

# Analisa Dampak Masuknya *Photovoltaic* (PV) Dalam Skala Besar Terhadap Performa Sistem Tenaga Listrik

Ubaidah<sup>1</sup>, Khairudin<sup>2</sup>, Dikpride Despa<sup>3</sup>, Lukmanul Hakim<sup>4</sup>

Jurusan Teknik Elektro Universitas Lampung, Bandar Lampung  
Jl. Prof. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

<sup>1</sup>ubaidah.te@gmail.com

<sup>2</sup>khairudin@eng.unila.ac.id

<sup>3</sup>despa@eng.unila.ac.id

<sup>4</sup>plgsekip@eng.unila.ac.id

**Intisari** — Photovoltaic (PV) merupakan salah satu pembangkit renewable energy yang sifatnya intermittent dimana ketersediaannya tidak selalu ada ketika diperlukan. Banyaknya jumlah PV yang masuk ke sistem tenaga listrik sangat berpengaruh terhadap kemampuan generator konvensional dalam mengejar keteringgalan daya akibat menurunnya daya output PV atau pada saat daya output PV tidak tersedia. Hal ini disebabkan oleh karakteristik ramping rate setiap jenis generator berbeda-beda. Untuk mengatasi keteringgalan daya pada sistem tenaga listrik, maka perlu membatasi banyaknya PV yang diperbolehkan terpasang pada sistem interkoneksi tenaga listrik.

Pada penelitian ini, data pembangkit dan beban yang digunakan berdasarkan data kelistrikan Lampung. Pembangkit yang digunakan adalah PLTA, PLTU, PLTP, PLTD, PLTMG dan PLTG. Berdasarkan hasil simulasi, banyaknya PV yang diperbolehkan terpasang maksimal 30% dari total pembangkitan pada konfigurasi pembangkitan tertentu. Apabila jumlah PV melebihi batas maksimal tersebut, maka akan terjadi ketidaksetimbangan daya antara pembangkit dan beban. Jika konfigurasi pembangkit dengan kapasitas generator besar dan memiliki ramping rate tinggi memungkinkan pembangkit PV yang terpasang ke interkoneksi tenaga listrik lebih dari 30% dari total pembangkitan.

**Kata kunci** — Duck curve, photovoltaic, ramping rate, ketidaksetimbangan daya.

**Abstract** — Photovoltaic (PV) is a renewable energy generator that produces electrical energy at a certain time or also called intermittent.. A large number of PV penetrations into the system significantly affects the ability of conventional generators to catch up with power due to decreased PV output power or when PV output power is not available. This is due to the different characteristics of the lean rate of each type of generator. To overcome the power imbalance in the electric power system with various compositions, it is necessary to limit the number of PV that is allowed to be installed in the electrical power interconnection system.

In this study, the generator and load data were used collectively from the Indonesian National Great Company. The power plants used are hydropower plant, steam power plant, geothermal power plant, diesel power plant, gas engine power plant, and gas power plant. Based on the simulation results, the number of PV that is allowed to be installed is a maximum of 30% of the total generation in a certain generation configuration. If the amount of PV exceeds the maximum limit, there will be a power imbalance between the generator and the load. If the generator configuration has a large generator capacity and has a high lean rate, PV plants can be connected to the electrical power interconnection of more than 30% of the total generation.

**Keywords**— Duck curve, photovoltaic, ramping rate, power imbalance.

## I. PENDAHULUAN

Saat ini, teknologi generasi Photovoltaic (PV) berkembang sangat pesat [1] Ditinjau dari segi sumber dayanya bahwa PV termasuk pembangkit listrik dengan renewable energy [2] memungkinkan untuk dijadikan salah satu pilihan pembangkit listrik dengan skala besar [3]. Namun, hal ini dikhawatirkan dapat menyebabkan ketidakstabilan system tenaga [4].

PV merupakan yang memanfaatkan radiasi matahari. dengan daya output fluktuatif mengikuti kondisi cuaca yang ada. Selain itu, PV dapat menghasilkan daya pada saat siang hari saja [5]. Sehingga pada saat menjelang sore PV sudah tidak produktif lagi. Akibatnya daya beban yang sebelumnya dipenuhi oleh PV farm harus ditanggung oleh generator konvensional [6]. Sedangkan setiap jenis generator mempunyai karakteristik ramping rate yang berbeda [7]. Apabila generator konvensional tidak dapat mengejar kekurangan pada system, maka akan terjadi ketidaksetimbangan.

Hal ini tidak boleh terjadi karena sangat berpengaruh terhadap kualitas dan stabilitas system tenaga. Seperti peristiwa di California yang kemudian disebut duck curve phenomenon, yaitu terjadinya peningkatan penggunaan PV setiap tahun dimulai pada 2012 sampai 2020 [8]. Pada siang hari daya beban ditanggung oleh PV, kemudian pada saat menjelang sore hari daya yang dihasilkan PV berkurang yang menyebabkan generator harus mengejar ketertinggalan daya. Toleransi banyaknya PV yang diperbolehkan pada system adalah lebih kecil dari 30% [9]. Semakin banyak PV yang masuk pada system, maka ramp rate yang dibutuhkan generator untuk memenuhi kebutuhan permintaan beban juga semakin besar[10]. Hal ini perlu dipertimbangkan agar system dapat bertahan dalam keadaan setimbang.

Pada studi ini, menganalisa dampak masuknya PV dalam skala besar terhadap performa system kelistrikan Lampung serta memberikan rekomendasi dampak penambahan PV dalam skala besar pada sistem kelistrikan Lampung.

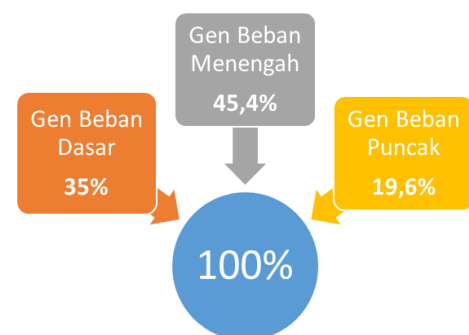
## II. MODEL SISTEM

### A. Komposisi pembangkit

Sistem kelistrikan Lampung secara garis besar terdapat 7 pembangkit, yaitu PLTU, PLTP, PLTA, PLTG, PLTD, PLTMG dan PLTS dengan total pembangkitan 1,1 GW [11]. Pada penelitian ini pembagian jenis peran pembangkit adalah sebagai berikut:

Tabel 1. Pembagian Jenis Peran Pembangkit

Jenis Peran	Pembangkit
Beban Dasar	PLTA, PLTP
Beban Menengah	PLTMG, PLTU
Beban Puncak	PLTG, PLTD

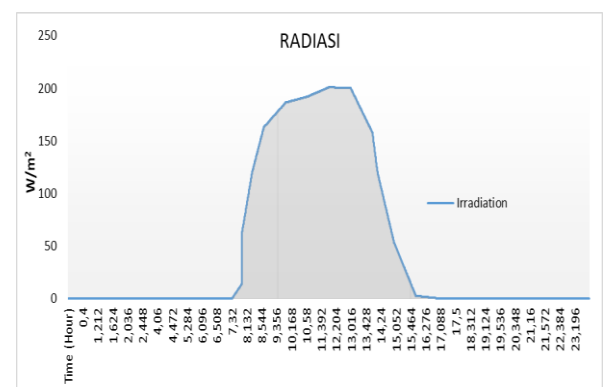


Gbr.1 Pembagian Presentase Pembangkit

Skenario yang diujikan adalah dengan menambahkan PV secara bertahap dari 20%, 25%, 30%, 35% dan 40% dari total pembangkitan yang ada. Pada penelitian ini, ditinjau pada hari cerah tanpa mempertimbangkan *shadding*.

### B. Radiasi

Berikut merupakan data radiasi di Lampung pada bulan Januari 2020 dengan pembagian waktu 1 jam: 150 titik.



Gbr 2. Data Radiasi

### III. METODOLOGI ANALISIS

Apabila daya beban dan daya pembangkit tidak setimbang, maka dapat mempengaruhi kualitas dan keandalan sistem tenaga listrik, sesuai dengan persamaan swing berikut ini:

$$\begin{aligned} P_m &= P_e \\ \Delta P &= d\omega/dt H_{system} \\ d\omega/dt &= 1/H_{system} (P_m - P_e) \end{aligned} \quad (1)$$

Dimana,

$d\omega/dt$  = frekuensi angular terhadap waktu

$H_{system}$  = inersia konstan system

$P_m$  = daya mekanik

$P_e$  = daya elektrik

Seperti yang kita ketahui, jika terdapat pembangkit PV maka persamaan (1) diturunkan menjadi :

$$P_g + P_{pv} - P_{loss} - PL = 0 \quad (2)$$

Apabila PV tiba-tiba tidak menghasilkan daya, maka persamaan menjadi

$$P_g - P_{loss} - PL = 0 \quad (3)$$

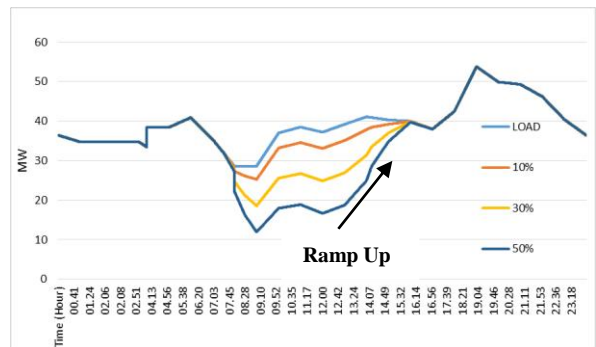
Dengan tidak adanya daya yang dihasilkan oleh PV  $P_{pv}$  dan daya beban  $PL$  bernilai sama atau bahkan cenderung mengalami pertambahan, maka daya yang ditanggung oleh generator  $P_g$  akan semakin besar [12]. Sedangkan setiap generator mempunyai karakteristik ramping rate yang berbeda. Ramping rate sendiri adalah ukuran seberapa cepat suatu pembangkit dapat mengubah daya selama beroperasi dalam mengejar perubahan daya beban [13].

$$Ramp\ rate = (\Delta P_{Net})/\Delta t \quad (4)$$

Berdasarkan persamaan (4), jika daya yang dibutuhkan tidak terpenuhi dengan ramping rate generator yang ada, maka akan terjadi ketidak setimbangan system tenaga listrik.

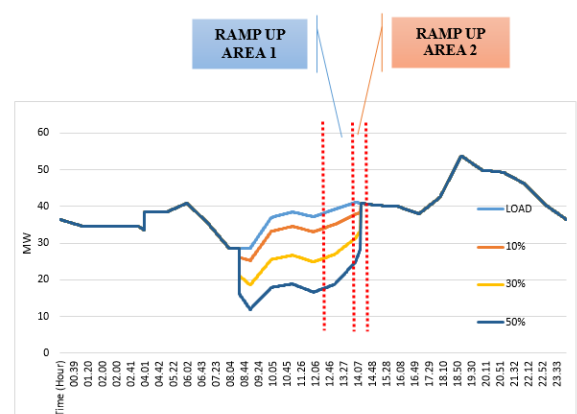
### IV. HASIL SIMULASI

Setelah dilakukan simulasi dengan berbagai skenario, saat radiasi matahari mulai meredup daya yang dihasilkan oleh PV menurun, akibatnya generator harus mengejar kekurangan daya untuk memenuhi kebutuhan beban. dilihat pada gambar berikut



Gbr 3. Kurva beban yang ditanggung oleh generator konvensional

Pada kenyataanya radiasi efektif yang dapat menghasilkan daya sebesar 120,15 W/m<sup>2</sup> yang ditunjukkan pada gambar berikut ini. Sehingga kurva beban menjadi seperti gambar berikut:

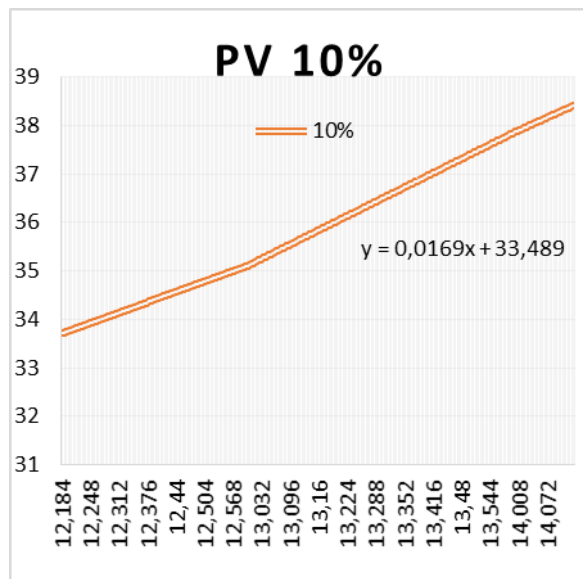


Gbr 4. Kurva beban dengan radiasi efektif

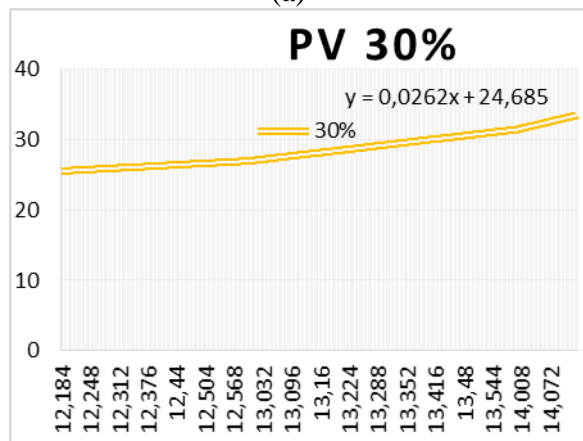
#### A. Ramp up Area 1

Bagian ini dimulai pada saat radiasi mulai mengalami penurunan, berikut merupakan hasil simulasi dari berbagai skenario besarnya PV yang dimasukkan ke system tenaga listrik

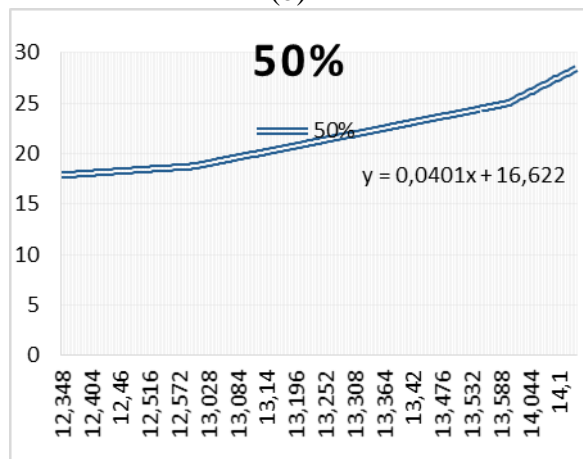
Batas maksimal ramping rate dapat ditanggung oleh generator konvensional adalah sebesar 3,017 MW/menit, berdasarkan simulasi pada area I ramping rate generator masih mampu melayani kebutuhan beban.



(a)



(b)



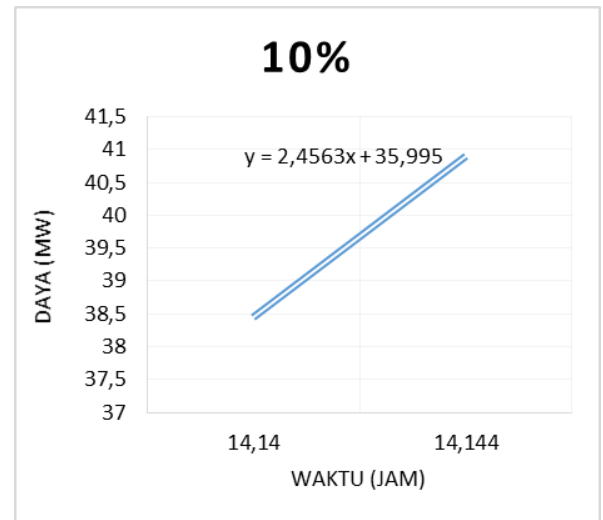
(c)

Gbr 5. Presentase PV 10%, 30% dan 50% Area I

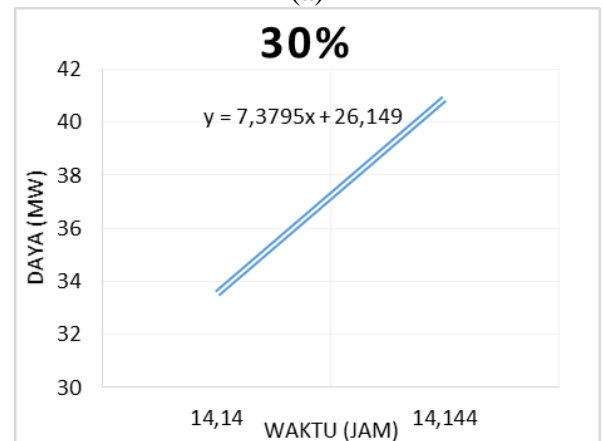
### B. Ramp Up Area II

Bagian ini daya yang dihasilkan oleh PV mengalami penurunan drastis selama 48 detik. Dengan batas maksimal ramping rate yang dapat ditanggung oleh generator

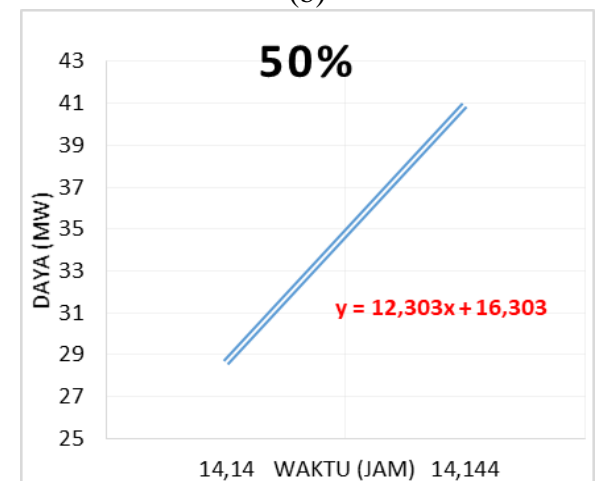
konvensional adalah sebesar 10,712/menit atau setara dengan 8,5696/48 detik. Berikut merupakan grafik pada Area II.



(a)



(b)



(c)

Gbr 6. Presentase PV 10%, 30% dan 50% Area II

Berdasarkan hasil simulasi pada gambar 8, batas maksimum diperbolehkan PV disistem adalah sebesar 30%, jika lebih maka

generator konvensional yang ada tidak dapat memenuhi kebutuhan beban. Hal ini menyebabkan ketidak setimbangan system yang mengakibatkan pergeseran frekuensi, tegangan, arus dari nilai nominalnya. Sehingga jika tidak ditangani dengan baik maka dapat mengakibatkan *black out*.

## V. PENUTUP

Berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan dengan berbagai skenario komposisi pembangkit, dapat disimpulkan bahwa maksimum pembangkitan yang berasal dari PV dalam suatu sistem kelistrikan atau sistem interkoneksi yang ada di Lampung adalah 30% dari total pembangkit.

Apabila komposisi pembangkitan yang berasal dari PV lebih dari 30%, maka sistem kehilangan kemampuan untuk mencapai kesetimbangan antara pembangkitan dan beban.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Terimakasih kepada seluruh staf dan rekan Laboratorium Sistem Tenaga Elektrik (STE) yang telah mendukung kegiatan penelitian ini.

## REFERENSI

- [1] D. L. V. S. Y. M. and D. K. , "*Smoothing control strategy of wind and photovoltaic output power fluctuation by considering the state of health of battery energy storage system*," IET Renew. Power Gen, vol. 13, no. 4, pp. 578-586, 2019.
- [2] T. K. C. C. L. and C. H. , "*Transformer management system for energy control of customer demand response and PV systems*," IEEE Trans. Ind. Appl, vol. 55, no. 1, pp. 51-59, 2019.
- [3] F. B. R. Y. a. T. k. S. L. Wang, "*Real-time coordinated voltage control of PV inverters and energy storage for weak networks with high PV penetration*," IEEE Trans. Power Syst, vol. 33, no. 3, pp. 3383-3395, 2018.
- [4] Q. Wang, Q. Yuan and . Y. Tang, "A Demand Response Strategy in High Photovoltaic Penetration Power Systems Considering the Thermal Ramp Rate Limitation," IEEE, vol. XX, pp. 1-9, 2017.
- [5] A.-W. M. J. B. B. and A. A. K. , "Effect of Solar Radiation on Photovoltaic Cell," International Research Journal of Advanced Engineering and Science, vol. 3, no. 3, pp. 47-51, 2018.
- [6] K. Prabha, Power System Stability and Control, New Jersey: Pentice Hall, 1993.
- [7] M. A. Gonzalez-Salazar and T. K. , "Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables," Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 1-17, 2017.
- [8] B. JONES-ALBERTUS, "ENERGI.GOV," ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, 12 October 2017. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy> . [Accessed 31 July 2021].
- [9] A. Hoke and R. Butler, "Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders," NREL, pp. 1-14, 2012.
- [10] Q. H. and N. Zhang, "Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China," ELSEVIER, vol. 242, pp. 205-215, 2019.
- [11] D. ESDM, PETA PENYEBARAN PEMBANGKIT LISTRIK PROVINSI LAMPUNG (Triwulan I Tahun 2019), Bandar Lampung: Pemerintah Provinsi Lampung, 2019.
- [12] J. Glover and M. Sarma, Power System Analysis Fifth Edition, USA: Nelson Education, 2012.
- [13] J. Marcos and O. Storke, "Storage requirements for PV power ramp-rate control," ELSEVIER, vol. 99, pp. 28-35, 2014.