

# Stochastic Unit Commitment dalam Berbagai Ukuran Sistem di bawah Ketidakpastian Peramalan PLTS yang Tinggi

Muhammad Yasirroni<sup>1</sup>, Lesnanto Multa Putranto<sup>2</sup>, Sarjiya<sup>3</sup>, Husni Rois Ali<sup>4</sup>, Indra Triwibowo<sup>5</sup>, Qiangqiang Xie<sup>6</sup>

<sup>1,2,3,4,5</sup> Departemen Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Jl. Grafika No. 2 Kampus UGM Yogyakarta, 55281 INDONESIA (tel.: 0274-552305; fax: 0274-552305; email: <sup>1</sup>muhammad.yasirroni@mail.ugm.ac.id, <sup>2</sup>lesnanto@ugm.ac.id, <sup>3</sup>sarjiya@ugm.ac.id, <sup>4</sup>husni.rois.ali@ugm.ac.id, <sup>5</sup>indra.triwibowo@mail.ugm.ac.id)

<sup>6</sup> College of Electronics and Information, Hangzhou Dianzi University, 115 Wenyi Rd, 310018 CHINA (tel.: +86 (571) 8691 50 76; fax: +86 (571) 8691 51 83; email: xqq@hdu.edu.cn)

[Diterima: 24 Agustus 2022, Revisi: 20 Oktober 2022]

Corresponding Author: Lesnanto Multa Putranto

**INTISARI** — Makalah ini mengajukan pendekatan *stochastic unit commitment* (SUC) untuk mengatasi permasalahan *day-ahead unit commitment* (UC) pada sistem dengan ketidakpastian *net load* yang tinggi yang disebabkan oleh pembangkit listrik tenaga surya. Berbeda dengan *robust unit commitment* (RUC) yang hanya mempertimbangkan skenario terburuk, SUC mempertimbangkan setiap kemungkinan skenario dengan probabilitasnya. Beberapa kemungkinan kurva fotovoltaik (*photovoltaic*, PV) diperoleh dari pengelompokan *k-means* pada data historis. Proporsi anggota kluster yang mewakili probabilitas terjadinya kurva PV digunakan sebagai faktor pembobot. Pengujian dibedakan menjadi dua tahap, yakni *day-ahead market* dan *real-time market*, menggunakan sistem unit pembangkit IEEE 10 dan diselesaikan menggunakan CPLEX. Hasil pengujian menunjukkan bahwa dalam *day-ahead UC*, SUC (\$539.896) memiliki biaya lebih rendah daripada RUC (\$548.005). Namun, ketika total energi yang dihasilkan dipertimbangkan, biaya SUC (20,78 \$/MWh) menjadi lebih tinggi dibandingkan dengan RUC (20,75 \$/MWh). Solusi yang diajukan SUC sama andalnya dengan RUC, tetapi perumusan biaya pembangkitan juga mempertimbangkan *over-commitment*. Dengan demikian, SUC menghasilkan harga yang lebih adil untuk produsen listrik dan penyedia listrik independen dalam perhitungan hari ke depan. Hasil pengujian juga menunjukkan bahwa dalam lingkungan pengujian *real-time market*, SUC mampu menghasilkan solusi yang andal tanpa terjadi *over-commitment*. Hal ini tampak jelas dalam pengujian pada sistem dengan 30 unit dan penggunaan sepuluh *centroid*. Pada pengujian tersebut, SUC memiliki solusi yang lebih murah (20,7253 \$/MWh) dibandingkan dengan RUC (20,7285 \$/MWh). Hasil tersebut didapatkan SUC tanpa melanggar baik keseimbangan daya maupun pelepasan beban..

**KATA KUNCI** — *Intermittency, K-Means, Mixed-Integer Linear Programming, Stochastic Unit Commitment.*

## I. PENDAHULUAN

Regulasi pemanfaatan minimum energi baru terbarukan (EBT) semakin tinggi setiap tahunnya. Peraturan ini mendorong terjadinya peningkatan pemasangan fotovoltaik (*photovoltaic*, PV) surya karena PV merupakan pembangkit listrik EBT dengan biaya paling sedikit. Pada saat yang sama, biaya listrik rata-rata (*levelized cost of electricity*, LCOE) PV menurun setiap tahun, sehingga mendorong produsen listrik independen (*independent power producers*, IPPs) untuk menggunakan sumber listrik stokastik [1]. Di sisi lain, *power share* PV yang tinggi akan diikuti dengan ketidakpastian kurva *net load* yang tinggi. Ketidakpastian yang tinggi ini meningkatkan kesulitan penyedia listrik untuk menjadwalkan unit pembangkit sekaligus meminimalkan biaya total, sehingga meningkatkan biaya operasional.

Permasalahan optimisasi penjadwalan unit pembangkit dikenal sebagai *unit commitment* (UC). UC biasanya disajikan sebagai *day-ahead deterministic unit commitment problem* (DUC), yang dapat dideskripsikan sebagai masalah optimisasi untuk menentukan jadwal *on/off* unit pembangkit, termasuk daya yang dikirim oleh masing-masing unit pembangkit untuk memenuhi peramalan profil permintaan beban pada hari berikutnya, dengan berbagai kekangannya [2], [3]. Dalam mempertimbangkan daya yang dihasilkan oleh PV, penyedia listrik dapat menganggap daya tersebut sebagai beban negatif yang memiliki karakteristik tidak dapat dikontrol, tersedia secara tidak terus menerus, dan berfluktuasi, atau disebut sebagai *intermittent generator* [4], [5]. Dengan demikian, peramalan profil beban permintaan dapat diganti dengan peramalan profil *net load* untuk hari berikutnya. Salah satu

pendekatan untuk mengatasi UC dalam sistem dengan ketidakpastian *net load* tinggi yang disebabkan oleh pembangkit listrik tenaga surya adalah *stochastic unit commitment* (SUC). Berbeda dengan *robust unit commitment* (RUC) [6], yang hanya mempertimbangkan skenario terburuk, SUC mempertimbangkan setiap kemungkinan skenario dengan probabilitasnya. Dalam sistem dengan pembagian daya PV yang signifikan dan ketidakpastian yang tinggi, SUC lebih cocok untuk memodelkan permasalahan optimisasi penjadwalan karena RUC mengabaikan semua peramalan kecuali peramalan skenario terburuk.

Berbagai formulasi SUC telah diteliti pada penelitian sebelumnya [7]–[10]. Dalam [7], SUC diatasi menggunakan *market algorithm* dan *fuzzy satisfying method* dengan mempertimbangkan ketidakpastian peramalan untuk menjadwalkan pengiriman listrik dan panas. Metode ini dapat mengatasi berbagai skenario tetapi mengecualikan variabel yang tidak bergantung pada skenario, seperti status *on/off* unit. Dalam [8], unit status *on/off* dimasukkan dalam solusi stokastik, tetapi diperlakukan sebagai variabel yang bergantung pada skenario, sehingga setiap skenario memiliki status *on/off* independen. Pendekatan dua model juga digunakan untuk menyelesaikan beberapa kemungkinan kurva PV dalam membagi masalah [9]. Pada model pertama, seluruh status *on/off grid* diselesaikan terlebih dahulu dan tidak diubah, sedangkan *loop* pada tahap kedua mengoptimalkan variabel yang bergantung pada skenario. Pemisahan lebih lanjut telah dilakukan dengan memasukkan beberapa *time resolution* yang interval terdekatnya bersifat mengikat, sementara yang lain bersifat *advisory* yang akan dihitung ulang di masa mendatang

[10]. Sehubungan dengan solusi saat ini, pendekatan ini mampu mengatasi variabel yang bergantung pada skenario dan yang tidak bergantung pada skenario sekaligus. Namun, terdapat kesenjangan informasi bagi penyedia listrik ketika menentukan diperlukan atau tidaknya model SUC untuk suatu sistem. Selain itu, dampak peramalan kurva PV dalam berbagai ukuran sistem belum diteliti.

Penelitian ini bertujuan untuk mengisi gap penelitian SUC sebelumnya, yaitu dampak jumlah kurva peramalan PV pada berbagai ukuran sistem. Makalah ini juga menyajikan langkah-langkah reformulasi DUC menjadi SUC. *K-means clustering* sederhana juga disajikan sebagai contoh untuk mengubah sejumlah besar *weightless forecast* menjadi *weighted forecast* yang dapat mewakili *forecast* asli.

Makalah ini disusun sebagai berikut: Bagian II menyajikan formulasi matematis DUC dan SUC dalam bentuk *mixed-integer linear problem* (MILP). Bagian III adalah metodologi untuk mereproduksi semua simulasi yang digunakan dalam makalah ini, yaitu data sistem tenaga listrik dan data PV. Bagian IV menyajikan data perangkat keras dan perangkat lunak yang digunakan untuk menjalankan simulasi. Bagian V merupakan analisis hasil dari metode yang diusulkan. Selanjutnya, bagian ini juga menyelidiki pengaruh jumlah titik peramalan yang dipertimbangkan dalam berbagai ukuran sistem. Bagian terakhir, yaitu Bagian VI, merupakan kesimpulan.

## II. FORMULASI MATEMATIS

### A. DETERMINISTIC UNIT COMMITMENT

Tujuan DUC adalah meminimalkan total biaya. Untuk setiap  $t \in T$  dan unit pembangkit  $g \in G$ , fungsi objektif untuk meminimalkan total biaya yang terdiri atas biaya *startup*, *shutdown*, dan operasional adalah sebagai berikut.

$$\min c = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \begin{pmatrix} C_g^{su} v_{t,g} \\ + C_g^{sd} w_{t,g} \\ + c_{t,g}^{op} u_{t,g} \end{pmatrix} \quad (1)$$

dengan  $v_{t,g}$ ,  $w_{t,g}$ , dan  $u_{t,g}$  masing-masing merupakan *decision variable* biner dari *startup*, *shutdown*, dan status unit pembangkit.  $C_g^{su}$  dan  $C_g^{sd}$  bernilai konstan dan masing-masing adalah biaya untuk menyalakan dan mematikan unit pembangkit  $g$ . Mengingat perumusan biaya operasional  $c_{t,g}^{op}$  adalah fungsi dari daya yang dikirim  $p_{t,g}$ , perumusan ini menghasilkan perkalian antara dua *decision variable*. Untuk menghindari perkalian ini, biaya operasional dapat dituliskan sebagai berikut.

$$c_{t,g}^{op} u_{t,g} = \alpha_{g,0} u_{t,g} + \sum_{l=1}^L (\alpha_{g,l} p_{t,g,l}) \quad (2)$$

dengan  $\alpha_{g,0}$  dan  $\alpha_{g,l}$  merupakan bagian konstan  $c_{t,g}^{op}$  untuk setiap *piecewise*  $l \in L$ . Selain itu, unit pembangkit IEEE 10 memiliki biaya *shutdown* sebesar  $C_g^{sd}$  \$0, sehingga komponen biaya *shutdown*  $C_g^{sd} w_{t,g}$  dapat dihapuskan. Oleh karena itu, perumusan fungsi objektif dalam (1) untuk DUC dapat ditulis ulang menjadi

$$\min c = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \begin{pmatrix} C_g^{su} v_{t,g} \\ + \alpha_{g,0} u_{t,g} \\ + \sum_{l=1}^L (\alpha_{g,l} p_{t,g,l}) \end{pmatrix}. \quad (3)$$

Fungsi objektif dari DUC dipengaruhi oleh beberapa kekangan berikut.

$$p_{t,g} = \underline{P}_g u_{t,g} + \sum_{l=1}^L p_{t,g,l} \quad (4)$$

$$\underline{P}_g u_{t,g} \leq p_{t,g} \leq \overline{P}_g u_{t,g} \quad (5)$$

$$\sum_{g=1}^G p_{t,g} u_{g,t} = P_t^{net} = P_t^d - P_t^{sun} \quad (6)$$

$$(\overline{P}_g - \underline{P}_g) v_{t,g} + p_{t,g} \leq \overline{P}_g \quad (7)$$

$$(\overline{P}_g - \underline{P}_g) w_{t,g} + p_{t-1,g} \leq \overline{P}_g \quad (8)$$

$$\sum_{g=1}^G ((\overline{P}_g - p_{t,g}) u_{t,g}) \geq SR_{\%} P_t^d \quad (9)$$

$$\sum_{\tau=t-T_g^{up}}^{t-1} u_{\tau,g} \geq T_g^{up} w_{t,g}, \forall t \geq T_g^{up} \quad (10)$$

$$T_{g,0}^{up} + \sum_{\tau=1}^{t-1} u_{\tau,g} \geq T_g^{up} w_{t,g}, \forall t < T_g^{up} \quad (11)$$

$$\sum_{\tau=t-T_g^{dn}}^{t-1} (1 - u_{\tau,g}) \geq T_g^{dn} v_{t,g}, \forall t \geq T_g^{dn} \quad (12)$$

$$T_{g,0}^{dn} + \sum_{\tau=1}^{t-1} (1 - u_{\tau,g}) \geq T_g^{dn} v_{t,g}, \forall t < T_g^{dn} \quad (13)$$

dengan  $p_{t,g,l}$  merupakan daya yang dihasilkan oleh pembangkit  $g$  pada waktu  $t$  dalam *piecewise*  $l$ . Kemudian,  $\underline{P}_g$  dan  $\overline{P}_g$  masing-masing merupakan nilai konstan daya minimum dan maksimum yang dikirim dari unit pembangkit  $g$ .  $P_t^{net}$ ,  $P_t^d$ , dan  $P_t^{sun}$  masing-masing merupakan *net load*, permintaan daya atau beban, dan kurva profil keluaran daya PV.  $SR_{\%}$  adalah syarat cadangan putar (*spinning reserve*) dalam persentase permintaan beban pada waktu  $t$ .  $T_g^{up}$  dan  $T_g^{dn}$  menunjukkan waktu aktif dan waktu henti minimum untuk pembangkit  $g$  dalam jam, sedangkan  $T_{g,0}^{up}$  dan  $T_{g,0}^{dn}$  masing-masing menunjukkan durasi aktif dan nonaktif pembangkit  $g$  sebelum simulasi dimulai. Kekangan pada (4) dan (5) memastikan bahwa unit pembangkit hanya menghasilkan daya jika unit dihidupkan dan dalam batas operasi unit. Kekangan pada (6) memastikan bahwa total daya keluaran sesuai dengan *net load* yang diperlukan. Kekangan pada (7) dan (8) memastikan bahwa setiap daya keluaran pembangkit harus sama dengan batas daya minimum sebelum dimatikan dan setelah dinyalakan. Kekangan dalam (9) memastikan bahwa cadangan putar tersedia. Kekangan dalam (10)–(13) memastikan bahwa operasi mengikuti waktu aktif dan waktu henti minimum yang diperlukan dari setiap unit pembangkit.

Formulasi fungsi objektif dan kekangan DUC mengikuti persamaan MILP berikut.

$$\min_x c^T x \quad (14)$$

$$Ax \leq b \quad (15)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x} \quad (16)$$

dengan  $c^T$  menunjukkan konstanta untuk menghitung fungsi objektif dalam format vektor baris. Sementara itu,  $A$ ,  $b$ ,  $\underline{x}$ , dan  $\overline{x}$  menunjukkan konstanta dari formulasi MILP dengan *decision variable*  $x$ . Notasi  $Ax \leq b$  berarti bahwa setiap baris yang dihasilkan dari  $Ax$  harus kurang dari atau sama dengan baris yang sesuai dari  $b$ .  $A$  berupa matriks, sedangkan  $b$ ,  $\underline{x}$ ,  $\overline{x}$ , dan  $x$  berupa vektor kolom.

### B. STOCHASTIC UNIT COMMITMENT

Berbeda dengan DUC, yang hanya mempertimbangkan satu profil atau kurva *net load*  $P_t^{net}$ , SUC mempertimbangkan berbagai kemungkinan profil atau kurva *net load*  $P_{s,t}^{net}$ . Untuk

memodelkan berbagai profil *net load* tersebut dalam satu permasalahan MILP, fungsi objektif dan kekangan DUC harus dirumuskan kembali. Semua kekangan dikelompokkan ke dalam variabel yang tidak bergantung pada keadaan (*state-independent variable*), yang ditandai dengan  $D$  subskrip; dan variabel yang bergantung pada keadaan (*state-dependent variable*), yang ditandai dengan  $S$  subskrip. Variabel yang tidak bergantung pada keadaan adalah semua variabel yang memiliki nilai yang sama di semua keadaan, seperti status *on/off*; sedangkan variabel yang bergantung pada keadaan adalah semua variabel yang memiliki nilai yang berbeda di semua keadaan, bahkan ketika berada pada segmentasi waktu yang sama, seperti pembangkitan daya listrik. Secara umum, formula MILP dapat dinyatakan sebagai berikut.

$$\min_x (c_D^T x_D + c_S^T x_S) \quad (17)$$

$$\begin{bmatrix} A_D & 0 \\ A_{DS} & A_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_D \\ x_S \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} b_D \\ b_S \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} x_D \\ x_S \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \bar{x}_D \\ \bar{x}_S \end{bmatrix}. \quad (19)$$

Notasi  $Ax \leq b$  diubah menjadi notasi kekangan baru:  $A_D x_D \leq b_D$  dan  $A_{DS} x_D + A_S x_S \leq b_S$ . Kekangan yang tidak bergantung pada keadaan  $A_D x_D \leq b_D$  dapat secara langsung diperoleh dari  $Ax \leq b$ , sedangkan persamaan kekangan baru  $A_{DS} x_D + A_S x_S \leq b_S$  adalah kekangan yang terdiri atas variabel yang bergantung pada keadaan  $x_S$ . Pada penelitian ini, variabel yang tidak bergantung pada keadaan  $x_D$  terdiri atas  $v_{t,g}$ ,  $w_{t,g}$ , dan  $u_{t,g}$ , sedangkan variabel yang bergantung pada keadaan  $x_S$  terdiri atas  $p_{s,t,g}$  dan  $p_{s,t,g,l}$ . Oleh karena itu, fungsi objektif SUC dalam bentuk MILP dapat dituliskan sebagai berikut.

$$\min c = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \begin{pmatrix} C_g^{su} v_{t,g} \\ + \alpha_{g,0} u_{t,g} \\ + c^s \end{pmatrix} \quad (20)$$

$$c^s = \sum_{s=1}^S \mu_s \left( \sum_{l=1}^L \alpha_{g,l} p_{s,t,g,l} \right) \quad (21)$$

dengan  $\mu_s$  merupakan faktor pembobotan  $s$  berdasarkan probabilitas terjadinya. Oleh karena itu, jumlah  $\mu_s$  untuk semua  $s \in S$  harus sama dengan 1. Fungsi objektif SUC dibatasi kekangan DUC, dengan beberapa modifikasi pada kekangan yang berisi variabel yang bergantung pada keadaan. Pada makalah ini, peramalan stokastik berasal dari *net load*, khususnya dipengaruhi oleh tingginya ketidakpastian peramalan PV  $P_{s,t}^{sun}$ , sehingga kekangan DUC pada (4)–(9) digantikan oleh kekangan SUC berikut.

$$p_{s,t,g} = \underline{P}_g u_{t,g} + \sum_{l=1}^L p_{s,t,g,l} \quad (22)$$

$$\bar{P}_g u_{t,g} \leq p_{s,t,g} \leq \underline{P}_g u_{t,g} \quad (23)$$

$$\sum_{g=1}^G p_{s,t,g,l} u_{t,g} = p_{s,t}^{net} = P_t^d - P_{s,t}^{sun} \quad (24)$$

$$\left( \bar{P}_g - \underline{P}_g \right) v_{t,g} + p_{s,t,g} \leq \bar{P}_g \quad (25)$$

$$\left( \bar{P}_g - \underline{P}_g \right) w_{t,g} + p_{s,t-1,g} \leq \bar{P}_g \quad (26)$$

$$\sum_{g=1}^G \left( \left( \bar{P}_g - p_{s,t,g} \right) u_{t,g} \right) \geq SR_{\%} P_t^d. \quad (27)$$

Keluaran *day-ahead SUC* terdiri atas variabel yang tidak bergantung pada keadaan yang harus memiliki nilai sama pada semua  $s \in S$  ( $v_{t,g}$ ,  $w_{t,g}$ , and  $u_{t,g}$ ) dan variabel yang

bergantung pada keadaan yang nilainya boleh untuk berbeda pada semua skenario ( $p_{s,t,g}$  and  $p_{s,t,g,l}$ ). Pada operasi *real-time*, hanya variabel yang tidak bergantung pada keadaan yang bersifat tetap, sementara variabel yang bergantung pada keadaan dapat dihitung ulang untuk memenuhi kekangan operasional.

Untuk menguji kinerja SUC, pengujian dilakukan dalam simulasi operasi *real-time*. Pengujian ini menggunakan fungsi objektif dan kekangan DUC, sehingga variabel yang bergantung pada keadaan tidak digunakan. Akan tetapi, kekangan keseimbangan daya DUC pada (6) dan (9) digantikan oleh persamaan berikut.

$$\sum_{g=1}^G p_{t,g} u_{g,t} + p_t^{shed} - p_t^{dmy} = P_t^d - P_t^{sun} \quad (28)$$

$$\sum_{g=1}^G \left( \left( \bar{P}_g - p_{t,g} \right) u_{t,g} \right) + p_t^{SRviol} \geq SR_{\%} P_t^d \quad (29)$$

dengan  $p_t^{shed}$ ,  $p_t^{dmy}$ , dan  $p_t^{SRviol}$  masing-masing menunjukkan pelepasan beban, pelanggaran cadangan (*reserve violation*), dan beban *dummy* pada waktu  $t$ . Sebagai upaya mendorong *solver* untuk memaksimalkan nilai pelepasan beban dan pelanggaran cadangan, biaya tinggi yang arbitrer ditambahkan sebagai nilai beban yang hilang dan penalti dari pelanggaran cadangan. Dengan demikian, fungsi objektif dalam operasi *real-time* yang disimulasikan menggantikan objektif dalam (3) adalah persamaan berikut.

$$\min c = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \begin{pmatrix} C_g^{su} v_{t,g} \\ + \alpha_{g,0} u_{t,g} \\ + \sum_{l=1}^L \left( \alpha_{g,l} p_{t,g,l} \right) \\ + \psi^{shed} p_t^{shed} \\ + \psi^{SRviol} p_t^{SRviol} \end{pmatrix} \quad (30)$$

dengan  $\psi^{shed}$  dan  $\psi^{SRviol}$  merupakan konstanta untuk penalti pelepasan beban dan penalti pelanggaran cadangan. Kemudian, perhitungan terpisah di luar *solver* dapat digunakan untuk menghitung total biaya operasional berdasarkan (3).

Pada pengujian simulasi *real-time*, solusi komitmen ( $v_{t,g}$ ,  $w_{t,g}$ , dan  $u_{t,g}$ ) untuk setiap pendekatan, baik SUC dan DUC, bersifat tetap berdasarkan keluaran solusi *day-ahead*. Untuk menguji kinerja setiap simulasi, digunakan biaya pembangkitan rata-rata  $c^{gen}$  berikut.

$$c^{gen} = \frac{c}{(pd - psun - pshed + pdmy)} \quad (31)$$

dengan  $pd$ ,  $psun$ ,  $pshed$ , dan  $pdmy$  semuanya dalam jumlah kumulatif sepanjang waktu  $t \in T$ . Nilai  $c$  diambil berdasarkan (3).

### III. SISTEM PENGUJIAN

#### A. DATA SISTEM TENAGA LISTRIK

Sistem pengujian yang digunakan untuk menguji DUC dan SUC adalah permasalahan UC IEEE 10-unit [11]. Permasalahan UC IEEE 10-unit dipilih karena biasanya digunakan oleh algoritme lain untuk membandingkan metode baru dengan metode yang sudah ada. Sebuah modifikasi kecil dari konstanta *quadratic cost* dilakukan untuk mengubah fungsi *quadratic cost* menjadi fungsi biaya linier *piecewise* yang masing-masing terdiri atas dua bagian. Metode linierisasi untuk biaya bahan bakar didasarkan pada SciPy *curve-fit* [12], [13]. Biaya *piecewise* yang dihasilkan dapat dilihat di Tabel I.

Untuk menyimulasikan pengujian sistem dengan lebih dari 20 unit pembangkit, sepuluh unit pembangkit asli dari

TABEL I  
 DATA UNIT PEMBANGKIT TERLINIERISASI UNTUK PERMASALAHAN UC IEEE  
 10-UNIT

Parameter	Nilai				
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5
$\alpha_0$ (\$/h)	3.438,00	3.565,00	1.032,00	1.010,00	944,00
$\alpha_1$ (\$/MWh)	16,40	17,40	16,78	16,69	20,12
$\alpha_2$ (\$/MWh)	16,56	17,50	17,02	16,95	20,77
Parameter	Nilai				
	Unit 6	Unit 7	Unit 8	Unit 9	Unit 10
$\alpha_0$ (\$/h)	817,00	1.173,00	919,00	937,00	948,00
$\alpha_1$ (\$/MWh)	22,74	27,83	26,10	27,39	27,86
$\alpha_2$ (\$/MWh)	23,23	27,84	26,30	27,45	27,92

permasalahan UC IEEE 10-unit digandakan, lalu bebannya dikalikan sesuai dengan penggandaannya. Simulasi pembangkit listrik PV dilakukan menggunakan pembangkit listrik PV dengan ukuran 20% beban puncak, sehingga ukuran pembangkit listrik PV menjadi 300 MW, 600 MW, 900 MW, 1,2 GW, dan 1,5 GW untuk masing-masing kasus dengan 10, 20, 30, 40, dan 50 unit pembangkit.

### B. DATA FOTOVOLTAIK

Data peramalan yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh menggunakan *scikit-learn k-means clustering* [14], khususnya algoritme Llyod [15]. Pendekatan *clustering* dipilih karena kesederhanaannya dibandingkan dengan metode peramalan lain, seperti *Markov switching* [16] dan peramalan *seasonal* [17], [18]. Selain itu, pendekatan *clustering* dapat menghasilkan jumlah profil yang fleksibel berdasarkan jumlah *centroid* yang digunakan. Dalam penelitian selanjutnya, algoritme pengurangan skenario lainnya dapat digunakan seperti *sampling* penting [19], dan *dynamic time warping clustering* [20], [21]. Masukan untuk *clustering* adalah data nomor 724030 dari National Renewable Energy Laboratory (NREL) [22]. Data 19 tahun pertama digunakan sebagai data masukan untuk *k-means clustering*, sedangkan data tahun terakhir digunakan sebagai data uji. Keluaran dari *k-means clustering* adalah data peramalan untuk masukan SUC. Proporsi anggota kluster dalam kelompok untuk semua data digunakan sebagai bobot atau probabilitas kemunculan pusat kluster. Dengan demikian, masukan SUC untuk *day-ahead UC* adalah beberapa kurva PV dengan probabilitas terjadinya untuk setiap keadaan.

Solusi UC diuji menggunakan data selama 365 hari. Setiap hari dalam pengujian diperlakukan sebagai satu hari yang independen, sehingga tidak ada hubungan antahari dalam pengujian. Dengan demikian, tidak ada batasan antahari seperti waktu aktif dan waktu henti minimum setiap harinya.

Keluaran mentah dari data NREL nomor 724030 adalah dalam MW/m<sup>2</sup>. Dilakukan normalisasi pada data aslinya untuk membuat data tersebut menjadi persentase energi yang dihasilkan pembangkit PV. Nilai iradiasi tenaga surya PV tertinggi yang digunakan untuk normalisasi diperoleh dari nilai tertinggi *dataset* pembelajaran, yaitu 1.014 MW/m<sup>2</sup>. Normalisasi ini digunakan pada *day-ahead UC* dan pengujian. Profil PV yang telah dinormalisasi digunakan sebagai pengali ukuran PV untuk membuat profil keluaran daya PV.

### C. LINGKUNGAN PENGUJIAN

Pada makalah ini, kinerja berbagai pendekatan UC di dua lingkungan yang berbeda telah diuji. Lingkungan pertama adalah *day-ahead UC*. Dalam lingkungan ini, setiap pendekatan diberi beberapa kemungkinan peramalan profil PV

hari berikutnya beserta probabilitas kejadiannya. Di lingkungan kedua, digunakan *real-time market* yang telah disimulasikan. Dalam lingkungan ini, digunakan solusi jadwal unit pembangkit sedangkan pengiriman daya dihitung ulang berdasarkan nilai *pseudo-real-time* dari keluaran PV.

### IV. INFORMASI PERANGKAT KERAS DAN PERANGKAT LUNAK

Simulasi dilakukan pada laptop HP Joy 2 dengan sistem operasi Windows 10, AMD A4-9125 Dual-Core 2.3 GHz, dan RAM 4 GB. *Solver* yang digunakan untuk menjalankan simulasi adalah *solver* MILP oleh CPLEX 12.9.0.0 [23] dengan algoritme *branch-and-cut*. *Solver* CPLEX dijalankan pada Python 3.7.4.

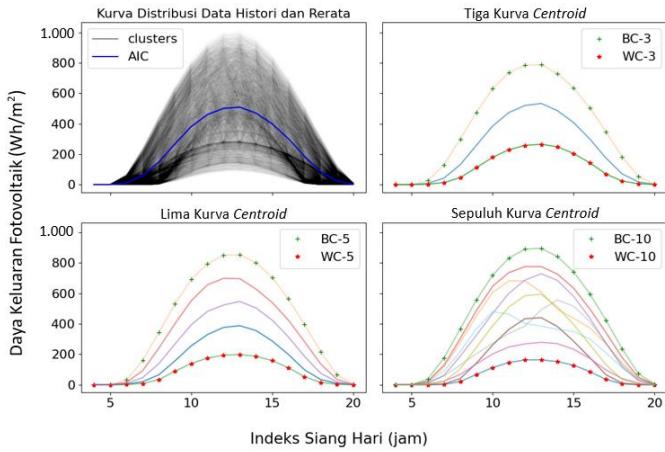
### V. HASIL DAN DISKUSI

Bagian ini menganalisis dan membandingkan berbagai solusi dan parameter *day-ahead UC* antara lima perspektif atau strategi UC yang berbeda. Dua pendekatan didasarkan pada RUC, yang hanya mempertimbangkan skenario terburuk, yaitu *cloudy worst-case scenario* (WC) dan tidak ada pertimbangan skenario PV (*no consideration*, NC). Di sisi lain, dua perspektif yang optimis juga dipertimbangkan, yaitu *sunny best-case scenario* (BC) dan *average irradiance case scenario* (AIC). Keempat perspektif tersebut menggunakan formulasi DUC. Perspektif terakhir adalah pendekatan stokastik yang didasarkan pada multiprediksi kurva fotovoltaik (*multiforecast of photovoltaic curves*, MC). Untuk skenario WC, BC, dan MC, angka yang mengikuti nama menunjukkan jumlah *centroid* yang digunakan. Misalnya, WC-10 berarti dipilih skenario terburuk dari peramalan yang berisi sepuluh kurva peramalan, sedangkan MC-10 berarti kesepuluh skenario dari sepuluh kurva peramalan digunakan untuk masukan SUC.

#### A. PERAMALAN FOTOVOLTAIK

Sepuluh set peramalan yang terpisah dihasilkan menggunakan *k-means clustering* [14], [15] dari data asli. Set paling sederhana dengan satu pusat kluster digunakan sebagai peramalan iradiasi rata-rata. Jumlah pusat kluster meningkat untuk setiap set peramalan, dengan set pertama hanya memiliki satu peramalan. Di sisi lain, set ke-10 memiliki sepuluh kurva peramalan yang berbeda. Total energi harian dalam MWh yang dihasilkan dari pembangkit listrik PV dengan probabilitas kemunculannya, yang diurutkan dari probabilitas tertinggi, untuk sepuluh set kurva peramalan dapat dilihat pada Tabel II. Total energi harian ditampilkan di sebelah kiri garis miring, sedangkan probabilitas ditampilkan di sebelah kanan garis miring.

Berdasarkan Tabel II, dapat diketahui bahwa dengan bertambahnya jumlah titik peramalan, kesenjangan total energi harian yang dihasilkan oleh sumber PV antara keluaran energi tertinggi (BC) dan keluaran energi daya terendah (WC) untuk jumlah *centroid* tertentu juga cenderung meningkat. Hal ini menunjukkan bahwa ketika penyedia sistem tenaga listrik memutuskan untuk menggunakan pendekatan RUC dengan hanya mempertimbangkan kasus terburuk, penyedia sistem tenaga listrik melewatkan peluang untuk mematikan beberapa unit pembangkit semisal skenario lain yang terjadi di *real-time market*. Dengan demikian, pendekatan RUC tidak dapat mengurangi biaya operasional secara keseluruhan. Misalnya, dalam kasus sepuluh *centroid*, pendekatan RUC hanya akan mempertimbangkan profil PV dengan 321 MWh dan mengabaikan profil lainnya dengan total probabilitas kejadian 87%. Pemilihan hanya profil rata-rata atau *centroid* tunggal



Gambar 1. Hasil distribusi dan pengelompokan data historis PV.

TABEL II  
TOTAL DAY-AHEAD PEMBANGKITAN PV HARIAN (MWh) DAN PROBABILITAS KEJADIAN

Nomor Kluster				
1	2	3	4	5
1.124/1,00	691/0,57	532/0,37	888/0,29	764/0,25
-/-	1.692/0,43	1.126/0,34	454/0,26	405/0,21
-/-	-/-	1.870/0,29	1.430/0,25	1.164/0,20
-/-	-/-	-/-	1.999/0,20	1.599/0,19
-/-	-/-	-/-	-/-	2.074/0,15
Nomor Kluster				
6	7	8	9	10
742/0,23	727/0,22	644/0,19	626/0,17	604/0,16
403/0,20	396/0,20	1.705/0,15	823/0,15	773/0,14
1.613/0,19	2.066/0,15	861/0,15	329/0,14	321/0,13
1.142/0,15	1.591/0,14	338/0,14	2.110/0,12	1.123/0,11
2.079/0,14	1.079/0,13	2.121/0,12	1.666/0,11	1.868/0,10
1.164/0,08	1.448/0,08	1.265/0,11	1.227/0,11	1.537/0,10
-/-	1.113/0,07	1.394/0,07	1.646/0,08	2.189/0,08
-/-	-/-	1.124/0,07	1.132/0,06	1.541/0,07
-/-	-/-	-/-	1.171/0,06	1.132/0,06
-/-	-/-	-/-	-/-	1.123/0,05

saja juga belum tentu dapat mengatasi permasalahan ini karena semua set peramalan sedikit condong ke skenario terburuk. Misalnya, dalam kasus sepuluh *centroid*, pendekatan AIC hanya menggunakan *centroid* tunggal dengan total energi yang dihasilkan 1.124 MWh, dan mengabaikan skenario terburuk dengan total masukkan energi hanya 321 MWh.

Bentuk data profil PV dan beberapa hasil *clustering* dapat dilihat pada Gambar 1. Semakin gelap *plot* pada Gambar 1, semakin tinggi kemungkinannya terjadinya. Terlihat bahwa bentuk data historis berupa kurva berbentuk lonceng, dengan bagian bawah lonceng lebih gelap daripada bagian atasnya. Hal tersebut menegaskan hasil yang telah disajikan pada Tabel II, bahwa sebagian besar data berada di bawah nilai rata-rata. Namun, dapat dilihat bahwa area tergelap tidak berada di bagian bawah *plot*. Hal ini lebih lanjut mendukung hasil yang telah disajikan dalam Tabel II, bahwa skenario yang paling mungkin adalah profil PV iradiasi rendah, tetapi tidak berarti area yang terendah.

**B. SOLUSI DAY-AHEAD UNIT COMMITMENT**

Penelitian ini membandingkan solusi deterministik dan stokastik pada permasalahan *day-ahead UC*. Sistem yang digunakan pada bagian ini adalah kasus dasar dari sistem IEEE 10-unit yang terdiri atas sepuluh unit pembangkit. Contoh

TABEL III  
JAM OPERASI PEMBANGKIT DI DAY-AHEAD UC IEEE 10-UNIT

Kasus	Jam Kerja Unit (jam)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
NC	24	24	17	19	20	9	9	5	2	1
AIC	24	24	17	19	20	8	3	4	1	0
BC-2	24	24	13	18	20	6	3	3	0	0
WC-2	24	24	17	19	20	9	7	3	0	0
MC-2	24	24	17	19	20	9	7	3	0	0

TABEL IV  
TOTAL BIAYA (\$) DAN BIAYA PEMBANGKITAN (\$/MWh) PADA IEEE 10-UNIT DAY-AHEAD UC

Kasus	Total Biaya (\$)	Energi yang Dihasilkan (MWh)	Biaya Pembangkitan (\$/MWh)
NC	567.145,6332	27.100	20,9279
AIC	537.596,8160	25.976	20,6960
BC-2	523.399,3931	25.408	20,5995
WC-2	548.005,1606	26.409	20,7507
MC-2	539.896,0258	25.976	20,7845

jumlah jam kerja dari solusi penjadwalan kasus dua *centroid* dari *day-ahead UC* ditunjukkan pada Tabel III. Terlihat bahwa semua solusi memiliki jadwal yang berbeda-beda, kecuali skenario terburuk (WC-2) dan solusi SUC (MC-2). Solusi yang sama persis antara WC-2 dan MC-2 disebabkan oleh SUC yang harus memenuhi semua kekangan yang disebabkan oleh semua kurva PV yang diberikan dalam pendeklarasian kekangan. Dengan demikian, sistem di SUC disiapkan untuk semua kemungkinan kurva PV.

Total biaya, energi yang dihasilkan, dan biaya pembangkitan dari permasalahan *day-ahead UC* dapat dilihat pada Tabel IV. Nilai energi yang dihasilkan untuk MC-2 adalah energi yang terbobot berdasarkan probabilitas dari setiap kemungkinan skenario. Terlihat bahwa total biaya MC-2 berada di antara total biaya BC-2 dan WC-2. Hal ini terjadi karena MC-2 mempertimbangkan kedua kasus tersebut. Biaya total ini dapat dilihat sebagai biaya total yang harus disiapkan oleh penyedia sistem tenaga listrik. Meskipun MC-2 memiliki total biaya yang lebih rendah dibandingkan dengan WC-2, dapat dilihat bahwa MC-2 memiliki biaya pembangkitan yang lebih tinggi karena daya yang dihasilkan MC-2 lebih rendah. Artinya, pendekatan SUC pada MC-2 memerlukan total biaya yang lebih rendah dibandingkan dengan pendekatan RUC pada WC-2, tetapi menghasilkan biaya pembangkitan yang lebih tinggi. Hal ini terjadi karena unit pembangkit pada pendekatan SUC menghasilkan energi total yang lebih rendah, sehingga menyebabkan pembayaran pembangkitan energi kepada IPPs yang lebih tinggi.

Berdasarkan Tabel IV, pendekatan SUC dari MC-2 dapat dikatakan menghasilkan biaya produksi terbaik yang ditawarkan kepada IPPs. Hal ini terjadi karena digunakannya semua kemungkinan kurva beserta dengan probabilitas kejadiannya, tidak seperti pendekatan yang lain. Biaya produksi yang dihasilkan oleh NC terlalu mahal bagi penyedia listrik, sedangkan BC sebaliknya. Meskipun AIC dan WC-2 menghasilkan nilai tengah antara dua nilai ekstrem, keduanya tidak mempertimbangkan kemungkinan profil PV memiliki nilai yang lebih tinggi. Oleh karena itu, solusi MC-2 adalah solusi yang terbaik dibandingkan dengan yang lain, mengingat solusi tersebut disiapkan untuk kasus terburuk, tetapi menghasilkan biaya pembangkitan yang mempertimbangkan kemungkinan profil iradiasi yang tinggi. Artinya, saat

TABEL V  
BIAYA PEMBANGKITAN DI PENGUJIAN LINGKUNGAN BERDASARKAN IEEE 10-UNIT

Jumlah Centroid	Biaya Pembangkitan (\$/MWh)				
	NC	AIC	BC	WC	MC
0	20,9862	-	-	-	-
1	-	20,7041	-	-	-
2	-	-	20,5798	20,7864	20,7864
4	-	-	20,5029	20,8165	20,8165
6	-	-	20,5029	20,8443	20,8443
8	-	-	20,5037	20,8443	20,8443
10	-	-	20,4979	20,8443	20,8443

TABEL VI  
PELANGGARAN CADANGAN PUTAR PADA UJI LINGKUNGAN BERDASARKAN IEEE 10-UNIT

Jumlah Centroids	Pelanggaran Cadangan Putar (MWh/hari)				
	NC	AIC	BC	WC	MC
0	0	-	-	-	-
1	-	76,08	-	-	-
2	-	-	243,76	10,96	10,96
4	-	-	329,56	2,38	2,38
6	-	-	329,56	1,02	1,02
8	-	-	378,04	1,02	1,02
10	-	-	384,75	1,02	1,02

TABEL VII  
PELEPASAN BEBAN PADA UJI LINGKUNGAN BERDASARKAN IEEE 10-UNIT

Jumlah Centroids	Pelepasan Beban (MWh/hari)				
	NC	AIC	BC	WC	MC
0	-	-	-	-	-
1	-	2,59	-	-	-
2	-	-	75,32	0	0
4	-	-	83,87	0	0
6	-	-	83,87	0	0
8	-	-	64,88	0	0
10	-	-	133,89	0	0

perumusan biaya produksi SUC, kemungkinan *over-commitment* juga diperhitungkan jika skenario kasus terbaik terwujud.

### C. KINERJA UNIT COMMITMENT PADA PENGUJIAN

Solusi yang baik untuk UC harus dapat memenuhi semua kekangan di pasar aktual hari berikutnya. Solusi *day-ahead UC* diuji menggunakan profil PV independen selama 365 hari. Selain itu, dampak jumlah *centroid* dan ukuran sistem tenaga listrik terhadap kinerjanya juga diteliti. Kedua investigasi kinerja dilakukan di lingkungan pengujian.

Skenario pengujian digunakan untuk menguji kinerja jadwal unit pembangkit yang dihasilkan oleh berbagai solusi UC. Skenario pengujian ini terdiri atas sepuluh unit pembangkit dari data IEEE 10-unit. Semua solusi *day-ahead UC* diuji dalam 365 tes independen. Setiap pengujian memiliki profil PV yang tidak terlihat dalam proses pembuatan jadwal unit pembangkit hari sebelumnya. Biaya pembangkitan masing-masing solusi di lingkungan pengujian dapat dilihat pada Tabel V. Perlu dicatat bahwa pendekatan NC tidak menggunakan profil PV, sehingga nilai *centroid* adalah nol. Sementara itu, pendekatan kasus iradiasi rata-rata AIC hanya menggunakan profil PV tunggal, yaitu profil rata-rata. Di sisi lain, pendekatan RUC dari WC dan pendekatan SUC dari MC digunakan ketika setidaknya ada dua profil PV, begitu juga dengan pendekatan BC yang optimis.

TABEL VIII  
BIAYA PEMBANGKITAN PADA UJI LINGKUNGAN BERDASARKAN IEEE 10-UNIT

Kasus	Biaya Pembangkitan (\$/MWh)				
	10	20	30	40	50
NC	20,9862	20,8822	20,8581	20,8472	20,8217
AIC	20,7041	20,5821	20,5424	20,5270	20,5251
BC-2	20,5798	20,4634	20,4412	20,4320	20,4279
WC-2	20,7864	20,6599	20,6330	20,6202	20,6126
MC-2	20,7864	20,6599	20,6325	20,6199	20,6128
BC-10	20,4979	20,4115	20,3913	20,3823	20,3719
WC-10	20,8443	20,7539	20,7285	20,7175	20,7094
MC-10	20,8443	20,7526	20,7253	20,7175	20,7092

TABEL IX  
PELANGGARAN CADANGAN PUTAR PADA UJI LINGKUNGAN BERDASARKAN IEEE 10-UNIT

Kasus	Pelanggaran Cadangan Putar (MWh/hari)				
	10	20	30	40	50
NC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AIC	76,08	199,02	425,03	640,64	810,47
BC-2	243,76	648,78	1.009,32	1.425,42	1.805,54
WC-2	10,96	52,19	114,19	146,07	194,97
MC-2	10,96	52,19	118,22	146,07	213,65
BC-10	384,75	922,29	1.584,04	2.191,45	2.758,69
WC-10	1,02	2,05	4,39	5,54	9,95
MC-10	1,02	2,47	3,93	5,54	9,95

Sebagaimana disajikan pada Tabel V, peningkatan jumlah kurva PV peramalan akan menghasilkan kurva PV yang lebih ekstrem. Ketika *centroid* meningkat, perspektif BC tentang nilai hari berikutnya menjadi lebih optimis dan menjadwalkan lebih sedikit unit, sehingga biaya pembangkitan lebih rendah. Di sisi lain, WC dan MC menjadi lebih berhati-hati dalam menonaktifkan unit pembangkit, sehingga menyebabkan biaya produksi lebih tinggi.

Jadwal yang berbeda menghasilkan nilai cadangan putar yang berbeda, sehingga solusi UC memengaruhi keandalan sistem. Dampak dari jumlah *centroid* terhadap pelanggaran cadangan putar dan pelepasan beban dapat dilihat pada Tabel VI dan Tabel VII. Meskipun BC memiliki biaya operasional paling sedikit, hasil menunjukkan bahwa BC juga disertai pelanggaran cadangan putar dan bahkan pelepasan beban, seperti halnya AIC (satu kasus pusat). Dengan demikian, baik BC maupun AIC tidak menghasilkan jadwal yang andal dan tidak boleh dipilih sebagai pendekatan solusi UC. Terlihat juga bahwa MC menghasilkan solusi yang andal, sama seperti pendekatan RUC (NC dan WC). Selain itu, meskipun mengaktifkan banyak pembangkit, tidak ada beban *dummy* yang digunakan oleh semua pendekatan.

Jumlah unit pembangkit di IEEE 10-unit yang sedikit membatasi jumlah solusi yang mungkin terjadi. Solusi yang sangat terbatas ini membatasi fleksibilitas SUC dalam membuat jadwal UC. Oleh karena itu, pada Tabel V, semua solusi SUC berakhir dengan solusi yang sama dengan skenario terburuk RUC. Dengan menambah jumlah unit pembangkit yang tersedia, SUC lebih fleksibel dalam membuat jadwal UC. Dampak ukuran sistem pada solusi SUC dapat dilihat pada Tabel VIII, Tabel IX, dan Tabel X. Hanya angka *centroid* terendah dan tertinggi yang ditampilkan untuk perbandingan, yaitu masing-masing dua dan sepuluh *centroid*. Judul kolom mewakili jumlah unit pembangkit dalam sistem.

Mengenai solusi SUC dibandingkan dengan solusi RUC yang ditunjukkan pada Tabel VIII, dapat dilihat bahwa pada

TABEL X  
PELEPASAN BEBAN PADA UJI LINGKUNGAN BERDASARKAN IEEE 10-UNIT

Kasus	Pelepasan Beban (MWh/hari)				
	10	20	30	40	50
NC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AIC	2,59	8,11	15,30	43,87	50,47
BC-2	75,32	96,45	178,39	287,70	411,81
WC-2	0,00	0,01	0,18	0,02	0,10
MC-2	0,00	0,01	0,18	0,02	0,10
BC-10	133,89	301,99	477,50	758,70	910,89
WC-10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MC-10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABEL XI  
PERBANDINGAN WAKTU KOMPUTASI ANTARA SUC DAN RUC DALAM DETIK

Kasus	Waktu Komputasi (s)				
	10	20	30	40	50
WC-10	0,50	10,30	111,10	39,00	17,40
MC-2	1,50	14,80	37,10	59,60	45,60
MC-4	1,20	15,70	455,00	84,90	110,60
MC-6	2,90	43,80	2.497,50	674,40	125,00
MC-8	5,10	136,70	970,20	737,30	218,80
MC-10	4,20	310,80	1.473,80	865,40	254,90

beberapa sistem berukuran sedang terdapat sedikit perbedaan antara keduanya. Hal ini menunjukkan bahwa SUC menggeser solusi sedikit ke arah kemungkinan BC. Mengingat distribusi probabilitas kurva PV yang digunakan dalam penelitian ini sangat condong ke arah WC, SUC sedikit berbeda dari WC. Jika probabilitas terjadinya BC meningkat, pergeseran ini kemungkinan besar juga meningkat, memberikan perbedaan hasil yang lebih jelas dari jadwal UC.

Dampak ukuran sistem pada solusi SUC dalam hal pelanggaran cadangan putar dan pelepasan beban ditunjukkan pada Tabel IX dan Tabel X. Kedua tabel tersebut menunjukkan bahwa SUC mampu tetap menghasilkan solusinya yang andal, dengan tetap memiliki biaya pembangkitan yang lebih rendah dari pendekatan lainnya, seperti yang ditunjukkan pada Tabel VIII. Dengan demikian, dapat disimpulkan bahwa solusi SUC lebih murah daripada WC, tetapi hasil pelanggaran SR serupa dan tanpa terjadi pelepasan beban. Hasil terbaik pada penelitian ini adalah pengujian sistem 30-unit, yaitu SUC dengan sepuluh *centroid* memiliki solusi yang lebih murah (20,7253 \$/MWh) dibandingkan dengan RUC (20,7285 \$/MWh) tanpa melanggar keseimbangan daya ataupun terjadi pelepasan beban. Selain itu, solusi SUC bahkan berhasil mendapatkan pelanggaran SR yang lebih rendah pada ukuran sistem tersebut, yang selanjutnya menunjukkan keunggulan SUC.

#### D. WAKTU KOMPUTASI UNIT COMMITMENT

Permasalahan *day-ahead DUC* dapat diformulasikan sebagai *mixed-integer programming* (MIP) [2]. Telah diketahui bahwa permasalahan optimisasi MIP secara umum adalah masalah *NP-hard* (setidaknya sama sulitnya dengan *non-deterministic polynomial-time*) [24]. Dalam penelitian ini, MILP dipilih sebagai pengganti *mixed-integer quadratic programming* (MIQP) untuk mengurangi waktu komputasi UC.

Permasalahan UC dalam bentuk masalah optimisasi MILP terdiri atas sekumpulan *decision variable* dan kekangan. Dengan menambahkan beberapa *centroid* sebagai kurva peramalan di SUC, jumlah *decision variable* dan kekangan juga meningkat. Dampak jumlah *centroid* yang digunakan SUC pada berbagai ukuran sistem dapat dilihat pada Tabel XI. Waktu komputasi solusi RUC WC-10 juga ditampilkan sebagai

*baseline*. Dapat dilihat dari Tabel XI bahwa SUC secara umum meningkatkan waktu komputasi UC, tetapi tidak secara eksponensial. Saat digunakan hingga sepuluh *centroid*, waktu komputasi meningkat hampir secara linier terhadap jumlah *centroid* yang digunakan. Dengan demikian, SUC adalah pendekatan yang layak dibandingkan dengan menggunakan *probability density function* dan iterasi melalui ribuan masalah DUC berdasarkan simulasi Monte Carlo [25]. Selain itu, simulasi menggunakan Monte Carlo tidak memiliki keunggulan SUC, yaitu hanya memiliki jadwal komitmen unit tunggal.

#### VI. KESIMPULAN

Peningkatan penetrasi PV berarti peningkatan disparitas peramalan profil *net load* hari berikutnya. Dikombinasikan dengan sifat pembangkit listrik PV yang terputus-putus dan tidak pasti, diperlukan solusi UC yang andal. Studi ini telah mengusulkan pendekatan SUC dalam menyelesaikan masalah *day-ahead UC* dalam sistem dengan ketidakpastian *net load* yang tinggi. Berbeda dengan RUC yang hanya mempertimbangkan skenario terburuk, pendekatan yang diusulkan mempertimbangkan setiap skenario yang mungkin dari profil *net load* hari berikutnya. Profil *net load* hari berikutnya diperoleh menggunakan pengelompokan *k-means* pada data historis. Proporsi anggota kluster digunakan sebagai faktor pembobotan yang merepresentasikan probabilitas terjadinya kurva PV.

Studi ini telah menunjukkan bahwa SUC yang diusulkan menggunakan *k-means clustering* menghasilkan biaya pembangkit listrik yang lebih adil dibandingkan dengan RUC dengan keandalan yang sama dalam permasalahan *day-ahead UC*. Hasil ini juga telah menunjukkan bahwa jadwal UC dari pendekatan stokastik pada *day-ahead UC* mampu mengungguli RUC dengan keandalan yang sama. Selain itu, semua keunggulan tersebut telah terbukti hanya meningkatkan waktu komputasi mendekati linier terhadap jumlah *centroid* yang digunakan.

Penelitian selanjutnya dapat mempelajari lebih lanjut penggunaan berbagai pendekatan lain untuk menghasilkan profil *net load* di hari berikutnya. Hal tersebut mencakup algoritme peramalan, seperti peramalan *seasonal* dan *Markov switching*; dan algoritme pengurangan skenario, seperti pengambilan sampel penting dan *dynamic time warping clustering*. Selain itu, studi yang lebih mendalam diperlukan untuk menentukan dampak jumlah *centroid* yang digunakan dalam SUC terhadap kompleksitas komputasi berdasarkan *big O notation*.

#### KONFLIK KEPENTINGAN

Penulis menyatakan tidak memiliki kepentingan yang saling bertentangan yang dapat memengaruhi hasil pada penelitian ini.

#### KONTRIBUSI PENULIS

Konseptualisasi, Muhammad Yasirroni dan Sarjiya; metodologi, Muhammad Yasirroni, Sarjiya, dan Lesnanto Multa Putranto; perangkat lunak, Muhammad Yasirroni; validasi, Sarjiya dan Lesnanto Multa Putranto; analisis formal, Muhammad Yasirroni dan Indra Triwibowo; investigasi, Muhammad Yasirroni; sumber, Sarjiya dan Lesnanto Multa Putranto; kurasi data, Muhammad Yasirroni; penulisan—penyusunan draf asli, Indra Triwibowo; penulisan—peninjauan dan penyuntingan, Muhammad Yasirroni, Sarjiya, Husni Rois Ali, Indra Triwibowo, dan Qiangqiang Xie; visualisasi,

Muhammad Yasirroni; pengawasan, Sarjiya; administrasi proyek, Sarjiya; akuisisi pendanaan, Sarjiya and Lesnanto Multa Putranto.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih penulis sampaikan kepada Departemen Elektro dan Teknologi Informasi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada atas dukungannya.

#### REFERENSI

- [1] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 13.0," Lazard, New York, United States, Rep., 2019.
- [2] R.H. Kerr, A.J. Fontana, Jr., J.L. Scheidt, dan J.K. Wiley, "Unit Commitment," *IEEE Trans. Power Appar., Syst.*, Vol. PAS-85, No. 5, hal. 417–421, Mei 1966, doi: 10.1109/TPAS.1966.291678.
- [3] N.P. Padhy, "Unit Commitment-A Bibliographical Survey," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 2, hal. 1196–1205, Mei 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2003.821611.
- [4] E.C. Kern, E.M. Gulachenski, dan G.A. Kern, "Cloud Effects on Distributed Photovoltaic Generation: Slow Transients at the Gardner, Massachusetts Photovoltaic Experiment," *IEEE Power Eng. Rev.*, Vol. 9, No. 6, hal. 43–44, Jun. 1989, doi: 10.1109/MPER.1989.4310752.
- [5] N. Nguyen dan J. Mitra, "An Analysis of the Effects dan Dependency of Wind Power Penetration on System Frequency Regulation," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Vol. 7, No. 1, hal. 354–363, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2496970.
- [6] D. Bertsimas dkk., "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, No. 1, hal. 52–63, Feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2205021.
- [7] P. Pourghasem dkk., "Stochastic Multi-Objective Dynamic Dispatch of Renewable dan Chp-Based Islanded Microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 173, hal. 193–201, Agu. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.04.021.
- [8] A. Papavasiliou dan S.S. Oren, "Multiarea Stochastic Unit Commitment for High Wind Penetration in a Transmission Constrained Network," *Oper. Res.*, Vol. 61, No. 3, hal. 578–592, Mei-Jun. 2013, doi: 10.1287/opre.2013.1174.
- [9] R.B. Hytowitz dan K.W. Hedman, "Managing Solar Uncertainty in Microgrid Systems with Stochastic Unit Commitment," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 119, hal. 111–118, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.08.020.
- [10] E.A. Bakirtzis, C.K. Simoglou, P.N. Biskas, dan A.G. Bakirtzis, "Storage Management by Rolling Stochastic Unit Commitment for High Renewable Energy Penetration," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 158, hal. 240–249, Mei 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.12.025.
- [11] S. Kazarlis, A.G. Bakirtzis, dan V. Petridis, "A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 1, hal. 83–92, Feb. 1996, doi: 10.1109/59.485989.
- [12] P. Virtanen dkk., "SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python," *Nat. Methods*, Vol. 17, No. 3, hal. 261–272, Feb. 2020, doi: 10.1038/s41592-019-0686-2.
- [13] M.A. Branch, T.F. Coleman, dan Y. Li, "A Subspace, Interior, and Conjugate Gradient Method for Large-Scale Bound-Constrained Minimization Problems," *SIAM J. Sci. Comput.*, Vol. 21, No. 1, hal. 1–23, 1999, doi: 10.1137/S1064827595289108.
- [14] F. Pedregosa dkk., "Scikit-Learn: Machine Learning in Python," 2012, *arXiv:1201.0490*.
- [15] S.P. Lloyd, "Least Squares Quantization in PCM," *IEEE Trans. Inf. Theory*, Vol. 28, No. 2, hal. 129–137, Mar. 1982, doi: 10.1109/TIT.1982.1056489.
- [16] R.L.G. Latimier, E.L. Bouedec, dan V. Monbet, "Markov Switching Autoregressive Modeling of Wind Power Forecast Errors," *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 189, hal. 1–7, Des. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106664.
- [17] M.M.H. Shawon dkk., "Forecasting PV Panel Output Using Prophet Time Series Machine Learning Model," *2020 IEEE Region 10 Conf. (TENCON)*, 2020, hal. 1141–1144, doi: 10.1109/TENCON50793.2020.9293751.
- [18] S.J. Taylor dan B. Letham, "Forecasting at Scale," *The Am. Stat.*, Vol. 72, No. 1, hal. 37–45, Apr. 2017, doi: 10.1080/00031305.2017.1380080.
- [19] A. Papavasiliou, S.S. Oren, dan B. Rountree, "Applying High Performance Computing to Transmission-Constrained Stochastic Unit Commitment for Renewable Energy Integration," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 30, No. 3, hal. 1109–1120, Mei 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2341354.
- [20] O. Yurdakul, F. Sivrikaya, dan S. Albayrak, "A Distributionally Robust Optimization Approach for Unit Commitment in Microgrids," 2021, *arXiv: 2011.05314*.
- [21] D.J. Berndt dan J. Clifford, "Using Dynamic Time Warping to Find Patterns in Time Series," *AAAIWS'94: Proc. 3rd Int. Conf. Knowl. Discov., Data Min.*, 1994, hal. 359–370.
- [22] S. Wilcox, "National Solar Radiation Database 1991-2010 Update: User's manual," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, Tech. Rep. TP-5500-54824, 2012.
- [23] *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio CPLEX User's Manual Version 12 Release 8*. IBM, New York, AS, 2017.
- [24] A.D. Pia, S.S. Dey, dan M.S. Molinaro, "Mixed-Integer Quadratic Programming Is in NP," *Math. Program.*, Vol. 162, hal. 225–240, Mar. 2017, doi: 10.1007/s10107-016-1036-0.
- [25] N. Petcharaks, "Optimal Spinning Reserve Under Load dan Intermittent Generation Uncertainty Using Monte Carlo Simulation," *2015 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia (ISGT ASIA)*, 2015, hal. 1–6, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7387056.