

UNIT COMMITMENT DENGAN INTEGRASI PUMP STORAGE HYDROELECTRICITY UNTUK MENGATASI MASALAH DUCK CURVE

Patria Julianto¹

¹Jurusan Teknik Elektro Universitas Borneo Tarakan, Kalimantan Utara, Indonesia

¹e-mail: patria@borneo.ac.id

Abstract—The increase in PV penetration has a negative side that needs to be anticipated as early as possible PV that can only operate during the day causes a decrease in load demand. On the contrary, at night, when the PV is not operating causes an increase in load demand. The phenomena will change the thermal generator's daily loading pattern and create the duck curve. In the duck curve, the gap between the load demand in the peak load period and the period outside the peak load is very large, so the operation of the electric power system becomes inefficient due to the low daytime and high nighttime operation of the plant. In this operating pattern, many generators will be turned off or operating with low loads during the day. Many thermal generators will be turned on or operating with high loads at night. The plant operates not optimally, efficiency decreases and generation costs will increase. In this research, pump storage hydroelectricity is used (PSH) to solving the duck curve by balancing the daily load demand. Furthermore, to reduce the generation costs, unit commitment is used with the integration of PV and PSH. The mixed integer programming (MIP) on unit commitment is solved using the CPLEX Solver in the GAMS software.

Keywords—Duck curve, high PV penetration, pump storage hydroelectricity, unit commitment.

Intisari—Peningkatan penetrasi PV memiliki sisi negatif yang perlu diantisipasi sedini mungkin. PV yang hanya dapat beroperasi pada siang hari menyebabkan penurunan permintaan beban, sebaliknya pada malam hari ketika PV sudah tidak beroperasi menyebabkan peningkatan terhadap permintaan beban. Hal tersebut akan mengubah pola beban harian dan menghasilkan duck curve. Pada duck curve, celah antara permintaan beban pada periode beban puncak dan diluar beban puncak sangat besar sehingga pengoperasian sistem tenaga listrik menjadi tidak efisien yang disebabkan oleh pengoperasian pembangkit di siang hari yang rendah dan malam hari yang tinggi. Pada operasi tersebut akan banyak pembangkit yang dimatikan atau beroperasi dengan beban rendah pada siang hari dan akan banyak pembangkit termal yang dihidupkan atau beroperasi dengan beban tinggi pada malam hari. Sehingga pembangkit beroperasi tidak optimal, efisiensi turun dan biaya pembangkitan akan meningkat. Pada penelitian ini, pump storage hydroelectricity (PSH) digunakan untuk mengatasi duck curve dengan cara menyeimbangkan permintaan beban. Selanjutnya, untuk menghemat biaya pembangkitan digunakan unit commitment dengan integrasi PV dan PSH. Masalah mixed integer programming (MIP) pada unit commitment diselesaikan menggunakan CPLEX Solver yang terdapat pada software GAMS.

Kata Kunci—Duck curve, penetrasi PV tinggi, pump storage hydroelectricity, unit commitment.

I. PENDAHULUAN

Dalam beberapa tahun terakhir, harga PV mengalami penurunan yang cukup signifikan, sehingga menyebabkan terjadinya peningkatan penetrasi PV di seluruh dunia [1]. Hal tersebut merupakan perkembangan yang positif bagi pemanfaatan pembangkit berbasis energi baru terbarukan (EBT). Namun demikian, perkembangan tersebut juga memiliki sisi negatif yang perlu diantisipasi sedini mungkin. PV yang hanya dapat menghasilkan energi listrik pada siang hari menyebabkan penurunan permintaan beban pada pembangkit termal, sebaliknya pada malam hari ketika PV sudah tidak dapat menghasilkan energi listrik lagi terjadi peningkatan terhadap permintaan beban pada pembangkit termal.

Pada siang hari baik pembangkit PV maupun konsumen dengan PV akan memaksimalkan PV sebagai sumber energi listrik utamanya, sehingga permintaan beban ke sistem tenaga listrik akan berkurang, sedangkan pada malam hari permintaan beban akan meningkat disebabkan pembangkit PV dan konsumen dengan PV sudah tidak dapat lagi memanfaatkan energi listrik dari PV. Hal tersebut akan menyebabkan perubahan pada kurva permintaan beban harian menjadi seperti bentuk bebek dan saat ini telah dikenal sebagai masalah *duck curve* (kurva bebek) [2]-[9].

Pada *duck curve*, celah antara permintaan beban pada periode beban puncak dan periode diluar beban puncak sangat besar sehingga pengoperasian sistem tenaga listrik menjadi tidak efisien yang disebabkan oleh pengoperasian pembangkit di siang hari yang rendah dan malam hari yang tinggi. Pada pola operasi tersebut akan banyak pembangkit yang dimatikan atau beroperasi dengan beban rendah pada siang hari dan akan banyak pembangkit termal yang dihidupkan atau beroperasi dengan beban tinggi pada malam hari. Sehingga pembangkit beroperasi tidak optimal, efisiensi turun dan biaya pembangkitan akan meningkat.

Kondisi tersebut mengakibatkan unit pembangkit termal lebih sering mengalami kondisi on-off sehingga meningkatkan start-up cost (SUC) dari unit pembangkit termal itu sendiri. Oleh sebab itu diperlukan operasi optimum berupa penjadwalan on-off dari unit pembangkit termal yang disebut dengan *unit commitment*. Metode ini bertujuan untuk mendapatkan sebuah kombinasi tertentu dari unit pembangkit termal dengan kapasitas yang cukup untuk menanggung permintaan beban dengan biaya produksi paling murah.

Pada penelitian ini, *pump storage hydroelectricity* (PSH) sebagai sistem penyimpanan energi listrik digunakan untuk mengatasi *duck curve* dengan cara menyeimbangkan permintaan beban harian. Pada siang hari, PSH akan menyerap kelebihan daya listrik pada sistem untuk mengisi air pada penyimpanannya sedangkan pada malam hari PSH akan mensuplai daya listrik dengan cara menggerakkan turbin air menggunakan air yang terdapat pada penyimpanannya. Dalam penelitian ini, untuk menghemat biaya pembangkitan dan biaya start-up pada pembangkit termal digunakan *unit commitment* dengan integrasi PV dan PSH. Selanjutnya masalah *mixed integer programming* (MIP) pada *unit commitment* diselesaikan menggunakan *Cplex Solver* yang terdapat pada software *General Algebraic Modeling System* (GAMS).

II. DATA SISTEM

A. Data Pembangkit

Spesifikasi pembangkit termal disajikan pada Tabel I dan II, sedangkan spesifikasi PSH dapat dilihat pada Tabel III.

Tabel I
Koefisien Biaya Pembangkit Termal

Unit	Koefisien Biaya Bahan Bakar			Biaya Start-up
	a	b	c	
1	450	19.17	0.00398	1800
2	665	27.17	0.00068	250
3	670	27.79	0.00064	250
4	700	16.60	0.00083	250
5	370	22.26	0.00079	520
6	480	27.24	0.00200	1100
7	680	16.50	0.00085	450
8	480	27.24	0.00098	520
9	660	25.92	0.00220	200
10	460	26.92	0.00291	200

Tabel II
Kapabilitas Pembangkit Termal

Unit	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Min. Up Time (Jam)	Min. Down Time (Jam)
1	162	25	6	6
2	55	10	1	1
3	55	10	1	1
4	55	10	1	1
5	85	25	3	3
6	130	20	5	5
7	80	15	4	4
8	75	25	1	1
9	55	10	1	1
10	55	10	1	1

Tabel III
Spesifikasi PSH

Parameter	PSH			
	1	2	3	4
Keluaran daya maks. (MW)	60	48	48	36
Energi maks. (MWh)	518	415	415	311
Efisiensi (%)	85	85	85	85
Minimum up time (jam)	1	1	1	1
Minimum down time (jam)	1	1	1	1
Biaya O&M (\$/MWh)	5.5	5.5	5.5	5.5

B. Data Beban dan PV

Data beban selama 24 jam dapat dilihat pada Tabel IV dan dalam bentuk grafik sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 1, sedangkan untuk rugi-rugi saluran diasumsikan sebesar 4,5%.

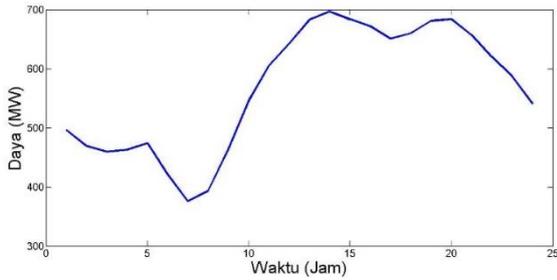
Sedangkan untuk data PV harian, pada penelitian ini menggunakan nilai rata-rata keluaran daya PV harian [10], [11] dan didistribusikan secara proporsional pada semua bus disetiap periode penjadwalan. Lokasi pemasangan PV dan kapasitasnya didistribusikan ke dalam empat area, seperti ditunjukkan pada Tabel V dan dalam bentuk grafik sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 2. Selanjutnya, seperti dapat dilihat pada Gambar 3, keluaran daya PV akan membentuk *duck curve* sesuai dengan kapasitasnya. Semakin besar penetrasi PV, semakin signifikan masalah *duck curve*.

Tabel IV
Koefisien Biaya Pembangkit Termal

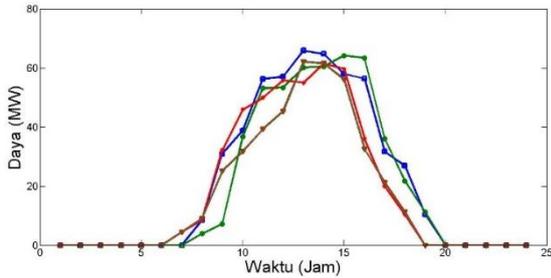
Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	496.00	13	439.72
2	469.08	14	448.43
3	459.53	15	445.41
4	462.57	16	483.30
5	474.08	17	541.60
6	421.04	18	589.45
5	366.66	19	659.18
8	363.36	20	683.55
9	369.03	21	656.46
10	392.20	22	619.87
11	406.56	23	586.91
12	431.02	24	540.77

Tabel V
Keluaran Daya PV

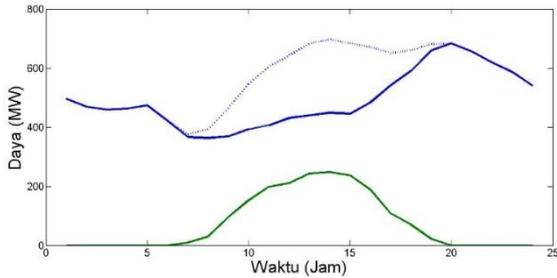
Jam	PV				Total
	1	2	3	4	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	4.45	4.46	8.91
8	8.51	3.92	8.51	9.05	30.00
9	30.95	7.21	32.15	25.15	95.46
10	38.78	36.62	45.81	31.76	152.98
11	56.26	53.11	49.86	39.32	198.55
12	56.96	53.38	55.80	45.27	211.41
13	65.81	60.14	55.00	62.03	242.98
14	64.73	60.41	61.43	61.49	248.06
15	57.97	64.19	59.60	56.08	237.85
16	56.35	63.38	36.08	32.57	188.38
17	31.67	36.08	19.87	21.22	108.84
18	26.89	21.77	10.41	11.22	70.29
19	10.41	11.22	0.00	0.00	21.62
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



Gambar 1. Permintaan beban harian



Gambar 2. Keluaran daya PV



Gambar 3. Duck Curve

III. UNIT COMMITMENT DENGAN INTEGRASI PSH

Unit commitment merupakan proses untuk menentukan keputusan mendasar dalam pengoperasian sistem tenaga listrik, yaitu menentukan jadwal pembangkitan energi listrik untuk setiap unit pembangkit dalam sistem sehingga permintaan beban dapat dipenuhi dengan biaya yang paling minimum [12]. Jadwal tersebut juga harus memastikan bahwa setiap unit pembangkit beroperasi dalam batasan teknisnya, yaitu: kapasitas keluaran, minimum up-time dan minimum down-time, variasi dari proses start-up, penggunaan bahan bakar dan kendala ramp.

Hasil dari *unit commitment* selanjutnya digunakan untuk proses *economic dispatch* untuk menentukan distribusi beban pada seluruh unit pembangkit, sehingga beban sistem tenaga listrik dapat terpenuhi pada setiap waktu yang ditentukan.

Masalah *unit commitment* mengandung variabel keputusan biner dalam jumlah yang besar dan dapat diformulasikan menjadi masalah optimasi *non linier mixed-integer* yang umumnya berskala besar dan bersifat non-konveks. Dengan meningkatnya penetrasi sumber energi baru terbarukan, khususnya pembangkit listrik tenaga angin dan matahari dengan isu utamanya yaitu ketidakpastian, membuat pemodelan *unit commitment* selalu berubah dan berkembang menjadi lebih kompleks.

A. Fungsi Objektif *Unit Commitment*

Fungsi objektif pada penelitian ini adalah untuk meminimalkan biaya bahan bakar dan biaya *start-up* pembangkit termal sebagaimana Persamaan (1) berikut:

$$\min f = \sum_{t=1}^{N_t} \left[\sum_{g=1}^{N_g} [\text{Cost}_{g,t}^F + \text{Cost}_{g,t}^{\text{STU}}] \right] \quad (1)$$

Keterangan:

N_t : periode penjadwalan total;

N_g : jumlah pembangkit termal;

$\text{Cost}_{g,t}^F$: biaya bahan bakar;

$\text{Cost}_{g,t}^{\text{STU}}$: biaya start-up pembangkit

Untuk biaya bahan bakar pembangkit termal [13] dapat ditentukan menggunakan Persamaan (2) berikut:

$$\text{Cost}_{g,t}^F = \alpha_g^F \times (P_{g,t})^2 + \beta_g^F \times (P_{g,t}) + \gamma_g^F \quad (2)$$

Keterangan:

$P_{g,t}$: Keluaran daya pembangkit termal unit g pada waktu t ;

$\alpha_g^F, \beta_g^F, \gamma_g^F$: Koefisien biaya pembangkit termal unit g .

B. Kendala-kendala *Unit Commitment*

Pada penelitian ini, perhitungan *unit commitment* harus memenuhi kendala-kendala persamaan maupun pertidak-samaan sebagaimana berikut ini:

1. Keseimbangan Daya Aktif

Kendala pertama pada penelitian ini adalah keseimbangan daya aktif. Dalam hal ini total daya yang dibangkitkan harus sama dengan permintaan beban. Pada penelitian ini, integrasi PSH pada sistem tenaga listrik akan berpengaruh pada keseimbangan daya aktif. PSH menyerap kelebihan daya pada sistem tenaga listrik yang digunakan untuk proses penyimpanan air ke dalam tandon dan PSH akan mengeluarkan air dari dalam tandon untuk menggerakkan turbin yang terhubung dengan generator untuk menghasilkan dan menyalurkan daya listrik ke sistem tenaga listrik pada saat dibutuhkan. Keseimbangan daya aktif pada sistem tenaga listrik dapat dinyatakan pada Persamaan (3) berikut:

$$P_{D,t} = \sum_{i=1}^{NG} P_{g,t} + \sum_{i=1}^{NPV} P_{PVi,t} + \sum_{i=1}^{NPSH} P_{PSHi,t} \times \eta_{PSH} - \sum_{i=1}^{NPSH} P_{PSHi,t} \quad (3)$$

Keterangan:

$P_{D,t}$: Permintaan beban pada waktu t ;

NPV : Jumlah titik area pembangkit PV;

$P_{PVi,t}$: Keluaran daya pembangkit PV unit i pada waktu t ;

$NPSH$: Jumlah PSH;

$P_{PSHi,t}$: Daya listrik yang diserap atau dihasilkan oleh PSH;

η_{PSH} : Efisiensi PSH.

2. Kapasitas Pembangkit Termal

Kendala pertidaksamaan terkait batasan kapasitas pembangkit termal, yaitu: batasan minimum dan maksimum dalam melayani permintaan beban dinyatakan pada Persamaan (4) berikut:

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} \quad (4)$$

Keterangan:

P_g^{\min} : Output minimum pembangkit termal unit g ;

P_g^{\max} : Output maksimum pembangkit termal unit g .

3. Ramping Pada Pembangkit Termal

Kendala pertidaksamaan terkait *ramping* atau lonjakan kenaikan atau penurunan beban pada pembangkit termal terdiri dari dua jenis yaitu: nilai *ramp-up* (RU) dan *ramp-down* (RD) dan masing-masing dihitung oleh unit pembangkit setiap jamnya pada periode operasi [13], [14] dinyatakan pada Persamaan (5) dan (6) berikut:

$$(P_{g,t+1} - P_{g,t}) \leq RU_g \quad (5)$$

$$(P_{g,t} - P_{g,t-1}) \leq RD_g \quad (6)$$

Keterangan:

RU_g : Nilai *ramp-up* pembangkit termal unit g ;

RD_g : Nilai *ramp-down* pembangkit termal unit g .

4. Batasan Waktu Hidup dan Mati Pembangkit Termal

Kendala-kendala terkait waktu hidup dan mati pembangkit termal dapat dinyatakan dengan *minimum off-time* (MDT), yaitu: waktu minimum dalam jam pada suatu pembangkit termal dalam kondisi hidup boleh dimatikan dan *minimum on-time* (MUT), yaitu: waktu minimum dalam jam pada suatu pembangkit dalam kondisi mati boleh dihidupkan. Kendala-kendala pada unit-unit pembangkit setiap jamnya pada periode operasi [13], [15] dinyatakan pada Persamaan (7) dan (8) berikut:

$$OFFT_{g,t} \geq MDT_g \quad (7)$$

$$ONT_{g,t} \geq MUT_g \quad (8)$$

Keterangan:

$OFFT_{g,t}$: Waktu mati pembangkit termal unit g ;

MDT_g : *Minimum down-time* pembangkit termal unit g ;

$ONT_{g,t}$: Waktu hidup pembangkit termal unit g ;

MUT_g : *Minimum up-time* pembangkit termal unit g .

5. Kendala-kendala Pada PSH

Pada penelitian ini, *unit commitment* digunakan untuk menentukan pola pengoperasian optimal dari PSH [13], [16] dengan menerapkan kendala-kendala sebagaimana Persamaan (9) berikut:

$$P_{PSH}^{\min} \leq P_{PSH,t} \leq P_{PSH}^{\max} \quad (9)$$

Keterangan:

$P_{PSH,t}$: Daya listrik yang diserap atau dibangkitkan oleh PSH;

P_{PSH}^{\min} : Kapasitas minimal PSH;

P_{PSH}^{\max} : Kapasitas maksimal PSH.

IV. HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bagian ini akan dibahas hasil dari simulasi *unit commitment* dengan integrasi PSH. Masalah *mixed integer programming* yang terdapat pada perhitungan *unit commitment* diselesaikan dengan menggunakan CPLEX Solver [17] pada *Software* GAMS. Hasil dari simulasi berupa penjadwalan pembangkit termal selama 24 jam, keluaran daya aktif optimal setiap unit pembangkit termal, dan biaya operasional unit pembangkit termal selama 24 jam. Selain itu, operasi optimal dari PSH dan kondisi penyimpanan PSH juga dihasilkan pada simulasi ini.

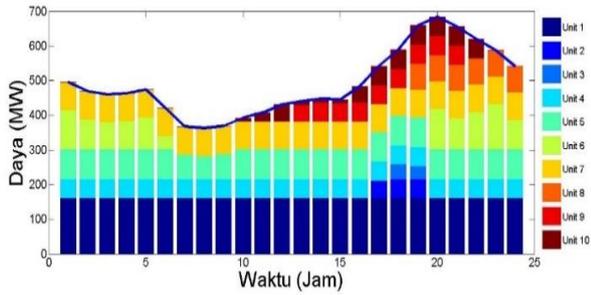
Hasil simulasi *unit commitment* tanpa PSH dapat dilihat pada Gambar 4 yang menunjukkan pola operasi pembangkit termal dan Gambar 5 yang menunjukkan biaya *start-up* pembangkit termal. Sedangkan untuk simulasi *unit commitment* dengan integrasi PSH dapat dilihat pada Gambar 6. Pada gambar tersebut terlihat bahwa setelah integrasi PSH, bentuk kurva beban unit pembangkit termal menjadi lebih datar dibandingkan sebelum integrasi PSH.

Simulasi ini juga mengoptimalkan pola operasi dari PSH, apakah sebagai generator, beban atau dalam posisi siaga sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 7. Ketika permintaan beban pada sistem tenaga listrik rendah akibat adanya penetrasi PV pada siang hari, unit pembangkit termal tetap beroperasi dengan membangkitkan daya lebih. Kelebihan daya dari unit pembangkit termal tersebut digunakan oleh PSH untuk memompa air kembali ke tanggul. Selanjutnya ketika permintaan beban tinggi pada periode beban puncak, PSH membangkitkan energi listrik dan menyalurkannya kepada konsumen dengan cara membuka tanggul untuk menggerakkan turbin yang tehubung pada generator. PSH yang memiliki pola pengoperasian seperti PLTA pada umumnya akan melakukan proses dengan siklus yang berlangsung terus menerus setiap hari.

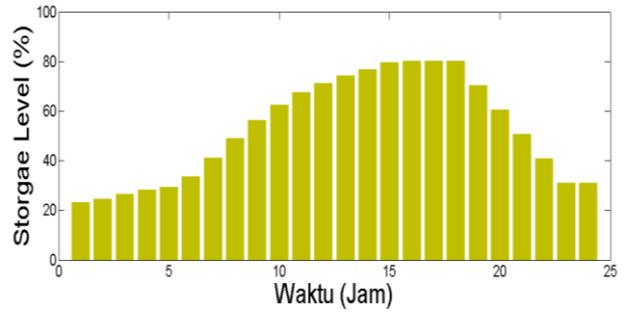
Untuk level penyimpanan pada masing-masing PSH dapat dilihat pada Gambar 8 sampai dengan 11. Level penyimpanan PSH memiliki peran yang sangat signifikan dalam proses optimasi untuk mengatasi masalah *duck curve*. Sebagai penyeimbang permintaan beban maka PSH yang diterapkan harus memiliki kapasitas penyimpanan yang sesuai dengan seberapa besar penetrasi PV pada sistem tenaga listrik.

Gambar 12 menunjukkan perbedaan antara simulasi *unit commitment* tanpa PSH dan dengan PSH. Dari Gambar tersebut terlihat bahwa PSH telah berhasil mengatasi masalah *duck curve* dengan cara menyerap kelebihan daya listrik pada periode diluar beban puncak dan menghasilkan daya listrik pada periode beban puncak.

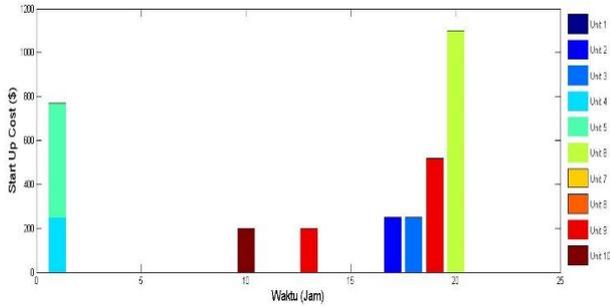
Untuk perbandingan antara biaya pembangkitan tanpa dan dengan PSH dapat dilihat pada Gambar 13. Dari Gambar tersebut terlihat jelas bahwa sistem tenaga listrik dengan PSH memiliki biaya pembangkitan yang lebih murah dibandingkan dengan sistem yang tanpa PSH. Pada sistem dengan PSH, on-off pada pembangkit-pembangkit termal lebih sedikit dilakukan. Hal tersebut berpengaruh terhadap biaya start-up pembangkit-pembangkit termal. Selain itu hasil optimasi juga akan menentukan keluaran daya yang paling optimal, sehingga total biaya pembangkitan juga akan berkurang.



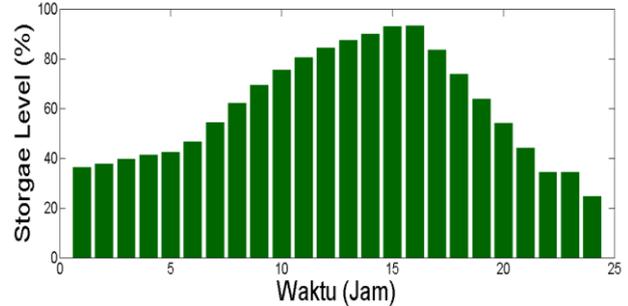
Gambar 4. Hasil Simulasi Tanpa PSH



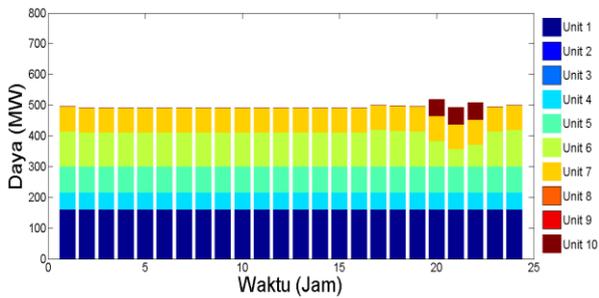
Gambar 9. Tingkat Penyimpanan PSH 2



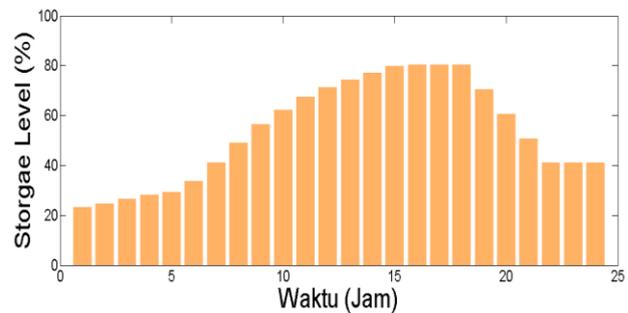
Gambar 5. Biaya Start-Up Tanpa PSH



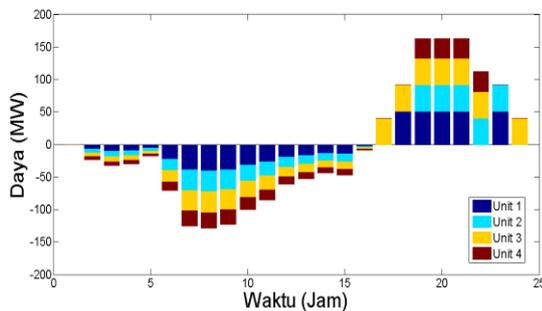
Gambar 10. Tingkat Penyimpanan PSH 3



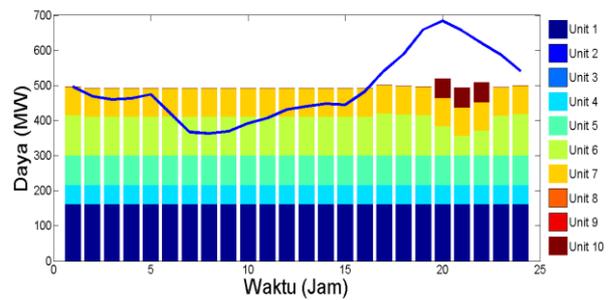
Gambar 6. Hasil Simulasi Dengan PSH



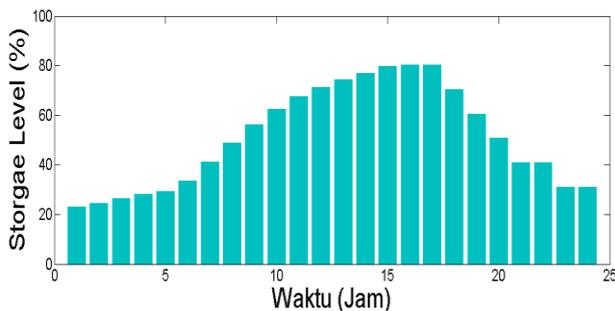
Gambar 11. Tingkat Penyimpanan PSH 4



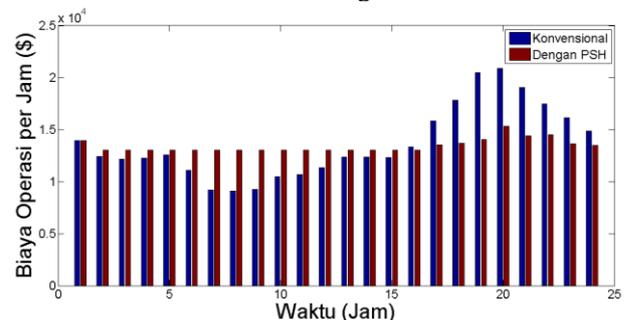
Gambar 7. Pola Operasi Optimal PSH



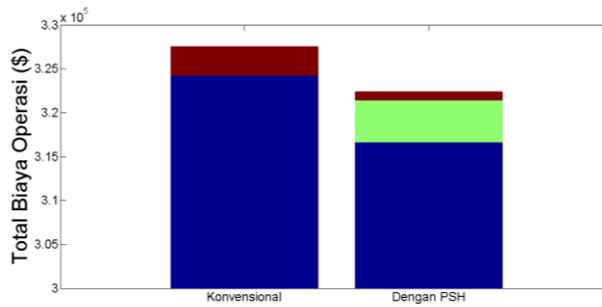
Gambar 12. Perbandingan Simulasi Sistem Tanpa PSH dan Sistem Dengan PSH



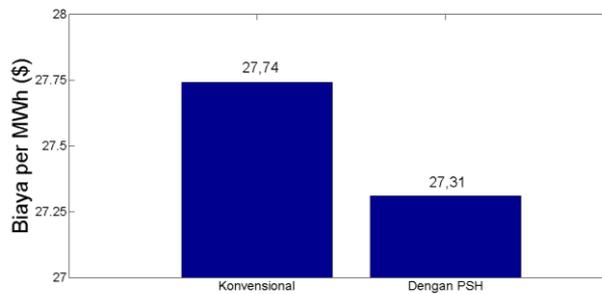
Gambar 8. Tingkat Penyimpanan PSH 1



Gambar 13. Perbandingan Biaya Per Jam



Gambar 14. Perbandingan Total Biaya Operasi Selama 24 Jam



Gambar 15. Perbandingan Biaya Per MWh

Selanjutnya, untuk mengetahui biaya pembangkitan pembangkit termal per MWh dapat menggunakan Persamaan (10) sebagaimana berikut:

$$= \frac{\text{Total Biaya Operasi 24 Jam}}{\text{Total Beban 24 Jam}} \quad \text{Biaya per MWh} \quad (10)$$

Hasil perhitungan biaya pembangkitan per MWh ditunjukkan pada Gambar 15. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa biaya pembangkitan per MWh sistem tenaga listrik tanpa PSH sebesar \$27,74, sedangkan sistem tenaga listrik dengan PSH berhasil mereduksi biaya pembangkitan per MWh menjadi sebesar \$27,31.

V. KESIMPULAN

Pertumbuhan instalasi PV yang sangat signifikan di seluruh dunia terjadi dalam beberapa tahun terakhir karena telah menjadi pilihan paling kompetitif untuk pembangkit energi listrik. Akibatnya, permintaan pembangkit termal menurun secara signifikan selama PV beroperasi sehingga menyebabkan terjadinya masalah *duck curve*. Pada kondisi tersebut, efisiensi generator termal menjadi turun dan menyebabkan biaya bahan bakar meningkat. Pada kondisi *duck curve*, unit pembangkit termal lebih sering on-off sehingga dapat meningkatkan biaya start-up dan dapat mengakibatkan kenaikan biaya pembangkitan listrik.

Penelitian ini mengembangkan optimasi *unit commitment* pada pembangkit termal dengan integrasi PSH sebagai sistem penyimpanan energi listrik. Dari hasil simulasi dapat dilihat bahwa model yang diusulkan ini dapat mengatasi permasalahan *duck curve* dan fungsi objektif tercapai, yaitu: mereduksi biaya bahan bakar dan biaya *start-up* pembangkit termal.

REFERENSI

- [1] Renewable Capacity Statistics 2020, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.
- [2] P. Denholm, M. O’Connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, “Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart”, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-65023, 2015.
- [3] N. Kumar, S. Venkataraman, D. Lew, G. Brinkman, D. Palchak, and J. Cochran, “Retrofitting Fossil Power Plants for Increased Flexibility”, In: Proc. of the ASME 2014 Power Conference, Baltimore, Maryland, USA, pp.1-9, 2014.
- [4] F.R.S. Sevilla, D. Parra, N. Wyrsh, M. Patel, F. Kienzle, and P. Korba, “Techno-economic Analysis of Battery Storage and Curtailment in a Distribution Grid with High PV Penetration”, Journal of Energy Storage, Vol.17, No.1, pp.73–83, 2018.
- [5] R. Torabi, A. Gomes, and F.M. Dias, “The Duck Curve Characteristic and Storage Requirements for Greening the Island of Porto Santo”, In: Proc. of IEEE ES2DE, Funchal, Portugal, pp.1-6, 2018.
- [6] X. Yuan, B. Ji, Y. Yuan, R. M. Ikram, X. Zhang, and Y. Huang, “An Efficient Chaos Embedded Hybrid Approach for Hydro-thermal Unit Commitment Problem”, Energy Conversion and Management, Vol.91, pp. 225_237, 2015.
- [7] Demand Response and Energy Efficiency Roadmap: Maximizing Preferred Resources, California Independent System Operator, 2013.
- [8] R. Jovanovic, S. Bayhan, and I.S. Bayram, “A Multiobjective Analysis of the Potential of Scheduling Electrical Vehicle Charging for Flattening the Duck Curve”, Journal of Computational Science, Vol.48, pp.1-9, 2021.
- [9] H. O. R. Howlader, M. M. Sediqi, A. M. Ibrahim dan T. Senjyu, “Optimal Thermal Unit Commitment for Solving Duck Curve Problem by Introducing CSP, PSH and Demand Response,” IEEE Access, vol. 6, pp. 4834-4844, 2018.
- [10] R. A. Messenger dan J. Ventre, Photovoltaic Systems Engineering Third Edition, America: Taylor & Francis Group, 2010.
- [11] D. Lew dan N. Miller, “Reaching New Solar Heights: Integrating High Penetrations of PV into The Power System,” IET Renewable Power Generation, vol. 11, no. 1, pp. 20-26, 2015.
- [12] J. A. Momoh, Smart Grid Fundamentals of Design and Analysis, America: John Wiley & Sons Inc., 2012.
- [13] A. J. Wood, B. F. Wollenberg dan G. B. Sheble, Power Generation, Operation, and Control Third Edition, America: John Wiley & Sons Inc., 2014.
- [14] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrani dan M. M. Alam, “Pumped Hydro Energy Storage System: A Technological Review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 44, pp. 586-598, 2015.
- [15] G. F. Reid dan L. Hasdorff, “Economic Dispatch Using Quadratic Programming,” dalam IEEE PES Winter Meeting, New York, 1973.
- [16] R. C. Eberhart dan Y. Shi, “Particle Swarm Optimization : Developments, Applications and Resources,” dalam Proceedings of The 2001 Congress on Evolutionary Computation, Seoul, South Korea, 2001. Massachusetts, Amherst, MA, CMPSCI Tech. Rep. 99-02, 1999.
- [17] IBM ILOG CPLEX optimization studio. [Online]. Available from: <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer> [accessed 2021].