

CONTROLE DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA EM FUNÇÃO DE DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS NO NORDESTE BRASILEIRO

Antonio Carlos Moreira de Melo Filho*, Alonso José Torres de Lima Silva, Rienzy Araújo de Azevedo, Mariana Camurca De Azevedo, Andreza Sousa Andrade, Paulo Andrade Novaes, Lucas Pires Barbosa Soares, Diego Rodrigo De Lima Vila Nova, Alisson Brito Lira
COSR-NE Centro Regional de Operação Nordeste / ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua da Aurora, 1343, Sto Amaro, Recife, Pernambuco, Brasil CEP 50040-090

acarlos@ons.org.br

ABSTRACT

This article presents some situations where the ONS's Northeast Regional Operational Centre (COSR-NE) was involved during the process of maintenance programming and its execution, especially dealing with the turn off of some equipment located in the backlands of Bahia state. The challenges of each situation will be presented, as well as the methodology developed, the implantation and the follow up of some inequations inserted in the recommendation of each work in order to make it possible to respect the Grid Code. It's also presented the whole analysis process, including the inequation and its possible wind generation restriction, the involvement of all parts affected, until the real time operation and its control.

RESUMO

Este artigo apresenta algumas das situações vivenciadas pelo Centro Regional de Operação Nordeste (COSR-NE) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na etapa de programação e execução dos desligamentos envolvendo equipamentos da rede de operação localizados na região oeste da Bahia. Serão apresentados os desafios de cada situação, assim como a metodologia de desenvolvimento, implantação e acompanhamento de inequações presentes nas recomendações das intervenções que possibilitaram o atendimento das exigências do Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede. É também abordada toda a metodologia e o processo de análise, apresenta-se ainda as soluções que foram empregadas desde a etapa

de programação, com envolvimento dos agentes de geração, até o acompanhamento do que foi feito durante a operação em Tempo Real.

Palavras-chave: *Inequações - Geração eólica – Geração fotovoltaica - Restrição de geração – Controle de carregamento — Intervenções programadas*

1. INTRODUÇÃO

Com o progresso da humanidade, houve uma natural dependência maior do uso de diversas fontes de energia para a realização de trabalho, seja na agricultura, na indústria ou para facilitar o transporte de pessoas e mercadorias. Com o progressivo aumento no uso da energia elétrica por toda a sociedade, a demanda por geração deste tipo de energia teve que ser desenvolvida, de forma a atender os anseios da população, o que resultou na instalação de usinas de diversas fontes primárias, como as hidráulicas e térmicas. As térmicas apresentam a vantagem de serem construídas de forma rápida, e próximas da carga, enquanto que as hidráulicas precisam de características geográficas favoráveis. Entretanto, com o aumento da conscientização de necessidade de exploração de fontes renováveis, além de assinatura de acordos entre diversos países como o estabelecimento de emissão de gases que provocam o efeito estufa, uma atenção maior foi dada para o desenvolvimento das fontes renováveis tais como eólicas e solares (intermitentes e parcialmente despacháveis), aliada a incentivos governamentais.

No Brasil, apesar de uma presença grande de fontes hidráulicas, ditas como renováveis, o desabastecimento no início dos anos 2000 mostrou a necessidade de uma maior diversificação da matriz elétrica do país, e entre os caminhos escolhidos, a inserção de eólicas mostrou êxito [1]. Atualmente, o país apresenta uma potência instalada de 13,2 GW, sendo que 11,1 GW, ou seja, 84% da potência instalada total estão instalados na região Nordeste [2] e [3] (considerando as usinas que são operadas pelo ONS), e este fato se justifica pelo regime de vento (combustível primário desta fonte) se apresentar mais favorável, com ventos abundantes ao longo do ano, e com características mais atrativas como a ausência de rajadas, a baixa mudança de direção de vento, e um bom Fator de Capacidade, além de preços mais acessíveis à área para construção.

Porém, o reforço no sistema elétrico, planejado para fazer frente à toda esta inserção de geração renovável e intermitente, não ocorreu na velocidade suficiente de forma a se antecipar ao incremento cada vez maior da

geração, por diversos motivos que não são o objetivo deste trabalho. Neste cenário, de muita geração espalhada pelo Nordeste, com um sistema elétrico fraco, houve a necessidade de um maior controle dos despachos de geração eólica de forma a manter a integridade dos equipamentos do sistema, isto é, manter o carregamento dentro dos limites operacionais.

Todos os equipamentos que compõe a Rede de Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) passam por manutenções periódicas. Entre outras atividades, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a análise e autorização destas manutenções e desligamentos programados no sistema, adotando os critérios preconizados no Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede (PR) [4]. Com base nestes critérios, se define como será a operação durante a ausência de um dado equipamento sob intervenção, podendo haver ações operativas que visam garantir uma operação tão segura quanto exigida nos PR para os demais equipamentos da rede elétrica e para os consumidores.

Com a elevada capacidade instalada de geração eólica e fotovoltaica na área oeste da Bahia, o presente artigo apresenta exemplos em que foi necessário executar restrição de geração na região em função dos critérios definidos nos procedimentos de rede, mostrando didaticamente como foi a metodologia aplicada e as ações tomadas na etapa de programação.

2. DIRETRIZES E CRITÉRIOS DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

Os critérios para programação de desligamentos de equipamentos da Rede de Operação estão contidos no Submódulo 6.5 dos PR e na Rotina Operacional RO-EP.BR.01 [5]. Tais documentos são complementares e conjuntamente apresentam os requisitos necessários para a análise de intervenções. Através das informações prestadas no cadastro da intervenção, realizada via Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), o ONS realiza a análise dos impactos causados conforme as diretrizes constantes nos documentos mencionados, dentre os critérios analisados destacam-se: continuidade de atendimento à carga, conformidade com os limites de carregamento dos equipamentos do sistema e os níveis de tensão estabelecidos, além de impactos das restrições trazidas sobre as metas energéticas. Os fatores analisados devem ser atendidos tanto em condição normal, considerando apenas a saída do equipamento sob intervenção, como em condição de contingência de mais um elemento da rede (critério N-1) [4]. A aprovação de uma intervenção depende, portanto, de sua alocação em período no qual as condições estejam atendidas ou em que os impactos observados sejam mitigados. A programação das intervenções em períodos mais propícios muitas vezes envolve a negociação

entre o ONS e os Agentes de forma a compatibilizar os cronogramas de execução propostos com os critérios já mencionados.

Portanto, nos casos de liberação de equipamentos em regiões onde existe elevada alocação de geração renovável em pontos onde a Rede ainda não comporta o recurso energético presente, o analista deve observar, durante a simulação das situações de contingências, em todos cenários de geração, a possibilidade de ultrapassagem dos valores de carregamento limites dos equipamentos. Numa situação desta natureza, o ONS deve definir diretrizes operativas que garantam a não superação das capacidades estabelecidas nos normativos vigentes. Via de regra, a solução para situação apresentada envolve a restrição de geração na região de acordo com os limites operacionais. Adicionalmente, o ONS deve alocar a intervenção em um período em que a restrição observada traga os menores impactos energéticos possíveis e menor exposição da carga ao risco.

4. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Muitos dos parques eólicos que foram inseridos na área oeste da Bahia não tiveram o acompanhamento do reforço de transmissão para escoar o montante de geração. A saída encontrada para viabilizar a entrada dessa quantidade de geração foi de controlar a geração eólica em condição normal de operação e nos momentos de liberações de equipamentos que reduzem a capacidade de escoamento de geração. Ambos os casos têm o objetivo de evitar desligamentos de carga, sobrecargas inadmissíveis em equipamentos e atuações de proteção indevidas.

Durante a liberação de equipamentos em regiões que possuem um excesso de geração eólica e fotovoltaica, cuja energia é intermitente e função do vento e/ou da radiação solar, deve-se antes de tudo avaliar o sistema sem o referido equipamento, de forma a evitar sobrecargas inadmissíveis, tensão fora da faixa operativa permitida e problemas de atendimento à carga. Esta análise deve considerar as variações de intercâmbio, geração eólica/fotovoltaica elevada e baixa.

O próximo passo é analisar as possíveis contingências que possam influenciar no sistema considerando o referido equipamento em estudo fora de operação, tomando como base os critérios definidos no Submódulo 6.5 dos PR. O Analista deve, então, analisar cada situação e verificar as condições de contorno que cada contingência deve possuir. É possível que uma solução para uma situação seja suficiente para atender os requisitos quando da aplicação das demais contingências que devem ser analisadas.

O Analista, após executar todos os estudos necessários, fornece em sua recomendação no SGI as grandezas que devem ser monitoradas e quais as variáveis de controle que a operação em Tempo Real deve utilizar. Em sua maioria, estas análises produzem inequações que são inseridas no sistema de supervisão, ajudando os operadores a monitorar visualmente as grandezas com sinais visuais e sonoros. Estas inequações são constituídas de somatórios de fluxos e/ou corrente, e são limitadas a determinado valor de segurança.

As possíveis restrições de geração são informadas com antecedência aos agentes eólicos e fotovoltaicos envolvidos, para que os mesmos possam se preparar para a intervenção ou até aproveitar a redução de geração para poder executar algum outro serviço do seu interesse [5].

A seguir serão relatadas três intervenções no sistema que ocasionaram controle de geração eólica e fotovoltaica na região oeste da Bahia, cujo foco era evitar sobrecargas inadmissíveis e/ou subtensão na região quando da perda de mais um equipamento/elemento no sistema.

4. CASOS PRÁTICOS

4.1 - Seccionamento da LT 230 kV Irecê – Campo Formoso para a entrada em operação da SE 500/230 kV Ouroândia II

A LT 230 kV Irecê – Campo Formoso foi desligada continuamente entre os dias 1 e 03/06/18 para a entrada em operação da SE 500/230 kV Ouroândia II, originando as LT 230 kV Irecê – Ouroândia II e LT 230 kV Ouroândia II – Campo Formoso após o fim da intervenção. Neste período, a potência instalada de geração eólica e fotovoltaica em operação comercial era de 2.895,3 MW, existindo ainda 201,7 MW em teste na área oeste da Bahia [2]. A Fig 1 mostra o sistema na região antes do seccionamento.

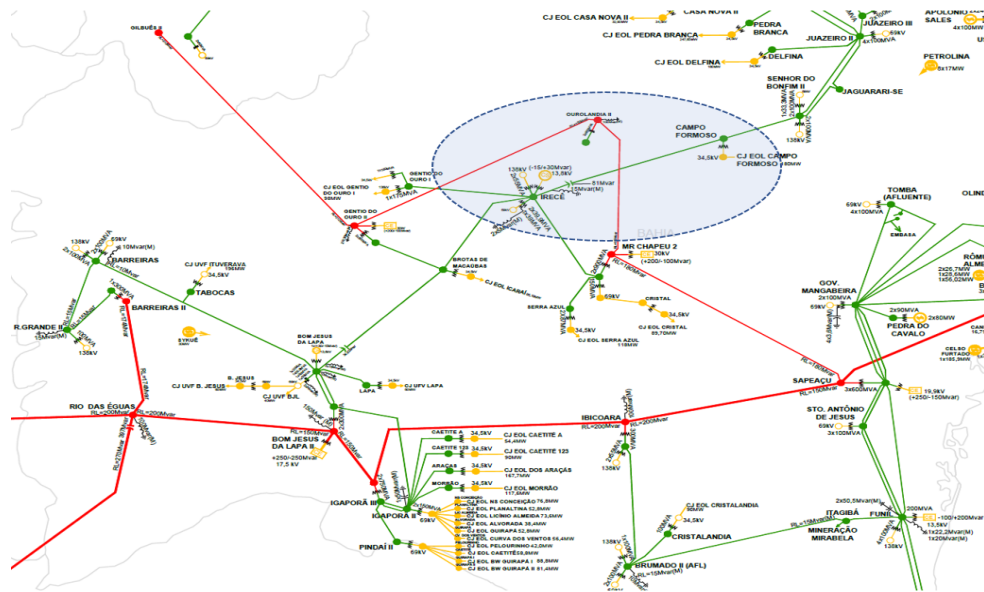


Fig 1: Topologia do sistema elétrico no oeste da Bahia antes da entrada em operação do setor de 230 kV da SE Ouroilândia II. (Fonte: ONS)

O fluxo das linhas de transmissão da região depende da geração eólica e fotovoltaica, da carga e do intercâmbio proveniente do Norte e Sudeste do Brasil. Durante a liberação para a citada intervenção, as análises indicaram que duas possíveis contingências necessitavam de ações preventivas durante o desligamento do equipamento:

Contingência 1 - Perda da LT 500 kV Morro do Chapéu 2 – Sapeaçu: Atuará o Sistema Especial de Proteção (SEP) [6] que desligará a geração derivada das SE Serra Azul e Morro do Chapéu Sul (já incluída na inequação), reduzindo de forma automática a geração excedente na região, evitando a ocorrência de sobrecargas. A rota para escoamento da geração eólica proveniente das SE Irecê, Brotas de Macaúbas, Morro do Chapéu 2 e Gentio do Ouro I seria apenas pela LT Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa, cuja capacidade é de 251 MVA. De acordo com a simulação, fim evitar grandes variações de tensão seguidas de subtensões, elaborou-se a inequação (1) para ser acompanhada em Tempo Real pelo ONS:

$$\text{Exp}(\text{BMC}+\text{MCP}/\text{SPU}) - \text{Geração MW (Serra Azul + Morro Chapéu Sul)} < 235 \text{ MW} \quad (1)$$

Onde:

Exp(BMC+MCP/SPU): Somatório das LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa (medido em Brotas de Macaúbas) e da LT 500kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu (medido em Morro do Chapéu II).

Geração MW (Serra Azul + Morro Chapéu Sul): Somatório da geração derivada das SE Serra Azul e Morro do Chapéu Sul.

Foi feita a opção de controle por meio da grandeza MW devido ao fato de a grandeza de controle ser também pela redução de MW das usinas eólicas e fotovoltaicas. O controle da inequação acima se dá através da redução de geração eólica. Uma redução de 10 MW de Geração Eólica derivada das SEs Brotas de Macaúbas, Gentio do Ouro I, Irecê, Orolândia II e Morro do Chapéu 2 (exceto eólicas conectadas em Serra Azul e Morro Chapéu Sul) reduz cerca de 10 MW na inequação.

Contingência 2 - Perda da LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa: Nesta perda, a única rota para escoar a geração eólica derivada da SE Brotas de Macaúbas, Irecê e Gentil do Ouro I seria pela LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2. A Capacidade desta linha de transmissão é de 251 MVA. De acordo com a simulação, fim evitar grandes variações de tensão seguidas de subtensões, elaborou-se a inequação (2) para ser acompanhada em Tempo Real pelo ONS:

$$\text{Exp(BMC+IRE)} < 235 \text{ MW} \quad (2)$$

Onde:

Exp(BMC+IRE): Somatório das LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus (medido em Brotas de Macaúbas) e da LT 230 kV Irecê - Morro do Chapéu 2 (medido na SE Irecê).

O controle da inequação acima se dá através de redução geração eólica. Uma Redução de 10 MW de Geração Eólica derivada das Brotas de Macaúbas, Gentio do Ouro I, Irecê, Orolândia II e Morro do Chapéu 2 reduz cerca de 10 MW na inequação. Em todos os casos acima, as usinas que estão em teste que poderiam influenciar nas inequações tiveram seus testes suspensos, de modo a impactar o mínimo possível nas reduções em usinas que estão em operação comercial. As reduções podem ser observadas na Fig. 2.

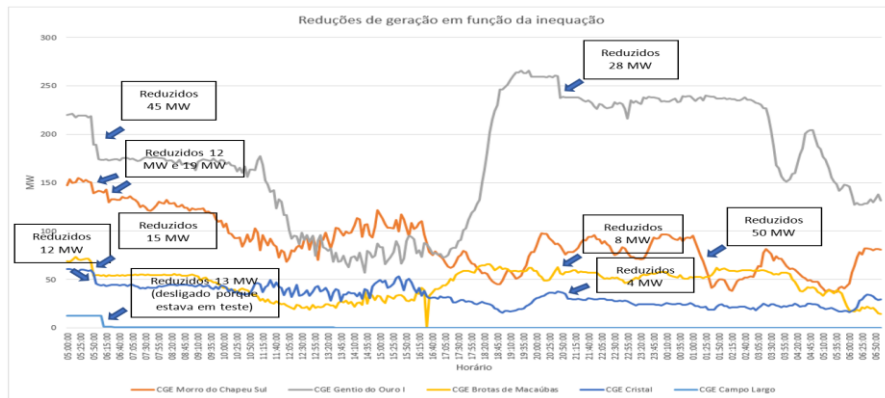


Fig. 2: Reduções solicitadas em tempo real para a execução de intervenção no sistema.

4.2 - Desligamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II e na sequência a LT 500 kV Morro Chapéu 2 / Ourulândia II

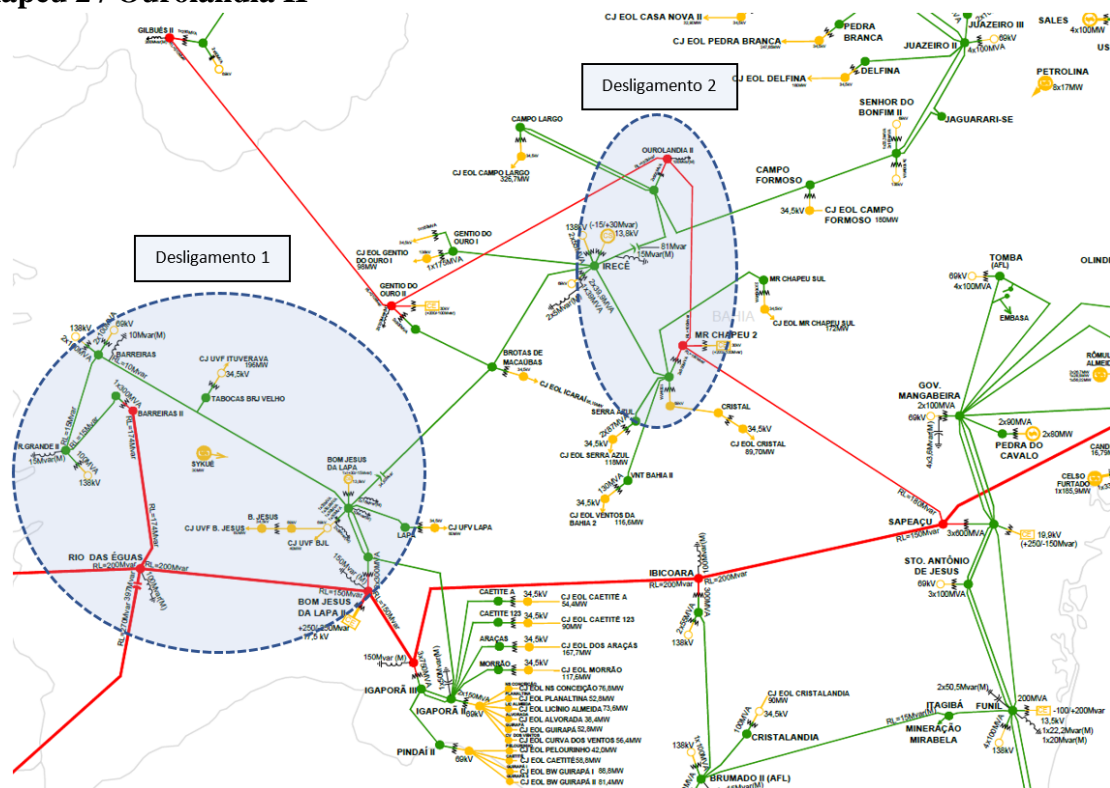


Fig. 3: Topologia do sistema elétrico no oeste da Bahia no mês de novembro de 2018. (Fonte: ONS)

4.2.1. Desligamento 1 – LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II

Esta intervenção foi realizada no dia 08/11/18. Foi observado que durante o desligamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II, o trecho 230 kV entre Barreiras II – Rio Grande II – Barreiras – Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa não poderia operar fechado. As análises indicaram não ser possível operar a região oeste do estado da Bahia ligado com a interligação Norte – Sudeste (500 kV) através de um

trecho de 230 kV. Desse modo, como havia uma intervenção cadastrada para a LT 230 kV Barreiras – Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa, foram feitas ações de modo a coincidir os trabalhos.

A área oeste da Bahia evoluiu em termos de topologia, conforme Fig. 1 e Fig. 2, bem como a inserção de geração eólica e fotovoltaica da região. Neste período, a geração eólica e fotovoltaica era cerca de 3.466,5 MW de capacidade instalada, contando ainda com 394,2 MW em teste na mesma área [3].

Devido a expansão da geração eólica e fotovoltaica na região, o ONS solicitou que o agente de transmissão implementasse uma proteção de sobrecorrente direcional na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas no sentido de Bom Jesus da Lapa para Brotas de Macaúbas. Tal medida visava evitar que, durante a operação normal, caso a LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara fosse desligada por alguma ocorrência, ocorresse sobrecargas inadmissíveis na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas nos cenários de geração elevada.

Diante dos fatores citados, considerando as liberações dos equipamentos, em caso de perda da LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara, toda a geração eólica e fotovoltaica derivada das SE Pindaí II, Igaporã II e Bom Jesus da Lapa teriam que ser escoadas apenas pela LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas. Em caso de geração que sensibilizasse a proteção desta LT, haveria o desligamento em cascata de toda a geração eólica e fotovoltaica da região, bem como das cargas derivadas da SE Igaporã II e Bom Jesus da Lapa. De acordo com o Submódulo 6.5 dos PR, deve-se utilizar todos os recursos (se disponíveis) que visem evitar o desligamento de cargas.

Sendo assim, optou-se por acompanhar a inequação (3):

$$\text{FluxoMW (BJS-BMC)} + \text{FluxoMW (IGT-ICA)} < 250 \text{ MW} \quad (3)$$

Onde:

FluxoMW (BJS-BMC): Fluxo em MW da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa - Brotas de Macaúbas, lido em Bom Jesus da Lapa

FluxoMW (IGT-ICA): Fluxo em MW da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara lido da SE Igaporã III.

Para controlar a inequação (3), deve-se reduzir a geração derivadas das subestações citadas em uma razão de 1:1, isto é, para cada 1 MW de redução de geração, se reduz o mesmo valor na inequação. Atendendo a inequação, garante-se que em caso de ocorrência no sistema, não haja nem perda de carga nem problemas de sobrecargas inadmissíveis. As reduções realizadas em tempo real podem ser observadas na Fig. 4.

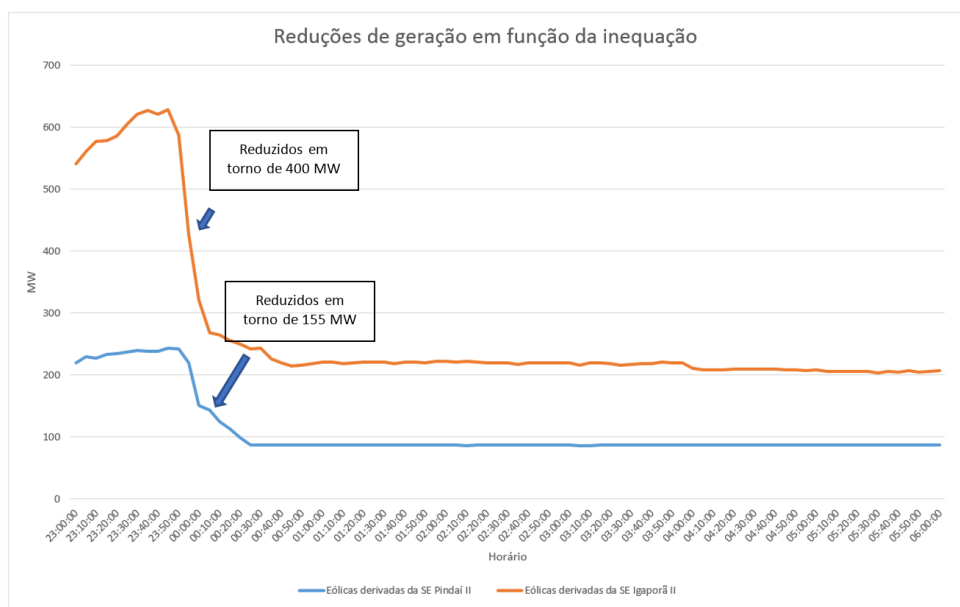


Fig. 4: Redução das eólicas conectadas no oeste da Bahia.

4.2.2. Desligamento 2 – LT 500 kV Morro do Chapéu 2 – Ourolândia II

Esta intervenção foi executada após a intervenção citada no item 4.2.1. Uma das preocupações existentes para esta liberação seria um aumento no carregamento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2, que neste período tinha uma proteção de sobrecorrente direcional no sentido da SE Irecê – Morro do Chapéu 2 de forma a proteger esta linha de transmissão de sobrecargas inadmissíveis devido a elevada geração na região. Simulações mostraram que 60% do carregamento da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia II iria somar na LT de 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2. Desse modo, antes de desligar esta LT, a operação em Tempo Real tinha que respeitar a inequação (4):

$$F(\text{IRE-MCP}) + 0,60 * F(\text{MCP-OUR}) \leq 250 \text{ MW} \quad (4)$$

Onde:

P (IRE-MCP): Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Irecê / Morro do Chapéu II - C1(S5), medido na SE Irecê;

P (MCP-OUR): Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Morro do Chapéu II / Ouarolândia II - C1(N4), medido na SE Ouarolândia II.

Para controlar a inequação seria necessário utilizar as seguintes sensibilidades contidas na Tabela I.

TABELA I. SENSIBILIDADE DE GERAÇÃO

Redução de 50 MW de geração eólica derivada das Subestações	Redução de MW na inequação
SE Irecê	-26 MW
SE Ouarolândia II	-16 MW
SE Brotas de Macaúbas	-16 MW
SE Campo Formoso	-10 MW

Respeitando a inequação (4), o desligamento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2 se daria apenas em caso de ocorrência no sistema, o que poderia resultar sobrecargas em linhas de transmissão admissíveis e administráveis com redução de geração eólica, mesmo esta redução não sendo de forma instantânea. A medida acima foi tomada para evitar que durante o desligamento programado, não fosse necessário fragilizar ainda mais o sistema da região com mais uma LT fora de operação, expondo as cargas e os equipamentos a um risco ainda maior em caso de contingências adicionais durante o desligamento programado.

Observa-se na Fig. 5 os montantes e os momentos em que houve a necessidade de redução de geração para o atendimento à inequação (4), o que possibilitou a execução dos serviços previsto com a manutenção das diretrizes de segurança exigida.

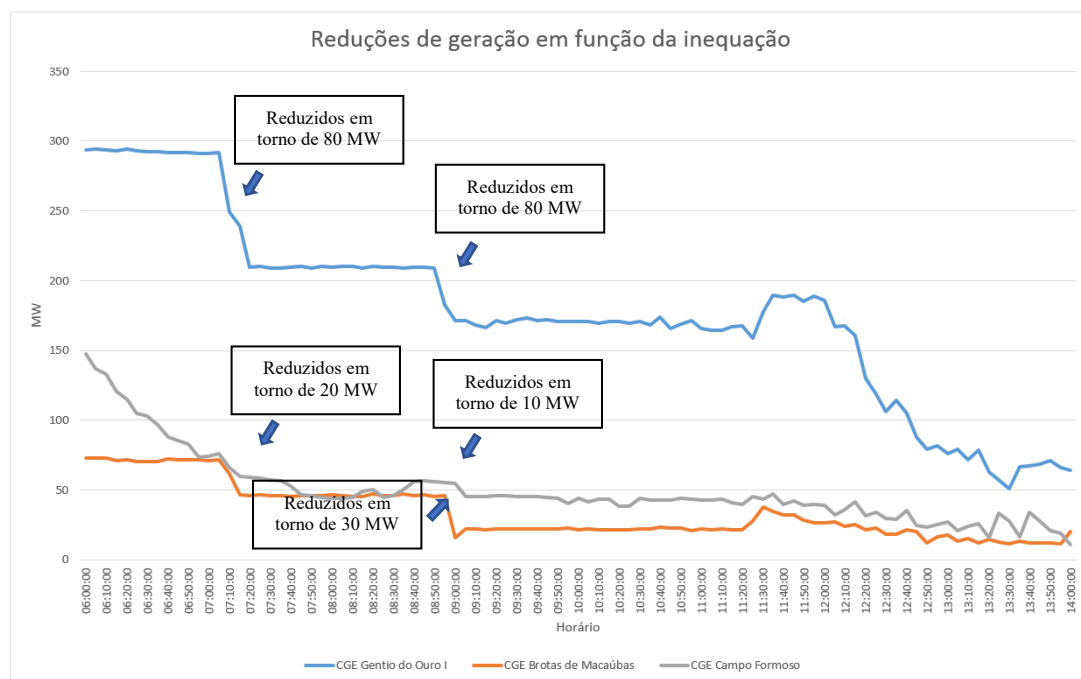


Fig. 5: Redução de geração nas eólicas de Gentio do Ouro I, Brota de Macaúbas e Campo Formoso

5. CONCLUSÕES

Foi abordado neste artigo os problemas existentes quando da liberação programada de equipamentos pertencentes a rede de operação em regiões que concentram uma elevada capacidade instalada de usinas de geração eólica e fotovoltaica, cuja rede de transmissão não acompanhou a inserção de usinas na região.

Evidenciou-se quais foram os critérios que nortearam o surgimento da metodologia de controle de carregamento que é implementada nas salas de controle do ONS, permitindo que os operadores acompanhem em tempo real os parâmetros de forma a evitar problemas de desligamento, danificação de equipamentos e tensões fora da faixa operacional em caso de problemas ou contingências adicionais no sistema. Esta metodologia permitiu não só a entrada de mais usinas em operação com o sistema íntegro, além de proporcionar um despacho máximo desta geração, desde que respeitando os limites de segurança abordados

6. REFERÊNCIAS

- [1] BEN – Balanço Energético Nacional, 2018, EPE.
- [2] ONS – “Dados de Potência Instalada”.
- [3] ONS – Histórico da Operação.
- [4] SM 6.5 dos Procedimentos de Rede.
- [5] RO-EP.BR.01 – MPO – Manual de Procedimentos da Operação, ONS, 2018.

[6] MPO – Manual de Procedimentos da Operação, ONS, 2018.

BIOGRAFIAS

* **Antonio Carlos Moreira de Melo Filho** – Engenheiro de Sistema de Potência formado pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) em 2007. Trabalha desde de 2008 no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Trabalhou nesta empresa nas áreas de Pré-Operação, Pós-Operação, Estudos Elétricos e atualmente está na gerência de Análise e Procedimentos para Operação do COSR-NE.