



Berpacu Menuju 23% Energi Terbarukan

FIT sebagai permulaan, namun kunci masa depan energi terbarukan Indonesia adalah kebijakan baru yang mendukung persaingan

Ringkasan

Setelah tiga tahun tanpa pertumbuhan investasi energi terbarukan yang signifikan, sepertinya ada secercah harapan bagi Indonesia. Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), Arifin Tasrif, telah mengumumkan di bulan Januari lalu bahwa pemerintah akan mengganti pembangkit listrik tua berbahan bakar fosil dengan pembangkit energi terbarukan (ET). Daftar pembangkit tua yang dimaksud termasuk 2,246-unit pembangkit listrik diesel (total kapasitas mencapai 1.78 GW), 23 pembangkit batu bara (total kapasitas 5.7 GW), dan 46 pembangkit listrik tenaga gas uap (total kapasitas 5.9 GW). Menteri ESDM menekankan bahwa energi terbarukan tidak dapat ditawar-tawar lagi, dan telah menjadi prioritas nasional.¹

Pemerintah terlihat serius dengan pernyataan tersebut. Kementerian ESDM telah mempersiapkan rancangan peraturan presiden yang dapat membatalkan peraturan kementerian terdahulu demi mempercepat pengembangan energi terbarukan mencapai 23% di 2025. Selain itu, saat ini juga terdapat usaha untuk membuat sebuah Undang-undang Energi Terbarukan (UU ET) yang telah masuk ke dalam program legislative nasional (Prolegnas). UU ini dimaksudkan sebagai payung besar untuk memecahkan masalah-masalah yang terkait peraturan ET.²

Pada Desember 2019, Majalah Tempo membocorkan beberapa poin dari isi rancangan peraturan presiden ini. Dalam artikel tersebut terlihat bahwa Feed-in Tariff (FIT) adalah mekanisme yang dipilih pemerintah untuk mendorong investasi ET di masa mendatang.

IEEFA mengakui, walaupun FIT dapat digunakan untuk memulai beberapa investasi, kebijakan yang didesain dengan cermat dan komprehensif untuk mendukung persaingan bisnis sebenarnya lebih penting. Belajar dari negara-negara berkembang lainnya, penelitian IEEFA menunjukkan bahwa hasil terbaik di tingkat sistem kelistrikan dapat tercapai ketika lelang yang dirancang dengan cermat digunakan untuk memenuhi kebutuhan sistem.

Di dalam kajian ini, IEEFA mencatat setidaknya ada 8 fondasi yang dibutuhkan untuk membangun desain suatu sistem energi terbarukan yang kuat, yaitu:

¹ Press Release by the Indonesian Ministry of Energy and Mineral Resources. 31 January 2020.

² Renewable energy bill set to remove uncertainty in green projects. Jakarta Post. 3 February 2020.

1. **Menemukan harga yang tepat untuk FIT akan selalu menjadi tantangan – harga pasar lebih baik dibandingkan harga yang ditetapkan melalui kebijakan politis.** Hasil studi menunjukkan, negara-negara yang berhasil mengimplementasikan program FIT untuk energi terbarukan, seperti Jerman dan Vietnam, harus menanggung harga listrik yang mahal. Kedua negara tersebut sekarang lebih memilih untuk melakukan lelang terbalik atau *reverse auction* untuk mendapatkan harga pasar yang lebih baik.
2. **Lelang saat ini menjadi cara yang lebih disukai untuk mencapai kapasitas ET skala besar dengan harga yang kompetitif.** Menerapkan FIT untuk energi terbarukan skala kecil tidak akan membuat banyak perbedaan untuk meningkatkan investasi energi terbarukan dalam waktu singkat. Terutama jika Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) Indonesia masih terpaku pada pembangkitan listrik dari hidro skala besar, pumped storage dan geothermal, dan mengabaikan efek transformasional yang dapat dibawa oleh teknologi surya dan angin yang semakin murah ke dalam sistem.
3. **Lelang yang transparan dan didesain dengan cermat bisa men-*de-risk* usaha penambahan kapasitas melalui *price discovery*.** Banyak negara berkembang di seluruh dunia yang telah berhasil melakukan lelang yang menghasilkan penambahan kapasitas pembangkit ET secara cepat sekaligus menemukan harga terendah. Mereka berhasil mencapai hal ini dengan melakukan *de-risking* terhadap proses pengadaan lelang dengan menjamin transparansi, menyusun proses bidding yang dapat dipahami dengan baik, serta mempersiapkan dokumen bidding tersebut sebaik-baiknya.
4. ***The devil is in the details* – Desain lelang harus memperhatikan kondisi setempat.** Setiap negara memiliki cara yang berbeda-beda untuk men-*de-risk* lelang mereka tergantung pada kemampuan setiap negara untuk menyerap risiko. Apapun cara yang dipilih, pasarlah (dalam hal ini para *bidder*) yang akan menentukan hasil melalui harga penawaran mereka.
5. **Yang menentukan keberhasilan Indonesia dalam proses pengadaan ini – komitmen *off-take* dan proses perizinan.** Risiko *curtailment* serta komitmen PLN untuk membeli listrik (*off-take commitment*) adalah kunci untuk mendapatkan penetrasi ET yang lebih tinggi. Pentingnya investasi di sistem jaringan tidak boleh dianggap remeh.
6. **Lelang atau FIT? Bankir Indonesia tidak peduli.** Yang mereka pedulikan adalah kelayakan teknis dari proyek tersebut, *credit-worthiness* sponsor proyek, risiko *curtailment*, dan risiko-risiko komersial lainnya yang tidak dapat diserap oleh para pengembang proyek.
7. **Keseluruhan biaya *cost of capital* merupakan penentu utama dalam penetapan harga listrik dari energi terbarukan di negara-negara berkembang.** Daripada fokus pada penyediaan subsidi untuk menutupi biaya tambahan yang muncul dari program FIT ini, mungkin lebih baik bagi pemerintah untuk mulai mencari cara agar dapat mengurangi *cost of capital*,

misalnya dengan cara menurunkan suku bunga bank bagi proyek-proyek energi terbarukan.

8. **Mendukung pengembang kecil dan menengah melalui program yang disesuaikan, bukan dengan perlakuan khusus.** Pemain kecil dan menengah akan mendapat lebih banyak keuntungan dari program-program yang disesuaikan dengan kebutuhan mereka untuk mengurangi biaya pengembangan proyek. Dukungan di sisi hulu (di fase pengembangan) lebih disukai oleh Kementerian Keuangan Indonesia dibandingkan jika harus memberikan dukungan di sisi hilir (subsidi).

Jika Indonesia serius atas rencananya untuk mendorong ET, maka pemerintah perlu fokus pada tujuan jangka panjang yaitu menciptakan persaingan yang sehat untuk mencapai biaya penyediaan listrik yang kompetitif, bukan hanya pada kemenangan sesaat (*quick wins*). Langkah menuju FIT merupakan awal yang bagus dan sangat dihargai, namun transisi yang cepat menuju *reverse auction* yang kompetitif dan transparan adalah pendekatan terbaik untuk memajukan ET di Indonesia. Kementerian ESDM Bersama dengan PLN dan Kementerian BUMN serta seluruh entitas pemerintah lainnya harus lebih fokus pada pekerjaan penting yaitu merancang kebijakan yang komprehensif – untuk menciptakan sistem jaringan yang lebih kuat dan mengejar kapasitas ET skala industrial yang baru.

Penting untuk dicatat, bahwa jika mekanisme FIT dipilih untuk saat ini, maka FIT tersebut harus didesain agar *technology specific, volume capped* dengan periode implementasi yang dibatasi, *staged-down* atau *step-down*, dan pengembang harus melalui proses pra-kualifikasi yang ketat. Penting juga untuk memiliki statement yang jelas di dalam peraturan tersebut yang menyatakan tanggal kedaluwarsa program FIT dan fase transisi menuju *reverse auction* yang transparan dan kompetitif – untuk mempersiapkan para investor dan pemain di industri ini agar siap bersaing.

Terlepas dari mekanisme pengadaan – FIT ataupun lelang – pemerintah perlu memastikan bahwa perjanjian jual beli listrik (PJBL) dengan PLN bisa dibiayai oleh bank (*bankable*). Hal ini dapat dilakukan dengan memastikan bahwa alokasi risiko yang terdapat di dalam PJBL terbagi dengan adil, tarif pembelian dilakukan dalam USD dan terindeksasi pada tingkat inflasi, dan PJBL terstandarisasi. Untuk membatasi risiko *curtailment, priority dispatch* untuk energi terbarukan perlu diterapkan pada PLN, dengan beberapa koridor yang telah ditentukan sebelumnya.

Table of Contents

Ringkasan.....	1
Latar Belakang	6
Situasi saat ini—Dipenuhi oleh Bahan Bakar Fosil, Mengabaikan Energi Terbarukan.....	6
FIT Sebagai Langkah Awal—Sebuah Program Transisi Insentif untuk Proyek Skala Kecil.....	9
Fondasi untuk Desain Sistem Energi Terbarukan—Pelajaran dari Perilaku Pasar.....	10
Solusi untuk mendapatkan “Tariff yang Tepat” – Kenapa Harga Pasar Lebih Baik dari Harga yang Ditetapkan oleh Kebijakan Politis.....	11
Lelang Saat ini Menjadi Cara yang Dipilih untuk Mencapai Kapasitas ET Skala Besar dengan Harga yang Kompetitif.....	14
Lelang yang Transparan dan Didesain Secara Cermat dapat men-de-risk Usaha Penambahan Kapasitas Melalui Price Discovery.....	18
The Devil Is in the Details—Desain Lelang Harus Memperhatikan Kondisi Setempat.....	21
Yang Menentukan Keberhasilan dalam Keberhasilan Desain Proses Pengadaan untuk Indonesia—Mendapatkan Komitmen Off-Take dan Proses Perizinan	22
Lelang atau FIT? Bankir Indonesia Tidak Peduli	24
Keseluruhan biaya Cost of Capital Merupakan Penentu Utama Dalam Penetapan Harga Listrik dari Energi Terbarukan di Negara-negara Berkembang.....	25
Mendukung Pengembang Kecil dan Menengah Melalui Program yang Disesuaikan, Bukan Dengan Perlakuan Khusus.....	26
Fokus pada Harga yang Bersaing untuk Jangka Panjang, Ketimbang Hanya Mencari <i>Quick Wins</i>	27
Annex.....	29
About IEEFA.....	32
About the Author	32

Table of Figures

Figure 1: Kapasitas Terpasang Energi Terbarukan di ASEAN (dalam MW)	8
Table 1: Usulan Skema Tariff Baru untuk Energi Terbarukan – Dilihat dari Sudut Pandang Pengembang Proyek.....	9
Figure 2: Elemen Penting dalam Desain Sistem Energi Listrik	11
Figure 3: Kapasitas Terpasang Energi Terbarukan Indonesia	15
Table 3: Kebutuhan Kapasitas Tambahan dari Sumber Terbarukan untuk Mencapai 23% di 2025.....	16
Figure 4: Pembelian Energi Terbarukan Google per Tahun	17
Figure 5: Harga Pembangkit Tenaga Surya di Meksiko dibandingkan Negara Lain di Tahun 2017	20
Figure 6: Bunga Bank di Indonesia Lebih Tinggi Dibandingkan Negara-negara Berkembang Lain.....	25
Figure 7: Biaya Pendanaan Mempengaruhi Levelized Cost of Energy – Surya & Angin	26

Latar Belakang

Situasi saat ini—Dipenuhi oleh Bahan Bakar Fosil, Mengabaikan Energi Terbarukan

Indonesia dinilai lambat dalam pengembangan energi terbarukan dibandingkan dengan negara-negara tetangga ASEAN. Selama 10 tahun terakhir, negara-negara seperti Vietnam, Filipina, Thailand, dan Malaysia telah berhasil menggandakan kapasitas terpasang ET mereka. Sementara Indonesia lebih mengutamakan pembelian listrik beban dasar (*baseload*) dari batu bara dan mengabaikan dampak transformasional yang dimiliki teknologi tenaga surya dan angin pada pasar energi global.

Mayoritas negara-negara ASEAN saat ini bekerja keras untuk meningkatkan kurva pembelajaran ET mereka. Bukti ini terlihat dari cepatnya pertumbuhan pasar mereka, ketika pembuat kebijakannya beralih dari pemberian insentif melalui program khusus menjadi pendekatan berbasis pasar (lelang) sehingga membawa energi terbarukan untuk bersaing dengan energi konvensional. Fokus pada pelaksanaan lelang dan pengembangan jaringan yang terkoordinasi ini menandakan bahwa pengembang energi terbarukan sekarang dapat menemukan peluang proyek yang menarik di mana energi terbarukan dapat mencapai *grid parity* dan memberikan solusi energi bersih yang hemat biaya.

Di sisi lain, Indonesia telah lama bergumul dengan infrastruktur listrik dan kebiasaan operasional yang ketinggalan zaman. Hal ini mengakibatkan kurangnya inisiatif bisnis dan dukungan politik yang dibutuhkan untuk meningkatkan investasi di ET.

Kasus Proyek-proyek Energi Terbarukan yang Gagal

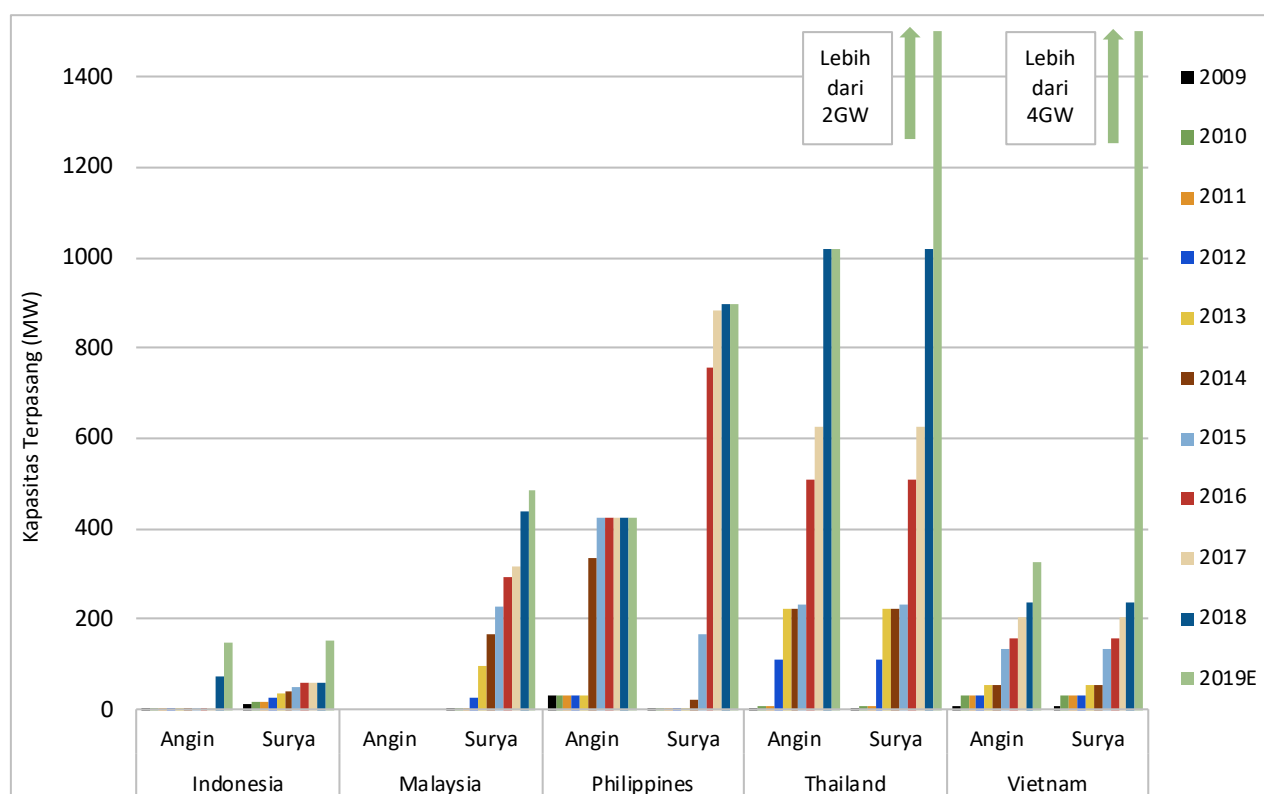
Rekam jejak lemahnya kebijakan pemerintah Indonesia untuk energi terbarukan dimulai di tahun 2017 dengan dikeluarkannya Peraturan ESDM no 50/2017 yang menerapkan rezim tarif baru untuk ET. Ditambah dengan Peraturan ESDM no 10/2017 (yang kemudian diubah menjadi Peraturan ESDM no 49/2017) yang mengatur mengenai pembagian risiko antara PLN dan produsen listrik swasta (atau *Independent Power Producers* - IPP). Bukannya membuka pasar, regulasi tersebut malah menghambat daftar proyek energi terbarukan yang sehat di Indonesia dengan prosedur negosiasi yang lambat dalam membahas syarat dan ketentuan di dalam perjanjian jual beli listrik.

Perusahaan Listrik Negara (PLN) dalam hal ini mungkin berkata lain dan menyatakan telah berhasil menandatangani 75 PJBL selama 2017-2018. Namun perjanjian-perjanjian ini sebenarnya berasal dari proyek lama yang telah ada di dalam daftar proyek PLN selama bertahun-tahun.

Hingga hari ini, ada 27 dari 75 proyek yang belum mencapai *financial close*, dan ada 5 PJBL yang diterminasi di akhir 2019¹. Hal ini menunjukkan betapa kritikal pandangan pasar terhadap regulasi tersebut dan juga menyoroti kegagalan untuk mempersingkat proses perizinan. Beberapa keterlambatan disebabkan oleh hambatan pembiayaan, yang terjadi karena beberapa alasan – biasanya karena risiko yang ditimbulkan oleh syarat & ketentuan khusus dalam PJBL yang tidak dapat diatasi oleh IPP dalam negosiasinya dengan perbankan dan investor.

Satu hal yang jelas terlihat yaitu rendahnya kualitas dari daftar proyek tersebut. Sepertinya di beberapa kesempatan, PJBL ditanda-tangani secara oportunistik dengan tergesa-gesa sebelum studi kelayakan selesai dengan baik —sebuah strategi yang tidak bisa dipertahankan ketika fundamental proyek dianalisa oleh perbankan, sehingga menimbulkan banyak pertanyaan atas kelayakan proyek tersebut.

Bagi beberapa IPP, juga terdapat permasalahan dengan ketentuan Build Own Operate Transfer (BOOT), dan ketentuan pembagian risiko yang mengutamakan PLN diatas pengembang. Permasalahan struktural dalam PJBL ini menambah tantangan untuk mendapat pendanaan, terutama bagi pengembang baru di Indonesia, yang mayoritas adalah pemain kecil dan menengah yang tidak memiliki hubungan perbankan yang kuat dan kesulitan untuk menyediakan jaminan yang diminta oleh bank.

Figure 1: Kapasitas Terpasang Energi Terbarukan di ASEAN (dalam MW)

Sumber: IRENA (2019), *Renewable Energy Statistics 2019*, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Angka 2019 diambil dari berbagai sumber, sebisa mungkin dari angka resmi negara tsb.

Dapat dikatakan hamper tidak ada investasi baru dalam skenario energi terbarukan Indonesia sejak Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) menelurkan beberapa kebijakan energi di tahun 2017.

Pertanyaannya sekarang adalah bagaimana pemerintahan kedua Presiden Joko Widodo (Jokowi) dapat memposisikan dirinya untuk melampaui permasalahan energi tradisional menuju energi terbarukan. Dibutuhkan inisiatif kebijakan yang beragam—dari mulai langkah-langkah transisi yang dapat diambil untuk mendukung proyek-proyek kecil, sampai pada kebijakan yang lebih membutuhkan perhatian khusus yaitu mendorong proyek-proyek skala industrial untuk mencapai biaya yang kompetitif, Inisiatif pertama yang muncul saat ini adalah program FIT yang diharapkan dapat menghidupkan beberapa proyek di kisaran 20MW yang telah terhenti sejak 2017.

FIT Sebagai Langkah Awal—Sebuah Program Transisi Insentif untuk Proyek Skala Kecil

Pemerintah, dengan dukungan Menteri ESDM yang baru, Arifin Tasrif, berharap dapat bergerak cepat untuk membuka pintu bagi kebijakan energi terbarukan yang lebih efektif. Dengan tujuan mencapai "*quick wins*," Kementerian ESDM diketahui sedang menyusun rancangan peraturan presiden untuk mempercepat investasi dalam energi terbarukan skala kecil. Majalah Tempo, majalah mingguan lokal terkemuka, meliput berita tersebut baru-baru ini, dan menyajikan sebuah tabel yang menjelaskan peraturan baru Feed-in Tariff (FIT) bagi beberapa teknologi energi terbarukan.³

Table 1: Usulan Skema Tariff Baru untuk Energi Terbarukan – Dilihat dari Sudut Pandang Pengembang Proyek

Tipe Pembangkit	Size	Mekanisme Pengadaan			Tipe Tariff			Syarat untuk Tariff	
		Penugasan	Penunjukkan langsung	Pemilihan langsung	FIT	Negosiasi (dengan PLN)	Harga Terendah (Tanpa	Bergantung pada lokasi	Staged
Geothermal	Semua	v			v			v	v
Hidro	< 20 MW		v		v			v	v
Hidro	> 20 MW		v			v		v	v
Hidro	Irigasi	v				v		v	v
Surya	< 10 MW		v		v			v	v
Surya	> 10 MW			v			v	v	v
Angin	< 10 MW		v		v			v	v
Angin	> 10 MW			v			v	v	v
Biomasa/gas/fuel			v		v			v	v
Waste to energy (Sampah kota)		v			v			v	v
KPBU (Pusat & Propinsi)		v			v			v	v

Sumber: Disadur dari *Skema Baru Energi Terbarukan*, Majalah Tempo, 21 Desember 2019
Perbedaan warna menandakan pandangan dari para pengembang energi terbarukan. Semakin tua berarti semakin negatif pandangannya.

Menurut Tempo, skema baru ini akan diatur oleh Peraturan Presiden yang direncanakan terbit awal tahun ini. Instrumen Feed-in-Tariff (FIT) dipilih oleh pemerintah untuk membantu IPP dari keharusan untuk melakukan negosiasi yang

³ Tabel ini tidak dikonfirmasi secara resmi oleh Kementerian ESDM, tapi tetap merefleksikan diskusi yang terjadi antara pemangku kepentingan mengenai rancangan Peraturan Presiden ini.

biasanya berkepanjangan dan rumit dengan PLN.

Tidak akan ada kenaikan tariff selama masa durasi PPA tersebut, dimulai dari tanggal pembangkit beroperasi secara komersial(COD). Malahan, FIT akan dibuat *staging* – yang artinya tariff akan mengalami penurunan setelah periode tertentu – biasanya setelah tenor pinjaman berakhir.

Skema baru ini tentunya akan disambut oleh banyak pengembang baru atau pemula yang selama ini mengalami kesulitan untuk proyek-proyek kecil mereka karena proses negosiasi yang rumit dan tidak transparan dengan PLN.⁴ Walaupun detail mengenai FIT ini belum diumumkan secara resmi, pemain industri ET sudah mengantisipasi bahwa detail skema FIT terbaru ini akan mengalami perbaikan dibandingkan Peraturan ESDM no 50/2017 baik dari sisi ketentuannya maupun prosesnya.

Namun, jangkauan FIT yang sedang dibahas nampaknya menawarkan insentif yang sangat *targeted* sehingga membuat program ini sangat terbatas. Dilihat dari desainnya, sepertinya perlakuan terbaik diberikan pada proyek tenaga surya dan angin skala kecil yang kurang dari 10MW, namun hanya di lokasi yang disetujui oleh PLN. Selain itu, walaupun program FIT ini akan lebih menguntungkan dibandingkan peraturan BPP yang lalu⁵, FIT ini akan dibuat *staging*. Tergantung pada kebijakan akhir, ada kemungkinan instrument FIT justru akan memberikan keuntungan terbesar bagi pembangkit geothermal konvensional dan proyek-proyek hidro skala kecil yang telah lama menjadi inti dari program energi terbarukan milik PLN.

Program FIT ini mungkin akan menstimulasi beberapa investasi, namun juga bisa menjadi peringatan bagi para pembuat kebijakan tentang limitasi program FIT ini. Jangan dilupakan pentingnya transisi menuju kebijakan yang lebih sesuai dengan perkembangan pasar ET kompetitif dengan cepat. Sekarang adalah waktunya, bagi Kementerian ESDM, Kementerian BUMN dan PLN untuk mulai melakukan pekerjaan yang lebih penting yaitu merancang kebijakan yang komprehensif– termasuk mengkoordinasikan rencana pembangunan sistem jaringan listrik dan meningkatkan kapasitas pembangkit ET skala industri – untuk dapat menikmati keuntungan maksimal dari teknologi ET yang semakin murah seperti teknologi pembangkit tenaga surya dan angin.

Fondasi untuk Desain Sistem Energi Terbarukan— Pelajaran dari Perilaku Pasar

Sebenarnya menjadi pencorot (orang yang lambat) memiliki keuntungan tersendiri. Indonesia dapat belajar dari pengalaman negara lain, menghindari masa coba-coba dan kegagalan yang kerap dihadapi negara lain selama masa transisi mereka dari bahan bakar fosil.

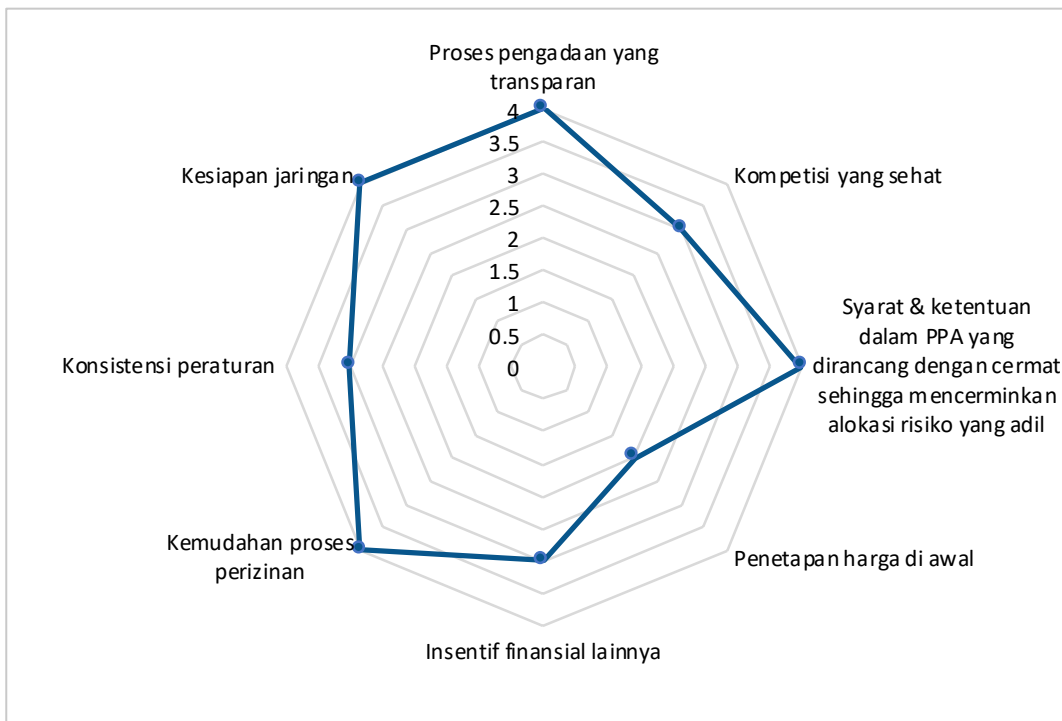
⁴ Hamdi, Elrika. *The Case for Power System Transformation in Indonesia: Time for a Full Electricity System Audit*. IEEEFA, November 2019.

⁵ Peraturan ESDM no 50/2017 mengatur tentang tariff energi terbarukan yang dibatasi sebesar 85% dari Biaya Pokok Produksi (BPP) PLN.

Upaya pemerintah untuk menanggapi semua kekhawatiran yang diangkat oleh pengembang dan asosiasi industri sangat dihargai, namun IEEFA menyarankan agar para pembuat kebijakan mulai berpikir kritis untuk menciptakan kondisi pendukung (*enabling conditions*) terbaik dengan melihat contoh dan penjelasan yang tercantum di bawah ini.

Grafik Spiderweb ini menyajikan elemen-elemen penting yang dibutuhkan untuk menciptakan desain sistem energi listrik terbaik yang akan mempercepat perkembangan ET di Indonesia. Berdasarkan analisa dan scoring yang dilakukan oleh IEEFA sendiri, penetapan harga di awal atau FIT tidaklah dipandang sebagai elemen terpenting di dalam sebuah desain sistem energi listrik.

Figure 1: Elemen Penting dalam Desain Sistem Energi Listrik



Sumber: Bagan ini berasal dari penilaian dan scoring IEEFA sendiri untuk elemen desain sistem energi listrik. Analisa dilakukan berdasarkan hasil riset yang dilakukan untuk kajian ini.

Solusi untuk mendapatkan “Tariff yang Tepat” – Kenapa Harga Pasar Lebih Baik dari Harga yang Ditetapkan oleh Kebijakan Politis

Semenjak draf awal dari Peraturan Presiden ini dibocorkan ke publik, perlu diingat bahwa sebagian besar perdebatan yang terjadi difokuskan pada pertanyaan tentang cara mendapatkan “harga yang tepat”. Kementerian ESDM telah mengambil peran sebagai penentu harga, sehingga secara natural ESDM akan merasa terpaksa mencari cara untuk memverifikasi bahwa mereka telah menentukan struktur dan

harga FIT yang tepat. Para pelajar yang mempelajari kebijakan pengembangan energi terbarukan akan mengetahui bahwa upaya ESDM mempromosikan konsensus tentang bagaimana perhitungan FIT ini dilakukan mungkin akan berhasil, namun hanya untuk sementara. Sejarah membuktikan bahwa ada hanya sedikit dari kebijakan yang seperti ini yang berhasil dalam jangka panjang. Sebaliknya, penetapan harga yang dilakukan ESDM ini justru meningkatkan risiko politik bagi semua yang terlibat dalam proses tersebut.

Penetapan harga yang dilakukan ESDM dapat menimbulkan risiko politik bagi semua yang terlibat dalamnya

Kenyataannya, kebijakan FIT kerap terbukti retan terhadap perubahan pasar. Contohnya, selalu ada risiko bahwa insentif yang tepat bagi pengembang bisa saja dinilai terlalu tinggi dibandingkan rata-rata biaya pembangkitan PLN atau dibandingkan dengan harga di pasar lain yang setara. Di saat yang bersamaan, kesiapan pemerintah untuk bertindak akan tergantung pada kemampuannya menyerap kelebihan harga tersebut melalui subsidi, yang mana hal ini memerlukan persetujuan Kementerian Keuangan dan Dewan Perwakilan Rakyat (DPR). Jika sudah dapat persetujuan pun, harga tersebut mungkin tetap belum cukup menarik untuk beberapa jenis pengembang.

Sementara itu, harga yang tepat menurut PLN kemungkinan besar tidak layak secara ekonomi bagi pengembang, terutama jika PLN berupaya menyamakan harga dari energi terbarukan dengan bahan bakar fosil. Apapun metode perhitungan yang digunakan ataupun asumsi yang dibuat untuk mencapai perhitungan akhir FIT, hampir bisa dipastikan sangat tidak mungkin untuk menyenangkan semua pihak.

Sebuah ulasan dari pengalaman Jerman dan Vietnam dengan FIT memperjelas bahwa para pembuat kebijakan dan pemain pasar harus mengingat beberapa poin berikut ini:

Jerman—Inovator Awal, Perubahan Sering, Stabil tetapi Biaya Tinggi

Jerman meluncurkan FIT hijau pertamanya melalui Undang-Undang *Electricity Feed-in Act* 1991⁶. Tujuannya adalah membuka pasar energi terbarukan Jerman terhadap teknologi baru dan memacu inovasi. Undang-undang tahun 1991 ini kemudian disempurnakan dengan peraturan yang lebih canggih pada tahun 2000, yang dikenal sebagai Undang-Undang *Renewable Energy Sources Act* (EEG).

Hingga hari ini, EEG telah diperbarui setiap beberapa tahun untuk beradaptasi dengan perkembangan baru di sektor energi terbarukan. Skema ini telah berhasil mendapatkan lebih dari 120 GW investasi energi terbarukan selama 30 tahun, kebanyakan dari tenaga angin dan matahari.⁷ Setiap EEG dilengkapi dengan kriteria

⁶ Sebuah tabel membandingkan perbedaan instrument pendukung energi terbarukan yang diaplikasikan oleh berbagai negara dapat dilihat pada Annex 1.

⁷ Energy-charts.de

dan ketentuan khusus yang mencakup masalah seperti jaminan interkoneksi dan *priority dispatch*. Ketentuan-ketentuan khusus juga diterapkan seperti misalnya penyesuaian periode FIT tergantung pada lokasi, kapasitas, hasil produksi energi, keandalan teknologi, dan tarif tahunan yang terus menurun.

Meskipun program FIT ini telah berhasil memobilisasi kapital dan menumbuhkan teknologi canggih, program ini juga menimbulkan biaya tinggi bagi konsumen Jerman - khususnya rumah tangga dan konsumen bisnis kecil. Rumah tangga Jerman termasuk salah satu yang membayar harga listrik paling mahal di dunia, saat ini rata-rata sekitar EUR 0.3088/kWh⁸ (sekitar US\$ 0.35 / kWh) dibandingkan dengan IDR 1,467/kWh⁹ (sekitar US\$ 0,11 / kWh) di Indonesia. Sementara itu, subsidi tinggi justru diberikan oleh pemerintah Jerman kepada pengguna energi kelas berat seperti industriomotif untuk mempertahankan daya saing industri mereka.

Vietnam—Skala Meningkat Cepat, Perubahan dalam Ketentuan, dan Transisi Menuju Lelang

Contoh terbaru dari negara yang telah berhasil mengimplementasikan program FIT untuk meningkatkan investasi energi terbarukan adalah Vietnam. Selama dua tahun—antara 2017 dan 2019—Vietnam berhasil mendapatkan 4.5 GW kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan sekitar 1.5-2 GW pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) diharapkan online dalam dua tahun ke depan

Karena kekurangan pasokan daya—dan jangka waktu pembangunan pembangkit berbahan bakar fosil yang panjang—pemerintah Vietnam memprioritaskan mobilisasi kapasitas baru cepat. Maka ditetapkanlah jadwal yang jelas untuk tanggal COD bagi proyek tenaga surya dan angin. Jika pengembang melewati jadwal COD—Juni 2019 untuk surya dan November 2021 untuk angin—maka mereka tidak berhak menerima tariff FIT sebesar US\$ 0.09/kWh seperti yang telah disepakati dan mereka harus bernegosiasi kembali dengan EVN mengenai harga pembelian.

Pemerintah Vietnam juga telah mengambil pendekatan pragmatis untuk mengatasi masalah para pengembang. Ketika FIT tenaga surya pertama kali diperkenalkan, penyandang dana dan pengembang internasional sangat berhati-hati, terutama kekhawatiran akan PJBL yang tidak akan *bankable* karena kekhawatiran tentang kualitas kredit EVN, risiko *curtailment*, dan klausul terminasi.¹⁰ Kekhawatiran ini pada akhirnya diatasi dengan merivisi PJBL menjadi *Circular 2*, dengan beberapa perubahan untuk *force majeure*, *curtailment* dan klausul terminasi serta tariff yang dibedakan dan lebih tinggi untuk PLTB *Off-shore*.

Dengan berakhirnya program FIT tenaga surya di pertengahan tahun 2019, pemerintah Vietnam dengan cepat mengambil inisiatif dan mengambil langkah selanjutnya untuk mendorong program pengembangan energi terbarukan negara tersebut. Melihat respons yang sangat tinggi dari program FIT, investasi jaringan untuk menghindari risiko *curtailment* akan menjadi prioritas jangka pendek untuk

⁸ [Electricity Price Statistics](#). Eurostat, 2019.

⁹ [PLN Tariff Statistics](#) 2020.

¹⁰ Vriens, Michiel and Melissa Brown. [Vietnam's Solar FiT Program Delivers: Watch for Progress on the Grid and Wind](#). IEEFA, September 2019.

EVN. Setelah terbentuk pasar yang mampu menarik sekelompok pengembang berkualitas yang terbukti mampu untuk tumbuh besar, sekarang saatnya Vietnam untuk beralih pengadaan secara lelang untuk mendapatkan harga yang lebih kompetitif. Perdana Menteri Vietnam Nguyen Xuan Phuc kini telah menuntut lelang untuk menjadi mesin bagi fase pertumbuhan pasar berikutnya.¹¹ World Bank bahkan sudah mulai membantu negara ini untuk menyiapkan lelang pertamanya sejumlah 1 GW tenaga surya di akhir tahun ini.¹²

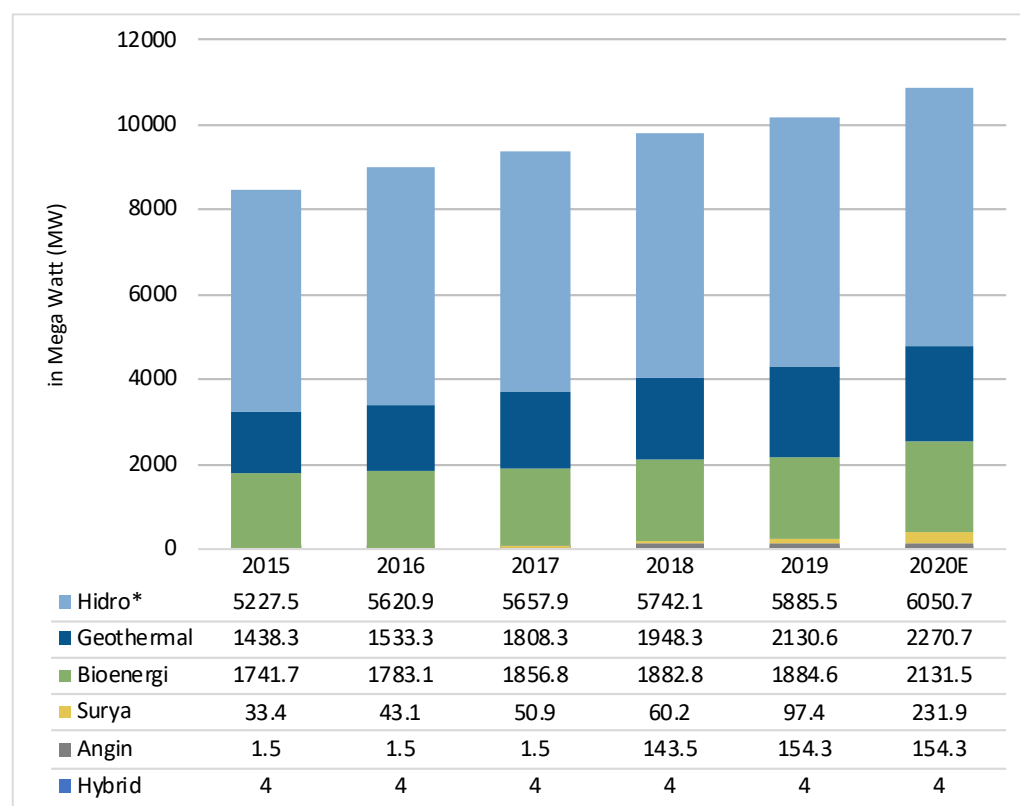
Lelang Saat ini Menjadi Cara yang Dipilih untuk Mencapai Kapasitas ET Skala Besar dengan Harga yang Kompetitif

Sejak awal masa jabatan kedua Jokowi, tim pembuat kebijakan di Indonesia yang termotivasi ini telah menargetkan serangkaian langkah kebijakan yang akan berfungsi sebagai katalis untuk inovasi. Hal ini akan menjadi sangat penting bagi sektor kelistrikan karena tantangan untuk menambah 13.7 GW ET harus segera diprioritaskan jika negara ingin memenuhi komitmen Perjanjian Paris untuk mencapai 23% bauran energi bersih pada tahun 2025.¹³

¹¹ Kenning, Tom. [Vietnamese PM demands solar auctions in place of subsidies](#). PV-Tech. 26 November 2019.

¹² Martin, Jose Rojo. [World Bank: Vietnam's auction shift to unlock orderly solar boom](#). PV-Tech. 2020.

¹³ Saat ini pembangkit energi terbarukan di Indonesia menyumbang hanya 12.36% dari keseluruhan bauran energi.

Figure 2: Kapasitas Terpasang Energi Terbarukan Indonesia

Sumber: Presentasi ESDM. 2019 Performance Achievements and 2020 Program. 9 Januari 2020.

FIT yang saat ini dalam kajian tentu akan memainkan peranan, namun ini bukan alat yang tepat untuk memobilisasi jenis kapasitas pembangkit skala industri berkualitas tinggi yang diperlukan untuk mencapai target 2025. Hal ini terlihat jelas dari kenyataan **bahwa instrumen FIT hanya akan diterapkan pada proyek-proyek ET skala kecil.**¹⁴

Pengadaan proyek besar—angin dan solar diatas 10MW, serta hidro diatas 20MW—harus dilakukan melalui negosiasi dengan PLN atau melalui seleksi langsung dimana biaya paling rendah berlaku tanpa negosiasi—pendekatan kebijakan yang tidak akan membangun pasar yang transparan yang dapat meningkatkan kinerja jangka panjang.

Instrumen FIT hanya akan berlaku bagi proyek ET skala kecil

¹⁴ Ini jika mengasumsikan artikel yang ditulis di Tempo menyajikan rancangan peraturan yang benar.

Table 2: Kebutuhan Kapasitas Tambahan dari Sumber Terbarukan untuk Mencapai 23% di 2025

Sumber energi	2025 Target	Jumlah proyek Jika Berasal dari PLTS dan PLTB Skala 10 MW	Jumlah Proyek Jika Berasal dari PLTM Skala 20MW	Sisa Kapasitas yang Perlu Dinegosiasi dengan PLN
Hidro Skala Kecil	1,344		67	
Hidro Skala Besar	3,811			3,811
Pump Storage	1,983			1,983
Geothermal	4,172			4,172
Energi Terbarukan Lainnya (Termasuk angin, surya, bioenergi)	2,424	242		
	13,734			9,966

Sumber: RUPTL 2019-2028.

Perencanaan dan penyediaan pasokan listrik PLN telah lama dipertanyakan karena Rencana Bisnis Penyediaan Tenaga Listrik Indonesia (RUPTL) menetapkan target yang agresif namun tanpa rincian yang jelas dan terkadang target tersebut tidak tercapai. Tabel di atas menunjukkan bahwa RUPTL masih merangkul asumsi bahwa cara termudah untuk memenuhi target 2025 adalah melalui pengembangan geothermal dan hidro skala besar, dan justru hanya meninggalkan sedikit porsi untuk teknologi surya dan angin yang semakin kompetitif. Asumsi tersebut tampaknya mengabaikan tren yang terjadi di sebagian besar pasar energi di dunia.

Salah satu cara untuk mematahkan pola kinerja yang kurang baik ini adalah dengan melihat strategi negara lain yang telah berhasil menarik kapital dan teknologi energi bersih yang diperlukan untuk mencapai tujuan bauran energi yang ambisius ini. Jika yang berlaku adalah pola seperti biasa, maka para pengembang ini kemungkinan tetap perlu melalui proses negosiasi yang panjang dengan PLN untuk mewujudkan 9.9GW yang diperlukan (kolom 5)—proses yang justru dihindari oleh para pengembang sejak awal. Pola negosiasi bilateral yang tidak transparan ini telah menghasilkan banyak warisan proyek yang terjebak dengan pembayaran kapasitas yang tidak fleksibel (*inflexible capacity payment*)—hampir semuanya adalah bahan bakar fosil—yang menimbulkan biaya tinggi pada sistem tenaga listrik Indonesia.

Sebaliknya, penelitian menunjukkan bahwa lelang adalah mekanisme pengadaan yang dipilih oleh hampir separuh pasar negara berkembang. Menurut kajian Bloomberg New Energy Finance, sejak 2009, telah terjadi 133 GW kontrak energi terbarukan yang dilakukan oleh 104 negara berkembang melalui mekanisme lelang kompetitif.¹⁵

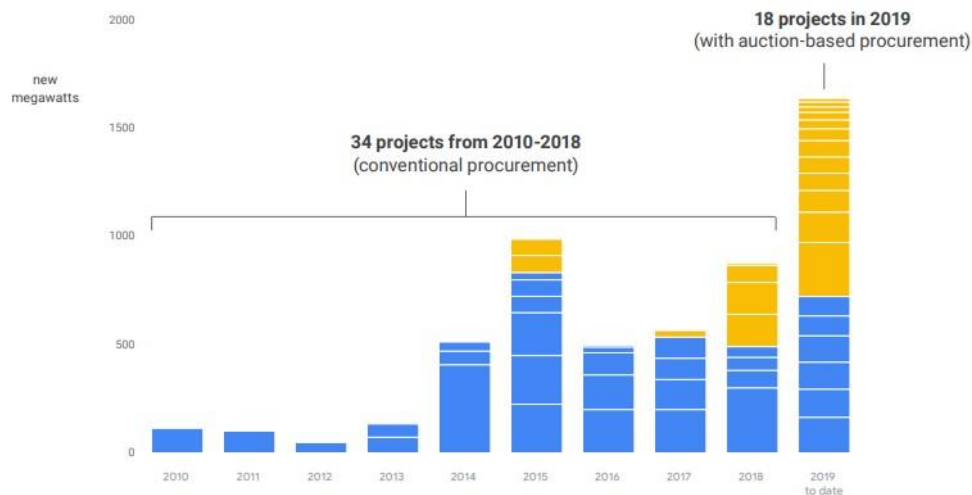
¹⁵ Bloomberg New Energy Finance. Emerging Markets Outlook 2019. November 25, 2019.

Kasus lelang versus negosiasi proyek satu demi satu (*one-off*) ini dibuktikan dengan jelas oleh perusahaan pembeli listrik seperti Google. Sebagai salah satu perusahaan terbesar di dunia yang berkomitmen untuk penggunaan energi bersih, Google, hingga 2018, mendapatkan energi mereka melalui pengadaan konvensional dengan menerbitkan *Request for Proposal* (RFP) yang dilakukan satu per satu khusus di masing-masing wilayah tempat mereka beroperasi. Google sebenarnya cukup berhasil dengan melakukan kontrak sebanyak 34 proyek dalam rentang 2010-2018. Namun, ketika Google melakukan *reverse auction* online pertamanya di 2019, mereka terkejut dengan hasilnya. Google berhasil mendapatkan 18 proyek dengan total kapasitas lebih dari 1500 MW dari tenaga angin dan surya. *Reverse auction* ini juga berhasil mendapatkan penurunan harga 17-23% dibandingkan dengan harga pembukaannya. Kunci dari kesuksesan ini terletak pada proses pengadaan yang sangat jelas dan ketentuan-ketentuan lelang yang didesain dengan cermat di awal.

Figure 3: Pembelian Energi Terbarukan Google per Tahun

Google's renewable energy agreements by year

The use of reverse auctions allowed Google to sign more wind and solar capacity in 2019 than in any previous year



Sumber: Case study: Accelerating Renewable Energy Purchasing through Auctions. Google. October 2019.

Selain mendapatkan keuntungan dari terjadinya kompetisi, lelang juga dapat diatur untuk menjadi technology agnostic. Proses lelang dapat mendorong terjadinya *price discovery* bagi berbagai jenis teknologi energi bersih dengan karakteristik operasional yang berbeda-beda sesuai dengan kemampuan manajemen jaringan. Hal ini merupakan factor yang krusial bagi pasar energi seperti Indonesia, dimana over-capacity

Proses lelang dapat mendorong terjadinya *price discovery*.

yang sekarang terjadi di jaringan Jawa-Bali menandakan bahwa upaya untuk memenuhi target 23% mungkin harus difokuskan di Kalimantan, Sumatera dan Sulawesi—daerah yang memiliki jaringan listrik yang lebih lemah dan butuh fleksibilitas yang tinggi.

Daripada secara otomatis mengalokasikan kapasitas besar untuk beban *baseload* seperti panas bumi atau hidro skala besar, akan lebih masuk akal bagi PLN untuk memprioritaskan perencanaan jaringan yang baik dan mengeksplor opsi *storage* sebelum menguji kemampuan pengembang untuk memenuhi persyaratan dengan campuran kapasitas angin dan surya skala besar, maupun panas bumi dan hidro. Sejarah terbaru di sejumlah negara menunjukkan bahwa lelang yang dirancang dengan baik untuk tenaga surya dan angin skala besar di lokasi khusus yang ditunjuk dapat menarik *concessionary financing* yang memiliki biaya rendah serta mendorong pemain EBT terkemuka untuk menurunkan harga penawaran. Kapasitas seperti itu juga dapat menghasilkan listrik lebih cepat daripada panas bumi atau hidro karena PLTS dan PLTB cenderung lebih cepat untuk dibangun.

Lelang yang Transparan dan Didesain Secara Cermat dapat men-de-risk Usaha Penambahan Kapasitas Melalui Price Discovery

Salah satu atribut paling dominan dari lelang kompetitif yang dirancang dengan baik adalah mekanisme ini dapat menghilangkan risiko (*de-risk*) proses penetapan harga untuk sebuah kapasitas baru. Penetapan harga transparan paling baik dilakukan melalui lelang online dengan syarat dan ketentuan yang transparan, melalui proses pra-kualifikasi, dan memiliki proses *bidding* yang dipahami dengan baik. Ini akan menghilangkan risiko bagi para pembuat kebijakan, dan sebaliknya, membiarkan pasar bersaing untuk menemukan harga terendah yang baru.

Kunci untuk lelang kompetitif adalah kemampuan untuk dapat menarik pengembang-pengembang berpengalaman yang memiliki track record yang mapan serta pemain-pemain lokal yang mumpuni yang dapat mengambil risiko untuk membangun posisi mereka di dalam pasar untuk jangka panjang. Jenis pemain seperti ini seringkali dapat menawarkan harga yang sangat kompetitif dengan memanfaatkan kemampuan mereka untuk mendapatkan pembiayaan yang kompetitif, memiliki hubungan baik dengan pemasok peralatan papan atas, dan kemampuan membuat asumsi yang lebih akurat untuk biaya operasional.

Berbeda dengan proses yang sering terjadi pada rezim FIT, proses kebijakan lelang biasanya melibatkan pemain pasar dengan memberikan syarat dan ketentuan yang mendukung tetapi melepaskan kebijakan penetapan harga ke pasar demi menghindari bias. Ini adalah proses konstruktif bagi pembuat kebijakan karena membantu mereka membangun kapasitas untuk belajar mengidentifikasi bagaimana perbedaan tipe pengembang dalam menilai faktor-faktor yang dikendalikan oleh pemerintah. Menyiapkan syarat dan ketentuan untuk lelang pertama bisa jadi mahal dan rumit untuk dikuasai, tetapi itu adalah investasi jangka panjang yang dapat dikembalikan oleh penghematan biaya dari lelang-lelang yang berhasil di masa depan.

Afrika Selatan dan Meksiko mungkin adalah dua negara dengan karakteristik yang mirip dengan Indonesia, yang dengan cepat maju ke proses lelang untuk mengakselerasi perkembangan energi terbarukan di negara mereka. Seperti Google, kedua negara ini melakukan lelang yang diterima dengan baik sehingga berhasil menarik sejumlah pemain berpengalaman sebagai *bidders* dan mendapatkan hasil yang sangat kompetitif dari sisi harga.

South Africa – Lelang Mendapatkan 6.3 GW Melalui Komitmen atas Transparansi

Pengalaman Afrika Selatan (AS) sangat menarik terutama karena banyaknya kesamaan dengan konteks Indonesia. Eskom, perusahaan utilitas yang terintegrasi secara vertikal di Afrika Selatan, memiliki rekam jejak yang buruk dalam proses negosiasi kontrak dengan pihak ketiga. Pemerintah AS mencoba menerapkan FIT di selama tahun 2009-2011. Namun program ini tidak berhasil, dan tidak ada PJBL dari energi terbarukan yang ditandatangani Eskom selama periode tersebut. Kegagalan ini disebabkan oleh ketidakpastian dalam kerangka hukum yang akhirnya mengakibatkan ketidakpercayaan dari para investor.

Departemen Energi AS kemudian memutuskan untuk meninggalkan FIT dan beralih ke mekanisme lelang, lalu meluncurkan the Renewable Energy Independent Power Producer Procurement (REIPPP) pada tahun 2011. Lelang yang kemudian dirancang secara cermat dan transparan yang diadakan oleh program ini memberikan hasil yang mengejutkan. Putaran pertama lelang berhasil menggaet 1,415 MW kapasitas energi terbarukan, sedangkan yang kedua menghasilkan 1,044 MW. Pengadaan lelang kompetitif ini telah dilakukan sebanyak empat kali selama beberapa tahun terakhir, dan secara total telah menghasilkan 6,328 MW pembangkit ET.

Proses REIPPP dirancang untuk mencakup beragam teknologi termasuk proyek tenaga angin, matahari, hidro kecil, biomassa, biogas dan *landfill gas*. Mereka menggunakan proses penilaian dua tahap, di mana tahap pertama berfungsi sebagai babak pra-kualifikasi bagi peserta lelang yang memenuhi persyaratan minimum secara hukum, keuangan, teknis, dan lingkungan. Tahap kedua menempatkan bobot harga penawaran sebesar 70% dari kriteria seleksi, sedangkan 30% sisanya berasal dari pertimbangan dalam penciptaan lapangan kerja, konten lokal, *preferential procurement*, pengembangan usaha dan pengembangan sosial ekonomi.¹⁶

Di tahun 2015, sebagai hasil dari kompetisi yang sengit, pemerintah Afrika Selatan menerima tawaran yang sangat kompetitif dibandingkan standar global—US\$ 0.064/kWh untuk tenaga surya dan US\$ 0.047/kWh untuk tenaga bayu.¹⁷ Ini adalah hasil dari keputusan pragmatis yang diambil oleh pemerintah untuk menjalankan program lelang ini, bukan diserahkan pada Eskom. Selain itu, desain lelang dan manajemen terbantu oleh partisipasi para pakar global serta komitmen terhadap transparansi seperti pemantauan 24 jam melalui monitoring suara dan CCTV selama

¹⁶ Eberhard, Anton. [Feed-in Tariff or Auctions?: Procuring Renewable Energy Supply in South Africa](#). The World Bank and IFC. April 2013.

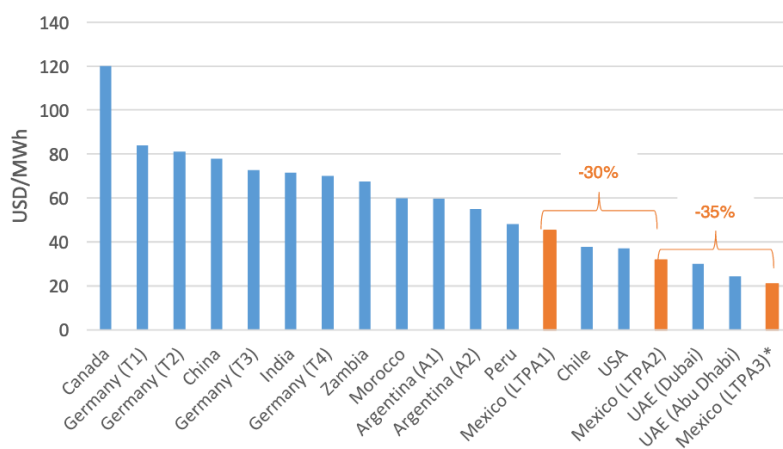
¹⁷ Eberhard, Anton and Raine Naude. [The South African Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme: A Review and Lessons Learned](#). *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 27. N.4. Cape Town. November 2016.

proses lelang. Ini mirip dengan proses yang digunakan di India di mana pemenang diumumkan secara online disertai dengan penjelasan lengkap tentang syarat dan ketentuan PJBL.

Mexico – Rekor Harga Terendah dan Pelajaran untuk Pemerintah

Setelah undang-undang reformasi kelistrikan diberlakukan di tahun 2015, Meksiko mengembangkan program *long-term power auctions* (LTPA). Sejak itu, Meksiko telah berhasil meluncurkan tiga lelang kompetitif, memberikan kontrak kepada 36 proyek PLTS dan menjadi patokan baru harga terendah di tahun tersebut untuk solar PV di US\$ 0.0355/kWh dan US\$ 0.0429/kWh untuk angin pada tahun 2016. Putaran terakhir lelang di 2017 bahkan menghasilkan harga terendah di US\$ 0.021/kWh¹⁸ berkat sumber radiasi matahari yang sangat kuat di Meksiko dan cepatnya penurunan harga modul solar PV di dunia.

Figure 4: Harga Pembangkit Tenaga Surya di Meksiko dibandingkan Negara Lain di Tahun 2017



Source: IRENA, 2017. CENACE, 2017 for LTPA3.

Note: "Calculated average prices resulting from renewable energy auctions presented in this report may differ from the data published by other sources due to the different aggregation and/or price correction methodologies used."

IRENA, 2017. A = Auction, T = Tender.

* Not included in IRENA, 2017.

Sayangnya, meskipun Meksiko berhasil mendapatkan harga yang rendah, proses pra-kualifikasi mereka mengabaikan isu-isu yang telah memotong kelangsungan hidup sebagian besar proyek. Sebagai pelajaran bagi para perancang instrumen lelang, para pemenang tender ini tidak mampu mendapatkan izin konstruksi yang diperlukan dari pemerintah kota karena banyak pemerintah kota yang menggelembungkan biaya untuk izin konstruksi.¹⁹ Namun demikian, terlepas dari permasalahan lintas politik tersebut, para pebisnis tetap mendukung proses lelang.

¹⁸ Davis, Lucas. [Mexico Goes Backward on Renewables](#). Energy Institute at Haas. August 12, 2019.

¹⁹ Guadarrama Gandara, Carlos Andres. [Renewable Energy Auctions in Mexico: the Gap Between Design and Implementation](#). Harvard Kennedy School. March 2018.

The Devil Is in the Details—Desain Lelang Harus Memperhatikan Kondisi Setempat

Rekam jejak lelang ET di Afrika Selatan adalah contoh yang sangat menonjol bagi sektor kelistrikan yang telah berjuang untuk mengelola transisi ke energi bersih. Kasus AS menyoroti cara mendesain lelang dapat membentuk serangkaian *trade-off* yang realistis, yang memungkinkan baik pemerintah atau otoritas sponsor dan pengembang untuk melakukan lindung nilai untuk risiko-risiko yang sulit untuk dikelola pihak lain dengan biaya yang wajar

Kasus Afrika Selatan adalah kasus penting untuk dipelajari. South Afrika tidak hanya pragmatis dalam menyikapi realitas pasar sehingga menghasilkan rekor harga rendah di dunia, namun mereka juga mencatatkan angka keberhasilan yang menakutkan. Dari 92 proyek yang diraih dalam empat siklus lelang, tidak ada proyek yang gagal. Pelajaran berharga dapat dipetik dari sini, terutama dalam hal persyaratan yang dikenakan pada peserta lelang dalam dokumen tender dan kontrak hukum, serta cara mendesain dan manajemen proses pengadaan.

Sebagai contoh, dalam banyak proses tender lainnya, sebuah pemerintahan akan memilih lokasi, menanggung biaya interkoneksi dan umumnya menanggung lebih banyak risiko. Pemerintah Afrika Selatan tidak dapat menerima kewajiban penyediaan lahan ini, dan mengalihkan tanggung jawab dan risiko tersebut kepada para *bidder*

Untuk mengimbangi "biaya" ini, South Afrika mengambil langkah-langkah signifikan untuk menghilangkan risiko *dispatch* dan risiko pembayaran. Pemerintah AS mendukung pengembang dengan cara menstandarisasi PJBL dan menawarkan jaminan pemerintah untuk pembayaran Eskom, serta mengindeks tarif ke angka inflasi. Mereka juga menawarkan hak untuk *step-in* (*step-in rights*) bagi pemberi pinjaman jika terjadi gagal bayar, dan menetapkan persyaratan realistis untuk koneksi jaringan. Ini dilakukan dengan menawarkan perjanjian interkoneksi di awal, dimana IPP bertanggung jawab atas biaya koneksi tegangan menengah ke gardu terdekat, tetapi tidak untuk biaya koneksi tegangan tinggi ke jaringan transmisi.

Untuk mengurangi risiko pemberian kontrak kepada peserta lelang yang tidak berpengalaman—yang nantinya harus berjuang untuk mendapatkan pembiayaan dan menyelesaikan proyek-proyek mereka—Afrika Selatan mengenakan biaya penalti yang tinggi dan meminta Jaminan Penawaran per MW kapasitas kontrak untuk proyek yang diusulkan, jaminan ini tidak dapat dibatalkan. Jaminan penawaran ini sebenarnya mirip dengan beberapa cara pengadaan PLN.

Ada contoh-contoh berharga lainnya yang menunjukkan bagaimana perusahaan listrik di berbagai negara berhasil mencapai hasil yang sangat baik dengan benar-benar *Men-de-risk* lelang mereka. Uni Emirat Arab (UEA) misalnya, mengadopsi desain lelang yang hanya meminta *bidder* untuk fokus hanya pada biaya peralatan, instalasi, dan biaya operasional di tempat yang sudah disediakan oleh pemerintah. Kombinasi penyediaan tanah dan utang *stand-by* inilah yang menghasilkan rekor

penawaran terendah untuk UEA. Di akhir 2019, lelang terakhir menghasilkan tarif US \$ 0.0169 / kWh untuk solar park sebesar 900MW.²⁰

India menurunkan risiko pelelangannya dengan menempatkan sistem lelang secara online. Sejak itu, India menyadari manfaat dari fokusnya pada transparansi. Sama pentingnya, mengingat buruknya sejarah pembayaran dari perusahaan listrik propinsi, India memutuskan untuk mengurangi risiko pembayaran dengan meminta Solar Energy Corporation of India (SECI) memproses semua PJBL dan menjamin pembayaran tepat waktu

Di Indonesia, *de-risking* dapat dimulai dengan memastikan bahwa PJBL dari PLN sudah terstandarisasi dan alokasi risiko sudah adil. Beberapa pengembang sudah menyuarkan keprihatinan mereka mengenai klausul-klausul spesifik yang telah mendorong developers ke arah jurang. Sebagai contoh adalah klausul terminasi, dimana PLN memiliki opsi untuk membeli proyek tersebut dengan *equity return* yang rendah jika gagal bayar, atau kapan saja sesuai kenyamanan PLN tanpa persetujuan dari IPP terlebih dahulu. Klausul *unilateral buy-out* seperti ini memberikan risiko kepatuhan yang sangat rumit dan bahkan dianggap tidak dapat diterima oleh beberapa tipe developer.

Yang Menentukan Keberhasilan dalam Keberhasilan Desain Proses Pengadaan untuk Indonesia—Mendapatkan Komitmen Off-Take dan Proses Perizinan

Berdasarkan tinjauan kami, jelas bahwa di semua skema insentif—apakah FIT atau lelang—menyederhanakan dan merampingkan proses perizinan dan mengkonfirmasi akses terhadap jaringan adalah kunci.¹⁶ Dalam kasus FIT Jerman, salah satu alasan yang membawa keberhasilan bagi implementasi Undang-Undang Sumber Daya Energi Terbarukan (EEG) adalah jaminan interkoneksi dan kewajiban bagi operator. Operator jaringan listrik berkewajiban untuk membeli listrik dari sumber energi terbarukan untuk jaringan mereka, dan biaya extra yang timbul karenanya akan dibebankan kepada konsumen

Tapi tidak hanya itu, mereka juga memiliki aturan manajemen feed-in yang cukup unik. Pembangkit energi terbarukan diizinkan untuk sementara waktu memutus sistem mereka dari grid, jika ada kelebihan beban dalam sistem grid. Terlepas hal tersebut, remunerasi untuk daya yang dihasilkan akan tetap dibayarkan. Dengan demikian tidak ada kerugian bagi operator sistem maupun penyedia energi, dan stabilitas jaringan diprioritaskan. Tentu saja perlu diingat, bahwa jaringan Jerman terinterkoneksi dengan sistem grid Eropa yang sangat stabil sehingga meningkatkan kemampuan penetrasi energi terbarukan yang *intermittent*.

Sementara pentingnya koneksi grid untuk pengembang tampak jelas, masalah ini terus menantang banyak program yang dirancang untuk mempercepat penetrasi energi terbarukan ke dalam grid. PLN diketahui telah menolak beberapa proposal

²⁰ Alternative Energy. [High Five: Dubai Receives Record-Breaking Low Bid for MBR Solar Park](#). 15 October 2019.

pengembangan energi terbarukan berdasarkan persepsi biaya, risiko ketidakstabilan sistem, dan kekhawatiran tentang profil beban area lokal.

Melihat rekam jejak PLN, kami percaya bahwa isu mengenai risiko *curtailment*, dimana jumlah energi yang dihasilkan tidak dapat diserap oleh grid, untuk pengembang energi terbarukan di Indonesia memerlukan evaluasi yang tepat dan dukungan peraturan yang lebih kuat. Terlepas dari apakah Kementerian ESDM memilih untuk terus FIT atau lelang, akan lebih baik jika PLN dapat melakukan studi grid sebelum proses pengadaan dinegosiasikan

Pentingnya masalah ini tidak dapat diabaikan karena praktik operasional yang terjadi saat ini di PLN. Setiap divisi jaringan PLN (baik yang mengoperasikan jaringan transmisi maupun distribusi) dievaluasi berdasarkan Indikator Kinerja Utama (KPI) yang difokuskan semata-mata pada penyediaan listrik yang stabil dan andal dengan harga serendah mungkin, namun banyak grid di Indonesia sudah usang. Gardu-gardu sudah tua dan kelebihan beban, dan kemampuan teknis PLN untuk mengatur *dispatch* dari sumber daya yang kompleks berbeda-beda di seluruh pulau.

Akibatnya, jika peraturan FIT maupun lelang ini tidak memperhitungkan praktik operasional PLN, maka kesediaan PLN untuk membeli daya akan rendah.

Ada juga bias sistemik terhadap sumber energi bersih baru yang disebabkan banyak PJBL energi terbarukan adalah kontrak *take and pay*. Atau skenario paling bagus yang mungkin terjadi, jika pengembang dapat diberikan kontrak kombinasi *dispatch* minimum dan *take and pay* untuk kelebihan daya yang diproduksi. Ini berarti PLN hanya perlu membayar daya yang diambil, sehingga memudahkan PLN untuk menempatkan sumber energi terbarukan di bagian paling bawah dari *merit order* jika sistem jaringan memiliki campuran kontrak *take or pay* yang tinggi dari bahan bakar fosil. Kontrak *take or pay* mengharuskan pembeli untuk membayar jumlah daya yang tertera di kontrak, terlepas dari daya tersebut dipakai atau tidak.

Masalah jaringan yang rumit sebenarnya pernah dialami oleh PLN ketika PLTB pertama Indonesia sebesar 75 MW masuk ke jaringan Sulawesi pada tahun 2018, atau ketika PLTS 5 MW pertama masuk di jaringan Kupang pada tahun 2015. Dalam sistem yang disfungsi seperti di sebagian besar pulau di Indonesia, ketika tidak ada insentif atau hukuman yang diberikan untuk men-dispatch energi terbarukan, maka risiko *curtailment* menjadi risiko yang harus ditanggung oleh pengembang. Dan risiko inilah yang membuat pemberi pinjaman membebankan tingkat biaya bunga yang lebih tinggi kepada pengembang.

Investasi jaringan untuk meningkatkan kekuatan dan fleksibilitas sistem tidak boleh diremehkan. Tapi yang lebih penting, proses pengadaan PLN seharusnya tidak berhenti hanya karena sistem jaringan mereka yang tidak siap. Ada banyak solusi teknis yang dapat ditawarkan sementara grid dipersiapkan, dan seharusnya tidak ada masalah untuk menemukan solusi tersebut.

Lelang atau FIT? Bankir Indonesia Tidak Peduli

Sering diasumsikan bahwa selera risiko para bankir—dan akses ke pembiayaan bank—menjadi elemen penentu atas besaran tariff energi bersih. Namun diskusi dengan beberapa bank di Indonesia menunjukkan bahwa mereka lebih tidak terpengaruh terhadap perincian FIT atau lelang. Berdasarkan wawancara dengan para bankir yang menghandle *corporate* maupun *project finance*, tampaknya mereka tidak fokus pada proses pengadaan tenaga listrik semata. Yang menjadi perhatian mereka adalah kelayakan proyek—bahwa proyek memiliki cukup arus kas untuk melunasi hutang mereka; bahwa kesehatan keuangan dan *credit worthiness* dari sponsor proyek terpenuhi; bahwa jaminan tersedia; dan risiko *curtailment* telah dimitigasi, terutama jika kontrak PJBL adalah *take and pay*.

Berhubung praktik *project financing* murni jarang terjadi di Indonesia, banyak bank lokal mengandalkan pada *corporate guarantee* dan jaminan aset tetap untuk mengelola risiko *curtailment*. Memiliki kontrak *take and pay* dengan PLN dianggap tidak cukup aman untuk menjamin pembayaran kembali pinjaman tanpa dukungan kredit tambahan. Seringkali bank meminta jaminan tambahan, seperti jaminan dari pendapatan di masa depan (*revenue pledge*) ditambah dengan beberapa asuransi yang biayanya tidak sedikit. Hal ini tentu meyalutikan bagi pemain kecil dan menengah untuk ditangani dan menjadi salah satu hambatan untuk bisa meningkatkan skala pinjaman.

Hambatan pembangunan energi terbarukan di Indonesia juga terletak pada syarat dan ketentuan PJBL. Kadang diterabikan oleh pembuat kebijakan, syarat dan ketentuan ini sering tersembunyi di balik dokumen yang panjang dan dipandang sebagai risiko tambahan bagi pengembang proyek energi terbarukan. Bahkan, beberapa masalah *bankability* tidak terkait dengan tingkat tarif yang dianggap tidak menguntungkan tetapi lebih disebabkan oleh syarat dan ketentuan yang ketat termasuk risiko *off-take*, *force majeure*, risiko terminasi, dan dalam beberapa kontrak, risiko valuta asing.

Seorang bankir berkomentar, “Kami berasumsi bahwa semua pengembang sudah melakukan perhitungan sendiri sebelum membawa proposal pinjaman ke institusi kami. Oleh karena itu jika tariff tidak masuk akal bagi investor mereka, mereka juga tidak akan melanjutkan proyek dan tidak akan membawa proposalnya ke bank”.

Masalah *bankability* lainnya terkait dengan skema Build Own Operate Transfer (BOOT) yang diterapkan pada proyek ET. Ini sangat penting terutama untuk proyek-proyek yang ingin melakukan *refinancing* di masa depan. BOOT pada dasarnya membatasi kemampuan pemilik proyek untuk dapat melakukan *refinancing* proyek mereka, dan karenanya menurunkan nilai buku asset mereka ke nol di akhir masa PJBL.

Keseluruhan biaya *Cost of Capital* Merupakan Penentu Utama Dalam Penetapan Harga Listrik dari Energi Terbarukan di Negara-negara Berkembang

Mengapa biaya pembangkit ET, terutama angin dan matahari, masih dianggap terlalu mahal untuk mengalahkan batu bara di Indonesia? Rendahnya biaya batu bara domestik adalah salah satu jawabannya. Sebuah laporan dari Bloomberg New Energy Finance (BNEF) di tahun 2019 menjelaskan aspek lain dari masalah tersebut. *The cost of capital*, diwakili oleh biaya rata-rata tertimbang dari kapital (WACC), biasanya jauh lebih tinggi untuk negara berkembang dibandingkan dengan negara maju, atau bahkan di antara negara berkembang lainnya.

Grafik dibawah membandingkan antara biaya utang (untuk pinjaman USD) di antara negara-negara berkembang. Indonesia mendapatkan ranking paling tinggi diantara kelompok setaranya. Untuk sebuah pinjaman komersial dalam IDR, bunga bank di Indonesia umumnya berkisar antara 10-14% saat ini.

Figure 5: Bunga Bank di Indonesia Lebih Tinggi Dibandingkan Negara-negara Berkembang Lain

Annual interest rates
(%, 2018)



Source: Trading Economics; AT Kearney Analysis 2019.

Pembangkit energi terbarukan bersifat padat modal, tapi hampir tanpa biaya operasional. Biaya proyek sebagian besar berkaitan dengan pengeluaran modal awal, yang terdiri dari dua komponen dasar: biaya untuk membeli dan mendirikan pembangkit tersebut dan biaya pendanaan. BNEF menemukan bahwa ada hubungan langsung antara *the cost of capital* yang dapat diakses oleh pengembang di sebuah negara dengan tingkat *levelized costs for renewable generation*. BNEF menyimpulkan bahwa menurunkan *cost of capital*, melalui instrumen keuangan inovatif seperti penyediaan *concessionary financing* dapat menjadi salah satu cara untuk mengatasi masalah tersebut.

Figure 6: Biaya Pendanaan Mempengaruhi Levelized Cost of Energy – Surya & Angin

Figure 26: Financing cost impacts on levelized costs of energy, utility-scale PV

LCOE (\$/MWh, 2018 real)

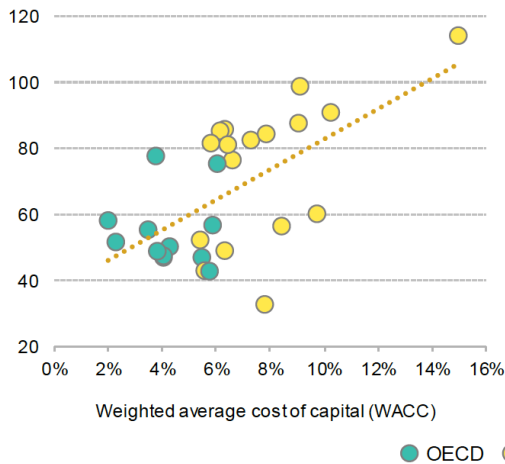
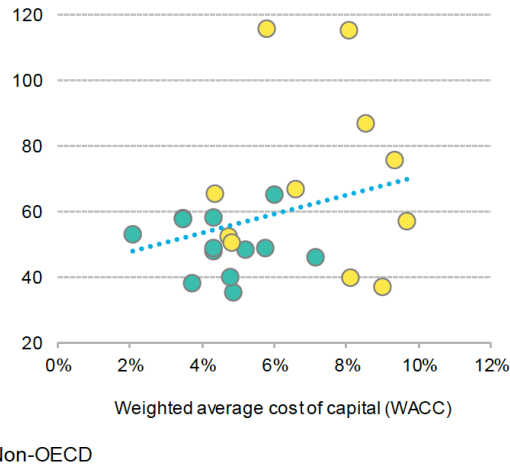


Figure 27: Financing cost impacts on levelized costs of energy, onshore wind

LCOE (\$/MWh, 2018 real)



Source: Bloomberg New Energy Finance. Emerging Markets Outlook 2019. November 25, 2019.

Hal ini membawa argumen ke tingkat ekonomi makro. Hal ini juga menimbulkan pertanyaan apakah pemerintah Indonesia akan lebih baik menghabiskan lebih banyak waktu untuk mencoba membuat skema pembiayaan inovatif yang akan menurunkan WACC daripada bermain dengan FIT untuk mengimbangi biaya pendanaan yang tinggi.

Mendukung Pengembang Kecil dan Menengah Melalui Program yang Disesuaikan, Bukan Dengan Perlakuan Khusus

Salah satu tantangan untuk program energi terbarukan di Indonesia adalah untuk mengatasi keragaman tipe pengembang dan pertimbangan khusus yang dibutuhkan berdasarkan kemampuan keuangan atau operasional mereka. Pemain lokal kecil dan menengah sering merasa dirugikan dalam proses penawaran kompetitif tetapi dapat berkontribusi pada perkembangan pasar jika diberikan bantuan khusus yang dapat menjaga integritas pasar. Banyak dari mereka memiliki kapasitas modal yang tidak memadai, akses terbatas untuk pembiayaan dan dukungan sponsor yang lemah untuk memberikan jaminan.

Pemain Kecil dan Menengah Terkadang Merasa Tidak Diuntungkan

Pemerintah dapat mendukung pemain lokal dengan subsidi modal khusus dan insentif fiskal seperti insentif pajak dan pinjaman lunak melalui bank lokal. Subsidi

modal ini juga dapat diberikan melalui *pre-development fund* atau *viability gap fund* untuk calon terpilih yang telah disaring oleh kementerian. Jenis dukungan ini sebenarnya pernah dipertimbangkan di masa lalu oleh Kementerian Keuangan saat mereka merancang pengembangan dana dukungan khusus energi terbarukan.

Cara lain untuk membantu pemain kecil dan menengah bisa melalui penjaminan yang didukung pemerintah. Ini adalah sebuah cara yang dapat menarik dukungan dari donor internasional yang ingin mendukung transisi Indonesia ke energi terbarukan. Jika disusun dengan benar, dana penjaminan juga dapat mendukung pengembang skala kecil dengan keterampilan khusus seperti mereka yang bergerak di pengembangan energi terbarukan di terdistribusi seperti *micro grid*.

Terakhir, dukungan juga dapat diperluas ke produsen peralatan/industry teknologi lokal seperti produsen panel surya lokal atau produsen turbin lokal, dll. Jika Indonesia serius dalam upaya memperkuat konten lokalnya, maka dukungan apa pun untuk industri lokal yang memungkinkan mereka untuk berkembang dapat berujung pada kemampuan mereka memberikan harga yang kompetitif di masa mendatang.

Kementerian Keuangan sepertinya lebih memilih untuk memberikan dukungan di sisi hulu untuk menurunkan biaya proyek, daripada memberikan dukungan di sisi hilir melalui subsidi. Dengan demikian, risiko dan biaya yang keluar dari Anggaran Pembiayaan dan Belanja Negara (APBN) akan rendah.

Zulvia Dwi Kurnaini, Ketua Kelompok Kajian Subsidi di Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan telah memperjelas bahwa di masa mendatang, mendapatkan harga pasar yang tepat untuk listrik menjadi prioritas kementerian, sementara itu perlindungan terhadap warga miskin dapat dilakukan melalui subsidi langsung terhadap setiap keluarga daripada melalui kebijakan nasional untuk mensubsidi listrik.

Fokus pada Harga yang Bersaing untuk Jangka Panjang, Ketimbang Hanya Mencari *Quick Wins*

Pemerintah Indonesia perlu fokus pada pengembangan potensi jangka panjang energi terbarukan di Indonesia. Walaupun program FIT dapat menawarkan titik awal yang aman, pengembangan pasar yang berkesinambungan akan memerlukan harga yang lebih kompetitif dimana hal tersebut itu dapat diraih melalui proses pelelangan. Belajar dari pengalaman dari negara lain, untuk mendapatkan harga termurah bagi energi terbarukan dan mencapai 23% energi terbarukan pada 2025, dibutuhkan sebuah proses pelelangan kompetitif yang transparan, baik untuk teknologi energi terbarukan skala besar ataupun kecil/menengah. Pemerintah juga dapat memilih pelelangan *technology-agnostic* pada jaringan tertentu jika harga menjadi prioritas utama.

Pemerintah juga perlu memutuskan apakah akan mengundang investasi dari pemain besar internasional yang mampu mendapatkan pembiayaan rendah atau mendorong kepemilikan dalam negeri dan menambah pekerjaan lokal. Kombinasi

antara keduanya juga dapat dipertimbangkan, dengan merancang lelang secara cermat yang menitikberatkan dukungan pada kriteria pengembangan lokal.

IEEFA menyarankan pemerintah untuk mempertimbangkan beberapa kondisi tertentu terkait dengan Peraturan Presiden yang baru ini. Jika instrumen FIT yang dipilih, maka harus *technology specific, volume capped* (sampai jumlah tertentu tercapai) dengan penerapan periode terbatas. Regulasi tersebut juga harus menyatakan dengan jelas tanggal berakhirnya program FIT, dan fase transisi menuju pelelangan kompetitif yang transparan. Pernyataan seperti ini sangat penting agar para investor serta pemain industri siap untuk berkompetisi. Jika instrumen FIT yang diambil, mekanismenya harus *staged down* atau *step-down*.

IPP harus melalui fase pra-kualifikasi, termasuk memenuhi syarat hukum dan kesehatan finansial, kemampuan teknis, dan kepatuhan pada perlindungan lingkungan. Bila pemerintah memilih untuk melakukan mekanisme lelang lebih cepat, maka penting untuk dipastikan agar prosesnya transparan dan mendukung terciptanya kompetisi yang sehat dengan syarat dan ketentuan yang cerdas.

Terlepas dari skema FIT ataupun lelang, untuk menarik investasi energi terbarukan yang besar ke Indonesia, pemerintah dan PLN wajib untuk memperbaiki *bankability* dari PJBL dengan mempersiapkan *enabling conditions* seperti tariff dalam USD dan terindex pada inflasi, *priority dispatch* untuk energi terbarukan, dan PPA yang terstandarisasi dengan alokasi risiko yang adil. *Force majeure*, klausul pemutusan kontrak, dan *refinancing* atau pembatasan penjualan saham (*share transfer restrictions*) harus adil baik untuk pihak pengembang maupun PLN.

Annex

Country	Period	Instrument Used	Type	Specific Terms & Conditions	Successes	Price	Shortcomings	Move Forward
Germany	1991 - 2000	Electricity Feed-in Act	Fixed feed-in tariff	1. Obligation for grid companies to connect all renewable power 2. Priority dispatch for renewables 3. Guaranteed fixed FIT for 20 years 4. Tariff was tied to the prevailing electricity price	250 MW of wind		1. Coupling of the FIT to the electricity price proved to be too volatile to ensure investment security. 2. Uneven distribution of burden to grid utilities. Grid operators in high-wind regions had to pay more.	Realising how much subsidies burdened the state budget, the government started to implement creative feed-in tariff scheme.
	2000 - 2017	Renewable Energy Sources Act (EEG 2000)	Innovative FiT	1. Investment protection through guaranteed FIT and connection requirement 2. Surcharge arising from penetration of renewables are taken by consumers, not subsidized by public finance/tax 3. Innovative feed-in tariff scheme: tariff regression per year based on maturity of technology; different FIT for different scale and different energy yield			Surcharges from renewable generations are passed onto customers, making Germany's electricity price among the highest in the world.	Realising that the market has responded well with renewable technologies and innovations have brought renewable technology prices down, government started to shift to auctions to discover new price of the technologies.
	2017 - Now	Renewable Energy Sources Act 2.0	Competitive auction to set level of funding for tariff	1. Level of funding for tariff is set by auction (instead of by government)				
Mexico	Nov 2015 - Now	Long Term Power Auctions (LTPA)	Auction	1. Power retailers announce their demand for energy (MWh), capacity (MW) and Clean Energy Certificates (CEC) to be auctioned by an independent System Operator (ISO) 2. Contract for 15-20 years for CECs		Lowest price in 2017 was US\$ 0.001918/kWh	1. Bid winners have been finding a hard time to secure construction permit due to rent seeking attitude from local government. 2. New government is thinking to produce its own electricity instead of opening up more to private players. 3. Inability of the grids to cope with new generation capacity has halted new auctions.	
South Africa	2009 - 2011	Renewable Energy FiT (REFITs)	Fixed feed-in tariff	1. Tariffs were designed to cover generation costs + real return on equity of 17% with inflation indexation	None	wind US\$ 0.156/kWh; concentrated solar US\$0.26/kWh (with 6 hours storage); solar PV US\$ 0.49/kWh	1. Though the FiT offered was generous, not a single megawatt was signed off under the FiT scheme. This is due to uncertainties including legality of feed-in-tariff with South Africa's procurement regulations, and delays in finalizing PPA and interconnection agreement with Eskom 2. Practical procurement process was never implemented	After 2 years of FiT in place without any result, the government quickly switched to competitive auctions

Country	Period	Instrument Used	Type	Specific Terms & Conditions	Successes	Price	Shortcomings	Move Forward
South Africa (continued)	2011 - Now	Renewable Energy Independent Power Producer Procurement (REIPPP)	Competitive auction	1. Technology specific with volume capped auction 2. Two stages selection process: a. Bidders need to meet minimum requirement criteria set on legal, financial, technical and environmental b. Bidders compete on 2 sets of selection criteria: Price (valued at 70%) and economic development criteria including job creation, enterprise development, and local content (30%) 3. Termination of contract for bidders who fail to meet their commitment as set in PPA 4. Bidders could bid for more than one project and different technologies 5. Projects had to be larger than 1 MW, and an upper limit was set for different technologies (e.g. 50MW cap for concentrated solar, 140 MW cap for a wind project) 6. Price caps were specified for different technologies, many of which are much higher than Eskom's average generation tariff at the time of around US\$0.005/kWh. 7. 20 years with local currency denominated PPA	2011 auction - 1,416 MW (no cap) 2012 auction - 1,044 MW (volume cap) 2013 auction - 1,165 MW (volume cap)	2011: wind US\$ 0.17/kWh; solar PV US\$0.41/kWh; CSP US\$ 0.40/kWh 2012: wind US\$ 0.13/kWh; solar PV US\$ 0.25/kWh; CSP US\$ 0.38/kWh	1. High transaction cost to hire a large legal, technical, financial and governance evaluation team to help the Department of Energy to design, prepare and review the initial bids. However, transaction costs were much lower in subsequent rounds. 2. Eskom had attempted to run a number of IPP Procurements before, but all failed. The DOE and the National Treasury finally took control and run the auction.	
Vietnam	June 2017 - June 2019	Solar FIT	Fixed feed-in tariff	1. FIT is valid only for projects that can commence operation before 30 June 2019. If such deadline is missed, the IPP could lose its agreed FIT price 2. No guaranteed offtake from EVN	4.4GW of solar PPAs were signed during 2017-2019	US\$ 0.0935/kWh	A surge of solar installations caused grid problems. Not all of Vietnam's grid were able to take such amount of intermittent source. Hence the move toward grid-hub auction.	
	Nov 2018 - Nov. 2021	Wind FIT	Fixed feed-in tariff	1. FIT is valid only for projects that can commence operation before 1 November 2021. If such deadline is missed, the IPP could lose its agreed FIT price 2. FIT is valid for 20 years 3. No guaranteed offtake from EVN		Before 2018: US\$ 0.0078/kWh After: US\$0.085/kWh (onshore) and US\$ 0.098/kWh (offshore)		
	June 2019 - Now	Competitive auction	Competitive auction at grid hub					
Malaysia	2011 - 2015	Feed-in tariff	Fixed feed-in tariff	1. RE Fund is the funding sole funding source to cover surcharge from FIT. 2. FIT fund source is limited to 1% of revenue generated from electricity sold to end users. 3. FIT is differentiated for every technology and scale. 3. Degression rates are applied to the FIT depending to each technology. 4. The FIT was designed with the main objective of achieving grid parity.				

Country	Period	Instrument Used	Type	Specific Terms & Conditions	Successes	Price	Shortcomings	Move Forward
Malaysia (continued)	2017-2020	Large Scale Solar (LSS) tender	Technology specific auction	1. Foreign participation is capped at 49% equity interest in the bidding consortium. 2. Sealed bid 3. Applied size limit per project tendered (50MW in 2016 and 30MW in 2017). 4. For 3rd auction, maximum size a company could bid was 100 MW, and each developers have a chance to bid for 3 assets. 5. Successful applicants for pre-qualification should undertake a power system study (PSS) - which should then be submitted along with the bids. 6. Full compliance with Malaysian Grid Code and Transmission System Reliability Standard (TSRS) is mandatory. 7. EPC employs only Malaysian workers.	2016 auction secured 200 MW capacity + 50 MW in Sabah 2017 auction secured 360 MW + 100MW in Sabah and Labuan 2019 auction secured 500 MW	Lowest price in 2017 auction US\$ 0.078/kWh Lowest price in 2019 auction US\$ 0.042 - 0.057/kWh		

About IEEFA

The Institute for Energy Economics and Financial Analysis conducts research and analyses on financial and economic issues related to energy and the environment. The Institute's mission is to accelerate the transition to a diverse, sustainable and profitable energy economy. www.ieefa.org

About the Author

Elrika Hamdi

Energy Finance Analyst Elrika Hamdi has worked on South East Asian renewable energy, rural electrification, and energy efficiency market developments on projects funded by USAID, AFD, GIZ and UNEP. Prior to that, she was a business advisory consultant in Singapore.

This report is for information and educational purposes only. The Institute for Energy Economics and Financial Analysis ("IEEFA") does not provide tax, legal, investment, financial product or accounting advice. This report is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment, financial product or accounting advice. Nothing in this report is intended as investment or financial product advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, opinion, endorsement, or sponsorship of any financial product, class of financial products, security, company, or fund. IEEFA is not responsible for any investment or other decision made by you. You are responsible for your own investment research and investment decisions. This report is not meant as a general guide to investing, nor as a source of any specific or general recommendation or opinion in relation to any financial products. Unless attributed to others, any opinions expressed are our current opinions only. Certain information presented may have been provided by third-parties. IEEFA believes that such third-party information is reliable, and has checked public records to verify it where possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice.