

PENGARUH PENEMPATAN *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) TERHADAP KEANDALAN PENYULANG MRA05 GI MRICA BANJARNEGARA

Bambang Winardi¹⁾, Tedjo Sukmadi²⁾, Enda Wista Sinuraya³⁾, Agung Nugroho⁴⁾

Departemen Teknik Elektro
^{1,2,3,4)} Universitas Diponegoro Semarang
Jl. Prof. Sudharto, SH, Semarang 50275, Indonesia
Email : bbwinar@gmail.com

Abstrak

Tenaga listrik merupakan kebutuhan pokok bagi masyarakat, sehingga kontinuitas penyediaan tenaga listrik menjadi tuntutan yang semakin besar dari konsumen. Penyulang MRA05 GI Mrica Banjarnegara menyuplai energi listrik untuk sebagian wilayah Kecamatan Rakit Kabupaten Banjarnegara sampai tahun 2017 memiliki 4 *Distributed Generation* (DG), yaitu PLTMH Sigebang 500 KW, PLTMH Kincang 320 KW, PLTMH Adipasir 320 KW, PLTMH Rakit 500 KW. Berdasarkan data catatan pada tahun 2017 Penyulang MRA05 mengalami pemadaman sebanyak 15 kali/tahun, dengan total lama padam 38,68 jam/tahun, hal ini tentunya cukup mengganggu kontinuitas penyaluran energi listrik ke konsumen. Berdasarkan permasalahan tersebut maka perlu adanya studi tentang perhitungan tingkat keandalan sistem tenaga listrik pada penyulang MRA05. Pada penelitian ini dibahas besarnya indeks keandalan (SAIFI, SAIDI, CAIDI) pada saat kondisi DG tidak terpasang dan terpasang. Perhitungan besarnya indeks keandalan dilakukan dengan menggunakan metode *Reliability Index Assesment* (RIA), hasil perhitungan dibandingkan dengan hasil simulasi software ETAP 12.6.0. Indeks keandalan berdasarkan metode RIA saat DG tidak terpasang, dan nilai SAIFI adalah 2,96228 gangguan/tahun, besar SAIDI adalah 9,1185 jam/tahun, nilai CAIDI sebesar 3,078 jam/gangguan, Saat DG terpasang, besar SAIFI adalah 2,96228 gangguan/tahun, besar SAIDI adalah 7,567 jam/tahun, besarnya CAIDI adalah 2,5546 jam/gangguan.

Kata Kunci: *Distributed Generation* (DG), ETAP 12.6.0, index keandalan.

1. PENDAHULUAN

Penyulang MRA05 GI Mrica Banjarnegara menyuplai energi listrik untuk di wilayah Kecamatan Rakit Banjarnegara, pada tahun 2018 mengalami pemadaman sebanyak 15 kali, dengan total lama padam 38,68 jam. Sampai dengan tahun 2018 pada Penyulang MRA05 memiliki 4 unit *Distributed Generation* (DG) jenis Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PTMH), yaitu PLTMH Sigebang 500 KW, PLTMH Kincang 320 KW, PLTMH Adipasir 320 KW, PLTMH Rakit 500 KW.

DG diartikan suatu pembangkit dengan kapasitas maksimal berkisar sampai 50 MW dan disalurkan pada jaringan distribusi [1]. Salah satu keuntungan dengan adanya DG pada sistem jaringan distribusi adalah dapat membantu meningkatkan keandalan pada jaringan distribusi [2]. Keandalan jaringan distribusi dapat dilihat pada besar kecilnya indeks keandalan pada jaringan tersebut [3].

Salah satu metode untuk menghitung besarnya indeks keandalan pada jaringan distribusi dapat

menggunakan metode *Reliability Index Assesment* (RIA). Secara fungsional metode RIA akan mendafta kegagalan yang terjadi pada peralatan secara komprehensif, lalu mengidentifikasi kegagalan tersebut, dan menganalisis mode kegagalan tersebut, sehingga akan dihasilkan indeks-indeks keandalan pada jaringan distribusi tersebut [4].

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka penulis mencoba melakukan penelitian ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh DG terhadap indeks keandalan pada penyulang MRA05 dengan menggunakan metode RIA dan simulasi menggunakan software ETAP 12.6.0

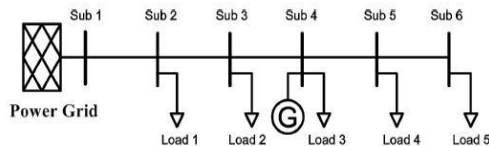
2 LANDASAN TEORI

2.1. *Distributed Generation* (DG)

DG adalah pembangkit terdistribusi sebagai semua unit pembangkit dengan kapasitas maksimal berkisar sampai 50 MW dan dipasangkan ke jaringan distribusi. Berdasarkan definisi di atas menunjukkan bahwa pembangkitan dengan skala kecil yang dihubungkan ke jaringan distribusi baik dipasangkan

dekat dengan beban atau konsumen dapat dikatakan sebagai *Distributed Generation (DG)*.

Dalam penyambungannya, DG biasanya ditempatkan di titik ujung beban[17]. Berikut merupakan salah satu contoh pemasangan pembangkit terdistribusi jika disambungkan dengan sistem distribusi tenaga listrik radial yang dapat dilihat pada Gambar 1.



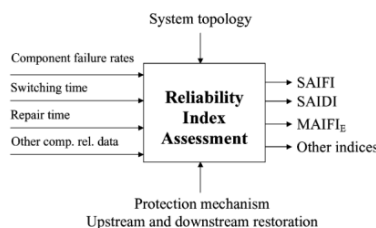
Gambar 1. Sistem distribusi dengan pembangkit terdistribusi didalamnya [18].

2.2. Keandalan

Keandalan adalah merupakan nilai keberhasilan suatu kinerja sebuah sistem tenaga listrik agar dapat mendapatkan hasil yang lebih baik pada jangka waktu dan pada kondisi tertentu[9]. Untuk mendapatkan tingkat keandalan pada suatu sistem, diperlukan pemeriksaan dan perhitungan kemudian dilakukan analisa terhadap nilai keberhasilan kinerja dan operasi pada suatu sistem ditinjau pada periode-periode tertentu, kemudian dilakukan perbandingan dengan nilai standar yang ditetapkan sebelumnya. Tingkat keberhasilan pada kinerja operasi sistem mempengaruhi kualitas penyaluran energi listrik pada konsumen.

2.3 Reliability Index Assessment (RIA)

Metode RIA adalah sebuah pendekatan yang digunakan untuk memprediksi gangguan pada sistem distribusi berdasarkan topologi sistem dan data-data mengenai *component reliability*



Gambar 2. Input dan Output dari RIA [13]

Secara fungsional, RIA mendata kegagalan yang terjadi pada peralatan secara komprehensif, lalu mengidentifikasi kegagalan tersebut, dan menganalisis mode kegagalan tersebut. [4]

2.3.1 Indeks Keandalan

Indeks keandalan pada sistem merupakan suatu cara atau metode untuk evaluasi terhadap parameter-parameter keandalan untuk peralatan pada

distribusi tenaga listrik terhadap nilai tingkat mutu pelayanan pada pelanggan[14]. Indeks keandalan dapat dilihat dari dua sisi, yaitu dari sisi konsumen (*consumer-based*) atau dari sisi beban (*load-based*).

a) Indeks Keandalan Berdasarkan Konsumen

Kontinuitas penyaluran energi listrik kepada konsumen menjadi parameter utama indeks keandalan ini. Frekuensi dan lamanya pemadaman yang dialami oleh konsumen serta jumlah konsumen yang dilayani menentukan nilai dari indeks keandalan berdasarkan pelanggan. Berikut adalah tiga indeks keandalan berdasarkan konsumen, yaitu SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) dan CAIDI (*Customer Average Interruptions Durations Index*)[2].

- **System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)**

besarnya Indeks memberikan gambaran tentang frekuensi rata-rata pemadaman yang dialami konsumen dalam kurun waktu satu tahun. Indeks ini dirumuskan sebagai berikut[2].

$$SAIFI = \frac{\text{total number of customer interruptions}}{\text{total number of customers served}} = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{\sum N_i}$$

Dimana:

λ_i = laju kegagalan

N_i = jumlah pelanggan pada titik beban i

- **System Average Interruption Duration Index (SAIDI)**

Indeks ini menggambarkan durasi atau lama pemadaman rata-rata yang dialami oleh pelanggan dalam kurun waktu satu tahun. Indeks ini dirumuskan sebagai berikut[2].

$$SAIDI = \frac{\text{Sum of Customer Interruption durations}}{\text{Total number of customers served}}$$

$$= \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i}$$

Dimana:

U_i = durasi pemadaman tahunan untuk beban i

N_i = jumlah pelanggan pada titik beban i

- **Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)**

Indeks ini memberikan informasi lama waktu (durasi) rata-rata setiap pemadaman Indeks ini dirumuskan dengan[2]:

$$CAIDI = \frac{\text{sum of customer interruption durations}}{\text{total number of customer interruption}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum \lambda_i \cdot N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

b) Indeks Keandalan Berdasarkan Beban

Salah satu parameter penting dalam evaluasi indeks keandalan berdasarkan beban adalah rata-rata beban pada setiap titik beban. Berikut ada dua indeks keandalan berdasarkan beban, yaitu ENS (*Energy Not Supplied*) dan AENS (*Average Energy Not Supplied*)[2].

• **Energy Not Supplied (ENS)**

Indeks ini memberikan informasi tentang total energi yang tidak terkirim dalam satu tahun.

$$ENS = \sum La(i) \cdot U_i$$

Dimana:

La(i) = rata-rata beban yang terhubung pada titik beban i

U_i = durasi pemadaman tahunan pada titik beban i

• **Average Energy Not Supplied (AENS)**

$$AENS = \frac{\text{total energy not supplied}}{\text{total number of customers served}} = \frac{\sum La(i) \cdot U_i}{\sum N_i}$$

Dimana:

La(i) = rata-rata beban yang terhubung pada titik beban i

U_i = durasi pemadaman tahunan pada titik beban i

N_i = jumlah pelanggan pada titik beban i

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Langkah Penelitian

Pada penelitian ini bertujuan untuk mengetahui besarnya indeks keandalan pada penyulang MRA05 saat kondisi DG tidak terpasang dan terpasang dengan menggunakan metode RIA dan simulasi ETAP. Langkah-langkah penelitian ini sebagai berikut:

a. Pengumpulan Data

Data-data pada penelitian ini diperoleh dari PT. PLN (Persero) Rayon Banjarnegara antara lain *single line*

diagram, data trafo distribusi, data pemadaman pada tahun 2017 dan data pelengkap lainnya. Selain itu terdapat juga data hasil literatur laju kegagalan komponen, dan impedansi penghantar.

Tabel 1. Laju kegagalan komponen sistem distribusi[5]

Komponen	Laju Kegagalan	Repair Time (jam)
SUTM	0,2/km/tahun	3
SKTM	0,07/km/tahun	10
Pemutus tenaga (PMT)	0,004/unit/tahun	10
Sakelar beban	0,003/unit/tahun	10
Sakelar pisah	0,003/unit/tahun	10
Penutup balik	0,005/unit/tahun	0,25
Penyambung kabel	0,001/unit/tahun	15
Trafo distribusi	0,005/unit/tahun	10
Pelindung jaringan	0,005/unit/tahun	0,25
Rel tegangan rendah (spot network)	0,001/unit/tahun	10

Tabel 2. Trafo distribusi penyulang MRA05

No	Titik Beban	Lokasi	Kapasitas (kVA)
1	load1	sigebang	50
2	load2	sigebang	50
3	load3	tapen	50
4	load4	lengkong	50
5	load5	lengkong	50
6	load6	lengkong	25
7	load7	lengkong	25
8	load8	lengkong	50
9	load9	lengkong	50
10	load10	lengkong	25
11	load11	badamita	50
12	load12	badamita	25
13	load13	lengkong	630
14	load14	badamita	25
15	load15	badamita	50
16	load16	badamita	25
...
143	load143	pingit	25
144	load144	pingit	50
145	load145	rakit	25
TOTAL			6180

Tabel 3. Impedansi penghantar

Diameter r (mm ²)	AAAC			
	Z1, Z2 (Ω/km)		Z0 (Ω/km)	
	R	jX	R	jX
16	2,0161	0,4036	2,1641	1,6911
25	1,2903	0,3895	1,4384	1,6770
35	0,9217	0,3790	1,0697	1,6665
50	0,6452	0,3678	0,7932	1,6553
70	0,4608	0,3572	0,6088	1,6447
95	0,3096	0,3449	0,4876	1,6324
120	0,2688	0,3376	0,4168	1,6250
150	0,2162	0,3305	0,3631	1,6180
185	0,1744	0,3239	0,3224	1,6114
240	0,1344	0,3158	0,2824	1,6032

Tabel 4. Data panjang saluran pada penyulang MRA05

No	Komponen	Panjang penghantar (km)
1	Line 1	0,25

2	Line 2	2,2
3	Line 3	0,15
4	Line 3.1	0,35
5	Line 3.2	0,6
6	Line 4	0,15
7	Line 5	0,3
8	Line 6	0,45
9	Line 6.1	0,35
10	Line 7	0,6
.....
.....
199	Line 60.3	0,05
200	Line Sigebang	0,1
201	Line Kincang	0,35
202	Line Adipasir	0,35
203	Line Rakit	0,35
TOTAL		87,563

Tabel 5. Data pembebanan penyulangMRA05

Gardu Induk	Penyulang	Rating Arus (A)	Arus Beban (A)
Mrica	MRA05	400	175

Dari Tabel 5 dapat digunakan untuk menentukan besarnya pembebanan yang digunakan pada simulasi dengan perhitungan sebagai berikut.

$$\frac{\sqrt{3}VI_{beban}}{S_{total\ trafo\ distribusi}} \times 100\%$$

$$\%trafo = \frac{\sqrt{3} \times 20kV \times 175 A}{6180 kVA} \times 100\%$$

$$\%trafo = \frac{6062}{6180} \times 100\%$$

$$\%trafo = 98\%$$

Sehingga pada simulasi besar beban yang digunakan adalah 98% dari kapasitas tiap trafo distribusi.

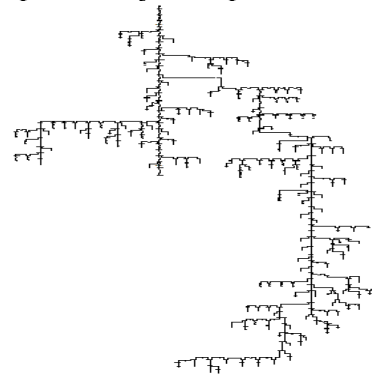
Tabel 6. Data pemadaman pada penyulang MRA05

No	Tanggal	Lama Padam (jam)	Pelanggan padam
1	11 januari 2017	5,28	11764
2	13 januari 2017	3,23	11764
3	04 februari 2017	2,25	11764
4	01 maret 2017	3,58	11764
5	10 maret 2017	3,23	11764
6	01 april 2017	4,17	11764
7	16 april 2017	0,65	11764
8	11 juli 2017	1,47	11764
9	15 juli 2017	2,53	11764
10	26 juli 2017	1,63	11764
11	05 september 2017	0,80	11764
12	19 oktober 2017	3,67	11764
13	25 oktober 2017	1,25	11764
14	19 novemebr 2017	1,10	11764
15	26 desember 2017	3,38	11764
TOTAL		38,68	

Pada tabel 6 diatas, penyebab terjadinya pemadaman sebagian besar disebabkan oleh faktor non teknis seperti faktor lingkungan, alam dan faktor non teknis lainnya yaitu sebesar 73,33%, sedangkan 26,67% disebabkan oleh kegagalan komponen

b. Penggambaran Pada ETAP 12.6.0

Jaringan penyulang MRA05 digambar di ETAP 12.6.0 seperti ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3. Penggambaran MRA05 pada ETAP 12.6.0

3.2. Simulasi dengan ETAP

Simulasi digunakan untuk menentukan besarnya indeks keandalan menggunakan menu “Reliability Assessment” dengan hasil keluaran pada Reliability Assesmennt Report adalah indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS. dan AENS.

4 HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Saat kondisi DG tidak Terpasang

Pada kondisi ini diasumsikan ketika terjadi gangguan pada penyulang, maka PMT akan trip , sehingga suplai beban dari substation atau gardu induk ke semua titik beban menjadi putus, maka semua titik beban akan padam.

4.1.1 Perhitungan menggunakan Metode RIA

Indeks keandalan yang akan dihitung menggunakan metode reliability index assesment (RIA) yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS pada penyulang MRA05.

Langkah pertama untuk perhitungan indeks keandalan di simulasi ETAP dengan cara menghitung laju kegagalan titik beban (λ_i) baru kemudian menghitung lama gangguan dalam 1 tahun pada titik-titik beban (U_i). Perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tahunan pada salah satu titik beban yaitu Bus3.

- Laju Kegagalan Bus 3

Laju kegagalan pada bus 3 dipengaruhi oleh laju kegagalan bus 2, serta laju kegagalan komponen yang menuju bus 3, komponen yang menuju bus 3 adalah 0,25 SUTM dan 1 ABSW. Sehingga laju kegagalan bus 3 didapatkan sebagai berikut.

$$\lambda_{LP} = \sum_{i=K} \lambda_i$$

$$\lambda_3 = \lambda_2 + 0,25x \lambda_{SUTM} + \lambda_{ABSW}$$

$$\lambda_2 = 0 + 0,25x0,2 + 0,003$$

$$\lambda_2 = 0,053 \text{ gangguan/tahun}$$

- Lama Gangguan Tahunan Bus 3
Lama gangguan di bus 3 dipengaruhi lama gangguan pada bus 2, serta lama gangguan komponen yang menuju bus 3, komponen yang menuju bus 3 adalah 0,25 SUTM dan 1 ABSW. Sehingga lama gangguan bus 3 dapat dihitung sebagai berikut.

$$U_i = \sum_{i=K} \lambda_i \times r_j$$

$$U_3 = U_2 + \lambda_{pmt1} \times MTTR_{pmt1} + 0,25 \times \lambda_{SUTM} \times MTTR_{SUTM} + \lambda_{ABSW} \times MTTR_{ABSW}$$

$$U_3 = 0 + (0,25x0,2x3) + (0,003x10)$$

$$U_3 = 0,18 \text{ jam/tahun}$$

Hasil dari perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tiap tahun dari seluruh titik beban ditunjukkan pada dalam Tabel 7.

Tabel 7. Rekapitulasi laju kegagalan dan lama gangguan tahunan seluruh titik beban

No.	Titik Beban	λ_i (f/year)	U_i (h/year)	L_i (KW)	N
1	Bus 1	0	0	0	0
2	Bus 2	0	0	0	0
3	Bus 3	0,053	0,18	0	0
4	Bus 4	0,493	1,5	0	0
5	Bus 5	0,523	1,59	0	0
6	Load-1	0,602	1,89	41,65	65
7	Load-2	0,722	2,25	41,65	47
8	Load-3	0,562	1,77	41,65	65
9	Load-4	0,785	2,46	41,65	141
10	Load-5	0,915	2,85	41,65	120
....
....
149	Load-143	4,9446	15,00	20,825	65
150	Load-144	4,9546	15,03	41,65	65
TOTAL					11764

Setelah nilai laju kegagalan, lama gangguan tahunan, Daya di titik beban (L_i) jumlah pelanggan (N) setiap titik beban diketahui, maka seterusnya dapat dihitung indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS dan AENS.

a. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i}$$

$$SAIFI = \frac{\sum((0x0) + (0x0) + \dots + 4,9546)}{11764}$$

$$SAIFI = 2,96228 \text{ gangguan/tahun}$$

b. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_i}$$

$$SAIDI = \frac{\sum((0x0) + (0x0) + \dots + (15,03x65))}{11764}$$

$$SAIDI = 9,1185 \text{ jam/tahun}$$

c. Customer Average Interruption Duration index (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{9,1185}{2,96228}$$

$$= 3,078 \text{ jam/gangguan}$$

d. Energy Not Supplied (ENS)

$$ENS = \sum La(i). U_i$$

$$ENS = \sum 41,65x1,89 + 41,65x18,11562,25 + \dots + 20,825x15 + 41,65x15,03$$

$$ENS = 42,1842 \text{ MWh/tahun}$$

e. Average Energi Not Supplied (AENS)

Indeks ini memberikan informasi tentang total energi yang tidak terkirim dalam satu tahun.

$$AENS = \frac{ENS}{\sum LP}$$

Dimana:

$$ENS : 42,1842 \text{ MWh/tahun}$$

$$\sum LP : 11764 \text{ titik beban}$$

$$AENS = \frac{42,1842}{11764}$$

$$= 0,00358 \text{ MWh/pelanggan}$$

4.1.2 Hasil Simulasi pada ETAP

SUMMARY

System Indexes

SAIFI	2.9635 f / customer.yr
SAIDI	9.0286 hr / customer.yr
CAIDI	3.047 hr / customer interruption
ASAI	0.9990 pu
ASUI	0.00103 pu
EENS	41.924 MW hr / yr
ECOST	165.18 \$ / yr
AENS	0.0036 MW hr / customer.yr
IEAR	0.004 \$ / kW hr

Gambar 4. Indeks keandalan hasil simulasi

Dari Gambar 4 dapat dilihat indeks keandalan penyulang MRA05 dimana nilai SAIFI sebesar 2,9635 gangguan/tahun, nilai SAIDI sebesar 9,0286 jam/tahun, CAIDI senilai 3,047 jam/gangguan, nilai ENS sebesar 41,924 MWh/tahun, nilai AENS sebesar 0,0036 MWh/pelanggan.

4.2 Saat kondisi DG Terpasang

Pada kondisi ini diasumsikan saat terjadi gangguan pada penyulang, maka PMT akan *trip*, sehingga suplai beban ke titik beban akan putus, namun pada kondisi ini tidak semua titik beban pada penyulang padam. Titik beban yang menyala kembali ini disebabkan oleh adanya DG yang dapat beroperasi *Islanded system*, dengan DG beroperasi *islanded system* ini maka DG akan bertindak sebagai penyuplai beban pengganti untuk menghubungkan DG ke titik beban dan untuk memisahkan titik beban yang padam dengan titik beban yang akan disuplai oleh DG dengan skenario *islanded system* ini. DG tidak dapat menyuplai beban pada penyulang secara keseluruhan, DG hanya akan menyuplai beban sesuai dengan titik beban yang ada pada skenario *islanded system*. Berdasarkan *single line diagram* pada simulasi ETAP, skenario *islanded system* dapat dilihat pada tabel 8 dibawah ini

Tabel 8. Skenario *islanded system*

Islanded System	DG	Skenario	Titik beban yang disuplai
I	PLTMH Sigebang	ABSW MRA05.05 dan ABSW MRA05.061 dalam kondisi <i>open</i>	Load 1, Load 2, Load 3 Load 57, Load 58, Load 59, Load 129, Load 130, Load 60, Load 131, Load 61, Load 62, Load 63, Load 64, Load 65, Load 66, Load 67, Load 68, Load 69, Load 70, Load 71, Load 72, Load 73, Load 145, Load 74, Load 75, Load 76, Load 77
		LBS MRA05.105.s7	
II	PLTMH Kincang,	1 dan ABSW MRA05.105.S1	
	PLTMH Adipasir,	49.b01 dalam kondisi <i>open</i>	
	PLTMH Rakit		

a. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Besarnya nilai SAIFI saat DG kondisi terpasang sama dengan besarnya nilai SAIFI saat kondisi DG tidak terpasang, hal ini dikarenakan pada penyulang ini, satu penyulang hanya terdapat satu PMT, sehingga dimanapun terjadi gangguan pada penyulang, maka PMT akan *trip* dan semua titik beban akan padam. Sehingga adanya DG tidak mempengaruhi nilai

SAIFI, oleh karena itu nilai SAIFI saat DG terpasang tetap sama dengan saat DG tidak terpasang, yaitu

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i}$$

$$SAIFI = 2,96228 \text{ gangguan/tahun}$$

b. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Untuk dapat mencari besarnya nilai SAIDI maka terlebih dahulu mencari lama gangguan pada titik beban pada tabel 8 yang saat DG beroperasi *islanded system*. karena dengan DG beroperasi *islanded system* ini menyebabkan titik beban yang seharusnya padam ketika PMT *trip* menjadi menyala, maka lama gangguan untuk titik beban pada tabel 8 saat DG beroperasi *islanded system* saya asumsikan menjadi 0 jam/tahun. Sehingga lama gangguan (U) titik beban pada tabel 8 hanya dipengaruhi oleh lama gangguan antara PMT *trip* dengan DG mulai beroperasi *islanded system*. keadaan diantara PMT *trip* dan DG mulai beroperasi *islanded system* ini di asumsikan adalah waktu yang dibutuhkan untuk komponen *switching* (ABSW atau LBS) bekerja untuk mengubungkan DG ke titik beban dan untuk memisahkan daerah yang masuk dalam skenario *islanded system* dengan daerah yang tidak.

Tabel 9. Rekapitulasi besarnya nilai lama gangguan pertahun pada titik- titik beban saat DG terpasang

No.	Titik Beban	U _i (h/year)	L _i (KW)	N
1	Load-1	0,15	41,65	65
2	Load-2	0,15	41,65	47
3	Load-3	0,15	41,65	65
4	Load-4	2,46	41,65	141
5	Load-5	2,85	41,65	120
....
144	Load-143	15,00	20,825	65
145	Load-144	15,03	41,65	65
TOTAL				11764

Dari tabel 9 diatas dapat ditentukan indeks rata-rata durasi pemadaman yang dialami pelanggan dalam periode satu tahun (SAIDI) sebagai berikut.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_i}$$

$$SAIDI = \frac{\sum ((0,15 \times 65) + (0,15 \times 47) + \dots + (15,03 \times 65))}{11764}$$

$$SAIDI = 7,567 \text{ jam/tahun}$$

c. Customer Average Interruption Duration index (CAIDI)

Indeks ini memberikan informasi lama waktu (durasi) rata-rata setiap pemadaman Indeks ini dirumuskan dengan

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{7,567}{2,96228} = 3,233 \text{ jam/gangguan}$$

d. *Energy Not Supplied* (ENS)

Indeks ini memberikan informasi tentang total energi yang tidak terkirim dalam satu tahun.

$$ENS = \sum La(i).Ui$$

$$ENS = \sum 41,65 \times 0,15 + 41,65 \times 0,15 + \dots + 20,825 \times 15,00 + 41,65 \times 15,03$$

$$ENS = 35115,78557 \text{ KWh/tahun}$$

$$ENS = 35,11578 \text{ MWh/tahun}$$

e. *Average Energi Not Supplied* (AENS)

Indeks ini memberikan informasi tentang total energi yang tidak terkirim ke pelanggan dalam satu tahun

$$AENS = \frac{ENS}{\sum LP}$$

Dimana:

ENS : 35,11578 MWh/tahun
 $\sum LP$: 11764 titik beban
 $AENS = \frac{35,11578}{11764} = 0,0029 \text{ MWh/pelanggan}$

4.3. Perhitungan Data Real di Lapangan

Untuk menghitung indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, berdasarkan pemadaman yang terjadi dilapangan maka harus diketahui durasi pemadaman dan frekuensi pemadaman selama tahun 2017 pada penyulang MRA05. Data tersebut dapat dilihat pada Tabel 10 berikut.

Tabel 10. Data pemadaman PMT pada penyulang MRA05

No	Tanggal	Lama Padam (jam)	Pelanggan padam
1	11 januari 2017	5,28	11764
2	13 januari 2017	3,23	11764
3	04 februari 2017	2,25	11764
4	01 maret 2017	3,58	11764
5	10 maret 2017	3,23	11764
6	01 april 2017	4,17	11764
7	16 april 2017	0,65	11764
8	11 juli 2017	1,47	11764
9	15 juli 2017	2,53	11764
10	26 juli 2017	1,63	11764
11	05 september 2017	0,80	11764
12	19 oktober 2017	3,67	11764
13	25 oktober 2017	1,25	11764
14	19 novemebr 2017	1,10	11764
15	26 desember 2017	3,38	11764
TOTAL		38,68	

a. *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i}$$

$$SAIFI = \frac{\sum ((1 \times 11764) + (1 \times 11764) + \dots + (1 \times 11764))}{11764} = 15 \text{ gangguan/tahun}$$

b. *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_i}$$

$$SAIDI = \frac{\sum ((5,28 \times 11764) + (3,23 \times 11764) + \dots + (3,38 \times 11764))}{11764} = 38,68 \text{ jam/tahun}$$

c. *Customer Average Interruption Duration index* (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{38,68}{15} = 2,5788 \text{ jam/gangguan}$$

Untuk menghitung indeks ENS, dan AENS berdasarkan pemadaman yang terjadi dilapangan maka harus diketahui besarnya daya yang tidak terkirim selama tahun 2017

Tabel 11. Data pemadaman PMT pada penyulang MRA05

No	Tanggal	Lama Padam (jam)	Daya tersambung (KW)
1	11 januari 2017	5,28	5147,94
2	13 januari 2017	3,23	5147,94
3	04 februari 2017	2,25	5147,94
4	01 maret 2017	3,58	5147,94
5	10 maret 2017	3,23	5147,94
6	01 april 2017	4,17	5147,94
7	16 april 2017	0,65	5147,94
8	11 juli 2017	1,47	5147,94
9	15 juli 2017	2,53	5147,94
10	26 juli 2017	1,63	5147,94
11	05 september 2017	0,80	5147,94
12	19 oktober 2017	3,67	5147,94
13	25 oktober 2017	1,25	5147,94
14	19 novemebr 2017	1,10	5147,94
15	26 desember 2017	3,38	5147,94
TOTAL		38,68	

d. *Energy Not Supplied* (ENS)

$$ENS = \sum La(i).Ui$$

$$ENS = \sum 5,28 \times 5147,94 + 3,23 \times 5147,94 + \dots + 1,1 \times 5147,94 + 3,38 \times 5147,94$$

$$ENS = 199139 \text{ KWh/tahun}$$

ENS = 199,139 MWh/tahun

e. *Average Energi Not Supplied* (AENS)

$$AENS = \frac{ENS}{\sum LP}$$

Dimana:

ENS : 199,139 MWh/tahun

$\sum LP$: 145 pelanggan

$$AENS = \frac{199,139}{145} = 1,373 \text{ MWh/pelanggan}$$

4.4. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dengan simulasi ETAP

a. Kondisi DG tidak terpasang

Tabel 12. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dengan simulasi ETAP

Indeks Keandalan	RIA	ETAP
SAIFI (gangguan/tahun)	2,96228	2,9635
SAIDI (jam/tahun)	9,1185	9,0286
CAIDI (jam/gangguan)	3,078	3,047
ENS (MWh/tahun)	42,1842	41,924
AENS (MWh/pelanggan)	0,00358	0,0029

Dari Tabel 12 diatas terlihat bahwa hasil perhitungan dengan menggunakan metode RIA sudah mendekati hasil simulasi pada ETAP, dimana nilai SAIFI menggunakan metode RIA sebesar 2,96228 gangguan/tahun sedangkan pada simulasi ETAP nilai SAIFI sebesar 2,9635 gangguan/tahun. Nilai SAIDI menggunakan metode RIA sebesar 9,1185 jam/tahun, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 9,0286 jam/tahun. Nilai CAIDI menggunakan metode RIA sebesar 3,078 jam/gangguan, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 3,047 jam/gangguan. Nilai ENS menggunakan metode RIA sebesar 42,1842 MWh/tahun, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 41,924 MWh/tahun. Nilai AENS menggunakan metode RIA sebesar 0,00358 MWh/pelanggan, sedangkan pada simulasi pada ETAP sebesar 0,0029 MWh/pelanggan.

4.5 Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi saat DG tidak terpasang dengan perhitungan data real dilapangan

Tabel 13. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan simulasi ETAP dengan data real di lapangan

Indeks Keandalan	RIA	ETAP	Data Lapangan
SAIFI (gangguan/tahun)	2,96228	2,9635	15
SAIDI (jam/tahun)	9,1185	9,0286	38,68
CAIDI (jam/gangguan)	3,078	3,047	2,5788

ENS (MWh/tahun)	42,1842	41,924	199,139
AENS (MWh/pelanggan)	0,00358	0,0029	1,373

Dari Tabel 13 dapat dilihat bahwa indeks keandalan hasil perhitungan data di lapangan memiliki perbedaan dibandingkan indeks keandalan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi ETAP. Dimana nilai SAIFI menggunakan metode RIA sebesar 2,96228 gangguan/tahun, simulasi ETAP sebesar 2,9635 gangguan/tahun, sedangkan perhitungan data lapangan sebesar 15 gangguan/tahun. Nilai SAIDI menggunakan metode RIA sebesar 9,1185 jam/tahun, pada simulasi ETAP sebesar 9,0286 jam/tahun, sedangkan perhitungan data lapangan sebesar 38,68 jam/tahun. Nilai CAIDI menggunakan metode RIA sebesar 3,078 jam/gangguan, pada simulasi ETAP sebesar 3,047 jam/gangguan, sedangkan perhitungan data lapangan sebesar 2,5788 jam/gangguan. Nilai ENS menggunakan metode RIA sebesar 42,1842 MWh/tahun, pada simulasi ETAP sebesar 41,924 MWh/tahun, sedangkan perhitungan data lapangan sebesar 199,139 MWh/tahun. Nilai AENS menggunakan metode RIA sebesar 0,00358 MWh/pelanggan, simulasi pada ETAP sebesar 0,0029 MWh/pelanggan, sedangkan perhitungan data lapangan sebesar 1,373 MWh/pelanggan.

4.6 Perbandingan perhitungan saat DG tidak terpasang dan terpasang.

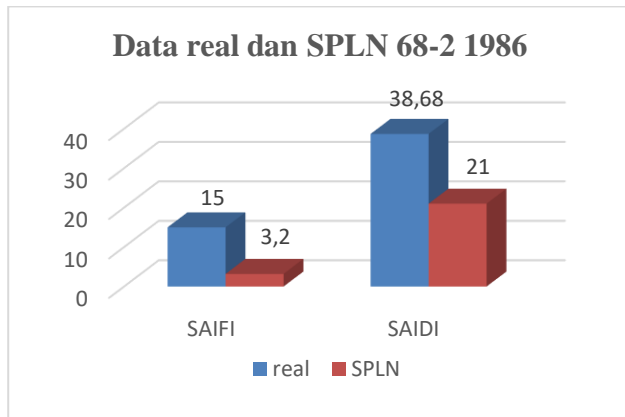
Tabel 14. Perbandingan hasil perhitungan saat DG tidak terpasang dan terpasang

Indeks Keandalan	DG tidak terpasang	DG terpasang
SAIFI (gangguan/tahun)	2,96228	2,96228
SAIDI (jam/tahun)	9,1185	7,567
CAIDI (jam/gangguan)	3,078	2,5546
ENS (MWh/tahun)	42,1842	35,11578
AENS (MWh/pelanggan)	0,00358	0,0029

Dari tabel 14 diatas terlihat hasil simulasi indeks keandalan saat DG tidak terpasang dan terpasang. Dimana besarnya nilai SAIFI saat DG tidak terpasang sebesar 18,1156 gangguan/tahun, sedangkan saat DG terpasang sebesar 18,1156 gangguan/tahun, Nilai SAIDI saat DG tidak terpasang sebesar 58,5678 jam/tahun, saat DG terpasang sebesar 47,404 jam/tahun,. Nilai CAIDI saat DG tidak terpasang sebesar 3,233 jam/gangguan, saat DG terpasang sebesar 2,616 jam/gangguan,. Nilai ENS saat DG tidak terpasang sebesar 301,5035 MWh/tahun, saat DG terpasang sebesar 247,975 MWh/tahun. Nilai AENS saat DG tidak terpasang sebesar 2,0793 MWh/pelanggan, saat DG terpasang sebesar 1,710 MWh/tahun. Dari tabel 14 dapat disimpulkan bahwa dengan adanya DG yang terpasang dapat meningkatkan keandalan pada penyulang MRA05. Dapat dilihat dengan semakin kecilnya nilai indeks keandalan SAIDI, CAIDI, ENS dan AENS. Sedangkan untuk besarnya nilai SAIFI tidak mengalami perubahan saat DG tidak terpasang dan terpasang, hal ini

dikarenakan pada penyulang hanya terdapat satu buah PMT, sehingga dimanapun terjadi gangguan pada penyulang maka PMT akan *trip*. Dengan demikian maka hasil perhitungan sudah sesuai dengan teori yang ada.

4.7 Perbandingan SAIFI dan SAIDI penyulang MRA05 dengan SPLN 68-2 Tahun 1986



Gambar 5. Grafik perbandingan SAIFI dan SAIDI berdasarkan data real dan SPLN 68-2 1986

Dari gambar 5 terlihat bahwa nilai indeks keandalan SAIFI dan SAIDI berdasarkan data pemadaman tahun 2017 lebih besar daripada nilai SAIFI dan SAIDI berdasarkan SPLN, Hal ini berarti pada tahun 2017 penyulang MRA05 sering mengalami pemadaman dalam waktu yang relatif lama, sehingga dapat disimpulkan bahwa pada tahun 2017 penyulang MRA05 belum handal karena frekuensi pemadaman selama tahun 2017 melebihi standar indeks keandalan yang telah ditetapkan pada SPLN 68-2 1986.

5 SIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis yang telah dilakukan pada saat kondisi DG tidak terpasang dengan menggunakan metode *Reliability Index Assesment* (RIA), besarnya indeks keandalan pada penyulang MRA05 adalah SAIFI sebesar 2,96228 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 9,1185 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,078 jam/pelanggan, ENS sebesar 42,1842 MWh/tahun, AENS sebesar 0,00358 MWh/pelanggan. Pada kondisi DG terpasang dengan menggunakan metode RIA, besarnya indeks keandalan pada penyulang MRA05 adalah SAIFI sebesar 2,9635 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 7,567 jam/tahun.

KEPUSTAKAAN

- [1] Ifanda, dkk. "Kajian *Outage management* Sistem Kelistrikan". Serpong: *Badan Pengkajian dan Penerapan teknologi* (BPPT). 2014.
- [2] Praditama, Fery. "Analisis Keandalan dan Nilai Ekonomis di Penyulang Pujon PT. PLN (Persero) Area Malang". *Universitas Brawijaya*, 2012

- [3] Aziz, Thariq Fathony, *Penentuan Target Indeks keandalan, Drop Tegangan, dan Rugi Daya pada feeder SRL07 GI sronдол menggunakan ETAP 7.5.0*, Tugas Akhir, Universitas Diponegoro, Semarang, 2015.
- [4] Putro, A. P., *Analisis Tegangan Jatuh Sistem Distribusi Listrik Kabupaten Pelalawan dengan Menggunakan ETAP 7.5.0.*, Skripsi, Universitas Diponegoro, Semarang, 2015.
- [5] Tim Penyusun, *Diklat Profesi Pengoperasian Jaringan dan Sambungan Tegangan Rendah*, PT. PLN (Persero) Pusat Pendidikan dan Pelatihan, 2012.
- [6] Chowdury, Ali A. dan Koval, Don O., *Power Distribution System Reliability*, John Wiley & Sons Inc. Publication, New Jersey, 2009.
- [7] SPLN 68-2:1986. *Tingkat jaminan sistem tenaga listrik*.
- [8] Short, Thomas A., *Electric Power Distribution Handbook Second Edition*, CRC Press Taylor & Francis Group, USA, 2014.
- [9] Afriana, Elza, "Perbandingan Indeks Keandalan Sistem Distribusi pada Penyulang SEL03 dalam Keadaan *Perfect switching* dan *Imperfect switching*", Tugas Akhir, Universitas Diponegoro, Semarang, 2017.
- [10] Anggoro, D. C. "Analisa Pemanfaatan Limbah Cair Kelapa Sawit Sebagai Bahan Bakar Pembangkit Terdistribusi Untuk Mereduksi Rugi-Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi Kabupaten Pelalawan", Skripsi, Universitas Diponegoro, Semarang, 2015..
- [11] Grarehpetian, G.B and S. Mohammad Mousavi Agah. "Distributed Generation System Design, Operation, and Grid Integration" Cambridge, 2017.
- [12] SPLN 59 : 1985. *Keandalan pada Sistem Distrbusi 20 kV dan 6 kV*