

Tinjauan Keandalan Kondisi Kontingensi Jaringan Tenaga Listrik 150 Kv Sub Sistem Aceh

**Juara Mangapul Tambunan^{1*}; Cristin Natalia Sinaga¹; Vira
Damayanti¹; Theresa Aprian Putri Situmorang¹**

1. Fakultas Ketenagalistrikan dan Energi Terbarukan, Institut Teknologi PLN
Menara PLN, Jl. Lingkar Luar Barat Lantai 2, RT.1/RW.1, Duri Kosambi, Cengkareng,
Jakarta Barat, DKI Jakarta 11750, Indonesia

*Email: juara.mangapul@itpln.ac.id

Received: 23 July 2024 | Accepted: 16 Desember 2024 | Published: 24 Desember 2024

ABSTRACT

The electric power system must be able to deliver electrical energy reliably and safely in both normal and fault conditions. To meet these needs, a system security analysis is needed which aims to see how reliable and secure the system is when a disturbance occurs. In this study, contingency analysis is used which is a test or system modeling for any disturbances that occur. The aim is to carry out a contingency analysis on the 150 kV transmission conductor of the Aceh Subsystem assisted by the DigSILENT PowerFactory 15.1 software. The results of the analysis using the performance index method for the first largest order are the Birun – Samalanga channel 116.675%, while for the Newton Rapson method the buses that experience operating permit limits are Banda Aceh 134.5 kV, Ulee Kareng 134.6 kV and Krueng Raya 134, 6 kV and channels that exceed operating limits are Arun – Birun I 82.84%, Birun – Samalanga 64.73 %, Samalanga – Sigli 60.80 %, Sigli – Jantho 57.27 % and Jantho – Banda Aceh 54.76 %. The solution used is load shedding for contingency 3 undervoltage conditions, carried out on a Banda Aceh load of 20 MVA. After the load shedding solution was carried out, there were no buses that experienced undervoltage, namely Banda Aceh 138.2 kV, Ulee – Kareng 138.1 kV and Krueng – Raya 138.1 kV. For overload conditions, a power reduction solution is carried out, where the reduced generating power is the power generation at PLTMG Arun I, for contingency 1 of 5.25 MW per unit and contingency 2 of 2.75 per unit. The results of this solution resulted in no overloaded channels, namely Arun - BirunI 49.08 %, Birun - Samalanga 47.41 % and Samalangan - Sigli 43.55 %.

Keywords: Index Performance, Overload, Contingency, Load Sheading, Generator Sheading

ABSTRAK

Sistem tenaga listrik harus dapat menyalurkan energi listrik secara andal dan aman baik dalam kondisi normal maupun kondisi gangguan. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut maka diperlukan analisis keamanan sistem yang bertujuan untuk melihat bagaimana keandalan dan keamanan sistem tersebut ketika adanya gangguan yang terjadi. Pada penelitian ini digunakan analisis kontingensi yang merupakan pengujian atau pemodelan sistem pada setiap gangguan yang terjadi. Tujuannya adalah untuk melakukan analisis kontingensi pada penghantar transmisi 150 kV Subsistem Aceh dibantu dengan software DigSILENT PowerFactory 15.1. Hasil dari analisis dengan metode performansi indeks untuk urutan terbesar pertama adalah saluran Birun – Samalanga 116,675%, sedangkan untuk metode Newton Rapson didapat bus yang mengalami batas ijin operasi adalah

Banda Aceh 134,5 kV, Ulee Kareng 134,6 kV dan Krueng Raya 134,6 kV dan saluran yang melewati batas operasi adalah Arun – Birun I 82,84 %, Birun – Samalanga 64,73 %, Samalanga – Sigli 60,80 %, Sigli – Jantho 57,27 % dan Jantho–Banda Aceh 54,76 %. Solusi yang digunakan yakni melakukan load shedding untuk kondisi undervoltage kontingensi 3, dilakukan pada beban Banda Aceh sebesar 20 MVA.

Kata kunci: Performansi Indeks, Overload, Kontingensi, Load Sheading, Generator Sheading

1. PENDAHULUAN

Sistem tenaga listrik merupakan sekelompok pusat listrik, gardu induk dan pusat beban yang dimana saling terhubung pada jaringan transmisi yang disebut sebagai kesatuan interkoneksi. Peranan utama pada sistem tenaga listrik adalah untuk memberikan serta menyediakan energi listrik secara terus menerus kepada beban dengan memiliki keandalan dan keamanan. Keandalan dan keamanan sistem dibutuhkan ketika adanya gangguan yang terjadi seperti hubung singkat, lepasnya unit pembangkit, lepasnya saluran transmisi dan hilangnya elemen sistem secara tiba-tiba sehingga menyebabkan adanya perubahan pada saluran transmisi, seperti perubahan arus, tegangan dan aliran daya. Apabila gangguan yang terjadi mengakibatkan perubahan yang besar atau telah melewati batas operasi sistem, maka keadaan tersebut merupakan pelanggaran yang dapat mengakibatkan pemadaman total (*system blackout*) seperti pelepasan berturut-turut yang terjadi pada sistem [1].

Dengan adanya gangguan tersebut perlu dilakukan analisis aliran daya pada gangguan kontingensi (terlepasnya satu komponen) pada sistem. Analisis kontingensi dilakukan dengan simulasi gangguan pada suatu saluran transmisi dan menyelidiki pengaruh gangguan tersebut terhadap busbar dan aliran daya. Hasil analisis yang dilakukan dipergunakan sebagai pedoman untuk mengidentifikasi komponen yang lemah, komponen yang lemah tersebut seperti bus dan saluran transmisi. Komponen tersebut lemah dikarenakan terdapat tegangan yang lebih atau melewati batas operasi dan terdapat pembebanan lebih atau kritis. Setelah komponen yang lemah tersebut telah diidentifikasi maka akan dilakukan perbaikan, gunanya untuk menjadikan agar sistem ketika beroperasi keandalan dan keamanannya selalu terjaga. Berdasarkan gangguan dan permasalahan yang terjadi, maka diperlukan analisis kontingensi untuk sistem tenaga listrik pada saluran transmisi 150 kV. Subsistem Aceh bertujuan supaya keandalan dan keamanan sistem ketika beroperasi dapat terjaga. Sehingga penulis tertarik untuk melaksanakan penelitian mengenai “Kajian Analisis Peristiwa Kontingensi Pada Jaringan Transmisi 150 kV Sub Sistem Aceh” dimana analisis ini dilakukan dengan menggunakan software DIGSILENT POWER FACTORY 15.1[4] [5].

2. METODE/PERANCANGAN PENELITIAN

2.1. Pengumpulan Data

Pada penelitian ini, data yang diperlukan untuk membuat sebuah pemodelan *one line diagram* pada *DigSILENT PowerFactory* 15.1 adalah sebagai berikut: [5].

1. Konfigurasi sistem interkoneksi subsistem Aceh 150 kV, yaitu gambar sistem satu garis yang menunjukkan adanya sistem yang interkoneksi atau *single line diagram*.
2. Data mengenai jenis saluran dimana di dalamnya terdapat informasi mengenai luas penampang saluran, panjang saluran, I nominal penghantar, jenis pemasangan saluran dan tegangan pada saluran tersebut.
3. Data mengenai transformator. Data yang diperlukan untuk mengisi parameter generator adalah mengenai kapasitas dan tegangannya.
4. Data beban, yaitu untuk mengetahui besarnya beban yang akan dijadikan sebagai bahan penelitian, beban tersebut dapat berupa beban puncak, rata rata atau secara *real time*.

Keempat data utama di atas digunakan untuk membuat diagram satu garis pada program *DigSILENT PowerFactory* 15.1. Program tersebut merupakan hal yang paling penting dalam meneliti untuk membantu menghitung bahkan mensimulasikan suatu keadaan pada sistem tenaga listrik.

2.2. ANALISIS DATA

Apabila data telah berhasil didapatkan, maka dilanjut dengan membuat rancangan dan kerangka penelitian yang dirancang seperti: [5].

1. Membuat pemodelan pada sistem tenaga listrik Subsistem Aceh 150 kV pada software *DigSILENT PowerFactory* 15.1.
2. Menginput data seperti generator, beban, saluran dan yang lainnya.
3. Penginputan data selesai maka dilakukan analisis aliran data pada sistem tersebut pada keadaan normal.
4. Melakukan kontingensi dengan cara pemilihan kontingensi dengan metode performansi indeks.
5. Pemilihan kontingensi didapat dan dilakukan kontingensi, analisis aliran daya pada sistem saat keadaan kontingensi.
6. Dari hasil analisis aliran daya tersebut, dilihat saluran atau busbar mana yang berada di luar batas ijin operasi standar PLN.
7. Selesai dilakukan kontingensi dan didapat hasil saluran serta busbar yang berarti diluar batas ijin standar PLN maka dilakukan perbaikan pada sistem yang *overload* ataupun *undervoltage* dengan cara pelepasan beban atau pengurangan daya pembangkit.
8. Melakukan simulasi aliran daya dan dilakukannya perbaikan atau solusi pada sistem yang *overload* atau *undervoltage* dan dilihat apakah sistem tersebut sudah berada dalam operasi ijin standar PLN.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Hasil Aliran Daya Untuk Tegangan 150 kV

Menurut standar PLN Nomor 37 Tahun 2008 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Sumatera mengenai standar tegangan, tegangan sistem harus dipertahankan tidak boleh melebihi 10% (*over voltage*) dan tidak boleh kurang 10% (*under voltage*) [9] [10].

Tegangan tiap-tiap bus yang ada di Subsistem Aceh sudah sesuai dengan standar tegangan yang telah ditetapkan oleh PLN.

3.2. Pengelompokan Kontingensi

Analisis kontingensi dari sistem interkoneksi Subsistem Aceh 150 kV menghasilkan daftar urutan dari saluran yang terpenting sampai saluran yang tidak berpengaruh terhadap sistem bila saluran itu lepas. Dimana daftar urutan kelompok kontingensi dapat diperlihatkan data-data saluran, performansi indeks (PI), dan kontingensi dimulai dari yang terbesar. Berikut urutan 16 tertinggi performansi indeks pada kontingensi (N-1) Subsistem Aceh 150 kV [4]. Birun – Samalanga dengan performansi indeks 116,575 % pada kontingensi Birun – Sigli menempati urutan pertama. Dilanjut dengan urutan kedua yaitu Samalanga – Sigli dengan performansi indeks 107,434 % pada Birun – Sigli. Dan di urutan yang keenambelas yaitu Ulee Kareng – Krueng I dengan performansi indeks terkecil yaitu

4,143 % pada Ulee Kareng – Krueng II.

Tabel 1. Hasil Performansi Indeks

Urutan	Saluran	PI (%)	Kontingensi
1	Birun – Samalanga	116,575 %	Birun – Sigli
2	Samalanga – Sigli	107,434 %	Birun – Sigli
3	Sigli – Jantho	97,914 %	Sigli – Banda Aceh
4	Jantho – Banda Aceh	90,795 %	Sigli – Banda Aceh
5	Arun – Birun I	75,532 %	Arun – Birun II
6	Lhokseumawe – Arun1 I	35,635 %	Lhokseumawe – Arun1 II
7	Panthon Labu – Lhokseumawe	17,459 %	Langsa - Lhokseumawe
8	Langsa – Gidie	16,530 %	Langsa - Lhokseumawe
9	Birun – Takengon I	15,350 %	Birun – Takengon II
10	Langsa – Tualang Cut I	15,295 %	Langsa – Tualang Cut II
11	Nagan Raya – Blang Pidie I	13,094 %	Nagan Raya – Blang Pidie II
12	Gidie – Panthon Labu	9,637 %	Langsa - Lhokseumawe
13	Nagan Raya – Meulaboh I	8,196 %	Nagan Raya – Meulaboh II
14	Banda Aceh – Ulee Kareng I	7,312 %	Banda Aceh – Ulee Kareng II
15	Nagan Raya – Sigi I	5,450 %	Nagan Raya – Sigi II
16	Ulee Kareng – Krueng Raya I	4,143 %	Ulee Kareng – Krueng Raya II

3.3. Simulasi Kontingensi (N-1) Untuk Melihat Saluran Interkoneksi Yang Mengalami Gangguan

Hasil simulasi kontingensi pada *software* ETAP 12.6 yang dilakukan akan memperlihatkan adanya *busbar* yang melewati batas ijin operasi dan saluran yang mengalami kelebihan kapasitas pembebanan, [4] [5].

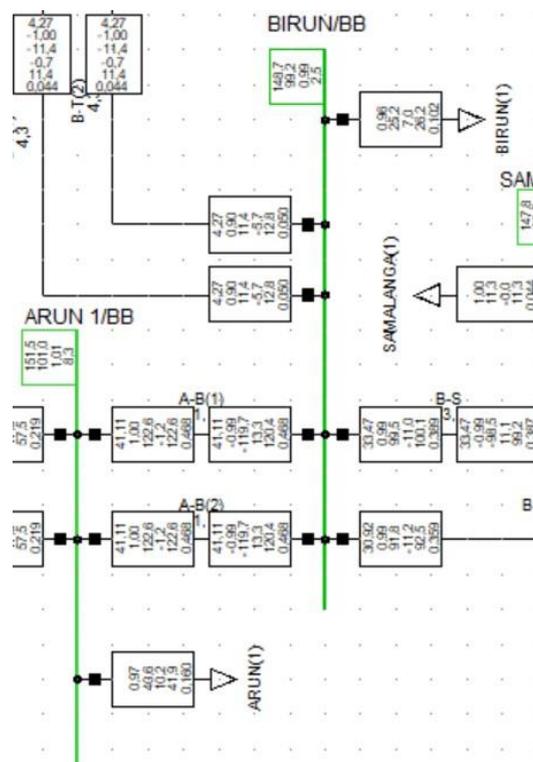
Tabel 2. Hasil Bus dan Saluran yang Melewati Batas Operasi

No	Kontingensi Saluran	Melewati Batas Operasi	
		Bus	Saluran
1	Langsa – Tualang Cut	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
2	Langsa - Lhokseumawe	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
3	Langsa – Gidie	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
4	Gidie – Panthon Labu	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
5	P. Labu - Lhokseumawe	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
6	Lhokseumawe - Arun	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
7	Arun – Birun	135 kV – 150 kV	Arun – Birun I 82,84 %
8	Birun – Takengon	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
9	Birun – Sigli	135 kV – 150 kV	Birun-Samalanga 64,74% Samalanga–Sigli 60,81%
10	Sigli – Banda Aceh	Banda Aceh 134,7 kV Ulee Kregng 134,6 kV Kruengng Raya 134,6 kV	Sigli – Jantho 57,19 % Jantho – Banda Aceh 54,72 %
11	Banda Aceh – Ulee Kareng	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
12	Ulee Kareng – K. Raya	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
13	Sigli – Nagan Raya	135 kV – 150 kV	≤ 50 %
14	Nagan Raya – Blang Pidie	135 kV – 150 kV	≤ 50 %

Tabel 2 diatas menunjukkan busbar dan saluran transmisi yang melewati batas operasi dari hasil simulasi pada saat kontingensi (N-1) pada interkoneksi 150 kV Subsistem Aceh. Busbar Banda Aceh, Ulee Kreng dan Krueng Raya melewati batas izin operasi. Saluran Arun – Birun I, Birun – Samalanga, Samalanga Sigli dan Birun - Sigli melewati *rate* beban yang mampu disalurkanannya ketika dilakukan kontingensi (N-1) saluran transmisi.

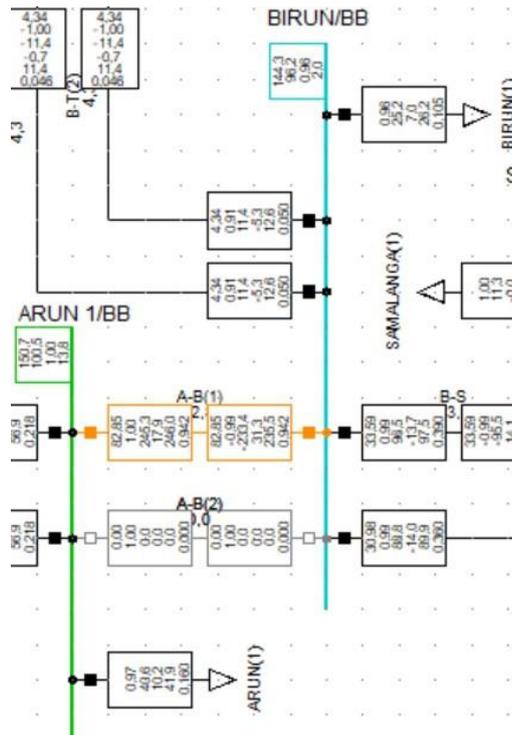
3.4. Simulasi Kontingensi Saluran (N-1)

1. Kontingensi saluran transmisi Arun – Birun II (Kontingensi I)



Gambar 1. Kondisi Normal Saluran Arun – Birun

Pada kontingensi 1 ini saluran transmisi dari Arun – Birun mengalami gangguan pada salah satu sirkit. Transmisi Arun – Birun merupakan transmisi dengan sirkit ganda. Kondisi kontingensi terjadi dimana saluran transmisi Arun – Birun II keluar dari sistem atau lepasnya satu saluran transmisi (*line outage*). Hal ini menyebabkan salah satu saluran mengalami pembebanan lebih.



Gambar 2. Kondisi Kontingensi Saluran Arun - Birun II

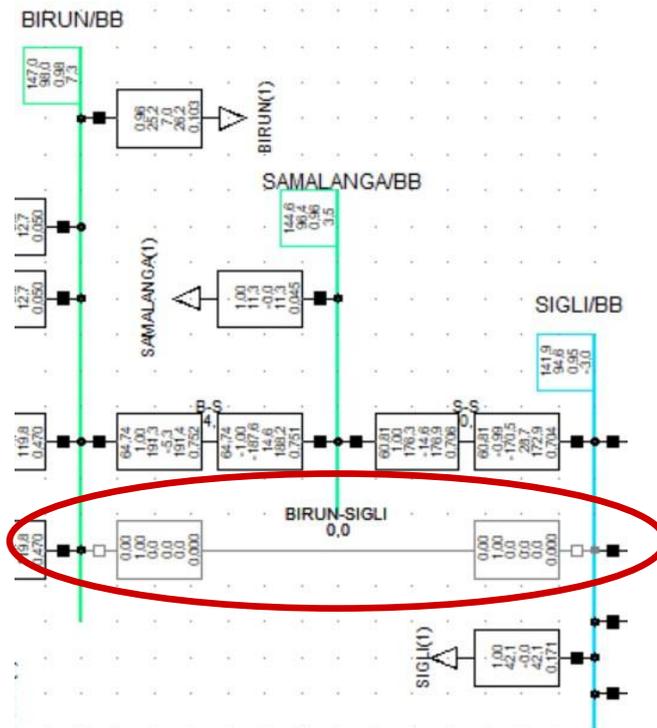
Tabel 3. Simulasi Arun - Birun II

Kondisi	Saluran Transmisi	Inom (A)	I (A)	P (MW)	%
Normal	Arun – Birun I	1250	468	122,6	41,11
	Arun – Birun II	1250	468	122,6	41,11
Kontingensi	Arun – Birun I	1250	942	245,3	82,84
	Arun – Birun II	1250	-	-	-

Dapat diketahui bahwa saluran Arun - Birun mengalami pembebanan sebesar 245,3 MW (82,85%) setelah mengalami kontingensi saluran Arun – Birun II.

2. Kontingensi saluran transmisi Birun – Sigli (Kontingensi 2)

Pada kontingensi 2 ini saluran transmisi dari Birun - Sigli mengalami gangguan. Transmisi Birun -Sigli merupakan transmisi dengan sirkit yang terhubung secara paralel antara saluran Birun – Samalanga dan Samalanga Sigli. Kondisi kontingensi terjadi dimana saluran transmisi Birun – Sigli keluar dari sistem atau lepasnya satu saluran transmisi (*line outage*). Hal ini menyebabkan saluran yang lain mengalami pembebanan lebih.

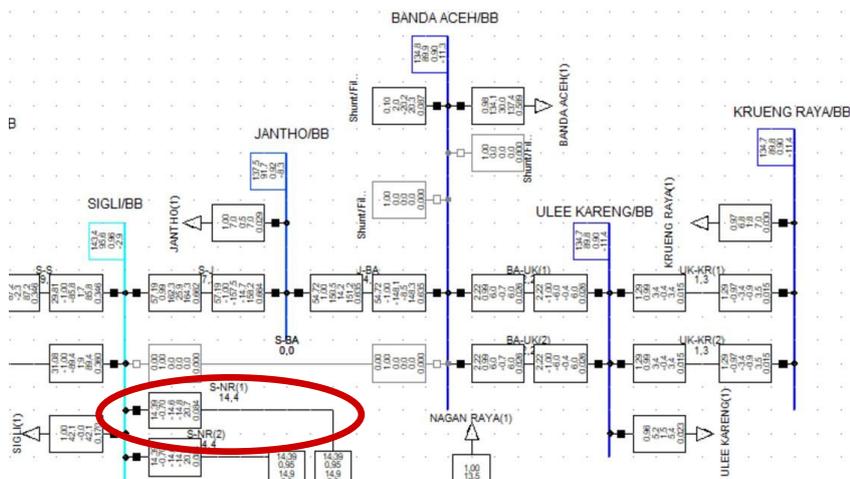


Gambar 3. Kondisi Kontingensi Saluran Birun – Sigli

Dapat diketahui bahwa terdapat dua saluran yang mengalami pembebanan lebih yakni Birun – Samalanga sebesar 191,3 MW (64,74%) dan Samalanga – Sigli sebesar 176,3 MW (60,81%) setelah mengalami kontingensi pada saluran Birun – Sigli [4].

3. Kontingensi saluran transmisi Sigli – Banda Aceh (Kontingensi 3)

Jika dilakukan kontingensi terhadap saluran transmisi Sigli – Banda Aceh maka akan terjadi *drop* tegangan pada busbar Banda Aceh, Ulee Kareng dan Krueng Raya serta menyebabkan pembebanan lebih pada saluran Sigli – Jantho dan Jantho – Banda Aceh.



Gambar 4. Kondisi Kontingensi Saluran Sigli - Banda Aceh

Tabel 4. Hasil Simulasi Sigli - Banda Aceh untuk Busbar

Kondisi	Bus	Tegangan Bus (kV)	Tegangan Bus (pu)
Normal	Sigli	146,5	0,9766
	Banda Aceh	143,3	0,9553
	Ulee Kareng	143,3	0,9553
	Krueng Raya	143,2	0,9546
Kontingensi	Sigli	143,4	0,956
	Banda Aceh	134,7	0,898
	Ulee Kareng	134,6	0,897
	Krueng Raya	134,6	0,897

Dapat diketahui bahwa bus Banda Aceh, Ulee Kareng dan Krueng Raya mengalami *undervoltage* yang bernilai 0,8986 pu, 0.8980 pu, dan 0.8980 pu setelah mengalami kontingensi saluran Sigli – Banda Aceh, [4] [5].

Hasil simulasi kontingensi Sigli – Banda Aceh didapat hasil untuk saluran yang mengalami pembebanan lebih. Dapat diketahui bahwa terdapat saluran yang mengalami pembebanan lebih yakni Sigli – Jantho sebesar 162,3 MW (57,19%) dan Jantho – Banda Aceh sebesar 150,5 MW (54,72%) setelah mengalami kontingensi pada saluran Sigli – Banda Aceh.

3.5. Solusi Kontingensi Saluran (N-1)

1. Untuk drop tegangan dengan cara pelepasan beban atau *load shedding*

Solusi *load shedding* dilakukan pada simulasi kontingensi yang mengalami drop tegangan pada setiap busbar nya. Pada solusi *load shedding* ini dilakukan pengurangan beban dengan melakukan beberapa kali percobaan sehingga nantinya busbar dapat beroperasi sesuai dengan standar yang telah ditentukan [4].

Tabel 5. Solusi Perbaikan Untuk Drop Tegangan pada Busbar

Kondisi	Bus	Tegangan Bus (kV)	Tegangan Bus (pu)
Sebelum <i>Load shedding</i>	Sigli	143,4	0,956
	Banda Aceh	134,7	0,898
	Ulee Kareng	134,6	0,897
	Krueng Raya	134,6	0,897
Setelah <i>Load shedding</i>	Sigli	145,1	0,967
	Banda Aceh	138,2	0,921
	Ulee Kareng	138,1	0,920
	Krueng Raya	138,1	0,920

2. Solusi kontingensi untuk *overload* saluran dengan cara mengurangi daya pembangkit

Pada kasus ini terjadi pada kontingensi 1 dan kontingensi 2 dimana terdapat saluran yang mengalami *overload* akibat adanya saluran yang keluar dari sistem. Untuk melakukan perbaikan pada saluran tersebut maka dilakukan pengurangan

daya pada pembangkit penyuplai terbesar yang berada didekat saluran tersebut. Dengan demikian perbaikan yang dilakukan yakni:

a. Pengurangan daya pembangkit kontingensi 1

Pada kontingensi 1 ini terjadi *overload* pada saluran Arun – Birun I yang disebabkan karena adanya saluran yang terlepas pada sistem yakni saluran Arun -Birun II. Untuk pengurangan daya pembangkit pada saluran ini adalah daya pembangkit PLTMG Arun 1. Dilakukannya pengurangan pada PLTMG Arun 1 dikarenakan PLTMG Arun 1 merupakan penyuplai terbesar untuk saluran Arun – Birun tersebut. Pengurangan daya pembangkit untuk kontingensi 1 adalah sebesar 5,25 MW per unit. Dari hasil pengurangan daya pembangkit tersebut didapatkan hasil sebagai berikut :

Tabel 6. Solusi Perbaikan Saluran Kontingensi 1

Kondisi	Saluran	Inom (A)	I (A)	P (MW)	%
PLTMG Arun 8,5 MW perunit	Arun – Birun I	1.250	942	245,3	82,84
	Arun – Birun II	1.250	-	-	-
PLTMG Arun 3,25 MW perunit	Arun – Birun I	1.250	558	145,5	49,08
	Arun – Birun II	1.250	-	-	-

Setelah dilakukannya pengurangan daya pembangkit pada PLTMG Arun 1 sebesar 5,25 MW per unit maka saluran Arun – Birun I tidak mengalami *overload* lagi dikarenakan nilai arus yang mengalir pada saluran menurun.

b. Pengurangan daya pembangkit kontingensi 2

Pada kontingensi 2 ini terjadi *overload* pada saluran Birun – Samalanga dan Samalanga – Sigli yang disebabkan karena adanya saluran yang terlepas pada sistem yakni saluran Birun - Sigli. Untuk pengurangan daya pembangkit pada saluran ini adalah daya pembangkit PLTMG Arun 1. Dilakukannya pengurangan pada PLTMG Arun 1 dikarenakan PLTMG Arun 1 merupakan penyuplai terbesar untuk saluran Birun – Samalanga dan Samalanga – Sigli tersebut. Pengurangan daya pembangkit untuk kontingensi 2 adalah sebesar 2,75 MW per unit. Dari hasil pengurangan daya pembangkit tersebut didapatkan hasil sebagai berikut:

Tabel 7. Solusi Perbaikan Saluran Kontingensi 2

Kondisi	Saluran	Inom (A)	I (A)	P (MW)	%
PLTMG Arun 8,5 MW per unit	Birun – Sigli	638	-	-	-
	Birun - Samalanga	638	752	191,3	64,74
	Samalanga – Sigli	638	706	176,3	60,81
PLTMG Arun 5,75 MW per unit	Birun – Sigli	638	-	-	-
	Birun - Samalanga	638	551	141,3	47,41
	Samalanga – Sigli	638	506	128	43,55

Setelah dilakukannya pengurangan daya pembangkit pada PLTMG Arun 1 sebesar 2,75 MW per unit maka saluran Birun – Samalanga dan Samalanga – Sigli tidak mengalami *overload* lagi dikarenakan nilai arus yang mengalir pada saluran tersebut menurun.

Setelah dilakukannya perbaikan untuk kontingensi 1 sampai dengan kontingensi 3 maka tidak ada lagi saluran yang mengalami *overload* ataupun busbar yang mengalami drop tegangan. Dengan begitu nilai performansi indeks untuk saluran juga akan berubah yakni sebagai berikut:

Tabel 8. Nilai Performansi Indeks Setelah Perbaikan

Urutan	Saluran	PI (%)	Kontingensi
1	Birun - Samalanga	86,106 %	Birun – Sigli
2	Sigli - Jantho	84,159 %	Sigli – Banda Aceh
3	Samalanga - Sigli	78,001 %	Birun – Sigli
4	Jantho – Banda Aceh	77,884 %	Sigli – Banda Aceh
5	Arun – Birun I	44,802 %	Arun – Birun II
6	Lhokseumawe – Arun1 I	35,635 %	Lhokseumawe – Arun1 II
7	Panthon Labu - Lhokseumawe	17,459 %	Langsa - Lhokseumawe
8	Langsa - Gidie	16,530 %	Langsa - Lhokseumawe
9	Birun – Takengon I	15,350 %	Birun – Takengon II
10	Langsa – Tualang Cut I	15,295 %	Langsa – Tualang Cut II
11	Nagan Raya – Blang Pidie I	13,094 %	N. Raya – Blang Pidie II
12	Gidie – Panthon Labu	9,637 %	Langsa - Lhokseumawe
13	Nagan Raya – Meulaboh I	8,196 %	N. Raya – Meulaboh II
14	Banda Aceh – Ulee Kareng I	7,312 %	B. Aceh – Ulee Kareng II
15	Nagan Raya – Sigi I	5,450 %	Nagan Raya – Sigi II
16	Ulee Kareng – Krueng Raya I	4,143 %	Ulee Kareng – K. Raya II

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa terdapat perubahan nilai performansi indeks pada saluran Birun – Samalanga, Sigli – Jantho, Samalanga – Sigli, Jantho – Banda Aceh dan Arun – Birun I. Sebelum dilakukannya perbaikan pada kontingensi, saluran Birun – Samalanga adalah saluran yang memiliki nilai performansi indeks terbesar yaitu 116,575 % dan setelah dilakukan perbaikan nilai performansi indeks berubah menjadi 86,106 % [2] [3] [8].

3.6. Analisis perbandingan kondisi pra kontingensi dengan pasca kontingensi

Dapat dilihat bahwa ada perbedaan kondisi pra-kontingensi dengan kondisi pasca-kontingensi dimana saat pasca-kontingensi yang memiliki bus dengan *undervoltage* dan saluran yang mengalami *overload*, sedangkan pada kondisi pra-kontingensi semua bus masih batas ijin SPLN. Hal ini disebabkan oleh berkurangnya suatu transmisi yang mengakibatkan bertambah besarnya arus yang mengalir pada konduktor lainnya ataupun mengakibatkan kurangnya daya yang disuplai ke ujung beban.

3.7. Analisis drop tegangan pasca-kontingensi

Pada simulasi terlihat bahwa terjadinya drop tegangan dikarenakan semakin naiknya besar arus yang mengalir pada suatu penghantar. Dimana arus yang semakin

besar yang mengalir pada saluran panjang akan mengakibatkan drop tegangan yang semakin besar pula. Dari hal tersebut dilakukan solusi *Load shedding* guna mengurangi permintaan beban pada suatu bus, sehingga daya yang menyuplai mencukupi beban dan sekaligus mengurangi arus yang mengalir pada saluran tersebut.

3.8. Analisis *overload* pasca kontingensi

Pada simulasi yang dilakukan terjadinya *overload* pada saluran disebabkan karena saluran sebelum mengalami kontingensi awalnya harus menyalurkan atau mengirimkan daya ke grid, tetapi ketika salah satu saluran mengalami kontingensi (N-1) maka saluran akan menyalurkan daya yang lebih besar dikarenakan daya yang sebelumnya disalurkan oleh dua saluran tetapi ketika terjadi kontingensi daya dialirkan hanya dengan satu saluran. Karena hal tersebut maka solusi untuk *overload* dilakukan dengan cara pengurangan daya pembangkitan. Daya pembangkitan yang dikurangi adalah PLTMG Arun 1 dikarenakan PLTMG Arun 1 yang berperan besar dalam penyaluran yang mengalami *overload* tersebut [2] [3] [8].

3.9. Analisis perubahan urutan performansi indeks (PI)

Perubahan urutan performansi indeks saat ada tidaknya *overload* pada saluran disebabkan karena berkurangnya daya yang mengalir pada saluran setelah pengurangan daya pembangkitan PLTMG Arun. Saluran yang berubah performansi indeksnya (PI) yaitu saluran Birun – Samalanga, Sigli – Jantho, Samalanga – Sigli, Jantho – Banda Aceh dan Arun – Birun I [8] [9] [10].

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pembahasan simulasi dan analisis yang dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil analisa aliran daya Subsistem Aceh 150 kV pada saat kondisi normal masih berada pada standar operasi PLN. Untuk tegangan berada pada $\pm 10\%$ dari 150 kV dan untuk pembebanan saluran berada dibawah 50 %.
2. Setelah dilakukannya simulasi kontingensi (N-1) pada sistem transmisi 150 kV Subsistem Aceh terdapat saluran yang mengalami *overload*. Saluran yang mengalami *overload* adalah saluran Arun – Birun I sebesar 82,84 %, Birun – Samalanga sebesar 64,73 %, Samalanga – Sigli sebesar 60,80 %, Sigli – Jantho sebesar 57,23% dan Jantho – Banda Aceh sebesar 54,76 %.
3. Simulasi kontingensi (N-1) pada sistem transmisi 150 kV Subsistem Aceh terdapat busbar yang mengalami *undervoltage* dibawah batas ijin operasi PLN. Busbar yang mengalami *undervoltage* adalah Banda Aceh sebesar 134,7 kV, Ulee Kareng sebesar 134,6 kV dan Krueng Raya sebesar 134,6 kV.
4. Simulasi kontingensi (N-1) yang mengakibatkan adanya *overload* pada saluran dan *undervoltage* pada busbar, maka dilakukan solusi perbaikan yakni *load shedding* dan pengurangan daya pembangkit. Setelah dilakukan *load shedding* sebesar 20 MVA pada beban Banda Aceh, maka kondisi *undervoltage* yang melewati batas ijin operasi pada busbar tidak terdapat lagi Banda Aceh sebesar 138,2 kV, Ulee Kareng sebesar 138,1 kV, Krueng Raya sebesar 138,1 kV. Selain itu pengurangan daya pembangkitan juga dilakukan pada PLTMG Arun 1 sebesar

5,25 MW per unit pada kontingensi 1 dan 2,75 MW per unit pada kontingensi 2. Dari solusi pengurangan daya pembangkitan tersebut tidak terdapat lagi saluran yang mengalami *overload* yakni saluran Arun – Birun I menjadi 49,08 %, Birun – Samalanga menjadi 47,41 % dan Samalanga – Sigli menjadi 43,55 %.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada instansi/perusahaan/lembaga yang telah memberi dukungan yang membantu pelaksanaan penelitian dan atau penulisan artikel.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marsudi, Djiteng. (2006). Operasi Sistem Tenaga Listrik. Yogyakarta: Penerbit Graha Ilmu
- [2] Palaworo, Febry Johan dan Widiatoro, Anang. (2015). Analisis Kontingensi Saluran Transmisi Pada Jaringan 150 kV Surabaya Selatan. IEEE
- [3] Prigel, Hamam. (2019). Analisis Kontingensi Terhadap Keandalan Sistem Transmisi Pada Subsistem 150 kV Bali. Institut Teknologi PLN
- [4] Lubia, Rakhmad Syafutra, Syahputra, Indra dan Syukri, Mahdi. (2017). Studi Analisis Kontingensi Pada Jaringan Interkoneksi 150 kV Sub Sistem Aceh. IEEE, KITETRO, vol.2 No.4, 2017 : 59-72
- [5] Marwan. (2019). Simulasi Sistem Tenaga Listrik Menggunakan DigSILENT. Yogyakarta: Penerbit Andi
- [6] PPP TK BMTI dan Direktorat Pembinaan Sekolah Menengah Kejuruan. (2013). Transmisi Tenaga Listrik. Departemen Pendidikan Nasional
- [7] Wibowo, Sigit Syah. (2018). Analisa Sistem Tenaga. Malang : Penerbit Polinema Press
- [8] Arifin Ahmad Mursali, Budiman Firmansyah Nur. (2019). Analisis Kontingensi Sistem Tenaga Listrik pada Jaringan 150 kV. Jurnal Universitas Muhammadiyah Surabaya. Departemen Teknik Elektro
- [9] Priyadi Cahya Nanda. (2018). Analisis Kontingensi Sistem Tenaga Listrik Berbasis Metode Aliran Daya Newton-Raphson. Jurnal Universitas Islam Indonesia
- [10] P. Sekhar and S Mohanty. (2013). Power System Contingency Ranking using Newton-Raphson Load Flow Methode. Annu IEEE India Conf. INDICON, pp. 1-4.