

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

LAIS DE OLIVEIRA DALLE MULLE

**ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO:
IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Araranguá, SC
2018

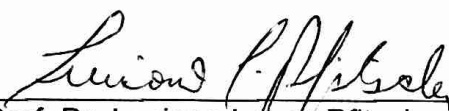
LAIS DE OLIVEIRA DALLE MULLE

**ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO:
IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentado à Universidade Federal de
Santa Catarina, como parte das
exigências para a obtenção do título de
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 3 de dezembro de 2018.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletr. Douglas de Matos Magnus
Universidade Federal de Santa Catarina

ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO: IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

Laís de Oliveira Dalle Mulle *

2018

Resumo

O acontecimento de falhas de geração, perdas de linhas de transmissão e introdução, em larga escala, de cargas, como a dos veículos elétricos, ocasiona mudanças e distúrbios nos componentes e no fluxo de potência da rede elétrica. Em vista disso, este trabalho apresenta a implementação, através de um *software* comercial, de uma ferramenta de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Com o objetivo de realizar a representação do sistema elétrico de transmissão brasileiro e avaliar o impacto da penetração dos veículos elétricos no sistema. Cada subsistema elétrico do país foi representado por um equivalente de geração e carga, além de uma barra para as subestações de transmissão. Duas regiões mostraram-se mais sensíveis aos eventos simulados, as quais são a norte e a sudeste/centro-oeste. No subsistema norte, duas linhas de interligação apresentaram sobrecargas de 27% e 4% e, no subsistema sudeste/centro-oeste, uma linha de interligação teve sobrecarga de 27%.

Palavras-chaves: Sistema elétrico de potência; Fluxo de potência; Veículos elétricos.

1 INTRODUÇÃO

Para determinar as condições de operação de um sistema elétrico realizam-se o estudo de fluxo de potência, o cálculo de faltas e os estudos de estabilidade (STEVENSON, 1974).

*Graduanda do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88905-355. E-mail: laisdallemulle@gmail.com

A partir da análise do fluxo de potência é possível planejar aperfeiçoamentos e ampliações de um sistema de potência, haja vista que uma operação satisfatória está diretamente relacionada com novas interligações de sistemas, adição de novas usinas geradoras de energia elétrica, novas linhas de transmissão e introdução de novas cargas. As principais informações desse estudo são o módulo e a fase da tensão existente em cada barramento, bem como os fluxos de potência ativa e reativa que fluem em cada linha de transmissão do sistema (STEVENSON, 1974).

Uma nova tendência para o setor automotivo são os veículos elétricos (VEs). Estes, diferentemente dos automóveis movidos a combustão interna, apresentam-se como uma tecnologia eficiente e sustentável de locomoção (TIWARI et al., 2017).

Entretanto, a integração em larga escala desses veículos ao sistema elétrico pode gerar distúrbios e estresse sobre a rede (TIWARI et al., 2017). Implicando em problemas locais de sobrecarga de componentes como transformadores (MOSES et al., 2010), variações de tensão e corrente e perdas no sistema (FERNANDEZ et al., 2011). Ademais, os veículos elétricos atuam como uma carga não linear, o que gera um aumento de correntes harmônicas sendo injetadas na rede (YONG et al., 2015).

Além disso, essas cargas adicionais ao sistema, juntamente com uma matriz energética que conta com uma boa parcela de fontes renováveis, aumentam a variabilidade e a incerteza na previsão de carga (BREMERMAN, 2014).

À vista disso, este trabalho apresenta uma implementação, através da utilização de um *software* comercial, de uma metodologia de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente, para posterior inspeção de modelos de veículos elétricos no sistema de transmissão.

1.1 Objetivo Geral

O principal objetivo deste trabalho é realizar a representação do sistema elétrico de transmissão brasileiro, pela qual se poderá estudar, em regime permanente, o impacto dos veículos elétricos.

1.2 Objetivos Específicos

Dentre os objetivos específicos do trabalho encontram-se:

1. Estudo das metodologias de análise em regime permanente;
2. Modelagem dos componentes do sistema elétrico de potência para estudos em regime permanente;
3. Modelagem de estratégias de carregamento dos VEs para estudos em regime permanente;

4. Implementação de um modelo do sistema elétrico brasileiro em simulação;
5. Análise do fluxo de potência para diferentes contingências aplicadas ao modelo.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção são apresentados os conceitos expostos no presente trabalho.

2.1 Fluxo de Potência

Em um sistema elétrico de potência devem ser caracterizados o estado da rede, as distribuições de fluxo, as perdas elétricas, entre outros fatores, faz-se isso através do cálculo do fluxo de potência. Há dois tipos de modelagem para o sistema, sendo elas a estática e a dinâmica. Na modelagem estática, o fator tempo não é relevante ao processo, de forma que os efeitos transitórios são desconsiderados, já na modelagem dinâmica, utilizam-se equações diferenciais para que os impactos dos transitórios sejam apreciados. Para a avaliação do fluxo de potência, de forma geral, faz-se o uso da modelagem estática da rede (MONTICELLI, 1983).

Em sistemas de potência podem ser identificados dois principais tipos de ligação de nós, nas quais os componentes desse sistema estarão conectados, são elas a ligação nó-terra e a ligação nó-nó. Na ligação nó-terra são conectadas as cargas, os geradores, os capacitores e os reatores. Além disso, cargas e geradores considerados componentes externos ao sistema têm a sua modelagem realizada através de injeções de potência na rede, enquanto que, as linhas de transmissão, transformadores, capacitores e reatores constituem a parcela interna da rede (MONTICELLI, 1983).

Justamente pelo fato de necessitarem de recarga para suas baterias, os veículos elétricos irão influenciar na rede de transmissão, seja através do fluxo de potência, design (vida útil dos transformadores) ou operação (padrões diários de carga) (LOPES; SOARES; ALMEIDA, 2011).

2.2 Veículos Elétricos

2.2.1 História

Mesmo sendo uma tendência para os próximos anos, a história dos veículos elétricos data do século 19 (MUNEER; KOLHE; DOYLE, 2017). Os primeiros veículos movidos a eletricidade surgiram entre os anos de 1832 e 1839, entretanto a falta de baterias recarregáveis e a ineficiência do motor fizeram com que esses protótipos não obtivessem êxito para que viessem a se tornar comerciáveis (GUARNIERI, 2011). Todavia, com o avanço da tecnologia do motor de corrente contínua e o surgimento de baterias de chumbo-ácido, gerou-se um ambiente propício para que a indústria dos veículos elétricos

ganhasse espaço, fazendo com que o primeiro veículo desse tipo que conquistasse as ruas de Nova York fosse um táxi, no ano de 1897. A partir de então, essa tecnologia chegou a dominar 28% dos automóveis que circulavam pelas rodovias (TRIGG et al., 2013).

Contudo, fatores econômicos da época, como a ascensão do petróleo e o valor de mercado de um carro elétrico em comparação a um carro movido a gasolina, além de motivos relativos ao peso das baterias utilizadas e à recarga das mesmas, fizeram com que o motor a combustão interna tivesse maior desenvolvimento tecnológico e infraestrutural, o que levou o público a aderir à tecnologia dos veículos movidos a combustão interna (MUNEER; KOLHE; DOYLE, 2017).

Atualmente, um mercado que está se mostrando promissor à entrada dessa tecnologia é o dos automóveis de grande porte, como ônibus, SUVs e caminhões. Devido ao fato de que, quando comparados com veículos menores, a autonomia e o consumo de combustível dos mesmos atinge valores superiores, dessa forma, a eletrificação apresenta-se como uma saída energeticamente favorável e sustentável (EMADI, 2011a).

2.2.2 Modos de Operação

Grid-to-Vehicle (G2V)

Para essa operação o veículo apresenta-se como uma carga ao sistema, no qual a sua bateria será recarregada diretamente através da sua conexão com a rede (MONTEIRO; PINTO; AFONSO, 2016).

Vehicle-to-Grid (V2G)

Nessa estratégia os VEs são vistos sob a perspectiva de geração, funcionando como uma reserva girante para o sistema, de forma que, a energia armazenada nas próprias baterias seria injetada na rede. Abrandando a carga nos horários de pico, estabilizando o sistema ou atuando como um suporte às redes que apresentam alta integração de energias renováveis (LOPES; SOARES; ALMEIDA, 2011), (MONTEIRO; PINTO; AFONSO, 2016). A Figura 1 traz a representação desse modo de operação.

Ademais, para que esse tipo de operação seja possível, são necessários alguns equipamentos eletrônicos, medidores e, o principal, um carregador bidirecional (LOPES; SOARES; ALMEIDA, 2011).

Vehicle-to-Home (V2H)

Nesse tipo de operação o veículo pode ser utilizado de duas formas, em sistemas isolados, como a principal fonte de potência, atuando de forma totalmente independente do sistema, ou quando ocorre alguma falta na rede e a residência necessita de energia (MONTEIRO; PINTO; AFONSO, 2016).

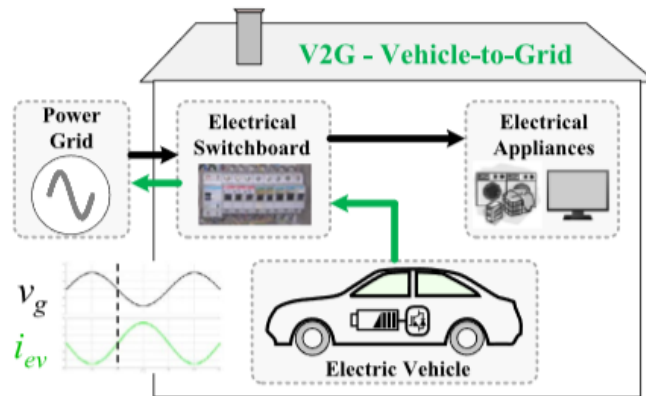


Figura 1 – Modo de operação V2G. Fonte: (MONTEIRO; PINTO; AFONSO, 2016)

2.2.3 Tipos

Veículo Elétrico Híbrido (VEH)

O automóvel híbrido tem sua energia proveniente de duas ou mais fontes, dependendo de sua configuração. Ele une os motores a combustão interna e elétrico, de forma que as qualidades de cada um seja melhor aproveitada, gerando um sistema eficiente e mitigador de gases poluentes (EMADI; LEE; RAJASHEKARA, 2008).

A bateria desse modelo de veículo não pode ser recarregada pela rede de transmissão, ela é recarregada por meio do motor a combustão ou através de um sistema regenerativo (freagem regenerativa). Esse sistema de freios reduz a velocidade do automóvel convertendo a energia cinética em energia elétrica, a qual será armazenada na forma de energia química na bateria (YONG et al., 2015).

Esse veículo pode apresentar três principais sistemas, sendo eles série, paralelo ou série-paralelo. Em configurações série, o motor elétrico é o único provedor de potência, assim sendo, o motor com combustão interna serve para recarregar a bateria quando o estado de carga (SOC, do inglês *State of Charge*) encontra-se em nível baixo (YONG et al., 2015). Ou seja, o motor a combustão não é conectado às rodas, mas sim a um gerador, e o motor elétrico à transmissão ou ao diferencial. Para arranjos paralelos, os dois motores são capazes de fornecer potência. A energia pode ser entregue ao veículo de forma autônoma por cada um dos motores ou como uma combinação dos mesmos (EMADI, 2014). A estrutura série-paralelo traz consigo os benefícios das duas configurações, pois o automóvel pode ser hora série, hora paralelo. Neles, o sistema mecânico do veículo é muito complexo, pois ambos motores são conectados à transmissão e rodas, e o motor a combustão também deve ser conectado ao gerador (YONG et al., 2015). Os três sistemas, antes explicados, estão representados na Figura 2.

Veículo Elétrico Híbrido Plug-In (VEHP)

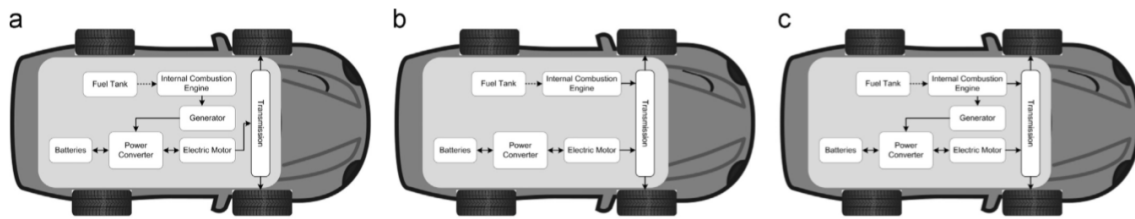


Figura 2 – Configurações de potência: (a)VEH série, (b)VEH paralelo, (c)VEH série-paralelo. Fonte: Adaptado de (YONG et al., 2015)

Veículos desse modelo são semelhantes aos VEHs, possuindo, também, sistemas em série, paralelo e série-paralelo (Fig. 3). Contudo, a maior diferença entre os dois automóveis se deve ao fato de que os VEHPs podem ser conectados à rede de transmissão (YONG et al., 2015).

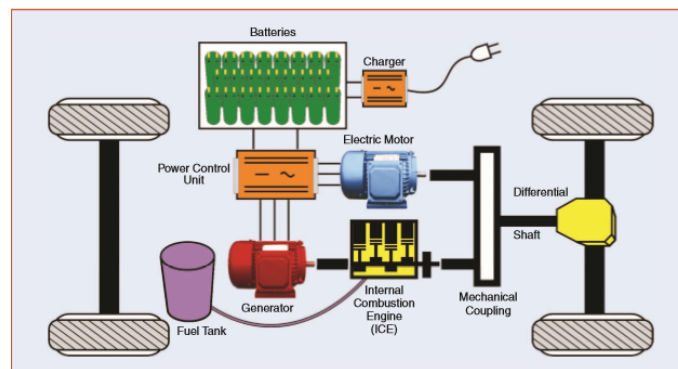


Figura 3 – Veículo elétrico híbrido plug-in em série-paralelo. Fonte: (EMADI, 2011b)

O conversor AC-DC aplicado é bidirecional, ou seja, além de poderem carregar suas baterias na rede, esses automóveis podem realizar conexões do tipo *vehicle-to-grid*, *vehicle-to-building* e *vehicle-to-home* (EMADI, 2011b).

Os VEHPs possuem maiores conjuntos de bateria, quando comparados aos VEHs, dessa forma, a autonomia elétrica desses automóveis é maior, o que acaba por gerar menores gastos de combustível (EMADI, 2014). Além disso, há dois meios de funcionamento do pacote de baterias, sendo eles o de depleção de carga (CD, do inglês *Charge-Depleting*) e o de sustentação de carga (CS, do inglês *Charge-Sustaining*). No CD, o veículo roda somente com a propulsão das baterias até que o SOC chegue ao seu limite, a partir de então, o automóvel começa a funcionar de forma híbrida, acionando-se o motor a combustão, operando, assim, com sustentação de carga (YONG et al., 2015).

Veículo Elétrico com Células Combustíveis

As células combustíveis operam através da conversão eletroquímica de energia, e com o avanço dessa tecnologia, tornou-se possível a criação de veículos elétricos que são movidos pela eletricidade gerada a partir dessas células. Para ser implantada em um

veículo, elas devem seguir alguns requisitos de peso, volume, densidade de potência e uma resposta transiente similar à dos motores com combustão interna (EMADI, 2014).

O funcionamento de uma célula combustível que opera com hidrogênio é representado na Figura 4. No ânodo, o hidrogênio injetado oxida, liberando dois elétrons e um íon H^+ , no cátodo, o oxigênio recebe, por meio de um circuito externo, esses dois elétrons liberados e reduz-se para o íon O_2^{-2} . O íon H^+ passa o eletrólito e combina-se com o íon O_2^{-2} , formando água (GUAITOLINI et al., 2018).

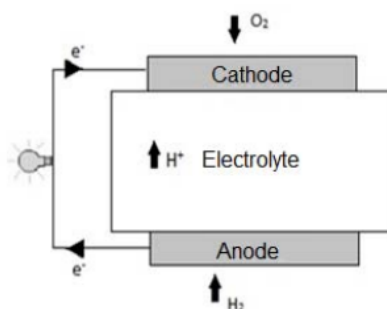


Figura 4 – Esquema de operação de uma célula combustível. Fonte: (GUAITOLINI et al., 2018)

As vantagens desses veículos, em comparação aos híbridos que utilizam motores de combustão interna, são a utilização direta da energia gerada, ou seja, não há necessidade da conversão através de combustão, a falta de partes móveis, o que torna o mecanismo muito mais silencioso, uso de combustíveis alternativos e baixa emissão de gases poluentes (GUAITOLINI et al., 2018).

Veículo Elétrico Puro

Nessas máquinas, toda a potência provém do motor elétrico e do conjunto de baterias instalado. Assim sendo, esse sistema está sempre trabalhando em depleção de carga (YONG et al., 2015). O recarregamento das baterias é feito, principalmente, através da rede de distribuição, em locais de trabalho, casa ou estações próprias de recarga, ou, ainda, por meio de um sistema de freagem regenerativa instalado no veículo (EMADI, 2014).

A grande vantagem desses automóveis está justamente no fato de dependerem somente do motor elétrico, pois comparado às outras formas de propulsão, a elétrica possui maior eficiência, conseguindo operar com níveis acima de 90%, enquanto que os motores a combustão interna têm eficiências da média de 30% (EMADI, 2014). A desvantagem dos veículos elétricos puros é a sua dependência nas baterias, ou seja, o alcance rodado depende diretamente da capacidade do pacote de baterias instalado no automóvel (YONG

et al., 2015).

2.2.4 Estratégias de Carregamento

De forma a recarregar seu veículo, o usuário pode escolher entre quatro principais métodos. As estratégias podem ser passivas ou ativas. Nas passivas, não há interação do automóvel com o sistema elétrico, de forma que ocorre somente o recarregamento de acordo com a vontade do proprietário. Nas ativas, aplica-se um carregamento inteligente, ou seja, é possível fazer o controle da operação (BREMERMANN et al., 2014).

Carregamento Direto

A estratégia de carregamento direto opera de modo independente do estado da rede, ou seja, o dono simplesmente conecta seu veículo no momento que achar apropriado realizar o recarregamento (COLONETTI et al., 2016). Segundo o trabalho de Bremermann (2014), esse tipo de metodologia implica em aumentos de demanda nas horas de pico, já que essa estratégia é guiada pelos hábitos humanos. A Figura 5 apresenta o impacto desse tipo de carregamento em um perfil de carga convencional. A linha vermelha representa a previsão de carga convencional e a linha preta é a soma dos perfis, carga convencional e veículos elétricos.

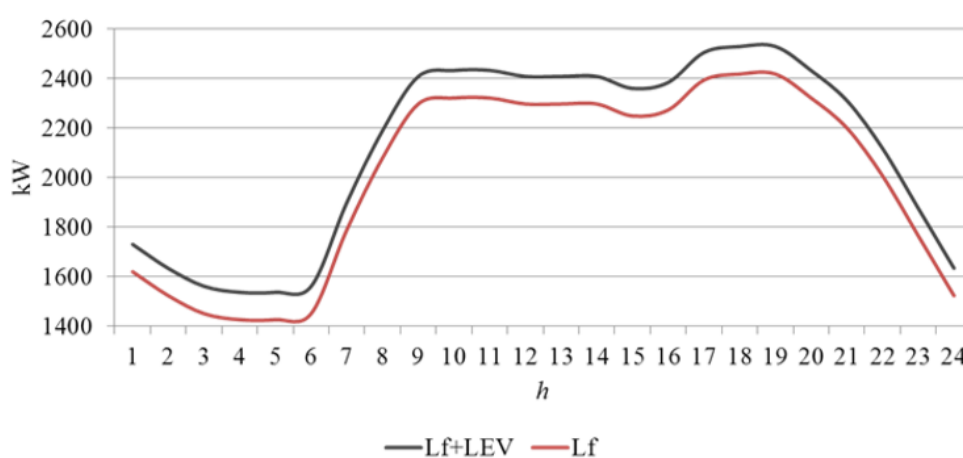


Figura 5 – Curva de carga de veículos elétricos com carregamento direto. Fonte: (BREMERMANN, 2014)

Carregamento no Vale

Nessa metodologia, o carregamento do VE somente é feito nas horas fora de pico (vale) do sistema (COLONETTI et al., 2016). Para que o carregamento no vale torne-se atrativo aos proprietários de VEs, as companhias elétricas e o governo devem exercer incentivos fiscais, barateando o preço da energia nos horários de vale (BREMERMANN et al., 2014). O objetivo dessa estratégia é deslocar a carga adicionada pelos veículos elétricos, diminuindo os picos de demanda. Todavia, segundo Bremermann et al. (2014), em redes com larga escala de VEs essa metodologia poderia somente mover o período de pico

convencional para as horas de vale. Contudo, para redes com um perfil moderado de VEs, o carregamento no vale poderia manter a confiabilidade do sistema e evitar desperdícios de energias renováveis, visto que as mesmas não são inteiramente armazenáveis.

A Figura 6 explicita o impacto desse tipo de estratégia. A linha vermelha representa a previsão de carga convencional e a linha azul a soma dos perfis de carga, convencional e VE com carregamento no vale. Para chegar-se a esses resultados, nos estudos de [Bremermann et al. \(2014\)](#), considerou-se que todos os usuários de VE concordaram com essa metodologia de carregamento.

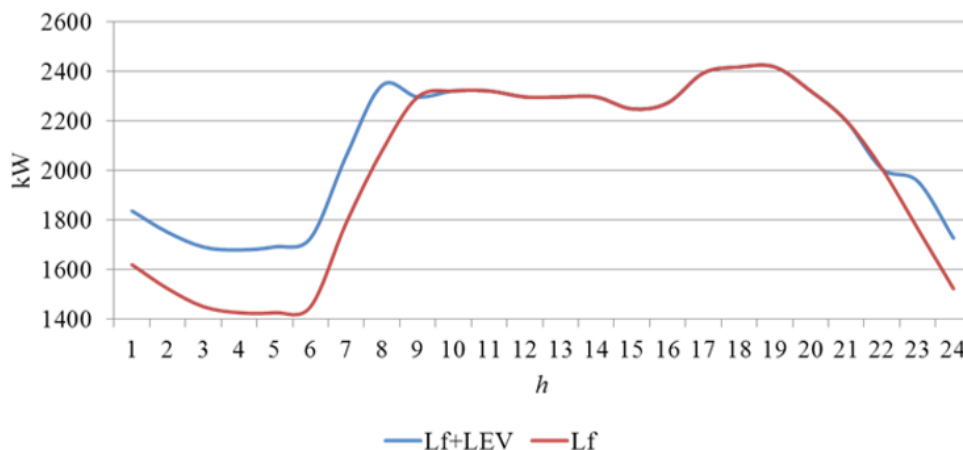


Figura 6 – Curva de carga de veículos elétricos com carregamento no vale. Fonte: ([BREMERMANN, 2014](#))

Carregamento Inteligente

O carregamento inteligente é especificado por possuir um nível de controle, realizado através de alguma entidade ([COLONETTI et al., 2016](#)). Ainda, no nível da distribuição, a estratégia inteligente responde a perturbações que ocorrem no sistema, como alterações de tensão ou potência, o que pode acarretar em alívios de carga por parte dos VEs ou armazenamento de energia nas baterias dos veículos ([BREMERMANN et al., 2014](#)). Nos estudos de [Bremermann et al. \(2014\)](#), esse conceito é aplicado na forma de adiamento de recarga da bateria, de maneira a coordenar uma quantidade de unidades geradoras programadas para atender à essa carga. E, ainda, no trabalho de [Colonetti et al. \(2016\)](#), considerou-se que um VE pode ter seu recarregamento adiado desde que o estado de carga de seu conjunto de baterias seja igual ou superior a 70%.

Na Figura 7 são retratados três cenários. A linha vermelha indica uma previsão de carga usual, a linha preta é a soma entre a carga usual com VEs realizando a sua recarga com carregamento direto e, por fim, a linha verde simboliza a recarga inteligente. A partir dela, é possível verificar a transição de estado do sistema com essas três situações ([BREMERMANN, 2014](#)).

Carregamento *Vehicle-to-Grid*

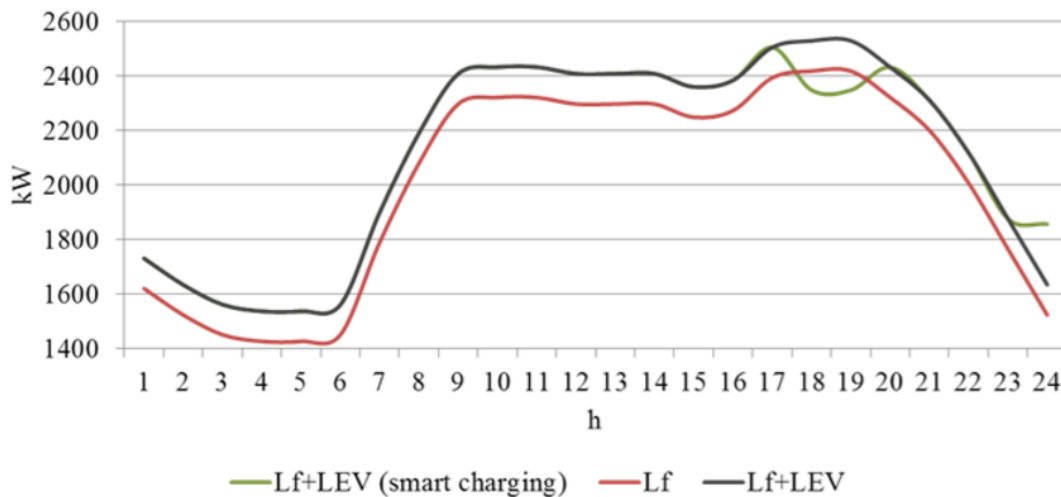


Figura 7 – Curva de carga de veículos elétricos com carregamento inteligente. Fonte: (BREMERMANN, 2014)

Com essa estratégia de recarga, quando o sistema está em risco, o veículo é capaz de fornecer energia à rede (COLONETTI et al., 2016). Assim sendo, similar ao carregamento inteligente, o carregador responde a distúrbios do sistema e, caso o estado de carga de seu conjunto de baterias esteja em um nível aceitável, poderá ocorrer a injeção de potência no sistema a partir do veículo elétrico (BREMERMANN et al., 2014).

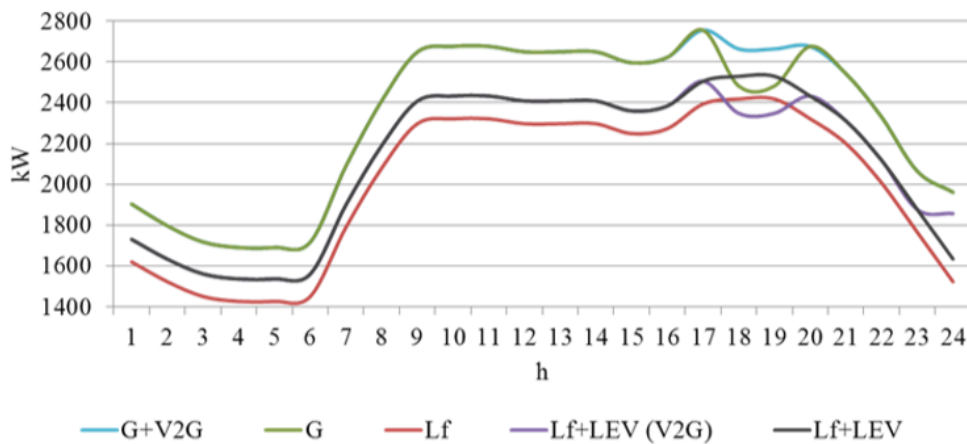


Figura 8 – Curva de carga de veículos elétricos com carregamento *vehicle-to-grid*. Fonte: (BREMERMANN, 2014)

Com base na Figura 8 é possível comparar a curva de carga de todos os tipos de estratégias mostradas, juntamente com uma previsão de carga convencional. Nela, a linha vermelha representa uma curva de carga habitual, a linha preta apresenta a soma dos perfis convencional com VE recarregando diretamente, a linha roxa mostra a influência

da estratégia V2G na carga total, já, a linha azul salienta o impacto da estratégia V2G na capacidade de geração disponível (BREMERMANN et al., 2014).

2.3 Análise do Sistema elétrico de Potência (SEP) em Regime Permanente com VEs

Devido à necessidade de ajustes de tensão, corrente e perdas de potência, é realizada uma análise do fluxo de potência, na qual é possível observar o SEP operando de forma estacionária, de forma que pode-se então chegar a um fluxo de potência ótimo através desse estudo (JIAN; XU; CHAN, 2015).

Os estudos conduzidos por Neagoe-Ştefana, Neagoe e Mandiş (2014) avaliaram testes sobre uma rede radial residencial de baixa tensão com 12 consumidores, através do software Neplan. Para o caso em questão, foi observado que os carregadores e baterias dos VEs interferem nas tensões dos nós, bem como na potência ativa da rede. Para verificar os efeitos dos carregadores foram propostos três cenários. No primeiro, o fluxo de potência é obtido sem a introdução de veículos elétricos. No segundo e terceiros há VEs, mas diferenciam-se no fato de que no segundo caso os veículos serão conectados para recarga no momento em que o consumidor chegar em casa, a partir das 18 horas. Enquanto que, no terceiro, o usuário irá conectar seu veículo à rede às 22 horas. As perdas totais de potência ativa, encontradas para uma simulação de 24 horas, estão representadas na tabela 1. Ainda, para o caso 3, notou-se que quando decide-se recarregar o veículo e, ao mesmo tempo, o consumo de potência da residência está em baixa, o nível de tensão nos nós é elevado, contudo ainda existem nós com tensão abaixo do nível mínimo.

Tabela 1 – Perdas totais de potência ativa na rede.

Casos de estudo	ΔP_{tot} (kW)
Cenário 1: Rede sem VE	17,867
Cenário 2: Carregamento VE entre 18:00-00:00	44,430
Cenário 3: Carregamento VE entre 22:00-04:00	39,023

Fonte: Adaptado de (NEAGOE-ŞTEFANA; NEAGOE; MANDIŞ, 2014)

Os veículos elétricos também podem servir como reserva de potência para o sistema, em redes com alta integração de energias renováveis (BREMERMANN, 2014). De acordo com Almeida et al. (2017) os VEs podem ser incorporados ao Controle Automático de Geração (AGC, do inglês, *Automatic Generation Control*). Entretanto, há incertezas associadas à esse tipo de reserva, pois uma variável que deve ser considerada, e minimizada, é o perfil comportamental do proprietário do automóvel, uma vez que é dele que dependem o tempo de chegada do veículo, a distância percorrida e, por consequência, quando e quanto estará carregada a bateria. Para contornar essa dificuldade, há uma estratégia de agregação ou agrupamento de veículos elétricos. Essa tática proporciona maior

confiabilidade e visibilidade ao mercado de energia, pois, dessa forma, as incertezas, anteriormente citadas, são mitigadas. Ainda, Almeida et al. (2017) indica que o responsável por realizar os agrupamentos (agrupador), faça, para cada hora do dia seguinte, uma previsão de carga dos VEs, SOC das baterias, número de automóveis conectados à rede e preços de energia. Contudo, para que essa integração seja possível, algumas alterações no sistema do AGC devem ser efetuadas, devido às variações de frequência e ao fluxo de potência nas linhas.

Segundo Neyestani e Catalão (2017), outra solução para o uso como reserva de margem, mais eficiente do que a agregação, seriam os estacionamentos de veículos elétricos, nos quais as condições para carregamento já estariam prontas, podendo-se valer da estratégia de conexão *vehicle-to-grid* ou *grid-to-vehicle*. Dessa forma, o estacionamento teria lucro vendendo energia para reserva, para o cliente ou para a rede em um momento qualquer. Para que os estacionamentos sejam realmente participantes na área de comercialização de energia, o SOC das baterias dos VEs presentes dentro do local é uma das variáveis mais relevantes do problema, além do número de VEs estacionados, do número de VEs disponíveis para conexão V2G, do tempo de estadia do veículo no estacionamento, entre outras. Ademais, fatores como a quantidade de veículos circulando pelo estacionamento e comportamentais do proprietário também importam, pois a partir disso será definido como será utilizada a bateria do automóvel para que a comercialização de energia torne-se lucrativa. Nesse estudo, observou-se que para que haja lucratividade na venda de energia, o veículo deve estar habilitado para realizar a conexão de V2G e a comercialização através da reserva de mercado deve se encontrar disponível no momento.

Ainda, conforme afirma (LOPES; SOARES; ALMEIDA, 2011), a rede elétrica é projetada para acomodar e atender a todas as cargas do sistema. Porém, a grande integração dos VEs e a falta de controle das recargas dos mesmos, podem gerar congestionamento de nós e grandes quedas de tensão e, dessa forma, grandes investimentos de reforço nas redes devem ser realizados. O trabalho de (LOPES; SOARES; ALMEIDA, 2011) foi realizado sobre uma rede de média tensão de 15kV de Portugal, os veículos utilizados nas simulações são híbridos, além de dois tipos de elétricos puros. Com potências de 1,5kW, 3kW e 6kW, respectivamente, de maneira que diferentes padrões de viagem fossem representados. Para verificar o quanto a rede, sem alterações, suportará e o que acontecerá se nenhuma política de controle de carregamento for implementada, o tipo de carregamento modelado foi o direto. Constatou-se que, em nós próximos aos pontos de alimentação, sofreu-se um aumento considerável nas correntes. Segundo o autor, esse seria um dos fatores que mais limitariam a integração de um maior número veículos elétricos, mesmo para redes diferentes da simulada no trabalho. Quanto às tensões, sofreram quedas significantes, chegando a atingir valores menores do que o limite. Além disso, para que não sejam adotadas mudanças de operação, planejamento e investimentos na rede testada, o máximo de veículos elétricos que a mesma conseguiria suportar seriam 10% (LOPES;

SOARES; ALMEIDA, 2011).

3 METODOLOGIA

A seguir, a metodologia do presente trabalho será apresentada.

3.1 Problemática do Fluxo de Potência

Neste trabalho, os estudos do fluxo de potência foram conduzidos seguindo a referência de Monticelli (1983).

A problemática do fluxo de potência é desenvolvida sobre as restrições operacionais da rede e sobre uma série de equações e inequações algébricas não-lineares e que correspondem às leis de Kirchhoff.

Cada barra k do sistema possui quatro variáveis: magnitude da tensão nodal (V_k), ângulo da tensão nodal (θ_k), injeção líquida de potência ativa (P_k) e reativa (Q_k), onde estas últimas resultam da geração menos a carga da barra (k).

Na formulação básica da rede são definidos três tipos de barras, PQ , PV e $V\theta$. Barras PQ e PV representam, respectivamente, barramentos de carga e geração. A barra $V\theta$ é a barra de referência (*slack*), ou seja, ela é a referência angular do sistema, além disso, também é utilizada para o fechamento do balanço de potência.

As barras PQ possuem dados de P_k e Q_k , assim sendo, V_k e θ_k são incógnitas e devem ser calculados. Barras do tipo PV têm P_k e V_k especificados e calcula-se Q_k e θ_k . Nas barras de referência são especificados V_k e θ_k e calculam-se as injeções de potência P_k e Q_k .

A partir da Primeira Lei de Kirchhoff (Lei dos Nós), definem-se, em cada barramento, as equações para as potências ativa e reativa, representadas nas equações (1) e (2):

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

Onde, $k = 1, \dots, NB$, NB equivale ao número de barras da rede, Ω_k representa o conjunto das barras vizinhas da barra k , V_k e V_m são as magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$, θ_k e θ_m são os ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$, P_{km} e Q_{km} simbolizam os fluxos de potência ativa e reativa no ramo $k - m$ e, por fim, Q_k^{sh} corresponde à componente da injeção de potência reativa relativa ao componente *shunt* da barra k .

As inequações que complementam o problema simbolizam as restrições nas magnitudes de tensões nodais das barras PQ e os limites nas injeções de potência reativa das barras PV . Estas restrições estão expostas nas equações 3 e 4.

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad (3)$$

$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max} \quad (4)$$

3.1.1 Fluxo de potência não-linear

Em uma rede com fluxo de potência não-linear e, considerando que, NPQ representa o número de barras PQ e que NPV o número de barras PV , o problema pode ser particionado em dois subsistemas de equações.

O Subsistema 1 possui dimensão de $2NPQ + NPV$ com equações algébricas não-lineares com os mesmo número de incógnitas. Nele, objetiva-se calcular V_k e θ_k , nas barras PQ ; e θ_k , nas barras PV .

Para as barras PQ e PV :

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (5)$$

Para barras PQ :

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (6)$$

Onde, P_k^{esp} e Q_k^{esp} são as injeções líquidas de potência ativa e reativa, G_{km} e B_{km} são, respectivamente, a admitância e a susceptância do ramo $k - m$ e $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$.

A partir da solução do Subsistema 1, pode-se prosseguir para o Subsistema 2. Nele são encontradas as potências ativa e reativa para a barra de referência e a potência reativa para as barras PV . Diferentemente do Subsistema 1, a resolução do Subsistema 2 é trivial, pois é um sistema com $NPV + 2$ equações algébricas não-lineares, com o mesmo número de incógnitas, estando todas explícitas, portanto, não necessita de um método iterativo para sua resolução.

Para a barra $V\theta$:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (7)$$

Para barras PV e $V\theta$:

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (8)$$

Além disso, as incógnitas do Subsistema 1 podem ser reescritas de maneira vetorial, conforme segue:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (9)$$

Onde, θ é o vetor dos ângulos das tensões e V é o vetor das magnitudes da tensões.

As funções do Subsistema 1 também podem ser expressas de forma vetorial:

$$\Delta P = P^{esp} - P(V, \theta) \quad (10)$$

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q(V, \theta) \quad (11)$$

Nas quais, P e Q são, respectivamente, os vetores de injeções de potência ativa e reativa.

3.2 Modelagem dos Componentes

Nas próximas subseções a modelagem dos componentes de um sistema elétrico de potência serão expostas. As mesmas seguiram a referência de [Monticelli \(1983\)](#).

3.2.1 Modelagem da Carga

Para sistemas em que se objetiva estudar o fluxo de potência e a estabilidade transitória, modela-se a carga através de equações polinomiais representativas das potências ativa (W) e reativa (var) e que dão origem ao chamado modelo ZIP de carga. Abaixo, a equação (12) representa as cargas ativas e a equação (13) as cargas reativas.

$$P = P_o \left[a_p + b_p \frac{V}{V_o} + c_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (12)$$

$$Q = Q_o \left[a_q + b_q \frac{V}{V_o} + c_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (13)$$

Nas quais, P_o e Q_o representam as potências, ativa e reativa nominais e os parâmetros $a_{p,q}$, $b_{p,q}$ e $c_{p,q}$ são fatores que levam em consideração as injeções de potência,

injeções de corrente e impedâncias constantes, respectivamente. Ainda, V_o é a tensão nominal e V é a tensão no ponto de conexão.

Para que a demanda seja representada de maneira adequada, as ponderações $a_{p,q}$, $b_{p,q}$ e $c_{p,q}$ devem obedecer às seguintes regras:

$$a_p + b_p + c_p = 1 \quad (14)$$

$$a_q + b_q + c_q = 1 \quad (15)$$

Em uma barra típica, a demanda é caracterizada por motores de indução, motores síncronos, iluminação e aquecimento.

A Fig. 9 mostra a representação gráfica da carga, através do modelo ZIP.

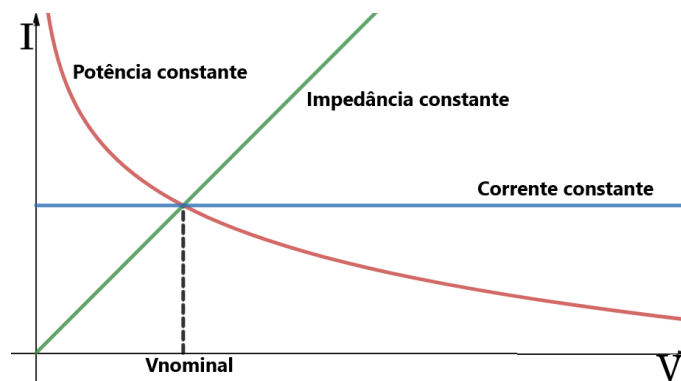


Figura 9 – Representação da carga através do modelo ZIP. Fonte: O autor

Outro tipo de modelagem para uma carga é por meio equações exponenciais. As mesmas estão apresentadas nas equações 16 e 17.

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (16)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (17)$$

Onde, α e β são fatores dependentes da tipologia da carga. De forma que, as equações (18), (19) e (20) representam, respectivamente, cargas com impedância constante, corrente constante e potência constante.

$$\alpha(\beta) = 2 \quad (18)$$

$$\alpha(\beta) = 1 \quad (19)$$

$$\alpha(\beta) = 0 \quad (20)$$

A Fig. 10 representa, graficamente, a tipologia desses modelos de carga.

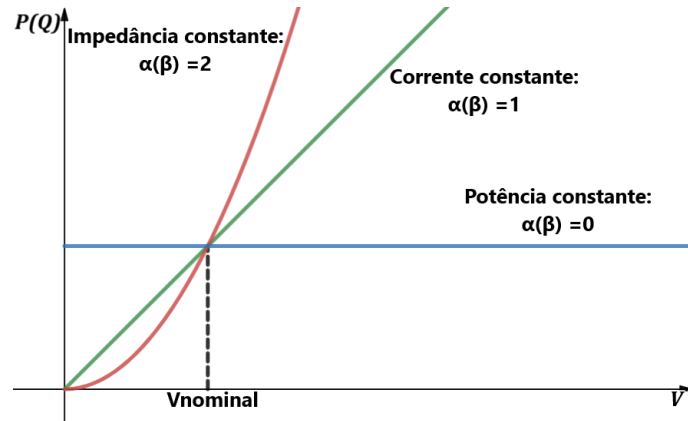


Figura 10 – Representação da tipologia da carga. Fonte: O autor

3.2.2 Modelagem da Linha

A modelagem de uma linha de transmissão vincula-se com três principais parâmetros, sendo estes: resistência série r_{km} , reatância série x_{km} e, por fim, susceptância *shunt* b_{km}^{sh} . Esse tipo de configuração é conhecida como Modelo π Equivalente (MONTICELLI, 1983). A complexidade da modelagem da linha está associada ao seu tamanho (L). O modelo ilustrado na Figura 11 é simplificado para linhas médias, nas quais $80 \text{ km} \leq L \leq 240 \text{ km}$

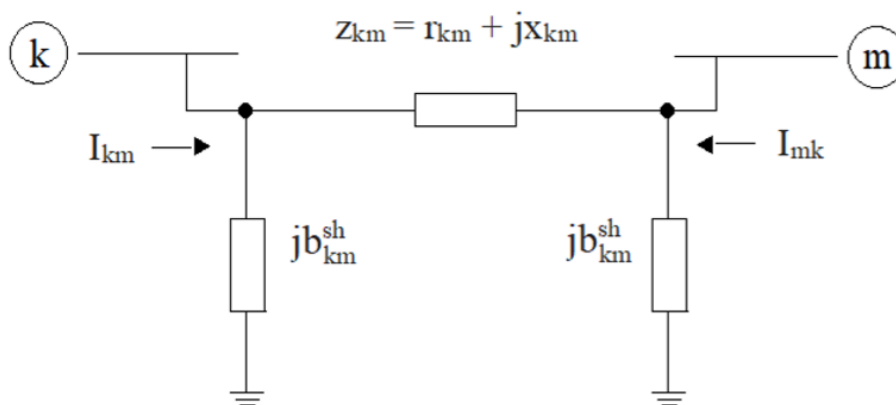


Figura 11 – Modelo π equivalente de uma linha de transmissão. Fonte: (MONTICELLI, 1983)

Analisando a Figura 11, pode-se obter as equações representativas de toda a linha. Abaixo, através das equações (21) e (22), estão descritas a impedância e a admitância do

elemento em série do circuito:

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (21)$$

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (22)$$

Dessa forma, desacoplando a condutância série g_{km} e a susceptância série b_{km} , tem-se que:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (23)$$

$$b_{km} = \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (24)$$

Toda vez que representa-se uma linha de transmissão através do Modelo equivalente π , sabe-se que a resistência série r_{km} e a reatância série x_{km} são positivas, o que, por consequência, faz com que a condutância série g_{km} seja positiva e a susceptância série b_{km} negativa. E, por ser capacitivo, o *shunt* é positivo (MONTICELLI, 1983).

As tensões dos terminais podem ser representadas da seguinte forma:

$$E_k = V_k e^{j\theta_k} \quad (25)$$

$$E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (26)$$

Para calcular-se a corrente I_{km} basta utilizar as tensões, E_k e E_m , dos terminais. Ainda, analisando o circuito da Figura 11, nota-se que a corrente é constituída de duas partes, uma série e uma *shunt*. Portanto, as correntes I_{km} e I_{mk} são dadas por:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^s E_k \quad (27)$$

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) + jb_{km}^s E_m \quad (28)$$

Contudo, quando uma linha de transmissão não é simplificada, a impedância e a admitância são modeladas da seguinte forma, dada respectivamente, pelas equações (29) e (30):

$$z' = z_{km} \frac{\sinh \frac{\gamma L}{2}}{\frac{\gamma L}{2}} \quad (29)$$

$$\frac{y'}{2} = \frac{y_{km}}{2} \frac{\tanh \frac{\gamma L}{2}}{\frac{\gamma L}{2}} \quad (30)$$

Onde, L é o comprimento da linha e γ é a constante de propagação, que pode, ainda, ser representada por meio da equação (31):

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (31)$$

Na qual, α e β , são, na devida ordem, as constantes de atenuação e de fase.

3.2.3 Modelagem do Gerador

A modelagem de um gerador síncrono é feita considerando-se uma fonte de tensão interna ideal (E) em série com uma reatância (X_δ). O circuito em questão encontra-se representado pela Figura 12.

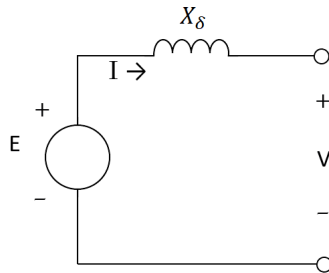


Figura 12 – Modelo ideal de um gerador. Fonte: O autor

Ainda, da Figura 12, V simboliza a tensão terminal do circuito e I a corrente.

O gerador injetará dois tipos de potência, a ativa (P_δ) e a reativa (Q_δ), estando elas exibidas nas equações (32) e (33), onde δ é o ângulo de carga.

$$P_\delta = \frac{VE}{X_\delta} \sin \delta \quad (32)$$

$$Q_\delta = \frac{V}{X_\delta} (E \cos \delta - V) \quad (33)$$

3.2.4 Modelagem do Transformador

Há três tipos de transformadores: em fase, defasador puro e defasador. Uma representação genérica desses transformadores é apresentada na Figura 13 (MONTICELLI, 1983):

Para transformadores em fase $t = a$, onde a é um número real e, para os defasadores, t é um número complexo dado como $ae^{j\phi}$, onde ϕ é o ângulo introduzido pelo

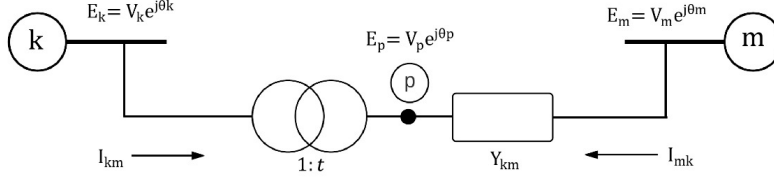


Figura 13 – Modelo ideal de um transformador. Fonte: (MONTICELLI, 1983)

defasador. Além disso, t é uma relação entre a tensão de um nó intermediário (P) e as tensões dos nós terminais. Assim sendo:

$$\frac{E_P}{E_k} = t = e^{j\phi} \quad (34)$$

De forma que:

$$\theta_P = \theta_k + \phi \quad (35)$$

Por meio do circuito da Figura 13 pode-se escrever, através das tensões terminais, as relações das correntes, descritas nas equações abaixo:

$$I_{km} = Y_{km}E_k + (-t^*Y_{km})E_m \quad (36)$$

$$I_{mk} = (-tY_{km})E_k + Y_{km}E_m \quad (37)$$

Onde, t^* simboliza o conjugado de t , ou seja:

$$t^* = e^{-j\phi} \quad (38)$$

3.3 Modelagem dos Veículos Elétricos

Veículos elétricos são cargas com características estocásticas. Logo, eles possuem variáveis, como horários de saída ou chegada em casas, escolas, trabalho, entre outras, que levam aos eventos de recarga (BREMERMANN et al., 2014).

Há dois conceitos de modelos para os veículos elétricos. A primeira modelagem representa o padrão de mobilidade e é baseada no processo de Poisson (PP), o qual é um modelo de distribuição estocástico que considera um número de eventos (para o presente caso, chegadas) em relação a um parâmetro que representa a taxa desses eventos ocorrerem por hora (λ). O segundo modelo representa as variações no perfil de recarregamento

para um certo tempo, considerando o modo de recarga da bateria. Assim, a taxa é dependente do tempo ($\lambda(t)$). De forma que, o processo de Poisson pode ser dividido em dois tipos, o modelo homogêneo (*PP*) e o não-homogêneo (*NHPP*) (ROSS, 2014).

Em ambos modelos considera-se que os carros chegam, em momentos aleatórios, a diferentes pontos, onde ocorrerá o recarregamento. Ainda, uma vez conectado à rede, o proprietário do veículo deve optar entre realizar o recarregamento imediato ou não do mesmo (BREMERMANN et al., 2014).

A Fig. 14 expõe os modelos *PP* e *NHPP*, que se diferenciam em como é realizado o processo de contagem. A Fig. 14 (a) equivale ao modelo *PP* e nela os eventos de chegada são constantes e agregados de forma horária, enquanto que a Fig. 14 (b) é representativa da modelagem *NHPP* e, por isso, os eventos de chegada são contínuos e dados de maneira aleatória (BREMERMANN et al., 2014).

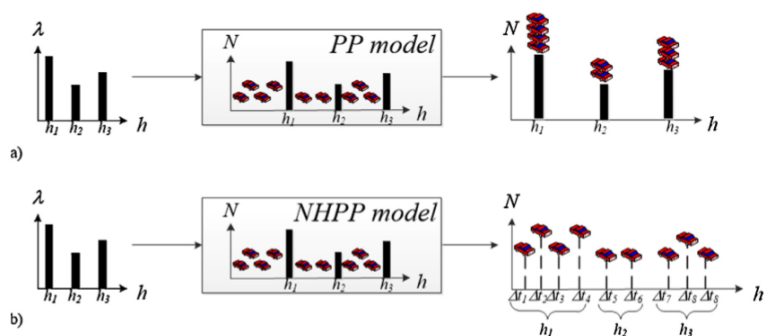


Figura 14 – Conceitos dos modelos de VEs. Fonte: (BREMERMANN et al., 2014)

Vale destacar que os dados dos modelos foram obtidos por meio de um estudo estatístico realizado pelo INE (Instituto Nacional de Estatística) em Portugal (BREMERMANN et al., 2014).

3.3.1 Modelagem por Processo Poisson

Nesse método serão modeladas as chegadas horárias do VEs.

A partir do tratamento dos dados do INE, é possível estimar o número de chegadas, que realizarão recarregamento, como uma variável aleatória para cada hora t do ano. Assim sendo, conhecem-se as chegadas horárias dos veículos, à lugares que, comumente, os motoristas portugueses trafegam, representadas na Fig. 15 (BREMERMANN et al., 2014).

Utilizando os dados da Fig. 15 criou-se uma amostragem cronológica das chegadas, mostrada através da Fig. 16

Ainda, o agrupamento das chegadas do VEs de maneira horária impede o monitoramento individualizado do estado de carga da bateria, dessa forma, assegura-se que o

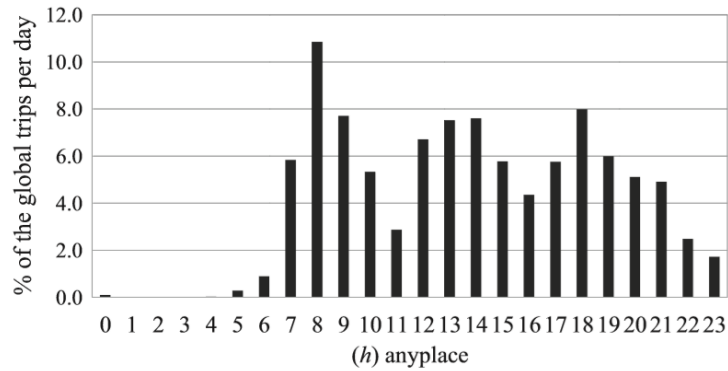


Figura 15 – Distribuição das chegadas dos veículos a qualquer lugar. Fonte: (BREMERMANN et al., 2014)

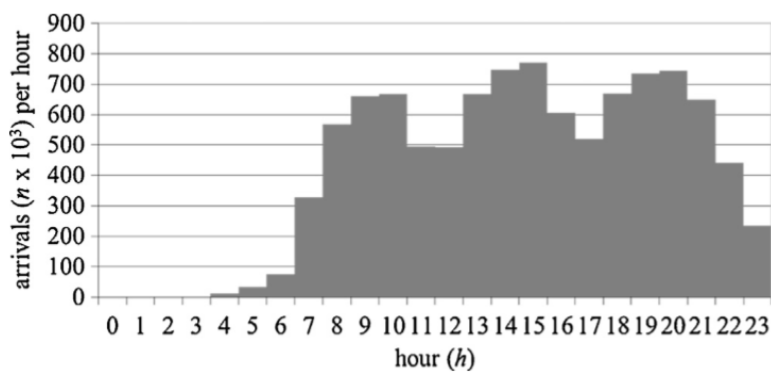


Figura 16 – Processo de contagem cronológica ao longo do dia. Fonte: (BREMERMANN et al., 2014)

veículo permanecerá conectado até o total recarregamento da mesma. Vale ressaltar que o veículo, em um dia, possui no mínimo dois trajetos, a saída e a chegada à residência (BREMERMANN et al., 2014).

Nessa modelagem pode-se inspecionar as estratégias de carregamento para um conjunto de chegadas de VEs (BREMERMANN et al., 2014).

3.3.2 Modelagem por Processo Não-Homogêneo de Poisson

O diferencial da modelagem *NHPP* é a capacidade de modelar as chegadas dos VEs de forma contínua e individual, o que possibilita o controle do estado de carga da bateria de cada veículo (BREMERMANN et al., 2014).

Esse modelo possui quatro etapas (BREMERMANN et al., 2014):

- Obter a distribuição das chegadas dos veículos durante o dia como uma variável dependente do tempo, realizada a partir da Fig. 15, representada na Fig. 17;
- Realizar uma amostragem anual para o número de chegada dos VEs, juntamente

com os horários de chegada. Calcula-se, então, um horário de saída para cada chegada;

- Criar a curva de carga dos VEs a partir da curva que relaciona os tempos de chegada e saída;
- Representar as estratégias de carregamento para incluir a carga dos VEs na simulação.

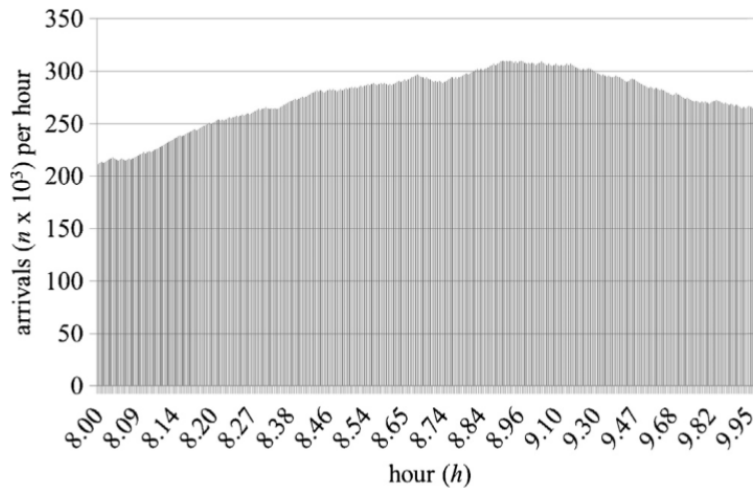


Figura 17 – Representação do proceso de contagem. Fonte: (BREMERMAN et al., 2014)

A curva de carga, Fig. 18, é obtida integrando a área formada pelos tempos de chegada e saída de todas as amostras que estão sendo analisadas, dada a partir da equação 39.

$$L_{VEtotal} = \sum_{j=1} \int_{T_{an}}^{T_{dn}} L_{VEj}(t) dt \quad (39)$$

Onde L_{VE} é a carga individual de um VE, T_{an} é o tempo de chegada, T_{dn} é o tempo de saída e j representa a categoria do VE.

A última etapa do método é avaliar a estratégia de carregamento.

As estratégias de carregamento consideradas no modelo são as apresentadas na subseção 2.2.4. Sendo elas:

- Carregamento direto;
- Carregamento no vale;
- Carregamento inteligente;

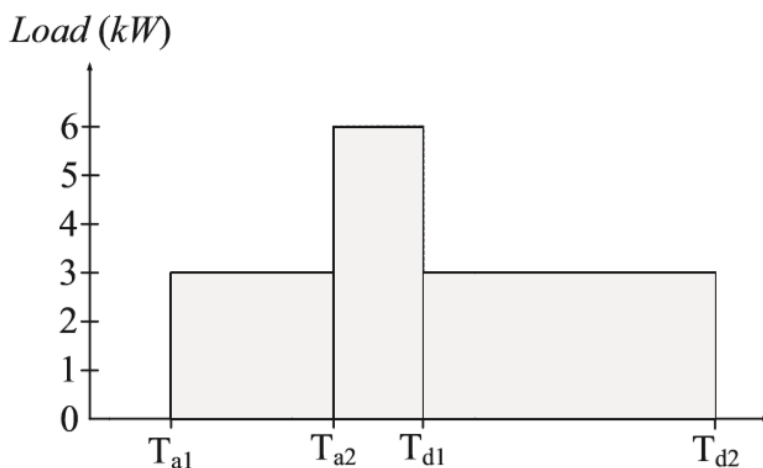


Figura 18 – Curva de carga do VE. Fonte: (BREMERMANN et al., 2014)

- Carregamento *vehicle-to-grid*.

Os modelos, descritos anteriormente, foram criados para serem utilizados em estudos de confiabilidade do sistema elétrico de potência. Contudo, a partir das curvas de carga geradas, podem ser retiradas situações pontuais, adequando-os para o estudo do fluxo de carga em regime permanente. Nesse caso, quando o veículo estiver utilizando a estratégia de carregamento *V2G*, o mesmo deve ser considerado como uma injeção de potência ativa na barra em que se encontra conectado, assim sendo, o sistema o perceberá como um gerador de potência ativa. Por outro lado, quando o veículo encontrar-se nas estratégias de carregamento direto ou no vale, ele estará consumindo potência ativa do sistema e pode ser modelado como uma carga de potência constante (na zona linear de carregamento).

3.4 Software

As simulações foram realizadas por meio do software *Power World Simulator*, elaborado pela *Power World Corporation*. É uma ferramenta interativa que possibilita a modelagem e simulação de sistemas elétricos de potência. Esse programa permite a criação de redes elétricas completas e cenários de testes diversos.

Ele opera com redes em modelagem π e os cálculos do fluxo de potência podem ser realizados através do Método de Newton-Raphson.

3.5 Algoritmo de Newton-Raphson

Nesse trabalho, a dedução do algoritmo de Newton-Raphson foi realizada seguindo a referência de Monticelli (1983).

Admitindo um sistema unidimensional, com função e variável escalares, definido por:

$$g(x) = 0 \quad (40)$$

O método de Newton-Raphson objetiva solucionar o sistema da equação (40) encontrando um ponto que, em termos geométricos, conforme a Fig. 19, posiciona-se exatamente em cima do eixo x . Dessa forma, o valor da variável x é raiz para o problema, satisfazendo o sistema.

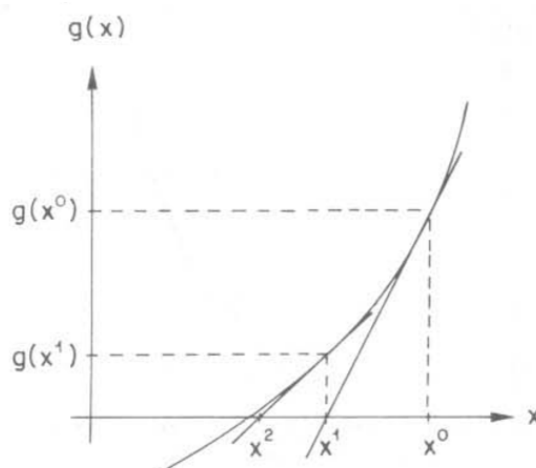


Figura 19 – Método de Newton-Raphson. Fonte: (MONTICELLI, 1983)

O algoritmo é definido por:

1. Toma-se $v = 0$ e escolhe-se uma solução inicial $x = x^v = x^0$;
2. Calcula-se o valor da função $g(x)$ para o ponto $x = x^v$;
3. Compara-se o valor calculado $g(x^v)$ com a tolerância especificada ϵ :
 - a) se $|g(x^v)| \leq \epsilon$, então $x = x^v$ é a solução para a função, procurada dentro da tolerância $\pm\epsilon$;
 - b) se $|g(x^v)| > \epsilon$, o algoritmo deve prosseguir.
4. Linearizar a função $g(x)$ em torno do ponto $(x^v; g(x^v))$, através da série de Taylor:

$$g(x^v + \Delta x^v) \simeq g(x^v) + g'(x^v)\Delta x^v \quad (41)$$

onde, $g'(x) = dg/dx$.

5. Solucionar o problema linearizado, encontrando um Δx tal que:

$$g(x^v) + g'(x^v)\Delta x^v = 0 \quad (42)$$

Ou seja,

$$\Delta x^v = -\frac{g(x^v)}{g'(x^v)} \quad (43)$$

Dessa forma, a nova estimativa de x passa a ser:

$$x^{v+1} = x^v + \Delta x^v \quad (44)$$

6. Fazer $v + 1 \rightarrow v$, então, retomar o algoritmo a partir do passo 2.

3.5.1 Aplicação ao fluxo de potência

Utiliza-se o algoritmo para solucionar o Subsistema 1 do fluxo de potência. Para tanto, deve-se resolver o sistema linear da equação (45), a fim de se encontrar o vetor correção Δx .

$$g(x^v) = -J(x^v)\Delta x^v \quad (45)$$

Para o Subsistema 1, as matrizes são definidas como:

$$g(x^v) = \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \quad (46)$$

$$\Delta(x^v) = \begin{bmatrix} \Delta \Theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (47)$$

$$J(x^v) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \Theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \Theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (48)$$

Para rearranjar a matriz Jacobiana, deve-se lembrar que os vetores ΔP e ΔQ são compostos pelas equações (10) e (11), respectivamente, e como P^{esp} e Q^{esp} são constantes, tem-se que:

$$J(x^v) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \Theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \Theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (49)$$

Para facilitar a metodologia de cálculos, divide-se a matriz Jacobiana nas submatrizes H , N , M e L . Cada uma retrata uma das derivadas parciais da matriz Jacobiana. Assim sendo:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \Theta} \quad (50)$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V} \quad (51)$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \Theta} \quad (52)$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (53)$$

Ainda, as derivadas parciais das submatrizes são definidas como:

$$H_{km} = \partial P_k / \partial \Theta_m = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (54)$$

$$H_{kk} = \partial P_k / \partial \Theta_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (55)$$

$$N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (56)$$

$$N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (57)$$

$$M_{km} = \partial Q_k / \partial \Theta_m = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (58)$$

$$M_{kk} = \partial Q_k / \partial \Theta_k = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (59)$$

$$L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (60)$$

$$L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (61)$$

Para simplificar, os elementos H_{kk} , N_{kk} , M_{kk} e L_{kk} podem ser escritos em função da potência ativa e reativa na barra k :

$$H_{kk} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (62)$$

$$N_{kk} = V_k^{-1} (P_k + V_k^2 G_{kk}) \quad (63)$$

$$M_{kk} = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (64)$$

$$L_{kk} = V_k^{-1} (Q_k - V_k^2 B_{kk}) \quad (65)$$

Como as submatrizes H , N , M , L são dependentes da impedância Y_{km} , pode-se afirmar que se:

$$Y_{km} = G_{km} + jB_{km} = 0 \quad (66)$$

Os elementos H_{km} , N_{km} , M_{km} , L_{km} serão, por consequência, nulos e, dessa forma, as submatrizes H , N , M , L possuem as mesmas propriedades de esparsidade da matriz Y .

O processo iterativo, aplicado ao Subsistema 1, tem os seguintes passos:

1. Estabelecer $\nu = 0$ e definir valores iniciais dos ângulos das tensões para barras PQ e PV , e as magnitudes das tensões para barras PQ :
 - Barras PQ e PV : $\theta = \theta^0$
 - Barras PQ : $V = V^0$
2. Calcular $P_k(V^\nu, \theta^\nu)$ e $Q_k(V^\nu, \theta^\nu)$ para barras PQ e $P_k(V^\nu, \theta^\nu)$ para barras PV . Determinar os resíduos ΔP_k^ν e ΔQ_k^ν ;
3. Testar a convergência:
 - se $\text{Max} \{ |\Delta P_k^\nu| \} \leq \varepsilon_P$ e $\text{Max} \{ |\Delta Q_k^\nu| \} \leq \varepsilon_Q$, o método convergiu para a solução (V^ν, θ^ν) ;
 - caso contrário, prosseguir o algoritmo.
4. Calcular a matriz Jacobiana $J(V^\nu, \theta^\nu)$;
5. Calcular a nova solução $(V^{\nu+1}, \theta^{\nu+1})$:

$$\theta^{\nu+1} = \theta^\nu + \Delta\theta^\nu \quad (67)$$

$$V^{\nu+1} = V^\nu + \Delta V^\nu \quad (68)$$

Os vetores $\Delta\theta^\nu$ e ΔV^ν são determinados a partir do sistema linear representado na equação (69):

$$\begin{bmatrix} \Delta P^\nu \\ \Delta Q^\nu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(V^\nu, \theta^\nu) & N(V^\nu, \theta^\nu) \\ M(V^\nu, \theta^\nu) & L(V^\nu, \theta^\nu) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\theta^\nu \\ \Delta V^\nu \end{bmatrix} \quad (69)$$

6. Fazer $\nu + 1 \rightarrow \nu$ e retornar ao passo 2.

3.6 Coleta e Tratamento de Dados

Em relação aos dados utilizados para os casos simulados, todos foram coletados do site do ONS (Operador Nacional do Sistema). Foram reunidas informações de carga e capacidade instalada para cada subregião elétrica do país, para o período do dia primeiro de outubro de 2017 até o dia 30 de setembro de 2018. Dessa forma, foram analisados dados para 365 dias, ou seja, um ano.

3.7 Representação do Sistema

O sistema teste proposto é uma representação da rede elétrica de transmissão brasileira. Este é composto por 4 barramentos, que representam os quatro subsistemas do país: sul, sudeste/centro-oeste, norte e nordeste, além de uma barra adicional. Foram feitas linhas que interligassem todas as subregiões, de forma a criar malhas. Ademais, todas as barras, exceto a adicional, possuem geração e carga. O nível de tensão utilizado foi de 230 kV, ele representa 41,3% da rede de transmissão brasileira, totalizando 56197 km instalados.

Todas as cargas possuem somente potência ativa e os valores para cada subregião foram definidos como a média anual das cargas de cada mês. A tabela 3.7 traz os valores de carga e capacidade instalada, no mês de setembro de 2018, para os quatro subsistemas.

Ainda, cada subsistema foi representado por um equivalente de geração e de carga, resultando em um modelo de barra única para cada região elétrica do país. Além disso, foi adicionada uma barra para representar as subestações de transmissão, que têm por objetivo aumentar a capacidade de transmissão, diminuir perdas e regular tensão, haja vista a extensão do sistema interligado nacional.

Além disso, os limites das linhas foram determinados a partir das cargas presentes no modelo com o objetivo de verificar o impacto das seguintes falhas:

- $N - 1$;
- $N - 2$;
- $N - 3$;
- Perda de capacidade de geração.

As quais se traduzem em eventos de perdas de linhas de interligação. Estes cenários serão apresentados na seção 4.

Tabela 2 – Geração e carga de cada subsistema elétrico.

Subsistema	Carga (MW)	Capacidade Instalada (MW)
Nordeste	16593,58	30275
Norte	5543,67	20397
Sudeste/Centro-Oeste	38246,92	84815
Sul	11276,00	22818

Fonte: ONS

4 DISCUSSÃO E RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os cenários simulados e a discussão dos resultados.

4.1 Cenários simulados

Serão simulados 21 cenários para análise do fluxo de potência em regime permanente:

- Cenário 1: Sistema com todos geradores operando e linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 2: Sistema com todos geradores operando e retirada do barramento adicional;
- Cenário 3: Sistema com todos geradores operando e $N - 1$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 4: Sistema com todos geradores operando e $N - 2$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 5: Sistema com todos geradores operando e $N - 3$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 6: Sistema sem geração de potência no subsistema norte e todas linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 7: Sistema sem geração de potência no subsistema norte e $N - 1$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 8: Sistema sem geração de potência no subsistema norte e $N - 2$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 9: Sistema sem geração de potência no subsistema norte e $N - 3$ linhas de transmissão conectadas;

- Cenário 10: Sistema sem geração de potência no subsistema sudeste/centro-oeste e todas linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 11: Sistema sem geração de potência no subsistema sudeste/centro-oeste e $N - 1$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 12: Sistema sem geração de potência no subsistema sudeste/centro-oeste e $N - 2$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 13: Sistema sem geração de potência no subsistema sudeste/centro-oeste e $N - 3$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 14: Sistema sem geração de potência no subsistema nordeste e todas linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 15: Sistema sem geração de potência no subsistema nordeste e $N - 1$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 16: Sistema sem geração de potência no subsistema nordeste e $N - 2$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 17: Sistema sem geração de potência no subsistema nordeste e $N - 3$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 18: Sistema sem geração de potência no subsistema sul e todas linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 19: Sistema sem geração de potência no subsistema sul e $N - 1$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 20: Sistema sem geração de potência no subsistema sul e $N - 2$ linhas de transmissão conectadas;
- Cenário 21: Sistema sem geração de potência no subsistema sul e $N - 3$ linhas de transmissão conectadas;

Onde N equivale ao número de linhas de transmissão existentes no modelo. As avaliações dos cenários $N - 1$, $N - 2$ e $N - 3$ serão realizadas com a intenção de demonstrar o comportamento do sistema sob condições de falhas em cascata, desconsiderando a dinâmica do mesmo. Essas desconexões podem resultar de falhas ocorridas no sistema, as quais podem ser ocasionadas por fatores diversos, tais como descargas elétricas, entrelaçamento de cabos, entre outros, que não são o foco do presente trabalho, mas que fazem os sistemas de proteção atuar e retiram algumas linhas de operação. O efeito de falhas em cascata será representado pela retirada de operação da linha com maior porcentagem

de capacidade de potência aparente sendo utilizada. Ainda, todas as tensões estão controladas, portanto, todas permanecem iguais e com valor nominal de 230kV. A diferença ocorrerá no ângulo do fasor que resulta do fluxo de potência ativa.

4.1.1 Cenário 1

A primeira simulação está apresentada na Fig. 20.

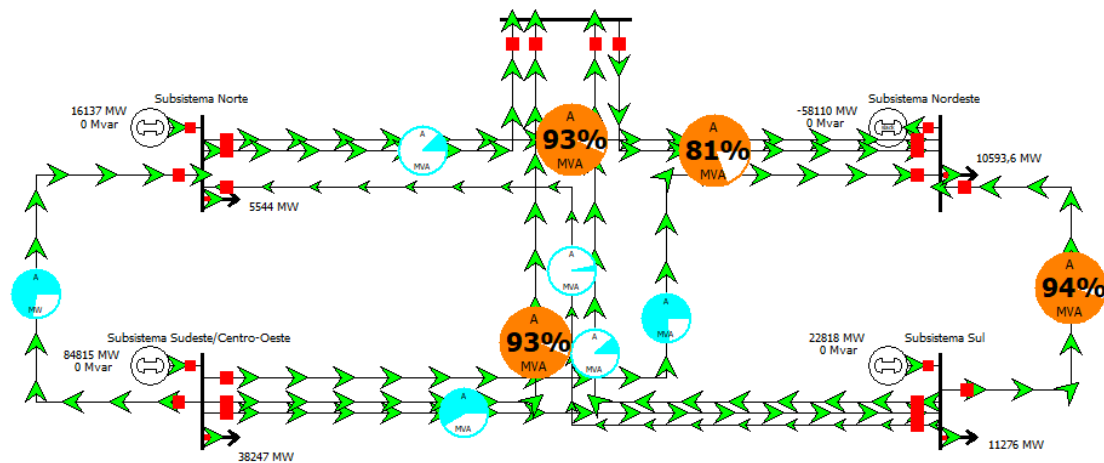


Figura 20 – Representação do cenário 1. Fonte: O autor

Uma vez que a análise realizada neste trabalho foca no carregamento das linhas de interligação, os geradores foram modelados sem restrições de limites operacionais. Portanto, as tensões nos barramentos são controladas pela infinita capacidade de geração reativa. As tabelas 3 e 4 apresentam os resultados da simulação do cenário 1. Ainda, na Fig. 20, observa-se que a barra de referência (Subsistema Nordeste) consome, para além de seu valor de carga, 58110MW. Este resultado significa o fechamento do balanço de potência pela barra de referência. Nota-se também que, algumas linhas já ultrapassaram 80% de sua capacidade, sendo elas, a que liga, diretamente, o subsistema nordeste ao norte, a qual atingiu 93% de seu limite, a linha de transmissão que conecta a barra adicional ao subsistema nordeste, com 81% do limite, a linha entre os barramentos sul e nordeste, com 94% e, por fim, a linha de interligação das barras sudeste/centro-oeste e adicional, com 93% de sua capacidade.

Vale destacar da tabela 4 o sinal do fluxo. Quando este for positivo, significa que ele está em concordância com o sentido estipulado das barras, quando for negativo, o fluxo está no sentido contrário.

4.1.2 Cenário 2

O sistema sem o barramento adicional é ilustrado pela Fig. 21.

Tabela 3 – Cenário 1: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-0,79
Sudeste/Centro-Oeste	-0,38
Sul	-0,78
Adicional	-0,91

Fonte: O autor

Tabela 4 – Cenário 1: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	15859,4	93,3
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	23054,4	76,8
Nordeste	Sul	-16049,1	94,4
Adicional	Nordeste	13740,7	80,8
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-7194,9	71,9
Norte	Sul	-189,7	3,2
Adicional	Norte	-2118,7	12,5
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	7005,2	58,4
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	9313,6	93,1
Adicional	Sul	-2308,4	11,5

Fonte: O autor

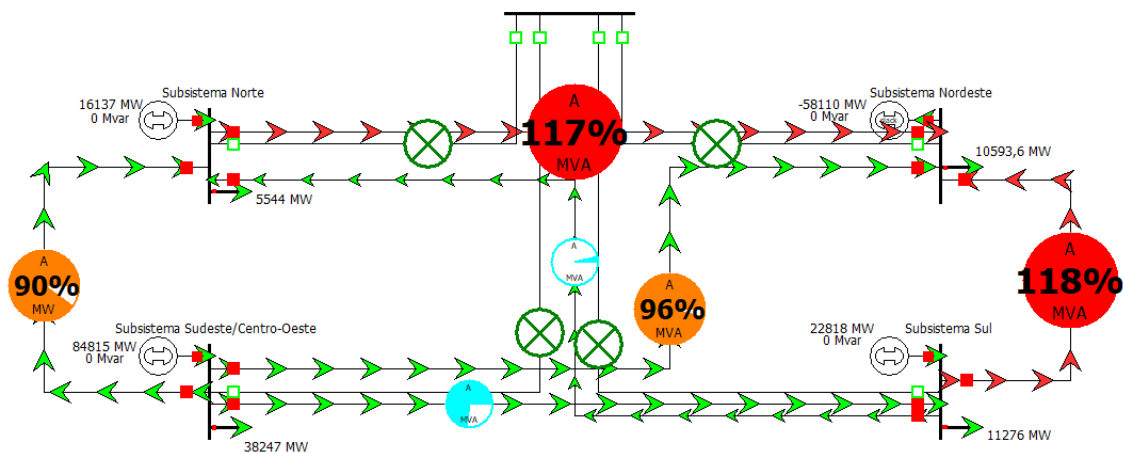


Figura 21 – Representação do cenário 2. Fonte: O autor

Foram retiradas todas as linhas que interligavam a barra adicional aos subsistemas.

Nesse caso, para que todas as cargas fossem atendidas e para que o balanço de potência fosse coerente, percebe-se uma sobrecarga na linha de transmissão conectora dos subsistemas norte e nordeste, ultrapassando 17% do seu limite. Há também sobrecarga de 18% na linha entre os barramentos sul e nordeste. Ademais, as linhas de transmissão

entre as subregiões sudeste/centro-oeste e norte e sudeste/centro-oeste e nordeste mostraram altos percentuais relativos ao seus limites de transmissão, sendo, respectivamente, 90% e 96%. Ainda, a partir da tabela 5 é possível aferir as diferenças angulares entre os barramentos, enquanto que, na tabela 6, podem ser conferidos os fluxos entre as regiões.

Tabela 5 – Cenário 2: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-0,56
Sudeste/Centro-Oeste	-0,04
Sul	-0,55
Adicional	-

Fonte: O autor

Tabela 6 – Cenário 2: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	19824,3	116,6
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	28817,9	96,1
Nordeste	Sul	-20061,4	118
Adicional	Nordeste	-	-
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-8993,6	89,9
Norte	Sul	237,1	4
Adicional	Norte	-	-
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	8756,5	73
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Adicional	Sul	-	-

Fonte: O autor

4.1.3 Cenário 3

Por conseguinte, desligou-se a linha de transmissão entre as regiões sul e nordeste. Assim sendo, ocorreu sobrecarga nas linhas norte e nordeste, tanto na que faz ligação direta entre esses barramentos, quanto na que transmite potência através da barra adicional do sistema. As sobrecargas foram de 25% na linha de ligação direta e de 12% na que faz interação com o barramento adicional. Com a retirada de operação da linha sul-nordeste, o sistema apresenta outras três linhas com mais de 90% de suas capacidades sendo utilizadas. Ainda, percebe-se um aumento do fluxo de potência através da linha que conecta os subsistemas sul e norte, a qual, até o presente momento, possuía um fluxo de potência baixo, quando comparado às outras linhas.

A tabela 7 explicita os ângulos dos fasores de cada barramento e a tabela 8 os fluxos de potência.

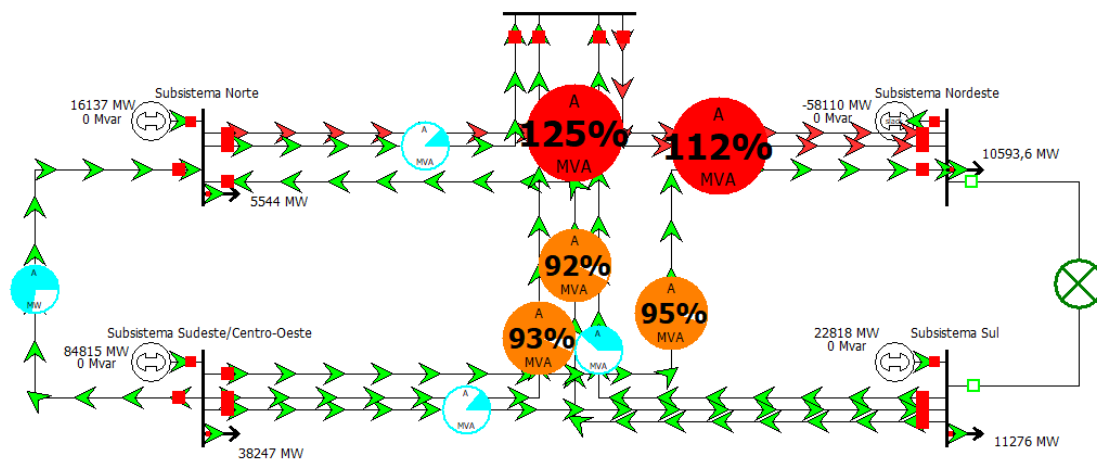


Figura 22 – Representação do cenário 3. Fonte: O autor

Tabela 7 – Cenário 3: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-0,48
Sudeste/Centro-Oeste	-0,07
Sul	0,16
Adicional	-0,60

Fonte: O autor

Tabela 8 – Cenário 3: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	21209,2	124,8
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	28404,1	94,7
Nordeste	Sul	-	-
Adicional	Nordeste	19090,4	112,3
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-7194,9	71,9
Norte	Sul	-5539,4	92,3
Adicional	Norte	-2118,7	12,5
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	1655,5	13,8
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-9313,6	93,1
Adicional	Sul	-76558,1	38,3

Fonte: O autor

4.1.4 Cenário 4

A partir da Fig. 23, nota-se que a linha com mais carga agora é a que conecta as subregiões norte e nordeste, desse modo, ela será a próxima a ser retirada de operação.

O sistema, mostrado na Fig. 23, após a retirada de operação de duas linhas, apresenta sobrecarga nas linhas conectoras do subsistema nordeste. Os percentuais de sobre-

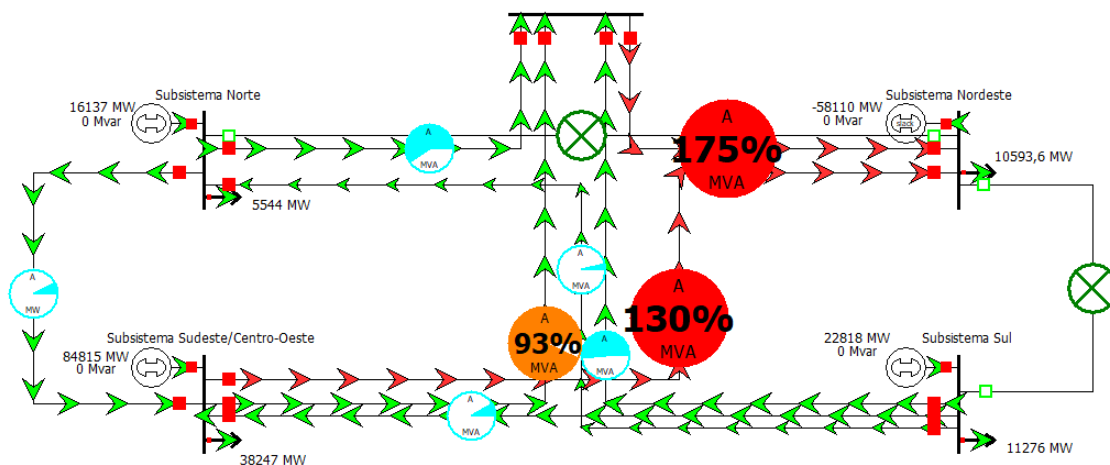


Figura 23 – Representação do cenário 4. Fonte: O autor

carga são 75% e 30%, pois sobram somente duas linhas para suprir a carga e balanço de fluxo do sistema. Além, percebe-se que, em comparação às outras simulações, o fluxo de potência entre as barras norte e sudeste/centro-oeste é invertido, dessa forma, o barramento sudeste/centro-oeste começa a ser atendido, também, pela subregião norte.

Tabela 9 – Cenário 4: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-0,58
Sudeste/Centro-Oeste	0,54
Sul	0,60
Adicional	0,01

Fonte: O autor

Tabela 10 – Cenário 4: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	-	-
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	39008,6	94,7
Nordeste	Sul	-	-
Adicional	Nordeste	29695	174,7
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	758,5	7,6
Norte	Sul	-237,1	4
Adicional	Norte	-10072,2	59,2
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-995,6	8,3
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-9313,6	93,1
Adicional	Sul	-10309,3	51,5

Fonte: O autor

4.1.5 Cenário 5

A linha retirada, para completar o efeito cascata, é a que interliga a barra adicional e o subsistema norte.

Na simulação sem as três linhas de transmissão, Fig. 24, constata-se que, na maioria das linhas do modelo, os limites estão com margem para aumento do fluxo, isso deve-se ao fato de que restou somente uma linha para atender à carga da subregião norte, forçando que todo o fluxo necessário para esse barramento fosse conduzido por essa única linha, a qual ficou com 129% de sobrecarga no fluxo de potência. Ainda, a linha de conexão dos subsistemas norte e sudeste/centro-oeste apresentou 82% de capacidade utilizada. Percebe-se que, se o efeito cascata simulado acontecer, provavelmente, o barramento nordeste seria retirado de operação.

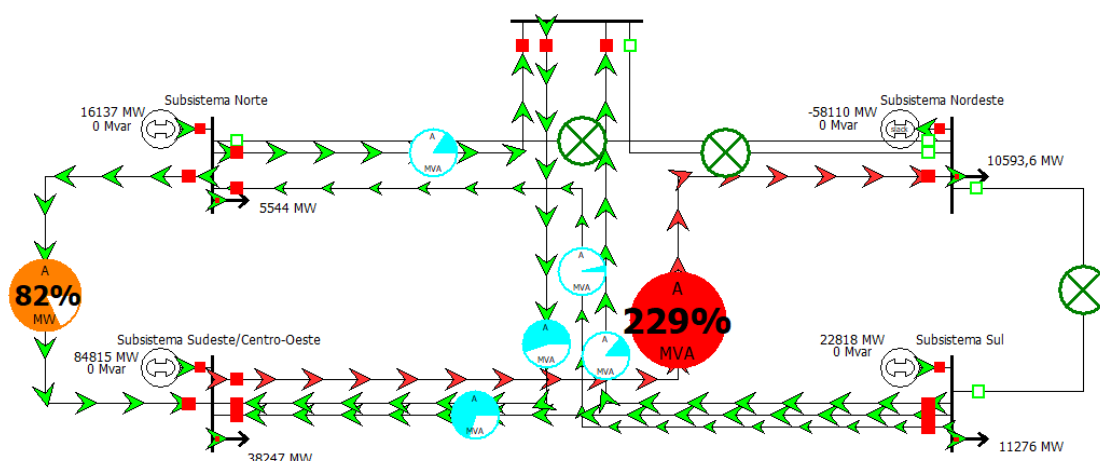


Figura 24 – Representação do cenário 5. Fonte: O autor

Tabela 11 – Cenário 5: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	2,71
Sudeste/Centro-Oeste	2,24
Sul	2,72
Adicional	2,56

Fonte: O autor

Nas tabelas 11 e 12, podem ser conferidos os novos ângulos e fluxos entre os barramentos, respectivamente.

Tabela 12 – Cenário 5: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	-	-
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	68703,7	229
Nordeste	Sul	-	-
Adicional	Nordeste	-	-
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	8182,3	81,8
Norte	Sul	-237,1	4
Adicional	Norte	-2648,4	15,6
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-8419,4	70,2
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	5533,9	55,3
Adicional	Sul	2885,5	14,4

Fonte: O autor

4.1.6 Cenário 6

Retirando de operação o gerador da subregião norte tem-se o seguinte fluxo de potência:

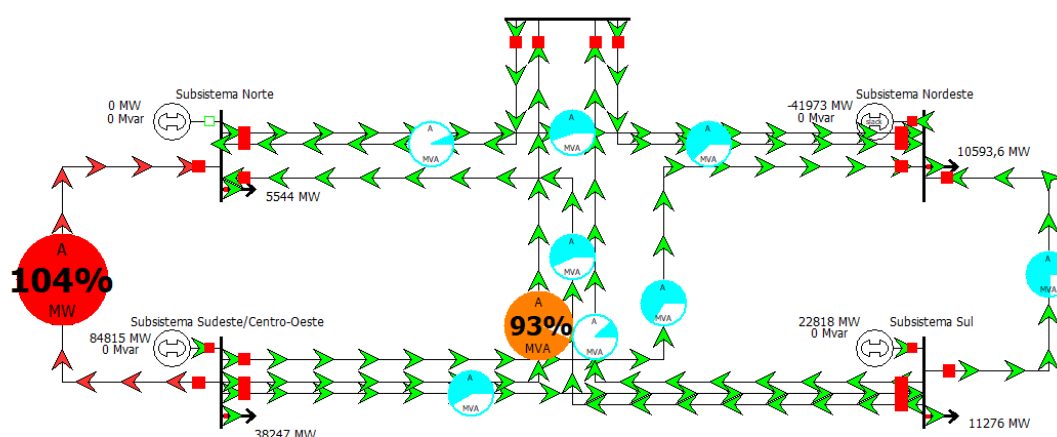


Figura 25 – Representação do cenário 6. Fonte: O autor

Percebe-se que, se ocorrer alguma falta na rede em que a geração da região norte seja retirada de operação, a linha de interligação entre as regiões norte e sudeste/centro-oeste ficaria com 4% de sobrecarga. A falta desse gerador não acarretaria em outras sobrecargas no sistema em geral, contudo, a linha de transmissão entre os barramentos sul e norte estaria com 93% de sua capacidade sendo utilizada.

Na tabela 14, pode-se constatar os fluxos de potência presentes nas linhas, além do percentual que cada linha apresenta em relação à sua capacidade máxima de potência aparente. Nela, nota-se que as principais regiões atendendo à norte são a sudeste/centro-oeste e sul. Enquanto, na tabela 13, podem ser conferidas as aberturas angulares de cada barramento.

Tabela 13 – Cenário 6: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,16
Sudeste/Centro-Oeste	-0,56
Sul	-0,96
Adicional	-1,09

Fonte: O autor

Tabela 14 – Cenário 6: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	9404,6	55,3
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	19826,9	66,1
Nordeste	Sul	-12821,7	75,4
Adicional	Nordeste	10513,3	61,8
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-10422,4	104,2
Norte	Sul	-3417,1	57
Adicional	Norte	1108,7	6,5
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	7005,2	58,4
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-9313,6	93,1
Adicional	Sul	-2308,4	11,5

Fonte: O autor

4.1.7 Cenário 7

A linha retirada para nesse cenário foi a que interliga as regiões sudeste/centro-oeste e norte, Fig. 26.

Nessa simulação, verifica-se sobrecarga em duas linhas de transmissão, sobrecarregadas em 28% e 15%, além de uma linha apresentando 87% de capacidade utilizada. Pode-se analisar que as linhas, onde houve aumento do fluxo, encontram-se nessa situação devido à falta de geração no subsistema norte que deveria atender à carga desse barramento.

Na tabela 15, são apresentados os ângulos das barras. Na tabela 16, pode-se observar os novos fluxos de potência entre as regiões, onde é possível constatar que, com a retirada da linha que conectava diretamente as regiões sudeste/centro-oeste e norte, o fluxo de potência foi deslocado para as linhas que recebem potência do subsistema sul, causando sobrecarga em duas importantes linhas que atendem à região norte.

4.1.8 Cenário 8

A próxima desconexão realizada foi da linha que interliga as barras sudeste/centro-oeste e adicional. O novo sistema é mostrado na Fig. 27.

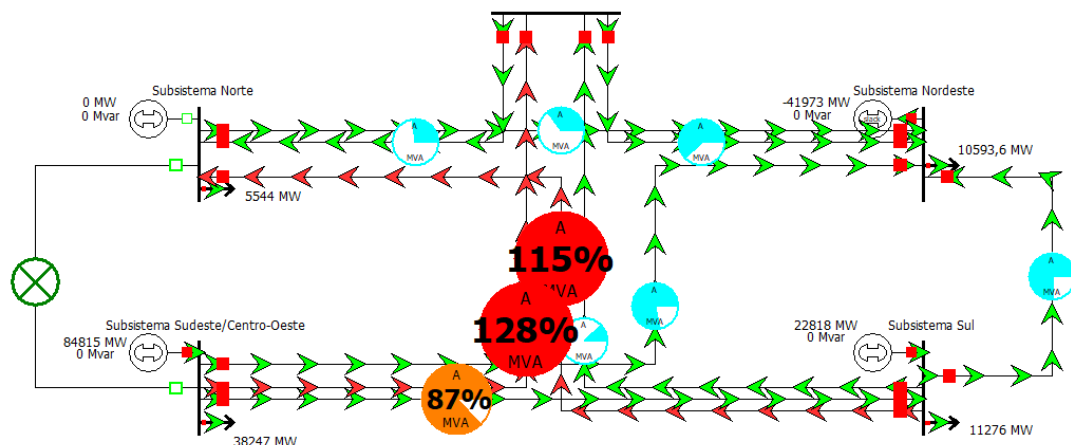


Figura 26 – Representação do cenário 7. Fonte: O autor

Tabela 15 – Cenário 7: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,36
Sudeste/Centro-Oeste	-0,36
Sul	-0,96
Adicional	-1,09

Fonte: O autor

Tabela 16 – Cenário 7: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	5930,4	34,9
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	23301	77,7
Nordeste	Sul	-12821,7	75,4
Adicional	Nordeste	10513,3	61,8
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-6891,2	114,9
Adicional	Norte	4582,9	27
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	10479,3	87,3
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-12787,7	127,9
Adicional	Sul	-2308,4	11,5

Fonte: O autor

Na situação, nota-se, a partir da tabela 18, que as linhas de transmissão relacionadas à região sudeste/centro-oeste sofrem aumento de fluxo, acontecimento devido ao fato de que a região sudeste/centro-oeste está suprindo boa parte da carga gerada na região norte, o que acaba causando sobrecarga na linha de transmissão entre as regiões sul e norte, pois a energia gerada no subsistema sudeste/centro-oeste é enviada até o subsistema sul que, a partir de suas linhas transmissoras, atendem, juntamente, à carga da barra

norte. A tabela 17 expõe os novos ângulos do sistema.

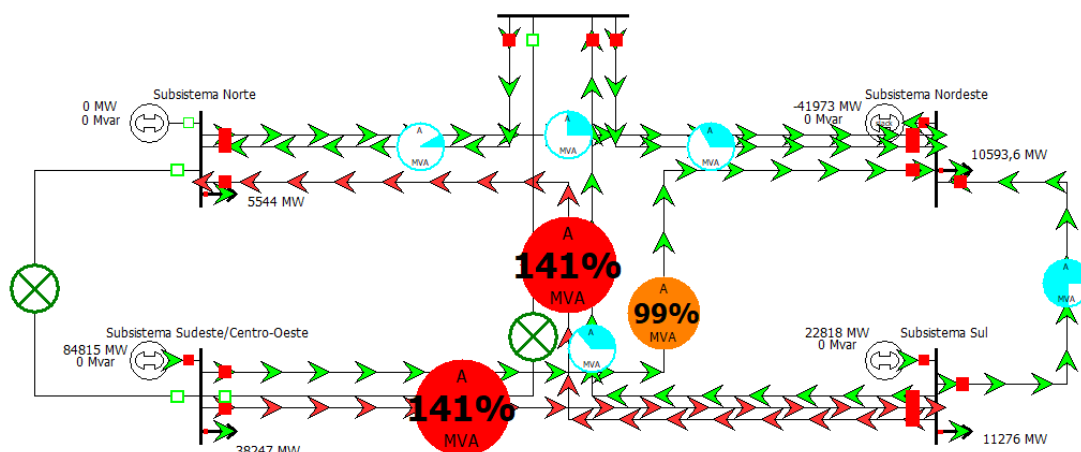


Figura 27 – Representação do cenário 8. Fonte: O autor

Tabela 17 – Cenário 8: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,45
Sudeste/Centro-Oeste	0,01
Sul	-0,96
Adicional	-1,37

Fonte: O autor

Tabela 18 – Cenário 8: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	4332	25,5
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	29694,9	99
Nordeste	Sul	-12821,7	75,4
Adicional	Nordeste	5717,9	33,6
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-8489,7	141,5
Adicional	Norte	1385,9	8,2
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	16873,2	140,6
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Adicional	Sul	-7103,8	35,5

Fonte: O autor

4.1.9 Cenário 9

O próximo passo é a desconexão da linha entre os barramentos norte e sul, pois é a que, segundo a tabela 18, apresenta maior sobrecarga. Dessa forma, o sistema sem três

linhas transmissoras e sem geração na região norte é apresentado na Fig. 28.

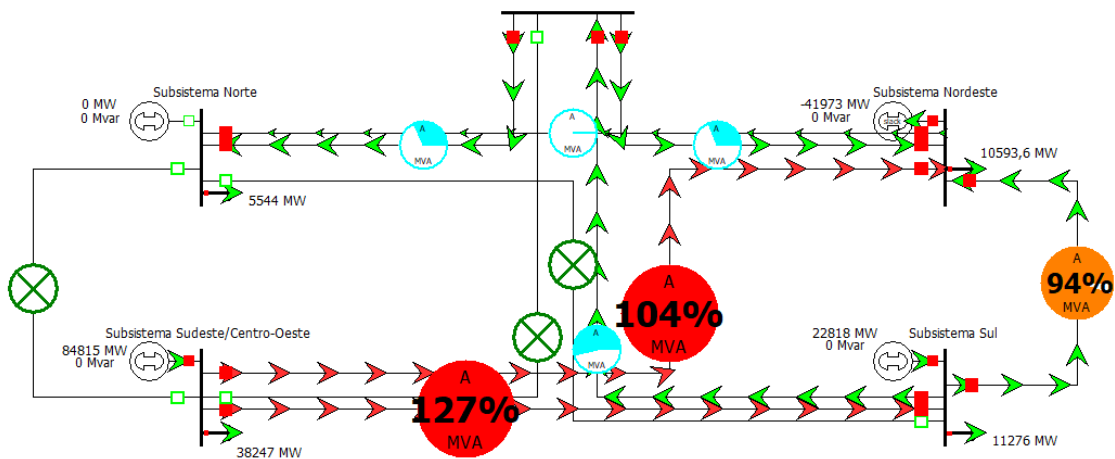


Figura 28 – Representação do cenário 9. Fonte: O autor

Olhando para a Fig. 28, percebe-se que restaram somente duas linhas na qual a geração do subsistema sudeste/centro-oeste pode circular, dessa forma, como essa era uma das regiões que mais estava suprindo à carga da região norte, as linhas de transmissão entre as barras sudeste/centro-oeste e sul e sudeste/centro-oeste e nordeste estão com 27% e 4% de sobrecarga. Ainda, vale notar que, a linha que interliga os subsistemas sul e nordeste está com 94% de sua capacidade sendo utilizada e o fluxo de potência entre as regiões nordeste e norte foi reduzido.

Tabela 19 – Cenário 9: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,70
Sudeste/Centro-Oeste	0,10
Sul	-0,78
Adicional	-1,39

Fonte: O autor

A tabela 20 traz os fluxos de potência entre os barramentos.

4.1.10 Cenário 10

Retirando de operação o gerador da subregião sudeste/centro-oeste, tem-se o fluxo de potência apresentado pela Fig. 29.

Percece-se que ao retirar a geração do subsistema sudeste/centro-oeste, o subsistema norte começa a ter uma geração de 26705MW, para que todas as cargas sejam atendidas.

Tabela 20 – Cenário 9: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	115	0,70
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	31312	104,4
Nordeste	Sul	-16055,9	94,4
Adicional	Nordeste	5313,6	31,3
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-	-
Adicional	Norte	5428,6	31,9
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	15256,1	127,1
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Adicional	Sul	-10742,2	53,7

Fonte: O autor

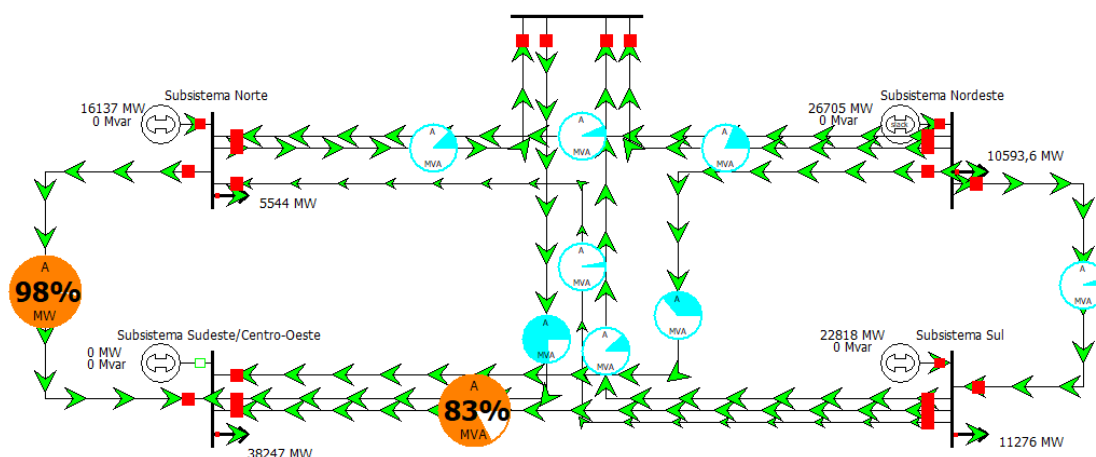


Figura 29 – Representação do cenário 10. Fonte: O autor

Ainda, nessa situação, nenhuma linha de transmissão sistema apresenta sobrecarga. Contudo, duas linhas apresentam mais de 80% de capacidade sendo utilizada, sendo as linhas de interligação entre sul e sudeste/centro-oeste e norte e sudeste/centro-oeste.

A partir da tabela 21 os ângulos dos barramentos podem ser verificados. Na tabela 22 os fluxos de potência e utilização da capacidade das linhas desse sistema são explicitados.

4.1.11 Cenário 11

Retirando de operação a linha que interliga os subsistemas norte e sudeste/centro-oeste, tem-se o sistema da Fig. 30.

A partir da retirada de uma linha de transmissão, o sistema que antes somente sem geração no barramento sudeste/centro-oeste, não apresentava linhas sobrecarregadas,

Tabela 21 – Cenário 10: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,76
Sudeste/Centro-Oeste	-2,32
Sul	-1,75
Adicional	-1,88

Fonte: O autor

Tabela 22 – Cenário 10: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	-1103,6	6,5
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-10871,7	36,2
Nordeste	Sul	913,9	5,4
Adicional	Nordeste	-3222,3	19
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	9768,1	97,7
Norte	Sul	-189,7	3,2
Adicional	Norte	-2118,7	12,5
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-9957,8	83
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	7649,4	76,5
Adicional	Sul	-2308,4	11,5

Fonte: O autor

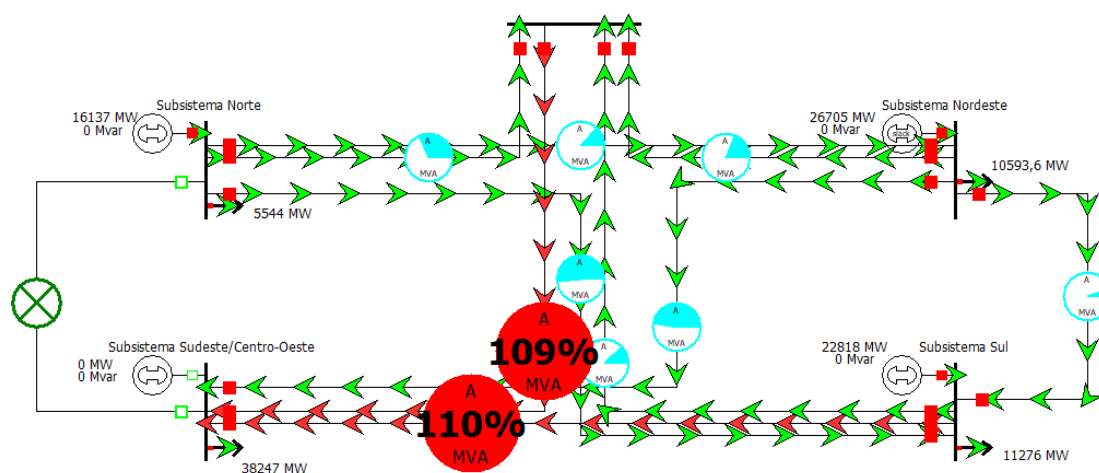


Figura 30 – Representação do cenário 11. Fonte: O autor

agora possui duas, sendo estas a que interliga as regiões sul e sudeste/centro-oeste e o barramento adicional e sudeste/centro-oeste, com 10% e 9% de sobrecarga.

Além disso, pela tabela 24, o subsistema que mais atende, diretamente, à carga da região sudeste/centro-oeste é o nordeste, seguido pelo subsistema sul.

Na tabela 23, podem ser conferidos os ângulos do sistema.

Tabela 23 – Cenário 11: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,57
Sudeste/Centro-Oeste	-2,51
Sul	-1,75
Adicional	-1,88

Fonte: O autor

Tabela 24 – Cenário 11: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	2152,5	12,7
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-14127,7	47,1
Nordeste	Sul	913,9	5,4
Adicional	Nordeste	-3222,3	19
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	3066,4	51,1
Adicional	Norte	-5374,7	31,6
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-13213,8	110,1
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	10905,4	109,1
Adicional	Sul	-2308,4	11,5

Fonte: O autor

4.1.12 Cenário 12

Para o cenário exibido pela Fig. 31 , a linha retirada de operação foi a que interliga as regiões sul e sudeste/centro-oeste.

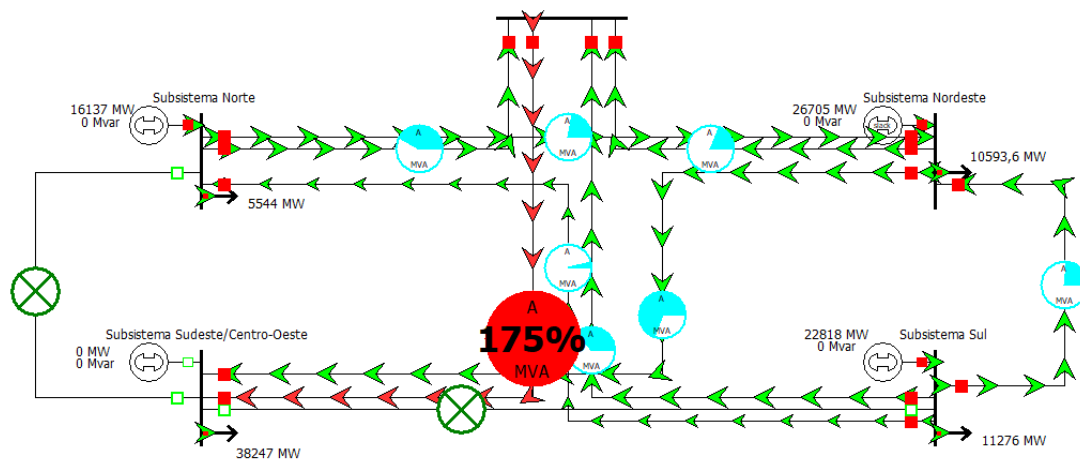


Figura 31 – Representação do cenário 12. Fonte: O autor

A sobrecarga do sistema dá-se, agora, na linha que interliga os barramentos adicional e sudeste/centro-oeste. Percebe-se, ainda, que o fluxo entre as barras sul e nordeste

e sul e norte foi invertido em relação à Fig. 30, haja vista que o subsistema sul não pode mais enviar, diretamente, potência à carga do subsistema sudeste/centro-oeste. Além disso, o barramento adicional recebe potência por três de suas quatro linhas e as envia para a barra do subsistema sudeste/centro-oeste.

Nas tabelas 25 e 26 podem ser verificados os parâmetros do sistema.

Tabela 25 – Cenário 12: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,48
Sudeste/Centro-Oeste	-2,88
Sul	-1,46
Adicional	-1,88

Fonte: O autor

Tabela 26 – Cenário 12: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	3804,2	22,4
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-20734,6	69,1
Nordeste	Sul	-4041,3	23,8
Adicional	Nordeste	-3222,3	19
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-237,1	4
Adicional	Norte	-7026,5	41,3
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-	-
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	17512,3	175,1
Adicional	Sul	-7263,6	36,3

Fonte: O autor

4.1.13 Cenário 13

A última linha a ser retirada é a que interliga as barras adicional e sudeste/centro-oeste. A Fig. 32 mostra a nova simulação.

Observa-se que a linha que alimenta a carga do subsistema sudeste/centro-oeste se encontra sobrecarregada em 27%. Além disso, pela tabela 28, nota-se que ocorreu um aumento no fluxo entre os subsistemas sul e nordeste, sendo, agora, a segunda linha com maior fluxo, depois da que se encontra em sobrecarga. Ainda, vale destacar que, o sistema sem geração de potência no subsistema sudeste/centro-oeste e sem as linhas que interligam os barramentos norte e sudeste/centro-oeste, adicional e sudeste/centro-oeste e sul e sudeste/centro-oeste, apresenta somente uma linha com sobrecarga e o restante com menos de 50%.

A partir da tabela 27, os ângulos do sistema podem ser conferidos.

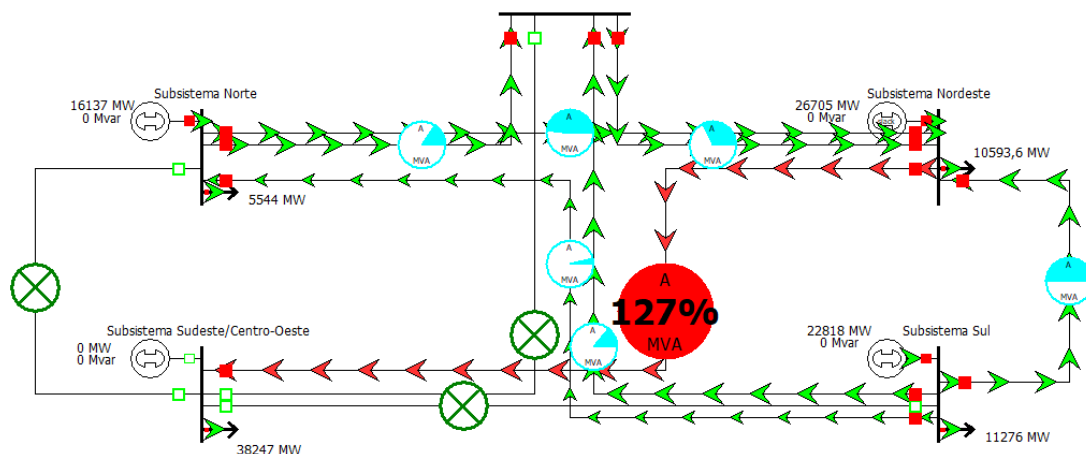


Figura 32 – Representação do cenário 13. Fonte: O autor

Tabela 27 – Cenário 13: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-1,70
Norte	-1,23
Sudeste/Centro-Oeste	-3,89
Sul	-1,21
Adicional	-1,38

Fonte: O autor

Tabela 28 – Cenário 13: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	8182,3	48,1
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-38246,96	127,5
Nordeste	Sul	-8419,4	49,5
Adicional	Nordeste	5533,9	32,6
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-237,1	4
Adicional	Norte	-2648,4	15,6
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-	-
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Adicional	Sul	-2885,56	14,4

Fonte: O autor

4.1.14 Cenário 14

Realizando a desconexão do gerador pertencente ao subsistema nordeste tem-se um novo sistema, apresentado na Fig. 33.

Observa-se que, nesse caso, a referência do sistema passa a ser o barramento sudeste/centro-oeste com uma geração de 26704,92MW de potência.

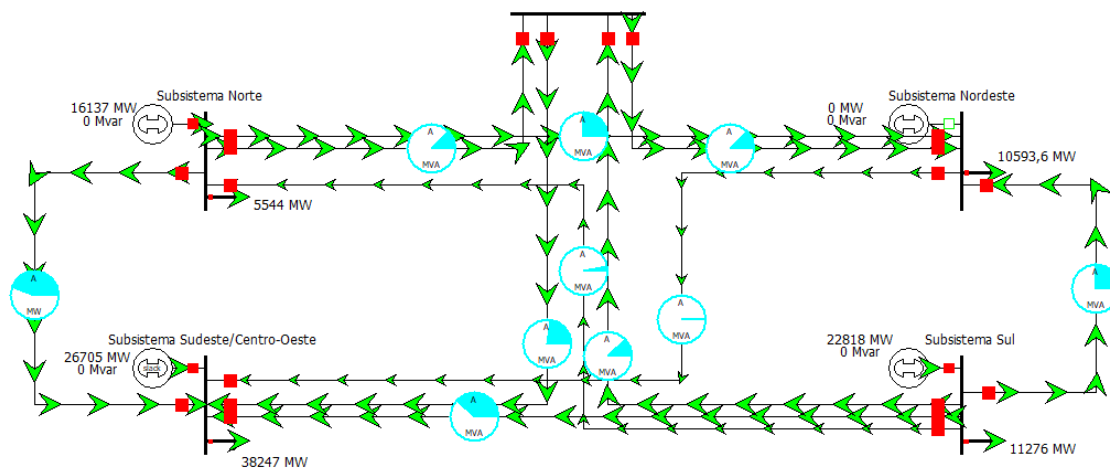


Figura 33 – Representação do cenário 14. Fonte: O autor

Ainda, nenhuma linha de transmissão do sistema possui sobrecarga ou mais de 45% de utilização de sua capacidade. Sendo que, a linha com maior fluxo de potência é a que interliga as regiões norte e sudeste/centro-oeste com 44,3% de sua capacidade sendo utilizada.

A tabela 29 expõe os novos ângulos dos barramentos e nela é possível verificar a mudança angular da barra nordeste que até então era a referência do sistema.

Na tabela 30 estão os novos fluxos e capacidades utilizadas das linhas de transmissão do sistema.

Tabela 29 – Cenário 14: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,88
Norte	-3,63
Sudeste/Centro-Oeste	-3,89
Sul	-3,62
Adicional	-3,76

Fonte: O autor

4.1.15 Cenário 15

Desconectando a linha de transmissão que interliga os barramentos norte e sudeste/centro-oeste, obtém-se o sistema da Fig. 34.

Nesse caso, é válido destacar que ainda não há linhas com sobrecargas. Ainda, somente a linha que interliga os subsistemas sudeste/centro-oeste e sul está com mais de 50% de sua capacidade sendo ocupada. Além disso, a linha que mais envia potência ao subsistema nordeste é a que interliga os barramentos norte e nordeste.

Tabela 30 – Cenário 14: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	4237,4	24,9
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-189,7	0,6
Nordeste	Sul	-4427,1	26
Adicional	Nordeste	2118,7	12,5
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	4427,1	44,3
Norte	Sul	-189,7	3,2
Adicional	Norte	-2118,7	12,5
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-4616,8	38,5
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	2308,4	23,1
Adicional	Sul	-2308,04	11,5

Fonte: O autor

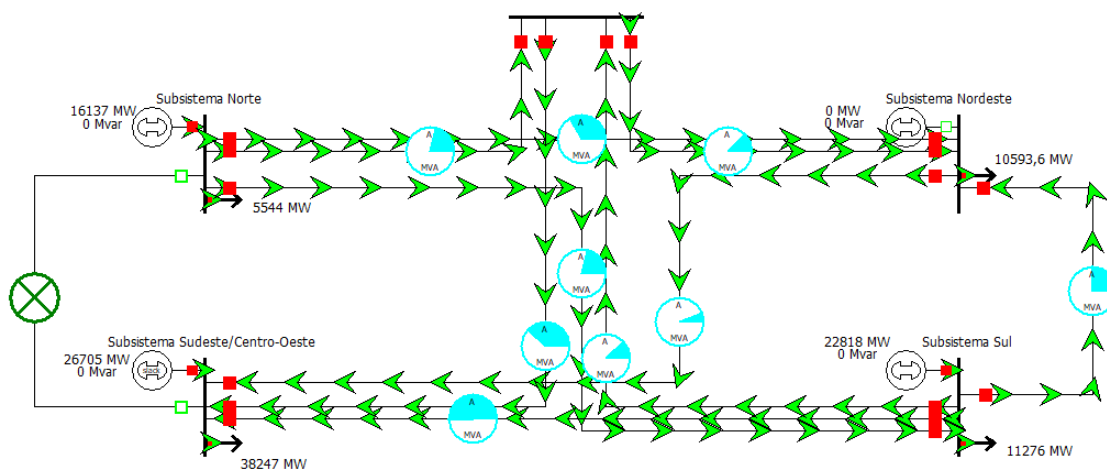


Figura 34 – Representação do cenário 15. Fonte: O autor

Na tabela 31, os ângulos dos barramentos podem ser conferidos e, na tabela 32, podem ser verificados os fluxos e capacidades das linhas de transmissão do cenário 15.

Tabela 31 – Cenário 15: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,79
Norte	-3,46
Sudeste/Centro-Oeste	-3,89
Sul	-3,54
Adicional	-3,67

Fonte: O autor

Tabela 32 – Cenário 15: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	5713,1	33,6
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-1665,4	5,6
Nordeste	Sul	-4427,1	26
Adicional	Nordeste	2118,7	12,5
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	1286	21,4
Adicional	Norte	-3594,4	21,1
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-6092,5	50,8
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	3784,1	37,8
Adicional	Sul	-2308,04	11,5

Fonte: O autor

4.1.16 Cenário 16

Retirando de operação a linha de interligação dos subsistemas sudeste/centro-oeste e sul tem-se o sistema da Fig. 35.

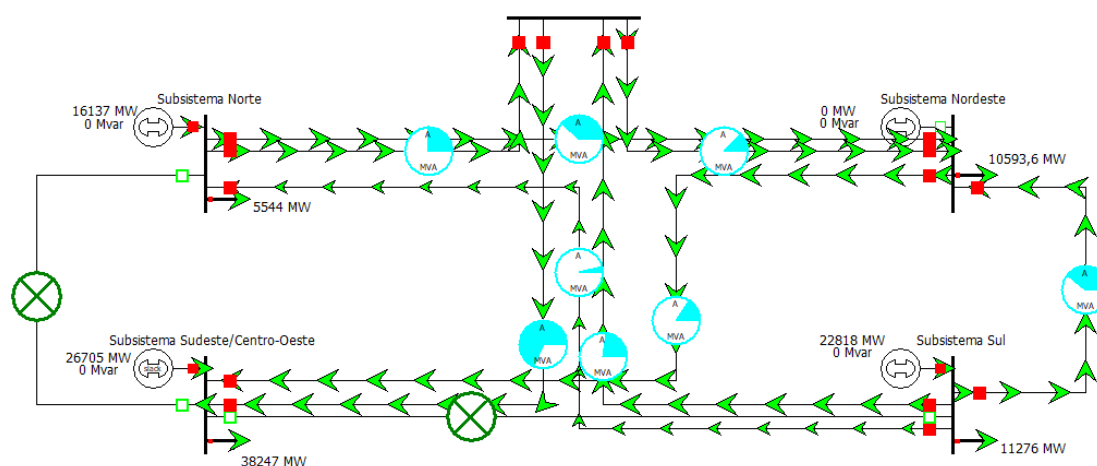


Figura 35 – Representação do cenário 16. Fonte: O autor

O sistema sem as linhas de interligação entre os subsistemas norte e sudeste/centro-oeste e sul e sudeste/centro-oeste ainda não apresenta sobrecargas nas linhas de transmissão. Há, também, somente uma linha com mais de 40% de utilização de sua capacidade, sendo a que interliga as barras adicional e sudeste/centro-oeste com 68,3% de capacidade de potência aparente sendo utilizada.

A partir da tabela 33 os ângulos do sistema testado podem ser conferidos. Na tabela 34, apresentam-se o fluxo de potência e as capacidades utilizadas de cada linha de interligação.

Tabela 33 – Cenário 16: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,62
Norte	-3,25
Sudeste/Centro-Oeste	-3,89
Sul	-3,23
Adicional	-3,50

Fonte: O autor

Tabela 34 – Cenário 16: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	6474,7	38,1
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-4711,6	15,7
Nordeste	Sul	-6711,8	39,5
Adicional	Nordeste	2118,7	12,5
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-237,1	4
Adicional	Norte	-4356	25,6
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-	-
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	6830,4	68,3
Adicional	Sul	-4593,1	23

Fonte: O autor

4.1.17 Cenário 17

Desconectando do sistema a linha que interliga as barras adicional e sudeste/centro-oeste tem-se o sistema da Fig. 36.

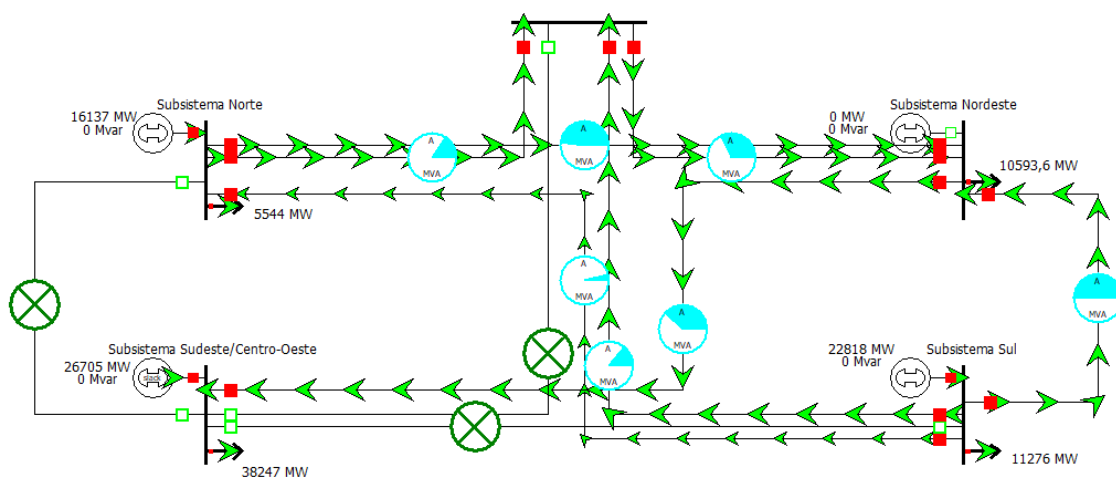


Figura 36 – Representação do cenário 17. Fonte: O autor

Percebe-se que após a retirada de geração de potência e o efeito cascata, esse é o primeiro cenário que não apresenta linhas em situação de sobrecarga. Ainda, segundo a

tabela 36 nenhuma das linhas de transmissão está com mais de 50% de sua capacidade sendo ocupada, de forma que o fluxo de potência do sistema se encontra bem distribuído entre as linhas.

Na tabela 35 podem ser conferidos os ângulos das subregiões do sistema testado.

Tabela 35 – Cenário 17: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,23
Norte	-2,76
Sudeste/Centro-Oeste	-3,89
Sul	-2,74
Adicional	-2,91

Fonte: O autor

Tabela 36 – Cenário 17: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	8182,3	48,1
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-11542	38,5
Nordeste	Sul	-8419,4	49,5
Adicional	Nordeste	5533,9	32,6
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-237,1	4
Adicional	Norte	-2648,4	15,6
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-	-
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Adicional	Sul	-2885,5	14,4

Fonte: O autor

4.1.18 Cenário 18

Desconectando a geração do subsistema sul, tem-se a simulação mostrada pela Fig. 37.

Tabela 37 – Cenário 18: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,23
Norte	-3,24
Sudeste/Centro-Oeste	-3,50
Sul	-3,50
Adicional	-3,37

Fonte: O autor

Nessa situação, percebe-se que a referência do sistema voltou a ser o barramento do subsistema nordeste, com geração de 22818MW de potência.

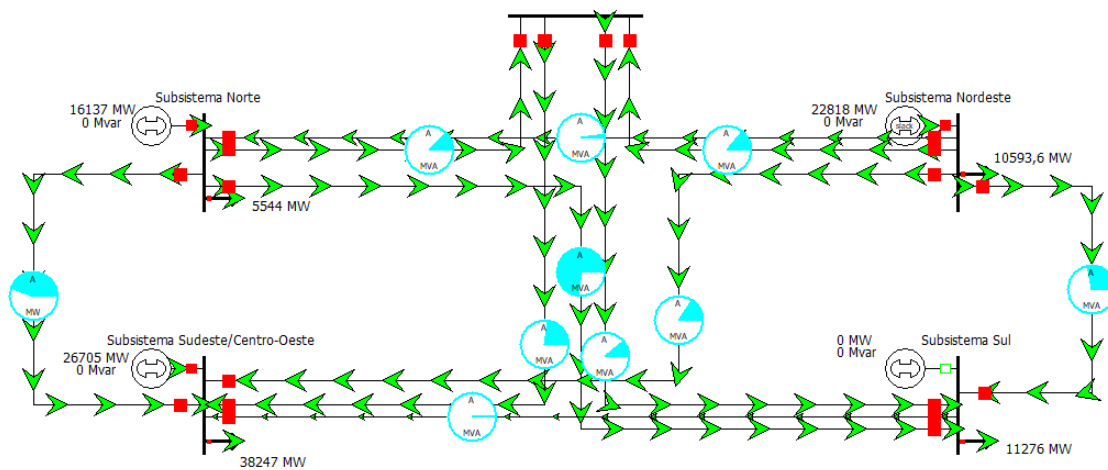


Figura 37 – Representação do cenário 18. Fonte: O autor

Tabela 38 – Cenário 18: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	-326,2	1,9
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-4753,3	15,8
Nordeste	Sul	4700,1	27,6
Adicional	Nordeste	-2444,9	14,4
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	4427,1	44,3
Norte	Sul	4373,9	72,9
Adicional	Norte	-2118,7	12,5
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-53,2	0,4
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	2308,4	23,1
Adicional	Sul	2255,2	11,3

Fonte: O autor

O sistema, no presente cenário, não apresenta linhas com sobrecarga de fluxo de potência aparente, fato que pode ser verificado através da tabela 38. Não obstante, a linha que interliga as regiões norte e sul apresenta 72,9% de sua capacidade sendo usufruída. Nas demais linhas, a capacidade utilizada encontra-se em percentuais menores que 45%.

Nota-se, também, que o subsistema que mais envia potência, diretamente, à região sul é o nordeste.

Na tabela 37, podem ser melhor observadas as aberturas angulares das barras.

4.1.19 Cenário 19

Desconectando a linha de interligação entre os subsistemas norte e sul, tem-se o sistema da Fig. 38.

Nota-se, pela tabela 40, que a retirada da linha não causou sobrecarga sobre as

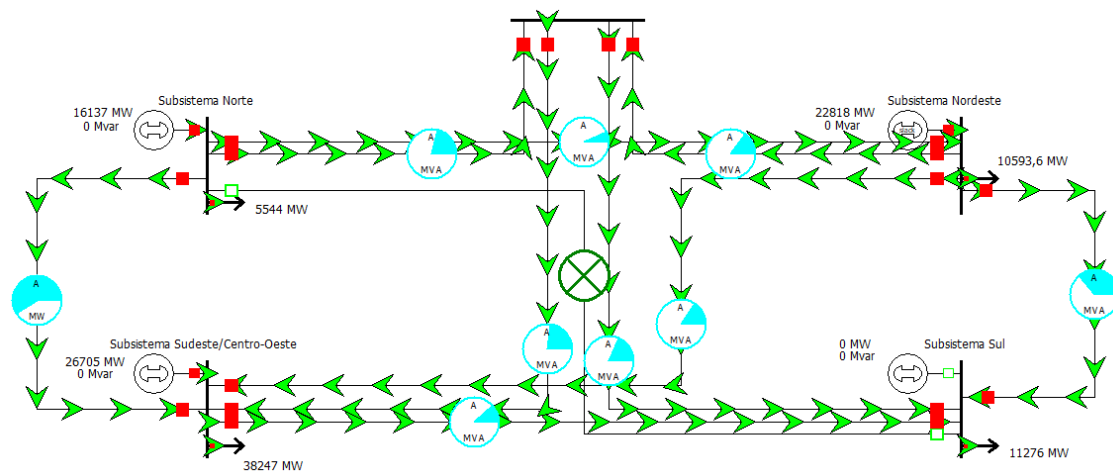


Figura 38 – Representação do cenário 19. Fonte: O autor

outras e a que está com maior parte de sua capacidade sendo ocupada é a que interliga as barras norte e sudeste/centro-oeste com 58,9% de capacidade utilizada. A segunda linha com maior porcentagem de utilização de capacidade para o fluxo de potência aparente é a que interliga os barramentos nordeste e sul, com 36,2% de sua capacidade sendo ocupada. Todas as outras linhas de transmissão estão com menos de 24% de suas capacidades sendo usufruídas.

Através da tabela 39 os ângulos do sistema podem ser verificados.

Tabela 39 – Cenário 19: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,23
Norte	-3,16
Sudeste/Centro-Oeste	-3,50
Sul	-3,58
Adicional	-3,37

Fonte: O autor

4.1.20 Cenário 20

A linha de transmissão retirada de operação, pelo efeito cascata, é a que faz a ligação entre os barramentos norte e sudeste/centro-oeste. A simulação é apresentada na Fig. 39.

É possível notar que os sistema não possui sobrecargas de linhas. As duas linhas que mais apresentam sua capacidade sendo utilizada são as que interligam as barras adicional e sudeste/centro-oeste e nordeste sul, com, respectivamente, 45,2% e 40,6% de suas capacidades sendo aproveitadas.

Tabela 40 – Cenário 19: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	1131,8	6,7
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-4753,3	15,8
Nordeste	Sul	6158,1	36,2
Adicional	Nordeste	-2444,9	14,4
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	5885,1	58,9
Norte	Sul	-	-
Adicional	Norte	-3576,7	21
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	1404,8	11,7
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	2308,4	23,1
Adicional	Sul	3713,2	18,6

Fonte: O autor

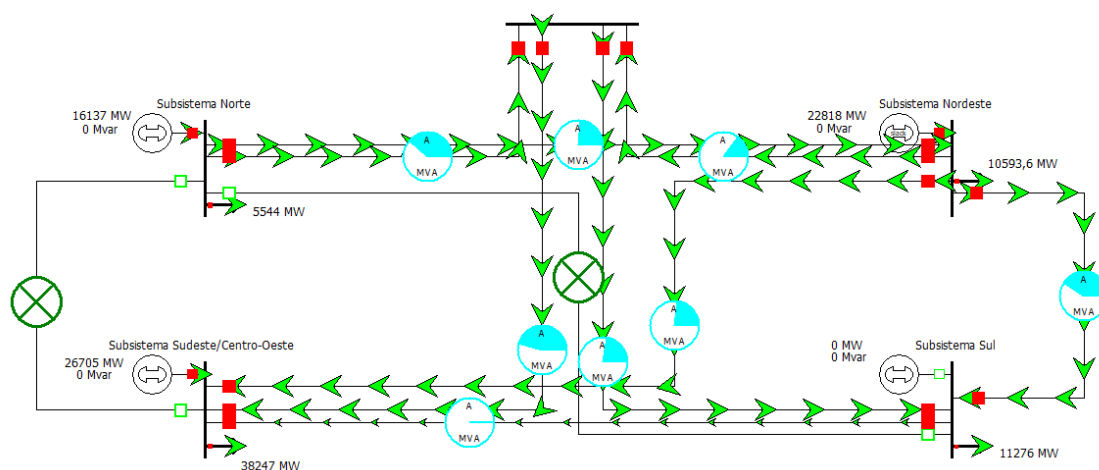


Figura 39 – Representação do cenário 20. Fonte: O autor

Ainda, o subsistema que, diretamente, mais envia potência ao subsistema sul é o nordeste.

Nas tabelas 41 e 42, podem ser conferidos os ângulos dos barramentos, além dos fluxos e utilização das capacidades das linhas.

Tabela 41 – Cenário 20: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,23
Norte	-2,99
Sudeste/Centro-Oeste	-3,62
Sul	-3,62
Adicional	-3,37

Fonte: O autor

Tabela 42 – Cenário 20: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	4074,3	24
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-6960,2	23,2
Nordeste	Sul	6893,7	40,6
Adicional	Nordeste	-2444,9	14,4
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-	-
Adicional	Norte	-6519,2	38,3
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	-66,5	0,6
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	4515,3	45,2
Adicional	Sul	4448,8	22,2

Fonte: O autor

4.1.21 Cenário 21

Para completar o efeito cascata, desconectou-se a linha de transmissão entre os barramentos nordeste e sul. O novo sistema é apresentado na Fig. 40.

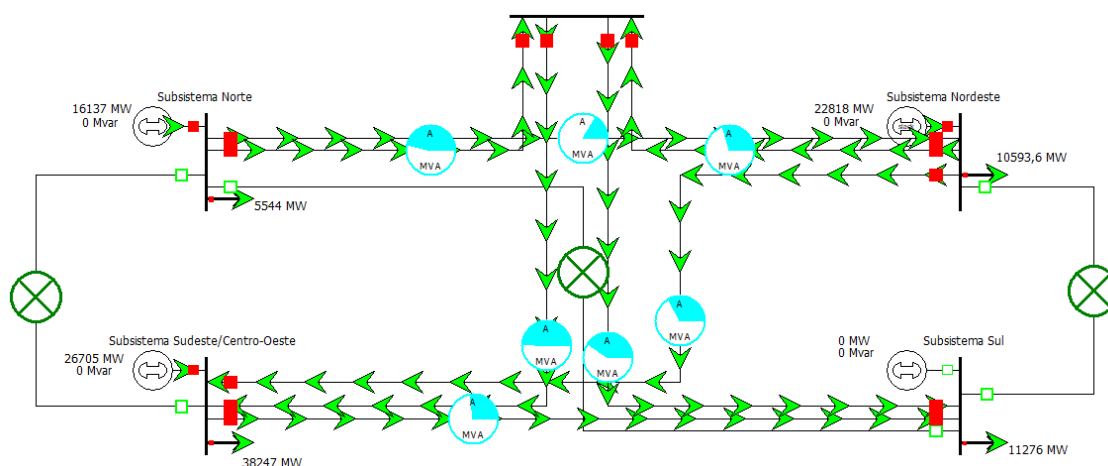


Figura 40 – Representação do cenário 21. Fonte: O autor

Vale notar que, o sistema sem geração na região sul e sem três linhas operando, não apresenta situação de sobrecarga. Além disso, todas as linhas de transmissão apresentam suas capacidades utilizadas menores que 50%.

Restaram somente duas linhas de transmissão capazes de levar potência à barra sul, a linha que interliga as barras sul e sudeste/centro-oeste e a linha que interliga as barras adicional e sul. Dentre essas, o barramento que mais envia potência ao subsistema sul é o adicional, enviando 8059,8MW de potência. Ainda, no barramento adicional chegam fluxos de dois subsistemas, o norte e o nordeste e ele distribui essa potência aos barramentos sudeste/centro-oeste e sul.

Tabela 43 – Cenário 21: ângulos dos barramentos.

Barramento	Ângulo (graus)
Nordeste	-3,23
Norte	-3,07
Sudeste/Centro-Oeste	-3,79
Sul	-3,98
Adicional	-3,52

Fonte: O autor

A partir da tabela 43 os ângulos do sistema podem ser verificados e, na tabela 44 todos os fluxos de potência, bem como, a utilização da capacidade das linhas de transmissão, podem ser conferidas.

Tabela 44 – Cenário 21: fluxos de potência e limites das linhas

De	Para	Fluxo (MW)	% de MVA (MW)
Norte	Nordeste	2761,3	16,2
Sudeste/Centro-Oeste	Nordeste	-9914,6	33
Nordeste	Sul	-	-
Adicional	Nordeste	-5071,1	29,8
Norte	Sudeste/Centro-Oeste	-	-
Norte	Sul	-	-
Adicional	Norte	-7832,3	46,1
Sudeste/Centro-Oeste	Sul	3216,2	26,8
Adicional	Sudeste/Centro-Oeste	4843,6	48,4
Adicional	Sul	8059,8	40,3

Fonte: O autor

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma ferramenta que possibilita a análise do fluxo de potência em regime permanente em sistemas de transmissão. Representa-se, através de um modelo de barra única, a geração e as cargas dos subsistemas elétricos de potência brasileiro. Para tanto, estudaram-se as modelagens dos principais elementos que compõem um sistema elétrico de potência, ou seja, foram apresentados os modelos de gerador, carga, linha e transformador. Ainda, sua elaboração deu-se por meio do *software* comercial *Power World Simulator*. Para compreender como os cálculos do fluxo de potência foram executados no *software*, estudou-se o método de Newton-Raphson.

Ainda que a carga dos veículos elétricos não tenha sido implementada na ferramenta, toda a sua modelagem e adequação ao problema do fluxo de potência em regime permanente foi desenvolvida. Dessa forma, este trabalho contribui para a descrição do modelo dessas cargas no sistema elétrico, para posterior estudo de seus efeitos.

Foram analisados, do ponto de vista do carregamento das linhas de interligação dos subsistemas elétricos brasileiros, os impactos, no estado da rede, de eventos de retiradas de geração de potência e efeitos cascata de retiradas de linhas de transmissão.

A partir das simulações, observou-se a relevância do barramento adicional. Sem ele, aconteceram sobrecargas de 17% e 18% nas linhas de interligação entre os barramentos norte e nordeste e sul e nordeste, respectivamente. Percebe-se, também, que a linha com maior fluxo, com todo o sistema operando corretamente, é a que interliga os subsistemas sul e nordeste. Dentre as regiões do sistema elétrico brasileiro, a que sofreu maior impacto quando a geração de potência foi retirada de operação foi a norte. A perda de potência nessa região ocasionou sobrecarga na linha de interligação entre as barras sudeste/centro-oeste e norte, fato que não foi observado nos outros subsistemas, quando essa simulação foi aplicada.

Após a execução de retirada de potência e linhas de interligação, duas regiões que se mostraram mais sensíveis a estes eventos, sendo elas a região norte e sudeste/centro-oeste, que apresentaram, ao final do efeito cascata, linhas com sobrecarga. A região norte apresentou um sistema com sobrecargas de 27% e 4% em duas linhas de interligação, enquanto a região sudeste/centro-oeste mostrou sobrecarga de 27% sobre uma linha de transmissão. As subregiões sul e nordeste não apresentaram, ao final das simulações, sistemas com sobrecargas de linhas. Além disso, a capacidade de fluxo de potência sendo utilizada nas linhas de transmissão, ao final, não passava de 50% para ambas regiões.

Em geral, utiliza-se estudo de fluxo de potência para verificação da tensão, contudo pouco se foca na análise do carregamento de linhas de transmissão. Desta forma, o estudo apresentado possui relevância para o controle do estado atual da rede, para análise do estado futuro, averiguando entradas de novas cargas, veículos elétricos, e novos elementos de geração, como a renovável.

5.1 Trabalhos Futuros

Sugerem-se os seguintes desenvolvimentos para trabalhos futuros:

- Implementação dos modelos VEs para análise do fluxo de potência;
- Coleta de dados de mobilidade para adequação do modelo de VEs;
- Coleta de dados das capacidades das linhas de interligação;
- Estudos de recarga a partir de geradores fotovoltaicos.

6 AGRADECIMENTOS

Primeiramente, presto meus agradecimentos à Deus e aos meus pais, Iêda Maria e José Cássio, que me proporcionaram a oportunidade de estudar e que, em todos os momentos, fizeram-se presentes, oferecendo-me imensurável suporte.

Ao Professor Dr. Leonardo Elizeire Bremermann e ao Professor Dr. Luciano Lopes Pfitscher que apoiaram-me nesse trabalho, muito obrigada. Agradeço-os por toda dedicação, paciência, horas e ensinamentos divididos, que muito me ajudaram durante toda a trajetória de minha graduação.

Agradeço à toda a equipe do Laboratório de Tecnologias Computacionais (Lab-TeC), em especial, à Professora Dr^a. Luciana Bolan Frigo, que abriu as portas de um lugar onde desenvolvi, não somente, novas habilidades, mas que também proporcionou o surgimento de grandes vivências.

À todas as amigadas que fiz durante esses cinco anos de graduação, obrigada. Com todos vocês, toda essa experiência tornou-se inesquecível. Em especial, aos meus amigos Antony Bruno Turra e Joice Preuss Cardoso, agradeço pela relação que cultivamos, além de todos momentos e aprendizagens compartilhados. À Jaymara Chagas Tereza, Kaleandra Chaves de Almeida, Sabrina Wesler e Welinton Barcelos, sou grata por todo companheirismo, conhecimento e vivências partilhados.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), lugar que recebeu-me com apenas 17 anos e onde tive a oportunidade de expandir meus horizontes e desenvolver-me pessoalmente e intelectualmente.

Referências

ALMEIDA, P. R. et al. Electric vehicles in automatic generation control for systems with large integration of renewables. In: IEEE. *Power & Energy Society General Meeting, 2017 IEEE*. [S.l.], 2017. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 12.

BREMERMANN, L. E. *Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply*. Tese (Doutorado) — Universidade do Porto (Portugal), 2014. Citado 5 vezes nas páginas 2, 8, 9, 10 e 11.

BREMERMANN, L. E. et al. Electric vehicle models for evaluating the security of supply. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 111, p. 32–39, 2014. Citado 9 vezes nas páginas 8, 9, 10, 11, 20, 21, 22, 23 e 24.

COLONETTI, B. R. et al. Model for the impact evaluation of electric vehicle integration on the adequacy of generating systems. Araranguá, SC, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 8, 9 e 10.

EMADI, A. Transportation 2.0. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 18–29, 2011. Citado na página 4.

EMADI, A. Transportation 2.0. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 9, n. 4, p. 18–29, July 2011. ISSN 1540-7977. Citado na página 6.

EMADI, A. *Advanced electric drive vehicles*. [S.l.]: CRC Press, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 5, 6 e 7.

EMADI, A.; LEE, Y. J.; RAJASHEKARA, K. Power electronics and motor drives in electric, hybrid electric, and plug-in hybrid electric vehicles. *IEEE Transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 55, n. 6, p. 2237–2245, 2008. Citado na página 5.

FERNANDEZ, L. P. et al. Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, p. 206–213, Feb 2011. ISSN 0885-8950. Citado na página 2.

GUAITOLINI, S. V. M. et al. A review of fuel cell and energy cogeneration technologies. In: *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. ISSN 2378-3451. Citado na página 7.

GUARNIERI, M. When cars went electric, part one [historical]. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, IEEE, v. 5, n. 1, p. 61–62, 2011. Citado na página 3.

JIAN, L.; XU, G.; CHAN, C. Optimal charging strategies of plug-in electric vehicles for minimizing load variance within smart grids. In: *Plug In Electric Vehicles in Smart Grids*. [S.l.]: Springer, 2015. p. 169–202. Citado na página 11.

LOPES, J. A. P.; SOARES, F. J.; ALMEIDA, P. M. R. Integration of electric vehicles in the electric power system. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 99, n. 1, p. 168–183, 2011. Citado 4 vezes nas páginas 3, 4, 12 e 13.

MONTEIRO, V.; PINTO, J.; AFONSO, J. L. Operation modes for the electric vehicle in smart grids and smart homes: Present and proposed modes. *IEEE Trans. Vehicular Technology*, v. 65, n. 3, p. 1007–1020, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 4 e 5.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983. Citado 9 vezes nas páginas 3, 13, 15, 17, 18, 19, 20, 24 e 25.

MOSES, P. S. et al. Power quality of smart grids with plug-in electric vehicles considering battery charging profile. In: *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7. ISSN 2165-4816. Citado na página 2.

MUNEER, T.; KOLHE, M.; DOYLE, A. *Electric Vehicles: Prospects and Challenges*. [S.l.]: Elsevier, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 4.

NEAGOE-ȘTEFANA, A.; NEAGOE, A.; MANDIȘ, A. C. Impact of charging electric vehicles in residential grid on the power losses and voltage plan. In: IEEE. *Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE), 2014 International Symposium on*. [S.l.], 2014. p. 1–4. Citado na página 11.

NEYESTANI, N.; CATALÃO, J. P. The value of reserve for plug-in electric vehicle parking lots. In: IEEE. *PowerTech, 2017 IEEE Manchester*. [S.l.], 2017. p. 1–6. Citado na página 12.

ROSS, S. M. *Introduction to probability models*. [S.l.]: Academic press, 2014. Citado na página 21.

STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 2.

TIWARI, D. et al. Charging coordination of aggregated electrical vehicles for load variance minimization in distribution system. In: *2017 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citado na página 2.

TRIGG, T. et al. Global ev outlook: understanding the electric vehicle landscape to 2020. *Int. Energy Agency*, p. 1–40, 2013. Citado na página 4.

YONG, J. Y. et al. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 49, p. 365–385, 2015. Citado 5 vezes nas páginas 2, 5, 6, 7 e 8.

ANALYSIS OF POWER FLOW IN TRANSMISSION LINES: IMPACT OF ELECTRIC VEHICLES

Laís de Oliveira Dalle Mulle *

2018

Abstract

The occurrence of generation failures, loss of transmission lines and large-scale introduction of loads, such as electric vehicles, causes changes and disturbances in the components and power flow of the electric network. Therefore, the steady state analysis is presented in this work, through the implementation of a commercial power flow tool. Aiming to conduct the representation of the Brazilian electric transmission system and evaluate the impact of penetration of electric vehicles in the system. Each electrical subsystem of the country was represented by a generation and load equivalent, as well as a bar for the substations. Two regions were more sensitive to the simulated events, which were the north and the southeast/midwest. In the northern subsystem, two interconnection lines had overloads of 27% and 4%, and in the southeast/midwest subsystem, an interconnection line had an overload of 27%.

Key-words: Electric power system; Power flow; Electric vehicles.

*Graduanda do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88905-355. E-mail: laisdallemulle@gmail.com