

Optimasi Desain Pembangkit Listrik Kapasitas 200 kW Menggunakan Tenaga Matahari dengan Sistem *Pumped Storage*

Iwan Pramono*), As Natio Lasman**)

Universitas Mercu Buana, Jakarta*)

Badan Pengawas Tenaga Nuklir – BAPETEN**))

Email: iwan.pramono1981@gmail.com, asnatio@yahoo.com

ABSTRAK

Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis dan mengoptimalkan desain pembangkit listrik tenaga surya dengan sistem *pumped storage* sebagai sumber energi terbarukan untuk daerah terpencil di Indonesia. Penelitian ini sangat penting dilakukan untuk menyelesaikan masalah pemenuhan kebutuhan listrik khususnya daerah terpencil. Skema yang dijalankan adalah dengan menetapkan 5 opsi dalam sistem *pumped storage*. Desain sistem dihitung dan dianalisis kemudian dilakukan optimasi menggunakan *software Ansys fluent*. Setelah itu semua opsi dianalisis dan dibandingkan dari sisi ekonomi terkait *Life-Cycle Cost (LCC)* dan *Break Event Point (BEP)* untuk mendapatkan skema terbaik. Didapatkan bahwa opsi A lebih baik dari opsi lainnya dari sisi penerapan sistem karena memerlukan jumlah pompa yang paling sedikit. Dari sisi ekonomi LCC untuk opsi A adalah 63% lebih rendah dari opsi C dan lebih tinggi dari opsi B, D dan E yang masing-masing sebesar 2%, 5% dan 25%. LCC paling rendah didapatkan oleh opsi E tetapi memiliki tantangan tersendiri dalam penerapannya karena memerlukan pompa sebanyak 540 buah. BEP paling cepat didapatkan oleh opsi A dengan waktu 9,47 tahun diikuti oleh opsi D dengan 9,6 tahun. BEP paling lama diperoleh opsi C dengan waktu 12,74 tahun. Oleh karena itu, penggunaan sistem *pumped storage* pada pembangkit listrik tenaga surya sebagai salah satu alternatif energi terbarukan memberikan peluang yang secara teknis sangat memungkinkan dan berpotensi sebagai pemasok energi listrik secara berkelanjutan untuk daerah terpencil.

Kata kunci: Surya, *Pumped Storage*, Ansys, LCC, BEP.

ABSTRACT

This research was conducted by analyzing and optimizing the design of solar power plants with pumped storage systems as a source of renewable energy for remote areas in Indonesia. This research is very important to be done to solve the problem of meeting the electricity needs, especially in remote areas. The scheme is implementing 5 options in the pumped storage system. The system design is calculated and analyzed then optimization is done using Ansys fluent software. After that, all options are analyzed and compared in terms of economics related to Life-Cycle Cost (LCC) and Break Event Point (BEP) to get the best scheme. It was found that option A is better than other options in terms of system implementation because it requires the smallest number of pumps. From an economic standpoint, the LCC for option A is 63% lower than option C and higher than option B, D and E which are 2%, 5% and 25%, respectively. The lowest LCC is obtained by option E but has its own challenges in its application because it requires 540 pumps. The fastest BEP is obtained by option A with 9.47 years followed by an option D with 9.6 years. The longest BEP with 12.74 years was obtained by an Option C. Therefore, the use of pumped storage systems in solar power plants as an alternative renewable energy provides opportunities that are technically very possible and have the potential for continuous power supply in remote areas.

Keywords: Solar, *Pumped Storage*, Ansys, LCC, BEP.

I. PENDAHULUAN

Saat ini masih ada ribuan pulau dan daerah terpencil di seluruh dunia belum teraliri listrik. Di Indonesia masih ada sekitar 2.500 desa yang belum dialiri listrik [1] dan diupayakan untuk segera teraliri listrik dalam beberapa tahun mendatang. Pemerintah memiliki banyak tantangan untuk memenuhi kebutuhan listrik,

sehingga banyak daerah menggunakan sumber energi listrik yang dihasilkan dari *diesel*

generator atau bahkan tidak ada sumber energi listrik sama sekali. Untuk mengurangi polusi udara yang diakibatkan oleh hasil pembakaran motor *diesel* dan meningkatkan kualitas sumber energi listrik, maka solusi yang bisa dilakukan adalah mengembangkan sumber

energi baru terbarukan yang tersedia di daerah itu untuk menghasilkan energi listrik yang akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik daerah tersebut.

Sistem pembangkit listrik tenaga matahari yang ramah lingkungan telah banyak digunakan sebagai pembangkit tenaga listrik di daerah terpencil. Sebagaimana yang telah diketahui secara umum bahwa panel surya lebih murah dibandingkan dengan *diesel* di daerah terpencil. Biaya dari panel surya juga semakin kompetitif ketika dibandingkan dengan semakin meningkatnya harga bahan bakar minyak *diesel* dan semakin turunnya harga panel surya.

Salah satu kekurangan dari sistem pembangkit listrik tenaga surya adalah tidak bisa menyediakan suplai energi listrik secara terus-menerus untuk memikul beban dasar dan mengikuti perubahan permintaan energi listrik. Oleh sebab itu, energi listrik yang dihasilkan oleh panel surya harus disimpan yang nantinya akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik secara terus-menerus. Sehingga peran dari sistem penyimpanan energi (*energy storage*) sangat penting pada sistem pembangkit listrik tenaga matahari dan menjadi satu-satunya solusi untuk menyelesaikan permasalahan tersebut di atas.

Saat ini banyak sekali ragam teknologi penyimpanan energi yang digunakan pada energi baru terbarukan, seperti baterai [3], [4], *flywheel* [5], [6], udara bertekanan [7], *fuel cell* [8], *supercapacitor* [9] dan *pumped hydro* [10]. Teknologi yang saat ini berkembang adalah penggunaan baterai sebagai penyimpan energi pada sistem pembangkit listrik tenaga matahari khususnya di daerah terpencil [11]. Saat ini baterai menjadi idola didalam penerapan sistem integrasi energi baru terbarukan. Walaupun demikian, baterai memiliki kelemahan [12], seperti biaya investasi awal yang tinggi, usia pakai yang pendek, memiliki potensi merusak lingkungan dan meledak karena mengandung timbal dan asam sulfat serta susah dalam perawatannya khususnya di daerah terpencil.

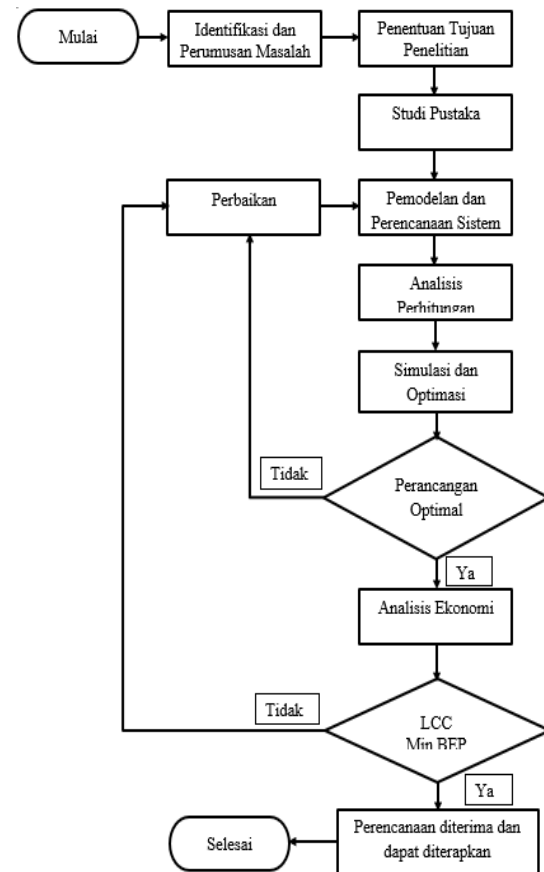
Alternatif yang lain adalah *pumped storage* yang mana teknologi penyimpanan energi ini sudah banyak terpasang di seluruh dunia [13]. Dalam hal keekonomisan, *pumped hydro energy storage* terlihat lebih ekonomis dibandingkan dengan baterai untuk aplikasi yang berdiri sendiri [14]. Beberapa hasil kajian menunjukkan bahwa sistem *pumped hydro* bisa memberikan *payback period* lebih cepat sekitar 2,5 – 5,5 tahun [15].

Pada kajian kali ini, akan dikenalkan sebuah sistem *hybrid* panel surya dan *pumped storage*. Pemodelan matematika dari komponen

utama akan disajikan untuk pengukuran dan pemodelan sistem. Beberapa bagian dari sistem kemudian disimulasikan menggunakan *Ansys fluent* dilanjutkan dengan optimasi merujuk pada *Life-Cycle Cost* dan *Break Event Point* untuk mendapatkan solusi desain yang optimal.

II. METODE PENELITIAN

Tahapan – tahapan yang akan dilakukan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 1. Penjelasan dari setiap kegiatan yang terdapat pada bagan alur akan dijabarkan secara detail dalam penelitian ini. Analisis dan optimasi yang dilakukan bertujuan untuk mendapatkan rancangan sistem pembangkit listrik tenaga surya dengan menerapkan teknologi *pumped storage* yang optimal.

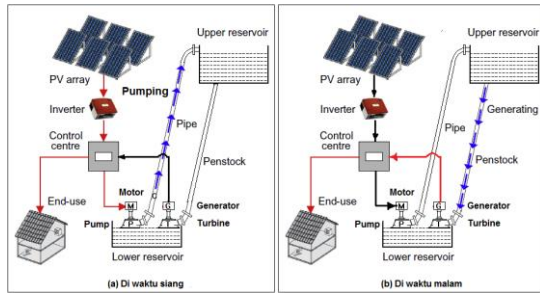


Gambar 1. Bagan alur penelitian

Pada penelitian ini, untuk memenuhi kebutuhan energi listrik digunakan skema *pumped storage* dari air laut sebagai sumber energi terbarukan. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2, sistem *pumped storage* yang terpisah dari sistem *utility-grid* diberi tenaga oleh sistem tenaga surya dimana dalam studi ini panel surya (*photovoltaic*) dianggap sebagai satu-satunya sumber energi terbarukan. Sistem ini diatur oleh

pusat kendali yang meliputi *inverter*, *transformer* dan *regulator* untuk mengelola seluruh sistem *microgrid*.

Sistem *pumped storage* mengangkat air ke reservoir atas menggunakan pompa ketika energi terbarukan tersedia dan lebih besar dari permintaan. Air yang disimpan kemudian dialirkan kembali ke reservoir bawah yang akan menghasilkan energi listrik melalui turbin/generator selama periode kebutuhan listrik tinggi atau sumber energi terbarukan yang rendah.

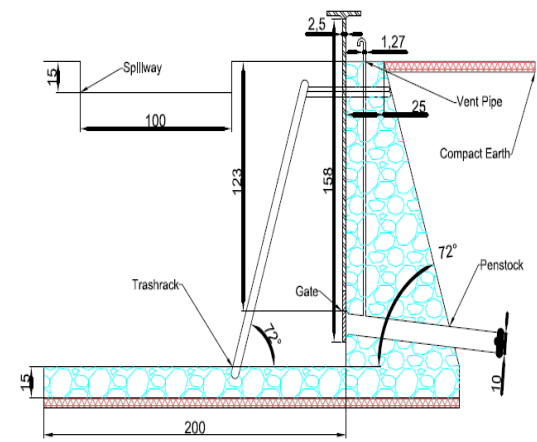


Gambar 2. Sistem *pumped storage* [11]

Beberapa komponen utama dari sistem yang akan dianalisis lebih lanjut ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Komponen sistem *pumped storage*

NO	KOMPONEN	MODEL	HARGA SATUAN (RP)	USIA PAKAI (TAHUN)
1	Panel surya 200 kW (597 panel)	Astronergy CHSM6612P/HV-335	2.350.000/panel	25
2	<i>Inverter</i> 55 kW	SCHNEIDER ATV630D55N4	53.342.000/pcs	10
	<i>Inverter</i> 75 kW	SCHNEIDER ATV6610D75N4	51.870.000/pcs	10
3	<i>AC Solar pump</i>	EBARA 3 LS 80-200/37	138.644.000/pcs	5
	<i>DC Solar Pump</i>	SINGFLO YM2440-30	959.000/pcs	10
	<i>DC Solar Pump</i>	FEILI PUMP 4FLD10-60-96-1300	6.548.600/pcs	10
4	Reservoir atas (80 x 80 x 3) m ³	Disesuaikan	4.125.966/m ³	25



Gambar 3. Desain *forebay* dari reservoir atas

Untuk menghitung efisiensi keseluruhan mode turbin menggunakan rumus berikut [14]:

$$\eta_T = \eta_t \times \eta_g \times \eta_p$$

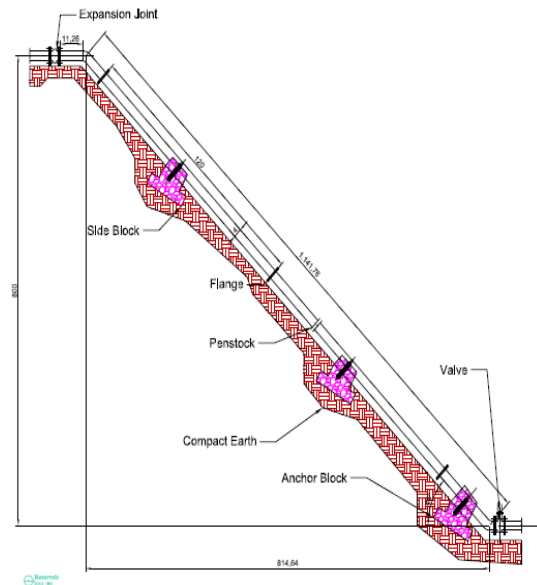
Dimana:

η_T = efisiensi *turbine generator* keseluruhan

η_t = efisiensi *turbine*

η_g = efisiensi *generator*

η_p = efisiensi saluran pipa



Gambar 4. Desain komponen *penstock*

Energi potensial yang dilepaskan dari reservoir atas dapat dihitung menggunakan persamaan berikut [14]:

$$E_C = E_{load} \times n_{day} = \eta_T \rho g h V$$

Dimana:

E_C = kapasitas penyimpanan energi (Joules)

ρ = densitas air (kg/m³)

η_T = efisiensi *turbine generator* keseluruhan

V = volume air (m³)
 g = percepatan gravitasi (9,81 m/s²)
 h = head (m)

Kemudian volume reservoir atas dapat dihitung dengan persamaan [16]:

$$V = \frac{E_C}{\eta_T \times \rho \times g \times h}$$

Jumlah pompa yang dibutuhkan dapat ditentukan dengan persamaan [14]:

$$n_{pump} = \frac{V}{n_{day} \times V_0}$$

Dimana:

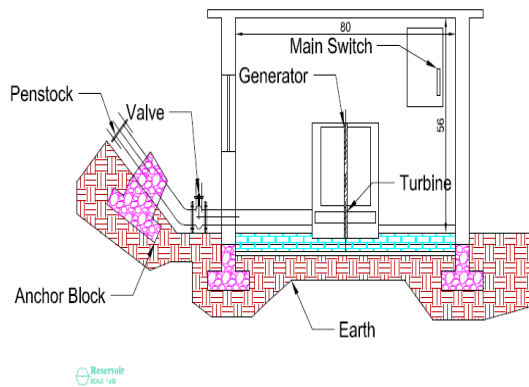
V_0 = jumlah air yang dapat dipompakan oleh setiap pompa per hari (m³/hari)

Untuk mode pompa, efisiensi keseluruhan η_p mencakup faktor ketidakcocokan *array* (daya terukur dari *array* PV harus dilampaui oleh watt pompa) dan efisiensi motor/pompa, yang dapat ditentukan dengan persamaan [14]:

$$\eta_p = \eta_{a-m} \times \eta_{m-p} \times \eta_{pipe}$$

Dimana:

η_p = efisiensi keseluruhan
 η_{a-m} = faktor ketidakcocokan *array* (ukuran pompa/kapasitas PV), rata-rata 80% [14]
 η_{m-p} = efisiensi motor/pompa yang tergantung pada *head* dan laju aliran
 η_{pipe} = efisiensi saluran pipa karena kerugian gesekan (diasumsikan 95%) [14]



Gambar 5. Desain komponen *powerhouse*

Berikut ini ada perhitungan kapasitas *array* yang diperlukan:

Kebutuhan sel surya [14].

$$C_{PV} = \frac{E_{load}}{\eta_I \times T_{PS} \times (1-e)}$$

Modul PV secara paralel (berdasarkan nilai arus pompa air) [14]:

$$n_{PVp} = \frac{I_p}{I_{PV}} \times \frac{1}{\sqrt{\eta_{a-m}}}$$

Modul PV secara seri (berdasarkan nilai tegangan pompa air) [14]:

$$n_{PVs} = \frac{U_p}{U_{PV}} \times \frac{1}{\sqrt{\eta_{a-m}}}$$

Total jumlah modul untuk satu pompa air adalah [14]:

$$n_{PVs \times p} = n_{PVs} \times n_{PVp}$$

Total kapasitas array PV untuk kasus ini adalah [14]:

$$C_{PV} = n_{pump} \times n_{PVs \times p} \times C_{single}$$

Dimana:

I_p = arus terukur pompa air
 I_{PV} = arus terukur modul PV
 U_p = tegangan terukur pompa air
 U_{PV} = tegangan terukur modul PV
 n_{PVs} = jumlah modul PV terhubung seri
 n_{PVp} = jumlah modul PV terhubung paralel

Parameter-parameter dasar pada penelitian [14], [17] digunakan pada penelitian kali ini dan dilakukan penyesuaian dengan kondisi di daerah Indonesia. Parameter-parameter tersebut adalah sebagai berikut:

- Konsumsi listrik harian sekitar 500 kWh dengan beban puncak sekitar 25 kW yang menyediakan cadangan energi untuk kebutuhan 100 rumah [17].
- Harga panel surya sangat bervariasi tergantung pada nilai di pasaran tetapi turun secara bertahap di tahun-tahun terakhir. Pada penelitian kali ini diasumsikan biaya PV *array* adalah Rp 28.370,00/W (termasuk biaya modul surya dan pemasangan *array* surya) [14].
- Head* total di daerah Indonesia diasumsikan sekitar 10 – 40 m yang dipakai untuk perhitungan.
- Asumsi-asumsi dasar yang bersifat umum lainnya seperti *controller*, proporsi yang sama dari modul surya dan kabel penghubung tidak dipertimbangkan pada penelitian ini untuk memudahkan perhitungan.

Tabel 2 menunjukkan beberapa opsi yang akan dibandingkan pada penelitian ini.

Tabel 2. Pilihan penyimpanan potensi energi

OPSI	PENJELASAN
A	14 buah <i>sea water pump</i> EBARA
B	Kombinasi 13 buah <i>sea water pump</i> EBARA dan 323 buah DC <i>solar pump</i> Singflo YM2440-30
C	8990 buah DC <i>solar pump</i> Singflo YM2440-30
D	Kombinasi 13 buah <i>sea water pump</i> EBARA dan 20 buah DC <i>solar pump</i> 4FLD10-60-96-1300
E	540 buah DC <i>solar pump</i> 4FLD10-60-96-1300

Simulasi yang dilakukan menggunakan *software Ansys fluent* untuk memastikan hasil perancangan yang optimal. Kemudian dilakukan analisis perhitungan dari sisi kelayakan secara ekonomi berdasarkan pada *Life-Cycle Cost (LCC)* dan *Break Event Point (BEP)*.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Perhitungan kebutuhan sel surya, *inverter*, reservoir atas, pompa dan lainnya disajikan dalam bentuk perbandingan semua opsi pada Tabel 3 dan 4.

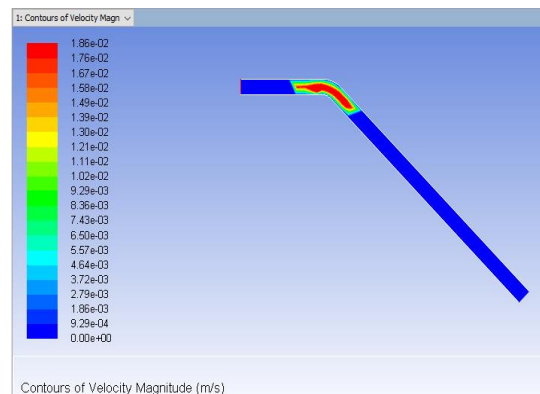
Tabel 3. Perbandingan opsi A, C dan E

Opsi Pumped Storage	Opsi A	Opsi C	Opsi E
Pabrikasi	EBARA	SINGFLO	FEILI
Model pompa	3LS 80-200/37	YM2440-30	4FLD10-60-96-1300
Tipe Motor	AC	DC	DC
Daya motor (W)	37.000	96	1.300
Ukuran <i>array</i> per pompa (W)	51.467	192	2.653
Faktor ketidakcocokan <i>array</i> (%)	72	50	49
Jumlah aliran per pompa (m ³ /jam)	240	0,36	6
Jumlah pompa yang diperlukan	14	8.990	540
Usia pakai yang diharapkan (Tahun)	5	10	10
Biaya per pompa (Juta Rupiah)	138,644	0,959	6,549
Biaya pompa dalam 25 tahun (Milyar Rupiah)	9,705	21,554	8,841
Biaya <i>inverter</i> dalam 25 tahun (Milyar Rupiah)	1,297	-	-
Ukuran PV (kW)	721	1.724	1.432
LCC (Milyar Rupiah)	63,598	103,811	47,667

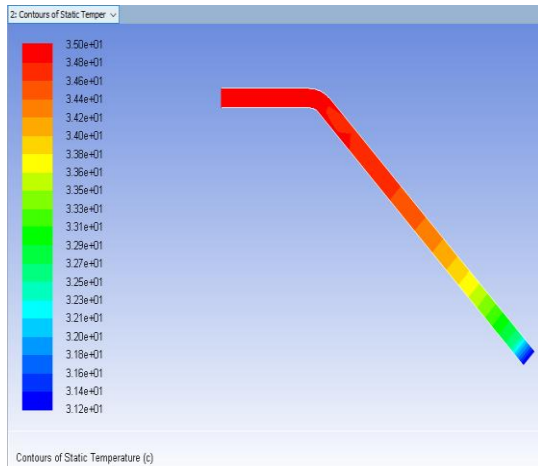
Tabel 4. Perbandingan opsi B dan D

Opsi Pumped Storage	Opsi B		Opsi D	
Pabrikasi	EBARA	SINGFLO	EBARA	FEILI
Model pompa	3LS 80-200/37	YM2440-30	3LS 80-200/37	4FLD10-60-96-1300
Tipe Motor	AC	DC	AC	DC
Daya motor (W)	37.000	96	37.000	1.300
Ukuran <i>array</i> per pompa (W)	51.467	192	51.467	2.653
Faktor ketidakcocokan <i>array</i> (%)	72	50	72	49
Jumlah aliran per pompa (m ³ /jam)	240	0,36	240	6
Jumlah pompa yang diperlukan	13	323	13	20
Usia pakai yang diharapkan (Tahun)	5	10	5	10
Biaya per pompa (Juta Rupiah)	138,644	0,959	138,644	6,549
Biaya pompa dalam 25 tahun (Milyar Rupiah)	9,012	0,774	9,012	0,327
Biaya <i>inverter</i> dalam 25 tahun (Milyar Rupiah)	1,167	-	1,167	-
Ukuran PV (kW)	669	62	669	53
LCC (Milyar Rupiah)	62,635		60,671	

Berikut ini adalah hasil dari simulasi menggunakan *software Ansys fluent* untuk ketiga jenis pompa tersebut dengan parameter air yang lebih spesifik. Hasil simulasi penggunaan pompa EBARA 3LS 80-200/37 berupa kontur kecepatan aliran dan temperatur statis dapat dilihat pada Gambar 6 dan 7.

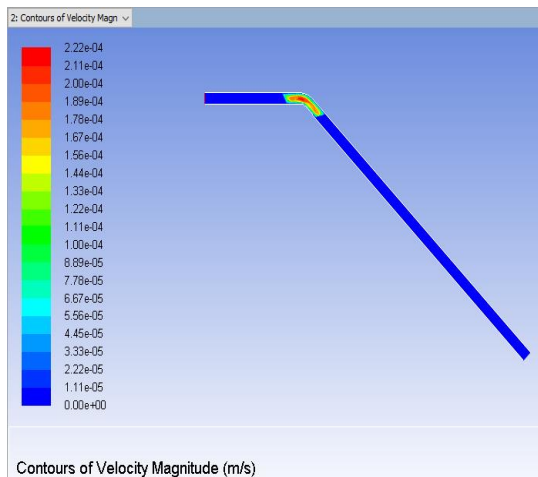


Gambar 6. Simulasi kontur kecepatan aliran



Gambar 7. Simulasi kontur temperatur statis

Hasil simulasi penggunaan pompa SINGFLO YM2440-30 berupa kontur kecepatan aliran dan temperatur statis dapat dilihat pada Gambar 8 dan 9.

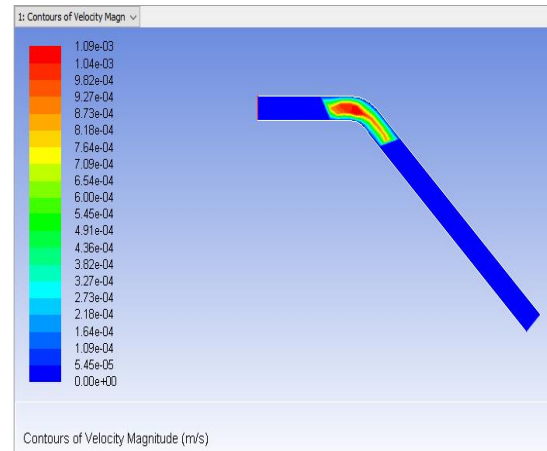


Gambar 8. Simulasi kontur kecepatan aliran

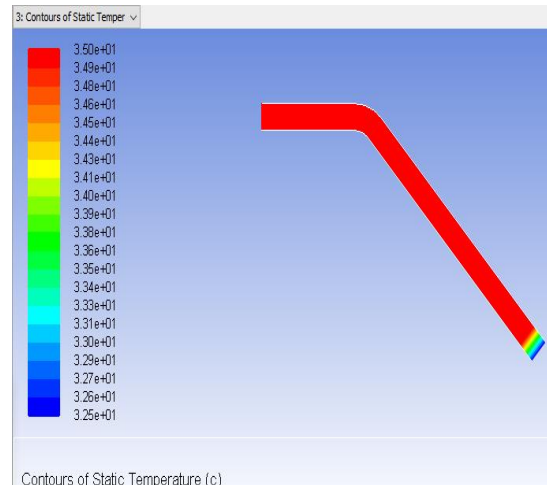


Gambar 9. Simulasi kontur temperatur statis

Hasil simulasi penggunaan pompa FEILI 4FLD10-60-96-1300 berupa kontur kecepatan aliran dan temperatur statis dapat dilihat pada Gambar 10 dan 11.

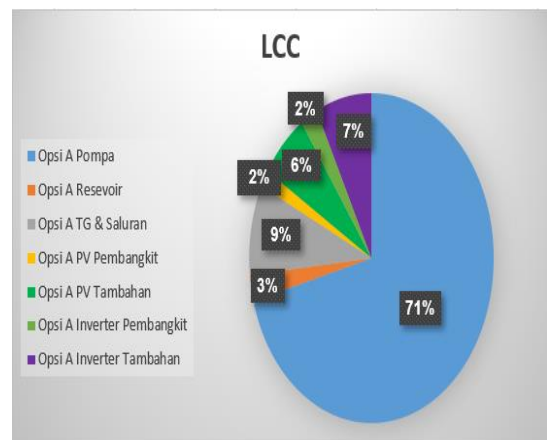


Gambar 10. Simulasi kontur kecepatan aliran

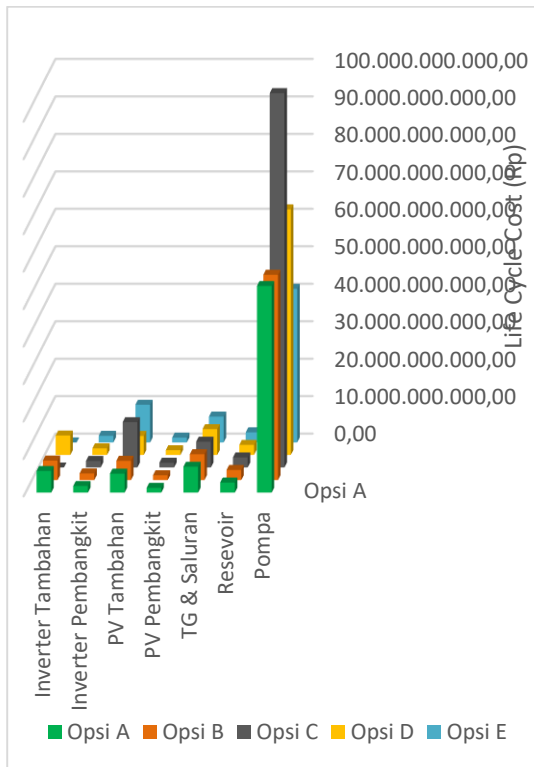


Gambar 11. Simulasi temperatur statis

Hasil LCC opsi A dan semua opsi ditunjukkan pada Gambar 12 dan 13.



Gambar 12. Detail LCC komponen dari Opsi A



Gambar 13. Detail LCC untuk semua opsi

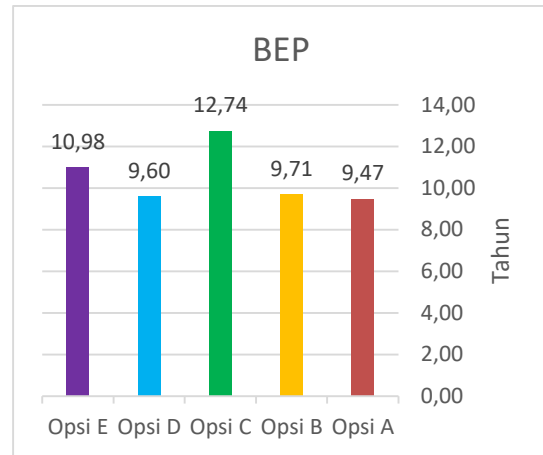
Gambar 13 memberikan rincian LCC sehubungan dengan lima komponen utama yang terlibat dalam penelitian ini. Adanya sejumlah fitur yang signifikan terutama perbedaan dalam biaya komponen. Pompa menyumbang persentase biaya terbesar dalam Opsi C dan D. Namun Opsi A, B dan D dengan pompa AC perlu pengeluaran lebih banyak pada sisi panel PV dan inverter tambahan.

Ringkasan biaya awal dan pendapatan per tahun untuk semua opsi disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Biaya awal dan pendapatan per tahun

KOMPONEN	Opsi A	Opsi B	Opsi C	Opsi D	Opsi E
Biaya Awal	(Milyar Rp)				
Pembangkit	4,720	4,720	4,720	4,720	4,720
Pumped Storage	7,514	7,707	20,717	7,466	13,585
Pendapatan per Tahun	1,292	1,279	1,996	1,269	1,667

Nilai BEP bisa didapatkan dengan membagi nilai biaya awal dengan asumsi pendapatan setahun. Hasil perhitungan BEP untuk semua opsi ditunjukkan pada Gambar 14.



Gambar 14. Hasil perhitungan BEP

IV. KESIMPULAN

Dari hasil simulasi dan analisis yang dilakukan didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Untuk memenuhi kebutuhan listrik harian 500 kWh dengan estimasi beban puncak 25 kW diperlukan pembangkit listrik tenaga surya dengan kapasitas 181 kW dengan intensitas cahaya matahari 4,363 jam. Turbin-generator berkapasitas 25 kW diperlukan untuk memastikan ketersediaan energi listrik sepanjang hari selama n_{day} 2 hari dan memerlukan tambahan solar PV dengan kapasitas minimum 721 kW dengan opsi *pumped storage*;
2. Untuk menggerakkan turbin-generator 25 kW dengan head 38 m pada sistem *pumped storage*, diperlukan pompa AC berkapasitas 240 m³/jam sebanyak 14 buah;
3. LCC terendah didapatkan Opsi E sekitar 25% lebih rendah dari Opsi A;
4. BEP paling cepat diperoleh opsi A (9,47 tahun) diikuti opsi D (9,6 tahun) dan paling lama diperoleh opsi C (12,74 tahun).

Solusi yang dapat dilakukan agar efisiensi sistem dan potensi ekonomi meningkat maka gunakan *reversible pump-turbine*, pompa DC berkapasitas tinggi dan sumber energi terbarukan jenis lainnya bersama energi matahari dengan sistem *pumped storage*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Fajar Pratama, "Masih Ada 2.500 Desa di Indonesia yang Belum Dialiri Listrik," *Tribunnews.com*, Dec. 01, 2017. Akses 28 Oktober 2018;
- [2] M. Kolhe, S. Kolhe, and J. C. Joshi,

- “Economic viability of stand-alone solar photovoltaic system in comparison with diesel-powered system for India,” pp. 155–165, 2002;
- [3] I. Serban and C. Marinescu, “Battery energy storage system for frequency support in microgrids and with enhanced control features for uninterruptible supply of local loads,” *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 54, pp. 432–441, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.004;
- [4] M. Z. Daud, A. Mohamed, and M. A. Hannan, “An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources,” *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 73, pp. 256–270, 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.04.013;
- [5] R. Okou, A. B. Sebitosi, and P. Pillay, “Flywheel rotor manufacture for rural energy storage in sub-Saharan Africa,” *Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 6138–6145, 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.07.051;
- [6] S. Koochi-kamali, V. V Tyagi, N. A. Rahim, N. L. Panwar, and H. Mokhlis, “Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 135–165, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.056;
- [7] S. Succar, D. C. Denkenberger, and R. H. Williams, “Optimization of specific rating for wind turbine arrays coupled to compressed air energy storage,” *Appl. Energy*, vol. 96, pp. 222–234, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.12.028;
- [8] L. Zhang, N. Gari, and L. V Hmurcik, “Energy management in a microgrid with distributed energy resources,” *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 78, pp. 297–305, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2013.10.065;
- [9] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong, and J. Vinassa, “Comparison of three topologies and controls of a hybrid energy storage system for microgrids,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 54, no. 1, pp. 113–121, 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2011.10.012;
- [10] S. V Papaefthymiou and S. A. Papathanassiou, “Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems,” *Renew. Energy*, vol. 64, pp. 187–196, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.047;
- [11] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, “Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization,” *Appl. Energy*, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.005;
- [12] E. M. Krieger, J. Cannarella, and C. B. Arnold, “A comparison of lead-acid and lithium-based battery behavior and capacity fade in off-grid renewable charging applications,” *Energy*, vol. 60, pp. 492–500, 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.08.029;
- [13] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rha, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2013, doi: 10.1016/j.solmat.2013.08.015;
- [14] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, “Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 79, pp. 387–397, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2013.12.047;
- [15] D. Connolly, H. Lund, B. V Mathiesen, E. Pican, and M. Leahy, “The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage,” *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 47–60, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.003;
- [16] F. Díaz-gonzález, A. Sumper, O. Gomisbellmunt, and R. Villafafila-robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.01.029;
- [17] L. Sinaga, Hermawan and A. Nugroho, “Optimasi Sistem Pembangkit Listrik Hibrida Tenaga Surya, Angin, Biomassa, dan Diesel di Pulau Nyamuk Karimunjawa Jawa Tengah dengan Menggunakan Perangkat Lunak HOMER,” *Transient*, vol. 4, 2015.