

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS TRINDADE**

Vinícius Pravinchandra Shah

**UM ESTUDO DE CASO DO FENÔMENO DA LENTA
RECUPERAÇÃO DA TENSÃO NO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL**

FLORIANÓPOLIS

2021

VINÍCIUS PRAVINCHANDRA SHAH

UM ESTUDO DE CASO DO FENÔMENO DA LENTA
RECUPERAÇÃO DA TENSÃO NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL

**Trabalho de Conclusão de Curso sub-
metido à Universidade Federal de
Santa Catarina, como requisito neces-
sário para obtenção do grau de Bacha-
rel em Engenharia Elétrica**

Florianópolis, março de 2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Shah, Vinícius Pravinchandra

Um Estudo de Caso do Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão no Sistema Interligado Nacional / Vinícius Pravinchandra Shah ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2021.

86 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Fenômeno da Lenta Recuperação de Tensão. 3. Modelo de carga. 4. Motores de Indução. 5. Subtensão . I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

VINÍCIUS PRAVINCHANDRA SHAH

UM ESTUDO DE CASO DO FENÔMENO DA LENTA RECUPERAÇÃO DE TENSÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 12 de março de 2021.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 16/03/2021 22:53:01-0300
CPF: 003.474.909-80
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica



Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
Antonio Felipe da Cunha de Aquino
Data: 16/03/2021 11:33:22-0300
CPF: 044.652.117-59
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 16/03/2021 10:08:55-0300
CPF: 948.850.100-63
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

Eng. George Arthur Gavioli, M.Sc.
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todos os meus amigos do grupo Atlético Thevenin que, através das reuniões de estudos, almoços no RU e festas fizeram com que esta jornada durante graduação fosse mais simples de ser concluída.

Agradeço a minha família pelo incentivo, principalmente à minha mãe por sempre ter me apoiado nas minhas decisões e me incentivar a conquistar os meus objetivos com dedicação e esforço.

Por fim, agradeço ao engenheiro George Arthur Gavioli do ONS e ao meu orientador, Professor Antonio Felipe da Cunha de Aquino, por terem me auxiliado na elaboração deste trabalho e transmitir tanto conhecimento.

*“A felicidade é um problema individual.
Aqui, nenhum conselho é válido.
Cada um deve procurar, por si, tornar-se feliz.”
(Sigmund Freud)*

Resumo

Estudos sobre Sistemas Elétricos de Potência são essenciais para garantir que o planejamento elétrico ocorra de forma eficiente e segura de acordo com o desenvolvimento de um país. O aumento do uso de cargas compostas por motores de indução nos sistemas elétricos é tema de estudo que iniciou-se há diversos anos atrás com o avanço da variedade de aplicações para estes equipamentos. O progresso tecnológico dos últimos anos, possibilitou análises mais fidedignas de eventos ocorridos na rede elétrica, principalmente durante o estado transitório. Observou-se que a elevada presença de cargas rotativas em uma região podem contribuir para problemas de estabilidade de tensão após a ocorrência de alguma falta no sistema elétrico, com níveis de subtensão sustentados por diversos segundos. Algumas regiões do estado do Rio Grande do Sul são conhecidas por serem líderes em produção de arroz irrigado, onde diversas estações de bombeamento são utilizadas para o alagamento do solo. Como consequência, após um defeito em uma subestação da Fronteira Oeste foi possível observar uma lenta recuperação do perfil de tensão que não foi possível simular com um modelo padrão de carga unicamente estático.

Para caracterizar tais efeitos, este trabalho apresenta o fenômeno de lenta de recuperação de tensão, bem como suas principais características. Um estudo de caso nas regiões da Fronteira Oeste e Sul do Rio Grande do Sul foi realizado para avaliar as diferenças entre os modelos estáticos e os compostos por motores de indução nas simulações de transitórios eletromecânicos. É proposto um novo modelo que represente a dinâmica da carga da região a fim de possibilitar simulações de estabilidade de tensão e para demonstrar a importância de realizar estudos sobre o tema nestas localidades.

Palavras-chave: Lenta recuperação de tensão, FIDVR, modelo de carga, motores de indução, subtensão.

Abstract

Studies on Electric Power Systems are essential to ensure that electrical planning takes place efficiently and safely as a country develops. The increased use of induction motors and its variety of applications in electrical systems is a topic of concern that was key for many researches to be conducted several years ago. Technological progress in recent years has enabled more reliable analysis of events that occurred in the power grid, specially during the transient state. It was observed that the high presence of rotating loads in a region can contribute to problems of voltage stability after the occurrence of some fault in the power grid, with levels of undervoltage sustained for several seconds. Some regions in the state of Rio Grande do Sul are known to be leaders in the production of irrigated rice, where several pumping stations are used for flooding the soil. As a consequence, after a fault in a substation located on the Western part of the state, it was possible to observe the occurrence of a Fault Induced Delayed Voltage (FIDVR), that after further analysis was not possible to simulate with the standard static load model.

To characterize these effects, this work presents the phenomenon known as Fault Induced Delayed Voltage (FIDVR), as well as its main characteristics. A case study in the Western and Southern regions of the state of Rio Grande do Sul was carried out to evaluate the differences between a static load models and a compound one consisted of static and induction motors in electromechanical transient simulations. A new model is developed that represents the load dynamics of the region in order to allow for voltage stability simulations and to demonstrate the importance of carrying out studies in these locations that are prone to experiencing this phenomenon.

Keywords: Fault Induced Delayed Voltage Recovery, FIDVR, low voltage, load model, induction motors.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Modelo ZIP: representação da carga em relação a tensão	33
Figura 2 – Modelo Composto ZIP e Motor de Indução	34
Figura 3 – Curva Torque x Velocidade de um Motor de Indução	40
Figura 4 – Efeito da Tensão na Curva Torque x Velocidade de um Motor de Indução	41
Figura 5 – Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão	42
Figura 6 – Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão no Sul da Califórnia (EUA)	43
Figura 7 – Lenta Recuperação de Tensão na SE Maçambará 230 kV	44
Figura 8 – Lenta Recuperação de Tensão na SE Maçambará 230 kV (escala de tempo expandida)	44
Figura 9 – Recuperação de Tensão nas SE Rio Branco e Porto Velho 230 kV (registro PMU)	45
Figura 10 – Diferença Angular de Porto Velho com relação a de MT (registro PMU)	46
Figura 11 – Tensões nos barramentos de 230 kV - sem a UTE Termonorte II (simu- lação ANATEM)	46
Figura 12 – Tensões nos barramentos de 230 kV - com a UTE Termonorte II (simu- lação ANATEM)	47
Figura 13 – Produção de Arroz no Rio Grande do Sul	49
Figura 14 – Diagrama da Rede Básica na Fronteira Oeste do RS	50
Figura 15 – Diagrama da Rede Básica no Sul do RS	51
Figura 16 – Impacto da Carga de Levante Hidráulico na Fronteira Oeste	52
Figura 17 – Comparação Entre Modelo ZIP e MI+ZIP Após CC Monofásico na LT 525 kV STA-YTA C1	57
Figura 18 – Modelos de Motores de Indução Conectados na Barra	57
Figura 19 – Comparação da Tensão nos Modelos Com e Sem Transformador	58
Figura 20 – Escorregamento do Motor de Indução em Maçambará 69 kV	59
Figura 21 – Potência Reativa do Motor de Indução em Maçambará 69 kV	60
Figura 22 – Escorregamento nos MI nas Subestações Após CC Monofásico na LT 525 kV STA-YTA C1	60
Figura 23 – Tensão em MML 138 kV Após CC Monofásico na LT 525 kV PNO-NSR C1	61
Figura 24 – Tensão em MML 138 kV Após CC Monofásico na LT 230 kV QUI-PNO C1	61
Figura 25 – Tensão em SVP 138 kV Após CC Monofásico na LT 525 kV PNO-NSR C1	62
Figura 26 – Tensão em SVP 138 kV Após CC Monofásico na LT 230 kV QUI-PNO C1	62
Figura 27 – Potência Reativa CS MRO2 525 kV Após CC Monofásico na LT 525 kV PNO-NSR C1	63

Figura 28 – Tensão em JAG 138 kV Térmicas Fora de Operação	63
Figura 29 – Tensão em JAG 138 kV Térmicas em Operação	64
Figura 30 – Tensão em MBR 69 kV Após CC na LT 525 kV STA-YTA C1	65
Figura 31 – Tensão em ARG 138 kV Após CC na LT 525 kV PNO-NSR C1	65
Figura 32 – Tensão Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ	67
Figura 33 – Escorregamento do MI Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Rema- nescente	68
Figura 34 – Potência Reativa do MI Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Rema- nescente	68
Figura 35 – Escorregamentos dos MIs Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Rema- nescente	69
Figura 36 – Tensão Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente com UHPJ	70
Figura 37 – Tensão Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ .	70
Figura 38 – Escorregamento Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ	71
Figura 39 – Potência Reativa do MI Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanes- cente sem UHPJ	71
Figura 40 – Tensão Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente com e sem UHPJ	72

Lista de tabelas

Tabela 1 – Levantamento da Carga de Levante Hidráulico por Subestação	53
Tabela 2 – Parâmetros do Motor Utilizado nas Simulações	54
Tabela 3 – Parcela de Cargas Modeladas como Motor de Indução	55
Tabela 4 – Parcela de Cargas Modeladas como ZIP	55
Tabela 5 – Dados dos Transformadores Equivalentes dos Motores	58
Tabela 6 – Tempo de Recuperação da Tensão em Maçambará 69 kV	64
Tabela 7 – Tempo de Recuperação Para Defeito Monofásico na LT STA-YTA 525 kV	66
Tabela 8 – Tempo de Recuperação Para Defeito Bifásico na LT STA-YTA 525 kV	66

Lista de abreviaturas e siglas

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
ARG	Subestação Arroio Grande
C1	Circuito 1
C2	Circuito 2
CC	Curto-circuito
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CERJ	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CS	Compensador Síncrono
cv	Cavalo-vapor
EUA	Estados Unidos da América
FIDVR	<i>Fault Induced Delayed Voltage Recovery</i>
HP	<i>Horsepower</i>
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
JAG	Subestação Jaguarão
kV	kilo-Volt
LT	Linha de Transmissão
MBR	Subestação Maçambará
MI	Motor de Indução
MML	Subestação Marmeleiro
MRO2	Subestação Marmeleiro 2

ms	mili-segundos
MVA	Megavolt-ampere
MW	Mega-Watt
NSR	Subestação Nova Santa Rita
NT	Nota técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PMU	Unidade de Medição Fasorial
PNO	Subestação Povo Novo
POS	Subestação Pedro Osório
PPS	Proteção de Perda de Sincronismo
pu	por unidade
QUI	Subestação Quinta
RGE	Rio Grande Energia
RS	Rio Grande do Sul
s	Segundos
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMSF	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores
STA	Subestação Santo Ângelo
TR	Transformador
UHE	Usina Hidrelétrica
UHPJ	Usina Hidrelétrica de Passo São João
UTE	Usina Termoelétrica
V	Volt

W	Watts
YTA	Subestação Itá
ZIP	Modelo de carga de impedância, corrente e potência constante

Lista de símbolos

a	Coefficiente da parcela de potência constante
b	Coefficiente da parcela de corrente constante
c	Coefficiente da parcela de impedância constante
d	Coefficiente da parcela de potência constante
e	Coefficiente da parcela de corrente constante
g	Coefficiente da parcela de impedância constante
E'	Fasor tensão através da reatância transitória X'
F_c	Fator de Carregamento
F_{mi}	Percentual de carga ativa da barra a ser representada como motor de indução (%)
H	Constante de inércia do conjunto motor-carga;
I_m	Fasor corrente do estator (pu)
I_p/I_n	Relação corrente de partida e corrente nominal
K_t	Constante da curva de torque de carga (pu)
n	Número de unidades de máquinas
P_l	Potência ativa total na barra onde será conectado o motor de indução (MW)
P_m	Potência ativa o motor que varia de acordo com o fator de carregamento (pu)
P_{mi}	Potência ativa total do motor de indução (MW)
P_{zip}	Potência ativa da carga estática ZIP (MW)
P_0	Condição inicial da potência ativa
$P_{barramento}$	Potência total consumida pelo barramento
P_{Motor}	Potência consumida pelo barramento modelada como motor
P_{ZIP}	Potência consumida pelo barramento modelada como ZIP

Q_l	Potência reativa total na barra onde será conectado o motor de indução (Mvar)
Q_m	Potência reativa do motor que varia de acordo com o fator de carregamento (pu)
Q_{mi}	Potência reativa total do motor de indução (Mvar)
Q_{zip}	Potência ativa da carga estática ZIP (Mvar)
Q_0	Condição inicial da potência
R_1	Resistência do enrolamento do estator (pu)
R_2	Resistência do enrolamento do rotor (pu)
s	Escorregamento do motor na base nominal do motor (%)
T'_o	Constante de tempo do rotor a circuito aberto (s)
T_e	Torque eletromagnético, em pu, na base da máquina (pu na base do motor)
T_m	Torque mecânico, em pu, na base da máquina (pu na base do motor)
T_{max}/T_{nom}	Relação torque máximo e torque nominal ($F_c = 100\%$)
U_d	Tensões de eixo direto do estator
U_q	Tensões de eixo em quadratura do estator
V_t	Tensão no terminal do motor de indução (pu)
\bar{V}	Valor normalizado da tensão
V_0	Condição inicial da tensão
X'	Reatância transitória do estator (pu)
X_m	Reatância de magnetização do motor (pu)
X_{ss}	Reatância própria do estator (pu)
X_1	Reatância do enrolamento do estator (pu)
X_2	Reatância do enrolamento do rotor (pu)
α	Expoente da curva de toque de carga do motor
β	Percentual da parcela de carga dinâmica

γ	Percentual da parcela de carga estática
ω	Velocidade do rotor (rad/s)
ω_s	Velocidade síncrona (rad/s)

Sumário

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Objetivo	28
1.1.1	Objetivo Geral	28
1.1.2	Objetivos Específicos	28
1.2	Organização	28
2	MODELAGEM DE CARGA	31
2.1	Modelos Estáticos	32
2.1.1	Modelo Polinomial ZIP	32
2.2	Modelos Dinâmicos e Compostos	33
2.2.1	Modelo Composto Motor de Indução + ZIP	33
2.3	Validação de Modelos	36
3	FENÔMENO DA LENTA RECUPERAÇÃO DA TENSÃO	39
3.1	Características	39
3.2	Ocorrências	42
4	ESTUDO DE CASO - PERTURBAÇÃO NA FRONTEIRA OESTE E SUL DO RIO GRANDE DO SUL	49
4.1	Descrição do sistema em análise	49
4.2	Estruturação do Modelo de Carga	52
4.3	Simulações	55
4.3.1	Comparação de Modelos de Carga	56
4.3.2	Resultados de Simulação Para o Cenário Base	59
4.3.3	Resultados de Simulação Para o Cenário Mais Crítico	66
5	CONCLUSÃO	73
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	74
	REFERÊNCIAS	75

APÊNDICES	79
APÊNDICE A – DECK PARA INSERÇÃO DOS MOTORES DE INDUÇÃO E DOS TRANSFORMADORES BAIXADORES NO ANAREDE	81
APÊNDICE B – DECK PARA INSERÇÃO DOS DADOS DOS MOTORES DE INDUÇÃO NO ANATEM	85

1 Introdução

A lenta recuperação da tensão, fenômeno conhecido na literatura técnica como *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR), é uma condição de tensão iniciada por uma falta na rede elétrica, pela qual a tensão do sistema permanece em níveis significativamente reduzidos por vários segundos, mesmo após a eliminação da falta, seja ela no sistema de transmissão, subtransmissão ou de distribuição (KOSTEREV et al., 2009). Nesses eventos, o tempo para a recuperação da tensão para os níveis esperados pós-falta observados são variados, mas durações típicas vão de segundos a dezenas de segundos. São características também da FIDVR sobretensões causadas principalmente pela perda de carga e pela grande quantidade de capacitores em operação ou que possam entrar em operação durante a fase de recuperação da tensão.

Nos últimos anos, a implementação de registradores digitais de perturbação com taxas de amostragem maiores, como as Unidades de Medição Fasorial (PMUs), têm indicado que eventos como a FIDVR são mais frequentes do que se pensava anteriormente. As taxas de amostragem maiores têm sido fundamental para a identificação e melhor entendimento da FIDVR por meio de análises de eventos dessa natureza. Essas análises têm mostrado que a FIDVR geralmente ocorre em cenários de picos da demanda da carga em dias com temperaturas elevadas, e tem sua causa associada à alta concentração de cargas de motores de indução com torque constante que não são adequadamente modelados nos estudos de planejamento de sistemas elétricos. Esses motores tendem a travar em resposta a níveis reduzidos de tensão provocados por faltas no sistema. Durante o travamento dos rotores, os motores solicitam correntes reativas que são de 5 a 6 vezes maiores que suas correntes em operação normal. Sobre muitos motores, isto resulta em uma excessiva solicitação de potência reativa do sistema, promovendo uma significativa redução de tensão por vários segundos, mesmo após a falta ter sido eliminada, o que causa a saída de carga de motores por atuação de proteção, ou em situações de faltas mais severas a um rápido colapso de tensão (KOSTEREV et al., 2009).

Na tarde do dia 26 de dezembro de 2013, as regiões Sul e da Fronteira Oeste do estado do Rio Grande do Sul (RS) experimentaram o que pode ser considerado o primeiro registro do evento de lenta recuperação de tensão sobre uma grande área no Sistema Interligado Nacional – SIN. Devido à alta concentração de motores de indução na região, utilizados para bombear água para a irrigação das plantações de arroz, trata-se de um problema que geram reflexões sobre o atual modelo de carga usado e da necessidade de uma reavaliação para possibilitar a análise e simulação deste tipo de ocorrências na rede elétrica.

1.1 Objetivo

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo apresentar o fenômeno da lenta recuperação da Tensão, descrever suas principais características e desenvolver um modelo de carga que possibilite simulações dinâmicas para analisar este fenômeno.

1.1.2 Objetivos Específicos

A partir do objetivo geral apresentado, destacam-se os seguintes objetivos específicos que serão abordados:

- Compreender o funcionamento dos Motores de Indução, suas características elétricas e seu comportamento quando ocorrem distúrbios em um Sistema Elétrico de Potência (SEP);
- Compreender os aspectos mais relevantes da modelagem de carga para estudos dinâmicos, especificamente de um modelo composto que inclua os motores de indução e avaliar os estudos já realizados no assunto;
- Analisar o comportamento das cargas de subestações das regiões Fronteira Oeste e Sul do Rio Grande do Sul para se estipular a contribuição que estações de bombeamento nas lavouras de arroz têm no aumento do consumo de energia elétrica local;

1.2 Organização

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

No capítulo 2 os conceitos de modelagem de cargas e validação de modelos são apresentados através da revisão bibliográfica, definindo e delimitando os temas necessários ao entendimento dos próximos capítulos.

No capítulo 3, apresenta-se a descrição das principais características do Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão e exemplos de ocorrências nos sistemas elétricos.

No capítulo 4, apresenta-se o estudo de caso da região Sul e Fronteira Oeste do RS, onde é criado um modelo de carga composto que inclua os motores de indução presentes na região. Os resultados das simulações de análises de contingências são apresentados para comparar as principais diferenças entre os dois modelos de carga: com e sem a representação dos motores de indução. Além disso, é feita uma simulação para um caso base com condições elétricas mais críticas para o sistema da região que apresentou maiores problemas.

No capítulo 5, são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 Modelagem de Carga

A atual estrutura do setor elétrico brasileiro impõe que a operação do sistema seja feita de forma a explorar os recursos existentes ao menor preço possível. Manter a estabilidade do sistema é um dos principais objetivos durante sua operação. Para tornar isso possível, devem ser considerados os estados de regime permanente e o de regime transitório no estudos de planejamento e operação do sistema elétrico (SOUZA, 2010).

A representação dos elementos de um sistema de potência é fundamental para o desenvolvimento de um modelo que permita simular o seu comportamento através de métodos computacionais. O cálculo de fluxo de carga consiste na determinação do estado de uma dada rede de energia elétrica, da distribuição dos fluxos e outras grandezas, através de uma modelagem estática, ou seja, onde as variações com o tempo são lentas o suficiente para que se possa ignorar os efeitos transitórios. Para a análise dos transitórios do sistema é necessário uma modelagem dinâmica envolvendo equações diferenciais e algébricas para analisar efeitos relevantes em um curto espaço de tempo (MONTICELLI, 1983).

No início dos estudos de sistema de potência, utilizava-se uma representação consistida de um gerador e uma carga simples. A medida que os sistemas foram se desenvolvendo, os problemas com a correta representação de seus componentes começaram a surgir. Diversos trabalhos foram realizados a fim de aprimorar os modelos existentes e chegar nos que são utilizados hoje. Todavia, dentre esses componentes, a representação das cargas são as que causam maiores dificuldades devido à grande diversidade de equipamentos que a compõem (SOUZA, 2010). Além disso, um modelo de carga pode nem sempre corresponder ao seu comportamento real, podendo gerar conclusões erradas nos estudos elétricos.

De acordo com o IEEE (1993) uma carga pode ser definida conforme os seguintes conceitos:

- **Componentes da Carga:** é o equivalente de todos dispositivos similares como por exemplo, ar condicionado, iluminação, aquecedor de água, etc.
- **Classe da Carga:** é a categoria das cargas que possuem características similares, por exemplo: residencial, industrial, comercial.
- **Composição da Carga:** é a composição fracionária da carga por componente.
- **Mix da Carga:** é a composição fracionária de cada classe de carga em um barramento.

- **Características da Carga:** é uma série de parâmetros, como fator de potência, variação da potência com a tensão, etc, que caracteriza o comportamento de uma carga específica.

A seguir são apresentados os modelos de carga bem como suas representações que serão aplicadas neste trabalho.

2.1 Modelos Estáticos

Tratam-se de modelos que expressam as potências ativa e reativa, para qualquer instante de tempo, como funções da magnitude da tensão e frequência do barramento. São utilizados para representar componentes de carga estática bem como uma aproximação de componentes de carga dinâmica (IEEE, 1993), onde os efeitos transitórios são desconsiderados por ocorrerem pequenas ou lentas variações de tensão e/ou frequência.

2.1.1 Modelo Polinomial ZIP

O modelo mais utilizado para estudos de fluxo de potência que caracteriza o comportamento da carga em regime permanente é o modelo ZIP, composto pela combinação das três parcelas de impedância, corrente e potência constante, conforme as equações a seguir:

$$P(\bar{V}) = P_0(a + b\bar{V} + c\bar{V}^2) \quad (2.1)$$

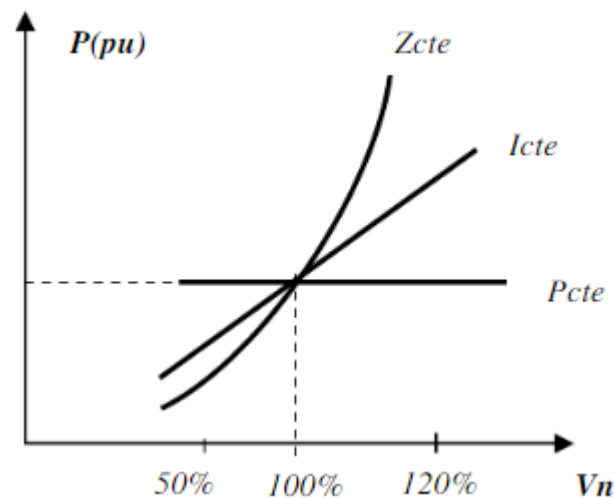
$$Q(\bar{V}) = Q_0(d + e\bar{V} + g\bar{V}^2) \quad (2.2)$$

onde:

- V_0 , P_0 e Q_0 : Condições iniciais da tensão e das cargas ativa e reativa respectivamente;
- $\bar{V} = \frac{V}{V_0}$: Valor normalizado da tensão;
- a e d : Coeficientes da parcela de potência constante;
- b e e : Coeficientes da parcela de corrente constante;
- c e g : Coeficientes da parcela de impedância constante;
- $a + b + c = 1$, $d + e + g = 1$.

A característica $P \times V$ para as diferentes parcelas da carga ativa está representada na Figura 1. Os coeficientes (a, b, c, d, e, g) precisam ser determinados para que possam expressar o comportamento real de uma carga. Para isso, é importante que tenha-se conhecimento da composição da carga a fim de melhorar a representatividade do modelo. Existem diversos estudos que definem valores típicos para a porcentagem de cada parcela do modelo para os equipamentos mais comuns que compõem uma rede elétrica, como ar condicionado, motores, lâmpadas, etc (CORRÊA, 2003).

Figura 1 – Modelo ZIP: representação da carga em relação a tensão



Fonte: Corrêa, 2003.

2.2 Modelos Dinâmicos e Compostos

Os modelos estáticos apresentados anteriormente são adequados para representar eventos onde as variações de tensão e de frequência são pequenas e o regime permanente é atingido rapidamente. Entretanto, para grandes perturbações, é necessário que o comportamento dinâmico da carga seja modelado (SOUZA, 2010).

O modelo dinâmico de carga é um modelo que expressa a potência ativa e reativa em qualquer instante de tempo em função da magnitude da tensão e frequência em instantes passados de tempo e, geralmente, incluindo o tempo presente (IEEE, 1993). Equações diferenciais e a diferenças são utilizadas para modelagem no domínio do tempo contínuo ou discreto, respectivamente.

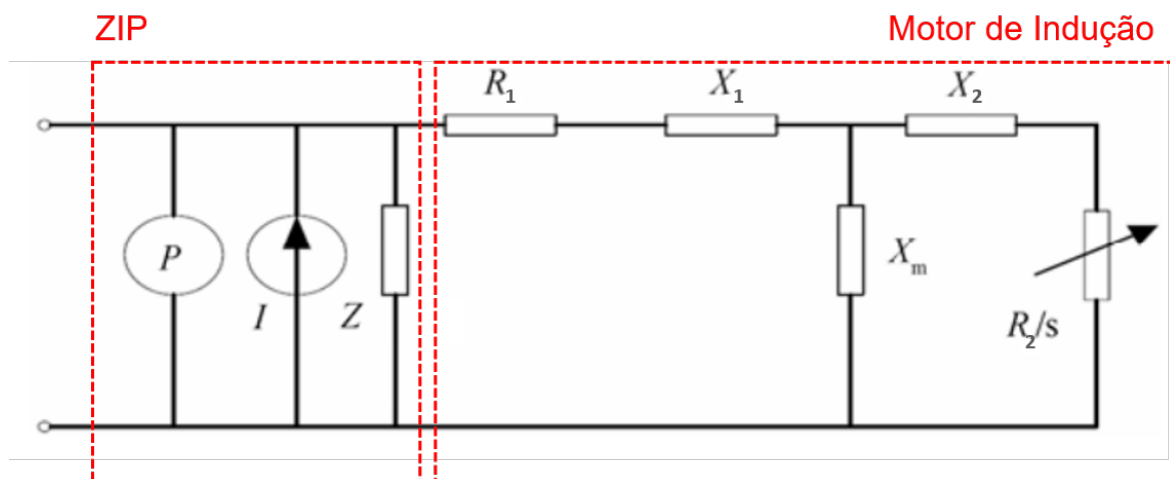
2.2.1 Modelo Composto Motor de Indução + ZIP

Para os estudos de colapso de tensão, oscilação entre áreas e estabilidade é necessário que o comportamento dinâmico da carga seja representado de forma adequada. Na prática,

a representação dos motores de indução (MI) constitui a estratégia mais frequente de modelagem dinâmica da carga, uma vez que esses equipamentos têm seu uso amplamente difundido nos Sistemas Elétricos de Potência. Este modelo físico incorpora as características dinâmica e estática da carga e seu circuito equivalente pode ser visto na Figura 2. Porém, para a modelagem do motor de indução, torna-se inviável realizar uma representação de cada componente individualmente, devido ao grande número de motores de indução em operação no sistema elétrico.

Assim, na literatura encontram-se diversas sugestões para abordar este problema. Como é observado por Corrêa (2003), alguns autores optam por agregar os diversos motores em uma unidade equivalente, outros em unidades equivalentes de acordo com sua potência e outros ainda como uma forma composta em motor de indução mais carga estática. O estudo realizado pela autora, buscou comparar o desempenho entre uma modelagem consistida por uma parcela de impedância, corrente e potência constante (modelo ZIP), uma dinâmica do motor de indução e a de um modelo composto com motor de indução + ZIP para as cargas da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (CERJ), empresa responsável pela distribuição nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo na época. A autora concluiu que o modelo composto apresentou melhor desempenho por considerar, em cada classe de carga, não só a participação dos motores de indução mas também de outros tipos de carga que introduzem amortecimento no sistema elétrico, como iluminação, por exemplo. Além disso, Corrêa (2003) relatou a dificuldade obtida para levantar os dados relativos à própria como a distribuição por classe e os parâmetros dos motores

Figura 2 – Modelo Composto ZIP e Motor de Indução



Fonte: Adaptado de Ma *et al.*, 2007.

Taylor, Jones e Halpin (2008) descrevem que em julho de 1999 após observar uma perturbação severa no sistema do estado da Geórgia (EUA), resultando em elevado corte de carga devido ao fenômeno da lenta recuperação da tensão, diversas tentativas foram realizadas para reproduzir esse evento através de simulações dinâmicas. Na época, a

distribuidora utilizava um modelo estático para representar a carga e os resultados dos estudos dinâmicos demonstravam ser adequados para o mesmo. Após essa ocorrência, novos estudos realizados concluíram que ao modelar a carga em 50% como motor de indução e 50% como carga estática, foi possível simular a sua resposta dinâmica consideravelmente próxima da real.

A estrutura do modelo composto consiste em utilizar uma parcela da potência como modelo estático (ZIP), definido em 2.1.1, e a parcela remanescente como motor de indução, ou seja:

$$P_{barramento} = \gamma P_{ZIP} + \beta P_{Motor}, \quad (2.3)$$

sendo γ e β os percentuais da parcela estática e dinâmica (motor) desejados (VISCONTI, 2010).

Sob uma tensão aplicada ao barramento, a dinâmica do motor pode ser descrita através das equações gerais da máquina (modelo de quinta ordem). Para estudos dinâmicos é utilizado o modelo reduzido de terceira ordem, considerando o rotor em curto-circuito e desprezando-se os termos que representam os transitórios do estator. Desprezar estes termos corresponde a ignorar a componente contínua nas correntes transitórias do estator. Essas simplificações são consideradas adequadas para estudos de distúrbios na tensão, transferência de barras e partida de motores, por exemplo (CHESF, 1998).

A resolução das equações diferenciais ordinárias não-lineares exige o uso de métodos numéricos, aplicados por programas computacionais como o de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

As equações do modelo de terceira ordem que descrevem o comportamento do motor de indução em regime dinâmico, utilizadas pelo ANATEM, são:

$$\begin{cases} V_t = E' + (R_1 + jX')I_m, \\ \frac{dE'}{dt} = \frac{1}{T_o'} [E' - jI_m(X_{ss} - X')] + js\omega_s E', \\ \frac{ds}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e), \end{cases} \quad (2.4)$$

tal que

$$T_m = K_t(1-s)^\alpha, \quad T_e = \text{Re}\{E'I_m^*\}, \quad X_s = X_1 + X_m, \quad X' = X_1 + \frac{X_m X_2}{X_m + X_2}, \quad T_o' = \left(\frac{X_m + X_2}{2\pi f R_2}\right) \quad e \quad \omega_m = (1-s)\omega_s.$$

- V_t - Tensão no terminal do motor de indução (pu)
- R_1 e X_1 - Resistência e reatância do enrolamento do estator (pu);
- R_2 e X_2 - Resistência e reatância do enrolamento do rotor (pu);
- X_m - Reatância de magnetização do motor (pu);
- X_{ss} - Reatância própria do estator (pu);
- X' - Reatância transitória do estator (pu);
- E' - Fator tensão através da reatância transitória X' (pu);
- H - Constante de inércia do rotor;
- K_t - Constante da curva de torque de carga (pu);
- T_o' - Constante de tempo do rotor a circuito aberto (s);
- T_m - Torque mecânico, em pu, na base da máquina (pu na base do motor);
- T_e - Torque eletromagnético, em pu, na base da máquina (pu na base do motor);
- I_m - Fator corrente do estator (pu)
- α - Expoente da curva de torque de carga do motor de indução;
- ω_s - Velocidade síncrona (rad/s).
- s - Escorregamento do rotor (adimensional)

2.3 Validação de Modelos

Neste capítulo destacou-se a importância da realização de simulações para as atividades de planejamento e operação de sistemas elétricos e como a qualidade dos modelos e dados utilizados são imprescindíveis para garantir uma operação segura e otimizada. Sob o ponto de vista de estudos de planejamento elétrico, modelos otimistas podem resultar em subdimensionamentos e conseqüentemente colapsos na rede elétrica; modelos pessimistas, em investimentos desnecessários e na subutilização da capacidade instalada. Já para operação, é fundamental para segurança do sistema que o comportamento simulado seja o mais próximo possível do real ao serem realizadas análises de intervenções e perturbações na rede, por exemplo.

Alterações nas características do sistema elétrico tornam necessário avaliar periodicamente o quão adequados são os modelos. Através do desenvolvimento de Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF), que permitem o registro contínuo da resposta

dinâmica de um sistema a eventos, surgiu uma oportunidade valiosa para a validação dos modelos da rede elétrica (GAVIOLI, 2011). Equipamentos como as Unidades de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Unit* - PMU) são capazes de gravar diferentes grandezas elétricas do sistema em eventuais distúrbios, possibilitando comparar com resultados de simulações computacionais e, portanto, realizar ajustes nos parâmetros de acordo com as divergências encontradas.

Para ilustrar como as taxas de amostragem maiores auxiliam nos estudos de sistemas de potência, especificamente na validação de modelos de cargas elétricas, no capítulo seguinte será apresentado o fenômeno da lenta recuperação da tensão (FIDVR – Fault Induced Delayed Voltage Recovery) que em virtude dos registros de ocorrências na rede elétrica indicam ser mais frequentes do que se pensava anteriormente (KOSTEREV *et al.*, 2009). Um estudo de caso, motivado após analisar uma perturbação no SIN com ocorrência da FIDVR, foi elaborado para avaliar as diferenças entre o modelo ZIP de cargas utilizado pelo ONS nos estudos elétricos - tanto para simulações estáticas como dinâmicas - e permitir reproduzir eventos desta natureza através de simulações no ANATEM.

3 Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão

Neste capítulo, apresenta-se a descrição das principais características do Fenômeno de Lenta Recuperação de Tensão e exemplos de ocorrências nos sistemas elétricos observados tanto nos Estados Unidos como no Sistema Interligado Nacional.

3.1 Características

A lenta recuperação da tensão, conhecida na literatura como *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR), é um fenômeno observado em redes elétricas onde, após uma perturbação, a tensão é sustentada em valores baixos por diversos segundos. O avanço das tecnologias de medição e monitoramento permitiu analisar um aumento dessas ocorrências nos sistemas elétricos e um agravamento das consequências que antes não causavam maiores problemas. Alguns estudos notaram uma relação da ocorrência desse evento com regiões de grande concentração de motores de indução propensos a travarem, como mostraram Williams, Schmus e Dawson (1992) ao concluírem que o travamento dos compressores de condicionadores de ar, após uma falta no sistema de uma região da Califórnia, era o principal causador deste problema. Shaffer (1997) analisou duas ocorrências que resultaram em uma quantidade significativa de corte de carga após um colapso de tensão com lenta recuperação e também relacionou a causa à atuação da proteção de temperatura dos sistemas de ar condicionado após travarem.

Um sistema de potência está operando num estado de estabilidade de tensão quando ele é capaz de manter níveis de tensão aceitáveis em todas as barras em condições de operação normal e após ser submetido a uma perturbação. A instabilidade de tensão ocorre por conta da incapacidade do sistema de atender à demanda de potência reativa solicitada pela carga (CHESF, 1998). De acordo com a CHESF (1998) as principais características de sistemas que estão sujeitos a problemas de recuperação de tensão são:

- Longas linhas de transmissão operando com carregamentos elevados.
- Demandas muito próximas do limite de transmissão, definido pelo esgotamento dos recursos para controle de tensão em condições normais de operação.
- Sistemas de proteção com tempos de eliminação de defeitos elevados.
- Elevado montante de compensação de reativos através de banco de capacitores em derivação.

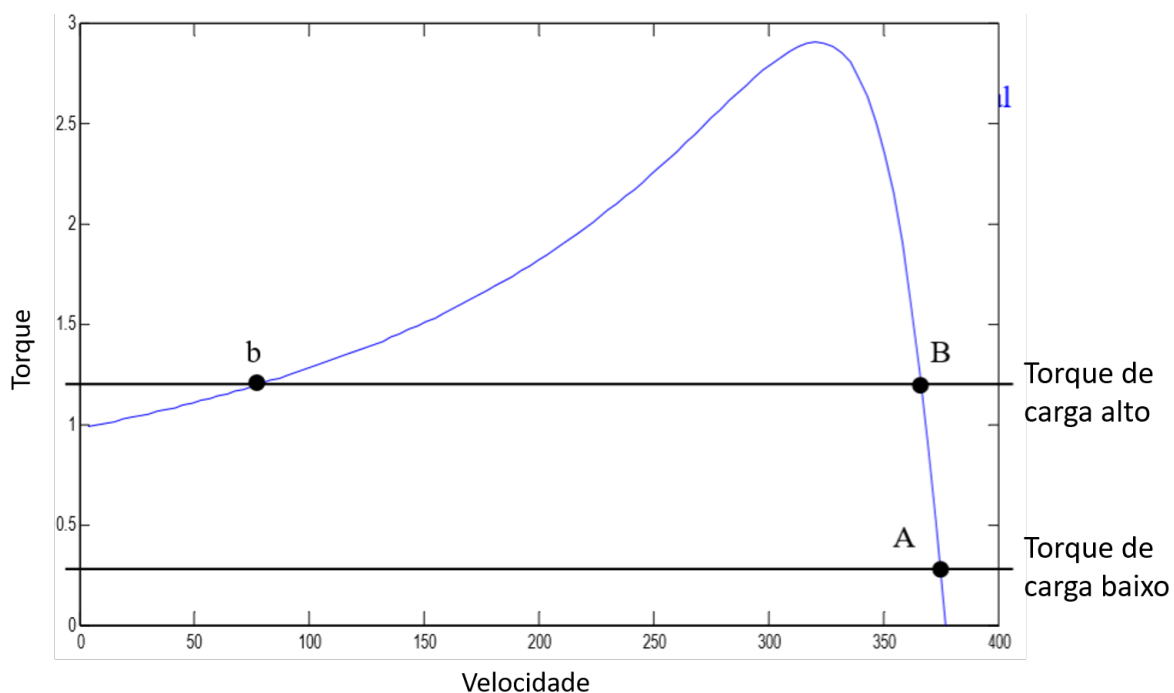
- Cargas com grande participação de motores.

Dessa forma, é necessário explicar as características desses motores de indução e como este tipo de carga comporta-se quando ocorrem perturbações no sistema elétrico.

A Figura 3 apresenta uma curva típica do torque em função da velocidade de um motor de indução. As duas retas traçadas no gráfico representam os pontos de operação quando o motor está sob uma carga de elevado torque (ponto *B*) ou de baixo torque (ponto *A*). Se o torque da carga aumenta do ponto *A* para o ponto *B*, o motor desacelera até que haja equilíbrio entre os torques. Já o ponto *b* está situado em uma região de operação dinamicamente instável. Nota-se que para essa situação, o torque da carga é maior que o torque mecânico do motor quando a velocidade é zero, o que significa que caso o motor venha a travar ele não conseguirá partir novamente. Uma falta na rede elétrica reduz a tensão significativamente fazendo com que este tipo de motor pare (*halt*) e permaneça travado (*stall*) mesmo após a eliminação da falta. Motores menores e de baixa inércia são os mais propensos a travarem, podendo ocorrer rapidamente. Os motores maiores apresentam inércia maior e portanto podem levar mais tempo para travarem.

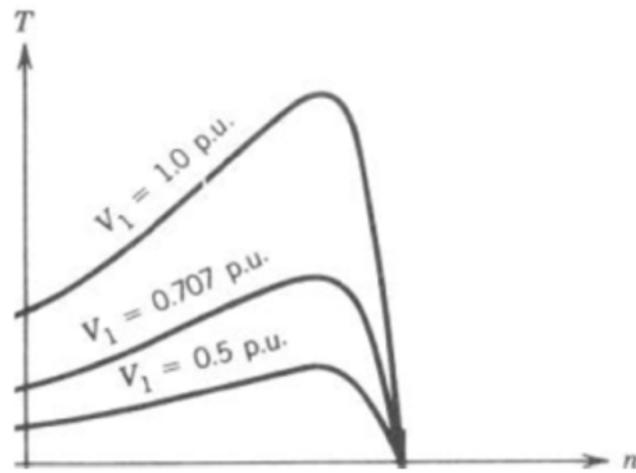
A Figura 4 apresenta o efeito da tensão na curva Torque x Velocidade do motor de indução. É possível observar que o colapso da curva na medida que a tensão cai, já que o torque é diretamente proporcional ao quadrado da tensão aplicada ao terminal do motor de indução.

Figura 3 – Curva Torque x Velocidade de um Motor de Indução



Fonte: Adaptado de Lesieutre (2010)

Figura 4 – Efeito da Tensão na Curva Torque x Velocidade de um Motor de Indução



Fonte: Adaptado de Sen (2013)

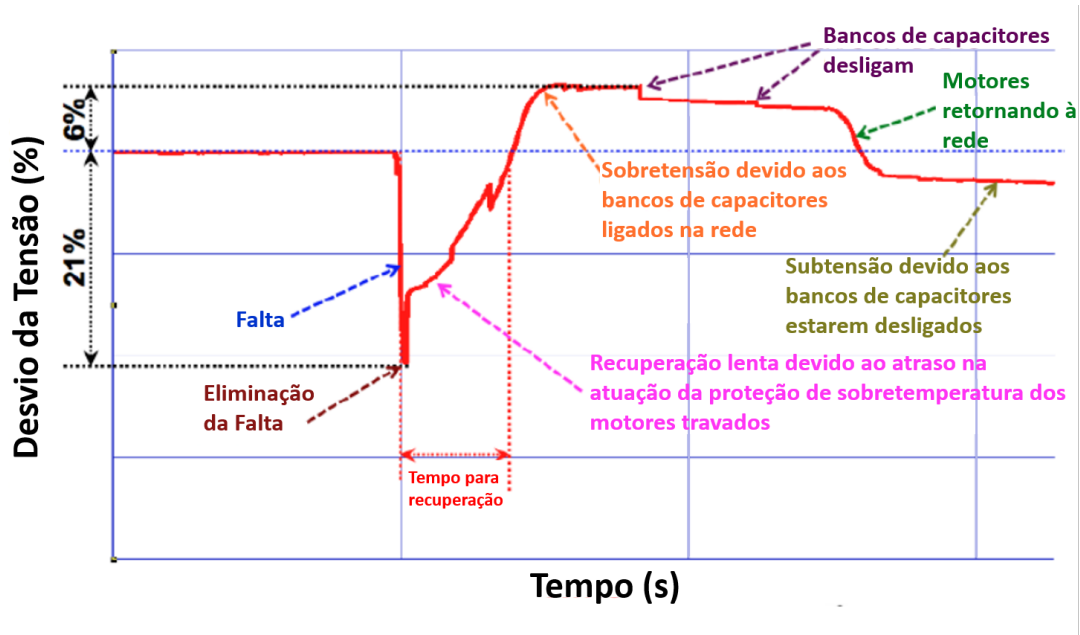
Em geral, um motor de indução possui dois tipos de proteção relevantes: contator que o desconecta da rede para baixos níveis de tensão e relé de proteção contra superaquecimento. Kosterev *et al.* (2009) apontam que a proteção contra subtensões não demonstra ser eficiente para impedir que este tipo de fenômeno ocorra já que, tipicamente, muitos motores podem travar em valores maiores do que o mínimo para sua atuação. Ao permanecerem travados, os motores solicitam correntes que são até 6 vezes maiores que suas correntes em operação normal, resultando em uma excessiva solicitação de potência reativa do sistema, que impede a recuperação da tensão, e causando sua saída da rede por atuação de proteção. Em situações de faltas mais severas podem causar um rápido colapso de tensão levando a maiores cortes de carga e de geração (KOSTEREV *et al.*, 2009).

A Figura 5 apresenta um exemplo deste fenômeno e as suas principais características.

Após a eliminação da falta, o nível de tensão permanece em valores reduzidos devido à elevada solicitação de potência reativa por parte dos motores travados, causando rejeições de carga, seja por desligamento natural, pela atuação de proteções de subtensão e sobrecarga e ainda desligamentos adicionais de linhas de transmissão. O nível de tensão recupera-se gradualmente na medida em que os motores são desconectados pela atuação da proteção de superaquecimento. Os bancos de capacitores não são muito efetivos na recuperação de tensão durante as condições de baixa tensão, já que o fornecimento de reativo é proporcional ao quadrado da tensão. Além disso, podem causar sobretensões dinâmicas em relação ao nível de pré-falta, após o corte de carga, até que sejam desligados. O nível de tensão começa a subir com o retorno das cargas cortadas por rejeição natural e dos motores de indução. A última etapa é caracterizada pela subtensão na rede devido aos bancos de capacitores permanecerem desligados, podendo tornar o sistema exposto à

um efeito em cascata na rede elétrica e que resulte em grandes perturbações e impactos financeiros. Assim sendo, é fundamental representar o comportamento real das cargas nos estudos em Sistemas Elétricos de Potência pois possibilitam planejar medidas para mitigar os problemas causados por essas.

Figura 5 – Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão



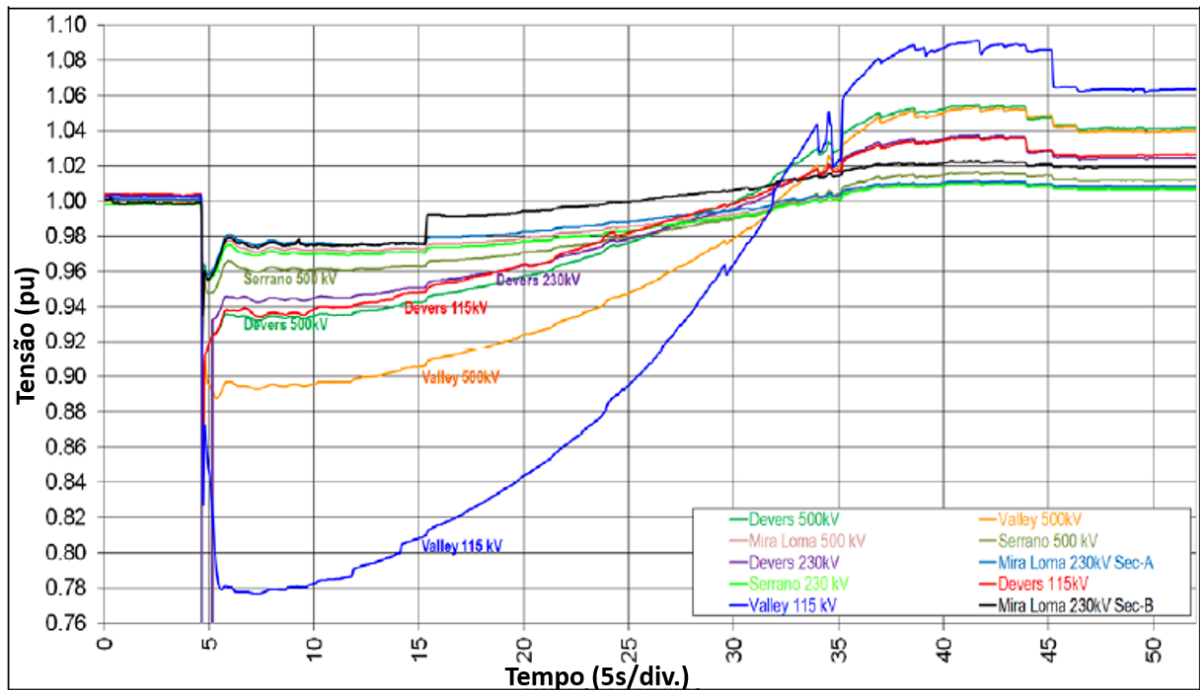
Fonte: Adaptado de Kosterev *et al.* (2009)

3.2 Ocorrências

Na Figura 6 são apresentados registros de tensão com base em PMU de uma ocorrência do fenômeno de FIDVR no sul do estado da Califórnia (EUA), região de clima desértico e definida por apresentar cargas notadamente compostas de condicionadores de ar residenciais, os quais são responsáveis pelo aumento do consumo de energia elétrica em até 60% durante os meses de verão.

De acordo com Bravo (2014), uma falta no sistema de transmissão da região reduziu a tensão à 0,78 pu, travando os compressores dos condicionadores de ar e consequentemente aumentando expressivamente a demanda de potência reativa - em até 550 Mvar - e sustentando a subtensão por diversos segundos. Nota-se que a subestação *Valley* foi a mais afetada durante este evento, especialmente o sistema de distribuição (115 kV), onde levou cerca 27 segundos para tensão recuperar ao nível de regime permanente. O corte de cargas por rejeição natural e a atuação da proteção térmica dos compressores contribuíram para que o sistema se recuperasse mais rapidamente; entretanto, a tensão continuou a subir em até 9% em relação ao nível pré-falta devido aos bancos de capacitores permanecerem ligados, sendo corrigida após 10 segundos com o desligamento dos mesmos.

Figura 6 – Fenômeno da Lenta Recuperação da Tensão no Sul da Califórnia (EUA)



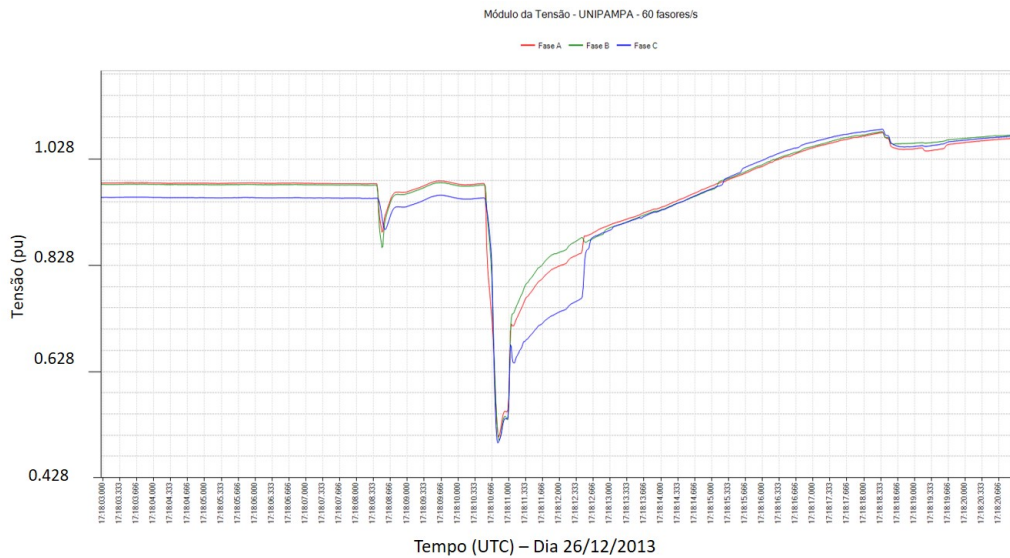
Fonte: Adaptado de Bravo (2014).

Quanto ao Sistema Interligado Nacional - SIN, em dezembro de 2013 com o registro de PMU foi possível observar uma ocorrência da FIDVR no Rio Grande do Sul. A perturbação teve início após a explosão do transformador de corrente da fase A, do lado de 230 kV, do transformador TR-1 da Subestação (SE) Santa Rosa 1, caracterizando-se como um curto-circuito monofásico, envolvendo a fase A, eliminado em 128 ms pela atuação da proteção diferencial do transformador. Alguns segundos após a eliminação deste defeito, houve um novo defeito no barramento de 230 kV da subestação Santa Rosa 1, caracterizando-se como um curto-circuito bifásico com evolução para um curto-circuito trifásico. Foram desligadas diversas linhas de transmissão pela atuação de suas proteções de retaguarda remota que fez com que a Usina Hidrelétrica - UHE São José e outras PCHs da região de Santa Rosa 1 fossem desligadas pela proteção de anti-ilhamento. Isso resultou em corte direto de 110 MW de cargas da RGE na subestação Santa Rosa 1 e, devido à abertura das linhas, ocorreu subtensão na região sul do estado, provocando a atuação do esquema de corte de carga por subtensão de 47 MW da CEEE-D. Além disso, em função das condições de atendimento sistêmica e pela característica da carga ser notadamente composta por motores utilizados no levante hidráulico, ocorreu uma rejeição natural de carga em razão da subtensão da ordem de 870 MW no estado do Rio Grande do Sul (ONS, 2014).

Na Figura 7 é apresentada a oscilografia de tensão da subestação Maçambará 230 kV. Ressalta-se que a região da ocorrência apresenta grandes lavouras de arroz com irrigação

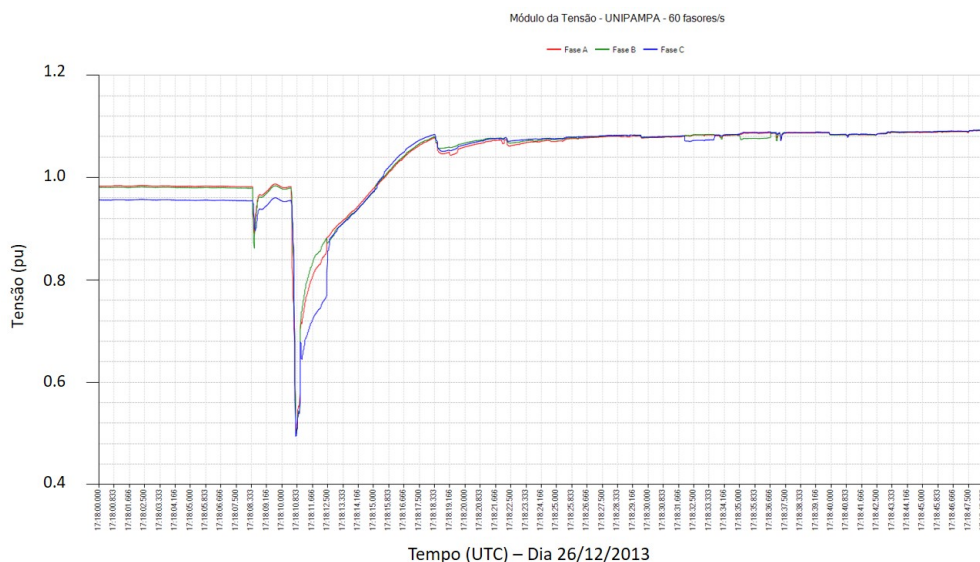
feita por bombas hidráulicas. Nota-se pela Figura 8 a longa duração do evento, que devido à perda das cargas majoritariamente compostas de motores de indução, permaneceu em níveis de tensão elevados em relação aos de pré-falta.

Figura 7 – Lenta Recuperação de Tensão na SE Maçambará 230 kV



Fonte: ONS (2014).

Figura 8 – Lenta Recuperação de Tensão na SE Maçambará 230 kV (escala de tempo expandida)

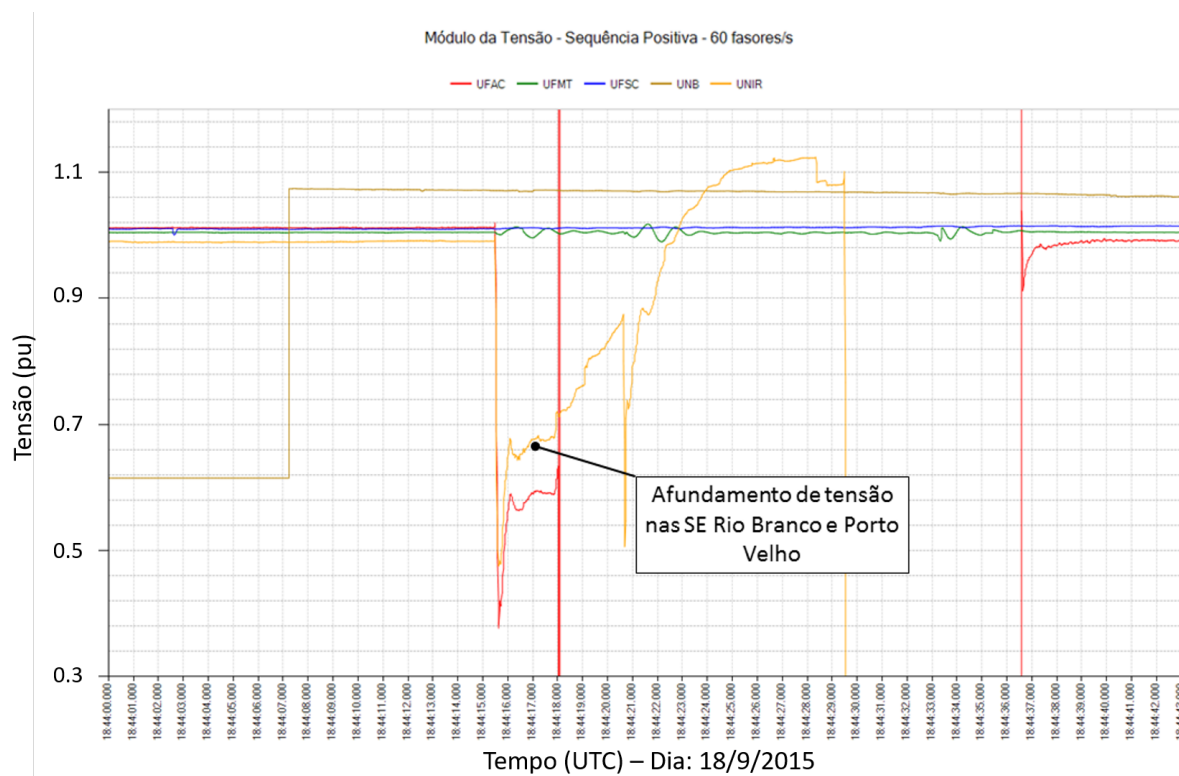


Fonte: ONS (2014).

Outro exemplo no SIN envolveu os estados do Acre e Rondônia, onde um curto-circuito monofásico envolvendo a fase C da Linha de Transmissão 230 kV Abunã - Porto Velho Circuito 2 causou um severo afundamento de tensão com lenta recuperação nas

subestações (SE) Rio Branco e Porto Velho 230 kV, conforme a Figura 9. Por tratar-se de uma região com clima quente e úmido, existe uma grande concentração de condicionadores de ar nas cidades maiores que pode ter contribuído com o afundamento tensão seguido pela lenta recuperação devido ao aumento na demanda por potência reativa destes equipamentos no instante da falta.

Figura 9 – Recuperação de Tensão nas SE Rio Branco e Porto Velho 230 kV (registro PMU)

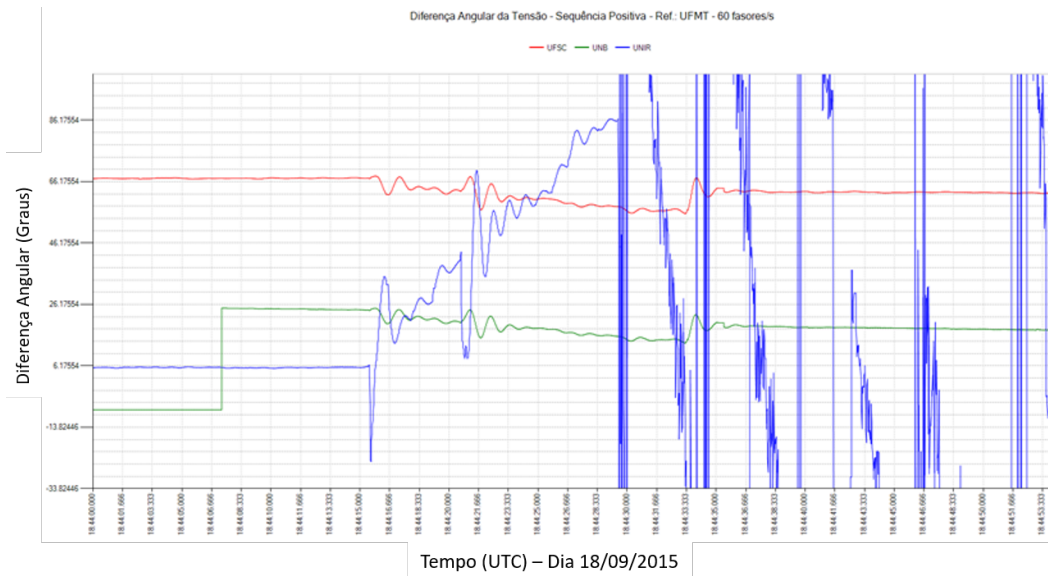


Fonte: ONS (2015).

A combinação desses dois problemas com o desligamento de montantes expressivos de carga levou o sistema Acre / Rondônia a exportar o excedente de potência proveniente do *Back-to-back* (404 MW) e da UHE Samuel (164 MW), implicando em perda de sincronismo desse sistema com relação ao SIN (na Figura 10) e atuação da Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) com a abertura das Linhas Ji-Paraná - Pimenta Bueno Circuitos 1 e 2 de 230 kV; isolando-o do resto do sistema. Verificou-se elevada sobrefrequência devido ao excedente de potência nesse sistema que levou ao desligamento dos filtros *Back-to-back* e ao colapso do sistema Acre / Rondônia. No total, cerca de 695 MW de carga foram interrompidos nesse distúrbio considerado grave (ONS, 2015).

As condições de operação do sistema Acre / Rondônia no início da perturbação eram bastante críticas, já que o mesmo operava sem a Usina Termoeletrica - UTE Termonorte II, com elevada carga na região e, portanto, apresentava uma potência de curto-circuito bastante reduzida.

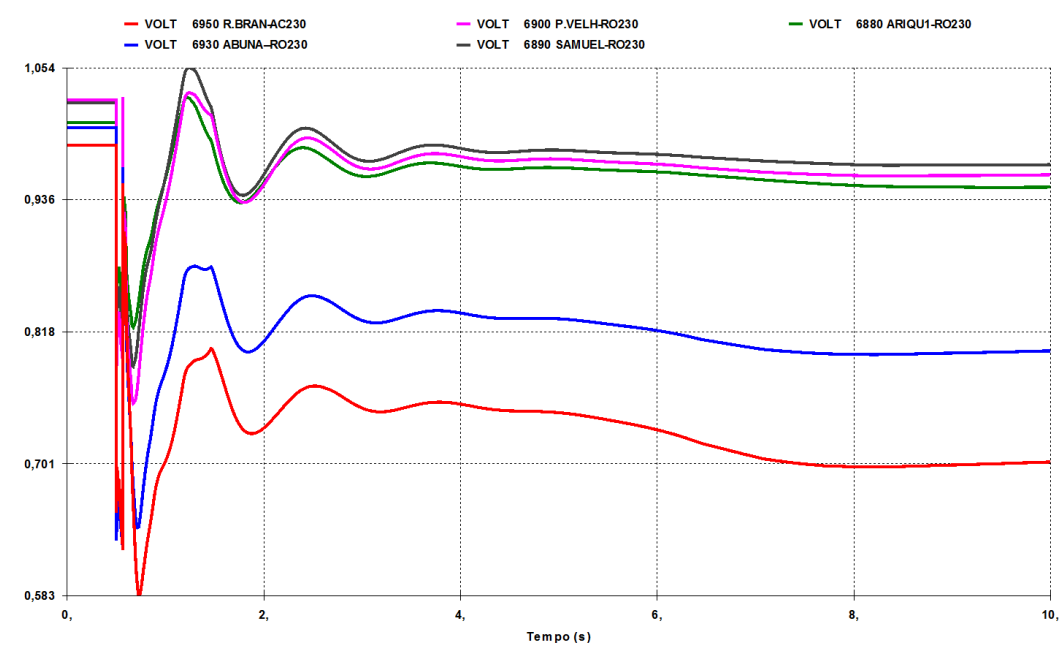
Figura 10 – Diferença Angular de Porto Velho com relação a de MT (registro PMU)



Fonte: ONS (2015).

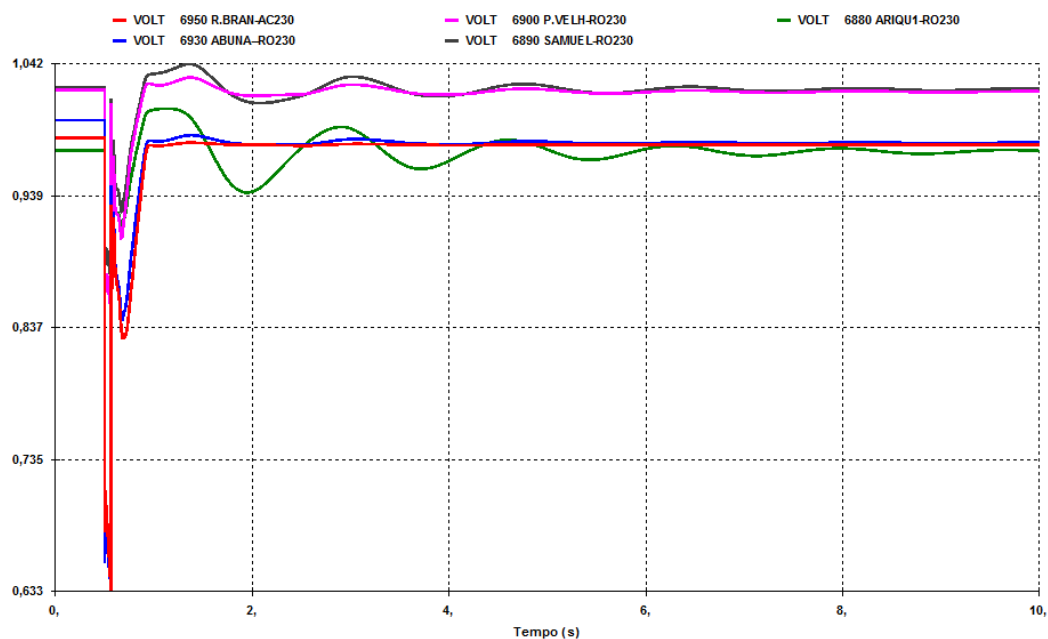
Análises *post-mortem* consideraram o efeito de motores de indução na simulação para conseguir reproduzir o fenômeno de afundamento de tensão na região de Rio Branco, como mostra a Figura 11. A Figura 12 mostra a mesma simulação porém com a UTE Termonorte II despachando 140 MW, sendo possível notar que a operação dessa usina poderia mitigar as questões associadas aos aspectos de tensão.

Figura 11 – Tensões nos barramentos de 230 kV - sem a UTE Termonorte II (simulação ANATEM)



Fonte: ONS (2015).

Figura 12 – Tensões nos barramentos de 230 kV - com a UTE Termonorte II (simulação ANATEM)



Fonte: ONS (2015).

Perturbações que resultam em problemas de estabilidade de tensão podem tornar-se recorrentes em regiões com grande presença de motores de indução, sejam através dos condicionadores de ar, dos sistemas de bombeamento, de uso industrial, entre outros. Para possibilitar as análises *post-mortem* de perturbações nessas áreas é fundamental realizar simulações dinâmicas que considerem o comportamento transitório desses motores na composição da carga, sendo assim possível identificar violações aos padrões de segurança de operação de um sistema e, logo, estudar e implementar as ações corretivas para mitigar ou eliminar, se possível, futuros colapsos de tensão.

No capítulo a seguir, um estudo de caso das regiões Sul e Fronteira Oeste do Rio Grande do Sul foi realizado com objetivo de expor a relevância que a elaboração de um novo modelo de carga, que considere a influência dos motores de indução, pode trazer aos estudos elétricos de sistemas de potência, principalmente relacionados à estabilidade de tensão.

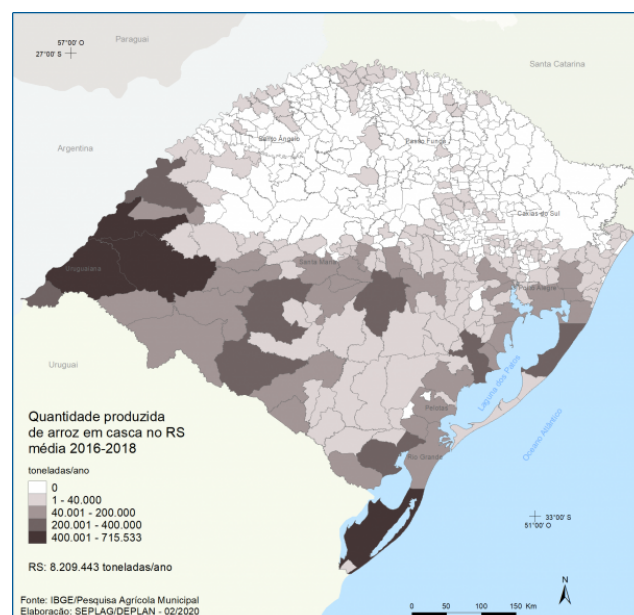
4 Estudo de Caso - Perturbação na Fronteira Oeste e Sul do Rio Grande do Sul

Para ilustrar melhor a influência que motores de indução podem causar no sistema elétrico, será apresentado ao longo deste capítulo um estudo de caso no SIN, com base em resultados de simulações computacionais. Para tanto, foram utilizados três programas: (i) o ANAREDE – Análise de Redes Elétricas, utilizado para análises de fluxo de potência em regime permanente, (ii) o ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos, que tem como objetivo a análise de grandes perturbações nos sistemas de potência, compreendendo os períodos de estabilidade transitória e dinâmica e (iii) o FormCEPEL, utilizado para filtrar e levantar os dados necessários (CEPEL, 2019).

4.1 Descrição do sistema em análise

A produção de arroz é desenvolvida em grande parte do estado do Rio Grande do Sul (RS). Porém, para a realização deste trabalho, foram escolhidas as regiões com maior produtividade, como é apresentado na Figura 13, em função da presença elevada de carga composta por motores de indução.

Figura 13 – Produção de Arroz no Rio Grande do Sul



Fonte: SEPLAG (2020)

Para a análise dos resultados, foram consideradas duas áreas geolétricas do sistema do Rio Grande do Sul, sendo elas:

- Fronteira Oeste: Trata-se da região responsável pela produção de mais da metade do arroz no estado onde as cargas são predominantemente compostas por motores de indução para acionamento de bombas de irrigação usadas nas lavouras.
- Região Sul: Também possui influência das cargas compostas por motores de indução usadas no levante hidráulico durante o período de safra de arroz.

A Figura 14 e Figura 15 apresentam o diagrama com as subestações e linhas de transmissão que compõem a Rede Básica dessas regiões.

Figura 14 – Diagrama da Rede Básica na Fronteira Oeste do RS

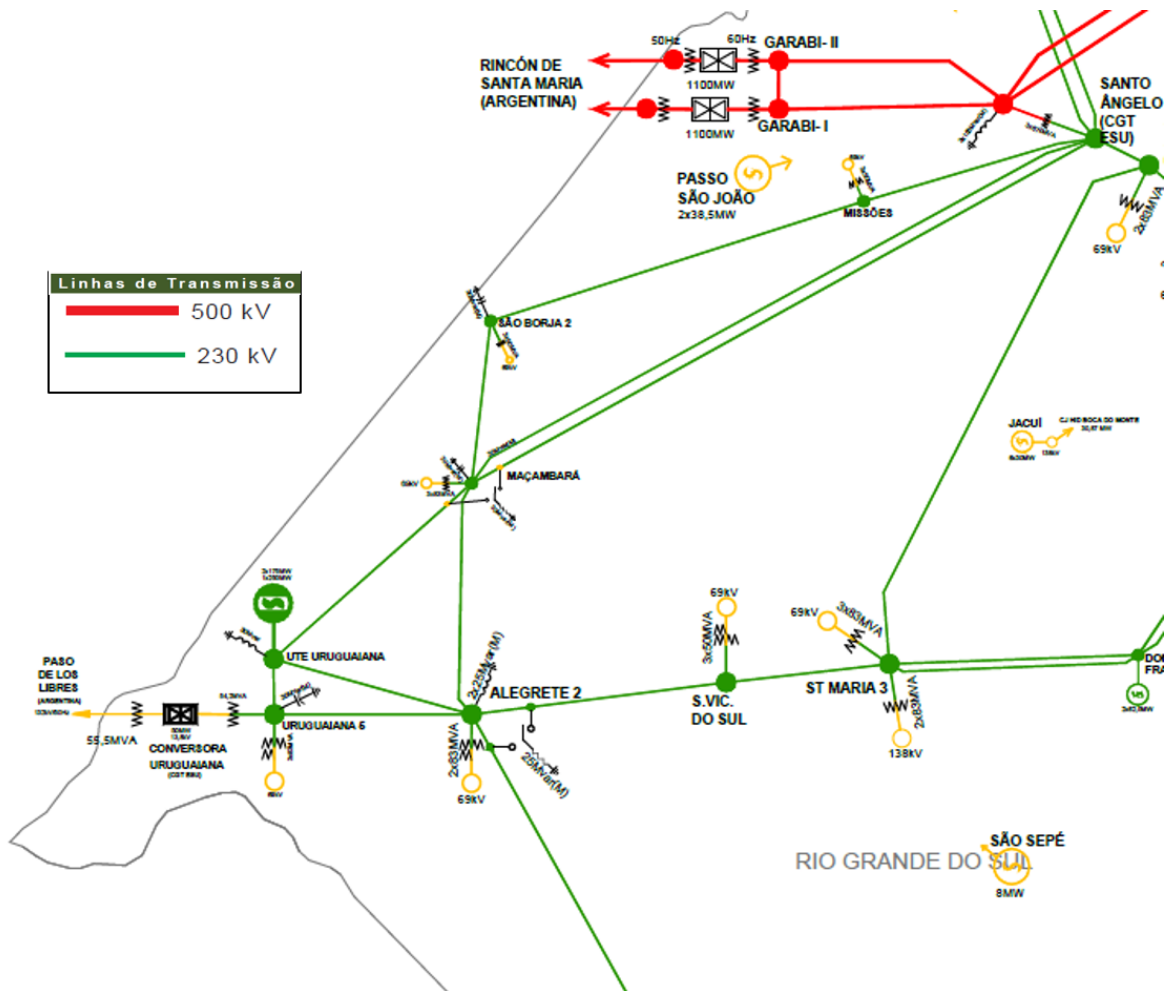
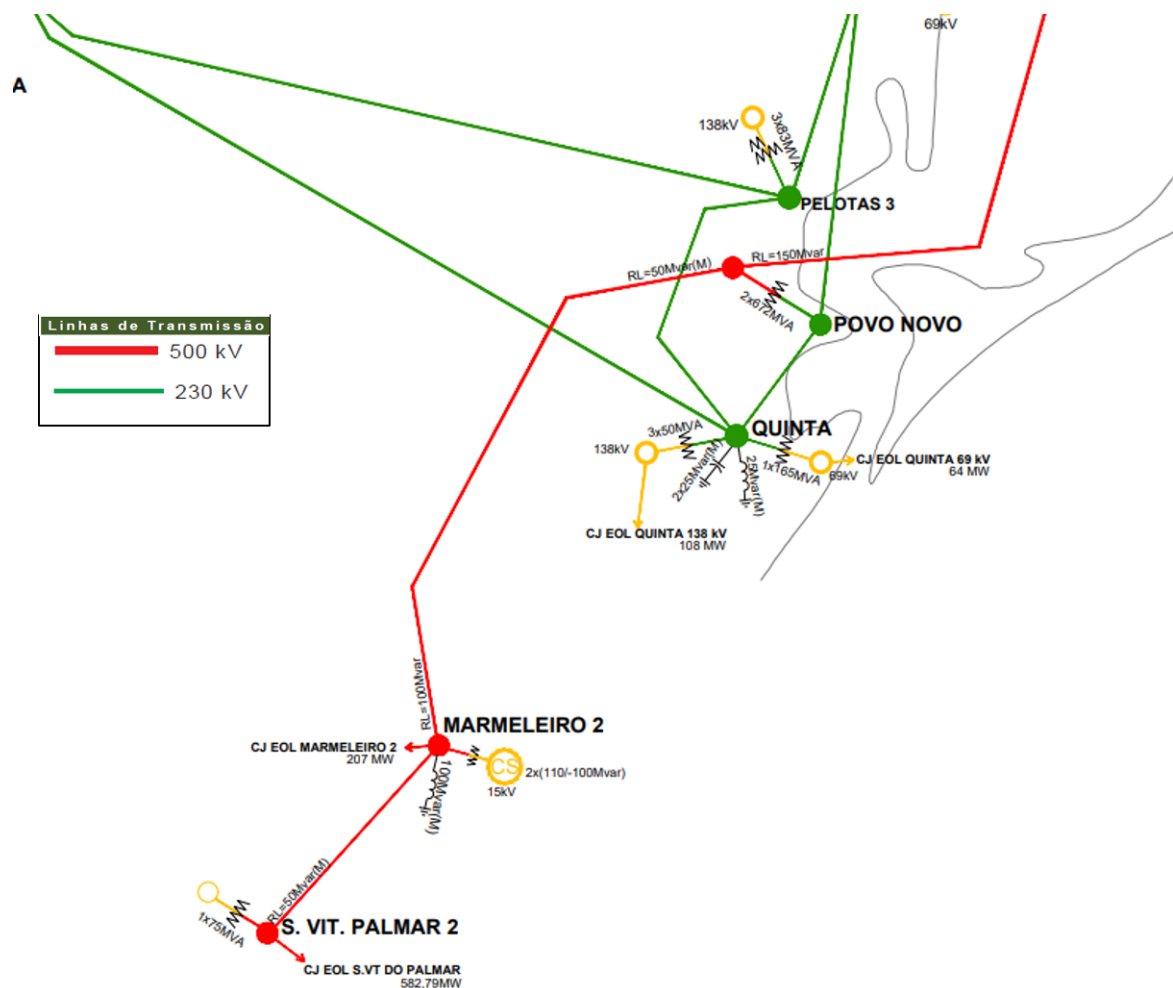


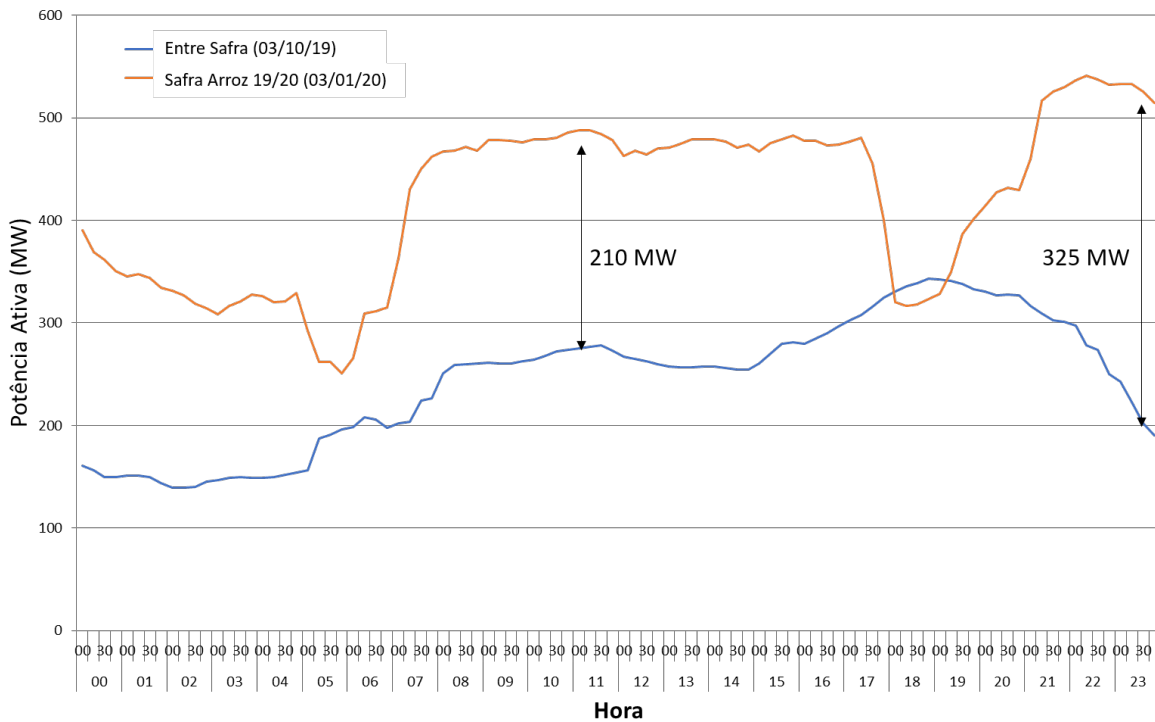
Figura 15 – Diagrama da Rede Básica no Sul do RS



Fonte: ONS (2020)

Na Figura 16 é ilustrado o comportamento sazonal da carga na região da Fronteira Oeste causado pelo levante hidráulico. Na Figura são comparadas as curvas referentes ao período de safra e entressafra. O período de carga leve, que possui incentivos fiscais com tarifas reduzidas, é o utilizado para ligar a maior parte dos motores e irrigar as lavouras já que possibilita ao produtor economizar na conta da energia elétrica. Outra característica observada nas subestações com cargas de levante hidráulico é a redução expressiva da potência consumida que ocorre durante o período de ponta, já que grande parte das estações de bombeamento são desligadas em virtude da tarifa mais cara.

Figura 16 – Impacto da Carga de Levante Hidráulico na Fronteira Oeste



Fonte: O autor (2021)

4.2 Estruturação do Modelo de Carga

O comportamento da carga para uma dada região muda diariamente, já que existem diversas variáveis que podem afetá-la, como geração de usinas e condições meteorológicas por exemplo. Portanto, para determinar as subestações que contém levante hidráulico, bem como a porcentagem de carga a ser modelada como motor, foi necessário solicitar essas informações às distribuidoras RGE e CEEE-D, que atuam nessas regiões. A partir dessas parcelas definidas foram então feitos os ajustes no caso referente ao mês de janeiro de 2020 no programa ANAREDE que foi elaborado pelo planejamento mensal do ONS. A Tabela 1 apresenta esses dados utilizados no programa, onde:

- **Pl** : é a potência ativa total da barra onde será conectado o motor de indução;
- **Ql** : é a potência reativa total da barra onde será conectado o motor de indução;
- **Fmi** : é o percentual de carga ativa da barra a ser representada como motor de indução;
- **Pmi** : potência ativa total do motor de indução;

A maior concentração de carga de MI encontra-se na Fronteira Oeste, notadamente nas subestações de Uruguaiana 5 69kV e Maçambará 69 kV, onde a influencia do levante hidráulico pode chegar a valores próximos a 100% da carga.

Tabela 1 – Levantamento da Carga de Levante Hidráulico por Subestação

Nº da Barra	Nome e Tensão [kV]	P_l [MW]	Q_l [Mvar]	F_{mi} [%]	P_{mi} [MW]
1182	Alegrete - 69 kV	29,0	4,5	60%	17,4
1185	Alegrete 2 - 69 kV	22,4	3,0	60%	13,44
1235	Maçambará - 69 kV	87,2	27,8	80%	69,76
1253	São Borja 2 - 69 kV	26,5	10,7	65%	17,23
1274	Santa Vitória do Palmar - 138 kV	28,1	12,8	43%	12,0
1285	Marmeleiro - 138 kV	26,6	15,7	68%	18,0
1295	Uruguaiana 5 - 69 kV	104,8	28,7	70%	73,36
2056	Pedro Osório - 138 kV	14,3	2,7	42%	6,0
2072	Jaguarão - 138 kV	12,4	5,2	40%	5,0
2073	Arroio Grande - 138 kV	9,3	7,4	54%	5,0
9205	Maçambará - 23 kV	16,9	3,1	100%	16,9
9206	São Borja - 23 kV	20,5	6,9	100%	20,5

Fonte: O autor (2021)

De acordo com o estudo realizado por Köpp (2016) sobre o desempenho de estações de bombeamento em lavouras de arroz irrigado na Fronteira Oeste, mais de 68,12% das localidades analisadas possuíam motores com potência nominal entre 135 a 200 cv, sendo que a média foi de $151,8 \pm 78,9$ cv. Sendo assim, neste trabalho foram utilizados motores de indução de 150 HP (152,08 cv) listados na Nota Técnica da CHESF (1998) para todas as localidades, já que - além de ser o valor médio constatado - apresentam características semelhantes aos motores típicos de bomba de irrigação rural presente nesta NT. A Tabela 2 apresenta os parâmetros na base nominal do motor para o fator de carregamento - F_c igual a 100%, onde:

- T_{max}/T_{nom} : é a relação torque máximo e torque nominal;
- I_p/I_n : é a relação corrente de partida e corrente nominal;
- R_1 e X_1 : são a resistência e reatância do estator;
- R_2 e X_2 : são a resistência e reatância do rotor;
- X_m : é a reatância de magnetização;
- s : é o escorregamento nominal do motor;
- α : é o expoente da curva de toque de carga do motor;
- H : é a constante de inércia do conjunto motor-carga.

Tabela 2 – Parâmetros do Motor Utilizado nas Simulações

Tipo do Motor	R_1 [%]	X_1 [%]	R_2 [%]	X_2 [%]	X_m [%]	s [%]	α	H [s]
150 HP / 400 V Tm/Tn = 1,88 Ip/In = 4,04	5,203	10,652	3,048	8,056	364,172	4,014	2,0	0,73

Fonte: O autor (2021)

De acordo com a Nota Técnica da CHESF (1998), o expoente da curva torque/velocidade da carga - α normalmente varia entre 0 e 2, dependendo do tipo de carga acionada. Para cargas compostas por bombas de irrigação, cargas de interesse no contexto do trabalho, é utilizado o valor típico de α igual a 2, conforme indicado na Tabela 2. Observa-se que cargas como compressores de ar condicionado são representados por α igual a 1, ou seja, com torque mecânico constante (Equação 2.4) que resulta em um comportamento dinâmico mais crítico. O número de unidades de máquinas - n e a potência reativa total absorvida pelo motor de indução - Q_{mi} foram calculados de acordo com as equações abaixo, onde P_m e Q_m são, respectivamente, a potência ativa e reativa do motor em pu, que varia de acordo com o fator de carregamento (CHESF, 1998), 150 é a potência nominal (HP) do motor utilizado e 746 é o fator para converter entre HP e Watts.

$$n = \frac{100 \cdot 10^6 \cdot P_{mi}}{746 \cdot 150 \cdot F_c \cdot P_m} \quad (4.1)$$

$$Q_{mi} = \frac{150 \cdot 746 \cdot n \cdot Q_m}{10^6} \quad [Mvar] \quad (4.2)$$

A Tabela 3 apresenta os valores de potência ativa, número de unidades de máquinas e potência reativa dos motores de indução para cada barramento.

A partir disso é preciso então recalculer os valores de potência ativa e reativa da carga estática que serão modeladas de acordo com o modelo ZIP - P_{zip} e Q_{zip} , respectivamente. A Tabela 4 contém esses valores calculados, sendo que

$$P_{zip} = P_l - P_{mi} \quad [MW] \quad (4.3a)$$

$$Q_{zip} = Q_l - Q_{mi} \quad [Mvar] \quad (4.3b)$$

Nota-se, que em algumas barras a parcela de carga reativa - Q_{zip} possui valores negativos. Para manter-se o mesmo fator de potência inicial, foram mantidos esses valores já que a potência reativa foi modelada como 100% impedância constante, ou seja, que varia com o quadrado da tensão. Logo, para efeitos de simulação, seria o equivalente a inserir uma compensação capacitiva nessas barras para corrigir o fator de potência devido a concentração de cargas rotativas.

Tabela 3 – Parcela de Cargas Modeladas como Motor de Indução

Nº da Barra	P_{mi} [MW]	n	Q_{mi} [Mvar]
1182	17,40	139	7,60
1185	13,44	107	5,87
1235	69,76	557	30,48
1253	17,23	138	7,53
1274	12,0	96	5,24
1285	18,0	144	7,87
1295	73,36	586	32,06
2056	6,0	48	2,62
2072	5,0	40	2,18
2073	5,0	40	2,18
9205	16,9	135	7,38
9206	20,5	164	8,96

Fonte: O autor (2021)

Tabela 4 – Parcela de Cargas Modeladas como ZIP

Nº da Barra	P_{zip} [MW]	Q_{zip} [Mvar]
1182	11,60	-3,10
1185	9,0	-2,87
1235	17,40	-2,68
1253	9,3	3,17
1274	16,10	7,56
1285	8,6	7,83
1295	31,40	-3,36
2056	8,30	0,08
2072	7,40	3,02
2073	4,3	5,22
9205	0,0	-4,28
9206	0,0	-2,06

Fonte: O autor (2021)

4.3 Simulações

Nesta seção serão apresentados os resultados das simulações realizadas. A fim de comparar a diferença entre os modelos de carga, foi simulada a análise da contingência de três Linhas de Transmissão (LT) diferentes, conforme a seguir:

- **LT 525 kV Santo Ângelo - Itá Circuitos 1 e 2:** responsáveis por grande parte do fornecimento da região Oeste do Rio Grande do Sul. Foram realizadas a perda simples do Circuito 1 (C1) e a perda simples do Circuito 1 (C1) com a indisponibilidade do Circuito 2;
- **LT 230 kV Povo Novo - Quinta:** responsável por grande parte do fornecimento

da região Sul do RS. Foi realizada a perda simples do Circuito 1;

- **LT 525 kV Povo Novo - Nova Santa Rita:** linha importante para a malha de 525 kV da região Sul do estado, sendo responsável por escoar a geração eólica do Sul e importação de energia pela conversora de frequência Melo. Foi simulada a perda simples do Circuito 1.

4.3.1 Comparação de Modelos de Carga

De acordo com o artigo elaborado por Aquino *et al.* (2006), a execução das simulações de faltas desbalanceadas em programas de estabilidade transitória depende de informações adicionais extraídas das redes de sequências negativa e zero. Com base nestas informações, pode-se calcular o valor da impedância a ser conectada no ponto de falta da rede de sequência positiva para representação do curto-circuito. A se considerar que, enquanto as impedâncias de sequência positiva e negativa podem ser consideradas iguais, a informação sobre a rede de sequência zero não é necessariamente disponível na base de dados dos programas de estabilidade transitória. Portanto, no artigo é proposto um critério para a realização de simulação de curto fase-terra, onde a única informação a ser utilizada, quando for inviável a determinação da impedância equivalente, é um valor entre 0,60 e 0,70 pu para a tensão de sequência positiva no barramento sob falta. Neste trabalho, foi utilizado o valor padrão do ANATEM de 0,65 pu.

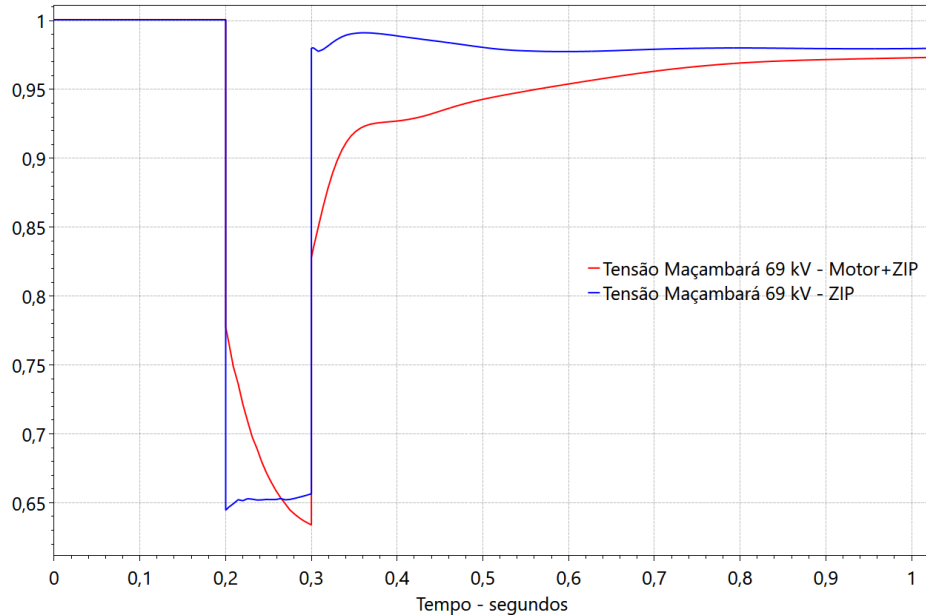
As simulações executadas pelo ONS nos estudos de planejamento e programação da operação consideram unicamente a ocorrência de curto-circuitos (CC) fase-terra, já que representam cerca de 80% das faltas de natureza elétrica incidindo sobre a rede básica (AQUINO *et al.*, 2006). Assim sendo, primeiramente foram simulados esse tipo de defeito nas linhas de transmissão. Por padrão, foi aplicado o curto em 200 ms e a eliminação e abertura da linha feita após 100 ms em ambos os terminais para linhas de 525 kV e 150 ms para linhas de 230 kV, conforme os critérios estabelecidos pelo ONS (2018) para eliminação do defeito sem falha de disjuntor.

Para as cargas ZIP, a parcela de potência ativa foi modelada como 60% de potência constante e 40% de impedância constante e a parcela de potência reativa como 100% de impedância constante, conforme consta na base de dados para simulação de transitórios eletromecânicos no SIN (ONS, 2020). Além disso, as Usinas Térmicas de Candiota III e Pampa Sul foram mantidas fora de operação.

Na Figura 17 está apresentado o gráfico da tensão na subestação Maçambará 69 kV, para os modelos de carga estática e dinâmica, após um curto-circuito monofásico na LT Santo Ângelo (STA) - Itá (YTA) 525 kV Circuito 1. Nota-se a recuperação instantânea da tensão após a abertura da linha no caso de 100% carga ZIP, enquanto que no caso com motores leva 260 ms para retornar a valores acima de 0,95 pu e aproximadamente 600 ms

para atingir o regime permanente.

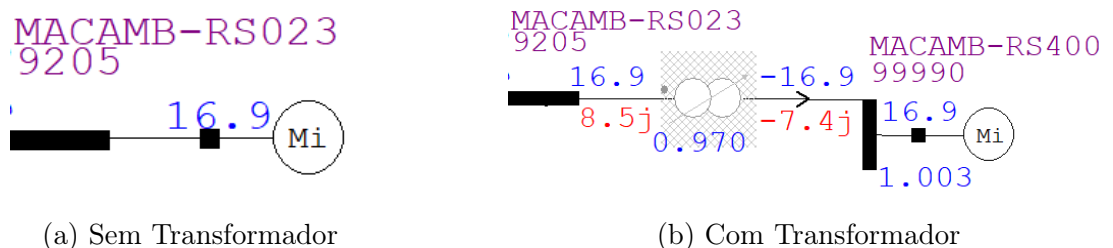
Figura 17 – Comparação Entre Modelo ZIP e MI+ZIP Após CC Monofásico na LT 525 kV STA-YTA C1



Fonte: O autor (2021)

Inicialmente, os motores de indução foram conectados diretamente nas barras de carga, ou seja, sem incluir transformadores abaixadores para sua tensão nominal. Para averiguar a diferença que isso poderia causar na simulação, um outro modelo foi criado onde transformadores equivalentes com 8% de reatância (na base do equipamento) foram inseridos, para rebaixar a tensão aos 400 V nominais do motor. A potência de cada transformador foi determinada de acordo com a demanda do motor, acrescida de uma margem de 25%. A Tabela 5 apresenta os dados desses transformadores com os valores de reatância corrigidos para a potência de base (100 MVA) utilizada no ANAREDE, sendo que as barras “Para” são barras fictícias criadas para conectar os motores. Na Figura 18 é exibido um exemplo para a barra 9205 (Maçambará 23 kV) com o diagrama desses dois modelos diferentes.

Figura 18 – Modelos de Motores de Indução Conectados na Barra



(a) Sem Transformador

(b) Com Transformador

Fonte: O autor (2021)

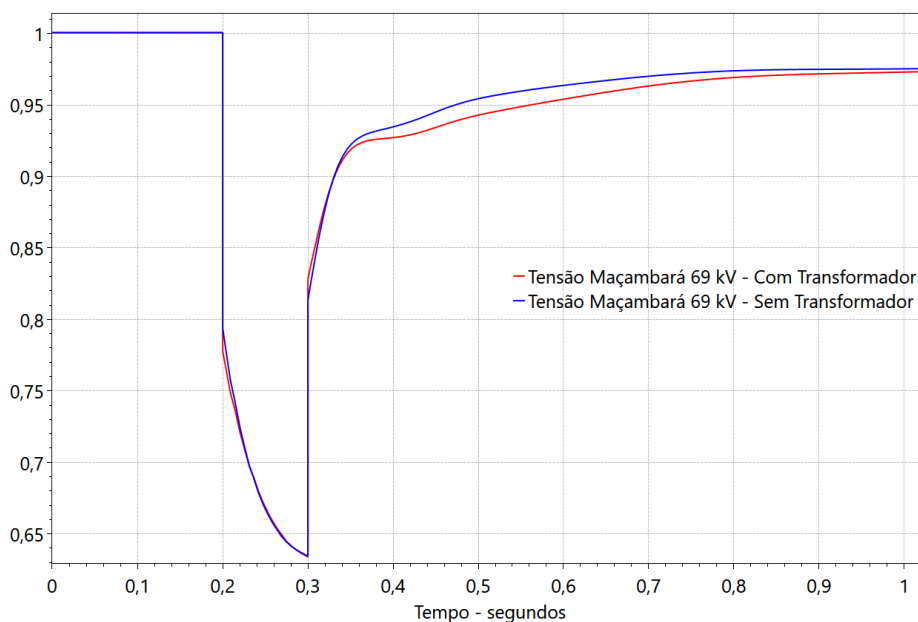
Tabela 5 – Dados dos Transformadores Equivalentes dos Motores

De	Para	Reatância [%]	Potência [MVA]
1182	99980	33,7	24,0
1185	99981	43,6	18,0
1235	99982	8,4	95,0
1253	99983	34,0	23,0
1274	99984	48,9	16,0
1285	99985	32,6	25,0
1295	99986	8,0	100,0
2056	99987	97,7	8,0
2072	99988	117,3	7,0
2073	99989	117,3	7,0
9205	99990	34,7	23,0
9206	99991	28,6	28,0

Fonte: O autor (2021)

As contingências estudadas para esses dois modelos (com e sem transformador) apresentados anteriormente não tiveram diferenças significativas na severidade do afundamento de tensão durante o curto-circuito. Porém, o modelo com transformador apresentou um tempo de recuperação relativamente mais lento, como pode ser visto na Figura 19. Os resultados referem-se à tensão na subestação Maçambará 69 kV (Barra 1235), considerando a aplicação de um curto-circuito monofásico na LT STA-YTA 525 kV C1, de duração de 100 ms, e eliminado com a abertura da citada linha em ambos os terminais.

Figura 19 – Comparação da Tensão nos Modelos Com e Sem Transformador



Fonte: O autor (2021)

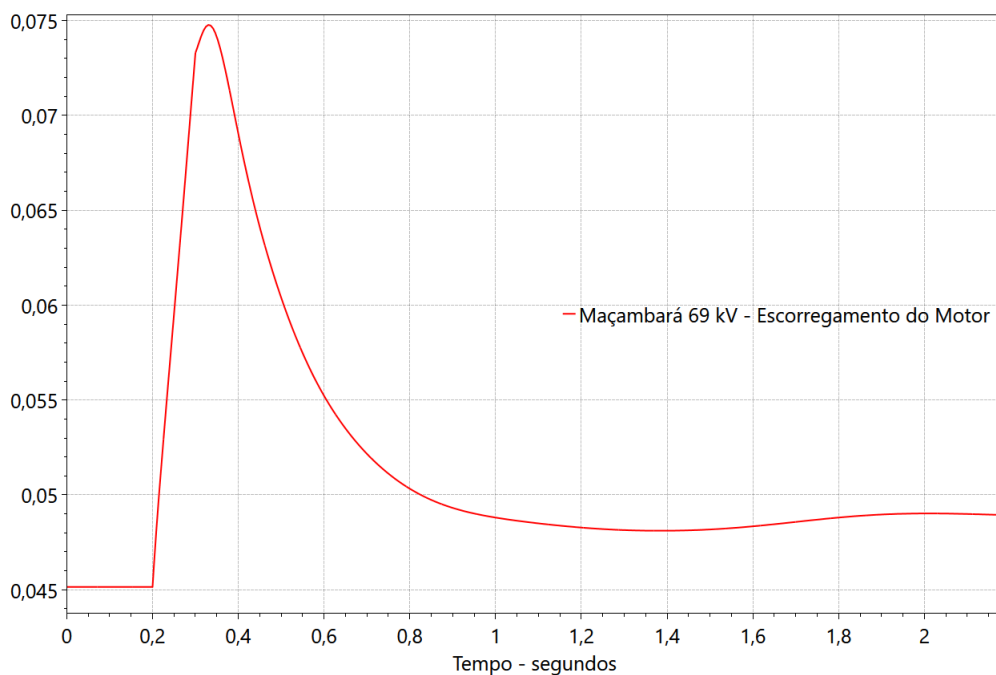
No caso sem transformador levou cerca de 235 ms para a tensão retornar à 0,95 pu, enquanto que no caso com transformador esse tempo foi de aproximadamente 332 ms.

4.3.2 Resultados de Simulação Para o Cenário Base

Com base nos resultados de comparação entre os modelos de carga, apresentados anteriormente, optou-se por utilizar o modelo que inclui a representação dos transformadores rebaixadores no restante das simulações desenvolvidas.

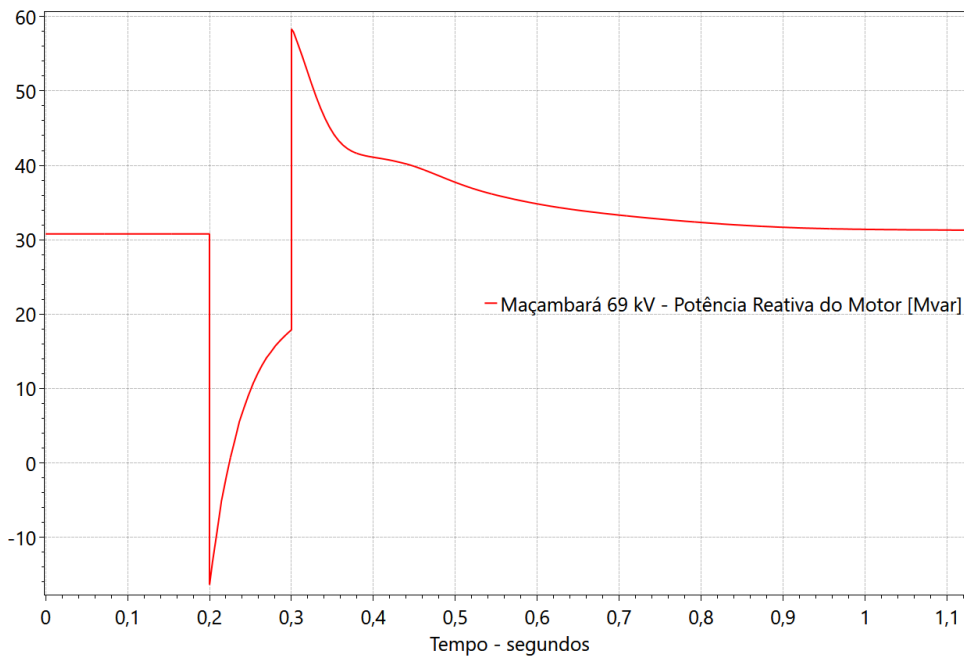
Nas Figuras 20 e 21 são apresentados o escorregamento e a potência reativa absorvida pelo motor, respectivamente, na subestação Maçambará 69 kV durante o curto-circuito monofásico na LT STA-YTA 525 kV C1. Após a eliminação do defeito, quando o escorregamento do motor já é maior, a potência reativa absorvida também aumenta que resulta em níveis de subtensão sustentados por um período maior e com uma recuperação gradativa na medida que a potência absorvida vai diminuindo. A Figura 22 demonstra que quanto mais próximo do defeito a subestação estiver, maior é a variação do escorregamento e conseqüentemente mais lenta a recuperação de tensão.

Figura 20 – Escorregamento do Motor de Indução em Maçambará 69 kV



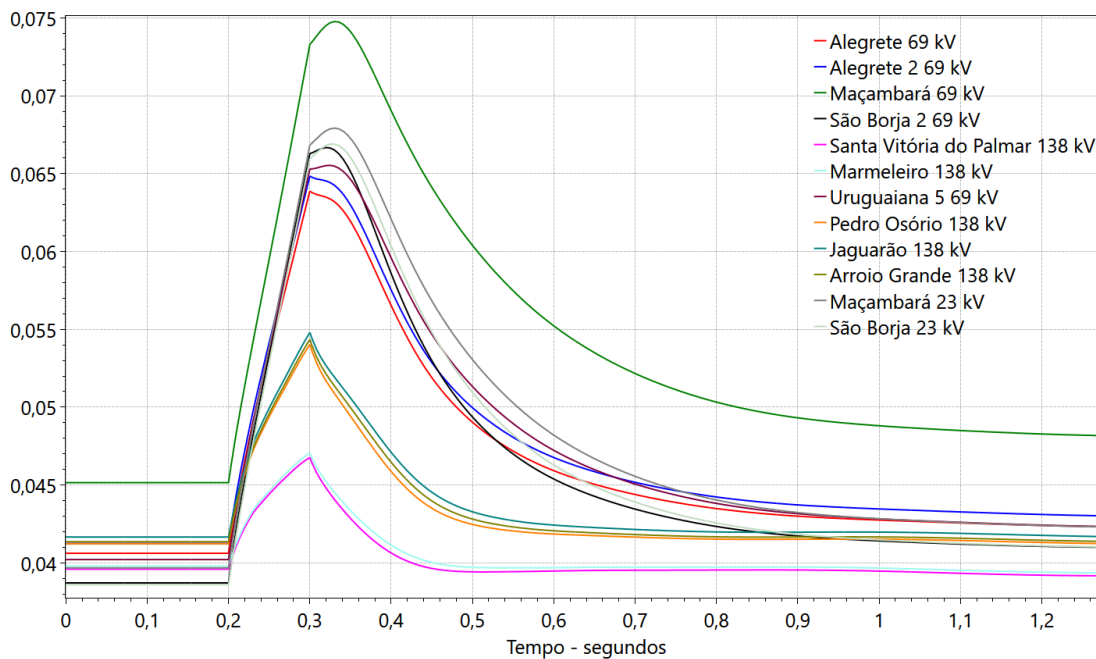
Fonte: O autor (2021)

Figura 21 – Potência Reativa do Motor de Indução em Maçambará 69 kV



Fonte: O autor (2021)

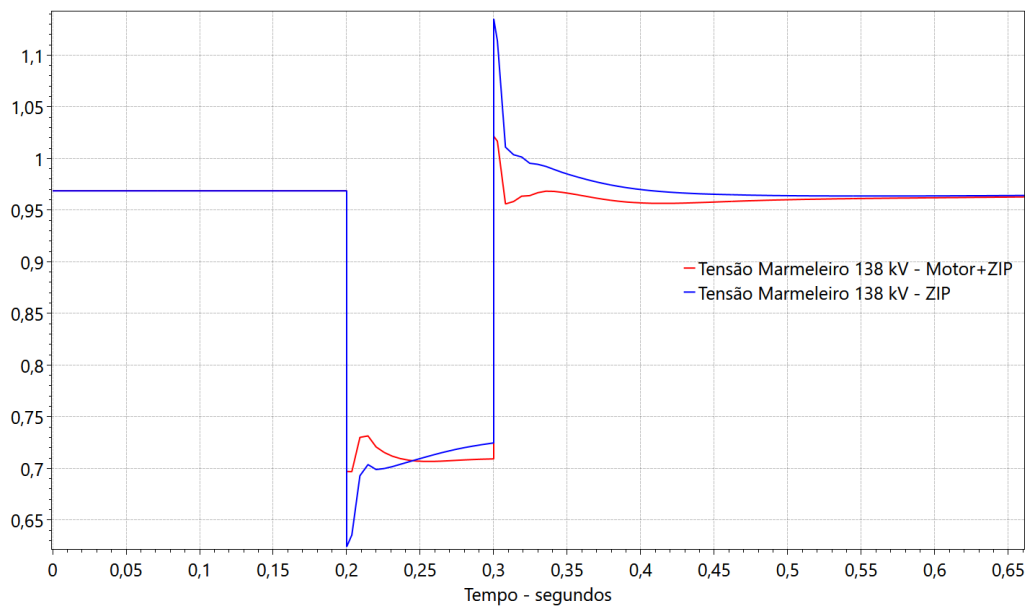
Figura 22 – Escorregamento nos MI nas Subestações Após CC Monofásico na LT 525 kV STA-YTA C1



Fonte: O autor (2021)

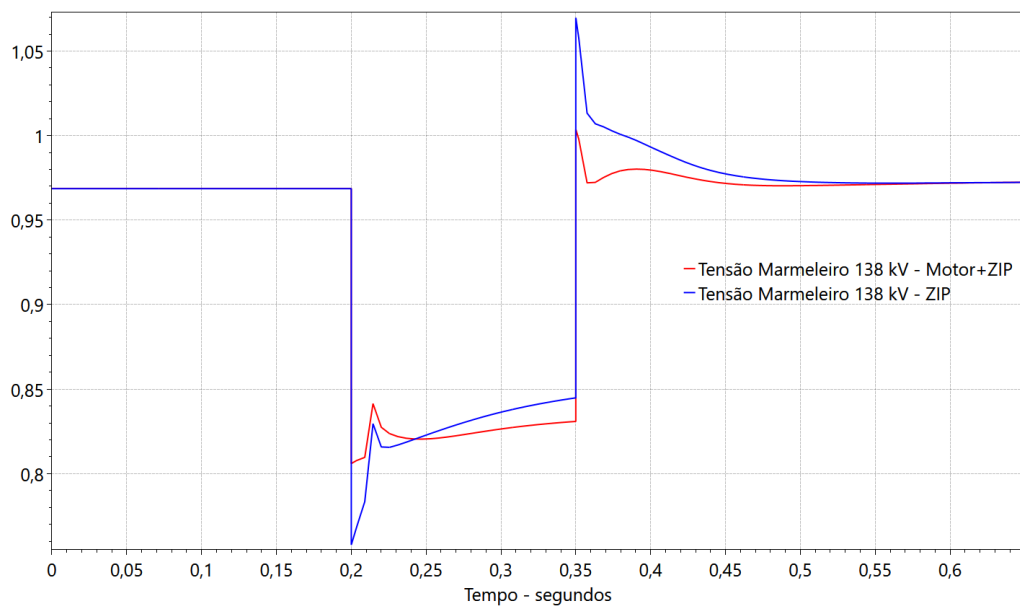
Quanto ao Sul do estado, foi observado que o suporte de potência reativa das usinas Eólicas na região e do Compensador Síncrono (CS) localizado na subestação Marmeleiro 2 (MRO2) 525 kV contribuíram para mitigar o problema de lenta recuperação, principalmente nas subestações mais próximas, como Santa Vitória do Palmar (SVP) 138 kV e Marmeleiro (MML) 138 kV, mesmo contendo a maior parte de carga de levante hidráulico da região (Figuras 23 a 26).

Figura 23 – Tensão em MML 138 kV Após CC Monofásico na LT 525 kV PNO-NSR C1



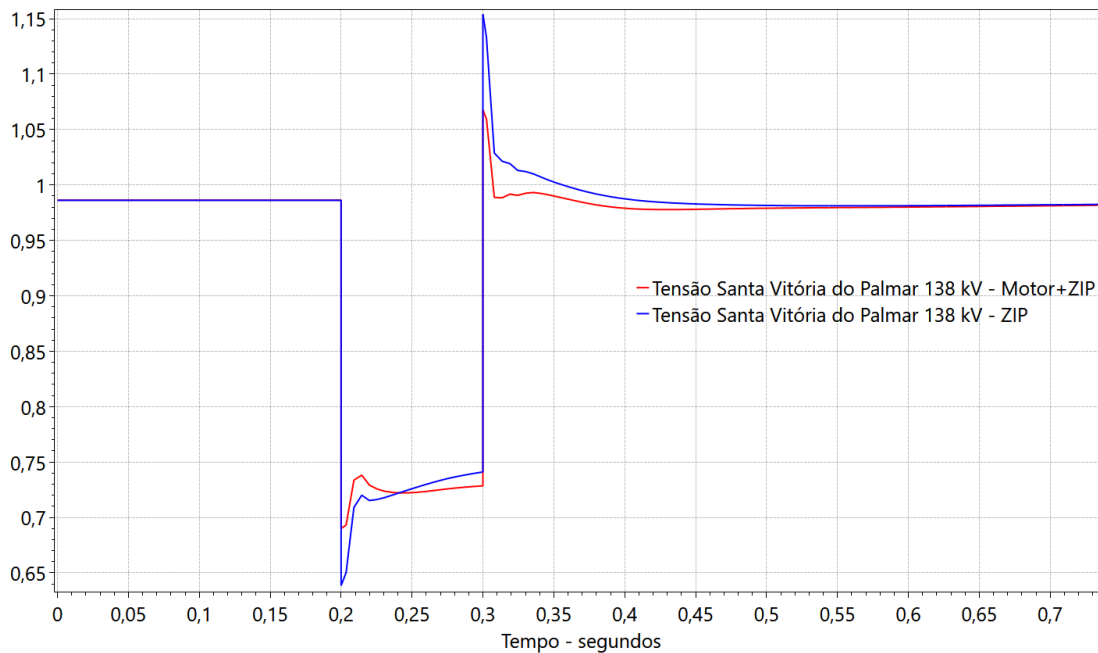
Fonte: O autor (2021)

Figura 24 – Tensão em MML 138 kV Após CC Monofásico na LT 230 kV QUI-PNO C1



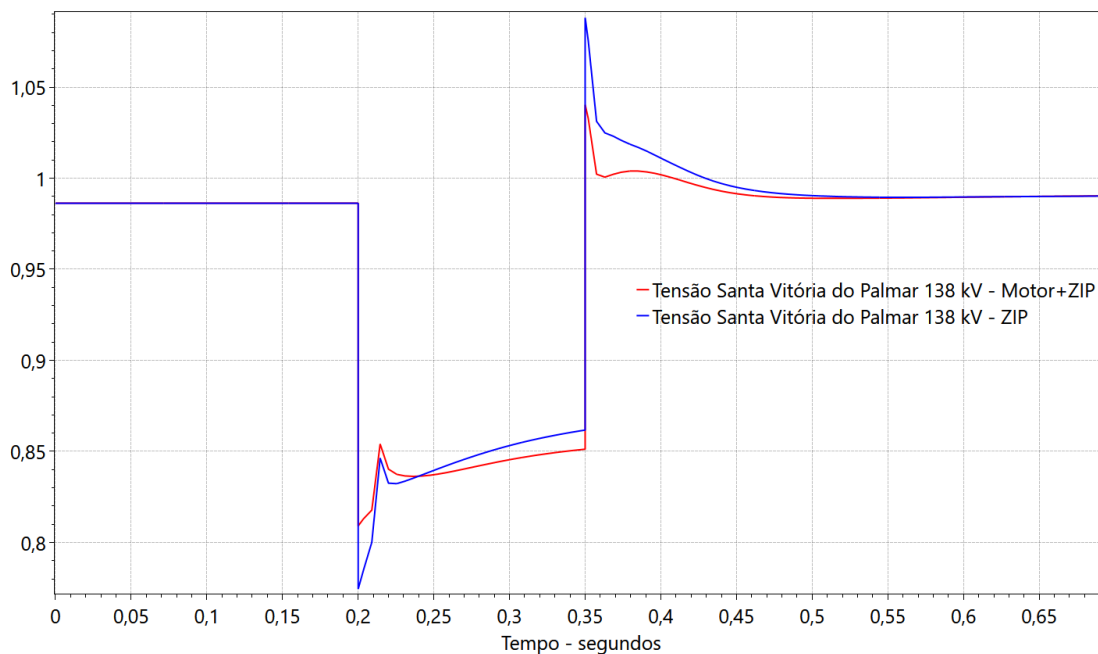
Fonte: O autor (2021)

Figura 25 – Tensão em SVP 138 kV Após CC Monofásico na LT 525 kV PNO-NSR C1



Fonte: O autor (2021)

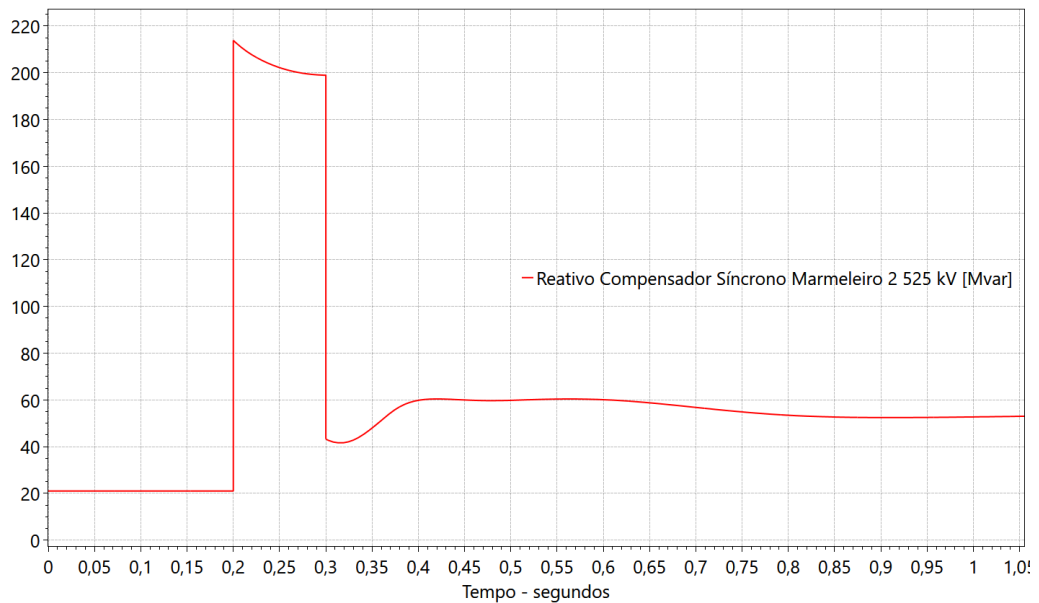
Figura 26 – Tensão em SVP 138 kV Após CC Monofásico na LT 230 kV QUI-PNO C1



Fonte: O autor (2021)

Na Figura 27 é apresentado o comportamento do CS no instante do defeito na LT Povo Novo (PNO) - Nova Santa Rita (NSR) 525 kV C1, que eleva o fornecimento de potência reativa para compensar o afundamento de tensão e mantém em níveis mais elevados após a abertura da linha.

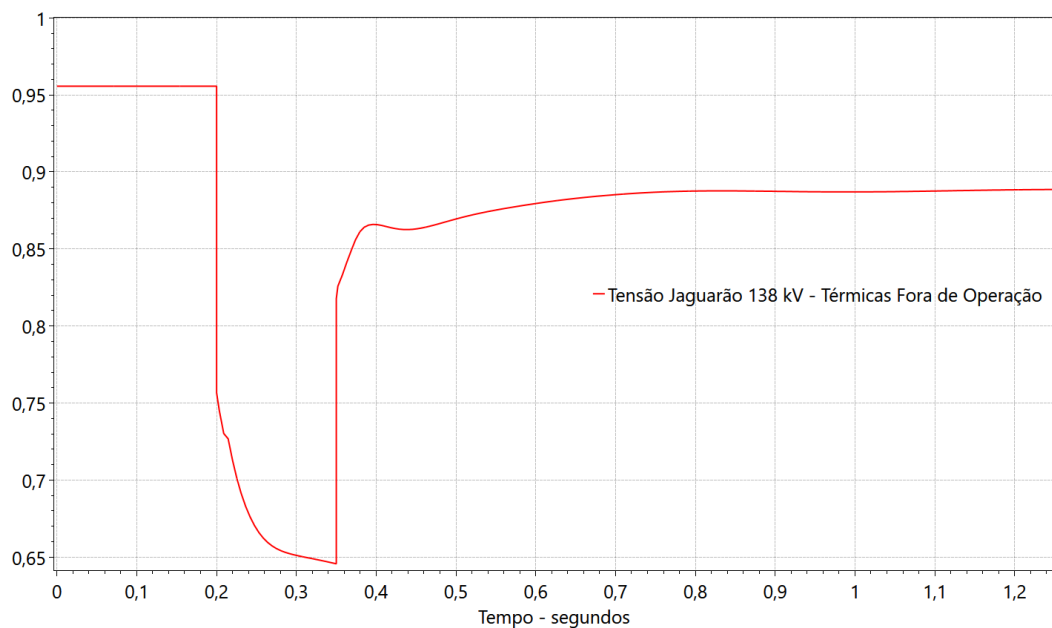
Figura 27 – Potência Reativa CS MRO2 525 kV Após CC Monofásico na LT 525 kV PNO-NSR C1



Fonte: O autor (2021)

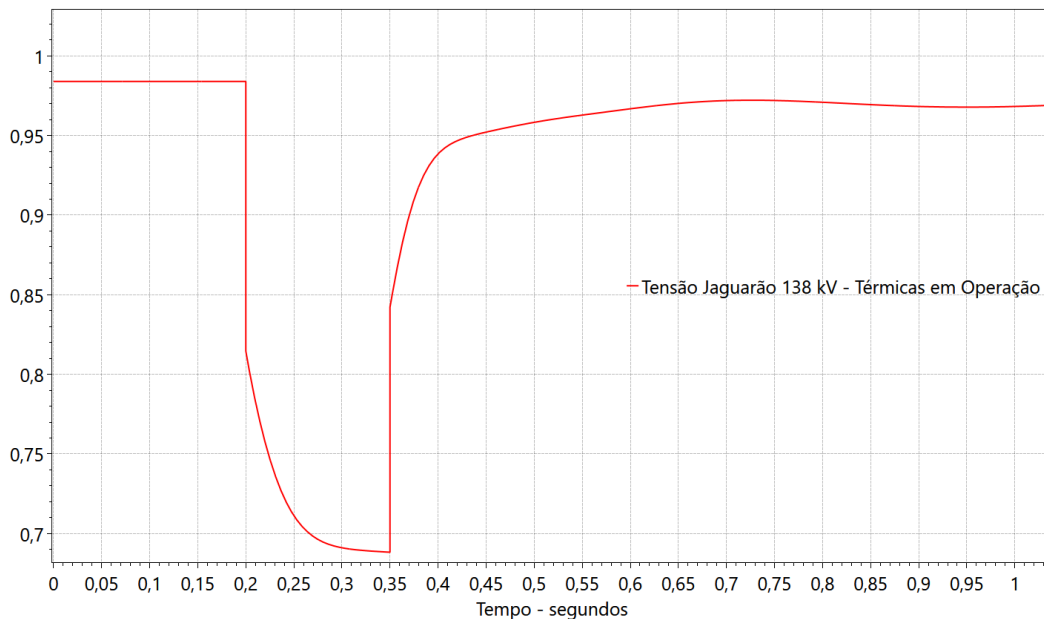
As subestações radiais de Arroio Grande (ARG), Pedro Osório (POS) e Jaguarão (JAG) tiveram comportamentos similares, já que apresentaram problemas para recuperar a tensão aos níveis superiores a 0,95 pu após a abertura da LT QUI-PNO 230 KV - Figura 28. Entretanto, isso foi causado pelo fato das usinas térmicas Candiota II e Pampa Sul estarem fora de operação na simulação realizada como é demonstrado na Figura 29.

Figura 28 – Tensão em JAG 138 kV Térmicas Fora de Operação



Fonte: O autor (2021)

Figura 29 – Tensão em JAG 138 kV Térmicas em Operação



Fonte: O autor (2021)

Já a ocorrência de curtos bifásicos e trifásicos acontecem com menos frequência e predominantemente em níveis de tensão menores que 230 kV. A simulação de uma falta bifásica, assim como a monofásica, consiste em conectar uma impedância equivalente para a terra na barra de falta da rede de sequência positiva. Neste caso, a obtenção desta impedância exigiria simulações em programa de curto-circuito e; portanto, por simplicidade, foi considerada o valor típico de 0,30 pu para a tensão de sequência positiva no barramento sob falta. A partir deste valor, o programa ANATEM determina um valor de impedância de falta que satisfaça esta condição.

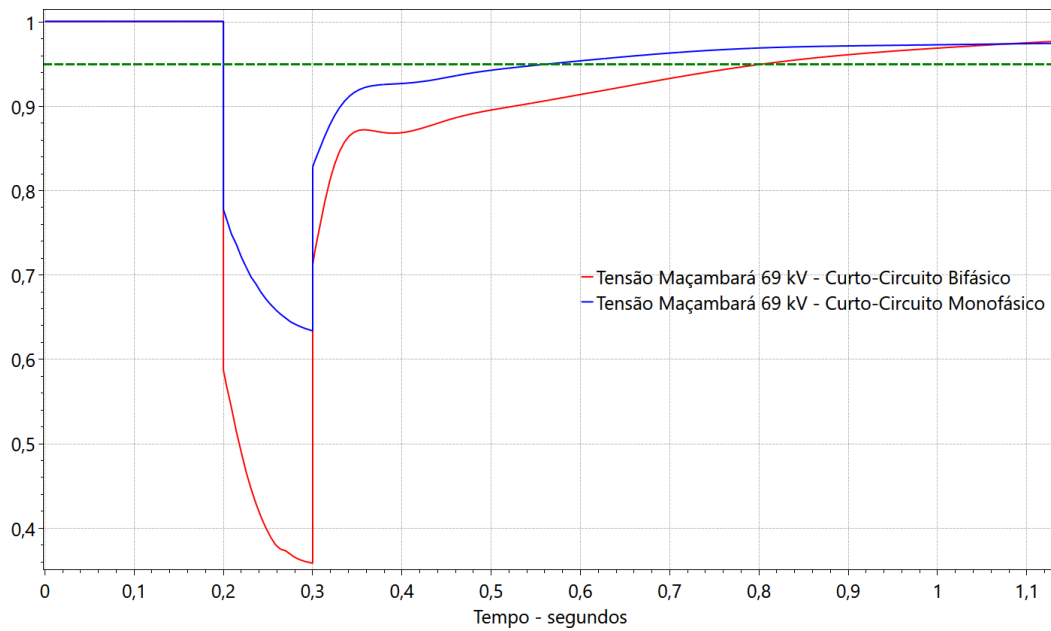
Na Figura 30 é apresentado o gráfico comparativo da tensão na subestação Maçambará 69 kV entre um curto monofásico e bifásico na LT de 525 kV STA-YTA Circuito 1 com duração de 100 ms. No caso do curto bifásico, além do afundamento de tensão ser mais severo a sua recuperação ocorre de forma mais lenta, como pode ser visto na Tabela abaixo.

Tabela 6 – Tempo de Recuperação da Tensão em Maçambará 69 kV

Tempo total com:	Curto-circuito Monofásico	Curto-circuito Bifásico	Diferença de Tempo
Tensão abaixo de 0,90 pu	148 ms	361 ms	213 ms
Tensão abaixo de 0,95 pu	328 ms	603 ms	275 ms

Fonte: O autor (2021)

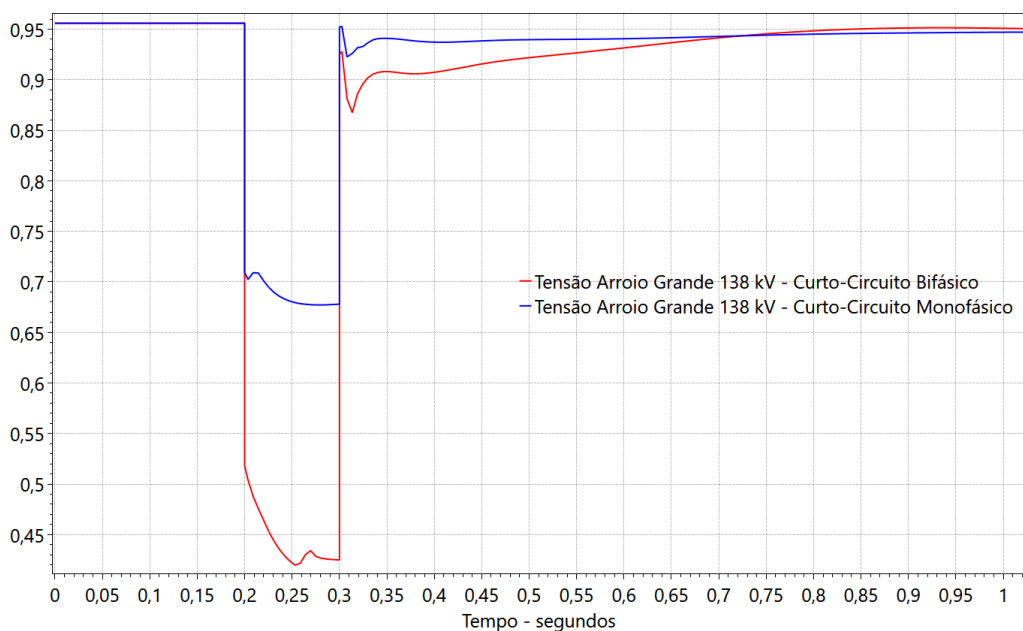
Figura 30 – Tensão em MBR 69 kV Após CC na LT 525 kV STA-YTA C1



Fonte: O autor (2021)

No caso das outras duas Linhas de Transmissão, os resultados da simulação de curto-circuito bifásico apresentaram uma diferença relativamente pequena. Um defeito bifásico na LT PNO - NSR 525 kV C1 teve maior impacto na subestação Arroio Grande 138 kV, onde a tensão permaneceu por cerca de 615 milisegundos abaixo do limite inferior de 0,95 pu - Figura 31.

Figura 31 – Tensão em ARG 138 kV Após CC na LT 525 kV PNO-NSR C1



Fonte: O autor (2021)

Tendo em vista os resultados das simulações apresentados, nota-se que o pior caso é quando ocorre a perda da linha Santo Ângelo - Itá 525 kV na região da Fronteira Oeste, notadamente nas subestações em Maçambará e São Borja 2. As Tabelas abaixo apresentam o tempo total com tensão abaixo de 0,90 pu e 0,95 pu nas subestações desta região para os defeitos monofásico e bifásico na linha de transmissão mencionada.

Tabela 7 – Tempo de Recuperação Para Defeito Monofásico na LT STA-YTA 525 kV

Nº da Barra	Tempo total com tensão abaixo de 0,90 pu [ms]	Tempo total com tensão abaixo de 0,95 pu [ms]	Diferença de tempo [ms]
1182	120	251	131
1185	116	229	113
1235	148	361	213
1253	127	323	196
1295	125	229	104
9205	147	416	269
9206	141	383	242

Fonte: O autor (2021)

Tabela 8 – Tempo de Recuperação Para Defeito Bifásico na LT STA-YTA 525 kV

Nº da Barra	Tempo total com tensão abaixo de 0,90 pu [ms]	Tempo total com tensão abaixo de 0,95 pu [ms]	Diferença de tempo [ms]
1182	212	520	308
1185	202	498	296
1235	328	603	275
1253	278	570	298
1295	251	476	225
9205	394	652	258
9206	366	614	248

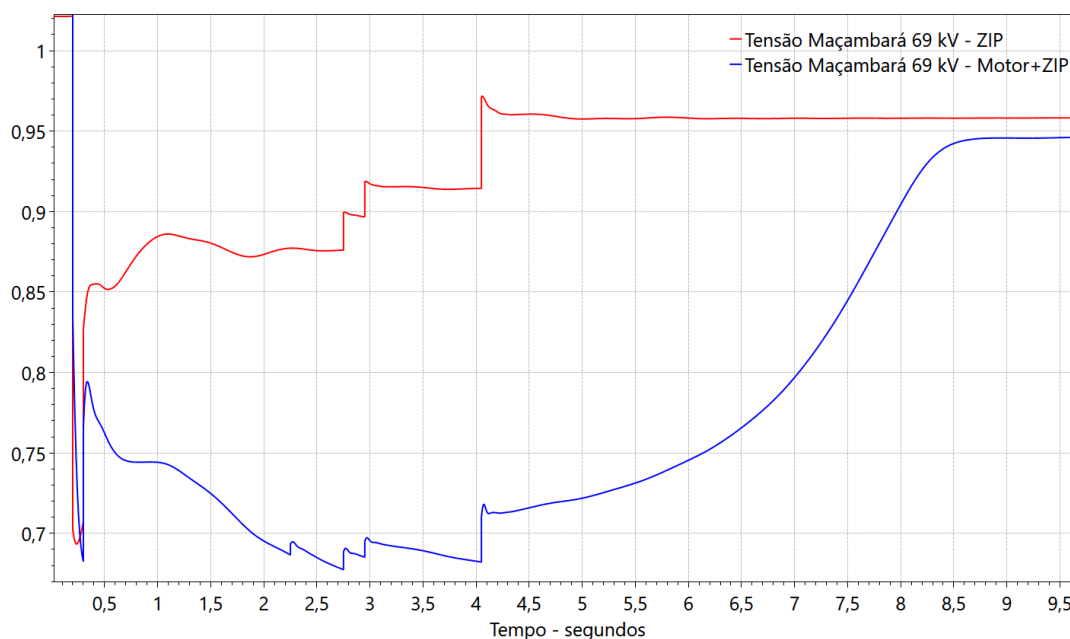
Fonte: O autor (2021)

4.3.3 Resultados de Simulação Para o Cenário Mais Crítico

Em seguida, um novo caso foi criado com condições elétricas mais críticas para a região da Fronteira Oeste. Para isso, foram zeradas as gerações das usinas eólicas do sul do Rio Grande do Sul e da Usina Hidrelétrica de Passo São João. Além disso, considerou-se a indisponibilidade de um circuito da LT STA-YTA 525 kV. Na sequência, foi simulada a contingência do circuito remanescente. Neste caso, adotando os procedimentos do ONS, foi desligado o Circuito 2 desta linha no caso base, e feita a análise de contingência do Circuito 1 na simulação dinâmica, já que este possui capacidade inferior.

A Figura 32 apresenta o resultado dessa simulação com um gráfico da tensão na subestação de Maçambará 69 kV, após ser aplicado um curto-circuito monofásico no Circuito 1 da LT Santo Ângelo - Itá com duração de 100 ms para os modelos de 100% carga estática e o agregado.

Figura 32 – Tensão Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ



Fonte: O autor (2021)

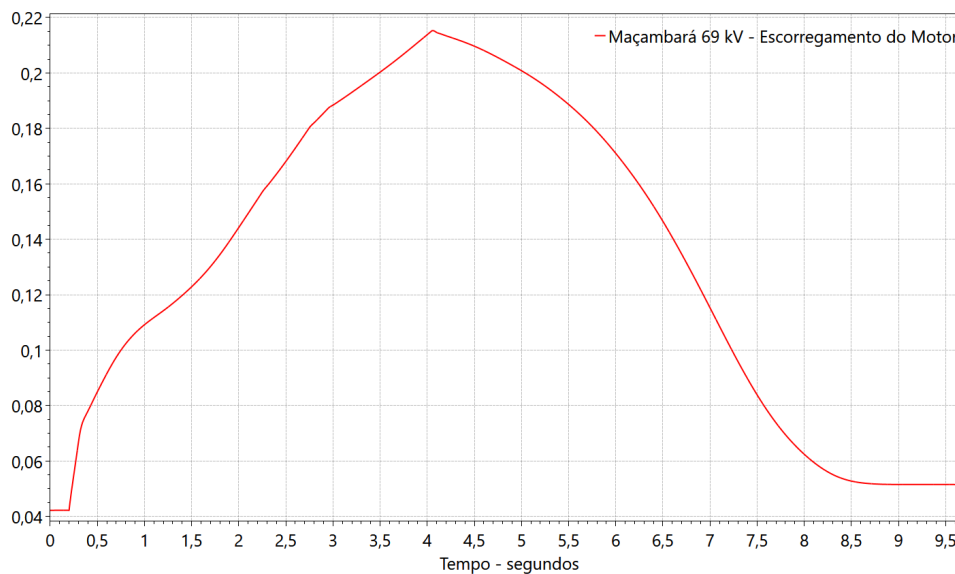
Nota-se, que para o caso de puramente carga estática (ZIP), a recuperação do perfil de tensão ocorre mais rapidamente, principalmente após a atuação dos relés de subtensão (modelados na base de dados do ONS para simulação de transitórios eletromecânicos no SIN) . Entre os segundos 2,5 e 3, ocorre a atuação dos esquemas de inserção dos bancos de capacitores das SEs 230 kV Maçambará e São Borja 2, respectivamente, já que não estavam em operação. Em 4,05 segundos ocorre a atuação dos esquemas de desinserção de um dos reatores da SE 525 kV Santo Ângelo, que contribuiu para elevar e estabilizar a tensão final acima de 0,95 pu. Já no caso com os motores de indução, além da atuação destes três relés mencionados, ocorreu também a desinserção do reator da SE 230 kV Livramento 2 no segundo 2,25. Mesmo assim, não demonstrou ser suficiente para elevar o nível de tensão que ocorreu lentamente apenas após o desligamento do reator em Santo Ângelo. O nível de tensão permaneceu abaixo de 0,90 pu por cerca de 7,56 segundos, expondo o sistema a corte de carga por subtensão (rejeição natural¹), que pode resultar em um efeito em cascata de maiores proporções. A tensão final de recuperação ficou ligeiramente abaixo de 0,95 pu. Existem outros recursos no sistema elétrico que o operador poderia utilizar para mitigar este problema, como solicitar às distribuidoras ligarem outros bancos

¹ Corte de carga por subtensão devido à suas características naturais, não necessariamente havendo atuação de alguma proteção do sistema

de capacitores da distribuição, atuar na excitação da unidades geradoras disponíveis e na comutação dos tapes dos transformadores. Essas medidas, no entanto, são efetivadas em tempos da ordem de minutos.

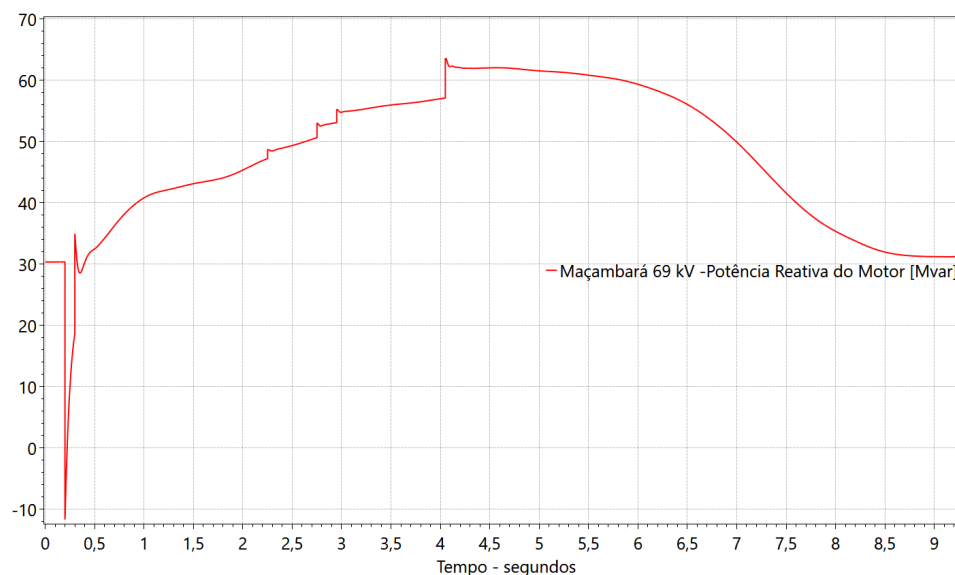
Nas Figuras 33 e 34 esta apresentado o comportamento do motor na subestação Maçambará 69 kV após a falta no sistema. Observa-se que a redução de tensão resultou no aumento expressivo do escorregamento e, conseqüentemente, da demanda de potência reativa, que contribuiu para sustentar a subtensão por diversos segundos.

Figura 33 – Escorregamento do MI Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente



Fonte: O autor (2021)

Figura 34 – Potência Reativa do MI Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente

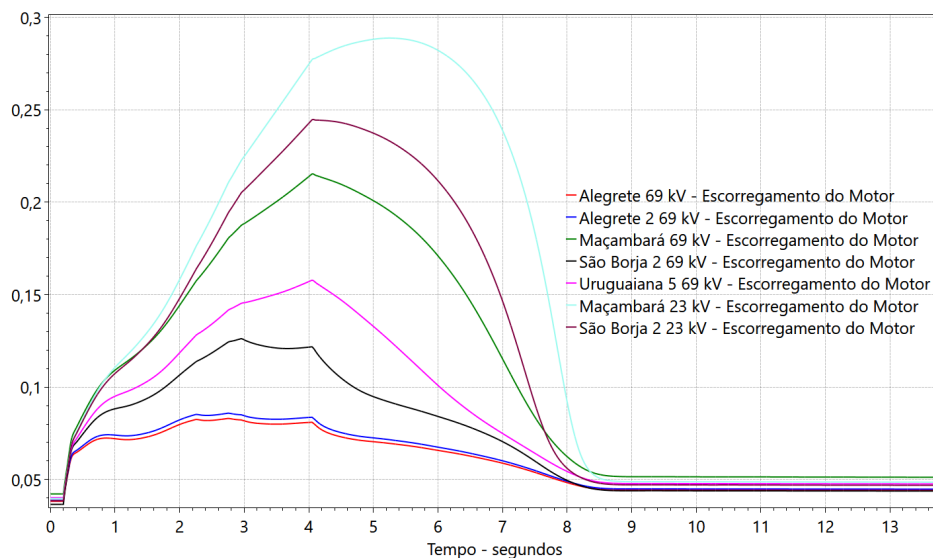


Fonte: O autor (2021)

Na Figura 35 é apresentado o escorregamento dos motores na subestações da Fronteira Oeste. O impacto foi maior nas subestações de menor nível de tensão, como pode ser observado em Maçambará e São Borja 2, onde as cargas rotativas nas subestações de 23 kV tiveram maior variação no escorregamento do que nas de 69 kV. Esta constatação está de acordo com Bravo (2014), que relata que o fenômeno da lenta recuperação causados por motores de indução pode ser mais severo em sistemas de distribuição de tensões menores.

Em seguida, o caso foi ajustado com a geração em Passo São João maximizada para analisar sua contribuição com a recuperação do perfil de tensão na região. Na Figura 36 é exibido um gráfico comparativo da tensão entre os dois modelos de carga após a mesma análise de contingência. Ressalta-se que as usinas eólicas permaneceram fora de operação.

Figura 35 – Escorregamentos dos MIs Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente

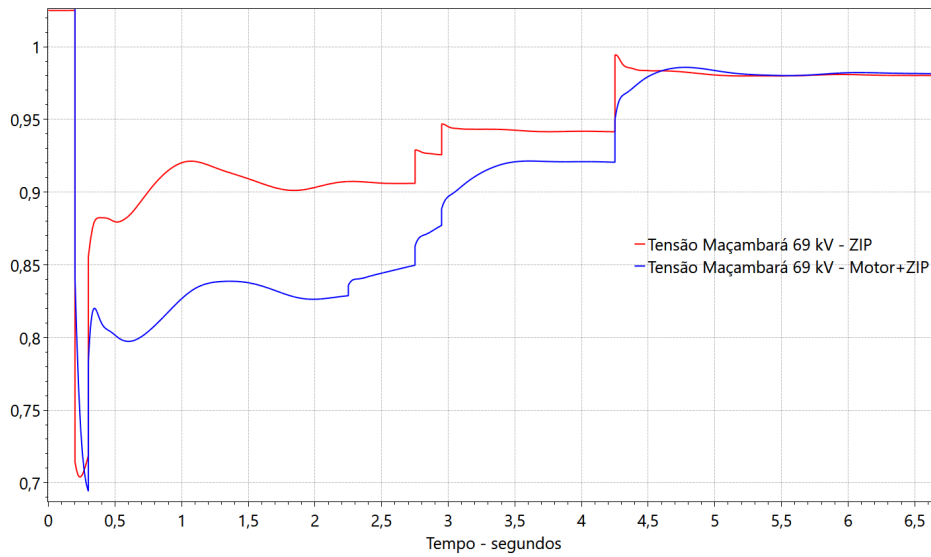


Fonte: O autor (2021)

Ao comparar com o caso da Figura 32, fica evidente que a geração e a compensação reativa desta usina hidrelétrica são recursos importantes para mitigar o problema de recuperação de tensão após uma falta na região. No caso de carga estática e com Passo São João fora de operação, a tensão permaneceu por cerca de 2, segundos abaixo de 0,90 pu, enquanto que com ela maximizada este tempo caiu para 350 ms. No caso com carga dinâmica, foi ainda mais crítico com diferença de 7,56 segundos e 2,9 segundos respectivamente.

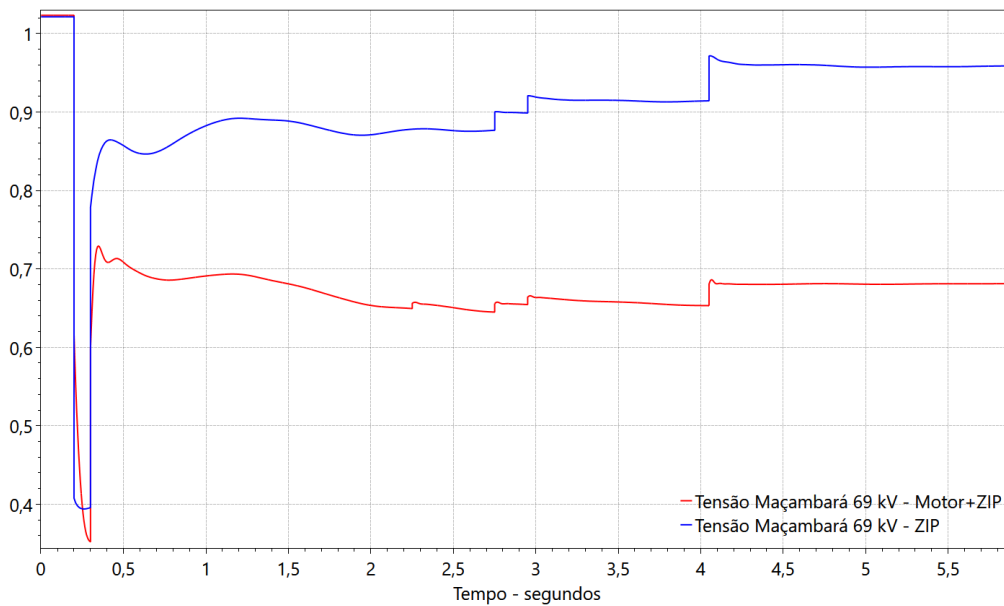
Assim sendo, para um defeito bifásico a condição de operação da UHE Passo São João é ainda mais relevante, já que a simulação no caso de carga consistida por motores de indução demonstrou não ser possível recuperar o perfil de tensão a um nível próximo de pré-falta, como exibido na Figura 37. Entretanto, para o modelo constituído de apenas carga ZIP a tensão de recuperação permaneceu acima de 0,95 pu em regime permanente.

Figura 36 – Tensão Após CC Monofásico no C1 STA-YTA Remanescente com UHPJ



Fonte: O autor (2021)

Figura 37 – Tensão Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ



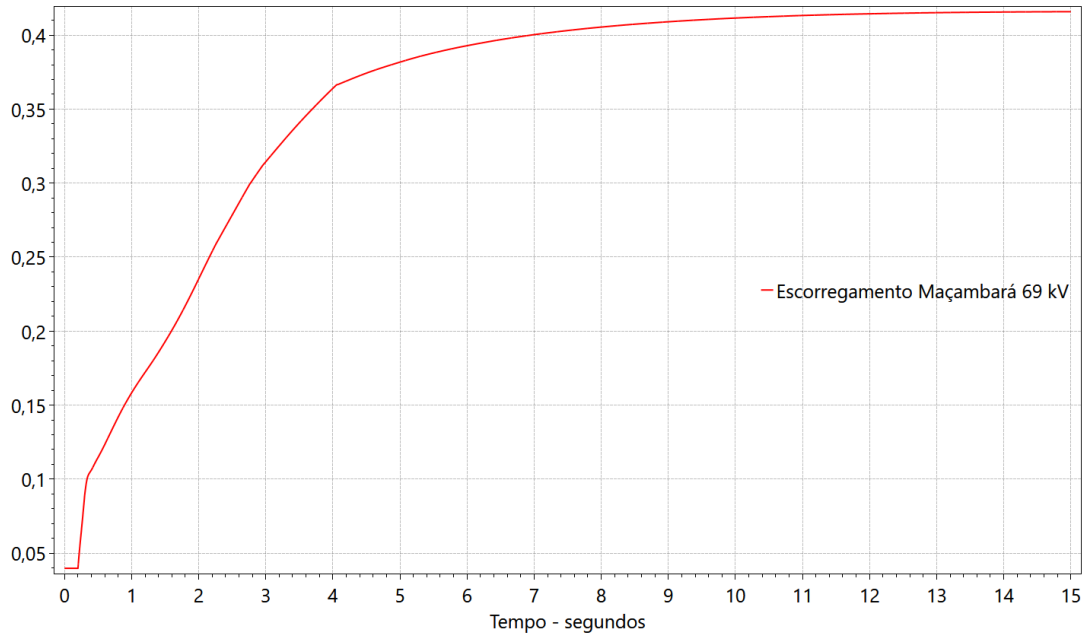
Fonte: O autor (2021)

Na Figura 38 é apresentado o efeito da falta bifásica no escorregamento do motor de indução, que se estabiliza em valores muito elevados, fazendo com que a potência reativa absorvida (Figura 39) permaneça elevada e sustente a subtensão das subestações da Fronteira Oeste. Situações como essa tendem a não sustentarem-se, resultando em rejeição de carga e desligamento de motores de indução.

Pela Figura 40 é possível comparar um defeito bifásico na mesma linha simulado com e sem a UHPJ em operação, para o modelo MI+ZIP. Com a usina gerando, a tensão

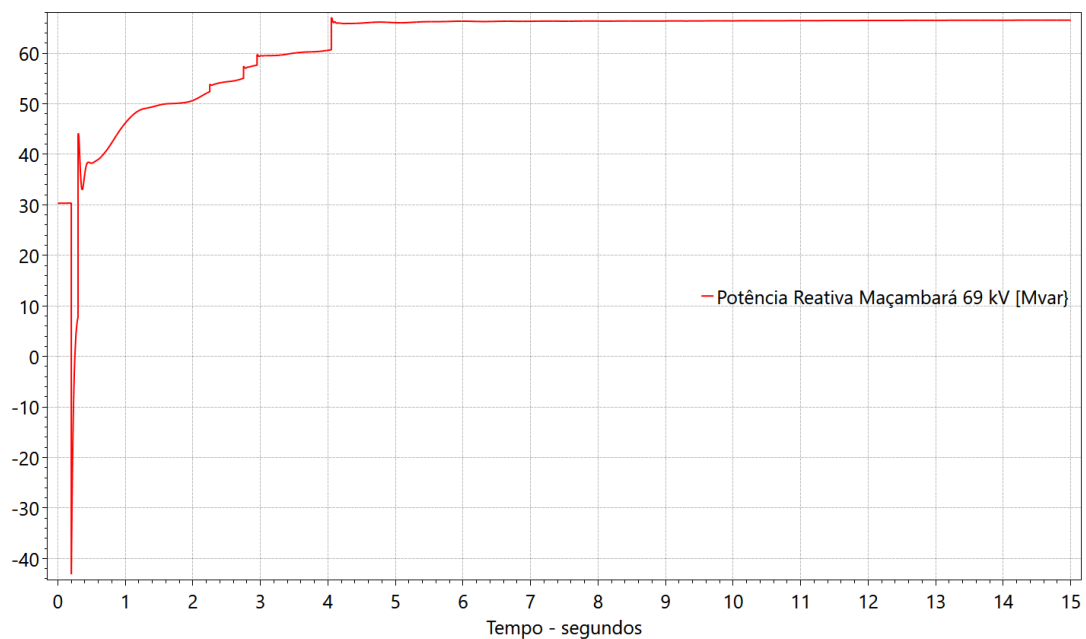
final permanece acima de 0,95 pu e supera o limite de corte por subtensão após a inserção do banco de capacitor na SE 230 kV São Borja 2.

Figura 38 – Escorregamento Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ



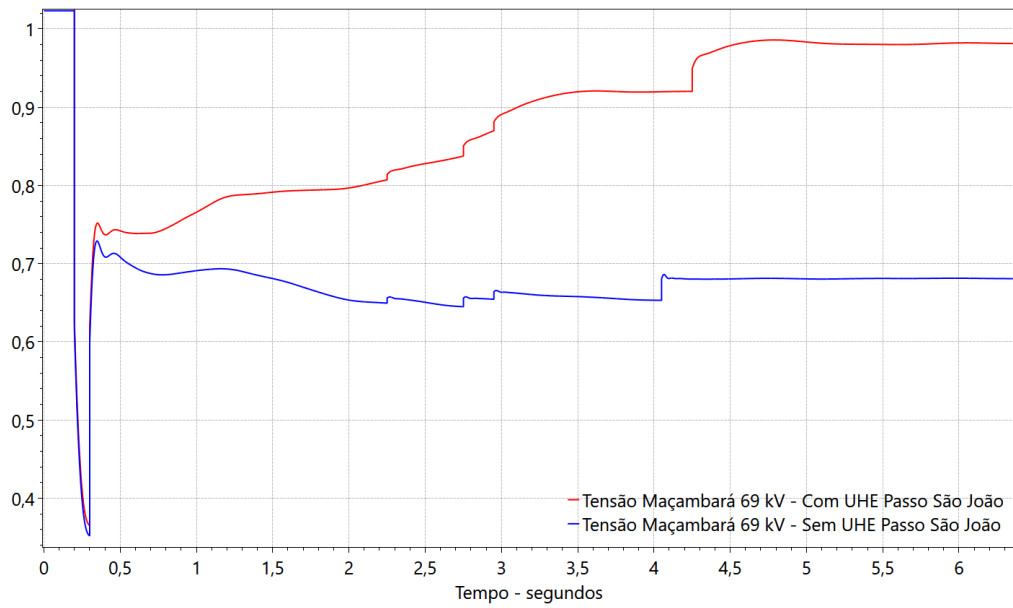
Fonte: O autor (2021)

Figura 39 – Potência Reativa do MI Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente sem UHPJ



Fonte: O autor (2021)

Figura 40 – Tensão Após CC Bifásico no C1 STA-YTA Remanescente com e sem UHPJ



Fonte: O autor (2021)

5 Conclusão

O fenômeno da lenta recuperação da tensão demonstra ser um problema relevante em regiões com elevada concentração de cargas compostas por motores de indução. Análises *post-mortem* de ocorrências com base em registros de PMUs têm possibilitado estudar as principais causas e efeitos do mesmo. No Sistema Interligado Nacional, algumas regiões são caracterizadas pela elevada proporção de cargas rotativas, como cidades da região Norte com os compressores de condicionadores de ar e regiões do Rio Grande do Sul, com as estações de bombeamento nas lavouras de arroz.

Neste trabalho, buscou-se explicar este fenômeno e realizar um estudo de caso nas regiões da Fronteira Oeste e Sul do Rio grande do Sul, onde após uma ocorrência registrada em 2013, pode-se observar uma recuperação lenta do perfil de tensão, notadamente nas subestações da Fronteira Oeste.

Para realizar as simulações transitórias no sistema, foi necessário implementar um novo modelo de carga diferente do utilizado atualmente pelo ONS em seus estudos de estabilidade eletromecânica. Foi modelada uma parcela da carga total como motor de indução, visando representar as estações de bombeamento presentes nas redes de distribuição alimentadas pelas subestações da Rede Básica. Este processo de modelagem de carga demonstrou ser complexo, já que características específicas de cada região, como os tipos de motores utilizados e o montante total de carga a ser representado desta forma; não são informações simples de se extrair. De fato, não existe um estudo que compreenda e ilustre esses detalhes para todas as localidades modeladas. Sendo assim, foi necessário criar um modelo genérico à partir de informações compartilhadas pelas próprias distribuidoras RGE e CEEE-D - referente à parcela total de motor de indução - e extraídos de outros trabalhos para coletar dados dos motores utilizados na irrigação de lavouras de arroz no RS.

As simulações realizadas consideraram três principais linhas de transmissão em que a sua contingência podem causar afundamentos mais severos de tensão. Os resultados obtidos mostraram que existem diferenças importantes entre os modelos de carga ZIP e ZIP + motor, sobretudo relacionada a recuperação do perfil de tensão. No modelo estático a recuperação ocorreu praticamente de forma instantânea em alguns casos, enquanto que no modelo dinâmico observou-se uma recuperação mais lenta. Apesar disso, um defeito nas linhas Povo Novo - Nova Santa Rita 525 kV e Povo Novo - Quinta 230 kV não causou problemas mais severos na região Sul do RS e nem distantes do que já era apresentado nos relatórios quadrimestrais elaborados pelos estudos de planejamento do ONS. Já a contingência da linha Santo Ângelo - Itá 525 kV resultou em uma recuperação mais lenta da tensão, principalmente nas subestações de Maçambará e São Borja 2, já que estão

localizadas mais próximas de Santo Ângelo do que as outras.

Trabalhos sobre FIDVR encontrados na literatura mencionam que cargas compostas por condicionadores de ar são as que apresentam maior tendência em travarem após uma falta na rede elétrica. Ainda assim, a situação torna-se mais crítica ao ser realizado a contingência do segundo circuito desta linha e com a usina hidrelétrica Passo São João fora de operação, resultando em níveis de tensão sustentados abaixo 0,90 pu por até 7,56 segundos no modelo composto, contra 2,6 segundos no modelo ZIP, para a subestação Maçambará 230 kV, por exemplo. Um defeito do tipo bifásico acarretou em um colapso da tensão no modelo ZIP + motor, ocasionado pelo aumento expressivo do escorregamento dos equipamentos e conseqüentemente da potência reativa absorvida. Colocando a UHPJ com geração máxima, foi possível recuperar o perfil de tensão para este defeito, mantendo tensões abaixo de 0,90 pu por cerca de 2,9 segundos, o que demonstra a importância desta usina para a região.

Embora não tenha sido observado o travamento (*stall*) total dos motores de indução, observou-se nos casos mais críticos que a estabilização ocorreu para valores elevados de escorregamento e absorção de potência reativa, indicando forte tendência de desligamentos de carga e motores de indução pela atuação de suas proteções.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

As diferenças nas simulações apresentadas mostraram que existem características relacionadas à tensão que não podem ser observadas utilizando-se apenas um modelo de carga estático (ZIP). Este trabalho teve como objetivo apresentar o fenômeno da lenta recuperação e suas características. A partir disso, são sugeridos os seguintes itens para possíveis trabalhos futuros:

- Desenvolver novos estudos sobre o tema e análises em outras localidades do SIN;
- Desenvolver modelos de cargas mais próximos possíveis da realidade, realizando estudos que possibilitem coletar maiores detalhes das particularidades de cada região, e assim, permitir validar o modelo criado.
- Examinar o efeito de curto-circuitos de maior duração, a exemplo de falha de disjuntor.

Referências

AQUINO, Antonio Felipe da C. de *et al.* **Um Critério para Estudos de Estabilidade Transitória frente a Curtos Monofásicos, na Ausência de Informações sobre a Rede de Sequência Zero.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Rio de Janeiro, 2006.

BRAVO, Richard J.; YINGER, Robert; ARONS, Patricia. Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR) indicators. **2014 IEEE Pes T&d Conference And Exposition**, [s.l.], p. 1-5, abr. 2014. IEEE. <<http://dx.doi.org/10.1109/tdc.2014.6863324>>.

CANCIO, Lucas Dias. **Avaliação da Eficiência Energética em Sistemas de Irrigação Mecanizados nas Lavouras de Arroz da Fronteira Oeste.** 2016. 63 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2016.

COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. Nota Técnica nº 02/98 de 13 de maio de 1998. **Representação Do Comportamento Dinâmico das Cargas Utilizando Modelos de Motores de Indução nos Programas MICRODIN/TRANSDIR e ANAREDE/ANATEM.** Recife: Divisão de Estudos da Operação Elétrica - DOEL, 1998.

CORRÊA, WANDA BEATRIZ MASSIÈRE Y. **Modelagem de Carga em Empresas de Distribuição para Estudos Dinâmicos.** 2003. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2003.

GAVIOLI, George Arthur *et al.* Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência - GAT. In: Xxi Snp tee Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Elétrica, 21., 2011, Florianópolis. **Utilização De Medição Fasorial Sincronizada na Validação de Modelos em Sistemas de Energia Elétrica: Princípios, Práticas Atuais e Desafios para Sua Incorporação às Práticas de Análise do Sistema Interligado Nacional.** Florianópolis: Snp tee, 2011. p. 1-9.

IEEE. Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). **IEEE Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 8, n. 2, p. 472-482, maio 1993. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <<http://dx.doi.org/10.1109/59.260837>>.

JIN, Ma; DONG, Han; HE, RenMu. **Measurement-based load modeling: Theory and application**. Science In China Series E: Technological Sciences, [s.l.], v. 50, n. 5, p. 606-617, out. 2007. Springer Science and Business Media LLC.

<http://dx.doi.org/10.1007/s11431-007-0069-2>.

KÖPP, Luciana Marini. **Índices de desempenho para estações de bombeamento em lavouras de arroz irrigado**. 2015. 107 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Agrícola, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2015.

KOSTEREV, Dmitry *et al.* **A Technical Reference Paper Fault-Induced Delayed Voltage Recovery**. Princeton: North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2009.

LESIEUTRE, Bernard *et al.* **Load Modeling Transmission Research**. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1983.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS (org.). **Análise das Perturbações de Dezembro de 2013 Envolvendo Explosão de TC de 230 kV no Rio Grande do Sul. RE 3-0012/2014**. Rio de Janeiro, 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS (org.). **Base de Dados de Transitórios Eletromecânicos para o Programa Anatem - Versão Março/2020. DPL-REL 0110/2020**. Rio de Janeiro, 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS (org.). **Diagrama de Operação da Região Sul. DU-CT.S.01 - Rev.127**. Brasília: Centro Nacional de Operação do Sistema, 2020.

RIO GRANDE DO SUL. SECRETARIA DE PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO - SEPLAG. **O Rio Grande do Sul é o maior produtor de arroz em casca do Brasil**. 2020. Disponível em: <https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/arroz>. Acesso em: 10 set. 2020.

SEN, Paresh Chandra. **Principles of Electric Machines and Power Electronics**. 3. ed. Kingston, Ontário, Canadá: Wiley Sons, Inc., 2013.

SHAFFER, J.w.. Air conditioner response to transmission faults. **IEEE Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 12, n. 2, p. 614-621, maio 1997. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <<http://dx.doi.org/10.1109/59.589619>>.

SOUZA, Mariana Marçal Pinto de. **Modelagem de Carga para Estudos Dinâmicos**. 2010. 144 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

TAYLOR, Lee. Y.; JONES, Robert A.; HALPIN, S. Mark. Development of load models for fault induced delayed voltage recovery dynamic studies. **2008 IEEE Power And Energy Society General Meeting - Conversion And Delivery Of Electrical Energy In The 21st Century**, [s.l.], p. 1-7, jul. 2008. IEEE. <<http://dx.doi.org/10.1109/pes.2008.4596238>>.

VISCONTI, Igor Ferreira. **Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência**. 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2010.

WILLIAMS, B.r.; SCHMUS, W.r.; DAWSON, D.c.. Transmission voltage recovery delayed by stalled air conditioner compressors. **IEEE Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 7, n. 3, p. 1173-1181, 1992. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <<http://dx.doi.org/10.1109/59.207331>>.

Apêndices

APÊNDICE A – Deck Para Inserção dos Motores de Indução e dos Transformadores Baixadores no ANAREDE

DBAR

(Num)	OETGb(nome)	G1(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	Are(Vf)	M(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	
99980	AL04 ALEGRE-RS4005																						31
99981	AL04 ALEGR2-RS4005																						31
99982	AL04 MACAMB-RS4005																						31
99983	AL04 SBORJ2-RS4005																						31
99984	AL04 SVPALM-RS4005																						24
99985	AL04 MARMEL-RS4005																						24
99986	AL04 URUGU5-RS4005																						31
99987	AL04 POSORI-RS4005																						24
99988	AL04 JAGUAR-RS4005																						24
99989	AL04 ARROGR-RS4005																						24
99990	AL04 MACAMB-RS4005																						31
99991	AL04 SBORJA-RS4005																						31
(
1182	2																						11.6 -4.3
1185	2																						9.0 -3.8
1235	2																						17.4 -8.2
1253	2																						9.3 2.0

DGBT

(G (kV)

4 0.4

99999

DMOT

(Num) OE GrS(C) (U) (Rs) (Xs) (Xm) (Rr) (Xr) (HPb) (T) (P) (B)

99980 AL 1 +100 139 5.371 11.00 375.9 3.147 8.316 150

99981 AL 1 +100 107 5.414 11.08 378.9 3.172 8.381 150

99982 AL 1 +100 550 5.414 11.08 378.9 3.172 8.381 150

99983 AL 1 +100 138 5.414 11.08 378.9 3.172 8.381 150

99984 AL 1 +100 96 5.151 10.55 360.5 3.018 7.976 150

99985 AL 1 +100 144 4.977 10.19 348.3 2.916 7.705 150

99986 AL 1 +100 586 5.414 11.08 378.9 3.172 8.381 150

99987 AL 1 +100 48 5.162 10.57 361.3 3.024 7.992 150

99988 AL 1 +100 40 4.886 10.00 341.9 2.862 7.564 150

99989 AL 1 +100 40 4.897 10.21 349.0 2.922 7.721 150

99990 AL 1 +100 135 5.193 10.63 363.4 3.042 8.040 150

99991 AL 1 +100 164 5.203 10.65 364.2 3.049 8.056 150

99999

FIM

APÊNDICE B – Deck Para Inserção dos Dados dos Motores de Indução no ANATEM

```
DMOT
( Nb)  Gr ( H ) ( K0 ) ( K1 ) ( K2 ) ( EXP) M ( Mt )
99980  1  0.73                1.0  2.0  2
99981  1  0.73                1.0  2.0  2
99982  1  0.73                1.0  2.0  2
99983  1  0.73                1.0  2.0  2
99984  1  0.73                1.0  2.0  2
99985  1  0.73                1.0  2.0  2
99986  1  0.73                1.0  2.0  2
99987  1  0.73                1.0  2.0  2
99988  1  0.73                1.0  2.0  2
99989  1  0.73                1.0  2.0  2
99990  1  0.73                1.0  2.0  2
99991  1  0.73                1.0  2.0  2
999999
```