

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - DEE

JEFSON DE SOUZA JUNIOR

IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO 525kV  
CURITIBA LESTE – BLUMENAU E SEU SECCIONAMENTO NA REGIÃO  
NORTE DO ESTADO DE SANTA CATARINA

**JOINVILLE – SC**  
**2015**

JEFSON DE SOUZA JUNIOR

IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO 525kV  
CURITIBA LESTE – BLUMENAU E SEU SECCIONAMENTO NA REGIÃO  
NORTE DO ESTADO DE SANTA CATARINA

Relatório apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, no Centro de Ciências Tecnológicas, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito para obtenção do grau de Bacharelado de Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Buzzulini Prioste

**JOINVILLE – SC**  
**2015**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, à minha Mãe por sua dedicação e amor e ao Professor Fernando Prioste por sua atenção e disposição em demandar o seu tempo e seu conhecimento para que eu pudesse concluir esse trabalho.

## RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo do comportamento do sistema básico de transmissão de energia elétrica na região norte de Santa Catarina com a adição de uma nova linha de 525 kV. Visando suprir as necessidades futuras do aumento no consumo energético, esta linha interliga a subestação de Curitiba Leste à subestação Blumenau e possui previsão de seccionamento na região de Joinville. Tal reforço na rede do SIN melhora a confiabilidade do sistema como um todo, trazendo novas opções de segurança para casos emergenciais. Foram abordadas no trabalho a modelagem e parametrização de linhas de transmissão seguindo as recomendações dos estudos efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE no Programa de Expansão da Transmissão – Ciclo 2014 – 2º semestre. Também foram utilizados como base os relatórios elaborados pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL, onde as capacidades mínimas, condição normal, condição de emergência, condutor econômico ou, equivalente, e a resistência máxima por fase foram definidas para serem exigidas na licitação da nova linha de transmissão. Também foram abordados no trabalho às consequências da implantação visando um aumento de carga futuro na região norte do Estado de Santa Catarina. Foram utilizados cálculos teóricos para a modelagem das linhas e simulações no *software* ANAREDE® para representação dos resultados.

**Palavras-chave:** Ampliação do SIN, linhas de transmissão, extra-alta tensão, ANAREDE, 525 KV, programas de simulação, fluxo de potência.

## ABSTRACT

This paper presents a study of the basic system behavior of electricity transmission in the northern region of Santa Catarina with the addition of a new line of 525 KV. In order to meet the future needs of the increase in energy consumption, this line connects to Curitiba East substation to substation Blumenau and has sectioning forecast in Joinville region. Such strengthening the network of SIN improves the reliability of the system as a whole bringing, new security options for emergency cases. It was discussed at work modeling and parameter transmission lines following the recommendations of the studies conducted by the Company of Energy Research - EPE in Transmission Expansion Program - Cycle 2014 - 2<sup>o</sup>S half. Also were used as basis the reports prepared by Companhia Paranaense de Energia - COPEL, where the minimum capabilities, normal condition and emergence as well as the economic driver or equivalent, and the maximum resistance per phase were set to be required in the bidding of the new transmission line. They were also encountered in work to the consequences of deployment aimed at an increase of future load in the northern region of the State of Santa Catarina. Theoretical calculations for modeling and simulation of the lines in ANAREDE® software representation of the results were used.

**Keywords:** SIN Expansion, transmission lines, extra-high voltage, , ANAREDE, 525 KV, simulation software, load flow.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Modelo equivalente de linha de transmissão.....	16
Figura 2 - Condutores Múltiplos por fase.....	17
Figura 3 - Representação linha trifásica com neutro.....	19
Figura 4 - Transposição de fase.....	21
Figura 5 - Linha com condutores múltiplos.....	22
Figura 6 - Configurações de linhas com condutores múltiplos.....	22
Figura 7 - Condutores de uma linha monofásica.....	24
Figura 8 - Linha trifásica assimétrica.....	25
Figura 9 – Modelo de linha $\pi$ equivalente nominal.....	28
Figura 10 - Representação quadripolos para linha de transmissão.....	30
Figura 11 - Gráfico de potência máxima.....	35
Figura 12 - Interface do software Cepel ANAREDE.....	37
Figura 13 - Janela para dados de barra ANAREDE.....	38
Figura 14 - Exemplo de Janela de configuração DLIN Fonte: (Próprio Autor,2015).....	40
Figura 15 - Layout do sistema real.....	41
Figura 16 - Localização Geográfica da nova Linha de 525 kV.....	43
Figura 17 - Seccionamento da nova Linha de 525 KV previsto para 2021 Fonte: (Próprio Autor,2015).....	44
Figura 18 - Modelo de linha utilizado.....	46
Figura 19 – Limites de Operação, Linha 158 Km Curitiba Leste - Blumenau.....	54
Figura 20 - Detalhe Limites de Operação, Linha 158 Km Curitiba Leste – Blumenau.....	55
Figura 21 - Janela de configurações da Linha BLUMEN-SC525 - CURITI-PR525.....	56
Figura 22 - Janela de Dados da Linha JOI525 - CURITI-PR525.....	58
Figura 23 - Janela de Dados de Barra JOI525.....	59
Figura 24 - janela de dados do Transformador 525-230KV.....	60
Figura 25 - Simulação sistema sem alterações.....	65
Figura 26 – Simulação Sistema sem alterações com aumento de carga Previsto para 2018 nas Barras.....	66
Figura 27– Simulação Sistema sem alterações com aumento de carga Previsto para 2021 nas Barras.....	67
Figura 28 – Simulação Sistema sem alterações com aumento de carga Previsto para 2024 nas Barras.....	68
Figura 29 -Tensão nas Barras da Região Estudada Fonte: (Próprio Autor,2015).....	69
Figura 30 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV.....	72
Figura 31 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2018.....	73
Figura 32 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2021.....	74
Figura 33 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2024.....	75
Figura 34 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2027.....	76
Figura 35 - Tensão nas Barras da Região Estudada. Fonte: (Próprio Autor,2015).....	77
Figura 36 - Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville.....	80
Figura 37- Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville. Com aumento de carga previsto para 2018.....	81
Figura 38- Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville. Com aumento de carga previsto para 2021.....	82
Figura 39- Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville. Com aumento de carga previsto para 2024.....	83
Figura 40- Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville. Com aumento de carga previsto para 2027.....	84
Figura 41 - Tensão nas Barras da Região Estudada após a inserção da linha de 525 KV e seu seccionamento.....	86

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Introdução.....</b>	<b>6</b>
1.1	Motivações .....	6
1.2	JUSTIFICATIVA.....	6
1.3	OBJETIVOS .....	6
1.4	HIPÓTESE.....	7
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>8</b>
2.1	O novo modelo do setor elétrico Brasileiro.....	8
2.2	O operador nacional do sistema elétrico .....	9
2.3	A expansão e operação do sistema elétrico .....	10
2.3.1	Planejamento de Longo Prazo .....	10
2.3.2	Planejamento Médio Prazo.....	12
2.3.3	Planejamento de Curto Prazo .....	14
2.3.4	Planejamento de Tempo real .....	14
2.4	Parâmetros da linha de transmissão.....	15
2.4.1	Resistência (R) .....	17
2.4.2	Indutância (L).....	17
2.4.2.1	Indutância de linhas com condutores compostos.....	18
2.4.2.2	Indutância de uma linha trifásica .....	19
2.4.2.3	Indutância de linhas trifásicas com espaçamento assimétrico .....	21
2.4.2.4	Condutores múltiplos por fase .....	21
2.4.3	Capacitância (C).....	23
2.4.3.1	Capacitância de uma linha monofásica.....	24
2.4.3.2	Linhas trifásicas .....	25
2.4.3.3	Capacitância de linhas trifásicas com espaçamento assimétrico.....	25
2.4.3.4	Capacitância para Condutores Múltiplos por Fase .....	26
2.4.4	Modelos de linha de Transmissão .....	27
2.4.4.1	Modelo de Linha de Transmissão Utilizado – Linha Média.....	27
2.4.5	Desempenho de Linhas de Transmissão em regime Permanente (ou estacionário).....	29
2.4.5.1	Tensões e Correntes em uma Linha de Transmissão Modelo $\pi$ Equivalente.....	29
2.4.6	Limites de Capacidade de transmissão Estática de Linhas de Transmissão.....	31
2.4.6.1	Potência Natural de Carregamento (SIL).....	32
2.4.6.2	Limite Térmico de uma Linha de Transmissão .....	32
2.4.6.3	Limite Teórico de uma Linha de Transmissão .....	32
2.4.6.4	Limite Prático .....	33
2.4.6.5	Limite Estático de Estabilidade de uma Linha de Transmissão.....	33
<b>3</b>	<b>Materiais e Métodos .....</b>	<b>36</b>
3.1	software utilizado .....	36
3.1.1	O ANAREDE.....	36

3.1.1.1	Funcionalidades utilizadas .....	38
<b>4</b>	<b>Descrição e parametrização do sistema Simulado.....</b>	<b>41</b>
4.1	Dados do sistema teste .....	42
4.1.1	Dados Geográficos das novas instalações .....	43
4.2	Parametrização das linhas utilizadas .....	44
4.2.1	Parametrização da LT Curitiba Leste Blumenau de 525 kV com 158 Km .....	45
4.2.1.1	Resistência (R).....	45
4.2.1.2	Reatância Indutiva (XL) .....	46
4.2.1.3	Reatância Capacitiva (XC) .....	47
4.2.2	Modelagem $\pi$ -equivalente .....	47
4.2.2.1	Impedância série .....	48
4.2.2.2	Capacitância Paralela.....	48
4.2.2.3	Constante de propagação .....	48
4.2.2.4	Impedância Característica da linha .....	49
4.2.2.5	Modelagem da LT via parâmetros distribuídos .....	49
4.2.3	Potência Natural (SIL) .....	52
4.2.4	Percentual de Regulação de Tensão .....	52
4.2.5	Limites de Operação.....	53
4.2.5.2	Limite Térmico .....	53
4.2.5.3	Limite Teórico .....	53
4.2.5.4	Limite Prático .....	54
4.2.6	Tratamento dos parâmetros para introdução no ANAREDE .....	55
4.2.7	Parametrização das linhas de 525 KV de 79 km : Curitiba Leste – Joinville e Joinville - Blumenau .....	57
4.2.8	Descrição da barra de seccionamento da linha de 525KV com 158 km. ....	58
4.2.9	Descrição do Transformador 525/230KV .....	59
4.3	Previsão de carga para 2021 .....	60
<b>5</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>63</b>
5.1	Simulação do sistema atual .....	63
5.2	Simulação do sistema atual com a inserção da linha de 525kv entre curitiba LESTE e blumenau .....	70
5.3	simulação do sistema atual com a inserção da linha de 525kv entre curitiba e blumenau seccionada em joinville com derivação de carga .....	78
5.4	Resultados Finais de Carga .....	86
<b>6</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>88</b>
	Anexo 1.....	90
	Anexo 2.....	91
	Anexo 3.....	92
	Anexo 4.....	93
	<b>Referências.....</b>	<b>94</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÕES

O aumento no consumo de energia elétrica em todo o território nacional é tratado como objeto de suma importância para o planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Portanto a implantação de alguma modificação no sistema seja ela na geração, transmissão ou distribuição, deve ser estudada de maneira a prever qualquer consequência ao sistema como um todo. Como o sistema brasileiro é interligado, os estudos a serem realizados devem ser abrangentes prevendo quaisquer problemas causados pela sua ampliação. Tais estudos fornecem a previsão de impactos causados ao sistema trazendo indícios para as ações seguintes.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Além de ações movidas por estudos elaborados estão a implantação, ou adequação, de linhas de transmissão (LT) do Sistema Básico, que é constituído pelas LTs de alta tensão e seus periféricos. O Sistema Básico de transmissão é uma das mais importantes partes do SIN para o correto funcionamento do sistema como um todo.

Os objetivos do trabalho são:

O estudo dos impactos na instalação da nova linha de 525 KV da Subestação Curitiba Leste para a Subestação Blumenau,;

Parametrização elétrica das novas linhas do sistema de acordo com os procedimentos utilizados para a licitação;

A adequação à carga prevista para os próximos anos

A melhoria na segurança de operação do sistema.

Será elaborado um estudo e simulação das consequências do aumento de carga e também será feito um comparativo para se verificar as diferenças entre o caso da não adequação e o caso com a inserção da nova LT para o novo quadro de cargas estabelecido para o SIN.

## 1.3 OBJETIVOS

Através da parametrização teórica da LT de 525 kV de 158 km ligando as subestações Curitiba Leste e Blumenau e do seccionamento da LT de 158 km em

Joinville, seguindo os limites impostos pelo Anexo 1, 2 e 3, foram obtidas informações essenciais para a inserção dos novos elementos ao sistema real existente. O SIN com as modificações e inserção das novas LTs foi simulado com o auxílio do programa ANAREDE® do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL.(CEPEL,2015) Através dos cálculos para especificar as novas LTs e de simulações, foram obtidos dados que dão indícios das mudanças causadas na região norte do estado de Santa Catarina.

#### 1.4 HIPÓTESE

Para atingir os objetivos, já citados na seção 1.3, serão aplicados os conhecimentos adquiridos nas disciplinas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Através da especificação e parametrização das novas linhas de transmissão do trajeto Curitiba, Joinville e Blumenau, foram elaborados os seus modelos matemáticos. Paralelamente a esta modelagem foram coletados dados do sistema real de transmissão e então configurados os modelos no programa ANAREDE®.

Espera-se obter os resultados de fluxo de potência, capacidade de transmissão e efeitos da entrada em operação destas LTs. Detalhes estes que podem representar grandes mudanças nas características operativas do sistema na região do Norte de Santa Catarina como um todo.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção serão apresentadas a base teórica em que o trabalho é constituído, entidades responsáveis pelo desenvolvimento e regulação do sistema elétrico brasileiro e demais informações necessárias para a viabilização do trabalho e seu entendimento.

### 2.1 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No início dos anos 2000, mais especificamente 2003 e 2004, o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Constitucionalmente falando, o modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo e comitês para o monitoramento de todo o SEB e suas atividades. A EPE é a instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é o ambiente atual de comercialização de energia elétrica no país.

Também se pode incluir como importantes alterações a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em que se trata da comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres. (ONS,2015)

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;

Promover a modicidade tarifária;

Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento. (ONS,2015)

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, como:

A exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres;

Nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração;

Contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento,

O monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda. (ONS,2015)

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

## 2.2 O OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) nos méritos da lei é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04. (ONS,2015)

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). (ONS,2015)

Para o cumprimento de sua missão institucional e o exercício de suas atribuições legais, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus agentes para manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o País. O Operador Nacional é formado por membros associados e membros participantes, constituídos por empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres de grande porte. Também participam importadores e exportadores de energia, além do Ministério de Minas e Energia (MME). (ONS,2015)

## 2.3 A EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico brasileiro ainda é regado de forma tradicional onde o controle governamental influencia, através das agências, nos planos futuros de expansão e operação. A ideia primordial que deve se levar em conta no contexto tradicional é o benefício social.

Os critérios fundamentais para o processo de tomada de decisões a fim de maximizar o benefício social no consumo e produção de energia elétrica são: minimizar a cadeia inteira de custos e manter uma qualidade no fornecimento satisfatória. Para satisfazer esses critérios os custos devem ser reduzidos em todas as áreas sejam elas de geração, transmissão ou distribuição. E a qualidade deve sempre estar vigiada para que os cortes nos custos não interfiram na queda desse indicador. Para os consumidores de pequeno porte como residenciais e até industriais esses custos se tornam pequenos no orçamento, mas as interrupções no fornecimento podem prejudicar em inúmeros aspectos e é nesse ponto que a o termo confiabilidade é empregado. Termo este que é designado para o nível de confiança que o consumidor tem no sistema, designado para descrever o quão certo do fornecimento este consumidor está, visto o histórico recente de operação. Em resumo a operação no sistema é norteada pela confiabilidade e qualidade a priori.

A expansão do sistema segue sempre visando melhorar os níveis de qualidade e confiabilidade juntamente com a manutenção dos preços para a prestação do serviço de modo justo a todos os consumidores. Tendo em vista que o crescimento da demanda é natural em um país em desenvolvimento e que o sistema elétrico possui variáveis com constantes de tempo grandes. As adequações acabam demorando anos e dependem de construções e instalações de grande porte para suprirem tal aumento. Por estes fatores o planejamento de expansão é dividido por horizontes temporais de diferentes escalas, longo prazo, médio prazo, curto prazo e tempo real. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

### 2.3.1 Planejamento de Longo Prazo

O planejamento de expansão do sistema é iniciado com o nível de decisão que aborda o longo prazo, projetando de 2 ou 3 para 10,15 ou mais anos no futuro. (GÓMES-EXPOSITO,2015)Este planejamento visa abranger investimentos que

demandam muito tempo para sua execução como plantas geradoras, linhas de transmissão e sistemas de distribuição. Estes planos futuros sempre são elaborados baseados em vários parâmetros, tais como a previsão de crescimento da demanda, alternativas tecnológicas e custos, disponibilidade de combustível estimada e a tendência dos preços, critérios de confiabilidade adotados, restrições de impacto ambiental, políticas de diversificação e objetos relacionados à dependência do setor externo. Este tipo de planejamento com horizonte distante se faz necessário para justificar os investimentos de grande custo. Já que um dos parâmetros que se deve observar é o tempo de vida útil das instalações de grande porte como as usinas térmicas que possuem geralmente tempo de vida de 25 anos ou usinas hidroelétricas que possuem tempo maior.

Para que tal planejamento seja efetuado com um maior nível de exatidão uma grande base de dados é essencial. Para este caso informações sobre o desenvolvimento de novas tecnologias, séries históricas de demanda, hidrologia, taxas de falhas de equipamentos, entre outros são de fundamental importância para o planejamento.

Assim que compilada as previsões de demandas futuras, o próximo passo é estimar o aumento da capacidade de geração e isso implica na escolha do tipo de usina, qual o combustível e a sua localização. O estudo de instalação de um parque gerador é feito de tal maneira que se tenha ao final um relatório com a previsão dos custos de investimento, custos de operação e o cálculo de retorno do investimento total para que se tenha a ideia da rentabilidade do sistema a ser instalado.

Através dos resultados das análises de investimento em usinas, é iniciado o planejamento de aumento das redes de transmissão para que cubram as novas instalações e reforcem a segurança e a confiabilidade do sistema como um todo. O estudo é efetuado nessa ordem porque, na maioria dos casos, o tempo de construção de uma usina é relativamente maior que o da instalação de uma linha de transmissão. A exceção acontece quando se tem distâncias de ordem continental, como no Brasil, onde linhas de transmissão podem ter centenas de quilômetros de extensão e sua instalação leva em conta diversos fatores naturais que tornam a obra muito mais demorada em relação a uma usina.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> No caso de linhas de transmissão muito grandes com usinas menores pode-se ter tempos maiores na construção da linha de transmissão.

Também são verificados os fatores de segurança e confiabilidade do sistema de maneira separada ao aumento da demanda, para que os investimentos também sejam voltados para a melhoria desses fatores e o sistema aumente de forma estável como um todo.

Estes planos futuros e esquemas de investimentos devem ser revisados periodicamente já que o sistema elétrico depende de fatores muito dinâmicos como valores de demanda e surgimento de novas tecnologias. Estes fatores podem se alterar frequentemente por intervenções de ações políticas, econômicas ou sociais as quais o sistema a ser expandido esta inserido. É neste horizonte que o presente trabalho se enquadra, visando a expansão do sistema a longo prazo, prevendo aumentos futuros de demanda por energia elétrica. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

É neste horizonte que o presente estudo se situa. Pelo fato de ser o estudo da implantação de novas linhas de transmissão o projeto deve ser feito de maneira a atender a necessidade de um futuro próximo, mas também deve ser projetado de maneira a suprir as deficiências futuras do sistema. Deficiências que devem ser verificadas o quanto antes para adaptar o sistema ao futuro problema ou futura mudança.

### **2.3.2 Planejamento Médio Prazo**

Após a definição dos planos de longo prazo, as previsões de médio prazo devem ser realizadas. O horizonte se torna mais próximo e com isso mais certo, os planos de médio prazo se estendem de 1 a 3 anos, dependendo do sistema. O planejamento em si gira em torno dos planos de manutenção de usinas e linhas de transmissão, a política mais adequada de compra de combustíveis e as restrições de produção referente a limitações por combustíveis primários, em particular as hidroelétricas, ou por restrições ambientais, com relação a emissões das usinas térmicas.

O planejamento de manutenção é essencial, pois as paradas de máquinas devem ser efetuadas de maneira a não interferir no funcionamento do sistema. Para isso cada usina deve ter um plano de manutenção adequado ao calendário do sistema inteiro. No caso de usinas nucleares com combustível de Urânio, por exemplo, existe a necessidade de troca de combustível a cada 18 meses. Para evitar o maior tempo de parada as manutenções necessárias são efetuadas juntamente com a troca do combustível.

As usinas térmicas convencionais também têm em média 20 dias de parada por ano. Estas paradas devem ser agendadas para que o sistema seja adequado para suprir a carga que a usina demanda. As subestações e linhas de transmissão que envolvem as usinas também devem ser paradas para manutenção juntas, assim todo o conjunto que estaria parado por causa da usina também passa por revisões, limpezas e troca de peças com defeito ou com a vida útil em estado crítico. As linhas de transmissão em particular têm seu tempo de manutenção diminuído ao longo dos anos devido às novas tecnologias que permitem a chamada manutenção em linha viva, que não tira de operação a linha de transmissão. Estes tipos de avanços também acontecem em usinas e favorecem a melhoria da segurança e confiabilidade do sistema como um todo. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

As usinas hidroelétricas possuem poucas paradas totais devido a seus sistemas de geradores operarem separadamente. Cada turbina passa por manutenção em tempos diferentes, mantendo a usina sempre com uma geração mínima a disposição. Com a parada de uma turbina por vez os transformadores individuais também são desligados juntos com o conjunto de geração. O tempo médio de parada de cada unidade geradora esta em torno de 10 dias por unidade. Porém com a aplicação de novas tecnologias de processo tem-se noticia de paradas de 6 dias por unidade. (TN PETRÓLEO,2015)

O cuidado com a gestão dos combustíveis é outro item de extrema importância para o sistema. A compra deve ser planejada a fim de encontrar melhores valores de mercado e permitir o planejamento de transporte e estocagem. Um erro na logística dos combustíveis pode fazer com que os custos de operação se tornem muito elevados ou que a usina fique sem combustível, deixando de produzir. No caso das hidroelétricas, a água deve ser considerada um combustível sem custo, porém limitado. As usinas a fio d'água não têm grandes problemas com o planejamento, pois não possuem reservatórios, porém usinas que possuem devem verificar as possibilidades. Usinas que possuem reservatórios têm a possibilidade de gerar energia ou armazenar água para posterior produção, esse uso que deve ser visto com muita atenção. A verificação dos históricos hidrológicos e tendências futuras podem ajudar nos planos de geração, porém os fatores financeiros também atuam neste sentido. Afinal, em um sistema com geração mista em tempos de seca, a energia se torna mais cara devido aos preços dos combustíveis. Se a usina possui um combustível notavelmente barato ela estará com seus lucros maximizados. Para

o controle dos preços e o cumprimento de normas de consumo de combustíveis o planejamento das usinas, sejam elas térmicas ou elétricas, é efetuado em conjunto para que operem de forma intercalada. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

### **2.3.3 Planejamento de Curto Prazo**

As decisões em curto prazo correspondem a uma escala semanal, isto é, de alguns dias a um mês. Deve-se determinar o plano de produção para as usinas hidroelétricas e térmicas sobre uma base horária para cada dia da semana ou do mês. Esse plano deve obedecer, entretanto, às instruções recebidas do nível de decisão imediatamente superior, mencionadas na seção 2.3.2 em relação às ações de manutenção, de programação semanal ou mensal de hidroelétricas, de planos de emissão, de programação de quotas de combustível, e assim por diante. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

Neste nível, os detalhes do sistema são extremamente relevantes, e devem ser levados em conta aspectos tais como os processos de partida e parada de usinas de geração a vapor e os custos; as restrições hidrográficas na bacia dos rios; a ordem de programação das usinas; o perfil cronológico da demanda necessária para a monitoração adequada da produção; a capacidade de geração de reserva para responder imediatamente às falhas imprevistas de equipamentos, e assim por diante. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

### **2.3.4 Planejamento de Tempo real**

As funções de operação em tempo real estão baseadas essencialmente no critério de segurança antes que em considerações financeiras. A componente econômica do processo é definida por decisões de alto nível, embora alguns detalhes nunca devam ser perdidos de vista, como observado anteriormente, dos aspectos econômicos da confiabilidade. A supervisão, o controle e o monitoramento asseguram a viabilidade técnica do imenso e dinâmico sistema elétrico de potência, como descrito antes. (GÓMES-EXPOSITO,2015)

## 2.4 PARÂMETROS DA LINHA DE TRANSMISSÃO

A análise do comportamento das linhas de transmissão, seja em regime permanente ou transitório, depende da determinação de um modelo apropriado. Para tanto, é necessário determinar os parâmetros eletromagnéticos da mesma, que por sua vez dependem da configuração geométrica da linha, do meio onde estão inseridas e dos efeitos dos campos elétrico e magnético associados à corrente elétrica nos condutores (corrente de condução) e no ar (corrente de deslocamento).

Em uma modelagem, os parâmetros eletromagnéticos de uma linha de transmissão aérea são considerados uniformemente distribuídos ao longo da linha, e podem ser separados em parâmetros longitudinais e transversais, todos por unidade de comprimento (LÚCIO, 2015)

Nesta seção são descritos os principais parâmetros que uma linha de transmissão possui. Com o conteúdo descrito a seguir se pode projetar uma linha de transmissão com características diversas de forma a atender os requisitos do sistema o qual se deseja inserir a nova linha. Assim os parâmetros são resumidos em:

### Resistência (R):

Em resumo a resistência elétrica pode ser descrita como a dissipação de potência ativa devido à passagem de corrente elétrica. É a perda causada pelo efeito Joule, a resistência é um dos fatores principais para o aumento da temperatura do cabo.

### Condutância (G)

Representação de correntes de fuga através dos isoladores (principal fonte de condutância) e do efeito corona. Depende das condições de operação da linha (umidade relativa do ar, nível de poluição, etc.)

O efeito corona ocorre quando campos elétricos muito intensos na superfície do condutor causam a ionização do ar, que se torna um condutor. É muito variável, em função dos fatores já citados. Seu efeito é em geral desprezado, sua contribuição no comportamento geral de operação da linha é muito pequena.

### Indutância (L)

Deve-se aos campos magnéticos criados pela passagem das correntes. Considerada, juntamente com a resistência, como parâmetros em série da linha de transmissão.

### Capacitâncias (C)

Deve-se aos campos elétricos: carga nos condutores por unidade de diferença de potencial entre eles. Juntamente com a condutância, são considerados parâmetros em paralelo da linha de transmissão.

Com base nos parâmetros listados, pode-se criar um modelo equivalente para os fenômenos físicos que ocorrem na linha, Figura 1:

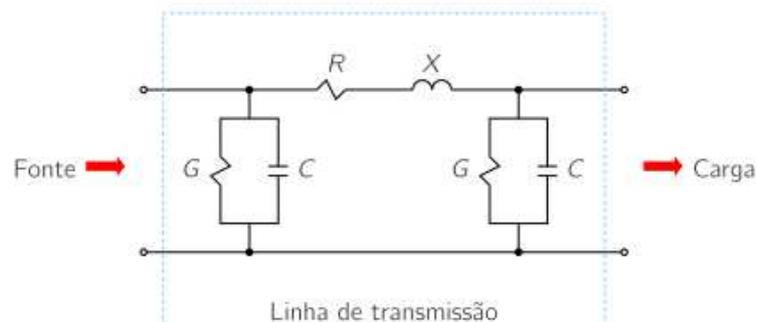


Figura 1 - Modelo equivalente de linha de transmissão  
Fonte: (CASTRO, 2015)

Para a parametrização completa da linha deve-se efetuar o cálculo para cada elemento do modelo de maneira a compreender o comportamento da linha estudada quando se aplicar a um sistema real.

Devido às inúmeras configurações e tipos de cálculos para a parametrização de linhas de transmissão, este trabalho apresentará apenas os métodos utilizados para o cálculo das linhas que serão trabalhadas no estudo, onde as mesmas possuem as mesmas características construtivas apenas se diferenciando pelo comprimento total. Para isso seguem dispostos os itens essenciais para o cálculo.

### 2.4.1 Resistência (R)

Responsável pela dissipação de potência ativa na linha. No estudo de linhas trifásicas a resistência da linha pode ser dada como a resistência de cada fase como descrito na Equação 1.

$$R_{LT} = R_{fase} = \frac{\text{Resistência do cabo } (\Omega/km)}{\text{Número de cabos por fase}} \quad (1)$$

A resistência do cabo pode ser encontrada nas tabelas fornecidas por fabricantes, Ver Apêndice A. Os valores de resistência a serem utilizados para o cálculo de linhas para corrente alternada devem ser de acordo com a resistência CA a 70°, como indicado no Anexo 3.

O número de cabos por fase é definido através das especificações de cada projeto. No caso estudado o número se encontra no Anexo 3.

### 2.4.2 Indutância (L)

Para encontrar a Indutância da linha de transmissão diversos fatores devem ser levados em consideração, assim como o tipo de cabo utilizado, qual a configuração de cabos por fase, distância entre fases, assimétrica ou simétrica e se existe a transposição da linha. Como o estudo será focado no modelo de linha utilizado, os cálculos da indutância para linhas com condutor único por fase estão dispostos na referência 6. Os cálculos para linhas com múltiplos condutores, modelo utilizado no estudo, estão dispostos nas subseções 2.5.2.1 à 2.5.2.4. Na Tabela 1 é ilustrada as diferenças nas nomenclaturas dos cálculos para condutores únicos por fase e múltiplos por fase.



Figura 2 - Condutores Múltiplos por fase  
Fonte: (CASTRO,2015)

### 2.4.2.1 Indutância de linhas com condutores compostos

Nesta seção serão apresentadas as principais equações para a dedução da indutância de linhas com condutores compostos, maiores detalhes podem ser encontrados na Referência 6, 7 e 11.

Sendo assim a indução no condutor X é dada pela Equação 2:

$$L_X = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_{sX}} \quad H/m \quad (2)$$

Para o numerador,  $D_m$ , será o produto das distâncias dos fios da fase X e da fase Y como na Equação 3.

$$D_m = \sqrt[mn]{(D_{aa'}D_{ab'} \dots D_{am})(D_{ba'}D_{bb'} \dots D_{bm}) \dots (D_{na'}D_{nb'} \dots D_{nm})} \quad (3)$$

$D_m$  é dito como a distância média Geométrica - DMG ou DMG mútua.

Para o denominador,  $D_{sX}$ , será o produto das distâncias dos fios da fase X. Assim como demonstrado na Equação 4.

$$D_{sX} = \sqrt[n^2]{(D_{aa}D_{ab} \dots D_{an})(D_{ba}D_{bb} \dots D_{bn}) \dots (D_{na}D_{nb} \dots D_{nn})} \quad (4)$$

$D_{sX}$  é dito como o raio médio Geométrico – RMG ou DMG próprio da fase X.

A indutância da fase Y é obtida da mesma maneira que a da fase X e resulta em  $L_y$ .

$$L_y = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_{sY}} \quad H/m \quad (5)$$

Sendo assim a indutância da linha é dada pela Equação 6.

$$L = L_X + L_y \quad (6)$$

Caso as fases X e Y sejam idênticas tem-se a Equação 7.

$$L = \frac{\mu_0}{\pi} \ln \frac{D_m}{D_s} = 4 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s} \quad \text{H/m} \quad (7)$$

A expressão que descreve a indutância de uma fase de uma linha monofásica com um condutor por fase é descrita pela Equação 41:

$$L_1 = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1'} \quad \text{H/m} \quad (8)$$

Se compararmos a Equação 2 com a Equação 8 pode ser notado que a Equação 8 é um caso particular da Equação 2.

Tabela 1 - Equivalência de condutor único e múltiplos condutores por fase.

Condutor único por fase	Condutores múltiplos por fase
Distância entre fases (D)	Distância Média geométrica–DMG (Dm)
Raio efetivo do condutor (r')	Raio médio geométrico – RMG (Ds)

#### 2.4.2.2 Indutância de uma linha trifásica

Para o cálculo da indutância de uma linha trifásica vamos considerar uma linha trifásica composta por três fases e um condutor neutro, como na Figura 3:

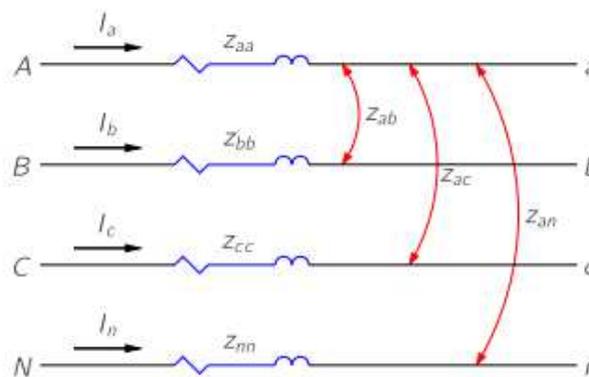


Figura 3 - Representação linha trifásica com neutro  
Fonte: (CASTRO,2015)

Em que:

$Z_{ii}$  => Impedância própria do condutor da fase i. Contribuição da corrente da fase i sobre o fluxo concatenado da própria fase i

$Z_{ij}$  => Impedância mútua entre os condutores das fases i e j. Contribuição da corrente da fase j sobre o fluxo concatenado da fase i.

A partir dos dados obtidos defini-se a matriz impedância primitiva da Equação 9:

$$Z_{prim} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{aa} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (9)$$

A aplicação da lei de Kirchhoff para o ramo ilustrado na Figura 3 resulta na Equação 10.

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{aa} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$V_F = V_f + ZI_f \quad (11)$$

Em que a matriz Z, da Equação 10, é chamada de matriz de impedância de fase, sendo seus elementos calculados via redução de Kron.[18]

$$Z_{ij} = Z_{ij} - \frac{Z_{in}Z_{ni}}{Z_{nn}} \quad (12)$$

O processo de redução da dimensão da matriz primitiva de rede é conhecido como redução de Kron.

No caso utilizado no trabalho a linha é considerada balanceada, totalmente transposta e conectada a uma carga equilibrada. Sendo assim a matriz impedância de fase será diagonal (permitindo o desacoplamento entre as fases), com os elementos da diagonal principal iguais entre si.

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{aa} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{aa} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (13)$$

### 2.4.2.3 Indutância de linhas trifásicas com espaçamento assimétrico

Para o caso de linhas onde o espaçamento entre as fases sejam assimétricos o fluxo concatenado e a indutância de cada fase são diferentes, circuito desequilibrado.

Porém o equilíbrio é obtido através da transposição das fases como mostra a Figura 11

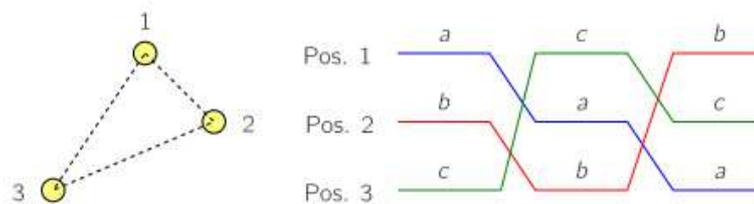


Figura 4 - Transposição de fase  
Fonte: (CASTRO,2015)

Com a transposição da linha os cálculos se tornam mais simples. Assim a indutância média por fase da linha trifásica com transposição é dada por:

$$L_a = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m} \quad (14)$$

Sendo  $D_{eq}$ :

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (15)$$

A Equação 15 representa o espaçamento equilátero equivalente da linha.

### 2.4.2.4 Condutores múltiplos por fase

Para extra-alta tensão, como o caso estudado de 525 kV, alguns efeitos são maximizados devido ao grande potencial ao qual a linha esta exposta. O efeito corona é um dos efeitos que maximizam com o aumento da tensão.

Corona: descargas que se formam na superfície do condutor quando a intensidade do campo elétrico ultrapassa o limite de isolamento do ar. Consequências: luz, ruído audível, ruído de rádio (interferência em circuitos de comunicação), vibração do condutor, liberação de ozônio, aumento das perdas de potência (deve ser suprida pela fonte) e para amenizar tais problemas a solução se dá com a inserção de mais de um condutor por fase. (CASTRO,2014)

Para amenizar tais efeitos a solução se dá com a inserção de um ou mais condutores por fase como mostra a Figura 5.

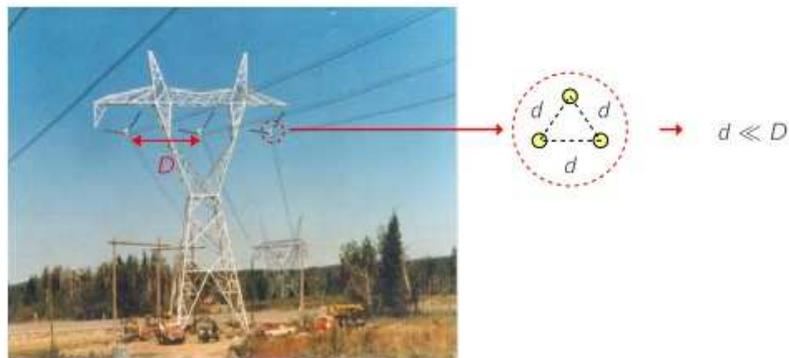


Figura 5 - Linha com condutores múltiplos  
Fonte: (Próprio Autor,2015)

Outras configurações comuns, além da ilustrada na Figura 5, são ilustradas na Figura 6.

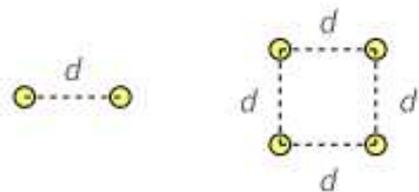


Figura 6 - Configurações de linhas com condutores múltiplos  
Fonte: (CASTRO,2015)

As vantagens dos condutores múltiplos não se resumem a redução do efeito corona, mas também ajudam na redução da reatância com o aumento do RMG. RMG calculados segundo as Equações 16, 17 e 18 conforme Referência (CASTRO,2015).

$$2 \text{ Condutores } D_s^b = \sqrt[4]{D_s^2 d^2} = \sqrt{D_s d} \quad (16)$$

$$3 \text{ Condutores } D_s^b = \sqrt[9]{D_s^3 d^6} = \sqrt[3]{D_s d^2} \quad (17)$$

$$4 \text{ Condutores } D_s^b = \sqrt[16]{D_s^4 d^{12} 2^2} = 1,09^4 \sqrt{D_s d^3} \quad (18)$$

As equações de indutância e Reatância continuam as mesmas, substituindo-se o  $D_s$  do condutor simples por  $D_s^b$  para os cabos múltiplos.

A corrente não é distribuída uniformemente entre os condutores de cada fase, pois as reatâncias não são exatamente as mesmas. Essa diferença geralmente é pequena e é desprezada.

Para em fim calcularmos a indutância basta substituir as variáveis  $f$  pela frequência do sistema estudado e  $L$  pelo resultado obtido através da Equação 2 na Equação 19.

$$X_L = 2\pi fL \quad (19)$$

### 2.4.3 Capacitância (C)

Se existem cargas em movimento e uma diferença de potencial entre condutores é constituída uma capacitância, Equação 20.

$$C = \frac{Q}{V} \quad (20)$$

A linha de transmissão se comporta como se os condutores fossem placas de capacitores. (CASTRO,2015)

Da mesma forma que na indutância as deduções de campo elétrico em um condutor, diferença de potencial entre dois pontos e diferença de potencial entre dois condutores não foram explanadas no texto do trabalho, porém maiores detalhes e deduções constam na Referência (CASTRO,2015)

### 2.4.3.1 Capacitância de uma linha monofásica

A capacitância é descrita pela equação 20. Se considerarmos uma linha para a qual os raios dos condutores são iguais, Equação 21 e Figura 7, entre os dois condutores surgirá uma diferença de potencial  $V_{ab}$ , Equação 23.

$$r_a = r_b = r \quad (21)$$

$$q_a = -q_b = q \quad (22)$$

$$V_{ab} = \frac{q}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D}{r} - \frac{q}{2\pi\epsilon} \ln \frac{r}{D} = \frac{q}{2\pi\epsilon} \left( \frac{D}{r} \right)^2 = \frac{q D}{\pi\epsilon r} \quad V \quad (23)$$

Onde  $D$  é a distância entre os condutores e  $r$  é o raio interno do condutor, visualizados na Figura 7.

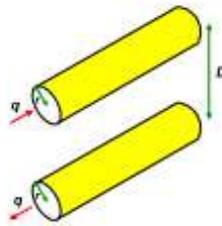


Figura 7 - Condutores de uma linha monofásica

Fonte: (CASTRO,2015)

Usando a definição de capacitância, Equação 20, e assumindo que o ar tem  $\epsilon_r = 1$  chega-se a Equação 24.

$$C_{ab} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D}{r}} = \frac{8,85\pi 10^{-12}}{\ln \frac{D}{r}} \quad F/m \quad (24)$$

Quando se trata de capacitância entre o condutor e a terra pode-se representar com a Equação 25.

$$C_{an} = C_{bn} = 2C_{ab} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D}{r}} = \frac{17,0\pi 10^{-12}}{\ln \frac{D}{r}} \quad F/m \quad (25)$$

Tal que a reatância capacitiva fase-terra é dada pela Equação 26.

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C} = \frac{2,8622}{f} 10^9 \ln \frac{D}{r} = \frac{1,7789}{f} 10^6 \frac{D}{r} \quad \Omega.m \quad (26)$$

### 2.4.3.2 Linhas trifásicas

Para linhas de transmissão trifásicas a relação entre as cargas nos condutores e os respectivos potenciais pode ser apresentada na seguinte forma genérica:

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} q_A \\ q_B \\ q_C \end{bmatrix} \quad (27)$$

Onde os  $P_{ij}$  são os potenciais de cada fase em relação a ela própria ou em relação às outras fases.

Da mesma forma que acontece com a indutância, no caso particular em que os espaçamentos entre os condutores formam um triângulo e a carga é equilibrada, a matriz dos coeficientes da Equação 27 se torna uma matriz diagonal com seus elementos da diagonal iguais entre si.

### 2.4.3.3 Capacitância de linhas trifásicas com espaçamento assimétrico

Devido a disposição dos cabos nas torres de transmissão muitas vezes o posicionamento das fases se torna assimétrico, Figura 8, e para calcular a capacitância de linhas trifásicas assimétricas o equacionamento deve ser feito de tal maneira que esta assimetria seja levada em consideração para não se obter um resultado incorreto. Para facilitar a visualização será considerado a linha trifásica da Figura 8 para a dedução.

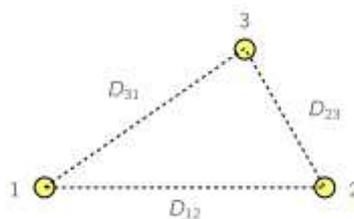


Figura 8 - Linha trifásica assimétrica  
Fonte: (CASTRO,2015)

Tendo como hipótese os condutores da Figura 8 possuírem o mesmo raio  $r$  e a linha ser totalmente transposta. Assim, com carga equilibrada, a capacitância da linha será obtida através da Equação 28. Tendo como  $D_{eq}$  a equação 29.

$$C_{an} = C_{bn} = 2C_{cn} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D_{eq}}{r}} F/m \quad (28)$$

$$D_{EQ} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (29)$$

Onde  $D_{eq}$  é o espaçamento equilátero da linha. E  $C_{an}$ ,  $C_{bn}$  e  $C_{cn}$  sejam as capacitâncias das fases a,b e c entre si.

#### 2.4.3.4 Capacitância para Condutores Múltiplos por Fase

Para um número  $n$  maior que 1 de condutores considera-se que a carga em cada um seja de  $\frac{Q_a}{n}$ , considerando a fase a.

Entretanto, o procedimento para obtenção da capacitância é semelhante ao feito na Seção 2.4.3.1 e 2.4.3.2 e tem-se como resultado a equação 30.

$$C_{an} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}} F/m \quad (30)$$

Como a fase possui condutores múltiplos os RMGs são modificados de tal maneira que o raio efetivo seja substituído pelo raio externo calculado através das Equações 30,31 e 32.

$$2 \text{ Condutores } D_{sc}^b = \sqrt{D_s d} \quad (31)$$

$$3 \text{ Condutores } D_{sc}^b = \sqrt[3]{D_s d^2} \quad (32)$$

$$4 \text{ Condutores } D_{sc}^b = 1,09 \sqrt[4]{D_s d^3} \quad (33)$$

Onde  $D_{sc}^b$  é o raio externo resultante para cada fase da linha trifásica com condutores múltiplos.  $D_s$  é o raio do condutor e  $d$  é a distância entre um condutor e outro da mesma fase.

#### 2.4.4 Modelos de linha de Transmissão

No estudo de sistemas de grande porte, torna-se conveniente à adoção de modelos que representem o comportamento real do sistema, por exemplo, à representação de linhas por elementos de circuitos ideais. Os modelos são integrados aos mais diversos estudos, e um motivo para se aprimorar um modelo é melhorar a integração do mesmo ao sistema estudado, por exemplo, se o sistema apresenta uma perturbação, é interessante estudar a resposta do modelo a essa perturbação, entender se há ou não uma dinâmica no modelo significativa ao estudo, ou se a dinâmica do modelo é rápida demais para ser incluída no estudo.

Normalmente, os modelos mais indicados para linhas de transmissão dependem de sua extensão, linhas com até 80 Km são chamadas de linhas curtas, e em alguns estudos, se despreza a capacitância dessas linhas por ser muito pequena, logo, representa-se a linha apenas por uma resistência e indutância. Linhas com extensão entre 80 Km e 240 Km são consideradas médias e são comumente representadas pelo modelo  $\pi$ , enquanto que linhas maiores que 240 Km, são consideradas longas e representadas por mais de um modelo  $\pi$  ou pelo modelo a parâmetros distribuídos.

As linhas de transmissão da rede elétrica são trifásicas, porém, uma vez que o sistema é considerado equilibrado, ou seja, as linhas de transmissão perfeitamente transpostas, o estudo de transitórios eletromecânicos considera apenas os parâmetros de sequência positiva, os modelos também consideram apenas para uma sequência. (LEMOS,2008)

##### 2.4.4.1 Modelo de Linha de Transmissão Utilizado – Linha Média

Devido ao comprimento de 158 km da nova LT Curitiba Leste – Blumenau, representado pela linha tracejada na Figura 17, o modelo utilizado para modelagem das linhas do estudo foi o modelo de linha média com parâmetros concentrados,  $\pi$  equivalente nominal. Para as linhas menores, 79 km cada LT, o modelo de Linha

média também se aplica. A diferença está na precisão e consideração de grandezas nos cálculos.

Utilizar o modelo de linha média para linhas menores não acarreta problemas. (SAADAT,1999)

Para o estudo inicial das consequências da implantação de uma linha de 525 kV entre Curitiba Leste e Blumenau será abordado o modelo  $\pi$  equivalente nominal, Figura 9, para a representação da linha de transmissão.

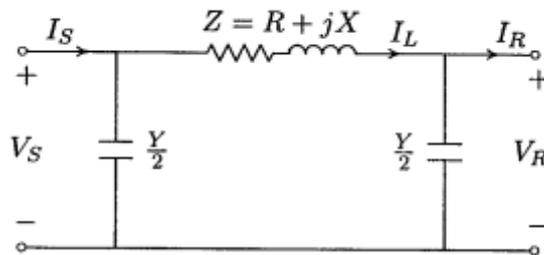


Figura 9 – Modelo de linha  $\pi$  equivalente nominal  
Fonte: (SAADAT,1999)

A impedância total pode ser descrita pela Equação 34.

$$Z = (r + j\omega L)l = R + jX \quad (34)$$

Onde  $r$  e  $L$  são resistência e indutância de fase por unidade de comprimento.

A admitância *shunt* pode ser descrita pela Equação 35.

$$Y = (g + j\omega C)l \quad (35)$$

A condutância *shunt* representa as pequenas correntes envolvendo os isoladores e também o efeito corona. Esta grandeza se torna desprezível para uma linha deste comprimento e  $g$  assume zero.  $C$  representa a capacitância de neutro por unidade de comprimento da linha.  $l$  representa o comprimento da linha.[11]

Na Tabela 2 são apresentados parâmetros típicos de linhas aéreas e cabos subterrâneos em corrente alternada, 60 Hz e dois níveis de tensão.[5]

Tabela 2 - Valores típicos dos parâmetros de linha de transmissão

Parâmetros	Linhas Aéreas		Cabos Subterrâneos	
	230 kV	500 kV	230 kV	500 kV
$R(\Omega/Km)$	0,050	0,028	0,028	0,128
$x_l = \omega L (\Omega/Km)$	0,488	0,325	0,339	0,025
$b_c = \omega C$ ( $\mu\Omega^{-1}/Km$ )	3,371	5,200	245,6	96,5

#### 2.4.5 Desempenho de Linhas de Transmissão em regime Permanente (ou estacionário)

O desempenho em regime permanente de um LT esta ligado diretamente as características verificadas nas Seções 2.4.1, 2.4.2, 2.4.3 e 2.4.4. Os valores encontrados nas equações 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43,44 e 45 são relacionados ao circuito visualizado na Figura 10, que representa a LT de 158 Km Curitiba Leste – Blumenau ,objeto do estudo, porém as Equações podem ser utilizadas para qualquer linha que utilize o modelo  $\pi$  equivalente. As grandezas expressas na Figura 10 são determinadas nas Seções supracitadas e através dos cálculos desta seção os valores de tensão e corrente nas barras emissoras e receptoras podem ser definidos. Assim a regulação da linha, perdas e a capacidade de transmissão podem ser calculadas.

##### 2.4.5.1 Tensões e Correntes em uma Linha de Transmissão Modelo $\pi$ Equivalente

Através do equacionamento da Figura 9 pode-se analisar e calcular as tensões e correntes de uma LT nas barras emissora e receptora. Estas informações são úteis para a partir destes cálculos estipular os limites de capacidade de transmissão conforme a seção 2.4.6.

Analisando o circuito da Figura 9 pode-se dizer que a Corrente  $I_L$  é expressa pela Equação 36.

$$I_L = I_R + \frac{Y}{2} V_R \quad (36)$$

A tensão na barra emissora pode ser escrita na Equação 37.

$$V_S = V_R + Z I_L \quad (37)$$

Substituindo a Equação 36 na Equação 37 chega-se a Equação 38.

$$V_S = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) V_R + Z I_R \quad (38)$$

A corrente na barra emissora é dada pela Equação 39.

$$I_S = I_L + \frac{Y}{2} V_S \quad (39)$$

Substituindo as Equações 36 e 38 na Equação 39 encontra-se a Equação 40.

$$I_S = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) I_R \quad (40)$$

Uma LT pode ser representada por um quadripolo, Figura 10. Onde As Equações 41 e 42 representam o sistema formado e a Equação 43 ilustra a Matriz que representa o modelo  $\pi$  equivalente. [11]

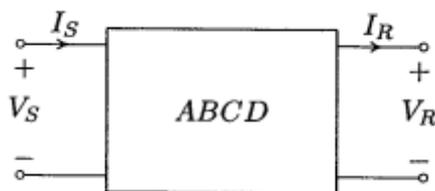


Figura 10 - Representação quadripolos para linha de transmissão  
Fonte: (SAADAT,1999)

$$V_S = A V_R + B I_R \quad (41)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (42)$$

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (43)$$

Comparando as Equações 38 e 40 com as Equações 41 e 42 as constantes ABCD para o modelo  $\pi$ - nominal podem ser descritas pela Equação 76. (SAADAT,1999)

$$\begin{aligned} A &= \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) & B &= Z \\ C &= Y & D &= \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \end{aligned} \quad (44)$$

Resolvendo a Equação 43 as tensões e correntes para a barra receptora podem ser expressas pela Equação 45.(SAADAT,1999)

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \quad (45)$$

#### 2.4.6 Limites de Capacidade de transmissão Estática de Linhas de Transmissão

A capacidade de transmissão é limitada pelo limite térmico e pelo limite de estabilidade. O aumento da temperatura do condutor, devido as perdas de potência ativa inerentes as LTs, pode causar deformações no próprio condutor. Caso este aumento de temperatura seja muito alto a deformação pode se tornar irreversível e pode causar a redução da vida útil do condutor, a redução na capacidade de transmissão e, em casos extremos, a interrupção da transmissão devido ao rompimento do condutor. O limite térmico dos condutores são fornecidos pelos próprios fabricantes e disponibilizados nos catálogos. (SAADAT,1999)

A potência Natural de Carregamento (SIL) é utilizada para auxiliar a determinar a capacidade de transmissão de uma LT. Seu valor considera uma linha sem perdas resistivas e serve como referência para os demais limites de transmissão.

### 2.4.6.1 Potência Natural de Carregamento (SIL)

Quando a impedância de Carga é igual a Impedância característica da linha de transmissão a corrente na barra receptora é dada pela Equação 46. [11]

$$I_R = \frac{V_R}{Z_C} \quad (46)$$

Para uma linha sem perdas resistivas  $Z_C$  torna-se uma impedância puramente resistiva. Quando se tem impedância característica e tensão nominal a potência obtida na Equação 47 é dita como SIL. (SAADAT,1999)

$$SIL = 3V_R I_R^* = \frac{3|V_R|^2}{Z_C} \quad (47)$$

Desde que  $V_R = V_L/\sqrt{3}$ , o SIL em MW é representado pela Equação 48.

$$SIL = \frac{(kV_{LRated})^2}{Z_C} MW \quad (48)$$

### 2.4.6.2 Limite Térmico de uma Linha de Transmissão

Determinado pelas características de fábrica do cabo, o limite térmico é a potência máxima que o cabo pode transmitir sem que ocorra um sobreaquecimento. Efeito que poderia inutilizar o cabo ou diminuir sua vida útil. (SAADAT,1999)

$$S_{Térmico} = 3V_{\phi Rated} I_{Térmico} \quad (49)$$

$I_{Térmico}$  é fornecido pelo fabricante do cabo.

### 2.4.6.3 Limite Teórico de uma Linha de Transmissão

O limite teórico é obtido quando o ângulo de operação da linha é considerado  $90^\circ$ , ou seja o sistema está com a impedância de carga igual a impedância da linha gerando máxima transferência de potência. Efeito esse que não acontece na realidade devido as reatâncias provenientes de geradores e transformadores inclusos no sistema.

O limite teórico pode ser descrito pela Equação 50 quando  $\delta = 90^\circ$ . (SAADAT,1999)

$$P_{3\phi} = \left(\frac{|V_S|}{V_R}\right) * \left(\frac{|V_R|}{V_R}\right) * SIL * \frac{\sin \delta}{\sin \beta l} \quad (50)$$

#### 2.4.6.4 Limite Prático

Devido a inserção de reatâncias de geradores e transformadores no sistema de transmissão o limite teórico não se aplica a realidade. O limite prático do ângulo de operação da carga ( $\delta$ ) tem como valores típicos o máximo de  $45^\circ$  e mínimo de  $30^\circ$ .

Assim o limite prático pode ser obtido substituindo  $\delta = 30^\circ$  a  $40^\circ$  na Equação 50, o que consiste apenas na modificação do ângulo de operação da linha de transmissão. (SAADAT,1999)

#### 2.4.6.5 Limite Estático de Estabilidade de uma Linha de Transmissão

A estabilidade é um parâmetro muito importante para a definição da capacidade de transmissão de uma linha. Devido a este fato a descrição do processo se mostra conveniente para o trabalho.

A equação de onda pode ser colocada na forma:

$$V_s = AV_r BI_r \quad (51)$$

$V_s, V_r$  : tensões nas barras inicial e final, respectivamente

$I_s, I_r$  : correntes nas barras inicial e final, respectivamente

$$A = \cosh \lambda l$$

$$B = Zc \sinh \lambda l$$

Considerando:

$$V_r = V_r \angle 0^\circ$$

$$V_s = V_s \angle \delta$$

$$A = A \angle \alpha$$

$$B = B \angle \beta = X \angle \beta$$

Tem-se:

$$I_r = \frac{V_s - AV_r}{B} = \frac{V_s}{B} \angle (\delta - \beta) - \frac{AV_r}{B} \angle (\alpha - \beta) \quad (52)$$

A potência complexa na barra receptora pode ser obtida pela substituição da Equação 52 na Equação 53. Desta forma as potências ativa e reativa são dadas pelas Equações 54 e 55

$$S_r = V_r S_r^* = \frac{V_s V_r}{B} \angle (\beta - \delta) - \frac{AV_r^2}{B} (\beta - \alpha) \quad (53)$$

$$P_r = \frac{V_s V_r}{B} \cos(\beta - \delta) - \frac{AV_r^2}{B} \cos(\beta - \alpha) \quad (54)$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{B} \sin(\beta - \delta) - \frac{AV_r^2}{B} \sin(\beta - \alpha) \quad (55)$$

Para potência ativa obtemos a Equação 56.

$$P_r = \frac{V_s V_r}{X} \cos(90^\circ - \delta) - \frac{AV_r^2}{X} \cos(\beta - \alpha) \quad (56)$$

Para uma linha sem perdas resistivas,  $\beta = 90^\circ$  e  $\alpha = 0^\circ$ . Partindo desta premissa pode-se dizer que para potência ativa é obtida a Equação 56 e a partir da Equação 57 o gráfico da Figura 11 é plotado.

$$P_r = \frac{V_s V_r}{X} \sin(\delta) \quad (57)$$

E assim a Figura 17 demonstra o limite de estabilidade teórico.

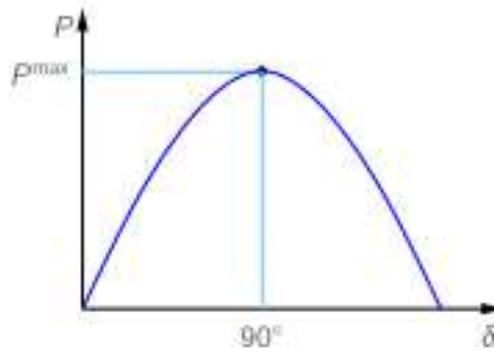


Figura 11 - Gráfico de potência máxima

Fonte: (CASTRO,2014)

Se mantivermos  $V_s$  e  $V_r$  constantes, um aumento da carga implica em um aumento do ângulo  $\delta$ . Existe um limite máximo de potência ativa que pode ser entregue:

$$\frac{d}{d\delta} P_R = \frac{V_s V_r}{X} \cos \delta = 0 \quad (58)$$

Ou  $\delta = 90^\circ$  e:

$$P_R^{max} = \frac{V_s V_r}{X} \quad (59)$$

A Equação 59 representa o limite de estabilidade estático da linha.

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

Neste capítulo serão abordadas as características do programa utilizado e suas funcionalidades. Serão ilustradas as funções utilizadas do software e demais detalhes para a parametrização dos dados do sistema em estudo para a simulação computacional.

#### **3.1 SOFTWARE UTILIZADO**

No banco de dados disponível no site da ONS existe uma grande base de dados do Sistema Interligado Nacional - SIN. Esta base de dados é utilizada para calcular o fluxo de potência através do programa desenvolvido pela CEPEL, o ANAREDE. Após o cálculo dos parâmetros das novas LTs, através da seção 2.4, estes valores serão inseridos no SIN através do programa ANAREDE. O fluxo de potência utilizado, apresentado na seção 4.1, será um caso real com dados do sistema utilizados por todas as empresas do setor elétrico.

##### **3.1.1 O ANAREDE**

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de Sistemas Elétricos de Potência. É formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão e Fluxo e Análise de Segurança de Tensão. O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema. Sua poderosa interface gráfica, aliada à utilização dos aplicativos de pós-processamento de resultados FormCepel e do EditCepel, torna o seu uso simples e rápido. O programa destaca-se por sua robustez e confiabilidade.

Entre os usuários do programa destacam-se as empresas concessionárias que operam redes de transmissão ou sub-transmissão, universidades, ONS, EPE, MME, ANEEL e outras. (CEPEL,2015)

A interface do software pode ser visualizada na Figura 12.

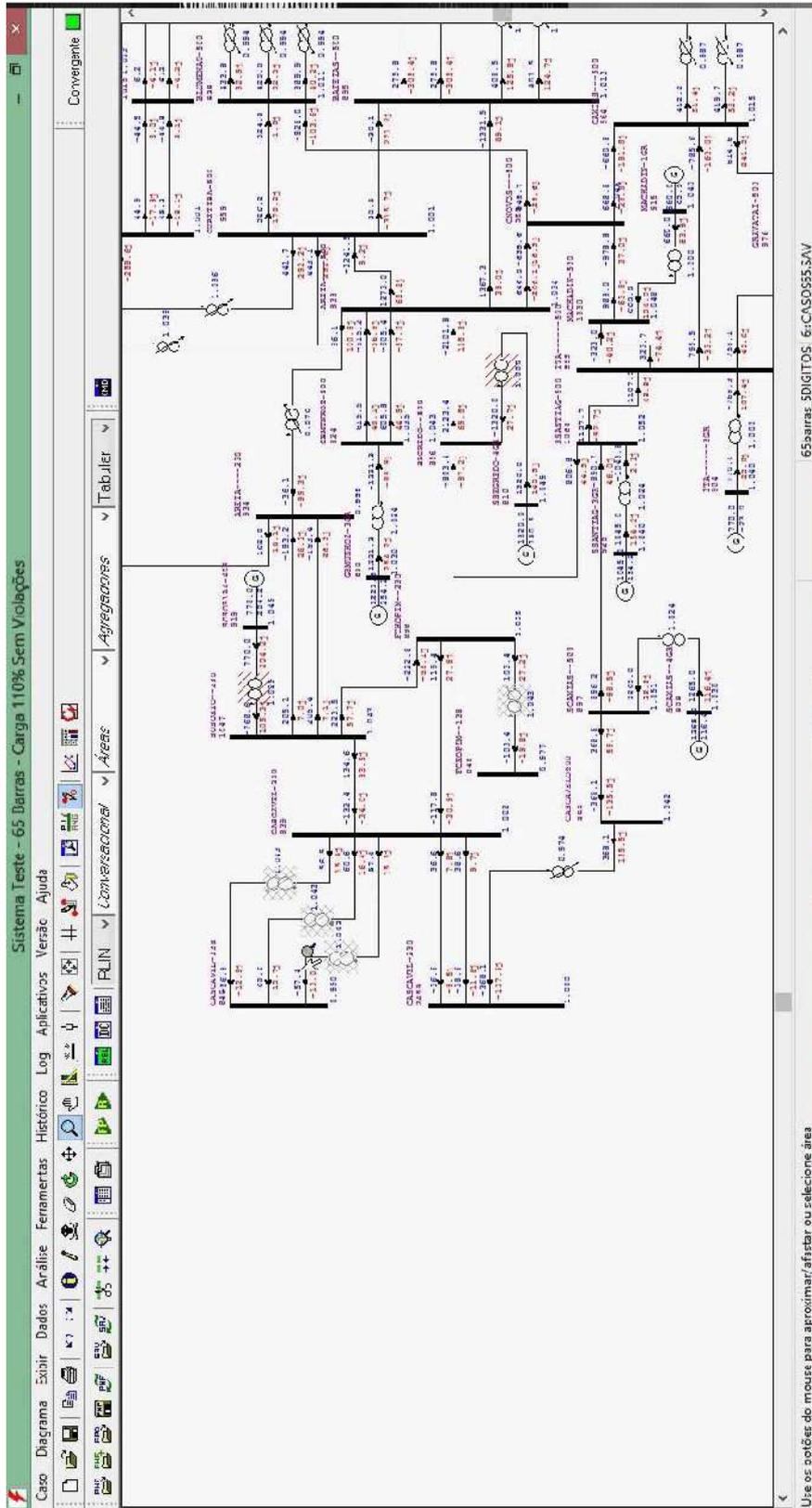


Figura 12 - Interface do software Cepel ANAREDE  
Fonte: (Próprio Autor,2015)

### 3.1.1.1 Funcionalidades utilizadas

O software ANAREDE possui diversas funcionalidades que o tornam um programa muito completo no que tange simulações de sistemas de transmissão. Para o presente trabalho serão utilizadas algumas destas funções que serão devidamente descritas a seguir.

#### 3.1.1.1.1 Barra CA (Comando DBAR)

A barra CA é um elemento de fundamental importância para a construção de um circuito de transmissão de energia. Sua inserção se dá pelo comando DBAR, este que pode ser acessado pela plataforma gráfica na paleta de desenho. Para se configurar a barra a ser inserida devem-se preencher os parâmetros de configuração que estão disponíveis na janela DADOS de Barra CA. Dados como número da barra, nome da barra, tipo da barra, seu grupo limite e grupo de tensão são essenciais para a correta configuração. A janela de configuração é visualizada na Figura 13.

The image shows a software window titled "Dados de Barra CA (DBAR)". It contains several sections for data entry:

- Top Row:** "Número" (dropdown), "Nome" (dropdown), "Tensão" (input field with "p.u." label), "Ângulo" (input field with "graus" label).
- Second Row:** "Tipo" (dropdown), "VDef" (input field with "p.u." label), "Grupo Limite de Tensão" (dropdown with search icon), "Grupo Base de Tensão" (dropdown with "kV" label and search icon).
- Third Row:** "Área" (dropdown with search icon), "Barra Controlada" (dropdown with "Controle Local" checkbox), "Modo de Visualização" (dropdown), "Ligado" (checkbox).
- Fourth Row (Carga):** "Ativa" (input field with "MW" label), "Reativa" (input field with "Mvar" label).
- Fifth Row (Geração):** "Ativa" (input field with "MW" label), "Reativa" (input field with "Mvar" label).
- Sixth Row (Geração Reativa):** "Mínima" (input field with "Mvar" label), "Máxima" (input field with "Mvar" label), "Limites Abertos" (checkbox).
- Seventh Row (Shunt):** "Equivalente" (input field with "Mvar" label), "Individualizado (DBSH)" (input field with "Mvar" label and search icon).
- Bottom Section:** "Agregadores" (empty list box), "Primeira Vizinhança" (input field with "Número" label), "Nome" (dropdown), "Mostrar" and "Trocar" buttons.
- Footer:** "Inserir", "Alterar", "Remover", "Limpar", "Cancelar" buttons.

Figura 13 - Janela para dados de barra ANAREDE

Fonte: (Próprio Autor,2015)

Através do comando DBAR é possível inserir barras de referência ( $V\theta$ ), PV e PQ. Para cada tipo de barra o ANAREDE utiliza diferentes parâmetros para efetuar a convergência dos dados e rodar o fluxo de potência corretamente. Para barras do tipo  $V\theta$  é fixado o valor de tensão (pu) e o ângulo ( $^\circ$ ) para efetuar as simulações. Já para barras do tipo PV fixam-se o valor da tensão (pu) e potência ativa (MW). Para as barras PQ o software fixa os valores de potência ativa e reativa. Todos estes valores supracitados devem ser inseridos na janela da Figura 13.

#### **3.1.1.1.2 Linhas de Transmissão e Transformadores (Comando DLIN)**

O comando DLIN, também acessível na paleta de desenho, é destinado a inserção de linhas de transmissão e transformadores. O comando interliga duas barras criadas com o comando DBAR para que o circuito fique completo. Para efetuar a configuração de uma linha de transmissão basta inserir na janela, Figura 14, os dados do número do circuito, capacidade nominal, capacidade de emergência, capacidade do equipamento, a resistência, a reatância e a susceptância. Onde todos os valores, exceto potências, são expressos em pu.

Para a inserção dos transformadores o comando na paleta de desenho é diferente, porém quando abre a janela para configuração é a mesma janela das linhas de transmissão. A configuração se diferencia pelo acréscimo dos dados de TAP, barra controladora e não é necessário fixar um valor de susceptância. Para os demais campos o procedimento segue o mesmo padrão das linhas de transmissão.

#### **3.1.1.1.3 Cargas**

Para cargas pontuais o comando é o mesmo DBAR, porém os campos a serem preenchidos são apenas o de potência ativa e reativa. Na paleta de desenho existe também um ícone para selecionar novas cargas.

#### **3.1.1.1.4 Relatórios e Análises**

Entre as diversas ferramentas de análise que o ANAREDE possui a criação de relatórios tabulares é uma das mais utilizadas no trabalho. A opção gera uma tabela de fácil interpretação com os resultados convertidos. A opção de análise por fluxo de potência gera também uma demonstração dos resultados apresentados no

desenho das barras de interesse produzido na interface principal do programa, Figura 15.

**Dados de Circuito CA (DLIN)**

Circuito

Barra De: 938 Nome: BLUMEN-SC525  Ligado

Barra Para: 959 Nome: CURITI-PR525  Ligado

Número: 2  Circuitos existentes

Barra Proprietária

De

Para

Barra Controlada

Direção De

Direção Para

Ligado

Capacidade

Normal: 2110 MVA

Emergência: 2110 MVA

Equipamento: 2110 MVA

Resistência: .097 %

Reatância: 1.7 %

Susceptância: 71.342 Mvar

Tap

Especificado:

Mínimo:

Máximo:

Defasamento:  graus

Steps:

Controle Congelado

Agregadores

Tensão Barra

p.u.

Tensão Especificada

Shunt Equivalente

Injeção De:  Mvar

Injeção Para:  Mvar

Shunt Individualizado (DBSH)

Injeção De: 0 Mvar

Injeção Para: 0 Mvar

Inserir Alterar Remover Limpar Fechar

Figura 14 - Exemplo de Janela de configuração DLIN  
Fonte: (Próprio Autor,2015)



#### 4.1 DADOS DO SISTEMA TESTE

Para os testes se fez necessário um conjunto de dados muito completo para se manter a característica real do resultado. Os dados de carga utilizados foram fornecidos pelo ONS e se referem a medição um caso de carga pesada do mês de Maio de 2015 . Este pacote de dados conta com todas as barras, linhas de transmissão, plantas geradoras e cargas do sistema elétrico brasileiro, juntamente com as características e variáveis impostas a elas. Todas as tensões, potências, TAPs, entre outras variáveis estão inclusas. Tal cobertura de dados nos permite a análise do sistema dito real. Os dados datam de Maio de 2015 e possuem característica de carga pesada. No Anexo 1 estão listadas as informações utilizadas para a montagem do circuito próximo a nova linha de transmissão.

Os desenhos produzidos tiveram como objetivo representar cada fase dos testes efetuados. O sistema foi testado com uma amostragem de dados reais de carga atual do sistema como um todo, rodado também com uma previsão de carga na região norte de SC para 2018, 2021, 2027 e 2030. A previsão de aumento seguiu as estatísticas médias de aumento de carga durante os últimos anos fornecidos pela Referência [13]. Devido a complexidade do SIN os aumentos de cargas consecutivos se tornam uma tarefa com grau de dificuldade maior. Como o foco do estudo são os impactos na região norte do Estado de Santa Catarina o incremento de carga foi efetuado apenas nas barras de Curitiba, Joinville, Joinville Norte, Blumenau 230 kV e Blumenau 525 kV.

#### 4.1.1 Dados Geográficos das novas instalações

As novas instalações serão executadas nos territórios dos estados de Santa Catarina e Paraná. A nova linha de transmissão interestadual de 525 kV de 158 km, interligando as subestações de Curitiba Leste e Blumenau, se torna o mais novo corredor para escoamento do fluxo energético do sul para o sudeste e vise-versa. Devido à linha passar pelo município de Joinville e a cidade ser um polo industrial e consequentemente um polo consumidor de energia elétrica, a EPE também planejou para 2021 o seccionamento da nova linha de 525kV de maneira que a conecte ao sistema 230 kV de Joinville, Anexo 2. A Linha de 525 kV de 158 km é representada na Figura 16 com a linha vermelha tracejada e seu seccionamento ilustrado na Figura 17 com as linhas vermelhas tracejadas.



Figura 16 - Localização Geográfica da nova Linha de 525 kV  
Fonte: (Sindat-ONS,2015)



Figura 17 - Seccionamento da nova Linha de 525 KV previsto para 2021  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)

#### 4.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS LINHAS UTILIZADAS

Seguindo as recomendações da EPE e COPEL, Anexos 1, 2 e 3, as LTs foram parametrizadas de forma a atender todos os pré-requisitos instituídos nos documentos anexos. Onde no Anexo 1, nomeado de Consolidação de Obras de Transmissão 2014, consta a confirmação do empreendimento com as características do cabeamento e comprimento. No Anexo 2, nomeado de Consolidação das Análises e Pareceres Técnicos, é confirmado a solicitação para o seccionamento em 2021 da LT Curitiba Leste – Blumenau. No Anexo 3, nomeado de Relatório 2 Determinação da Resistência Máxima e Capacidade Mínima da LT 500 kV Curitiba

Leste – Blumenau, são apresentados os valores de referência para a parametrização da LT.

Os dados importantes para o dimensionamento, os quais são fornecidos pelos documentos oficiais nos Anexos 1, 2 e 3, são:

Tensão de operação: 525 kV

Frequência de operação: 60 Hz

Tipo de condutor: RAIL 954

Quantidade de condutores por fase: 4 condutores

Resistência de sequência positiva a 60Hz CA a 50°C máxima: 0,0258  $\Omega$ /km

Transposição: Total

Corrente de curto circuito fase-terra: 40 kA

#### 4.2.1 Parametrização da LT Curitiba Leste Blumenau de 525 kV com 158 Km

Para a parametrização da LT Curitiba Leste Blumenau foram utilizados os métodos apresentados no Capítulo 2, as grandezas necessárias para o dimensionamento como resistência, impedância e a capacitância seguem descritas nas seções 4.2.1.1, 4.2.2.2 e 4.2.2.3.

##### 4.2.1.1 Resistência (R)

A resistência do cabo é retirada do Anexo 4 fornecido pelo fabricante. A resistência da linha é dada pela Equação 60 e com os dados fornecidos obtemos:

$$R_{LT} = R_{fase} = \frac{\text{Resistência do cabo}}{\text{Número de cabos por fase}} = \frac{0,067854 \frac{\Omega}{Km}}{4} \quad (60)$$

$$R_{LT} = R_{fase} = 0.016963 \quad \Omega/km$$

Onde o valor encontrado na Equação 60 pertence ao valor especificado no pré requisito resistência máxima do Anexo 3 de 0.026  $\Omega/km$ .

Para uma linha de 158 km tem-se como resistência total a Equação 61.

$$R = 0,067854 \frac{\Omega}{Km} \times 158 Km = 2,6802 \Omega \quad (61)$$

#### 4.2.1.2 Reatância Indutiva (XL)

Utilizando a configuração geométrica da linha, apresentada na Figura 18, tem-se:

Distância entre as Fases:  $D = 8$  metros

Distância entre os condutores da mesma fase: 0,45 metros

Comprimento: 158 km

RMG do condutor RAIL: 0,011765 metros

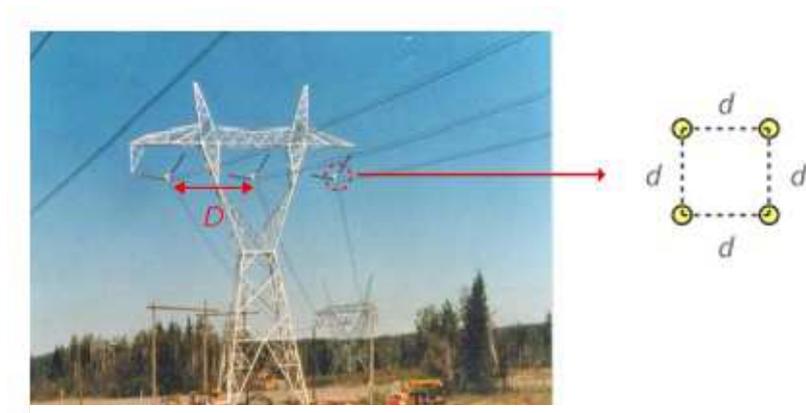


Figura 18 - Modelo de linha utilizado  
Fonte: (Próprio Autor,2015)

Como a LT em questão possui 4 condutores, como solicitado no Anexo 1, o RMG é modificado para um valor equivalente utilizando a Equação 62.

$$D_s^b = 1,09^4 \sqrt[4]{0,011765 * (0,45)^3} = 0,19723 \text{ m} \quad (62)$$

Para o calculo do DMG (mutua) usou-se a Equação 63.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{8 * 8 * 16} = 10,0794 \text{ m} \quad (63)$$

Substituindo na Equação 46  $D_{sx}$  por  $D_s^b$  e  $D_m$  por  $D_{eq}$  tem-se a Equação 64.

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s^b} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{10,0794}{0,19723} = 0,78678 \mu\text{H/m} \text{ ou } 0,787 \text{ mH/km} \quad (64)$$

Então é obtido a reatância da linha utilizando a Equação 19.

$$X_L = 2\pi * 60 * 0,787 * 10^{-3} = 0,29661 \Omega/km \quad (65)$$

Onde o valor encontrado na Equação 65 está de acordo com os valores típicos aproximados demonstrados na Tabela 2.

A reatância total da linha pode ser obtida através da multiplicação da reatância pelo comprimento total da linha representada na Equação 66.

$$X_{Ltotal} = 158 * 0,29661 = 46,86 \Omega \quad (66)$$

#### 4.2.1.3 Reatância Capacitiva (XC)

Para obter-se a reatância capacitiva é utilizado o raio externo fornecido pelo fabricante, Anexo 4. Onde o raio externo do condutor RAIL 954: 0,01496 metros.

A capacitância pode ser calculada através do uso da Equação 30 apenas substituindo D por  $D_{eq}$  resultando na Equação 67.

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D_{eq}}{D_s}} = \frac{17,0\pi 10^{-12}}{\ln \frac{10,0794}{0,19723}} = 1,41 * 10^{-11} \frac{F}{m} \text{ ou } 0,0141 \mu F/Km \quad (67)$$

Onde o valor obtido na Equação 67 é compatível com os valores típicos apresentados na Tabela 2.

Para obter-se então a reatância capacitiva usa-se a Equação 26 e o resultado se obtém na equação 68..

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C_{an}} = \frac{1}{2\pi * 60 * 0,0141 * 10^{-6}} = 188,126 K\Omega.Km \quad (68)$$

Para encontrar a reatância capacitiva total o valor da reatância obtido na Equação 68 é dividido pelo comprimento total da linha na Equação 69.

$$X_C = \frac{188,126 K\Omega.Km}{158 Km} = 1190,6 \Omega \quad (69)$$

#### 4.2.2 Modelagem $\pi$ -equivalente

Seguindo o modelo de linha apresentado na Seção 2.5.5, a modelagem deve prosseguir obtendo-se os parâmetros necessários para a completa configuração. O modelo  $\pi$  equivalente necessita dos parâmetros transversais e longitudinais para a

montagem do circuito, parâmetros estes que se traduzem em Impedância série e Capacitância paralela respectivamente. Também são necessários para a determinação dos limites de operação a constante de propagação e impedância característica da LT.

#### 4.2.2.1 Impedância série

A impedância série é obtida através da inclusão dos valores obtidos nos itens 4.2.1.1 e 4.2.1.2:

$$z = R + j\omega l = 16,963 + j296,9 \text{ m}\Omega/\text{Km} \quad (70)$$

Ou para o comprimento total da linha:

$$z = R + j\omega l = 2,68 + j46,87 \text{ }\Omega \quad (71)$$

#### 4.2.2.2 Capacitância Paralela

Devido as características da linha a condutância de perdas  $G$  não é considerada devido a seu valor total não influenciar sensivelmente os cálculos. Assim a Equação 72 representa a admitância *shunt* por unidade de comprimento para o modelo  $\pi$  equivalente da nova LT Curitiba Leste Blumenau 525 kV.

$$y = G + j\omega C = j5,3155 \text{ }\mu\text{S}/\text{Km} \text{ ou } \mu\Omega^{-1}/\text{Km} \quad (72)$$

Ou para o comprimento total da linha a admitância é descrita pela Equação 73.

$$y = G + j\omega C = j0,8398 \text{ mS} \text{ ou } \text{m}\Omega^{-1} \quad (73)$$

#### 4.2.2.3 Constante de propagação

Utilizando dos resultados obtidos nas Equações 70 e 72 podemos obter a constante de propagação:

$$\gamma = \sqrt{yz} = \sqrt{((16,963 + j296,61) \times 10^{-6}) * (j5,3155 * 10^{-9})} = 1,256 \angle 88,363^\circ \text{ }\mu\text{m}^{-1} \quad (74)$$

#### 4.2.2.4 Impedância Característica da linha

A impedância característica de linhas de transmissão é um valor muito importante para o funcionamento ótimo do circuito. O valor encontrado como  $Z_c$  é independente do comprimento da LT e apenas é influenciado pelas características construtivas dos cabos e a geometria em que estão dispostas as fases da LT. Com a impedância característica é possível se avaliar a capacidade de transmissão da LT. No caso da nova LT a ser parametrizada a Equação 75 representa a impedância característica encontrada.

$$z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{((16,963 + j296,61) \times 10^{-6})}{j5,3155 * 10^{-9}}} = 236,41 \angle -1,6366^\circ \Omega \quad (75)$$

#### 4.2.2.5 Modelagem da LT via parâmetros distribuídos

Para verificar a diferença entre a precisão dos resultados dos modelos de linha longa e linha média foram efetuados os cálculos dos componentes do circuito através do modelo de linha longa, por parâmetros distribuídos. Com o comprimento da linha de 158 Km e os dados adquiridos nas seções 4.2.2.1 e 4.2.2.2, pode-se estabelecer os parâmetros para linha longa através da Equação 76, 77, 78, 79, 80 e 81.

$$Z = Z_c \sinh \gamma l = 46,6082 \angle 86,747^\circ \Omega \quad (76)$$

$$Z = Z_c \sinh \gamma l = 2,6440 + j46,5332 \Omega \quad (77)$$

$$Y = \frac{1}{Z_c} \tanh \gamma l = 0,851 \angle 89,988^\circ \text{ mS} \quad (78)$$

$$Y = \frac{1}{Z_c} \tanh \gamma l = 0,655 * 10^{-6} + j0,850 * 10^{-3} \text{ S} \quad (79)$$

$$Y_1 = Y_2 = \frac{1}{Z_c} \tanh \frac{\gamma l}{2} = 0,421 \angle 89,988^\circ \text{ mS} \quad (80)$$

$$Y_1 = Y_2 = \frac{1}{Z_c} \tanh \frac{\gamma l}{2} = 82,227 * 10^{-9} + j0,421 * 10^{-3} S \quad (81)$$

Conforme a comparação entre as Equações 71 e 76 não apresentou grandes diferenças nos resultados ao ponto de inviabilizar os valores obtidos no modelo de linha média. Isto já era esperado, pois o modelo de linha longa (parâmetros distribuídos) é válido para todas as distâncias e o modelo de linha média para a distância até 240 km, incluindo a nova LT de 158 km, logo os resultados não devem ser muito diferentes.

Determinando potência e tensão de trabalho característica para a linha pode-se calcular a potência que efetivamente a linha poderá transmitir através dos cálculos de limites de operação da LT. Assim para a linha estudada segundo os dados fornecidos no Anexo 3 tem-se:

Tensão nominal: 525 KV

Potência nominal 2452 MVA

FP: 80% (suposto)

Foram obtidos assim os dados para verificar os valores de tensão, corrente, potência e regulação de tensão na barra transmissora e receptora.

A tensão na barra receptora foi tomada como referência, então:

Utilizando as Equações 43 e 44 da fundamentação teórica seção 2.4.5 tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \quad (82)$$

Onde:

$$A = \left( 1 + \frac{(2,68 + j46,87) * (0,655 * 10^{-6} + j0,850 * 10^{-3})}{2} \right) \quad (83)$$

$$B = (2,68 + j46,87) \quad (84)$$

$$C = Y \left( 1 + \frac{(2,68 + j46,87) * (0,655 * 10^{-6} + j0,850 * 10^{-3})}{4} \right) \quad (85)$$

$$D = \left( 1 + \frac{(2,68 + j46,87) * (0,655 * 10^{-6} + j0,850 * 10^{-3})}{2} \right) \quad (86)$$

Sendo assim:

$$V_r = \frac{525}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ = 303,11 \angle 0^\circ \text{ KV} \quad (87)$$

$$\theta = \cos^{-1} 0.8 = 36,87^\circ$$

$$S_r = 2452 * (\cos \theta + j \sin \theta) = 2452 \angle 36,87 \text{ MVA} \quad (88)$$

$$P_r = 1961,6 \text{ MW} \quad Q_r = 1471,2 \text{ MVAR}$$

$$I_r = \left( \frac{S/3}{V_r} \right)^* = \left( \frac{2452 \angle 36,87 * 10^6 / 3}{303,11 \angle 0^\circ * 10^3} \right)^* = 2697,47 \angle -36,87^\circ \text{ A} \quad (89)$$

Para a barra transmissora então tem-se:

Tensão de fase:

$$V_s = 385,50 \angle 13,67^\circ \quad (90)$$

Corrente de fase:

$$I_s = 2503,48 \angle -32,17^\circ \quad (91)$$

Tensão de Linha:

$$V_{Ls} = V_s \sqrt{3} = 667,722 \angle 13,67^\circ \text{ KV} \quad (92)$$

Corrente de linha:

$$I_{Ls} = I_s = 2503,48 \angle -32,17^\circ \text{ A} \quad (93)$$

Fator de potência:

$$FP = \cos(13,67 - (-32,17)) = 0,70 \quad (94)$$

Potência:

$$S = \sqrt{3} * V_{Ls} * I_s^* \quad (95)$$

$$S = 2895,42 \text{ MVA}$$

$$P = 2016,88 \text{ MW} \quad Q = 2077,39 \text{ MVAR}$$

### 4.2.3 Potência Natural (SIL)

Para o cálculo do SIL foi utilizado a Equação 48 prevista na seção 2.4.6.1 do presente trabalho. Também foi considerada uma linha sem perdas resistivas.

Assim tem-se:

$$SIL = 3 * V_R * I_R^* = \frac{3 * |V_R|^2}{Z_C} = \frac{3 * |303,11|^2}{236,41} = 1166 \text{ MW} \quad (96)$$

### 4.2.4 Percentual de Regulação de Tensão

A regulação de tensão de uma linha de transmissão é o aumento de tensão na barra, dado em percentagem da tensão a plena carga, quando toda a carga, a um determinado fator de potência, é retirada da linha, mantendo constante a tensão na barra receptora. [20]

Para o cálculo do percentual de regulação de tensão é necessário o cálculo do  $\beta$ , que é constante de fase da constante de propagação ( $\lambda$ ).

$\beta$  pode ser obtido através da Equação 97.

$$\beta = \omega\sqrt{LC} = 2\pi * 60 \sqrt{(0,787 * 10^{-3}) * (0,0141 * 10^{-6})} = 0,00125 \text{ rad/Km} \quad (97)$$

Onde L e C foram determinados nas Subseções 4.2.1.2 e 4.2.1.3 com as respectivas Equações 64 e 67.

Utilizando o resultado da Equação 97 e multiplicando pelo comprimento  $l$  da linha chega-se a Equação 98.

$$\beta l = 0,00125 * 158 = 0,1975 \text{ rad ou } 11,32^\circ \quad (98)$$

Assim pode-se obter o Percentual de Regulação através da Equação 99. Onde  $V_S$  foi encontrado na Equação 90 e  $V_{Nominal}$  é a tensão característica da LT, 525 kV.

$$\text{Percentual VR} = \frac{\frac{V_S}{\cos \beta l} - V_{Nominal}}{V_{Nominal}} = \frac{\frac{385,50}{\cos 11,32^\circ} - 303,11}{303,11} = 0,29\% \quad (99)$$

#### 4.2.5 Limites de Operação

Para limites de operação o comprimento da linha tem grande importância, pois para linhas curtas e médias o limite térmico é o fator limitante para a transmissão máxima de potência. Para linhas longas, o limite de transmissão é limitado pela curva de capacidade de transmissão ou limite prático de estabilidade.

Os limites de operação para uma LT foram definidos nas Seções 2.4.6.2, 2.4.6.3, 2.4.6.4, e 2.4.6.5, assim os foram calculados os limites de operação da linha de transmissão de 525 kV com comprimento de 158 km ligando a subestação de Curitiba Leste a Blumenau.

##### 4.2.5.2 Limite Térmico

Determinado pelas características de fábrica do cabo, o limite térmico é a potência máxima que o cabo pode transmitir sem que ocorra um sobreaquecimento. Efeito que poderia inutilizar o cabo ou diminuir sua vida útil.

O limite térmico foi expresso na equação 100, onde  $I_{Térmico}$  pode ser obtido nas características técnicas fornecidas pelo fabricante no Anexo 4.

$$\begin{aligned} S_{Térmico} &= 3 * V_\phi * I_{Térmico} = 3 * 303,1 * (4 * 1081) \\ S_{Térmico} &= 3931,81 \text{ MW ou } 3,37 \text{ SIL} \end{aligned} \quad (100)$$

##### 4.2.5.3 Limite Teórico

O limite teórico foi obtido utilizando como base o SIL encontrado na Equação 96 e o ângulo teórico de transmissão,  $\delta = 90^\circ$ . Foi utilizada a Equação 50 disposta na Seção 2.4.6.3 para efetuar os cálculos da Equação 101

$$P_{3\phi} = \left( \frac{|667 * 10^3|}{525 * 10^3} \right) * \left( \frac{|525 * 10^3|}{525 * 10^3} \right) * 1166 * 10^6 * \frac{\sin 90}{\sin 11,32^\circ} = \quad (101)$$

$$P_{3\phi} = 7546,9 \text{ MW ou } 6,46 \text{ SIL} \quad (102)$$

#### 4.2.5.4 Limite Prático

Como explanado na seção 2.5.6.4 o limite teórico não ocorre na realidade devido a presença de reatâncias diversas no sistema. Sendo assim utilizando a Equação 50 e adotando o  $\delta$  como  $30^\circ$  temos:

$$P_{3\phi} = \left( \frac{|V_S|}{V_R} \right) * \left( \frac{|V_R|}{V_R} \right) * SIL * \frac{\sin \delta}{\sin \beta l} = \quad (103)$$

$$P_{3\phi} = \left( \frac{|667 * 10^3|}{525 * 10^3} \right) * \left( \frac{|525 * 10^3|}{525 * 10^3} \right) * 1166 * 10^6 * \frac{\sin 30}{\sin 11,32^\circ} = \quad (104)$$

$$P_{3\phi} = 3773,46 \text{ MW ou } 3,23 \text{ SIL} \quad (105)$$

Assim, com o auxílio do programa MATLAB e o programa fornecido pela referência [11], podemos obter a confirmação gráfica dos dados obtidos anteriormente nas Figuras 19 e 20.

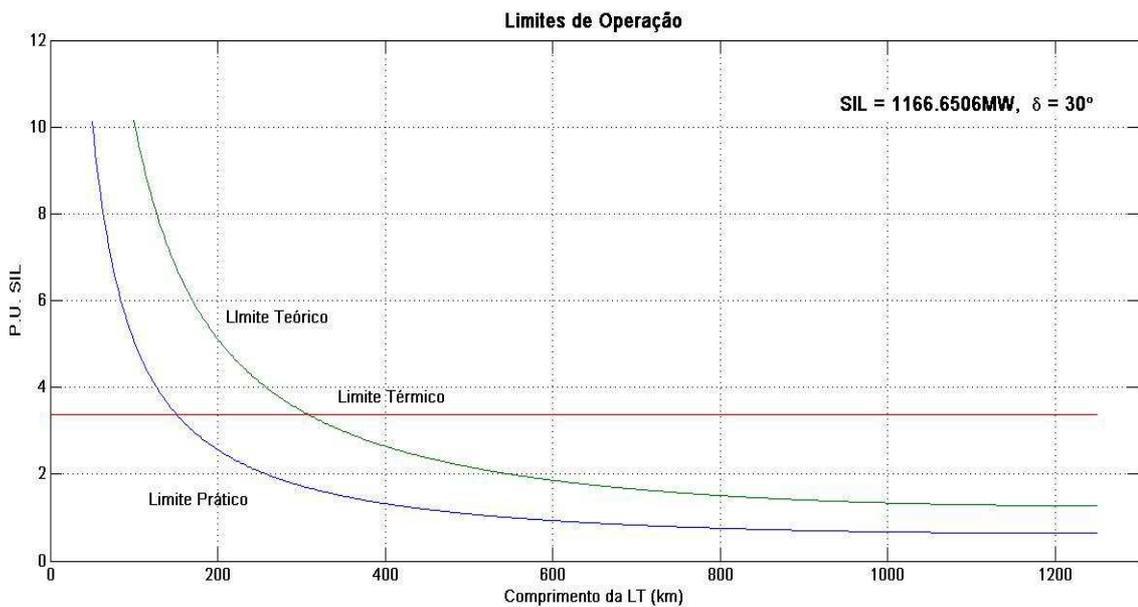


Figura 19 – Limites de Operação, Linha 158 Km Curitiba Leste - Blumenau  
Fonte: (Próprio Autor, 2015)

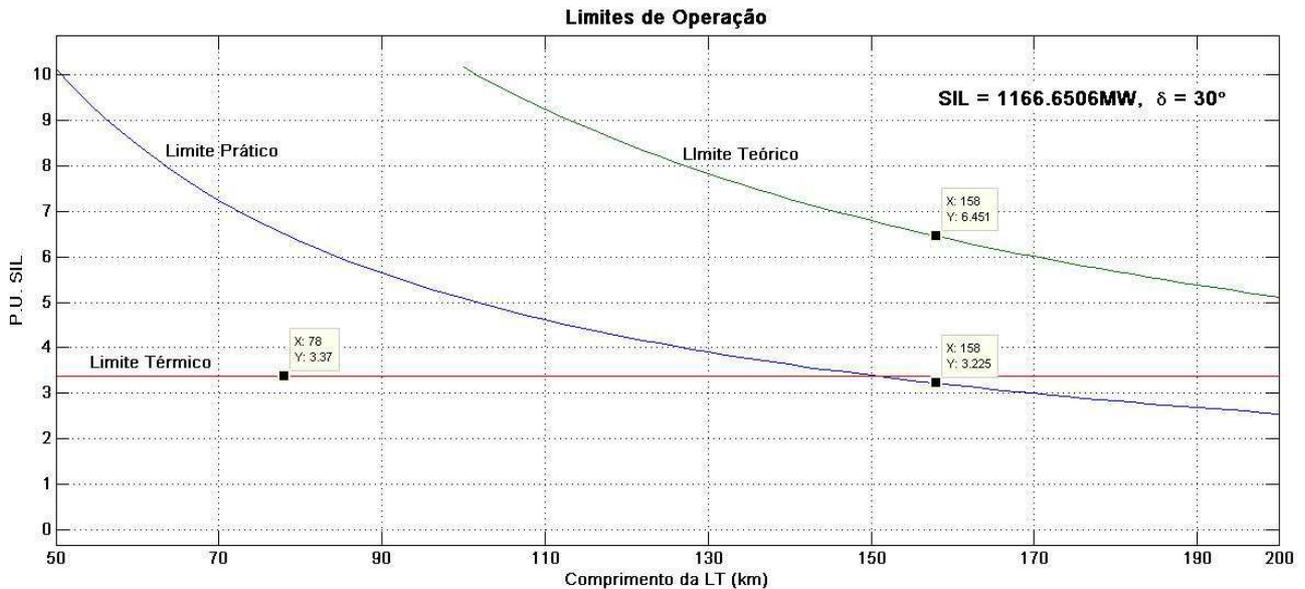


Figura 20 - Detalhe Limites de Operação, Linha 158 Km Curitiba Leste – Blumenau. Fonte : (Próprio Autor, 2015)

#### 4.2.6 Tratamento dos parâmetros para introdução no ANAREDE

Os dados de tensão, resistências e reatâncias devem ser introduzidos no programa de modo correto. O ANAREDE trabalha com valores em p.u ou porcentagem. Logo todos os dados obtidos devem ser convertidos para as bases corretas do sistema. As grandezas primárias de base adotadas são  $S_B = 100 \text{ MVA}$  e  $V_B = 525 \text{ kV}$ .

Para a transformação PU foi calculada a impedância de base pela Equação 106.

$$Z_{BASE} = \frac{VL_{Base}^2}{S_{3\phi}} = \frac{(525 * 10^3)^2}{100 * 10^6} = 2,7563 \text{ k}\Omega \quad (106)$$

No ANAREDE a reatância capacitiva não é inclusa, mas sim a susceptância. Então para inserção no programa foi calculado, através da Equação 107, a susceptância da linha de 525kV e 158 km de comprimento.

$$Q_{pu} = b_{sh}(pu) * V^2(pu) \quad (107)$$

$$Q = Q_{PU} * S_{BASE} \quad (108)$$

Onde  $b_{sh}$  é a reatância capacitiva em p.u e  $V$  é considerado 1,0 p.u.

Assim para a Linha de transmissão de 525 kV e 158 km de comprimento tem-se a Equação 109.

$$XC_{PU} = \frac{XC}{Z_{Base}} = \frac{1190,6}{2756,3} = 0,432 \text{ pu} \quad (109)$$

Logo:

$$Q_{PU} = 0,432 * 1^2 \quad (110)$$

$$Q = 0,432 * 100 * 10^6 = 43,2 \text{ Mvar} \quad (111)$$

Da mesma forma a resistência e a reatância devem ser inseridas em PU no sistema. A resistência em PU foi calculado através da Equação 112.

$$R_{PU\%} = \frac{R_{Total}}{Z_{Base}} = \frac{2,6802}{2756,3} * 100 = 0,097\% \quad (112)$$

Para a reatância, o cálculo é efetuado através da Equação 113.

$$XL_{PU\%} = \frac{XL_{Total}}{Z_{Base}} = \frac{46,86}{2756,3} * 100 = 1,7\% \quad (113)$$

Com estas informações a linha já pode ser configurada e inclusa no ANAREDE. Na Figura 21 são visualizadas as configurações da linha na janela DLIN do programa.

Figura 21 - Janela de configurações da Linha BLUMEN-SC525 - CURITI-PR525  
Fonte: (Próprio Autor,2015)

#### 4.2.7 Parametrização das linhas de 525 kV de 79 km : Curitiba Leste – Joinville e Joinville - Blumenau

As parametrizações das LTs de 525 kV ligando Curitiba Leste – Joinville e Joinville –Blumenau se dão da mesma forma que a LT de 525 KV que liga Curitiba Leste – Blumenau, que será construída antes. Elas possuem em comum quase todas as características, com exceção do comprimento. No caso, para facilitar o cálculo a linha principal foi seccionada exatamente no meio, ou seja, a linha de 158 km passou a ser duas linhas de 79 Km. A resistência de cada linha tem como valor a metade da linha original, a impedância também, porém a capacitância devido à sua característica tem o valor dobrado.

Abaixo seguem os dados obtidos para cada linha de 525KV, 4 condutores RAIL 954 com 79 km de comprimento.

$$R_{Total} = 1,3401 \Omega$$

$$R_{PU\%} = \frac{R_{Total}}{Z_{Base}} = \frac{1,3401}{2756,3} * 100 = 0,0486\% \quad (114)$$

$$XL_{total} = 23,432 \Omega$$

$$XL_{PU\%} = \frac{XL_{Total}}{Z_{Base}} = \frac{23,432}{2756,3} * 100 = 0,85\% \quad (115)$$

$$XC_{total} = 2381,34 \Omega$$

$$XC_{PU} = \frac{XC_{Total}}{Z_{Base}} = \frac{2381,34}{2756,3} = 0,864 pu \quad (116)$$

$$Q_{PU} = 0,864 * 1^2 \quad (117)$$

$$Q = 0,864 * 100 * 10^6 = 86,4 Mvar \quad (118)$$

As configurações da linha podem ser visualizadas na Figura 22.

Figura 22 - Janela de Dados da Linha JOI525 - CURITI-PR525  
Fonte: (Próprio Autor,2015)

#### 4.2.8 Descrição da barra de seccionamento da linha de 525kV com 158 km.

A barra de seccionamento tem sua instalação proposta para o ano de 2021. No documento elaborado pela EPE, Anexo 2, o seccionamento em Joinville é justificado pelo aumento do consumo e melhoria na confiabilidade do sistema. O fato é que uma derivação do corredor de 525 kV em Joinville pode ser uma boa alternativa para emergência, pois o sistema 230 kV de Joinville, após a implantação do terceiro circuito de 230 kV entre Joinville e Curitiba, vide Figura 26, se tornou um sistema mais confiável.

Nomeada de Barra JOI525, a nova barra possui as seguintes características:

Tensão de definição de 1 pu;

Tipo PQ;

Grupo limite de tensão é o 2, onde a tensão pode variar de 0.95 a 1.048 pu;

Grupo base de tensão é o B, 525 vV.

As configurações podem ser visualizadas na Figura 23.

The screenshot shows the 'Dados de Barra CA (DBAR)' window with the following settings:

- Número:** 99806
- Nome:** JOI525
- Tensão:** 1036 p.u.
- Ângulo:** -24. graus
- Tipo:** 0 - PQ
- VDef:** 1000 p.u.
- Grupo Limite de Tensão:** 2
- Grupo Base de Tensão:** B 525 kV
- Área:** 20
- Barra Controlada:** (empty dropdown)  Controle Local
- Modo de Visualização:** 0 - Normal
- Ligado
- Carga:** Ativa (empty) MW, Reativa (empty) Mvar
- Geração:** Ativa (empty) MW, Reativa (empty) Mvar
- Geração Reativa:** Mínima (empty) Mvar, Máxima (empty) Mvar,  Limites Abertos
- Shunt:** Equivalente (empty) Mvar, Individualizado (DBSH) (empty) Mvar
- Agregadores:** (empty list)
- Primeira Vizinhança:** Número (empty), Nome (empty),
- Buttons:**

Figura 23 - Janela de Dados de Barra JOI525  
Fonte: (Próprio Autor, 2015)

#### 4.2.9 Descrição do Transformador 525/230KV

Foi necessária a introdução de um transformador para conectar a barra JOI525 à subestação JOINOR- SC230. Essa conexão permite que a nova linha de 525 kV possa também suprir diretamente a região norte do estado de Santa Catarina. Na Figura 24 pode-se visualizar a janela de configuração do transformador.

Tendo em vista que o objetivo do trabalho são as consequências da implantação da linha de 525 kV. As características elétricas do transformador são as seguintes:

- Capacidade do Equipamento: 874 MVA
- Resistência: 0,031%
- Reatância: 1.19%
- Tap especificado: 1.025
- Tap Mínimo: 0.945

- Tap Máximo: 1.155
- Tap Steps: 19
- Barra controlada 1020 – Joinville Norte 230 kV

Figura 24 - janela de dados do Transformador 525-230KV  
Fonte: (Próprio Autor,2015)

#### 4.3PREVISÃO DE CARGA PARA 2021

Segundo o Anuário Estatístico de Energia 2013 da EPE, o consumo dos últimos anos teve um crescimento no consumo energético relativamente alto. Devido aos problemas de fornecimento em 2008 o consumo teve uma redução e estabilização, mas após algum tempo o crescimento voltou a ser notado.

O crescimento energético mostra por um lado uma economia forte e um país em crescimento constante. Assim é verdade dizer que o crescimento do consumo é diretamente ligado ao crescimento econômico. Justamente por essa ligação e de

mais alguns fatores o planejamento em longo prazo da expansão do sistema elétrico é bastante complexo. O fato de se lidar com planejamento de anos à frente e ter na sua equação elementos que possam mudar sem aviso prévio algum tornam a tarefa um tanto quanto difícil de ser realizada.

O que foi feito para este trabalho foi a análise dos dados dos relatórios da EPE com relação ao consumo de energia elétrica brasileiro. Através do cálculo da média de crescimento anual do consumo foi estabelecido um valor de 6% de crescimento médio ao ano. A média é um pouco alta, porém no sistema elétrico o erro para mais é mais vantajoso do que o erro para menos, o sistema não pode ficar defasado em relação ao crescimento do país. O desenvolvimento do país também é influenciado pela estabilidade do sistema elétrico. O fator energia elétrica muitas vezes pesa para um investidor e isso tem que ser levado em conta por todos os envolvidos na manutenção da energia elétrica brasileira.

Para a aplicação no ANAREDE foi verificado o consumo atual das barras vizinhas a nova linha de transmissão. O consumo foi acrescido de 6% por ano, mas foram considerados para análise intervalos de 3 em 3 anos. Assim a adição de cargas referentes aos dados obtidos nas Barras de CURITI-PR525, CURITI-PR230, JOINOR-SC230, JOIN-SC230 E BLUMEN-SC230 foi feita a cada 3 anos, Tabela 3. Este sistema de aumento de carga não seria o mais correto, pois não envolve um aumento de carga em todo o sistema, porém o aumento de carga na região de atuação da linha já pode dar uma boa idéia de como se comportará o sistema sem a linha, configuração atual e com a linha nova de 525 KV. Na Tabela 3 constam os valores atuais e previstos para 2018, 2021, 2024, 2027 e 2030.

Tabela 3 - Quadro de Cargas Atual e para um horizonte de 15 anos.

Fonte: (Próprio Autor,2015)

Número da Barra		959	960	1020	1015	939
Nome da Barra		CURITI-PR525	CURITI-PR230	JOINOR-SC230	JOINVI-SC230	BLUMEN-SC230
Carga 2015	MW	464,200	634,800	292,100	309,900	685,400
	MVAr	0,000	201,500	50,800	39,000	117,700
Carga 2018	MW	552,870	756,057	347,896	369,096	816,322
	MVAr	0,000	239,990	60,504	46,450	140,183
Carga 2021	MW	658,477	900,476	414,349	439,599	972,253
	MVAr	0,000	285,832	72,061	55,322	166,960
Carga 2024	MW	784,256	1072,481	493,497	523,570	1157,969
	MVAr	0,000	340,430	85,826	65,890	198,852
Carga 2027	MW	934,062	1277,342	587,763	623,580	1379,159
	MVAr	0,000	405,458	102,220	78,476	236,836
Carga 2030	MW	1112,482	1521,335	700,035	742,693	1642,601
	MVAr	0,000	482,906	121,745	93,466	282,075

## 5 RESULTADOS

Através da simulação dos dados reais adquiridos e da inserção dos elementos parametrizados no capítulo 4, o subsistema da região norte de Santa Catarina pode ser analisado e chegou-se aos resultados expostos neste capítulo. Para a simulação no programa ANAREDE foi utilizado um pacote de dados de Maio de 2015 com carga pesada e norte exportador referente a todo o SIN, este pacote de dados é fornecido pelo ONS e está disponível no site oficial. O mesmo pacote é utilizado por todas as empresas do setor elétrico brasileiro, pois possuem todas as características do sistema e sua condição atual de funcionamento. Desta forma as empresas podem estar sempre atualizadas das condições operacionais do sistema brasileiro de transmissão. Em paralelo com as empresas as universidades e setores de pesquisa também trabalham com esses dados para a criação de novas metodologias de trabalho para a melhoria do SIN.

Os principais itens verificados foram as tensões nas barras. O afundamento de tensão, efeito que ocorre quando a carga esta muito elevada e o sistema não consegue suprir devidamente a demanda. A existência de um afundamento de tensão também é causada pela incapacidade do sistema de geração e transmissão, este último objeto do presente trabalho, de suprir a quantidade necessária de potência reativa. O sistema pode estar com a carga e geração equilibradas, porém se o sistema de transmissão não possuir capacidade adequada de transmissão de potência, o sistema estará em risco. Nas simulações efetuadas verificou-se justamente o efeito do sistema de transmissão na região norte de SC. Sendo assim, foram mantidas as plantas de geração e apenas acrescida a LT 525 kV que liga Curitiba Leste – Blumenau, e seu futuro seccionamento em Joinville, e efetuados aumentos de carga para avaliar as consequências nas tensões das barras da região estuda.

### 5.1 SIMULAÇÃO DO SISTEMA ATUAL

Neste item o fluxo de potência foi executado com a configuração original do sistema interligado nacional, SIN. Barras ou linhas não foram acrescidas, veja Figura 25.

Foi possível notar que na região analisada a entrada da nova linha de 230 KV no início de 2015 permitiu que o sistema mesmo em carga pesada se mantenha com as tensões dentro dos padrões de excelência da Aneel. Padrões estes que para

linhas de transmissão de 525 kV são estabelecidos com tensão máxima de 1.150 e Mínima de 0,950(SAADAT,1998) Logo a linha de 525 KV não seria necessária para manter níveis de tensão adequados para este cenário.

Porém com a inclusão das cargas previstas para os próximos anos o cenário muda e o sistema rapidamente sofre com o afundamento de tensão.

Na Figura 26 foi ilustrada a simulação onde já foram inclusas as cargas para o ano de 2018, nota-se que as tensões nas barras sofreram um decréscimo, porém ainda se mantiveram dentro dos padrões aceitáveis.

Na Figura 27 foi ilustrada a simulação com aumento de carga para 2021, data a qual esta previsto o seccionamento da futura linha de 525 kV de Curitiba Leste – Blumenau, nota-se que as barras de 525 kV de Curitiba e Blumenau apresentaram uma hachura azul sobre elas. A hachura aparece automaticamente quando o sistema está abaixo do nível de tensão aceitável, porém ainda esta dentro do limite de operação emergencial. O sistema apresentou sobrecarregamento com o aumento de carga previsto para 2021.

Na Figura 28 foi ilustrado a simulação onde as barras estão com as cargas adicionais para 2024. O sistema divergiu na simulação e todas as barras apresentaram tensões inaceitáveis de funcionamento. A partir deste parâmetro o sistema de transmissão entrou em colapso.

A Tabela 4 resumiu as cargas e tensões nas barras. Pode-se verificar na Tabela 4 que a queda na tensão das barras foi notável com o acréscimo de carga. Também foi verificado que a não convergência do sistema para o carregamento de 2024 foi causado justamente pela queda de tensão nas barras e conseqüentemente a impossibilidade do sistema da região funcionar com as cargas impostas e apenas as LTs atuais.

Para melhor ilustrar a evolução das tensões nas barras estudadas a Figura 29 ilustra o gráfico das tensões nas barras de acordo com o ano de atuação e a respectiva carga acrescida. Nela é nítido o decréscimo na tensão de todas as barras devido ao acréscimo de carga ao longo dos anos. Este fato mostra claramente a necessidade da expansão do sistema em um futuro próximo.

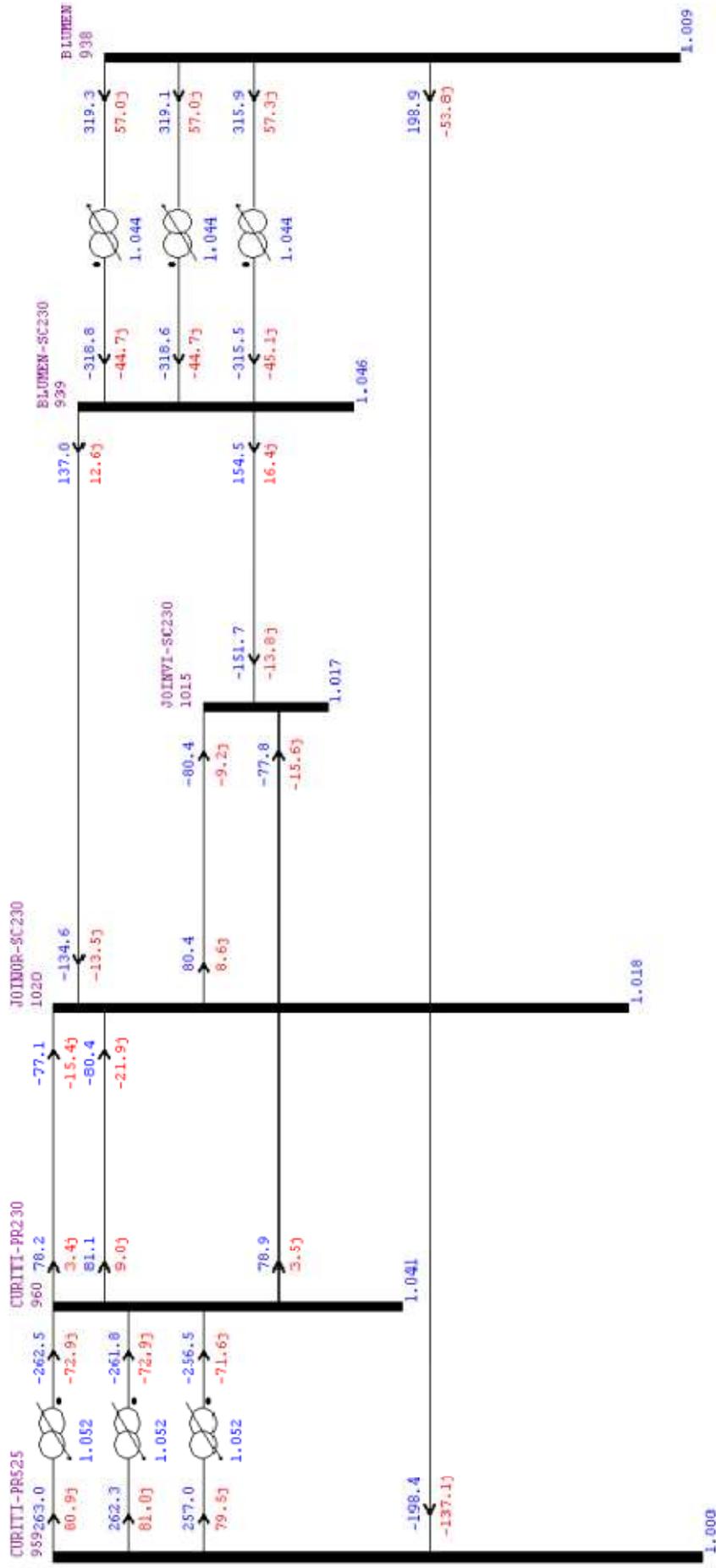


Figura 25 - Simulação sistema sem alterações  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)

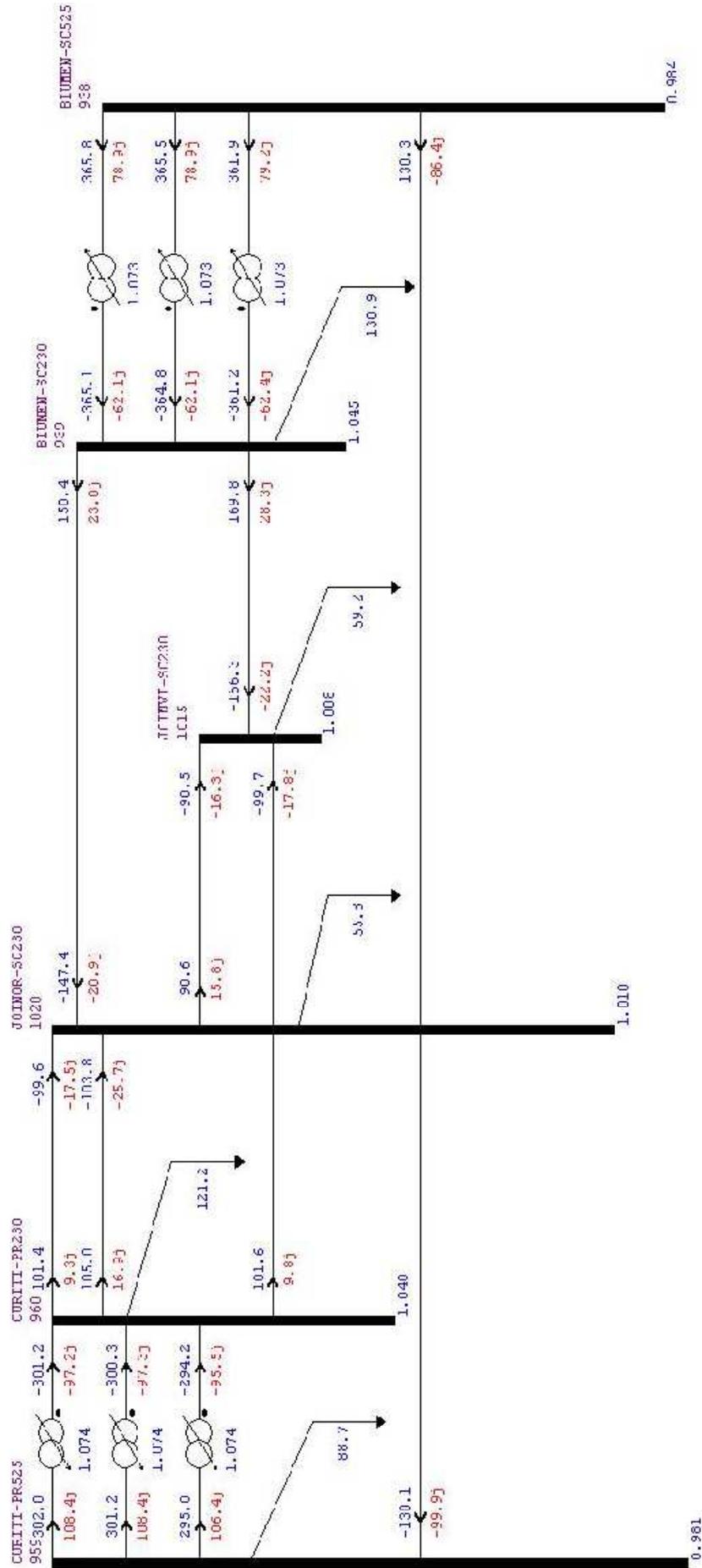


Figura 26 – Simulação Sistema sem alterações com aumento de carga Previsto para 2018 nas Barras.  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)





Tabela 4 - Cargas e Tensões nas Barras Sem alterações no Sistema de Transmissão Fonte: (Próprio Autor,2015)

Número da Barra		959	960	1020	1015	939	938
Nome da Barra		CURITI-PR525	CURITI-PR230	JOINOR-SC230	JOINVI-SC230	BLUMEN-SC230	BLUMEN-SC525
Carga 2015	MW	464,200	634,800	292,100	309,900	685,400	
	MVAr	0,000	201,500	50,800	39,000	117,700	
	Tensão	1,000	1,041	1,018	1,017	1,046	1,009
Carga 2018	MW	552,870	756,057	347,896	369,096	816,322	
	MVAr	0,000	239,990	60,504	46,450	140,183	
	Tensão	0,981	1,040	1,010	1,008	1,045	0,984
Carga 2021	MW	658,477	900,476	414,349	439,599	972,253	
	MVAr	0,000	285,832	72,061	55,322	166,960	
	Tensão	0,946	1,040	0,976	0,975	1,022	0,942
Carga 2024	MW	784,256	1072,481	493,497	523,570	1157,969	
	MVAr	0,000	340,430	85,826	65,890	198,852	
	Tensão	0,846	0,965	0,872	0,866	0,911	0,844
Carga 2027	MW	934,062	1277,342	587,763	623,580	1379,159	
	MVAr	0,000	405,458	102,220	78,476	236,836	
	Tensão	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!
Carga 2030	MW	1112,482	1521,335	700,035	742,693	1642,601	
	MVAr	0,000	482,906	121,745	93,466	282,075	
	Tensão	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!	DIVERGE!

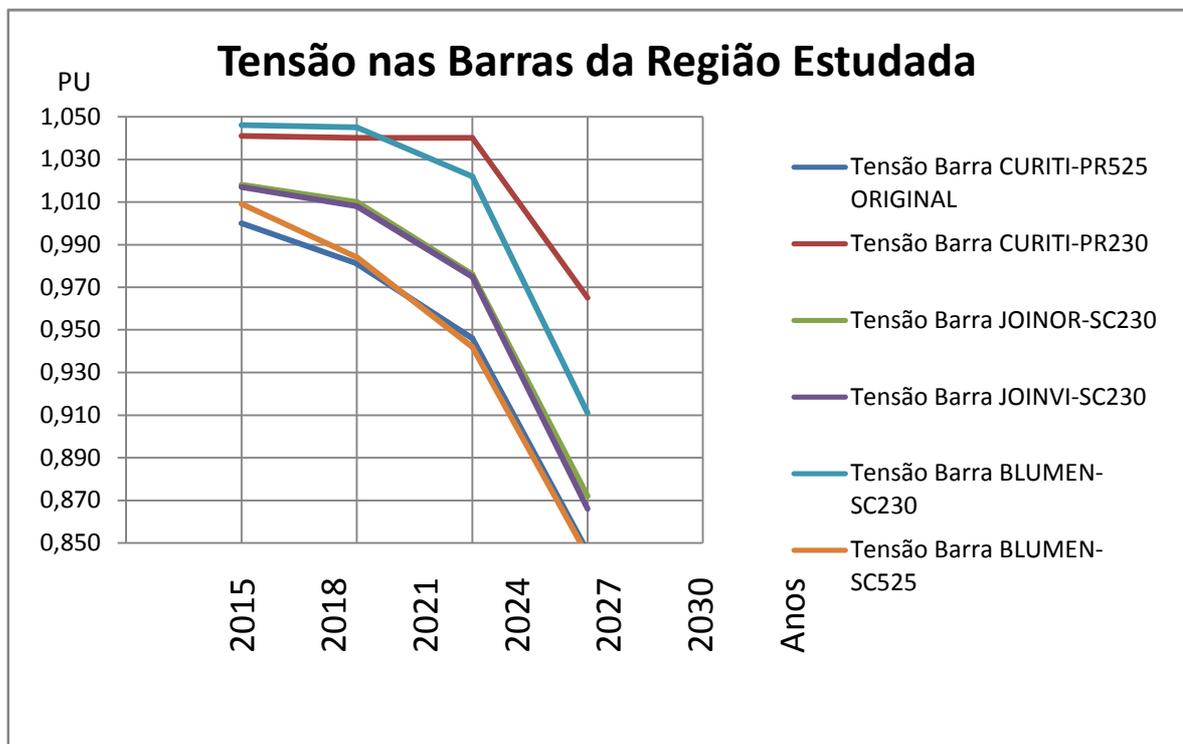


Figura 29 -Tensão nas Barras da Região Estudada Fonte: (Próprio Autor,2015)

## 5.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA ATUAL COM A INSERÇÃO DA LINHA DE 525KV ENTRE CURITIBA LESTE E BLUMENAU

A nova linha teria como prazo para execução janeiro de 2015, porém ainda não há conhecimento do início das obras. Entretanto a sua inserção será importante para o sistema, aumentando a capacidade de transmissão e criando uma opção para manutenções e emergências nas demais linhas da região norte de SC. A simulação do sistema sem acréscimo de carga pode ser visualizada na Figura 30.

A inserção da nova linha com a atual carga não mostrou diferenças sensíveis nas tensões, porém aumenta a confiabilidade no sistema. Quando são acrescentadas as cargas previstas para os próximos anos foi notável o aumento no suporte de tensão nas barras sob análise. As tensões se mantiveram dentro dos valores aceitáveis por mais um passo de aumento de carga, passo este que equivale a mais 3 anos de aumento de 6% ao ano na carga de cada barra em análise. A Tabela 5 traz os valores para a verificação do aumento de capacidade de carga da região em análise. Estes valores para o sistema elétrico foram de grande valia para justificar a instalação da linha.

Na Figura 30 o sistema simulado possui as cargas atuais, porém existe a inclusão da nova LT 525 kV de Curitiba Leste – Blumenau. Comparando a Tabela 4 da Seção 5.1 com a Tabela 5 desta Seção notou-se que a tensão nas barras com as cargas atuais tendeu a um leve aumento, porém nada relevante para o sistema da região. Pode-se dizer que a implantação da nova linha teria como objetivo o aumento da segurança do sistema com relação à redundância na transmissão para casos emergenciais.

Com o aumento previsto para 2018 o sistema simulado ilustrado na Figura 31 apresentou um leve decaimento na tensão, mas nada que colocasse em risco a o sistema de transmissão da região. Para o passo de aumento de carga de 2021 as tensões reduzem também, mas continuam dentro dos padrões aceitáveis, Figura 32.

Quando se acoplou as cargas com os valores para 2024, Figura 33, a simulação apresentou um fato interessante ao estudo. Enquanto as barras de Curitiba e Blumenau mantiveram as tensões nos padrões as duas barras de Joinville, JOINOR-SC230 e JOIN-SC230, apresentaram tensões na região de emergência. Justamente as barras que se beneficiam do seccionamento futuro

previsto pela EPE são as barras que tiveram o afundamento de tensão mais agressivo visualizado na simulação. Na Figura 34 pode-se visualizar que quando as barras foram submetidas as cargas calculadas para 2027 o sistema teve um grande decaimento na tensão e acabou não convergindo o resultado.

Neste sistema observou-se o aumento da capacidade do sistema na região de SC, assim visando o crescimento da região e conseqüentemente o aumento do consumo energético. Na Tabela 5 foram dispostos os valores de carga e tensão obtidos com a simulação do sistema da região com a nova LT.

O gráfico visualizado na Figura 35 reúne os dados de tensão ao longo do tempo para facilitar a interpretação da dinâmica das tensões nas barras pertencentes ao estudo.

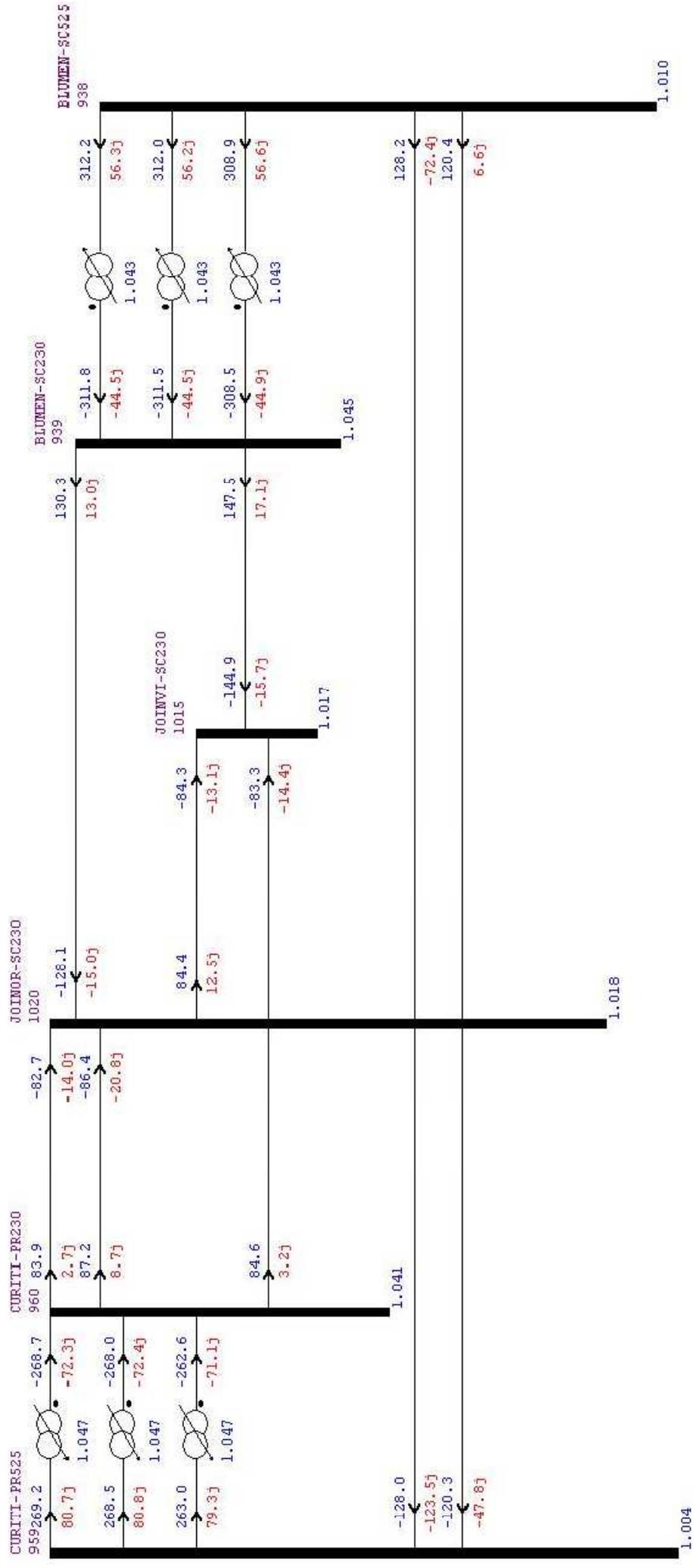


Figura 30 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)

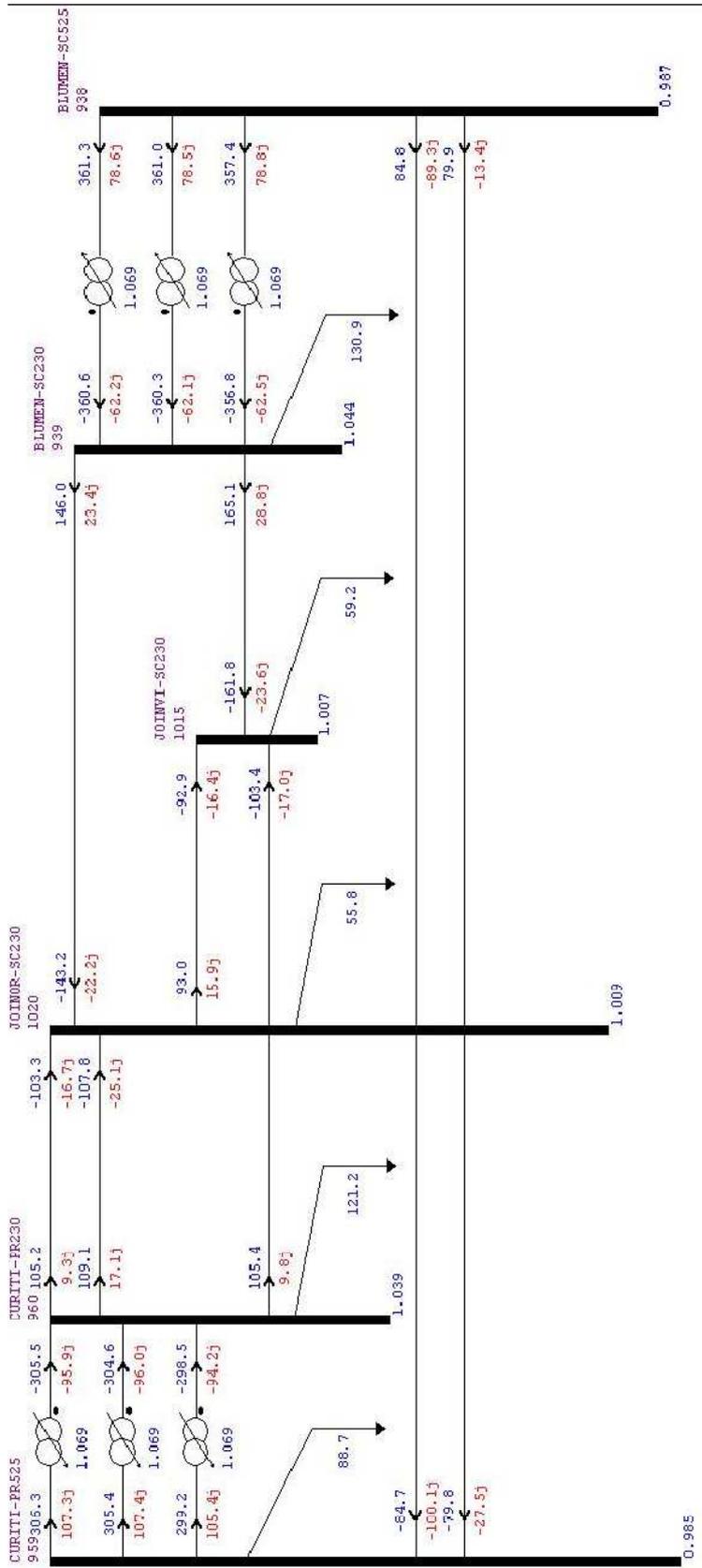


Figura 31 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2018  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)

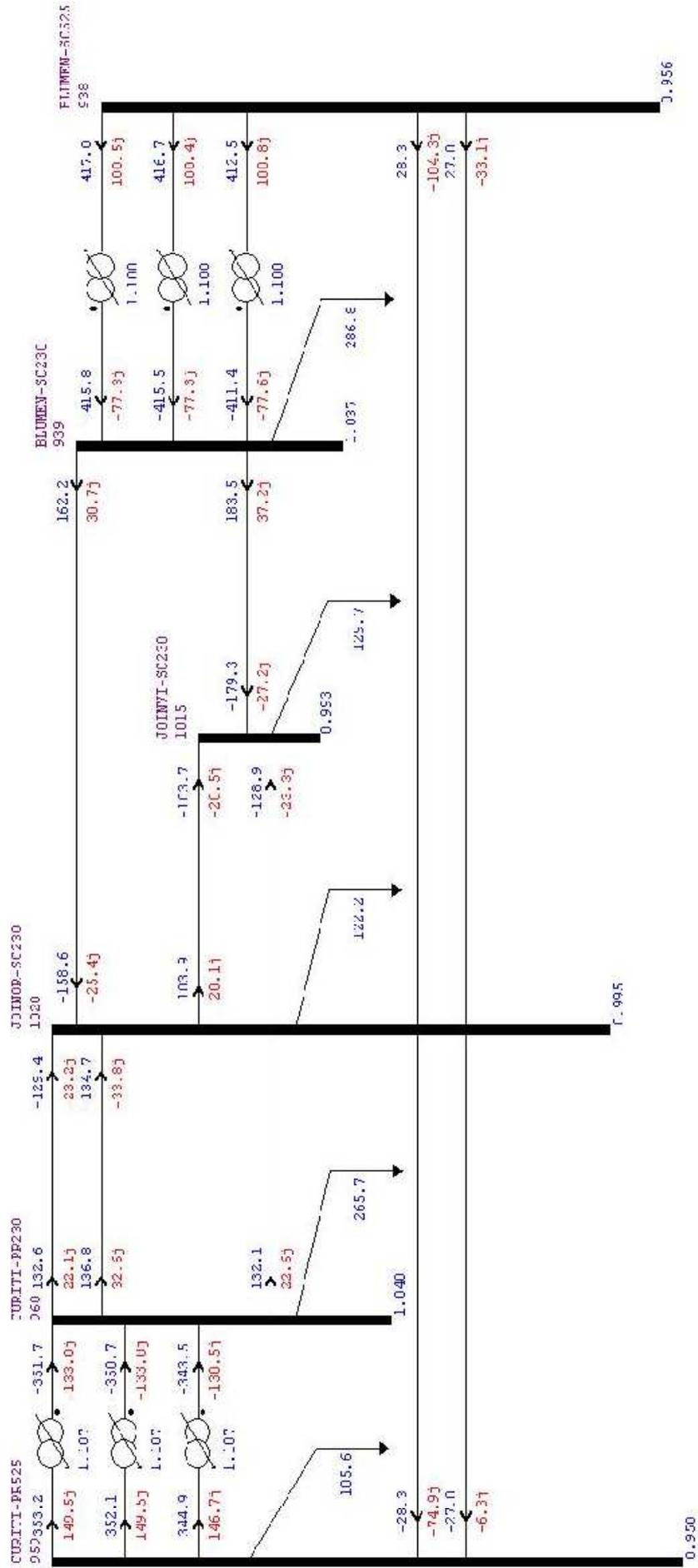


Figura 32 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2021  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)



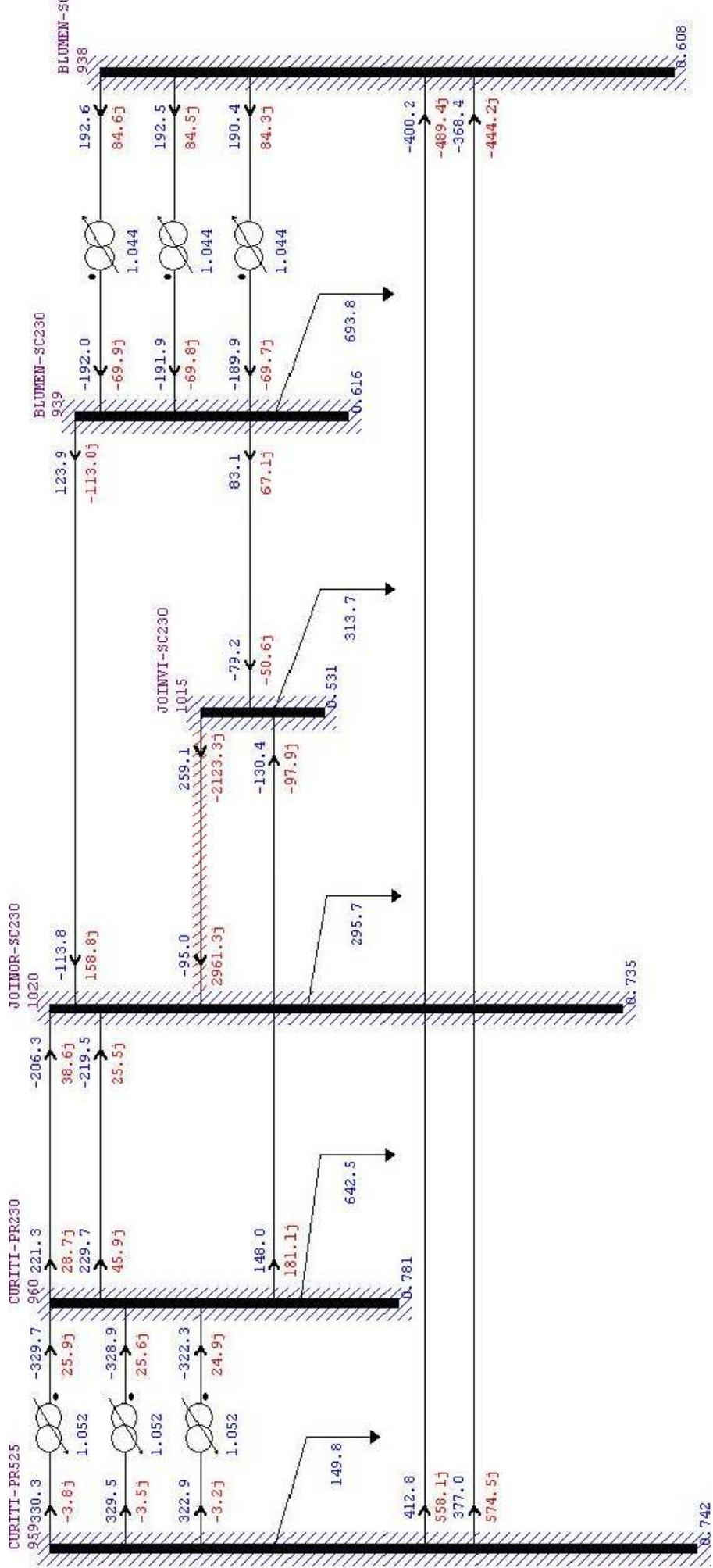


Figura 34 - Simulação do sistema com a nova linha de 525 KV e carga para 2027  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)

Tabela 5 - Tabela de Cargas e Tensões de Barras. Fonte: (Próprio Autor,2015)

Número da Barra		959	960	1020	1015	939	938
Nome da Barra		CURITI-PR525	CURITI-PR230	JOINOR-SC230	JOINVI-SC230	BLUMEN-SC230	BLUMEN-SC525
CARGA 2015	MW	464,200	634,800	292,100	309,900	685,400	
	MVAr	0,000	201,500	50,800	39,000	117,700	
	Tensão	1,004	1,041	1,018	1,017	1,045	1,010
Carga 2018	MW	552,870	756,057	347,896	369,096	816,322	
	MVAr	0,000	239,990	60,504	46,450	140,183	
	Tensão	0,985	1,039	1,009	1,007	1,044	0,987
Carga 2021	MW	658,477	900,476	414,349	439,599	972,253	
	MVAr	0,000	285,832	72,061	55,322	166,960	
	Tensão	0,958	1,040	0,995	0,993	1,037	0,956
Carga 2024	MW	784,256	1072,48	493,497	523,570	1157,969	
	MVAr	0,000	340,430	85,826	65,890	198,852	
	Tensão	0,967	0,995	0,915	0,912	0,978	0,960
Carga 2027	MW	934,062	1277,34	587,763	623,580	1379,159	
	MVAr	0,000	405,458	102,220	78,476	236,836	
	Tensão	0,742	0,781	0,735	0,531	0,616	0,608
Carga 2030	MW	1112,482	1521,33	700,035	742,693	1642,601	
	MVAr	0,000	482,906	121,745	93,466	282,075	
	Tensão	Diverge!	Diverge!	Diverge!	Diverge!	Diverge!	Diverge!

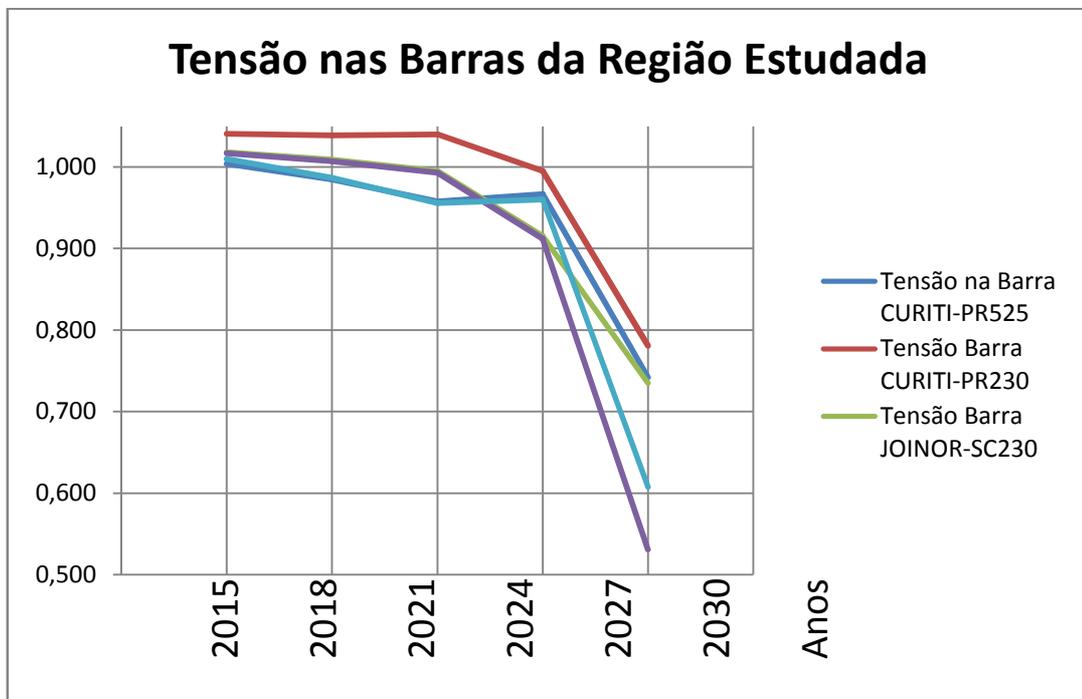


Figura 35 - Tensão nas Barras da Região Estudada. Fonte: (Próprio Autor,2015)

### 5.3 SIMULAÇÃO DO SISTEMA ATUAL COM A INSERÇÃO DA LINHA DE 525KV ENTRE CURITIBA E BLUMENAU SECCIONADA EM JOINVILLE COM DERIVAÇÃO DE CARGA

As simulações com o seccionamento e derivação foram executadas pensando no planejamento com um horizonte maior da EPE. Segundo o relatório fornecido pela EPE [8] existe a previsão de seccionamento da nova linha de 525 KV para 2021. O fato deve ocorrer devido ao crescimento do consumo e da necessidade de melhora na confiabilidade e estabilidade do sistema como um todo. Na Figura 36 pode-se analisar a simulação.

Com o resultado das simulações foi possível afirmar que sem dúvida uma linha deste porte e com seccionamento trará muitos benefícios para o sistema como um todo. A flexibilidade da conexão de Santa Catarina com o Paraná aumenta sensivelmente com a instalação de uma linha deste tipo. Ao analisar o esquemático das linhas existentes somados com o planejamento dessa nova linha foi verificado que caso exista alguma falha em uma das pontas da nova linha o fluxo dela pode ser desviado pelo sistema 230 kV disponível.

Com a carga atual a instalação da nova linha e seu seccionamento provocou um aumento na segurança do sistema. Como pode ser visto na Tabela 6 algumas tensões praticamente se mantiveram e outras tiveram um bom incremento, Barra CURITI-PR525 e BLUMEN-SC525.

Quando efetuado o acréscimo de carga previsto para 2018, Figura 37, a simulação mostrou estabilidade nas tensões das barras da região estudada, ou seja o acréscimo de carga não causou perturbações na tensão das barras. A manutenção das tensões nas barras aconteceu devido ao super dimensionamento do sistema da região causado pela inserção da nova linha e seu seccionamento. Isto se deveu pelo fato que a carga atual, e prevista para 2018, ainda é suprida pelo atual sistema de transmissão.

Para o acréscimo de carga de 2021, Figura 38, o sistema na região se manteve estável e nenhuma barra sofre com quedas bruscas na tensão. A simulação com a carga prevista para 2024, Figura 39, apresentou apenas tensões de emergência nas barras de BLUMEN-SC525, na nova barra JOI525 e na barra CURITI-PR525. Nas demais barras as tensões se mantiveram dentro dos padrões. Foi observado que o sistema 525 kV sofreu mais com o aumento de carga da região, porém o sistema 230 kV se manteve estável.

Quando houve a inserção de carga prevista para 2027, Figura 40, o sistema não convergiu, as tensões das barras da região caíram e o sistema entrou em colapso. Pode-se notar que o limitante do sistema a partir de 2027 não foi o sistema de transmissão da região e sim o SIN como um todo. A geração não foi alterada e a transmissão na vizinhança mais distante também não foi estudada. Estes fatores são muito importantes quando se tem um aumento muito elevado de carga. Como visto na Figura 39 o sistema com a carga de 2024 estava com um comportamento estável nas barras de 230 kV, as tensões estavam dentro dos padrões exigidos. Porém a rede de transmissão de 525 kV da região não estava com as tensões corretas. A partir do momento que se inseriu mais 6% ao ano de carga por mais 3 anos o sistema não supriu a carga e colapsou.

O gráfico da Figura 41 mostra a estabilidade da tensão nos primeiros anos com o aumento de carga, até 2021. Quando a carga prevista para 2024 foi simulada a tensão obteve um valor baixo se for relacionado com a tensão da simulação com a carga atual. Após 2024 o sistema divergiu e os valores ficaram abaixo do padrão.

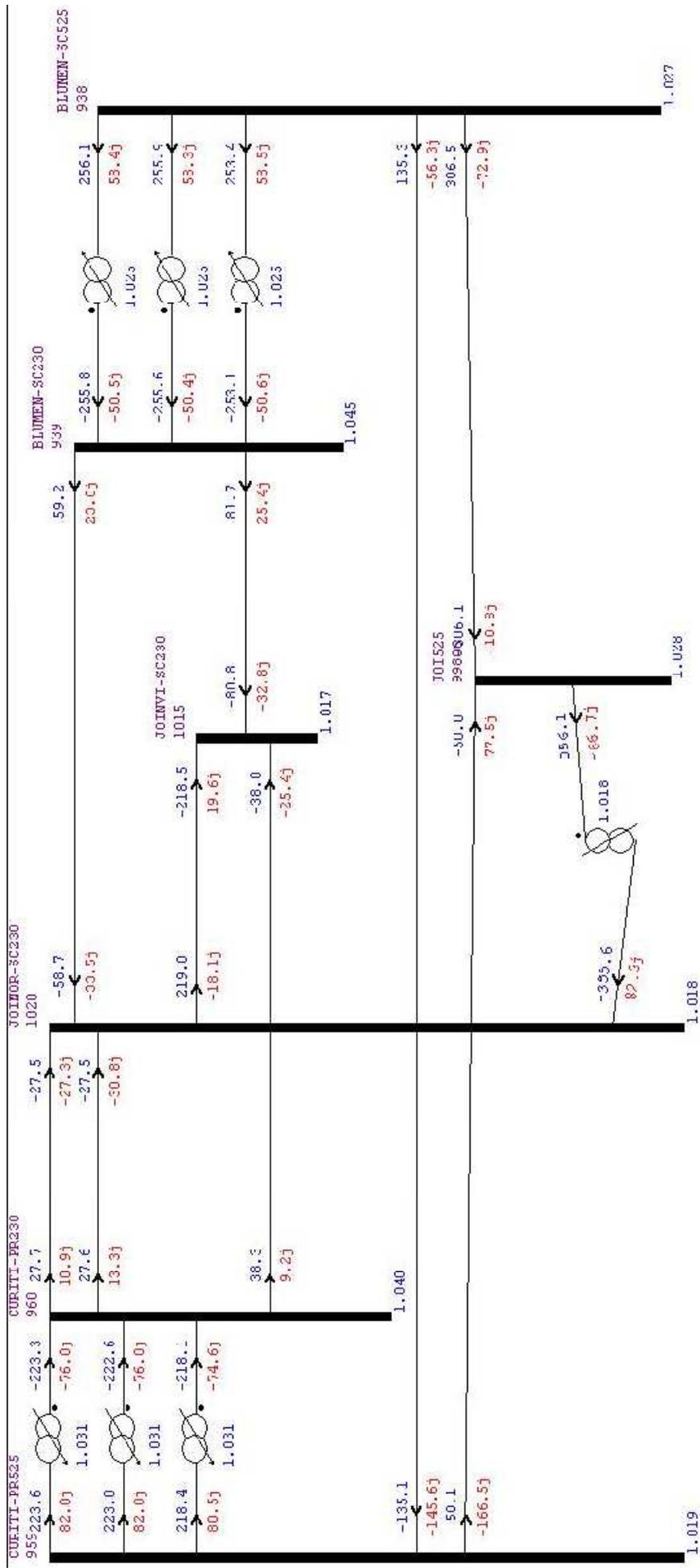


Figura 36 - Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville  
 Fonte: (Próprio Autor, 2015)

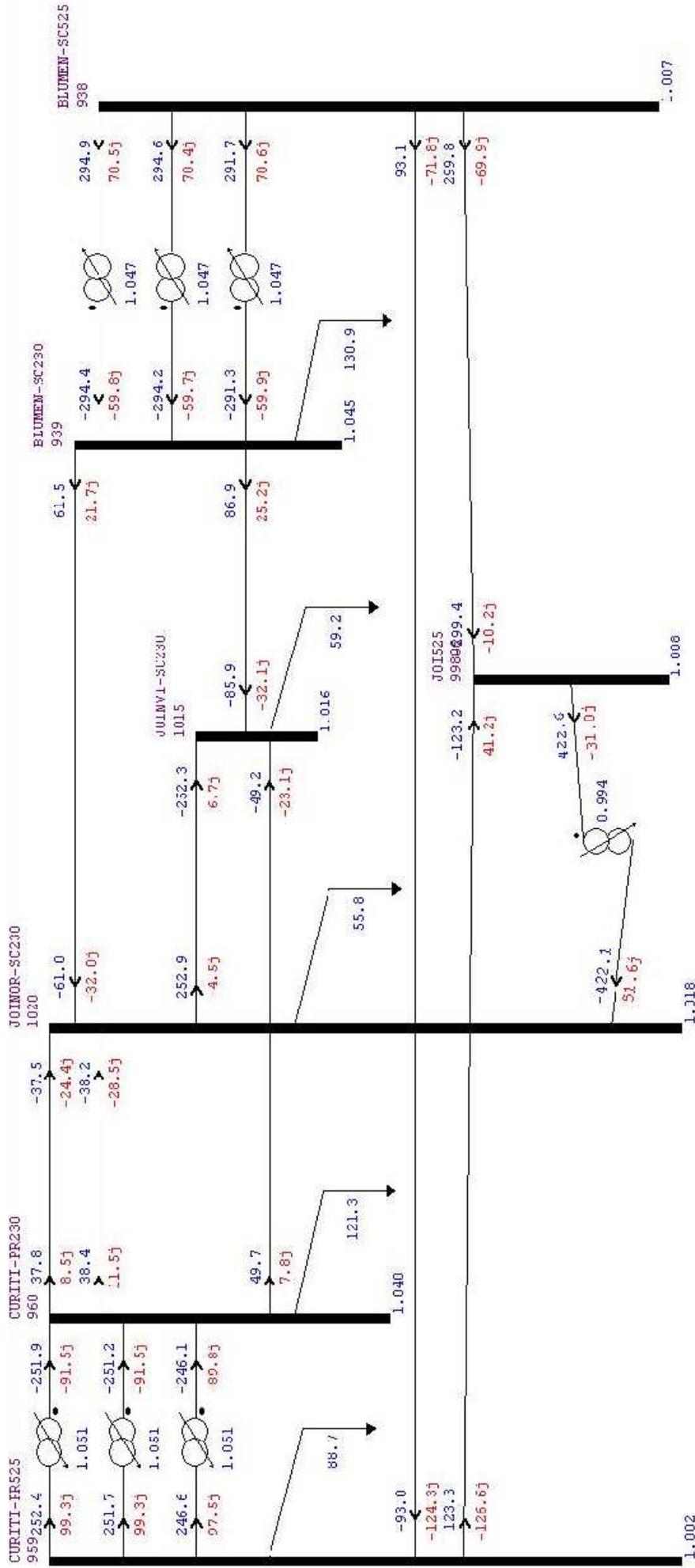


Figura 37- Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville. Com aumento de carga previsto para 2018  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)

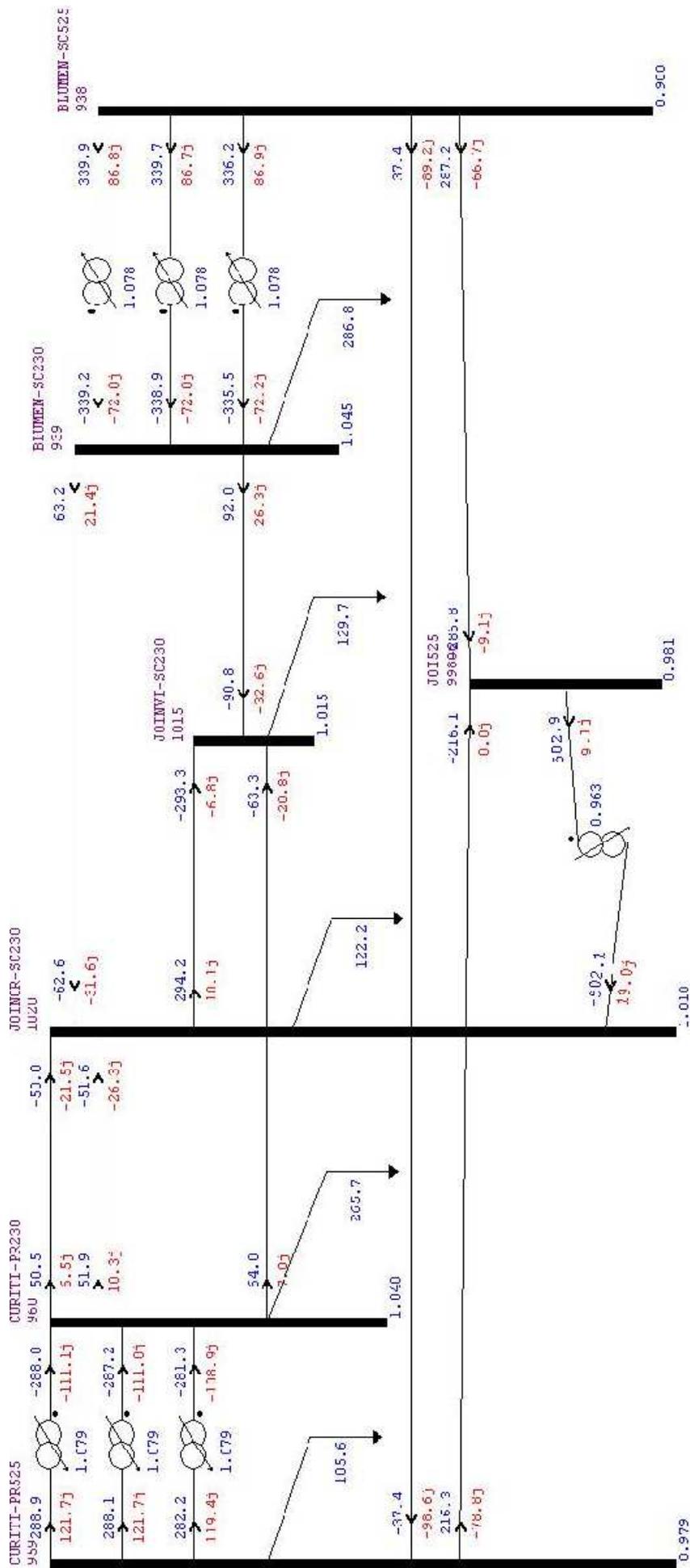
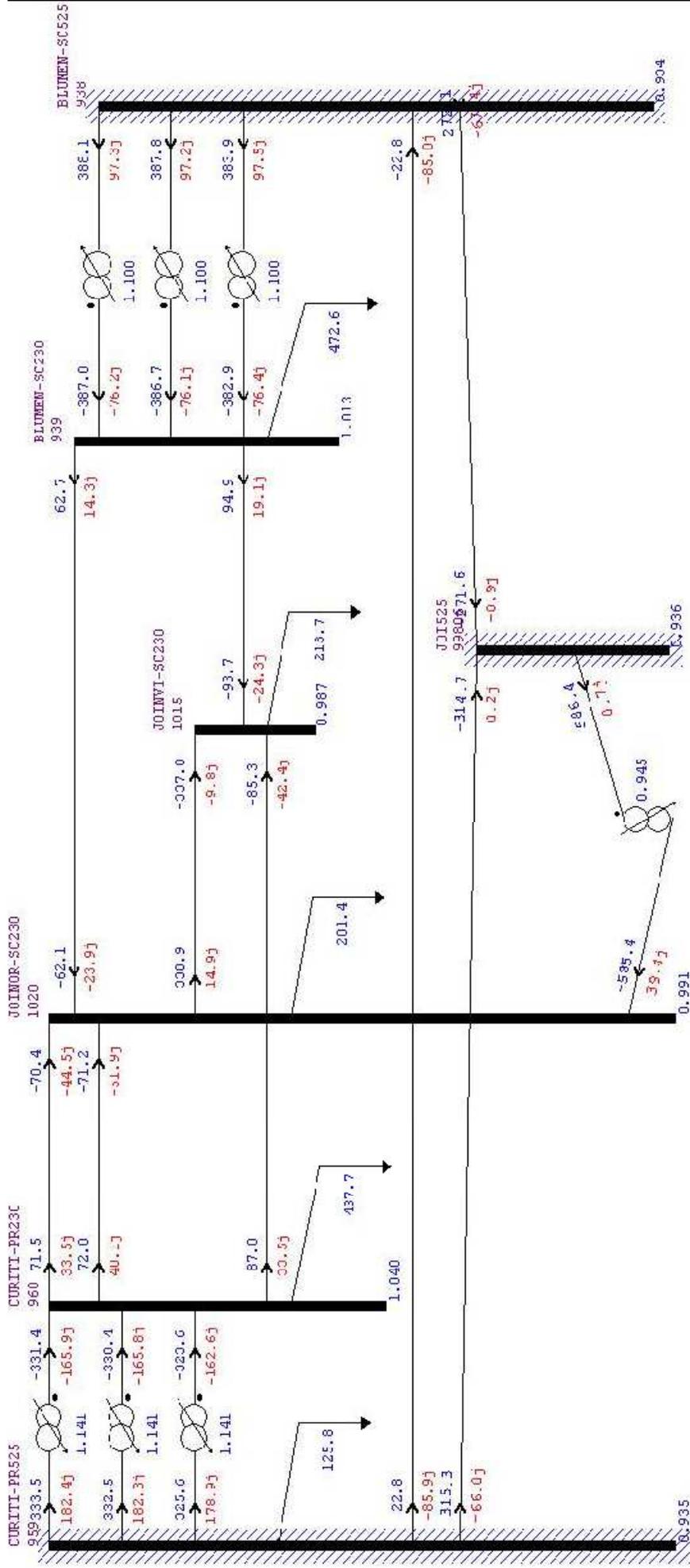


Figura 38- Sistema com Nova Linha de 525 KV Curitiba Leste - Blumenau com Seccionamento em Joinville. Com aumento de carga previsto para 2021  
 Fonte: (Próprio Autor,2015)







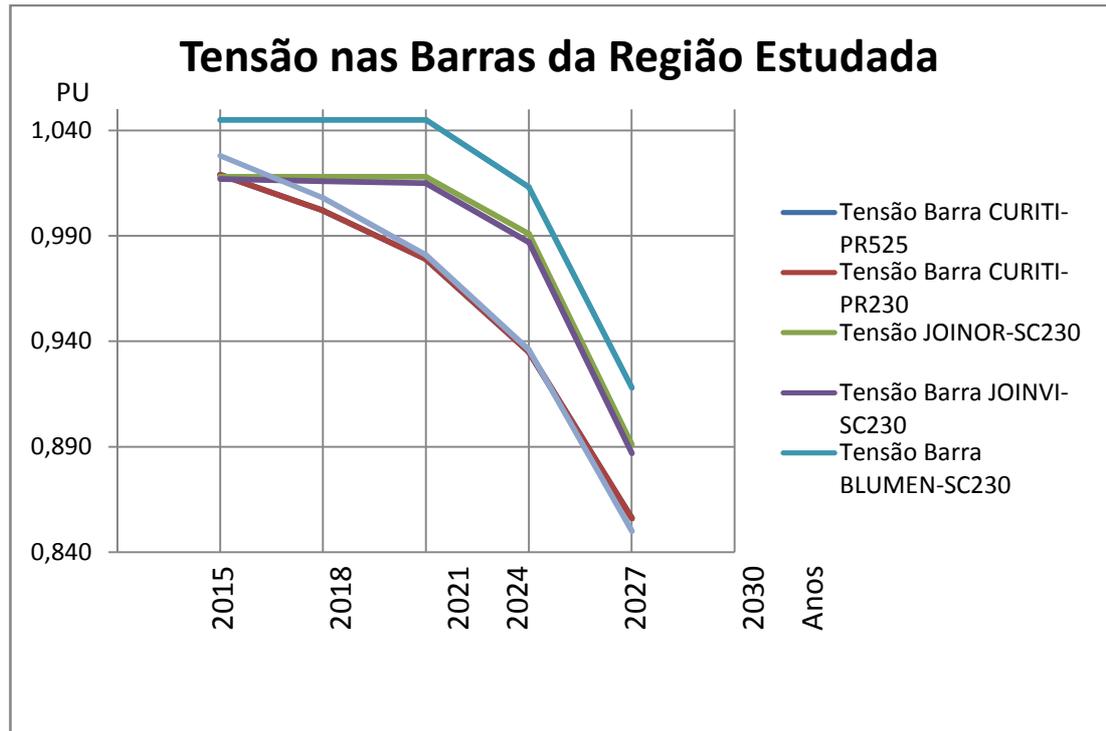


Figura 41 - Tensão nas Barras da Região Estudada após a inserção da linha de 525 KV e seu seccionamento.

Fonte: (Próprio Autor,2015)

#### 5.4 RESULTADOS FINAIS DE CARGA

Após a verificação dos três cenários, atual, com a nova LT de 525 e com a nova LT seccionada em Joinville, foi efetuado o cálculo do aumento da capacidade de carga de cada linha devido a implantação da nova LT ligando Curitiba Leste – Blumenau seccionada em Joinville. Vale lembrar que apenas foram alteradas as cargas na região estudada, as unidades geradoras e outros centros de consumo mantiveram suas gerações iguais e seus consumos iguais para os testes.

A Tabela 7 mostra as cargas máximas inseridas nos sistemas simulados um passo antes da divergência. Sendo assim, pode-se dizer que com as unidades geradoras e outros consumidores se mantiveram constantes. Na Tabela 7 também foi fornecido as diferenças dos valores de carga antes e depois da implantação e seccionamento da nova LT. Foi possível verificar o aumento significativo de capacidade de carga no sistema da região.

Tabela 7 - Aumento de carga verificado na região norte de SC. Fonte: (Próprio Autor)

<b>Número da Barra</b>	<b>959</b>	<b>960</b>	<b>1020</b>	<b>1015</b>	<b>939</b>
<b>Nome da Barra</b>	<b>CURITI-PR525</b>	<b>CURITI-PR230</b>	<b>JOINOR-SC230</b>	<b>JOINVI-SC230</b>	<b>BLUMEN-SC230</b>
Sistema atual com carga prevista para 2021 (MW)	658,477	900,47	414,349	439,599	972,253
Sistema com a nova LT de 525 kV seccionada em Joinville com carga prevista para 2024. (MW)	784,256	1072,4	493,497	523,570	1157,96
<b>Resultado</b>	+125,78	+172,01	+79,14	+83,98	+184,91
<b>Total MW</b>	+655,82				

## 6 CONCLUSÕES

Com relação ao trabalho desenvolvido com a simulação da implantação da linha de 525 kV e as próximas ações programadas de seccionamento e interligação, foi possível dizer que trouxeram bastante clareza quando ao quesito necessidade. Ao focar no quadro energético regional atual, a necessidade de uma linha de grande porte e a implantação de uma nova subestação pode ser dita como uma ação não emergencial. Tendo em vista que com as últimas ampliações e readequações sofridas na rede básica da região atendem muito bem as demandas de carga.

Porém, visualizando um horizonte em longo prazo, a implantação da linha começa a ter sua importância revelada. O aumento de carga da região e do país como um todo cresce juntamente com a preocupação com o equilíbrio geral do sistema. E esses são pontos cruciais para o planejamento energético, demanda e estabilidade do sistema. A demanda calculada para a previsão de carga dos próximos 15 anos pode ter sido de certa maneira otimista, frente ao cenário atual da economia, porém a estabilidade é um fator fundamental para que o sistema possa se manter confiável em qualquer situação.

Foi visto que a implantação da linha ajuda a manter os níveis de tensão em patamares adequados por intervalos de tempo maiores e mostra o quanto influenciará o sistema como um todo. No primeiro momento da implantação ela pode ser vista como um aumento da potência transmitida no mesmo corredor de transmissão já existente. Porém com o futuro seccionamento o sistema se torna mais dinâmico na região e com mais opções de manobra e intercâmbio de LTs e fluxo de carga.

Para trabalhos futuros é possível afirmar que uma simulação dinâmica com a entrada e saída da linha seria de grande valia para análise de transiente e controle dos níveis de tensão e corrente nas barras. Também analisar o aumento de carga no sistema inteiro, levando a algumas simulações de longa duração.

No mais o trabalho se mostrou gratificante, pois aproximou os conteúdos expostos nas cadeiras cursadas com a aplicação em projetos reais e com consequências muito importantes para o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. No quesito pessoal, o aprofundamento no conhecimento do corredor sul de energia trouxe uma bagagem realmente interessante para a compreensão do sistema que circula a região. Os maiores ganhos pessoais podem ser descritos pelo

aumento da familiaridade com questões relativas à previsão de carga e o aprimoramento dos conhecimentos necessários para a utilização do software ANAREDE.

ANEXO 1



Ministério de Minas e Energia



Empresa de Pesquisa Energética



Operador Nacional do Sistema Elétrico

# CONSOLIDAÇÃO DE OBRAS DE TRANSMISSÃO

## CICLO 2014

## VOLUME I –

## REDE BÁSICA REVISÃO

## NOVEMBRO

NOVEMBRO/2014

Esplanada dos Ministérios Bloco “U”  
CEP: 70.065-900 – Brasília-

LINHA DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	[km] ou [MVA/Mvar]	UF	DATA DE NECESSIDADE/OBSERVAÇÃO	ESTUDO
<b>SEPARAÍSO 2 (NOVA)</b>					
Construção de subestação, autotransformadores e conexões. Seccionamento da LT 230 kV	230/138	2x150			
Chapadão–Campo Grande 2.	230	1			
Transferência do reator fixo de 20 Mvar/230 kV e equipamentos associados do terminal de Chapadão da LT 230 kV Chapadão–Campo Grande 2 para o terminal de Paraíso 2 da LT 230 kV Paraíso 2–Campo Grande 2	230	20	MS	(1)	EPE-DEE-RE-010/2013-rev0–“Estudo de Acesso das PCHs Fundaçãozinho, Areão e Bandeirantes e conexão da Ene Sulna Região de Paraíso no Estado do Mato Grosso do Sul”, Janeiro/2013.
<b>SE ANDIRÁ LESTE (NOVA)</b>					
Construção da SE, AT e conexões.	230/138	2 X 150	PR		EPE-DEE-RE-045/2013-rev0–“Estudo para a Avaliação das Interligações em Tensão de Distribuição entre os Estados de São Paulo e Paraná–Região Norte Pioneiro”, Junho/2013.
Seccionamento da LT 230 kV Assis–Salto Grande, Circuito Simples, 2x477 kmil.	230	2x20	SP/PR	(1)	

(1) Obra indicada deverá ser implantada no menor prazo possível.

**Tabela 5- Reforço em instalação sob responsabilidade da CEEE-GT.**

LINHA DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	[km] ou [MVA/Mvar]	UF	DATA DE NECESSIDADE/OBSERVAÇÃO	ESTUDO
<b>SECANDIOTA</b>					
Seccionamento da LT 230 kV Presidente Médici – Bagé 2, Circuito Simples, 2x636 kmil.	230	1			
<b>LT PRESIDENTE MÉDICI - CANDIOTA-C2</b> Recondutoramento da LT 2x636 kmil.	230	10	RS	(1)	EPE-DEE-RE-046/2013-rev1- “Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico no estado do Rio Grande do Sul”, Maio de 2014.
<b>LT GRAVATAÍ 3- GRAVATAÍ 2-C2</b> Recondutoramento da LT para 1x715,5 kmil.	230	13,5			

(1) Obra indicada deverá ser implantada no menor prazo possível.

**Tabela 6- Reforço em instalação sob responsabilidade da TSLE-Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.**

LINHA DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	[km] ou [MVA/Mvar]	UF	DATA DE NECESSIDADE/OBSERVAÇÃO	ESTUDO
<b>SEPOVO NOVO</b>					
2º Banco de autotransformadores e conexões.	525/230	3x224			
<b>SENOVA SANTARITA</b> Remanejamento do reator de linha da LT Povo Novo–Santa Rita do terminal de Nova Santa Rita para a LT Guaíba 3–Povo Novo do terminal de Guaíba 3.	525	---	RS	(1)	EPE-DEE-RE-046/2013-rev1- “Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico no estado do Rio Grande do Sul”, Maio de 2014.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no menor prazo possível.

**Tabela7-ReforçoeminstalaçõessobresponsabilidadedaELETROBRASELETROSUL.**

LINHADETRANSMISSÃOou SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	[km]ou [MVA/Mvar]	UF	DATADE		ESTUDO
				NECES SIDADE/OBSE RVAÇÃO		
<b>SE GRAVATAÍ</b> Substituição do 1º banco de autotransformadoreseconexões. Substituição de reator de barra e conexões.	525/230 525	3X224 50	RS	(1)		Oficimº0874/EPE/2013,Setembro/2013.
<b>LTGRAVATAÍ3- GRAVATAÍ2-C1</b> Recondutoramentoda LT para 1x715,5kcmil.	230	13,5	RS	(1)		EPE-DEE-RE-046/2013-rev1- “EstudoProspectivo paraAvaliação da IntegraçãodoPotencial Eólico no estado doRio Grandedo Sul”, Maiode 2014.
<b>SEBIGUAÇU</b> Reatores de barra e conexões.	525	(3+1)x50	SC	(1)		EPE-DEE-RE-082/2013-rev0, “Estudo de AtendimentoElétricoao Estado deSantaCatarina: Regiões SuleExtremoSul”, Agosto de2013.
<b>SEBIGUAÇU</b> BancodeCapacitoreconexão.	230	100		JAN/2018		
<b>SEBIGUAÇU</b> 3º Banco de autotransformadores e conexões.	525/230	3x224				EPE-DEE-RE-071/2010-r1 –“Estudode AtendimentoàRegiãoodo Valedoltajaí”, Janeiro/2011.
<b>SECANOINHAS</b> BancodeCapacitoreconexão.	230	50	SC	(1)		
<b>SEGASPAR2</b> Seccionamento da LT Blumenau – Palhoça,circuitoduplo, 1x636kcmil.	230	1				

(1)Obra indicadadeveráserimplantada nomenor prazo possível.

**Tabela8-ReforçoeminstalaçõessobresponsabilidadedaSTC.**

LINHADETRANSMISSÃOou SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	[km]ou [MVA/Mvar]	UF	DATADE		ESTUDO
				NECES SIDADE/OBSE RVAÇÃO		
<b>SERIODOSUL</b> BancodeCapacitoreconexão.	230	100	SC	(1)		EPE-DEE-RE-082/2013-rev0, “Estudo de AtendimentoElétricoao Estado deSantaCatarina: Regiões SuleExtremoSul”, Agostode2013.

(1)Obra indicadadeveráserimplantada nomenor prazo possível.

**Tabela9-ReforçoeminstalaçõessobresponsabilidadedaCOPEL-GT.**

LINHADETRANSMISSÃOou UBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	[km]ou [MVA/ Mvar]	UF	DATADENECE		ESTUDO
				SSIDADE/OBSE RVAÇÃO		
<b>SEFOZDO IGUAÇUNORTE</b> BancodeCapacitoreconexão.	138	30	PR	(1)		EPE-DEE-RE-013/2013-rev0–“Estudo de AtendimentoaoEstado do Paraná–RegiãoOestee Sudoeste”,Abril/2013.
BancodeCapacitoreconexão.	138	30	PR	JAN/2016		

ANEXO 2

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**CONSOLIDAÇÃO DAS ANÁLISES E PARECERES  
TÉCNICOS**

*Plano de Expansão de Longo Prazo 2020-2029 –  
2º semestre*



Empresa de Pesquisa Energética

**Ministério de  
Minas e Energia**





GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Edison Lobão

**Secretário-Executivo do MME**

Márcio Pereira Zimmerman

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

Altino Ventura Filho

**Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

Marco Antônio Martins Almeida

**Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Cláudio Scliar



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Maurício Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Amílcar Guerreiro

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

**Diretor de Gestão Corporativa**

Alvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A  
70041-903 - Brasília – DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

## **CONSOLIDAÇÃO DAS ANÁLISES E PARECERES TÉCNICOS**

*Plano de Expansão de Longo Prazo  
- PELP 2020-2029 - 2º semestre*

**Coordenação Geral**

Maurício Tiomno Tolmasquim  
José Carlos de Miranda Farias

**Coordenação Executiva**

José Marcos Bressane

**Equipe Técnica:**

Maria de Fátima de Carvalho Gama  
Priscilla de Castro Guarini

**Nº EPE-DEE-RE-105/2014-rev0**

Data: 21 de Agosto de 2014

## INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b>	ESTADO	SC
<b>Secc. da LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau C1</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>jan/2021</b>	
Antecipação	PRAZO DE EXECUÇÃO <b>24 MESES</b>	

**Justificativa:**

Atendimento ao mercado das regiões sul e extremo sul de Santa Catarina.

**Obras e Investimentos Previstos (R\$x1000):**

Módulo de Infraestrutura de Manobra	1.431,00
Secc. da LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau C1, 4x954MCM (RAIL), 2 x CS, 1km	1.590,00
2 EL 525kV - DJM	14.130,00

**Total de Investimentos Previstos: 17.151,00**

**Situação Atual:****Observações:**

Seccionamento da LT 525kV Curitiba Leste – Blumenau C1 na nova SE 525/230kV Joinville 2 proposto em estudo anterior conforme referência [1] abaixo.

**Documentos de Referência:**

[1] EPE-DEE-RE-058/2011, “Estudo da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste”, Outubro de 2011.

[2] EPE-DEE-RE-082/2013-rev0, “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina Regiões Sul e Extremo Sul”, Agosto de 2013.

[3] Custos Modulares da ANEEL – Resolução 758, de Junho de 2012.

## INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região SUL**

<b>Empreendimento:</b> <b>SE 525 kV Joinville 2 (Nova)</b>  Antecipação	<b>ESTADO</b> <b>SC</b>  <b>DATA DE NECESSIDADE:</b> <b>jan/2021</b> <b>PRAZO DE EXECUÇÃO</b> <b>24 MESES</b>
--	--

**Justificativa:**

Atendimento ao mercado das regiões sul e extremo sul de Santa Catarina.

**Obras e Investimentos Previstos (R\$x1000):**

Módulo de Infraestrutura Geral	14.021,00
Módulo de Infraestrutura de Manobra	1.958,00
2 IB 525kV - DJM	13.236,00
1 IB 230kV - BD4	2.020,00
4 ATR 525/230kV - M - 224MVA	38.148,00
1 CT 525kV - DJM	6.254,00
1 CT 230kV - BD4	2.337,00

**Total de Investimentos Previstos: 77.974,00**

**Situação Atual:****Observações:**

Esta subestação seccionará a LT 525kV Curitiba Leste – Blumenau C1. As LTs 230kV Joinville 2 – Joinville CD integrarão esta nova subestação à malha de 230kV do estado de Santa Catarina.

**Documentos de Referência:**

- [1] EPE-DEE-RE-058/2011, “Estudo da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste”, Outubro de 2011.
- [2] EPE-DEE-RE-082/2013-rev0, “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina Regiões Sul e Extremo Sul”, Agosto de 2013.
- [3] Custos Modulares da ANEEL – Resolução 758, de Junho de 2012.

ANEXO 3



# **RELATÓRIO R2 – DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA**

## **DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA MÁXIMA E CAPACIDADE MÍNIMA DA LT 500 kV CURITIBA LESTE – BLUMENAU**

Créditos:

Rodrigo Féder Paraná  
Divisão de Planejamento e Estudos do Sistema Elétrico – VPEE

## 4 CONCLUSÕES

A configuração econômica, considerando investimento e perdas, é de **4 x 636 kCM** por fase, se considerado o cabo ACSR.

No edital de leilão de linhas de transmissão, visando dar maior liberdade de otimização do projeto aos proponentes, não é especificada a configuração de condutores, mas a resistência elétrica máxima por fase. Portanto, **essa resistência máxima deve ser tal a permitir concorrência entre condutores equivalentes ao indicado, mas de ligas diferentes, respeitando o princípio da modicidade tarifária.** Para tal deve-se considerar as ligeiras diferenças de resistência entre esses cabos.

## 5 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises e conclusões apresentadas, recomenda-se especificar para a LT 500 kV Curitiba Leste – Blumenau:

- resistência de sequência positiva máxima por fase de **0,026  $\Omega$ /km**, a **50°C** e **60 Hz**;
- capacidade mínima de longa duração de **2700 A**;
- capacidade mínima de curta duração de **3215 A**.

## 6 REFERÊNCIAS

- [1] EPE. *Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão – Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1 – Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Regiões Sul e Extremo Sul*. EPE-DEE-DEA-RE-009/2013-rev0. Dezembro de 2013.
- [2] EPE. *Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às novas Instalações da Rede Básica*. EPE-DEE-RE-001/2005-R1. Maio de 2005.
- [3] ANEEL. *Banco de Preços de Referência – Resolução Homologatória nº 758*, de janeiro de 2009, e atualizações.
- [4] CCPE. *Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão*. CCPE/CTET.056. Novembro de 2002.

ANEXO 4

## Cabos de alumínio termorresistente com alma de aço - T-CAA (T-ACSR) - Dados técnicos

Carga de ruptura (kgf)		Resistência elétrica (ohm/km)					Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)				Bitola AWG ou kcmil	Condutor
Classe A	Classe B	CC 20°C	75°C	100°C	125°C	150°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)	75°C	100°C	125°C	150°C		
13775	13260	0.0916	0.1147	0.1227	0.1351	0.1417	0,01070	0,3422	0,2075	865	1040	1158	1276	636,0	T-Scoter
14301	13812	0.0916	0.1150	0.1230	0.1354	0.1421	0,01070	0,3422	0,2075	864	1039	1156	1274	636,0	T-Egret
10583	10297	0.0914	0.1147	0.1227	0.1351	0.1417	0,01004	0,3470	0,2096	855	1029	1144	1261	636,0	T-Goose
10773	10473	0.0872	0.1079	0.1166	0.1246	0.1334	0,01020	0,3458	0,2084	887	1062	1199	1308	666,6	T-Flamingo
11958	11581	0.0872	0.1079	0.1166	0.1246	0.1334	0,01045	0,3440	0,2078	890	1066	1204	1313	666,6	T-Gannet
11566	11244	0.0812	0.1019	0.1101	0.1182	0.1260	0,01057	0,3431	0,2067	921	1103	1243	1359	715,5	T-Stilt
12841	12436	0.0812	0.1019	0.1101	0.1182	0.1260	0,01083	0,3413	0,2061	925	1107	1248	1364	715,5	T-Starling
15692	15144	0.0815	0.1022	0.1104	0.1184	0.1263	0,01134	0,3378	0,2047	930	1114	1256	1373	715,5	T-Redwing
7597	7520	0.0728	0.0926	0.1001	0.1069	0.1145	0,01092	0,3407	0,2065	967	1158	1309	1427	795,0	T-Coot
12639	12281	0.0731	0.0926	0.1001	0.1069	0.1145	0,01114	0,3391	0,2042	980	1173	1326	1447	795,0	T-Cuckoo
14266	13817	0.0731	0.0926	0.1001	0.1069	0.1145	0,01142	0,3373	0,2035	983	1178	1331	1452	795,0	T-Drake
17463	16852	0.0733	0.0929	0.1003	0.1072	0.1148	0,01196	0,3338	0,2022	989	1185	1340	1462	795,0	T-Mallard
9998	9808	0.0731	0.0926	0.1001	0.1069	0.1145	0,01072	0,3421	0,2055	973	1165	1317	1436	795,0	T-Tern
12761	12403	0.0732	0.0926	0.1001	0.1069	0.1145	0,01123	0,3386	0,2042	980	1173	1326	1447	795,0	T-Condor
11103	10887	0.0646	0.0835	0.0885	0.0953	0.1012	0,01141	0,3374	0,2025	1041	1260	1418	1554	900,0	T-Ruddy
14453	14048	0.0646	0.0834	0.0884	0.0953	0.1011	0,01195	0,3339	0,2013	1049	1269	1428	1566	900,0	T-Canary
11769	11540	0.0609	0.0787	0.0850	0.0896	0.0963	0,01174	0,3352	0,2011	1081	1295	1474	1606	954,0	T-Rail
15321	14892	0.0609	0.0787	0.0850	0.0896	0.0963	0,01230	0,3317	0,1999	1088	1305	1485	1618	954,0	T-Cardinal
12545	12297	0.0563	0.0726	0.0785	0.0838	0.0889	0,01222	0,3322	0,1992	1137	1362	1541	1690	1.033,5	T-Oortolan
16590	16125	0.0563	0.0726	0.0785	0.0838	0.0889	0,01280	0,3287	0,1980	1145	1372	1552	1703	1.033,5	T-Curlew
13526	13258	0.0522	0.0674	0.0729	0.0787	0.0842	0,01269	0,3293	0,1975	1191	1428	1607	1755	1.113,0	T-Bluejay
17730	17255	0.0525	0.0676	0.0732	0.0789	0.0846	0,01329	0,3258	0,1962	1199	1435	1616	1764	1.113,0	T-Finch
14485	14199	0.0487	0.0644	0.0689	0.0737	0.0789	0,01313	0,3268	0,1958	1231	1482	1676	1830	1.192,5	T-Bunting
18992	18484	0.0490	0.0644	0.0689	0.0737	0.0789	0,01376	0,3232	0,1945	1241	1493	1688	1844	1.192,5	T-Grackle
15450	15145	0.0457	0.0601	0.0643	0.0688	0.0736	0,01356	0,3243	0,1943	1287	1548	1750	1912	1.272,0	T-Bittern
19782	19240	0.0459	0.0603	0.0645	0.0672	0.0740	0,01421	0,3208	0,1930	1295	1558	1784	1921	1.272,0	T-Pheasant
16416	16092	0.0430	0.0548	0.0587	0.0628	0.0672	0,01398	0,3220	0,1928	1360	1635	1847	2018	1.351,0	T-Dipper
21004	20429	0.0432	0.0548	0.0587	0.0628	0.0672	0,01464	0,3185	0,1916	1371	1648	1861	2033	1.351,0	T-Martin
17383	17039	0.0406	0.0515	0.0553	0.0593	0.0633	0,01438	0,3199	0,1915	1415	1699	1916	2096	1.431,0	T-Bobolink
22262	21652	0.0408	0.0518	0.0554	0.0593	0.0635	0,01507	0,3164	0,1902	1423	1712	1931	2108	1.431,0	T-Plover
18134	17771	0.0385	0.0518	0.0554	0.0593	0.0635	0,01477	0,3179	0,1902	1423	1712	1931	2108	1.510,0	T-Nuthatch
23473	22830	0.0387	0.0491	0.0525	0.0563	0.0611	0,01548	0,3144	0,1889	1473	1773	1999	2165	1.510,0	T-Parrot
19100	18718	0.0366	0.0465	0.0501	0.0536	0.0572	0,01516	0,3159	0,1889	1514	1815	2048	2238	1.590,0	T-Lapwing
24735	24057	0.0367	0.0465	0.0500	0.0536	0.0572	0,01589	0,3124	0,1877	1526	1832	2065	2255	1.590,0	T-Falcon
23130	22641	0.0328	0.0421	0.0452	0.0484	0.0516	0,01628	0,3105	0,1859	1622	1949	2199	2402	1.780,0	T-Chukar
27334	26744	0.0271	0.0355	0.0380	0.0406	0.0432	0,01791	0,3033	0,1814	1818	2189	2474	2707	2.156,0	T-Bluebird
22581	22256	0.0269	0.0357	0.0382	0.0407	0.0433	0,01738	0,3056	0,1821	1804	2173	2459	2691	2.167,0	T-Kiwi
25667	25243	0.0253	0.0337	0.0360	0.0384	0.0408	0,01815	0,3024	0,1803	1879	2265	2563	2806	2.312,0	T-Thrasher

Nota:

Condições para cálculo da Ampacidade:

Temperatura ambiente = 25 °C,

Velocidade do vento = 1 m/s, com sol

Reatâncias indutivas e capacitivas calculadas para 60 Hz e espaçamento de 1 metro.

## REFERÊNCIAS DO TRABALHO

- [1] GÓMES-EXPOSITO A.; CONEJO J. A.; CAÑIZARES C. **Sistemas de Energia Elétrica**. 1 Ed. Brasil: LTC, 2011.
- [2] CUTSEM V. T.; Vournas C.; **Voltage Stability of Electric Power Systems**. 1 ed. USA: Springer Science+Business Media, B.V
- [3] FALCÃO, M. D. **Notas de aula Análise de Redes Elétricas**. COPPE/UFRJ, 2006
- [4] STEVENSON, W.D Jr. **Elements of Power System Analysis**. 4 Ed. New York: McGraw-Hill, 1982.
- [5] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [6] CASTRO, Carlos A.. Notas de Aula Sistemas de Energia. Unicamp, 2014
- [7] CEPEL-ANAREDE, 2015, [WWW.cepel.com.br/anarede](http://WWW.cepel.com.br/anarede) Acesso: 25 de Março de 2015.
- [8] PET – Programa de Expansão da Transmissão – ciclo 2014 – 1º Semestra, Nº EPE-DEE-RE-040/2014-rev0,2014.
- [9] JUNIOR, Jefson S. Próprio autor, 2015
- [10] Sindat-NOS, acesso Abril, 2015
- [11] SAADAT; HADI.; **Power System Analysis**. 1ed.. USA: McGraw-Hill
- [12] ONS, 2015, [http://www.ons.org.br/plano\\_ampliacao/c\\_referencia\\_permanente\\_quadrimstral.aspx](http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/c_referencia_permanente_quadrimstral.aspx). Acesso 23 Junho 2015.
- [13] Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013 – Empresa de energia Elétrica – EPE, [WWW.epe.gov.br](http://WWW.epe.gov.br) Acesso outubro de 2015.

[14] Modelos Setoriais: Site Oficial do Operador Nacional do Sistema – ONS Disponível em: <

[http://www.ons.org.br/institucional/modelo\\_setorial.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx) > . Acesso em: 25 set. 2015.

[15] Procedimentos de Rede: Site Oficial do Operador Nacional do Sistema – ONS Disponível em: <

[http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento\\_rede/procedimento\\_rede.aspx](http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx)

> . Acesso em: 14 ago. 2015.

[16] <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/usina-hidreletrica-ponte-de-pedra-reduz-tempo-de-parada-de-manutencao/>

[17] LÚCIO, Simone Maria Mendes. Parâmetros Longitudinais de Linhas de transmissão: Análise dos Efeitos do Solo e da Frequência para Aplicação em Estudos de Transitórios Eletromagnéticos. São João Del-Rei, 2012 – Dissertação , Universidade Federal de São João Del-Rei.

[18] CERA ZANETTA JR., Luiz. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. 1 ed. Brasil: Física, 2006

[19] LEMOS, João Ricardo Ferreira Modelagem de Linhas de Transmissão para Estudos de Transitórios Eletromecânicos. Rio de Janeiro, 2008. p. 12 Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

[20] BRUGGER, Raphael Mendonça. Aracaju 2008 – Monografia, Faculdade Pio Décimo.