Koska teknologia on uutta, sille ei ole vielä muodostunut yleistä tapaa ilmaista kyseiset parametrit.

Energia- ja tehotiheyksien määrittäminen massaa kohden voidaan myös tehdä lukuisilla eri tavoilla esimerkiksi laitoksen kokonaismassan, varastojen väliaineen massan tai kiertoaineen massan avulla. Mikäli soran irtotiheys olisi 2700 kg/m^3 (Suomen ympäristökeskus 2012, 33), olisi PHES:n energiatiheys $18,5 \text{ Wh/kg}$ varastojen massan suhteen. On huomiotava, että tämä on vain suuntaa antava lukema, sillä soran irtotiheys vaihtelee partikkelin koon mukaan ja lisäksi eri puolilla maailmaa maa-ainesten ominaisuudet vaihtelevat. Suuntaa antava arvo tehotiheydelle varastointiaineen massaa kohden on $2,5 \text{ W/kg}$.

Pumppuvoimaloiden energia- ja tehotiheydet riippuvat putoamiskorkeudesta, sillä se perustuu potentiaalienergian säilömiseen vesialtaassa. Tyypillisesti energiatiheys on luokkaa $0,35 - 1,12 \text{ kWh/m}^3$ (IVA 2016, 12). Vastaavasti veden tiheyden ollessa 1000 kg/m^3 saadaan energiatiheudeksi massaa kohden $0,35 - 1,12 \text{ Wh/kg}$. Tehotiheydelle ei löytynyt yksiselitteistä arvoa, mutta oletettavasti luku ei ole kovin suuri.

Litiumioniakkujen energiatiheys oli vuosina 2014 ja 2015 $85 - 135 \text{ Wh/kg}$ ja $95 - 220 \text{ kWh/m}^3$ tehotiheyksien ollessa $330 - 400 \text{ W/kg}$ ja $350 - 550 \text{ kW/m}^3$. Akkuteknologia kuitenkin kehittyy nopeasti ja vuodelle 2020 energiatiheyksien oletetaan olevan 235 Wh/kg ja 500 kWh/m^3 tehotiheyksien 470 W/kg ja 1000 kW/m^3 . (Meeus 2018) Erityisesti kehitys on siis nähtävissä energiatiheyksissä ja volymetrisissä arvoissa.

Vaikka PHES:n energiatiheys onkin akkuja merkittävästi alhaisempi, se on silti noin kerta-luokkaa pumppuvoimaloita korkeampi. Huomioiden, että pumppuvoimalat ovat tällä hetkellä ylivoimaisesti suurin energianvarastointitekniikka (International Energy Agency), voidaan todeta, että PHES:n energiatiheys on vähintäänkin riittävä.

3.3 Hyötysuhde

Hyötysuhde on energiavarastojen energiatehokkuuden kannalta merkittävin parametri. PHES perustuu lämpöpumpun ja lämpövoimakoneen peräkkäiseen käyttämiseen, jolloin Carnot-hyötysuhde voidaan laskea yhtälöllä

$$\eta_{C,kok} = COP_C \eta_C = \frac{T_{max}}{T_{max}-T_{min}} \cdot \frac{T_{max}-T_{min}}{T_{max}} = 1 \quad (1)$$

jossa COP_C on Carnot'n lämpöpumpun tehokerroin ja η_C Carnot'n lämpövoimakoneen hyötysuhde (Tynjälä 2010, 99 & 102). Yhtälöstä huomataan, että prosessin hyötysuhdetta rajaavat vain siinä tapahtuvat palautumattomuudet. Koska PHES on vielä varsin varhaisessa kehitysvaiheessa, ei sen todellista hyötysuhdetta voi sanoa tarkasti, mutta tällä hetkellä teknisen potentiaalin arvioidaan olevan 72 %. Realistisempi arvio kaupallisen mallin hyötysuhteelle on 67 %, joka on saatu huomioimalla mallinnuksessa nykyisin saatavilla olevat komponentit. Tämä on myös laitteistolta tavoiteltava hyötysuhde. Huomattavasti konservatiivisempiäkin arvioita hyötysuhteelle on olemassa, mutta 52 % voidaan pitää nykytutkimuksen valossa miniminä. (Smallbone et al. 2017, 225-226)

Pumppuvoimaloiden hyötysuhteet ovat usein luokkaa 70 – 80 % ja niiden häviöt selittyvät pääosin pumpun ja turbiinin isentrooppisilla hyötysuhteilla ja virtauskanavien painehäviöillä (Antal 2014, 17). Litiumioniakkujen hyötysuhteet ovat välillä 90-98 % (Farias & Canha 2018). Ne ovat siis erittäin energiatehokkaita, ja huomioiden akkuteknologian nopea kehitys, hyötysuhteet luultavasti nousevat lähemmäksi välin yläpäättä.

Vaikka hyötysuhteet jäävätkin akkuihin verrattuna alhaisiksi, niin PHES vertautuu varsin hyvin pumppuvoimaloihin, mikäli tavoiteltuihin arvoihin päästään. Voidaan siis todeta, ettei verrattain heikko hyötysuhde aiheuta estettä järjestelmän kaupallistumiselle.

3.4 Varastointiaika

Varastointiajalla tarkoitetaan aikaa latauksen ja purun välillä. Varastointiaika kertoo, kuinka kauan varausta on kannattavaa säilyttää ja täten osaltaan sanelee sopivuuden pitkäaikaiseen varastointiin. Varastointiaikaa voi arvioida itsepurkautumisnopeuden avulla. Itsepurkautumisnopeus kertoo, kuinka suuren osan energiastaan varasto menettää ollessaan passiivisena.

PHES perustuu kahden varaston, joista toinen on huomattavasti ulkoilmaa kuumempi ja toinen kylmempi, väliseen lämpötilaeroon. Termodynamiikan II-pääsäännön mukaan lämpötilaerot pyrkivät tasaantumaan, mikä aiheuttaa varastoissa lämpöhäviöitä. Varastoja eristämällä voidaan häviölämpövirtaa pienentää, muttei kuitenkaan poistaa kokonaan. PHES:lle on arvioitu itseispurkautumisnopeudeksi 1% päivässä (Smallbone et al. 2017, 225). Täten voidaan approksimoida, kuinka paljon energiaa järjestelmästä on saatavissa varastointiajan jälkeen yhtälöllä

$$E_d = 0,99^d E_0 \quad (2)$$

jossa d symboloi varastointiaikaa päivinä ja E_0 heti latauksen jälkeen saatavissa olevaa energiaa. Koska itseispurkautumisnopeus on korkea, ei PHES:llä voida järkevästi varastoida energiaa pitkäksi aikaa.

Akkujen ja pumppuvoimaloiden itseispurkautumisnopeudet ovat häviävän pieniä (Mohammad Rozali et al. 2013, 86), eivätkä siten vaikuta varastoinnin energiatehokkuuteen eikä varastointiajalle täten ole teknologian kannalta rajoitetta. Varastointiaikaa voidaankin pitää PHES:n yhtenä suurimmista rajoituksista.

3.5 Vasteaika

Vasteaika kuvaa aikaa, joka järjestelmällä kestää saavuttaa täysi tehonsa käynnistettäessä. Nopea vasteaika on erittäin merkittävä, kun järjestelmän halutaan pystyvän vastaamaan verkossa tapahtuviin muutoksiin. Esimerkiksi Fingridin taajuusohjattu häiriöreservi kykenee sekuntien ja automaattinen taajuuden hallintareservi vartin vasteaikaan (Fingrid). Sähkövirran laadun parantamiseksi tarvitaan kuitenkin millisekuntien vasteaika (Kazokoglu 2016, 22).

PHES:n vasteajaksi on arvioitu jopa 1 – 2 s (European Association for Storage of Energy). On kuitenkin hyvä huomioida, että kaasun lämpötilojen takia toimintalämpötilat eroavat huomattavasti ympäristön lämpötilasta, jolloin liikkuvien osien olisi syytä antaa asettua toimintaikkunansa ennen täydellä teholla ajamista. Moottorivoimalaitoksissa käytetään myös mäntäkoneita korkeassa lämpötilassa. Esimerkiksi Wärtsilän 34SG moottorivoimalaitos kykenee saavuttamaan täyden tehon 90 sekunnissa, mikäli laitteisto on esilämmitetty. Kylmänä

samaisen voimalaitoksen ajaminen täydelle teholle kestää 10 minuuttia. (Wärtsilä) Lämpötilat moottorivoimaloissa ovat kuitenkin huomattavasti PHES:n lämpötiloja korkeammat.

Akut kykenevät millisekuntien vasteaikaan, joten niitä voidaan hyödyntää myös sähkön laadun parantamiseen (Kazokoglu 2016, 23) ja pumppuvoimaloiden vasteajat ovat luokkaa sekunneista minuutteihin (European Energy Research Alliance 2016). Vesivoimaloita käytetään Pohjoismaissa yleisestikin säätövoimana (Energiateollisuus), joten vasteajan puolesta PHES pystyisi toimimaan säätövoimana, mutta niiden vasteaika ei riitä sähkön laadun ylläpitämiseen.

Taulukossa 1 on esitetty tässä kappaleessa esitetyt suoritusarvot. Energia- ja tehotiheydet on annettu PHES:lle varastojen suhteen ja litiumioniakuille vuodelle 2020 odotetuilla arvoilla.

Taulukko 1. Eri varastoteknologioiden tekniset suoritusarvot.

	PHES	Pumppuvoimalat	Li-ion
Energiatiheys [Wh/kg]	18,5	0,35 - 1,12	235
Energiatiheys [kWh/m ³]	50	0,35 - 1,12	500
Tehotiheys [W/kg]	2,5	-	470
Tehotiheys [kW/m ³]	6,8	-	1000
Hyötysuhde [%]	52 - 72	70 - 80	90 - 98
Itseispurkautumisnopeus [%/d]	1	≈ 0	≈ 0
Vasteaika	1 - 2 s	s - min	ms

4. TALOUDELLISUUS

Teknisten asioiden lisäksi tulee energiavarastoissa huomioida niiden taloudellisuus. Sähkömarkkinoiden ajojärjestys määräytyy sähköntuotannon muuttuvien kustannusten mukaan, joten mikäli varastoitu sähkö ei ole kilpailukykyistä muun tuotannon kanssa, sitä ei saa myydyä kuluttajille ilman tukijärjestelmiä. Tässä osiossa tutkitaan PHES:n taloudellisia ominaisuuksia: elinikää ja pääoma- ja operointikustannuksia, joiden perusteella muodostetaan tasattu varastointikustannus LCOS (Levelised Cost of Storage). Edellisen kappaleen tapaisesti tuodaan arvoille kontekstia vertaamalla niitä pumppuvoimaloihin ja litiumioniakkuihin.

4.1 Käyttöikä

Käyttöikää voidaan mitata joko teknisesti tai taloudellisesti. Tekninen käyttöikä kuvaa aikaa, jolle laitokset suunnitellaan, eli sitä voisi luonnehtia laitoksen eliniäksi. Taloudellinen käyttöikä taas kertoo, kuinka kauan varastolla voidaan varastoida energiaa kilpailukykyisesti. Taloudellinen käyttöikä pyrkii huomioimaan käyttöympäristön muutokset ja niiden epävarmuudesta koituvat riskit. (Kaikko & Saari 2019) Sähkövarastojen taloudellista elinikää on kuitenkin vaikea ennustaa, sillä ala on mullistuksen partaalla ja uusia teknologioita syntyy jatkuvasti ja etenkin akkuteknologia kehittyy nopeasti. Tästä syystä keskitytään tekniseen käyttöikään, joka myös rajaa taloudellisen käyttöiän ylärajan.

PHES:n tekninen elinikä on 20 vuotta (Smallbone et al. 2017, 225). Tämä luku on annettu oletuksella, että järjestelmällä tehdään kaksi päivittäistä latauksen ja purun sykliä. Lataus- ja latauksen purku-aika huomioiden tämä kuitenkin tarkoittaisi sitä, että laitos olisi jatkuvasti ajossa, joten sitä voi pitää erittäin turvallisena arviona. Laitosta pitää myös huolta ajoittain, mikä pienentää sen vuotuista käyttöastetta. PHES:n käyttöiästä ei luonnollisestikaan ole vielä saatu käytännön kokemusta, joten todellista käyttöikää ei ole mahdollista sanoa. Taloudellinen pitoaika on energia-alalla usein 20 – 25 (Kaikko & Saari 2019), joten sen puolesta PHES:n suunniteltu käyttöikä on riittävä.

Litiumioniakut kärsivät lyhyestä käyttöiästä, mutta sille on vaikea antaa absoluuttista arvoa, sillä akun huolellinen käyttö voi pidentää huomattavasti sen kestoja. Lisäksi akkujen kapasiteetti putoaa vähitellen, eikä ole määritelty yksiselitteistä arvoa, milloin akku ei enää ole

toimiva. Täten litiumioniakkujen käyttöikä on tyypillisesti muutamasta vuodesta kymmeneen. (Faunce et al. 2018, 5) Pumppuvoimalat ovat usein hyvin pitkäikäisiä ja niiden käyttöikä onkin jopa 50 – 150 vuotta (Immendorfer et al. 2017, 236).

4.2 Pääomakustannukset

Energiantuotannossa pääomakustannukset (Capital Expenditure eli CAPEX) on perinteisesti ilmoitettu yksikössä €/kW, mutta sähkövarastojen tapauksessa osa investointikustannuksista ovat riippuvaisia laitoksen kapasiteetista eikä nimellistehosta. Täten on järkevää ilmaista ne erikseen yksikössä €/kWh. Koska PHES on erittäin uusi teknologia, on niiden kustannuksien tarkka arviointi hankalaa.

Tässä kappaleessa esitetyt kustannukset ovat arvioitu 2 MW ja 16 MWh kokoluokassa olevalle laitokselle, jonka nimellisteho on ilmaistu lataustehon mukaan. PHES:ssä nimellistehoon suhteutettavia investointikustannuksia ovat kaikki muut komponentit paitsi varastot ja niiden väliaineet. Mäntäkoneisto on merkittävin yksittäinen komponentti ja sen kustannukset ovat suurin piirtein 166 – 294 €/kW, mikä tarkoittaa 37 – 47 % kaikista nimellistehoon suhteutuvista kustannuksista. Sähkömoottori on toinen merkittävä investointi 64 €/kW hinnallaan. Loput investointikustannukset aiheutuvat esimerkiksi tontista, putkistoista, ja ohjausjärjestelmistä ollen 170 – 439 €/kW. Näin ollen kokonaisinvestointikustannuksiksi nimellistehoa kohden tulisi 400 – 797 €/kW. Kapasiteettia kohden ilmaistavat kustannukset koituvat varastoista ja varastointiaineesta eli sorasta. Sora on hyvin halpa materiaali investointikustannusten ollessa 1,5 snt/kWh. Kapasiteetin kannalta merkittävin kustannus syntyykin varsinaisista varastorakenteista. Mikäli varastot rakennetaan teräsbetonista, tulisi niiden kustannuksiksi arviolta 17 €/kWh. (Smallbone et al. 2017, 224) Huomion arvoista on kuitenkin, että ainoastaan kuumen puolen varasto tulee olla paineistettu, mutta kylmän puolen ei. Täten kylmän varaston kustannuksissa lienee potentiaalia säästää. Näiden kustannusten perusteella voidaan laskea, että kyseisen 2 MW ja 16 MWh laitoksen kokonaisinvestointikustannukset ovat luokkaa 1,1 – 1,9 milj. €.

Vertailun vuoksi pumppuvoimaloiden kustannusrakenne on hyvin samankaltainen PHES:n kanssa sen ollessa 500 – 1000 €/kW ja 10 – 20 €/kWh nimellistehosta ja kapasiteetista riippuville kustannuksille (Smallbone et al. 2017, 226). Akkujen kustannusrakenne on taasen huomattavasti erilainen sen ollessa 80 €/kW ja 660 – 1050 €/kWh. Akkujen kapasiteetin

hinnan odotetaan kuitenkin puoliintuvan vuoteen 2030 mennessä. (Jülch 2016, 1599) Kustannusrakenteen perusteella PHES sopisikin paremmin pidemmän aikavälin varastoksi, kuten pumppuvoimalat. PHES:n korkean itseispurkautumisnopeuden takia pitkäaikaisen varastoinnin energiatehokkuus jäisi kuitenkin hyvin heikoksi. Täten tulisi pyrkiä minimoimaan nimellistehoon liittyviä kustannuksia. Laitoksen investointikustannukset eivät kuitenkaan ole suoraan verrannollisia nimellistehoon vaan

$$\frac{K_1}{K_0} = \left(\frac{P_1}{P_0}\right)^n, \quad 0,62 < n < 0,75 \quad (3)$$

jossa K tarkoittaa investointikustannuksia ja P nimellistehoa (Kaikko & Saari 2019). Täten suuremmilla laitoksilla voidaan merkittävästi alentaa nimellistehosta riippuvia suhteellisia kustannuksia.

4.3 Juoksevat kustannukset

Juoksevilla kustannuksilla (Operational Expenditure eli OPEX) tarkoitetaan laitoksen käytön aikaisia kustannuksia ja ne voivat olla joko kiinteitä tai muuttuvia. Kiinteitä kustannuksia ovat esimerkiksi työvoimakustannukset ja vakuutusmaksut ja ne ilmoitetaan yksikössä €/kW,a. Muuttuvat kustannukset riippuvat tuotantomääristä ja ne ilmaistaan yksikössä €/MWh. Koska PHES:n operoinnin kustannuksista ei ole kokemusta, käytetään niiden arviointiin adiabaattisen paineilmavaraston kustannuksia, koska järjestelmät ovat suurin piirtein yhtä monimutkaisia (Smallbone et al. 2017, 225). Täten kiinteiden kustannusten arvoksi saadaan 11 €/kW,a purkutehoa kohti ja muuttuville kustannuksille 2,6 €/MWh (Jülch 2016, 1599). Muuttuviin kustannuksiin ei ole huomioitu ladattavan sähkönhintaa, sillä se vaihtelee. Täten ajokannattavuudelle voidaan luoda lauseke

$$h_{out} = \frac{h_{in}}{\eta_{kok}} + k_m \quad (4)$$

jossa h_{out} on alin myyntihinta, jolla ladattu sähkö kannattaa myydä eteenpäin, h_{in} on ostetun sähköän keskihinta ja k_m muuttuvat kustannukset.

Juoksevat kustannukset ovat pieniä investointikustannuksiin nähden, joten niiden vaikutus kannattavuuteen on pieni. Vertailun vuoksi kuitenkin pumppuvoimaloiden juoksevat kustannukset ovat 11 €/kW,a ja 0,5 €/MWh eli muuttuvat kustannukset ovat hieman pienempiä

kuin PHES:llä. Akkujen muuttuvat kustannukset ovat häviävän pieniä ja kiinteät kustannukset ovat luokkaa 1,6 €/kW,a. (Jülch 2016, 1599)

4.4 Tasattu varastointikustannus

Tasattu varastointikustannus (Levelized Cost of Storage, LCOS) on tasatusta energiantuotantokustannuksesta (Levelized Cost of Energy, LCOE) johdettu suure, joka kertoo millä hinnalla sähkö pitää keskimäärin saada myytyä eteenpäin, jotta investoinnista tulisi kannattava. LCOS voidaan laskea yhtälöllä

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

$$A_t = OPEX_t + CAPEX_{re,t} + h_{in}W_{in} - R_t \quad (6)$$

joissa $CAPEX$ on kokonaisinvestointi, i laskentakorko, n taloudellinen pitoaika, $OPEX_t$ vuotuiset juoksevat kustannukset, $CAPEX_{re,t}$ vuotuiset lisäinvestoinnit, h_{in} keskimääräinen sähkön ostohinta, W_{in} ostettu sähköenergia, W_{out} myyty sähköenergia ja R_t laitteiston poistosta saatu poismyyntihinta vuosittain. (Jülch 2016, 1596)

Kuten yhtälöistä (5) ja (6) huomataan, on LCOS riippuvainen varastoidun energian määrästä, jota kuvastaa vuotuinen täysien syklien määrä s_h ja se lasketaan yhtälöillä

$$t_h = \frac{W_{out}}{P_{out}} \quad (7)$$

$$s_h = \frac{t_h}{t_{out}} \quad (8)$$

joissa t_h on vuotuinen huipunkäyttöaika ja t_{out} täyden latauksen purunkesto-aika (Jülch 2016, 1597)

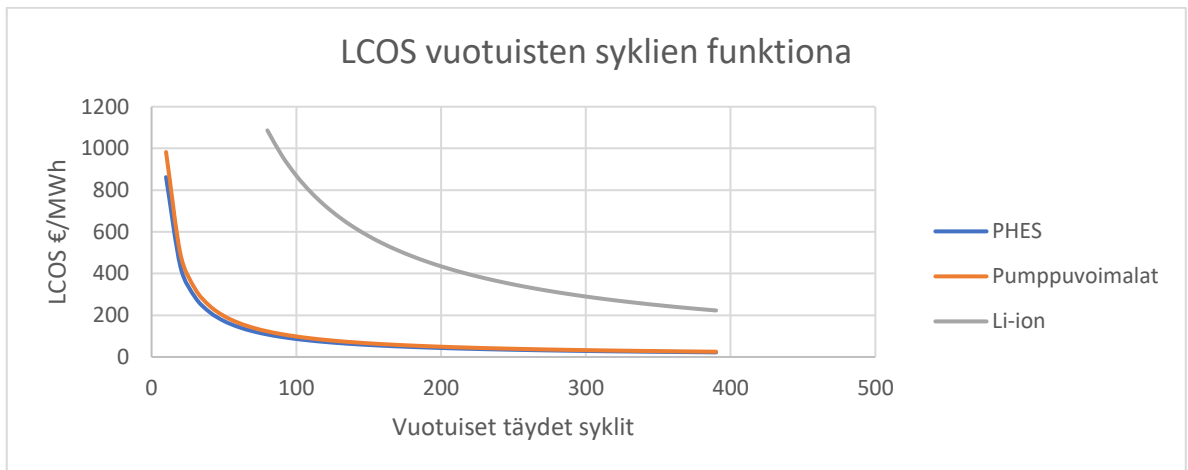
Verrataan PHES:n, pumppuvoimaloiden ja akkujen tasattuja varastointikustannuksia käyttämällä tässä työssä ilmoitettujen lukemien keskiarvoja. Koska PHES:lle annetun hyötysuhteen väli on suuri, käytetään kokonaisyötysuhteelle arvoa 67 %. Lisäksi akkujen hinnat tulevat putoamaan ja teknologian kehitys oletettavasti pidentää käyttöikä. Täten käytetään alinta ilmoitettua kapasiteetin hintaa ja pisintä käyttöikä. Taulukossa 2 on esitetty kokonai-

sinvestointikustannukset ja muut laskennassa tarvittavat arvot jokaiselle teknologialle. Oletetaan kaikki teknologiat 2 MW lataus- ja 1,6 MW purkutehon ja 16 MWh kokoluokkaan. Oletetaan vuotuiset lisäinvestoinnit ja poistoista saadut tulot nolnaan ja käytetään sähkön hinnan keskiarvoksi kolmea eri arvoa: 0, 50 ja 100 €/MWh. Valitaan pisimmäksi mahdolliseksi taloudelliseksi pitoajaksi 20 vuotta ja laskentakoroksi 5 %.

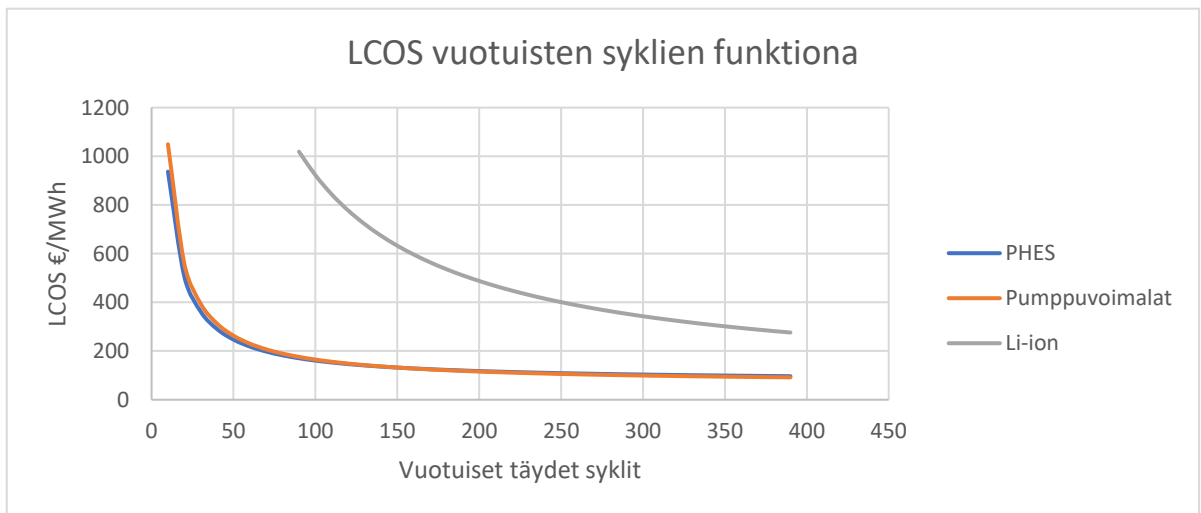
Taulukko 2. Tasatun varastointikustannuksen laskennassa käytetyt luvut. Energiat ovat yhtä sykliä kohti.

	PHES	Pumppuvoimalat	Li-ioniakut
CAPEX [milj. €]	1,5	1,74	10,72
OPEX [€/kW,a]	11	11	1,6
OPEX [€/kWh]	2,6	0,5	0
i	0,05	0,05	0,05
n	20	20	10
$a_{n/i}$	12,46	12,46	7,72
η_{kok}	67 %	75 %	94 %
P_{in} [MW]	2	2	2
P_{out} [MW]	1,6	1,6	1,6
E_{in} [MWh]	23,9	21,3	17,0
E_{out} [MWh]	16	16	16

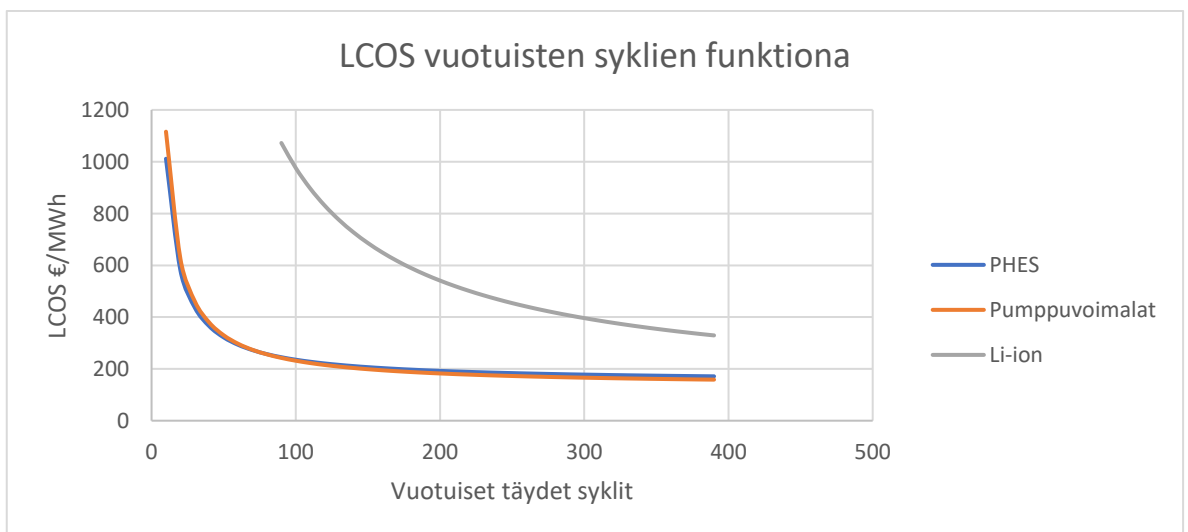
Kuvissa 6-8 on nähtävissä, miten tasatut varastointikustannukset muuttuvat vuotuisten syklien mukaan. Ensimmäisenä on mainittava, että nimellistehon ja kapasiteetin suhde on aivan liian pieni, jotta akut pystyisivät kilpailemaan PHES:n ja pumppuvoimaloiden kanssa, vaikka kapasiteetin pääomakustannukseksi käytettiinkin välin pienintä arvoa ja investoinnin laskuaika oli teknisen käyttöiän yläpäässä. PHES ja pumppuvoimalat ovatkin taloudellisesti hyvin samanlaisia, eikä suurta eroa kannattavuudessa pysty näillä parametreilla havaitsemaan millään käyttömäärällä tai sähkön hinnalla. Kuvasta 8 huomataan, että vaikka sähkön hinta olisi erittäin korkea, ei verrattain heikko hyötysuhde aiheuta merkittävää kilpailukyvyn pudotusta. Täten puhtaasti taloudellisesti ajateltuna on järkevämpää pyrkiä panostamaan pienempään yksikköhintaan kuin korkeaan hyötysuhteeseen. Kuvista voi myös huomata, että kustannukset alkavat kasvaa rajusti, kun vuotuisten täysien syklien määrä putoaa alle 50. Energiana tämä tarkoittaa 800 MWh/a. Noin 200 vuotuisen täyden syklin eli 3,2 GWh/a jälkeen LCOS ei enää muutu merkittävästi ja silloinkin kannattava myyntihinta on 43 €/MWh, vaikka sähkö saataisiin ostettua ilmaiseksi.



Kuva 6. Tasatut varastointikustannukset, kun ladatun sähkön hinta on keskimäärin 0 €/MWh.



Kuva 7 Tasatut varastointikustannukset, kun ladatun sähkön hinta on keskimäärin 50 €/MWh.



Kuva 8 Tasatut varastointikustannukset, kun ladatun sähkön hinta on keskimäärin 100 €/MWh.

5. OSANA SÄHKÖNTUOTANTOA

Saadakseen kuvan sähkövarastojen kannattavuudesta on tehtävä katsaus sähkömarkkinoihin. Koska Suomessa vaihtelevan uusiutuvan energian tuotanto on vielä pientä, tehdään katsaus Saksan sähkömarkkinaan, jossa on jo käytössä merkittävä määrä vaihtelevaa uusiutuvan energian tuotantoa.

5.1 Varastoinnin tarve

Saksan sähköntuotannosta oli vuonna 2018 noin 41 % uusiutuvaa energiaa vesi- ja biovoima huomioituna, tuulivoiman osuuden ollessa noin 20 % ja aurinkovoiman 8 %. Yhteensä vaihtelevat tuotantomuodot kattoivat noin 29 % kokovuoden tuotannosta. Vuoden aikaiset vaihtelut olivat selkeitä tuulen tuottaessa kyseisen vuoden tammikuussa 23 % ja aurinkovoiman 1,6 % kokonaistuotannosta. Heinäkuussa tuulivoima tuotti vain 10 % kokonaisuudesta, mutta aurinkovoiman osuus oli 16 %. Yhteenlaskettuna tuuli- ja aurinkovoima tuottivat siis tammikuussa noin 32 % ja heinäkuussa 26 %. (Fraunhofer Institut 2019a) Tutkitaan tuotannon vaihteluita kuukausi-, viikko-, päivä- ja tuntitasolla.

Kuukausittainen kokonaissähköntuotanto vaihteli Saksassa vuonna 2018 noin välillä 40 – 50 TWh. Tuuli- ja aurinkovoiman yhteenlaskettu tuotanto vaihteli välillä 10,2 – 15,6 TWh. Eniten niillä tuotettiin sähköä tammikuussa ja vähiten helmikuussa. Pääosin kuukausituotanto oli kuitenkin välillä 11,5 – 14,5 TWh. Vientitase huomioiden fossiilista energiaa käytettiin Saksan omaan käyttöön noin 15 – 20 TWh kuukaudessa. (Fraunhofer Institut 2019b) Koska uusiutuvan energian tuotanto vaihtelee kuukausitasolla varsin maltillisesti, voidaan sanoa, ettei Saksassa ole vielä tarvetta merkittävään sähköenergian kausivarastointiin.

Sähköntuotantoa viikkotasolla tarkastellessa tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon vaihtelut alkavat käydä selkeämmäksi. Alimmillaan tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto oli vuonna 2018 viikolla 42 vain 1,6 TWh ja suurimmillaan viikolla 49 4,9 TWh. Peräkkäisten viikkojen välillä tuotantomäärä vaihteli suurimmillaan 2,6 TWh viikoilla 42 ja 43. Myös aiempina vuosina oli havaittavissa merkittävää tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon muutoksia viikkotasolla. Viikoittainen kysyntä vaihteli Saksassa vuonna 2018 hieman 10 TWh:n molemmin puolin, joten tuuli- ja aurinkovoima tuottivat viikkotasolla noin 15 – 47 % kaikesta sähköenergiasta. (Fraunhofer Institut 2019b) Vaikka viikoittainen tuotannon vaihtelu olikin voimakasta, jopa yli kolminkertaista, ei yhdelläkään viikolla päästy yli 50 % tuotantoon, joten

sähkönvarastoiminen edes viikkotasolla ei ole Saksassa vielä tarpeellista. Sähkön varastoinnista ei tässä tilanteessa ole hyötyä, sillä varastoinnin aiheuttamat häviöt vain lisäävät fossiilisen tuotannon tarvetta ja mikäli säätövoima on varastointia halvempaa, varastointi myös lisääisi sähköntuotannon kokonaiskustannuksia.

Päivittäisellä tasolla tarkastellessa varastoinnin tarve tulee selkeästi näkyviin. Tämän työn puitteissa perehdytään ainoastaan vuoden 2018 tammi-, huhti-, heinä- ja lokakuun tuotantoihin, jotta saadaan kuva tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon vaihteluista neljänä eri vuoden aikana. Päivittäinen tuotanto ja aurinkosähkön, tuulisähkön ja uusiutuvien kokonaistuotannon osuus eri kuukausina on esitetty taulukossa 3. Uusiutuvien osuuteen on huomioitu myös bioenergia ja vesivoima ja niiden tuotanto on Saksassa tasaista, hieman alle 0,2 TWh päivässä.

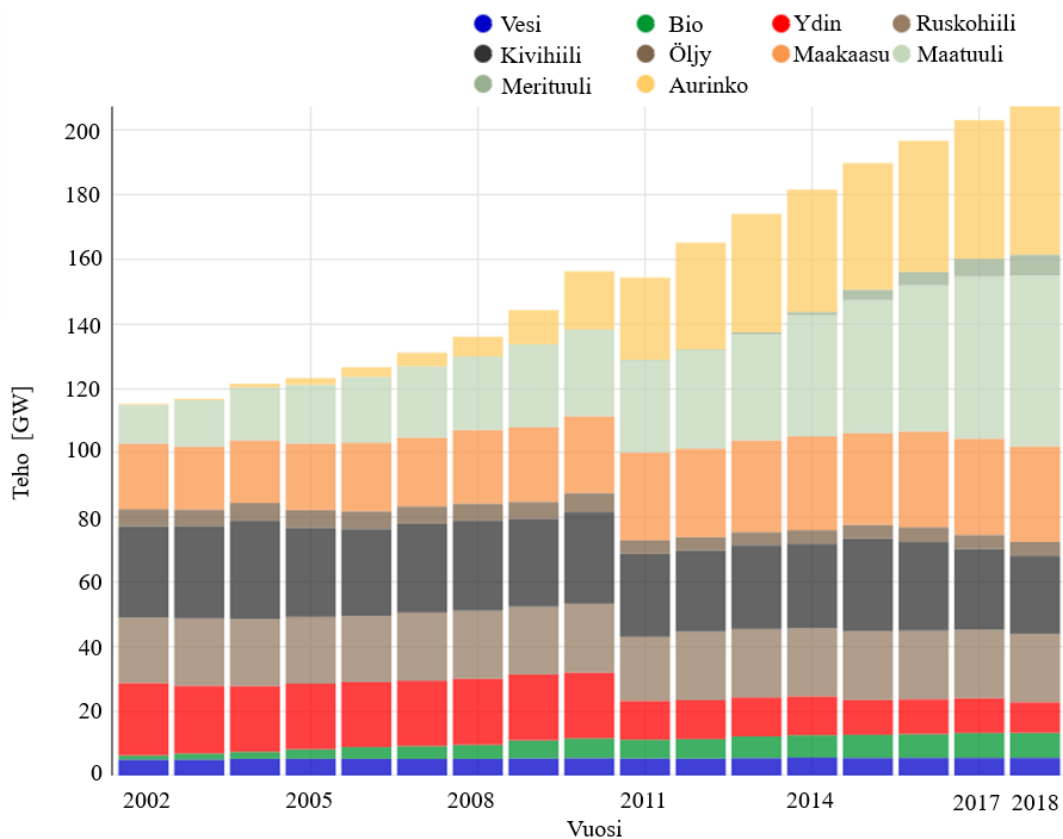
Taulukko 3. Eri uusiutuvien tuotantomuotojen osuus Saksassa eri kuukausina vuonna 2018 (Fraunhofer Institut 2019b)

	Tammikuu	Huhtikuu	Heinäkuu	Lokakuu
Päivittäinen tuotanto [TWh]	1,3 - 1,8	1,1 - 1,5	1,1 - 1,5	1,1 - 1,6
Aurinkosähkön osuus kokonaistuotannosta [%]	0,6 - 3,2	5,4 - 17	9,1 - 21	1,1 - 12
Aurinkosähkön osuuden keskiarvo [%]	1,6	11	15	6,6
Tuulisähkön osuus kokonaistuotannosta [%]	2,3 - 56	5,6 - 44	2,2 - 22	3,5 - 49
Tuulisähkön osuuden keskiarvo [%]	30	21	10	24
Uusiutuvan energian osuus kokonaistuotannosta [%]	16 - 69	27 - 70	30 - 55	21 - 62
Uusiutuvan energian osuuden keskiarvo [%]	43	47	37	41

Taulukosta 3 huomataan, että erityisesti talvella uusiutuva energiantuotanto vaihteli suurella välillä, sillä uusiutuvien päivittäistuotannon vaihtelu oli yli nelinkertainen. Kun tuulivoiman tuotanto oli matalaa, vastasivat uusiutuvasta tuotannosta pääosin bioenergia ja vesivoima. Muina vuodenaikoina aurinkosähkön osuus oli jo merkittävä, jolloin päivittäinen vaihtelu oli huomattavasti talvea maltillisempaa. Parhaimmillaan päivittäinen sähköntuotannosta 75 % tuotettiin uusiutuvilla joulukuun 8. päivänä ja pienimmillään 16 % tammikuun 11. päivänä. Tammikuussa fossiilisten energiantuotantomuotojen tuotanto vaihteli välillä 0,3 – 1,1 TWh päivässä, (Fraunhofer Institut 2019b) joten sähkövarastoilla pystyttäisiin helpottamaan

tuotannon vaihteluita ja se voi pian nousta järkeväksi ratkaisuksi. Tähän pätee kuitenkin sama asia kuin viikoittaiseen varastointiin, mutta mikäli sähköä varastoitaisiin päivätasolla, voisi PHES olla toimiva ratkaisu, sillä sen kustannusrakenne on sopiva hieman pidemmälle varastointiajalle, mutta korkea itsepurkautumisnopeus ei vielä heikennä energiatehokkuutta merkittävästi, sillä varastointiajat pysyvät maltillisina.

Seuraavaksi tarkastellaan varastointia tuntitasolla. Tutkitaan tuotetun energian sijasta tuotantotehoa. Kuvassa 9 on esitetty Saksaan asennettu tuotantokapasiteetti.



Kuva 9. Saksan sähköntuotantokapasiteetin kehitys vuosittain.

Kuvasta nähdään, että uusiutuvat energiamuodot ovat lisääntyneet nopeasti viime vuosina ja ydinvoiman kapasiteetti putosi merkittävästi vuonna 2011 sattuneen Fukushima ydinvoimalaonnettomuuden myötä. Vuodesta 2016 lähtien fossiilisten polttoaineiden osuus on pudonnut maltillisesti. Vuonna 2018 Saksan kulutushuippu oli 89 GW 23. helmikuuta ja aurinko- ja tuulivoiman yhteenlaskettu kapasiteetti oli 105 GW, joten niillä pystyttäisiin suotuisissa sääoloissa kattamaan hetkellisesti Saksan koko sähköntuotanto. Kesäisin sähköntuotanto saadaan tasapainotettua lähinnä kaasulla ja kivihiilellä ja välillä myös ruskohiilellä.

Näiden fossiilisten polttoaineiden yhteinen tuotantoteho vaihteli välillä 3,2 – 19 GW heinäkuussa 2018. Saksassa hyödynnetään jonkin verran sähkön ja lämmön yhteistuotantoa, vuonna 2016 yhteensä 117 TWh_e (Umwelt Bundesamt 2018), mikä rajoittaa fossiilisten voimalaitosten joustokykyä erityisesti talvisin. Tämä ja tuulivoiman merkittävät tuotantohuiput pakottavat myös ydinvoimalaitokset ajoittain laskemaan tuotantoaan talvisin. Myös vientiä käytetään tuotannon tasapainottamiseksi. (Fraunhofer Institut 2019d)

Tuntivarastoinnin tarpeen arvioimiseksi perehdytään fossiilisten polttoaineiden tuotantotehon vaihteluihin eri vuoden aikoina. Tammikuussa 2018 päivittäinen vaihtelu vuorokaudessa oli suurimmillaan 26 GW. Tyypilliset vuorokausivaihtelut ovat hieman alle 10 GW luokkaa. Huhtikuussa vuorokausivaihtelut olivat suurin piirtein yhtä suuria kuin tammikuussakin, mutta vaihtelua tapahtui useammin. Aurinkoisina päivinä oli havaittavissa tuotannossa kaksi piikkiä, sillä aurinkoa oli tarjolla eniten keskipäivällä, mutta aamun ja illan kulutushuiput piti tuottaa konventionaalisesti. Heinäkuussa tyypilliset vaihtelut olivat varsin pieniä noin 5 GW. Tämä johtui siitä, että kesäisin aurinkosähköä oli tarjolla myös kulutushuippujen aikaan. Tuulisina päivinä tuotanto suurin piirtein puolittui, mutta tyypillisesti päälle 30 GW fossiilista voimaa tarvittiin liki ympäri vuorokauden. Lokakuussa vuorokautinen vaihtelu muistutti hieman huhtikuuta, mutta suuret vaihtelut olivat nopeampia. Vuorokaudessa kuorma saattoi muuttua jopa yli 20 GW. Tyypillisesti vuorokauden sisäinen vaihtelu oli luokkaa 5 – 10 GW. (Fraunhofer Institut 2019d) Näin pienessä otannassa sää aiheuttaa merkittäviä sattumia tilastoihin, joten paremman kuvan saamiseksi tulisi jokaisen kuukauden tilastoja tutkia useammalta vuodelta.

Saksassa on jo huomattavissa tuntitasolla merkittäviä tuotannon vaihteluita. Keskimääräinen vaihtelu on kuitenkin varsin maltillista, mikä rajoittaa varastoinnin käyttökerrointa. Maa pyrkiikin nostamaan uusiutuvan energian tuotantonsa 50 %:iin vuoteen 2030 mennessä pääosin tuuli- ja aurinkoenergian avulla ennen kuin sähkönvarastointi kapasiteetti aletaan merkittävästi lisätä (Unnerstall 2017, 51). Tällä hetkellä Saksassa on käytössä hieman yli 5 GW pumppuvoimaloita, joita käytetään pääosin tuntitason sykleissä (Fraunhofer Institut 2019d). Koska PHES:n kustannusominaisuudet ovat hyvin samankaltaisia kuin pumppuvoimaloilla, voisi PHES paremman sijoitettavuuden ansiosta olla toimiva ratkaisu varastointikapasiteettia lisätessä. Tutkitaan seuraavaksi Saksan sähkömarkkinoita ja erityisesti uusiutuvan tuotannon vaihtelun vaikutusta sähkön hintaan.

5.2 Sähkön markkinahinnan vaihtelu

Saksassa sähkön SPOT-hinnat määräytyvät day-ahead- ja intraday-huutokaupassa (vertaa NordPoolin Elspot ja Elbas). Day-ahead-huutokaupassa tuotantotarjoukset tehdään keskipäivään mennessä seuraavalle päivälle tunneittain, jossa ne sitten ajojärjestyksen mukaan arvioidaan tuotanto- ja kysyntäennusteiden mukaan. Koska ennusteet todennäköisesti muuttuvat, tehdään intraday-tarjoukset viimeistään puolituntia ennen tuotannon aloittamista. (Dietrich 2017, 55 – 57) Ensisijainen markkina on siis day-ahead ja intraday toimii sen jälkimarkkinana. Valitaan siis tutkittavaksi day-ahead-hinnat ja tutkitaan sen vaihtelevuutta vuonna 2018. Jatketaan tarkastelua eri vuodenaikoina, eli kuten edellisessä kappaleessa tammi-, huhti-, heinä- ja lokakuussa.

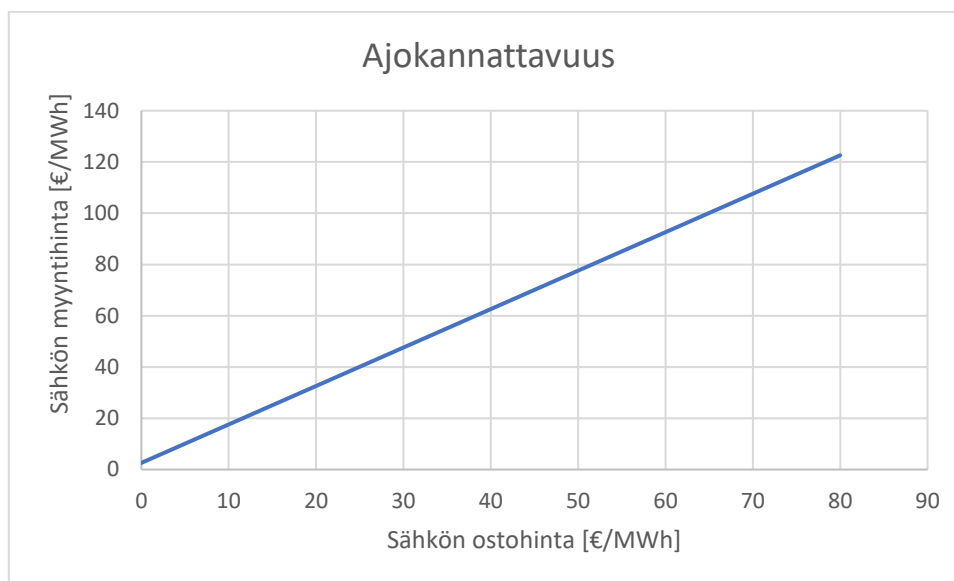
Tammikuussa 2018 sähkön hinta oli liki koko uudenvuodenpäivän ajan negatiivinen tai nol-lan tuntumassa ja alimmillaan se oli uudenvuoden jälkeisenä yönä noin -50 €/MWh. Tällöin Saksa pystyi tuottamaan liki koko oman tarpeensa tuulivoimalla ja pienoistuotannolla (< 100 MW), joka oli todennäköisesti yhteistuotantoa. Hinta kävi negatiivisena myös toisen kerran kuukauden aikana. Tammikuussa oli nähtävissä useita rajuja muutoksia sähkön hinnassa. Korkeimmillaan sähkön hinta oli hetkellisesti yli 120 €/MWh. Tyypillisesti hinta vaihteli vuorokaudessa noin 25 €/MWh ollen tyypillisesti välillä 30 – 70 €/MWh. Tammikuussa 2019 hinta vaihteli suurin piirtein välillä 25 – 50 €/MWh ja ollen korkeimmillaan 57 €/MWh. Tyypillisesti sähkön hinta vaihteli vuorokauden aikana noin 25 €/MWh, mutta romahti ajoittain eikä korkeita piikkejä tapahtunut. Yhteensä tammikuussa 2019 sähkön hinta oli negatiivinen noin 41 h. Tammikuu 2017 oli hinnan kannalta hyvin samanlainen kuin 2019. (Fraunhofer Institut 2019e)

Huhtikuussa 2018 sähkön hinta painui muutaman kerran negatiiviseksi. Nämä kestivät yleensä noin kolme tuntia ja tapahtuivat iltapäivällä, jolloin aurinkovoimaa oli merkittävästi saatavilla. Huomion arvoista on kuitenkin, että suuria > 100 MW konventionaalia laitoksia tarvittiin silloinkin tuottamaan Saksan omaan käyttöön noin 15 GW tehoa. Tyypillisesti hinnat vaihtelivat noin välillä 25 – 45 €/MWh. Huhtikuussa 2017 ja 2016 sähkön hinnan vaihtelu oli suurin piirtein samanlaista kuin 2018, eli sähkön hinta on huhtikuussa merkittävästi vakaampi kuin tammikuussa. Huhtikuussa 2017 sähkö oli kuitenkin hieman kalliimpaa kuin muina vuosina. Sähkön viennillä pystyttiin jonkin verran paikkaamaan pörssihinnan muutoksia. (Fraunhofer Institut 2019e)

Heinäkuussa sähkönhinta ei käynyt kertaakaan nollan alapuolella ja vaihteli suurimman osan kuusta välillä 45 – 60 €. Heinäkuussa vienti toimi merkittävästi myös säätövoimana, sillä se vaihteli noin välillä 2 – 12 GW, eikä tuotannon vaihtelevuus näin aiheuttanut merkittäviä hinnan muutoksia. Vuodelta 2017 tilastot ovat heinäkuulle varsin samanlaisia, mutta yhtenä tuulisena päivänä on nähtävissä merkittävä hinnan romahdus, kun hinta oli iltapäivällä alimmillaan -67 €/MWh. (Fraunhofer Institut 2019e)

Lokakuussa 2018 sähkönhinta ei käynyt negatiivisena kuin hetkellisesti, mutta hinta putosi muutaman kerran kuussa varsin matalalle. Sen sijaan piikkejä sähkönhinnassa oli nähtävillä merkittävästi, sillä hinta nousi viisi kertaa kuun aikana hetkellisesti yli 100 €/MWh. Tyypillisesti sähkön hinta oli välillä 50 – 80 €/MWh. Vuonna 2017 sähkönhinta oli yleensä noin 25 – 40 €/MWh ja vuonna 2016 30 – 45 €/MWh. Täten voidaan todeta, että lokakuun 2018 korkea sähkön hinta ja sen vaihtelevuus johtuivat ensisijaisesti säästä, eikä syksyllä ole yleisesti korkeampaa sähkön hintaa tai sen vaihtelua kuin keväällä tai kesällä. (Fraunhofer Institut 2019e)

Voidaan siis tehdä johtopäätös, että kesällä sähkön hinta on Saksassa korkeimmillaan, ja että talvisin hinnan vaihtelu on suurinta. Kohtuullisen suurista vaihteluista huolimatta voidaan todeta, ettei sähkönhinnan vaihtelu ole riittävä PHES:n kannattavuudelle puhtaasti markkinaehtoisesti kappaleessa 4.4 lasketun tasatun varastointikustannuksen mukaan. Sähkövaraston ajokannattavuudelle on annettu yhtälö (4) kappaleessa 4.3., jonka kuvaaja on esitetty kuvassa 10. Kuvasta huomataan, että sähkönhinnan vaihtelu on riittävää ainoastaan ajoittain kattamaan häviöt ja muuttuvat kustannukset. Useammin ajokannattavuus ylitetään talvisin. Täten voidaan todeta, että PHES:n hyötysuhde on liian alhainen, jotta se voisi markkinaehtoisesti toimia osana sähköntuotantoa nykyisellä markkinahinnan vaihtelulla.



Kuva 10. Pienin kannattava sähkön myyntihinta ostohinnan funktiona.

Uusiutuvaa energiaa kuitenkin tuetaan Saksassa tarjouskilpailuilla. Tarjouskilpailussa eri uusiutuvan energian muodoille on annettu haluttu asennettava kapasiteetti, joille tehdään tarjoukset tuotetun energian hinnasta. Halvimmat tarjoukset voittavat ja saavat sen jälkeen tuottamastaan energiasta tarjoustaan vastaavan hinnan markkinahinnasta riippumatta tietyn ajanjakson ajan. (Erneurbare Energien Gesetz 2017) Ennemmin tai myöhemmin tulee tarve lisätä myös varastointikapasiteettia, jotta uusiutuvaa energiaa pystyttäisiin hyödyntämään paremmin. Täten myös sähkövarastoille tulisi luoda vastaava tukijärjestelmä. Odotettavasti tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyessä myös markkinahintojen vaihtelut lisääntyvät, sillä uusiutuvat syrjäyttävät tuotannosta yhä useammin kalliimpia tuotantolaitoksia, joita vastaavasti joudutaan yhä käyttämään, kun sääolosuhteet eivät ole tuuli- tai aurinkovoimalle suotuisia. Täten kappaleessa 4.4 laskettujen tasattujen varastointikustannusten perusteella sopiva tarjoushinta voisi olla PHES:lle noin 90 €/MWh, mikäli vuodessa tehtäisiin 200 täyttä sykliä ja sähkön ostohinta olisi keskimäärin 30 €/MWh. Tammi- ja helmikuussa 2019 tarjoushinnat aurinko- ja tuulivoimalle olivat 40 €/MWh:n molemmin puolin tuotantotavasta riippuen (Netztransparenz 2019). Täten varastointikapasiteetti tulee olemaan merkittävästi uusiutuvan energian tuotantoa kalliimpaa. Saksan energiamurroksen yksi päätavoitteista on myös energiatehokkuuden parantaminen (Unnerstall 2017, 13), joten mikäli rahoitus tulee tukien muodossa, voi olla, ettei verrattain heikon hyötysuhteen omaava PHES ole yhtä suotuisa vaihtoehto kuin muut kalliimmat, mutta paremman hyötysuhteen omaavat, varastointiteknologiat. Lisäksi kiinteä myyntihinta ei välttämättä motivoi purkamaan varausta silloin, kun sille olisi eniten kysyntää.

6. YHTEENVETO

Työssä tutkittiin Pumped Heat Energy Storage sähköenergianvarastointijärjestelmää. PHES on kiinnostava teknologia, sillä se mahdollistaa kustannustehokkaan sähkönvarastoinnin ol-
len samalla riippumaton sijoituspaikasta. Työn tavoitteena oli saada kirjallisuuden avulla
ymmärrys järjestelmän tekniikasta ja sen merkittävimmistä komponenteista. Tämän lisäksi
tutkittiin järjestelmän käyttömahdollisuuksia, joita arvioitiin vertaamalla sitä kahteen tunne-
tumpaan varastointiteknologiaan teknisesti ja taloudellisesti sekä perehtymällä potentiaali-
sen käyttöympäristön tarjoamiin mahdollisuuksiin ja vaatimuksiin.

PHES-järjestelmä perustuu lämpöpumpulla kahden lämpövaraston välille tehtävään lämpö-
tilaeroon, jota lämpövoimakone voi hyödyntää sähköntuotantoon. Järjestelmän kokonais-
hyötysuhde tulee todennäköisesti olemaan noin 66 %:a suurimpien häviöiden ollessa puris-
tuksen ja paisunnan isentrooppisia häviöitä. Myös varastoilla oli merkittävä vaikutus koko-
naishyötysuhteeseen ja ne kannattaa suunnitella mahdollisimman tehokkaalle lämmönsiir-
rolle, vaikka painehäviöt hieman kasvaisivat.

Teknisiltä ominaisuuksilta PHES vertautuu varsin hyvin pumppuvoimaloihin, mutta omaa
merkittävästi paremman energiatiheiden ja hieman heikomman hyötysuhteen. PHES:n suu-
rimpana heikkoutena voidaan pitää korkeaa itseispurkautumisnopeutta, joka rajoittaa järjes-
telmän varastointiaikaa. Vasteajan puitteissa PHES kykenee toimimaan osana Fingridin taa-
juudenhallintareserviä, mutta se ei riitä sähkön laadun ylläpitämiseen.

PHES:n kustannusrakenne on vastaava kuin pumppuvoimaloilla, sillä molemmat omaavat
varsin halvan kapasiteetin hinnan, mutta nimellistehon vaikutus hintaan on merkittävä. Täten
pidempiaikainen varastointi olisi taloudellisesti houkutteleva vaihtoehto, mutta korkea it-
seispurkautumisnopeus rajoittaa pitkäaikaisen varastoinnin järkevyyttä. Verrattaessa eri tek-
nologioita 2 MW ja 16 MWh kokoluokassa PHES ja pumppuvoimalat olivat kustannuksil-
taan melkein identtisiä eikä matala hyötysuhde vaikuttanut järjestelmän taloudelliseen kan-
nattavuuteen edes hyvin korkeilla sähkön ostohinnoilla.

Varastoinnin tarvetta arvioitaessa tutkittiin Saksan sähköntuotantoa, sillä Saksassa on jo
merkittävästi käytössä vaihtelevaa tuuli- ja aurinkovoimantuotantoa. Saksassa hyödynnetään

jo jonkin verran pumppuvoimaloita tuotannon tasapainottamiseksi tuntitasolla ja lisäksi päivätasolla alkaa olla tarvetta varastoida sähköä erityisesti talvella. Pitkäaikaiseen varastointiin ei kuitenkaan ole merkittävää tarvetta.

Uusiutuvan energian tuotannon vaikutus on selkeästi nähtävissä Saksan sähköhinnassa. Tästä huolimatta hinnan vaihtelu on liian maltillista, jotta se ylittäisi riittävän usein PHES:n ajokustannukset. Täten varaston käyttökerroin jää liian pieneksi, jotta järjestelmä olisi taloudellinen. Ajokustannusten lisäksi hinnan vaihtelun tulisi kattaa myös investointi- ja kiinteät käyttökustannukset, jotta järjestelmä olisi kannattava. Mikäli varastointijärjestelmien halutaan yleistyvän, on niille luotava jonkinlainen tukijärjestelmä, kuten uusiutuville energianlähteille.

Tämä työ käsitteli sähkövarastojen kannattavuutta ainoastaan suorien kustannusten perusteella. Sähkövarastojen kannattavuutta olisi kuitenkin syytä tarkastella myös verkkotasolla, erityisesti energiatehokkuuden vaikutus sähköntuotannon kokonaiskustannuksiin tulisi selvittää. Tämä työ ei myöskään arvioinut varastoteknologioiden raaka-aineiden hankinnan ja valmistuksen ympäristövaikutuksia, jotka tulee ottaa huomioon ympäristöystävällisempien energijärjestelmien luomiseksi.

LÄHDELUETTELO

Antal, Brandi A. 2014. Pumped Storage Hydropower: A Technical Review. Diplomityö. University of Colorado Denver/Department of Civil Engineering, Denver, 70

Converse, Alvin O. 2011. Seasonal Energy Storage in a Renewable Energy System. Proceedings of the IEEE. Vol 100(2). 401 – 409. ISSN 0018-9219

Desrues, T. Ruer, J. Marty, P. Fourmiqué, J.F. 2010. A thermal energy storage process for large scale electric applications. Applied Thermal Engineering. Vol 30 (2010). 425-432, ISSN 1359-4311

Dietrich, Axel. 2017. Assessment of Pumped Heat Electricity Storage Systems through Exergoeconomic Analyses. Väitöskirja. Technischen Universität Darmstadt/Maschinenbau, Darmstadt, 103

Dincer, Ibrahim, Midilli, Adnan, Kucuk, Hayder. 2014. Progress in Exergy, Energy and Environment. Sveitsi. Springer. 1060. ISBN 978-3-319-04681-5

Energiateollisuus. viitattu 06.03.2016. saatavissa: https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiantuotanto/sahkontuotanto/saatovoima

European Association for Storage of Energy, viitattu 26.11.2018, saatavissa: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHEs.pdf

European Energy Agency 2017, viitattu 20.11.2018, saatavissa: <https://www.eea.europa.eu/themes/climate/trends-and-projections-in-europe/trends-and-projections-in-europe-2017/progress-of-the-european-union>

European Energy Research Alliance. 2016. viitattu 06.03.2019. saatavissa: https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EERA_Factsheet_Pumped-Hydro-Energy-Storage.pdf

Farias, H.E.O & Canha, L.N.C. 2018. Battery Energy Storage Systems (BESS): Overview of Key Market Technologies. Santa Maria. Lima, Peru. IEEE. ISBN 978-1-5386-5844-4.

Farres Antunez, P. Xue, H. White, A. 2018. Thermodynamic analysis and optimisation of a combined liquid air and pumped thermal energy storage cycle. Journal of Energy Storage. Elsevier. Vol 18. 90 – 102. ISSN 2352-152X

Faunce, Iacopi, Prest. 2018. On-grid batteries for large-scale energy storage: Challenges and opportunities for policy and technology. MRS Energy & Sustainability. Vol 5. Materials Research Society. 1 – 12. ISSN 2329-2237

Fingrid. viitattu 06.03.2019. saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/#reservilajit>

Fraunhofer Institut. 2019a. viitattu 13.04.2019. saatavissa: https://www.energy-charts.de/energy_pie.htm

Fraunhofer Institut. 2019b. viitattu 13.04.2019. saatavissa: <https://www.energy-charts.de/energy.htm>

Fraunhofer Institut. 2019c. viitattu 13.04.2019. saatavissa: https://www.energy-charts.de/power_inst.htm

Fraunhofer Institut. 2019d. viitattu 13.04.2019. saatavissa: <https://www.energy-charts.de/power.htm>

Fraunhofer Institut. 2019e. viitattu 13.04.2019. saatavissa: <https://www.energy-charts.de/price.htm>

Gallick, P. Phillippi, G. Williams, B.J. 2006. What's correct for my application – A centrifugal or reciprocating compressor?

Gullberg, A.T. Ohlhorst, D. Schreurs, M. 2014. Towards a low carbon energy future – Renewable energy cooperatin between Germany and Norway. Renewable Energy. Vol 68(2014). 216 – 222. ISSN 0960-1481

Howes, J. 2012. Concept and Development of a Pumped Heat Electricity Storage. Proceedings of the IEEE. Vol. 100(2). 493 – 503. ISSN 0018-9219

Huggins, R. 2010. Energy Storage. New York. Springer. 389. ISBN 978-1-4419-1024-0

Ibrahim, Ilinca, Perron. 2007. Energy storage systems – Characteristics and comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 12. 1221-1250. ISSN 1364-0321

Immendorfer, A. Tietze, I. Hottenroth, H. Viere, T. 2017. Life-cycle impacts of pumped hydropower storage and battery storage. International Journal of Energy and Environmental Engineering. Vol 8(2017). 231-245. Springer. ISSN 2251-6832

International Energy Agency. 2019. viitattu 05.03.2019. saatavissa:

<https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>

Isentropic Ltd 2015, viitattu 9.1.2019, saatavissa: <http://www.isentropic.co.uk/Publications/News/Successful-Layered-Thermal-Store-Testing>

IVA. 2016. Electricity storage technologies. Nordling, A. Englund, R. Hembjer, A. Mannberg, A. Tukholma. Royal Swedish Academy of Engineering Sciences. ISBN 978-91-7082-919-2

Jülch, V. 2016. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. Applied Energy. Vol 183. 1594-1606. ISSN 0306-2619

Kazokoglu, S. 2016. Short Term Energy Storage on Grid. Journal of undergraduate Research. Vol 9. 21-24. ISSN 2156-5309

McTigue, J. White, A, Markides, C. 2015. Parametric studies and optimisation of pumped thermal electricity storage. Applied Energy. Vol 137. 800 – 811. ISSN 0306-2619

Meeus, M. 2018. Overview of Battery Cell Technologies. European Battery Cell R&I Workshop. Bryssel 11-12.01.2018. Euroopan komissio. Esitelmä.

Mohammad Rozali, N. Wan Alwi, S. Manan, Z. Klemes, J. Hassan, M. 2013. Optimisation of pumped hydro storage system for hybrid power system using power pinch analysis. Chemical Engineering Transactions. Vol 35. 85-90. ISBN 978-88-95608-26-6

Netztransparenz. 2019. viitattu 30.03.2019, saatavissa:

<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

Poullikas, A. 2013. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 27(2013). 778 – 788. ISSN 1364-0321

PR Newswire 2018, viitattu 8.11.2018, saatavissa: <https://search-proquest-com.ezproxy.cc.lut.fi/docview/2110103465?pq-origsite=primo>

Razak, A. 2007. Industrial gas turbines. Woodhead Pub. Cambridge, Englanti. 602. ISBN 978-1-845-69340-4

Saari & Kaikko. 2019. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT. School of Energy Systems. BH50A0200 Voimalaitosopin perusteet. 19.02.2019. Luento.

Smallbone, A. Jülch, V. Wardle, T. Roskilly, A. 2017. Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies. Energy Conversion and Management. Elsevier Vol. 152(2017). 221 – 228. ISSN 0196-8904

Suomen ympäistökeskus. 2012. Suomen maalajien ominaisuuksia. Ronkainen. Suomen ympäristö. Vol 2. Helsinki. ISBN 978-952-11-3975-8

Tesla, viitattu 17.02.2019, saatavissa: https://www.tesla.com/fi_FI/powerwall

Tynjälä, T. 2010. Teknillinen termodynamiikka: Luentomoniste Osa 1. 125

Umwelt Bundesamt. 2018. viitattu: 19.03.2019. saatavissa:

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#textpart-1>

Unnerstall. 2017. The German Energy Transition : Design, Implementation, Cost and Lessons. Springer Berlin Heidelberg. Stockstadt. 156. ISBN 978-3-662-54328-3

White, A. Parks, G. Markides, C. 2013. Thermodynamic analysis of pumped thermal electricity storage. Applied Thermal Engineering. Elsevier. Vol 53. 291 – 298. ISSN 1359-4311

Wärtsilä. viitattu 06.03.2019. saatavissa: <https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-startup-time>