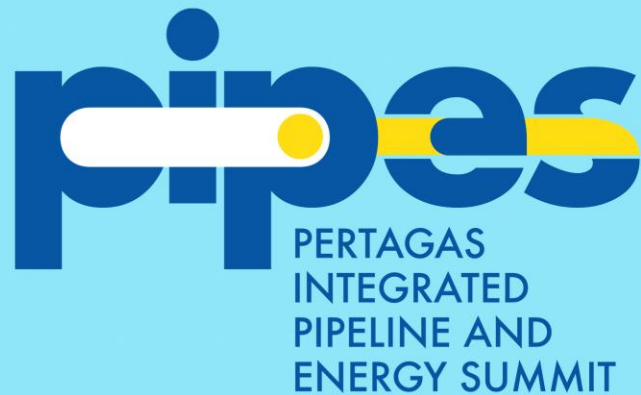




Strategi PGN Menuju Agregasi Gas dan Integrasi Infrastruktur serta Beyond Pipeline untuk Mendukung Swasembada Energi Nasional

Jakarta, 18 Juni 2025

Direktur Strategi dan Pengembangan Bisnis
PT PGN Tbk.

Rosa Permata Sari

Power Sector (PLN)



192,5
BBTUD

Power Sector (IPP)



65,03
BBTUD

Refinery and Lifting Sectors



22,3
BBTUD

Oil & Petchem. Sector



66,7
BBTUD

Industry Retail & Household

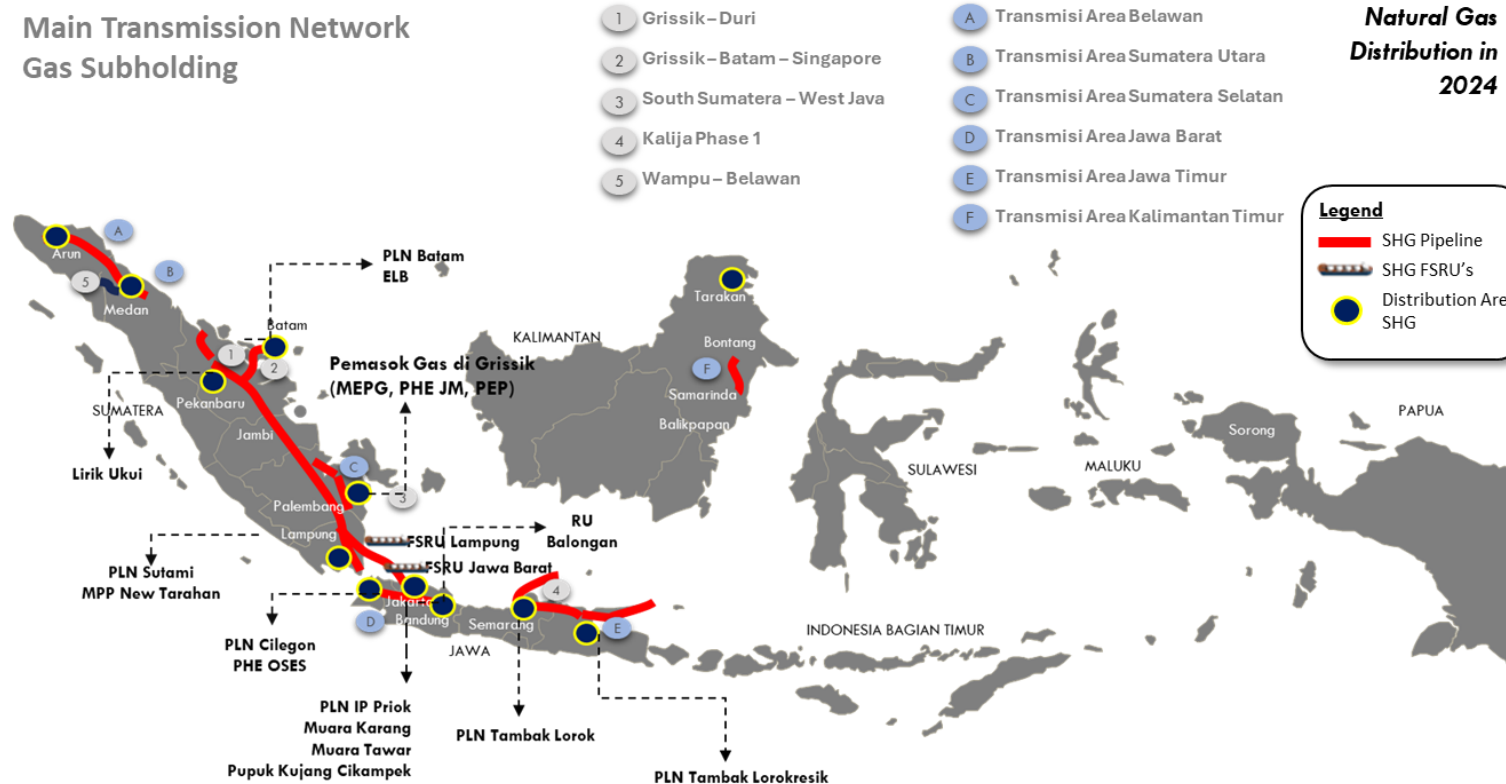


505,7
BBTUD

Infrastructure	Unit	Numbers
Transmission Pipeline	Km	5,884
Distribution Pipeline	Km	7,669
Jargas Pipeline	Km	19,701
FSRU	Unit	2
Regasification Plant	Unit	1
Offtake Station	Unit	178
Customers MRS	Unit	816,645
Pressure Regulation Station	Unit	1,658
SPBG	Unit	11
MRU	Unit	4
GTM	Unit	32

Note:
1. Data cut off Des 2024
2. Pipeline infrastructure exclude Household Pipeline
3. Total Length of Household Pipeline per Des '24 is estimated $\pm$ 19,682 Km

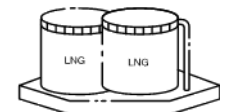
Main Transmission Network Gas Subholding



Natural Gas Distribution in 2024

Kondisi Bisnis Gas
Niaga gas fully regulated - low margin

Next Business Development



Bisnis Infrastruktur



LNG Trading



Hilirisasi Gas Bumi

Jaringan Pipa 33.859 km

- Pipa D&T Gas : $\pm$ 13.553 km
- Pipa Minyak : $\pm$ 605 km
- Pipa Jargas : $\pm$ 19.701 km

Infrastruktur Gas

- 2 LNG FSRUs + 1 land-based Regas terminal
- 11 Gas Fueling Stations, 4 MRUs
- 2 LPG processing plant (stripping & compression)

Aset Hulu

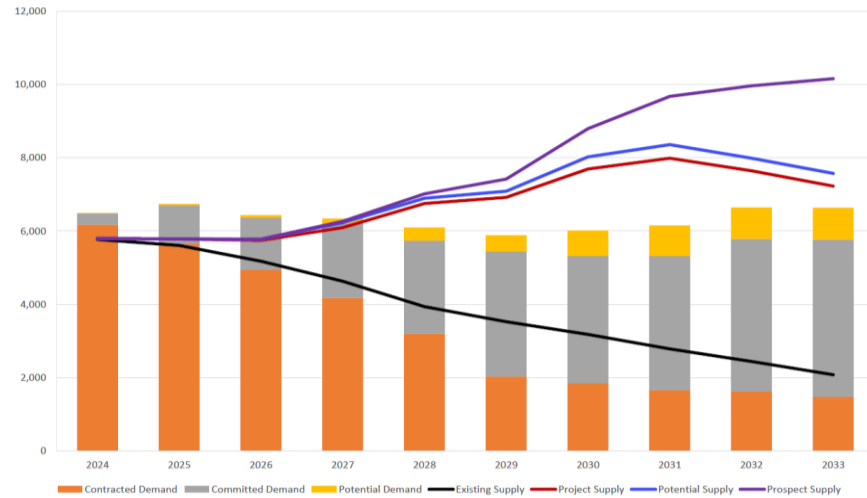
Total Aset 11 block
(6 blocks operation, 5 blocks exploration)

Pangsa Pasar
Niaga Gas 91 %

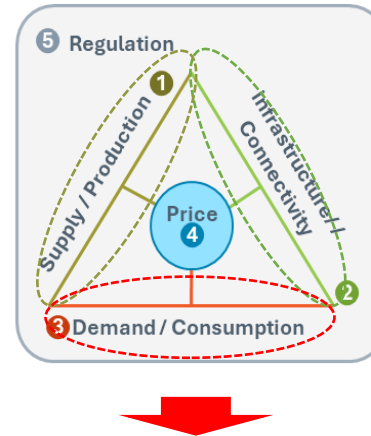


Neraca Gas Indonesia 2024-2033

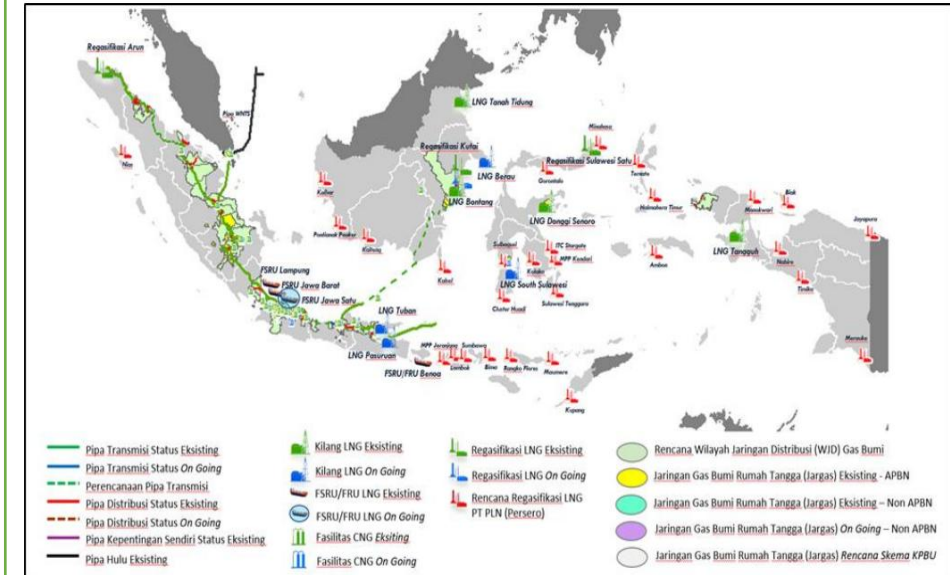
*Satuan dalam MMSCFD



Sumber: Kementerian ESDM 2024



Infrastruktur Gas Bumi Indonesia



Sumber: RIJTDGBN 2024-2033

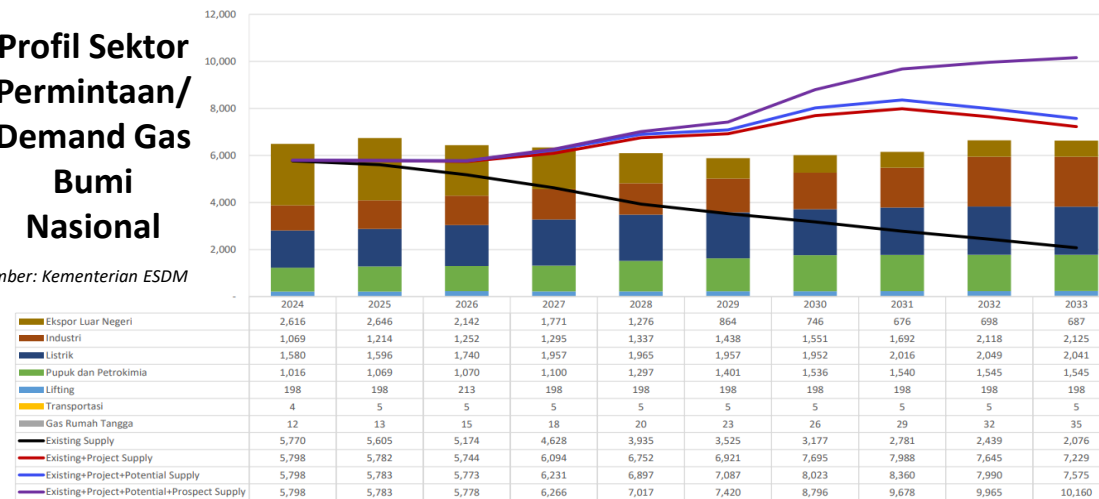
Acceptability

Affordability

*Satuan dalam MMSCFD

Profil Sektor Permintaan/ Demand Gas Bumi Nasional

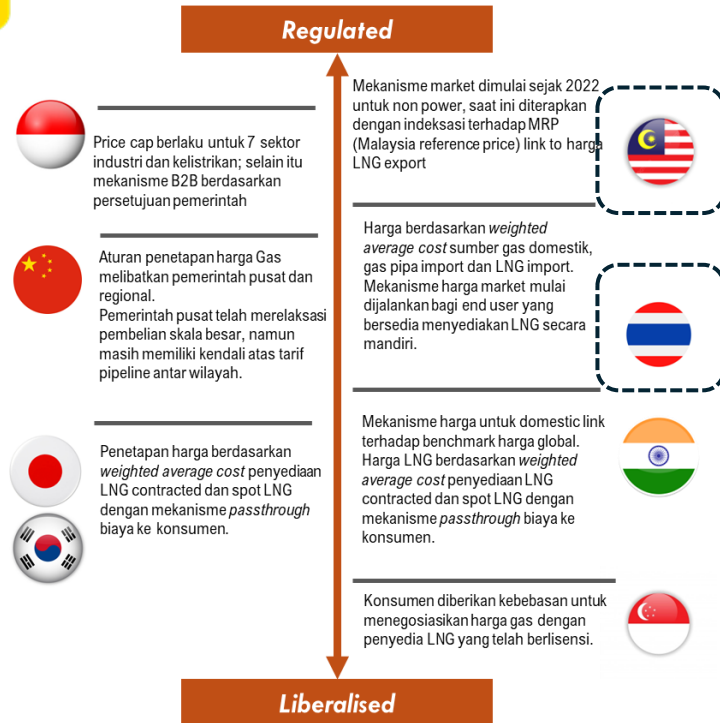
Sumber: Kementerian ESDM



Accessibility

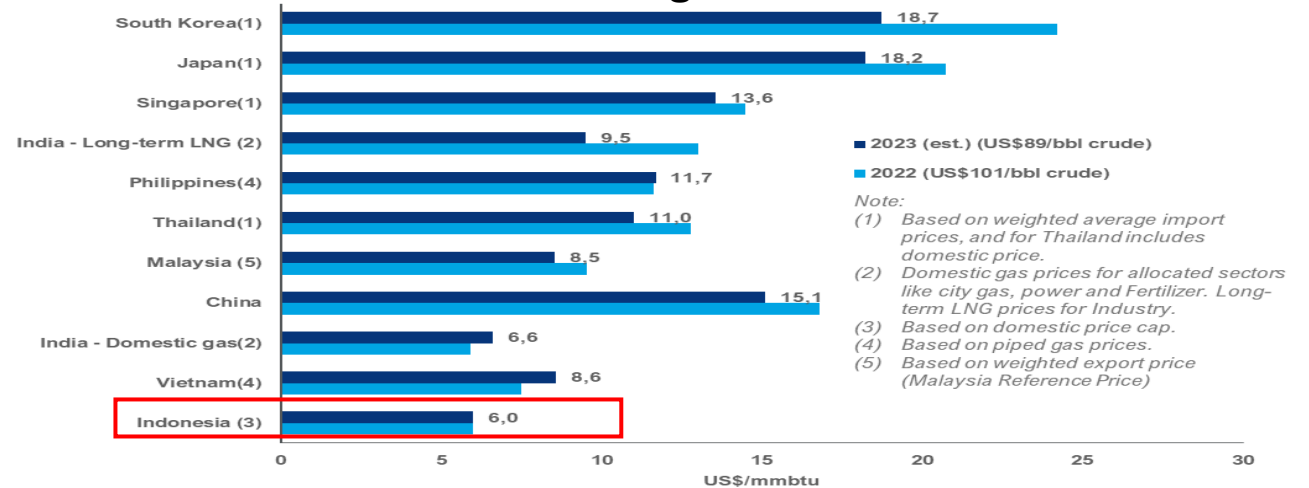
Availability/Reliability

Karakteristik Regulasi Gas Bumi



Negara-negara seperti Malaysia, Thailand & Vietnam menerapkan skema aggregator dengan menunjuk BUMN sebagai aggregator gas nasional untuk menghasilkan midstream cost yang optimal dan harga gas bumi yang lebih terjangkau

Rata-rata Harga Gas Bumi



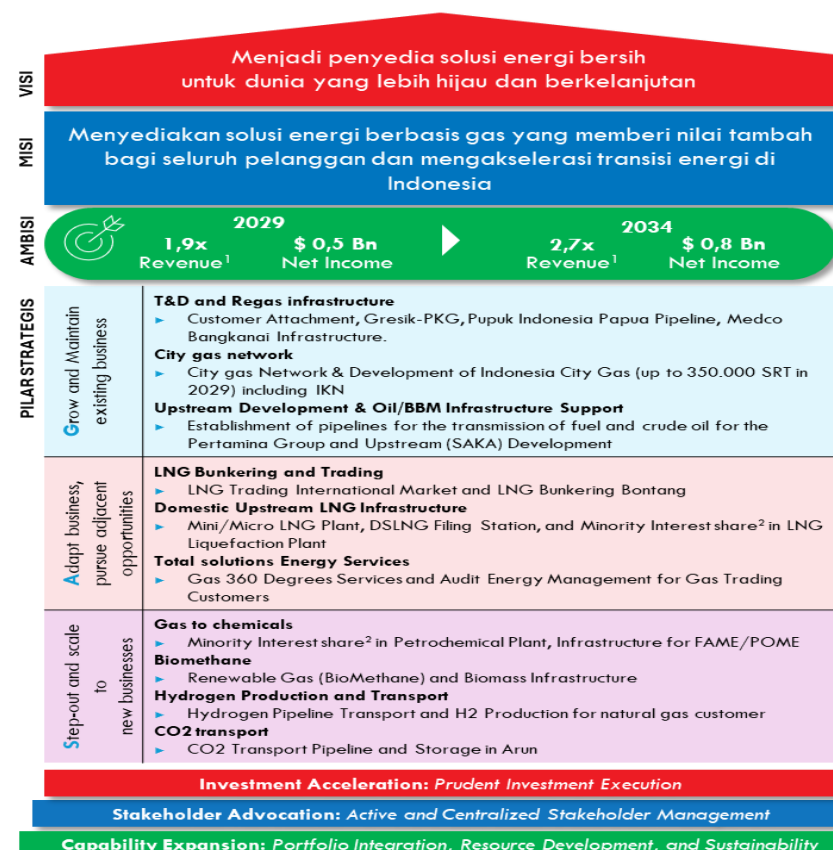
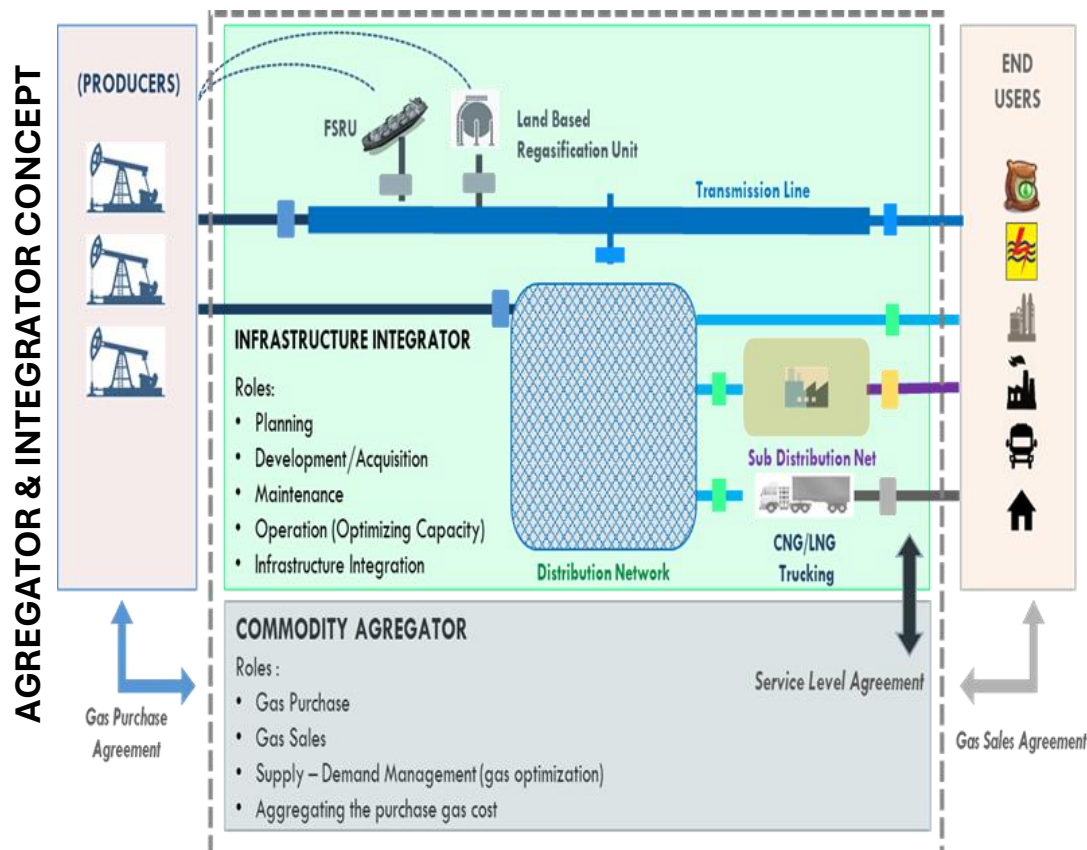
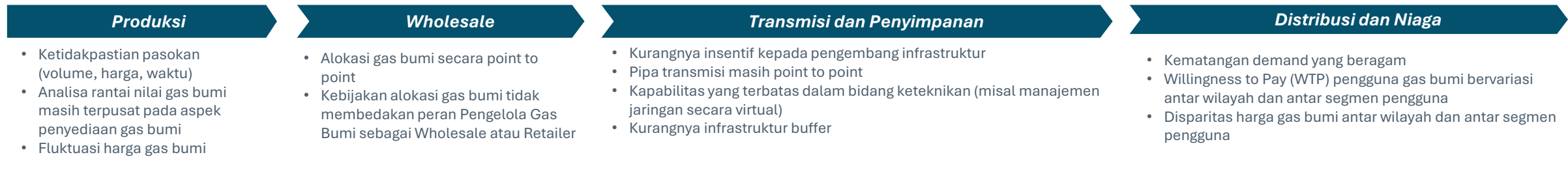
Sumber: woodmackenzie, national statistic 2022 (diolah).

Midstream Cost

	Indonesia	Thailand	Vietnam	Singapore	China	Malaysia
Gas Supply Price Mechanism (ref. IGU)	• RCS (Pipeline Gas Domestic, LNG Domestic) • OPE (Pipeline Gas Export, LNG Export)	• RCS (Pipeline Gas Domestic) • OPE (Pipeline Gas Import, LNG Import) • GOG (spot LNG Import)	• RCS (Pipeline Gas Domestic) • OPE (Pipeline Gas Import)	• OPE (Pipeline Gas Import, LNG Import) • GOG (spot LNG Import)	• OPE (Pipeline Gas Import, LNG Import) • GOG (spot LNG Import)	• OPE (Pipeline Gas Import, LNG Import) • GOG (spot LNG Import)
Domestic Pricing Mechanism (ref. IGU)	RCS	RCS (Pooling System and Aggregation)	RCS	OPE	OPE (at City Gate)	OPE (Malaysia Reference Price)
Harga Hulu, \$/mmbtu	Kepmen: 4 Non Kepmen: 5,3 – 8,23	10,68	7,05	13,81	11 – 20	5,56
Midstream (T&D, Regas, Margin)	Kepmen: 1,63 Non Kepmen: 2,44	1,17 – 5,84	0,45	3,20 – 30,73	1,80 – 7,5	1,44 – 3,19
Key Gas Infrastructure (Transmission)	Dia: 10-32 inch ΣLength: 5.210 km	Dia: 20-42 inch ΣLength: 2.075 km offshore & 1.399 km onshore	Dia: 18-30 inch ΣLength: 1.038 km	Infrastructure for import purpose only	ΣLength: ±75.000 km	Dia: 12-36 inch ΣLength: 2.749 km
Harga di Pengguna, \$/mmbtu	Industri Kepmen: 6,0 Industri Non Kepmen: 8,0 - 10 Power Kepmen: 5,1 – 6,5 Power Non Kepmen: 7,3 – 8,7	Power: 16,52 Industri: 11,84	7,50* *2021	Power: 17,02 Industri: 17,54	12,80 – 23,00	11,07
Persaingan pasar domestik	Kompetisi dengan penguasaan wilayah tertentu atas pipa dedicated hilir	Kompetisi (Tokyo Gas – Mitsui, Gulf energy Development – WHA, PSTC)	Monopoly oleh PV Gas (single player)	Kompetisi	Kompetisi	Kompetisi
Kebijakan Pemanfaatan Infra	• Transmisi Open Access • Distribusi Dedicated Hilir	• Transmisi Third party access sejak 2014 • Distribusi hak eksklusif	Monopoly oleh PV Gas	• Transmisi Open Access • Distribusi hak eksklusif	• Transmisi (Third Party Access) • Distribusi hak eksklusif	• Third party access gas (Transmisi) • Distribusi hak eksklusif
Kebijakan Pengelolaan Gas	Diatur oleh MESDM	Diatur oleh ERC	Diatur oleh MOIT	Diatur oleh Energy Market Authority	Diatur oleh National Development and Reform Commission (NDRC)	Diatur oleh Ministry of Energy dan Energy Commission

Sumber: Annual Report PTT Ltd 2018 – 2020, Energy Market Authority, China National Petroleum Corp, Petrochina, IHS Markit, Oxford Institute, Petronas Bhd, Gas Malaysia Bhd, Woodmac, IGU Wholesale Gas Price Survey 2022 Edition (diolah)

Urgensi kehadiran Gas Agregator untuk Menjawab Tantangan Pengelolaan Gas Bumi Sepanjang Rantai



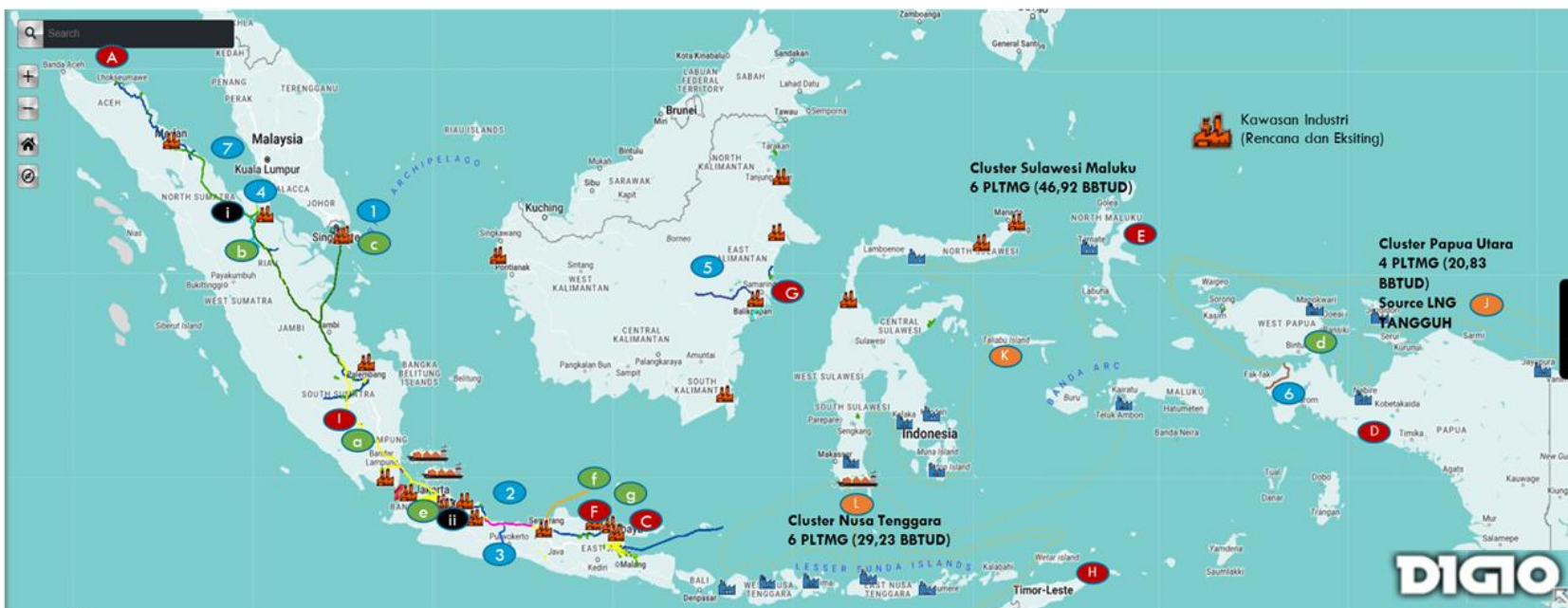
¹⁾ Multipliers to Real. 2024

Highlight Sisi Barat Indonesia :

- Pipa Transmisi Trans Sumatera-Jawa untuk kehandalan, fleksibilitas dan akses baru.
- Hub LNG di Arun (revitalisasi tangki lama dan Pembangunan tangki baru)
- Receiving Terminal di Pulau Jawa (Jawa Timur, Ekstensi Jawa Barat)

Highlight Sisi Timur Indonesia :

- Fasilitas LNG untuk kepulauan (PLN dan Smelter). Gasifikasi Pembangkit Papua Utara bersama PLN EPI
- Jaringan Gas untuk Kawasan industri
- Infrastruktur gas untuk komersialisasi gas stranded
- Perluasan jargas di kota-kota Indonesia Timur (Jargas IKN, Jargas tersebar di Indonesia Timur)



Grow and maintain gas business

- 1 Pipa WNTS - Pemping
- 2 Pipa Batang - Cirebon
- 3 Pipa Tegal - Cilacap
- 4 Pipa Duri - Balam, Duri - Petapahan
- 5 Pipa Bangkanai - Balikpapan
- 6 Pipa Bintuni - Fakfak
- 7 Pipa Sei mangke - Dumai

Adapt business, pursue adjacent opportunities

- A Arun LNG Hub
- B Bontang LNG Bunkering
- C Teluk Lamong LNG RT
- D Freeport Smelter Regas
- E Haltim Smelter Regas
- F GRR Tuban Regas
- G Terminal LNG Bunkering
- H Timor Lester EDTL Regas
- I Stranded Gas (sinergi monetisasi hulu)

- I Pipa Minyak Rokan
- II Pipa Cikampek - Plumpang
- J PLN Paput LNG Cluster
- K PLN Suluku LNG Cluster
- L PLN Nusra LNG Cluster

Step-out and scale to new businesses

- a Sumsel Biomethane
- b Riau Biomethane
- c Batam Bio LNG study
- d Bintuni Blue Ammonia (sinergi monetisasi hulu)
- e JBB CO2 Transport study
- f Jateng CO2 Transport and Storage study (Muriah)
- g Jatim CO2 Transport and Storage study (Pangkajene)

PENINGKATAN KINERJA SEKTOR HILIR GAS 2025 - 2034

997.5
BBtud

Potensi Peningkatan
Utilisasi Gas Domestik

5 unit
LNG Receiving
Terminal

Onshore LNG Receiving
Terminal

100rb/thn
SR

Jumlah Sambungan Gas
Rumah Tangga (SR)

1unit
FLNG

Floating Liquefaction
Terminal dengan kapasitas
s.d. 120 BBTUD

1292 km
panjang pipa

Rencana Panjang Jaringan
Pipa Gas Baru

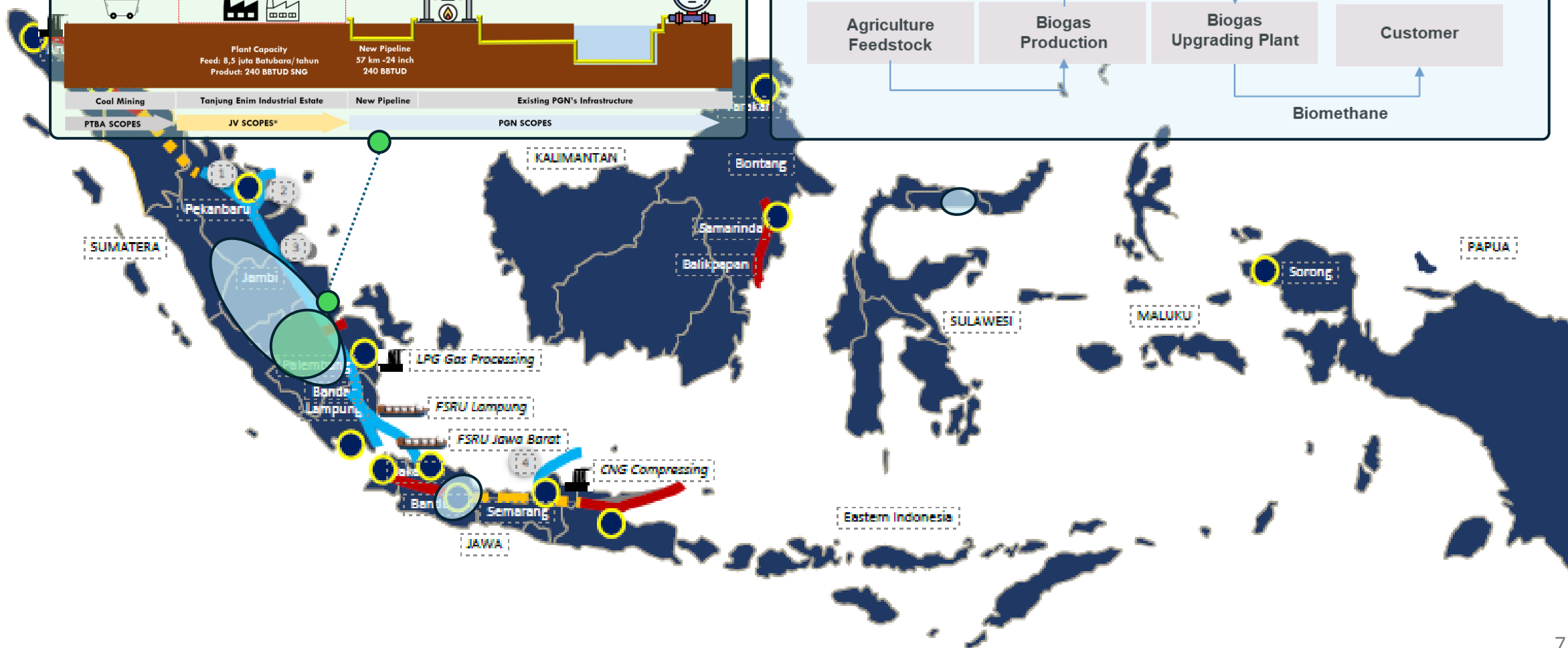
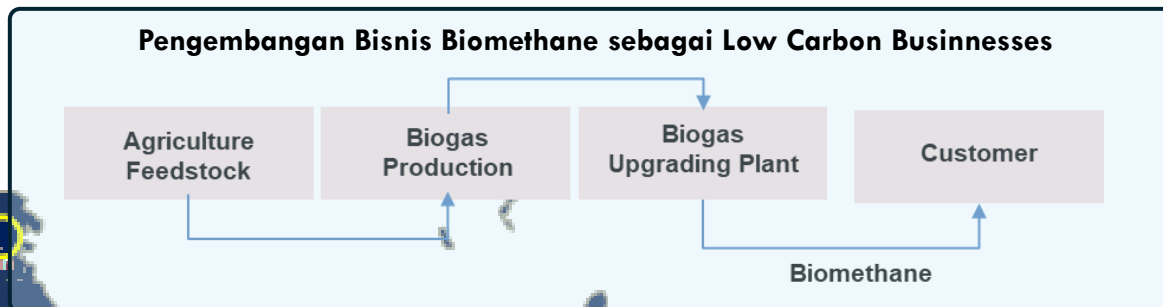
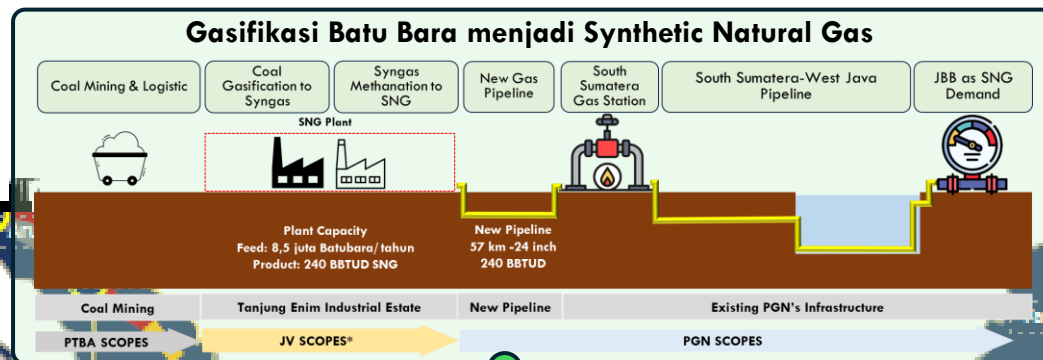
2 inisiatif

Rencana Inisiatif
Low Carbon Business

Gasifikasi Batu bara menjadi SNG sebagai komplementer untuk pengembangan batu bara ke DME untuk menambah alternatif pasokan yang dapat dialirkan melalui jaringan infrastruktur pipa gas.

Memfaatkan limbah jerami padi, kelapa sawit, dan sorgum yang tidak bernilai guna menjadi biogas/biometana yang lebih bernilai dibanding hanya membakar limbahnya.

Biogas/biometana mendukung pemerintah untuk mengembangkan energi hijau.





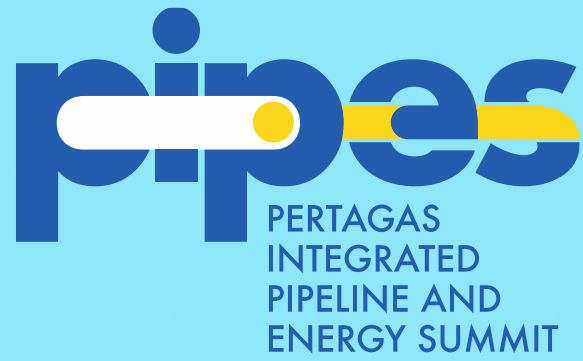
Untuk mencapai kemandirian energi nasional diperlukan keselarasan antara produksi/ supply, infrastruktur dan pasar serta dukungan regulasi yang tepat guna diperoleh harga gas bumi yang terjangkau bagi Masyarakat



Berdasarkan benchmark tata kelola gas bumi di Negara-negara Asia, adanya peran aggregator gas dan integrator infrastruktur menjadi kunci tercapainya keselarasan produksi/ supply, infrastruktur dan pasar



Strategi **G-A-S** PGN yang menghubungkan sumber-sumber pasokan gas dengan pasar serta mempersiapkan alternatif pasokan lainnya selaras dengan peran aggregator gas dan integrator infrastruktur gas bumi nasional



**TERIMA
KASIH**