

# A New Approach to Retrofit Plans for Distributed Energy Resources to Mitigate Adverse Impacts on Bulk Power Systems Stability

Fabricio A. Mourinho and Tatiana M. L. Assis, *Senior Member, IEEE*

**Abstract**— This work presents a new methodology to assess the need of a retrofit plan to readjust anti-islanding protection of distributed energy resources (DERs) with focus on bulk power systems stability. The proposed approach aims to reduce DERs cascade disconnection during major disturbances in transmission networks, a phenomenon that can amplify or result in major blackouts in power systems with high or moderate DERs penetration. The proposed methodology is based on the assessment of Dynamic Security Regions with the incorporation of a simplified modeling to represent DERs cascade disconnection. As a result, recommendations for executing a retrofit plan with a low cost, preserving an adequate level of security, are provided. Initially, the impact of DERs disconnection on the Brazilian Interconnected Power Systems (BIPS) is demonstrated, highlighting the importance of modeling such effect in stability studies. Then, the proposed methodology is applied to the BIPS, evidencing its benefits by specifying the minimum amount of DERs that needs to be submitted to a retrofit plan to guarantee an adequate level of security.

**Index Terms**— Distributed Energy Resources, Anti-islanding protection, Retrofit plan, Impact of DERs on transmission systems, Bulk power system stability

## I. INTRODUÇÃO

O aumento da penetração de recursos energéticos distribuídos (REDs) exige diversos estudos para que sejam minimizados eventuais impactos negativos aos sistemas de distribuição, ao próprio gerador, e aos sistemas de transmissão, foco principal desse trabalho.

Um dos cuidados que se deve ter ao inserir geradores nos sistemas de distribuição está relacionado à operação ilhada não-intencional, a qual pode expor a rede de distribuição e o próprio RED a uma série de riscos [1] [2]. Neste contexto, proteções anti-ilhamento devem ser empregadas para evitar a operação ilhada não-intencional. De modo geral, estas funções de proteção buscam evitar a operação ilhada, mesmo em condições de baixo desequilíbrio carga-geração na ilha formada, situações em que a possibilidade de não identificar um ilhamento é maior. Assim, para garantir a detecção de ilhamentos nessas condições, é prática comum a utilização de ajustes sensíveis, especialmente para as funções baseadas em frequência [3].

F. A. Mourinho and T. M. L. Assis are with the Electrical Engineering Department of the Federal University of Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, RJ, Brazil (e-mails: fabricio.mourinho@ons.org.br and tatiana@dee.ufrj.br).

Por outro lado, grandes perturbações na rede de transmissão podem provocar excursões significativas na frequência e/ou tensão vistas pelos REDs, o que pode implicar na atuação inadvertida das proteções anti-ilhamento destes dispositivos, inserindo distúrbios adicionais ao sistema de grande porte, com impacto direto na estabilidade e desempenho de todo sistema [4] [5].

O relatório de análise de perturbação (RAP), apresentado em [6], concluiu que a desconexão em larga escala de REDs, originada por atuações de proteções de subfrequência/anti-ilhamento, após a desconexão do sistema italiano do resto do sistema elétrico europeu, foi um dos principais fatores que levaram ao blecaute na Itália em 2003. Em 2006, de acordo com o RAP apresentado em [7], o desequilíbrio entre carga e geração, resultado da separação do sistema elétrico europeu, foi significativamente aumentado devido à desconexão de cerca de 10,2 GW de REDs durante o evento, sobretudo na parte Oeste da Europa, agravando sobremaneira o tamanho da perturbação. Este evento deixou mais de 15 milhões de consumidores temporariamente sem energia elétrica. Estes eventos levaram a Itália e a Alemanha a implementarem um programa de *retrofit* das proteções de geradores distribuídos, de modo a mitigar a desconexão em cascata destes dispositivos durante eventos na rede de transmissão [8]. Também nesse contexto, desde 2017, o Reino Unido criou um programa de *retrofit* dos ajustes das proteções anti-ilhamento de REDs, que prevê incentivos financeiros para a adequação dos ajustes ou substituição dos relés de proteção até 2022 [9].

De modo geral, para garantir que os REDs permaneçam conectados, devem ser exigidos requisitos de suportabilidade (do Inglês: *ride-through requirements*), de forma que tais dispositivos não comprometam o desempenho dinâmico do sistema na ocorrência de grandes perturbações, tal como recomendado em [10] e [11]. Apesar de requisitos de suportabilidade serem comuns para geradores conectados à rede de transmissão, para os REDs, requisitos mais seguros do ponto de vista do sistema de grande porte só passaram a ser exigidos após uma série de eventos no mundo, tal como supracitado, nos quais estes dispositivos foram desconectados em cascata, agravando o distúrbio original e seus impactos. Contudo, é comum a velocidade de crescimento e penetração de REDs superar a velocidade e agilidade das alterações regulatórias necessárias para a mitigar este fenômeno antes que ele de fato possa ocorrer, o que pode tornar necessário o planejamento e

execução de planos de *retrofit* em uma quantidade significativa de dispositivos.

Neste contexto, este trabalho apresenta uma nova metodologia para avaliar a necessidade e subsidiar um plano de *retrofit* das proteções de geradores distribuídos em sistemas onde haja uma quantidade significativa destes recursos sem exigência de requisitos mínimos adequados. Tal metodologia é baseada no cálculo de regiões de segurança dinâmica, sendo possível avaliar o montante mínimo que precisa ser reajustado para não impactar de maneira significativa a segurança elétrica dos sistemas de potência de grande porte. A abordagem apresentada neste trabalho visa minimizar os custos associados com o plano de *retrofit*, e pode ser reproduzida para países da América Latina que possuem recursos financeiros limitados e contém uma quantidade significativa de REDs em operação, sem qualquer coordenação com as necessidades sistêmicas, tal como caso do Sistema Elétrico Brasileiro.

Este trabalho está organizado tal como segue: a Seção II apresenta uma sucinta revisão sobre o problema de ilhamento não-intencional de REDs. A Seção III ilustra a metodologia proposta no trabalho e revisita os conceitos de regiões de segurança dinâmica. A Seção IV apresenta os impactos da desconexão em cascata de REDs na estabilidade do Sistema Interligado Brasileiro (SIB) e os resultados da utilização da metodologia proposta neste sistema. Por fim, a Seção V apresenta as principais conclusões e contribuições deste trabalho.

## II. ILHAMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

A operação ilhada, ou ilhamento, é definida como a condição em que um ou mais REDs supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da concessionária [12]. Ou seja, é um modo de operação em que uma porção do sistema de distribuição, eletricamente separada do resto do sistema, é energizada por REDs, muitas vezes sem o conhecimento prévio e/ou respaldo técnico da concessionária.

A operação ilhada dos REDs pode levar a problemas relacionados à segurança do pessoal técnico da concessionária, à qualidade da energia elétrica da ilha formada, à descoordenação da proteção da ilha, ao aterramento inadequado, além de problemas relacionados ao religamento automático do sistema de distribuição [12]. Desta forma, a prática comum atualmente é exigir que os REDs sejam desconectados em até dois segundos depois da formação da ilha, ou antes do primeiro religamento do sistema [10], cuja temporização varia de acordo com a filosofia de proteção de cada empresa distribuidora de energia elétrica.

Haja vista a quantidade de desafios técnicos para a operação ilhada de REDs, um dos requisitos necessários à conexão destes dispositivos corresponde à proteção anti-ilhamento. Estas proteções usualmente são baseadas em medidas locais de tensão e frequência, e, dependendo dos seus ajustes, podem atuar para condições que não caracterizem de fato situações de ilhamento. Por exemplo, a referência [13] indica um ajuste de 57 Hz para a função de subfrequência (81U) e 1 Hz/s para a função de taxa de variação de frequência (81R), ambas com temporização de 160 ms. Porém, na prática, ajustes ainda mais sensíveis são

observados, sendo comum a utilização do ajuste de 59,5 Hz para a função 81U, com temporizações variadas, em algumas distribuidoras do Brasil.

Na ocorrência de perda de grandes blocos de geração no sistema de transmissão, ajustes sensíveis podem levar ao desligamento de REDs [4] [5], o que pode impactar severamente o desempenho do sistema de grande porte, levando, por exemplo, à atuação de esquemas de corte de carga ou até a blecautes de proporções severas. A Fig. 1 e a Fig. 2 ilustram dois cenários conflitantes para o entendimento do problema. Na Fig. 1, tem-se um defeito na rede de distribuição em um cenário de baixo intercâmbio entre os sistemas de alta e média tensão ( $\Delta P \approx \Delta Q \approx 0$ ), o que caracteriza situações de difícil detecção do ilhamento. Por outro lado, no cenário ilustrado na Fig. 2, ocorre uma grande perturbação no sistema de transmissão, que provoca grandes excursões de frequência e/ou tensão na rede de distribuição. Nesse caso, há risco de sensibilizar as funções de proteção anti-ilhamento, muito embora nenhum ilhamento tenha de fato ocorrido.

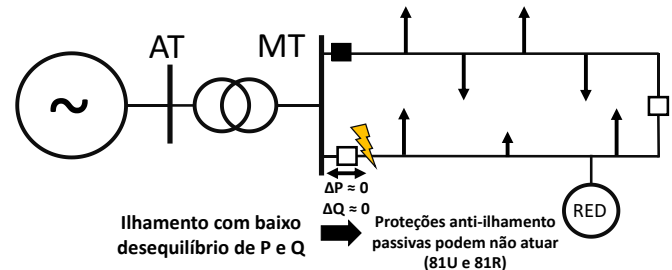


Fig. 1. Cenário em que as proteções anti-ilhamento podem não identificar o ilhamento.

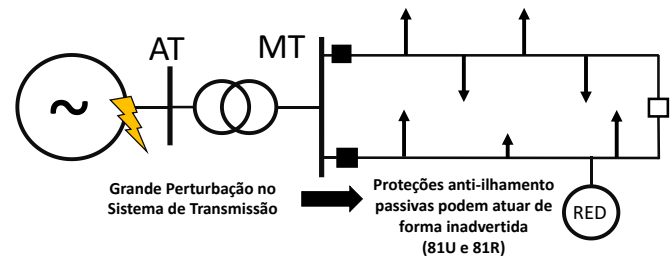


Fig. 2. Cenário em que as proteções anti-ilhamento podem atuar sem que nenhum ilhamento tenha ocorrido (atuação inadvertida).

Muitos REDs entraram em operação nos sistemas elétricos de vários países com ajustes bastante sensíveis para contornar cenários como o da Fig. 1, os quais muitas vezes apresentam baixa probabilidade real de ocorrência, tal como discutido em [14]. Contudo, o efeito colateral é que tais ajustes podem levar à atuação inadvertida para eventos como o ilustrado na Fig. 2, gerando problemas ainda maiores para a operação dos sistemas de grande porte. Neste contexto, este trabalho apresenta uma nova metodologia para avaliar os riscos que os sistemas elétricos de grande porte enfrentam ao não realizarem um programa de *retrofit* de REDs com ajustes de proteção sensíveis, além de indicar o montante potência instalada de REDs que precisa ter sua proteção reajustada para garantir uma operação segura e confiável dos sistemas de transmissão com moderada ou elevada penetração de REDs.

É importante destacar que a desconexão de qualquer RED que possua ajustes de proteções anti-ilhamento sensíveis a eventos na rede de transmissão pode impactar no desempenho dinâmico do sistema. Ou seja, tais REDs podem incluir tecnologias diversas, de portes variados, conectados tanto na rede de média tensão quanto na rede de baixa tensão.

### III. METODOLOGIA

Esse trabalho propõe a utilização de regiões de segurança dinâmica para avaliar a estabilidade de sistemas interligados de grande porte, considerando a modelagem da desconexão em cascata de geradores distribuídos pelas proteções de subfrequência e/ou taxa de variação de frequência. Desta forma, são avaliadas regiões de segurança sem e com o efeito da desconexão em cascata de REDs para diferentes cenários de penetração. Inicialmente, é apresentada a modelagem proposta para a desconexão em cascata de REDs em estudos de estabilidade de sistemas de transmissão. Na sequência, é apresentado o conceito de regiões de segurança e a metodologia proposta no trabalho, que será aplicada no SIB, o qual ainda não possui requisitos para a conexão de REDs coordenados com os requisitos de rede de transmissão apesar de já apresentar uma quantidade significativa de penetração destes recursos conectados nas redes de distribuição.

#### A. Modelagem da Desconexão em Cascata de REDs

Tradicionalmente, as Bases de Dados para simulações de estabilidade eletromecânica de Operadores de Sistemas de Transmissão apresentam modelos detalhados de máquinas síncronas e seus controladores, de diversos equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), de sistemas HVDC (*High Voltage Direct Current*), de Complexos de geração Eólica e Fotovoltaica, de Sistemas Especiais de Proteção e da Modelagem da Carga do sistema. As cargas geralmente são representadas de maneira equivalente, em subestações de fronteira entre as redes de transmissão e distribuição. Desta forma, grande parte dos REDs não é modelada de maneira detalhada, sendo que seus efeitos estão inseridos de maneira indireta na representação de cargas equivalentes (como uma carga negativa). De maneira resumida, a representação de REDs pode ser feita indiretamente, como mostra a Representação 1 da Fig. 3, ou de maneira detalhada, como apresentado pela Representação 2 da Fig 3.

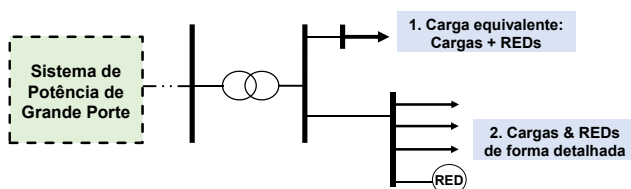


Fig. 3. 1: Representação de carga equivalente (cargas + REDs). 2: Representação de cargas e REDs de forma detalhada.

Em estudos de estabilidade eletromecânica, a maior parte dos REDs não é representada de maneira detalhada, tal como ilustrado na Representação 1 da Fig. 3. Desta forma, este trabalho propõe que a desconexão dos REDs por atuação das

proteções anti-ilhamento seja representada de forma similar à atuação de esquemas de corte de carga por subfrequência, mas, ao invés de desconectar (reduzir) o montante de carga após violações de ajustes de subfrequência ou de taxa de variação de frequência, seja realizado na simulação um incremento de carga, proporcional ao montante de REDs que não foi representado de maneira detalhada em determinada barra de carga, mas que tiveram os ajustes das proteções anti-ilhamento violados. Ou seja, essa modelagem permite representar o efeito da desconexão de todo e qualquer RED que não esteja representado de maneira detalhada nos estudos de estabilidade de sistemas de transmissão e que possua funções de proteção anti-ilhamento empregadas em relés ou inversores. Pode incluir, portanto, geradores síncronos, tais como pequenas centrais hidrelétricas e geradores fotovoltaicos conectados na rede de média ou baixa tensão.

Após a violação de ajustes de subfrequência, ou taxa de variação de frequência, deve ser inserido um degrau em MW na barra de carga que apresentou violação do ajuste, tal como ilustrado na Fig. 4. O valor do degrau aplicado depende da penetração de REDs associada a cada barra de carga ou área elétrica que não foi modelada de maneira detalhada. A Fig. 4 exemplifica o comportamento da potência ativa de uma carga genérica com a desconexão de REDs sendo representada como incremento de carga para dois modelos ZIP distintos. Cumpre ressaltar que a maior parte dos REDs com ajustes de proteção inseguros (os quais não atendem aos mais recentes requisitos de conexão) também não operam com modos de controle para auxiliar no desempenho dinâmico do sistema, sendo comum a operação com controle de potência pura insensível a variações de frequência e sem participação no controle de tensão (este é o cenário comum dos REDs conectados atualmente no Brasil, principalmente REDs com potência nominal inferior a 5 MW)

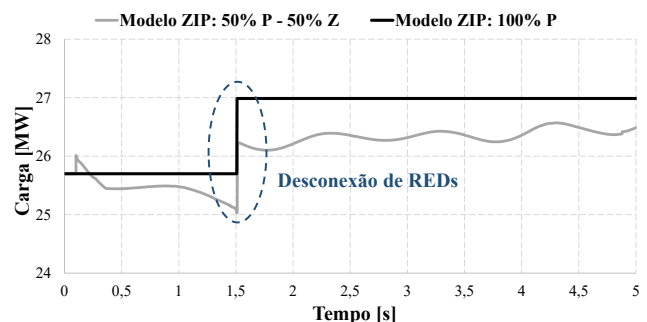


Fig. 4. Exemplo de incremento de carga em uma barra representando desconexão inadvertida de REDs não modelados de forma detalhada.

Esse tipo de abordagem para modelar a desconexão de REDs durante eventos no sistema de transmissão representa de forma simplificada fenômenos que acontecem nas redes de distribuição. Contudo, para avaliação da estabilidade eletromecânica de sistemas de potência de grande porte, tal abordagem apresenta resultados satisfatórios, sem comprometer computacionalmente as simulações e sendo de fácil implementação. Além disso, é importante destacar que esse tipo de representação, embora simplificada, não é em geral adotada dos estudos de estabilidade de sistemas de transmissão,

onde a desconexão de REDs é usualmente desprezada. Dessa forma, tal representação traz um ganho significativo à avaliação do desempenho dinâmico, principalmente em sistemas com moderada ou elevada penetração de REDs.

### B. Regiões de Segurança Dinâmica (RSD)

Regiões de segurança permitem a avaliação da segurança operativa de um sistema elétrico a partir de um ponto de operação pré-definido. A segurança do sistema é avaliada nesse ponto de partida e na sua vizinhança, que é obtida com base no redespacho de potência de usinas pré-selecionadas (grupos de geração), mantendo a carga do sistema constante [15].

A avaliação da segurança corresponde à simulação de uma lista de contingências em cada um dos pontos de operação dessa vizinhança, incluindo o próprio ponto de partida. Quando o resultado de pelo menos uma das contingências viola algum critério de segurança, o respectivo ponto de operação é considerado inseguro. O limite de segurança é obtido quando se encontram dois pontos de operação, um seguro e outro inseguro com uma distância, em MW, inferior a uma tolerância pré-especificada.

A região de segurança é usualmente apresentada na forma de nomogramas, que são gráficos bidimensionais, onde é possível visualizar as regiões de operação segura de determinado sistema elétrico, tal como ilustrado na Fig. 5. Os critérios de parada exemplificados na Fig. 5 são o limite de estabilidade e o limite de geração nos grupos adotados, entretanto, outros critérios como atuações de esquemas especiais de proteção, violações de sobrecarga de equipamentos ou violação de critérios de desempenho dinâmico também podem ser considerados.

Além dos dois grupos de geração apresentados na Fig. 5, ainda existe um terceiro grupo, que funciona como um grupo de *swing*, para fechar o balanço entre a carga e a geração do sistema. Por exemplo, à medida que é aumentado o despacho dos Grupos 1 e 2, obrigatoriamente é reduzido o despacho do Grupo 3, uma vez que a carga do sistema é mantida constante. O Grupo 3 não aparece no nomograma apresentado na Fig. 5 porque o nomograma é uma projeção ortogonal de uma região tridimensional, contudo, as demais projeções também podem ser visualizadas, se necessário.

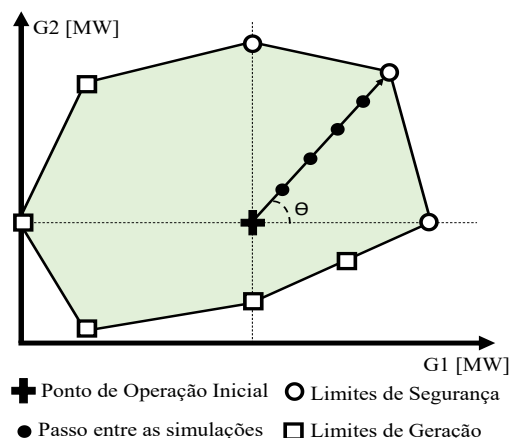


Fig. 5. Região de Segurança Dinâmica didática e com ponto de operação inicial seguro.

Maiores detalhes sobre a construção de RSDs podem ser encontrados em [15] e [16].

### C. Metodologia para Avaliação e Delimitação do Plano de Retrofit

A utilização de regiões de segurança permite de maneira eficiente e rápida a visualização de centenas de simulações de estabilidade eletromecânica, sendo possível avaliar diversos pontos de operação com elevado grau de automatismo.

A expansão de geração baseada em fontes renováveis de energia conectadas via inversores, aliada à integração de bipolos em corrente contínua provoca uma redução da inércia equivalente do sistema e um conseqüente aumento das taxas de variação de frequência, sobretudo, durante contingências de grandes blocos de geração. Esta redução de inércia pode diminuir as margens de estabilidade angular e de frequência, tornando cada vez mais necessária a atuação de esquemas de corte de carga. Neste sentido, a desconexão em cascata de REDs em cenários de reduzida inércia é ainda mais preocupante, sendo o tema central de discussão deste trabalho.

Inicialmente, deve ser escolhido o cenário operativo a ser estudado, que corresponde ao caso de fluxo de potência utilizado como ponto de partida. Como em condições de carga leve os sistemas de potência, usualmente, operam com a menor inércia sincronizada, é neste patamar que serão verificadas as maiores oscilações no sistema para perdas de grandes blocos de geração. Desta forma, para fins de análise de estabilidade transitória, recomenda-se a análise, sobretudo, de cenários de carga leve e mínima. As contingências avaliadas devem representar eventos mais severos e passíveis de ocorrer no sistema em análise.

Após definição do caso inicial e das contingências a serem avaliadas, devem ser escolhidos os grupos de geração que serão excursionados nas regiões de segurança, para a exploração de múltiplos pontos de operação. A escolha apropriada dos grupos depende do tipo de problema que se queira observar e das características intrínsecas de cada sistema.

Neste contexto, a metodologia proposta neste trabalho pode ser resumida de forma simplificada a partir da Fig. 6. Após escolha do caso de partida e da seleção das contingências, deve-se escolher os grupos de geração apropriados e os critérios de segurança a serem considerados. Com essas informações definidas, pode-se realizar o cálculo da primeira região de segurança.

A primeira região de segurança a ser calculada não considera a modelagem da desconexão de REDs e é denominada como região de segurança de referência, resultando em uma área segura dada por  $RSD_{ref}$ . Em seguida, é incorporada a modelagem da desconexão de REDs e uma nova região de segurança é calculada, obtendo-se uma área segura igual a  $RSD_i$ . A razão entre a  $RSD_i$  e a  $RSD_{ref}$  é comparada com um parâmetro pré-estabelecido ( $\gamma$ ), que reflete o percentual de área segura a ser perdido quando REDs são desconectados da rede. Por exemplo, um valor de  $\gamma$  igual a 95% indica que se aceita perder 5% de área segura quando da desconexão de REDs.

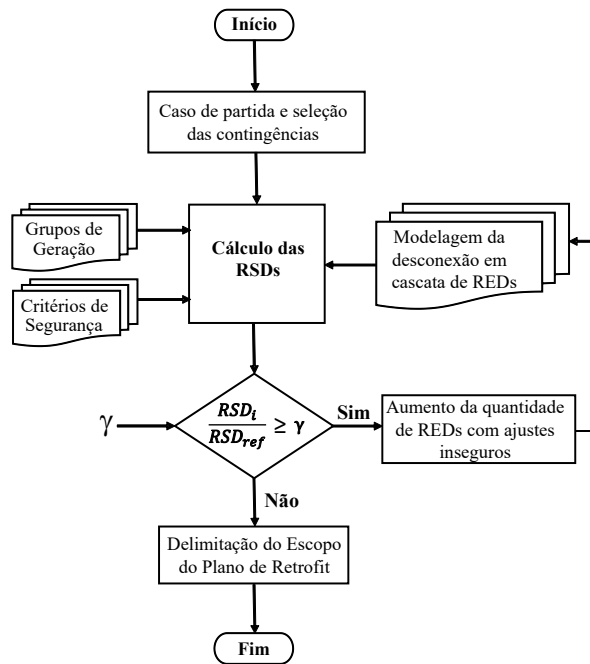


Fig. 6. Resumo da metodologia proposta para delimitação do escopo do plano.

Para delimitação do escopo do plano de *retrofit*, inicia-se o cálculo com um montante insignificante de REDs, que é gradualmente aumentado até que a razão entre  $RSD_i$  e  $RSD_{ref}$  seja inferior a  $\gamma$ . Assim, com o aumento gradual, consegue-se alcançar o montante aceitável de REDs a ser desconectado, mantendo-se a segurança do sistema em múltiplos pontos de operação.

Neste artigo, a metodologia resumida na Fig. 6 é aplicada ao Sistema Interligado Brasileiro (SIB) e os resultados são descritos na Seção IV. As análises realizadas têm foco na estabilidade transitória do SIB, mas os conceitos apresentados podem ser estendidos para outros sistemas e outros fenômenos de estabilidade de maneira metodológica e qualitativa.

#### IV. RESULTADOS

##### A. Sistema Interligado Brasileiro

A matriz elétrica brasileira é constituída, principalmente, de usinas hidráulicas, com importante participação de usinas térmicas, eólicas e fotovoltaicas. A capacidade instalada no SIB atualmente totaliza cerca de 172 GW, dos quais 63,2% são de usinas hidráulicas. Nos últimos anos, a penetração de geração eólica tem se destacado, chegando ao patamar de 11,2% [17].

A Fig. 7, ilustra a malha de transmissão do SIB, o qual possui, atualmente, cerca de 145.600 km de linhas de transmissão, que atendem mais de 99% dos consumidores de energia elétrica do País [17]. Convém ressaltar ainda que o SIB possui 6 bipolos em corrente contínua, com capacidade de transmitir cerca de 20 GW para a região Sudeste do país, constituindo um cenário típico de *DC-Multi-Infed*.

Uma das contingências mais críticas para o SIB é a perda de um dos Bipolos HVDC de Xingu que transmite parte da energia gerada na região Norte do país para a região Sudeste. Os dois bipolos de Xingu são de  $\pm 800$  kV, com capacidade nominal de 4.000 MW cada um, com linhas de transmissão de mais de

2.000 km de extensão, o que aumenta a probabilidade de contingências nestes equipamentos.

Estes dois bipolos são os únicos que possuem a estação retificadora conectada de maneira síncrona ao restante do SIB. Dessa forma, a contingência de um dos bipolos poderia resultar em sobrecargas em equipamentos ou perda de estabilidade da região Norte com o restante do SIB. Para contornar tal situação, foi implementado um Sistema Especial de Proteção (SEP), que aumenta a ordem de potência no bipolo remanescente (*run-up*) e desliga máquinas na usina de Belo Monte, quando da perda de um dos bipolos. A quantidade de máquinas a ser desligada depende da condição operativa no momento da contingência [18], podendo levar à desconexão de até 4.000 MW de geração no SIB. Nesse cenário, subfrequências acentuadas são observadas, caracterizando-se com uma das contingências mais preocupantes para o planejamento da operação e para a operação do SIB.

As seções subsequentes detalham os resultados obtidos. As simulações foram realizadas utilizando a ferramenta ORGANON [19], considerando a base de dados de estabilidade detalhada do SIB, que é mantida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de informações dos agentes proprietários dos equipamentos.

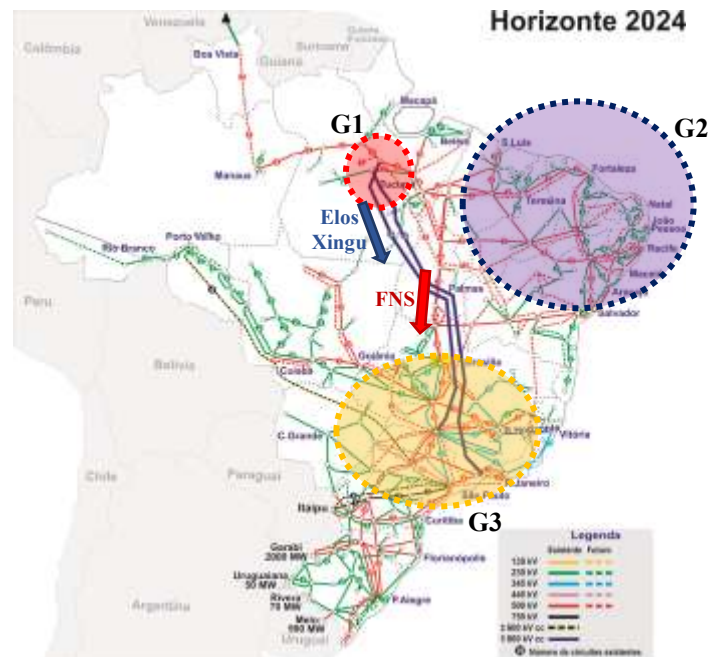


Fig. 7. Sistema Interligado Brasileiro [17].

##### B. Impacto da Desconexão em Cascata de REDs na Estabilidade Transitória do SIB

Nesta seção é ilustrado o impacto da desconexão em cascata de REDs na estabilidade angular transitória do SIB. De modo geral, o planejamento da operação do SIB define limites de intercâmbio nas interligações regionais para evitar a perda de sincronismo entre as regiões. Entretanto, nestes estudos ainda não é considerado o efeito da desconexão de REDs após grandes perturbações.

Os resultados apresentados referem-se a um cenário de Carga Leve de 57 GW, com a configuração de transmissão prevista

para o Verão de 2022. Nesta avaliação, o ponto de operação inicial consiste em um despacho pleno no Elo CC de Xingu, com 4.000 MW em cada bipolo e com o intercâmbio da região Norte para a região Sudeste (FNS) em 4.100 MW. Neste cenário, a contingência de um dos bipolos de Xingu provoca atuação do SEP que desliga 7 unidades geradoras da usina de Belo Monte, o que corresponde a aproximadamente 4.000 MW. Esse déficit de geração tão elevado provoca atuação do 1º estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), mesmo sem considerar o efeito da desconexão em cascata de REDs. Desta forma, é calculado na sequência o montante de desconexão de REDs que leva o sistema a uma condição insegura, ou seja, com risco de perda de estabilidade.

A Fig. 8 apresenta o desempenho da frequência da maior usina do Sudeste do país, após a contingência do Bipolo 1 de Xingu e corte de 4.000 MW de geração pelo SEP. São avaliados 6 níveis distintos de REDs que seriam desconectados inadvertidamente pelas proteções anti-ilhamento. O cenário base, ilustrado pela curva preta, ignora o efeito da desconexão incorreta de REDs, sendo denominado como 0 MW. Este é o cenário tradicional de simulações de estabilidade eletromecânica de sistemas interligados de grande porte.

Os demais cenários consideram o efeito da desconexão inadvertida de REDs em diferentes níveis (400 MW a 2.000 MW), com proteções anti-ilhamento ajustadas em 59,5 Hz e com 100 ms de temporização intencional (81U) em todo o SIB. Esse ajuste reflete a recomendação das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil, que indicam a desconexão de micro e minigeração distribuída (REDs  $\leq$  5 MW) para frequências inferiores a 59,5 Hz.

Pode ser observado a partir da Fig. 8 que, mesmo no cenário sem a desconexão de REDs, o sistema já apresenta atuação do 1º estágio de ERAC para recuperação da frequência. Neste contexto, a desconexão inadvertida de REDs amplifica o distúrbio, sendo que, a partir de 1.600 MW, ocorre perda de estabilidade entre usinas da região Norte com o restante do SIB, o que resulta em um blecaute de grandes proporções no sistema brasileiro.

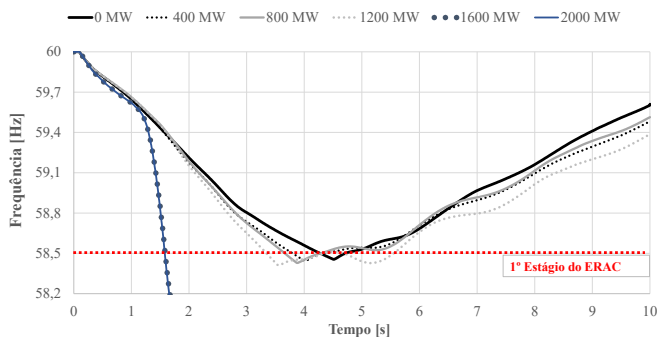


Fig. 8. Desempenho da frequência para perda do Bipolo Xingu – Estreito (4.000 MW) com montantes distintos de REDs desconectados pela proteção anti-ilhamento (81U = 59,5 Hz).

A Fig. 9 ilustra o ângulo do rotor da usina de Belo Monte, principal usina hidrelétrica conectada no Norte do Brasil, com 11 GW de potência instalada. Pode ser observada de maneira mais transparente a perda de sincronismo nos casos com

desconexões de montantes de REDs superiores a 1.600 MW.

De modo geral, os resultados apresentados nesta seção ilustram o significativo impacto que a desconexão inadvertida de REDs pode ter na estabilidade eletromecânica de sistemas interligados de grande porte. O SIB, por características hidrológicas, possui grandes blocos de energia sendo transmitidos por longas distâncias, seja em corrente contínua, seja em corrente alternada. Desta forma, é necessário que o sistema esteja preparado para suportar as contingências que são adotadas como critério de planejamento da operação, garantindo sua estabilidade. Neste contexto, os resultados ilustram que o montante de penetração de REDs considerado pode impactar significativamente o desempenho do sistema, com consequência direta na definição de limites de transferência de energia entre as regiões do país. Negligenciar este efeito pode colocar o sistema em risco, principalmente quando considerada a previsão de crescimento de REDs nos próximos anos.

Uma das alternativas para contornar o cenário de risco que se apresenta é a realização de um plano de *retrofit*, como já vem sendo feito em alguns países [9]. A metodologia proposta neste artigo (Seção III.C), baseada ao SIB para delimitação de um plano de *retrofit* e os resultados são apresentados na seção seguinte.

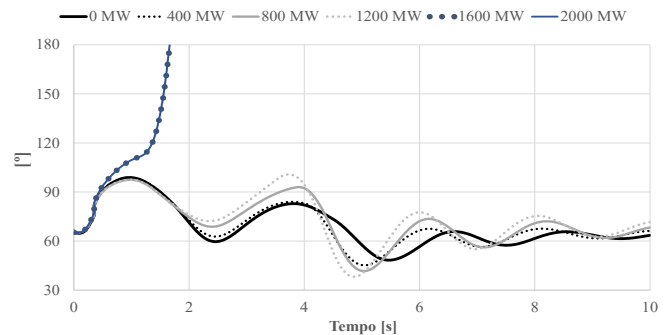


Fig. 9. Ângulo do rotor da usina de Belo Monte para a perda do Bipolo Xingu – Estreito (4.000 MW) com montantes distintos de REDs desconectados pela proteção anti-ilhamento (81U = 59,5 Hz).

### C. Plano de Retrofit Mínimo dos REDs no Brasil

Para aplicação da metodologia proposta na Seção III.C e resumida na Fig. 6, é necessário definir os grupos de geração que serão considerados no cálculo das regiões de segurança. Neste trabalho, os grupos de geração selecionados permitem explorar cenários de elevada exportação de energia do Norte e Nordeste do Brasil para as regiões Sudeste e Sul, bem como encontrar os limites de transferência de energia nestas interligações, tal como segue:

- Grupo 01 (G1): usinas de Tucuruí e Belo Monte com variação simultânea dos Elos HVDC de Xingu (uma redução nestas usinas implica em redução da ordem de potência destes bipolos e vice-versa);
- Grupo 02 (G2): Fontes de geração eólica e solar conectadas na rede de transmissão do Nordeste; e
- Grupo 03 (G3): usinas hidrelétricas convencionais do Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Para tais avaliações, foi utilizado o mesmo cenário de Carga

Leve descrito na Seção IV.B, mas partindo de um despacho nos elos de Xingu igual a 7.000 MW e FNS igual a 4.250 MW. À medida que se aumenta o despacho de geração dos bipolos no Grupo 01 e das usinas do Grupo 02, consequentemente o Grupo 03 precisa reduzir o seu despacho para manter o balanço entre a carga e a geração. Neste sentido, o aumento de despacho no Grupo 01 e Grupo 02 aumenta o fluxo FNS, importante intercâmbio para parametrizar e garantir a segurança elétrica do SIB. De modo geral, quanto maior o somatório dos fluxos nos bipolos de Xingu, menor é o limite de FNS associado, e vice-versa. Neste sentido, a RSD utilizada neste trabalho é uma projeção de  $FNS \times Elos\ Xingu$ , que são variados na medida que são alterados os despachos dos grupos de geração previamente selecionados.

A aplicação da metodologia proposta neste trabalho tem como objetivo avaliar o impacto da desconexão em cascata de REDs na parametrização de limites de intercâmbio entre o Norte com o Sudeste do Brasil. Desta forma, o efeito da desconexão em cascata não pode restringir mais do que 5% a área de operação segura do sistema ( $RSD_{ref}$ ) sem o efeito da desconexão em cascata. É importante observar que a região de segurança calculada sem a modelagem da conexão em cascata de REDs equivale a uma região de segurança onde a proteção anti-ilhamento dos REDs não atua para eventos na rede de transmissão (cenário ideal).

Seguindo a metodologia sintetizada na Fig. 6, a Fig. 10 apresenta a região de segurança que relaciona a transmissão de potência nos Elos HVDC de Xingu com o intercâmbio FNS. Quanto maior a soma destas duas variáveis, maior a capacidade de transmissão de energia do Norte para o restante do SIB. Nesta região, toda área interna ao contorno preto corresponde a uma área de operação segura para a perda de um dos bipolos de Xingu ao desconsiderar as desconexões de REDs. Os demais contornos correspondem às regiões de segurança considerando o efeito da desconexão em cascata de REDs, nos montantes ilustrados na Tabela I.

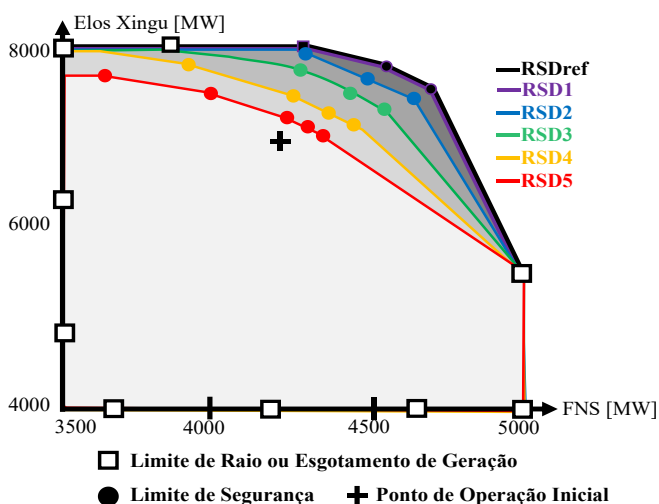


Fig. 10. Região de segurança para a contingência de um bipolo de Xingu considerando o efeito da desconexão em cascata de REDs.

Os REDs a serem desconectados foram distribuídos no SIB adotando a mesma distribuição atual da capacidade instalada de

TABELA I  
DIAGNÓSTICO DAS REGIÕES DE SEGURANÇA DINÂMICA

RSD	Potência total dos REDs desconectados [MW]	Máximo Intercâmbio do Norte para o Sudeste: Elos Xingu + FNS [MW]	Redução da Área de Operação Segura (%)
$RSD_{ref}$	0	12.300	-
$RSD_1$	400	12.300	0
$RSD_2$	800	12.200	1,6
$RSD_3$	1.200	12.100	4,5
$RSD_4$	1.600	11.600	15,0
$RSD_5$	2.000	11.500	20,0

micro e minigeração distribuída em cada Estado do Brasil, de acordo com os dados obtidos em [20].

Podem ser verificados a partir da Fig. 10 e da Tabela I que, para um montante de REDs desconectados equivalente a 400 MW, não há redução da área segura ( $RSD_1 \equiv RSD_{ref}$ ). Por outro lado, para a desconexão de REDs com potência total de 800 MW, há uma redução de 1,6% da área segura, mas ainda inferior ao critério de 5% aqui arbitrado. O mesmo ocorre com uma potência total de REDs desconectados de 1.200 MW, quando houve redução de 4,5% de área segura. Esse valor pode ser considerado praticamente o limiar aceitável para a desconexão de REDs no caso do evento simulado. Montantes superiores a esse valor levam a uma redução significativa na área de operação segura do sistema, o que pode resultar em restrições eletroenergéticas ou até em uma operação insegura caso esse efeito seja negligenciado. Os resultados apresentados consideram a desconexão dos REDs por atuações das proteções de subfrequência ajustadas em 59,5 Hz – 100 ms. Contudo, resultados semelhantes para o SIB são obtidos ao considerar a desconexão dos REDs por atuações da proteção 81R com ajustes inferiores a 0,8 Hz/s, ou outros ajustes para a função 81U superiores a 58,5 Hz. De modo geral, ao analisar o impacto da desconexão em cascata de REDs na estabilidade dos sistemas de transmissão, o fator mais importante é o montante de REDs desconectado após determinada perturbação.

Assim, para contornar o problema, deve ser efetuado um plano de *retrofit* para garantir que, no máximo, 1.200 MW de REDs possam ser desconectados. Por exemplo, considerando um montante atual de 2.500 MW de REDs com ajustes sensíveis a eventos na rede de transmissão (montante que deve ser levantado via pesquisa com as distribuidoras), no mínimo, um montante de REDs com potência equivalente de 1.300 MW deve passar por uma correção (*retrofit*). Para executar o plano ao menor custo possível, deve ser priorizada, inicialmente, a correção dos REDs de maior porte, em ordem decrescente de potência nominal. A execução do plano deve ser coordenada pelo órgão regulador do sistema elétrico, em conjunto com operadores do sistema de transmissão, distribuidoras de energia elétrica e agentes responsáveis pelos REDs, priorizando, inicialmente, a correção de ajustes de REDs conectados na rede de média/alta tensão, a qual pode ser feita simplesmente por meio de reajustes de relés de proteção.

## V. CONCLUSÕES

O aumento da penetração de REDs pode deteriorar significativamente o desempenho dinâmico dos sistemas de

grande porte, caso as proteções anti-ilhamento estejam com ajustes sensíveis a eventos na rede de transmissão, o que pode levar à desconexão em cascata de REDs durante grandes perturbações, fenômeno que já ocorreu na Alemanha, Itália e Reino Unido, por exemplo.

Diante deste contexto, foi apresentada neste trabalho uma proposta para modelar e simular de forma simples o efeito da desconexão em cascata de REDs em estudos de estabilidade transitória de sistemas de grande porte. Negligenciar o efeito da desconexão inadvertida de REDs pode originar em erros significativos na avaliação de desempenho do sistema. O impacto da desconexão em cascata de REDs pode ser determinante para garantir a estabilidade e segurança dos sistemas de grande porte, com impacto direto nos limites de intercâmbio das interligações regionais.

Como proposta de mitigação, foi apresentada uma nova metodologia que Reguladores de Sistemas Elétricos e Operadores de Sistemas de Transmissão podem utilizar para diagnosticar a necessidade da execução de um plano de *retrofit*. Com base na metodologia proposta, que utiliza regiões de segurança dinâmica, pode ser determinado ainda o montante mínimo que precisa ser reajustado para reduzir os impactos adversos que REDs podem causar à estabilidade de sistemas de grande porte, delimitando o escopo do plano de *retrofit*.

#### REFERÊNCIAS

- [1] D. Velasco, C. L. Trujillo e E. A. Narváez, "Review of Anti-Islanding Methods: Analysis by Figures of Merit Tools for Controllers Reconfiguration in Microgrids," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no 3, pp. 679-686, March 2015.
- [2] R. F. Arritt e R. C. Dugan, "Review of the Impacts of Distributed Generation on Distribution Protection," in IEEE REPC, Asheville, 2015.
- [3] W. Freitas, W. Xu, C. M. Affonso e Z. Huang, "Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no 2, pp. 1315-1324, April 2005.
- [4] F. A. Mourinho e D. Motter, "Avaliação do desempenho das proteções anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos durante perdas de grandes blocos de geração no Sistema Interligado Nacional," in XIV Seminário Técnico de Proteção e Controle - XIV STPC, Foz do Iguaçu, 2018.
- [5] F. A. Mourinho, D. Motter, J. C. M. Vieira Jr e T. M. L. Assis, "Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos de grande porte no Sistema Interligado Nacional," in XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - XXV SNPTTE, Belo Horizonte, 2019.
- [6] Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE), "Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy," Investigation Committee - UCTE, 2004.
- [7] Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE), "Final Report - System Disturbance on 4 November 2006," Investigation Committee - UCTE, 2007.
- [8] European Network of Transmission System Operators of Electricity (ENTSO-E), "Dispersed Generation Impact on CE Region Security - Dynamic Study - 2014 Report Update," ENTSO-E, 2014.
- [9] Energy Networks Association (ENA) and National Grid ESO, "Accelerated Loss of Mains Change Programme (ALoMCP) - Overview," Energy Networks Association (ENA), 2020.
- [10] IEEE Standards Association, "IEEE Std 1547 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Standards Coordinating Committee 21, New York*, 2018.
- [11] Energy Networks Association, "Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks on or after 27 April 2019," Engineering Recommendation G99 - ENA, London, 2020.
- [12] N. Jenkins, J. B. Ekanayake e G. Strbac, Distributed Generation, London: The Institution of Engineering and Technology, 2010.
- [13] D. Motter e J. C. M. Vieira Jr, "The Setting Map Methodology for Adjusting the DG Anti-Islanding Protection Considering Multiple Events," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no 6, pp. 2755-2765, December 2018.
- [14] A. Dysko, D. Tzelepis, C. Booth, J. Pollock e D. Hill, "Practical risk assessment of the relaxation of LOM protection settings in NIE Networks' distribution system," in The 14th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2018), Belfast, 2018.
- [15] C. A. S. Neto, M. A. Quadro, M. G. Santos e J. Jardim, "Brazilian System Operator online security assessment system," in *IEEE PES General Meeting, Providence*, 2010.
- [16] T. M. L. Assis, S. Kuenzel e B. C. Pal, "Impact of Multi-terminal HVDC Grids on Enhancing Dynamic Power Transfer Capability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no 4, pp. 2652-2662, July 2017.
- [17] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "www.ons.org.br," ONS, 25 10 2020. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-0-sin/o-sistema-em-numeros>. [Acesso em 25 10 2020].
- [18] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Estudos pré-operacionais para a integração do Bipolo Xingu - Terminal Rio ao Sistema Interligado Nacional," ONS, Rio de Janeiro, 2018.
- [19] HPPA, "User Manual - ORGANON - V8," HPPA, Rio de Janeiro, 2020.
- [20] Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), "www.abgd.com.br," 10 Abril 2021. [Online]. Available: [www.abgd.com.br/portal/dados-mercado](http://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado). [Acesso em 10 Abril 2021].



**Fabricio Andrade Mourinho** possui graduação em Engenharia Elétrica (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (2016) pela Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é Engenheiro de Estudos elétricos Sênior no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) junto à Gerência de Planejamento

Elétrico de Curto Prazo e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Tem experiência em estudos de planejamento da operação elétrica de sistemas interligados, transmissão em corrente contínua, integração de fontes renováveis de energia em redes elétricas e geração distribuída.



**Tatiana Mariano Lessa Assis** possui doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2007) e realizou pós-doutorado no Imperial College London em 2015. Atualmente é Professora Associada da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de planejamento

da operação de sistemas interligados, dinâmica, proteção e controle de sistemas de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010, sendo, desde 2015, editora da revista IEEE Transactions on Sustainable Energy e atual presidente do Capítulo da PES no Rio de Janeiro. É membro do CIGRÉ e Senior Member do IEEE.