

**REDE DOCTUM DE ENSINO  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CARATINGA  
CURSO SUPERIOR DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE TÉCNICA DA ATUAÇÃO DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE  
CARGAS – ERAC NO BLECAUTE DE 02/09/2011**

**MÁRCIO LUÍS DE SOUZA**

**Trabalho de Conclusão de Curso**

**Caratinga/MG**

**2016**

**MÁRCIO LUÍS DE SOUZA**

**ANÁLISE TÉCNICA DA ATUAÇÃO DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE  
CARGAS – ERAC NO BLECAUTE DE 02/09/2011**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Banca Examinadora do Curso Superior de Engenharia Elétrica do Instituto Tecnológico de Caratinga da DOCTUM Caratinga como requisito parcial para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador: Guilherme Cassimiro de Araújo Borges.

**Caratinga/MG**

**2016**

TERMO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DO TRABALHO

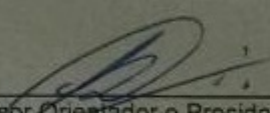
**ANÁLISE TÉCNICA DA ATUAÇÃO DO ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGAS ERAC NO BLECAUTE DE 02/09/2011**

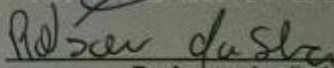
Nome completo do aluno: **MÁRCIO LUÍS DE SOUZA**

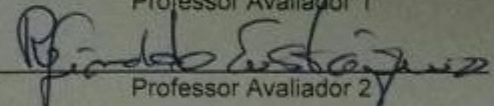
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado perante a Banca de Avaliação composta pelos professores Guilherme Cassimiro De Araújo Borges, Robson Da Silva e Reginaldo Eustáquio, às 21:00 horas do dia 15 de dezembro de 2016, como requisito parcial para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica. Após a avaliação de cada professor e discussão, a Banca Avaliadora considerou o trabalho: aprovado (aprovado ou não aprovado), com a qualificação: ótima (Excelente, Ótima, Bom, Satisfatório ou Insatisfatório).

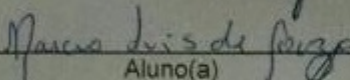
Trabalho indicado para publicação: ( ) SIM (  ) NÃO

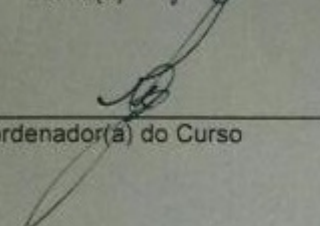
Caratinga, 15 de dezembro de 2016

  
\_\_\_\_\_  
Professor Orientador e Presidente da Banca

  
\_\_\_\_\_  
Professor Avaliador 1

  
\_\_\_\_\_  
Professor Avaliador 2

  
\_\_\_\_\_  
Aluno(a)

  
\_\_\_\_\_  
Coordenador(a) do Curso

*Dedico este trabalho à Daniela Fernanda de Mello Campos.*

## **AGRADECIMENTOS**

*Ao professor Guilherme Cassimiro de Araújo Borges, pelo profissionalismo e paciência.*

*Aos meus amigos e colegas, Diego de Souza Almeida, Genício Malta de Freitas Júnior,*

*José Francisco Ribeiro Júnior, Éderson Lopes Goulart e Elton Santos Simões.*

*Aos meus pais Geraldo Magela de Souza e Maria das Graças Souza, que estiveram sempre ao meu lado, em busca desta realização.*

*E a Deus pela presença constante!*

**Muito obrigado a todos!**

*“Jamais considere seus estudos como uma obrigação, mas como uma oportunidade invejável para aprender a conhecer a influência libertadora da beleza do reino do espírito, para seu próprio prazer pessoal e para proveito da comunidade à qual seu futuro trabalho pertencer.”*

(Albert Einstein)

SOUZA, M. L. **Análise técnica da atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas – ERAC no blecaute de 02/09/2011**. Caratinga, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso Superior de Engenharia Elétrica - Curso de Engenharia Elétrica. Instituto Tecnológico de Caratinga, Rede DOCTUM, Caratinga, 2016.

## **RESUMO**

Este trabalho propõe uma análise técnica acerca do blecaute ocorrido no Sistema Interligado Nacional (SIN) em dois de setembro de dois mil e onze e faz uma discussão a respeito do SIN e suas características operacionais. Além da análise do ocorrido, o estudo avalia o desempenho dos processos de proteção contra blecautes a partir do desempenho da atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC), observando o instante da perda de geração, assim como seu possível restabelecimento. Em busca da validação do estudo proposto, são utilizadas informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que descrevem os processos de atuação do ERAC, assim como estudos bibliográficos que mostram o processo de construção do sistema elétrico brasileiro e as interligações do sistema. Com o estudo realizado, a análise técnica do referido blecaute traz resultados e possibilidades de discussões relevantes ao melhoramento do sistema elétrico brasileiro.

**Palavras-chave:** ERAC, blecaute e desempenho.

SOUZA, M. L. **Technical analysis of the performance of the Regional Scheme of Load Relief - ERAC in blackout 9/2/2011**. Caratinga, 2016. Work Completion of course. Superior Electrical Engineering - Course of Electrical Engineering. Technological Institute of Caratinga, Rede DOCTUM , Caratinga, 2016.

## **ABSTRACT**

This paper proposes a technical analysis about the blackout occurred in the National Interconnected System (SIN) on September 2, two thousand and eleven and discusses the SIN and its operational characteristics. In addition to the analysis of the occurrence, the study evaluates the performance of blackout protection processes based on the performance of the Regional Load Relief Scheme (ERAC), observing the time of loss of generation, as well as its possible restoration. In order to validate the proposed study, information from the National Electric System Operator (ONS) of the National Electric Energy Agency (ANEEL) is used to describe the ERAC's processes, as well as bibliographic studies that show the The Brazilian electrical system and the interconnections of the system. With the study carried out, the technical analysis of said blackout brings results and possibilities of discussions relevant to the improvement of the Brazilian electrical system.

**Key-words:** ERAC, blackout and performance.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b>	– Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica. . . . .	19
<b>Figura 2</b>	– Interligação do SIN no Horizonte de 2015. . . . .	20
<b>Figura 3</b>	– Interação eletroenergética do SIN no Horizonte para 2015. . . . .	21
<b>Figura 4</b>	– Estratificação dos desligamentos forçados analisados . . . . .	22
<b>Figura 5</b>	– Matriz energética nacional. . . . .	23
<b>Figura 6</b>	– Balanço Diário de Energia - Mwmed para o dia 15/09/2016. . . . .	25
<b>Figura 7</b>	– Forma de onda para 50 e 60Hz. . . . .	28
<b>Figura 8</b>	– Amplitude de vibração com a frequência operacional. . . . .	32
<b>Figura 9</b>	– Rede de Operação Sistêmica: Região Sul (adaptada). . . . .	43
<b>Figura 10</b>	– Intercâmbio - Balanço Acumulado no Mês até o Dia - MWmed. . . . .	47
<b>Figura 11</b>	– Evolução da Energia em GWh nos meses de setembro 2007 - 2011. . . . .	48
<b>Figura 12</b>	– Sistema Interligado Nacional em 2011. . . . .	50
<b>Figura 13</b>	– Circuito simulador . . . . .	60

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	– Capacidade de geração hidráulica brasileira para 2016 (setembro). . . . .	24
<b>Tabela 2</b>	– Valor de frequência para a região Sul . . . . .	37
<b>Tabela 3</b>	– Valor de frequência para a região Sudeste. . . . .	37
<b>Tabela 4</b>	– Valor de frequência para a região Centro Oeste e área Acre e Rondônia. . .	38
<b>Tabela 5</b>	– Taxa de variação para a região Norte e área do Maranhão. . . . .	38
<b>Tabela 6</b>	– Taxa de atuação para a região Nordeste. . . . .	38
<b>Tabela 7</b>	– Área Manaus: Subsistema Mauá . . . . .	39
<b>Tabela 8</b>	– Área Manaus: Subsistema Manaus . . . . .	39
<b>Tabela 9</b>	– Área Macapá . . . . .	39
<b>Tabela 10</b>	– Energia armazenada no sistema, dia 02/09/2011. . . . .	46
<b>Tabela 11</b>	– Carga de energia medida, dados do dia 02/09/2011. . . . .	46
<b>Tabela 12</b>	– Demanda máxima instantânea em MW para 02/09/2011. . . . .	46
<b>Tabela 13</b>	– Ajustes do ERAC das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul - 2011 . . . . .	48
<b>Tabela 14</b>	– Ajustes do ERAC da Região Acre/Rondônia - 2011 . . . . .	48
<b>Tabela 15</b>	– Ajustes do ERAC da Região Nordeste/Norte . . . . .	49

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COSR	Centro Regional de Operação do Sistema
ddp	diferença de potencial
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Cargas
EPS	Esquemas de Proteção de Sistemas
ERRC	Esquema Regional de Restabelecimento de Cargas
FHC	Fernando Henrique Cardoso
FIPU	Fluxo de Potência Ativa (MW)
GW	Gigawatts
GCOI	Grupo Coordenador para Operação
Hz	Hertz
LT	Linha de Transmissão
MW	Megawatts
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PND	Plano Nacional de Desestatização
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SI	Sistema Internacional de Unidades
SIN	Sistema Interligado Nacional
TW	Terawatts
UHE	Usina Hidrelétrica

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1 Objetivos	14
1.2 Estrutura do trabalho	14
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>15</b>
2.1 Histórico do Sistema Elétrico Brasileiro	15
<b>2.1.1 Visão geral do sistema elétrico de potência</b>	<b>18</b>
<b>2.1.2 A matriz energética brasileira</b>	<b>22</b>
<b>2.1.3 Geração e o controle da frequência</b>	<b>24</b>
2.1.3.1 Máquina síncrona como unidade geradora	26
<b>2.1.4 Fundamento da proteção por variação de frequência</b>	<b>28</b>
<b>3 O ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGAS - ERAC</b>	<b>34</b>
3.1 Esquema Regional de Restabelecimento de Cargas - ERRC	40
<b>4 LEVANTAMENTO DE DADOS</b>	<b>42</b>
4.1 O Blecaute	42
4.2 Dados Relevantes	45
<b>5 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>51</b>
<b>6 Considerações finais</b>	<b>55</b>
<b>7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>56</b>
<b>APÊNDICE A - Simulador de ondas</b>	<b>60</b>
<b>ANEXO A - ATA DA 102ª REUNIÃO - 13 de setembro de 2011</b>	<b>62</b>
<b>ANEXO B - Boletim Diário de Operação: 02/09/2011</b>	<b>71</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica é de grande importância para o desenvolvimento social de qualquer país, sendo uma grande conquista do homem moderno. Assim, a energia elétrica pode ser considerada a espinha dorsal da sociedade técnico-científica contemporânea e deverá permanecer com este *status*.

Os consumidores, cada vez mais conectados à tecnologia, são progressivamente eletrodependentes, incapazes de viverem sem os benefícios trazidos pela energia elétrica. Dessa forma, falar em apagão ou blecaute é o mesmo que falar em retornar ao passado, vista a grande dependência criada pelos processos sociais o que trouxe uma subordinação nunca vista. Essa volta à limitação da iluminação artificial e seus benefícios deve ser combatida pelos agentes do setor, assim como combater a falta de investimentos e sua má coordenação.

A energia elétrica mostrou-se, com o passar dos anos, de suma importância ao desenvolvimento de um país. Apresentando uma relação direta entre qualidade de vida e desenvolvimento a todos os setores da sociedade. Sendo assim, as constantes mudanças ocorridas no Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro, através dos planos de expansão e de sua reestruturação proporcionaram uma característica única ao SEP. Um sistema capaz de promover o intercâmbio entre grandes áreas dentro do território nacional com a melhor gestão dos recursos e matrizes energéticas, promovendo concomitantemente menor impacto socioeconômico à sociedade.

Devido ao fato da sociedade contemporânea estar cada vez mais conectada e dependente do sistema elétrico, este pode tornar-se sobrecarregado, dessa forma, torna-se também possível que uma rede de transmissão seja desconectada do sistema, devido às falhas do mesmo e raras vezes, por falhas operacionais.

Sabe-se que a geração de energia elétrica tem de ser igual à demanda de consumo (+ perdas), assim para manter o princípio de geração e distribuição, políticas de racionamento e seccionamentos imediatos são analisados e efetuados para assegurar a segurança do sistema elétrico de potência.

Durante determinadas contingências elétricas, um desbalanço entre carga/geração provoca perturbações em todo o sistema elétrico. A dinâmica do sistema dependerá de vários fatores, como o tamanho da malha, capacidade de geração e o tempo de resposta para o restabelecimento.

Em sistemas elétricos de potência, a integridade é dependente do valor da frequência elétrica operacional. Assim, em condições de subfrequência e de sobrefrequência é ocasionado o mau funcionamento desse sistema.

Diante da necessidade de ter sistemas de proteção cada vez melhores, os estudos acadêmicos relacionados a busca de sistemas mais eficientes apresentam relevância de ordem prática

ao campo de geração e transmissão de energia elétrica.

Com a evolução dos equipamentos e o desenvolvimento da eletrônica de potência, a modernização do SEP traz grandes benefícios através da integração de novas filosofias de proteção. Ainda assim, contingências elétricas poderão ocorrer neste SEP. Assim, o trabalho inteligente por meio de despachos otimizados de geração e planos específicos controlados de corte de cargas mostram-se de grande relevância na manutenção da transmissão de energia elétrica aos centros de consumo.

Almeida (2002) vem ao encontro ao mostrar a importância da modernização dos Esquemas de Proteção de sistemas (EPS) de modo a garantir a segurança do SEP. Assim, "Os sistemas de proteção são sistemas projetados para detectar condições anormais no sistema e tomar ações corretivas automáticas com o objetivo de manter a integridade, garantindo o suprimento de energia de forma aceitável a maior parte possível do sistema"(ALMEIDA, 2002, p. 17).

Dessa forma, a qualidade do serviço prestado pelos agentes de transmissão depende que o sistema de geração opere com informações interligadas. Contudo, quando o controle deixa de ser efetuado devido a anormalidades, poderá haver cortes de geração ou de cargas a fim que o sistema possa ter um tempo de resposta que permita a recuperação do equilíbrio carga/geração.

Quando ocorre um blecaute, o atendimento às ocorrências é de caráter emergencial, precisando ser supervisionado, avaliado e controlado por agentes independentes de modo a indicar um plano de corte com padrão isonômico e que seja eficiente ao sistema de transmissão.

Como exemplo deste controle, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e dos Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR) desenvolvem trabalhos de Força Tarefa, como por exemplo, o Esquema Regional de Alívio de Cargas – ERAC com o objetivo de monitorar a frequência do sistema através da instalação de relés de frequência nas subestações. Onde, para cada estágio de operação são definidos valores de frequência e no momento que são atingidos desligam um percentual de carga respectivo. Segundo Brolin (2010), normalmente, a recomposição de cargas é realizada localmente, sendo que cada região tem seu próprio ERAC. Assim, o Esquema é um “Sistema Especial de Proteção que, por meio do desligamento automático e escalonado de blocos de carga, utilizando relés de frequência, minimiza os efeitos de subfrequência decorrentes de perda de grandes blocos de geração” (ONS, p. 4, 2016b).

Visto a importância da interligação nacional e da UHE Itaipu Binacional para a integridade e segurança do sistema elétrico brasileiro, este estudo faz referência ao apagão ocorrido em dois de setembro de dois mil e onze, de modo a desenvolver uma discussão dos padrões de proteção e os controles aplicados para manter o desempenho do Sistema Interligado Nacional.

## 1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como principais objetivos descrever e mostrar os processos e procedimentos relacionados ao Esquema Regional de Alívio de Cargas – ERAC utilizando o blecaute de 02/09/2011 para demonstrar a atuação do Esquema de modo claro e objetivo. Para atingir esses objetivos serão analisadas a evolução do sistema elétrico brasileiro e suas características; as funções básicas de proteção e a filosofia de estágios de operação empregadas no esquema de proteção.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho foi dividido em *seis* capítulos, sendo o primeiro referente à apresentação do tema, exposição dos objetivos e da estrutura do referente trabalho.

O capítulo *dois* apresenta um resumo sobre o desenvolvimento do setor elétrico nacional dentro de seu contexto histórico, mostrando conceitos inerentes à expansão da malha de transmissão nacional e seus métodos de controle. Passando por momentos relevantes como o Plano de Metas, o período de desestatização do setor elétrico brasileiro e a expansão da matriz energética nacional.

A propósito, apresenta-se na subseção 2.1.2 as características da matriz energética brasileira frente a valores internacionais, sendo a matriz nacional predominante na disposição de geração hidroelétrica, responsável por grande parte do sucesso do sistema elétrico brasileiro a baixo custo. No item 2.1.4 mostra-se o porquê do desenvolvimento de políticas de proteção contra flutuações de frequência e os problemas correlatos ao sistema elétrico.

O capítulo *três* traz uma breve, porém clara, abordagem a respeito do Esquema Regional de Alívio de Cargas – ERAC, sua filosofia de atuação e o Esquema de restabelecimento.

O capítulo *quatro* mostra o blecaute de 02/09/2011, envolvendo a linha de transmissão do complexo Itaipu Binacional, de modo a trazer à cena o ocorrido para que seja feita a análise de atuação do ERAC, usando o cenário da ocorrência como problema de pesquisa.

No capítulo *cinco* são feitas discussões a respeito da filosofia de atuação do Esquema de Cortes, mesclando conceitos anteriores e suas repercussões no cenário do sistema elétrico brasileiro na data do ocorrido.

O capítulo *seis* apresenta as conclusões sobre este trabalho e as propostas de trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 HISTÓRICO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo Camargo (2005), a chegada da energia elétrica comercial ao Brasil, com finalidade de produzir trabalho, iniciou-se no tempo do Império brasileiro no ano de 1879 sob o reinado de Dom Pedro II, ao conceder a Thomaz Alva Edison o privilégio de introduzir no país processos ligados às suas invenções que deveriam ser utilizados para a iluminação do Rio de Janeiro, capital, e demais cidades importantes do reino. Dessa forma, foi inaugurada a Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II (atual Central do Brasil), a primeira instalação de iluminação elétrica permanente. Cumprindo a exigência da Câmara Municipal de Campos dos Goytacazes, no Rio de Janeiro que em 1881 aprovou a substituição das lâmpadas a gás pela iluminação de energia elétrica.

Por se tratar de um país com forte potencial hídrico, o Brasil passou a ser alvo de investimentos do setor elétrico, dando início ao processo da indústria elétrica de potência. Assim, ressalta-se a importância que teve o desenvolvimento de tecnologias para o aproveitamento das dimensões territoriais do país, permitindo que a energia produzida nas unidades geradoras fossem transmitidas e distribuídas com qualidade e confiabilidade aos centros de consumo. Conforme abordado por Penteado (2011) o sistema elétrico brasileiro em seu início era composto basicamente por monopólio privado, através de unidades geradoras isoladas e independentes, em sua maioria para uso restrito em pequenas propriedades, sendo estas, instalações rurais na maior parte dos casos.

Ainda segundo Penteado (2011), o primeiro processo de normatização do sistema elétrico brasileiro iniciou-se com a criação da lei federal Nº1145 de 31 de dezembro de 1903. A partir daí tornou-se ação do governo promover ações que visassem aproveitar a força hidráulica para transformação em energia elétrica para serviços federais.

Conforme Goeking (2010), já na década de 1920, foi criada a Comissão Federal de Forças Hidráulicas, sendo o primeiro órgão federal destinado a desenvolver políticas para o setor. Dessa forma, em julho de 1934, o Ministério da Agricultura promulga o então Código de Águas no qual ficou estabelecido que as concessionárias devessem ser de formação nacional. Essa política de proteção seria para evitar o aumento da monopolização do setor no país por empresas estrangeiras.

Magalhães (2009) mostra que já na década de 1950 o país vivenciou seu primeiro grande susto com racionamento de energia elétrica, sob gestão do governo de Juscelino Kubitschek (1956-1961). No período, o Brasil já dava sinais de como seria o início do novo século e as exigências do setor. O crescimento vivido após a reforma econômica forçou o governo a ampliar



políticas governamentais para o avanço da geração de energia elétrica, sendo que em 1957, o presidente Juscelino Kubitschek (JK) determina a construção da primeira grande central geradora, Usina de Paulo Afonso, e a primeira grande termoelétrica, Usina de Piratinga. Após o governo JK, o processo de estatização e nacionalização das concessionárias durante o governo de João Goulart (1961-1964) recebeu grande reforço com a atuação direta das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) e também pela criação do Ministério de Minas e Energia pelo governo.

Para Goeking (2010), em 1964 houve outro importante marco para a padronização do sistema elétrico brasileiro, com a unificação da frequência em 60 hertz (Hz). Esse mesmo valor já estava sendo usado nos Estados Unidos, visto que havia distribuição em 50 Hz, bem como, em 60 Hz no país.

Economicamente, o Brasil vivia uma experiência de crescimento jamais vista, sendo que, a expansão da então pequena indústria de base aliada ao crescimento populacional exigiu a consolidação do sistema elétrico nacional a fim de atender a essa nova demanda de energia elétrica.<sup>1</sup> Destaca-se neste período o início da construção das maiores usinas hidroelétricas, a usina de Furnas e Itaipu Binacional (Magalhães, 2009).<sup>2</sup> Vale ressaltar que desde meados da década de 1970, o sistema eletroenergético nacional opera de forma coordenada, a fim de se obterem ganhos eletroenergéticos a partir da interação entre os agentes do setor.

Durante o governo de Fernando Collor de Mello (1990-1992) foi instituído o Plano Nacional de Desestatização (PND) do setor elétrico.<sup>3</sup> Para Rosa (2001), esse sistema de privatização veio para arrecadar fundos para cobrir as dívidas do então governo federal. Neste período, a capacidade geradora do país estava estimada em 53GW (ANEEL, 2008) e o controle da operação do sistema elétrico nacional ficava em poder do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI (Magalhães, 2009). Já nesse período a prestação do serviço público de fornecimento de energia era feito por empresas concessionárias, ou seja, empresas sob concessão do Poder Concedente (União). Sendo que em 1995, o país constava 62 concessionárias existentes, onde 37 estavam sob o controle acionário da União e/ou dos Estados (Batista, 1998).

Como parte do Programa de Estabilização Econômica, criam-se então novos agentes reguladores para o setor elétrico nacional. Dentre estes, nasce a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja missão baseava em criar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolvesse com equilíbrio entre os novos agentes e em benefício da sociedade. Com o plano de ação do PND, em 1999, foi criado o ONS - Operador Nacional do Sistema que sucedeu ao GCOI.

<sup>1</sup> Considera-se aqui como exemplo de indústria de base, o setor siderúrgico, de energia e petroquímico.

<sup>2</sup> O cunho desenvolvimentista das políticas do governo, conhecido como Plano de Metas, previa o aumento do crescimento industrial, ligados a grandes investimentos nas áreas de alimentos, transportes, telecomunicações e nas indústrias energéticas de base. Dessa forma, para atender às exigências do Plano, foram desenvolvidas ações que levariam à criação de ambas usinas.

<sup>3</sup> O termo desestatização deve ser aqui entendido não somente como sendo a alienação de participações de empresas públicas em geral, mas como um conjunto de permissões, concessões, incentivos e autorizações de serviços públicos ao setor privado.

No mesmo período entra em operação a primeira etapa do sistema de interligação norte-sul (Magalhães, 2009). O ONS surgiu como um órgão colegiado, definido como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos sob fiscalização e regulação da Aneel.

Em Silva (2011), a justificativa ao processo de privatização do setor é destacada pela expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país, este setor que foi muito prejudicado pela falta de investimentos do Estado e pela alta inflação do período, onde a falta de capital estrangeiro aliada à diminuição de recursos tributários forçou o setor elétrico nacional a reorganizar-se.

Durante o governo Itamar Franco (1992-1995), o cenário econômico brasileiro começa a crescer novamente. Assim, o setor elétrico se vê em uma nova fase, dada a transferência de ativos do Estado à iniciativa privada (ANEEL, 2008).

Ao assumir a presidência em 2003, Luiz Inácio Lula da Silva introduz um novo modelo de gestão para o setor elétrico nacional, visando estudar sua reestruturação.

O Novo Modelo do Setor Elétrico é introduzido em 2004, com a promulgação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, em 15 de março. Os instrumentos legais criam a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE) (ANEEL, 2008, p. 26).

Esse novo modelo de política energética veio a combater consequências, como ocorrido em 2001, no qual o país viveu novamente a sombra e o susto da falta de energia elétrica. Neste ano, o país viveu sua pior crise energética com cortes de consumo chegando a 20% nas regiões Sul e Sudeste e 10% no Norte e Nordeste. Uma crise caracterizada pela crise hídrica e a constante falta de investimentos no setor elétrico.

A combinação da falta de investimentos na ampliação do parque gerador com condições hidrológicas extremamente desfavoráveis leva o Governo Federal a decretar racionamento de energia em junho, com o corte no consumo em 20% e adoção de medidas punitivas para quem ultrapassasse a cota permitida. Para gerenciar a implantação do Programa de Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, o presidente FHC cria a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, presidida pelo ministro-chefe da Casa Civil, Pedro Parente, e com a participação de vários ministérios, da ANEEL, de agentes do mercado e da sociedade (ANEEL, 2008, p. 66).

Silva (2011) apresenta em seu trabalho as principais alterações decorrentes da reforma do setor elétrico realizadas pelo governo Lula. A partir daí tal reforma permitiu a remoção de entraves que dificultavam investimentos em energias consideradas limpas, como a energia eólica e a energia solar, que passaram a disputar concorrência com outras fontes geradoras já conhecidas.

Para Magalhães (2009), a partir das constantes preocupações com o suprimento de energia elétrica, a solução adotada foi a diversificação e expansão da matriz energética brasileira.

Leituras anteriores mostram que a dependência exclusiva de recursos hídricos torna-se perigosa em períodos de fortes estiagens. Assim, a diversificação da composição da matriz energética no país visa a elaboração de políticas para o desenvolvimento do setor para incentivo às fontes alternativas, incorporando novas fontes de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN), como a energia eólica, a biomassa e pequenas centrais hidroelétricas - PCH's.

### 2.1.1 Visão geral do sistema elétrico de potência

Conforme já mencionado, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro é fortemente dependente da matriz hidráulica, sendo que as unidades geradoras estão, muitas vezes, distantes das maiores cargas. Dessa forma, a transmissão de grandes quantidades de energia elétrica é fundamental para manutenção do SEP em plena operação, criando confiabilidade e disponibilidade do fornecimento de energia elétrica.

Almeida (2002) afirma que o crescimento do SEP brasileiro se deu ao longo das últimas décadas de uma maneira filosoficamente sincronizada, onde o desenvolvimento e importação de tecnologias de Extra Alta Tensão e de Corrente Contínua de Alta Tensão propiciaram a interconexão de centros geradores a blocos de cargas, interligando milhares de quilômetros de distância física de forma eficiente e econômica.

Segundo Rosa (2001), a geração hidrelétrica brasileira é feita principalmente com manejo planejado de reservatórios, buscando o armazenamento plurianual e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

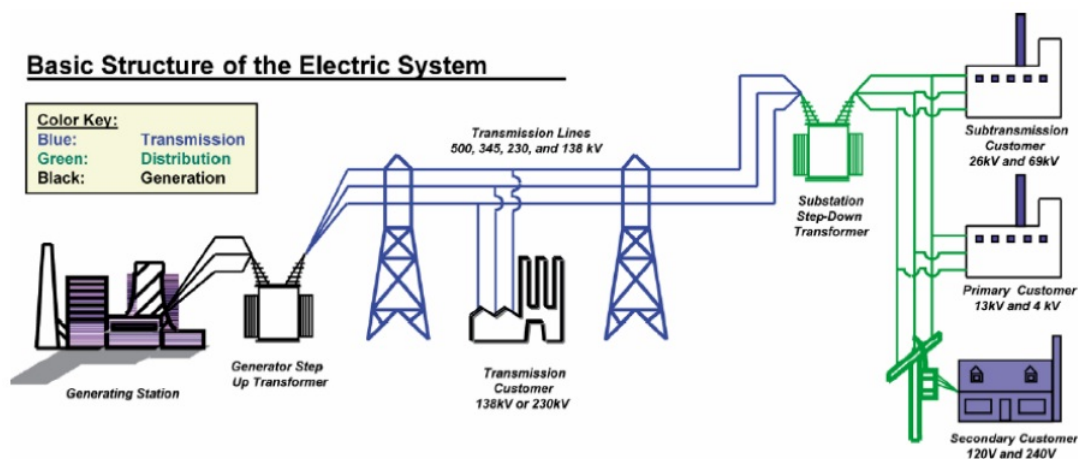
De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2007), O SIN está dividido em quatro subsistemas:

- Sul (S) - Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul;
- Sudeste (SE) - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo;
- Norte (N) - Pará, Amapá, Roraima, Rondônia, Acre e Amazonas;
- Nordeste (NE) - Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Piauí, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia;
- Norte/Centro Oeste (NCO) - Distrito Federal, Mato Grosso, Goiás, Tocantins e Maranhão

É necessário, pois, ressaltar que segundo Aneel (2016c), 1,7% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados em sua maioria na região amazônica. Outros países continentais, a Rússia por exemplo, não opera seu sistema de potência interligado, segundo o Departamento de Energia da Federação Russa (DE), o sistema consiste em 69 unidades regionais, que por sua vez, formam oito sistemas integrados, mas independentes (DE, 2016, p. 2).

Para Aneel (2002), o SIN tem por objetivo buscar a otimização de despachos de usinas e controle de cargas. Assim, como o sistema opera interligado, o déficit de geração numa determinada região poderá ser recompensado pelo excesso de oferta de energia em outra.

Segundo Leão (2009), o SEP é o conjunto dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, conforme mostrado na Figura 1.



**Figura 1:** Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

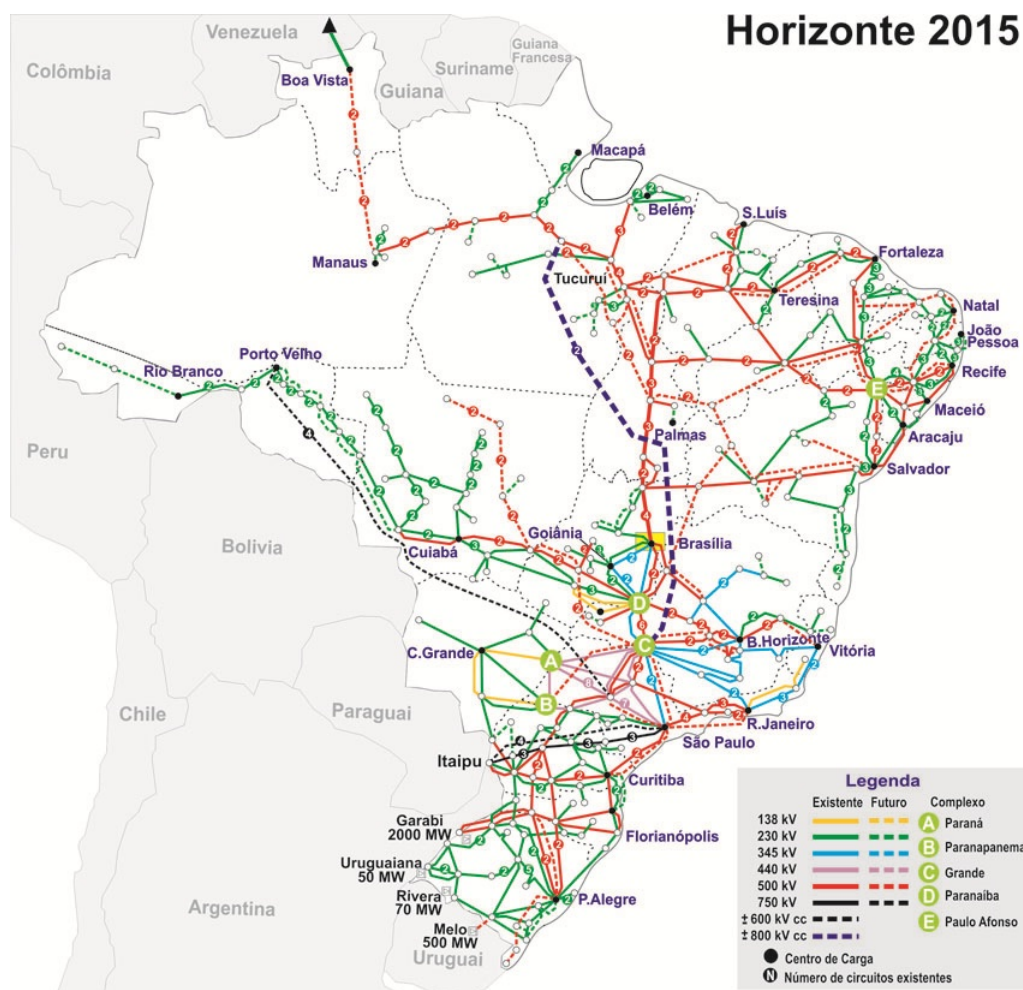
**Fonte:** Leão (2009).

O sistema de transmissão é dividido em redes de transmissão e subtransmissão, sendo a rede primária responsável pelo fluxo de grandes "blocos" de cargas. A rede de subtransmissão - secundária - pode ser considerada uma extensão das redes de transmissão, com intuito de atender pequenos blocos de cargas (cidades) e consumidores industriais de grande porte. No entanto, os diferentes níveis de tensão usados pelo sistema dificultam a distinção entre as referidas redes.

De acordo com Eletrobrás (2000b) *apud* Aneel (2002):

A rede de transmissão é caracterizada pelas linhas de tensão igual ou superior a 230 kV, e a de subtransmissão, por linhas de tensão entre 69 kV, e 138 kV. Essa classificação não é rígida, de forma que há linhas de transmissão de 138 kV, buscando dar continuidade de fluxo, no caso de contingências em linhas de tensão superior paralelas a elas (ANEEL, 2002, p. 105).

A Figura 2 mostra o Sistema Interligado Nacional no horizonte de 2015, com as interligações previstas para o mesmo ano. Esse sistema era composto por 129.258 km de linhas de transmissão e 321.936 MVA de potência de transformação instalada.



**Figura 2:** Interligação do SIN no Horizonte de 2015.

**Fonte:** ONS (2016a).

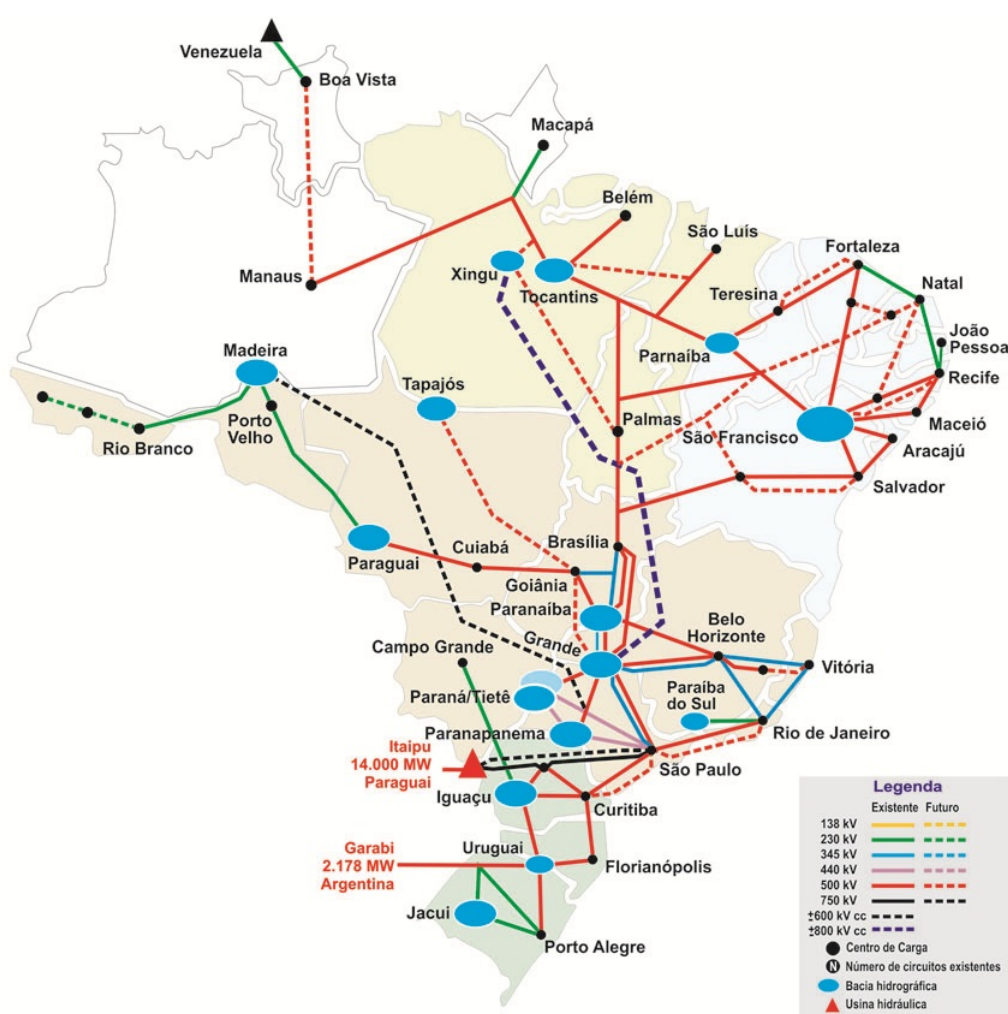
A interligação trouxe muitas vantagens ao sistema interligado, onde podem-se citar:

- O aumento da estabilidade - o sistema tornou-se capaz de absorver maiores instabilidades do que poderia um sistema isolado, possibilitando ser devolvido ao sistema o quanto antes em caso de contingência eletromecânica.
- O aumento da confiabilidade - ao garantir a segurança no fornecimento uma vez que o sistema brasileiro é constituído na forma "n-1", no qual permite-se a continuidade do serviço em caso de contingências devido a algumas possibilidades de mudança de fluxo de cargas.
- O aumento da disponibilidade do sistema - uma vez que o sistema é interligado, há maior oferta disponível de energia distribuída em todas as regiões nacionais que alimentam o "barramento" nacional.
- Econômico - devido à possibilidade de troca de fornecimento de energia primária distinta e promover a modicidade tarifária.

Na filosofia de atuação "n-1", o sistema é projetado de modo que a perda isolada de qualquer elemento do sistema não pode ocasionar em interrupção para qualquer consumidor, permitindo a operação de duas linhas em paralelo, onde se uma cair, a outra poderá dobrar sua capacidade e atender a essa demanda.

As desvantagens desse sistema interligado está em relação às perdas de energia provocadas pelas grandes distâncias percorridas e ao fato de que a proteção do sistema pode tornar-se complexa, uma vez que aconteça grande ocorrência, tendo que retirar grandes blocos de cargas.

A Figura 3 mostra o mapa de interação energética para o horizonte de 2015 em um modelo de ligações inter-regionais entre as malhas de transmissão que compõem o sistema elétrico nacional.

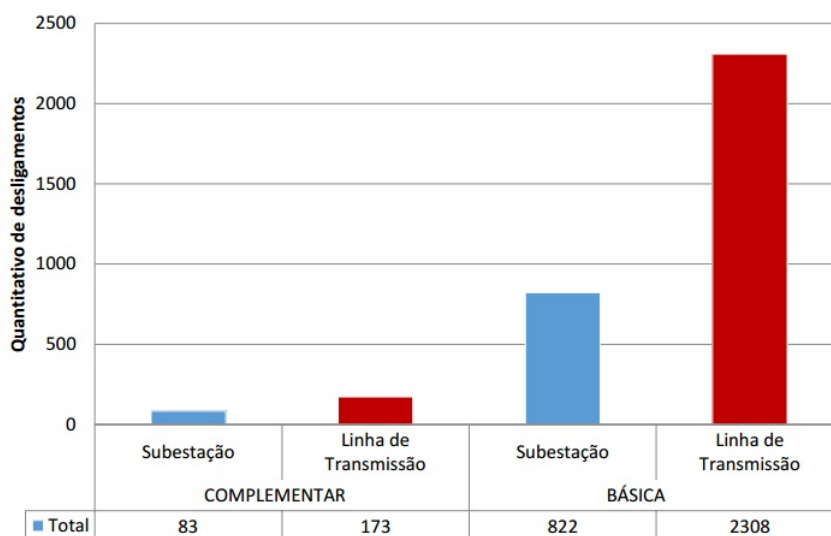


**Figura 3:** Interação eletroenergética do SIN no Horizonte para 2015.

**Fonte:** ONS (2016a).

De acordo com Aneel (2016c) entre 1º de agosto de 2014 e 31 de julho de 2015, houve no país 3.386 desligamentos forçados, na maioria das vezes de origem interna ou secundária, em

equipamentos e linhas de transmissão da Rede básica e da Rede complementar do SIN, ocorridos. A figura a seguir apresenta os desligamentos de forma estratificada:<sup>4</sup>



**Figura 4:** Estratificação dos desligamentos forçados analisados

**Fonte:** ANEEL (2016c).

Almeida (2002) mostra que até cerca de 26 anos atrás, os métodos utilizados para o planejamento do SEP brasileiro baseavam-se na filosofia determinística, ou seja, o dimensionamento do sistema era considerado para a ocorrência da pior contingência simples. É preciso, pois, ressaltar que dentro do campo da eletrotécnica contingências múltiplas apresentam complexidade de simulação devido ao número excessivo de casos. Não obstante, ainda hoje o método determinístico "n-1" faz parte da configuração em análise horizontal da expansão do setor, mas pouco a pouco novos métodos de confiabilidade vão sendo inseridos nesse processo, como aceitação de algumas ações de controle automático.

### 2.1.2 A matriz energética brasileira

Conforme mostrado por novos indicadores econômicos, o Brasil encontra-se em um período desenvolvimentista considerado robusto, atualmente, o país tornou-se um grande produtor de petróleo e gás natural com forte ação no mercado internacional. Segundo dados da BP na publicação *Statistical Review of World Energy* (2016), o país possuía, em 2015, reservas provadas de petróleo na ordem de 13 bilhões de barris. Número relativamente pequeno quando comparado a outros países produtores dessa matriz como a Venezuela (300,9 bi.), Arábia Saudita (266,6 bi), Canadá (172, 2 bi) e Rússia (102,4 bi), todos os valores provados para o ano de 2015. Já em relação ao gás natural, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2015, p. 43), o

<sup>4</sup> A rede básica é integrada pelas linhas de transmissão da Rede básica e da Rede complementar do SIN, ocorridos. A figura 4 apresenta os, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV e algumas linhas de 138 kV.

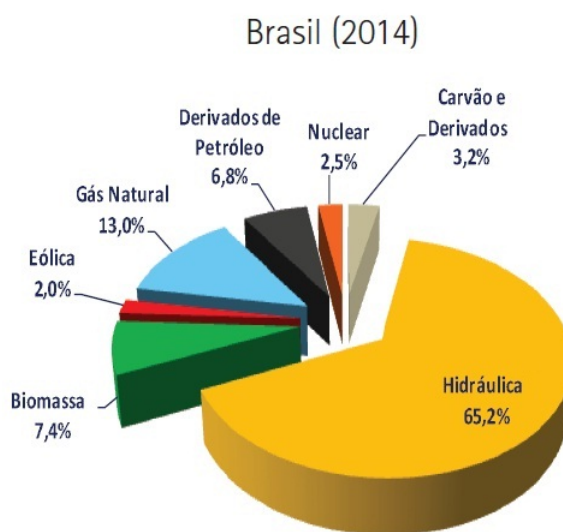


Brasil situou-se em 31ª posição no ranking mundial de produtores com produção de 20 bilhões de  $m^3$  para o ano de 2014.

Para Dellinghausen Neto (2013) muitas vezes a localização desses campos de reservas torna difícil sua exploração, aliados a um declínio na taxa de descobrimento de novos campos traz à luz novas reflexões quanto ao desenvolvimento de políticas energéticas criando assim uma ansiedade quanto à disponibilidade de combustíveis fósseis no futuro. "Preocupações com fontes de energia não são recentes, mas o conceito de segurança energética somente ganha força nos últimos anos, recebendo enorme atenção de governantes, estrategistas, acadêmicos e, até mesmo, do público em geral"(DELLINGHAUSEN NETO, 2013, p. 10).

A matriz energética brasileira é formada por abundantes combustíveis para a produção de energia elétrica. Elementos como a energia cinética dos ventos, solar, a energia hidráulica, a lenha, o gás natural e o petróleo são alguns exemplos dessas fontes. Como mostra o Banco de Informações da Geração (BIG) da Aneel, o país possui 4575 empreendimentos em operação, totalizando 147.803.183 kW de potência instalada (setembro de 2016). Devido ao seu extenso território e potencial hidráulico, o país possui uma matriz que se concentra fortemente na geração hidroelétrica, devido a sua quantidade, variedade e abundância aquífera nos rios por conta da extensão de determinadas bacias hidrográficas (Aneel, 2016b).

Bronzatti e Iarozinski Neto (2008) afirmam que a energia elétrica produzida no Brasil pelas grandes hidroelétricas desempenham um papel de grande importância no desenvolvimento nacional. Dessa forma, o país se apresenta autossuficiente na geração de energia elétrica a baixo custo. Assim, em 2014, a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira manteve-se entre as mais altas do planeta devido a oferta, principalmente, de combustíveis não fósseis, como a hidroeletricidade, mostrado na Figura 5.



**Figura 5:** Matriz energética nacional.

**Fonte:** EPE (2015).



Conforme mostrado na Figura 5, a participação da energia hidráulica na matriz energética brasileira representou 65,2% do montante gerado, correspondendo a 407,2 TWh. Sendo a geração total com as demais matrizes estimada em 624,3 TWh para o mesmo período. Com relação à potência instalada, a energia hidráulica tornou-se a maior representante em geração no país, conforme mostrado na Tabela 1 onde o cenário apresenta a seguinte situação:

**Tabela 1:** Capacidade de geração hidráulica brasileira para 2016 (setembro).

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
<i>CGH</i> <sup>1</sup>	561	439.348	441.430	0,3
<i>EOL</i> <sup>2</sup>	384	9.443.008	9.368.830	6,35
<i>PCH</i> <sup>3</sup>	446	4.854.790	4.837.026	3,28
<i>UFV</i> <sup>4</sup>	40	26.962	22.962	0,02
<i>UHE</i> <sup>5</sup>	218	101.061.620	90.344.248	61,19
<i>UTE</i> <sup>6</sup>	2.917	42.362.509	40.639.805	27,53
<i>UTN</i> <sup>7</sup>	2	1.990.000	1.990.000	1,35
<b>Total</b>	<b>4.568</b>	<b>160.178.237</b>	<b>147.644.301</b>	<b>100</b>

**Fonte:** ANEEL (2016b).

<sup>1</sup> *CGH-Central Geradora Hidrelétrica*

<sup>2</sup> *EOL-Central Geradora Eólica*

<sup>3</sup> *PCH-Pequena Central Hidrelétrica*

<sup>4</sup> *UFV-Central Geradora Solar Fotovoltaica*

<sup>5</sup> *UHE-Usina Hidrelétrica*

<sup>6</sup> *UTE-Usina Termelétrica*

<sup>7</sup> *UTN-Usina Termonuclear*

Contudo, Magalhães (2009) afirma que para um horizonte com mais estimativas, o cenário energético atual indica um aumento na participação de energias renováveis e nuclear na matriz brasileira, reduzindo dessa forma, as dependências impostas pela utilização de derivados de petróleo e hidrológica.

### 2.1.3 Geração e o controle da frequência

Para Borges Neto e Carvalho (2012) as unidades geradoras compreendem todos os equipamentos que conectados ao sistema transformam a energia primária em energia elétrica.

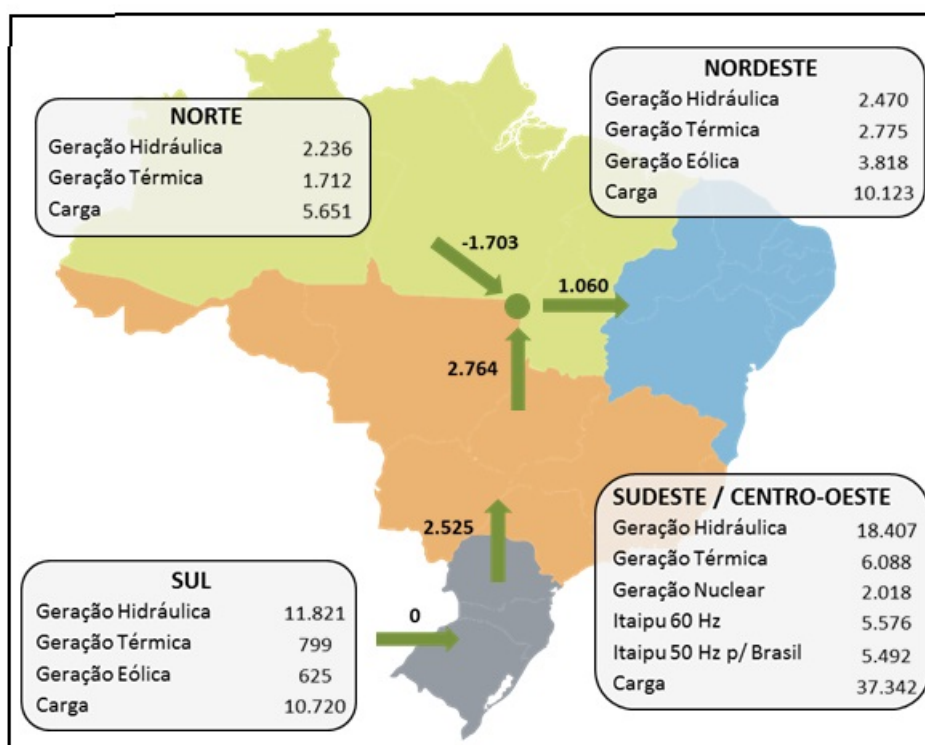
As cargas correspondem à potência elétrica requerida pelos consumidores em critérios de consumo. Assim, essa carga elétrica exigida varia aleatoriamente dentro de curtos períodos cíclicos de tempo, podendo apresentar intervalos diários, semanais e sazonais.

Leão (2009) afirma:

As condições de não armazenamento e de não violação das restrições operativas impõem à eletricidade sua produção no momento exato em que é requerida ou consumida fazendo com que o dimensionamento do sistema elétrico seja determinado pelo nível máximo de energia demandada, resultando em ociosidade dessas instalações durante o período de menor demanda (LEÃO, 2009, p. 7).

Dessa forma, a geração de energia elétrica tem de ser igual à demanda, assim, para manter o princípio de geração e transmissão, políticas de racionamento e seccionamentos imediatos são analisados e efetuados para assegurar a confiabilidade do sistema elétrico de potência em caso de perda substancial de geração.

A figura 6 traz o balanço de energia acumulada de acordo com o boletim do ONS para o dia 15/09/2016, demonstrando a relação geração/carga para as regiões geoeletricas nacionais.<sup>5</sup>



**Figura 6:** Balanço Diário de Energia - Mwmed para o dia 15/09/2016.

**Fonte:** ONS (2011a).

A fim de manter o equilíbrio entre geração e carga, os controladores de frequência operam de forma direta sobre os geradores elétricos. Esse controle é de grande relevância para o equilíbrio do sistema, uma vez que esta é utilizada como índice de parametrização da potência ativa do sistema elétrico de potência. De acordo com Caminha (1977) na hipótese de um grave acidente sobre a rede elétrica, deve-se assegurar nos principais nós de consumo uma

<sup>5</sup> Carga = consumo + perdas.

produção local suficiente para o atendimento dos usuários considerados prioritários. Durante uma contingência (incidente) na rede deve-se também evitar de todas as formas possíveis a inadmissível transferência indevida de carga sobre as linhas.

### 2.1.3.1 Máquina síncrona como unidade geradora

Fitzgerald; Kingsley Jr; Kusko (1975) trazem geradores síncronos descritos como máquinas elétricas rotativas, dessa forma sua atuação é em regime permanente, ou seja, busca ter uma velocidade proporcional à frequência da corrente no enrolamento de armadura, quando o gerador estiver conectado a uma carga.

Assim, a frequência elétrica ( $f$ ) consiste num determinado número de ciclos em um intervalo de tempo ( $\Delta t$ ).

Dessa forma,

Em máquinas rotativas, são geradas tensões em enrolamentos ou grupos de bobinas pela rotação mecânica destes enrolamentos em um campo magnético, por um campo magnético girante que atravessa um enrolamento, ou fazendo com que a relutância do circuito magnético varie com a rotação do motor (FITZGERALD; KINGSLEY JR; KUSKO, 1975, p. 131).

Segundo Kosow (1982), a primeira indicação de uma sintonia entre energia elétrica e mecânica foi apresentada por Faraday, gerando grande contribuição com a descoberta do surgimento de uma força eletromotriz, mostrada na Equação 2.1, dada em volts pelo SI, proposta pela Lei de Faraday, onde:

$$\epsilon = d\lambda/dt \quad (2.1)$$

Sendo que  $\lambda$  é o fluxo concatenado, obtido pelo produto entre  $N$ , número de espiras, e  $\phi$  fluxo magnético, e o valor da força eletromotriz induzida é igual à taxa de variação do fluxo concatenado num determinado intervalo de tempo.

Para máquinas síncronas trifásicas trabalhando como geradores, o movimento rotacional do rotor associado a um campo magnético gerado pelo enrolamento de campo induz uma tensão aproximadamente senoidal nos terminais de saída do estator. Assim, quando uma carga é conectada ao estator, uma potência elétrica é fornecida ao mesmo pelo equipamento (Brolin, 2010).

Para um rotor em movimento, será produzido um campo girante no entreferro em relação ao estator. Assim, uma variação de fluxo  $\phi$  concatenado nas bobinas do estator produzirá tensão no circuito da armadura. Essa tensão gerada no enrolamento da armadura chama-se tensão de

excitação e seu valor eficaz é dado pela Equação 2.2, para valores de  $f$  descritos em (2.3):

$$E_f = 4,44 \times f \times \phi f \times N \times Kw \quad (2.2)$$

Onde:

$\phi f$  = fluxo resultante por pólo,

$N$  = número de voltas por fase,

$Kw$  = fator de enrolamento,

$f$  = frequência da tensão gerada.

Nota-se que a tensão de excitação é proporcional à velocidade e ao fluxo, sendo o fluxo dependente da excitação de campo.

Nesse caso, o modelo de máquina utilizada para análises envolvendo SEPs dependerá dos fenômenos que se deseja observar.

Conforme afirmam Fitzgerald; Kingsley Jr; Kusko (1975), a frequência elétrica  $f$  da tensão gerada a partir do movimento síncrono da máquina deverá ser calculada em função do número de pólos do rotor e o seu valor em ciclos por segundo (hz) sendo definido por:

$$f = \left( \frac{plos}{2} \right) \times \frac{n}{60} Hz \quad (2.3)$$

Onde,  $n$  é a velocidade mecânica do rotor, dada em rotações por minuto (rpm), a relação pólos/2 é a quantidade de vezes que a força eletromotriz gerada em uma bobina do gerador de múltiplos pólos completa um ciclo a cada rotação. Assim, a frequência, dada em ciclos por segundo (Hz), dependerá diretamente da velocidade ou do número de rotações por segundo (rpm/60) do campo girante (Kosow, 1982).

Máquinas síncronas operando como geradores elétricos são detalhados em Kundur (1994), sendo o objetivo da utilização de um gerador síncrono trabalhar em paralelo com os demais geradores que alimentam um determinado SEP a fim de garantir a estabilidade da frequência e da tensão nos terminais, independente da variação de fluxo magnético imposta à excitação do eixo e do torque aplicado.

Segundo Jordão (1980), esta estabilidade da frequência e da tensão é garantida através de reguladores automáticos acoplados aos demais geradores e respectivas turbinas ou motores

conectados a esse sistema. Esta estabilidade é de grande relevância no momento de conectar ao SIN diferentes fontes geradoras sem ocasionar curto-circuito e danificar o sistema de geração.

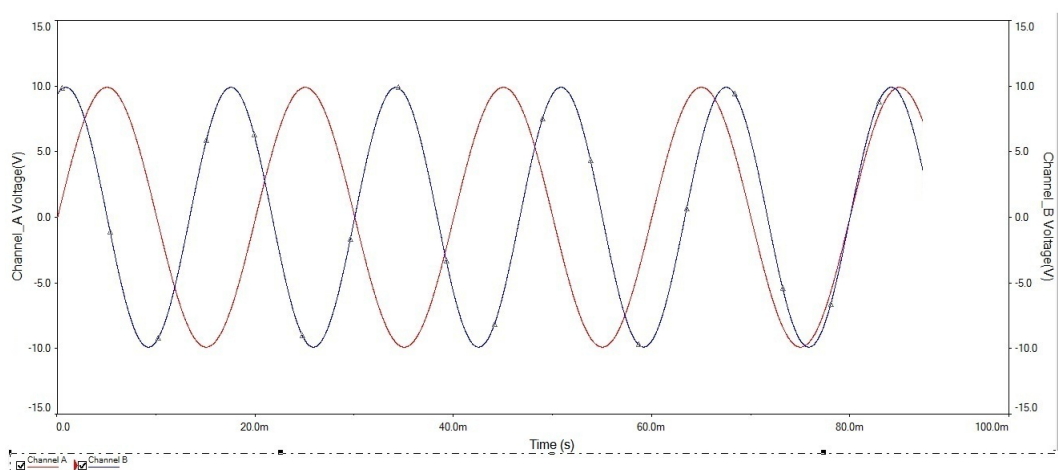
O Controle Automático da Geração (CAG) empregado nas unidades geradoras tem como função a manutenção do equilíbrio carga/geração a fim de manter os intercâmbios de fluxo de potência.<sup>6</sup>

Conforme mostrado de modo geral, o controle da frequência, por meio da regulação da velocidade ao perceber um desvio da frequência (velocidade) em relação ao parâmetro usado, mantém a frequência do Sistema Interligado Nacional em 60 Hz estabelecidos, o que é primordial para o desempenho de despacho ótimo das unidades do sistema.

Contudo, explicações mais detalhadas sobre o comportamento, operação e modelagem de máquinas síncronas podem ser obtidos em Fitzgerald; Kingsley Jr; Kusko (1975), Kundur (1994) e Kosow (1982) dentre várias outras publicações da área.

### 2.1.4 Fundamento da proteção por variação de frequência

Como analogia, imagina-se aqui duas usinas geradoras conectadas a uma mesma malha, uma usina operando com geração em 50Hz e a outra em 60Hz conforme descrito na Figura 7. Após as duas usinas entrarem em operação, haverá a criação de uma diferença de potencial (ddp) entre as duas ondas de frequência. Assim, como há essa ddp, significa que enquanto uma fornece potência, a outra recebe e vice-versa. De acordo com o tamanho desta malha haverá a atuação dos dispositivos de proteção, visto que daí surgirá correntes entre os geradores ocasionando curto-circuito. Logo, a importância de definição de um valor de frequência para um sistema interligado como o SIN e trabalhar a segurança para a manutenção desse valor.<sup>7</sup>



**Figura 7:** Forma de onda para 50 e 60Hz.

**Fonte:** Autor (2016).

<sup>6</sup> Sua função consiste na manutenção do equilíbrio entre carga e geração, de modo a manter a frequência nominal de operação do sistema e os intercâmbios programados.

<sup>7</sup> No apêndice ao fim deste trabalho apresenta-se o circuito gerador das duas formas de ondas.

Kundur (2001) afirma que a estabilidade da frequência está diretamente ligada a capacidade que o sistema apresenta frente às falhas. Assim, esta estabilidade depende da capacidade de restauração do equilíbrio no menor tempo, com o mínimo de perda de carga. Sendo comum o termo "ilhamento" em grandes SEPs devido a falhas de controle da frequência. Em geral, problemas de estabilidade de frequência estão associados à deficiência na resposta da malha de controle, má coordenação da proteção e reservas de geração insuficientes. Uma vez que sua função é manter a velocidade do gerador próxima à velocidade síncrona, a fim de que a tensão da barra terminal da máquina não se afaste da tensão da rede.<sup>8</sup>

Batista (2008) afirma que os reguladores de velocidade não respondem imediatamente às variações de frequência. Dessa forma, a potência da carga varia mais rapidamente que a potência da gerada, visto que a constante de tempo dos acionamentos mecânicos são superiores à constante de tempo elétrica. Contudo, apesar dessas restrições, o sistema funciona para pequenas variações de fluxo de carga pelo princípio da conservação de energia pela energia cinética ( $E_c$ ) proporcionada pela rotação do conjunto turbina + gerador. Portanto, como o momento de inércia ( $J$ ) dos eixos é constante durante o processo, o que deverá variar, a fim de acompanhar a variação de fluxo, será a velocidade angular de rotação dos eixos ( $\omega$ ) o que provocará a variação de frequência. Dessa forma, quando a carga aumenta, uma porcentagem desta energia cinética é convertida em energia elétrica (subfrequência) e quando essa carga diminui, parte da energia elétrica é convertida em energia cinética (sobrefrequência) pelo princípio de conservação da energia (Equação 2.4 e Equação 2.5).

$$E_c = \frac{J\omega^2}{2} \quad (2.4)$$

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.5)$$

Segundo Pitombo (2010), a defasagem geração/carga provoca a operação dos dispositivos de proteção anti-ilhamento das unidades geradoras que se baseiam na leitura de subfrequência. Assim:

Esses dispositivos são fortemente dependentes do desbalanço de potência ativa e, caso este seja pequeno, um intervalo de tempo grande poderá ser necessário para que a frequência varie simultaneamente, de modo a atingir os ajustes pré-estabelecidos da proteção anti-ilhamento (PITOMBO, 2010, p. 55).

<sup>8</sup> Para Etxegarai *et al* (2012), o conceito de ilhamento consiste numa condição que decorre quando a geração é desconectada do restante do SEP. Assim, relaciona-se esse termo como a criação de uma microrregião elétrica, onde existe tensão fornecida, mas não há circulação de corrente elétrica. Essa microrregião torna-se autônoma, devido aos perigos relacionados à conexão ao SEP por alguma restrição operacional.

Dessa forma, uma região desconectada do sistema por contingência poderá não ser detectada pelas empresas distribuidoras no tempo determinado para operação. Assim, os relés de subfrequência que compõem os esquemas de proteção devem estar permanentemente ativos, salvo a manutenção, a fim que os mesmos atuem em caso de contingência.

A frequência do sistema está diretamente relacionada à velocidade de rotação dos geradores nas unidades de geração. Logo, a Aneel em seu módulo 8 do PRODIST estabelece critérios para a manutenção desse valor de frequência a fim de não ocorrer o acionamento de esquemas de corte de cargas a fim de aliviar o sistema elétrico.

8.1 O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

8.2 As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração (ANEEL, 2016a, p. 31).

Para Almeida (2002), pode-se resumir os principais fatores que influenciam na variação de frequência em:

- déficit de potência (P);
- constante de amortecimento da carga (D) na área que apresenta déficit;
- constante de inércia (M) das unidades geradoras.

Assim, a variação de frequência num sistema de potência interligado pode ser expressa por:

$$\Delta f(\%) = -\Delta P(\%)(1 - e^{-1/T})K \quad (2.6)$$

Para:

$$K = 1/D$$

$$T = M/D$$

O sistema de rejeição de cargas pelo Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC) é utilizado sempre que há a variação na frequência causado por um déficit de geração ou contingência elétrica. Assim, o monitoramento da frequência de operação (60Hz) tem o objetivo de diagnosticar contingências e tem por lógica o acionamento de relés de frequência com o

objetivo de restabelecer o equilíbrio eletromecânico do sistema elétrico de potência, usando o sistema de descarte de cargas.

Para a análise neste trabalho, alterações de frequência (subfrequência), assim como alterações na impedância, são as principais causas de atuação dos esquemas de relés do ERAC para proteção de linhas de transmissão e sistemas de geração.

Durante a operação dos sistemas elétricos as unidades de proteção por subfrequência, assim como as demais proteções, deverão operar seguindo três aspectos, segundo Caminha (1977):

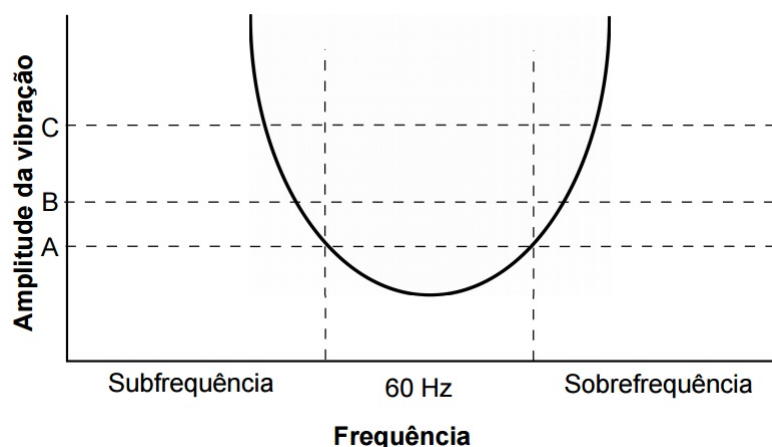
- 1) Operação nominal;
- 2) Prevenção contra possíveis falhas eletromecânicas;
- 3) Limitação dos defeitos eletromecânicos.

Dessa forma, não é correto - se não antieconômico - pensar-se em corrigir essas falhas no momento do sinistro somente, mas estratégias de contenções e previsões devem ser amplamente abordadas no período de elaboração das plantas das instalações.

Nos termos mecânicos de operação, os equipamentos de proteção muitas vezes são fabricados para trabalharem numa restrita faixa de frequência, assim condições de subfrequência ou condições extremas poderão causar sérios problemas a esses equipamentos.

Por exemplo, vários tipos de turbinas existentes, não importando a fonte de energia, possuem diferentes características e configurações, o que caracteriza diferentes frequências naturais de ressonância para cada equipamento. Dessa forma, segundo Brolin (2010) as turbinas são cautelosamente projetadas para operarem à uma determinada faixa restrita de frequência suficiente fora de suas frequências naturais a fim de que o equipamento não sofra desgaste mecânico, essa restrita faixa procura evitar o excesso de vibração na turbina. A Figura 8 mostra o diagrama proposto por Berdy *et al* (1974) *apud* Brolin (2010) no qual a amplitude da vibração mecânica fornecida à turbina em função de sua frequência de operação é classificada em três estágios: A, B e C.





**Figura 8:** Amplitude de vibração com a frequência operacional.

**Fonte:** Brolin (2010).

Caminha (1977) afirma que "em geradores acionando turbinas a vapor, se a frequência cai abaixo de 56Hz (cerca de 5-6% da nominal), corre-se o risco de quebra de palhetas devido à rotação na faixa de ressonância mecânica"(CAMINHA, 1977, p. 42). Dessa forma, apresenta-se a importância do controle dessa variação  $\Delta f(\%)$  descrita inicialmente por Almeida (2002).<sup>9</sup>

No momento em que esses níveis indesejados de frequência são atingidos os equipamentos de proteção enviam um sinal denominado *trip* aos disjuntores afim de que as unidades geradoras sejam desconectadas do SEP para evitar maiores danos.

O controle da frequência está com grande relevância relacionada ao fluxo de potência entre grandes sistemas de transmissão, uma vez que em linhas de transmissão longas, como no território nacional, o nível de potência pode ser definido em um valor abaixo da capacidade instalada. A potência ativa transmitida numa linha de potência sem perdas pode ser calculada pela seguinte fórmula (Stevenson Jr., 1986):

$$P = \frac{E_s E_r}{Z_c \text{sen} \theta} \text{sen} \delta \quad (2.7)$$

Onde:

$E_s$  e  $E_r$  são as tensões nos extremos do lado da fonte e da carga;

$Z_c$  é a impedância característica;

$\theta$  é o comprimento elétrico da linha;

$\delta$  é o ângulo da transmissão.

Para uma linha com tensão controlada em seus extremos, a potência transmitida poderá ser representada de acordo com sua carga natural (do inglês *Surge Impedance Load - SIL*)  $P_0$ . Sendo o comprimento elétrico  $\theta$  função do comprimento da linha e a carga natural função da sua

<sup>9</sup> Estudos semelhantes podem ser encontrados em Almeida (2002, p. 38-39).

tensão nominal e impedância característica, a potência transmitida numa dada linha de potência é função apenas do ângulo de transmissão  $\delta$  para uma linha de mesma potência:

$$P = \frac{P_0}{\text{sen}\theta} \text{sen}\delta \quad (2.8)$$

Conforme mostrado por Stevenson Jr. (1986), quando o ângulo da carga atingir o valor de  $90^\circ$ , a potência transmitida alcança seu valor máximo.

### 3 O ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGAS - ERAC

Após o blecaute ocorrido nos Estados Unidos em 1965, o *North American Electric Council (NERC)* propôs um sistema de contenção baseado em controle por subfrequência. Determinou-se que todas as regiões contidas no NERC deveriam propor suas próprias metodologias para controle e recomposição de cargas. Assim, sua filosofia baseia-se no restabelecimento da frequência à proporção que as unidades geradoras entram em operação, retirando, assim, a possibilidade de *desligamentos em cascata*, que resultam em perdas de grandes blocos de carga, devido aos baixos valores de frequência (Brolin, 2010).

Em certos casos de contingência elétrica, grandes perdas de geração podem acarretar numa diminuição rápida da velocidade nas demais máquinas desse sistema, uma vez que reguladores de velocidade não são tão rápidos para restabelecimento do balanço entre o torque mecânico e elétrico.

O corte de carga pelo Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC) é a última medida a ser considerada, visto que gera enormes prejuízos para todos os setores da sociedade. Todavia, as cargas são cortadas conforme índice de prioridade, por exemplo, as cargas como hospitais, indústrias de processo contínuo, dentre outras restritas, deve-se ao máximo evitar seu desligamento.

Aneel (2010) enfatiza:

5.1 As distribuidoras devem definir critérios para classificação e priorização das unidades consumidoras, para fins de controle de carga, respeitadas as cargas de serviços essenciais na forma da regulamentação, conforme definido no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

5.2 As cargas interruptíveis por contrato devem ser as primeiras indicadas para corte.

5.3 A priorização de alimentadores por subestação – PAS – deve atender aos desligamentos relacionados a uma única subestação, considerando-se a priorização das unidades consumidoras (ANEEL, 2010, p. 18).

Dessa forma, as concessionárias são responsáveis pela disponibilidade de cargas a ser manejada pelo ERAC, envolvendo os consumidores de distribuição, consumidores diretos e autoprodutores, pelo agente responsável que assume a coordenação do SEP. Neste caso, a coordenação fica ao encargo dos Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR), localizados nas cidades de Brasília, Florianópolis, Recife e Rio de Janeiro, sendo que cada unidade coordena sua respectiva área de atuação sobre as respectivas concessionárias, com todos os COSRs sob supervisão do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), localizado em Brasília.<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> A área de atuação de cada COSR é a rede de Operação Regional/Local de cada região, sendo que os fenômenos nestas redes têm repercussão regional/local (ONS, 2007).

<sup>2</sup> ONS (2007) afirma que o CNOS é o centro de operação de maior nível hierárquico do ONS, responsável pela

Nesse caso, quando há atuação do ERAC, o ONS tem o conhecimento através da rede de monitoramento em tempo real de que houve perda de geração. Então torna-se mais logicamente correto retirar carga do que aumentar a geração. Vale ressaltar que há o despacho de usinas pré-determinadas para o restabelecimento do índice de geração, geralmente termoeletricas, essas unidades entram em operação inserindo potência à rede quando existe registro de diferença diária entre valores programados e valores verificados, no entanto, muitas vezes são insuficientes para grandes perdas.

Conforme disposto por ONS (2016c) há a possibilidade de temporização para o acionamento do relé de frequência, contudo esta é feita somente na região Nordeste e parte da região Norte devido às características próprias das cargas. A filosofia da atuação através de estágios, não permite a temporização, (por determinação do ONS), para acionamento do Esquema nas demais regiões do país, ou seja, o mesmo é temporizado em 0s (zero segundo). Dessa forma, como a frequência oscila rapidamente em uma situação de desligamento em cascata, se houver a temporização, o primeiro estágio poderá perder sua aplicação de atuação numa situação de persistência de avanço do blecaute pela malha de transmissão. Sendo assim, onde existe temporização, há também um valor programado para a proteção de retagurada. De acordo com a Tabela 3 a variação da frequência para a região Sudeste em sua última atualização, conforme estágios de operação, sendo o 1º com 58,5Hz e o 2º com 58,2Hz, uma diferença entre o primeiro e o início do acionamento do segundo de apenas 0,3 Hz.

Conforme disposto nos Procedimentos de Rede, submódulo 11.4 – Sistemas Especiais de Proteção, aprovado pela Aneel, através da resolução nº 140/2002, de 25 de março de 2002, o ERAC é uma forma de sistema especial de proteção de caráter sistêmico implantados nos estágios da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Sendo responsabilidade do ONS efetuar o acompanhamento dos montantes de carga disponibilizados para corte. Assim, o Esquema é um “Sistema Especial de Proteção que, por meio do desligamento automático e escalonado de blocos de carga, utilizando relés de frequência, minimiza os efeitos de subfrequência decorrentes de perda de grandes blocos de geração” (ONS, p. 4, 2016b).

Com o processo de desverticalização do setor, a fim de atender às determinações da Aneel ao suscitar problemas quanto às responsabilidades sobre os relés de frequência e os montantes de carga disponibilizados para corte, o ONS entrou no cenário interagindo com os novos Agentes do Governo de modo a formar políticas para recompor o equilíbrio original dos cortes propostos pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). Dessa forma, foram atribuídas as concessionárias a responsabilidade pelo corte isonômico de cargas a fim de garantir a segurança e efetividade do sistema.

Segundo ONS (2016c), o ERAC é um sistema de proteção que atua por leitura do aumento da taxa de variação e também do decréscimo do valor absoluto da frequência elétrica,

---

coordenação, supervisão e controle da Rede de Operação e das bacias hidrográficas das usinas integradas do SIN.

através de cortes discretos (estágios de operação). Assim, à medida que o valor vai diminuindo, os estágios vão avançando do 1º ao 5º, até somar um montante de 40% da carga do sistema.

Os relés que têm a função de frequência (ANSI 81) são empregados para realizar a medida da frequência e atuam conforme um valor temporizado desejado. Tais relés podem ser de atuação instantânea, em tempo ajustável ou ainda de forma independente. Conforme abordado anteriormente, os geradores podem fornecer ao sistema elétrico uma frequência fora de seu valor nominal de operação.

A rejeição de cargas pelo ERAC é realizada por disjuntores acionados pelos relés que monitoram a frequência senoidal do SEP de suprimento de energia elétrica. Geralmente instalados em subestações de energia elétrica das concessionárias.

Quando há um déficit de geração ou mesmo uma contingência elétrica nesse sistema, o nível de tensão aumenta, acarretando em frequência negativa do mesmo ( $<60\text{Hz}$ ), conforme Equação (2.2) mostrada anteriormente. Nesse caso, quando a frequência não é atingida, ocorre o superaquecimento dos aparelhos e problemas correlatos no sistema de geração e transmissão. Assim, para ajudar na recomposição desse sistema, o ERAC atua juntamente com reguladores de velocidade a fim de evitar o colapso do sistema.

De acordo com Aneel (2010):

A distribuidora deve selecionar as unidades consumidoras, subestações e alimentadores, sujeitos às ações de controle de carga transitórias, atendendo às diretrizes de priorização e montantes de corte de carga, considerando determinações dos Relatórios de Esquemas Especiais de Proteção – SEP elaborados pelo ONS e de estudos próprios (ANEEL, 2010, p. 14).

Quando há operação do ERAC, o ONS gera um Relatório de Análise de Perturbação (RAP) assim que a concessionária percebe o sinistro em seu sistema e formula o Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia no SIN (BISE), dessa forma, o RAP deverá ser utilizado para análises posteriores de desligamentos automáticos e lógica de atuação.

Conforme disposto por Aneel (2016a, p. 31) um SEP em condições de operação deverá seguir os parâmetros abaixo:

- O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.
- As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de trinta segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.
- Não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas.

- Pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo trinta segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo dez segundos, pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo cinco segundos.

Conforme dito anteriormente, a filosofia ERAC baseia-se em princípio de multiestágios. Atualmente, com a adoção do sistema proposto pelo NERC, o país trabalha com o método conhecido como UFLS (do inglês, *Under-frequency Load Shedding*) ou simplesmente esquema automático de alívio de carga em condição de subfrequência.

ONS (2016c) afirma que o sistema de multiestágios adotado exige que o tempo máximo de acionamento para atuação do esquema seja de até 0,350 segundos (s) como somatória do tempo necessário de abertura do relé + disjuntor e a temporização intencional (caso exista). Onde os relés digitais possuem recursos que permitem a criação da lógica do ERAC utilizando-se tanto níveis de subfrequência, e/ou taxa de variação da mesma.

No momento presente, o sistema de estágios apresenta a seguinte configuração para as regiões ou áreas elétricas do país conforme mostrado por ONS (2016c, p. 2) em sua última revisão que se apresenta nas tabelas a seguir.

**Tabela 2:** Valor de frequência para a região Sul

<b>Estágio</b>	<b>frequência (Hz)</b>	<b>Corte de Carga (%)</b>
<b>1º</b>	58,5	7,5
<b>2º</b>	58,2	7,5
<b>3º</b>	57,9	10
<b>4º</b>	57,6	15
<b>5º</b>	57,3	15

**Fonte:** ONS (2016c).

Dessa forma, a somatória da carga disposta para corte pelas concessionárias na região Sul deverá chegar a 40% do valor total das empresas. Visto que o critério de estágios apresenta a hierarquia de que as cargas menos relevantes fiquem no primeiro estágio e as cargas mais relevantes no quarto estágio, sendo o quinto estágio um somatório dos demais que desligará todo o sistema conectado à lógica.

**Tabela 3:** Valor de frequência para a região Sudeste.

<b>Estágio</b>	<b>Frequência (Hz)</b>	<b>Corte de Carga (%)</b>
<b>1º</b>	58,5	7
<b>2º</b>	58,2	7
<b>3º</b>	57,9	7
<b>4º</b>	57,7	7
<b>5º</b>	57,5	7

**Fonte:** ONS (2016c).

**Tabela 4:** Valor de frequência para a região Centro Oeste e área Acre e Rondônia.

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)	
		Acre / Rondônia	Goiás / Brasília / Mato Grosso / Mato Grosso do Sul
1º	58,5	15	7
2º	58,2	10	7
3º	57,9	10	7
4º	57,7	10	7
5º	57,5	10	7

Fonte: ONS (2016c).

**Tabela 5:** Taxa de variação para a região Norte e área do Maranhão.

Estágio	Alumar / Albrás			Cemar / Celtins / Celpa e demais Consumidores Livres		
	Taxa de Variação de Frequência (Hz / s)	Frequência (Hz)	Corte de Carga	taxa de Variação de Frequência (Hz / s)	Frequência (Hz)	Corte de carga (%)
1º	1,5	57,7	1º Sala de Cubas	1,5	57,7	6
2º	2,5	57,5	2º Sala de Cubas	2,5	57,5	7
3º	3,5	57,3	3º Sala de Cubas	3,5	57,3	11

Fonte: ONS (2016c).

Conforme mostrado, a lógica desenvolvida para a região Norte e área do Maranhão não aborda cinco estágios como as outras regionais. À vista disso, sua janela de frequência abrange os valores de 59,0 a 58,5 Hz com frequência de corte de 58,5 Hz em sua taxa de variação de frequência.

**Tabela 6:** Taxa de atuação para a região Nordeste.

Estágio	Taxa de Variação de Frequência (Hz / s)	Frequência (Hz)	Retaguarda		Corte de Carga, (%)
			Frequência (Hz)	Temporização, (s)	
1º	0,7	57,9	58,5	10	6
2º	1,1	57,8	58,5	11	7
3º	1,5	57,7	58,5	12	11
4º	1,8	57,6	—	—	16
5º	—	57,4	—	—	15

Fonte: ONS (2016c).

**Tabela 7:** Área Manaus: Subsistema Mauá

Estágio	Taxa de variação de frequência(Hz/s)	Frequência de retaguarda, (Hz)	Corte de carga, (%)
1º	1,0	58,3	12
2º	2,0	58,1	12
3º	2,5	57,9	12
4º	5,5	57,7	12
5º	—	57,2	12

Fonte: ONS (2016c).

**Tabela 8:** Área Manaus: Subsistema Manaus

Estágio	Taxa de variação de frequência (Hz/s)	Frequência de retaguarda, (Hz)	Corte de carga, (%)
1º	4,0	57,8	11
2º	6,5	57,6	11
3º	8,5	57,4	11
4º	10,0	57,2	11
5º	-	57,0	9

Fonte: ONS (2016c).

**Tabela 9:** Área Macapá

Estágio	Taxa de variação de frequência (Hz/s)	Frequência de retaguarda, (Hz)	Corte de carga, (%)
1º	0,5	58,3	11
2º	1,0	58,1	11
3º	2,7	57,6	11
4º	4,0	57,4	11
5º	-	57,2	11

Fonte: ONS (2016c).

Os valores mostrados foram determinados em 24/08/2016 em sua 9ª revisão presente no Manual de Procedimentos da Operação Módulo 10 – *submódulo 10.21* pelo ONS contudo, durante o blecaute de setembro de 2011 os valores de ajuste eram consideravelmente diferentes. Esses ajustes se dão devido à implantação de novas linhas de transmissão ou adaptações e coordenação do ERAC por banco de capacitores ou religadores em subestações de transmissão.

Em locais em que o critério denominado "n-1", onde o sistema é planejado para suportar a pior contingência simples sem que haja perda de carga, ainda não havia sido implantado em diversas conexões do sistema nacional em razão de restrições ambientais e as de origem político-econômicas a proteção do SEP se dava por atuação de Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS). De acordo com Almeida (2002), o critério de planejamento utiliza nesse caso, de EPS a fim de



realizar manobras como o desligamento de unidades geradoras, "chaveamento" de equipamentos e cortes planejados de cargas nos casos em que os EPS não são capazes de suportar. Assim, o ERAC apresenta a função de ação conjunta aos EPS ao evitar os desligamentos em cascata que resultam em perdas de blocos de cargas.

Em caso de ineficiência de acionamento do Esquema, apresenta-se aqui a metodologia descrita em ONS (2016e), onde os COSRs devem repassar de imediato aos agentes de distribuição e consumidores ligados diretamente à Rede, o valor da parcela de corte de cada um, conforme determinação do CNOS descritos no Plano de Corte Manual de Carga (PCMC), que não será abordado neste trabalho por ser um sistema de operação após a ineficácia do ERAC no plano de cortes.

Segundo ONS (2016d), todas as programações de despacho de geração em usinas e de intercâmbio entre as interligações nacionais e internacionais são coordenadas pelo CNOS. No entanto, se a manobra for considerada urgente, essa programação poderá ser executada pelos COSRs que deverão informar imediatamente ao CNOS e às concessionárias as manobras adotadas. Vale ressaltar que, para toda programação (exceto as urgentes) deverá ser informada aos centros de operação e aos agentes concessionários com antecedência de 10 minutos. Sendo responsabilidade dos agentes de transmissão (ONS, 2016d, p. 13):

- a) Supervisionar, comandar e executar as mudanças de topologia da rede de operação determinadas pelo ONS para viabilizar o cumprimento do Programa Diário de Operação – PDO e de suas reprogramações.
- b) Informar aos COSR:
  - (i) as limitações em equipamentos de transmissão, os horários de início e término das intervenções, as manobras e ocorrências no sistema de transmissão que impliquem restrições de geração em sua área de atuação; e
  - (ii) as indisponibilidades ou limitações em equipamentos de seu conhecimento que possam limitar a geração de usina integrada, previstas ou não, já ocorridas ou prestes a ocorrer.

### 3.1 ESQUEMA REGIONAL DE RESTABELECIMENTO DE CARGAS - ERRC

Conforme mostrado por ONS (2016c), o restabelecimento das cargas desligadas pelo ERAC pode ser feito de forma manual ou automática. No entanto, para restabelecimento de grandes blocos o religamento ocorre de forma manual de forma a não perder o controle da operação pelo COSR. O esquema de restabelecimento de cargas desligadas pelo ERAC recebe o nome de Esquema Regional de Restabelecimento de Cargas (ERRC).

É importante, pois, dizer que segundo ONS (2016c), caso as cargas desligadas pelo ERAC permanecerem desligadas por um longo tempo, é facultado aos agentes de distribuição

e/ou consumidores industriais a desligarem por decisões próprias as cargas de igual valor de modo a fazer a substituição das cargas desligadas visando o rodízio destas.

Desta forma, o restabelecimento manual se divide em quatro faixas: (i) Em subestações das Distribuidoras que dispõem de frequencímetro digital; (ii) Em subestações das Distribuidoras que não dispõem de frequencímetro digital; (iii) Nos Agentes de Transmissão e (iv) Nos Consumidores Industriais conectados à Rede Básica.

ONS (2016c) afirma que para a faixa (i), as subestações das Distribuidoras que dispõem de frequencímetro digital somente poderão restabelecer as cargas após a estabilização da frequência em valor igual ou maior que 60Hz, em um intervalo de tempo igual ou maior que 1 minuto. Sendo que:

Visando dotar o sistema de meios suficientes para que a frequência se estabilize em 59,5 Hz, no caso da ocorrência da perda de um novo bloco de geração durante o restabelecimento, a restauração das cargas deve ser efetuada na mesma sequência da atuação do ERAC, ou seja, iniciando pela restauração das cargas relativas ao primeiro estágio, seguidas das cargas do segundo estágio e assim sucessivamente (ONS, 2016c, p. 9).

Dessa forma, o restabelecimento deverá seguir uma filosofia de atuação que apresente os mesmos cuidados presentes nos parâmetros do ERAC, visando a colaborar com o equilíbrio da relação geração/carga. Assim, "as cargas desligadas pelo ERAC devem ser restabelecidas desde que a frequência esteja estabilizada em valor igual ou superior a 60 Hz e tensão igual ou superior a 100% da tensão nominal do barramento"(ONS, 2016c, p. 9).

Contudo, havendo nova atuação do Esquema de alívio de cargas, o agente deverá providenciar o desligamento imediato destas cargas. Nesse caso, o novo ciclo de tentativas será iniciado somente após liberação do COSR com o qual o agente se relaciona.

Ainda segundo ONS (2016c), para a faixa (ii), as subestações das Distribuidoras que não dispõem de frequencímetro digital serão diretamente coordenados pelo COSR de sua área, que deverá seguir aos mesmos critérios supracitados. Para a faixa (iii) os Agentes de Transmissão seguirão o disposto na faixa (i) ou faixa (ii), dependendo se dispõem ou não de frequencímetro digital. E para a faixa (iv), este seguirá os mesmos critérios da faixa (i).

## 4 LEVANTAMENTO DE DADOS

### 4.1 O BLECAUTE

Informações oficiais divulgadas no relatório emitido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS, 2011c) sobre o blecaute de 2 de setembro de 2011 ocorrido às 16h43, dão conta de que o total de carga interrompida no episódio, que afetou 12 estados, provocou a interrupção de 2,566GW da demanda máxima daquele dia (conforme informações disponibilizadas pelos agentes ao Operador Nacional do Sistema). Ainda segundo ONS (2011c) houve rejeição de aproximadamente 5,1GW da UHE Itaipu 60Hz.

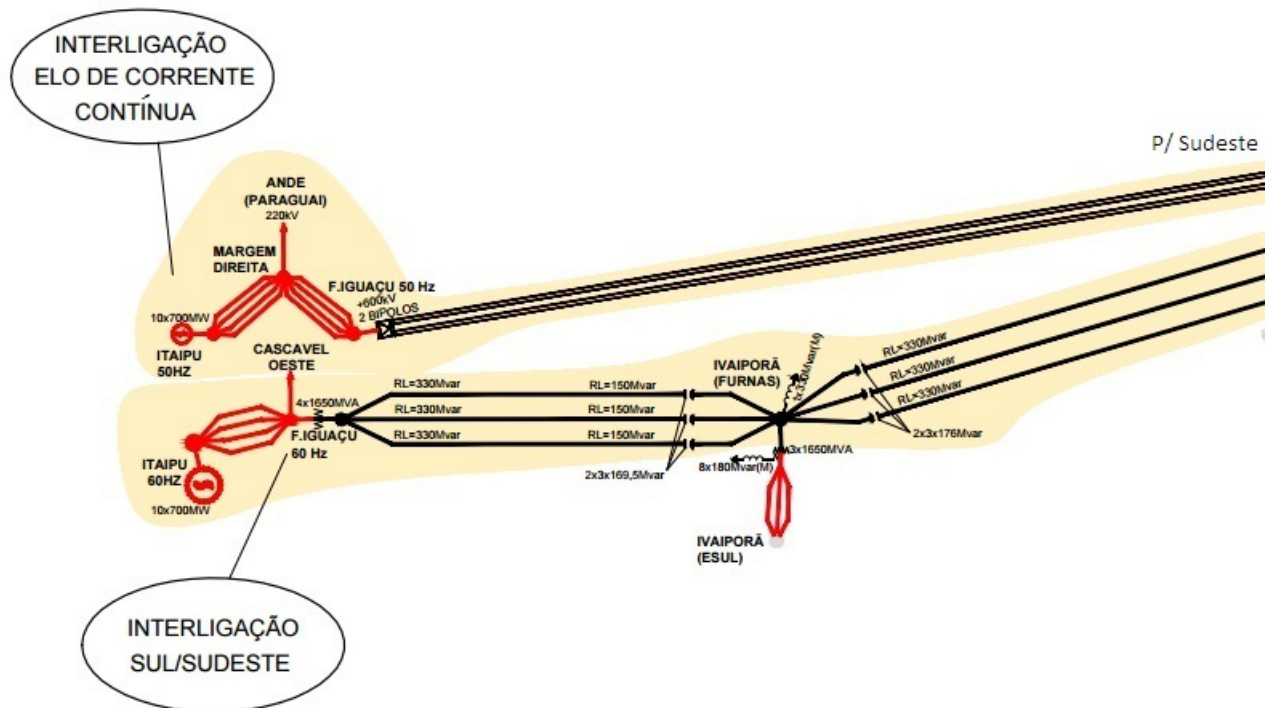
Conforme afirma ONS (2011a), durante o episódio ocorreu o desligamento automático das Linhas de Transmissão (LTs) de 500kV Itaipu 60 Hz / Foz do Iguaçu  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  e  $C_4$  e das LTs 765 kV Foz do Iguaçu / Ivaiporã  $C_2$  e  $C_3$ , causando a rejeição de toda a geração da UHE Itaipu 60Hz. A LT 765 kV Foz do Iguaçu / Ivaiporã  $C_1$ , permaneceu energizada em vazio por Ivaiporã.

Segundo Ministério de Minas e Energia (2011), não houve nenhuma falha na UHE, afirmando que o problema não foi de geração e sim, de transmissão, setor que não é de responsabilidade da empresa. ONS (2011a) afirma que no ocorrido, houve um problema no reator da LT de 765kV que liga Foz do Iguaçu a Ivaiporã, provocando um curto-circuito. Esse problema foi uma explosão da bucha da fase B do reator de linha 765kV - 330MVAr da LT Foz do Iguaçu / Ivaiporã  $C_3$  em Foz do Iguaçu, estado do Paraná.

À vista disso, como consequência houve o desligamento automático da linha de transmissão supracitada, a qual o reator se conectava, isolando as unidades geradoras 60Hz de Itaipu do Sistema Interligado Brasileiro. Portanto, conforme Ministério de Minas e Energia (2011) as unidades geradoras do setor 60Hz da UHE não apresentaram defeito, permanecendo disponíveis para atendimento assim que os valores de cortes de cargas atingissem o valor máximo solicitado pelo ONS. Dessa forma, os geradores permaneceram "girando a vazio". Vale ressaltar que o setor que gera 50Hz ao sistema elétrico paraguaio não foi atingido.

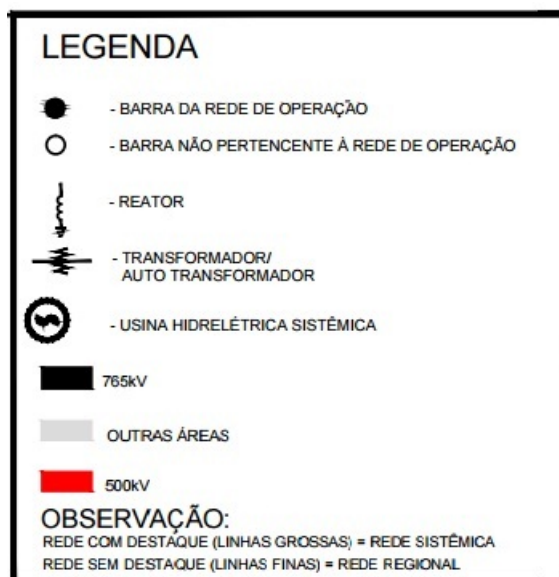
Em consequência do ocorrido, houve atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC) em 12 estados com exceção da região Nordeste. Conforme afirma ONS (2011a) devido à atuação, houve a interrupção de 2,566GW das concessionárias de distribuição: AES Sul, CEEE-D, RGE, Enersul, Celesc, Cemat, Celg, Eletroacre, Ceron, Elektro, Cemig, Light, Escelsa, Eletropaulo, Copel, Ampla, CPFL, Bandeirante e Caiuá, afetando os Estados do Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Rondônia e Acre. A Figura 9 mostra as linhas de transmissão com maior detalhe na região onde ocorreu a falha no reator de linha, mostrando a conexão de

Itaipu a Ivaiporã.



**Figura 9:** Rede de Operação Sistêmica: Região Sul (adaptada).

**Fonte:** ONS (2016a).



Ainda segundo dados do Ministério de Minas e Energia (2011) a urgência e emergência da atuação dos cortes de cargas se deu devido a importância do sistema Itaipu para a integração do SIN. De acordo com o órgão, o início das medidas para controle de tensão no 765kV e carregamentos auxiliares estabeleceu-se um valor de retirada de 70MW por minuto a fim de

retirar 700MW na geração da UHE devido ao fato de que antes da explosão da bucha do reator, o mesmo apresentava formação de gás, detectada pelo relé de gás.

Aproximadamente depois de nove minutos após o início da rampa e com o FIPU ainda constando em 5.087MW ocorreu a explosão da bucha desse reator, estabelecendo um curto-circuito monofásico. Os problemas ao reator devido à explosão foram contidos de modo a não acarretar maiores danos, por exemplo, um incêndio, devido a atuação em tempo hábil, e dentro dos Procedimentos de Rede dispostos pela Aneel, da proteção diferencial do referido reator, ocorrendo o desligamento automático da LT a jusante e a montante do local do sinistro.

O órgão federal ainda informa como causa, a atuação incorreta dos relés de proteção de distância de 3 dos 4 circuitos da LT 500kV Itaipu - Foz do Iguaçu.

Devido a sobrealcançe transitório, desligando os mesmos e submetendo o Banco de autotransformadores associado ao 4º circuito a excessiva sobrecarga, com seu correto desligamento automático em sequência, tendo esses eventos acarretado a interrupção no fornecimento de energia desta usina para o SIN (MME, 2011, p. 2).

A empresa Eletrobrás Furnas, responsável pelo circuito de transmissão, realizou o desligamento do reator após o alarme do relé de gás, comunicando imediatamente ao ONS conforme abordado nos Procedimentos de Rede. A seguir, MME (2011, p. 2) estabelece o cronograma dos eventos do ocorrido:

- Às 16h deu-se o primeiro contato com o ONS informando sobre a formação de gases no reator;
- Às 16h16 a Eletrobrás Furnas informa a formação de gás e solicita com urgência a retirada da LT 765kV circuito 3 Foz / Ivaiporã;
- Às 16h24 o ONS confirma com Eletrobrás Furnas o local do reator e a fase abrangida pelo mesmo;
- Às 16h26 Eletrobrás Furnas repetiu junto ao ONS a solicitação para o seccionamento da linha, sob o risco dessa sair de operação em critério de urgência e confirmou que a mesma não poderia operar sem o devido reator;
- Às 16h34 o ONS iniciou o rampeamento de redução da geração da UHE Itaipu;
- Às 16h44 ocorria perturbações na SE Foz do Iguaçu.

Conforme descrito por ONS (2011c), às 17h01 a tomada de todas as cargas dispostas no SIN já estava liberada pelo Operador Nacional, com exceção da LT 765kV Foz do Iguaçu/Ivaiporã  $C_3$  que permaneceu desenergizada devido à indisponibilidade do reator de linha dessa LT, sendo a mesma recomposta às 4h46 do dia 3/9/2011, após o reparo do devido reator.

De acordo com ONS (2011a), a recomposição das cargas foi iniciada às 16h47, sendo que às 17h13 já haviam sido recompostas 85% das cargas, às 17h42 foram recompostas 98% e às 19h13 completada a recomposição das cargas.

Após a cronologia mostrada, a empresa Eletrobrás Furnas confirmou as medidas a serem tomadas e informou que o reator atingido estava em condições normais de operação, com todos os testes e ensaios na normalidade e com resultados considerados satisfatórios quanto às análises físico-químicas e cromatográficas do óleo isolante.

Eletrobrás Furnas e Itaipu Binacional em análises do ocorrido vão ao encontro nas afirmações ao apontarem como sendo a atuação incorreta da proteção de distância de três das quatro linhas de 500kV da interligação Itaipu/Furnas responsável pela isolação da UHE Itaipu ao SIN. Assim, após o ocorrido o sistema elétrico passou a ser melhor analisado para operações de rampeamento de potência.<sup>1</sup>

Dessa forma, a causa do seccionamento da UHE teve caráter de atuação acidental, uma vez que sua retirada se deu devido a fatores externos que iriam interferir em seu desempenho operacional.

## 4.2 DADOS RELEVANTES

A seguir será realizada uma descrição do sistema elétrico brasileiro próximo do ocorrido em 2011 visando buscar informações que possam explicar como se deu a atuação e por meio de quais critérios se estabeleceu o apagão pela filosofia de atuação do sistema de proteção específico. A Tabela 10 mostra os dados de energia armazenada no sistema no dia do blecaute e nota-se que a geração disponibilizada na região Sul do país é superior às demais regiões geoeletricas, esse fato é relevante para a análise do ocorrido devido ao fato da importância do fluxo de potência da região Sul para o SIN.

A energia armazenada na região Nordeste consistia em 69,71% de sua capacidade geradora, sendo que a região Sul apresentava um índice de energia armazenada em 95,75% de sua capacidade. Os dados demonstram os baixos volumes dos reservatórios da região Nordeste do país.

Apresentando um valor distinto e diversificado de unidades geradoras no país, quanto à geração e à carga do sistema, a região SE/CO constava com 61.11%, mostrado na Tabela 11, da carga em GWh para o dia do total de energia devido principalmente ao seu grande parque industrial e a densidade populacional.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Conforme pode ser visto no Anexo A ao final deste trabalho.

<sup>2</sup> Carga = consumo + perdas.

**Tabela 10:** Energia armazenada no sistema, dia 02/09/2011.

Submercado	% Máxima CAPACIDADE
SE / CO	73,6
S	95,75
NE	69,71
N	71,23
N - Tucuruí	58,17

Fonte: ONS (2011a).

**Tabela 11:** Carga de energia medida, dados do dia 02/09/2011.

Submercado	GWh no dia	GWh acumulado no mês até o dia	GWh acumulado no ano até o dia
SE / CO	836	1.680	202.430
S	229	460	54.617
NE	204	410	47.420
N	99	199	23.377
SIN	1.368	2.749	327.844

Fonte: ONS (2011a).

De acordo com a Tabela 11 a região Nordeste do país constava com uma carga de energia apenas 25GWh inferior à região Sul, caracterizado principalmente com os fatores como a densidade populacional e a extensão territorial.

Segundo ONS (2011a), o início do rampeamento para diminuição da geração de Itaipu iniciou-se às 16h34 e o restabelecimento do SIN ocorreu às 19h13, esse intervalo justifica-se pelos valores a seguir, onde os dados mostram que o recorde de demanda máxima instantânea ocorreu às 18h31 na região SE/CO concomitante à demanda registrada para o SIN.

**Tabela 12:** Demanda máxima instantânea em MW para 02/09/2011.

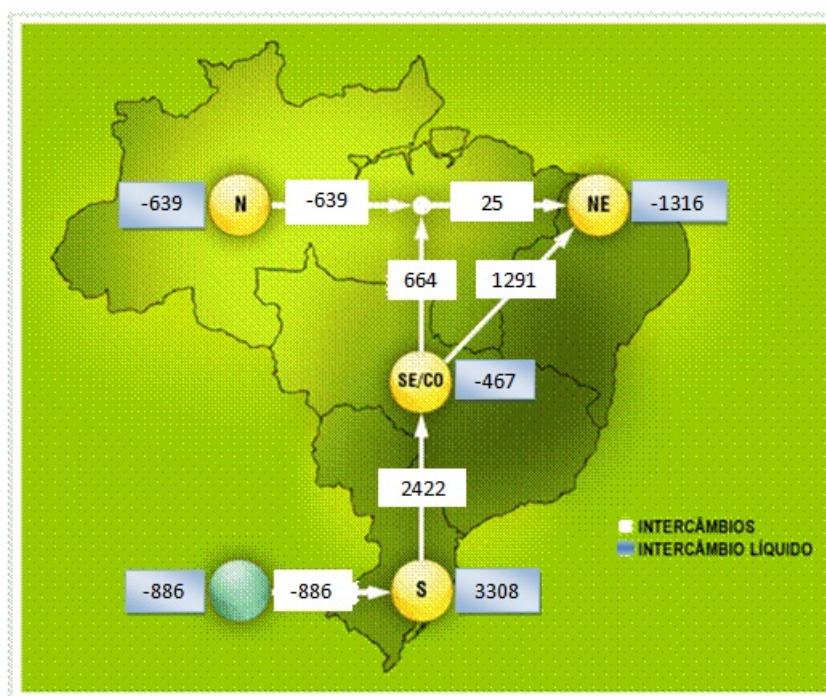
Submercado	Recorde do dia	Hora do Recorde
SE / CO	41.556	18:31
S	11.395	19:19
NE	9.455	14:49
N	4.470	19:13
SIN	66.259	18:31

Fonte: ONS (2011a).

Conforme dito anteriormente, todo o processo de percepção da falha no reator até o restabelecimento do sistema, decorreram-se das 16h00 as 19h13, tem-se nesse caso uma análise da demanda máxima instantânea para o blecaute de 02/09, onde o horário de maior recorde de

demanda do SIN ocorreu às 18h31. Sendo todas as regiões com demanda máxima no período do blecaute com exceção da região Nordeste, onde a demanda máxima foi atingida às 14h49 caracterizado principalmente devido às condições de temperatura já inerentes à região.

A forte estiagem registrada em agosto/setembro de 2011 forçou a matriz elétrica nacional a concentrar-se fortemente na geração de Itaipu e nas demais fontes de energia armanezadas na região Sul do país. Conforme mostra a Figura 10 proposta pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

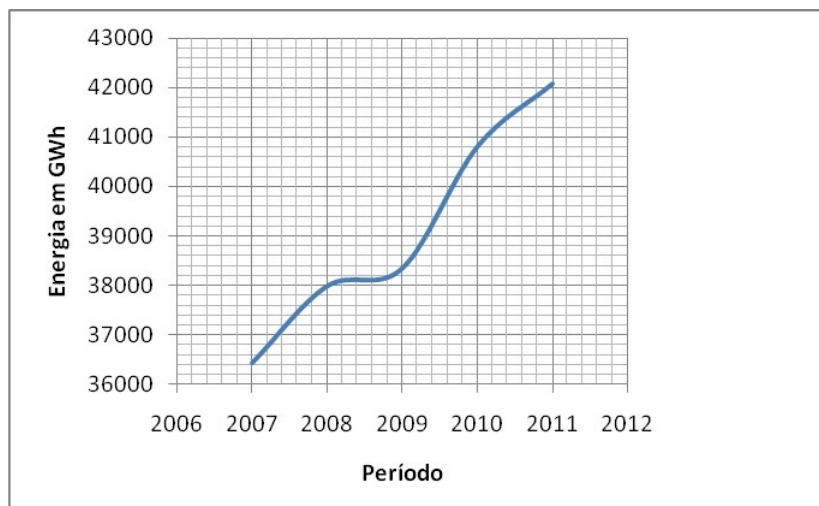


**Figura 10:** Intercâmbio - Balanço Acumulado no Mês até o Dia - MWmed.

**Fonte:** ONS (2011a).

Devido às condições climáticas nacional e o período anual, os meses de julho, agosto e setembro são períodos de pouca pluviosidade. Entretanto a demanda de energia elétrica tende a aumentar, a fim de fazer um contraste, o gráfico abaixo mostra a elevação da carga consumida no território nacional (SIN) no período de 2007 a 2011, no mês de setembro, conforme dados do ONS (2011a). É possível ver que a carga de energia crescia a uma taxa elevada, denotando que o sistema em 2011 já estava passando por uma utilização acima da visualizada nos anos anteriores. Entretanto, a evolução do sistema elétrico não seguiu a mesma proporção de crescimento.





**Figura 11:** Evolução da Energia em GWh nos meses de setembro 2007 - 2011.

**Fonte:** ONS (2011a).

As Tabelas 13 e 14 mostram de forma sucinta, para cada uma das regiões geoeletricas nacionais, os ajustes dos estágios do ERAC, com seus respectivos montantes de carga a serem rejeitados. Todos os dados foram sincronizados para o ano de 2011, conforme relatório do Operador Nacional do Sistema, ONS (2011b).

**Tabela 13:** Ajustes do ERAC das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul - 2011

Estágio	Sudeste / CO		SUL	
	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada, (%)	Ajuste (Hz)	carga Rejeitada, (%)
1º	58,5	7	58,5	7,5
2º	58,2	7	58,2	7,5
3º	57,9	7	57,9	10
4º	57,7	7	57,6	15
5º	57,5	7	57,3	15

**Fonte:** ONS (2011b).

**Tabela 14:** Ajustes do ERAC da Região Acre/Rondônia - 2011

Estágio	Acre/Rondônia	
	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada, (%)
1º	58,5	15
2º	58,2	10
3º	57,9	10
4º	57,7	10
5º	57,5	10

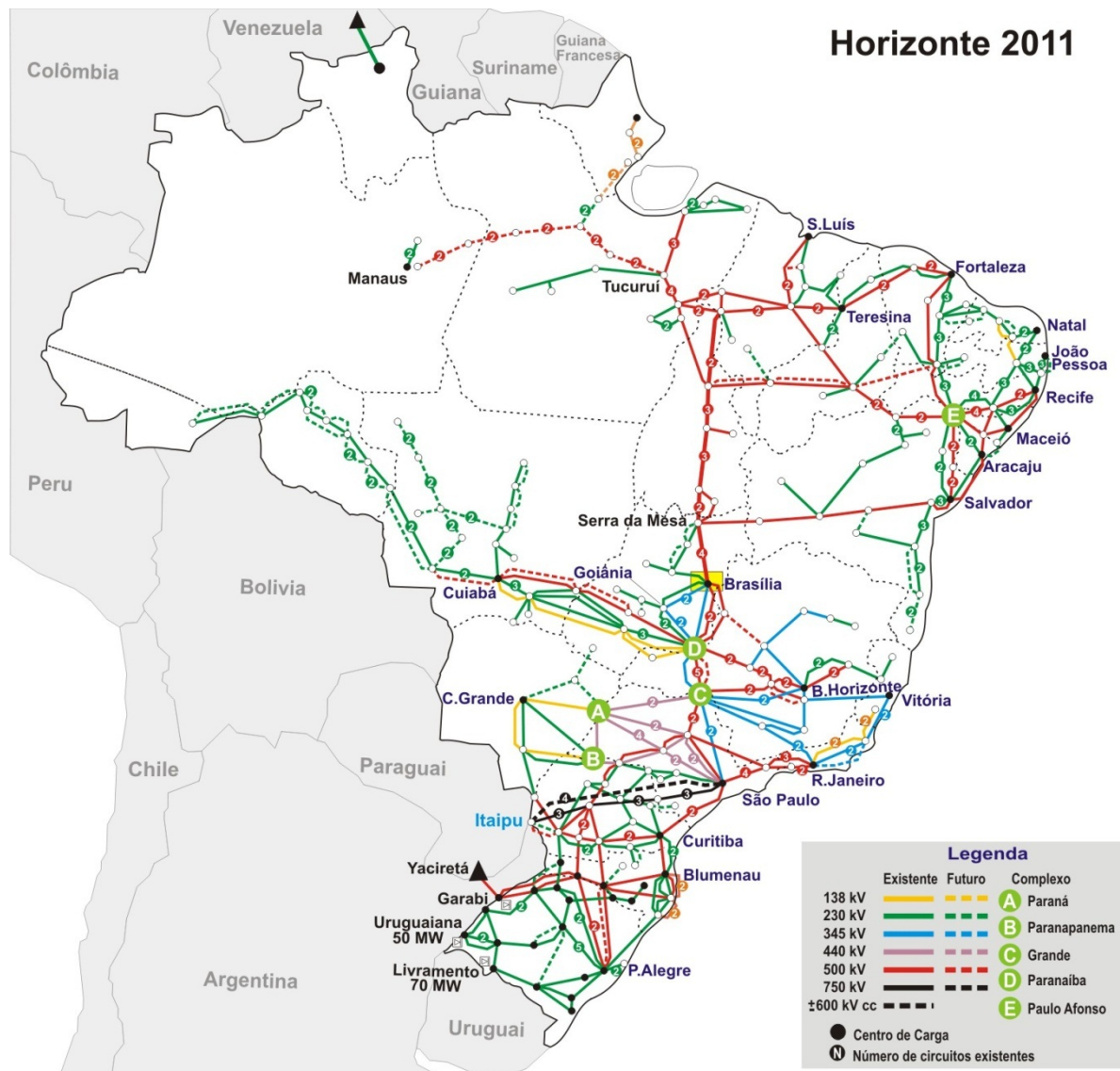
**Fonte:** ONS (2011b).

**Tabela 15:** Ajustes do ERAC da Região Nordeste/Norte

Empresas	Estágios	Ajustes (Hz)	Retaguarda - f abs.		% Corte de Carga
			Instantâneo	Temporizado	
<b>COELBA, CELPE, ENERGISA, BORBOREMA (CELB), ENERGISA SE (ENERGISASE), COELCE, ENERGISA-PB (SAELPA), COSERN e SULGIPE</b>	1º	0,7	57,3	58,5 (10s)	6
	2º	1,1	57,2	58,5 (11s)	7
	3º	1,5	57,1	58,5 (12s)	11
	4º	1,7	56,8	-	8
	5º	1,9	56,5	-	8
<b>CEPISA E SOBRAL (Carga da COELCE que possui ajuste conforme área 57)</b>	1º	0,7	57,4	58,5 (10s)	6
	2º	1,1	57,1	58,5 (11s)	7
	3º	1,5	57,0	58,5 (12s)	11
	4º	1,7	56,8	-	8
	5º	1,9	56,5	-	8
<b>CEMAR, CELPA e CELTINS</b>	1º	1,5	57,4	-	6
	2º	2,5	57,1	-	7
	3º	3,5	57,0	-	11
<b>ALBRÁS e ALUMAR</b>	1º	1,5	57,0	-	1a LC
	2º	2,5	56,5	-	3a LC
	3º	3,5	56,0	-	2a LC

Fonte: ONS (2011b).

A Figura 12 ilustra o Sistema Interligado Nacional para o horizonte de 2011, com as interligações em construção previstas para o mesmo ano.



**Figura 12:** Sistema Interligado Nacional em 2011.

**Fonte:** ONS (2016a).

A atuação do sistema ERAC durante o ocorrido de 02/09/2011 teve origem no seccionamento da linha de Itaipu devido ao curto-circuito provocado pela falha do reator, assim conforme ajustado em seus estágios, a atuação do ERAC foi decorrência da taxa de subtração de frequência no sistema interligado onde o sistema de proteção estava conectado. A fim de impedir o efeito cascata de desligamento de várias usinas de geração e evitar também os problemas decorrentes da transposição de potência sobre outras linhas, o sistema de proteção atuou em várias regiões do país. Um fato que chamou a atenção, foi que o sistema de proteção especial para subfrequência não atuou na região Nordeste do país, provocando um apagão nas outras regiões e a região Nordeste não teve registros de perturbações elétricas por subfrequência devido à temporização da atuação do sistema de relés do ERAC.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Analisando o acionamento do ERAC para o eventual blecaute, viu-se que o mesmo não atuou nos estados da região Nordeste e parte do Norte, mas atuou no restante do país assim como na área do Acre e Rondônia.

Conforme visto na Tabela 15, a região Nordeste e sua respectiva área de transmissão para o Norte (ver Figura 12) possuíam temporização para o sistema de relés de frequência. Seguindo a mesma filosofia de atuação, o sistema dessa região possuía cargas ligadas à lógica dos cinco estágios do ERAC. No entanto o que caracterizou essas regiões pela não atuação do Esquema foi a composição da função de relés de retaguarda, conforme determinado para a operação do sistema elétrico dessa região.

O modelo do Esquema para estas áreas previa uma temporização de 10s para o 1º estágio; 11s para o 2º estágio e 12s para o 3º estágio (ver Tabela 15) e o 4º estágio não apresentava temporização. O grupo formado pelas empresas CEMAR, CELPA, CELTINS, ALBRÁS e ALUMAR não apresentavam temporização em nenhuma das faixas de atuação do ERAC.

É possível, pois, perceber que neste cenário, não houve atuação do ERAC para a região Nordeste e sua respectiva transmissão à região Norte devido às unidades de relés temporizados. Onde, à proporção que o rampeamento da UHE Itaipu avançava até seu isolamento, o sistema de transmissão reagiu devido à leitura de subfrequência provocada pelo desbalanço geração/carga, descrito anteriormente, e retirando as cargas em série com os relés com a lógica do ERAC. Visto que a faixa instantânea de frequência para a referida região era inferior às demais áreas do conjunto nacional, tendo assim a atuação de outras áreas que atuaram no 1º estágio.

Conforme descrito, o plano de corte de carga atingiu as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e a região que abrange Acre/Rondônia. Dessa forma, serão calculados a seguir os valores de carga atribuídos a cada região que sofreu o blecaute de modo a criar uma simulação análoga.

A metodologia mostrada aqui para descrever o corte de cargas consiste em obter o valor médio da carga no dia do ocorrido, de modo a conferir cientificidade ao trabalho. É necessário, pois, dizer que o valor médio não corresponderá ao valor da referida carga registrada no sistema elétrico em questão. Esta proposta consiste em calcular a carga média dividindo a carga referente à data do ocorrido pelo período de 24h, encontrando, assim, um valor de referência.<sup>1</sup>

Conforme afirma ONS (2011c) durante o blecaute houve rejeição de aproximadamente 5,1GW de geração da UHE Itaipu e o Operador Nacional através de despachos de usinas à rede interligada conseguiu recompor aproximadamente 2,534GW de potência ao sistema,

<sup>1</sup> A metodologia do valor médio foi empregada devido à indisponibilidade de se obter a relação da carga para os intervalos diários ou mesmo o seu valor registrado para cada corte de carga durante a atuação do Esquema. Dessa forma, o valor médio é usado de modo a construir um dado seguro e válido para a descrição do problema de pesquisa.

restando assim uma interrupção de aproximadamente 2,566GW de cargas pelo ERAC (conforme informações disponibilizadas pelos agentes envolvidos) devido à frequência ter atingido o valor de 58,4Hz.<sup>2</sup>

É importante dizer que quando se afirma que houve a atuação do 1º estágio, não necessariamente se refere que todas as regiões que atuavam sob o 1º estágio foram desconectadas. De acordo com o portal Último Segundo (2011), a falha na transmissão de energia atingiu menos de 5% da carga da Cemig, dizendo que não houve atuação em todas as malhas ligadas ao primeiro estágio. Ainda segundo o portal Último Segundo (2011) em São Paulo, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), interrompeu o fornecimento entre 16h43 e 17h a um total de 147 mil consumidores em algumas cidades que são atendidas pela concessionária. E no Rio de Janeiro, cerca de 275 mil clientes da Light das zonas norte e oeste da capital e alguns municípios da Baixada Fluminense, como Paracambi e Seropédica, tiveram o fornecimento de energia elétrica interrompido, entre 16h50 e 17h10.

Voltando ao conceito de cortes de cargas, na hipótese que o ERAC atuasse em todas as áreas da região Sul, abrangida pelo 1º estágio, para um valor médio de 9,54GW, o percentual de carga total a ser rejeitada iria corresponder a 7,5% desta. Sendo o valor da carga diária descrita na Tabela 11, para base de cálculo.

Sendo  $k$  o valor de carga destinada a corte pelo ERAC no referido estágio, no percentual estabelecido para corte.

$$9,54GW(100\%) \rightarrow k(7,5\%) \quad (5.1)$$

Dessa forma,  $k$  assume o valor de 715,5MW que seriam rejeitados no corte quando a frequência atingisse o 1º estágio.

Na região Norte do país, conforme mostrado na Figura 12, se possuía duas interligações com o SIN, sendo uma pelo leste do Amazonas em uma linha oriunda da região Nordeste; e outra linha ao sul, vinda do estado de Mato Grosso. Conforme disposto na Tabela 11, o 1º estágio na região corresponde a uma perda de 15% da carga montante, ou seja, esse valor deveria ser disponibilizado para corte pelo ERAC. Com um valor de frequência semelhante à região Sudeste/Centro-Oeste, assim pode-se calcular o valor de  $k$  para essa situação.

$$4,125GW(100\%) \rightarrow k(15\%) \quad (5.2)$$

Neste cenário, a região Acre/Rondônia teria para fornecer 618,75MW, no entanto ressalta-se aqui a dupla conexão desta região, visto que esta corresponde a dois valores distintos de frequência para os estágios. No entanto, este valor refere-se também às áreas do Amazonas,

<sup>2</sup> O valor de corte por atuação do ERAC diverge nas referências ONS(2011a) e ONS(2011c) num valor estimado em 20MW, devido ao período de elaboração dos referidos documentos. Considerar-se-á neste trabalho o valor descrito em ONS(2011c), 2.566MW.

Amapá, Tacantins e Pará pertecerem à lógica de atuação da região Nordeste, com os valores de frequência instantânea inferior à área do Acre e Rondônia.<sup>3</sup> Sendo que os valores dispostos na Tabela 11 apresentam a somatória das cargas para os sete estados da região.

Seguindo a mesma filosofia, para a região Sudeste/Centro-Oeste apresenta-se um corte disponível de 7% de carga total para uma taxa de frequência de 58,5Hz do 1ºestágio. Abrangendo os centros econômicos mais importantes do país e de proporção populacional elevada. Com base na Tabela 11, o valor de  $k$  para a atuação em 1ºestágio pode ser obtido:

$$34,83GW(100\%) \rightarrow k(7\%) \quad (5.3)$$

Dessa forma,  $k$  assume o valor de 2,43GW disponíveis para corte. Nota-se que, conforme Tabela 11 a região Sudeste/Centro-Oeste representava cerca de 61% de toda carga de energia média medida no SIN.

Para a região Nordeste do país, esta corresponderia a um montante de 510MW seguindo a metodologia supracitada.

O somatório de cargas pode ser obtido a seguir:

$$\sum_{planejado} = 715,5MW + 510MW + 618,75MW + 2,43GW = 4,265GW \quad (5.4)$$

Dessa forma, nota-se que os valores a serem retirados pelo programa de corte de cargas pelo ERAC foram 3,764GW de potência das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia, que não possuíam temporização apresentando o acionamento do 1ºestágio em 58,5Hz. Por conseguinte, com a temporização da região Nordeste, esta não atuou em nenhuma carga fazendo que o valor de corte do ERAC no SIN fosse inferior ao programado para o 1ºestágio.

Logo, a atuação estimada para o primeiro estágio em todo o SIN foi capaz de recompensar a energia perdida com a isolação da UHE Itaipu, conjuntamente com a recompensação de cargas, visto que a taxa de decaimento da frequência na região Nordeste não atingiu seu valor de 1ºestágio instantâneo, sendo que somatória de carga planejada subtraída da somatória de cargas retiradas apresenta o seguinte cenário:

$$\sum_{restante} = \sum_{planejado} - \sum_{efetuado} \quad (5.5)$$

Desenvolvendo a Equação (5.5) tem-se o valor de 1,708GW de carga ainda disposta no 1ºestágio para manejo (incluindo a região Nordeste e sua área ao Norte). Conforme dito anteriormente, foram necessários um corte coordenado de 2,566GW de cargas pelo ERAC,

<sup>3</sup> A região correspondente ao estado de Roraima não fazia parte da configuração do Sistema Interligado Nacional.

dentro do 1º estágio de modo que suprisse a deficiência geração/carga imposta pelo isolamento da UHE Itaipu no SIN.

Os valores descritos são também para a região Nordeste/parte da região Norte para atuação do ERAC em seu primeiro estágio, no entanto, a atuação dentro da filosofia do Esquema não ocorreu devido à temporização presente na região Nordeste/ parte da região Norte. Os estágios de atuação do ERAC para essa região são todos temporizados, conforme Tabela 15. Caso o ajuste da retaguarda não fosse temporizado e o valor da taxa de variação de frequência instantânea fosse o valor da taxa de frequência temporizada (valor da retaguarda) a região Nordeste/ parte da região Norte teria “contribuído” para o sistema de corte de carga.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou como objetivo o estudo acerca dos procedimentos que envolvem o Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC), para o caso de uma contingência no sistema elétrico de potência.

Na primeira parte, foram abordadas a forma como o sistema elétrico é constituído e as particularidades do sistema brasileiro. Assim, foi possível trazer um pouco sobre o equilíbrio entre geração/carga, que é a premissa de toda a base desse estudo.

A parte seguinte trata dos fundamentos e do porquê de se fazer o controle da variação de frequência e os problemas correlatos à rede de transmissão durante a interrupção.

Mostrando que não somente no Brasil, a filosofia de corte discreto de cargas é utilizada para grandes contenções. A utilização do cenário do blecaute de 02/09/2011 serve aqui como palco de estudo em busca do entendimento acerca da formação de competências e habilidades referentes à profissão no que se referem aos estudos sobre proteção de sistemas elétricos de potência. Assim, mostrou-se de grande importância, de cunho acadêmico, por possibilitar grande desenvolvimento pessoal e em benefícios da comunidade científica. Dessa forma, viu-se uma oportunidade de discussão de um tema tão complexo e pouco conhecido do público em geral, uma vez que a historiografia contemporânea já relata os malefícios que um blecaute provoca a todos os setores da sociedade e os prejuízos à União.



## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002.

\_\_\_\_\_. **Capacidade de geração do Brasil**. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 14 set. 2016b.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2010.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2016a.

\_\_\_\_\_. **Relatório Aneel 10 anos**. Brasília: ANEEL, 2008.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Análise: Desligamentos forçados do Sistema de Transmissão**. Brasília: ANEEL, 2016c.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2015.

ALMEIDA, P. C. de. **Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: PUC Departamento de Energia Elétrica, 2002.

BATISTA, H. S. **Análise de Contingência em Sistemas Elétricos de Potência**. Monografia (Engenharia elétrica). Universidade de Brasília, Brasília: UnB, 2008.

BATISTA, R. de O. **Resultados e perspectivas do programa de desestatização do setor elétrico brasileiro**. Universidade George Washington. Washington,DC, 1998.

BORGES NETO, M. R; CARVALHO, P. **Geração de energia elétrica: Fundamentos**. São Paulo: Érica, 2012.

BP. **Statistical review of world energy**. 2016. Disponível em:

<<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acesso em 15 set. 2016.

BROLIN, L. C. **Análise de planos de cortes de cargas através de métodos diretos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica). São Carlos: USP, 2010.

BRONZATTI, F. L.; IAROZINSK NETO, A. Matrizes energéticas no Brasil: Cenário 2010-2030. In. XXVIII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. **Anais...** São

Carlos: USP, 2010. Disponível em: <[http://fans.edu.br/home/wp-content/uploads/2015/06/texto\\_matrizes\\_energeticas\\_cenario\\_2010.2030.pdf](http://fans.edu.br/home/wp-content/uploads/2015/06/texto_matrizes_energeticas_cenario_2010.2030.pdf)>. Acesso em 19 agos. 2016.

CAMARGO, L. G. B. C. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea**. Monografia (Graduação em Direito). Universidade Católica de Santos. Santos, 2005.

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo: Editora Blucher, 1977.

DELLINGHAUSEN NETO, J. L. **Segurança energética a partir do pré-sal brasileiro: Uma análise via setores militar, político, societal, ambiental e econômico**. Artigo Científico. Santa Maria: UFSM, 2013.

DEPARTAMENTO DE ENERGIA-DE. **Rússia**. 2016. Disponível em: <<http://minenergo.gov.ru/node/4164>>. Acesso em 16 set. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balço Energético Nacional 2015 – Ano base 2014**: Relatório síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

ETXEGARAI, A. *et ali*. Islanding detection of synchronous distributed generators. In. INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY. **Anais...** Santiago de Compostela, 2012. Disponível em: <<http://icrepq.com/icrepq'12/542-etxegarai.pdf>>. Acesso em 01 nov. 2016.

FALHA na transmissão de energia provoca apagão em quatro regiões. **Último Segundo**, São Paulo, 02 set. 2011. Disponível em: <<http://ultimosegundo.ig.com.br/brasil/falha-na-transmissao-de-energia-provoca-apagao-em-quatro-regioes/n1597192071838.html>>. Acesso em 20 nov. 2016.

FITZGERALD, A. E; KINGSLEY JR, C.; KUSKO, A. **Máquinas elétricas**. Trad. Josefá Neves. São Paulo: Editora MCGRAW-HILL do Brasil, 1975.

GOEKING, W. Eletricidade e desenvolvimento. 48 ed. **Portal O Setor Elétrico**, 2010. Disponível em: <<http://www.osetoelettrico.com.br/web/component/content/article/58-artigos-e-materias-relacionadas/232-eletricidade-e-desenvolvimento.html>>. Acesso em 14 set. 2016.

JORDÃO, R. G. **Máquinas síncronas**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1980.

KOSOW, I. L. **Máquinas elétricas e transformadores**. Trad. P. A. Soares e F. L. Daiello. Porto Alegre: Globo, 1982.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. California: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P. Power system stability. In. FARMER, R. G. **Power System Dynamics and Stability**. Boca Raton: CRC Press LLC, 2001. Disponível em: <<http://ebitik.azerblog.com/anbar/3194.pdf>>. Acesso em 20 jul. 2016.

LEÃO, R. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Notas de aula.

Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2009.

MAGALHÃES, M. V. **Estudo de utilização da energia eólica como fonte geradora de energia no Brasil**. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **ATA DA 102ª REUNIÃO (Extraordinária)**: 13 de setembro de 2011. Brasília: MME, 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS (Brasil). **Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC**: Leituras de 14/04/2010, 18/08/2010 e 15/12/2010. Rio de Janeiro: ONS, 2011b.

\_\_\_\_\_. **Boletim Diário de Operação**: Principais Eventos e Ocorrências: 02/09/2011. ONS, 2011a. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/boletim\\_diario/](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_diario/)>. Acesso em 19 set. 2016.

\_\_\_\_\_. **Estrutura e Função dos Centros de Controle do ONS**. São Paulo: ABINEE TEC, 2007.

\_\_\_\_\_. **Informativo Preliminar Diário da Operação do Dia 02/09/2011**. Brasília: ONS-CNOS, 2011c.

\_\_\_\_\_. **Manual de Procedimento da Operação - Módulo 10 - submódulo 10.6**: Controle da geração em operação normal. Brasília: ONS, 2016d.

\_\_\_\_\_. **Manual de Procedimento da Operação - Módulo 10 - submódulo 7.2**: Controle da Transmissão: Elaboração de instruções de operação de esquemas especiais de proteção. Brasília: ONS, 2016b.

\_\_\_\_\_. **Manual de Procedimento da Operação - Módulo 10 - submódulo 10.21**: Gerenciamento de carga por atuação do ERAC. Brasília: ONS, 2016c.

\_\_\_\_\_. **Manual de Procedimento da Operação - Módulo 10 - submódulo 10.21**: Gerenciamento da carga para controle de frequência no sistema. Brasília: ONS, 2016e.

\_\_\_\_\_. **Mapas do SIN**. 2016a. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx)>. Acesso em 12 ago. 2016.

PENTEADO, J. B. **Análise do desempenho de subestações de energia elétrica a partir de critérios de confiabilidade**. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). São Carlos: EESC/USP, 2011.

PITOMBO, S. O. **Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. Dissertação (Mestrado em Ciências). São Carlos: EESC/USP, 2010.

ROSA, P. **O apagão - Por que veio? Como sair dele?** Rio de Janeiro: Revan, 2001.

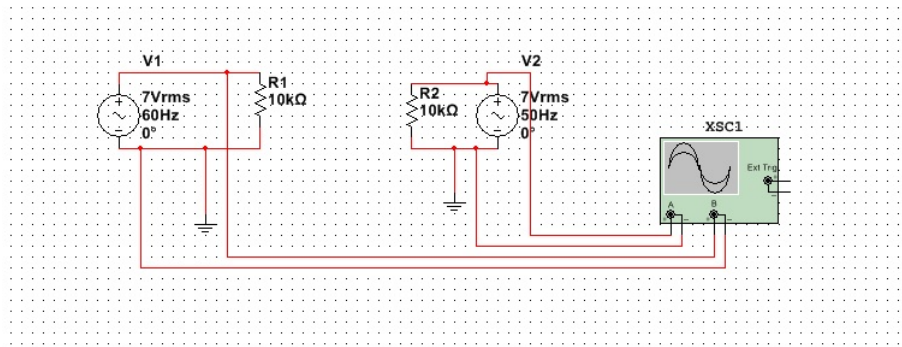
SILVA, B. G. da. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional**:

uma análise histórica e econométrica de longo prazo. Dissertação (Mestrado em Energia). São Carlos: EESC/USP, 2011.

STEVENSON, W. D. J. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2 ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1986.

## APÊNDICE A - SIMULADOR DE ONDAS

Circuito simulador de ondas de tensão à frequência de 50 e 60Hz. O canal A apresenta a frequência em 50Hz e o canal B a frequência em 60Hz.<sup>1</sup>



**Figura 13:** Circuito simulador

<sup>1</sup> Circuito desenvolvido no software *NI Multisim Circuit* versão *Design Suite 14.0.1 Education*. Disponível em: <<http://www.ni.com/multisim/student-edition/pt/>>. Acesso em 23 nov. 2016



**ANEXO A - ATA DA 102ª REUNIÃO - 13 DE SETEMBRO DE 2011****Ministério de Minas e Energia****CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**

---

**ATA DA 102ª REUNIÃO (Extraordinária)**

Data: 13 de setembro de 2011

Horário: 16h00

Local: Sala de Reuniões Plenária do MME – 9º andar

Participantes: Lista Anexa

**1. ABERTURA**

A reunião foi aberta pelo Senhor Ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, agradecendo a presença de todos os membros do Comitê e demais participantes. Esclareceu o objetivo da reunião como sendo o de fazer exame crítico das perturbações do dia 02/09/2011 envolvendo o sistema de transmissão de Itaipu 60 Hz, a do dia 06/09/2011, na SE Campos envolvendo os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo e ocorrências recentes do sistema Acre Rondônia. Demonstrou preocupação quanto ao efetivo controle do sistema no que diz respeito às perturbações, visto não estar se conseguindo evitar as ocorrências com repercussão para os consumidores. Reclamou das divergências nas informações, exemplificando os acontecimentos entre Furnas/ONS/Itaipu Binacional, durante a perturbação do dia 02/09/2011. Enfatizou a importância de se conhecer todas as causas e fazer o efetivo controle para evitar repetição.

**2. PERTURBAÇÃO DO DIA 02/09/2011, NO SIN, ENVOLVENDO O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU 60 HZ**

Em sua apresentação o ONS explicitou os conceitos de urgência e emergência, as medidas a serem observadas para o controle da tensão no 765 kV, o valor máximo da rampa para as variações de recebimento pelas regiões e esclareceu sobre os tempos decorridos na preparação do sistema objetivando o desligamento da LT 765 kV Foz do Iguaçu-Ivaiporã C3, cujo reator encontrava-se com alarme de gás. Informou que diante dessas premissas e após os preparativos para a efetivação da redução de 700 MW na geração da UHE Itaipu – 60 Hz, foi definida uma rampa de 70 MW por minuto, permitindo que se garantisse o controle de tensão e carregamentos, dada a importância da Usina e de seu Sistema de Transmissão na segurança do SIN. Decorridos cerca de 9 minutos após o início da rampa e com o FIPU ainda em 5.087

*Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 2*

MW ocorreu a explosão da bucha da unidade da fase B daquele Reator, estabelecendo um curto-circuito monofásico, corretamente eliminado pela atuação da proteção diferencial do aludido equipamento, com o desligamento automático da LT 765 kV Foz do Iguaçu-Ivaiporã C3, em ambos os terminais, em tempo perfeitamente aderente aos Procedimentos de Rede. Informou também como causa a atuação incorreta da proteção de distância de 3 dos 4 circuitos da LT 500 kV Itaipu-Foz do Iguaçu, no terminal da UHE Itaipu, devido a sobrealcance transitório, desligando os mesmos e submetendo o Banco de Autotransformadores associado ao 4º circuito a excessiva sobrecarga, com seu correto desligamento automático em sequência, tendo esses eventos acarretado a interrupção no fornecimento de energia desta Usina para o SIN. Ressalva se fez às repetições destas ocorrências em 1995 e 1999. Destacou também desligamentos indevidas de geração no SIN associadas a geração térmica, eólicas e algumas UHEs, com causas que estão sendo apuradas.

Em sua apresentação Eletrobras Furnas destacou o desligamento do Reator após o alarme do relé de gás e que após esta constatação foi solicitado ao ONS o desligamento de urgência, conforme explicita o Procedimento de Rede. Apresentou a cronologia dos eventos mostrando o primeiro contato com o ONS, avisando sobre a formação de gases no reator às 16h00. Às 16h16min Eletrobras Furnas informou ao ONS a formação de gases no Reator e solicitou URGÊNCIA na retirada da LT 765 kV Foz / Ivaiporã circuito 3. Às 16h24min o ONS confirma com Eletrobras Furnas a localização e a fase do Reator que estava com formação de gases. Às 16h26min Eletrobras Furnas reiterou junto ao ONS a solicitação do desligamento da linha, sob o risco dessa sair em emergência, e confirmou que a linha não poderia operar sem reator. Às 16h34min o ONS iniciou o rampeamento de redução da geração de Itaipu. Às 16h44min, perturbação na SE Foz do Iguaçu. Em seguida ratificou os conceitos, tal como apresentados pelo ONS, discorrendo também sobre os limites para o desligamento de linhas tronco do 765 kV. Informou também as condições de manutenção do reator falhado, estando o equipamento em operação normal, a manutenção planejada em dia, com testes e ensaios realizados com diagnóstico de normalidade e com resultados satisfatórios das análises cromatográficas e físico-químicas do óleo isolante.

Eletrobras Furnas informou ainda as seguintes providências tomadas após a falha: substituição do reator pelo reserva ainda na madrugada posterior à da ocorrência, a compra de cromatógrafos para todas as instalações e a transferência de fase reserva de reator de Tijuco Preto para Foz do Iguaçu.

Em sua apresentação a Itaipu Binacional também ratificou as fases de conceitos, regulamentos e descrição contidos nas apresentações anteriores e a causa da



*Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 3*

separação Itaipu SIN como sendo atuação incorreta da proteção de distância de três das quatro linhas de 500kV da interligação Itaipu/Furnas, teceu comentários sobre as ações tomadas e as que estão em andamento a fim evitar a repetição da ocorrência bem como a descrição dos principais passos para a recomposição e por ultimo o cronograma de implantação de melhorias para o seu sistema de proteção.

O agente informou a alteração de filosofia e ajustes da proteção das linhas da interligação Itaipu/Furnas 500kV 60Hz para minimizar a possibilidade de ocorrência de evento semelhante. Dessa providência destacou a conclusão das alterações nos ajustes nas LTs Itaipu-Foz do Iguaçu C3 e C4 e para os circuitos C1 e C2 estão previstas para os dias 14 e 15 de setembro de 2011.

A conclusão da substituição das proteções de todas as linhas por outras de novas tecnologia e função, está prevista para 27.11.2011, conforme demonstra cronograma abaixo:

LI 500kV ITAIPU 60Hz/F.IGUACU 2 --> 21.09.2011 05h até 02.10.2011 17h.

LI 500kV ITAIPU 60Hz/F.IGUACU 1 --> 05.10.2011 5h até 16.10.2011 17h.

LI 500kV ITAIPU 60Hz/F.IGUACU 3 --> 02.11.2011 5h até 13.11.2011 17h.

LI 500kV ITAIPU 60Hz/F.IGUACU 4 --> 16.11.2011 5h até 27.11.2011 17h.

Após discussões ficou caracterizada: (I) a preocupação quanto a retardo na implantação de melhorias necessária ao SIN; (II) o emprego de proteção de distância em linhas curtas; (III) a necessidade de revisões nos ajustes das proteções de interligação entre agentes, envolvendo transmissão, distribuição e geração, incluindo periodicidade para esta revisão; (IV) o MME recomendou ao ONS avaliar a possibilidade de adequar o Procedimento de Rede com o intuito de melhorar a conceituação da condição de urgência ("Situação operativa anormal, caracterizada pela elevação do nível de risco para pessoas, equipamentos e/ou instalações, que exige tratamento o mais breve possível"), em especial quanto a expressão "tratamento o mais breve possível".

A ANEEL entende como necessário e decidiu acelerar a discussão e tomadas de decisões sobre as revisões inclusive as que dizem respeito aos ajustes e promete acelerar as definições e adequações nos Procedimentos de Rede para incluir este procedimento.

#### **Deliberações:**

**– ANEEL deve aprovar com brevidade as possíveis alterações necessárias nos Procedimentos de Rede, oriundas das definições e adequações necessárias que tornem obrigatória a revisão dos ajustes/parametrização e o estabelecimento da periodicidade destas revisões de ajustes/parametrização das proteções de fronteira (rede básica – distribuição, rede básica – geração), pelas empresas transmissoras, no sentido evitar repetições deste tipo de desligamento.**

*Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 4*

– ONS deverá avaliar e encaminhar a ANEEL as possíveis alterações nas Instruções e Procedimentos de Rede objetivando adequar o conceito de urgência.

### **3. PERTURBAÇÃO DO DIA 06/09/2011, NO SIN, ENVOLVENDO OS ESTADOS DO RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO**

O ONS relatou o desligamento automático da LT 345 kV Campos – Viana, por atuação de suas proteções, ocorrido às 14h49min, por curto-circuito provocado por queimada (informado na sexta-feira – 09/09). A configuração imediatamente anterior à ocorrência apresentava a indisponibilidade do transformador 345/138 kV AT02 da SE Campos, a Geração de 450 MW na UTE Norte Fluminense e a carga do Espírito Santo em 1460 MW. Às 14h57min, no momento em que se concluíam os ajustes necessários para levar os valores de tensão para as faixas permitidas, ocorreu o desligamento automático da LT 345 kV Campos – Vitória, por atuação de suas proteções, e consequente atuação do Esquema de Perda Dupla no tronco 345 kV Campos / Viana / Vitória, interrompendo 190 MW do consumidor VALE. Houve uma redução de 430 MW de carga por subtensão no sistema da ESCELSA. Após a perda dupla, a transformação 345/138 kV da SE Campos entrou em sobrecarga (36 %), acionando o seu ECE, que comandou a abertura das LT 138 kV Campos - Cachoeiro do Itapemirim C1 e C2.

Houve retardo no processo de normalização em função do controle de tensão e da diferença angular ( $35^\circ$ ) estar superior aos valores permitidos ( $25^\circ$ ). Esta redução só é possível através da alteração de geração na área de influência das usinas. Ressaltou ainda que a necessidade de redução de geração em usina térmica, exige tempo muito superior aos das usinas hidráulicas.

Foi concluída a normalização do tronco de 345 kV às 15h42min, após adequações no sistema para permitir o fechamento das linhas de transmissão desligadas.

Furnas apresentou os desligamentos automáticos das LTs 345 kV Campos – Viana e LT 345 kV Campos – Vitória, decorrentes de curtos circuitos causados por queimadas ocorridos a partir das 14h48min, ratificou a impossibilidade de fechar o terminal de Viana em função do ângulo para fechamento manual dos terminais seguidores passarem dos 35 graus, que provocou retardo na recomposição, e evidenciou com fotos as queimadas que motivaram os desligamentos citados. Informou como causa para o insucesso do religamento da LT Campos – Viana a incompatibilidade da lógica de bloqueio, por fechamento manual, com os disjuntores existentes, cuja correção deverá acontecer até 19/09/2011 com a implantação de lógica adicional. Para a LT 345 kV Campos – Vitória, atendendo Resolução Autorizativa ANEEL nº 2040, de

*Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 5*

agosto de 2009, e conforme correspondência SL.E.E 051.2011 de FURNAS para a ANEEL, a data prevista para ativação do religamento é dezembro de 2012. Furnas afirmou que irá ativar este religamento no prazo mais breve possível.

#### **4. PERTURBAÇÕES RECENTES QUE AFETARAM O SUPRIMENTO AO ACRE-RONDÔNIA**

Sobre assunto o ONS informou o número de 6 perturbações no mês de agosto com origem em circuitos da rede de distribuição da Região de Rio Branco, com atuação de relés de subtensão, ajustados em 85 % da tensão nominal no como causas típicas para esse tipo de rede. Também no mês de agosto foram verificadas 4 perturbações com origem na rede de operação, afetando as cargas de Rio Branco, com causas associadas a falha de equipamentos, acidental, descarga atmosférica e queimada, e em setembro foi verificada 1 perturbação provocada provavelmente por queimada. Em seguida apresentou as providências no sentido de buscar a redução do número de ocorrências sendo as principais:

- A realização de reuniões com os agentes envolvidos, o MME e a ANEEL visando esclarecer as causas dos desligamentos no Acre e definir ações visando a mitigação dos problemas, nas datas abaixo relacionadas:  
16.08.2011, 25.08.2011, 31.08.2011 (videoconferência com o MME e a ANEEL) e 02.09.2011.
- A desativação do religamento automático dos diversos alimentadores que ainda estavam com essa função ativada pela Eletrobras Distribuição Acre: atendida.
- Ajuste das proteções de sobrecorrente dos diversos alimentadores para atuarem por tempo definido, resultando em eliminação do defeito em tempos menores pela Eletrobras Distribuição Acre em conjunto com a Eletrobras Eletronorte: atendida.
- Avaliação da possibilidade de antecipar a instalação de bancos de capacitores (3x3,6 Mvar nas SEs Tangará e S. Francisco, totalizando 21,6 Mvar) na sua rede de distribuição. A Eletroacre ficou de informar esta possibilidade até o dia 16/09/2011
- Confirmação das informações constantes dos relatórios de ocorrências da Eletroacre na caracterização das causas. Atendida.
- Emissão de parecer definindo a forma de operação do sistema Acre, especialmente sobre o despacho de térmicas, visando assegurar o atendimento às cargas do sistema, pelo ONS, com base com base no estudo apresentado pela Eletronorte. Prazo: 23/09/2011.

*Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 6*

Por conta de razões energéticas (preservação do reservatório da UHE Samuel) e elétricas (controle de tensão), e conforme definido na reunião do dia 31.08.2011 com o MME e a ANEEL, o ONS, desde o dia 01.09.2011 vem despachando a UTE Rio Acre modulada conforme a seguir: 30 MW na carga média e 15 MW na carga pesada (exceto domingos).

O despacho na carga pesada está limitado a 15 MW por conta de ação judicial, a qual limita a motorização de apenas 1 UG.

As seguintes ampliações e empreendimentos trarão benefícios para a melhoria do desempenho do atendimento ao ACRE se antecipadas:

- LT 230 kV Porto Velho – Abunã – Rio Branco C2 Previsão atual: 31/08/2012
- CE -20/+55 Mvar da SE Rio Branco 230 kV Previsão atual: 31/08/2012
- Banco de capacitores de 18,5 Mvar em Rio Branco  
Previsão atual: 31/10/2011
- Compensador Estático (-50/100) Mvar - Vilhena Previsão atual: 30/12/2011
- Banco de capacitores 3 x 18,5 Mvar – Vilhena Previsão atual: 06/10/2011
- UHE Santo Antônio 1ª Máquina Previsão atual: 15/12/2011
- Transformador e LTs UHE Santo Antônio / Porto Velho instalados provisoriamente Previsão atual: 30/11/2011

## 5. ASSUNTOS GERAIS

Foi reiterado pelo Sr Ministro a necessidade das empresas federais priorizarem os investimentos em melhorias nos sistemas de transmissão sob suas responsabilidades, bem como a conclusão dos reforços já autorizados.

Nada mais havendo a tratar, foi encerrada a reunião.

Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 7

## LISTA DE PARTICIPANTES

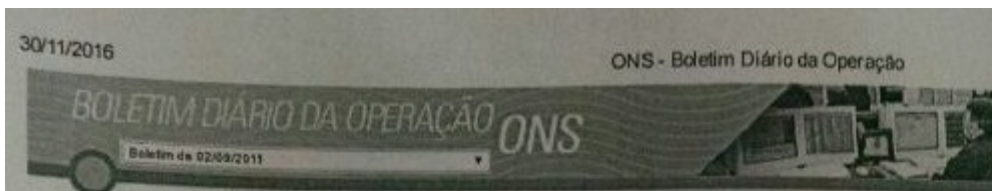
NOME	ÓRGÃO
Guilherme Silva de Godoi	MME
Domingos Romeu Andreatta	MME
Robésio Maciel de Sena	MME
José Antonio Muniz Lopes	ELETROBRAS
José da Costa Carvalho Neto	ELETROBRAS
Valter Luiz Cardeal	ELETROBRAS
Darico Pedro Livi	ONS
Ronaldo Schuck	ONS
Hermes J. Chipp	ONS
Paulo Cesar Esmeraldo	EPE
José Carlos de Miranda Farias	EPE
Ricardo S. Homrich	MME
José Coimbra	MME
Ildo Wilson Grütner	MME
Altino Ventura Filho	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Nelson Hubner	ANEEL
José Moisés Machado da Silva	ANEEL
Rui Guilherme A. Silva	ANEEL
Albert C. G. Melo	CEPEL
Luiz Eduardo Barata Ferreira	CCEE
Jorge Samek	ITAIPU
Flávio Decat	FURNAS
Cesar Ribeiro Zani	FURNAS
Helder Queiroz	ANP
Symone C. S. Araújo	MME
Roberto Junqueira	FURNAS
Marco Antonio F. Ramos	FURNAS
Alcêo Mendes de Souza Júnior	FURNAS

Ata da 102ª Reunião do CMSE (Extraordinária), de 13 de setembro de 2011 - fl. 8

Robson Almir de Oliveira	ITAIPU
Celso Villar Torino	ITAIPU
Nuno Henrique Moura Nunes Brito	MME
José Brito Trabuço	MME
Marina Bott Gonçalves	MME
João Daniel de Andrade Cascalho	MME
Edvaldo Luís Risso	MME
Renato Dalla Lana	MME
Sandro José Monteiro	MME
Sérgio Renato M. Alves	ONS
Maurício Tolmasquim	EPE



## ANEXO B - BOLETIM DIÁRIO DE OPERAÇÃO: 02/09/2011



## Principais Eventos e Ocorrências

Data: 02/09/2011

Eventos ocorridos:

AGENTE PROPRIETÁRIO	INSTALAÇÃO	DATA	ESTADO	REGIÃO	REFLEXO PARA O SIN
Não houve integração de novos equipamentos nesse dia.					

Ocorrências:

No dia 02/09/2011, às 18h43, ocorreu o desligamento automático das LTs 500 kV Itaipu 50 Hz / Foz do Iguaçu C1, C2, C3 e C4 e das LTs 765 kV Foz do Iguaçu / Itaipu C2 e C3, causando a rejeição de toda a geração da UHE Itaipu 50Hz. A LT 765 kV Foz do Iguaçu / Itaipu C1, permaneceu energizada em vazio por vapor.

Em consequência houve a atuação do ERAC, causando a interrupção de 2.586 MW atingindo as cargas dos agentes de distribuição AES Sul, CEEE-D, RGE, EnerSul, Copel, Celcel, Cemal, Celg, Eletrosul, Geron, Elektro, Cemig, Light, Escelsa, Eletropaulo, Ampla, CPFL, Bandeirante e Caturá, afetando os Estados do Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Rondônia e Acre.

A recomposição das cargas foi iniciada às 18h47, sendo que às 17h13 já haviam sido recompostas 85% das cargas, às 17h42 foram recompostas 98% e às 19h13 completada a recomposição das cargas.

A causa está sendo investigada por Furnas.

Observação: no instante da perturbação houve a explosão da bucha da fase B do reator de linha 765 kV - 330 Mvar, da LT 765 kV Foz do Iguaçu / Itaipu C3 em Foz do Iguaçu.

Eventos e Ocorrências