

Pemodelan dan Analisis Kinerja Sistem Microgrid Berbasis Energi Terbarukan di Pulau Panjang, Serang

MAULIDIA TRI HIDAYAH, DHAMI JOHAR DAMIRI

Institut Teknologi PLN, Indonesia
Email: maulidiahidayah06@gmail.com

ABSTRAK

Pulau panjang adalah salah satu pulau terpencil yang ada di kabupaten serang provinsi banten yang kelistrikan dipulau panjang sangat sulit dijangkau karena keterbatasan akses yang ditempuh dan jaringan tidak bisa terhubung dengan sistem grid. Tujuan dari penelitian ini adalah pengembangan sistem microgrid dengan memodelkan menganalisis sistem optimasi teknis dan ekonomi pada pulau panjang seperti PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya), PLTB (Pembangkit Listrik Tenaga Angin) BEES, diesel generator yang dapat memenuhi kebutuhan beban listrik dan biaya yang sangat rendah. Dalam penelitian ini menggunakan simulasi Homer pro dan PVSYS. Pada analisis pertama dilakukan dengan menggunakan simulasi homer yang akan dilakukan dengan tiga skenario yaitu skenario 1 menggunakan kombinasi DG/PV/BAT, skenario 2 menggunakan kombinasi DG/WT/BAT, skenario 3 menggunakan kombinasi DG/PV/WT/BAT setelah itu dilakukan analisis teknis optimalisasi dispatch energi lalu analisis sensitivitas dengan peningkatan beban 2% dan program dedielisasi dan analisis kedua dilakukan dengan menggunakan simulasi PVSYS dengan memperhitungkan nilai PR (Performance Ratio) pada PLTS yang terhubung dengan sistem hibrid microgrid. Hasil Penelitian menunjukkan bahwa skenario dispatch energi yang paling optimal pada skenario 1 yaitu DG/PV/Bat yang secara teknis mampu menurunkan penggunaan diesel sebesar 81% dan nilai LCOE nya 0,1265. Untuk dedielisasi hasil simulasi menunjukkan bahwa penggunaan DG/PV/WT/BAT yang paling optimal dari aspek biaya investasi karena memiliki nilai IRR yang besar yaitu 40% analisis sensitivitas dalam pertumbuhan beban skenario yang optimal Pada sistem DG/PV/BAT, nilai NPC tercatat paling rendah, analisis Pvsyst pada penggunaan PLTS yang paling optimal pada konfigurasi skema 2 sebesar 761 kW

Kata kunci: Diedielisasi, microgrid, distpatch energi, Homer pro, Pvsyst, Performance Ratio, Pulau terpencil

ABSTRACT

Panjang Island is one of the remote islands in Serang Regency, Banten Province, where electricity on Panjang Island is very difficult to reach due to limited access and the network cannot be connected to the grid system. The purpose of this study is to develop a microgrid system by modeling and analyzing technical and economic optimization systems on Panjang Island such as PLTS (Solar Power Plant), PLTB (Wind Power Plant) BEES, diesel generators that can meet the

needs of electricity loads and very low costs. In this study using Homer pro and PVSYST simulations. In the first analysis carried out using homer simulations which will be carried out with three scenarios, namely scenario 1 using a combination of DG / PV / BAT, scenario 2 using a combination of DG / WT / BAT, scenario 3 using a combination of DG / PV / WT / BAT after that a technical analysis of energy dispatch optimization was carried out then a sensitivity analysis with a 2% load increase and a de-dieselization program and the second analysis was carried out using PVSYST simulations by taking into account the PR (Performance Ratio) value on PLTS connected to a hybrid system. microgrid. The research results show that the most optimal energy dispatch scenario in scenario 1 is DG/PV/BAT which is technically capable of reducing diesel usage by 81% and its LCOE value is 0.1265. For de-dieselization, the simulation results show that the use of DG/PV/WT/BAT is the most optimal in terms of investment costs because it has a large IRR value of 40%. Sensitivity analysis in the optimal scenario load growth In the DG/PV/BAT system, the NPC value is recorded as the lowest, Pvsyst analysis on the most optimal use of PLTS in the configuration of scheme 2 is 761 kW.

Keywords: *Dedieselization, microgrid, dispatch energy, Homer pro, Pvsyst, Performance Ratio, Island remote*

1. PENDAHULUAN

Pulau terpencil adalah salah satu bagian dari wilayah yang terhubung dengan perairan laut dan memiliki daratan yang kecil, secara ekonomi dan sosial jumlah sumber energi listrik yang masih kurang optimal dikarenakan aksesibilitas yang sulit seperti jaringan transmisi yang jauh dan posisi penduduk disekitar dikelilingi oleh laut dan lepas pantai sehingga harus menggunakan kabel laut untuk pengaliran energi listrik yang membutuhkan biaya mahal akibatnya akses di pedesaan masyarakat terpencil harus menggunakan generator diesel sebagai sumber energi listriknya. Pada saat ini jumlah penggunaan PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) masih tergolong banyak, menurut data RUPTL 2025-2034 terdapat PLTD sebanyak 5.270 unit dengan kapasitas total 3,48 GW yang tersebar diseluruh wilayah Indonesia tetapi dari total unit mesin diesel generator yang masih beroperasi sebanyak 3996 unit dan yang tidak beroperasi sebanyak 1274 unit hal ini dikarenakan tidak dibutuhkan suatu sistem. Berdasarkan peraturan presiden no 1 tahun 2019 bahwa PLN akan melistriki pulau 3T (Terdepan, Tertinggal dan Terluar) dengan rencananya 90% (Perpres, 2019) sehingga dengan adanya peraturan tersebut maka pengembangan dan penyediaan energi listrik dengan menggunakan Energi Baru dan Terbarukan (EBT) hal ini dengan tujuan menurunkan penggunaan konsumsi BBM sebagai energi fosil untuk mencapai net zero emisi ditahun 2060. Indonesia berkomitmen untuk mencapai target dalam pembangunan Energi Baru dan Terbarukan (EBT) sebesar 23% ditahun 2025 dan 34,3% ditahun 2034. Pada tahun 2024 Energi Baru dan Terbarukan sudah mencapai 14,1% yang telah terealisasi dan target ditahun 2025 sebesar 15,9%. Strategi pemerintah dalam mencapai target EBT sesuai RUPTL 2025-2034 (PT PLN (Persero), 2025).

Pulau panjang adalah salah satu pulau terpencil yang ada dikabupaten Serang provinsi Banten dan salah satu objek pariwisata serta mata pencarian penduduk dengan rata-rata yaitu nelayan, luas wilayah dipulau panjang itu 750 hektar dan jumlah penduduk sebesar 3398 jiwa. Untuk menjangkau ke pulau panjang itu melalui pelabuhan grenyang yang ada di desa bojonegara dengan transportasi laut berupa kapal kecil dengan waktu yang ditempuh sekitar 25 menit dan jarak nya 2,9 km. Kebutuhan kelistrikan dipulau panjang sangat sulit dijangkau

karena akses yang ditempuh dan jaringan tidak bisa terhubung dengan sistem grid pulau panjang menggunakan mesin diesel dengan bahan bakar biodiesel untuk memenuhi kebutuhan energi listrik, akibatnya menggunakan pembangkit listrik eksisting yaitu PLTD sebagai suplay energinya maka konsumsi energi fosil akan semakin meningkat, akibatnya dapat meningkatkan jumlah emisi yang akan berbahaya pada kesehatan dan berdampak meningkatnya ekonomi sehingga tingkat keandalan dan efisiensinya rendah, untuk mengurangi penggunaan mesin diesel dipulau panjang dilakukan dengan sistem microgrid.

Untuk mengurangi penggunaan mesin diesel dipulau panjang dilakukan dengan sistem microgrid. Sistem microgrid salah satu sistem yang mengintegrasikan sistem energi terbarukan dalam skala kecil seperti Fotovoltaik, turbin angin dan penyimpanan baterai (BESS) yang beroperasi secara mandiri atau jaringan utama yang dapat menguntungkan secara teknis dan ekonomi. Dari segi teknis, sistem microgrid dapat meningkatkan keandalan sistem ketenagalistrikan karena menggunakan sistem mikrogrid ini sebagai solusi dalam mengurangi ketergantungan bahan bakar fosil dan dapat mengimbangi stabilitas pasokan daya energi listrik selain itu dapat mengurangi fluktuatif energi dari sistem tenaga listrik yang bersifat intermitten dengan menggunakan penyimpanan energi sehingga sumber daya energi yang tersedia lebih baik selain itu sistem mikrogrid juga bersifat fleksibilitas pasokan sesuai dengan sumber energi sesuai dengan masing-masing lokasi geografis dan sesuai dengan ketersediaan yang sesuai kondisi cuaca dengan menggabungkan beberapa sumber, sistem dapat memanfaatkan kekuatan masing-masing sumber energi dan mengoptimalkan produksi energi dan integrasi dengan berbagai sumber daya bisa mengurangi biaya serta memastikan pasokan daya yang andal dan memajukan keberlanjutan energi (Agoundedemba *et al*, 2025)

Berdasarkan hasil survey dilapangan, potensi energi baru dan terbarukan yang akan dikembangkan dengan menggunakan energi surya dan energi angin hal ini dikarenakan potensi energi surya di pulau panjang sangat besar. Berdasarkan data global solar atlas di pulau panjang tahun 2025 memiliki nilai radiasi matahari sebesar 5,025 KWh/m² per hari dan rata-rata perbulan sebesar 154,1 KWh/m² /bulan dengan PV sistem ground mounted dan rata-rata produksi listrik sebanyak 1849,2 KWh /m²/year. (GHI, 2025) dan berdasarkan data Meteonorm 8.2 (2016-2021) menunjukkan nilai radiasi di pulau panjang dengan rata-rata 4.76KWh/m²/day. Dalam pengukuran GHI dalam total energi matahari pada lokasi geografis nya dalam periode 24 jam nilai radiasi yang tinggi tersebut pulau panjang memiliki potensi yang signifikan dalam pengembangan energi surya yang melimpah yang dijadikan energi listrik. Informasi ini dapat dilakukan dengan berkelanjutan dalam meningkatkan efektivitas dalam penyaluran energi listrik yang murah, bersih dan efisiensi dalam produktivitas kegiatan masyarakat. Sedangkan untuk database NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources) dan global wind atlas di pulau panjang tahun 2025 memiliki nilai kecepatan angin dengan rata-rata sebesar 3,78 m/s. Kecepatan terendah rata-ratanya sebesar 3.18 m/s. Nilai kecepatan angin bervariasi setiap bulannya dengan nilai tertinggi dibulan desember dan januari dan nilai terendah pada bulan oktober. Perbedaan ini dipengaruhi oleh kondisi cuaca daerah tersebut. Dengan nilai kecepatan rata-rata 3.78 m/s masih dianggap kurang ideal tetapi masih bisa menghasilkan energi listrik yang terbatas (GWA, 2025) namun bisa ditingkatkan efisiensi sistem secara teknologi dengan cara pemilihan bentuk dan sudut bilah yang optimal serta pelapisan permukaan yang halus agar dapat mengurangi turbulensi udara selain itu turbin angin dengan skala yang besar agar bisa menangkap angin dalam jumlah yang besar dan peningkatan ketinggian menara yang bisa menaikkan kecepatan angin (Maharani, 2024).

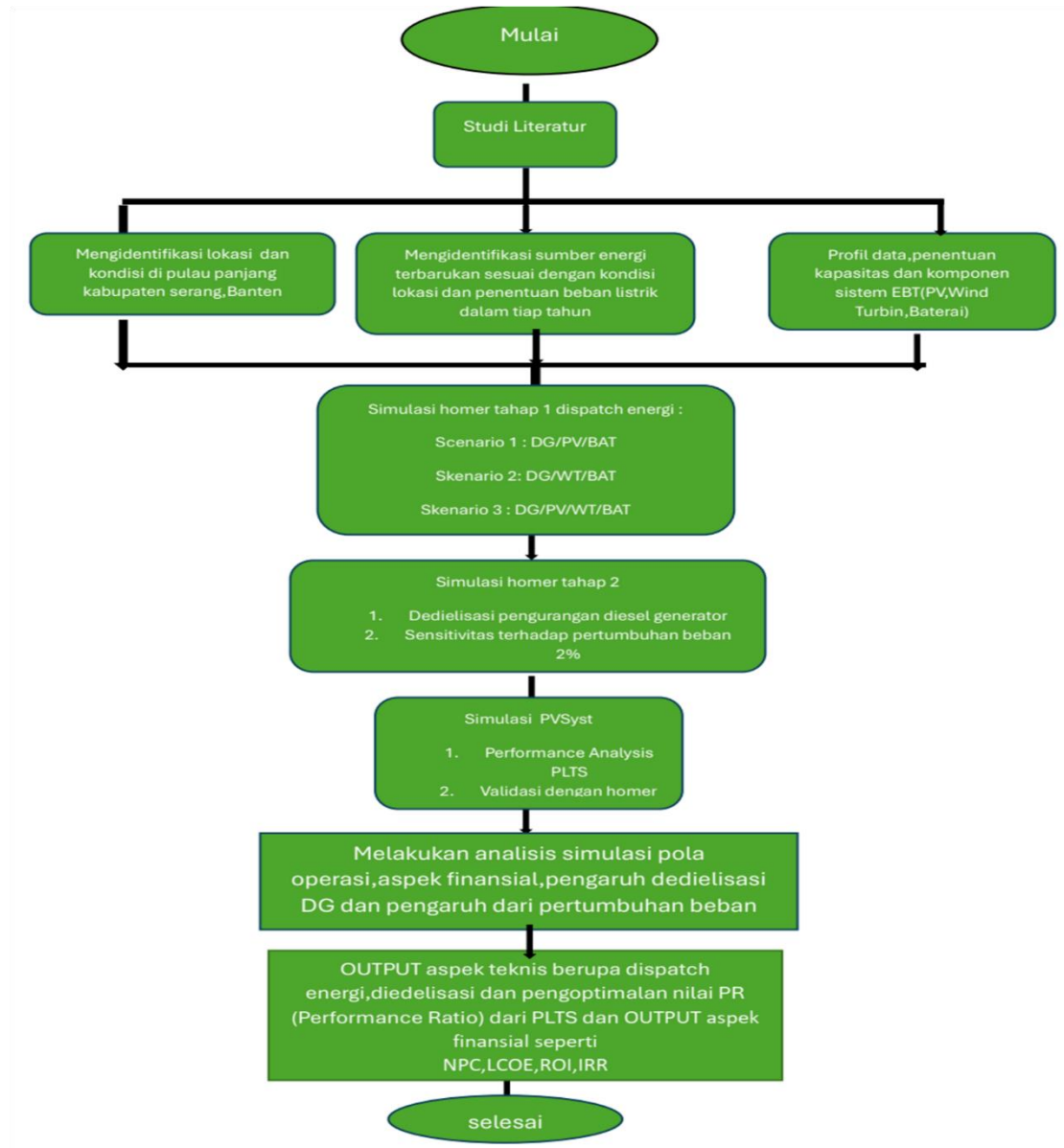


Gambar 1. PLTD Pulau Panjang, Serang Banten

Penelitian ini akan membahas mengenai pengembangan sistem microgrid dengan memodelkan menganalisis sistem operasi teknis pada pulau panjang seperti PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya), PLTB (Pembangkit Listrik Tenaga Angin) BEES, diesel generator. [Pembangkit dengan diesel ditunjukkan pada Gambar 1.](#) Fokus penelitian ini adalah program dedielisasi dan dispatch energi di pulau panjang dengan menggunakan sistem microgrid untuk memastikan pasokan energi yang andal dan efisien secara teknis dan ekonomis. Program dedielisasi dilakukan dengan pengurangan penggunaan generator diesel dengan energi terbarukan untuk mensuplai beban pada pulau panjang serta mengurangi penggunaan energi solar dan memanfaatkan energi alam sehingga dapat mengurangi biaya operasional, program dedielisasi ini sangat penting untuk dikembangkan di pulau panjang dengan pengaliran listrik yang optimal dan pengembangan EBT di daerah terpencil dapat di wujudkan dengan optimalisasi secara teknis sehingga mengurangi emisi dan ekonomis.

2. METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini dilakukan tahapan-tahapan cara yang akan dilakukan sesuai yang ditunjukkan oleh diagram alir pada Gambar 2.



Gambar 2. Flowchart Penelitian microgrid pada pulau panjang

1. Pengumpulan data yang dilakukan data energi terbarukan khususnya data iradiasi matahari dan data kecepatan angin yang dikumpulkan dari NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resource), Solar energy data base dan wind energy data base yang sesuai dengan lokasi geografis penelitian.

2. Penelitian dilakukan dengan Metode pertama, simulasi menggunakan perangkat lunak HOMER PRO yang akan di lakukan analisis sensitivitas yang dilakukan dengan menggunakan konsumsi beban sesuai dengan masing masing pulau panjang dengan kenaikan beban dengan 2% dan analisis dedieselisasi pada penggunaan mesin diesel generator dengan EBT. Pemilihan skenario pada perancangan, sistem hibrida pada pulau panjang, terdapat 3

skenario yaitu skenario 1 menggunakan kombinasi DG/PV/BAT, skenario2 menggunakan kombinasi DG/WT/BAT, skenario 3 menggunakan kombinasi DG/PV/WT/BAT setelah itu dilakukan analisis teknis optimalisasi dispatch energi

3. Metode yang kedua dilakukan dengan melakukan simulasi Perangkat lunak PVSYS untuk menganalisis dalam pengembangan energi surya di pulau panjang untuk mengetahui Performance Ratio (PR) nya dalam perancangan dengan grid PLN dan menentukan potensi energi dari sistem fotovoltaik (PV)

4. Mengevaluasi kinerja dari energi terbarukan dengan ukuran yang optimal berdasarkan kebutuhan beban dengan tujuan untuk memenuhi konsumsi kebutuhan harian, mengurangi penggunaan diesel dan analisis sensitivitas dalam peningkatan beban yang dilakukan 5 tahun kedepannya yang dihitung berdasarkan pertumbuhan penduduk di pulau panjang

3. HASIL PEMBAHASAN

3.1 Kelistrikan Eksisting Pulau Panjang

Kelistrikan yang di produksi dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) di pulau panjang pada tahun 2024 dengan total sebesar 1.147.875 KVA / tahun atau 3144,86 KVA /day dengan jumlah sebesar 868 pelanggan. Total pemakaian pasca bayar sebesar 72534,9 kWh/tahun dan total pemakaian prabayar sebesar 981035,4 kWh/tahun, jadi total pemakaian listrik **1053570,3kWh dan losses energi listrik sebesar 94.305 kWh**. Jika dilihat secara bulanan, susut energi berfluktuasi dengan nilai tertinggi terjadi pada bulan Mei sebesar **10,78%**, sedangkan nilai terendah tercatat pada bulan April dengan **4,05%**. Variasi ini dapat dipengaruhi oleh faktor teknis seperti kondisi jaringan, panjang saluran, kapasitas trafo, serta tingkat beban yang tidak merata. Selain itu, faktor non-teknis seperti kesalahan pencatatan meter dan ketidaksesuaian data pelanggan juga berpotensi berkontribusi terhadap besarnya angka susut. Secara rata-rata, nilai susut bulanan berkisar antara **4% hingga 10%**, sehingga nilai kumulatif 8,22% masih tergolong dalam batas standar PLN yang umumnya menargetkan susut distribusi nasional di kisaran 8–10%. Namun demikian, angka ini masih memberikan indikasi perlunya evaluasi lebih lanjut terutama pada bulan-bulan dengan susut di atas 9%, agar langkah perbaikan teknis dan manajemen dapat dilakukan untuk menekan susut mendekati angka efisiensi yang lebih ideal (< 7%). Dengan demikian, susut energi 8,22% dapat dikategorikan **cukup wajar** dalam konteks sistem distribusi PLN. Data selengkapnya ditunjukkan pada Gambar 3.

NO.	BULAN	KWh Yang Dibangkitkan (KWh)	Jumlah Pelanggan	Pasca Bayar (Rp TL)	Pasca Bayar (KWh)	Prabayar (Rp TL)	Prabayar (KWh)	TOTAL KWh JUAL	Rp. TL	SUSUT (kwh)	SUSUT BULANAN (%)	SUSUT KUMULATIF (%)	ket
1	Jan-24	91.515,00	854	6.236	9.908.381	76.428	59.249.790	82.664,10	Rp. 69.158.171,0	8.850,9	9,67%	9,67%	
2	Feb-24	85.659,50	854	5.445	7.866.060	75.129	57.772.983	80.573,80	Rp. 65.639.043,0	5.085,7	5,94%	7,87%	
3	Mar-24	95.878,20	855	5.395	7.794.604	81.060	63.542.590	86.454,60	Rp. 71.337.194,0	9.423,6	9,83%	8,56%	
4	Apr-24	100.226,80	855	5.434	7.849.619	90.737	70.857.066	96.170,80	Rp. 78.706.685,0	4.056,0	4,05%	7,34%	
5	May-24	99.369,50	857	6.242	9.920.666	82.419	64.966.079	88.660,80	Rp. 74.886.745,0	10.708,7	10,78%	8,07%	
6	Jun-24	95.778,70	857	6.177	9.816.668	80.118	63.184.261	86.294,93	Rp. 72.980.929,0	9.483,8	9,90%	8,38%	
7	Jul-24	97.034,50	860	6.378	10.136.409	82.002	64.850.833	88.380,13	Rp. 74.987.242,0	8.654,4	8,92%	8,45%	
8	Aug-24	99.465,20	861	6.365	10.115.447	85.308	67.208.467	91.673,34	Rp. 77.323.914,0	7.791,9	7,83%	8,37%	
9	Sep-24	95.415,60	861	6.164	8.905.102	81.728	64.392.537	87.891,80	Rp. 73.297.639,0	7.523,8	7,89%	8,32%	
10	Oct-24	99.979,60	864	6.316	9.124.277	84.368	67.606.132	90.684,00	Rp. 76.730.409,0	9.295,6	9,30%	8,42%	
11	Nov-24	96.468,00	864	6.074	8.776.249	83.725	66.867.504	89.799,40	Rp. 75.643.753,0	6.668,6	6,91%	8,28%	
12	Dec-24	91.084,40	868	6.308	9.112.445	78.015	61.579.214	84.322,60	Rp. 70.691.659,0	6.761,8	7,42%	8,22%	
TOTAL KUMULATIF		1.147.875,00	868	72.534,90	109.325.927,00	881.035,40	772.057.456,00	1.053.570,30	Rp. 881.383.383,00	94.304,7	8,22%	8,22%	

Gambar 3. Produksi pembangkit PLTD Pulau Panjang 2024

Tabel 1. Biaya Pemakaian Bio solar untuk mesin PLTD

No	Bulan	Bio Solar				
		Sisa Bln Lalu	Penerimaan	Jml Persediaan	Pemakaian	Sisa Barang
1	Januari	163.651.108	300.576.000	464.227.108	326.838.828	137.388.280
2	Februari	136.587.470	298.824.000	435.411.470	305.709.403	129.702.067
3	Maret	119.378.820	275.040.000	394.418.820	313.522.680	80.896.140
4	April	75.870.132	343.936.000	419.806.132	308.403.112	111.403.020
5	Mei	106.199.790	327.872.000	434.071.790	288.168.750	145.903.040
6	Juni	132.944.640	224.064.000	357.008.640	257.682.936	99.325.704
7	Juli	104.070.698	234.768.000	338.838.698	270.530.992	68.307.706
8	Agustus	73.251.670	335.680.000	408.931.670	300.307.720	108.623.950
9	September	130.504.065	302.472.000	432.976.065	350.905.329	82.070.736
10	Oktober	87.058.928	427.808.000	514.866.928	382.259.817	132.607.111
11	Nopember	130.514.202	421.056.000	551.570.202	363.805.542	187.764.660
12	Desember	170.754.820	287.184.000	457.938.820	316.261.380	141.677.440
JUMLAH		1.430.786.343	3.779.280.000	5.210.066.343	3.784.396.489	1.425.669.854

Dari data Tabel 1, penggunaan biosolar terlihat bahwa selama satu tahun pada tahun 2024 jumlah BBM yang diterima mencapai Rp 3,77 miliar, dengan total persediaan Rp 5,21 miliar, sedangkan pemakaian BBM selama tahun 2024 adalah sekitar Rp 3,78 miliar. Dengan konsumsi BBM sebesar itu, PLTD mampu menghasilkan energi listrik sebesar 1.147.875 kWh per tahun. Namun, energi yang benar-benar tersalurkan ke jaringan dan bisa dimanfaatkan oleh masyarakat hanya 1.053.570,3 kWh per tahun, atau sekitar 91,8% dari total produksi.

$$\text{Biaya PerKWh} = \frac{\text{Total Biaya BBM}}{\text{Energi Listrik yang tersalurkan}}$$

$$= \frac{3784396489}{1053570,3} = \text{Rp. 3.590,3/kWh}$$

Tabel 2 memperlihatkan biaya *maintenance* untuk mesin PLTD. Biaya BBM dengan listrik yang tersalurkan pada biaya produksi listrik di Pulau Panjang sangat tinggi. Dari total pemakaian BBM Rp 3,78 miliar untuk menghasilkan 1.053.570,3 kWh yang sampai ke pelanggan, biaya per kWh mencapai sekitar Rp 3.590/kWh, jauh lebih tinggi dibanding tarif listrik PLN yang rata-rata sekitar Rp 1.400/kWh. Selain biaya BBM, terdapat pula komponen biaya operasional lain yang cukup besar, yaitu pengadaan material dan spare part sebesar Rp 193,8 juta, pemeliharaan mesin Rp 933,8 juta, biaya pengiriman BBM ke pulau sebesar Rp 465 juta, kebutuhan pelumas mesin Rp 35 juta, serta gaji karyawan sebanyak delapan orang (tujuh teknisi dan satu koordinator) yang totalnya mencapai Rp 466,8 juta per tahun. Jika semua biaya ini dijumlahkan, total pengeluaran operasional PLTD Pulau Panjang mencapai Rp 5,87 miliar per tahun. Jika hanya memperhitungkan BBM, biaya listrik mencapai sekitar Rp 3.590/kWh. Namun ketika seluruh komponen operasional dihitung, biaya sesungguhnya melonjak menjadi sekitar Rp 5.580/kWh. Angka ini jauh lebih tinggi dibandingkan tarif listrik nasional PLN yang rata-rata sekitar Rp 1.400/kWh bagi 868 pelanggan di Pulau Panjang, rata-rata listrik yang bisa mereka nikmati hanyalah sekitar 101 kWh per bulan per rumah tangga, setara penggunaan sederhana untuk lampu, televisi, dan kipas angin. Akan tetapi, untuk menyediakan listrik tersebut, biaya operasional yang harus ditanggung per pelanggan setara dengan Rp 564 ribu per bulan. Jika dibandingkan dengan tagihan listrik normal PLN untuk konsumsi yang sama (sekitar Rp 150–200 ribu per bulan), jelas terlihat bahwa kelistrikan di Pulau Panjang jauh lebih mahal dan tidak efisien.

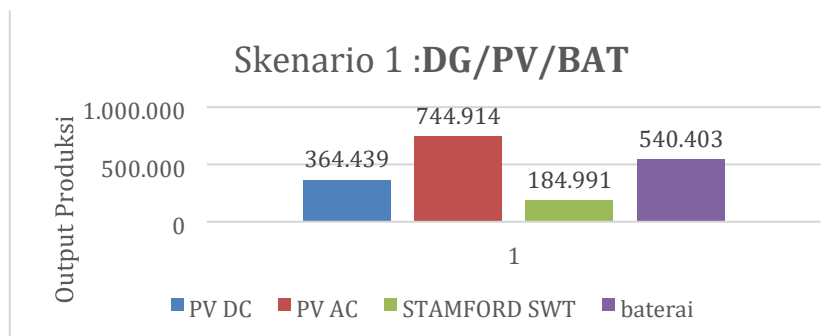
Tabel 2. Biaya Maintenance untuk mesin PLTD

No	Uraian	Biaya
1	PENGADAAN MATERIAL SPARE PART PLTD PULO PANJANG	193.805.445
2	PEMELIHARAAN MESIN PLTD PULO PANJANG	933.839.559
3	PENGIRIMAN BBM PLTD PULO PANJANG	465.027.840
4	PELUMAS MESIN PLTD PULO PANJANG	35.076.000
5	Gaji Bulanan Pulo per Pegawai 4.800.000 (PETUGAS TEKNIK) 7 Personil 5.300.000 (KORDINATOR) 1 Personil	466.800.000

Tingginya biaya ini terutama disebabkan oleh ketergantungan penuh pada BBM yang mendominasi sekitar 64% total biaya operasional. Selain itu, biaya pemeliharaan, pengiriman BBM, dan gaji karyawan juga menyumbang beban signifikan, sementara jumlah pelanggan yang terbatas membuat biaya per orang menjadi sangat besar. Dengan kondisi seperti ini, sistem kelistrikan Pulau Panjang belum bisa disebut optimal. Biaya tinggi tidak sebanding dengan energi yang tersalur, sementara keberlanjutan pasokan listrik juga rawan terganggu bila distribusi BBM terlambat akibat cuaca atau kendala logistik. Setelah itu secara nilai CF (Capacity Factor) dalam pemanfaatan pembangkit listrik dengan hasil produksi tiap waktu. Pada Januari dan Februari, CF masih di kisaran **14,68%**, sementara April, Mei, dan Juli menunjukkan pemanfaatan terbaik dengan CF antara **27–29%** karena kapasitas lebih proporsional terhadap beban (480 kW). Pada Juni, September, dan Oktober, CF kembali rendah sekitar **19%**, dan pada November turun ke **14,72%**. Desember menjadi titik terendah karena kombinasi **kapasitas terbesar (952 kW)** dengan **beban rata-rata paling kecil** yang dibangkitkan sepanjang tahun yaitu nilai CF 10,17%. Perbedaan ini menegaskan bahwa nilai CF sangat dipengaruhi oleh keseimbangan antara kapasitas terpasang dan beban nyata. Bulan-bulan dengan kapasitas lebih sesuai dengan beban, seperti April–Juli, menghasilkan CF lebih baik, sedangkan bulan dengan kapasitas terlalu besar, seperti November dan Desember, membuat CF jatuh sangat rendah. Hal ini menunjukkan pentingnya **penyesuaian kapasitas operasi dan manajemen dispatch unit** agar efisiensi pemanfaatan pembangkit dapat ditingkatkan.

Maka, meskipun PLTD menjadi solusi sementara untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat, jelas terlihat bahwa sistem ini tidak efisien, tidak ekonomis, dan sulit dipertahankan dalam jangka panjang. Salah satu cara yang dilakukan adalah mengurangi ketergantungan pada diesel dengan mengembangkan sistem hybrid microgrid energi terbarukan yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), PLTB yang dikombinasikan dengan baterai penyimpanan energi. Dengan langkah ini, biaya operasional bisa ditekan secara signifikan, risiko gangguan suplai BBM berkurang, dan listrik dapat dinikmati masyarakat dengan harga yang lebih wajar.

3.2 Skenario 1 menggunakan kombinasi DG/PV/BAT



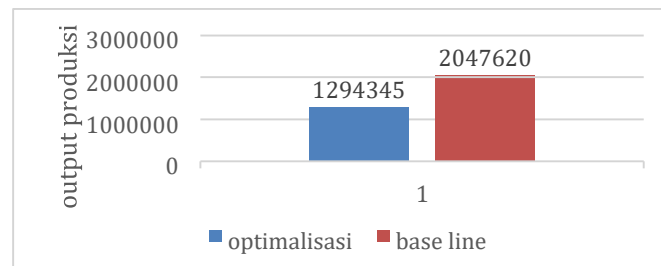
Gambar 4. Produksi kelistrikan skenario 1

Gambar 4 menunjukkan bahwa skenario 1 menggunakan DG/PV/BAT dengan Diesel Generator (DG) kapasitas 300 KVA, PV kapasitas 761 kW dan baterai 1940 kW dan converter 516 kW. Pada hasil simulasi ini total energi listrik yang diproduksi sebesar 1.294.345 KWh/yr, Load Consumption nya sebesar 1.147.874 KWh/yr dan excess electricity sebesar 85.023 KWh/yr atau 6,57%. Berdasarkan hasil data pada gambar, diperoleh bahwa total produksi energi listrik berasal dari tiga sumber utama, yaitu PV DC + baterai, PV AC, dan generator **STAMFORD SWT**. Energi listrik yang dihasilkan dari sistem **PV DC** tercatat sebesar **364,439 kWh**, sedangkan dari **PV AC** sebesar **744,914 kWh** dan **baterai sebesar 540.403**. Nilai ini menunjukkan bahwa sistem PLTS (Photovoltaic) berkontribusi paling besar dalam penyediaan energi listrik pada sistem, di mana gabungan antara PV DC + baterai dan PV AC menyumbang total sekitar **1.649.756 kWh** atau lebih dari dua pertiga total produksi. Sementara itu, energi yang dihasilkan oleh **STAMFORD SWT** sebesar **184,991 kWh**, yang berfungsi sebagai sumber cadangan (backup) untuk menjaga kontinuitas suplai listrik terutama ketika produksi energi surya menurun seperti pada kondisi malam hari atau cuaca mendung.

Berdasarkan Gambar 5, hasil simulasi yang ditunjukkan pada tabel, nilai produksi energi listrik untuk kondisi **baseline** mencapai **2.047.620 kWh**, sedangkan pada kondisi **optimalisasi** nilai produksinya menurun menjadi **1.294.345 kWh**. Perbedaan ini menunjukkan adanya penyesuaian sistem yang dilakukan pada tahap optimalisasi, di mana konfigurasi komponen seperti kapasitas PLTS, baterai, dan generator diatur agar lebih efisien terhadap kebutuhan beban dan biaya operasional sehingga optimalisasi fraksi renewable energi nya mencapai 81% dengan LCOE sebesar 0,1265 sedangkan base line fraksi renewable energi hanya 18% dengan LCOE sebesar 0,2569

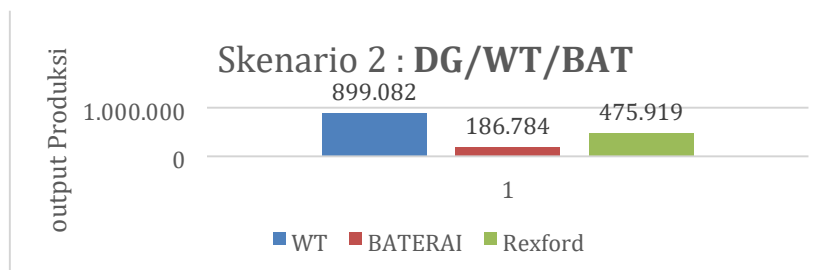
PV yang memiliki kapasitas total 761 KW yang terbagi menjadi 2 jalur yaitu PV dengan kapasitas 250 KW dengan arus dan tegangan DC yang akan terhubung ke beban baterai yang akan memproduksi energi listrik sebesar 364.439 KWh/yr dan rata-rata output per harinya 998 KWh/day dan PV yang dengan kapasitas 511 KW dengan arus dan tegangan AC yang akan terhubung ke beban yang akan memproduksi energi listrik sebesar 744.914 KWh/yr dan 2.041 KWh/day, Baterai sebagai energi listrik di malam hari dengan energi input yang berasal dari PV sebesar 560.386 KWh/yr dan energi output yang dialirkan ke beban sebesar 540.403 KWh/yr. Untuk energi listrik DG memproduksi listrik 184.991 kWh/yr dengan bahan bakar biodiesel yang dibutuhkan 148 liter /hari sedangkan secara aktual bahan bakar biodiesel yang dibutuhkan sebanyak 800-900 liter per hari sehingga dengan menggunakan sistem hybrid dengan PV dan Baterai maka pengurangan penggunaan bahan bakar diesel sebesar sekitar 81,625%. Skenario 1 pada sistem microgrid hybrid PV yang akan menyuplai

mayoritas energi hingga 45,7% tetapi masih ketergantungan pada penggunaan diesel 14,3% dan baterai hanya 40 %.



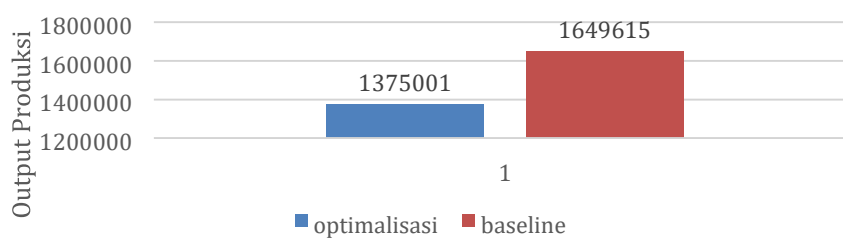
Gambar 5. Produksi kelistrikan optimalisasi skenario 1

3.3 Skenario 2 menggunakan kombinasi DG/WT/BAT



Gambar 6. Produksi kelistrikan skenario 2

Skenario 2, pada Gambar 6, menggunakan DG/WT/BAT dengan Diesel Generator (DG) kapasitas 300 KVA, WT(Wind Turbin) kapasitas 600 kW dan baterai 860 kW dan converter 216kW maka kelistrikan di pulau panjang Wind Turbin akan beroperasi akan memproduksi listrik dan mengalirkan arus listrik sedangkan menggunakan baterai sebagai cadangan energi jika ada kelebihan listrik yang akan mengalirkan arus listrik tetapi jika baterai tidak bisa cukup mengalirkan arus listrik maka DG (Diesel Generator) akan memproduksi listrik, Pada simulasi ini total energi listrik yang diproduksi sebesar 1.375001 KWh/yr, Load Consumption nya sebesar 1.147874 KWh/yr dan excess electricity sebesar 200.134 KWh/yr atau 14,6%.



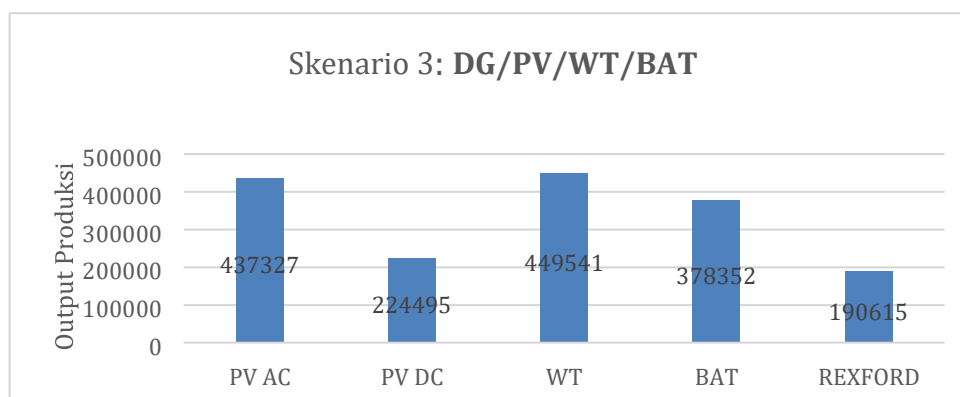
Gambar 7. Produksi kelistrikan optimalisasi skenario 2

Berdasarkan Gambar 7, total energi yang dihasilkan pada kondisi **optimalisasi** sebesar **1.375.001 kWh**, sedangkan pada kondisi **baseline** mencapai **1.649.615 kWh**. Perbedaan ini menunjukkan bahwa sistem pada kondisi optimalisasi telah disesuaikan agar bekerja lebih efisien, menghasilkan energi sesuai kebutuhan tanpa kelebihan produksi seperti pada baseline dan baseline masih dominan menggunakan energi dari diesel generator. optimalisasi fraksi renewable energi nya mencapai 58,5% dengan LCOE sebesar 0,2857 sedangkan base line fraksi renewable energi hanya 30,4% dengan LCOE sebesar 0,3373

Hasil simulasi menggunakan homer pemodelan pada skenario 2 yaitu Wind Turbin yang memiliki kapasitas total 600 KV yang akan terhubung ke beban dan baterai yang akan memproduksi energi listrik sebesar 899.082 KWh/yr dan rata-rata output per harinya 103 KWh/day, Baterai sebagai pasokan energi listrik dan cadangan dengan kapasitas total 860KW dengan string seri sebanyak 20 dengan parallel 43 string dengan energi input yang berasal dari angin sebesar 194.187 KWh/yr dan energi output yang dialirkan ke beban sebesar 186.748 KWh/yr. Untuk energi listrik DG memproduksi listrik 475.919 KWh/yr dengan bahan bakar biodiesel yang dibutuhkan 408 liter /hari sedangkan secara aktual bahan bakar biodiesel yang dibutuhkan sebanyak 800-900 liter per hari sehingga dengan menggunakan sistem hybrid dengan turbin angin dan Baterai maka pengurangan penggunaan bahan bakar diesel sebesar sekitar 49%

3.4 Skenario 3 menggunakan kombinasi DG/PV/WT/BAT

Pada Gambar 8, skenario 3 menggunakan DG/PV/WT/BAT maka kelistrikan di pulau panjang pada siang hari PV akan beroperasi akan memproduksi listrik dan mengalirkan arus listrik ditambah Wind Turbin akan beroperasi akan memproduksi listrik dan mengalirkan arus listrik sedangkan pada malam hari akan menggunakan baterai yang akan mengalirkan arus listrik dan cadangan energi listrik tetapi jika baterai tidak bisa cukup mengalirkan arus listrik maka DG (Diesel Generator) akan memproduksi listrik



Gambar 8. Produksi kelistrikan skenario 3

Sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3, hasil simulasi menggunakan homer pemodelan pada skenario 3 yaitu PV yang memiliki kapasitas total 454 KV yang terbagi menjadi 2 jalur yaitu PV dengan kapasitas 154 KV dengan arus dan tegangan DC yang akan terhubung ke beban baterai yang akan memproduksi energi listrik sebesar 224.495 KWh/yr dan rata-rata output per harinya 615KWh/day dan PV yang dengan kapasitas 300 KV dengan arus dan tegangan AC yang akan terhubung ke beban yang akan memproduksi energi listrik sebesar 437.327 KWh/yr dan 1.198 KWh/day, untuk Wind Turbin yang memiliki kapasitas total 300 KV yang akan terhubung ke beban dan baterai yang akan memproduksi energi listrik sebesar 449.541 KWh/yr dan rata-rata output per harinya 51,3 KWh/day. Baterai sebagai energi listrik di malam hari dengan kapasitas total 1440 KW dengan energi input yang berasal dari PV dan wind turbin sebesar 392.997 KWh/yr dan energi output yang dialirkan ke beban sebesar 378.352 KWh/yr. Untuk energi listrik DG memproduksi listrik 190.615 KWh/yr dengan bahan bakar biodiesel yang dibutuhkan 167 liter /hari sedangkan secara aktual bahan bakar biodiesel yang dibutuhkan sebanyak 800-900 liter per hari sehingga dengan menggunakan sistem hybrid dengan Wind turbin, PV dan Baterai maka pengurangan penggunaan bahan bakar diesel sebesar sekitar 79,125%

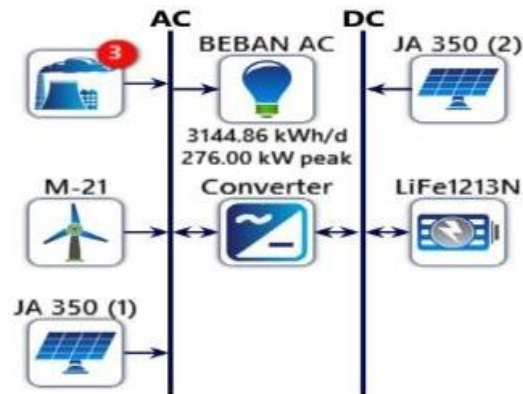
Tabel 3. Perbandingan NPC dan LCOE berdasarkan masing-masing skenario

Skenario	PV	WT	BAT	DG	NPC	LCOE
DG/PV/BAT	761 KW	-	1940KW	300 KW	\$1911190	\$0,1265
DG/WT/BAT	-	600 KW	860 KW	250 KW	\$4317750	\$0,2857
DG/PV/WT/BAT	454 KW	300 KW	1440KW	250 KW	\$2548986	\$0,1476
DG	-	-	-	250/ 300KW	\$4399484	\$0,2548

Pada tabel 3. perbandingan pada skenario diatas yang paling tinggi nilai NPC dan LCOE nya pada pemodelan skenario 2 yang menggunakan wind turbin dan menggunakan diesel generator hal ini disebabkan nilai biaya operasional pada capital dan O&M yang besar sedangkan replacement yang paling besar pada skenario 1 dengan menggunakan PV/BAT/DG hal ini dikarenakan PV dan baterai memiliki life time yang harus dilakukan dengan pergantian, life time pada baterai power plus jenis lithium fosfat sebesar 10,5 tahun. Untuk DG itu tergantung pada jam kerja mesin, ketika mesin diesel digunakan terus menerus maka mesin diesel harus maintenance akan lebih banyak waktu selain itu juga biaya bahan bakar pada mesin diesel tergantung pada jumlah beban listrik, ketika beban listrik besar maka bahan bakar diesel akan semakin besar sehingga untuk penggunaan DG itu secara ekonomi dan teknis tidak efektif selain itu dalam penggunaan DG (Diesel Generator) dalam maintenance setiap 10 hari sekali tetapi jika terus menerus digunakan bahkan lebih cepat maintenance, hal ini juga dibuktikan pada hasil simulasi di homer nilai O&M yang paling besar pada penggunaan Diesel Generator. Untuk WT/BAT/DG membutuhkan biaya NPC dan O&M yang besar hal ini disebabkan maintenance pada mesin diesel, pada komponen wind turbin dan baterai yang membutuhkan biaya yang besar selain itu secara produksi energi listrik pada angin juga tidak terlalu besar dan nilai LCOE nya paling besar dibandingkan dengan penggunaan Diesel Generator saja sehingga secara teknis dan ekonomi juga tidak efektif. Skenario 1 yaitu PV/BAT/DG memiliki NPC dan LCOE yang paling rendah yang sebesar \$0,1265 sedangkan pada penggunaan energi diesel generator \$0,2548 hal ini disebabkan nilai radiasi yang besar sehingga potensi energi listrik yang dihasilkan besar. Untuk skenario 3 pemodelan menggunakan PV/WT/BAT/DG memiliki NPC yang besar jika dibandingkan dengan skenario 1 hal ini disebabkan pada biaya operasional pada Wind Turbin dan Diesel yang besar, sehingga dispatch energi yang paling efektif dalam sistem hybrid microgrid yang paling efektif penggunaan energi matahari pada skenario 1.

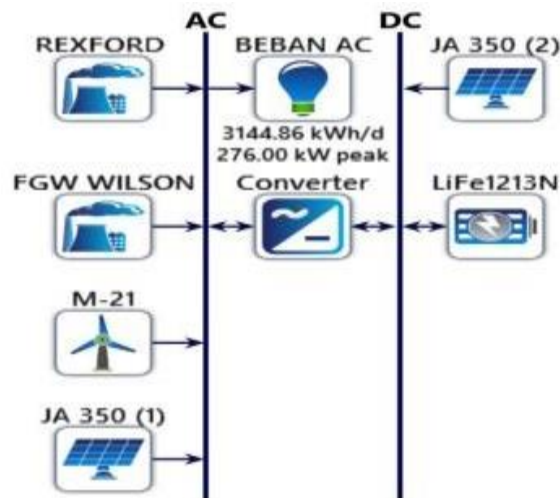
3.5 Skenario Dedielsasi Diesel Generator

Pada skenario ini yang akan dianalisis dengan melakukan pengurangan penggunaan diesel generator yang dipengaruhi bisa dilihat dari nilai NPC dan LCOE nya yang paling rendah serta penggunaan kelayakan dengan penggunaan EBT (Energi Baru dan Terbarukan) dengan menggunakan energi angin, baterai dan energi matahari. Analisis dedielsasi diesel generator yaitu 2 Diesel generator, 1 Diesel generator dan tanpa generator diesel. Pada penggunaan diesel generator untuk energi listrik dilakukan 2 mesin yang dilakukan secara bergantian pada mesin FGW dan Stanford SWT yang kapasitasnya 300 KVA sedangkan 1 mesin REXFORD dengan kapasitas 250 KVA.



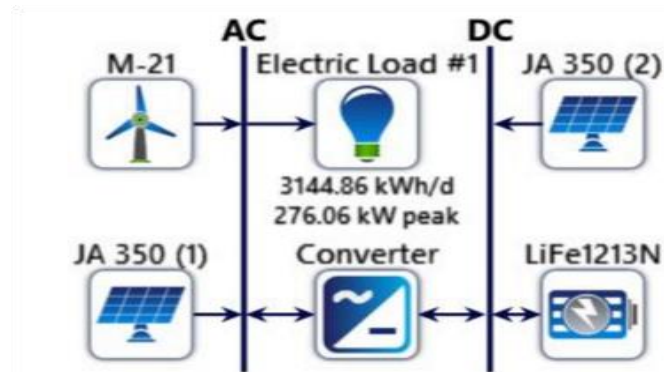
Gambar 9. Skenario 2 DG/PV/WT/BAT

Skenario **2 DG/PV/WT/BAT**, Gambar 9, menggunakan mesin diesel generator dengan merek Standford SWT dengan kapasitas 300 KVA dan Rexford kapasitas 250 KVA serta PV kapasitas 454 KVA dan baterai kapasitas 460 KW memproduksi energi listrik sebesar 1424136KWh/yr, Load Consumption sebesar 1147874 KWh/yr dan excess electricity sebesar 258990 KWh/yr, pada skenario ini DG memproduksi energi listrik sebesar 33,38% dan 66,62% untuk EBT. Bahan bakar biodiesel yang diperlukan dalam satu tahun sebesar 145.671 liter/tahun tetapi secara aktual pada tahun 2024 penggunaan biodiesel pada mesin diesel generator tanpa EBT memerlukan bahan bakar biodiesel sebesar 329 227 liter/ tahun sehingga selisihnya sebesar 183.556 liter/tahun



Gambar 10. Skenario DG/PV/WT/BAT

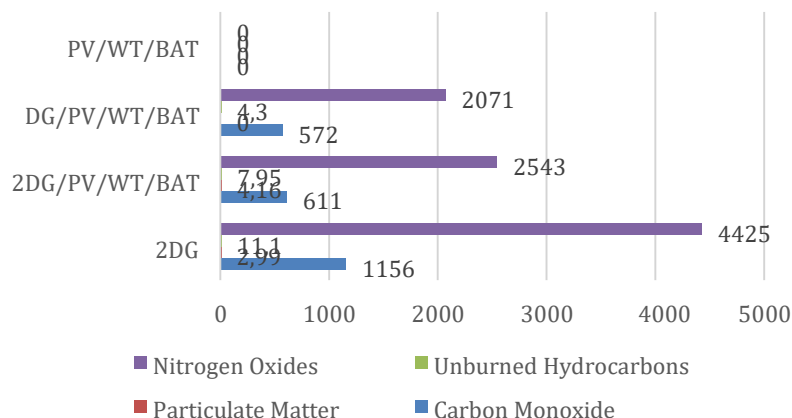
Skenario **DG/PV/WT/BAT**, Gambar 10, menggunakan mesin diesel generator dengan merek Stanford SWT dengan kapasitas 300 KVA serta PV kapasitas 454 KVA dan baterai kapasitas 460 KW memproduksi energi listrik sebesar 1431694 KWh/yr, Load Consumption sebesar 1147874 KWh/yr dan excess electricity sebesar 265818 KWh/yr, pada skenario ini DG memproduksi energi listrik sebesar 34,1 % dan 65,9% untuk EBT. Bahan bakar biodiesel yang diperlukan dalam satu tahun sebesar 143.248 liter/tahun tetapi secara aktual pada tahun 2024 penggunaan biodiesel pada mesin diesel generator tanpa EBT memerlukan bahan bakar biodiesel sebesar 329 227 liter/ tahun sehingga selisihnya sebesar 185.979 liter/tahun



Gambar 11. Skenario PV/WT/BAT

Skenario **PV/WT/BAT**, Gambar 11, menggunakan tanpa mesin diesel generator, hanya menggunakan system EBT dengan PV kapasitas 900 KVA, Wind Turbin sebesar 800 KW dan baterai kapasitas 1950 KW memproduksi energi listrik sebesar 2552579 KWh/yr, Load Consumption sebesar 1139483 KWh/yr dan excess electricity sebesar 1368247 KWh/yr, pada skenario ini tanpa menggunakan DG memproduksi energi listrik sebesar 0 % dan 100 % untuk EBT. Bahan bakar biodiesel yang diperlukan dalam satu tahun sebesar 0 liter/tahun hal ini dikarenakan produksi listrik dengan energi angin dan energi matahari pada system EBT tidak membutuhkan bahan bakar dalam proses produksi energi listrik. Pada skenario ini dengan menggunakan sistem PV dan WT yang bersifat intermitten dan hanya tergantung pada kondisi cuaca terutama pada PV yang tergantung pada energi matahari sehingga terjadi unmet electric load. Unmet load electricity itu beban yang tidak terlayani oleh sistem dan beban ini melebihi dari pasokan listrik, pada hasil simulasi unmet electric load sebesar 8391 KWh/yr atau 0,731% akibatnya sistem mengalami capacity shortage sebesar 12876 KWh/yr atau 1,12%.

Pada kondisi pada pembangkit eksisting dengan menggunakan pembangkit listrik tenaga diesel dari hasil simulasi homer menghasilkan carbon monoxide sebesar 1156 kg/yr, particulate matter sebesar 2,99 kg/yr dan nitrogen oxides sebesar 4425 kg/yr. Dengan melakukan dedielisasi diesel generator maka emisi dapat diturunkan, skenario 2DG/PV/WT/BAT menghasilkan carbon monoxide sebesar 611 kg/yr, particulate matter sebesar 4,16 kg/yr dan nitrogen oxides sebesar 2543 kg/yr sedangkan pada DG/PV/WT/BAT menghasilkan carbon monoxide sebesar 572 kg/yr, particulate matter sebesar 0 kg/yr dan nitrogen oxides sebesar 2071 kg/yr dan skenario PV/WT/BAT menghasilkan carbon monoxide sebesar 0 kg/yr, particulate matter sebesar 0 kg/yr dan nitrogen oxides sebesar 0 kg/yr. Perbandinganny ditunjukkan pada Gambar 12.



Gambar 12. Perbandingan Emisi masing-masing skenario

Tabel 4. Perbandingan NPC,LCOE,IRR,Bahan bakar dan B/C Ratio

Skenario	NPC	LCOE	IRR	B/C Ratio	Bahan Bakar	RE Fraction
2DG/PV/WT/BAT	\$2680074	\$0,1773	-9%	0,326	399 liter/day	58,2%
DG/PV/WT/BAT	\$2645795	\$0,1751	40%	3,318	392 liter/day	57,5%
PV/WT/BAT	\$2588847	\$0,1726	-2%	0,604	0 liter/day	100%

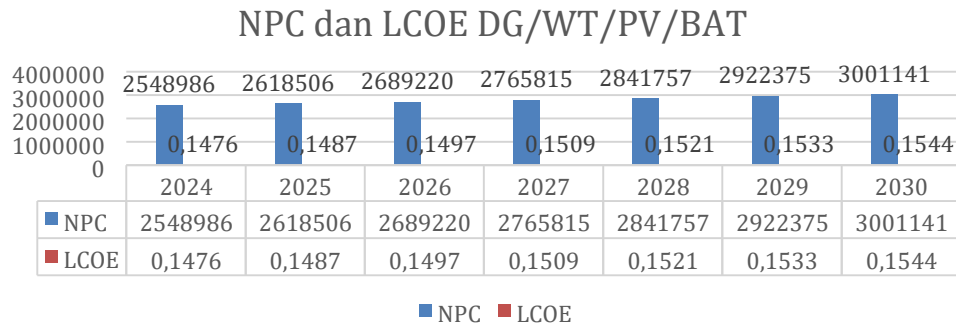
Dari Tabel 4, hasil simulasi menunjukkan bahwa penggunaan DG/PV/WT/BAT yang paling optimal dari aspek biaya investasi karena memiliki nilai IRR yang besar yaitu 40% dan nilai ratio B/C nya lebih dari 1 yang artinya investasi yang dianggap kelayakan dan menguntungkan sedangkan untuk penggunaan energi terbarukan dengan energi matahari dan energi angin maka masih sulit dilakukan karena sifat intermittennya sehingga tidak memiliki backup diesel generator jika terjadi gangguan atau kekurangan pasokan selain itu dari segi investasi juga kurang layak karena nilai IRR nya minus sebesar -2%

3.6 Analisis Sensitivitas Peningkatan Load Consumption

Dalam peningkatan load consumption di pulau panjang dengan menggunakan pertumbuhan penggunaan energi listrik dari 2022-2024 mengalami peningkatan sebesar 1,08% Analisis sensitivitas ini akan mempengaruhi sistem hibrida microgrid dalam penggunaan listrik diasumsikan sebesar kenaikan beban pertahun sebesar 2%. Hasil simulasi homer menjelaskan bahwa pada tahun 2024 beban listrik sebesar 1147875 KWh/yr atau 3144,86 KWh/hari, jika peningkatan load consumption di tahun 2030 berdasarkan pertumbuhan penggunaan energi listrik sebesar 2% maka sebesar 1292523 KWh/yr atau 3541,16 KWh/hari. Pertumbuhan energi listrik selama 2% akan menaikkan beban listrik setiap tahunnya, jika dilihat pada grafik maka kenaikan beban maka akan menaikkan NPC dan biaya operasional tetapi dapat menaikkan LCOE hal ini dikarenakan kenaikan beban maka banyak nya penjualan listrik PLN sehingga biaya perawatan dan maintenance serta replacement akan semakin naik.

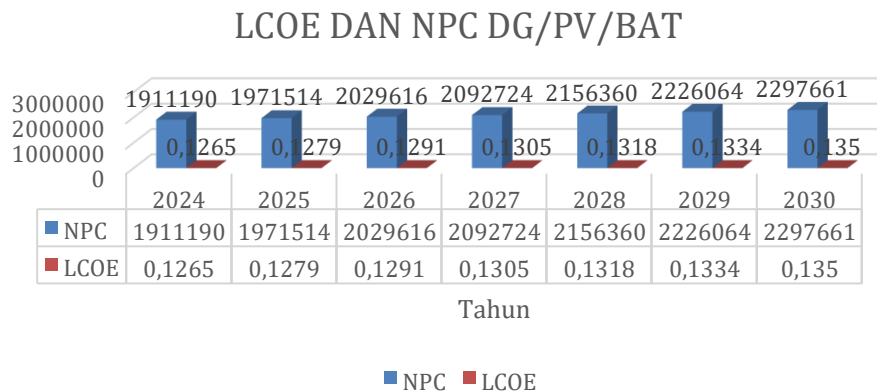
Gambar 13 menjelaskan bahwa hubungan NPC dan LCOE terhadap peningkatan consumption dalam penggunaan energi listrik dengan menggunakan DG/PV/WT/BAT berbanding lurus dengan aspek biaya, ketika energi listrik yang dibutuhkan mengalami peningkatan meskipun NPC dan biaya operasional meningkat, maka nilai LCOE (Levelized

Cost of Energy) justru mengalami kenaikan bertahap dari sekitar 0,1476 \$/kWh pada 2024 menjadi 0,1544 \$/kWh pada 2030. Hal ini terjadi karena peningkatan konsumsi listrik membuat jumlah energi yang dijual ke pelanggan lebih banyak, sehingga biaya tetap sistem dapat tersebar pada volume penjualan yang lebih besar.



Gambar 13. Nilai NPC dan LCOE DG/PV/WT/BAT

Dari sisi adaptasi sistem, penggunaan konfigurasi hibrida microgrid yang terdiri dari diesel generator (DG), panel surya (PV), turbin angin (WT), dan baterai (BAT) terbukti lebih fleksibel dalam menghadapi pertumbuhan beban di masa depan. Ketersediaan sumber energi terbarukan yang dipadukan dengan sistem penyimpanan baterai mampu mengurangi ketergantungan pada diesel, menekan biaya BBM, dan menjaga keandalan pasokan listrik. Dengan tren kenaikan beban sebesar 2% per tahun, sistem hibrida ini dapat menyesuaikan kapasitas operasionalnya secara bertahap, sekaligus memberikan jaminan keberlanjutan energi di Pulau Panjang dalam jangka panjang.

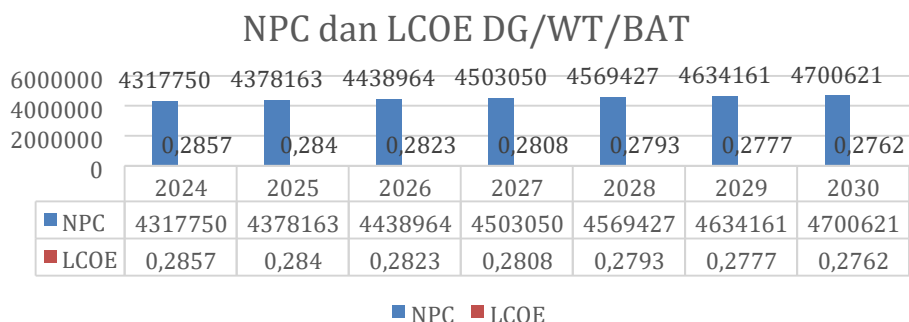


Gambar 14. Nilai NPC dan LCOE DG/PV/BAT

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 14, sistem hybrid DG/PV/BAT pada Pulau Panjang, terlihat bahwa nilai NPC (Net Present Cost) mengalami peningkatan bertahap dari Rp 1,91 miliar pada tahun 2024 menjadi Rp 2,29 miliar pada tahun 2030. Kenaikan ini wajar terjadi karena adanya pertumbuhan beban listrik rata-rata sebesar 2% per tahun, sehingga kebutuhan energi meningkat dari sekitar 1,15 GWh/tahun di 2024 menjadi 1,29 GWh/tahun di 2030. Meskipun demikian, nilai LCOE (Levelized Cost of Energy) relatif stabil, hanya berubah tipis dari Rp 0,1265/kWh pada 2024 menjadi Rp 0,135/kWh pada 2030. Stabilitas LCOE ini menunjukkan bahwa sistem DG/PV/BAT cukup efisien, karena peningkatan beban listrik dapat diimbangi dengan kapasitas pembangkitan yang ada sehingga biaya rata-rata

per kWh tidak melonjak signifikan. Hal ini menandakan bahwa sistem hybrid berbasis diesel, panel surya, dan baterai mampu beradaptasi dengan baik terhadap pertumbuhan kebutuhan listrik di masa depan. Jika dibandingkan dengan sistem diesel murni yang memiliki biaya bahan bakar tinggi dan cenderung naik seiring konsumsi, maka DG/PV/BAT jauh lebih optimal karena dapat menekan ketergantungan pada BBM sekaligus menjaga biaya listrik tetap terkendali. Dengan demikian, implementasi DG/PV/BAT pada Pulau Panjang tidak hanya meningkatkan keandalan penyediaan energi, tetapi juga memberikan efisiensi jangka panjang dalam menghadapi proyeksi pertumbuhan beban hingga tahun 2030 adanya perbedaan karakteristik biaya dan kinerja antara sistem DG/PV/WT/BAT dan DG/PV/BAT dalam menghadapi pertumbuhan beban listrik di Pulau Panjang. Pada konfigurasi DG/PV/WT/BAT, nilai NPC meningkat dari sekitar Rp 2,55 miliar pada 2024 menjadi Rp 3,001 miliar pada 2030. Sementara itu, pada konfigurasi DG/PV/BAT, NPC berada pada level lebih rendah, yakni Rp 1,91 miliar di 2024 dan naik menjadi Rp 2,29 miliar di 2030. Artinya, dari sisi total biaya investasi dan operasional, sistem tanpa turbin angin lebih ekonomis dibandingkan dengan yang menggunakan turbin angin.

Dari segi LCOE, konfigurasi DG/PV/WT/BAT berada pada kisaran Rp 0,1476–0,1544/kWh sepanjang periode analisis. Sedangkan DG/PV/BAT sedikit lebih rendah di kisaran Rp 0,1265– 0,135/kWh. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun penambahan turbin angin dapat membantu diversifikasi sumber energi, dampaknya terhadap biaya listrik justru membuat LCOE lebih tinggi dibanding sistem tanpa turbin. Dengan kata lain, untuk kondisi beban Pulau Panjang dan potensi energi terbarukan yang ada, kombinasi DG/PV/BAT lebih efisien dan optimal dari sisi biaya per kWh. Kedua sistem sama-sama menunjukkan kemampuan adaptif terhadap pertumbuhan beban listrik sebesar 2% per tahun. Baik DG/PV/WT/BAT maupun DG/PV/BAT mampu menjaga kestabilan LCOE meskipun NPC meningkat akibat bertambahnya kebutuhan energi. Namun, jika dibandingkan langsung, DG/PV/BAT menawarkan solusi yang lebih hemat biaya dan tetap efisien dalam jangka panjang.



Gambar 15. Nilai NPC dan LCOE DG/WT/BAT

Skenario DG/WT/BAT, sesuai Gambar 15, memiliki nilai NPC dan LCOE yang besar dan kapasitas baterai yang besar tetapi produksi listrik yang dihasilkan kecil dibandingkan dengan load consumption hal ini disebabkan WT bergantung pada kecepatan angin yang fluktuatif dan sulit diprediksi dan biaya O&M yang tinggi sehingga **menurunkan kapasitas pemanfaatan pada wind turbin dan menaikkan LCOE**. DG/WT/BAT menunjukkan biaya yang jauh lebih tinggi dibanding dua sistem sebelumnya, dengan NPC mencapai Rp 4,31 miliar pada tahun 2024 dan meningkat hingga Rp 4,7 miliar pada tahun 2030. LCOE pada sistem ini juga hampir dua kali lipat dari DG/PV/BAT, yaitu sekitar Rp 0,2857/kWh pada tahun 2024 dan menurun sedikit menjadi Rp 0,2762/kWh pada tahun 2030. Dengan demikian, dapat disimpulkan bahwa untuk kondisi Pulau Panjang, sistem DG/PV/BAT merupakan pilihan paling optimal dari sisi ekonomi, sedangkan DG/PV/WT/BAT bisa

dipertimbangkan sebagai opsi diversifikasi energi, dan DG/WT/BAT kurang direkomendasikan karena biaya investasi dan operasionalnya yang terlalu tinggi. perbandingan tiga konfigurasi sistem pembangkit hybrid di Pulau Panjang menunjukkan adanya perbedaan yang cukup signifikan dari sisi biaya dan efisiensi. Pada sistem DG/PV/BAT, nilai NPC tercatat paling rendah, yaitu sekitar Rp 1,91 miliar pada tahun 2024 dan meningkat menjadi Rp 2,29 miliar pada tahun 2030. Nilai LCOE juga paling efisien, berada pada kisaran Rp 0,1265–0,135/kWh, sehingga konfigurasi ini dapat dikatakan sebagai opsi paling ekonomis dalam memenuhi kebutuhan listrik masyarakat Pulau Panjang.

3.7 Hasil Simulasi PVsyst

Hasil simulasi PVsyst pada pemodelan microgrid dalam penggunaan PLTS yang sesuai dengan kondisi di Pulau Panjang akan di evaluasi dalam menganalisis kinerja dalam sistem konfigurasi yang ukuran berbeda yaitu **skema 1 sebesar 454 KWp** dan **skema 2 sebesar 761 KWp**. Tabel 5 berikut merupakan gambaran dari konfigurasi yang dimaksud.

Tabel 5. Spesifikasi Panel Surya JA Solar type JAP 72-S10-350-SC

Parameter	Commercial type JA Solar type JAP 72-S10-350-SC
Efisiensi	19,8 %
Nominal Voltage	38,43 V
Weight	22,7 Kg
Power Electrical	350 W
Arus	9,11 A
Luas	2,007 m ²

Sumber : Pvsyst

Perhitungan untuk menentukan jumlah solar panel yang di pulo panjang sebagai berikut

a. Skema 1

Daya 1 Panel Surya 350 WP

Daya yang dibutuhkan 454 KW = 454.000 Watt

$$= \frac{454000 \text{ watt}}{350 \text{ watt}} = 1296 \text{ buah panel surya}$$

b. Skema 2

Daya 1 panel 350 WP

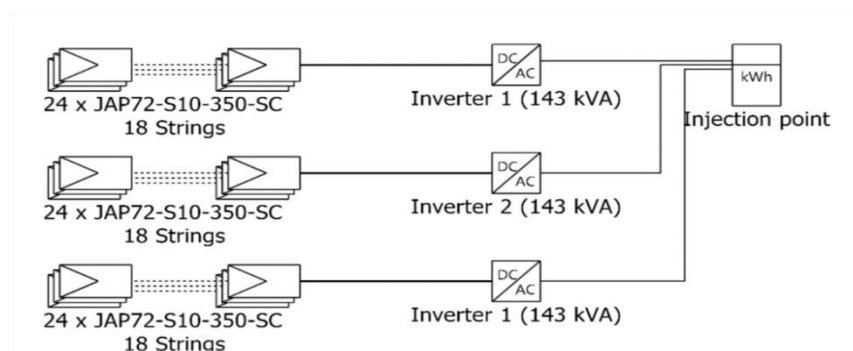
Daya yang dibutuhkan 761 KW = 761.000

$$= \frac{761000 \text{ watt}}{350 \text{ watt}} = 2175 \text{ buah panel surya}$$

Besarnya pembangkit listrik yang akan di bangun di pulo panjang sebesar 454 KW dan 761KW. Solar panel akan berjumlah 1296 buah panel surya dan 2175 buah panel surya karena besarnya kebutuhan daya yang digunakan dan mencapai stabilitas. Dari hasil perhitungan diatas sebagai informasi dalam karakteristik masing masing dari skema dengan sistem fotovoltaiik yang telah dimodelkan dengan panel surya yang sama sebagai mana Tabel 6 berikut.

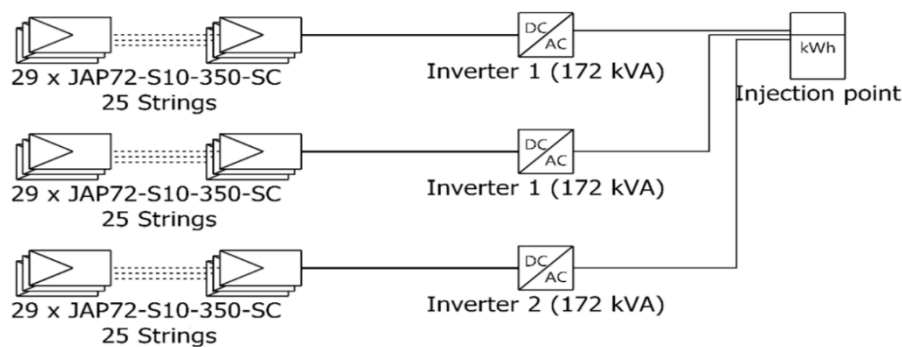
Tabel 6. Sistem Panel Surya

Deskripsi	Skema 1	Skema 2
Jumlah modul	1296	2175
Luas area modul	2601m ²	4365 m ²
Jumlah Inverter	3	3
Kapasitas Inverter	143 KW	172 KW
Daya Maksimum PV	454 KW DC	761 KW DC
Daya Nominal AC	429 KW AC	516 KW AC
P nom ratio	1,06	1,48



Gambar 16. Pemodelan PLTS Skema 1

Gambar 16 merupakan **skema 1** berupa pemodelan PLTS memiliki kapasitas 454 kWp dengan PV modul dengan manufacture JAP72-S10-350-SC dan inverter dengan manufacture sunny highpower SHP143-JP-2 dengan kapasitas 429 kWac dengan Pnom ratio 1,06 dengan konfigurasi series sebanyak 24 dan string nya sebanyak 18. Energi listrik arus searah (DC) yang dihasilkan oleh modul-modul surya ini kemudian dikumpulkan melalui combiner box, selanjutnya dialirkan menuju inverter. Pada sistem ini digunakan tiga buah inverter dengan kapasitas masing-masing 143 kVA, yang berfungsi untuk mengubah energi listrik DC dari panel surya menjadi energi listrik arus bolak-balik (AC) agar sesuai dengan standar jaringan PLN. Seluruh keluaran dari inverter digabungkan pada bus AC, kemudian dialirkan menuju kWh meter sebagai titik pengukuran energi yang dihasilkan. Titik ini disebut sebagai injection point, yaitu tempat di mana energi listrik dari PLTS disalurkan dan diinjeksikan ke dalam jaringan listrik utama. Gambar 17 menunjukkan **skema 2**. Pada konfigurasi PLTS yang ditunjukkan, setiap blok terdiri dari **29 modul surya tipe JAP72-S10-350-SC** dengan kapasitas 350 Wp per modul yang dirangkai menjadi **25 string**. Energi listrik arus searah (DC) yang dihasilkan dari rangkaian panel surya tersebut dikumpulkan melalui combiner box, lalu dialirkan ke inverter. Sistem ini menggunakan **tiga inverter dengan kapasitas masing-masing 172 kVA**, di mana dua blok panel dihubungkan ke Inverter 1 dan satu blok panel dihubungkan ke Inverter 2.



Gambar 17. Pemodelan PLTS Skema 2

Tabel 7. Perbandingan dari hasil simulasi PVsyst

Deskripsi	Skema 1	Skema 2
Produksi kelistrikan Sistem	606 MWh/year	969 MWh/year
Produksi Spesifik	1336 KWh/ KWp/Tahun	1273 MWh/Tahun
PF (Performance Ratio)	76,36%	72,7 %
Produksi listrik per hari	3,66 KWh/KWp/hari	3,49 KWh/KWp/hari
System losses	0,26 KWh/KWp/day	0,15 KWh/KWp/day
Array losses	0,87 KWh/KWp/day	1,15 KWh/KWp/day
Pengurangan Emisi	841794 kg CO ₂	1411746 kg CO ₂

Tabel 7 menunjukkan perbandingan dari kedua skema dengan kapasitas ukuran yang berbeda menunjukkan bahwa skema 1 yang memiliki produksi spesifik yang paling besar dibandingkan dengan skema 2, Performance Ratio (PR) dan produksi listrik per hari yang masing masing sebesar PR pada skema 1 sebesar 76,36% dan skema 2 sebesar 72,7% selain itu untuk system losses nya lebih kecil skema 2 tetapi array losses pada skema 2 lebih besar dan pengurangan emisi pada skema 2 sebesar 1411746 kg CO₂ lebih besar dibandingkan dengan skema 1 sebesar 841794 kg CO₂ hal ini sesuai dengan penggunaan ukuran panel surya yang lebih besar yang dilakukan dengan pemanfaatan energi matahari yang tidak menghasilkan CO₂, skema 2 lebih efektif dan efisien dalam mengurangi emisi CO₂ dan menghindari CO₂ per unit energi yang dihasilkan selain itu juga dapat mendukung dalam dekarbonisasi sistem dalam jangka panjang tetapi secara teknis, ekonomis dan ukuran lahan yang diperlukan dalam pembangunan PLTS yang terbatas lebih efektif menggunakan skema 1 karena ukuran yang lebih kecil dalam pembangunan PLTS akan membutuhkan lahan yang lebih kecil.

PLTS dalam kapasitas 454 KWp membutuhkan lahan sebesar 2601 m² sedangkan PLTS dalam kapasitas 761 KWp sebesar 4365 m² selain itu dengan keterbatasan biaya dalam investasi skema 1 lebih sedikit dibandingkan dengan skema 2 tetapi pembangunan PLTS dalam skema 1 masih menggunakan bahan bakar biodiesel yang lebih banyak akibatnya secara pengurangan emisi dalam sistem kurang efektif. Produksi energi tahunan dari simulasi PVsyst dari sistem fotovoltaik berdasarkan energi yang dihasilkan dari PLTS (E array) dengan energi yang digunakan oleh pengguna konsumen (E user) dan Efr grid yang berasal dari PLN yang digunakan ketika PLTS mengalami gangguan atau digunakan di malam hari berdasarkan data bulanan

Tabel 8. Produksi energi tahunan dari skema 1

Bulan	E array	E user	Selisih	Efr grid
Januari	51,04 MWh	68,09 MWh	-17,05 MWh	28,84 MWh
Februari	50,77 MWh	57,56 MWh	-6,79 MWh	23,02 MWh
Maret	58,37 MWh	71,33 MWh	-12,96 MWh	30,47 MWh
April	56,29 MWh	72,16 MWh	-15,87 MWh	34,41 MWh
Mei	56,07 MWh	73,93 MWh	-17,86 MWh	31,76 MWh
Juni	52,69 MWh	68,96 MWh	-16,27 MWh	30,01 MWh
Juli	56,35 MWh	72,19 MWh	-15,84 MWh	30,00 MWh
Agustus	57,29 MWh	74,00 MWh	-16,71 MWh	32,18 MWh
September	55,01 MWh	68,70 MWh	-13,69 MWh	28,76 MWh
Oktober	56,14 MWh	74,38 MWh	-18,24 MWh	36,78 MWh
November	48,48 MWh	69,46 MWh	-20,98 MWh	31,93 MWh
Desember	51,12 MWh	67,77 MWh	-16,65 MWh	32,05 MWh
Total Tahunan	649,62 MWh	838,54 MWh	-188,92 MWh	370,21 MWh

Skema 1, seperti ditunjukkan pada Tabel 8, menunjukkan bahwa energi yang dihasilkan pada sistem PLTS sebesar 649,62 MWh pertahun sedangkan dengan energi pengguna yang dibutuhkan dalam konsumsi energi listrik sebesar 838 MWh per tahun, pada pengguna E user yang paling tinggi dibulan maret yaitu 58,37 MWh sedangkan energi listrik PLTS (E array) yang paling tinggi di bulan oktober sebesar 74,38 MWh. Untuk selisih penggunaan energi konsumsi (E user) dengan energi yang dihasilkan sistem PLTS sebesar 188,92 MWh pertahun selain itu selisih yang paling kecil dibulan febuari sebesar 6,79 MWh dan paling tertinggi dibulan November sebesar 20,98 MWh, untuk mengatasi selisih energi dari sistem maka dilakukan energi injeksi dari grid sebesar 370,21 MWh dengan asumsi PLN akan menyediakan dalam menanggulangi kekurangan pada konsumsi energi sebesar 51%

Tabel 9. Produksi energi tahunan dari skema 2

Bulan	E array	E user	Selisih	Efr grid
Januari	79,6 MWh	91,5 MWh	-11,9 MWh	38,4 MWh
Februari	79,2 MWh	85,7 MWh	-6,5 MWh	36,9 MWh
Maret	91,5 MWh	95,9 MWh	-4,4 MWh	41,2 MWh
April	87,8 MWh	100,2 MWh	-12,4 MWh	44,1 MWh
Mei	87,3 MWh	99,4 MWh	-12,1 MWh	42,5 MWh
Juni	81,9 MWh	95,8 MWh	-13,9 MWh	42,6 MWh
Juli	87,5 MWh	97 MWh	-9,5 MWh	40,1 MWh
Agustus	88,7 MWh	99,5 MWh	-10,8 MWh	43,1 MWh
September	85,3 MWh	95,4 MWh	-10,1 MWh	40,5 MWh
Oktober	87,1 MWh	100 MWh	-12,9 MWh	43,9 MWh
November	75,5 MWh	96,5 MWh	-21 MWh	43,5 MWh
Desember	79,5 MWh	91,1 MWh	-11,6 MWh	39,1 MWh
Total Tahunan	1010,9 MWh	1147,9 MWh	-137 MWh	495,9 MWh

Skema 2, seperti ditunjukkan pada Tabel 9, menunjukkan bahwa energi yang dihasilkan pada sistem PLTS sebesar 1010,69MWh pertahun sedangkan dengan energi pengguna yang dibutuhkan dalam konsumsi energi listrik sebesar 1147,9 MWh per tahun, pada pengguna E user yang paling tinggi dibulan april yaitu 100,2 MWh sedangkan energi listrik PLTS (E array) yang paling tinggi di bulan maret sebesar 91,5 MWh. Untuk selisih penggunaan energi konsumsi (E user) dengan energi yang dihasilkan sistem PLTS sebesar 137 MWh pertahun selain itu selisih yang paling kecil dibulan febuari sebesar 6,2 MWh dan paling tertinggi dibulan november sebesar 21 MWh, untuk mengatasi selisih energi dari sistem maka dilakukan energi injeksi dari grid sebesar 495,5 MWh dengan asumsi PLN akan menyediakan dalam menanggulangi kekurangan dari selisih pada penggunaan konsumsi energi sebesar 27%. Ini menunjukkan perbandingan dari skema 2 memiliki pemanfaatan energi yang lebih efisien dan lebih baik

4. KESIMPULAN

Kondisi eksisting pada kelistrikan menggunakan PLTD dipulau panjang produksi kWh nya sebesar dan beban listrik yang dialirkan ke sistem jaringan itu dan losses sekitar 8,22% yang disebabkan oleh jaringan tegangan menengah, jaringan trafo dan jaringan tegangan rendah. Faktor penyebab utamanya adalah resistansi kabel distribusi yang relatif pendek namun tetap menimbulkan sedikit rugi-rugi daya, serta kemungkinan kecil kesalahan pengukuran meter pelanggan selain itu untuk nilai CF sangat dipengaruhi oleh keseimbangan antara kapasitas terpasang dan beban nyata. Bulan-bulan dengan kapasitas lebih sesuai dengan beban, seperti April–Juli, menghasilkan CF lebih baik, sedangkan bulan dengan kapasitas terlalu besar, seperti November dan Desember, membuat CF jatuh sangat rendah dan rata-rata CF pada pembangkit listrik eksisting sebesar 19,57%. Hal ini menunjukkan pentingnya penyesuaian kapasitas operasi dan manajemen dispatch unit agar efisiensi pemanfaatan pembangkit dapat ditingkatkan. Untuk analisis pembiayaan Tingginya biaya ini terutama disebabkan oleh ketergantungan penuh pada BBM, total biaya operasional. Selain itu, biaya pemeliharaan, pengiriman BBM, dan gaji karyawan juga menyumbang beban signifikan, sementara jumlah pelanggan yang terbatas membuat biaya per orang menjadi sangat besar. Dengan kondisi seperti ini, sistem kelistrikan Pulau Panjang belum bisa disebut optimal hal ini bisa di buktikan dengan biaya listrik per kWh nya 5.580/kWh sedangkan harga jual listrik PLN hanya 1400/kWh sehingga secara teknis dan ekonomi tidak optimal.

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa skenario dispatch energi paling optimal adalah skenario 1 dengan konfigurasi DG/PV/BAT, yang secara teknis mampu menurunkan penggunaan diesel hingga 81% dengan nilai LCOE sebesar 0,1265. Dalam upaya dedieselisasi, konfigurasi DG/PV/WT/BAT menjadi pilihan paling optimal dari aspek ekonomi karena memiliki nilai IRR tertinggi sebesar 40% dan rasio B/C lebih dari 1, sedangkan skenario EBT murni PV/WT/BAT dinilai tidak layak baik secara teknis maupun ekonomi akibat terjadinya capacity shortage sebesar 1,2% yang disebabkan oleh sifat intermiten PV dan WT sehingga menimbulkan unmet electric load, serta menghasilkan nilai IRR negatif sebesar -2%. Pada analisis sensitivitas pertumbuhan beban, sistem DG/PV/BAT tetap menunjukkan kinerja terbaik dengan nilai NPC terendah, yaitu sekitar Rp 2,41 miliar pada tahun 2024 yang meningkat menjadi Rp 2,74 miliar pada tahun 2030, serta nilai LCOE yang efisien pada kisaran Rp 0,1597–0,161/kWh. Selanjutnya, berdasarkan analisis PVsyst, skema 2 dinilai lebih optimal secara keseluruhan karena meskipun skema 1 (454 kWp) lebih unggul dari sisi efisiensi teknis, kebutuhan lahan, dan biaya investasi, kontribusinya terhadap pengurangan emisi CO₂ dan kemandirian energi masih terbatas, sedangkan skema 2 (761 kWp) mampu menghasilkan produksi energi yang lebih besar, pengurangan emisi CO₂ yang signifikan, serta ketergantungan terhadap grid

yang lebih rendah, sehingga lebih mendukung dekarbonisasi dan keberlanjutan jangka panjang meskipun memerlukan lahan dan biaya investasi yang lebih besar.

DAFTAR RUJUKAN

Perpres. (2019). *PerPres No. 1 Tahun 2019*. <https://peraturan.bpk.go.id>

PT PLN (Persero). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025-2034*. PT PLN (Persero).

Agoundedemba, M. Kim, C. K., Kim, H.-G., Nyenge, R. & Musila, N. (2025). Modelling and Optimization of Microgrid with Combined Genetic Algorithm and Model Predictive Control of PV/Wind/FC/battery Energy Systems. *Energy Reports*, 13: 238-255. DOI: 10.1016/j.egyr.2024.12.008.

GHI. (2025). *Iradiasi Pulau Panjang*. https://globalsolaratlas.info/detail?c=-5.932134,106.153955,11&s=-5.932134,106.153955&m=site&pv=hydro,0,10,1000_

GWA. (2025). *Global Wind Atlas di Pulau Panjang*. <https://globalwindatlas.info/en/>

Maharani, C. P., Yusardhi & Sudarti. (2024). Memanfaatkan Energi Angin Secara Efisien dan Berkelanjutan. *Jurnal Pendidikan Tambusai*. 8(2): 23915-23924.