

## Perencanaan Pemanfaatan Tenaga Hidro di Tabang, Kalimantan Timur

Jaka Windarta<sup>1</sup>, Nugroho Agus Darmanto<sup>2</sup>, M. Hadi Marta Efendi<sup>3</sup>

Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang

<sup>1</sup>jokowind@yahoo.com

<sup>2</sup>nugroho@elektro.ft.undip.ac.id

<sup>3</sup>hadiefendi120@gmail.com

*Abstrak* — Pembangkit listrik konvensional hampir tidak mampu memenuhi semua kebutuhan tetapi mereka memiliki dampak negatif terhadap lingkungan seperti halnya listrik berbahan bakar fosil. Untuk saat ini, investor dan akademisi berlomba-lomba membuat pembangkit listrik energi terbarukan, salah satunya adalah pembangkit listrik tenaga air. Data Rencana Umum Energi Nasional yang dikeluarkan oleh pemerintah menunjukkan bahwa Kalimantan Timur, Tengah dan Selatan memiliki potensi air sebesar 16.844 MW. Oleh karena itu, penelitian ini memilih Tabang, Kalimantan Timur sebagai studi kasus untuk membangun pembangkit listrik tenaga air. Sungai Belayan menurut Badan Wilayah Sungai III Kalimantan Timur potensi airnya mencapai 426,36 m<sup>3</sup>/s, sehingga sangat strategis untuk pembangkit listrik tenaga air. Hasil survei memberikan 3 alternatif kemungkinan pembangunan bendungan. Jenis turbin air yang dipilih adalah Francis poros vertikal dengan output 71,7 MW dan generatornya 70 MW. Daya output yang mampu dibangkitkan oleh pembangkit listrik tenaga air ini adalah sebesar 280 MW dengan menggunakan 4 unit pembangkitan.

*Kata kunci* — Energi listrik, energi air, tabang

### I. PENDAHULUAN

Energi alternatif atau yang biasa disebut sebagai solusi untuk semua masalah krisis energi yang ada di dunia. Setiap pilihan energi alternatif tentu memiliki dampak yang berbeda, tergantung pada lokasi, sumber daya yang dihasilkan. Indonesia adalah negara kepulauan yang memiliki potensi dari masing-masing jenis energi alternatif. Namun, berdasarkan hasil penelitian sebelumnya, akan lebih efisien di Indonesia untuk menerapkan energi alternatif berbasis aliran air, yaitu tenaga air, untuk program energi terbarukan. Kalimantan Timur adalah provinsi yang memiliki potensi energi air karena didukung oleh sejumlah besar saluran sungai dengan jumlah debit yang besar. Salah satu daerah yang sangat cocok untuk membangun PLTA adalah Tabang, di Kabupaten Kutai Kertanegara.

Data Rencana Umum Energi Nasional yang dikeluarkan oleh pemerintah menunjukkan bahwa Kalimantan Timur, Tengah dan Selatan memiliki potensi air sebesar 16.844 MW. Potensi ini, tentu saja pembangkit listrik dapat memenuhi kebutuhan listrik di Kalimantan Timur karena Ibu Kota Negara akan dipindahkan ke Kalimantan Timur. Pindahanya Ibu Kota Negara akan membuat tingginya kebutuhan listrik di Kalimantan Timur. Sehingga diharapkan pembangunan pembangkit listrik tenaga air di

Tabang dapat membantu memenuhi kebutuhan listrik di masa yang akan datang. Namun, angka tersebut juga dipertanyakan, apakah potensi tersebut dapat direalisasikan atau tidak. Dalam studi ini, kami akan menganalisis perencanaan dan pemanfaatan air di Kalimantan Timur sebagai pembangkit listrik tenaga air; dengan demikian, dapat diketahui potensi dari Sungai Belayan sebagai pembangkit listrik tenaga air.

### III. METODOLOGI

#### A. Lokasi Penelitian

Tabang merupakan salah satu kecamatan di pedalaman Kabupaten Kutai Kartanegara yang terletak pada posisi antara 115° 26' BT – 116° 18' BT dan 1° 28' LU – 0° 18' LU. Data dasar dari potensi sungai Belayan untuk digunakan sebagai tenaga air dapat diperoleh melalui studi pendahuluan, survei, dan analisis data. Survei dibagi menjadi beberapa aspek termasuk implementasi, aspek kondisi hidrologi, curah hujan, ketersediaan air, dan geologi regional. Gambar 1 adalah Lokasi Pembangkit Listrik Tenaga Air Tabang dari Kota Tenggarong.



Gbr 1. Lokasi Pembangkit Listrik Tenaga Air Tabang dari Kota Tenggara

Tabel 2 adalah data pembangkitan debit untuk Sungai Belayan pada tahun 1990-2008 dari Badan Wilayah Sungai III Kalimantan Timur

Tabel 1. Data Pembangkitan Debit Sungai Belayan tahun 1990-2008

Tahun	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Rata2 Tahunan
1990	230.87	152.21	342.94	314.86	132.82	214.10	332.62	367.48	301.95	153.64	473.97	590.56	300.67
1991	459.21	545.11	425.95	893.62	580.91	385.59	401.32	329.27	403.08	313.75	531.78	497.63	480.60
1992	504.58	543.39	291.06	263.22	404.75	230.54	267.75	142.07	117.44	194.02	333.07	312.97	300.41
1993	143.42	261.60	450.93	260.57	222.44	223.35	201.89	112.01	189.50	350.26	184.00	265.87	238.82
1994	241.29	230.58	238.30	224.98	279.97	269.91	121.16	96.93	88.92	143.39	67.80	235.15	186.53
1995	109.13	102.38	250.80	158.54	140.66	202.92	123.00	147.62	74.72	100.42	237.97	133.34	148.46
1996	302.12	264.88	105.71	178.45	161.21	186.67	200.61	88.37	81.73	288.82	627.21	544.24	252.50
1997	510.46	468.00	468.31	485.09	374.91	328.98	184.88	600.43	526.00	410.75	428.07	477.94	438.65
1998	282.50	204.13	147.50	143.90	296.27	496.55	675.27	251.06	318.08	498.09	649.25	815.70	398.19
1999	830.65	826.97	735.26	647.51	631.56	551.16	433.29	352.75	461.73	332.56	702.50	584.85	590.90
2000	515.38	542.95	530.32	629.98	663.87	544.05	494.05	554.12	350.04	423.66	795.45	445.25	540.76
2001	885.28	1503.17	1477.55	1455.20	1288.41	777.60	512.25	877.13	516.99	526.45	394.12	1122.17	944.69
2002	662.13	668.09	577.93	687.59	736.78	563.91	303.10	242.17	200.20	178.53	526.80	319.01	472.19
2003	467.10	390.61	414.02	289.60	270.67	236.78	156.95	201.36	224.03	266.69	262.36	279.96	288.34
2004	365.17	319.88	141.71	211.83	187.82	196.15	265.05	108.71	137.53	78.09	267.55	463.38	228.57
2005	319.20	320.93	281.43	426.09	412.42	423.96	274.18	280.09	234.99	526.60	540.46	635.44	389.65
2006	1459.41	700.15	375.41	472.46	630.64	293.03	226.28	183.27	174.01	120.39	99.83	438.82	431.14
2007	463.50	218.45	512.82	374.39	637.98	598.96	397.60	225.18	475.69	316.73	505.69	413.33	428.36
2008	370.51	455.10	490.00	788.86	698.36	490.14	512.11	453.74	346.84	414.29	750.88	663.65	536.21
Eff	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Max	1459.41	1503.17	1477.55	1455.20	1288.41	777.60	675.27	877.13	526.00	526.60	795.45	1122.17	1503.17
Rata-rata	480.10	458.87	434.63	468.77	460.66	379.70	320.18	295.46	274.92	296.69	440.99	486.28	399.77
Q80%	266.02	225.73	245.80	219.72	208.59	219.65	194.32	130.04	129.49	149.54	252.60	299.77	153.35
Q90%	213.38	193.75	146.34	174.47	157.10	201.57	150.16	106.35	87.48	116.40	167.17	259.72	123.98
Mln	109.13	102.38	105.71	143.90	132.82	186.67	121.16	88.37	74.72	78.09	67.80	133.34	67.80

Persentil (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Debit (m <sup>3</sup> /s)	1503.17	670.24	544.16	490.13	424.36	348.44	289.45	241.38	200.36	141.96	67.80

### B. Variabel Penelitian

Variabel penelitian diperoleh dari analisis perencanaan pembangkit listrik tenaga air menggunakan Sungai Belayan untuk menentukan potensi dari Sungai Belayan tersebut. Perhitungan analisis perencanaan pembangkit terdiri dari:

- Tinggi Jatuh Bersih;
- Unit Terpasang
- Daya Output Pembangkit

Penelitian ini menggunakan data primer dan data sekunder. Data primer adalah data yang langsung

diperoleh dari hasil pengukuran dan pengamatan pada lokasi penelitian, sedangkan data sekunder

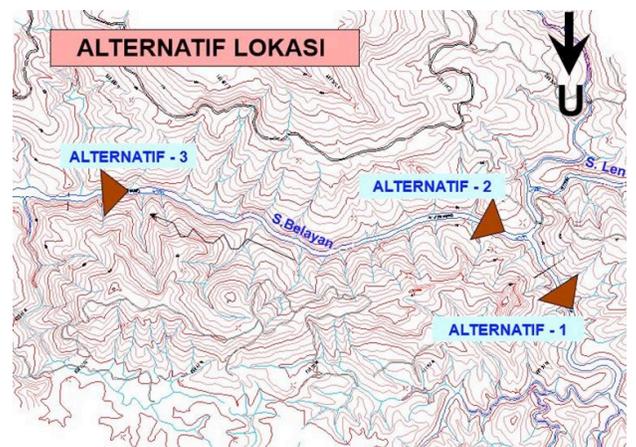
berasal dari studi literatur dalam bentuk data yang mendukung analisis yang berkaitan dengan penelitian. Teknik analisis data menggunakan konsep perencanaan pembangkit yang merupakan perencanaan desain pembangkit yang optimal dengan berbagai keterbatasan masalah yang terkait dengan teknis. Keterbatasan masalah berasal dari hasil pengamatan lapangan yang terperinci dengan menentukan desain teknik terbaik dan sesuai dengan kondisi di lokasi Pembangkit Listrik Tenaga Air Tabang.

## III. HASIL DAN DISKUSI

### A. Survei Lokasi Bendungan

Survei lokasi bendungan, desain bendungan, pemilihan jenis turbin air, pemilihan generator dan transformator.

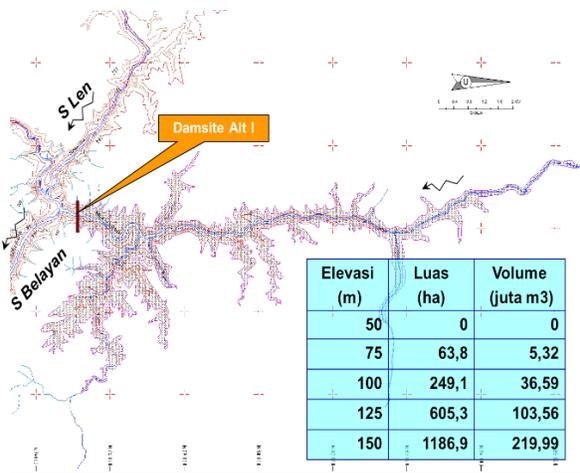
Pilihan lokasi bendungan alternatif mempertimbangkan lebar sungai, bentuk lembah sungai hulu bendungan, dan bentuk punggungan di sebelah bendungan. Berdasarkan studi lapangan, alternatif bendungan I, II, dan III ditemukan di kaki bendungan. Kondisi geologis di daerah Tabang memiliki karakteristik yang sesuai untuk menerapkan jenis bendungan yang mengandung batuan dengan inti tegak (tipe Zonal). Gambar 3 menunjukkan bendungan alternatif yang telah disurvei.



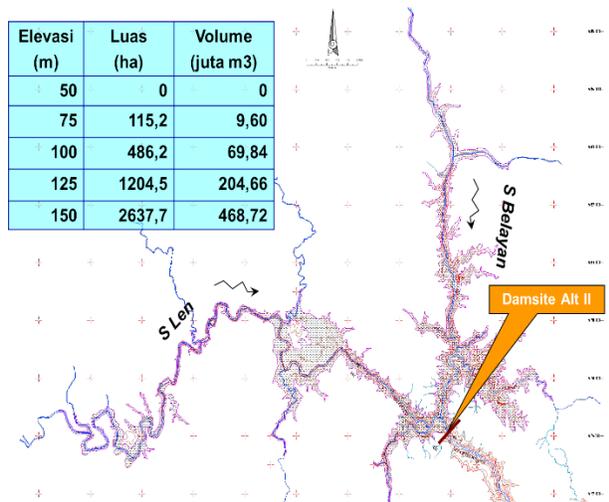
Gbr 2. Lokasi Alternatif Bendungan PLTA Tabang

Perumusan rencana skala proyek dilakukan dengan studi optimasi untuk mendapatkan skala

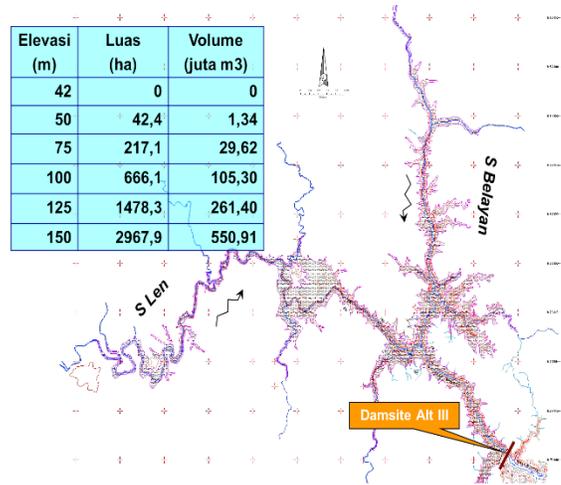
optimal pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Air Tabang di lokasi bendungan sebagai alternatif, yaitu alternatif I, II, dan III. Optimalisasi dilakukan dengan berbagai ketinggian bendungan dan volume reservoir untuk mengatur pembuangan reservoir yang digunakan untuk menghasilkan listrik secara efisien dan ekonomis. Beberapa faktor yang dipertimbangkan dalam menentukan rumusan rencana termasuk volume penyimpanan yang efektif, debit perusahaan, tinggi bendungan, kapasitas terpasang, dan produksi energi. Lokasi alternatif bendungan alternatif I, II, dan III dapat dilihat dengan lebih jelas pada Gambar 3, Gambar 4, dan Gambar 5.



Gbr 3. Alternatif Situs Bendungan I



Gbr 4. Alternatif Situs Bendungan II

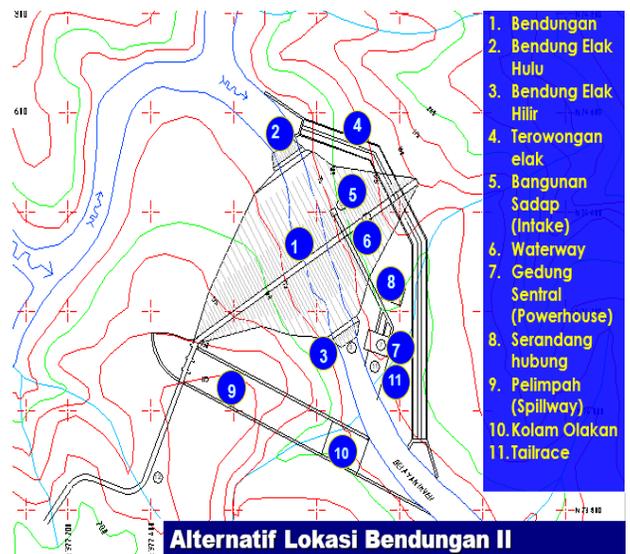


Gbr 5. Alternatif Situs Bendungan III

Dari perhitungan ketinggian, luas, dan volume, alternatif II dipilih sebagai lokasi pembuatan untuk pembangkit listrik tenaga air di Tabang di mana salah satu faktor yang mempengaruhi pemilihan alternatif II adalah kemudahan tata letak bendungan, bangunan pelengkap nya , dan volume air pada DAS bendungan yang tidak terlalu berbeda jauh dari alternatif III

### B. Desain Bendungan

Desain bendungan alternatif II dekat dengan penggabungan aliran air dari Sungai Len. Gambar 6 adalah desain bendungan dan komponen pembangkit listrik lainnya yang sesuai dengan kondisi geografis Tabang

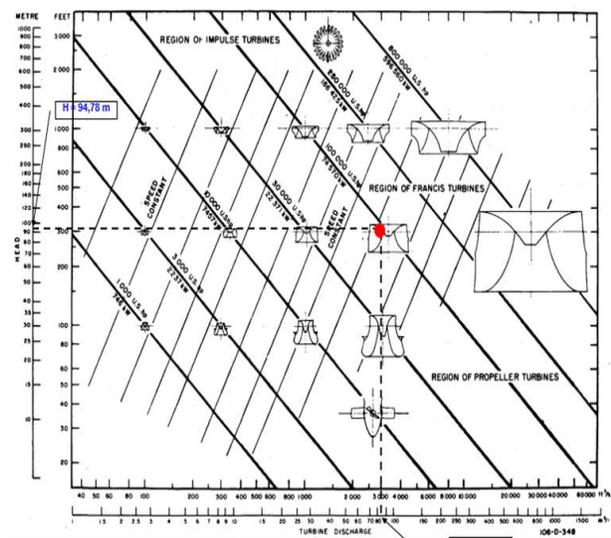


Gbr 6. Desain Pembangkit Listrik Tenaga Air Alternatif Bendungan II

Desain bendungan yang optimal dilakukan dengan berbagai tinggi bendungan dan volume tampungan untuk mengatur debit pengeluaran dari waduk yang digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik secara efisien dan ekonomis. Beberapa faktor yang menjadi pertimbangan dalam menentukan formulasi rencana adalah volume tampungan efektif, *firm discharge*, tinggi bendungan, kapasitas terpasang, dan produksi energi. Tabel 1 merupakan desain bendungan yang optimal dan efisien.

### C. Pemilihan Jenis Turbin Air

Dengan menggunakan kapasitas data pada bendungan dan perhitungan teknis, diperoleh bahwa ketinggian jatuh bersih adalah 76,55 m dengan debit air per unit adalah 167,56 m<sup>3</sup>/s karena menggunakan 4 unit. Efisiensi maksimum turbin francis 0,9, maka daya output dari turbin tipe Francis di poros vertikal adalah 113.247,09 kW; dengan demikian, 4 turbin diperlukan untuk mendapatkan pembangkit listrik 439 MW. Pada Gambar 8, ada grafik pemilihan jenis turbin yang digunakan untuk memilih turbin yang tepat.



Gbr 7. Bagan Pemilihan Jenis Turbin

### D. Pemilihan Generator dan Transformator

Dengan menggunakan data tinggi jatuh bersih 76,55 m dan debit air per unit adalah 106,09 m<sup>3</sup>/s. Efisiensi generator yang dihasilkan dari turbin air adalah 97%, maka daya output dari generator adalah 70 MW; dengan demikian 4 generator menghasilkan daya 280 MW. Transformator yang digunakan menggunakan kapasitas yang lebih besar

dibandingkan kapasitas generator. Generator dengan faktor daya 0,85 menghasilkan kapasitas kVA sehingga transformator yang digunakan adalah 85 MVA. Pada gambar 8, merupakan transformator yang berasal dari perusahaan DAELIM.



Gbr 8. Transformator 85 MVA

### E. Saluran Transmisi PLTA Tabang

#### 1) Jalur Saluran Transmisi PLTA Tabang

PLTA Tabang terletak di Kabupaten Kutai Kertanegara. Daerah ini termasuk ke dalam sistem 150 kV Mahakam. Untuk itu, dalam dalam proses penjualan listriknya, PLTA Tabang dapat disambungkan kedalam sistem 150 kV Mahakam melalui saluran transmisi. Berikut adalah gambar lokasi PLTA Tabang dan gardu induk yang paling dekat dengan lokasi PLTA Tabang



Gbr 9. Lokasi PLTA Tabang dan gardu induk terdekat

Berdasarkan gambar 4.7 terdapat dua lokasi gardu induk yang paling dekat dengan lokasi pembangunan PLTA Tabang yaitu Gardu Induk 150 kV Tenggara, Gardu Induk 150 kV Kotabangun, dan Gardu Induk 150 kV Kembang Janggut. Berikut adalah gambar jarak antara PLTA Tabang dan Gardu Induk 150 kV Kembang Janggut.



Gbr 10. Jalur transmisi PLTA Tabang dan GI 150 kV Melak

Gardu induk 150 kV Kembang Janggut memiliki jarak yang paling dekat dengan lokasi pembangunan PLTA Tabang. Jika dibangun saluran transmisi, saluran ini dapat mencapai panjang 70 km.

## 2) Perhitungan Saluran Transmisi PLTA Tabang

PLTA Tabang di desain dengan daya keluaran maksimum sebesar 4 x 85 MVA dengan saluran transmisi 150 kV dengan jarak 100 km. Dengan data tersebut dapat dibuat perhitungan saluran transmisi sebagai berikut.

$$S = 4 \times 85 \text{ MVA}$$

$$S = 340 \text{ MVA}$$

$$V = 150 \text{ kV}$$

Untuk mencari arus dari saluran transmisi dapat dicari dengan rumus berikut

$$I_{Nom} = \frac{S}{V\sqrt{3}}$$

Keterangan :

$$I_{Nom} = \text{Arus saluran transmisi (A)}$$

$$S = \text{Daya Yang Dikirimkan (VA)}$$

$$V = \text{Tegangan Saluran Transmisi (V)}$$

Perhitungan :

$$I_{Nom} = \frac{S}{V\sqrt{3}}$$

$$I_{Nom} = \frac{340.000 \text{ kVA}}{150 \text{ kV} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{Nom} = 1308,66 \text{ A}$$

Dengan daya 340 MVA dan tegangan nominal transmisi sebesar 150 kV maka dengan perhitungan diatas didapat nilai arus nominal dari PLTA Tabang sebesar 1231,68 A.

Kapasitas daya yang dapat disalurkan oleh sirkuit bila menggunakan konduktor tunggal 340 MVA. Digunakan *bundle conductor* untuk meningkatkan kapasitas daya saluran transmisi. Untuk menjaga kontinuitas daya perlu digunakan saluran vertikal ganda, sehingga jika salah satu saluran terputus transmisi masih mampu menyalurkan daya dengan satu saluran yang lain.

Rencana daya yang dialirkan sebesar 340 MVA menggunakan saluran vertikal ganda. Perhitungan arus dilakukan berdasarkan daya yang akan disalurkan, maka perhitungan arus adalah sebagai berikut :

Rating Arus :

$$I_{Nom} = 1308,66 \text{ A}$$

Arus untuk bundle konduktor dengan n = 2:

$$I = \frac{I_{Nom}}{n}$$

$$I = \frac{1308,66 \text{ A}}{2}$$

$$I = 654,33 \text{ A}$$

Dengan faktor keamanan 110% maka

$$I = 110\% \times 654,33 \text{ A}$$

$$I = 719,76 \text{ A}$$

Dengan menggunakan standar dari ASTM B 549 : 2004 Dipilih konduktor ACSR type Hen dengan luas aluminium 241,6 mm<sup>2</sup> dan luas AS 56,3 mm<sup>2</sup> dengan diameter total 22,4 mm atau jari – jari 11,2 mm yang memiliki kapasitas hantar arus 663 A. Dari hasil perhitungan diatas maka ditentukan saluran menggunakan sirkuit ganda kawat ACSR type finch dengan *bundle conductor* dua (n=2).

PLTA Tabang memiliki saluran transmisi 150 kV sepanjang 100 km. Berdasarkan Standar Perusahaan Listrik Negara (SPLN) NO.13-1978 tentang kriteria dasar bagi perencanaan Saluran Udara Tegangan

Tinggi 60 kV dan 150 kV jarak span antar tower adalah sebagai berikut :

Tabel 3. Standar jarak SUTT pada SPLN NO.13-1978

Tegangan Nominal Sistem (kV)	Tinggi tiang*) rata-rata (m)	Rentang rata-rata (m)	Jarak tengah rentang rata-rata (m)
66	24-30	230-380	6
150	28-36	350-450	7.5

\*) Tinggi kawat tanah pada tiang

Berdasarkan data perhitungan dan Standar Perusahaan Listrik Negara (SPLN) NO.13-1978 pada tabel 4.2 di atas dapat dihitung jumlah tower dan panjang konduktor yang dibutuhkan untuk saluran transmisi dengan perhitungan berikut :

$$\text{Panjang Transmisi} = 70 \text{ km}$$

$$\text{Jarak rata - rata antar tower} = 400 \text{ m}$$

$$\text{Jumlah Fasa} = 3 \text{ Fasa}$$

$$\text{Jumlah Sirkuit} = 2 \text{ sirkuit}$$

$$\text{Bundle Konduktor} = 2 \text{ bundle}$$

$$\text{Jumlah Tower} = \frac{\text{Panjang Transmisi}}{\text{Jarak Antar Tower}}$$

$$\text{Jumlah Tower} = \frac{70.000 \text{ m}}{400 \text{ m}}$$

$$\text{Jumlah Tower} = 175$$

$$\text{Panjang Konduktor} =$$

$$\text{Panjang} \times \text{Fasa} \times \text{Sirkuit} \times \text{Bandle Konduktor}$$

$$\text{Panjang Konduktor} = 70 \text{ km} \times 3 \times 2 \times 2$$

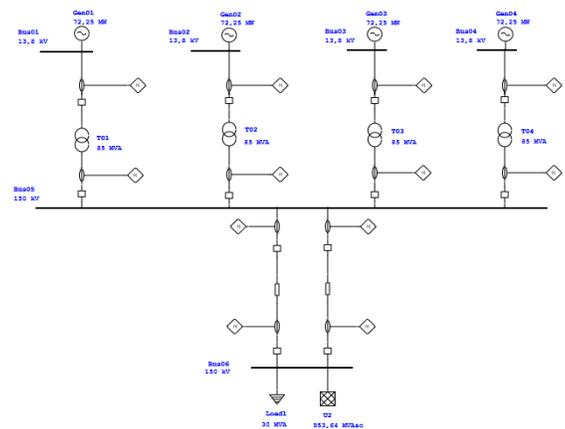
$$\text{Panjang Konduktor} = 840 \text{ km}$$

Berdasarkan perhitungan di atas didapat jumlah tower yang harus dibangun untuk saluran transmisi sebanyak 175 unit tower dan membutuhkan konduktor ACSR sepanjang 840 km untuk Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV.

#### F. Simulasi Aliran Daya

Analisis aliran daya dalam sistem tenaga listrik merupakan analisis yang mengungkapkan kinerja suatu sistem tenaga listrik dan aliran daya (nyata dan reaktif) untuk keadaan tertentu ketika sistem bekerja. Hasil utama dari aliran daya adalah besar dan sudut

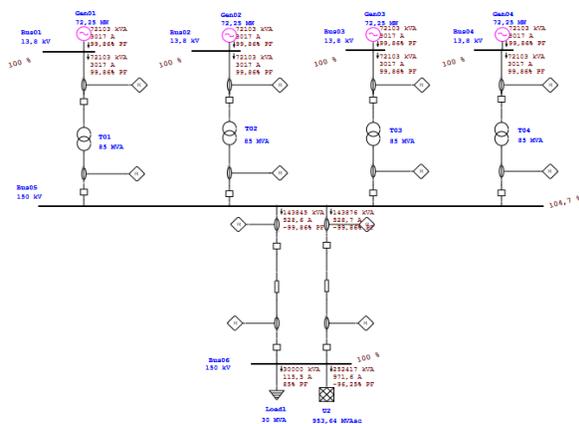
fasa tegangan pada setiap saluran (bus), daya nyata dan daya reaktif yang ada pada setiap saluran. Hasil analisis aliran daya dapat digunakan untuk mengetahui besarnya losses (rugi daya dan tegangan), alokasi daya reaktif dan kemampuan sistem untuk memenuhi pertumbuhan beban. Untuk mengetahui aliran daya dari PLTA Tabang dapat dilakukan dengan cara mensimulasikan dengan software ETAP 16.0. Gambar 4.1 berikut adalah gambar single line diagram dari PLTA Tabang yang dibuat menggunakan Software Etap 16.0.



Gbr 11. Single line diagram PLTA Tabang menggunakan ETAP 16.0

PLTA Tabang memiliki empat unit pembangkit dengan kapasitas masing-masing 85 MVA dengan total kapasitas mencapai 340 MVA. Daya keluaran dari PLTA Tabang ditransmisikan ke gardu induk Kembang Janggut Kabupaten Kutai Kertanegara, menggunakan saluran transmisi berukuran 240 mm<sup>2</sup> double sirkuit

Setelah semua komponen dirangkai dan ditentukan nilainya seperti gambar 4.1, rangkaian simulasi aliran daya pada software ETAP 16.0 di jalankan sehingga menghasilkan single line diagram yang lengkap dengan aliran dayanya seperti gambar 4.2 berikut



Gbr 12. Single line diagram dan load flow PLTA Tabang menggunakan simulasi ETAP 16.0

Pada gambar single line diagram dan load flow PLTA Tabang diatas didapat beberapa hasil aliran daya dari PLTA Tabang hingga ke Gardu Induk Kembang Janggut. Aliran Daya ini dapat dilihat secara detail dari Load Flow Report ETAP 16.0 seperti pada gambar 4.3 berikut

**LOAD FLOW REPORT**

Bus ID	kV	Voltage			Generation			Load			Load Flow			XFMR
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
*Bus01	13.800	100.000	16.1	72.000	3.849	0	0	Bus05	72.000	3.849	3016.6	99.9		
*Bus02	13.800	100.000	16.1	72.000	3.849	0	0	Bus05	72.000	3.849	3016.6	99.9		
*Bus03	13.800	100.000	16.1	72.000	3.849	0	0	Bus05	72.000	3.849	3016.6	99.9		
*Bus04	13.800	100.000	16.1	72.000	3.849	0	0	Bus05	72.000	3.849	3016.6	99.9		
Bus05	150.000	104.749	10.0	0	0	0	0	Bus06	143.645	-7.589	526.7	-99.9		
								Bus06	143.676	-7.589	526.7	-99.9		
								Bus01	-71.830	3.794	264.3	-99.9	5.000	
								Bus02	-71.830	3.794	264.3	-99.9	5.000	
								Bus03	-71.830	3.794	264.3	-99.9	5.000	
								Bus04	-71.830	3.794	264.3	-99.9	5.000	
*Bus06	150.000	100.000	0.0	-242.955	68.461	25.500	15.803	Bus05	-134.213	26.332	526.4	-98.1		
								Bus05	-134.242	26.332	526.5	-98.1		

\* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)  
# Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Gbr 13. Load Flow Report PLTA Tabang menggunakan simulasi ETAP 16.0

Pada gambar 4.3 di atas terdapat load flow report yang berisi semua data aliran daya dari pembangkit yang membangkitkan daya aktif masing-masing sebesar 72 MW dan daya reaktif sebesar 3,849 MVar. Pada Transformator tegangan dinaikan dari 13,8 kV menjadi 150 kV pada saluran transmisi. Posisi tap trafo dinaikan 5% sehingga tegangan pada Bus 5 naik menjadi 157,1 kv. Hal ini bertujuan untuk agar tegangan yang sampai pada grid GI Kembang Janggut persis pada tegangan 150 KV.

#### IV. KESIMPULAN

Dari penelitian yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa pembangunan PLTA di Tabang, Kabupaten Kutai Kertanegara menghasilkan energi

hingga 280 MW dengan menggunakan 4 unit generator.

#### REFERENSI

- [1] F. J. Sangari and P. T. D. Rompas, "Analysis of Axial Turbine Pico-Hydro Electrical Power Plant in North Sulawesi Indonesia," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, p. 306, . 2018
- [2] U. H. Bezerra, I. Ohana, and J. P. A. Vieira, "Data-mining experiments on a hydroelectric power plant," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, no. 5, p. 395–403, 2012.
- [3] C. Koç, "A study on operation problems of hydropower plants integrated with irrigation schemes operated in Turkey," *Int. J. Green Energy*, vol. 15, no. 2, pp. 129–135, 2018.
- [4] Y. R. Pasalli and A. B. Rehiara, "Design Planning of Micro-hydro Power Plant in Hink River," *Procedia Environ. Sci.*, vol. 20, p. 55–63, 2008
- [5] R. K. Saket.2008. "Design, development and reliability evaluation of micro hydro power generation system based on municipal waste water," in *2008 IEEE Electrical Power and Energy Conference - Energy Innovation*, p. 1–8.
- [6] J. I. Pérez-Díaz, M. Chazarra, J. García-González, G. Cavazzini, and A. Stoppato, "Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, no. April 2015, p. 767–784, 2008.
- [7] C. S. Kaunda, C. Z. Kimambo, and T. K. Nielsen. 2012. "Hydropower in the Context of Sustainable Energy Supply: A Review of Technologies and Challenges," *ISRN Renew. Energy*, p. 1–15.
- [8] R. Carapellucci, L. Giordano, and F. Pierguidi, "Techno-economic evaluation of small-hydro power plants: Modelling and characterisation of the Abruzzo region in Italy," *Renew. Energy*, vol. 75, no. March 2015, pp. 395–406, 2008.
- [9] P. Sassner, M. Galbe, and G. Zacchi. "Techno-economic evaluation of bioethanol production from three different lignocellulosic materials," *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, no. 5, pp. 422–430, 2008.
- [10] J. Noack, L. Wietschel, N. Roznyatovskaya, K. Pinkwart, and J. Tübke, "Techno-economic modeling and analysis of redox flow battery systems," *Energies*, vol. 9, no. 8, pp. 1–15, 2016.
- [11] J. Gallagher, I. M. Harris, A. J. Packwood, A. McNabola, and A. P. Williams, "A strategic assessment of micro-hydropower in the UK and Irish water industry: Identifying technical and economic

- constraints,” *Renew, Energy*, .2015, vol. 81, pp. 808–815.
- [12] Anonymous, *Feasibility Study of Tabang Hydroelectric Power Plant Report, in Kutai Kartanegara Regency, East Kalimantan province* Wiratman and Associates (Jakarta) p 1-76, 2010.
- [13] Anonymous, *Detail Engineering Design of Tabang Hydroelectric Power Plant Report.*, Wiratman and Associates (Jakarta) p 1-52, 2010
- [14] Dr. de Minas Ingeniero, and Penche Celso, *Layman's Handbook on How to Develop a Small Hydro Site.*, European Small Hydropower Association (ESHA). p 103-188, 1998.
- [15] Dr. Arismunandar. Artono. M.A.Sc, and Dr. Kuwahara. Susumu, *Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik*. PT Penebar Swadaya Jakarta. (Jakarta).p 15-88, 2004.
- [16] Joel D. Justin, William P. Creager, *Hydroelectric Handbook*. John Wiley & Sons, Inc.(New York). p 832, 1950.
- [17] Andawayanti Ussy, Marsudi Suwanto, and Tyas Eva Cahyaning, *STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA AIR DI BENDUNGAN PANDANDURI SWANGI LOMBOK TIMUR NUSA TENGGARA BARAT*, p 2-4, 2014