

DAMPAK PEMASANGAN *DISTRIBUTED GENERATION* TERHADAP RUGI-RUGI DAYA

Elias K. Bawan

Program Studi Teknik Listrik FMIPA Universitas Negeri Papua

Jln. Gunung Salju Amban 98314 Manokwari Papua Barat

Email : elias_kondorura@yahoo.com

ABSTRACT - The introduction of distributed generation (DG) onto distribution networks has a significant effect on power system. This effect cannot be characterized as detrimental or beneficial but is dependent on the allocation of DG on each distribution network section. Here the impact of DG on losses has been modeled, facilitating a unique approach to the allocation of DG. This approach has been implemented and tested on sample sections of distribution network and results are presented showing the optimal allocation of DG which improves the efficiency of energy delivery on the distribution network. This paper aims to investigate the impact of distributed generation on distribution system losses. The main objective is to reduce the power losses based on location of DG and size of injection.

Minimizing losses in the system is a delicate balance; one of the key areas is a balance between transmission losses and storage losses. Distributed generation can save on transmission losses and must be carefully designed to ensure that storage and the losses associated are minimized. Distributed generation can be used in niche applications to assist distributed generation and help manage the variability of the transmission grid.

Using application program ETAP 6.0 and the Manokwari electricity distribution system as case study, the results shows that at certain location, the power injection of DG has decrease losses from 240,15 kW to 99,39 kW and more economic than without DG installation. The best location of interconnection is bus 77 from power grid and injection of 85% DG capacity.

Keywords : Distribution System, Distributed Generation, Losses

I. PENDAHULUAN

Pembangkit listrik konvensional pada umumnya didesain dalam skala besar, terpusat, dan dibangun jauh dari pusat beban sehingga membutuhkan jaringan transmisi dan distribusi untuk menyalurkan tenaga listrik. Sistem tenaga listrik konvensional terdiri atas tiga bagian yaitu sistem pembangkitan, transmisi dan distribusi yang berhubungan dengan beban.

Struktur jaringan transmisi dan distribusi yang panjang dari pembangkit ke beban memiliki tingkat resiko alami yang cukup tinggi seperti angin, badai, kilat dan gangguan lainnya. Semakin panjang jaringan maka rugi-rugi daya juga semakin besar sehingga diperlukan upaya-upaya teknis untuk mengurangi rugi-rugi tersebut seperti memperpendek jaringan, *reconductor*, pemasangan gardu sisipan, pemasangan kapasitor, *automatic voltage regulator* (AVR), penggantian konektor dan sebagainya.

Beberapa tahun terakhir, penggunaan pembangkit skala kecil yang terhubung ke sistem distribusi lokal yang sering disebut "*Distributed Generation*" (DG) memberi pengaruh tersendiri dalam sistem tenaga listrik. Karakteristik DG adalah skala kecil biasanya antara 50 kW sampai 400 MW, terdistribusi dan dekat dengan pusat beban (*closed to load*), interkoneksi dengan sistem distribusi, membatasi pembangunan jaringan transmisi dan memiliki aliran daya satu arah. Pembangkit ini ramah lingkungan, membatasi pembangunan jaringan transmisi baru, andal dalam merespon perubahan beban, mengurangi penggunaan bahan bakar fosil, deregulasi dalam pasar kelistrikan dan sejumlah keuntungan lainnya (Viawan, F.A., 2008).

Deregulasi pada sistem tenaga saat ini membawa kecenderungan untuk membangun unit-unit pembangkit yang letaknya tersebar dekat dengan pusat-pusat beban. Unit ini umumnya berkapasitas kecil berbeda dengan kondisi sistem lama yaitu pembangkit berkapasitas besar terletak terpusat (*lumped*). Beroperasinya unit pembangkit tersebar membawa kecenderungan mempengaruhi karakteristik sistem.

CIGRE telah mendefinisikan *Distributed Generation* sebagai semua unit pembangkit dengan kapasitas maksimal berkisar sampai 50 MW dan dipasangkan ke jaringan distribusi. 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. IEA (2002) mendefinisikan *Distributed Generation* sebagai unit-unit yang menghasilkan energi pada sisi konsumen atau dalam jaringan distribusi lokal.

Distributed Generation seringkali disebut juga dengan *on-site generation*, *dispersed generation*, *embedded generation*, *decentralized generation*, atau *distributed energy*. Secara mendasar, DG menghasilkan energi listrik dari beberapa sumber energi yang berkapasitas kecil dan dihubungkan langsung pada jaringan distribusi.

Distributed generation (DG) adalah pembangkit tenaga listrik skala kecil (kapasitas antara 50 kW sampai 400 MW), tersebar, teknologi ramah lingkungan dan terhubung secara langsung ke jaringan sistem distribusi. Istilah DG dikenal berbeda-beda di setiap negara misalnya negara Anglo-Saxon dengan istilah *embedded generation*, *dispersed generation* di Amerika bagian utara, *decentralised generation* di Eropa serta sebagian Asia.

Pepermans, J. dkk (2005) mendefinisikan DG sebagai sebuah pembangkit yang terhubung dalam jaringan transmisi, distribusi atau di sisi pelanggan.

International Council on Large Electric System (1999) mendefinisikan DG sebagai :

- ✓ Pembangkit yang tidak terpusat
- ✓ Biasanya dihubungkan ke jaringan sistem distribusi
- ✓ Kapasitas antara 50 kW sampai 100 MW

Penetrasi DG pada sistem tenaga diperkirakan akan semakin dalam. Uni Eropa sebagai pelopor DG memperkirakan penggunaan DG 12 % dari total pembangkitan pada tahun 2000, 13-18% pada tahun 2010 dan 15-22% pada tahun 2020 (Anonim, 2001). Oleh karena itu perhatian bergeser ke arah mempertimbangkan efek kumulatif pada sistem tenaga akibat adanya level kapasitas DG yang signifikan. Dapat diperkirakan bahwa DG ukuran besar akan memberikan dampak secara global.

Beberapa penelitian tentang dampak pemasangan DG pada sistem pelayanan listrik menunjukkan bahwa DG memberikan dampak positif pada sistem antara lain meningkatkan keandalan suplai sistem, mengurangi rugi-rugi daya, meningkatkan kualitas daya dan sebagainya.

Ray K. Jaganathan dan Tapan K. Saha (2004) menjelaskan bagaimana strategi penempatan DG dalam sistem distribusi sehingga mampu mengurangi rugi daya. Ray dkk, menggunakan metode aturan ibu jari 2/3 tentang lokasi pemasangan dan ukuran kapasitor untuk menentukan lokasi dan ukuran injeksi DG dalam sistem distribusi.

Distributed generation memiliki dampak yang signifikan terhadap rugi-rugi daya yang ditempatkan dekat dengan pusat beban. Unit *distributed generation* seharusnya ditempatkan pada lokasi yang memiliki tingkat rugi daya yang tinggi. Metode ini sama dengan proses penempatan kapasitor untuk mengurangi rugi-rugi daya. Perbedaan keduanya adalah dengan unit *distributed generation* akan mempengaruhi baik daya aktif dan daya reaktif sedangkan untuk pemasangan

kapasitor bank hanya akan mempengaruhi daya aktif.

Pada penyulang yang memiliki rugi daya tinggi, strategi penempatan dan alokasi sejumlah unit distributed generation (10-20% beban penyulang) akan menyebabkan pengurangan rugi daya yang signifikan (R. L. Alvarado, 2001).

- Dengan menghubungkan *distributed generation* pada sistem tenaga akan mengurangi rugi daya.
- Lokasi pemasangan dengan kapasitas yang mampu menurunkan rugi daya paling kecil bila dibandingkan dengan menghubungkan pada lokasi yang berbeda.
- Untuk lokasi yang memiliki rugi daya paling kecil disebut lokasi yang optimal.

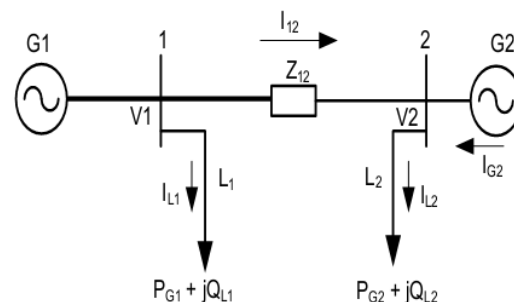
Penempatan DG bisa dilakukan pada gardu induk distribusi dan bisa juga dipasang pada bus-bus yang langsung menyuplai beban. Sebelum memasang perlu dilakukan analisis dampak penempatan DG untuk bus yang berbeda-beda perlu dilakukan untuk menentukan lokasi penempatan yang paling baik.

Penetrasi DG pada sistem tenaga diperkirakan akan semakin dalam. Uni Eropa sebagai pelopor DG memperkirakan penggunaan DG 12 % dari total pembangkitan pada tahun 2000, 13-18% pada tahun 2010 dan 15-22% pada tahun 2020. Oleh karena itu perhatian bergeser ke arah mempertimbangkan efek kumulatif pada sistem tenaga akibat adanya level kapasitas DG yang signifikan. Dapat diperkirakan bahwa DG ukuran besar akan memberikan dampak secara global. Penelitian-penelitian saat ini lebih banyak memperhatikan dampak DG terhadap stabilitas sistem.

Reza, M (2007) melakukan penelitian bahwa Indonesia memiliki potensi DG yang sangat besar. Potensi didasarkan pada dua kategori yaitu *captive power* yang dimiliki oleh pihak swasta atau industri dan letak geografis Indonesia yang mendukung potensi pengembangan energi terbarukan seperti energi geothermal, energi angin dan energi matahari.

Perencanaan sistem tenaga listrik dengan hadirnya *distributed generation* membutuhkan sejumlah faktor yang penting seperti pemilihan teknologi yang tepat, jumlah unit dan kapasitas yang digunakan, lokasi yang terbaik dan cara penyambungan yang benar.

Dampak *distributed generation* dalam operasi sistem tenaga seperti rugi daya, profil tegangan, keandalan dan lainnya membutuhkan evaluasi yang tepat. Pemilihan lokasi dan alokasi kapasitas *distributed generation* merupakan sebuah persoalan optimisasi yang kompleks. Penelitian ini hanya akan berfokus pada strategi penempatan dan alokasi *distributed generation* terhadap rugi daya listrik.



Gambar 1. Diagram satu garis system dua bus

Hubungan antara daya aktif (P), tegangan (V) arus (I) dan sudut fasa antara tegangan dan arus (θ) adalah sebagai berikut :

$$P = |V| |I| \cos \theta \quad \dots 1$$

Daya aktif mengalir ke beban (L_2) dan daya aktif yang mengalir dari generator (G_2) dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$P_{L2} = |V_2| |I_{L2}| \cos \theta_{L2} \quad \dots 2$$

$$P_{G2} = |V_2| |I_{G2}| \cos \theta_{G2} \quad \dots 3$$

Dimana θ dan θ adalah perbedaan sudut fasa antara tegangan V_2 dan arus I_{L2} . Menurut aturan hukum Krichoff Arus, arus I_{L2} (arus yang mengalir pada saluran distribusi antara bus 1 dan 2) dapat dihitung dengan persamaan :

$$I_{L2} = I_{12} + I_{G2} \quad \dots 4$$

Impedansi jaringan sistem distribusi antara bus 1 dan 2 adalah :

$$Z_{12} = Z_{sal} = R_{sal} + jX_{sal} \quad \dots 5$$

Rugi daya (*power losses*) pada saluran distribusi yang menghilang dalam bentuk panas sebanding dengan persamaan :

$$P_{loss} = I_{12}^2 \cdot R_{sal} (kW) \quad \dots 6$$

II. METODOLOGI PENELITIAN

Objek penelitian ini adalah sistem distribusi 20 kV PT. PLN (Persero) Cabang Manokwari dan PLTU Prafi II Manokwari sebagai distributed generation.

2.1 Teknik Pengumpulan Data

Data untuk penelitian ini diambil secara langsung di PT. PLN (Persero) Cabang Manokwari. Jenis data yang diambil adalah :

1. Data impedansi jaringan penyulang Maleo dan Ranting Prafi
2. Data trafo sistem distribusi 20 kV penyulang Maleo dan Ranting Prafi
3. Data beban puncak penyulang Maleo dan Ranting Prafi.
4. Sistem kelistrikan PLTU Prafi II Manokwari

2.2 Perancangan Model system

Perancangan model penelitian dilakukan dengan beberapa tahapan seperti:

1. Membuat model sistem distribusi sebelum penambahan DG
2. Membuat model sistem distribusi sesudah penambahan DG.
 - a. Melakukan interkoneksi sistem distribusi dengan satu unit DG pada bus 25
 - b. Melakukan interkoneksi sistem distribusi dengan satu unit DG pada bus 53
 - c. Melakukan interkoneksi sistem distribusi dengan satu unit DG pada bus 77
 - d. Melakukan interkoneksi sistem distribusi dengan satu unit DG pada bus 103
3. Menentukan kapasitas dan lokasi DG yang terhubung ke jaringan dengan tingkat injeksi

menggunakan persamaan (Knazkins, 2004) :

$$PL = \frac{P_{DG}}{P_{Total \text{ beban}}} \times 100 \% \quad \dots 7$$

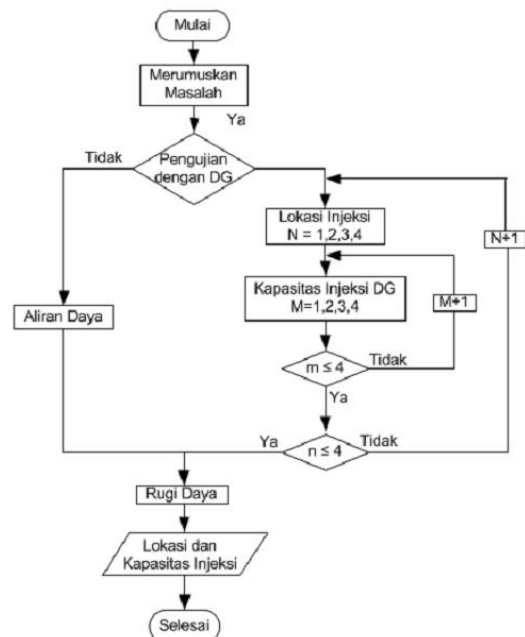
dimana :

P_L adalah tingka penetrasi (injeksi)

P_{DG} adalah daya injeksi DG

4. Melakukan pengujian dengan menggunakan program simulasi ETAP 6.0
5. Mengolah dan menganalisa hasil penelitian.
6. Kesimpulan dan saran

2.3 Diagram Alir Penelitian



Gambar 2. Diagram alir penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

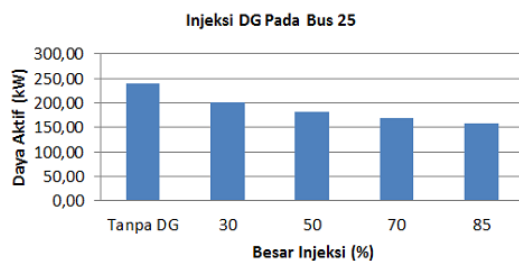
Penyaluran daya listrik dari sumber ke beban melalui jaringan transmisi dan distribusi. Impedansi jaringan dan transformator akan menyebabkan rugi-rugi daya yaitu rugi daya aktif ($I^2 R$) dan rugi daya reaktif ($I^2 X$)

DG dapat mengurangi rugi daya dengan menyediakan lebih banyak suplai daya lokal dibandingkan dengan suplai daya hanya dari saluran transmisi dan distribusi. Bagian ini, akan membahas

bagaimana pengaruh rugi-rugi daya akibat injeksi daya pada setiap bus di sepanjang saluran dengan tiga skenario yaitu injeksi daya 30%, 50%, 70% dan 85% dari kapasitas DG.

3.1 Injeksi DG pada bus 25

Hasil aliran daya tanpa pemasangan unit DG memiliki rugi daya sebesar 376.43 KVA. Setelah pemasangan DG dengan injeksi 30% terjadi penurunan sebesar 8.09% dan terus mengalami penurunan seiring dengan peningkatan besar injeksi.



Gambar 3. Rugi daya akibat injeksi DG pada bus 25

Injeksi DG menyebabkan penurunan rugi daya dan penurunan yang paling kecil terjadi ketika dilakukan injeksi sebesar 85% dengan dengan total rugi daya 158.60 kW atau terjadi penurunan sebesar 33.96 % terhadap tanpa pemasangan DG. Semakin besar injeksi DG maka rugi daya juga mengalami penurunan.

3.2 Injeksi DG pada bus 53

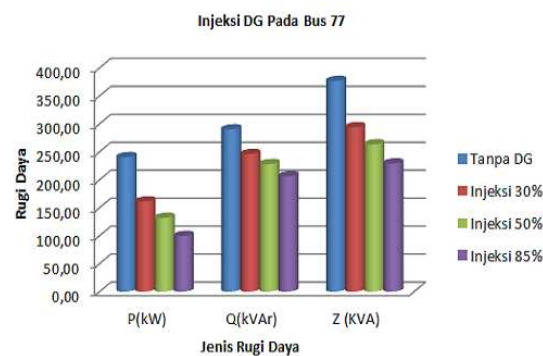
Bila dibandingkan dengan injeksi pada bus 25, terjadi penurunan rugi-rugi daya akibat bertambahnya besar injeksi. Pada injeksi 30% terjadi penurunan sebesar 0.14% demikian juga halnya pada besar injeksi 50%, 70% dan 85%. Semakin besar injeksi maka rugi daya mengalami penurunan.

Tabel 1 berikut ini menunjukkan bahwa rugi daya aktif mengalami penurunan pada setiap injeksi. Masing-masing mengalami penurunan 27.90%, 13.70%, 13.02% dan 8.28% untuk injeksi 30%, 50%, 70% dan 85%.

Tabel 1. Rugi daya akibat injeksi DG pada bus 53

Besar Injeksi (%)	Rugi Daya Injeksi DG Pada Bus 53		
	P(kW)	Q(kVAr)	Z (KVA)
Tanpa DG	240,15	289,87	376,43
30	173,15	264,53	316,16
50	149,43	245,00	286,97
70	129,97	234,96	268,51
85	119,21	227,65	256,97

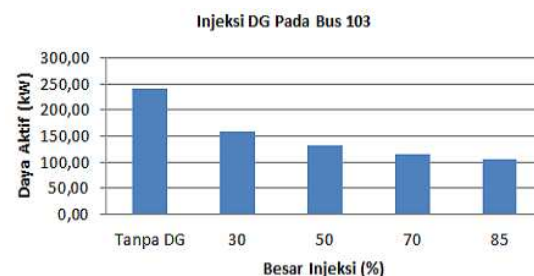
3.3 Injeksi DG pada bus 77



Gambar 4. Rugi daya akibat injeksi DG pada bus 77

Injeksi DG pada sebesar 85% mampu menurunkan rugi daya aktif sebesar 99,39 kW, rugi daya reaktif 206,34 kVar dan rugi daya semu sebesar 229,03 kVA. Mengacu pada teori Jaganathan dkk (2004) tentang lokasi pemasangan DG yang tepat maka skenario inilah yang terbaik dalam menurunkan rugi-rugi daya.

3.4 Injeksi DG pada bus 103



Gambar 5. Rugi daya akibat injeksi DG pada bus 103

Injeksi pada bus 103 dapat menurunkan rugi daya yang besar, bila dibandingkan dengan injeksi pada skenario

lainnya. Persentase penurunan masing-masing dapat dilihat pada gambar 4. Pada lokasi ini, terjadi penurunan rugi daya aktif sebesar 43.27 % bila dibandingkan dengan tanpa pemasangan DG atau penurunan rugi daya total sebesar 60.89%.

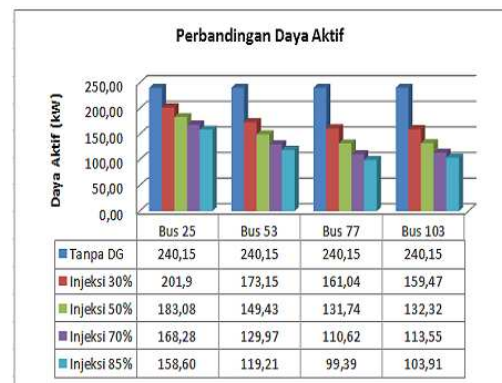
3.5 Perbandingan Rugi Daya Setiap Skenario

Sebelum injeksi DG, sistem memiliki total rugi daya sebesar 240.15 kW. Penginjeksian DG dapat mengurangi rugi daya seiring dengan peningkatan besar injeksi. Semakin besar injeksi daya maka rugi daya juga semakin menurun atau berbanding terbalik. Rugi daya terbesar setelah injeksi adalah pada saat injeksi 30% pada bus 25.

Selain pengaruh besar injeksi, penurunan rugi daya juga dipengaruhi oleh jarak/lokasi injeksi. Lokasi terbaik adalah pada jarak sekitar 2/3 (66.7%) bagian panjang saluran (Wang, Caisheng. dan Nehrir., M. Hashem., 2001). Untuk kasus diatas, penurunan rugi daya yang paling kecil terletak pada bus 77 (65% panjang jaringan) dengan besar injeksi 85%.

Selain pengaruh besar injeksi, penurunan rugi daya juga dipengaruhi oleh jarak/lokasi injeksi. Lokasi terbaik adalah pada jarak sekitar 2/3 (66.7%) bagian panjang saluran (Wang, Caisheng. dan Nehrir., M. Hashem., 2001). Untuk kasus diatas, penurunan rugi daya yang paling kecil terletak pada bus 77 atau 65% panjang jaringan dengan besar injeksi 85%.

Gambar 5 berikut memperlihatkan bahwa injeksi DG sebesar 85% pada bus 77 sebesar 99,39 kW dan lebih kecil dibandingkan pada bus 103 yaitu 103,91 kW. Kondisi ini disebabkan oleh karena pada bus tersebut, DG mulai menyulpai sebagian beban pada grid.



Gambar 6. Perbandingan rugi daya untuk semua skenario.

Gambar 5 diatas memperlihatkan persentase pengurangan rugi-rugi baik komponen aktif, reaktif dan nyata dari berbagai skenario. Pengurangan rugi daya aktif mencapai 15.93% pada injeksi 30% pada jarak pemasangan DG 35 km sedangkan yang terbesar injeksi 85% pada bus 77 dengan nilai 58.61%. Rugi daya reaktif juga mengalami perubahan dari 3.09 % pada skenario pertama dan 29.51% pada skenario terakhir demikian juga halnya dengan rugi daya total berturut-turut dari 8.10 % sampai 39.11%.

Berdasarkan hasil analisa rugi daya serta letak geografis DG maka lokasi yang paling baik untuk pemasangan DG adalah pada bus 77.

Tabel 2. Hasil terbaik dari berbagai skenario

Besar Injeksi	Lokasi Injeksi	Rugi daya		
		P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)
Tanpa DG		240,15	289,87	376,43
85%	Bus 103	103,91	204,32	229,22
	Bus 77	99,39	206,34	229,03

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1 Kesimpulan

Berdasarkan landasan teori, hasil simulasi dan pembahasan dari tulisan ini maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Pemasangan DG pada bus sistem distribusi memberikan pengaruh penurunan rugi daya (*losses*) sistem distribusi tenaga listrik.

2. Lokasi dan besarnya injeksi DG memberikan pengaruh penurunan rugi daya sistem distribusi tenaga listrik.
3. Injeksi pada lokasi bus 77 (65% panjang saluran dari grid) dengan besar injeksi 85% kapasitas DG penurunan rugi daya sebesar dari 240,15 KW menjadi 99,39 KW atau penghematan sebesar 58,61% .

4.2 Saran

Pada kesempatan ini penulis ingin memberikan beberapa saran terkait dengan penelitian ini yaitu:

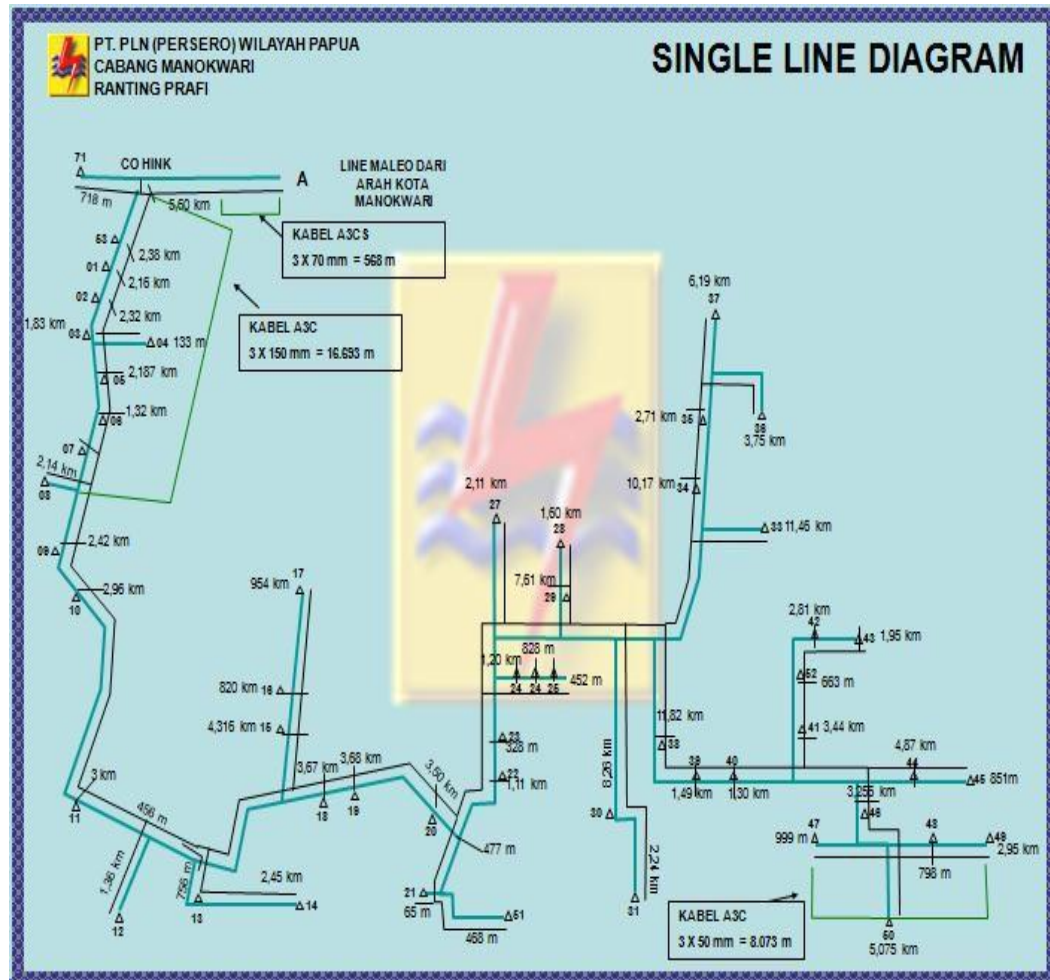
1. Pemerintah dan PLN sebagai penyedia tenaga listrik sebaiknya memberikan perhatian lebih pada pemanfaatan DG dalam industri kelistrikan di Indonesia. Hal ini disebabkan banyaknya dampak positif yang dihasilkan dengan pemanfaatan DG dalam sistem energi listrik baik itu dari sisi teknis, sisi ekonomis maupun dari sisi lingkungan serta dampak-dampak lainnya.
2. Perlu adanya peningkatan penelitian tentang DG yang masih minim dilakukan di Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

- Cheng,C.S., Shirmohammadi, D.,1995,"A Three Power Flow Method For Real-Time Distribution System Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No.2. San Francisco.
- Martinez, L., Gallery, T., Klopota, D., "Impact of Distributed Generation on Distribution Network Protection", ESBI Engineering and Faculty Management, Ireland.
- Jaganathan, R.K., Saha, T.K., 2004," Voltage Stability Analysis of Grid Connected Embedded Generators", Australian Universities Power Engineering Conference, Australia.
- Ramesh,L.,Chowdhury,S.P.,Natarajan,A.A.,Gaunt,C.T.,2009," Minimization of Power Loss in Distribution Networks by Different Techniques", International Journal of Electrical Computer Engineering 2:1.
- Viawan,F.A., 2006," Steady State Operation and Control of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation",Departement of Energy and Environment Chalmers University of Technology, Sweden.
- Thong,V.V., Driesen,J., Belmans,R., 2005,"Interconnection of Distributed Generators and Their Influences on Power Sytem",International Energy Journal Vol.6,No.1 Part 3, Belgium.
- Rehiara, A. B., 2006," Estimasi Pertumbuhan Daya Listrik KabupatenManokwari Dengan Metode Trend Eksponensial," Natural, Vol. 5 No.2.
- Coster,E.J., 2010, " Distribution Grid Operation Including Distributed Generation", Eindhoven University of Technology.
- IEEE, 2003., Standard For Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" 1547 IEEE.
- Anonim, 2001, "'Future COGEN", The European Cogeneration Study. EU-Project № 4.10301/P/99-169/Final Publishable Report, Brussels, 88 p., 2001.
- Institute of Engineering and Technology (IET) (2006) "Distributed Generation: A Factfile provided by Institute of Engineering and Technology". Available at: www.theiet.org/factfiles/energy/distributed-generation.cfm

Apendiks :

Single Line Feeder Maleo Sistem Distribusi 20 kV



Data impedansi kabel Feeder Maleo dan Ranting Prafi

Data Impedansi Kabel dari Pabrikan-IKKI Kabel								
Data Impedansi Kawat/ SPLN 64 Tahun 1985								
mm ²	AAC				AAAC			
	Z ₁ , Z ₂		Z ₀		Z ₁ , Z ₂		Z ₀	
	R ₁	jX ₁	R ₀	jX ₀	R ₁	jX ₁	R ₀	jX ₀
70	0.4202	0.3572	0.5682	1.6447	0.4608	0.3572	0.6088	1.6447
150	0.1961	0.3305	0.3441	1.618	0.2162	0.3305	0.3631	1.618