

Optimasi Biaya Operasi Tahun ke n untuk mensukseskan NZE2060 dengan cara menentukan Project Pembangkit yang tepat dan Pengaturan Fleksible Power Plan yang dilengkapi Energy Storage

Danu Wasit^{1*)}; Indriana¹; Baginda Bukhori¹

1. PT PLN (Persero) Kantor Pusat, Divisi Pengendalian Pembangkit, Jl Trunojoyo Blok. M-I No.135, Kebayoran Baru, DKI Jakarta, Indonesia

^{*)}Email: danu.wasito.80@gmail.com

Received: 2 Desember 2023 / Accepted: 30 Juni 2024 / Published: 30 Juni 2024

ABSTRAK

Saat ini PLN harus mempersiapkan diri dalam menghadapi Net Zero Emission (NZE) pada tahun 2060. Upaya mengganti pembangkit fosil dengan pembangkit Energi Baru Terbarukan (EBT) merupakan tantangan yang cukup berat. Disisi lain tingkat pertumbuhan PLTS rooftop sudah tidak bisa dihindari lagi. Kedua isu ini sangat penting untuk diantisipasi agar potensi EBT dapat dimanfaatkan secara optimal. Untuk mendapatkan biaya operasi yang optimal dibutuhkan ketersediaan Daya Mampu dan Demand di jam yang sama agar terhindar dari investasi storage yang mahal. Dalam karya tulis ini, penulis mencoba menjelaskan metode optimasi dalam pemilihan proyek pembangkit kedepan dan metode optimasi untuk pengaturan energi yang berlebih pada siang hari. Perhitungan optimasi ini juga melibatkan penggunaan storage sebagai pengganti pembangkit fosil.

Dengan lebih dari 10.000 kombinasi kemungkinan pertumbuhan setiap jenis pembangkit dari tahun 2023 sampai dengan 2060 dan dari hasil simulasi total grid besar di Indonesia dengan pertumbuhan 4% diperoleh gambaran bahwa secara garis besar penggunaan storage harus dihindari, cara menghindarinya adalah dengan pemilihan proyek pembangkit yang tepat dan pengaturan pertumbuhan PLTS agar tidak menekan pembangkit base load. PLN juga akan menghadapi beberapa fase penting menuju NZE 2060, antara lain: periode kebutuhan LNG, periode kebutuhan nuklir, periode PLTS yang berpotensi mengganggu frekwensi, periode bauran air tertinggi dan periode dibutuhkan energi storage dalam skala masif. Setiap periode ini harus dimitigasi sejak dini untuk menghindari potensi defisit yang akan terjadi.

1. Pendahuluan

Saat ini PLN harus mempersiapkan diri dalam menghadapi NZE 2060. PLN akan bertahap mulai mengganti pembangkit fosil dengan pembangkit EBT, padahal seperti kita ketahui pembangkit fosil seperti PLTU batubara memiliki biaya operasi yang cukup rendah, dapat dibangun dimana saja dan menjadi tulang punggung pasokan daya di Indonesia. Disatu sisi pembangkit EBT yang akan mensubstitusi pembangkit fosil memiliki ketergantungan dengan iklim dan cuaca (*Intermitten*). Risiko-risiko yang mungkin terjadi ini perlu dipetakan mulai dari sekarang, dengan harapan masih cukup waktu untuk melakukan proses mitigasi. Hal ini dikarenakan untuk membangun PLTA, PLTP dan pembangkit energi alternatif lainnya membutuhkan waktu yang cukup lama (7-12 tahun) sementara potensi energi memiliki keterbatasan.

Beberapa tantangan yang akan terjadi menuju pencapaian NZE 2060 antara lain:

- Dengan tidak adanya lagi pertumbuhan pembangkit batubara, pertumbuhan kebutuhan *demand* akan digantikan oleh pembangkit gas. Saat ini kebutuhan tambahan pembangkit *baseload* pertahun dengan pertumbuhan *demand* 4% sekitar 1600 MW, ironisnya pembangunan PLTA dan PLTP belum dapat mengimbangi kebutuhan pertumbuhan tersebut.
- Kebutuhan gas akan terus meningkat mengikuti pertumbuhan *demand* sampai dengan dibangunnya energi alternatif seperti nuklir yang saat ini belum tersedia di Indonesia. Pembangunan pembangkit nuklir di Indonesia pada tahap awal akan banyak mengalami tantangan dan diprediksi antara tahun 2036-2040 baru akan terwujud.
- Apakah Indonesia siap menyiapkan kebutuhan gas untuk menggantikan pembangkit batubara sampai dengan 2036?
- Pembangunan *Variable Renewable Energy* (VRE) seperti PLTS dan PLTB membutuhkan waktu yang relatif singkat dibandingkan PLTA dan PLTN, namun untuk memfungsikan PLTS dan PLTB ini bermanfaat di beban puncak dan atau untuk mensubstitusi energi fosil, maka dibutuhkan storage dengan kapasitas yang besar, kapan saatnya Indonesia harus membangun *energy storage* dalam kapasitas *massive* ? mengingat penggunaan storage akan terkena efisiensi Charge dan Discharge, adakah alternatif lain seperti pengaturan pola operasi air waduk sehingga investasi baterai dengan kapasitas *massive* dapat ditekan.

Dalam kajian ini penulis mencoba menjelaskan alur proses dan melakukan simulasi perhitungan untuk mencapai biaya operasi optimum pada tahun ke-n menuju NZE 2060 dengan parameter input pertumbuhan perjenis pembangkit dan pengaturan operasi per jenis pembangkit per jam. Perhitungan ini akan mencakup pembangkit fosil, VRE, energi alternatif dan energi Storage.

2. Metode Perhitungan

2.1. Tanpa *Storage*

Untuk mendapatkan biaya operasi di tahun ke n , maka dilakukan perhitungan dengan mengambil sampel perhitungan pola operasi pembangkit dalam 1 hari. Perhitungan tersebut mendetailkan beban pembangkit per jam yang harus disediakan untuk memenuhi demand. Beban demand yang diambil untuk perhitungan mengambil referensi dari system Jamali dengan memperhitungkan pertumbuhan tahun ke n . Ketersediaan pasokan daya yang berlebih khususnya PLTS dan PLTB pada jam tertentu menjadi energy loss.



Grafik 1 : Koefisien Beban terhadap Beban Puncak

2.2. Dengan *Storage*

Pada dasarnya perhitungan dengan penggunaan storage sama dengan perhitungan tanpa storage, namun over produksi dari PLTS dan PLTB disimpan dalam storage. Energi dalam storage ini di manfaatkan untuk mengurangi padam jika ada, mengurangi pemakaian bbm, mengurangi pemakaian gas dan mengurangi pemakaian batubara. Perhitungan storage ini juga memperhitungkan efisiensi charge dan discharge.

2.3. Menentukan Kapasitas Pembangkit Tahun ke- n

Kapasitas pembangkit tahun ke- n adalah hasil perhitungan. Berdasarkan informasi potensi energi Air, Panas bumi, Surya dan lain-lain, maka dibuat beberapa scenario persen pertumbuhan pembangunan perjenis pembangkit. Skenario ini menciptakan lebih dari

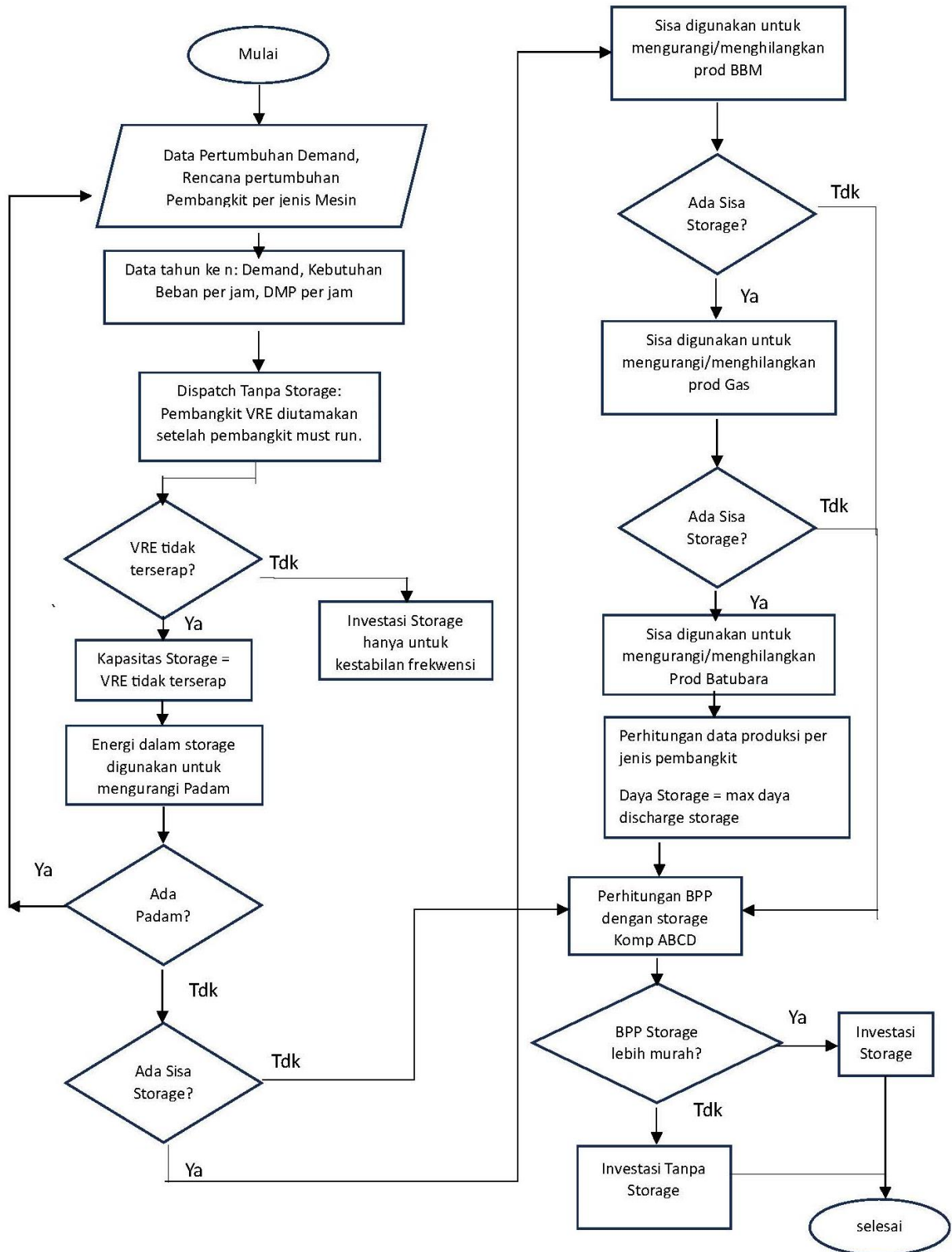
10.000 kombinasi perhitungan yang harus dilakukan untuk mendapatkan biaya operasi terbaik. Kapasitas daya per jenis pembangkit ini akan dibatasi sesuai dengan potensi energi yang ada.

2.4. Pertumbuhan demand

Asumsi pertumbuhan demand sebesar 4% mengacu pada pendekatan statistic 5 tahun terakhir.

$$BP_n = BP \times (1 + 4\%)^n$$

2.5. Alur Proses Perhitungan



Flow chart perhitungan diatas merupakan 1 proses dari 10.000 kombinasi kemungkinan pertumbuhan pembangkit. Dari beberapa kombinasi pertahun itu dipilih yang menghasilkan Biaya operasi paling optimum.

2.6. Rumus yang digunakan

1. Menghitung Beban Puncak (BP) tahun ke-n

$$BP_{nasional} = L BP_{grid\ besar}$$

$$BP_n = BP_{nasional} \times (1 + 4\%)^n$$

Dimana:

$BP_{nasional}$ = Beban Puncak nasional

$BP_{grid\ besar}$ = Beban Puncak Sistem besar yang ada di Indonesia BP_n = Beban Puncak pada tahun ke-n

2. Menghitung Koefisien Beban jam ke-n

$$Koefisien\ Beban_n = \frac{BP_n}{BP}$$

Dimana:

$Koefisien\ Beban_n$ = Koefisien Beban jam ke-n $Beban\ Puncak_n$ = Beban Puncak jam ke-n

3. Menghitung Daya Mampu Pasok (DMP) tahun ke-n

$$DMP_n = DMP_{n-1} \times (1 + Asumsi\ Pertumbuhan)$$

Dimana:

DMP_n = Daya Mampu Pasok per jenis pembangkit pada tahun ke-n DMP_{n-1} = Daya Mampu Pasok per jenis pembangkit pada tahun ke- (n-1)

4. Menghitung Biaya Produksi Harian

$$BP_h = (komp\ ABD \times 65\% \times DMN \times 24) + (SFC \times E \times H_{EP})$$

Dimana:

BPh = Biaya Produksi Harian $komp\ ABD$ = harga komponen A, B dan D

DMN = Daya Mampu Netto pembangkit SFC = Efisiensi pembangkit gas dan

$PLTU\ E$ = Jumlah produksi listrik

HEP = Harga energi primer

5. Menghitung Biaya Pokok Produksi (BPP)

$$BPP = \frac{BP_h E_h}{\text{---}}$$

Dimana:

BPP = Biaya Pokok Produksi BPh = Biaya
produksi harian

Eh = Jumlah produksi listrik harian sesuai
dispatch

2.7. Asumsi yang digunakan

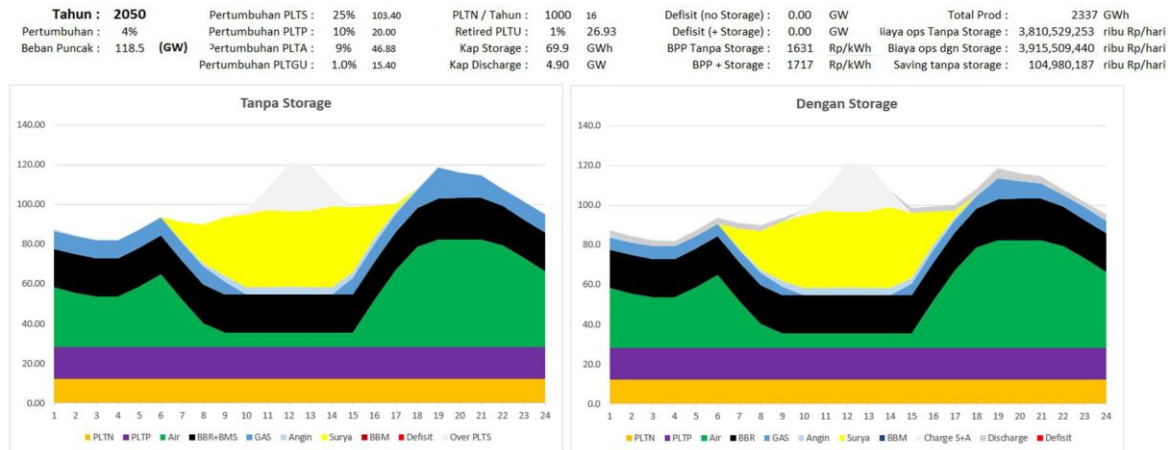
Berikut ini adalah asumsi-asumsi yang digunakan di dalam perhitungan:

1. Simulasi dilakukan dengan skema super-grid dimana sumatera-jawa-kalimantan sudah terhubung.
2. Perhitungan dilakukan berdasarkan potensi energi yang telah ditemukan per tahun 2023.
3. Pertumbuhan beban puncak dan produksi listrik nasional sebesar 4% per tahun.
4. CF batas keekonomian pembangkit sebesar 65%.
5. Pertumbuhan PLTS sebesar 25% per tahun dan PLTB sebesar 15% per tahun.
6. *Retired* PLTU sebesar 600 MW per tahun mulai tahun 2031. Sisa PLTU yang beroperasi tahun 2060 adalah PLTU yang harus di konversi dengan bahan bakar biomassa.
7. Pertumbuhan Energi Alternatif (Contoh: PLTN): kombinasi 1.000 MW, 1.500 MW dan 2.000 MW per tahun mulai tahun 2035.
8. Pertumbuhan PLTP: kombinasi 300 MW, 600 MW dan 1.000 MW per tahun mulai tahun 2023.
9. Pertumbuhan PLTA (termasuk Tidal/OTEC): kombinasi 10%, 11%, 12% per tahun mulai tahun 2023 sampai dengan 2049 dan 13%, 14%, 15%, 16% per tahun mulai tahun 2050.
10. Pertumbuhan PLTGU: kombinasi 1%, 2%, 3%, 4%, 5%, 6%, 7% per tahun mulai tahun 2023 sampai dengan 2050 dan 7%, 8%, 9%, 10%, 11%, 12%, 13%, 14%, 15% per tahun mulai tahun 2051.
11. Untuk penambahan kapasitas pembangkit PLTP maksimum 80% dari potensi 20 GW, Tidal 50% dari potensi 30 GW, PLTA waduk 50% dari potensi 45 GW.
12. Kenaikan harga energi primer sebesar 5% per tahun.
13. Durasi pemeliharaan pembangkit sebesar 5 – 15% per tahun sesuai jenis pembangkit, yaitu PLTN 5%, PLTP 10%, PLTA 5%, PLTU 10%, PLTS 5%, PLTB 5%, PLTBM 15%, PLTG/U 15%, PLTMG 5%, PLTD 5%.
14. CF maksimum untuk PLTN 80%, PLTP 80%, PLTA (*run off* dan tidal) 60%, PLTA (waduk) 50%, PLTS 15%, PLTB 50%, PLTBM 60%, PLTU 80%, PLTGU 90%, PLTMG 80%, PLTG 80%, PLTD 50%.
15. SFC Pembangkit Gas 0,0085 MMbtu/kWh, PLTU 0,6 kg/kWh

3. Hasil dan Pembahasan

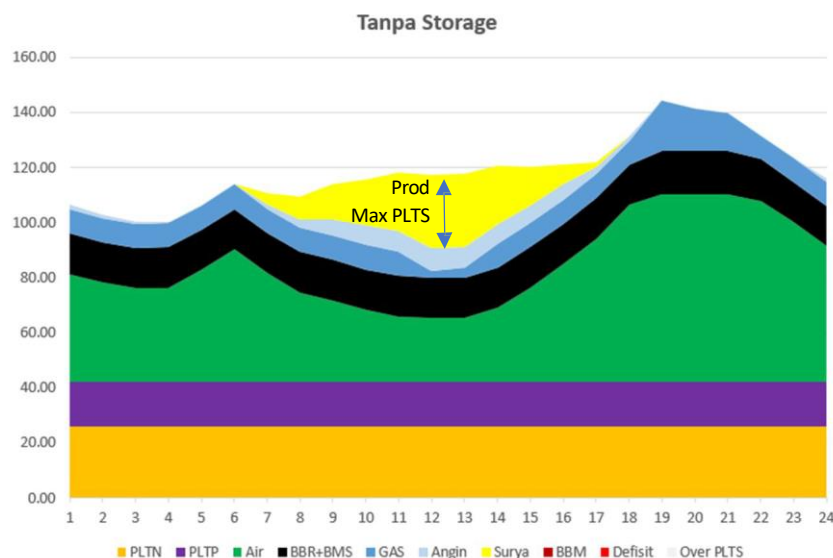
3.1. Komparasi penggunaan *storage* dengan tanpa *storage*

Dari beberapa perhitungan, secara garis besar penggunaan *storage* menyebabkan kenaikan biaya operasi, dari sini dapat disimpulkan penggunaan *storage* sebaiknya dihindari, adapun penggunaan *storage* dapat diaplikasikan hanya untuk mengantisipasi dinamika frekwensi akibat opsional PLTB dan PLTS.



Grafik 2. Profil bauran energi dengan dan tanpa *storage*

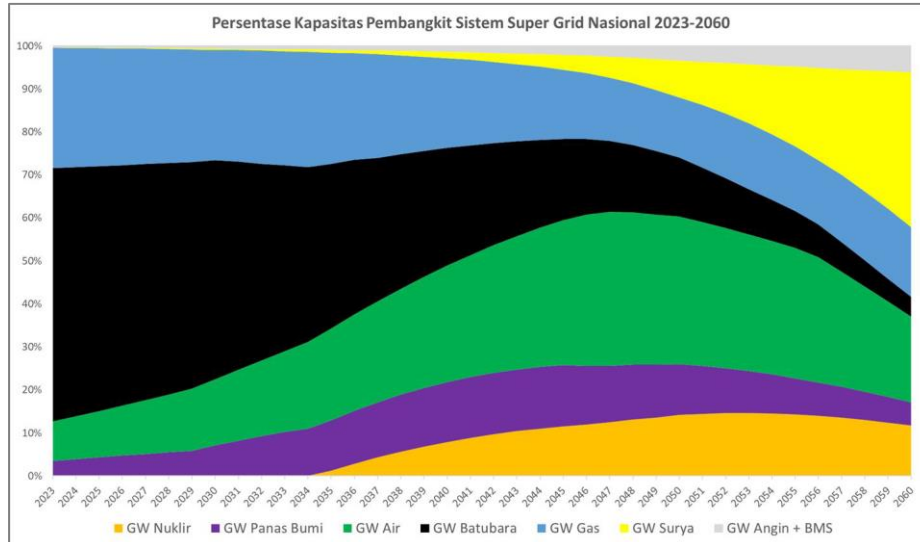
Dengan pengaturan project pembangkit yang tepat, penggunaan massive *storage* dapat diminimalkan, penguatan pembangkit baseload dan pembangkit fleksibel seperti PLTA Waduk menjadi kunci penting dalam menekan biaya operasi. Produksi PLTS yang terlalu berlebih menyebabkan kita harus lebih memiliki pembangkit back up untuk mengantisipasi musim penghujan. Pertumbuhan PLTS harus di jaga agar produksi maksimum PLTS tidak over pada siang hari.



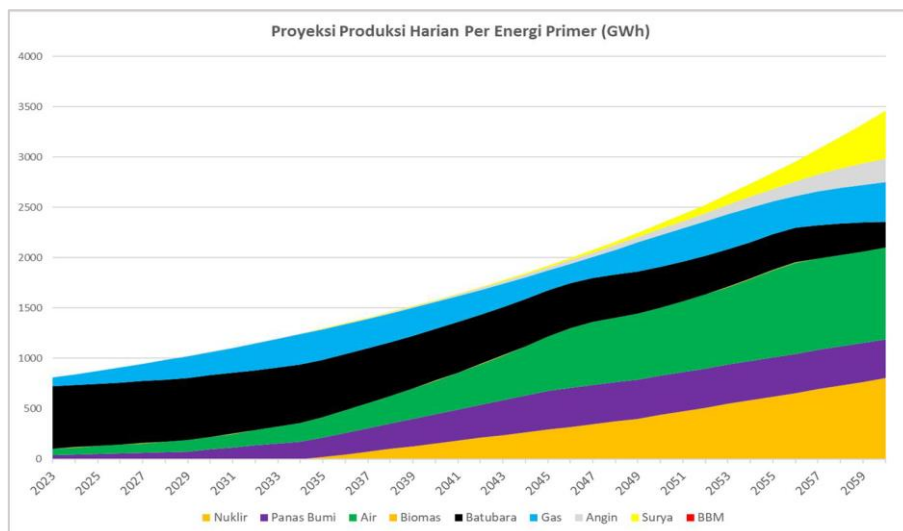
Grafik 3. Profil bauran energi dalam langgam harian

3.2. Hasil Perhitungan untuk mendapatkan optimasi biaya sampai dengan tahun 2060

Berdasarkan kombinasi pertumbuhan per jenis pembangkit diperoleh hasil perhitungan persentase kapasitas pembangkit dan bauran dari periode 2023 sampai dengan 2060 seperti ditunjukkan gambar berikut.



Grafik 4. Persentase kapasitas pembangkit periode 2023-2060 yang menghasilkan biaya optimal



Grafik 5. Proyeksi produksi harian per energi (bauran energi) periode 2023 – 2060

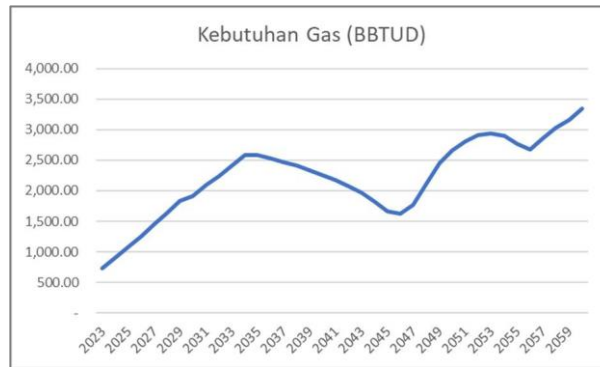
Komposisi bauran yang berbeda di setiap periode akan menimbulkan resiko yang berbeda pula. Setiap resiko harus dimitigasi PLN sejak dini. Opsi-opsi penanganan resiko akan menimbulkan biaya yang tidak sedikit, untuk itu timing dalam ekskusi mitigasi resiko itu harus tepat waktu agar lebih optimal.

Beberapa fase penting yang akan dihadapi PLN antara lain :

Fase 1. Lonjakan kebutuhan pembangkit gas

Lonjakan kebutuhan pembangkit gas dalam jangka dekat akan terjadi pada tahun 2034 hal ini dikarenakan *retired* PLTU bertahap dan belum adanya pembangkit *baseload* berkapasitas besar seperti PLTN. Di tahun 2034 PLN harus menyiapkan PLTP sebesar 8,91 GW, PLTA sebesar 16,25 GW, Pembangkit Gas sebesar 21,66 GW. Mengingat bahwa

pengembangan PLTP dan PLTA (termasuk Tidal, OTEC dll) memerlukan waktu yang lama (rata-rata 10 tahun) maka perlu diantisipasi sejak tahun 2024. Untuk mengantisipasi menuju fase ini, PLN harus menyiapkan kebutuhan gas yang naik secara bertahap seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3 di bawah. Sebagai contoh, kebutuhan pada tahun 2034 adalah sebesar 2.580 BBTUD. PLN harus mampu memitigasi risiko akibat ketidakketersediaan gas dan kegagalan proyek EBT.



Grafik 6. Kebutuhan gas di sistem Super Grid untuk periode 2023 – 2060

Fase 2. Era Energi Alternatif (contoh nuklir)

Salah satu energi alternatif yang di sorot disini salah satu contohnya adalah Nuklir. Studi dan penyiapan pembangkit nuklir membutuhkan waktu yang cukup lama, terlebih lagi di Indonesia belum tersedia pembangkit nuklir yang sudah beroperasi sehingga memerlukan kajian yang lebih mendalam. Kebutuhan pembangkit nuklir sudah tidak dapat terelakan, untuk mengimbangi kebutuhan beban menjadi tantangan baru bagi PLN. Dari perhitungan setidaknya dibutuhkan 1 – 2 GW/tahun penambahan pembangkit Nuklir di Indonesia dengan asumsi pembangkit pertama mulai beroperasi pada tahun 2035 seperti ditunjukkan dalam Gambar 4 berikut. Jika pembangunan pembangkit nuklir ini dihindari, maka PLN harus menyiapkan pembangkit lain misalnya pembangkit gas dengan kapasitas 98,5 GW sampai dengan tahun 2060. Total pembangkit nuklir yang beroperasi s.d tahun 2060 sebesar 44 GW.



Grafik 7. Kebutuhan pembangkit nuklir di sistem Super Grid untuk periode 2035 – 2060

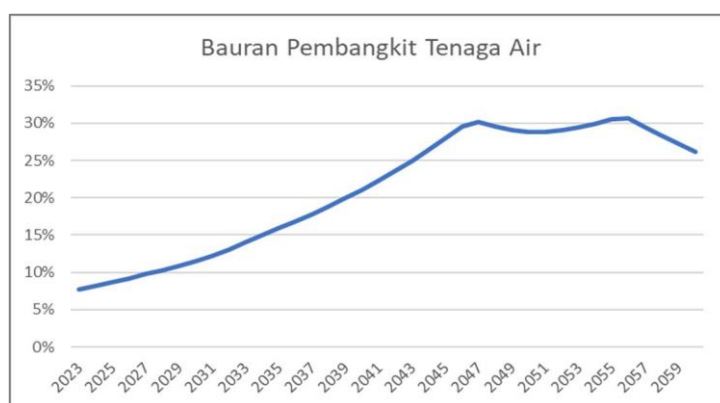
Fase 3. Potensi Gangguan Fekwensi karena PLTS

Produksi PLTS saat *peak load* sudah mencapai 1% dari beban siang, sehingga akan berpotensi mengganggu frekwensi sebesar 0,5 Hz. Kondisi ini dinilai masih belum

mengkhawatirkan jika diantisipasi dengan membangun PLTS secara tersebar untuk menghindari fluktuasi beban karena radiasi matahari tertutup awan secara masif. Teknologi *smart grid*, AGC (*Automatic Generating Control*) dan penggunaan baterai untuk memperhalus riak-riak frekuensi harus sudah diterapkan pada periode ini. Dalam fasa ini, PLN tidak perlu terburu-buru menyiapkan *mass storage* untuk memindahkan energi pada siang hari untuk beban puncak, karena urgensinya belum terlalu tinggi. Teknologi *storage* di periode ini di perkirakan sudah lebih murah dari periode sekarang. Bahkan PLN akan mendapatkan *mass storage* dengan harga yang lebih murah apabila mampu memanfaatkan *second life baterai* dari kendaraan listrik.

Fase 4. Bauran Energi Air Tertinggi

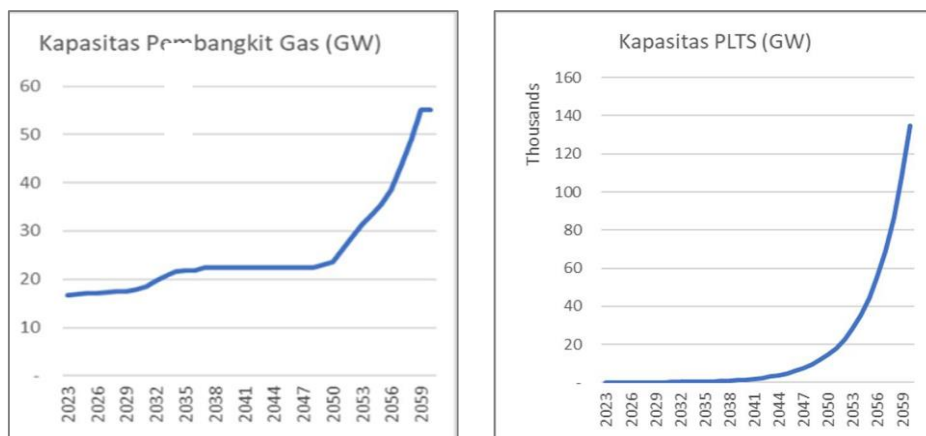
Bauran Pembangkit tenaga air akan mengalami puncaknya pada tahun 2047 seperti ditunjukkan Gambar 5 di bawah, hal ini dikarenakan potensi panas bumi sudah mencapai angka maksimum sesuai asumsi. Dengan potensi bauran sebesar 30,1%, risiko yang akan dihadapi adalah musim kemarau dan variasi musim el nino. Untuk mengatasi ini PLN harus menyiapkan pembangkit hidro yang tidak terganggu oleh perubahan musim. Teknologi pembangkit yang dimungkinkan untuk mengantisipasi ini adalah Pembangkit Tidal dan OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*). Tantangan lainnya adalah potensi pembangkit air di Indonesia terletak di *remote area* yang jauh dari pusat beban mengharuskan PLN menyiapkan HVDC (*High Voltage Direct Current*) untuk mentransfer potensi energi ini. Teknologi HVDC dipilih dikarenakan memberikan efisiensi yang lebih baik dibandingkan transmisi AC.



Grafik 8. Bauran pembangkit hidro di sistem Super Grid untuk periode 2023 – 2060

Fase 5. Kebutuhan pembangkit gas secara masif dan periode ketersediaan PLTS yang masif

Dikarenakan potensi energi PLTP yang sudah maksimal di tahun 2046 dan potensi PLTA yang sudah maksimal di tahun 2047 maka mulai tahun 2050 pembangkit gas kembali dibutuhkan secara massif, terlebih lagi Daya Terpasang PLTS saat itu sangat tinggi sehingga pembangkit gas dibutuhkan sebagai back up, seperti ditunjukkan dalam Gambar 6 berikut. Pada periode tahun 2050 – 2060 kebutuhan pembangkit gas meningkat dari 600 MW pertahun menjadi 6.000 MW per tahun. Untuk kebutuhan PLTS juga meningkat tajam, yaitu persentase daya terpasang PLTS sebesar 8,6% pada tahun 2050 menjadi 36% pada tahun 2060. Pada fase 5 ini kebutuhan akan energi *storage* dalam kapasitas yang masif sangat dibutuhkan untuk mengamankan frekuensi.

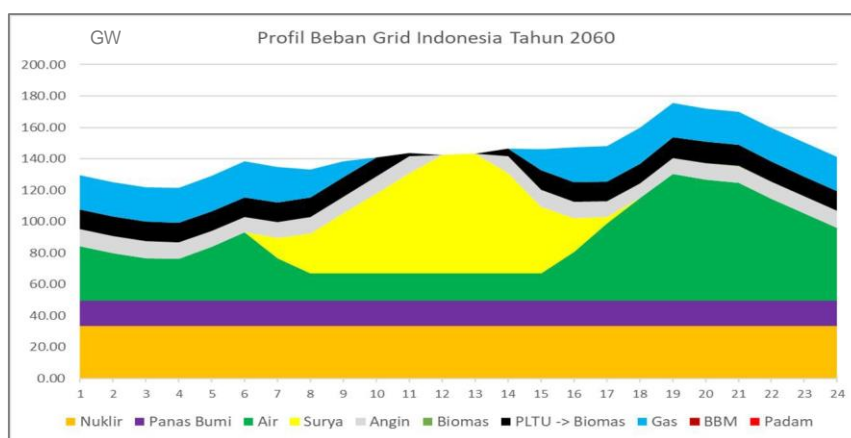


Grafik 9. Kapasitas pembangkit gas dan PLTS di sistem Super Grid untuk periode 2023 – 2060

Penggunaan *energy storage* untuk memanfaatkan energi PLTS pada saat Beban Puncak belum menjadi pilihan terbaik, pertumbuhan PLTS 25% sampai dengan tahun 2058 masih dapat dimungkinkan untuk diserap di beban siang dengan pengaturan pembangkit air, gas dan biomassa. Penggunaan *energy storage* untuk beban puncak akan menaikkan BPP yang cukup signifikan, karena efisiensi *charge discharge* yang akan menghilangkan potensi energi sebesar 19%.

Fase 6. Diskontinyu Operasi Harian Pembangkit *Baseload* karena PLTS

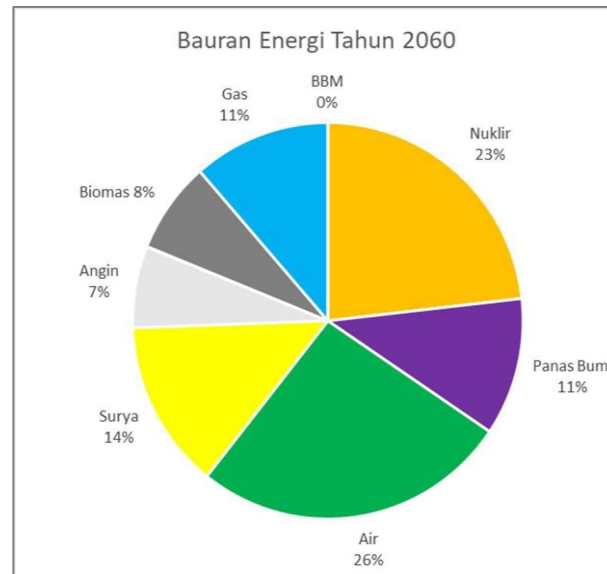
Dengan pertumbuhan asumsi 25% daya terpasang PLTS, maka pada tahun 2058 produksi PLTS sudah menekan produksi pembangkit *base load* seperti ditunjukkan pada Gambar 7 di bawah. Pertumbuhan PLTS di atas 25% akan merugikan PLN dikarenakan PLN harus menyiapkan *energy storage* skala besar untuk di *discharge* pada beban puncak, dengan konsekuensi hanya 81% yang dapat di manfaatkan karena faktor efisiensi. Di periode ini pembangkit *baseload* berbasis biomassa harus sudah dapat menyimpan energi thermal (*banking*) untuk dimanfaatkan di luar beban siang, dikarenakan produksi PLTS yang berlebih. Kapasitas Pembangkit PLTU yang tersisa di tahun 2060 sebesar 17,3 GW, PLTU ini harus sudah dikonversi seluruhnya menjadi pembangkit biomassa dengan memanfaatkan sampah di kota-kota besar.



Grafik 10. Profil beban di sistem Super Grid untuk periode tahun 2060

Pengaturan pertumbuhan PLTS menjadi sangat penting untuk menekan efisiensi biaya.

Pertumbuhan PLTS dapat terjadi karena sektor industri swasta, sektor rumah tangga dan dari internal PLN. Pertumbuhan pembangunan PLTS milik PLN harus diatur proporsional agar total daya terpasang PLTS di Super Grid Indonesia tidak lebih dari 135 GW pada tahun 2060.



Grafik 11. Bauran energi di sistem Super Grid untuk periode tahun 2060

4. Kesimpulan dan Saran

1. Untuk menghadapi NZE 2060, pengadaan proyek pembangkit sebaiknya berdasarkan hasil simulasi dengan potensi energi yang ada. Pemilihan jenis pembangkit yang tepat dan waktu COD yang tepat menjadi kunci kestabilan system dan biaya operasi yang optimal
2. Penggunaan storage untuk menyimpan energi PLTS pada siang hari agar dapat digunakan pada beban puncak menyebabkan kenaikan BPP yang cukup signifikan. Penyebabnya adalah adanya rugi-rugi energi saat charge dan discharge, serta investasi storage yang cukup mahal. Dalam perencanaan proyek pembangkit disarankan agar proyek-proyek storage kapasitas besar dihindari.
3. Project-project pembangkit agar diutamakan untuk pembangkit yang lebih konstan produksinya seperti PLTP, PLTN, PLTA, Arus laut, gelombang laut, hal ini diperlukan mengingat pertumbuhan demand membutuhkan pembangkit base load, terlebih lagi adanya rencana retired PLTU yang akan menurunkan pembangkit base load.
4. Kapasitas Daya pembangkit PLTS yang tersedia didalam suatu system diharapkan tidak over produksi di siang hari, hal ini penting untuk menghindari investasi storage. Untuk itu Project pembangkit PLTS yang akan dibangun PLN sebaiknya dievaluasi dengan mempertimbangkan pertumbuhan PLTS yang dilakukan oleh sektor Swasta.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kementrian ESDM RI “Potensi Pengembangan Aneka Energi Terbarukan di Indonesia”
<https://ebtke.esdm.go.id/lintas/id/investasi-ebtke/sektor-aneka-et/potensi>
- [2] Seminar “Cigre International Conference, Bali 23-28 Maret 2019”
- [3] Seminar “World Hydropower Congress, Bali 31 Oktober – 2 November 2023”
- [4] PT PLN Persero “Langkah Nyata Pencapaian Net Zero Emission”
<https://web.pln.co.id/cms/media/siaran-pers/2022/03/dirut-pln-ungkap-langkah-nyata-pencapaian-net-zero-emission-dalam-forum-etwg-1-g20/>

LAMPIRAN

Danu wasito, lahir di Jakarta 26 Juli 2023, menyelesaikan S1 pada tahun 2002 di Universitas Indonesia Jurusan Teknik Mesin. Masuk PLN tahun 2006, pernah bertugas di Sektor Pembangkitan Ombilin, Unit Induk Pembangkit Sumatera Bagian Selatan, Divisi Operasi Sumatera Kantor Pusat, Divisi Pengendalian Pembangkit Kantor Pusat

Baginda Bukhori, lahir di Jakarta 7 Januari 1993, menyelesaikan S1 pada tahun 2015 di Universitas Indonesia Jurusan Teknik Mesin, Masuk PLN Tahun 2016, pernah bertugas di Unit Pelaksana Pembangkitan Nagan Raya 2x110 MW, Divisi Operasi Regional Sumatera Kalimantan, Divisi Pengendalian Pembangkitan dan IPP Kantor Pusat

Indriana, lahir di Semarang 19 Februari 1984, menyelesaikan S1 pada tahun 2007 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Jurusan Teknik Fisika, pernah bertugas di Sektor Pembangkitan Bandar Lampung, Sektor Pembangkitan Labuhan Angin, Unit Induk Pembangkitan Sumatera Bagian Utara, Divisi Operasi Regional Sumatera, Divisi Pengendalian Pembangkitan Kantor Pusat