

ANALISIS KEANDALAN SISTEM PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK PLN REGION 3 TAHUN 2008-2017

Massus Subekti¹⁾, Uno Bintang Sudibyo²⁾, I Made Ardit³⁾
Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia^{1,2,3)}
Kampus Baru UI Depok 16424 Telp. (021) 7270077-78, fax: (021) 7270077
Dosen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Negeri Jakarta¹⁾
E-mail: massussubekti@yahoo.com¹⁾

Abstrak

PLN Region 3 (Jawa Tengah & DIY) merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa Madura Bali (JAMALI) dimana sistem ini disuplai dari beberapa pembangkit dan IBT (Inter Bus Transformer) 150/500 kV. Selain terhubung melalui sistem 500 kV, region-3 juga terhubung dengan region lain melalui sistem 150 kV, hal tersebut memungkinkan terjadinya transfer daya listrik antar region, kondisi ini tentu saja akan mempengaruhi keandalan sistem pembangkit region 3.

Penelitian ini menganalisa keandalan sistem region 3 selama 10 tahun dengan menghitung LOLP dan ENS berdasarkan data perkiraan beban harian dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN. Analisis terbagi dalam 2 skenario, skenario pertama adalah tambahan daya 3x100 MW dan skenario kedua adalah peningkatan kebutuhan daya 4x100 MW dari region 2 dan atau region 4.

Dari kedua skenario, skenario kedua menghasilkan keandalan sistem terburuk, hal ini ditunjukkan dengan LOLP di atas 1 hari/tahun. Guna mendapatkan LOLP di bawah 1 hari/tahun selama 10 tahun ke depan maka harus dilakukan penambahan unit pembangkit baru sebelum tahun 2015. Penambahan PLTU Batubara 2x300 MW pada tahun 2014 dan 2016, menghasilkan LOLP lebih kecil dari 1 hari/tahun. Guna mengantisipasi tingginya LOLP tahun 2008 skenario 2, dilakukan pembatasan peningkatan kebutuhan daya maksimum 200 MW ke region 2 dan atau region .

Kata Kunci : Keandalan, Region 3, Transfer Daya.

PENDAHULUAN

Keandalan merupakan indikator atau tolak ukur unjuk kerja dari suatu sistem pembangkit sekaligus sebagai tingkat jaminan pasokan energi listrik . Besarnya kendalan sistem dapat dilihat dari nilai LOLP (*Loos of Load Probability*) dari sistem yang bersangkutan, nilai LOLP dinyatakan dalam besaran hari per tahun yang berarti berapa hari dalam setahun kemungkinan daya tersedia (*capacity outage*) melampaui besarnya kapasitas cadangan yang ada.

Dilihat dari LDC (*Load Duration Curve*) region 3 (Jawa Tengah & DIY) sebagai bagian dari Jaringan Jawa Bali Madura (JAMALI) memiliki perbedaan cukup signifikan antara beban puncak dengan beban rata-rata sehingga mempunyai *load factor* (LF) yang rendah yakni 72 %, [1] konsumsi listrik pada siang hari relatif lebih kecil jika dibandingkan pada malam hari, hal ini mengindikasikan bahwa kebutuhan energi dari sektor industri (21,1%) relatif kecil jika dibandingkan

dengan konsumsi energi listrik pada sektor rumah tangga (61,5%). [2]

Selain menggunakan sistem 500 kV, jaringan JAMALI juga terhubung dengan sistem 150 kV, hal tersebut memungkinkan terjadinya penyaluran energi listrik antar region, dimana region 3 dapat menerima atau menyalurkan energi ke atau dari region 2 dan 4. dengan kondisi tersebut tentu saja akan berpengaruh terhadap keandalan dari sistem pembangkit di region 3.

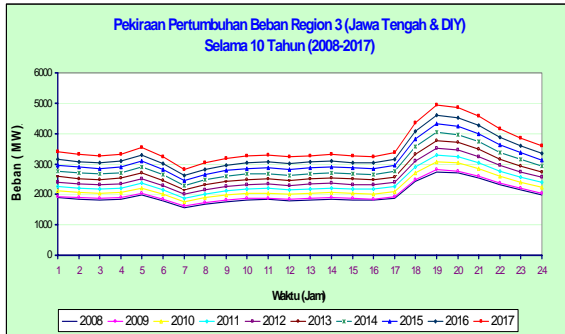
Dari tren tersebut penulis mencoba untuk menganalisa tingkat kendalan sistem pembangkit region 3 selama 10 tahun (2008-2017) dengan jalan menghitung nilai LOLP dan ENS berdasarkan data perkiraan pertumbuhan beban dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN dengan skenario transfer daya antar region

Prosiding Seminar Nasional Teknoin 2008 Bidang Teknik Elektro

Tujuan dari penelitian ini adalah menganalisa tingkat keandalan sistem pembangkit listrik PLN region 3 selama 10 tahun (2008-2017) berdasarkan data perkiraan pertumbuhan beban dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN dan skenario transfer daya antar region 2-3-4 untuk memenuhi tingkat keandalan sistem dengan LOLP sebesar 1 hari/tahun

Beban Dan Pembangkit Region 3

Berdasarkan data PLN,[3] perkiraan pertumbuhan beban harian untuk region 3 selama 10 tahun (2008-2017) dapat diilustrasikan seperti terlihat pada gambar 1.



Gambar 1. Perkiraan pertumbuhan beban harian selama 10 tahun. *Sumber data : Bidang Perencanaan PT PLN (Persero) P3B*

Saat ini region 3 telah memiliki 20 unit pembangkit dan 4 unit Inter Bus Tranformer 150/500 kV, sebagaimana terlihat pada tabel 1.

Tabel.1. Nama, Kapasitas dan FOR Pembangkit.[4]

No	Nama Generator	Kpsitas MW	p	q FOR
1	PLTA Unit 1	111	0,70	0.30
2	PLTA Mrica 1	60	0,98	0.02
3	PLTA Mrica 2	60	0,98	0.02
4	PLTA Mrica 3	60	0,99	0.01
5	PLTU Clacap 1	281	0,82	0.18
6	PLTU Clacap 2	281	0,90	0.10
7	PLTP Dieng	50	0,85	0.15
8	Trafo Ungar 1	400	0,99	0.01
9	Trafo Ungar 2	400	0,99	0.01
10	Trafo Pedan 1	400	0,99	0.01
11	Trafo Pedan 2	400	0,99	0,01
12	PLTU Tbrok 1	42	0,88	0.12
13	PLTU Tbrok 2	42	0,87	0.13
14	PLTU Tbrok 3	105	0,75	0.25
15	PLTGU Tbrok 1	100	0,69	0.31
16	PLTGU Tbrok 2	100	0,90	0.10
17	PLTGU Tbrok 3	100	0,99	0.01
18	PLTGU Tbrok 4	152	0,92	0.08
19	PLTGU Tbrok 5	100	0,99	0.01

20	PLTGU Tbrok 6	100	0,89	0.11
21	PLTGU Tbrok 7	100	0,84	0.16
22	PLTGU Tbrok 8	152	0,99	0.01
23	PLTG Clacap 1	20	0,95	0.05
24	PLTG ilacap 2	20	0,99	0.01
Total		3636		

Sumber data : Bagan Analisis & Evaluasi, Bidang Operasi Siserm PT PLN (Persero), PT PLN (Persero) P3B

Rencana Penambahan Pembangkit & Ibt Baru

Sampai dengan tahun 2017, PLN telah berencana melakukan penambahan pembangkit dan IBT untuk wilayah region 3 sebagaimana terlihat pada table 2. Khusus pada PLTU Pacitan dengan kapasitas 2 x 300 MW, karena PLTU ini dibangun untuk mensupplay region 3 dan 4, maka pada penelitian ini diasumsikan bahwa PLTU Pacitan hanya mensupplay region 3 sebesar 300 MW (dibagi dua dengan region 4)

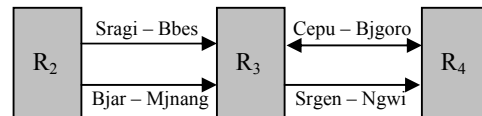
Tabel.2. Rencana Penambahan Pembangkit oleh PLN.[3]

PEMBANGKIT/ IBT 150/500 kV	TAHUN			
	2009	2010	2011	2013
PLTU REMBANG (MW)	600			
IBT RAWALO (MVA)	500			
PLTU PACITAN* (MW)		600		
PLTP DIENG (MW)			60	
IBT PEMALANG (MVA)				500

Sumber data :Bidang Perencanaan PT PLN (Persero) P3B

Transfer Daya Antar Region

Keandalan sistem pembangkit di region 3 selain dipengaruhi oleh kapasitas pembangkit, FOR, biaya bahan bakar, pertumbuhan beban, juga dipengaruhi oleh adanya transfer daya antar region melalui jaringan transmisi 150 kV. Pada wilayah barat, region 3 telah terhubung dengan region Jawa Barat melalui transmisi Brebes – Sunyaragi untuk wilayah utara dan transmisi Banjar-Majenang untuk wilayah selatan. Untuk wilayah timur, region 3 telah terhubung dengan region Jawa Timur & Bali melalui transmisi Cepu-Bojonegoro untuk wilayah utara dan transmisi Sragen-Ngawi untuk wilayah selatan.



Gambar 2. Jaringan transmisi antar region 2, 3, dan 4

Transfer daya antar region ini terjadi disamping karena kemungkinan teknis seperti perbaikan, umumnya guna menanggulangi kekurangan pasokan daya pada wilayah-wilayah tertentu yang jauh dari IBT 500 MW,

sehingga arah tranfer umumnya dipengaruhi oleh seberapa dekat GI dekat dengan IBT, seperti untuk wilayah barat tranfer dari Sunyaragi ke Brebes karena GI Sunyaragi lebih dekat dengan IBT Mandirancang 2 x 500 MW dibandingkan GI Brebes dengan IBT Ungaran. Hal tersebut juga berlaku untuk dari Banjar ke Majenang, karena Banjar lebih dekat dengan IBT Tasikmalaya 1 x 500 MW. Pada wilayah timur tranfer umumnya dari arah Sragen ke Ngawai karena Sragen lebih dekat dengan IBT Pedan & IBT Ungaran 2 x 500 MW, sedangkan pada Cepu - Bojonegoro umumnya masih dua arah

Berdasarkan kapasitas penghantar, transmisi antar region ini memiliki kapasitas maksimum 200 MW per penghantar, dengan 2 penghantar untuk masing-masing transmisi, namun karena sifatnya hanya meng-kaver kekurangan pasokan pada wilayah tertentu maka tranfer tersebut umumnya masih di bawah kapasitas maksimum. Oleh karena itu, maka pada penelitian ini akan digunakan 100 MW untuk mensimulasikan keandalan sistem pembangkit region 3 selama 10 tahun sampai dengan tahun 2017.

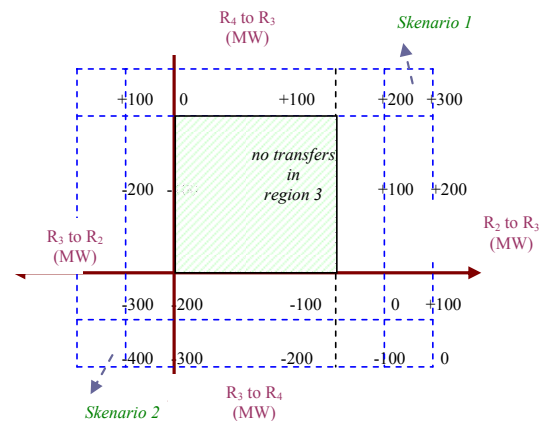
METODOLOGI PENELITIAN

Metode yang digunakan adalah kajian pustaka dan simulasi dengan tahapan sebagai berikut :

1. Melakukan studi literatur untuk mengumpulkan landasan teori
2. Mengumpulkan data-data pembangkitan dan beban meliputi kapasitas pembangkit, biaya pembangkitan, *Force Outage Rates* (FOR), perkiraan pertumbuhan beban dan data-data lain yang menunjang.
3. Menghitung tingkat keandalan sistem pembangkit selama 10 tahun berdasarkan data perkiraan pertumbuhan beban dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN
4. Menghitung tingkat keandalan sistem pembangkit selama 10 tahun dengan memasukan skenario transfer daya antar region
5. Membandingkan tingkat keandalan sistem pembangkit berdasarkan data perkiraan pertumbuhan beban dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN dengan skenario transfer daya antar region
6. Menentukan besarnya tambahan pasokan daya pada masing-masing skenario untuk memenuhi tingkat keandalan sistem pembangkit
7. Membandingkan besarnya tambahan pasokan daya pada masing-masing skenario untuk dapat menentukan besarnya pasokan daya yang tepat untuk region 3 selama 10 tahun
8. Menyusun kesimpulan

Skenario Tranfer Daya

Kemungkinan terjadinya tranfer daya antara region 3 dengan region 2 dan 4 dapat diilustrasikan sebagaimana terlihat pada gambar 3



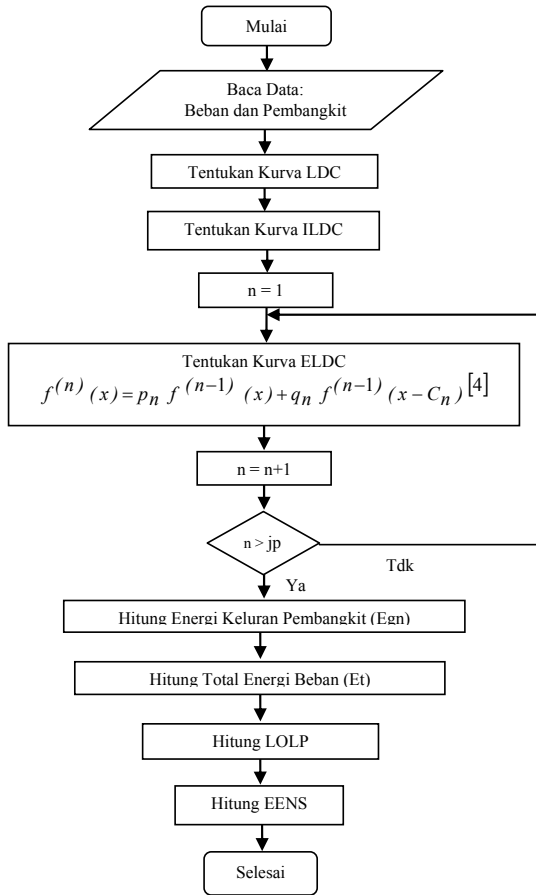
Gambar.3. Ilustrasi tranfer daya region 3

Pada gambar 3, daerah di sebelah kanan bujur sangkar (region 3) menunjukkan kemungkinan adanya tranfer daya dari region 2 ke region 3 sebesar 2 x 100 MW dan sebelah kiri menunjukkan kemungkinan adanya tranfer daya dari region 3 ke region 2 sebesar 2 x 100 MW. Daerah di bagian atas menunjukkan kemungkinan adanya tranfer daya dari region 4 ke region 3 sebesar 1 x 100 MW dan bagian bawah menunjukkan kemungkinan adanya tranfer daya dari region 3 ke region 4 sebesar 2 x 100 MW. Dengan pertimbangan kondisi terekstrim, maka skenario penelitian ini dirumuskan sebagai berikut:

1. Skenario 1, keandalan sistem pembangkit listrik PLN region 3 jika ada tambahan daya sebesar 3 x 100 MW di jaringan 150 kV baik dari region 2 dan atau region 4 untuk 10 tahun ke depan
2. Skenario 2, keandalan sistem pembangkit listrik PLN region 3 jika ada peningkatan kebutuhan daya sebesar 4 x 100 MW di jaringan 150 kV baik dari region 2 dan atau region 4 untuk 10 tahun ke depan

Diagram Alir Program

Flowchart perhitungan dengan metode Konvolusi dapat dilihat pada gambar 4 di bawah ini.



Gambar 4. Diagram alir program

HASIL PERHITUNGAN MATLAB

Pada penelitian ini digunakan program Matlab dalam perhitungan LOLP, EENS, energi beban dan energi generator dengan metode konvolusi. Berdasarkan data perkiraan pertumbuhan beban dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN region 3 serta skenario transfer daya antar region, maka dapat dihasilkan nilai indeks keandalan (LOLP) dalam hari/tahun, Energi Not Serve (ENS), energi beban dan energi generator dalam MWh untuk data perencanaan PLN dan 2 skenario tranfer daya antar region selama 10 tahun (2008-2017).

Dengan mengasumsikan bahwa nilai LOLP < 1 hari per tahun sebagai batas keandalan sistem pembangkit, maka dari hasil perhitungan data perencanaan PLN, skenario 1 dan 2 menunjukkan bahwa nilai indeks keandalan (LOLP) region 3 telah masuk dalam kategori tidak handal masing-masing pada tahun 2016-2017, 2017, dan 2015-2017.

Tabel.3. Hasil Perhitungan Matlab

Tahun	LOLP (Hari/Th)		
	Data PLN	Skenario 1	Skenario 2
2008	0,173398	0,010305	4,186218
2009	0,000164	0,000007	0,008214
2010	0,000260	0,000012	0,010879
2011	0,001190	0,000064	0,040539
2012	0,009062	0,000587	0,229705
2013	0,003071	0,000198	0,084851
2014	0,028645	0,002287	0,548306
2015	0,242320	0,025065	3,066369
2016	1,588499	0,226870	12,074958
2017	8,775824	1,945715	33,485149

ANALISA DAN PEMBAHASAN

Dengan menggabungkan ketiga grafik LOLP di atas, maka akan didapatkan perbandingan nilai indeks keandalan LOLP pada ketiga kondisi tersebut sebagaimana terlihat terlihat pada gambar 5.



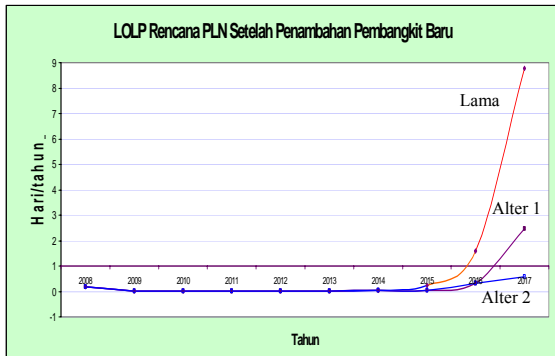
Gambar 5. Perbandingan Nilai indeks LOLP

Berdasarkan gambar 5, skenario peningkatan kebutuhan daya sebesar 4 x 100 MW (skenario 2) menghasilkan indeks keandalan terburuk, karena terdapat 4 dari 10 tahun (2008, 2015, 2016 dan 2017) nilai indeks LOLP yang telah melewati batas ambang (1 hari/tahun). Sedangkan skenario penambahan daya 3 x 100 MW (skenario 1) menghasilkan nilai indeks keandalan terbaik, karena hanya terdapat 1 dari 10 tahun (2017) nilai indeks LOLP yang telah melewati batas ambang.

Untuk mendapat LOLP ≤ 1 hari per tahun dapat dilakukan dengan penambahan unit pembangkit baru, dengan pertimbangan biaya pembangkitannya (236 Rp/kWh) PLTU batubara merupakan alternatif yang baik, sedang untuk pembangunan PLTP kapasitasnya terlalu kecil dan PLTA karena terbatasnya potensi air yang ada. Khusus pada skenario 2 tahun 2008, karena tidak memungkinkan lagi membangun pembangkit baru, langkah yang dapat dilakukan adalah membatasi besarnya tranfer daya yang terjadi.

Berdasarkan Data Pln

Berdasarkan hasil perhitungan, nilai indeks LOLP data perencanaan PLN tahun 2016 dan 2017 menghasilkan tingkat keandalan yang buruk. Upaya yang dapat dilakukan untuk memperbaiki tingkat keandalan tersebut adalah dengan menambah pembangkit PLTU Batubara baru dengan 2 alternatif yaitu penambahan sebesar 300 MW pada tahun 2015 (alternatif 1) atau 300 MW pada tahun 2015 dan 2017 (alternatif 2). Dengan asumsi FOR 0,08, maka didapatkan nilai indeks LOLP yang baru sebagaimana terlihat pada gambar .



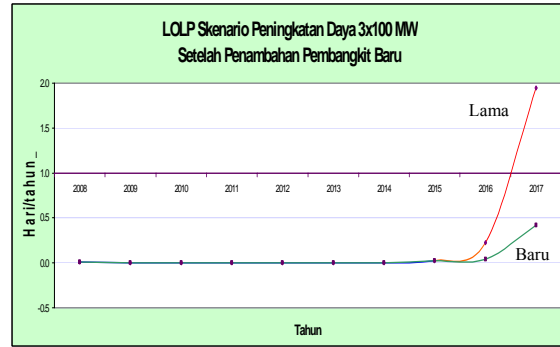
Gambar 6. Nilai indeks LOLP berdasarkan data PLN yang telah ditambah dengan pembangkit baru

Berdasarkan gambar 6 terlihat bahwa alternatif pertama masih menyisakan LOLP di atas 1 hari/tahun yakni pada tahun 2017, sedangkan alternatif kedua seluruhnya di bawah 1 hari/tahun, sehingga dapat disimpulkan bahwa dengan penambahan pembangkit PLTU baru 300 MW pada tahun 2015 dan 2017 dapat menekan indeks LOLP di bawah 1 hari/tahun selama 10 tahun ke depan.

Skenario Penambahan Daya 3 X 100 MW

Berdasarkan hasil perhitungan, nilai indeks LOLP skenario penambahan daya sebesar 3 x100 MW menghasilkan tingkat keandalan yang buruk. Salah satu upaya yang dapat dilakukan untuk memperbaiki tingkat keandalan tersebut adalah dengan menambah pembangkit baru PLTU Batubara sebesar 300 MW pada tahun 2016 sebagaimana terlihat pada gambar 7.

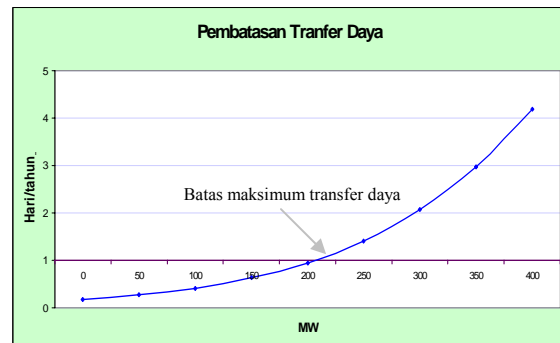
Berdasarkan gambar 7 dapat disimpulkan bahwa dengan menambahkan pembangkit PLTU Batubara baru 300 MW pada tahun 2016 dapat menekan indeks LOLP di bawah 1 hari/tahun. Grafik pergeseran nilai indeks LOLP skenario 1 yang telah ditambah dengan pembangkit baru.



Gambar 7. Nilai indeks LOLP skenario 1 yang telah ditambah dengan pembangkit baru

Skenario Peningkatan Kebutuhan Daya 4 X 100 MW

Khusus pada tahun 2008, karena tidak memungkinkan lagi membangun pembangkit baru, langkah yang dapat dilakukan adalah dengan membatasi besarnya tranfer daya yang terjadi (besarnya peningkatan kebutuhan daya). Dengan mensimulasikan pengurangan transfer daya dari 400 MW sampai 0 MW, maka akan dihasilkan data sebagaimana terlihat pada gambar 8.



Gambar 8. Pergerakan nilai indeks LOLP terhadap besarnya peningkatan kebutuhan daya

Berdasarkan gambar 8, untuk mengantisipasi rendahnya tingkat keandalan di region 3, maka khusus pada tahun 2008 batas maksimum peningkatan kebutuhan daya adalah 200 MW lewat dari itu akan mengakibatkan keandalan sistem menjadi buruk. Sedangkan untuk memperbaiki tingkat keandalan pada tahun 2015, 2016 dan 2017 dapat dilakukan dengan menambah pembangkit PLTU Batubara baru dengan 4 alternatif yaitu alternatif pertama hanya menambahkan sebesar 300 MW pada tahun 2014, alternatif kedua menambahkan sebesar 300 MW pada tahun 2014 dan 2016, alternatif ketiga menambahkan sebesar 300 MW pada tahun 2014 dan 2x300 MW pada tahun 2016, serta alternatif keempat menambahkan sebesar 2x300 MW pada tahun 2014 dan 2x300 MW pada tahun 2016

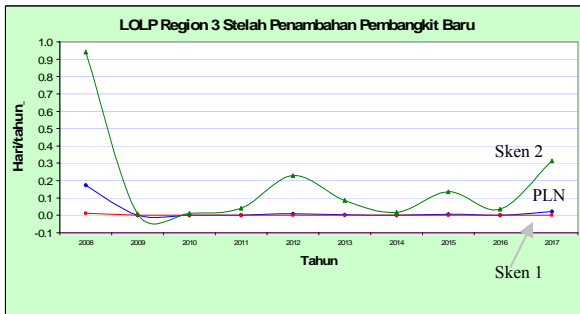
Prosiding Seminar Nasional Teknoin 2008 Bidang Teknik Elektro

menghasilkan nilai indeks LOLP yang baru sebagaimana terlihat pada gambar 9.



Gambar 9. Nilai indeks LOLP skenario 2 yang telah ditambah dengan pembangkit baru

Berdasarkan gambar 9, alternatif keempat merupakan pilihan yang tepat karena dapat menekan LOLP di bawah 1 hari/tahun. Dengan menggunakan perencanaan pada skenario peningkatan kebutuhan daya 4 x 100 MW yang menambah PLTU Batubara 2 x 300 MW pada tahun 2014 dan 2016 sebagai acuan untuk penambahan pembangkit, maka akan dihasilkan nilai LOLP baru' sebagaimana terlihat pada gambar 10.



Gambar 10. Nilai indeks LOLP ketiga kondisi yang telah ditambah dengan pembangkit baru'

Berdasarkan gambar 10, maka dapat disimpulkan bahwa penambahan PLTU Batubara 2 x 300 MW pada tahun 2014 dan 2016 pada perencanaan PLN dan kedua skenario menghasilkan nilai indeks LOLP di bawah 1 hari/tahun

KESIMPULAN

1. Dari kedua skenario, skenario penambahan daya 3 x 100 MW (skenario 1) menghasilkan nilai indeks keandalan terbaik, sedangkan skenario peningkatan kebutuhan daya sebesar 4 x 100 MW (skenario 2) menghasilkan indeks keandalan terburuk, hal tersebut terlihat dari seberapa banyak nilai LOLP di atas 1 hari/tahun
2. Untuk mendapat LOLP lebih kecil dari 1 hari/tahun selama 10 tahun ke depan maka harus dilakukan penambahan unit pembangkit baru sebelum tahun 2015.

3. Penambahan PLTU Batubara 300 MW tahun 2015 dan 2017 (alternatif 2) pada data PLN dapat menekan laju kenaikan LOLP tahun 2015, 2016 dan 2017 masing-masing menjadi 0,041628 hari/tahun, 0,329775 hari/tahun, dan 0,570602 hari/tahun. Sedangkan pada skenario 1, penambahan 2 x 300 MW pada tahun 2016 dapat menekan laju kenaikan LOLP pada tahun 2016 dan 2017 masing-masing menjadi 0.038981 hari/tahun dan 0.417712 hari/tahun. Pada skenario 2, penambahan 2 x 300 MW pada tahun 2014 dan 2016 (alternatif 4) dapat menekan laju kenaikan LOLP pada tahun 2014 sampai 2017 masing-masing menjadi 0,017261 hari/tahun, 0,135336 hari/tahun, 0,034887 hari/tahun, 0,313967 1 hari/tahun
4. Guna mengantisipasi tingginya nilai LOLP khusus pada tahun 2008 skenario 2, dapat dilakukan dengan membatasi peningkatan kebutuhan daya maksimum 200 MW.
5. Dengan penambahan PLTU Batubara 2 x 300 MW di tahun 2014 dan 2016 pada kedua skenario dan rencana PLN, menghasilkan nilai LOLP lebih kecil dari 1 hari/tahun..

DAFTAR PUSTAKA

- [1] PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban. *Faktor Beban Distribusi Se Jawa-Bali Tahun 2007*, Diakses 14 Januari 2008, dari http://www.pln-jawa-bali.co.id/~fbkontrib/lf_2007.jpg
- [2] PT. PLN (persero) Pusat. Data Statistik Publik: Daya Tersambung per Kelompok Pelanggan. Diakses 14 Januari 2008, dari <http://202.162.220.3/statistik/statistik.asp>
- [3] PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban, Bidang Perencanaan.
- [4] PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban, Bidang Operasi Sistem, Bagian Analisis & Evaluasi.
- [5] X . Wang , J.R. McDonald. (1994). *Modern Power System Planning* (Internatinal Edition). McGraw Hill, Singapore.