

PROLOGUE

MARKET INTELLIGENT

Big Small Alliance sebagai Skema Bisnis Inovatif di Industri Energi

MARKET HIGHLIGHT

Skema Pergeseran Bisnis Perkapalan dan Refiners dalam Merespon Pemberlakuan Regulasi International Maritime Organization (IMO) di Tahun2020

BRAINSTORMING

Energy 4.0 : Urgensinya Inovasi Skema Bisnis Pengembangan EBT

DID YOU KNOW

Smart Energy System, Sebuah Solusi Skema Bisnis untuk Masa Depan Keberlanjutan Energi Nasional

VOL. 4, No. 3, Juli - September 2018

**SKEMA BISNIS
PENGEMBANGAN
ENERGI YANG
BERKELANJUTAN**



TERBUKTI DIAKUI DUNIA

Technical Partner



SCUADRA CORSE



PERTAMINA **Fastron**

Pelumas yang dilengkapi dengan **Nano Guard Technology**, sangat dianjurkan untuk pelumas mobil generasi terbaru dan mampu bertahan dalam kondisi ekstrim. Pelumas Pertamina Fastron diformulasikan dari synthetic base oil dan aditif pilihan, yang menghasilkan kinerja yang sangat baik untuk mesin Anda. Pelumas Pertamina Fastron kompatibel dengan teknologi sistem emisi gas buang modern dan mendukung penghematan bahan bakar menjadi lebih ekonomis.

Best performance
Maximum Protection Lubricants



DIESEL GOLD TECHNO

Daftar Isi

NO. ISSN 2598-3148

PRAKATA

2

PROLOGUE

3

MARKET INTELLIGENT

Big Small Alliance Sebagai Skema Bisnis Inovatif di Industri Energi

6

MARKET HIGHLIGHT

Skema menaikkan Bargaining Ground Level Indonesia Melalui Pemahaman Posisi Tawar Supplier Berdasarkan Tipe di Pasar LPG Dunia dalam Menjaga Kestimbangan Pasokan LPG Nasional

12

Skema Pergeseran Bisnis Perkapalan dan Refiners dalam Merespon Pemberlakuan Regulasi Interational Maritime Organizational (IMO) di Tahun 2020

28

BRAINSTORMING

Skema Mengoptimalkan Penyerapan Minyak Mentah Indonesia dan Meningkatkan Capital Inflow untuk Pengembangan Energy Berkelanjutan dalam Rangka Menguatkan Kepastian Pasokan Energi Nasional

44

Energy 4.0 : Urgensinya Inovasi Skema Bisnis Pengembangan EBT

56

BREAKING NEWS

68

DID YOU KNOW

Smart Energy System, Sebuah Solusi Skema Bisnis untuk Masa Depan Keberlanjutan Energi Nasional

74

Penilaian dan Manajemen Risiko dalam Skema Bisnis Pengembangan Energi Berkelanjutan

98

PERSPECTIVE

Menelaah Tantangan/Hambatan dalam Implementasi EBT

108

Peran Penting Kecukupan Sumber Energi Nasional Melalui Skema Bisnis Pembangunan Kilang Menuju Ketahanan Energi

126

ENERGY 101

Skema Bisnis Pengembangan Pabrik Methanol dari CO2 : Studi Kasus di Eropa

140

Skema Bisnis Pengembangan Geothermal

148

PENASIHAT :
RINI SOEMARNO

SENIOR EDITOR :
ERNIE D. GINTING
ADIATMA SARDJITO
ARYA DWI PARAMITA

PIMPINAN REDAKSI :
GIGIH PRAKOSO

STAFF :
ASTI PURWANDARI
YUSRAN BUSTAMAR
DEWI SRI UTAMI
RENO FRI DARYANTO
RIZQI YULIANTO

MANAJEMEN EDITOR :
DANIEL S. PURBA



www.pertamina.com

ALAMAT REDAKSI : Kantor Pusat PT Pertamina (Persero) Gedung Utama Lt. 18
Jl. Medan Merdeka Timur No 1A, Jakarta Pusat 10110 Tlp. 021-3816810 Facs. 021-3502255

PRAKATA

Kali ini Pertamina Energy Institute mengangkat tema Skema Bisnis Pengembangan Energi yang Berkelanjutan. Tema ini dipilih guna memberikan dukungan informasi terkait kebutuhan perusahaan untuk tumbuh dan berkembang dalam jangka panjang, serta menjalankan amanah menyediakan energi yang berkelanjutan. Tema ini dipandang dapat memberikan gambaran kepada kita mengenai berbagai bentuk skema bisnis pengembangan energi yang *feasible* dijalankan.

Pengembangan energi ke depan menuntut pelaku usaha untuk dapat menghasilkan energi yang efisien, ramah lingkungan dan berkualitas tinggi dengan tetap memenuhi kriteria *availability*, *accessability*, *affordability* dan *profitability*. Sebagai pelaku usaha dan bagian dari komunitas di industri energi, perusahaan diharapkan mampu beradaptasi dengan kondisi disrupsi, meng-*absorb* ketentuan internasional yang berdampak bagi bisnis di industri energi, bekerja sama untuk membangun rantai nilai yang *valuable* melalui *partnership*.

Dalam edisi ini, kami menyajikan beberapa bentuk skema bisnis, di antaranya : *Big Small Alliance* sebagai skema bisnis yang inovatif, skema menaikkan *bargaining ground level* Indonesia guna menjaga kesinambungan pasokan LPG nasional, skema pergeseran bisnis perkapalan dan *refiners* dalam merespon pemberlakuan regulasi *International Maritime Organization* (IMO) di tahun 2020, skema mengoptimalkan penyerapan minyak mentah Indonesia guna penguatan pasokan energi nasional, inovasi skema bisnis pengembangan EBT di industri 4.0, *Smart Energy System*, aspek manajemen risiko dalam skema bisnis pengembangan energi berkelanjutan, peta hambatan/ tantangan dan solusi dalam implementasi EBT, skema bisnis *joint venture* dalam pembangunan kilang, skema bisnis pengembangan pabrik methanol dari CO2 dan skema bisnis pengembangan *geothermal*.

Besar harapan kami, tema ini mampu memberikan *insight* dan membuka wawasan mengenai pengembangan bisnis energi ke depan bagi seluruh pembaca. ■

GIGIH PRAKOSO

Direktur Perencanaan, Investasi dan Manajemen Risiko
PT Pertamina (Persero)

PROLOGUE

DANIEL S. PURBA

Senior Vice President Corporate Strategic Growth

Pengembangan energi menghadapi era yang penuh tantangan. Bagaimana menyediakan energi yang cukup untuk memenuhi kebutuhan yang semakin meningkat sebagai dampak dari pertumbuhan ekonomi yang tinggi, sekaligus menjaga kelestarian lingkungan di tengah cepatnya pembangunan infrastruktur dan pertumbuhan penduduk yang tinggi.

Sebagai perusahaan energi nasional, Pertamina berusaha untuk mampu menyediakan energi yang dibutuhkan guna mendukung pembangunan nasional dengan tetap menjaga kelestarian lingkungan di tengah pengembangan energi yang berkelanjutan. Keberlanjutan energi sangatlah penting, karena merupakan bentuk manajemen penyediaan energi yang bertanggung jawab dalam jangka panjang. Keberlanjutan energi hanya dapat diwujudkan dari kombinasi antara kebijakan, teknologi, komitmen penuh dari pemerintah, industri dan

masyarakat.

Mencari solusi untuk keberlanjutan energi nasional, diawali dari mengeksplorasi sumber – sumber energi berlimpah yang potensial untuk dikembangkan menjadi andalan energi nasional. Jaminan ketersediaan energi dalam jangka panjang sangat strategis bila dimulai dari memanfaatkan seluruh potensi sumber energi yang tersedia di dalam negeri, karena berkaitan erat dengan ketahanan dan kedaulatan energi.

Namun mengeksplorasi seluruh sumber – sumber energi berlimpah yang tersedia di bumi pertiwi saja tidaklah cukup. Bagaimana memanfaatkannya secara optimal sehingga menghasilkan energi yang mencukupi kebutuhan nasional, dapat dilakukan melalui mekanisme yang efektif dan efisien. Mekanisme tersebut dituangkan dalam bentuk Skema Bisnis Pengembangan Energi yang Berkelanjutan.

Artikel *Big – Small Alliance* menggambarkan

bagaimana perusahaan raksasa sebaiknya bermitra dengan perusahaan kecil. Perusahaan kecil dengan lincah bertransformasi memanfaatkan teknologi terbaru dan jeli menggarap setiap peluang bisnis dengan baik. Bagi perusahaan besar, kerja sama dengan perusahaan kecil yang lincah, akan membantu mengasah adaptasi yang lincah terhadap disrupsi di industrinya.

Energi adalah kunci dari revolusi industri. Kemajuan teknologi yang sangat cepat dan digitalisasi berdampak pada perubahan preferensi pasar, proses bisnis, skema dan *platform* bisnis, serta mendorong transformasi di industri energi. Kondisi yang saling terhubung dan fleksibilitas yang tinggi menjadi tantangan sekaligus peluang untuk menciptakan skema bisnis baru dari energi yang berkelanjutan. Hal ini disajikan dalam artikel Energi 4.0 : Urgensinya Inovasi Skema Bisnis Pengembangan EBT.

Dalam hal pengembangan energi

terbarukan, di jurnal global telah tersedia kerangka pemetaan hambatan, kategorisasi hambatan, elemen – elemen pembentuknya, bahkan langkah langkah untuk mengatasi hambatan tersebut. Indonesia dapat mengadopsi peta hambatan dan upaya untuk mengatasinya tersebut, untuk mengoptimalkan pemanfaatan sumber-sumber energi terbarukan yang ada di tanah air. Hal ini dipaparkan dalam artikel Hambatan/Tantangan dalam Implementasi EBT.

Sejalan dengan hal tersebut, *Smart Energy System*, ditawarkan sebagai sebuah solusi untuk mengembangkan energi yang berkelanjutan. Tentunya sistem energi dibangun dari pemanfaatan sumber – sumber energi yang tersedia menggunakan teknologi yang handal. Sehingga menghasilkan energi bersih yang dapat mencukupi kebutuhan dan terjangkau. Pembahasan mengenai *smart energy system* tersedia dalam artikel *Smart Energy System*, Sebuah Solusi Skema Bisnis untuk Masa Depan Keberlanjutan Energi Nasional.

Penilaian dan manajemen risiko di setiap *project* pengembangan energi penting dilakukan

untuk menjamin tercapainya tujuan seluruh *stakeholder*, khususnya pemilik *project*, pemerintah, dan masyarakat setempat. Hal ini dijelaskan dalam artikel Penilaian dan Manajemen Risiko dalam Skema Bisnis Pengembangan Energi Berkelanjutan. Metode untuk mengidentifikasi dan mengukur berbagai jenis risiko dalam skema bisnis pengembangan energi dipaparkan secara detail, ditambah dengan studi kasus pembahasan manajemen risiko di bisnis *geothermal*.

Skema Bisnis Pengembangan *Geothermal* menjelaskan mengenai skema bisnis yang berlaku saat ini untuk penjualan uap maupun listrik ke PLN, serta struktur pasar listrik Indonesia. Saat ini, tidak ada prioritas pembelian listrik yang diutamakan dari sumber energi terbarukan. Harga jual listrik dikompetisikan antara sumber energi fosil dan energi terbarukan, biaya lingkungan dan kesehatan /eksternalitas tidak diperhitungkan dalam harga jual listrik. Ini menjadi tantangan tersendiri dalam pengembangan energi terbarukan secara umum, dan *geothermal* pada khususnya.

Skema Bisnis Pengembangan

Pabrik Methanol dari Karbondioksida (CO₂) disajikan untuk membuka wawasan bisnis energi di tanah air. Pengembangan pabrik *methanol* dari CO₂ ini cocok diterapkan di lapangan *geothermal* yang menghasilkan gas CO₂. Selain mengolah CO₂, pabrik *methanol* ini bisa memanfaatkan listrik murah dari lapangan *geothermal*, sehingga harga *methanol* lebih kompetitif. Skema bisnis ini *feasible* dilakukan ketika : harga listrik murah, harga CO₂ murah, biaya transportasi/pipa dan *pre-treatment cost* CO₂ murah, teknologi elektrolisis yang diterapkan memiliki efisiensi tinggi dan harganya murah, harga *methanol* tinggi dan ada subsidi atas pemanfaatan setiap ton CO₂ karena berjasa mengurangi emisi karbon.

Saat ini Indonesia merupakan *net import* energi, baik *crude*, *gasoline*, maupun LPG. Produk – produk tersebut adalah komoditas yang diperdagangkan di pasar internasional. Hal ini sangat berdampak pada harga beli dan posisi tawar Indonesia. Kondisi ini disajikan pada artikel berjudul Skema Menaikkan *Bargaining ground level* Indonesia Melalui Pemahaman Posisi Tawar *Supplier* Berdasarkan Tipe di Pasar LPG Dunia.

Indonesia dipandang sebagai *market* yang besar dengan pertumbuhan konsumsi LPG yang meningkat setiap tahunnya. Pemahaman yang baik tentang penyedia LPG di pasar internasional, posisi tawar dan strategi *marketing*-nya akan sangat menentukan cara kita menghadapinya dan upaya apa saja yang bisa dilakukan untuk menaikkan posisi tawar Indonesia.

Pasar selalu berubah, adalah fakta yang tidak terbantahkan. Bagi pelaku usaha, mengamati dan memahami perubahan pasar, untuk kemudian melakukan penyesuaian, memanfaatkan peluang dari setiap perubahan, adalah suatu keharusan agar bisa bertahan di industrinya. *Insight* ini diusung oleh artikel Skema Pergeseran Bisnis Perkapalan dan *Refiners* dalam Merespon Pemberlakuan Regulasi International Maritime Organization (IMO) di Tahun 2020. Pembatasan kandungan *sulphur* hingga 0,5% m/m untuk *marine bunker*, sangat berpengaruh pada kenaikan harga produk rendah *sulphur*, seperti : *low sulfur fuel oil* (LSFO) dan *gasoil*. Demikian halnya dengan peluang LNG *bunkering*, dan pemasangan *Sulphur scrubber system*, yang

dapat mengurangi emisi *sulphur* hingga 98%. Kepatuhan terhadap aturan IMO oleh industri perkapalan, adalah peluang bagi marketing untuk dapat menyediakan produk tersebut, baik melalui trading maupun dari kilang. Potensi kenaikan *crack spread* LSFO dan *gasoil*, berpotensi meningkatkan *margin* kilang.

Target produksi minyak mentah Indonesia berkisar pada 0.8 juta barrels per hari (bph) belum dapat memenuhi konsumsi dalam negeri yang mencapai 1,6 juta bph. Dari total 0,8 juta bph tersebut, bagian KKKS mencapai 0,24 juta bph yang sebagian besar diekspor. Untuk dapat memenuhi kebutuhan minyak mentah dalam negeri, perlu diupayakan agar minyak mentah bagian KKKS dapat diserap kilang pemerintah. Kondisi ini dipaparkan dalam artikel Skema Mengoptimalkan Penyerapan Minyak Mentah Indonesia dan Meningkatkan *capital inflow* untuk Pengembangan Energi Berkelanjutan dalam Rangka Memperkuat Kepastian Pasokan Energi Nasional. Hal ini dapat dilakukan dengan memberikan kemudahan penjualan minyak mentah KKKS ke pasar dalam negeri melalui kebijakan

fiskal, meningkatkan *barrier to exit* melalui pengendalian kewajaran harga minyak mentah dan penguatan regulasi.

Sejalan dengan target pemenuhan kebutuhan energi dalam negeri sebesar 1,6 juta bph, hendaklah upaya ini didukung dengan peningkatan kapasitas produksi dan kompleksitas kilang. Secara internasional, pengembangan kilang yang merupakan *high investment, high risk and high technology*, dilakukan dengan jalan *partnership*, untuk meminimalkan risiko, mendapat akses ke kapabilitas teknologi unggul dan *best practice* pengelolaan kilang dari mitra bisnis. Hal ini dijabarkan dalam artikel Peran Penting Kecukupan Sumber Energi Nasional melalui Skema Bisnis Pengembangan Kilang Menuju Ketahanan Energi. Artikel ini menjabarkan bentuk – bentuk *partnership* pembangunan kilang, salah satunya hingga hari ini masih ada dan bisnisnya berkembang. Hal ini diharapkan menjadi pembelajaran bagi Indonesia agar mampu mandiri energi dengan membangun kilang melalui skema *partnership* yang saling menguntungkan dalam jangka panjang. ■

“BIG SMALL ALLIANCES” SEBAGAI SKEMA BISNIS INOVATIF DI INDUSTRI ENERGI

YUZRAN BUSTAMAR
Sr. Analyst Upstream Strategic Planning

Agility is a word that is very difficult for big companies to implement. Big companies are too focused to solve their daily problems and tend to be too careful to make changes. This is a turning point for big companies when the technology revolution generated by small companies can change the rule of the game for their related industries. The concept of Big Small Alliances became booming in the early 90s when the collapse of IBM's gigantic glory by relatively smaller companies such as Microsoft and Apple. In the energy sector, the Big Small Alliances concept has been introduced since late 90's to produce various innovations and benefits for most big energy companies.

Berbagai bentuk aliansi seperti membentuk badan asosiasi usaha, *joint venture* maupun bentuk kerjasama bisnis lainnya adalah hal yang esensial bagi dunia usaha. Manfaat yang paling utama dengan melakukan aliansi adalah terciptanya sinergi untuk mengoptimalkan nilai ekonomi perusahaan. Pertumbuhan aliansi ini biasanya tercipta tidak sekaligus dalam bentuk yang utuh dan komprehensif melainkan

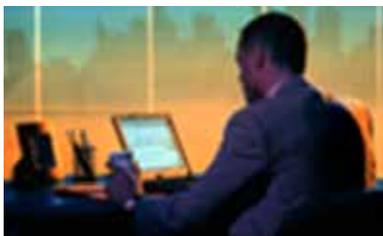
secara bertahap terbentuk bagian demi bagian. Hal ini dikarenakan aliansi lebih mengedepankan kepercayaan dibandingkan kompetensi lainnya. Manfaat yang dihasilkan dari aliansi ini tentunya harus menjawab kepentingan masing-masing pihak sebagai organisasi tersendiri maupun kepentingan kolektif aliansi sebagai *joint-network*.

Sebelum tahun 1993, tidak banyak yang

mendiskusikan pentingnya aliansi antara perusahaan yang *well-established* (“BIG”) dengan *small & middle enterprise* (“Small”). Namun sejak runtuhnya kejayaan raksasa IBM oleh perusahaan yang relatif lebih kecil dengan membangun revolusi *Personal Computer* dan interkoneksi *client/server* seperti perusahaan Apple dan Microsoft, pandangan ini secara dramatis berubah. Untuk itu didalam konteks *Big Small Alliances*

ini, apakah sebenarnya manfaat utama yang dapat diciptakan melalui suatu aliansi? Serta apakah keuntungan dari penerapan *Big Small Alliances* bagi perkembangan energi global?

GAMBAR 1.
The Turmoil of IBM in 1990's



Sumber: www.ibm.com

During the 1980s and early 1990s, IBM was thrown into turmoil by **back-to-back revolutions**. The PC revolution placed computers directly in the hands of millions of people. And then, the client/server revolution sought to link all of those PCs (the “clients”) with larger computer that labored in the background (the “servers” that served data and applications to client machines)

BIG SMALL ALLIANCES

Big Small Alliances sering juga disebut sebagai *asymmetric alliances* jika mempertimbangkan perbedaan nilai ekonomi, ketersediaan sumberdaya dan kekuatan keuangan antara perusahaan yang beraliansi. Hal ini secara lebih jauh menempatkan perusahaan *Small* dalam posisi tawar yang rendah. Menurut suatu *study* oleh Alvares & Barney (2001), sekitar 80% dari direktur perusahaan *Small* merasa bahwa mereka telah dieksploitasi oleh perusahaan *Big partner*-nya dimana dalam rentang waktu tertentu dapat juga diputus aliansinya ini setelah perusahaan *Big* mendapatkan inovasi yang diharapkan. Untuk itu terdapat beberapa risiko bagi perusahaan *Small* dalam menjalin kerjasama melalui *Big Small Alliances* yang antara lain: kontrak awal yang tidak

berimbang dengan kecenderungan menguntungkan perusahaan *Big*; menciptakan ketergantungan terhadap sumber daya yang dimiliki oleh perusahaan *Big*; serta adanya tendensi dari perusahaan *Big* untuk bersikap “oportunistik” untuk pemanfaatan jangka pendek. Di sisi lain tentunya terdapat juga risiko bagi perusahaan *Big* untuk beraliansi dengan *Small*, antara lain yang diakibatkan oleh tingkat sukses (*success ratio*) perusahaan *Small* yang relatif kecil karena sifat inovasi yang tergolong sangat *fragile* dan *aggressive*. Dengan mempertimbangkan segala risiko yang ada, *Big Small Alliances* dapat memberikan potensi mutual *benefit*. Adapun manfaat yang dapat diciptakan oleh *Big Small Alliances* dapat dijelaskan oleh tabel 1.

TABEL 1.
Benefit Big Small Alliances

	Big	Small
Keuntungan bagi masing-masing perusahaan	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mendapatkan competitive advantage di dalam hal inovasi dan pembaharuan keahlian utama. 2. Mendapatkan motivasi keinginan pengembangan secara radikal dengan biaya yang lebih rendah. 3. Fleksibilitas didalam berorganisasi. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mendapatkan pengembangan nilai ekonomi sumber daya perusahaan. 2. Mendapatkan legitimasi institusi di industri yang diharapkan. 3. Konversi dari teknologi berupa know-how menjadi komersial
Keuntungan kolektif sebagai join network	<ol style="list-style-type: none"> 1. Keahlian yang saling menunjang yang dapat memberikan mutual benefit 2. Berbagi biaya dan risiko terkait dengan inovasi 	

Sumber: Barabel et al (2014), Association de recherches et publications en management

BIG SMALL ALLIANCES DI BIDANG ENERGI

Industri energi khususnya di bidang transportasi, pada akhir tahun 2009 dikejutkan oleh keputusan investasi yang dilakukan oleh Toyota dan Daimler AG di dalam perusahaan pembuat mobil listrik Tesla Motor Inc. Daimler AG menginvestasikan sebesar USD 50 juta dollar serta memberikan akses terhadap keahlian *engineering*-nya, dan Toyota Corp menginvestasikan sebesar USD 50 juta dollar ditambah akses kepada pabrik mobilnya. Pada waktu itu Tesla merupakan perusahaan yang relatif kecil yang baru menginjakkan kakinya di lantai bursa dan tahun 2009 adalah tahun yang sangat sulit bagi industri otomotif. Di tahun 2015, dengan jangka waktu sekitar 5 tahun, Toyota dan Daimler melepas saham mereka yang ada pada Tesla tersebut dengan

keuntungan yang fantastis sekitar USD 1 Milyar (900% keuntungan). Meskipun melepas sahamnya di Tesla, baik Toyota maupun Daimler tetap mempertahankan *technical agreement*-nya bersama Tesla.

Perusahaan-perusahaan minyak raksasa dunia sebenarnya sudah memikirkan cara untuk dapat melakukan aliansi dengan perusahaan-perusahaan *Small*. Adanya perubahan yang diinisiasi oleh Tesla sebagai salah satu perusahaan *Small* ini, semakin membuktikan adanya percepatan transisi akan disruptif teknologi yang dapat merubah paradigma dunia industri otomotif maupun sumber energinya dalam waktu yang relatif singkat. Hal ini menambah akselerasi perusahaan-perusahaan minyak raksasa untuk mengembangkan *portfolio Big Small Alliances*-nya melalui mekanisme Venture Capital.

Untuk mengantisipasi perubahan yang radikal yang bersumber dari inovasi dan *business model* perusahaan *Small*, perusahaan minyak raksasa Shell menciptakan Shell Ventures. Shell Ventures awalnya adalah sebuah unit yang dibangun untuk beradaptasi dengan transformasi ditahun 1996. Di tahun 2007, hampir 50% dari Shell Ventures resmi *spin-off* dari Shell dan saat ini pun dikelola oleh pihak eksternal yang merupakan *private equity (private equity)* merupakan perusahaan investasi yang langsung berinvestasi dengan cara membeli *equity/kepemilikan perusahaan*). *Portfolio* investasi dari *Shell Ventures* fokus kepada perusahaan *Small* dengan teknologi yang dapat mengurangi biaya, menurunkan emisi, mengelektifikasi energi sistem dan mempercepat *data-based insight*. Tabel 2 menggambarkan beberapa *portfolio* dari Shell Ventures.

TABEL 2.
Beberapa Portfolio Shell Ventures



Shell
Global

Some of Portfolios		
Oil & Gas	1. Airbone Oil & Gas 	1. The world's first manufacturer of fully bonded, light, strong and corrosion resistant Thermoplastic Composite Pipe. Benefits subsea and production applications.
	2. Glasspoint Solar 	2. Designs and manufactures solar steam generators that use solar thermal technology to generate steam for enhanced oil recovery
Renewables	1. Principle Power 	1. Is an innovate technology and services provider to the offshore wind industry.
	2. Sonnen 	2. A German company producing intelligent, clean, home energy storage systems for private households and small businesses. You can become more energy independent and avoid energy price hikes.
Digital	Maana 	The Maana Knowledge Platform™ organises and optimises assets and decision flows three times faster than any technology
New Fuels	HyET 	Safer, faster and more efficient mechanical and electrochemical hydrogen purification and compressors for hydrogen vehicle refueling and industrial applications

Sumber: www.shell.com

Contoh lain yang dapat kita lihat terkait upaya *Big Small Alliances* oleh perusahaan minyak raksasa adalah Chevron Technology Ventures. Chevron Technology Ventures fokus berinvestasi pada perusahaan *Small* dengan mencari teknologi

yang akan memungkinkan Chevron untuk beroperasi lebih efisien, memperluas operasi, atau meluncurkan bisnis baru yang layak. Sejak tahun 1999, Chevron Venture Capital telah mendukung berbagai perusahaan. Teknologi kemitraan ini digunakan di

seluruh bisnis hulu dan hilir dan sudah menghasilkan pendapatan besar bagi perusahaan. Tabel 3 menunjukkan beberapa *portfolio Big Small Alliances* oleh Chevron Technology Ventures.



TABEL 3
Beberapa *Portfolio* Chevron Venture Capita

Some of Portfolios		
Advance Material	1. Microfabrica 	1. Microfabrica is the industry leader in manufacturing of micrometer- and millimeter-scale metal components, subsystems, and devices with features measured in microns. The company breakthrough proprietary EFAB technology can create complex three-dimensional micron-precision metal structures with unprecedented flexibility.
	2. Soane Energy 	2. Soane Energy is a specialty materials company that is developing and applying innovative chemistry based on polymers and surface science to help meet the worldwide "hunger for energy" in a practical, immediate, and environmentally responsible way. The company's initial focus is on the oil sands market in Canada.
Emerging/Alternative Energy	1. Acumentrics's 	1. Acumentrics's solid oxide fuel cell (SOFC) is designed to be fuel-flexible and to operate at high temperatures to maximize efficiencies. Unlike many other types of fuel cells, SOFC's require a negligible amount of precious metals and instead can be made out of ceramics. Besides SOFC's, Acumentrics is an industry leader in selling rugged, uninterruptible power supplies for military, transportation and industrial applications.
	2. Ensyn 	2. Ensyn is a producer of renewable liquid fuels and renewable chemical products from wood residues. Rapid Thermal Processing, or RTP, converts residual biomass from the forest and agricultural sectors, as well as cellulosic-based, post-consumer wastes, to high yields of light liquids.
Oil & Gas	1. Maana 	1. PanGeo Subsea delivers high resolution subsea imaging solutions using 3-D and 4-D acoustic technology; these technologies are utilized primarily to characterize the area beneath the seafloor prior to construction of offshore infrastructure.
	2. Zi-Lift ltd 	2. Zi-Lift Ltd. is developing innovative downhole pumps for the oil and gas production industry based on Permanent Magnet Motors coupled with the latest pumping and monitoring technology.

Sumber: www.chevron.com

TREND SEKTOR-SEKTOR BIG SMALL ALLIANCES DI EROPA DAN AMERIKA SERIKAT

Di tahun 2016, sektor *Information & Communication* (ICT) merupakan sektor yang sangat menarik bagi pendanaan melalui mekanisme *Big Small Alliances* lewat Venture Capital di Amerika Serikat dan Eropa. Dari seluruh investasi sebesar USD 71 Milyar, sebanyak 53% penempatan dana untuk *Big Small Alliances* melalui *Venture Capital* diinvestasikan di sektor ICT ini. Sementara hanya sekitar 3% atau sekitar USD 2,4 Milyar yang disalurkan kepada sektor

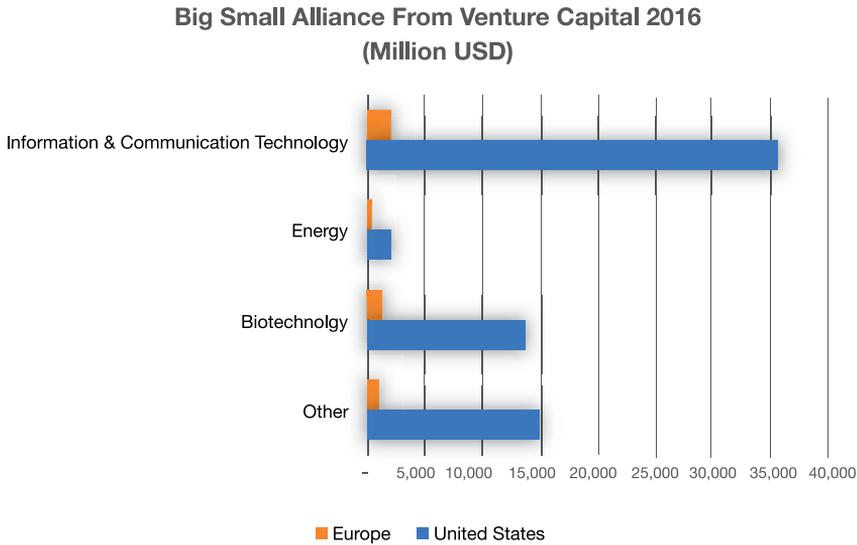
energi. Hal ini sangat wajar mempertimbangkan karakteristik dari industry energi yang *capital intensive, high risk* dan *high technological exposure*. Dengan terbatasnya modal oleh perusahaan *Small*, maka sektor energi ini menjadi relatif kurang menarik di banding sektor lain. Gambar 2 menunjukkan ilustrasi *Big Small Alliances* melalui skema *Venture Capital*. Namun demikian, sesuai diskusi pada chapter sebelumnya dapat dilihat bahwa mekanisme *Big Small Alliances* melalui skema *venture capital* di Shell dan Chevron berhasil memberikan kontribusi terhadap peningkatan

pendapatan perusahaan dan efisiensi biaya dengan inovasi-inovasi teknologi baik dari

sisi *upstream, critical material*, digitalisasi maupun di sektor *downstream*.

GAMBAR 2

Ilustrasi *Big Small Alliances* melalui skema *Venture Capital* di US dan Eropa



Sumber: OECD, dihitung kembali oleh Pertamina Energy Institute

IMPLIKASI *BIG SMALL ALLIANCES* DI INDONESIA

Pembahasan di atas menunjukkan peran dari *Big Small Alliances* khususnya melalui skema *venture capital* merupakan suatu kebutuhan untuk mempertahankan *growth* dan *sustainability* dari suatu perusahaan termasuk perusahaan energi. Hal ini bisa juga menjadi pembelajaran bagi perusahaan energi nasional khususnya Pertamina untuk menjaga tingkat pertumbuhannya secara berkelanjutan. *Small company* memiliki fleksibilitas untuk memikirkan

inovasi secara radikal dan jika diperlukan Pertamina dapat juga membuka akses investasi dengan skema *Venture Capital* ini di dunia internasional untuk menjangkau teknologi-teknologi baru didalam menggarap sumber-sumber energi yang dimiliki oleh Indonesia. Namun demikian melihat kedudukan Pertamina sebagai Badan Usaha Milik Negara, risiko-risiko terkait finansial maupun mekanisme investasinya harus tetap dapat dilaksanakan dengan penuh kehati-hatian. ■

PERTAMINA
Fastron
Synthetic Oil

Fastron, Drive Performance

Technical Partner



“*Keeps Me in the Fastlane*”



Fastron Platinum Racing SAE 10W-60 with Nano Guard technology, provides maximum protection, long drain interval and high performance. Fastron Platinum Racing has been trusted as technical partner for Lamborghini Squadra Corse in endurance racing.

Whoever you are, wherever you go Fastron understand you.



SKEMA MENAIKKAN BARGAINING GROUND LEVEL INDONESIA MELALUI PEMAHAMAN POSISI TAWAR SUPPLIER BERDASARKAN TIPE DI PASAR LPG DUNIA DALAM MENJAGA KESINAMBUNGAN PASOKAN LPG NASIONAL

**ANTONNY FAYEN BUDIMAN, S.T., M.SC.,
Ast. Manager Crude & LPG Market Analysis**

It is predicted that until 2050 Indonesia will be dependent on a large amount of LPG supply from outside the country to meet domestic demand. This pressure is exaggerated by high rivalry in the industry wherein only some predominant end producers own original cargoes, whereas other supplier types have to scramble for those. Besides, Indonesia has to face the fact that any supplier type has bargaining ground level and marketing strategy to exploit buyers for a profit. Therefore, the Indonesian purchasing agent and all related stakeholders have to leverage bargaining ground level of Indonesia so as to be able to mitigate opportunistic and costly bargaining behavior of suppliers in the interest of meeting LPG domestic demand all times sustainably. Any tactical and strategic scheme can be derived from good understanding about the LPG industry though. In this article, knowledge about supplier's bargaining position and selling method by supplier type is discussed. The discussion has been developed using primary and secondary data with simple mix method of both quantitative and qualitative through case and literature studies strategy in a certain horizon of time. From which, plausible both tactical and strategic actions are suggested.

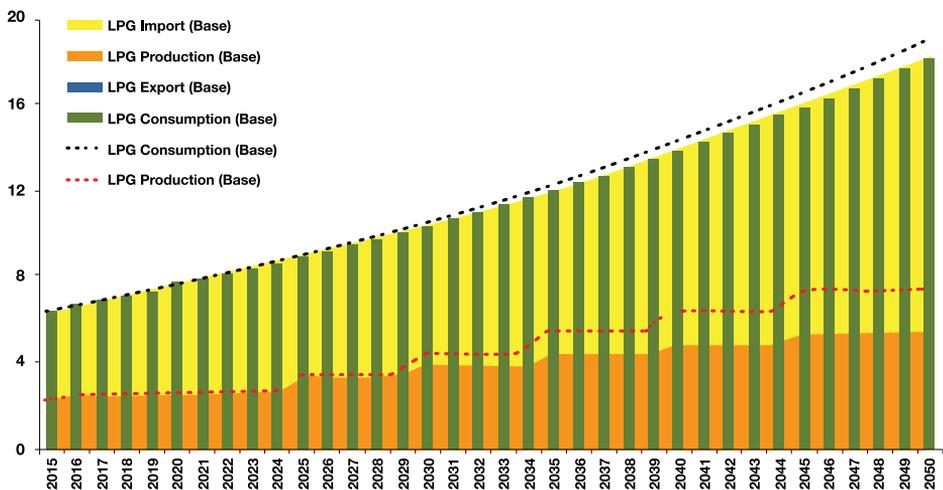
Liquefied Petroleum Gas (LPG) bukanlah sumber energi terbesar bagi Indonesia tetapi perannya sangat vital bagi kelangsungan hidup penduduk Indonesia. Hal tersebut dikarenakan LPG secara masif digunakan untuk keperluan memasak, terutama sejak kebijakan

konversi minyak tanah ke LPG untuk sektor rumah tangga diterapkan oleh Pemerintah. Namun, permasalahannya adalah pemenuhan kebutuhan LPG tersebut kini dan kedepannya akan sangat tergantung pada impor. Pada tahun 2015, persentase impor LPG

sudah lebih dari 64%. Saat ini, persentase impor tersebut sudah mencapai 70% dan diperkirakan akan terus meningkat dikarenakan pertumbuhan permintaan lebih cepat dibandingkan peningkatan produksi domestik, sebagaimana ditunjukkan pada gambar berikut:

GAMBAR 1
Keseimbangan *Supply-Demand* LPG di Indonesia

Million Tonnes



Sumber: BPPT (2017)

Menurut BPPT (2017), sekitar 88% pasokan LPG setiap tahunnya dialokasikan untuk memenuhi kebutuhan sektor rumah tangga, sedangkan sektor komersial dan industri hanya mengkonsumsi sisanya masing-masing sekitar 8% dan 4,2% di tahun 2050. Dengan demikian, di Indonesia sekitar 96% LPG yang digunakan untuk memasak dan bahan bakar tersebut kedepannya masih akan sangat tergantung pada pasokan impor. Situasi ketergantungan pada produk impor LPG ini diperparah oleh tingkat persaingan industri yang tinggi.

Industri LPG relatif unik bila dibandingkan dengan industri

lainnya, di mana sebagian besar kargo LPG berasal dari hasil produksi beberapa predominant end producers saja, terutama yang ada di *Middle East* (ME) dan *United States of America* (USA), sedangkan banyak negara di Asia Pasifik, termasuk Indonesia, harus bersaing memperebutkan LPG. Selain itu, Indonesia juga harus menghadapi kenyataan bahwa setiap tipe *seller* mempunyai *bargaining ground level* dan strategi pemasaran untuk memaksimalkan keuntungan. Karena itu, agar kebutuhan LPG nasional dapat terpenuhi secara berkelanjutan, penting bagi *Indonesian purchasing*

agent serta *stakeholders* terkait untuk meningkatkan *bargaining ground level* Indonesia guna menekan perilaku *opportunistic*, *hold-up* dan *costly bargaining* dari para *sellers/suppliers*. Perilaku tersebut bisa terjadi karena mereka memanfaatkan kondisi Indonesia yang *under-investment* pada infrastruktur sektor energi, sebagaimana disebutkan oleh Budiman, Das, Mohammad, Tan, & Tonby (2014) bahwa Indonesia perlu melakukan *upgrading* kapasitas kilang yang ada, serta investasi secara agresif untuk *upgrading*, antara lain: infrastruktur jaringan distribusi, fasilitas penyimpanan dan armada kapal.

Untuk mencapai *bargaining ground level* yang sesuai dalam menyikapi situasi persaingan dan kelemahan tersebut, diperlukan pemahaman tentang posisi tawar dan metode dagang berdasarkan tipe *supplier*, antara lain:

1. Apa saja tipe *supplier* LPG?
2. Bagaimana posisi tawar tiap *supplier* LPG dan tipikal metode dagangnya?
3. Apa saran untuk menaikkan *bargaining ground level* Indonesia?

Diskusi untuk menjawab pertanyaan tersebut akan lebih ditekankan pada pemahaman posisi tawar tiap tipe *supplier* di industri

LPG, sehingga diharapkan dapat memberikan *insights* bagi *stakeholders* terkait untuk menyikapinya dalam upaya memenuhi kebutuhan LPG nasional secara berkelanjutan. *Insights* yang dihasilkan bersifat umum sehingga relevan untuk industri *fossil fuel* lain yang memiliki karakter persaingan industri serupa. Karena populasi *supplier* LPG tersebar di dunia secara geografis, maka diskusi akan dibangun menggunakan data primer dan sekunder dengan pendekatan kombinasi sederhana antara metode kualitatif dan kuantitatif melalui strategi studi kasus, studi literatur dan survei dalam horizon waktu tertentu.

APA SAJA TIPE SUPPLIER LPG?

Pemahaman tentang tipe *supplier* menjadi penting bila ingin memahami perbedaan posisi tawar dan tipikal metode dagang dari tiap tipe *supplier*. Di industri minyak dan gas (migas), tipe *supplier* yang sering disebutkan para pelaku industri adalah:

a. **Producer.** Menurut CFTC (2017), secara umum *producer* adalah “an entity that predominantly engages in the production, processing, packing or handling of a physical commodity”. Di industri migas, *supplier* tipe ini mencakup perusahaan



yang memproduksi minyak mentah, kondensat, gas dan/atau produk kilang, dan memegang *participating/working interests*, lisensi atau konsensi pada area produksi tertentu. Pada praktiknya, *producer* bisa melakukan produksi sekaligus *trading*. Contoh *producer* adalah Shell, Total, British Petroleum, Statoil, Saudi Aramco, Kuwait Petroleum Corporation, and Petroliam



Indonesia perlu melakukan *upgrading* kapasitas kilang yang ada, serta investasi secara agresif untuk *upgrading*, antara lain: infrastruktur jaringan distribusi, fasilitas penyimpanan dan armada kapal.

Nasional Berhad (Petronas).

b. **Producer's trading arm or marketer.** Menurut PricewaterhouseCoopers (2008), tipe ini adalah “an entity that predominantly acts as an intermediary on behalf of energy producer by finding and selling to energy consumers. Alternately, marketer may sell to any party in the supply chain who is downstream from the

producer. Marketer assumes title to the commodity they trade either by purchasing the commodity or by acting on behalf of the producer”. Tipe ini bisa mencakup *producer's trading subsidiary*, dan perusahaan yang ditunjuk sebagai *trading arm/marketer* oleh producer. Contoh tipe ini adalah Chevron USA as *trading arm of Chevron Corporation*, Aramco Asia (Singapore) as *trading arm*

of Saudi Aramco, Petronas Trading Corporation Sendirian Berhad as *trading arm of Petronas*, Glencore, Vitol.

c. **Trader.** Menurut PricewaterhouseCoopers (2008), tipe ini adalah “an entity that predominantly acts as an intermediary on behalf of energy producer by finding and selling to energy consumers”. Di industri migas, tipe ini dapat berupa perusahaan yang

berperan sebagai *non-producing trader, blender*, pemilik *offtake agreement* dengan *producer*, pemilik *mediocre participating/working interest* di area produksi tertentu. Contoh *trader* adalah Itochu Petroleum Co., Mitsubishi Co., and Mitsui & Co. Energy Trading Singapore.

Penyebutan tipe *supplier* yang juga sering digunakan di industri migas adalah *National Oil Company (NOC)*, *Major Oil Company (MOC)* / *International Oil Company (IOC)*. Baik *NOC* dan *MOC/IOC* bisa merupakan *producer or producer's trading arm*. Karena itu, pendefinisian tipe *supplier* ini menjadi tidak sederhana karena hari ini perusahaan bisa memiliki karakteristik campuran dari beberapa tipe, seperti perusahaan *trader* dari kelompok Sogo Shosa dapat merasa sebagai *NOC* karena *moral obligation* dan semangat nasionalisme dalam mencapai tujuan *supply security* bagi Jepang meskipun sahamnya tidak dimiliki negara. Contoh lainnya, *IOC* merasa sebagai *NOC* karena ditunjuk sebagai *marketer* oleh suatu negara produsen. Selain itu, definisi tipe *supplier* yang ada di literatur pun terkadang bersifat umum dan kualitatif, sebagaimana Arroyo, Yago, Nasir, & Wu (2014) berpendapat "*NOCs are mainly characterized*

by their action to pursue the nation goals and function as foreign policy instruments, whereas IOCs are characterized by highly competitive and specialized in their operations including risk management". Namun demikian, *NOC* bisa dibedakan dari *MOC/IOC* dan *trader* berdasarkan tingkat kepemilikan saham oleh negara. Bila dikombinasikan dengan cara penyebutan sebelumnya tentang tipe-tipe *supplier*, maka berdasarkan kriteria kepemilikan saham dan peran, tipe *supplier* dapat dikategorikan sebagai berikut:

a. **NOC** baik yang berperan sebagai *producer* atau *producer's trading arm* atau *marketer* yang ditunjuk oleh *producer* tipe *NOC*, serta saham mayoritas/ seluruhnya dimiliki negara.

b. **MOC/IOC** baik yang berperan sebagai *producer* atau *producer's trading arm* atau *marketer* yang ditunjuk oleh *producer* tipe *MOC* ataupun *NOC*, tetapi saham mayoritas/seluruhnya tidak dimiliki negara.

c. **Trader**, baik yang berperan sebagai *non-producing trader, blender*, pemilik *offtake agreement* dengan *producer*, pemilik *mediocre participating/working interest* di area produksi tertentu, namun saham mayoritas/ seluruhnya tidak dimiliki negara.

Perlu diingat bahwa label *trading company* bersifat umum, karena ini bisa disematkan tidak hanya pada *supplier* tipe *trader*, tapi juga *NOC* dan *MOC/IOC* yang melakukan aktivitas *trading*.

BAGAIMANA POSISI TAWAR DAN TIPIKAL METODE DAGANG DARI TIAP TIPE SUPPLIER LPG?

Posisi tawar setiap tipe *supplier* LPG dapat digambarkan melalui studi kasus tentang keseimbangan *supply-demand* LPG dunia. Sementara itu, tipikal metode dagang setiap tipe *supplier* LPG dapat dijelaskan melalui studi literatur metode dagang *supplier*, dan survei opini-perilaku *supplier* terhadap *Reverse Sealed Bid Competitive Tendering (RSBCT)* yang diadakan pihak *buyer*.

a. Posisi tawar setiap tipe supplier

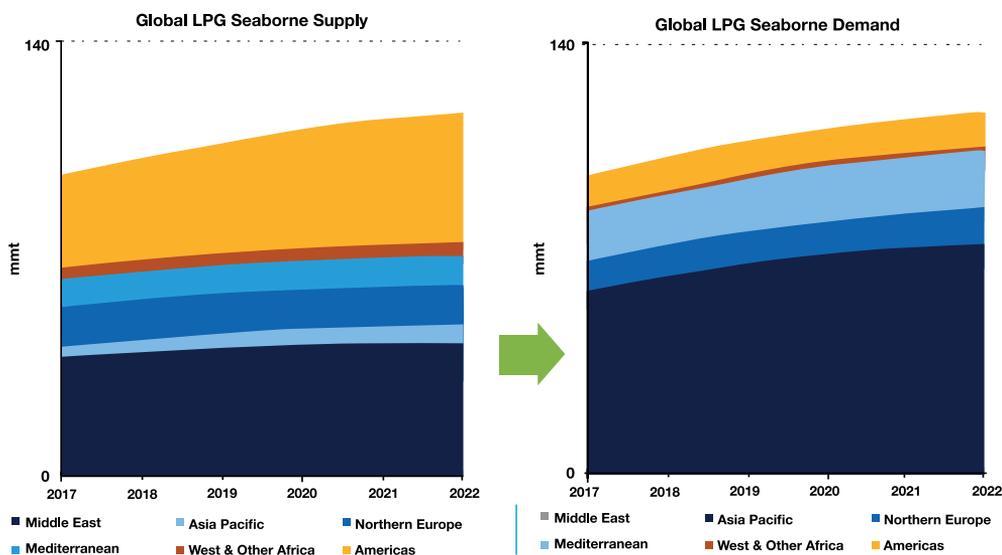
Berdasarkan keseimbangan *supply-demand* maka dapat dikatakan bahwa industri LPG relatif unik bila dibandingkan dengan industri lainnya, di mana sebagian besar kargo LPG dunia berasal dari hasil produksi beberapa *predominant producers*. Hal ini disebabkan oleh pasokan LPG dunia yang 60% berasal dari proses ekstraksi gas alam dan 40%

dari proses refinasi minyak mentah (WLPGA, n.d.). Karena itu, *producers* di negara-negara yang super kaya gas alam dan minyak mentah, dan/atau memiliki

banyak kilang berkapasitas besar dapat mendominasi kepemilikan LPG, seperti mereka yang ada di ME dan USA. Mayoritas kargo LPG yang berasal dari ME dan

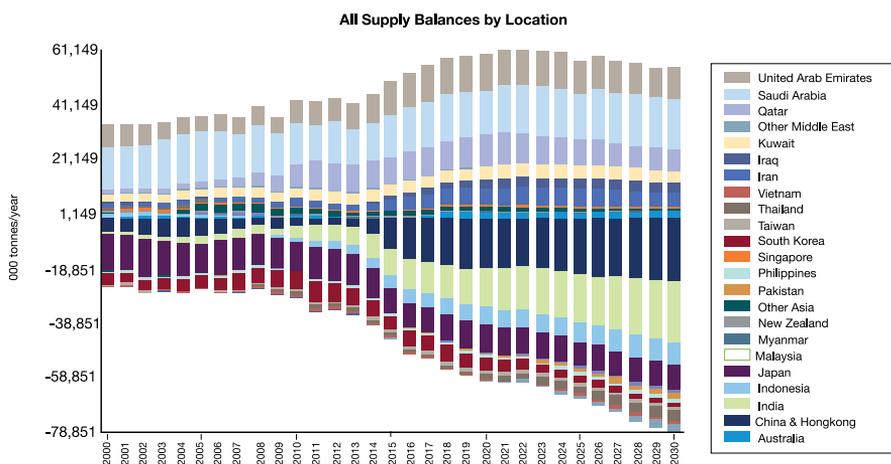
USA diekspor melalui jalur laut ke Asia Pasifik. Dengan demikian, Asia Pasifik yang mengalami *shortage* menjadi faktor kunci penyeimbang kelebihan produksi LPG di dunia.

GAMBAR 2
Ekspor dan Impor LPG Melalui Jalur Laut Berdasarkan Wilayah



Sumber: Poten & Partners (2018)

GAMBAR 3
Surplus LPG di *Middle East* dan *Shortage* LPG di Asia Pacific



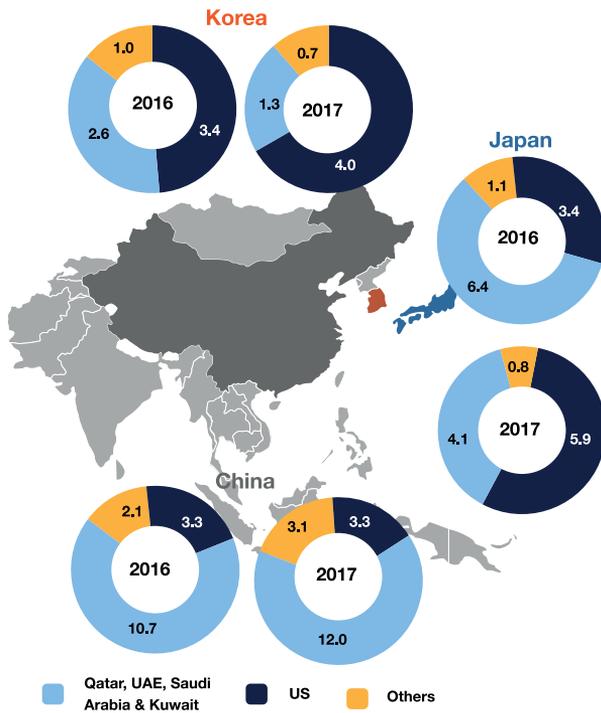
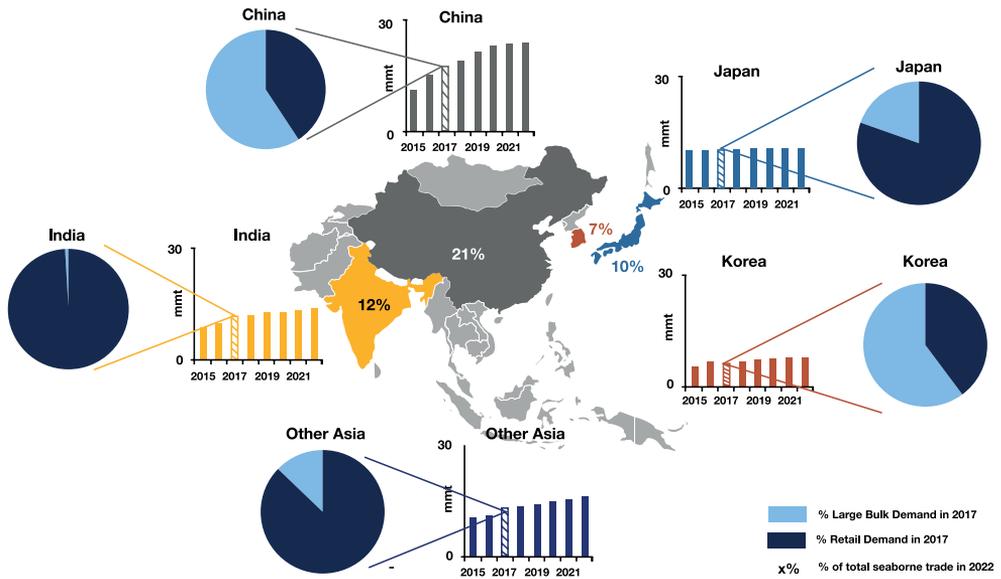
Product Markets Tool - All Supply Balances - Source: © Wood Mackenzie

Sumber: Wood Mackenzie (2017) and forecast by Wood Mackenzie

Di Asia Pasifik, Negara China, India, Jepang dan Korea merupakan importir LPG terbesar dengan sumber pasokan mayoritas berasal dari

negara-negara di ME dan USA melalui jalur laut, sebagaimana ditunjukkan infografis berikut:

GAMBAR 4.
Ekspor dan Impor LPG Melalui Jalur Laut dari ME & USA ke Asia Berdasarkan Negara

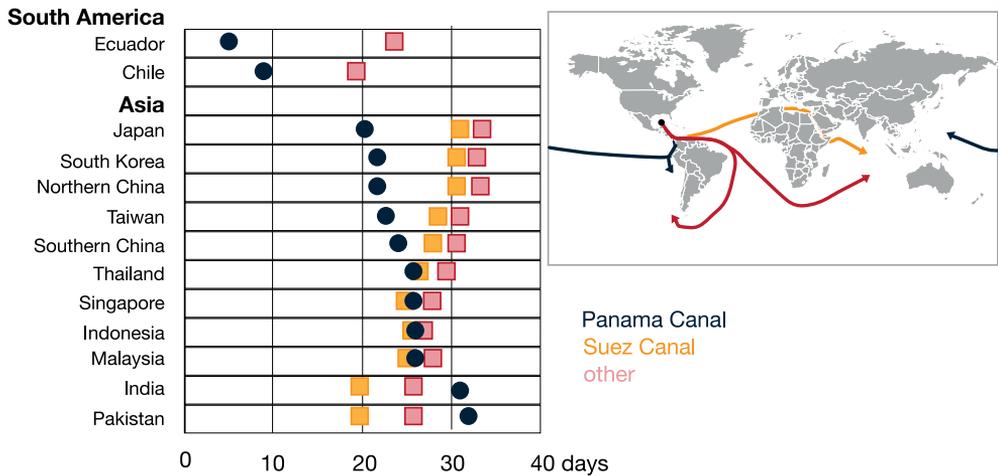


Sumber: Poten & Partners (2018)

Data di atas menunjukkan kelebihan produksi LPG dari USA lebih banyak bisa diserap oleh Northern Asian countries dikarenakan *voyage time* dari U.S. Gulf Coast ke North Asia kini sudah mendekati 20 hari saja sejak dibukanya jalur Panama Canal. Namun, hal itu tidak berlaku ke Southeast Asia yang memakan waktu hingga 25 hari seperti yang ditunjukkan gambar di bawah, yaitu lebih lama daripada *voyage time*

dari ME ke Southeast Asia sekitar 15 hari. Karena itu, jika *voyage time* 15 hari masih menjadi *winning criteria* bagi Southeastern Asian countries, maka kemungkinan besar kargo LPG dari USA akan terus dimenangkan oleh Northern Asian countries. Namun demikian, *traders* akan berusaha menangkap peluang *arbitrage* tersebut bagi Southeastern Asian countries sekaligus mengupayakan mitigasi risiko operasional dan finansial.

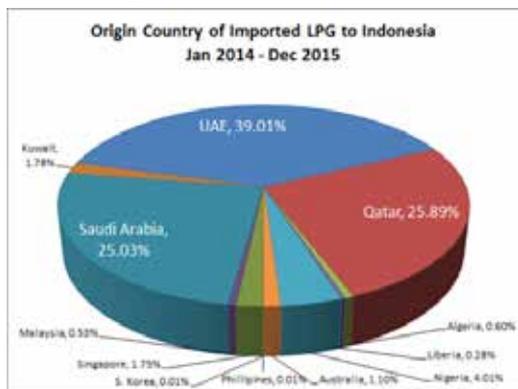
GAMBAR 5.
Perkiraan Voyage Time dari U.S. Gulf Coast melalui Panama Canal atau Rute Lainnya



Sumber: EIA (2016)

Sementara itu, Indonesia dengan volume impor LPG sekitar 6 juta MT tahun 2017 dan tingkat pertumbuhan *demand* sekitar 3% per tahun (e.g. BPPT, 2016; Jensen, 2017) dapat dikatakan sebagai importir LPG terbesar di Southeast Asia dan kelima di Asia. Lebih spesifik lagi, 90% dari kargo impor tersebut berasal dari negara-negara di ME yang dipasarkan oleh NOCs, sebagaimana ditunjukkan gambar berikut.

GAMBAR 6.
Impor LPG ke Indonesia Berdasarkan Asal Negara



Sumber: Penulis berdasarkan data BPS (2016)

Tidak hanya di ME, NOCs juga lebih dominan daripada MOC/IOCs dalam hal penguasaan cadangan minyak mentah dan gas di dunia, yaitu sebanyak 68% oleh NOCs dan 10% MOC/IOCs (Arroyo et al., 2014). Lebih jauh lagi, dapat

dipahami bahwa mayoritas original kargo LPG di ME dikuasai oleh NOCs, sedangkan di USA dikuasai oleh MOC/IOCs. Di sisi lain, trader dapat memiliki kargo LPG melalui *offtake agreement, participating interest* di area produksi

dan/atau membelinya dari NOC dan/atau MOC/IOC untuk memenuhi kebutuhan negaranya dan/atau menjualnya negara lain.

Berdasarkan hal-hal tersebut di atas, dapat dikatakan bahwa posisi tawar setiap tipe *supplier* adalah sebagai berikut:

TABEL 1.
Posisi Tawar Setiap Tipe *Supplier* LPG Berdasarkan Aspek Penguasaan Kargo

TIPE SUPPLIER	POSISI TAWAR
Predominant NOC di ME	Sangat tinggi
NOC in general, either producer or trading arm/marketer	Tinggi
Predominant MOC/IOC di USA	Sangat tinggi
MOC/IOC in general, either producer or trading arm/marketer	Tinggi
<i>Trader</i>	Sedang

Sumber: Olahan Penulis

b. Tipikal metode dagang setiap tipe *supplier*

NOC-*producer* dan MOC/IOC-*producer* bisa menjual kargo LPG baik secara langsung, ataupun menggunakan *subsidiary* sebagai *trading arm*, atau menunjuk perusahaan lain sebagai *marketer* (Schaik, 2012). Secara umum, *producer* dan/atau *trading arm*-nya mengamankan 90-95% penjualan kargo dengan basis kontrak *term*, dan sisanya dijual dengan basis kontrak *spot* (Platts, 2010). Selain itu, NOC-*producer* dan MOC/IOC-*producer* biasanya menjual dengan mekanisme tender dan/atau negosiasi. Contoh yang menerapkan cara-cara dagang tersebut adalah NOC-*producers* LPG di ME (e.g. JCCP, 2015; The Peninsula, 2015; Platts, 2016a; The Economic Times, 2017). Pilihan mekanisme penjualan

tersebut tergantung kemampuan pemasaran dan posisi tawar mereka. Selain itu, karena fakta hanya ada beberapa *end producers* yang mendominasi kepemilikan kargo LPG, sedangkan banyak negara yang kekurangan pasokan LPG seperti di Asia Pasifik, maka *predominant producers* tipikalnya mendikte pihak *buyer* dalam hal cara penjualan, jadwal, dan *terms & conditions* lainnya agar tujuan stabilitas *lifting* dan produksi tercapai (Schaik, 2012).

Lebih jauh lagi, NOC sebagai entitas negara mendapatkan tekanan dari *stakeholders* lebih daripada tipe lainnya untuk melaksanakan prinsip-prinsip transparansi dan akuntabilitas (Gillies, 2012). Karena itu, demi *governance principles* tersebut NOCs akan cenderung

meminimalkan partisipasi pada tender RSBCT yang diandalkan oleh pihak buyer, seperti Asian buyer, untuk menekan harga. Berdasarkan hasil penelitian KPMG, *energy and natural resources companies* di Asia Pacific menciptakan kompetisi pada *suppliers* guna menekan harga dan mencapai target *bottom-line* (Quek, 2015). Lebih jauh lagi, agar dapat mempertanggungjawabkan kinerjanya kepada *stakeholders, supplier* tipe NOC akan berusaha mendapatkan harga terbaik dari *buyer* melalui mekanisme tender dan/atau negosiasi. Dengan demikian, *supplier* tipe NOC akan berupaya mengoptimalkan perolehan *alpha* terhadap harga dasar LPG *benchmark* (Fattouh, 2011; Schaik, 2012) melalui mekanisme tender dan/atau negosiasi dengan menawarkan *alpha* minimum sebesar flat (\$0/MT) ketika pasar berpersepsi *alpha* bernilai negatif (*market discount*), dan menawarkan *alpha* di atas rata-rata *market premium* ketika pasar berpersepsi *alpha* bernilai positif (*market premium*) terhadap harga dasar LPG. Sebagai informasi, harga dasar *benchmark* LPG yang banyak digunakan di kawasan Eropa, Middle East dan Asia Pacific (EMEAPAC) adalah CP Aramco yang ditetapkan sebulan sekali oleh Saudi Aramco (e.g.

NOC sebagai entitas negara mendapatkan tekanan dari *stakeholders* lebih daripada tipe lainnya untuk melaksanakan prinsip-prinsip transparansi dan akuntabilitas (Gillies, 2012). Karena itu, demi *governance principles* tersebut NOCs akan cenderung meminimalkan partisipasi pada tender RSBCT yang diandalkan oleh pihak *buyer*, seperti Asian *buyer*, untuk menekan harga.

The Allen Consulting Group, 2009).

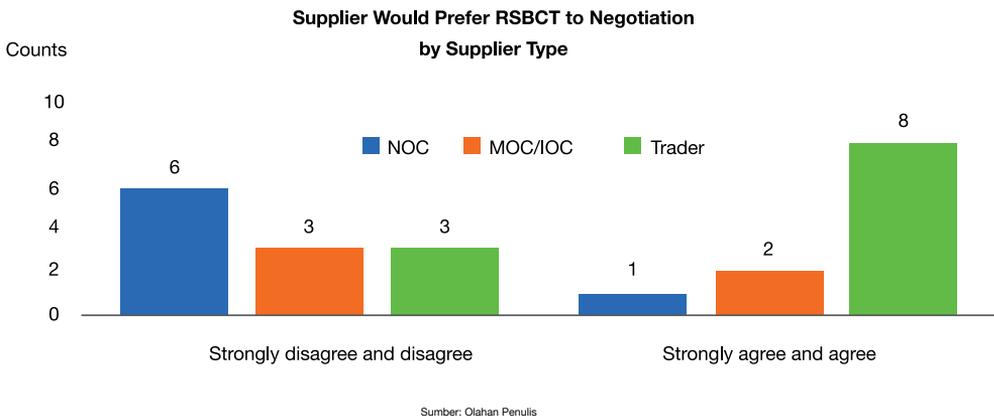
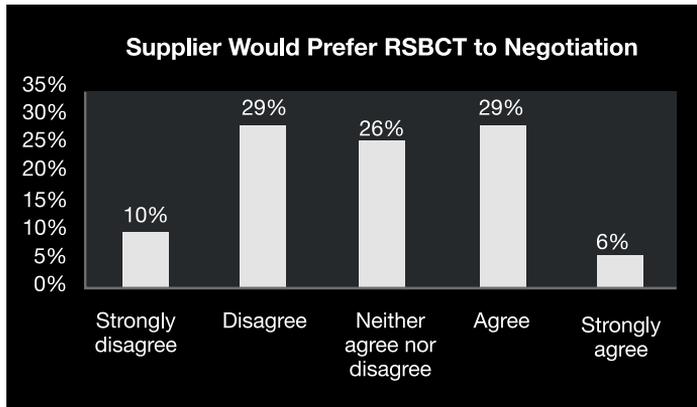
Secara umum kondisi tersebut juga berlaku bagi *supplier* tipe MOC/IOC-*producer*. Terutama karena faktor kekuatan penguasaan kargo dan tantangan menjalankan *governance principles, supplier* tipe NOC dan MOC/IOC cenderung membangun *bargaining ground level* yang lebih tinggi terhadap *buyers*, termasuk terhadap NOC Indonesia sebagai *end-buyer*. Selain itu, kedua *suppliers* tipe ini bisa mengeksploitasi banyak entitas *trading companies* yang ada di pasar untuk memastikan kargo-kargo LPG yang telah diproduksi bisa terjual sehingga tidak membahayakan kelangsungan produksi. Di sisi lain, *trading companies* pun akan berusaha

mengeksploitasi *end-buyers* tipe NOC yang sulit berkontrak langsung dengan *end-producer* karena keduanya menjaga *governance principles*. Sementara itu, tingginya persaingan di antara *trading companies* (termasuk *trader*) untuk mendapatkan kargo dari *end-producer*, membuat suatu *trading company* harus membangun *partnership* dengan perusahaan lain (*producers* dan/atau *trading companies* lainnya) untuk bersama-sama memenangkan persaingan sebagai suatu kartel daripada gugur di *red ocean* (e.g. Platts, 2013; Payne & Ghaddar, 2017).

Hasil studi kasus dan literatur tersebut didukung juga oleh hasil survei tahun 2017 oleh penulis tentang opini dan perilaku *suppliers* dari kawasan EMEAPAC

terhadap RSBCT yang diadakan oleh salah satu importir besar di Asia, yaitu sebagai berikut:

GAMBAR 7.
Preferensi Supplier Terhadap RSBCT Dibandingkan Negosiasi



Dengan ukuran sampel yang diperoleh sebanyak 31 *suppliers* LPG, data menunjukkan 26% *suppliers* tidak memiliki preferensi antara RSBCT dan negosiasi, 35% lebih memilih RSBCT daripada negosiasi, sedangkan 39% lebih memilih negosiasi daripada RSBCT dalam upaya menjual kargo LPG. Menariknya, preferensi *supplier* terhadap metode pembelian oleh *buyer* ini dipengaruhi oleh tipe *supplier*. Grafik menunjukkan tipe NOC cenderung lebih banyak pada kelompok *supplier* yang lebih memilih negosiasi, dan tipe *trader* cenderung lebih banyak pada

kelompok *supplier* yang lebih memilih RSBCT. Kesimpulan ini diperkuat dengan uji signifikansi menggunakan metode *Person Chi-square* berbasis pada pendapat Conover (1999) yang menilai aturan minimum 5 data tiap *cell* terlalu konservatif, dan menunjukkan bukti dari banyak penelitian bahwa metode *Chi-square* masih cukup sensitif dalam kasus tersebut. Uji signifikansi menunjukkan $p\text{-value}=0.049$ sehingga pada taraf keberartian alpha 5% masih kecil risikonya untuk menolak H_0 : tidak ada hubungan antara tipe *supplier* dan preferensi terhadap metode pembelian, sebagai berikut:

TABEL 2.

Uji Signifikansi untuk Menguji Hubungan antara Tipe *Supplier* dan Preferensi *Supplier* terhadap Metode Pembelian

	Value	df	Asymp. Sig. (2-sided)
Pearson Chi-Square	6.012 ^a	2	.049
Likelihood Ratio	6.479	2	.039
Linear-by-Linear Association	5.732	1	.017
N of Valid Cases	23		

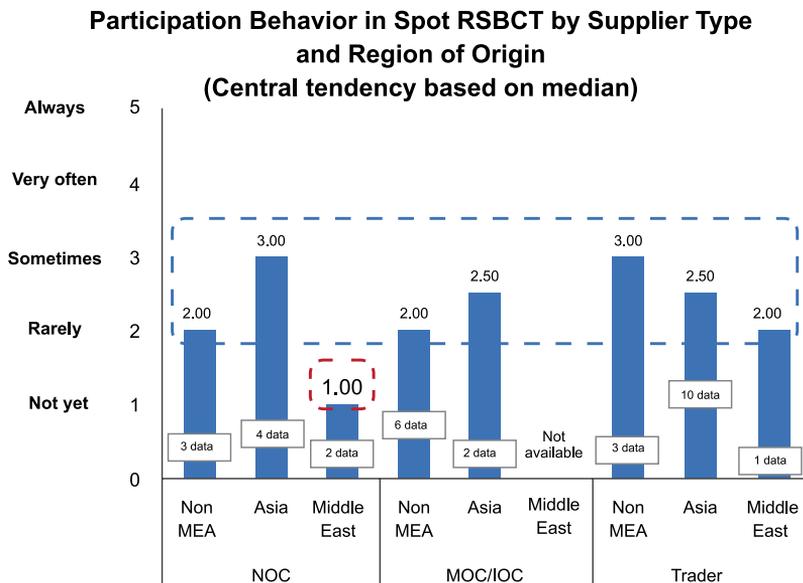
a. 4 cells (66.7%) have expected count less than 5. The minimum expected count is 2.39.

Sumber: Olahan Penulis

Data yang diperoleh juga menunjukkan secara deskriptif bahwa hampir semua tipe *suppliers* di kawasan EMEAPAC sudah berpartisipasi pada level *rarely* (1-4 tender setahun) hingga *sometimes* (5-8 kali tender setahun) di spot RSBCT, kecuali tipe NOCs dari Middle East yang belum berpartisipasi di spot RSBCT, sedangkan NOCs dari kawasan Eropa dan Asia Pacific sudah berpartisipasi di spot RSBCT tersebut, sebagaimana ditunjukkan grafik berikut ini.

GAMBAR 8.

Perbandingan level partisipasi *suppliers* di spot RSBCT berdasarkan tipe *supplier* dan asal daerah



Sumber: Hasil Survei Penulis

Secara keseluruhan dapat dikatakan bahwa ketidakseimbangan penguasaan original kargo telah mendorong *top management* dari *supplier* untuk menentukan strategi dagang yang paling sesuai dengan kekuatan posisi tawarnya. NOCs di ME dan MOC/IOCs di USA lebih banyak menjual kargo LPG dengan basis

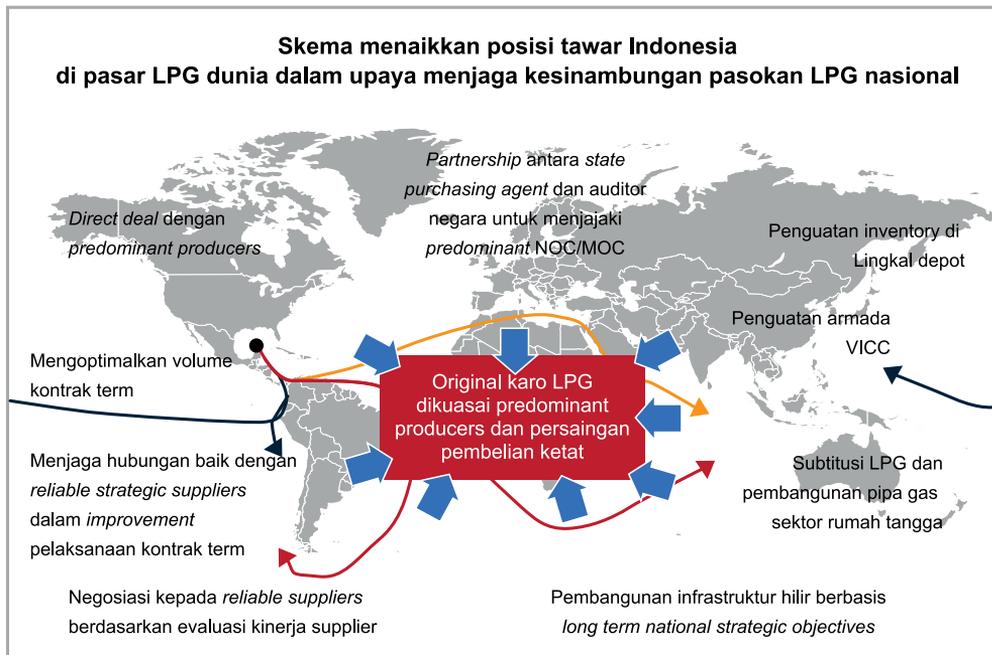
kontrak *term* melalui mekanisme tender dan negosiasi dengan *terms & conditions* yang mendikte pihak pembeli, sedangkan pemain dari tipe dan kawasan lainnya (termasuk *trader*) akan membeli kargo tersebut dengan basis kontrak *term* untuk memenuhi kebutuhan negaranya dan/atau menjual kembali, baik dengan basis *term* maupun *spot* kontrak, ke negara lain termasuk ke negara Indonesia. Selain itu, dengan menggunakan *power-based negotiation Middle Eastern NOCs* dan *the USA MOC/IOCs* kemungkinan memenuhi undangan negosiasi *term* kontrak tapi tidak mau berpartisipasi pada RSBCT yang diadakan oleh *end buyer*, sedangkan pemain lainnya kemungkinan ikut berpartisipasi pada negosiasi dan RSBCT tersebut.

APA SARAN UNTUK MENAIKKAN *BARGAINING GROUND LEVEL* INDONESIA?

Dengan mempertimbangkan kekuatan Indonesia sebagai salah satu importir LPG terbesar kelima di Asia, kelemahan Indonesia pada infrastruktur dan tingginya ketergantungan kargo impor LPG terutama dari *Middle East*, serta ancaman persaingan yang tinggi di pasar LPG dan tingginya posisi tawar *suppliers*, maka Indonesia perlu menaikkan *bargaining ground level* dalam persaingan di industri LPG dengan cara antara lain:

1. Meningkatkan keefektifan *direct deal* kontrak jangka panjang dengan *predominant producer* tipe NOC dan MOC, yang tipikalnya menggunakan

GAMBAR 9.
Skema menaikkan posisi tawar Indonesia di pasar LPG dunia



Sumber: Olahan Penulis

power-based negotiation, melalui keterlibatan Pemerintah dan/atau auditor negara dari sejak awal proses peninjauan kontrak *term* sehingga peluang penawaran harga dan *terms & conditions* lainnya dari *predominant producer* tersebut dapat segera diputuskan secara B-to-B tanpa masalah di kemudian hari pada aspek *governance*. Cara ini sudah terbukti berhasil setelah Pemerintah menginisiasi *direct deal* dengan Iran untuk kontrak *term* LPG ketika sanksi Iran dihentikan (Platts, 2016b).

2. Mengoptimalkan volume kontrak basis term, terutama saat alpha sedang *historically some-year low*, dan mengurangi volume kontrak basis *spot* untuk memastikan *security of supply*, misalkan 95% *term* dan 5% *spot*.
3. Menjaga hubungan baik dengan *reliable strategic suppliers* dalam pelaksanaan kontrak term melalui koordinasi untuk *continuous improvement*.
4. Mengatur proporsi penggunaan RSBCT (*Reverse Sealed-Bid Competitive Tendering*) dan/atau negosiasi saat ada kebutuhan impor basis *spot* karena *predominant suppliers* tipe NOC di ME dan MOC/IOC di USA belum tentu memiliki kargo dan mau berpartisipasi di *spot* RSBCT. Tipikalnya mereka sudah menjual 95% kargonya dengan basis kontrak term pada *committed buyers*. Dengan demikian, *trading companies* yang sedang memiliki kargo *spot* bisa berperilaku *opportunistic* di *spot* RSBCT sehingga berisiko pada *security of supply*. Karena itu, dalam situasi tersebut bisa dipilih mekanisme negosiasi kepada *reliable dan competitive suppliers* berdasarkan hasil evaluasi kinerja *supplier*.
5. Meningkatkan kapasitas tanki penyimpanan dan level *stock* gas di tiap depot sehingga dapat menurunkan level urgensi saat impor basis *spot* guna meredam perilaku *opportunistic* pihak *suppliers* di RSBCT ataupun negosiasi. Selain itu, peningkatan level *stock* gas di depot-depot tersebut dapat membantu fleksibilitas perencanaan dan pengadaan kargo LPG dari lokasi yang jauh dan *voyage time* yang lama seperti LPG dari USA.
6. Mengoptimalkan jumlah kepemilikan VLCC di koridor laut utama dari wilayah barat hingga ke timur guna memperpendek jarak dan meningkatkan utilisasi bagi kapal-kapal kecil (*short-sea-shipping*) dalam mengambil LPG dari kapal-kapal VLCC untuk dikirim ke depot-depot. Dengan demikian, jaringan suplai & distribusi ke ribuan pulau akan lebih terhubung dengan baik (ITB, ALI, STC-Group, World Bank, 2015). Selain itu, kapal VLCC yang tersedia dapat digunakan untuk impor LPG dengan basis *Freight on Board* (FOB) dari *Middle Eastern producers* dan USA *producers* yang cenderung mendikte *buyers* untuk *lifting* kargo dengan basis FOB.
7. Mengurangi ketergantungan impor LPG melalui upaya substitusi dengan produk gas alam yang banyak tersedia di Indonesia dan mengupayakan percepatan pembangunan pipa dan penyaluran gas alam ke sektor rumah tangga
8. Pemerintah dengan regulasi dan kebijakannya dapat mendukung investasi dan pembangunan infrastruktur hilir di sektor energi berdasarkan perspektif *long term national strategic objectives* daripada sekadar *short term business feasibility analysis* (antara lain: NPV, IRR, *payback period*). Jika tidak, maka pembangunan infrastruktur hilir tersebut akan sangat lambat dan bahkan terlambat karena eksekusinya hanya akan dipicu oleh faktor urgensi belaka.

Saran-saran tersebut dapat dielaborasi lebih lanjut oleh semua *stakeholders* terkait untuk menyusun dan memprioritaskan berbagai alternatif solusi berdasarkan perspektif *long term national strategic objectives*. Dan yang terpenting, semua *stakeholders* terkait bisa berkolaborasi untuk segera mengambil tindakan konkrit menaikkan *bargaining ground level* Indonesia demi keberlanjutan pasokan bahan bakar memasak dalam jangka panjang. ■

REFERENSI

- Arroyo, J. P., Yago, M., Nasir, M. A., & Wu, J. (2014). Strategic alliance in energy sector & implications for economic growth and technical efficiency: the case of Petrobras and Galp. *EconJournals*, 4(4), 759-771. Retrieved from <http://www.econjournals.com/index.php/index/search/search>
- BPPT. (2016, Juli). Indonesia energy outlook 2016. Retrieved December 03, 2016, from <http://www.bppt.go.id/unduh/outlook-energi>
- BPPT. (2017, November 21). Outlook Energi Indonesia 2017. Retrieved from BPPT: <https://www.bppt.go.id/outlook-energi/bppt-outlook-energi-indonesia-2017>
- Budiman, A., Das, K., Mohammad, A., Tan, K. T., & Tonby, O. (2014, September). Ten ideas to reshape Indonesia's energy sector. Retrieved December 03, 2016, from <http://www.mckinsey.com/search.aspx?q=ten+ideas+to+reshape+indonesia's+energy+sector>
- CFTC. (2017). Content of the disaggregated commitments of traders report. Retrieved from CFTC: <http://www.cftc.gov/MarketReports/CommitmentsofTraders/DisaggregatedExplanatoryNotes/index.htm>
- Conover, W. J. (1999). *Practical nonparametric statistics* (3rd ed.). New York: John Wiley.
- EIA. (2016, June 30). Expanded Panama Canal reduces travel time for shipments of U.S. LNG to Asian markets. Retrieved from U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26892>
- Fattouh, B. (2011, January). An anatomy of the crude oil pricing system. Retrieved from The Oxford Institute for Energy Studies: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/WPM40-AnAnatomyoftheCrudeOilPricingSystem-BassamFattouh-2011.pdf>
- Gillies, A. (2012, April 7). Selling the citizen's oil: the case for transparency in national oil company crude sales. Retrieved from Natural Resource Governance Institute: <http://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/oilsales-transparency1.pdf>
- ITB, ALLI, STC-Group, World Bank. (2015). State of logistics Indonesia. Retrieved from Nestra: <http://www.nestra.net/download/StateofLogisticsIndonesia2015.pdf>
- JCCP. (2015, January 21). Tasweeq - continuing to deliver energy reliably to Japan. Retrieved from JCCP: https://www.jccp.or.jp/international/conference/docs/LP-4_2015%203rd%20JCCP%20International%20Symposium_revised.pdf
- Jensen, F. (2017, January 17). Indonesia's Pertamina looks to U.S. for LPG imports. Retrieved from Reuters: <http://www.reuters.com/article/indonesia-lpg-imports-idUSL4N1F71YS>
- Payne, J., & Ghaddar, A. (2017, February 6). Trading giant Glencore extends major Libyan oil deal: sources. Retrieved from Reuters: <http://www.reuters.com/article/us-glencore-libya-oil-idUSKBN15L0JM>
- Platts. (2010, June). The structure of global oil markets. Retrieved from Platts: <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/InsightAnalysis/IndustrySolutionPapers/oilmarkets.pdf>
- Platts. (2013, October 3). Itochu says talks with Vitol on US LPG project have collapsed. Retrieved from Platts: <https://www.platts.com/latest-news/oil/singapore/itochu-says-talks-with-vitol-on-us-lpg-project-26335135>
- Platts. (2016a, February 4). Middle East LPG trade picks up on soft prices, freight rates. Retrieved from Platts: <https://www.platts.com/latest-news/shipping/singapore/middle-east-lpg-trade-picks-up-on-soft-prices-26359406>
- Platts. (2016b, June 14). Indonesia to take one LPG cargo a month over a year from Iran. Retrieved from Platts: <https://www.platts.com/latest-news/petrochemicals/singapore/indonesia-to-take-one-lpg-cargo-a-month-over-21703052>
- Poten & Partners. (2018, March 06-07). The global LPG market: changes, challenges & the next chapter. Retrieved from LPGC: www.lpgc.or.jp
- PricewaterhouseCoopers. (2008). Glossary of terms used in the trading of oil and gas, utilities and mining commodities. Retrieved from PWC: <http://www.pwc.com/gx/en/energy-utilities-mining/pdf/eumcommoditiestradingriskmanagementglossary.pdf>
- Quek, L. (2015, February 02). Future of procurement in Asia Pacific: keeping pace with change in the ENR sector. Retrieved December 03, 2016, from KPMG: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2015/03/future-of-procurement-asia-pacific-v3.pdf>
- Schaik, J. V. (2012, April 8). How governments sell their oil. Retrieved from Natural Resource Governance Institute: <http://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/OilSales-HowGovtsSellOil.pdf>
- The Allen Consulting Group. (2009, October). Review of the appropriateness of the current LPG international benchmark in the setting of domestic LPG prices. Retrieved from Australian Competition & Consumer Commission: <https://www.accc.gov.au/system/files/Review%20of%20the%20appropriateness%20of%20the%20current%20LPG%20international%20benchmark%20in%20the%20setting%20of%20domestic%20LPG%20prices%20-%20October%202009.pdf>
- The Economic Times. (2017, May 10). In a first, India to import LPG from Iran to meet rising demand. Retrieved from The Economic Times: <http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/oil-and-gas/in-a-first-india-to-import-lpg-from-iran-to-meet-rising-demand/58613584>
- The Peninsula. (2015, February 16). Tasweeq, Astomos sign LPG deal. Retrieved from Zawya Thomson Reuters: <https://www.zawya.com/mena/en/story/ZAWYA20150216033035/>
- WLPGA. (n.d.). LPG production and distribution. Retrieved from wlpga: <https://www.wlpga.org/about-lpg/production-distribution/>
- Wood Mackenzie. (2017, June). All supply balance of LPG by location. Retrieved from Woodmac: <http://productmarkets.woodmac.com/Balances.aspx>

Bright Gas 5,5 Kg

Cerriakan Kehangatan Keluarga

Teknologi Double Spindle Valve System (DSVS) untuk menjaga tabung LPG tetap aman dari kebocoran.

Sticker petunjuk penggunaan tabung LPG yang aman.

Kualitas LPG sesuai dengan Standar dan Mutu (Spesifikasi) Bahan Bakar Gas di dalam negeri.

Seal Cap Hologram & feature Optical Color Switch (OCS) dan Laser Marking Code Pertamina yang tidak dapat dipalsukan sehingga ketepatan isi LPG lebih terjamin.

Kemasan yang lebih ringan dan praktis dengan berat isi 5,5 Kg dan berat tabung kosong 7,1 Kg. Sesuai untuk dapur Apartemen dan Rumah minimalis.



SKEMA PERGESERAN BISNIS PERKAPALAN DAN *REFINERS* DALAM MERESPON PEMBERLAKUAN REGULASI *INTERNATIONAL MARITIME* *ORGANIZATION (IMO) DI TAHUN 2020*

MUTHIA RIZKA NELDY

Ast Man Market Research and Development ISC

ARINA RAHMAWATI

Jr Analyst Crude Market Analysis ISC

Less than one and a half year from now, starting on 1 January 2020 the maximum sulfur content allowed in marine bunker fuel will be reduced from 3.50% weight (m/m) to 0.50% m/m on a global basis. This regulation has been announced on 27 October 2016 by the International Maritime Organization (IMO), a specialized agency of the United Nations (UN) devoted to the safety and security of shipping and marine pollution, to reduce harmful environmental impacts of shipping pollution. Upon implementation of this IMO sulfur content limitation, there will be a radical shift in crude and oil products supply-demand which lead to spike of sweet crude price, distillates and low sulfur fuel oil product spread and also the rise of refining margins particularly complex refineries. In the end it will have significant impact on shipping industries, refiners, and bunkering hubs business scheme. This article mainly discusses the shifting happens also options and opportunities that ship owners and refiners have in order to respond to the IMO sulfur content regulation. Shipping companies and refiners including Pertamina showed various approaches to comply with the IMO sulfur content regulation even though the level of compliance with the new regulations remains the greatest uncertainty.

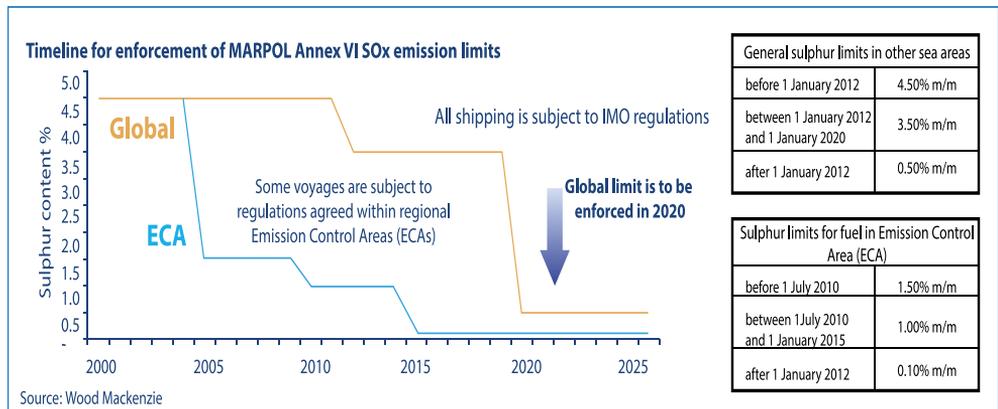
PENDAHULUAN

Saat ini isu lingkungan hidup adalah isu yang sensitif dan menjadi salah satu resiko bisnis yang diperhitungkan perusahaan. Dalam pertemuan organisasi maritim internasional, IMO Marine Environmental Protection

Committee ke 70, pada 24-28 Oktober 2016 lalu, disepakati penerapan aturan batasan sulfur 0.5%S untuk marine fuels per 1 Januari 2020. Latar belakang diberlakukannya aturan tersebut disebabkan oleh tingginya kandungan Sulfur dalam marine bunker

fuels saat ini (3.5%S) yang menjadikan industri maritim sebagai industri yang menyumbang sekitar 8% emisi SO₂ global (Green Car Congress, 2016). Hal ini membahayakan lingkungan hidup karena mengakibatkan hujan asam dan penyakit gangguan pernapasan.

GAMBAR 1.
Timeline penerapan aturan IMO bunker



Sumber: Woodmac (2018)

Meskipun IMO tidak memiliki “alat” untuk memaksa seluruh perusahaan *shipping* di dunia untuk mematuhi batasan sulfur tersebut, tetapi mengingat posisi IMO sebagai organisasi maritim dunia yang berada di bawah PBB, maka IMO dapat bekerja sama dengan negara-negara di dunia seperti melalui *Port State Control* untuk memberlakukan ketentuan batasan sulfur ini dengan detail aturan disesuaikan di negara masing-masing. Di sisi lain, tingkat kesadaran masyarakat akan pentingnya menjaga kelestarian lingkungan hidup semakin tinggi, sehingga diprediksi batasan sulfur ini akan dipatuhi oleh industri perkapalan selaku konsumen akhir dari *marine bunker fuels*.

Berdasarkan kondisi di atas maka isu ini sangat relevan untuk dibahas karena di samping mengkonsumsi *marine bunker fuels*, Pertamina juga merupakan *refiner* yang memproduksi dan memasarkan bahan bakar tersebut.

SIAPA YANG TERKENA DAMPAK DARI KEBIJAKAN INI?

Pelaku bisnis yang terkena dampak langsung dari diberlakukannya regulasi *max sulfur 0.5% wt* untuk *marine fuel* antara lain *shipping companies* selaku *end-consumer bunker fuel*, *refineries* dan juga *bunkering hubs* seperti Singapore and ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp).

GAMBAR 2.

Skema Pergeseran Bisnis Perkapalan, Refiners, dan Bunkering Hubs dalam Merespon Pemberlakuan Regulasi International Maritime Organization di tahun 2020



Sumber: Olahan Penulis

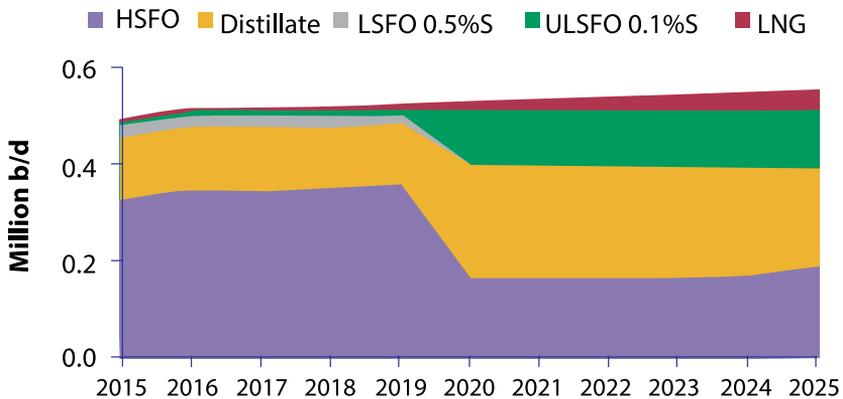
A. SHIPPING COMPANIES

Saat ini bahan bakar yang menjadi primadona *marine fuel* adalah *Heavy Fuel Oil* (HFO) yang memiliki kandungan 3.5% Sulfur, biasa disebut HSFO

3.5%S. Berdasarkan data dari Woodmac, (2016) dari 5.1 juta Barrel per hari kebutuhan *global marine fuels* sekitar 68% dikuasai oleh HSFO, sisanya menggunakan *distillate*

seperti *Gasoil, Low Sulfur Fuel Oil* (LSFO) dan LNG. HSFO diminati karena ketersediaan yang cukup berlimpah dan harganya yang tidak mahal.

GAMBAR 3.
Bauran Pasar Global Marine Fuels



Sumber: Woodmac (2018)

Dengan diberlakukannya aturan IMO untuk pembatasan *sulfur marine fuel* dibawah 0.5%S, Woodmac memperkirakan di tahun 2020 akan terjadi peralihan jenis konsumsi *bunker* dari HSFO ke *Distillate/Gasoil* dan LSFO. *Distillate* akan menguasai 44% pasar *bunker fuel* dan LSFO sekitar 22%. Adapun untuk HSFO diperkirakan turun menjadi sekitar 32% (vs sebelumnya 68%) dari total bauran pasar *marine fuels*.

Sebenarnya opsi apa yang dimiliki oleh *industry shipping* saat ini? Terdapat beberapa opsi yang dapat dilakukan antara lain sebagai berikut:

a. Menggunakan *fuel oil* yang memenuhi persyaratan 0.5%S (*compliance fuel*)

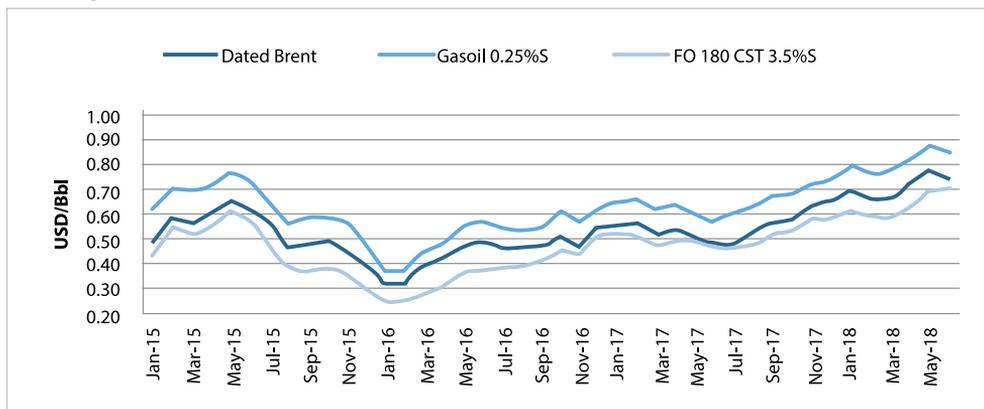
Penggunaan *fuel oil* sesuai spesifikasi yang dipersyaratkan merupakan salah satu alternatif termudah yang dapat langsung diterapkan. Namun, *shipping company* harus siap dengan risiko harga yang jauh lebih tinggi. *Shipping company* harus menyerap kenaikan biaya tersebut atau meneruskan pembebanan biaya tersebut kepada *customers* selagi memungkinkan.

Mengapa harganya lebih tinggi?

Ada dua tipe opsi *compliance fuel oil* yang tersedia, yaitu *distillate/*

Gasoil dan *Low Sulfur Fuel Oil*. *Gasoil* merupakan *middle distillates* yang biasa digunakan sebagai bahan bakar untuk sektor transportasi, residensial, *power generator* dan sebagian kecil *bunker*. Meskipun saat ini tidak terdapat kekhawatiran akan suplai *Gasoil* karena ketersediaannya relatif lebih banyak dibanding LSFO, tetapi harganya jauh di atas harga HFO. Secara umum, harga *Gasoil* berada di atas harga minyak mentah, seperti dua tahun terakhir *spread* antara *Gasoil* dan minyak mentah berada di kisaran 10 USD/Bbl di atas harga minyak mentah, seperti ditunjukkan pada grafik berikut:

GAMBAR 4.
Profil Harga *Gasoil* dan *Fuel Oil* versus *Brent*



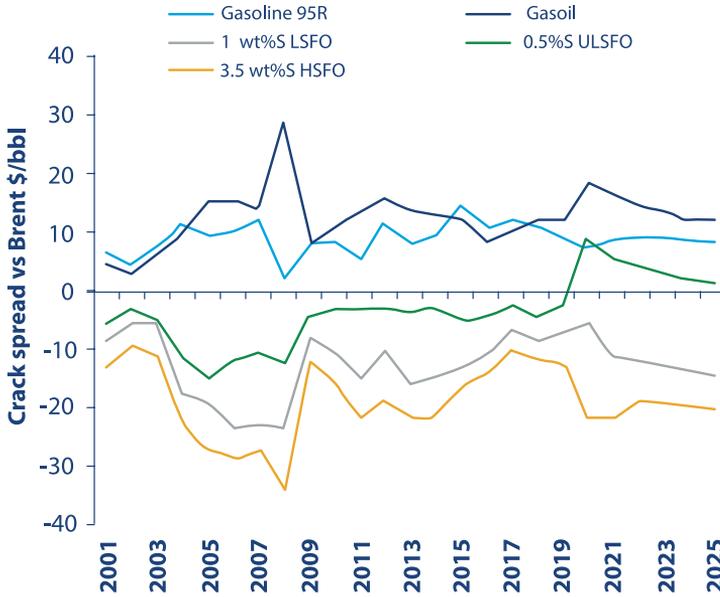
Sumber: Olahan Penulis dari independent publisher

b. Opsi *compliance fuel* lainnya adalah *low sulfur fuel oil*, yaitu *Fuel Oil* yang memiliki sulfur di bawah 0.5%. Tipe *fuel oil* seperti ini saat ini masih terbatas supplinya, sehingga peningkatan *demand low sulfur fuel oil* untuk *bunkering fuel* di tahun 2020 akan membuat harga LSFO melonjak.

Woodmac (2018) memprediksi kenaikan harga LSFO di tahun 2020 hingga 13 USD/Bbl dibandingkan tahun 2018. *Spread* LSFO yang sebelumnya negatif (berada di bawah harga minyak) yaitu -4 USD/bbl akan melonjak hingga 13 USD/Bbl di atas harga minyak mentah.

GAMBAR 5.
Profil Spread Harga Produk vs Crude, 2001-2025

Product crack spread profile, 2001-2025



Sumber: Woodmac (2018)

Meskipun peningkatan harga LSFO masih berada di bawah harga Gasoil yang hingga 18 USD/Bbl di atas harga minyak mentah, tetapi suplai LSFO sangat terbatas untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar untuk *bunkering*. Meskipun parameter spesifikasi lain selain sulfur untuk *bunker fuels* belum ditetapkan, dengan asumsi parameter lain dalam spesifikasi sama dengan kondisi saat ini, *existing refinery configuration* dan penambahan kapasitas dari kilang-kilang baru di tahun 2020, diperkirakan ketersediaan LSFO kurang dari 1.2 juta bbl per hari

(versus total kebutuhan *bunker fuel* sekitar 5.3 juta bbl per hari). Namun volume ini dapat bertambah hingga 1 juta bbl per hari jika dilakukan *blending* dengan *residual* dan VGO.

Menurut Wood Mackenzie, perusahaan *shipping* akan memerlukan biaya tambahan sekitar USD 60 Milyar per tahun pada tahun 2020, akibat kenaikan harga *Gasoil* dan LSFO. Peralihan jenis bahan bakar *low sulfur* yang dikonsumsi untuk *marine fuels* diperkirakan dapat meningkatkan *freight cost rate* Middle East – Singapore hingga 1 USD/Bbl.

Peralihan dari HSFO ke Gasoil dan LSFO tidak dapat dilakukan secara otomatis. Kapal tetap memerlukan beberapa pemeriksaan dan modifikasi. Gasoil dan LSFO memiliki *viscosity* yang lebih rendah dibanding HSFO, sehingga diperlukan pemeriksaan dan modifikasi untuk memastikan bahwa pompa dapat berjalan dengan baik pada kondisi *low viscosity fuel*. Jika tidak sesuai dikhawatirkan akan mempercepat masa pakai dan kebocoran pompa. Selain itu LSFO dan *Marine Gasoil* juga memiliki *flash point* yang lebih

rendah dibanding HSFO sehingga perlu dipastikan *fuel storage tank* dapat berfungsi dengan baik dengan jenis *fuel* yang baru tersebut, tanpa mengalami kebocoran yang dapat berdampak pada isu *safety*.

c. Penggunaan LNG sebagai bahan bakar

Pilihan lain untuk *compliance fuel* adalah

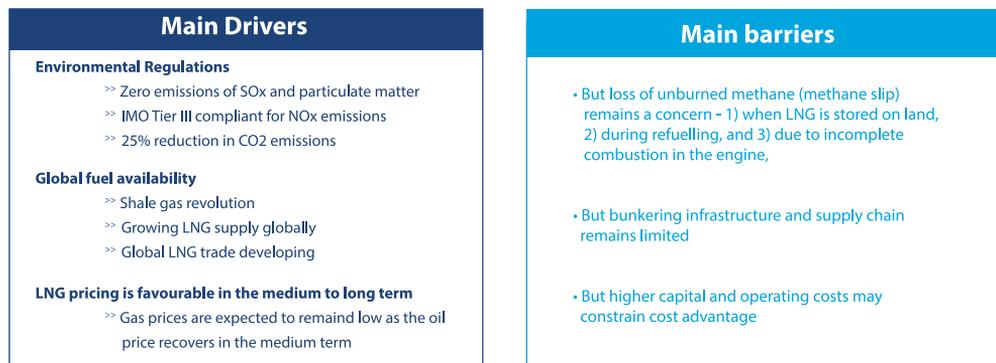
menggunakan LNG sebagai bahan bakar. LNG merupakan opsi yang lebih murah dibandingkan *Gasoil*, khususnya di pasar US.

Opsi penggunaan LNG ini mulai dilirik untuk pembangunan kapal-kapal baru. Adapun untuk kapal eksisting, agar dapat menggunakan LNG diperlukan banyak modifikasi desain karena

perubahan dari bahan bakar cair ke gas akan memerlukan sistem operasi yang berbeda, dari pipa, pompa, *heater* dan *storage tanks*.

Beberapa manfaat dan hambatan penggunaan LNG sebagai *bunkering fuel* sebagaimana dirangkum Woodmac (2018) adalah sebagai berikut:

GAMBAR 6. Kelebihan dan Kekurangan Penggunaan LNG sebagai Alternatif Bunker



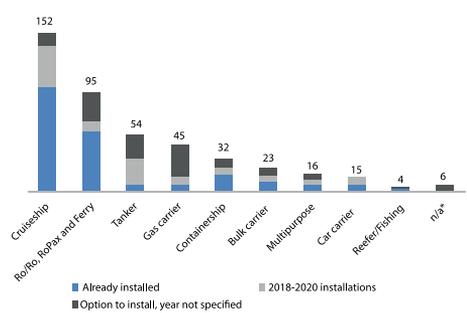
Sumber: Woodmac (2018)

d. Pemasangan SOx Scrubber: alat berteknologi yang dapat mengurangi emisi buangan

Opsi lainnya yaitu pemasangan *sulphur scrubber system*, yang akan memisahkan sulfur dari gas pembuangan, sehingga dapat mengurangi emisi buangan SO2 hingga 98 persen. Dengan memasang *scrubber*, sebuah kapal dapat tetap menggunakan HSFO sebagai bahan bakar tanpa perlu beralih ke *Gasoil* maupun LSFO yang lebih mahal.

GAMBAR 7. Trend Penggunaan *Scrubber* pada Berbagai Tipe Kapal

Investment in scrubbing has accelerated in recent months, but still appears weak



Menurut Argus Media, investasi untuk pemasangan scrubber meningkat dalam beberapa bulan terakhir, khususnya di dominasi dari kapal cruise, namun masih belum terlalu signifikan peningkatannya. Saat ini kapal cruise banyak menggunakan scrubber karena banyak digunakan di wilayah ECA yang saat ini sudah mempersyaratkan batas max sulfur 0.1%S.

illuminating the markets
Sumber: Argus (2018)



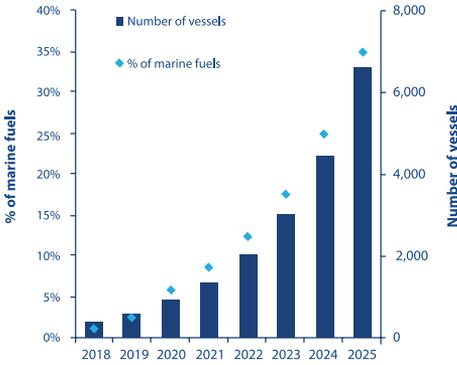
Woodmac (2018) memperkirakan pemasangan *scrubbers* akan semakin banyak

setelah tahun 2020, dengan tipe kapal yang mendominasi adalah kapal *cruise* dan *crude tankers*

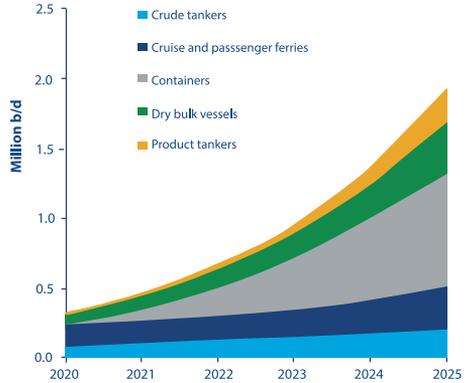
karena membutuhkan banyak bahan bakar dan ketersediaan *scrubber* yang sesuai untuk kedua tipe kapal tersebut.

GAMBAR 8 DAN 9.
Outlook Penggunaan *Scrubber* pada Kapal

Outlook for scrubber installations, 2018-2025



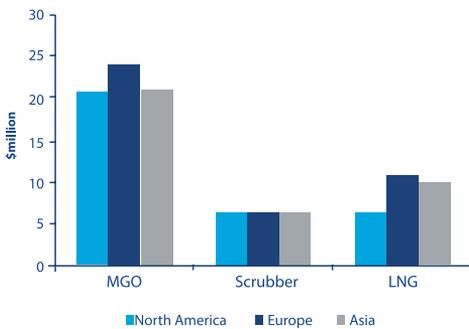
Outlook for scrubbed HSFO by vessel type, 2020-2025



Source : Wood Mackenzie
Sumber: Woodmac (2018)

Menurut Woodmac (2018), opsi penggunaan *scrubber* secara umum merupakan opsi yang paling hemat diantara opsi lainnya. Namun, di Amerika Utara, opsi penggunaan LNG lebih menjanjikan dibanding pemasangan *scrubber* karena rendahnya harga LNG. Berikut analisa *additional lifetime cost* dari tiga opsi untuk memenuhi aturan IMO, dengan memperhitungkan CAPEX + OPEX beserta asumsinya:

GAMBAR 10.
Perbandingan *Lifetime Cost* untuk Beberapa *Compliance Fuel*
Comparison of additional lifetime cost of fuel compliance options



Key assumptions:

- ✓ 20 year operating life of new build vessel
- ✓ H1 2017 price forecast
- ✓ Discount rate: 10%,
- ✓ Scrubber: \$5m uplift on capex, 5% uplift on opex,
- ✓ LNG - \$12m uplift on capex
- ✓ Asian LNG pricing based on LNG spot rather than oil index pricing

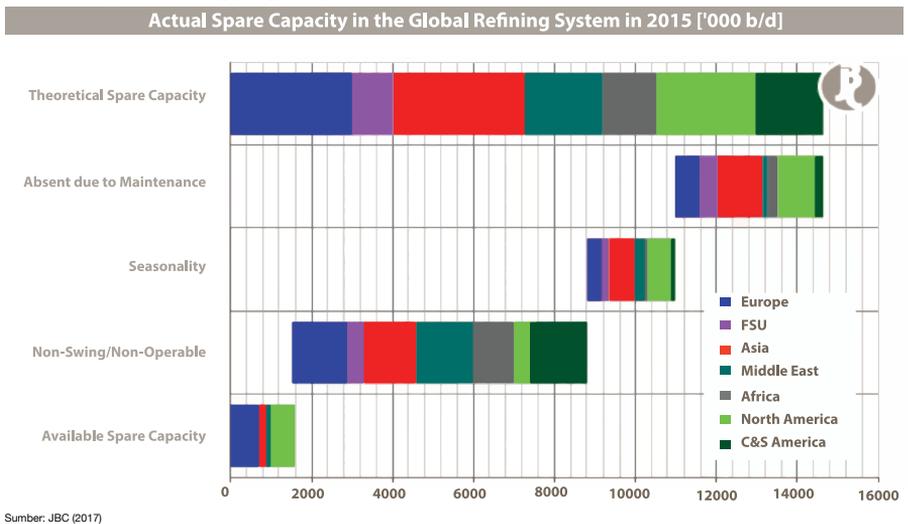
Source : Wood Mackenzie
Sumber: Woodmac (2018)

e. Alternatif lain yang masih terus dilakukan yakni pengembangan desain maupun teknologi pada kapal-kapal baru, sehingga kapal dapat lebih menghemat konsumsi bahan bakar dan menurunkan emisi buangan kapal.

B. REFINERS

Menurut JBC Energy, saat ini industri *refining* global sudah beroperasi mendekati kapasitas maksimum, sehingga implementasi aturan IMO tahun 2020 akan dihadapi dengan kondisi yang kurang lebih menyerupai sistem eksisting dan penambahan kapasitas kilang-kilang baru selama periode 2018-2019.

GAMBAR 11
Realisasi Kapasitas Kilang yang Beroperasi di Tahun 2015



GAMBAR 12
Rencana Penambahan Kapasitas Kilang (2020 Vs 2016)

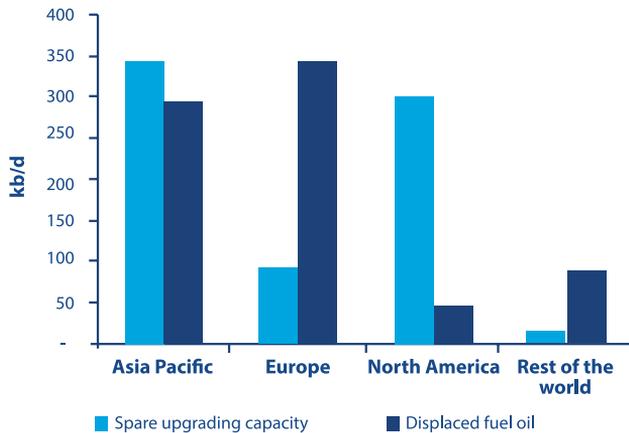
million b/d	Increased crude/ cond runs	-----New facilities added-----					VGO HDS	Resid HDS	Net supply	Demand	Long/ (short)
		FCC	H/C	Coking	Dist. flux saved						
Runs/Capacity	3600	400	1100	900		300	300				
Mogas/Naphtha	1000	200	200	100				1400	1200	200	
Middle Distillate	1200	100	600	400	100			2300	3700	-1400	
HS VGO	500	-400	-1000	300		-50	-150	-800			
HS VR	400	0		-800	-100		-100	-600			
HS Resid/HFO	900	-300	-1000	-500	-100	-50	-250	-1400	-2900	1500	
LS Resid/HFO	400		200			50	250	900	1200	-300	
Total	3400	-70	-100	-100	0	0	0	3200	3200	0	

Source: PIRA

Sumber: PIRA (n.d)

Jika dilihat *spare capacity* khusus *residue*, berdasarkan data Woodmac, terlihat Asia dan Amerika utara memiliki peluang untuk menambah suplai residu dari konfigurasi saat ini. Di Asia, terutama berasal dari Chinese *independent refiners* atau biasa disebut *teapot refineries* telah terbiasa mengolah *fuel oil* sebagai *feedstock* kilang sebelum mereka diizinkan untuk mengimpor *crude* oleh pemerintah China.

GAMBAR 13
Kapasitas Kilang yang Dapat Di-Upgrade dan Kuantitas Fuel oil yang Akan Tergantikan
Spare residue upgrading capacity and displaced fuel oil in 2020*



Source : Wood Mackenzie

Sumber: Woodmac (2018)

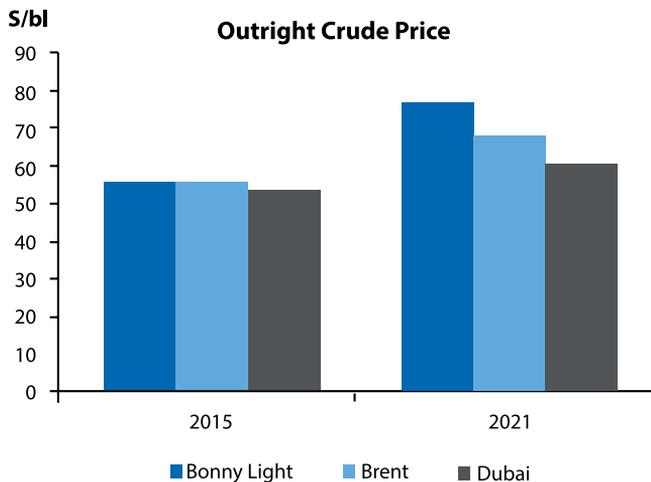
Diperkirakan akan terjadi lonjakan *refining margin* pada masa diterapkannya aturan IMO 2020. *Coking* dan *hydrocracking margins* akan lebih meningkat tajam dibanding FCC *cracking margins*. Terutama disebabkan kemampuan unit untuk mengkonversi

high sulfur fuel oil menjadi produk yang lebih ringan dan sweet seperti *Gasoil*.

Peningkatan *demand marine bunkering fuel* 0.5%S tidak hanya menjadikan harga *Gasoil* dan LSFO naik, tetapi juga menjadikan *demand* dan harga minyak mentah yang

dikategorikan *sweet crude* (*sulfur content* < 0.5%S) meningkat. Argus (2018) memperkirakan akan terjadi lonjakan *spread* harga antara *light sweet* (*Bonny Light*) dan *medium sour* (*Dubai*) dari sekitar 3 USD/Bbl di tahun 2015 menjadi sekitar 17 USD/Bbl.

GAMBAR 14
Kenaikan Outright Crude Price 2021 Vs 2015



Sumber: Argus (2018)

Kilang akan menghasilkan *profit* lebih tinggi ketika mengolah *crude* yang memiliki banyak *yield middle distillate*. Untuk *complex refinery* atau kilang yang memiliki fasilitas *coker* dan *hydrocracking* akan menikmati kondisi ini karena dapat memaksimalkan produksi *middle distillate*-nya, sembari mengoptimasi pembelian jenis *crude* yang paling memberikan *profit* bagi kilang. Sementara untuk *simple refinery*, pilihannya cenderung akan mencari *crude* yang bersifat *light/medium sweet crude* untuk memaksimalkan

produksi *Gasoil* dan meminimalkan produksi HSFO atau yang bersifat *heavy sweet crudes* untuk menghasilkan ULSFO.

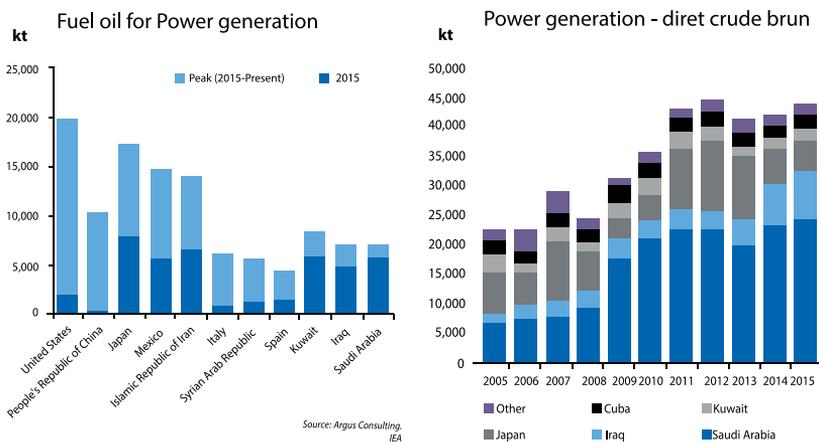
Isu lain yang perlu menjadi perhatian khusus bagi *refiners* adalah kemana HSFO yang selama ini diproduksi akan disalurkan. Kilang-kilang yang memproses minyak tipe berat dengan kandungan Sulfur tinggi akan tetap memproduksi banyak HSFO, sehingga perlu dilakukan suatu terobosan di kilang atau *blending* agar fraksi berat *fuel oil* menjadi produk yang lebih *valuable*.

Jika tidak memungkinkan, maka *refiners* perlu mengamankan komitmen penjualan HSFO ke *long term buyers* serta mencari *potential buyer* yang dapat menyerap HSFO mereka.

Menurut Argus Media (2018), kebutuhan HSFO untuk *power generation* merupakan sektor yang paling memungkinkan untuk menyerap excess HSFO. Kebutuhan HSFO untuk *power generation* akan meningkat secara signifikan dan mengurangi kebutuhan minyak mentah sebagai *direct burning power generation*.

GAMBAR 15
Penggunaan *Fuel Oil* pada *Power Generation*

Fuel oil use in power generation will increase significantly to absorb majority of HSFO



illuminating the markets

Sumber: Argus (2018)

Copyright © 2018 Argus Media group. All rights reserved.

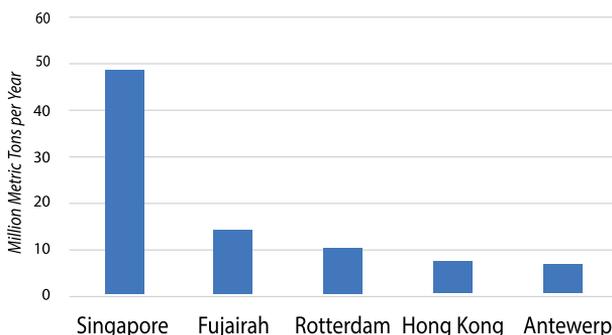


C. BUNKERING HUBS

Berdasarkan data 2020 Marine Energy, dari sekitar 300 juta MT konsumsi bunker fuel per tahun, sekitar 30% diperjualbelikan hanya di lima pelabuhan utama yaitu Singapura, Fujairah, Rotterdam, Hongkong dan Antwerp.

GAMBAR 16
Bunker Fuel yang Diperjualbelikan di Pelabuhan Utama

Figure 1. Top Bunker Fuel Ports



Source: 2020 Marine Energy best estimate

Sumber: 2020 Marine Energy (2018)

Dengan prediksi terjadinya *shifting* konsumsi HSFO ke *Marine Gasoil* dan ULSFO di tahun 2020 pasca implementasi aturan 0.5%S *bunker fuel*, maka diperkirakan akan terjadi pergeseran *trading hub* untuk kebutuhan *bunkering*. Woodmac (2018) memprediksi China yang saat ini merupakan negara pengekspor *Gasoil* menjadi *bunkering hub* yang atraktif bagi calon-calon pembeli. Sementara Singapore

sebagai *bunkering hub* terbesar di dunia saat ini, perlu mengatur desain penggunaan tanki untuk menyesuaikan *shifting* dari HSFO ke *Marine Gasoil* dan pengalokasian tanki untuk HSFO, LSFO maupun *Marine Gasoil*.

IMPLEMENTASI KEBIJAKAN IMO

Sebagaimana disinggung sebelumnya, saat ini IMO telah membuat aturan secara umum

dimana pelaksanaannya diserahkan kepada masing-masing anggota negara IMO. Meskipun banyak negara yang belum menentukan sanksi atas *non-compliance* aturan IMO di tahun 2020 dan mekanisme kontrol serta monitoring terhadap kapal-kapal yang berlayar di laut lepas masih dipertanyakan, tetapi beberapa negara telah mengumumkan sanksi berupa denda atau pajak seperti pada tabel berikut ini:

GAMBAR 17
Sanksi di Beberapa Negara yang Tidak Mematuhi Aturan Pembatasan Sulfur 0.5% oleh IMO

PENALTIES FOR NON-COMPLIANCE TO SO REGULATIONS IN SELECTED COUNTRIES WITHING SECAs

Country	Maximum financial penalty
Belgium	Eur 6 million
Canada	CAD 25,000
Denmark	No maximum
Finland	Eur 800,000
France	Eur 200,000
Germany	Eur 22,000
Latvia	Eur 2,900
Lithuania	Eur 14,481
Netherlands	Eur 81,000 + gains
Norway	No Maximum
Sweden	SEK 10 million
UK	GBP 3 million
USA	USD 25,000/d

Source: Trident Alliance

Sumber: Trident Alliance (2016)

Menurut Edmund Hughes, Head of Air Pollution and Energy Efficiency IMO, seharusnya jika setiap negara *aware* terhadap status *flag states* yang dimilikinya, maka mereka akan berusaha mempertahankan reputasi yang baik untuk *flag states*-nya dengan memaksa kapal-kapal berbendera negara tersebut untuk mematuhi regulasi IMO. Bukan tidak mungkin Badan Pelaksana Pengawasan Pelabuhan (*Port State Control*) akan memasukkan kapal dari bendera negara tertentu ke dalam daftar hitam atau abu-abu karena kapal-kapal dari bendera negara tersebut tidak mematuhi regulasi IMO. Ketika suatu kapal atau *flag state* masuk dalam *black list* di bawah satu *Port State Control*, maka kapal tersebut akan menjadi target inspeksi di pelabuhan lainnya sehingga hal ini sangat dihindari *ship owners*. Dengan demikian, *most likely scenario compliance* atas aturan batasan sulfur 0.5% IMO di tahun 2020 ini akan berjalan.

Adapun di Indonesia, menurut Staf Khusus Menteri Perhubungan Bidang Hubungan Antar Lembaga, Duta Besar Dewa Made Sastrawan, program IMO untuk penurunan emisi gas buang kapal sejalan dengan program Pemerintah Presiden Jokowi untuk

menjadikan Indonesia sebagai Poros Maritim Dunia. Delegasi Indonesia dalam pertemuan rutin IMO ke-72 pada bulan April 2018 lalu, dari Direktorat Perkapalan dan Kepelautan Ditjen Perhubungan Laut Kemenhub, menyampaikan perlunya persiapan dari semua pihak terkait di Indonesia, mengingat kapal yang akan berlayar ke luar negeri wajib menggunakan bahan bakar yang sesuai dengan ketentuan dan hal ini akan menjadi *object detention* baru bagi pemeriksaan *port state control*. Sehubungan dengan hal tersebut maka mulai tanggal 1 Januari 2019, semua kapal di Indonesia wajib melaporkan penggunaan bahan bakar kapalnya selama satu tahun kepada Pemerintah untuk selanjutnya

Jika setiap negara *aware* terhadap status *flag states* yang dimilikinya, maka mereka akan berusaha mempertahankan reputasi yang baik untuk *flag states*-nya dengan memaksa kapal-kapal berbendera negara tersebut untuk mematuhi regulasi IMO.

Pemerintah Indonesia akan menyampaikan total dari penggunaan bahan bakar kapal-kapal berbendera Indonesia kepada IMO.

BISNIS DOWNSTREAM FUEL OIL PERTAMINA DAN RESPON PELAKU BISNIS

Bisnis Pertamina yang berkaitan erat dengan kebijakan IMO 2020 ini adalah bisnis hilir di Fungsi Shipping, Refinery, dan Integrated Supply Chain. Bagi perkapalan, dampak langsungnya adalah peningkatan biaya angkut/*freight cost* karena tingginya biaya bahan bakar *low sulfur fuel oil* ataupun investasi tambahan jika tetap menggunakan *non-compliance fuel*. Dengan peningkatan *freight cost* yang ditanggung *shipowner*

atau *supplier*, maka dari sisi pengadaan impor yang saat ini dilakukan di Fungsi Integrated Supply Chain akan terdapat potensi peningkatan biaya pembelian *crude* dan produk. Bagi *refinery* terdapat potensi biaya pengadaan minyak mentah

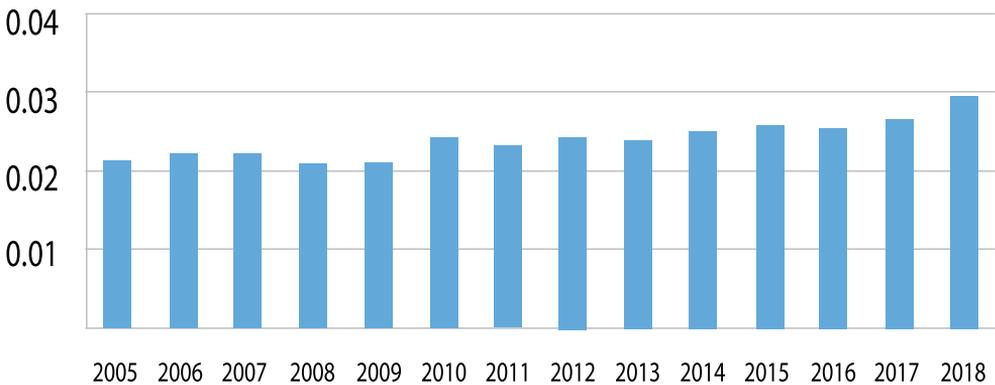
berjenis *sweet crude* yang lebih tinggi serta tantangan bagaimana mengoptimalkan produksi *compliance fuel* seperti Gasoil ataupun *low sulfur fuel oil*.

Sebagai salah satu negara maritim terbesar, Indonesia memiliki *demand*

fuel oil untuk memenuhi kebutuhan *bunker* yang cukup besar. Tren *demand fuel oil* untuk memenuhi kebutuhan *bunker* cenderung naik dari tahun ke tahun dengan rata-rata mencapai 2.41 kb/d dari tahun 2005-2018.

GAMBAR 18
Demand Fuel Oil sebagai Bunker di Indonesia tahun 2005-2018

Fuel Oil Demand for Marine fuel in Indonesia (kb/d)



Sumber: Woodmac (2018)

Mengingat pemberlakuan aturan batasan sulfur IMO 2020 ini akan berimplikasi terhadap *supply-demand crude* dan produk, serta peta *market player* di region, perlu dikaji lebih lanjut peluang apa yang mungkin Pertamina dan Indonesia dapatkan dari keadaan ini.

Dilihat dari sisi *market*, terdapat tiga market player fuel oil di Indonesia, yaitu AKR, Kuo Oil, dan PT Pertamina (Persero).

PT Pertamina (Persero) sebagai *key player* yang memiliki *market share* yang besar, saat ini memproduksi berbagai tipe *fuel oil* yang beberapa di antaranya diekspor, yaitu MFO 180 cSt, *Vacuum Residue*, LSWR, dan *Decant Oil*. Namun, dilihat dari spesifikasinya, belum seluruhnya memenuhi batasan sulfur 0.5%S oleh IMO 2020. Oleh karena itu, saat ini terdapat beberapa

opsi yang sedang dikaji di Pertamina seperti investasi melalui instalasi unit baru di kilang ataupun *blending* antara produk-produk kilang yang ada saat ini dengan rasio tertentu sehingga dapat menghasilkan produk yang memenuhi aturan pembatasan sulfur 0.5% oleh IMO 2020.

Hingga Q2 2018, beberapa rencana telah diumumkan oleh *shipping companies* dan *refiners* dalam merespon regulasi batasan sulfur IMO di tahun 2020, yakni sebagai berikut:

GAMBAR 18

Rencana *Shipping Companies* dan *Refiners* dalam Merespon Regulasi Batasan Sulfur IMO di Tahun 2020

Shipping companies	Refiners
<ul style="list-style-type: none"> • Tanker company terbesar di dunia, Euronav di Antwerp menyatakan bahwa tidak akan menginvest <i>scrubber</i>, dan memilih untuk menggunakan bunker 0.50%S • Shipowner Bernhard Schulte menyatakan akan comply menggunakan bunker fuel 0.50%S fuel • Thai shipping company, Precious Shipping, menyatakan penggunaan bunker 0.50%S fuel merupakan opsi yang paling tepat untuk comply terhadap aturan pembatasan sulfur oleh IMO • Scorpio Tankers menyatakan rencananya untuk mematuhi aturan 0.5%S bunker dan fokus pada efisiensi fuel • New York- dan Oslo-listed shipowner Frontline telah menandatangani persetujuan kepemilikan saham yang besar dalam perusahaan Feen Marine Scrubbers. Dalam deal tsb Frontline telah mengorder 14 scrubber dari Feen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Lukoil akan menyediakan bahan bakar 0.50%S yang merupakan hasil blending antara MGO 0.1%S dan fuel oil. • Eni akan memproduksi bunker fuel 0.50%S dari kilang Sannazzaro (200,000 b/d) • Exxon Mobil berencana untuk melakukan upgrade kilang Jurong (592,000 b/d) di Singapore untuk meningkatkan produksi produk low sulfur. • Kilang Ulsan, SK Energy menginstall Vacuum Residue Dehydrodesulfurization (40kb/d) untuk memproduksi ULSFO 0.50%S dengan estimasi cost sebesar 900 juta USD, selesai pada tahun 2021 • Kilang Matura, Indian Oil Corporation akan melakukan upgrade unit Vacuum Residue-nya • Shell dikabarkan sedang berencana untuk mengembangkan proyek ekspansi di kompleks kilang Rheinland, Jerman • Cepsa, Spanyol berencana untuk melakukan investment Residual hydrocracker

Sumber: diintisarkan dari report IHS dan Woodmac

KESIMPULAN DAN SARAN

Dengan pemberlakuan aturan pembatasan sulfur 0.5% oleh IMO 2020, maka akan terdapat pengaruh signifikan terhadap kenaikan *freight cost*, karena:

- *Compliance fuel* diperoleh dari bahan baku/minyak mentah sweet crude yang harganya lebih tinggi dari kondisi saat ini.
- *Shipping company* yang bertahan menggunakan non-compliance

fuel/HSFO, perlu mengeluarkan investasi tambahan untuk instalasi *scrubber*, sehingga pada akhirnya investasi tambahan tersebut akan dibebankan pada konsumen

Bisnis *downstream* Pertamina yang berkaitan langsung dengan kebijakan IMO 2020 ini adalah *shipping*, *refinery*, dan ISC. Dalam konteks *shipping*, korelasinya adalah peningkatan biaya angkut.

Sedangkan dalam hal *refinery*, konteksnya adalah biaya perolehan bahan baku yang lebih tinggi dan bagaimana mengoptimalkan produksi *compliance fuel*/Gasoil. Dalam hal ISC, korelasinya adalah potensi peningkatan biaya pembelian *crude* produk karena meningkatnya *freight cost* yang ditanggung oleh *supplier*.

Terkait dengan HSFO 3.5% S yang



masih dihasilkan setelah pemberlakuan aturan IMO 2020, perlu dicari konsumen potensial lainnya yang tidak terkait dengan isu lingkungan seperti PLN atau *power supply company*

lain yang mengoperasikan generator berbahan bakar *fuel oil*.

Pemberlakuan aturan batasan sulfur IMO 2020 ini akan berimplikasi terhadap *supply-demand crude* dan

produk serta peta *market player* di region. Untuk itu, sebagai negara *maritime* terbesar perlu dikaji peluang apa yang mungkin Pertamina dan Indonesia peroleh dari kondisi ini. ■

REFERENSI

- Departemen Perhubungan. (2018). Lindungi Lingkungan Maritim Dari Pencemaran, Indonesia Sampaikan Program Pengurangan Emisi GRK Dan Sampah Plastik Di Sidang IMO. Retrieved 15 April 2018, from Departemen Perhubungan: <http://www.dephub.go.id/post/read/lindungi-lingkungan-maritim-dari-pencemaran,-indonesia-sampaikan-program-pengurangan-emisi-grk-dan-sampah-plastik-di-sidang-imo?language=id>
- IHS Markit. (2018, July). 'IMO 2020' – The Global Bunker Fuel Sulphur Cap.
- JBC Energy. (2017, November). The Implications of IMO Spec Change.
- Mackenzie, Wood. (2017, August). Smooth Sailing or Rough Seas? Updated Analysis of the IMO Bunker Sulphur Changes.
- Mackenzie, Wood. (2018, April). IMO 2020 Updated Analysis of the Marine Fuel Sulphur Changes.
- Media, Argus. (2018, July). Recent Trends and the Outlook for Refined Products.
- Platt. (2017, May) Platts Shipping Special Report - Tackling 2020: The Impact of the IMO and How Ship Owners Can Deal with Tighter Sulfur Limits.
- Seatrade Maritime. (n.d). What you need to know: The 2020 IMO Fuel Sulphur Regulation. Retrieved from http://www.seatrade-maritime.com/images/PDFs/SOMWME-whitepaper_Sulphur-p2.pdf
- Ship & Bunker. (2018). IMO 2020 Rule: Bunker Suppliers' and Blenders' Perspective. Retrieved 18 January 2018, from <https://shipandbunker.com/news/features/2020-vision/753896-imo-2020-rule-bunker-suppliers-and-blenders-perspective>



**PERTAMINA
DEX**

HIGH GRADE
DIESEL FUEL

EURO 3 **LESS** 
SULFUR

Pertamina Dex adalah bahan bakar diesel **berkualitas tinggi** dengan standar Euro 3 dan memiliki kandungan sulfur **terendah** di kelasnya yang sejajar dengan bahan bakar diesel premium kelas dunia.

Hadirkan **performa lebih bertenaga** serta **proteksi ekstra awet** bagi mesin kendaraan diesel modern Anda sekarang juga!

Gunakan Pertamina Dex untuk ketangguhan berkendara.



BRAINSTORMING

SKEMA MENGOPTIMALKAN PENYERAPAN MINYAK MENTAH INDONESIA DAN MENINGKATKAN *CAPITAL INFLOW* UNTUK PENGEMBANGAN ENERGI BERKELANJUTAN DALAM RANGKA MENGUATKAN KEPASTIAN PASOKAN ENERGI NASIONAL

ANTONNY FAYEN BUDIMAN S.T, M.SC.,
Ast. Manager Crude & LPG Market Analysis.

For decades to date, Indonesia has been facing the facts that domestic crude oil production rate is constantly declining while refinery capacity is standing whereas petroleum demand is steadily increasing. Moreover, the crude production rate this year is targeted by the Government at 0.80 barrels per day (bpd) which is under Government's refinery efficient capacity level today amounted to 0.85 bpd. However, not all of the produced barrels belong to the government due to the production sharing agreement with Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS). From which, the KKKS have an entitlement to some amount of barrels and tend to export those whenever arbitrage opportunity is open. On the other hand, Indonesia has still to import crude oil to ensure its refineries run at an efficient capacity level. Therefore, it is important to create a barrier for Indonesian crude oil out, in order to achieve national supply security objectives. Some reasonable measures to create barriers have been suggested in this article, such as taking control of several degrees over the Indonesian Crude Price (ICP) so that it has a fair value and can prevent arbitration to some extent, and leveraging the power of this effort by using tax exemptions in fiscal terms combined with sell-in regulation. On the other side, promising technology-enabled scheme to increase capital inflow for renewable energy development is suggested as well in anticipating post-fossil fuel-based economy.

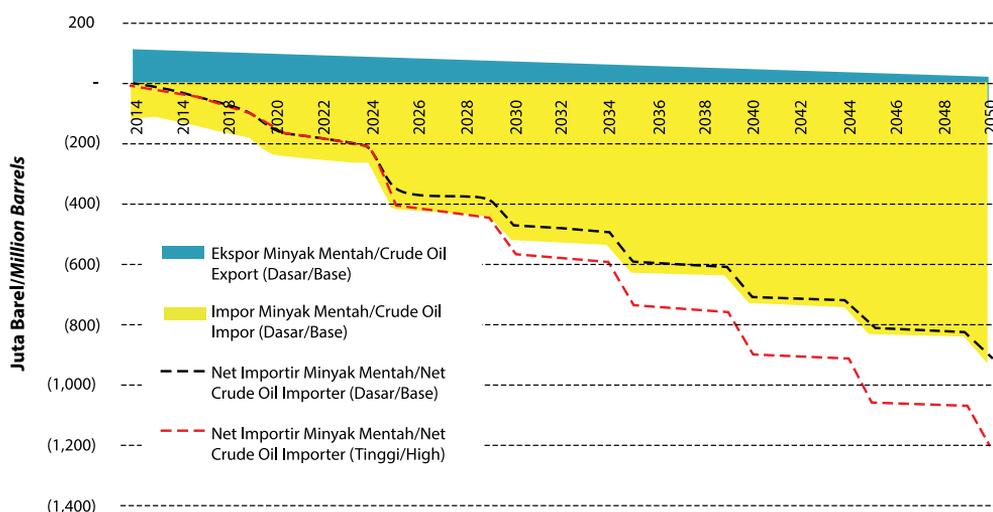
Dalam beberapa dekade ini, Indonesia harus menghadapi kenyataan bahwa volume produksi minyak mentah (MM) domestik terus menurun. APBN tahun 2018 menargetkan produksi MM hanya sekitar 0.80 juta barrel per hari (bph) (Kementerian Keuangan RI, 2017), sedangkan kapasitas efektif kilang milik Pemerintah di seluruh Indonesia yang dijalankan Pertamina (*the state run company*) saat ini adalah sebesar 0.85 juta bph. Namun, tidak semua volume tersebut adalah *government entitlement* karena Pemerintah Indonesia harus berbagi hasil produksi untuk Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dengan menggunakan skema *Production Sharing Contract* (PSC), dan ke

depannya skema *Gross Split* (Migas Review, 2013; Kementerian Komunikasi dan Informatika RI, 2017). Saat ini, MM bagian KKKS mencapai sekitar 0.24 juta bph, dan karena berbagai faktor, MM tersebut biasanya diekspor oleh KKKS ke berbagai negara seperti Hawaii, Australia, Jepang dan bahkan Qatar (*Platts c-Flow*). Selain itu, beberapa jenis MM tertentu tidak bisa diserap kilang milik Pemerintah sehingga harus diekspor karena kendala kualitas, seperti Senoro Kondensat yang memiliki kandungan sulphur dan mercaptan sangat tinggi. Beberapa faktor yang mungkin mendasari keputusan KKKS mengekspor MM bagiannya, antara lain adalah strategi dan kebijakan dagang dari KKKS, beban pajak

terhadap KKKS yang berbadan hukum luar negeri bila menjual ke pasar domestik, dan/atau peluang arbitrage karena tingginya disparitas harga antara *Indonesian Crude Prices* (ICP) dan harga MM *global benchmark*.

Karena hal tersebut, saat ini Indonesia masih mengimpor MM sekitar 0.35-0.40 juta bph untuk memastikan kilang milik Pemerintah berproduksi sesuai kapasitas efektifnya dan memiliki *inventory* yang optimal. Lebih jauh lagi, kedepannya diperkirakan volume impor MM akan semakin besar karena cadangan dan produksi MM yang terus menurun, sedangkan kebutuhan bahan bakar minyak (BBM) terus meningkat sebagaimana ditunjukkan oleh gambar berikut.

GAMBAR 1.
Proyeksi Ekspor dan Impor Minyak Mentah 2050



Sumber: BPPT (2016)

Terkait dengan hal tersebut, perlu dilakukan upaya untuk meredam laju ekspor MM oleh KKKS dalam rangka menguatkan kepastian pasokan energi nasional. Tentunya hal ini membutuhkan *high level communication* antara Pemerintah, Pertamina dan KKKS. Akan tetapi, faktor *trading strategy* dan *policy* yang merupakan *proprietary rights* dari KKKS dalam memasarkan MM bagiannya merupakan *real inhibitor* terhadap keefektifan komunikasi tersebut. Namun demikian, terdapat beberapa cara logis lainnya yang dapat ditempuh untuk meredam laju ekspor tersebut secara efektif, yakni:

- memberikan kemudahan penjualan

MM milik KKKS ke pasar domestik melalui kebijakan fiskal, dan

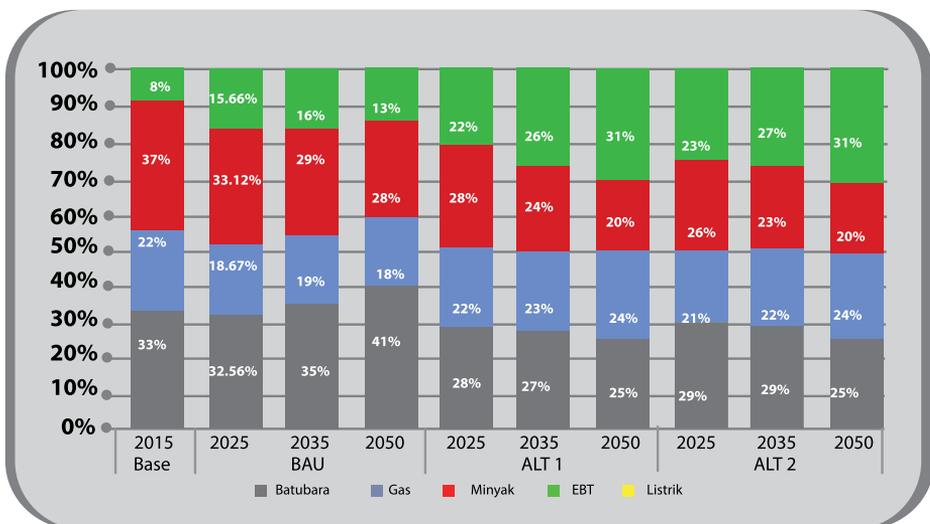
- meningkatkan *barrier to exit* melalui pengendalian kewajaran harga dan regulasi.

Cara pertama telah ditempuh oleh Pertamina kepada Pemerintah, dan menghasilkan kebijakan pengecualian pemungutan pajak penghasilan untuk pembelian MM milik KKKS dan *trading arms*-nya sebagaimana dituangkan dalam Peraturan Menteri Keuangan no. 34 tahun 2017 (Kementerian Keuangan, 2017). Namun, cara itu saja belum cukup karena KKKS akan selalu berusaha memaksimalkan perolehan profit dengan memanfaatkan setiap peluang *arbitrage* yang

ada. Karena itu, peluang *arbitrage* tersebut harus diturunkan dengan cara meningkatkan *barrier to exit*.

Namun demikian, tingkat produksi MM domestik diperkirakan akan terus menurun, sedangkan di sisi lain kebutuhan BBM nasional terus meningkat. Hal tersebut menjadikan ketergantungan MM impor akan sangat tinggi ke depannya dan peningkatan kapasitas kilang bersifat strategis, yang mana berdasarkan proyeksi Pemerintah Indonesia hingga 2025 diperkirakan minyak masih akan berkontribusi besar dalam bauran energi nasional terlebih bila hanya menjalankan *business as usual*, sebagaimana berikut.

GAMBAR 2.
Bauran Energi Primer Menurut Jenis dan Skenario



Sumber: Dewan Energi Nasional (2017)



Di satu sisi, bila dilihat dari sudut pandang tingginya biaya investasi untuk pengembangan *renewable energy* (RE) dan belum mendukungnya regulasi *pricing* harga energi untuk mendorong produsen dan konsumen *switching* ke RE, maka diperkirakan Indonesia akan terus menghadapi tantangan besar dalam mengurangi ketergantungannya pada energi berbasis *fossil fuel*. Karena itu, dibutuhkan dukungan segenap *stakeholder* agar Indonesia memperoleh kontrak jangka panjang pembelian langsung MM dari *National Oil Companies* negara-negara produsen, yang tipikalnya

menggunakan *power-based negotiation* dan mendikte pembeli dalam hal metode penjualan, harga, jadwal *lifting* dan *terms & conditions* lainnya (Schaik, 2012). Di sisi lain, bila dilihat dari sudut pandang semakin sulitnya impor MM karena ketersediaan MM dunia kedepannya akan semakin langka, maka pengembangan RE bukanlah pilihan melainkan keharusan untuk keberlangsungan generasi selanjutnya pasca ekonomi berbasis *fossil fuel*. Karena itu, semua pihak bertanggung jawab memikirkan skema bisnis yang inovatif dan efektif untuk mempercepat pengembangan RE bagi

Indonesia.

Global Subsidies Initiative menilai Indonesia akan kesulitan mencapai target porsi RE sebesar 23 persen di 2025, terutama karena penerapan regulasi yang menekan harga listrik dan kebijakan subsidi untuk energi *fossil fuel* (Bridle, 2018). Selain itu, pengembangan RE di Indonesia terkendala masalah pendanaan, dimana Direktur Aneka Energi Baru dan Energi Terbarukan Ditjen EBTKE Kementerian ESDM menyebutkan 46 dari 70 proyek pada tahun 2017 belum memperoleh pendanaan dari bank, bahkan Direktur Panas Bumi Ditjen EBTKE

Kementerian ESDM menyebutkan investasi di sektor RE pada kuartal-1 2018 baru mencapai 14,7 persen dari target sebesar US\$ 2 billion tahun ini (Satrianegara, 2018a; Satrianegara, 2018b; Ditjen EBKTE ESDM, 2018).

Terkait dengan permasalahan-permasalahan tersebut, tujuan diskusi pada artikel ini ditentukan sebagai berikut.

1. Membandingkan bagaimana kewajaran ICP terhadap harga MM *global benchmark*, yaitu Dated Brent yang banyak digunakan sebagai basis perdagangan berbagai MM di kawasan Eropa, Afrika, Timur Tengah dan Asia.
2. Mendeskripsikan metode *assessment* ICP oleh Price Reporting Agency (PRA).
3. Mendiskusikan mekanisme pengendalian kewajaran harga ICP.
4. Mengusulkan faktor kunci dari regulasi untuk mengoptimalkan penyerapan MM domestik.
5. Mendiskusikan cara meningkatkan *capital inflow*, relaksasi regulasi dan kebijakan untuk pengembangan RE.

Tujuan diskusi akan lebih ditekankan pada upaya mengoptimalkan penyerapan MM domestik dan mendorong *capital inflow* untuk

pengembangan energi berkelanjutan dalam rangka menguatkan kepastian pasokan energi nasional. Pendekatan metodologis yang digunakan dalam diskusi ini bersifat deskriptif untuk membedah permasalahan dan mengusulkan alternatif solusi berdasarkan informasi baik primer maupun sekunder.

KEWAJARAN ICP

Situasi ICP yang apabila terlalu rendah atau terlalu tinggi dibandingkan terhadap harga MM *global benchmark*, seperti Dated Brent, dapat menyebabkan MM Indonesia *arbitrage* ke negara lain. Jika ICP

terlalu rendah, maka KKKS akan mengoptimalkan profit dengan cara, antara lain: memasukkan MM bagiannya dengan harga ICP ke sistem kilangnya di luar negeri, dan/atau menjual MM bagiannya dengan harga Dated Brent ke pasar luar negeri. Jika ICP terlalu tinggi, maka KKKS dapat mengkapitalisasi peluang itu dengan menjual langsung MM bagiannya dengan harga ICP kepada *committed buyer* yang membutuhkan di negara lain. Karena itu, kewajaran ICP akan memainkan peranan kunci dalam mengendalikan *arbitrage* MM di Indonesia.

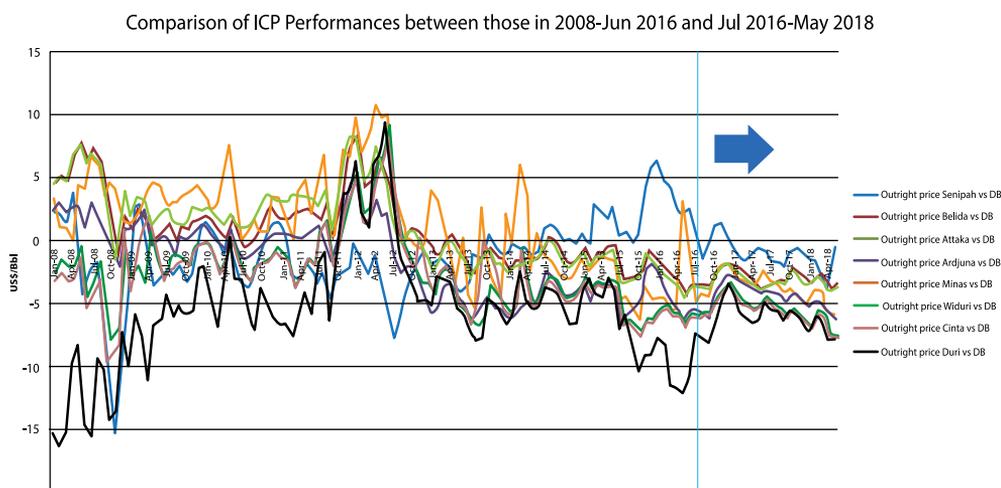
Jika ICP terlalu rendah, maka KKKS akan mengoptimalkan profit dengan cara, antara lain: memasukkan MM bagiannya dengan harga ICP ke sistem kilangnya di luar negeri, dan/atau menjual MM bagiannya dengan harga Dated Brent ke pasar luar negeri. Jika ICP terlalu tinggi, maka KKKS dapat mengkapitalisasi peluang itu dengan menjual langsung MM bagiannya dengan harga ICP kepada *committed buyer* yang membutuhkan di negara lain. Karena itu, kewajaran ICP akan memainkan peranan kunci dalam mengendalikan arbitrage MM di Indonesia.

Kewajaran ICP dapat dianalisis berdasarkan indeks kestabilan pergerakan ICP terhadap Dated Brent. Berdasarkan pengukuran terhadap kestabilan pergerakan *outright value of ICP* (harga dasar dan market premium) terhadap Dated Brent, dapat disimpulkan

bahwa ICP bergerak lebih stabil sejak Juli 2016 setelah Pemerintah menggunakan formula baru dalam penetapan ICP, yaitu dengan menetapkan pada setiap awal bulan nilai ICP dan nilai selisih antara ICP dan Dated Brent berdasarkan data historis satu bulan terakhir

yang dinilai oleh Platts dan RIM. Hal ini dapat dijelaskan secara kuantitatif berdasarkan peningkatan nilai *Stability Performance Index (SPI)* pada semua jenis MM utama Indonesia, sebagaimana ditunjukkan oleh gambar dan tabel berikut.

GAMBAR 3. Perbandingan Kestabilan Harga ICP terhadap Dated Brent antara Periode Sebelum dan Sesudah Juli 2016



Sumber: Data diolah dari Platts (Juni 2018)

TABEL 1. Perbandingan Nilai *Stability Performance Index* pada Semua Jenis MM Utama Indonesia antara Periode Sebelum dan Sesudah Juli 2016

Performance index of ICP against Dated Brent	Senipah vs DB	Belida vs DB	Attaka vs DB	Ardjuna vs DB	Minas vs DB	Widuri vs DB	Cinta vs DB	Duri vs DB
PI = min (UPI, LPI), 2008 - Jun 2016	0.95	1.05	0.94	0.95	0.73	0.84	0.82	0.32
PI = min (UPI, LPI), Jul 2016 - May 2018	2.65	3.65	3.55	1.89	1.84	1.43	1.40	1.02

Sumber: Penulis berdasarkan pendekatan metode Six Sigma

Formula penetapan ICP tersebut hanya berlaku hingga penetapan ICP bulan Juni 2018, sehingga perlu ditinjau ulang apakah akan dipertahankan atau direformulasi. Bertepatan dengan momen pengambilan keputusan tersebut, diperoleh *insight* bahwa harga Minas (salah satu dari MM utama Indonesia) bergerak tidak wajar dari biasanya karena ada pemain pasar yang melakukan *bidding* dalam beberapa hari di Platts eWindow meskipun tidak ada satupun terlihat *selling interest* saat proses *Market on Close (MOC)* jam 16.00-16.30 Singapore Time. Ilustrasi Platts eWindow sebagai berikut.

GAMBAR 4.
Ilustrasi Platts Trading Platform



Sumber: Gambar ilustrasi dari S&P Global (2017)

Ketidakwajaran harga Minas tersebut dapat menular kepada *assessment* harga MM Indonesia lainnya. Hal ini dapat terjadi dikarenakan MM Indonesia tidak dijual dengan basis harian, sehingga pihak publikasi harus menggunakan metode *assessment* tertentu untuk memberikan harga harian pada MM utama Indonesia, sehingga menjadikan selisih harga antara MM utama Indonesia relatif stabil satu sama lain sampai periode tertentu. Selain itu, *assessment Platts* untuk Minas berdasarkan apa yang terjadi di *Platts eWindow* juga akan menjadi referensi bagi PRA lainnya dalam melakukan *assessment* untuk Minas, yaitu RIM dan Argus yang belum memiliki *trading platform* sendiri.

Situasi ini menjadi *justifying evidence* bagi Pemerintah untuk melakukan reformulasi karena masih ada *loophole* pada metode *assessment* ICP oleh Platts. Di pihak lain, perbaikan metode

assessment ICP juga sedang diupayakan oleh Platts dengan pertimbangan bahwa likuiditas volume Minas di pasar *spot* saat ini sangat rendah (Reuters, 2018). Lalu, dimanakah celahnya?

METODE ASSESSMENT ICP OLEH PRA

Harga MM utama Indonesia ditentukan berdasarkan nilai rata-rata publikasi Platts dan RIM. Selain itu, Pemerintah sudah menyebutkan Dated Brent sebagai basis untuk menetapkan nilai selisih antara ICP dan harga Dated Brent. Namun demikian, metodologi *daily assessment* yang digunakan oleh PRA untuk menaksir ICP masih memiliki celah yang dapat dimanfaatkan oleh bahkan tidak hanya satu pelaku pasar. Berikut adalah metodologi *assessment* tersebut menurut informasi dari Platts (2017).

- Platts menaksir *underlying value* selisih harga MM *Indonesian benchmark*, seperti

Minas, terhadap harga *future* Dated Brent berdasarkan persepsi pasar dengan menggunakan sampel lebih dari 10 narasumber,

- Platts juga akan menggunakan semua informasi terkait *bids*, *offers* atau *trades* yang terjadi selama proses MOC di *Platts eWindow*.

Dengan demikian, ketika ada calon penjual/pembeli yang melakukan *offer/bid* untuk suatu MM Indonesia dengan level harga yang tidak wajar di *Platts eWindow*, Platts tetap akan mempublikasikan nilai tersebut. Selain itu, publikasi RIM dan Argus juga akan mencermati nilai yang dipublikasikan oleh Platts tersebut. Lalu, bagaimana mekanisme untuk mengendalikan kewajaran ICP?

MEKANISME UNTUK MENGENDALIKAN KEWAJARAN ICP

Untuk dapat memitigasi risiko dari *loophole* tersebut dan membuka ruang bagi Pemerintah untuk dapat mengendalikan harga, maka mekanisme pengendalian yang terkait dengan formula ICP dapat disarankan sebagai berikut.

- Seluruh harga dasar MM Indonesia menggunakan basis harga *Platts Dated Brent* yang sudah menjadi *global benchmark* dan diklaim oleh Platts telah merepresentasikan 60



persen transaksi fisik MM di seluruh dunia, dan 700 juta barrels transaksi paper MM di *derivative markets* sehingga lebih sulit dimanipulasi oleh segelintir pemain pasar.

- Dipilih MM *Indonesian benchmark* yang volumenya paling likuid, seperti F Minas dan/atau Banyu Urip. Kemudian nilai alfa dari MM *Indonesian benchmark* tersebut ditentukan berdasarkan hasil tender oleh Pemerintah secara periodik agar merepresentasikan pasar.
- Nilai alfa untuk MM jenis lainnya (*non-benchmark*) ditentukan berdasarkan *fixed differential* terhadap nilai alfa MM *Indonesian benchmark*. Besaran *fixed differential* tersebut dapat dikendalikan oleh Pemerintah berdasarkan hasil evaluasi dan penetapan ulang secara periodik. Selain itu, penentuan

fixed differential dapat mempertimbangkan berbagai faktor, antara lain: *gross product worth (GPW)*, *impurities*, harga jual BBM pasar regional dan domestik. Sebagai informasi, GPW sudah biasa digunakan Pemerintah untuk valuasi harga MM Indonesia *non-benchmark*. Selain itu, GPW merupakan salah satu metode bagi *producer* untuk menghitung harga *crude* berdasarkan total nilai jual produk yang bisa dihasilkan dari *crude* tersebut, sedangkan dari sudut pandang *refiner*, GPW merupakan nilai tertinggi untuk harga *crude (basis Freight on Board)*, bila tidak mempertimbangkan *refining margin* yang diharapkan dan ongkos angkut (e.g. Kainth & Nath, 2015).

Cara yang disebutkan di atas merupakan mekanisme yang biasa digunakan di negara lain, sebagaimana

ditegaskan oleh Platts sebagai berikut.

“When it comes to governments - we believe that GPW is a factor used by national oil companies when it comes to them setting their Official Selling Prices (OSPs) each month. For example, Malaysia sets its alpha of Malaysian Crude Oil (Miri, Labuan, Kikeh, Kimanis) to Dated Brent, we understand, according to spot trades each month. However, the annual fixed differential (of non-basket grades against the MCO alfa), we understand may factor in a combination of GPW as well as overall supply and demand fundamentals for the other grades. Typically, the starting point for OSPs is the spot trading of grades and then the relative values of other crudes, which may incorporate GPW or relatively GPW modelling for the grades, in addition to other factors at play for the grades including their location.” (Platts, 2018)

Harga ICP yang wajar diharapkan dapat menghasilkan *revenue* dan *government entitlement* yang seharusnya bagi Pemerintah. Selanjutnya, perlu dipertimbangkan agar harga jual BBM telah memperhitungkan setiap kenaikan harga MM domestik yang masuk ke kilang, karena bagi Pertamina setiap kenaikan ICP sebesar \$1/barrel saat ini akan menaikkan *cost* dari pembelian MM milik pemerintah dan Pertamina hulu sekitar 540.000 bph x 365 hari x \$1/b = \$197,1 juta per tahun, dan menambah *revenue* dari penjualan MM Pertamina hulu sekitar 120.000 bph x 365 hari x \$1/b = \$43,8 juta per tahun. Sebaliknya, bila harga jual BBM yang di-*fixed*-kan dalam rangka menjaga kestabilan ekonomi, maka harga ICP perlu dikendalikan sedemikian rupa untuk menjaga kesinambungan entitas kilang penyerap MM domestik.

Formulasi ICP yang terkendali merupakan syarat perlu untuk menghambat *arbitrage*, tetapi itu saja tidak cukup. Syarat cukup dapat terpenuhi jika Pemerintah mengambil peran aktif mengendalikan kewajaran harga ICP. Jika Pemerintah sebagai pemilik MM bagian negara ingin lebih *powerful* dalam mengendalikan kewajaran harga ICP, maka dua mekanisme

yang dapat digunakan yaitu: aktif di MOC dan/ atau tender. Pertama, aktif memanfaatkan peluang di Platts eWindow, dan meng-*counter* semua *manipulative bids* dan *offers* saat proses MOC. Akan tetapi menurut Platts, ePlatts Window belum bisa dipasang di Indonesia karena alasan legal sehingga masalah ini harus diselesaikan terlebih dahulu. Kedua, aktif melaksanakan tender secara periodik sebelum penetapan ICP guna memperoleh alfa dari MM *Indonesian benchmark*, seperti *grade Minas* dan/ atau *Banyu Urip*.

Jika *standard practice* di atas belum dapat dilaksanakan, maka metode aplikatif yang bisa ditempuh untuk mitigasi risiko dari *loophole* di Platts eWindow tersebut adalah melakukan *monitoring* dan evaluasi kejadian spekulasi di Platts eWindow dan mengeliminasi data yang terkontaminasi. Namun, cara ini akan sulit dilakukan bila aksi *scheming bid/offer* bersifat *nebulous*, misal dilakukan oleh beberapa pemain dari suatu kartel. Lebih jauh lagi, risiko pengaruh manipulasi itu bisa dimitigasi dengan cara:

- mengurangi bobot harga publikasi dalam perhitungan kombinasi tertimbang antara (1) harga publikasi dan (2) harga GPW berbasis harga jual BBM pasar regional dan domestik;

atau

- tidak menggunakan 100 persen harga publikasi, misalkan hanya 50 persen, dan persentase sisa dari harga publikasi diestimasi berdasarkan data-data historikal harga GPW dengan menggunakan *best fit model*.

FAKTOR KUNCI REGULASI

Selain itu, upaya meningkatkan *barrier to exit* bagi MM Indonesia bisa lebih efektif bila dipayungi oleh regulasi Pemerintah, misalkan: regulasi *sell-in* yang mengatur agar sebelum melakukan ekspor, pihak KKKS menawarkan terlebih dahulu MM bagiannya dengan harga ICP *flat* kepada Pertamina sebagai *state purchasing agent*, sebagaimana KKKS berhitung bagi hasil MM bersama Pemerintah menggunakan harga ICP *flat*. Pengaturan harga ICP *flat* ini ke depannya akan memainkan peranan kunci untuk menjaga *bargaining position* negara terhadap KKKS terutama dalam masa implementasi skema *Gross Split* dengan jatah bagi hasil untuk KKKS semakin besar, yaitu sekitar 43 persen (*base*). Jika harga tidak ditetapkan dalam regulasi, maka konsekuensi logis dari sudut pandang bisnis adalah KKKS akan cenderung menaikkan *bargaining ground level* untuk memaksimalkan

keuntungan dari *state purchasing agent*, dan akhirnya memanfaatkan opsi ekspor bila tidak tercapai kesepakatan harga. Dengan demikian, tujuan regulasi ini akan sulit tercapai.

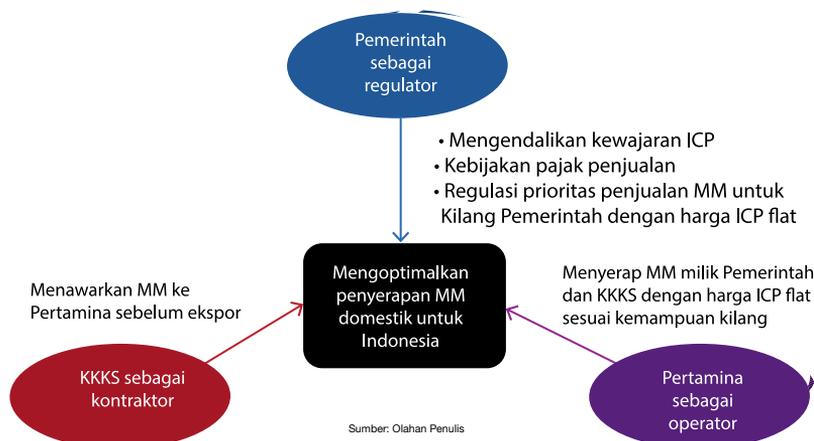
SO WHAT AND HOW THEN?

Berdasarkan hal-hal tersebut di atas dapat disimpulkan bahwa metode *assessment* ICP oleh PRA saat ini masih ada *loophole*

yang bisa menyebabkan ICP menjadi *over* ataupun *undervalue*. Karena itu, mekanisme pengendalian kewajaran ICP untuk meningkatkan *barrier to exit* bagi MM domestik perlu dirancang dari aspek formulasi ICP serta keaktifan Pemerintah dalam mempengaruhi trading MM Indonesia. Mekanisme ini tidak bisa berjalan sendiri tanpa kebijakan fiskal pembebasan pajak yang mendorong kemudahan penjualan MM bagian

KKKS ke pasar domestik. Daya mekanisme ini bisa ditingkatkan lagi dengan menggunakan regulasi agar KKKS menawarkan terlebih dahulu MM bagiannya dengan harga ICP *flat* kepada Pertamina sebelum melakukan ekspor. Harga tersebut sama dengan harga jual MM milik Pemerintah kepada Pertamina. Dengan demikian, penyerapan MM domestik untuk Indonesia dapat dioptimalkan dengan skema berikut.

GAMBAR 5. Skema Mengoptimalkan Penyerapan MM Domestik untuk Indonesia



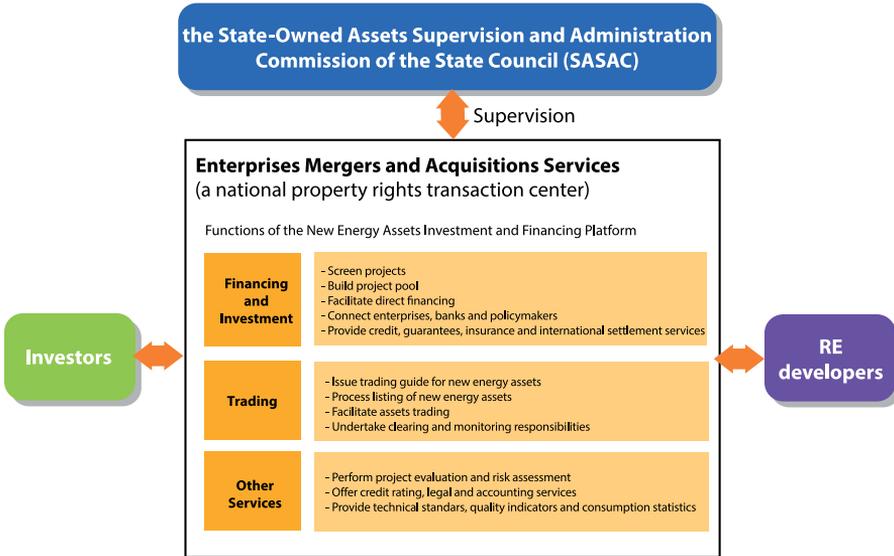
PENDANAAN REGULASI DAN KEBIJAKAN UNTUK PENGEMBANGAN RENEWABLE ENERGY

Banyak skema bisnis pengembangan RE yang digunakan di dunia berasal dari pengalaman negara-negara Barat yang mengandalkan insentif finansial dari Pemerintah (Srinivasaraghavan, 2012). Skema tersebut bisa berhasil di negara-negara yang memiliki kekuatan finansial, antara lain: U.S., negara-negara Eropa dan China. Namun, hal tersebut sulit diterapkan di negara-negara berkembang, termasuk di Indonesia. Namun demikian, ke depannya Indonesia bisa mengikuti skema bisnis yang kini diterapkan di China.

China, yang merupakan kontributor 40 persen RE dunia, ternyata juga mengalami masalah pencairan subsidi sehingga pengembangan proyek-proyek RE, terutama oleh swasta, sulit mendapatkan pinjaman murah dari perbankan (Hong & Wang, 2018). Karena itu, untuk meningkatkan *capital inflow* bagi para pengembang RE, Pemerintah China kini mengembangkan skema bisnis yang menghubungkan para investor dengan berbagai proyek-proyek RE terakreditasi yang disupervisi

oleh *state-owned commission* melalui suatu *financing and trading platform* sebagai *enabler* untuk memenuhi *values* yang diinginkan oleh investor, antara lain: transparansi kinerja proyek pengembangan, *pricing*, konsumsi, *return*. Dua minggu setelah

GAMBAR 6.
Skema Financing Proyek Pengembangan *Renewable Energy* melalui *Financing & Trading Platform* di China

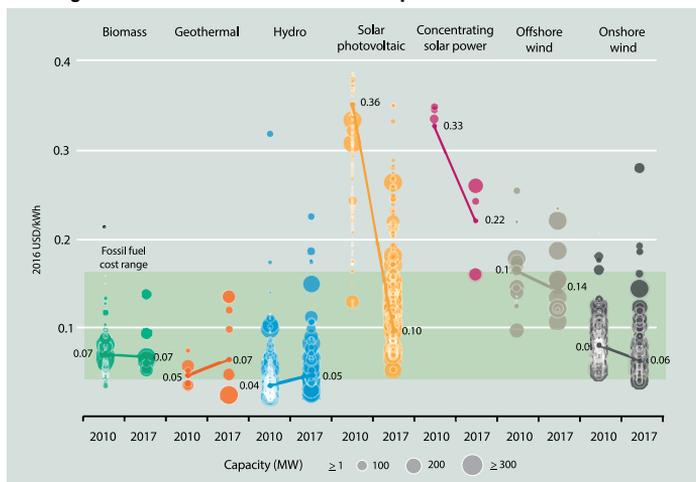


Sumber: Hong & Wang (2018)

diluncurkan, 120 proyek RE berbasis tenaga surya dan angin berkapasitas 1.8 GW senilai \$1.4 billion berhasil mendapatkan pendanaan. Ilustrasi skema *financing* bisnis RE tersebut adalah sebagai berikut.

Selain *capital inflow*, faktor keberhasilan kunci lainnya untuk konteks Indonesia adalah regulasi dan kebijakan. Menurut Woodmackenzie (2017), regulasi *feed-in tariff* terhadap *ceiling price* perlu penyesuaian kembali untuk bisa mendorong pengembangan RE di wilayah dengan kebutuhan listrik yang tinggi. Sedangkan kebijakan insentif *selling price* dengan syarat *local content* minimum sebesar 40 persen dalam pengembangan *Solar Photovoltaic* (PV) perlu relaksasi tingkat *local content* untuk memberikan peluang lebih besar bagi pengembang dalam mendapatkan harga komponen yang kompetitif. Apalagi, menurut *International Renewable Energy Agency* (IRENA), dalam waktu dekat di tahun 2020, listrik dari RE akan konsisten lebih murah daripada listrik dari *fossil fuel* (e.g. Dudley, 2018; Spaen, 2018). Sebagai gambaran mengenai penurunan biaya tersebut, menurut *database* yang dimiliki oleh IRENA perihal biaya *renewable* hingga tahun 2017, secara global rerata biaya listrik *renewable* telah turun drastis, seperti teknologi angin darat sekitar \$0.06 per kWh dan Solar PV sekitar \$0.10 per kWh. Sebagai pembandingan, kisaran biaya pembangkitan listrik berbasis *fossil fuels* adalah \$0.05 hingga \$0.17 kWh (IRENA, 2018), sebagaimana ditunjukkan pada gambar berikut.

GAMBAR 7.
Perbandingan rerata biaya pembangkitan listrik di dunia antara teknologi berbasis *renewable* dan *fossil fuels* periode 2010-2017



Sumber: IRENA (2018)

Untuk menutup diskusi kali ini dapat disimpulkan bahwa sekecil apapun pasokan MM domestik sangat vital kontribusinya bagi ketahanan energi nasional. Oleh karena itu, perlu ditingkatkannya *barrier to exit* bagi MM domestik, terutama bila ke depannya banyak ditemukan cadangan

minyak mentah baru di Indonesia. Lebih jauh lagi, perlu diciptakannya pasokan energi dari sumber-sumber baru, baik dalam maupun luar negeri, terutama energi yang terbarukan dengan skema bisnis yang inovatif dan efektif. ■

REFERENSI

- BPPT. (2016, Juli). *Indonesia energy outlook 2016*. Retrieved December 03, 2016, from <http://www.bppt.go.id/unduh/outlook-energi>
- Bridle, R. (2018, March 28). *Will Indonesia Miss the 23 Per Cent Renewable Energy Target?*. Retrieved from IISD: <https://www.iisd.org/gsi/subsidy-watch-blog/will-indonesia-miss-23-cent-renewable-energy-target>
- Dewan Energi Nasional. (2017, Januari 30). *Outlook Energi Indonesia 2016*. Retrieved from Kementerian ESDM: www.esdm.go.id
- Ditjen EBKTE ESDM. (2018, April 30). *Capaian Kinerja EBKTE Triwulan 1 2018*. Retrieved from ESDM: <http://ebkte.esdm.go.id/post/2018/04/30/1949/capaian.kinerja.ebkte.triwulan.1.2018>
- Dudley, D. (2018, January 13). *Renewable Energy Will Be Consistently Cheaper Than Fossil Fuels by 2020, Report Claims*. Retrieved from Forbes: <https://www.forbes.com/sites/dominicdudley/2018/01/13/renewable-energy-cost-effective-fossil-fuels-2020/#4f23a9934ff2>
- Hong, M., & Wang, Y. (2018, March 27). *To Supercharge Chinese Renewables, Fix Their Financing*. Retrieved from World Resources Institute: <http://www.wri.org/blog/2018/03/supercharge-chinese-renewables-fix-their-financing>
- IRENA. (2018, January). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Retrieved from IRENA: *Renewable Power Generation Costs in 2017*
- Kainth, J., & Nath, N. (2015, May 27). *When it comes to oil pricing, politics trumps economics*. Retrieved from Business Today: <https://www.businesstoday.in/opinion/columns/when-it-comes-to-oil-pricing-politics-trumps-economics/story/219759.html>
- Kementerian Keuangan. (2017, Mei 02). *Peraturan Menteri Keuangan No.34/PMK.03/2017*. Retrieved from pajak.go.id: <http://www.pajak.go.id/content/peraturan-menteri-keuangan-nomor-34pmk032017>
- Kementerian Keuangan RI. (2017, Desember 6). *Informasi APBN 2018*. Retrieved from Kemenkeu: <https://www.kemenkeu.go.id/media/6552/informasi-apbn-2018.pdf>
- Kementerian Komunikasi dan Informatika RI. (2017, Februari 02). *Gross Split Lebih Baik untuk Mewujudkan Energi Berkeadilan di Indonesia*. Retrieved from Kominfo: <http://www.migasreview.com/post/1494299038/skema-gross-split--bisnis-proses-lebih-efisien.html>
- Migas Review. (2013, Februari 27). *Sistem Bagi Hasil Migas (Bagian 1): Perjalanan Production Sharing Contract*. Retrieved from MigasReview: www.migasreview.com
- Platts. (2017, September). *Crude Oil Methodology*. Retrieved from Platts: www.platts.com
- Reuters. (2018, June 26). *Commodity price agency Platts to review Indonesia crude methodology*. Retrieved from Reuters: <https://www.reuters.com/article/singapore-platts-oil/commodity-price-agency-platts-to-review-indonesia-crude-methodology-idUSL4N1TS1TL>
- S&P Global. (2017). *Platts eWindow*. Retrieved from spglobal: <http://investorfactbook.spglobal.com/market-and-commodities-intelligence/sp-global-platts/platts-ewindow/>
- Satrianegara, R. (2018a, April 28). *Butuh Dukungan OJK untuk Pendanaan Proyek Energi Terbarukan*. Retrieved from CNBC Indonesia: <https://www.cnbcindonesia.com/news/20180428111154-4-12878/butuh-dukungan-ojk-untuk-pendanaan-proyek-energi-terbarukan>
- Satrianegara, R. (2018b, April 24). *Investasi Energi Baru Capai US\$ 294 Juta di Kuartal I-2018*. Retrieved from CNBC Indonesia: <https://www.cnbcindonesia.com/news/20180424135100-4-12256/investasi-energi-baru-capai-us--294-juta-di-kuartal-i-2018>
- Schaik, J. V. (2012, April 8). *How governments sell their oil*. Retrieved from Natural Resource Governance Institute: <http://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/OilSales-HowGovtsSellOil.pdf>
- Spaen, B. (2018, January 17). *In 2 years, renewables will be cheaper than fossil fuels*. Retrieved from World Economic Forum: <https://www.weforum.org/agenda/2018/01/renewables-will-be-equal-or-cheaper-than-fossil-fuels-by-2020-according-to-research>
- Srinivasaraghavan, K. (2012, Apr-Jun). *The need for business models in renewable energy sector*. Retrieved from Asia-Pacific Tech Monitor: http://techmonitor.net/tmi/images/3/37/12apr_jun_sf3.pdf
- Woodmackenzie. (2017, June). *Indonesia power and renewable markets long-term outlook 2017*. Retrieved from Woodmackenzie: www.woodmac.com

ENERGI 4.0: URGENSINYA INOVASI SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN EBT

EKO SETIADI, MBA
Performance Management - Pertamina Hulu Energi

Over the coming decades, digital technologies are set to make energy systems around the world more connected, intelligent, efficient, reliable and sustainable. Digitalized energy systems in the future may be able to identify who needs energy and deliver it at the right time, in the right place and at the lowest cost. Digitalization is already improving the safety, productivity, accessibility, and sustainability of energy systems. But digitalization is also raising new security and privacy risks. It is also changing markets, businesses, and employment. New business models are emerging, while some century-old models may be on their way out. While energy has been key to all industrial revolution so far, not all parts of the energy industry may have as yet fully realized how much the current digital industrial revolution will be transforming the energy sector. The inter-connected nature and flexibility of Industry 4.0 technologies can throw up opportunities to support the transition to sustainable energy systems. Many more solutions can emerge to meet the challenges of integrating renewable energy sources.

Dalam setahun terakhir, istilah Revolusi Industri 4.0 sering kali diulas di media. Lalu, apakah Revolusi Industri 4.0 itu? Konsep Revolusi Industri 4.0 pertama kali diperkenalkan oleh ekonom Jerman Profesor Klaus Schwab. Dalam bukunya, *The Fourth Industrial Revolution*, Schwab menulis bahwa Industri 4.0 secara revolusioner telah mengubah hidup dan kerja manusia. Revolusi industri generasi pertama

ditandai oleh penggunaan mesin uap. Generasi kedua melalui penerapan konsep produksi massal dan mulai dimanfaatkannya tenaga listrik, telegraf, dan produksi baja. Generasi ketiga ditandai dengan penggunaan teknologi otomasi berbasis komputer dalam proses industri. Pada revolusi industri keempat, terjadi lompatan besar sektor industri dengan memanfaatkan teknologi informasi dan komunikasi. Tak hanya dalam proses

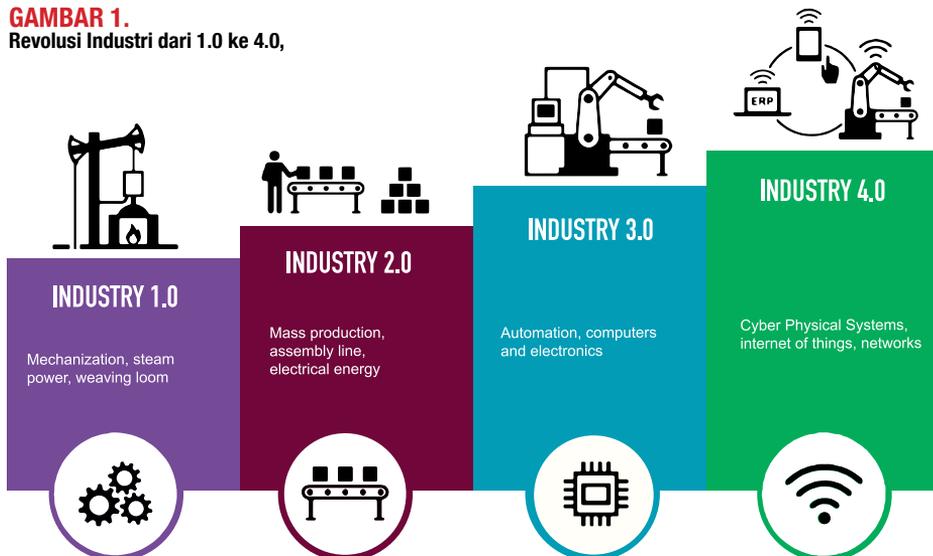
produksi, melainkan juga di seluruh rantai nilai industri sehingga melahirkan model bisnis baru, yakni teknologi berbasis digital dengan efisiensi tinggi dan kualitas produk yang lebih baik. Industri 4.0 dipicu oleh kemajuan teknologi internet untuk segalanya (*IoT - Internet of Things*), *Artificial Intelligence*, *Human-Machine Interface*, teknologi robotik dan sensor, serta *3D printing*. Teknologi ini secara revolusioner mengubah

perilaku manusia, model bisnis, budaya kerja, dan menghancurkan (*disrupt*) sistem yang ada serta

menciptakan peluang baru di berbagai bidang. Industri 4.0 adalah keniscayaan mengatasi situasi global

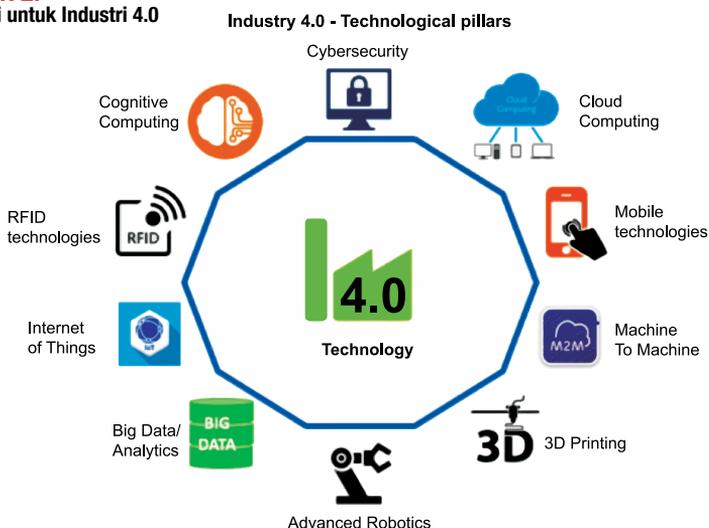
yang dinamis dan bersifat VUCA (*volatile, uncertain, complex dan ambiguous*).

GAMBAR 1.
Revolusi Industri dari 1.0 ke 4.0,



Sumber: IB times UK (2018)

GAMBAR 2.
Teknologi untuk Industri 4.0



Sumber: Saturno (2018), Proposal of an automation solutions architecture for Industry 4.0

Dalam menghadapi Revolusi Industri 4.0, Presiden Joko Widodo telah meluncurkan peta jalan dan strategi Indonesia untuk menerapkan revolusi industri ke-4 (*Industrial Summit*, April 2018). Peta jalan yang diberi nama “*Making Indonesia 4.0*” itu memberikan

arah pembangunan industri nasional ke depan. Kementerian Perindustrian ditunjuk menjadi koordinator program tersebut. Melalui peta jalan tersebut, pemerintah mendorong pembangunan industri manufaktur untuk mampu berdaya saing global melalui percepatan implementasi

Industri 4.0. Peta jalan itu akan menjadi panduan strategi pengembangan industri Indonesia dalam memasuki era digital saat ini. Industri 4.0 ditopang oleh konektivitas serta interaksi melalui teknologi, informasi dan komunikasi yang terintegrasi. Indonesia akan fokus pada lima sektor manufaktur, yaitu industri makanan dan minuman, industri tekstil dan pakaian, industri otomotif, industri kimia, serta industri elektronik. Pada implementasi *roadmap* Industri 4.0, sektor manufaktur diproyeksikan tumbuh dari *baseline* 5 persen di tahun 2018, menjadi 6-7 persen sampai tahun 2030. Lima sektor ini berkontribusi sebesar 21-26 persen terhadap Produk Domestik Bruto (PDB) di tahun 2030.

PROYEKSI EKONOMI DUNIA TAHUN 2030: INDONESIA ON THE MOVE

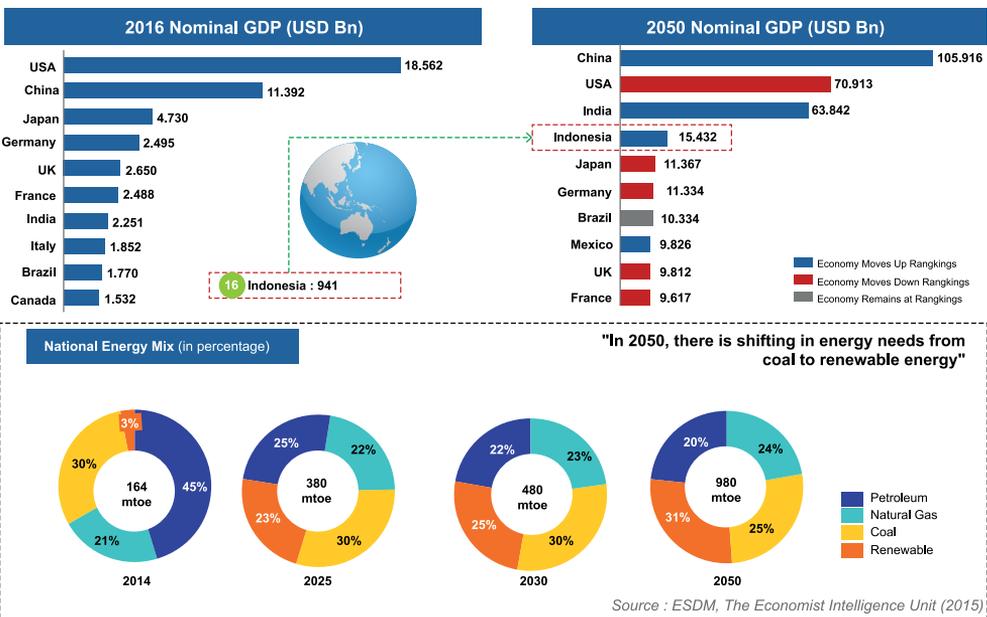
PricewaterhouseCoopers (PwC) mengeluarkan risetnya mengenai negara-negara yang akan memiliki perekonomian

terkuat pada 2030 mendatang. Hasil riset yang dirilis September 2017 lalu menyusun proyeksi data statistik angka *gross domestic product* (GDP) dengan paritas daya beli (*purchasing power parity*) untuk setiap negara. GDP sendiri merupakan total nilai produksi barang dan jasa setiap negara selama satu tahun. PPP merupakan *purchasing power parity* atau paritas daya beli atau keseimbangan kemampuan berbelanja. PDB dihitung sesuai keseimbangan kemampuan berbelanja (PPP) setiap mata uang relatif kepada standar yang telah ditentukan (dalam dolar USD). PPP mengukur berapa banyak sebuah mata uang dapat membeli dalam pengukuran internasional (dalam dolar USD), karena barang dan jasa memiliki harga berbeda di beberapa negara.

Posisi perekonomian Indonesia tahun 2016 berada di peringkat kedelapan dengan total GDP sebesar US\$ 3.028 miliar. John Hawksworth, Chief Economist PwC, mengatakan bahwa Indonesia akan

GAMBAR 3. Proyeksi GDP Indonesia dan Bauran Energi Nasional

Indonesia diproyeksikan menjadi "top 5" GDP terbesar di dunia tahun 2050 membutuhkan energi yang semakin besar di masa depan



Sumber: Diolah dari data ESDM & EIU 2015

berada di peringkat kelima di tahun 2030 dengan estimasi nilai GDP sebesar US\$ 5.424 miliar, dan naik menjadi di peringkat keempat di tahun 2050 dengan estimasi nilai GDP sebesar US\$ 10.502 miliar. Posisi tersebut akan menjadikan Indonesia sebagai *big emerging market* dengan perekonomian terkuat di Asia Tenggara. Selain menggunakan metode PPP untuk proyeksi GDP, PwC juga memperhitungkan variabel demografi, tingkat pendidikan, dan modal investasi yang akan masuk ke negara-negara tersebut.

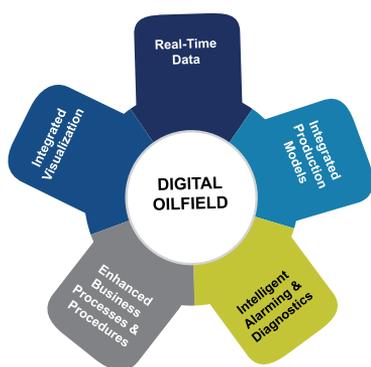
PENGLOLAAN ENERGI 4.0: IMPLEMENTASI ADVANCE TEKNOLOGI BERBASIS INDUSTRI 4.0

Pertumbuhan ekonomi Indonesia, terlebih lagi dengan proyeksi GDP 5 besar dunia di tahun 2030, mutlak membutuhkan pasokan energi yang mendukung. Pada titik ini, strategi persiapan dan pengelolaan energi yang tepat menjadi sangat krusial untuk mendukung pertumbuhan Industri 4.0. Prasyarat infrastruktur yang harus dipenuhi antara lain: ketersediaan sumber

daya energi dan listrik yang memadai-murah-kontinu, ketersediaan infrastruktur jaringan internet dengan *bandwidth* yang besar dan jangkauan luas, ketersediaan data center dengan kapasitas penyimpanan yang cukup, aman, dan terjangkau, serta infrastruktur logistik modern yang kompatibel dengan industri 4.0 dibutuhkan. Sederhananya, kita sebut saja dengan Energi 4.0.

Setidaknya terdapat lima aplikasi teknologi yang menandai perubahan masa depan, yaitu: baterai 100 MW yang *powerful* untuk energi terbarukan; *Intelligent drive for IoT*, perangkat cerdas yang memonitor kinerja mesin secara *real-time*; *fuel cells* untuk stasiun sistem pembangkit tenaga listrik; *digital oil fields*, yang mengintegrasikan kinerja operasi (eksplorasi-sumur-produksi-komersial) dan proses bisnis; *smart grid system* berbasis energi terbarukan, yang mengintegrasikan sumber energi, distribusi dan jalur transmisi serta konsumsi yang optimal (manajemen permintaan, penyimpanan, *smart meter*).

GAMBAR 4.
Implementasi *Digital Oilfields*



Sumber: danaenergi.ir



PENGELOLAAN ENERGI YANG HANDAL: INFRASTRUKTUR ENERGI 4.0

Tantangan pengelolaan energi Indonesia tidak hanya dari sisi penyediaan saja, tetapi juga menyangkut semua aspek, mulai dari pasokan, pengolahan, penyaluran, pemanfaatan, dan efisiensi energi.

Dari sisi penyediaan energi, kita dapat lihat dari kondisi bauran energi saat ini. Bauran energi di tahun 2017 mencatat: porsi minyak bumi sebesar 47 persen, gas sebesar 21 persen, coal sebesar 19,5 persen dan EBT masih 12,5 persen, yang terdiri dari pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) sebesar 5 persen, pembangkit listrik tenaga air (PLTA) sebesar 7,27 persen dan pembangkit lainnya sekitar 0,25 persen. Target bauran energi di tahun 2025 adalah: minyak bumi sebesar 25 persen, gas sebesar 22 persen, coal sebesar 30 persen dan EBT naik menjadi 23 persen. Target bauran energi di tahun 2030 adalah: minyak bumi sebesar 22 persen, gas sebesar 23 persen, coal sebesar 30 persen dan EBT naik menjadi 25 persen.

Dari sisi persentase, kontribusi energi primer berbasis fosil (minyak & gas) memang semakin berkurang. Namun, seiring meningkatnya konsumsi energi domestik, volume kebutuhan migas justru

malah meningkat. Tahun 2014, kebutuhan migas dalam bauran energi adalah sebesar 66 persen atau 108 mtoe - tahun 2025, proyeksi kebutuhan migas sebesar 47 persen atau 178 mtoe - tahun 2030, meningkat menjadi 216 mtoe. Faktanya, jumlah cadangan minyak dan gas bumi (migas) Indonesia terus menipis. Penemuan cadangan baru migas tidak secepat tingkat cadangan yang diproduksi. *Reserve replacement ratio* (RRR) Indonesia hanya 55 persen, dimana idealnya adalah 100 persen. Apabila cadangan migas baru tidak ditemukan dan tingkat produksi migas seperti sekarang, dimana produksi minyak mencapai 803 ribu barel per hari (bopd) dan produksi gas sebesar 6.604 kaki kubik per hari (mmscfd), maka cadangan migas yang kita miliki sekarang diperkirakan hanya cukup untuk 11 tahun untuk minyak, sedangkan cadangan gas akan habis 37 tahun lagi (BP Energi Review, 2016). Untuk menutup defisit kebutuhan *crude* dan BBM, serta kapasitas kilang eksisting yang terbatas, kita masih tergantung dengan impor. Dampaknya, devisa negara menjadi terkuras.

Penggunaan energi baru terbarukan (EBT) dinilai masih berjalan lambat. Di tahun 2017, porsi EBT dalam bauran energi masih 8,43 persen. Padahal target





Faktanya, jumlah cadangan minyak dan gas bumi (migas) Indonesia terus menipis. Penemuan cadangan baru migas tidak secepat tingkat cadangan yang diproduksi. Reserve replacement ratio (RRR) Indonesia hanya 55 persen, dimana idealnya adalah 100 persen. Apabila cadangan migas baru tidak ditemukan dan tingkat produksi migas seperti sekarang, dimana produksi minyak mencapai 803 ribu barel per hari (bopd) dan produksi gas sebesar 6.604 kaki kubik per hari (mmscfd), maka cadangan migas yang kita miliki sekarang diperkirakan hanya cukup untuk 11 tahun untuk minyak, sedangkan cadangan gas akan habis 37 tahun lagi.

(BP Energi Review, 2016).

EBT sebesar 23 persen di tahun 2025. Mampukah sektor EBT dalam waktu 8 tahun meningkat sebesar 14 persen?

Saat ini fokus pemerintah adalah mendukung konsep listrik berkeadilan, dalam arti agar listrik dapat dinikmati oleh semua kalangan masyarakat (murah dan terjangkau). Baik masyarakat berpendapatan rendah, maupun masyarakat di daerah terpencil. Oleh karena itu, prioritasnya adalah menyediakan listrik dengan harga murah untuk masyarakat. Padahal konsep listrik berkeadilan tidak berdiri sendiri, karena juga berhubungan dengan dua faktor lainnya, yaitu terjaminnya pasokan listrik dan keberlanjutan lingkungan (*environmental sustainability*). Kebijakan pemerintah, baik yang bersifat jangka pendek maupun jangka panjang, adalah menentukan skala prioritas dari ketiga hal tersebut dan menerjemahkannya dalam bentuk regulasi dan *roadmap* yang responsif terhadap kebutuhan ke depan.

Dari sisi infrastruktur, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) terus menggencarkan program praelektifikasi di daerah terluar, terdepan, dan tertinggal (3T) dengan mengalokasikan Rp1,5

triliun dari APBN 2018 untuk pembangunan infrastruktur energi berbasis energi baru dan terbarukan (EBT). Prioritasnya antara lain pembangunan infrastruktur Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) dan pembangunan pembangkit listrik tenaga mini hidro (PLTM). Rasio elektrifikasi setiap tahunnya semakin meningkat. Pada tahun 2017, rasio elektrifikasi adalah sebesar 95 persen. Namun, penyebarannya masih belum merata antara kawasan Barat dengan Timur Indonesia. Contohnya di Papua, rasionya masih sebesar 48 persen dan Nusa Tenggara Timur masih sebesar 59 persen. Saat ini, sistem jaringan kelistrikan pintar (*smart grid*) belum digunakan di tanah air. Padahal, sistem tersebut bisa mengatur kebutuhan dan pasokan listrik dari pembangkit secara otomatis. Penggunaan *smart grid* dapat mendorong rasio elektrifikasi menjadi lebih tinggi.

Dari uraian kondisi pengelolaan energi di atas, maka tantangan pengelolaan energi saat ini dapat dikelompokkan ke dalam dua sektor, yaitu:

- Sektor Migas – Peningkatan Cadangan Migas, Optimalisasi Produksi *Existing* dan Pengembangan Infrastruktur Migas Hulu-Hilir
- Sektor Energi Baru

Terbarukan (EBT) – Percepatan implementasi EBT secara komersial melalui Terobosan Regulasi, Investasi dan Inovasi Skema Bisnis

SKEMA BISNIS EBT

Pengurangan emisi karbon, perubahan iklim, pembangunan yang berkelanjutan dan urgensi energi bersih, merupakan komitmen dari tiga agenda global, yaitu: Tokyo Protokol (1997), Paris Agreement (2015) dan Conference of the Parties, Maroko (2016). Dengan disepakatinya beberapa perjanjian di atas, maka implementasi Energi 4.0 didukung oleh energi bersih yang dihasilkan EBT.

Indonesia kaya akan sumber energi terbarukan, mulai dari air, matahari, panas bumi, angin dan bioenergi seperti biomassa dan *biofuel*. Namun, potensi EBT belum dimanfaatkan secara maksimal. Banyak faktor yang menghambat pengembangannya, mulai dari kepastian regulasi, biaya investasi yang tinggi, kebijakan fiskal, lokasi sumber daya yang terpencil, dan model bisnis EBT itu sendiri. Berdasarkan laporan dari International Institute for Sustainable Development (IISD), terdapat beberapa hambatan dalam pengembangan energi terbarukan di Indonesia. Pertama, harga pembelian untuk energi terbarukan dibatasi di angka yang

terlalu rendah sehingga tidak menarik bagi pengembang pembangkit baru. Bahkan di beberapa daerah lebih rendah daripada harga pembangkit batubara. Kedua, kebijakan dan peraturan yang sering berubah berdampak pada ketidakpastian dan penundaan, serta meningkatkan risiko bagi para investor. Ketiga, masih adanya subsidi dan dukungan finansial untuk energi fosil khususnya batubara yang bertentangan dengan komitmen transisi ke energi terbarukan. Dampaknya adalah biaya produk EBT yang masih kalah kompetitif dengan batubara.

Negara lain sudah menerapkan cara yang paling efisien untuk menurunkan harga, dengan cara menciptakan pasar pembangkit listrik yang kompetitif, misalnya melalui lelang terbalik (*reverse auction*). Di dalam pasar yang kompetitif, mekanisme lelang dipakai untuk menentukan energi primer yang paling murah. Indonesia perlu belajar dari Singapura dalam penerapan EBT dimana negeri tersebut menargetkan 25 persen dari konsumsi energinya berasal dari *solar panel* pada tahun 2025. Contoh sukses lain adalah Kosta Rika. Akses energi listriknya hampir 100 persen berasal dari energi bersih, dengan tenaga air menjadi penopang 75 persen untuk kebutuhan

energi listrik, disusul dengan energi panas bumi 13 persen dan energi angin 10 persen. Denmark juga terdepan dalam implementasi energi bersih. Mengutip Reuters, energi bersih yang berasal dari air dan angin dimanfaatkan sekitar 57 persen atau sekitar 159 terawatt-hours (TWh) di negara ini. Negara ini berhasil mengembangkan potensi energi anginnya yang besar, sehingga memiliki kelebihan energi listrik sebesar 140 persen dan menjualnya kepada negara tetangga.

Negara tidak bisa hanya mengandalkan APBN atau BUMN untuk mengembangkan sektor EBT. Kemampuan pendanaan BUMN dan APBN maksimal hanya 15 persen dari kebutuhan investasi sektor EBT (data IESR). Dengan tambahan pinjaman, kemampuan

Negara tidak bisa hanya mengandalkan APBN atau BUMN untuk mengembangkan sektor EBT. Kemampuan pendanaan BUMN dan APBN maksimal hanya 15% dari kebutuhan investasi sektor EBT (data IESR). Dengan tambahan pinjaman, kemampuan pendanaan menjadi 45%, sehingga masih kurang 55% lagi dari total kebutuhan investasi. Kekurangannya diharapkan dari sektor swasta.

pendanaan menjadi 45 persen, sehingga masih kurang 55 persen lagi dari total kebutuhan investasi. Kekurangannya diharapkan dari sektor swasta. Investasi menjadi menarik karena adanya kemudahan bisnis, iklim investasi yang mendukung, kepastian regulasi, insentif fiskal, *feed in tariff*, pendanaan, dan ujungnya yang terpenting bagi investor adalah tingkat keekonomian proyek. Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI) 2017 dalam laporan yang dirilis pada Oktober 2017 lalu menempatkan Indonesia pada posisi 50 besar negara dengan kemudahan investasi di sektor energi baru terbarukan (EBT). Ini bukanlah fakta yang menggembirakan!

Selain terobosan regulasi, pelaku bisnis EBT membutuhkan inovasi

skema bisnis EBT yang menarik. Sampai saat ini, terdapat tiga mekanisme skema bisnis EBT, yaitu: *feed in tariff* (FIT), lelang, dan sertifikat hijau.

Feed in Tariff (FIT) sendiri merupakan bentuk kebijakan subsidi dengan tujuan investasi untuk pengembangan energi terbarukan menjadi lebih menarik dan lebih menguntungkan. Subjek yang disubsidi adalah Unit Usaha Pembangkit Listrik. Harga patokan pembelian harga energi berdasarkan biaya produksi. Skema ini mewajibkan perusahaan penyedia listrik membeli produksi pembangkit listrik swasta dengan harga yang disepakati. Kontrak berlaku jangka panjang. Beban subsidi ditimpakan pada konsumen dengan sistem subsidi silang, atau khusus hanya kepada industri yang diwajibkan membeli listrik tersebut, atau kombinasi keduanya seperti yang kini diberlakukan di Jerman. FIT di negara Eropa tersebut mendorong pertumbuhan EBT secara massif, baik dalam pembangkit terpasang maupun di industri. FIT umumnya mencakup tiga ketentuan utama: akses jaminan *grid*, kontrak jangka panjang, harga pembelian berbasis biaya. Hal ini memungkinkan beragam teknologi (angin, geotermal, surya, biogas, dll) untuk dikembangkan dan memberikan investor imbal

hasil yang wajar.

Skema lelang juga melibatkan subsidi untuk mengkompensasi harga jual listrik EBT. Namun nilainya lebih terukur karena lelang memungkinkan pemerintah menghitung ongkos produksi pembangkit EBT dan memperhitungkan berapa efisiensi yang bisa dihasilkan dari sisi teknologi sebelum memberikan subsidi terhadap harga listrik yang dihasilkan. Berbeda dari FIT di mana konsumen sebagai pihak yang menanggung “subsidi” berupa penyesuaian tarif, maka skema lelang ini subsidi sepenuhnya ditanggung pemerintah dengan mekanisme kompensasi berupa harga premium. Belakangan ini, skema lelang justru menjadi pilihan utama negara-negara maju dalam pengembangan EBT.

Sertifikat Energi Terbarukan (REC – *Renewable Energy Certificate*) adalah instrumen berbasis pasar modal yang menyatakan bahwa pemilik REC memiliki satu *megawatt-hour* (MWh) listrik yang dihasilkan dari sumber daya energi terbarukan, setelah penyedia listrik menghasilkan dan mendistribusikan listrik ke dalam jaringan listrik yang ada. REC yang mereka terima kemudian dapat dijual di pasar terbuka sebagai komoditas. Mekanismenya adalah

sebagai berikut: Negara menerbitkan target produksi listrik berbasis EBT. Kemudian setiap operator listrik mendapat kuota yang harus dipenuhi (*renewable purchase obligation*). Pengembang EBT menerbitkan kuota tetap mengenai listrik yang telah dijualnya, dan kemudian disekuritisasi menjadi surat berharga yang dilepas ke pasar. Siapa pembelinya? Operator listrik yang “berhalangan” membangun pembangkit EBT, sebagai kuota dari pemerintah. Negara yang sudah menerapkan skema ini antara lain Belanda, Denmark, Swedia dan Inggris.

URGENSI INOVASI SKEMA BISNIS EBT DI INDONESIA

Keluarnya Permen ESDM No. 50/2017 merupakan revisi terhadap Permen ESDM No.12/2017 tentang Pemanfaatan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Revisi tersebut mengubah skema bisnis, dengan menghapus skema FIT dan digantikan dengan mekanisme lelang terbatas (*beauty contest*). Harga pembelian listrik mengacu pada BPP (biaya pokok pembangkitan) listrik nasional. Tujuannya agar listrik berbasis EBT tidak menyebabkan peningkatan BPP, sehingga tarif yang dibebankan ke masyarakat tidak naik dan listrik tetap



terjangkau.

Respon terhadap keluarnya Permen ini cukup beragam. Sebanyak delapan asosiasi produsen listrik mengajukan keberatan kepada Wakil Presiden Jusuf Kalla atas aturan yang tercantum dalam Permen ESDM No 50/2017 yang dinilai menghambat investasi dan pengembangan energi baru terbarukan. Asosiasi tersebut meminta pemerintah untuk mencabut atau merevisi tiga Peraturan Menteri ESDM, yaitu Permen tentang Pemanfaatan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, Permen tentang Pokok-Pokok Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik, dan Permen tentang Mekanisme Penetapan Biaya Pokok

Penyediaan Pembangkitan PT PLN. Aturan-aturan tersebut dinilai menghambat investasi dan pengembangan EBT.

Beberapa hal dalam permen tersebut dianggap mempersulit investor, salah satunya adalah skema *build, own, operate, and transfer* (BOOT) ke negara. Dalam skema ini, aset pengembang selama 20–30 tahun akan diserahkan kepada PLN. Menurut Ketua Asosiasi Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) Riza Husni, skema BOOT menyulitkan pengembang dalam memperoleh pendanaan. Asosiasi merekomendasikan agar harga pembelian listrik tidak ditentukan berdasarkan harga pada biaya pokok produksi (BPP), tetapi

berdasarkan harga keekonomian berkeadilan.

Namun, Dirjen EBTKE ESDM menilai Permen tentang Pemanfaatan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik masih *bankable*. Faktanya, dari 70 pengembang yang telah menandatangani perjanjian jual beli listrik (*power purchase agreement/PPA*), 17 di antaranya telah mulai masuk dalam tahap konstruksi. Artinya, aturan tersebut masih *workable*. Pihak EBTKE ESDM masih mempelajari permasalahan yang kerap dikeluhkan terkait regulasi tersebut, yakni: mekanisme BOOT, mekanisme pemilihan langsung, dan permintaan penggunaan kembali skema FIT.

Efektivitas skema bisnis EBT tidak hanya soal regulasi dan harga pembelian listrik. Diperlukan inovasi skema bisnis EBT yang dianggap menarik bagi investor dan pengembang EBT, insentif fiskal, serta pemenuhan

terhadap *business sustainability*. Skema bisnis adalah satu komponen yang merupakan bagian dari proses bisnis EBT, yang juga bagian dari perubahan sistem energi yang lebih fundamental. Perubahan sektor energi di

suatu negara berimplikasi mengubah *landscape* ekonomi secara menyeluruh serta memerlukan perencanaan dan integrasi antara sains-teknologi, ekonomi, proses politik dan lingkup budaya. ■

REFERENSI:

Bloomberg New Energi Finance. (2018). *Digitalization of Energi Systems*. Retrieved November 9, 2017 from BNEF: <https://about.bnef.com/blog/digitalization-energy-systems/>.

CNBC Indonesia. (2018). *Energi Hijau Nan Murah di Indonesia, Mungkinkah?*. Retrieved from <https://www.cnbcindonesia.com/news/20180525133604-4-16586/energi-hijau-nan-murah-di-indonesia-mungkinkah>

CNBC Indonesia. (2018). *Menimbang Aturan Baru Terkait Skema Harga Listrik EBT*. Retrieved from <https://www.cnbcindonesia.com/news/20180525141148-4-16595/menimbang-aturan-baru-terkait-skema-harga-listrik-ebt>

International Energy Agency. (2017). *Digitalization: A New Era in Energy?*. Paris: International Energy Agency.

International Institute for Sustainable Development (IISD), 2017.

Mongabay. (2017). *Pemerintah Baru Keluarkan Harga Beli Listrik Energi Terbarukan, Bagaimana Penilaian Mereka?*. Retrieved from <http://www.mongabay.co.id/2017/02/12/pemerintah-baru-keluarkan-harga-beli-listrik-energi-terbarukan-bagaimana-penilaian-mereka/>

Renewable Energy Prospect. (2017). *After COP22, Morocco To Implement 100% Renewable Electricity*.

Renewable Energy World. (2015). *What is A Renewable Energy Certificate (REC)?*. Retrieved from <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2015/08/what-is-a-renewable-energy-certificate-rec.html>

Sandle, Tim. (2017). *Three Transformative Energi Applications for Industri 4.0*. Retrieved Nov 27, 2017 from Digital Journal: <http://www.digitaljournal.com/tech-and-science/technology/three-transformative-energi-applications-for-industry-4-0/article/508607>

Saturno, Maicon. et al. (2018). *Proposal for New Automation Architecture Solutions for Industry 4.0*. Paraná: LogForum Scientific Journal of Logistic.

Schwab, Klaus. (2017). *The Fourth Industrial Revolution*. New York: World Economic Forum.

MUSICOOL

Hematnya Energi, Hijaunya Bumi



HEMAT ENERGI



HEMAT BIAYA
LISTRIK



RAMAH LINGKUNGAN



BUSINESS MODEL SOLAR PV DI EROPA

WIDIYANTO

1. SELF-CONSUMPTION BUSINESS MODEL

Self-consumption business model, yang umumnya disebut *self-ownership business model* adalah model bisnis dimana *power consumer*, *investor*, dan *plant operator* merupakan satu *entity* yang sama. Model bisnis ini merupakan model bisnis yang paling banyak diimplementasikan di perumahan maupun *non-residential building* (gedung perkantoran, dll.).

Point utama dari model bisnis ini adalah *Power consumer* bertujuan untuk mengkonsumsi listrik sebanyak mungkin dari hasil *solar cell* sendiri untuk menggantikan konsumsi listrik yang biasanya harus membeli dari *supplier* listrik dengan harga retail yang lebih tinggi.

Pada *Self-consumption model* biasanya hanya terdapat satu *consumer*. Namun ada beberapa varian dari *Self-consumption model* yang memiliki lebih dari satu *consumer*.

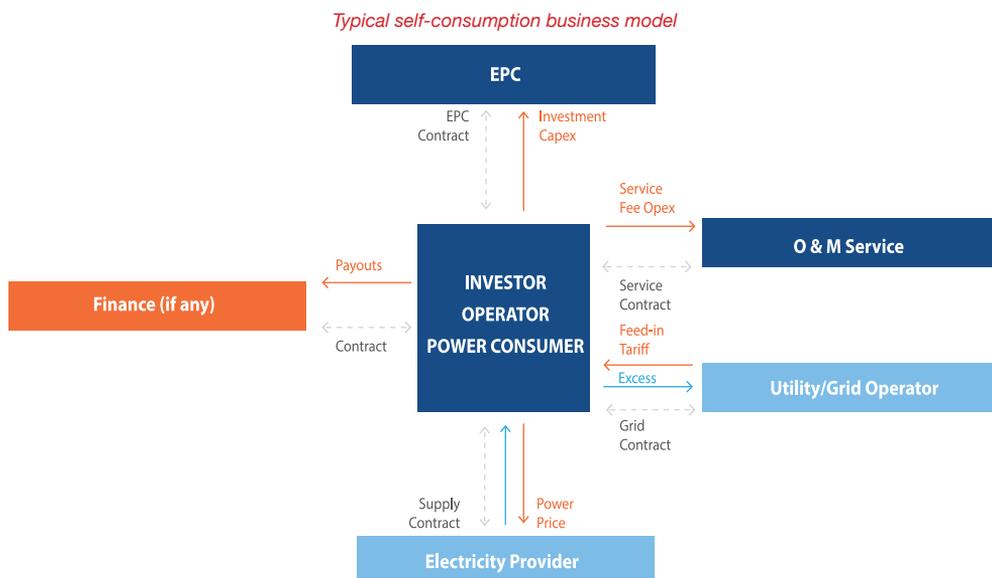
Seperti yang terlihat pada gambar di bawah, *investor*, *operator*, dan *power*

consumer merupakan satu *entity* yang sama. *Power consumer* melakukan kontrak dengan perusahaan EPC untuk membangun *solar cell*. Jika pembangunan *solar cell* didanai sendiri, tidak diperlukan adanya kontrak dengan penyedia jasa *financial* tapi jika pembangunan didanai dengan pinjaman maupun skema *financial* lainnya maka dibutuhkan kontrak dengan penyedia jasa *financial*. Sisa listrik yang tidak terpakai dapat dijual ke *grid operator* dengan harga tertentu (*feed-in tariff* atau *export tariff*).

Jika listrik yang dihasilkan tidak

mencukupi kebutuhan, *Power consumer* kemudian melakukan kontrak dengan perusahaan penyedia listrik untuk menutupi kekurangan tersebut. Jika diperlukan,

kontrak dengan penyedia jasa *Operation & Maintenance* (O&M) juga dilakukan untuk *maintenance solar cell*. ■



2. POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAS) SUPPLY CONTRACT BUSINESS MODEL

Power Purchase Agreement merupakan kontrak antara *electricity generator* dan *offtaker* (*consumer* atau *reseller*) dalam jangka waktu tertentu (umumnya 5 – 20 tahun) dimana harga listrik ditentukan per kWh dan biasanya di dalam kontrak disebutkan jumlah minimum listrik yang harus di-*supply* per tahun.

Dalam hal ini, operator merupakan *self-contained entity* yang disebut sebagai *Special Purpose Vehicle* (SPV). *Power consumer* (dapat lebih dari satu) kemudian melakukan kontrak dengan *electricity provider* untuk menutupi kekurangan listrik dari operator/SPV. SPV melakukan kontrak dengan O&M *provider* untuk *maintenance*, kontrak dengan *grid operator* untuk menjual kelebihan listrik, dan kontrak dengan bank atau *equity provider* untuk pendanaan.

Harga PPA dapat diatur dalam beberapa cara, di antaranya:

- *Fixed PPA price* selama durasi kontrak
- Pengenaan diskon pada keseluruhan

penjualan listrik atau harga retail listrik, umumnya disebut “*tracker PPA*”.

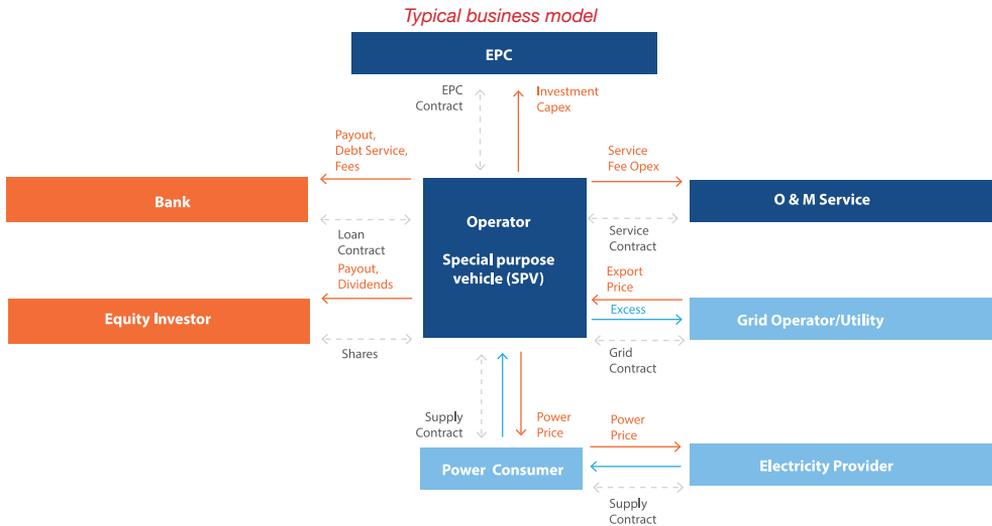
- Pengenaan diskon secara dinamis pada harga listrik eceran, dimana semakin besar harga retail listrik semakin besar diskon yang dikenakan.

PV merupakan teknologi ideal untuk kontrak jangka panjang dengan *fixed price* karena sebagian besar biaya dari teknologi ini dikeluarkan di awal proyek. Di sisi lain terdapat risiko bagi investor atas penurunan harga listrik secara mendadak, namun dapat dimitigasi dengan penetapan *floor and roof price*. Beberapa kontrak PPA menyertakan adanya kesepakatan untuk

pembelian *solar cell* dimana konsumen dapat membeli sistem *solar cell* secara langsung setelah periode kontrak tertentu (biasanya 5 – 8 tahun) dan konsumen berganti model bisnis menjadi *self-*

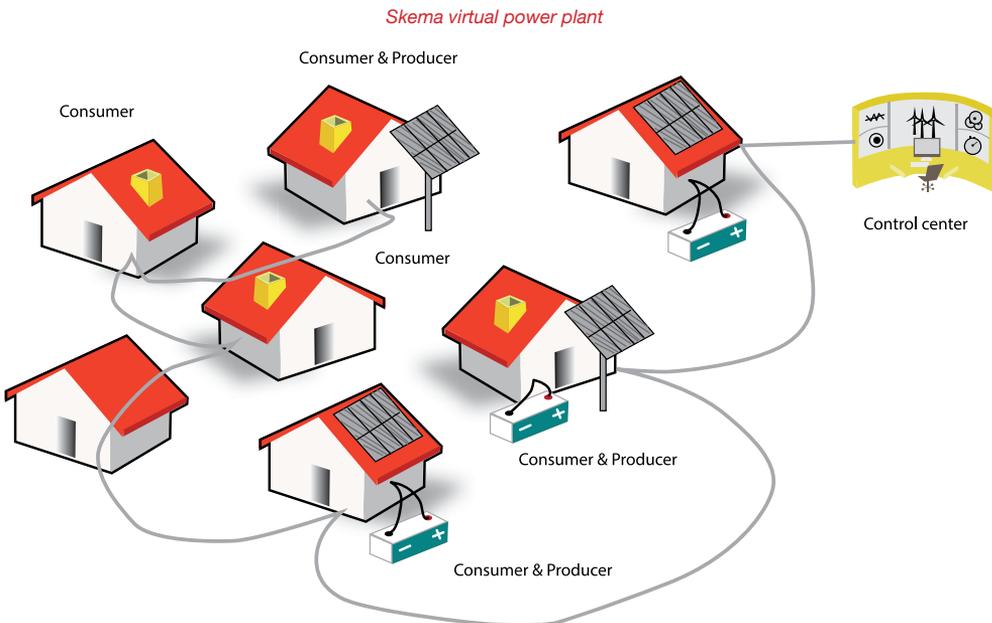
consumption.

Di Jerman, model bisnis ini akan diaplikasikan jika terdapat lebih dari satu konsumen. ■



3. VIRTUAL POWER PLANTS

Virtual Power Plants (VPPs) atau disebut juga *aggregator* merupakan bisnis model dimana teknologi pembangkit dan pengguna yang berbeda diintegrasikan ke dalam satu *electricity pool* dan beroperasi seolah menjadi satu fasilitas/sistem *power plant*.



Dari sisi *supply*, *power generation* dapat berupa *solar*, *wind*, *biogass*, *small hydro*, *back up diesel*, dll. Sedangkan demand berupa *power consumer* baik perumahan maupun gedung perkantoran. Fluktuasi kebutuhan listrik dari *consumer* tersebut, menyebabkan adanya kelebihan dan kekurangan *supply* listrik dari *power generator* mereka sendiri. Kemudian

perusahaan *aggregator* ini memanage listrik yang dihasilkan oleh *power plant consumer* dan mendistribusikan kembali ke konsumen sesuai kebutuhan.■

SUMBER:

info@solarpowereurope.org
<http://www.cityzen-smartcity.eu>
www.solarpowerworldonline.com

JARINGAN BATERAI DAN PENGISIAN KENDARAAN TERBESAR DI DUNIA AKAN DIBANGUN DI INGGRIS

RUSLAN

Perusahaan Inggris Pivot Power berencana untuk mengembangkan jaringan 2-gigawatt *grid-scale batteries* dan *rapid electric vehicle* (EV) di seluruh penjuru negara Inggris. Program £ 1,6 milyar yang akan dimulai di Southampton tahun 2019 depan akan menyediakan infrastruktur untuk mendukung proses adopsi EV secara cepat dan mendukung kebijakan udara bersih tanpa polusi, ditambah dengan memperkenalkan fleksibilitas sistem energi yang *valuable* untuk mengakomodasi tuntutan pengisian EV secara masal dan pengembangan energi terbarukan secara berkelanjutan.



grid-scale batteries

Pivot Power berencana untuk mengembangkan proyeknya di 45 area di Inggris, memasang baterai 50MW *grid-scale* di sub-stasiun tenaga listrik yang terhubung langsung dengan sistem transmisi bertegangan tinggi. Hal ini akan memberi operator sistem kelistrikan National Grid sumber daya yang besar dalam mengelola pasokan dan permintaan. Jaringan 2-gigawatt akan menambah pasokan listrik Inggris yang setara dengan dua pertiga dari kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga nuklir baru Hinkley Point C.

Jaringan baterai ini akan menjadi yang terbesar di dunia, dengan menyimpan cukup listrik untuk memasok 235.000 rumah rata-rata per hari. Area yang telah dipilih di dekat kota-kota dan jalan-jalan utama akan terdapat daya stasiun pengisian EV yang cepat (*rapid charging station*). Area ini akan menawarkan pengisian masal dengan harga yang bersaing, mendukung hingga 100 pengisi daya 150KW secara cepat. Area ini juga dapat mendukung pengisi daya 350KW secara cepat ketika sudah terpasang.

Pivot Power, yang dibentuk awal tahun ini telah mendapatkan dukungan investasi dari Perusahaan investasi Downing LLP untuk tahap pertama dari mega proyek tersebut. Pivot Power juga sedang berdiskusi dengan investor institusional dan strategis bersama mitra potensial, seperti produsen mobil, penyedia pengisian daya, dan perusahaan teknologi dan energi. Matt Allen selaku Chief Executive Officer Pivot Power mengatakan bahwa baterai yang dihasilkan akan menjawab tiga hambatan terbesar untuk mengadopsi EV yang diidentifikasi oleh Departemen Transportasi, yaitu ketersediaan charger, jarak yang memungkinkan untuk melakukan perjalanan setelah melakukan *charging*, dan juga biaya pengisian daya yang mahal.

Pasar yang sedang berkembang untuk kendaraan listrik dan baterai diperkirakan

akan merevolusi pasar listrik di Inggris selama dekade mendatang sebagai upaya untuk menghentikan kendaraan mesin dengan pembakaran (dengan bensin). Komisi Infrastruktur Nasional Inggris memperkirakan bahwa kemampuan untuk menyimpan dan melepaskan daya pada harga pasar listrik dapat menghemat konsumen sekitar £ 8 miliar.

Munculnya kendaraan listrik dan baterai juga dapat membantu operator sistem kelistrikan National Grid menyeimbangkan permintaan negara dalam melawan pasang surut aliran energi terbarukan yang tersedia. Direktur Proyek National Grid untuk kendaraan listrik, Graeme Cooper berharap penggunaan kendaraan listrik agar tumbuh dengan cepat. Solusi inovatif ini akan membantu mempercepat adopsi penggunaan EV dengan menyediakan jaringan stasiun pengisian cepat di seluruh negeri yang memungkinkan mobil untuk mengisi daya dengan cepat, efisien, dan seefektif mungkin.

Pada bulan Februari, diumumkan bahwa National Grid akan memasang sejumlah titik pengisian EV yang cepat di sepanjang jalan raya Inggris, dan di tempat-tempat yang telah dipetakan secara strategis. Lokasi-lokasi tersebut berarti bahwa lebih dari 90% pengemudi akan dapat mengemudi ke seluruh penjuru lokasi di Inggris dan berada dalam jarak 50 mil dari tempat pengisian cepat (*rapid charging station*). ■

SUMBER :

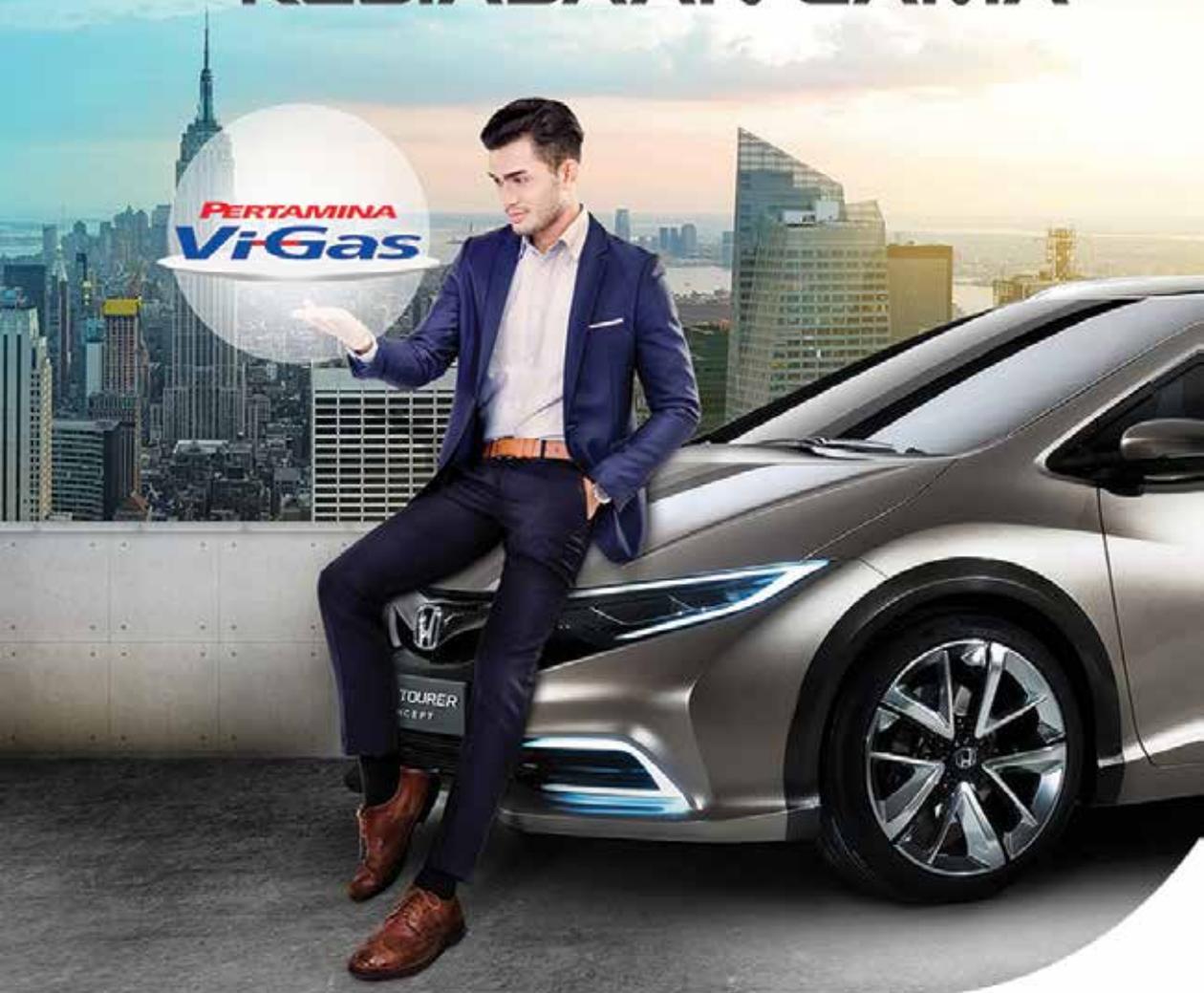
<https://www.autovistagroup.com/news-and-insights/worlds-largest-battery-charging-network-planned-uk>

<https://www.downing.co.uk/news-views/downing-llp-announces-partnership-%C2%A316-billion-uk-electric-vehicle-charging-and-grid>

<https://www.telegraph.co.uk/business/2018/05/21/worlds-largest-battery-car-charging-network-planned-uk/>

PERTAMINA
Vi-Gas

SAATNYA BERALIH DARI KEBIASAAN LAMA



Pertamina Vi-Gas adalah merek dagang PT Pertamina untuk bahan bakar LGV (Liquefied Gas for Vehicle) yang diformulasikan untuk kendaraan bermotor.

Vi-Gas terdiri dari campuran Propane (C3) dan Butane (C4) dengan keunggulan lebih ekonomis, menghasilkan pembakaran mesin yang optimal, memiliki Octane Number >98, serta bebas sulphur dan timbal sehingga lebih ramah lingkungan.

Dengan menggunakan **Vi-Gas** Anda pun turut berkontribusi menjadikan lingkungan Indonesia yang lebih bersih.



PERTAMINA
Vi-Gas

PERTAMINA
Semangat Terbaru

www.pertamina.com

DID YOU KNOW

SMART ENERGY SYSTEM, SEBUAH SOLUSI SKEMA BISNIS UNTUK MASA DEPAN KEBERLANJUTAN ENERGI NASIONAL

IKA DYAH WIDHARYANTI, S.T., M.SC.
Dosen Teknik Kimia Universitas Pertamina

In this article, smart energy systems are investigated to solve major energy-related issues in a sustainable manner. In order to be considered as smart and sustainable, the energy systems should use technologies and resources that are adequate, affordable, clean, and reliable. It can be evaluated based on their efficiencies, environmental performance, and energy and material sources. Indonesia is a highly diverse and blessed country with great potential of renewable energy such as solar energy, wind energy, geothermal, micro hydro and biomass energy, yet it still depends on non-renewable energy such as crude oil, coal, and natural gas as sources of energy. Utilization of fossil fuel continuously contributes to a huge amount of greenhouse gases emission that leads to climate change. Here, proposed a smart energy for the national energy system that can be applied as the long-term solution for future sustainable energy.

1. KONDISI ENERGI NASIONAL SAAT INI

Energi mempunyai peranan penting dalam pencapaian tujuan sosial, ekonomi dan lingkungan untuk pembangunan berkelanjutan serta merupakan pendukung bagi kegiatan ekonomi nasional. Penggunaan energi di Indonesia meningkat pesat sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan

pertambahan penduduk. Sedangkan akses ke energi yang andal dan terjangkau merupakan prasyarat utama untuk meningkatkan standar hidup masyarakat. Keterbatasan akses ke energi komersial telah menyebabkan pemakaian energi per kapita masih rendah dibandingkan dengan negara lainnya. Konsumsi per kapita pada saat ini sekitar 3 SBM yang

setara dengan kurang lebih sepertiga konsumsi per kapita rerata negara ASEAN. Dua pertiga dari total kebutuhan energi nasional berasal dari energi komersial dan sisanya berasal dari biomassa yang digunakan secara tradisional (non-komersial). Sekitar separuh dari keseluruhan rumah tangga belum terjangkau dengan sistem elektrifikasi Nasional.

Sumberdaya energi primer baik energi fosil maupun energi terbarukan yang ada di Indonesia

saat ini dapat ditunjukkan dalam Tabel 1. Sumber energi terbarukan, antara lain panas bumi, biomasa,

energi surya dan energi angin relatif cukup besar. Penggunaan energi sampai saat ini secara

TABEL 1.
Sumber Energi Primer di Indonesia (Tahun 2005)

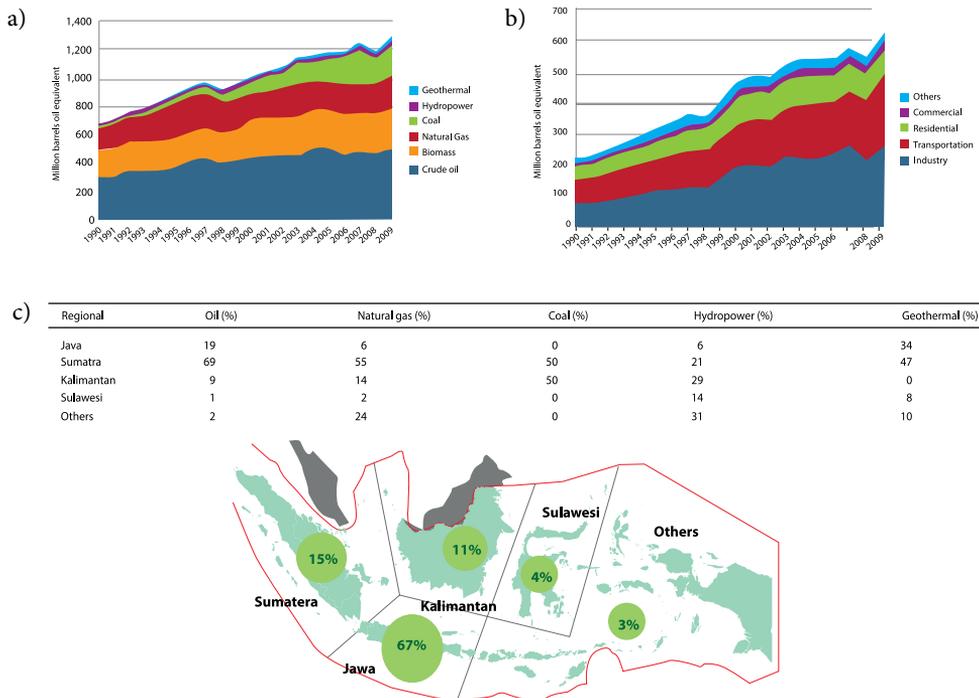
JENIS ENERGI FOSIL	SUMBER DAYA	CADANGAN	PRODUKSI (per Tahun)	RASIO CAD/PROD (tanpa eksplorasi) Tahun
Minyak	86,9 miliar barel	9,1 miliar barel	387 juta barel	23
Gas	384,7 TSCF	185,8 TSCF (P1+P2)	2,97 TSCF	62
Batubara	58 miliar ton	19,3 miliar ton	132 juta ton	146

ENERGI NON FOSIL	SUMBER DAYA	SETARA	PEMANFAATAN	KAPASITAS TERPASANG
Tenaga Air	845,0 juta BOE	75,67 GW	6.8851,0 GWh	4,2 GW
Panas Bumi	219,0 juta SBM	27,14 GW	2.593,50 GWh	0,852 GW
Mini/micro hydro	0,46 GW	0,46 GW		0,084 GW
Biomassa		49,81 GW		0,302 GW
Tenaga Surya		4,80 kWh/m2/hari		0,008 GW
Tenaga Angin		9,29 GW		0,0005 GW
Uranium	24.112 ton*)	33,0 GW *)		

*) hanya di daerah kalam, Kalimantan Barat

Sumber: Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2005-2025, Kementerian ESDM

GAMBAR 1.
(a) Suplai sumber energi primer indonesia, (b) konsumsi energi berdasarkan sektor di Indonesia, dan (c) persebaran konsumsi akhir energi berdasarkan wilayah di Indonesia



Sumber: Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2005-2025, Kementerian ESDM

ekonomi juga belum optimal. Hal tersebut ditunjukkan oleh elastisitas penggunaan energi yang masih di atas 1 (satu) dan intensitas pemakaian energi yang masih lebih tinggi dibandingkan dengan intensitas rerata dari negara ASEAN. Indonesia memerlukan energi sekitar 4,1 kg setara minyak untuk menghasilkan setiap \$1 GDP (*GDP per unit of energy use 2000 PPP US\$ per kg of oil equivalent*). Sedangkan negara-negara lainnya memerlukan kurang dari angka tersebut untuk menghasilkan GDP yang sama.

Kita harus bersyukur bahwa negara kita dikaruniai dengan berbagai jenis sumber energi, meskipun tidak banyak dibandingkan dengan cadangan dunia. Namun, apabila diperhatikan bahwa jumlah penduduk Indonesia juga cukup banyak, maka cadangan per-kapita ternyata tidak cukup besar. Oleh karena itu kita harus cermat dalam mengelola sumber energi tersebut.

Penggunaan BBM meningkat pesat, terutama untuk transportasi, yang sulit digantikan oleh jenis energi lainnya. Ketergantungan kepada BBM masih tinggi, lebih dari 60 persen dari konsumsi energi final. Pembangkitan tenaga listrik di beberapa lokasi tertentu masih mengandalkan BBM karena pada waktu yang lalu harga



Penggunaan BBM meningkat pesat, terutama untuk transportasi, yang sulit digantikan oleh jenis energi lainnya. Ketergantungan kepada BBM masih tinggi, lebih dari 60 persen dari konsumsi energi final. Pembangkitan tenaga listrik di beberapa lokasi tertentu masih mengandalkan BBM karena pada waktu yang lalu harga BBM masih relatif murah (karena disubsidi), jauh dari sumber batubara, jaringan pipa gas bumi masih terbatas, lokasi potensi tenaga air yang jauh dari konsumen, dan pengembangan panas bumi serta energi terbarukan lain yang relatif masih lebih mahal.

BBM masih relatif murah (karena disubsidi), jauh dari sumber batubara, jaringan pipa gas bumi masih terbatas, lokasi potensi tenaga air yang jauh dari konsumen, dan pengembangan panas bumi serta energi terbarukan lain yang relatif masih lebih mahal.

Kebutuhan energi dalam negeri selama ini dipasok dari produksi dalam negeri dan sebagian dari impor, yang pangasanya cenderung meningkat. Komponen terbesar dari impor energi adalah minyak bumi dan BBM. Kemampuan produksi lapangan minyak bumi semakin menurun sehingga membatasi tingkat produksinya. Dalam satu dekade terakhir, kapasitas produksi kilang BBM dalam negeri tidak bertambah, sedangkan permintaan BBM di dalam negeri meningkat dengan cepat.

Ekspor minyak dan kondensat cenderung semakin menurun sejalan dengan produksi minyak dalam negeri yang cenderung terus menurun karena penuaan sumur yang ada dan juga keterlambatan investasi untuk eksplorasi dan eksploitasi sumber minyak baru. Bilamana tidak segera ditemukan sumber minyak baru, Indonesia akan semakin menjadi negara *“net oil importer country”* seperti yang sudah terjadi saat ini. Suatu gejala yang

cukup merisaukan bagi keberlanjutan penyediaan energi jangka panjang, apalagi di tengah harga minyak internasional yang beranjak naik seperti sekarang ini.

Penggunaan energi terbarukan belum besar, kecuali tenaga air, karena biaya produksinya belum kompetitif dibandingkan dengan energi konvensional. Pada umumnya harga listrik yang dibangkitkan dari PLTS, PLTB, Geothermal dan PLT energi terbarukan lainnya masih lebih tinggi daripada yang dibangkitkan dengan BBM (bersubsidi) kecuali PLTMH. Sampai dengan tahun 2005, kapasitas terpasang energi baru dan terbarukan hanya sekitar 3,0 % dari potensi yang tersedia. Kapasitas terpasang dari PLTS sebesar 8 MW, dari PLTB sebesar 0,5 MW, dari PLTMH sebesar 54 MW dan dari PLT terbarukan lainnya (biomassa) sebesar 302,5 MW. Sedangkan

energi nuklir belum dapat dimanfaatkan meskipun sudah dapat mencapai nilai keekonomiannya, karena adanya hambatan dari aspek penerimaan masyarakat dan besarnya investasi awal yang dibutuhkan.

Selain itu, tantangan pengembangan energi bersih terbarukan disebabkan kurang matangnya proses perencanaan dan perancangan, hambatan regulasi, dan keterbatasan sumber daya manusia pada penguasaan teknologinya. Tenaga ahli di bidang energi bersih masih belum sepenuhnya berasal dari dalam negeri. Beberapa teknologi energi bersih yang sudah *proven* di luar negeri juga memerlukan pengembangan dan penyesuaian dengan kondisi di Indonesia. Sehingga perlu dilakukan kajian atau studi kelayakan untuk memastikan pemilihan teknologi energi bersih yang tepat agar

Pada saat ini kondisi energi nasional mengalami masa transisi dari monopoli-sentralisasi ke arah terbuka-desentralisasi. Tantangan globalisasi dan reformasi telah membentuk restrukturisasi sektor energi agar dapat meningkatkan efisiensi dan transparansi.

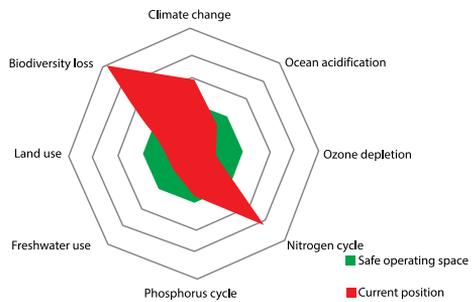
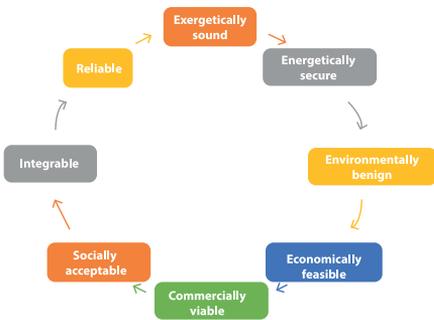
operasionalnya dapat *sustainable*.

Pada saat ini kondisi energi nasional mengalami masa transisi dari monopoli-sentralisasi ke arah terbuka-desentralisasi. Tantangan globalisasi dan reformasi telah membentuk restrukturisasi sektor energi

agar dapat meningkatkan efisiensi dan transparansi. Penggunaan energi nasional meningkat pesat sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan penambahan penduduk. Sedangkan akses ke energi yang berkelanjutan (*sustainable energy*) merupakan salah

satu prasyarat penting untuk meningkatkan standar hidup masyarakat. Penyediaan energi berkelanjutan meliputi antara lain: memperluas akses kepada kecukupan pasokan energi, handal dan terjangkau dengan memperhatikan seluruh

GAMBAR 2. Aspek utama dari smart energy system (kiri) dan delapan isu utama terkait penggunaan energi (kanan)



Sumber: Dincer I. Smart energy solutions. Int J Energy Res

sarana/prasarana yang diperlukan (*energy security*) dan dampak lingkungan yang ditimbulkan. Dalam implementasinya, banyak sekali tantangan panjang kedepan. Pengembangan *smart energy system* diperlukan dalam perencanaan energi jangka panjang yang dapat memberikan kepastian jaminan pasokan energi yang berkelanjutan.

2. SMART ENERGY SYSTEM

Suatu sistem energi dikatakan *Smart* jika mampu mengatasi tantangan energi dari berbagai dimensi termasuk masalah efisiensi, efektivitas, biaya, lingkungan, *sustainability*, integrasi dan kelayakan secara komersial seperti

diilustrasikan pada gambar 2 kiri.

- **Energetically sound:** *Exergy* merupakan indikator utama untuk menentukan kualitas energi. Sebuah teknologi yang *smart* berarti pada sistem teknologi tersebut harus mengalami destruksi exergi minimum dan efisiensi exergi yang maksimum. Dalam hal ini, sebuah energi bukan hanya dinilai dari sisi kuantitas tapi juga dari sisi kualitas.
- **Energetically secure:** Berlandaskan pada ketahanan energi. *Smart energy system* harus dirancang dan diimplementasikan dengan cara mengambil keuntungan dari sumber yang terjangkau, handal, tersedia secara lokal, melimpah dan dapat ditumbuhkan kembali.
- **Environmentally benign:** *Smart*

energy systems juga mencakup *waste and loss recovery* baik itu di sisi energi dan *material resource*-nya. *Less waste and loss* berarti sistem yang lebih efisien, emisi yang lebih rendah, dan lingkungan yang lebih baik untuk masa depan.

- **Economically feasible:** *Smart energy system* diharapkan menggunakan sumber daya yang terjangkau, andal, tersedia, dan berlimpah. Selain itu, *smart energy system* meminimalkan kerugian dan pemborosan dan memaksimalkan efisiensi sistem dan *output* yang diinginkan.
- **Commercially viable:** *Smart energy system* menggunakan sumber daya yang sudah tersedia atau mudah diakses dan menyediakan barang dan jasa yang diinginkan dan dianggap layak secara komersial. Dengan demikian sistem ini akan memiliki kemampuan untuk bersaing secara efektif dan ekonomis sehingga dapat menguntungkan. Misalnya dengan adanya dukungan pemerintah, multigenerasi adalah contoh bagaimana *smart energy system* dapat meningkatkan jumlah *output* untuk menyediakan lebih banyak produk komersial.
- **Socially acceptable:** *Smart energy system* diharapkan dapat diterima secara sosial

oleh komunitas lokal dan global karena sistem tersebut dapat memenuhi kebutuhan sosial dan menyalurkan pilihan dan menggantikan sistem konvensional.

- **Integrable:** Sistem energi pintar diharapkan memiliki fitur integrabilitas, misalkan dapat diintegrasikan ke infrastruktur energi yang ada. Proses Integrasi didefinisikan sebagai proses dimana sistem energi dan sumber energi bersinergi untuk mencapai efisiensi dan efektivitas yang lebih baik. Semakin sedikit modifikasi yang dibutuhkan dalam sistem energi, semakin mungkin itu akan diterima oleh masyarakat dan industri.
- **Reliable:** Istilah sistem energi mencakup segala

sesuatu mulai dari produksi, pemrosesan, dan penggunaan akhir energi. Dalam setiap langkah, *smart energy system* harus dapat diandalkan seperti menggunakan sumber daya yang dapat diandalkan dan tersedia/mudah diakses, sistem pemrosesan/konversi energi yang andal, dan menyediakan layanan yang andal untuk penggunaan akhir. Reliabilitas juga meningkatkan kemungkinan penerimaan sosial.

2.1 Energi terbarukan sebagai kunci menuju *smart energy system*

Energi baru terbarukan merupakan energi bersih, melimpah dan menjadi

Energi baru terbarukan merupakan energi bersih, melimpah dan menjadi kunci untuk transisi ke *smart energy system* untuk masa depan yang berkelanjutan. Isu-isu terkait dimensi energi dan lingkungan yang semakin marak saat ini telah memotivasi banyak peneliti, ilmuwan, insinyur, dan ahli teknologi untuk mengembangkan *smart energy system* secara terpadu untuk masa depan yang berkelanjutan.



Kelestarian lingkungan, pertumbuhan ekonomi, dan kesejahteraan masyarakat harus ditangani secara bersamaan, tanpa kompromi pada setiap aspek rantai layanan-sistem sumber energi.

kunci untuk transisi ke *smart energy system* untuk masa depan yang berkelanjutan. Isu-isu terkait dimensi energi dan lingkungan yang semakin marak saat ini telah memotivasi banyak peneliti, ilmuwan, insinyur, dan ahli teknologi untuk mengembangkan *smart energy system* secara terpadu untuk masa depan yang berkelanjutan.

Saat ini, proses industrialisasi sangat bergantung pada energi dan industrialisasi juga membutuhkan sejumlah besar sumber daya material. Pemrosesan, pengangkutan, dan pemanfaatan sumber daya material untuk berbagai industri ini juga memerlukan energi dalam

jumlah yang besar. Selain kebutuhan energi industri yang meningkat, kebutuhan energi untuk perumahan dan transportasi juga meningkat. Hal ini terutama karena meningkatnya permintaan energi untuk transportasi pribadi (terutama perjalanan udara), pemanasan, pendinginan, dan pengenalan peralatan berteknologi canggih, elektronik, dll.

Persyaratan kelestarian lingkungan, pertumbuhan ekonomi, dan kesejahteraan masyarakat harus ditangani secara bersamaan, tanpa kompromi pada setiap aspek rantai layanan-sistem sumber energi. Kriteria ini dapat dikategorikan sebagai kenyamanan, biaya, kesiapan, keamanan, kesehatan, iklim, dan

keamanan lingkungan. *Smart energy system* berkonsentrasi pada banyak aspek rantai energi untuk memberikan banyak manfaat tanpa mengorbankan perlindungan lingkungan dan kesejahteraan sosial.

Beberapa masalah utama terkait penggunaan energi terlihat pada Gambar 2 kanan. Kriteria-kriteria tersebut mencirikan area operasi yang aman untuk masyarakat (yang ditunjukkan sebagai area hijau). Studi dalam literatur menunjukkan bahwa dalam banyak kasus batas-batas keamanan ini nyaris terlampaui. Sudah diketahui bahwa sistem energi, atau pasokan dan permintaan rantai energi, memiliki dampak yang luar

biasa terhadap kerusakan terhadap lingkungan dan mencapai batas keamanan ini. Beberapa contoh adalah perubahan iklim, emisi aerosol, pengasaman laut, pengurangan keanekaragaman hayati, polusi tanah, air, dan udara, perubahan penggunaan lahan, siklus nitrogen, dan pemanfaatan *fresh water*.

Pada tahun 2015, pasokan dan pemanfaatan energi melibatkan hingga sekitar 80 persen emisi CO2 dan 30 persen emisi metana. Selain itu, pasokan energi dan pemanfaatannya berkontribusi terhadap emisi yang signifikan dari berbagai polutan lainnya, misalnya berbagai jenis karbon dan aerosol yang berpotensi mengubah suhu atmosfer, berdampak pada perubahan iklim. Selain itu, polutan atmosfer lainnya seperti nitrogen oksida, sulfur oksida, dan prekursor ozon troposfer, dapat menyebabkan pengasaman, eutrofikasi, dan banyak risiko lainnya terhadap kesehatan manusia dan lingkungan. Selain itu, banyak konstituen rantai

energi, dari pasokan ke permintaan, membutuhkan sejumlah besar pasokan air permukaan atau air tanah yang juga merupakan komoditas terbatas bagi sebagian besar masyarakat. Sebagai hasilnya, hal ini dapat disimpulkan bahwa sistem energi masa depan harus *smart* untuk memenuhi kebutuhan energi masyarakat sekarang dan masa depan tanpa mengorbankan ekonomi, kesehatan, kesejahteraan, dan lingkungan.

Selain masalah diatas, tantangan, dan keterbatasan sistem energi ada banyak, aspek sosial dari produksi energi, pemrosesan, dan penggunaan akhir yang tidak dapat dengan mudah diukur atau dipantau. Misalnya, masalah polusi udara, tanah dan air menyebabkan penurunan drastis dalam produktivitas manusia dan ekologi, dan itu dapat lebih lanjut menyebabkan pengasaman dan eutrofikasi. Lahan dipengaruhi karena gangguan berbagai ekosistem melalui

perubahan penggunaan lahan dan polusi dari produksi, pengolahan, dan penggunaan akhir energi. Beberapa contoh yang menyebabkan kerusakan lahan dapat diringkas sebagai penambangan, pengeboran, dan transportasi bahan bakar fosil. Selain itu, sistem manajemen risiko harus secara konstan dirancang, dikembangkan, diimplementasikan, diuji, dan ditingkatkan untuk mencegah kecelakaan yang merusak lingkungan atau masyarakat. Kecelakaan nuklir, pembangkit listrik dan ledakan area pertambangan, tumpahan minyak tanker, dan banjir bendungan hidroelektrik adalah beberapa contoh untuk dimasukkan dalam rencana manajemen risiko *smart energy systems*.

Beberapa target penting untuk kebijakan lingkungan dan pembangunan yang mengikuti konsep pembangunan berkelanjutan dapat meliputi:

• <i>reviving growth</i>	• peningkatan <i>the quality of growth</i>
• pemenuhan kebutuhan pokok untuk pekerjaan, makanan, energi, air, dan sanitasi	• kepastian tingkat populasi yang berkelanjutan
• pelestarian dan peningkatan basis sumber daya	• orientasi kembali teknologi dan pengelolaan risiko
• memperhatikan aspek lingkungan dan ekonomi dalam pengambilan keputusan	

Jika dikembangkan dengan hati-hati, energi terbarukan dapat mengatasi berbagai masalah energi dan memberikan banyak keuntungan, diantaranya

yaitu pengenalan pekerjaan baru dan peluang kerja, peningkatan ketahanan energi, peningkatan kesehatan manusia dan organisme hidup

lainnya, berkurangnya kerusakan lingkungan, dan pengurangan dampak buruk perubahan iklim. Isu-isu utama yang terkait dengan energi terbarukan adalah:

- Biaya tinggi: dapat diatasi dengan pembelajaran dan peningkatan mutu dan skala
- Perbedaan dengan struktur energi yang ada: dapat diatasi dengan integrasi ke dalam sistem yang ada
- Efisiensi yang rendah: dapat diatasi melalui research and development untuk memastikan kemajuan teknologi untuk meningkatkan efisiensinya

Untuk mencapai tujuan keberlanjutan jangka panjang, diperlukan *smart energy system*. *Smart energy system* menawarkan keuntungan finansial dan lingkungan jangka pendek dan jangka panjang yang besar. *Smart energy system* memiliki *smart target* (target cerdas) yang multidimensional, multidisiplin, kompleks, dan dinamis. Oleh karena itu, untuk mencapai *smart target* tersebut, sumber daya, teknologi, pengetahuan, dan kebijakan yang ada dan yang akan datang harus bisa dikolaborasikan. Beberapa manfaat dari *smart energy system* secara ringkas yaitu kesehatan dan lingkungan yang lebih baik, pekerjaan yang lebih baik, ekonomi yang lebih baik, produktivitas yang lebih baik, kesejahteraan sosial yang lebih baik (misalnya, pengurangan kemiskinan), infrastruktur yang lebih baik, dan ketahanan energi yang lebih baik.

2.2 Smart Target

Masa depan yang berkelanjutan memerlukan transisi dari sistem energi konvensional saat ini menuju sistem yang memiliki peningkatan signifikan dalam efisiensi energi dan energi dalam setiap langkah produksi energi, pengolahan, dan penggunaan akhir serta pemanfaatan sumber daya energi terbarukan dan bersih yang lebih besar yaitu *smart energy system*.

Target pintar ini dapat dicapai melalui solusi cerdas, seperti penggunaan *smart materials*, *smart devices*, *smart technologies*, dan *smart grid*. Di sini akan terlihat deskripsi masalah secara rinci dan analisis penyebab persyaratan energi, lingkungan, dan ekonomi untuk sistem energi masa depan, sehingga memberikan pengetahuan yang diperlukan untuk mengurangi dampak lingkungan, biaya, dan meningkatkan efisiensi. Target pintar menunjukkan di mana perbaikan diperlukan, apa perubahan penting yang diperlukan dan seberapa banyak mereka akan berkontribusi pada peningkatan tersebut.

GAMBAR 3.
Enam Pilar *Smart Target* Energi Berkelanjutan



Sumber: Dincer I. Smart energy solutions. Int J Energy Res

- **Better efficiency:** Peningkatan efisiensi dapat dicapai dengan meminimalkan kerugian (seperti memberikan isolasi) dan limbah (seperti *recovery* limbah). Meningkatkan jumlah produk yang diinginkan dari sumber energi yang sama (multigenerasi) juga merupakan cara lain untuk meningkatkan efisiensi.
- **Better resources use:** Memanfaatkan sumber energi terbarukan dan bersih untuk meningkatkan pangsa energi dan sumber daya materi yang tersedia secara lokal di setiap aspek rantai energi dari ekstraksi hingga penggunaan akhir. Target ini bertujuan untuk mengurangi ketergantungan pada sumber daya yang tidak tersedia secara lokal dan terjangkau.
- **Better cost effectiveness:** Dengan mengurangi kerugian dan limbah, menghasilkan banyak produk dari sumber energi yang sama, dan menggunakan sumber daya yang andal, tersedia, dan melimpah; *smart energy system* memberikan efektivitas biaya yang lebih baik.
- **Better environment:** Bertujuan untuk setidaknya menjaga kenaikan suhu rata-rata di seluruh dunia menjadi kurang dari 2°C di atas tingkat pra-industri. Untuk

mencapai smart target ini, emisi CO₂ global dari sektor energi dan industri harus dikurangi hingga 30–70% dari jumlah tahun 2000 sebelum tahun 2050. Setelah tahun 2050, tujuannya adalah mendekati nol atau hampir nol emisi dari semua aspek rantai energi. *Smart target* juga bertujuan untuk meningkatkan kondisi kesehatan dan lingkungan dengan mengatur polusi udara perumahan dan industri, pengasaman laut, dan hilangnya keanekaragaman hayati. Mengurangi emisi dapat dicapai melalui *smart energy system* seperti material dan teknologi yang canggih.

- **Better energy security:** Akses ke sumber, sistem, dan operator energi modern yang terjangkau, dan efisien. Penurunan ketergantungan impor energi dan keandalan pasokan energi, fleksibilitas, ketersediaan, dan keterjangkauan merupakan target utama untuk *smart energy system*.
- **Better design and analysis:** *Smart energy system* dirancang untuk meminimalkan kerugian/limbah dan meningkatkan efisiensi dan jumlah produk yang diinginkan. Sistem energi pintar cenderung untuk tidak 'menggunakan' semua sumber daya mereka

karena keberlanjutan juga membutuhkan kontinuitas. Karena itu, sistem energi pintar harus memiliki desain yang lebih baik untuk mengakomodasi semua kebutuhan sekaligus. Contoh analisis yang lebih baik adalah melakukan analisis exergi selain analisis energi karena analisis exergi memberikan informasi tidak hanya secara kuantitas, tetapi juga kualitas energi yang penting untuk digunakan dalam mengevaluasi tingkat keberlanjutan sistem energi.

Selain yang tercantum di atas, ada banyak target pintar lainnya yang bertujuan untuk membuat sistem energi lebih pintar dengan desain dan operasi. Misalnya, materi cerdas seperti teknologi berbasis nano dan materi baru lainnya digunakan dalam *smart energy system*. Target cerdas lainnya adalah secara ideal mencegah atau menahan tumpahan minyak, pencemaran air bersih dan penggunaan air tawar yang berlebihan, serta emisi limbah radioaktif. Idealnya, *smart energy system* seharusnya tidak menghasilkan limbah tetapi dalam banyak kasus hal ini bukan yang menjadi masalahnya. Oleh karena itu, limbah dari *smart energy system* harus dikumpulkan melalui metode dan teknologi yang tepat (aman, bersih,

terjangkau, dan ramah lingkungan) untuk meminimalkan dampak buruk terkait kesehatan dan lingkungan.

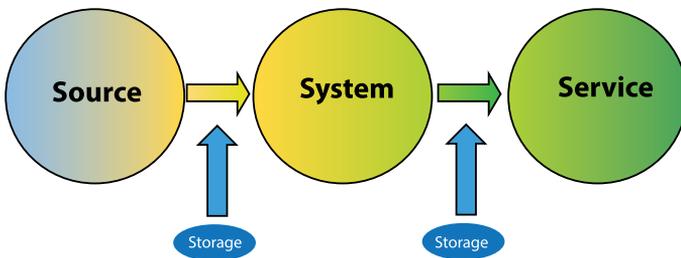
Peningkatan efisiensi tampaknya menjadi target cerdas yang paling terjangkau dan efektif dengan berbagai manfaat jangka pendek dan panjang. Beberapa manfaat ini meminimalkan kerusakan pada kesehatan dan lingkungan, ketahanan energi dan fleksibilitas, dan banyak manfaat keuangan lainnya termasuk pengurangan biaya dan minimisasi limbah/kerugian. Literatur menunjukkan bahwa persyaratan untuk peningkatan efisiensi energi dapat dipenuhi relatif cepat. Ada beberapa cara untuk meningkatkan efisiensi sistem energi dari produksi hingga penggunaan akhir seperti *retrofitting unit* hunian untuk menurunkan permintaan pemanasan dan pendinginan, desain unit perumahan dan industri untuk mencegah

kehilangan panas dan pendinginan, dan mengidentifikasi kebocoran energi untuk mengurangi kerugian dan limbah.

Target cerdas dapat membantu masyarakat merancang, mengembangkan, membangun, dan memanfaatkan sistem energi bebas karbon dan bersih. Oleh karena itu, upaya tersebut telah dilakukan untuk mengidentifikasi kelebihan, kelemahan, dan tantangan selama transisi ke *smart energy system*. Tugas-tugas yang menantang ini memerlukan transformasi penting dalam pemanfaatan bahan bakar konvensional yang dapat dicapai dengan metode dan teknologi yang ada:

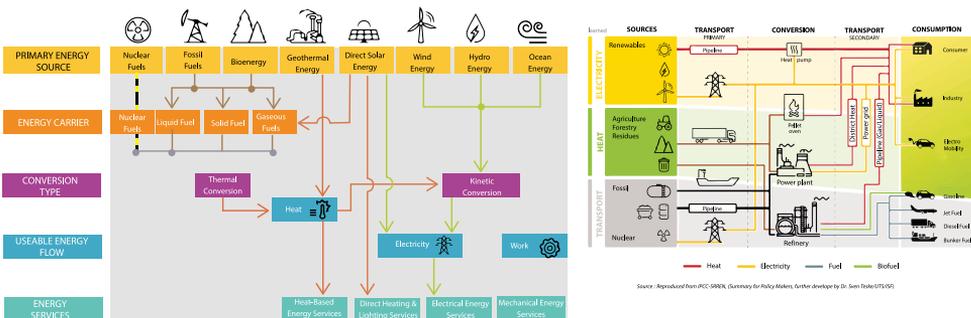
- *Carbon capture and storage (CCS)*
- Mengganti bahan bakar berat yang banyak mengandung *carbon* berantai panjang dengan yang lebih ringan seperti gas alam
- *Retrofitting power plants* konvensional

GAMBAR 4. Smart targets untuk smart energy systems berdasarkan pendekatan 3S (Source-System-Service).



Sumber: Dincer I. A review on clean energy solutions for better sustainability, Int J Energy Res

GAMBAR 5. Ilustrasi jalur energi dari source ke service (kiri) dan interkoneksi antar sektor (kanan)



Sumber: Renewable Global Future Report: Great debates towards 100% renewable energy, REN21

single generation dengan alternatif *multigeneration*.

Smart energy system mencakup semua aspek pasokan energi dan rantai permintaan. Konsep ini diperkenalkan oleh Dincer dan Acar^[3] sebagai 'konsep 3S' (*Sources-Systems-Services*) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4. Sistem energi pintar harus memenuhi semua kriteria dari sumbernya sampai produk akhir (sistem). Dalam *smart energy system*, penting untuk memilih sumber energi dengan tepat. Ketika memilih sumber energi yang tepat, ada beberapa kriteria penting yang perlu dipertimbangkan, seperti kelimpahan, ketersediaan lokal, keterjangkauan, keandalan, keamanan, dan keramahan lingkungan. Sejauh ini literatur menunjukkan bahwa sumber yang paling cocok adalah energi terbarukan. Selain itu, nuklir, biomassa, dan bahan bakar fosil dapat dianggap relatif bersih jika ditangani dengan benar (misalnya, dengan pengelolaan limbah yang tepat, CCS, dll.). Ketika memperbaiki sistem energi, penting untuk menemukan dan mengatasi *irreversibilities* dan mengevaluasi efisiensi sistem. Sistem energi dapat ditingkatkan dalam banyak cara, beberapa di antaranya adalah:

- **Process enhancement:** mengurangi kerugian dan memaksimalkan jumlah *output* yang diinginkan.
- **Peningkatan efisiensi:** eliminasi (idealnya) atau meminimalkan *irreversibilities*.
- **Integrasi sistem:** meningkatkan keandalan sistem dan meningkatkan tingkat produksi.
- **Multigeneration:** jumlah produk tepat guna yang lebih tinggi dengan input energi yang sama.

Smart energy systems, secara keseluruhan, harus memenuhi target berikut untuk menyediakan masa depan yang berkelanjutan: (i) akses ke penyimpanan energi sementara dan pilihan proses operasi hemat energi serta pilihan *service* yang dapat digunakan, (ii) peningkatan

keamanan energi, (iii) mitigasi perubahan iklim, dan (iv) perlindungan lingkungan.

Smart Target yang disebutkan disini membutuhkan modifikasi yang signifikan dalam sistem energi yang ada. Modifikasi ini mengarah ke *smart energy system* yang akan dibahas di bagian selanjutnya.

3. SMART ENERGY SYSTEM UNTUK MASA DEPAN ENERGI BERKELANJUTAN

Tidak ada deskripsi khusus untuk *smart energy system* karena sistem ini bergantung pada karakteristik kondisi lokal seperti wilayah dan kondisi ekonomi. *Smart energy system* juga dapat didefinisikan secara berbeda di daerah pedesaan dan perkotaan di Indonesia. Oleh karena itu, metodologi yang berbeda berlaku di lokasi dan ekonomi yang berbeda untuk transisi ke *smart energy system* untuk masa depan yang berkelanjutan. *Smart energy system* yang berfungsi secara efektif di lokasi tertentu mungkin tidak beroperasi dengan baik di tempat lain. Di sisi lain, pengalaman bersama dari berbagai lokasi dan ekonomi selama transisi ke *smart energy system* masih berguna untuk transisi global menuju masa depan yang lebih berkelanjutan. Pengembangan *smart energy system* tergantung pada seberapa baik teknologi digunakan dan seberapa baik *smart energy system* yang didirikan untuk mendukung perubahan antara sistem energi konvensional dan *smart energy system*.

Transformasi berkelanjutan dari sumber daya energi dan material ke berbagai bentuk energi dan komoditas industri sangat penting ketika merancang sistem energi cerdas. Selain itu, transfer yang efektif dan pengiriman produk-produk ini untuk tujuan penggunaan akhir yang berbeda sangat penting. Oleh karena itu, dalam literatur, ada perhatian khusus pada berbagai jenis pembawa energi, misalnya listrik, hidrogen, panas, dll. Semua pembawa energi ini penting untuk mentransfer energi yang diproduksi di lokasi produksi terpencil (dan sebagian besar

pedesaan) untuk memperluas populasi perkotaan. Dalam *smart energy system*, sangat penting untuk menyediakan sistem penyimpanan energi (*energy storage*), yang terintegrasi dan terjangkau sebagai *up-to-date energy carriers*. Ini mungkin aspek yang paling mendasar dan paling menantang dari *smart energy system* untuk keberlanjutan.

Pembentukan perubahan transformatif dari sistem energi tradisional/konvensional ke smart dapat diamati dalam berbagai inovasi dan penelitian eksperimental skala kecil di sektor energi. Tujuan utama dari studi eksperimental ini adalah untuk berkontribusi pada pemahaman yang lebih baik tentang bagaimana memisahkan pertumbuhan ekonomi dari degradasi lingkungan melalui *smart energy system*. Studi eksperimental ini terutama terdiri dari:

- Peningkatan teknologi dalam produksi dan penggunaan akhir energi (*service*)
- *System-level advances* yang memerlukan konfigurasi ulang sistem energi saat ini
- Model bisnis dan penyesuaian industri berdasarkan pengiriman dan penggunaan akhir energi (*service*).

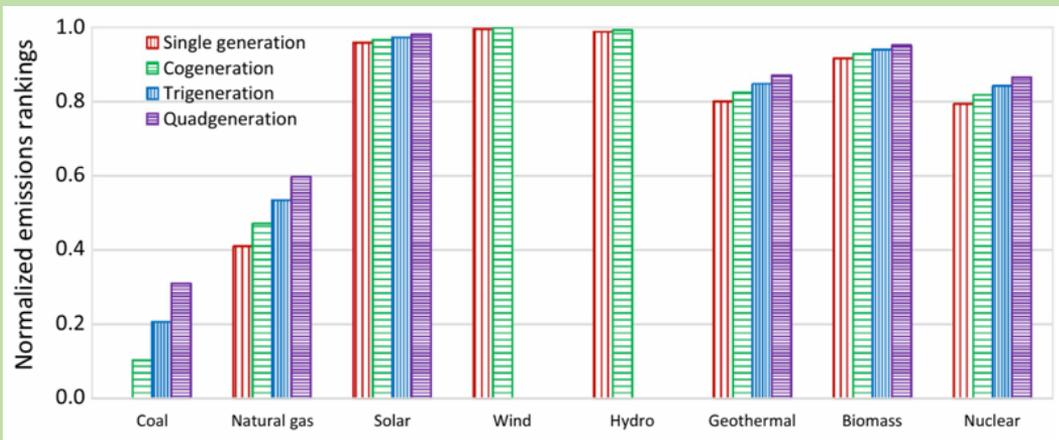
Secara umum, eksperimen ini berfokus pada sistem energi *hybrid* dan terintegrasi, di mana sumber energi primer yang berbeda digabungkan untuk berkonsentrasi pada isu-isu

terkait energi seperti diskontinuitas sumber daya. Studi eksperimental yang berfokus pada penggunaan akhir dari peluang teknologi penutup energi untuk menghasilkan beberapa produk sekaligus. Studi eksperimental yang berfokus pada kemajuan tingkat sistem terdiri dari peningkatan produksi terdistribusi dan penyimpanan energi. Studi-studi ini juga termasuk peningkatan efisiensi energi dengan secara efisien memonetisasi penghematan penggunaan akhir. Beberapa dari percobaan tingkat sistem ini juga fokus pada kemajuan teknologi yang dapat mengubah interaksi antara pemasok energi dan konsumen. Ini juga bisa mengubah peran untuk pemain di bidang sistem energi. Misalnya, konsumen mungkin menjadi pemasok energi dengan memanfaatkan *smart energy system* yang beroperasi secara independen dari sistem jaringan utama.

Untuk memberikan landasan bagi penemuan yang mengarah ke *smart energy system*, dukungan untuk sistem energi yang memiliki karakteristik teknologi yang menjanjikan adalah hal yang penting. Ada banyak studi dalam literatur yang berfokus pada transformasi transformatif dalam sistem energi skala besar. Studi-studi ini melibatkan hierarki modifikasi dari studi eksperimental ke ide-ide teknologi baru,

GAMBAR 6.

Normalisasi peringkat emisi dari berbagai sumber energi dalam generasi teknologi yang berbeda (kiri) dan Normalisasi peringkat efisiensi dari berbagai sumber energi dalam generasi teknologi yang berbeda (kanan).



Sumber: Dincer I. A review on clean energy solutions for better sustainability. Int J Energy Res

mulai dari sistem energi skala kecil hingga besar di daerah pedesaan dan perkotaan.

Baru-baru ini, Dincer^[2] telah mengkategorikan *portofolio smart energy* dalam delapan opsi baru, seperti *exergization, greenization, renewabilization, hydrogenization, integration, multigeneration, storagization and intelligization*. Dalam pendekatan ini, *exergization* adalah analisis pemanfaatan *exergy*. *Greenization* adalah cara perbaikan proses atau desain sistem baru untuk membuatnya lebih ramah lingkungan. *Renewabilization* menggantikan bahan bakar konvensional dengan sumber energi terbarukan. *Hydrogenization* adalah pencapaian ekonomi berbasis hidrogen untuk peningkatan keberlanjutan. *Integration* adalah kombinasi dan / atau hibridisasi berbagai sistem energi / sumber untuk mencapai efisiensi yang lebih baik, efektivitas biaya, penggunaan sumber daya, dan lingkungan. *Multigeneration* adalah mengurangi kerugian dan pemborosan dan meningkatkan efisiensi sistem dengan menghasilkan beberapa output dari sumber energi yang sama. *Storagization* menggunakan metode penyimpanan energi yang andal, terjangkau, dan lebih bersih. *Intelligization* menggunakan alat kecerdasan buatan ketika memodelkan, menerapkan,

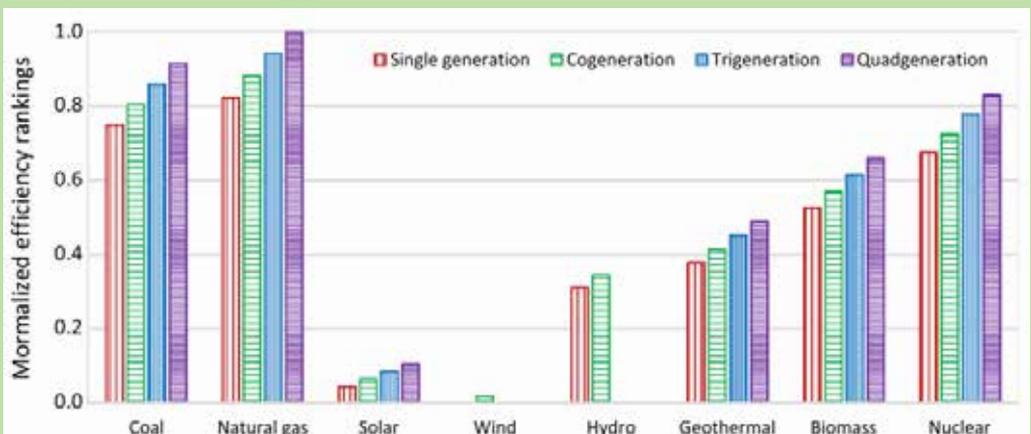
mengoptimalkan, mengotomatisasi dan mengendalikan, serta *managing* dan *metering energy systems*.

Smart energy system juga memberikan keuntungan finansial, lingkungan, dan masyarakat yang cukup besar. Misalnya, mengurangi emisi dengan cara yang dapat diandalkan dan terjangkau sambil menyediakan kebutuhan energi masyarakat yang sedang berkembang mungkin dapat meningkatkan kualitas kesehatan dan juga menurunkan risiko perubahan iklim. Beberapa contoh investasi *smart energy* adalah peningkatan efisiensi energi dan beralih ke sumber daya energi terbarukan. Karena alasan itu, meskipun berbagai keuntungan *smart energy system* tidak dapat langsung dimonetisasi, sistem ini adalah kunci keberlanjutan masa depan dengan banyak cara yang menjanjikan.

3.1 Teknologi Bersih (*Cleaner Technologies*)

Salah satu target dari *smart energy system* adalah untuk mengurangi emisi GRK. Gambar 6 kiri menyajikan peringkat ternormalisasi emisi GRK spesifik per kWh untuk metode pembangkitan energi yang berbeda. Data yang digunakan dalam studi ini diekstraksi dari literatur [3–6].

Pada Gambar 6 kiri, *single generation* adalah produksi listrik, *cogeneration*



adalah panas dan produksi listrik (CHP), *trigeneration* adalah panas, pendinginan, dan produksi listrik (CCHP), dan *quadgeneration* adalah panas, pendinginan, hidrogen, dan produksi listrik (CCHP-H2). Perlu dicatat bahwa dalam kasus di mana angin atau hidro adalah

sumber energi, disini diasumsikan memiliki dua produk saja. Oleh karena itu, dalam kasus ini, *cogeneration* adalah listrik dan hidrogen sementara *trigeneration* dan *quadgeneration* tidak dipertimbangkan. Pemeringkatan dilakukan berdasarkan persamaan berikut:

$$Rank_i = \frac{Maximum - Method_i}{Maximum - Minimum}$$

Di sini, Minimum dan Maksimum adalah emisi minimum dan maksimum dan *Methodi* adalah emisi dari metode yang dipilih. Persamaan ini memberikan peringkat ke masing-masing metode yaitu antara 0 dan 1 di mana 0 berarti jumlah emisi tertinggi dan 1 berarti jumlah emisi terendah (metode terbersih).

Dari Gambar 6 kiri, dapat dilihat bahwa batubara memiliki emisi tertinggi (peringkat terendah), diikuti oleh gas alam. Hidro dan angin memiliki emisi terendah (peringkat tertinggi), diikuti oleh matahari, biomassa, dan panas bumi. Energi nuklir memiliki lebih sedikit emisi dibandingkan dengan metode berbasis bahan bakar fosil.

Pengolahan bahan bakar fosil dengan teknologi CCS menurunkan emisi berbahaya secara signifikan. Namun, teknologi ini memiliki emisi yang jauh lebih tinggi daripada sistem dengan energi terbarukan dan nuklir. Pemanfaatan bersama bahan bakar fosil dan biomassa dengan CCS dapat menyediakan listrik, panas, hidrogen, dan komoditas industri dengan nol atau

emisi minimal. Mengukur emisi untuk listrik yang multi-generasi ini sangat kompleks karena tidak jelas bagaimana mengalokasikan emisi ke berbagai produk. Teknik yang digunakan adalah dengan membagikan diskon fraksi (atau lonjakan) dalam emisi yang setara dengan emisi untuk keseluruhan sistem multigenerasi dibagi dengan emisi dari negara referensi (sistem dasar) yang mengandung sistem bahan bakar fosil tradisional yang terpisah tanpa CCS yang secara terpisah menghasilkan jumlah produk yang sama. Perlu dicatat bahwa meskipun CCS menurunkan emisi yang terkait dengan pemanfaatan bahan bakar fosil, CCS tidak mengatasi masalah yang terkait dengan persediaan terbatas dan kemungkinan dampak merugikan dari meningkatnya tingkat ekstraksi bahan bakar fosil.

Gambar 6 kiri menunjukkan bahwa selain menggunakan sumber yang lebih bersih, sistem energi dapat dihindarkan dan menjadi lebih pintar melalui multigenerasi karena meningkatkan jumlah output dari satu sumber mengurangi jumlah emisi per unit produk.

3.2 Konservasi Energi (Energy Conservation)

Kemajuan teknologi dalam meningkatkan efisiensi energi dan tingkat konversi energi merupakan hal mendasar bagi *smart energy system*. Peningkatan efisiensi energi membutuhkan inovasi dalam sistem konservasi energi di setiap tahapan pendekatan 3S (*Source-System-Service*) yang diperkenalkan sebelumnya.

Gambar 6 kanan menyajikan peringkat yang dinormalisasi dari efisiensi untuk teknologi yang berbeda. Data efisiensi adalah rata-rata efisiensi energi dan exergi untuk pembangkit listrik dan hidrogen dari sumber energi yang dipilih. Sama seperti Gambar 6 kiri, pada Gambar 6 kanan, *single generation* adalah produksi listrik, *cogeneration* adalah panas dan produksi listrik (CHP), *trigeneration* adalah panas, pendinginan, dan produksi listrik (CCHP), dan *quadgeneration* adalah panas, pendinginan, hidrogen, dan listrik produksi (CCHP-H₂). Dalam kasus di mana angin atau hidro adalah sumber energi, diasumsikan memiliki dua produk saja. Oleh karena itu, dalam kasus ini, *cogeneration* adalah listrik dan hidrogen sementara *trigeneration* dan *quadgeneration* tidak dipertimbangkan. Peningkatan yang dinormalisasi dilakukan

dengan mengambil efisiensi rata-rata sebagaimana adanya, antara 0 dan 1.

Gambar 6 kanan menunjukkan bahwa gas alam memiliki efisiensi tertinggi (peringkat tertinggi), diikuti oleh batubara dan nuklir. Tenaga surya dan angin memiliki efisiensi terendah (peringkat terendah), diikuti oleh hidro, biomassa, dan panas bumi. Juga, terlepas dari jenis sumber energi, meningkatkan jumlah produk meningkatkan efisiensi, sehingga meningkatkan konservasi energi.

Mengintegrasikan sumber energi dan meningkatkan jumlah produk yang diinginkan meningkatkan efisiensi secara signifikan. Meskipun matahari dan angin tampaknya memiliki efisiensi yang lebih rendah dibandingkan dengan opsi lain, mereka diharapkan menjadi lebih efisien seiring kemajuan teknologi. Juga, perlu dicatat bahwa produksi berbasis matahari dan angin sebagian besar berskala kecil, dan sistem skala kecil memiliki efisiensi yang lebih rendah dibandingkan dengan sistem berskala besar. Gambar 6 kanan menunjukkan bahwa meskipun sumber energi terbarukan dan bersih cenderung menawarkan efisiensi yang lebih rendah (terutama karena kebanyakan dari mereka adalah *state-of-the-*

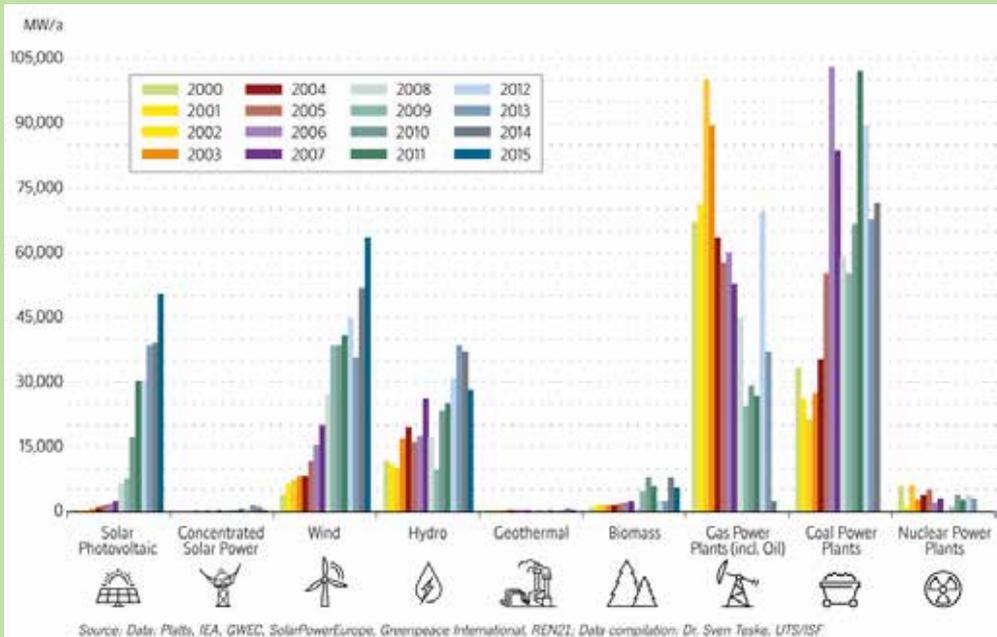
art atau dalam fase pengembangan awal), multigenerasi meningkatkan efisiensi sistem karena meningkatkan jumlah *output* dari satu sumber juga meningkat efisiensi keseluruhan.

3.3 Terbarukan (Renewable)

Pemanfaatan sumber daya energi terbarukan dan teknologi berbasis energi terbarukan yang termanfaatkan secara potensial dapat menangani berbagai masalah yang komprehensif, seperti keamanan energi, masalah kesetaraan energi, konversi energi, dan penggunaan emisi terkait. Selain itu, sumber daya energi terbarukan berhasil mengatasi berbagai masalah terkait keberlanjutan lainnya seperti pengurangan kemiskinan, perlindungan air bersih, pengembangan transportasi, pertanian, infrastruktur, dan industri, penciptaan lapangan kerja, dll. Keuntungan potensial dari sumber daya energi terbarukan umumnya tidak diambil ke dalam akun ketika menilai laba atas investasi, misalnya keamanan energi yang ditingkatkan, akses yang lebih bersih, lebih mudah, dan lebih dapat diandalkan untuk energi, penurunan ketidakstabilan ekonomi, pengentasan perubahan iklim, dan prospek bisnis dan pekerjaan baru.

GAMBAR 7.

Kapasitas pembangkit listrik terpasang tahunan global tahun 2000 - 2015 (kiri) dan pasar pembangkit listrik global, tahun 1970 - 2014 (kanan)



Sumber: Renewable Global Future Report: Great debates towards 100% renewable energy, REN21

Dalam artikel ini, peringkat energi terbarukan ditujukan untuk setiap sumber energi sebagai 0 yang berarti tidak dapat diperbaharui (bahan bakar fosil dan nuklir) dan 1 yang dapat diperbarui yang meliputi surya, angin, hidro, dan panas bumi. Biomassa ditetapkan menjadi 0,5 karena pembaruannya tergantung pada tingkat konsumsi. Jika tingkat konsumsi biomassa lebih rendah daripada laju regenerasi biomassa, itu dapat diambil sebagai terbarukan sepenuhnya. Namun, jika tingkat konsumsi melebihi tingkat pengisian sumber daya, maka sumbernya tidak dapat diperbarui. Dalam hal ini, karena sumber energi sedang diperingkat, multigenerasi (meningkatkan jumlah *output*) tidak mengubah peringkat pembaruan.

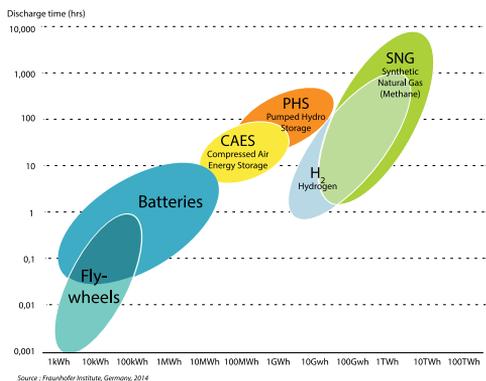
3.4 Energy Storage and Carriers

Energy carriers yang terjangkau, andal, dan bersih merupakan persyaratan penting untuk masa depan yang berkelanjutan, oleh karena itu, *smart energy system* perlu diintegrasikan dengan berbagai *energy*

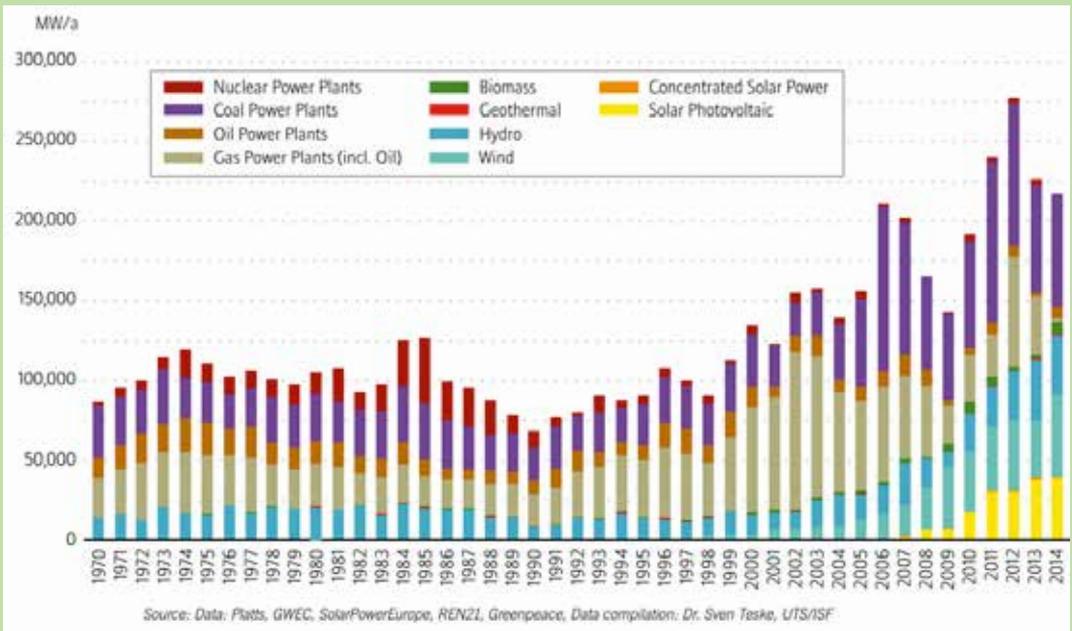
carrier (seperti listrik, panas, pendingin, dan bahan bakar kimia misalnya, hidrogen) dan pilihan *energy storage*-nya. Multigenerasi *energy carriers* ini menawarkan keuntungan luar biasa. Ketika jumlah produk meningkat, emisi dan biaya per unit jumlah produk menurun dan sistem energi menjadi “lebih pintar” dengan peningkatan konservasi energi dan teknologi yang lebih bersih.

GAMBAR 8.

Overview kapasitas penyimpanan dari berbagai jenis *energy storage system*



Sumber: Renewable Global Future Report: Great debates towards 100% renewable energy, REN21



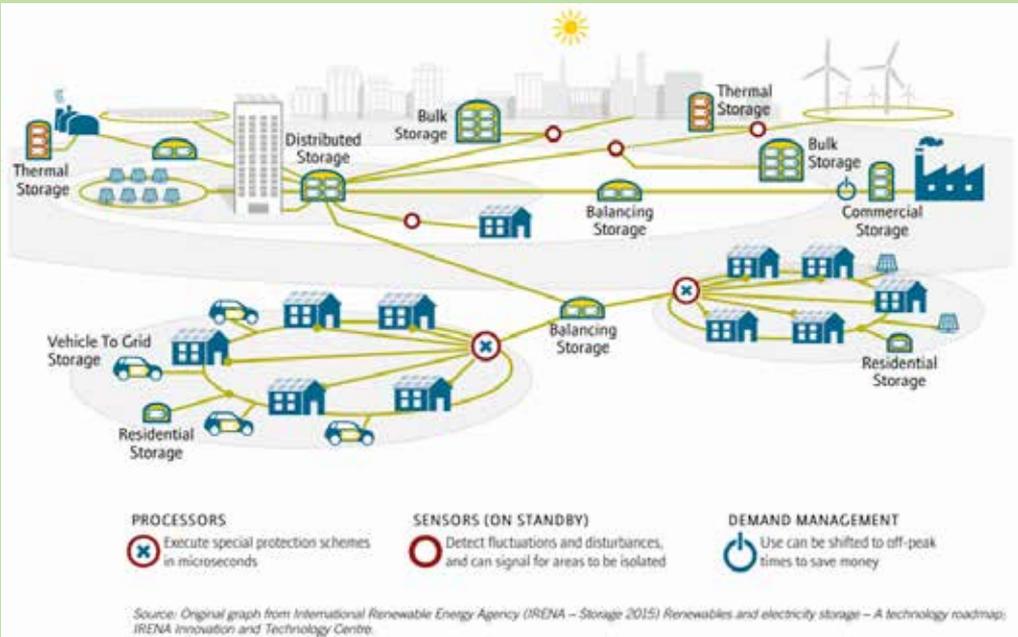
Keuntungan utama *smart energy system* adalah fakta bahwa mereka menawarkan banyak keuntungan sekaligus. Ini pada prinsipnya benar untuk efisiensi energi, penggunaan energi terbarukan, dan multigenerasi listrik, pemanasan, pendinginan, bahan bakar kimia seperti hidrogen, yang membawa banyak manfaat seperti pertumbuhan ekonomi, pengenalan pekerjaan baru, peningkatan keamanan energi, kesehatan dan lingkungan yang

lebih baik, serta pengalihan perubahan iklim. Sebuah konsep yang disebut “*storagization*” yang didefinisikan sebagai proses penerapan opsi penyimpanan energi (*energy storage options*) untuk mengimbangi ketimpangan antara permintaan dan penawaran dan untuk mengoperasikan sistem dengan cara yang lebih efisien, ekonomis, dan ramah lingkungan.

Keuntungan utama *smart energy system* adalah fakta bahwa mereka menawarkan banyak keuntungan sekaligus. Ini pada prinsipnya benar untuk efisiensi energi, penggunaan energi terbarukan, dan multigenerasi listrik, pemanasan, pendinginan, bahan bakar kimia seperti hidrogen, yang membawa banyak manfaat seperti pertumbuhan ekonomi, pengenalan pekerjaan baru, peningkatan keamanan energi, kesehatan dan lingkungan yang lebih baik, serta pengalihan perubahan iklim.

GAMBAR 9.

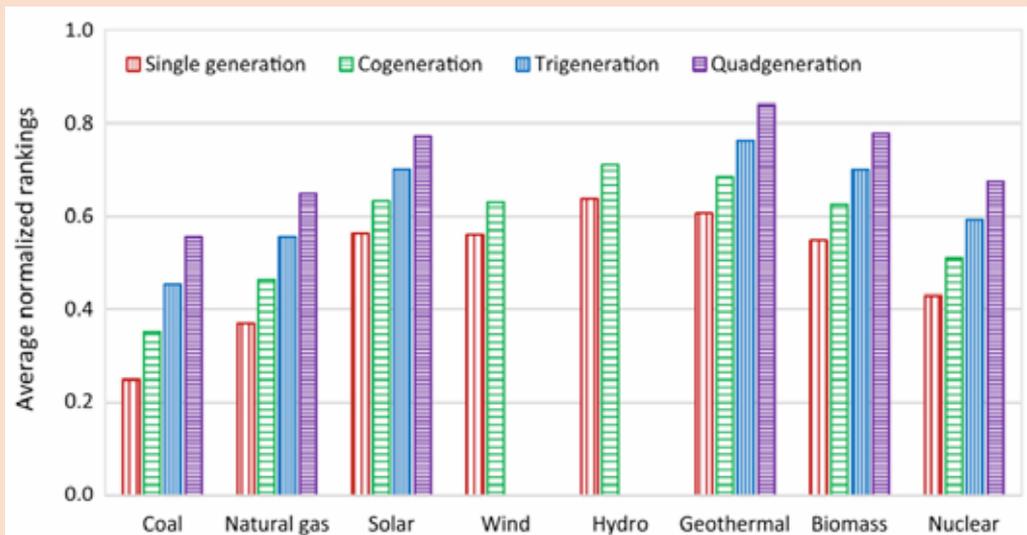
Lokasi potensial dan aplikasi dari electricity storage dalam suatu power system (kiri) dan contoh ilustrasi dari smart-grid (kanan)



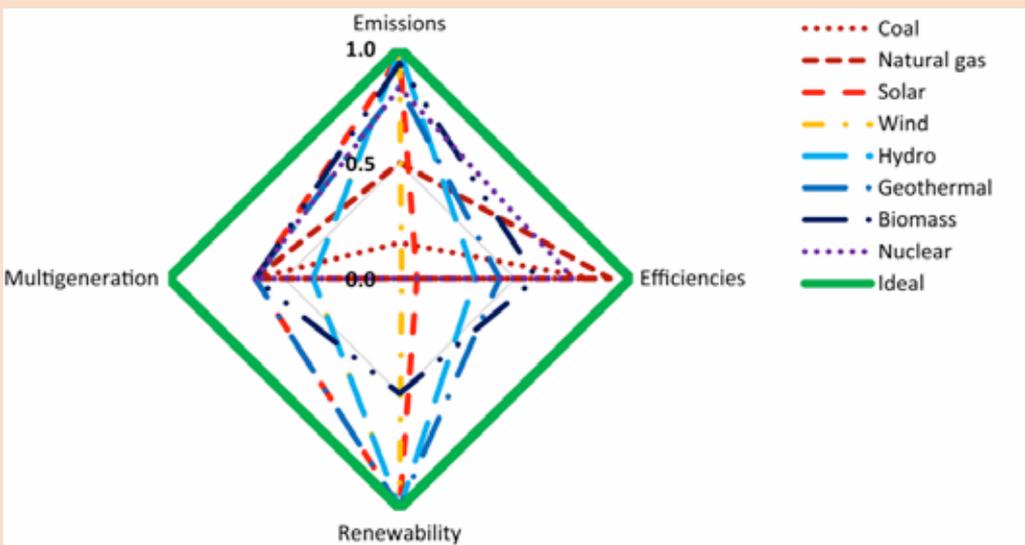
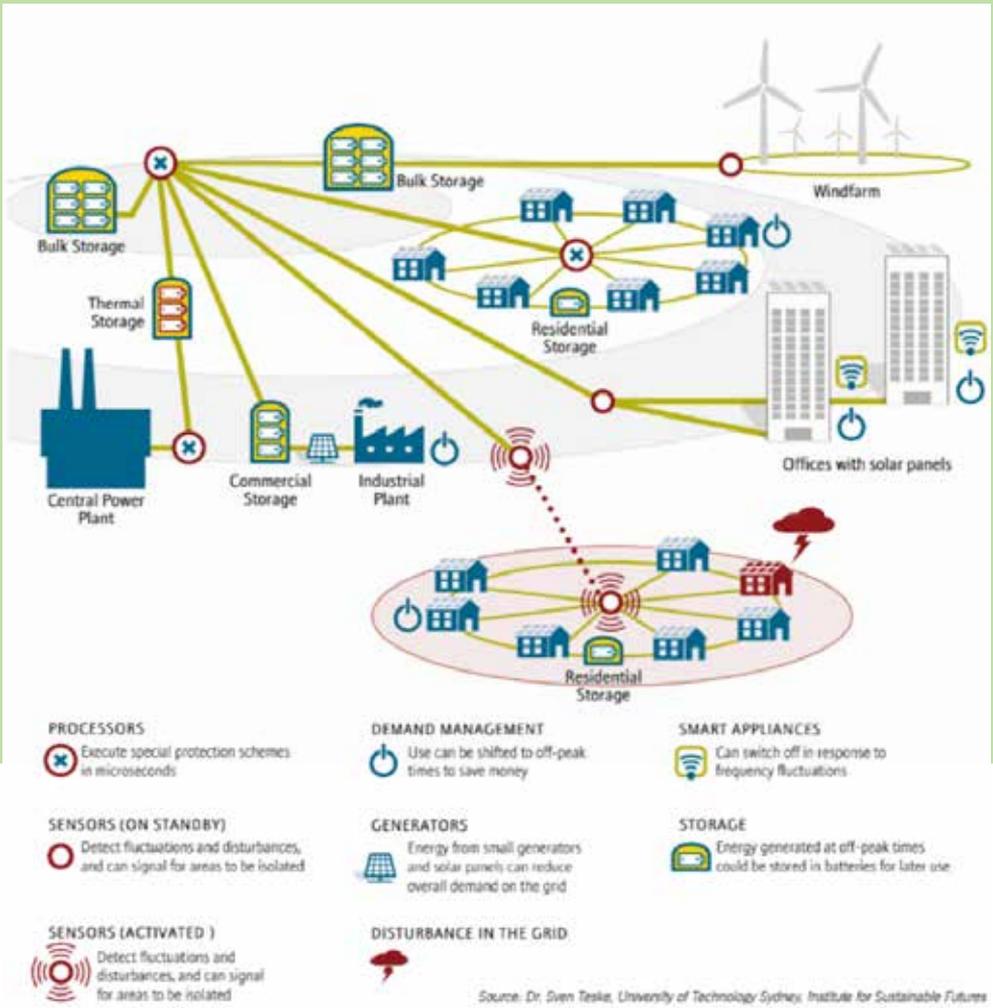
Sumber: Renewable Global Future Report: Great debates towards 100% renewable energy, REN21

GAMBAR 10.

Gambar 10. Rata-rata peringkat normalisasi berbagai sumber energi dalam generasi teknologi yang berbeda (kiri) dan rata-rata peringkat normalisasi berbagai sumber energi dalam hal emisi, efisiensi, pembaruan, dan jumlah produk (kanan).



Sumber: Dincer I. A review on clean energy solutions for better sustainability. Int J Energy Res



Pilihan yang dipilih diberi peringkat berdasarkan jumlah produk yang mereka hasilkan tanpa menghiraukan sumber energi. *Single generation* ditugaskan menjadi 0,25, *cogeneration* ditugaskan menjadi 0,5, *trigeneration* ditugaskan menjadi 0,75, dan *quadgeneration* ditugaskan untuk menjadi 1.

3.5 Perbandingan secara Keseluruhan

Dari Gambar 10 kiri, dapat dilihat bahwa peringkat rata-rata meningkat dengan meningkatnya jumlah produk. *Smart energy system* jelas diharapkan menggunakan sumber daya paling bersih dengan cara yang paling efisien dan harga yang dapat diterima. Sejauh ini, sumber energi dan sistem secara relatif dievaluasi berdasarkan pada emisi, efisiensi, pembaruan, dan kemungkinan jenis dan angka *output*. Setiap evaluasi hingga di sini mempertimbangkan satu kriteria. Namun, *smart energy system* harus memiliki peringkat yang lebih baik di setiap kategori. Sebagai hasil, ketika teknologi bersih, konservasi energi, *renewability*, dan pilihan *energy storage* serta *energy carrier* diperhitungkan, *quadgeneration* dengan *geothermal* memiliki peringkat rata-rata (0,84 / 1,00), diikuti oleh

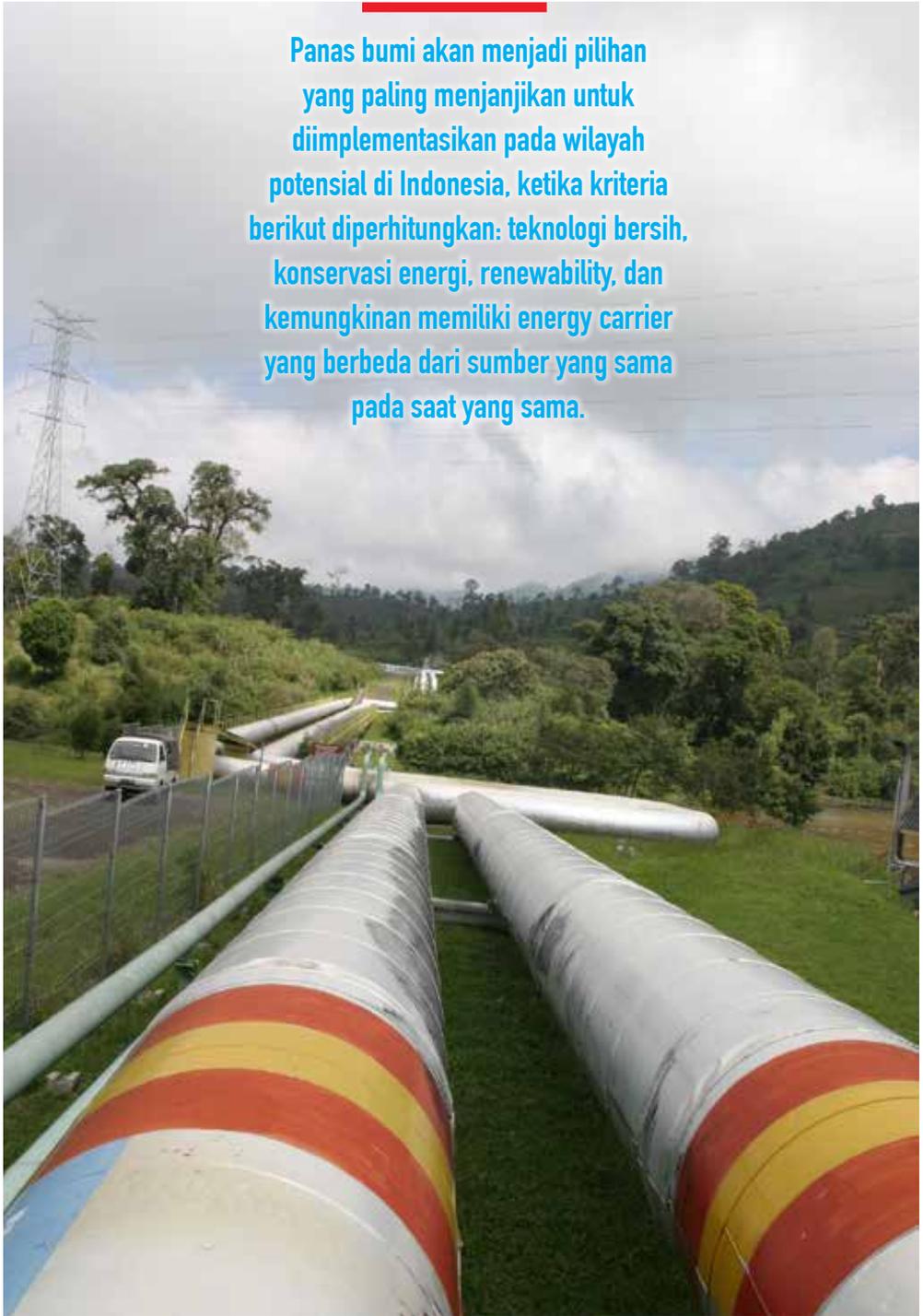
quadgeneration berbasis biomassa (0,78 / 1,00) dan berbasis matahari *quadgeneration* (0,77 / 1,00). Setelah ketiga teknologi ini, *trigeneration* berbasis *geothermal* (0,76 / 1,00) memiliki peringkat yang baik juga. Kemudian daftar berjalan dengan *cogeneration* berbasis hidro (0,71 / 1,00), *trigeneration* dengan surya atau biomassa (0,70 / 1,00), *cogeneration* berbasis *geothermal* (0,68 / 1,00), *quadgeneration* berbasis nuklir (0,67 / 1,00), *quadgeneration* berbasis gas alam (0,65 / 1,00), dan *single generation* berbasis hidro (0,64 / 1,00). Di sisi lain, generasi tunggal berbasis batubara memiliki peringkat terendah (0,25 / 1,00), diikuti oleh *cogeneration* berbasis batubara (0,35 / 1,00) dan *single generation* dengan gas alam (0,37 / 1,00). *Single generation* berbasis nuklir juga memiliki peringkat rata-rata rendah (0,43 / 1,00). Investigasi tentang sumber energi dilakukan dengan mengambil peringkat rata-rata semua teknologi generasi dalam hal emisi, efisiensi, pembaruan, dan jumlah produk. Hasil yang sesuai disajikan pada Gambar 10 kanan.

Gambar 10 kanan menunjukkan bahwa dalam hal emisi, angin memiliki peringkat ideal. Hidro (0,99 / 1,00) dan surya (0,97 / 1,00) juga

memiliki peringkat rata-rata yang sangat tinggi ketika emisi dipertimbangkan. Batubara memiliki emisi tertinggi dan karenanya peringkat terendah (0,16 / 1,00) diikuti oleh gas alam (0,50 / 1,00). Ketika efisiensi diperhitungkan, gas alam (0,91 / 1,00), batubara (0,83 / 1,00), dan nuklir (0,75 / 1,00) adalah menguntungkan. Angin (0,01), matahari (0,08), dan hidro (0,33) memiliki efisiensi terendah. Bersama dengan pembaruan dan jumlah *output* (ketersediaan *energy carriers* dan opsi penyimpanan (*storage*) yang berbeda), secara rata-rata, panas bumi memiliki peringkat terdekat yang ideal (0,72 / 1,00), diikuti oleh matahari dan hidro (0,67 / 1,00) dan biomassa (0,66 / 1,00). Di sisi lain, batubara memiliki peringkat rata-rata terendah (0,40 / 1,00), diikuti oleh gas alam (0,51 / 1,00) dan nuklir (0,55).

Penting untuk dicatat bahwa *smart energy system* terus berevolusi dan sangat bergantung pada kemajuan teknologi. Juga, pilihan *smart energy system* dimulai dengan memilih sumber yang paling tepat untuk wilayah tertentu. Sebagai contoh, disini ditemukan bahwa panas bumi akan menjadi pilihan yang paling menjanjikan untuk diimplementasikan pada wilayah potensial di Indonesia, ketika kriteria berikut diperhitungkan:

Panas bumi akan menjadi pilihan yang paling menjanjikan untuk diimplementasikan pada wilayah potensial di Indonesia, ketika kriteria berikut diperhitungkan: teknologi bersih, konservasi energi, *renewability*, dan kemungkinan memiliki *energy carrier* yang berbeda dari sumber yang sama pada saat yang sama.



teknologi bersih, konservasi energi, *renewability*, dan kemungkinan memiliki *energy carrier* yang berbeda dari sumber yang sama pada saat yang sama.

Namun, jika panas bumi tidak tersedia, tidak dapat diandalkan atau sangat mahal di satu wilayah tertentu, opsi ini tidak akan lagi dikategorikan "*smart*".

Smart energy system harus mendukung keberlanjutan di setiap tahap *life cycle*, dari permulaan sampai akhir, mengikuti tahapan 3S (*Source-System-Service*).

Transisi ke *smart energy system* untuk masa depan energi nasional yang berkelanjutan saat ini dilihat sebagai pendorong utama inovasi dan merupakan upaya berkelanjutan. Solusi teknologi baru, pengembangan dalam ilmu material, dan pengenalan sumber, sistem, dan layanan baru berpotensi mempercepat penggantian system konvensional dengan *smart energy system*.

4. KESIMPULAN

Energi merupakan faktor penting dalam menghadapi tantangan abad ke-21. Energi memberikan peluang yang berguna untuk mengatasi banyak tantangan karena berhubungan secara langsung dengan target sosial, ekonomi, keamanan, dan pembangunan yang paling penting dari keberlanjutan masa depan negeri. Persyaratan penting untuk transisi menuju *smart energy system* yang berkelanjutan untuk masa depan dapat diringkas sebagai berikut:

- Konservasi Energi (*energy conservation*)
- Peningkatan penggunaan energi baru terbarukan (*renewable energy utilization*)
- Pengembangan *smart grids* untuk mendukung *renewable energy utilization*
- *Cleaner technologies*
- *Multigeneration and*

efficient storage of energy carriers and chemicals

Singkatnya, *smart energy system* dapat mencapai masa depan yang berkelanjutan dengan mengatasi tantangan dan masalah yang terkait dengan produksi, pemrosesan, dan penggunaan akhir energi. Dari pembahasan artikel menunjukkan bahwa peningkatan jumlah produk dari sumber energi yang sama menurunkan emisi per unit produk dan meningkatkan efisiensi. Dan, di antara sumber-sumber yang dipilih, *geothermal* adalah yang paling berpotensi dalam hal menggunakan teknologi lebih bersih dengan konservasi energi, pembaruan dan kemungkinan beberapa produk yang diinginkan dari sumber yang sama. Kemudian disusul oleh tenaga surya, air, dan biomassa. Bahan bakar fosil disini dibatasi hanya untuk mendukung pemenuhan kebutuhan energi jangka pendek dalam *smart energy system* meskipun dengan memakai teknologi penangkapan karbon, karena alasan emisi dan sifatnya yang tidak dapat diperbarui.

Studi ini menyimpulkan bahwa pendekatan baru yang substansial diperlukan untuk mendekarbonisasi ekonomi nasional dan dalam hal ini, perubahan

nasional yang sistematis ke *smart energy system* sangat diperlukan untuk menghindari risiko bencana perubahan iklim atau meningkatnya kesenjangan antara pasokan energi dan permintaan energi nasional.

Sebagai penutup, disini peran Pertamina adalah sebagai perusahaan energi nasional yang otomatis mengemban amanah untuk mengelola sumber-sumber energi nasional yang saat ini masih didominasi sumber energi dari fosil yang tak terbarukan, dimana keberadaannya saat ini semakin menipis dan semakin rumit pengolahannya. Untuk menjaga ketersediaan energi nasional, sesuai misi perusahaan, tantangan Pertamina sebagai perusahaan energi berkelas dunia pada tahun 2025, tidak sekedar berfokus pada persoalan migas, tetapi juga EBT (Energi Baru dan Terbarukan). Meski Indonesia mempunyai kekayaan potensi EBT, tapi target pencapaian EBT di tahun 2025 sebesar 23% masih jauh dari realisasi. Kendala-kendala dalam pengembangan EBT di Indonesia merupakan tantangan yang harus dilalui untuk keberlanjutan energi nasional yang bersih dan ramah lingkungan. *Smart energy system* adalah solusi untuk pengembangan sistem energi berkelanjutan nasional. Didukung dengan semakin berkembangnya

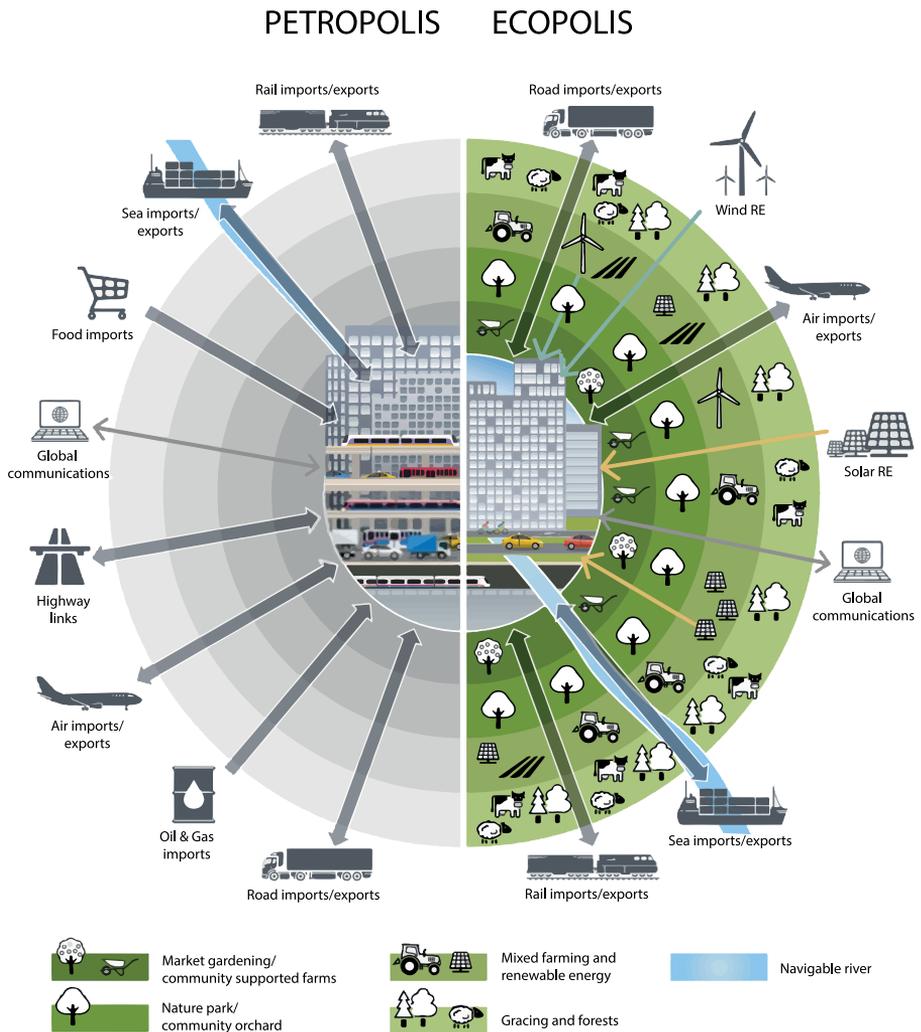
teknologi 4.0 yang mendukung implementasi *smart energy system*, kita akan semakin optimis

bahwa suatu saat akan terwujud perubahan paradigma dari *petropolis* menjadi *ecopolis* yang

berbasis *green energy* seperti diilustrasikan pada Gambar 11. ■

GAMBAR 11.

Gambar 10. Rata-rata peringkat normalisasi berbagai sumber energi dalam generasi teknologi yang berbeda (kiri) *Smart energy system* berbasis *Petropolis* (abu-abu) versus *Ecopolis* (hijau) untuk keberlanjutan energi nasional



Sumber: Renewable Global Future Report: Great debates towards 100% renewable energy, REN21

REFERENCES:

Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2005-2025, Kementerian ESDM
 Dincer I. Smart energy solutions. Int J Energy Res. 2016
 Dincer I, Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability. Int J Energy Res. 2015
 Acar C, Dincer I. Comparative environmental impact evaluation of hydrogen production methods from renewable and nonrenewable sources. In: Causes, impacts and solutions to global warming. New York: Springer. 2013
 Oladokun MG, Odesola IA. Household energy consumption and carbon emissions for sustainable cities—A critical review of modelling approaches. Int J Sustain Built Environ. 2015
 Renewable Global Future Report: Great debates toward 100% renewable energy, REN21. Paris. 2017

DID YOU KNOW

PENILAIAN DAN MANAJEMEN RISIKO DALAM SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN ENERGI BERKELANJUTAN

RAHMAT SEPTIAN, S.T., M.SC.

The transition of global energy trend in the past decade has changed so fast. Initiated by the Fukushima earthquake in March 2011 which led to three nuclear reactors explosion, the booming of electric cars, and the global oil prices sharp decline in 2014. Those three phenomena are the main cause why many countries, particularly developed countries, are moving towards energy sources that more sustainable. Global communities are also putting more concern about sustainability issues and HSSE aspects, thus fatal incidents on energy projects will not happen in the future. Risk assessment and management in energy projects are indispensable to ensure sustainability and goals achievement for all stakeholders, especially for the project owner, government, and the local community. This article also discusses various types of risk measurement methods, both quantitative and semi-qualitative. These methods are used to measure any risk types, especially financial, technical, social-economic, and environmental risks. At the end of the article, there is an example of risk measurement in a geothermal project, which is to determine the sustainability and expected lifetimes of geothermal plants.

TRANSISI TREN ENERGI DUNIA

Perserikatan Bangsa-Bangsa (PBB) mencanangkan satu agenda cita-cita universal yang dinamakan “Sustainable Development Goals (SDG) Agenda” pada 25 September 2015. Negara-negara anggotanya

mulai mencoba untuk mengadopsi poin-poin pada agenda tersebut yang mempunyai tujuan utama pada pengentasan kemiskinan, perlindungan lingkungan hidup di Bumi dan pemerataan kesejahteraan untuk semua orang. Terdapat 17 poin pada agenda SDG

dengan masing-masing target spesifik yang ingin dicapai dalam 15 tahun ke depan hingga tahun 2030. Pada masing-masing poin tersebut terdapat peran yang harus diambil oleh setiap pihak yakni Pemerintah, swasta, dan masyarakat.

GAMBAR 1.
Poin-poin pada Sustainable Development Goals PBB dengan Target hingga 2030



Sumber: United Nations

Dari sisi energi sendiri, PBB menuangkannya pada poin nomor tujuh yakni energi bersih & terjangkau, serta pada poin 11 yakni kota dan masyarakat yang berkelanjutan. Pada tahun 2030, PBB berharap sudah terdapat layanan energi modern yang dapat diperoleh semua orang, peningkatan rasio jumlah energi terbarukan hingga 2 kali lipat pada bauran energi dunia, dan juga bertambahnya tingkat efisiensi energi di semua negara.

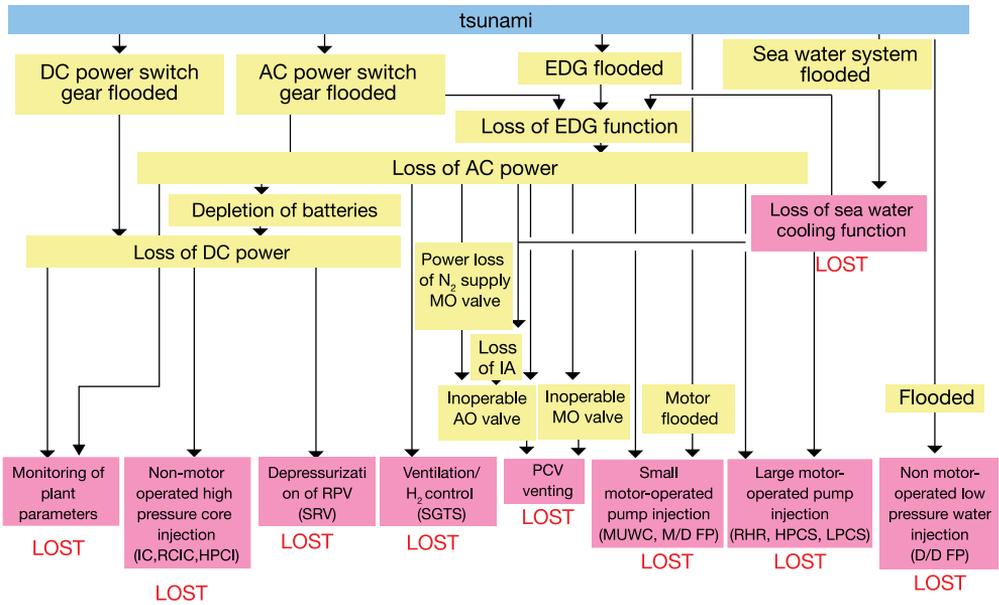
Di saat yang sama, kebijakan energi dunia telah mengalami pergeseran yang signifikan, semakin *disrupt* dan sulit untuk ditebak kedepannya. Hal ini dikarenakan revolusi teknologi pada suplai energi, contohnya pengeboran horizontal yang dipadukan

dengan teknik *hydraulic fracturing* pada gas non-konvensional. Gas non-konvensional inilah yang sering kita dengar dalam beberapa bentuk, yaitu *tight gas*, *coal-bed methane* dan *shale gas*. Teknologi hydraulic fracturing ini juga yang menjadi salah satu penyebab terjadinya *oversupply* jumlah minyak di dunia, sehingga menyebabkan harga minyak merosot tajam di akhir tahun 2014. Di saat yang bersamaan, berbagai terobosan juga mengakselerasi pemakaian energi baru terbarukan, khususnya pada pengembangan material dasar fotovoltaik sel surya dan peningkatan kapasitas pembangkit tenaga angin.

Beberapa negara dunia juga telah menutup pembangkit listrik tenaga

nuklir (PLTN) dan mulai mengurangi secara perlahan ketergantungan pada energi fosil. Salah satu penyebab utamanya adalah insiden gempa dan tsunami yang berujung pada bocornya radiasi zat radioaktif di Fukushima Jepang pada tahun 2011. Berdasarkan laporan investigasi yang diterbitkan dari International Atomic Energy Agency (IAEA) dan Tokyo Electric Power Company (TEPCO) selaku operator, manajemen risiko dan keselamatan *existing* masih belum didesain untuk mitigasi risiko apabila terjadi bencana tsunami. Gambar 2 di bawah ini menunjukkan bagaimana urutan *cascading failure event* yang berujung pada kegagalan tiga reaktor pembangkit nuklir Fukushima.

GAMBAR 2.
Urutan Cascading Failure Event pada Insiden PLTN Fukushima



Sumber: IAEA dan TEPCO (2011)

Dampak dari insiden nuklir Fukushima ini adalah mengubah persepsi dunia bahwa pemerintah harus menempatkan aspek HSSE dan aspek keberlanjutan termasuk manajemen risiko sebagai prioritas dalam pengembangan energi nasional. Pengurangan ketergantungan kepada PLTN dan pembangkit berbasis bahan bakar tentu mengurangi tingkat ketahanan energi, karena energi nuklir dan fosil selalu memegang peranan utama dalam bauran energi di negara penggunaannya. Namun, hal ini sangat diperlukan untuk memberikan kesempatan dan percepatan pada investasi proyek pembangunan energi baru terbarukan. Tentu saja arah utama dari kebijakan-

kebijakan tersebut adalah menuju sistem penyediaan energi yang berkelanjutan. Indonesia sendiri menyatakan salah satu komitmennya melalui pidato Presiden Joko Widodo pada Konferensi iklim COP21. Beliau menyampaikan bahwa Indonesia akan menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% hingga 41%, serta meningkatkan penggunaan sumber energi terbarukan pada bauran energi nasional hingga 23% pada tahun 2025.

Selain isu bauran energi, isu yang tak kalah penting adalah tren transportasi dunia. Kendaraan listrik (*electric vehicle*) diperkirakan akan mengalami kenaikan yang stabil dan mencapai 55% dari total penjualan untuk

kategori kendaraan ringan (*light duty*) di tahun 2040. Dampak yang dirasakan secara langsung adalah tergantikannya penggunaan bahan bakar minyak untuk kendaraan, termasuk kendaraan berbasis diesel yang digantikan dengan kendaraan berbasis listrik, dimana jumlahnya tidaklah sedikit yakni mencapai hampir tujuh juta barel per hari. Walaupun masih ada sekelompok orang yang skeptis bahwa kendaraan listrik tetaplah menimbulkan polusi karena energi listrik yang digunakan berasal dari pembangkit berbahan bakar fosil, namun meningkatnya penggunaan PLTB dan PLTS skala besar membuat mayoritas orang percaya bahwa listrik masa depan juga akan berasal dari energi yang lebih ramah lingkungan.

ENERGI YANG BERKELANJUTAN

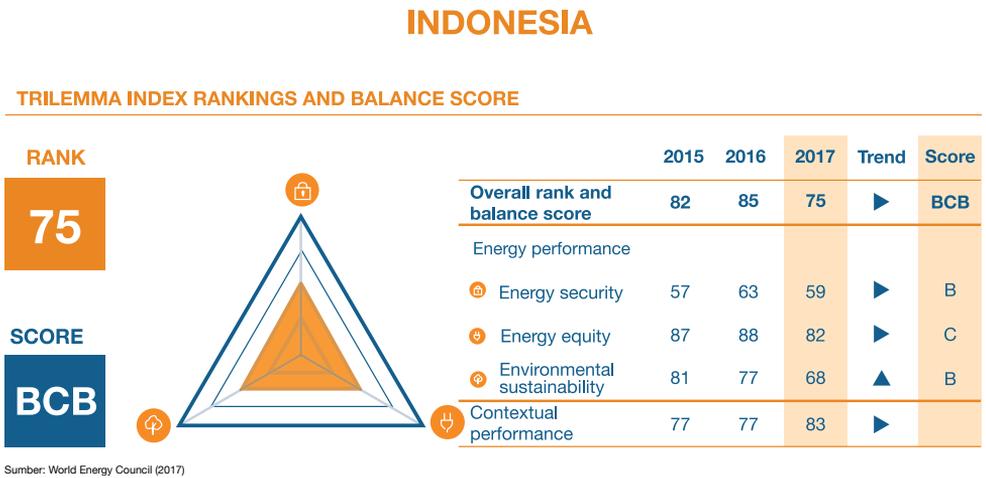
Saat ini seringkali kita mendengarkan istilah energi ramah lingkungan, energi baru terbarukan, dan juga energi yang berkelanjutan. Dua istilah pertama memiliki definisi yang sama, Namun, energi yang berkelanjutan memiliki pengertian yang berbeda. Tidaklah semua energi terbarukan dapat disebut berkelanjutan dan begitu juga sebaliknya, tidak semua energi yang berkelanjutan merupakan energi terbarukan. Dalam beberapa forum energi, bentuk energi yang berbahan dasar

senyawa kimia organik atau berbahan dasar fosil contohnya *Dimethyl Ether* (DME) dan *Liquid Coal*, bahkan disebut memiliki prospek sebagai sumber energi yang berkelanjutan di masa depan. Penamaan energi berkelanjutan itu sendiri berasal dari jumlah emisi gas rumah kaca yang lebih rendah bila dibandingkan dengan energi fosil konvensional yaitu minyak bumi, serta sumber energi tersebut dapat tersedia dalam kurun waktu yang panjang. Namun, permasalahan pada produksi skala besar masih belum terpecahkan hingga

saat ini.

Dewan energi dunia (World Energy Council) mendefinisikan energi yang berkelanjutan pada tiga aspek inti: ketahanan energi (*energy security*), energi berkeadilan (*energy equity*) dan keberlanjutan lingkungan (*environmental sustainability*). Tiga aspek ini yang menjadi penilaian “*Energy Trilemma Index*”. Indonesia sendiri saat ini menduduki peringkat ke-75, sebagaimana yang terlihat pada Gambar 3 di bawah ini. Angka pada masing-masing aspek menunjukkan ranking yang dibandingkan dengan negara-negara lain.

GAMBAR 3.
Ranking dan Indeks Energi Trilemma Indonesia Tahun 2017



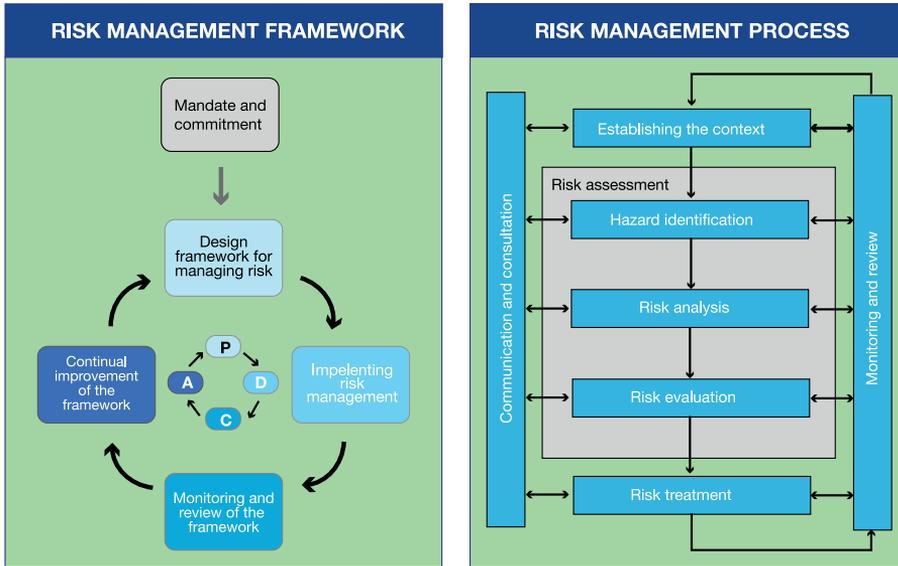
KAJIAN DAN MANAJEMEN RISIKO

Untuk mendukung *business continuity management*, termasuk pada pengembangan proyek energi yang berkelanjutan, *stakeholder* terkait harus melakukan kajian dan manajemen risiko. Tahapan ini sifatnya krusial untuk mengidentifikasi segala risiko yang potensial dan berdampak mengganggu hingga membuat proses bisnis terhenti.

Kajian risiko sendiri memiliki banyak teori dan model. Namun, model universal umumnya dijadikan acuan adalah *Risk Management Framework ISO 31000 : 2009*.

GAMBAR 4.

Framework dan Proses pada Risk Management Berdasarkan Standar ISO 31000:2009



Sumber: ISO (2009)

Berdasarkan standar tersebut, terdapat tiga tahapan utama dalam kajian risiko (*risk assessment*), yaitu:

1. Identifikasi

Risiko: Tahap untuk menemukan, mendeskripsikan, dan menyusun risiko-risiko yang dapat menciptakan, meningkatkan, mencegah, menurunkan, memperlambat, atau menunda tercapainya tujuan proyek.

2. Pengukuran Risiko:

Tahap untuk mengukur masing-masing risiko. Pada tahap ini, risiko

akan dinilai dari seberapa besar dampak yang ditimbulkan (*severity*), seberapa besar kemungkinan terjadinya (*probability*), dan seberapa akurat kita risiko tersebut dapat diprediksi (*predictability*). Pengukuran tersebut dibuat dalam bentuk matriks untuk mempermudah proses estimasi.

3. Evaluasi Risiko:

Tahap untuk menentukan keputusan dari hasil analisis di tahap identifikasi dan pengukuran risiko.

Nantinya dari tahap ini akan ada langkah pengelolaan risiko, yang dapat berbentuk penghindaran, penahanan (*retention*), diversifikasi, transfer risiko, penurunan probabilitas risiko dan pendanaan risiko. Berbagai bentuk kerjasama dengan pihak ketiga adalah contoh riil dalam mengimplementasikan pengelolaan risiko secara korporat, tentunya dengan pertimbangan dari biaya, keuntungan, dan risiko yang timbul.

Berbagai bentuk kerjasama dengan pihak ketiga adalah contoh riil dalam mengimplementasikan pengelolaan risiko secara korporat, tentunya dengan pertimbangan dari biaya, keuntungan, dan risiko yang timbul.

JENIS RISIKO DAN PERHITUNGAN RISIKO PADA PROYEK ENERGI BERKELANJUTAN

Risiko yang timbul selama pra-konstruksi, konstruksi, hingga operasi pada proyek energi dapat diringkas pada Tabel 5 dibawah ini.

TABEL 5.
Ringkasan Risiko yang Potensial Dapat Timbul pada Proyek Energi Berkelanjutan

Tahap Pengembangan & Pendanaan	Tahap Konstruksi	Tahap Operasi
Politik dan kebijakan pemerintah setempat		
Finansial dan ekonomi (e.g inflasi, perubahan nilai tukar mata uang, perpajakan, asuransi dan risiko pendanaan)		
Kurangnya data sumber daya (e.g kecepatan angin, intensitas sinar matahari dan data kebumihan)	<i>Health, safety, security and environment</i> (e.g keselamatan pekerja, masyarakat sekitar dan risiko kerusakan lingkungan)	
Eksplorasi dan pengeboran	Tanggung jawab dan kapabilitas kontraktor serta operator dalam manajemen proyek	
Perijinan usaha	Perubahan teknologi dan peralatan	
Penerimaan dari masyarakat	Akses proyek	<i>Offtaker</i> ² termasuk perubahan pasar
Pembebasan lahan	<i>Overruns</i> ³	<i>Curtailment</i> ² (e.g akibat perubahan cuaca)
Perjanjian pembelian energi		Suplai dan fluktuasi harga bahan bakar

¹Offtaker = pihak yang menjadi pembeli energy;

²curtailment = pengurangan permintaan energi dari kontrak yang seharusnya; ³Overruns = Pembengkakan waktu-biaya proyek

Sumber : Bloomberg

Jenis risiko pada sektor penyediaan energi ditinjau dari multi-dimensi (politik, ekonomi, sosial, teknologi, legal, dan lingkungan) dan berbagai perspektif *stakeholder* juga dapat dilihat secara lengkap pada dokumen yang dipublikasikan oleh *International Actuarial Association* dengan judul “*Comprehensive Actuarial Risk Evaluation – CARE*”. Pemangku jabatan (*stakeholder*) terkait dalam pengembangan proyek energi berkelanjutan sendiri dapat dibedakan menjadi pihak pengembang, pihak investor, pihak penyedia asuransi, pihak manufaktur

peralatan dan teknologi, pihak pembeli, pihak masyarakat setempat, serta pihak pembuat kebijakan. Dari perspektif pengembang sendiri, tujuan utama yang ingin dicapai adalah *return on investment* (baik untuk modal maupun sumber lain) melalui penjualan energi dalam jangka waktu kontrak. Kemudian dari sisi pembuat kebijakan yaitu pemerintah, pihak ini berfokus pada pembuatan paket kebijakan yang efektif-efisien serta melindungi masyarakat lokal dan lingkungan dimana proyek tersebut akan berjalan.

Perhitungan masing-

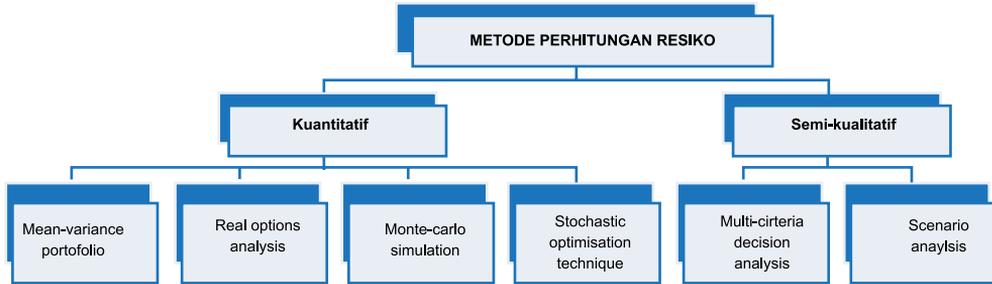
masing risiko untuk perencanaan maupun kelayakan pada proyek energi berkelanjutan dapat menggunakan metode berbasis kuantitatif atau semi-kualitatif, bergantung dari jenis risiko yang menjadi objek. Perhitungan risiko berbasis kuantitatif sendiri lebih menggunakan metode-metode statistik dan distribusi probabilitas. Metode-metode tersebut antara lain yaitu *mean-variance portfolio* (MVP) *theory*, *real options analysis* (ROA), *stochastic optimization methods*, dan *Monte Carlo Simulation* (MCS). Sedangkan perhitungan risiko berbasis

semi-kualitatif lebih menimbang risiko secara proporsional dari segi

statistik dan non-statistik, metodenya yaitu multi-*criterion decision analysis*

(MCDA) dan *scenario analysis*.

GAMBAR 6.
Metode Perhitungan Risiko Berbasis Kuantitatif dan Semi-Kualitatif.



Sumber: Olahan Penulis dari Ioannou et al (2017)

Penggunaan metode kuantitatif dan kualitatif sendiri dalam implementasinya di lapangan dapat digunakan secara independen maupun kombinasi untuk memberikan hasil yang bervariasi. Sebagai contoh, untuk menghitung besar unsur ketidakpastian pada keputusan investasi, pengembang dapat menggunakan metode ROA. Namun, untuk kasus yang lebih kompleks seperti menghitung target pengendalian perubahan iklim melalui

proyek energi berkelanjutan, dapat digunakan metode ROA, MVP, dan *scenario analysis*. *Database* yang dapat menjadi acuan untuk berbagai skenario sosial-ekonomi dan berbagai target pengendalian lingkungan sendiri dapat diperoleh dari “*Greenhouse Gas Initiative (GGI) Scenario Database*”, dengan output akhirnya adalah jenis teknologi penghasil energi yang paling tepat untuk diimplementasikan. Contoh lain yang lebih lengkap dapat dilihat di artikel [2].

GAMBAR 7.
Metode Perhitungan Risiko Berbasis Kuantitatif dan Semi-Kualitatif

Mean variance portofolio	<ul style="list-style-type: none"> Evaluasi resiko investasi dari segi finansial (rasio sharpe, <i>value-at-risk</i> (VaR), <i>conditional value-at-risk</i> (CVaR) dan <i>expected tail loss</i> (ETL)) Portofolio jenis pembangkitan energi yang optimal dan berkelanjutan
Real options analysis	<ul style="list-style-type: none"> Penentuan <i>timing cash flow</i> yang optimal Perhitungan dampak ketidakpastian pada keputusan investasi
Monte-Carlo simulation	<ul style="list-style-type: none"> Simulasi pemodelan reservoir Simulasi distribusi probabilitas cash flow
Optimisation methods	<ul style="list-style-type: none"> Alokasi optimal aset pembangkitan energi Pemilihan jalur suplai dan distribusi energi yang optimal
Multi-criteria decision analysis	<ul style="list-style-type: none"> Prioritasi ranking aset pembangkit energi Ranking resiko berdasar teknologi pembangkit energi
Scenario analysis	<ul style="list-style-type: none"> Skenario penentuan variabel operasi proses pada umur lapangan Skenario dampak manajemen limbah pada lingkungan sekitar

Sumber: Olahan Penulis dari Ioannou et al (2017)

Keberhasilan proses eksplorasi dan eksploitasi pada pembangkit listrik tenaga geotermal sangat bergantung pada beberapa parameter yang memiliki unsur ketidakpastian, walaupun data kebumihan sudah cukup tersedia. Risiko utama pada sisi teknis adalah ketidakpastian yang timbul dari kondisi awal reservoir, data geologis, dan rancangan parameter operasional.

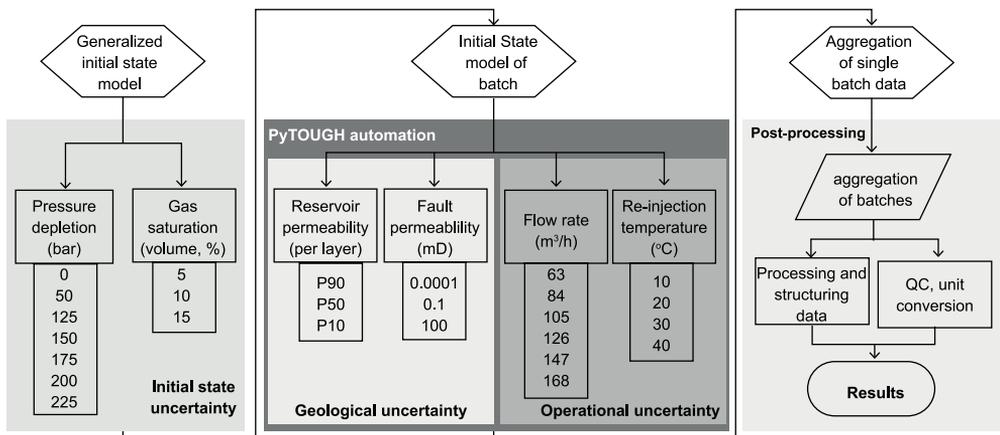
Berdasarkan survei dari *The Economist* pada tahun 2011, khususnya untuk pengembangan di sektor energi non-konvensional atau energi terbarukan sendiri, risiko yang paling sering dihadapi adalah risiko finansial (76%), politik dan regulasi (62%), serta cuaca (66%). Responden berasal dari sektor pembangkit tenaga angin. Tentunya faktor finansial ini juga perlu mendapat perhatian khusus pada pengembangan energi berkelanjutan.

PERHITUNGAN RISIKO PADA KAJIAN TEKNIS PLANT GEOTHERMAL (STUDI KASUS)

Keberhasilan proses eksplorasi dan eksploitasi pada pembangkit listrik tenaga geotermal sangat bergantung pada beberapa parameter yang memiliki unsur ketidakpastian, walaupun data kebumihan sudah cukup tersedia. Risiko utama pada sisi teknis adalah ketidakpastian

yang timbul dari kondisi awal reservoir, data geologis, dan rancangan parameter operasional. Pada studi kasus proyek geotermal yang berlokasi di dekat kota Groningen, Belanda dilakukan proses kajian risiko menggunakan gabungan metode kuantitatif dan semi-kualitatif, yakni simulasi Monte Carlo yang dimodifikasi, metode optimisasi, analisis skenario dan analisis keputusan multi-kriteria.

GAMBAR 8. Diagram Alir Perhitungan Risiko pada Proyek Geotermal



Sumber: Daniilidis et al (2016)

GAMBAR 9.

Hasil Kajian Risiko Beberapa Parameter Operasi untuk Identifikasi Performa Plant

Risk assessment overview through the effect of uncertainty parameters to simulation output.

Uncertainty parameter		Thermal power (MW)	Output impact		Producer temperature (°C)	Gas to brine ratio (m ³ /m ³)
			Δp producer-injector (bar)	Δp producer-hydrostatic reservoir (bar)		
	Depletion [bar]	low	low	high	low	medium
	Gas saturation [%]	low	low	low	low	high
	Reservoir permeability [-]	low	high	medium	low	medium
	Fault permeability [mD]	low (temporal)	low	low	medium (temporal)	medium-low
	Flow rate [m ³ /h]	high	high	medium	high	low
	Injection temperature [°C]	medium	medium	low	low	low

Sumber: Danilidis et al (2016)

Berbagai kombinasi parameter operasi perlu dihitung dan direncanakan secara detail untuk menjamin keamanan operasi maupun keberlanjutannya. Hasil akhir dari kajian diatas adalah didapatkan umur operasi lapangan geotermal di Groningen dapat sustain selama 60 tahun. Kajian-kajian lain terkait proyek energi berkelanjutan dapat dilihat contoh dan kriterianya pada dokumen "*Risk quantification and Risk Management in Renewable Energy Project*" khusus untuk energi terbarukan dan pada "*IPCS Risk Assessment Chemical*" khusus untuk proyek energi yang melibatkan *process engineering*. ■

REFERENSI

- Danilidis, Alexandros, et al. (2016). Risk Assessment of the Groningen Geothermal Potential: From Seismic to Reservoir Uncertainty Using a Discrete Parameter Analysis. Groningen: Geothermics 64 (2016) 271-288 by Elsevier.
- Finance, Bloomberg New Energy. (2016). New Energy Outlook 2016. New York: BNEF. International Organization for Standardization. ISO 31000: Risk Management: Principles and Guidelines.
- Ioannou, Anastasia, Andrew Angus, and Feargal Brennan. (2017). Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review. Bedfordshire: Renewable and Sustainable Energy Reviews 74 (2017): 602-615 by Elsevier.
- Project Management Institute. (2009). Guide, A. "Practice standard for project risk management.
- World Energy Council. (2017). World Energy Trilemma Index 2017. London: WEC

TERBUKTI DIAKUI DUNIA

Technical Partner



SQUADRA CORSE



Pelumas yang dilengkapi dengan **Nano Guard Technology**, sangat dianjurkan untuk pelumas mobil generasi terbaru dan mampu bertahan dalam kondisi ekstrim. Pelumas Pertamina Fastron diformulasikan dari synthetic base oil dan aditif pilihan, yang menghasilkan kinerja yang sangat baik untuk mesin Anda. Pelumas Pertamina Fastron kompatibel dengan teknologi sistem emisi gas buang modern dan mendukung penghematan bahan bakar menjadi lebih ekonomis.

Best performance
Maximum Protection Lubricants



www.pertamina.com

 **PERTAMINA**
LUBRICANTS

MENELAAH TANTANGAN/HAMBATAN IMPLEMENTASI EBT

DESSY ANDRIANI
Sr. Analyst G to G Business Initiatives

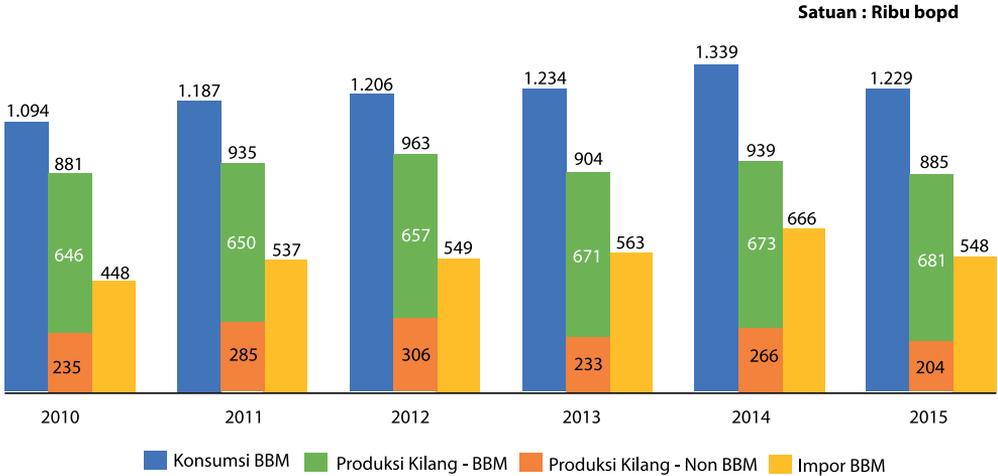
Renewable energy plays an important role in providing clean energy globally, since people around the world pay attention to the impact of world climate change. Most people in developing countries such as Indonesia who as yet have no access to clean energy. Although economically viable for several applications, renewable energy has not been able to realize its potential due to several barriers or challenges to its penetration. The objective of this paper is to examine the several barriers and recommendation solutions of renewable energy globally and also in Indonesia. A simple framework has been developed to identify the barriers to renewable energy penetration and to suggest measures to overcome them.

Sejalan dengan meningkatnya laju pembangunan, jumlah populasi penduduk dan pola hidup masyarakat, konsumsi energi di Indonesia terus meningkat dari tahun ke tahun. Peningkatan ini terjadi hampir di seluruh sektor mulai dari sektor industri,

transportasi, komersial, rumah tangga, pembangkit listrik dan sektor lainnya. Konsumsi energi di Indonesia selama ini masih didominasi oleh pemanfaatan energi fosil terutama bahan bakar minyak (BBM). Kebutuhan masyarakat dan industri domestik terhadap minyak

dan gas (migas) terus meningkat berbanding terbalik dengan kemampuan pasokan domestik yang terus menurun akibat menurunnya output atas kegiatan eksplorasi dan produksi kilang. Hal ini menyebabkan Indonesia bergantung pada impor untuk memenuhi kebutuhan energinya.

GRAFIK 1.
Konsumsi BBM dan Produksi Kilang tahun 2010 - 2015



Sumber: Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)

Dalam Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), pemerintah menetapkan prioritas pengembangan energi nasional berdasarkan pada prinsip-prinsip keseimbangan keekonomian energi, keamanan pasokan energi, dan keselamatan lingkungan. Secara umum, arah kebijakan pemerintah adalah mengurangi proporsi penggunaan energi konvensional (fosil) dan meningkatkan pemanfaatan Energi Baru Terbarukan (EBT).

Dalam Peraturan

Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN), pemerintah telah menetapkan target bauran energi primer tahun 2015, 2025 dan 2050 dimana proporsi EBT secara bertahap terus ditingkatkan dari 5% pada 2015 menjadi 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050. Sebaliknya, proporsi pemanfaatan minyak bumi dan batubara semakin dikurangi dan memaksimalkan penggunaan EBT.

Peningkatan proporsi

EBT ini selain untuk mendukung gerakan dunia terhadap ancaman perubahan iklim dengan menjaga kenaikan suhu global, juga dilakukan untuk pemanfaatan potensi sumber daya alam EBT yang sangat melimpah di Indonesia seperti panas bumi, air, bioenergi, sinar matahari (surya) dan angin (bayu). Secara total, potensi EBT Indonesia mencapai 443,2 GW, sedangkan yang telah dimanfaatkan saat ini baru sekitar 2% atau sebesar 8,2 GW.

Dalam Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), pemerintah menetapkan prioritas pengembangan energi nasional berdasarkan pada prinsip-prinsip keseimbangan keekonomian energi, keamanan pasokan energi, dan keselamatan lingkungan. Secara umum, arah kebijakan pemerintah adalah mengurangi proporsi penggunaan energi konvensional (fosil) dan meningkatkan pemanfaatan Energi Baru Terbarukan (EBT).

TABEL 1.
Potensi Energi Terbarukan Indonesia Tahun 2015

No	Jenis Energi	Potensi (MW)	Kapasitas Terpasang (MW)	Pemanfaatan (%)
1	Panas Bumi	29.544	1.438,5	4,9
2	Air	75.091	4.826,7	6,4
3	Mini & Mikro Hidro	19.385	197,5	1,0
4	Bioenergi	32.654	1.671,0	5,1
5	Surya	207.898 (4,80 kWh/m ² /day)	78,5	0,04
6	Angin	60.647 (≥ 4m/s)	3,1	0,01
7	Laut	17.989	0,3	0,002
Total		443.208	8.215,5	1,9

Sumber: Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)

Berdasarkan tabel di atas, terlihat bahwa pemanfaatan potensi EBT di Indonesia belum dilakukan secara optimal. Padahal, energi terbarukan telah dianggap sebagai salah satu energi primer bagi sebagian besar masyarakat di daerah pedesaan yang belum mendapatkan akses jaringan listrik sebagaimana halnya masyarakat di daerah perkotaan.

Secara global, pemanfaatan teknologi EBT dengan biaya yang semakin kompetitif dapat diaplikasikan untuk pemenuhan kebutuhan masyarakat, meskipun perkembangan teknologi dan kelayakan ekonomi energi terbarukan masih mengalami beberapa hambatan untuk diimplementasikan. Potensi EBT dibatasi oleh kondisi iklim dan ketersediaan jumlah air, angin, biomassa, struktur pembangunan perkotaan dan lahan, yang

merupakan unsur penting dalam perwujudan suatu sistem energi berkelanjutan. Studi ilmiah dan beberapa proyek pengembangan energi terbarukan telah diaplikasikan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat seperti sistem *photovoltaic* (PV) surya untuk elektrifikasi rumah, listrik dari minihidro, angin dan matahari untuk desa-desa, pompa bertenaga angin untuk pasokan air pertanian, biogas digester untuk penerangan dan pemompaan air, pemanasan, pendinginan, dan air panas untuk bangunan yang menggunakan teknologi surya dan sebagainya.

Global Environment Facility (GEF) membentuk suatu program operasional untuk mendukung proyek-proyek dengan tujuan untuk mengatasi hambatan dalam mengimplementasikan energi terbarukan di negara berkembang. Hambatan implementasi

energi terbarukan dapat bervariasi tergantung pada penguasaan teknologi dan kondisi suatu negara. Beberapa hambatan dalam penetrasi EBT telah dibahas dalam literatur dan telah mendapatkan perhatian dari setiap Negara untuk mengimplementasikan energi terbarukan.

Sebelum mengetahui lebih jauh mengenai hambatan-hambatan yang terjadi, perlu kiranya melakukan identifikasi potensi EBT yang dimiliki oleh suatu negara atau wilayah. Sebuah kerangka kerja dapat dibangun dalam pemilihan EBT dan mengidentifikasi semua hambatan yang penting dan relevan untuk EBT. J.P. Painuly (2001) dalam jurnal penelitiannya yang berjudul "*Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis*", menyebutkan bahwa potensi EBT dapat mengacu pada potensi teknologi, potensi

tekno-ekonomi, atau potensi ekonomi. **Potensi teknologi** mengacu pada level penggunaan teknologi dimana diasumsikan bahwa teknologi yang layak secara teknis dapat digunakan secara universal dan tidak terdapat kendala hambatan seperti biaya, keandalan, dan atribut lain yang mungkin menghambat penerapannya. **Potensi tekno-ekonomi**

mengacu pada asumsi ketika teknologi yang layak secara teknis dan ekonomis digunakan secara universal dalam pasar yang kompetitif dan tidak terdapat batasan seperti preferensi konsumen, hambatan sosial dan kelembagaan, hambatan keuangan, dll dalam penggunaannya.

Potensi ekonomi

mengacu pada kondisi ketika suatu teknologi yang layak secara teknis dan ekonomi digunakan di lingkungan yang bebas dari kegagalan pasar dan distorsi. Kemajuan ilmu dan teknologi dalam hal peningkatan teknologi dan pengurangan biaya dapat terus meningkatkan ketiga jenis potensi tersebut. Beberapa hambatan atas proses implementasi EBT di suatu negara atau daerah tergantung pada ketersediaan sumber daya (material, modal, dan keterampilan), ketersediaan teknologi, pembiayaan, dll.

Kecukupan potensi merupakan prasyarat dan

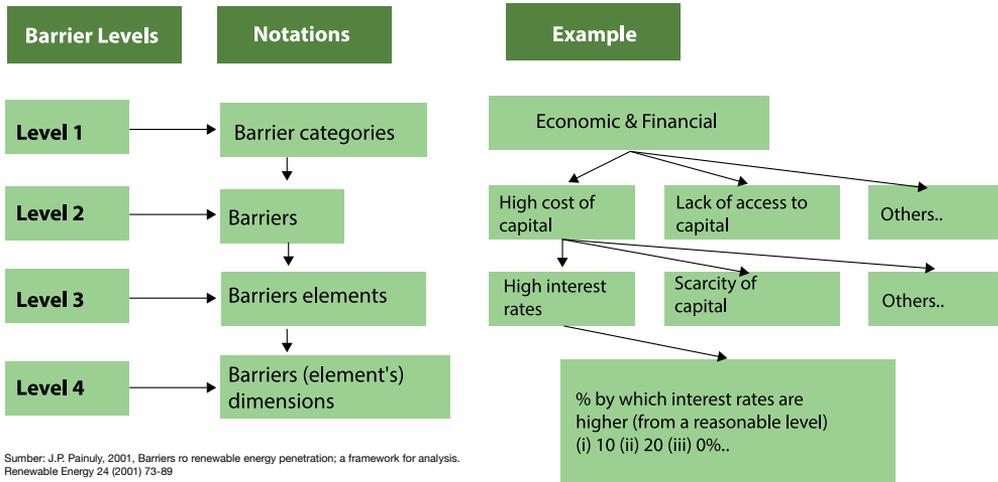


beberapa faktor lain yang ada di suatu Negara harus dipertimbangkan dalam memilih dan mempelajari hambatan EBT. Faktor lain diantaranya adalah sumber daya yang memadai untuk EBT (solar, bio-mass, hydro, dll), teknologi yang tersedia dan biayanya, kelayakan dan pembiayaan komersial (publik, swasta, internasional), dampak dan manfaat lingkungan, dampak sosio-ekonomi termasuk penciptaan lapangan kerja dan cakupan pilihan terpusat dan terdesentralisasi.

Identifikasi EBT yang sesuai untuk suatu negara merupakan langkah penting sehingga perlu dilakukan interaksi dan konsultasi dengan berbagai lembaga pemerintah, lembaga swadaya masyarakat (LSM), dan pemangku kepentingan lain yang terlibat dalam mempromosikan EBT.

Hambatan implementasi EBT dapat dieksplorasi dan dianalisis pada beberapa level. Hal tersebut dapat diilustrasikan pada kerangka sederhana sebagai berikut :

GAMBAR 1.
Kerangka pemetaan hambatan EBT



Sumber: J.P. Painuly, 2001, Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. Renewable Energy 24 (2001) 73-89

Kerangka ini mengkategorikan hambatan yang luas untuk selanjutnya dikategorikan secara lebih detail dan spesifik pada level berikutnya. Penguraian hambatan ke

dalam elemen-elemennya memberikan kejelasan hambatan-hambatan tersebut agar lebih mudah dipahami oleh para pemangku kepentingan, dengan demikian langkah-

langkah untuk mengatasi hambatan-hambatan tersebut dapat diidentifikasi dan dieksplorasi dengan mudah. Dalam jurnal penelitiannya *“Barriers to renewable energy*



penetration: a framework for analysis”, J.P Painuly (2001) memaparkan

hambatan-hambatan yang dimungkinkan akan terjadi didalam suatu

negara dalam upaya untuk mengimplementasikan EBT, dengan kategori sebagai berikut:

TABEL 2.
Hambatan pengembangan EBT

NO	KATEGORI HAMBATAN	ELEMEN-ELEMEN HAMBATAN
1	Kegagalan Pasar (<i>Market Failure</i>)	
	• Sektor energi yang sangat dikendalikan	Monopoli pemerintah atas sektor energi, keterbatasan masuknya sektor swasta, monopoli dari pemasok dan / atau distributor energi, pembangkit listrik, dikendalikannya transmisi dan distribusi, kurangnya investasi sektor swasta.
	• Kurangnya kesadaran dan informasi	Kurang / tingkat kesadaran rendah, informasi produk, teknologi, biaya, manfaat & potensi biaya EBT yang tidak memadai, sumber pembiayaan, dll. Kekurangan lembaga, atau lembaga yang tidak dilengkapi untuk menyediakan informasi. Juga, mekanisme umpan balik yang tidak memadai. Kurangnya pengetahuan / akses ke penilaian sumber daya EBT data, persyaratan implementasi.
	• Terbatasnya akses teknologi	Teknologi tidak tersedia secara bebas di pasar, para pengembang teknologi tidak mau mentransfer teknologi, permasalahan impor teknologi / peralatan karena kebijakan / pajak yang ketat dll.
	• Kurangnya persaingan	Peraturan melarang masuk di sektor energi, sulitnya persyaratan untuk masuk, monopoli pemerintah, hambatan yang dibuat oleh pemasok yang ada.
	• Biaya transaksi tinggi	Terkait dengan pengumpulan dan pemrosesan informasi, prosedur dan penundaan, akuisisi teknologi, implementasi, dll lemahnya infrastruktur, biaya dalam analisis ekonomi.
	• Infrastruktur pasar yang buruk	Saluran pasokan yang hilang atau kurang berkembang, masalah logistik, kurangnya visibilitas produk, kurangnya ketersediaan, sulitnya pengadaan (oleh konsumen), lokasi produk yang tidak nyaman dll, kurangnya liberalisasi di sektor energi, mismanagement sektor energi.
• Kebutuhan investasi tinggi	Skala ekonomi hanya pada tingkat investasi tinggi.	

Sumber: J.P Painuly, 2001, Barriers ro renewable energy penetration; a framework for analysis. Renewable Energy 24 (2001) 73-89

TABEL 2.
Hambatan pengembangan EBT

NO	KATEGORI HAMBATAN	ELEMEN-ELEMEN HAMBATAN
2	Distorsi Pasar (<i>Market Distortions</i>) <ul style="list-style-type: none"> Masih menariknya penggunaan energy konvensional 	Disubsidinya penggunaan energi konvensional, konsumen membayar di bawah marginal biaya energi konvensional, dan pengenaan pajak yang lebih rendah rendah dibandingkan dengan EBT.
	<ul style="list-style-type: none"> Pajak atas produksi EBT 	Pengenaan pajak yang tidak menarik atas EBT, bea masuk tinggi peralatan, pajak langsung / tidak langsung lainnya untuk EBT.
	<ul style="list-style-type: none"> Tidak mempertimbangkan faktor eksternalitas 	Faktor negatif eksternalitas seperti polusi dan kerusakan yang ditimbulkan dari energi konvensional tidak dipertimbangkan dalam harga, dampak positif dari EBT tidak dihargai.
	<ul style="list-style-type: none"> Hambatan perdagangan 	Hambatan Tarif dan non-tarif atas impor / ekspor EBT.
3	Ekonomi dan Keuangan <ul style="list-style-type: none"> Secara ekonomi masih dinilai tidak layak 	Biaya tinggi atas produk atau energi yang dihasilkan sehingga tidak kompetitif, biaya sumber daya (material, tenaga kerja, modal) lebih tinggi dari yang diharapkan, biaya implementasi / adaptasi tinggi, biaya pengguna yang tinggi, basis sumber daya yang tidak memadai, persaingan untuk sumber daya.
	<ul style="list-style-type: none"> Tingkat diskonto tinggi 	Produsen peralatan atau produsen / konsumen renewable energy (RE) memiliki tingkat diskonto tinggi, risiko / ketidakpastian diasumsikan tinggi.
	<ul style="list-style-type: none"> <i>Payback period</i> tinggi 	Tingkat pengembalian yang rendah, insentif yang tidak memadai, pengenaan pajak yang tinggi atas laba
	<ul style="list-style-type: none"> Ukuran pasar kecil 	Potensi pasar kecil, terbatas / sulitnya akses ke pasar internasional, hambatan pasar di dalam negeri, adanya potensi tidak terealisasi, tidak dilakukannya penilaian yang tepat terhadap pasar EBT.
	<ul style="list-style-type: none"> Biaya modal tinggi 	Suku bunga tinggi, kelangkaan modal, kebijakan pemerintah pada biaya modal, kurangnya akses untuk modal murah, adanya persepsi risiko oleh lembaga keuangan, parameter makroekonomi seperti tingkat inflasi, permintaan kredit, dll.

TABEL 2.
Hambatan pengembangan EBT

NO	KATEGORI HAMBATAN	ELEMEN-ELEMEN HAMBATAN
	<ul style="list-style-type: none"> • Kurang/tidak memadainya akses modal 	<p>Pasar modal yang terdistorsi, kebijakan pemerintah, lemahnya kelayakan kredit, dan peraturan yang tidak memadai.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Kurangnya akses kredit bagi konsumen 	<p>Pasar kredit yang kurang berkembang, kelayakan kredit yang buruk, lemahnya peraturan pemulihan konsumen.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Biaya modal awal yang tinggi untuk investor 	<p>Persepsi adanya risiko tinggi, kurangnya instrumen / lembaga pembiayaan.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Kurangnya lembaga instrumen keuangan 	<p>Pasar modal yang kurang berkembang, keterbatasan untuk masuk ke pasar modal, peraturan yang tidak menguntungkan.</p>
4	<p>Kelembagaan</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kurangnya lembaga dan mekanisme • Kurangnya <i>framework</i> badan hukum / peraturan • Permasalahan dalam merealisasikan insentif keuangan • Tidak stabilnya lingkungan makroekonomi • Kurangnya keterlibatan <i>stakeholder</i> dalam pembuatan keputusan 	<p>Kurangnya lembaga / mekanisme untuk menghasilkan dan menyebarkan informasi, kurangnya minat / kapasitas di institusi yang ada, kurangnya lembaga untuk mempromosikan dan meningkatkan pasar (pasar internasional), kebutuhan untuk badan-badan khusus di tingkat perencanaan, tingkat operasional (ESCO), kurangnya badan pengatur di sektor energi.</p> <p>Badan pengawas yang tidak efektif, peraturan tidak memadai untuk mempromosikan EBT, peraturan yang tidak menguntungkan untuk EBT (pembatasan terkait dengan estetika, keamanan dan pertimbangan lainnya), kurangnya penerapan peraturan, peraturan yang memberatkan.</p> <p>Prosedur yang rumit, birokrasi, korupsi.</p> <p>Tingkat inflasi tinggi, politik tidak stabil, fluktuasi harga tinggi, keseimbangan masalah pembayaran, mata uang tidak stabil, nilai tukar tidak menentu, kurangnya kebijakan ekonomi yang koheren, pertumbuhan ekonomi yang tidak menentu.</p> <p>Hilangnya budaya konsultasi <i>stakeholder</i>, tidak bersatunya <i>para stakeholder</i>, komunikasi yang sulit, takut akan oposisi.</p>

TABEL 2.
Hambatan pengembangan EBT

NO	KATEGORI HAMBATAN	ELEMEN-ELEMEN HAMBATAN
	<ul style="list-style-type: none"> Benturan kepentingan 	EBT bersaing dengan energi konvensional, ancaman terhadap dominasi utilitas, ancaman terhadap keuntungan dari utilitas EBT, lobi-lobi kuat terhadap EBT, ancaman transfer kontrol atas energi, lobi-lobi kuat terhadap penggunaan energi konvensional, memisahkan minat investor-konsumen
	<ul style="list-style-type: none"> Kurangnya budaya R & D 	Hilangnya fasilitas R & D, kurangnya kapasitas untuk R & D, kurangnya apresiasi peran R & D dalam adaptasi teknologi.
	<ul style="list-style-type: none"> Kurangnya partisipasi sektor swasta 	Kebijakan pemerintah, kurangnya kapasitas, membuka peluang yang lebih baik, adanya peraturan yang membatasi
	<ul style="list-style-type: none"> Kurangnya institusi profesional 	Tidak adanya asosiasi profesional / produsen, badan konsumen yang tidak efektif, birokrasi acuh tak acuh, kurangnya umpan balik untuk pembuat kebijakan dalam mempromosikan EBT.
5	<p>Teknis</p> <ul style="list-style-type: none"> Kurangnya standar, kode dan sertifikasi 	Kurangnya institusi / inisiatif untuk memperbaiki standar, kurangnya kapasitas, kurangnya fasilitas untuk pengujian / sertifikasi.
	<ul style="list-style-type: none"> Kurangnya fasilitas tenaga ahli/ pelatihan 	Kurangnya tenaga ahli untuk melakukan pelatihan, kurangnya fasilitas pelatihan, upaya yang tidak memadai.
	<ul style="list-style-type: none"> Kurangnya fasilitas <i>Operation & Maintenance</i> (O & M) 	Kurangnya tenaga terampil dan kapasitas yang dimiliki.
	<ul style="list-style-type: none"> Kurangnya wirausahawan 	Profitabilitas yang relatif rendah, adanya peraturan yang memberatkan / terbatas
	<ul style="list-style-type: none"> Kendala sistem 	Pembatasan kapasitas dengan sistem grid saat ini, permasalahan integrasi, kurangnya keterampilan.
	<ul style="list-style-type: none"> Produk tidak dapat diandalkan 	Kualitas buruk, longgarnya kontrol kualitas, standar yang hilang atau tidak memadai, etika kerja yang buruk, masalah kualitas sumber daya.
6	<p>Sosial, Budaya dan Perilaku</p> <ul style="list-style-type: none"> Kurangnya penerimaan konsumen 	Produk tidak dikenal, pertimbangan estetika, produk kurang menarik, resistensi terhadap perubahan, alasan budaya, tingkat diskon konsumen tinggi, informasi yang tidak memadai

TABEL 2.
Hambatan pengembangan EBT

NO	KATEGORI HAMBATAN	ELEMEN-ELEMEN HAMBATAN
	<ul style="list-style-type: none"> • Kurangnya penerimaan sosial 	Kurangnya penerimaan sosial untuk beberapa EBT, teknologi dilihat sebagai hal yang asing dan tidak ada gunanya, kurangnya partisipasi lokal, preferensi untuk tradisional energi.
7	Hambatan Lainnya <ul style="list-style-type: none"> • Ketidakpastian kebijakan pemerintah 	Ketidakpastian dalam kebijakan, kebijakan yang tidak mendukung, tidak memadai kelengkapan lembaga pemerintah, birokrasi, kurangnya keteguhan pemerintah dalam mengimplementasikan EBT, kurangnya kebijakan untuk mengintegrasikan produk EBT dengan pasar global, badan pemerintah yang tidak memadai untuk menangani produk.
	<ul style="list-style-type: none"> • Lingkungan 	Aspek ekologis (contoh kebutuhan air untuk biomassa produksi), polusi lokal (contoh, kebisingan, dampak visual untuk energi angin), persaingan untuk sumber daya (misalnya, untuk lahan dalam kasus produksi biomassa).
	<ul style="list-style-type: none"> • Persepsi risiko tinggi untuk EBT 	Ketidakpastian teknologi baru, manfaat yang tidak pasti, risiko investasi yang tinggi, irreversibilitas investasi dan kurangnya fleksibilitas pabrik dan mesin untuk penggunaan lainnya.
	<ul style="list-style-type: none"> • Kurangnya infrastruktur 	Masalah terkait ketersediaan infrastruktur seperti jalan, konektivitas ke jaringan, komunikasi, logistik lainnya

Sumber: J.P. Painuly, 2001, Barriers ro renewable energy penetration: a framework for analysis. Renewable Energy 24 (2001) 73-89

Beberapa kebijakan dan langkah-langkah untuk menghadapi hambatan-hambatan tersebut telah dilakukan oleh negara-negara yang tergabung dalam International Energy Agency (IEA) dengan beberapa kemungkinan dapat diadopsi juga oleh negara lain yang disesuaikan dengan kondisi yang paling sesuai di negara tersebut. Langkah-langkah untuk mengatasi hambatan ini telah dieksplorasi oleh Global Environment Facility (GEF) melalui dukungan untuk proyek EBT di berbagai Negara, sebagai berikut:

1. Liberalisasi sektor energi

Tujuan dasar liberalisasi adalah untuk

meningkatkan efisiensi sektor energi melalui fasilitasi persaingan pasar

- Restrukturisasi sektor energi, guna memperkenalkan persaingan dan menghapus kontrol lainnya.
- Menciptakan entitas terpisah untuk generasi dan distribusi di sektor listrik, memungkinkan masuknya sektor swasta dan melemahkan atau menghapus kontrol pada penetapan harga energi, penggunaan bahan bakar, impor bahan bakar, dan kapasitas ekspansi dll.
- Mendirikan badan pengatur independen untuk menyusun dan

- membuat kebijakan.
2. **Jaminan Peluang Pasar**
Hal ini dikarenakan energi terbarukan tidak mampu bersaing di pasar energi dengan hambatan yang ada, pemasok energi mungkin diwajibkan oleh hukum untuk memasukkan bagian dari energi terbarukan dalam campuran pasokan mereka. Contoh langkah-langkah tersebut adalah UU Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) di Inggris, Electricity Feed Law (EFL) di Jerman, dan Renewable Portfolio Standard (RPS) di AS.
 3. **Insentif ekonomi / keuangan**
 - Subsidi modal untuk pemasangan system energi terbarukan dengan kerangka waktu yang ditetapkan untuk memastikan peningkatan efisiensi dalam EBT. Misalnya, subsidi modal untuk energi angin di Denmark telah dihapus dalam waktu 10 tahun.
 - Pembebasan pajak, fasilitas kredit dan mekanisme pembiayaan pihak ketiga adalah langkah-langkah lain di beberapa negara IEA.
 - Program energi terbarukan berbasis insentif di beberapa negara berkembang seperti program energi terbarukan Bank Dunia di Indonesia (proyek sistem rumah surya), Sri Lanka, Laos dll, The ESMAP Program di Afrika, sedangkan di India, Cina, dll memiliki energi terbarukan berbasis insentif di negara mereka sendiri untuk program energi.
 - Memberikan kredit mikro kepada konsumen melalui dana bergulir seperti di negara Uganda, Zimbabwe dll.
 4. **Investasi pemerintah**
Di negara-negara di mana pemerintah adalah pemain utama di sektor energi, membuat rencana dan strategi nasional untuk promosi EBT. Pemerintah juga melakukan investasi melalui agen khusus yang dibuat untuk pengembangan EBT.
 5. **Kampanye informasi dan kesadaran stakeholder**
Beberapa negara telah memulai program informatif untuk mempromosikan energi terbarukan. Para pemangku kepentingan dididik dan diberikan sarana yang diperlukan untuk mengevaluasi EBT dan implementasi desain. Kampanye berikutnya bersifat umum serta menargetkan promosi produk EBT tertentu.
 6. **Standar dan peraturan**
Deregulasi industri listrik untuk memungkinkan akses produsen energi terbarukan ke jaringan telah dilakukan di beberapa negara. Langkah-langkah pengaturan telah diambil untuk menyediakan pasar yang terjamin untuk energi terbarukan dan dirumuskan suatu program untuk meningkatkan kepercayaan masyarakat pada produk EBT.
 7. **Langkah-langkah institusional**
Badan-badan khusus untuk merencanakan dan mempromosikan EBT telah dibuat di beberapa negara. Badan-badan pengaturan juga telah dibentuk sebagai tanggapan terhadap perlunya liberalisasi dari sektor energi. Langkah-langkah lain termasuk promosi energy service company (ESCO) yang membahas beberapa hambatan seperti kurangnya pembiayaan di muka, fasilitas kredit, dan pengetahuan teknis.
 8. **Penelitian dan Pengembangan**
Biaya yang tinggi merupakan salah satu hambatan utama untuk penetrasi EBT, program research and development (R & D) yang ada telah didorong agar lebih kompetitif. Biaya teknologi EBT jangka panjang bisa dikurangi melalui penelitian.
 9. **Memfasilitasi langkah-langkah**
Beberapa langkah fasilitasi telah diambil oleh pemerintah. Ini termasuk pembiayaan untuk studi kelayakan, perencanaan dan penetapan target untuk kontribusi energi terbarukan,

penilaian sumber daya untuk EBT di tingkat nasional dan regional, penentuan lokasi sistem energi terbarukan, demonstrasi teknologi, dll. Pengembangan keterampilan melalui pelatihan dalam berbagai aspek EBT (seperti teknis, pengaturan, manajerial, keterampilan keuangan dll) telah diatur oleh beberapa pemerintah dan juga difasilitasi melalui proyek GEF.

10. Pertimbangan moral dan etis Langkah-langkah ini termasuk skema penetapan harga yang telah memperhatikan unsur lingkungan (green pricing), dan tindakan sukarela. Skema green pricing telah dibuat di beberapa negara IEA yang menawarkan konsumen untuk membayar lebih untuk listrik yang dihasilkan dari EBT. Dengan demikian, peningkatan sumber biaya energi terbarukan ditanggung oleh konsumen secara sukarela. Dalam kasus tindakan sukarela, utilisasi energi terbarukan dilakukan dengan komitmen sukarela untuk meningkatkan penggunaan energi terbarukan.

BAGAIMANA TANTANGAN DAN LANGKAH PENGEMBANGAN EBT DI INDONESIA?

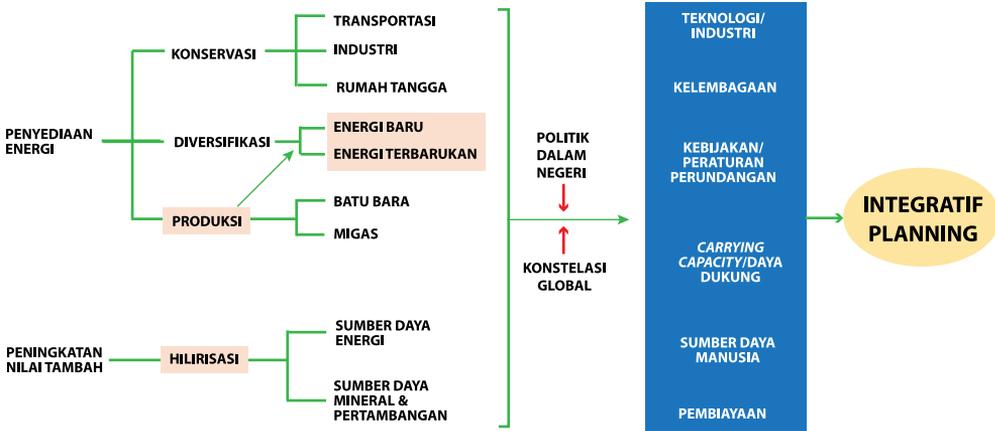
Pengembangan EBT dan penerapan konservasi energi di Indonesia, telah mendapat perhatian dan dorongan dari pemerintah melalui peraturan dan kebijakan-kebijakan sebagai berikut:

1. Undang-undang no. 30/2007 tentang Energi
2. Undang-undang no. 30/2009 tentang Ketenagalistrikan
3. Undang-undang no. 21/2014 tentang Panas Bumi
4. Undang-undang no. 16/2016 tentang Ratifikasi Paris Agreement
5. PP no. 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN)
6. Perpres no. 61/2011 tentang Rencana Aksi Nasional Gerakan Rumah Kaca (RAN GRK)
7. Perpres no. 2/2015 tentang RJPMN 2015 - 2019
8. Perpres no. 22/2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)
9. Perpres no. 35/2018 tentang Percepatan Pembangunan Instalasi PLTSampah
10. Permen ESDM no. 13/2015 tentang Rencana Strategis KESDM
11. Permen ESDM no. 50/2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Pembangkit Listrik
12. Kepmen ESDM no. 1567K/21/MEM/2018, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2018 – 2037 Mengacu pada strategi kedaulatan energi RJPMN 2015-2019, pemerintah telah menetapkan arah kebijakan EBT yaitu meningkatkan peranan EBT dalam bauran energi. Arah kebijakan ini dituangkan kedalam beberapa strategi sebagai berikut:
 1. Menerapkan kebijakan harga dan insentif yang tepat untuk mendorong investasi di bidang EBT
 2. Meningkatkan pemanfaatan aneka EBT untuk pembangkit listrik
 3. Meningkatkan pemanfaatan bahan bakar nabati untuk transportasi melalui Fuel-Blending bio diesel dan bio etanol. Strategi-strategi ini kemudian diterjemahkan kedalam beberapa sasaran pokok yang menjadi target capaian prioritas RJPMN 2015 – 2019, yaitu:
 1. Pemanfaatan bahan bakar nabati dan efisiensi energi, yang terdiri atas:
 - a. Produksi biodiesel sebesar 4,3 –10 juta KL,
 - b. Produksi bioetanol sebesar 0,34 –0,93 juta KL,
 - c. Pembangunan perkebunan untuk bio-energi di beberapa lokasi potensial.
 2. Peningkatan bauran energi baru dan terbarukan (EBT), yang terdiri atas:
 - a. Bauran EBT sebesar 10-16 persen,
 - b. Kapasitas terpasang pembangkit listrik (PLTP, PLTA, PLTMH, PLTS, dan PLT Biomassa) sebesar 7,5GW.

Pada dasarnya, perencanaan strategi energi di Indonesia telah mempertimbangkan aspek-aspek sebagaimana telah diuraikan pada tabel 2 diatas, tentunya telah disesuaikan dengan kondisi dan potensi yang ada di Indonesia. Dalam penyusunan dan penetapan perencanaan yang terintegrasi, dilakukan dengan mempertimbangkan

aspek-aspek yang akan mempengaruhi rencana dan aksi implementasinya yaitu mulai dari aspek teknologi, kelembagaan, kebijakan/peraturan perundangan, daya dukung, sumber daya manusia serta aspek pembiayaan. Kerangka pikir perencanaan strategis ESDM berikut ini akan memberikan gambaran atas uraian tersebut.

GAMBAR 2.
Kerangka pikir perencanaan strategis ESDM



Sumber: Direktorat Sumber Daya Energi, Mineral dan Pertambangan BAPPENAS (2018)

Perencanaan RJPMN dan perencanaan strategis kementerian/lembaga dilakukan melalui suatu upaya dengan melibatkan para pemangku kepentingan seperti masyarakat, pemerintah daerah, dan para pemangku kepentingan lainnya dengan mempertimbangkan Rencana Induk Sektoral dan Kewilayahan yang sudah ada seperti: Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) 2016-2050 dan Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN) 2015 - 2035, serta RTRW Nasional.

Berdasarkan materi hasil evaluasi RPJMN 2015 – 2019 yang disampaikan oleh Bappenas dalam *forum group discussion* penyusunan *background study* RPJMN 2020-2024 subsektor energi terbarukan, menunjukkan pencapaian porsi EBT dalam bauran energi bahwa masih jauh dibawah target dimana untuk tahun 2016 hanya terealisasi sebesar 6,9% dari target 11%, penetapan target terus meningkat

dimana untuk tahun 2019 ditetapkan sebanyak 16%. Dengan memperhatikan posisi realisasi tahun 2016 dan peningkatan target sampai tahun 2016 diperkirakan akan sangat sulit untuk dicapai. Pada forum tersebut Bappenas juga menyampaikan permasalahan/tantangan yang dihadapi dalam melakukan implementasi EBT di Indonesia, yang secara garis besar dijelaskan sebagai berikut :

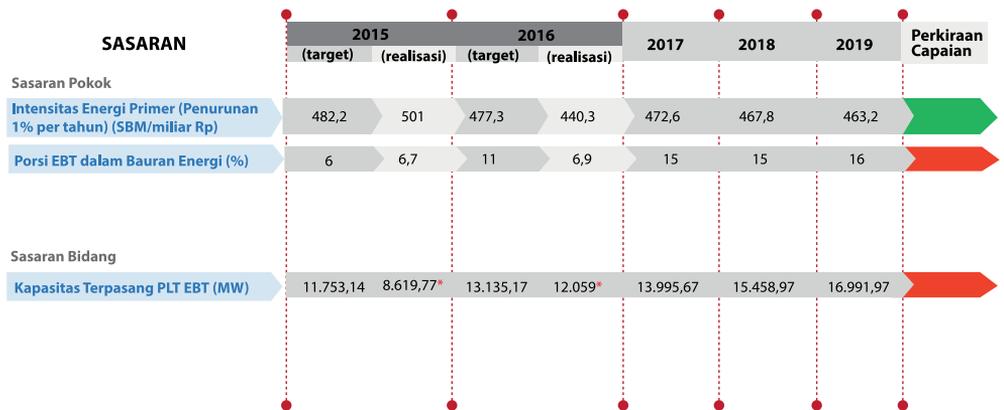
1. Formula harga beli listrik yang kurang menarik
2. Investasi swasta yang rendah karena faktor *bankability*
3. Keterlambatan waktu pelaksanaan pekerjaan
4. Belum efektifnya mandatori pencampuran biofuel dengan BBM PSO (*public service obligation*) dan Non PSO (*nonpublic service obligation*)
5. Faktor teknis (*intermittent*)
6. Data potensi “riil” EBT



Terhadap permasalahan/tantangan tersebut diatas, rekomendasi yang disampaikan yaitu penyempurnaan regulasi EBT (seperti harga beli listrik, insentif,

kelembagaan), strategi pendanaan proyek EBT (seperti *green fund*), *smart grid* untuk pembangkit EBT, dan pembaharuan data potensi EBT.

GAMBAR 3.
Hasil Evaluasi Mid Term RPJMN 2015 – 2019 (EBT dan Konversi Energi)



Keterangan:

*) Realisasi penambahan pembangkit (APBN)

- Sudah tercapai/on track/on trend (>90%)
- Perlu kerja keras (60-90%)
- Sangat sulit tercapai (<60%)

Sumber: Direktorat Sumber Daya Energi, Mineral dan Pertambangan BAPPENAS (2018)

Dalam forum yang sama, Direktorat Jenderal EBT dan Konservasi Energi Kementerian ESDM, juga memaparkan berbagai tantangan dan upaya yang akan dilakukan terkait dengan panas bumi, bioenergi dan EBT lainnya.

TABEL 3.
Tantangan dan Upaya Penyelesaian Panas Bumi

NO	TANTANGAN	REKOMENDASI SOLUSI
1	<p>Wilayah pengembangan panas bumi yaitu Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) atau Wilayah Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi (WPSPE) berada di kawasan hutan (hutan konservasi)</p>	<p>Pengusahaan panas bumi dapat dilaksanakan pada kawasan hutan konservasi setelah terbit:</p> <ul style="list-style-type: none"> • UU 21/2014 tentang panas bumi • PP 108/2015 sebagai revisi PP 28/2011 tentang pengelolaan ksa dan kps • PP 104/2015 sebagai revisi PP 10/2010 tentang tata cara perubahan peruntukan dan fungsi kawasan hutan • Permen LHK No. P.46/Menlhk/Setjen/Kum.1/5/2016 tentang pemanfaatan jasa lingkungan. <p>Pengusahaan panas bumi dapat dilakukan pada kawasan hutan konservasi pada zona pemanfaatan kawasan pelestarian alam (taman nasional, taman hutan raya, dan taman wisata alam) dengan mekanisme izin pemanfaatan jasa lingkungan panas bumi (IPJLPB). Kementerian ESDM sedang berkoordinasi dengan KLHK secara intensif agar area prospek pada wilayah pengembangan panas bumi masuk kedalam zona pemanfaatan.</p>
2	<p>Investasi yang besar akibat risiko yang besar yaitu tahapan eksplorasi dengan tingkat keberhasilan 50% (Pendanaan).</p>	<p>Untuk meminimalisir resiko pengembangan panas bumi, Pemerintah melakukan <i>risk sharing</i> melalui program <i>Government Drilling</i> dengan menggunakan dana <i>Geothermal Fund</i> yang merupakan dana hibah dari World Bank. Diharapkan dana tersebut dapat menjadi <i>revolving fund</i> pada tahap eksplorasi sehingga risikonya dapat diminimalisir. Selain itu Pemerintah juga memberikan insentif fiskal dalam pengembangan panas bumi mulai dari <i>tax allowance</i>, fasilitas bea masuk, dan pembebasan PBB.</p>
3	<p>Penolakan masyarakat tentang pengusahaan panas bumi yang merupakan energi bersih dan aman (Isu Sosial)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Melakukan sosialisasi secara rutin dan masif • Melakukan koordinasi dengan Kementerian Dalam Negeri, pemerintah daerah dan akademisi untuk memberikan sosialisasi pada masyarakat • Mengusulkan seluruh proyek panas bumi sebagai Obyek Vital Nasional (OBVITNAS)

Sumber: Olahan penulis mengacu pada Kementerian ESDM (2018), Rencana strategis untuk memenuhi gap target pencapaian energy terbarukan 2025

TABEL 4.
Tantangan dan Upaya Penyelesaian Bioenergi

NO	TANTANGAN	REKOMENDASI SOLUSI
1	Regulasi untuk jaminan penyediaan bahan baku BBN dan PLT Bioenergi	<ul style="list-style-type: none"> • Perlu disusunnya regulasi yang mengatur jaminan bahan baku untuk BBN dan PLT Bioenergi • Peraturan Bersama tentang Hutan Energi perlu ditindaklanjuti dan jika perlu dijadikan Peraturan Presiden
2	Regulasi untuk jaminan harga BBN dan listrik dari PLT Bioenergi	<ul style="list-style-type: none"> • Penetapan HIP BBM jenis minyak solar untuk sektor non PSO perlu dibahas • Calon pengembang PLT Bioenergi diarahkan untuk membangun di daerah dengan BPP lebih tinggi atau membangun PLT Bio dengan biaya bahan baku atau operasional yang lebih rendah
3	Regulasi terkait investasi, insentif dan disinsentif fiskal	Koordinasi dengan pihak-pihak terkait untuk menyusun regulasi terkait investasi, insentif dan disinsentif fiskal
4	Rencana implementasi E2	Penyusunan SOP <i>handling</i> untuk bioethanol
5	Rencana aksi perluasan insentif dana pembiayaan biodiesel ke sektor pertambangan	<ul style="list-style-type: none"> • Identifikasi dan evaluasi Badan Usaha BBM yang melakukan suplai perusahaan tambang, • Penyusunan regulasi pendukung untuk implementasi Non PSO
6	Identifikasi pemanfaatan biomassa untuk bioenergi	Membuat <i>system updating</i> pemanfaatan biomassa yang terintegrasi dari hulu ke hilir
7	Persiapan implementasi B30	<ul style="list-style-type: none"> • Tahun 2018 akan dilakukan kajian/pengujian B30 yang komprehensif terkait <i>compromise spec</i> bahan bakar B30, • Tahun 2019 direncanakan akan dilakukan <i>road test</i> B30 pada otomotif, serta kajian B30 untuk sektor tambang dan alutsista TNI • Perbaiki SNI Biodiesel dengan memperhatikan kemampuan BU BBN, implementasi BBN sampai saat ini, permintaan spesifikasi oleh OEM dan hasil kajian B30 yang dilakukan

Sumber: Olahan penulis mengacu pada Kementerian ESDM (2018), Rencana strategis untuk memenuhi gap target pencapaian energy terbarukan 2025

TABEL 5.
Tantangan dan Upaya Penyelesaian Aneka EBT

NO	TANTANGAN	REKOMENDASI SOLUSI
1	Data potensi EBT belum akurat dan seragam	<ul style="list-style-type: none"> • Koordinasi antar instansi terkait dan pemangku kepentingan untuk menyatukan dan menyamakan data potensi yang ada • <i>Updating</i> data potensi baik dilakukan dengan APBN, swasta maupun lembaga lain
2	Jaringan: Belum handalnya sistem jaringan PT PLN (Persero) dalam menerima listrik EBT terutama yang bersifat intermitten	Perlu penambahan <i>back up</i> dan atau penguatan jaringan PLN
3	Pendanaan: Terbatasnya <i>Green Funding</i> untuk pengembangan EBT dari perbankan nasional	Sosialisasi kepada perbankan mengenai investasi EBT

Sumber: Olahan penulis mengacu pada Kementerian ESDM (2018), Rencana strategis untuk memenuhi gap target pencapaian energy terbarukan 2025

Berdasarkan uraian diatas, dapat disimpulkan bahwa semua hambatan yang relevan harus dipertimbangkan, dengan memperhatikan berbagai hambatan utama beserta dimensinya untuk melihat arah dan kedalaman dari elemen-elemen yang sangat bervariasi tergantung dari

kondisi dan potensi yang dimiliki oleh suatu negara/ wilayah. Penelaahan hambatan dan langkah-langkah untuk mengatasi hambatan harus dilakukan secara komprehensif dengan menggunakan survei literatur, kunjungan lapangan dan interaksi dengan para pemangku

kepentingan, konsumen, LSM, ahli, pembuat kebijakan (pemerintah), dan profesional asosiasi. Dengan demikian, langkah-langkah dan solusi yang tepat dapat dikembangkan untuk mengatasi hambatan dalam mengimplementasikan EBT. ■

REFERENSI:

Laporan Tahunan Pertamina, 2017

J.P. Painuly, 2001, Barriers ro renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy* 24 (2001) 73-89

Perpres no. 22/2017, Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)

Materi Direktorat Sumber Daya Energi, Mineral dan Pertambangan BAPPENAS, 2018, Evaluasi pencapaian RPJMN Tahun 2015 – 2019 Subsektor Energi Terbarukan.

Materi Direktorat Jenderal Energi Terbarukan dan Konversi Energi, Kementerian ESDM, 2018, Rencana strategis untuk memenuhi gap target pencapaian energy terbarukan 2025

PATRA

HOTELS & RESORTS



THE PATRA

PATRA

PATRA
COMFORT

Call Center

+62.813 1923 5563



BALI | SEMARANG | JAKARTA | BANDUNG | ANYER | PARAPAT

www.patra-jasa.com

 Patra Hotels & Resorts

 @patrahotelsandresorts

PERAN PENTING KECUKUPAN SUMBER ENERGI NASIONAL MELALUI SKEMA BISNIS PEMBANGUNAN KILANG MENUJU KETAHANAN ENERGI

DR JAKA ISGIYARTA, MSI., AKT,
Kepala Program Magister Akuntansi
Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Diponegoro

ASTI PURWANDARI
Senior Analyst Downstream Strategic Planning

Indonesia has a substantial role in the industry revolution 4.0 of global economy. Strengthening and accelerating national industrial development in all sectors, needs to be supported by the role of the development in energy sector, especially oil and gas. The launching of the National Energy Resilience, demanding active role of the government, BUMN and all levels of society.

The prediction of world energy demand within 2015 - 2040 continues growing at the average growth of 28%, specially for China, India and several countries in Asia tend to experiencing a 60% growth (IEO2017). Needs for oil and gas still occupies the highest proportion of energy mix. On the other side, the role of renewable energy to provide fuel and electrical sources, considered not able to fully replace the broad role of oil and gas, especially in producing chemicals. In the future, the existence of renewable energy, oil and gas has a strategic role to be mutually beneficial and effective to produce certain products that are environmentally friendly.

Indonesia's strategic policy to build refinery is very urgent. Oil production from existing refineries has not been able to meet the growing domestic consumption. The oil import policy and the predicted import of liquefied natural gas (LNG) in 2020 has its own implications for the national energy security. Learning from building refinery through joint venture from Deer Park Refinery Co Ltd, WEPEC and Honam Oil Refinery Co Ltd can optimize profits and minimize risks. Partnership is an option to reduce high upfront cost, sharing risk, access to technology expertise and management capabilities. Its been long history since 1967 when the first private refinery in Korea build through joint venture and now become the second biggest refinery in Korea. The business has been growing, not only to meet national demand on gasoline, but also exported up to 50% of its fuel and chemicals.

It becomes good lesson learn for energy security and utilization of domestic resources in Indonesia. Pertamina's plan to build Bontang Grass Root Refinery through partnership with Oman Overseas Oil and Gas LLC (OOG) and Japan Cosmo Oil International Pte Ltd (COI) is good first step. In the future, Indonesia need to build four to five new refineries towards National Energy Security.

Babak baru Indonesia memainkan peran penting dalam tatanan global perekonomian dunia merupakan keharusan. Presiden Joko Widodo (Jokowi) baru saja meresmikan Roadmap Industri 4.0 di Jakarta Convention Center (JCC) (4/4/2018) pada saat pembukaan Indonesia Industrial Summit, untuk mentransformasi perubahan global menghadapi revolusi industri 4.0. Tujuan utamanya adalah peningkatan daya saing industri nasional di kancah global, serta dapat menjadikan Indonesia sebagai bagian sepuluh negara besar yang berperan penting dalam ekonomi dunia di 2030.

Penerapan awal Industri 4.0, terfokus pada lima sektor manufaktur, yaitu industri makanan dan minuman, industri tekstil dan pakaian, industri otomotif, industri kimia, serta industri elektronik. Pada prinsipnya, industri nasional membutuhkan percepatan konektivitas serta interaksi melalui teknologi, informasi dan komunikasi yang terintegrasi dan dapat dimanfaatkan untuk menciptakan efisiensi dan peningkatan kualitas produk dalam negeri. Program pemerintah ini sangat bagus dan wajib kita dukung.

Pembangunan di sektor penyediaan sumber

daya energi yang cukup, khususnya di bidang industri minyak dan gas (migas) nasional diharapkan mampu menunjang peningkatan daya saing industri nasional, khususnya lima sektor program pemerintah di atas. Selain itu, menjalin kerja sama yang saling menguntungkan melalui kemitraan strategis dan kebijakan yang saling terintegrasi sangatlah dibutuhkan, terutama pada peningkatan kualitas dan kuantitas sumber daya manusianya, maupun kecukupan penyediaan sumber energi nasional, baik melalui energi baru dan terbarukan (EBT), minyak bumi maupun gas alam.

SKK Migas mencatat hingga Juli 2018, secara nasional, kebutuhan bahan bakar minyak mencapai 1,6 juta barel per hari (bph), sedangkan kemampuan produksinya mencapai 772.663 barel per hari (bph), sehingga kekurangannya dipenuhi melalui impor. Diprediksi sampai akhir tahun 2018, akan terjadi penambahan produksi sebesar 7.800 bph untuk minyak bumi dan 98 juta kaki kubik per hari untuk gas alam. Kebutuhan minyak dalam negeri belum dapat dipenuhi, bahkan semakin bertambah setiap tahunnya. Sehingga impor BBM semakin besar dan membebani keuangan negara.

Industri migas di Indonesia harus segera

bangkit dari keterpurukan, terutama guna memenuhi target produksi migas dalam negeri. Caranya dengan menemukan sumber-sumber migas baru dan membangun beberapa kilang baru agar dapat memberikan nilai tambah, khususnya pemenuhan kebutuhan dalam negeri menuju ketahanan energi yang berkelanjutan. Penambahan empat hingga lima kilang baru masih dibutuhkan dan dapat dilakukan melalui pembangunan sendiri ataupun kerja sama (*partnership*) dengan perusahaan di luar negeri.

KEBERADAAN MINYAK BUMI DAN GAS ALAM MASIH MEMAINKAN PERAN PENTING DI PASAR DUNIA

Satu hal yang menarik, ketika banyak negara maupun perusahaan energi berlomba-lomba untuk mengembangkan sumber energi baru dan terbarukan (EBT), namun, di sisi lain mereka begitu agresif mencari sumber-sumber baru penghasil minyak bumi dan gas alam di dalam maupun di luar negaranya dan mencari pasar potensial untuk produk kilangnya. Tanpa disadari, dampak dari hal tersebut dirasakan juga oleh Indonesia, yang seolah-olah mereka berlomba menggali potensi sumber daya energi di bumi Ibu Pertiwi. Beberapa negara tersebut diantaranya,

Negara Tiongkok dengan Petro Chinanya, Negara Rusia dengan Rosneft Oil Company, Negara Arab Saudi dengan Aramco, Negara USA dengan Chevron Pacific Indonesia (CPI) & ConocoPhillips, Negara Perancis dengan Total E&P, dan masih ada yang lainnya.

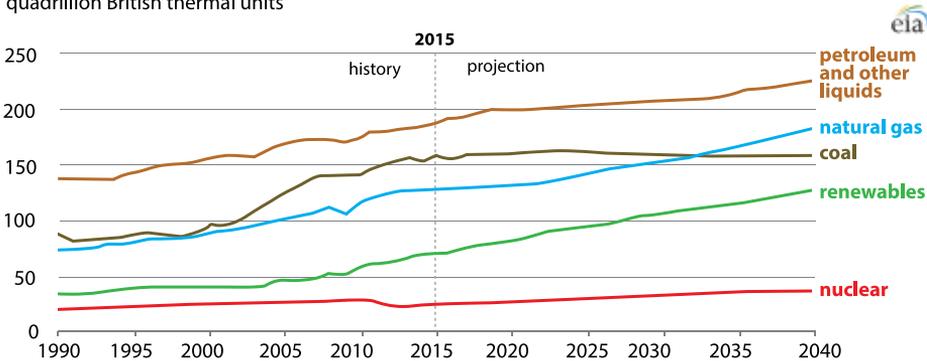
Berdasarkan hasil catatan terbaru The U.S. Energy Information Administration's dalam International Energy Outlook 2017 (IEO2017) bahwa tingkat konsumsi

energi dunia antara tahun 2015 sampai dengan 2040 mengalami pertumbuhan sebesar 28%. Sebagian besar pertumbuhan tersebut berasal dari negara – negara selain *Organization for Economic Cooperation and Development (OECD)*, terutama negara seperti Tiongkok, India dan beberapa negara di kawasan Asia, termasuk Indonesia dengan tingkat pertumbuhan konsumsi energi lebih dari 60% hingga akhir tahun 2040.

Pertumbuhan konsumsi

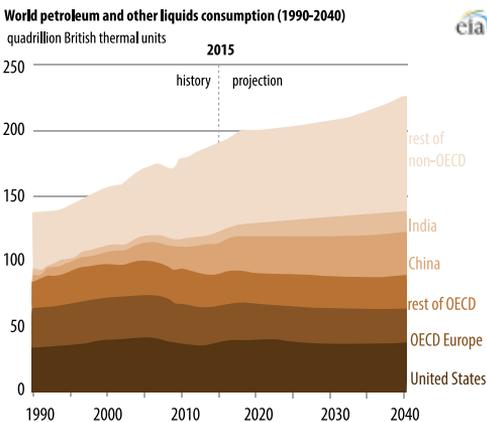
dari sumber energi minyak dan gas menempati posisi yang tertinggi. Sedangkan pertumbuhan konsumsi yang tercepat adalah berasal dari sumber EBT dengan pertumbuhan konsumsi rata-rata 2,3% per tahunnya. Pertumbuhan konsumsi energi yang berasal dari tenaga nuklir relatif stabil, dengan tingkat konsumsi 1,5% per tahunnya. Khusus konsumsi energi dari batubara, di masa depan diperkirakan akan mengalami penurunan. Lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar berikut:

GAMBAR 1.
Konsumsi energi dunia berdasarkan sumber energi (1990 -2040) U.S.Energy Information Administration (EIA)
World energy consumption by energy source (1990-2040)
 quadrillion British thermal units

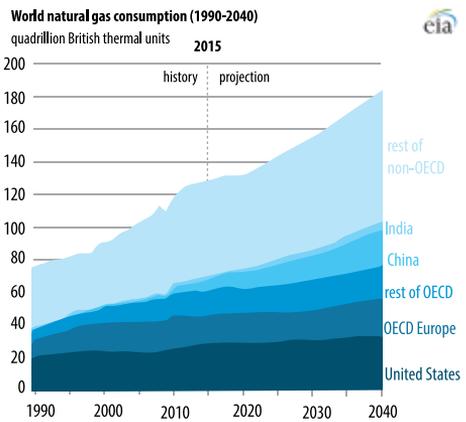


Source: U.S Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2017*

GAMBAR 2.
Konsumsi minyak dan gas dunia (1990 – 2040) U.S.Energy Information Administration (EIA)
World petroleum and other liquids consumption (1990-2040)
 quadrillion British thermal units



Source: U.S Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2017*



Source: U.S Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2017*

Kebutuhan konsumsi yang semakin besar, khususnya konsumsi minyak bumi dan gas, menjadikan negara-negara maju berlomba-lomba untuk mengeksplorasi sumber-sumber migas baru dan bersedia melakukan investasi secara besar-besaran. Apalagi ditambah kondisi buruk persaingan di antara negara-negara pengeksplorasi minyak dan gas di kawasan Timur Tengah, serta timbulnya konflik sosial dan peperangan di masing-masing negara, menjadikan permintaan migas semakin besar dan harganya meningkat.

Kita patut bersyukur, sebab Indonesia dikaruniai keberlimpahan sumber daya alam (SDA), sumber daya manusia (SDM) dan sumber daya energi. Selain itu, sekaligus menjadi pasar potensial yang dapat menjanjikan keuntungan besar di masa mendatang. Saat ini yang dibutuhkan dalam berinvestasi adalah dukungan kebijakan pemerintah, kepastian hukum, dan jaminan keamanan yang memadai. Hal tersebut menjadi alasan bagi negara lain untuk berinvestasi di Indonesia, selain masih percaya dan menaruh harapan besar untuk bekerja sama yang saling menguntungkan di kedua belah pihak. Potensi besar itulah yang seharusnya digali dan dimunculkan, serta dikelola menjadi lebih baik lagi

demis sebesar-besarnya menciptakan masyarakat Indonesia yang sejahtera, adil dan makmur.

Gencarnya pengembangan EBT di berbagai belahan dunia saat ini, ternyata tidak serta merta menjadikan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan pembangunan di sektor minyak bumi dan gas alam menjadi berhenti. Namun sebaliknya, usaha yang dilakukan menjadi lebih keras lagi. Kebutuhan sumber daya energi senantiasa meningkat dari tahun ke tahun, sementara ketersediaannya terbatas.

Peran sumber daya EBT adalah untuk menghasilkan bahan bakar nabati dan menghasilkan energi listrik. Sementara peran minyak bumi dan gas alam tergolong luas, dimana hasil lainnya yang tidak dapat digantikan perannya oleh sumber EBT, permintaannya cukup tinggi, seperti produk-produk petrokimia, plastik, aspal, lilin (*Wax, paraffin*), pelumas dan produk turunannya. Selain itu, pengembangan EBT masih berproses dalam hal pengembangan teknologi, pendanaan dan ketersediaan bahan baku. Beberapa negara maju memprediksikan peran sumber EBT, minyak bumi dan gas alam nantinya mampu memainkan peran strategis yang saling menggantikan berdasarkan mana yang lebih menguntungkan dan efektif

dalam menghasilkan produk tertentu sehingga mampu memenuhi kebutuhan masyarakat serta ramah lingkungan.

PERAN SERTA MEWUJUDKAN KETAHANAN ENERGI NASIONAL

Pemenuhan kebutuhan energi nasional sangatlah penting. Ketersediaan dan kecukupan sumber energi nasional diarahkan untuk melaksanakan pembangunan nasional, meningkatkan pertumbuhan ekonomi dan pemerataan kesejahteraan masyarakat yang berkeadilan dan berkemakmuran. Peranan negara melalui lembaga terkait (BUMN) guna mengupayakan pemenuhan kebutuhan energi nasionalnya masih sangat dibutuhkan. Diperlukan dukungan melalui kebijakan (seperti keringanan pajak), dan penciptaan iklim investasi yang kondusif, sehingga investor tertarik berinvestasi di sektor energi, khususnya migas nasional.

Perusahaan BUMN sebagai kepanjangan tangan pemerintah memiliki peran strategis dalam mendorong kemajuan di bidang ketahanan energi nasional, serta mempercepat pembangunan nasional berkelanjutan untuk mewujudkan pertumbuhan ekonomi yang lebih baik, berkesejahteraan dan berkeadilan. Standarisasi

penyediaan energi idealnya dapat memenuhi kriteria *availability* (ketersediaan), *accessability* (kemudahan diperoleh), *affordability* (harga terjangkau), dan terakhir *profitability* (menghasilkan keuntungan yang wajar). Selain itu, peran masyarakat juga sangat dibutuhkan guna mewujudkan ketahanan energi nasional ke depannya.

REALITAS KONSEKUENSI KEBERADAAN IMPOR ENERGI NASIONAL

Sumber energi nasional dalam negeri masih mengandalkan sektor migas sebagai penggerak utamanya. Kebutuhan akan energi yang jauh lebih besar bila dibandingkan dengan kemampuan produksinya, mengakibatkan kebijakan impor energi menjadi kebutuhan. Hal ini menjadi ironi, karena Indonesia melakukan ekspor minyak bumi, namun juga sekaligus sebagai pengimpor minyak bumi. Apalagi ke depan, Indonesia diprediksi menjadi pengimpor gas alam, walaupun sebenarnya Indonesia merupakan negara eksportir terbesar gas ketiga setelah Rusia dan Qatar.

Faktor utama Indonesia menjadi negara pengeksportir dan pengimpor minyak secara bersamaan lebih didasarkan pada faktor ekonomi dan teknis, dari pada sekedar faktor politik. Perusahaan minyak selain

Pertamina, cenderung memanfaatkan peluang dari harga pasar minyak mentah yang tinggi di pasar internasional, juga adanya keterbatasan konfigurasi kilang untuk mengolah beberapa jenis minyak mentah tertentu merupakan penyebab utamanya.

Indonesia masih mengekspor minyak, meskipun terjadi *gap* volume negatif pada produksi-konsumsi minyak dalam negeri. Di sisi lain, diskresi perusahaan minyak selain Pertamina, untuk menjual minyaknya ke luar negeri juga tidak dapat dikesampingkan atas dasar pertimbangan bisnis dan keberlangsungan usahanya.

Indonesia diprediksi akan menjadi negara pengimpor gas pada tahun 2020. Berdasarkan catatan neraca gas bumi yang

disusun Kementerian ESDM Juli 2017, diprediksikan pada tahun 2020 Indonesia akan impor gas alam. Hal tersebut terjadi karena kebutuhan terhadap gas domestik terus meningkat, sementara hampir separuh gas Indonesia sudah terikat kontrak untuk diekspor ke luar negeri. Jadi, impor gas alam dilakukan bukan karena gasnya sudah habis, namun lebih karena adanya pelaksanaan komitmen pembelian gas yang diproduksi didalam negeri dan pemenuhan kebutuhan dalam negeri.

Pilihan mengimpor minyak dan gas akan berpengaruh terhadap ketahanan energi nasional. Karena minyak dan gas merupakan komoditas yang diperdagangkan di pasar internasional, maka beberapa faktor berpotensi

Standarisasi penyediaan energi idealnya dapat memenuhi kriteria *availability* (ketersediaan), *accessability* (kemudahan diperoleh), *affordability* (harga terjangkau), dan terakhir *profitability* (menghasilkan keuntungan yang wajar). Selain itu, peran masyarakat juga sangat dibutuhkan guna mewujudkan ketahanan energi nasional ke depannya.

mempengaruhi harga dan ketersediaannya. Faktor – faktor tersebut adalah : kondisi dinamika perdagangan internasional, supply demand global, kondisi geopolitik dunia maupun kawasan, dan nilai tukar uang. Secara konsekuensinya, faktor – faktor tersebut akan mempengaruhi kecukupan energi nasional dan tidak ada jaminan harga yang stabil. Atas dasar tersebut, pentingnya memilih kebijakan untuk membangun kilang minyak guna memenuhi kebutuhan sumber energi dalam negeri memiliki nilai strategis yang penting dan mendesak.

Peremajaan dan pembangunan kilang baru merupakan upaya pemenuhan kebutuhan

energi nasional yang bernilai strategis. Mengapa demikian? Suatu negara yang memiliki kilang, berpeluang meminimalkan import energi, bahkan berpotensi melakukan ekspor energi untuk menghasilkan devisa ketika kebutuhan energi dalam negeri sudah terpenuhi.

MEKANISME PEMBANGUNAN KILANG

Keputusan strategis masa depan Indonesia dalam memenuhi kecukupan sumber daya energi menuju ketahanan energi nasional dengan pembangunan kilang dirasa sudah mendesak. Proses membangun kilang tidaklah mudah, namun demikian harus di mulai dari sekarang. Ketika

menentukan keputusan strategis penyediaan energi dari dalam negeri, maka pertanyaannya adalah bagaimana strategi membangun kilang dapat berjalan dengan baik? Setidaknya terdapat dua mekanisme pembangunan kilang yang sudah berlaku di dunia, yaitu membangun sendiri (*full own*) atau melalui pola kerja sama (*joint venture*) yang saling menguntungkan.

Pembangunan kilang dengan mengandalkan kemampuan sendiri (*full own*) memiliki tingkat risiko yang lebih besar meskipun keuntungan yang didapatkan juga besar. Suatu perusahaan apabila memutuskan membangun kilang sendiri, maka harus siap menerima risiko yang



potensial terjadi, di tahapan persiapan pembangunan, selama proses pembangunan, dan di masa operasional, termasuk risiko ekonomi, sosial dan politik. Pembangunan sendiri ini seringkali dihindari oleh berbagai perusahaan di industri energi.

Pembangunan kilang menggunakan pola kerja sama (*joint venture*) dipilih atas dasar pengurangan resiko melalui *risk sharing* dengan mitra kerja sama (*partner*) dan mengoptimalkan peluang mendapatkan keuntungan. Faktor yang menjadi pertimbangan utamanya adalah nilai investasi tinggi (*high capital intensive*), penggunaan teknologi unggul (*high technology*) dan resiko yang tinggi (*high risk*). Selain itu, melalui

joint venture, perusahaan dapat tetap menjaga independensinya, sekaligus menghindari risiko ekonomi dan politik terkait usahanya apabila menggunakan skema merger dan akuisisi.

Sedang risiko yang potensial terjadi terkait *joint venture* adalah pasang-surut hubungan antar negara, timbulnya konflik global dan kawasan, sedikit banyak berpengaruh terhadap hubungan antar *participants* dalam *joint venture*, terutama *participants* yang mewakili perusahaan negara lain. Langkah antisipasinya adalah memperhatikan pentingnya menuangkan komponen kesepakatan utama dalam *joint venture* secara jelas dan detail yang dapat meminimalkan dispute nantinya. Khususnya, di poin *joint*

venture management ketika mengawasi keberlangsungan kerja sama, sehingga mampu menjaga *perspective participant* terhadap *joint venture*.

Terdapat tiga jenis *joint venture*, yaitu:

1. *Operational joint venture*; Dua atau lebih perusahaan berkomitmen membentuk entitas baru dan bertanggung jawab penuh dalam menjalankan usaha, mengelola asset dan membagi peran berdasarkan keunggulan kapabilitas masing-masing.
2. *Risk-sharing joint venture*; Dua atau lebih perusahaan berkomitmen membentuk entitas baru dengan tujuan *risk-sharing* atau pendanaan., dimana salah satu *participant* bertanggung jawab penuh mengelola asset dan menjalankan *project*, sementara *participants* lain berkontribusi dalam hal pendanaan dan memberi input di level strategi.
3. *Capability-sharing joint venture*; Dimana semua *participants* dapat memberikan keunggulan kapabilitasnya dari masing-masing induk perusahaan. Sebagai contoh: satu *participant* berkontribusi terhadap penguasaan teknologi

Suatu perusahaan apabila memutuskan membangun kilang sendiri, maka harus siap menerima risiko yang potensial terjadi, di tahapan persiapan pembangunan, selama proses pembangunan, dan di masa operasional, termasuk risiko ekonomi, sosial dan politik. Pembangunan sendiri ini seringkali dihindari oleh berbagai perusahaan industri energi.

TABEL 1.
Pertimbangan Korporasi Memilih Mekanisme Joint Venture Dalam Membangun Kilang

NO	PERTIMBANGAN UTAMA	KETERANGAN
1	Tingginya Nilai Investasi	Beban pendanaan perusahaan menjadi ringan karena disangga oleh beberapa perusahaan. Resiko cost overruns dan schedule delayed / perpanjangan waktu penyelesaian project lebih rendah untuk joint venture dibanding non joint venture. Cost overrun adalah biaya – biaya tidak terduga yang harus dikeluarkan perusahaan melebihi pagu anggaran yang ditetapkan. Biaya ini bukan cost escalation, yang sudah diantisipasi selama project berjalan, seperti inflasi.
2	Mitigasi Risiko	Perusahaan dapat meminimalkan exposure resiko, karena usaha yang dilakukan berkategori investasi tinggi, beresiko tinggi dan investasi di teknologi unggul.
3	Akses Keunggulan Teknologi	Jaminan keberhasilan berlangsungnya project menjadi terukur karena bekerja sama dengan perusahaan yang berpengalaman dalam pengembangan teknologi dimana penerapannya sudah berhasil, serta kemudahan akses keahlian dalam penguasaan teknologi unggul.
4	Akses Sumber Daya	Kemudahan dalam mengakses tambahan modal, maupun keahlian khusus yang bermanfaat untuk membangun kapabilitas internal sampai di tingkat yang paling optimal.
5	Optimalisasi Rantai Distribusi	Participants yang bergabung dalam joint venture dapat saling menggunakan infrastruktur yang dimiliki masing-masing perusahaan yang tersebar di lokasi yang berbeda-beda untuk memenuhi kebutuhan konsumennya.
6	Keunggulan Marketing	Perusahaan yang bergabung dalam joint venture berpeluang bekerja sama membuka pasar baru, memperkuat market share-nya dan memiliki keunggulan penguasaan pasar, dimana perusahaan lain tidak dapat masuk ke pasar tersebut, kecuali bergabung dalam joint venture. Dan ketika salah satu participant bermaksud mengurangi exposure atau mengoptimalkan portofolio di bisnis lain, perusahaan tersebut tidak perlu keluar (full exit/ divestment), namun cukup mengurangi porsi share –nya di joint venture.
7	Pemenuhan Peraturan Pemerintah	Beberapa negara membuka peluang investasi asing dengan mensyaratkan kerja sama dengan perusahaan setempat.
8	Sensitifitas Politik	Bentuk joint venture lebih mudah diterima oleh pemerintah, serikat pekerja maupun masyarakat, dari pada bentuk akuisisi atau pengambil-alihan.

dan operasional *excellence*. Sementara participant lain berkontribusi menjaga hubungan baik dengan pemerintah setempat dan menyediakan sumber daya yang dibutuhkan. Model *Joint venture* ini memiliki sedikit asset operasi, namun mengkoordinir berbagai kapabilitas unggul dari berbagai

participants.

SKEMA BISNIS MODEL PEMBANGUNAN KILANG DENGAN *JOINT VENTURE*

Belajar dari pengalaman masa lalu beberapa negara yang telah melakukan praktek *joint venture* dalam membangun kilangnya. Berikut akan dijabarkan tiga contoh *joint venture* pembangunan kilang,

dimana satu diantaranya sampai saat ini masih berjalan dengan baik. Pembahasan secara spesifik nantinya hanya difokuskan pada 1). Deer Park Refinery, 2). WEPEC dan 3). Honam Oil Refinery yang dianggap mampu memberikan gambaran dalam pembelajaran *joint venture* pembangunan kilang yang telah berlangsung.

GAMBAR 3. Contoh beberapa jenis *joint venture* pengembangan kilang

Refinery	Partners	Year	Location	Crude supply right	Marketing right
1 Deer Park refinery	- Shell (50%) - Pemex (50%)	1993	USA	✓	✓
2 WEPEC	- Total (22.4%) - Dailan (15.5%) - Petrochina (28.5%) - Sinochem (33.6%)	1991	China		
3 Honam Oil Refinery	- LG (50%) - Caltex (50%)	1967	South Korea		
4 Nghi Son Refinery	- Petrovietnam (25.1%) - Idemitsu (35.1%) - Kuwait Petroleum (35.1%) - Mistui Chemical (4.7%)	2013	Vietnam	✓	
5 RAPID Project	- Aramco (50%) - Petronas (50%)	2017	Malaysia	✓	

1. Deer Park Refinery Limited Partnership dibangun tahun 1993 di Meksiko, adalah *joint venture* antara Shell Oil Company (50%) dan Pemex – Petroleos Mexicanos (50%)
2. WEPEC dibangun tahun 1991 di China, adalah *joint venture* antara Total (22,4%), Dailan (15,5%), Petrochina (28,5%) dan Sinochem (33,6%).
3. Honam Oil Refinery dibangun tahun 1967 di Korea Selatan, adalah *joint venture* antara LG (50%) dan Caltex (50%).
4. Nghi Son Refinery dibangun tahun 2013 di Vietnam, adalah *joint venture* antara Petrovietnam (25,1%), Idemitsu (35,1%), Kuwait Petroleum (35,1%) dan Mitsui Chemical (4,7%)
5. RAPID Project dibangun tahun 2017 di Malaysia, adalah *joint venture* antara Aramco (50%) dan Patronas (50%).

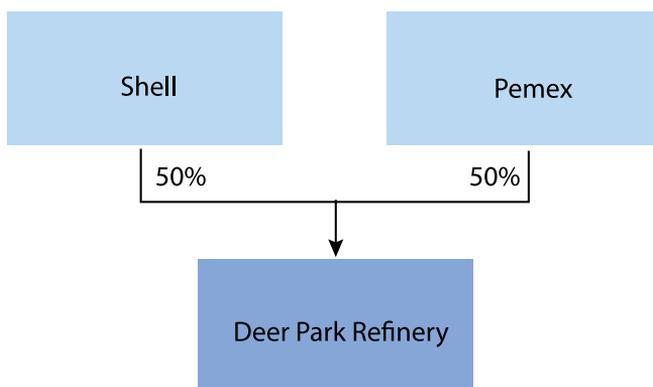
I. Deer Park Refinery
=> Risk - Sharing Joint
Venture

Deer Park Refining Limited Partnership adalah *joint venture* antara Shell Deer Park Refining Company, anak perusahaan Shell Oil Company (50%) dan PMI Norteamerica, S.A.

de C.V, anak perusahaan Petroleos Mexicanos, Pemex (50%) di tahun 1993. Pembangunan yang dilakukan adalah *up grading* kilang guna meningkatkan kapasitas dan fleksibilitas kilang, sekaligus menjadi jalan memasarkan produk yang lebih bervariasi di

pasar Amerika Utara. Pada *terms of agreement*, Shell menjadi *off take* / pembeli atas minyak mentah Mayan (*heavy crude*) selama 30 tahun (*crude supply rights*) sebesar kurang lebih 150 kbd dan meningkat menjadi 200 kbd mulai tahun 2001.

GAMBAR 4.
Skema joint venture Deer Park Refining Limited Partnership



Di sisi marketing, Shell menjual produk gasoline (*unleaded gasoline*) kepada Pemex dalam jangka panjang, yang dikenal dengan istilah *marketing rights*. Dengan *marketing rights* ini, Pemex membeli gasoline untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Pemex mendapatkan beberapa keuntungan dengan *joint venture* tersebut, yaitu: (1). Solusi bisa mengolah *Mayan heavy crude*, yang merupakan 70% dari total ekspor minyak mentah Mexico. (2). Jaminan ketersediaan gasoline dengan struktur biaya yang efisien (*cost effective supplier of gasoline*). (3). ROI yang tinggi tanpa mempengaruhi rencana investasi di kilang Mexico lainnya.

Catatan pentingnya, perusahaan Shell berhasil memastikan nilai ROI dari investasi sebesar \$1 milyar dalam 5 tahun melalui penambahan kapasitas (*up grading and adding new unit*) dan modernisasi kilang, dapat terealisasi melalui kegiatan operasional dan manajemen kilang secara profesional. Selain itu, Deer Park Refinery sekarang menjadi kilang terbesar ke-6 di Amerika, dan salah satu kilang integrasi dengan petrokimia (*integrated refining/chemical complex*) terbesar yang dimiliki Shell.

Kita dapat belajar banyak dari pola kerjasama pembangunan kilang *joint venture* antara Shell dan Pemex terkait *crude processing deal* yang saling menguntungkan. Shell berhasil membangun kilang di Mexico untuk memproses *crude* dari Pemex dan kembali menjualkan produk kilangnya ke Pemex. Hal tersebut berhasil menurunkan biaya impor dan menjamin ketersediaan gasoline yang dibutuhkan di Mexico.

II. WEPEC => Operational Joint Venture

Skema bisnis West Pacific Petrochem Corp. (WEPEC) dalam membangun kilangnya adalah *joint venture* dengan *multi partner*. Kepemilikan modalnya terdiri dari Sinochem (33,6%), Petrochina (28,5%),

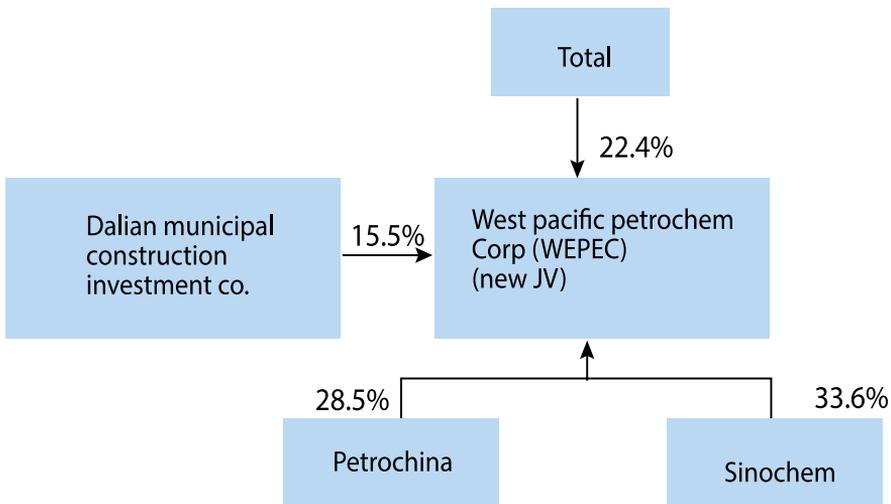
Total (22,4%), dan Dalian Municipal Construction Investment Co. (15,5%). WEPEC mulai beroperasi pada tahun 1996.

WEPEC merupakan investasi asing pertama di bisnis kilang Tiongkok. Pembangunan WEPEC semata mata dimaksudkan untuk menghasilkan produk

yang diekspor. Dalam perjanjian kerja sama, dinyatakan pembagian peran dan tanggung jawab sebagai berikut : Petrocina sebagai operator dan mengelola kilang, dan Total menyediakan teknologi, keahlian mengoperasikan kilang dan pemahaman pasar ekspor.

GAMBAR 5.

Skema joint venture West Pacific Petrochem Corp. (WEPEC)



Persoalan yang timbul dengan adanya pembangunan kilang perintis di Tiongkok dengan menggunakan *joint venture*, adalah adanya perbedaan budaya organisasi dan bagaimana menjembatani perbedaan tersebut. Selain itu, lokasi kilang yang berada di area terpencil, membuat pekerja Total kesulitan untuk berpartisipasi pada kegiatan operasional dan memonitor *governance*-nya. Partner lokal memiliki kontrol yang cukup dominan melalui akses dan hubungan baik dengan pemerintah pusat maupun daerah. Pada perkembangannya, Total tidak memiliki akses yang sama, sehingga terjadi ketidaksetaraan informasi dalam penyampaian pendapatnya ke pemerintah.

Selama periode berjalan, sebagian besar ekspor minyak WEPEC mengalami kerugian, akibat tingginya pajak (*heavy taxed levied*). Untuk mengurangi kerugian tersebut, terobosan yang dilakukan Total adalah mencoba masuk ke pasar dalam negeri Tiongkok, namun tidak mendapatkan akses. Pada akhirnya, Total memutuskan keluar dari *joint venture* di tahun 2014 karena ketiadaan akses ke pasar dalam negeri Tiongkok dan terjadinya *refinery loss* dari kegiatan operasional kilang selama beberapa tahun. Pada saat yang sama, WEPEC membutuhkan suntikan dana investasi untuk peremajaan kilang, guna menghasilkan produk yang lebih ramah lingkungan. Hal ini semakin memberatkan Total sebagai *partner*.

Pembelajaran dari WEPEC, dimana partner internasionalnya memutuskan untuk keluar dari *joint venture* akibat ketiadaan kontrol operasi dan akses ke pasar dalam negeri Tiongkok. Pada saat kondisi kilang terus merugi akibat tingginya *losses*, dimana ekspektasi Total tidak tercapai, hal ini juga berpotensi mengganggu hubungan kerja sama bisnis internasional lainnya.

III. Honam Oil Refinery Co Ltd => Capability-Sharing Joint Venture

Pembahasan terakhir adalah tentang Honam Oil Refinery Co. Ltd ketika membangun kilang di Korea Selatan. Honam Oil Refinery Co. Ltd. dibangun pada tahun 1967 di Korea Selatan, melalui *joint venture* antara LG (50%) dan Caltex (50%). Caltex

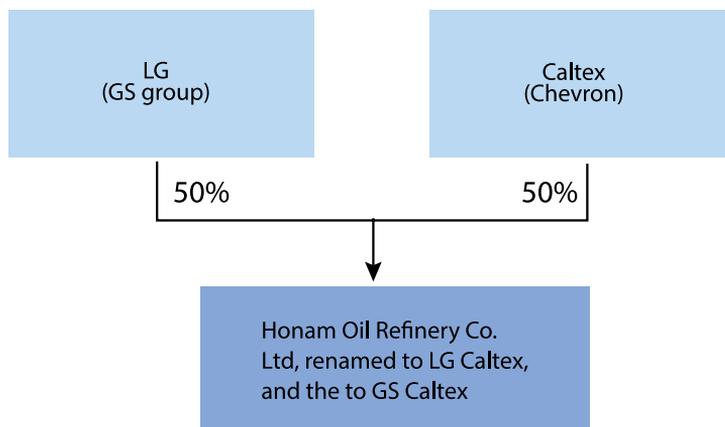
bermaksud masuk pasar Korea, yang ketika itu (di tahun 1968) adalah negara *emerging market* dengan tingkat pertumbuhan ekonomi yang tinggi. Agar dapat memenuhi kebutuhan produk kilang dalam negeri korea selatan sendiri, maka *joint venture* dibuat untuk membangun kilang swasta pertama di Korea Selatan dan saat ini menjadi perusahaan kilang terbesar kedua di Korea.

Kerja sama saling menguntungkan antara perusahaan GS-Caltex berawal dari membangun perusahaan kilang (*oil refiner*) di Korea Selatan. Perusahaan tersebut berganti nama dari LG – Caltex Oil Corporation menjadi GS - Caltex Corporation pada 27 Januari 2006. Perusahaan ini secara bersama dimiliki oleh Chevron dan GS Group.

Chevron berkomitmen menyediakan 50% dari total kebutuhan minyak mentah kilang, menjalankan manajemen operasional kilang dan mendanai kredit *supplier*. *Supplier credit* yang dimaksud adalah dukungan pendanaan dari Chevron sebagai penjual kepada GS – Caltex (JV) sebagai pembeli, dimana komoditas yang diperjualbelikan adalah *crude* Chevron. Di sisi lainnya, 50% kekurangan dari total kebutuhan kilang dipenuhi oleh GS – Caltex (JV).

GS group menjalin hubungan baik dengan pemerintah setempat, menyediakan pengetahuan dan kemampuan mengoperasikan kilang di Korea Selatan, serta mendorong pertumbuhan di kawasan Asia yang lebih luas melalui hubungan dengan Tiongkok.

GAMBAR 6.
Skema joint venture Honam Oil Refinery Co. Ltd



Bisnis inti GS - Caltex antara lain : penyediaan bahan bakar kendaraan, petrokimia, pelumas, melakukan ekspor lebih dari 50% produk kilangnya ke lebih dari 20 negara, termasuk Australia, Singapura, Philipina, Hong Kong, New Zealand dan Tiongkok. GS - Caltex menyediakan lebih dari 30% dari total kebutuhan minyak Korea Selatan melalui jaringan 2.500 stasiun pengisian bahan bakar dan 400 stasiun pengisian LPG dengan merek GS - Caltex . Di tahun 2016, GS Caltex membukukan laba \$23 billion dengan kapasitas pemrosesan sebesar

790.000 b/d minyak mentah dan 95.000 b/d naphtha.

Sejak tahun 2004, melalui *joint venture* di Honam Oil Refinery Co. Ltd, GS-Caltex telah menginvestasikan sebesar \$4.6 milyar untuk membangun *heavy oil up grading facilities*. Sebagai salah satu perusahaan kilang terbesar di Asia, GS - Caltex memiliki fasilitas pengolahan minyak mentah dengan kapasitas 775.000 b/d dan desulfurisasi 272.000 b/d kerosene dan diesel di fasilitas *Kero-Diesel Hydrodesulfurization*. Pada tahun 1988 GS Caltex membangun *polypropylene plant* dan masuk ke bisnis *aromatic*

di tahun 1990. Saat ini GS Caltex memproduksi produk petrokimia dasar. Pada tahun 2007, GS - Caltex membangun base oil production dengan kapasitas 16.000 bpsd, dimana kapasitasnya meningkat menjadi 26.000 bpsd pada tahun 2011. GS Caltex mengekspor 70% dari produksi *base oil*-nya .

Pembelajaran utama dari pendirian kilang minyak di Korea Selatan melalui *joint venture* GS - Chevron adalah perusahaan Chevron sebagai partner internasional tertarik berinvestasi dan menjalin kerja sama yang saling menguntungkan sampai saat ini, karena awalnya



seluruh operasi dari kilang berada di bawah kendali Chevron, kemudian di tahun 1986, JVA direvisi, menjadi *management independen* oleh Korea. Selain itu, dalam pembagian tugas, GS sebagai perusahaan nasional Korea menjembatani hubungan baik dengan pemerintah setempat dan membangun jaringan pasar dalam dan luar negeri.

Sebagai uraian penutup, saat ini Indonesia masih membutuhkan empat sampai lima kilang baru guna mewujudkan ketahanan energi nasional. Enam kilang yang beroperasi saat ini belum dapat memenuhi kebutuhan energi dalam negeri.

Kabar baiknya, Indonesia berencana membangun satu kilang di Kalimantan Timur. PT Pertamina (Persero) bersama mitra perusahaan asal Oman yaitu Overseas Oil and Gas LLC (OOG) dan perusahaan asal Jepang yaitu Cosmo Oil International Pte Ltd (COI) bekerja sama menggarap *Grass Root Refinery* (GRR) Bontang. Kerja sama pembangunan kilang tersebut adalah *joint venture* yang bentuknya masih dalam pembahasan lebih lanjut. Kilang Bontang akan memiliki kapasitas 300.000 barel per hari (bph) dengan nilai investasinya mencapai US\$ 10 miliar atau setara Rp 130 triliun.

Pembangunan kilang Bontang sepenuhnya didanai oleh mitra bisnis. Suplai minyak mentah sebagian akan didatangkan dari Oman. Pada *joint venture* itu, Pertamina akan mendapatkan kepemilikan saham sebesar 10%. Dalam keikutsertaannya, Pertamina mendapatkan kesempatan untuk memasok minyak mentah sampai dengan 20% dan bersedia bekerja sama dalam *joint marketing*.

Semoga berita baik ini menjadi langkah awal Indonesia untuk percepatan pembangunan kilang-kilang berikutnya agar segera mewujudkan ketahanan energi nasional. ■

REFERENSI :

- The Economics of Petroleum Refining, Understanding the business of processing crude oil into fuels and other value added products, Canadian Fuel Association, Desember 2013
- Future Challenges and Needs of the Refining Industry, MERTC, 23th – 24th January 2017, Manama, Kingdom of Bahrain, Dr. Dawood Nassif, Board Director, BAPCO
- Future of Refining & Strategies Ahead, Global Refining & Petrochemicals Congress, 25th – 26th May 2017, BEC, Mumbai, India, Debasish Bera, PWC,
- Joint Ventures for Oil and Gas Megaprojects, E&Y, Investment Expectations & Decision Making in the Petroleum Refining Industry, John Marano, JMEC for DOE/EIA
- <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32912>
- <https://www.ogj.com/articles/print/volume-90/issue-35/in-this-issue/gas-processing/pemex-to-acquire-interest-in-shell-texas-refinery.html>
- <https://www.ogj.com/articles/print/volume-91/issue-29/in-this-issue/gas-processing/big-upgrade-starts-at-shell39s-deer-park-refinery.html>
- <https://www.shell.us/about-us/projects-and-locations/deer-park-manufacturing-site/about-shell-deer-park.html>
- <https://uk.reuters.com/article/petrochina-refinery/update-1-total-in-talks-with-petrochina-to-sell-china-refinery-stake-idUKL4N0PD1O920140702>
- <http://abarrelfull.wikidot.com/west-pacific-petrochemical>
- http://www.gscaltex.com/eng/company/profile/m_history_2.aspx
- <https://www.chevron.com/stories/gs-caltex-refinery-marks-50-year-milestone>
- <http://id.beritasatu.com/energy/indonesia-impor-gas-mulai-2020/162619>

SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN PABRIK METANOL DARI CO₂: STUDI KASUS DI EROPA

EDUARDUS BUDI NURSANTO, PH.D
Dosen Program Studi Teknik Kimia, Universitas Pertamina

CO₂ gas is the main component in greenhouse gases. One of the solutions for mitigation amount of CO₂ in atmosphere is CO₂ utilization for the feedstock of carbon fuel or valuable chemicals. One of the proven technology for CO₂ utilization to carbon fuel or valuable chemicals is CO₂ conversion to methanol. Methanol can be used for fuel, mixed with gasoline and feedstock for several valuable chemicals. The CO₂ to methanol plant had been established and still operate in Iceland, this plant is using electrolysis technology (powered from geothermal) for producing H₂ and then using thermal process for reacting CO₂ and H₂ become methanol. From the business point of view, CO₂ to methanol plant is feasible if there are low price or free electricity from renewable energy sources, low price and high efficiency of electrolyser, higher methanol price, the CO₂ price is low/free, low transportation/piping and pre-treatment costs of CO₂ and there is subsidiary for every ton of CO₂ that will be used. Indonesia has big potential for generate electricity from geothermal. The geothermal field not only can generate electricity but also supply CO₂ gas, both of those advantage open the possibility for development of CO₂ to methanol plant in Indonesia.

1. PENDAHULUAN

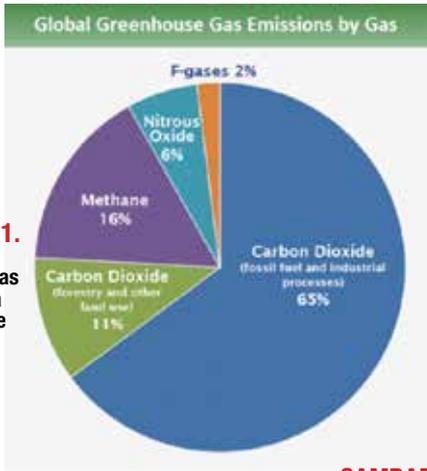
Gas karbon dioksida (CO₂) adalah salah satu komponen utama di dalam gas rumah kaca (*greenhouse gases*, Gambar 1) yang terbentuk dari proses alami dan juga dari aktivitas manusia

(pembakaran atau penggunaan bahan bakar dari fosil). Meskipun gas CO₂ sebagai gas rumah kaca dapat menyebabkan terjadinya fenomena pemanasan global, CO₂ diperlukan dalam proses fotosintesis dan

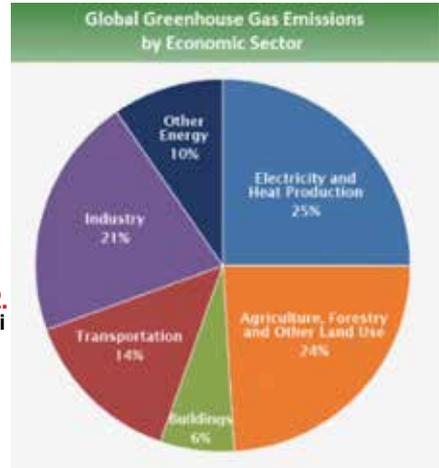
juga untuk beberapa proses industri. Jumlah CO₂ yang dikonsumsi untuk beberapa proses yang terjadi di bumi harus diseimbangkan dengan jumlah CO₂ yang dihasilkan dari proses alami (misal fotosintesis, aktivitas gunung berapi)

dan dari aktivitas manusia (seperti dari pembangkit listrik tenaga bahan bakar fosil, industri dan juga transportasi) dapat menyebabkan terjadinya ketidakseimbangan jumlah CO₂ di bumi.

GAMBAR 1. Komponen penyusun gas rumah kaca (greenhouse gases).



GAMBAR 2. Sumber emisi gas CO₂.



Penggunaan bahan bakar fosil di dalam pembangkitan tenaga listrik, industri dan transportasi menyumbang sekitar 60% dari emisi CO₂ di dalam skala global (Gambar 2). Selain itu, tren dari emisi CO₂ secara global menunjukkan peningkatan dari tahun ke tahun. Untuk mengatasi situasi ini, penangkapan CO₂ (CO₂ capture) dan juga pengolahan menjadi bahan kimia yang mempunyai nilai jual tinggi (*valuable chemicals*) dan bahan bakar berbasis karbon (*carbon fuel*) dengan menggunakan energi terbarukan sangat perlu untuk dikembangkan dan diaplikasikan.

2. PEMANFAATAN CO₂ MENJADI BAHAN KIMIA DAN BAHAN BAKAR BERBASIS KARBON (*CARBON FUEL*)

Saat ini, banyak penelitian yang meneliti tentang proses pemanfaatan CO₂ (*carbon dioxide utilization/CDU*) menjadi bahan kimia yang bernilai jual tinggi (*valuable chemicals*) dan juga bahan bakar yang berbasis karbon (*carbon fuel*). Beberapa contoh pemanfaatan CO₂ adalah konversi CO₂ menjadi metanol, *syn-gas*, *formic acid*, urea, *calcium carbonate*, dan *polyol* untuk *polyurethanes*. Tabel 1 menunjukkan kesiapan teknologi untuk proses-proses tersebut. Dari

beberapa proses tersebut, konversi CO₂ menjadi metanol mempunyai kesiapan teknologi yang tinggi (*technology readiness level/TRL*) dan juga telah komersial.

Metanol digunakan sebagai bahan baku di industri kimia. Produk-produk turunan dari metanol adalah *formaldehyde*, asam asetat, *methyl tertiary-butyl ether* (MTBE), dan *dimethyl ether* (DME). Pengolahan metanol menjadi olefin, yang kemudian dapat diolah menjadi bahan bakar telah dikembangkan dan mendapatkan perhatian lebih dari Tiongkok. Metanol dapat digunakan sebagai campuran di dalam bensin. Turunan metanol

seperti MTBE, DME dan biodiesel dapat digunakan sebagai campuran di

dalam bensin dan diesel. Kebutuhan metanol akan meningkat apabila

penggunaan metanol dan turunannya untuk bahan bakar juga meningkat.

TABEL 1.
Perkembangan proses CDU

Produk CDU	TRL proses CDU	Skala produksi untuk pabrik CDU	Skala produksi secara global
Metanol	6-7	400 kt/tahun	61 Mt/tahun
<i>Formic acid</i>	3-5	10 kt/tahun	0,62 Mt/tahun
Urea	9	500 kt/tahun	150 Mt/tahun
<i>Calcium carbonate</i>	6-9	80 kt/tahun	14 Mt/tahun
polyol untuk polyurethanes	3-5	120 kt/tahun	8 Mt/tahun

Salah satu turunan metanol adalah *formaldehyde*, 31% produksi metanol di tahun 2012 dan 2013 digunakan untuk produksi *formaldehyde*. Kebutuhan metanol untuk bahan bakar termasuk untuk konversi menjadi MTBE, DME, biodiesel dan campuran bensin menyumbang sekitar 37% dari produksi metanol secara global. Kebutuhan metanol diharapkan akan naik sebesar 5% dan kebutuhan metanol untuk bahan bakar akan naik juga sebesar 6,5%. Saat ini, proses produksi metanol secara konvensional menggunakan gas alam sebagai bahan baku dan juga menggunakan energi dari bahan bakar fosil. Pembuatan metanol dari gas CO₂ dan menggunakan listrik dari energi terbarukan, akan mengurangi jumlah emisi gas CO₂ yang ada di lingkungan.

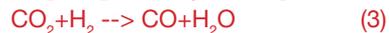
KAJIAN TEKNIS PABRIK CO₂ DARI METANOL

Metanol biasanya diproduksi dari proses katalisis bertekanan tinggi dari synthesis gas (syngas: H₂, CO dan CO₂). Syngas diproduksi melalui proses *steam reforming* dari hidrokarbon rantai pendek seperti gas alam atau dari light naphta. Untuk pabrik di Eropa yang menggunakan gas alam dengan skala produksi 450 kt metanol/tahun, proses *steam reforming* memerlukan energi

sekitar 33.4 GJ/t metanol dari gas alam. Emisi gas CO₂ yang dihasilkan berkisar 0,5 – 1,4 tCO₂/t metanol. Reaksi (1) menunjukkan reaksi pembuatan metanol dari syngas.



Sintesis metanol dari proses CDU telah diaplikasikan di 2 pabrik. Satu pabrik telah beroperasi di Jepang sedangkan satu pabrik beroperasi di Islandia. Semua pabrik tersebut menggunakan sumber energi terbarukan untuk menghasilkan H₂. Reaksi sintesis metanol di 2 pabrik tersebut dituliskan di persamaan (2) dan (3).



Skema pembuatan metanol dengan menggunakan CO₂ dijelaskan di Gambar 3. Gambar 3 menunjukkan bahwa H₂ dihasilkan dengan proses elektrolisis. Produksi H₂ dengan proses elektrolisis akan membuat proses produksi ini tidak menghasilkan CO₂ sama sekali, dibandingkan dengan proses *steam reforming* gas alam untuk menghasilkan H₂. Di gambar 3 juga dijelaskan bahwa perlu ada

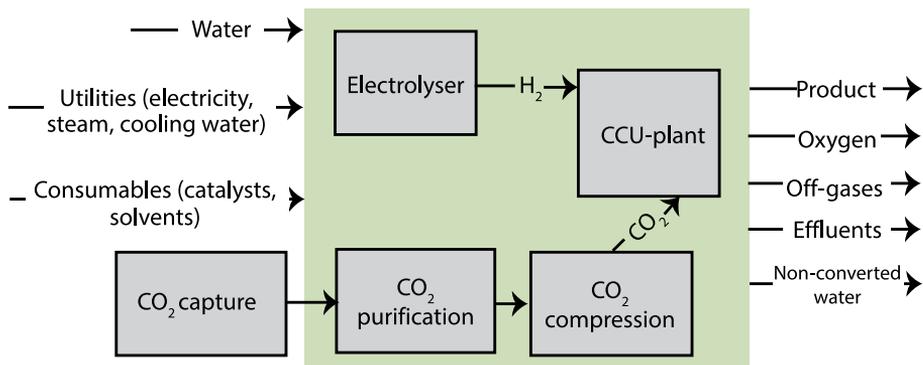
pre-treatment untuk gas sebelum masuk ke unit CCU (*Carbon Capture and Utilization*). Di unit CCU, CO₂ akan direaksikan dengan H₂ untuk menghasilkan metanol.

Di Jepang, sejak tahun 2008 Mitsui Chemicals Inc telah mengoperasikan

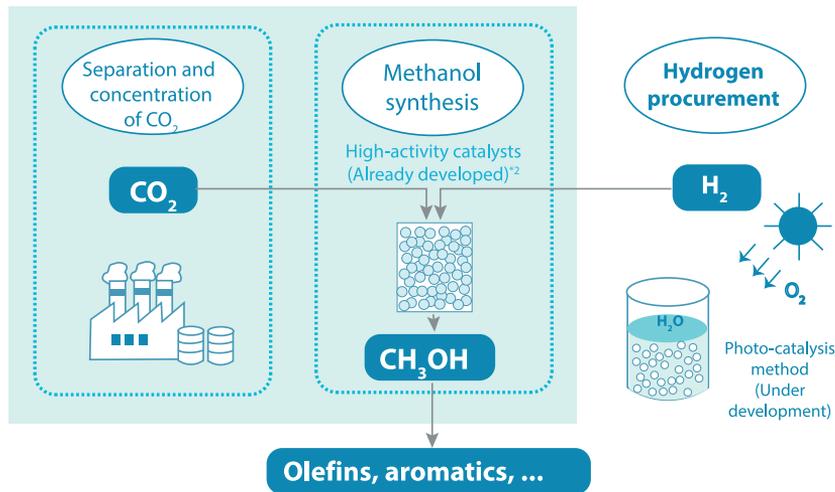
pilot plant untuk produksi metanol yang menggunakan proses *photolysis* untuk menghasilkan H₂, kemudian dilanjutkan dengan thermal process untuk mereaksikan H₂ dengan CO₂. Kapasitas produksi metanol dari pilot plant ini adalah 100 t/ tahun. Proses *photolysis*

di sini adalah dengan menggunakan photo-katalis untuk menghasilkan H₂ dari air. Skema proses ini digambarkan di Gambar 4. Sampai saat ini belum ada perkembangan terbaru mengenai pilot plant dari Mitsui Chemicals Inc.

GAMBAR 3. Skema proses produksi metanol dengan menggunakan CO₂.



GAMBAR 4. Skema produksi metanol di Mitsui Chemicals Inc pilot plant.



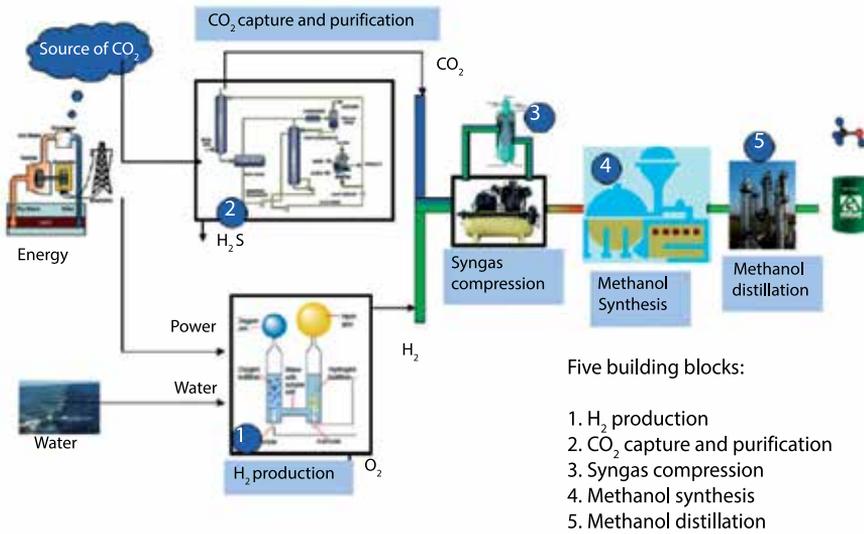
Untuk pabrik yang beroperasi di Islandia, pabrik ini dioperasikan oleh Carbon Recycling International Inc dan sudah beroperasi dari tahun 2012 sampai saat ini. Pada tahun 2015, pabrik ini meningkatkan kapasitas produksinya dari sekitar 1300 kt/tahun menjadi sekitar 5000 kt/tahun. Skema produksi di pabrik ini digambarkan di Gambar 5. Sumber dari CO₂ di pabrik ini berasal dari CO₂ di lapangan *geothermal*.

Untuk pengembangan selanjutnya, Carbon Recycling International Inc merencanakan akan menggunakan CO₂ dari emisi pabrik baja. CO₂ akan dimurnikan terlebih dahulu dan kemudian diatur tekanan dan suhunya sebelum masuk

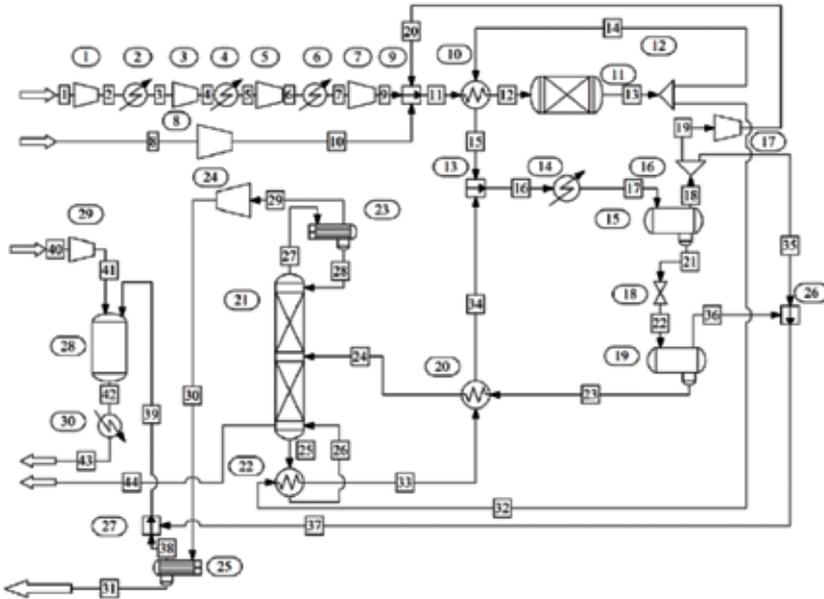
ke unit sintesis metanol. H₂ dihasilkan dari proses elektrolisis dengan menggunakan listrik yang berasal dari pembangkit listrik tenaga panas bumi. H₂ juga akan diatur tekanan dan suhunya sebelum masuk ke unit sintesis metanol. Sesudah H₂ dan

CO₂ direaksikan di unit sintesis metanol, metanol akan dimurnikan terlebih dahulu di unit distilasi untuk mendapatkan kemurnian yang diinginkan, sehingga didapatkan metanol dengan kemurnian tinggi, yang nantinya dapat digunakan sebagai campuran bensin.

GAMBAR 5. Skema produksi metanol dari CO₂ di pabrik milik Carbon Recycling International Inc.



GAMBAR 6. Simulasi pabrik metanol dari CO₂ dengan menggunakan *software* CHEMCAD



Saat ini Carbon Recycling International Inc belum membuka laporan tahunan yang menunjukkan laporan keuangan pabrik metanol tersebut. Untuk keperluan analisis bisnis pabrik metanol dari CO₂, akan digunakan data simulasi dari salah satu kasus studi. Di dalam kasus studi tersebut, simulasi pabrik metanol dari CO₂ akan menggunakan *software* CHEMCAD dengan kapasitas 450 kt/tahun (Gambar 6). Di Gambar 6, arus 1 menunjukkan *feed* dari CO₂, sedangkan arus 8 menunjukkan *feed* dari H₂ yang berasal dari proses elektrolisis.

KAJIAN BISNIS PABRIK CO₂ DARI METANOL

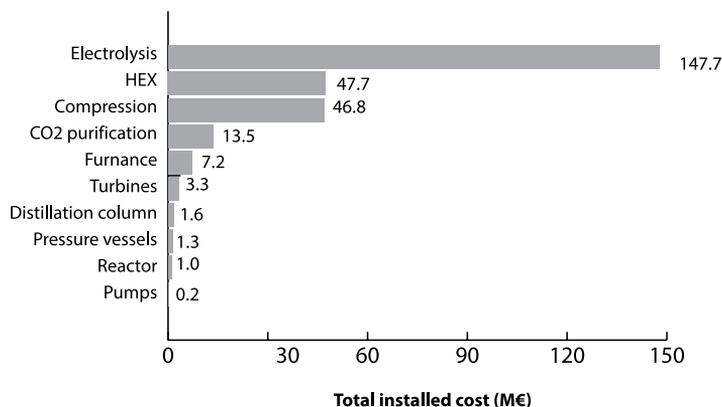
Harga metanol di Eropa berkisar antara 350 – 380 €/t. Dari hasil simulasi pabrik metanol dari CO dengan kapasitas 450 kt/tahun dengan menggunakan *software* CHEMCAD di Gambar 6, konversi H₂ di reaktor metanol sekitar 17%, dengan konversi di keseluruhan proses mencapai 100% (termasuk arus *recycle*, dll). Konversi CO₂ sekitar 22% di reaktor metanol, dengan konversi di keseluruhan proses mencapai 94% (termasuk arus *recycle*, dll).

Total installed cost/ inside battery limit

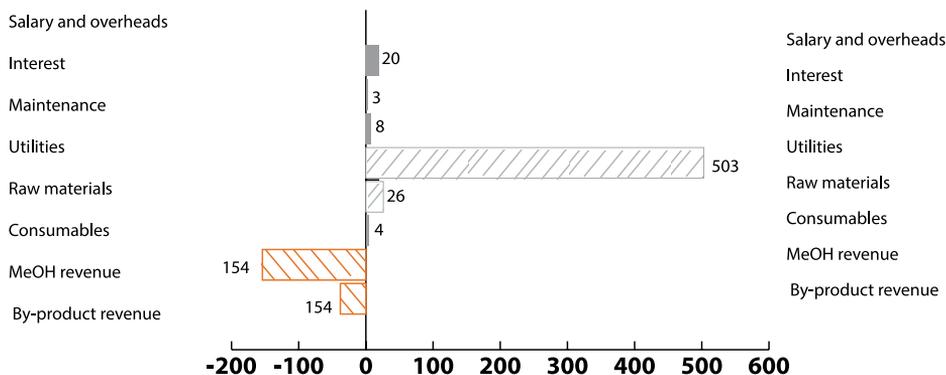
investment (ISBL) untuk pabrik metanol yang ditunjukkan sebesar 270 juta Euro. Investasi untuk alat elektrolisis mengambil porsi sebesar 55% dari ISBL. Gambar 7 menunjukkan penjabaran dari ISBL.

Gambar 8 menunjukkan penjabaran dari *operating cost* pabrik metanol dari CO₂. Salah satu komponen terbesar di *operating cost* adalah listrik untuk biaya utilitas. Dari Gambar 7 dan Gambar 8, kita dapat membandingkan *cost* dan juga beban emisi CO₂ untuk pabrik metanol dari CO₂ (CDU) dan pabrik metanol konvensional (menggunakan gas alam sebagai bahan baku).

GAMBAR 7.
Penjabaran total installed cost/ISBL pabrik metanol dari CO₂



GAMBAR 8.
Penjabaran *operating cost* pabrik metanol dari CO₂



Tabel 2 menunjukkan perbandingan antara pabrik metanol dari CO₂ (CDU) dengan pabrik metanol konvensional. Perbedaan cost terbesar adalah CDU memerlukan *operating cost* besar untuk kebutuhan listrik. Di pabrik metanol dari CO₂ (CDU), selain menghasilkan metanol, juga dihasilkan O₂ sebagai

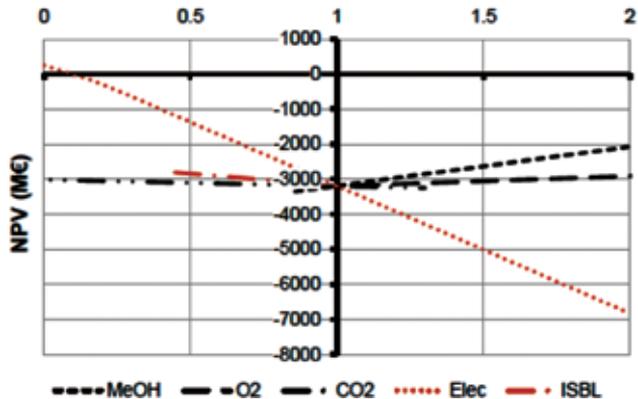
produk samping. Gambar 9 menunjukkan *net present value* (NPV) untuk harga metanol (MeOH), O₂, CO₂, listrik dan juga ISBL. Nilai negatif dari harga CO₂ menunjukkan bahwa pabrik CDU akan dibayar untuk setiap ton CO₂ yang akan diolah. Tabel 3 menunjukkan *breakeven*

prices untuk pabrik metanol dari CO₂ (CDU). Dari Tabel 3, ditunjukkan bahwa pabrik metanol dari CO₂ akan mencapai *breakeven point* apabila harga listrik murah, harga MeOH dan O₂ yang tinggi, dan pabrik CDU akan mendapatkan subsidi untuk setiap ton CO₂ yang diolah.

	CDU plant	Conventional plant
Electricity needs (MWh/tMeOH)	11.954	0.147
Cooling water needs (tH ₂ O/tMeOH)	92.26	90.00
Capital costs (CAPEX) (€/tMeOH/yr)	1 281.77	862.28
Variable costs (€/tMeOH)	1 120.45	364.66
Fixed costs (€/tMeOH)	70.44	43.63
Direct CO ₂ emissions (tCO ₂ /tMeOH)	0.090	0.695
Indirect CO ₂ emissions (tCO ₂ /tMeOH)	0.091	0.073
Inlet CO ₂ (tCO ₂ /tMeOH)	1.460	
Savings natural gas (tNG/yr) (0.6 tNG/tMeOH)	264 702.72	

TABEL 2. Perbandingan antara pabrik MeOH (CDU) dengan pabrik MeOH konvensional

GAMBAR 9. Variasi net present value untuk pabrik MeOH (CDU)



	Breakeven price (€/t)	Reference price (€/t)
MeOH	1 378	350
O ₂	670	54
CO ₂	-665	38
Electricity	9 (€/MWh)	95 (€/MWh)

TABEL 3. Breakeven prices untuk NPV=0 dari pabrik MeOH (CDU)

Dari analisa bisnis di atas, ada beberapa faktor penting yang dapat membuat pabrik MeOH (CDU) memiliki profit. Harga alat elektrolisis dan efisiensi alat elektrolisis; harga listrik yang berasal dari sumber energi terbarukan; subsidi untuk setiap ton CO₂ yang diolah dan juga harga metanol yang tinggi akan membuat pabrik MeOH (CDU) menjadi *profitable*. Pada tahun 2015, pabrik MeOH (CDU) yang dioperasikan oleh Carbon Recycling International Inc meningkatkan kapasitas produksi MeOH. Peningkatan kapasitas produksi MeOH hanya akan dilakukan apabila pabrik MeOH tersebut memiliki profit. Pabrik MeOH milik Carbon Recycling International Inc didirikan di dalam kompleks pembangkit listrik tenaga panas bumi, hal ini akan sangat menekan harga listrik untuk sistem utilitas. CO₂ yang digunakan juga

berasal dari lapangan *geothermal*, yang akan menekan harga *piping/* transportasi CO₂. Faktor lain yang bisa menyebabkan pabrik MeOH milik Carbon Recycling International Inc memiliki profit adalah harga alat elektrolisis yang rendah dan juga efisiensi yang tinggi di alat elektrolisis. Indonesia yang memiliki banyak lapangan *geothermal* seperti di Islandia juga memiliki kesempatan yang besar untuk mengembangkan teknologi pembuatan metanol dari CO₂.

KESIMPULAN

Teknologi pengolahan CO₂ menjadi metanol merupakan salah satu teknologi yang menjanjikan untuk mengurangi emisi CO₂. Teknologi ini sudah diaplikasikan di Islandia dengan skala produksi metanol sebesar 5000 kt/ tahun. Pabrik metanol dari CO₂ ini menggunakan elektrolisis untuk

menghasilkan dari H₂ air dan kemudian mereaksikan CO₂ dan H₂ menjadi metanol. Dari segi bisnis, teknologi ini layak (*feasible*) dan dapat menghasilkan profit (*profitable*) apabila didukung oleh beberapa faktor pendukung seperti: harga listrik dari energi terbarukan yang rendah atau gratis; harga alat elektrolisis yang rendah dan didukung dengan efisiensi alat yang tinggi, harga dan pasar metanol yang tinggi, harga CO₂ yang rendah atau gratis, biaya transportasi dan pemurnian CO₂ yang rendah, dan juga subsidi dari pemerintah untuk tiap CO₂ yang diolah menjadi metanol. Indonesia mempunyai potensi besar untuk memproduksi listrik dari *geothermal*. Lapangan *geothermal* tidak hanya bisa menghasilkan listrik tetapi juga bisa menyuplai CO₂, dua keuntungan ini membuka kesempatan bagi Indonesia untuk mendirikan pabrik metanol dari CO₂ di Indonesia. ■

DAFTAR PUSTAKA

- J.A. Turner, A Realizable Renewable Energy Future, Science, 285 (1999) 687-689.
- A. Goeppert, M. Czau, R.B. May, G.K.S. Prakash, G.A. Olah, S.R. Narayanan, Carbon Dioxide Capture from the Air Using a Polyamine Based Regenerable Solid Adsorbent, J. Am. Chem. Soc., 133 (2011) 20164-20167.
- www.epa.gov.
- M.P. Fortez & E. Tzimas, Techno-economic and environmental evaluation of CO₂ utilization for fuel production, JRC Science for policy report, 2016.
- É. S. Van-Dal and C. Bouallou, "Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation," J. Clean. Prod., vol. 57, pp. 38-45, 2013.
- É. S. Van-Dal and C. Bouallou, "CO₂ abatement through a methanol production process," Chem. Eng. Trans., vol. 29, no. 2006, pp. 463-468, 2012.
- Mitsui Chemicals Inc., "Mitsui Chemicals to establish a pilot facility to study a methanol synthesis process from CO₂," 2008. [Online]. Available: <http://www.mitsuichem.com/release/2008/080825e.htm>.
- M. Aresta, Carbon Dioxide as Chemical Feedstock, Wiley Co.2010.
- E.V. Kondratenko, G. Mul, J. Baltrusaitis, G.O. Larrazabal, J. Perez-Ramirez, Status and perspectives of CO₂ conversion into fuels and chemicals by catalytic, photocatalytic and electrocatalytic
- J. Bøgild Hansen, I. Dybkjær, and C. Friis Pedersen, "SOEC enabled Methanol Synthesis," in 10th European SOFC Forum 2012, 2012, p. A1105.

SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN GEOTHERMAL

JATI PERMANA KURNIAWAN, S.E., M. Eng.
Senior Analyst of Evaluation & Control
Strategic Planning & Business Development
PT Pertamina Geothermal Energy

Indonesia is glorified with remarkable geothermal energy resource, which have the potential to make a significant contribution to the country's prosperity and economic development. The country's total geothermal reserve has been estimated by the National Geological Agency from the Ministry of Energy and Mineral Resource of Indonesia, which believes that it is not less than 29,000 MWe in 2017. Indonesia is ranked second following United States, with a total geothermal installed capacity of around 1,9 gigawatt, or accounted for 13% of the world geothermal power capacity. While home to over a third of the world's geothermal resources, Indonesia exploits only less than 6% of it. Therefore, Indonesian government plans to maximize the utilization of those energy source and become the leader in geothermal energy development, as well as to substitute fossil fuels in fulfilling the country's electricity demand in the future. The government has introduced a blue print to aggressively increase the geothermal installed capacity of around 7,200 MW by 2025. Unfortunately, this blue print has not been clearly specified on how Indonesia is going to reach the target. It did not specify concisely what policies and regulations are required by who, and when would be best to implement it. This article proposes a study on geothermal business characteristics and scheme, as well as the implementation of geothermal joint operation contract, and the electricity market structure in Indonesia.

PENGANTAR

Pada artikel di Pertamina Energy Institute edisi sebelumnya telah dipaparkan mengenai potensi sumberdaya energi Panasbumi di Indonesia sebagai jawaban atas kedaulatan energi nasional,

sejarah pengelolaannya yang telah dimulai sejak era kolonial Belanda, serta posisi Indonesia dan Pertamina di dalam pasar persaingan perusahaan energi Panasbumi dunia. Tulisan kali ini akan mengupas lebih dalam

bisnis kepanasbumian di Indonesia dari sisi **karakteristik bisnis, skema bisnis (termasuk Joint Operation Contract)**, dan kondisi **struktur pasar listrik panasbumi** di Indonesia.

KARAKTERISTIK BISNIS PANASBUMI

Karakteristik bisnis panasbumi di Indonesia dalam artikel ini akan diulas dari sisi kebutuhan investasi, lokasi yang spesifik, serta pemanfaatan lokal.

a. Kebutuhan Investasi

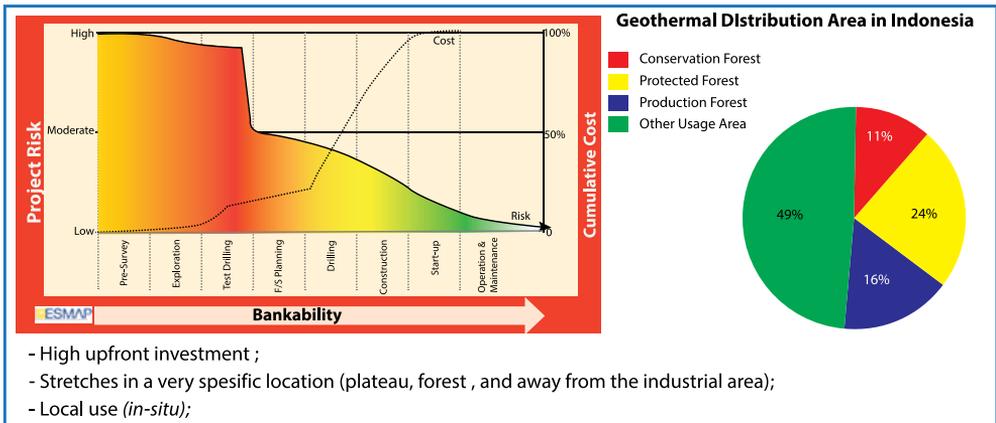
Pengusahaan energi panasbumi dari sektor hulu sampai hilir membutuhkan biaya investasi yang sangat tinggi di awal fase kegiatannya (*initial investment*). Asosiasi Panasbumi Indonesia (API) merilis sebuah studi tentang

kebijakan tarif panasbumi pada tahun 2015. Selain memberikan masukan terkait tarif panasbumi kepada Pemerintah, dalam dokumen tersebut juga disampaikan kajian kebutuhan biaya investasi yaitu sebesar ± USD 4 juta/MW untuk pengembangan pembangkit panasbumi berkapasitas 110 MW, ± USD 4,5 juta/MW untuk 55 MW, ± USD 5,6 juta/MW untuk 20 MW, dan ± USD 7,3 juta/MW untuk 10 MW. Adapun PGE pada tahun 2016 telah menyelesaikan 2 proyek (*total project*) di Lahendong Unit 5&6 (2x20

MW) dan Ulubelu Unit 3&4 (2x55 MW) dengan biaya investasi masing-masing USD 5,7 juta/MW dan USD 3,8 juta/MW.

Sebagai informasi tambahan, dari total biaya investasi yang dibutuhkan, biaya pemboran sumur dan biaya *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning* (EPCC) merupakan dua komponen dominan dalam perusahaan panasbumi. Berdasarkan pengalaman PGE di dua proyek tersebut diatas, lebih dari 90% nilai total investasi dibelanjakan untuk kegiatan pemboran dan EPCC.

GAMBAR 1. Karakteristik Bisnis Panasbumi (Penulis, dari berbagai sumber)



Selain membutuhkan *initial investment* yang tinggi, dari informasi tersebut diatas juga dapat ditarik kesimpulan bahwa *economies of scale* di perusahaan panasbumi berlaku dan berperan signifikan dalam membedakan biaya investasi per MW yang dibangkitkan. Semakin besar kapasitas pembangkit listrik yang akan dipasang (*installed capacity*), maka semakin rendah biaya investasi per MW yang harus dikeluarkan. Namun tentu saja pilihan teknologi pembangkit dan besaran kapasitasnya akan sangat tergantung pada karakteristik sumberdaya panasbumi yang ada di setiap Wilayah Penguasaan Panasbumi (WKP). Hal ini baru akan ditentukan setelah kegiatan eksplorasi selesai dan adanya konfirmasi



cadangan yang dituangkan dalam dokumen *Notice of Resource Confirmation* (NORC).

b. Lokasi yang Spesifik

Karakteristik bisnis panasbumi yang kedua dilihat dari aspek lokasinya yang sangat spesifik di Indonesia, yaitu terletak di dataran tinggi, area hutan, dan jauh dari kawasan industri. Data Kementerian ESDM tahun 2016 menunjukkan bahwa lebih dari 50% sumber panasbumi terletak di kawasan hutan. UU Nomor 5 Tahun 1990 tentang Konservasi Sumber Daya Alam Hayati dan Ekosistem secara tegas menyatakan bahwa kegiatan pertambangan, dimana panasbumi termasuk kedalamnya, tidak bisa dilakukan di kawasan hutan

konservasi.

Baru pada tahun 2014 Pemerintah melakukan terobosan dengan mengamandemen Undang-undang (UU) Panasbumi No.27 tahun 2003 menjadi UU No.21 tahun 2014 dimana salah satu point krusialnya adalah mengeluarkan panasbumi dari kelompok kegiatan pertambangan. Diikuti dengan implementasi Peraturan Pemerintah (PP) Nomor 108 tahun 2015 tentang Pengelolaan Kawasan Suaka Alam dan Kawasan Pelestarian Alam, dan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan (Permen LHK) Nomor P.46/Menlhk/Setjen/Kum.1/5/2016 tentang Pemanfaatan Jasa Lingkungan Panas Bumi pada Kawasan Taman Nasional, maka regulasi

dalam hal pemanfaatan panasbumi di kawasan konservasi menjadi lengkap. Meski demikian, masih tetap dibutuhkan waktu yang cukup lama (1 tahun ref.Tata Waktu Proyek dalam RJPP PGE) serta timbul biaya tambahan (tarif jasa lingkungan) untuk bisa memperoleh ijin melakukan kegiatan panasbumi di kawasan hutan konservasi.

c. Pemanfaatan Lokal

Karakteristik bisnis panasbumi selanjutnya adalah pemanfaatan setempat (*in-situ*). Panasbumi hanya bisa dimanfaatkan di lokasi dimana sumberdayanya berada. Dengan kata lain, energi panasbumi tidak bisa masuk ke dalam komoditi ekspor. Dilihat dari sisi positifnya, yaitu sumberdaya yang

berlimpah di Indonesia, maka energi panas bumi seharusnya bisa menjadi jawaban atas pemenuhan kebutuhan energi nasional. Dengan tidak bisa diekspor (dan energi panas bumi tidak dipengaruhi cuaca), maka *security of supply* listrik domestik dapat terjamin dan tentu saja Indonesia dapat terlepas dari potensi risiko naiknya beban subsidi akibat dari ketidakpastian atau volatilitas harga minyak dunia. US National Renewable Energy Laboratory (NREL) tahun 2013 dalam kajiannya

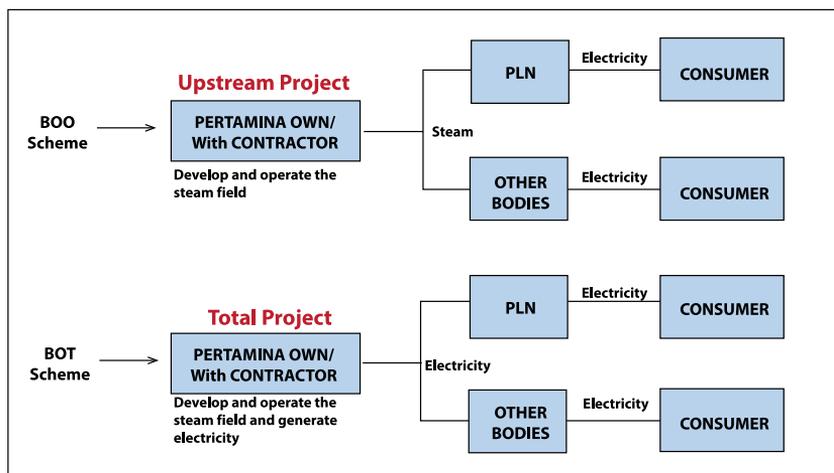
menyimpulkan bahwa pembangkit listrik yang bergantung kepada sumber *fossil fuel* merupakan ancaman terhadap keamanan nasional.

SKEMA BISNIS PANASBUMI

Di dalam skema jual beli energi panas bumi sebagai sumber pembangkit listrik terdapat 2 komoditi produk yang bisa diusahakan, yaitu uap dan listrik. Sejalan dengan produknya, terdapat dua kemungkinan skema bisnis maupun pengembangan panas bumi

yang dapat diterapkan. Pertama skema Build Operate Own (BOO) atau pengembangan lapangan uap dimana penjual mengirimkan uap panas bumi kepada pembangkit listrik milik PLN (atau IPP), dan yang kedua *Build Operate Transfer* (BOT) yaitu pengembangan lapangan uap beserta pembangkit listrik (*total project*) dimana listrik yang dihasilkan dijual ke PLN. Adapun satuan transaksi baik penjualan uap maupun listrik adalah USD *cent* per kWh listrik yang dibangkitkan.

GAMBAR 2.
Skema Bisnis Panasbumi (Suryadi et al., 1995)



Total project pertama kali di WKP PGE dilakukan oleh Chevron di area kontrak Gunung Salak untuk proyek Unit 4 sebesar 65 MW. Chevron Geothermal Salak, Ltd. berhasil menyelesaikan proyek dan resmi mengoperasikan unit tersebut secara komersial pada tahun 1997. Sedangkan *total project* pertama PGE dilakukan di area Kamojang Unit 4 sebesar 60 MW.

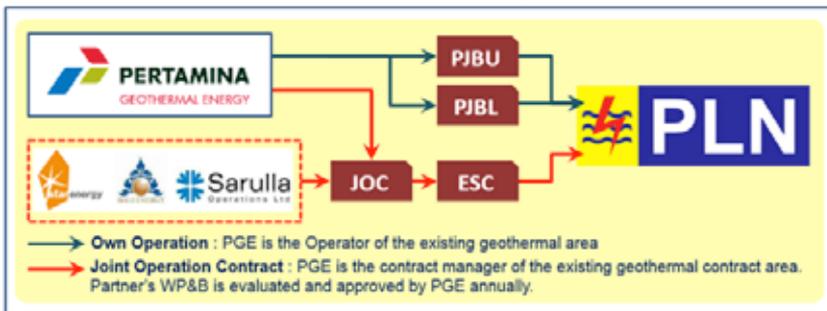
PGE berperan ganda dalam mengelola WKP-nya. Pertama adalah perusahaan sendiri dimana PGE bertindak sebagai operator dan penjual. PGE mengikat kontrak jual beli dengan PLN sebagai pembeli, yang dituangkan dalam Perjanjian Jual Beli Uap (PJBU) dan Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL). Yang

kedua adalah perusahaan *Joint Operation Contract* (JOC) dimana mitra kerja (*partner*) bertindak sebagai operator, sedangkan PGE sebagai *contract manager* JOC sekaligus penjual. PGE bersama-sama *partner* mengikat perjanjian jual beli energi panasbumi dengan PLN yang dituangkan dalam

Energy Sales Contract (ESC). Di dalam skema JOC, peran regulator masih melekat di Pertamina cq PGE karena UU Panasbumi tidak membatalkan JOC yang sudah berjalan/eksisting. Dengan demikian, segala aktivitas program kerja, anggaran dan keputusan bisnis JOC

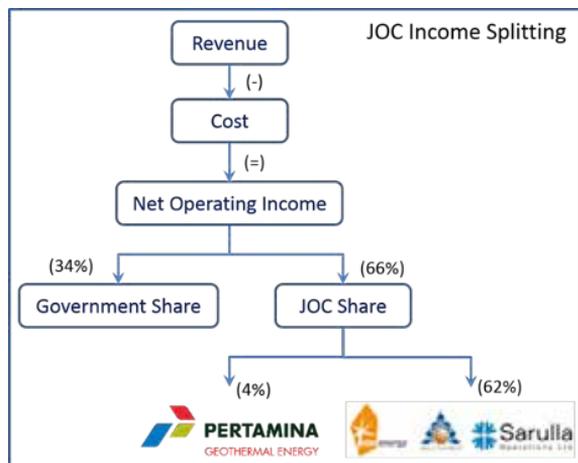
harus dituangkan dalam *Work Program and Budget* (WP&B) yang diusulkan setiap tahun untuk mendapatkan persetujuan dari PGE. Di tahun berjalan, PGE melaksanakan fungsi *monitoring*, pengawasan dan kontrol atas realisasi program kerja dan anggaran tersebut.

GAMBAR 3.
Jenis Kontrak Bisnis Panasbumi (Penulis, dari dokumen JOC)



JOC mengatur pencatatan dan pembagian keuntungan yang berhak diperoleh *partner*. Karena JOC tunduk kepada ‘rezim lama’ (sebelum UU Panasbumi), maka masih berlaku pajak yang bersifat *all inclusive* sebagaimana diatur dalam Peraturan Menteri Keuangan No.766/KMK.04/1992 yaitu sebesar 34% dari *Net Operating Income* (NOI). Pajak *all inclusive* ini merupakan perhitungan bagian Pemerintah dalam JOC, atau biasa disebut Setoran Bagian Pemerintah (SBP). Dari total bagian JOC sebesar 66%, *partner* menyetorkan 4% dari NOI kepada PGE sebagai *management fee*. Besaran *management fee* merupakan hasil negosiasi antara PGE dengan *partner*, dan dari 5 JOC yang ada di WKP PGE, 4 JOC memberikan 4% dari NOI, sedangkan 1 JOC (Darajat) sebesar 2,66% dari NOI.

GAMBAR 4.
Pembagian Net Operating Income pada Skema JOC (Suryadi et al., 1995)



STRUKTUR PASAR LISTRIK PANASBUMI

Aktivitas bisnis penyediaan tenaga listrik di Indonesia diatur dalam Undang-undang No.30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan. UU tersebut menetapkan bahwa BUMN diberikan prioritas dalam usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum. Sedangkan untuk wilayah yang belum mendapatkan pelayanan tenaga listrik, dibuka kesempatan kepada BUMD, swasta, atau koperasi sebagai penyelenggara usaha penyediaan tenaga listrik terintegrasi. Dalam laporan Peluang Investasi Sektor Ketenagalistrikan yang diterbitkan tahun

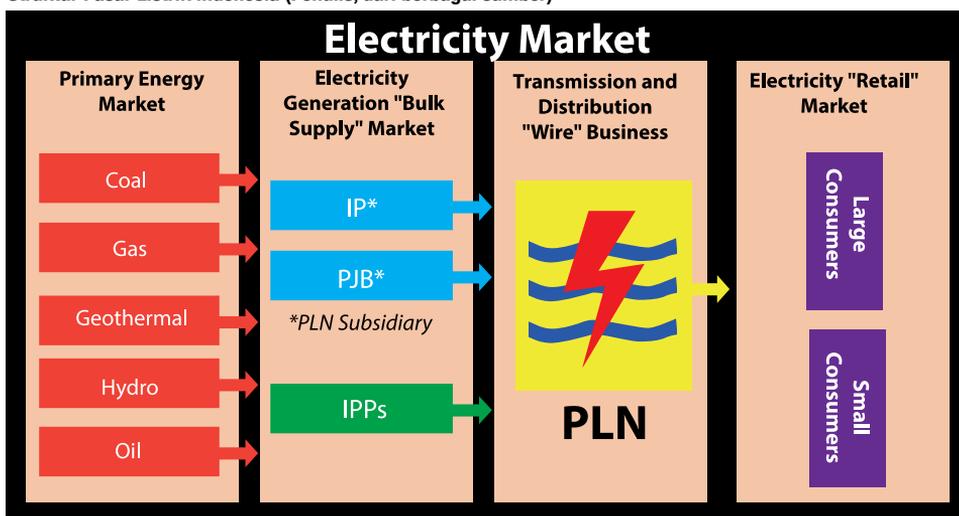
2016 oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan Kementerian ESDM, disampaikan bahwa Pemerintah telah menyediakan kemudahan iklim berinvestasi pada sektor ini, diantaranya dengan pemberian insentif baik fiskal maupun non-fiskal, *tax holiday*, bahkan jaminan atas kewajiban BUMN kepada kreditur. Namun demikian, investor swasta seperti enggan mengambil kesempatan ini. Struktur pasar listrik di Indonesia nyatanya masih bersifat monopsoni, dimana hanya ada 1 pembeli yaitu PLN (*single buyer*), dikarenakan besarnya *barrier to entry* pasar tersebut.

Dalam ilmu ekonomi,

monopsoni termasuk kedalam kegagalan pasar (Block, 2009). Lebih lanjut, Blair (2010) menyatakan bahwa dengan hanya satu pembeli, pihak penjual akan kehilangan daya tawarnya di pasar karena tidak ada pembeli lain yang bersedia membayar harga yang lebih tinggi untuk barang atau jasa yang dijualnya. Dalam konteks bisnis panasbumi, untuk setiap negosiasi tarif di Indonesia, PGE maupun investor akan tetap menjadi *price taker* ketika harus menghadapi PLN selaku monopsonist. Maka, peran dan intervensi Pemerintah dalam memberikan aturan kebijakan tarif yang tepat sangat krusial dan menjadi kunci keberhasilan pengembangan panasbumi di Indonesia.

GAMBAR 5.

Struktur Pasar Listrik Indonesia (Penulis, dari berbagai sumber)



Gambar 5 memperlihatkan keragaman portofolio pembangkitan listrik yang dikelola oleh PLN, baik yang bersumber dari *fossil fuel* maupun energi terbarukan. Saat ini belum ada aturan yang memberikan perlakuan khusus dimana PLN harus memberikan prioritas pada pasokan listrik



Kegiatan pengembangan panasbumi memiliki sifat keunikan tersendiri yang membuatnya berbeda dengan bisnis pada umumnya, sehingga membutuhkan perlakuan khusus dalam hal eksekusi maupun kebijakan pendukungnya.

yang bersumber dari energi ramah lingkungan. Hal ini menyebabkan energi terbarukan dipaksa untuk bersaing secara *head to head* dengan sumber energi *fossil fuel* yang sudah lebih dulu beroperasi. Sayangnya, belum ada mekanisme perhitungan biaya eksternalitas, seperti dampak lingkungan dan kesehatan, untuk masuk kedalam formula harga pembangkitan. Apabila ada, komponen eksternalitas ini akan menaikkan biaya pembangkitan listrik *fossil fuel*, sehingga tidak mustahil harga pembangkitan energi

terbarukan menjadi lebih murah, disamping lebih banyak manfaatnya untuk masyarakat.

PENUTUP

Kegiatan pengembangan panasbumi memiliki sifat keunikan tersendiri yang membuatnya berbeda dengan bisnis pada umumnya, sehingga membutuhkan perlakuan khusus dalam hal eksekusi maupun kebijakan pendukungnya. Sebagaimana pengembangan energi terbarukan di Jerman, Islandia, Denmark, New Zealand, bahkan Filipina, keberhasilan negara-negara tersebut dalam mencapai proporsi dominan energi

terbarukan sebagai sumber listrik domestik tidak terlepas dari perlakuan khusus yang diberikan oleh Pemerintah, antara lain melalui produk kebijakan yang memberikan kenyamanan berinvestasi bagi para pengembang energi terbarukan. Intervensi Pemerintah merupakan hal yang sangat vital untuk mensukseskan perkembangan energi bersih dan ramah lingkungan (Freeman, 2007). Karena merupakan energi yang bersifat premium, pengembangan energi terbarukan harus didukung oleh komitmen yang kuat dari pemangku kepentingan, serta insentif agar pengusahaannya bisa ekonomis sehingga dapat

bersaing dengan sumber energi *fossil fuel* yang saat ini masih mendominasi pembangkit listrik di Indonesia.

Komitmen Pemerintah Indonesia tertuang dalam Kebijakan Energi Nasional melalui Peraturan Pemerintah (PP) No.79 tahun 2014, dimana ditargetkan porsi Energi Baru dan Terbarukan (EBT) sebesar 23% dari bauran energi nasional pada tahun 2025. Selain itu, Presiden Jokowi dalam Konvensi PBB untuk Perubahan Iklim ke-21 di Paris pada tahun 2015 menyampaikan komitmen bahwa Indonesia akan menurunkan emisi sebesar 29% sampai dengan tahun 2030, dimana panasbumi sebagai salah satu kontributor terbesar.

GAMBAR 6. Komitmen Pemerintah dalam Pengembangan Energi Terbarukan



Tulisan saya selanjutnya akan membahas tentang produk kebijakan Pemerintah yang telah berhasil mendorong pengembangan energi terbarukan, khususnya panasbumi, di beberapa negara maju (*developed countries*) dan negara berkembang (*developing countries*). Terdapat 2 kebijakan energi terbarukan yang paling

populer dan sudah teruji di dunia, yaitu *Feed in Tariff (FIT)* dan *Renewable Portfolio Standard (RPS)*. Pemerintah Indonesia sendiri memperkenalkan FIT untuk panasbumi pada tahun 2008 dengan menerbitkan Peraturan Menteri ESDM No.14/2008. Permen tersebut telah diamandemen sebanyak 3 kali, yaitu pada tahun 2011, 2012, dan terakhir

2014 melalui Permen ESDM No.17/2014. Namun demikian aturan terkait tarif tersebut tidak membawa perubahan berarti pada iklim bisnis panasbumi yang terus stagnan. Apa yang menyebabkan FIT ala Pemerintah Indonesia gagal dalam mengakselerasi perkembangan bisnis panasbumi? Saya akan coba menjawab pertanyaan ini pada edisi berikutnya. ■

REFERENSI

- Asosiasi Panasbumi Indonesia. (2015). Kajian Pricing Policy. Lampiran Surat No.487/PP-API/2015.
- Blair, R.D. and J.L. Harrison. Monopsony in Law and Economics. Cambridge: Cambridge University Press, 2010, pp. 1-2.
- Block, Walter dan William Barnett. (2009). Monopsony Theory. *American Review of Political Economy*. Volume 7 (1/2). Pages 67-109.
- Direktorat Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi. (2017). Lampu Hijau Untuk Geothermal di Kawasan Konservasi. Diunduh dari <http://ebtke.esdm.go.id/post/2017/03/16/1592/lampu.hijau.untuk.geothermal.di.kawasan.konservasi>
- Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan. (2016). Peluang Investasi Sektor Ketenagalistrikan 2017-2021.
- Greeners Media Online. (2018). Nafas Baru Pengembangan Panasbumi Indonesia. Diunduh dari <http://www.greeners.co/berita/nafas-baru-pengembangan-panas-bumi-indonesia/>
- Handoko, Tri Bayu, Jati Permana, Bimawan Yosodiningrat, M. Askin Tohari, dan Doddy Satyajid. (2015). History of Joint Operation Contract in Indonesia. *World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia.
- National Renewable Energy Laboratory. (2013). Feasibility Studi of Economics and Performance of Geothermal Power Generation. US Department of Energy. Diunduh dari <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60251.pdf>
- Suryadi, D., S. Sulaiman, M. Boedihardi dan I. Agus. (1995). Joint Operation and Energy Sales of the Indonesia's Geothermal Development Project. *Geothermal Resources Council*, Vol 19.

Inilah wujud **komitmen** kami
untuk **melayani** dengan **sepenuh hati.**



pcc@pertamina.com

Hubungi Contact Pertamina 1 500 000
untuk informasi atau keluhan seputar produk,
pelayanan dan bisnis. Hadir 24 jam setiap hari.

Suara Anda sangat berharga bagi kami.

www.pertamina.com

 **PERTAMINA**
Semangat Terbarukan

HIGH-GRADE FUEL FOR PERFECTION IN PERFORMANCE



OKTAN 98

Pertamax Turbo dengan oktan 98 disesuaikan untuk kendaraan berteknologi supercharger atau turbocharger.



AKSELERASI SEMPURNA

Pembakaran yang sempurna membuat laju kendaraan lebih tinggi.



KECEPATAN MAKSIMAL

Teknologi IBF (Ignition Boost Formula) membuat bahan bakar lebih responsif terhadap proses pembakaran.



DRIVEABILITY

Kendaraan menjadi lebih responsif sehingga laju lebih bermanuver.

