

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
ENGENHARIA ELÉTRICA

JULIANA BERTELLO ZARPELAM

**SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ÀS
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS COM DISPOSITIVOS CAPACITOR SÉRIE
CONTROLADO A TIRISTOR (TCSC)**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018

JULIANA BERTELLO ZARPELAM

**SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ÀS
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS COM DISPOSITIVOS CAPACITOR SÉRIE
CONTROLADO A TIRISTOR (TCSC)**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina TCC2, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel.

Orientador: Prof. Dr. Gabriela Helena Bauab Shiguemoto.

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento de Engenharia Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Juliana Bertello Zarpelam

**SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ÀS DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS REFERENTE A LOCALIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS TCSC**

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 14:00hs do dia 15/06/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Murilo da Silva - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Edson Aparecido Rozas Theodoro - (Membro)

Dedico à Deus, a mãe três vezes admirável, minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus e a mãe três vezes admirável por terem me dado força durante toda a graduação, iluminando minha vida e guiando meus passos.

Agradeço aos meus pais, Paulo e Silvia, pelo apoio incondicional. Toda a força e conhecimentos recebidos de vocês jamais serão esquecidos, obrigada. Agradeço também aos meus avôs pelo amor incondicional e meu irmão, Gabriel, por sempre estar ao meu lado.

Agradeço a minha orientadora, que em momentos decisivos me guiou e apoiou para que este trabalho pudesse ser construído. Obrigada pela amizade, carinho e principalmente paciência.

Agradeço aos meus amigos de graduação, pelas noites que passamos estudando, pelos choros e vitórias que celebramos juntos, pelo companheirismo e respeito construído ao longo dos anos. Obrigada por terem feito essa caminhada mais leve e alegre.

Sou grata também a todos os professores, que de forma direta ou indireta marcaram minha vida acadêmica, não somente me moldando para ser uma profissional competente, mas também um ser humano melhor.

RESUMO

ZARPELAM, Juliana Bertello. **Simulação do comportamento de linhas de transmissão às descargas atmosféricas com dispositivos capacitor série controlado a tiristor (TCSC)**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

Este trabalho apresenta uma análise do comportamento de dispositivos FACTS para resposta à descarga atmosférica em linhas de transmissão. Este dispositivo é capaz de proporcionar melhor estabilidade de transmissão e aumentar a qualidade de energia. Neste contexto é observado o comportamento da linha com dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*), um dos componentes que mostraram a necessidade de se aumentar a qualidade de transmissão utilizando o conceito de modernização da rede, *Smart Grid*. Estes equipamentos são capazes de modificar os parâmetros das linhas de transmissão e assim aumentar sua performance. Neste trabalho será utilizado o TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*), um dos dispositivos FACTS mais implementados em linhas de transmissão, para observar sua resposta frente à descargas atmosféricas. Serão abordados seus princípios de operação e sua modelagem no software *Matlab/Simulink*. O enfoque da análise estará nos valores de pico de tensão e corrente em cada uma das barras, comparando os resultados antes e depois da inserção do dispositivo.

Palavras-chave: Linha de transmissão. Qualidade de energia. Descargas atmosféricas. TCSC. *Smart Grid*.

ABSTRACT

ZARPELAM, Juliana Bertello. **Simulação do comportamento de linhas de transmissão às descargas atmosféricas com dispositivos capacitor série controlado a tiristor (TCSC)**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

This paper presents a performance analysis of FACTS devices in response to atmospheric discharges in transmission lines. The inclusion of this device provides better transmission stability and improves power quality. In this scope, the behavior of the grid is observed with FACTS devices, one of the components that features the need to improve transmission quality using the concept of modernize the grid, Smart Grid. These devices are able to modify transmission line's parameters and thereby improve its performance. For the purpose of this paper it will be used a TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator), one of the most implemented FACTS devices in transmission lines, to analyze its response to atmospheric discharge. The principle of operation and a MATLAB/Simulink model will be discussed. The focus of the analysis will be on the current and voltage peaks values in each bus, after and before using the device.

Keywords: Transmission line. Power quality. Atmospheric discharge. TCSC. Smart Grid.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação de variações de tensão de curta duração.....	14
---	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelagem de linha de transmissão curta.....	8
Figura 2 – Modelo π -nominal para linhas médias.....	9
Figura 3 – Modelo π -equivalente de linha longa.....	10
Figura 4 – Curva ITIC.....	15
Figura 5 – Capacitor série controlado a tiristor (TCSC).....	22
Figura 6 – TCSC modo de operação Vernier capacitivo.....	23
Figura 7 – TCSC modo de operação Vernier indutivo.....	24
Figura 8 – Impedância característica do dispositivo TCSC.....	24
Figura 9 – Modelo de instação do TCSC em duas barras quaisquer.....	26
Figura 10 – TCSC representado como uma fonte de corrente.....	26
Figura 11 – Injeções de corrente nas barras k e m	27
Figura 12 – Modelo de injeção de potência do TCSC.....	28
Figura 13 – Configuração das fontes trifásicas modeladas.....	31
Figura 14 – Ramo de carga RL.....	32
Figura 15 – Bloco de carga utilizado.....	33
Figura 16 – Bloco utilizado para modelagem das linhas de transmissão.....	34
Figura 17 – Parâmetros do bloco de fonte trifásica para simulação de descarga atmosférica.....	35
Figura 18 – Parâmetros da chave para duração da descarga atmosférica.....	36
Figura 19 – Parâmetros do transformador utilizado.....	37
Figura 20 – Bloco sincronização de pulsos.....	38
Figura 21 – Modelagem TCSC.....	39
Figura 22 – Configuração do bloco tiristor.....	40
Figura 23 – Modelagem completa do dispositivo TCSC.....	41
Figura 24 – TCSCs em série com as fases do sistema.....	41
Figura 25 – Tensões e correntes barra 1.....	43
Figura 26 – Tensões e correntes barra 2.....	43
Figura 27 – Tensões e correntes barra 3.....	44
Figura 28 – Tensões e correntes barra 4.....	44
Figura 29 – Tensões e correntes barra 5.....	45
Figura 30 – Tensões e correntes na barra 1 após descarga atmosférica.....	46
Figura 31 – Tensões e correntes na barra 2 após descarga atmosférica.....	47

Figura 32 – Tensões e correntes na barra 3 após descarga atmosférica.....	48
Figura 33 – Tensões e correntes na barra 4 após descarga atmosférica.....	49
Figura 34 – Tensões e correntes na barra 5 após descarga atmosférica.....	50
Figura 35 – Tensões e correntes na barra 1 com o dispositivo TCSC.....	52
Figura 36 – Tensões e correntes na barra 2 com o dispositivo TCSC.....	53
Figura 37 – Tensões e correntes na barra 3 com o dispositivo TCSC.....	54
Figura 38 – Tensões e correntes na barra 4 com o dispositivo TCSC.....	55
Figura 39 – Tensões e correntes na barra 5 com o dispositivo TCSC.....	56

LISTA DE SIGLAS

BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CBEMA	<i>Computer and Business Equipment Manufactures Association</i>
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electrical Power Research Institute</i>
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
IEEE	<i>Institute of Electrial and Electronic Engineers - Power and Energy</i>
P&E	
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IPFC	<i>Interline Power Flow Controller</i>
IPTU	Imposto Predial e Territorial Urbano
ITIC	<i>Information Tecnology Industry Council</i>
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e comunicações
MME	Ministério de Minas e Energias
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OE	<i>Office of Electricity</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PU	Por Unidade
RLC	Resistência, Indutor e Capacitor
SPDA	Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas
SSG	<i>Static Synchronous Generator</i>
SSSC	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensation</i>
TCPST	<i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer</i>
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
UPFC	<i>Unified Power Flow</i>

LISTA DE ACRÔNIMOS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPOG	Instituto de Pós-Graduação e Graduação
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STATCON	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
WAPA	<i>Western Area Power Administration</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	4
1.1	Delimitação do tema.....	4
1.2	Problemas e premissas.....	5
1.3	Objetivos.....	5
1.3.1	Objetivo geral.....	5
1.3.2	Objetivos específicos.....	6
2	METODOLOGIA.....	7
2.1	Rede de Transmissão Brasileira.....	7
2.2	Qualidade de energia e descargas atmosféricas.....	11
2.2.1	Descargas atmosféricas.....	15
2.2.2	Descargas atmosféricas e <i>Smart Grid</i>	16
2.3	<i>Smart Grid</i>.....	17
2.3.1	Implementação da tecnologia.....	18
2.4	Dispositivos FACTS – TCSC.....	20
2.4.1	TCSC (<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>).....	22
2.4.1.1	Modelo de injeção de potência.....	25
2.4.1.2	Cenário mundial - TCSC.....	29
2.4.1.3	Benefícios do TCSC.....	29
3	MODELAGEM E SIMULAÇÃO.....	31
3.1	Fontes trifásicas.....	31
3.2	Cargas.....	32
3.3	Linhas de transmissão.....	33
3.4	Descarga atmosférica.....	35
3.5	Transformador.....	36
3.6	TCSC.....	37
4	RESULTADOS.....	42
4.1	Descarga atmosférica sobre a linha.....	45
4.2	Inclusão do TCSC.....	51
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	58
6	REFERÊNCIAS.....	59

1 INTRODUÇÃO

De acordo com SHARAF et. al. (2014), com o aumento de fazendas de geração de energia oriundas de fontes fotovoltaicas e eólica, é preciso ter estrutura nas redes de distribuição e transmissão para suportar essa injeção de potência sem que a qualidade de energia fornecida seja afetada. Consequentemente sistemas mais robustos, como os FACTS, são necessários para garantir a eficiência energética da rede e estabilizar as tensões sobre as barras, além de limitar as correntes falta.

A moderna dinâmica que o *Smart Grid* oferece permitirá a integração de fontes de energia renováveis e geração distribuída e tal fato pode ser alcançado utilizando dispositivos FACTS para estabilização. Estes dispositivos de controle dinâmico são aplicáveis às *Smart Grids* já que trarão à rede a habilidade de absorção de oscilações de tensão, regulação de tensão, melhora no fator de potência e aumento da capacidade de utilização da rede.

Os dispositivos FACTS ainda podem ser usados em sistemas *Smart Grid* que possuem armazenamento de energia em baterias por exemplo, dessa forma ele se torna uma alternativa para que se integre as fontes renováveis de energia nos sistemas atuais de distribuição e transmissão. Outro ponto interessante é que essa alternativa traz é o fato de garantir a entrega de energia mesmo quando há falha na unidade geradora, e ainda garante a capacidade de fornecimento mesmo sob condições de aumento de carga.

1.1 Delimitação do tema

Neste trabalho será estudado o desempenho de uma linha de transmissão genérica por meio das suas curvas de tensão e corrente, buscando entender como esse sistema se comporta quando atingido por descarga atmosférica e se o posicionamento dos dispositivos interfere na sua efetividade. Serão simuladas no *software Simulink* situações onde a linha de transmissão proposta está sem interferência, uma segunda análise sobre seu comportamento diante a descarga atmosférica e por último será inserido o dispositivo TCSC no sistema para que se possa analisar sua efetividade.

1.2 Problemas e premissas

Há um grau de dependência à energia elétrica, que se tornou essencial na vida dos cidadãos, trazendo comodidade, bem-estar e qualidade de vida. Porém mesmo com o aumento de sua disponibilidade e alcance, o crescimento econômico da sociedade traz desafios para manutenção e ampliação do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Cada vez mais cargas são conectadas ao sistema. Cargas estas que são mais sensíveis às variações de energia devido ao avanço da eletrônica, exigindo assim maior qualidade de energia. Juntamente com o aumento da conscientização sobre os danos que fontes tradicionais de energia provocam no meio-ambiente, surge então a necessidade de ter um sistema com maior capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia, com o mínimo de impacto ambiental possível.

As fontes renováveis de energia se tornam então um atrativo, tanto pelo custo da energia produzida quanto pelo fato de utilizar fontes inesgotáveis para geração. Painéis fotovoltaicos têm sido implementados em telhados de casas e apartamentos como uma alternativa caseira para produção de energia. Há crescimento de usinas eólicas sendo instaladas devido ao seu baixo custo de manutenção, o que a faz ser uma alternativa em áreas descentralizadas do país. A microgeração, consumidor que produz sua própria energia, desde que ela seja oriunda de fontes renováveis de energia e não ultrapasse 100MW de produção, tem se tornado uma alternativa em áreas isoladas ou com má qualidade de energia.

As redes de transmissão brasileiras são do início do século XX, e muitas delas não passaram por um processo de revitalização e modernização. Portanto, precisa-se modernizar o sistema de transmissão atual para que ele suporte a conexão de diversas fontes, mantendo a qualidade de energia entregue ao consumidor.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Estudar o conceito da tecnologia *Smart Grid* e sua proposta de melhoria de qualidade de energia, por meio de análise do comportamento de uma linha de transmissão genérica em relação à descarga atmosférica, contemplando o impacto na sua tensão e corrente, comparando os resultados com a adição de compensadores

(FACTS – *Flexible AC Transmission Systems*), utilizando embasamento teórico e simulações no *software* Simulink.

1.3.2 Objetivos específicos

- Avaliar o uso de FACTS para a estabilização de perturbações em linhas de transmissão inteligentes
- Validar benefícios de compensadores em linhas de transmissão para resposta às descargas atmosféricas
- Observar se o sistema de transmissão de energia se torna mais confiável com o uso de compensadores e se há melhora na qualidade de energia
- Analisar se o TCSC estabiliza o fluxo de potência da linha

2 METODOLOGIA

Nesta seção serão introduzidos temas e assuntos essenciais para a elaboração do projeto. Dentre os tópicos a serem apresentados estão: rede de transmissão, qualidade de energia e descargas atmosféricas, *Smart Grid* e por último, dispositivos FACTS - TCSC.

2.1 Rede de Transmissão

A rede de transmissão é responsável por transportar a energia produzida por uma determinada fonte até um sistema de distribuição e este se encarrega de levar tal energia até o consumidor final. O caminho percorrido pela energia elétrica a partir do momento que ela é produzida até chegar ao usuário consiste no sistema elétrico de potência. Ele é definido como o conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica até o ponto de medição nas unidades consumidoras.

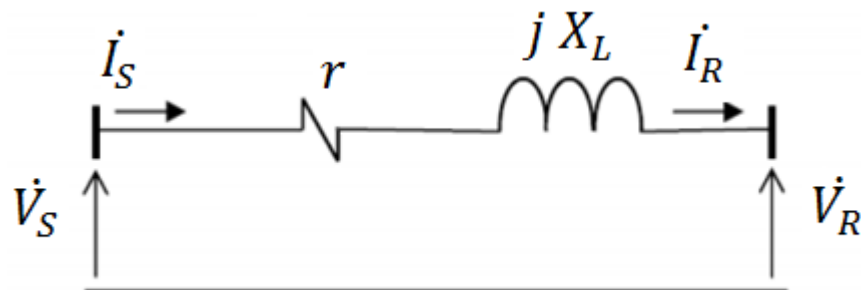
Outra função que tal rede possui, segundo MENEZES (2015), é que além de transportar energia ela é responsável por realizar a interligação de sistemas de transmissão, o que faz com que haja um intercâmbio de energia entre as redes e haja garantia da continuidade do fornecimento às cargas, ou seja, a interrupção de fornecimento pode ser evitada em casos de emergências.

No Brasil a primeira linha de transmissão construída, segundo BRUGGER (2008), foi por volta de 1883 na cidade de Diamantina em Minas Gerais e tinha como função transportar a energia produzida em uma usina hidroelétrica a aproximadamente 2km de distância do consumidor final, uma mina de diamantes. No começo o sistema de transmissão brasileiro era organizado de forma independente, sendo que atendia preferencialmente os maiores centros urbanos, localizados na região de São Paulo e Rio de Janeiro. Durante a segunda guerra mundial várias empresas estatais foram criadas para gerenciar a distribuição de energia. Elas tiveram participação na implantação dos sistemas de geração e transmissão do Brasil. A principal dificuldade encontrada no começo era a regionalização do setor, não havia um padrão nacional quanto a tensão de transmissão. Assim criou-se um sistema para solucionar este problema, fixando níveis de tensão nominal: 230kV, 345kV, 440kV, 500kV e 765kV. Tais valores são utilizados até hoje nas linhas de transmissão de

corrente alternada no Brasil. Atualmente esta rede compõe o Sistema Interligado Nacional (SIN), que interliga eletricamente todas as regiões do país. Dessa forma, foram criados pelo MME órgãos públicos para prestar serviços na área e elaborar estudos para o planejamento da expansão da geração e transmissão de energia, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

As linhas de transmissão, segundo BENEDITO (2016), podem ser modeladas de acordo com seu tamanho: curta, média e longa. A modelagem é usada para que valores de perda e eficiência sejam calculados, e neste trabalho serão apresentados os parâmetros concentrados (formados por componentes pontuais com modelagem simplificada com elementos discretos de circuito, como resistência, indutância e capacitância). O modelo de linhas de transmissão para linha curta, que é definida como até 80km ou 50 milhas, é conhecido por desprezar-se a capacitância e condutância de dispersão do circuito. Dessa forma ela é representada por seus parâmetros série e sua resistência e indutância. Na Figura 1 pode ser observado tal modelo.

Figura 1 – Modelagem de linha de transmissão curta



Fonte: Adaptado de MENEZES (2015).

Observando tal figura, tem-se que:

$$Z = r + jX_L \quad (1)$$

$$\dot{I}_S = \dot{I}_R \quad (2)$$

$$\dot{V}_S = \dot{V}_R + Z * \dot{I}_R \quad (3)$$

$$\dot{V}_R = \dot{V}_S - Z * \dot{I}_S \quad (4)$$

Onde temos que:

\dot{I}_S é a corrente que sai da barra transmissora (ou emissora);

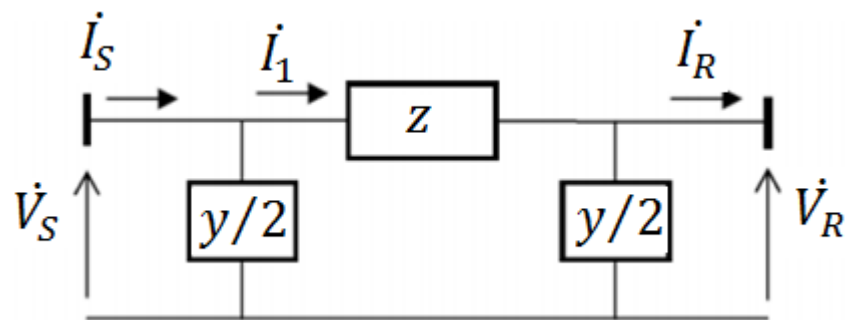
\dot{I}_R é a corrente que chega na barra receptora;

\dot{V}_S é a tensão fase-neutro da barra transmissora (ou emissora);

\dot{V}_R é a tensão fase-neutro da barra receptora.

Já para as linhas médias, de 80km (ou 50 milhas) até 240km (ou 150 milhas), considera-se o efeito capacitivo nas linhas, ou seja, é incluído a susceptância capacitiva em derivação ou parte imaginária da admitância *shunt*, mas ainda se despreza a condutância em derivação. Na Figura 2 pode-se observar este modelo que também é conhecido como modelo π -nominal.

Figura 2 – Modelo π -nominal para linhas médias.



Fonte: Adaptado de MENEZES (2015).

De forma matricial pode-se escrever tal linha como:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_S \\ \dot{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_R \\ \dot{I}_R \end{bmatrix} \quad (5)$$

Onde:

$$A = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \quad (6)$$

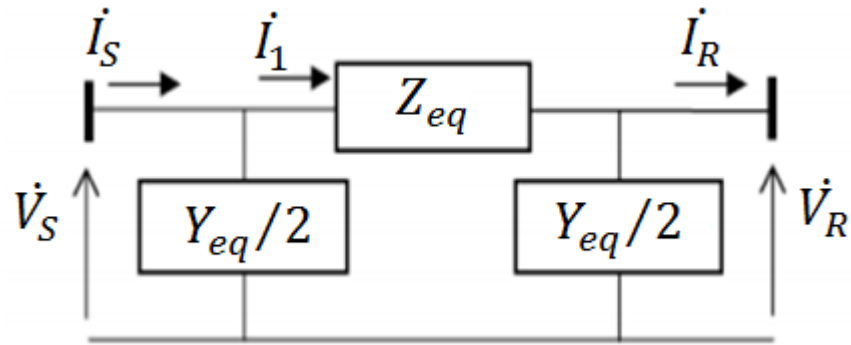
$$B = Z \text{ } [\Omega] \quad (7)$$

$$C = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) * Y \text{ } [\textit{Siemens}] \quad (8)$$

$$D = A = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \quad (9)$$

E para o modelo de linha longa serão consideradas as linhas com extensão acima de 240km ou 150 milhas. Este modelo se trata de uma correção sobre os parâmetros do modelo π -nominal, utilizando a constante de propagação da onda, segundo a Figura 3.

Figura 3 – Modelo π -equivalente de linha longa



Fonte: Adaptado de MENEZES (2015).

Para este modelo, tem-se que:

$$Z_{eq} = Z * \left[\frac{\sinh(\gamma * l)}{\gamma * l} \right] \quad [\Omega] \quad (10)$$

$$Y_{eq} = Y * \left[\frac{\tanh\left(\gamma * \frac{l}{2}\right)}{\gamma * \frac{l}{2}} \right] \quad [Siemens] \quad (11)$$

Sendo que:

$\gamma = \sqrt{z' * y'}$ a constante de propagação da onda (por metro da linha);

z' a impedância série por metro de linha;

y' a impedância shunt por metro de linha;

l é o comprimento total da linha.

Assim no modo matricial tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_S \\ \dot{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_R \\ \dot{I}_R \end{bmatrix} \quad (12)$$

Com:

$$A = \left(1 + \frac{Z_{eq} Y_{eq}}{2} \right) \quad (13)$$

$$B = Z_{eq} [\Omega] \quad (14)$$

$$C = \left(1 + \frac{Z_{eq}Y_{eq}}{4}\right) * Y [Siemens] \quad (15)$$

$$D = A = \left(1 + \frac{Z_{eq}Y_{eq}}{2}\right) \quad (16)$$

A escolha de qual modelo utilizar pode ser devido ao comprimento da linha ou da necessidade de precisão dos cálculos, sempre tendo em vista que o modelo de linha longa é o mais preciso pois leva em consideração que os parâmetros de linha são distribuídos uniformemente ao longo da linha e não mais concentrados, como nos casos anteriores.

2.2 Qualidade de Energia e Descargas Atmosféricas

De acordo com DUGAN et. al. (1996) pode ser definido como falta de qualidade de energia qualquer problema que se manifeste na tensão, corrente ou frequência que venha a causar má operação ou até mesmo falha dos equipamentos elétricos de consumidores. Dessa forma, para se analisar se há ou não qualidade de energia devem ser observadas as ondas de tensão (analisando sua amplitude, forma de onda, simetria e frequência).

Conforme MATANA (2008) argumenta, a qualidade de energia vem atraindo a atenção de consumidores e de redes de distribuição, alguns fatores mostram o porquê deste aumento. Por exemplo, equipamentos eletrônicos mais sensíveis a variações de tensão do que os mais antigos e robustos fazem com que a demanda por qualidade de energia seja aumentada. Outro fator é que com o aumento da informação que chega ao consumidor, ele tem argumentos e conhecimentos para cobrar a concessionária a respeito da qualidade de energia que recebe, pois sabe que seus equipamentos podem sofrer danos e ter vida útil reduzida. O fato de que o comércio e a indústria possuem um maior número de equipamentos eletrônicos sensíveis a oscilações de qualidade de energia, e conseqüentemente maior dependência dos mesmos faz com que uma interrupção, por menor que seja, cause inúmeros aborrecimentos e prejuízos econômicos para o consumidor final de energia.

Os fenômenos que causam falta de qualidade de energia são classificados em ação da natureza, causas aleatórias e má operação dos equipamentos. Os

distúrbios relativos à ação da natureza são oriundos de efeitos causados devido à presença de animais, vegetação, tempestades e ventos. Como exemplo, uma ave de grande porte que tem envergadura o suficiente para fechar um curto entre duas fases e assim comprometer o atendimento a uma região. Ou até mesmo a falta de podas das árvores pode ocasionar danos ao sistema. As descargas atmosféricas que atingem essas redes, sejam elas de distribuição ou transmissão, causam efeitos que se não forem isolados podem afetar uma grande área e até mesmo interromper o fornecimento em algumas localidades. Já as causas aleatórias são aquelas decorrentes da má instalação de equipamentos na rede, sobrecarga de dispositivos (pico de consumo) ou até mesmo falhas nos equipamentos que compõe a rede elétrica (transformadores e relés, por exemplo). As falhas oriundas de operações normais ocorrem quando há alguma manobra no sistema por um determinado período, afetando o fornecimento de energia elétrica. Partidas de grandes motores, energização ou desenergização de bancos capacitores, equipamentos com cargas não-lineares conectadas ao sistema gerando harmônicos, e atividades de manutenção má planejadas também são causas que afetam o sistema.

Conforme MATANA (2008), pode-se ainda classificar tais fenômenos de acordo com suas durações: instantânea (de 0,5 a 30 ciclos), momentânea (30 ciclos a 3 segundos), temporária (de 3 segundos a 1 minuto) e as de longa duração (acima de 1 minuto). Os fenômenos podem ainda ser categorizados como mostrado no Quadro 1, de acordo com DECKMANN, POMILIO (2017).

Quadro 1 – Fenômenos elétricos, causas e efeitos

Distúrbios	Causas	Efeitos
Afundamento da tensão	Degrau de carga, curto-circuito	Perda de potência, falha de operação
Colapso da tensão	Falta de suporte de reativos	Perda de sincronismo, desligamentos
Descarga eletrostática	Sobretensões	Ruptura de isolantes, sobrecorrentes
Desequilíbrio de tensões	Cargas desiguais, curto entre fases	Sobretensão, sobrecorrente, vibração em máquinas
Elevação da tensão	Redução da carga, excesso de reativos, curto desequilibrado	Estresse dielétrico, sobrecarga
Flutuação da tensão	Cargas variáveis, oscilação de potência	Cintilação, modulação de torque
Harmônicas	Cargas não lineares, chaveamento, descontinuidades	Ressonância, perdas adicionais, ruído, aquecimento, interferência telefônica
Impulso da tensão	Descarga eletrostática	Ruptura de dielétrico
Interferência eletromagnética	Mau contato, chaveamento em alta frequência	Aquecimento localizado, falha de sistemas digitais
Interrupção momentânea	Curto circuito momentâneo	Falha de equipamentos sensíveis
Interrupção temporária	Curto circuito temporário, atuação da proteção	Perdas em processos produtivos
Interrupção permanente	Manutenção programada, falha imprevista	Parada de produção
Micro interrupção	Curto circuito momentâneo	Falha de equipamentos sensíveis
Modulação de amplitude	Carga cíclica, ressonância	Cintilação, oscilação de torque
Oscilação eletromecânica	Desbalanço entre geração e carga	Modulação da potência gerada, variação da frequência
Oscilação transitória	Manobra de disjuntor, curto circuito	Sobretensões, ressonâncias
Oscilação subtransitória	Descontinuidade brusca em circuitos reativos	Surtos de tensão
Ruído	Descargas e arcos elétricos, mau contato	Interferências, falha de sistemas digitais
Sobretensão	Curto desequilibrado, entrada de capacitor, redução de carga	Ruptura de dielétricos, sobrecorrente, aumento de perdas, queima de aparelhos, redução da vida útil
Subtensão	Curto circuito, partida de motores, falta de suporte reativo	Sobrecorrente, falha na operação, desligamento
Surto de tensão	Descarga eletrostática, curto circuito	Ruptura de dielétrico, queima de equipamentos

Fonte: Adaptado de DECKMANN, POMILIO (2017).

A ANEEL disponibiliza um documento, chamado PRODIST (procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional) que em seu Módulo 8 estabelece os procedimentos relativos a qualidade de energia, dividindo-a em qualidade do serviço e qualidade do produto, ANEEL (2015). A qualidade do serviço é a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica, por meio de indicadores de continuidade coletivos e individuais. A qualidade do produto trata a respeito de índices e níveis adequados de tensão que podem ser entregues ao consumidor, a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda.

Ainda neste documento são divididas as variações temporárias e momentâneas de tensão. Esta classificação pode ser vista na Tabela 1.

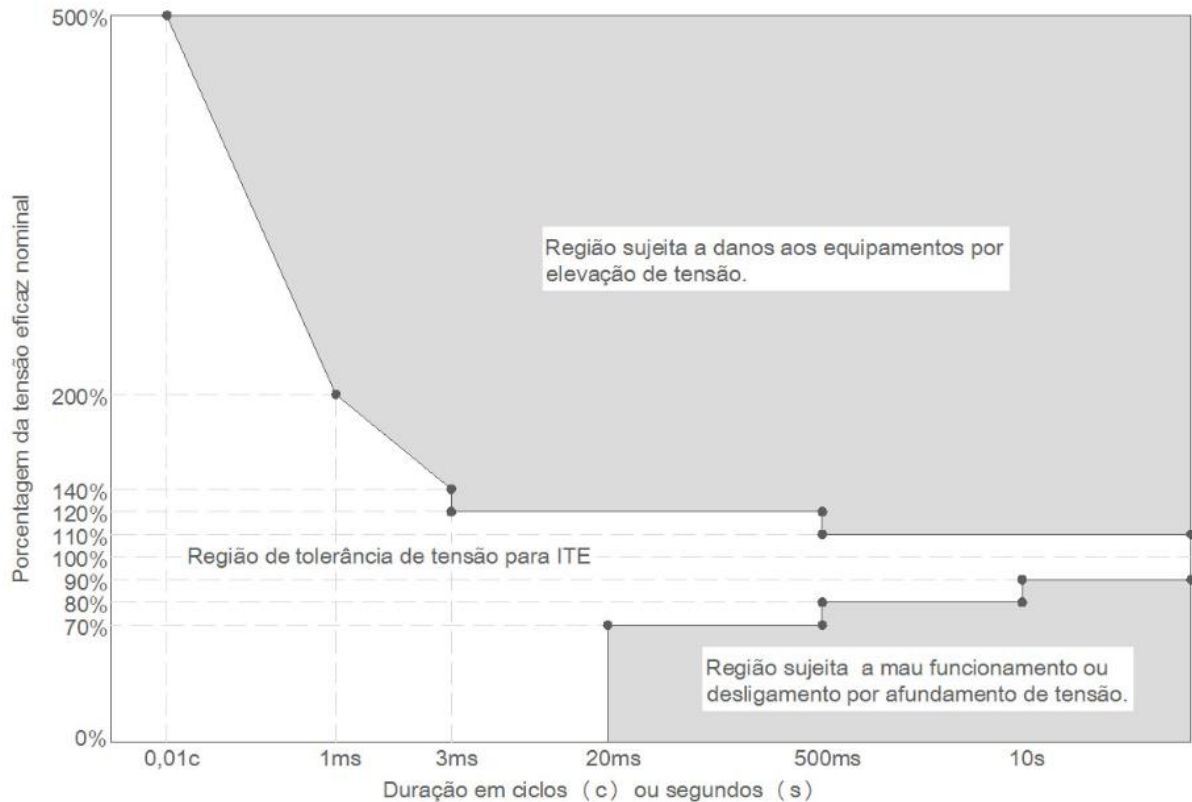
Tabela 1 – Classificação de variações de tensão de curta duração

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão em relação à referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção momentânea de tensão	$\leq 3s$	$\leq 0,1$ p.u
	Afundamento momentâneo de tensão	\geq um ciclo ou $\leq 3s$	$\geq 0,1$ e $\leq 0,9$ p.u
	Elevação momentânea de tensão	\geq um ciclo e $\leq 3s$	$\geq 1,1$ p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção temporária de tensão	$\geq 3s$ e $\leq 3min$	$\leq 0,1$ p.u
	Afundamento temporário de tensão	$\geq 3s$ e $\leq 3min$	$\geq 0,1$ e $\leq 0,9$ p.u
	Elevação temporária de tensão	$\geq 3s$ e $\leq 3min$	$\geq 1,1$ p.u

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015).

Para avaliar os efeitos de sobre e subtensões nos equipamentos eletrônicos, em segundo MENEZES (2007), foi criada a curva do CBEMA (*Computer Business Equipment Manufactures Association*) para caracterizar a sensibilidade de computadores em 1994. Para adequar os diversos e modernos dispositivos eletrônicos, em 2000 foi criada a curva ITIC (*Information Technology Industry Curve*), que é mais criteriosa que a curva CBEMA quanto as sobretensões e subtensões suportadas por tais equipamentos. Tal curva é mostrada na Figura 4.

Figura 4 – Curva ITIC



Fonte: DECKMANN, POMILIO (2017).

Analisando esta curva, nota-se que com perturbações com duração de 5 a 10s, sobretensões a partir de 110% e subtensões com menos de 80% da tensão nominal são prejudiciais aos equipamentos eletrônicos conectados à rede, causando mau funcionamento, danos ou desligamento do equipamento.

2.2.1 Descargas atmosféricas

Segundo o Ministério da ciência, tecnologia, inovações e comunicações, MCTI (2017), o Brasil é líder em incidência de raios, cerca de 50 milhões de descargas elétricas atingem o país no período de um ano. De acordo com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE (2010), cerca de 70% dos desligamentos na transmissão são devidas as descargas atmosféricas, e 40% na distribuição. Outro dado diz que 40% dos transformados também são queimados por raios.

No Brasil, segundo INPE (2017), as maiores densidades de descargas por quilômetros quadrados por ano estão localizadas no estado do Rio de Janeiro, sendo as cidades Porto Real, Barra do Piraí, Valença e Rio das Flores as de maior incidência. As cidades com maiores incidências podem ser vistas no Quadro 2 abaixo.

Quadro 2 – Municípios com maiores densidades de descargas atmosféricas no Brasil

Ranking	Município	UF	Densidade de descarga por km ² por ano
1°	Porto Real	RJ	19,66
2°	Barra do Piraí	RJ	18,09
3°	Valença	RJ	17,31
4°	Rio das Flores	RJ	17,11
5°	Juiz de Fora	MG	17,03
6°	Belmiro Braga	MG	16,74
7°	Matias Barbosa	MG	16,63
8°	Rio Preto	MG	16,6
9°	Piau	MG	16,34
10°	Forquethina	RS	16,13

Fonte: INPE (2017).

Segundo NOGUEIRA (2017), as descargas atmosféricas podem ser divididas entre descargas diretas e indiretas. As indiretas são aquelas que atingem as proximidades das linhas de transmissão e induzem sobretensões que raramente excedem 500kV. Dessa forma seu impacto é mais significativo para sistemas de baixa e média tensão, como nas linhas de distribuição.

Já as descargas atmosféricas diretas incidem diretamente sobre os condutores ou qualquer componente da linha de transmissão, e assim têm uma maior possibilidade de causar desligamentos. De acordo com INPE (2010), quando a descarga atinge diretamente uma fase da linha, causando quebra do isolamento, a falha é denominada como *flashover*. Tal efeito é visível pelo arco criado entre uma das fases e o cabo guarda. Já quando se tem o desligamento devido ao impacto da descarga atmosférica diretamente sobre o cabo guarda ou a torre, ele é classificado como *backflashover*. Este último caso é facilitado quando o cabo guarda ou a torre são mal aterrados.

Conforme JORGE et al. (1999) o tipo de falta que ocorre com maior frequência nas linhas de transmissão brasileiras são as que ocorrem entre uma das fases e o terra, e são mais severas quando atingem diretamente o cabo (*flashover*).

2.2.2 Descargas atmosféricas e *Smart Grid*

Segundo INPE (2010) o maior desafio do setor elétrico brasileiro é identificar os impactos das mudanças climáticas nas suas redes, porém já se sabe que tempestades severas, acompanhadas de altas quantidades de descargas atmosféricas, ventos fortes e chuvas intensas, são responsáveis por grande parte das interrupções de transmissão de energia. Já que 99% das redes brasileiras são aéreas,

os efeitos climáticos têm alto impacto na performance da rede. Além disso, o Brasil é um dos países que mais sofre com descargas atmosféricas no mundo, e devido ao aquecimento global, a situação pode ficar mais crítica nos próximos anos.

A tecnologia *Smart Grid* busca a melhora da qualidade de energia entregue ao consumidor, assim como gera confiabilidade no sistema de transmissão por meio da inserção de compensadores, medidores e sensores, fora todo o sistema de comunicação integrado. O fato dessas redes inteligentes possuírem equipamentos prontos para lidar com instabilidades do sistema faz com que indiretamente também prepare essas linhas para fatores externos, tais como a descarga atmosférica.

2.3 Smart Grid

Este termo começou a ser amplamente utilizado a partir do ano de 2005, onde segundo MME (2010), ARMIN e WOLLENBERG (2005) publicaram um artigo intitulado “*Toward a smart grid*” na revista IEEE P&E (*Institute of Electrical and Electronic Engineers - Power and Energy*). O conceito principal de redes inteligentes é que através do uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam energia, é possível enviar dados e informações para os centros de controle, onde eles podem ser observados e assim auxiliar na operação e controle do sistema elétrico.

Segundo OE (2018), *Smart Grid* permite a comunicação entre concessionária e seus consumidores, tornando as linhas de transmissão uma via de mão dupla, onde energia é transmitida e informação é obtida. Esta tecnologia permite que a rede responda digitalmente a qualquer mudança rápida de demanda do consumidor ou perturbações externas, por exemplo. Outras características são:

- Maior eficiência na transmissão de energia
- Resposta rápida a distúrbios na rede elétrica
- Redução de operação e custos, inclusive para o consumidor
- Redução da demanda de pico
- Aumento da integração em grande escala de fontes de energias renováveis ao sistema elétrico
- Incentivo a microgeração
- Melhora na segurança e confiabilidade na transmissão

Uma rede inteligente é melhor preparada para lidar com emergências, como tempestades ou mudanças repentinas na demanda requisitada pelo consumidor. Com o fluxo bidirecional de informações, o sistema responderá rapidamente a falhas, já que será possível o acesso remoto às condições de tal estação ou ponto da rede.

De acordo com OE (2018), do ponto de vista ambiental e econômico, com o incentivo a microgeração muitos consumidores serão capazes de produzir sua própria energia e em alguns casos até mesmo disponibilizá-la para a concessionária. Fontes renováveis de energia são complexas já que utilizam recursos da natureza na produção de energia, o que faz com que sua geração não seja estável, e por isso a inserção na rede deste tipo de tecnologia em menor escala se torna um desafio. Com o *Smart Grid*, devido à sua estrutura de automação, é possível integrar diferentes fontes de energia renováveis à rede. Pode-se concluir que com a possibilidade de vender o excedente para a concessionária, o tempo para recuperar o investimento dessas fontes será menor e assim a população será incentivada a fazer uso desta oportunidade.

2.3.1 Implementação da tecnologia

De acordo com *U.S. Department of Energy* (2018) para se implementar o *Smart Grid* é necessário uma série de tecnologias, tais podem ser divididas em cinco categorias chaves: comunicações integradas, sensorização e medição, componentes avançados, métodos de controle avançados, interfaces melhoradas e suporte de decisão. Segundo *U.S. Department of Energy* (2018), a primeira etapa para se estabelecer um sistema de *Smart Grid* é a necessidade de se ter comunicação integrada, já que é essencial que o mesmo protocolo de comunicação seja usado por todos para que as próximas categorias sejam implementadas. Por exemplo, para comunicação sem fio podem ser utilizadas as tecnologias Wi-Fi, *next-generation cellular* (3G), *Time Division Multiple Access* (TDMA), entre outras. É a partir dessa comunicação que se obtém dados e se estabelecem sistemas de proteção e controle. Essa infraestrutura permite que seja criado um processo dinâmico de troca de informações em tempo real, além de dados sobre o fluxo de energia da rede.

A segunda etapa é a de sensorização e medição. Por meio de sensores e medidores inteligentes, os dados se tornam informações (dados não possuem significado a não ser que sejam analisados e organizados, o que os torna informação), que são analisadas para que se tenha maior controle sobre o sistema. Com esses instrumentos, as condições da rede podem ser avaliadas em tempo real, proporcionando controle sobre a qualidade de energia transmitida. Com sensores e medidores inseridos na rede, o consumidor passa a ter acesso a sua demanda consumida e à qualidade de energia, por exemplo, o que o aproximará de sua concessionária, seja para discutir sua tarifa de energia ou obter descontos por utilização fora do horário de pico. Todos esses fatores resultarão em economia e maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

O próximo passo é a utilização de dispositivos avançados em eletrônica de potência e supercondutividade nos elementos da rede, que irão proporcionar maior estabilidade entre rede de transmissão e carga. Dispositivos de eletrônica de potência como os FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*), que são controladores do fluxo de potência capazes de estabilizar as tensões e correntes decorrentes das variações das cargas ou da própria linha de transmissão. Já a supercondutividade faz com que os condutores e demais itens da rede não dissipem energia, o que aumenta a eficiência da transmissão. Estes dispositivos então são capazes de aumentar a qualidade de energia e estabilizar seu fornecimento.

Os métodos avançados de controle, a quarta etapa listada, se baseiam na análise, diagnóstico e capacidade de prever falhas, determinando assim ações para reestabelecer as condições básicas de transmissão de energia. Tais métodos proporcionam maior controle tanto nos níveis de transmissão quanto de distribuição. Um exemplo é o software SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que possui uma resposta rápida para reconfigurar seções específicas do sistema, minimizando assim as faltas e distúrbios de qualidade de energia.

A última etapa de aplicação listada é a de melhoria nas interfaces e suporte de decisão. Devido a quantidade de informações obtida em tempo real pela tecnologia *Smart Grid*, esta etapa visa compilá-los de tal forma que um ser humano seja capaz de analisar as condições do sistema e, assim, possa chegar a uma decisão sem ser sobrecarregado com a quantidade de informação adquirida. Situação válida onde o operador da rede tem que tomar decisões em questões de minutos, as vezes segundos.

Concluindo, de acordo com *U.S. Department of Energy* (2018), a tecnologia *Smart Grid* monitorará os componentes essenciais, como sensores e medidores, e proverá respostas apropriadas através dos dispositivos avançados e rapidamente fará o diagnóstico, melhorando assim a tomada de decisão para o controle da qualidade de energia fornecida.

2.4 Dispositivos FACTS – TCSC

A necessidade da criação de dispositivos para controlar o fluxo de potência, de acordo com MASUDA (2006), surgiu com a evolução dos dispositivos eletrônicos. Tais dispositivos precisam que sua alimentação seja feita com o mínimo de interrupções possíveis, de forma constante e confiável. Com a entrada da eletrônica tanto nas indústrias quanto nas residências, o consumidor em geral passou a demandar melhor qualidade no fornecimento. Este fato também contribuiu para que o consumo em geral aumentasse, exigindo assim a expansão do setor elétrico.

Além disso, foi preciso que a rede permitisse flexibilidade de consumo, ou seja, que ela tenha características operacionais que atendam seu consumidor com a qualidade de energia esperada independente da oscilação de cargas, por exemplo. Dessa forma, para que as variáveis envolvidas na transmissão de energia, como o fluxo de potência, possam ser controladas e garantam qualidade e confiabilidade de fornecimento, foi necessário a evolução dos dispositivos que compõe a rede.

Para atender essa necessidade pode-se utilizar equipamentos tradicionais, como controladores de potência e compensadores de reativos. Há alguns anos atrás, essa compensação/controle era feita por componentes passivos chaveados mecanicamente. Porém, segundo MASUDA (2006), com o avanço da eletrônica de potência, como a invenção dos tiristores nos anos cinquenta, surgiram alternativas para que esse acionamento pudesse ser feito de forma eletrônica. No final dos anos oitenta surgiram controladores do sistema que faziam o uso da eletrônica de potência.

Segundo Deckmann et al. (2009), no ano de 1988 o pesquisador do EPRI (*Electrical Power Research Institute*) dos Estados Unidos, N. G. Hingorani, lançou o conceito básico de FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) onde a noção de flexibilização do sistema estava claramente ligada com a capacidade do controle direto do fluxo de potência no nível de transmissão de energia elétrica. Tal

controle pode ser dado controlando um ou mais parâmetros do sistema, como: tensão, corrente, ângulo de transmissão, potência ativa e reativa.

De acordo com MASUDA (2006), tal tecnologia permite que através de ferramentas de controle, em conversores, compensadores estáticos de reativos, filtros ativos, controladores de fluxo de potência, conversores de frequência, se tornasse viável a união direta entre sistemas de corrente alternada e contínua em todos os níveis de tensão e potência. Com a junção dessas tecnologias foi possível controlar diretamente a reatância equivalente da linha por meio da compensação capacitiva série, isto é, alterar as distâncias elétricas entre os nós da rede, possibilitando o controle da direção do fluxo de potência.

MACHADO (2003) diz que os dispositivos FACTS podem ser divididos pelo tipo de compensação:

- Dispositivos combinados em shunt: atuam como fontes de corrente, injetando ou absorvendo corrente da linha. (Exemplo: STATCON, SSG, TCR)
- Dispositivos combinados em série: atuam como fontes de tensão em série com a linha, modificando a queda de tensão entre os terminais. Controla diretamente o fluxo de potência, sendo mais efetivos que os combinados shunt. (Exemplo: SSSC, IPFC, TCSC)
- Dispositivos combinados série-shunt: é uma combinação dos dois anteriores, promove controle do fluxo de potência e ao mesmo tempo controla a tensão da linha.
- Dispositivos combinados série-série: combinações dos controladores série, que são controlados de forma coordenada em sistemas multilinhas ou unificados onde a compensação reativa é independente para cada linha. (Exemplo: UPFC, TCPST)

E também podem ser classificados de acordo com sua geração, sendo que essa classificação é relativa a evolução dos dispositivos com o decorrer do tempo:

- Primeira geração: FACTS comutados por tiristores
- Segunda geração: FACTS comutados por transistores IGBTs ou tiristores GTOs
- Terceira geração: FACTS construídos pela integração de compensação série e paralelo em uma mesma linha de transmissão

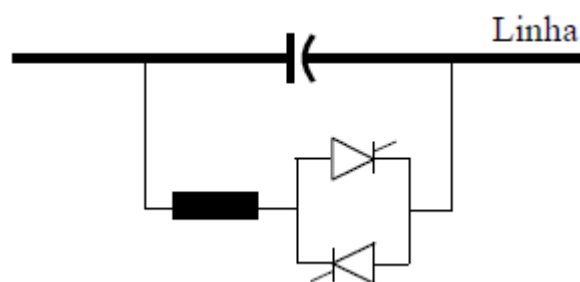
- Quarta geração: FACTS construídos pela integração de compensação série e paralelo em linhas de transmissão diferentes.

O TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*), segundo KUIAVA (2007), é um dos principais dispositivos utilizados na prática para fornecer amortecimento às oscilações, sendo um dos tipos com maiores aplicações comerciais. Este equipamento possibilita um controle flexível da reatância da linha durante e após perturbação, o que permite que ele atue diretamente no amortecimento das oscilações do fluxo de potência ativa. O dispositivo TCSC faz parte da primeira geração de FACTS, já que utiliza o tiristor como elemento semicondutor, que foi a primeira tecnologia de chaveamento eletrônico disponível.

2.4.1 TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*)

Segundo ALMEIDA (2014), o TCSC é baseado no conceito de sistemas de corrente alternada com fluxos de potência controláveis. Por meio da inserção de uma reatância capacitiva variável este dispositivo é capaz de diminuir a queda de tensão indutiva e assim aumentar a capacidade do sistema de transmissão ou distribuição, controlando o fluxo de potência da linha. Ele é composto por uma capacitância fixa em paralelo com um reator controlado a tiristores, conforme pode ser observado na Figura 5.

Figura 5 – Capacitor série controlado a tiristor (TCSC)



Fonte: MACHADO (2003).

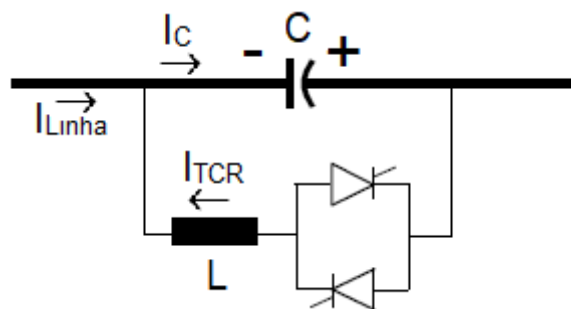
Neste arranjo a reatância equivalente pode ser controlada continuamente através do disparo adequado dos tiristores. Assim, a compensação série pode ser realizada de forma dinâmica.

Conforme ALMEIDA (2014), este dispositivo pode ser operado de quatro modos distintos: bloqueio, *by-pass*, modo Vernier capacitivo e modo Vernier indutivo.

Serão apresentados tais modos considerando a sincronização pela corrente, para sincronizar pela tensão basta acrescentar 90° aos ângulos apresentados neste trabalho. Quando operando em seu modo de bloqueio, os tiristores não recebem sinal de disparo e então o dispositivo funciona como um banco fixo de capacitores. Para passar do estado de condução para o de bloqueio, é preciso que o sistema bloqueie os pulsos para os tiristores, que então passarão a não conduzir quando a corrente que passa por eles atingir zero. No modo de operação *by-pass* o ângulo de disparo dos tiristores é ajustado para que eles conduzam continuamente, ou seja, ângulo de 0° . Dessa forma ele atua como uma combinação paralela entre o banco de capacitores e o reator controlado a tiristor (TCR), sendo utilizado para funções de proteção.

Já no modo de operação Vernier capacitivo, o TCSC opera como uma reatância equivalente capacitiva, portanto o dispositivo funciona como um capacitor variável, com o ângulo de disparo entre o limite da angulação do capacitor e 90° ($\alpha_{CLIM} \leq \alpha \leq 90^\circ$). Nesta condição, uma corrente no TCR é produzida defasada 90° da corrente do banco de capacitores, o que faz com que a corrente no capacitor seja a soma da corrente de linha com a corrente do TCR. Devido ao chaveamento dos tiristores a corrente no TCR pode conter harmônicos que deformam a tensão sobre o capacitor. Esta corrente porém, circula praticamente apenas sobre o TCSC, já que a reatância indutiva da linha é de alta impedância para as componentes harmônicas desta corrente, como pode-se observar na Figura 6.

Figura 6 – TCSC modo de operação Vernier capacitivo

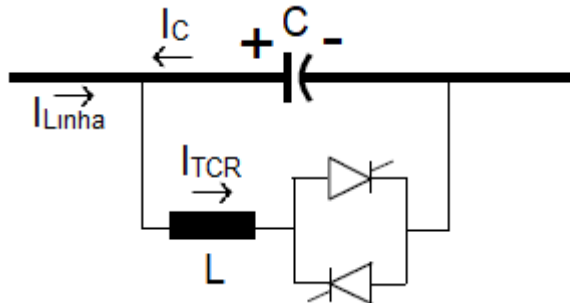


Fonte: Adaptado de ALMEIDA (2014).

O último modo de operação descrito é o de Vernier indutivo. Nele a reatância equivalente do compensador será indutiva. Dessa forma o TCSC funciona como um indutor variável onde α varia entre 0° e o limite do ângulo do indutor ($0^\circ < \alpha \leq \alpha_{LIM}$). Nesta condição a corrente no TCR será defasada 90° da corrente do capacitor, o que faz com que a corrente no TCR seja a soma da corrente da linha com

a corrente do capacitor. O sentido das correntes e o modo de operação de Vernier indutivo pode ser visto na Figura 7.

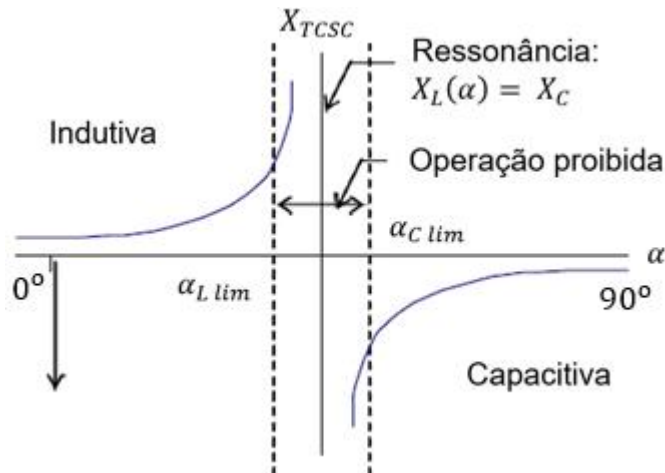
Figura 7 – TCSC modo de operação Vernier indutivo



Fonte: Adaptado de ALMEIDA (2014).

Por meio do controle do ângulo de disparo dos tiristores é possível variar a reatância indutiva do TCR. Com α na faixa de 0° à 90° é possível variar a indutância de X_L até infinito. Esta variação de α faz com que a compensação série possa ser feita de forma dinâmica através do controle do ângulo de disparo dos tiristores. A curva da reatância do dispositivo em operação, tendo α variando entre 0° e 90° pode ser observada na Figura 8.

Figura 8 – Impedância característica do dispositivo TCSC



Fonte: Adaptado de MACHADO 2003.

Onde:

$\alpha_{L LIM}$ – ângulo limite na região indutiva

$\alpha_{C LIM}$ – ângulo limite na região capacitiva

α_R – ângulo de ressonância

Na figura acima pode-se perceber que existem três regiões de operação, capacitiva, indutiva e de ressonância. Na região indutiva, segundo ALMEIDA (2014), a compensação pode variar entre mínima ($\alpha = 0^\circ$) e máxima ($\alpha = \alpha_{L\ LIM}$). E para a região capacitiva esses valores são de $\alpha_{C\ LIM}$ e 90° respectivamente. De acordo com LAURINDO (2010), nunca se deve trabalhar na região de ressonância, evitando assim os ângulos de disparos $\alpha_{L\ LIM}$ e $\alpha_{C\ LIM}$.

Os valores dos ângulos limites, segundo ALMEIDA (2010), são obtidos através da relação entre frequência de ressonância do dispositivo e a frequência de ressonância do sistema, e da compensação mínima capacitiva do TCSC.

Para que o TCSC possa assumir um valor de reatância indutiva ou capacitiva, segundo ALMEIDA (2014), a reatância indutiva do dispositivo $X_{L\ TCSC}$ deve ser substancialmente menor que a reatância capacitiva $X_{C\ TCSC}$. Lembrando que:

$$X_{L\ TCSC} = 2 * \pi * f * L_{TCSC} \quad (17)$$

$$X_{C\ TCSC} = \frac{1}{2 * \pi * f * C_{TCSC}} \quad (18)$$

Onde L_{TCSC} é a indutância e C_{TCSC} a capacitância do dispositivo.

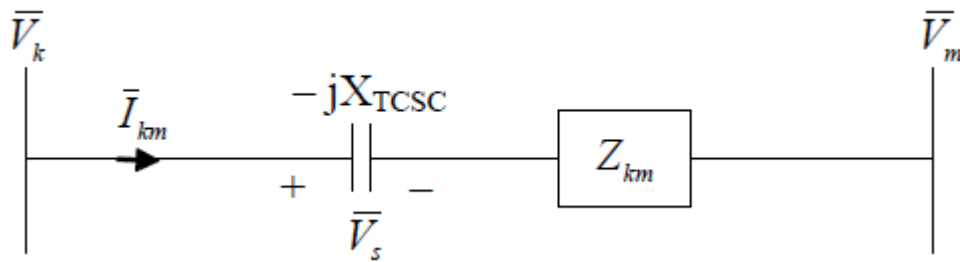
Se em uma situação hipotética o valor de $X_{C\ TCSC}$ for menor que $X_{L\ TCSC}$, a região de operação será apenas capacitiva, já que, de acordo com ALMEIDA (2014), em qualquer ramo paralelo a reatância efetiva será a de menor reatância do ramo. Porém se $X_{C\ TCSC}$ for igual à $X_{L\ TCSC}$ o dispositivo entrará em ressonância, condição inaceitável.

Segundo VOURENPAA et al. (2008), o TCSC é capaz de efetivamente alterar a reatância fundamental do dispositivo através da sua configuração. Então, embora ambas operações possam ser utilizadas, o modo capacitivo é considerado como a principal forma de controle. No modo capacitivo o dispositivo funciona diminuindo a reatância da linha e no indutivo, aumentando.

2.4.1.1 Modelo de injeção de potência do TCSC

Conforme ALMADA (2012), a dedução do modelo de injeção de potência do dispositivo FACTS TCSC pode ser simplificado em uma análise de duas barras quaisquer, conforme a Figura 9.

Figura 9 – Modelo de instalação do TCSC em duas barras quaisquer



Fonte: ALAMADA (2012).

Essas barras serão chamadas de k e m . As tensões sobre as barras são: $\bar{V}_k = V_k \angle \theta_k$ e $\bar{V}_m = V_m \angle \theta_m$. A linha de transmissão tem impedância $Z_{km} = r + jx$, e a corrente é representada por \bar{I}_{km} . Como o dispositivo TCSC é instalado em série, ele se encontra entre as duas barras representado como uma reatância capacitiva X_{TCSC} com uma tensão V_s sobre ele. Dessa forma, obtém-se a equação:

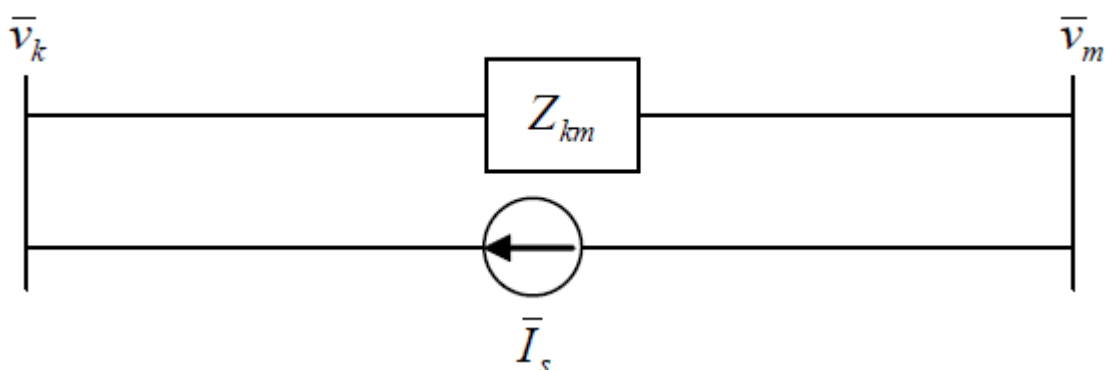
$$\bar{V}_k - jX_{TCSC} * \bar{I}_{km} - (r + jx)\bar{I}_{km} = \bar{V}_m \quad (19)$$

Isolando a corrente, têm-se que:

$$\bar{I}_{km} = \frac{\bar{V}_k - \bar{V}_m}{r + j(x - X_{TCSC})} \quad (20)$$

Se a tensão V_s aplicada à reatância X_{TCSC} for considerada como uma fonte de tensão e for transformada numa fonte de corrente temos o sistema equivalente como mostrado na Figura 10.

Figura 10 – TCSC representado como uma fonte de corrente



Fonte: ALMADA (2012).

Dessa forma, analisando tal circuito, pode-se concluir que:

$$\bar{I}_s = \frac{\bar{V}_s}{r + jx} \quad (21)$$

E lembrando que:

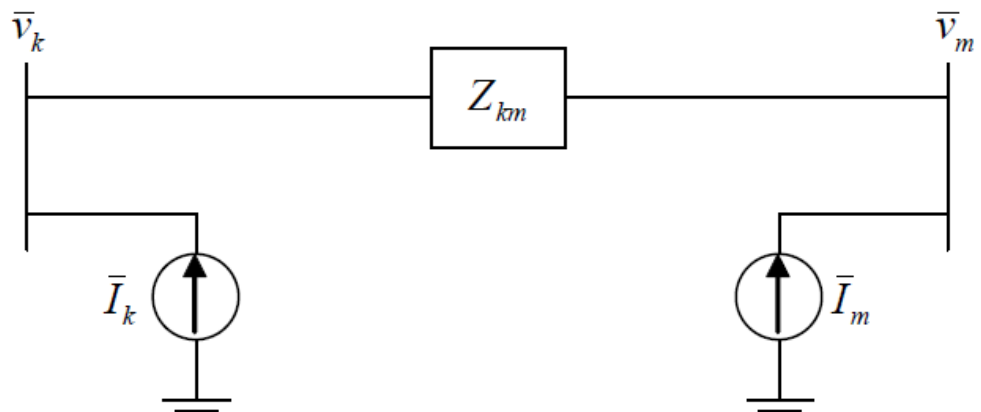
$$\bar{V}_s = -jX_{TCSC} * \bar{I}_{km} \quad (22)$$

Substituindo a equação (22) na equação (21), encontra-se uma relação entre a fonte de corrente que representa o TCSC com a corrente que circula pela linha de transmissão.

$$\bar{I}_s = \frac{\bar{V}_s}{r + jx} = \frac{-jX_{TCSC} * \bar{I}_{km}}{r + jx} = \frac{-jX_{TCSC} * (\bar{V}_k - \bar{V}_m)}{(r + jx) * (r + j(x - X_{TCSC}))} \quad (23)$$

Com o diagrama da Figura 9, pode-se concluir que $I_k = I_s$ e que $I_m = -I_s$. Por meio da Figura 12, pode-se obter as equações (24) e (25) onde se vê a injeção de potência em cada uma das barras.

Figura 11 – Injeções de corrente nas barras k e m



Fonte: ALMADA (2012).

$$\dot{S}_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* = P_k + jQ_k \quad (24)$$

$$\dot{S}_m = \bar{V}_m \bar{I}_m^* = P_m + jQ_m \quad (25)$$

Assim, as potências injetadas nas barras pelo TCSC podem ser obtidas com a substituição das equações (24) e (25) nas expressões de V_k e V_m , e depois substituindo as expressões de I_k e I_m na equação (23). Dessa forma chega-se as

expressões (26), (27), (28) e (29) para potência ativa e reativa para cada uma das barras.

$$P_k = C_1 \{ (V_k^2 - V_k * V_m * \cos \theta_{km}) * (r * X_{TCSC}^2 - 2 * r * x * X_{TCSC}) - (V_k * V_m * \sin \theta_{km}) * (x^2 * X_{TCSC} - r^2 * X_{TCSC} - x * X_{TCSC}^2) \} \quad (26)$$

$$Q_k = -C_1 \{ (V_k^2 - V_k * V_m * \cos \theta_{km}) * (x^2 * X_{TCSC} - r^2 * X_{TCSC} - x * X_{TCSC}^2) + (V_k * V_m * \sin \theta_{km}) * (r * X_{TCSC}^2 - 2 * r * x * X_{TCSC}) \} \quad (27)$$

$$P_m = C_1 \{ (V_m^2 - V_k * V_m * \cos \theta_{km}) * (r * X_{TCSC}^2 - 2 * r * x * X_{TCSC}) - (V_k * V_m * \sin \theta_{km}) * (r^2 * X_{TCSC} + x * X_{TCSC}^2 - x^2 * X_{TCSC}) \} \quad (28)$$

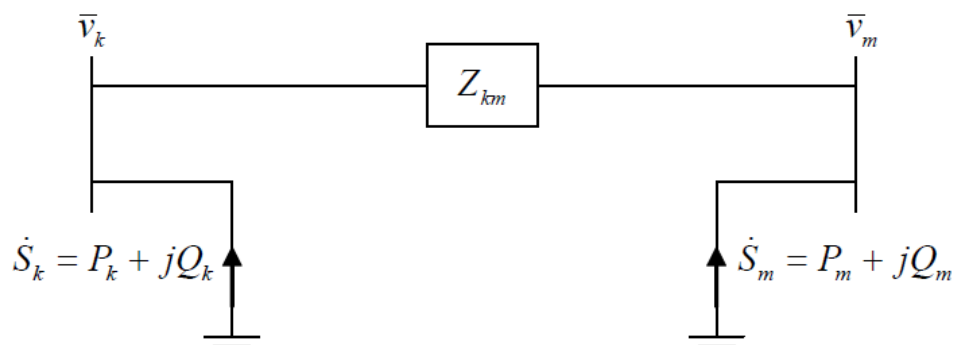
$$Q_m = -C_1 \{ (V_m^2 - V_k * V_m * \cos \theta_{km}) * (x^2 * X_{TCSC} - r^2 * X_{TCSC} - x * X_{TCSC}^2) + (V_k * V_m * \sin \theta_{km}) * (2 * r * x * X_{TCSC} - r * X_{TCSC}^2) \} \quad (29)$$

Sendo que:

$$C_1 = \frac{1}{(r^2 + x^2)[r^2 + (x - X_{TCSC})^2]^2} \quad (30)$$

Com essas equações é possível avaliar os efeitos da compensação realizada pelo TCSC por meio da injeção de potência nas barras. O diagrama final do modelo é dado pela Figura 13.

Figura 12 – Modelo de injeção de potência do TCSC



Fonte: ALMADA (2012).

2.4.1.2 Cenário mundial - TCSC

De acordo com MEIKANDASIVAM et. al. (2008), o primeiro dispositivo TCSC instalado foi em uma subestação em Kayenta, Arizona nos Estados Unidos no ano de 1992. Esse dispositivo foi capaz de aumentar a capacidade de transmissão da linha em 30%, porém além disso perceberam que o dispositivo também foi efetivo no amortecimento de oscilações eletromecânicas. Conforme KUIAVA (2007), este primeiro dispositivo foi fabricado pela SIEMENS e WAPA (*Western Area Power Administration*) e foi instalado em uma linha de transmissão de 230kV e 300km de extensão.

Conforme FOGAÇA (2006), existem dispositivos FACTS instalados ao redor do mundo todo, alguns desses países são: Alemanha, Argentina, Brasil, Canadá, China, França, Índia, Inglaterra, Japão, Peru, Polônia, Noruega, Suécia e, com o maior número de FACTS instalados, Estados Unidos. De acordo com LANES (2006) existem alguns exemplos de aplicação de TCSC no Brasil, como nas subestações de Imperatriz e Serra da Mesa.

KUIAVA (2007) diz que no Brasil o primeiro TCSC instalado foi em uma linha de transmissão de 500 kV, com um dispositivo instalado em cada extremidade da linha, que interliga o sistema Norte-Nordeste com o sistema Sul-Sudeste. Neste sistema foram instalados também compensadores convencionais com a finalidade de eliminar parte da reatância indutiva efetiva da linha de 500 km de comprimento. O objetivo do projeto foi de aumentar a capacidade de transferência de potência entre as duas áreas.

2.4.1.3 Benefícios do TCSC

Segundo VERMA (2014), dispositivos FACTS reduzem perdas e fazem com que o sistema seja mais seguro. Outro benefício citado é que a capacidade de transmitir energia é melhorada, conseqüentemente garantindo qualidade de energia. O fato de que estes dispositivos podem ser integrados às redes de transmissão já existentes faz com que este apresente um diferencial, já que permite sua inclusão sem custos adicionais em adequações. Pelo fato de ser capaz de diminuir a reatância da linha de transmissão, a “encurtando” eletricamente, o fluxo de potência reativa é menor, já que ele é um compesador.

Ainda de acordo com VERMA (2014), se comparados os controladores séries e shunt, chega-se à conclusão de que o controlador série deve ser usado para controlar a corrente ou fluxo de potência e oscilações. Dados os MVA dos compensadores em série conclui-se que eles são muitas vezes mais potentes que os controladores shunt. Já os compensadores shunt são melhor utilizados quando aplicados perto ou diretamente nos pontos de conexão, com o princípio de funcionamento dado pela injeção de corrente que controla efetivamente a tensão e amortece oscilações de tensão.

No Quadro 3 pode-se observar uma comparação entre os diferentes tipos de FACTS.

Quadro 3 – Comparação de diferentes controladores FACTS

Características de controle	Controladores FACTS					
	TCSC	SSSC	TSSC	STATCOM	SVC	UPFC
Controle do fluxo de potência	X	X	X			X
Melhora na forma de onda de tensão				X	X	X
Comutação em linha	X		X		X	
Comutação forçada		X		X		X
Conversor de fonte de tensão		X		X		X
Conversor de fonte de corrente	X	X	X	X	X	
Conversor dinâmico e transiente	X	X	X		X	X
Oscilação de amortecimento	X	X	X	X	X	X
Limitador de corrente de falta	X		X			X
Estabilização de tensão	X	X	X	X	X	X

Fonte: Adaptado de VERMA (2014).

Observando o Quadro 3 conclui-se que o TCSC, além de sua composição simples, é um dos dispositivos FACTS mais completos, não deixando a desejar quando comparado aos dispositivos mais sofisticados.

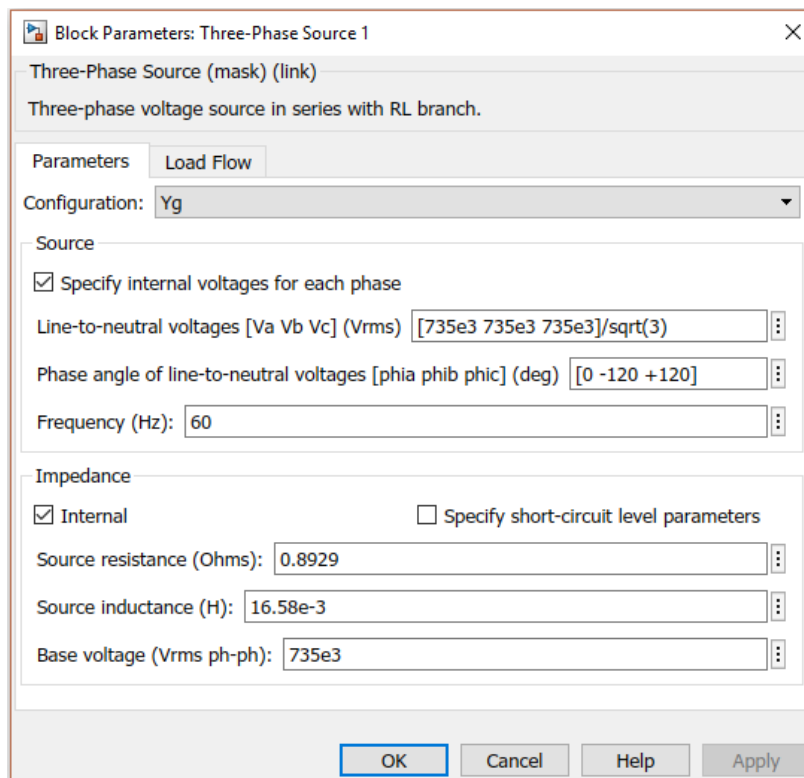
3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Neste item serão apresentados os blocos do *software SIMULINK* utilizados para a simulação, assim como serão dispostos os valores e características de cada um deles. Foram utilizados blocos de fontes, cargas, linhas de transmissão, chaves, transformadores e a proposta de modelagem do TCSC. Os valores utilizados para cada bloco são os sugeridos pelo MATLAB, modo padrão.

3.1 Fontes trifásica

Para validar a modelagem do problema foram escolhidas três fontes trifásicas idênticas posicionadas em diferentes barramentos. A fonte utilizada se encontra dentro da biblioteca *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Electrical Sources* sendo chamada de *Three-Phase Source*. Tal fonte foi configurada com ligação estrela (Y) aterrada. Os parâmetros dos blocos podem ser vistos na Figura 13.

Figura 13 – Configuração das fontes trifásicas modeladas



Fonte: Autoria própria.

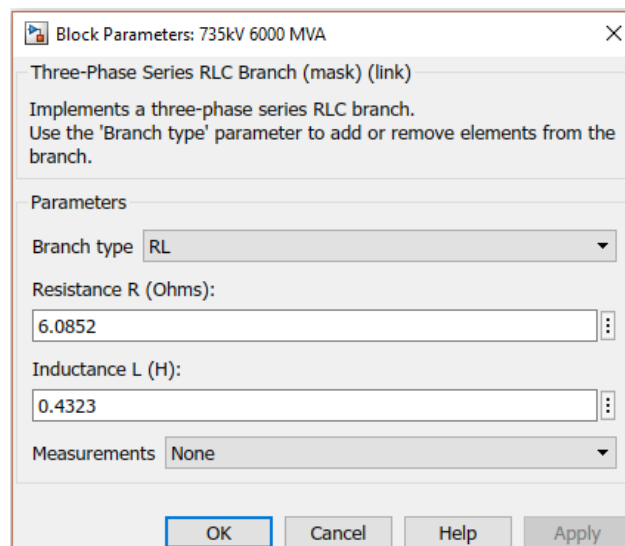
Os valores das tensões eficazes nominais de linha foram definidos como $735kV$, e imputados como $735kV/\sqrt{3}$ no bloco já que a tensão é dada como a de fase no bloco. A sequência do sistema foi dada como positiva, ou seja, tensões com mesmo módulo defasadas 120° uma da outra, ou seja, sequência ABC. A frequência foi fixada em 60 Hz. Também foram definidas características internas da fonte, como resistência e impedância, assim como tensão base fase-fase.

3.2 Cargas

Para esta simulação foram utilizados dois blocos distintos de carga: o ramo em série RLC e a carga em série RLC. Ambos podem ser usados para representar resistências, indutâncias e capacitâncias. A diferença é que a carga possui terminais de entrada e de saída, sendo possível assim sua utilização em conexões feitas no meio da linha de transmissão. Já o ramo RLC, possui somente sinais de entrada, sendo usado como elemento terminal para o sistema (seus terminais de saída são aterrados).

Em série com cada uma das fontes de tensão foram colocadas cargas no sistema. O bloco utilizado foi o ramo RLC, que pode ser encontrado na biblioteca *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Elements*, com o nome: *Three-Phase Series RLC Branch*. Foram selecionados valores apenas para resistência e indutância, o tornando assim um bloco RL. Os valores utilizados podem ser vistos na Figura 14.

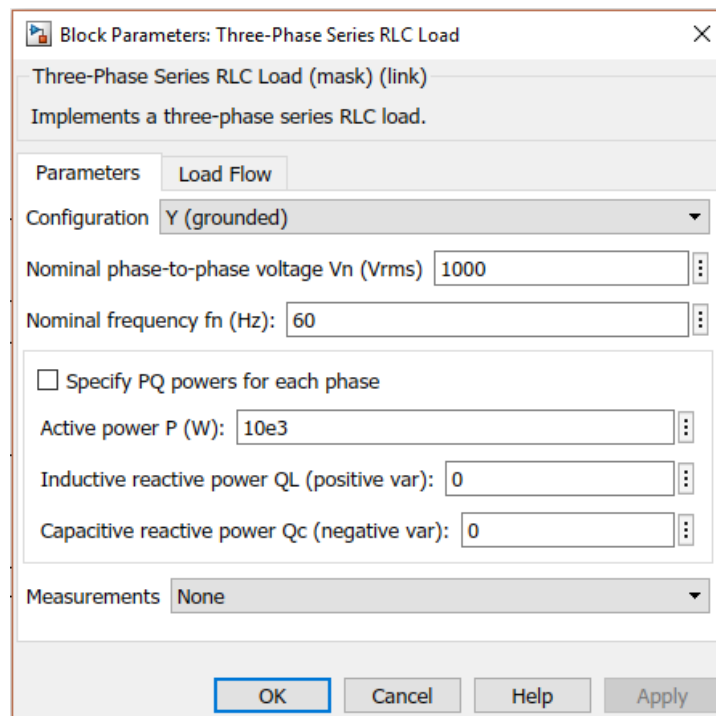
Figura 14 – Ramo de carga RL



Fonte: Autoria própria.

Já o bloco de carga foi utilizado para finalizar o modelo, seus valores utilizados podem ser observados na Figura 15. Este bloco é encontrado em *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Elements*, com o nome: *Three-Phase Series RLC Load*.

Figura 15 – Bloco de carga utilizado

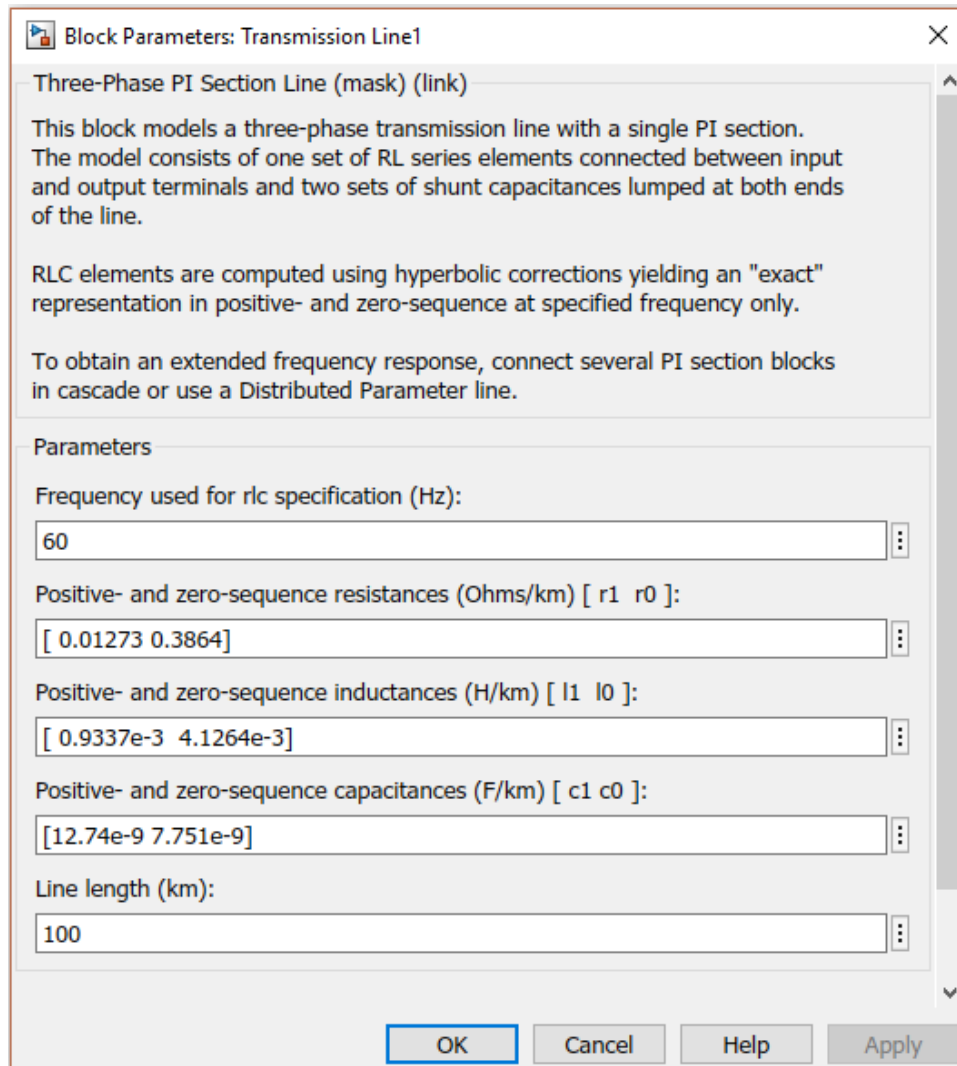


Fonte: Autoria própria.

3.3 Linhas de transmissão

Como modelagem das linhas de transmissão, utilizou-se o modelo π . Este bloco está disponível em: *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Elements*, com o nome: *Three-Phase Series RLC Branch* e é chamado de *Three-Phase PI Section Line*. Nele são selecionados os valores de frequência, resistência, indutância e capacitância assim como o comprimento da linha. Os valores utilizados para cada um desses elementos podem ser observados na Figura 16.

Figura 16 – Bloco utilizado para modelagem das linhas de transmissão



Fonte: Autoria própria.

Onde:

r_1 e r_0 são as resistências por comprimento (Ω/km) da sequência positiva e zero

l_1 e l_0 são as impedâncias por comprimento (H/km) da sequência positiva e zero

c_1 e c_0 são as capacitâncias por comprimento (F/km) da sequência positiva e zero

l é o comprimento da linha (km)

3.4 Descarga atmosférica

Para a simulação de uma descarga atmosférica foram utilizados dois blocos, uma fonte trifásica em série com uma chave. Dessa forma, durante determinado tempo essa chave se fecha, conectando a fonte ao sistema. O bloco de fonte pode ser encontrado em: *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Electrical Sources*, com o nome: *Three-Phase Source*. E o bloco de chave em: *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Elements*, com o nome: *Three-Phase Breaker*.

A configuração da fonte foi feita para que a fase A tivesse uma alta tensão de 1836 MV e fosse sustentada por $2\mu\text{s}$, conforme orientado por JIMENEZ (2010), que ainda afirma que se pode modelar descargas atmosféricas utilizando fontes de tensão embora seja mais usual o uso de fonte de correntes. Para que ela ocorresse somente na fase A, a fonte de tensão para a fase B e C foi zerada, além de o fechamento da chave ter sido selecionado para ocorrer somente na fase A. Com base nesses dados pode-se configurar a fonte trifásica como mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Parâmetros do bloco de fonte trifásica para simulação de descarga atmosférica

Block Parameters: Three-Phase Source 4

Three-Phase Source (mask) (link)

Three-phase voltage source in series with RL branch.

Parameters Load Flow

Configuration: Yg

Source

Specify internal voltages for each phase

Line-to-neutral voltages [Va Vb Vc] (Vrms) [1836e6 0 0]

Phase angle of line-to-neutral voltages [phia phib phic] (deg) [0 -120 +120]

Frequency (Hz): 60

Impedance

Internal Specify short-circuit level parameters

Source resistance (Ohms): 0.8929

Source inductance (H): 16.58e-3

Base voltage (Vrms ph-ph): 735e3

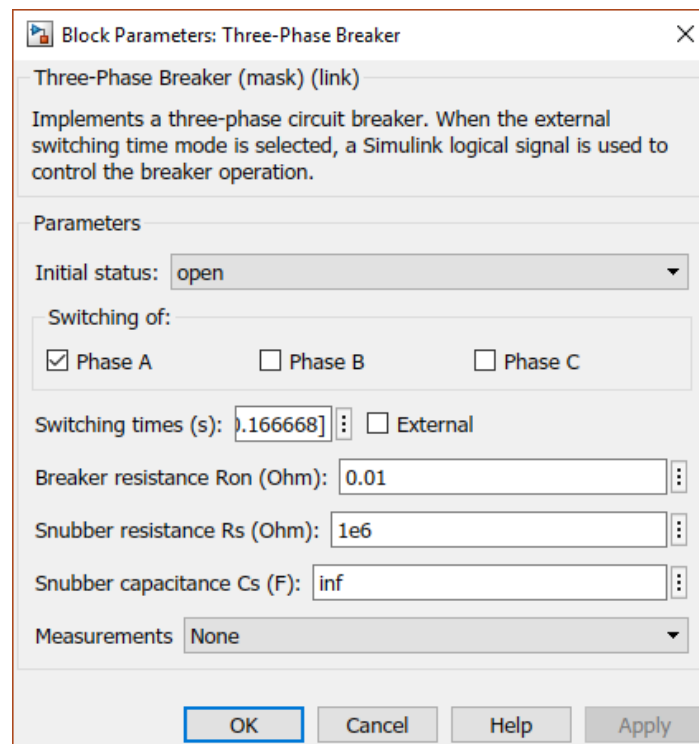
OK Cancel Help Apply

Fonte: Autoria própria.

Para controlar a duração da falta foi utilizado o tempo de abertura e fechamento da chave. Sendo assim, em 0,166666s a chave foi fechada, e em 0,166668s ela foi aberta novamente. Tal configuração pode ser vista na Figura 19.

Nas configurações do bloco são selecionados o status inicial da falta, fechada ou aberta. Com a fase aberta é possível colocar o tempo em que se deseja que ela se feche. Existem duas formas diferentes de configurar o tempo de disparo da falha, por um sinal externo ou seu tempo de disparo pode ser configurado previamente. Neste caso o tempo selecionado foi em 0,166666s. Os parâmetros selecionados estão disponíveis na Figura 18.

Figura 18 – Parâmetros da chave para duração da descarga atmosférica



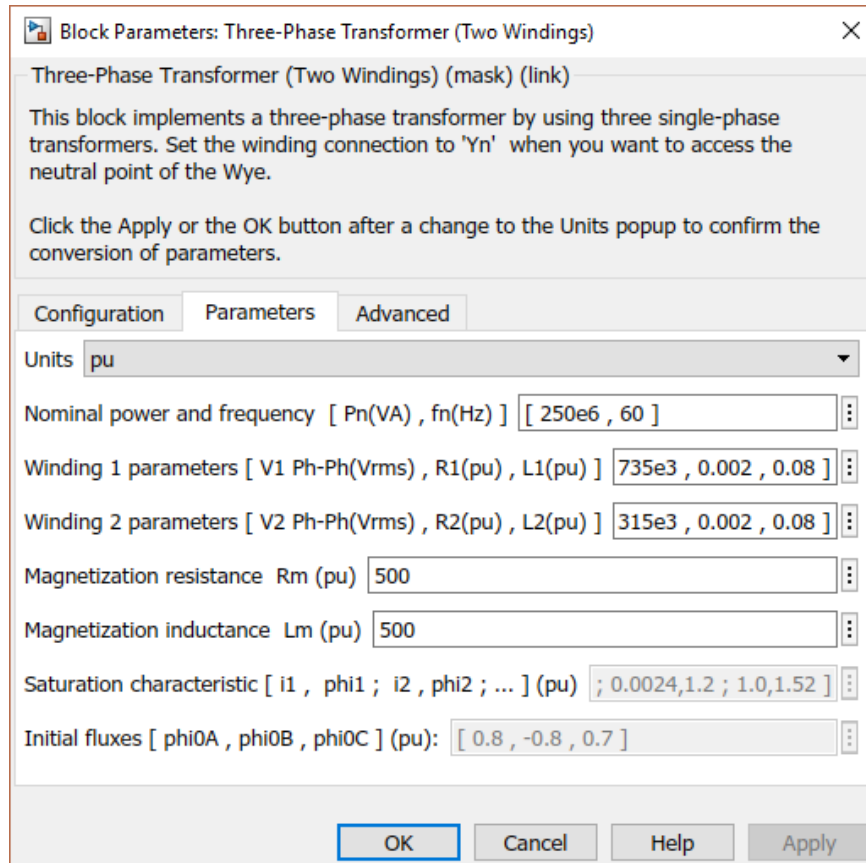
Fonte: Autoria própria.

3.5 Transformador

Para que a modelagem da linha de transmissão pudesse ser o mais completa e realista possível foi-se implementado um transformador no final da linha. Esse bloco de transformador utilizado pode ser encontrado dentro do *Simulink*, na pasta *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Elements*, com o nome: *Three-Phase Transformer (Two Windings)*. O transformador

utilizado teve ambos de seus terminais conectados em estrela, aterrados. Os parâmetros utilizados para a simulação podem ser vistos na Figura 19.

Figura 19 – Parâmetros do transformador utilizado



Fonte: Autoria própria.

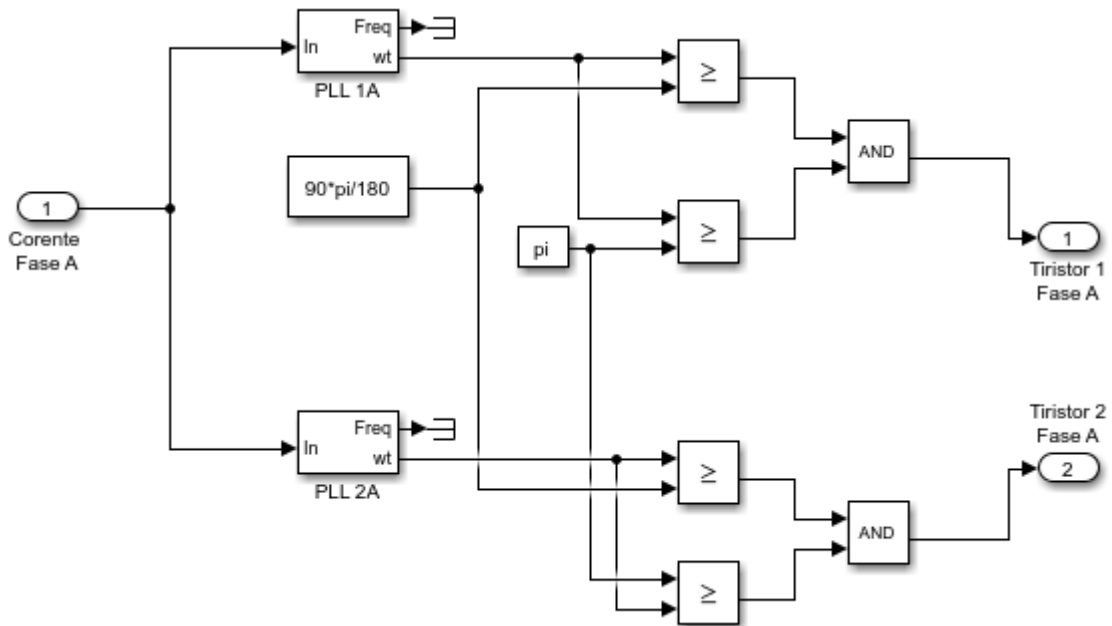
Este transformador é do tipo abaixador, transformando a tensão da linha de 735 kV em 315 kV.

3.6 TCSC

O dispositivo implementado foi baseado no que apresenta ZAMPELLIN (2014), utilizando dois tiristores, um capacitor e um indutor como protótipo do TCSC e um sistema a parte para a sincronização do pulso de disparo dos tiristores. A modelagem do TCSC utilizada é colocada em série com cada uma das fases da rede. Portanto serão explicados os blocos utilizados para a fase A, porém para as outras fases a metodologia é a mesma.

A primeira etapa é a de sincronização dos pulsos, que é realizada pelo bloco Sincronização. Este bloco pode ser analisado na Figura 20.

Figura 20 – Bloco sincronização de pulsos



Fonte: Autoria própria

Neste bloco, através do sinal de corrente, é possível sincronizar os ângulos de disparo de ambos os tiristores. Para isso é utilizado o PLL (*Phase Locked Loop*), que localiza a frequência e a fase da corrente, sendo que esta última será utilizada para disparar os tiristores. A fase é dada por um valor que varia entre 0 e 2π rad e é sincronizada com a passagem pelo zero da corrente de entrada. Já a frequência não será utilizada e por isso há um terminal na sua saída. Este sinal de fase, é então comparado com o ângulo de disparo desejado, neste caso 90° , já que o teste será realizado com o modo de operação Vernier capacitivo que é indicado para funções de proteção. Para a conversão em radianos utiliza-se a Equação 43.

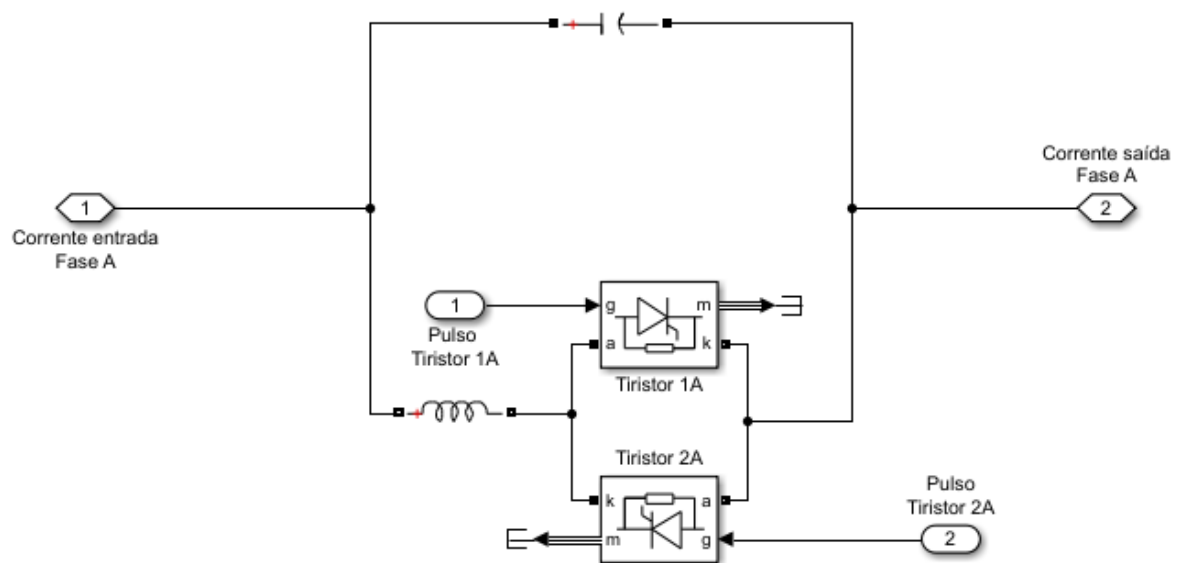
$$\pi \text{ rad} = 180^\circ \quad (43)$$

E fazendo uso da regra de três, tem-se que: $90^\circ = 90 * \pi / 180$, como mostrado na Figura 21. A lógica continua com a comparação da fase com o ângulo de disparo desejado, quando ela for maior ou igual ao ângulo selecionado e for maior ou igual a π , o sinal é disparado para o tiristor 1, caso seja maior que 90° e menor que π o tiristor 2 recebe o disparo.

A porta AND funciona como uma multiplicação, se somente uma de suas entradas for verdadeira o resultado será falso, só tem-se saída verdadeira quando ambas as comparações forem verdadeiras.

Este sinal é levado até os tiristores, que estão conectados em paralelo entre si, com o indutor em série, formando assim o ramo TCR. Tal ramo está conectado em paralelo com um capacitor. No nó da direita desse conjunto paralelo está sendo aplicada a corrente da fase A, e no outro nó essa corrente é devolvida para a rede, conforme pode ser visto na Figura 21.

Figura 21 – Modelagem TCSC



Fonte: Autoria própria.

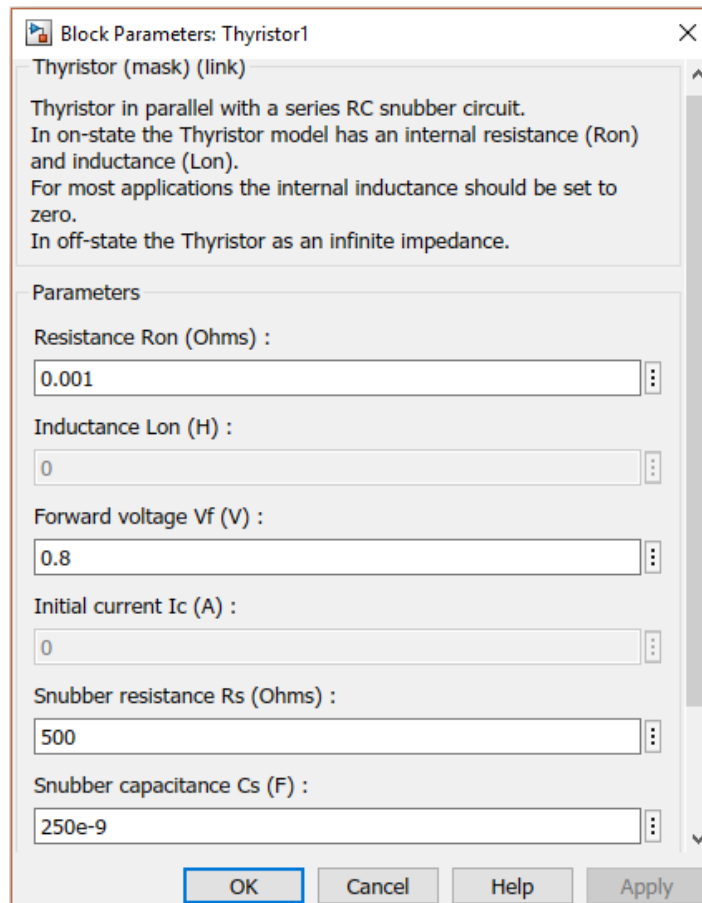
Como o objetivo deste trabalho não é estudar a funcionalidade do TCSC e sim avaliar seu funcionamento frente à descargas atmosféricas, os valores de indutância e capacitância foram configurados como ideais, ou seja, $L = \infty$ e $C = 0$. Dessa forma tem-se que o valor de $X_L < X_C$ já que o valor do indutor depende do ângulo α . Ambos X_L e X_C são direcionados para o infinito, porém como mostram as equações 17 e 18, X_L tende a ∞^- e X_C a ∞^+ portanto $X_L < X_C$.

Como mostrado anteriormente, quando $X_L < X_C$ o modo de operação é capacitivo e se $X_L > X_C$ indutivo, portanto neste caso o dispositivo está operando em sua região capacitiva.

Como com a inclusão da descarga atmosférica no sistema será gerada um pico de tensão e conseqüentemente aumentará as potências, será necessário que o dispositivo atue diminuindo a reatância da linha, justificando assim seu modo de operação capacitivo.

O tiristor utilizado pode ser encontrado em *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Power Electronics* com o nome: *Thyristor*. Foram utilizados dois dispositivos configurados como mostra a Figura 22.

Figura 22 – Configuração do bloco tiristor



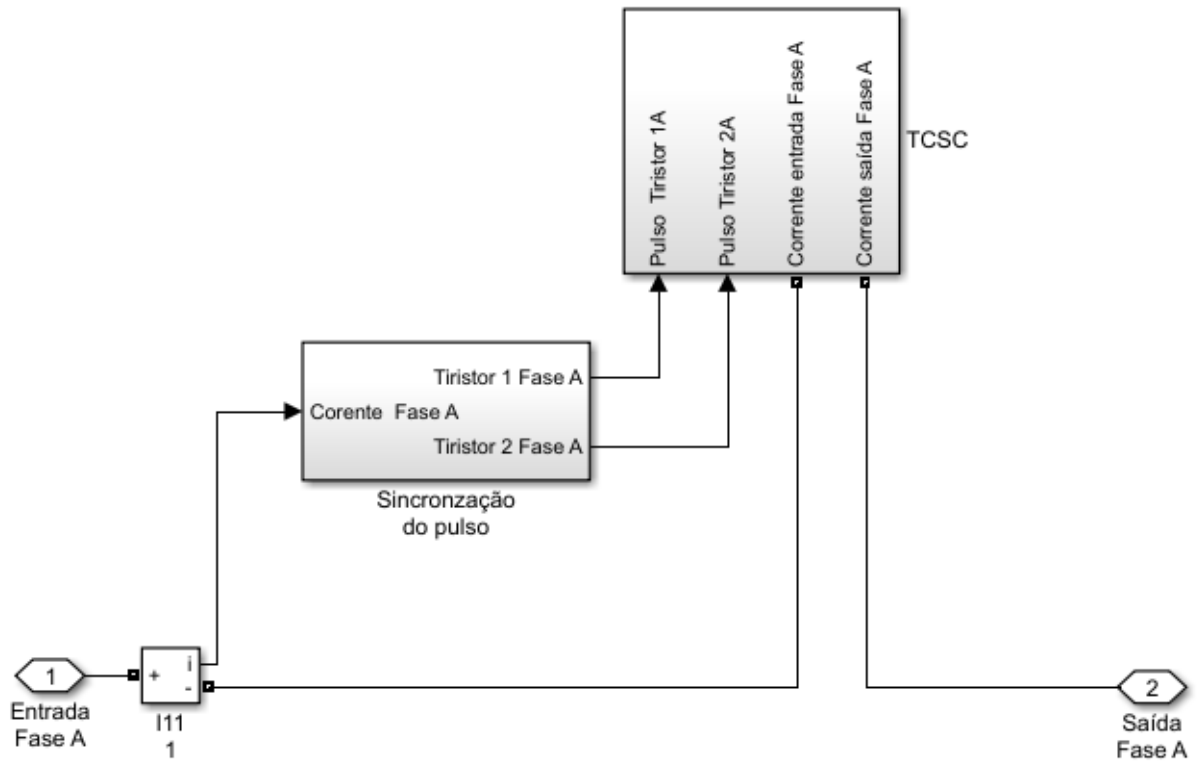
Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, a modelagem final do dispositivo TCSC, com a sincronização dos pulsos e o próprio dispositivo pode ser vista na Figura 23.

Este dispositivo, como dito anteriormente, é instalado em série com cada uma das fases da linha de transmissão e pode ser observado na Figura 24.

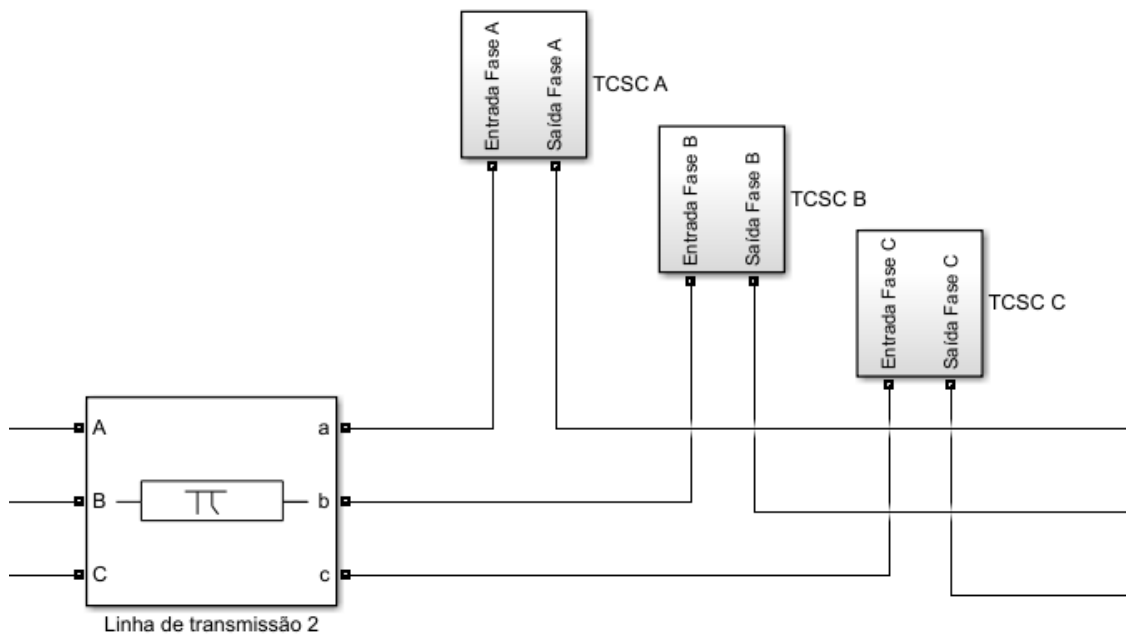
Também foram utilizados elementos de medição para corrente, tensão e potência ativa e reativa, que são encontrados na seção *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Measurements* chamados de *Voltage Measurement* e *Current Measurement* e para potência *Simscape / Power Systems / Specialized Technology / Fundamental Blocks / Measurements / Additional Measurements* e o bloco utilizado foi o *Power (3ph, Instantaneous)*. E para a visualização dos valores em gráficos foram utilizados diversos *Scopes*.

Figura 23 – Modelagem completa do dispositivo TCSC



Fonte: Autoria própria.

Figura 24 – TCSCs em série com as fases do sistema



Fonte: Autoria própria

4 RESULTADOS

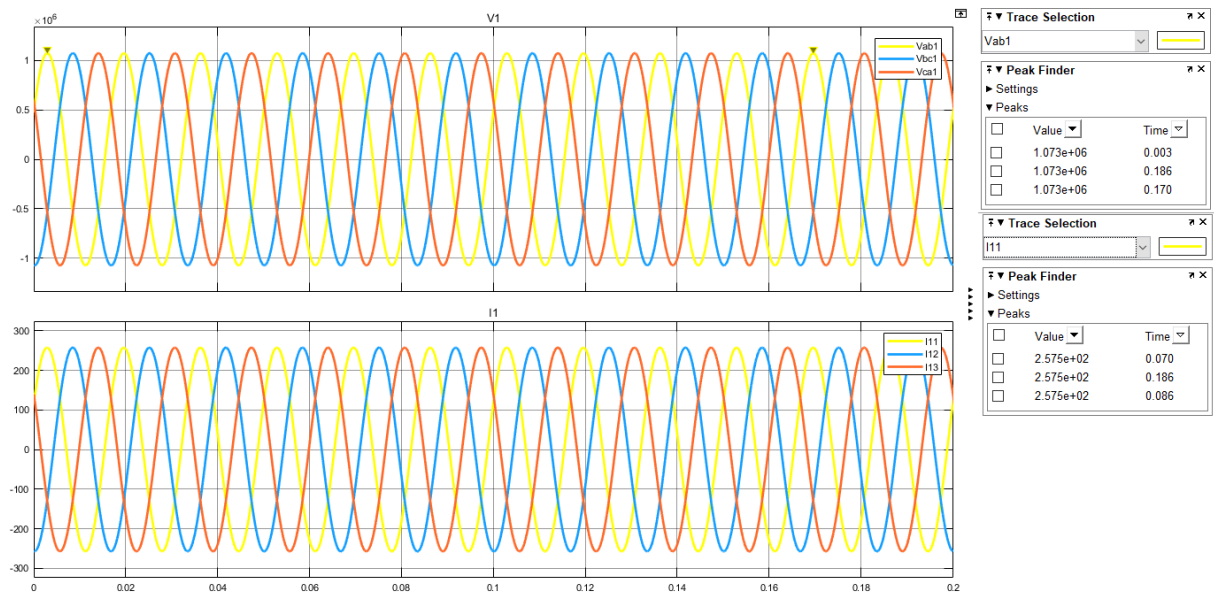
Para validar a interferência da localização do TCSC em linhas de transmissão, assim como estudar sua funcionalidade e modo de operação foi simulado no *software* SIMULINK uma linha de transmissão genérica. Este sistema possui 5 barras, 3 fontes de tensão trifásicas, um transformador e três modelagens π para linhas de transmissão, totalizando 300 km de extensão. Esta linha genérica pode ser observada no Apêndice A. Para o propósito deste trabalho, analisar o funcionamento do TCSC, não foram inseridas na rede sistemas de proteção usual, como SPDAs (sistemas de proteção contra descargas atmosféricas).

Para futura referência, como pode ser observado no Apêndice A, as formas de onda colhidas para a corrente registram os valores de linha de cada uma delas, e os valores de tensão também são os de linha. As tensões serão chamadas de V_{abx} , V_{bcx} e V_{cax} , que correspondem as tensões de linha entre cada uma dessas fases. As correntes são I_{x1} , I_{x2} e I_{x3} , onde o índice 1, 2 e 3 representam as fases A, B e C respectivamente. O indicador x é o número do barramento onde ocorre a medição.

Primeiramente foram obtidas as formas de onda de tensão, corrente e potências ativa e reativa para cada uma das barras, e elas serão apresentadas a seguir.

Na Figura 25 são observadas as formas de onda de tensão e corrente referentes a barra 1 do sistema. Pode-se notar que as ondas são perfeitamente senoidais, periódicas, com a tensão de pico em 1,073MV e a corrente de pico em 257,5A, e dessa forma o valor eficaz da corrente é de 182,15A e da tensão 758kV.

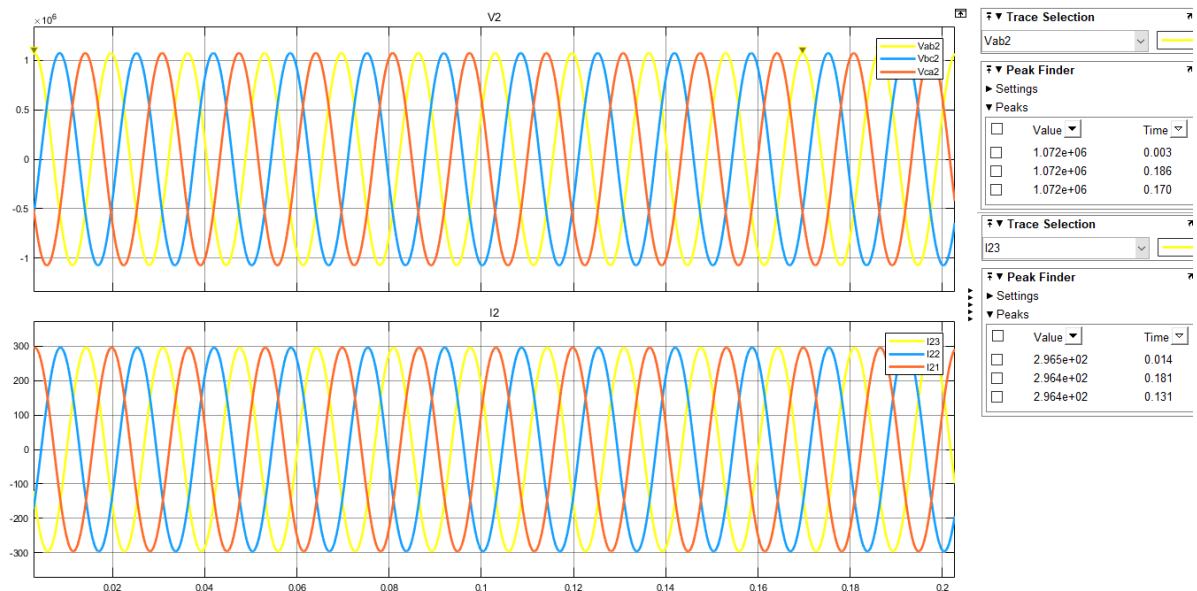
Figura 25 – Tensões e correntes barra 1



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 26 podem ser observadas as formas de onda de tensão e corrente presentes na barra 2. A forma de onda tanto da tensão quanto da corrente é senoidal. O valor de pico da tensão é de 1,072MV, sendo a eficaz igual a 758kV. O pico da corrente é registrado como 296,5A e o eficaz 209,66A.

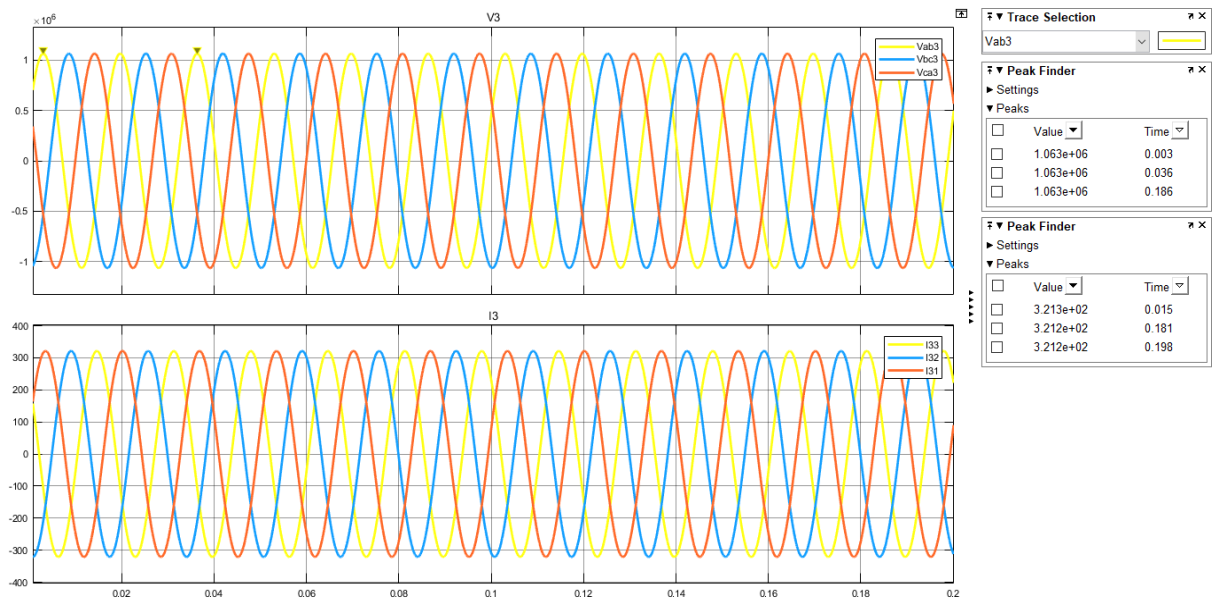
Figura 26 – Tensões e correntes barra 2



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 27 são mostradas as formas de onda de tensão e corrente referentes a barra 3. Ambas são senoidais. O valor de pico de tensão é de 1,063MV e 751,65kV eficaz. Para corrente, o valor de pico é de 321,3A e 227,19A eficaz.

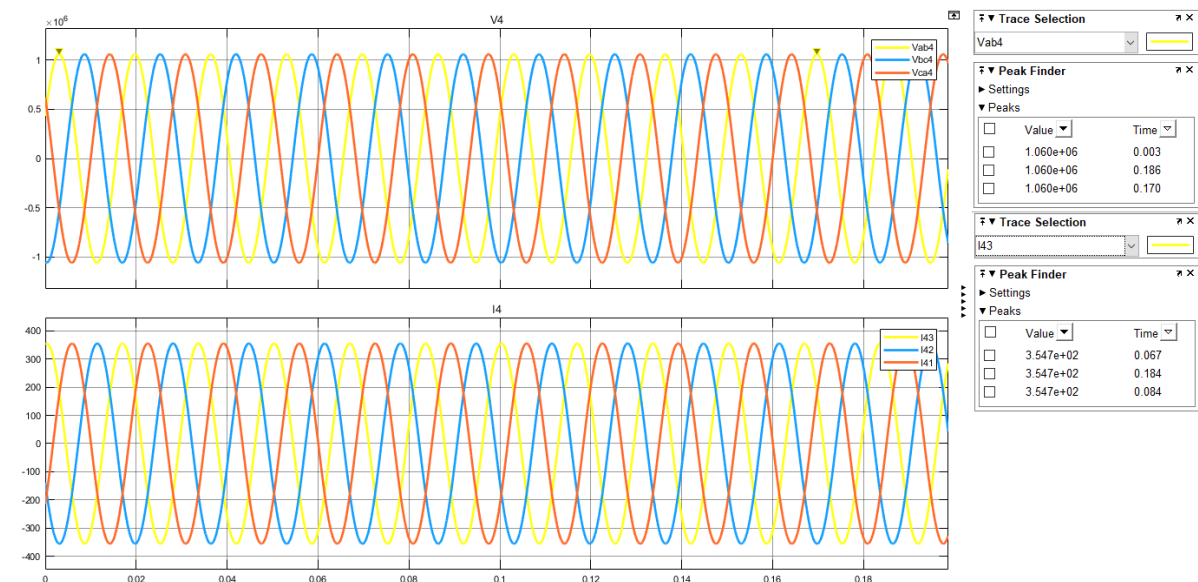
Figura 27 – Tensões e correntes barra 3



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 28 podem ser observadas as formas de onda de tensão e corrente presentes na barra 4. Conclui-se que ambas são puramente senoidais e os valores registrados para tensão e corrente de pico são respectivamente, 1,060MV e 354,7A. Dessa forma, os valores eficazes são 749,53kV e 250,81A.

Figura 28 – Tensões e correntes barra 4

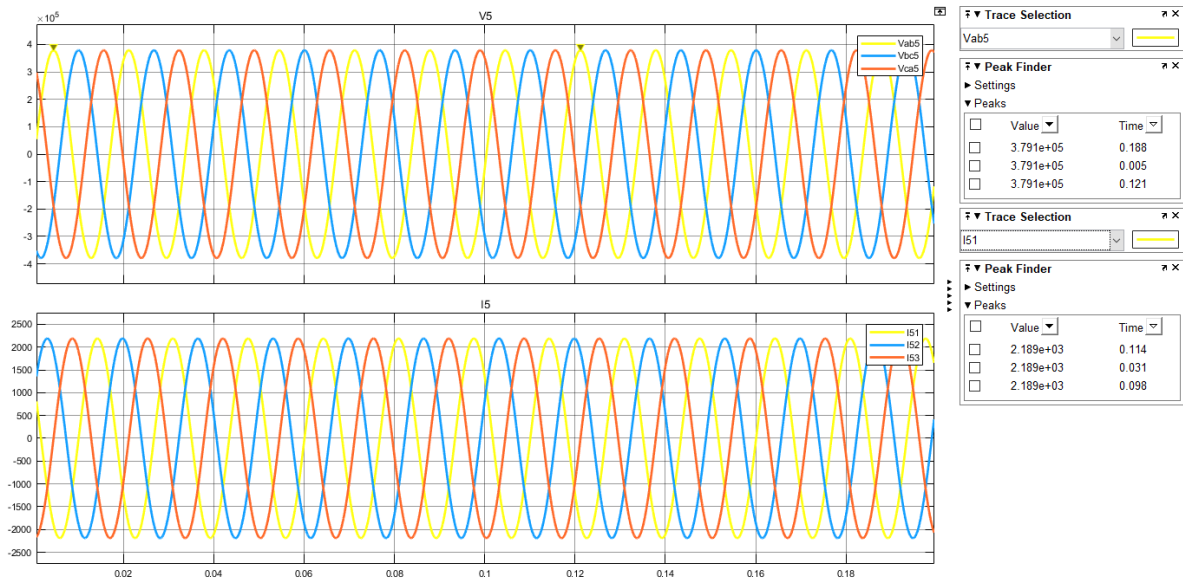


Fonte: Autoria própria.

Na Figura 29 foram registradas as formas de onda senoidais de tensão e corrente referentes ao barramento 5. Para a tensão, os valores de pico e eficaz

registrados foram 379,1kV e 268,06kV respectivamente. Já para a corrente o valor de pico foi de 2189A e eficaz 1547,86A.

Figura 29 – Tensões e correntes barra 5



Fonte: Autoria própria.

Por meio de análise das formas de ondas mostradas para cada uma das barras pode-se observar que todas as tensões e correntes estão balanceadas, e suas formas de onda são puramente senoidais.

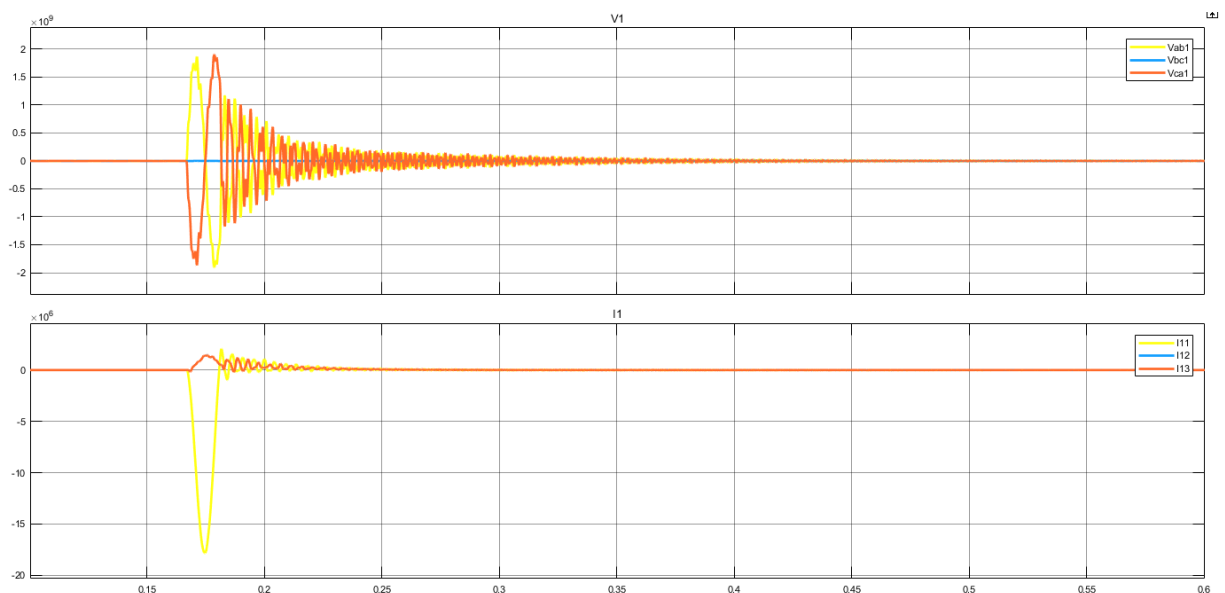
4.1 Descarga atmosférica sobre linha de transmissão

Como o objetivo é analisar se há melhora na qualidade de energia frente a perturbações com a utilização do dispositivo TCSC foi preciso simular uma falta no sistema. Como mostrado anteriormente, o tipo de falta mais comum em sistemas de transmissão é a descarga atmosférica. De acordo com JIMENEZ (2010), pode-se simular descargas atmosféricas utilizando fontes de corrente ou de tensão. Neste caso foi inserida no sistema uma fonte de tensão com 1836MV com duração de $2\mu s$, e como mostrado anteriormente, ela ocorrerá entre a fase A e o terra, já que o tipo de falta fase-terra é o mais comum observado nos sistemas de transmissão. Esta falta terá como objetivo simular uma descarga atmosférica, fechando contato entre fonte da fase A, e terá sua localização fixa, sendo que para a análise será buscada uma posição ideal para a inclusão do dispositivo TCSC nesta linha de transmissão proposta.

A segunda etapa é a simulação do que aconteceria com esse protótipo de linha de transmissão quando atingido por essa descarga atmosférica. A escolha da localização foi feita com base no posicionamento das barras e das linhas de transmissão com a intenção de estar o mais centralizada possível, para que assim fosse em local remoto, a escolha foi que ela atingisse o sistema entre duas linhas de transmissão. No Apêndice B pode ser observado tanto o modelo quanto a localização da descarga.

Na Figura 30 podem ser observados os efeitos dessa descarga sobre as tensões e correntes da barra 1, que acabou gerando sobretensão na fase A, interferindo assim na tensão V_{ab1} e V_{ca1} , sendo que V_{bc1} se manteve no nível de tensão inicial.

Figura 30 – Tensões e correntes na barra 1 após descarga atmosférica



Fonte: Autoria própria.

Para que se possa melhor comparar os valores antes e depois da falha foi construído o Quadro 3 com as medições de pico antes e depois da descarga. Pode-se notar em um aumento expressivo nos valores de tensão e corrente.

Quadro 3 – Comparação de tensões e correntes de pico da barra 1 depois da descarga

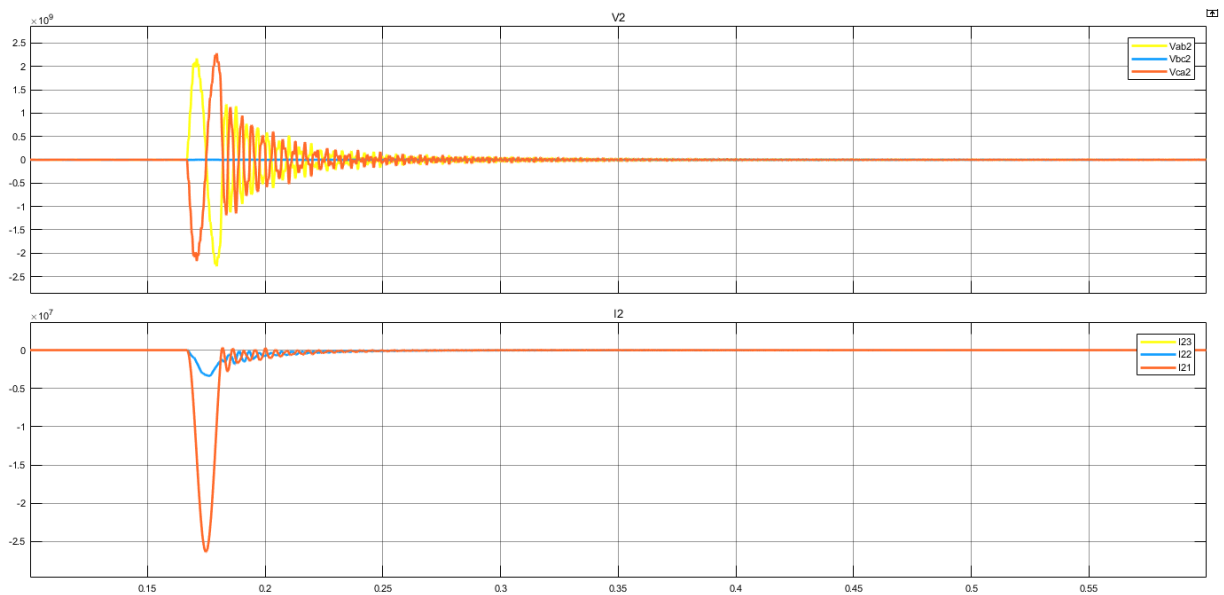
	Valor de pico	Valor de pico pós descarga
V_{ab1}	1,073MV	1.868GV
V_{bc1}	1,073MV	1,073MV
V_{ca1}	1,073MV	1,905GV
I_{11}	182,15A	17,83MA
I_{12}	182,15A	1,471MA
I_{13}	182,15A	1,471MA

Fonte: Autoria própria.

Assim, a tensão V_{ab1} apresentou uma elevação de tensão de 173.991% e 177.259% em V_{ca1} .

Para a barra 2 foram colhidas as formas de onda de tensão e corrente, que podem ser observadas na Figura 31.

Figura 31 – Tensões e correntes na barra 2 após descarga atmosférica



Fonte: Autoria própria.

Da mesma forma como observado no barramento 1, no 2 também são sentidas interferências no nível de tensão e corrente devido a descarga atmosférica. Para melhor análise, no Quadro 4 podem ser comparados os valores da simulação anterior com a atual.

Quadro 4 – Comparação de tensões e correntes de pico da barra 2 depois da descarga

	Valor de pico	Valor de pico pós descarga
V_{ab2}	1,072MV	2,170GV
V_{bc2}	1,072MV	1,072MV
V_{ca2}	1,072MV	2,281GV
I_{21}	296,5A	26,37MA
I_{22}	296,5A	3,352MA
I_{23}	296,5A	3,352MA

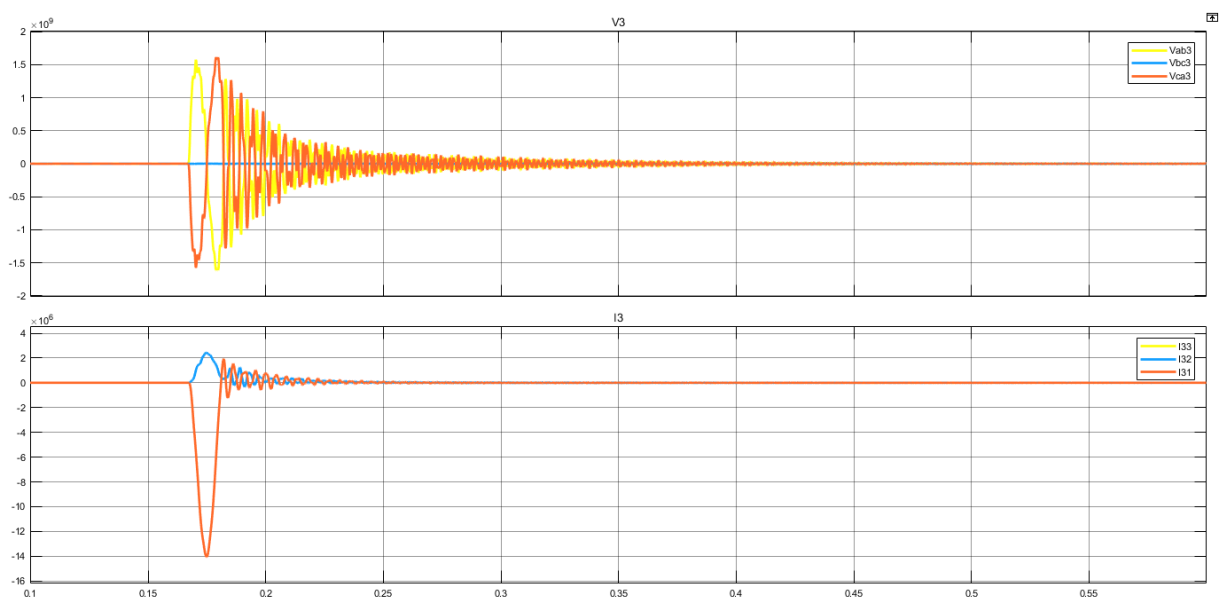
Fonte: Autoria própria.

Esses valores de pico registrados ocorrem no momento da falha, pois é onde o sistema enfrenta a sobretensão da descarga atmosférica. Assim, a tensão V_{ab2} apresentou uma elevação de tensão de 202.325% e 212.680% em V_{ca2} , fatos que mostram uma elevação altíssima.

Na Figura 32 podem ser observadas as formas de onda de tensão e corrente referentes à barra 3. Assim como nas barras anteriores nota-se uma elevação dos níveis de tensão durante a descarga atmosférica, sendo que a linha desestabiliza antes de voltar para a mesma forma de onda de anterior a descarga.

Para melhor análise dos dados, no Quadro 5 são vistos os valores de pico observados durante a descarga atmosférica.

Figura 32 – Tensões e correntes na barra 3 após descarga atmosférica



Fonte: Autoria própria.

Quadro 5 – Comparação de tensões e correntes de pico da barra 3 depois da descarga

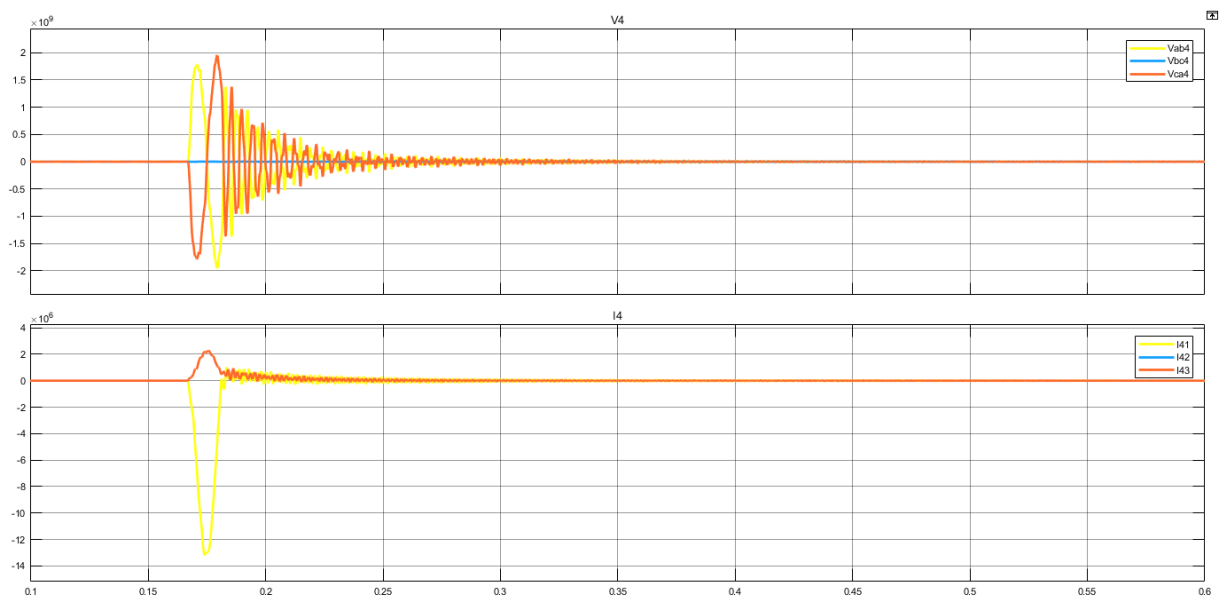
	Valor de pico	Valor de pico pós descarga
V_{ab3}	1,063MV	1,574GV
V_{bc3}	1,063MV	1,063MV
V_{ca3}	1,063MV	1,611GV
I_{31}	321,4A	14MA
I_{32}	321,4A	2,444MA
I_{33}	321,4A	2,444MA

Fonte: Autoria própria.

Portanto houveram elevações de tensão, em V_{ab3} de 147.971% e 151.452% em V_{ca3} .

O próximo barramento a ser observado será o 4. Para sua análise, na Figura 33 podem ser observadas as formas de onda de tensão e corrente no barramento.

Figura 33 – Tensões e correntes na barra 4 após descarga atmosférica



Fonte: Autoria própria.

Como aconteceu nas barras observadas anteriormente, a tensão e corrente tiveram seus picos no momento em que foram atingidas pela descarga. Os valores de pico para cada uma das medidas podem ser observados no Quadro 6.

Quadro 6 – Comparação de tensões e correntes de pico da barra 4 depois da descarga

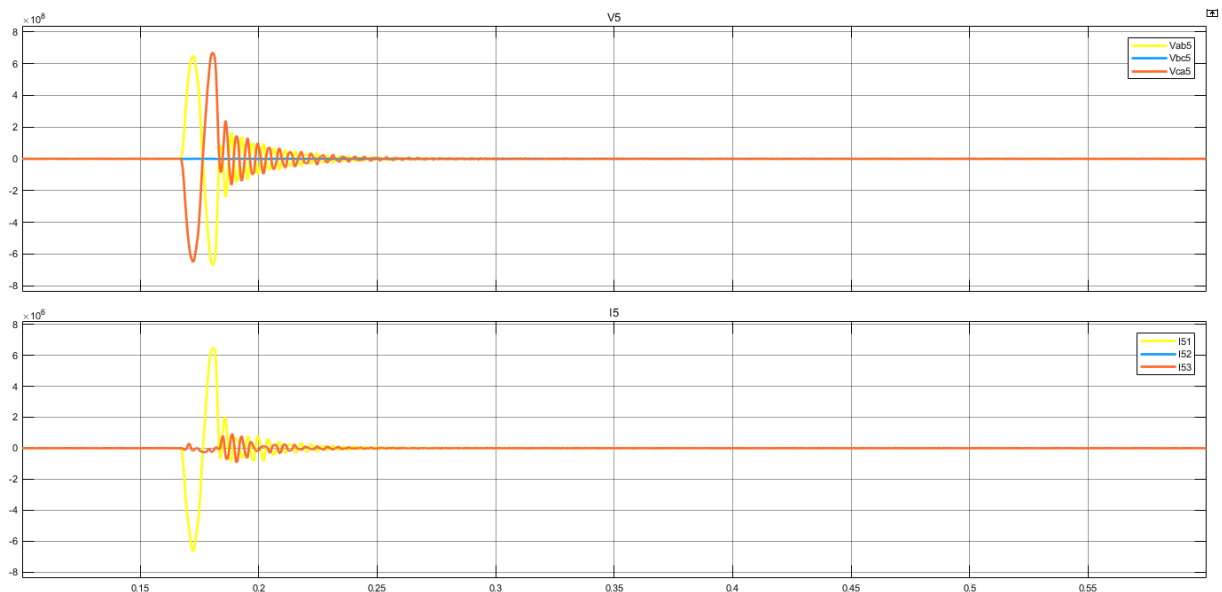
	Valor de pico	Valor de pico pós descarga
V_{ab4}	1,063MV	1,789GV
V_{bc4}	1,063MV	1,060MV
V_{ca4}	1,063MV	1,954GV
I_{41}	321,4A	13,16MA
I_{42}	321,4A	2,278MA
I_{43}	321,4A	2,277MA

Fonte: Aatoria própria.

Dessa forma, observa-se um aumento de tensão em V_{ab4} de 168.197% e 183.719% em V_{ca4} .

O último barramento, o de número 5, apresenta seu comportamento como mostrado na Figura 34.

Figura 34 – Tensões e correntes na barra 5 após descarga atmosférica



Fonte: Aatoria própria.

Nota-se que também ocorrem picos de tensão e corrente no momento da descarga. Vale a pena ainda ressaltar que a forma de onda de I_{52} é tão próxima de I_{53} que elas se acompanham e assim não é possível visualizar I_{52} (onda azul), tal fato pôde ser visto em todos os gráficos para as barras anteriores. Para análise do efeito da descarga atmosférica na linha, o Quadro 7 é apresentado a seguir.

Quadro 7 – Comparação de tensões e correntes de pico da barra 5 depois da descarga

	Valor de pico	Valor de pico pós descarga
V_{ab5}	379,1kV	651,5MV
V_{bc5}	379,1kV	379,1kV
V_{ca5}	379,1kV	670,5MV
I_{51}	2189A	6,506MA
I_{52}	2189A	928,6kA
I_{53}	2189A	928,6kA

Fonte: Autoria própria.

Então, houveram elevações nas tensões V_{ab5} e V_{ca5} de 171.754% e 176.766% respectivamente.

Os picos registrados foram de 4,496PW de potência ativa e 2,356PVA de reativa. Antes da descarga a forma de onda de ambas as potências era senoidal, com 921,2MW e 531,9MVA de pico

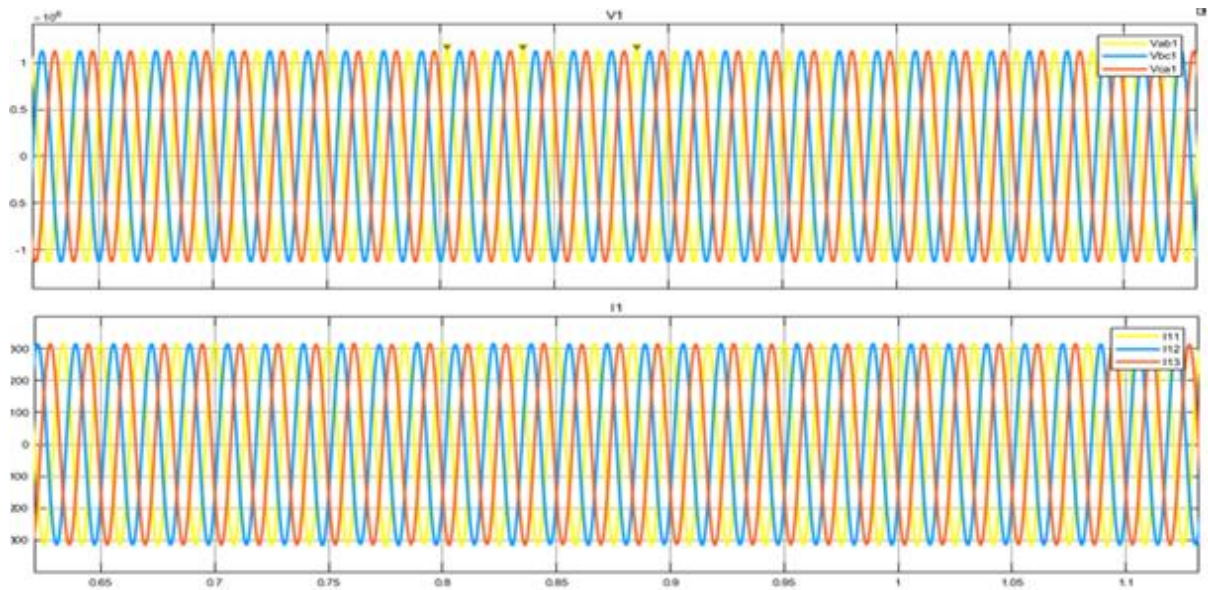
Ao final da análise dos efeitos dessa descarga atmosférica nas linhas de transmissão modeladas, pode-se concluir que por mais rápida que seja a descarga (2 μ s) seus efeitos no sistema são duradouros. Vão além da sobretensão, chegando a modificar as formas de onda de tensão e corrente permanentemente, o que tem efeito tão degradante quanto a sobretensão nos equipamentos conectados à essa rede.

4.2 Inclusão do TCSC

Para que se observe a funcionalidade do dispositivo TCSC foi decidido que a descarga atmosférica será mantida na mesma posição, e o dispositivo será inserido entre linhas de transmissão, já que esta é a sua localização recomendada. Os TCSCs serão colocados em série com cada uma das fases do sistema, entre as linhas de transmissão 1 e 2, antes da descarga atmosférica, como pode ser visto no apêndice D.

Com a simulação deste sistema, foram retiradas as formas de onda de tensão e corrente para todos os barramentos. Para o barramento 1, as formas de onda foram as mostradas na Figura 35.

Figura 35 – Tensões e correntes na barra 1 com o dispositivo TCSC



Fonte: Autoria própria.

Observando os resultados de tensão e corrente para o barramento 1 e comparando seus valores de pico com os da referência, observa-se somente uma sobretensão de 105%, o que é abaixo dos 110% prejudiciais como mostrado na curva ITIC. No Quadro 8 podem ser observados os valores de referência, após descarga atmosférica e com o dispositivo TCSC, para comparação.

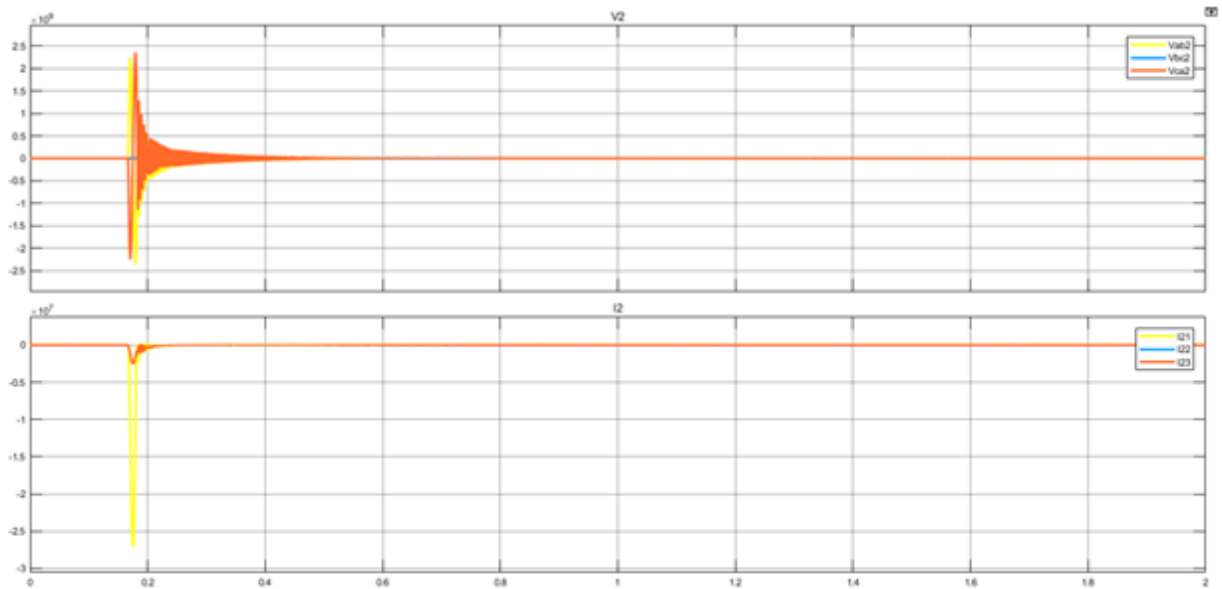
Quadro 8 – Comparação dos resultados de tensão e corrente de pico da barra 1

Grandezas	Referência	Descarga atm	Proposta
V_{ab1}	1,073MV	1.868GV	1,134MV
V_{bc1}	1,073MV	1,073MV	1,134MV
V_{ca1}	1,073MV	1,905GV	1,134MV
I_{11}	257,5A	17,83MA	317,6A
I_{12}	257,5A	1,471MA	317,6A
I_{13}	257,5A	1,471MA	317,6A
P_1	414,7MW	25,8PW	273,2MW
Q_1	4,831MVA _r	11,87PVA _r	457,4MVA _r

Fonte: Autoria própria.

Para a barra 2, com os dispositivos TCSCs inseridos em série, obteve-se as formas de onda como mostrado na Figura 36.

Figura 36 – Tensões e correntes na barra 2 com o dispositivo TCSC



Fonte: Autoria própria.

Com o Quadro 9 é possível observar os valores de pico registrados na barra, para que a comparação entre as três situações seja mais simples.

Quadro 9 – Comparação dos resultados de tensão e corrente de pico da barra 2

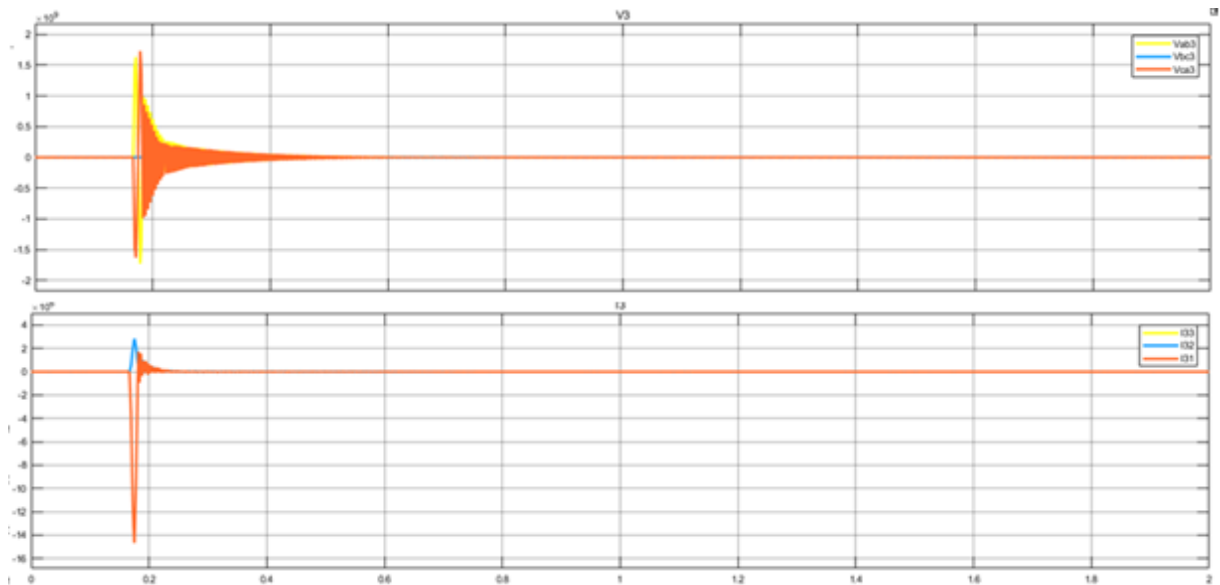
Grandezas	Referência	Descarga atm	Proposta
V_{ab2}	1,072MV	2,170GV	2,252GV
V_{bc2}	1,072MV	1,072MV	1,040MV
V_{ca2}	1,072MV	2,281GV	2,360GV
I_{21}	296,5A	26,37MA	27,02MA
I_{22}	296,5A	3,352MA	2,454MA
I_{23}	296,5A	3,352MA	2,454MA
P_2	476,6MW	35,89PW	36,83PW
Q_2	476,6MVAr	16,93PVAr	19,21PVAr

Fonte: Autoria própria.

Observando os valores antes e após a inserção dos dispositivos, nota-se que ele não foi efetivo no barramento 2.

Na Figura 37 são mostradas as formas de onda de tensão e corrente para o barramento 3.

Figura 37 – Tensões e correntes na barra 3 com o dispositivo TCSC



Fonte: Autoria própria.

No Quadro 10 são mostrados os valores de pico coletados nas três situações analisadas.

Quadro 10 – Comparação dos resultados de tensão e corrente de pico da barra

3

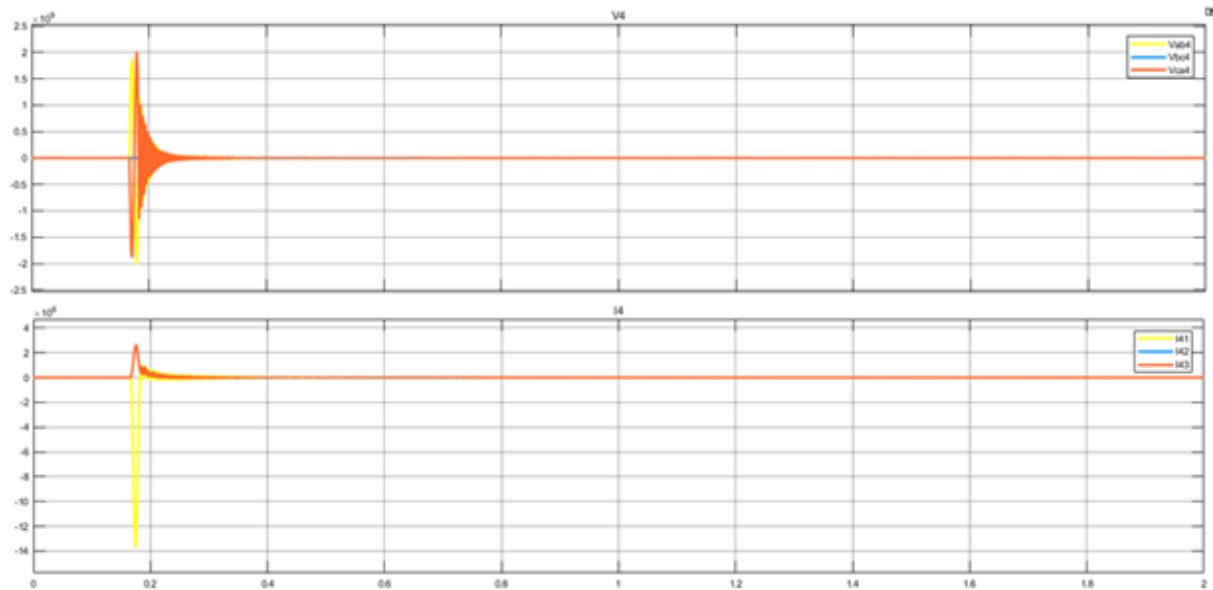
Grandezas	Referência	Descarga atm	Proposta
V_{ab3}	1,063MV	1,574GV	1,631GV
V_{bc3}	1,063MV	1,063MV	1,040MV
V_{ca3}	1,063MV	1,611GV	1,728GV
I_{31}	321,3A	14MA	1,728MA
I_{32}	321,3A	2,444MA	2,827MA
I_{33}	321,3A	2,444MA	2,826MA
P_3	512,3MW	14,71PW	18,11PW
Q_3	362,25MVA _r	8,484PVA _r	9,484PVA _r

Fonte: Autoria própria.

Assim como as respostas do barramento 2, para a barra 3 os dispositivos não foram efetivos.

Para o barramento 4, as formas de onda obtidas podem ser vistas na Figura 38.

Figura 38 – Tensões e correntes na barra 4 com o dispositivo TCSC



Fonte: Autoria própria.

Como pode ser observado nas curvas, o dispositivo não foi capaz de absorver o pico de tensão e corrente gerado pela descarga atmosférica, mantendo assim os valores próximos aos da situação sem os equipamentos. Tais valores registrados podem ser observados no Quadro 11.

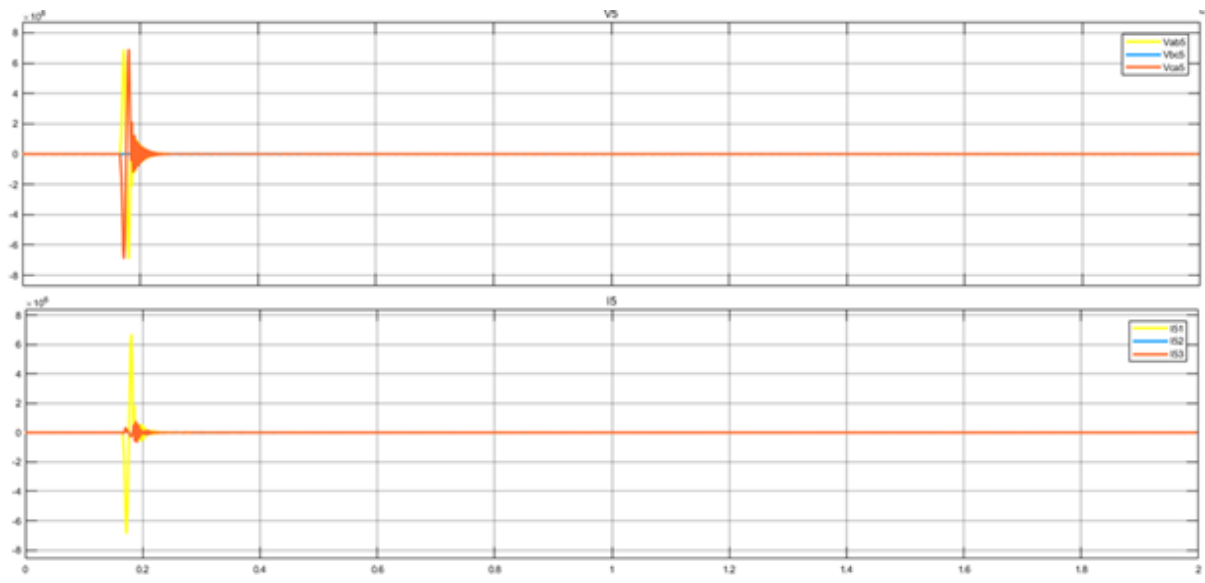
Quadro 11 – Comparação dos resultados de tensão e corrente de pico da barra 4

Grandezas	Referência	Descarga atm	Proposta
V_{ab4}	1,060MV	1,789GV	1,891GV
V_{bc4}	1,060MV	1,060MV	1,033MV
V_{ca4}	1,060MV	1,954GV	2,017GV
I_{41}	354,7A	13,16MA	13,71MA
I_{42}	354,7A	2,278MA	2,66MA
I_{43}	354,7A	2,277MA	2,66MA
P_4	564MW	16,41PW	21,1PW
Q_4	564MVar	9,471PVar	11,02PVar

Fonte: Autoria própria.

Os resultados obtidos para o barramento 5 podem ser observados na Figura 39.

Figura 39 – Tensões e correntes na barra 5 com o dispositivo TCSC



Fonte: Autoria própria.

No quadro 12, são observados todos os valores coletados para a barra 5, onde se pode concluir que não houve efetividade do dispositivo no barramento 5.

Quadro 12 – Comparação dos resultados de tensão e corrente de pico da barra 5

Grandezas	Referência	Descarga atm	Proposta
V_{ab5}	379,1kV	651,5MV	691,2MV
V_{bc5}	379,1kV	379,1kV	369,2kV
V_{ca5}	379,1kV	670,5MV	692,7MV
I_{51}	2,189kA	6,506MA	6,690MA
I_{52}	2,189kA	928,6kA	785,8kA
I_{53}	2,189kA	928,6kA	784,7kA
P_5	921,2MW	4,496PW	4,773PW
Q_5	531,9MVAr	2,356PVAr	2,756PVAr

Fonte: Autoria própria.

Com esta situação simulada, os valores de pico foram comparados para todos os barramentos em todas as situações propostas, valores de referência, com a descarga e com a descarga e os dispositivos.

Na proposta, as respostas foram positivas se analisados os valores para o barramento 1. As tensões e correntes tiveram pequenas variações, porém em nenhuma das fases, tanto de tensão como de corrente, se observa picos significativamente maiores como observado nas outras barras. Porém se comparada a resposta com somente a descarga atmosférica, observa-se que antes haviam

diferenças entre as tensões medidas nessa barra, e com o dispositivo essa variação é inexistente, ou seja, as ondas estão balanceadas e são senoidais. O mesmo ocorre para as correntes do barramento 1. Porém se nota uma aproximação maior entre os valores de potência anterior à descarga, ambas estão no nível de potência elevada a 6, ao invés de elevada a 15 como no caso sem o compensador. Entretanto nenhum efeito considerável é sentido nas outras barras, sendo que essas mantêm seus valores de pico bem próximos dos observados sem o TCSC.

Para esta proposta é visualizada uma sobretensão de 105%, que é menor do que os 110% da curva ITIC, o que danificaria os equipamentos conectados a este barramento. Então, esta proposta promove melhora na qualidade de energia para os consumidores conectados ao barramento 1.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

O estudo sobre propostas para melhorar a qualidade de energia nas redes de transmissão é motivado pela exigência de equipamentos eletrônicos pela mesma, já que só assim tais equipamentos funcionam na sua plenitude. A tecnologia *Smart Grid* traz como objetivo a utilização de componentes avançados de comunicação juntamente com dispositivos tradicionais como proposta de estabilização de qualidade de energia. Neste trabalho foi estudado o funcionamento de um desses dispositivos, o TCSC, devido a sua vasta utilização em linhas de transmissão.

A localização proposta para inserção do dispositivo foi entre duas modelagens de linhas de transmissão. Com o TCSC atuando foi possível observar seu impacto no sistema, melhorando as formas de onda e conseqüentemente a qualidade de energia transmitida.

Com esse trabalho em mãos, é possível reproduzir as simulações e analisar os resultados. Como trabalhos futuros seria interessante implementar a mesma modelagem de linha de transmissão e descarga atmosférica, utilizando outro dispositivo FACTS como compensador. Dessa forma se torna possível comparar as diferentes tecnologias e gerações da família FACTS, quando utilizados no mesmo cenário.

Neste trabalho não foi implementada o controle dinâmico do disparo dos tiristores, como proposta futura, pode-se avaliar o funcionamento do dispositivo TCSC mais a fundo através da implementação de um controle dinâmico. Outro teste para aprofundar-se no estudo do dispositivo TCSC é por meio da realização de testes com valores diferentes para indutância e reatância do dispositivo.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica. **Números do setor**. Disponível em:<<http://www.portalabeeolica.org.br/>>. Acesso em 19 de nov. 2016.
- ABOBOREIRA, F.L. CRUZ, A. F. S. **A importância do smart grid na rede elétrica de distribuição do Brasil**. In: Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, UNIFACS, 2016.
- ALMADA, L. M. **O modelo de injeção de potência do TCSC e sua aplicação no estudo da estabilidade a pequenas perturbações**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista – UNESP – Ilha Solteira, 2012.
- ALMEIDA, P. R. de. **Compensador série controlado a tiristores na distribuição – compensação dinâmica**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista – UNESP – Ilha Solteira, 2014.
- AMIN, S. M. WOLLENBERG, B. F. (2005). **Toward a smart grid**. IEEE Power and Energy Magazine, 3(5), 34-41. DOI: 10.1109/MPAE.2005.1507024
- ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST Módulo 8**. 2015. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20TC3%A9cnica_0105_SRD-Anexo%20IV_M%20C3%B3dulo_8%20-%20Final.pdf>. Acesso em 15 de maio 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Redes de energia elétrica**. Disponível em:< <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em 14 de nov. 2016.
- BENEDITO, R. A. de S. **Cap. 3: Modelos de linhas e representação em quadripolo**. Disponível em:<<http://paginapessoal.utfpr.edu.br/raphaelbenedito/sistemas-eletricos-de-potencia-i/aulas/SEP%201%20-%20Cap%203%20item%203.1.5%20-%20Modelos%20de%20Linhas.pdf/view>>. Acesso em 11 de nov. 2016.
- BNDES. **Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local**. 2013. Revista do BNDES 40, dezembro 2013.
- BRASIL. Resolução normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. **Agência Nacional De Energia Elétrica – Aneel**. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 10 de abr. 2018.
- BRUGGER, R. M. **Modelagens de linhas de transmissão utilizando aplicações computacionais no visual basic**. 2008. Dissertação (Engenharia Elétrica) – Faculdade Pio Décimo, Aracaju, 2008.
- CPFL. **Smart Grid**. Disponível em:<<http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx> CPFL 2016>. Acesso em 19 de nov. 2016.

CRESESB. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. 2010. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em 13 de nov. 2016.

DECKMANN, S.M; POMILIO, J. A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Disponível em:<<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a7.pdf>>. Acesso em 7 de maio 2017.

Dugan, R. C., McGranaghan, M. F. and Wayne Beaty, H. **Electrical Power Systems Quality**. MCGRAW-HILL. 1996.

EPE. **Balanco energético nacional 2017: Ano base 2017**. Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro. EPE, 2017.

FOGAÇA, A. L. B. **Análise de controladores FACTS em sistemas de energia elétrica**. 2006. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2006.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **INPE e EDP lançam projeto para o setor elétrico enfrentar as mudanças climáticas**. 2010. Disponível em:<<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/noticias/release.php?id=4>>. Acesso em 10 de jan. 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Ranking de municípios**. Disponível em:<<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/noticias/ranking.de.municipios.php>>. Acesso em 7 de maio de 2017.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Sistema Elétrico**. Disponível em:<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/relampagos.e.efeitos/sistema_eletrico.php>. Acesso em 7 maio 2018.

ITAIPU. **Geração**. Disponível em:< <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em 12 de nov. 2016.

JIMENEZ, C. M. A. **Sobretensões devido a uma descarga atmosférica em subestação típica de 500 kV**. 2010. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

JORGE, D. C. COURY, D. V. CARVALHO, A. C. P. L. F. **Localização de faltas em linhas de transmissão de energia elétrica utilizando reconhecimento de padrões**. 1999. IV Congresso Brasileiro de Redes Neurais. São José dos Campos, SP, 1999.

KUIAVA, R. **Controle robusto de dispositivos FACTS para o amortecimento de oscilações em sistemas elétricos de potência**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2007.

LANES, M. M. **Limitador eletrônico de corrente de curto-circuito baseado em circuito ressonante controlado por dispositivos semicondutores de potência**.

2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2006.

LAURINDO, B. de Mello. **Estudo do comportamento do TCSC frente a dois algoritmos de sincronismo: o PLL e o SOGI-FLL.** Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ – Rio de Janeiro, 2010.

MACHADO, R. L. **Aplicação de dispositivos FACTS no sistema de transmissão da eletrosul.** 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

MASUDA, M. **Aplicação do dispositivo FACTS (Flexible AC Transmission Systems) em sistema de distribuição – Simulação de desempenho.** 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MATANA, G. M. **Proposta de Equipamento para Medição dos Fenômenos Relativos à Qualidade de Energia Elétrica utilizando Conceitos de Instrumentos Virtuais.** 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

MATHWORKS. **Three-Phase PI Section Line.** Disponível em:< <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephasepisectionline.html>>. Acesso em: 16 de jan. 2018.

MEIKANDASIVAM, S. NEMA, R. K. JAIN, S. K. **Behavioral study of TCSC device – A matlab/simulink implementation.** *International journal of electrical power and energy systems engineering.* 2008.

MENEZES, T. V. **Estratégia para análise de afundamento de tensão no planejamento do sistema elétrico.** 2007. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

MENEZES, V. P. de. **Linhas de transmissão de energia elétrica aspectos técnicos, orçamentários e construtivos.** 2015. Dissertação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014.** Disponível em:< http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/energia-solar-fotovoltaica-cresceu-quase-30-no-mundo-em-2014>. Acesso em 12 de nov. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Smart Grid.** 2010. Disponível em:<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>. Acesso em 11 de nov. 2016.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Líder em incidência de raios, Brasil tem 50 milhões de descargas elétricas por ano.** Disponível em:<<http://www.mcti.gov.br/noticia/>>

/asset_publisher/epbV0pr6eIS0/content/lider-em-incidencia-de-raios-brasil-tem-50-milhoes-de-descargas-eletricas-por-ano>. Acesso em 7 de maio de 2017.

NEVES, L. C.; BAGAROLLI, A. **Os desafios da implementação dos projetos-piloto de smart grid no Brasil**. 2013. Cad. CPqD Tecnologia, Campinas, v. 9, n. 1, p. 15-22, jan./jun. 2013.

NOGUEIRA, H. D. C. S. **Sistema de aterramento em linhas de transmissão frente à descargas atmosféricas**. Revista on-line IPOG, Goiânia, Julho de 2017.

OE (*Office of Electricity delivery & energy reliability*). **What it the Smart Grid?** Disponível em:< https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html>. Acesso em 5 de mar. 2018.

REDES INTELIGENTES BRASIL. **Projetos piloto no Brasil**. Disponível em:< <http://redesinteligentesbrasil.org.br/projetos-piloto-brasil.html>>. Acesso em: 20 de abr. 2018.

SHARAF, A. M. GANDOMAN, F. H. **FACTS based stabilization for Smart Grid applications**. *International Journal of Computer and Systems Engineering*. 2014.

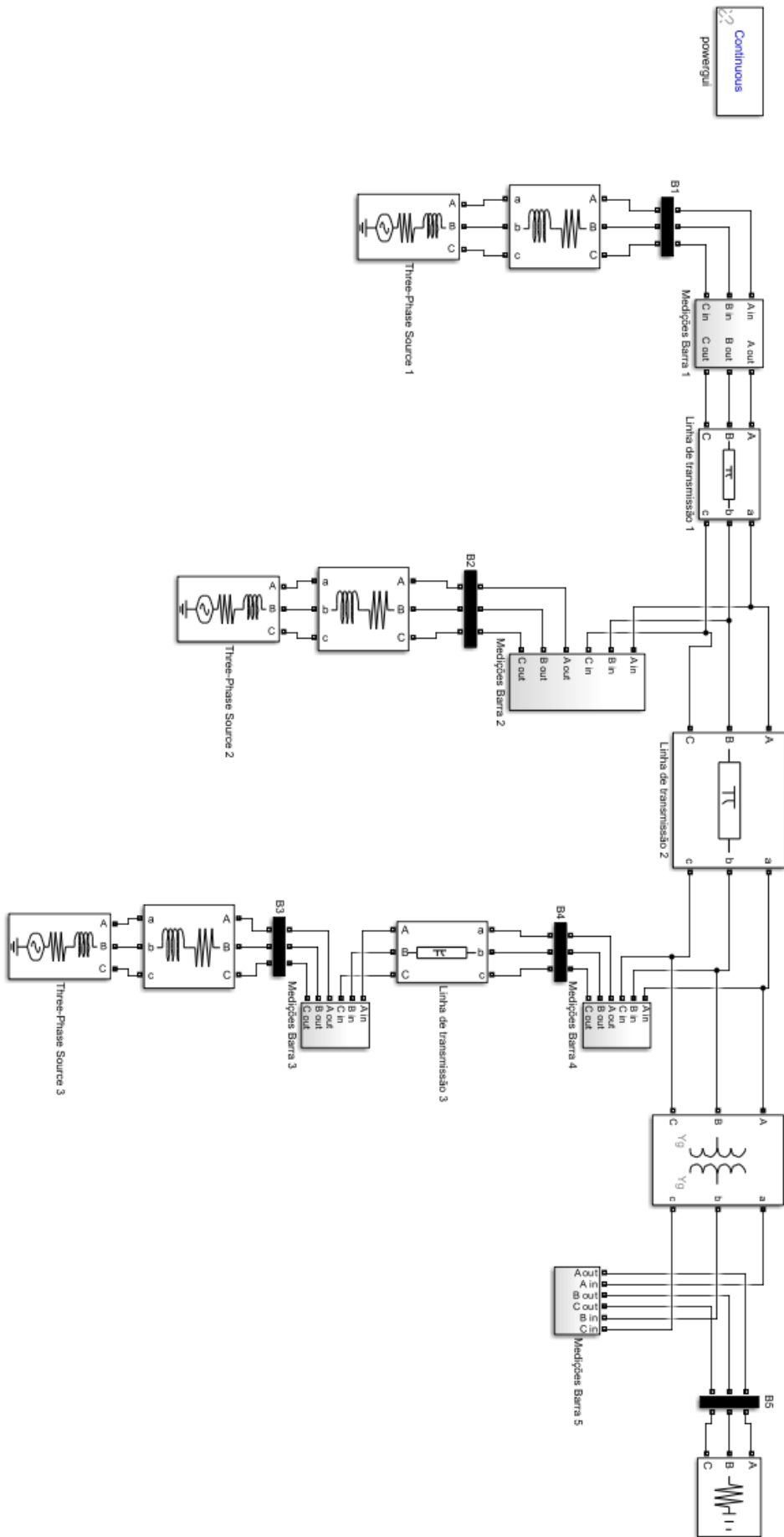
U.S. Department of Energy. **A systems view of the modern grid: Appendix B3**. Disponível em:<https://www.smartgrid.gov/files/Systems_View_Modern_Grid_200712.pdf>. Acesso em 10 de abr. 2018.

VERMA, S. N. **Compatative study of different FACTS devices**. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*. 2014.

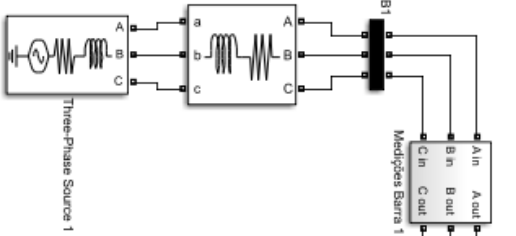
VOURENPAA, P. JARVENTAUSTA, P. **Dynamic modeling of thyristor controlled series capacitor in PSCAD and RTDS environments**. Nordic workshop on power and industrial electronics. 2008.

ZAMPELLIN, L. **Regulação de tensão utilizando compensador série controlado a tiristores para sistemas de distribuição**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista – UNESP – Ilha Solteira, 2014.

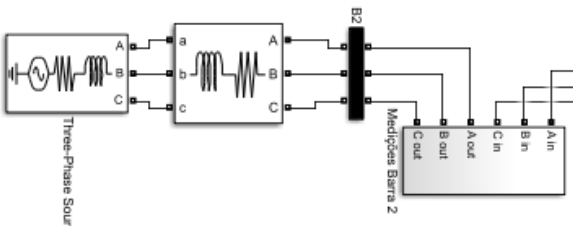
APÊNDICE A – Sistema de transmissão analisado



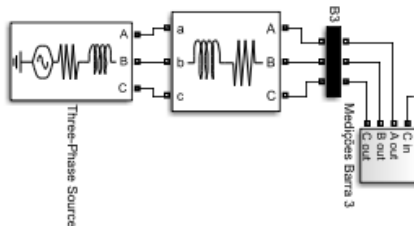
Continuous
powergui



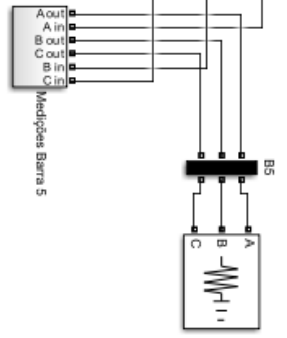
Three-Phase Source 1



Three-Phase Source 2

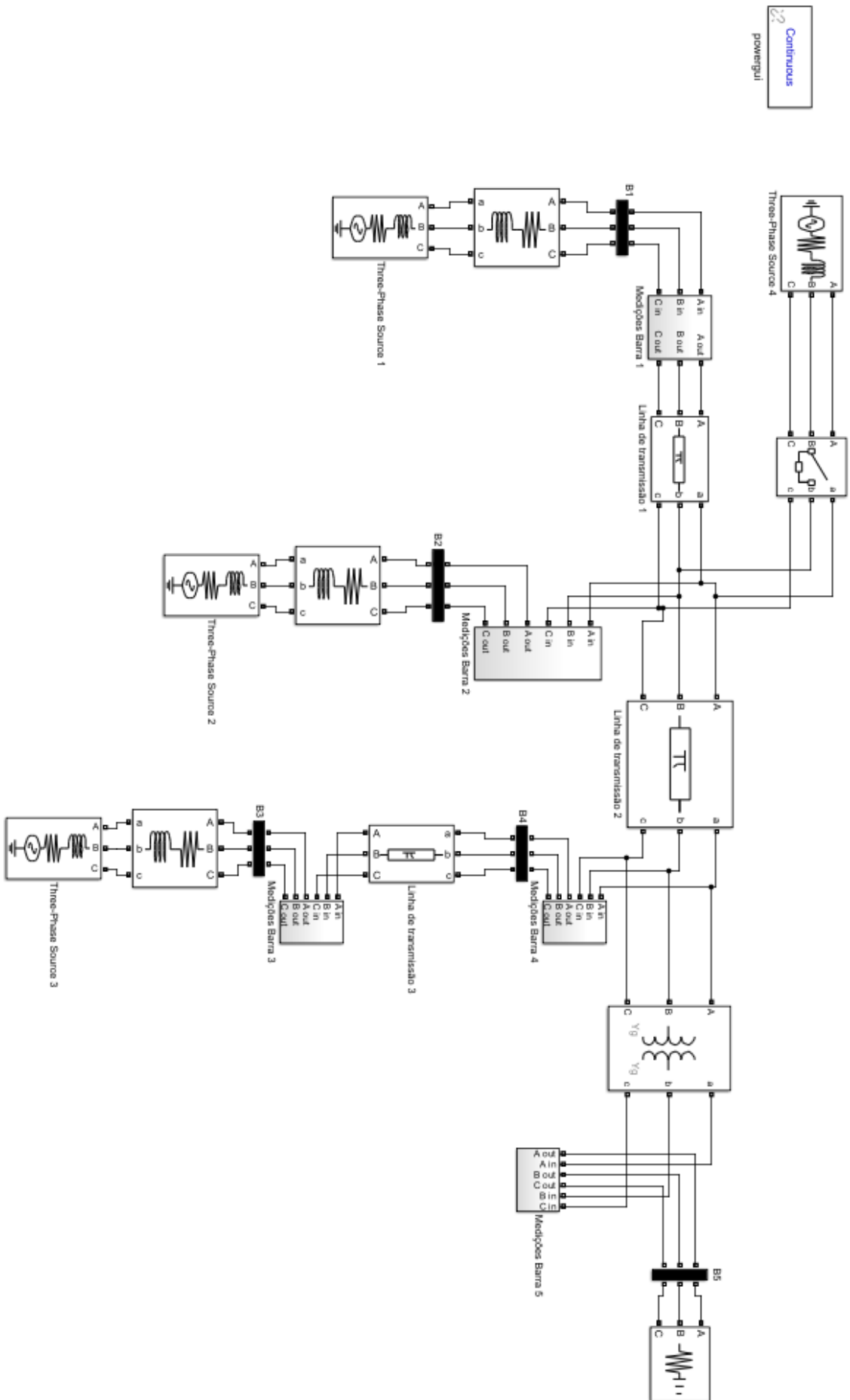


Three-Phase Source 3

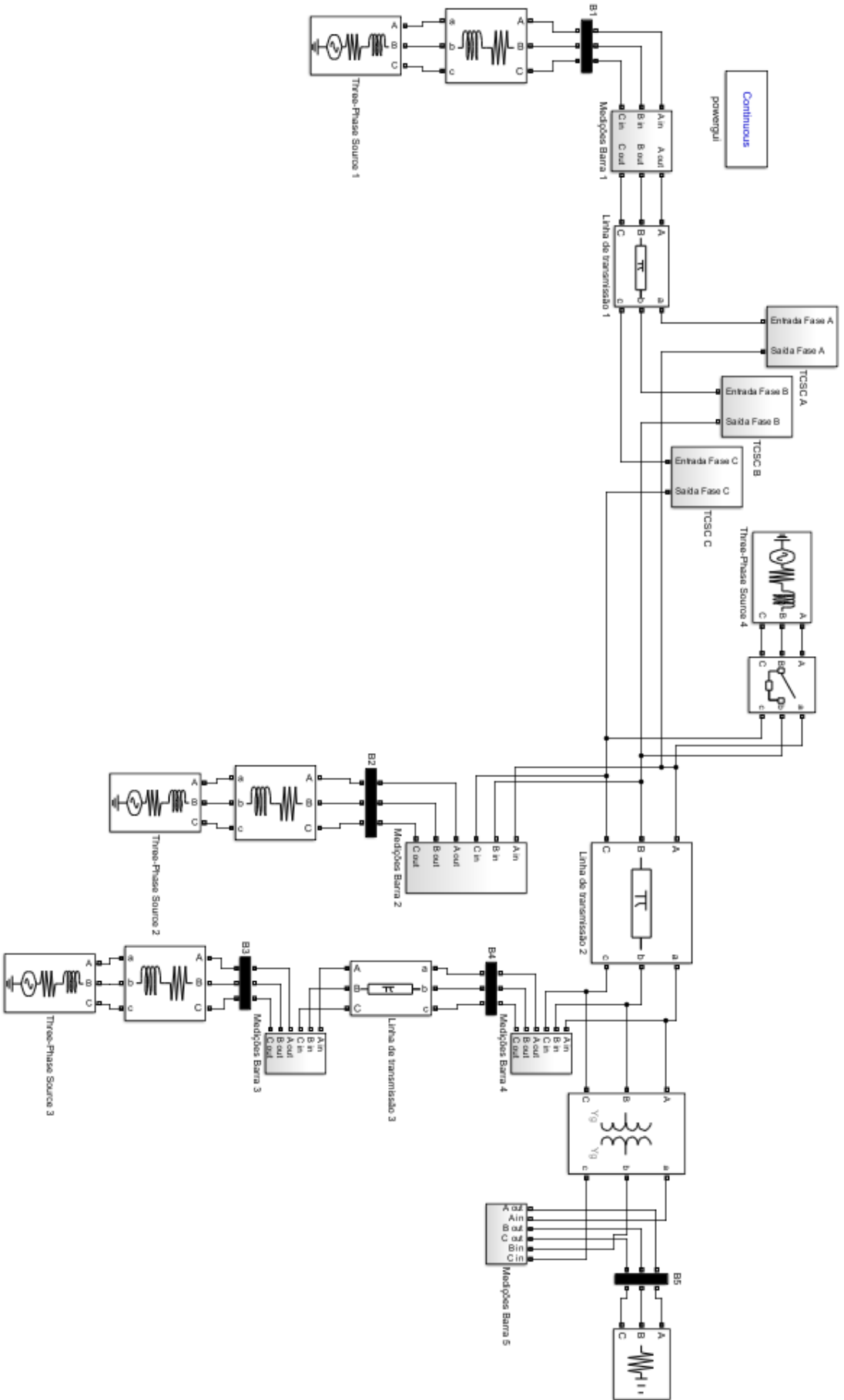


Medições Barra 5

APÊNDICE B – Sistema de transmissão com descarga atmosférica



APÊNDICE C – Localização proposta



ANEXO A - Fontes Renováveis e Matriz Energética Brasileira

Com a necessidade do acesso à energia elétrica de forma ininterrupta, tem crescido no Brasil a produção de energia de forma sustentável, ou seja, derivada de fontes renováveis. Tais fontes são classificadas como sendo as que produzem energia por meio da utilização de recursos inesgotáveis, isto é, fontes que são infinitas como a água, ventos e sol.

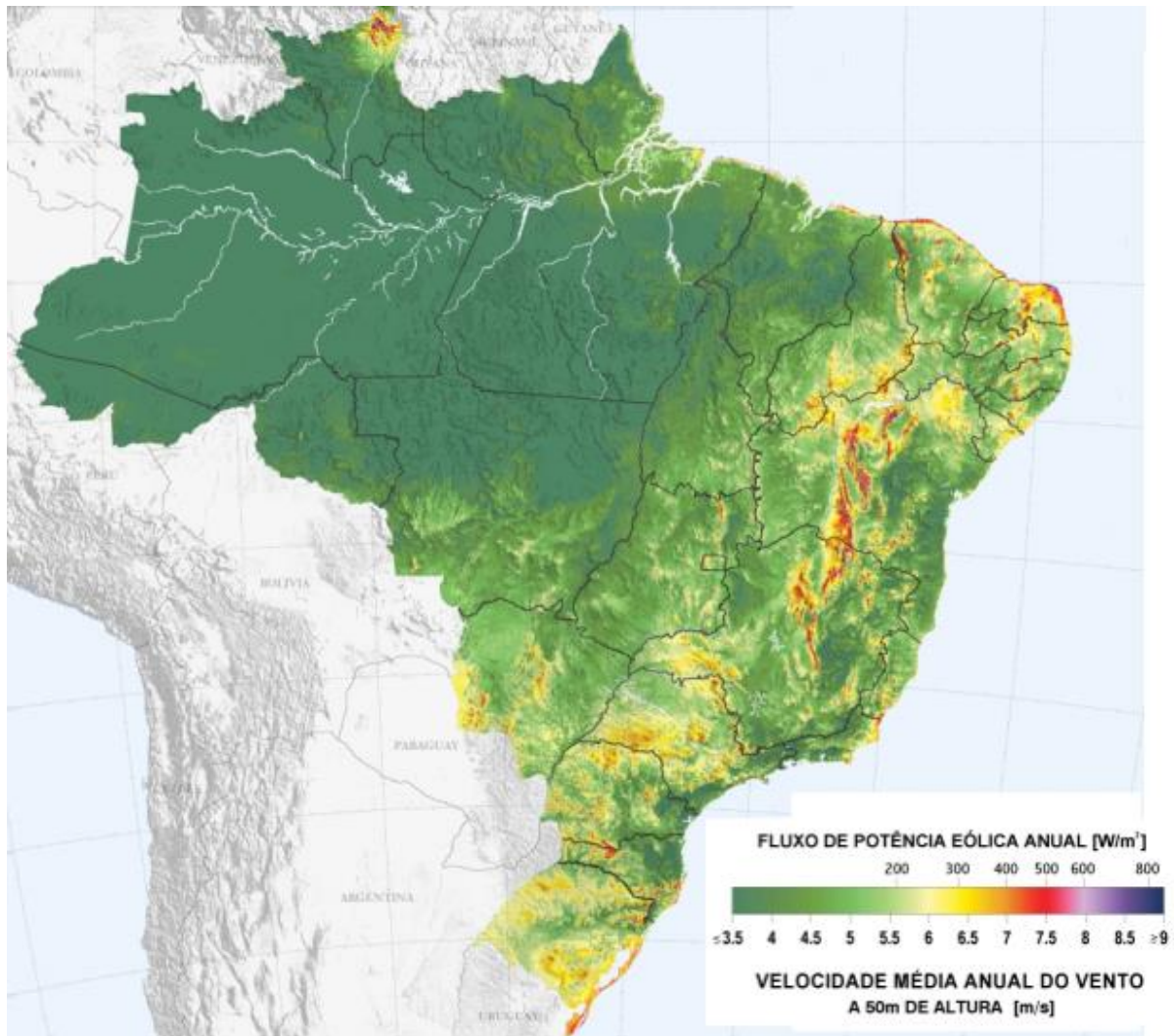
Essas fontes possuem alguns benefícios de fácil identificação, como por exemplo, utilizar uma fonte inesgotável para gerar energia, porém também há algumas desvantagens nesse processo. Na energia eólica, obtida através da força dos ventos, há a dependência da ação dos mesmos para geração de energia, e assim não se mantém uma produção constante, o que faz com que se torne um desafio a integração deste sistema. Também deve-se levar em consideração o impacto ambiental gerado, tais turbinas podem afetar o comportamento habitual de migração das aves e inclusive causar a morte desses animais por estarem em sua rota de voo. Elas ainda geram muito barulho quando em funcionamento, o que é um ponto negativo quando se têm moradias muito próximas. Há também resistência por parte de moradores locais a esse tipo de geração, já que quando instaladas as turbinas alteram a paisagem natural causando impacto visual.

Apesar dessas desvantagens esse tipo de geração é tido como um dos que possuem maior potencial de expansão, já que não emite gases poluentes e não gera resíduos, seus impactos na região se tornam baixos. Uma outra característica que a torna atraente é a não necessidade de manutenção frequente, bem como o fato de ser uma das formas mais baratas de se produzir energia elétrica, o que a faz ser competitiva com as fontes tradicionais.

Vem crescendo no Brasil a produção de forma eólica. Segundo a ABEEólica (2016) tem-se hoje no país 414 usinas instaladas, com capacidade de produzir 10,34GW, e a capacidade em construção chega a 7,72GW o que mostra como o país vem investindo nessa fonte de energia renovável.

Como dito anteriormente, a grande vantagem desse tipo de geração é a independência dos recursos fósseis. Na Figura 4 pode-se observar que o país possui um grande potencial eólico no nordeste, no extremo sul e no extremo norte.

Figura 1 – Potencial eólico brasileiro



Fonte: Adaptado de CRESESB (2010).

Outra fonte de energia renovável que vem crescendo no Brasil é a solar fotovoltaica. Segundo MME (2016) no ano de 2014 tinha-se uma potência instalada de 180GW, número 40,2GW maior que no ano anterior, que era de 139,8GW. Isso mostra uma tendência de crescimento na implementação de tal fonte. Por possuir potencial de instalação, já que a nação está dentro do cinturão solar, a estimativa é que o país chegue em 2018 entre os vinte países com maior geração de energia solar do mundo.

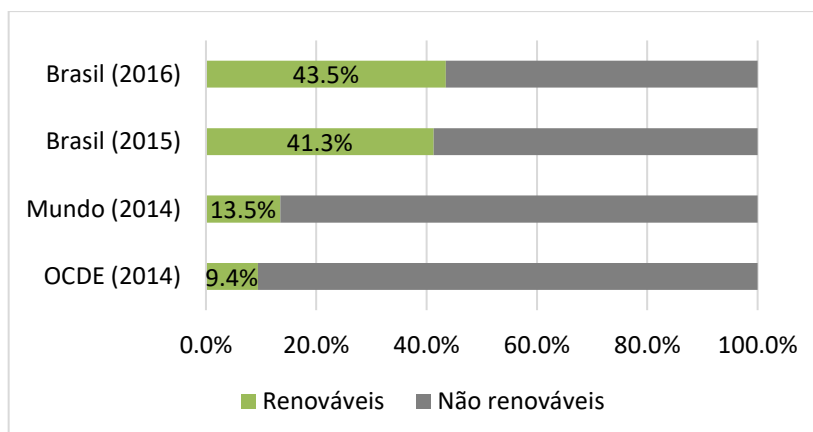
Como o Brasil é um país tropical, essa produção de energia se torna viável em todo o território. Assim os painéis podem ser instalados em áreas de difícil acesso ou longe dos grandes centros de geração, contribuindo para a diminuição de perdas no sistema de transmissão. Essa geração é uma fonte de energia limpa já que não polui durante o funcionamento, o que a torna ainda mais atrativa. Dado que sua

instalação pode ser feita em telhados não há o risco de poluição visual, motivando dessa forma o investimento dos consumidores. Além do preço de instalação estar diminuindo devido ao fato de estarem sendo produzidos alguns equipamentos no Brasil, o governo vem trazendo benefícios àqueles que instalam este tipo de unidade geradora como descontos no IPTU e facilidade para conseguir empréstimo para esta finalidade.

Porém, a fonte renovável que corresponde a maior parcela da geração no Brasil é a hidrelétrica. Esta geração tem como sua fonte a força das águas: é feita uma barragem em uma represa e assim há um desnível entre as turbinas e o nível d'água. A água passa pelas turbinas com força e velocidade, por causa do desnível, e então a energia potencial é transformada em mecânica por meio do movimento das turbinas. Tais turbinas são compostas de pás, que com a passagem da água giram e seu eixo transfere essa energia mecânica para o gerador, que a transforma em elétrica. O Brasil possui a segunda maior hidrelétrica do mundo, perdendo somente para a usina de três gargantas localizada na China. A usina de Itaipu, segundo ITAIPU (2016), é responsável por 15% de toda a energia consumida no país e ao longo de seus 32 anos de operação já produziu mais de 2,3 bilhões de MWh.

Segundo EPE (2017), do ano de 2015 para 2016 houve crescimento da utilização de fontes renováveis no Brasil. O crescimento, ainda que pequeno, se deve à queda da oferta interna de petróleo e derivados e da expansão da geração hidráulica. Na Figura 2 pode-se observar a tendência de crescimento na utilização de tais fontes no Brasil nos últimos anos observados (2015 e 2016), assim como comparar a porcentagem de fontes renováveis utilizadas no país com o restante do mundo.

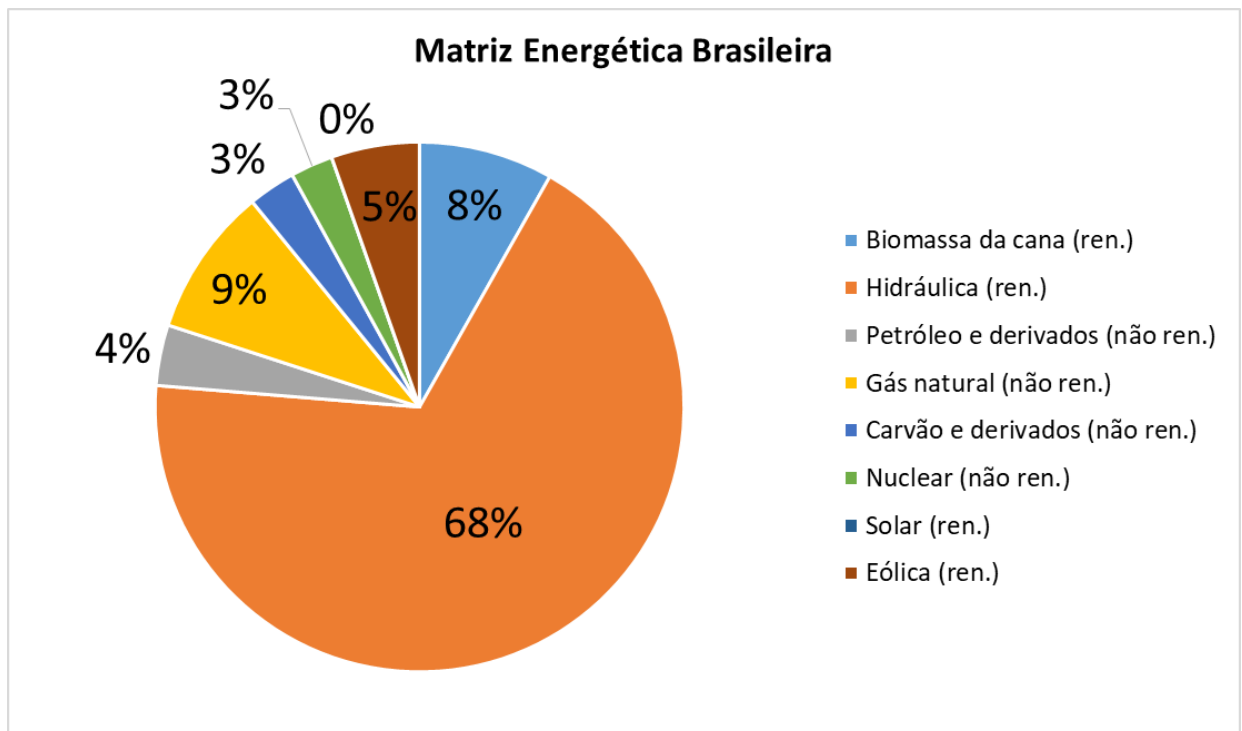
Figura 2 - % de fontes renováveis



Fonte: Adaptado de EPE (2017).

Dessa forma, conclui-se que o Brasil possui potencial para a instalação de diferentes tipos de geração de energia oriundas de fontes renováveis, porém ainda existem muitas não renováveis, ou seja, as que utilizam recursos finitos, sendo utilizadas. A matriz energética brasileira é em sua maioria abastecida pelas hidrelétricas. Quando analisamos os valores referentes à matriz energética brasileira que é a demanda total de energia do país segmentada por fonte, tem-se os valores observados na Figura 3. Sendo que a oferta de energia eólica cresceu 54,9% do ano base de 2015 para 2016, a solar 44,7% e a nuclear 7,7%, porém ainda permanece a supremacia da fonte hidráulica, sendo responsável por 68% do total energético utilizado.

Figura 3 – Matriz energética brasileira



Fonte: Adaptado de EPE (2017).

Segundo EPE (2017) 43,5% da oferta interna de energia no país vem de fontes renováveis, e o restante 56,5% vem de fontes não renováveis. Esses valores são referentes a oferta interna de energia, ou seja, considera o consumo final nos setores econômicos, e as perdas na distribuição e transmissão.

De acordo com BRASIL (2012), a microgeração é feita por parte dos consumidores quando produzem energia, por conta própria, desde que esta seja com uma potência menor ou igual a 75kW. Esta geração deve utilizar fontes com base em

energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conforme regulamentação da ANEEL, ou seja, desde que seja oriunda de uma fonte renovável de energia pode ser classificada como microgeração. A potência gerada pode ser consumida diretamente pelo consumidor ou entregue a rede, sendo que para essa última situação o produtor recebe um crédito da concessionária de energia que abastece sua região.

Uma das principais vantagens desse sistema é que ele reduz as perdas na transmissão de energia elétrica, já que o consumidor final está muito próximo da unidade geradora, e assim não se perde energia com o caminho percorrido. Outro fator positivo é a flexibilidade dada ao consumidor já que ele passa a não depender exclusivamente da concessionária para ter acesso à energia elétrica. No caso de uma interrupção no fornecimento vindo da concessionária, ele possui sua própria fonte de energia garantindo a permanência de seu acesso a eletricidade.

Esse processo também proporciona maior autonomia e poder de tomada de decisão ao consumidor, já que ele regula quando injetar potência na rede e em quais momentos é mais viável utilizar a sua energia produzida. Dessa forma ele pode fazer uso da sua própria energia em horário de pico, onde o preço é mais alto, e consumir da rede nos momentos em que sua produção está baixa ou quando for mais barato e conveniente.

ANEXO B – Desafios, benefícios e cenário atual *Smart Grid*

Desafios

Um dos grandes desafios dessa tecnologia é a modernização da rede de transmissão. De acordo com NEVES e BAGAROLLI (2013) no sistema elétrico convencional o fluxo de energia é unidirecional (da geração para o consumidor final) onde estes consumidores são meros agentes passivos, ou seja, não possuem poder de negociação sobre suas tarifas ou qualidade de energia recebida. Assim, a venda de energia elétrica é feita por tarifas fixas e com interação limitada entre concessionária e usuário. Desse modo ainda tem-se dificuldade na implantação desse projeto: dificuldades para encontrar tecnologias, métricas para avaliação dos benefícios (coleta de informação de campo, para que se compare de forma correta a rede inteligente com a convencional) e regulamentar o fornecimento de energia elétrica.

No cenário brasileiro, segundo ABOBOREIRA e CRUZ (2016), o maior desafio será o financeiro já que a implementação de redes inteligentes necessita de instalação de sistemas de sensoriamento, telecomunicação e processamento de dados. Cerca de 25 bilhões de reais seriam necessários para substituir todos os medidores brasileiros, levando em consideração que o custo da unidade do equipamento já instalado é de R\$ 375,00. Outro fator apontado é que a vida útil desses equipamentos é 52% menor comparado aos medidores eletromecânicos (25 anos vs 13 anos dos medidores eletrônicos). Sendo este custo relativo somente aos medidores, sem considerar a infraestrutura necessária para a implementação das demais etapas do *Smart Grid*.

Porém ainda existem desafios quanto a manutenção desse sistema, de acordo com ABOBOREIRA e CRUZ (2016), devido a sua composição de *hardware* e *software* de fácil obtenção, os dispositivos são passivos de ataques de *hackers*. Além de poder gerar insegurança para os consumidores já que seus hábitos e comportamentos são monitorados pela concessionária, e tais dados podem ir parar nas mãos de pessoas mal-intencionadas.

Benefícios

As principais funções e utilidades desse sistema, de acordo com MME (2010), são: auto recuperação do sistema, fornecimento energia com maior qualidade e flexibilidade para que vários tipos de geração e armazenagem de energia funcionem em conjunto com o sistema. Assim o consumidor possui maior participação e poder de decisão quanto a seu consumo, o que reduz custos por meio de sinais tarifários emitidos pela concessionária.

Além dessas vantagens, com a introdução de sensores e controladores a rede será capaz de prever, detectar e resolver problemas no sistema elétrico de forma automatizada. Dessa forma aumenta-se a detecção de falhas em tempo real e têm-se a possibilidade de isolar áreas afetadas, redirecionando o fluxo de energia e mantendo mais consumidores conectados à rede.

Segundo ABOBOREIRA e CRUZ (2016), pelo ponto de vista da concessionária, as vantagens são ainda mais evidentes como o aumento da eficiência, otimização de investimentos, aumento da confiabilidade, redução de perdas e ainda proporciona que o sistema esteja pronto para geração distribuída (consumidores independentes produzindo energia para si mesmo e para a rede independentemente do tipo de fonte, renováveis ou não). As mesmas vantagens podem ser vistas pelo governo, a modicidade tarifária proporciona economia e aumenta a qualidade da energia.

Outro ponto positivo do *Smart Grid* é que com os medidores inteligentes, é possível que se tenha acesso remoto aos dados, não sendo mais necessário a vinda de um agente da concessionária para medir o consumo de energia todo mês. Esses medidores também alertam a concessionária em caso de queda de energia, não havendo mais a necessidade de ligação telefônica para relatar, gerando comodidade ao consumidor e menor tempo de resposta.

Cenário atual

Com a evolução tecnológica, já existem redes inteligentes instaladas ao redor do mundo, como nos Estados Unidos por exemplo. Segundo BNDES (2013), no ano de 2009 foram investidos U\$ 4 bilhões para o desenvolvimento desta tecnologia. Com a aprovação da legislação sobre *Smart Grid* em 2008, o estado da Califórnia investiu e substituiu cerca de 97% de seus medidores até o ano de 2013. Outros estados americanos também vêm adotando tal prática, o que mostra o quão confiante estão a respeito dessa tecnologia.

Na Europa foi fixada uma meta de implementação de 80% de medidores inteligentes, na Suécia todos os consumidores residenciais já possuem tais medidores, e na França são 95% dos consumidores com essa tecnologia. Já a China pretende substituir 360 milhões de medidores até 2020, segundo BNDES (2013). A Alemanha tem como objetivo produzir 35% de sua energia por meio de fontes alternativas e até 2020 elas deverão ser integradas à rede de energia.

Para o Brasil os principais motivadores para a implantação dessa tecnologia são a sustentabilidade econômica e ambiental, aumento da confiabilidade do sistema elétrico, segurança operacional e sistêmica além da eficiência comercial e energética, de acordo com BNDES (2013). A CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz, conduz um projeto piloto na região de Campinas, e segundo CPFL (2016), já foram substituídos os medidores de todo o grupo A, cerca de 24.500 medidores eletrônicos convencionais pelos inteligentes. Esses clientes têm seus dados de medição controlados, de forma remota, pela própria rede de telecomunicações implementada pela CPFL.

Conforme REDES INTELIGENTES BRASIL (2018), existem atualmente nove projetos de implementação de *Smart Grid* sendo implementados no país. Na Tabela 1 podem ser observados o nome da iniciativa, as cidades escolhidas, a concessionária responsável e o número de consumidores impactados. Nota-se que nesta lista não se encontra a iniciativa citada anteriormente de Campinas, já que esta iniciativa é somente para substituição de medidores e não propõe a implementação do *Smart Grid* como um todo.

Tabela 1 – Iniciativas de implementação de *Smart Grid* no Brasil

Iniciativa	Cidade	Concessionária	Consumidores afetados
Cidades do Futuro	Sete Lagoas - MG	CEMIG	8.000
Cidade Inteligente de Búzios	Búzios – RJ	Ampla/Endesa Brasil	10.000
Smart Grid Light	Rio de Janeiro – RJ	Light	400.000
Parintins	Parintins – AM	Eletrobrás Amazonas Energia	-
Smart Grid	Barueri e outras localidades São Paulo – SP	AES Eletropaulo	84.000
InovCity	Aparecida – SP	EDP Bandeirante	35.000
Cidade Inteligente Aquiraz	Fortaleza – CE	Coelce/Endesa	19.177
Paraná Smart Grid	Curitiba – PR	Copel	10.000
Arquipélago de Fernando de Noronha	Ilha de Fernando de Noronha – PE	CELPE	874

Fonte: Adaptado de REDES INTELIGENTES BRASIL (2018).