

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

**PITKÄAIKAISEEN ENERGIAN VARASTOINTIIN SOVEL-
TUVIEN TEKNOLOGIOIDEN NYKYTILA**

**CURRENT STATE OF LONG-TERM ENERGY STORAGE
TECHNOLOGIES**

Työn tarkastaja: Aki Grönman

Työn ohjaaja: Aki Grönman

Lappeenranta 29.09.2020

Alexi Mehto

TIIVISTELMÄ

Opiskelijan nimi: Aleksi Mehto

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Opinnäytetyön ohjaaja: Aki Grönman

Kandidaatintyö 2020

Pitkäaikaiseen energian varastointiin soveltuvien teknologioiden nykytila

37 sivua, 10 kuvaa ja 2 taulukkoa

Hakusanat: suuren kokoluokan energiavarastot, energian pitkäaikaisvarastointi, sähkön varastointi, lämpövarastot

Uusiutuvan energian merkityksen kasvaminen maailmanlaajuisesti energiantuotannossa on aiheuttanut kysyntää tasata tuotannon ja kulutuksen aiheuttamia vaihteluita energiavarastoilla. Energiavarastoja voidaan hyödyntää käyttökohteensa mukaan joko tasoittamaan vuorokausittaista energiantarpeen vaihtelua tai vastaavasti pidempiaikaiseen kausittaiseen varastointiin. Tässä kandidaatintyössä keskitytään tutkimaan pitkäaikaisten ja suureen kokoluokkaan skaalautuvien energiavarastojen nykytilaa.

Tämän kandidaatintyön tavoitteena on selvittää lukijalle pitkäaikaiseen varastointiin soveltuvien energiavarastojen teknologisia ominaisuuksia, mahdollisia käyttökohteita sekä energiavarastojen kustannusarvioita. Työn pääpaino on sähkön varastoinnissa, mutta työssä sivutaan lämpövarastoja nesteytetyn ilman energiavarastojen ja kausilämpövarastojen osalta. Sähkön varastoinnissa käydään läpi mekaanisia, kemiallisia ja sähkökemiallisia menetelmiä.

Työssä havaittiin optimaalisimman energiavaraston löytämisen johtuvan käytetystä käyttökohteesta. Monet ominaisuudet, kuten varaston maantieteellinen sijainti, varastoidun energian muoto sekä varastoinnin aiheuttamat kokonaiskustannukset vaikuttavat merkittävästi optimaalisen energiavaraston valintaan. Monet lupaavat varastointiteknologiat ovat vasta kehitysasteella niiden uutuuden tai vähäisen rahoituksen vuoksi, mikä hankaloittaa niiden valitsemista käytettäväksi suuren kokoluokan kaupallisissa projekteissa.

SISÄLLYS

TIIVISTELMÄ

SISÄLLYSLUETTELO

LYHENNELUETTELO

1	JOHDANTO	5
2	MEKAANISET ENERGIAVARASTOT	8
2.1	Vesipumppuvoimalaitos	8
2.2	Gravitaatioenergiavarasto	11
2.3	Paineilmavarastot	13
2.3.1	Kehittynyt adiabaattinen paineilmavarasto	15
2.3.2	Ylikriittinen paineilmavarasto	15
2.3.3	Kustannukset	17
3	KEMIALLISET JA SÄHKÖKEMIALLISET ENERGIAVARASTOT	18
3.1	Power-to-gas	18
3.1.1	Elektrolyysi	19
3.1.2	Metanointi	21
3.1.3	Kustannukset	23
3.2	Virtausakku	25
4	LÄMPÖVARASTOT	29
4.1	Nesteytetyn ilman energiavarasto	29
4.2	Kausilämpövarastot	32
4.2.1	Pohjavesilämpövarasto	33
4.2.2	Porausreikälämpövarasto	34
5	JOHTOPÄÄTÖKSET	36
	LÄHTEET	38

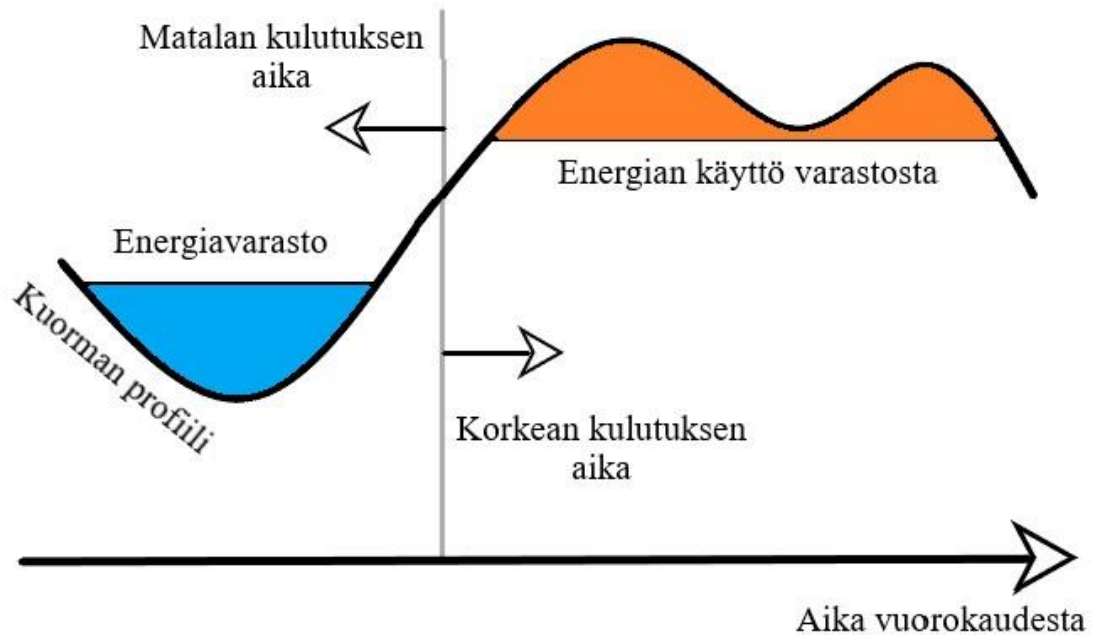
LYHENNELUETTELO

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
ATES	Aquifer Thermal Energy Storage
BTES	Borehole Thermal Energy Storage
CAES	Compressed Air Energy Storage
GES	Gravity Energy Storage
LAES	Liquid Air Energy Storage
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Heat
LCOS	Levelized Cost of Storage
PHES	Pumped Hydroelectric Energy Storage
PtG	Power-to-Gas
SC-CAES	Supercritical Compressed Air Energy Storage
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
STES	Seasonal Thermal Energy Storage
TCC	Total Capital Cost
VRFB	Vanadium Redox Flow Battery

1 JOHDANTO

Ihmisten lisääntynyt tietoisuus ilmastonmuutoksesta ja sen aiheuttamista seurauksista on saanut valtiotason toimielimet luomaan toimia, joilla ilmastonmuutos saataisiin pysäytettyä tulevaisuudessa. Energiatekniikan näkökulmasta suurin yksittäinen toimi ilmastonmuutoksen hidastamisessa on energiasektorin energiamurros, joka tarkoittaa fossiilisista polttoaineista siirtymistä uusiutuviin energialähteisiin, kuten tuuli- ja aurinkoenergiaan. Energiaturros tuo mukanaan haasteita, joista yksi on uusiutuvien energialähteiden kausiluontoisen tuotannon suuri osuus energiantuotannossa. Aurinkoenergiaa saadaan kerättyä vain päivällä ja vastaavasti tuulienergiaa saadaan ainoastaan sopivan tuulisella säällä. International Renewable Energy Agency:n G20-maille teettämän analyysin mukaan vuonna 2050 yli 80 % maailman sähköntuotannosta tuotettaisiin uusiutuvilla energialähteillä. Uusiutuvien energialähteiden käytön yleistyessä energiamurroksessa myös energiavarastojen tarve tulee kasvamaan merkittävästi. (IRENA, 2017, 10.)

Energiavarastojen tehtävänä on varastoida energiaa joko lyhytaikaisesti tasoittamaan energian tuotannon ja kulutuksen eroja jaksollisessa rytmissä tai vastaavasti pitkäaikaisesti varastoimaan energiaa kausittaiseen varastoon käytettäväksi korkeamman kausittaisen kulutuksen ajanjaksona. Lyhytaikaista energian tuotannon ja kulutuksen tasausta on havainnollistettu kuvassa 1, jossa sähkön vuorokausittainen kulutus näkyy kuorman profiilin käyränä. Energiavarastoja käytettäessä tuotannon ja kulutuksen tasoitukseen kuorman käyrä seuraa sinisen ja oranssin lohkon tasaisia reunoja, jolloin minimikuormassa tuotetaan energiaa varastoihin ja vastaavasti kuorman huipulla energiaa käytetään varastosta. Myös pitkäaikainen energian varastointi toimii samalla tapaa kuvan 1 tilanteen kanssa, mutta varastoinnin ajanjaksona toimii vain pidempi aikaväli. (Sterner & Stadler, 2019, 43–44.)

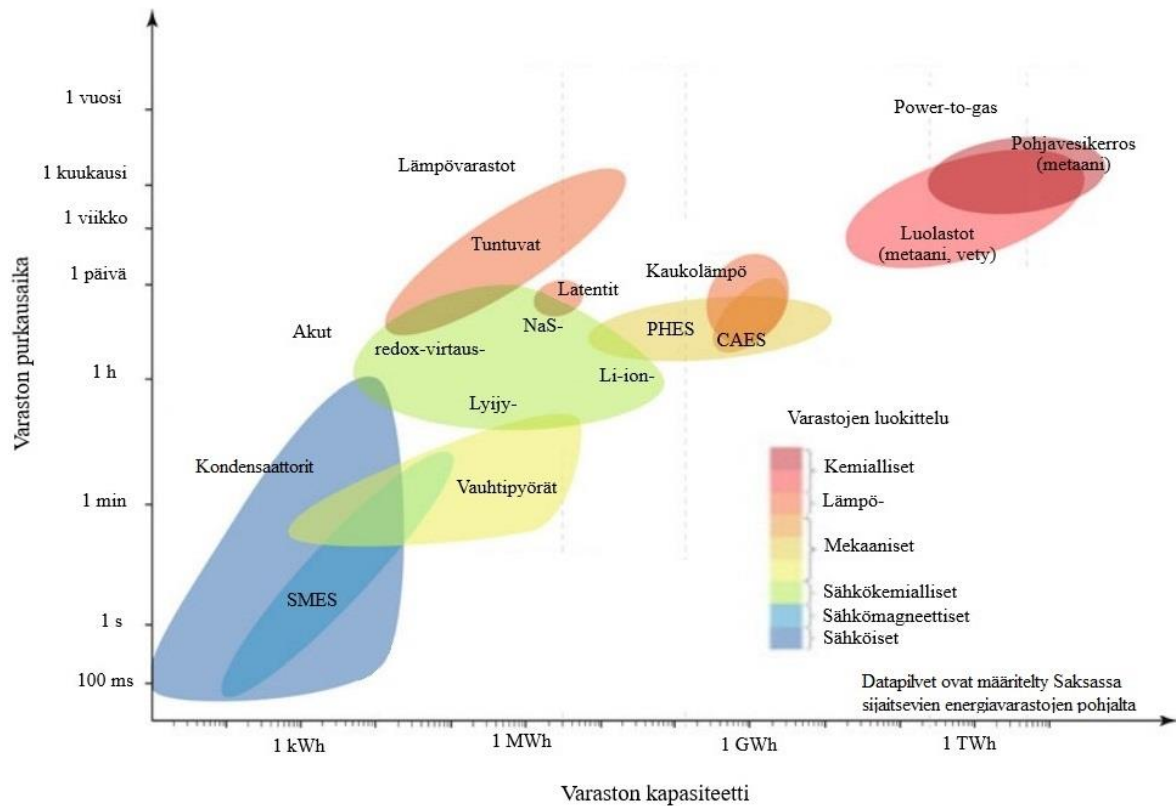


Kuva 1. Sähköverkon kuormaprofiili yhden vuorokauden aikana käyttettäessä energiavarastoa. (mukaillen Chen et al. 2009, 292.)

Energiavarastot voidaan jakaa kokoluokan ja varastoinnin pituuden ohella varaston käytön mukaan energiasektoreihin. Tämän kandidaatintyön pääpaino on sähköntuotannon sektorissa, mutta myös muita sektoreita sivutaan osassa teknologioista. Energian varastointiin soveltuvat sektorit ovat sähkösektori, lämpösektori, kaasusektori ja kuljetussektori. Kaasu- ja kuljetussektoriin voidaan sähkösektorin ohella sisällyttää power-to-gas sen monimuotoisten käyttökohteiden vuoksi. Lämpösektoriin sisältyvät lämpövarastot, joista tässä kandidaatintyössä käsitellään nesteytetyn ilman varasto sekä kausilämpövarastoja. (Sternier & Stadler, 2019, 26–27.)

Käyttöön sopivan optimaalisen varastointiteknologian valinta on tärkeä vaihe energiavarastoprojektin suunnittelussa. Kuvassa 2 energiavarastot ovat mallinnettu varaston purkausajan mukaan varaston kapasiteetin funktiona. Kuvan datapilvet perustuvat Saksassa olemassa olevien voimalaitosten kerryttämään dataan. Varaston kokoluokan ja varastointiajan pituuden ohella tulee huomioida myös varaston käyttötarkoitus energiasektoreittain. Myös varaston maantieteellinen sijainti ja laitoksen kokonaiskustannukset tulee huomioida projektin suunnittelussa. Monesti energiavarastoja käytetään yksinkertaisesti sähkön varastointiin, mutta tietyissä tapauksissa varastoa halutaan hyödyntää esimerkiksi polttoaineen

tuotannossa. Energia voidaan myös haluta varastoida lämpö- tai kylmäenergiana käytettäväksi suoraan esimerkiksi kaukolämmön sovelluksiin. (Stern & Stadler, 2019, 646.)



Kuva 2. Energiavarastojen purkausajat varastojen kapasiteetin funktiona. (mukaillen Stern & Stadler, 2019, 646.)

Tämän kandidaatintyön tarkoituksena on antaa lukijalle peruskäsitys olemassa olevista suurien kokoluokkaan skaalautuvista pitkäaikaiseen energiaan varastointiin soveltuvista teknologioista. Työssä käsitellään energiavarastojen toimintaperiaatteet, käyttökohteet sekä kustannusarviot. Työ itsessään on jaettu osiin energiavarastojen luokkien mukaisesti. Ensin käydään läpi mekaaniset energiavarastot, jonka jälkeen on kemialliset ja sähkökemialliset energiavarastot, sekä viimeisenä käsittelyosana käydään läpi lämpövarastot. Lopuksi on työn johtopäätökset, joissa yhdistetään myös hieman kustannusarvioita varastoista yhteen pakettiin. Työssä on pyritty kasaamaan tietoa useista lähteistä, jolloin teknologioista saataisiin tarpeeksi kattava kokonaiskuva työn kokoon nähden.

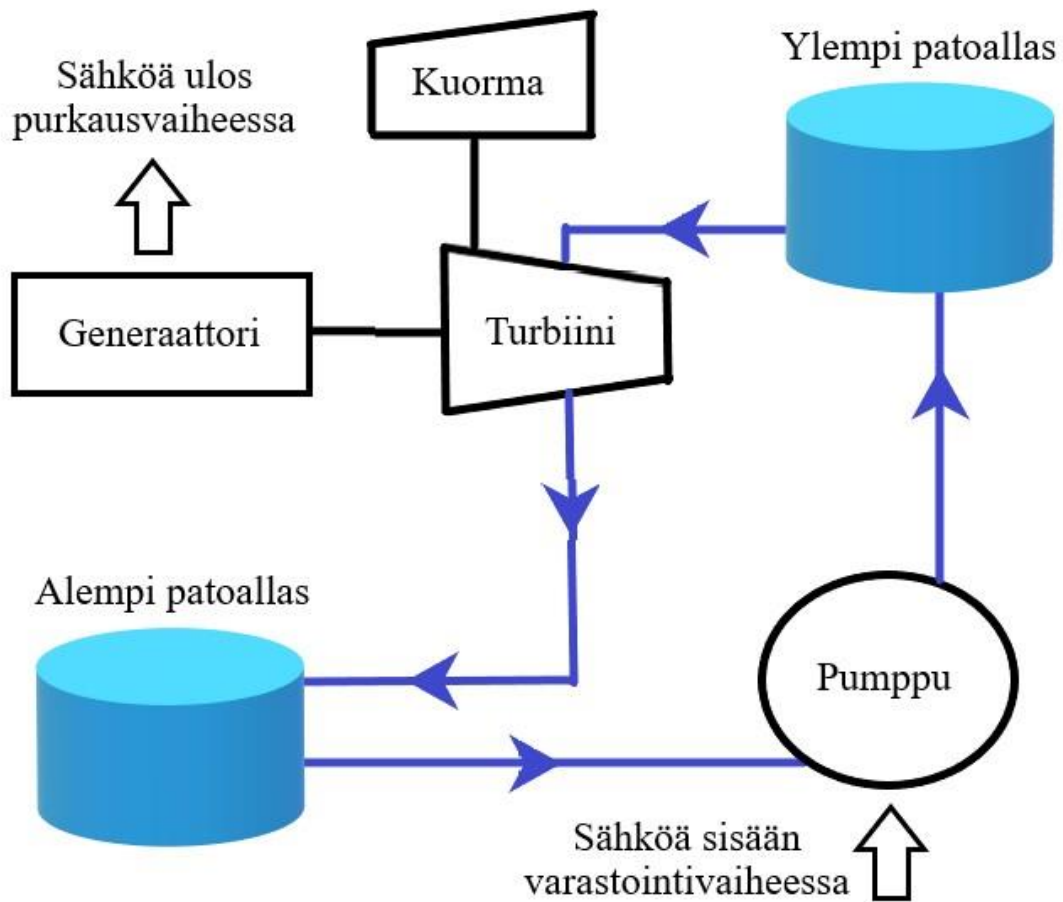
2 MEKAANISET ENERGIAVARASTOT

2.1 Vesipumppuvoimalaitos

Suuren kokoluokan energian varastointimenetelmistä vesipumppuvoimalaitos (PHS tai PHES eli *Pumped Hydroelectric Energy Storage*) oli vuonna 2017 käytetyin tuottaen 96 % asennetusta energiavarastojen varastointikapasiteetista. Toimintakuntoista pumppuvoimalaitoskapasiteettia oli U.S. Energy Information Administrationin teettämän arvion mukaan yli 166,2 GW maailmanlaajuisesti vuonna 2017 (EIA, 2018). Eniten asennettua kapasiteettia oli Kiinalla 32,0 GW, Japanilla 28,3 GW sekä Yhdysvalloilla 22,6 GW. (IRENA, 2017, 30; 50.)

Pumppuvoimalaitoksen toiminta perustuu energian varastointiin potentiaalienergiaksi kahden vesialtaan välillä. Sähköverkkoon palauttamista varten vettä vapautetaan ylemmältä altaasta alempaan ja muodostunut kineettinen energia muutetaan sähköenergiaksi turbiinin ja generaattorin avulla. Pumppuvoimalaitoksessa vettä pumpataan alemmasta vesialtaasta ylempään halvan sähkön aikana ja vastaavasti korkean kulutuksen aikana vettä juoksetetaan ylemmältä altaasta alempaan. Altaiden välistä putkistoa säätämällä voidaan vaikuttaa veden kulkuun alempaan patoaltaaseen ja näin ollen tuotettavan energian määrään. Tarvittaessa sähköä voidaan isojen vesialtaiden avulla varastoida moniakkin kuukausia ilman merkittäviä häviöitä ympäristöön. (Shafiqur et al. 2015, 588.)

Pumppuvoimalaitos tarvitsee toimiakseen kaksi eri korkeuksilla sijaitsevaa patoallasta, vesiturbiinin sekä generaattorin sähköntuotantoon, ja pumppujärjestelmän veden kuljettamiseen ylempään altaaseen. Suuren kokoluokan voimalaitos tarvitsee kannattavaan ja tehokkaaseen toimintaan merkittävät korkeuserot patoaltaiden välillä tai vaihtoehtoisesti erittäin suuret massat vettä altaisiin. Pumppuvoimalaitoksen sähkön ja veden kiertokulku on esitelty kuvassa 3. (Shafiqur et al. 2015, 588–589.)



Kuva 3. Veden ja sähkön kiertokulku pumppuvoimalaitoksessa (mukaiillen Shafiqur et al. 2015, 589).

Pumppuvoimalaitoksissa käytetään pitkään käytettyä ja koko ajan kehittyvää teknologiaa, mikä tuo varmuutta voimalaitoksen toiminnan luotettavuuteen. Voimalaitoksien keskimääräinen elinikä on merkittävän korkea ollen keskimäärin noin 40:n ja 60:n ikävuoden välillä. Kehittyneestä teknologiasta kertoo myös 70:n ja 80:n prosenttiyksikön väliltä oleva keskimääräinen laitoshyötysuhde (Shafiqur et al. 2015, 589). Pitkäaikaisena varastointimenetelmänä pumppuvoimalaitos toimii erittäin tehokkaasti energian häviön patoaltaista ollen päivää kohden merkityksettömän pieni (Sabihuddin et al. 2015, 176) (Deloitte 2015, 19). (IRENA, 2017, 50–51.)

Pumppuvoimalaitoksen suunnitteluvaiheessa tulee sijainti miettiä hyvin tarkkaan. Riittävien maantieteellisen korkeuserojen täytyessä tulee miettiä myös veden saatavuutta jatkossa pumppuvoimalaitoksen käyttötärpeisiin. Toinen merkittävä sijaintiin vaikuttava asia on ympäristöön aiheutuvat muutokset, jos patoaltaat eivät ole molemmat luonnollisia järviä, koska

tällöin tarvitaan merkittävästi maapinta-alaa, joka täytyy muuttaa tekojärveksi. Monissa Euroopan maissa on enää vähän tai ei ollenkaan mahdollisuuksia rakentaa uusia pumppuvoimalaitoksia vähäisten vapaiden vesistöjen vuoksi, mikä luo painetta kehittää vähemmän maapinta-alaa kuluttavia energian varastointitapoja (EERA, 2016.). (Sabihuddin et al. 2015, 178.) (IRENA, 2017, 51.)

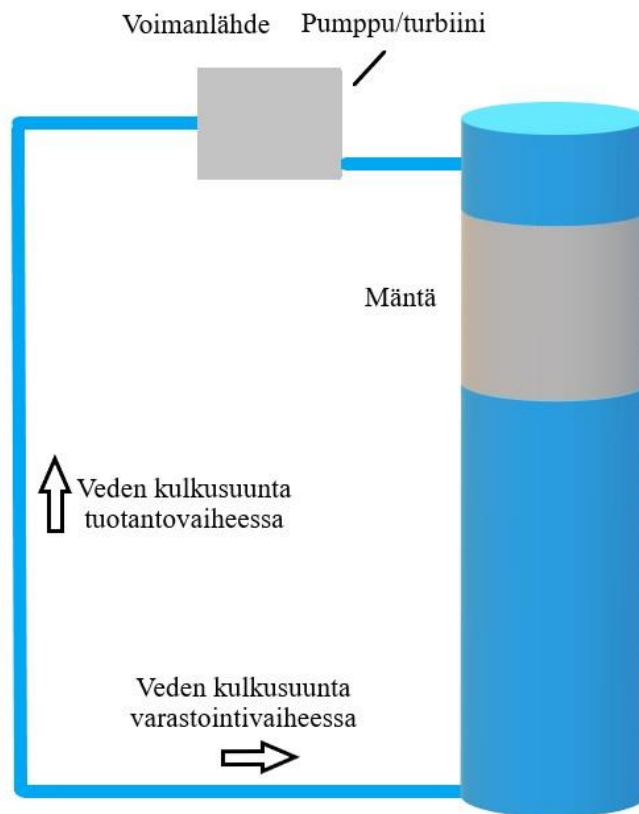
Yleisesti molemmat vesipumppuvoimalaitoksen patoaltaat sijaitsevat maan pinnalla, mutta vaihtoehtoisesti alempi patoallas voidaan sijoittaa maan alle, jolloin puhutaan maanalaisista pumppuvoimalaitoksista. Alempana patoaltaana voidaan käyttää esimerkiksi vedellä täytettyä käytöstä poistettua kaivoskuilua. Maanalainen pumppuvoimalaitos on helpompi sijoittaa alueille, jossa on vain vähän maanpinnan korkeuseroja, tai vaihtoehtoisesti esimerkiksi alueille, joissa on suoritettu aikaisemmin syväkaivostoimintaa. Maanalaisilla pumppuvoimalaitoksilla voidaankin olettaa yleisesti olevan vähemmän ympäristöön aiheuttavia muutoksia normaaliin pumppuvoimalaitokseen verrattuna. Suuren kokoluokan käytössä olevia laitoksia ei vielä toistaiseksi ole kaivostoiminnan tuomien haasteiden sekä yleisen taloudellisen kannattamattomuuden vuoksi. (EERA, 2016.)

Pumppuvoimalaitokset ovat vakaasti toimivia ja pitkäikäisiä sijoituksia, joiden ylläpito- ja huoltokustannukset ovat minimaaliset. Vastaavasti laitoksilla ovat korkeat valmistuskustannukset, jotka tuottavat ongelmia saada laitos taloudellisesti kannattaviksi pitkänkään käyttöään jälkeen. Sijoituksen taloudellisen hyödyn löytämisen haastavuudet luovat epävarmuutta mahdollisiin sijoittajiin, mikä on suurin yksittäinen syy pumppuvoimalaitoshankkeiden lopettamiseen. Voimalaitoksen suurimmat kuluerät ovat yleisesti voimanlähteet, mutta kulut vaihtelevat merkittävästi tilannekohtaisesti (IRENA, 2017, 52–53). Yleisen vesipumppuvoimalaitoksen asennuskustannukset ovat sekä Chen et al., että International Renewable Energy Agencyn julkaisujen mukaan 5–100 USD/kWh, mikä on Morningstarin mukaan noin 4,3–86 €/kWh (Chen et al. 2009, 307) (IRENA, 2017, 52) (Morningstar, 2020). Zakerin ja Syrin mukaan vesipumppuvoimalaitoksen kokonaispääomakustannukset (TCC eli *Total Capital Cost*) ovat 1030–1675 €/kW väliltä keskiarvon ollessa 1406 €/kW. Sähköenergian tasoitettut kustannukset (LCOE eli *Levelized Cost of Energy*) ovat keskimäärin 120 €/MWh. Vastaavasti Mostafa et al. mukaan vesipumppuvoimalaitoksen sähköenergian tasoitettut kustannukset ovat keskimäärin 156,7 €/MWh (Mostafa et al. 2020, 10). Caralis et al. mukaan

kokonaispääomakustannukset laitoksella ovat keskimäärin 1492,12 €/kW ja sähköenergian tasoitetut kustannukset ovat 250 €/MWh (Caralis et al. 2019, 137). (Sabihuddin et al. 2015, 176–178.) (Zakeri & Syri, 2015, 592.)

2.2 Gravitaatioenergiavarasto

Tekniikan kehittyessä ja energian varastoinnin kysynnän lisääntyessä uusia maanalaisia pumppuvoimateknologioita kehitellään koko ajan (IRENA, 2017, 53). Kehitteillä olevan gravitaatioenergiavaraston (GES eli *Gravity energy storage*) energian varastointiperiaate perustuu suuren sylinterin sisällä vedellä nostettavan männän sitoutuvaan potentiaalienergiaan. Halvan sähkön aikana vettä pumpataan pumpulla suljetussa systeemissä painavan hydraulisen männän alle, jolloin mäntä kohoaa vastaanottaen potentiaalista energiaa. Korkean sähkönkulutuksen aikana mäntää lasketaan, jolloin paineistettu vesi virtaa turbiinin läpi tuottaen energiaa generaattorilla sähköverkkoon. Kuvassa 4 esitellään veden kulku gravitaatioenergiavarastossa. Voimalaitoksia on rakennettu ainoastaan pienen kokoluokan mallintamiskäyttöön eikä suuren kokoluokan voimalaitoksia vielä ole kehitteillä. Gravitaatioenergiavarastolla voitaisiin kehittäjien mukaan saavuttaa maksimissaan jopa yli 80 prosentin kiertohyötysuhde (Aneke & Wang, 2016, 357). Niiden keskimääräiseksi eliniäksi oletetaan noin 40 vuotta (Berrada et al. 2017b, 102). (Berrada et al. 2017a, 319.)



Kuva 4. Veden kulku gravitaatioenergiavarastossa (mukaillen Berrada et al. 2017a, 319).

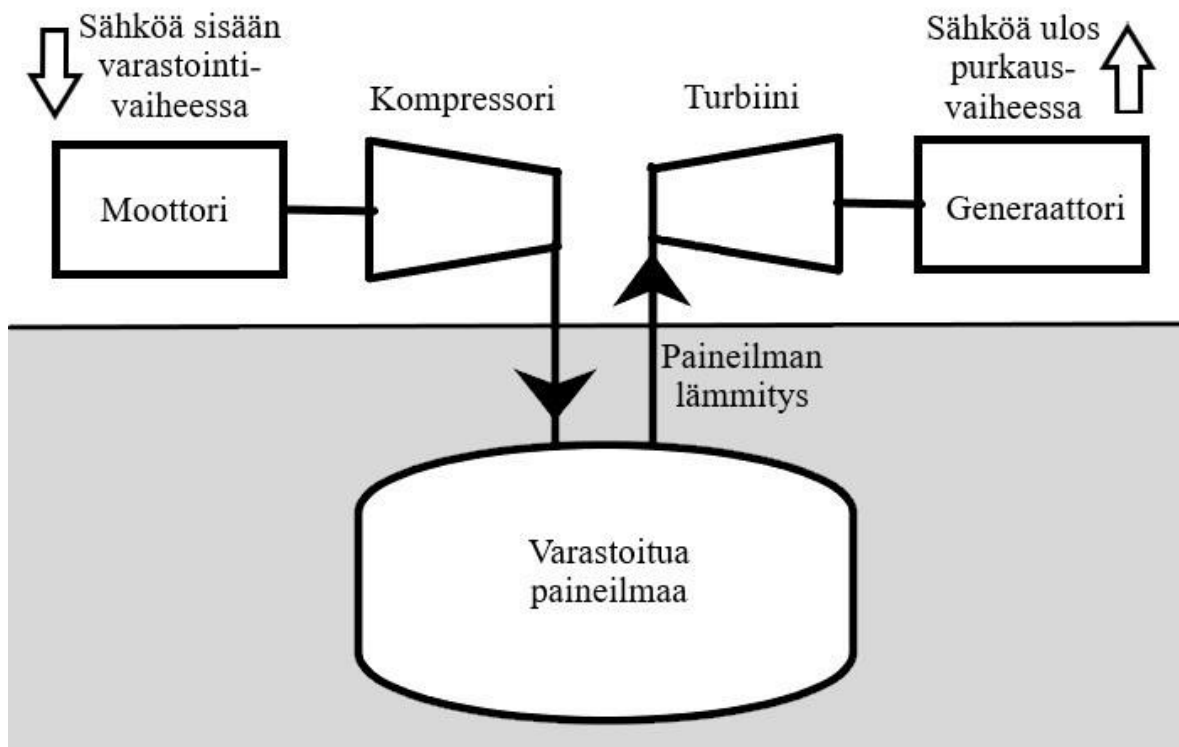
Gravitaatioenergiavaraston etuna normaaliin vesipumppuvoimalaitokseen verrattuna on laitoksen vähäinen tarve sekä energian varastointitilalle että merkittäville korkeuseroille maastossa patoaltaita varten. Nämä asiat ovat tärkeitä rakentaessa energiavarastoja tiheästi asutuilla tai tarkkaan määrättyillä alueilla. Gravitaatioenergiavarasto ei myöskään tarvitse merkittävästi vettä toimiakseen suljetun kiertosysteeminsä vuoksi. Ongelmana laitoksen valmistamisessa on männän ja sylinterin rakenteiden rakentaminen vesitiiviiksi sekä tarpeeksi kestäviksi suurta painetta varten. Myös ympäröivän maaperän kestävyys voi tuottaa paikoittain ongelmia. (Berrada et al. 2017b, 96.) (IRENA, 2017, 54.)

Jopa yli 75 prosenttiyksikköä gravitaatioenergiavarastojen arvioiduista kuluista muodostuivat kaivauksien kuluista sekä korkean paineen kestävien betonirakenteiden valmistamisesta (Morstyn et al. 2019, 202). Tunneliporaaminen maksaa maailmanlaajuisesti keskimäärin väliltä 200–420 euroa per kaivettu kuutiometri, joten arviolta 20 MWh laitoksen tunneliporaamiseen kuluisi Berradan, Loudiyin ja Zorkanin tutkimuksen mukaan keskimäärin noin 20 miljoonaa euroa. Korkean paineiden kestävien rakenteiden kustannukset olisivat

noin 10 miljoonan euron luokkaa. Painavan männän rakentaminen 20 MWh kokoiseen voimalaan maksaisi arviolta 2 miljoonaa euroa. Varaston rakennus- ja kaivauskuluihin tarvikkeeseen kuluu kokonaisuudessaan arviolta noin 35 miljoonaa euroa. Varaston sähköenergian tasoitettut kustannukset ovat 123 €/MWh, mikä on suunnilleen samaa kokoluokkaa vesipumppuvoimalaitoksen kanssa. Berrada & Loudiyi mukaan kokonaispääomakustannukset varastolla ovat 5840 €/kW (Berrada & Loudiyi, 2019, 57). Tarkempia tietoja gravitaatioenergiavaraston arvioiduista hinnoista löytyy Berrada et al. tutkimuksesta. (Berrada et al. 2017a, 322–324.)

2.3 Paineilmavarastot

Pumppuvoimalaitoksen ohella toinen suuren kokoluokan kustannustehokas energian varastointimenetelmä on paineilmavarasto (CAES eli *Compressed Air Energy Storage*), jonka varhaisimmat hahmotelmat julkaistiin ensimmäisen kerran 1970-luvulla. Paineilmavarastojen toimintaperiaate perustuu paineistetun ilman sisältämän potentiaalienergian hyödyntämiseen energiavarastona. Paineilmavarastojen teknologia perustuu perinteisiin kaasuturbiinivoimalaitoksiin, joten ilmaa työaineena käytettäessä paineilmavaraston tärkeimmät komponentit ovat turbiini, kompressori sekä polttokammio (Wang et al. 2017, 3). Vähäisen sähkökulutuksen aikana kompressoreilla paineistetaan ilmaa joko maanalaisiin luolastoihin tai vaihtoehtoisesti pienen kokoluokan varastoissa suuriin maanpäällisiin putkiin ja säiliöihin. Varastointivaiheessa muodostuu merkittävä määrä lämpöä ja vastaavasti purkausvaiheessa paineilman lämpötila putoaa nopeasti varastosta poistumisen jälkeen, mikä voisi ilman varotoimia vahingoittaa järjestelmää (IRENA, 2017, 55). Tämän vuoksi paineilmaa lämmitetään purkausvaiheessa polttokammiossa tai rekuperaattorissa ennen turbiinia, minkä jälkeen paineilma syötetään turbiinille, joka tuottaa generaattorin avulla sähköä sähköverkkoon. Huomioitavaa kuvassa 5 on, ettei siihen ole piirretty erillistä paineilman lämmitintä, koska halutaan antaa yleiskuva paineilmavaraston prosessin vaiheista. (Aneke & Wang, 2016, 358; 374.)



Kuva 5. Paineilmavaraston prosessin vaiheet (mukaillen Wang et al. 2017, 3).

Vuonna 2016 toiminnassa olevia suuren kokoluokan paineilmavarastoja oli käytössä vain kaksi kappaletta, toinen vuonna 1978 rakennettu 290 MW:n laitos Saksassa ja toinen vuonna 1991 rakennettu 110 MW:n laitos Yhdysvalloissa. Molemmissa varastoissa käytetään lähes samoja noin 4,5 ja 7 MPa:n väliltä olevia paineita, sekä molemmissa hyödynnetään maakaasua paineilman lämmittämiseen. Saksan varaston hyötysuhde on noin 42 % ja Yhdysvaltain varaston vastaavasti noin 54 %. Paineilmavarastoista nykyteknologialla saatava keskimääräinen hyötysuhde arvioitaisiin olevan noin 60 %:n luokkaa. Paineilmavarastojen keskimääräinen elinikä katsotaan olevan yleisesti 20:n ja 40:n vuoden väliltä, joten Saksan laitoksen oletetaan lopettavansa toimintansa lähitulevaisuudessa (Wang et al. 2017, 2). (IRENA,2017, 56).

Tavanomaisessa paineilmavarastossa varastointivaiheessa syntynyttä lämpöä poistetaan systeemistä suoraan ilmakehään jäädyttimien avulla. Vastaavasti purkausvaiheessa jäähtynyttä paineilmaa lämmitetään polttamalla polttoainetta polttokammiossa. Molemmat käytössä olevat paineilmavarastot käyttävät polttamisen polttoaineena fossiilista maakaasua, mikä on luonut kiinnostusta kehittää paineilmavarastojen teknologiaa vähäpäästöisempään ja

energiakestävämpään suuntaan. Tavanomaisen paineilmavaraston lisäksi on kehitteillä kaksi suuren kokoluokan lupaavaa paineilmavarastoteknologiaa. (Wang et al. 2017, 5–6.)

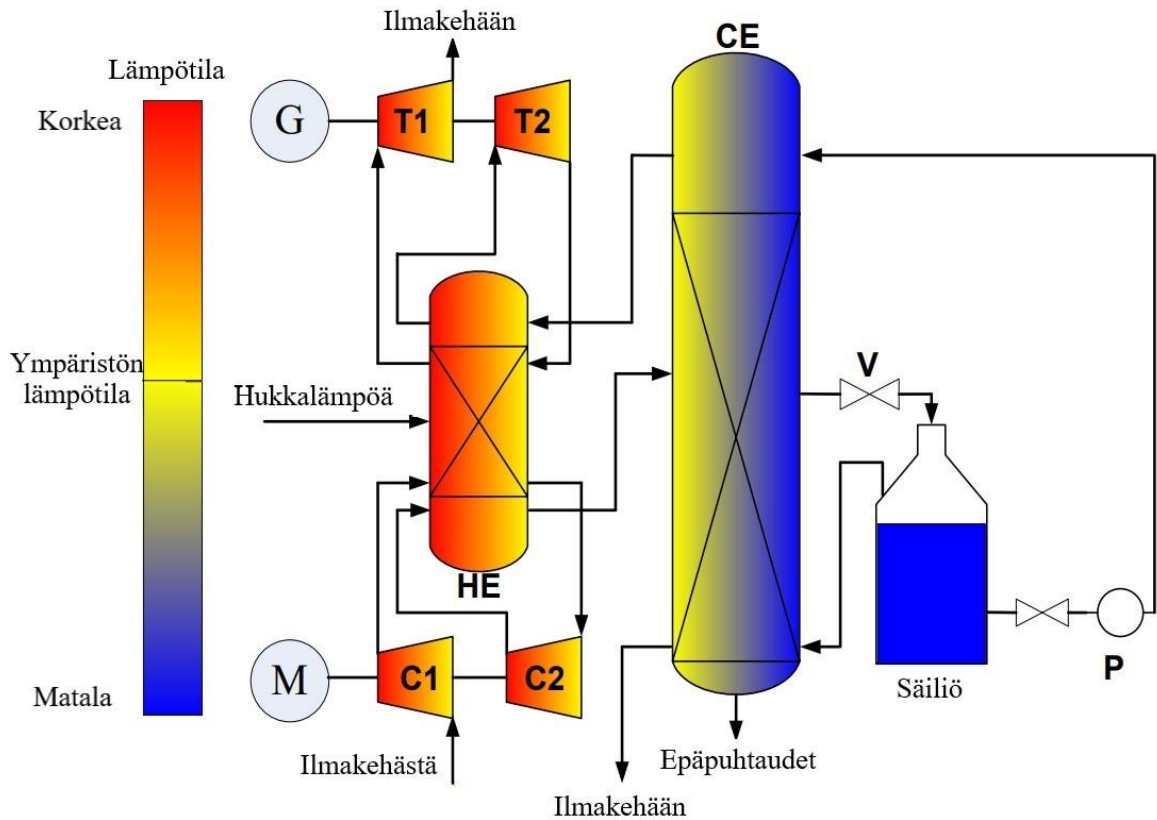
2.3.1 Kehittynyt adiabaattinen paineilmavarasto

Kehittyneessä adiabaattisessa paineilmavarastossa (AA-CAES eli *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*) varastointivaiheessa ilman puristuksesta muodostuvaa lämpöä varastoidaan adiabaattisiin lämpövarastoihin, joista lämpö myöhemmin hyödynnetään purkausvaiheessa jäähtyneen paineilman lämmittämiseen lämmönvaihtimien avulla. Lämpövaraston vuoksi adiabaattinen paineilmavarasto ei välttämättä tarvitse erillistä poltto-prosessia lämmittämään jäähtynyttä paineilmaa, mikä tekee varastoinnista energiakestäväm-
män ratkaisun (Luo et al. 2014, 604). Tärkeänä adiabaattisen varaston teknologian vahvuutena pidetään sen korkeaa, jopa 70 %:n keskimääräistä kiertohyötysuhdetta, mutta se saavutetaan vain erittäin korkean lämpövaraston hyötysuhteen avulla. Toisaalta adiabaattisen lämpövaraston liittäminen paineilmavarastoon vaatii vielä paljon kehittelyä laitoksen normaalia paineilmavarastoa vaativampien olosuhteiden vuoksi. Lämpövaraston tulee kestää noin 570:n celsiusasteen lämpötilan lisäksi myös paineilmasta aiheutuvaa mekaanista rasitusta. (Budt et al. 2016, 261.) (Wang et al. 2017, 6.)

2.3.2 Ylikriittinen paineilmavarasto

Toisessa lupaavassa teknologiassa, ylikriittisessä paineilmavarastossa (SC-CAES eli *Supercritical Compressed Air Energy Storage*) pyritään energiakestäväm-
män suunnan lisäksi suureen energian varastointitiheyteen sekä korkeaan termiseen hyötysuhteeseen. Ilma puristetaan kompressoreilla ylikriittiseen tilaan, jolloin ilman paine on yli 37,9 baaria ja lämpötila vähintään 132 K. Ylikriittisestä ilmasta kerätään lämpöä talteen, jonka jälkeen tiivistynyt ilma varastoidaan kylmätekniikkavarastoon. Energiaa hyödynnettäessä sähköntuotantoon nestemäinen ilma pumpataan kylmätekniikkapumpulla ylikriittiseen tilaan, jonka jälkeen kaasuuntunut ilma vastaanottaa kompressoreilta ja lämpövarastosta lämpöenergiaa lämmönvaihtimessa. Lämmennyt ilma tuottaa turbiinin avulla sähköenergiaa verkkoon. Kuvassa 6 nähdään tarkemmin ylikriittisen paineilmavaraston vaiheet. Kuvassa kirjain M tarkoittaa moottoria, C kompressoria, HE lämpövarastoa sekä lämmönvaihdinta, CE kylmävarastoa, V

kuristusventtiiliä, P pumppua, T turbiinia ja G generaattoria. (Guo et al. 2016, 168) (Wang et al. 2017, 8.)



Kuva 6. Ylikriittisen paineilmaraston prosessin vaiheet sekä vallitsevat lämpötilat (mukaillen Wang et al. 2017, 8).

Guo et al. mukaan ylikriittisen paineilmaraston energian varastointitiheys olisi 18 kertaa suurempi kuin normaalilla paineilmarastolla. Tämän lisäksi ylikriittinen paineilmarasto voisi saavuttaa jopa yli 67 %:n hyötysuhteen optimaalisilla aineominaisuuksilla. Ongelmana pitkäaikaisvarastoinnin kannalta varsinkin ylikriittisessä paineilmarastossa tulee hyötysuhteen heikkeneminen, joka johtuu paineilmaraston painehäviöstä. Toinen haastavuus liittyy nesteytysprosessiin, joka on itsessään energiaa paljon kuluttava, mutta se voi myös aiheuttaa kavitaatiota laitteistossa (Wang et al. 2017, 8). (Guo et al. 2016, 167; 176–177)

2.3.3 Kustannukset

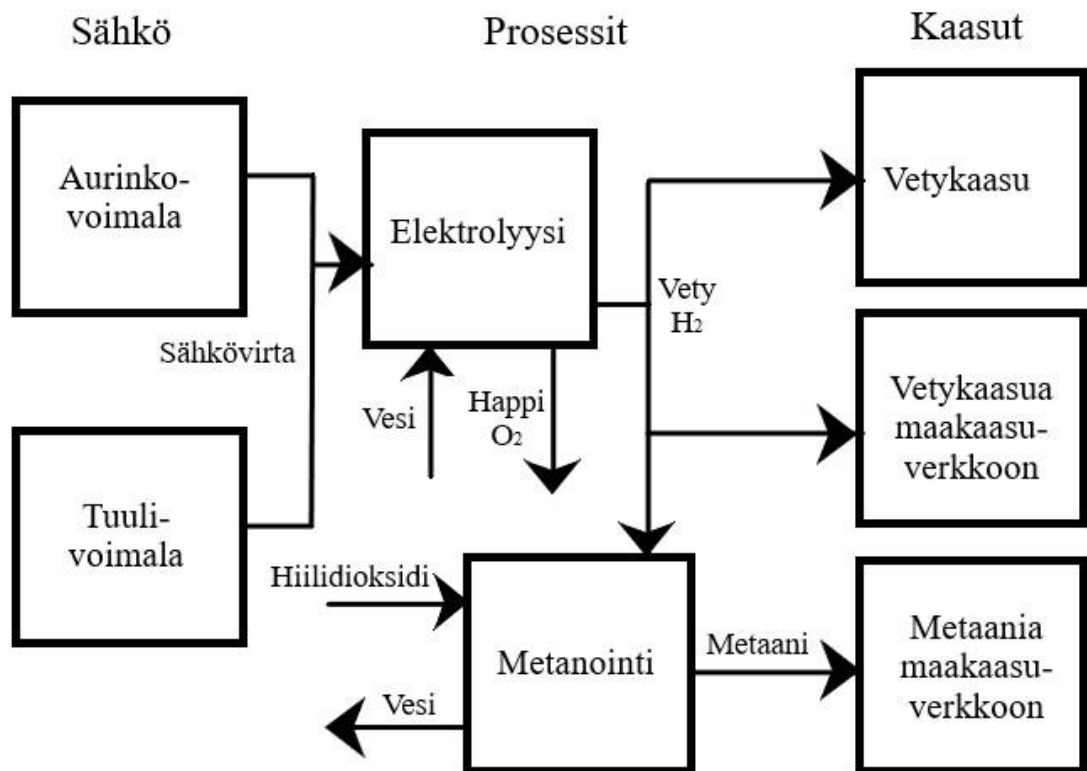
Paineilmavarastojen kustannukset vaihtelevat merkittävästi tilannekohtaisesti, minkä vuoksi varaston rakennuskustannuksia on hankala arvioida keskimääräisesti. Suurin yksittäinen epävarmuus on valmiin maanalaisen tilan, kuten käytöstä poistetun kaivoksen, löytäminen paineilmavarastoksi (Foley & Lobera, 2013, 87.) Ilman valmista maanalaista varastoa suuren kokoluokan paineilmavaraston kustannukset nousevat merkittävästi louhintakulujen myötä. Käytettävä tekniikka myös vaikuttaa kulujen suuruuteen, kuten kehittyneessä adiabaattisessa paineilmavarastossa keksimääräiset rakennuskustannukset voivat olla jopa 30–40 %:a suuremmat kuin normaalissa polttokennoisessa paineilmavarastossa. (IRENA, 2017, 56.) (Zakeri & Syri, 2015, 577.)

Muutaman sadan megawatin energiavarastoista paineilmavarastot ovat keskimäärin halvimpia rakentaa. Maanpäälliset pienemmän kokoluokan paineilmavarastot ovat kalliimpia rakentaa kuin maanalaiset varastot, mutta maanalaisten varastojen polttoainekustannusten sekä maanalaisten varastojen projektien toteuttamisen vaikeuden vuoksi maanpäällisillä varastoilla on huokeammat investointikustannukset tuotettua kilowattimäärää kohden. International Renewable Energy Agency'n teettämän tutkimuksen mukaan keskimääräiset energian asennuskustannukset vuonna 2016 ovat paineilmavarastoilla noin 53 USD/kWh, mikä on Morningstarin mukaan noin 45,6 €/kWh (IRENA, 2017, 56). Zakerin ja Syrin mukaan maanpäällisillä pienemmän kokoluokan paineilmavarastoilla kokonaispääomakustannukset ovat 774–914 €/kW väliltä keskiarvon ollessa 893 €/kW. Vastaavasti maanalaisen paineilmavaraston kustannukset ovat 1286–1388 €/kW väliltä keskiarvon ollessa 1315 €/kW. Sähköenergian tasoitetut kustannukset ovat maanpäällisillä varastoilla keskimäärin 159 €/MWh ja vastaavasti maanalaisilla varastoilla 134 €/MWh. Mostafa et al. mukaan maanpäällisten paineilmavarastojen sähköenergian tasoitetut kustannukset ovat keskimäärin noin 244,3 €/MWh ja vastaavasti maanalaisilla varastoilla kustannukset olisivat noin 228,2 €/MWh (Mostafa et al. 2020, 10). Caralis et al. mukaan kokonaispääomakustannukset normaalille paineilmavarastolle ovat keskimäärin 1461 €/kW ja sähköenergian tasoitetut kustannukset vastaavasti 210 €/MWh. Kehittyneen adiabaattisen varaston kokonaispääomakustannukset ovat keskimäärin 2141,67 €/kW ja sähköenergian tasoitetut kustannukset vastaavasti 250 €/MWh. (Caralis et al. 2019, 137.) (Zakeri & Syri, 2015, 577; 588; 592.)

3 KEMIALLISET JA SÄHKÖKEMIALLISET ENERGIAVARASTOT

3.1 Power-to-gas

Power-to-gas (tässä työssä yleisesti käytettynä PtG), joka tarkoittaa vapaasti käännettynä sähköstä kaasuksi, on prosessi, jossa elektrolyysin avulla varastoidaan sähköenergiaa synteettiseksi kaasuksi. Normaalin sähkön pitkäaikaisvarastoinnin ohella PtG luo mahdollisuuden varastoida sähköä kaasumaiseen muotoon, josta sitä voidaan käyttää vetykaasuna tai vaihtoehtoisesti jatkojalostaa metanoimalla fossiilivapaaksi synteettiseksi maakaasuksi. Synteettistä maakaasua voidaan varastoida korkealla energian intensiteetillä ja matalilla sähkön varastointikustannuksilla sekä -häviöillä. Energiatiheys 200:aan baariin paineistetulla vetykaasulla vastaa litiumioniakun suuruusluokkaa, mikä vähentää merkittävästi tarvetta suurille energiavarastoille (Zakeri & Syri, 2015, 581). Kuvassa 7 nähdään PtG:n tuotannon vaiheet. Vapaa vetykaasu voidaan varastoida sähkön polttokennoilla tuottamista varten tai vastaavasti teollisuuden ja liikenteen käyttötarkoituksiin. Varastoitujen kaasujen monikäyttöisyyden vuoksi PtG:a pidetään lupaavana vaihtoehtona siirtymisessä kestäväen kehityksen energiemarkkinoihin. (Maroufmashat & Fowler, 2017, 1.) (Schiebahn et al. 2015, 4286.)



Kuva 7. Power-to-gas-systeemin vaiheet (mukailen Schiebahn et al. 2015, 4286).

3.1.1 Elektrolyysi

PtG:n toiminta perustuu veden elektrolyysiin, jossa vesimolekyylit erotetaan prosessissa vedeksi ja hapeksi. Vähäisen sähkönkulutuksen aikana ylijäämä sähköllä pidetään yllä elektrolyysiä, jossa erotetaan vedestä vety- ja happimolekyylit. Elektrolyysissä pelkistyminen tapahtuu katodilla ja hapettuminen vastaavasti anodilla, mikä tarkoittaa vetymolekyylien muodostumista katodilla ja happimolekyylien vastaavasti anodilla. Elektrolyysissä vaikuttaa elektrolyytti, joka auttaa ionien johtumisessa sekä pitää muodostuvat kaasut erillään toisistaan. Veden elektrolyysi voidaan jakaa kolmeen eri teknologiaan, jotka ovat alkalielektrolyysi, polymeerielektrolyysi sekä kiinteäoksidielektrolyysi. (Götz et al. 2016, 1372–1373.) (Schiebahn et al. 2015, 4286–4287.)

Kehittynein veden elektrolyysiteknologia on alkalielektrolyysi, joka on ollut kaupallisilla markkinoilla jo useita vuosikymmeniä. Alkalielektrolyysi toimii noin 80 °C lämpötilassa ympäristön ilmanpaineesta noin 30 baarin paineeseen, mutta ainoana hyötynä paineistetulla elektrolyysillä on valmiiksi paineistetun vetykaasun tuotanto, kun kääntöpuolena

paineistetulla elektrolyysillä on huonontunut elektrolyysihyötysuhde. Alkalielektrolyysi on edullinen ratkaisu paljon vaihtelevassa vetykaasun kysynnässä, koska valmistajien mukaan alkalielektrolyysilaitteistot voivat toimia 20–100 % laiteteolla sekä tarvittaessa jopa 50 %:n ylikuormalla. Alkalielektrolyysilaitteistot tarvitsevat kuitenkin vähintään 20 %:n kuorman toimiakseen turvallisesti, mikä on tietyissä tapauksissa ongelma, koska laitteiston uudelleen käynnistäminen vie jopa 30–60 minuuttia. Merkittävä ongelma alkalielektrolyysilaitteistossa on elektrolyytinä käytettävä voimakkaasti korroosiota aiheuttava kaliumhydroksidi, joka aiheuttaa merkittäviä ylläpitokustannuksia. Hyvin ylläpidettynä elektrolyysilaitteiston keskimääräinen elinikä on noin 30 vuotta, joka on korkea verrattuna muihin elektrolyysiteknologioihin. Investointikustannukset alkalielektrolyysilaitteistolle arvioidaan olevan vuonna 2015 noin 1000 €/kW suuruusluokkaa, mutta niiden oletetaan putoavan tekniikan yleistyessä jopa 500 €/kW asti. (Götz et al. 2016, 1372–1373.) (Schiebahn et al. 2015, 4286–4287.)

Polymeerielektrolyysiteknologia on alkalielektrolyysiin verrattuna uusi ja vähemmän kehittynyt teknologia. Ensimmäinen kaupallinen laitteisto tuli markkinoille vuonna 1978, mutta laitteistot ovat kehitelty ainoastaan pienen kokoluokan käyttöön. Polymeerielektrolyysi perustuu polymeerikalvon, joka läpäisee positiivisia vetyioneja, hyödyntämiseen elektrolyytinä. Polymeerielektrolyysi toimii yleisesti korkeintaan 80 °C lämpötilassa polymeerielektrolyytin vuoksi. Käyttöpaineina voidaan käyttää ympäristön paineesta noin sataan baariin, mutta paineen noustessa elektrolyysin hyötysuhde laskee. Kennohyötysuhde on samaa luokkaa alkalielektrolyysin kanssa, mutta kokonaishyötysuhde on alhaisempi polymeerielektrolyysissä. Etuina alkalielektrolyysiin verrattuna on laitteiston nopea käynnistymisaika, korkeammat tehotiheydet sekä tarvittaessa vain viiden prosentin minimikuorma systeemin turvalliselle toiminnalle. Etuna on myös se, ettei elektrolyysissä tapahdu korroosiosta haittaa laitteistolle, mikä säästää ylläpitokustannuksia. Haittapuolena polymeerielektrolyysissä on kalliiden jalometallien, kuten platinan ja iridiumin, käyttö elektrodeissa estämään korroosiota. Laitteistolla on myös oletetusti noin viisi vuotta lyhyempi keskimääräinen elinikä alkalielektrolyysilaitteistoon verrattuna. Investointikustannukset polymeerielektrolyysilaitteistolle arvellaan olevan vuonna 2015 noin 2000 €/kW, mutta hinnan oletetaan tekniikan kehittyessä ja yleistyessä vuoden 2020 loppuun olevan lähellä 1250 €/kW. (Götz et al. 2016, 1373–1374.) (Schiebahn et al. 2015, 4287.)

Kiinteäoksidielektrolyysiteknologia on edellä mainituista elektrolyysiteknologioista vähiten kehittynein teknologia, joka on vielä laboratoriokehitysvaiheessa. Teknologian nimi tulee elektrolyytinä käytettävästä kiinteästä zirkoniumoksidista, joka johtaa korkeissa lämpötiloissa hyvin happi-ioneja. Kiinteäoksidielektrolyysi vaatii toimiakseen noin 700–1000 °C lämpötilan, jolloin vesi kulkeutuu elektrolyysiin höyrynä. Elektrolyysin korkean lämpötilan ylläpitäminen vaatii paljon lämpöenergiaa, mutta se myös vähentää tarvittavan sähköenergian määrää elektrolyysissä teoriassa jopa 20 %:lla alkali- ja polymeerielektrolyyseihiin verrattuna, mikä on suurin yksittäinen etu kiinteäoksidielektrolyysissä. Käyttämällä teollisuuden hukkalämpöä teoriassa sähköhyötysuhde voi saavuttaa elektrolyysissä jopa yli 100 %:n hyötysuhteen. Korkeiden lämpötilojen vuoksi elektrolyysissä voidaan tuottaa lisäämällä järjestelmään hiilidioksidia sivureaktiona synteettistä kaasua. Korkeista käyttölämpötiloista aiheutuu suurimmat haasteet kiinteäoksidielektrolyysin käyttämisessä, koska korkeat lämpötilat aiheuttavat kennorakenteiden nopeaa kulumista sekä haasteita pitää elektrolyysi vakaasti toiminnassa. Nykyisellään teknologia ei myöskään sovellu käytettäväksi muuttuvan sähköntuotannon systeeminä, koska suuret lämmönvaihtelut kuluttavat paljon energiaa ja rasittavat rakenteita. Elektrolyysistä saatavan vedyn erotteluun vesihöyrystä tarvitaan vielä lisäprosessointia, mikä aiheuttaa lisää investointikustannuksia laitteistoon. Kokonaisuudessaan nykyteknologialla kiinteäoksidielektrolyysi on elektrolyysiteknologioista kallein toteuttaa. Vuoteen 2030 mennessä hinnan oletetaan olevan noin 1000 €/kW. (Ghaib & Ben-Fares, 2018, 435.) (Götz et al. 2016, 1373–1374.) (Schiebahn et al. 2015, 4287–4288.)

3.1.2 Metanointi

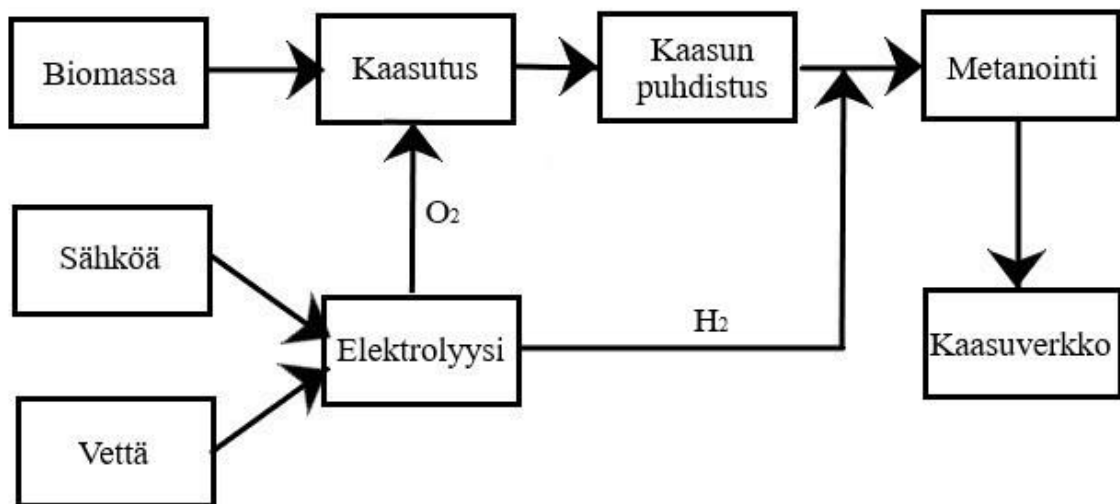
Hiilidioksidin ja vetykaasun kemiallista sekä biologista metanointia käytetään valinnaisena osana PtG:a tuottamaan synteettistä maakaasua polttoaineeksi maakaasuverkkoon. Synteettinen maakaasun kuljetukseen ja varastointiin on olemassa valmiiksi kehitetty infrastruktuuri, joten metanointia suositaan yleisesti osana PtG:a (Meylan et al. 2017, 17). Kemiallisessa metanoinnissa hyödynnetään pitkään tunnettua Sabatier-reaktiota, jonka aikana prosessin käyttölämpötilat ovat väliltä 250–550 °C ja -paineet väliltä 1–100 baaria. Katalyyttinä reaktiossa voidaan käyttää monia metalleja, joista yleisimmin käytetty on nikkeli. Reaktio on eksotermisen, joten paras konversio saadaan mahdollisimman alhaisissa käyttölämpötiloissa ja mahdollisimman korkeissa käyttöpaineissa termodynamiikan sääntöjen mukaisesti.

Maksimaalinen konversion hyötysuhde on metanointireaktiossa noin 83 %, koska loput 17 % vapautuu ympäristöön reaktiossa muodostuneena lämpönä. Ilman metanoinnista vapautuvan lämmön talteenottoa elektrolyysin jälkeinen konversion hyötysuhde alkuperäisestä energiasta on keskimäärin noin 70 % ja vastaavasti vetykaasun metanoinnin jälkeen hyötysuhde putoaa noin 55 %:iin alkuperäisestä energiasta. Hyötysuhdetta voidaan kuitenkin parantaa keräämällä metanointireaktiossa muodostunut lämpö prosessissa vaadittavan lämpötilan ylläpitämiseen. (Ghaib & Ben-Fares, 2018, 438.) (Götz et al. 2016, 1375, 1383.) (Schiebahn et al. 2015, 4288.)

Biologinen metanointi tapahtuu mikro-organismien toimiessa katalyytteinä reaktiossa noin 1–10 baarin paineessa sekä 20–70 °C:n lämpötilassa, joka on huomattavasti alhaisempi kemialliseen metanointiin verrattuna. Biologisella metanoinnilla on myös korkea toleranssi epäpuhtauksille, jotka kulkeutuvat syöttökaasun mukana prosessiin. Biologisen metanoinnin haittapuolena kemialliseen verrattuna on biologisen metanoinnin teknillisen toteutuksen haasteet teknologian ollessa vasta kehitysasteella. Ongelmina ovat myös huono massansiirto vetykaasun heikon liukenemisen vuoksi, hidas reaktionopeus sekä heikko sopeutuminen kuorman vaihteluihin. (Ghaib & Ben-Fares, 2018, 438.) (Götz et al. 2016, 1375–1377.) (Schiebahn et al. 2015, 4288.)

Power-to-gas tarvitsee metanointia varten reaktioon hiiltä, jota saadaan muun muassa hiilimonoksidista ja -dioksidista. Hiilidioksidi on käytetyin ja helpoimmin saatavilla oleva vaihtoehto metanointiin. Hiilidioksidin tulee olla ekonomisesti ja energiatehokkaasti mahdollisimman helposti saatavilla, jonka lisäksi kaasun tulee olla myös mahdollisimman puhdasta sekä sen pitää olla helposti säädettävissä mukautumaan energian kulutuksen vaihteluihin. Hiilidioksidin talteenotosta on tehty tutkimuksia ja teknologioita, mikä mahdollistaa synteettisen maakaasun tuottamisen tehokkaasti. Hiilidioksidia tarvitaan metanoinnissa merkittäviä määriä, joten on järkevää kerätä tarvittava hiilidioksidi voimalaitoksien ja teollisten prosessien pakokaasuista. Tällä tavoin voidaan vähentää samalla teollisuuden tuottamia hiilidioksidipäästöjä ympäristöön. Hiilidioksidi voidaan kerätä myös suoraan ilmasta, mutta paljon energiaa kuluttava prosessin ylläpitäminen maksaa nykyteknologialla noin tuhat euroa per tuotettu tonni reaktioon sopivaa hiilidioksidikaasua. (Ghaib & Ben-Fares, 2018, 436.) (Götz et al. 2016, 1381.) (Schiebahn et al. 2015, 4288.)

Yhtenä lupaavana vaihtoehtona hiilen lähteeksi metanointireaktioon pidetään biomassan kaasutusprosessia, jossa voidaan hyödyntää suoraan PtG:n elektrolyysissä muodostunutta happea. Prosessien integroimisen tehtävänä on tuottaa synteettistä maakaasua mahdollisimman ympäristöystävällisesti ja pienellä ekologisella jalanjäljellä. Integroitujen prosessien vaiheet nähdään kuvassa 8. Biomassan kaasutusprosessin integroiminen osaksi PtG:a tuottaa prosesseihin monia etuja, kuten se mahdollistaa hiilidioksidin ja hapen hyödyntäminen reaktioissa, sekä se parantaa yleisesti prosessien hyötysuhteita. Integroidussa biomassan kaasutusprosessissa ei tarvita veden faasimuunnosvaihetta, mikä aiheutuu elektrolyysistä saadun hapen hyödyntämisestä. Kaasutusprosessin ja metanoinnin integroimista voidaan myös käyttää hyödyksi yhdistämällä prosessit paljon päästöjä tuottavaan prosessiin, kuten teräksen valmistukseen, jolloin teräksen valmistaminen tuottaa merkittävästi vähemmän päästöjä ympäristöön. (Götz et al. 2016, 1382.) (Rosenfeld et al. 2020, 1511–1512.)



Kuva 8. Biomassan kaasutusprosessi yhdistettynä Power-to-Gas-prosessiin (mukaiillen Götz et al. 2016, 1383).

3.1.3 Kustannukset

Suurin power-to-gas-prosessin yksittäinen investointikuluerä tulee elektrolyysilaitteistosta, jonka kuluja käytiin tarkemmin kandidaatintyön elektrolyysi -osiossa (3.1.1). Riippuen käytetystä teknologiasta elektrolyysilaitteiston investointikustannukset vaihtelevat tällä hetkellä noin vajaasta 1000:sta €/kW jopa yli 3500:een €/kW. Böhm et al. tekemän tutkimuksen

mukaan vuoden 2015 ja 2020 välisenä aikana alkalielektrolyysilaitteiston asennuskustannukset ovat olleet väliltä 1090–2000 €/kW alle yhden megawatin kokoluokassa, kun yhden ja kymmenen megawattiluokan väliltä olevien laitoksien asennuskustannukset ovat 800–1400 €/kW väliltä. Polymeerielektrolyysitekniikan asennuskustannukset alle yhden megawatin laitoksissa vuosina 2015–2020 ovat Böhm et al. mukaan 1500 €/kW suuruusluokaa, kun vastaavasti yhden ja kymmenen megawatin väliltä olevat laitokset olisivat jopa 960–2100 €/kW väliltä. Kiinteäoksidi-elektrolyysin laitteistoja ei ole rakennettu suuressa kokoluokassa, joten niiden arvioiduissa hinnoissa on merkittäviä eroja (Götz et al. 2016, 1373–1374). Tarkempia tietoja ja lähteet elektrolyysilaitteistojen arvioiduista hinnoista löytyvät Böhm et al. tekemästä tutkimuksesta. (Böhm et al. 2020, 4.) (Thema et al. 2019, 776–777.)

Toisen suuren kuluerän PtG-prosessiin tuo vaihtoehtoinen vedyn metanointilaitteisto. Böhm et al. tekemän tutkimuksen mukaan vuosien 2012–2020 aikana 1–30 megawatin kemiallisten metanointilaitteistojen asennuskustannukset ovat vaihdelleet väliltä 160–1970 €/kW. Vastaavasti saman aikajakson ja kokoluokan puitteissa biologisten metanointilaitteistojen asennuskustannukset ovat olleet välillä 100–1430 €/kW. Götz et al. tekemän tutkimuksen mukaan investointikustannusarviot metanointilaitteistolle olisivat väliltä 130–1500 €/kW riippuen merkittävästi käytetystä lähteestä. Lisää tietoja kustannuksista sekä niissä käytetyt alkuperäiset lähteet löytyvät edellä mainituista tutkimuksista. Taulukossa 1 nähdään PtG-tekniologioiden välistä hintavertailua referenssitehoilla vuoden 2017 keskimääräisillä hinnoilla. (Böhm et al. 2020, 4–5.) (Götz et al. 2016, 1383.)

Taulukko 1. Power-to-gas-tekniologioiden hintavertailua 5 MW:n kokoluokan referenssiteholla vuoden 2017 keskimääräisillä hinnoilla (mukaillen Böhm et al. 2020, 5).

Tekniologia	Arvioidut pääomakustannukset
Elektrolyysit	
Alkali-	1100 €/kW _{el}
Polymeeri-	1200 €/kW _{el}
Kiinteäoksidi-	2250 €/kW _{el}
Metanoinnit	
Kemiallinen	600 €/kW _{SNG}
Biologinen	650 €/kW _{SNG}

Zakerin ja Syrin mukaan käytettäessä polttokennoa ja terässäiliövarastoa vetykaasuntuotto-prosessin kokonaispääomakustannukset ovat väliltä 2395–4674 €/kW keskiarvon ollessa

3243 €/kW. Vastaavasti käytettäessä keskisuuren luokan kaasuturbiinia ja maanalaista vetykaasun varastoa kokonaispääomakustannukset ovat väliltä 1360–2743 €/kW keskiarvon ollessa 1570 €/kW. Sterner ja Stadlerin mukaan vuonna 2014 alkalielektrolyysilaitteiston pääomakustannukset ovat väliltä 800–1500 €/kW ja vastaavasti polymeerielektrolyysilaitteiston kustannukset ovat väliltä 2000–6000 €/kW (Sterner & Stadler, 2019, 363). (Zakeri & Syri, 2015, 593.)

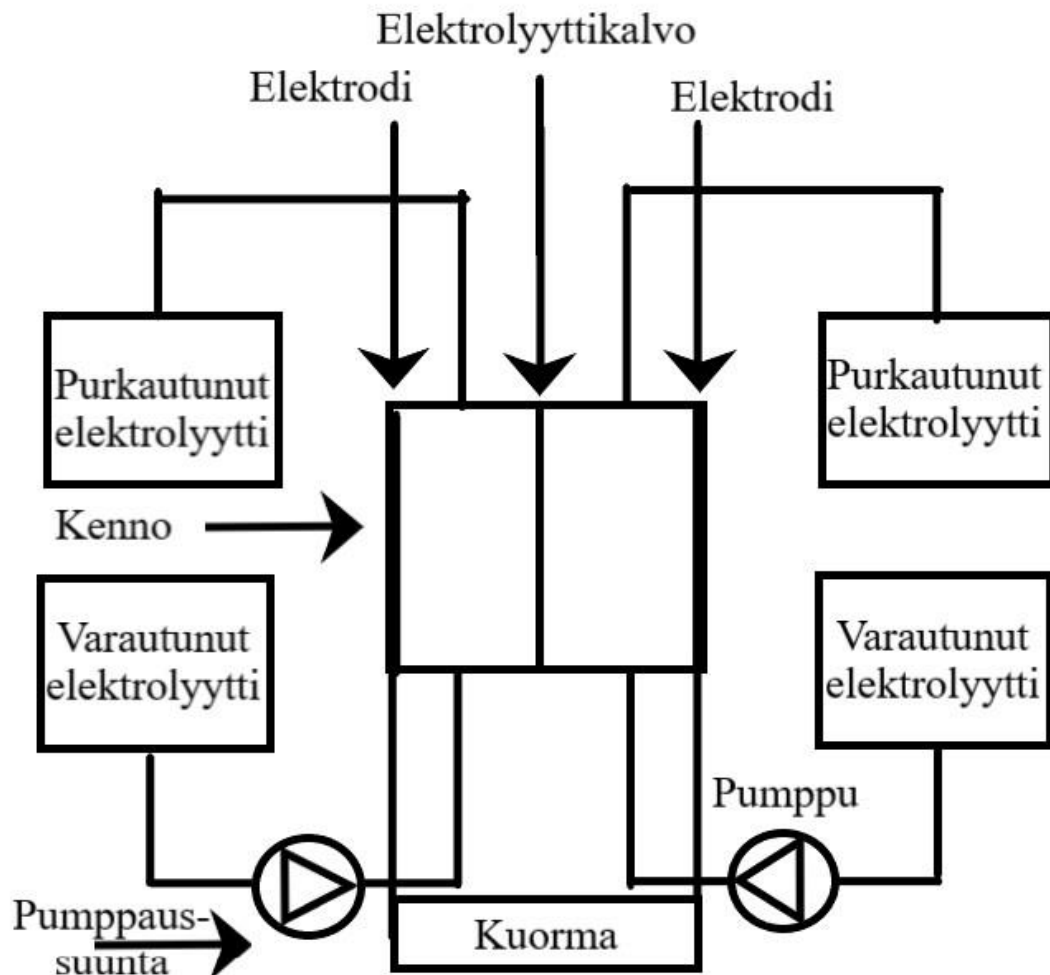
3.2 Virtausakku

Virtausakut voidaan jakaa kahteen pääryhmään, pelkkiin virtausakkuihin ja hybridivirtausakkuihin. Pelkissä virtausakuissa kaikki aktiiviset materiaalit ovat erotettu kennosta, kun vastaavasti hybridivirtausakuissa yksi tai useampi aktiivinen materiaali on kennon sisällä. Pelkät virtausakut voidaan jakaa vielä kahteen ryhmään, redox-virtausakkuihin, jossa kaikki aktiiviset materiaalit ovat nestemäisessä muodossa, ja muihin virtausakkuihin, jossa aktiiviset materiaalit voivat olla kaasumaisessa tai nestemäisessä muodossa. Tässä kandidaatin työssä keskitytään vain redox-virtausakkuihin, joista kehittynein teknologia on vanadiini-redox-virtausakku. (IRENA, 2017, 86–87.)

Vuonna 1986 patentoitu vanadiini-redox-virtausakku (VRFB eli *Vanadium Redox Flow Battery*) on suureen kokoluokkaan skaalautumisensa vuoksi yksi lupaavimmista sähkökemiallisista energiavarastointiteknologoista. Teknologia on kaupallisesti saatavilla ja maailmanlaajuisesti akkusysteemejä oli vuonna 2015 jo 50, joiden yhteiskapasiteetti on 23 MW. Suurin osa kapasiteetista muodostuu Japanissa ja Kiinassa sijaitsevista megawatin suuruusluokan testiakkusysteemeistä. Suuren kokoluokan akkusysteemien yleistyminen vaatii vielä merkittävän muutoksen akkusysteemin rakennuskustannuksissa, jolloin systeemeistä tulisi kaupallisesti kannattavampia. (Minke & Turek, 2018, 66.) (Minke et al. 2017, 105.)

Vanadiini-redox-virtausakku hyödyntää sähkön varastointiin ja purkaukseen akun kennossa tapahtuvaa hapetus-pelkistymisreaktioita (redox-reaktio eli hapetus- ja pelkistymisreaktio). Kennoon syötetään pumpuilla toisistaan elektrolyysikalvolla erotetuista elektrolyyttisäiliöistä aktiivista vanadiinia, joka aiheuttaa elektroninsiirron katodilta anodille. Toinen elektrolyyttisäiliö koostuu vanadiini 4+ ja 5+ -ioneista ja vastaavasti toinen elektrolyyttisäiliö koostuu vanadiini 2+ ja 3+ -ioneista. Latausvaiheessa vanadiini 4+ -ioni, josta muodostuu

5+ -ioni luovuttaa akun kennossa elektronin vanadiini 2+ -ionille, josta muodostuu 3+ -ioni. Vastaavasti purkausvaiheessa reaktio on päinvastainen, jolloin muodostuu anodilla vanadiini 4+ -ioni sekä katodilla vanadiini 2+ -ioni. Virtausakun komponentit ovat esitettyinä kuvassa 9. (IRENA, 2017, 88.)



Kuva 9. Vanadiini-redox-virtausakun elektrolyyttien liikkuminen elektrolyyttisäiliöissä (mukaillen Cunha et al. 2015, 5.3).

Vanadiini-redox-virtausakkujen etuna suuren kokoluokan energiavarastona muihin sähkökemiallisiin teknologioihin verrattuna on niiden helppo skaalautuvuus myös suuremman kokoluokan käyttötarkoitukseen. Systeemistä voidaan syöttää virtaa verkkoon jatkuvalla syötöllä pitkiäkin aikoja kerrallaan, mikä on tärkeä ominaisuus pitkäaikaiskäyttöön tarkoitettuun energiavarastolle. Systeemin etuna pitkäaikaiskäytössä on myös erittäin pieni päivittäinen energiahäviö varastosta. Systeemillä on myös pitkä käyttöikä, koska järjestelmä pystytään

helposti varaamaan ja purkamaan ainakin 10 000 kertaa, jonka lisäksi systeemin käytön lopettamisen jälkeen elektrolyytit voidaan kerätä uusiokäyttöön uutta käyttötarkoitusta varten. Systeemillä on akkuteknologioiden tapaan nopeat sähkön tarpeen vaihteluun soveltuvat lataus- ja purkausvalmiudet. Systeemillä on suhteellisen korkea maksimissaan jopa 80 %:n energiahyötysuhde, joka ei myöskään merkittävästi vähene akun käyttöiän myötä. Kokonaishyötysuhde voi saavuttaa 70 %:n. (Cunha et al. 2015, 6.) (IRENA, 2017, 89.) (Zakeri & Syri, 2015, 592.)

Kehitettävää vanadiini-redox-virtausakuissa on niiden vähäisessä ominaisenergiassa, joka on vain noin 15–25 Wh/kg. Energian varastointitiheys on väliltä 20–33 Wh/l. Ongelmaksi systeemin kanssa tulee myös yli 40 °C lämpötilat, jotka voivat merkittävästi vähentää akun ikää ja luotettavuutta. Optimaaliset käyttölämpötilat tulisivat olla väliltä 5–40 °C. Vanadiinin kalliit hankintakustannukset vähentävät akkusysteemin taloudellista kannattavuutta, ellei suunnitteilla ole käyttää vanadiinia systeemin eliniän päätteeksi uusiokäytössä toiseen projektiin. Huonosti optimoidut sähkön tarpeen säätelyt voivat lisätä tarvittavaa elektrolyyttipumppaustehoa, mikä tuottaa lisäkustannuksia systeemiin vähentämällä systeemin kokonaishyötysuhdetta. (Cunha et al. 2015, 6.) (IRENA, 2017, 89.)

Minke et al. tekemässä kustannusarviotutkimuksessa on koottu 75 kappaletta 250 kW:n modulaarista vanadiini-redox-virtausakkukennoa yhdeksi energiavarastoksi. Kustannusarviosta on tehty kaksi skenaariota, jossa toisessa on käytetty kallista elektrolyyttikalvoa ja toisessa on vastaavasti käytetty halpaa elektrolyyttikalvoa. Kalliissa elektrolyyttikalvon tapauksessa noin 80 % kustannuksista aiheutuu varsinaisista virtausakkukennoston osista, kuten suurimman yksittäisen kuluerän tuovasta elektrolyyttikalvosta, joka tuo noin 37 % virtausakkukennoston hinnasta. Loput 20 % kokonaiskustannuksista systeemissä toisi laitteiston kokoonpano ja asennus. Halvemman elektrolyyttikalvon tapauksessa kokonaiskustannukset pienenisivät noin 30 prosentilla, mikä on merkittävä muutos, koska halvempi elektrolyyttikalvo voisi käytännössä saavuttaa samat ominaisuudet kuin kalliimpi kalvo. International Renewable Energy Agencyn arvion mukaan vuonna vanadiini-redox-virtausakkusysteemin asennuskustannukset olisivat vuoteen 2030 mennessä keskimäärin noin 120 USD/kWh, joka on Morningstarin 12.9.2020 antaman valuuttadatan mukaan euroissa noin 101 €/kWh (IRENA, 2017, 92) (Morningstar, 2020). Zakerin ja Syrin teettämän kustannusarvion mukaan

vanadiini-redox-virtausakuston tasoitetut sähköenergian kustannukset ovat keskimäärin noin 353 €/MWh ja kokonaispääomakustannukset ovat 1277–1649 €/kW väliltä keskiarvon ollessa 1360 €/kW (Zakeri & Syri, 2015, 588; 592). Mostafa et al. mukaan sähköenergian tasoitetut kustannukset ovat akkusysteemillä keskimäärin noin 444,1 €/MWh (Mostafa et al. 2020, 14). (Minke et al. 2017, 107; 110–111.)

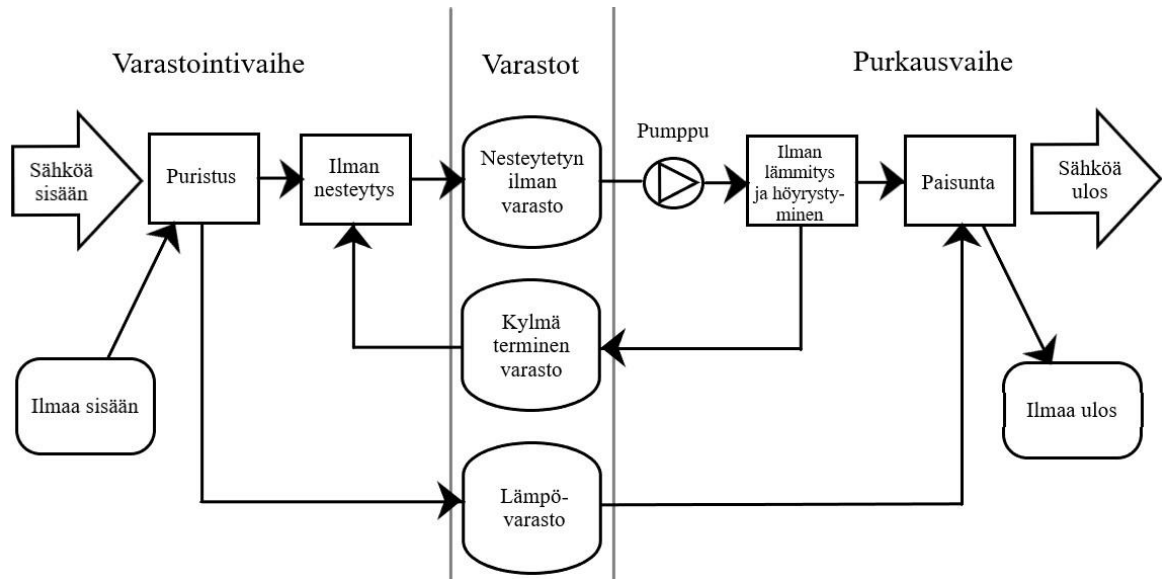
4 LÄMPÖVARASTOT

4.1 Nesteytetyn ilman energiavarasto

Paineilmavarastojen kanssa monia samoja komponentteja hyödyntävä nesteytetyn ilman energiavarasto (LAES eli *Liquid Air Energy Storage*) on pitkäaikaisvarastointiin soveltuva energiavarasto, johon energia varastoidaan korkean ominaisenergian omaavana lämpöenergiana. Nesteytetyn ilman energiavarasto on herättänyt maailmalla kiinnostusta tehokkaan faasimuunnoksen laajentumisreaktion sekä korkean, paristoteknologioita vastaavan, energian varastointienergiatiheyden vuoksi (Kantharaj et al. 2015, 154.). Kyseessä on vielä melko tuntematon energian varastointitekniikka kaupallisen käytön näkökulmasta, vaikka varastoinnin prosesseissa käytettävät osat ovat yleisesti käytettyjä erilaisissa teollisuuden voimalaitoksissa (Morgan et al. 2015, 846). Iso-Britannian hallitus on myöntänyt vuonna 2014 merkittävän 8 miljoonan punnan rahoituksen nesteytetyn ilman energiavaraston 5 MW:n testilaitoksen rakentamiseen. Vuoden 2018 huhtikuussa testilaitos aloitti toimintansa Pilsworthin kaatopaikkakaasun keräyslaitoksen yhteydessä, josta se hyödyntää laitoksen hukkalämpöä parantaakseen omaa kiertohyötysuhdettaan (Xie, 2019, 4853). Iso-Britanniasta kotoisin olevan yhtiön toimesta rakennettiin myös 300 kW:n pilottilaitos, joka on ollut toiminnassa jo vuodesta 2010. (Luo et al. 2015, 515; 523–524.)

Nesteytetyn ilman energiavarastolle tyypillistä on sen ominaisuus tuottaa energian käyttöön-otossa sähkön lisäksi myös jäähdytysenergiaa. Vähäisen sähkönkulutuksen aikana ilmaa nesteytetään Clauden prosessiin perustuvalla tekniikalla. Ilmaa puristetaan vaiheittain, jonka jälkeen sen annetaan paisua ympäristön paineeseen ympäristöä matalammassa lämpötilassa. Paisumisen seurauksena muodostuu ilman nesteyttämisen aiheuttava jäähdytysilmiö, jota kutsutaan Joulen ja Thomsonin ilmiöksi. Ilma nesteytyy ympäristön ilmanpaineessa noin -194 celsiusasteessa. Nesteytynyt ilma varastoidaan lähes ympäristön paineeseen kryogeniikkasäiliöissä, joista korkean sähkönkulutuksen aikana ilmaa kaasuunnutetaan ja paisutetaan turbiineilla tuottaen energiaa sähköverkkoon. Kryogeniikkasäiliöissä päivittäiset häviöt voivat olla alhaisimmillaan jopa 0,05 prosenttia, joten nesteytettyä ilmaa voidaan varastoida pitkiäkin aikoja ilman merkittäviä häviöitä (Morgan et al. 2015, 845). Ilman puristamisesta muodostuva lämpöenergia ja ilman kaasuunnuttamisesta muodostuva kylmäenergia varastoidaan adiabaattisiin lämpövarastoihin, joista lämpöä voidaan hyödyntää prosessissa

parantaen systeemin kokonaishyötysuhdetta. Nesteytetyn ilman energiavaraston prosessin vaiheet sekä varastojen käyttökohteet ovat esitetty kuvassa 10. (Kantharaj et al. 2015, 154.) (Sciacovelli et al. 2017, 85.) (Tafone et al. 2017, 4451.)



Kuva 10. Nesteytetyn ilman energiavaraston prosessin vaiheet (mukaillen Sciacovelli et al. 2017, 86).

Nesteytetyn ilman energiavarasto yhdistää kolme erillistä osasysteemiä, nesteyttämisen, varastoinnin ja energian purkausjärjestelmän yhdeksi toimivaksi kokonaisuudeksi. Ilman nesteytysprosessissa ilma muutetaan nestemäiseksi muokatulla Clauden prosessilla, joka sisältää ilman puristuksen ja sitä seuraavan ilman paisunnan, jonka seurauksena nesteytyminen tapahtuu. Puristuksen aikana lämpöä kerätään prosessista talteen lämpövarastoon myöhempiä käyttöä varten. Paineistettua ilmaa jäähdytetään kylmän termisen varaston kylmäenergialla. Jäähdytyksen jälkeen ilma paisutetaan kryogeniikkalaaajentimessa, josta nesteytynyt ilma kerätään ja varastoidaan kryogeniikkavarastoon noin 80 kelviiniin lähes ympäristön paineeseen. Energian purkausvaiheessa kryogeniikkapumppu paineistaa nesteytetyn ilman varastosta käyttöönotetun ilman, minkä jälkeen ilmaa lämmitetään, jolloin se höyrystyy uudelleen. Ilmaa lämmitettäessä kerätään kylmäenergiaa talteen kylmään termiseen varastoon, josta sitä hyödynnetään ilman nesteytyksessä. Käytettäessä kvartsiittikiviä lämmönjohtimina kylmässä termisessä varastossa, sen terminen hyötysuhde saadaan teoriassa kasvatettua jopa yli 85 prosenttiin. (Sciacovelli et al. 2017, 85–87.) (Tafone et al. 2017, 4452.)

Nesteytetyn ilman energiavarastojen kaupallisten projektien vähyden vuoksi tarkastellaan Iso-Britannialaisen pilottihankkeen prosessin hyötysuhteita. Prosessin kiertosuhte oli vain 8 prosenttia, koska vain noin puolet prosessin kylmäenergiasta hyödynnettiin parantamaan prosessin hyötysuhdetta. Myös laitoksen pienen kokoluokan vuoksi sillä saavutettiin paljon pienempi hyötysuhde kaupalliseen laitokseen verrattuna. Kaupalliselle laitokselle kierto-*hyötysuhteen tulisi kaupallisesti kannattavaksi saavuttaa jopa yli 50 prosentin hyötysuhteen, mikä vaatisi kylmäenergiasta jopa yli 90 prosenttia hyödynnettäväksi puristetun ilman jäähdyttämiseen. Pilottilaitoksen heikko kylmän termisen varaston hyötykäyttö rajoittaa laitoksen kierto-*hyötysuhteen teoreettisen arvon noin 36 prosenttiin. Kylmäenergian talteenotolla on erittäin tärkeä osa nesteytetyn ilman energiavaraston hyötysuhteen kasvattamisessa, joten kylmäkierron tarkka suunnittelu on tärkeä osa tulevien kaupallisten laitoksien projekteja. Sciacovelli et al. tekemien laskelmien mukaan kaupallisen laitoksen kierto-*hyötysuhde saavuttaisi maksimaalisen yli 48 prosentin kokonaishyötysuhteen noin 187 baarin latausvaiheen puristus-*paineella. (Morgan et al. 2015, 848; 851.) (Sciacovelli et al. 2017, 94; 97.)****

Nesteytetyn ilman energiavarasto on jäänyt melko vähälle huomiolle suurten kaupallisten hankkeiden rahoituksessa, vaikka kylmäenergiavarastojen näkökulmasta sillä on merkittävä rooli tekniikan kehitykseen (Sciacovelli et al. 2017, 86). Nesteytetyn ilman energiavarastolla on kuitenkin potentiaali toimia suurempien kokoluokkien hankkeiden energiavarastona, koska teknologiassa käytettävien osien muuttaminen isompaan kokoluokkaan tuo vain pienen riskin verrattuna muihin teknologioihin, kuten virtausakkuun. Laitoksessa käytettävät komponentit ovat helposti saatavilla, joten kokoluokan muutos ei tuota ongelmia komponenttien saatavuuksiin. Vähintään 100 MW:n kokoluokan laitos voitaisiin Morgan et al. mukaan rakentaa teollisuuden tuottamilla komponenteilla. (Morgan et al. 2015, 852–853.)

Suuren kokoluokan nesteytetyn ilman energiavarastojen investointikustannuksista on saatu vain vähän suoraa dataa laitoksista niiden vähyden vuoksi. Xie et al. on kuitenkin tehnyt monipuolisen kustannusarvion erilaisilla ominaisuuksilla toimiville nesteytetyn ilman energiavarastoille. Tutkimuksessa on käytetty kolmea erilaista skenaariota laitoksille, ensimmäinen on tulevaisuuden näkökulmasta ajateltuna 60 % kierto-*hyötysuhteella toimiva laitos. Toisessa skenaariossa, jossa arvellaan olevan keskimääräinen nykyinen teknologian tila, kierto-*hyötysuhde on 55 %. Kolmannessa, konservatiivisessa skenaariossa kierto-*hyötysuhteen***

arvioidaan olevan 50 %. Kustannusarviot komponenteissa nousevat myös skenaarioiden konservatiivisuuden mukaan. Tutkimuksesta selviää, että varastoinnin tasoitetut kustannukset (LCOS eli *Levelized Cost of Storage*) vaihtelevat jopa 191–590 €/MWh vaihdellen eri skenaarioiden välillä. Morningstarin 11.9.2020 antaman valuuttadatan mukaisesti kustannukset vaihtelevat euroina noin 207–638 €/MWh väliltä. Vastaavasti käytettäessä samaa 60 % kiertohyötysuhdetta skenaarioiden väliset kustannusarvioerot pienenevät, jolloin investointikustannukset vaihtelevat 191–294 €/MWh väliltä. Euroina nämä kustannukset ovat väliltä 207–318 €/MWh. Lisää tietoja kustannusarvioista löytyy Xie et al. tekemästä tutkimuksesta. Legrand et al. mukaan energian tasoitetut kustannukset ovat nesteytetyn ilman energiavarastolla noin 250 €/MWh, mikä vastaa hyvin Xie et al. tutkimusta (Legrand et al. 2019, 10). (Morningstar, 2020.) (Xie et al. 2019, 4857–4859.)

4.2 Kausilämpövarastot

Kausilämpövarastoiden (STES eli *Seasonal Thermal Energy Storage*) avulla kerätään lämpimänä kesäaikana ylijäämälämpöä varastoon kylmää talviaikaa varten, joten kausilämpövarastojen päätarkoitus on lämmön pitkäaikaisvarastoinnissa. Lämpövarastojen etuna muihin energiavarastoihin on niiden kyky tuottaa käyttöön korkealuokkaista lämpöenergiaa vuodenajasta ja ympäröivistä olosuhteista riippumatta. Lämpöenergiavaraston konsepti mainittiin ensimmäisen kerran 1970-luvulla vuoden 1973 öljykriisin seurauksena. Kausilämpövarastojen etuna lyhytaikaisiin lämpövarastoihin on paljon laajemmat kaupalliset käyttökohteet erityisesti rakennussektorilla. Kausilämpövarastot ovat hyödyllisiä varsinkin kylmillä ilmastoalueilla, jolloin talviaikaan tarvitaan paljon lämmitysenergiaa. Toisaalta kausilämpövarastot vaativat tarkemmat rakennus- ja materiaalisuunnittelut, sekä niissä on suuremmat riskit lämmönhäviöille kuin lyhytaikaisissa lämpövarastoissa. Kausilämpövarastot voidaan tyypillisesti jakaa neljään yleisimpään teknologiaan, pohjavesilämpövarastoihin, porausreikäilämpövarastoihin, kuumavesilämpövarastoihin ja vesi-sora-onkalovarastoihin. Niistä yleisimmät ovat pohjavesi- ja porausreikäilämpövarastot teknologioiden helpommin saavutettavien kannattavuuksien vuoksi. Tässä kandidaatintyössä keskitytään vain näihin kahteen kausilämpövarastointitekologiaan. (Shah et al. 2018, 38–39.) (Xu et al. 2014, 610–611.)

4.2.1 Pohjavesilämpövarasto

Pohjavesilämpövarastossa (ATES eli *Aquifer Thermal Energy Storage*) lämpöenergia varastoidaan kahden kaivon avulla pohjavesikerrokseen, jossa maa-aines, kuten sora tai hiekka toimii lämpövaraston väliaineena ja pohjavesi lämmönjohdinmateriaalina. Lämpövarasto tarvitsee toimiakseen kaksi pohjavesikerrokseen porattua kaivoa, pumppujärjestelmän sekä putkistot veden kuljettamiselle. Lämpövaraston täytyy olla maantieteellisesti hyvällä sijainnilla tehokkaan lämmönjakelun vuoksi. Pohjavesikerroksen tulee olla myös soveltuva lämpövarastoksi, joten veden täytyy johtua tarpeeksi hyvin pohjavesikerroksessa, mutta pohjavesikerroksessa ei saa olla kuitenkaan suurta maanalaista virtausta. Maantieteellisten ehtojen lisäksi varaston täytyy saada lupa pohjaveden käsittelyyn paikallisilta viranomaisilta. Lämmön varastointivaiheessa pohjavettä pumpataan kylmäkaivosta lämmitettäväksi, jonka jälkeen vesi pumpataan lämpimästä kaivosta takaisin pohjavesikerrokseen varastoon. Lämmön kulutusvaiheessa veden kierto on päinvastainen. Energian maksimaalinen varastointitiheys lämpövarastolla on noin 30–40 kWh/m³. Varastointilämpötilat ovat luokkaa 10–50 °C, jossa korkeammat lämpötilat aiheuttavat enemmän lämpöhäviöitä ympäristöön. (Hesaraki et al. 2015, 1201–1202.) (Shah et al. 2018, 40.) (Xu et al. 2014, 615–616.)

Etuna pohjavesilämpövarastolla on sen kustannustehokkuus ja minimaaliset huolto- ja ylläpitokustannukset. Lämpövarastolla voidaan lämpöenergian ohella varastoida kylmäenergiaa lämmintä vuodenaikaa varten ilman erillisiä laiteinvestointeja. Ongelmana varastolla on tarkan maantieteellisen sijainnin ja pohjaveden käytön lakisäädösten lisäksi korkeat lämpöhäviöt varastosta, mikä johtuu termisten eristeiden puuttumisesta pohjavesikerroksessa. Ongelmaa vähentävät matalat lämmön varastointilämpötilat ja suuret lämmön varastointikapasiteetit. Suuret varastointikapasiteetit tuottavat myös ongelman vaikeuttaessaan sopivan maantieteellisen sijainnin löytämiseen, minkä vuoksi projektin suunnitteluvaihe voi tuoda merkittävästi lisäkuluja laitokselle. Lämpövaraston käytössä täytyy myös huomioida lämmönsiirtoputkistojen mahdolliset tukkeutumisongelmat. (Hesaraki et al. 2015, 1201–1202.) (Shah et al. 2018, 40.)

Pohjavesilämpövarastojen investointikustannukset vaihtelevat merkittävästi kohteittain, joten ne eivät välttämättä ole vertailukelpoisia keskenään universaalissa tilanteessa. Schüppler et al. mukaan noin 60 % kustannuksista muodostuu maanalaisen osasta, johon kuuluu kaivot,

pumput ja pohjaveden mittauslaitteet. Seuraavaksi suurin kustannuserä eli noin 23 % tulee maanpäällisistä laitteistoista, kuten pumpuista ja lämmönvaihtimista. Loput investointikustannukset muodostuvat varastoalueen valmistelusta ja rakentamisesta. Investointikustannukset vaihtelevat Schüppler et al. mukaan 125–200 €/kW väliltä, keskiarvon ollessa 163 €/kW. Esimerkkilämpövaraston kokonaisinvestointikustannukset Todorov et al. mukaan olisi noin 1,06 miljoonaa euroa, josta suurin kuluerä 680 000 € muodostuisi pumppauskaivosta, johon lasketaan mukaan pumput sekä muut välineet. Energian tuotantokustannuksien kokonais-hinta on Todorov et al. mukaan noin 41,51 € tuotettua lämpömegawattituntia kohden. (Schüppler et al. 2019, 7; 10; 12.) (Todorov et al. 2020, 11–12.)

4.2.2 Porausreikälämpövarasto

Porausreikälämpövarastossa (BTES eli Borehole Thermal Energy Storage) lämpöenergia johdetaan lämmönsiirtoputkilla maanalaisiin pituus- tai leveyssuunnassa oleviin porausreikiin, joissa täyteaineena käytetty maa-aines, kuten kiteinen graniitti, toimii lämpövaraston väliaineena ja porausreikiin lämmönsiirtoputkilla johdettu vesi lämmönsiirrinmateriaalina. Porausreikien syvyys vaihtelee noin 30–100 metrin väliltä, ja niiden optimaaliseen syvyyteen vaikuttavat tarvittava lämpökuorma, ympäristön lämpötila, väliaineen lämmönjohtavuus sekä pohjaveden korkeus. Tutkimusta on tehty myös tehokkaasti johtavien aineiden käyttämisestä lämpövaraston väliaineena, millä vähennettäisiin porausreian termistä vastusta. Kovaa savimaata suositetaan porausreikälämpövaraston ympäröiväksi maa-ainekseksi, koska savimaalla on korkea lämpökapasiteetti sekä kova savimaa on tehokas estämään pohjaveden virtausta lävitseen lämpövarastoon. Energian maksimaalinen varastointitiheys lämpövarastolla on keskimäärin väliltä 15–30 kWh/m³. Käytetyt varastointilämpötilat ovat yleisesti matalia ja ne vaihtelevat noin muutaman celsiusasteesta alle 50 °C lämpötiloihin. Energian hyötysuhde on varastolla noin 60 % käytettäessä matalia varastointilämpötiloja. (Hesaraki et al. 2015, 1201–1202.) (Shah et al. 2018, 39–40.) (Xu et al. 2014, 617–618.)

Porausreikälämpövaraston etuna muihin lämpöenergiavarastoihin on sen hyvin mukautuvat ominaisuudet käyttökohteen mukaan. Porausreikälämpövarastoa voidaan käyttää sekä lämmön että kylmäenergian varastoimiseen, jonka lisäksi varasto on soveltuva suuren ja pienen kokoluokan käyttökohteisiin. Varaston etuna on sen korkea lämmönjohtuminen

väliaineeseen. Mahdollisuus rakentaa varasto pituussuunnassa vähentää varaston pinta-alaa maan pinnan läheltä, jolloin varaston lämpötilat ovat vähemmän ympäristön lämpötilan vaikutuksen alaisena. Vastaavasti leveyssuuntainen varasto tuo vähemmän kaivauskustannuksia. Varastoon käytettävän maaperän tulee olla poraamiseen soveltuva, jonka lisäksi mahdolliset pohjaveden virtaukset tulee ottaa huomioon suunnitteluvaiheessa. Tämän vuoksi varaston suunnittelukustannukset ovat korkeat muihin lämpövarastoteknologioihin verrattuna. Lämpövarastolla on suhteellisen korkea energian varastointikapasiteetti, mutta verrattuna esimerkiksi kuumavesilämpövarastoihin porausreikäteknologia vaatii noin 3–5 kertaa suuremmat varastot samalle energiamäärälle. Ongelmana myös porausreikäteknologialla on sen tarvitsema 3–4 vuotta, jonka jälkeen se vasta saavuttaa tyypillisen suorituskykynsä. (Hesaraki et al. 2015, 1201–1202.) (Shah et al. 2018, 40.)

Porausreikälämpövarastoprojektien kustannusarvioista on saatavilla rajatusti artikkeleita, mikä vaikuttaa datan yleiseen luotettavuuteen. Welsch et al. mukaan investointikustannukset porausreikälämpövarastolle ovat noin 38 €/m³ vettä). Lämpöenergian tasoitettut kustannukset (LCOH eli *Levelized Cost of Heat*) vaihtelevat väliltä 3,6–10,43 snt/kWh. Giordano & Raymondin mukaan keskimääräiset tasoitettut energian kustannukset ovat keskimäärin noin 0,21 USD/kWh, mikä on Morningstarin mukaan euroina noin 0,18 €/kWh. Tarkempia hintatietoja taulukoituna eri porausreikälämpövarastoteknologioiden väliltä löytyy Giordano & Raymondin tutkimuksesta sivulta 15. (Giordano & Raymond, 2019, 11; 15.) (Morningstar, 2020.) (Welsch et al. 2018, 86.)

5 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tämän kandidaatintyön tavoitteena oli selvittää suuren kokoluokan energian pitkäaikaisvarastointiin soveltuvien teknologioiden ominaisuuksia, mahdollisia käyttökohteita sekä energiavarastojen kustannusarvioita. Työssä käytiin läpi teknologioiden ominaisuuksia, kuten hyötysuhteita, teknologian kehitysastetta ja teknologioiden etuja sekä haittoja. Työn perusteella huomattiin energiavarastojen kaupallisten projektien yksipuolisuus, koska noin 96 % asennetusta maailmanlaajuisesta kapasiteetista on vesipumppuvoimalaitoksia. Jatkossa tarvitaan enemmän kehitystyötä energiavarastojen parissa, mikäli halutaan parantaa kaupallisten energiavarastojen monipuolisuutta tapahtuvassa energiamurroksessa, koska mikään energiavarastoteknologia ei voi hoitaa tulevaa maailman varastoinnin tarvetta yksinään.

Energian varastointitekniikat voidaan jakaa mekaanisiin, kemiallisiin, sähkökemiallisiin ja sähköisiin energiavarastoihin sekä lämpövarastoihin. Työssä käytiin läpi vesipumppuvoimalaitokset, paineilmaparastot, power-to-gas, vanadiini-redox-virtausakut, nesteytetyn ilman varastot sekä kausilämpövarastoista pohjavesi- ja porausreikä-lämpövarastot. Kausilämpövarastoista myös kuumavesilämpövarastot ja vesi-sora-onkalovarastot soveltuisivat myös pitkäaikaiseen lämmön varastointiin, mutta niiden kustannukset ovat työssä käytyjä kausilämpövarastoja suuremmat. Akkuteknologioista natriumsulfaattiakku, jota työssä ei käsitelty, voi soveltua tietyissä tapauksissa pidempiaikaiseen energian varastointiin.

Energiavarastojen tehtävä on varastoida matalan kulutuksen aikana saatua ylimääräenergiaa varastoihin, joista energiaa voidaan hyödyntää korkean kulutuksen aikana. Energiavarastojen tarve tulee tulevaisuudessa lisääntymään merkittävästi uusiutuvien energiantuotantomuotojen tuottaessa suurin osa kulutetusta maailman sähköenergiasta. Uusiutuvien energiantuotantomuotojen kausiluontoinen energiantuotanto vaatii tasaamista energiavarastoilla, jotta sähköntuotanto saadaan vastaamaan kulutuksen kanssa.

Nykytilanteessa energiavarastojen vähäisyys maailmalla johtuu kaupallisten teknologioiden suppeuden lisäksi oleellisesti myös energiavarastojen kaupallisen kannattamattomuuden vuoksi. Kannattavuus tulee muuttumaan tulevaisuudessa pakollisen varastoinnin tarpeen

lisääntyessä, mutta vielä toistaiseksi ei merkittäviä muutoksia ole tapahtunut. Tällä hetkellä energiavarastojen kannattavuus kilpailee perinteisten energiantuotantomuotojen kanssa, koska energiavarastoja ei haluta rakentaa, jos on taloudellisesti kannattavampaa rakentaa energiaa tuottava voimalaitos. Taulukkoon 2 on kerätty keskimääräiset hinnat työssä mainitut energiavarastojen kokonaispääomakustannuksista (TCC) sekä sähköenergian tasoitettuja kustannuksista (LCOE). Hinnoissa on huomioitu eri lähteiden keskimääräiset hinnat, joista on laskettu oma keskiarvo taulukkoon. PtG:n polttokennokustannukset koostuvat elektrolyysilaitteistosta, maanpäällisestä terässäiliövarastosta ja polttokennoista. PtG:n kaasuturbiinikustannukset koostuvat elektrolyysilaitteistosta, maanalaisesta vetyvarastosta ja keskisuuresta kaasuturbiinista. Nesteytetyn ilman varastolle ei laskettu kokonaispääomakustannuksia, vaan kustannuksia laskettiin muilla tavoilla.

Taulukko 2. Energiavarastoteknologioiden kustannusarvioita.

Teknologia	Kokonaispääomakustannukset [€/kW]	Energian tasoitetut kustannukset [€/MWh]
PHES	1449	176
GES	5840	123
CAES maanalainen	1315	181
CAES maanpäällinen	893	202
AA-CAES	2142	250
PtG polttokenno	3243	-
PtG kaasuturbiini	1570	-
VRFB	1360	399
LAES	-	250

Taulukosta voidaan huomata yleinen suunta kaupallisesti olemassa olevien teknologioiden halpuudessa suhteessa vasta kehitteillä oleviin teknologioihin. Kokonaisuudessaan mekaaniset energiavarastot ovat halvimpia muihin energiavarastoihin nähden. Kehittynyt adiabaattinen paineilmaparasto sekä PtG tarvitsevat lisää kehitystyötä teknologioihinsa, jotta ne voisivat kilpailla tulevaisuudessa paremmin pitkän kehitystyön läpikäyneisiin varastointiteknologioihin.

LÄHTEET

Aneke Mathew & Wang Meihong, 2016, Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review, *Applied Energy*, Volume 179, [verkkojulkaisu] [viitattu 4.8.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916308728>

Berrada Asmae, Loudiyi Khalid, Zorkani Izeddine, 2017a, System design and economic performance of gravity energy storage, *Journal of Cleaner Production*, Volume 156, [verkkojulkaisu] [viitattu 3.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617307515>

Berrada Asmae, Loudiyi Khalid, Zorkani Izeddine, 2017b, Profitability, risk, and financial modeling of energy storage in residential and large scale applications, *Energy*, Volume 119, [verkkojulkaisu] [viitattu 3.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216318722>

Berrada Asmae & Loudiyi Khalid, 2019, Gravity energy storage, St. Louis, Missouri, Elsevier, [E-kirja] [viitattu 25.9.2020], Saatavissa: <https://app.knovel.com/hot-link/pdf/id:kt0122H827/gravity-energy-storage/energy-storage-valuation>

Budt Marcus et al. 2016, A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments, *Applied Energy*, Volume 170, [verkkojulkaisu] [viitattu 8.8.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916302641>

Böhm Hans et al. 2020, Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects, *Applied Energy*, Volume 264, [verkkojulkaisu] [viitattu 5.9.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920302920>

Caralis George et al. 2019, Analysis of energy storage systems to exploit wind energy curtailment in Crete, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 103, [verkkojulkai-

su] [viitattu 26.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308128>

Chen Haisheng et al. 2009, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science, Volume 19, Issue 3, [verkkojulkaisu] [viitattu 2.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>

Cunha Álvaro et al. 2015, Vanadium redox flow batteries: a technology review, International Journal of Energy Research, Volume 39, Issue 7, [verkkojulkaisu] [viitattu 12.9.2020], Saatavissa: <https://doi.org/10.1002/er.3260>

Deloitte, 2015, Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector, Deloitte Development LLC, [verkkojulkaisu] [viitattu 2.8.2020], Saatavissa: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/no/Documents/energy-resources/energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf>

EERA, 2016, Underground Pumped hydro storage, European Energy Research Alliance, [verkkojulkaisu] [viitattu 2.8.2020], Saatavissa: https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EERA_Factsheet_Underground-Pumped-Hydro-Energy-Storage_not-final.pdf

EIA, 2018, Hydroelectric pumped storage electricity installed capacity, World, Annual, U.S. Energy Information Administration, [verkkodokumentti] [viitattu 1.8.2020], Saatavissa: <https://www.eia.gov/opendata/qb.php?sdid=INTL.82-7-WORL-MK.A>

Foley A. & Lobera Díaz I. 2013, Impacts of compressed air energy storage plant on an electricity market with a large renewable energy portfolio, Energy, Volume 57, [verkkojulkaisu] [viitattu 8.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213003423>

Ghaib Karim & Ben-Fares Fatima-Zahrae, 2018, Power-to-Methane: A state-of-the-art review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 81, Part 1, [verkkojulkaisu]

[viitattu 12.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117311346>

Giordano Nicolò & Raymond Jasmin, 2019, Alternative and sustainable heat production for drinking water needs in a subarctic climate (Nunavik, Canada): Borehole thermal energy storage to reduce fossil fuel dependency in off-grid communities, *Applied Energy*, Volume 252, [verkkojulkaisu] [viitattu 25.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919311377>

Guo Huan et al. 2016, Thermodynamic characteristics of a novel supercritical compressed air energy storage system, *Energy Conversion and Management*, Volume 115, [verkkojulkaisu] [viitattu 8.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416000765>

Götz Manuel et al. 2016, Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, *Renewable Energy*, Volume 85, [verkkojulkaisu] [viitattu 11.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115301610>

Hesaraki Arefeh, Holmberg Sture, Haghghat Fariborz, 2015, Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects—A comparative review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 43, [verkkojulkaisu] [viitattu 14.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114010545>

IRENA 2017, *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, [E-kirja], ISBN: 978-92-9260-038-9, [viitattu 30.7.2020], Saatavissa: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

Kantharaj Bharath, Garvey Seamus, Pimm Andrew, 2015, Compressed air energy storage with liquid air capacity extension, *Applied Energy*, Volume 157, [verkkojulkaisu] [viitattu 9.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915009435>

Legrand Mathieu et al. 2019, Integration of liquid air energy storage into the spanish power grid, *Energy*, Volume 187, [verkkojulkaisu] [viitattu 25.9.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421931655X>

Luo Xing et al. 2014, Overview of current development in compressed air energy storage technology, *Energy Procedia*, Volume 62, [verkkojulkaisu] [viitattu 8.8.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214034547>

Luo Xing et al. 2015, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, Volume 137, [verkkojulkaisu] [viitattu 6.9.2020], Saatavissa: [http://www.sciencedirect.com/sci-](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290)

[ence/article/pii/S0306261914010290](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290)

Maroufmashat Azadeh & Fowler Michael, 2017, Transition of Future Energy System Infrastructure; though Power-to-Gas Pathways, *Energies*, [verkkojulkaisu] [viitattu 11.8.2020], Saatavissa: <http://dx.doi.org/10.3390/en10081089>

Meylan Frédéric David, Piguet Frédéric-Paul, Erkman Suren, 2017, Power-to-gas through CO₂ methanation: Assessment of the carbon balance regarding EU directives, *Journal of Energy Storage*, Volume 11, [verkkojulkaisu] [viitattu 3.9.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X16303413>

Minke Christine & Turek Thomas, 2018, Materials, system designs and modelling approaches in techno-economic assessment of all-vanadium redox flow batteries – A review, *Journal of Power Sources*, Volume 376, [verkkojulkaisu] [viitattu 12.9.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775317315252>

Minke Christine, Kunz Ulrich, Turek Thomas, 2017, Techno-economic assessment of novel vanadium redox flow batteries with large-area cells, *Journal of Power Sources*, Volume 361, [verkkojulkaisu] [viitattu 12.9.2020], Saatavissa: [http://www.sciencedi-](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775317308492)

[rect.com/science/article/pii/S0378775317308492](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775317308492)

Morgan Robert et al. 2015, Liquid air energy storage – Analysis and first results from a pilot scale demonstration plant, *Applied Energy*, Volume 137, [verkkojulkaisu] [viitattu 9.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914008009>

Morningstar, 2020, Morningstar Inc, [verkkosivusto] [käytetty valuuttakurssien vertailuun] [viitattu 11.9.2020], Saatavissa: <https://www.morningstar.fi/fi/>

Morstyn Thomas, Chilcott Martin, McColloch Malcolm D. 2019, Gravity energy storage with suspended weights for abandoned mine shafts, *Applied Energy*, Volume 239, [verkkojulkaisu] [viitattu 4.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919302466>

Mostafa Mostafa Hassan et al. 2020, Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics, *Journal of Energy Storage*, Volume 29, [verkkojulkaisu] [viitattu 25.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19316925>

Rosenfeld Daniel C. et al. 2020, Scenario analysis of implementing a power-to-gas and biomass gasification system in an integrated steel plant: A techno-economic and environmental study, *Renewable Energy*, Volume 147, Part 1, [verkkojulkaisu] [viitattu 4.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119313837>

Sabihuddin, S., Kiprakis, A. E., & Mueller, M., 2015, A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*, [verkkojulkaisu] [viitattu 1.8.2020], Saatavissa: <http://dx.doi.org/10.3390/en8010172>

Schiebahn Sebastian et al. 2015, Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, Issue 12, [verkkojulkaisu] [viitattu 11.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915001913>

Schüppler Simon, Fleuchaus Paul, Blum Philipp, 2019, Techno-economic and environmental analysis of an aquifer thermal energy storage (ATES) in Germany, *Geothermal energy*, Volume 7, Issue 1, [verkkojulkaisu] [viitattu 24.9.2020], Saatavissa:

<http://dx.doi.org/10.1186/s40517-019-0127-6>

Sciacovelli A., Vecchi A., Ding Y. 2017, Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage – From component to system level performance through dynamic modelling, *Applied Energy*, Volume 190, [verkkojulkaisu] [viitattu 6.9.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916319018>

Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami, Md. Mahbub Alam, 2015, Pumped hydro energy storage system: A technological review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,

[verkkojulkaisu] [viitattu 31.7.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115000106>

Shah Sheikh Khaleduzzaman, Aye Lu, Rismanchi Behzad, 2018, Seasonal thermal energy storage system for cold climate zones: A review of recent developments, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 97, [verkkojulkaisu] [viitattu 14.9.2020], Saatavissa:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118306099>

Sterner Michael & Stadler Ingo, 2019, *Handbook of Energy Storage Demand, Technologies, Intergration*, Springer, Berlin, Heidelberg, ensimmäinen painos [E-kirja] ISBN: 978-3-662-55503-3, [viitattu 22.9.2020], Saatavissa: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55504-0>

Tafone Alessio et al. 2017, Techno-economic Analysis of a Liquid Air Energy Storage (LAES) for Cooling Application in Hot Climates, *Energy Procedia*, Volume 105, [verkkojulkaisu] [viitattu 6.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217310457>

Thema M., Bauer F., Sterner M. 2019, Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 112, [verkkojulkaisu]

[viitattu 5.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930423X>

Todorov Oleg et al. 2020, A method and analysis of aquifer thermal energy storage (ATES) system for district heating and cooling: A case study in Finland, *Sustainable Cities and Society*, Volume 53, [verkkojulkaisu] [viitattu 24.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670719319237>

Wang Jidai et al. 2017, Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development, *Energies*, [verkkojulkaisu] [viitattu 5.8.2020], Saatavissa: https://www.researchgate.net/publication/318415387_Overview_of_Compressed_Air_Energy_Storage_and_Technology_Development

Welsch Bastian et al. 2018, Environmental and economic assessment of borehole thermal energy storage in district heating systems, *Applied Energy*, Volume 216, [verkkojulkaisu] [viitattu 25.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918301314>

Xie Chunping et al. 2019, Evaluating Levelized Cost of Storage (LCOS) Based on Price Arbitrage Operations: with Liquid Air Energy Storage (LAES) as an Example, *Energy Procedia*, Volume 158, [verkkojulkaisu] [viitattu 11.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219307453>

Xu J., Wang R. Z., Li Y. 2014, A review of available technologies for seasonal thermal energy storage, *Solar Energy*, Volume 103, [verkkojulkaisu] [viitattu 13.9.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002272>

Zakeri Behnam & Syri Sanna, 2015, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 42, [verkkojulkaisu] [viitattu 3.8.2020], Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008284>