

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Kajian Relevan

Terdapat beberapa kajian/ artikel relevan terdahulu yang membahas dan meneliti tentang implementasi *Defense Scheme*, beberapa diantaranya terdapat di Tabel 2.1 sebagai berikut:

Tabel 2. 1 Kajian Relevan

No.	Judul	Penulis	Th.	Hasil Penelitian	Gap
1.	<i>No load shedding defence scheme as reinforcement in Aceh province network</i> [6]	D.H.Barus , et. al.	2014	Metode implementasi <i>Defense Scheme - No Load Shedding</i> untuk menjaga keandalan & kestabilan transmisi pembangkit di Sumut menuju beban di Aceh.	Pembahasan teknis pada desain <i>Defense Scheme - No Load Shedding</i> , belum ada aspek ekonomi
2.	<i>Generator Shedding For Maintaining Power System Stability in Cibatu 3,4 -Mandirancan Subsystem</i> [7]	Y.Tarid, et. al.	2017	Desain <i>Defense Scheme</i> untuk memelihara kestabilan sistem dengan melakukan pelepasan (<i>shedding</i>) generator	Pembahasan teknis <i>Defense Scheme</i> lengkap, tapi belum ada dampak ekonomi & finansial

No.	Judul	Penulis	Th.	Hasil Penelitian	Gap
3.	<i>Island Operation Design In Bali Grid With RoCoF Relay</i> [8]	H. Aji, et. al,	2018	Desain <i>island operation</i> menggunakan relay RoCoF untuk mitigasi ada penurunan frekuensi sistem Jamali saat kondisi n-4.	Pembahasan teknis desain tidak ada pembahasan aspek ekonomi
4.	Mengintegrasikan <i>Adaptive Defense Scheme</i> ke <i>Master Station Scada</i> Pada Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali [9]	A.H, Maulana	2021	Peralatan ADS seperti Relay & PMU bisa diintegrasikan ke SCADA karena protokol komunikasi sama dan secara fungsi ada akuisisi data dengan obyek yang sama	Terdapat Narasi teknis penghematan biaya dengan integrasi ADS & SCADA tapi belum detil
5.	<i>Special Protection System (SPS) Designing and Testing Based on Vulnerability and Frequency Security Index:Case Study of Batam-Bintan System</i> [10]	M.R. Fadli et. al.	2021	Desain ADS atau untuk mitigasi ketidak-stabilan sistem Batam-Bintan yang disebabkan lepasnya beberapa unit pembangkit	Pembahasan teknis tentang SPS/ADS dibahas detil namun belum ada kajian dampak ekonomi

No.	Judul	Penulis	Th.	Hasil Penelitian	Gap
6.	<i>Remedial Action Scheme Strategy to Mitigate N-2 Contingency on Java-Bali 500 kV Transmission System.</i> [11]	H. Aji, et. al.	2021	Simulasi kontingensi n-2 pada saat salah satu transmisi padam untuk pemeliharaan rutin. Ketidakstabilan sistem kemudian dimitigasi terhadap sudut rotor, frekuensi dan transfer daya aktif	Pembahasan hampir sama mitigasi n-2 transmisi tapi belum mengarah ke analisis dampak ekonomi
7.	Analisa Pelepasan Beban Oleh <i>Under Frequency Relay</i> Berbasis Simulasi Pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali [12]	A.Sofyan & I. Aditya	2022	Simulasi mengenai pelepasan beban oleh Relay UFR pada saat berkurangnya jumlah pembangkit untuk mempertahankan kestabilan sistem penyaluran	Pembahasan teknis desain tidak ada pembahasan aspek ekonomi
8.	<i>Adaptive Defense Scheme Implementation in Muarakarang Subsystem to Prevent Island Operation Failure</i> [13]	P.D.Putra, et. al.	2022	Mitigasi permasalahan ketidaksimbangan beban dan pembangkitan pada saat gangguan sistem menggunakan <i>Adaptive Defense Scheme</i>	Pembahasan teknis ADS belum mengarah ke analisis ekonomi

No.	Judul	Penulis	Th.	Hasil Penelitian	Gap
9.	Implementasi <i>OLS</i> pada IBT #3 31.5 MVA dan IBT #5 31.5 MVA Di GI Tello 150/66 kV Untuk Menjaga Keandalan Suplai Ke GI Borongloe, GI Daya Dan GI Mandai. [14]	S. Thaha, et. al.	2022	Penerapan <i>Defense Scheme Over Load Shedding</i> pada Trafo IBT pada Sistem Makassar yang bertujuan mencegah terjadinya overload pada 2 IBT yang beroperasi bila ada salah satu IBT ada yang trip	Pembahasan teknis <i>Defense Scheme</i> OLS, belum mengarah ke analisis ekonomi
10.	<i>Advanced Technology Implementation of Adaptive Defense Scheme (ADS) in South and Central Kalimantan.</i> [15]	A. Brian, et al.	2024	Perancangan detail hardware ADS untuk SUTT, yang meliputi Sistem komunikasi <i>robust, industrial server , gateways, GPS</i> , dan relay proteksi	Pembahasan teknis skema ADS, belum mengarah ke analisis ekonomi
11	<i>Analysis of Adaptive Islanding Operation in Ungaran Subsystem, Central Java</i> [16]	D. Nurzikry, et. al.	2024	Desain <i>Adaptive Islanding Operation</i> untuk menjamin keberhasilan operasi island saat kondisi kontingensi n-2 IBT dan menekan biaya startup PLTGU	Aspek teknis dampak ekonomi berupa narasi terhadap biaya tambahan startup

No.	Judul	Penulis	Th.	Hasil Penelitian	Gap
12.	<i>Analysis of OLS-ADS on The 150 KV Priok Subsystem to Enhance The Reliability of Jakarta's Electricity Supply In N-1 N-2 Contingency Scenarios</i> [17]	M.A. Randy, et. al.	2025	Analisis penerapan OLS dan ADS dalam meningkatkan keandalan pasokan listrik Jakarta dalam kontingensi n-1 & n-2, menggunakan permodelan metode Newton Raphson	Aspek teknis <i>Defense Scheme</i> detail dan lengkap terutama analisi kontingensi n-1 dan n-2, belum ada dampak ekonomi

Pada umumnya *Research Gap* dari duabelas penelitian terdahulu yang memiliki topik tentang *Defense Scheme* pada sistem ketenagalistrikan adalah sebagai berikut :

- Masih menitikberatkan terhadap perancangan *Defense Scheme* untuk menjaga dan meningkatkan keandalan dan kestabilan,
- Belum mengkaji implementasi *Defense Scheme* yang terintegrasi dengan analisa dampak ekonomi terhadap Biaya Pokok Penyediaan serta kajian kelayakan finansial proyek pada kondisi implementasi nyata di lapangan.

2.2 Landasan Teori

2.2.1. Batasan Operasi Sistem

Operasi Sistem adalah suatu proses memasok kebutuhan energi listrik ke seluruh konsumen (distribusi) dengan mengatur pembangkitan di seluruh sistem dan mengatur penyalurannya melalui sistem penyaluran tegangan tinggi. Pengoperasian sistem pembangkitan dan penyaluran dilaksanakan secara rasional dan ekonomis dengan memperhatikan mutu dan keandalan, sehingga penggunaan tenaga listrik dapat mencapai

daya guna dan hasil guna yang semaksimal mungkin. Ekonomis berarti listrik harus dioperasikan seekonomis mungkin, tetapi dengan tetap memperhatikan keandalan dan mutunya. Keandalan sistem tenaga listrik menggambarkan kemampuan keseluruhan suatu jaringan listrik untuk menjalankan fungsinya secara efektif. Secara umum, keandalan diklasifikasikan ke dalam dua aspek utama: kecukupan (*adequacy*), yang mengacu pada kemampuan sistem untuk memenuhi permintaan listrik secara agregat, dan keamanan (*security*), yang berkaitan dengan kemampuan sistem untuk bertahan terhadap gangguan tanpa terjadi pemutusan layanan [18]. Sedapat mungkin gangguan di pembangkit maupun transmisi dapat diatasi tanpa mengakibatkan pemadaman di sisi konsumen, sedangkan mutu tenaga listrik adalah mutu tegangan dan frekuensi sesuai dengan batas yang diijinkan. Batas tegangan adalah +5% hingga -5% untuk sistem 500 kV dan +5% hingga -10% untuk sistem tegangan lainnya (150kV & 70kV), sedangkan batas frekuensi adalah $50,0 \pm 0,2$ Hz [2].

Dalam Peraturan Menteri ESDM No 20 Tahun 2020 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik diatur tentang Batasan Operasi Sistem agar sistem operasi dalam keadaan aman dan normal [5]. Terdapat 2 macam batasan Operasi Sistem sebagai berikut:

1. Batasan Operasi Transfer Daya, terdapat 3 jenis:

- a. Batas *Thermal*

Batasan ini merupakan batasan dari kemampuan peralatan secara thermal berdasarkan suhu maksimum konduktor (terkait kemampuan hantar arus)

- b. Batas Tegangan

Batasan ini merupakan batasan operasi peralatan yang ada di dalam sistem dan beban (pengaturan tegangan / stabilitas tegangan)

- c. Batas Stabilitas Sudut Rotor

Batasan ini merupakan batasan yang disebabkan untuk menjaga sistem tetap sinkron / stabil

- d. Batasan frekuensi

Batasan ini merupakan batasan yang disebabkan oleh ketidakseimbangan antara pembangkitan dan beban yang menyebabkan deviasi frekuensi yang bisa merusak peralatan

2. Batasan Operasi *Transfer Security*

Batasan operasi ini terkait analisa kondisi sistem ketika terjadi gangguan pada peralatan dengan kriteria kontingensi sebagai berikut:

- n = normal
- n-1 = trip satu peralatan/off satu peralatan
- n-2 = trip dua peralatan secara bersamaan
- n-1-1 = off 1 peralatan kemudian trip 2 peralatan yang lain
- n-1-2 ... dan seterusnya.

Kontingensi merupakan suatu kejadian kegagalan pada suatu sistem tenaga yang diakibatkan oleh lepasnya salah satu atau lebih elemen sistem baik itu unit pembangkit atau saluran transmisi, istilah ini sangat berkaitan dengan kemampuan sistem tenaga dalam melayani beban yang ada jika terjadi gangguan tiba-tiba pada salah satu elemennya.

Dalam merancang skema kontingensi perlu diperhatikan untuk batas aman frekuensi sistem masih dalam kondisi aman adalah minimal di 49 Hz. Karena bila kontingensi bekerja di bawah 49Hz akan menyebabkan island operation bekerja dan beberapa unit pembangkit yang sensitif akan trip oleh relay UFR dan membutuhkan waktu untuk *starting*.

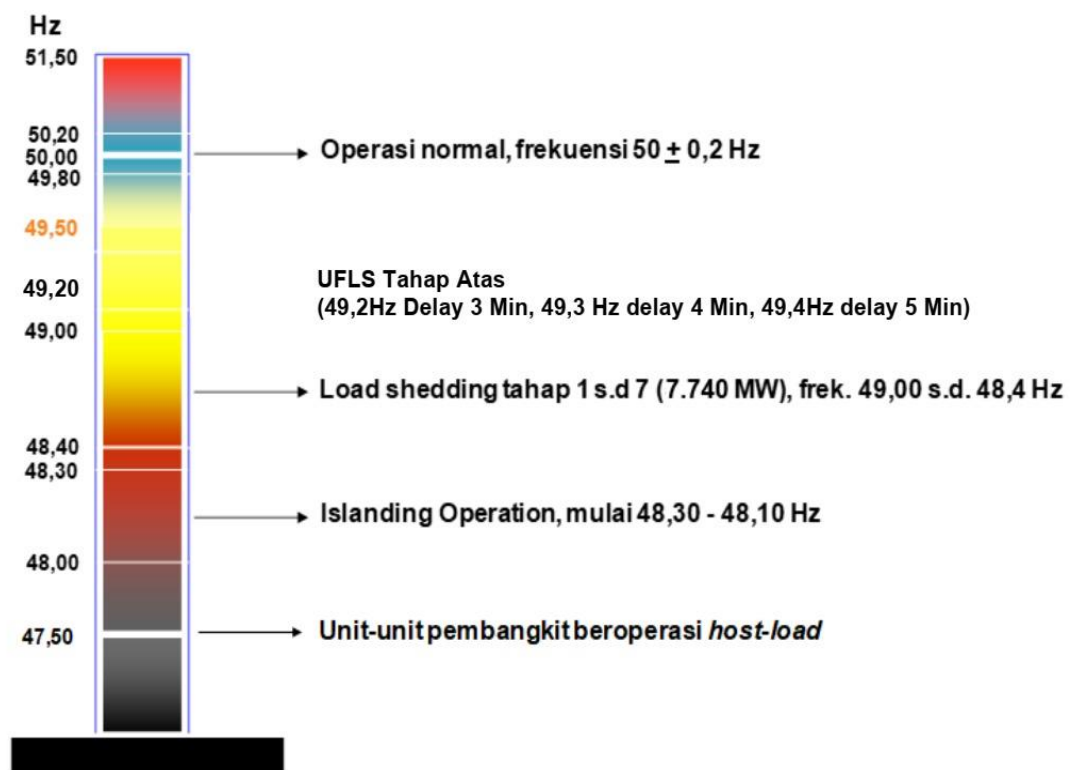
2.2.2. *Defense Scheme*

Kegagalan sistem tenaga listrik seperti gangguan pada pembangkitan, saluran transmisi, saluran distribusi dan peralatan listrik lainnya dapat menyebabkan ketidakseimbangan yang signifikan antara energi listrik yang dihasilkan dan yang dikonsumsi, sehingga menyebabkan frekuensi sistem menyimpang dari nilai nominalnya. Untuk mengantisipasi gangguan besar yang meluas, stabilitas frekuensi subsistem harus dijaga dengan mempertahankan keseimbangan antara pembangkitan dan beban. Hal ini dapat dilakukan dengan melaksanakan pemutusan beban (*load shedding*) atau pemutusan pembangkitan (*generation shedding*) dengan jumlah daya dan waktu yang tepat sehingga pemadaman dapat diminimalkan [13]

Defense Scheme adalah sistem pertahanan operasi sistem tenaga listrik yang bertujuan menjaga keseimbangan sistem atau mengembalikan sistem tetap pada batasan

normal operasi serta mencegah gangguan meluas bahkan *blackout*, saat terjadi gangguan yang berpotensi mengganggu kestabilan sistem, serta meningkatkan Kriteria Keandalan Sistem. *Defense Scheme* bertindak sebagai lapisan perlindungan terakhir untuk menghindari terjadinya pemadaman meluas pada sistem tersebut. Seiring dengan kemajuan sistem kelistrikan, desain ini perlu diperbaharui dan disesuaikan secara terus-menerus [6].

Dalam memenuhi aspek keandalan, sistem ketenagalistrikan Jamali menerapkan *Defense Scheme* yang meliputi *Over Load Shedding* (OLS) dan *Over Generation Shedding* (OGS). Pada tingkat sistem secara keseluruhan, *Manual Load Shedding* (MLS) dapat dilaksanakan pada rentang frekuensi $49,1 < f < 49,5$ Hz. Skema *Under-Frequency Load Shedding* (UFLS) diterapkan pada rentang frekuensi $48,4 < f < 49,0$ Hz dengan menggunakan relai frekuensi rendah (UFR) yang ditujukan pada penyulang 20 kV. Apabila frekuensi terus mengalami penurunan, maka operasi *islanding* akan diaktifkan secara otomatis pada rentang frekuensi $48,1 < f < 48,3$ Hz. Strategi Pengoperasian frekuensi terdapat di Gambar 2.1 [8].



Gambar 2. 1 Strategi Pelepasan Beban Sistem Jamali [19]

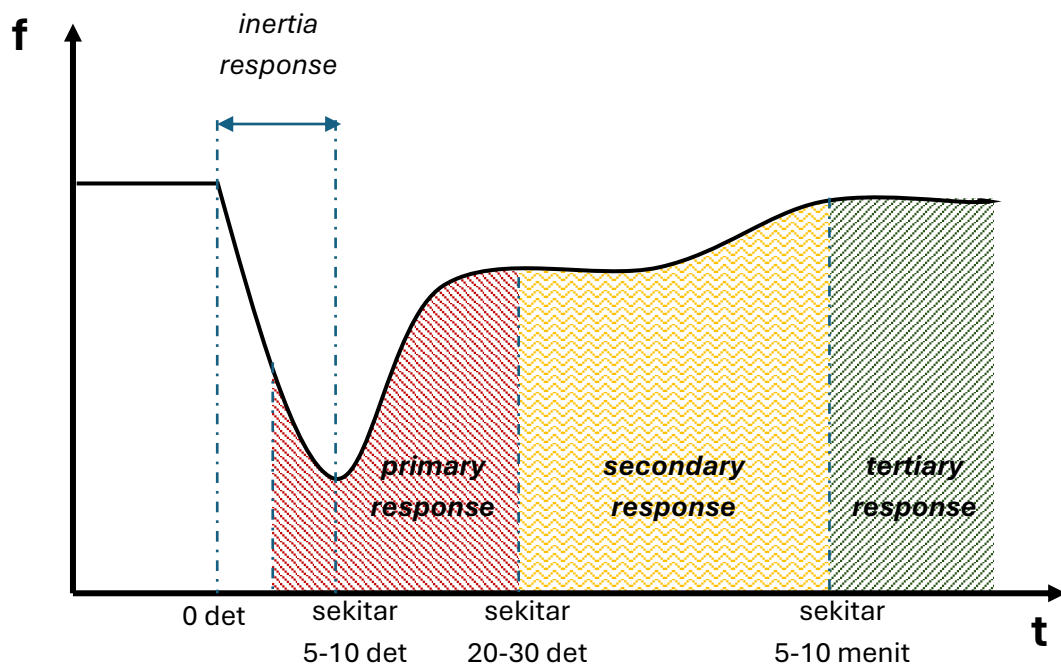
Gambar 2.2 menjelaskan prinsip dan arsitektur pembangunan sistem ADS. Secara umum sistem ADS tersusun atas master ADS (*controller, data concentrator, data storage, workstation, HMI*), peralatan GI (*sensor, I/O, relay proteksi, MTDS, workstation*), peralatan telekomunikasi (*Fiber Optic, PLC, Switch, Mux, GPS*) [20].

Terdapat beberapa peralatan yang dibutuhkan untuk membangun *Adaptive Defense Scheme* sebagai berikut:

1. Sensor ADS, yaitu peralatan untuk kebutuhan akuisisi data *metering* secara real-time (MW, MVAR, Amp, Volt, Freq), seperti IED meter/*power meter*, IED relay proteksi, PMU, master SCADA atau WAMS/WAMPAC ataupun *gateway SAS*.
2. *Master Trip Defense Scheme* (MTDS) atau Digital I/O adalah peralatan yang berfungsi sebagai konsentrator untuk mendapatkan data input semua inisiasi tripping relay proteksi, status CB *Open/Close*, input status *alarm Trip Circuit Supervision* (TCS) dan *output command trip target Defense Scheme*.
3. *Controller* adalah peralatan yang berfungsi sebagai pengumpulan data sensor ADS dan digital I/O untuk melakukan kalkulasi algoritma dalam menentukan pelepasan beban (*load shedding*) atau pelepasan pembangkitan (*generation shedding*) ataupun peralatan GI secara *real-time*.
4. *Data concentrator* adalah peralatan yang berfungsi untuk akuisisi data *real time*.
5. *Server HMI (Human Machine Interface)* adalah peralatan yang berfungsi menampilkan aplikasi ADS via HMI.
6. *Data storage* adalah perangkat yang berfungsi menyimpan *database* ADS.
7. *Workstation HMI* adalah seperangkat komputer yang dipasang jauh dari peralatan *Defense Scheme* yang digunakan untuk memonitor ADS.
8. Global Positioning System (GPS) berikut antena adalah peralatan yang berfungsi untuk sinkronisasi waktu peralatan ADS (cukup dipasang pada 2 lokasi GI selanjutnya sinkronisasi ke peralatan ADS lainnya dapat menggunakan *network*).
9. Modul telekomunikasi adalah peralatan telekomunikasi manageable switch atau *multiplexer* yang berfungsi untuk interkoneksi peralatan ADS dalam satu sistem *network*. Peralatan modul telekomunikasi ini dapat dimonitor melalui NMS.
10. *Firewall* adalah peralatan yang berfungsi sebagai pengaman dalam sistem LAN/WAN.

2.2.3. Kestabilan Frekuensi Pada Sistem Tenaga Listrik

Stabilitas frekuensi adalah kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan frekuensi operasi dalam batas yang diizinkan setelah terjadinya gangguan besar pada sistem yang menyebabkan ketidakseimbangan signifikan antara daya pembangkitan dan beban. Stabilitas ini ditentukan oleh kemampuan sistem dalam menjaga atau memulihkan keseimbangan antara pembangkitan dan beban dengan meminimalkan terjadinya pelepasan beban yang tidak direncanakan. Ketidakstabilan yang dapat terjadi biasanya berupa ayunan frekuensi yang berkelanjutan, yang berpotensi mengakibatkan pemutusan (trip) unit pembangkit dan/atau beban [21]. Terdapat tiga tingkatan respons kestabilan frekuensi pada sistem tenaga listrik yang umumnya diidentifikasi yaitu *primary response*, *secondary response*, dan *tertiary response* [22], seperti bisa dilihat di Gambar 2.3.



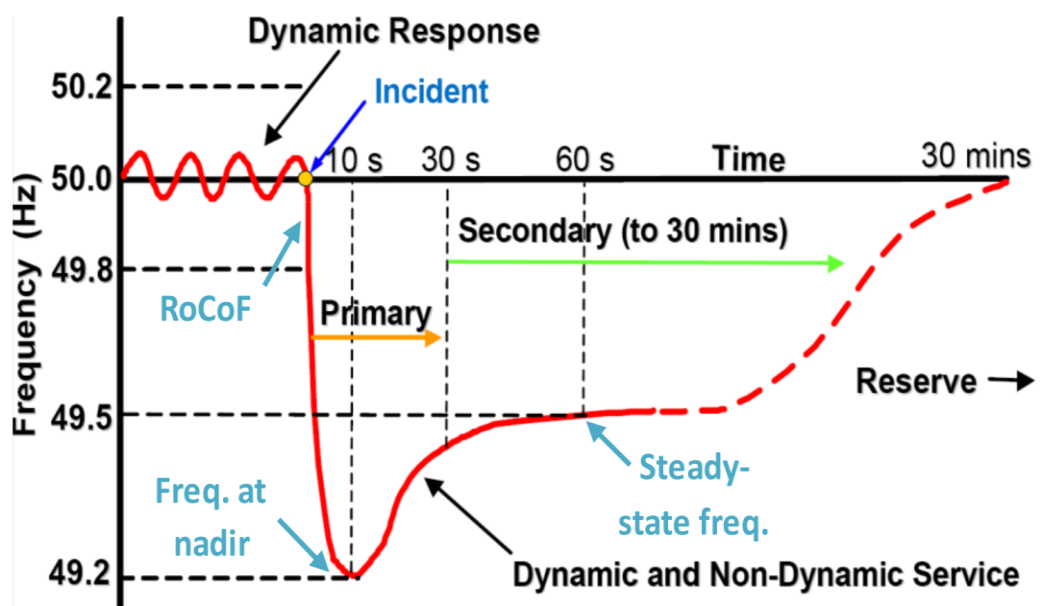
Gambar 2. 3 Respon Frekuensi

Primary response merujuk pada respons otomatis dan cepat yang terjadi secara instan ketika terjadi ketidakseimbangan antara daya yang dihasilkan dan daya yang

dikonsumsi karena kenaikan beban konsumen yang relatif beda. *Primary response* melibatkan pembangkit listrik yang dilengkapi dengan governor yang merespons perubahan beban dengan mengatur daya mekanik dari generator. Batas bawah frekuensi pada *primary frequency response* disebut sebagai batas frekuensi nadir.

Pada *secondary response* terjadi dalam beberapa detik hingga beberapa menit setelah perubahan besar dalam kebutuhan daya atau terjadinya gangguan. Respons ini melibatkan sistem kontrol yang lebih kompleks, seperti *Automatic Generation Control* (AGC) dan sistem pengukuran frekuensi. *Automatic Generation Control* (AGC) adalah metode dalam pengaturan frekuensi sekunder yang bertujuan untuk memelihara keseimbangan frekuensi suatu sistem. Langkah ini dilakukan melalui penyesuaian secara otomatis terhadap fluktuasi peningkatan dan penurunan daya output dari pembangkit, agar frekuensi sistem dapat terjaga tetap stabil pada nilai referensi yang ditetapkan [23].

AGC akan merespons perubahan beban lebih lambat dibandingkan dengan *governor*, tetapi memberikan kontribusi penting untuk membawa sistem kembali ke kestabilan frekuensi yang normal. Respons AGC ini merupakan respons otomatis dari sistem kendali frekuensi. Sedangkan, *tertiary response* melibatkan proses redispatch manual oleh operator [24].



Gambar 2. 4 Ilustrasi RoCoF dan Frekuensi Nadir [25]

Pada Gambar 2.4 diilustrasikan indeks yang digunakan dalam mengukur kestabilan frekuensi dari sistem seperti *Rate of Change of Frequency* (RoCoF) dan frekuensi nadir dari sistem,. RoCoF menggambarkan tingkat perubahan frekuensi dalam suatu sistem, memberikan gambaran tentang sejauh mana sistem mampu menanggapi fluktuasi beban atau gangguan. Sedangkan, frekuensi nadir mencerminkan nilai terendah yang dapat dicapai oleh frekuensi selama periode tertentu, menunjukkan kemampuan sistem untuk menjaga kestabilan dalam kondisi ekstrem. Nilai RoCoF dan frekuensi nadir ini berbeda-beda untuk tiap operator dan sistem tenaga listrik. Mengacu pada ketentuan dalam Grid Code OC 3.1 [5], nilai dari batas frekuensi nadir yang sesuai dengan aturan jaringan di Indonesia adalah sebesar 49,5 Hz selama keadaan darurat dan rentang waktu yang singkat.

Kerawanan sistem yang disebabkan oleh lepasnya pasokan energi dari pembangkit berkapasitas besar dengan 2 line penghantar dapat menyebabkan sistem kekurangan pasokan daya dan frekuensi sistem akan turun. Pada pelepasan beban dinamis akan mengintegrasikan jatuh frekuensi dengan parameter lain seperti Indeks Kekuatan Sistem (IKS), tegangan, aliran daya, serta status CB *Open-Close* penghantar ke pasokan energi. Sehingga apabila terjadi frekuensi jatuh maka terdapat sebuah logic yang akan memperkirakan pelepasan beban optimal sehingga pelepasan beban yang selektif dan dinamis untuk tetap menjaga keseimbangan tegangan, aliran daya dan frekuensi secara real time.

2.2.4. Pembangkit Listrik Tenaga Uap Berbahan Bakar Batu Bara

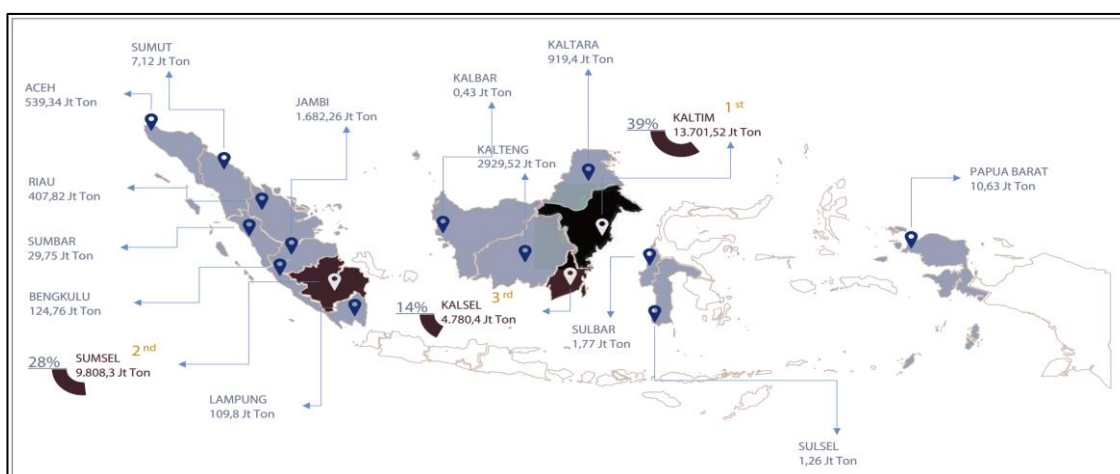
Batubara adalah fosil dari tumbuh-tumbuhan yang mengalami perubahan kimia akibat tekanan dan suhu yang tinggi dalam kurun waktu lama. Batubara adalah sumber energi terpenting untuk pembangkitan listrik dan berfungsi sebagai bahan bakar *base load* dalam sistem ketenagalistrikan Nasional. Batubara juga dikenal sebagai sumber energi yang paling banyak menimbulkan polusi akibat tingginya kandungan karbon. Namun saat ini sudah banyak ditemukan teknologi untuk menekan emisi karbon pada PLTU seperti pembangunan PLTU yang efisien dengan teknologi *Ultra Super Critical*, *co firing* PLTU dengan bahan bakar alternatif yang ramah lingkungan seperti biomass atau hidrogen, dan penggunaan teknologi *Carbon Capture, Utilization* dan *Storage* (CCUS)

Batubara diklasifikasikan menjadi beberapa macam berdasarkan pada sifat – sifat dan umur terbentuknya antara lain lignit, bituminous, anthracite, dan lain-lain. Beberapa sifat yang membedakan jenis batubara tersebut bisa dilihat pada Tabel 2.1 [26].

Tabel 2.1. Jenis Batubara berikut dengan kandungan kalori dan karbon [26]

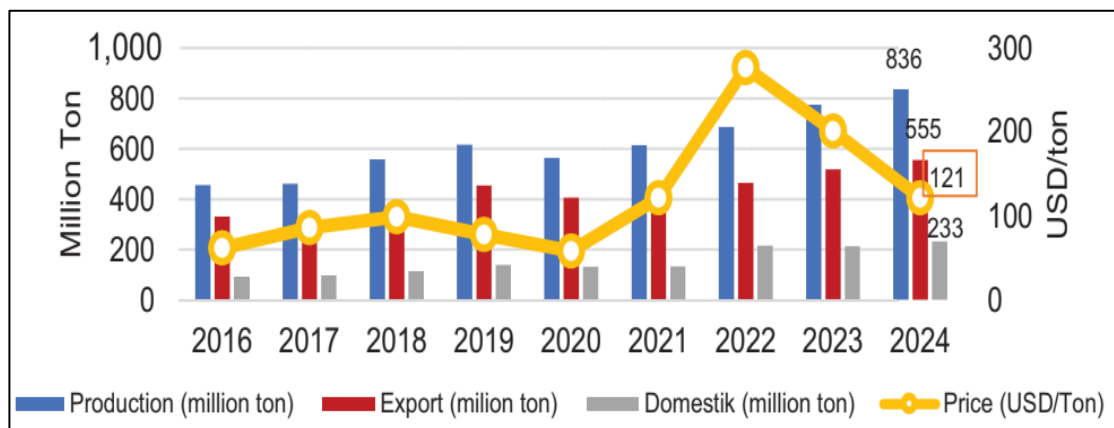
Parameter	Kandungan Kalori (kkal/kg)	Kandungan Karbon
Antrasit	> 7777	86% - 98%
Bituminus	5833 - 7777	68% - 86%
Sub Bituminus	4611 - 5833	60% - 68%
Lignit	3500 - 4611	25% - 60%
Gambut	<3500	< 25%

Sekitar 60 persen dari cadangan batubara total Indonesia terdiri dari batubara kualitas rendah yang lebih murah (*sub-bituminous*) yang memiliki kandungan kurang dari 5.833 kal/gram. Total sumber daya batubara tahun 2022 sebesar 99 miliar ton, dan yang sudah terbukti sebesar 35 miliar ton. Sebaran cadangan batubara terbesar di Indonesia terdapat di Kalimantan Timur dan Sumatera selatan, masing-masing 13,7 ton dan 9,8 juta ton [27]. Sebaran cadangan batubara lengkapnya bisa dilihat di gambar 2.5.



Sumber: Outlook Energy Indonesia 2023

Gambar 2. 5 Peta Sebaran Cadangan Batubara di Indonesia Th 2022 [27]



Sumber: Handbook of Energy & Economic Statistics Of Indonesia 2024 [28]

Gambar 2. 6 Tren Produksi dan Harga Batubara

Pada Gambar 2.6 bisa dilihat produksi batu bara pada tahun 2024 mencapai 836 juta ton, meningkat 8%, sementara ekspor mencapai 555 juta ton atau meningkat 7%. Negara tujuan ekspor tertinggi adalah China dengan volume 239 juta ton. Terdapat pula peningkatan penjualan batu bara domestik yang mencapai 233 juta ton, naik 9% dibandingkan tahun sebelumnya [28].

Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) yang menggunakan batu bara memiliki fungsi sebagai pembangkit beban dasar dalam sistem kelistrikan di Indonesia. Hal ini disebabkan oleh beberapa alasan, seperti ketersediaan batu bara yang melimpah, biaya yang cukup terjangkau, serta kemudahan dalam mengangkut bahan bakar tersebut [29].

2.2.5. Pembangkit Listrik Tenaga Uap Bahan Bakar Gas Alam

Gas alam adalah bahan bakar fosil berbentuk gas. Gas alam merupakan campuran hidrokarbon yang mempunyai daya kembang besar, daya tekan tinggi, berat jenis spesifik yang rendah dan secara alamiah terdapat dalam bentuk gas. Pada umumnya, gas alam terkumpul di bawah tanah dengan berbagai macam komposisi yang terdapat dalam kandungan minyak bumi (*associated gas*). Semua kandungan minyak bumi berkaitan dengan gas alam, dimana gas itu larut dalam minyak mentah dan sering kali membentuk “cungkup gas” (*gas cap*) di atas kandungan minyak bumi tersebut. Komposisi utama gas alam adalah metana (80%), sisanya adalah etana (7%), propana (6%), dan butana (4%), isobotana, dan sisanya pentana. Selain komposisi-komposisi tersebut, gas alam dapat juga

mengandung helium, nitrogen, karbon dioksida, dan karbonkarbon lainnya. Gas alam tidak berbau, namun untuk mengetahui adanya kebocoran ditambahkan zat yang berbau tidak sedap sehingga kebocoran dalam langsung terdeteksi. Untuk memudahkan pengangkutan, gas alam dicairkan sehingga disebut gas alam cair atau LNG (*Liquified Natural Gas*).

Pembangkit listrik berbahan bakar gas, yang menempati posisi kedua dalam bauran energi, berfungsi sebagai pembangkit beban menengah (*intermediate-load*). Hal ini disebabkan oleh kemampuan penyesuaian daya yang tinggi, sehingga lebih fleksibel dalam mengubah output sesuai dengan fluktuasi kebutuhan listrik dibandingkan pembangkit berbahan bakar batu bara [30].

2.2.6. Biaya Pokok Penyediaan (BPP)

Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik yang selanjutnya disebut BPP Tenaga Listrik adalah biaya penyediaan tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) untuk melaksanakan kegiatan operasi sampai dengan penyaluran tenaga listrik ke konsumen [27]. Biaya kegiatan operasi sistem yang dominan adalah biaya pembelian energi listrik dari perusahaan pembangkit yang meliputi biaya komponen A, B, C, D dan E. Berikut penjelasan masing-masing komponen biaya tersebut:

1. Komponen A

Komponen A adalah pengembalian investasi pembangkit (*Capital Cost Recovery*) yang mencerminkan biaya pengembalian atas investasi awal yang dikeluarkan untuk pembangunan pembangkit listrik, termasuk pengadaan lahan, konstruksi bangunan, instalasi peralatan utama (turbin, generator, *boiler*, *inverter*, dll.), serta commissioning sistem..

2. Komponen B

Komponen B adalah biaya operasi dan pemeliharaan tetap (*Fixed O&M Cost*) yang merupakan biaya yang dikeluarkan secara rutin dan tetap, terlepas dari jumlah energi yang dihasilkan oleh pembangkit. Biaya ini mencakup gaji karyawan tetap, biaya kontrak pemeliharaan tahunan, asuransi aset dan manajemen fasilitas pembangkit

3. Komponen C

Komponen C adalah biaya bahan bakar (*Fuel Cost*) yang hanya berlaku untuk pembangkit berbahan bakar fosil atau biomassa, seperti PLTU (batubara), PLTG (gas), PLTD (diesel), PLTBm (Biomassa). Biaya bahan bakar merupakan komponen terbesar dalam pembangkit termal dan sangat bergantung pada harga pasar bahan bakar, Efisiensi pembangkit (*heat rate*) dan nilai kalor bahan bakar

4. Komponen D

Komponen D adalah biaya operasi dan pemeliharaan Tidak Tetap (*Variable O&M Cost*) yang bergantung pada jumlah energi listrik yang dihasilkan. Meskipun nilainya lebih kecil dibandingkan bahan bakar, komponen ini penting untuk akurasi penghitungan total biaya produksi.

Biaya ini mencakup:

- Suku cadang dan peralatan yang aus karena operasi
- Pelumas, bahan kimia, dan bahan pendukung lainnya
- Konsumsi air atau udara pendingin
- Biaya inspeksi berkala yang bersifat operasional

5. Komponen E

Komponen E adalah pengembalian investasi Instalasi penyaluran (*Transmission Capital Recovery*) yang ini muncul ketika perusahaan pembangkit juga membangun dan mengoperasikan instalasi penyaluran (transmisi atau interkoneksi), misalnya saluran udara tegangan tinggi (SUTT) atau gardu induk. Investasi tersebut harus dikembalikan selama umur proyek, dan dihitung serupa dengan komponen A, menggunakan CRF. Biaya ini perlu diperhitungkan dalam LCOE karena memengaruhi struktur tarif jual listrik ke *offtaker* (seperti PLN). Biaya ini biasanya terjadi pada proyek Independent Power Producer (IPP) dan proyek dengan lokasi jauh dari jaringan utama

2.2.7. Kajian Kelayakan Finansial

Kajian kelayakan finansial merupakan metode analisis yang berfokus pada aspek keuangan untuk menilai apakah biaya yang dikeluarkan dalam pelaksanaan usaha atau proyek investasi dapat dianggap layak atau memberikan keuntungan (*profitable*). Analisis

ini dilakukan dengan mengevaluasi profitabilitas investasi melalui beberapa metode penilaian kelayakan. Adapun metode yang digunakan dalam penentuan kelayakan proyek adalah sebagai berikut [31]:

a. Metode *Net Present Value*

Metode NPV sendiri merupakan pendekatan yang menghitung selisih antara nilai sekarang dari arus kas bersih operasional selama umur ekonomis investasi (termasuk *terminal cash flow*) dengan arus kas awal (initial investment). Secara umum, metode Net Present Value (NPV) dipandang sebagai salah satu kriteria kuantitatif yang paling unggul dalam menilai kelayakan suatu usulan investasi, sehingga sering menjadi pilihan utama dalam proses evaluasi. Meskipun demikian, dalam praktik pengambilan keputusan investasi, perusahaan tidak selalu mengandalkan NPV secara tunggal, melainkan juga memadukannya dengan metode lain untuk memperoleh hasil analisis yang lebih komprehensif.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{Bt - Ct}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

Keterangan: NPV = *Net Present Value*
 Bt = *Benefit* tahun ke -1
 Ct = *Benefit* tahun ke -t
 n = lamanya periode waktu (tahun)
 i = tingkat suku bunga yang berlaku (%)

b. Metode *Internal Rate of Return* (IRR)

IRR merupakan tingkat diskonto (*discount rate*) yang menjadikan nilai *Net Present Value* (NPV) suatu proyek sama dengan nol. Tingkat diskonto yang digunakan untuk menghitung nilai kini dari manfaat atau biaya harus sebanding dengan *opportunity cost of capital* sesuai sudut pandang pihak yang melakukan penilaian proyek. Konsep dasar *opportunity cost* pada hakikatnya adalah pengorbanan yang diberikan dalam bentuk alternatif terbaik untuk memperoleh hasil dan manfaat tertentu, atau dapat diartikan sebagai harga yang harus dibayar untuk mendapatkan sesuatu.

$$IRR = i + \frac{NPV}{NPV - NPV'} (i' - i) \quad (2.2)$$

Keterangan: i = *discount rate* (WACC/COE) yang menghasilkan nilai positif
 i' = *discount rate* (WACC/COE) yang menghasilkan nilai negatif
 NPV = NPV yang bernilai positif
 NPV' = NPV yang bernilai negatif

c. Metode *Profitability Index* (PI)

Profitability Index (PI) dihitung dengan membandingkan nilai kini (*present value*) dari arus kas masuk terhadap nilai kini dari arus kas keluar. Kriteria penilaian PI adalah sebagai berikut: apabila nilai PI lebih besar dari 1, maka proyek dinyatakan layak untuk dilaksanakan. Sebaliknya, jika nilai PI kurang dari 1, maka proyek dianggap tidak layak.

$$PI = \frac{PV \text{ penerimaan}}{PV \text{ pengeluaran}} \quad (2.3)$$

Keterangan: PI = *Profitability Index*
PV = *Present Value* (penerimaan & pengeluaran)

• Metode Pay Back Period

Payback Period merupakan metode yang digunakan untuk menentukan jangka waktu yang diperlukan agar investasi dapat kembali, atau periode yang dibutuhkan untuk menutup pengeluaran awal (*initial cash investment*) melalui arus kas yang dihasilkan. Dengan kata lain, *Payback Period* adalah rasio antara investasi awal dengan arus kas bersih, yang hasilnya dinyatakan dalam satuan waktu. Suatu usulan investasi dianggap layak apabila periode pengembaliannya lebih cepat atau lebih pendek dibandingkan dengan batas waktu yang telah ditetapkan oleh perusahaan.

$$\text{Payback Period} = n + \frac{a-b}{c-b} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.4)$$

Keterangan: n = tahun terakhir di mana arus kas masih bisa menutupi *initial investment*
a = jumlah *initial investment*
b = jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke-n
c = jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke-n+1

2.2.8. *Software DIgSILENT Power Factory 2021*

DIgSILENT Power Factory 2021 adalah perangkat lunak/ *software* yang digunakan untuk melakukan studi dan simulasi jaringan atau sistem tenaga listrik dengan rangkaian yang telah diatur di dalamnya sehingga dapat menghasilkan hasil simulasi berupa gambaran sistem pada kondisi tertentu.

Software DIgSILENT Power Factory 2021 dapat dipergunakan dalam berbagai jenis studi dan simulasi untuk analisis sistem tenaga dalam dunia akademis maupun

perencana operasi sistem di perusahaan listrik, Software ini memiliki kemampuan sebagai berikut [32]:

1. *Load Flow Analysis*, untuk melakukan studi dan simulasi tentang distribusi tegangan, arus dan daya dalam sistem tenaga listrik.
2. *Short Circuit Analysis*, untuk perhitungan arus gangguan dan penentuan proteksi.
3. Studi Stabilitas Sistem (*Dynamic & Transient Stability*), untuk melakukan analisis kestabilan sistem saat terjadi gangguan.
4. Simulasi Real-Time, memungkinkan pengujian dan pemantauan performa sistem dalam kondisi real time,
5. Integrasi Energi Terbarukan, Sudah mendukung penetrasi energi baru dan terbarukan seperti tenaga angin dan surya, serta model pembangkitan terdistribusi.

DIGSILENT menyediakan antarmuka yang intuitif dan mudah digunakan, dilengkapi dengan berbagai fitur visualisasi seperti grafik, diagram aliran daya, dan tabel data. Fitur-fitur ini memudahkan pengguna dalam menganalisis serta memahami data sistem tenaga listrik secara lebih mendalam. Dalam industri tenaga listrik yang semakin kompleks dan terus berkembang, DIGSILENT menjadi salah satu perangkat yang sangat berharga bagi para insinyur untuk melakukan perencanaan, pengujian, serta pemecahan masalah pada sistem tenaga listrik. Dengan pemanfaatan DIGSILENT, seorang insinyur dapat meningkatkan efisiensi, keandalan, dan keamanan sistem tenaga listrik secara keseluruhan [33].

2.3 Kerangka Pemikiran

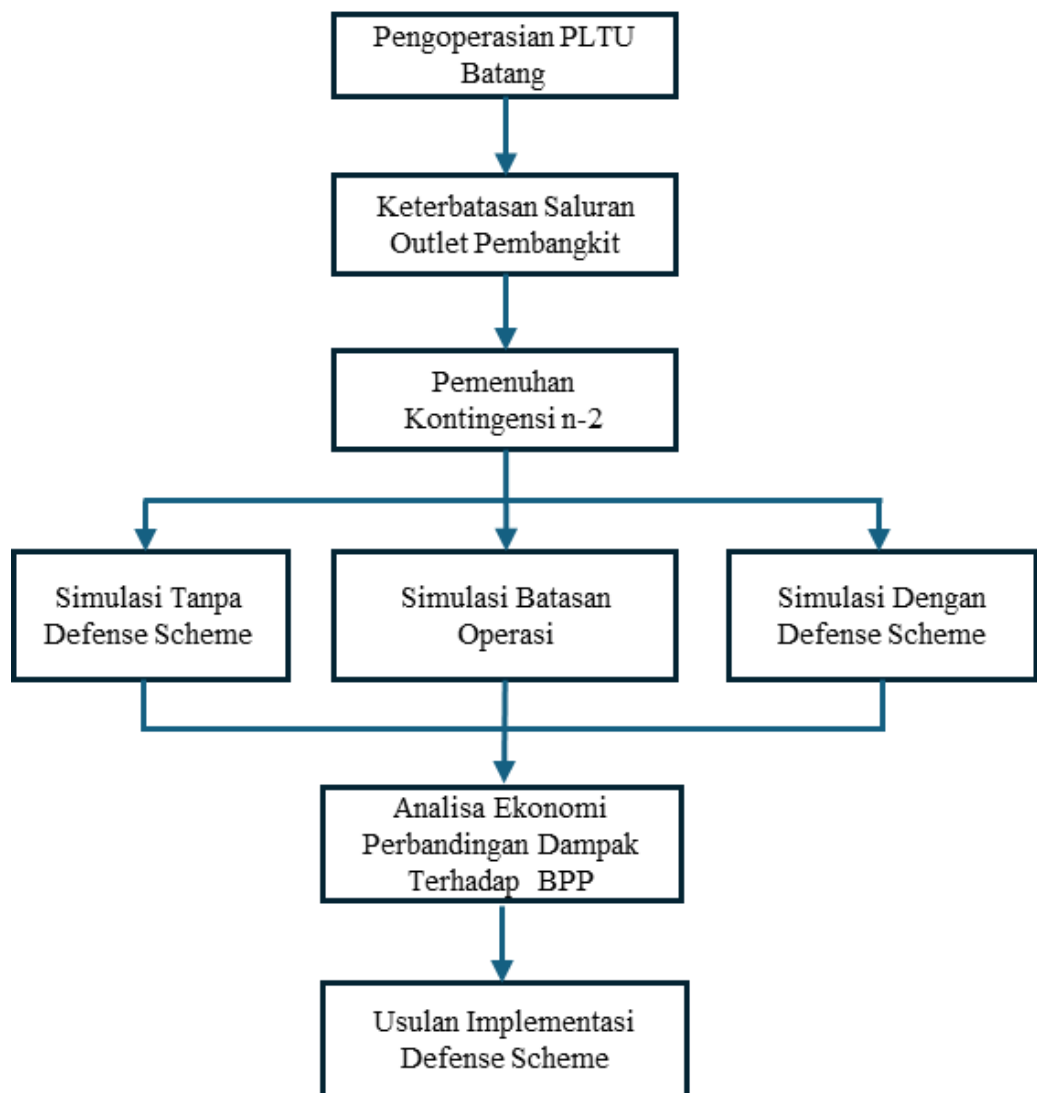
Dalam penelitian ini dikaji tentang metode pengoperasian pembangkit PLTU Batang sebagai pembangkit berbiaya murah bertenaga batu bara dan sudah menggunakan teknologi *Ultra Super Critical*, dengan demikian pembangkit ini harus bisa lebih dioptimalkan pengoperasiannya dan secara ekonomis bisa mendukung penurunan Biaya Pokok Penyediaan Listrik di Sistem Jawa-Bali. Permasalahan yang dihadapi adalah outlet pembangkit ini hanya mengandalkan 2 saluran penghantar SUTET Batang-Pemalang.

Agar bisa memenuhi syarat kehandalan harus memenuhi kriteria $n-2$, saat ini Pusat Pengatur Beban masih melakukan batasan operasi yang mengakibatkan PLTU Batang belum pernah dibebani maksimum sesuai kapasitas daya terpasang dan Daya Mampu

Netto (DMN) sebesar 950 MW per unit. Pembatasan operasi PLTU Batang ini akan dikompensasi oleh pembangkit berbiaya lebih mahal yang menggunakan gas.

Agar Pengoperasian PLTU Batang bisa lebih ditingkatkan harus dilakukan implementasi *Defense Scheme* (agar bisa memenuhi kontingensi n-2 tanpa perlu pembatasan operasi dengan cara pelepasan beban secara selektive oleh *Defense Scheme*, sehingga secara ekonomi ikut berkontribusi menurunkan BPP.

Berdasarkan pemaparan yang sudah dijelaskan di atas, maka bisa digambarkan beberapa konsep pemikiran dan langkah kerja sebagai acuan peneliti dalam melakukan penelitian seperti diperlihatkan pada Gambar 2.7.



Gambar 2. 7 Kerangka Pemikiran