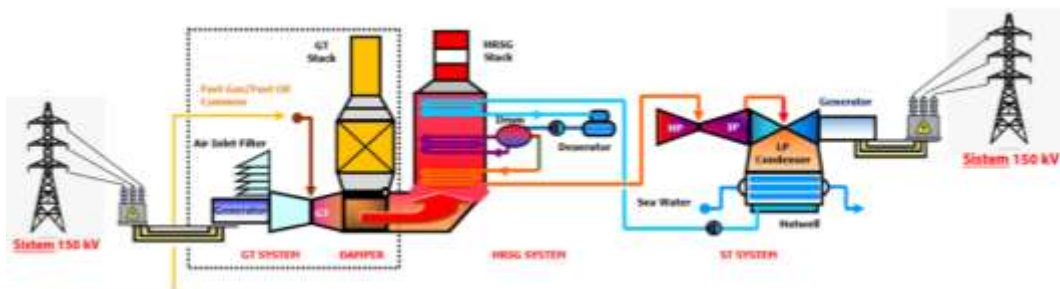


BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

1.1. Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU)

Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) adalah konfigurasi pembangkit listrik yang menggabungkan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU). PLTGU Cilegon merupakan salah satu PLTGU di Indonesia, yang berlokasi di Kabupaten Serang - Provinsi Banten dengan total kapasitas terpasang 740 MW dan berkontribusi menyuplai kelistrikan pada sistem jaringan 150 kV. Blok PLTGU Cilegon terdiri dari 2 unit turbin gas dengan kapasitas terpasang masing-masing 240 MW dan 1 unit turbin uap dengan kapasitas terpasang 260 MW. Secara desain, PLTGU Cilegon dapat menggunakan 2 jenis bahan bakar, yaitu gas alam sebagai bahan bakar utama serta *High Speed Diesel* (HSD) sebagai bahan bakar cadangan.



Gambar 1.1 Konfigurasi PLTGU Cilegon

Gambar 2.1 di atas merupakan konfigurasi PLTGU Cilegon, yang secara umum terdiri atas peralatan utama meliputi:

1. Kompresor

Kompresor pada sistem PLTGU berfungsi untuk mengompresi udara untuk kebutuhan pembakaran pada ruang bakar. Kompresor digerakkan oleh turbin gas sehingga dipasang satu poros dengan turbin gas maupun

generator. Di PLTGU Cilegon terdapat 2 unit kompresor untuk 2 unit turbin gas, dengan spesifikasi disajikan pada Tabel 2.1.

Tabel 1.1 Spesifikasi kompresor PLTGU Cilegon (MHI, 2006)

Item	Spesifikasi
Pabrikan	Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.
Tipe	Axial
Jumlah	2 Unit
Jumlah Baris Sudu	17 Baris
<i>Pressure Ratio</i>	15,6
Kecepatan Putaran	3000 RPM

2. Ruang Bakar (*Combustor*)

Ruang bakar (*combustor*) berfungsi sebagai tempat pencampuran udara dan bahan bakar serta tempat terjadinya proses pembakaran. Gas panas hasil pembakaran dialirkan menuju sudu-sudu turbin gas untuk menggerakkan poros. Ruang bakar dilengkapi dengan pemantik (*igniter*) untuk proses penyalan awal. Tabel 2.2 merupakan spesifikasi ruang bakar (*combustor*) untuk turbin gas di PLTGU Cilegon.

Tabel 1.2 Spesifikasi ruang bakar PLTGU Cilegon (MHI, 2006)

Item	Spesifikasi
Pabrikan	Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.
Bahan Bakar	Gas & HSD (<i>Dual Fuel</i>)
Tipe	<i>Dry Low NOx</i> (DLN)
Metode Pencampuran	<i>Premixed Combustor</i>
Jumlah	20

3. Turbin Gas

Turbin gas berfungsi untuk menggerakkan generator dan kompresor dengan menggunakan gas hasil pembakaran dari ruang bakar (*combustor*). Di PLTGU Cilegon terdapat 2 unit turbin gas yang dipasang secara paralel dan masing-masing dikopel dengan generator. Spesifikasi turbin gas PLTGU Cilegon disajikan pada Tabel 2.3.

Tabel 1.3 Spesifikasi turbin gas PLTGU Cilegon (MHI, 2006)

Item	Spesifikasi
Pabrikan	Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.
Tipe	M701F
Jumlah	2 Unit
Kapasitas (<i>rated</i>)	238.500 kW
Jumlah Baris Sudu	4 Baris
Kecepatan Putaran	3000 RPM

4. *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG)

Heat Recovery Steam Generator (HRSG) berfungsi untuk memanaskan air pengisi hingga berubah fasa menjadi uap untuk menggerakkan turbin uap dengan menggunakan sumber panas dari gas buang turbin gas. HRSG di PLTGU Cilegon memiliki 3 tingkat tekanan, yaitu tekanan tinggi, tekanan menengah dan tekanan rendah.

5. Turbin Uap

Turbin uap berfungsi untuk menggerakkan generator yang dikopel satu poros untuk menghasilkan listrik dengan menggunakan uap tekanan tinggi yang disuplai oleh HRSG. Di PLTGU Cilegon terdapat 1 unit turbin uap, yang secara konfigurasi dapat menerima suplai uap dari 2 unit HRSG.

6. Generator

Generator berfungsi untuk mengubah kerja dari putaran poros menjadi energi listrik. Terdapat 3 unit generator di PLTGU Cilegon, yang masing-masing dikopel satu poros dengan turbin gas maupun turbin uap.

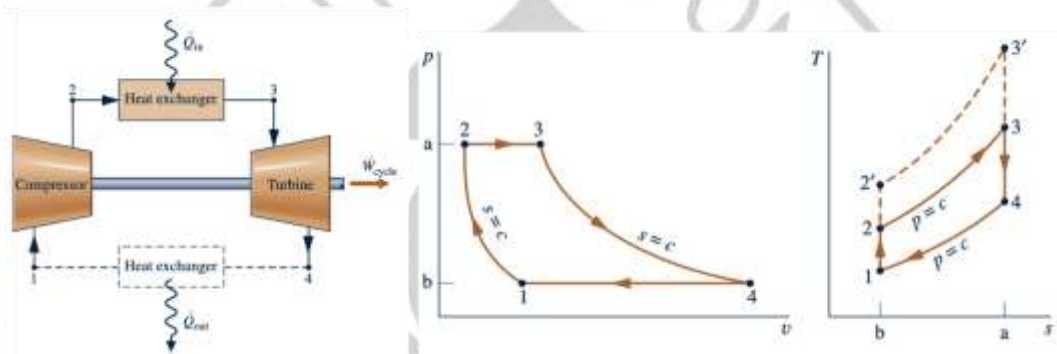
7. *Condenser*

Condenser berfungsi untuk mendinginkan uap ekstraksi dari turbin uap tingkat akhir hingga berubah fase menjadi air. Media pendingin pada *condenser* menggunakan air laut yang disirkulasikan secara kontinyu dengan siklus terbuka. Air hasil kondensasi selanjutnya ditampung dalam *hotwell* untuk dialirkan kembali sebagai air pengisi HRSG.

1.2. Siklus PLTGU

1.2.1. Siklus Brayton

Siklus Brayton merupakan aplikasi dari Hukum Termodinamika I yang bekerja pada sistem turbin gas dengan fluida kerja berupa udara yang bersifat sebagai gas ideal. Siklus Brayton terdiri dari 2 proses isobarik yang terjadi pada ruang bakar dan *exhaust*, serta 2 proses isentropik yang terjadi pada kompresor dan turbin gas, seperti terlihat pada Gambar 2.2.



Gambar 1.2 Siklus Brayton (Moran et al., 2011)

Siklus Brayton di atas menjelaskan 4 proses fluida kerja berikut hubungan antara tekanan dan volume fluida (diagram $p-v$), serta hubungan antara temperatur dan entropi fluida (diagram $T-s$), dengan rincian proses sebagai berikut:

- Proses 1-2: Kompresi isentropik pada kompresor
Pada proses ini, udara masuk ke dalam kompresor untuk dikompresi sehingga terjadi kenaikan tekanan dan temperatur. Pada tahap ini terjadi penurunan volume udara akibat pemampatan, dengan kondisi entropi yang konstan.
- Proses 2-3: Pemasukan kalor isobarik pada ruang bakar
Udara bertekanan tinggi yang dihasilkan kompresor masuk ke dalam ruang bakar untuk dicampur dengan bahan bakar dan dilakukan penyalaan sehingga terjadi pembakaran. Pada proses ini terjadi kenaikan temperatur

dan volume akibat pembakaran, namun tekanan tetap konstan sehingga disebut sebagai proses isobarik.

- Proses 3-4: Ekspansi isentropik pada turbin

Gas hasil pembakaran dialirkan ke dalam turbin gas untuk diubah menjadi kerja sehingga dapat menggerakkan sudu-sudu turbin. Akibat proses tersebut maka terjadi penurunan tekanan dan temperatur dengan entropi yang konstan, sehingga disebut sebagai proses ekspansi isentropik. Volume fluida mengalami peningkatan akibat proses ekspansi.

- Proses 4-1: Pelepasan kalor isobarik

Gas panas sisa dari turbin gas dibuang ke luar sistem, sehingga terjadi pelepasan kalor dengan tekanan yang konstan.

Analisis termodinamika untuk siklus Brayton dapat dilakukan pada masing-masing komponen maupun pada siklus keseluruhan, dengan rincian sebagai berikut:

- a. Kerja kompresor, dihitung menggunakan persamaan 2.1.

$$W_{comp} = \dot{m}_{air} (h_2 - h_1) \quad (2.1)$$

dengan $\dot{m}_{air}$ menunjukkan laju alir massa udara dalam kg/s, serta h_2 dan h_1 masing-masing mewakili entalpi udara keluar kompresor dan entalpi udara masuk kompresor dalam kJ/kg.

- b. Kalor masuk ruang bakar, dihitung menggunakan persamaan 2.2.

$$Q_{in.cc} = \dot{m}_{fuel} \times LHV_{fuel} \quad (2.2)$$

dengan $\dot{m}_{fuel}$ menunjukkan laju alir massa bahan bakar dalam kg/s, serta LHV_{fuel} mewakili nilai kalor bahan bakar dalam kJ/kg.

- c. Kerja turbin gas, dihitung menggunakan persamaan 2.3.

$$W_{turb.gas} = \dot{m}_{air} + \dot{m}_{fuel}(h_3 - h_4) \quad (2.3)$$

dengan $\dot{m}_{air}$ dan $\dot{m}_{fuel}$ masing-masing mewakili laju alir massa udara dan bahan bakar dalam kg/s, serta h_3 dan h_4 masing-masing mewakili entalpi gas masuk turbin dan entalpi gas keluar turbin dalam kJ/kg.

- d. Kalor keluar sistem, dihitung menggunakan persamaan 2.4.

$$Q_{out.gas} = \dot{m}_{air} + \dot{m}_{fuel} (h_4 - h_1) \quad (2.4)$$

dengan $\dot{m}_{air}$ dan $\dot{m}_{fuel}$ masing-masing mewakili laju alir massa udara dan bahan bakar dalam kg/s, serta h_4 dan h_1 masing-masing mewakili entalpi gas keluar turbin dan entalpi udara masuk kompresor dalam kJ/kg.

- e. Kerja total siklus Brayton, dihitung menggunakan persamaan 2.5.

$$W_{cycle.gas} = W_{turb.gas} - W_{comp} \quad (2.5)$$

dengan $W_{turb.gas}$ dan W_{comp} masing-masing mewakili kerja turbin gas dan kerja kompresor dalam kW.

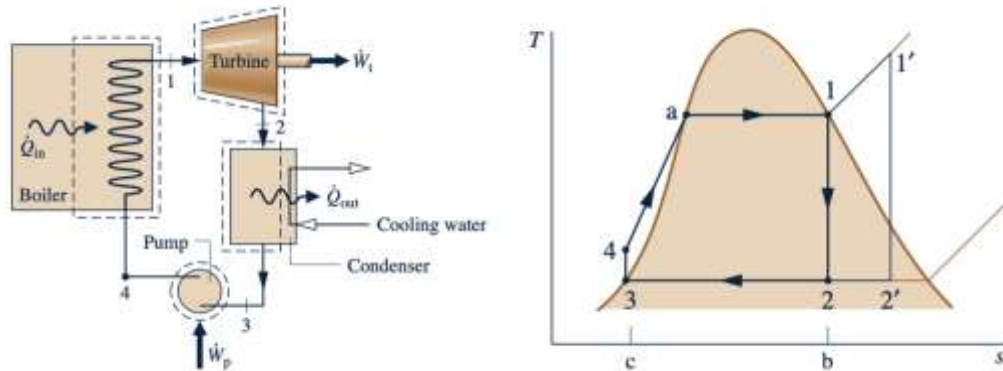
- f. Efisiensi termal siklus Brayton, dihitung menggunakan persamaan 2.6.

$$\eta_{cycle.gas} = \frac{W_{cycle.gas}}{Q_{in.cc}} \quad (2.6)$$

dengan $W_{cycle.gas}$ mewakili kerja total siklus Brayton dalam kW, serta $Q_{in.cc}$ menunjukkan kalor masuk ruang bakar dalam kW.

1.2.2. Siklus Rankine

Siklus Rankine bekerja pada sistem turbin uap dengan fluida kerja berupa air dan uap. Proses terjadi pada peralatan utama meliputi pompa, *boiler*, turbin uap dan *condenser* seperti yang ditampilkan pada Gambar 2.3.



Gambar 1.3 Siklus Rankine Ideal (Moran et al., 2011)

Siklus Rankine pada Gambar 2.3 di atas terdiri atas 4 tahapan proses, dengan rincian sebagai berikut:

- Proses 1-2: Ekspansi isentropik pada turbin
Uap dari *boiler* masuk ke dalam turbin uap dan dikonversi menjadi kerja. Dari proses tersebut terjadi penurunan temperatur fluida kerja dengan entropi yang konstan, sehingga disebut sebagai proses ekspansi isentropik.
- Proses 2-3: Pelepasan kalor isobarik
Uap keluaran turbin masuk ke dalam *condenser* dengan tekanan yang konstan. Pada proses ini terjadi pelepasan kalor sehingga uap berubah fase menjadi cair.
- Proses 3-4: Kompresi isentropik pada pompa
Air hasil kondensasi uap pada condenser dialirkan ke dalam boiler oleh pompa dengan entropi yang konstan. Pada proses ini terjadi kenaikan temperatur air.

- Proses 4-1: Pemasukan kalor isobarik

Pada tahap ini terjadi pemasukan kalor pada *boiler*, sehingga temperatur air meningkat dan berubah fasa menjadi uap pada tekanan konstan.

Analisis termodinamika untuk siklus Rankine dapat dilakukan pada masing-masing komponen maupun pada siklus keseluruhan, di antaranya adalah sebagai berikut:

- a. Kerja turbin uap, dihitung menggunakan persamaan 2.7.

$$W_{turb.vap} = \dot{m}_{vap} (h_1 - h_2) \quad (2.7)$$

dengan $\dot{m}_{vap}$ menunjukkan laju alir massa uap dalam kg/s, serta h_1 dan h_2 masing-masing mewakili entalpi uap masuk turbin dan entalpi uap keluar turbin dalam kJ/kg.

- b. Kalor keluar *condenser*, dihitung menggunakan persamaan 2.8.

$$Q_{out.vap} = \dot{m}_{vap} (h_2 - h_3) \quad (2.8)$$

dengan $\dot{m}_{vap}$ menunjukkan laju alir massa uap dalam kg/s, serta h_2 dan h_3 masing-masing mewakili entalpi uap masuk *condenser* dan entalpi air keluar *condenser* dalam kJ/kg.

- c. Kerja pompa, dihitung menggunakan persamaan 2.9.

$$W_{pump} = \dot{m}_w (h_4 - h_3) \quad (2.9)$$

dengan $\dot{m}_w$ menunjukkan laju alir massa air dalam kg/s, serta h_4 dan h_3 masing-masing mewakili entalpi air keluar pompa dan entalpi air masuk pompa dalam kJ/kg.

- d. Kalor masuk *boiler*, dihitung menggunakan persamaan 2.10.

$$Q_{in.boiler} = \dot{m}_w (h_1 - h_4) \quad (2.10)$$

dengan $\dot{m}_w$ menunjukkan laju alir massa air dalam kg/s, serta h_1 dan h_4 masing-masing mewakili entalpi air keluar boiler dan entalpi air masuk boiler dalam kJ/kg.

- e. Efisiensi termal siklus Rankine, dihitung menggunakan persamaan 2.11.

$$\eta_{cycle.vap} = \frac{W_{turb.vap} - W_{pump}}{Q_{in.boiler}} \quad (2.11)$$

dengan $W_{turb.vap}$ dan W_{pump} masing-masing mewakili kerja turbin uap dan kerja pompa dalam kW, serta $Q_{in.boiler}$ menunjukkan kalor masuk *boiler* dalam kW.

1.2.3. Siklus Kombinasi

Sistem PLTGU dalam pengoperasiannya dapat menerapkan 2 mode, yaitu siklus terbuka (*open cycle*) dan siklus kombinasi (*combined cycle*). Pada mode siklus terbuka, siklus yang bekerja hanya siklus Brayton pada turbin gas. Pada mode siklus kombinasi, terjadi penggabungan antara siklus Brayton yang bekerja pada turbin gas serta siklus Rankine yang bekerja pada turbin uap. Penggabungan siklus ini bertujuan untuk meningkatkan efisiensi termal pembangkit dengan memanfaatkan gas buang dari turbin gas yang masih memiliki energi yang tinggi sebagai sumber panas untuk proses pemanasan air pada HRSG untuk kebutuhan uap pada turbin uap.

Dengan menggunakan siklus kombinasi, efisiensi termal dapat meningkat hingga mencapai 60%, lebih tinggi dari pada siklus Brayton dan siklus Rankine secara individu yang memiliki efisiensi termal hanya sebesar 30-40% (Boyce, 2006). Konfigurasi siklus gabungan antara sistem turbin gas dan turbin uap pada

1.2.4. Basis *Co-firing*

Co-firing gas, dalam hal ini hidrogen dengan gas alam dapat dilakukan dengan membagi persentase masing-masing bahan bakar berdasarkan 2 jenis metode/basis, yaitu *co-firing* berbasis energi dan *co-firing* berbasis volume (Sentanuhadi, 2024).

a. *Co-firing* berbasis energi

Co-firing berbasis energi dilakukan dengan cara membagi persentase energi yang dihasilkan dari masing-masing jenis bahan bakar, yang mana dalam menentukan persentasenya dapat dihitung menggunakan persamaan 2.13 dan persamaan 2.14 berikut:

$$Q_{in.cc.H2} = CFR \times Q_{in.cc} \quad (2.13)$$

$$Q_{in.cc.NG} = (1 - CFR) \times Q_{in.cc} \quad (2.14)$$

dengan *CFR* menunjukkan *co-firing ratio*; $Q_{in.cc}$ mewakili kalor masuk ruang bakar turbin gas dalam kW; serta $Q_{in.cc.H2}$ dan $Q_{in.cc.NG}$ masing-masing mewakili kalor total hidrogen dan gas alam dalam kW.

Selanjutnya untuk menentukan laju alir massa pada masing-masing bahan bakar dapat dilakukan perhitungan menggunakan persamaan 2.15 dan persamaan 2.16 berikut:

$$\dot{m}_{fuel.H2} = \frac{Q_{in.cc.H2}}{LHV_{fuel.H2}} \quad (2.15)$$

$$\dot{m}_{fuel.NG} = \frac{Q_{in.cc.NG}}{LHV_{fuel.NG}} \quad (2.16)$$

dengan $\dot{m}_{fuel.H2}$ dan $\dot{m}_{fuel.NG}$ masing-masing mewakili laju alir massa hidrogen dan gas alam dalam kg/s, serta $LHV_{fuel.H2}$ dan $LHV_{fuel.NG}$ masing-masing mewakili nilai kalor hidrogen dan gas alam dalam kJ/kg.

b. *Co-firing* berbasis volume

Co-firing berbasis volume dilakukan dengan cara membagi persentase laju alir bahan bakar dalam satuan volume, massa atau mol. Untuk menghitung persentase *co-firing* berbasis volume, terlebih dahulu perlu menghitung nilai kalor bahan bakar campuran hidrogen dan gas alam menggunakan persamaan 2.17 berikut:

$$LHV_{fuel.mix} = [(1 - CFR) \times LHV_{fuel.NG}] + [CFR \times LHV_{fuel.H2}] \quad (2.17)$$

dengan CFR menunjukkan *co-firing ratio*, serta $LHV_{fuel.NG}$ dan $LHV_{fuel.H2}$ masing-masing mewakili nilai kalor gas alam dan hidrogen berbasis volume dalam kJ/Nm^3 .

Selanjutnya menentukan laju alir volumetrik bahan bakar campuran serta laju alir volumetrik masing-masing bahan bakar dengan menggunakan persamaan 2.18 – 2.20.

$$\dot{V}_{fuel.mix} = \frac{Q_{in.cc}}{LHV_{fuel.mix}} \quad (2.18)$$

$$\dot{V}_{fuel.H2} = CFR \times \dot{V}_{fuel.mix} \quad (2.19)$$

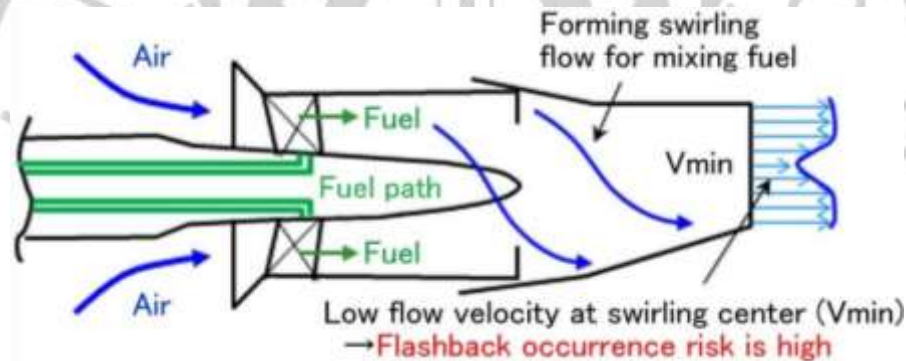
$$\dot{V}_{fuel.NG} = (1 - CFR) \times \dot{V}_{fuel.mix} \quad (2.20)$$

dengan $\dot{V}_{fuel.mix}$, $\dot{V}_{fuel.H2}$ dan $\dot{V}_{fuel.NG}$ masing-masing mewakili laju alir volumetrik bahan bakar campuran, bahan bakar hidrogen dan bahan bakar gas alam dalam Nm^3/s .

1.2.5. Skema *Co-firing*

Kemampuan sistem turbin gas untuk melakukan *co-firing* bergantung pada teknologi dan metode pencampuran yang digunakan di ruang bakar (*combustor*). PLTGU Cilegon menggunakan turbin gas Mitsubishi seri M701F dengan ruang

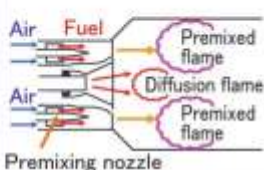
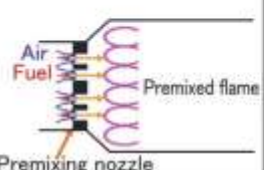
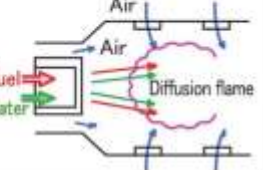
bakar tipe *Dry Low NO_x (DLN) multi-nozzle combustor* yang mengadopsi teknologi *premixed combustion*. Prinsip kerjanya, udara masuk ke dalam ruang bakar melewati *swirler* dan membentuk aliran pusaran. Selanjutnya bahan bakar disuplai melalui lubang kecil yang terdapat pada permukaan sayap *swirler* dan dengan cepat bercampur dengan udara di sekitarnya karena efek aliran pusaran, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.5. Proses tersebut menimbulkan area dengan laju aliran rendah di bagian tengah aliran pusaran, sehingga memungkinkan terjadinya nyala api balik (*flash back*) menuju area dengan kecepatan aliran rendah di inti pusaran (Nose et al., 2018). Potensi *flashback* akan lebih tinggi jika bahan bakar yang digunakan adalah hidrogen, karena kecepatan pembakaran hidrogen lebih tinggi dari gas alam (Inoue et al., 2018).



Gambar 1.4 Prinsip kerja premixed combustor (Nose et al., 2018)

Fenomena tersebut mengakibatkan turbin gas dengan *premixed combustor* tidak dapat menerapkan pembakaran hidrogen hingga 100% karena risiko *flashback* yang tinggi. Mitsubishi (2023) menyatakan bahwa turbin gas dengan *premixed combustor* mampu untuk melakukan pembakaran hidrogen pada rasio maksimum 30% volume berdasarkan hasil *rig test*, dan sudah didemonstrasikan sebesar 20% volume pada pembangkit listrik komersial.

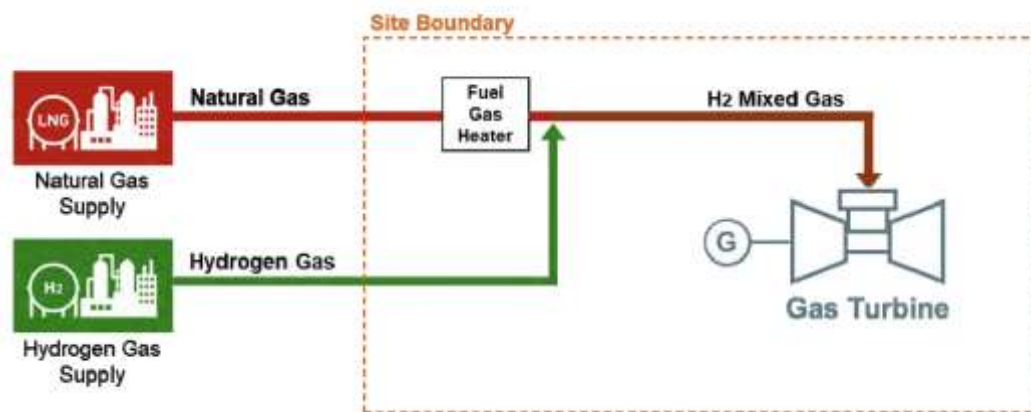
Gambar 2.6 merupakan perbandingan karakteristik dan kemampuan *co-firing* hidrogen antara *premixed combustion* dengan jenis ruang bakar lainnya yaitu *diffusion combustor*.

Combustor	Multi-nozzle combustor	Multi-cluster combustor	Diffusion combustor
Combustion method	Premixed flame combustion	Premixed flame combustion	Diffusion flame combustion
Structure			
NO _x	Low NO _x due to flame temperature uniformed by premixing nozzle	Low NO _x due to flame temperature uniformed by small premixing nozzle	Fuel is injected in to air. There is a high-flame temperature region and the NO _x is high
Flashback	High flashback risk in the case of hydrogen mono-firing because of the large flame propagating area	Low flashback risk due to the narrow flame propagating area	No flashback risk because of diffusion flame
Cycle efficiency	No efficiency drop due to no steam or water injection	No efficiency drop due to no steam or water injection	Efficiency drop occurs because steam or water are injected to reduce NO _x
Hydrogen co-firing ratio	Up to 30 vol%	Up to 100 vol% (under development)	Up to 100 vol%

Gambar 1.5 Perbandingan karakteristik ruang bakar (Nose et al., 2018)

Dari Gambar 2.6 dapat dilihat bahwa *premixed combustor* tipe *multi-nozzle* hanya dapat melakukan *co-firing* hidrogen maksimum 30% volume karena adanya risiko *flashback* yang tinggi akibat area perambatan api yang luas. Pada *premixed combustor* tipe *multi-cluster* yang masih tahap pengembangan, rasio *co-firing* hidrogen bisa mencapai 100% volume karena risiko *flashback* yang rendah terkait dengan area perambatan api yang sempit. Rasio *co-firing* hidrogen hingga 100% volume juga dapat dilakukan pada *diffusion combustor* tanpa adanya risiko *flashback* karena sistem difusi. Namun, pada tipe ini terjadi penurunan efisiensi siklus akibat adanya injeksi uap atau air untuk mengurangi terbentuknya gas NO_x.

Skema pencampuran kedua jenis bahan bakar pada turbin gas M701F dilakukan sebelum ruang bakar dan setelah peralatan *fuel gas heater* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.7. Gas alam dialirkan dari terminal suplai menuju ruang bakar dengan melewati *fuel gas heater* untuk dipanaskan, sedangkan hidrogen langsung dialirkan dari terminal suplai menuju ruang bakar tanpa melalui proses pemanasan terlebih dahulu.



Gambar 1.6 Skema *co-firing* hidrogen pada turbin gas (MHI, 2023)

Spesifikasi bahan bakar gas alam yang diperlukan pada skema *co-firing* disesuaikan dengan kondisi desain, baik dari segi tekanan, temperatur dan komposisi. Sedangkan spesifikasi hidrogen yang dipersyaratkan adalah pada tekanan 185 barg (± 5 bar) dengan temperatur 30-35 °C dan komposisi 100% mol hidrogen. *Co-firing* hidrogen dapat dilaksanakan pada beban operasi turbin gas minimum 50%, dengan pertimbangan bahwa risiko terjadinya *flashback* pada beban operasi tinggi menjadi lebih rendah (MHI, 2022).

1.3. Sifat Bahan Bakar

1.3.1. Gas Alam

Gas alam adalah salah satu jenis bahan bakar fosil, yang merupakan komponen vital dalam penyediaan sumber energi dunia. Terminologi gas alam merujuk pada suatu campuran senyawa hidrokarbon yang terdiri dari gas metana (CH_4) sebagai komponen utama, serta sebagian kecil kandungan gas etana (C_2H_6), propana (C_3H_8), butana (C_4H_{10}), pentana (C_5H_{12}), dan lain-lain. Selain senyawa hidrokarbon, dalam campuran gas alam juga sering ditemukan beberapa jenis elemen impuritas (Le & Loubar, 2010), di antaranya:

- Nitrogen (N_2), yaitu gas pengotor yang bersifat *inert* sehingga mengurangi nilai kalor dari gas alam

- Karbon dioksida (CO_2), yaitu gas pengotor yang bersifat korosif serta mengurangi nilai kalor dari gas alam
- Hidrogen sulfida (H_2S), yaitu gas pengotor yang memiliki sifat korosif terhadap material besi
- Helium (He)
- Air (H_2O), yang dapat menyebabkan korosi pada bersama CO_2 dan H_2S .

Komposisi dari masing-masing elemen gas alam bervariasi tergantung pada kondisi geografis dari sumbernya, serta perlakuan saat produksi dan transportasi (Algayyim et al., 2024). Secara umum, persentase masing-masing komponen gas alam dijabarkan pada Tabel 2.4 (Speight, 2019):

Tabel 1.4 Komposisi gas alam (Speight, 2019)

Komponen	Formula	Volume [%]
Metana	CH_4	>85
Etana	C_2H_6	3 – 8
Propana	C_3H_8	1 – 5
n-Butana	C_4H_{10}	1 – 2
i-Butana	C_4H_{10}	<0,3
n-Pentana	C_5H_{12}	1 – 5
i-Pentana	C_5H_{12}	<0.4
Heksana, Heptana, Oktana	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$	<2
Karbon Dioksida	CO_2	1 – 2
Hidrogen Sulfida	H_2S	1 – 2
Oksigen	O_2	<0,1
Nitrogen	N_2	1 – 5
Helium	He	<0,5

Dari Tabel 2.4 dapat dilihat bahwa komposisi gas alam didominasi oleh gas metana sebagai komponen utama, sehingga karakteristik gas alam sebagai bahan bakar merujuk pada sifat gas metana, dengan detail ditunjukkan pada Tabel 2.7. Gas metana dapat dicampurkan dengan gas lain, seperti hidrogen, pada proporsi apapun secara homogen dan tidak terpisah menjadi fase yang berbeda sehingga dapat memberikan manfaat tersendiri dalam proses pembakaran (Boretti, 2024).

1.3.2. Hidrogen (H₂)

Hidrogen (H₂) merupakan suatu komponen dalam sistem energi yang memiliki sifat bersih dan rendah karbon serta memiliki nilai kalor tinggi. Dibandingkan dengan jenis bahan bakar lain, nilai kalor hidrogen adalah 4 kali lebih tinggi dari batu bara, 2 kali lebih tinggi dari bensin dan 2,4 kali lebih tinggi dari gas metana (Ihsan Shahid et al., 2024). Karakteristik hidrogen lainnya mencakup densitas rendah, rentang ledakan luas, serta kapasitas panas spesifik rendah (Wang et al., 2024). Dalam proses pembakaran, hidrogen memiliki reaktivitas tinggi dan dapat meningkatkan efisiensi termal (Boretti, 2024). Pada prinsipnya, pembakaran hidrogen menghasilkan uap air sehingga dapat mengurangi emisi khususnya karbon dioksida (CO₂) secara signifikan. Hidrogen juga dapat digunakan sebagai sumber energi alternatif untuk menggantikan atau digunakan secara bersamaan dengan sumber energi konvensional, misalnya gas alam.

Hidrogen dapat diproduksi melalui beberapa metode, di antaranya reformasi uap metana (*steam methane reforming*), gasifikasi batu bara, dekomposisi metanol dan amonia, serta elektrolisis air (Ihsan Shahid et al., 2024). Berdasarkan metode produksinya tersebut, hidrogen diklasifikasikan ke dalam beberapa jenis, dengan mempertimbangkan juga sumber energi yang digunakan serta emisi yang dihasilkan selama produksi (Shiva Kumar & Lim, 2022). Klasifikasi hidrogen dijelaskan secara rinci pada Tabel 2.5.

Tabel 1.5 Klasifikasi hidrogen (Shiva Kumar & Lim, 2022)

Jenis	Teknologi	Sumber	Produk	Emisi CO ₂
Hidrogen Biru	Reformasi + <i>Carbon Capture</i>	Gas Alam	H ₂ + CO ₂ (<i>Capture</i>)	Rendah
Hidrogen Abu	Reformasi	Gas Alam	H ₂ + CO ₂	Sedang
Hidrogen Coklat	Gasifikasi	Batu Bara Coklat (<i>Lignite</i>)	H ₂ + CO ₂	Tinggi
Hidrogen Hitam	Gasifikasi	Batu Bara Hitam (<i>Bituminous</i>)	H ₂ + CO ₂	Tinggi
Hidrogen Hijau	Elektrolisis	Air	H ₂ + O ₂	Sangat Rendah

Dari Tabel 2.5 dapat dilihat bahwa terdapat 5 jenis hidrogen, di mana perbedaan masing-masing adalah sebagai berikut:

a. Hidrogen biru

Hidrogen biru diproduksi melalui proses reformasi uap dari gas alam. Selama prosesnya, gas alam dipisahkan menjadi H_2 dan CO_2 , di mana CO_2 yang dihasilkan akan disimpan dalam fasilitas penyimpanan yang disebut *carbon capture and storage*.

b. Hidrogen abu

Hidrogen abu diproduksi dari sumber energi fosil seperti gas alam dan batu bara dengan proses reformasi uap atau proses reformasi termal. Proses ini serupa dengan yang terjadi pada hidrogen biru, namun CO_2 yang dihasilkan tidak disimpan sehingga langsung dibuang ke atmosfer.

c. Hidrogen coklat

Hidrogen coklat merupakan yang paling melimpah dan banyak digunakan saat ini. Produksinya berasal dari bahan baku hidrokarbon seperti batu bara coklat dan gas metan melalui proses gasifikasi. Namun proses ini masih menghasilkan CO_2 yang dilepaskan ke atmosfer.

d. Hidrogen hitam

Hidrogen hitam dihasilkan dari proses gasifikasi batu bara. Selama prosesnya, gas sintetik diproduksi oleh *gasifier*, kemudian hidrogen dipisahkan dari gas lain menggunakan *absorber* atau membran khusus sehingga gas yang tersisa dapat dilepaskan ke atmosfer.

e. Hidrogen hijau

Hidrogen hijau dihasilkan dari proses elektrolisis menggunakan air dan listrik yang berasal dari energi terbarukan. Pada prosesnya, air (H_2O) dipisahkan menjadi hidrogen (H_2) dan oksigen (O_2). Proses tersebut terjadi di dalam modul elektrolisis dengan bantuan listrik, sehingga tidak menghasilkan emisi CO_2 .

Perbedaan metode produksi hidrogen akan berdampak pada kualitas produk yang dihasilkan, yang mana salah satu parameternya adalah kemurnian (*purity*). Kemurnian hidrogen penting untuk disesuaikan dengan kebutuhan pada aplikasi di sisi hilirnya, sehingga terdapat batasan maksimum impuritas yang diizinkan. Standar ISO 14687 menetapkan spesifikasi kemurnian hidrogen berdasarkan kebutuhan aplikasi di sisi hilir, dengan rincian ditunjukkan pada Tabel 2.6 (Dawood et al., 2020).

Tabel 1.6 Tipe, kelas dan kategori hidrogen berdasarkan ISO 14687-2:2012 (Dawood et al., 2020)

Tipe	Kelas	Kategori	Kemurnian [%]	Pemanfaatan / Aplikasi
Gas (I)	A	-	98,00	Mesin pembakaran dalam untuk transportasi
	B	-	99,90	Bahan bakar industri (pembangkit listrik atau panas)
	C	-	99,995	Sistem pendukung darat untuk pesawat udara dan kendaraan luar angkasa
	D	-	99,97	Sel bahan bakar untuk kendaraan
	E	1	50,0	Sel bahan bakar untuk aplikasi stasioner (formaldehida dan asam format lebih tinggi)
		2	50,0	Formaldehida dan asam format lebih rendah
		3	99,9	Formaldehida dan asam format lebih rendah
Cair (II)	A	-	99,995	Sistem propulsi pada pesawat udara dan kendaraan luar angkasa, serta kebutuhan energi listrik
	D	-	99,97	Sel bahan bakar untuk kendaraan
Slush (III)	-	-	99,995	Sistem propulsi pada pesawat udara dan kendaraan luar angkasa

Tabel 2.6 di atas menunjukkan bahwa kemurnian hidrogen minimum yang dipersyaratkan untuk aplikasi sebagai bahan bakar pada pembangkit listrik adalah 99,90%. Tabel 2.7 menunjukkan karakteristik hidrogen serta perbandingannya dengan karakteristik gas alam.

Tabel 1.7 Karakteristik gas alam dan hidrogen (Boretti, 2024; Ihsan Shahid et al., 2024; Mehra et al., 2017)

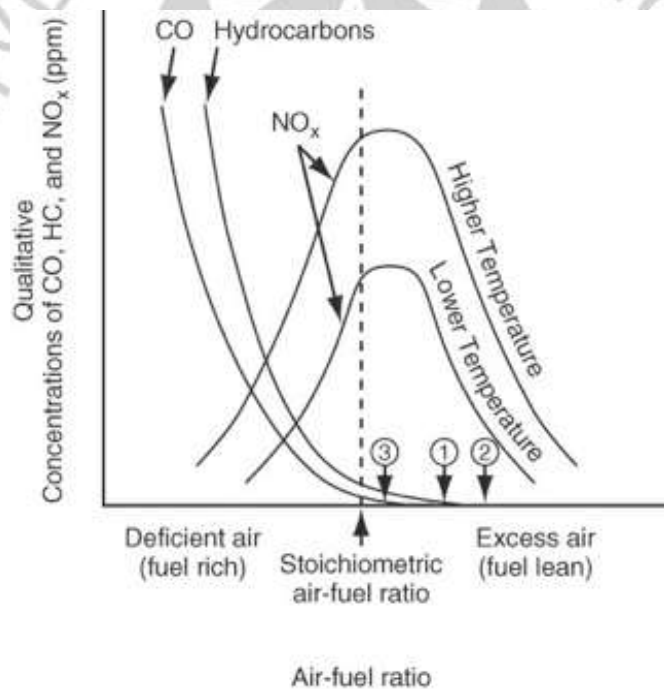
Item	Unit	Metana (CH ₄)	Hidrogen (H ₂)
<i>Molecular Weight</i>	g/mol	16,04	2,02
<i>Lower Heating Value (LHV)</i>	MJ/kg	50	120
<i>Flammability Limit in Air</i>	%vol.	5 – 15	4 – 75
<i>Auto-Ignition Temperature</i>	°C	540	500
<i>Stoichiometric Air-Fuel Ratio</i>	kg/kg	17,2	34,3
<i>Density</i>	kg/Nm ³	0,656	0,0899
<i>Minimum Ignition Energy</i>	MJ	0,30	0,02
<i>Burning Velocity</i>	m/s	0,37	3,06
<i>Boiling Point</i>	°C	-162	-253
<i>Adiabatic Flame Temperature in Air</i>	°C	2220	2318

Dari Tabel 2.7 dapat dilihat bahwa hidrogen dengan berat molekul yang lebih ringan dari gas alam, memiliki nilai kalor yang lebih tinggi, yang berarti bahwa densitas energinya tinggi. Hal ini akan berdampak pada jumlah bahan bakar yang diperlukan untuk menghasilkan energi yang sama menjadi lebih sedikit, sehingga jika hidrogen dicampurkan dengan gas alam pada proporsi tertentu dapat meningkatkan efisiensi termal (Zhang et al., 2024). Namun demikian, hidrogen membutuhkan energi penyalan minimum yang lebih rendah, yang menimbulkan risiko penyalan dini dan merupakan masalah pembakaran (Jayaprabakar et al., 2024). Selain itu, kecepatan pembakaran hidrogen 8 kali lebih tinggi dari gas alam, berpotensi terjadi nyala api balik (*flashback*) jika digunakan secara bersamaan. Maka dari itu, rasio maksimum hidrogen – gas alam dalam suatu proses pembakaran bergantung pada banyak aspek, salah satunya adalah metode pencampuran, jenis ruang bakar (*combustor*) serta metode penyalan.

1.4. Reaksi Pembakaran

Pembakaran adalah suatu proses yang melibatkan keseimbangan material termasuk dengan reaksi kimia. Pembakaran didefinisikan sebagai reaksi oksigen dengan material yang mengandung karbon, hidrogen dan sulfur sehingga

menghasilkan panas serta produk seperti air (H_2O), karbon dioksida (CO_2), karbon monoksida (CO) dan sulfur dioksida (SO_2) (Himmelblau & Riggs, 2023). Umumnya proses pembakaran menggunakan udara sebagai sumber oksigen, yang mana diasumsikan terdiri atas 21% oksigen (O_2) dan 79% nitrogen (N_2) dan mengabaikan komponen lain yang persentasenya kurang dari 1%. Sejumlah kecil N_2 akan teroksidasi menjadi NO dan NO_2 , yang disebut sebagai gas NO_x yang merupakan polutan. Namun karena jumlahnya yang sangat kecil, maka N_2 dikategorikan sebagai komponen udara dan bahan bakar yang tidak bereaksi. Gambar 2.8 merupakan grafik variasi pembentukan polutan berupa CO dan NO_x pada pembakaran gas alam.



Gambar 1.7 Variasi pembentukan polutan pada pembakaran gas alam (Himmelblau & Riggs, 2023)

Gambar 2.8 menunjukkan bahwa polutan yang terbentuk dari pembakaran gas alam bervariasi mengikuti rasio udara-bahan bakar (*air-fuel ratio*) dan temperatur pembakaran. Pada kondisi kekurangan udara pembakaran (*deficient air*), jumlah CO yang terbentuk dan hidrokarbon yang tidak terbakar akan

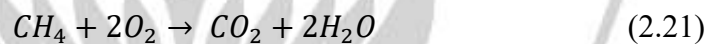
meningkat. Sedangkan pada kondisi udara berlebih (*excess air*) maka efisiensi pembakaran akan menurun, begitupun jumlah NO_x yang terbentuk. Pada rasio udara-bahan bakar yang sama, jumlah NO_x yang terbentuk akan lebih tinggi pada temperatur pembakaran yang tinggi, dan sebaliknya. Reaksi pembentukan NO_x terjadi jika temperatur pembakaran sangat tinggi, yaitu $>1500^\circ\text{C}$ (Normann et al., 2008).

Mengacu pada rasio udara-bahan bakar dari grafik diatas, maka dapat dikategorikan 3 kondisi pembakaran sebagai berikut:

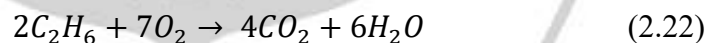
1. Pembakaran sempurna (*complete combustion*), di mana rasio udara-bahan bakar paling optimal sehingga seluruh komponen hidrokarbon terbakar dan tidak terjadi pembentukan CO.
2. Pembakaran tidak efisien (*insufficient combustion*), di mana udara berlebih harus dipanaskan.
3. Pembakaran tidak sempurna (*unsatisfactory combustion*), di mana tidak seluruh komponen bahan bakar terbakar sehingga akan terbentuk gas CO dan terbang ke atmosfer.

Persamaan reaksi pembakaran pada komponen gas alam dan hidrogen dijabarkan pada persamaan 2.21 – 2.28 di bawah ini.

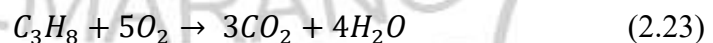
- Metana (CH_4):



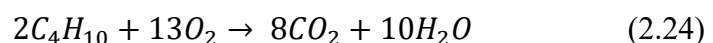
- Etana (C_2H_6):



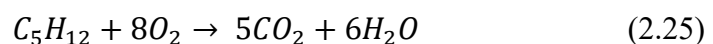
- Propana (C_3H_8):



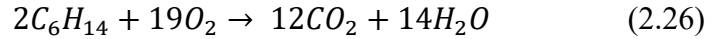
- Butana (C_4H_{10}):



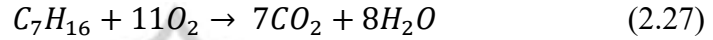
- Pentana (C_5H_{12}):



- Heksana (C₆H₁₄):



- Heptana (C₇H₁₆):



- Hidrogen (H₂):



Untuk mencapai pembakaran sempurna sesuai dengan persamaan reaksi di atas, diperlukan sejumlah oksigen untuk dimasukkan ke dalam proses, yang biasa disebut sebagai *theoretical air* atau *required air*. Kebutuhan udara pembakaran ini lebih umum dikenal dalam satuan *air-fuel ratio*, yang mana merupakan perbandingan massa udara yang dibutuhkan untuk mengoksidasi 1 kg bahan bakar. Namun pada praktiknya, udara yang dimasukkan ke dalam proses umumnya lebih besar dari yang dibutuhkan, sehingga terdapat udara berlebih yang disebut sebagai *excess air*. Perhitungan jumlah *excess air* tidak didasarkan pada jumlah aktual material yang terbakar, namun berdasarkan jumlah material yang akan dibakar pada reaksi pembakaran sempurna (Himmelblau & Riggs, 2023). Perhitungan *excess air* dapat menggunakan persamaan 2.29 – 2.31 (Mehra et al., 2017).

$$\lambda = \frac{AFR_{ac}}{AFR_{st}} \quad (2.29)$$

$$AFR_{ac} = \left(\frac{m_a}{m_f} \right)_{ac} \quad (2.30)$$

$$AFR_{st} = \left(\frac{m_a}{m_f} \right)_{st} \quad (2.31)$$

dengan AFR_{ac} mewakili rasio udara-bahan bakar aktual; AFR_{st} menunjukkan rasio udara-bahan bakar stoikiometri; m_a mewakili massa udara; serta m_f menunjukkan massa bahan bakar.

Dari hasil perhitungan *excess air ratio* menggunakan persamaan di atas, terdapat 2 kategori *air-fuel ratio*, di antaranya:

1. *Fuel rich* ($\lambda < 1$), yaitu ketika jumlah udara pembakaran lebih rendah dari yang dibutuhkan menurut rasio stoikiometri.
2. *Fuel lean* ($\lambda > 1$), yaitu ketika jumlah udara pembakaran lebih tinggi dari yang dibutuhkan menurut rasio stoikiometri, sehingga cukup untuk mengoksidasi seluruh bahan bakar.

1.5. Emisi Gas Rumah Kaca

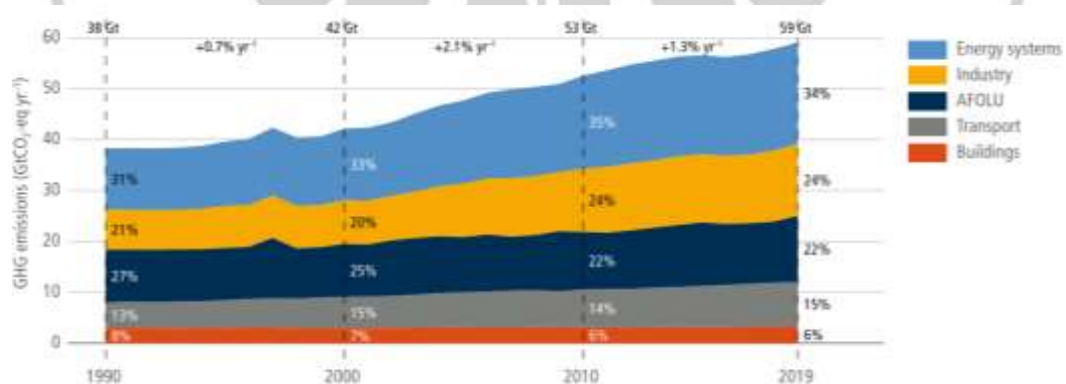
Emisi gas rumah kaca merujuk pada suatu proses pelepasan gas-gas tertentu ke atmosfer yang menyebabkan efek rumah kaca, yaitu proses penahanan panas oleh atmosfer bumi. Gas-gas ini akan menyerap dan memancarkan kembali radiasi inframerah, sehingga menyebabkan suhu bumi meningkat lebih tinggi dan dapat menyebabkan pemanasan global (Filonchyk et al., 2024). Secara umum, gas rumah kaca terdiri atas 4 jenis (USEPA, 2024), di antaranya:

1. Karbon dioksida (CO_2), paling utama dihasilkan dari pembakaran bahan bakar fosil, serta dapat dihasilkan dari penggundulan hutan, pembukaan lahan untuk pertanian dan pembangunan serta degradasi tanah.
2. Metana (CH_4), yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar biomassa, pengelolaan limbah, aktivitas pertanian serta proses produksi dan penggunaan energi.
3. Dinitrogen oksida (N_2O), paling utama dihasilkan dari aktivitas pertanian seperti penggunaan pupuk, atau dari proses produksi kimia dan pembakaran bahan bakar fosil.
4. Gas fluorinasi (F-gas), yang berasal dari proses produksi, sistem pendinginan dan penggunaan produk konsumen seperti hidrofluorokarbon (HFC), perfluorokarbon (HFC) dan sejenisnya.

Berdasarkan proses dan sumbernya, emisi gas rumah kaca dikelompokkan menjadi beberapa sektor utama (IPCC, 2006), di antaranya:

1. Energi
2. Proses Industri dan Penggunaan Produk
3. Pertanian, Kehutanan dan Penggunaan Lahan Lainnya
4. Limbah
5. Lainnya (misalnya emisi tidak langsung dari pengendapan nitrogen dan sumber non-pertanian).

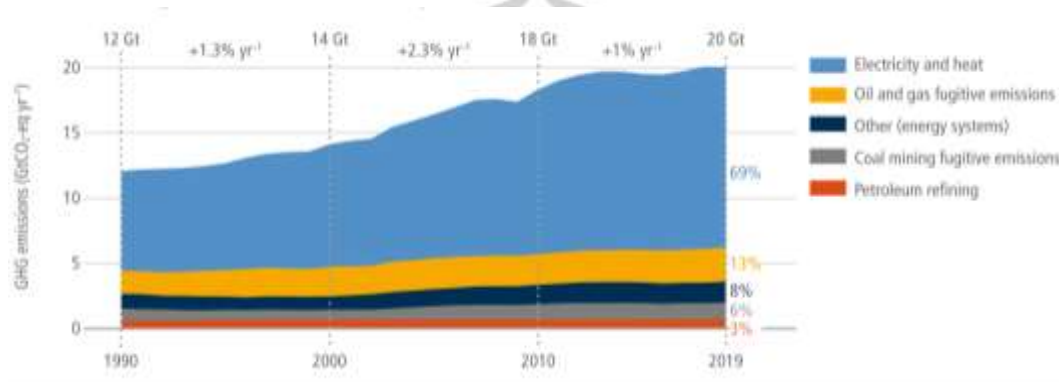
Secara global, sejak tahun 1990 hingga 2019, emisi gas rumah kaca paling tinggi dihasilkan dari sektor energi, dengan persentase mencapai 34% di tahun 2019 seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.9. Pertumbuhan emisi mencapai puncaknya di tahun 2000 – 2010, di mana mencapai nilai rata-rata 2,9% per-tahun. Pada tahun 2010 – 2018, pertumbuhan emisi sedikit melandai dengan pertumbuhan rata-rata 1,3% per-tahun (Lamb et al., 2021). Sekitar 95% dari total emisi gas rumah kaca pada sektor energi merupakan gas CO₂, yang dihasilkan dari pembakaran energi fosil (IPCC, 2006).



Gambar 1.8 Emisi gas rumah kaca global berdasarkan sektor (IPCC, 2022)

Lebih spesifik pada sektor energi, emisi tertinggi berasal dari sub-sektor pembangkitan tenaga listrik dan panas, dengan persentase mencapai 69% seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.10. Sub-sektor lainnya seperti minyak dan gas,

pertambangan batu bara, serta pemurnian minyak bumi menghasilkan emisi yang jauh lebih rendah, yaitu di bawah 13%. Hal ini menjadikan sektor energi, khususnya sub-sektor pembangkitan tenaga listrik dan panas sebagai sektor yang paling diutamakan dalam mitigasi dan pengelolaan emisi gas rumah kaca secara global.



Gambar 1.9 Emisi gas rumah kaca pada sektor energi (IPCC, 2022)

1.6. Perangkat Lunak *Aspen HYSYS*

Aspen HYSYS adalah salah satu jenis perangkat lunak yang dikembangkan oleh *AspenTech*, yang dibuat untuk merancang, menganalisis, dan mengoptimalkan proses-proses rekayasa secara lebih efektif. Fitur utama yang disediakan oleh *Aspen HYSYS* adalah sebagai berikut:

a. Simulasi proses

Menggambarkan proses aliran fluida pada pabrik kimia atau fasilitas pengolahan serta menganalisis proses yang melibatkan pemisahan, reaksi kimia, perpindahan panas, dan aliran fluida.

b. Optimasi proses

Mengoptimalkan parameter operasi seperti tekanan, temperatur dan komposisi untuk meningkatkan efisiensi, mengurangi biaya, atau memaksimalkan produksi.

c. Desain peralatan

Membantu mendesain dan mengevaluasi peralatan seperti kolom distilasi, penukar panas, reaktor, kompresor, pompa, dan separator.

Aspen HYSYS difokuskan pada industri minyak dan gas serta kimia, namun dapat juga digunakan pada industri lain, misalnya pembangkitan energi. *Aspen HYSYS* dapat mensimulasikan proses *steady state* maupun dinamis dari proses kimia atau hidrokarbon yang kompleks, dengan cara menghubungkan berbagai komponen melalui aliran material dan energi.

Secara garis besar, simulasi proses menggunakan *Aspen HYSYS* melalui beberapa tahapan sebagai berikut (Wibowo & Yoshi, 2021):

1. Mengisi *component lists* pada menu *properties*

Tahapan ini merupakan langkah awal untuk mendefinisikan dan menambahkan senyawa-senyawa (komponen kimia) yang akan digunakan dalam simulasi proses, misalnya senyawa hidrokarbon, non-hidrokarbon, naphta, aromatik, dan lain-lain.

2. Menentukan *fluid packages* pada menu *properties*

Fluid packages merupakan suatu rangkaian persamaan keadaan / *Equation of State* (EoS) yang digunakan untuk menghitung sifat termodinamika dari suatu komponen atau campuran seperti densitas, entalpi, entropi, dan lain-lain. Pada proses simulasi, sangat penting untuk menentukan persamaan keadaan yang digunakan karena akan mempengaruhi keakuratan dari hasil simulasi.

3. Membuat *flowsheet* pada menu *simulation*

Flowsheet adalah lembar kerja untuk membuat suatu model simulasi, yang dapat disusun atas *material stream*, *energy stream* dan peralatan. *Material stream* digunakan untuk mentransportasikan komponen pada suatu proses dalam simulasi. Pada tahap ini, jika *material stream* merupakan parameter input maka perlu dispesifikasikan 4 jenis variabel agar perhitungan dapat dijalankan sesuai dengan prinsip derajat kebebasan (*degree of freedom*) (Hamid, 2007).

1.7. Persamaan Keadaan / *Equation of State* (EoS)

Persamaan keadaan / *Equation of State* (EoS) adalah metode formulasi analitis yang digunakan untuk menghitung sifat-sifat suatu zat seperti energi internal spesifik, entalpi dan entropi berdasarkan hubungan antara tekanan, volume spesifik dan temperatur. Persamaan ini berfungsi untuk memprediksi perilaku zat dalam berbagai kondisi, sehingga sangat penting untuk memprediksi sifat termodinamika dari suatu proses secara akurat (Ghoderao et al., 2023).

Persamaan keadaan yang paling sederhana dinyatakan dalam persamaan keadaan gas ideal, yang mana mengasumsikan bahwa molekul gas tidak berinteraksi sama sekali dan diabaikan. Persamaan ini dapat diterima pada banyak kondisi, namun pada beberapa kondisi lainnya memberikan hasil yang kurang akurat. Maka dari itu terdapat banyak pengembangan untuk memperbaiki persamaan keadaan gas ideal, contohnya yang umum digunakan adalah persamaan keadaan dengan dua konstanta sebagai berikut (Moran & Shapiro, 2006):

1. Persamaan keadaan van der Waals (vdW EoS), yaitu pengembangan dari persamaan keadaan gas ideal yang mempertimbangkan volume dan interaksi antar molekul.
2. Persamaan keadaan Redlich-Kwong (RK EoS), merupakan pengembangan dari vdW EoS, yang mana lebih akurat khususnya pada rentang tekanan dan temperatur yang lebih luas.

RK EoS selanjutnya dikembangkan menjadi persamaan keadaan Soave-Redlich-Kwong (SRK EoS), yang mana persamaan ini menunjukkan kemampuan yang tinggi dalam memprediksi keseimbangan fasa pada sistem gas alam. Namun demikian, SRK EoS tidak akurat untuk memprediksi sifat-sifat termodinamika di dekat titik kritis, terutama pada hidrokarbon berat. Karena alasan tersebut, SRK EoS dimodifikasi dan dikembangkan menjadi sebuah ekspresi baru yang sepenuhnya berbeda, yaitu persamaan keadaan Peng-Robinson (PR EoS) (Lopez-Echeverry et al., 2017).

Penelitian Valderrama (2003) membahas tentang perkembangan, aplikasi, dan modifikasi dari persamaan keadaan yang digunakan untuk memodelkan sifat-sifat termodinamika dan kesetimbangan fasa berbagai sistem fluida. Selain itu, penelitian ini juga memberikan rekomendasi penggunaan persamaan keadaan yang sesuai untuk berbagai sifat zat, dengan rincian ditunjukkan pada Tabel 2.8.

Tabel 1.8 Rekomendasi persamaan keadaan untuk berbagai sifat zat (Valderrama, 2003)

Sifat	Rekomendasi
Volume gas pada tekanan sedang/tinggi	SRK, PR, PTV
Volume gas pada temperatur rendah/tekanan sedang, tinggi	SRK, PR
Volume uap jenuh	SRK, PR, PT
Volume cair jenuh untuk fluida non-polar	PTV, PT, korelasi empiris
Volume cair jenuh untuk fluida polar	PT, korelasi empiris
Volume cair terkompresi	Korelasi empiris, persamaan spesifik
Volume mendekati titik kritis	PTV, EoS tiga parameter
Tekanan uap untuk fluida non-polar	SRK, PR, PTV
Tekanan uap untuk fluida polar	PR, PTV
Tekanan uap untuk fluida dengan asosiasi	Persamaan non-kubik
Entalpi dan entropi cairan	Persamaan spesifik
Entalpi dan entropi gas pada tekanan rendah	SRK, PR, PTV
Entalpi dan entropi gas pada tekanan sedang/tinggi	PR dan PTV

Keterangan: PT = Patel-Teja, PTV = Patel-Teja-Valderrama

Tabel 2.8 menunjukkan bahwa SRK EoS dan PR EoS paling banyak direkomendasikan untuk berbagai aplikasi, yang mana persamaan keadaan ini merupakan yang paling banyak digunakan, diteliti dan tersedia pada hampir seluruh perangkat lunak pemodelan (Valderrama, 2003). Pada simulasi *co-firing* hidrogen dengan gas alam, sifat termodinamika yang paling utama dan menjadi kunci adalah entalpi dan entropi gas pada tekanan sedang, sehingga PR EoS lebih tepat untuk digunakan dibandingkan dengan SRK EoS.

1.8. Penelitian Terdahulu

Jeong *et al.* (2024) melakukan penelitian terkait *co-firing* hidrogen dengan gas alam pada 3 jenis turbin gas Mitsubishi, yaitu seri H-25, M501F dan M501J dengan spesifikasi temperatur inlet turbin (TIT) yang berbeda. Penelitian dilakukan dengan simulasi menggunakan perangkat lunak *GateCycle* dan MATLAB pada skema operasi turbin gas siklus terbuka (*open cycle*) dan siklus kombinasi (*combined cycle*). Masing-masing skema operasi dibuatkan simulasi pada 2 skenario *co-firing*, yaitu pada TIT konstan serta pada daya konstan dengan rasio hidrogen terhadap gas alam sebesar 0 - 100% dengan interval setiap 10%. Penelitian difokuskan pada efisiensi yang dihasilkan oleh masing-masing turbin gas pada setiap skenario simulasi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pada skenario TIT konstan, peningkatan rasio hidrogen menyebabkan rasio tekanan pada turbin gas meningkat dan daya yang dihasilkan lebih tinggi, yang mana berlaku pada skema operasi siklus terbuka maupun siklus kombinasi. Pada turbin gas dengan spesifikasi TIT paling tinggi, rasio hidrogen sebesar 100% dapat meningkatkan daya sebesar 5,36% dan efisiensi sebesar 1,55% pada siklus terbuka. Sedangkan pada siklus kombinasi terjadi peningkatan daya sebesar 2,90% dan efisiensi sebesar 0,72%. Pada skenario daya konstan, *co-firing* hidrogen berdampak pada rasio tekanan dan TIT menjadi lebih rendah serta efisiensi turbin gas pada kedua skema meningkat. Pada turbin gas dengan spesifikasi TIT paling tinggi, rasio hidrogen 100% menyebabkan peningkatan efisiensi sebesar 1,42% dan penurunan TIT sebesar 50,3K pada siklus terbuka. Pada siklus kombinasi, efisiensi meningkat sebesar 0,42% dan TIT mengalami penurunan sebesar 24,9K.

Ahmad, Damanto dan Juangsa (2023) melakukan penelitian terkait *co-firing* hidrogen dengan gas alam pada turbin gas seri H-25 kapasitas 40 MW dengan skema operasi siklus kombinasi. Penelitian dilakukan dengan simulasi menggunakan perangkat lunak *Aspen PLUS* pada 2 skenario konfigurasi, yaitu *co-firing* hidrogen + *carbon capture process* (CCP) dan *co-firing* hidrogen tanpa CCP. Rasio *co-firing* hidrogen yang disimulasikan adalah pada persentase 0 - 30%

dengan interval setiap 5%. Penelitian difokuskan pada efisiensi serta emisi CO₂ dan NO_x yang dihasilkan oleh turbin gas pada masing-masing skenario simulasi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa setiap peningkatan rasio hidrogen sebesar 5% berdampak pada penurunan emisi CO₂ sebesar 6% yang sejalan dengan meningkatnya emisi NO_x. Daya turbin meningkat pada skenario *co-firing* dengan CCP namun masih di bawah *baseline*, sedangkan pada skenario tanpa CPP, daya turbin menurun sekitar 1,2 MW per 1% hidrogen.

Babahammou, Merabet dan Miles (2024) melakukan penelitian terkait *co-firing* hidrogen dengan gas alam pada turbin gas GE seri 9FA dengan simulasi menggunakan perangkat lunak *Aspen HYSYS*. Hidrogen yang digunakan berasal dari proses elektrolisis yang ditenagai oleh energi terbarukan dari energi surya melalui modul fotovoltaik. Rasio *co-firing* hidrogen yang disimulasikan adalah pada persentase 5%, 10%, 15% dan 20%. Penelitian difokuskan pada dampak *co-firing* hidrogen terhadap efisiensi, emisi CO₂, serta besarnya sistem elektrolisis yang diperlukan untuk menyuplai hidrogen sebagai bahan bakar. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penambahan hidrogen sebesar 20% berdampak pada penurunan laju alir bahan bakar sebesar 4,5%. *Co-firing* hidrogen juga berdampak pada emisi CO₂ yang dihasilkan, di mana semakin tinggi rasio hidrogen maka semakin rendah emisi CO₂ yang dihasilkan. Emisi CO₂ berkurang 3% pada rasio hidrogen 5%, dan berkurang 14% pada rasio hidrogen 20%.

Alikulov *et al.* (2024) melakukan penelitian terkait *co-firing* hidrogen dengan gas alam pada turbin gas kapasitas 7,6 MW dengan simulasi menggunakan perangkat lunak *Aspen HYSYS*. Simulasi dilakukan pada 4 skenario, yaitu 100% gas alam pada skenario 1; 30% amonia (NH₃) pada skenario 2; 30% hidrogen (H₂) pada skenario 3; dan 30% NH₃ + 30% H₂ pada skenario 4. Penelitian difokuskan pada efisiensi, emisi serta biaya produksi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa skenario 4 (30% NH₃ + 30% H₂) menghasilkan daya yang paling tinggi dan emisi yang lebih rendah, namun biaya produksi yang diperlukan lebih tinggi dari pada skenario-skenario lainnya.

