

STUDI ANALISIS KEANDALAN DENGAN PEMANFAATAN *DISTRIBUTED GENERATION* PADA *FEEDER* MRA01 GARDU INDUK MRICA MENGGUNAKAN METODE *RELIABILITY INDEX ASSESMENT (RIA)*

Tryend Siallagan^{*)}, Hermawan dan Agung Nugroho

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)E-mail: tryendsiallagan11@gmail.com}

Abstrak

Energi listrik merupakan salah satu kebutuhan pokok bagi masyarakat, sehingga ketersediaan energi listrik harus dapat mengimbangi kebutuhan tersebut. Penyulang MRA01 GI Mrica Banjarnegara yang menyuplai energi listrik untuk sebagian wilayah Kabupaten Banjarnegara memiliki 2 Distritributed Generation (DG), yaitu PLTMH Karangtengah 320 kVA dan PLTMH Singgi 200 kVA. Berdasarkan data PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara pada tahun 2016 Penyulang MRA05 mengalami pemadaman sebanyak 4,96 kali/tahun, dengan total lama padam 26,43 jam/tahun. Berdasarkan kondisi tersebut maka perlu adanya studi tentang analisis indeks keandalan sistem tenaga listrik pada penyulang MRA01. Pada penelitian ini akan dibahas besarnya indeks keandalan (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS) pada penyulang MRA01 saat kondisi tidak terkoneksi DG dan terkoneksi DG. Perhitungan indeks keandalan menggunakan metode Reliability Index Assesment (RIA). Indeks keandalan yang diperoleh berdasarkan perhitungan menggunakan metode RIA saat kondisi tidak terkoneksi DG, SAIFI sebesar 5,018 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 18,327 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,737 jam/gangguan, ENS sebesar 133,359 MWh/tahun, dan AENS sebesar 0,0053 MWh/pelanggan. Indeks keandalan yang diperoleh berdasarkan perhitungan menggunakan metode RIA saat kondisi terkoneksi DG, SAIFI sebesar 3,272 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 12,228 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,652 jam/gangguan, ENS sebesar 86,392 MWh/tahun, AENS sebesar 0,0035 MWh/pelanggan.

Kata Kunci: Distributed Generation (DG), keandalan, Reliability Index Assesment (RIA), ETAP 12.6.

Abstract

Electrical energy is one of the basic needs for society, so the availability of electry energy must be able to balance the need . Feeder MRA01 from Mrica Substation Banjarnegara has 2 Distritributed Generation (DG), that is PLTMH Karangtengah 320 kVA and PLTMH Singgi 200 kVA. Based on data at PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara, feeder MRA01 has been suppressed 4,96 fault / year, with a total length of timeout is 26,43 hours / year. In this research will be discussed the level of reliability index (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS) on feeder MRA01 when the condition is not connected DG and connected DG. The reliability index is calculated using Reliability Index Assessment (RIA) method. The reliability index is calculated using RIA method when condition is not connected DG, SAIFI is 5,018 fault / year, SAIDI is 18,327 hours / year, CAIDI is 3,737 hours / fault, ENS 133,359 MWh / year, AENS 0,0053 MWh / customer. The reliability index is calculated using RIA method when condition is connected DG, SAIFI is 3,272 fault / year, SAIDI is 12,228 hours / year, CAIDI is 3,652 hours / fault, ENS is 86,392 MWh / year, AENS is 0,0035 MWh / customer.

Keywords: Distributed Generation (DG), Reliability, Reliability Index Assessment (RIA), ETAP 12.6.0

1. Pendahuluan

Energi listrik merupakan salah satu kebutuhan utama bagi masyarakat, sehingga ketersediaan energi listrik harus dapat mengimbangi kebutuhan tersebut. Semakin meningkat kebutuhan terhadap energi listrik, maka system tenaga listrik harus memiliki keandalan dalam penyediaan dan penyaluran dayanya pada jaringan distribusi.

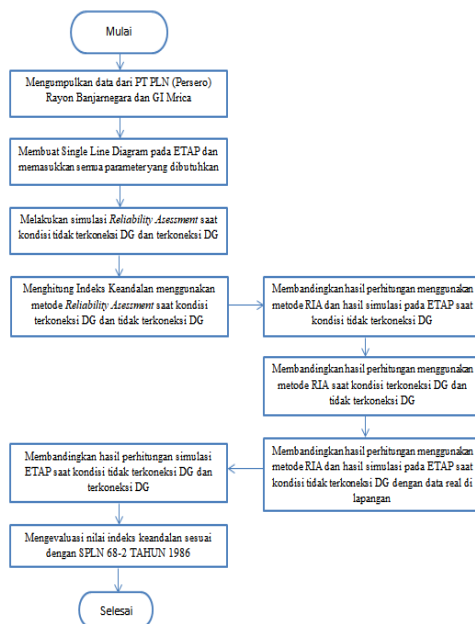
Menurut Roy Billinton dan Ronald N. Allan [1] dalam bukunya yang berjudul "*Reliability Evaluation of Power System*" edisi kedua ada beberapa indeks keandalan yang dapat digunakan untuk mengukur tingkat keandalan suatu sistem distribusi, diantaranya yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, dan AENS. Metode yang digunakan untuk menganalisis keandalan sistem distribusi

pada penelitian ini adalah metode *Reliability Index Assessment* (RIA). Metode RIA adalah sebuah pendekatan yang digunakan untuk memprediksi gangguan pada sistem distribusi berdasarkan topologi sistem dan data-data mengenai keandalan komponen. [2]. Penelitian yang dilakukan oleh Peyman Mazidi dan G. N. Sreenivas dengan judul “*Reliability Analysis of A Radial Distributed Generation Distribution System*” menyatakan bahwa pemanfaatan *Distributed Generation* pada jaringan distribusi dapat meningkatkan keandalan sistem, yaitu dengan mengurangi lamanya waktu padam dan besarnya daya yang tidak tersalurkan[3]. Pada penelitian ini akan menganalisis indeks keandalan dengan pemanfaatan *Distributed Generation* menggunakan metode RIA pada penyulang MRA01.

Penyulang MRA01 menyuplai energi listrik untuk sebagian besar wilayah Kabupaten Banjarnegara. Penyulang MRA01 juga memiliki 2 buah *Distributed Generation* (DG) dengan jenis Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMh). Berdasarkan data PT PLN (Persero) Rayon Banjarnegara, pada tahun 2016 penyulang MRA01 mengalami pemadaman sebanyak 4,96 kali/tahun dengan durasi waktu sebesar 26,43 jam/tahun atau sekitar 1585,8 menit/tahun. Ada beberapa hal yang perlu diketahui sebelum menghitung indeks keandalan yaitu dengan mengetahui standard indeks keandalan pada SUTM radial SPLN 68-2 tahun 1986 dimana untuk nilai SAIFI adalah 3,2 kali/tahun dan SAIDI sebesar 21 Jam/tahun [6].

2. Metode

2.1. Langkah Penelitian



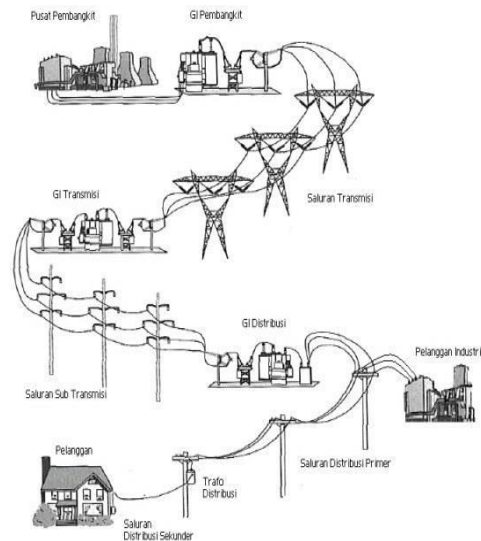
Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Pada penulisan penelitian ini, bertujuan untuk mengetahui besarnya indeks keandalan pada penyulang MRA01 dengan perhitungan menggunakan metode *Reliability*

Index Assesment (RIA) dan dengan menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Objek pembahasan adalah SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS, dan *Distributed Generation* (DG).

2.2. Sistem Kelistrikan

Sistem kelistrikan di Indonesia terbagi menjadi tiga bagian yaitu Sistem Pembangkitan, Sistem Transmisi, dan Sistem Distribusi[4].



Gambar 2. Sistem Tenaga Listrik

2.3. Keandalan

Keandalan merupakan tingkat keberhasilan kinerja suatu sistem atau bagian dari sistem untuk dapat memberikan hasil yang lebih baik pada periode waktu dan dalam kondisi operasi tertentu[5]. Ada beberapa faktor yang harus yang mempengaruhi keandalan yaitu *Mean Time To Failure* (MTTF) dan *Mean Time To Repair* (MTTR), laju kegagalan, dan laju perbaikan.

2.4. Distributed Generation

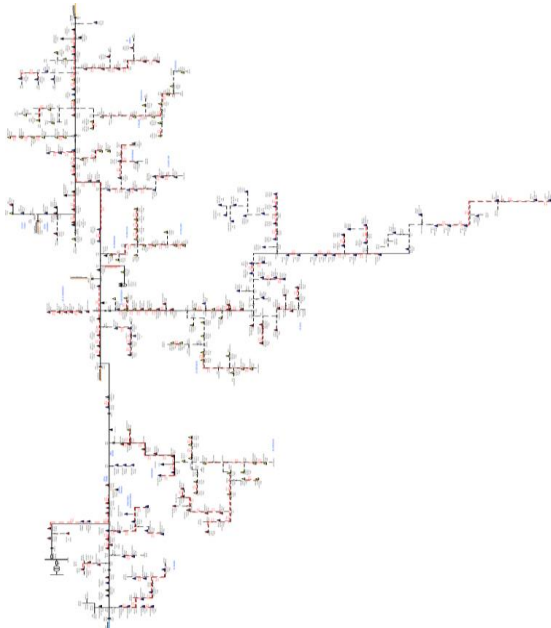
IEEE mendefinisikan *Distributed Generation* sebagai pembangkitan yang menghasilkan energi dalam kapasitas yang lebih kecil dibandingkan pusat-pusat pembangkit konvensional dan dapat dipasangkan hampir pada setiap titik sistem tenaga listrik[7].

Tabel 1. Kategori pembangkitan terdistribusi [8]

Pembangkitan Terdistribusi	Rating
Micro Pembangkit Terdistribusi	1 W < 5 W
Small Pembangkit Terdistribusi	5 kW < 5 MW
Medium Pembangkit Terdistribusi	5 MW < 50 MW
Large Pembangkitan Terdistribusi	50 MW < 300 MW

Penentuan kategori tersebut berfungsi untuk memudahkan dalam pengelompokkan DG, karena masing-masing DG berbeda tergantung dengan sumber energi primernya.

2.5. Data Penelitian



Gambar 3. Single line diagram Penyalang MRA01

Gambar 3 merupakan single line diagram Penyalang MRA01 yang memiliki trafo dengan kapasitas 60MVA.

Tabel 2. Lokasi, kapasitas, dan jumlah pelanggan trafo distribusi penyalang MRA01

No	No. Tiang Trafo	Lokasi	Kapasitas (kVA)
1	MRA01013	Bawang	25
2	MRA01020	Bawang	25
3	MRA01025	Mrica	25
4	MRA01033	Bawang	50
5	MRA01044	Bandingan	50
6	MRA01045	Mantrianom	50
7	MRA01051B002	Bawang	50
8	MRA01051B002S002	Mantrianom	25
9	MRA01051B002S019	Mantrianom	50
10	MRA01051B017	Mantrianom	50
...
...
...
266	MRA01153S307	Duren	25
267	MRA01153S321	K. Jurang	25
268	MRA01153S280	Giritirto	50
TOTAL			11295

Tabel 3. Laju kegagalan komponen sistem distribusi[4]

Komponen	Laju Kegagalan	Repair Time (jam)
Saluran udara	0,2/km/tahun	3
Kabel saluran bawah tanah	0,07/km/tahun	10
Pemutus tenaga	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 4. Data panjang saluran pada penyalang MRA01

No	Komponen	Panjang Penghantar (km)
1	Line1	0,845
2	Line2	0,78
3	Line3	1,3
4	Line4	0,39
5	Line5	0,98
6	Line6	0,13
7	Line7	0,26
8	Line8	0,39
9	Line9	0,26
10	Line10	0,59
11	Line11	0,07
12	Line12	0,13
13	Line13	0,07
14	Line14	0,85
15	Line15	0,13
16	Line16	0,52
17	Line17	0,07
18	Line18	0,59
19	Line19	0,2
20	Line20	0,07
21	Line21	0,46
22	Line22	1,76
23	Line23	0,13
24	Line24	0,11
25	Line25	0,39
26	Line26	0,15
...
...
...
230	Line230	0,46
231	Line231	0,2
232	Line Karangtengah	0,065
233	Cable Singgi	0,1
TOTAL		141,905

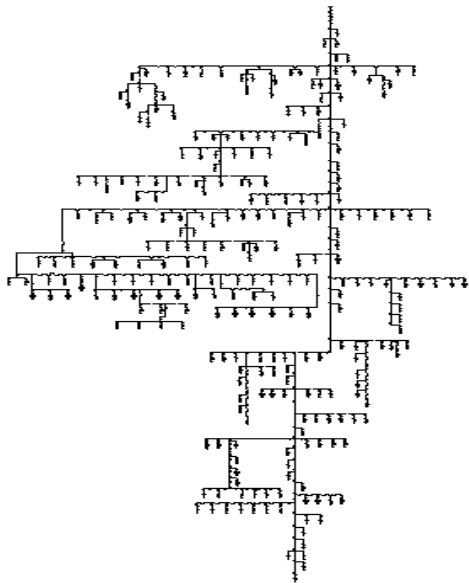
Tabel 5. Data pemadaman pada penyalang MRA01

No	Tanggal	Lama padam (jam)	Jumlah pelanggan padam
1	21 Januari 2016	1,93	24646
2	12 Januari 2016	1,35	24646
3	20 Januari 2016	1,03	24646
4	25 Januari 2016	1,15	24646
5	07 Februari 2016	0,95	24646
6	18 Februari 2016	0,75	24646
7	06 Maret 2016	0,63	24646
8	09 Maret 2016	2,68	24646
9	21 Maret 2016	0,87	24646
10	27 Maret 2016	1,1	24646
11	21 April 2016	1,17	24646
12	21 April 2016	0,71	24646
13	22 April 2016	0,71	24646
14	22 April 2016	0,68	24646
15	25 April 2016	1,36	24646
16	31 Mei 2016	0,86	24646
17	13 Juli 2016	0,78	24646
18	17 Juli 2016	0,41	24646
19	24 Juli 2016	0,81	24646
20	27 Juli 2016	0,81	24646
21	23 September 2016	0,8	24646
22	05 Oktober 2016	0,55	24646
23	26 Oktober 2016	0,68	24646
24	14 November 2016	0,71	24646
25	14 November 2016	0,11	24646
26	24 November 2016	0,33	24646
27	27 November 2016	0,86	24646
28	23 Desember 2016	1,55	24646
TOTAL		26,43	

Pada tabel 5 di atas, penyebab terjadinya pemadaman sebagian besar disebabkan oleh faktor non teknis sebesar 78,56%, sedangkan 21,44% disebabkan oleh kegagalan komponen pada penyulang MRA01.

2.6. Penggambaran Pada ETAP 12.6.0

Penggambaran penyulang MRA01 pada ETAP 12.6.0 ditunjukkan pada gambar 4.



Gambar 4. Penggambaran MRA01 pada ETAP 12.6.0

2.7. Simulasi ETAP

Simulasi untuk menentukan besarnya indeks keandalan menggunakan menu *Reliability Index Assesment* dengan hasil keluaran pada *Reliability Assesment Report* adalah indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS.

3. Hasil dan Analisa

3.1. Saat Kondisi tidak Terkoneksi DG

Pada keadaan 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, dan semua titik beban akan padam.

3.1.1. Perhitungan menggunakan Metode RIA

Indeks keandalan yang akan dihitung menggunakan metode *reliability index assesment* (RIA) yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS pada penyulang MRA01. Langkah perhitungan indeks keandalan adalah menentukan besar laju kegagalan (λ) tiap titik beban (λ_i). Kemudian menentukan besarnya lama gangguan (U) pada tiap titik beban (U_i). Hasil perhitungan laju kegagalan dan lama gangguan tahunan di atas di rekapitulasi dari seluruh titik beban ditampilkan dalam tabel 6.

Tabel 6. Rekapitulasi laju kegagalan dan lama gangguan seluruh titik beban

No	Titik Beban	λ_i (f/year)	U_i (h/year)	L_i (kW)	N
1	Load-1	1,808	7,23	16,79	61
2	Load-2	1,808	7,23	33,58	85
3	Load-3	1,808	7,23	16,79	65
4	Load-4	1,808	7,23	33,58	109
5	Load-5	1,808	7,23	33,58	108
6	Load-6	1,808	7,23	33,58	110
7	Load-7	1,808	7,23	33,58	107
8	Load-8	1,808	7,23	33,58	89
9	Load-9	1,894	7,55	16,79	105
10	Load-10	1,894	7,55	16,79	93
11	Load-11	1,871	7,5	33,58	120
12	Load-12	1,871	7,5	33,58	98
13	Load-13	1,871	7,5	33,58	125
14	Load-14	2,172	8,51	33,58	6
...
...
266	Load-266	4,692	17,59	107,44	1
267	Load-267	4,692	17,59	67,15	83
268	Load-268	4,692	17,59	33,58	113

Setelah laju kegagalan, lama gangguan tahunan, daya pada tiap titik beban (L_i) dan jumlah pelanggan (N) pada setiap titik beban didapatkan, maka selanjutnya dapat dihitung indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS

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

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

$$SAIFI = 5,028 \text{ gangguan/tahun}$$

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

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

$$SAIDI = 18,357 \text{ jam/tahun}$$

c. Perhitungan *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$CAIDI = \frac{18,357}{5,028}$$

$$CAIDI = 3,73 \text{ jam/gangguan}$$

d. Perhitungan *Energy Not Supplied* (ENS)

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

$$ENS = 134350,53 \text{ kWh/tahun}$$

$$ENS = 134,351 \text{ MWh/tahun}$$

e. Perhitungan *Average Energy Not Supplied* (AENS)

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

$$AENS = \frac{279,8103}{24646}$$

$$AENS = 0,0054 \text{ MWh/pelanggan}$$

3.1.2. Hasil Simulasi ETAP

Dari tabel 7 dapat dilihat bahwa berdasarkan hasil simulasi pada ETAP indeks keandalan pada penyulang

MRA01 saat kondisi tidak terkoneksi DG yaitu SAIFI sebesar 5,018 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 18,327 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,737 jam/gangguan, ENS sebesar 133,359 MWh/tahun, dan AENS sebesar 0,0053 MWh/pelanggan

Tabel 7. Indeks keandalan hasil simulasi

SAIFI (f/yr)	SAIDI (hr/yr)	Indeks Keandalan		AENS (MWh/csyrr)
		CAIDI (hr/cs)	ENS (MWh/yr)	
5,028	18,327	3,737	133,359	0,0053

3.2. Saat Kondisi Terkoneksi DG

Pada saat kondisi ini penyulang MRA01 terkoneksi 2 buah DG yang diasumsikan terus menyuplai beban secara bersamaan dengan *substation*. Tetapi DG tidak dapat menyuplai beban pada penyulang MRA01 secara keseluruhan dikarenakan DG memiliki kapasitas daya yang kecil.

3.2.1. Perhitungan menggunakan Metode RIA

Indeks keandalan yang akan dihitung menggunakan metode *reliability index assesment* (RIA) yaitu SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS pada penyulang MRA01. Langkah perhitungan indeks keandalan pada simulasi ETAP adalah menentukan besar laju kegagalan (λ) tiap titik beban (λ_i). Kemudian menentukan besarnya lama gangguan (U) pada tiap titik beban (U_i).

Tabel 8. Rekapitulasi laju kegagalan dan lama gangguan seluruh titik beban

No	Titik Beban	λ_i (f/yr)	U_i (h/year)	L_i (kW)	N
1	Load-1	1,792	7,04	16,79	61
2	Load-2	1,792	7,04	33,58	85
3	Load-3	1,792	7,04	16,79	65
4	Load-4	1,792	7,04	33,58	109
5	Load-5	1,792	7,04	33,58	108
6	Load-6	1,792	7,04	33,58	110
7	Load-7	1,792	7,04	33,58	107
8	Load-8	1,792	7,04	33,58	89
...
...
266	Load-266	0,687	3,57	107,44	1
267	Load-267	0,687	3,57	67,15	83
268	Load-268	0,687	3,57	33,58	113

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

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

$$SAIFI = 3,289 \text{ gangguan/tahun}$$

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

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

$$SAIDI = 12,271 \text{ jam/tahun}$$

c. Perhitungan *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$CAIDI = \frac{12,271}{3,289}$$

$$CAIDI = 3,651 \text{ jam/gangguan}$$

d. Perhitungan *Energy Not Supplied* (ENS)

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

$$ENS = 86887,84 \text{ kWh/tahun}$$

$$ENS = 86,887 \text{ MWh/tahun}$$

e. Perhitungan *Average Energy Not Supplied* (AENS)

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

$$AENS = \frac{86,887}{24646}$$

$$AENS = 0,0035 \text{ MWh/pelanggan}$$

3.2.2. Hasil Simulasi ETAP

Tabel 9. Indeks keandalan hasil simulasi

SAIFI (f/yr)	SAIDI (hr/yr)	Indeks Keandalan		AENS (MWh/csyrr)
		CAIDI (hr/cs)	ENS (MWh/yr)	
3,272	12,228	3,652	86,392	0,0035

Dari tabel 9 dapat dilihat bahwa berdasarkan hasil simulasi pada ETAP indeks keandalan pada penyulang MRA01 saat kondisi terkoneksi DG yaitu SAIFI sebesar 3,272 gangguan/tahun, SAIDI sebesar 12,228 jam/tahun, CAIDI sebesar 3,652 jam/gangguan, ENS sebesar 86,392 MWh/tahun, dan AENS sebesar 0,0035 MWh/pelanggan

3.3. Perhitungan Data di Lapangan

Untuk menghitung indeks keandalan berdasarkan pemadaman yang terjadi dilapangan maka harus diketahui durasi Untuk menghitung indeks SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS berdasarkan pemadaman yang terjadi dilapangan maka harus diketahui durasi gangguan.

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

$$SAIFI = \frac{\text{Jumlah gangguan} \cdot \text{jumlah pelanggan padam}}{\text{Jumlah pelanggan yang dilayani}}$$

$$SAIFI = 4,96 \text{ gangguan/tahun}$$

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

$$SAIDI = \frac{\text{Jumlah gangguan} \cdot \text{jumlah pelanggan padam}}{\text{Jumlah pelanggan yang dilayani}}$$

$$SAIDI = 5,05 \text{ jam/tahun}$$

c. Perhitungan *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

$$CAIDI = \frac{5,05}{4,96}$$

$$CAIDI = 1,018 \text{ jam/gangguan}$$

Untuk menghitung indeks ENS dan AENS maka harus diketahui besarnya daya yang tidak terkirim selama tahun 2016 pada penyulang MRA01. Selain itu juga diperlukan data lama pemadaman yang terjadi pada penyulang MRA 01. Untuk menghitung indeks ENS adalah hasil perkalian daya yang tersambung ke pelanggan dikalikan dengan lama padam yang terjadi selama gangguan. Sedangkan untuk menghitung indeks AENS adalah indeks ENS dibagi dengan jumlah seluruh pelanggan yang teradapat pada penyulang MRA01. Data tersebut dapat dilihat pada tabel 11 berikut.

Tabel 10. Data pemadaman pada penyulang MRA01

No	Tanggal	Lama padam (jam)	Jumlah pelanggan padam
1	21 Januari 2016	1,93	11295
2	12 Januari 2016	1,35	2779
3	20 Januari 2016	1,03	2779
4	25 Januari 2016	1,15	2779
5	07 Februari 2016	0,95	2779
6	18 Februari 2016	0,75	2779
7	06 Maret 2016	0,63	2779
8	09 Maret 2016	2,68	2779
9	21 Maret 2016	0,87	2779
10	27 Maret 2016	1,1	6686
11	21 April 2016	1,17	2779
12	21 April 2016	0,71	11295
13	22 April 2016	0,71	6686
14	22 April 2016	0,68	2779
15	25 April 2016	1,36	6686
16	31 Mei 2016	0,86	2779
17	13 Juli 2016	0,78	2779
18	17 Juli 2016	0,41	2779
19	24 Juli 2016	0,81	6686
20	27 Juli 2016	0,81	6686
21	23 September 2016	0,8	2779
22	05 Oktober 2016	0,55	2779
23	26 Oktober 2016	0,68	2779
24	14 November 2016	0,71	2779
25	14 November 2016	0,11	2779
26	24 November 2016	0,33	2779
27	27 November 2016	0,86	6686
28	23 Desember 2016	1,55	6686
TOTAL		26,43	

d. Perhitungan Energy Not Supplied (ENS)

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

$$ENS = 47043,25 \text{ kWh/tahun}$$

$$ENS = 47,04 \text{ MWh/tahun}$$

e. Perhitungan Average Energy Not Supplied (AENS)

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

$$AENS = \frac{47,04}{24646}$$

$$AENS = 0,0019 \text{ MWh/pelanggan}$$

Tabel 11. Data pemadaman pada penyulang MRA01

No	Tanggal	Lama padam (jam)	Daya Tersambung (kW)
1	21 Januari 2016	1,93	9537
2	12 Januari 2016	1,35	1168,75
3	20 Januari 2016	1,03	1168,75
4	25 Januari 2016	1,15	1168,75
5	07 Februari 2016	0,95	1168,75
6	18 Februari 2016	0,75	1168,75
7	06 Maret 2016	0,63	1168,75
8	09 Maret 2016	2,68	1168,75
9	21 Maret 2016	0,87	1168,75
10	27 Maret 2016	1,1	2018,75
11	21 April 2016	1,17	1168,75
12	21 April 2016	0,71	2018,75
13	22 April 2016	0,71	1168,75
14	22 April 2016	0,68	1168,75
15	25 April 2016	1,36	2018,75
16	31 Mei 2016	0,86	1168,75
17	13 Juli 2016	0,78	1168,75
18	17 Juli 2016	0,41	1168,75
19	24 Juli 2016	0,81	2018,75
20	27 Juli 2016	0,81	2018,75
21	23 September 2016	0,8	1168,75
22	05 Oktober 2016	0,55	1168,75
23	26 Oktober 2016	0,68	1168,75
24	14 November 2016	0,71	1168,75
25	14 November 2016	0,11	1168,75
26	24 November 2016	0,33	1168,75
27	27 November 2016	0,86	2018,75
28	23 Desember 2016	1,55	2018,75
TOTAL		26,43	

3.4. Perbandingan perhitungan menggunakan metode RIA dengan simulasi ETAP

3.4.1. Kondisi tidak Terkoneksi DG

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

Indeks Keandalan	RIA	ETAP
SAIFI (gangguan/tahun)	5,028	5,018
SAIDI (jam/tahun)	18,357	18,327
CAIDI (jam/gangguan)	3,73	3,737
ENS (MWh/tahun)	134,351	133,359
AENS (MWh/pelanggan)	0,0054	0,0053

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 5,028 gangguan/tahun sedangkan pada simulasi ETAP nilai SAIFI sebesar 5,018 gangguan/tahun. Nilai SAIDI menggunakan metode RIA sebesar 18,357 jam/tahun, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 18,327 jam/tahun. Nilai CAIDI menggunakan metode RIA sebesar 3,73jam/gangguan, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 3,737 jam/gangguan. Nilai ENS menggunakan metode RIA sebesar 134,351 MWh/tahun, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 133,359 MWh/tahun. Nilai AENS menggunakan metode RIA sebesar 0,0054 MWh/pelanggan, sedangkan pada simulasi pada ETAP sebesar 0,0053 MWh/pelanggan. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa hasil perhitungan dengan metode RIA dan simulasi ETAP sudah sesuai

dengan teori dan persamaan yang digunakan, perbedaan yang terjadi karena adanya pembulatan pada saat melakukan perhitungan.

3.4.2. Kondisi Terkoneksi DG

Tabel 13. Perbandingan hasil perhitungan menggunakan metode RIA dan hasil simulasi ETAP

Indeks Keandalan	RIA	ETAP
SAIFI (gangguan/tahun)	3,289	3,272
SAIDI (jam/tahun)	12,271	12,228
CAIDI (jam/gangguan)	3,651	3,652
ENS (MWh/tahun)	86,887	86,392
AENS (MWh/pelanggan)	0,0035	0,0035

Dari tabel 13 diatas terlihat bahwa hasil perhitungan dengan menggunakan metode RIA sudah mendekati hasil simulasi pada ETAP, dimana nilai SAIFI menggunakan metode RIA sebesar 3,289 gangguan/tahun sedangkan pada simulasi ETAP nilai SAIFI sebesar 3,272 gangguan/tahun. Nilai SAIDI menggunakan metode RIA sebesar 12,271 jam/tahun, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 12,228 jam/tahun. Nilai CAIDI menggunakan metode RIA sebesar 3,651 jam/gangguan, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 3,652 jam/gangguan. Nilai ENS menggunakan metode RIA sebesar 86,887 MWh/tahun, sedangkan pada simulasi ETAP sebesar 86,392 MWh/tahun. Nilai AENS menggunakan metode RIA sebesar 0,0035MWh/pelanggan, sedangkan pada simulasi pada ETAP sebesar 0,0035 MWh/pelanggan. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa hasil perhitungan dengan metode RIA dan simulasi ETAP sudah sesuai dengan teori dan persamaan yang digunakan.

3.5. Perbandingan hasil perhitungan saat tidak terkoneksi DG dan terkoneksi DG

Tabel 14. Perbandingan hasil perhitungan saat kondisi tidak terkoneksi DG dan terkoneksi DG

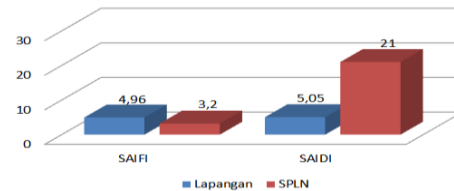
Indeks Keandalan	Tidak Terkoneksi DG	Terkoneksi DG
SAIFI (gangguan/tahun)	5,018	3,272
SAIDI (jam/tahun)	18,327	12,228
CAIDI (jam/gangguan)	3,737	3,652
ENS (MWh/tahun)	133,359	86,392
AENS (MWh/pelanggan)	0,0053	0,0035

Dari tabel 14 diatas terlihat hasil simulasi indeks keandalan saat tidak terkoneksi DG dan terkoneksi DG. Dimana besarnya nilai SAIFI saat tidak terkoneksi DG sebesar 5,018 gangguan/tahun, sedangkan saat terkoneksi DG sebesar 3,272 gangguan/tahun, Nilai SAIDI saat tidak terkoneksi DG sebesar 18,327 jam/tahun, saat terkoneksi DG sebesar 12,228 jam/tahun,. Nilai CAIDI saat tidak terkoneksi DG sebesar 3,737 jam/gangguan, saat terkoneksi DG sebesar 3,652 jam/gangguan,. Nilai ENS saat tidak terkoneksi DG sebesar 133,359 MWh/tahun, saat terkoneksi DG 86,392 MWh/tahun. Nilai AENS saat tidak terkoneksi DG sebesar 0,0053 MWh/pelanggan, saat terkoneksi DG sebesar 0,0035 MWh/tahun. Dari tabel 14

disimpulkan bahwa dengan adanya DG dapat meningkatkan keandalan pada penyulang MRA01.

3.6. Perbandingan SAIFI dan SAIDI Penyulang MRA01 dengan SPLN 68-2 Tahun 1986

Data Lapangan dan SPLN 68-2 1986



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

Dari gambar terlihat bahwa pada tahun 2016 indeks keandalan SAIFI lebih besar dari ketentuan SPLN sedangkan SAIDI lebih kecil dari ketentuan SPLN. Hal ini berarti pada tahun 2016 penyulang MRA01 sering mengalami pemadaman dalam waktu relative tidak lama. Sehingga dapat disimpulkan bahwa penyulang MRA01 belum handal secara sepenuhnya karena frekuensi selama tahun 2016 melebihi ketentuan indeks keandalan yang telah ditetapkan SPLN 68-2 1986. Sedangkan lama pemadaman selama tahun 2016 tidak melebihi ketentuan indeks keandalan yang telah ditetapkan SPLN 68-2 1986.

4. Kesimpulan

Nilai Indeks keandalan SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS saat kondisi terkoneksi DG lebih kecil dibandingkan saat kondisi tidak terkoneksi DG. Hal ini menunjukkan bahwa adanya DG dapat meningkatkan keandalan sistem. Nilai Indeks keandalan SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, dan AENS saat kondisi terkoneksi DG lebih kecil dibandingkan saat kondisi tidak terkoneksi DG. Hal ini menunjukkan bahwa adanya DG dapat meningkatkan keandalan sistem. Pada tahun 2016 penyulang MRA01 dapat dikategorikan belum sepenuhnya handal karena nilai indeks SAIFI melebihi ketentuan SPLN sedangkan nilai indeksSAIDI tidak melebihi ketentuan SPLN

Referensi

- [1]. Billinton, Roy and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems Second Edition*, springer Science+Business Media, New York, 1996.
- [2]. Li, Fangxing, "Distributed Processing of Reliability Index Assessment and Reliability-Based Network Reconfiguration in Power Distribution System", IEEE Transaction on Power Systems, Vol.20, No. 1, pp.231, February, 2005.
- [3]. Mazidi, Peyman and Sreenivas, G. N, *Reliability Analysis of A Radial Distributed Generation System*, Jawaharlal Nehru Technological University Hyderabad, India, 1996.

- [4]. Aziz, Thariq Fathony, *Penentuan Target Indeks keandalan, Drop Tegangan, dan Rugi Daya pada feeder SRL07 GI spondol menggunakan ETAP 7.5.0*, Tugas Akhir, Universitas Diponegoro, Semarang, 2015.
- [5]. Chowdury, Ali A. dan Koval, Don O., *Power Distribution System Reliability*, John Wiley & Sons Inc. Publication, New Jersey, 2009.
- [6]. SPLN 68-2:1986. *Tingkat jaminan sistem tenaga listrik*.
- [7]. Reza, Muhamad. "Stability Analysis of Transmission Systems with High Penetration of Distributed Generation", Disertasi-S3, Technische Universiteit Delft, Delft, Belanda, 2006.
- [8]. Adiatama, S. K. "Analisis Pengaruh Penyambungan Distributed Generation Pada Rugi-Rugi Daya Saluran Distribusi", Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, 2006.