

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BRUNO KOCH GUESSER

**ANÁLISE TÉCNICA REFERENTE A ATUAÇÃO DA CELESC NO
ESQUEMA REGIONAL DE ALIVIO DE CARGA (ERAC) –
ESTUDO DE CASO**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BRUNO KOCH GUESSER

**ANÁLISE TÉCNICA REFERENTE A ATUAÇÃO DA CELESC NO
ESQUEMA REGIONAL DE ALIVIO DE CARGA (ERAC) –
ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Koch Guesser, Bruno

ANÁLISE TÉCNICA REFERENTE A ATUAÇÃO DA CELESC NO ESQUEMA REGIONAL DE ALIVIO DE CARGA (ERAC) – ESTUDO DE CASO
/ Bruno Koch Guesser; orientação de Edison Antonio Cardoso Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2022.
67 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. ERAC. 2. Clesc. 3. Blecaute. 4. Sistema de proteção. I. Antonio Cardoso Aranha Neto, Edison . II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. ANÁLISE TÉCNICA REFERENTE A ATUAÇÃO DA CELESC NO ESQUEMA REGIONAL DE ALIVIO DE CARGA (ERAC) – ESTUDO DE CASO.

ANÁLISE TÉCNICA REFERENTE A ATUAÇÃO DA CELESC NO ESQUEMA REGIONAL DE ALIVIO DE CARGA (ERAC) – OCORRÊNCIA DO DIA 16/10/2016

BRUNO KOCH GUESSER

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 12 de julho de 2022.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO
Data: 22/07/2022 20:46:13-0300
CPF: 005.835.469-78
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.
Orientador/IFSC



Documento assinado digitalmente
DANIEL TENFEN
Data: 22/07/2022 19:07:49-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.
IFSC



Documento assinado digitalmente
GUILHERME PAULI
Data: 18/07/2022 16:54:23-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Eng. Guilherme Pauli, M. Eng.
CELESC

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à Deus, por nos momentos difíceis ser meu ponto de força, por me permitir chegar até aqui com saúde e ao lado das pessoas que mais amo.

À minha família, em especial meus pais, Osvaldo e Zeni, obrigado por sempre estarem presentes e me apoiarem durante todo meu percurso acadêmico, obrigado por abdicarem de suas coisas para eu ter as minhas, nenhuma palavra desse mundo seria capaz de expressar o amor e admiração que sinto por vocês. À minha irmã Beatriz, por entender mais do que ninguém as dificuldades da graduação em engenharia, obrigado por todo apoio moral dado não somente durante a graduação, mas também ao longo da vida.

À minha namorada Julia, que desde o início da graduação esteve sempre ao meu lado, obrigado por sempre demonstrar compreensão e paciência, mesmo às vezes ficando um pouco “brava” comigo sempre que levava material para estudar aos finais de semana.

Aos meus colegas de curso, em especial a Beatriz e a Valentina, com quem convivi intensamente durante os últimos anos da graduação, obrigado pelo companheirismo e pela troca de experiências que me permitiram crescer não só como formando, mas também como pessoa.

Agradeço ao Instituto Federal de Santa Catarina, essencial no meu processo de formação profissional, pela dedicação, e por tudo o que aprendi ao longo dos anos na graduação.

Ao meu orientador Edison A. C. Aranha Neto, que apesar da intensa rotina de sua vida acadêmica aceitou me orientar neste trabalho de conclusão de curso. Seus conhecimentos fizeram grande diferença no resultado final do trabalho.

Por fim, a todos amigos e familiares que de alguma forma estiveram comigo durante esses anos, pela paciência e apoio.

“A persistência é o menor caminho do êxito”.
(Charles Chaplin)

RESUMO

Em casos de ocorrências onde há grandes perdas de geração ou transmissão de energia, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode passar por momentos de desequilíbrio entre carga e geração, e consequentemente um declínio da frequência do sistema. Sendo assim, neste trabalho são analisadas as principais consequências acarretadas pela perturbação ocorrida no Sistema Interligado Nacional (SIN) em dezesseis de outubro de dois mil e dezesseis. Além de trazer uma abordagem geral do blecaute, o trabalho tem seu foco nas consequências na rede elétrica da companhia de energia Celesc Distribuição, concessionária do estado de Santa Catarina. Para a análise do ocorrido, é apresentado no decorrer do trabalho o sistema de proteção denominado Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que é responsável por desconectar blocos de carga em diferentes estágios de frequências para garantir o pleno funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Após a apresentação do ERAC é feita uma análise da metodologia utilizada pela Celesc para configuração dos parâmetros e blocos de cargas que devem ser desconectados após cada estágio de frequência do ERAC. Em busca de validar o estudo proposto são utilizadas informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e normativas internas de operação da Celesc.

Palavras-chave: ERAC. Celesc. Blecaute. Sistema de proteção.

ABSTRACT

In cases of occurrences where there are large power losses in generation or transmission, the Electric Power System (SEP) may experience moments of imbalance between load and generation, and consequently a decline in the system frequency. In this work, the main consequences caused by the disturbance that occurred in the National Interconnected System (SIN) on October sixteenth of two thousand and sixteen are analyzed. In addition to bringing a general approach to the blackout, the work focuses on the consequences on the electricity grid of the energy company Celesc Distribution in the state of Santa Catarina. For the analysis of the blackout, the protection system called Regional Load Relief Scheme (ERAC) is presented in the course of the work, which is responsible for disconnecting load blocks at different stages of frequencies in order to guarantee the full functioning of the SIN. After the presentation of the ERAC, an analysis is made of the methodology used by Celesc to configure the parameters and load blocks that must be disconnected after each frequency stage of the ERAC. In order to validate the proposed study, information from the National Electric System Operator (ONS), the Brazilian Electric Energy Agency (ANEEL) and Celesc's internal operating regulations are used.

Keywords: ERAC. Celesc. Blackout. Protection system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada do SIN 2022/2026	19
Figura 2 - Linhas de Transmissão no Horizonte de 2024.....	20
Figura 3 - Extensão da rede básica de transmissão	21
Figura 4 - Geolocalização das Usinas da Celesc	23
Figura 5 - Mapa da Concessão de Energia Elétrica da Celesc	24
Figura 6 - Mapa Geoelétrico de SC.....	25
Figura 7 - Técnicas de corte de carga.....	35
Figura 8 - Prioridade de desligamento de alimentadores	41
Figura 9 - Fluxograma do processo de restauração de cargas desligadas pela atuação do ERAC	46
Figura 10 - Localização Elo de Corrente Contínua.....	49
Figura 11 - Variações de Potência Ativa, Reativa, Tensão e Frequência na UHE Itaipu 60 Hz.....	51
Figura 12 - Curva de carga do SIN.....	52
Figura 13 - Planta simplificada da transmissão de Itaipu	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parque Gerador Próprio da Celesc	22
Tabela 2 - Parque Gerador Sócio Privado da Celesc.....	22
Tabela 3 - Ajuste ERAC região Sul	29
Tabela 4 - Ajuste ERAC região Sudeste	30
Tabela 5 - Ajuste ERAC região Centro Oeste e área Acre-Rondônia	30
Tabela 6 - Desligamento de bancos de capacitores em conjunto com o ERAC.....	31
Tabela 7 - Ajuste ERAC região Norte e área do Maranhão.....	31
Tabela 8 - Ajuste ERAC região Nordeste	32
Tabela 9 - Ajuste ERAC Subsistema Mauá.....	32
Tabela 10 - Ajuste ERAC Subsistema Manaus	32
Tabela 11 - Ajuste ERAC área Macapá	33
Tabela 12 - Ajuste ERAC área Tramo Oeste	33
Tabela 13 - Corte manual de carga por subfrequência sustentada.....	34
Tabela 14 - Classificação dos alimentadores no SPDA	42
Tabela 15 - Montantes de Corte de Carga pelo ERAC Sistema Sul	48
Tabela 16 - Montantes de Corte de Carga pelo ERAC Sistema Sudeste/Centro- Oeste	48
Tabela 17 - Usinas Desconectadas na Ocorrência do ERAC	56
Tabela 18 - Atuação Indevida por Alimentador no ERAC	57
Tabela 19 - Falha de Atuação por Alimentador no ERAC	57
Tabela 20 - Atuação Correta por Alimentador no ERAC	58
Tabela 21 - Restabelecimento das Cargas da Celesc	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmo Genético
ANDE	<i>Administracion Nacional de Eletricidad (Administração Nacional de Eletricidade)</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANFIS	Sistema Neuro-Fuzzy Adaptativo
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Nacional Americano de Padrões)
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COD	Centro de Operação da Distribuição
COSD-AT	Centro de Operação do Sistema de Distribuição – Alta Tensão
COSD-MT	Centro de Operação do Sistema de Distribuição – Média Tensão
COSR	Centro Regional de Operação do Sistema
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
ERRC	Esquema Regional de Restabelecimento de Carga
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua de Alta Tensão)
IBA	Imbituba
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
OAS	Orleans
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	Plano de Corte de Carga

PCMC	Plano de Corte Manual de Carga
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i> (Otimização por Enxame de Partículas)
RNA	Rede Neural Artificial
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistema de Prioridades de Desligamentos de Alimentadores
TRO	Tubarão
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
VCC	Tensão em Corrente Contínua

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Justificativa	13
1.2	Definição do Problema	13
1.3	Objetivo Geral.....	14
1.4	Objetivos Específicos	14
1.5	Estrutura do Trabalho.....	14
2	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E A CELESC.....	16
2.1	História do Sistema Elétrico Brasileiro	16
2.2	Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro.....	18
2.3	Estrutura do Sistema Elétrico da Celesc	21
3	ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA	26
3.1	Corte de Carga	26
3.2	Técnicas de corte de carga	35
3.2.1	Técnicas convencionais de corte de carga	35
3.2.2	Técnicas adaptativas de corte de carga.....	36
3.2.3	Técnicas baseadas em inteligência computacional para corte de carga ...	36
3.2.3.1	<i>Técnicas baseadas em redes neurais artificiais.....</i>	<i>37</i>
3.2.3.2	<i>Técnicas baseadas em Lógica Fuzzy</i>	<i>37</i>
3.2.3.3	<i>Técnicas baseadas em Sistema Neuro-Fuzzy Adaptativo</i>	<i>37</i>
3.2.3.4	<i>Técnicas baseadas em Algoritmos Genéticos</i>	<i>38</i>
3.2.3.5	<i>Técnicas baseadas em Otimização por Enxame de Partículas</i>	<i>38</i>
3.3	Metodologia adotada pela Celesc para o ERAC	39
3.4	Restabelecimento das Cargas Desligadas pelo ERAC	43
3.4.1	Restabelecimento manual de carga	43
3.4.2	Esquema Regional de Restabelecimento de Carga (ERRC)	44
3.4.3	Processo da Celesc na Restauração de Cargas Desligadas pelo ERAC ..	45
4	ESTUDO DE CASO – OCORRÊNCIA DO DIA 16/10/2016	47
4.1	A Perturbação.....	47
4.1.1	Elo de Corrente Contínua Foz Iguaçu/Ibiúna	52
4.2	Atuação da Celesc	55
4.3	Resultados e Discussões	60
5	CONCLUSÃO	62
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	63
	REFERÊNCIAS	64

1 INTRODUÇÃO

Desde a sua invenção, a energia elétrica vem desempenhando um importante papel para o desenvolvimento social e tecnológico da humanidade. A cada dia que passa, a população se torna mais dependente dos benefícios que a energia elétrica nos propõe, tornando-se incapaz de viver sem ela.

Para garantir o fornecimento ininterrupto, é necessário que o Sistema Elétrico de Potência (SEP) esteja sempre em constante manutenção e ampliação. Além disso, é necessário que seja feito seu monitoramento, para que eventuais falhas acidentais e operacionais não acarretem em perdas graves aos consumidores.

Dentro dessas falhas, a variação de frequência pode representar um grave risco para o Sistema Interligado Nacional (SIN), uma vez que a maior parte da geração é realizada por máquinas síncronas, e a variação de frequência, ocasionada por um desbalanço entre geração e carga, pode fazer com que as máquinas síncronas percam o sincronismo e sejam desconectadas. Essa desconexão pode aumentar o desbalanço do sistema, criando um efeito em cascata em outras máquinas até que o sistema entre em colapso. (ANDERSON; FOUAD, 2003)

Para evitar que o SIN entre em colapso pelo desbalanço entre geração e carga foi necessário criar métodos para se manter o equilíbrio entre potência gerada e consumida. Entre esses métodos está o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Por definição, o ERAC é um “sistema 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.” (ANEEL, 2021a).

É de suma importância manter o pleno funcionamento do ERAC para que ele execute de maneira coordenada os cortes necessários. Para isso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e juntamente com o Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR) coordenam e supervisionam o SIN monitorando a frequência em tempo real e prevendo possíveis desbalanços de carga. (ONS, 2016b)

1.1 Justificativa

No SEP, deve haver um equilíbrio entre geração e consumo, ou seja, a quantidade de energia gerada em determinado momento deve ser igual à quantidade de energia demandada do sistema. Esse equilíbrio deve ser respeitado para que não haja um crescimento ou um declínio da frequência do sistema.

No momento que a quantidade de potência injetada no sistema se torna menor que a quantidade de potência sendo demandada pelo sistema, é possível observar que há uma queda da frequência do sistema. A queda dessa frequência pode acarretar o mal funcionamento de equipamentos sensíveis à frequência e até danos sérios aos mesmos.

Na tentativa de reduzir os efeitos ocasionados por uma possível subfrequência devido a perdas em blocos de geração, foi criado o ERAC. O funcionamento do ERAC é realizado por meio de relés de subfrequência instalados na rede de distribuição. Assim, no momento que a frequência atinge um valor programado, os relés detectam a variação de frequência no sistema, desconectando do SEP blocos de carga definidos pela distribuidora de energia. Essa desconexão, fará com que se recupere o equilíbrio entre carga e geração, estabilizando a frequência a condições normais de operação, evitando maiores danos ao SIN. (GAULKE, 2007)

1.2 Definição do Problema

Os centros de operações do ONS, juntamente com os centros de operações das distribuidoras de energia elétrica, possuem o papel de monitorar as ocorrências no SEP a fim de garantir o fornecimento contínuo de energia. Neste sentido, uma das atribuições dos centros de operações é monitorar a variação de frequência do sistema, e, se necessário, fazer o corte de carga para evitar danos maiores no mesmo. (SOUZA, 2016)

Dentro desse contexto, neste trabalho, busca-se apresentar o funcionamento do ERAC por meio de um estudo de caso da atuação da Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.), em uma ocorrência do dia 16 de outubro de 2016 devido à atuação indevida de uma proteção do compensador síncrono na

Subestação Ibiúna, que fez com que ocorresse o desligamento automáticos dos Bipolos 1 e 2 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna. No decorrer do trabalho, são apresentados os critérios utilizados pela Celesc para definição dos alimentadores a serem desconectados em cada estágio do ERAC, assim como a restauração das cargas desligadas.

1.3 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar os critérios utilizados pela Celesc para a implantação dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga (ERACs) por subfrequência, utilizando a ocorrência do dia 16 de outubro de 2016 como estudo de caso.

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) descrever os critérios estabelecidos pelo ONS e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a implementação do ERAC;
- b) estudar a metodologia adotada pela Celesc para definição do Sistema de Prioridades de Desligamentos de Alimentadores (SPDA);
- c) analisar o processo de restauração de cargas desligadas pelo ERAC no sistema elétrico da Celesc;
- d) realizar um estudo de caso utilizando dados da Celesc na ocorrência do ERAC do dia 16/10/2016.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho foi dividido em cinco capítulos. No primeiro capítulo é feita a introdução do tema, apresentando a justificativa e definição do problema além da apresentação dos objetivos do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica do setor de energia elétrica, mostrando o desenvolvimento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) desde a sua criação até os tempos atuais. Ainda neste capítulo são abordadas a estrutura do SEB e a estrutura do sistema elétrico da Celesc.

No Capítulo 3 é abordado o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Nessa abordagem é apresentada a filosofia de proteção do ERAC, descrevendo os parâmetros envolvidos, como monitoramento, ajustes de frequências e montantes de cargas para cada estágio de todas as regiões do SIN, além de uma breve explicação do corte manual de carga. Neste capítulo também são abordadas algumas das técnicas de corte de carga, a metodologia de corte de carga adotada pela Celesc para o ERAC e por fim o funcionamento do restabelecimento das cargas desligadas pelo ERAC, apresentando o aspecto geral do processo de restauração, assim como o processo de restauração adotado pela Celesc.

O Capítulo 4 apresenta o estudo de caso proposto referente à atuação da Celesc na ocorrência do dia 16 de outubro de 2016 onde a atuação do ERAC se fez necessária devido o desligamento do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna. Primeiramente são apresentados os motivos da atuação estudada e suas consequências para o SIN. Em seguida são apresentadas brevemente as características do Elo de Corrente Contínua pertencente a Foz Iguaçu/Ibiúna. Por último é apresentado um estudo da atuação da Celesc na ocorrência em questão e seus resultados.

No Capítulo 5 tem-se a conclusão do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E A CELESC

Para que se possa fazer um estudo de caso referente ao ERAC é importante conhecer as particularidades do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Assim, este capítulo busca apresentar as principais características do SEB.

2.1 História do Sistema Elétrico Brasileiro

A história da energia elétrica no Brasil se inicia no ano de 1879 na cidade do Rio de Janeiro com a finalidade de uso em iluminação e transporte público. Nesse período foi inaugurada a estação central da ferrovia Dom Pedro II (Central do Brasil) que tinha um serviço permanente de iluminação elétrica interna. (FERNANDES, 2017)

Em 1883, no estado do Rio de Janeiro, é inaugurada a primeira central geradora elétrica com capacidade instalada de 52 kW, que se tratava de uma unidade termoelétrica movida a vapor com a combustão de lenha. Ainda nesse ano, em Minas Gerais, foi construída a primeira hidrelétrica brasileira que contava com uma linha de transmissão de dois quilômetros de extensão. Entre o período de 1883 a 1900 houve uma rápida expansão, passando de uma capacidade de geração instalada de 61 kW para 10.850 kW. (FERNANDES, 2017)

Em 1934, entra em vigor o Código das Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934), onde a união transfere para si mesma todos os recursos hídricos, retirando dos estados e municípios o poder de conceder o aproveitamento de energia hidráulica. A fim de sanar os problemas de suprimento, regulamentação e tarifas referentes à indústria de energia elétrica no país, em 1939 é criado o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAE). (VEIGA; FONSECA, 2002)

Na década de 50, quase todos os estados da federação já possuíam em seus territórios empresas estatais de energia elétrica. Essa reorganização do sistema elétrico em estatais foi necessária pois a demanda exigida do sistema começou a ultrapassar a oferta, fazendo com que a iniciativa privada não conseguisse acompanhar o ritmo de crescimento da demanda. (VEIGA; FONSECA, 2002)

Segundo Veiga e Fonseca (2002), a partir da década de 60, viu-se a necessidade de aumentar a capacidade de geração de energia e de coordenar as

diversas partes do sistema elétrico. Como resposta direta do Estado a essas necessidades, no dia 25 de abril de 1961 foi criada a Centrais Elétricas Brasileira S.A. (Eletrobrás). A Eletrobrás surgiu com o objetivo de construir usinas geradoras e linhas transmissoras de alta tensão. Ainda na década de 60, em 1964 houve outro importante marco para a padronização do sistema elétrico brasileiro, com a unificação da frequência em 60 Hz. (SOUZA, 2016)

No fim do ano de 1989, a Eletrobrás inaugurou em Brasília o Centro Nacional de Operação de Sistemas (CNOS), ligado aos núcleos operacionais das principais empresas do setor. O CNOS fez a integração em nível nacional das usinas, reservatórios e linhas de transmissão. (VEIGA; FONSECA, 2002)

No decorrer da década de 90, iniciou-se um novo marco regulatório. No ano de 1996 sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME) foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o objetivo de regular e fiscalizar o setor elétrico. No ano de 1998 foi instituído o Mercado Atacadista de Energia (MAE) com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia nos sistemas elétricos interligados. Ainda no ano de 1998 foi instituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com a função de coordenar e controlar a operação das usinas e da rede básica de transmissão dos sistemas interligados. (VEIGA; FONSECA, 2002)

Até o ano de 1995, o SEB era formado em sua maioria por estatais que controlavam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. Com o objetivo de criar um cenário onde existisse competição no mercado de energia, em 1995 foi promulgada a lei nº 9.074/95, inserindo assim a iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica. (FOCUS ENERGIA, 2021)

Por fim, no ano de 2004 houve uma nova mudança no marco regulatório do setor elétrico brasileiro através do projeto de lei nº. 3.337/04, o qual está vigente até os dias atuais. Esse novo marco veio com objetivo de “garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e promover a modicidade tarifária por meio da contratação eficiente de energia para consumidores cativos”. (GALHANO, 2009, p. 33)

2.2 Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro

Segundo ONS (2022a), o SEB é predominantemente constituído de usinas hidrelétricas, ocupando 60,6% da capacidade instalada no SIN. Além da fonte hidráulica, outras duas fontes energéticas são responsáveis por fornecer a maior parte da energia do SIN, sendo elas a fonte térmica e a eólica.

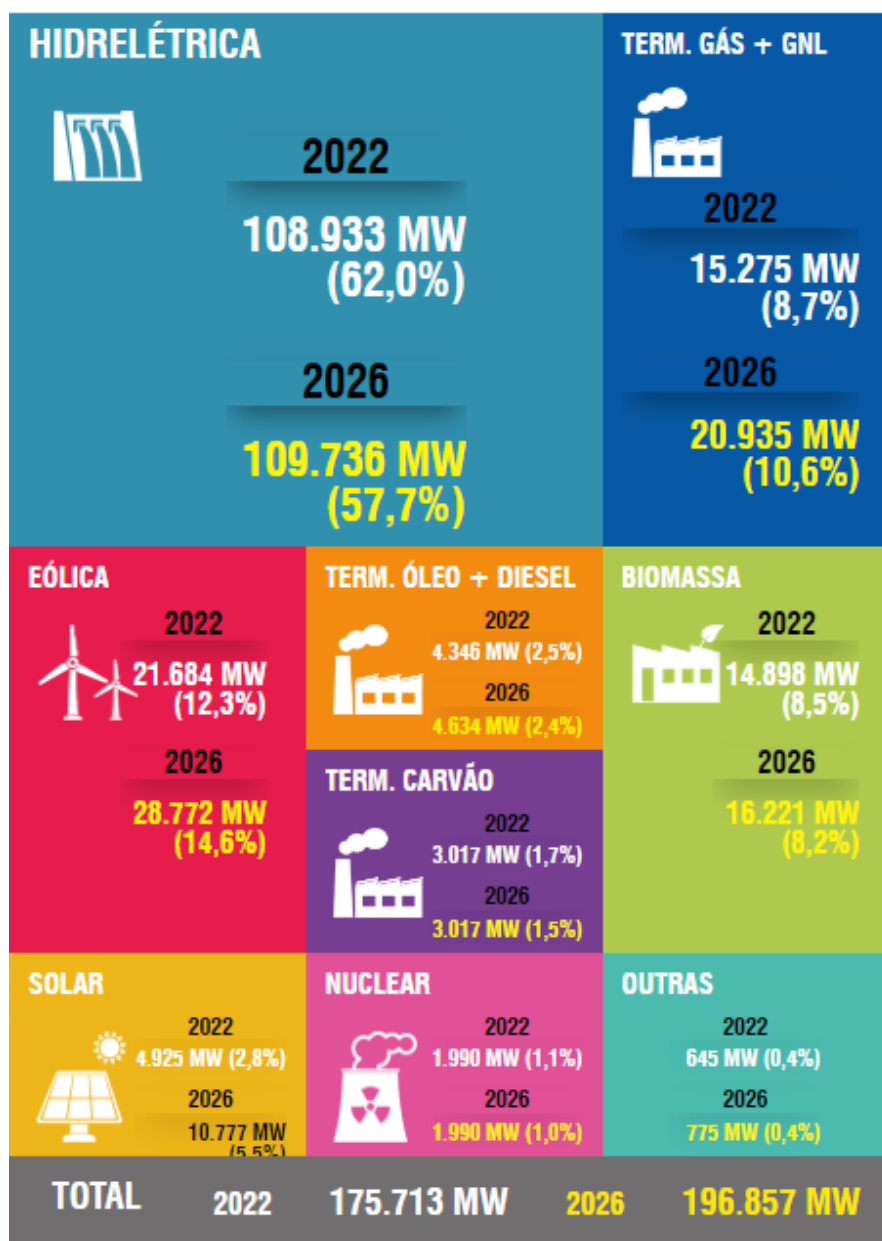
O SIN é constituído por quatro subsistemas elétricos (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), que por meio de malhas de transmissão, possibilita que haja transferência de energia entre subsistemas, aumentando assim sua confiabilidade. Esses subsistemas são divididos da seguinte forma:

- a) **subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO):** abrange as regiões citadas, além dos estados de Rondônia e Acre;
- b) **subsistema Sul (S):** Abrange a região sul do país;
- c) **subsistema Nordeste (NE):** abrange a região citada, com exceção do estado do Maranhão;
- d) **subsistema Norte (N):** abrange os estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará e Tocantins.

Além desses subsistemas, estão espalhados pelo país cerca de 212 sistemas isolados. Todos possuem baixo consumo e representam menos de 1% da carga total brasileira. Atualmente, o SIN é de extrema importância para o mercado, tendo apenas 1,7% de toda a energia gerada no país fora dele. (FOCUS ENERGIA, 2021)

Na Figura 1 é possível observar a capacidade instalada atual do SIN, assim como sua previsão de capacidade para o ano de 2026.

Figura 1 – Capacidade instalada do SIN 2022/2026

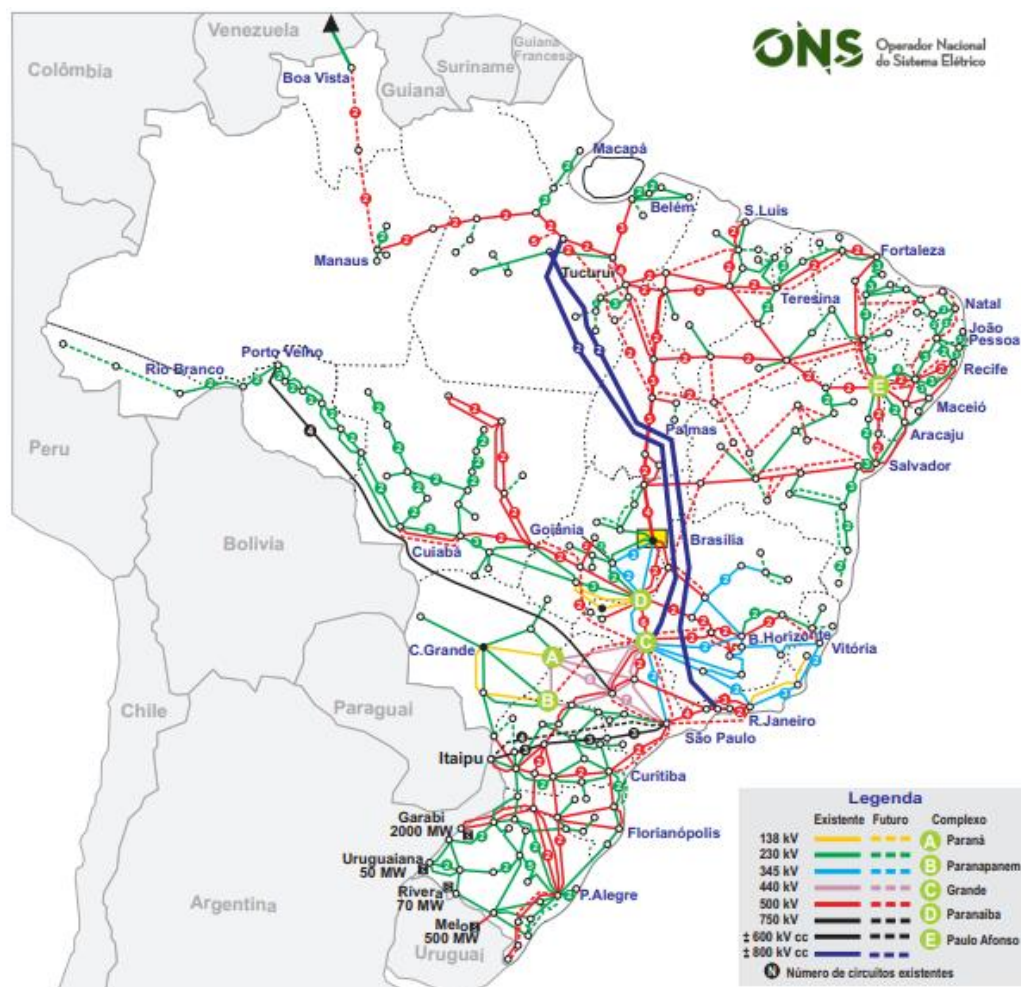


Fonte: ONS (2022a).

O SIN traz inúmeros benefícios ao país e às regiões que o compõem. Com ele é possível otimizar o despacho das usinas e controlar as cargas, evitando crises energéticas e reduzindo os riscos de interrupções de energia elétrica. Isso é possível pois com o sistema operando interligado, o déficit de geração de uma determinada região poderá ser suprido pelo excesso de geração de outra região. (FOCUS ENERGIA, 2021)

Na Figura 2 é possível observar a disposição atual e horizonte previsto para 2024 das linhas de transmissão no Brasil.

Figura 2 - Linhas de Transmissão no Horizonte de 2024

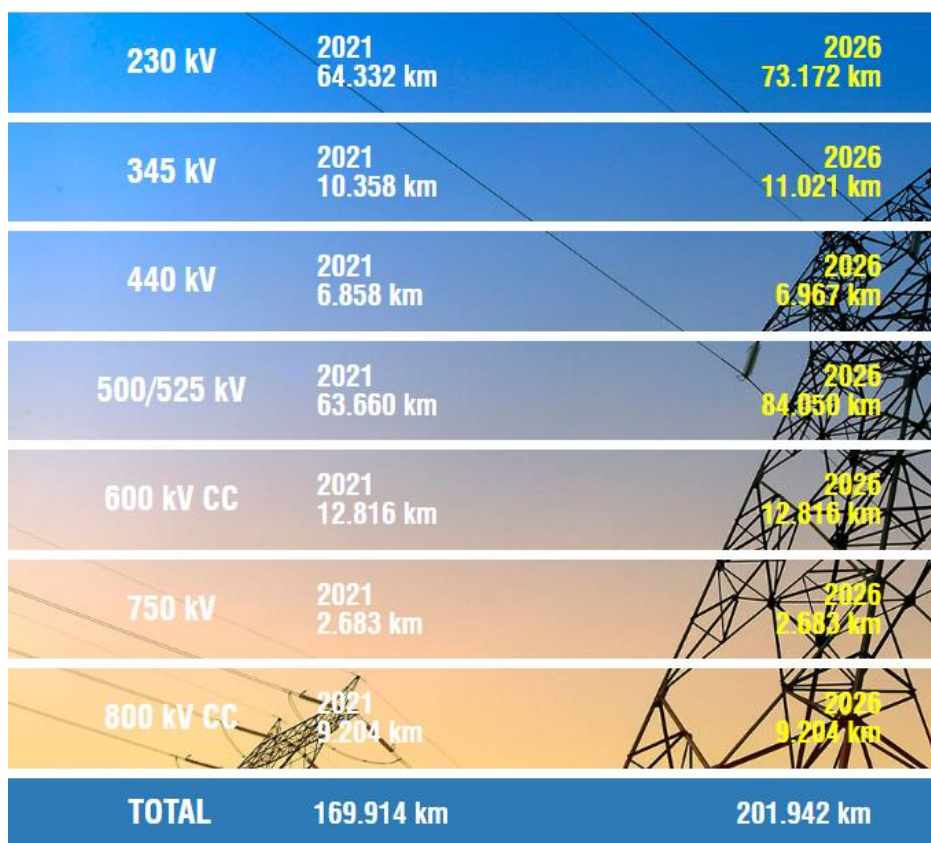


Fonte: ONS (2022b).

O sistema de transmissão é caracterizado pelas linhas de tensão igual ou superior a 138 kV e são responsáveis pelos grandes blocos de cargas, como os grandes centros consumidores. Já a rede de subtransmissão é uma extensão da rede de transmissão, e é composta por linhas de tensão entre 34,5 kV à 138 kV, as quais tem como objetivo atender pequenos blocos de cargas e consumidores industriais de grande porte. (FERREIRA NETO, 2017)

Na Figura 3 é possível observar a extensão da rede básica de transmissão por nível de tensão e também a previsão de expansão para 2026.

Figura 3 - Extensão da rede básica de transmissão



230 kV	2021 64.332 km	2026 73.172 km
345 kV	2021 10.358 km	2026 11.021 km
440 kV	2021 6.858 km	2026 6.967 km
500/525 kV	2021 63.660 km	2026 84.050 km
600 kV CC	2021 12.816 km	2026 12.816 km
750 kV	2021 2.683 km	2026 2.683 km
800 kV CC	2021 9.204 km	2026 9.204 km
TOTAL	169.914 km	201.942 km

Fonte: ONS (2022a).

2.3 Estrutura do Sistema Elétrico da Celesc

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc) é uma sociedade de economia mista que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. Sua criação, no ano de 1955, se deu devido à preocupação do governo do estado em oferecer condições de infraestrutura adequadas aos novos investimentos no Estado. Desde então, a Celesc se tornou uma das maiores empresas do setor elétrico brasileiro, com destaque em âmbito nacional e internacional principalmente pela qualidade de seus serviços. (CELESC, 2022b)

No ano de 2006, buscando atender o marco regulatório do Setor Elétrico Nacional, a Celesc foi estruturada como holding, com duas subsidiárias integrais, a Celesc Geração S.A. e a Celesc Distribuição S.A. (CELESC, 2022b)

A Celesc Geração possui em seu parque gerador 18 usinas para geração de energia, sendo 12 usinas próprias e as outras 6 em parceria com sócios privados.

O parque gerador próprio é constituído por 6 Usinas Hidrelétricas, 5 Centrais Geradoras Hidrelétricas e uma Pequena Central Hidrelétrica. No total, a capacidade instalada das 18 usinas soma um montante de 126,51 MW de potência, deste montante, a capacidade instalada própria da Celesc é de 115,27 MW, e da parceria com sócios privados de 11,24 MW. (CELESC, 2022c)

Na Tabela 1 é possível observar as usinas pertencentes ao parque gerador próprio da Celesc, assim como suas localizações e potências instaladas.

Tabela 1 - Parque Gerador Próprio da Celesc

Usinas Geolocalização	Usinas	Localização	Potência instalada (MW)
1	Usina Pery	Curitibanos - SC	30,00
2	Usina Palmeiras	Rio dos Cedros - SC	24,60
3	Usina Bracinho	Schroeder - SC	15,00
4	Usina Garcia	Angelina - SC	8,92
5	Usina Cedros	Rio dos Cedros - SC	8,40
6	Usina Salto Weissbach	Blumenau - SC	6,28
7	PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes - SC	13,92
8	CGH Caveiras	Lages - SC	3,83
9	CGH Ivo Silveira	Campos Novos - SC	2,60
10	CGH Rio do Peixe	Videira - SC	0,52
11	CGH Piraí	Joinville - SC	0,78
12	CGH São Lourenço	Mafra - SC	0,42
Total			115,27 MW

Fonte: Adaptado de Celesc (2022c).

Na Tabela 2 é possível observar as usinas pertencentes ao parque gerador sócio privado da Celesc, assim como suas localizações e potências instaladas.

Tabela 2 - Parque Gerador Sócio Privado da Celesc

Usinas Geolocalização	Usinas	Localização	Potência instalada (MW)
13	PCH Rondinha	Passos Maia - SC	9,60
14	CGH Prata	Bandeirantes - SC	3,00
15	CGH Belmonte	Belmonte - SC	3,60
16	CGH Bandeirante	Bandeirantes - SC	3,00
17	PCH Xavantina	Xanxerê - SC	6,08
18	PCH Garça Branca	Anchieta - SC	6,50
Total			11,24 MW

Fonte: Adaptado de Celesc (2022c).

Na Figura 4 observa-se a geolocalização de todas as usinas pertencentes ao grupo Celesc Geração. Cada número apresentado na Figura 4 representa uma usina, que pode ser encontrado na Tabela 1 e Tabela 2.

Figura 4 - Geolocalização das Usinas da Celesc



Fonte: Celesc (2022c).

Conforme Celesc (2022a), a companhia atende aproximadamente três milhões de unidades consumidoras espalhadas em 285 municípios catarinenses, fornecendo energia para 92% do território do estado. Além dos municípios catarinenses, a Celesc é responsável pelo abastecimento de energia no município de Rio Negro no Paraná, e também pelo suprimento de energia elétrica para o atendimento de quatro concessionárias e 20 permissionárias, que atuam nos demais municípios catarinenses.

Na Figura 5 observa-se a área atendida pela Celesc Distribuição e a área atendida por outras concessionárias dentro do estado de Santa Catarina.

Figura 5 - Mapa da Concessão de Energia Elétrica da Celesc

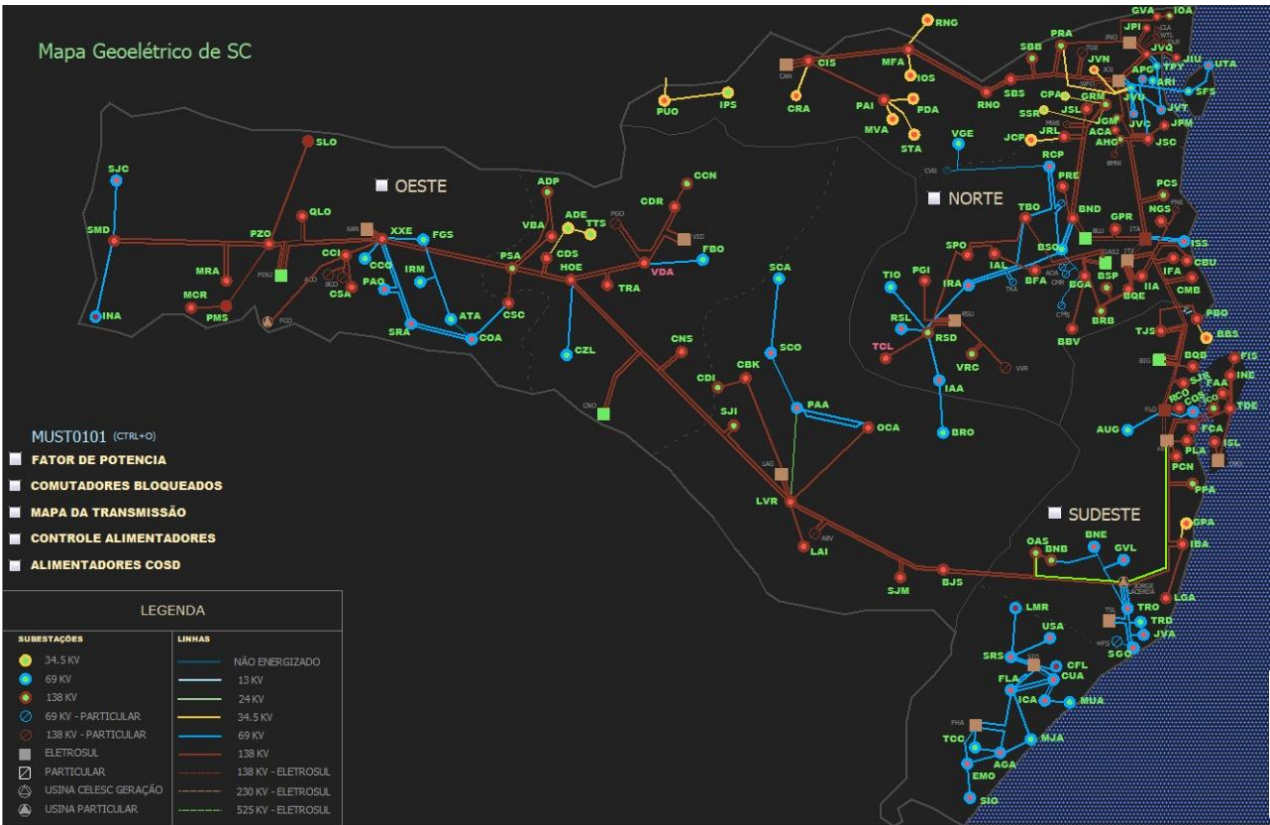


Fonte: Celesc (2022c).

A Celesc Distribuição possui sob sua responsabilidade aproximadamente 5 mil quilômetros de Linhas de Distribuição de 138 kV e 69 kV, com cerca de 318 transformadores de potência e capacidade de 7,8 GVA para uma demanda máxima registrada de 5,371 GVA. (CELESC, 2022a)

Na Figura 6 observa-se o mapa geoeletrico de Santa Catarina, onde estão expostos a localização e os níveis de tensão de cada subestação pertencente a Celesc, assim como as subestações particulares e da Eletrosul. Além das subestações, na Figura 6 tem-se as linhas de subtransmissão pertencentes a Celesc e seus respectivos níveis de tensão.

Figura 6 - Mapa Geoelétrico de SC



Fonte: Acervo Celesc (2022).

3 ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) se baseia no desligamento de cargas previamente estabelecidas, a fim de reduzir as consequências provocadas em situações que o SEP não é capaz de suprir toda a demanda. Seu monitoramento e atuação são feitos por meio de relés de frequência absoluta ou por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo, que assim que sensibilizados, desconectam do SIN blocos de cargas previamente estabelecidos.

3.1 Corte de Carga

As subfrequências podem surgir por perdas de linhas de transmissão ou por perdas na geração de energia elétrica. Caso ocorra perda no fornecimento de energia, essa perda irá acarretar uma queda de velocidade imediata nas demais máquinas geradoras do SIN, impossibilitando que os reguladores de velocidade consigam agir em tempo hábil no reestabelecimento entre torque elétrico e mecânico. Para reestabelecer esse equilíbrio e manter a potência elétrica gerada igual a demanda exigida no sistema, é necessário que sejam efetuados cortes de cargas de forma que, a menor parcela de consumidores seja desconectada para diminuir ao máximo possível prejuízos financeiros para os consumidores e distribuidoras de energia elétrica. (BROLIN, 2010)

Para que o SEP esteja em condições de operação, ele deverá seguir os parâmetros abaixo:

O sistema de distribuição e as instalações de geração a ele 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.

Quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas, pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos e pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos. (ANEEL, 2021b, p. 12).

Devido a isso, o ERAC é um dos mais importantes sistemas de proteção do SIN. Ele tem a finalidade de efetuar o desligamento automático de blocos de carga, de modo a prevenir a ocorrência de subfrequências inferiores a valores pré-estabelecidos. Esse desligamento automático é feito através de relés de taxa de variação de frequência no tempo ($\Delta F/\Delta T$) (ONS, 2022c). Esses relés, com a função de proteção ANSI 81 (sub/sobrefrequência), são instalados nos alimentadores das subestações e atuam desligando automaticamente as cargas previamente determinadas sempre que a frequência do sistema atingir ou for inferior às frequências ajustadas. Isso é necessário, pois caso o SIN perca um grande bloco de geração de energia o sistema continue íntegro. (BORGES, 2016)

No funcionamento do ERAC é necessário que todos os ajustes dos relés de subfrequência instalados nos sistemas de distribuição e subestações de transmissão estejam trabalhando de maneira coordenada uma com a outra, a fim de evitar um desligamento em cascata das unidades geradoras. Para isso, o ONS (2022c) dita que o tempo máximo admissível do sensor para identificar variações de frequência a fim de detectar subfrequência, deve ser na ordem de 3 ciclos, que para a frequência de 60 Hz é um tempo de 50 milissegundos. Após detectada a variação de frequência, o corte de carga através da abertura dos disjuntores das subestações deve ser executado no tempo máximo de 100 milissegundos, podendo variar de acordo com o nível de tensão do equipamento. Sendo assim, para que o ERAC atue de maneira coordenada com diferentes alimentadores e estágios de corte de carga, o tempo máximo de atuação deve ser de 150 milissegundos.

Para que a execução do ERAC não ocorra de maneira incorreta, é necessário que cada órgão responsável esteja em dia com seus determinados procedimentos. Dentre os órgãos responsáveis, o com maior nível hierárquico é o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). As principais atribuições atreladas ao CNOS são de coordenar, supervisionar e controlar as ações de gerenciamento de carga do SIN, além de informar os agentes de distribuição e consumidores livres qual a sua participação no corte de carga. Abaixo do CNOS estão os Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR), os quais ficam responsáveis por supervisionar, coordenar e manter atualizado o gerenciamento de carga em suas áreas de atuação. Por fim, estão os agentes de distribuição que ficam responsáveis por supervisionar, comandar e executar as ações para gerenciamento de carga além de fornecer os

dados que corroboram para que o gerenciamento de carga na sua área de atuação esteja dentro dos parâmetros exigidos pelos centros de operação do ONS (2016b).

O ERAC deve permanecer constantemente em operação para efetiva proteção do SIN. Uma vez atuada essa proteção, o ONS fica responsável por identificar o motivo de tal atuação, bem como a atual configuração do sistema após identificada a falha, além de paralelamente confirmar com os agentes envolvidos o montante de carga desconectada do sistema. Caso as cargas desligadas pelo ERAC não possuam a possibilidade de reenergização devido ao déficit de geração, os agentes de distribuição e consumidores industriais ficam autorizados a realizar rodízios de carga. Este rodízio é permitido desde que as cargas possuam igual valor e a energização da carga desligada pelo ERAC ocorra somente após o desligamento da carga a ser substituída. (ONS, 2022c)

Para o estudo das cargas que estarão disponibilizadas para corte pelo ERAC, é executado um levantamento pelo agente de operação, no qual é verificada a leitura das cargas a cada hora, durante todos os dias do ano, de forma cumulativa para todos os estágios. Esse levantamento deverá ser feito por meio de procedimentos auditáveis, e o ONS deverá consolidar mensalmente os dados de carga enviados pelos agentes e acrescentar ao Relatório de Acompanhamento do ERAC, onde serão feitas simulações a fim de validar os montantes de carga de cada estágio. (ONS, 2016c)

As cargas que constam nesse levantamento devem ser cargas que já estejam efetivamente conectados no SIN, não devendo incluir alimentadores que estão em fase de implementação. Caso ocorra a desconexão de cargas pertencentes ao ERAC por algum motivo, deverão ser providenciadas cargas substitutas adicionais do mesmo valor da carga desconectada, para que estas venham a ser cortadas em caso de atuação do ERAC. (ONS, 2016c)

Para casos onde há necessidade de remanejamento de carga, os seguintes pontos devem ser considerados de acordo com o ONS:

Devem também ser consideradas como cargas passíveis de serem bloqueadas aquelas transferidas temporariamente de um alimentador pertencente ao ERAC para outro alimentador não pertencente ao ERAC;
Em hipótese alguma poderá ser bloqueada atuação do ERAC sobre determinado alimentador pertencente a este esquema, quando sua carga for transferida, mesmo que temporariamente, para outro alimentador também pertencente ao ERAC;

Quando a carga de um determinado alimentador não pertencente ao ERAC for transferida temporariamente para outro alimentador pertencente ao ERAC, não deve ser bloqueada a atuação do ERAC sobre este alimentador. (ONS, 2022c, p. 11).

Para cada região ou área elétrica do Brasil, o ONS é responsável por definir os cinco diferentes estágios para a realização do alívio de carga. Nesses estágios estão especificados os níveis de subfrequência e o montante de carga que deverá ser cortado naquele determinado nível de frequência.

Como este trabalho tem como estudo de caso a atuação da Celesc no ERAC, os valores de ajustes de frequência e o montante de carga a ser desconectado do SIN que serão usados como referência são os da região Sul, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Ajuste ERAC região Sul

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,50	7,5
2º	58,20	7,5
3º	57,90	10,0
4º	57,60	15,0
5º	57,30	15,0

Fonte: ONS (2022c).

Analisando a Tabela 3, verifica-se que para as distribuidoras de energia da região Sul do país o corte de carga se dará da seguinte forma: a partir do momento que a frequência do sistema atingir o valor de 58,50 Hz o primeiro estágio do ERAC entrará em ação, desconectando do sistema o montante de 7,5% da carga de cada distribuidora integrada naquela região. Caso a frequência do sistema continue a cair, ao chegar em 58,20 Hz, terá a atuação do segundo estágio do ERAC, desconectando mais 7,5% da carga das distribuidoras. Essa desconexão de carga poderá ocorrer sucessivamente até a atuação do quinto estágio, onde para a região sul do país significa um total acumulado de 55% de toda a carga desconectada do SIN. Caso o distúrbio de um subsistema comece a afetar regiões fora de sua área de abrangência, pode-se ter então atuações do ERAC em múltiplos subsistemas.

Tendo em vista que cada subsistema possui diferentes ajustes de frequências e porcentagem de cortes de carga, é possível observar nas tabelas a seguir (Tabelas 4 a 8) os parâmetros de cada subsistema.

Tabela 4 - Ajuste ERAC região Sudeste

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,50	7,0
2º	58,20	7,0
3º	57,90	7,0
4º	57,70	7,0
5º	57,50	7,0

Fonte: ONS (2022c).

Como é possível observar na Tabela 4, do subsistema Sul para o subsistema Sudeste, é possível notar diferenças entre os ajustes de subfrequências e montante de carga desconectada em cada estágio e montante total. Para a região sul o montante total após o quinto estágio é de 55% de toda carga, enquanto para região sudeste é de 35% da carga total. Isto ocorre pois o ONS ao realizar o gerenciamento de corte de carga faz com que o montante de carga cortada em cada subsistema seja proporcional à participação da carga no SIN. (BORGES, 2016)

Tabela 5 - Ajuste ERAC região Centro Oeste e área Acre-Rondônia

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)	
		Acre / Rondônia	Goiás / Brasília / Mato Grosso / Mato Grosso do Sul
1º	58,50	15,0	7,0
2º	58,20	10,0	7,0
3º	57,90	10,0	7,0
4º	57,70	10,0	7,0
5º	57,50	10,0	7,0

Fonte: ONS (2022c).

Na área Acre-Rondônia, apresentada na Tabela 5, além dos cortes de cargas ajustados no ERAC é adicionado também o desligamento de bancos de capacitores em conjunto com o ERAC em cada estágio de atuação conforme apresentado na Tabela 6. (ONS, 2022c)

Tabela 6 - Desligamento de bancos de capacitores em conjunto com o ERAC

Estágio	Frequência (Hz)	Desligamento de BC de 230 kV
1º	58,5	BC da SE Rio Branco I
		Primeiro BC da SE Vilhena
		Primeiro BC da SE Pimenta Bueno
		Primeiro BC da SE Ji-Paraná
		Segundo BC da SE Ji-Paraná
2º	58,2	Segundo BC da SE Vilhena
		Segundo BC da SE Pimenta Bueno
3º	57,9	Terceiro BC da SE Ji-Paraná
4º	57,7	Terceiro BC da SE Vilhena
		Terceiro BC da SE Pimenta Bueno
5º	57,5	----

Fonte: ONS (2022c).

Como é possível observar na Tabela 7, os ajustes desenvolvidos para a região Norte e área do Maranhão não possuem cinco estágios de atuação, somente três estágios. Essa região diferente das citadas acima, efetua o corte de carga por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo ao invés de relés de frequência absoluta. (ONS, 2022c)

Tabela 7 - Ajuste ERAC região Norte e área do Maranhão

Estágio	Albrás			Equatorial MA / Energisa-TO / Equatorial PA 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	1,50	57,70	Primeira Sala de Cubas	1,50	57,70	6,0
2º	2,50	57,50	Segunda Sala de Cubas	2,50	57,50	7,0
3º	3,50	57,30	Terceira Sala de Cubas	3,50	57,30	11,0

Fonte: ONS (2022c).

Assim como na região Norte e área do Maranhão, os ajustes do ERAC para região Nordeste também são configurados através de relés de taxa de variação de frequência no tempo, conforme observa-se na Tabela 8.

Tabela 8 - Ajuste ERAC região Nordeste

Estágio	Taxa de variação de frequência (*) (Hz/s)	Frequência (Hz)	Retaguarda		Corte de Carga (%)
			Frequência (Hz)	Temporização (s)	
1º	0,70	57,90	58,50	10	6,0
2º	1,10	57,80	58,50	11	7,0
3º	1,50	57,70	58,50	12	11,0
4º	1,80	57,60	---	---	16,0
5º	---	57,40	---	---	15,0

Fonte: ONS (2022c).

Além dos ajustes do ERAC por região apresentados, têm-se também ajustes por área elétrica. Nas tabelas a seguir é possível observar os ajustes do ERAC da área Manaus, composta pelos subsistemas Mauá (Tabela 9) e Manaus (Tabela 10), área de Macapá (Tabela 11) e área de Tramo Oeste (Tabela 12).

Tabela 9 - Ajuste ERAC Subsistema Mauá

Estágio	Taxa de variação de frequência (*) (Hz/s)	Frequência de retaguarda (Hz)	Corte de carga (%)
1º	0,70	58,40	12,0
2º	1,00	58,20	12,0
3º	2,50	58,00	12,0
4º	5,50	57,70	12,0
5º	-	57,20	12,0

Fonte: ONS (2022c).

Tabela 10 - Ajuste ERAC Subsistema Manaus

Estágio	Taxa de variação de frequência (*) (Hz/s)	Frequência de retaguarda (Hz)	Corte de carga (%)
1º	4,00	57,80	11,0
2º	6,50	57,60	11,0
3º	8,50	57,40	11,0
4º	10,00	57,20	11,0
5º	-	57,00	9,0

Fonte: ONS (2022c)

Tabela 11 - Ajuste ERAC área Macapá

Estágio	Taxa de variação de frequência (*) (Hz/s)	Frequência de retaguarda (Hz)	Corte de carga (%)
1º	0,50	58,30	11,0
2º	1,00	58,10	11,0
3º	2,70	57,60	11,0
4º	4,00	57,40	11,0
5º	-	57,20	11,0
SEP - 1º (**)	-	56,90	6,0
SEP -2º (**)	-	56,60	6,0

Fonte: ONS (2022c).

Tabela 12 - Ajuste ERAC área Tramo Oeste

Estágio	Taxa de variação de frequência (Hz/s) (*)	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	1,40	58,50	8,0
2º	3,00	57,90	9,0
3º	4,00	57,40	9,0
4º	6,00	56,90	11,0
5º	7,50	56,40	8,0

Fonte: ONS (2022c).

Todos os ajustes do ERAC mostrados nas tabelas anteriores foram criados e dimensionados a fim de proporcionar maior confiabilidade ao SIN, aumentando a sua estabilidade no momento de ocorrências de perturbações. Mesmo o ERAC sendo uma proteção fundamental para segurança do SIN, ele pode se mostrar insuficiente dependendo do tamanho da perturbação no sistema. Caso ocorra de o ERAC não ser capaz de recuperar a frequência do sistema ou até mesmo o valor de subfrequência sustentada não seja o suficiente para sensibilizar os relés do ERAC, se faz necessário o uso do Plano de Corte Manual de Carga (PCMC).

Para o caso de subfrequência sustentada, o uso do corte manual de carga é necessário caso a frequência do sistema permaneça igual ou inferior a 59,50 Hz. Este corte de carga deverá ser executado até que seja reestabelecido o equilíbrio

entre carga e geração, conseguindo assim estabilizar a frequência do SIN, mesmo que de maneira precária, em no mínimo 59,70 Hz. Após atingir o valor mínimo aceitável, nenhuma carga desconectada no PCMC deverá ser reestabelecida. Somente após atingir os 60 Hz e o ONS avaliar as condições do sistema, será autorizado o retorno de forma gradativa das cargas. (ONS, 2022d)

Além do caso de subfrequência sustentada onde não há atuação dos relés de proteção do ERAC, pode haver a situação em que mesmo após atuação do ERAC, ainda seja necessária a desconexão de mais carga do sistema. Nesse caso, cabe ao CNOS coordenar com os agentes de distribuição o processo de corte manual de carga do SIN, até que se obtenha um valor mínimo de frequência em 59,70 Hz. (ONS, 2022d)

A Tabela 13 apresenta o PCMC de alguns agentes de distribuição da região sul do país. Nela é possível observar o montante de carga que é necessário cortar caso haja condição de subfrequência sustentada. Assim, o PCMC iniciará após a frequência do sistema atingir o valor de 59,50 Hz sem haver previsão de melhora ou quando há previsão de déficit de geração no sistema. O corte de carga está definido para acontecer em degraus de 0,1 Hz. Destaca-se que as cargas contidas no PCMC não poderão estar nos mesmos alimentadores das subestações já pertencentes ao ERAC. (ONS, 2016b)

Tabela 13 - Corte manual de carga por subfrequência sustentada

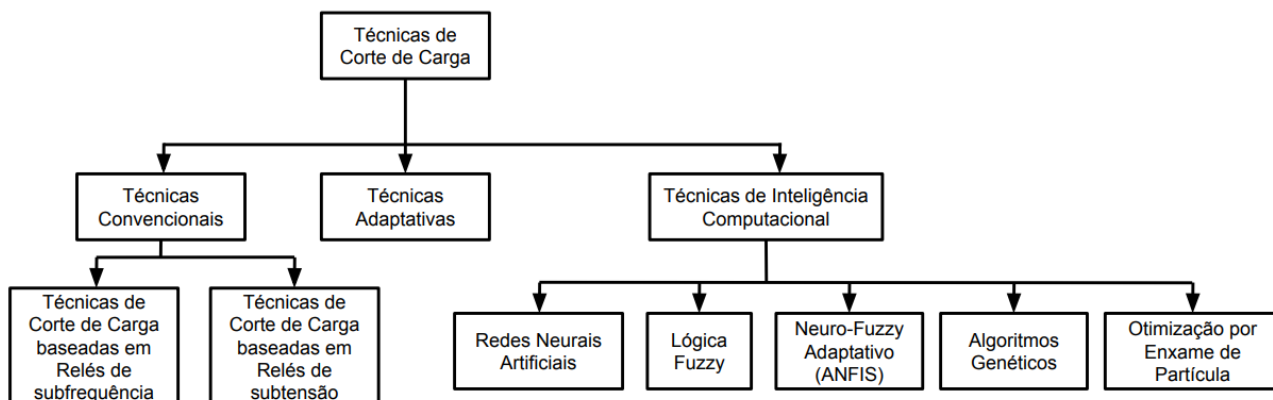
SUL																	
FREQUÊNCIA (Hz)		59,5	59,4	59,3	59,2	59,1	59,0	58,9	58,8	58,7	58,6	58,5	58,4	58,3	58,2	58,1	58,0
CORTE TOTAL (MW)		321	386	450	518	579	645	710	776	841	907	970	1034	1099	1163	1225	1293
AGENTE	CARGA (MW)	CORTE POR AGENTE															
COPEL DIS	5626	94	113	131	150	169	188	206	225	244	263	281	300	319	338	356	375
CELESC	5384	90	108	126	144	162	179	197	215	233	251	269	287	305	323	341	359
RGE	4155	69	83	97	111	125	138	152	166	180	194	208	222	235	249	263	277
CEEE-D	2100	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105	112	119	126	133	140
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	1149	19	23	27	31	34	38	42	46	50	54	57	61	65	69	73	77
C. LIVRE POLO PETROQUÍMICO: BRASKEM UNIB-RS, ARLANXEO (antiga LANXESS DSM), ARLANXEO (antiga LANXESS PETROFLEX), OXITENO, WHITE MARTINS RS.	176	3	4	4	5	5	6	6	7	8	8	9	9	10	11	11	12
C. LIVRE KLABIN MONTE ALEGRE (COPEL GeT)	140	2	3	3	4	4	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9	9
CERTEL (VISUS)	100	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7
C. LIVRE GERDAU CHARQUEADAS (CGT ELETROSUL)	69	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5
COOPERA	68	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5
C. LIVRE CMPC - CELULOSE RIOGRANDENSE (CEEE - GT)	61	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4
DEMEI	38	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3
ELETROCAR	35	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
COPREL	33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
HIDROPAN	30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
C. LIVRE REPAR (COPEL GeT)	27	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2

Fonte: ONS (2022d).

3.2 Técnicas de corte de carga

As técnicas de cortes de carga podem ser divididas em três grandes categorias: técnicas convencionais, técnicas adaptativas e técnicas baseadas em inteligência artificial, conforme Figura 7.

Figura 7 - Técnicas de corte de carga



Fonte: Adaptado de Laghari *et al.* (2013).

3.2.1 Técnicas convencionais de corte de carga

Como é possível observar na Figura 7, o corte de carga através de técnicas convencionais está dividido em dois grupos. Os com técnicas de corte de carga baseadas em relés de subfrequência e os que são baseados em relés de subtensão. As técnicas convencionais de corte são incapazes de fornecer um corte de carga ideal, uma vez que apenas são obedecidos parâmetros pré-estabelecidos. Assim, este método possui a desvantagem de não estimar o real desequilíbrio de carga, podendo desconectar mais carga que o necessário. (LAGHARI *et al.*, 2013)

As técnicas baseadas em relés de subfrequência são aquelas que efetuam o desligamento automático de blocos de cargas já pré-estabelecidos, no momento em que a frequência do sistema atingir os valores previamente programados nos relés de monitoramento de frequência (ONS, 2022c). Esta técnica possui quantidades fixas de corte de carga em cada estágio de atuação. Os valores de subfrequência no qual cada estágio irá atuar, fica a ser definido pelo órgão responsável, assim como o montante de carga a ser desconectado em cada estágio e região.

Já as técnicas baseadas em relés de subtensão são utilizadas para corrigir problemas de instabilidades de tensão restaurando a tensão para seu valor nominal. A instabilidade de tensão pode ocorrer quando há interrupção forçada do gerador, linhas de transmissão, ou sobrecargas na rede elétrica. Caso algum desses três fatores aconteçam, a demanda de potência reativa nas linhas de transmissão pode variar severamente, causando um apagão. (LAGHARI *et al.*, 2013)

3.2.2 Técnicas adaptativas de corte de carga

Como mencionado anteriormente, as técnicas convencionais de corte de carga possuem limitações em sua execução. Visando contornar essas limitações foram criadas as técnicas adaptativas de corte de carga. Diferente das técnicas convencionais onde são desconectados do sistema blocos pré-definidos de cargas, a técnica adaptativa visa cortar uma quantidade de carga mais próxima do real montante de carga que necessita ser desconectada, minimizando o número de consumidores afetados pela perturbação no sistema de energia elétrica. (MUSARRA, 2013)

O funcionamento das técnicas adaptativas se baseia numa ação conjunta entre *software* e Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs). O *software* de controle é o responsável por receber as informações das potências demandadas e ofertadas no SEP e também o estado em que os disjuntores dos alimentadores nas subestações se encontram. Com esses dados, através de simulações, o *software* é capaz de executar um cálculo de fluxo de potência para estabelecer as condições atuais do SEP. O *software*, através de um algoritmo de alívio de carga, fica executando simulações em tempo real a fim de prevenir possíveis ocorrências de perturbação de energia. Como resultado, essas simulações geram uma lista dos disjuntores a serem abertos caso aquela perturbação venha a ocorrer. Essa lista é repassada para os relés de proteção do sistema antes da perturbação, executando uma ação preditiva a fim de minimizar os danos. (MUSARRA, 2013)

3.2.3 Técnicas baseadas em inteligência computacional para corte de carga

As técnicas baseadas em inteligência computacional são um conjunto de técnicas criadas a fim de imitar o comportamento humano, onde, no decorrer do tempo

espera-se que essa inteligência evolua e se adapte devido a aprendizados das situações anteriores. Dentre as técnicas em inteligência artificial destacam-se as por redes neurais artificiais, a lógica Fuzzy, sistema Neuro-Fuzzy adaptativo, algoritmos genéticos e a otimização por enxame de partículas. Diferente das técnicas convencionais, essas técnicas são capazes de resolver problemas não lineares e multiobjetivos em sistema de potência com velocidade e precisão. (BORGES, 2016)

3.2.3.1 Técnicas baseadas em redes neurais artificiais

As técnicas baseadas em Redes Neurais Artificiais (RNAs) são modelos matemáticos baseados no sistema neural humano. Essas técnicas buscam imitar algumas características do comportamento cerebral como robustez, tolerância a falhas, flexibilidade, processamento paralelo das informações e aquisição de experiência através de trabalhos passados. (GAULKE, 2007)

Segundo Laghari *et al.* (2013), embora a RNA tenha vantagens sobre as técnicas convencionais, esta técnica possui limitações quando aplicada em tempo real. Os autores verificaram que a RNA fornece resultados satisfatórios para casos conhecidos (treinados), porém, para casos desconhecidos esta técnica não foi capaz de oferecer resultados precisos.

3.2.3.2 Técnicas baseadas em Lógica Fuzzy

A Lógica Fuzzy é uma ferramenta matemática utilizada para modelar problemas complexos que não estão bem definidos. A sua metodologia é baseada através de um conjunto de regras que buscam incorporar a experiência, o conhecimento e a natureza imprecisa do processo decisório humano. (LIMA, 2016)

3.2.3.3 Técnicas baseadas em Sistema Neuro-Fuzzy Adaptativo

O Sistema Neuro-Fuzzy Adaptativo (ANFIS) é um sistema híbrido onde há a junção das técnicas de modelagem das RNAs e da lógica Fuzzy. O ANFIS trabalha com a estrutura da lógica Fuzzy, que consiste no processo de fuzzificação, a base de

regras, a máquina de inferência Fuzzy e a defuzzificação, porém, com as vantagens da RNA de adaptação e aprendizado. (BERNADES, 2019)

3.2.3.4 *Técnicas baseadas em Algoritmos Genéticos*

As técnicas baseadas em Algoritmos Genéticos (AGs) seguem os princípios da seleção natural de sobrevivência do mais apto proposto por Charles Darwin. A técnica se baseia na ideia de que indivíduos melhores adaptados ao ambiente tem mais chances de sobreviver e gerar descendentes. (SILVA, 2011)

Segundo Silva (2011):

Os algoritmos genéticos como métodos de otimização e busca, inspiram-se em mecanismos de evolução com objetivo de varrer eficientemente espaços de busca encontrando resultados mais próximos da melhor solução para o problema de maximização ou minimização. As soluções obtidas, ótimas ou sub-ótimas, podem ser interpretadas como resultados do processo evolutivo simulado pelo algoritmo. Os AGs, como integrante dos AEs, partem de uma população de indivíduos que se desenvolvem através da aplicação de operadores genéticos que visam aprimorar a aptidão média da população no decorrer das gerações. Cada um desses indivíduos, representa uma possível solução para um problema que, no caso dos AGs, tem as variáveis de projeto codificadas em espaço específico para a aplicação dos operadores. Por construção, os AGs são definidos para maximização. Porém, a adaptação para minimização é trivial. Assim como todos AEs, os AGs são adequados para otimização sem restrição, sendo necessário adaptações para o uso em problemas com restrições. (SILVA, 2011, p. 29).

3.2.3.5 *Técnicas baseadas em Otimização por Enxame de Partículas*

A técnica de otimização por enxame de partículas (PSO) foi inspirada no comportamento social de bandos de pássaros e cardumes de peixe na busca por alimentos. Nesse modelo, os animais estão distribuídos de forma aleatória em um determinado espaço na busca por alimentos. Após um tempo, nota-se que o comportamento do grupo é influenciado pela experiência individual acumulado de cada indivíduo, uma vez que os demais indivíduos são atraídos por aquele que teve sucesso na busca por alimento. (MEDEIROS, 2005)

De acordo com Medeiros (2005):

No algoritmo por enxame de partículas, que também designaremos como algoritmo PSO, cada candidato a solução do problema corresponde a um ponto no espaço de busca. Essas soluções, denominadas partículas, tem associados um valor, que é avaliado individualmente para cada partícula e que indica a adequação da partícula como solução para o problema, e uma

velocidade que define a direção do movimento da partícula. Cada partícula modifica sua velocidade levando em conta a melhor posição da partícula e a melhor posição do grupo, e ao longo do tempo o grupo acaba alcançando o alimento. (MEDEIROS, 2005, p. 13).

3.3 Metodologia adotada pela Celesc para o ERAC

Como visto anteriormente, a perda de linhas de transmissão, transformadores ou de geração pode provocar mudanças bruscas no fluxo de carga do SIN, necessitando que sejam realizados cortes de carga a fim de preservar a estabilidade do sistema, minimizando riscos de apagões. Visando manter a integridade do sistema, a divisão de pré-operação da Celesc realiza estudos para elaboração de esquemas de emergência para auxiliar no corte e restauração da carga de forma equilibrada.

Como método para corte de carga, a Celesc utiliza técnicas convencionais baseadas em relés de subfrequência. Para minimizar prejuízos, foram elaborados critérios para definir as cargas a serem cortadas. Esses critérios estão presentes no Sistema de Prioridades de Desligamento de Alimentadores (SPDA). A prioridade de desligamento dos alimentadores é definida pelo Centro de Operação da Distribuição (COD) de cada núcleo e agência da Celesc, onde são classificados por um grupo de prioridade e por um número sequencial. (CELESC, 2013)

Os alimentadores contidos no ERAC são divididos em três grupos: o grupo A sendo cargas passíveis de corte, grupo B contendo cargas não recomendáveis para corte e grupo C com cargas de risco pessoal e de segurança pública. Todos esses grupos possuem graus de prioridade de um a cinco, sendo o número 1 menor prioridade e o número 5 maior grau de prioridade. Ressalta-se que o grupo C possui um sexto grau de prioridade com nomeação “E”, para cargas que não podem ser desligadas (Cargas Especiais). Além dos já citados, existe outro grupo de prioridade denominado “VZ”. Este serve para identificar alimentadores que estão operando a vazio ou que estão fora de operação. (CELESC, 2013)

O Grupo A, composto por cargas passíveis de corte, é formado pelos seguintes tipos de carga (CELESC, 2013):

- a) Cargas rurais;
- b) Cargas residenciais;

- c) Edifícios e condomínio comerciais;
- d) Super e Hipermercados;
- e) Comercio varejista de alimentos;
- f) Hotéis e Motéis;
- g) Estabelecimentos de ensino;
- h) Laboratórios radiológicos/análises clinicas;
- i) Iluminação pública e ornamental;
- j) Áreas de lazer.

O Grupo B, composto por cargas de corte não recomendadas, é formado pelos seguintes tipos de carga (CELESC, 2013):

- a) Indústrias;
- b) Centro de processamento de dados;
- c) Estabelecimentos bancários;
- d) Shopping Centers;
- e) Delegacias;
- f) Poderes públicos;
- g) Serviços de irrigação;
- h) Frigoríficos;
- i) Entrepasto de pescados.

E por último, o Grupo C, composto por cargas de risco pessoal e de segurança pública, possuem as seguintes cargas em sua composição (CELESC, 2013):

- a) Aeroportos;
- b) Terminais rodoviários e ferroviários;
- c) Bombeiros;
- d) Bombeamento de água Casan;
- e) Presídios;
- f) Comunicações e telecomunicações;
- g) Áreas de grande concentração pública;
- h) Transportes por tração elétrica;
- i) Mecanismos de sobrevivência artificial;
- j) Órgãos de segurança pública;

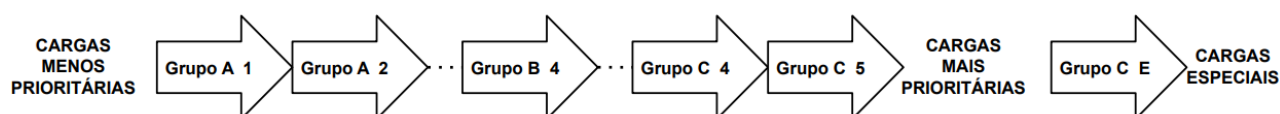
- k) Maternidades;
- l) Hospitais.

Dentro de um alimentador podem haver diferentes tipos de carga, e tendo isso em vista, a carga de um alimentador dificilmente será exclusiva de um único grupo. Para resolver esse problema, foram criados os graus de prioridades de desligamento. Esse grau de prioridade será determinado após a classificação do grupo, considerando os tipos de cargas ligadas neste alimentador. No caso dos alimentadores que possuam mais de uma carga na sua composição, mas maior parte da carga é caracterizada como do grupo de maior importância, este alimentador será classificado no grupo com maior importância. (CELESC, 2013)

Ainda segundo Celesc (2013, p. 5), “deve ser considerada a presença de geradores ou outras fontes alternativas de geração para definir as prioridades dos alimentadores”. Para alimentadores que possuem fontes geradoras conectados no barramento da subestação, e sua geração for maior que sua carga, é interessante classificar este alimentador em um grupo de prioridade elevado, pois devido às características do ERAC, onde já se perdeu geração no sistema, não se torna interessante que execute cortes em alimentadores que estejam injetando potência na rede elétrica.

Na Figura 8, é possível observar o funcionamento e níveis hierárquicos estabelecidos no plano de corte de carga da Celesc.

Figura 8 - Prioridade de desligamento de alimentadores



Fonte: Adaptado de Celesc (2013).

Os responsáveis por ordenar sequencialmente os alimentadores pelo nível de prioridades e cadastrar a informação no SPDA são o CODs das agências e núcleos. Os alimentadores do Grupo C que tiverem grau de prioridade “E” deverão ser cadastrados com o número sequencial “0”, e os alimentadores pertencentes ao grupo de prioridade VZ deverão ser cadastrados com o número sequencial “999”. Fora os alimentadores classificados como “CE” e “VZ”, cada alimentador pertencente ao

ERAC deverá possuir um número sequencial exclusivo dentro de um mesmo COD. (CELESC, 2013)

A sequência de atuação de cada estágio do ERAC deverá se dar até que o montante mínimo de corte estabelecido pelo ONS seja desconectado. Para definir a sequência de cada estágio de atuação é medido os valores de carga hora a hora, todos os dias, a fim de se estabelecer uma média de carga em cada alimentador contido no ERAC. Obtendo assim a quantidade de alimentadores necessários para o montante mínimo de corte.

Na Tabela 14, observa-se um exemplo de como se deve definir a classificação dos alimentadores contidos no SPDA.

Tabela 14 - Classificação dos alimentadores no SPDA

Sequência	Alimentador	Grupo de Prioridade
1	ICA-02	A1
2	ICA-04	A1
3	ICA-05	A1
4	CFL-08	A2
5	ICA-03	A2
6	MUA-03	A3
7	MUA-01	A4
8	SIO-04	A5
9	SRS-01	A5
10	AGA-05	B1
11	FLA-07	B2
12	CUA-09	B2
13	SIO-03	B5
14	CUA-03	C1
15	SRS-04	C1
16	AGA-02	C1
17	AGA-03	C2
18	SIO-02	C3
19	EMO-01	C4
20	SRS-02	C5
0	CUA-05	CE
0	LMR-02	CE
0	MUA-02	CE
0	AGA-04	CE
0	USA-03	CE
999	SIO-01	VZ
999	MJA-02	VZ

Fonte: Celesc (2013).

Após ocorrência do ERAC, devido à grande quantidade de alimentadores que é desconectada de forma automática do sistema, as tensões do barramento das subestações tendem a aumentar de forma significativa. Para evitar o aumento de tensão nos barramentos das subestações, juntamente com as cargas desconectadas pelo ERAC, deverão ser desligados de forma automática os bancos de capacitores já pré-estabelecidos para cada estágio do ERAC. Caso a desconexão desses bancos seja ineficiente, caberá ao operador do Centro de Operação do Sistema de Distribuição – Alta Tensão (COSD-AT) manobrar outros bancos de capacitores e utilizar outros recursos possíveis para fazer o ajuste da tensão. (CELESC, 2017)

Há casos onde podem haver atuações indevidas dos relés de frequência que fazem o monitoramento dos alimentadores do ERAC. Tendo em vista que houve atuação por subfrequência somente em uma subestação, esta atuação poderá ser considerada indevida. Isso porque o ERAC é um esquema que tem grande abrangência, desligando carga em toda a área de concessão da Celesc. Caso aconteça uma atuação indevida, o COD deverá entrar em contato com o COSD-AT e solicitar autorização para religar os alimentadores. (CELESC, 2017)

3.4 Restabelecimento das Cargas Desligadas pelo ERAC

Após recomposição do sistema e reestabelecida a frequência nominal, é necessário que se faça o religamento das cargas desligadas pelo ERAC. Esse restabelecimento pode ser feito de forma manual ou automática. O nome denominado para esse restabelecimento automático é conhecido como Esquema Regional de Reestabelecimento de Carga (ERRC). Ressalta-se, no entanto, que para restabelecimento de grandes blocos de carga, o religamento deverá ocorrer de forma manual, juntamente com o COSR, de forma a não perder o controle da operação. (SOUZA, 2016)

3.4.1 Restabelecimento manual de carga

O restabelecimento manual das cargas desligadas pelo ERAC é dividido em quatro grupos. Estes grupos estão divididos em subestações das distribuidoras que dispõem de frequencímetro digital, em subestações das distribuidoras que não

dispõem de frequencímetro digital, nos agentes de transmissão e nos consumidores industriais conectados à rede básica. (ONS, 2022c)

Em subestações das distribuidoras que dispõem de frequencímetro digital, o restabelecimento manual das cargas desligadas pelo ERAC deve somente ser executado após a estabilização da frequência em um valor igual ou maior a 60 Hz, após um tempo igual ou maior que um minuto. (ONS, 2022c)

A fim de evitar que a recomposição das cargas comprometa a estabilidade do sistema, o ONS (2022c) estabelece os seguintes requisitos:

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, para que, na hipótese de ocorrer a perda de um novo bloco de geração durante o restabelecimento, o sistema tenha recursos suficientes para que a frequência se estabilize em 59,5 Hz.

Cada bloco de carga restabelecida por agente não deve superar o total de carga cortada em cada estágio, o intervalo de tempo entre o restabelecimento dos blocos de carga deve ser de no mínimo 01(um) minuto.

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.

Caso o restabelecimento de algum bloco de carga ocasione queda na frequência para patamares abaixo do valor nominal e sem correção imediata, o agente deverá providenciar o desligamento imediato destas cargas. Neste caso, ou havendo nova atuação do esquema de alívio de carga, o novo ciclo de religamento só deverá ser reiniciado após liberação do Centro de Operação do Agente, devidamente autorizado pelo Centro de Operação do Sistema do ONS com o qual se relaciona. (ONS, 2022c, p. 9).

Para as subestações das distribuidoras que não dispõem de frequencímetro digital, os agentes de transmissão e consumidores industriais conectados à rede básica, a recomposição do sistema será coordenada pelo COSR de sua área de atuação, com os mesmos critérios estabelecidos para as subestações que possuem frequencímetro digital. (ONS, 2022c)

3.4.2 Esquema Regional de Restabelecimento de Carga (ERRC)

Além do restabelecimento manual de carga, podem haver distribuidoras que disponham do ERRC. Para recomposição automática das cargas desligadas, há critérios de operação diferentes dos já mencionados.

Para restabelecimento automático, a tensão do barramento deverá estar igual ou superior a 95% da sua tensão nominal. Além da tensão, a frequência deverá

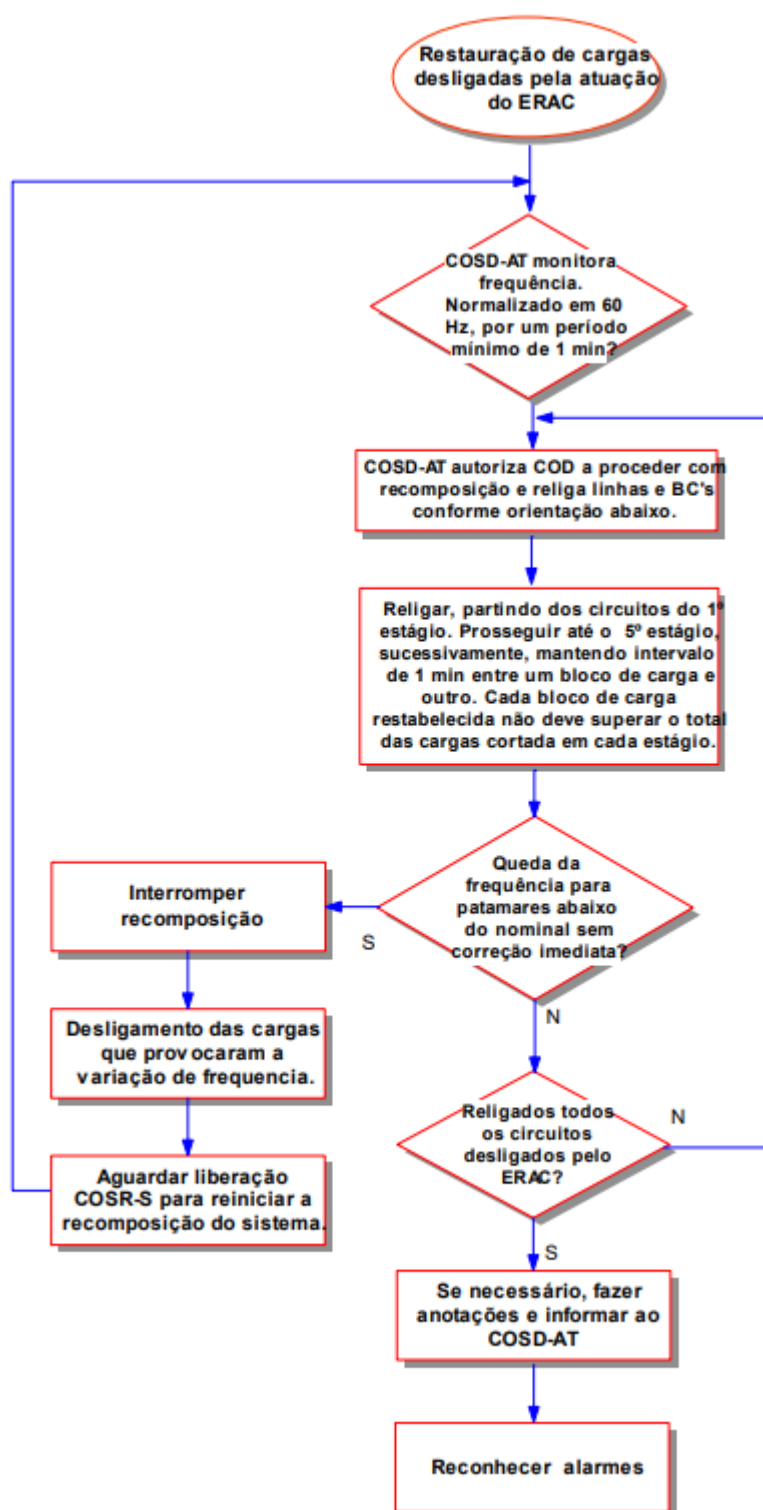
manter um valor igual ou superior a 60,05 Hz por no mínimo dez segundos. A recomposição das cargas desligadas no primeiro e no segundo estágio do ERAC devem ser iguais ou inferiores à metade das cargas desligadas em cada estágio, tendo um intervalo de restabelecimento de no mínimo dez segundos entre cada religamento. Para os demais estágios, os blocos de cargas a serem religados devem ser iguais ou inferiores ao valor da carga desligada em cada estágio, com um intervalo de no mínimo um minuto entre religamento. Havendo uma nova queda na frequência do sistema que acarrete novamente na atuação do ERAC, o agente deverá bloquear o ERRC e entregar o restabelecimento das cargas para o COSR de sua região. (ONS, 2022c)

3.4.3 Processo da Celesc na Restauração de Cargas Desligadas pelo ERAC

A restauração das cargas desligadas na Celesc pelo ERAC é feita de forma manual conforme especificado para as subestações das distribuidoras que dispõem de frequencímetro digital. Após estabilizada a frequência em valor igual ou superior a 60 Hz por mais de um minuto, o COSD-AT é responsável por realizar a recomposição dos bancos de capacitores e das linhas de subtransmissão, caso necessário. Após a recomposição, o COSD-AT deve informar os CODs para que os mesmos religuem os alimentadores. (CELESC, 2017)

Na Figura 9 é possível observar um fluxograma que ilustra o processo de restauração de cargas desligadas pela atuação do ERAC na Celesc.

Figura 9 - Fluxograma do processo de restauração de cargas desligadas pela atuação do ERAC



Fonte: Celesc (2017).

4 ESTUDO DE CASO – OCORRÊNCIA DO DIA 16/10/2016

Este capítulo tem como finalidade apresentar um estudo de caso da atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) na ocorrência do dia 16 de outubro de 2016, tendo como foco principal a atuação da distribuidora de energia Celesc no ERAC.

4.1 A Perturbação

Conforme a nota à imprensa divulgada pelo ONS, a atuação do ERAC se deu devido o desligamento automático dos Bipolos 1 e 2 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna, por atuação indevida de uma proteção do compensador síncrono na Subestação Ibiúna, acarretando em déficit de geração nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. (CELESC, 2016)

Antes da perturbação, o sistema HVDC (*High Voltage Direct Current*) proveniente da Itaipu estava transmitindo 5.250 MW e a geração total da Usina Hidrelétrica (UHE) de Itaipu 50 Hz era de 6.830 MW. Após o desligamento do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna devido ao esquema de isolação forçada da Subestação (SE) Ibiúna, ocorreu um déficit de geração nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O déficit de geração fez com que a frequência atingisse o valor de 58,36 Hz, acionando o primeiro estágio do ERAC. Ao total foi desconectado do sistema o montante de 3.331,5 MW de cargas das seguintes Distribuidoras: CEB, Escelsa, Celg, Energisa MT, Cemig-D, DME, Energisa MG, Energisa NF, Copel-D, Ampla, CEEE-D, Light, AES-Sul, RGE, Celesc, Bandeirante, CPFL, Elektro, Bragantina, Caiuá, CNEE, EDEVP, AES Eletropaulo, Energisa MS e Coelba. (ONS, 2016a)

A Tabela 15 e a Tabela 16 trazem os montantes de carga desconectados do SIN após atuação do 1º estágio do ERAC. Além das cargas desconectadas no 1º estágio é exposto o montante total da carga desconectada. Nesse valor está contido o total de carga cortada no 1º estágio do ERAC juntamente com cargas desconectadas por alguma eventual falha. Destacado em vermelho encontram-se as distribuidoras e consumidores livres que não atenderam os requisitos estabelecidos pelo ONS para o corte de carga. Destacado na cor amarela observam-se as

distribuidoras que não atingiram o valor recomendado de corte de carga, mas estão dentro da margem de 10% que o ONS flexibiliza.

Tabela 15 - Montantes de Corte de Carga pelo ERAC Sistema Sul

SISTEMA SUL				
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (7,5%)	CARGA TOTAL CORTADA 1º ESTÁGIO (MW)	CARGA TOTAL CORTADA (MW)
		CARGA CORTADA (%)		
AES SUL	918,88	6,66	61,20	61,20
CEEE-D	1072,7	8,95	96,01	103,50
CELESC	2482,19	8,24	204,60	227,90
COPEL-D	3778,6	6,45	243,62	259,21
RGE	1108,16	7,16	79,30	79,30
CASTERTECH	5,2	76,92	4,00	4,00

Fonte: Adaptado de ONS (2016a).

Tabela 16 - Montantes de Corte de Carga pelo ERAC Sistema Sudeste/Centro-Oeste

SISTEMA SUDESTE E CENTRO-OESTE				
AGENTE	CARGA TOTAL VERIFICADA (MW)	1º ESTÁGIO (7%)	CARGA TOTAL CORTADA 1º ESTÁGIO (MW)	CARGA TOTAL CORTADA (MW)
		CARGA CORTADA (%)		
AMPLA	1937,00	3,61	70,00	72,20
CEB	990,00	8,38	83,00	83,00
CELG	2027,00	7,97	161,50	190,70
CEMIG-D	5930,00	5,09	302,00	302,00
CPFL PAULISTA	3279,72	10,36	339,70	339,70
CPFL	1146,14	7,24	83,03	83,03
CPFL SANTA	125,05	6,32	7,90	7,90
CPFL	206,57	6,83	14,10	14,10
DME	60,75	12,18	7,40	7,40
EDP ESCELSA	1383,00	8,53	118,00	118,00
ELEKTRO	1983,00	7,26	144,00	144,00
AES	5781,00	6,75	390,00	390,00
ENERGISA MG	215,00	8,07	17,36	17,36
ENERGISA MS	674,00	4,65	31,32	36,82
ENERGISA MT	88,73	100,00	88,73	88,73
ENERGISA NF	52,66	3,23	1,70	1,70
LIGHT	4260,00	8,24	351,14	351,14
SOLVAY	72,31	11,53		
BANDEIRANTES	NÃO INFORMADO			

Fonte: Adaptado de ONS (2016a).

Além do corte de carga das distribuidoras brasileiras, a perturbação afetou o sistema Itaipu 50 Hz do Paraguai, interrompendo a geração de 1.580 MW devido à abertura da Interligação Itaipu/ANDE (*Administración Nacional de Eletricidad - Paraguai*) na Subestação da Margem Direita. (ONS, 2016a)

Devido à perturbação, houve também os desligamentos das Linhas de Transmissão (LTs) 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1, C2 e C3, devido a um aumento súbito no fornecimento de potência do sistema Acre/Rondônia para o SIN. Essa oscilação causada pelo aumento de potência fez atuar a proteção de perda de sincronismo da interligação Acre/Rondônia com o SIN, não havendo interrupções de carga no mesmo. (ONS, 2016a)

Durante o período da perturbação que houve o afundamento da frequência do SIN, ocorreram também os desligamentos automáticos de algumas unidades geradoras por diferentes motivos que deverão ser estudados para evitar novos desligamentos, no caso de futuras ocorrências. As unidades geradoras em questão são as “UG1 das UHE Nova Ponte, UHE Volta Grande, UTE Presidente Médici, UG2 e UG3 da UHE Espora, UG3 da UHE Corumbá, UG1 e UG2 da UTE Caçu I, UG1 da UTE Sykué e UG1 e unidade 3 da UTE Bahia I.” (ONS, 2016a, p. 40).

Na Figura 10 pode-se observar a localização do Elo de Corrente Contínua destacado na cor magenta que sofreu o desligamento.

Figura 10 - Localização Elo de Corrente Contínua



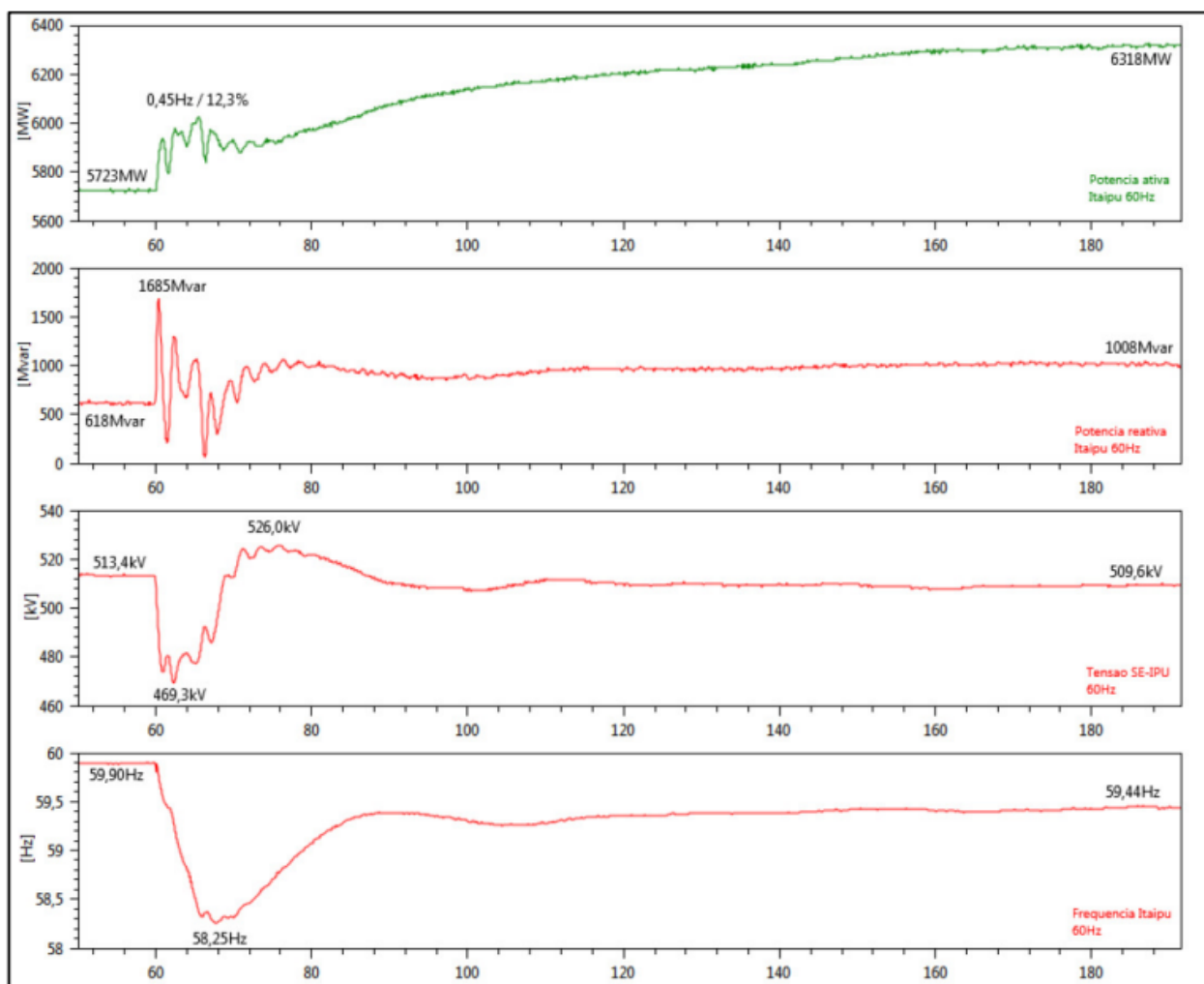
Fonte: Adaptado de Graham, Santo e Kumar (2013).

O motivo da causa da perturbação estudada neste trabalho, a qual provocou a ativação do esquema de isolamento forçada, foi uma falha envolvendo a fonte de 24 Vcc responsável por alimentar os dois módulos de detecção de velocidade do compensador síncrono 02. Segundo o agente de Furnas, a falha da fonte de 24 Vcc ocorreu devido a vida útil da fonte que já estava em operação há mais de 30 anos. (ONS, 2016a)

Como apresentado no Capítulo 3 deste trabalho, diferente das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul onde o ERAC é configurado para atuar em uma determinada frequência, nas demais regiões pertencentes ao SIN a principal forma de medição para a atuação dos estágios do ERAC é pela taxa de variação de frequência, tendo a medição da frequência absoluta como retaguarda. Na ocorrência estudada, foi registrada uma taxa de variação de frequência de 0,22 Hz/s, ficando abaixo da variação de frequência necessária para sensibilizar o 1º estágio do ERAC. Taxas essas que para região Norte é de 1,5 Hz/s, Nordeste 0,7 Hz/s, Macapá 0,5 Hz/s, Subsistema Mauá 0,7 Hz/s e Subsistema Manaus 4,0 Hz/s. Além das regiões citadas acima, não houve atuação do 1º estágio do ERAC nos estados do Acre e de Rondônia, uma vez que o valor de frequência registrado foi de 58,57 Hz, não alcançando o valor de 58,5 Hz configurado para aquela região. (ONS, 2016a)

Conforme ONS (2016a), o intervalo de tempo da perturbação estudada foi no total de 6 segundos. Durante esse período que houve o afundamento da frequência devido a perturbação, a UHE Itaipu 60 Hz passou de 5.747 MW gerados para 6.318 MW, com uma tensão de 509,6 kV e frequência em 59,5 Hz. Na Figura 11 é possível observar as variações de potência ativa, reativa, tensão e frequência na UHE Itaipu 60 Hz.

Figura 11 - Variações de Potência Ativa, Reativa, Tensão e Frequência na UHE Itaipu 60 Hz



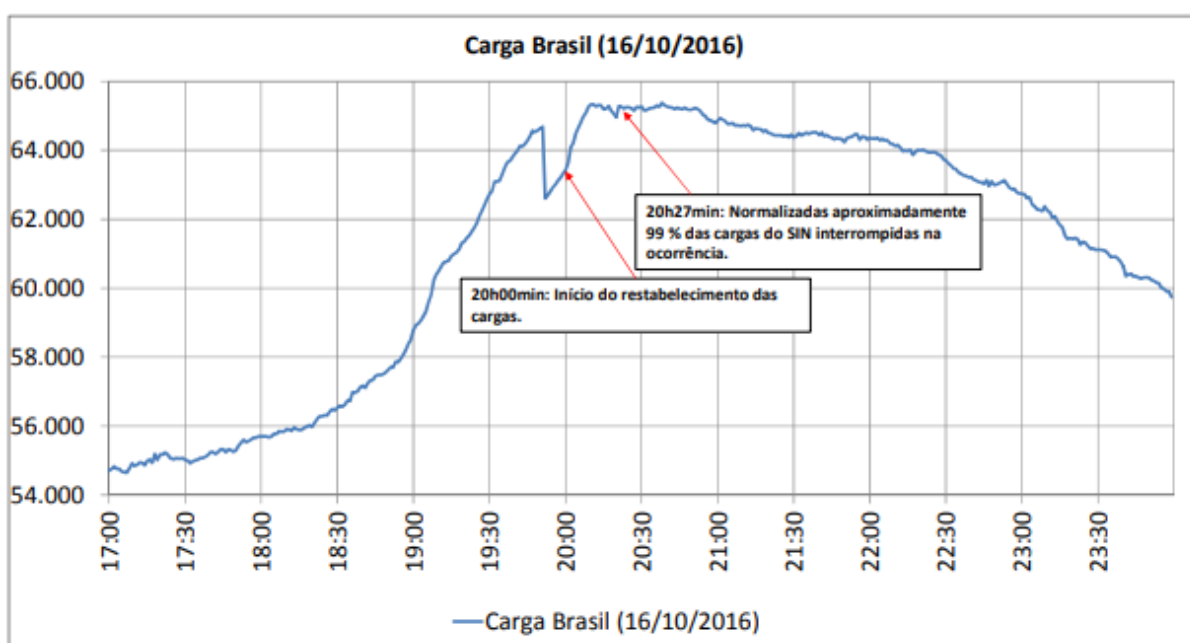
Fonte: ONS (2016a).

Ainda segundo ONS (2016a), na UHE Itaipu 50 Hz ao bloquear os Bipolos 1 e 2 do elo de corrente contínua, foi registrada uma sobrefrequência que fez atuar o esquema automático de corte de geração 50 Hz. No momento da perturbação a taxa de variação da frequência registrada foi de 3,32 Hz/s, ultrapassando o valor de ajuste de 1,9 Hz/s da Taxa 1, provocando o desligamento da Unidade 01 da UHE Itaipu 50 Hz. Além da Taxa 1, houve também atuação da Taxa 2 que está ajustada para atuar numa variação de frequência de 2,3 Hz/s. A Taxa 2, é responsável pela atuação do Esquema de Separação Automática de Unidades para a ANDE. Após atuação da Taxa 2, houve a separação das Unidades 01 e 04 e a Barra B1 da SE Itaipu 50 Hz para atendimento ao Paraguai.

A perturbação teve início às 19h51min e às 20h00min do mesmo dia o ONS já havia autorizado a retomada de carga no SIN. Após iniciada a retomada de carga, até às 20h27min já haviam sido normalizadas aproximadamente 99% das cargas desligadas pelo ERAC no SIN. (ONS, 2016a)

Na Figura 12 é possível observar a curva de carga do SIN no dia em que houve atuação do ERAC. Pela curva de carga observa-se a queda brusca de potência do SIN por volta das 19h50min e a sua retomada após as 20h00min.

Figura 12 - Curva de carga do SIN



Fonte: ONS (2016a).

4.1.1 Elo de Corrente Contínua Foz Iguaçu/Ibiúna

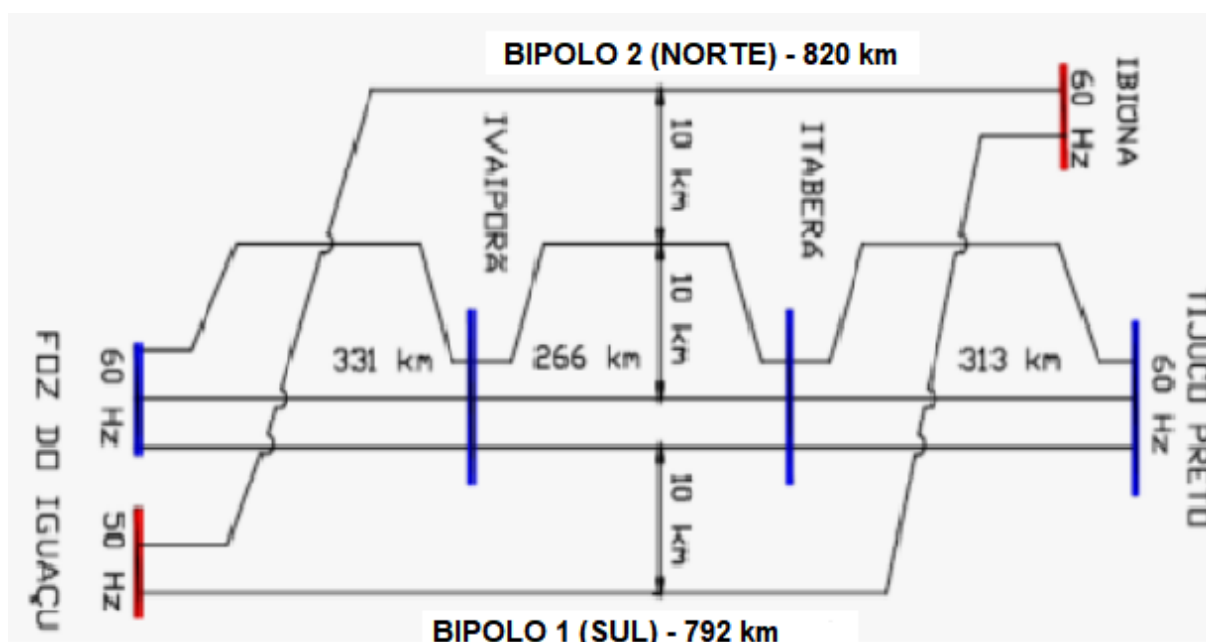
Como já mencionado, a causa da perturbação estudada foi uma falha envolvendo a fonte de 24 Vcc responsável por alimentar os dois módulos de detecção de velocidade do compensador síncrono 02. Essa falha fez com que atuasse o esquema de isolamento forçada e por consequência o desligamento automático dos Bipolos 1 e 2 do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna. Visando um melhor entendimento do defeito em estudo, são abordadas, brevemente, algumas características do elo de corrente contínua Foz Iguaçu/Ibiúna.

O sistema de transmissão de corrente contínua Foz Iguaçu/Ibiúna opera em ± 600 kV possuindo uma capacidade nominal de 6.300 MW. O Elo de Corrente

Contínua é formado por dois Bipolos, com capacidade de 3.150 MW de transmissão cada e possui em torno de 800 km de extensão. (GRAHAN; SANTO; KUMAR, 2013)

Na Figura 13 observa-se um diagrama unifilar simplificado da transmissão de energia elétrica em 50 Hz e 60 Hz de Itaipu.

Figura 13 - Planta simplificada da transmissão de Itaipu



Fonte: Adaptado de Graham, Santo e Kumar (2013).

Os compensadores são máquinas síncronas utilizadas para compensar variações lentas de tensão, de forma a atender a máxima potência ativa possível sob um valor nominal de tensão. Dependendo da demanda, ele pode funcionar absorvendo ou fornecendo potência reativa ao sistema. Para situações de baixa demanda o compensador funciona absorvendo a energia do SIN, com objetivo de reduzir a tensão nos pontos de consumo. Já para situações de alta demanda o compensador síncrono atua fornecendo energia reativa ao sistema afim de regular os níveis de tensão. (RAGNEV, 2005)

O compensador síncrono de Ibiúna é composto por quatro máquinas síncronas com capacidade de gerar uma potência reativa total de -1080 Mvar a +1200 Mvar, e possui tensão de saída de 20 kV, necessitando de um transformador para se conectar à SE Ibiúna de 345 kV. (RAGNEV, 2005)

Ainda segundo Ragnev (2005):

Este compensador é responsável pelo ajuste de tensão na entrada da energia proveniente do elo de corrente contínua de Itaipu e mantém a tensão nos

seguintes patamares: carga pesada e média de 354 a 362kV, carga leve de 335 a 348kV.

O compensador síncrono de Ibiúna trabalha com o máximo de folga possível, pois torna-se imprescindível para evitar um colapso de tensão, caso haja perda de um bipolo do elo de corrente contínua. (RAGNEV, 2005, p. 53)

Dentre as proteções existentes no Elo Foz do Iguaçu/Ibiúna criadas para manter o pleno funcionamento do SIN, neste trabalho destaca-se o esquema de isolamento forçada do sistema HVDC da SE Ibiúna. Essa proteção tem a função de se desconectar do restante do sistema elétrico operando em corrente alternada integrados no SIN. A detecção do esquema de Isolação forçada é configurada para realizar abertura em função de três situações, sendo elas por sensores de corrente que verificam se as linhas de 345 kV realmente estão conectadas, pelo monitoramento de sobretensões nos barramentos de 345 kV da SE Ibiúna e por último pela monitoração de sobrevelocidades dos compensadores síncronos da SE Ibiúna. Caso haja a detecção de alguma das situações expostas acima, a desconexão da SE Ibiúna é feita por meio da abertura dos disjuntores de 345 kV da própria SE. (ONS, 2016a)

A função do esquema de isolamento forçada da SE Ibiúna é evitar que os equipamentos da subestação sejam expostos a elevadas sobretensões a fim de evitar a ocorrência de autoexcitação nos compensadores síncronos. As ações executadas por essa proteção consistem em bloquear os conversores, retirar de operação filtros e aterramentos e por fim desconectar os compensadores síncronos envolvidos. (ONS, 2016a)

Segundo ONS (2016a), na ocorrência em questão houve a abertura dos disjuntores dos compensadores síncronos 1, 2, 3 e 4, desconexão dos filtros ZRE, ZRF, ZRB, ZRI e ZRJ, ZRM, ZRK, ZRN, ZRH, ZRA e o bloqueio dos conversores 1 a 8 da SE Ibiúna. Após bloqueio dos conversores da SE Ibiúna, por consequência ocorreram os bloqueios dos conversores 1 a 8 na SE Foz do Iguaçu 50 Hz. Por configuração, o bloqueio de todos os conversores da SE Foz do Iguaçu 50 Hz faz atuar outro estágio do esquema de isolamento forçada (A2) com objetivo de controlar sobretensões, desligando assim os filtros CA (ZRA, ZRB, ZRC, ZRD e ZRE) da SE Foz do Iguaçu 50 Hz.

4.2 Atuação da Celesc

Conforme apresentado anteriormente, o estudo de caso deste trabalho se baseia na atuação do ERAC ocorrida no dia 16 de outubro de 2016, tendo a atuação da Celesc como foco principal. Como apresentado, a atuação em questão acarretou um déficit de geração nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e no submercado Sul, esse ao qual a Celesc faz parte. Devido a atuação do 1º estágio do ERAC, os submercados citados anteriormente tiveram a interrupção de 3.331,5 MW de potência, sendo deste montante, um total de 227,9 MW pertencentes a Celesc. (ONS, 2016a)

Conforme ONS (2016a), o percentual do montante de carga cortado pela Celesc foi de 9,18% (227,9 MW). Este valor acima do montante mínimo de 7,5% exigido pelo ONS ocorreu pois houve cortes de cargas incorretos do 2º, 3º e 4º estágios. Estes cortes de carga indevidos ocorreram devido a ajustes equivocados nos relés de subfrequência instalados em campo nas subestações. Os montantes de cargas desconectados indevidamente foram de 6,7 MW no 2º estágio, 5,9 MW no 3º estágio e 10,7 MW no 4º estágio, totalizando 23,3 MW de corte de carga indevido. Embora as atuações indevidas tenham ocorrido, a Celesc obteve um corte de carga de 8,24% (204,6 MW) no 1º estágio do ERAC, realizando um corte dentro do montante previsto de 7,5%.

Além das cargas, como muitas usinas de geração de energia elétrica estavam ligadas em alimentadores pertencentes a Celesc, devido ao ERAC, um montante de 124,9 MW de geração foi desconectado juntamente com a carga. (CELESC, 2016)

Na Tabela 17 são apresentadas as usinas desconectadas na ocorrência estudada devido a atuação do ERAC, incluindo a subestação, o alimentador a qual estão conectadas e a geração perdida em cada uma. No dia da ocorrência do ERAC, as Subestações Imbituba (IBA), Orleans (OAS) e Tubarão (TRO) possuíam alimentadores pertencentes ao ERAC fora de operação devido a condições climáticas adversas. Devido a isso é impossível analisar seus respectivos desempenhos na ocorrência em questão. (CELESC, 2016)

Tabela 17 - Usinas Desconectadas na Ocorrência do ERAC

Atuação ERAC – Usinas			
Subestação	Alimentador	Usina(s)	Geração Perdida (MW)
ADP	-	UEE IMPSA	16,1
PAO	-	US Alto Irani	15,7
BJS	-	UEE Bom Jardim	15,6
TJS	-	PCH Angelina	14,8
XXE	-	PCH Santa Laura	8,9
PAO	-	US Plano Alto	7,9
SMD	SMD-13	PCH Salto das Flores	6,3
TIO	TIO-03	CGH Curt Lindner / CGH Bruno Heidrich Neto / CGH Himasa	5,7
SMD	-	PCH Flor do Serão	5,1
CCI	CCI-12	PCH Rio dos Índios	3,7
SMD	SMD-14	PCH Rio das Flores	3,2
XXE	XXE-07	PCH Passo Ferraz	3,0
CCI	CCI-09	CGH Rio do Tigre/ CGH Lambedor / CGH Macuco / CGH Parisoto	2,8
SCO	SCO-07	CGH Marombas	1,7
CCI	CCI-07	CGH Índio Condá	1,5
HOE	HOE-06	CGH São Francisco / PCH Santa Ana	1,4
CZL	CZL-01	US Ivo Silveira	1,3
SJC	SJC-05	CGH Wasser Kraft / CGH Detofol	1,1
SJM	SJM-01	PCH Invernadinha	1,1
CDR	CDR-07	CGH Salto Timbó	1,0
SCA	SCA-02	CGH Frascal	1,0
CIS	CIS-06	US Cisframa	0,9
FGS	FGS-01	PCH Rio do Mato	0,8
VDA	VDA-07	US Rio do Peixe	0,7
CNS	CNS-04	PCH Camborá	0,7
CZL	CZL-04	PCH Agudo	0,6
CDI	CDI-04	US Pery	0,6
VDA	VDA-06	PCH Pedras	0,5
TIO	TIO-07	CGH Horst Pumhaegn	0,5
CCN	CCN-03	CGH Rudolf Lindner	0,4
SCO	SCO-02	CGH Casa Grande	0,4
SBB	SBB-03	US Rio Vermelho	0,4

Fonte: Celesc (2016).

Na época da ocorrência, a Celesc possuía no seu Plano de Corte de Carga (PCC) o total de 99 alimentadores a disposição para corte de carga do 1º estágio do ERAC. Devido a falhas de atuação, ao total a Celesc desconectou da rede 66 alimentadores no 1º estágio do ERAC, tendo falhas de atuação nos outros 33 alimentadores. Destaca-se, que mesmo com esse número de falhas, a Celesc obteve êxito no seu corte de carga, obedecendo os valores de corte recomendados. Além das falhas de atuação, a Celesc registrou abertura de 8 alimentadores por atuações indevidas, sendo 3 alimentadores pertencentes ao 2º estágio, 2 alimentadores pertencentes ao 3º estágio e 3 alimentadores pertencentes ao 4º estágio. (CELESC, 2016)

Na Tabela 18 observam-se os alimentadores pertencentes ao 2º, 3º e 4º estágios do ERAC abertos por atuações indevidas e suas respectivas cargas desconectadas do sistema.

Tabela 18 - Atuação Indevida por Alimentador no ERAC

Atuação do ERAC - Alimentadores				
Subestação	Alimentador	Estágio	Carga (MW)	Status
MFA	MFA-02	2	2,2	Atuação Indevida
MFA	MFA-05	2	1,7	Atuação Indevida
TBO	TBO-07	2	2,5	Atuação Indevida
SRA	SRA-01	3	1,9	Atuação Indevida
SRA	SRA-03	3	3,8	Atuação Indevida
CCO	CCO-07	4	2,3	Atuação Indevida
INE	INE-01	4	5,5	Atuação Indevida
RSD	RSD-03	4	2,7	Atuação Indevida

Fonte: Adaptado de Celesc (2016).

Como mencionado anteriormente, nesta ocorrência em questão houve falha de atuações de 33 alimentadores pertencentes ao 1º estágio do ERAC. Estas falhas de atuações podem ser explicadas por alimentadores que estavam fora de operação devido a obras para melhoria, por motivos de condições climáticas adversas, entre outros. A Tabela 19 mostra os alimentadores pertencentes ao 1º estágio do ERAC que apresentaram falhas de atuação, com a respectiva carga instantânea a ser desconectada do sistema caso houvesse êxito na atuação.

Tabela 19 - Falha de Atuação por Alimentador no ERAC

Atuação do ERAC - Alimentadores				
Subestação	Alimentador	Estágio	Carga (MW)	Status
BND	BND-04	1	0,2	Falha de Atuação
CBU	CBU-01	1	0,0	Falha de Atuação
CBU	CBU-06	1	0,0	Falha de Atuação
CCN	CCN-03	1	0,0	Falha de Atuação
CCO	CCN-05	1	2,6	Falha de Atuação
CCO	CCO-06	1	3,3	Falha de Atuação
CIS	CIS-04	1	1,0	Falha de Atuação
CIS	CIS-08	1	0,4	Falha de Atuação
COA	COA-01	1	4,7	Falha de Atuação
COA	COA-02	1	0,3	Falha de Atuação
COS	COS-09	1	0,6	Falha de Atuação
FAA	FAA-11	1	2,4	Falha de Atuação
GRM	GRM-12	1	0,0	Falha de Atuação
IBA	IBA-032	1	0,0	Falha de Atuação
IBA	IBA-05	1	0,0	Falha de Atuação
IIA	IIA-02	1	3,9	Falha de Atuação

ISL	ISL-03	1	3,5	Falha de Atuação
JCP	JCP-06	1	0,5	Falha de Atuação
LAI	LAI-03	1	0,7	Falha de Atuação
MFA	MFA-07	1	1,4	Falha de Atuação
MFA	MFA-08	1	1,2	Falha de Atuação
OAS	OAS-04	1	0,0	Falha de Atuação
PZO	PZO-02	1	6,0	Falha de Atuação
PZO	PZO-06	1	4,8	Falha de Atuação
PZO	PZO-07	1	6,6	Falha de Atuação
RSL	RSL-05	1	2,5	Falha de Atuação
RSL	RSL-06	1	3,4	Falha de Atuação
SRA	SRA-02	1	4,3	Falha de Atuação
TDE	TDE-05	1	0,4	Falha de Atuação
TRO	TRO-13	1	0,0	Falha de Atuação
TRO	TRO-14	1	0,0	Falha de Atuação
VDA	VDA-06	1	1,4	Falha de Atuação
VRC	VRC-03	1	1,2	Falha de Atuação

Fonte: Adaptado de Celesc (2016).

Por fim, a Tabela 20 apresenta os alimentadores pertencentes ao 1º estágio que atuaram de forma correta, com as respectivas cargas desconectadas em cada alimentador.

Tabela 20 - Atuação Correta por Alimentador no ERAC

Atuação do ERAC - Alimentadores				
Subestação	Alimentador	Estágio	Carga (MW)	Status
AGA	AGA-05	1	1,5	Atuação Correta
AGA	AGA-06	1	3,4	Atuação Correta
BND	BND-02	1	5,6	Atuação Correta
BQE	BQE-01	1	2,2	Atuação Correta
BQE	BQE-02	1	3,8	Atuação Correta
BQE	BQE-03	1	4,6	Atuação Correta
BQE	BQE-08	1	0,0	Atuação Correta
BSO	BSO-02	1	3,4	Atuação Correta
BSO	BSO-03	1	3,5	Atuação Correta
BSO	BSO-7	1	1,8	Atuação Correta
CCI	CCI-02	1	4,4	Atuação Correta
CCI	CCI-05	1	3,3	Atuação Correta
CCI	CCI-06	1	3,4	Atuação Correta
CDS	CDS-01	1	1,4	Atuação Correta
CDS	CDS-05	1	0,3	Atuação Correta
CZL	CZL-01	1	-1,3	Atuação Correta
CZL	CZL-02	1	1,7	Atuação Correta
CZL	CZL-03	1	1,9	Atuação Correta
EMO	EMO-02	1	1,4	Atuação Correta
GPR	GPR-12	1	3,1	Atuação Correta
GRM	GRM-10	1	2,6	Atuação Correta

ICA	ICA-01	1	1,1	Atuação Correta
ICA	ICA-02	1	0,7	Atuação Correta
ICO	ICO-01	1	1,2	Atuação Correta
ICO	ICO-05	1	1,2	Atuação Correta
ICO	ICO-07	1	1,0	Atuação Correta
IFA	IFA-12	1	6,1	Atuação Correta
INE	INE-05	1	2,4	Atuação Correta
INE	INE-06	1	4,4	Atuação Correta
INE	INE-09	1	3,4	Atuação Correta
IRM	IRM-01	1	2,1	Atuação Correta
JIU	JIU-04	1	6,2	Atuação Correta
JPM	JPM-04	1	1,3	Atuação Correta
JRL	JRL-01	1	3,2	Atuação Correta
JRL	JRL-02	1	1,8	Atuação Correta
JRL	JRL-03	1	4,5	Atuação Correta
JRL	JRL-04	1	1,7	Atuação Correta
JSL	JSL-04	1	2,9	Atuação Correta
JSL	JSL-05	1	2,4	Atuação Correta
JSL	JSL-06	1	5,3	Atuação Correta
JSL	JSL-08	1	2,2	Atuação Correta
JVQ	JVQ-08	1	4,7	Atuação Correta
JVT	JVT-07	1	4,5	Atuação Correta
JVT	JVT-09	1	4,2	Atuação Correta
JVU	JVU-01	1	1,6	Atuação Correta
JVU	JVU-02	1	4,5	Atuação Correta
JVU	JVU-03	1	4,4	Atuação Correta
NGS	NGS-14	1	2,5	Atuação Correta
OCA	OCA-02	1	2,4	Atuação Correta
PCS	PCS-05	1	6,3	Atuação Correta
PCS	PCS-06	1	1,2	Atuação Correta
PMS	PMS-05	1	2,5	Atuação Correta
PZO	PZO-01	1	3,1	Atuação Correta
RNO	RNO-01	1	1,4	Atuação Correta
RNO	RNO-03	1	0,6	Atuação Correta
RSD	RSD-06	1	1,6	Atuação Correta
SBB	SBB-06	1	1,9	Atuação Correta
SFS	SFS-04	1	2,2	Atuação Correta
SJC	SJC-01	1	2,6	Atuação Correta
SJC	SJC-02	1	3,4	Atuação Correta
SMD	SMD-11	1	2,0	Atuação Correta
TBO	TBO-01	1	4,4	Atuação Correta
TBO	TBO-02	1	3,9	Atuação Correta
TRD	TRD-03	1	1,1	Atuação Correta
TRD	TRD-05	1	0,4	Atuação Correta
VDA	VDA-08	1	1,7	Atuação Correta

Fonte: Adaptado de Celesc (2016).

A atuação do ERAC ocorreu as 19h51min e às 20h00min o ONS autorizou o início da retomada de carga do SIN. Antes das 20h00min a Celesc já havia colocado em operação 26 alimentadores sem autorização do ONS, totalizando 66,5 MW de carga. A total recomposição das cargas da Celesc desligadas pelo 1º estágio do ERAC foi concluída às 00h42min do dia 17 de outubro de 2016 com duração de 4h51min. (CELESC, 2016)

Na Tabela 21 observa-se a cronologia do restabelecimento das cargas desconectadas devido ao ERAC.

Tabela 21 - Restabelecimento das Cargas da Celesc

Carga Cortada (MW)	Restabelecimento		
	Carga Restabelecida (MW)	Horário	Duração (min)
229,00	67,00	19h59min	8
	137,00	20h10min	19
	23,00	22h35min	44
	2,00	00h42min de 17/10/2016	291

Fonte: Adaptado de ONS (2016a).

4.3 Resultados e Discussões

Analizada a atuação do ERAC, nota-se que sua execução se limitou apenas aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, não havendo cortes de carga nas demais regiões do SIN. Para os estados do Acre e de Rondônia, o valor mínimo da frequência atingido no momento da abertura da interligação foi de 58,57 Hz, acima do valor pré-estabelecido de 58,5 Hz para essa região. Nas demais regiões do SIN, não foram registradas atuações do ERAC, uma vez que a taxa de variação de frequência registrada durante a perturbação foi de 0,22 Hz/s, valor este abaixo dos pré-estabelecidos para atuação do 1º estágio nas demais regiões.

Segundo ONS (2016a), a atuação da proteção alternada de sobrevelocidade do compensar síncrono 2 da SE Ibiúna ocorreu de maneira acidental devido a uma falha envolvendo a fonte de 24 Vcc que alimenta os dois módulos de detecção de velocidade. A suspeita é que esta falha tenha provocado a ativação dos dois módulos e, conseqüentemente, o Esquema de Isolação Forçada da SE Ibiúna, que por sua vez atuou de maneira correta devido a atuação da proteção Alternada de sobrevelocidade do compensador síncrono 2.

Ainda segundo ONS (2016a), o desligamento da U01 da UHE Itaipu 50 Hz devido a atuação do Esquema Automático de Corte de Geração 50Hz, pela atuação da Taxa 1 e a separação das U02 e U04 e a Barra B1 da SE Itaipu 50 Hz para atendimento ao Paraguai devido a atuação do Esquema de Separação Automática de Unidades para a ANDE, pela atuação da Taxa 2 ocorreram de maneira correta. Também foi executada de maneira correta a atuação do estágio A2 do Esquema de Isolação Forçada da SE Foz do Iguaçu 50 Hz, acionado após o bloqueio de todos os conversores da SE Foz do Iguaçu 50 Hz.

De acordo com ONS (2016a), no subsistema Sul apenas duas distribuidoras não cumpriram com o montante mínimo de corte de carga de 7,5% estabelecido pelo ONS, sendo elas a AES-Sul do estado do Rio Grande do Sul com corte de 6,66% da carga e a Copel-D do estado do Paraná com corte de 6,45% da carga. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste quatro distribuidoras não cumpriram com o montante mínimo previsto de 7% da carga, sendo estas a Ampla do estado do Rio de Janeiro, CEMIG-D de Minas Gerais, Energisa de Mato Grosso do Sul e Energisa Rio de Janeiro.

Mesmo com os cortes de carga com valores inferiores do recomendado das distribuidoras citadas acima, sob ponto de vista dinâmico, o desempenho do SIN foi satisfatório. A correta atuação do ERAC garantiu que a queda de frequência atingisse valor máximo de 58,36 Hz, valor este próximo ao do ajuste do 1º estágio, como também garantiu a rápida recuperação do valor de 60 Hz e por consequência o processo gradual de recomposição das cargas interrompidas.

Do ponto de vista do ONS (2016a), a Celesc realizou cortes de carga dentro do montante exigido, ficando necessária a verificação e adequação dos ajustes do ERAC em campo, afim de eliminar as atuações indevidas pelos 2º, 3º e 4º estágios durante a perturbação deste estudo. Ainda de acordo com ONS (2016a), a Celesc juntamente com as distribuidoras Light, Energisa MS, Energisa MG e Energisa NF efetuaram retomadas de carga antes da frequência do SIN atingir 60 Hz, sem autorização do ONS. Devido a isso, o ONS notificou as distribuidoras a orientarem suas equipes de operação para o cumprimento do item 5.2.2.1(a) da IO-GC.BR.02 – Gerenciamento de Carga por Atuação do ERAC. (ONS, 2022c)

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposto um estudo acerca das metodologias e procedimentos que envolvem o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) em um aspecto geral com foco na atuação da Celesc para o caso de contingências no sistema elétrico de potência.

Na primeira parte deste trabalho, foi introduzida uma breve contextualização do SEB, assim como suas matrizes energéticas, divisões das regiões dentro do SIN e suas particularidades. Deste modo, foi possível demonstrar um pouco da importância do equilíbrio entre carga e geração principalmente por a maior parte da geração ser realizada por máquinas síncronas.

Em seguida, foi realizada a contextualização do funcionamento do ERAC, sendo expostas informações sobre sua supervisão e ajustes para todas regiões integradas no SIN, assim como instruções operativas para a retomada de carga. Além disso, dentre as técnicas existentes para corte de carga apresentadas, foi possível concluir que a Celesc utiliza a técnica de corte de carga baseadas em relés de subfrequência instalados nos alimentadores de suas subestações, e tem-se o seu processo de restauração de cargas desligadas pelo ERAC executado de maneira manual, ao invés do ERRC.

Por fim, após estudo da ocorrência do dia 16 de outubro de 2016 verificou-se que a falha em questão ocorreu devido a uma falha envolvendo a fonte que alimenta os módulos de detecção de velocidade do compensador síncrono 02, provocando assim o esquema de isolação forçada e por consequência o desligamento do Elo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna. De forma geral, a atuação do ERAC pode ser considerada bem sucedida, interrompendo a queda da frequência do SIN em 58,36 Hz, valor este próximo a faixa do 1º estágio de atuação (58,5 Hz).

Com base na atuação da Celesc, pode-se concluir que, mesmo com a atuação indevida de alguns alimentadores causados por erros de ajustes nos relés, o corte de carga realizado pela distribuidora foi efetivo, tendo no 1º estágio 8,24% da sua carga desconectada do SIN, valor este superior aos 7,5% exigidos pelo ONS. Entretanto, vista essas atuações indevidas do 2º, 3º e 4º estágio do ERAC e falhas de atuação no 1º estágio, torna-se necessário que sejam feitas inspeções de rotina nos

relés de frequência a fim de extinguir ao máximo essas falhas. Por fim, após notificação do ONS referente ao restabelecimento de carga antes da autorização, a Celesc instruiu seus operadores a não realizarem religamentos de cargas que foram desconectadas pela função do relé ANSI 81 sem autorização do ONS.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como proposta para trabalhos futuros, recomenda-se:

- a) desenvolver um estudo a fim de discutir a viabilidade da implantação de técnicas adaptativas ou técnicas baseadas em inteligência computacional para efetuar cortes de carga de maneira a minimizar os impactos quando há perturbações;
- b) realizar um estudo para centralização do Centro de Operação do Sistema de Distribuição – Média Tensão (COSD-MT) da Celesc a fim de averiguar se há melhoras no religamentos das cargas desligadas pelo ERAC, uma vez que neste estudo foram religadas cargas antes da autorização do ONS.

REFERÊNCIAS

ANDERSON, P. M; FOUAD, A. A, **Power System Control and Stability**, 2ª Edição, 2003. Disponível em:

https://www.academia.edu/34885349/Power_Systems_Control_and_Stability_2nd_Ed_by_P_M_Anderson_a_a_Fouad_pdf. Acesso em: 26 nov. 2021

ANEEL. **Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC**. 2021a. Disponível em:

https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15865593&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=esquema-regional-de-alivio-de-carga-erac&inheritRedirect=true#:~:text=Sistema%20de%20prote%C3%A7%C3%A3o%20que%2C%20por,de%20grandes%20blocos%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o..
Acesso em: 25 nov. 2021.

ANEEL. **Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição Elétrico**

Nacional – PRODIST Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2021b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 04 maio 2022.

BERNADES, Renata. **Sistemas neuro-fuzzy aplicados no controle de uma**

aeronave de asa fixa. 2019. 67 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Mecatrônica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Disponível em:

<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/24566/1/SistemasNeuro-fuzzyAplicados>. Acesso em: 06 maio 2022.

BORGES, Guilherme Pereira. **Metodologia para planejamento de ações de alívio de carregamento em sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão**. 2016. 149 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Eesc/Usf, São Carlos, 2016. Disponível em:

<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-02082017-165127/publico/Guilherme.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2022.

BROLIN, Leandro Castilho. **Análise de Planos de Corte de Carga Através de Métodos Diretos**. 2010. 73 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010. Disponível em:

<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-08022011-095057/publico/Leandro.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2021.

CELESC. **Celesc Distribuição**. 2022a. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/a-celesc-geracao>. Acesso em: 13 maio. 2022.

CELESC. **Esquema Regional de Alívio de Carga - Ocorrência do dia 16/10/2016 às 19h51min**. Florianópolis: Celesc, 2016.

CELESC. **História**: Novo Milênio. 2022b. Disponível em:

<https://www.celesc.com.br/home/historia#novo-milenio>. Acesso em: 13 maio. 2022

CELESC. **Restauração de Cargas Desligadas pela Atuação do ERAC**. Florianópolis: Celesc, 2017.

CELESC. **Perfil Corporativo**. 2022c. Disponível em: <https://ri.celesc.com.br/a-celesc/perfil-corporativo/>. Acesso em: 25 maio. 2022.

CELESC. **Plano de Corte de Carga**. Florianópolis: Celesc, 2013.

FERNANDES, Antônio Claret S. *et al.* **O Setor Elétrico**. 2017. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf. Acesso em: 19 jan. 2022.

FERREIRA NETO, Leonardo Henrique Tomasseti. **Operação eficiente de Redes Inteligentes em Cenários contingenciais**. 2017. 130 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-20102017-141730/publico/Leonardo.pdf>. Acesso em: 14 jul. 2022.

FOCUS ENERGIA. **Sistema Interligado Nacional**. 2021. Disponível em: <https://www.focusenergia.com.br/voce-sabe-o-que-e-o-sistema-interligado-nacional/>. Acesso em: 20 jan. 2022.

GAULKE, Eduardo. **Metodologia para determinação do corte de carga em sistemas de distribuição utilizando inteligência artificial e múltiplos critérios**. 2007. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/89853/245560.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 25 nov. 2021.

GALHANO, Patrícia Portella Prado. **Competências críticas e gestão do conhecimento em empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica após o advento do marco regulatório**. 2009. 228 f. Tese (Doutorado) - Curso de Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/12/12139/tde-16042009-093301/publico/Patricia.pdf>. Acesso em: 14 jul. 2022.

GRAHAM, J.; SANTO S.E.; KUMAR. A. Comparison of the Performance of HVDC and HVAC Overhead Transmission Lines for the Itaipu System. **GridTech 2013**, Nova Delhi, Índia, 2013. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/c28d0e4f712eec69c1257b59004fd477/Comparison%20of%20the%20Performance%20of%20HVDC%20and%20HVAC%20Overhead%20Transmission%20Lines%20for%20the%20Itaipu%20System.pdf>. Acesso em: 23 maio 2022.

LAGHARI, J.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A.; MOHAMAD, H. Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: a review. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 75, p. 130–140, 2013. Disponível em:

https://www.academia.edu/6402684/Application_of_computational_intelligence_techniques_for_load_shedding_in_power_systems_A_review. Acesso em: 04 maio 2022.

LIMA, Sigmar de. **Implementação de Estratégias de Controle Utilizando Lógica Fuzzy e Técnicas de Controle Vetorial em um Software de Elementos Finitos**. 2016. 221 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/169078/342129.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 05 maio 2022.

MEDEIROS, José Antonio Carlos. **Enxame de partículas como ferramenta de otimização em problemas complexos de engenharia nuclear**. 2005. 108 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Nuclear, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: http://antigo.nuclear.ufrj.br/DScTeses/Canedo/Tese_Final_Canedo.pdf. Acesso em: 06 maio 2022.

MUSARRA, Bruno Chueiri. **Automação de subestações - Sistema automático de alívio de carga**. 2013. 66 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-01082013-145434/publico/Dissertacao_BrunoMusarra_unprotected.pdf. Acesso em: 05 maio 2022.

ONS. **Análise da Perturbação do dia 16/10/2016 às 19h51min Envolvendo os Desligamentos dos Bipolos 1e 2 do Elo de Corrente Contínua Associados à UHE Itaipu 50 Hz.**, Brasília, DF, RE 3/0191/2016, 28 dez. 2016a. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/2/14/Produtos/332/RE3%200191-2016_VF.pdf. Acesso em: 02 maio 2022.

ONS. **O Sistema em Números**. 2022a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 01 fev. 2022.

ONS. **Mapa Dinâmico do SIN**. 2022b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 01 fev. 2022.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação. Submódulo 5.12: Gerenciamento de Carga por Atuação do ERAC**, Brasília, DF, v. 18, 07 maio. 2022c. Disponível em: http://www.ons.org.br/MPO/Documento%20Normativo/3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12/3.5.%20Gerenciamento%20da%20Carga/IO-GC.BR.02_Rev.18.pdf#search=ERAC. Acesso em: 02 maio 2022.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação. Submódulo 5.12: Gerenciamento de Carga para Controle de Frequência no Sistema**, Brasília, DF, v. 17, 07 maio 2022d. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12/3.5.%20Gerenciamento%20da%20Carga/IO-GC.BR.02_Rev.18.pdf#search=ERAC.

%20SM%205.12%2F3.5.%20Gerenciamento%20da%20Carga%2FIO-GC.BR.01_Rev.17.pdf. Acesso em: 02 maio 2022.

ONS. **Manual de Procedimentos de Rede. Submódulo 10.10: Gerenciamento de Carga**, Brasília, DF, v. 1.1, 07 set. 2016b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/M%C3%B3dulo%2010/Subm%C3%B3dulo%2010.10/Subm%C3%B3dulo%2010.10%202016.12.pdf#search=ERAC>. Acesso em: 02 maio 2022.

ONS. **Manual de Procedimentos de Rede. Submódulo 11.4: Sistemas Especiais de Proteção**, Brasília, DF, v. 1.0, 20 ago. 2016c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/M%C3%B3dulo%2011/Subm%C3%B3dulo%2011.4/Subm%C3%B3dulo%2011.4%202016.12.pdf#search=ERAC>. Acesso em: 02 maio 2022.

RAGNEV, Walter. **Estudo de potência reativa, tensão, contingência e perdas em empresas de energia elétrica localizadas na grande São Paulo**. 2005. 145 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2005. Disponível em: <https://www.sapili.org/subir-depois/dplivros/cp009092.pdf>. Acesso em: 23 maio 2022.

SILVA, Francilene Barbosa dos Santos. **Algoritmos genéticos para otimização de estruturas reticuladas baseadas em modelos adaptativos e lagrangeano aumentado**. 2011. 186 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Modelagem Computacional, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011. Disponível em: <https://repositorio.ufjf.br/jspui/bitstream/ufjf/5310/1/francilenebarbosadossantossilva.pdf>. Acesso em: 06 maio 2022.

SOUZA, Márcio Luís de. **Análise técnica da atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC no blecaute de 02/09/2011**. 2016. 72 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Instituto Tecnológico de Caratinga, Caratinga, 2016. Disponível em: <https://dspace.doctum.edu.br/bitstream/123456789/536/1/TCC%20II%20.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2021.

VEIGA, Daniel da Silva; FONSECA, Vinicius Mendonça. **Análise do consumo de energia elétrica no Brasil**. 2002. 94 f. Monografia (Especialização) - Curso de Estatística, Escola Nacional de Ciências e Estatística, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/v.htm>. Acesso em: 05 fev. 2022.