

# Desain Pabrik LNG dengan Proses Refrigerasi Propane Pre-Cooled Mixed Refrigerant (C<sub>3</sub>MR) di Bangkudulis, Kalimantan Utara

Belva Angeline Novandira, Arief Widjaja, dan Justian Immanuel Integrity  
 Departemen Teknik Kimia, Fakultas Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)  
 e-mail: arief\_w@chem-eng.its.ac.id

**Abstrak**—Indonesia diketahui memiliki cadangan gas alam yang berlimpah dengan total per tahun 2021 yaitu sebesar 60,61 TSCF atau sekitar 6,061,000 MMSCFD menjadikannya energi primer terbanyak ketiga setelah minyak bumi dan batu bara. Pemanfaatan gas alam pun mulai dilakukan sebagai salah satu solusi dalam pemenuhan kebutuhan berbagai sektor di Indonesia. Pengolahan gas alam menjadi produk Liquefied Natural Gas (LNG) menempati urutan pertama dalam presentase pemanfaatan gas alam. Untuk memenuhi kebutuhan akan LNG, dilakukan perancangan pabrik LNG yang berlokasi di Bangkudulis, Kalimantan Utara. Kalimantan diketahui memiliki potensi sumber gas alam yang cukup besar dengan cadangan terbukti sebesar 2924,71 per tahun 2021. Kapasitas produksi pada pabrik ini sebesar 250 MMSCFD. Empat unit yang digunakan dalam proses pengolahan pabrik LNG ini yaitu unit separasi dengan *two phase horizontal separator*, aMDEA *Acid Removal Gas*, *Dehydration* menggunakan *molecular sieve* berukuran 4A, 5A, dan 13X, fraksinasi menggunakan 2 fraksinatur yaitu *de-ethanizer* dan *de-butanizer*, serta likuifaksi C<sub>3</sub>MR. Produk utama yang dihasilkan pabrik ini adalah LNG sebesar 181.085,70 kg/jam (211,5 MMSCFD) dengan produk samping LPG sebesar 22.921,890 kg/jam dan kondensat sebesar 7.245,16 kg/jam. Pabrik LNG ini memiliki kebutuhan panas atau energi sebesar 38.218,34 kW. Untuk mendirikan pabrik ini, diperlukan *Total Capital Investment (TCI)* sebesar Rp 12.443.702.392.877,70 dengan perkiraan umur pabrik selama 10 tahun. Perhitungan untuk menganalisis ekonomi dilakukan dan diperoleh nilai IRR sebesar 22,52%, dengan waktu pengembalian modal (POT) selama 4,54 tahun dan BEP sebesar 28,28%.

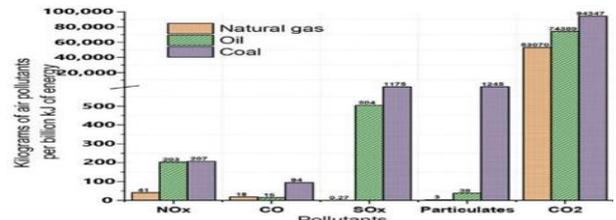
**Kata Kunci**—C<sub>3</sub>MR, Gas Alam, likuifaksi, LNG.

## I. PENDAHULUAN

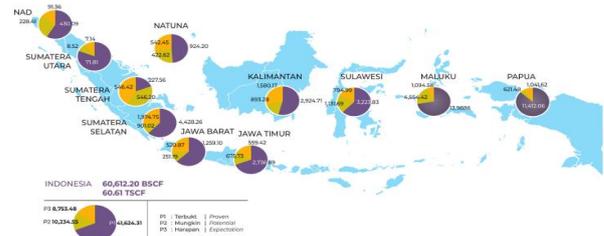
**G**AS alam merupakan campuran yang tersusun dari gas-gas hidrokarbon yang mudah terbakar dan memiliki penyusun utama metana (CH<sub>4</sub>). Dengan meningkatnya kebutuhan energi, permintaan gas alam dunia akan meningkat melebihi 50% di tahun 2024 dibandingkan tahun 2014. Berdasarkan data *Annual Energy Outlook (AEO)* pada 2013, 63% kebutuhan listrik dari 2012 hingga 2030 diprediksi akan diproduksi menggunakan pembakaran gas alam (*NG-fired plants*).

Kapasitas yang dihasilkan akan menjadi 2 kali lebih banyak dibandingkan prediksi kapasitas yang dihasilkan oleh energi baru terbarukan (31%), nuklir (3%) dan batu bara [1]. Sebagai alternatif energi, gas alam memiliki emisi CO<sub>2</sub> yang lebih rendah per satuan energi hingga 29%-44% dibandingkan dengan minyak dan batu bara (Gambar 1) [2].

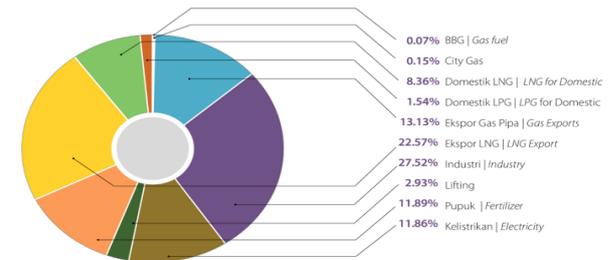
Cadangan gas alam di Indonesia terbukti berada pada kisaran 41,62 TSCF pada tahun 2021 dengan cadangan potensial sebesar 18,99 TSCF (Gambar 2), dengan wilayah utama penghasil gas alam yakni Kalimantan Timur, Sumatera



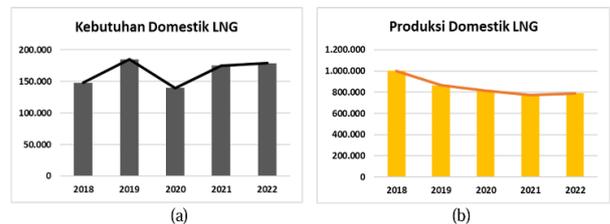
Gambar 1. Analisis polusi udara gas alam dibandingkan dengan minyak dan batu bara.



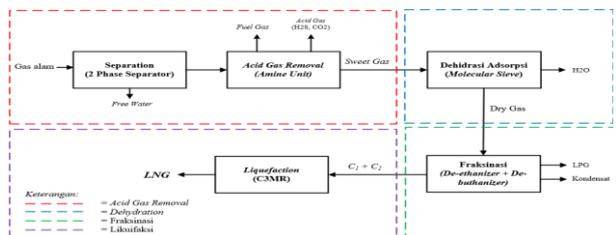
Gambar 2. Peta sebaran cadangan gas alam di Indonesia.



Gambar 3. Pemanfaatan gas alam dalam negeri 2016-2021.



Gambar 4. a) Trendline kebutuhan domestik LNG dan b) Produksi domestik LNG.



Gambar 5. Diagram balok proses produksi LNG.

Utara, Sumatera Selatan dan Kepulauan Natuan [3].

Selain dimanfaatkan sebagai sumber energi, gas alam dapat dijadikan sebagai komoditas ekspor ke berbagai macam

Tabel 1.  
Komposisi Gas Alam di Bangkudulis

Komponen	Jumlah (%mol)
CH <sub>4</sub>	0,79
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,067
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,029
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,005
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,005
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,002
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,001
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,002
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,002
CO <sub>2</sub>	0,085
N <sub>2</sub>	0,004
H <sub>2</sub> S	0,0002
H <sub>2</sub> O	0,010

Tabel 2.  
Komposisi Produk LNG PT. Badak LNG

Komponen	Jumlah	
Metana (C1)	%mol	Min. 90,0
Etana (C2)	%mol	Maks. 5,0
Propana (C3)	%mol	Maks. 3,5
Butana (C4)	%mol	Maks. 1,5
Pentana (C5)	%mol	Maks. 0,02
Nitrogen (N2)	%mol	Maks. 0,05
Hg	ppb	0
H <sub>2</sub> S	gram/100 SCF	Maks. 0,25
Belerang	gram/SCF	1,3
Fasa		Cair
Temperature	°C	-158
Tekanan	kg/cm <sup>2</sup> g	0,07
Warna		Tidak berwarna
Bau		Berbau hidrokarbon
Densitas	kg/m <sup>3</sup>	453
Nilai kalor (HHV)	Btu/SCF	1105-1165

negara. Komoditas ekspor yang dapat dilakukan adalah kegiatan ekspor Liquefied Natural Gas (LNG). Berdasarkan ESDM (2021), LNG menempati 8,36% dari total pemanfaatan gas alam (Gambar 3).

Pasar global LNG saat ini telah mengalami perkembangan hingga mencapai 316,5 juta ton pada tahun 2018. Rata rata pertumbuhan pasar dari 2015-2020 mencapai 5,7% tiap tahunnya [4]. Kegiatan ekspor dilakukan ke beberapa negara untuk menunjang perekonomian Indonesia seperti Cina, Jepang, Korea, Thailand, dan lainnya. Negara Cina merupakan negara tujuan dengan nilai ekspor LNG terbesar yaitu 255,084,626.

Pada ranah domestik, kebutuhan LNG sempat mengalami penurunan pada tahun 2017 dan 2020 kemudian meningkat kembali pada tahun 2021 menjadi 479,27 BBTUD (Billion British Thermal Unit per Day) [5].

Berdasarkan data SKK Migas, proyeksi produksi LNG dari tahun 2016 hingga 2021 mengalami penurunan menjadi 14,712,243 M.Ton. Penurunan produksi LNG mendorong pemerintah dalam memprioritaskan penggunaan LNG untuk kebutuhan domestik dengan tujuan untuk meningkatkan nilai tambah dan mendukung peningkatan daya saing industri dalam negeri. Hal ini menyebabkan penurunan kegiatan ekspor hingga 47,897.574 MMBTU [3].

Kebutuhan domestik LNG ditargetkan meningkat tiap tahunnya dimana dalam RPJMN 2020-2024, target pemanfaatan meningkat dari tahun 2020 sebesar 64% hingga 68% di tahun 2024.

Upaya pemerintah dalam meningkatkan produksi gas antara lain mendorong percepatan eksplorasi dan

Tabel 3.  
Spesifikasi LPG Campuran (C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>)

Komponen	Jumlah	
Sulfur	grains/100 cuft	Maks. 15
H <sub>2</sub> O	% vol	Tidak ada air bebas
Etana (C <sub>2</sub> )	% vol	Maks 0,8
Propana & Butana	% vol	Min. 97
C <sub>5</sub> +	% vol	Maks. 2
Etil-Butil (Merkaptan)	lb/10000 AG	Min 1
Tekanan Uap (100°F)	psig	Maks. 145

Tabel 4.  
Spesifikasi Kondensat

Spesifikasi	Jumlah
C <sub>5</sub> +	Maks. 15
Reid Vapor Pressure (37,8°C)	<68,95 kPa

Tabel 5.  
Distribusi dan Tujuan Pasar Produk Pabrik LNG

Pembangkit Listrik				
Provinsi	Pembangkit Listrik	Kapasitas (MW)	Kebutuhan (MMSCFD)	Gas
Jawa Timur	PLTD	62,78	12,556	
Jambi	PLTG	161,77	32,354	
Provinsi Lampung	Pembangkit Listrik FRSU Labuhan Maringgai		180	Kebutuhan Gas
Total			224,91	

Tabel 6.  
Target dan Letak Pasar Pabrik LNG di Bangkudulis

Target Pasar	Letak	Jarak	Kebutuhan (MMSCFD)
PLTD Jawa Timur	Jawa Timur	±1600 km	12,566
PLTG Jambi	Jambi	±2600 km	32,354
FRSU Labuhan Maringgai	Lampung	±2200 km	180

pengembangan blok migas, penerapan teknologi terkini dan tepat guna, mengupayakan metode baru untuk penemuan *resources & reserve s, monitoring* proyek pengembangan lapangan *on stream* tepat waktu dan pemeliharaan untuk meningkatkan keandalan fasilitas produksi.

## II. DATA DASAR PER ANCANGAN

### A. Ketersediaan dan Kualitas Bahan Baku dan Produk

Pemilihan lokasi sumber gas alam menjadi faktor penting dalam dasar perencanaan suatu pabrik. Sebagai daerah dengan cadangan gas alam yang cukup melimpah yaitu sebesar 2.924,71 BSCF (Gambar 2), Kalimantan dipilih menjadi lokasi sumur gas pabrik ini lebih spesifiknya berada di Lapangan Bangkudulis, Kabupaten Tana Tidung, Kalimantan Utara dengan komposisi gas alam yang terlihat di Tabel 1 Hasil eksplorasi sementara memberikan data bahwa cadangan minyak dalam perut buminya terdapat lebih dari 9 juta barrel dan cadangan gasnya lebih dari 90 milyar kaki kubik.

### B. Produk Utama & Samping

Produk utama pabrik ini adalah *Liquefied Natural Gas* (LNG). Kandungan utama yang harus dimiliki dalam spesifikasi target dari LNG yaitu metana (CH<sub>4</sub>) dengan kisaran 87-96 % mol. Selain LNG, LPG, dan kondensat sebagai produk yang bernilai jual juga diproduksi sebagai hasil *recovery* hasil samping dan sisa produksi LNG, yaitu senyawa karbon C<sub>3</sub> ke atas, menjadi produk samping yang

Tabel 7.  
Neraca Massa Aliran Masuk

Keterangan	Laju alir massa (kg/jam)
Feed Gas	262.975,983
Make-up Solvent MDEA	2.726,073
Total Masuk	265.702,056

Tabel 8.  
Neraca Massa Aliran Keluar

Keterangan	Laju alir massa
Produk LNG	181.085,705
Produk LPG	22.921,890
Produk Kondensat	7.245,158
Feed Gas Free Water	2.139,970
Fuel Gas	928,086
Acid Gas	48.992,4
Dehydration Waste Water	126,495
Purge Gas	2.262,351
Total Keluar	265.702,056

Tabel 9.  
Komposisi Produk LNG

Komponen	Laju Alir Massa (kg/jam)	Fraksi Massa	Fraksi Mol
CH <sub>4</sub>	155023,118	0,856	0,856
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	24865,505	0,137	0,137
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	15,706	0,000087	0,000
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,001	0,000000003	0,000
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,000	0,0000	0,000
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000	0,0000	0,000
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000	0,0000	0,000
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,000	0,0000	0,000
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000	0,0000	0,000
CO <sub>2</sub>	7,610	0,000042	0,000
N <sub>2</sub>	1173,567	0,006	0,006
H <sub>2</sub> S	0,197	0,000001	0,000
H <sub>2</sub> O	0,000	0,0000	0,000
Total	181085,705	1	1
MMSCFD	211,5 MMSCFD		

Tabel 10.  
Komposisi Produk LPG

Komponen	Laju Massa	Alir	Fraksi Massa	Fraksi Mol
CH <sub>4</sub>	0,000		0,000	0,000
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	114,088		0,005	0,005
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	15691,480		0,685	0,685
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3423,219		0,149	0,149
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3639,974		0,159	0,159
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	48,059		0,002	0,002
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	5,064		0,0002	0,000
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,006		0,0000003	0,000
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000		0,000	0,000
CO <sub>2</sub>	0,000		0,000	0,000
N <sub>2</sub>	0,000		0,000	0,000
H <sub>2</sub> S	0,000		0,000	0,000
H <sub>2</sub> O	0,000		0,000	0,000
Total	22921,890		1	1

Tabel 11.  
Komposisi Produk Kondensat

Komponen	Laju Massa	Alir	Fraksi Massa	Fraksi Mol
CH <sub>4</sub>	0,000		0,000	0,000
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,000		0,000	0,000
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,382		0,00005	0,000
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	32,567		0,0045	0,004
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	289,064		0,0399	0,040
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1555,868		0,215	0,215
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	844,025		0,116	0,116
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1649,877		0,228	0,228
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	2873,306		0,397	0,397
CO <sub>2</sub>	0,000		0,000	0,000
N <sub>2</sub>	0,000		0,000	0,000
H <sub>2</sub> S	0,000		0,000	0,000
H <sub>2</sub> O	0,000		0,000	0,000
Total	7245,158		1	1

Tabel 12.  
Spesifikasi Produk Pabrik

Parameter	Satuan	Nilai Spesifikasi	Hasil Produk
(C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> )	%mol	Min. 90	99,3
Gross Heating Value	BTU/SCF	1050-1170	1055
LNG Density	kg/m <sup>3</sup>	± 453	439,3
C <sub>2</sub>	% vol	≤0,8	0,005
C <sub>3</sub> & C <sub>4</sub>	% vol	Min. 96	99,3
Water Content	lb/MMSCF	0	0
Reid Vapor Pressure	kPA	<68,95	63,89

Tabel 13.  
Daftar Kebutuhan Panas Peralatan

Nama alat	Kode alat	Kebutuhan Panas (kJ/jam)	Kebutuhan Panas (kW)
Absorber FEED Heater	E-122	16911047,70	4.698
Amine Regen Reboiler	E-136	10622986,83	2.951
Regen Gas Heater	E-212	1693591,52	470
De-ethanizer Reboiler	E-313	39394307,88	10.943
De-buthanizer Reboiler	E-323	68964086,61	19.157
Total		137586020,54	38218,34

Tabel 14.  
Daftar Kebutuhan Power Peralatan

Nama alat	Kode alat	Kebutuhan Power (kW)
Lean Amine Mixer	M-124	51,05
Lean Amine Pump	L-125	6322,58
Rich Amine Mixer	M-133	131,16
Dehydration Feed Gas Mixer	M-211	33,82
Dehydration Compressor	G-215	0,74
Liquefaction Inlet Compressor	G-411	418,38
Propane Compressor	G-412	10143,86
Mixed Refrigerant Mixer	M-433	11,36
MR 1st Stage Compressor	G-434	10411,03
MR 2nd Stage Compressor	G-436	1672,33
MR 3rd Stage Compressor	G-438	1233,42
LPG Pump	L-511	48,20

bernilai. Dalam memproduksi tiap produk utama (LNG) dan produk samping (LPG dan kondensat), ditetapkan spesifikasi untuk memenuhi kualitas pasar yang memadai seperti pada Tabel 2, Tabel 3, dan Tabel 4 [6].

C. Kapasitas Pabrik

Kapasitas produksi menjadi faktor lainnya yang perlu diperhatikan dalam keberlangsungan pendirian pabrik. Penentuan kapasitas pabrik dipengaruhi oleh seberapa besar kebutuhan produk dalam negeri dan kebutuhan produk pada pasar internasional. Berdasarkan Gambar 4, terlihat bahwa kebutuhan domestik LNG Indonesia meningkat pada 2020-2022. Berbanding terbalik dengan kegiatan produksi

(Gambar 4), keti daksetimbang an *supply demand* terjadi karena menurunnya produksi dalam negeri sedangkan kebutuhan domestik cenderung me ningkat [6]. Pasar domestik LNG di Indonesia menjadi acuan dalam penentuan kapasitas pabrik karena kegiatan ekspor In donesia mengalami penurunan. PT Badak LNG menjadi salah satu dari 3 pabrik LNG yang saat ini masih aktif beroperasi di Bontang, Kalimantan. Kapasitas produksi LNG Badak dapat mencapai 22,5 juta ton/tahun atau setara 1.107. 274 MMSCF, dengan kapasitas gas alam yang bisa di proses sebesar 3.700 MMSCFD. Hal ini men unjukkan sumur yang ada di pulau Kalimantan memiliki cadangan gas yang besar.

Penggunaan gas alam sebagai sumber energi diterapkan pada pembangkit Listrik sebagai bahan bakar, sehingga

Tabel 15.  
Daftar Alat dan Harga Alat

Kode Alat	Nama Alat	Jumlah	Harga/ Unit (\$)	Indeks Tahun
H-110	FEED Gas Separator	3	37.367	2019
D-120	Absorber Column	1	423.300	2019
E-122	Absorber FEED Heater	1	14.100	2019
M-124	Lean Amine Mixer	3	27.500	2002
L-125	Lean Amine Pump	5	70.940	2019
E-126	Lean Amine Cooler	5	113.780	2019
E-127	Sweet Gas Cooler	6	6.917	2019
H-128	Sweet Gas Separator	3	28.233	2019
D-130	Amine Regeneration Column	1	345.500	2019
H-131	Amine Flash Drum	1	102.300	2019
E-132	Amine Heat Exchanger	3	100.100	2002
M-133	Rich Amine Mixer	3	30.000	2019
E-134	Acid Gas Cooler	1	85.300	2019
H-135	Regenerator Reflux Drum	1	18.400	2019
E-136	Regenerator Reboiler	2	318.800	2019
D-210	Molecular Sieve Dehydration Column	3	278.500	2014
M-211	Dehydration FEED Gas Mixer	6	4.500	2019
E-212	Regeneration Gas Heater	1	13.000	2019
E-213	Saturated Gas Cooler	1	11.200	2019
H-214	Dehydration Gas Separator	1	24.400	2019
G-215	Dehydration Gas Compressor	1	622.700	2019
D-310	De-ethanizer Column	3	363.733	2019
E-312	De-ethanizer Condenser	3	164.600	2019
E-313	De-ethanizer Reboiler	1	17.100	2019
H-314	De-ethanizer Reflux Drum	1	52.200	2019
D-320	De-buthanizer Column	1	280.100	2019
E-322	De-buthanizer Condenser	2	51.750	2019
E-323	De-buthanizer Reboiler	1	109.000	2019
H-324	De-buthanizer Reflux Drum	1	28.000	2019
E-410	LNG Pre-cooling Box	1	3.290.000	2014
G-411	Liquefaction Inlet Compressor	1	2.188.800	2019
G-412	Propane Cycle Compressor	3	24.305.568	2019
E-413	Propane Cooler	6	80.183	2019
E-420	Mixed Refrigerant Phase Separator	4	67.025	2019
E-430	Main Cryogenic Heat Exchanger	1	3.823.000	2019
M-433	Cold Mixed Refrigerant Mixer	6	4.500	2019
G-434	Mixed Refrigerant 1st Stage Compressor	2	28.045.200	2002
E-435	Mixed Refrigerant 1st Stage Intercooler	6	35.267	2019
G-436	Mixed Refrigerant 2nd Stage Compressor	1	7.003.600	2019
E-437	Mixed Refrigerant 2nd Stage Intercooler	6	31.683	2019
G-438	Mixed Refrigerant 3rd Stage Compressor	1	3.203.500	2019
E-439	Mixed Refrigerant 3rd Stage Intercooler	6	109.283	2019
H-440	Purge Gas Separator	1	73.200	2019
F-510	LPG Storage Tank	2	182.200	2014
L-512	LPG Pump	2	354.700	2019
F-610	Condensate Storage Tank	2	423.100	2014
F-710	LNG Storage Tank	10	292.500	2014

pembangkit listrik dipilih menjadi target pasar dari pabrik LNG ini. Untuk menghitung kebutuhan gas (dalam MMSCF) untuk membangkitkan listrik 1 MW, perlu diketahui beberapa konversi penting: (1) 1 kWh = 0.2564 MMBTU. (2) 1 MMBTU = 0.00078 MMSCF. Dengan konversi ini, dapat dihitung kebutuhan gas (MMSCF) untuk listrik 1 MW. Karena 1 MW = 1000 kW, maka 1 MW selama satu jam sama dengan 1000 kWh. Jadi, kebutuhan gas untuk membangkitkan listrik 1 MW selama satu jam adalah 0,2 MMSCF/MW.

Selain digunakan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik nasional (PLN), LNG ini juga dapat digunakan sebagai utilitas oleh berbagai industri regasifikasi PGN LNG Indonesia (PLI), dengan kebutuhan LNG sebesar 240 MMSCFD di Lampung. Perusahaan PLI yang terletak di Lampung juga menjadi target penjualan dari pabrik ini, untuk dapat memenuhi minimal 75% kebutuhan dari unit regasifikasi PLI ini. Setelah meninjau target pasar domestik, ditentukan kebutuhan produksi yang diperhitungkan juga dari ketersediaan gas alam.

Kebutuhan target pasar didapatkan sebesar 224,91 (225 MMSCF), sehingga ditentukan produksi LNG pada pabrik ini adalah sebesar 225 MMSCFD (Tabel 5) [7]. Namun, kuantitas ini merupakan kapasitas produksi produk LNG, yakni 90% dari kapasitas total dikarenakan 10% dari kapasitas total (25 MMSCFD) digunakan sebagai kebutuhan utilitas seperti refrigerant. Dengan begitu, ditentukan kapasitas total pabrik ini adalah sebesar 250 MMSCFD.

#### D. Lokasi Pabrik

Sumur gas Bangkudulis merupakan sumber gas *onshore* yang berlokasi di daerah sungai Sesayap, Kabupaten Tana Tidung di provinsi Kalimantan Utara. Lokasi pabrik LNG dipilih berada di Bangkudulis, pulau Tarakan, Kalimantan Utara, yang berjarak sekitar 31 km dari lapangan gas Bangkudulis. Beberapa faktor penentuan lokasi pabrik adalah sebagai berikut:

##### 1) Letak Pasar

Penetapan pabrik dipilih berdasarkan kemudahan dalam melakukan distribusi produk ke konsumen (Tabel 6) [8].

Tabel 16.  
Harga Jual Produk

Produk	Produksi/tahun	Harga (\$)	Total Harga (\$)
LNG	73.633.725 mmbtu	\$9,00 /mmbtu	\$ 662.703.525
LPG	181.541.370 Kg	\$0,60 /gallon	\$ 108.924.822
Kondensat	529.589 barrel	\$48,00 /barrel	\$ 25.420.271
Total			\$ 797.048.618
Total dalam Rupiah			Rp12.747.198.545.629

Tabel 17.  
CAPEX dan OPEX

CAPEX			
Direct Production Cost	Rp		2.014.880.318.749,09
Fixed Cost	Rp		1.639.457.790.261,6
Plant Overhead Cost	Rp		619.379.340.510,1
General Expenses	Rp		1.920.075.955.581,4
Total	Rp		6.193.793.405.101,23
OPEX			
Fixed Capital Investment	Rp		10.577.147.033.946,00
Work Capital Investment	Rp		1.866.555.358.931,66
Total	Rp		12.443.702.392.877,70

## 2) Utilitas

Lapangan Bangkudulis memiliki akses air yang sangat mudah, meninjau dari lokasinya yang berada tepat, di sekitar perairan sungai Sesayap yang memiliki aliran sangat besar. Tidak hanya itu, sungai Sesayap ini juga bermuara dengan laut, yang memberikan keunggulan dalam penempatan dermaga untuk transportasi dan distribusi LNG.

## 3) Keadaan Geografis dan Iklim

Tarakan memiliki suhu yang cukup wajar untuk pabrik bisa beroperasi meskipun suhu tersebut tidak dapat dikatakan mendukung proses produksi dan penyimpanan LNG [9]. Lokasi pabrik terpilih dikelilingi oleh lahan dan hutan yang tak berpenghuni yang cukup luas. Kondisi topografi Kota Tarakan sangat variatif, pada daerah pesisir pantai memiliki topografi yang relatif datar yaitu antara 0-2 m di atas permukaan air laut. Sedangkan pada daerah yang bukan pantai atau pusat kota memiliki kemiringan landai dengan ketinggian antara 2-25 m di atas permukaan air laut.

## 4) Transportasi dan Tenaga Kerja

Pulau Tarakan memiliki pemukiman dan kota yang tidak kecil, meninjau akses transportasi darat mulai dari infrastruktur jalan, dapat dikatakan pulau ini memiliki akses yang cukup bagus untuk masuk ke daerah yang lebih jauh lagi dari perkotaan. Pulau Tarakan merupakan pulau kecil yang dikelilingi lautan, dekat dengan wilayah Malaysia, Filipina, dan beberapa negara Asia Tenggara di sekitar. Jalur air pengiriman dan transportasi yang biasa dilewati oleh perkapalan dapat melewati laut Jawa yang searah dengan letak pasar pabrik ini. Faktor tenaga kerja merupakan faktor penunjang pendirian pabrik yang berfungsi sebagai penggerak utama kegiatan operasional pabrik [8]. Berdasarkan data BPS tahun 2021 diketahui total penduduk usia kerja sebesar 199.688 orang.

# III. URAIAN PROSES TERPILIH

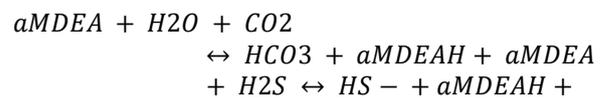
## A. Unit Separasi

Unit separasi bertujuan untuk melakukan pengkondisian terhadap gas alam yang akan menjadi bahan baku dalam proses pembuatan LNG dimana komponen gas berada dalam fase campuran (gas-liquid). Digunakan separator 2 fase tipe

knock out drum (KOD), unit H-110. KOD ini digunakan sebagai FEED Gas Separator untuk memisahkan gas alam mentah dari kandungan air bebas dan pengotor tidak esensial lainnya dalam proses produksi LNG (Gambar 5). Feed gas alam masuk pada FEED Gas Separator (H-110) pada tekanan 88,32 bar dan suhu 22,69 °C, memisahkan free water dan gas alam untuk dilanjutkan unit selanjutnya.

## B. Unit Acid Gas Removal

Pada unit ini, kandungan asam seperti H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> akan dihilangkan dari gas alam. Gas alam yang telah dilakukan separasi dialirkan menuju ke kolom absorber (D 120) untuk dilakukan proses penghilangan kadar asam dengan Bantuan pelarut amine yaitu aMDEA. Penyerapan *acid* menggunakan larutan amine memiliki reaksi sebagai berikut:



Larutan amine yang sudah mengandung CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S kemudian keluar kolom menuju *rich amine* flash tank (H-131). Pada *rich amine* flash tank, hidrokarbon yang terbawa oleh amine akan diuapkan dan digunakan sebagai *fuel gas* sehingga menyisakan amine yang akan keluar dari flash tank. Kemudian amine dinaikkan suhunya pada *Amine Heat Exchanger* (E-132) menggunakan media pemanas *lean amine* yang bebas dari kandungan asam saat berada di amine regeneration column (D-130). Larutan amine yang sudah dipanaskan akan diregenerasi di amine regeneration column (D-130). Pada kolom ini, *acid gas*, uap air, dan sedikit uap amine akan kolom menuju ke cooler (E-137). Kemudian campuran akan menuju ke amine regeneration reflux drum (H-138) dan akan digunakan lagi sebagai *reflux* pada amine regeneration column (D-130), sedangkan untuk gas CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S akan dikeluarkan sebagai produk acid gas.

Larutan amine yang bersih dari acid gas (CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S) akan keluar amine regeneration column (D-130) dan dinaikkan suhunya di *lean solution reboiler* (E-135). Setelah dipanaskan, larutan amine ini akan dialirkan menuju *lean solution exchanger* (E-134) agar dapat digunakan sebagai media pemanas. Hal ini menyebabkan terjadinya pertukaran panas yang menyebabkan penurunan pada suhu larutan amine ini (*solvent*). *Solvent* kemudian akan menuju *lean amine mixer* (M-124) yang dimana *solvent* akan dicampur dengan *make-up water*. *Solvent* kemudian menuju *heat exchanger* (E-125) untuk didinginkan dan selanjutnya menuju *lean amine pump* (L-126) untuk menyesuaikan tekanan agar dapat sesuai dengan kondisi operasi pada kolom absorber (D-120).

## C. Unit Dehidrasi (Molecular Sieve Adsorption)

Unit dehidrasi digunakan untuk menghilangkan kandungan air pada gas alam. Aliran *sweet gas* dari unit amine dialirkan ke unit dehydration. Kolom digunakan sebanyak 3 buah, dengan pembagian kerja 2 kolom beroperasi (6 jam) dan kolom lainnya untuk regenerasi (3 jam pemanasan dan 3 jam pendinginan). Dehidrasi dilakukan dengan metode adsorpsi, dengan *molecular sieve* berukuran 4Å, 5Å, dan 13X. *Sweet gas* dialirkan dari bagian atas kolom (D-210A/B/C) dan gas yang telah dikeringkan keluar dari bagian bawah kolom.

*Sweet gas* dialirkan dari atas kolom yang berisi *molecular sieve* dimana akan terjadi proses penyaringan molekul H<sub>2</sub>O serta adsorpsi oleh mol sieve. Saat kondisi telah jenuh, mol

sieve akan diregenerasi agar dapat digunakan kembali. Dua kolom adsorpsi akan dioperasikan selama 6 jam, sementara kolom sisanya akan melakukan regenerasi dengan pemanasan selama 3 jam dan pendinginan selama 3 jam. Regenerasi dilakukan dengan menggunakan 1% *dry gas* yang dipanaskan kembali melalui furnace, lalu dialirkan dari bagian bawah kolom ke bagian atas. Hal ini dilakukan agar air yang teradsorpsi oleh *molecular sieve* menjadi uap dan mengalir bersamaan dengan gas regenerasi keluar kolom melalui bagian atas. Kemudian gas yang terdiri dari campuran gas alam dan H<sub>2</sub>O ini dipanaskan lagi pada furnace (Q-240), dimana air dalam gas akan mengembun dan kemudian dipisahkan melalui separator. Air yang terpisah kemudian dialirkan menuju unit waste water treatment, sedangkan gas yang keluar dari bagian atas separator akan direcycle untuk dialirkan ke unit dehidrasi bersamaan dengan *feed wet gas*.

#### D. Unit Fraksinasi (*De-methanizer dan De-buthanizer*)

Pada unit fraksinasi, akan dilakukan pemisahan komponen-komponen gas alam seperti propana, Iso-Butana dan komponen lainnya yang tidak memenuhi spesifikasi produk LNG. Setelah aliran gas dipisahkan dari komponen uap airnya, Aliran gas dialirkan menuju fraksinasi de-ethanizer (D-310) untuk memisahkan komponen C<sub>2</sub> dari komponen lainnya. Setelah itu C<sub>1</sub> dan C<sub>2</sub> akan keluar melalui bagian atas fraksinasi sebagai produk atas sedangkan C<sub>3+</sub> akan keluar melalui bawah fraksinasi sebagai produk bawah. Produk atas (C<sub>1</sub> dan C<sub>2</sub>) kemudian akan melalui proses selanjutnya yaitu proses likuifikasi. Produk bawah yaitu C<sub>3+</sub> akan melalui fraksinasi selanjutnya dengan menggunakan fraksinasi de-buthanizer (D-320). Pada fraksinasi ini, C<sub>3+</sub> akan dipisahkan menjadi produk atas berupa C<sub>3</sub> dan C<sub>4</sub> sedangkan produk bawah berupa C<sub>5+</sub>. Produk bawah C<sub>5+</sub> kemudian akan disimpan di dalam sebuah tangki penyimpanan (F 610). Produk atas C<sub>3</sub> dan C<sub>4</sub> akan didinginkan dan disimpan sebagai produk LPG pada tangki penyimpanan (F-510).

#### E. Unit Likuifaksi (C<sub>3</sub>MR)

Gas yang telah mengandung sebagian besar metana dan ethana kemudian memasuki unit likuifaksi C<sub>3</sub>MR pada suhu -15 °C dan tekanan 40 bar. Siklus yang menjadi nilai lebih pada proses refrigerasi C<sub>3</sub>MR adalah pada precooling menggunakan propana. Propana mudah didapatkan dari gas alam sehingga bahan baku untuk refrigerasi juga semakin berkurang. Proses pendinginan yang relatif cepat dimanfaatkan dalam mendinginkan aliran gas alam dan *mixed refrigerant* sebelum memasuki penukar panas utama main cryogenic heat exchanger (E-430). Gas alam dan *mixed refrigerant* masuk ke propane precooling box (E-410) berturut turut pada suhu -15,09°C dan -16,52°C, lalu didinginkan oleh propana bertekanan 1 bar dan -42,4°C sehingga suhu gas alam dan MR menurun menjadi -30°C dan -32,5°C. Gas alam (NG) yang telah didinginkan melalui pre-cooling box kemudian menuju MCHE (E-430) untuk diubah menjadi fasa liquid (LNG). Pada MCHE (E-350), gas alam memasuki siklus *mixed refrigerant* (MR) di mana gas ini diubah menjadi fasa liquid pada suhu sekitar -139 °C dan tekanannya turun secara drastis menjadi 2 bar, yang menyebabkan gas alam menjadi jauh lebih dingin hingga sekitar -160 °C. LNG yang telah didinginkan keluar dari MCHE pada suhu sekitar -162 °C dan pada tekanan yang

sedikit di atas tekanan lingkungan. Selanjutnya, produk LNG akhir ini siap untuk disimpan (Tabel 7 dan Tabel 8). Untuk komposisi produk yang dihasilkan dapat dilihat pada Tabel 9, Tabel 10, Tabel 11, Tabel 12, Tabel 13 dan Tabel 14. Untuk spesifikasi produk yang dihasilkan sudah memenuhi standar, untuk perbandingannya dapat dilihat pada Tabel 14. Dilakukan perbandingan dengan standar produk yang telah ditentukan untuk melihat apakah produk yang dihasilkan oleh pabrik yang didesain ini memenuhi standar minimal (Tabel 2, Tabel 3, dan Tabel 4). Kebutuhan panas dan power pada pabrik LNG dengan menggunakan teknologi C<sub>3</sub>MR dapat dilihat pada Tabel 13 dan Tabel 14. Dalam memenuhi kebutuhan utilitas untuk keberjalanan proses, jumlah air pendingin digunakan sebesar 3.780.325,67 kg/jam. Sementara itu, jumlah Steam yang dibutuhkan adalah sebesar 60.450,80 kg/jam dan jumlah nitrogen sebesar 94.643,07 kg/jam. Tabel 15 adalah daftar dan harga peralatan yang akan digunakan pada pabrik LNG ini.

## IV. ANALISIS EKONOMI, ASPEK SOSIAL DAN LINGKUNGAN

### A. Asumsi yang digunakan

Dalam melakukan analisis ekonomi, diperlukan asumsi-asumsi yang dapat membantu dalam perhitungan.

1. Kapasitas produksi : 2,1 MTPA
2. Basis perhitungan : 1 tahun
3. Modal investasi
  - a. Equity (Modal sendiri) : 40%
  - b. Loan (Modal pinjaman) : 60%
  - c. Bunga Bank : 7,90 tahun
  - d. Laju Inflasi : 2,90% per tahun
4. Umur pabrik : 10 tahun
5. Pajak pendapatan : 30%
6. Nilai tukar rupiah (1 USD) : Rp 15,993,00
7. Tahun pengadaan alat : 2027
8. Tahun mulai konstruksi : 2028
9. Waktu konstruksi : 2 tahun
  - a. Tahun 1 : 60 % equity dan 40 % loan
  - b. Tahun 2 : Sisa dari equity dan loan
10. Tahun operasi : 2030
11. Kapasitas produksi
  - a. Tahun 1 : 60%
  - b. Tahun 2 : 80%
  - c. Tahun 3 : 100%
12. Pembayaran: (a) Pembayaran dilakukan sebesar 40% menggunakan pinjaman bank pada tahun pertama konstruksi (-2). (b) Pembayaran menggunakan sisa pinjaman bank (*loan*) pada tahun kedua konstruksi (-1)
13. Bentuk perusahaan merupakan Perseroan Terbatas (PT)  
 Harga bahan baku pada pabrik LNG ini memiliki total sebesar Rp 64.226.531.812,1. Pembelian bahan baku awal dan per tahun berbeda dikarenakan beberapa bahan baku akan digunakan kembali selama pengolahan LNG dimana bahan baku pertama memiliki total harga Rp 13.233.177. Untuk harga jual tiap produk dapat dilihat pada Tabel 16.

### B. Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi pada penelitian ini meliputi:

#### 1) CAPEX dan OPEX

CAPEX (*Capital Expenditure*) dan OPEX (*Operational*

*Expenditure*) merupakan parameter penting dalam penentuan kelayakan suatu investasi dilakukan. CAPEX adalah sejumlah biaya yang dikeluarkan untuk membeli, memperbaiki, atau merawat asset dalam waktu panjang sedangkan OPEX merupakan pengeluaran yang dilakukan untuk memenuhi kebutuhan operasional. CAPEX memiliki nilai yang sama dengan *Total Capital Investment* yang didapatkan dengan menghitung beberapa faktor yaitu *Fixed Capital Investment* dan *Work Capital Investment*. OPEX didapatkan dengan menghitung faktor *Total Production Cost*. Didapatkan nilai untuk CAPEX adalah sebesar Rp 12.443.702.392.877,70 dan OPEX sebesar Rp 6.193.793.405.101,23 (Tabel 17).

### 2) *Net Present Value (NPV)*

NPV merupakan metode yang dilakukan dengan membandingkan nilai sekarang dari aliran kas masuk bersih dengan nilai sekarang dari biaya pengeluaran suatu investasi. Bila  $NPV > 0$  investasi akan layak dan bila  $NPV < 0$  investasi tidak menguntungkan/tidak layak. Pada perhitungan yang dilakukan di Appendix C, nilai NPV yang didapatkan sebesar Rp 64.465.805.377.373,3 yang berarti bahwa pabrik layak untuk didirikan karena memiliki nilai  $NPV > 0$ .

### 3) *Internal Rate of Return*

*Internal Rate of Return (IRR)* merupakan nilai dari *discount rate/suku bunga* saat NPV sama dengan 0. Hasil yang didapatkan akan berkaitan dengan tingkat kemampuan *cashflow* dalam mengembalikan modal investasi pada periode waktu yang dijelaskan dalam bentuk persen (%). Perhitungan IRR dapat dilakukan nilai trial IRR untuk mendapatkan  $NPV = 0$ . Didapatkan nilai IRR adalah sebesar 22,52% yang mana nilai ini lebih besar dari bunga pajak yang ada yaitu 7,9% sehingga pabrik layak untuk didirikan.

### 4) *Pay Out Time*

*Pay Out Time* atau waktu pengembalian modal, merupakan metode yang digunakan untuk mengetahui berapa lama pengembalian dana investasi yang dilakukan berdasarkan keuntungan yang dicapai. Didapatkan waktu pengembalian modal yaitu 4,54 tahun atau kurang lebih 4,5 tahun.

### 5) *Break Even Point (BEP)*

BEP adalah titik yang menunjukkan suatu tingkatan dimana biaya yang dikeluarkan dan penghasilan berniali sama. Selain itu, BEP juga dapat digunakan untuk menentukan tingkat harga jual minimum untuk dapat menghasilkan keuntungan. Kapasitas pabrik minimum agar pabrik tidak mengalami kerugian adalah sebesar 28,28%.

## C. *Aspek Sosial*

Pendirian pabrik LNG pada daerah Tarakan dapat memberikan dampak bagi masyarakat. Bertambahnya lapangan kerja dapat menjadi peluang bagi masyarakat sekitar untuk mendapatkan pekerjaan dan mengurangi angka pengangguran, serta meningkatkan pendapatan daerah dengan adanya pajak yang berlaku.

## D. *Aspek Lingkungan*

Industri pada umumnya akan menghasilkan limbah pada pemrosesannya. Limbah utama dari pabrik LNG yaitu gas asam. Limbah lainnya yang dihasilkan pabrik LNG juga dapat merusak lingkungan seperti mencemari perairan,

daratan akibat zat-zat kimia yang keluar. Komponen *acid gas* yang dihasilkan oleh pabrik ini terbilang cukup kecil, namun, untuk meminimalisir kelebihan jumlah *acid gas* yang dikeluarkan, salah satunya dapat digunakan *acid gas* detektor yang dimana, bila sudah melebihi batas, menandakan ada suatu masalah yang terjadi dalam proses produksi.

## V. KESIMPULAN

Pabrik *Liquefied Natural Gas* yang berlokasi di Tarakan Kalimantan Utara menggunakan bahan baku gas alam yang didapatkan dari sumur Bangkudulis, Kalimantan Utara. Pemrosesan gas alam dilakukan melalui 4 tahap yaitu separasi dan *acid gas removal*, dehidrasi, fraksinasi dan likuifaksi. Kapasitas pabrik yang dimiliki yaitu sebesar 250 MMSCFD. Produk utama (LNG) yang dihasilkan oleh sebanyak 181.085,70 kg/jam (211,5 MMSCFD). Untuk produk samping seperti LPG dan kondensat dihasilkan sebanyak 22.921,89 kg/jam dan 7.245,16 kg/jam. Ditinjau dari analisa ekonomi, pabrik LNG akan beroperasi selama 10 tahun dengan IRR sebesar 22,52%, POT sebesar 4,5 tahun dan BEP sebesar 28,28%. Dari sini, dapat dikatakan bahwa pabrik LNG layak didirikan dikarenakan faktor-faktor pendirian pabrik telah terpenuhi seperti nilai IRR melebihi suku bunga pinjaman bank (7,9%), nilai  $NPV > 0$ , dan POT yang lebih kecil dari umur pabrik (10 tahun). Dari segi sosial, pabrik ini dapat memberikan peluang bagi masyarakat sekitar dalam mencari lahan pekerjaan. Dari segi lingkungan, gas buangan dari pabrik ini memiliki kadar asam yang rendah dan pabrik juga dapat dilengkapi dengan peralatan *safety* untuk meminimalisir kejadian yang tidak diinginkan.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] S. Gowid, R. Dixon, and S. Ghani, "Profitability, reliability, and condition based monitoring of LNG floating platforms: A review," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 27, no. 3, pp. 1495–1511, 2015, doi: 10.1016/j.jngse.2015.10.015.
- [2] L. Gao, J. Wang, M. Binama, Q. Li, and W. Cai, "The design and optimization of natural gas liquefaction processes: a review," *Energies*, vol. 15, no. 21, p. 7895, 2022, doi: 10.3390/en15217895.
- [3] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, *Statistik: Minyak dan Gas Bumi*, 1st ed. Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2021. [Online]. Available: <https://www.esdm.go.id/>
- [4] V. I. Merkulov, D. F. Skripnuk, and S. V. Kulik, "Analysis of world lng production capacity," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, vol. 539, no. 1, p. 12057. doi: 10.1088/1755-1315/539/1/012057.
- [5] A. Hajji, M. Chahartaghi, and M. Kahani, "Thermodynamic analysis of natural gas liquefaction process with propane pre-Cooled Mixed Refrigerant process (C3MR)," *Cryogenics (Guildf.)*, vol. 103, no. 1, p. 102978, 2019, doi: 10.1016/j.cryogenics.2019.102978.
- [6] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia (HEESI)*, 1st ed. Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2022. [Online]. Available: <https://www.esdm.go.id/>
- [7] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, *Laporan Kinerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral*, 1st ed. Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2022. [Online]. Available: <https://www.esdm.go.id/>
- [8] M. R. Maulana and C. E. Lusiani, "Studi literatur: Penetapan lokasi pabrik pada pra-rancangan pabrik VCO di beberapa alternatif lokasi jawa timur menggunakan Metode Factor Rating," *DISTILAT J. Teknol. Separasi*, vol. 9, no. 1, pp. 93–105, 2023, doi: 10.33795/distilat.v9i1.511.
- [9] BPS Kota Tarakan, *Statistik Daerah Kota Tarakan 2021*, 1st ed. Tarakan: Badan Pusat Statistik Kota Tarakan, 2021. [Online]. Available: <https://tarakankota.bps.go.id/>