



Matias Komokallio

Vety kaasuturbiinien polttoaineena

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Konetekniikan tutkinto-ohjelma

Insinöörityö

18.2.2022

Tiivistelmä

Tekijä:	Matias Komokallio
Otsikko:	Vety kaasuturbiinien polttoaineena
Sivumäärä:	71 sivua + 1 liitettä
Aika:	18.2.2022
Tutkinto:	Insinööri (AMK)
Tutkinto-ohjelma:	Konetekniikan tutkinto-ohjelma
Ammatillinen pääaine:	Valmistus- ja tuotantotekniikka
Ohjaajat:	Yliopettaja Pekka Salonen General Manager PMO Ville Paakkonen, TGS Finland Oy

Insinööriyössä selvitettiin kaasuturbiinien kykyä käyttää vetyä polttoaineena sekä vaadittavia muutoksia voimalaitoksen ja kaasuturbiinin tasolla vedyn käytön mahdollistamiseksi. Työ perustuu laajalti kirjallisuuteen, raportoituihin käyttökokemuksiin sekä asiantuntijoiden tekemiin laboratoriokokeisiin ja analyyseihin.

Työssä tarkastellaan aluksi kaasuturbiinin sekä vedyn teoriaa. Näiden avulla havainnollistetaan vedyn aiheuttamia muutoksia palamiseen sekä kaasun ominaisuuksiin ja vertaillaan eri vety-maakaasuseosten muuttuvia ominaisuuksia kaasuturbiinin turvallisen toiminnan takaamiseksi. Kaasuturbiinivoimaloita voidaan jälkiasennusten avulla muuttaa toimimaan vety-maakaasuseoksella tai puhtaalla vedyllä.

Työssä selvitettiin voimalaitoksen ja kaasuturbiinin kannalta tarvittavia muutoksia sekä jälkiasennusten määrää eri vetypitoisuuksille. Tuloksista selviää, että jälkiasennusten määrä pysyy alhaisena vetypitoisuuden ollessa 5–20 til-%. Vetypitoisuuden kasvaessa yli 20 til-%:iin ja sen yli jälkiasennusten määrä kasvaa kaasun ominaisuuksien sekä palamisominaisuuksien muutosten seurauksena.

Insinööriyön lopussa vertaillaan vetypolton kannattavuutta maakaasuun verrattuna. Tuloksista huomattiin, että vedyn hinnan tulisi laskea noin alle 2 €/oon/kg, jotta vedystä tulisi kannattavampaa maakaasuun verrattuna. Vedyn kilpailukykyä parantavat kiristyvät päästörajoitukset, kaasuturbiinivalmistajien vetyteknologian kehitys ja vedyn tuotannon korkeat kasvuodotukset vuoteen 2030 mennessä valtioiden tukiessa vetyteknologian kehitystä sekä odotettu hinnanlasku tuotannon kasvamisen seurauksena.

Avainsanat: Vedyn tuotanto, kaasuturbiini, vety, maakaasu, kaasuturbiinivoimalaitos

Abstract

Author: Matias Komokallio
Title: Hydrogen as Fuel in Gas Turbines
Number of Pages: 71 pages + 1 appendix
Date: 18 February 2022

Degree: Bachelor of Engineering
Degree Programme: Mechanical Engineering
Professional Major: Manufacturing and Production
Supervisors: Pekka Salonen, Principal Lecturer
Ville Paakkonen, General Manager PMO, TGS Finland Oy

The objective of this thesis was to research the ability of gas turbines to use hydrogen as fuel and to determine the retrofit capabilities and required modifications of gas turbine powerplants to maintain safe operation with hydrogen. The thesis was based on literature, reported user experience's, the results of the conducted studies or laboratory experiments and analyses carried out by gas turbine specialists.

The theory of gas turbine and hydrogen was reviewed at first. Based on this theory background the thesis illustrates next how gas and combustion properties change between hydrogen, methane, and different hydrogen-methane blends. Existing gas turbine power plants can be retrofitted to operate fully on hydrogen or with methane-hydrogen blends. The scale of required retrofits depends on the hydrogen concentration. Hydrogen concentrations less than 5-20 vol-% can be reached with minimal changes, if none. To obtain over 20-30 vol-% of hydrogen up until 100 vol-%, the required retrofits are scaling up as the combustion and gas properties are starting to change remarkably.

At the end, the profitability of hydrogen and natural gas usage was compared. The results show that the price of hydrogen should reach about 2€/kg to make hydrogen usage more profitable compared to natural gas. The competitiveness of hydrogen is expected to increase in the near future based on the increasing emission restrictions, development of hydrogen technology by the gas turbine manufacturers and high growth expectations of hydrogen production by 2030. The governments are also supporting the hydrogen transition and development. The price target for green hydrogen in the European Union is less than 2€/kg by 2030.

Keywords: Gas turbine, hydrogen, methane, gas turbine powerplant

Sisällys

1	Johdanto	1
2	Kaasuturbiinin toiminnan perusteet	2
2.1	Kaasuturbiinin rakenne ja toimintaperiaate	2
2.2	Brayton-työkierto	3
2.3	Kaasuturbiinit teollisuudessa	4
2.3.1	Vahvuudet	4
2.3.2	Hyötysuhde ja teho	5
2.3.3	Voimalaitostyypit	7
3	Vedyn tuotanto ja varastointi	9
3.1	Vedyn tuotanto	9
3.1.1	Vedyn tuotanto elektrolyysin avulla	Error! Bookmark not defined.
3.1.2	Vedyn tuotanto höyrymetaanireformointiprosessilla	11
3.1.3	Vedyn tuotanto tulevaisuudessa	12
3.2	Vedyn varastointi voimalaitoksilla	13
3.2.1	Vedyn varastointi kaasuna korkeapainesäiliössä	15
3.2.2	Vedyn varastointi nestemäisessä muodossa	15
3.2.3	Vedyn geologinen varastointi	16
3.3	Vedyn kuljettaminen	16
3.3.1	Vedyn kuljetus säiliöissä	16
3.3.2	Vedyn kuljetus putkistojen kautta	17
4	Vety kaasuturbiinin polttoaineena	19
4.1	Vedyn palaminen ja sen ominaisuudet	20
4.2	Vedyn syttyvyys	20
4.3	Lämpöarvot ja virtaukset	25
4.4	Wobbe-indeksi	27
4.5	Palamisnopeus	29
4.6	Palamislämpötila	32
4.7	Termoakustiset epävakaudet	32
4.8	Kaasuryhmän ja vaara-alueen määrittely	34
4.9	Vedyn vaikutus päästöihin	36

4.9.1	Vedyn vaikutus CO ₂ -päästöihin	36
4.9.2	Vedyn vaikutus NO _x -päästöihin	39
5	Vedyn käytön vaikutukset kaasuturbiinivoimalaitokseen	41
5.1	Polttoainejärjestelmä ja sen komponentit	42
5.2	Kaasuturbiinin akustinen kotelointi ja suojaus	44
5.2.1	Sähkölaitteet	45
5.2.2	Ilmanvaihtojärjestelmä	45
5.2.3	Kaasu- ja liekkianturit	46
5.3	Kaasuturbiinin polttokammio	49
5.3.1	Polttokammio tyypit	49
5.3.2	Diffuusiopolttokammio	50
5.3.3	Lean-premix-polttokammio	52
5.4	Kuumanpään osat	57
5.5	Valvonta- ja ohjausjärjestelmät	58
5.6	SCR ja HRSG	60
6	Yhteenveto ja laskelmat	62
	Lähteet	67

Liitteet

Liite 1: Sallitut vetypitoisuudet eri valmistajien polttokammioille

Lyhenteet ja käsitteet

CFD: *Computational fluid dynamic*. Ohjelmisto, jota voidaan käyttää apuna kaasuturbiinin akustisen kotelon ilmanvaihtojärjestelmän suunnittelussa ja vaarallisten kaasujen kasaantumisten ehkäisyssä.

Flameholding:

Ilmiö, joka tapahtuu kaasuturbiinin liekin stabiloituessa polttoainesuuttimen esisekoittimeen (premixer).

Flashback:

Kaasuturbiinin liekin siirtymistä ylävirtaan polttoainesuuttimen esisekoittimeen.

HHV: *Higher Heating Value*. Kaasun ylempi lämpöarvo [MJ/Nm³].

HRSG: *Heat Recovery Steam Generator*. Lämmöntalteenottokattila, jota käytetään kombivoimalaitoksissa.

LEL: *Lower explosive limit*. pienin kaasupitoisuus, joka palaa.

LHV: *Lower Heating Value*. Kaasun alempi lämpöarvo [MJ/Nm³].

LPM: *Lean-Premix*. Kaasuturbiinipolttokammiomalli, joka toimii laihalla seoksella ja esisekoittaa ilman sekä polttoaineen ennen palamista.

NO_x: *Nitrogen oxides*. Lyhenne typen oksidihdisteille.

SCR: *Selective Catalytic reduction system*. Laite, joka asennetaan HRSG:n sisälle NO_x päästöjen alentamiseksi.

SMR: *Steam-methane reforming*. Yleisin vedyn tuotantomuoto, joka perustuu höyryyn, metaanin sekä katalyytin reaktioon tuottaen vetyä.

1 Johdanto

Kiristyvät ilmastopolitiikan päästörajoitukset sekä valtioiden asettamat tavoitteet ajavat energiasektoria kohti vihreämpiä tuotantoratkaisuja. Kaasuturbiinit täyttävät jo tärkeän tasapainoittavan roolin energijärjestelmässä uusiutuvien tuotantotapojen kasvaessa. Kaasuturbiinien roolin odotetaan nousevan vallitsevaksi energiantuotannon siirtymäkaudella sekä pitkän aikavälin energiastrategioissa kaasuturbiinien laajan polttoainekapasiteetin laajentuessa myös vetyyn. Vaikka täyden vetytalouden saavuttamiseksi on edelleen useita haasteita, on energiapolitiikka kallistumassa tähän suuntaan. Vihreän vedyn tuotannon kustannusten odotetaan laskevan jyrkästi tulevien vuosikymmenten aikana vedyn kysynnän kasvaessa sekä valtioiden tukiessa energiasektorin siirtymistä hiilineutraaleja tuotantotapoja kohti. Vetytalouden siirtymävaiheessa kaasuturbiinivoimaloiden kykyä polttaa vedyn ja maakaasun sekoitusta pidetään tärkeänä ominaisuutena. Myös jälkiasennusten mahdollisuus jo olemassa oleviin kaasuturbiinivoimaloihin 100 til-%:n vetypitoisen polttoaineenkäytön saavuttamiseksi mahdollistaa huomattavat säästöt verrattuna uusien hiilineutraalien voimalaitosten rakentamiseen.

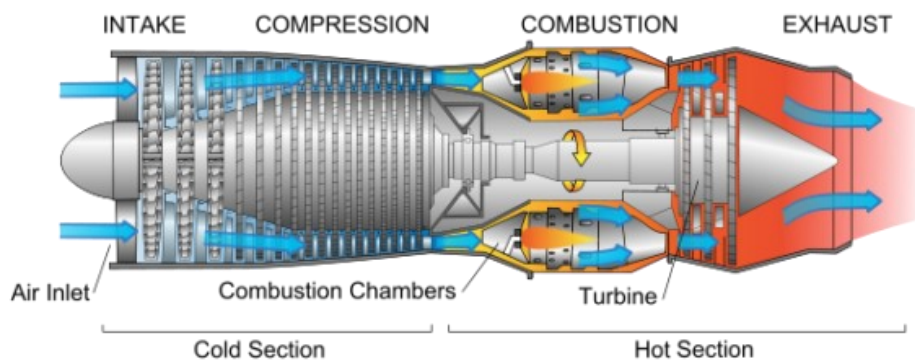
Työssä lähdettiin selvittämään kirjallisuuden, käyttökokemusten sekä asiantuntijoiden tekemien tutkimusraporttien ja laboratoriokokeiden pohjalta vetypolton haasteita sekä polttoaineen vetypitoisuuden noustessa vaadittavien muutosten määrää kaasuturbiiniin ja voimalaitokseen. Kaasuturbiinin muutosten ymmärtämiseksi työssä tarkastellaan myös kaasuturbiinin peruseriaatetta, vedyn ominaisuuksia kaasuna sekä palamisominaisuuksien muutosta verrattuna maakaasuun vetypitoisuuden kasvaessa.

2 Kaasuturbiinin toiminnan perusteet

Kaasuturbiinien teoria on tunnettu jo pitkään. Ensimmäisen patentin sai John Barber Englannissa vuonna 1791. Ensimmäisen toimivan kaasuturbiinin valmisivat kaksi ranskalaista insinööriä Armengaud ja Lemale vuonna 1904, mutta se kykeni pyörittämään vain itseään. Ylimääräistä tehoa tuottava kaasuturbiini onnistuttiin valmistamaan vuonna 1928. Nykyään kaasuturbiineja käytetään pääasiassa teollisuudessa sähkön- ja lämmöntuotannossa, sähköverkon tuennassa sekä lentokoneiden voimanlähteenä. (F6FA Training 2002.)

2.1 Kaasuturbiinin rakenne ja toimintaperiaate

Kaasuturbiini koostuu pääasiassa kolmesta pääosasta: kompressorista, polttokammioista (tai polttokammioista) ja turbiinista. Kuva 1 havainnollistaa kaasuturbiinin toimintaperiaatetta. Kompressorin paineistaa ja kiihdyttää ilmavirran (compression), joka ohjataan polttokammioon. Polttokammiossa paineistettu ilma sekoitetaan polttoaineeseen ja sytytetään (combustion). Palaminen lisää kaasuvirran lämpötilaa, nopeutta ja tilavuutta, tuottaen korkean lämpötilan ja korkeapainaisen kaasuvirran, joka ohjataan turbiinissa olevien siipien läpi, jolloin siivet alkavat pyöriä nopeasti (turbine). Nopeasti pyörivät turbiinin siivet pyörittävät turbiinin akselia, antavat tehon kompressorille sekä pyörittävät generaattoria tuottaen sähköä. (Training manual Thomassen/General Electric heavy duty gas turbines 1997.)



Kuva 1. Kaasuturbiinin rakenne (Gas Turbine 2015).

2.2 Brayton-työkierto

Kaasuturbiinin toiminta perustuu termodynaamiseen Brayton-työkiertoprosessiin. Brayton-työkierto kuvaa lämpökoneen (kaasuturbiinin) kykyä ottaa energiaa virtaavasta polttoaineesta ja ilmasta tuottaakseen hyödyllistä työtä. Kaksi merkittävää suorituskykyparametria ovat painesuhde ja polttolämpötila. (Training manual Thomassen/General Electric heavy duty gas turbines 1997.)

Prosessi koostuu neljästä eri vaiheesta. Kuva 2 havainnollistaa Brayton-työkierron eri vaiheita. Kaasuturbiinissa työkierron kaikki neljä vaihetta tapahtuvat samaan aikaan kaasuturbiinin eri osissa (Cohen 1987: 32).

1. Komprimointi (1–2)

Kompressori imee ilmaa ilmakehästä sekä paineistaa sen korkeaan paineeseen ja lämpötilaan. Samalla kaasun tilavuus pienenee sen puristuessa. Puristuksen jälkeen paineilma siirtyy polttokammioon palamisprosessia varten.

2. Lämmöntuonti (2–3)

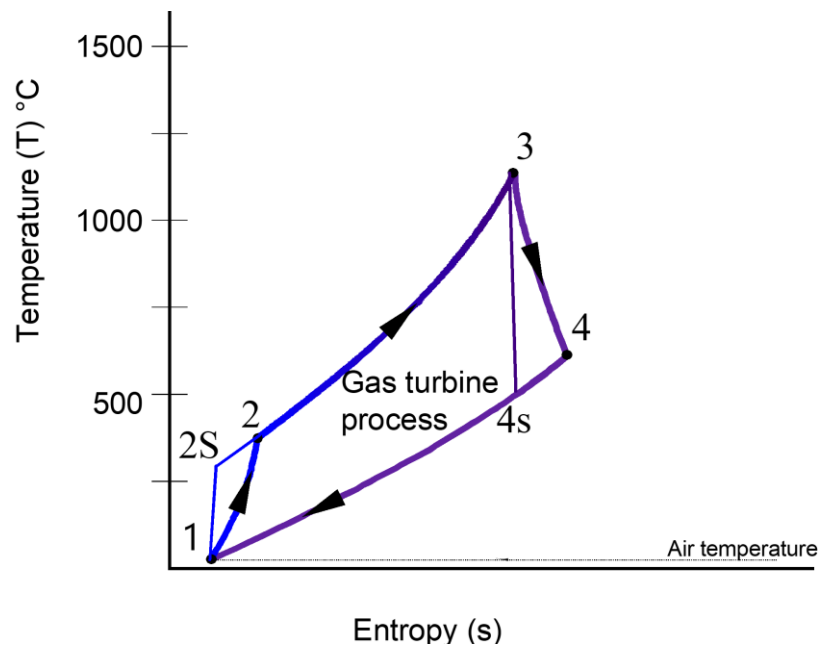
Paineistettu ilma sekoittuu polttoaineen kanssa polttokammiossa, ja sytytin sytyttää seoksen palamaan, jolloin sen lämpötila nousee. Samalla kaasun tilavuus ja entropia kasvavat lämmön lisäyksen seurauksena. Seoksen paine pysyy vakiona.

3. Paisunta turbiinissa (3–4)

Kaasun palamisesta syntyvät korkeapaineiset kuumat savukaasut ohjataan turbiinin siipien läpi, missä kaasut laajenevat ja pyörittävät turbiinivyöhykkeiden siipiä. Kaasujen laajentuessa eli tilavuuden kasvaessa lämpötila ja paine laskevat.

4. Lämmönpoisto (4–1)

Viimeisessä vaiheessa turbiinin läpi kulkeneet savukaasut poistuvat turbiinista takaisin ilmakehään, minkä seurauksena savukaasujen lämpötila laskee. Lämmön poistuessa systeemistä myös entropia laskee. (Training manual Thomassen/General Electric heavy duty gas turbines 1997; Cohen 1987: 32–40.)



Kuva 2. Brayton-työkierto esitettynä ts-tasossa (lämpötila t – entropia s) (F6FA Training 2002).

2.3 Kaasuturbiinit teollisuudessa

2.3.1 Vahvuudet

Voimalaitoskäytössä kaasuturbiineille ominaisia vahvuuksia ovat korkea hyötysuhde (etenkin kombivoimalaitoksissa), alhainen ominaisinvestointi, lyhyt toiminta-aika, pieni rakennuspinta-ala, nopea käynnistettävyyden, pieni henkilöstötarve (jopa miehittämättömät kaukokäynnistettävät ja etävalvottavat laitokset) ja laaja polttoainevalikoima. Kaasuturbiineissa yleisesti käytettyjä polttoaineita ovat

muun muassa maakaasu, nestekaasu, kerosiini (lentokoneissa), kevyt polttoöljy, raskas polttoöljy, masuunikaasu ja uusimpana päästöttömänä vaihtoehtona vety. Energiantuotannon painottuessa enemmän uusiutuviin energianlähteisiin kaasuturbiinien tärkeimpinä ominaisuuksina pidetään laajaa polttoainevalikoimaa sekä nopeaa käynnistysaikaa, joka mahdollistaa kaasuturbiinien käytön säätö- ja hätävoimana uusiutuvien energialähteiden rinnalla. (F6FA Training 2002.)

2.3.2 Hyötysuhde ja teho

Kaasuturbiinin teoreettinen Brayton-hyötysuhde voidaan laskea kaavasta 1

$$\eta = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \quad (1)$$

jossa T_1 on ympäristön ilman lämpötila, T_2 kompressorin jälkeinen lämpötila, T_3 turbiinin sisään menevien savukaasujen lämpötila ja T_4 turbiinin poistosavukaasujen lämpötila (kuva 2). Todellisessa puristuksessa puristus- ja paisuntaikäyrät eivät kuitenkaan ole isentrooppisia, vaan häviöiden osuus on melko suuri. Yleinen kaava prosessin hyötysuhdetta laskettaessa on kaavan 2 mukaisesti

$$\eta = \frac{\text{Hyödyllinen tehty työ}}{\text{Käytetty energia}} \times 100 \quad (2)$$

Kaasuturbiinin hyötysuhdetta määritettäessä on laskettava kompressorin ja turbiinin tekemä työ erikseen, mistä saadaan kaava 3:

$$\eta = \frac{W_{tu} - W_{co}}{Q_1} \times 100 \quad (3)$$

W_{tu} = turbiinin tekemä työ [kJ/kg] = $C_{p_{tu}} \cdot (T_3 - T_4)$

W_{co} = kompressorin tekemä työ [kJ/kg] = $C_{p_{co}} \cdot (T_2 - T_1)$

Q_1 = lisätty energiamäärä kilogrammaa kohden [kJ/kg] = $C_{p_{cc}} \cdot (T_3 - T_2)$

C_p = kaasujen ominaislämpökapasiteetti [kJ/(kg·K)]

Turbiinivyöhykkeen teho lasketaan kaavalla 4

$$P_t = M \times C_p \times (T_3 - T_4) = M \times W_{tu} \quad (4)$$

jossa M on turbiiniin menevän savukaasun massavirta (kg/s). (Training manual Thomassen/General Electric heavy duty gas turbines 1997; Cohen 1987: 51–60.)

Hyötysuhteen ja tehon laskennallisista kaavoista voidaan tehdä seuraavia päätelmiä:

- Hyötysuhde ja teho kasvavat, kun poistokaasujen lämpötila T_4 on mahdollisimman alhainen. Tällainen kaasuturbiini ei kuitenkaan ole edullinen kombiprosessin hyötysuhteen kannalta, koska höyryprosessin arvot jäävät liian kauas optimaalisesta.
- Hyötysuhde ja teho kasvavat, kun turbiinin tuloilman lämpötila T_3 on mahdollisimman korkea. Tämä on vaikuttanut myös materiaalitekniikan kehittymiseen, jotta turbiinin siivet kestäisivät mahdollisimman korkeaa savukaasujen lämpötilaa.

- Kaasuturbiinin tehosta puhuttaessa on lisäksi huomioitava, että ilman tiheys kasvaa sen jäähtyessä. Ilman tiheyden kasvaessa kaasun massavirta (M) kasvaa tilavuuden pysyessä samana. Turbiinin läpi kulkevan virtauksen eli massavirran kasvaessa, voidaan tehon kaavasta huomioida, että myös turbiinin tuottaman tehon määrä kasvaa. Ilmoitettaessa kaasuturbiinin teho, on ilmoitettava myös ilman lämpötila. Valmistajat ilmoittavat koneidensa tehon yleensä ISO-lämpötilassa $+15\text{ °C}$, ellei muuta ole määritelty. Huomioitavaa on myös ilman tiheyden vaihtelu sen mukaan, millä korkeudella laitos sijaitsee merenpintaan nähden. (Training manual Thomassen/General Electric heavy duty gas turbines 1997; Cohen 1987: 370–375.)

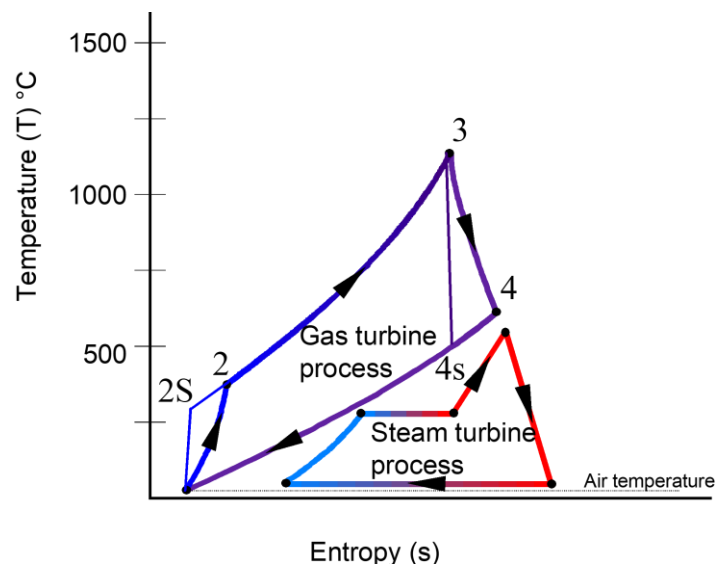
2.3.3 Voimalaitostyytit

Suurin osa kaasuturbiinivoimalaitoksista on rakenteeltaan yksikiertovoimalaitoksia (simple cycle) tai kombivoimalaitoksia (combined cycle). Kaasuturbiinivoimaloiden hyötysuhde voi vaihdella 30 %:sta jopa noin 65 %:iin asti riippuen kaasuturbiinin mallista ja voimalaitoksen rakenteesta (Combustion engines and gas turbines 2022.)

Yksikiertovoimalaitosten (simple cycle) hyötysuhde vaihtelee yleisesti 30–40 %:n välillä. Pienempi hyötysuhde verrattuna kombivoimalaitokseen johtuu siitä, että poistokaasut ohjataan takaisin ilmakehään, eikä savukaasujen jäljellä olevaa lämpöenergiaa käytetä hyödyksi. Yksikiertovoimalaitosten vahvuus on nopeampi käynnistysaika, jonka avulla pystytään reagoimaan nopeasti sähköntarpeen vaihtelevuuteen. Yksikiertovoimalaitokset eivät ole usein käytössä ympärivuorokautisesti heikomman hyötysuhteen takia vaan operoivat pääasiassa sähkön kysynnän ollessa korkealla. (Combustion engines and gas turbines 2022.)

Kombivoimalaitoksilla voidaan saavuttaa jopa melkein 65 %:n hyötysuhde. Yleisesti hyötysuhde vaihtelee 50–60 %:n välillä. Yhdistetyissä kaasuturbiini-höyryturbiiniprosessissa eli kombiprosessissa kaasuturbiinin läpi kulkeneet savu-

kaasut ohjataan lämmöntalteenottokattilaan (HRSG, heat recovery steam generator), joka ottaa talteen savukaasuista lämpöenergian ja tuottaa siitä höyryä, joka pyörittää höyryturbiinia. Höyryturbiini pyörittää akselia, joka antaa tehon generaattorille tuottaen lisäsähköä. Lämmöntalteenottokattilassa kuumat savukaasut virtaavat lämmönvaihdinputkien ohi, aiheuttaen lämmön absorboitumisen lämmönvaihdinputkiin, joissa vesi höyrystyy. Kuva 3 havainnollistaa Brayton-työkiertoa kombivoimalaitokseen kannalta. (Hydrogen Power Generation Handbook 2022: 3–6; Combustion engines and gas turbines 2022.)



Kuva 3. Kombiprosessin Brayton-työkierto ts-kuvaajassa (F6FA Training 2002).

Kombivoimalaitoksista on olemassa useita eri variaatioita, joista yleisimpiä ovat 1 x 1- ja 2 x 1 -kombivoimalaitokset. 1 x 1 -kombivoimalaitoksessa yksi kaasuturbiini ja lämmöntalteenottokattila tuottavat höyryn yhdelle höyryturbiinille, kun taas 2 x 1 -voimalaitoksessa kaksi kaasuturbiinia ja kaksi lämmöntalteenottokattilaa tuottavat höyryä yhdelle höyryturbiinille. Käytössä on myös 3 x 1- ja 4 x 1 -tyyppisiä voimalaitoksia. Tyypillisesti jokaisella kaasuturbiinilla on oma lämmöntalteenottokattila. Höyryturbiini mitoitetaan kaasuturbiinien ja lämmöntalteenottokattiloiden määrän ja kapasiteetin mukaan. (Combustion engines and gas turbines 2022.) Taulukosta 1 voidaan vertailla eri voimalaitostyyppien hyötysuhdetta sekä tehoa.

Taulukko 1. General Electric 6F.03 kaasuturbiinin suoritusarvojen vertailu voimalaitostyyppien välillä (GE gas power 2022).

GE 6F.03	Simple cycle	Combined cycle 1 x 1	Combined cycle 2 x 1
Hyötysuhde (%)	36,8	56,9	57,4
Nettoteho (MW)	88	135	272

3 Vedyn tuotanto ja varastointi

Vety H on maailmankaikkeuden yleisin alkuaine. Vety on kuitenkin lähes aina luonnossa sitoutunut vesimolekyyleihin tai hiilivetyihin, joten polttoaineena käytettävän vetykaasun H₂ valmistamiseksi vety täytyy irrottaa esimerkiksi vedestä H₂O tai metaanista CH₄ lämmön tai elektrolyysin avulla. Joissain paikoissa vetyä esiintyy myös luonnossa kaasuna, luonnossa tapahtuvien kemiallisten reaktioiden seurauksena. (Webber 2021.)

3.1 Vedyn tuotanto

Palaessa vetykaasu H₂ ei tuota lainkaan hiilidioksidipäästöjä, vaan palamisprosessin tuotteena vedyn yhtyessä hapen kanssa syntyy vettä. Vedyn ympäristöystävällisyydestä puhuttaessa on kuitenkin otettava huomioon myös tapa, jolla vetyä tuotetaan, ja sen aiheuttamat päästöt. Vedyn tuottamiseksi on monia eri tapoja, ja tuotantotavan tunnistamiseksi vedylle on määritetty tietyt värikoodit:

- Vihreä (green hydrogen): tuotetaan vesielektrolyysiprosessilla käyttäen uusiutuvaa sähköä. Tuotantoprosessin aikana ei synny CO₂-päästöjä, josta tulee nimitys vihreä vety.
- Sininen (blue hydrogen): tuotetaan fossiilisista polttoaineista, CO₂-päästöjä vähennetään hiilen varastoinnilla ja talteenotolla.

- Harmaa (grey hydrogen): tuotetaan fossiilisista polttoaineista, kuten maakaasusta, jonka seurauksena prosessi tuottaa CO₂-päästöjä.
- Musta/ruskea (black or brown hydrogen): tuotetaan kivihiilestä, prosessin sivutuotteena syntyy hiilimonoksidi- ja CO₂-päästöjä.
- Turkoosi (turquoise hydrogen): tuotetaan pyrolyysin avulla metaanista, sivutuotteena syntyy hiilimustaa.
- Vaaleanpunainen/punainen (pink/red hydrogen): tuotetaan elektrolyysillä ydinvoimalla tuotetulla sähköllä.
- Valkoinen (white hydrogen): viitataan luonnossa esiintyvään vetyyn, jota syntyy luonnollisten kemiallisten reaktioiden seurauksena tietyissä olosuhteissa. (Hydrogen Colour Codes 2022.)

Näistä vaihtoehtoista yleisimmät tällä hetkellä ovat vihreä, harmaa ja sininen. Näiden tuotantoprosessit perustuvat joko elektrolyysiin tai höyrymetaani reformoitumiseen (Hydrogen Colour Codes 2022).

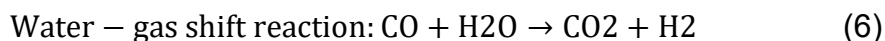
3.1.1 Vedyn tuotanto elektrolyysin avulla

Elektrolyysissä vesimolekyylejä hajotetaan hapeksi ja vedyksi sähkövirran avulla, joten elektrolyysin sivutuotteena syntyy vain happea. Tästä saadaan päästötöntä eli vihreää, jos sähkövirran lähteenä käytetään uusiutuvia, kuten tuuli- tai aurinkoenergiaa. Välillä myös ydinvoimalla tuotetun sähkövirran käyttämisestä elektrolyysissä käytetään nimitystä vihreä vety. Elektrolyysin ongelmana pidetään kuitenkin suurta sähkön tarvetta. Esimerkiksi vetyä käyttävän kaasuturbiinivoimalaitoksen investointikustannukset ovat korkeammat kuin normaalissa maakaasua polttoaineena käyttävässä voimalaitoksessa, koska voimalaitoksen lisäksi tarvittaisiin suuria tuuli- tai aurinkovoimalaitteita sekä elektrolyysilaitteita. Elektrolyysillä tuotetun vedyn hinnan määrittää laajalti prosessissa käytetyn sähkön hinta. Elektrolyysiprosessin hyötysuhde on nykyään noin 80 %.

Elektrolyysin korkean sähkönkulutuksen vuoksi vihreä vety on kalliimpaa verrattuna fossiilisilla polttoaineilla tuotettuun vetyyn, mutta arviona on, että vihreän vedyn hinta tulee laskemaan tulevaisuudessa tuotannon tarpeen, tekniikan kehittymisen sekä uusiutuvien käytön kasvaessa. Koska uusiutuvista tuotettua sähköä on hankala varastoida, voi sähköä olla ajoittain liikaa, jolloin sähkön kulutusta pitää kasvattaa. Tämä ylimääräinen sähkö voidaan varastoida tuottamalla vetyä ja polttaen vety myöhemmin kaasuturbiinivoimalaitoksessa sähkön tarpeen kasvaessa. (Bexten ym. 2021: 2.)

3.1.2 Vedyn tuotanto höyrymetaanireformointiprosessilla

Tällä hetkellä suurin osa tuotetusta vedystä tuotetaan höyrymetaani reformointiprosessin avulla (SMR, Steam-Methane Reforming). Tuotantoprosessissa korkeassa lämpötilassa olevalla vesihöyryllä lämmitetään metaania (maakaasua). Prosessissa metaani reagoi vesihöyryn ja katalyytin kanssa 3–25 baarin paineessa tuottaen vetyä H₂ ja hiilimonoksiidia CO. Tämän jälkeen prosessissa tapahtuu veden ja kaasun muutosreaktio (Water-gas shift reaction), jossa hiilimonoksidi ja vesihöyry reagoivat keskenään katalyytin avulla. Tämän reaktion avulla hiilimonoksidi ja vesihöyry muuttuvat hiilidioksidiksi ja vedyksi. (Kaavat 5 ja 6.



Prosessissa jokaista tuotettua kilogrammaa vetyä kohden syntyy sivutuotteena noin 8–10 kilogrammaa hiilidioksidia. Jos tämä määrä päästetään takaisin ilmaan, nousee prosessin kokonaishiilijalanjälki suuremmaksi kuin maakaasun polttamisella. Prosessilla tuotettua vetyä, jossa hiilidioksidipäästöt vapautetaan ilmaan, kutsutaan harmaaksi vedyksi. Hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi on kehitetty hiilidioksidin talteenotto- ja varastointi järjestelmiä, joiden

avulla CO₂-päästöt saadaan laskettua 1–1,5 kilogrammaan yhtä kilogrammaa tuotettua vetyä kohden. Tätä kutsutaan siniseksi vedyksi. Harmaan ja sinisen vedyn hinta perustuu laajalti maakaasun hintaan. (Carapellucci ym. 2017: 3–4.)

3.1.3 Vedyn tuotanto tulevaisuudessa

Fossiilisten polttoaineiden syrjäyttämiseksi vedyn tuotannon on kasvettava tulevaisuudessa, jotta se kattaisi voimalaitoksiin tarvittavan määrän sekä johtaisi vedyn hinnan laskuun. Muun muassa seuraavien syiden vuoksi vedyn tuotannon odotetaan kasvavan laajasti lähivuosina:

- Elektrolyysilaitteiden valmistus monikertaistuu, ja tuotannon kasvaessa laitteiden hinnat laskevat.
- Valtioiden uudet tuet vauhdittavat vetymarkkinoiden nousua mahdollistaen vedyntuotannon ja uusien tuotantotapojen kehittämisen.
- Sijoittajien kiinnostus vetytaloutta kohtaan lisääntyy. Vuonna 2022 monien vedyn tuotantoon erikoistuneiden yritysten odotetaan listautuvan pörssiin.
- Vetystrategioiden omaavien valtioiden määrää kasvaa. Määrä kaksinkertaistui vuonna 2021, ja sen odotetaan lähes kaksinkertaistuvan vuonna 2022.
- Uusiutuvat energiantuotantotavat lisääntyvät.
- Valtioiden asettamat CO₂-päästörajoitukset astuvat voimaan ja tiukentuvat, sekä CO₂-päästövero kiristyy.
- Maakaasun hinta nousee.

- Uusia vedyn tuotantotapoja kehitetään, kuten valkoinen vety tai SPEG-tekniikka (Solena Plasma Enhanced Gasification). (Webber 2021; Welch 2020; Hydrogen strategy for climate neutral Europe 2020.)

Vetyä H_2 voi esiintyä tietyissä paikoissa luonnossa raudan Fe^{2+} ollessa kosketuksissa veden kanssa, ja sen hapettuessa Fe^{3+} :ksi. Tätä kutsutaan valkoiseksi vedyksi. Reaktio on tehokkain noin $300\text{ }^\circ\text{C}$:n lämpötilassa mutta on mahdollinen myös alemmissa lämpötiloissa. On olemassa paikkoja, kuten valtamerien keskiharjanteet ja puolimiljardia vuotta vanhat kuorilohkot, joissa maankuoren sisältämä rauta joutuu kosketuksiin veden sekä lämmön kanssa aiheuttaen kyseisen reaktion ja vapauttaen puhdasta vetyä H_2 . Viimeisten tutkimusten mukaan luonnollista vetyä olisi saatavilla merkittäviä määriä maailmanlaajuisesti, ja sillä voisi olla potentiaalia olla halvempi ja päästöttömämpi vaihtoehto verrattuna höyrymetaani reformointi- tai elektrolyysiprosessilla tuotettuun vetyyn. Valkoisen vedyn tuotannon kehitys on kuitenkin vasta alkutekijöissä. (Webber 2021.)

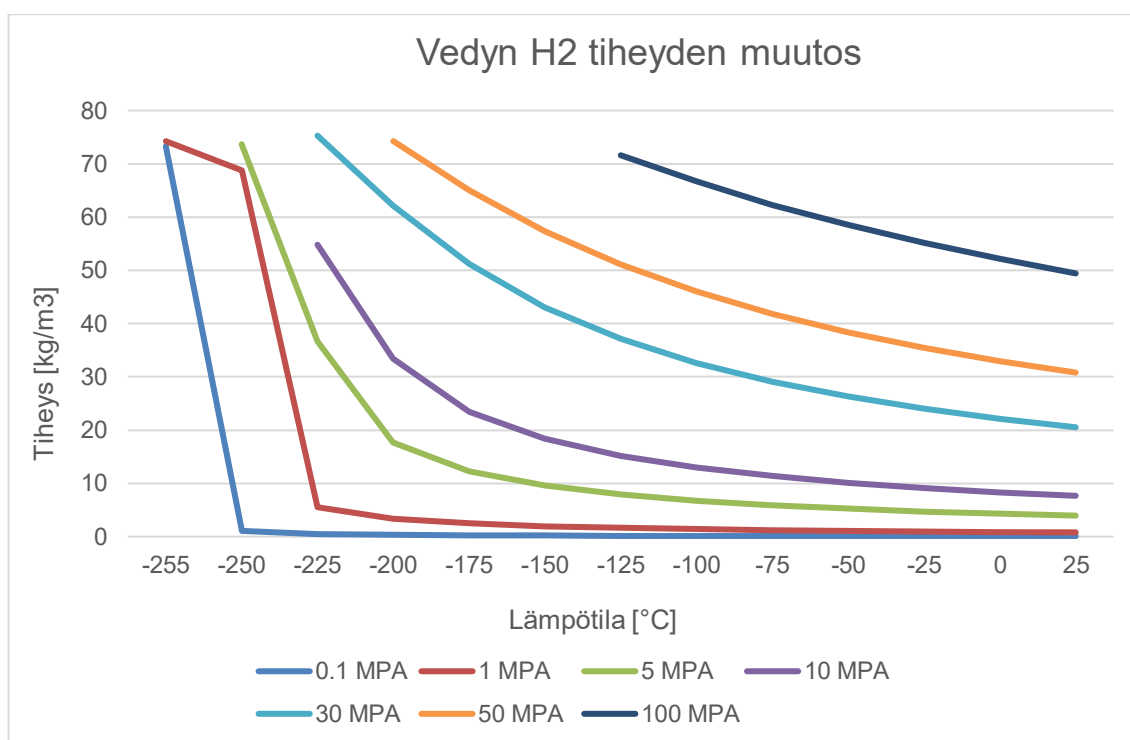
3.2 Vedyn varastointi voimalaitoksilla

Vetyä varastoidaan kaasumaisessa tai nestemäisessä muodossa. Vedyn H_2 varastointi ja säilytys on ongelmallista sen erittäin alhaisen tiheyden vuoksi ($0,0838\text{ kg/m}^3$), minkä seurauksena ulkoilman lämpötilassa ja -paineessa vety tarvitsee paljon tilaa. Vety on myös erittäin kevyttä, hajutonta, väritöntä ja herkästi syttyvää, joten varastoinnin kannalta nämä ominaisuudet lisäävät turvallisuusriskejä verrattuna muihin polttoaineisiin, kuten maakaasuun. Vedyn erittäin alhaisen tiheyden seurauksena varastoitaessa vety yleensä kompressoidaan eli puristetaan ja varastoidaan kaasuna korkeapainesäiliössä tai nesteytetään kryogeenistä tekniikkaa käyttämällä. (Hydrogen for power generation 2021: 4.) Vedyn tiheyttä sekä sulamis- ja kiehumispistettä voidaan havainnoida taulukosta 2.

Taulukko 2. Vedyn ominaisuuksia.

Tiheys [kg/m ³]	Kiehumispiste [°C]	Sulamispiste [°C]
0,0838	-252,8	-259,2

Kuvasta 4 voidaan tarkastella vedyn tiheyden muutosta (y-akseli) lämpötilan (x-akseli) muuttuessa eri paineissa. Sininen viiva 0,1 MPA kuvastaa normaalia ilmanpainetta. 1 MPA on 10 baaria. Kuvasta voidaan havainnoida missä lämpötilassa ja paineessa vedyn tiheyden muutos on voimakkainta sekä paineen ja lämpötilan yhteisvaikutusta vedyn tiheyden muutokseen.



Kuva 4. Vedyn tiheyden muutos lämpötilan ja paineen muuttuessa.

3.2.1 Vedyn varastointi kaasuna korkeapainesäiliössä

Vetyä voidaan varastoida kaasuna korkeapainesäiliössä paineistamalla vetyä yli 350 baarin paineeseen. Normaaliosuhteissa yksi kilogramma vetyä vie tilaa jopa 11 m^3 (kuutiometriä), kun taas 350 baarin paineessa vedyn tiheys on noin 23 kg/m^3 . Korkeapainesäiliöissä varastoitaessa huonona puolena pidetään kompressoreiden korkeaa sähkönkulutusta, ja lisäinvestointia korkeapainelaitteistoon sekä säiliöihin. Vedyn kompressointi 350 baarin paineeseen kuluttaa sähköä tuotettua vetykiloa kohden teoriassa noin $1,05 \text{ kWh/kg}$ ja häviöt mukaan lukien noin $1,7\text{--}6,4 \text{ kWh/kg}$. (Andersson & Grönkvist 2019: 21–22.)

3.2.2 Vedyn varastointi nestemäisessä muodossa

Vetyä voidaan varastoida krynogeenisissä säiliöissä nestemäisessä muodossa. Nestemäisen muodon säilyttämiseksi vety tarvitsee äärimmäisiä, alle vedyn kiehumispisteen $-252,8 \text{ °C}$:n pysyviä lämpötiloja. Nestemäinen vety voidaan varastoida ilmanpaineessa, ja sen tiheys on noin 71 kg/m^3 . Nestemäisen vedyn kannalta huomioon otettavia asioita ovat seuraavat:

- Kryogeeniset säiliöt kuluttavat paljon sähköä todella alhaisen lämpötilan ylläpitämiseksi.
- Vedyn nesteyttämisen hyötysuhde on alhainen. Vedyn nesteyttäminen eli lämpötilan laskeminen alle $-252,8 \text{ °C}$:n vie sähköä arviolta noin $10\text{--}15 \text{ kWh/kg}$ eli huomattavasti enemmän kuin vedyn kompressointi ja varastointi kaasuna.
- Kryogeenisten säiliöiden tulee olla erittäin hyvin eristettyjä, jotta ne pystyvät säilyttämään tarpeeksi alhaisen lämpötilan ja estämään lämmön siirtymisen. Tämä nostaa säiliöiden hintaa. (Bexten ym. 2021: 10–12.)

3.2.3 Vedyn geologinen varastointi

Vetyä voidaan varastoida myös geologisiin varastoihin, kuten suolaluolastoihin. Maanalaisia luolastoja on käytetty jo pitkään maakaasun varastoinnissa ja samaa tekniikkaa pystytään hyödyntämään vetyä varastoidessa. Geologisia suo-laesiintymiä voidaan muokata varastointiin käytettäväksi luolastoiksi poraamalla ensin suo-laesiintymän syvyyteen, minkä jälkeen suolaa liuotetaan vettä ruiskuttamalla, ja poistuessaan suolaliuos jättää jälkeensä suuren onkalon, johon pystytään varastoimaan vetyä paineistettuna. Useimmat suolaluolastot ovat noin 500–2500 metrin syvyydessä. Halkaisijaltaan ne ovat noin 50–100 metriä ja syvyydeltään 100–500 metriä. Suolaluolastoissa tyypillisesti suurimmat sallitut paineet ovat 150–200 baarin välillä. Suolaluolastoissa on myös huomioitava, että noin 1/3 tilavuudesta tarvitaan niin sanottuna puskurikaasuna luolaston eheyden säilyttämiseksi eli 2/3 varastoidusta kaasusta voidaan käyttää kerralla. Suolaluolastojen ylivoimainen ominaisuus on niiden suuri koko ja kyky varastoida paineistettua vetyä. Paineistettuna luolastoihin voidaan säilöä jopa 6000 tonnia vetyä. Suolaluolastojen heikkoutena voimalaitosten kannalta on niiden sijainti, sillä voimalaitoksen tulisi sijaita lähellä varastointiin käytettäviä luolastoja. (Bexten ym. 2021: 15–18.)

3.3 Vedyn kuljettaminen

Vedyn kuljettamisessa, kuten varastoinnissa, on suurimpana ongelmana edellä mainitut vedyn tiheys ja sen vaatimat erikoisolosuhteet tiheyden kasvattamiseksi. Voimalaitosten kannalta olisi järkevintä tuottaa vety mahdollisimman lähellä sen käyttökohdetta.

3.3.1 Vedyn kuljetus säiliöissä

Jos vedyn tarve on pientä, voidaan vetyä kuljettaa kryogeenisissä nestesäiliökoissa tai korkeapaineikaasusäiliöissä. Säiliöaluksilla pystytään myös kuljettamaan nestemäistä vetyä, mutta määrät eivät ole vielä tarpeeksi suuria. Japanin valtio tilasi ensimmäisenä nestemäistä vetyä kuljettavan säiliöaluksen, ja sen

maksimikapasiteetti on 1250 m³ nestemäistä vetyä, kun vertailuna normaali LNG (nesteytetty maakaasu) -säiliöalus pystyy kuljettamaan yli 125 000 m³ nestemäistä maakaasua kerralla. (Hydrogen for power generation 2021: 5.)

Yksi kuljetusvaihtoehtoista olisi myös vedyn H₂ muuttaminen stabiilimmaksi yhdisteeksi, kuten ammoniakiksi NH₃. Ammoniakin etuna on se, että sitä voidaan säilyttää nestemäisessä muodossa -33,3 °C verrattuna nestemäisen vedyn vaatimaan -256 °C. Ammoniakkia voitaisiin kuljettaa nestekaasua eli propaania C₃H₈ kuljettavissa tankkereissa, sillä propaani vaatii kylmemmät olosuhteet (noin -42 °C) verrattuna ammoniakiin. Ammoniakin käytön heikkona puolena on se, että ennen polttoa kaasuturbiinissa vety pitää erottaa ammoniakista. (Hydrogen for power generation 2021: 5.)

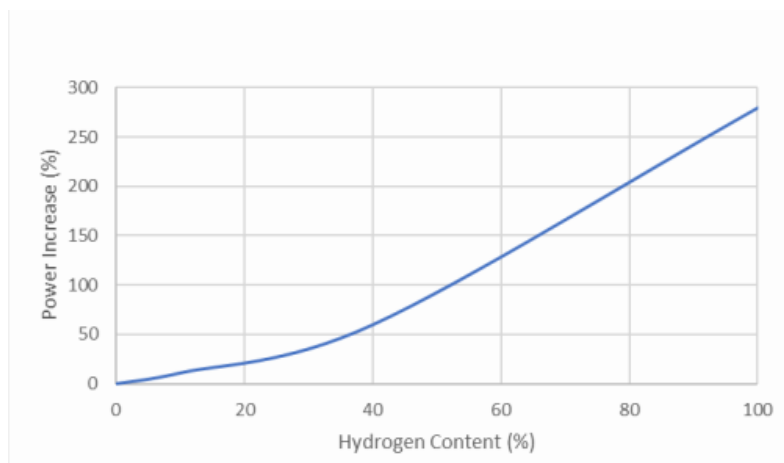
3.3.2 Vedyn kuljetus putkistojen kautta

Pääsääntöisesti maakaasua kuljetetaan voimalaitoksille maakaasuputkissa. Samaa tekniikkaa voidaan hyödyntää vedyn kanssa. Vetykaasuputkia (100 % vetyä) on jo käytössä pienissä määrin, mutta laajan putkistoverkoston rakentaminen on kallista ja vie paljon aikaa. Rakennettujen maakaasuputkien ja kompresioasemien hyödyntäminen vedyn toimituksessa voi olla vaihtoehto vedyn käytön nopeaan kasvamiseen. Pelkän vetykaasun kuljettaminen maakaasuputkissa vaatisi isoja muutoksia putkistoon, mutta vedyn ja maakaasun sekoituksen kuljettaminen on yksi vaihtoehto lähitulevaisuudessa. Putkistoverkostojen kannalta muutoksia ei välttämättä tarvittaisi, jos vetykaasua olisi alle 20 til-% kaasun kokonaismäärästä. Korkeammilla vetypitoisuuksilla voidaan tarvita suurempia muutoksia putkiston rakenteeseen. (Simons 2022.) Huomioitavia asioita vety- ja maakaasun seoksen käyttämisessä maakaasuputkistoissa ovat seuraavat:

- Vedyn energiatiheys [MJ/m³] on pienempi kuin metaanilla (tilavuuden suhteen). Tämä tarkoittaa sitä, että vetypitoisuuden noustessa samojen putkistojen kautta toimitettavan energian kokonaismäärä pienenee.

- OGI (Optical gas imaging) teknologiaa käytetään maakaasuputkistoverkostoissa metaanivuotojen havaitsemiseen. OGI-järjestelmät eivät kuitenkaan havaitse vetyä eivätkä välttämättä ole täysin luotettavia vety- maakaasuseoksen vuotojen havaitsemisessa korkeammilla vetypitoisuuksilla.
- Vetykaasu voi aiheuttaa haurautta putkistojen rakenteissa käytettyyn teräkseen ja hitseihin.
- Vedyn molekyylilien pienen koon takia vetyä voi vuotaa paikoista, joista metaani ei vuotaisi.
- Vedyn pienemmän molekyylimassan seurauksena vedyn kompressio on hankalampaa, ja kompressoreiden tekemä työn määrä kasvaa vetypitoisuuden noustessa samoissa paine- ja lämpötilaolosuhteissa verrattuna metaaniin.
- Vedyllä on negatiivinen Joule–Thompson-kerroin, minkä seurauksena vetykaasun paineen laskiessa kaasun lämpötila kasvaa (useimmilla kaasuilla lämpötila laskee paineen laskiessa). Näin ollen mitä korkeampi vetypitoisuus on, sitä vaikeampaa kaasun lämpötilan on laskea putkistossa kompressioasemien välillä. Tämä johtaa painehäviöiden kasvuun vetypitoisuuden noustessa. (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 13–16; Simons 2022.)

Kompressoreiden tekemän työn sekä painehäviöiden kasvaessa saman energiamäärän kuljettamiseksi käytettävän tehon määrä kasvaa vetypitoisuuden noustessa (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 17). Tämä voidaan havaita kuvasta 5. Vaadittavan tehon kasvu saman energiamäärän kuljettamiseksi laskee kuljetuksen kokonaishyötysuhdetta. Kompressioasemia voidaan myös joutua sijoittamaan tiheämmin kompressorin tulolämpötilan ja tarvittavan tehon kasvaessa.



Kuva 5. Vaadittava tehon kasvu saman energiamäärän kuljettamiseksi putkistossa vetypitoisuuden kasvaessa (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 17).

4 Vety kaasuturbiinin polttoaineena

Maakaasu CH_4 on käytetyin polttoaine kaasuturbiineissa, minkä vuoksi suurin osa kaasuturbiinivoimalaitoksista on optimoitu toimimaan parhaiten maakaasun fysikaaliset ominaisuudet huomioon ottaen. Fysikaalisilta ominaisuuksiltaan vety ja vedyn palaminen eroavat huomattavasti maakaasusta. Polttoaineen ominaisuuksien muuttuessa tarvitaan muutoksia kaasuturbiiniin ja voimalaitokseen turvallisen toiminnan ylläpitämiseksi.

Vedyn käyttöönottamiseksi johtavana polttoaineena on edelleen monia haasteita. Vetymuutoksen vauhdittamiseksi ja päästöjen alentamiseksi vedyn ja maakaasun sekoitusta voitaisiin käyttää polttoaineena. Tämä mahdollistaisi asteittaisen siirtymisen kohti hiilineutraalia tulevaisuutta kaasuturbiinien osalta (Connolly 2022). Asteittaisen siirtymisen etuna on myös jo olemassa olevien kaasuturbiinivoimaloiden operoiminen osittain vedyllä. Monet nykyiset kaasuturbiinivoimalat vaatisivat vain pieniä muutoksia, jos vedyn määrä rajoittuisi noin 5–20 til-% maakaasusta (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 2–3).

4.1 Vedyn palaminen ja sen ominaisuudet

Kaasuturbiinien kannalta on tärkeää tarkastella vedyn ominaisuuksia, kuten palamista ja palamisprosessin eroavaisuuksia maakaasuun verrattuna. Polttoainesten suhteiden muuttuessa kaasuturbiinin kannalta tärkeitä huomioitavia tekijöitä ovat muutokset seuraaviin ominaisuuksiin:

- syttyvyyteen (itsesytyvyys, syttymisväli, syttymiseen vaadittava energiamäärä)
- palamisnopeuteen ja lämpötilaan
- lämpöarvoihin ja energiasisältöön
- polttoainevirtauksiin (massavirta, tilavuusvirta)
- polttoaineen koostumukseen (Wobbe-indeksi)
- termoakustisiin epästabiilisuuksiin
- kaasuryhmän ja vaara-alueen määrittelyyn
- palamisesta aiheutuviin päästöihin (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5; Hydrogen power with Siemens gas turbines 2020: 3–4; Ansaldo Energia solutions for Hydrogen combustion: fast-forward to a Hydrogen Fueled Future 2022: 4–6).

4.2 Vedyn syttyvyys

Polttoaineen kontrolloidun syttymisen ja palamisen kannalta on tärkeää tarkastella syttymisväliä, syttymiseen tarvittavaa energian määrää ja itsesyttymiseen vaadittavia olosuhteita (Brower 2012: 2).

Syttymisväli kuvaa minimi- ja maksimipitoisuuksia, joissa tietty höyrymäinen aine syttyy ja palaa sekoitettaessa ilman kanssa. Minimipitoisuus eli kaasun alempi syttymisraja kuvaa pienintä kaasupitoisuutta, jolloin aine syttyy sytytettäessä. Maksimipitoisuus on vastaavasti ylempi syttymisraja, jolloin aine syttyy palamaan. Minimipitoisuuden alittuessa tai maksimipitoisuuden ylittyessä seos ei pala. (Speight 2007: 20.)

Taulukosta 3 voidaan vertailla vedyn ja maakaasun ominaisia syttymisarvoja. Vedyn syttymisväli ilmassa on huomattavasti laajempi (4–75 til-%) kuin maakaasulla (5–15 til-%). Vety on myös räjähtävää laajalla pitoisuusalueella (18,3–59 til-%) normaalissa ilmakehän lämpötilassa (15 °C). Vedyn laajat syttymis- ja räjähdysvälit aiheuttavat enemmän varotoimenpiteitä verrattuna maakaasuun.

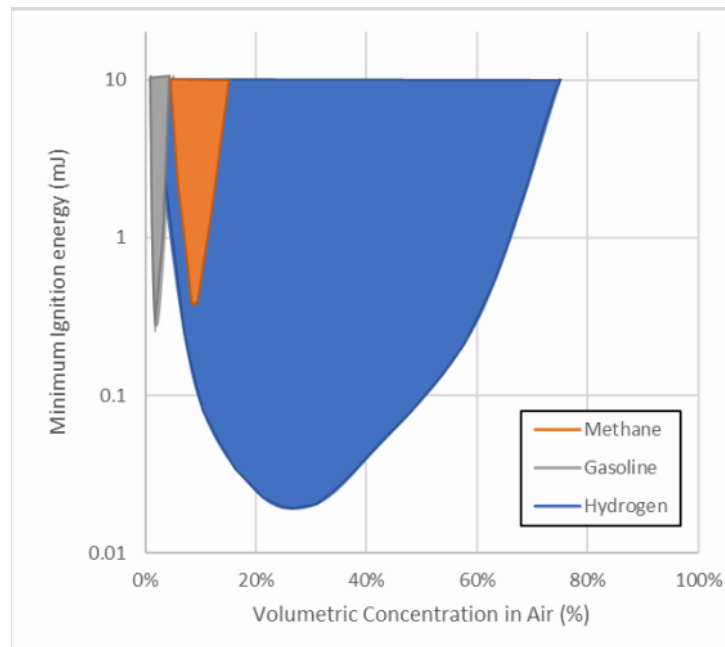
Stoikiometrinen suhde eli optimaalinen palamissuhde, jolloin sekä polttoaine että ilman happi palavat kokonaan ilman ylijäämiä, on vedyllä 29 %. Stoikiometrisen suhteen toteutuessa vety tarvitsee erittäin vähän energiaa syttyäkseen (0,02 millijoulea, mJ) verrattuna muihin polttoaineisiin (maakaasu 0,29 mJ). Vety on siis huomattavasti herkemmin syttyvää kuin muut tunnetut polttoaineet, ja jopa pieni kipinä voi aiheuttaa vedyn syttymisen. (Connolly & Beck 2022.)

Taulukko 3. Syttyvyyden vertailu vedyn ja maakaasun välillä.

H₂ / CH₄ vertailu	Vety H₂	Metaani CH₄
Syttymispitoisuus (ilmassa)	4–75 %	5–15 %
Räjähdyspitoisuus (ilmassa)	18,3–59 %	5,7–14 %
Minimi syttymisenergia (mJ)	0,02	0,29

Stoikiometrinen suhde	29 %	9 %
-----------------------	------	-----

Kuvasta 6 voidaan havainnoida vedyn, bensiinin sekä metaanin syttymiseen vaadittavan energiamäärän muutosta pitoisuuden kasvaessa ilmaan nähden. Kuvasta huomataan vedyn erittäin alhainen syttymisenergian tarve noin 20–40 %:n pitoisuuksilla, joka on lähellä vedyn stoikiometristä suhdetta. Kuten kuvasta 6 nähdään, alhaisilla vedyn pitoisuuksilla syttymisenergian määrä on kuitenkin lähellä metaania.



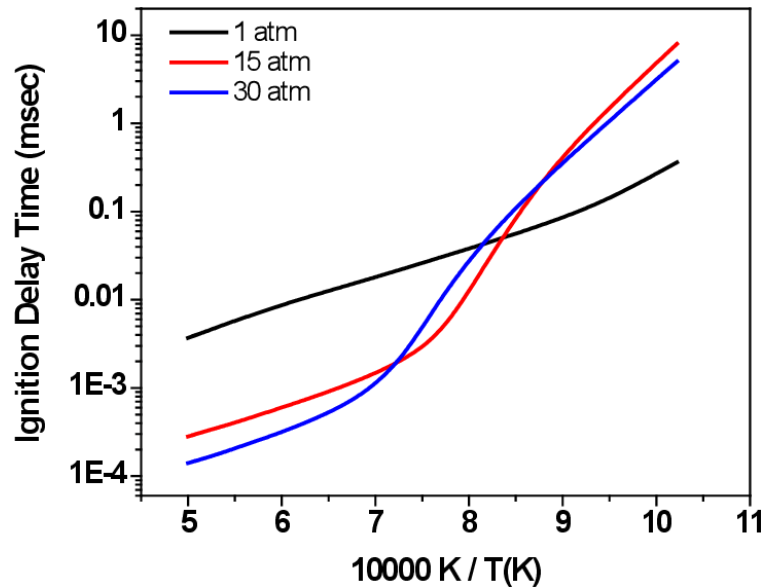
Kuva 6. Syttymisenergian muutos polttoaineen pitoisuuden muuttuessa ilmassa (Glover ym. 2019: 18).

Itsesyttyminen tarkoittaa kaasuseoksen (kaasu ja ilma) syttymistä ilman ulkoista sytytintä kaasuseoksen saavuttaessa tarpeeksi korkean lämpötilan. Itsesyttymiseen vaikuttaa pääasiassa kaasuseoksen suhde, lämpötila, aika ja paine. Itsesyttymislämpötila on rajalämpötila, jonka ylittyessä kaasuseos syttyy riittävän ajan kuluessa. (Manha 2009.) Vedyn ja maakaasun itsesyttymislämpötilat ovat hyvin lähellä toisiaan. Stoikiometrisissä suhteissa normaalissa ilmanpaineessa vedyn itsesyttymislämpötila on noin 560 °C ja maakaasun noin 610 °C (Günther

1984: 48). Ajalla tarkoitetaan sytytyksen viiveaikaa, joka määrittää ajan tietyssä lämpötilassa ja paineessa, polttoaineen ja hapettimen seoksen reagoimiselle (Manha 2009: 17).

Kaasuturbiinissa itsesytyminen voi tapahtua polttoaineen ja ilman sekoituksen jälkeen polttokammiossa. Pahimmassa tapauksessa sytytyksen viiveajan ollessa liian lyhyt, itsesytyminen voi tapahtua polttokammion ”yläosassa”, jossa ilma ja polttoaine sekoittuvat johtaen liekin kulkeutumisen ylävirtaan ja polttoainesuuttimeen. Tätä ilmiötä kutsutaan englanniksi nimellä flashback. (Huth & Heilos 2013: 76.)

Kuvasta 7 pystytään havainnoimaan itsesyttymisajan (ms, millisekuntia) muutosta eri paineessa oleville vetykaasuille stoikiometrisessä suhteessa (29 til-% vetypitoisuus) lämpötilan noustessa. 1 atm vastaa ilmanpainetta eli 1,013:aa baaria. Lämpötila on ilmoitettu suhdelukuna (10 vastaa 1000:n kelvinin lämpötilaa eli 726,85 °C:ta ja 5 vastaa 2000:ta kelviniä eli 1726,85 °C:ta). Kuvaajasta nähdään, kuinka itsesyttymisaika pienenee kaasuseoksen lämpötilan noustessa. Huomioitavaa on myös paineen vaikutus itsesyttymisajan käyttäytymiseen. Alhaisemmillä lämpötiloilla korkeammassa paineessa oleva vetykaasuseos (15 ja 30 atm) on hitaammin syttyvää verrattuna normaalipaineessa olevaan vetykaasuseokseen, mutta lämpötilan noustessa tilanne kääntyy toisinpäin ja korkeammassa paineessa olevista vetykaasuseoksista tulee huomattavasti nopeammin syttyviä.

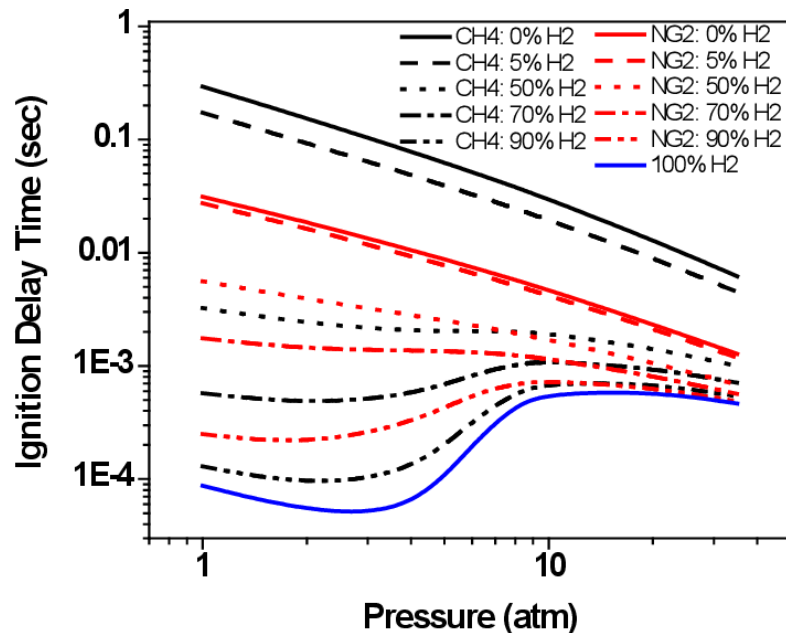


Kuva 7. Itsesyttymisajan muutos 100-prosenttiselle vetykaasuseokselle lämpötilan muuttuessa stoikiometrisessä suhteessa (Brower 2012).

Kuva 8 havainnollistaa itsesyttymisaikojen (s) muutosta paineen kasvaessa eri kaasupitoisuuksien omaaville kaasuseoksille lämpötilan pysyessä vakiona (1100 K). Kaasuseosten ekvivalenssisuhde ϕ on 0,7. Kuvaajasta voidaan havaita huomattava ero itsesyttymisajoissa 100 %:n H₂- ja 100 %:n CH₄/NG₂ (maakaasu) -seosten välillä normaali-ilmanpaineessa (1 atm) ja vedyn itsesyttymisajan erilainen käyttäytyminen paineen kasvaessa. Kun 100 %:n metaani- ja maakaasuseosten itsesyttymisaikojen käyrät ovat laskevia paineen kasvaessa, 100 %:n vetyseoksen käyrä sen sijaan laskee loivasti noin 3 baarin paineeseen asti ja sen jälkeen nousee paineen kasvaessa noin 10 baarin paineeseen asti. Kuvaajasta voidaan helposti vertailla itsesyttymisajan käyttäytymisen muutosta H₂-pitoisuuden kasvaessa kaasuseoksessa. Muutos itsesyttymisajoissa 1–10 baarin välillä pienenee H₂- ja CH₄/NG₂-suhteiden tasaantuessa. Pienin muutos itsesyttymisaikojen välillä paineen kasvaessa on H₂/CH₄- ja H₂/NG₂-seosten suhteen ollessa 70/30.

Ekvivalenssisuhde kertoo kaasuseoksen todellisen polttoaineen ja ilman suhteen stoikiometriseen suhteeseen verrattuna. Ekvivalenssi suhteen ollessa 1 polttoaineen ja ilman suhde on stoikiometrinen eli palaminen on täydellistä. Suhteen ollessa < 1 seos on laihaa, jolloin ilmaa on enemmän kuin palamiseen

tarvittava määrä. Suhteen ollessa > 1 seos on rikasta, jolloin polttoainetta on enemmän kuin stoikiometriseen palamiseen tarvittu määrä. Ekvivalenssisuhde voidaan ilmoittaa polttoaine-ilma- Φ tai ilma-polttoainesuhteena λ . (Kirkpatrick 2020: 23–24.)



Kuva 8. Itsesyttymisaikojen vertailu eri kaasuseoksille ekvivalenssisuhteen Φ ollessa 0,7 ja lämpötilan pysyessä vakiona 1100 K (Brower 2012).

4.3 Lämpöarvot ja virtaukset

Kaasuseoksen lämpöarvot ilmoittavat sen palamisessa vapautuvan lämpöenergian määrää tiettyä tilavuutta tai massaa kohden. Lämpöarvot voidaan ilmoittaa ylempänä HHV (Higher Heating Value)- tai alempana LHV (Lower Heating Value) -arvona. Ylemmän lämpöarvon erona alempaan on se, että ylempi lämpöarvo sisältää myös palamisessa syntyneiden savukaasujen sisältämän vesihöyryn lauhdutuslämmön. (Battista 1982.)

Taulukosta 4 havaitaan jo edellä mainittu vedyn erittäin alhainen tiheys ja vedyn lämpöarvojen suuri ero tilavuuden [MJ/m^3] ja massan [kg/m^3] välillä. Kilogrammassa vetyä on noin kolminkertainen määrä lämpöenergiaa verrattuna maaka-

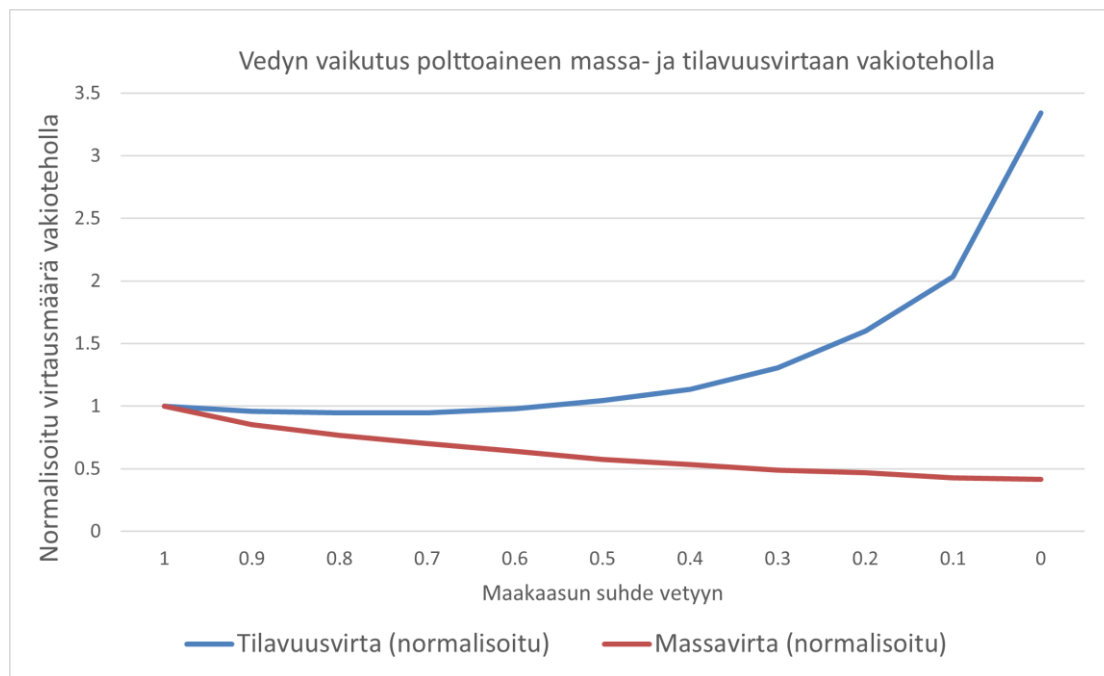
suun, mutta vedyn lämpöenergianmäärä tilavuuteen suhteutettuna on yli kolmekertaa pienempi kuin maakaasulla. Tämä tarkoittaa sitä, että tilavuuden suhteen vetyä tarvitaan enemmän ja massan suhteen vähemmän verrattaessa maakaasuun saman energiamäärän tuottamiseksi.

Taulukko 4. Vedyn ja maakaasun fysikaaliset ominaisuudet normaaliolosuhteissa.

Vety-maakaasuvertailu	Tiheys [kg/m ³]	Lämpöarvo LHV [MJ/m ³]	Lämpöarvo LHV [MJ/kg]	Lämpöarvo HHV [MJ/m ³]	Lämpöarvo HHV [MJ/kg]
Maakaasu (CH ₄)	0,768	35,22	45,86	39,05	50,84
Vety (H ₂)	0,0838	10,05	119,95	11,88	141,88

Lisättäessä vedyn määrää polttoaineena suhteessa maakaasuun, pienenee polttoaineen massavirta kaasuturbiinille [kg/s] ja tilavuusvirta [m³/s] kasvaa vakiopolttoaineen energiapitoisuudella (Goldmeer 2022a). Tilavuusvirta [m³/s] kasvaa voimakkaasti yli 50 til-%:n vetypitoisuuden ylittyessä. Tätä massa- ja tilavuusvirran muutosta voidaan havainnoida kuvasta 9. X-akseli kuvaa maakaasun määrää (1 = 100 % maakaasua ja 0 = 100 % vetyä) ja y-akseli virtausmäärän suhdetta vakioteholla. Kuvaajasta nähdään, että massavirta laskee melko tasaisesti vedyn määrän noustessa, ja polttoaineen saavutettaessa täyden vetypitoisuuden massavirta on noin 0,4-kertainen 100-prosenttiseen maakaasuun verrattuna. Vedyn määrän noustessa tilavuusvirta laskee hieman aluksi pysyen lähes samana noin 40 % vetypitoisuuteen asti. Vetypitoisuuden ylittäessä 50 til-

% alkaa tilavuusvirta kasvaa voimakkaasti. Vakiotehon ylläpitämiseksi saavuttaessa täyteen 100 til-% vetytitoisuuden tilavuusvirran, joka kulkee polttoaineputkien ja polttoainesuuttimien läpi, on noin 3,5-kertaistuttava.



Kuva 9. Massa- ja tilavuusvirran muutos vedyn suhteen kasvaessa tehon pysyessä vakiona (234 MW).

4.4 Wobbe-indeksi

Wobbe-indeksiä käytetään kuvaamaan kaasuseosten koostumusta. Se on erityisen hyvä mittari vertaillessa eri polttoainekaasuja ja niiden sekoituksia keskenään, kuten maakaasun ja vedyn kaasuseosta. Wobbe-indeksillä voidaan määrittää kaasuturbiinin polttoainesuutinten toimivuutta erilaisilla kaasuseoksilla.

(Connolly & Beck 2022.) Wobbe-indeksi lasketaan kaavasta 7

$$I_w = \frac{HHV}{\sqrt{\frac{\rho_{stp}}{\rho_{ilma,stp}}}}$$

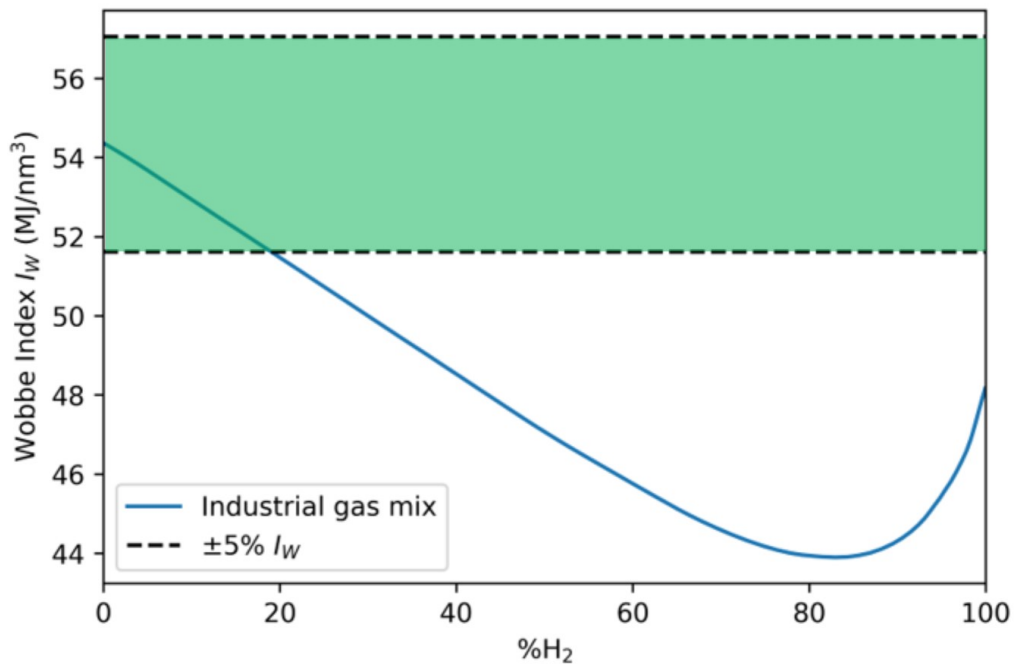
jossa

HHV = kaasun ylempi lämpöarvo (Higher Heating Value) [MJ/Nm³] (Nm³, normaali metrikuutio)

ρ_{stp} = kaasun tiheys normaaliolosuhteissa

$\rho_{ilma,stp}$ = ilman tiheys normaaliolosuhteissa (Connolly & Beck 2022).

Kuva 10 kuvaa kaasuseoksen Wobbe-indeksin muutosta vetypitoisuuden kasvaessa. Teoriassa, jos kaasuseoksen Wobbe-indeksi pysyy määritetyllä alueella sallittujen raja-arvojen ollessa yleensä $\pm 2-5\%$ (tietyillä polttoainesuuttimilla raja-arvo voi olla $\pm 10\%$), kaasuturbiini toimisi tällä kaasuseoksella ilman muutoksia polttoainesuuttimiin (Connolly 2022). Kuvasta voidaan havaita, että kaasuseoksessa vedyn määrän ollessa alle 20 til-% Wobbe-indeksi pysyy sallitulla vihreällä alueella raja-arvojen välissä. Korkeampiin yli 20 til-%:n vetypitoisuuksiin siirryttäessä Wobbe-indeksin arvo ei osu vihreälle alueelle raja-arvojen väliin. Kuvasta voidaan myös huomioida, että Wobbe-indeksin arvo on lähempänä sallittua raja-arvoa vedyn määrän ollessa 100 til-% polttoaineesta verrattuna 70–90 til-%:n pitoisuuksiin. 100-prosenttisen vetypolttoaineen käyttö vaatii teoriassa pienempiä muutoksia polttoainesuuttimiin verrattuna seokseen, joka sisältää 70–90 til-% vetyä.



Kuva 10. Wobbe-indeksi vetytitoisuuden kasvaessa (Connolly & Beck 2022).

Kaasuturbiinin energiavirtaan eli polttoainesuutinvirtauksen laskennalliseen yhtälöön vaikuttavat kolme päätekijää: polttoainesuuttimen koko ja malli, suutinvirtauksen aikaansaama paine-ero ja Wobbe-indeksin arvo. Toimiakseen tämän yhtälön arvo (energiavirta) tulee säilyä vakiona, mistä voidaan päätellä, että Wobbe-indeksin arvon ollessa raja-arvojen ulkopuolella tulisi joko

- vaihtaa polttoainesuutin erikokoiseksi tai -tyyppiseksi
- säättää polttoainesuutinvirtauksen aikaansaama paine-ero arvoon, jolla tilavuusvirta suuttimen läpi pysyy samana myös uutta kaasuseosta käytettäessä (Vihinen 2006).

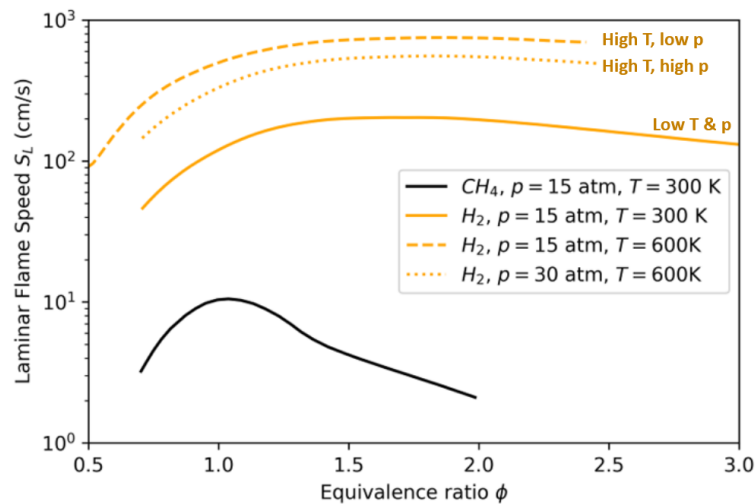
4.5 Palamisnopeus

Kaasuturbiinin polttokammion turvallisen ja jatkuvan palamisprosessin toiminnan kannalta on tärkeää ottaa huomioon polttoaineseoksen liekin palamisnopeus. Liekin palamisnopeuden muutos voi aiheuttaa suuria ongelmia ja lisätä

riskiä liekin etenemiseen vastavirtaan kohti kaasujen esisekoitinta ja polttoainesuuttimia. Liekki saattaa lähteä etenemään vastavirtaan, jos liekki palaa liian nopeasti verrattuna palamattoman kaasuseoksen nopeuteen. Liekin siirtyminen vastavirtaan esisekoittimeen voi johtaa flashback- tai flame holding -ilmiöön, jotka voivat johtaa polttokammion osien ja polttoainesuuttimien vaurioitumiseen. (Goldmeer 2020.)

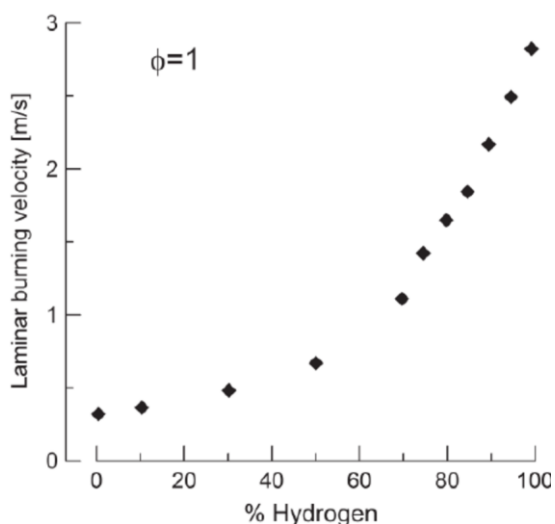
Polttoaineseosten laminaarinen liekin nopeus S_L [cm/s] (engl. laminar flame speed) tarkoittaa nopeutta, jolla liekki etenee palamattoman paikallaan olevan polttoaineseoksen läpi (Turns 2012). Kaasuturbiinissa palavan liekin on pysyttävä määrättyssä kohdassa, joten laminaarinen liekin nopeus S_L vastaa palamattoman kaasuseoksen nopeutta. Puhtaan vetyseoksen laminaarinen liekin nopeus on lähes 10-kertainen verrattuna metaaniin. Vety-metaaniseoksen laminaarinen liekin nopeus kasvaa vedyn pitoisuuden kasvaessa seoksessa. (Beck 2022.)

Palamisprosessissa liekin nopeuteen vaikuttavat kaasuseoksen koostumus, ekvivalenssisuhde, paine ja lämpötila (Goldmeer 2022b; Connolly 2022). Kuvasta 11 voidaan havainnoida laminaarisen liekinnopeuden S_L muutosta vety- ja metaanikaasuseosten eri paineessa ja lämpötilassa ekvivalenssisuhteen muuttuessa. Kuvaajasta nähdään samassa paineessa ($p = 15$ atm) ja lämpötilassa ($T = 300$ K) olevan H_2 :n ja CH_4 :n laminaarisen liekinnopeuden suuri ero (noin 10-kertainen). Huomioitavaa on myös, että kaasuseoksen lämpötilalla on suurempi vaikutus liekinnopeuteen kuin paineella. Tämä havaitaan vertaamalla S_L -muutosta H_2 -viivojen välillä paineen ja lämpötilan muuttuessa. Vedyn S_L -arvo kasvaa enemmän lämpötilan noustessa 300 K – 600 K ja paineen pysyessä vakiona ($p = 15$ atm) kuin lämpötilan ja paineen kasvaessa ($p = 30$ atm, $T = 600$ K). Lämpötilan vaikutus laminaariseen liekinnopeuteen S_L on siis huomattavasti voimakkaampi kuin paineella seoksen suhteen pysyessä samana.



Kuva 11. Laminaarisen liekinnopeuden S_L muutos (Brower 2012).

Kuva 12 havainnollistaa vetypitoisuuden kasvun vaikutusta laminaariseen liekinnopeuteen metaani-vetykaasuseoksessa ekvivalenssi suhteen ollessa 1. Kuvassa 12 laminaarinen liekin nopeus on ilmoitettu yksikössä m/s. Kuvasta havaitaan liekinnopeuden kasvaminen vetypitoisuuden noustessa. Liekin nopeus kasvaa voimakkaammin yli 50 til-%:n vetypitoisuuksilla verrattuna alle 50 til-%:n vetypitoisuuksiin. Metaanikaasuseokselle S_L -nopeus on noin 0,3–0,4 m/s, kun taas 100 til- %:n vetypitoiselle kaasuseokselle S_L lähenee noin 2,9:ää m/s. 50 til-%:n vetypitoisuuteen saavuttaessa laminaarinen liekin nopeus on noin kaksinkertainen verrattuna 100 %:n metaaniseokseen.



Kuva 12. Lamiraarisen liekinnopeuden kasvu vetytitoisuuden kasvaessa metaaniin nähden (Mariani 2012).

4.6 Palamislämpötila

Polttokammion kannalta liekinnopeuden lisäksi on tärkeää ottaa huomioon polttoaineseoksen palamislämpötila eli liekin lämpötila. Vedyn adiabaattinen liekinlämpötila on 2204 °C eli korkeampi kuin metaanin, joka on 1963 °C (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021). Lisättäessä vetytitoisuutta polttoaineessa, liekinnopeuden kasvun lisäksi myös palamislämpötila kasvaa. Adiabaattinen liekinlämpötila saavuttaa huippunsa palamisen ollessa stoikiometristä eli ekvivalenssisuhteen ollessa 1. Adiabaattinen lämpötila on polttoaineen maksimipalamislämpötila, joka teoriassa saavutetaan, kun systeemi on täysin eristetty. Käytännössä adiabaattista polttolämpötilaa ei voida saavuttaa, sillä mikään systeemi ei voi olla täysin adiabaattinen (eristetty), eikä palamisreaktio ole ikinä aivan täydellinen. Adiabaattinen liekinlämpötila antaa kuitenkin käyttökelpoisen ylärajan palamislämpötilalle, jota voidaan käyttää apuna palamisen lämpövaikutusten arvioinnissa materiaaleihin ja päästöihin. (Balmer 2011: 65–72.)

4.7 Termoakustiset epävakaudet

Termoakustisilla epävakaaisuuksilla (thermoacoustic instabilities) tarkoitetaan polttokammion liekin epästabiilisuuksien aiheuttamien ääniaaltojen resonointia

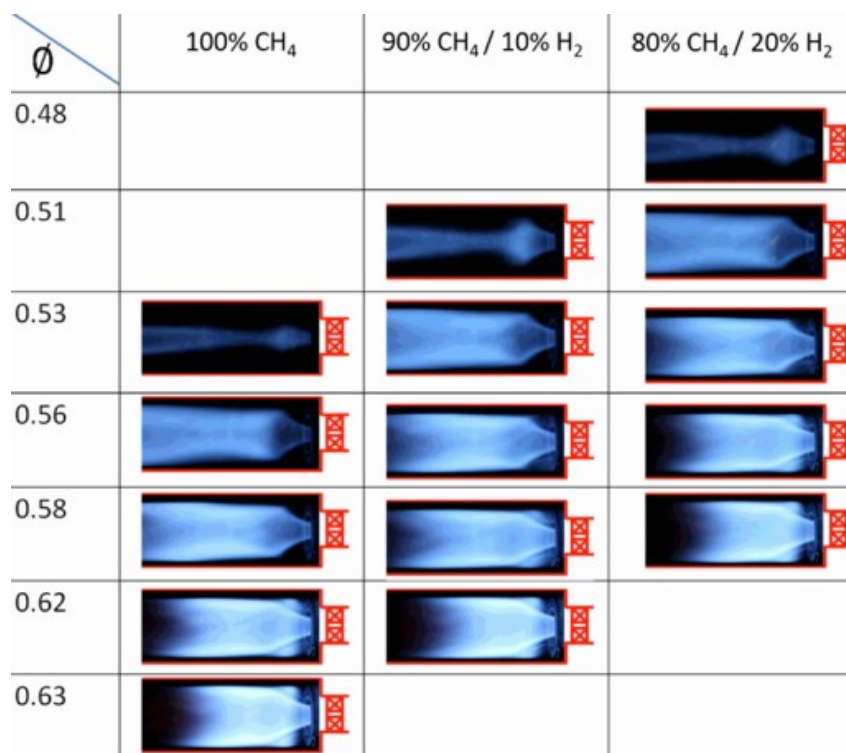
tietyillä taajuuksilla. Ääniaallot syntyvät pääasiassa liekin vapauttaman lämpö-
määrän epätasaisuudesta ja hetkellisistä vaihteluista. Ääniaaltojen resonointi
kasvattaa ääniaaltojen voimakkuutta. Ääniaaltojen ollessa voimakkuudeltaan
riittävän suuria, voivat ääniaallot aiheuttaa värähtelyjä polttokammion osissa.
Värähtelyn ollessa tarpeeksi voimakasta, voi se ajan myötä johtaa muun mu-
assa halkeamiin polttokammion osissa. (Bengtson 2017: 1–2.)

Vetyliekki käyttäytyy termoakustisuuden kannalta huomattavasti eri tavalla ver-
rattuna maakaasuun. Erot termoakustiikassa johtuvat jo edellä mainituista ve-
dyn ominaisuuksista, kuten liekin nopeudesta, lyhyemmästä sytytysviiveestä
sekä vedyn nopeammasta reaktiivisuudesta. Näiden ominaisuuksien seurauk-
sena vetypitoisuuden kasvu johtaa erilaisiin liekinmuotoihin. (Bexten ym. 2021:
8.)

Vedyn korkeamman liekinnopeuden ja alhaisemman sytytysviiveen seurauk-
sena vetypitoisuuden kasvaessa liekki lyhenee ja liekin keskikohta siirtyy ylävir-
taan lähemmäs polttoainesuuttimia. Liekin paikan siirtyessä myös liekin kuumin
kohta siirtyy, mikä vapauttaa eniten lämpöä. Lyhyemmän liekin seurauksena
myös epätasaisuudet lämmönvapautumisen ja paineenvaihteluiden välillä kas-
vavat polttokammion sisällä. (Bexten ym. 2021: 9–11.) Liekin pituuden ja paikan
muutosta eri H₂-pitoisuuksilla voidaan havaita kuvasta 13.

Ekvivalenssisuhteen muutoksella on myös vaikutusta liekin muotoon. Ekviva-
lenssisuhteen kasvaessa eli polttoainemäärää lisättäessä suhteessa ilmaan, lie-
kistä tulee reagoivampi ja epästabiilimpi verrattuna alhaisempiin ekvivalenssi-
suhteisiin. (Beita ym. 2021: 15–16.) Ekvivalenssisuhteen vaikutusta voidaan ha-
vainnoida kuvasta 13 vertailemalla liekin muotoa 100 %:n metaaniseokseen
ekvivalenssisuhteen muuttuessa (liekistä tulee pidempi ja stabiilimpi mitä alhai-
sempi ekvivalenssiluku on). Vetypitoisuuden kasvaessa on havaittu, että termo-
akustiset epästabiiliudet siirtyvät alhaisemmille ekvivalenssisuhteille. Tätä voi-
daan havainnoida kuvasta 13 vertaamalla liekin muotoja vetypitoisuuden kasva-
essa, jolloin liekin muoto muuttuu jo alhaisemmilla ekvivalenssisuhteilla (esimer-

kiksi verrattaessa liekin muotoja H₂-pitoisuuksilla 0/10/20 % ekvivalenssisuhteilla 0,63/0,62/0,58 liekin muoto pysyy lähes samana korkeammalla vetypitoisuudella ekvivalenssisuhteen muuttuessa).



Kuva 13. Liekin muodon vaihtelu H₂-pitoisuuksilla 0/10/20 % eri ekvivalenssisuhteilla (Beita 2021).

4.8 Kaasuryhmän ja vaara-alueen määrittely

Turvallisen toiminnan takaamiseksi kaasuseoksille on määriteltävä asianmukainen teollisuuden kaasuryhmä standardien mukaan (kuten NEC/CSA & IEC). H₂-CH₄-seosten kaasuryhmän tuntemus on välttämätöntä määritettäessä vaara-alueen tiloissa käytettäviä sähkölaitteita ja suojajärjestelmiä. (Beck 2022.) Oikean kaasuryhmän ja sähkölaitteiden määrittelyyn voidaan käyttää esimerkiksi seuraavia menetelmiä riippuen käytetystä standardista:

- Sähkölaitteille määritetään ryhmä (I, II tai III) sen perusteella, onko kyseessä kaasu/pöly/höyry/kuitu ja ovatko sähkölaitteet käytössä pinta-

asennuksissa vai maanalaisissa-asennuksissa. Pinta-asennuksissa käytetyt sähkölaitteet, jotka voivat altistua räjähtäville kaasuseoksille kuuluvat ryhmään II (vety ja maakaasu).

- Ryhmän II kaasut ryhmitellään lisäksi IIA/IIB/IIC-luokkiin, jotka määräytyvät kaasun syttymiseen tarvittavan energiamäärän sekä MESG-arvon mukaan.
- Kirjain A, B, C, D, E, F tai G määräytyy kaasun mukaan.
- Lämpötilaluokitus T määräytyy kaasuseoksen itsesyttymislämpötilan mukaan (T1–T6). Lämpötilaluokituksella tarkoitetaan sähkölaitteiden pintojen sallittua maksimilämpötilaa, jotta sähkölaitteista heijastuva lämpö ei aiheuttaisi syttymistä.
- Vaaravyöhyke 0, 1 tai 2 määrittää vaaran todennäköisyyttä eli sitä, kuinka usein ja pitkään sähkölaitteet ovat altistuneita vaarallisille kaasuseoksille, jolloin mahdollinen syttyminen tai räjähdys voisi tapahtua (vaaratilanne yli 1000 tuntia vuodessa =0, vaaratilanne 10–1000 tuntia vuodessa = 1, vaaratilanne alle 10 tuntia vuodessa = 2).
- Sähkölaitteiden Ex-suojausluokitus määrittelee sähkölaitteiden suojausta vaarallisten kaasujen ympäristössä. (Kidd & Talabisco 1994: 7–12; Hazardous Area Classifications and Protections 2019.)

Taulukosta 5 voidaan havainnoida kaasuryhmiä eri vetypitoisuuksille. Ensimmäinen kirjain kertoo kyseessä olevan kaasun (D metaani, B vety). Taulukosta nähdään kaasuseosten vaaratason muutos ryhmästä IIA ryhmään IIC vetypitoisuuden noustessa. IIC-ryhmän kaasut ovat erittäin herkästi syttyviä ja vaativat vain pienen määrän energiaa syttyäkseen (kuten vety). IIA vastaa syttymisenergiämäärältään yli 260 µJ (mikrojoulea), IIB 95–259 µJ ja IIC 18–94 µJ. MESG (Maximum Experimental Safe Gap) on kahden tasaisen pinnan välillä olevan raon maksimikoko, jonka läpi kulkeutuessa kaasuseos ei ole enää syttymiskelpoinen (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019).

MESG määritellään standardoidulla mittausmenetelmällä eri kaasuseoksille. Kaasuseos määritellään IIA-luokkaan MESG arvon ollessa > 90 mm, IIB-luokkaan välillä 0,50–0,90 mm ja IIC-luokkaan arvon ollessa < 50 mm (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 5–6). MESG-arvon vaikutusta kaasuryhmiin voidaan havainnoida taulukosta 5.

IEC 60079-20-1-standardin mukaan vety-maakaasuseos luokitellaan IIA-ryhmään vetypitoisuuden ollessa alle 25 til-%. Ylittäessä 25 til-%:n vetypitoisuuden kaasuseos kuuluu ryhmään IIB, ja vetypitoisuuden ylittäessä noin 75 til-% luokitellaan kaasuseos IIC-ryhmään kuuluvaksi. Muutos havaitaan taulukosta 5 vertaamalla eri vetypitoisuuksien luokituksia. Vedyn itsesyttymislämpötila ei eroa paljoa metaanista, joten komponenttien lämpötilaluokitus T1 pysyy samana pitoisuuksien muuttuessa. (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 6–7.)

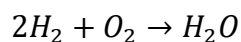
Taulukko 5. MESG ja NEC/CSA & IEC kaasuryhmät eri vetypitoisuuksille.

H₂ %	0 %	5 %	10 %	20 %	30 %	100 %
MESG (mm)	1,10	1,06	1,02	0,94	0,86	0,28
NEC/CSA & IEC	D & IIA	D & IIA	D & IIA	D & IIA	D & IIB	B & IIC

4.9 Vedyn vaikutus päästöihin

4.9.1 Vedyn vaikutus CO₂-päästöihin

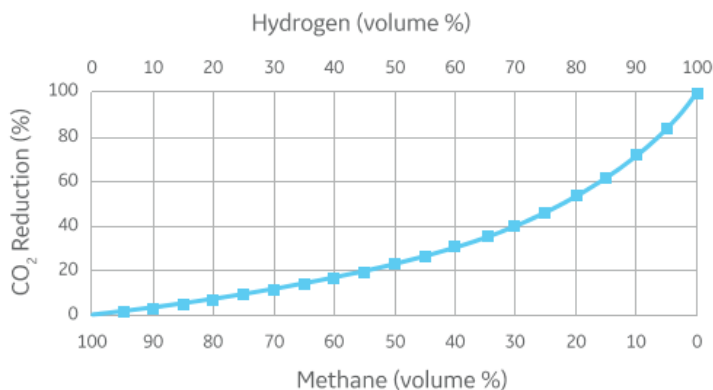
Vety H₂ ei sisällä hiiltä, joten poltettaessa se ei tuota hiilipäästöjä. Täydellisessä palamisreaktiossa vety tuottaa vain vettä (kaava 8)



100 til-%:n vetykaasun käyttäminen kaasuturbiinin polttoaineena johtaa lähes kaikkien CO₂-päästöjen häviämiseen (noin 0,04 % CO₂-päästöistä tulee ilman mukana) verrattuna maakaasuun tai muihin hiilivetypolttoaineisiin. (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5–7.)

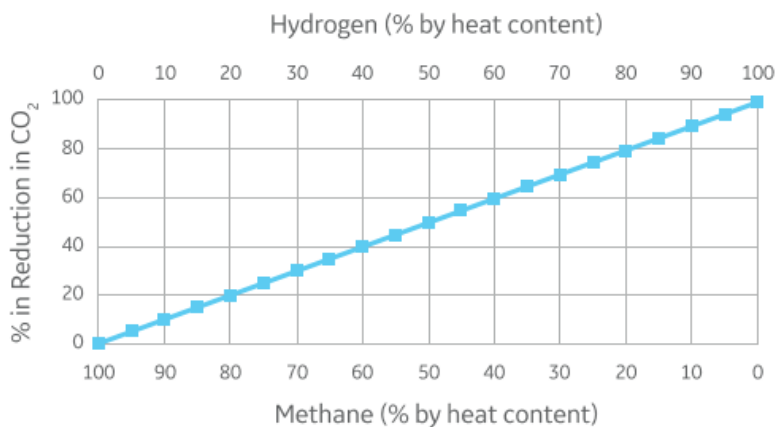
CO₂-päästöjä mitattaessa on huomioitava, ilmoitetaanko vedyn pitoisuus tilavuutena suhteessa maakaasuun vai lämpöenergian sisällön mukaan. Yleensä kaasuturbiinin polttoainevirtaukset ilmoitetaan tilavuuden mukaan, koska se on helpommin mitattavissa kuin lämpöenergian sisältö. Vedyn käytössä on tärkeää muistaa vedyn huomattavasti pienempi tiheys ja lämpöarvo tilavuuden suhteen, minkä seurauksena polttoaineen yhtä suuren lämpöenergian säilyttämiseksi vetyä tarvitaan tilavuutena suurempi määrä verrattuna maakaasuun. Tämän seurauksena ilmoitettaessa vetypitoisuutta kaasuseoksen kokonaistilavuuden suhteen CO₂-päästöjen pieneminen ei ole lineaarista. (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5–7.)

Kuvasta 14 pystytään havainnoimaan vedyn ja metaanin eri seosten vaikutusta hiilidioksidipäästöihin tilavuusprosentteina kaasuseoksen kokonaismäärästä. Kuvaajasta huomataan CO₂-päästöjen kasvu ja pienempien vetypitoisuuksien (alle 20 til-%) suhteellisen pieni vaikutus CO₂-päästöjen vähentymiseen. Kuvaajasta nähdään myös se, että CO₂-päästöjen vähentäminen 50 % vaatii noin 75 til-%:n vetypitoisuuden.



Kuva 14. CO₂-päästöjen muutos vety- ja metaanipitoisuuksien muuttuessa tilavuusprosentteina (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021).

Kuva 15 osoittaa CO₂-päästöjen vähentymisen kaasuseoksen lämpöenergian mukaan. Lämpöenergiaan suhteutettuna CO₂-päästöjen vähentyminen on lineaarista. Kuvaajasta nähdään, kuinka vedyn ja metaaniin 50/50-suhde lämpöenergian sisällön suhteen tarkoittaa CO₂-päästöjen 50-prosenttista vähentymistä. Vastaavasti tilavuusvirtana sama suhde vastaa noin 25 %:n CO₂-päästöjen vähentymistä.



Kuva 15. CO₂-päästöjen muutos vety- ja metaanipitoisuuksien muuttuessa lämpöenergian sisällön mukaan (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021).

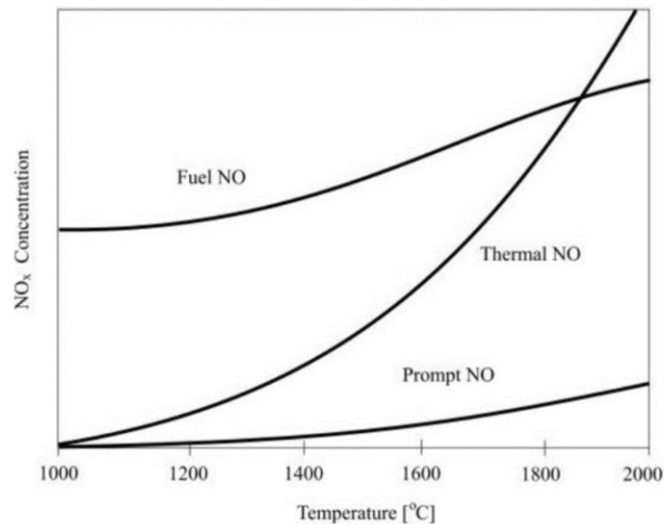
4.9.2 Vedyn vaikutus NO_x-päästöihin

NO_x on yleinen termi erilaisille typen oksidiyhdisteille. Typpioksidiyhdisteet ovat maailmanlaajuisesti valvottuja ilman epäpuhtauksia, jotka ovat haitallisia terveydelle ja edistävät fotokemiallisen otsonisaasteen muodostumista sekä ilmaston lämpenemistä (Lewis 2021: 1–2).

Kaasuturbiinin poltossa NO_x-päästöt koostuvat pääosin typpioksideista NO ja NO₂. Typpioksidipäästöjä syntyy tyypillisesti kolmella eri tavalla:

1. Polttoaineesta syntyy palaessa NO_x-päästöjä, kun polttoaineen sisältämä typpi yhdistyy palamisilman hapen kanssa (Fuel NO_x).
2. Polttoaineessa olevien hiilivedyt hajoavat ja yhdistyvät uudelleen polttoilman typen kanssa (Prompt NO_x).
3. Palamisilman typpi ja happi yhdistyvät palamisprosessin korkean lämpötilan seurauksena (Thermal NO_x). (Prompt NO_x, fuel NO_x and thermal NO_x: The DLE strategy 2020.)

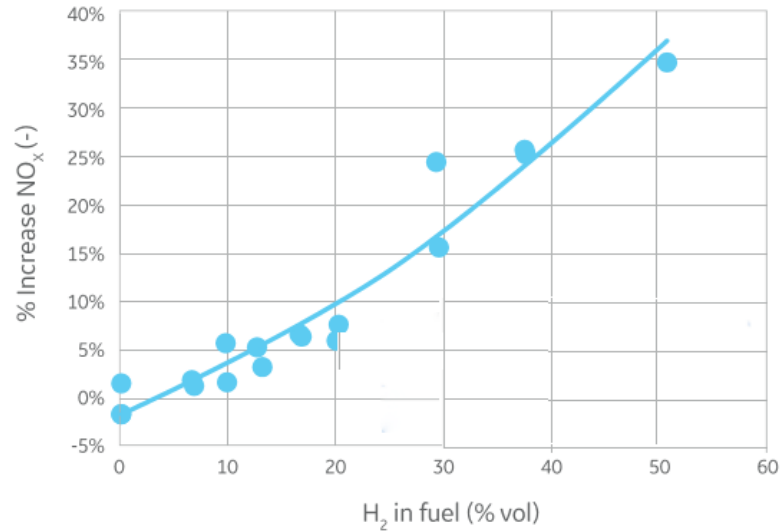
Kuvasta 16 voidaan vertailla poltossa syntyvien eri typpioksidipäästöjen määrää eri lämpötiloissa. Kuvasta havaitaan suurimmat vaikutukset NO_x-päästöihin olevan termisillä ja polttoaine NO-päästöillä. Erityisesti termiset NO-päästöt kasvavat merkittäväällä nopeudella yli 1400 °C:n palamislämpötiloissa ja ylittävät polttoaine-NO-päästöt lämpötilan noustessa yli noin 1800 °C:n. Termiset NO_x-päästöt saavuttavat huippunsa palamisen ollessa stoikiometristä (Douglas ym. 2022: 18).



Kuva 16. Poltossa syntyvät eri NO-päästöt (Connolly & Beck 2022).

Polttoaineena vety ei tuota lainkaan polttoaine NO-päästöjä, koska se ei sisällä lainkaan hiiltä. Vetypitoisuuden kasvaessa on huomioitava termisten NO-päästöjen kasvaminen. Vedyn korkeampi palamislämpötila verrattuna metaaniin nostaa jo yksistään vedyn termisiä NO-päästöjä. Lisäksi vedyn korkea laminaarinen liekin nopeus mahdollistaa palamisprosessin tapahtuvan nopeammin kuin metaanilla. Nopeampi palamisprosessi vapauttaa palamisenergiaa pienemmällä alueella, mikä johtaa paikallisesti korkeisiin lämpötiloihin liekin lähellä ja lisää termisten NO-päästöjen määrää. (Cuargo ym. 2020.)

GE:n palamistutkimusten mukaan vedyn ja maakaasun polttoaineseos 50/50-tilavuussuhteella voi kasvattaa NO_x-päästöjen pitoisuutta pakokaasuissa noin 35 prosenttia (kuva 17). Kuvasta 17 voidaan myös havaita NO_x-päästöjen mallillinen kasvu noin 20 til-%:n vetypitoisuuteen asti. NO_x-päästöjen määrä ja kasvu riippuu kuitenkin myös polttokammion mallista ja voimalaitoksen SCR-järjestelmästä (Selective Catalytic Reduction system), jonka avulla NO_x-päästöjen määrää pystytään kontrolloimaan ja vähentämään. (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5–7.)



Kuva 17. NO_x-päästöjen prosentuaalinen kasvu H₂-määrän suhteen (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021).

5 Vedyn käytön vaikutukset kaasuturbiinivoimalaitokseen

Kaasuturbiinin kannalta vetypitoisuuden kasvaessa on otettava huomioon edellisessä luvussa mainitut vedyn eroavat ominaisuudet sekä palamisprosessissa tapahtuvat muutokset. Nämä eroavaisuudet eivät pelkästään vaikuta itse kaasuturbiiniin vaan koko kaasuturbiinivoimalaitokseen. Kaasuturbiinivoimalaitoksen perusrakenne pysyy samana, mutta korkeammille vetypitoisuuksille (H₂ > 10–20 til-%) siirryttäessä muutoksia voidaan tarvita

- polttoainejärjestelmään ja komponentteihin
- kaasuturbiinin kotelointiin ja suojaukseen
- kaasuturbiinin polttokammioon
- kaasuturbiinin kuumapään osiin
- kaasuturbiinin ja voimalaitoksen valvonta- ja ohjausjärjestelmiin

- HRSG ja SCR järjestelmiin (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 4; Hydrogen power with Siemens gas turbines 2020: 7–8; Ansaldo Energia solutions for Hydrogen combustion: fast-forward to a Hydrogen Fueled Future 2022: 7).

5.1 Polttoainejärjestelmä ja sen komponentit

Polttoainejärjestelmän kannalta on otettava huomioon, operoidaanko voimalaitosta 100-prosenttisella vedyllä vai vedyn ja maakaasun sekoituksella. Jos vetyä halutaan sekoittaa jo olemassa olevaan maakaasulla toimivaan kaasuturbiinivoimalaan ja vety varastoidaan voimalaitoksella erillään maakaasusta, vaaditaan erillinen polttoaineen sekoitusjärjestelmä. Polttoaineen sekoitusjärjestelmällä taataan vedyn kunnollinen sekoittuminen maakaasun kanssa ennen seoksen syöttämistä polttoainejärjestelmään. Kuva 18 havainnollistaa GE:n polttoaineensekoitusjärjestelmää. Vedyn ja maakaasun sekoitus tulisi tapahtua ennen polttoainejärjestelmään syöttämistä, jolloin polttoainejärjestelmä ja polttokammio voidaan optimoida odotettavissa olevien vetypitoisuuksien potentiaaliselle alueelle. Polttoaineen sekoitusjärjestelmä mahdollistaa myös polttoaineseoksen kunnollisen hallinnan ja tarkkailun turvallisen toiminnan takaamiseksi. (Hydrogen gas turbines 2020: 11–12, Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 4.)



Kuva 18. Vedyn ja maakaasun sekoitusjärjestelmä (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021).

Polttoainejärjestelmän kannalta on huomioitava edellä mainittuja vedyn ominaisuuksia ja muutoksia kaasun koostumukseen. Alhaisemmilla vetypitoisuuksilla ($H_2 < 20$ til-%) vanha polttoainejärjestelmä voi olla asianmukainen. Korkeammille pitoisuuksille siirryttäessä tarvitaan polttoainejärjestelmä, joka on konfiguroitu vaaditun tilavuusvirran ja vedyn ominaisuuksien mukaan. (Ansaldo Energia solutions for Hydrogen combustion: fast-forward to a Hydrogen Fueled Future 2022: 8–9; Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5.)

Kuten aikaisemmin mainittu, vety omaa noin kolme kertaa pienemmän lämpöarvon tilavuuteen suhteutettuna verrattuna metaaniin. Tämän seurauksena vetypitoisuuden kasvaessa tilavuusvirran on kasvettava, jotta kaasuturbiinille syötettävän lämpöenergian määrä pysyy samana (kuva 9). Tilavuusvirran ollessa riippuvainen kaasuseoksen virtausnopeudesta V ja polttoaineputkien leikkauspinta-alasta A , voidaan korkeilla vetypitoisuuksilla tarvita muutoksia polttoainejärjestelmän putkien ja komponenttien kokoon (Beck 2022).

Vetymolekyylin pienen koon vuoksi vety voi myös läpäistä tiivisteitä ja saumoja helpommin verrattuna metaaniin, aiheuttaen vaarallisia kaasuvuotoja. Maakaasulle tarkoitetun polttoainejärjestelmän tiivisteet ja saumat eivät välttämättä ole riittävän tiiviitä vetypitoisuuden kasvaessa. Tämän seurauksena polttoainejärjestelmän tiivisteet voidaan joutua korvaamaan hitsausliitoksilla tai uusilla tiivisteillä, joita vetymolekyylit eivät läpäise. (Frame 6F Gas Turbine – Advanced Service Solutions for Improved Operational Flexibility, Reliability and Clean Energy 2021.) Korkeapitoiset vetyseokset voivat vaatia polttoainejärjestelmien vuototestausta, jolla voidaan varmistaa järjestelmän toimivuutta ja vähentää kaasuvuotojen riskiä (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 8).

Vetypitoisuuden noustessa on polttoainejärjestelmässä huomioitava myös mahdollinen vedyn aiheuttama materiaalien haurastuminen. Vetymolekyylien absorboituminen metalleihin voi aiheuttaa vetyhaurastumista. Vedyn aiheuttamalle haurastumiselle erityisen herkkiä ovat lujat ruostumattomat teräkset, kuten mar-

tensiittiset ruostumattomat teräkset, joita ei tulisi käyttää vetyä sisältävien polttoaineiden kanssa. ISO 15156 -standardin mukaan vetyä sisältävien (vetypitoisuus yli 4 til-%) polttoaineiden kanssa tulisi käyttää 300-sarjan austeniittisia ruostumattomia teräksiä, jotka kestävät vedyn aiheuttamaa haurastumista. (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 8–9.)

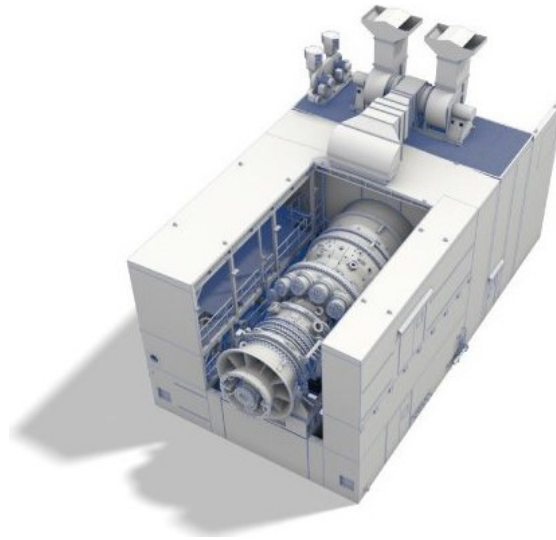
Polttoainejärjestelmän kannalta on myös otettava huomioon vetypitoisuuden vaikutus kaasuturbiinin käynnistykseen. Yleensä reaktiivisemmillä polttoaineilla (kuten vety), joiden palamisominaisuudet eroavat huomattavasti yleisemmin käytetyistä polttoaineista, on laitoksen käynnistyksessä käytettävä niin sanottua ”turvallista” polttoainetta, kuten maakaasua. (Hydrogen Gas Turbines 2020: 10–11; Beck 2022.)

5.2 Kaasuturbiinin akustinen kotelointi ja suojaus

Kaasuturbiinit sijoitetaan tavallisesti akustiseen koteloon (kuva 19). Kotelot sisältävät suuren määrän polttoaineputkia, jotka voivat vuotaessaan aiheuttaa vaaratilanteita. Akustinen kotelo (enclosure) suojaa pääasiassa kaasuturbiinia muuttuvilta sääolosuhteilta sekä ulkolämpötilan muutoksilta. Koteloinnin paneelit ovat eristettyjä lämpötilan muutosten minimoimiseksi. (Brun ym. 2013: 19.)

Yleensä koteloinnin ominaisuuksiin kuuluu myös

- tehokas ilmanvaihto- ja tuuletusjärjestelmä, jolla jäähdytetään koteloa sekä pidetään yllä riittävää ilmanvaihtoa, jotta syttyviä kaasuseoksia ei pääsisi muodostumaan
- kaasuvuotojen sekä tulipalon havaitsemis- ja suojausjärjestelmä
- äänenvaimennus lähiympäristön suojaamiseksi (Brun ym. 2013: 19–20).



Kuva 19. Kaasuturbiinin akustinen kotelo (Brun ym. 2013).

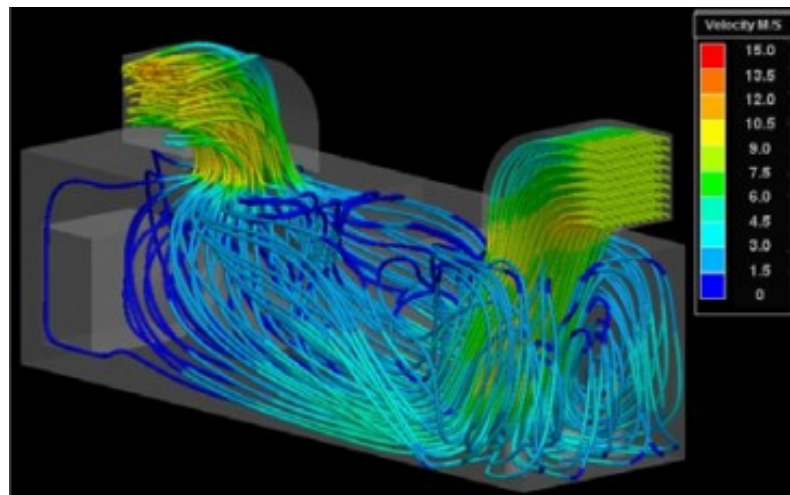
5.2.1 Sähkölaitteet

Akustisessa kotelossa käytetyt sähkölaitteet määritellään standardien mukaan, jotka määrittelevät käytetyt sähkölaitteet kaasuryhmän ja vaara-alueen mukaan. Esimerkiksi IEC-standardin mukaan vaara-alueen sähkölaitteet on merkitty kaasuryhmän (IIA, IIB, IIC) ja lämpötilaluokituksen (T1–T6) mukaan. (Askar ym. 2016: 24–26.) Kaasuryhmän ja vaara-alueen määrittely on käsitelty luvussa 4.8.

5.2.2 Ilmanvaihtojärjestelmä

Akustisen kotelon ilmanvaihtojärjestelmä koostuu yleensä yhdestä tai kahdesta moottorikäyttöisestä tuulettimesta. Ilmanvaihtojärjestelmä on mitoitettu takaamaan riittävä ilmavirta kotelon eri osissa, jotta sisäilman lämpötila pysyy sallituissa rajoissa. (Brun ym. 2013: 21–22.) Ilmanvaihtojärjestelmän toinen tärkeä tehtävä on estää kaasuvuodoista aiheutuvien kaasujen kasautumista. CFD (Computational Fluid Dynamic) -ohjelmistoa käytetään ilmastointijärjestelmän mitoituksessa ja suunnittelussa. CFD-ohjelmistolla voidaan määrittellä kotelon sisäistä lämpötilajakaumaa, vaaditun ilmavirtauksen määrää ja jakaumaa sekä ilmavirtapuhaltimien oikeaa kokoa ja tehoa. (Miles ym. 2021: 3–5.)

Vetymolekyylien pienen koon ja keveyden seurauksena kaasun kasautumisen riski kasvaa, jos ilmavirtauksen määrä ei ole tarpeeksi voimakas kotelon sisällä. Ilmavirtausten vaikutusta kaasuvuotojen käyttäytymiseen kotelon sisällä on tärkeää analysoida CFD-tekniikalla. CFD-analyysillä voidaan määrittellä kaasuvuotojen liikkumista kotelon eri osissa ilmavirtauksen vaikutuksesta. Kaasuvuotojen liikeratojen mallintamisen avulla voidaan määrittää kaasuantureiden sijaintia sekä optimoida ilmavirran määrää. Tämän avulla kaasuvuodoista muodostuvien vaarallisten pitoisuuksien kaasupilvien syntymistä sekä mahdollisten kasaumien riskiä pystytään vähentämään ja ehkäisemään anturien oikeanlaisella sijoittamisella. (Miles ym. 2021: 5–8.) Kuva 20 havainnollistaa ilmavirtausten nopeuden mallinnusta kotelon sisällä CFD-tekniikalla.

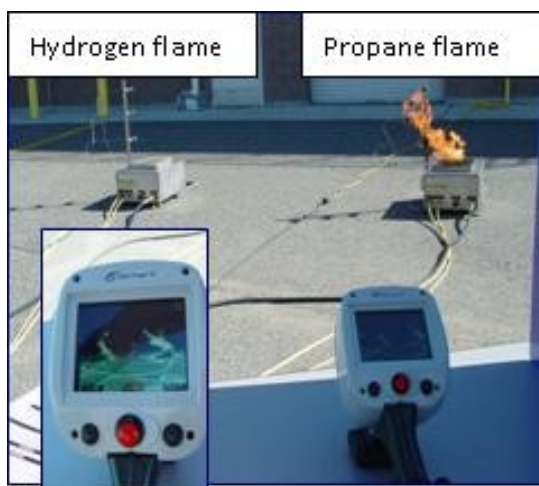


Kuva 20. CFD ilmavirta-analyysi (Brun ym. 2013).

5.2.3 Kaasu- ja liekkianturit

Kaasuturbiinin koteloon asennettava automaattinen, elektronisesti ohjattu palon ja palavien kaasujen valvontajärjestelmä havaitsee kaasuvuodot ja pahimmassa tapauksessa palon sattuessa laukaisee sammutusjärjestelmän sekä katkaisee polttoaineen syötön. Yleisesti kaasuturbiinien koteloinneissa käytetyt kaasuvuotoja valvovat järjestelmät on suunniteltu hiilivetyä sisältäville polttoaineille. (Miles ym. 2021: 8–10.) Vetytitoisuuden kasvu voi heikentää antureiden herkkyyttä

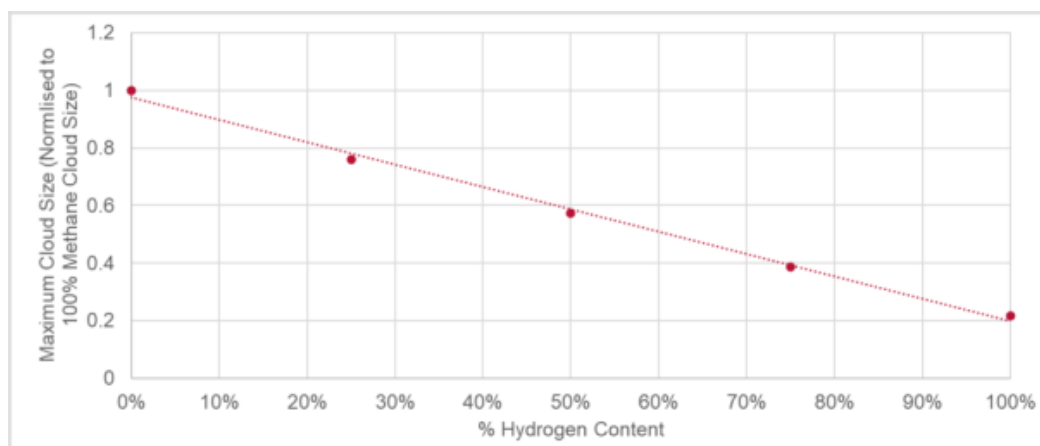
havaita kaasuvuotoja. Vetyliekillä on myös alhaisempi luminositeetti, minkä seurauksena vetyliekkiä on hankala havaita visuaalisesti, joka havaitaan kuvasta 21. Tämän lisäksi vetyliekki ei tuota paljoa infrapuna- eli lämpösäteilyä, joten sitä on hankala havaita, vaikka seisoi lähellä liekkiä. (Hydrogen And Fire Safety 2019.)



Kuva 21. Vetyliekin havaitseminen silmällä verrattuna propaaniin (Hydrogen Compared with Other Fuels 2022).

Korkeilla H_2 -pitoisuuksilla operoiminen edellyttää kaasuantureiden käyttöä, jotka havaitsevat vedyn herkästi. FLACS CFD -mallinnuksella (pienen räjähdysten mallinnuskotelon sisällä) lasketaan kaasuvuodoista syntyvien kaasupilvien sallittua maksimikokoa kotelon sisällä mahdollisen räjähdysten aiheuttaman ylipaineen mukaan. Metaanille määritettyjen kaasupilvien maksimikoon raja-arvoa ei voida käyttää vedylle, sillä samankokoinen kaasupilvi vetyä aiheuttaisi huomattavan ylipaineen kotelon sisälle räjähtäessä. Tutkimusten mukaan vetykaasupilven sallittu maksimikoko on viisi kertaa pienempi kuin metaanilla. Tämän seurauksena myös kaasuantureiden tulee havaita mahdolliset vuodot aikaisemmin, sekä vetypilven maksimikoon ylittyessä automaattisesti pysäyttää kaasuturbiini hätäpysäytyksellä. Kuvasta 22 voidaan verrata kaasupilven maksimikoon muu-
tosta eri vetypitoisuuksilla. Kaasupilvien sallitut maksimikoot voivat vaihdella kotelon tilavuuden mukaan. ISO 21789:n mukaan metaanille sallittu kaasupilven

maksimikoko on 0,1 til-% kotelon tilavuudesta; tämä standardi ei kuitenkaan päde vetyseoksille, mutta periaate on sama. (Miles ym. 2021: 15–19.)



Kuva 22. Kaasupilven maksimikoon muutos eri vetypitoisuuksille verrattuna metaaniin (Miles ym. 2021).

Kaasuantureista yleisimmin käytettyjä ovat infrapuna- ja katalyyttiset anturit. Infrapuna-anturit reagoivat infrapunasäteilyä absorboiviin kaasuihin, kuten hiilivetyihin. Vety sen sijaan ei absorboi infrapunasäteilyä, joten infrapuna-anturit eivät havaitse vetykaasua. Katalyyttiset anturit sen sijaan havaitsevat kaikki hapen kanssa yhdistyessä lämpöä tuottavat kaasut, mukaan lukien vedyn. (Anderson 2011.)

Liekin havaitsemiseksi käytetään muun muassa lämpö-, UV- sekä infrapuna-antureita. Lämpöanturien vaikeutena on niiden oikeanlainen sijoittaminen. Vedyn alhaisen infrapunasäteilyn takia lämpömäärä ei välttämättä riitä laukaisemaan hälytystä lämpöanturissa vetyliekin suuntautuessa pois päin anturista. UV-anturit sen sijaan ovat tehokkaita havaitsemaan vetyliekin, sen tuottaman korkean UV-säteilyn seurauksena. UV-anturit voivat olla alttiita väärille hälytyksille, jos UV-valoa pääsee akustisen kotelon sisälle esimerkiksi heijastumalla. (Andersen 2011.) Parhaana vaihtoehtona pidetään monispektrisiä infrapuna-antureita (MIR). Tietyt mallit MIR-antureista on suunniteltu havaitsemaan alhaisia infrapunasäteilyn tasoja, jotka ovat vetyliekille ominaisia. MIR-anturit käyttävät infra-

puna-anturisuodattimia sekä ohjelmistoanalyysiä liekin havaitsemiseksi ja väärin hälytysten minimoimiseksi. MIR-anturit havaitsevat 50 cm:n vetyliekin noin 30 metrin kantamalta, mikä on noin kaksinkertainen verrattuna UV-antureihin. (Hydrogen And Fire Safety 2019.)

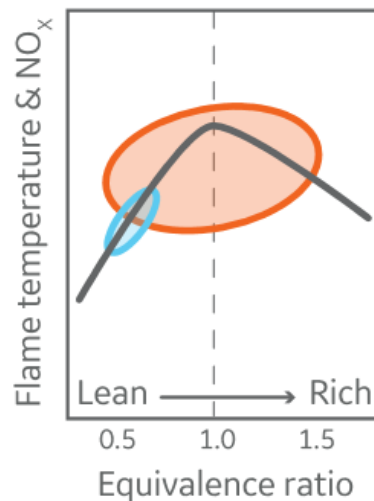
5.3 Kaasuturbiinin polttokammio

Kaasuturbiinien kyky käyttää vetyä polttoaineena riippuu suurimmaksi osaksi kaasuturbiinin polttokammioista. Toimiakseen vetypitoisella polttoaineella kaasuturbiini vaatii polttokammion, joka pystyy käsittelemään vedyn ominaisuuksia ja palamisprosessin erityisiä piirteitä. Suurin osa nykyisin teollisuuskäytössä olevista polttokammioille pystyy polttamaan vetyä pienillä pitoisuuksilla (0–20 til-%), jolloin maakaasu-vetypolttoaineseoksen ominaisuudet eivät muutu suuresti verrattuna maakaasuun. (Connolly 2022.)

5.3.1 Polttokammiotyypit

Teollisuudessa käytettävien kaasuturbiinien polttokammiotyypit voidaan jakaa yleisesti kahteen eri ryhmään: diffuusio- ja lean-premix (LPM) -polttokammioihin. Suurin ero diffuusio- ja LPM-polttokammio mallien välillä liittyy ilman ja polttoaineen sekoitukseen sekä polttoaineseoksen suhteisiin (ekvivalenssisuhde), jotka aiheuttavat eroavaisuuksia pääasiassa palamislämpötilaan. Polttokammio mallien kyky polttaa vetyä vaihtelee laajasti diffuusio sekä LPM-mallien välillä. Diffuusio polttokammiot ovat yleisesti joustavampia eri polttoaineiden kanssa. (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 2–4; Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 7–8.) Kuva 23 havainnollistaa LPM- ja diffuusiopolttokammioiden toiminta-alueita ekvivalenssiluvun suhteen. Oranssi väri kuvaa diffuusiopolttokammioin toiminta-alueita ja sininen väri LPM-polttokammioiden toiminta-alueita. Kuvasta nähdään selkeästi diffuusiopolttokammioiden laaja toiminta-alue ekvivalenssisuhteen muuttuessa. Laajan toiminta-alueen seurauksena diffuusiopolttokammiot ovat erittäin joustavia eri polttoaineiden käytön kannalta. Myös korkeammat palamislämpötilat ja NO_x-päästöt voidaan havaita Y-akselilta.

Lean-premix-polttokammiot operoivat aerodynaamisesti stabiloidulla liekillä ekvivalenssiluvun ollessa reilusti alle yhden, eli polttoainemäärä seoksessa on alhaisempi kuin diffuusiopoltossa. LPM-polttokammiot ovat myös erittäin tarkkoja ekvivalenssiluvusta eli polttoaineen ja ilman suhteesta, koska suhteen muuttuessa muuttuvat myös liekin ominaisuudet, kuten liekin nopeus, palamislämpötila ja liekin stabiilius. (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 8–9.) LPM-polttokammiot operoivat kuvan 23 sinisellä alueella (lean-premix), jossa liekin lämpötila on alhaisempi ilman määrän kasvaessa suhteessa polttoaineen määrään ja vähentää NO_x -päästöjä merkittävästi.

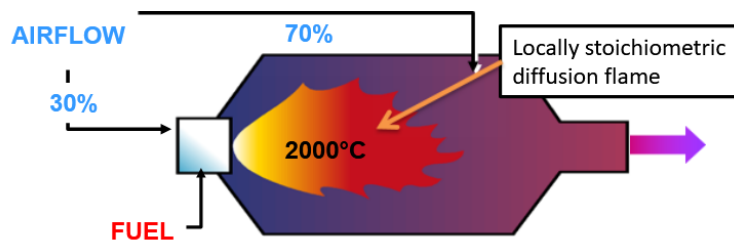


Kuva 23. Lean-premix- ja diffuusiopolttokammioiden toiminta-alueet (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021).

5.3.2 Diffuusiopolttokammio

Diffuusiopolttokammioissa polttoaine sekä hapetin (ilma) syötetään polttokammioon erikseen sekoittumattomana, eli polttoaineen ja ilman sekoitus tapahtuu vasta polttokammiossa palamisprosessin yhteydessä liekin etuosassa. Diffuusiopolttokammioissa palaminen on paikoittain stoikiometristä eli ekvivalenssi-suhde on lähellä lukua 1. Palamisen stoikiometrisyydestä johtuen diffuusiopolttokammioille ovat tyypillisiä korkeat palamislämpötilat, liekin hyvä stabiilius ja

korkeat NO_x -päästöt. Diffuusiopolttokammiossa voidaan korkean palamislämpötilan seurauksena joutua käyttämään ruiskutusjärjestelmää, jolla ruiskutetaan vettä, höyryä tai inerttikaasua, kuten typpeä, polttokammioon palamislämpötilan ja sen seurauksena syntyvien NO_x -päästöjen laskemiseksi. Kuva 24 havainnollistaa perinteistä diffuusiopolttokammion toimintaa, jossa polttoaine ja osa ilmasta sekoittuvat liekin etuosassa. (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021:8–10; Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 3–4; Connolly & Beck 2022.)



Kuva 24. Diffuusiopolttokammion toimintaperiaate (Nemitallah ym. 2021).

Polttokammioiden toiminnan kannalta tärkeitä määreitä ovat polttoaineen palamisnopeus ja palamislämpötila. Kuten edellä mainittiin, vetypitoisuuden kasvaessa molemmat palamisnopeus ja -lämpötila myös kasvavat. Vedyn polton kannalta diffuusiopolttokammioissa erityisen hyvä ominaisuus on se, että yleisesti liekinnopeudelle ei ole määriteltyä ylätasoa vaan ainoastaan alataso. Jos liekin nopeus hidastuu tarpeeksi, se voi johtaa liekin sammumiseen (flame-out). Tämä ei tietystikään ole ongelma, sillä vedyn korkeampi reaktiivisuus tekee palamisprosessista jopa kestävämmän ja laskee liekin sammumisen todennäköisyyttä. Palamisnopeuden kasvulla on kuitenkin vaikutusta liekin pituuteen. Liekin pituus määrittelee, kuinka laaja kuuma-alue polttokammiossa on. Vetypitoisuuden noustessa liekistä tulee lyhyempi ja paikallisempi, mikä aiheuttaa myös palamislämpötilan paikallista kasvua. (Connolly 2022; Noble ym. 2021: 2–4; Gazzani ym. 2014: 4–6.)

Korkeamman paikallisten palamislämpötilojen kannalta tulee ottaa huomioon kaksi erityisen tärkeää asiaa:

1. mahdollisuus korkeampiin liekki-putken (liner) seinämän tai polttoainesuuttimen kärjen lämpötiloihin vaikuttaen laskevasti komponenttien elinikään
2. kasvavat NO_x-päästöt johtuen vedyn korkeammasta palamislämpötilasta (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 6).

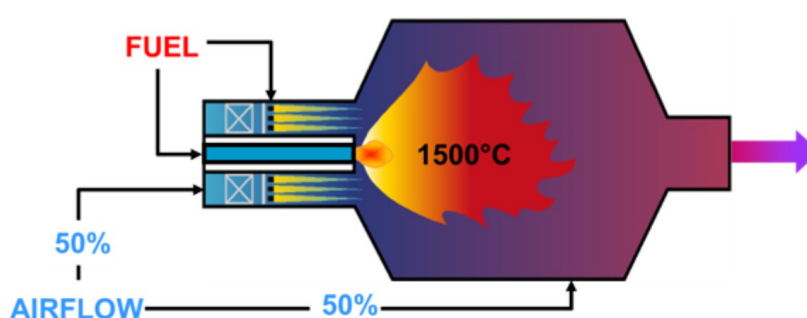
Vedyn aiheuttamien korkeampien paikallisten lämpötilojen, ja niiden seurauksena syntyvien NO_x-päästöjen kasvua on rajoitettava diffuusiopolttokammioissa ruiskuttamalla höyryä tai inerttikaasua, kuten typpeä, polttokammioon alentaen paikallisesti korkeita palamislämpötiloja. Ruiskuttamalla höyryä tai typpeä polttokammioon saadaan alennettua palamislämpötilasta aiheutuvia NO_x-päästöjä jopa 80 %, mutta sillä on myös negatiivisia vaikutuksia. (Connolly 2022.) Ruiskutuksen käyttö voi vaikuttaa negatiivisesti polttokammion ja turbiinivöhykkeen osien elinikään. Höyry-vesiruiskutus nostaa pakokaasujen kosteuspitoisuutta ja siten savukaasujen lämmönjohtavuutta sekä turbiiniosien lämpötilaa. Ruiskutus myös alentaa kaasuturbiinin kokonaishyötysuhdetta, jos ruiskutukseen vaadittavan typen tai vesihöyryn kehittäminen ja kulutus otetaan huomioon. (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 6–7; Gazzani ym. 2014: 7–9.)

Diffuusiopolttokammioilla on mahdollista polttaa vetyä, jopa 100 til-%:n vetypitoisuuteen asti. Liitteestä 1 voidaan vertailla eri polttokammio mallien tämänhetkistä kykyä polttaa vetyä.

5.3.3 Lean-premix-polttokammio

Lean-premix-polttokammioissa polttoaine ja ilma sekoitetaan polttoainesuuttimien esisekoitus alueella ennen polttokammioon syöttämistä. Polttoaineen ja il-

man esisekoitus mahdollistaa operoinnin alhaisemmillä ekvivalenssisuhteilla lisäämällä ilman määrää polttoaineseoksessa. Polttoaineen ja ilman esisekoitus ja alhaisempi ekvivalenssisuhde johtavat alhaisempaan ja tasaisempaan liekin lämpötilaan. Alhaisempi liekinlämpötila laskee huomattavasti palamisesta syntyviä NO_x -päästöjä sekä pidentää polttokammion osien elinikää. (Bender 2021.) Alhaisemman liekin lämpötilan ansiosta LPM-polttokammioissa ei ole tarvetta käyttää NO_x -päästöjä alentavia ruiskutusmenetelmiä kuten diffuusiopolttokammioissa. (Connolly 2022.) Kuva 25 havainnollistaa lean-premix-polttokammion toimintaa.



Kuva 25. Lean-premix-polttokammion toimintaperiaate (Nemitallah ym. 2021).

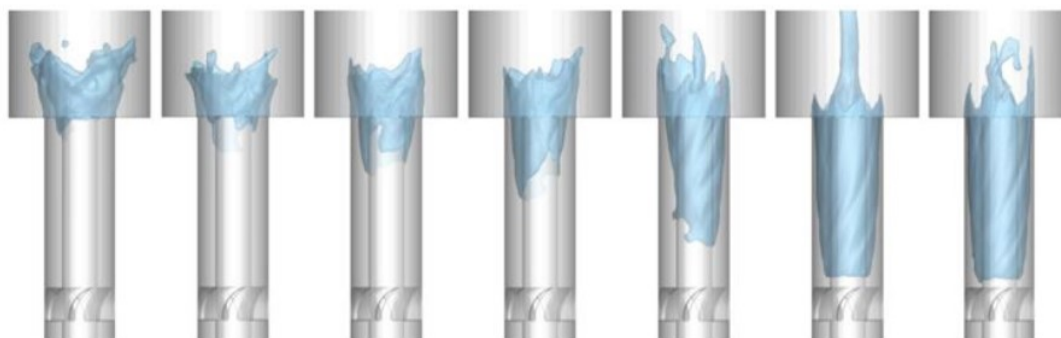
Lean-premix-polttokammioissa vedyn eroavat ominaisuudet vaikuttavat enemmän verrattuna diffuusiopolttokammioihin. Vedyn ominaisuudet, kuten laaja syttymisväli, räjähtävyys, lyhyempi itsesyttymisaika, polttoaineen tiheyden muutokset sekä korkeampi laminaarinen liekin nopeus, ovat tärkeitä käsitteitä LPM-polttokammioiden turvallisen toiminnan kannalta. (York ym. 2013.) LPM-polttokammioissa ongelmat korkeilla vetypitoisuuksilla ($\text{H}_2 > 15\text{--}20\text{ til-\%}$) kohdistuvat pääasiassa polttoaineen ja ilman esisekoittimeen (premixer) ja vedyn nopeampaan reaktiivisuuteen (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019). Polttoaineen ja ilman yhdistyessä esisekoituksessa seoksesta tulee palamiskelpoinen jo ennen polttokammioon syöttöä. Seoksen palamiskelpoisuus voi johtaa ilmiöihin nimeltä flashback ja flame holding, jotka voivat aiheuttaa suurta vahinkoa polttoainesuuttimille. (Goldmeer 2020.)

Kuten aikaisemmin on kuvattu, vetypitoisuuden kasvaessa polttoaineseoksen syttymisvälin kasvu (flammability range) ja itsesyttymisajan (autoignition) lyheneminen voivat johtaa polttoaineseoksen ennenaikaiseen syttymiseen ja pahimmassa tapauksessa liekin palamisen stabilisoitumiseen esisekoitusvaiheessa polttoainesuuttimessa. Kuva 26 havainnollistaa polttoainesuuttimeen kohdistunutta vahinkoa liekin stabilisoituessa esisekoitusvaiheeseen. Tämän takia on varmistettava, että polttoaineen ja ilman sekoitus tapahtuu tarpeeksi nopeasti ja oikeilla pitoisuuksilla esisekoittimessa, jotta seos ei kerkeä syttymään itsestään. Polttoainesuuttimien ja injektoreiden suojelemiseksi reaktiivisimmilla polttoaineilla, kuten vedyllä, polttoainesuuttimiin asennetaan yleensä termopari, jolla tarkkaillaan lämpötilan muutoksia polttoainesuuttimissa. (Hydrogen Gas Turbines 2020: 10–12.)



Kuva 26. Esimerkki DLN-polttoainesuutinten vahingoittumisesta flame holding -ilmiön seurauksena (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021).

Vedyn korkea laminaarinen liekin nopeus kasvattaa myös todennäköisyyttä flashback-ilmiölle. Vetypitoisuuden noustessa laminaarinen liekin nopeus kasvaa, ja sen seurauksena myös palamattoman polttoaineseoksen virtausnopeuden on kasvettava vastaamaan vähintään laminaarista liekinnopeutta. Jos palamattoman polttoaineseoksen nopeus on pienempi kuin laminaarinen liekin nopeus, voi liekki silloin lähteä liikkumaan vastavirtaan kohti esisekoitusvaihetta. (Hydrogen Power Generation Handbook 2022: 15–16.) Kuva 27 havainnollistaa flashback-ilmiötä, jossa liekki kulkeutuu vastavirtaan esisekoittimeen.



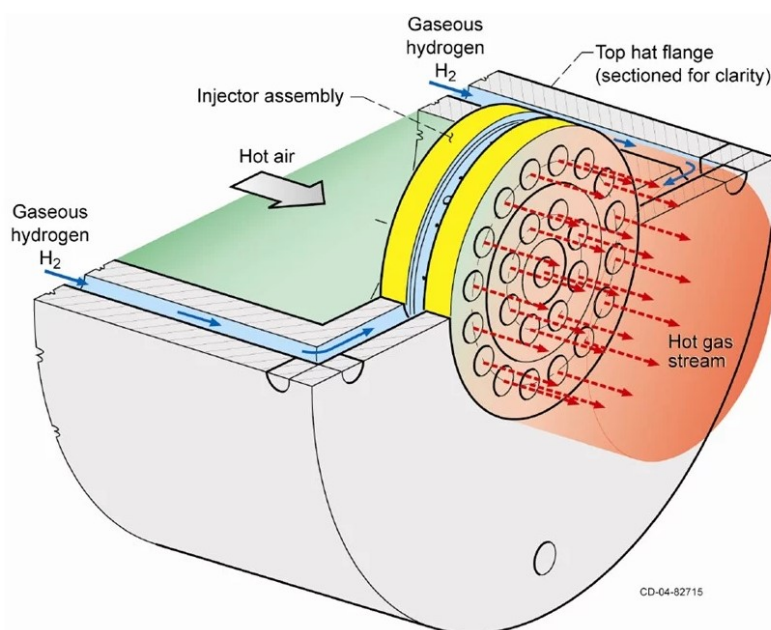
Kuva 27. Liekin karkaaminen esisekoittimeen (flashback) (Connolly & Beck 2022).

Polttoainesuuttimien kannalta on myös otettava huomioon vedyn alhaisempi lämpöarvo tilavuuden suhteen [kg/m^3], jonka seurauksena tilavuusvirran on kasvatettava saman lämpöenergian syötön ylläpitämiseksi verrattuna maakaasuun. Tilavuusvirran kasvun mahdollistamiseksi polttoainesuuttimiin tarvitaan muutoksia polttoaineseoksen virtausmäärän kasvattamiseksi. (York ym. 2013.) Polttoainesuuttimien toimivuutta eri kaasuseoksille määritellään Wobbe-indeksillä, jolla mitataan kaasuseoksen syöttämän lämpöenergian määrää polttokammiolle (Connolly 2022). Wobbe-indeksi on käsitelty luvussa 4.4.

Myös termoakustiset epästabiiliuudet korostuvat LPM-polttokammioissa. Vetypitoisuuden kasvu aiheuttaa muutoksia muun muassa liekin muotoon ja lämpötilaan. Muutokset liekin muodossa ja lämpötilassa aiheuttavat eroja lämmönvapautumisen ja paine-erojen suhteen. Tämän seurauksena polttokammio, joka on stabiili tietyllä ekvivalenssisuhteella ja liekin lämpötilalla, ei välttämättä ole stabiili samoilla suhteilla enää vetypitoisuuden kasvaessa. Kuten kuvasta 13 (luku 4.7) nähdään, tämän seurauksena jo alhaisemmillä ekvivalenssisuhteilla vetymäärän lisääntyessä liekin muoto vastaa maakaasulla ja korkeammalla ekvivalenssiluvulla operoitavan liekin muotoa. Tämä voi myös mahdollistaa kaasuturbiinin operoinnin vielä alhaisemmillä ekvivalenssisuhteilla, liekin ylläpitäessä muotonsa ekvivalenssisuhteen laskiessa ja vetypitoisuuden noustessa. Pienemmällä ekvivalenssisuhteella voidaan saavuttaa NO_x -päästöjen pienentymistä polttoaineen määrän vähentyessä suhteessa ilman määrään. (Beita ym. 2021: 20–25.)

Näiden haasteiden seurauksena suurimmalle osalle LPM-polttokammioista on asetettu vetypitoisuuden rajaksi noin 0–20 til-% riippuen mallista. Operoidakseen korkeammilla vetypitoisuuksilla muutokset polttoainesuuttimiin ja esisekoitukseen ovat välttämättömiä. (Connolly 2022.)

Uusia ratkaisuja LPM-polttokammioiden toimivuuden takaamiseksi korkeilla vetypitoisuuksilla kehitetään jatkuvasti eteenpäin. Uusia menetelmiä ovat muun muassa LDI (Lean Direct Injection)- ja JICF (Jet In Cross-Flow) -tekniikoiden käyttö polttoainesuuttimissa (kuva 28). Yhdistämällä näitä tekniikoita on kehitetty multi-tube-polttoainesuuttimia, joissa käytetään useita satoja pieniä putkia esisekoitukseen. Suuri määrä pienen halkaisijan omaavia putkia kasvattaa kokonaisuudessaan ilmavirtauksen nopeutta työntäen polttoaineseosta suuremmalla nopeudella polttokammioon. Polttoaineseoksen virtauksen nopeuden kasvun saavuttaessa ja ylittäessä vetyseoksen laminaarisen liekinopeuden, vähentää se huomattavasti riskejä flashback- ja flame holding -ilmiöille. Pienen halkaisijan etuna on myös sen kyky estää liekin stabilisoitumista esisekoitusvaiheeseen (flame holding). Putkien halkaisijoiden ollessa riittävän pieniä liekki ei pysty palamaan putken sisällä vaan sammuu yrittäessään edetä putken sisällä. (Goldmeer 2020; Hydrogen Power Generation Handbook 2022: 19.)



Kuva 28. Multi-tube-polttoainesuutin NASA LDI/JICF (Goldmeer 2020).

Kuten diffuusiopolttokammioissa myös lean-premix-malleissa NO_x-päästöjen kasvu on todennäköistä vedyn korkeamman adiabaattisen palamislämpötilan seurauksena. LPM-malleissa ei käytetä typen tai höyryn ruiskutusmenetelmiä, koska LPM-teknologia (kuten DLN-polttokammiot, Dry Low NO_x) kehitettiin NO_x-tasojen alentamiseksi ilman ruiskutusmenetelmän käyttöä. NO_x-päästöjen noustessa voimalaitoksen kannalta täytyy miettiä, voidaanko olemassa olevia NO_x-päästörajoja kasvattaa tai käyttää lisänä SCR-järjestelmää. Yhtenä keinona NO_x-päästöjen alentamiseksi on myös voimalaitoksen tehon alentaminen, jonka kautta NO_x-päästöt pysyisivät nykyisissä rajoissa. NO_x-päästöistä mainittaessa on kuitenkin muistettava, että NO_x-päästöjen kasvu on todella pientä noin 20 %:n vetypitoisuuteen asti (kuva 17). (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 4–5.)

Liitteestä 1 voidaan vertailla eri polttokammionmallien tämänhetkistä kykyä polttaa vetyä.

5.4 Kuumanpään osat

Vedyn palamistuotteena syntyvä vesihöyry kasvattaa kosteuspitoisuutta pakokaasuissa, jotka siirtyvät palamisreaktion jälkeen turbiinivyöhykkeeseen. Pakokaasujen vesihöyryn määrän ja sitä kautta kosteuspitoisuuden noustessa myös lämmönsiirron määrä turbiinivyöhykkeen kuumanpään osiin kasvaa. (Beck 2022.)

Vetypitoisuuden kasvaessa korkeamman lämmönsiirron seurauksena kuumanpään osat voivat altistua herkemmin ylikuumentumiselle. Kosteuspitoisuuden nousu voi myös altistaa kuumanpäänosia kuumakorroosiolle (Hydrogen Gas Turbines 2020: 8). Ylikuumentuminen ja kuumakorroosio voivat aiheuttaa osissa muutoksia materiaalin rakenteeseen, ja sitä kautta lyhentää osien korjausvälien ja kokonaiseliniän pituuteen sekä nostaa korjausten määrää ja kustannuksia (Connolly 2022).

Ylikuumenemisen sekä kuumakorroosion aiheuttamia vaurioita osiin voidaan välttää esimerkiksi

- päivittämällä tiettyjä osia materiaalirakenteeltaan kestävimmitiksi
- muokkaamalla kuumanpään osien jäähdytystä kasvattamalla jäähdytysreikien määrää/kokoa sekä kompressorista tulevan jäähdytysilman määrää
- suojaamalla osia paremmilla pinnoituksilla (Hydrogen Gas Turbines 2020: 9–10).

Ylikuumenemisen ja kuumakorroosion vaikutuksia kuumanpään osiin on hankala arvioida muutosten tapahtuessa yleensä hitaasti ja riippuen suuresti käytössä olevien osien ominaisuuksista, materiaaleista sekä kaasuturbiinin ope-
rintitavasta. Kuumanpään osien eliniän arvioinnit perustuvatkin laajalti käyttökokemuksiin sekä suoritettavien tarkastuksien tuloksiin. Tämän seurauksena vetyä käyttöönotettaessa olisi syytä kiinnittää erityistä huomiota riskienarviointiin tutkimalla osien kuntoa suorittamalla tarkastuksia säännöllisin väliajoin.

5.5 Valvonta- ja ohjausjärjestelmät

Kaasuturbiinin valvonta- ja ohjausjärjestelmän peruseräite on ylläpitää turvalista toimintaa sekä suojata kaasuturbiinia toimintahäiriön sattuessa. Ohjausjärjestelmä mahdollistaa muun muassa automaattisen käynnistyksen ja sammutuksen, kiihdytyksen oikealle toimintanopeudelle, kaasuturbiinin valvonnan käytön aikana sekä hätäsammutuksen toimintahäiriön sattuessa. Ohjausjärjestelmä valvoo, etteivät kaasuturbiinin toiminta-arvot, kuten pyörimisnopeus ja turbiinin tulolämpötila (savukaasut), ylitä sallittuja maksimiarvoja säätelemällä polttoaineen ja ilman määrää (mukaan lukien osien jäähdytysilma). Polttoaineen ja ilman määrän säätely tapahtuu venttiilien sekä kompressorin sisääntuloilman ohjaussiipien (IGV, Inlet Guide Vanes) tai kompressorin staattorin siipien (VGV, Variable Guide Vanes) avulla. Käytön aikana ohjausjärjestelmä vastaanottaa

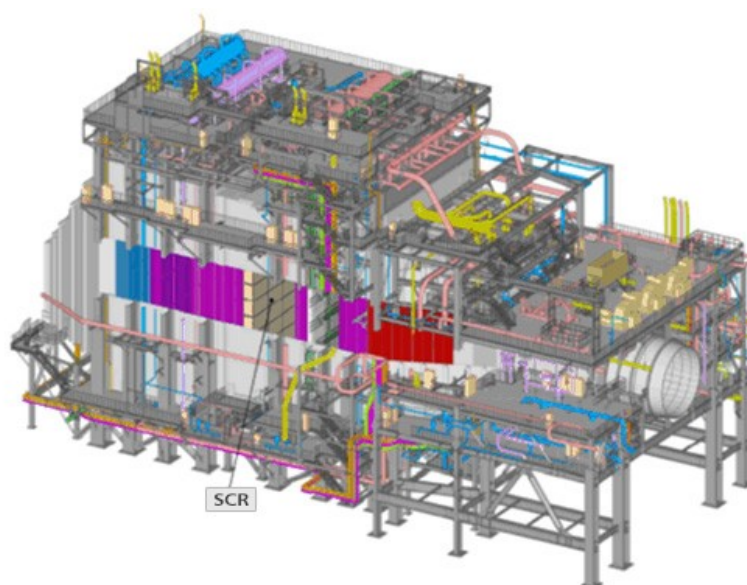
signaaleja eri laitteista ja antureista (esimerkiksi virtausnopeus-, pyörimisnopeus-, liekki-, lämpö-, värinä- ja paineanturit). (Brun ym. 2013:14–15.)

Vetypitoisuuden noustessa polttoaineen syttymisväli kasvaa, mikä voi aiheuttaa riskitekijöitä toimintahäiriön sattuessa. Esimerkiksi kaasuturbiinin käynnistyksen epäonnistuessa tai liekin sammussa palamatonta polttoaineseosta voi päästä kaasuturbiinin pakokaasujärjestelmään. Ohjausjärjestelmän havaitessa vikatilaa tai liekinsammumisen, polttoaineventtiili sulkeutuu. Jos aikaviive antureiden vikatilaa havaitsemisen ja polttoaineventtiilin sulkemisen välillä on tarpeeksi pitkä, voi palamaton polttoaineseos täyttää koko pakokaasuputken. Maakaasua käytettäessä polttoaineilmaseoksen suhde pakokaasuputkessa on yleensä alle LEL-arvon (alempi räjähdyspitoisuus), mutta vetypitoisuuden noustessa seoksen suhde voi ylittää LEL-arvon. LEL-arvon ylittyessä seoksesta tulee räjähdysherkkää, ja syttyessään pakokaasuputkessa se aiheuttaisi huomattavan paineen nousun ja mahdollisesti vaurioita pakokaasujärjestelmään. (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 5–6.)

Korkeilla vetypitoisuuksilla on huomioitava antureiden vikatilaa havaitsemiseen kuluva viiveaika. Tarvittaessa antureita on päivitettävä malleihin, jotka havaitsevat vikatilat, kuten liekin sammumisen nopeammin, jolloin polttoaineventtiilin sulkemiseen kuluva aika pienenee (Hydrogen In Natural Gas – Combustion And Compression 2019: 8–9). Polttokammion sisällä olevat liekkianturit on myös päivitettävä malleihin, jotka havaitsevat vetyliekin herkästi, kuten esimerkiksi UV-säteilyyn perustuvat anturit (soveltuvat anturit vetyliekille on käsitelty luvussa 5.2.3). Vetypitoisuuden kasvaessa voidaan tarvita muutoksia myös kaasuturbiinin huuhteluilmajärjestelmään (purge air system). Huuhtelusarjoja tulisi lisätä ja ajaa epäonnistuneen käynnistyksen tai liekin sammumisen jälkeen ennen uudelleenkäynnistystä (Beck 2022). Huuhteluilmajärjestelmä käyttää kompressorin poistoilmaa poistaakseen kaasuturbiinista ja pakokaasujärjestelmästä vaaralliset kaasuseokset ennen käynnistystä tai huoltotöiden aloittamista (Brun ym. 2013: 16).

5.6 SCR ja HRSG

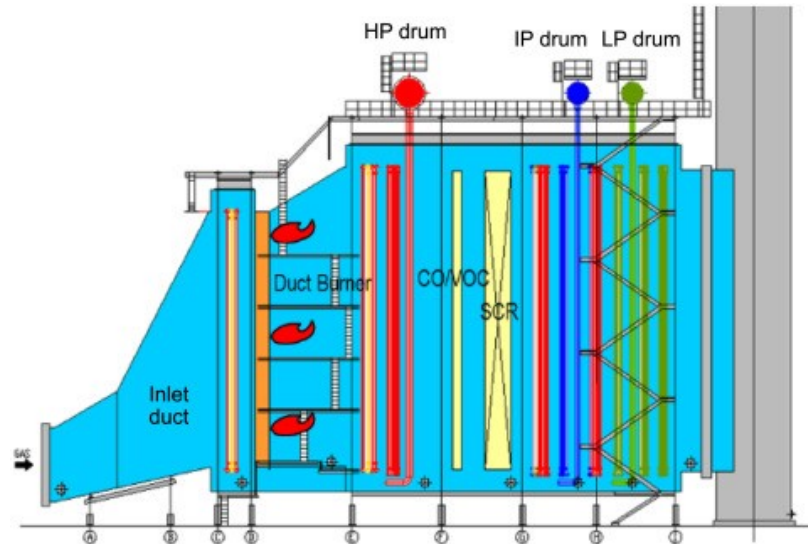
Kombivoimalaitoksissa käytössä olevat lämmöntalteenottokattilat (HRSG) voivat tarvita muutoksia vetytitoisuuden kasvaessa, mukaan lukien HRSG-laitteiston sisälle asennettava SCR-järjestelmä. Korkeisiin vetytitoisuuksiin siirryttäessä SCR-järjestelmän tärkeys kasvaa NO_x-päästöjen määrän noustessa. Kuva 29 havainnollistaa perinteistä HRSG-järjestelmää. (Goldmeer 2019; Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5.)



Kuva 29. HRSG ja SCR (Hydrogen Power Generation Handbook 2022).

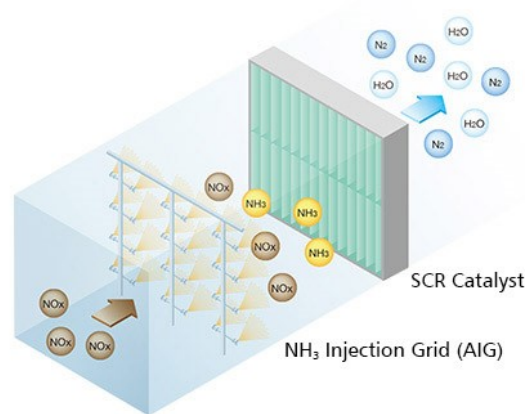
Kombivoimalaitosten HRSG-laitteistossa voi olla käytössä lisäpolttimia (duct burner) kaasuturbiinin savukaasukanavassa (kuva 30). Lisäpolttimilla voidaan nostaa ja tasapainottaa höyryntuotannon määrää kaasuturbiinin kuormitusasteen vaihdellessa lisäämällä polttoainetta kaasuturbiinista tulevan ylimääräisen ilman (hapen) sekaan. Lisäilman syöttöä voidaan kasvattaa tuulettimilla, jolloin on myös mahdollista pitää polttoa ja höyryntuotantoa yllä kaasuturbiinin ollessa pois käytöstä. (Hawksworth ym. 2015: 8–10.) Kuten kaasuturbiinissa korkeammilla vetytitoisuuksilla lisäpolttimia voidaan joutua päivittämään, koska nykyiset

polttimet eivät välttämättä kykene toimimaan turvallisesti korkeilla vetypitoisuuksilla muuttuvien palamisominaisuuksien seurauksena (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 4–5).



Kuva 30. HRSG-konstruktio ja lisäpolttimet (duct burner) (Advances in Power Boilers 2021).

Kuten edellä mainittu, vetypitoisuuden noustessa NO_x -päästöt kasvavat korkeamman palamislämpötilan seurauksena. Kombivoimalaitoksissa vetypitoisuuden noustessa NO_x -päästöt voivat kasvaa entisestään HRSG:n lisäpolton seurauksena. Ensisijainen polton jälkeinen menetelmä NO_x -päästöjen alentamiseksi on SCR-järjestelmä. SCR asennetaan HRSG:n sisälle (kuvat 29 ja 30), jossa savukaasujen lämpötila vastaa käytetyn katalyytin käyttölämpötilaa. SCR-järjestelmän läpi kulkeviin savukaasuihin ruiskutetaan ammoniakkia, joka reagoi typen oksidien (NO_x) ja katalyytin kanssa tuottaen typpeä N ja vettä H_2O (kuva 31). SCR:n tyypillinen toimintalämpötila on 250–450 °C. Saatavilla on myös useita eri katalyyttejä käytettäväksi eri savukaasujen lämpötiloille. (Hawksworth ym. 2015: 11–13.) NO_x -päästöjen kasvaessa on päivitettävä SCR-järjestelmän katalyytilaite suurempaan tai tehokkaampaan malliin. (Hydrogen as a fuel for gas turbines 2021: 5.)



Kuva 31. Selective Catalytic Reduction system (Hydrogen Power Generation Handbook 2022).

Suosittelavaa olisi jättää HRSG:n välinen tila, johon katalyyttilaite asennetaan, isommaksi, jotta tulevaisuudessa SCR pystyttäisiin päivittämään mahdollisimman helposti suurempaan malliin (Goldmeer 2019). On myös kehitetty matalan lämpötilan SCR-laitteistoja, jotka voidaan sijoittaa HRSG:n alavirtaan. Matalan lämpötilan SCR-laitteistot ovat edullisempia asentaa jälkikäteen verrattuna yleisemmin käytössä oleviin SCR-laitteisiin, joissa katalyytti sijoitetaan HRSG:n kuumemmalle alueelle. (Hawksworth ym. 2015: 18.)

6 Yhteenveto ja laskelmat

Kaasuturbiinien kannalta vetypolton mahdollistava teknologia on olemassa mutta tietyt osa-alueet vaativat jatkokehitystä, kuten LPM-polttokammiot, jotka eivät pysty vielä polttamaan 100 til-%:n vetyä muuttuvien palamisominaisuuksien seurauksena. Monet LPM-mallit on rajoitettu polttamaan alle 30 til-% vetyä turvallisen toiminnan takaamiseksi. Useimmat kaasuturbiinien valmistajat ovat asettaneet tavoitteeksi 100 %:n vetypolton mahdollisuuden LPM-polttokammioiden vuoteen 2030 mennessä. Kaasuturbiinivoimaloiden erinomaisena ominaisuutena vetypolton kannalta pidetään niiden kykyä

- polttaa vedyn ja maakaasun sekoitusta

- korkeintaan pienten muutosten tarvetta voimalaitokseen ja kaasuturbiiniin alle 20 %:n vetytitoisuuksilla
- jälkiasennuksen mahdollisuutta olemassa olevien kaasuturbiinivoimaloiden muuttamiseksi toimimaan korkeilla vetytitoisuuksilla 100 %:iin asti.

Suurimpia haasteita vedyn käytön kasvattamiseksi energiasektorilla on tällä hetkellä vedyn tuotannon määrään, varastointiin sekä vedyn toimittamiseen liittyvät haasteet. Rakennettujen maakaasuputkiverkostojen käyttö vedyn jakeluun sekä varastointiin sekoittamalla vetyä pieniä määriä (alle 20 til-%) maakaasun sekaan voisi olla vaihtoehto, jolla ratkaistaisiin varastointiin sekä kuljetukseen liittyvät ongelmat voimalaitosten kannalta. Vetyä sekoittaessa suoraan putkiverkoston haasteena on se, että kaikkien kaasuturbiinien, jotka ovat yhdistettynä putkiverkoston, tulisi pystyä silloin polttamaan sama määrä vetyä.

Taulukosta 6 voidaan vertailla eri vetytitoisuuksilla vedyn sekä maakaasun tilavuusvirtojen määrää, CO₂-päästöjen määrää, CO₂-päästöverotuksen mukaisia säästöjä ja päivittäisiä sekä vuosittaisia polttoainekustannuksia. Laskennassa käytettyjä arvoja ovat

- GE 6FA.03 -kaasuturbiini 88/135 MW (simple cycle tai combined cycle 1x1 polttoainemäärien pysyessä samana)
- vuosittaiset kaasuturbiinin ajotunnit 6000 tuntia
- vihreän vedyn arvioitu keskiarvohinta Euroopassa 6 €/kg, joka vastaa 0,50 €/m³
- maakaasun hinta 50 €/MWh, joka vastaa noin 0,49 €/m³
- Suomen CO₂-päästövero 62 €/tn.

Taulukosta 6 voidaan havaita, että käytetyillä hinta-arvioilla vihreän vedyn käyttö ei olisi kannattavaa polttoainekustannusten noustessa. Huomioitavaa on

myös, että laskuissa ei ole otettu huomioon vedyn varastoinnin kustannuksia, eikä korkeammilla vetytitoisuuksilla tarvittavia jälkiasennusten kustannuksia. Erikoistekniikalla varustetut vedyn varastointiin käytetyt paineistetut tai kryogeeniset säiliöt kuluttavat sähköä (vety täytyy paineistaa tai varastoida nesteenä) ja laskevat laitoksen kokonaishyötysuhdetta. Tulevaisuudessa, jos vedyn ja maakaasun sekoitusta kuljetettaisiin sekä varastoitaisiin kaasuputkistoissa, voimalaitosten ei tarvitsisi huomioida vedyn varastointiin kuluva energia määrää.

Taulukko 6. 6FA.03-kaasuturbiinin polttoainemäärien ja kustannuksien vertailu eri H2- ja CH4-pitoisuuksilla.

Vertailu 6F,03 1x1 kombivoi- malaitos	H2 [m3]/ päivä	CH4 [m3]/ päivä	CO ₂ -pääs- töjen vä- hentymi- nen %	CO ₂ -pääs- tövero sääs- töt M€/ vuosi	Polttoaine- kustannus €/päivä	Polttoaine- kustannus milj, €/vuosi
H2 0 % / CH4 100 %	0	394 728	0 %	0,00	193 090	70,5
H2 10 % / CH4 90 %	38 614	383 709	2,80 %	0,48	207 115	75,6
H2 20 % / CH4 80 %	93 896	367 935	6,80 %	1,15	227 195	82,9
H2 50 % / CH4 50 %	329 428	300 726	23,80 %	4,13	312 744	114,2
H2 100 % / CH4 0 %	1 383 317	0	100 %	17,28	695 532	253,9

Maakaasun hinta-arvio 50 €/MWh ei perustu vuoden 2022 markkinahintaan, joka on noussut paljon verrattuna vuoden 2021 hintaan (vuonna 2021 maakaasun markkinahinta heilui välillä noin 18–90 €/MWh). Jos otetaan huomioon tämänhetkinen maakaasun hinta Euroopassa, joka on noin 120 €/MWh, ja oletettaisiin, että maakaasun hinta ei laskisi alle tämän tulevaisuudessa. Tämän lisäksi oletettaisiin vihreän vedyn hinnan laskevan alle 2 €/kg, joka on EU:n tavoitteena vuoteen 2030 mennessä, tulisi vedyn polttamisesta halvempaa ja kannattavampaa verrattuna maakaasun. Vedyn tuotannon kasvua sekä hinnan

laskua ajaa eteenpäin myös uusien tuotantotapojen kehitys sekä metaanin hinnan lasku (harmaa ja sininen vety, jotka tuotetaan metaanin avulla). Polttoainekustannuksia voidaan havainnoida taulukosta 7. Taulukossa 7 ei ole otettu huomioon vedyn varastointikustannuksia eikä voimalaitokseen tarvittavien jälkiasennuksen hintaa. Verrattaessa taulukon 6 100 %:n maakaasun polttoainekustannuksia sekä taulukon 7 100 %:n vetykaasun polttoainekustannuksia voidaan huomata, että vedyn hinnan laskiessa 2 €/kg sekä maakaasun hinnan pysyessä 50 €/ssa/MWh, jäävät vedyn polttoainekustannukset pienemmiksi (vety 84,6 miljoonaa €, maakaasu 70,5 miljoonaa €), jos otetaan huomioon vuosittaiset CO₂-päästöveroista säästyvät kustannukset (17,28 miljoonaa €).

Taulukko 7. Polttoainekustannukset olettaen vedyn hinnaksi 2 €/kg sekä maakaasun hinnaksi 120 €/MWh.

Vertailu 6F.03 1x1 -kombivoimalaitos	CO₂-päästövero säästöt milj. €/ vuosi	Polttoainekustannus milj. € /vuosi
H2 0 % / CH4 100 %	0,00	169,1
H2 10 % / CH4 90 %	0,48	166,8
H2 20 % / CH4 80 %	1,15	163,4
H2 50 % / CH4 50 %	4,13	149,0
H2 100 % / CH4 0 %	17,28	84,6

Vedyn tuotannon kasvaessa sekä hinnan laskiessa voidaan olettaa vetypolton kaasuturbiineissa olevan erinomainen vaihtoehto tulevaisuudessa energiasektorin siirtyessä vihreämpiin tuotantomuotoihin. Vaikka jälkiasennuksia tarvitaan kaasuturbiinivoimalaitoksiin viimeistään yli 20 til-%:n vetypitoisuuden ylittyessä, jäävät jälkiasennusten kulut kauas uuden voimalaitoksen rakentamisesta. Uusien kaasuturbiinivoimalaitosten rakennuksessa olisi järkevää ottaa huomioon myös mahdollinen vedyn ja maakaasuseoksen käyttö tulevaisuudessa sekä jo rakennuksen aikana huomioida mahdollisten jälkiasennusten tarve korkealla ve-

typitoisuudella operoitaessa. Tämän avulla jälkiasennukset olisivat mahdollisimman helposti saavutettavissa jälkeenpäin. Valtioiden tukiessa siirtymistä hiili-neutraaliin energiatalouteen sekä maakaasun hinnan nousu voivat myös nopeuttaa vetytalouden, kuten tuotannon ja kuljetustekniikoiden, kehittymistä.

Lähteet

Amin, Karim & Fors, Thorbjörn. 2020. Hydrogen power with Siemens gas turbines. Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG.

Anderson, Cliff. 2011. Detecting Hydrogen Gas and Flames. Verkkoaineisto. <<https://www.hazardexonthenet.net/article/43288/Detecting-Hydrogen-Gas-and-Flames.aspx>>. Luettu 27.4.2022

Andersson, Joakim & Grönkvist, Stefan. 2019. Large-scale storage of hydrogen. Stockholm: KTH Royal Institute of Technology.

Ansaldo Energia solutions for Hydrogen combustion: fast-forward to a Hydrogen Fueled Future. 2021. Ansaldo Energia.

Askar, Enis; Schröder, Volkmar; Schütz, Stefan & Seemann, Albert. 2016. Power-to-Gas: Safety Characteristics of Hydrogen/Natural- Gas Mixtures. The Italian Association of Chemical Engineering

Balmer, Robert T. 2011. Modern Engineering Thermodynamics. Elsevier.

Battista, R.A.; Pandalai, R. P. & Hilt, M. B. 1982. Low heating value fuel burning capabilities of General Electric industrial gas turbines. American Society of Mechanical Engineers (ASME)

Beck, Griffins. 2022. Group Leader, Propulsion & Energy Machinery Section. Luento ja keskustelu 21.4.2022. Southwest Research Institute.

Beita, Jadeed; Talibi, Midhat; Sadasivuni, Suresh & Balachandran, Ramanarayanan. 2021. Thermoacoustic Instability Considerations for High Hydrogen Combustion in Lean Premixed Gas Turbine Combustors. MDPI.

Bender, William R. 2021. Lean Pre-Mixed Combustion. Technology & Management Services, Inc.

Bengtson, Karl. 2017. Thermoacoustic Instabilities in a Gas Turbine Combustor. The Marcus Wallenberg Laboratory for Sound and Vibration Research.

Bexten, Thomas; Jörg, Sophia; Petersen, Nils; Wirsum, Manfred; Liu, Pei & Zheng, Li. 2021. Model-Based Thermodynamic Analysis of a Hydrogen-Fired Gas Turbine with External Exhaust Gas Recirculation. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Bexten, Thomas; Sieker, Tobias & Wirsum, Manfred. 2021. Techno-Economic Analysis of a Hydrogen Production and Storage System for the On-Site Fuel Supply of Hydrogen-Fired Gas Turbines. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Brower, M. 2012. Ignition Delay Times of Natural Gas/Hydrogen Blends at Elevated Pressures. Semantic Scholar.

Brun, Klaus; Nored, Marybeth G. & Kurz, Rainer. 2013. GAS TURBINE PACKAGING OPTIONS AND FEATURES. Turbomachinery Laboratory, Texas A&M University.

Carapellucci, Roberto; Favre, Eric; Giordano, Lorena & Roizard, Denis. 2017. Hydrogen Production from Methane Steam Reforming with CO₂ Capture Through Metallic Membranes. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Chiesa, Paolo; Lozza, Giovanni & Mazzocchi, Luigi. 2005. Using Hydrogen as Gas Turbine Fuel. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Cohen, H; Rogers, G.F.C. & Saravanamuttoo H.I.H. 1987. Gas Turbine Theory. Third edition, 1987. Longman Scientific & Technical. United States, New York.

Connolly, Brian. 2022. Research Engineer, Propulsion & Energy Machinery Section. Luento ja keskustelu 21.4.2022. Southwest Research Institute.

Connolly, Brian & Beck, Griffins. 2022. Hydrogen gas turbines: What you need to know. Turbomachinery International.

Combustion engines and gas turbines. 2022. Verkkoaineisto. Wärtsilä. <<https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/gas-turbine-for-power-generation-introdu>>. Luettu 2.4.2022.

Cuargo, John; Langstine, Bob & Turner, Michael. 2020. Practical Considerations for Firing Hydrogen Versus Natural Gas. Zeeco.

Douglas, Christopher; Emerson, Benjamin; Lieuwen, Timothy; Martz, Tom; Steele, Robert & Noble, Bobby. 2022. NO_x Emissions from Hydrogen-Methane Fuel Blends. Strategic Energy Institute.

F6FA Training Manual. 2002. Jaakko Pöyry Group.

Frame 6F Gas Turbine – Advanced Service Solutions for Improved Operational Flexibility, Reliability and Clean Energy. 2021. PSM Hanwha Thomassen Energy.

Gazzani, Matteo; Chiesa, Paolo; Martelli, Emanuele; Sigali, Stefano & Brunetti, Iarno. 2014. Using Hydrogen as Gas Turbine Fuel: Premixed Versus Diffusive Flame Combustors. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Gas turbine. 2015. Verkkoaineisto. Energy Education. <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Gas_turbine>. Luettu 15.4.2022.

GE gas power. 2022. Verkkosivu. <<https://www.ge.com/gas-power>>. Luettu 5.4.2022.

Glover, Austin M.; Baird, Austin R. & LaFleur, Chris B. 2022. Hydrogen Fuel Cell Vehicles in Tunnels. Sandia National Laboratories.

Goldmeer, Jeffrey. 2019. GE Unleashing a Hydrogen Gas Power Future. Verkkoaineisto. <<https://www.powermag.com/the-power-interview-ge-unleashing-a-hydrogen-gas-power-future/>>. Luettu 28.3.2022

Goldmeer, Jeffrey. 2020. Solving the challenge of lean hydrogen premix combustion with highly reactive fuels. Verkkoaineisto. <<https://www.turbomachinery-mag.com/view/solving-the-challenge-of-lean-hydrogen-premix-combustion-with-highly-reactive-fuels>>. Luettu 28.4.2022

Goldmeer, Jeffrey. 2022a. Director of Gas Turbine Combustion & Fuel Solutions. Luento. GE Gas Power.

Goldmeer, Jeffrey; Gutknecht, Brian & Blakey, Simon. 2022b. A Hydrogen Society: What it Takes. General Electric.

Günther. 1984. Autoignition temperatures: for stoichiometric mixture and at 1 bar. Sciencedirect.

Hawksworth, S.j.; Moodie, K; Gummer, J; Evan, B; Michels, H; Linsteds, P; Winstanley, P & Pekalski, A. 2015. Safe Operation of Combined Cycle Gas Turbine and Gas Engine Systems using Hydrogen Rich Fuels. UK Health and Safety Laboratory (HSL).

Hazardous Area Classifications and Protections. 2019. Fisher Controls International LLC.

Hevin, Gregoire. 2019. Underground storage of Hydrogen in salt caverns. European Workshop on Underground Energy Storage November 7 -8th 2019, Paris.

Huth, A. & Heilos, A. 2013. Modern Gas Turbine Systems. Woodhead Publishing.

Hydrogen and fire safety. 2019. Detector Electronics Corporation.

Hydrogen as a fuel for gas turbines. 2021. Verkkoaineisto. General Electric. <www.ge.com/gas-power/future-of-energy>. Luettu 21.3.2022.

Hydrogen colours codes. 2022. Verkkoaineisto. H2bulletin. <<https://www.h2bulletin.com/knowledge/hydrogen-colours-codes/>>. Luettu 17.3.2022.

Hydrogen Compared with Other Fuels. 2022. Verkkoaineisto. H2tools. <<https://h2tools.org/bestpractices/hydrogen-compared-other-fuels>>. Luettu 9.4.2022.

Hydrogen for power generation. 2021. Verkkoaineisto. General Electric. <www.ge.com/gas-power/future-of-energy>. Luettu 26.3.2022.

Hydrogen gas turbines. 2020. ETN Global.

Hydrogen Power Generation Handbook. 2022. Mitsubishi Power.

Hydrogen strategy for climate neutral Europe. 2020. European commission.

Kidd, H. Allan & Talabisco George. 1994. An overview of international electrical and safety standards governing the application of turbomachinery in hazardous areas. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Kirkpatrick, Allan T. 2020. Internal Combustion Engines. Wiley-Blackwell.

Kurz, Rainer; Cowell, Luke; Tarver, Terry & Singh, Avneet. 2019. HYDROGEN IN NATURAL GAS – COMBUSTION AND COMPRESSION. Solar Turbines.

Lewis, Alastair C. 2021. Optimising air quality co-benefits in a hydrogen economy: a case for hydrogen-specific standards for NO emissions. Royal Society of Chemistry.

Manha, William D. 2009. Safety Design for Space Systems. Sciencedirect.

Mariani, Antonio; Morrone, Biagio & Unich, Andrea. 2012. A Review of Hydrogen-Natural Gas Blend Fuels in Internal Combustion Engines. Researchgate.

Miles, Daniel; Vye, Tristan & Wimshurts, Aidan. 2021. Assessment of Enclosure Ventilation Safety for Hydrogen Fuelled Gas Turbines. Frazer-Nash Consultancy.

Nemitallah, Mednat A.; Azazul Haque, MD; Hussain, Muzafar; Abdelhazef, Ahmed; Habib & Mohamed A. 2021. Stratified and Hydrogen Combustion Techniques for Higher Turndown and Lower Emissions in Gas Turbines. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Noble, David; Wu, David; Emerson, Benjamin; Sheppard, Scott; Lieuwenm Tim & Angello, Leonard. 2021. Assessment of Current Capabilities and Near-Term Availability of Hydrogen-Fired Gas Turbines Considering a Low-Carbon Future. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Prompt NO_x, fuel NO_x and thermal NO_x: The DLE strategy. 2020. Verkkoaineisto. TMI Staff & Contributors. <<https://www.turbomachinerymag.com/view/prompt-nox-fuel-nox-and-thermal-nox-the-dle-strategy>>. Luettu 27.5.2022.

Simons, Sarah. 2022. Senior Research Scientist. Hydrogen blending at compressor stations. Luento. Turbomachinery International.

Speight, James G. 2007. Natural Gas a Basic Handbook. Utah: Gulf Publishing Company 2007.

Training manual Thomassen/General Electric heavy duty gas turbines. 1997. Thomassen International B.V.

Vihinen, Seppo. Maakaasun ja nestekaasun poltintekniseen mitoitukseen vaikuttavia tekijöitä. 2006. Neste Oy.

Webber, Michael E. 2021. Energy Blog: Hydrogen Straight from the Earth. Verkkoaineisto. <<https://www.asme.org/topics-resources/content/energy-blog-hydrogen-straight-from-the-earth>>. Luettu 15.3.2022.

Welch, Michael. 2020. Hydrogen Evolution or Revolution?. Verkkoaineisto. <<https://www.asme.org/topics-resources/content/hydrogen-evolution-or-revolution>>. Luettu 16.3.2022.

York, William D.; Ziminsky, Willy S. & Yilmaz, Ertan. 2013. Development and Testing of a Low NO Hydrogen Combustion System for Heavy-Duty Gas Turbines. American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Sallitut vetypitoisuudet eri valmistajien polttokammioille

<i>Polttokammio</i>	<i>Valmistaja</i>	<i>Malli</i>	<i>H₂ %</i>	<i>Kaasuturbiinimallit</i>
<i>Single annular (SAC)</i>	GE	Diffuusio	85 %	Aeroderivative
<i>Single Nozzle (SN)</i>	GE	Diffuusio	90– 100 %	GE B/E -kaasuturbiinit (esim. F6B, F9E)
<i>Multi Nozzle Quiet Combustor (MNQC)</i>	GE	Diffuusio	90– 100 %	GE E/F -kaasuturbiinit (esim. F6FA, F9FA)
<i>DLE</i>	GE	Lean-Premix	5 %	Aeroderivative
<i>DLN1</i>	GE	Lean-Premix	33 %	6B, 7E, 9E
<i>DLN2.6+</i>	GE	Lean-Premix	18 %	6F, 7F, 9F

<i>DLN2.6e</i>	GE	Lean-Premix	50 %	9HA, 7HA
<i>DLN EVO</i>	GE	Lean-Premix	60 %	GE F -sarjan kaasuturbiinit
<i>SEV (Sequential Environmental Burner)</i>	Ansaldo Energia	Lean-Premix/autotignition	45/70 %	GT26, GT36
<i>Single stage combustion</i>	Ansaldo Energia	Lean-Premix	25 %	V94.2, V94.3A
<i>Flamesheet</i>	PSM Hanwha (entinen Thomassen)	Lean-Premix	60 %	GE: Frame 3, 5, 6B, 6F, 7E, 7F, 9E, 9F Siemens: 501F, 501G, 701F, 701G, 5012B/D
<i>Premix (DLN)</i>	MHI	Lean-Premix	30 %	H-100, M501F, M701F, M701J
<i>DIFFUSION COMBUSTOR</i>	MHI	Diffuusio	100 %	H-25, M701F, M501F
<i>Multi-Cluster (DLN)</i>	MHI	Lean-Premix	30 %	H-25, H-100, M701F, M501F, M701J, M501J

<i>WLE (Wet Low Emissions)</i>	Siemens Energy	Diffuusio	100 %	SGT-A-sarjan kaasuturbiinit
<i>DLE</i>	Siemens Energy	Lean-Premix	30 %	SGT5/6-sarjan kaasuturbiinit
<i>DLE</i>	Siemens Energy	Lean-Premix	50 %	SGT-800