



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Medidas de curto prazo para atendimento ao Sistema de Roraima

JOÃO DANIEL DE ANDRADE CASCALHO(1); EDUARDO VINICIUS ACUNHA XAVIER(1); GUILHERME SILVA DE GODOI(1); JOÃO PAULO FERNANDES LIMA(2); REGIANE SILVA DE BARROS(3); FABRÍCIO ANDRADE MOURINHO(4); ALEXANDRE DE MELO SILVA(4); PAULO EDUARDO MARTINS QUINTÃO(4); LEANDRO DEHON PENNA(4); RENNYO KUNIZO NAKABAYASHI(5); RODRIGO SANCHEZ DELIA(5); ALINE COUTO DE AMORIM(6); GUSTAVO PIRES DA PONTE(6); JOSE FILHO DA COSTA CASTRO(6); MICHELE ALMEIDA DE SOUZA(6); VINICIUS FERREIRA MARTINS(6); MME(1);ELN(2);CCEE(3);ONS(4);AES(5);EPE(6);

RESUMO

As condições de atendimento do sistema Roraima, desde 2015, têm sido bastante críticas, com alto número de desligamentos com interrupção total das cargas do Sistema Boa Vista, sobretudo devido à topologia do sistema e à deterioração do desempenho da Interligação Brasil – Venezuela. Nesse sentido, foram avaliadas medidas operativas de curto prazo para reduzir o número de desligamentos totais das cargas. As análises contemplaram a implantação de sistemas especiais de proteção e utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Após a implantação das medidas reportadas neste informe técnico, foram evitados 17 blecautes.

PALAVRAS-CHAVE

Roraima, medidas operativas, sistemas especiais de proteção, sistemas de armazenamento de energia

1.0 - INTRODUÇÃO

As condições de atendimento do sistema Roraima têm sido constantemente acompanhadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE com o objetivo de adotar medidas que garantam a segurança no suprimento energético e que agreguem confiabilidade no atendimento às cargas. No entanto, o atendimento verificado desde 2015 tem sido bastante crítico, com alto número de desligamentos com interrupção total das cargas do Sistema Boa Vista sobretudo devido à piora no desempenho da Interligação Brasil – Venezuela.

Nesse sentido, na 172ª Reunião do CMSE, realizada no dia 08 de fevereiro de 2017, foi criado um Grupo de Trabalho com os objetivos de propor medidas de curto prazo, incluindo a utilização de Sistema Especial de Proteção para realizar ilhamento de parte das cargas do sistema Boa Vista para os casos de desligamentos da Interligação Brasil – Venezuela, além de buscar alternativas para atendimento das cargas e redução dos custos operacionais, de forma a complementar a solução estrutural de longo prazo que é a interligação de Roraima ao SIN.

As análises do grupo se encerraram em dezembro de 2017 e as medidas sugeridas foram aprimoradas ao longo de 2018, sendo também abordadas neste informe técnico.

2.0 - CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

2.1 Sistema de atendimento à Boa Vista/RR

O sistema elétrico de Roraima opera atualmente isolado do Sistema Interligado Nacional - SIN e é predominantemente suprido pela energia proveniente da Venezuela. A interligação Brasil - Venezuela é constituída

por linhas de transmissão, em circuito simples, de 400 kV e de 230 kV até a subestação Boa Vista 230/69 kV, sendo 513 km, compreendido pela LT 400 kV Macágua – Las Claritas e pela LT 230 kV Las Claritas – Santa Elena, de propriedade da Corpoelec, e 195 km, referente à LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista, de propriedade da Eletronorte.

A demanda máxima verificada em 2018 foi de 206 MW e o mercado no mesmo ano foi de 135 MW médios, sendo que 81% do mercado, referente a 110 MW médios, foi suprido pela Venezuela.

A capital é atendida pela Roraima Energia, antiga Eletrobras Distribuição Roraima – EDRR, por meio de um sistema de distribuição proveniente da SE Boa Vista, de propriedade da Eletronorte, e composto por linhas em 69 kV até as subestações Centro, Distrito Industrial e Floresta.

Visando a melhoria da qualidade no atendimento elétrico a Roraima e redução dos custos operativos, foi definida como solução estrutural pelo planejamento setorial a interligação com o SIN por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, bem como a implantação de um compensador estático (-120/+150 Mvar) na SE Boa Vista.

Esse sistema de transmissão denominado Interligação Manaus - Boa Vista foi objeto do Leilão ANEEL nº 04/2011, em setembro de 2011. Em janeiro de 2012 foi assinado o contrato de concessão entre a Transnorte Energia - TNE e a ANEEL, que previa a conclusão do empreendimento em janeiro de 2015. Desde então, o empreendedor enfrenta dificuldades para obter a licença de instalação, sobretudo devido aos aspectos relacionados às questões indígenas. Com isso, houve atrasos nas obras e a linha de transmissão não entrou em operação.

Desse modo, até o fim do contrato de suprimento de energia entre Corpoelec e Eletronorte, em julho de 2021, a Venezuela se mostra como a fonte de suprimento de menor custo. No entanto, tendo em vista a configuração radial e longa da Interligação Brasil – Venezuela, mesmo com a antecipação da entrada em operação do Compensador Estático na SE Boa Vista, foi necessário limitar o fluxo de potência na interligação em 130 MW para minimizar problemas de instabilidade de tensão.

Com isso, para complementar o atendimento à demanda, principalmente nas cargas média e pesada, é necessária a operação em paralelo de unidades geradoras conectadas nas subestações Boa Vista (124,6 MW), Floresta (40 MW), Distrito Industrial (40 MW) e Novo Paraíso (12 MW).

2.2 Desempenho do sistema elétrico de Boa Vista

A qualidade do suprimento ao Estado tem se deteriorado significativamente desde 2015, evidenciado pelo grande número de desligamentos com interrupção total das cargas em 2016 e em 2017. Na Figura 1 são apresentados os números de interrupções totais das cargas do sistema Boa Vista em 2016 e 2017.

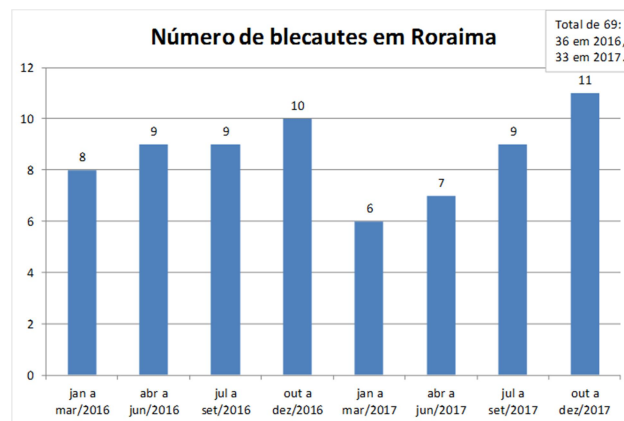


FIGURA 1 - Número de desligamentos com interrupção total das cargas, por trimestre, em 2016 e 2017 (1).

Ao todo, no período foram verificadas 69 ocorrências com desligamentos totais das cargas, com média de 9 desligamentos por trimestre em 2016 e 8 desligamentos em 2017. Houve pequena redução do número de desligamentos por trimestre em 2017, mas ainda superior ao verificado em 2015, com 24 blecautes e média de 6 por trimestre.

O tempo médio de recomposição das cargas foi de 50 minutos considerando os desligamentos de 2016 e 2017. Considerando período após o 1º trimestre de 2016, no qual houve desligamentos com duração de até 9 horas nos dias 07 e 08 de março, o tempo médio de recomposição foi de 36 minutos. Em 2017, o tempo médio de recomposição total foi de 38 minutos. No entanto, o desligamento com maior duração foi de 1h41min, o que remete à melhora no processo de recomposição das cargas obtido ao longo do trabalho do GT, quando comparado com

2016.

Em 2017, registrou-se um menor número de desligamentos com origem no sistema de distribuição e de geração de responsabilidade da EDRR ou no sistema de transmissão operado pela Eletronorte. Em 2016, 8 desligamentos, 22% do total, tiveram causa principal em trechos operados por essas empresas, perante 4 desligamentos em 2017 (13% do total). Por outro lado, ainda persistem incertezas quanto ao desempenho da interligação principalmente associado à parte venezuelana. O desempenho do trecho operado pela Corpoelec tem sido crítico, com 28 desligamentos em 2016 e 29 em 2017, representando 78% e 88% dos blecautes em 2017, respectivamente.

Em relação às causas principais dos desligamentos desde 2016, 59% não foram identificadas, principalmente devido à falta de informação da Corpoelec. Ademais, foram identificados 19 blecautes, 28% do total, devido a atuação indevida do sistema de proteção das linhas de transmissão ou dos sistemas de controle das usinas térmicas. Essas atuações ocorreram principalmente até o primeiro trimestre de 2017, sendo que em dezembro de 2016 a Corpoelec informou ter realizado a troca de relés do terminal da SE Santa Elena da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena e em fevereiro de 2017 foi sinalizada a correção do religamento tripolar. Ainda persistem incertezas quanto ao desempenho do religamento monopolar das linhas da Corpoelec, uma vez que em 19 desligamentos foram identificados desligamentos monopolares seguidos de tripolares.

3.0 - MEDIDAS OPERATIVAS ANALISADAS

Diferentes medidas foram avaliadas visando a melhoria da operação do sistema elétrico de Roraima, tais como implantação do SEP, ajustes no sistema de proteção e implantação de um sistema de Sistema de Armazenamento de Energia - SAE de grande porte para atendimento a cargas prioritárias.

3.1 Sistema Especial de Proteção para ilhamento de cargas prioritárias

Em maio de 2016, a Eletronorte e o CEPEL elaboraram estudo da concepção (2), em caráter preliminar, de um Sistema Especial de Proteção - SEP que visou preservar o maior montante de carga suprido pela subestação Centro quando do ilhamento do Sistema Roraima pela abertura da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**2 é apresentada a configuração do sistema Boa Vista prevista após a atuação do esquema de abertura dos disjuntores e de ilhamento da SE Centro, que corresponde à maior carga, com a UTE Monte Cristo, que tem a maior capacidade instalada dentre as usinas, além de máquinas com maior constante de inércia.

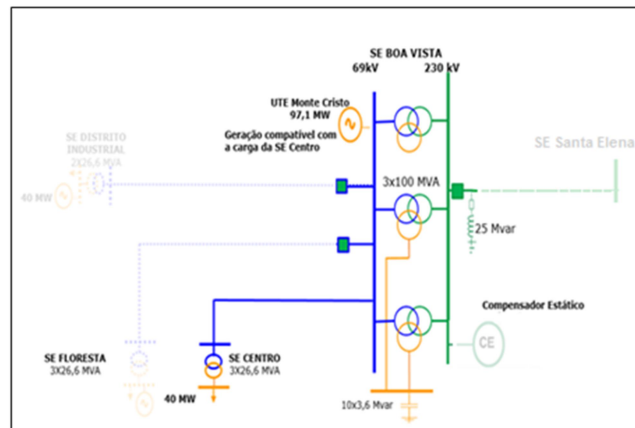


FIGURA 2 - Configuração do sistema Boa Vista após a atuação do SEP (1).

A essas análises foram incorporadas estimativas de aumento de custos operacionais e maiores detalhamentos das lógicas do SEP, de modo que em fevereiro de 2017, a SEE propôs ao CMSE a implementação do referido esquema, baseado no histórico de ocorrências disponível e na estimativa de aumento de custos.

A partir de então, foram focadas as lógicas do SEP e as análises da viabilidade técnica, de modo a efetuar o ilhamento para ocorrências não só na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, mas também nos demais trechos da interligação, uma vez que o desempenho do trecho operado pela Eletronorte reduziu de 4 desligamentos, correspondente a 11% do total em 2016, para 2, referente a 6% dos blecautes em 2017.

Em março de 2017 foram implantadas e ensaiadas as seguintes lógicas adicionais para o SEP de ilhamento de cargas prioritárias, visando a detecção de aberturas tripolares nos trechos da Corpoelec:

- a. Potência ativa reversa, que é sensibilizada quando há inversão do fluxo de potência ativa na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, medida no terminal de Boa Vista;
- b. Taxa de variação de frequência, medida no terminal de Boa Vista da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena.

As constatações preliminares apontaram:

- a. O tempo de resposta da lógica de potência ativa reversa é de 10 ciclos, 170 ms. Nesse tempo, a frequência atinge valores bastante inferiores aos critérios para máquinas térmicas, o que indicaria não efetividade da lógica.
- b. O relé disponível opera para taxas de variação de frequência de até 15 Hz/s. Nas ocorrências verificadas, há casos de taxas superiores a 30 Hz/s, o que também indica não efetividade da lógica.

Desse modo, os testes de bancada indicaram que o SEP seria ineficiente para os desligamentos tripolares no trecho da Interligação operado pela Corpoelec. No entanto, ainda havia possibilidade de efetividade o SEP para os casos com aumento da geração interna.

Com isso, foram incorporadas às análises a adoção de outras medidas operativas, como redução dos limites do intercâmbio, obtenção dos modelos dinâmicos da UTE Monte Cristo validados em campo e a operação em automático dos reguladores de tensão das usinas em modo de controle de tensão e de velocidade da UTE Monte Cristo em modo de controle de frequência.

Em setembro de 2017, as análises preliminares indicaram que, para o SEP de ilhamento ser efetivo também para aberturas tripolares da Venezuela, as ações de corte de carga teriam que ser efetuadas em curto intervalo de tempo, com intercâmbio na faixa de 40 MW médios, para atuação em 100 ms.

Nesse cenário, considerando o mercado em torno de 145 MW médios em 2018, a geração térmica local faria o atendimento à cerca de 70% da carga, para efetuar o ilhamento em torno de 35% das cargas, o que aumentaria de maneira significativa o custo de operação deste sistema.

Adicionalmente, para viabilizar tempos de atuação do SEP da ordem de 100 ms ou inferiores, foi identificada a necessidade de efetuar a troca dos relés da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, perdendo, portanto, o caráter imediato da implantação da solução.

Desse modo, o GT concluiu que, considerando os equipamentos de proteção atualmente disponíveis na SE Boa Vista, o SEP de ilhamento baseado na resposta do sistema, cuja atuação depende de medição de grandezas elétricas, não é recomendável para evitar blecautes nas aberturas tripolares dessa Interligação. No entanto, também foi concluído que para o ilhamento por outras soluções como sistemas de armazenamento ou implantação de outros tipos de esquemas, como ERAC, será necessária a abertura da interligação para não haver alimentação de cargas da Venezuela, permanecendo ainda válidas as lógicas do SEP e as recomendações de troca de relés da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena.

3.2 Reajuste do sistema de proteção da LD 69 kV Boa Vista – Centro

Em janeiro de 2017, houve blecaute devido a colapso de tensão e em 2016 haviam sido identificados 3 desligamentos parciais das cargas devido a colapso de tensão para aberturas monopulares da interligação. Desse modo, foram analisadas medidas para evitar blecautes devido a colapso de tensão durante aberturas monopulares da interligação, com base primeiramente no aumento da geração interna para permitir melhor desempenho dinâmico do sistema após as perturbações.

Os estudos sobre os montantes máximos na interligação para evitar desligamentos de cargas devido a colapso de tensão para desligamentos monopulares da Interligação contemplaram a definição dos montantes máximos por trechos da interligação e por patamares de cargas, sendo simulado um total de 23 cenários. Os resultados apontaram para limites de intercâmbio entre 60 a 75 MW, para os períodos de carga leve e pesada, respectivamente. Desse modo, a aplicação dos limites propostos acarretaria aumento também considerável de geração local, sendo que a Venezuela passaria a atender em torno de 50% das cargas, em média.

No entanto, durante as oscilações de tensão provocadas pelas aberturas monopulares foi identificado que, na maioria dos eventos, a sensibilização pela característica dinâmica das proteções de distância das linhas de distribuição ocasionavam a atuação das proteções nos terminais, desligando as linhas.

Com isso, foi desabilitada a zona 1 da proteção de distância da LD 69 kV Boa Vista - Centro, no terminal da SE Centro. Portanto, durante a subtensão decorrente da abertura monopolar na interligação, as proteções de distância das demais linhas de 69 kV, Boa Vista – Floresta ou Boa Vista – Distrito, nos terminais de Floresta e Distrito operam com tempos inferiores às proteções da LD 69 kV Boa Vista – Centro

Desse modo, o corte da carga suprida pelas subestações Floresta e/ou Distrito resulta em imediata recuperação (mesmo que parcial) da tensão, o que provoca alteração imediata na impedância medida pelo relé da LD 69 kV Boa Vista – Centro, reduzindo a probabilidade de desligamento automático dessa linha por suas proteções de distância. Dessa forma, a medida preservou parte das cargas, evitando ao menos 3 novos blecautes por colapso de tensão após desligamentos monopolares seguidos de religamentos com sucesso na interligação, sem a necessidade de reduzir os limites de intercâmbio.

3.3 Ilhamento de cargas com utilização de sistema de armazenamento de energia (SAE)

Concomitante às análises utilizando a geração térmica local, foi vislumbrada a possibilidade de utilizar um SAE para atuar em conjunto com o SEP e suprir as cargas da subestação Centro quando dos desligamentos da Interligação Brasil – Venezuela, substituindo assim a geração térmica a diesel. Esse sistema atenderia tais cargas, em modo ilha, por tempo suficiente para a sincronização de unidades geradoras ou de retorno da Interligação. Desse modo, o SAE substituiria a solução por meio de geração térmica, com efeito similar ao do SEP analisado anteriormente.

Dadas as características da rede elétrica de Roraima, onde há um sistema elétrico muito frágil com máquinas de baixa constante de inércia, há uma exigência de tempo de resposta muito rápido além de uma operação e chaveamento do modo *on-grid* para o modo *off-grid* de modo que a estabilidade do sistema não seja prejudicada. As necessidades dessas especificações foram levantadas ao longo de 2017 quando foram realizadas simulações em Anatem (software de análise de transitórios eletromecânicos - CEPEL) e PSCAD (software de análise de redes elétricas). Foi analisado o desempenho dinâmico de um sistema teste com características similares ao sistema elétrico de Roraima considerando a utilização de um Sistema de Armazenamento.

Um dos eventos simulados nestes relatórios foi a abertura intempestiva da interligação. Inicialmente, foi solicitado que o SAE atendesse parte da carga do sistema sem a presença de uma máquina síncrona na ilha. Esse caso apresentou um comportamento dinâmico aceitável, ilustrando a alta velocidade de resposta do SAE e a sua eficiência para esta aplicação.

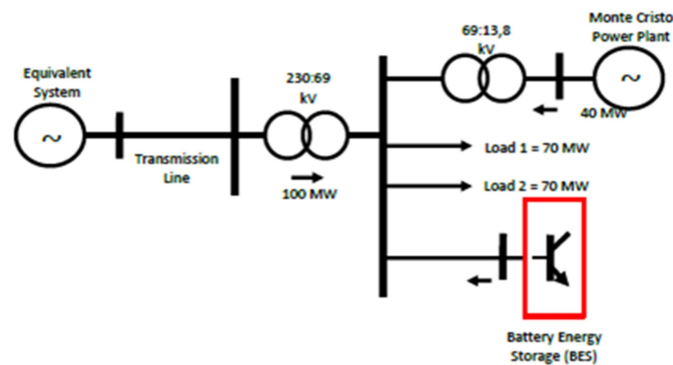


FIGURA 3 - Sistema equivalente de Roraima com a presença de um SAE (3).

Em um cenário com 140 MW de carga, 100 MW de importação da Venezuela e 40 MW supridos por térmicas locais. Um SAE de 70 MW se mostrou suficiente para manter a estabilidade do sistema, como se observa a seguir.

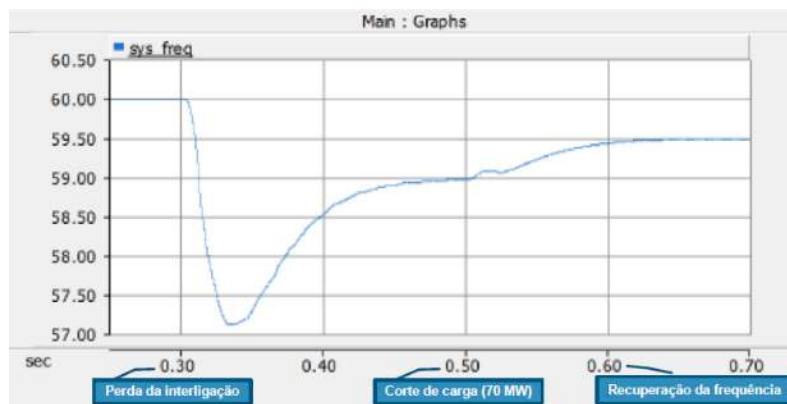


FIGURA 4 - Frequência do sistema (Hz) em Roraima – atuação do SAE no evento de perda da interligação (3).

No momento em que ocorre a perda da interligação a frequência passa a decair em uma taxa muito elevada, superior a 50 Hz/s, o SAE prontamente atua, mantendo a frequência em um nível aceitável e, posteriormente, há um corte de carga (70 MW), permitindo que a frequência do sistema retorne a um patamar aceitável.

A fim de corroborar a viabilidade técnica do SAE foram realizados testes adicionais. No primeiro teste adicional foi simulado o religamento monopolar com sucesso, com e sem a presença do SAE. Foi verificado que na ausência do SAE, durante o tempo morto do religamento monopolar, a máquina síncrona perdia a estabilidade com o sistema, ocasionando o blecaute do sistema Roraima, devido aos níveis degradados de tensão durante o tempo morto do religamento. Com a presença do SAE foi possível manter o sistema em operação durante o tempo morto. Neste teste, o sistema apresentou um comportamento dinâmico aceitável para o evento simulado, uma vez que o SAE contribuiu com injeção de potência ativa e reativa durante o transitório, participando do controle de tensão e frequência da rede.

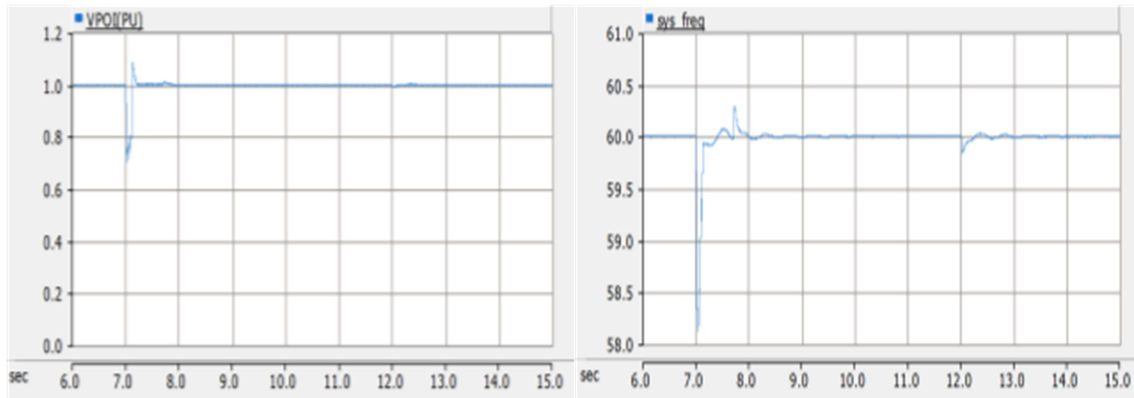


FIGURA 5 - Tensão (esquerda) e frequência (direita) do sistema com a presença do SAE para o evento de abertura da interligação com religamento monopolar com sucesso (3).

O segundo teste consistiu na simulação do religamento monopolar sem sucesso. Foram realizados testes com e sem a presença do SAE. Sem a presença do SAE foi verificado um desempenho inaceitável do sistema perante esta contingência e consequente blecaute do mesmo.

Com a presença do SAE foi possível observar uma melhoria no comportamento dinâmico do sistema, obtendo níveis aceitáveis de tensão e frequência, mesmo após a abertura tripolar da rede.

Dentre as especificações, destacam-se a conexão do sistema de armazenamento no setor de 69 kV da SE Centro, a potência de 70 MW referente à previsão de demanda da SE Centro em 2021 e a capacidade de armazenamento por 30 minutos referente ao tempo suficiente para sincronização das demais unidades geradoras durante recomposição.

Os estudos técnicos consideraram aberturas tripolares da interligação com e sem geração em paralelo, além de aberturas monopolares com e sem sucesso no religamento. Ao final, os estudos concluíram pela viabilidade da solução, sendo que nas etapas de projeto básico deveriam ser melhor detalhadas a resposta dinâmica.

Desse modo, os resultados foram apresentados na 193ª reunião do CMSE, realizada em dezembro de 2017, na qual foi recomendada a implantação de sistema de armazenamento.

Ressalta-se que tais conclusões consideraram a continuidade do suprimento, ainda que com desligamentos frequentes, pela Venezuela. Ao longo de 2018, houve aumento do risco de interrupção do suprimento, ocasionado pela crise energética em que a Venezuela passa, fato que ocorreu com a interrupção total do fornecimento em março de 2019. Desse modo, a utilização do sistema de armazenamento nunca foi adotada.

4.0 - MEDIDAS ADICIONAIS EM 2018

No ano de 2018 houve expressiva deterioração no desempenho da interligação Brasil – Venezuela. Ao todo, foram verificados 85 desligamentos com interrupção total das cargas, sendo que até setembro foi registrado número de desligamentos similar ao verificado em 2016 e 2017 juntos. Do total, 72 tiveram origem em trecho venezuelano da interligação.

Adicionalmente, houve agravamento nas condições energéticas da Venezuela, com crescente risco de interrupção prolongada do fornecimento de energia pelo país vizinho. Desse modo, foram priorizadas soluções que aumentassem a autonomia do sistema de Boa Vista em relação à Interligação Brasil – Venezuela.

Essas análises foram realizadas pelo ONS no âmbito do Plano Anual da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados e contemplaram:

- a. Avaliação do atendimento elétrico a Roraima sem a Interligação, com a definição de reserva mínima operativa de 5% e com a definição de implantação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC com atuação por frequência absoluta. A implantação do ERAC aumentou a confiabilidade do sistema Roraima durante operação isolada.
- b. Avaliação, em regime permanente, considerando a interligação com a Venezuela, que contemplou a utilização e métodos estáticos empregados para análise a longo - termo da estabilidade de tensão a pequenas perturbações, que definiu a permanência do intercâmbio com a Venezuela em até 130 MW e sinalizou a possibilidade de aumento do intercâmbio caso haja contribuição das usinas no controle de tensão.
- c. Avaliação da estabilidade eletromecânica considerando a contingência da Interligação.

Neste contexto, foi proposto novo esquema de ilhamento do sistema Roraima, associado à maior utilização de geração térmica local, chaveamento dos modos de controle da UTE Monte Cristo e implantação de ERAC, o qual é descrito na sequência.

4.1 Medidas operativas adicionais – novo SEP de ilhamento do sistema Roraima

Para que seja possível evitar o blecaute do Sistema Roraima, na ocorrência da perda da interligação com a Venezuela, é necessário isolar o Sistema Roraima para eventos internos ao Sistema da Venezuela. Para isso, foi recomendada a instalação de um relé de subfrequência (função 81), com *pick-up* ajustado em 59,2 Hz, sem temporização intencional, no terminal da SE Boa Vista da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena. Esse relé tem a função de abrir o disjuntor de 230 kV do terminal da SE Boa Vista da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, de forma a realizar a separação do Sistema Elétrico de Roraima da Venezuela.

De forma a evitar o atendimento de cargas venezuelanas pelo sistema de Roraima, e também de forma a evitar que o Sistema Roraima participe da dinâmica de eventos internos a Venezuela, outra ação que se fez necessária no SEP foi a instalação de um relé direcional de potência (função 32), com *pick-up* ajustado em 20 MW, com temporização de 2 segundos, de fluxo de potência ativa, no sentido Boa Vista para Santa Elena, na saída da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, na SE Boa Vista. Esse relé deve atuar, da mesma forma que o anterior, abrindo o disjuntor de 230 kV do terminal da SE Boa Vista da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, de forma a realizar a separação do sistema de Roraima da Venezuela.

Adicionalmente, após o ilhamento do Sistema Roraima, as máquinas térmicas deste sistema serão as responsáveis pelo controle de tensão e frequência do mesmo, sendo a UTE Monte Cristo a principal responsável por este controle, uma vez que esta é a maior UTE de Roraima.

Como durante operação interligada com a Venezuela as máquinas de Roraima operam com controle de potência pura e fator de potência unitário (controle P-Q), foi proposta a comutação automática dos modos de operação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras da UTE Monte Cristo, quando da abertura da interligação com a Venezuela. Essa comutação do Modo de Operação Interligado (controle P-Q) para o Modo de Operação Isolado (controle f-V) deve ser realizada através do envio de um sinal pela Eletronorte, no momento da abertura do disjuntor do terminal da SE Boa Vista da LT 230kV Boa Vista – Santa Elena, para a UTE Monte Cristo (Oliveira Energia), que então realiza a comutação automática entre os modos de operação.

Por fim, foi proposta a operação do Sistema Roraima interligado ao Sistema da Venezuela, observando-se o limite máximo de importação de 30 MW, de modo manter ilha estável após a contingência da Interligação. Este valor reduzido de intercâmbio é devido as altas taxas de variação de frequência observadas durante o ilhamento do sistema Roraima, haja vista a baixa constante de inércia das máquinas presentes neste sistema. Se as máquinas síncronas do sistema Roraima tivessem maiores constante de inércia (ou seja, mais energia cinética armazenada nos rotores), seria possível viabilizar um SEP de ilhamento com menor custo operativo (com um limite de intercâmbio maior do que os 30 MW).

Neste contexto, a título de ilustração da eficácia do SEP de Ilhamento implementado, a Figura 6 apresenta o desempenho da frequência da UTE Monte Cristo durante perda da LT 400 kV Macágua – Las Claritas, em um caso de carga pesada. Neste caso, o sistema brasileiro importava 30 MW pela interligação. Cabe ressaltar que essa contingência deixa cerca de 20 MW de carga venezuelana para o lado do Sistema Roraima, antes da atuação do SEP. Após a frequência atingir 59,2 Hz é realizada a abertura da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena (no terminal da SE Boa Vista 230 kV) de modo a separar os dois subsistemas. Foi considerado um retardo de tempo de 100 ms (reproduzindo o tempo de abertura do disjuntor) para realizar a abertura dos terminais da SE Boa Vista 230 kV após a frequência atingir o *pick-up* de 59,2 Hz.

Após a abertura da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, houve a atuação de 2 estágios de ERAC, cortando cerca de 28 MW de cargas não prioritárias para recuperação da frequência. Fica evidenciada a atuação correta do ERAC e do SEP proposto, evitando blecaute do sistema Roraima na ocorrência da perda da interligação.

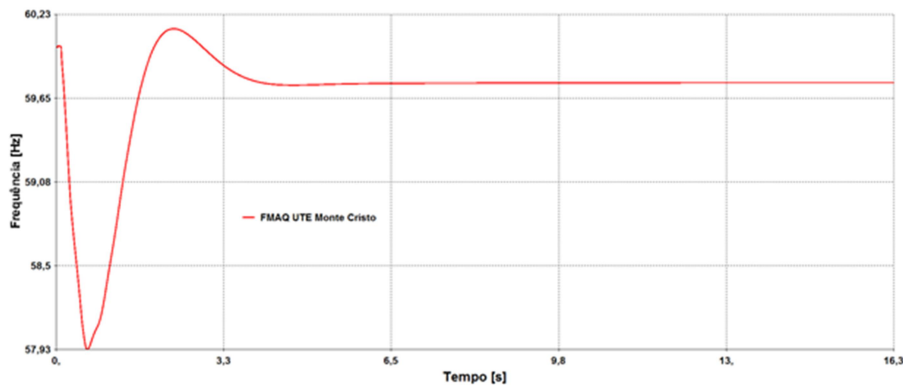


FIGURA 6 - Comportamento da frequência para perda da interligação Brasil – Venezuela no trecho referente à LT 400 kV Macágua – Las Claritas com 30 MW de intercâmbio (4).

Uma vez que o aumento da geração local acarreta custos elevados, foi realizada análise histórica dos períodos dos desligamentos com origem na Venezuela, de modo a se identificar um comportamento - padrão nas ocorrências. Com base no histórico horário dos desligamentos na Venezuela, com referência no horário de Boa Vista, foi identificado que há concentração dos desligamentos no período compreendido das 07h às 18h, com 95% dos casos. Com isso, foi adotada a operação de fluxo com até 30 MW das 07h às 18h e de 130 MW nos demais períodos.

O SEP instalado em outubro de 2018 e a operação adotada evitaram 17 blecautes até março de 2019, representando 45% do total de desligamentos originados na Venezuela.

5.0 - CONCLUSÃO

O sistema de suprimento a Roraima, que é formado por uma rede de transmissão em circuitos simples de longa distância e complementado por um parque térmico formado por unidades geradoras de pequeno porte, tem desempenho dinâmico bastante crítico, tanto em regime permanente, quanto durante perturbações.

As condições de atendimento a Roraima têm sido críticas desde o ano de 2015, sobretudo devido à menor confiabilidade no desempenho do trecho da Interligação Brasil – Venezuela operado pela Corpoelec

Sob a ótica das medidas de curto prazo foi possível reduzir a dependência do sistema de Roraima em relação à Venezuela por meio da implantação de SEP de ilhamento e com a implantação do ERAC. Entretanto, devido à baixa constante de inércia das máquinas síncronas de Roraima, é necessária uma operação com intercâmbio reduzido (da ordem de 30 MW) para viabilizar a efetividade do ERAC e SEP de ilhamento e evitar o blecaute do estado. O SEP e ERAC implementados já evitaram 17 blecautes, correspondente a 45% do total de desligamentos originados pela Venezuela, em Roraima desde as suas instalações no final de 2018.

Cumprir destacar que ao aumentar a constante de inércia das máquinas (supondo uma contratação de máquinas de maior constante de inércia) é possível viabilizar um esquema de corte de carga/ilhamento para intercâmbios superiores, ou seja, com um menor custo operativo.

Uma alternativa avaliada, ao invés da utilização do SEP, foi a utilização de sistemas de armazenamento de energia, que seria responsável pelo atendimento de parte das cargas em caso de perda da interligação com a Venezuela. Essa solução, apesar de se mostrar viável tecnicamente, envolve a utilização de soluções de controle ainda não totalmente consolidadas, principalmente no que se refere a utilização do SAE em conjunto com geradores síncronos. No entanto, ao longo de 2018, houve aumento do risco de interrupção do suprimento pela Venezuela, fato que ocorreu com a interrupção total do fornecimento em março de 2019. Desse modo, a utilização do sistema de armazenamento não foi adotada.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MME, "Relatório final do Subgrupo I do Grupo de Trabalho sobre as Condições de atendimento à Roraima," fevereiro de 2018.
- (2) Eletronorte e Cepel, "Definição de SEP para ilhamento do sistema Roraima quando da perda da Interligação Brasil - Venezuela", maio de 2016.

(3) MME, "Relatório final do Subgrupo III do Grupo de Trabalho sobre as Condições de atendimento à Roraima," maio de 2018.

(4) ONS, Plano Anual da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão localizados nos Sistemas Isolados – PEL SISOL 2019, setembro de 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



João Daniel de Andrade Cascalho, nascido em Goiânia – GO em 1985, é Analista de Infraestrutura exercendo a função de coordenador - geral no Ministério de Minas e Energia, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás - UFG, em 2008, mestre em sistemas de potência pela Universidade de Brasília – UNB em 2015 e especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental pela PUC RIO, em 2017.