Ajustes do ERAC para assegurar a estabilidade do sistema elétrico em cenários de desequilíbrio de frequência

1st Gabriel Q. dos Santos
Centro de Tecnologia
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil
gabrielquevedo005@gmail.com

2nd Gabriela Curin
Centro de Tecnologia
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil
ghabycurin@gmail.com

3th Gustavo Marchesan
Centro de Tecnologia
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil
marchesan.gustavo@ufsm.br

***Resumo*—Este artigo apresenta uma análise aprofundada dos ajustes do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) em um sistema teste modelado no software DigSilent PowerFactory. A pesquisa investiga a resposta dinâmica de um sistema elétrico de potência diante de eventos de redução de frequência, examinando a eficácia dos ajustes existentes e propondo novas configurações para otimizar o despacho de carga em situações críticas. Por meio da implementação e simulação dos ajustes do ERAC, o estudo busca aprimorar a estabilidade do sistema e a capacidade de resposta em eventos de emergência. A análise detalhada dos parâmetros de ajuste, como os limites de frequência, percentuais de corte de carga e tempos de atuação, visa melhorar a eficiência operacional e a segurança do sistema elétrico de potência. Os resultados obtidos a partir da avaliação dos ajustes propostos contribuem para a otimização do ERAC, visando mitigar os impactos de quedas de frequência e garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em cenários desafiadores. A pesquisa destaca a importância da correta configuração dos ajustes do ERAC para a operação segura e estável do sistema interligado, fornecendo a compreensão para aprimoramentos futuros na gestão de emergências no setor elétrico.**

***Index Terms*—Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), sistema elétrico de potência, estabilidade, despacho de carga, frequência, ajustes.**

I. Introdução

A frequência do sistema elétrico de potência é um parâmetro fundamental que reflete o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia. Em situações críticas, a regulação da frequência demanda não apenas o controle da geração, mas também a implementação de medidas de controle de carga [1]. Nesse contexto, o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) desempenha um papel fundamental no sistema interligado brasileiro, atuando por meio de cortes de carga em estágios para aliviar a demanda da rede diante de quedas de frequência.

O ERAC opera com vários estágios de corte de carga, cada um com ajustes específicos de limite de frequência, percentual de desconexão de carga e tempo de atuação do relé. A correta configuração desses parâmetros é essencial para garantir a estabilidade do sistema, evitando desligamentos excessivos de cargas, impactos econômicos e comprometimento da confiabilidade do fornecimento de energia [2].

A norma IEEE C37.117-2007 [3] destaca a importância de ajustes adequados nos esquemas de proteção, alertando que percentuais extremos de cortes de carga nos estágios iniciais podem resultar em sobrefrequência ou em declínios acentuados da frequência, levando a desconexões de geração e possíveis apagões. A recomendação é a utilização de um esquema com múltiplos estágios e porcentagens de corte de carga ajustadas.

Diversos trabalhos têm sido apresentados envolvendo a otimização dos ajustes do ERAC. Em [4], os autores otimizam os parâmetros de um esquema UFLS considerando variações tanto de carga (amortecimento e corte de carga) quanto de geração (perda de gerador e ação do regulador). O desempenho de 4 esquemas de corte de carga com diferentes distribuições de carga entre os estágios é avaliado. Os resultados do estudo mostraram que esquemas de corte de carga com maiores percentuais nos primeiros estágios foram mais efetivos em cenários de grande perda de geração.

Os esquemas com menor percentual de corte de carga nos primeiro estágios apresentaram um amortecimento maior da frequência frente a eventos moderados de déficit de energia. Ainda, de forma geral, a resposta de esquemas com distribuição uniforme de carga entre os estágios de desconexão e esquemas com distribuição maior de carga nos estágios iniciais e finais apresentaram recuperação amortecida adequada de frequência. Os 4 esquemas estudados são baseados em aplicações reais de sistemas de distribuição da Europa.

Elyasichamazkoti, Teimurzadeh e Aminifar [5] desenvolvem um modelo matemático para distribuir a quantidade de corte de carga de subfrequência entre os pontos de carga do sistema elétrico. O objetivo dos autores é preservar o ponto de operação do sistema na pós-contingência e após o corte de carga o mais próximo possível daquele da pré-contingência. Para isso, a variação absoluta total nos fluxos de linha deve ser minimizada. Assim, as restrições de segurança do sistema satisfeitas antes da ocorrência da contingência são menos vulneráveis a violações. As simulações consideram casos com múltiplas contingências como variação da demanda e da geração em vários pontos do sistema. Os resultados concluem que em cenários como esse, uma distribuição do corte de carga uniforme entre os pontos de carga do sistema é o mais indicado.

Diante desse contexto, este artigo científico se propõe a investigar e comparar os ajustes implementados no ERAC em um sistema teste utilizando o software DigSilent PowerFactory, visando aprimorar a resposta do sistema frente a eventos

críticos que impactam a frequência. A análise detalhada dos ajustes e sua eficácia em comparação com os ajustes das regiões Sul e Sudeste será fundamental para avaliar a melhoria na estabilidade e operação do sistema elétrico de potência.

II. Esquema regional de alívio de carga

O sistema elétrico de potência enfrenta desafios significativos quando não consegue suprir a demanda da carga, resultando em uma diminuição da frequência da rede. Essa redução pode ter sérias consequências, incluindo o risco de colapso do sistema.

A. Aspectos que contribuem para a diminuição da frequência

A variação da frequência em um sistema interligado [9]:

$$\Delta f = -\Delta L \cdot (1 - e^{\frac{t}{T}}) \cdot K \tag{1}$$

$$K = \frac{I}{D} \tag{2}$$

$$T = \frac{M}{D} \tag{3}$$

Onde:

- Δf é a mudança na frequência
- M é uma constante de inércia
- ΔL é o aumento de carga
- D é a cnstante de amortecimento da carga.

Destaca-se que a geração de energia que precisa ser igual à demanda de carga para manter a frequência constante. Se a geração for menor que a demanda, a frequência diminuirá.

Além disso, falhas em equipamentos de geração, transmissão ou distribuição podem ocasionar uma diminuição na capacidade de geração disponível, o que também influencia a frequência da rede.

A incorporação de fontes renováveis de geração variável acrescenta uma camada adicional de incerteza à geração total de energia. Essa variabilidade pode ser modelada como flutuações na geração global, afetando, portanto, a estabilidade da frequência do sistema elétrico.

A transferência de energia entre redes interconectadas também desempenha um papel significativo na dinâmica da frequência, especialmente quando há disparidades substanciais entre a geração e a demanda em diferentes redes. Esses aspectos, juntamente com os fatores mencionados anteriormente, podem ser modelados e analisados para assegurar a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico de potência.

B. Norma nacional

O ERAC é um esquema acionado em situações de emergência para restaurar a frequência à sua condição nominal. Durante esse processo, cargas de menor prioridade são desconectadas em blocos, garantindo a confiabilidade e a estabilidade do sistema. No Brasil, o ERAC é regulamentado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Manual de Procedimentos de Operação (MPO), documento composto por módulos que estabelecem procedimentos operacionais para diversos aspectos do sistema interligado nacional.

O Submódulo 5.12 do Módulo 5 do MPO intitulado "Gerenciamento da carga por atuação do ERAC" apresenta uma revisão das instruções de operação para o esquema de proteção. A Tabela I mostra os ajustes do ERAC para as regiões sul e sudeste do Brasil [7]. Cada ajuste de frequência corresponde a um percentual de corte de carga. É possível observar que cada região possui uma distribuição distinta de carga para cada estágio de operação da proteção. Isso mostra a importância de estudos e analises para a implementação do esquema de proteção em diferentes sistemas.

Tabela I
AJUSTES DO ERAC

Região	Estágio	Frequência(Hz)	Corte de carga (%)
Sul	1	58,5	7,5
	2	58,2	7,5
	3	57,9	10
	4	57,6	15
	5	57,3	15
Sudeste	1	58,5	7
	2	58,2	7
	3	57,9	7
	4	57,7	7
	5	57,5	7

III. Metodologia

A. Sistema teste

Os ajustes do ERAC foram implementados no software DigSilent. Para avaliar a metodologia proposta, utilizou-se o sistema teste IEEE 9 barras modificado. O diagrama do sistema implementado é apresentado na Figura 1.

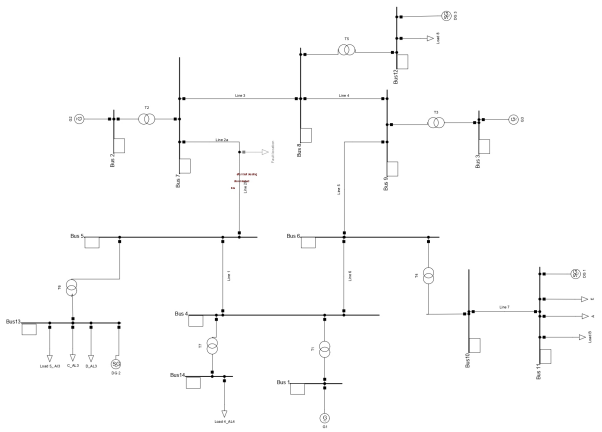

Figura 1. Diagrama unifilar IEEE 9 barras com GDs.

O sistema em questão consiste em três gerações principais, sendo a primeira geração sendo a referência. As gerações estão equipadas com regulação primária, que consiste na a ação automática dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, em resposta às variações ocorridas na frequência, restabelecendo o equilíbrio entre a geração e a carga sem,

entretanto, restabelecer a frequência no valor original, isto devido ao chamado estatismo, necessário para a repartição de carga entre as unidades [8].

Com o objetivo de investigar o impacto das gerações distribuídas (GDs) nos ajustes do esquema regional de alívio de carga, foram introduzidas GDs nas barras 10, 12 e 13 do sistema. Os ajustes do esquema regional de alívio de carga também foram implementados nessas mesmas barras. Na barra 10, a GD foi dimensionada para suprir 30% da carga; na barra 12, para 60%, e na barra 13, para 90%. A frequência do sistema utilizado foi de 60 Hz, e as tensões nas barras, no ponto de conexão das GDs, foram de 23,1 kV.

A Tabela II apresenta os valores de potência das gerações principais, das GDs e as cargas do sistema.

Tabela II
DADOS DO SISTEMA

Barra	Tensão	Geração(MVA)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
1	16,5	G1: 247,5	-	-
2	18	G2: 192	-	-
3	23,1	G3: 128	-	-
4	230	-	60	21
5	230	-	-	-
6	230	-	-	-
7	230	-	-	-
8	230	-	-	-
9	230	-	-	-
10	23,1		-	-
11	23,1	DG1: 90.54	94,5	34,5
12	23,1	DG2: 77.282	120,5	45,5
13	23,1	DG3: 31.784	100	35

B. Estudos de Caso

Para avaliar os diferentes ajustes do ERAC, uma série de eventos foi conduzida com o propósito de analisar a resposta do sistema diante da redução da frequência. O objetivo era verificar se a ativação dos estágios do ERAC seria capaz de estabilizar o sistema ou se seriam necessárias medidas adicionais.Conforme discutido previamente neste estudo, a redução na geração de um sistema elétrico de potência pode resultar na diminuição da frequência.Por conseguinte, foram realizadas desconexões controladas de uma das principais fontes de geração, uma de cada vez.

Além disso, o acoplamento de carga ao sistema foi realizada, com foco na barra 4, como um dos eventos analisados neste estudo. A perda de linhas de transmissão também foi considerada, uma vez que pode causar perturbações na frequência, afetando o fluxo de potência do sistema. Outro evento estudado foi o desligamento de GDs (geradores distribuídos) do sistema. Dado que esses geradores alimentam uma parcela significativa das cargas, sua desativação pode resultar em redução da frequência.

Com a análise do desempenho desses ajustes diante da ocorrência dos eventos selecionados, foi possível explorar um novo conjunto de ajustes com o objetivo de minimizar o despacho de carga do sistema, visando manter sua estabilidade.

IV. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Nesta seção, descrevemos a simulação realizada no software DigSilent PowerFactory utilizando o sistema teste IEEE 9 barras, juntamente com as configurações de geração e tensão previamente apresentadas. Dois conjuntos de ajustes foram utilizados para os casos simulados. Inicialmente, foram considerados os ajustes convencionais do ERAC das regiões Sul e Sudeste conforme norma nacional mostrados na Tabela I. Em seguida, com base nos resultados obtidos, foi proposto um conjunto de ajustes com base nos ajustes convencionais das regiões sul e sudeste.

De forma geral, o ERAC utilizado na simulação foi configurado com apenas quatro estágios, concentrando nossa análise no despacho para esses estágios nas barras 11, 12 e 13. Para avaliar o desempenho dos ajustes selecionados, foram conduzidos seis eventos específicos: desconexão da geração 3, desconexão das gerações distribuídas DG1, DG2 e DG3, acoplamento de carga na barra 4 e perdas das linhas entre as barras 9 e 8, e entre as barras 6 e 4.O tempo de simulação utilizado foi de 100 segundos.

A escolha desses eventos foi embasada em análises da simulação do sistema e estudos sobre os fatores que poderiam ocasionar redução na frequência. Além disso, a proteção anti-ilhamento dos GDs (geradores distribuídos) foi desativada para evitar qualquer influência na análise dos ajustes selecionados. A atuação dessa proteção poderia afetar a injeção de potência pelos GDs, exigindo a desconexão de mais cargas e prejudicando a análise dos ajustes.

A. Simulações com ajustes convencionais

A Tabela III apresenta os resultados das simulações de ajustes na região Sul, especificando quais estágios foram ativados em cada evento. A tabela detalha os tempos de atuação, em segundos, de cada estágio dos ERAC de cada barra, para os eventos simulados.

Tabela III
ESTÁGIOS ATIVADOS DO ERAC REGIÃO SUL

Estágio	Bus	G3	DG1	DG2	DG3	Carga	Linha
1	11	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	-
	12	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
	13	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
2	11	5,4s	6,9s	8,4s	-	7,8s	-
	12	5,4s	6,9s	8,4s	-	7,8s	4,0s
	13	5,4s	6,9s	8,4s	-	7,8s	4,0s
3	11	5,8s	-	-	-	-	-
	12	5,8s	-	-	-	-	4,5s
	13	5,8s	-	-	-	-	4,5s
4	11	6,8s	-	-	-	-	-
	12	6,8s	-	-	-	-	5,9s
	13	6,8s	-	-	-	-	5,8s

Após análise dos dados obtidos na simulação, verificou-se que o ajuste utilizado demonstrou eficácia em manter a estabilidade do sistema em todos os casos. Nas situações de perda de linhas, observou-se que o ERAC da barra 11 não foi ativado, pois não houve alterações na frequência na barra em que o ERAC estava instalado.

Para o cenário mais crítico, que envolve a retirada da geração 3, todos os estágios do ERAC foram acionados para garantir a estabilidade do sistema, resultando no despacho de 40% das cargas do sistema.

A Tabela IV apresenta os resultados das simulações com ajustes da região Sudeste.

Tabela IV
ESTÁGIOS ATIVADOS DO ERAC REGIÃO SUDESTE

Estágio	Bus	G3	DG1	DG2	DG3	Carga	Linha
1	11	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	-
	12	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
	13	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
2	11	5,4s	6,8s	8,3s	-	7,7s	-
	12	5,4s	6,8s	8,3s	-	7,7s	4,0s
	13	5,4s	6,8s	8,3s	-	7,7s	4,0s
3	11	5,8s	-	-	-	-	-
	12	5,8s	-	-	-	-	4,5s
	13	5,8s	-	-	-	-	4,5s
4	11	6,2s	-	-	-	-	-
	12	6,2s	-	-	-	-	5,1s
	13	6,2s	-	-	-	-	5,1s

Com base nos dados obtidos na simulação, observa-se que, de maneira semelhante ao ajuste anterior, o ERAC na barra 11 não foi ativado em caso de perda das linhas.

Contudo, no cenário mais crítico de retirada da geração 3, todos os ajustes foram acionados, resultando em um despacho de carga de 28%. Entretanto, esse despacho não foi suficiente para estabilizar a frequência do sistema em 60 Hz; ao final do acionamento de todos os estágios, a frequência permaneceu em aproximadamente 53 Hz.

B. Simulações com ajustes propostos

Através da análise dos dados das simulações do sistema com os ajustes do ERAC das regiões Sul e Sudeste, foi possível desenvolver dois novos ajustes com o objetivo de despachar um percentual de carga menor, visando estabilizar a frequência do sistema nos eventos mencionados anteriormente. Para criar os novos ajustes, foi analisado o caso mais crítico, no qual o sistema deve despachar o maior percentual de carga. Foi determinado o despacho mínimo de carga necessário para que a frequência retornasse a um nível adequado e, com base nesse valor, foram definidos os estágios do novo ajuste do ERAC, de modo que o despacho de carga fosse mínimo nos casos mais comuns.

A partir dessa análise, foram elaborados dois ajustes, os quais estão apresentados na Tabela V.

No primeiro ajuste de corte de carga criado, foi determinado um despacho de carga de 35% para o pior caso, enquanto para os demais eventos obteve-se um despacho de carga de 13%. Esse resultado é favorável, uma vez que, em comparação com os ajustes anteriores, observou-se uma redução no percentual de despacho de carga; anteriormente, os despachos eram de 14% e 15%. Além disso, no caso mais crítico, foi possível estabilizar a frequência do sistema retirando uma menor quantidade de cargas.

Tabela V
NOVOS AJUSTES DO ERAC

Ajuste	Estágio	Frequência(Hz)	Corte de carga (%)
1	1	58,5	6
	2	58,2	7
	3	57,9	10
	4	57,6	12
	5	57,3	12
2	1	58,5	12
	2	58,2	6
	3	57,9	8
	4	57,6	8,5
	5	57,3	12

Os resultados da simulação utilizando o novo ajuste do ERAC são apresentados na tabela VI .

Tabela VI
ESTÁGIOS ATIVADOS DO PRIMEIRO ERAC NOVO

Estágio	Bus	G3	DG1	DG2	DG3	Carga	Linha
1	11	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	-
	12	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
	13	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
2	11	5,4s	6,813	8,1s	-	7,5s	-
	12	5,4s	6,813	8,1s	-	7,5s	4,0s
	13	5,4s	6,803	8,1s	-	7,5s	4,0s
3	11	5,8s	-	-	-	-	-
	12	5,8s	-	-	-	-	4,5s
	13	5,8s	-	-	-	-	4,5s
4	11	6,4s	-	-	-	-	-
	12	6,4s	-	-	-	-	5,6s
	13	6,4s	-	-	-	-	5,6s

De maneira semelhante aos demais ajustes utilizados, observou-se que, com a perda das linhas, o ERAC da barra 11 não foi ativado, uma vez que não houve variação na frequência nesta barra durante esses eventos. O caso mais crítico ocorreu com a abertura da geração G3, quando todos os estágios foram acionados e a frequência conseguiu ser estabilizada.

O segundo ajuste de corte de carga foi desenvolvido com base na análise realizada para o primeiro ajuste novo implementado, com o objetivo de reduzir ainda mais o despacho de carga e também de minimizar o número de estágios acionados em comparação com os demais ajustes nos casos em que dois estágios eram ativados. Para o pior caso, o alívio de carga foi reduzido para 34,5% do percentual total, e o despacho de carga do primeiro estágio foi ajustado para 12%, de modo que, na maioria dos casos, apenas esse estágio fosse acionado. Os resultados obtidos com o segundo ajuste criado são apresentados na Tabela VII.

Com base nos dados obtidos, constata-se que, no pior caso de abertura da geração G3, o sistema consegue estabilizar a frequência ao retirar 34,5% de sua carga total. Na ocorrência da abertura da DG1, dois estágios são acionados, resultando no despacho de 18% da carga, enquanto nos demais eventos apenas um estágio é acionado, despachando 12% da carga total do sistema.

Tabela VII
ESTÁGIOS ATIVADOS DO SEGUNDO ERAC NOVO

Estágio	Bus	G3	DG1	DG2	DG3	Carga	Linha
1	11	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	-
	12	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
	13	5,2s	6,1s	6,8s	-	6,4s	3,6s
2	11	5,4s	7,8s	-	-	-	-
	12	5,4s	7,8s	-	-	-	4,1s
	13	5,4s	7,8s	-	-	-	4,1s
3	11	5,9s	-	-	-	-	-
	12	5,9s	-	-	-	-	4,7s
	13	5,9s	-	-	-	-	4,7s
4	11	7,1s	-	-	-	-	-
	12	7,1s	-	-	-	-	6,3s
	13	7,1s	-	-	-	-	6,3s

Observa-se que, assim como nas demais simulações apresentadas neste trabalho, o ERAC da barra 11 não é acionado em caso de perda das linhas.

A análise da capacidade de recuperação da frequência do sistema, para o pior caso de perda de geração utilizado na simulação, pode ser comprovada através da verificação do gráfico da frequência de cada barra onde o ERAC foi implementado.

Na Figura 2, verifica-se que a frequência do sistema retorna para um valor de aproximadamente 59,4 Hz. Portanto, o ajuste implementado consegue manter a frequência em valores aceitáveis para assegurar a estabilidade do sistema elétrico.

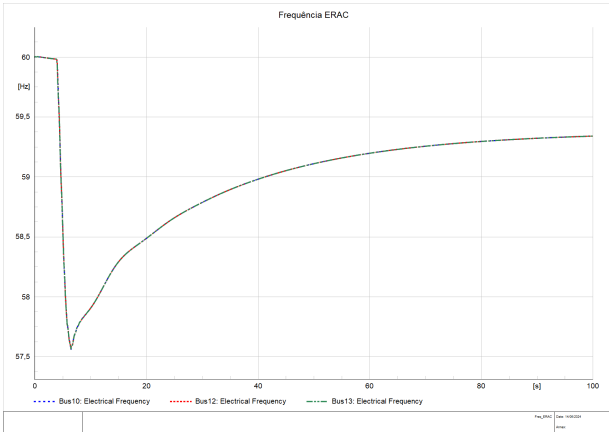

Figura 2. Frequência nas barras do ERAC para o ajuste crescente .

Na Figura 3, a frequência do sistema retorna para um valor de aproximadamente 58,8 Hz. Assim, o ajuste implementado consegue manter a frequência em valores aceitáveis para manter a estabilidade do sistema elétrico, mesmo apresentando valores de frequência inferiores ao do primeiro ajuste criado.

A análise da resposta da frequência dos ajustes implementados demonstra que tanto o primeiro ajuste quanto o segundo ajuste novo são eficazes na manutenção da frequência dentro de parâmetros aceitáveis para a estabilidade do sistema. No entanto, observa-se que o ajuste decrescente resulta em valores de frequência ligeiramente inferiores.

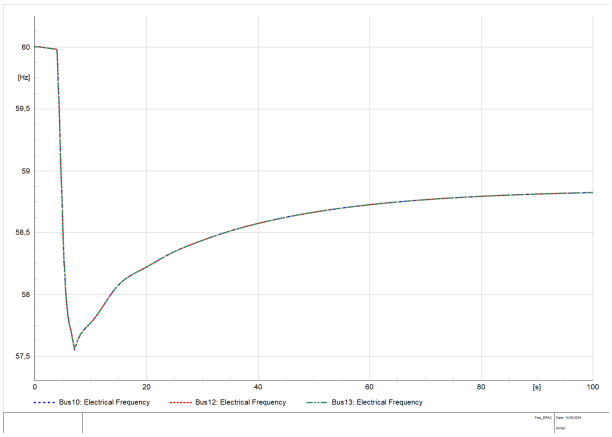

Figura 3. Frequência nas barras do ERAC para o ajuste decrescente.

V. CONCLUSÃO

Com base na análise dos ajustes implementados no Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e comparando com os ajustes das regiões Sul e Sudeste, podemos concluir que os ajustes implementados demonstraram uma eficácia superior na estabilização do sistema elétrico de potência. Através da simulação realizada no software DigSilent PowerFactory com o sistema teste IEEE 9 barras, foi possível observar que para este sistema teste os ajustes selecionados foram mais adequados para lidar com eventos específicos que impactam a frequência do sistema.

Os novos ajustes implementados demonstraram, em alguns casos, um tempo maior para estabilização do sistema, quando comparados aos ajustes dos ERAC das regiões Sul e Sudeste já utilizados pela Operadora Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A análise dos eventos ocorridos e dos estágios ativados do ERAC demonstrou que os ajustes implementados foram capazes de minimizar o despacho de carga do sistema de forma mais eficiente do que os ajustes das regiões Sul e Sudeste. Para o pior caso dos ajustes da região Sul, foi obtido um despacho de carga de 40%, enquanto para os ajustes da região Sudeste foi de 28%, porém no segundo caso a frequência do sistema não foi estabilizada para um valor adequado. Já para os novos ajustes, no primeiro obteve-se um despacho de 35% para o pior caso, enquanto o segundo ajuste criado teve um percentual de carga despachada de 34,5%. Adicionalmente, o percentual de carga despachada para os demais casos dos ajustes novos foi menor do que dos ajustes da região Sul e Sudeste já utilizados no Brasil. Portanto, a escolha e implementação dos novos ajustes no ERAC se mostraram mais adequadas para as necessidades específicas do sistema elétrico estudado, contribuindo significativamente para a segurança e confiabilidade da operação do sistema

VI. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

[1] M. Skrjanc, ”Modeling and optimization of refrigeration systems,”Energy, vol. 56, pp. 140-149, May 2013. DOI: 10.1016/j.energy.2013.03.057. [Online].

[2] A. Shekari and M. Vaezi, ”Adaptive control of switched reluctance motor drives using Lyapunov design,”IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 63, no. 2, pp. 1004-1012, Feb. 2016. DOI: 10.1109/TIE.2015.2477202.

[3] IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration. IEEE Std C37.117-2007, vol., no., pp.1-55, 24 Aug. 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.4299516.

[4] A. Amraee, S. Shariatpanahi, and M. Nazari-Heris, ”A new approach for optimal DG allocation in distribution systems considering load uncertainties,”IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 1, pp. 621-631, Jan. 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2702048.

[5] A. Elyas, S. Jadid, and H. Zareipour, ”Joint optimization of microgrid and electric vehicle charging system considering demand response programs,”IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 13, no. 2, pp. 999-1009, June 2022. DOI: 10.1109/TSTE.2021.3059298.

[6] H. Li, H. Zhang, and Y. Zhang, ”Secondary voltage control in droop-controlled DC microgrid,”IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 35, no. 8, pp. 8691-8700, Aug. 2020. DOI: 10.1109/TPEL.2020.2986219.

[7] OPERADOR NACIONAL DO SISEMA (ONS). Gerenciamento de Carga. Procedimentos de Rede, Submódulo (5.12): Instrução da operação, Gerenciamento da carga por atuação do ERAC. 2020.

[8] Manual de Procedimentos da Operação. Referência Técnica: Conceitos básicos para o Controle de Geração. Código RT-CG.BR.02, Revisão 12, Vigência 17/06/2022.

[9] Kundur, P. (1994). Power Stability and Control, Chapter 11.1.7. EPRI Editors, Palo Alto, CA, U.S.A.