

Kajian Peningkatan Keamanan Pasokan Gas PLTGU Muara Tawar Melalui Optimalisasi FSRU Jawa 1

Solikin¹; Visang Fardha Sukma Insani^{1*}; Zakie Anugia¹; Donny Mustika¹

1. Divisi Aset Manajemen, Enjiniring dan Manajemen Terintegrasi, PT PLN (Persero) Kantor Pusat, Jl. Trunojoyo Blok M-I No.135, RT.6/RW.2, Melawai, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan, DKI Jakarta 12160, Indonesia

^{*}Email: visang.insani@pln.co.id

Received: 1 Desember 2023 | Accepted: 28 Juni 2024 | Published: 30 Juni 2024

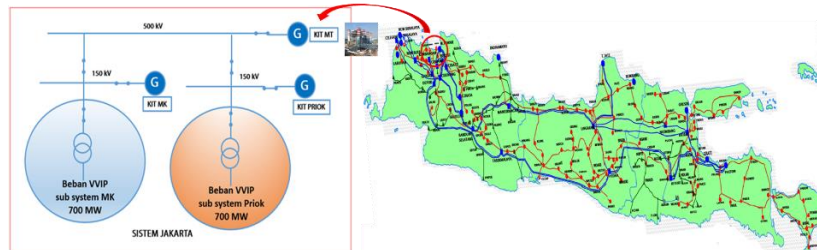
ABSTRAK

Pembangkit Muara Tawar ("MT") berperan penting dalam sistem kelistrikan Jawa-Madura-Bali untuk *fast response*, mendukung beban puncak, percepatan pemulihan sistem ketika terjadi gangguan maupun pengamanan pasokan ke sistem Jakarta. Sumber pasokan gas pembangkit MT saat ini sangat terbatas. Realisasinya rata-rata sebesar 41,58 Bbtud (dibawah RUPTL) yang dominan dipasok dari FSRU Lampung dengan biaya yang cukup mahal. Disisi lain, PLN mempunyai kontrak pembelian LNG dengan volume 60 kargo/tahun yang harus diserap untuk menghindari denda *take or pay* (TOP), juga adanya kontrak Independent Power Producer (PPA) Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) Jawa 1 dengan skema *build own operate and transfer* (BOOT) selama 25 tahun termasuk Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) Jawa 1 yang perlu diutilisasi secara optimal karena komponen *fixed cost* harus dibayar sebagai komponen tarif PPA. Kapasitas FSRU Jawa 1 (*install capacity* 400 MMScfd) untuk memenuhi kebutuhan gas PLTGU Jawa 1 masih mempunyai sisa kapasitas yang dapat digunakan untuk menambah pasokan gas ke pembangkit MT. Dengan adanya pasokan gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT dapat meningkatkan keamanan pasokan gas menjadi 63,9 Bbtud sampai 234,3 Bbtud, mengefisienkan biaya *midstream* antara USD 1,7 – 103,6 juta/tahun serta mengurangi potensi TOP antara 3,7-7,9 kargo/tahun.

Kata Kunci: Pembangkit Muara Tawar, keamanan, optimal, efisiensi, *take or pay*

1. PENDAHULUAN

Pembangkit Muara Tawar (selanjutnya singkat “MT”) mempunyai peran sangat penting dalam sistem kelistrikan Jawa-Madura Bali (JAMALI) khususnya untuk fast response, mendukung beban puncak, percepatan pemulihan system ketika terjadi gangguan (black-out) maupun pengamanan pasokan ke Jakarta (islanding operation) seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Ilustrasi Sistem Kelistrikan Jakarta

Operasional pembangkit MT harus didukung dengan pasokan gas yang andal, *available*, *flexible* dan *affordable* untuk mendukung sasaran operasional pembangkit dan mampu bersaing dalam sistem *merit order* operasi pembangkit. Kebutuhan gas pembangkit MT dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) Jawa 1 sesuai dengan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) [1] dan kebutuhan PLTGU Jawa 1 sesuai kontrak *Power Purchase Agreement* (PPA) dalam satuan MMSfcd yaitu dengan menggunakan *Liquid Natural Gas* (LNG) yang mempunyai nilai kalor sebesar 1039 Btu/Sfc ditampilkan dalam Tabel 1. Sedangkan realisasi pasokan gas pembangkit MT-Priok-Muara Karang (MK) sampai dengan September 2023 ditampilkan pada Tabel 2.

Tabel 1. Kebutuhan Gas MT dan PLTGU Jawa 1

No.	Demand Gas (BBtud)	Satuan	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Avg
1	Demand PLTGU	Bbtud	75,7	79,2	77,2	76,5	77,5	77,8	76,4	78,9	77,4
2	Jawa 1 RUPTL	MMSfcd	72,9	76,2	74,3	73,6	74,6	74,9	73,5	75,9	74,5
	Skenario Optimal										
3	Demand MT RUPTL	Bbtud	51,9	51,9	63,9	63,9	63,9	63,9	63,9	63,9	60,9
4	Skenario Optimal	MMSfcd	50,0	50,0	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	58,6
5	Jumlah (2+4)	MMSfcd	122,8	126,2	135,8	135,1	136,1	136,4	135,0	137,4	133,1
6	Demand PLTGU	Bbtud	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9
7	Jawa 1 Kontraktual	MMSfcd	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8
	AFp 60%										
8	Jumlah (4+7)	MMSfcd	205,8	205,8	217,3	217,3	217,3	217,3	217,3	217,3	214,4

*) setelah dikurangi alokasi pasokan gas PEP sebesar 12 BBtud

Tabel 2. Realisasi Pasokan Gas MT-Priok-MK Tahun 2023

Pemasok	Realisasi (BBtud)									
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Avg
Muara Karang										
PHE ONWJ	16,93	20,63	17,80	22,31	14,58	14,79	16,12	15,08	12,98	16,80
PGN	20,89	5,18	17,85	27,94	13,83	14,71	6,80	8,49	9,20	13,88
FSRU Lampung	-	5,00	-	-	3,98	0,67	2,71	4,16	9,43	2,88
FSRU Jabar	100,94	98,35	107,02	74,76	114,68	126,63	128,00	142,08	134,13	114,07
Jumlah	138,77	129,15	142,67	125,01	147,09	156,79	153,63	169,81	165,75	147,63
Priok										

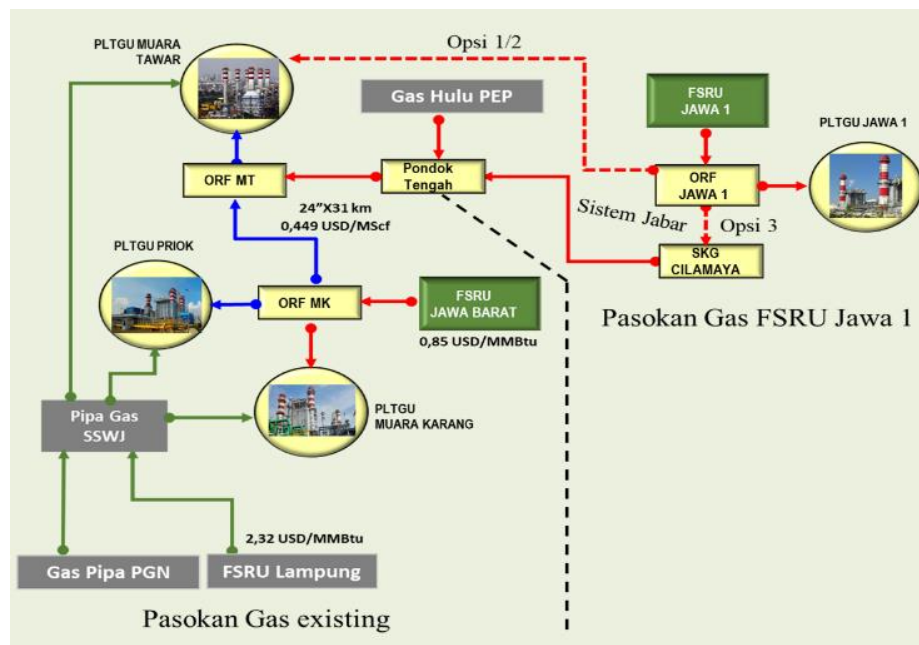
PGN	50,84	24,42	50,96	63,03	47,91	41,56	43,42	46,57	25,15	43,76
FSRU Lampung	3,65	21,14	6,32	6,97	14,31	23,73	6,81	7,16	42,63	14,75
FSRU Jabar	116,82	129,94	123,84	83,79	122,87	123,35	134,35	135,66	127,84	122,05
Jumlah	171,30	175,50	181,13	153,78	185,09	188,64	184,58	189,39	195,62	180,56

Muara Tawar

PEP	16,86	18,31	14,58	13,20	17,10	17,22	16,30	22,10	14,05	16,64
PGN	3,95	0,31	3,44	0,64	0,48	0,68	3,56	2,34	1,16	1,84
FSRU Lampung	36,67	26,96	32,15	17,55	19,66	20,57	12,68	11,65	29,73	23,07
FSRU Jabar	0,32	-	-	-	-	-	-	-	-	0,04
Jumlah MT	57,80	45,58	50,18	31,39	37,24	38,46	32,54	36,08	44,94	41,58
Jml MK+Priok+MT	367,87	350,23	373,98	310,19	369,42	383,89	370,75	395,29	406,32	369,77

Dari Tabel 2 terlihat bahwa realisasi pasokan gas pembangkit MT+ Priok+MK sejumlah 369,77 BBTud melebihi dari rencana RUPTL namun realisasi MT sebesar 41,58 BBTud jauh dibawah RUPTL. Pasokan gas ke MT terbanyak dari *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU) Lampung yang mempunyai tarif *midstream* cukup mahal sebesar USD 2,32/MMBtu.

Untuk mendukung pasokan gas yang andal, *available*, *flexible* dan *affordable* perlu upaya terobosan dengan memanfaatkan setiap peluang yang ada, salah satunya yaitu memanfaatkan FSRU Jawa 1 untuk memasok gas ke pembangkit MT dengan membangun pipa *dedicated* hilir dari ORF Jawa 1 ke pembangkit MT jalur darat (Opsi 1) atau jalur laut (Opsi 2) atau dengan mengintegrasikan pasokan gas ke sistem jaringan pipa gas Jawa Barat yang saat ini digunakan untuk memasok gas ke pembangkit MT (Opsi 3), seperti ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2. Ilustrasi Pasokan Gas MT dan Rencana Pasokan dari FSRU Jawa 1

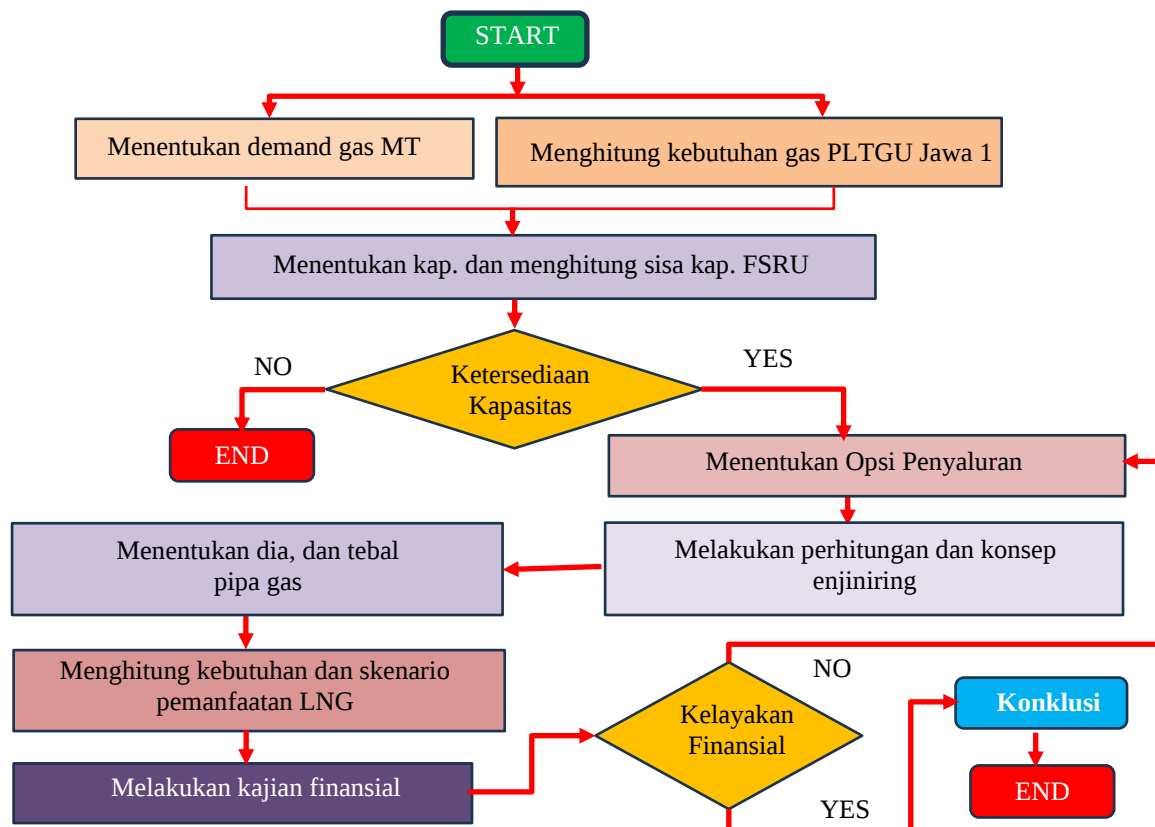
Sesuai dengan ketentuan PPA, bahwa FSRU Jawa 1 merupakan satu kesatuan yang tidak terpisahkan dengan PLTGU Jawa 1 (IPP Jawa 1) yang akan diserahkan ke PLN saat masa akhir kontrak (*built own operated and transfer/BOOT*). Dalam sebuah model PPA pada umumnya biaya investasi dikelompokkan dalam komponen A yang merupakan pembayaran yang bersifat tetap (*fixed*

cost) yang harus dibayar oleh PLN untuk memastikan terpenuhinya kewajiban IPP Jawa 1 sehingga utilisasi FSRU Jawa 1 ini perlu dioptimalkan, yaitu selain untuk suplai gas ke PLTGU Jawa 1 juga dimanfaatkan untuk suplai gas ke pembangkit MT. Disisi lain PLN telah mempunyai kontrak pembelian LNG jangka panjang dengan Tangguh dengan volume 60 kargo per tahun yang perlu dimaksimalkan penyerapannya agar terhindar dari potensi terkena denda *take or pay* (TOP) yang nilainya sekitar Rp 224 M/kargo. Dalam kajian ini akan dikaji: a. penyaluran gas ke pembangkit MT dengan menggunakan FSRU Jawa 1 termasuk infrastruktur yang diperlukan dan kerjasama dengan badan usaha penyedia infrastruktur; b. kajian tarif midstream dan potensi efisiensi dibandingkan dengan biaya midstream dari FSRU existing.

2. METODOLOGI

2.1. Metode Perancangan

Untuk mengkaji penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT dilakukan pentahapan sebagai berikut:



Gambar 3. Tahapan Metode Perancangan

2.2. Dasar Perhitungan

Untuk menentukan diameter pipa yang layak secara teknis berdasarkan Mohitpour, M et al. (2006) [2] yaitu memenuhi persyaratan kecepatan alir gas maksimal 17 m/detik dan rasio kecepatan aliran gas dengan kecepatan erosional maksimum 50 %. Hal ini untuk memastikan keamanan penyaluran gas dan memastikan masa manfaat pipa gas dapat bertahan lama dengan mencegah terjadinya pengikisan permukaan pipa akibat aliran gas, dengan menggunakan rumus-rumus sebagai berikut :

$$P1^2 - P2^2 = K1 \times Qb^n \quad (1)$$

dimana :

P1 = Tekanan inlet (Psia)

P2 = Tekanan outlet (Psia)

Qb = Volume alir per jam (MScf/hr)

n = flow exponent (1,855), juga direkomendasikan pada Bagajewicz, Miguel (2023)

[3]

$$K1 = R \times L \quad (2)$$

dimana :

K = Pipeline Resistance

R = Konstanta

L = Panjang pipa (ft)

$$R = 2,552 \times 10^{-4} \times Tf \times Zavg \times \frac{G^{0,855}}{D^{4,856}} \quad (3)$$

dimana :

Tf = Temperatur inlet (520°R)

Zavg = Faktor Kompresi Gas (0,85)

G = Spesifik gravity gas (0,65)

D = Diameter pipa (inch)

$$us = 0,75 \frac{Qb}{P.D^2} \quad (4)$$

dimana :

us = kecepatan gas dalam pipa (ft/sec)

Qb = laju alir gas (ft/hr)

P = tekanan dalam pipa (Psia)

D = Diameter pipa (inch)

$$ue = \frac{100}{\sqrt{\frac{29.G.P}{Z.R.T}}} \quad (5)$$

dimana :

ue = kecepatan erosi (ft/sec)

G = spesifik gravity gas (0,65)

P = Minimum tekanan dalam pipa (Psia)

Z = Faktor Kompresi Gas (0,85)

R = Konstanta gas (10,73) » (ft³ x psia/lb moles x °R)

T = Temperatur alir gas dalam pipa (520°R)

Sedangkan untuk menentukan tebal pipa gas digunakan rumus dari ASME B31.3 (2020) [4] sebagai berikut:

$$t = \frac{PD}{2(SEW+PY)} \quad (6)$$

dimana :

P = pressure desain (Psig)

S = Stress value for material Psi)

t = pressure design thickness (in)

D = nominal outside diameter pipa (in)

E = quality factor (Carbon Steel = 0,8)

W = weld joint strength reduction factor (0,9)
Y = Koefisien factor untuk $t < D/6$ (other ductile metals, 0,4)

$$t_m = t_{\text{design}} + c \quad (7)$$

dimana :

c = corrosion allowance (asumsi 3 mm) + mill tolerance (asumsi 12,5%)

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Kajian penyaluran gas ke pembangkit MT dengan menggunakan FSRU Jawa 1 termasuk infrastruktur yang diperlukan dan kerjasama dengan badan usaha penyedia infrastruktur

3.1.1. Kajian Pemanfaatan FSRU Jawa 1

Dalam kajian ini kebutuhan gas pembangkit MT dan PLTGU Jawa 1 digunakan kebutuhan gas sesuai RUPTL 2021-2030 Skenario Optimal sebagaimana Tabel 1. Untuk menentukan sisa kapasitas FSRU Jawa 1 dihitung berdasarkan pola operasi PLTGU Jawa 1 berdasarkan skenario RUPTL dan berdasarkan kontrak PPA dengan AFp 60%. Kapasitas terpasang regasifikasi FSRU Jawa 1 sebesar 400 MMSfcd dengan kapasitas yang dioperasikan sebesar 300 MMSfcd, dan kapasitas penyimpanan LNG sebesar 170.150 m³. Kebutuhan gas PLTGU Jawa 1 berdasarkan RUPTL dan kontraktual serta kebutuhan gas pembangkit MT sebagaimana ditampilkan dalam Tabel 1 diatas masih lebih rendah dari kapasitas operasi FSRU Jawa 1 sehingga FSRU sangat memungkinkan untuk digunakan memasok gas ke pembangkit MT. Pemanfaatan FSRU Jawa 1 untuk memasok gas ke pembangkit MT akan meningkatkan utilisasi FSRU dari semula sebesar 25% (RUPTL) dan 52% (sesuai kontrak) menjadi rata-rata 43% (sesuai demand RUPTL) dan rata-rata 69% bila pembebanan PLTGU Jawa 1 sesuai kontrak, sebagaimana ditampilkan pada Tabel 3.

Tabel 3 Sisa Kapasitas dan Utilisasi FSRU Jawa 1

No.	Demand Gas (MMSfcd)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Average
1	Kapasitas Operasi FSRU Jawa 1	300	300	300	300	300	300	300	300	300
2	Demand PLGU Jawa 1, RUPTL Optimal	72,9	76,2	74,3	73,6	74,6	74,9	73,5	75,9	74,5
3	% utilisasi (2/1)	24%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
4	Sisa Kapasitas (1-2)	227,1	223,8	225,7	226,4	225,4	225,1	226,5	224,1	225,5
5	Demand Gas MT, RUPTL Optimal	50,0	50,0	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	58,6
6	Jumlah demand (2+5)	122,8	126,2	135,8	135,1	136,1	136,4	135,0	137,4	133,1
7	Peningkatan utilisasi (6/1)	41%	42%	45%	45%	45%	45%	45%	46%	44%
8	Demand PLGU Jawa 1, Kontraktual (AFp 60%)	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8
9	% utilisasi (8/1)	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%

10	Sisa Kapasitas (1-8)	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2
11	Demand Gas MT, RUPTL Optimal	50,0	50,0	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	58,6
12	Jumlah demand (8+11)	205,8	205,8	217,3	217,3	217,3	217,3	217,3	217,3	214,4
13	Peningkatan utilisasi (12/1)	69%	69%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	71%
14	Demand PLGU Jawa 1, AFp 100%)	259,7	259,7	259,7	259,7	259,7	259,7	259,7	259,7	259,7
15	% utilisasi (14/1)	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
16	Sisa Kapasitas (1-14)	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3

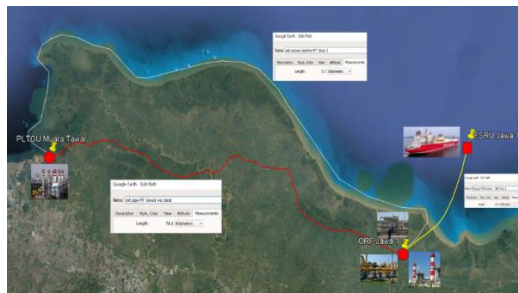
Dari Tabel 3 terlihat bahwa dengan kapasitas regasifikasi FSRU Jawa 1 sebesar 300 MMScfd masih tersisa kapasitas rata-rata sampai dengan tahun 2030 antara 40,3 – 225,5 MMScfd, sementara kebutuhan gas pembangkit MT sebesar 61,5 MMScfd. Karena ketentuan PPA dimana AFp 60% maka pola operasi akan mengikuti AFp kontrak agar biaya pembelian kWh tidak berlebih. Sehingga dengan mengikuti ketentuan kontrak tersebut penyaluran gas ke pembangkit MT sebesar 61,5 MMScfd akan bisa terpenuhi. Untuk penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit selain PLTGU Jawa 1, telah disiapkan *future connection valve* ukuran dia. 12 inch di lokasi ORF Jawa 1.

3.1.2. Infrastruktur Penyaluran Gas yang diperlukan

Untuk menyalurkan gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT dapat dilakukan dengan beberapa opsi, yaitu:

- Opsi 1 dengan membangun pipa *dedicated* hilir dengan jalur darat sepanjang 78,6 km;
- Opsi 2 dengan membangun pipa *dedicated* hilir dengan jalur laut sepanjang 117 km;
- Opsi 3 dengan membangun pipa *jumperline* ke SKG Cilamaya sepanjang 900 m;

Pemilihan jalur darat (Opsi 1) dilakukan dengan menggunakan citra satelit google earth dan dipilih jalur yang sedapat mungkin menghindari hunian masyarakat untuk meminimalisir dampak sosial dan didapat estimasi panjang pipa sekitar 78,6 km. Jalur melalui laut dilakukan dengan citra satelit google earth menyusuri pantai utara Jawa dan didapat jarak sekitar 117 km, sebagaimana di gambarkan pada Gambar 4. Untuk Opsi 3 yaitu membangun jumperline dari *future connection valve* di ORF Jawa 1 ke SKG Cilamaya menggunakan citra satelit google earth dengan pemilihan jalur menghindari *flare stack* di sekitar SKG Cilamaya dan didapat jarak sekitar 900 m, sebagaimana Gambar 5.



Gambar 4. Ilustrasi Jalur Pipa Dedicated FSRU Jawa 1 – MT



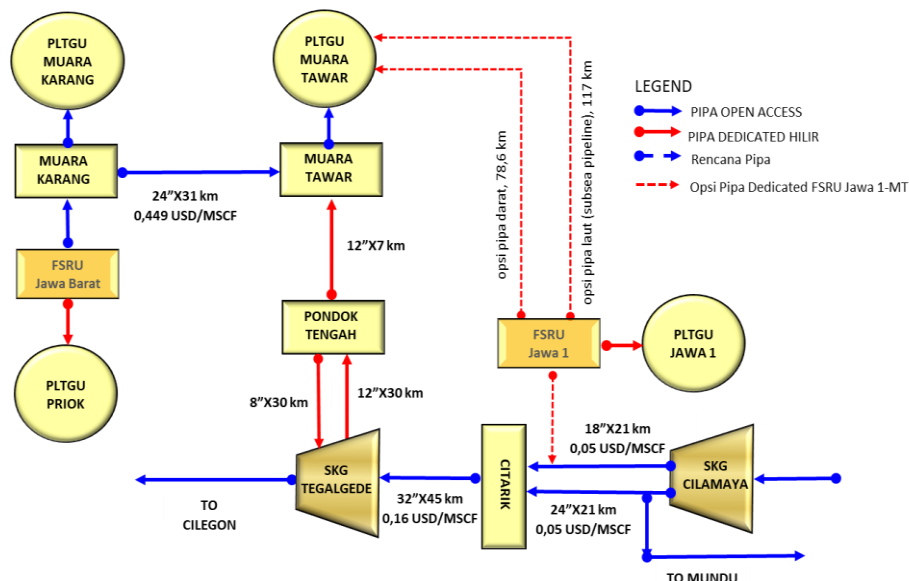
Gambar 5. Ilustrasi Jalur pipa Jumperline FCV Jawa 1 – SKG Cilamaya

3.1.3. Perhitungan teknis konsep enjiniring penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT Kajian teknis pemilihan diameter pipa gas ini dibatasi dengan asumsi volume penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT sebagai berikut :

1. *Demand* gas 61,5 MMScfd yaitu *demand* gas yang dibutuhkan pembangkit MT sesuai dengan RUPTL;
2. *Demand* gas 144,2 MMScfd yaitu sisa kapasitas FSRU Jawa 1 yang bisa digunakan ke pembangkit MT ketika PLTGU Jawa dioperasikan sesuai dengan kontrak AFp 60%.
3. *Demand* gas 40,3 MMScfd yaitu sisa kapasitas FSRU Jawa 1 yang bisa digunakan ke pembangkit MT ketika PLTGU Jawa dioperasikan maksimum AFp 100%.

Batasan volume pengaliran tersebut dengan mempertimbangkan bahwa sisa kapasitas FSRU sebesar 144,2 MMScfd bisa digunakan untuk mengoperasikan pembangkit MT dengan kapasitas lebih besar untuk menambah *availability* pasokan listrik di sistem JAMALI.

Khusus penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT melalui *jumperline* ke SKG Cilamaya (Opsi 3) akan menggunakan jaringan pipa *existing* sebagaimana digambarkan pada Gambar 6, yaitu; *linepipe* di SKG Cilamaya dengan diameter 12 inch yang terkoneksi dengan pipa *open access* 18 inch ruas SKG Cilamaya-Citarik, pipa *open access* 32 inch ruas Citarik-SKG Tegal Gede, pipa *dedicated* hilir 12 inch ruas SKG Tegal Gede – Pondok Tengah, pipa *dedicated* hilir 12 inch ruas Pondok Tengah – Muara Tawar.



Gambar 6. Ilustrasi rencana integrasi FSRU Jawa 1 dengan sistem pipa Jabar

Tabel 4. Perhitungan Teknis Pipa

No.	Vol (MMScfd)	Jarak (km)	D (In.)	P1	P2	us (m/s)	us2 (m/s)	ue (m/s)	us2/ue	us	us2/ue (maks. 50%)
				psi	psi					maks. (17 m/s)	
1	40,3	0,9	12	1030	1029	8,5	8,5	49,4	17%	OK	OK
2	61,5	0,9	12	1030	1029	13,0	13,0	49,5	26%	OK	OK
3	144,2	0,9	12	1030	1023	30,4	30,6	49,6	62%	NG	NG
4	225,5	0,9	12	1030	1015	47,5	48,2	49,8	97%	NG	NG
5	40,3	78,6	12	1030	975	8,5	9,0	50,8	18%	OK	OK
6	61,5	78,6	12	1030	904	13,0	14,8	52,8	28%	OK	OK
7	144,2	78,6	12	1030	#NUM!	30,4	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
8	225,5	78,6	12	1030	#NUM!	47,5	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
9	40,3	117	12	1030	946	8,5	9,2	51,6	18%	OK	OK
10	61,5	117	12	1030	836	13,0	16,0	54,9	29%	OK	OK
11	144,2	117	12	1030	#NUM!	30,4	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
12	225,5	117	12	1030	#NUM!	47,5	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
13	40,3	0,9	10	1030	1029	12,2	12,2	49,5	25%	OK	OK
14	61,5	0,9	10	1030	1027	18,7	18,7	49,5	38%	NG	OK
15	144,2	0,9	10	1030	1014	43,8	44,4	49,8	89%	NG	NG
16	225,5	0,9	10	1030	993	68,4	71,0	50,3	141%	NG	NG
17	40,3	78,6	10	1030	890	12,2	14,2	53,2	27%	OK	OK
18	61,5	78,6	10	1030	686	18,7	28,0	60,5	46%	NG	OK
19	144,2	78,6	10	1030	#NUM!	43,8	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
20	40,3	117	10	1030	812	12,2	15,5	55,7	28%	OK	OK
21	61,5	117	10	1030	427	18,7	45,0	76,7	59%	NG	NG
22	144,2	78,6	10	1030	#NUM!	43,8	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
23	40,3	0,9	8	1030	1026	19,1	19,2	49,5	39%	NG	OK
24	61,5	0,9	8	1030	1020	29,2	29,4	49,7	59%	NG	NG
25	144,2	0,9	8	1030	982	68,4	71,7	50,6	142%	NG	NG
26	225,5	0,9	8	1030	916	106,9	120,2	52,4	229%	NG	NG
27	40,3	78,6	8	1030	515	19,1	38,2	69,9	55%	NG	NG
28	61,5	78,6	8	1030	#NUM!	29,2	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
29	40,3	117	8	1030	#NUM!	19,1	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!

Berdasarkan hasil perhitungan teknis sebagaimana Tabel 4, diameter pipa terpilih untuk semua Opsi yaitu dia. 10 inch untuk penyaluran gas dengan volume 40,3 MMScfd dan dia. 12 inch untuk penyaluran dengan volume 61,5 MMScfd. Untuk penyaluran gas dengan volume 144,2 MMScfd dan 225,5 MMScfd diameter pipa terpilih sebagaimana Tabel 5.

Tabel 5. Perhitungan Teknis Pipa Untuk Vol. 144,2-225.5 MMScfd

No.	Vol (MMScfd)	Jarak (km)	D (In.)	P1	P2	us (m/s)	us2 (m/s)	ue (m/s)	us2/ue	us	us2/ue (maks. 50%)
				psi	psi					maks. (17 m/s)	
1	144,2	0,9	18	1030	1029,1	13,5	13,5	49,4	27%	OK	OK
2	144,2	78,6	18	1030	946,5	13,5	14,7	51,6	29%	OK	OK
3	144,2	117	18	1030	902,9	13,5	15,4	52,8	29%	OK	OK
4	225,5	0,9	22	1030	1029,2	14,1	14,1	49,4	29%	OK	OK
5	225,5	78,6	22	1030	958,2	14,1	15,2	51,2	30%	OK	OK
6	225,5	117	22	1030	921,0	14,1	15,8	52,3	30%	OK	OK

Dari Tabel 5, dapat disimpulkan bahwa untuk penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT pada semua Opsi dengan volume 144,2 MMScfd layak secara teknis dengan menggunakan pipa diameter 18 inch dan untuk volume 225,5 MMScfd dengan diameter pipa 22 inch.

Khusus untuk Opsi 3 sebagaimana diuraikan pada bagian A.3, terdapat keterbatasan diameter pipa *existing* yaitu 12 inch dan berdasarkan perhitungan pada Tabel 4 ditunjukkan bahwa pipa dengan diameter 12 inch mampu menyalurkan gas dengan volume sampai dengan 61,5 MMScfd. Penyaluran dengan volume 144,2 MMScfd untuk Opsi 3 akan bisa dijalankan bila dilakukan *upgrading* pipa *existing* diameter 12 inch menjadi 18 inch oleh pemilik pipa dan hal ini memerlukan kesepakatan bersama diantara para pihak terkait.

Penentuan ketebalan pipa untuk penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT sangat penting untuk memastikan keamanan penyaluran gas dan masa pemakaian pipa dapat bertahan lama. Perhitungan ketebalan pipa hanya dilakukan untuk ukuran diameter pipa yang memenuhi persyaratan teknis, dengan menggunakan rumus (6) untuk menentukan t design dan rumus (7) untuk menentukan tebal material pipa (t_m). Material pipa gas yang lazim digunakan yaitu carbon steel seamless pipe API 5L grade X52. Pipa jenis ini mempunyai yield strength sebesar 52200 psi. Perhitungan tebal pipa dengan menggunakan rumus (6) dan rumus (7) didapat hasil sebagaimana Tabel 6.

Tabel 6. Tebal Pipa Gas

D	S	E	W	P	Y	t design	corrosion allow. 3 mm	mill tolerance 12,5%	t_m pipa (inch)
10	52200	0,8	0,9	1030	0,4	0,136	0,118	0,032	0,285
12	52200	0,8	0,9	1030	0,4	0,163	0,118	0,035	0,316
14	52200	0,8	0,9	1030	0,4	0,190	0,118	0,038	0,346
18	52200	0,8	0,9	1030	0,4	0,244	0,118	0,045	0,407
22	52200	0,8	0,9	1030	0,4	0,298	0,118	0,052	0,468

Persyaratan ketebalan pipa sebagaimana Tabel 6 tersebut dapat dipenuhi dari proses produksi yang mengikuti standar ketentuan ASME B.36.10M-2015 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Ketebalan Pipa Gas Berdasarkan ASME B.36.10M-2015

NPS	OD, In.	Wall Thicknes, In.	Plain End Weight, lb/ft	Std, XS, XXS	Sch. No.	DN	OD, mm	SI Units	
								Wall Thicknes, mm.	Plain End Weight, kg/m
10	10,75	0,365	40,52	STD	40	250,0	273,0	9,27	60,29
10	10,75	0,500	54,79	XS	60	250,0	273,0	12,70	81,53
12	12,75	0,375	49,61	STD	-	300,0	323,8	9,53	73,86
12	12,75	0,500	65,48	XS	-	300,0	323,8	12,70	97,44
14	14	0,438	63,50	-	40	350,0	355,6	11,13	94,55
14	14	0,500	72,16	XS	-	350,0	355,6	12,70	107,40
18	18	0,375	70,65	STD	-	450,0	457,0	9,53	105,17
18	18	0,500	95,54	XS	-	450,0	457,0	12,70	139,16
22	22	0,562	128,79	-	-	550,0	559,0	14,27	191,70
22	22	0,500	114,92	XS	30	550,0	559,0	12,70	171,10

3.1.4. Perhitungan kebutuhan LNG dan skenario Pemanfaatan kontrak LNG PLN

Kontrak pembelian LNG antara PLN dengan BP Tangguh saat ini dengan volume 60 kargo per tahun digunakan untuk memenuhi kebutuhan gas pembangkit Aceh dan Sumatera Utara melalui terminal regasifikasi Arun, pembangkit di Jawa Barat, pembangkit Pesanggaran (Bali) dan pembangkit Gorontalo. Berdasarkan kebutuhan gas yang tercantum dalam RUPTL PLN 2021-2030 dan pendekatan empiris 1 BBtu = 44,4 m³ LNG, maka pemanfaatan LNG Tangguh seperti Tabel 8. Pasokan gas dari LNG Tangguh ke pembangkit MT masih memungkinkan dan akan mengurangi ToP kontrak LNG yang saat ini nilainya sekitar Rp 224 M/kargo. Potensi ToP pada Tabel 8 tersebut masih dapat diminimalisir dengan digunakan untuk operasional PLTGU Jawa 1 bila dioperasikan dengan AFp 60% (sesuai ketentuan kontrak) dimana kebutuhan rata-rata sejumlah 19,9 kargo per tahun seperti ditunjukkan pada Tabel 9.

Tabel 8. Skenario Pemanfaatan LNG Tangguh Berdasarkan Demand Gas RUPTL 2021-2030

URAIAN	TAHUN							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kargo Kontrak LNG 1	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Deferal kargo 2020 (10 kargo)	0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	0	0
Kargo Kontrak LNG 2	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Jumlah Kargo Kontrak	60,0	61,0	62,0	62,0	62,0	63,0	60,0	60,0
Kebutuhan kargo Arun	12,6	6,7	3,8	3,0	3,0	2,8	2,8	2,8
Kebutuhan kargo PLTGU Jawa 1	9,3	9,7	9,5	9,4	9,5	9,6	9,4	9,7
Kebutuhan kargo MK-Priok	31,5	31,5	30,1	29,2	29,1	29,1	29,5	29,3
Kebutuhan kargo MT	6,4	6,4	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Kebutuhan kargo Bali	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Kebutuhan kargo Gorontalo	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Jumlah kebutuhan kargo	64,0	58,6	55,5	53,7	53,8	53,6	53,7	53,9
Kelebihan Kargo Kontrak	0,0	2,4	6,5	8,3	8,2	9,4	6,3	6,1
Opsi Downward Quantity Tolerance (s/d 6 kargo)	0,0	2,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Potensi TOP	0,0	0,4	0,5	2,3	2,2	3,4	0,3	0,1

Tabel 9. Skenario Pemanfaatan LNG Tangguh Untuk Demand Gas PLTGU Jawa 1 Dengan AFp 60%

URAIAN	TAHUN							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kargo LNG SPA 1	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Deferal kargo 2020 (10 kargo)	0,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	0,0	0,0
Kargo LNG SPA 2	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Jumlah Kargo Kontrak	60,0	61,0	62,0	62,0	62,0	63,0	60,0	60,0
Kebutuhan kargo Arun	12,6	6,7	3,8	3,0	3,0	2,8	2,8	2,8
Kebutuhan kargo PLTGU Jawa 1	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
Kebutuhan kargo MK-Priok	31,5	31,5	30,1	29,2	29,1	29,1	29,5	29,3
Kebutuhan kargo MT	6,4	6,4	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Kebutuhan kargo Bali	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Kebutuhan kargo Gorontalo	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Jumlah kebutuhan kargo	74,6	68,7	65,9	64,2	64,1	63,9	64,2	64,1
Potensi ToP, bila tidak digunakan MT	0,0	0,0	7,9	5,7	5,7	6,9	3,7	3,8

3.2. Kajian tarif midstream dan potensi efisiensi dibandingkan dengan biaya midstream dari FSRU existing

Berdasarkan pemilihan diameter pipa yang memenuhi persyaratan teknik pada semua Opsi yaitu dia 10inch untuk penyaluran volume 40,3 MMScfd, diameter 12 inch untuk volume 61,5 MMScfd dan 18 inch untuk volume 144,2 MMScfd serta diameter 22 inch untuk volume 225,5 MMScfd pada Opsi 1 dan Opsi 2, akan dilakukan perhitungan finansial untuk mengetahui opsi mana yang paling murah. Kajian finansial dilakukan untuk menghitung besarnya tarif *midstream* yaitu tarif regasifikasi FSRU ditambah *toll fee* atas pembangunan pipa baru dengan menggunakan asumsi sebagai berikut;

- Biaya pembangunan (investasi) pipa baru jalur darat sebesar USD 65/inch/m, laut sebesar USD 97/inc/m.
- Perhitungan *toll fee* pipa *dedicated* hilir di sistem pipa gas Jawa Barat sebagaimana Gambar 2 menggunakan USD 30/inch/m.
- IRR = WACC PLN (9,7%).
- Debt Equity ratio = 70% : 30%.
- Umur keekonomian selama 20 tahun.

Perhitungan *toll fee* dengan menggunakan asumsi tersebut menghasilkan tarif *toll fee*, efisiensi berupa penurunan tarif *midstream* dibandingkan tarif *midstream* FSRU Jawa Barat dan FSRU Lampung sebagaimana Tabel X dan Tabel XI, sedangkan nilai efisiensi yang didapat dan *pay back period* investasi pipa baru yaitu membandingkan investasi dengan efisiensi yang didapat ditampilkan pada Tabel XII. Dari hasil perhitungan finansial sebagaimana Tabel XX, didapat kesimpulan bahwa semua Opsi penyaluran gas mempunyai tarif *midstream* yang lebih murah daripada tarif *midstream* FSRU Lampung, dan bila dibandingkan dengan tarif *midstream* FSRU Jawa Barat maka biaya *midstream* yang lebih murah yaitu Opsi 1 dengan volume 144,2 – 225,5 MMScfd dan semua volume Opsi 3.

Tabel 10. Tarif *Midstream* FSRU Jawa 1

Opsi	Mode	Jarak (m)	Dia. Pipa (In.)	Vol. (MMScfd)	Biaya Regas FSRU Jawa 1	Toll Fee Pipa baru	Biaya <i>Midstream</i> (USD/MMBtu)					Total
							Cilamaya- Citarik	Citarik -Tegal Gd	Tegal Gd - Pondok Tgh	Pdk Tgh - MT	Jml	
Opsi 1	Penyaluran via pipa darat	78600	10	40,3		0,623						1,4734
			12	61,5		0,495						1,3450
			18	144,2		0,325						1,1746
			22	225,5		0,259	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1,1086
Opsi 2	Penyaluran via pipa laut	117000	10	40,3		1,358						2,2078
			12	61,5		1,072						1,9224
			18	144,2	0,85	0,694						1,5441
			22	225,5		0,547						1,3973
Opsi 3	Penyaluran via Jumperline ke SKG Cilamaya	900	10	40,3		0,0291						1,2285
			12	61,5		0,0276						1,2270
							0,048	0,154	0,1059	0,0414	0,3494	
			18*)	144,2		0,0256						1,2251

*) perlu dilakukan upgrading pipa existing di SKG Cilamaya dan jaringan sistem pipa gas Jawa Barat

Tabel 11. Biaya *Midstream* FSRU Jawa 1 dibandingkan dengan Biaya *Midstream* FSRU Existing

Opsi	Mode	Jarak (m)	Dia. Pipa (Inch)	Vol. (MMScfd)	Tariff <i>Midstream</i> ke MT (USD/MMBtu)			Selisih (USD/MMBtu)	
					FSRU Jawa 1	FSRU Jawa Barat **)	FSRU Lampung	FSRU Jawa Barat	FSRU Lampung
a	b	c	d	e	f	g	h	i = g - f	j = h - f
Opsi 1	Penyaluran via pipa darat	78600	10	40,3	1,4734			-0,1913	0,8466
			12	61,5	1,3450			-0,0628	0,9750
			18	144,2	1,1746			0,1075	1,1454
			22	225,5	1,1086			0,1736	1,2114
Opsi 2	Penyaluran via pipa laut	117000	10	40,3	2,2078			-0,9256	0,1122
			12	61,5	1,9224			-0,6403	0,3976
			18	144,2	1,5441	1,282	2,32	-0,2619	0,7759
			22	225,5	1,3973			-0,1152	0,9227
Opsi 3	Penyaluran via Jumperline ke SKG Cilamaya	900	10	40,3	1,2285			0,0537	1,0915
			12	61,5	1,2270			0,0551	1,0930
			18*)	144,2	1,2251			0,0571	1,0949

*) perlu dilakukan upgrading pipa existing di SKG Cilamaya dan sistem jaringan pipa gas Jawa Barat

**) perlu upgrading kapasitas FSRU Jabar

Tabel 12. Nilai Efisiensi Biaya *Midstream* FSRU Jawa 1 dan *Pay Back Period*

Ops	Jarak (km)	Dia. (Inch)	Volume		Penurunan Tarif Midstream (USD/MMBtu)		Efisiensi Biaya (USD/tahun)		Pay back Period (Tahun)		
			MMS cfd	BBtud	Thd FSRU Jabar	Thd FSRU Lampu ng	Thd FSRU Jabar **)	Thd FSRU Lampung	Investasi	Thd FSR U Jabar	Thd FSRU Lampung
a	b	c	d	$e=d*1,039$	f	g	$h=e*10^3*f*365$	$i=e*10^3*g*365$	j	$k=j/h$	$l=j/i$
Ops 1	78,6	10	40,3	41,9	N/A	0,8466	N/A	12.947.033,6	51.090.000	N/A	3,9
		12	61,5	63,9		0,9750		22.741.205,4	61.308.000		2,7
		18	144,2	149,8	0,1075	1,1454	5.878.299,7	62.625.026,7	91.962.000	15,64	1,5
		22	225,5	234,3	0,1736	1,2114	14.844.104	103.600.833,9	112.398.000	7,6	1,1
Ops 2	117	10	40,3	41,9	N/A	0,1122	N/A	1.716.164,5	113.490.000	N/A	66,1
		12	61,5	63,9		0,3976		9.272.949,0	136.188.000		14,7
		18	144,2	149,8		0,7759		42.426.325,4	204.282.000		4,8
		22	225,5	234,3		0,9227		78.909.030,5	249.678.000		3,2
Ops 3	0,9	10	40,3	41,9	0,0537	1,0915	820.787,4	16.693.203,0	585.000	0,71	0,04
		12	61,5	63,9	0,0551	1,0930	1.286.057,4	25.492.438,3	702.000	0,55	0,03
		18*)	144,2	149,8	0,0571	1,0949	3.121.527,2	59.868.254,3	1.053.000	0,34	0,02

*) perlu dilakukan upgrading pipa existing di SKG Cilamaya dan sistem jaringan pipa gas Jawa Barat

**) perlu upgrading kapasitas FSRU Jabar

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1. Kesimpulan

1. Penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT sangat memungkinkan untuk menambah pasokan gas ke pembangkit MT dari rata-rata saat ini sejumlah 41,58 BBtud menjadi 63,9 Bbtud, bahkan dapat meningkat sampai dengan 234,3 Bbtud dan menambah sumber pasokan gas ke pembangkit MT sehingga pasokan lebih fleksible dan availability-nya meningkat serta meningkatkan utilisasi FSRU Jawa 1.
2. Penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT memberikan efisiensi yang signifikan berupa penurunan tarif midstream bila dibandingkan dengan tarif midstream FSRU Lampung dengan potensi efisiensi antara USD 1,7 – 103,6 juta per tahun, dimana Opsi 1 (dia. 22 inch, vol 225,5 MMScfd) menghasilkan potensi efisiensi terbesar yaitu USD 103,6 juta per tahun dan terhadap FSRU Jawa barat sebesar USD 14,8 juta per tahun. Opsi 3 juga lebih murah bila dibandingkan tarif midstream FSRU Jawa Barat dengan potensi efisiensi antara USD 0,82 – 3,12 juta per tahun.
3. Penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT dengan memanfaatkan LNG Tangguh sangat memungkinkan dan dapat mengurangi risiko terkena ToP antara 3,7-7,9 kargo per tahun yang nilainya sebesar Rp 224 M/kargo.

4.2. Saran

1. Perlu penetapan demand gas pembangkit MT dari pejabat/divisi yang berwenang sebagai basis perhitungan kelayakan penyaluran gas dari FSRU Jawa 1 ke pembangkit MT.
2. Perlu dilakukan studi kelayakan lebih lanjut untuk menentukan parameter teknis, lingkungan, legal termasuk perijinan dan kelayakan secara finansial serta manajemen risiko.
3. PLN Group sebaiknya mengambil peranan penting dan strategis dalam bisnis dan operasi infrastruktur gas khususnya yang melibatkan utilisasi FSRU Jawa 1 mengingat FSRU Jawa 1 sebagai satu kesatuan PPA yang akan menjadi milik PLN di akhir masa kontrak, antara lain;
 - a) Dalam jangka pendek membangun pipa jumperline dari ORF Jawa 1 ke SKG Cilamaya, berikut dengan aktivitas yang diperlukan untuk penyaluran gas ke pembangkit MT sampai dengan volume 63,9 BBtud.
 - b) Untuk kebutuhan jangka panjang, bila diperlukan pasokan gas ke pembangkit MT lebih dari 63,9 BBtud mulai mempersiapkan rencana pembangunan pipa dedicated jalur darat sepanjang 78,6 km berikut dengan aktivitas yang diperlukan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kementerian ESDM, 2021, Keputusan Menteri ESDM No. 188.K/HK.02/MEM.L/2021 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 Sampai Dengan 2030.
- [2] Mohitpour, M., Golshan, H., dan Murray, A., 2006, "Pipeline Design & Construction: A Practical Aproach", Third Edition, ASME Press, New York.
- [3] Bagajewicz, Miguel, 2023, "Pipeline Engineering Fluid Flow", Lecturer Note, University of Oklahoma.
- [4] The American Society of Mechanical Engineers, 2020, "ASME B31.3-2020 Process Piping ASME Code for Pressure Piping", The American Society of Mechanical Engineers, New York.