

ANÁLISE DE ESTABILIDADE DA FREQUÊNCIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) COM UTILIZAÇÃO DE FERRAMENTAS DO SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO (SEP)

Herbert Gomes Fernandes

Graduando em Engenharia Elétrica,
Faculdades Integradas de Três Lagoas – FITL/AEMS

Igor Ferreira Tainã

Graduando em Engenharia Elétrica,
Faculdades Integradas de Três Lagoas – FITL/AEMS

Vinícios Fernandes Araujo

Graduando em Engenharia Elétrica,
Faculdades Integradas de Três Lagoas – FITL/AEMS

Rogério Henrique Zuliani Scheolin

Esp. e Bacharel em Engenharia Elétrica – UNESP;
Docente das Faculdades Integradas de Três Lagoas - FITL/AEMS

RESUMO

Todos os sistemas elétricos, isolados ou interligados, têm em comum alguns problemas básicos como, por exemplo: manter o equilíbrio entre geração e carga; bem como, distribuir a geração de modo mais econômico, entre os vários geradores, usinas ou áreas do sistema. Neste trabalho analisados o comportamento operacional das ferramentas ERAC e CAG ligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), onde atuam para manter o equilíbrio entre carga/frequência. No sistema interligado, o equilíbrio entre geração e carga é dado pela frequência e pelo fluxo de carga nas interligações entre as áreas que fazem parte deste sistema e o controle de geração e carga é mantido pelos reguladores de velocidade das máquinas e pelos equipamentos de carga- geração. Para esta análise consideramos a capacidade do CAG realizar regulação secundária na área controlada, número de medidas de frequência utilizadas pelo CAG, o tamanho dos pulsos de controle para as unidades geradoras, o modo de controle, lógicas de redução de geração quando da atuação do Esquema Controle de Emergência (ECE), medidas analógicas e digitais, base de dados e base historiadora, faixas operativas das unidades geradoras. Este trabalho analisa a resposta de regulação de carga/frequência através destas ferramentas de controle (ERAC e CAG) e compara as respostas de perturbações na qual estas ferramentas não atuaram.

PALAVRAS-CHAVE: controle automático de geração (CAG); Sistema Interligado Nacional (SIN); controle de área (ECA); esquema regional de alívio de carga por subfrequência (ERAC).

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de potência são divididos em três zonas funcionais para fins de planejamento, operação e análise: geração, transmissão e distribuição. Estas zonas podem ser combinadas em níveis hierárquicos (BILLINGTON; ALLAN, 1984). O sistema elétrico de potência (SEP) deve-se, pois, dispor de sistemas de controle da

produção de modo que a cada instante seja produzida a energia necessária a atender à demanda e às perdas na produção e no transporte. Também os centros de geração estão afastados dos centros de carga, logo é necessário um sistema de transmissão robusto e eficiente.

À medida que os sistemas evoluem e se interligam, maior é a preocupação de operá-los e restabelecê-los. Todos os sistemas elétricos, isolados ou interligados, têm em comum, problemas básicos como manter o equilíbrio entre geração e carga, distribuir geração de modo econômico, entre os geradores, usinas ou áreas do sistema.

Nos sistemas isolados, o equilíbrio entre geração e carga é dado pelo valor da frequência. Já nos sistemas interligados, o equilíbrio entre geração e carga é dada pela frequência do fluxo de carga nas interligações entre as áreas que fazem parte do sistema. O controle de geração e carga é mantido pelos reguladores de velocidade das máquinas e pelos equipamentos de carga- geração.

Segundo o Governo do Brasil (2010), devido ao grande potencial hídrico existente no Brasil, predomina a produção de energia elétrica pela transformação de energia hidráulica em elétrica, usinas hidroelétricas. A frequência utilizada no Brasil é de 60 Hz.

Em um sistema elétrico, a sua contínua existência depende de sua manutenção e operação, sabe-se que todo e qualquer sistema surge conforme ocorrem as instalações de suas fontes geradoras e as cargas que por ele são alimentadas e controladas, portanto à medida que vai ocorrendo a evolução construtiva e operativa do mesmo, vários tipos de equipamentos os incrementam para que se tenha o melhor desempenho operativo desejado. Nos atuais Sistemas Elétricos Interligados (SIN) é um sistema que coordena e controla todo o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, englobando as cinco regiões brasileiras alguns dos equipamentos operativos que auxiliam a operação dos mesmos é o Controle Automático de Geração (CAG) e Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência (ERAC).

O CAG age de maneira operativa. Sobre este tema, Vieira Filho (1984) define que o objetivo de controle de carga-frequência do sistema elétrico de potência é manter a frequência constante a maior parte do tempo que for possível. O ERAC trata-se de um Sistema Especial de Proteção (SEP), evitando ao longo dos anos, a

propagação de distúrbios no sistema.

Este artigo tem a finalidade de apresentar os resultados da funcionalidade de operação (CAG e ERAC) durante a perturbação ocorrida no dia 21/03/2018, com início às 15h48min, que resultou no bloqueio do Bipolo 1 do Elo de Transmissão em Corrente Contínua Xingu/Estreito, e culminou na abertura de diversas linhas de transmissão, isolando as regiões Norte e Nordeste do restante do Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de coordenação e controle, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, provocando um colapso no fornecimento de energia a estas regiões, com reflexos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

2 OBJETIVOS

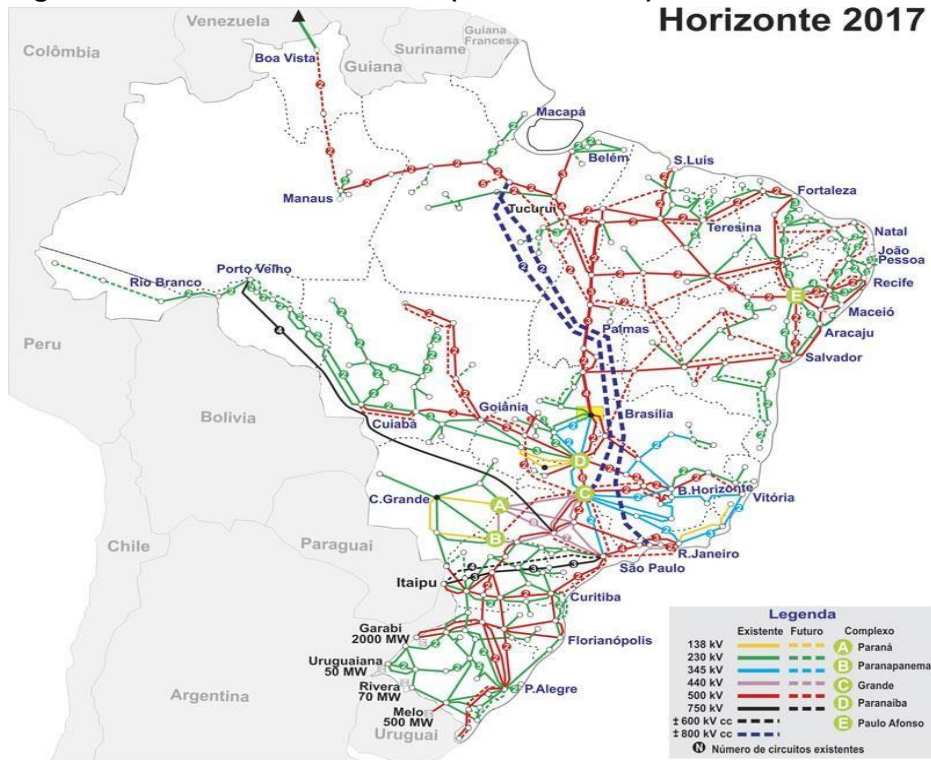
O objetivo deste artigo é realizar um estudo sobre estabilidade de frequência em sistemas de potência aplicados em usinas Hidrelétricas, apresentando a vantagem e eficácia do uso do CAG e ERAC.

3 MATERIAL E MÉTODOS

O alvo do estudo de caso faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) que foi uma grande rede de transmissão com mais de 100 mil quilômetros (km) de extensão. Considerado único em âmbito mundial, devido ao seu tamanho e características, o SIN foi um sistema hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas (ONS, 2014). Formado por empresas espalhadas por várias regiões do país, seu sistema como o próprio nome diz foi todo conectado através de linhas de transmissão, as quais ligam grandes geradores aos centros consumidores, conforme a Figura 1.

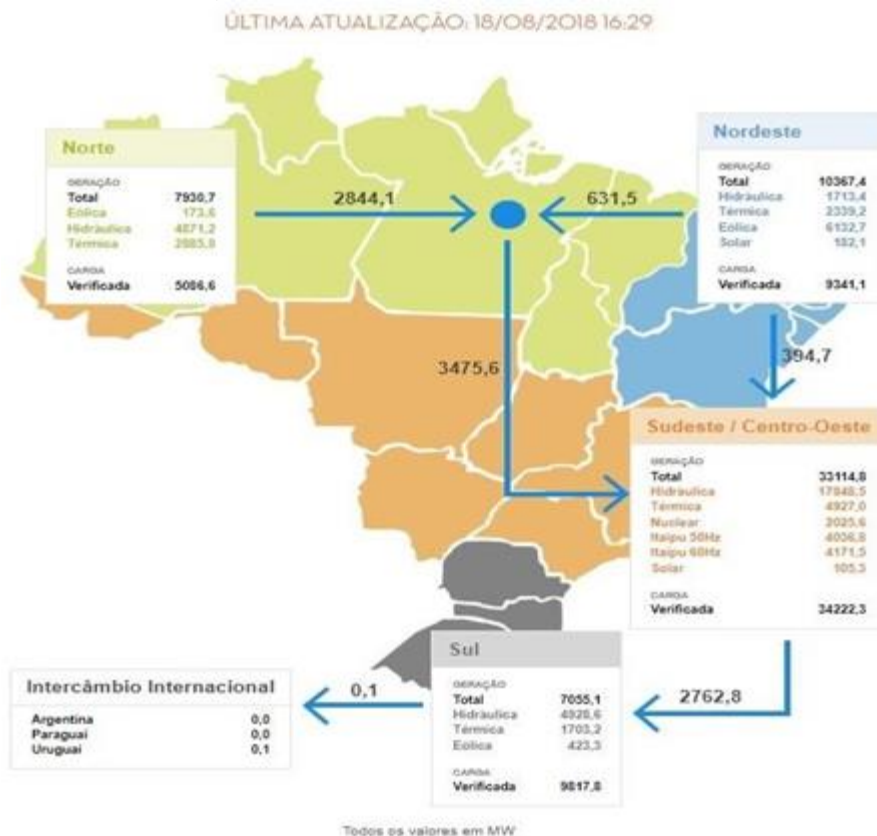
Devido à magnitude deste sistema interligado e a existência de restrições físicas, esteve sujeito, constantemente, a falhas provocadas por diversas causas de origem em ações da natureza (descargas atmosféricas, queimadas, vendavais, chuvas, geadas, etc.) ou em ações humanas (vandalismo, erros de projeto, erros de operação, falhas de comunicação) e falhas intrínsecas aos próprios equipamentos que os compõem, impactando no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 1. Sistema de Transmissão (Horizonte 2017).



Fonte: Extraído de <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>, 2017.

Figura 2. Balanço de Energia.



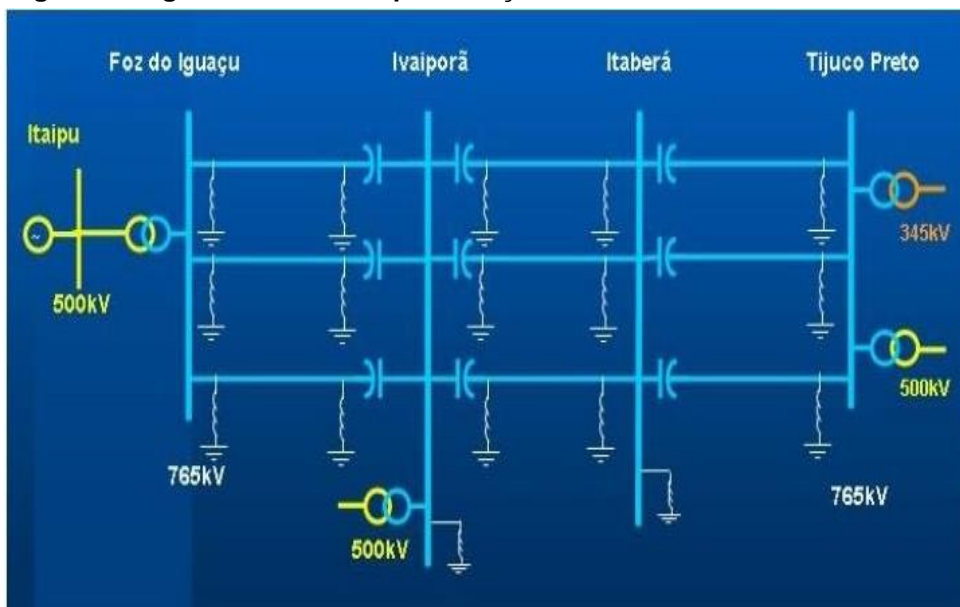
Fonte: Extraído de <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>, 2018.

Associado a esses fatores tem a transmissão de energia elétrica por longas distancias, devido a isso o SIN foi dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, conforme mostra a Figura 2.

A frequência elétrica é uma grandeza física que indica quantos ciclos a corrente elétrica completa em um segundo. Se ela não for a correta, equipamentos elétricos não funcionam de modo adequado. No Brasil a frequência adotada como padrão é de 60Hz desde 1964.

Para análise comparativa, foram utilizados os dados coletados a partir dos relatórios gerados pelos dispositivos de proteção e segurança especiais localizados em diversas subestações distribuídas pelo Sistema Interligado Nacional e dados registrados nos Centros Regionais do ONS de duas ocorrências sistêmicas, uma ocorrida no dia 10 de novembro de 2009, envolvendo a LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã, com consequências para 18 estados brasileiros, conforme mostra a Figura 3.

Figura 3. Região envolvida na perturbação do dia 10 de novembro de 2009.



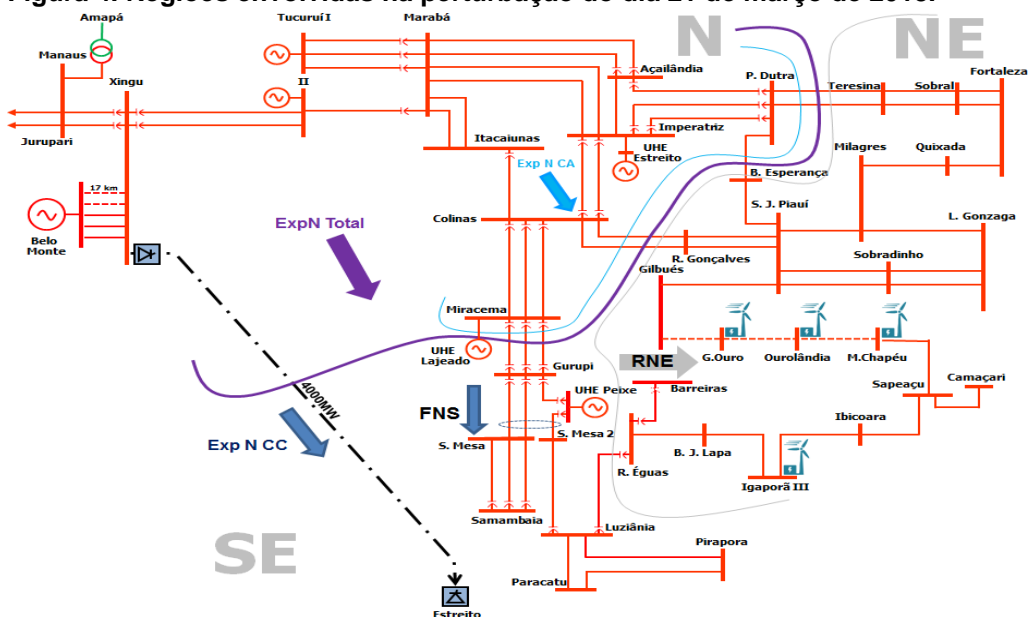
Fonte: Extraído de Relatório de Análise de Perturbação-RAP, 2009.

E outra ocorrência sistêmica ocorrida no dia 21 de março de 2018, envolvendo o bipolo de corrente contínua Xingu/Estreito, com consequências para as regiões Norte, Nordeste, Sul e Sudeste, afetando 14 estados brasileiros, conforme mostra a Figura 4.

A partir dos dados coletados, o trabalho foi analisar o tempo de atuação das ferramentas de proteção (ERAC e CAG) no SIN, a eficiência e a maneira como atuaram essas ferramentas. Comparando os dados, foi definido quanto tempo as

ferramentas de proteção levaram para estabelecer a frequência a normativa de 60Hz.

Figura 4. Regiões envolvidas na perturbação do dia 21 de março de 2018.



Fonte: Elaborado por ONS – Operador Nacional de Sistema.

Na análise, estudaram uma perturbação sistêmica ocorrida no dia 10 de novembro de 2009, onde o Brasil sofreu o maior apagão da sua história, considerado o apagão do século, afetando 18 estados brasileiros. Segundo especialistas, grande parte dessa ocorrência deu-se ao fato do ERAC estar desativado em várias regiões, provocando um efeito quatro vezes maior do que o esperado. Na sequência, analisando a atuação das ferramentas de proteção (ERAC e CAG) frente a uma perturbação sistêmica ocorrida no dia 21 de março de 2018, viram a eficiência na atuação e proteção do SIN através dessas ferramentas, evitando que o Brasil sofresse um blecaute de maior proporção.

O presente trabalho teve caráter qualitativo, de modo que após as análises dos eventos e atuações das ferramentas de proteção, compararam-se a atuação eficaz dessas ferramentas em uma das perturbações sistêmicas.

No primeiro evento analisado, ocorrido em 10 de novembro de 2009, as 22h13m segundo o ONS o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofreu uma perturbação que resultou em cortes de carga em parte do Brasil, principalmente nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul.

A ocorrência, classificada como blecaute grave, segundo os critérios definidos para elaboração do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia (BISE), teve origem no desligamento das LTs 765 kV Itaberá – Ivaiporã (circuitos 1,

2 e 3), por curtos-circuitos provocados por descargas atmosféricas e/ou pela redução da portabilidade dos isoladores submetidos a condições meteorológicas adversas (chuvas intensas e ventos).

No segundo evento analisado, ocorrido em 21 de março de 2018, as 15h48m segundo o ONS (2018) o SIN sofreu uma perturbação que resultou em cortes de carga em parte do Brasil, principalmente na Região Norte e Nordeste. A ocorrência, classificada como blecaute de pequeno porte, segundo os critérios definidos para elaboração do BISE, teve início logo após a elevação do fluxo de potência no Bipolo do Elo CC Xingu/Estreito, no sentido de Xingu para Estreito.

Segundo o ONS, (2018) quando a potência no bipolo atingiu o valor excedido em MW, ocorreu o desligamento automático do disjuntor de interligação de barras de 500 kV da SE Xingu, por atuação de uma proteção de sobrecorrente a ele associada. Após a perda do bipolo, era esperada a atuação do sistema especial de proteção (SEP), que desliga unidades geradoras na UHE Belo Monte para esta condição, visando preservar a estabilidade dinâmica do sistema, pós-contingência, o que de fato não ocorreu.

Como não houve corte de geração pelo SEP, cerca de 2,42 segundos após o início da perturbação, houve a redistribuição de potência nas interligações Norte/Nordeste, Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste com abertura de linhas de 500 kV nesses troncos e o ilhamento da região Norte e da região Nordeste com relação ao restante do SIN, provocando déficit de geração na região Nordeste e queda de frequência menor que 57,4 Hz atuando o esquema regional de alívio de carga (ERAC) nesta região, em seus 5 estágios, seguido de desligamento de praticamente todas as cargas do subsistema Nordeste e grande parte das cargas do subsistema Norte.

No estudo técnico do evento, foi realizada a análise da atuação das ferramentas de proteção (ERAC e CAG) em duas ocorrências sistêmicas.

De acordo com os estudos de acompanhamento feitos pela ONS, as ferramentas de operação, ERAC e CAG têm se mostrado extremamente eficazes. O ERAC tem evitado com a sua correta atuação diversos blecautes no SIN ao longo dos anos. Isto tem sido possível graças à eficiente adequação do ERAC no que se refere à disponibilização de carga para corte em estágios dentro de valores recomendados (ONS, 2018).

Já o CAG tem atuado em tempo real na regulação secundária da carga/frequência com extrema eficiência, cooperando e evitando blecautes quando ocorre variação brusca de frequência. Observamos o comportamento conjunto dessas ferramentas em uma ocorrência no SIN em março de 2018.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Descrição da Perturbação do Dia 10 de Novembro de 2009

Pelo diagrama da Figura 5, verifica-se que durante 13,5 milissegundos coexistiram três curtos-circuitos monofásicos, envolvendo fases distintas, vistos, portanto pelo sistema como curto-circuito trifásico envolvendo a terra na SE Itaberá, em relação à localização dos defeitos.

Figura 5. Tempo total do curto-circuito trifásico em SE Itaberá.



Fonte: Extraído de Relatório de Análise de Perturbação-RAP, 2009.

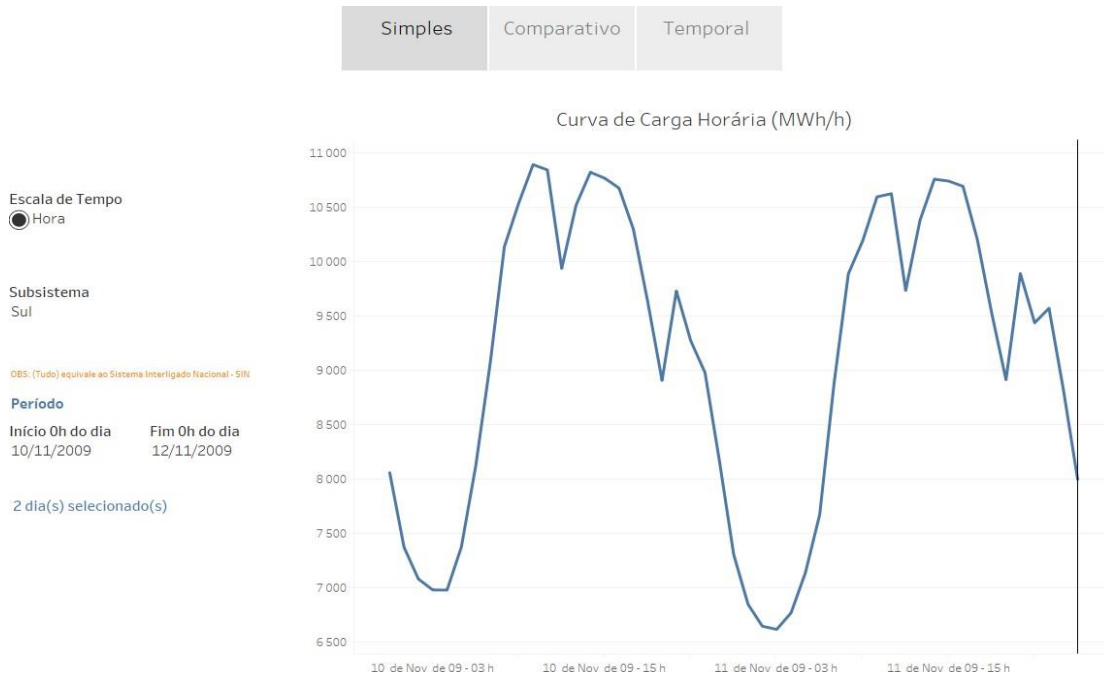
Como decorrência do distúrbio verificou-se a perda de toda a geração da UHE Itaipu (inicialmente a perda do setor de 60 Hz e posteriormente a perda do setor de 50 Hz, este decorrente do desligamento do Elo de Corrente Contínua). À perda total da UHE Itaipu foram aproximadamente 11.000 MW.

De acordo com a Figura 6, podemos analisar a curva de carga horária em MWh/hora na região Sul, mostrando a queda no horário da perturbação, porém sendo restabelecida em pouco tempo.

Os Estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, sofreram um

corde de carga da ordem de 1% e as mesmas foram restabelecidas em aproximadamente 9 minutos.

Figura 6. Curva de Carga Horária (MWh/h) na Região Sul.



Fonte: Extraído de http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx, 2018.

Figura 7. Curva de Carga Horária (MWh/h) na Região Norte.

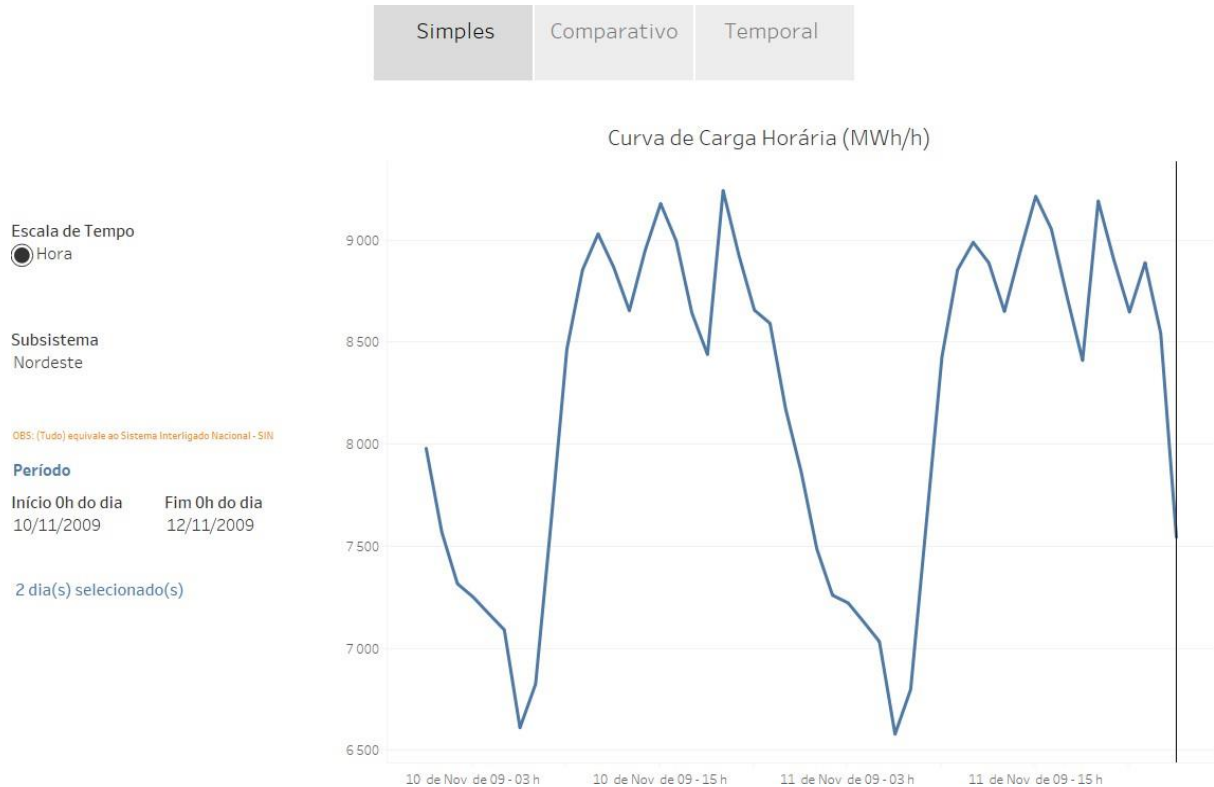


Fonte: Extraído de http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx, 2018.

De acordo com a Figura 7, podemos analisar a curva de carga horária em MWh/hora na região Norte, mostrando a queda no horário da perturbação, nos estados do Pará e do Maranhão não ocorreram cortes de carga. Os cortes de

cargas verificados na região Norte foram nos estados do Acre e Rondônia, pelo ERAC, e essas cargas restabelecidas em 30 minutos.

Figura 8. Curva de Carga Horária (MWh/h) na Região Nordeste.



Fonte: Extraído de http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx, 2018.

A Figura 8 exibe a região Nordeste, o corte de carga ocorreu somente pela atuação do ERAC e o tempo médio de retorno foi de 20 minutos. Cabe destacar que foi fundamental para esse desempenho não somente a adequada atuação dos esquemas de ilhamento como, também, as expansões do sistema de transmissão, notadamente as que envolvem reforços nas interligações entre subsistemas e sistemas receptores associados.

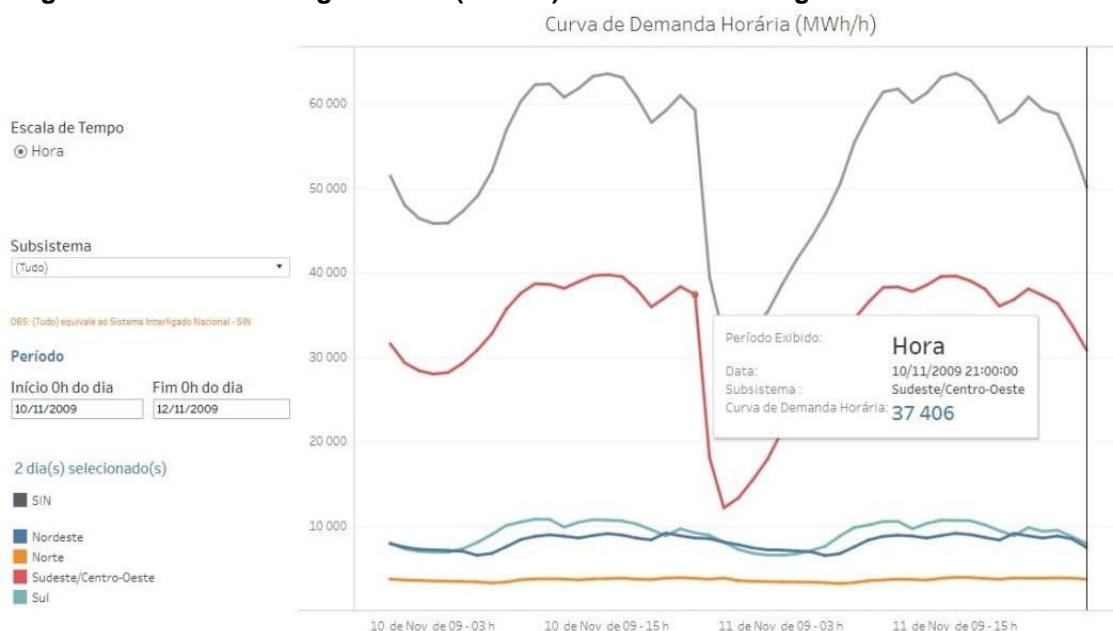
A Figura 9 mostra a queda da carga no momento da perturbação. Nas regiões Sudeste e Centro Oeste, a área Goiás/Brasília não foi afetada, Minas Gerais foi pouco afetada e suas cargas desligadas, prontamente restabelecidas. Os maiores problemas foram concentrados nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul. O tempo médio de recomposição das cargas das regiões Sudeste e Centro Oeste foram de 237 minutos e 72 minutos, respectivamente.

Figura 9. Curva de Carga Horária (MWh/h) na Região Sudeste/Centro-Oeste.



Fonte: Extraído de http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx, 2018.

Figura 10. Curva de Carga Horária (MWh/h) do SIN e todas Regiões.



Fonte: Extraído de http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx, 2018.

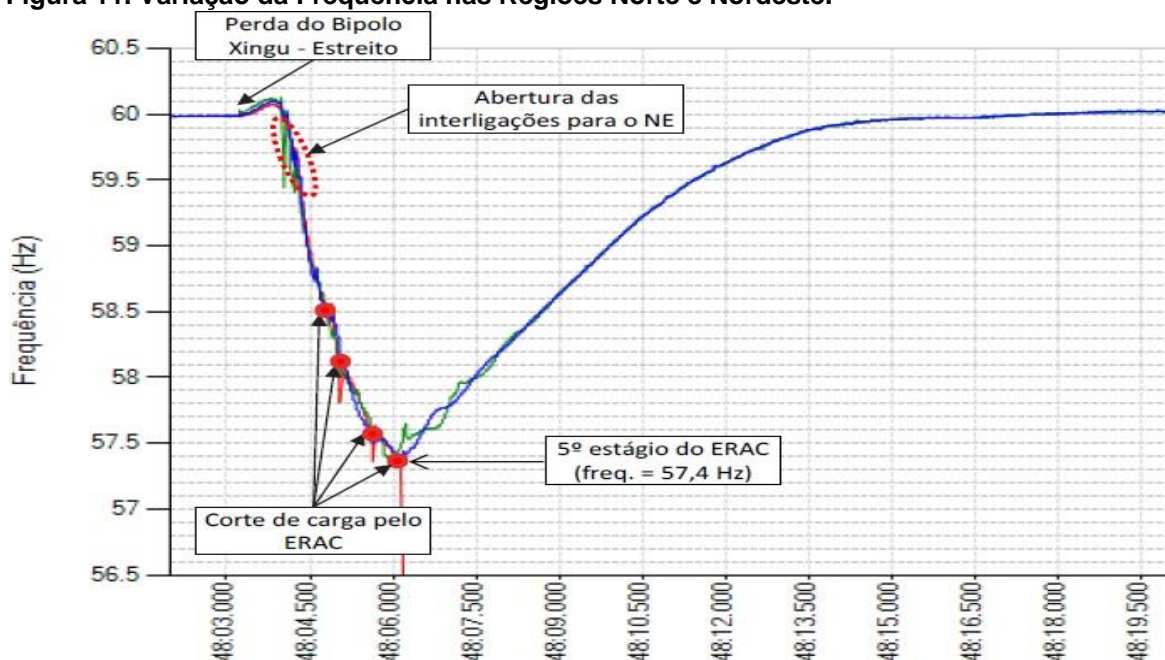
De acordo com a figura 10 podemos analisar a curva de carga horária em MWh/hora de todas as regiões, mostrando a queda no horário que se iniciou a perturbação. Foi interrompida uma carga de 24.436 MW do SIN, 40% do requisito no

momento da ocorrência. O tempo médio de recomposição das cargas do SIN foi de 222 minutos.

4.2 Descrição da Perturbação do Dia 21 de Março de 2018

A região Nordeste sofreu uma queda de frequência menor que 57,4 Hz, tendo que atuar o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) nesta região, em seus cinco estágios, seguido de desligamento de praticamente todas as cargas do subsistema Nordeste (11.549 MW – 99%) e grande parte das cargas do subsistema Norte (5.115 MW – 94%).

Figura 11. Variação da Frequência nas Regiões Norte e Nordeste.



Fonte: Elaborado por ONS – Operador Nacional de Sistema.

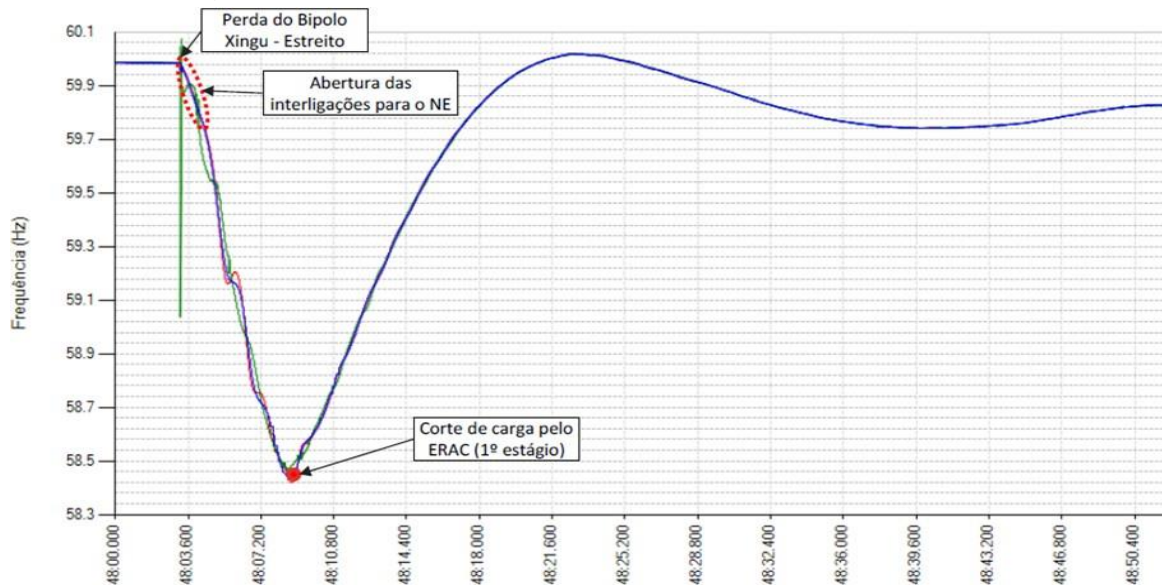
Importante ressaltar que a região Nordeste vem sofrendo severas e continuadas crises hídricas ao longo dos últimos anos, o que vem implicando na operação desse subsistema com um número consistentemente decrescente de (UGs) hidráulicas sincronizadas à rede, fragilizando sobremaneira o desempenho dinâmico desse subsistema, em especial quando submetido a condições de grande severidade como a do dia 21/03/2018.

A carga do subsistema Norte, começou a ser restabelecida às 16h15min, sendo totalmente restabelecida às 17h53min. Finalizando, a carga do subsistema Nordeste iniciou seu restabelecimento às 16h18min, sendo concluída por volta das 20h55min, quando mais de 95% de toda carga do subsistema Nordeste encontrava-

se restabelecida.

Para ONS, (2018), após a desconexão dos subsistemas Norte e Nordeste, conforme descrito anteriormente, o sistema formado pelo Sul e Sudeste /Centro-Oeste passa a operar com déficit de geração, tendo como consequência um afundamento de frequência na região. Essa subfrequência atingiu o valor mínimo de 58,4 Hz, sendo controlada pela atuação do 1º estágio do ERAC nestes subsistemas.

Figura 12. Variação da Frequência nas Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste.



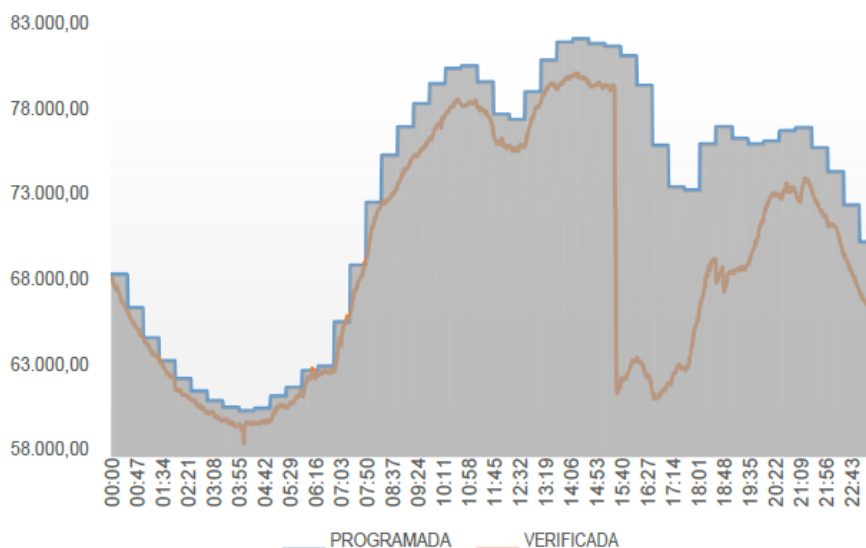
Fonte: Elaborado por ONS – Operador Nacional de Sistema.

Segundo a ONS (2018) a redução total de cargas no SIN atingiu um montante aproximado de 20.528,50 MW, correspondendo a 26% da carga total do SIN naquele momento.

Imediatamente após a ocorrência, foi iniciada a normalização dos equipamentos e o CNOS solicitou a elevação de geração disponível nas usinas da região Sul e Sudeste para a normalização da frequência das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Além disso, houve contribuição da geração das usinas pela regulação primária e secundária Controle Automático de Geração (CAG) das unidades geradoras.

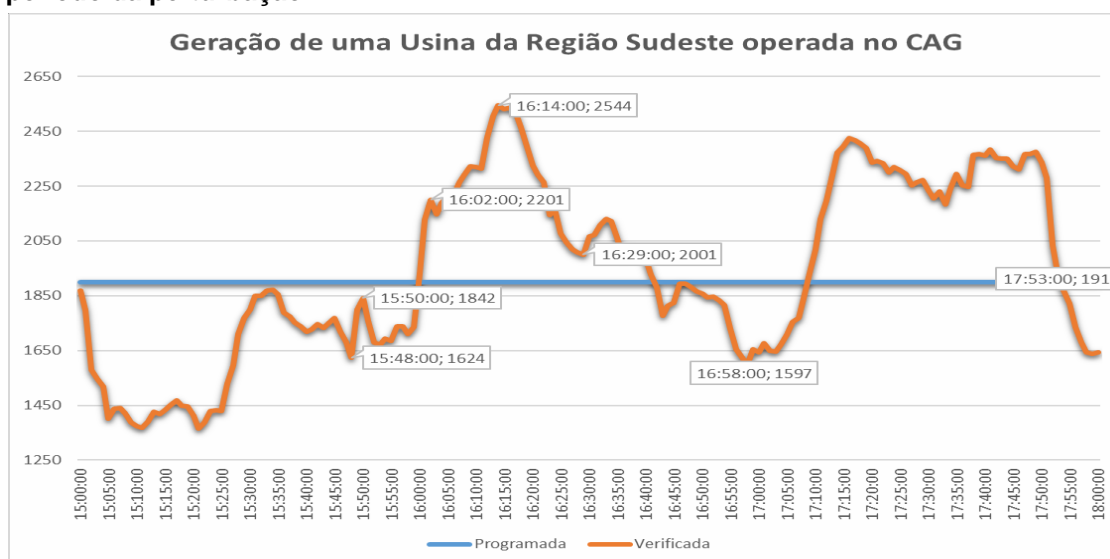
A Figura 14 apresenta o comportamento de uma usina da região Sudeste operado no CAG, evidenciando a elevação automática da geração com objetivo de estabilizar a frequência de acordo com a frequência de referência do SIN (ONS, 2018).

Figura 13. Geração programada/verificada no SIN do dia 21/03/2018.



Fonte: ONS – Operador Nacional de Sistema.

Figura 14. Geração programada/verificada em uma usina controlada no CAG durante o período da perturbação.



Fonte: ONS – Operador Nacional de Sistema.

Segundo a ONS, as 15h50 a frequência das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste retornou ao patamar de 60 Hz e, no minuto seguinte, após liberação pelo CNOS, os Centros COSR-S, COSR-SE e COSR-NCO passaram a autorizar o restabelecimento das cargas interrompidas pelo ERAC aos agentes que solicitavam liberação.

O restabelecimento das cargas interrompidas foi iniciado às 15h48min, sendo que às 16h13min foi concluída a recomposição das cargas dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

5 CONCLUSÃO

Em função do bom funcionamento das ferramentas operacionais ERAC e CAG na perturbação sistêmica do dia 21 de março de 2018, especialmente nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste o Grau de impacto da interrupção de energia – GIE para esse subsistema é classificado como “Perturbação de pequeno porte” (GIE no SIN (S/SE/CO): 3,5) de acordo com o BISE ONS 011/2018, refletindo em um menor impacto para o Sistema Interligado Nacional, face ao montante de carga/geração dessas regiões, ainda que no subsistema Norte e Nordeste este mesmo grau tenha sido classificado como “Blecaute grave” (GIE no SIN (N/NE): 8,0).

A atuação do ERAC da região Nordeste resultou na recuperação da frequência nesta região, após a mesma ter atingido o valor de 57,4 Hz, com conseqüente separação desta região do SIN. Entretanto, desligamentos posteriores de unidades geradoras nesta região leva o sistema Nordeste ao colapso.

Na região Sudeste/Centro-Oeste a atuação do ERAC em seu 1º estágio, com cerca de 3.864 MW de corte de carga para atingir o equilíbrio carga / geração; e a elevação de geração em aproximadamente 1000 MW em um intervalo de 10 minutos, foi essencial para recuperação e manutenção da frequência nesta região, após a mesma ter atingido o valor de 58,4 Hz.

Em relação à perturbação sistêmica do dia 10 de novembro de 2019, o ONS no dia 11 de novembro de 2009 menciona a atuação do ERAC apenas no Nordeste e Centro Oeste, após o desligamento das linhas de 750 Kv, mas não explica por que o ERAC não atuou no Sudeste e não impediu as conseqüências catastróficas originadas com a abertura das linhas de 750 Kv (o efeito dominó e o blecaute geral no Sudeste e parcial no Centro-Oeste, incluindo Acre e Rondônia, e no Nordeste).

REFERÊNCIAS

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA - ONS. Relatório de acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC. Disponível em <<http://www.ons.org.br/download/operacao/sep/erac/erac.pdf>>. Acesso em 26 mai. 2018.

Folha de S.Paulo. Disponível em: <https://www.opovo.com.br/noticias/brasil/confira-os-maiores-apagoes-da-historia-do-brasil.html>. Acesso em (22/03) 2018.

Folha de S.Paulo. Disponível em:
<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/cotidian/ff1311200915.htm>. Acesso em (23/03) 2018.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA – ONS. Informativo Preliminar Diário da Operação (Dia 21/03/2018). Disponível em: <<http://www.ons.org.br/download>. Acesso em (21/07) 2018.

Histórico da Operação – ONS. Disponível em:
http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-operacao/curva_carga_horaria.aspx. Acesso em (21/07) 2018.

Histórico da Operação – ONS. Disponível em:
http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-operacao/carga_energia.aspx. Acesso em (21/07) 2018.

Histórico da Operação – ONS. Disponível em:
http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-operacao/capacidade_subestacao.aspx. Acesso em (21/07) 2018.

(GOVERNO DO BRASIL, Potencial hidrelétrico brasileiro está entre os cinco maiores do mundo). Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/editoria/infraestrutura/2011/12/potencial-hidreletrico-brasileiro-esta-entre-os-cinco-maiores-do-mundo> (Acesso em 23 de Abril. 2018).

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA – ONS. Informativo Preliminar Diário da Operação (Dia 10/11/2009). Disponível em <<http://www.ons.org.br/download>. Acesso em (23/06) 2018.

Portal o Setor Elétrico - Padrões Brasileiros. Disponível em:
<https://www.osetoelettrico.com.br/padroes-brasileiros/>. Acesso em (21/07) 2018.