

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

Power to Gas ja Voimalaitokset

Power to Gas and Power Plants

Työn tarkastaja: Juha Kaikko

Työn ohjaaja: Juha Kaikko

Lappeenranta 6.7.2020

Mikko Joronen

TIIVISTELMÄ

Opiskelijan nimi: Mikko Joronen

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Opinnäytetyön ohjaaja: Juha Kaikko

Kandidaatintyö 2020

36 sivua, 8 kuvaa ja 1 taulukko

Hakusanat: kandidaatintyö, Power to Gas, Voimalaitokset

Tässä kandidaatintyössä tarkastellaan Power to Gas -konseptin käytäntöä, haasteita, tulevaisuuden näkymiä ja suhdetta voimalaitoksiin. Työssä on myös esimerkki PtG-laitoksesta, jossa tarkastellaan sen teknisiä ratkaisuja, investointi- ja tuotantokustannuksia. Työ on toteutettu perehtymällä kirjallisuuteen sekä verkkolähteisiin.

PtG-konseptia on ehdotettu ratkaisuksi maailmalla kasvavaan tarpeeseen varastoida uusiutuvaa energiaa. Työssä PtG todetaan teknisesti todistetuksi konseptiksi, joka ei kuitenkaan korkeitten kustannustensa takia ole valmis toimimaan kaupallisesti. Nykyinen polttotekniikka ei ole valmis hyödyntämään PtH₂-laitosten tuottamaa vetyä sellaisenaan, mutta sitä voidaan polttaa muiden kaasujen seassa. Toinen vaihtoehto on konvertoida vety metaaniksi, mikä lisää PtG-prosessin häviöitä ja kustannuksia.

Teknologian kehitys, vaihtelevan uusiutuvan energian tuotannon kasvu ja EU:n alueella päästökauppa ovat tärkeitä tekijöitä PtG-laitosten kaupallistumisessa. PtG-laitosten ja voimalaitosten kehityksen on kuljettava käsi kädessä kilpailukyvyn parantamiseksi. PtG-laitoksen sivutuotteena tuottamien lämmön ja hapen integrointi voimalaitosprosesseihin lisää kustannustehokkuutta. Tulevaisuudessa PtH₂-laitosten ja vetykaasuturbiinien yhdistelmä mahdollistaa tehokkaan ja hiilivapaan tavan varastoida uusiutuvaa energiaa.

SISÄLLYSLUETTELO

| | |
|--|-----------|
| Tiivistelmä | 2 |
| Sisällysluettelo | 3 |
| Symboli- ja lyhenneluettelo | 4 |
| 1 Johdanto | 5 |
| 2 Power to Gas -konsepti | 5 |
| 3 Konseptin tekniset haasteet ja kehityskohteet | 7 |
| 3.1 Elektrolyysi | 7 |
| 3.1.1 Alkalielektrolyysi | 8 |
| 3.1.2 Polymeerielektrolyysi | 10 |
| 3.1.3 Kiinteäoksidielektrolyysi | 12 |
| 3.2 Metanointi | 14 |
| 3.2.1 Kemiallinen prosessi | 14 |
| 3.2.2 Biologinen prosessi | 16 |
| 4 Konseptin nykytilanne | 16 |
| 4.1 Falkenhagen..... | 18 |
| 4.1.1 Tekninen kuvaus | 18 |
| 4.1.2 Investointi-, operointi- ja metaanin tuotantokustannukset | 20 |
| 5 Power to Gas ja voimalaitokset | 24 |
| 5.1 Kaasuturbiini- ja kombivoimalaitokset | 25 |
| 5.1.1 Vety polttoaineena | 25 |
| 5.2 Kaasumoottorit | 26 |
| 5.3 PtG-laitoksen tuottaman hapen hyödyntäminen..... | 27 |
| 5.3.1 Happipoltto..... | 28 |
| 5.3.2 Happirikastus | 29 |
| 6 Tulevaisuuden näkymät | 29 |
| 6.1 PtG:n kannattavuuden kehitys..... | 30 |
| 6.2 Vaihtelevan uusiutuvan energian tuotannon kasvu ja päästöoikeudet | 31 |
| 6.3 Vety vai metaani? | 32 |
| 6.3.1 Vanhat voimalat, uusi polttoaine | 33 |
| 6.3.2 Vedyllä eroon hiilestä?..... | 33 |
| 6.4 Aikajana..... | 34 |
| 7 Yhteenveto | 35 |
| Lähdeluettelo | 37 |

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Alaindeksit

el sähkö

vol tilavuus

Lyhenteet

AEC alkalielektrolyysi

CCS hiilidioksidin talteenotto ja varastointi

CO hiilimonoksidi

CO₂ hiilidioksidi

e-SNG synteettinen maakaasu

ESS energian varastointijärjestelmät

ETS päästökauppajärjestelmä

H₂ vety

KOH kaliumhydroksidi

NO_x typen oksidit

O₂ happi

PEMEC polymeerielektrolyysi

PtCH₄ sähköenergiasta metaania

PtG sähköenergiasta kaasua

PtH₂ sähköenergiasta vetyä

SOEC kiinteäoksidielektrolyysi

VRE vaihteleva uusiutuva energia

1 JOHDANTO

Yksi merkittävistä energia-alan haasteista on uusiutuvan energian kasvava osuus maailman energiajärjestelmissä. Uusiutuvien energialähteiden kasvua Euroopassa ajaa muun muassa EU:n vuonna 2014 antama sitoumus vähentää päästöjä 40 prosenttia vuoden 1990 tasosta vuoteen 2030 mennessä (Euroopan komissio 2014). Vaihtelevan uusiutuvan energian (VRE) tuotanto, kuten aurinko- ja tuulivoima eivät sellaisenaan pysty seuraamaan kuluttajien energiatarpeita, mikä aiheuttaa epätasapainoa kysynnän ja tarjonnan välillä. Suomessa sähkön markkinahinta painui ensi kertaa hetkellisesti negatiiviseksi helmikuussa 2020 johtuen matalasta kulutuksesta ja suuresta tuulivoimatuotannosta (Manninen 2020). Suurissa tuulivoiman tuottajamaissa kuten Isossa-Britanniassa, Saksassa ja Tanskassa sähkön tuotanto ylittää kulutuksen yhä useammin, joten kysyntä sähköenergian varastoinnille on kasvamassa. Power to Gas (PtG)-voimalaitokset ovat lupaava ratkaisu ylijäämä VRE:n varastoimiseksi ja hyödyntämiseksi.

PtG-voimalaitoksessa sähköä käytetään veden erottamiseen vedyksi ja hapeksi elektrolyysillä. Vety voidaan yhdistää hiilidioksidiin metanointiprosessissa, jonka tuotteena saadaan sähköllä tuotettua synteettistä maakaasua, josta käytetään nimitystä e-SNG. PtG-voimalaitoksen tuottama e-SNG-kaasu on yhteensopivaa syötettäväksi maakaasuverkoissa käytettävän luonnonkaasun sekaan. Lisäksi uusiutuvalla sähköllä ja biopohjaisella hiilidioksidilla tuotettu e-SNG-kaasu tarjoaa fossiilittoman vaihtoehdon perinteiselle maakaasulle.

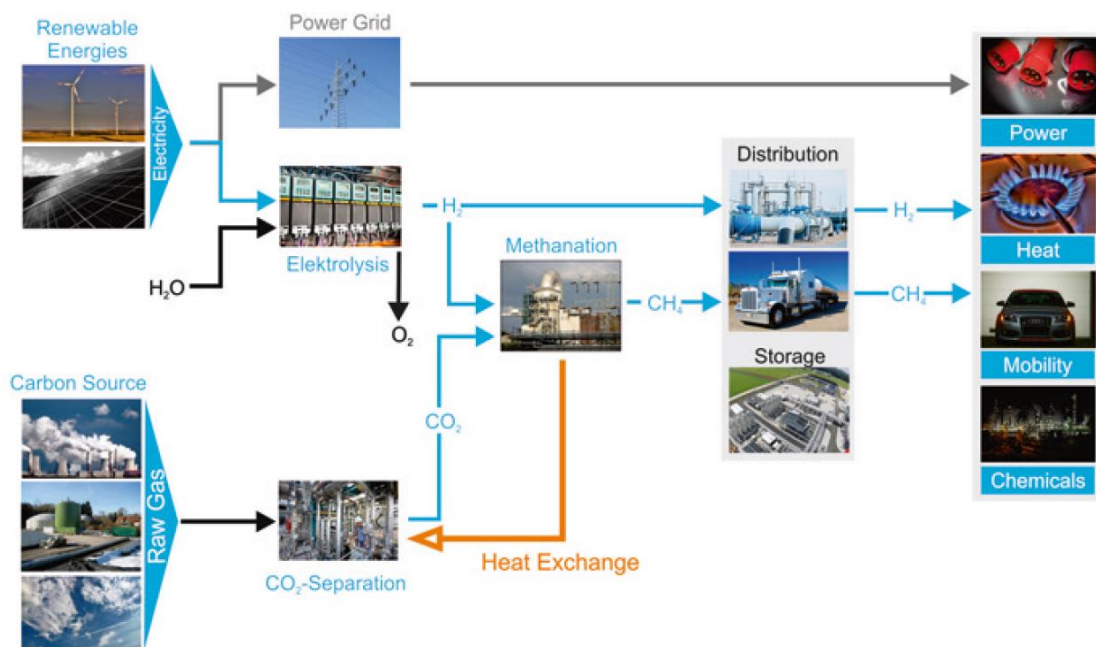
Tässä verkko- ja kirjallisuuslähteisiin pohjautuvassa työssä on tavoitteena esitellä PtG konsepti, pohtia millainen rooli PtG:llä on tulevaisuuden energiajärjestelmissä, erityisesti voimalaitosten näkökulmasta.

2 POWER TO GAS -KONSEPTI

PtG konseptin ideana on muuntaa elektrolyysillä sähköenergiaa kemialliseen muotoon ensiksi vetykaasuksi, joka voidaan käyttää sellaisenaan tai jatkojalostaa metaaniksi.

Sivutuotteena vedyn erottamisessa vedestä syntyy happea, jota voidaan käyttää teollisissa prosesseissa tai vapauttaa ilmakehään. Vetyä käytetään muun muassa kemianteollisuudessa ja petrokemian teollisuudessa valtavia määriä, yli 70 miljoonaa tonnia vuonna 2018. Vety valmistetaan nykyään lähes täysin fossiilisesta maakaasusta, aiheuttaen 830 miljoonan tonnin hiilidioksidipäästöt (IEA 2019a). Toisin kuin maakaasulle, vedylle ei löydy olemassa olevaa siirtoverkosta eikä sen käyttöä esimerkiksi liikenteessä tai sähkön ja lämmön tuotannossa tukevaa infrastruktuuria ole olemassa. Vetyä voidaan rajatusti lisätä maakaasuverkkoon. (Lehner 2014)

Vety voidaan yhdistää hiilidioksidin kanssa metanointiprosessissa, jolloin saadaan e-SNG-kaasua. Sivutuotteena saadaan höyryä ja lämpöä, sillä reaktio on eksoterminen. Tarvittava hiilidioksidi voidaan erottaa esimerkiksi voimalaitosten savukaasuista, teollisista prosesseista tai suoraan ilmakehästä. Kuitenkin on huomattava, että mitä alhaisempi hiilidioksidin osapaine kaasussa on, sitä kalliimpi erotusprosessi on. (Ghaib 2018)



Kuva 1. Power to Gas konsepti (Lehner 2014)

Kuvassa 1 on esitetty mahdollinen tapa integroida PtG-voimalaitokset olemassa olevaan energiainfrastruktuuriin. PtG-konseptin etuna moniin muihin energian varastointi teknologioihin on, että olemassa olevia maakaasun siirto- ja varastointilaitteistoja voidaan hyödyntää. Esimerkiksi Euroopassa oleva maakaasun varastointikapasiteetti oli vuoden 2018 lopussa yli 1100 Terawattituntia, joka on noin neljännes vuotuisesta maakaasun kulutuksesta Euroopassa (Euroopan komissio 2019). PtG mahdollistaa vaihtelevan uusiutuvan energian, kuten tuulivoiman laajamittaisen ja pitkäaikaisen varastoinnin ilman suuria investointeja uusiin varastointilaitoksiin. PtG tasoittaa sähkön hintaa korkean tuotannon ja matalan kulutuksen aikaan, mikä parantaa VRE-tuotannon kilpailukykyä energiemarkkinoilla. E-SNG-kaasua voidaan käyttää maakaasun tavoin kombivoimalaitoksissa, kaasujoneuvoissa, lämmityksessä ja teollisuudessa ilman muutoksia laitteistoihin. PtG mahdollistaa sähkö- ja kaasuverkon yhdistämisen kokonaisuudeksi, jossa energia liikkuu tarvittaessa kumpaan tahansa suuntaan. (Lehner 2014)

3 KONSEPTIN TEKNISET HAASTEET JA KEHITYSKOHTEET

PtG-prosessin olennaisimmat osat, elektrolyysi, hiilidioksidin erotus ja metanointi, ovat kaikki teknisesti toteutettavissa olevia, joskin niiden teknologisen kypsyyden tasoissa on eroja. Tässä kappaleessa tarkastelemme, millaisia vaihtoehtoja eri PtG-prosessin vaiheisiin on olemassa, millaisia erityispiirteitä näillä vaihtoehdoilla on ja miten lupaavia ne ovat PtG-konseptin näkökulmasta.

3.1 Elektrolyysi

Veden elektrolyysi on kemiallinen reaktio, jossa sähkövirta aiheuttaa veden hajoamisen vedyksi (H_2) ja hapeksi (O_2). Vedyn valmistuksella on pitkät juuret; ensimmäiset kaupalliset veden elektrolyysilaitteet kehitettiin 1890-luvulla ja 1900-luvun alussa käytössä oli jo yli 400 teollista veden elektrolyysilaitetta (Letcher 2016). Kuitenkin nykypäivänä valmistetusta vedystä vain noin 4 % valmistetaan veden elektrolyysillä. Suurin osa noin 55 miljoonasta tonnista vetyä valmistetaan fossiilisesta maakaasusta.

Vetyä käytetään nykypäivänä muun muassa kemianteollisuudessa ammoniakkin ja metanolin valmistukseen sekä öljyn jalostamiseen. (Lehner 2014)

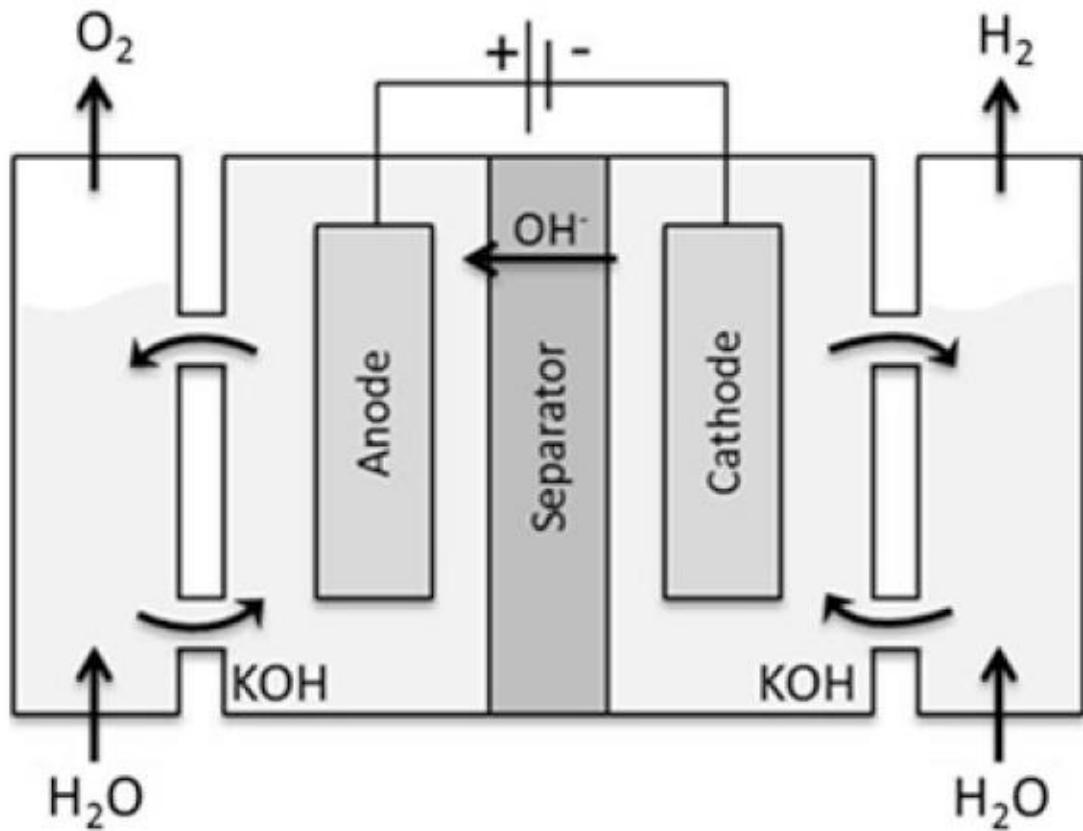
Yleisin ja kypsien veden elektrolyysissä käytetty teknologia on alkalielektrolyysi (AEC), mutta kehitteillä on olemassa myös polymeerielektrolyysi (PEMEC) ja kiinteäoksidielektrolyysi (SOEC), joista jälkimmäinen on vähiten kehittynyt teknologia. (Ghaib 2018)

PtG-prosessin näkökulmasta veden elektrolyysi on hyvin olennainen askel, sillä se mahdollistaa sähköenergian muuttamisen kemialliseksi energiaksi. Vety voidaan joko käyttää sellaisenaan tai jatkojalostaa kemiallisissa prosesseissa muiksi aineiksi. Vedyllä on suuri energiatiheys (33,3 kWh/kg), joten se sopii itsessään energian varastoinnin ja siirtämisen väliaineeksi.

VRE:n lähteet asettavat PtG-järjestelmissä käytetyille elektrolyysilaitteille erityisvaatimuksia. Kuorman vaihtelut, äkilliset käynnistykset ja alasajot eivät ole tyypillisiä perinteisissä elektrolyysilaitoksissa. PtG-järjestelmät vaativat perinteisiin elektrolyysilaitoksiin verrattuna dynaamisempaa toimintaa, kykyä toimia osakuormilla riittäväillä hyötysuhteilla, suurta kapasiteettia ja alhaisia investointi- sekä käyttökustannuksia. (Lehner 2014)

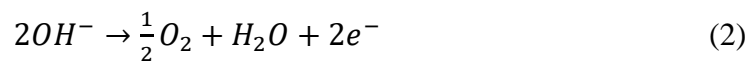
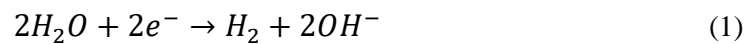
3.1.1 Alkalielektrolyysi

Alkalielektrolyysikenno koostuu positiivisesta anodista, negatiivisesta katodista, niitä erottavasta huokoisesta kalvosta sekä elektrolyytinä toimivasta alkalisesta vesiliuoksesta, joka on yleensä kaliumhydroksidi (KOH) -pohjainen.



Kuva 2. Alkalielektrolyysikennon toimintaperiaate (Lehner 2014)

Huokoinen kalvo erottaa anodin ja katodin toisistaan kuvan 2 mukaisesti. Elektrolyytin kalium(K^+)- ja hydroksidi-ionit(OH^-) lisäävät veden sähkönjohtavuutta. Katodilla tapahtuu reaktio 1, jossa vesi pelkistyy sähkövirran vaikutuksesta vedyksi ja hydroksidiksi.



Negatiivinen OH^- -ioni pääsee kulkemaan huokoinen kalvon läpi positiiviselle anodille, jossa se hapettuu reaktion 2 mukaisesti hapeksi ja vedeksi. (Lehner 2014)

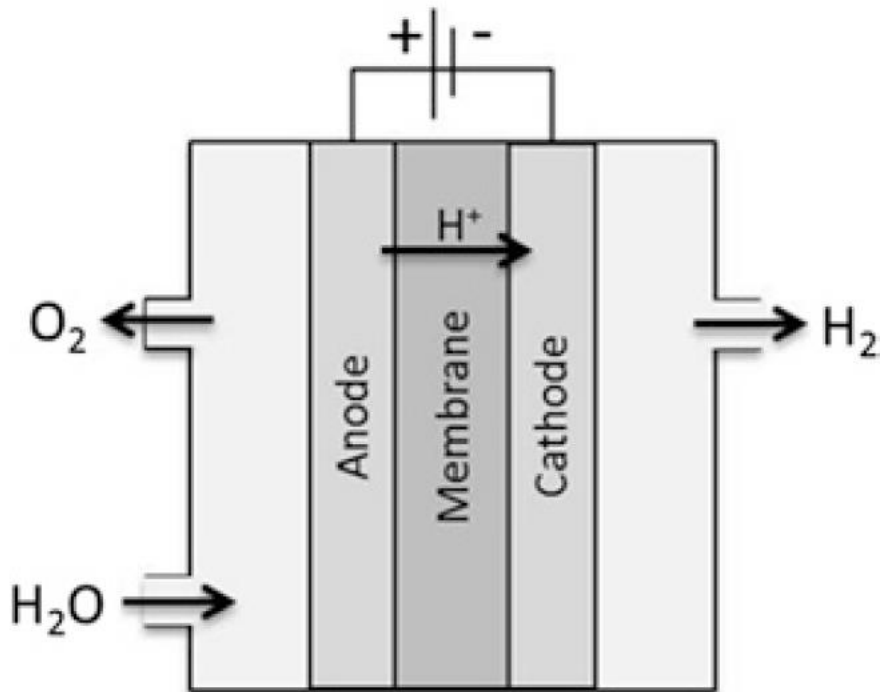
Toimintalämpötila AEC-järjestelmissä on tyypillisesti 70-90°C ja ne toimivat yleensä ilmakehän paineessa (Lehner 2014). Markkinoilta on saatavilla AEC-järjestelmiä, joiden toimintapaineet vaihtelevat aina ilmakehän paineesta 60 baariin. Tuotantokapasiteetit kaupallisissa AEC-järjestelmissä vaihtelevat hyvinkin paljon. Esimerkiksi alkalielektrolyysilaitteiden valmistaja McPhy tarjoaa laitteita 0,4-800 Nm³/h tuotantokapasiteeteilla (McPhy 2020).

AEC-järjestelmät ovat olleet teollisessa käytössä jo pitkän aikaa, eikä niiden valmistuksessa tarvita jalometalleja, minkä takia niillä on suhteellisen alhaiset investointikustannukset. AEC-järjestelmillä on kuitenkin tyypillisesti alhainen virtatiheys, minkä takia AEC-järjestelmät tarvitsevat enemmän kennojen pinta-alaa, kuin vastaavan tehoiset PEMEC tai SOEC -järjestelmät. Alhainen virtatiheys vaikuttaa myös heikentävästi järjestelmän hyötysuhteeseen. (Schmidt 2017, Buttler 2018)

AEC-järjestelmien käyttöä osakuormilla rajoittaa vedyn siirtyminen kalvon läpi hapen sekaan. Alhaisilla tuotantokapasiteeteilla vedyn sekoitussuhde happeen lähestyy syttyvän seoksen suhdetta, jolloin laitteen käyttö on lopetettava. Tyypillisissä AEC-järjestelmissä päästään vielä turvallisesti 20-25 prosenttiin nimelliskuormasta. (Buttler 2018)

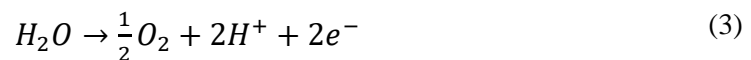
3.1.2 Polymeerielektrolyysi

Polymer Electrolyte Membrane- tai Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell, suomeksi polymeerielektrolyysi (PEMEC), käyttää elektrolyytinä polymeerikalvoa, joka läpäisee vetyioneita (H⁺) eli protoneita. Elektrodit ovat yleensä liitettynä suoraan kalvoon. Polymeerikalvo aiheuttaa hyvin happaman alueen, jonka takia korroosion estämiseksi elektrodeissa joudutaan käyttämään kalliita jalometalleja, kuten iridiumia ja platinaa. (Buttler 2018)



Kuva 3. Polymeerielektrolyysikennon toimintaperiaate (Lehner 2014)

Polymeerielektrolyysikennossa anodi ja katodi ovat kuvan 3 mukaisesti kiinni niitä erottavassa ioneita läpäisevässä kalvossa. Vesi hajoaa anodilla reaktion 3 mukaan hapeksi ja vetyioneiksi. Vetyionit kulkevat niitä läpäisevän kalvon läpi katodille, jossa ne pelkistyvät vedyksi H_2 reaktion 4 mukaan.



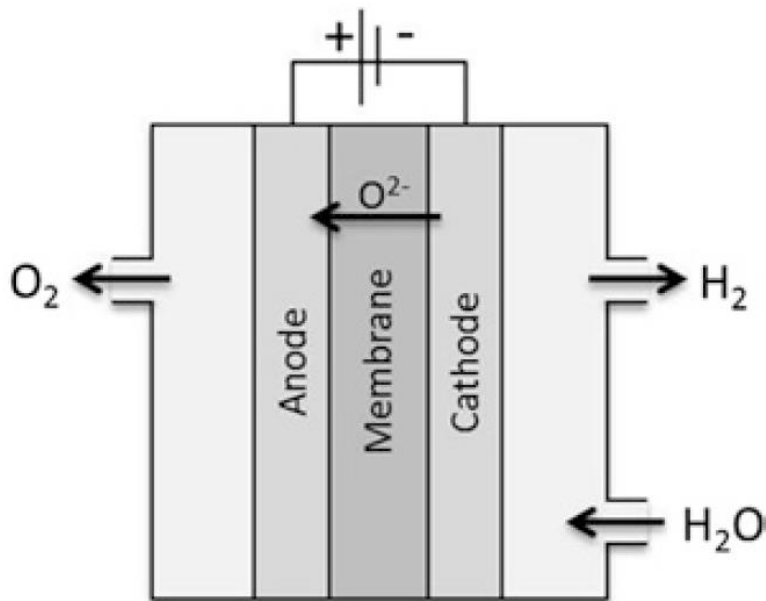
PEMEC-järjestelmien tuottama vety on hyvin puhdasta (99,99 %+) verrattuna AEC-järjestelmiin. PEMEC:n etuna on myös korkeampi virtatiheys, joka on edullista järjestelmän koon ja hyötysuhteen kannalta. PEMEC:n rakenne mahdollistaa toiminnan korkeilla paineilla ja paine-eroilla anodi- ja katodipuolen välillä, vähentäen tarvetta

kompressoreille tuotekaasun puristamiseksi. PEMEC-järjestelmiä voidaan käyttää joustavasti osakuormilla, sillä vety ei pääse sekoittumaan hapen sekaan yhtä helposti kuin AEC-järjestelmissä. PEMEC-järjestelmän etuna on myös nopea käynnistys valmiustilasta, joka on sekunteja verrattuna AEC-järjestelmän 1-5 minuuttiin. Valmiustilassa kennosto pidetään lämpimänä, sillä kennostojen suorituskyky heikkenee matalissa lämpötiloissa. PEMEC-järjestelmien kylmäkäynnistys on myös AEC-järjestelmiä nopeampaa, sillä PEMEC:n rakenne on kompakti ja lämpökapasiteetti pienempi. PEMEC-järjestelmän ylösajo täyteen kuormaan kestää tyypillisesti 5-10 minuuttia, kun vastaava aika AEC-järjestelmille voi olla jopa kaksi tuntia. (Buttler 2018)

Kalliiden materiaalien lisäksi PEMEC-järjestelmän heikkouksia on monimutkaisuus, vaatimus hyvin puhtaalle vedelle ja AEC-järjestelmiä lyhyempi kennostojen elinikä, joka on kuitenkin hiljattain parantunut ja lähenemässä AEC-järjestelmien elinikää (Lehner 2014). Niinpä tämänhetkisten tutkimusten tavoitteena on löytää halvempia materiaaleja ja parempia valmistusprosesseja investointikustannusten pienentämiseksi. Lisäksi järjestelmäkokojen suurentamiseksi yritetään vähentää järjestelmien monimutkaisuutta. (Schmidt 2017)

3.1.3 Kiinteäoksidielektrolyysi

Solid Oxide Electrolyser Cell, suomennettuna kiinteäoksidielektrolyysikenno on tässä työssä esitellyistä elektrolyysi teknologioista vähiten kehittynyt. SOEC-järjestelmillä on monia potentiaalisia ominaisuuksia, jotka tekevät niistä mielenkiintoisen PtG:n näkökulmasta. Yksi olennaisin etu on AEC- ja PEMEC-järjestelmiä korkeampi hyötysuhde, jonka mahdollistaa korkea käyttölämpötila (700-900 C). (Buttler 2018, Lehner 2014)



Kuva 4. Kiinteäoksidikennon toimintaperiaate (Lehner 2014)

Katodilla tapahtuvassa reaktiossa vesi pelkistyy vedyksi (H_2) ja happi-ioneiksi (O^{2-}) reaktion 5 mukaisesti. Korkeissa lämpötiloissa SOEC:ssä käytetty kiinteäoksidikerros johtaa lävitseen happi-ioneita (O^{2-}), jotka pääsevät kulkemaan katodilta anodille ja hapettumaan hapeksi (O_2) reaktion 6 mukaisesti. Kuvassa 4 on esitetty kiinteäoksidikennon toimintaperiaate. (Lehner 2014)



SOEC-järjestelmien toimintalämpötilat ovat tyypillisesti 700-900 C, joten katodille vesi saapuu tyypillisesti höyrynä. Korkea lämpötila madaltaa tarvittavaa jännitettä elektrodien välillä, eikä SOEC-järjestelmissä tarvita katalyytteinä kalliita metalleja kuten platinaa tai iridiumia. Toisaalta korkea toimintalämpötila nopeuttaa kennojen kulumista, minkä takia mahdollisuuksia madaltaa toimintalämpötilaa tutkitaan. (Lehner 2014)

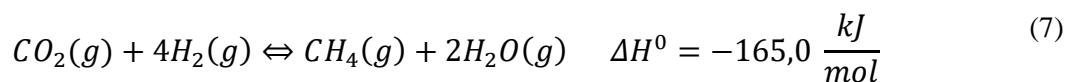
Veden elektrolyysi korkeissa lämpötiloissa on termodynaamisesti edullista, sillä reaktion vaatima energia vähenee lämpötilan kasvaessa. Tämä avaa PtG-konseptin näkökulmasta mielenkiintoisen synergiaedun; eksoterminen metanointiprosessi voi tuottaa tarvittavan lämmön SOEC-prosessissa käytettävän vesihöyryn tuottamiseen. SOEC-järjestelmiä on myös mahdollista käyttää käänteisesti, jolloin ne toimivat polttokennoina, tuottaen sähköä. Vedyn tuottamisen rinnalla SOEC-järjestelmiä voidaan käyttää hiilimonoksidin (CO) tuottamiseen hiilidioksidista (CO₂), jolloin saatu tuotekaasu on sekoitus vetyä ja hiilimonoksidia, jota kutsutaan synteetikaasuksi (syngas). Synteetikaasua voidaan käyttää erilaisissa kemianteollisuuden kohteissa, kuten lannoitteiden, liuottimien ja polttoaineiden valmistuksessa. (Ghaib 2018, Buttler 2018, Schmidt 2017, Lehner 2014)

3.2 Metanointi

Metanointi on valinnainen osa PtG-prosessia, jossa elektrolyysillä tuotettu vety yhdistetään joko hiilidioksidiin tai hiilimonoksidiin tuottaen synteettistä maakaasua, e-SNG:tä. Metaanin tuottaminen kemiallisesti on hyvin tunnettu ja teknologisesti kypsä prosessi, kun taas biologinen prosessi on lupaava, mutta kehitysasteella. Metanoinnin liittäminen PtG-prosessiin synnyttää uudenlaisia haasteita ja mahdollisuuksia, joita tarkastellaan tässä kappaleessa. (Lehner 2014)

3.2.1 Kemiallinen prosessi

Kemiallinen metanointi seuraa Sabatier-reaktiota, joka löydettiin vuonna 1902. Reaktio hiilidioksidin metanoinnille 25 °C:n lämpötilassa voidaan antaa seuraavasti:



Todellisuudessa hiilidioksidi (CO₂) muuntuu ensin hiilimonoksidiksi (CO), mutta yksinkertaistuksen nimissä emme mene syvemmälle metanointireaktion vaiheisiin. Oleellista on, että reaktio on hyvin eksoterminen, eli se vapauttaa lämpöä. Toinen

huomattava asia on, että reaktion tuotteena on metaani ja vesihöyry, minkä takia tuotekaasu on kuivattava ennen syöttämistä kaasuverkkoon. Lisäksi tuotekaasu sisältää muuttumattomia lähtöaineita sekä hiilimonoksidia. Konversiossa osa energiasta menetetään lämpönä. Hyötysuhde standardiolloissa alemman lämpöarvon mukaan on 83 %. Toisaalta korkealämpötilaista (~ 400 °C) hukkalämpöä voidaan hyödyntää PtG-prosessin sisällä hiilidioksidin erottamisessa tai mahdollisessa SOEC-järjestelmässä. (Lehner 2014, Ghaib 2018)

Eksotermisuuden lisäksi reaktiossa 7 reaktiotuotteiden yhteenlaskettu ainemäärä on pienempi kuin lähtöaineiden, minkä takia on termodynaamisesti edullista, että reaktio tapahtuu matalassa lämpötilassa ja korkeassa paineessa. Toisaalta reaktionopeus hidastuu matalissa lämpötiloissa, minkä takia oikeanlaisten katalyyttien käyttö on tärkeää. Haitallisten sivutuotteiden muodostumista voidaan hillitä madaltamalla lämpötilaa ja korottamalla vedyn sekoitussuhdetta hiilidioksidiin. Reaktionopeuden sekä tuotekaasun puhtauden kannalta tärkeä valinta metanointireaktorin suunnittelussa on katalyytti. Tyypillisin käytetty katalyytti on nikkeli, joka rajoittaa sallittua hapen määrää syöttökaasussa, sillä nikkeli hapettuu suhteellisen helposti. (Ghaib 2018)

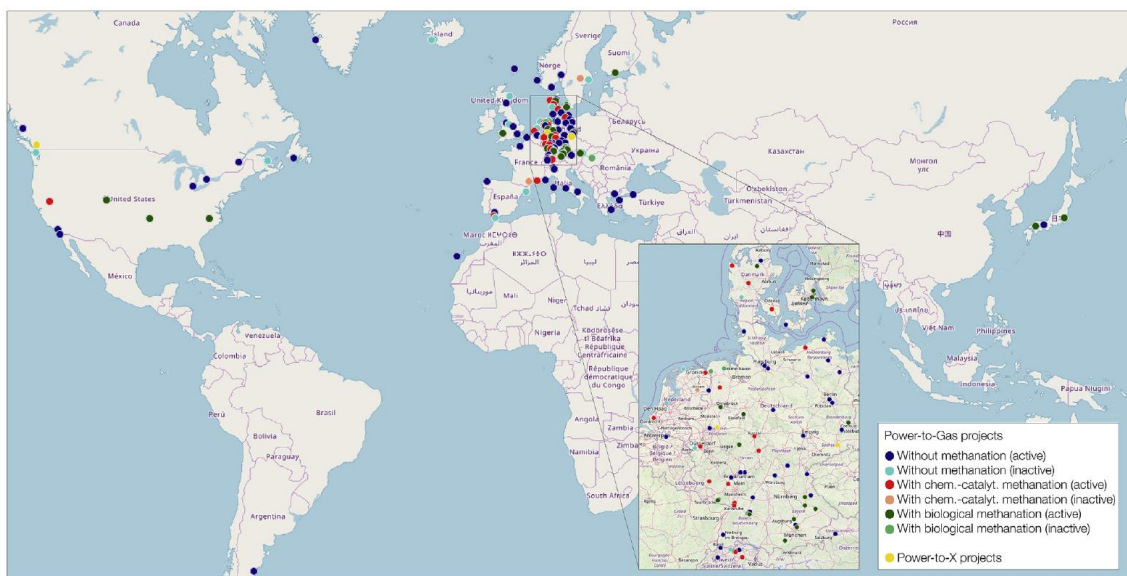
Päätavoite metanointireaktoreiden suunnittelussa on lämpötilan hallinta. Tyypillisimpiä ovat kaksifaasiset reaktorit, jossa lähtöaineet ovat kaasumaisia ja katalyytit ovat kiinteitä. Adiabaattisissa järjestelmissä prosessi on jaettu useaan reaktoriin, joiden välissä jäähdytys hoidetaan lämmönvaihtimilla. Polytrooppisissa järjestelmissä lämmönvaihdinputket kulkevat reaktorin sisällä jäähdyttäen reaktoria, mikä tasoittaa lämpötilaprofiilia reaktorin sisällä pidentäen elinikää ja parantaa reaktorin joustavuutta. Muita kaksifaasisia reaktorityyppejä ovat muun muassa monoliitti- ja mikrokanavareaktorit, joiden etuina on suuri katalyyttien pinta-alan suhde reaktoritilavuuteen, mutta monimutkaisen rakenteensa takia näitä on hankala suurentaa teolliselle tasolle. (Ghaib 2018)

3.2.2 Biologinen prosessi

Vaihtoehtona perinteiselle metanoinnille on biologinen metanointi, jossa katalyyttinä toimivat mikrobien tuottamat entsyymit. Biologisen metanoinnin etuina ovat muun muassa toiminta matalissa lämpötiloissa (40...70 °C) ja korkea toleranssi syöttökaasun epäpuhtauksille kuten rikille, ammoniakille sekä hapelle. Myöskään kuorman vaihtelu ei ole merkittävä ongelma biologisissa metanointireaktoreissa. Suurimpana haasteena on vetykaasun alhainen liukoisuus reaktorin nestefaasiin, minkä takia erilaisia menetelmiä vedyn massansiirron parantamiseksi kehitetään. Heikkoutena biologiselle metanoinnille on pieni reaktionopeus sekä hukkalämmön huono hyödynnettävyys, johtuen matalasta lämpötilasta. Lisäksi mahdolliset sekoittimet reaktorissa lisäävät virrankulutusta prosessissa. (Götz, M. 2014, Ghaib 2018)

4 KONSEPTIN NYKYTILANNE

Tällä hetkellä toiminnassa olevista noin sadasta PtG-projektista suurin osa on pilotti- ja demohankkeita, jotka tarvitsevat rahoitusta toimiakseen. PtG-laitoksen korkeat investointikustannukset sekä häviöt sähkön konversiossa kaasuksi rajoittavat vielä PtG-konseptin taloudellista kannattavuutta. Kuitenkin kyky säilöä uusiutuvaa energiaa pitkäaikaisesti sekä mahdollisuus korvata kaasuvoimalaitosten käyttämä maakaasu fossiilittomalla vaihtoehdolla tekee PtG-konseptista mielenkiintoisen ja ajaa tutkimusta eteenpäin. Erityisesti Saksassa on kiinnostuttu PtG-konseptin kehittämisestä, kuten voidaan kuvasta 5 päätellä. (Thema 2019)



Kuva 5. PtG-projektit kartalla (Thema 2019)

AEC-järjestelmien keskimääräiset investointikustannukset olivat vuonna 2019 1300 €/kW_{el}, kun vastaava luku PEM-järjestelmille oli 1900 €/kW_{el} ja SOEC-järjestelmille 3570 €/kW_{el}. Kemialliselle metanoinnille keskimääräinen investointikustannus vuonna 2017 oli 800 €/kW_{el} ja biologiselle metanoinnille 1200 €/kW_{el}. Metanoinnin investointikustannus on suhteutettu tarvittavan vetyä tuottavan elektrolyysijärjestelmän sähkötehoon. (Thema 2019)

Vuonna 2019 aktiivisista PtG-projekteista 56 tuotti pelkästään vetyä ja 38 jatkojalosti vetyä metaaniksi. Vetyä tuottavien PtG-laitosten yhteenlaskettu kapasiteetti oli 6205 m³/h ja yhteenlaskettu teho laitoksilla oli 24,1 MW. Vastaavat luvut metaania tuottaville laitoksille olivat 590 m³/h ja 14,5 MW. Tällöin keskimääräinen konversiohyötysuhde oli vetyä tuottaville laitoksille 77 % ja metaania tuottaville laitoksille 41 %, kun hyötysuhde määritellään tuotekaasun alemman lämpöarvon ja elektrolyysin tehon perusteella. Huomattavaa on, että kokonaishyötysuhde kemiallista metanointia käyttävissä PtG-laitoksissa voi olla huomattavasti korkeampi (74...82 %), jos hukkalämpö käytetään

hyödyksi. Hukkalämmön hyödyntämisen mahdollistavat järjestelmät kuitenkin korottavat PtG-laitoksen investointikustannuksia. (Götz, M. 2014, Thema 2019)

Noin puolet kaikista PtG-laitoksista (45 %) syöttävät tuotekaasua olemassa olevaan maakaasuverkkoon. Osuus on pienempi vetyä tuottavissa PtG-laitoksissa (30 %), mikä saattaa johtua rajoituksista vedyn syöttämiseen maakaasun sekaan. Maakaasun ominaisuudet vaikuttavat merkittävästi syötettävän vedyn maksimimäärään. Mahdollinen vedyn sekoitussuhde nykyisessä maakaasuverkossa on 5...15 %. (Thema 2019, Lehner 2014)

Seuraavaksi tarkastelemme esimerkkinä olemassa olevan PtG-laitoksen teknistä toteutusta ja ominaisuuksia. Lisäksi käytämme esimerkkiä PtG-laitoksen investointi- ja tuotantokustannusten arvioimiseen.

4.1 Falkenhagen

Saksan Falkenhagenissa Uniper Energy Storagen vuonna 2013 rakentama demonstraatiolaitos on osa kansainvälistä Store&Go tutkimusprojektia. Laitos muuntaa tuulisähköä vedyksi kahden megawatin teholla, tuottaen $360 \text{ Nm}^3/\text{h}$ H_2 . Vedyn tuottamiseen laitos käyttää kuutta HySTAT™ 60 -alkalielektrolyysilaitetta. Vetyä syötettiin suoraan maakaasuverkkoon tarkoituksena mahdollistaa tuulivoiman säilöminen kaasuverkkoon. Vuonna 2018 laitos laajennettiin tuottamaan metaania käyttäen hiilidioksidia läheisestä bioetanolilaitoksesta. Vedyn kulutus metanointilaitoksessa on maksimissaan $210 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ($1,1...1,2 \text{ MW}_{\text{el}}$), joten se pystyy hyödyntämään vain osan tuotetusta vedystä, valmistuen $57 \text{ Nm}^3/\text{h}$ e-SNG:tä. (Thomas 2016, Graf 2018)

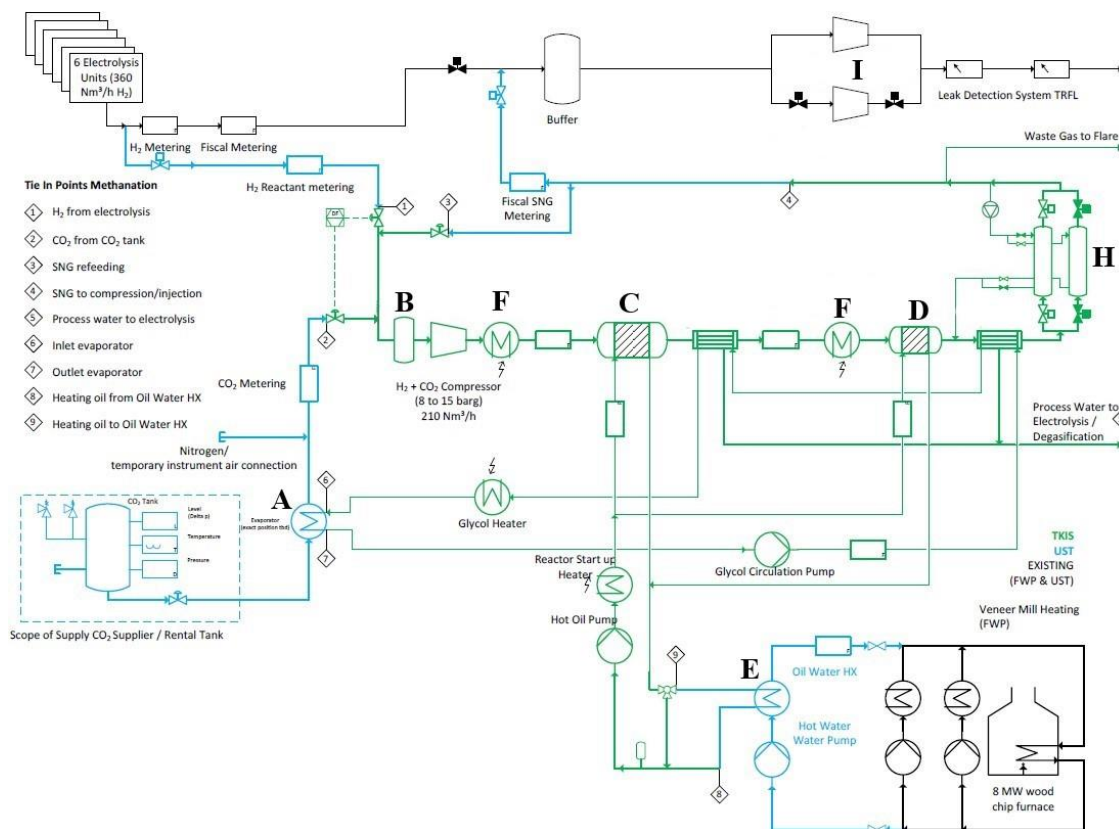
4.1.1 Tekninen kuvaus

Metanointilaitoksessa nestemäinen hiilidioksidi ($-20 \text{ }^\circ\text{C}$) ensin höyrystetään, jonka jälkeen vety ja hiilidioksidi yhdistetään bufferisäiliössä. Seos esilämmitetään ennen ensimmäistä metanointireaktoria $250 \text{ }^\circ\text{C}$ lämpötilaan. Putki-vaippa -tyylisessä reaktorissa prosessikaasu kulkee putkipuolessa, jossa putkien sisällä on kennomainen katalyyttipinnoite. Vety ja hiilidioksidi reagoivat putkissa Sabatier-reaktion (7) mukaan

tuottaen metaania ja vesihöyryä. Vaippapuolella kulkevan jäähdytysöljyn virtausta säätämällä mahdollistetaan lähes isoterminen toiminta. Jäähdytysöljyn lämpö siirretään lämmönsiirtimen kautta veteen, jota käytetään läheisen viilutehtaan lämmitysjärjestelmässä. Sama järjestelmä toimii myös käynnistyksissä ja valmiustilassa reaktoreiden lämmittämiseen. (Schirrneister et al. 2018)

Ensimmäisen vaiheen jälkeen prosessikaasulla on noin 80 % konversioaste ja siitä poistetaan ensin lämpöä lämmönsiirtimessä samalla lämmittäen ensimmäiselle reaktorille tulevaa kaasua. Prosessikaasu jäähdytetään 10 °C lämpötilaan, jolloin suuri osa sen sisältämästä vesihöyrystä lauhtuu vedeksi ja erotetaan kaasuvirrasta. Lauhduttamiseen käytetty jäähdytysneste jäähtyy hiilidioksidin höyrystämiseen käytetyssä lämmönvaihtimessa. (Schirrneister et al. 2018)

Jäähdytyksen jälkeen toiselle metanointireaktorille tuleva prosessikaasu esilämmitetään ensin tuotekaasulla ja sitten sähkölämmittimellä. Sähkölämmittimiä käytetään myös ylös ajoissa ja valmiustilassa prosessin lämmittämiseen. Toinen metanointireaktori on putki-vaippa -tyylinen, jossa putkipuoli on täytetty katalyyttipelleteillä ja vaippapuoli on öljyjäähdytetty. Reaktorissa prosessikaasu saavuttaa tarvittavan konversioasteen, jonka jälkeen kaasusta poistetaan kosteutta ensin lauhduttamalla ja sitten kuivaimissa. Valmis e-SNG kulkee kompressorien kautta syötettäväksi maakaasuverkkoon. Kuvassa 6 esitetään yksinkertaistettu versio laitoksen kokoonpanosta. Kaikkia lähdetekstissä mainittuja osia ei ole siihen merkitty. (Schirrneister et al. 2018)



Kuva 6. Falkenhagenin PtG-laitoksen prosessikaavio. A höyrystin, B bufferisäiliö, C 1. metanointireaktori, D 2. metanointireaktori, E öljy-vesi -lämmönvaihdin, F sähkölämmittimet, G lauhduttimet, H kuivaimet ja I kompressorit maakaasuverkkoon. Muokattu lähteestä (Schirrmeister et al. 2018)

4.1.2 Investointi-, operointi- ja metaanin tuotantokustannukset

Falkenhagenin demonstraatiolaitos on käynnissä oleva projekti, josta ei vielä ole saatavilla lopullisia tietoja kustannuksista. Tarkastelemme kuitenkin saatavilla olevista lähteistä tietoja investointikustannuksista, sekä kiinteistä ja muuttuvista kustannuksista. Tässä tarkastelussa keskitymme vuonna 2018 lisättyyn metanointilaitokseen liittyviin kustannuksiin, sillä vetyä tuottava laitos valmistettiin aikaisemmin vuonna 2013, eikä siitä ole saatavilla tarkkaa tietoa.

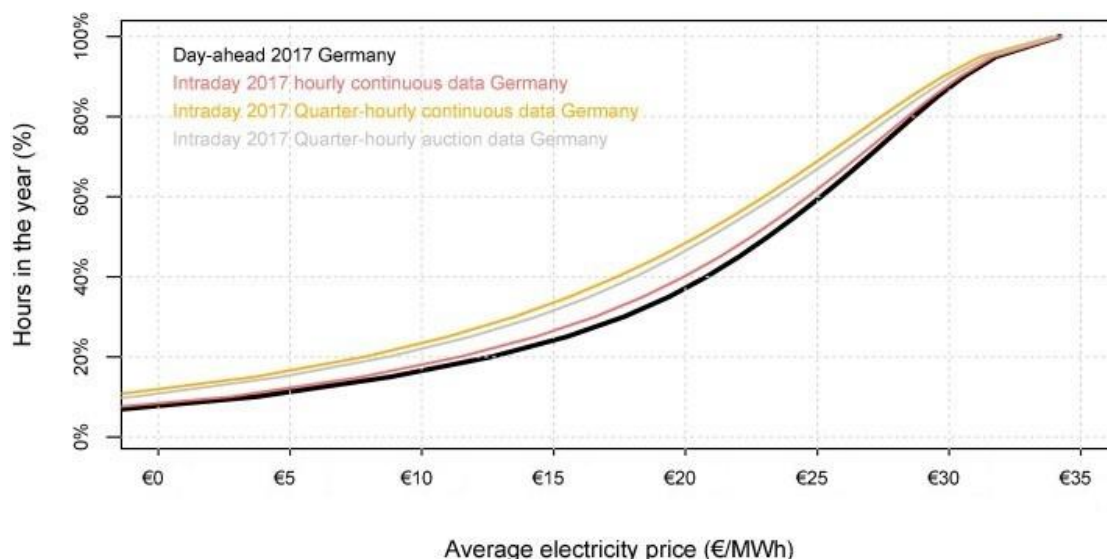
PtG-laitoksen investointikustannuksiin vaikuttavat monet eri tekijät, kuten asennettavan laitoksen koko, kokoonpano, olemassa olevasta infrastruktuuri, suunnittelu- ja rakennuskustannukset. Falkenhagenin demonstraatiolaitoksen suunnittelussa valittiin

olla käyttämättä vedyn säiliötankkia, mikä vähentää investointikustannuksia, mutta rajoittaa laitoksen toimintaa. Lisäksi käytetty hiilidioksidinsäiliö on vuokralla, mikä vähentää investointikustannuksia, mutta lisää kiinteitä käyttökustannuksia. (Graf 2018)

Falkenhagenin kemiallinen metanointi tapahtuu kahdessa vaiheessa. Järjestelmään hankittiin kolme metanointireaktoria, joista kaksi on rinnan ensimmäisessä vaiheessa. Kuitenkin vain toista käytetään kerrallaan. Laitoksen kaikkien laitteiden hinta-arvio on 1,7 M€ ja muut kustannukset kuten rakennus, valmistelu ja suunnittelu olivat noin 1,4 M€. Potentiaaliset säästöt laitoksen kustannuksissa on arvioitu olevan 30 %, jolloin kokonaiskustannukset olisivat vain noin 2,2 M€. PtG-laitoksiin liittyvät skaalaeduct tulevat ilmeisiksi, kun verrataan Falkenhagenin demonstraatiolaitosta vastaavaan, kooltaan viidesosan olevaan Italiassa sijaitsevaan Troijan demonstraatiolaitokseen. Falkenhagenin demonstraatiolaitoksen ominaiskustannukset metanoinnille olivat 1 700 €/kW_{el}, kun vastaava luku Troijan laitokselle oli 4 400 €/kW_{el}. Ominaiskustannus lasketaan metanointia varten tarvittavan elektrolyysilaitteiston tehon perusteella. Elektrolyysilaitteiston ominaiskustannukseksi on arvioitu molempien laitosten tapauksessa 1 180 €/kW_{el}, kun oletetaan käytettävän halvimpia kaupallisia elektrolyysilaitteita. (van Leeuwen, Zauner 2018)

Kiinteät kustannukset eivät riipu laitoksen tuotannon määrästä. Näitä ovat pääomakustannukset, kiinteät kunnossapitokustannukset, vakuutukset ja henkilöstö. Arviot 1 MW_{el} PtG-laitoksen alkalielektrolyysilaitteen ja metanointireaktoreiden vuotuisille käyttö- ja kunnossapitokustannuksille ovat 4 ja 10 % investointikustannuksesta vastaavasti. Tällöin Falkenhagenin tapauksessa elektrolyysin vuotuiset kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset olisivat 47 000 €/a (1 180 €/kW_{el}) ja metanointireaktoreille vastaava kustannus olisi 170 000 €/a. Lisäksi tiedetään, että hiilidioksidinsäiliön vuokra on 42 000 €/a. Tällöin karkea arvio kiinteille kustannuksille ilman pääomakustannuksia Falkenhagenin tapauksessa olisi noin 260 000 €/a. (van Leeuwen, Zauner 2018)

Muuttuvat kustannukset riippuvat suoraan laitoksen tuotannon määrästä, sillä kulutettujen raaka-aineiden määrä on suoraan verrannollinen tuotannon määrään. PtG-laitoksen raaka-aineita ovat vesi ja sähkö, sekä hiilidioksidi, mikäli laitos tuottaa metaania. Vesi on suhteellisen halpaa, joten merkittävimmät muuttuvat kustannukset koostuvat sähköstä ja hiilidioksidista. Falkenhagenin demonstraatiolaitoksen hiilidioksidin hinnaksi on raportoitu 130 €/tCO₂. Lisäksi kuljetus säiliöautolla 300 km päästä tuottaa lisäkustannuksia hiilidioksidin hankintaan. Olettaen, että hiilidioksidi käytetään täydellisesti metaanin tuottamiseen, hiilidioksidin ominaiskustannus olisi 357 €/tCH₄ tai suhteutettuna alempaan lämpöarvoon 0,026 €/kWh_{CH₄}. (van Leeuwen, Zauner 2018)

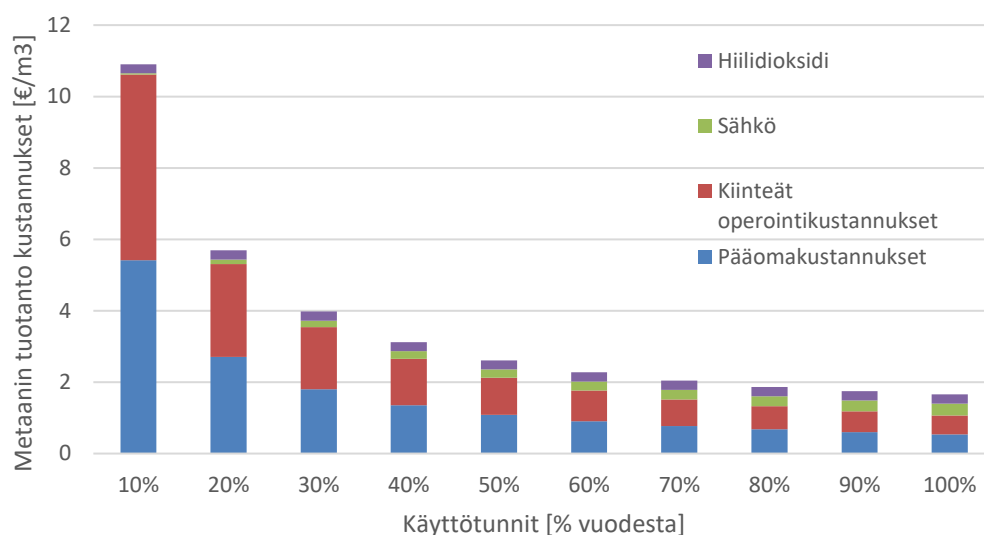


Kuva 7. Sähkön keskihintakäyrä Saksassa 2017. (van Leeuwen, Mulder 2018)

Veden erottaminen hapeksi ja vedyksi elektrolyysissä on hyvin energiantensiivistä. Niinpä suurin osa muuttuvista käyttökustannuksista muodostuu sähkön hankinnasta. Sähkön hinta määrittyy sähkömarkkinoilla kysynnän ja tarjonnan mukaan. Yksi PtG-laitosten tavoitteista on varastoida sähköä korkean tuotannon ja matalan kulutuksen aikaan, kun sähkön hinta on alhainen tai jopa negatiivinen. Tällöin on oleellista tietää, miten sähkön hinta jakautuu vuoden tunneille. Kuva 7 esittää sähkön hinnan jakautumista

Saksassa vuonna 2017, josta voimme nähdä vuoden keskihinnan olleen noin 34 €/MWh, ja että osan aikaa vuodesta sähkön hinta oli negatiivinen. Falkenhagenin demonstraatiolaitoksen vuotuisista käyttötunneista ei ole vielä tarkkaa tietoa, mutta jos laitosta olisi esimerkiksi ajettu vain, kun sähkön hinta 25 €/MWh tai alle, sitä olisi ajettu noin 60 % vuodesta. (van Leeuwen, Zauner 2018)

Tuotetun metaanin hinta koostuu kiinteistä ja muuttuvista kustannuksista. Kiinteät kustannukset, eli vuotuiset pääoma- ja operointikustannukset, jakautuvat vuotuisen metaanin tuotannon päälle. Tällöin kiinteiden kustannusten osuus metaanin hinnasta on sitä pienempi, mitä enemmän metaania tuotetaan. Toisaalta mitä enemmän laitosta halutaan vuodessa käyttää, sitä enemmän joudutaan sähköstä keskimäärin maksamaan.



Kuva 8. Tuotetun metaanin hinta-arvio eri huipunkäyttöajoilla.

Kuva 8 arvioi tuotetun metaanin hintaa per kuutiometri (NTP-oloissa) Falkenhagenin demonstraatiolaitoksessa. Oletuksena on 20 vuoden maksuaika pääomalle kuuden prosentin korkokannalla, arvio kiinteistä operointikustannuksista (260 t€/a), metaanin tuoton ominaissähkönkulutus 10 kWh/m³, hiilidioksidin hinta 357 €/tCH₄ ja vuoden 2017 hinnat sähkölle (Kuva 7). Arvio on toki karkea, mutta sitä voidaan verrata nykyisiin

maakaasun hintoihin. Esimerkiksi vuoden 2019 ensimmäisellä puoliskolla maakaasun keskihinta Euroopan alueella oli 0,07 €/kWh, joka on noin 0,70 €/m³(sis. verot), kun arviomme mukaan PtG-laitoksen tuottaman metaanin omakustannushinta on halvimmillaan 1,66 €/m³ (Eurostat 2019). PtG-laitosten tuottama e-SNG ei siis voi ainakaan vielä suoraan kilpailla fossiilisen maakaasun kanssa. (van Leeuwen, Zauner 2018)

5 POWER TO GAS JA VOIMALAITOKSET

Tähän mennessä olemme tarkastelleet PtG-konseptia itsessään. Kun PtG-laitosten yksi tärkeimmistä tarkoituksista on muuntaa sähköä hyödynnettäväksi kaasuksi korkean tuotannon aikaan, on kolikon kääntöpuolella kysymys: miten saamme muutettua kaasun sähköksi korkean kulutuksen aikaan? Ilmiselvin ratkaisu e-SNG:n tapauksessa ovat kombi- ja kaasuturbiinivoimalaitokset, joita käytetään jo laajasti energiasektorissa vara- ja huipputuotantoon. Toisaalta pienessä kokoluokassa (10...100 MW) kaasumoottorit omaavat monia etuja, kuten suhteellisen hyvä sähköntuottohyötysuhde ja nopea käynnistysaika, jotka ovat tärkeitä ominaisuuksia, kun halutaan tuottaa säätövoimaa vaihtelevalle uusiutuvalla tuotannolle (James Varley 2019).

Vedyn muuttaminen sähköksi ei ole yhtä laaja-alaista e-SNG:hen verrattuna, mutta vetyä voidaan jo nykypäivänä käyttää maakaasun seassa kaasuturbiinivoimalaitoksissa, ja 100 % vetyä käyttävät kaasuturbiinit ovat kehitteillä (Ansaldo Energia 2020). Polttokennojen käyttöä rajoittaa lähinnä tarvittavan laitteiston korkea hinta ja tietyissä tapauksissa rajalliset suorituskykyominaisuudet (Popel' et al. 2018).

Huolimatta PtG-laitosten teknisten ominaisuuksien kehittymisestä, niiden leviämistä rajoittaa vielä taloudellisen kannattavuuden puute. Niinpä tarvitaan uudenlaisia käytännön sovelluksia, joilla maksimoidaan PtG-laitosten tuottama hyöty ja tuodaan lisäarvoa niiden käytölle. Tämä voi tarkoittaa PtG-prosessin sivuvirtojen hyödyntämistä tai esimerkiksi PtG-laitosten hyödyntämistä tehoreservinä.

Tässä kappaleessa tarkastellaan, millaisia vaihtoehtoja vedyn ja e-SNG:n hyödyntämiseksi on voimantuotannossa ja millaisia synergioita PtG-laitosten ja voimalaitosten välille on mahdollista muodostaa.

5.1 Kaasuturbiini- ja kombivoimalaitokset

Voimantuotannossa kaasuturbiineja käytetään tyypillisesti huippu- ja varavoimakäyttöä varten. Voimalaitoskäytössä olevat kaasuturbiinit voidaan jakaa kahteen tyyppiin: teollisuuskaasuturbiineihin ja lentokonekaasuturbiineihin perustuviin aeroderivative-kaasuturbiineihin. Teollisuuskaasuturbiinien sähkötehot ovat yleensä satojen megawattien luokkaa, ja ne pystyvät tyypillisesti käyttämään maakaasun lisäksi useita eri polttoaineita. Aeroderivative-kaasuturbiineille on ominaista pienempi koko, suurempi sähköntuottohyötysuhde (>40 %), nopea käynnistyminen sekä kuormanmuutokset. Erityisesti teollisuuskaasuturbiineilla poistuvan savukaasun lämpötila on korkea, joten kaasuturbiinivoimalaitoksen perään voidaan asentaa lämmöntalteenottokattila, jossa muuten hukkaan menevää lämpöä otetaan talteen, hyödynnettäväksi sähköntuotantoon höyryvoimalaitosprosessissa. Tällaisia kokonaisuuksia kutsutaan kombivoimalaitoksiksi, joilla on hyvin korkea sähköntuottohyötysuhde (~60 %). PtG-laitoksen tuottama e-SNG on fossiiliseen maakaasuun verrattuna vähärikkistä, joten useamman painetason käyttöä lämmöntalteenottokattilassa ei rajoita rikkihapon kastepiste. (Saari, Kaikko 2020)

Jos oletetaan PtG-laitoksen e-SNG:n tuoton hyötysuhteeksi 55 % (Götz, Manuel 2016), olisi sähköstä sähköön hyötysuhde kombivoimalaitosta käyttämällä parhaimmillaan 33 %. Tällaiseen PtG-laitokseen ja kombivoimalaitokseen perustuva energiajärjestelmä vaatisi siis suuret määrät edullista uusiutuvaa sähköä.

5.1.1 Vety polttoaineena

Uusiutuvilla energialähteillä tuotetun vedyn käyttöä kaasuturbiinivoimalaitoksissa sähköntuotantoon puoltaa potentiaalisesti korkeampi sähköstä sähköön hyötysuhde sekä pienemmät investointikustannukset. Käyttämällä vetyä vältetään metanointiprosessiin liittyviltä häviöiltä sekä tarvittavaan laitteistoon liittyviltä kustannuksilta. Lisäksi toisin

kuin e-SNG:n, vedyn tuottamiseen ei tarvita hiilidioksidin lähdettä. Toisin kuin fossiilisen tai synteettisen maakaasun polttamisessa, vedyn polttamisessa ainoat päästöt vesihöyryn lisäksi ovat typen oksidit (NO_x).

Vedylle ominaista on korkeampi adiabaattinen palamislämpötila sekä huomattavasti korkeampi liekin etenemisnopeus verrattuna maakaasuun, mikä rajoittaa sen käyttöä perinteisissä kaasuturbiineissa. Tästä huolimatta vetyä voidaan käyttää jo nykyisin maakaasun seassa kaasuturbiinien polttoaineena ja 100 % vetyä käyttävät kaasuturbiinit ovat kehityksen alla. (Goldmeer 2018)

Vedyn polttamisen haasteet kaasuturbiineissa liittyvät lähinnä korkeammasta palamislämpötilasta johtuviin, jopa kolme kertaa maakaasua korkeampiin NO_x-päästöihin, sekä nopeammasta liekin etenemisnopeudesta seuraavaan liekin vetäytymisen riskiin polttimessa. Näiden haasteiden selättämiseksi kaasuturbiinin polttokammio on ainoa osa, joka vaatii suuria muutoksia. Polttimen muuttamisen lisäksi palamislämpötilaa voidaan rajoittaa kierrättämällä osa savukaasuista palamisilman sekaan. Toinen tapa madaltaa palamislämpötilaa on injektoida vettä tai vesihöyryä polttokammioon. Vetypolttoisten kaasuturbiinivoimaloiden kaupallistumisen kannalta olisikin edullista, jos vanhoja maakaasua polttavia voimaloita voitaisiin muuntaa vetyä polttaviksi suhteellisin pienin investointikustannuksin. (Nose et al. 2018, Cappelletti, Martelli 2017, Bailera et al. 2017)

5.2 Kaasumoottorit

Voimantuotannossa käytettävien kaasumoottoreiden etuina ovat hyvin nopeat käynnistysajat ja korkea sähköntuottohyötysuhde verrattuna kaasuturbiineihin. Esimerkiksi Wärtsilän 50DF -kaasumoottorin sähköntuottohyötysuhde on 47 %. Energiategohkkuutta voidaan edelleen parantaa ottamalla savukaasujen lämpö talteen esimerkiksi kaukolämmöksi. Kaasumoottorit voidaan jakaa kipinäsytytteisiin Otto-moottoreihin ja puristusytytteisiin Diesel-moottoreihin. Diesel-kaasumoottorit

tarvitsevat kaasun sytyttämiseen pilottipolttoaineen (yleensä diesel), jonka osuus käytettävästä polttoaineesta on tavallisesti hyvin pieni (1 %). (Wärtsilä 2020)

Kaasumoottoreita käytetään tyypillisesti reservi- ja huippuvoimalaitoksissa, joissa on useampia kaasumoottoreita rinnan. Tällöin laitos voi toimia osakuormilla käyttäen vain osaa moottoreistaan. Esimerkkinä tällaisesta ratkaisusta on Wärtsilän kehittämä sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos Saksan Mainzissa, jossa kymmentä 34SG - kaasumoottoria käytetään tasapainottamaan sähköntuotantoa. Sähköä 100 MW:n teholla tuottava laitos voidaan käynnistää ja sammuttaa vain kahdessa minuutissa, mikä tekee siitä ihanteellisen tasapainottamaan vaihtelevaa uusiutuvan sähkön tuotantoa. Lisäksi laitos hyödyntää hukkalämmön tehokkaasti tuottaen kaukolämpöä 96 megawatin teholla, jolloin laitoksen kokonaishyötysuhde nousee 90 %:iin. (Energia uutiset 2016)

Toisin kuin e-SNG:tä, vetyä ei voida käyttää perinteisissä kaasumoottoreissa sellaisenaan, vaan se on yleensä sekoitettuna toiseen polttoaineeseen. Kaasumoottoreilla hyödynnetään erilaisia teollisuuden hukkakaasuja, joilla on korkea vetypitoisuus. Esimerkkeinä ovat koksikaasut (50...70 til-% H₂), prosessikaasut (15...17 til-% H₂) ja synteesikaasut (30...40 til-% H₂). Tulevaisuudessa kaasumoottorit saattavat pystyä käyttämään pelkästään vetyä polttoaineenaan. (Goldmeier 2018)

5.3 PtG-laitoksen tuottaman hapen hyödyntäminen

PtG-laitosten taloudellisen kannattavuuden parantamiseksi on kehitettävä tapoja maksimoida hyödyt sen sivutuotevirroista. Esimerkiksi Falkenhagenin demonstraatiolaitoksen tapauksessa metanoinnissa syntyvä lämpö saadaan hyötykäyttöön, mutta elektrolyysissä syntyvä happi ohjataan suoraan ilmaan. Tämä on tyypillistä suurimmassa osassa nykyisissä PtG-laitoksissa. Osasyynä tähän on se, että sopivia hapen kuluttajia ei ole yleensä PtG-laitosten läheisyydessä. Pienten happimäärien kuljettaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa, ja suuret hapetta kuluttavat laitokset omaavat yleensä oman tuotantonsa, mikä asettaa rajoitteen hapen hinnalle. Niinpä PtG-laitosten tuottamalle hapelle on löydettävä uusia lisäarvoa tuottavia käyttökohteita.

Mahdollisia ratkaisuja ovat happea käyttävät voimalaitokset, joko kokonaan ilman hapella korvaavat (happipoltto) tai happirikastusta käyttävät. Tässä alakappaleessa tarkastelemme PtG-laitoksen tuottaman hapen käyttöä voimalaitoksissa. (Tsupari et al. 2016, Bailera et al. 2017)

5.3.1 Happipoltto

Perinteisissä ilmaa käyttävissä voimalaitoksissa savukaasuista merkittävä osa on typpeä, sillä ilmasta noin 70 % on typpeä. Happipoltossa tyypillisesti puhdas happi laimennetaan kierrättämällä osa savukaasuista hapen sekaan, jotta palamislämpötila pysyy maltillisena. Tällöin hiilidioksidin osapaine savukaasuissa nousee hyvin korkeaksi, erityisesti kun vesihöyry on kondensoitu pois savukaasuista. Happipoltto voisi näin mahdollistaa metanoinnin PtG-laitoksessa ilman erillistä hiilidioksidin erotusjärjestelmää. PtG-laitoksen integroiminen happipolttoa käyttävään voimalaitokseen joko vähentää hapenerotusjärjestelmään kuormaa tai poistaa sen tarpeen kokonaan, riippuen muun muassa voimalaitoksen ja PtG-laitoksen kapasiteeteista, niiden vuotuisista käyttötunneista, käytettävästä polttoaineesta ja hapen säilöntäkapasiteetista. (Bailera et al. 2017)

Bailera et al. (2017) mallinsivat työssään happipolttoa käyttävän kombivoimalaitoksen, jonka yhteydessä toimii PtG-laitos. Kombivoimalaitos kyseisessä työssä on kaasuturbiinilaitos, jonka savukaasuilla käytetään kahden painetasen höyryvoimalaitosta. PtG-laitoksen elektrolyysilaitteisto toimisi korkean uusiutuvan sähkön tuotannon aikaan varastoiden tuotetun hapen ja vedyn. Korkean kulutuksen aikaan kombivoimalaitos tuottaisi sähköä ja savukaasujen hiilidioksidia käytettäisiin samanaikaisesti metanointiprosessissa. Metanointilaitteisto on mitoitettu siten, että se pystyy tuottamaan suurin piirtein saman verran e-SNG:tä kuin mitä voimalaitos kuluttaa. Tällöin voimalaitoksen sähkön tuotto on käytännössä katsoen uusiutuvaa. Tällaisten voima- ja PtG-laitoshybridien ylärajaksi Bailera et al. arvioi pienehköt kombivoimalaitokset, sillä suurempien laitosten hapentarpeen täyttämiseksi tarvittaisiin valtava

elektrolyysilaitteiden kapasiteetti. Tulevaisuudessa tilanne saattaa toki muuttua, kun yksittäisten elektrolyysilaitteiden kapasiteetti kasvaa. (Bailera et al. 2017)

5.3.2 Happirikastus

Tsupari et al. (2016) esittivät työssään konseptin, jossa PtG-laitos integroitaisiin olemassa olevaan biomassaa polttavaan sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokseen. Konseptissa PtG-laitoksen sivutuotteet, happi ja lämpö, saataisiin tehokkaasti käytettyä hyödyksi; happea käytettäisiin korkean sähkön hinnan aikaan tehostamaan CHP-laitoksen sähkön ja lämmön tuotantoa rikastamalla palamisilman happipitoisuutta. Metanointireaktorin tuottama lämpö hyödynnettäisiin teollisuuden prosessihöyryn ja kaukolämmön tuottamiseen. Lisäksi työssä tarkasteltiin myös PtG-laitoksen toimintaa osana sähköverkon taajuusohjattua käyttöreserviä. Happirikastuksen todettiin tuottavan merkittävän määrän lisäarvoa laitokselle, minkä lisäksi lämmön, höyryn ja käyttöreservin myyminen todettiin tärkeäksi laitoksen kannattavuuden kannalta. Tosin PtG-laitoksen kannalta kannattavuutta parantaisi, jos joustoa käyttöreservissä voitaisiin myydä vain ylös tai alas, sillä nykyisessä systeemissä elektrolyysilaitteistoa tulee ajaa noin puolella kuormalla, jotta joustoa ylös ja alas voidaan tarjota saman verran.

6 TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT

PtG-konsepti on todistanut itsensä olevan teknisesti toimiva erilaisilla pilotti- ja demonstraatiolaitoksilla. Lisäksi tiedämme kysynnän energian varastointijärjestelmille (ESS) kasvavan sitä mukaa, kun VRE-tuotanto kasvaa. Tällä hetkellä niin PtG kuin moni muukin ESS-teknologia on kaupallistumisen kynnyksellä ja vain tulevaisuus kertoo varmasti, mitkä niistä tullaan ottamaan käyttöön. Toisaalta eri ESS-teknologioilla on omat markkinarakonsa; PtG-konsepti mahdollistaa pitkäaikaisen energian varastoinnin heikommilla hyötysuhteilla, kun esimerkiksi akkuvarastot mahdollistavat energian varastoinnin korkeilla hyötysuhteilla, mutta kapasiteetti ja varastointiaika on niillä rajallinen. Lisäksi PtG-konsepti antaa ainutlaatuisen mahdollisuuden siirtää energiaa sähköverkon ulkopuolella kemiallisessa muodossa.

PtG-konseptin kaupallistumisen aikajanaan vaikuttaa useat tekijät, kuten teknologian kehittyminen, VRE-tuotannon kasvu ja EU:n sisällä päästöoikeuksien hinnan kasvu. Teknologian kehittymisen vaikutus on moniulotteinen ja vielä on epäselvää mihin suuntaan PtG-teknologia on menossa. Esimerkiksi vedyn hyödyntäminen energiantuotannossa on vielä rajoittunutta, joten e-SNG:n tuottaminen PtG-laitoksilla voidaan nähdä järkevänä. Jos taas vetykaasuturbiiniteknologia kehittyy niin, että vetyä voidaan tehokkaasti hyödyntää energiantuotannossa, metanointiprosessia ei välttämättä enää haluta lisätä PtG-laitoksiin.

Tämän kappaleen tarkoitus on tarkastella PtG-konseptin tulevaisuuden näkymiä teknistaloudellisesta näkökulmasta sekä pohtia millainen osa voimalaitoksilla on PtG-konseptin tulevaisuudessa.

6.1 PtG:n kannattavuuden kehitys

Tarkastelimme aikaisemmin PtG-laitoksen kustannuksia liittyen Falkenhagenin demonstraatiolaitokseen, ja kuten kuvasta 8 huomataan, on pääomakustannusten osuus tuotteen hinnasta merkittävä varsinkin alhaisella käyttöasteella. Jos PtG-laitoksia suunnitellaan käytettäväksi ainoastaan korkean VRE tuotannon aikaan, on investointikustannusten aleneminen välttämätöntä. Oleellinen osuus PtG-laitoksen investointikustannuksista koostuu elektrolyysilaitteiston hinnasta ja metanointilaitteiston hinnasta, mikäli laitos tuottaa e-SNG:tä. Hinnat tulevat laskemaan skaalaetujen myötä, mutta myös teknologisella kehityksellä, kuten edullisemmilla katalyyteillä on osansa hintojen laskussa. Tulevaisuuden ennustaminen on kuitenkin aina epävarmaa. Thema et al. (2019) ovat kuitenkin esittäneet työssään arvioita PtG-teknologian ominaisinvestointikustannusten kehityksestä välillä 2017 – 2050.

Taulukko 1. PtG-teknologioiden hintakehitys. Lähde: (Thema 2019)

| | 2017 | 2030 | 2050 |
|-----------------------------------|--------|--------|-----------|
| TEKNIikka | [€/kW] | [€/kW] | [€/kW] |
| AEC | 1300 | 700 | 500 |
| PEMEC | 1900 | 600 | 500 |
| SOEC | 3570 | 1800 | 535 |
| KEMIALLINEN METANOINTI | 800 | 500 | 130...400 |
| BIOLOGINEN METANOINTI | 1200 | 700 | 300 |

Taulukossa 1 esitetyn arvion mukaan PtG-laitosten ominaisinvestointikustannukset tulevat laskemaan keskimäärin noin puoleen nykyisestä vuoteen 2030 mennessä. Vuonna 2050 hintojen arvioidaan olevan enää murto-osan nykyisistä. Investointikustannusten laskemisen lisäksi laitteiden ominaisuudet, kuten tehokkuus ja käyttöikä tulevat paranemaan kehityksen myötä, mikä edelleen edistää PtG-laitosten kaupallistumista.

6.2 Vaihtelevan uusiutuvan energian tuotannon kasvu ja päästöoikeudet

PtG-konseptin tarkoituksena pidetään yleisesti VRE-tuotannon huippujen hyödyntämistä; niinpä PtG-laitosten kysyntä kasvaa käsi kädessä asennetun VRE-kapasiteetin kasvun kanssa. EU on sitoutunut olemaan ilmastoneutraali vuoteen 2050 mennessä, mikä käytännössä tarkoittaa, että suurin osa ellei kaikki sähkö tuotetaan uusiutuvilla energianlähteillä. Vesivoiman tuotantoa voidaan säädellä, mutta olemassa oleva potentiaali sille on rajallinen. Hoes, Meijer et al. arvioi työssään globaalin

vesivoimapotentiaalin olevan 52 PWh/a, joka on noin kolmasosa globaalista energian kulutuksesta. Kuitenkin vain murto-osa tästä on hyödynnettävissä, kun otetaan huomioon tekniset, ekonomiset ja poliittiset tekijät. Niinpä kysyntä VRE tuotannolle on taattu ainakin Euroopassa, mikäli ilmastotavoitteissa halutaan pysyä. (Hoes et al. 2017)

Niin uusiutuvat energiamuodot kuin PtG-konseptikin kilpailevat fossiilisten vaihtoehtojen kanssa. Uusiutuvien kustannukset laskevat kapasiteetin kasvaessa ja tekniikan kehittyessä, kun fossiilisten polttoaineiden hinnat kasvavat varantojen ehtyessä, minkä seurauksena tulevaisuudessa fossiiliset eivät enää ole kaupallisesti kannattava vaihtoehto. Markkinaehtoisesti siirtyminen fossiilisista uusiutuviin olisi kuitenkin hyvin pitkä, niinpä EU perusti vuonna 2005 päästökauppajärjestelmän, jonka tarkoituksena on kannustaa yrityksiä vähentämään hiilidioksidipäästöjä. Päästökauppa parantaa myös PtG-laitosten kilpailukykyä, kun fossiilisen maakaasun uusiutuvalla kaasulla korvaavat laitokset välttyvät päästömaksuilta. Hiilidioksiditonille asetettu hinta määrittyy markkinoilla, joten tulevaisuuden hintoja on vaikea ennustaa. Trendi on kuitenkin, että päästöoikeuksien hinnat kasvavat, sillä vuosittain vapautettujen päästöoikeuksien määrää vähennetään asteittain. Jos oletetaan hiilidioksiditonin hinnaksi 25 € ja maakaasun päästöiksi 0,35 tCO₂/MWh_e, maksaisi voimalaitos lähes yhdeksän euroa päästömaksuja megawattitunnilta sähköä. Esimerkiksi vuonna 2019 Nord Pool Day-ahead keskihinta sähkölle oli 39 €/MWh, joten voidaan päätellä, että päästökaupalla on merkittävä osuus kuromassa maakaasun ja uusiutuvien kaasujen välistä hintarakoa, varsinkin jos päästöoikeuksien hinta vaikkapa kaksinkertaistuisi vuoteen 2030 mennessä.

6.3 Vety vai metaani?

PtG-laitoksien lopputuote voi olla vetyä tai e-SNG, joista molemmat soveltuvat energian varastointiin ja siirtämiseen. Vedyn valmistus on ensimmäinen ja pakollinen vaihe PtG-laitoksessa. Metanointiprosessin lisääminen laitokseen lisää kustannuksia ja häviöitä, mutta mahdollistaa lopputuotteen laajan käytettävyyden olemassa olevassa energiainfrastruktuurissa. Jos täysin uusiutuva ja hiiletön energiajärjestelmä pitäisi aloittaa ns. tyhjältä pöydältä, olisi vetyä tuottavat PtG-laitokset yhdistettynä

vetykäyttöisiin voimalaitoksiin luultavastiärkevin vaihtoehto. Kuitenkin nykytilanne on se, että hiilivoimasta ollaan vasta siirtymässä puhtaampiin vaihtoehtoihin, joita monissa tapauksissa ovat maakaasupolttoiset kaasumoottori- ja kombivoimalaitokset. Niinpä kysyntä maakaasua korvaaville uusiutuville polttoaineille on turvattu, kun taas vedyn käyttö voimalaitoksissa vaatii vielä teknologista kehitystä ja investointeja.

6.3.1 Vanhat voimalat, uusi polttoaine

Voimalaitokset ovat kalliita ja pitkäikäisiä investointeja, tänä päivänä rakennettu voimala on todennäköisesti käytössä vielä 2050-luvulla. Ilmastopaineista huolimatta (ehkä myös niiden takia) on kuitenkin todennäköistä, että maakaasukäyttöisiin voimaloihin investoidaan vielä vahvasti 2020-luvulla. Sähkön tuottaminen maakaasulla tuottaa 50 % vähemmän kasvihuonekaasuja kuin hiilellä, joten se nähdään monien toimesta sopivana askelkivenä kohti hiilineutraalia energiajärjestelmää. Kuitenkin vuoteen 2050 mennessä tarvitaan parempia ratkaisuja tällaisten voimalaitosten polttoaineeksi, mikäli ilmastotavoitteissa halutaan pysyä. EU:n alueella on todennäköistä, että maakaasua polttavat voimalaitokset eivät enää ole taloudellisesti kannattavia jossain vaiheessa ennen vuotta 2050, johtuen nousevista päästöoikeuksien hinnoista. Tällöin e-SNG mahdollistaisi kaasuvoimalaitosten eliniän pidentämisen minimaalisin investoinnein uuteen tekniikkaan. PtCH₄-laitoksien yleistyminen lisäisi myös hiilidioksidin kysyntää ja arvoa, mikä saattaisi kannustaa yrityksiä investoimaan CCS-tekniikkaan. Kääntöpuolena tälle vaihtoehdolle on kalliimpi polttoaine, sillä e-SNG:n tuottaminen vaatii enemmän sähköä ja lisäinvestointeja PtG-laitokseen verrattuna vetyyn. (IEA 2019b, Mihnea et al. 2019)

6.3.2 Vedyllä eroon hiilestä?

Huolimatta siitä, että vety on universumin yleisin alkuaine, sitä ei ole maapallolla missään helposti saatavilla. Vetyä valmistetaan teollisuuden tarpeisiin pääasiassa maakaasun ja vesihöyryn avulla. Puhtaan vedyn käyttö voimalaitoksissa on siis vasta ilmestyvä teknologia, joskin vetyä voidaan jo polttaa muiden kaasujen seassa useissa eri voimalaitoksissa. PtG-laitosten yleistyessä onkin todennäköistä, että vetyä sekoitetaan

kasvavissa määrin ainakin alueellisesti maakaasuverkkoon. Kuitenkin vetyä voidaan sekoittaa vain rajallisesti, noin 10...20 %, maakaasun sekaan, mikä toimii rajoittavana tekijänä PtH₂-laitosten yleistymisessä. (Mihnea et al. 2019)

Japanissa on tarkoitus saavuttaa vetypolttoisten voimalaitosten kaupallistuminen noin kymmenen vuoden päästä. Osa tavoitetta on pystyä käyttämään olemassa olevaa kaasuturbiinilaitteistoa, jotta vaihdos vetyyn ei ole kohtuuttoman kallis voimalaitosten omistajille (Nose et al. 2018). Muun muassa kaasuturbiineja valmistava Siemens on myös kertonut tavoitteestaan valmistaa puhdasta vetyä polttavia kaasuturbiineja vuoteen 2030 mennessä (Lindstrand 2019). Vetypolttoisten voimalaitosten lisäksi ”vetytalouteen” siirtyminen vaatii infrastruktuurin vedyn varastoinnille ja siirtämiselle. Täysin uuden kaasuverkoston rakentaminen olemassa olevan maakaasuverkon rinnalle olisi hyvin kallista. Todennäköisempää onkin, että paikallisesti tai alueellisesti rakennetaan uusia vetyverkostoja tai konvertoidaan maakaasuverkkoja vetyverkoiksi. (Mihnea et al. 2019)

Korkeammista investointikustannuksista voimalaitoksiin ja infrastruktuuriin huolimatta PtH₂ on kuitenkin pidemmällä aikavälillä järkevämpi vaihtoehto; PtH₂-laitokset omaavat paremman hyötysuhteen ja pienemmät investointikustannukset, mikä mahdollistaa halvemman polttoaineen tuotannon PtCH₄-laitoksiin verrattuna. Lisäksi PtH₂-laitos ei tarvitse hiilidioksidin lähdettä lähelleen Hiilidioksidin talteenotto ilmasta on vaihtoehto PtCH₄-laitoksille, mutta hiilidioksidin erottamisen kustannus on käänteisesti verrannollinen hiilidioksidin osapaineeseen kaasussa (Ghaib 2018).

6.4 Aikajana

Tähän mennessä PtG-laitokset ovat olleet vielä lyhytikäisiä demonstraatioprojekteja, jotka ovat kapasiteetiltaan suhteellisen pieniä. 2020-luvulla tullaan luultavasti näkemään suurempia ja pidempi-ikäisiä projekteja. 2030-luvulla kehitys PtG-tekniologiassa, päästökauppa ja VRE-tuotannon lisääntyminen saattavat jo mahdollistaa kaupalliset PtG-laitokset, kuitenkin edullisen uusiutuvan sähkön saatavuus rajoittaa niiden määrää. 2030-luvulla myös kaasuturbiinitekniikan kehitys mahdollistaa kaupallisen tason vetykaasuturbiinivoimalaitokset. PtH₂-voimalaitos-yhdistelmät tarjoavat

mielenkiintoisia mahdollisuuksia alueille, jotka ovat maakaasuverkon ulottumattomissa. Lisäksi yhdistelmä saattaa olla taloudellisempi vaihtoehto energian varastoinnille kuin PtCH₄-kaasun syöttäminen tavanomaiseen maakaasuverkkoon, riippuen kuitenkin vedyn varastointikustannuksista.

PtG-laitoksissa tuotetun vedyn ja e-SNG:n syöttäminen maakaasuverkkoon antaa voimalaitoksille mahdollisuuden keventää hiilijalanjälkeään ja EU:n ETS-alueella pienentää päästöoikeuskustannuksia. 2040-luvulla Euroopan maakaasuvoimalaitokset luultavasti polttavat kasvavissa määrin sekoitusta vetyä, biokaasua, biometaania ja e-SNG:tä. Päästöoikeuksien hinnan kasvaessa maakaasua saatetaan alkaa käyttää ”sinisen vedyn” valmistamiseen, jossa perinteinen vedyn valmistusprosessi yhdistetään hiilen talteenottoon (CCS). Vaikka ”sininen vety” ei ole yhtä hiilineutraalia kuin PtH₂-laitoksen tuottama ”vihreä vety”, sen käyttö edistää vedyn poltto-, kuljetus- ja säilöntäteknologioiden kehittymistä ja leviämistä, mikä pohjustaisi tietä ”vihreään vetyyn” perustuvaan energiajärjestelmään. Oletettavasti maakaasun käyttö energiateollisuudessa pysyy tasaisena vielä pitkän aikaa, kunnes tarjolla on suuret määrät edullista uusiutuvaa energiaa PtG-laitoksia varten. Laajamittaista ”vihreän vedyn” käyttöä tuskin nähdään ennen 2050-lukua, jolloin kehitys elektrolyysiteknologiassa, päästökauppa ja VRE-tuotannon kasvu kaventavat hintaeroa muihin polttoainevaihtoehtoihin riittävästi. (Mihnea et al. 2019)

7 YHTEENVETO

Tuuli- ja aurinkovoiman kapasiteetin kasvu lisää tarvetta säädellä ja varastoida uusiutuvan energian tuotantoa. Uusiutuvaa energiaa voidaan varastoida kaasumaiseen muotoon PtG-teknologian avulla suuren tuotannon aikaan, parantaen tuuli- ja aurinkovoimaloiden käytettävyyttä. PtG on vielä demonstraatiovaiheessa, mutta sillä on paljon potentiaalia kehittyä tehokkuudessa ja hinnassa tehden siitä mahdollisesti kaupallisen seuraavan 10...20 vuoden aikana. EU:n alueella kaupallistumista edistää päästökauppa, joka nostaa maakaasun hintaa.

PtG voi hyödyntää olemassa olevaa maakaasuinfrastruktuuria, mikä tekee siitä ainutlaatuisen vaihtoehdon muihin energian varastointiteknologioihin verrattuna. PtG-laitoksen tuottama vety tai e-SNG voidaan syöttää maakaasuverkkoon ja käyttää tarpeen tullen maakaasuvoimalaitoksissa vähentäen laitosten hiilijalanjälkeä. Nykyisellä polttotekniikalla vetyä voidaan käyttää vain rajatusti muiden kaasujen seassa, mutta luultavasti 2030-luvulla nähdään jo ensimmäiset kaupalliset puhdasta vetyä polttavat kaasuturbiinit. Kilpailukyvyyn parantamiseksi tulevaisuuden PtG-laitoksissa tullaan tehokkaammin käyttämään tuotannon sivutuotteet. Lämpöä voidaan käyttää voimalaitoksissa, teollisuudessa ja kaukolämpönä. Elektrolyysissä syntyvälle hapelle voidaan kehittää arvoa käyttämällä se esimerkiksi voimalaitoksissa tehon lisäämiseen.

Vanhoja hiilivoimaloita on osittain korvattu puhtaammilla maakaasuvoimaloilla. Kaasuvoimalaitoksia käytetään myös kulutushuippujen aikaiseen energian tuotantoon. Näiden voimalaitosten elinikä on useita kymmeniä vuosia, joten maakaasun tilalle vaaditaan fossiiliton vaihtoehto, mikäli ilmastotavoitteisiin aiotaan päästä. Biokaasu ja biometaani ovat vaihtoehtoja, mutta niiden tuotantokapasiteetti on rajattu saatavilla oleviin raaka-aineisiin. PtCH₄ tarjoaa vaihtoehdon, kunhan riittävän edullista uusiutuvaa sähköä ja hiilidioksidia on saatavilla. PtCH₄:n tehtävä tulevana vuosikymmeninä on korvata fossiilista maakaasua voimalaitoksissa ja mahdollistaa näiden laitosten toiminta elinkaarensa loppupäässä yhä tiukentuvassa ilmastopolitiikassa.

PtH₂-laitoksella on pienemmät investointikustannukset ja parempi hyötysuhde, mutta laajamittaista käyttöä varten se tarvitsee oman järjestelmän siirtoa, varastointia ja käyttöä varten, mikä vaatii suuret investoinnit. Vaihtoehtona on konvertoida olemassa olevaa maakaasuinfrastruktuuria vetykäyttöön. Myös maakaasuturbiinivoimaloita on tulevaisuudessa mahdollista konvertoida vetypolttoisiksi, mikä pienentää kynnystä siirtyä vetyyn. Todennäköisesti vedyn käyttöön voimalaitoksissa siirrytään alueittain ja ”vihreää vetyä” saatetaan täydentää ”sinisellä vedyllä”, jotta siirtyminen olisi taloudellisempaa ja nopeampaa. Täysin uusiutuvaan ja hiilivapaaseen ”vihreään vetyyn” perustuvaan energijärjestelmään on luultavasti mahdollista päästä aikaisintaan 2050-luvulla.

LÄHDELUETTELO

ANSALDO ENERGIA, 2020-last update, Ansaldo Energia unveils new H2 solutions making it the undisputed global leader in hydrogen-based energy technology. Available: <https://www.ansaldoenergia.com/business-lines/hydrogen-technology> [22.3., 2020].

BAILERA, M., KEZIBRI, N., ROMEO, L.M., ESPATOLERO, S., LISBONA, P. and BOUALLOU, C., 2017. *Future applications of hydrogen production and CO2 utilization for energy storage: Hybrid Power to Gas-Oxycombustion power plants*.

BUTTLER, A., 2018. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **82**(P3), pp. 2440-2454.

CAPPELLETTI, A. and MARTELLI, F., 2017. *Investigation of a pure hydrogen fueled gas turbine burner*. Elsevier.

ENERGIA UUTISSET, 2016. Joustava CHP-laitos Saksaan.

EUROOPAN KOMISSIO, 2019. *Quarterly Report on European Gas Markets*

EUROOPAN KOMISSIO, 2014-last update, 2030 climate & energy framework. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en.

EUROSTAT, 2019-last update, Natural gas price statistic. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics#Natural_gas_prices_for_non-household_consumers [22.3., 2020].

GHAIB, K., 2018. Power-to-Methane: A state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **81**(P1), pp. 433-446.

GOLDMEER, J. 2018. *FUEL FLEXIBLE GAS TURBINES AS ENABLERS FOR A LOW OR REDUCED CARBON ENERGY ECOSYSTEM*.

GÖTZ, M., 2014. State of the art and perspectives of CO₂ methanation process concepts for power-to-gas applications, 2014, pp. 314-327.

GÖTZ, M., 2016. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, **85**, pp. 1371-1390.

GRAF, F., 2018. STOREandGO, Innovative large-scale energy STOragE technologies AND Power-to-Gas concepts after Optimisation, H2020. *Impact*, **2018**(1), pp. 81-83.

HOES, O.A., MEIJER, L.J., VAN DER ENT, RUUD J and VAN DE GIESEN, NICK C, 2017. Systematic high-resolution assessment of global hydropower potential. *PloS one*, **12**(2), pp. e0171844.

IEA, 2019a-last update, The Future of Hydrogen. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> [26.2., 2020].

IEA, 2019b-last update, The role of gas in today's energy transitions . Available: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>.

JAMES VARLEY, 3.1., 2019-last update, Small scale attracts big interest. Available: <https://www.modernpowersystems.com/features/features-small-scale-attracts-big-interest-7054377/>.

LEHNER, M., 2014. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*.

LETCHER, T.M., 2016. *Storing Energy: with Special Reference to Renewable Energy Sources*.

LINDSTRAND, N., 2019-last update, This Swedish scientist works towards fulfilling Siemens' 2030 hydrogen pledge. Available: <https://new.siemens.com/global/en/company/stories/energy/hydrogen-capable-gas-turbine.html>.

MANNINEN, O., 2020-last update, Sähkön spot-hinta käväisi pakkasella. Available: <https://www.fingridlehti.fi/sahkon-spot-hinta-kavaisi-pakkasella/>.

MCPHY, 2020-last update, Produce your hydrogen on-site, on demand and according to your specifications. Available: <https://mcpfy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/> [10.6., 2020].

MIHNEA, C., CHRISTIAN, E. and MILAN, E., 2019. *The future of gas in Europe: Review of recent studies on the future of gas*. Herndon: World Bank Publications.

NOSE, M., KAWAKAMI, T., ARAKI, H., SENBA, N. and TANIMURA, S., 2018. *Hydrogen-fired gas turbine targeting realization of CO₂-free society*.

POPEL', O., TARASENKO, A. and FILIPPOV, S., 2018. Fuel Cell Based Power-Generating Installations: State of the Art and Future Prospects. *Thermal Engineering*, **65**(12), pp. 859-874.

SAARI, J. and KAIKKO, J., 2020. *Voimalaitosopin perusteet, Luennot 5 ja 6*.

SCHIRRMESTER, S., FÖCKER, H. and VON MORSTEIN, O., 2018. *Demonstration plant Falkenhagen commissioned/commissioning report.*

SCHMIDT, O., 2017. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, **42**(52), pp. 30470-30492.

THEMA, M., 2019. Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **112**, pp. 775-787.

THOMAS, D., 2016. Alkaline vs PEM electrolyzers: lessons learnt from Falkenhagen and WindGas Hamburg.

TSUPARI, E., KÄRKI, J. and VAKKILAINEN, E., 2016. Economic feasibility of power-to-gas integrated with biomass fired CHP plant. *Journal of Energy Storage*, **5**, pp. 62-69.

VAN LEEUWEN, C. and MULDER, M., 2018. *Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables.*

VAN LEEUWEN, C. and ZAUNER, A., 2018. *Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU.*

WÄRTSILÄ, 2020-last update, Wärtsilä 50DF. Available:
<https://www.wartsila.com/marine/build/engines-and-generating-sets/dual-fuel-engines/wartsila-50df> [16.3., 2020].