

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO SOUSA COSTA

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA INTEGRAÇÃO DE UMA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA DE ALTA CAPACIDADE EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
COM REGULADORES DE TENSÃO EM CASCATA**

DM 40 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO SOUSA COSTA

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA INTEGRAÇÃO DE UMA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA DE ALTA CAPACIDADE EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
COM REGULADORES DE TENSÃO EM CASCATA**

DM 40 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO SOUSA COSTA

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA INTEGRAÇÃO DE UMA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA DE ALTA CAPACIDADE EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
COM REGULADORES DE TENSÃO EM CASCATA**

**Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica
da UFPA para obtenção do Grau
de Mestre em Engenharia Elétrica
na área de Sistemas de Energia
Elétrica.**

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S725i Sousa Costa, Marcelo
Impacto Técnico e Econômico da Integração de Uma Geração Distribuída de Alta Capacidade em um Sistema de Distribuição com Reguladores de Tensão em Cascata / Marcelo Sousa Costa. — 2019.
95 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

1. Sistemas de distribuição. 2. Geração distribuída. 3. Reguladores de tensão em cascata. 4. Condição de runaway. 5. Análise econômica. I. Título.

CDD 621.3191

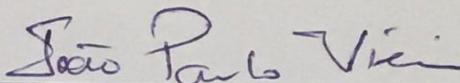
**“IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA INTEGRAÇÃO DE UMA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ALTA CAPACIDADE EM UM SISTEMA
DE DISTRIBUIÇÃO COM REGULADORES DE TENSÃO EM
CASCATA”**

AUTOR: MARCELO SOUSA COSTA

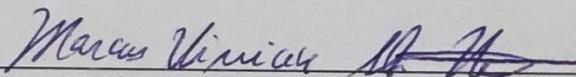
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 14/11/2019

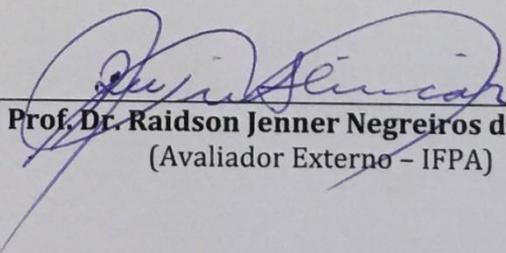
BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Orientador - PPGE/UFPA)



Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(Avaliador Interno - PPGE/UFPA)



Prof. Dr. Raidson Jenner Negreiros de Alencar
(Avaliador Externo - IFPA)

VISTO:

Prof.^a Dr.^a Maria Emília de Lima Tostes

(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Andrade Costa e Raimunda Costa pelo apoio incondicional e pela participação na minha formação, não só profissional, mas também moral.

Agradeço também à minha esposa Andreza Costa pela revisão deste trabalho, o carinho, ajuda e presença em minha vida.

Agradeço à minha filha Beatriz Costa, pois serviu de inspiração e motivação para que eu pudesse concluir este trabalho.

Agradeço ao professor Dr. João Paulo Vieira, por todos os ensinamentos, orientações e inúmeras discussões produtivas sobre o assunto. Agradeço também à professora Dra. Maria Emília de Lima Tostes por contribuir desde o início, o que tornou possível realizar este trabalho.

Agradeço aos amigos da Executiva de Planejamento e Expansão da Centrais Elétricas do Pará – CELPA por compartilharem dúvidas e estarem sempre dispostos a contribuir com novas ideias.

Agradeço aos diversos colaboradores da Centrais Elétricas do Pará – CELPA por ajudarem na obtenção de informações essenciais para a elaboração deste trabalho.

Agradeço a Universidade Federal do Pará (UFPA) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) por tornarem possível a realização deste estudo.

Finalmente, agradeço a todos os envolvidos direto ou indiretamente na elaboração desta dissertação.

Lista de Siglas

DRP	Duração relativa de transgressão de tensão precária
DRC	Duração relativa de transgressão de tensão crítica
GD	Gerador Distribuído
GFV	Gerador Fotovoltaico
MPPT	Seguidor de Ponto de Máxima Potência
NOCT	Temperatura Nominal de Operação
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
PIE	Produtor Independente de Energia
RT	Regulador de Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede
SVRs	<i>Step Voltage Regulators</i>
UKGDS	<i>United Kingdom Generic Distribution System</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Sumário

Agradecimentos	VI
Lista de Siglas	VII
Sumário	VIII
Lista de Ilustrações	XI
Lista de Tabelas	XII
Lista de Gráficos	XIII
Resumo	XIV
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Objetivos do Trabalho	3
1.3 Organização do Trabalho	3
Capítulo 2	4
Aspectos Construtivos dos Reguladores de Tensão em Degraus	4
2.1 Utilização	4
2.2 Aspectos Construtivos	5
2.3 Possibilidade de Conexão	8
2.3.1 Monofásico entre Fase e Aterrado	9
2.3.2 Bifásico.....	9
2.3.3 Delta Aberto.....	10
2.3.4 Delta Fechado	10
2.3.5 Estrela.....	11
2.4 Aterramento.....	12
2.5 Instalação em Plataforma	12
2.5.1 Ligação em Delta Fechado	12
2.5.2 Ligação em Estrela Aterrada	13
2.6 Conclusão.....	14
Capítulo 3	15
Aspectos Operacionais de Reguladores de Tensão em Degraus	15
3.1 Modos de Operação	15
3.1.1 Bidirecional Normal.....	16
3.1.2 Cogeração	18
3.1.3 Reativo Bidirecional.....	19
3.2 Impacto de GFVs na tensão do sistema	19

3.3 Conclusão	20
Capítulo 4	21
Aspectos Econômicos Relacionados à Conformidade de Tensão em Regime Permanente e Perdas Técnicas	21
4.1 Tensão em regime permanente.....	21
4.1.1. Classificação das leituras.....	22
4.1.2. Limites para os indicadores	23
4.1.3. Compensação aos consumidores.....	23
4.2 Perdas técnicas	24
4.2.1. Método de cálculo	25
4.3 Conclusão.....	26
Capítulo 5	27
Estudo de Caso	27
5.1 Sistema de distribuição estudado	27
5.2 Cenários operativos	28
5.3 Perfis de demanda.....	30
5.4 Parâmetros adotados na simulação	34
5.5 Resultados	35
5.5.1. Cenário Atual.....	35
5.5.2. Cenário 1 - O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-09.....	40
5.5.3. Cenário 2 - O PR-11 supre parte da carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.	45
5.5.4. Cenário 3 - O PR-11 supre toda a carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.	50
5.5.5. Cenário 4 - O PR-09 supre a carga do PR-11. GD injeta 3,0 MW no PR-09.....	55
5.5.6. Cenário 5 - O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11.....	60
5.5.7. Cenário 6 - O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11. RTs com setpoint 1,0 pu e 0,97 pu.....	65
5.5.8. Tensões máximas nos cenários operativos.	68
5.5.9. Cenários Operativos com a condição <i>runaway</i>	68
5.5.10. Compensação aos consumidores devido as tensões Críticas verificadas nos Cenários estudados.	69
5.5.11. Perdas Técnicas para os cenários estudados.	71
5.6 Conclusão.....	74
Capítulo 6	76
Conclusão	76

6.1 Considerações Finais	76
6.2 Trabalhos Futuros	77
Referências Bibliográficas	78

Lista de Ilustrações

Figura 1 - Regulador de tensão monofásico [8]	4
Figura 2 - Diagrama geral da parte interna do tanque do Regulador de Tensão monofásico [8]	5
Figura 3 - Diagrama de blocos funcionais do sistema de controle para troca automática de derivações de autotransformador [19]	7
Figura 4 - Disposição dos terminais na tampa do regulador de tensão (visão superior)([8]). ..	8
Figura 5 - Ligação em linha monofásica [8]	9
Figura 6 - Ligação em linha de duas fases [8]	10
Figura 7 - Ligação delta aberto entre dois reguladores de tensão monofásicos em linha trifásica [8]	10
Figura 8 - Ligação delta de três reguladores de tensão monofásicos em linha trifásica [8] ..	11
Figura 9 - Ligação estrela de três reguladores de tensão monofásicos em linha trifásica com neutro solidamente aterrado [8]	11
Figura 10 - Malha de aterramento para bancos reguladores de tensão [14]	12
Figura 11 - Instalação de banco de reguladores de tensão 15 kV em ligação Delta Fechado – Em Plataforma – Vista Frontal [14]	13
Figura 12 - Instalação de banco de reguladores de tensão 19,92 kV em ligação Estrela Aterrada – Em Plataforma – Vista Frontal [14]	14
Figura 13 - Circuitos equivalentes de um regulador de tensão tipo B em: a) posição de subida b) posição descida [10]	15
Figura 14 - Modo bidirecional durante o fluxo de potência ativa direta. Fonte: adaptado de [17]	17
Figura 15 - Modo bidirecional durante o fluxo de energia ativo reverso. Fonte: adaptado de [17]	18
Figura 16 - Pontos de regulação do modo Cogeração. Fonte: [10]	18
Figura 17 – Faixas de tensão em relação à de referência [16]	22
Figura 18 – Alimentadores 34,5 kV PR-09 e PR-11 da Subestação Paragominas 138 /34,5 kV 30 MVA.....	28
Figura 19 – Unifilar alimentadores 34,5 kV PR-09 e PR-11 da Subestação Paragominas 138 /34,5 kV 30 MVA.	29
Figura 20 – Tela de configuração dos parâmetros para o fluxo de potência.....	34
Figura 21 – Status das chaves para o Cenário Atual.....	35
Figura 22 – Status das chaves para o Cenário 1.	40
Figura 23 – Status das chaves para o Cenário 2.	45
Figura 24 – Status das chaves para o Cenário 3.	50
Figura 25 – Status das chaves para o Cenário 4.	55
Figura 26 – Status das chaves para o Cenário 5.	60
Figura 27 – Status das chaves para o Cenário 6.	65

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV [16].....	5
Tabela 2 - Correspondência entre nomenclatura de terminais AT ABNT e ANSI [8].....	8
Tabela 3 – Resistência e Reatância para os principais condutores.	28
Tabela 4 – Cenários Operativos.....	29
Tabela 5 – Patamares de carga utilizados na simulação.....	30
Tabela 6 – Dados da medição para os dias típicos.....	33
Tabela 7 – Resultados de DRP e DRC para o Cenário Atual.	69
Tabela 8 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.	70
Tabela 9 – Perdas Técnicas para o Cenário Atual.	72
Tabela 10 – Perdas Técnicas para o Cenário Atual para os Cenários de 1 a 6.....	73

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Medição de Demanda Ativa do alimentador PR-09 para a semana de 01 a 07/07/2019.....	31
Gráfico 2 – Medição de Demanda Reativa do alimentador PR-09 para a semana de 01 a 07/07/2019.....	31
Gráfico 3 – Medição de Demanda Ativa do alimentador PR-11 para a semana de 01 a 07/07/2019.....	32
Gráfico 4 – Medição de Demanda Reativa do alimentador PR-11 para a semana de 01 a 07/07/2019.....	32
Gráfico 5 – Medição de tensão em Volts na barra de carga 34,5 kV da Subestação Paragominas para a semana de 01 a 07/07/2019.	33
Gráfico 6 – Cenário Atual do PR-09 – dia de semana típico a) e final de semana típico b)...	37
Gráfico 7 – Cenário Atual do PR-11 – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).	39
Gráfico 8 – Cenário 1 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	42
Gráfico 9 – Cenário 1 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	44
Gráfico 10 – Cenário 2 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	47
Gráfico 11 – Cenário 2 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	49
Gráfico 12 – Cenário 3 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	52
Gráfico 13 – Cenário 3 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	54
Gráfico 14 – Cenário 4 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	57
Gráfico 15 – Cenário 4 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	59
Gráfico 16 – Cenário 5 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	62
Gráfico 17 – Cenário 5 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).....	64
Gráfico 18 – Cenário 6 – GD 3,0 MW PV – setpoint RTs 1,0 pu e 0,97 pu - dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).	67
Gráfico 19 – Tensões máximas nos cenários operativos.....	68
Gráfico 20 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.	71
Gráfico 21 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.	74
Gráfico 22 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.	74

Resumo

Esta dissertação analisa o impacto técnico e econômico da integração de uma geração distribuída (GD) de alta capacidade em um sistema de distribuição composto por dois alimentadores, ambos com dois reguladores de tensão (RTs) em cascata. Redes de distribuição com a presença de geração distribuída de alta capacidade podem submeter o RT a cenários de reversão fluxo de potência ativa que, dependendo dos modos de controle “Fluxo Bidirecional Ativo até o Limite Oposto” e “Fluxo Inverso por Cogeração”, resultam em situações anormais, as quais podem levar o regulador de tensão a perder sua capacidade de regulação. Como consequência, os consumidores podem ser submetidos a subtensão ou sobretensão severa. Este fenômeno, no qual o regulador de tensão perde a capacidade de controlar a tensão na barra desejada, é conhecido na literatura técnica como *reverse power tap changer runaway condition* ou condição de *runaway* do RT em caso de fluxo inverso. Além disso, GDs de alta capacidade, dependendo da sua localização no sistema de distribuição, podem provocar sobretensões críticas. Algumas ações podem ser realizadas para reduzir ou mitigar este efeito, como realizar a reconfiguração dos alimentadores, alterações do *setpoint* do regulador de tensão e modificação do modo de controle da GD. A avaliação econômica foi feita para todos os cenários operativos estudados, destacando, além do impacto técnico, o impacto financeiro para os clientes e distribuidora.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição, geração distribuída, reguladores de tensão em cascata, condição de *runaway*, sobretensão, análise econômica.

Abstract

This dissertation analyzes the technical and economical impact of the integration of a high capacity distributed generation (DG) in a distribution system composed of two feeders, both with two cascaded step voltage regulators (SVRs). Distribution networks with the presence of high capacity DG may subject SVR to reverse active power flow scenarios, which, depending on the control modes “Active Bidirectional Flow up to Opposite Limit” and “Reverse Flow by Cogeneration”, result in abnormal situations that lead the SVR to lose its regulating capacity. As a consequence, consumers may be subjected to severe undervoltage or overvoltage. This phenomenon, in which the SVR loses its ability to control the desired bus voltage, is known in technical literature as the reverse power tap changer runaway condition. In addition, high capacity GDs, depending on their location in the distribution system, can cause critical overvoltages. Some actions can be taken to reduce or mitigate this effect, such as distribution system reconfiguration, adjusting the SVR setpoint, and modifying DG control mode. The economic assessment was accomplished for all studied operating scenarios, highlighting technical and financial impacts on the utility and customers.

Keywords—Distribution systems, distributed generation, voltage control, cascaded step voltage regulators, runaway condition, overvoltage, economical analysis.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

As redes de distribuição de energia elétrica têm sido tradicionalmente projetadas sob a suposição de que a energia ativa e o fluxo de corrente de curto-circuito são unidirecionais da subestação primária (SE) para as contas contratos (CCs). No entanto, o aumento do nível de penetração das unidades de geração distribuída (GD) modifica significativamente esse cenário e introduz novos problemas técnicos, bem como desafios operacionais. A referência [17] resume os principais impactos da integração da GD nos sistemas de distribuição.

No Brasil, o número de pontos de acesso da GD solicitados por consumidores industriais de médio e grande porte cresce a cada ano. O fluxo inverso de potência ativa resultante do excedente de energia produzida em consumidores industriais pode levar a problemas de sobretensão nos alimentadores de distribuição e efeitos indesejáveis nos dispositivos tradicionais de controle de tensão, como o regulador de tensão (RT). Os desafios enfrentados pelas concessionárias de distribuição locais são ainda mais agravados em circunstâncias de baixa demanda de carga em longos alimentadores rurais, que podem incluir conexões em cascata de RTs. Vale ressaltar que não apenas a quantidade de energia ativa gerada por um produtor independente de energia, mas também sua localização geográfica no alimentador, impactam no perfil de tensão do alimentador [7] .

Especificamente, as possíveis interações entre unidades GD e RTs dependem dos modos de controle atualmente definidos nesses dispositivos. Os cenários mais pessimistas apresentam muitas consequências negativas ao sistema de distribuição, sendo as mais recorrentes:

1. Operações excessivas de tap dos RTs, que afetam negativamente a vida útil de tais equipamentos;
2. Influência no ponto de regulação do compensador de queda de linha (LDC), um recurso comumente implementado nos modelos RT para realizar a correção de tensão em um ponto remoto ao longo do alimentador;

3. Perda da capacidade de controle de tensão após múltiplas tentativas de regular um barramento de alto nível de curto-circuito, fenômeno referido na literatura como condição de *runaway* do comutador de derivação de potência reversa ou, em resumo, condição de *runaway*. Os mecanismos que caracterizam os problemas mencionados anteriormente estão bem detalhados em [11]-[22] .

Muitos estudos sobre integração de GDs no nível de distribuição incluem alimentadores com um único RT e atestam os impactos acima mencionados, geralmente propondo abordagens de mitigação baseadas no controle ótimo do fluxo de potência reativa. Refs. [3]-[13] estender a discussão para conexões em cascata de dois ou mais RTs, provando que os mesmos efeitos indesejáveis podem ocorrer e, às vezes, de forma intensificada. Em [3] , análises dinâmicas de um alimentador de média tensão real mostraram um aumento significativo no número total de operações de derivação para ambos os RTs em cascata. Em [4] , uma estratégia de controle de tensão on-line baseada na estimativa de estado foi testada no mesmo alimentador e reduziu efetivamente o problema, adiando a manutenção do equipamento. Em [13] , uma função multiobjetivo foi proposta para minimizar, entre outros parâmetros, os erros de estimativa das características dos LDCs de três RTs em cascata localizados em uma rede de distribuição longa, radial e ativa.

Pode-se observar que os estudos sobre as interações entre unidades GD e RTs são escassos, principalmente em relação à condição de *runaway*. Refs. [2]-[21] empregaram diferentes métodos de simulação computacional para avaliar e possivelmente mitigar o fenômeno, mas nenhum deles incluiu cenários de conexão em cascata de RT. O modo de controle de tensão DG, uma alternativa ao controle de fator de potência unitário tipicamente usado, é investigado em [6]-[18] e, em [20] , ambos os modos são testados em experimentos de campo com pequenos geradores síncronos. Embora tais modos de controle GD sejam bem conhecidos, seus efeitos no perfil de tensão e eficiência de um sistema de distribuição com RTs bidirecionais não foram explorados. Nesse contexto, é importante entender os diferentes impactos provocados por esses modos de controle de GD sobre fatores técnicos, como perfil de tensão e perdas de energia elétrica.

Motivada pelas considerações anteriores, esta Dissertação de Mestrado analisa um sistema de distribuição com RTs em cascata e com a presença de uma GD de alta capacidade na extremidade de um dos alimentadores, visando aferir o impacto técnico-econômico decorrente da injeção de potência ativa por parte da geração distribuída.

1.2 Objetivos do Trabalho

Esta dissertação tem por objetivo a análise técnica e econômica de desempenho do sistema de distribuição com reguladores de tensão em cascata e com a presença de uma GD de alta capacidade.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação é organizada em seis capítulos, conforme detalhado a seguir:

- Capítulo 2 – Abordagem sobre os aspectos construtivos dos reguladores de tensão;
- Capítulo 3 – Apresentação dos aspectos operacionais de reguladores de tensão instalados em redes de distribuição, abordando os modos de controle nos quais reguladores de tensão atuais podem operar e os impactos dos geradores distribuídos na tensão do sistema;
- Capítulo 4 – Aspectos econômicos relativos à conformidade de tensão em regime permanente e perdas técnicas;
- Capítulo 5 – Resultados obtidos para os impactos técnico e econômico de uma geração distribuída em um sistema de distribuição com reguladores de tensão em cascata;
- Capítulo 6 – Principais considerações a respeito do estudo e sugestões de continuidade do trabalho.

Capítulo 2

Aspectos Construtivos dos Reguladores de Tensão

2.1 Utilização

O Banco Regulador de Tensão é um dispositivo tradicional de controle de tensão do sistema de distribuição de energia elétrica. Geralmente esse dispositivo é empregado em alimentadores longos de média tensão em tensão nominal de 13,8 kV e 34,5 kV, a fim de garantir que as tensões de linha em regime permanente sejam mantidas dentro das faixas adequadas de operação, de acordo com o Módulo 8 do Prodist, conforme tabela 1, que são determinadas pela agência reguladora ANEEL. A figura 1 mostra um RT monofásico projetado pelo fabricante brasileiro ITB.



Figura 1 - Regulador de tensão monofásico [8] .

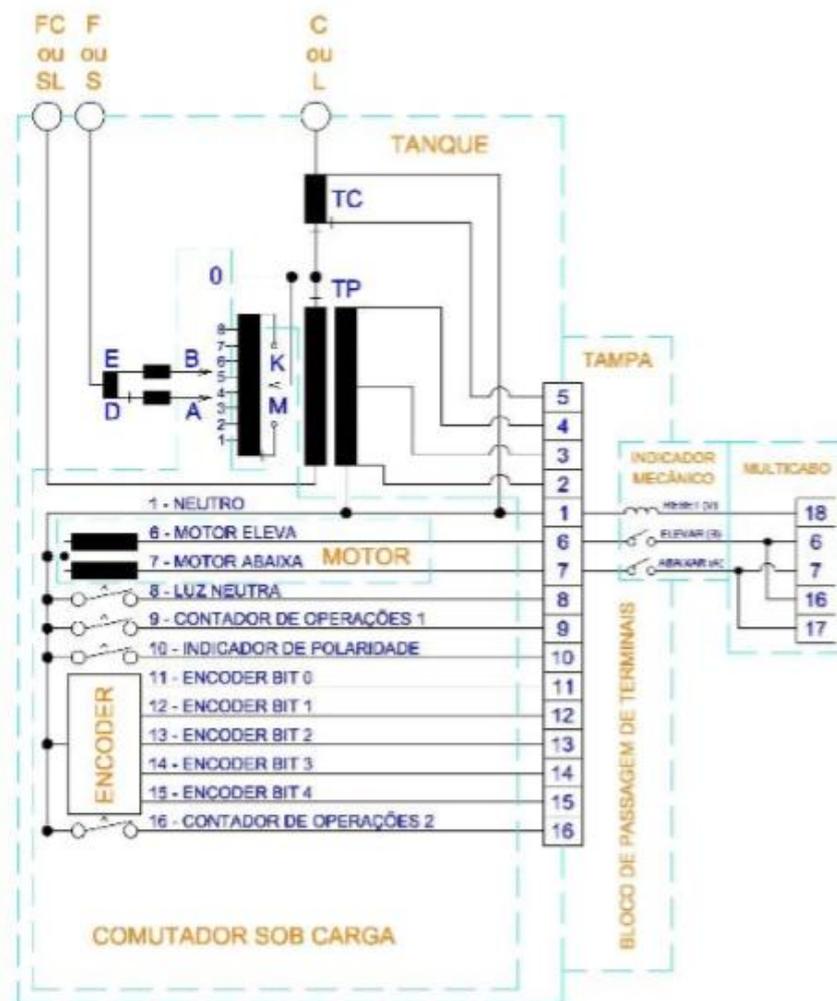
No ANEXO I do Módulo 8 do Prodist Aneel, mais especificamente na página 42, pode ser verificada as Faixas de Classificação de Tensões de Regime Permanente, conforme tabela 1.

Tabela 1 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV [16] .

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

2.2 Aspectos Construtivos

O regulador de tensão do fabricante brasileiro ITB é um auto-transformador em óleo isolante com enrolamento série do lado da fonte (Tipo B), equipado com comutador de derivação em carga que, em conjunto com o reator, possibilita 33 derivações, 16 para cima, 16 para baixo e a posição neutra. Regula a tensão de linha corrigindo desvios de até $\pm 10\%$ com passos de $0,625\%$ da tensão nominal [8] .

**Figura 2** - Diagrama geral da parte interna do tanque do Regulador de Tensão monofásico [8] .

O regulador de tensão é essencialmente um autotransformador com um mecanismo de mudança de derivação de carga em seu enrolamento em série, como é mostrado na figura 2. No entanto, ele funciona puramente como um equipamento de regulação de tensão, sendo incapaz de realizar a transformação do nível de tensão. A tensão induzida no enrolamento em série pode ser adicionada ou subtraída da tensão primária, dependendo da polaridade atual do enrolamento. A inversão de polaridade é possibilitada por uma chave de reversão (comuta entre os contatos K e M). Por essa razão, a magnitude da tensão de saída do enrolamento em série varia de acordo com a posição de tap, o que, por sua vez, muda com a operação de carga do dispositivo [12] .

Os reatores em ponte da figura 2 em B e A é necessário durante uma ocorrência de troca de derivação, das posições 2 a 3, por exemplo, para evitar a desenergização do regulador de tensão. Assim, enquanto um dos contatos do reator (ou seja, suas pernas) se move para a posição 3, a carga ainda pode ser alcançada pelo contato estacionário. Finalmente, o enrolamento do equalizador é usado para evitar descargas de arco elétrico durante essas operações.

O diagrama de blocos completo do sistema de controle discreto responsável pela comutação de derivação em carga automática é ilustrado na figura 3. O elemento de medição compara a tensão de entrada, obtida diretamente de um ponto de regulagem nos terminais de saída do regulador de tensão ou via LDC de um controle ponto remoto, para uma tensão de referência predefinida. O erro resultante é, por sua vez, comparado à largura de banda, uma faixa ajustável de variação permitida em torno do ponto de ajuste de tensão, utilizada para evitar o acionamento frequente e desnecessário do comutador de derivação e, assim, preservar sua vida útil. É prática comum aplicar características de histerese à largura de banda, o que torna o sistema de controle menos sensível a oscilações temporárias próximas dos limites de tolerância [19] . Se o erro resultante exceder esses limites, o elemento de medição envia um sinal de disparo para os elementos de retardo de tempo, compostos por um relé ajustável e uma unidade temporizadora. Por outro lado, se o erro retornar dentro dos limites antes que o atraso de tempo predeterminado do regulador de tensão seja decorrido, o relé é resetado.

As características do relé do temporizador variam amplamente de acordo com as práticas de utilidade local, desde esquemas de atraso de tempo constante até tempo inverso. No Brasil, um esquema de atraso de tempo duplo é frequentemente preferido, no qual o acionamento da primeira operação de tap é mais lento do que os subsequentes. Quando o relé expira, um sinal de ativação é enviado para a unidade de acionamento do motor. Quando o comando é recebido, o movimento da derivação ocorre quase instantaneamente (em cerca de

50 milissegundos). Antes disso, no entanto, a unidade de acionamento motorizado deve energizar o mecanismo de troca de derivações através do acúmulo de energia mecânica em um dispositivo tipo mola, um procedimento que normalmente dura 5 s. Geralmente, quando a unidade de acionamento motorizado é ativada, o movimento de derivação não pode ser revertido, mesmo que o relé do temporizador seja reinicializado [2] .

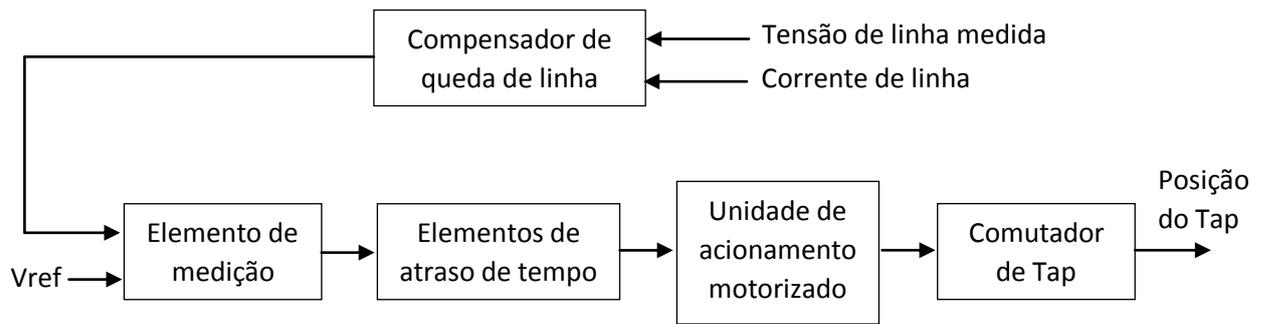


Figura 3 - Diagrama de blocos funcionais do sistema de controle para troca automática de derivações de autotransformador [19] .

O regulador de tensão é disposto em construção unitária, num tanque selado, com dispositivo de alívio de pressão, indicador visual de nível de óleo, conexão superior para filtro prensa, válvula de dreno, dispositivo para coleta de amostra de óleo, placa de identificação em alumínio anodizado gravada em baixo relevo, para-raios série externo, tipo ZnO com encapsulamento polimérico montado externamente entre as buchas "Fonte" e "Carga".

Opcionalmente, pode ser fornecido indicador digital de posições externo, indicador analógico de posições externo, dispositivo para acionamento alternativo do comutador, medição de temperatura do óleo, medição adicional de tensão para TP externo da bucha fonte (0 a 5 VCA) e placa de identificação em aço inoxidável.

As conexões da linha são feitas por buchas de porcelana com terminais em liga de cobre estanhados.

A derivação em uso é mostrada digitalmente no display dos controles associados ao equipamento, a partir de um encoder absoluto com cursor solidário ao mecanismo do comutador e/ou por rastreamento de posições através de lógica binária.

A sinalização de posição neutra é feita por sistema mecanicamente e eletricamente independente do sistema de indicação e mostrado pelo acendimento de um “LED” verde no painel inferior da caixa de controle.

Os terminais de AT são identificados conforme nomenclatura descrita na tabela 2 e de acordo com o padrão ABNT. O padrão ANSI de nomenclatura pode ser utilizado se for

especificado. Essa identificação está indelevelmente marcada na tampa do regulador de tensão em baixo relevo e reforçada com pintura, na posição indicada na figura 4.

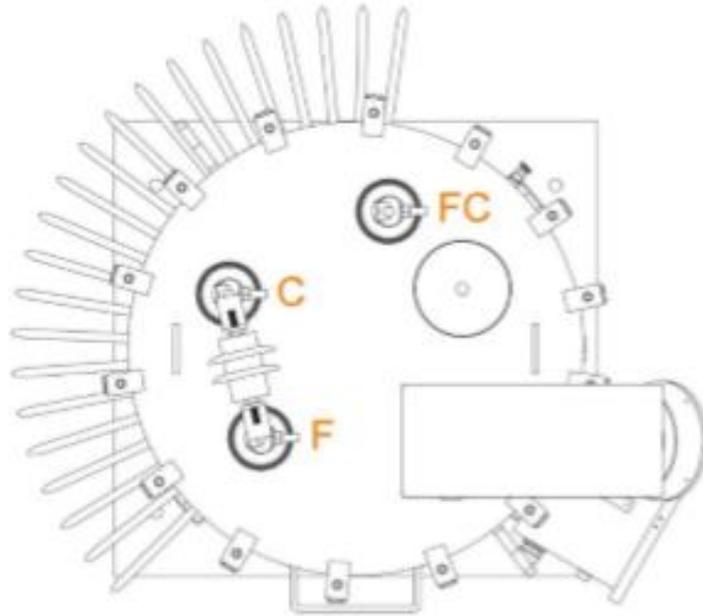


Figura 4 - Disposição dos terminais na tampa do regulador de tensão (visão superior) [8] .

Tabela 2 - Correspondência entre nomenclatura de terminais AT ABNT e ANSI [8] .

Terminais	Nomenclatura	
	ABNT	ANSI
Fonte	F	S
Carga	C	L
Neutro / comum	FC	SL

2.3 Possibilidade de Conexão

O regulador de tensão pode trabalhar em circuitos monofásicos, bifásicos ou, em banco, nos circuitos trifásicos. No caso de circuitos trifásicos há possibilidade de três tipos de ligação:

- Um regulador de tensão ligado entre fase e neutro aterrado;
- Um regulador de tensão ligado entre fase e fase;
- Dois reguladores de tensão ligados em delta aberto;
- Três reguladores de tensão ligados em delta;
- Três reguladores de tensão ligados em estrela aterrada.

2.3.1 Monofásico entre Fase e Aterrado

A ligação monofásica entre fase e aterrado do regulador de tensão pode ser verificada na figura 5, onde a tensão nominal do regulador de tensão é igual à tensão nominal entre fase neutro do alimentador.

Para uma carga puramente resistiva, a defasagem entre a corrente e a tensão medidas no regulador de tensão será 0° (Zero grau).

A regulação efetiva é de $\pm 10\%$ da tensão entre fase e neutro em sentido direto de fluxo de potência e a corrente é medida apenas na fase.

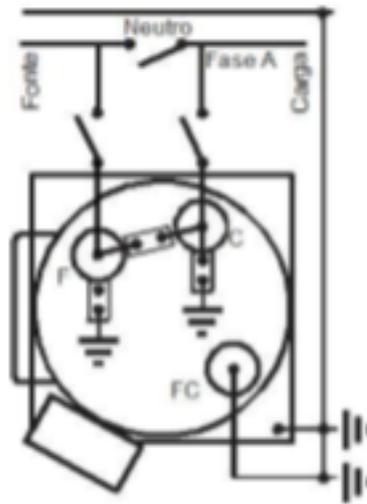


Figura 5 - Ligação em linha monofásica [8] .

2.3.2 Bifásico

A ligação bifásica pode ser verificada na figura 6. A tensão nominal do regulador de tensão é igual à tensão nominal entre as fases do alimentador.

Para uma carga puramente resistiva, a defasagem entre a corrente e a tensão medidas no regulador de tensão será -30° ou $+30^\circ$ dependendo da sequência de fases.

A regulação será de aproximadamente $\pm 10\%$ da tensão entre fases em ambos os sentidos de fluxo. A corrente é medida apenas em 1 das 2 fases.

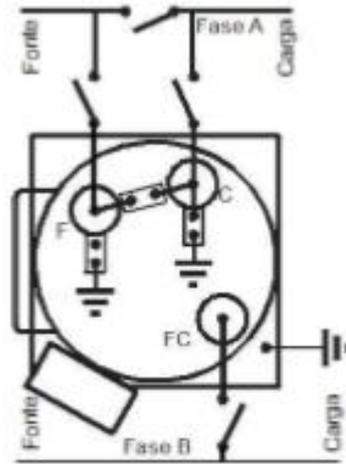


Figura 6 - Ligação em linha de duas fases [8] .

2.3.3 Delta Aberto

A ligação delta aberto é esquematizada na figura 7, onde a tensão nominal do regulador de tensão é igual à tensão nominal entre fases do alimentador.

Para uma carga puramente resistiva, a defasagem entre a corrente e a tensão medidas no regulador de tensão será -30° para um dos reguladores e $+30^\circ$ para o outro.

A regulação efetiva será de $\pm 10\%$ da tensão entre fase e neutro em sentido direto de fluxo de potência. A corrente é medida apenas em 2 das 3 fases.

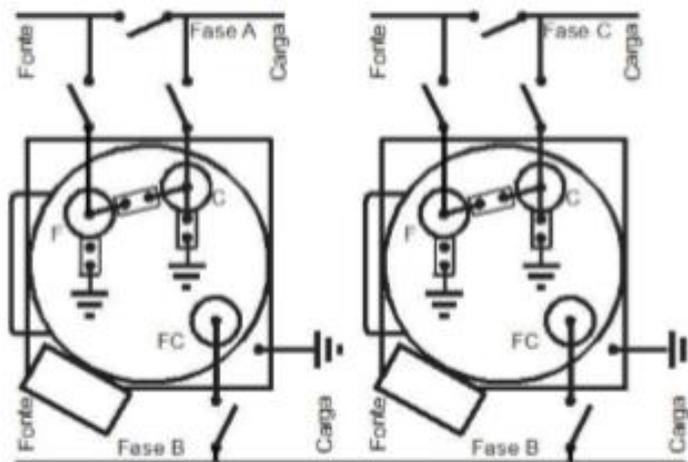


Figura 7 - Ligação delta aberto entre dois reguladores de tensão monofásicos em linha trifásica [8] .

2.3.4 Delta Fechado

A ligação delta fechado é apresentada na figura 8, onde a tensão nominal do regulador de tensão é igual à tensão nominal fase-fase do alimentador.

Para uma carga puramente resistiva, a defasagem entre a corrente e a tensão medidas no regulador será -30° para todos reguladores ou $+30^\circ$ para todos os reguladores, dependendo a ligação das buchas F e C em relação à carga.

A regulação será de $\pm 15\%$ da tensão fase-fase para operação em fluxo direto de potência. A corrente é medida nas 3 fases, contudo pode apresentar erro de até 5,35% em função da derivação feita no terminal “C” ou “L” para a referência de um dos demais reguladores de tensão do banco.

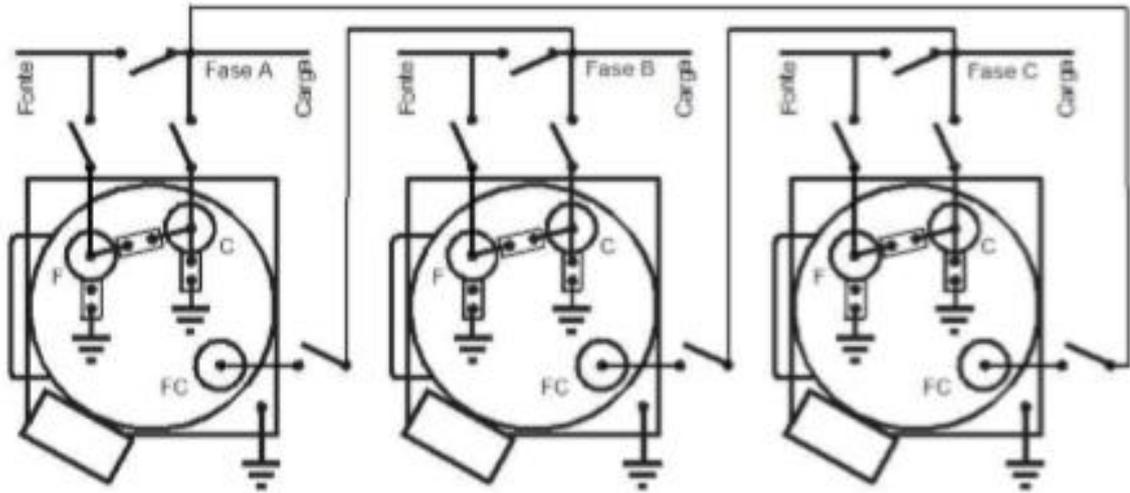


Figura 8 - Ligação delta de três reguladores de tensão monofásicos em linha trifásica [8].

2.3.5 Estrela

O esquema da ligação estrela é mostrado na figura 9, onde a tensão nominal do regulador de tensão é igual à tensão nominal fase neutro do alimentador.

Para uma carga puramente resistiva, a defasagem entre a corrente e a tensão medidas no regulador será 0° (Zero grau).

A regulação efetiva será de $\pm 10\%$ da tensão entre fase e neutro em sentido direto de fluxo de potência.

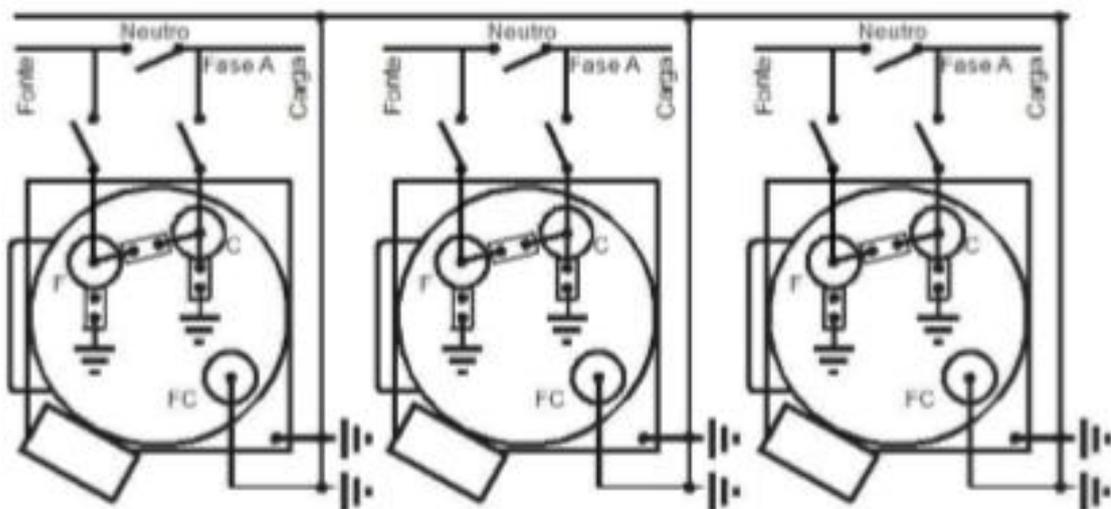


Figura 9 - Ligação estrela de três reguladores de tensão monofásicos em linha trifásica com neutro solidamente aterrado [8].

2.4 Aterramento

O adequado aterramento para um banco de reguladores de tensão monofásicos deve garantir uma resistência de terra conforme as normas ABNT NBR 14039 instalações elétricas de media tensão de 1,0 kV a 36,2 kV e [14] .

Com a finalidade de padronizar o aterramento de bancos de reguladores de tensão na rede de distribuição da área de concessão da Centrais Elétricas do Pará S.A – CELPA, especificou-se malha de aterramento com oito hastes de 3,0 m de comprimento e espaçamento de 3,0 m, conforme pode ser visto na figura 10 abaixo.

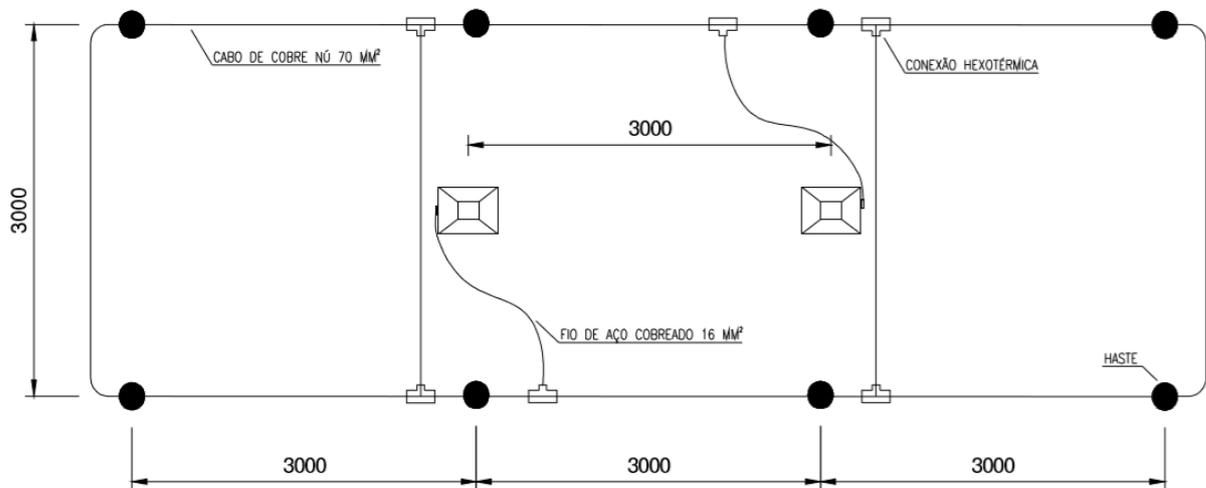


Figura 10 - Malha de aterramento para bancos reguladores de tensão [14] .

2.5 Instalação em Plataforma

A instalação dos bancos reguladores de tensão em estruturas tipo plataformas é recomendado pela Norma Técnica NT.007 – Padrão de Estruturas Especiais da CELPA para os tipos de ligações em delta fechado e estrela aterrada, conforme abaixo.

2.5.1 Ligação em Delta Fechado

Na figura 11 pode ser verificado o tipo de instalação em plataforma para um banco regulador de tensão 15 kV em ligação em delta fechado. Os principais componentes são:

- Poste de concreto seção "DT" 12m/1000 daN;
- Cruzeta de concreto tipo "T" 1.900 mm;
- Viga de aço carbono em perfil "U";
- Chave faca unipolar 15 kV/630 A;
- Para-raio óxido de zinco 12kV / 10kA.

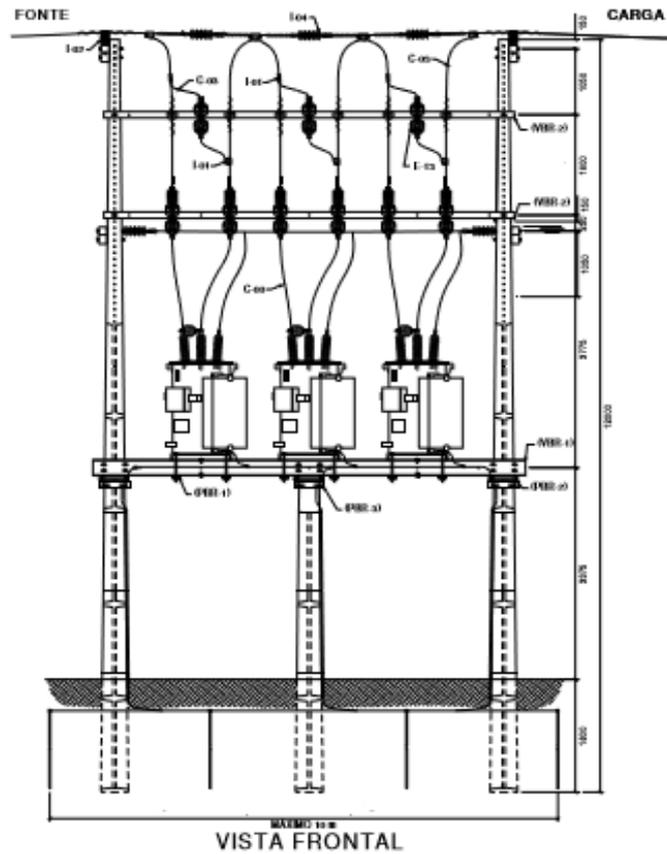


Figura 11 - Instalação de banco de reguladores de tensão 15 kV em ligação Delta Fechado – Em Plataforma – Vista Frontal [14] .

2.5.2 Ligação em Estrela Aterrada

Na figura 12 pode ser verificado o tipo de instalação em plataforma para um banco regulador de tensão 19,92 kV em ligação estrela aterrada, cujo os principais componentes são:

- Poste de concreto seção "DT" 12 m/1000 daN;
- Cruzeta de concreto tipo "T" 1.900 mm;
- Viga de aço carbono em perfil "U";
- Chave seccionadora 1f 36,2 kV 630 A;
- Para-raio óxido de zinco 30 kV/10 kA polimérico.

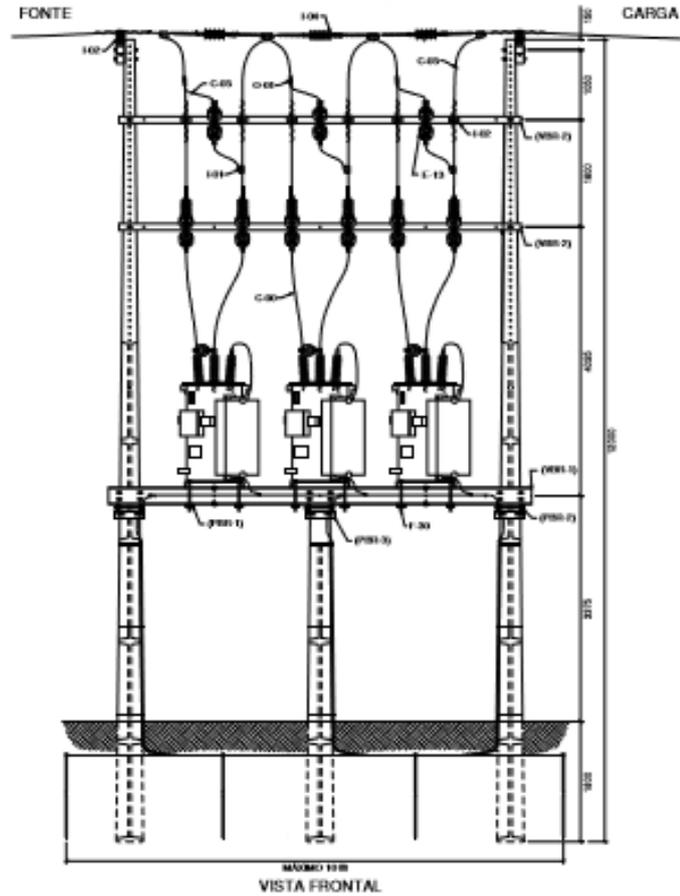


Figura 12 - Instalação de banco de reguladores de tensão 19,92 kV em ligação Estrela Aterrada – Em Plataforma – Vista Frontal [14] .

2.6 Conclusão

O presente capítulo fez uma abordagem sobre os aspectos construtivos dos reguladores de tensão. O Capítulo 3 apresentará os aspectos operacionais de reguladores de tensão instalados em redes de distribuição, abordando os seus modos de controle atuais e os impactos dos geradores fotovoltaicos na tensão do sistema.

Capítulo 3

Aspectos Operacionais de Reguladores de Tensão

3.1 Modos de Operação

Um fator importante na operação do regulador de tensão é o tipo de conexão entre seus enrolamentos séries e os de derivação. O padrão ANSI / IEEE C57.15-1986 define duas configurações possíveis: tipo A, em que o circuito primário é diretamente conectado ao enrolamento de derivação e o circuito regulado é conectado por meio de derivações ao enrolamento em série e tipo B, no qual o circuito primário é conectado através de derivações ao enrolamento em série e o circuito regulado é conectado diretamente ao enrolamento de derivação [10]. Devido à constante excitação do núcleo, a conexão do tipo B é adotada na maioria dos modelos de reguladores de tensão. A figura 13 mostra os circuitos equivalentes abreviados de um regulador de tensão tipo B nas posições de subida e descida.

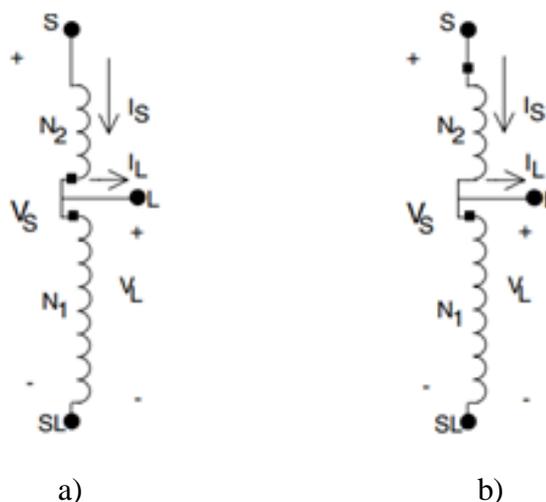


Figura 13 - Circuitos equivalentes de um regulador de tensão tipo B em: a) posição de subida b) posição descida [10].

É perceptível que, em ambas as direções de regulação, o autotransformador apenas modifica o número observado de voltas no enrolamento em série (N_2), nunca alterando o número observado de voltas no enrolamento de derivação (N_1) nem invertendo a polaridade das tensões de fonte (V_S) e carga (V_L). Para um regulador de tensão tipo B monofásico, as relações de definição entre tais tensões e entre as correntes de fonte correspondente (I_S) e carga (I_L) são dadas respectivamente por (1) e (2).

$$V_L = \frac{1}{a_R} \cdot V_S \quad (1)$$

$$I_L = a_R \cdot I_S \quad (2)$$

Onde:

$$a_R = 1m \frac{N_2}{N_1} \quad (3)$$

A única diferença entre as equações para as posições de subida e descida é o sinal da relação de espiras (N_2/N_1) - o sinal de menos indica o primeiro e o sinal de mais o último. No entanto, ao contrário da posição real da derivação, o número observado de espiras em cada enrolamento geralmente não é conhecido. Por este motivo e recordando que cada operação de tap equivale a 5/8 % ou 0,00625 p.u. correção de tensão, é conveniente reescrever (3) como (4).

$$a_R = 1m0.00625 \cdot \text{Tap} \quad (4)$$

A convenção de sinais é a mesma que em (3). Tais equações descrevem o modelo regulador de tensão monofásico tipo B clássico, detalhado em [5] .

As possibilidades de monitoramento de posição de derivação e controle discreto de parâmetros ajustáveis permitem maior flexibilidade operacional, especialmente em termos de modos de controle viáveis. O regulador de tensão oferece uma infinidade de modos de controle e entre os dois mais comuns, modo bidirecional e modo de cogeração, o primeiro é muito mais suscetível à ocorrência de condição *runaway*.

3.1.1 Bidirecional Normal

No modo bidirecional, o sistema de controle do regulador de tensão determina a direção de operação (direta ou reversa) com base na direção do fluxo de potência ativo [7] . A figura 14 mostra a situação do fluxo de energia direto através do alimentador, quando o GD fornece menos potência real do que o centro de carga a jusante das demandas do regulador de tensão. Neste caso, o fluxo de potência ativa resultante através do regulador de tensão é da esquerda para a direita, isto é, da Subestação para a GD, e o regulador de tensão opera no modo de avanço, controlando a tensão no lado GD (lado inferior de curto-circuito). Durante essas condições do sistema, esse modo de controle garante um cenário operacional aceitável.

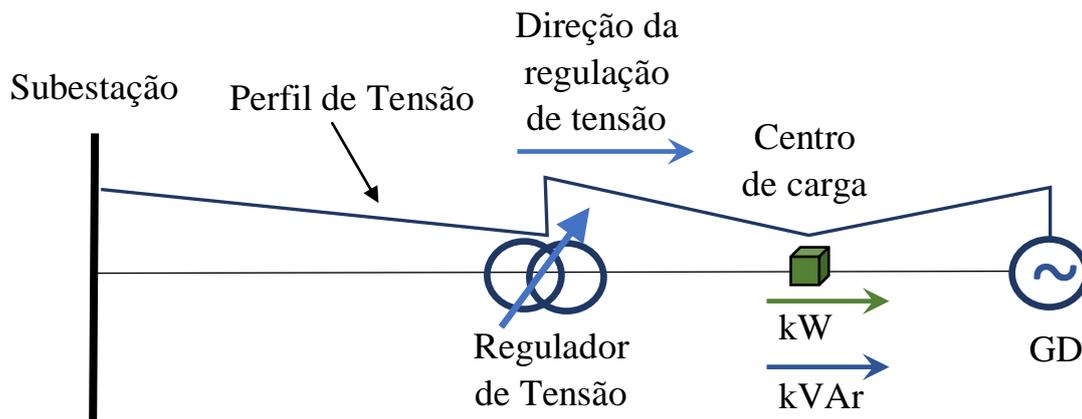


Figura 14 - Modo bidirecional durante o fluxo de potência ativa direta. Fonte: adaptado de [17] .

Por outro lado, quando a potência ativa fornecida pela GD excede a demanda do cliente entre o regulador de tensão e a GD, o fluxo de potência ativa resultante através do regulador de tensão é da direita para a esquerda, ou seja, da GD para a Subestação, e o regulador de tensão opera em modo reverso, controlando a tensão no lado da Subestação. A figura 15 ilustra as possíveis consequências da interação entre o regulador de tensão e uma unidade GD de alta penetração nas condições descritas: se o *setpoint* de tensão do lado Subestação for maior que o *setpoint* de tensão regulador de tensão, que é um ajuste típico, o comutador opera em um esforço para diminuir a tensão no lado de nível de curto-circuito mais alto, resultando em uma sequência de tentativas falhas e, devido ao fluxo de potência reativa, um efeito resultante de aumento significativo de tensão no lado GD. As operações sequenciais continuam até que o limite de derivação seja atingido, levando a uma sobretensão de 10 % do regulador de tensão.

Esta circunstância indica a perda da capacidade de controle de tensão do regulador de tensão e é conhecida na literatura como condição de *runaway*, frequentemente ligada ao desgaste excessivo do dispositivo, bem como custos de manutenção mais altos. O fenômeno não se limita a problemas de sobretensão, considerando que se o *setpoint* de tensão do lado Subestação é menor que o *setpoint* do regulador de tensão, um ajuste menos típico, as múltiplas tentativas de levantar a tensão do lado Subestação causam subtensão no lado GD [22] . Portanto, quando a reversão ativa do fluxo de potência devido ao GD é possível, o modo bidirecional torna-se inaceitável para a operação do sistema.

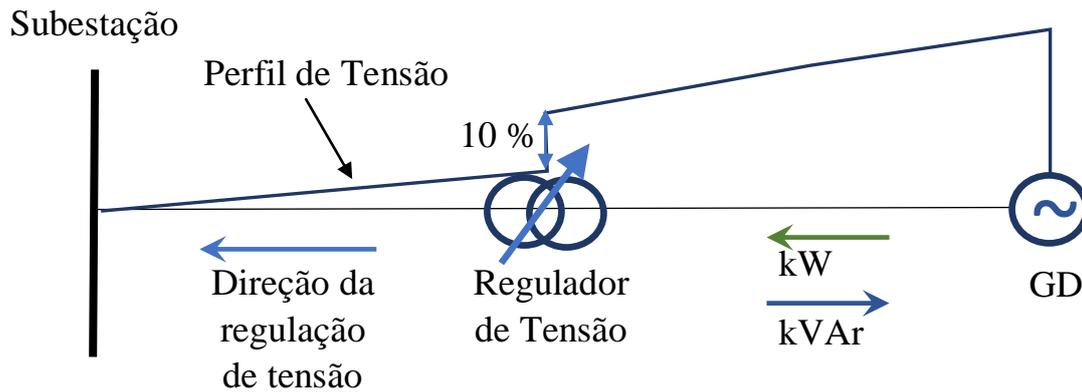


Figura 15 - Modo bidirecional durante o fluxo de energia ativo reverso. Fonte: adaptado de [17] .

3.1.2 Cogeração

A figura 16 mostra os princípios do modo de Cogeração. Quando a GFV não produz potência ativa o suficiente para atender à carga, é necessário que certa quantidade seja importada da rede. Neste caso, o RT regula a tensão do lado do consumidor (Barra 2, figura 16), em modo direto, conforme descrito anteriormente.

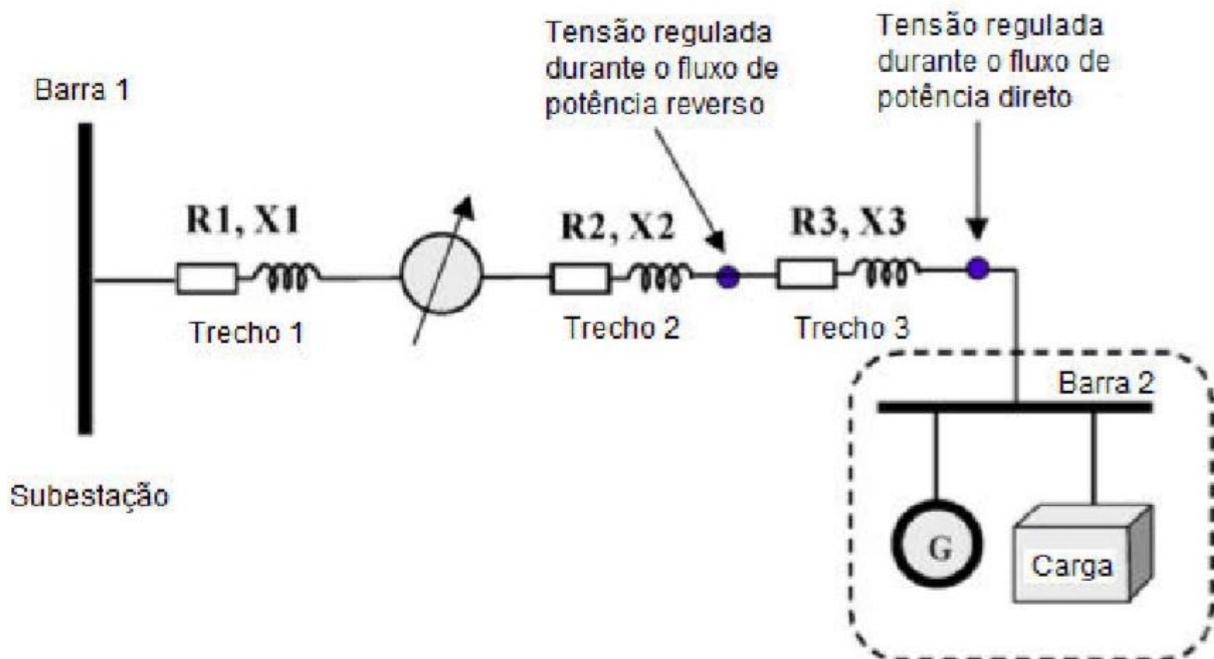


Figura 16 - Pontos de regulação do modo Cogeração. Fonte: [10] .

Quando a potência ativa gerada pelo GD excede a carga, parte desta potência é exportada para o sistema. Entretanto, o RT continua a regular a tensão do mesmo lado que na situação anterior.

Neste modo de operação, o ponto regulado pelo RT não será necessariamente a barra para os quais R e X foram definidos. Isto ocorre uma vez que a GD altera o perfil de carga do alimentador.

3.1.3 Reativo Bidirecional

No modo Reativo Bidirecional, o controlador do RT determina sua direção de operação baseado na direção do fluxo de potência reativa, através do monitoramento das componentes de corrente ativa e reativa.

O controle opera em modo direto sempre que a magnitude da componente reativa excede um limite na direção negativa, o que corresponde a um fluxo de potência reativa através do RT da fonte para a carga. A direção do fluxo de potência ativa não impacta na direção de operação do controle.

O controle opera em modo reverso sempre que a magnitude da componente reativa excede um limite na direção positiva, o que corresponde a um fluxo de potência reativa através do RT da carga para a fonte.

3.2 Impacto de GFVs na tensão do sistema

Portaria [1] especifica que o GFV não deve regular ativamente as tensões do sistema de distribuição. Em geral, tentativas de regular a tensão em determinado ponto da rede, por parte do gerador, podem causar conflito com as estratégias de controle pré-definidas pela concessionária. Ainda que o GFV não participe ativamente do controle de tensão, a atuação do gerador pode causar aumento ou diminuição da tensão ao longo do alimentador, dependendo de seu tipo, método de controle, potência injetada na rede, parâmetros do alimentador e carregamento [2] .

O fluxo incremental de potência ativa, interagindo com a resistência do alimentador, tende a fazer a tensão na barra do GFV, e de seus arredores, aumentar, o que pode ser agravado ou mitigado pela injeção de potência reativa. Injeção positiva contribuirá para o aumento da tensão, enquanto que injeção negativa, auxiliará na redução destes valores.

Excepcionalmente, a regulação de tensão por parte da GFV pode ser permitida, caso exista um acordo mútuo entre a concessionária e o proprietário do gerador. GFVs conectados à rede por meio de inversores de auto-comutação (*self-commutating inverters*) são capazes de regular a tensão do sistema através da redução (ou absorção, se necessário) da potência reativa de saída [2] .

Em casos onde o acordo mútuo permite a regulação de tensão por parte do GFV, sua potência reativa de saída varia com o tempo, com o objetivo de se obter a tensão desejada. Por outro lado, esta regulação pode não ser suficiente para controlar sobretensões.

Nesses casos, RTs podem contribuir para a manutenção das tensões dentro de padrões pré-estabelecidos.

3.3 Conclusão

O presente capítulo apresentou os aspectos operacionais de reguladores de tensão em degraus instalados em redes de distribuição, abordando os seus modos de controle atuais e os impactos dos geradores fotovoltaicos na tensão do sistema. O Capítulo 4 apresentará os aspectos econômicos relacionados a qualidade do produto relativos à conformidade de tensão em regime permanente e perdas técnicas.

Capítulo 4

Aspectos Econômicos Relacionados à Conformidade de Tensão em Regime Permanente e Perdas Técnicas

4.1 Tensão em regime permanente

Os aspectos econômicos para a tensão em regime permanente referem-se aos limites adequados, precários e críticos, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e de registro e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.

A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados [16] .

O termo “conformidade de tensão elétrica” refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

Com relação aos valores de referência [16] :

- a) Os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão;
- b) Os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final;
- c) Para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à tensão de referência.

4.1.1. Classificação das leituras

A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R), conforme a figura 17 a seguir:

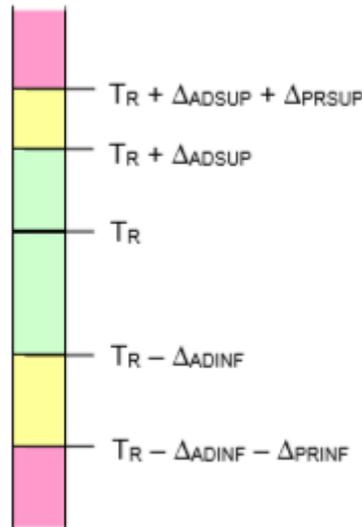


Figura 17 – Faixas de tensão em relação à de referência [16] .

Sendo:

- Tensão de Referência (T_R);
- Faixa Adequada de Tensão ($T_R - \Delta_{ADINF}, T_R + \Delta_{ADSUP}$);
- Faixas Precárias de Tensão ($T_R + \Delta_{ADSUP}, T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}, T_R - \Delta_{ADINF}$);
- Faixas Críticas de Tensão ($> T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$).

O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 9.1.10.2. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, quando de medições oriundas por reclamação ou amostrais, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (5)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (6)$$

Sendo que nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Com base nas medições amostrais efetuadas, será calculado o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), utilizando a seguinte fórmula:

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100[\%] \quad (7)$$

Onde:

N_C = total de unidades consumidoras com DRC, não nulo; e

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição.

Para a determinação de Índices Equivalentes por Consumidor, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente (DRPE) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente (DRCE), de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%] \quad (8)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%] \quad (9)$$

Em que:

DRP_i = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora(i);

DRP_E = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

DRC_E = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente;

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição.

4.1.2. Limites para os indicadores

O limite do indicador DRP é de 3 % (três por cento).

O limite do indicador DRC é de 0,5 % (cinco décimos por cento).

4.1.3. Compensação aos consumidores

A distribuidora deve compensar os consumidores que estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC e os titulares daquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão.

Para o cálculo da compensação deve ser utilizada a seguinte fórmula:

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (10)$$

Sendo:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;

$k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, $DRC > DRC_{limite}$;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

$DRP_{limite} = 3 \%$;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

$DRC_{limite} = 0,5 \%$;

EUSD = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

A compensação deve ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRP_{limite} e/ou o indicador DRC for superior ao DRC_{limite} .

O valor da compensação deve ser creditado na fatura apresentada no prazo máximo de dois meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação.

Nos casos onde o valor integral ou o crédito remanescente ultrapasse o valor da fatura mensal, o valor da compensação a ser creditado na fatura poderá ser parcelado, limitado às 2 (duas) faturas subsequentes, ou pago em moeda corrente.

4.2 Perdas técnicas

Neste item será apresentado a metodologia para obtenção das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Para o cálculo das perdas técnicas são necessárias as seguintes informações [15] :

- a) As informações referentes aos dados físicos (redes, transformadores, reguladores de tensão, chaves e medidores) e de energia nas unidades consumidoras e geradores, nos transformadores de potência e nos alimentadores de média tensão, são obtidas da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD;
- b) As informações do Balanço de Energia, que compreende os montantes de energia injetada e fornecida agregados para cada segmento do sistema de distribuição, devem ser enviadas pelas distribuidoras de acordo com as instruções relativas ao

processo de revisão tarifária, obedecendo ao formato e às instruções dadas no Módulo 6 do PRODIST;

- c) A caracterização da carga é realizada a partir de dados da campanha de medição definida no Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição do PRODIST;
- d) As informações de energia são obtidas de dados do sistema de medição das distribuidoras.

4.2.1. Método de cálculo

As perdas de energia nas redes e equipamentos associados ao SDMT são obtidas pela aplicação do método de fluxo de potência.

Para obtenção das perdas técnicas de potência para os transformadores é realizado para a condição de carga média, de acordo com a expressão [15] :

$$P_{TR} = (P_{FE} + P_{CU}) [MW] \quad (11)$$

Onde:

P_{TR} : perda de potência para a demanda média do transformador [MW];

P_{FE} : perda no ferro ou em vazio do transformador [MW];

P_{CU} : perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW].

A perda de potência para a demanda média no cobre do transformador é calculada pela equação [15] :

$$P_{CU} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} \cdot \cos\phi} \right)^2 \cdot P_{NCU} [MW] \quad (12)$$

Onde:

P_{CU} : perda de potência para a demanda média no cobre do transformador em [MW];

P_{NCU} : perda no cobre do transformador na condição nominal de carga, sendo obtida pela diferença entre a perda total e a perda em vazio do transformador em [MW];

P_{med} : potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em [MW];

P_{nom} : potência nominal do transformador em [MVA];

$\cos\phi$: fator de potência, estabelecido em 0,92.

A perda de energia do transformador E_{TR} é obtida pela soma da perda de energia em vazio pelo período de tempo analisado ΔT com a perda de energia ocorrida no cobre, calculada pela multiplicação da perda de potência para a demanda média no cobre pelo

Coefficiente de Perdas – CP_T e pelo período de tempo analisado – ΔT , conforme definido na expressão [15] :

$$E_{TR} = \Delta T \cdot (P_{FE} + P_{CU} \cdot CP_T) [MWh] \quad (13)$$

4.3 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as formulações que serão utilizadas para avaliação dos aspectos econômicos levando em consideração a qualidade do produto relativos à conformidade de tensão em regime permanente e perdas técnicas. O Capítulo 5 detalhará a avaliação do impacto técnico e econômico de uma geração distribuída em um sistema de distribuição com reguladores de tensão em cascata.

Capítulo 5

Estudo de Caso

5.1 Sistema de distribuição estudado

O alimentador PR-11 atende de forma expressa as cargas urbanas da cidade de Ulianópolis e o alimentador PR-09 atende as cargas rurais. Ambos os alimentadores possuem tensão nominal de 34,5 kV e são supridos pela Subestação Paragominas 138 / 34,5 kV 30 MVA, localizada no Estado do Pará.

A sede municipal de Ulianópolis está distante de 93 km da Subestação Paragominas, sendo atendida pelo alimentador PR-11.

Os alimentadores PR-09 e PR-11 possuem dois bancos reguladores de tensão em cascata em cada circuito.

A Geração Distribuída (GD) será conectada no alimentador PR-09, sendo uma indústria de etanol e açúcar. A GD será baseada em máquina síncrona e possuirá uma capacidade de 12,5 MVA. De acordo com o Parecer de Acesso, emitido pela concessionária, a GD suprirá a demanda total da carga da indústria (4.3 MW e 1.83 MVA_r) e injetará 3 MW na rede ininterruptamente por 6 meses, durante o período de safra da cana-de-açúcar.

A localização georeferenciada da Subestação, dos alimentadores, dos bancos reguladores de tensão e da GD pode ser visto na Figura 18.

O principal recurso de operativo para atendimento da sede municipal de Ulianópolis em caso de contingência é o esquema de recomposição automática em caso de desligamento, com dois Religadores entre os alimentadores PR-11 e PR-09, representados pelos códigos CH2 e CH3 na Figura 19.

Dentre os cabos mais utilizados ao longo desses alimentadores, podem ser citados os cabos Alumínio NU 2 AWG CAA, Alumínio NU 1/0 AWG CAA, Alumínio NU 336 MCM CAA e Alumínio NU 4/0 AWG CAA. A Tabela 3 apresenta os dados de resistência e reatância desses cabos.

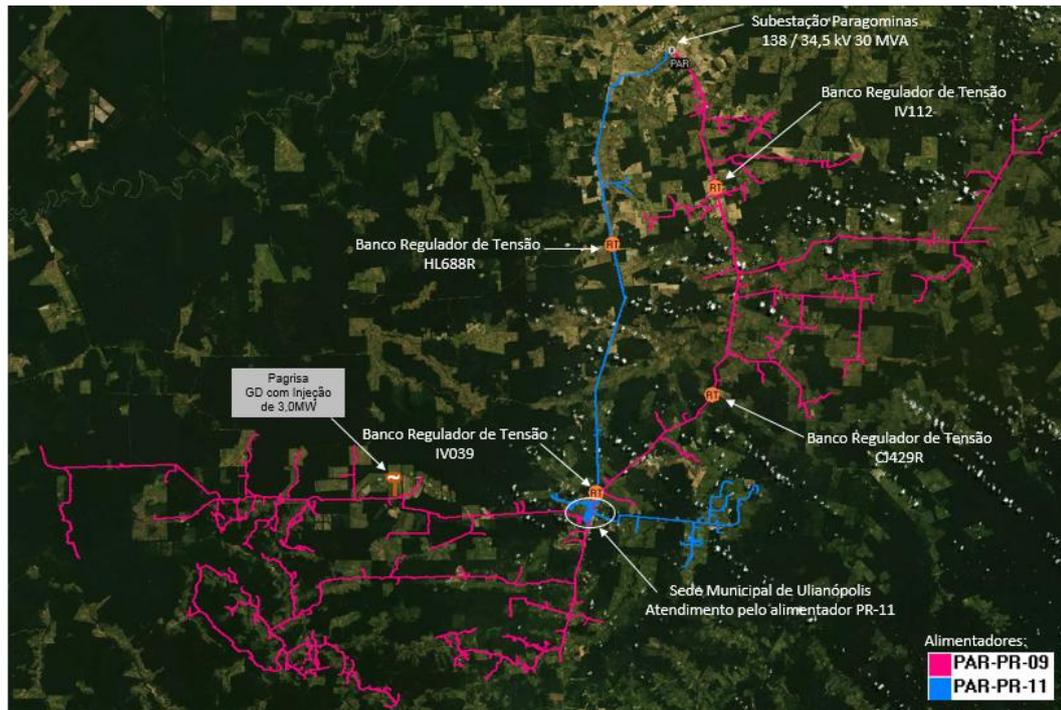


Figura 18 – Alimentadores 34,5 kV PR-09 e PR-11 da Subestação Paragominas 138 /34,5 kV 30 MVA.

Tabela 3 – Resistência e Reatância para os principais condutores.

Cabo	R (Ω /km)	X (Ω /km)
Alumínio NU 2 AWG CAA	0,95712	0,44158
Alumínio NU 1/0 AWG CAA	0,6002	0,42402
Alumínio NU 336 MCM CAA	0,18933	0,37518
Alumínio NU 4/0 AWG CAA	0,2994	0,39782

5.2 Cenários operativos

Para determinação dos cenários operativos foi feito o levantamento do posicionamento das Chaves no tronco e no ramal de derivação onde será ligada a GD, além da localização dos dois Religadores que são utilizados no esquema de recomposição automática (CH2 e CH3).

O Unifilar dos alimentadores 34,5 kV PR-09 e PR-11 da Subestação Paragominas 138 /34,5 kV 30 MVA pode ser visualizado na Figura 19.

Na Tabela 4 são detalhados o status de cada uma das Chaves que compõe o Cenário Atual (configuração de operação atual dos alimentadores) e os seis Cenários que foram estudados nesta dissertação de Mestrado.

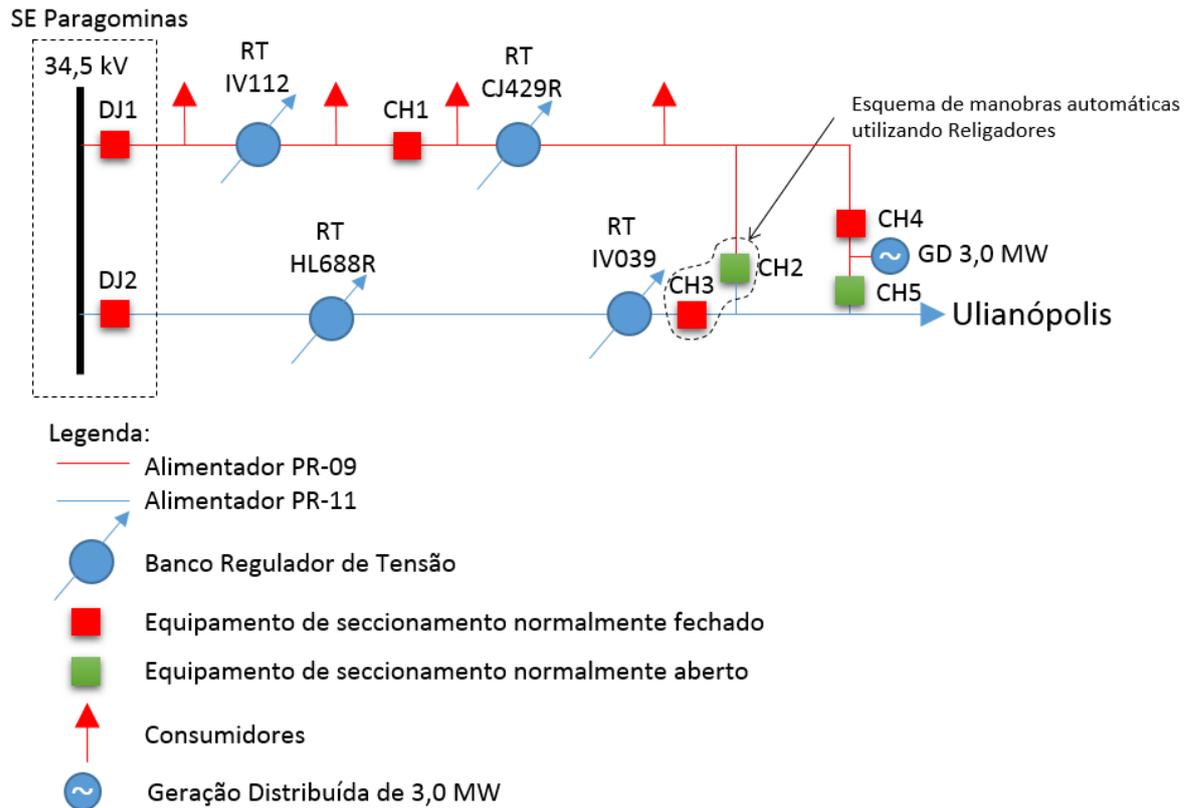


Figura 19 – Unifilar alimentadores 34,5 kV PR-09 e PR-11 da Subestação Paragominas 138 /34,5 kV 30 MVA.

Tabela 4 – Cenários Operativos.

	Disjuntor DJ1	Chave CH1	Chave CH2	Chave CH3	Chave CH4	Chave CH5	Descrição
Cenário Atual	Fechado	Fechado	Aberto	Fechada	Aberto	Aberta	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. Sem GD.
Cenário Operativo 1	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Aberto	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-09.
Cenário Operativo 2	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	O PR-11 supre parte da carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.
Cenário Operativo 3	Aberto	Fechado	Fechado	Fechada	Fechada	Aberto	O PR-11 supre toda a carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.
Cenário Operativo 4	Fechado	Fechado	Fechada	Aberta	Fechada	Aberta	O PR-09 supre a carga do PR-11. GD injeta 3,0 MW no PR-09.
Cenário Operativo 5	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11.
Cenário Operativo 6	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11. RTs com <i>setpoint</i> 1,0 pu e 0,97 pu.

5.3 Perfis de demanda

Para a realização das simulações foram utilizados dados de medição de demanda ativa, demanda reativa e tensão para os alimentadores PR-09 e PR-11.

As cargas dos alimentadores foram ajustadas usando a medição real do consumo na subestação para quatro patamares de carga, sendo denominados como “madrugada”, “manhã”, “tarde” e “noite”. O patamar da “madrugada” compreende o período de 01:00h às 05:59h, já o patamar da “manhã” corresponde ao período de 06:00h até 11:59h, o patamar da “tarde” está compreendido entre 12:00h e 16:59h e por último o patamar da “noite” para o período de 17:00h às 23:59h, conforme pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5 – Patamares de carga utilizados na simulação.

Patamar de Carga	Hora Inicial	Hora Final
Madrugada	01:00h	05:59h
Manhã	06:00h	11:59h
Tarde	12:00h	16:59h
Noite	17:00h	23:59h

Em relação as medições dos alimentadores PR-09 e PR-11 para a semana de 01 a 07/07/2019, verificou-se que houve transferência de carga do alimentador PR-09 para o PR-11 que durou os dias 01 e 02/07/2019 praticamente inteiros, como pode ser visto nos Gráficos 1, 2, 3 e 4, pois nota-se a redução das demandas ativa e reativa no PR-09 e no mesmo período citado há a elevação da demanda ativa e reativa no PR-11. Os dias 01 e 02/07/2019 não serão utilizados para ajuste de carregamento dos alimentadores na simulação.

Para a medição do PR-09, Gráficos 1 e 2, verifica-se um comportamento praticamente linear da carga para os dias de semana e final de semana.

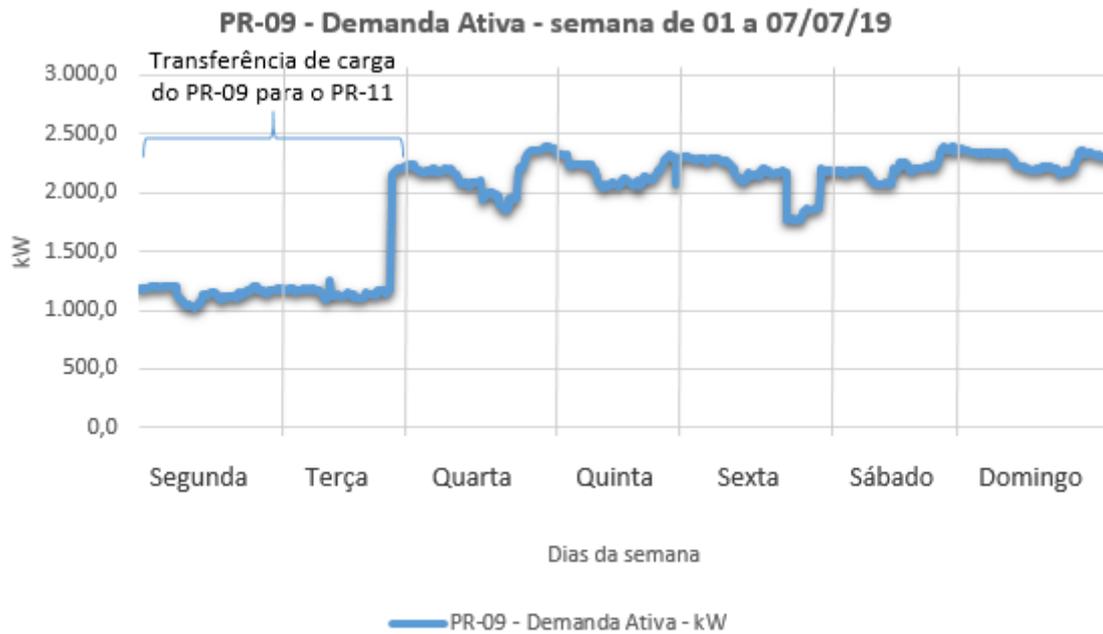


Gráfico 1 - Medição de Demanda Ativa do alimentador PR-09 para a semana de 01 a 07/07/2019.

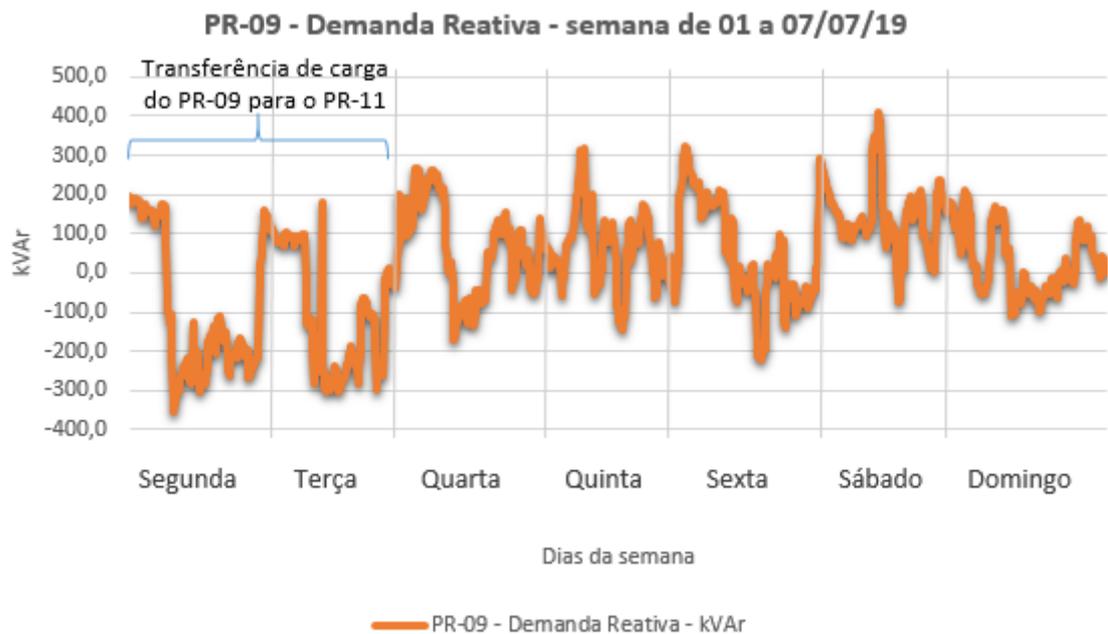


Gráfico 2 – Medição de Demanda Reativa do alimentador PR-09 para a semana de 01 a 07/07/2019.

Em relação a medição do PR-11, Gráficos 3 e 4, verifica-se um comportamento praticamente linear da carga para os dias da semana e uma leve redução no final de semana.

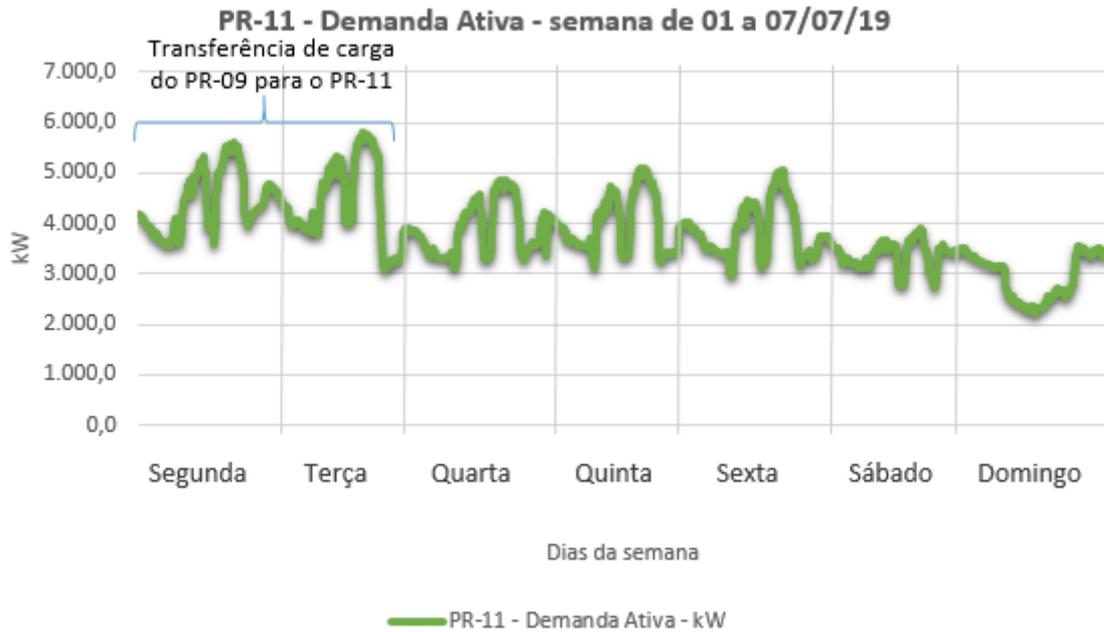


Gráfico 3 – Medição de Demanda Ativa do alimentador PR-11 para a semana de 01 a 07/07/2019.

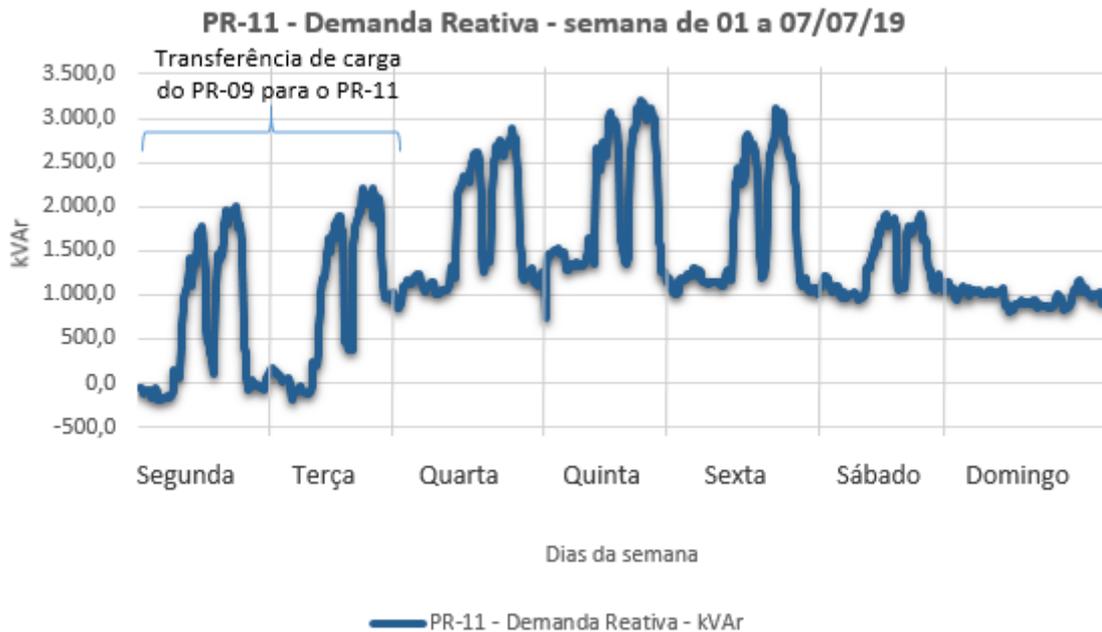


Gráfico 4 – Medição de Demanda Reativa do alimentador PR-11 para a semana de 01 a 07/07/2019.

Para a tensão na barra de carga em tensão nominal de 34,5 kV da Subestação Paragominas, ver Gráfico 5, verificou-se uma elevação de tensão ocorrida no início da quinta-feira 04/07/2019, podendo ser atribuído a um evento ocorrido no sistema, não sendo, portanto, utilizado este período da medição na simulação.

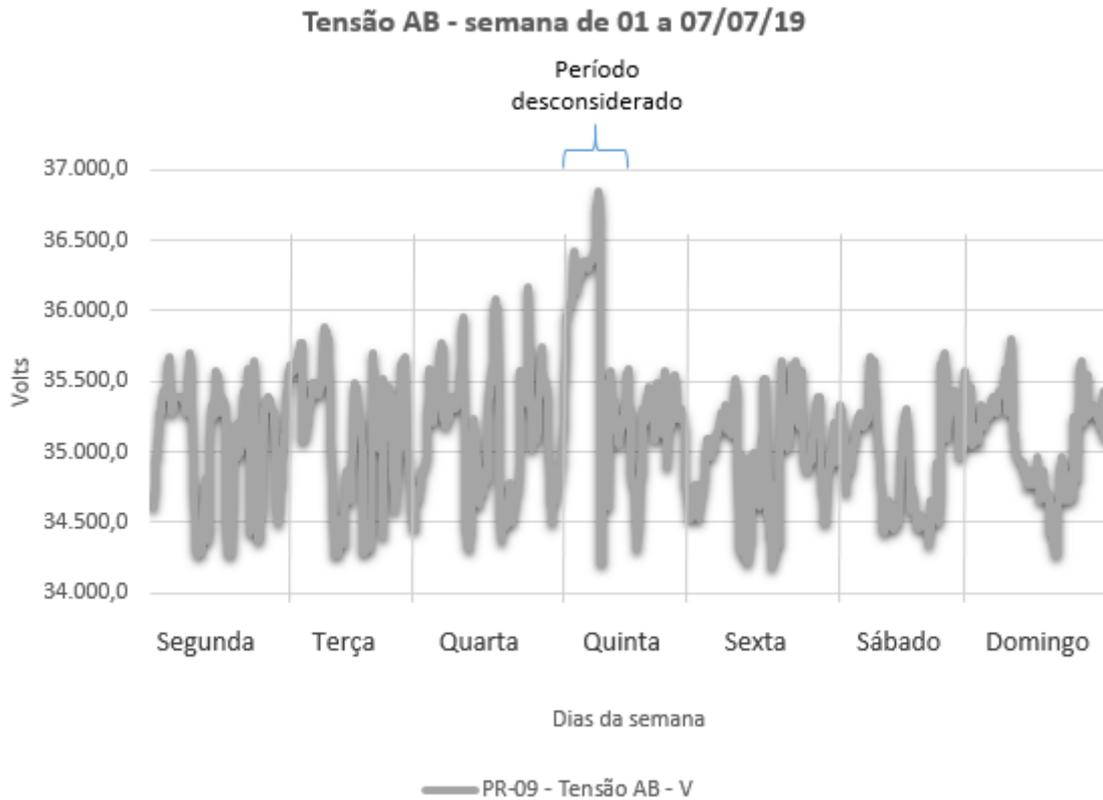


Gráfico 5 – Medição de tensão em Volts na barra de carga 34,5 kV da Subestação Paragominas para a semana de 01 a 07/07/2019.

Com base nas medições foi possível montar os dados que foram utilizados no software Interplan para realizar o ajuste de demanda no cálculo do fluxo de carga para “Dia de Semana Típico” e “Final de Semana Típico”, conforme mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Dados da medição para os dias típicos.

Dia Típico	Data	Dia da Semana	Tensão AB - V	PR-09		PR-11	
				Demanda Ativa - kW	Demanda Reativa - kVAr	Demanda Ativa - kW	Demanda Reativa - kVAr
Dia de Semana Típico	03/07/2019 05:00	Quarta-feira	35.360	2.203	211,2	3.294	1.044
	03/07/2019 09:00	Quarta-feira	35.022	2.048	-87	4.236	2.328
	03/07/2019 15:00	Quarta-feira	34.788	1.877	93,6	4.848	2.730
	03/07/2019 21:00	Quarta-feira	35.516	2.363	-19,2	3.588	1.128
Final de Semana Típico	07/07/2019 05:00	Domingo	35.412	2.335	127,8	3.174	1.020
	07/07/2019 09:00	Domingo	34.918	2.225	-48,6	2.382	888
	07/07/2019 17:00	Domingo	34.736	2.173	5,4	2.562	864
	07/07/2019 21:00	Domingo	35.282	2.335	79,2	3.372	990

5.4 Parâmetros adotados na simulação

Para a realização das simulações apresentadas neste trabalho, os alimentadores PR-09 e PR-11 foram modelados no software Interplan. A SE de Paragominas foi configurada com um *setpoint*, conforme coluna “Tensão AB – V” da Tabela 6 e uma impedância de Thévenin de $Z_0=0,002+j12,13 \Omega$ (sequência zero) e $Z_1=1,369+j17,633 \Omega$ (sequência positiva).

O RT IV112 do PR-09 foi configurado com *setpoint* de 1,02 p.u., enquanto que o segundo RT deste alimentador de código CJ429R foi configurado com *setpoint* de 1,0 p.u. Para os RTs do PR-11, foram aplicados os mesmos *setpoints*, sendo o primeiro RT de código HL688R com *setpoint* de 1,02 p.u. e o segundo RT com código IV039 com *setpoint* de 1,0 p.u. Todos os RTs foram modelados com banda-morta de 1 %.

Nos cenários estudados os RTs dos alimentadores PR-09 e PR-11 operam com o modo de controle Bidirecional ativado.

Em relação a temporização foi adotado um atraso inicial de 30s para o primeiro RT e um atraso inicial de 45 s para o segundo RT, sendo primeiro RT o mais próximo da Subestação. O tempo para comutação do TAP é da ordem de 5 s.

O método de cálculo do fluxo de potência foi o “*Back-forward sweep*” e a modelagem da carga considerada foi 40 % potência constante e 60 % corrente constante.

Por se tratar de alimentadores muito longos e com muitas barras, o que dificulta a convergência do resultado do fluxo de carga, foi elevado o número de iterações máximo para 50 e reduzida a tolerância de tensão (pu) para 0,01.

As informações do método de cálculo, modelagem da carga, número de iterações máximo e tolerância de tensão (pu) são mostradas na Figura 20.

Parâmetros para fluxo de potência

Modelagem de carga (%)

Tipo

- Utilizar modelo próprio da carga
- Utilizar modelo de carga geral
- Utilizar modelo de carga por circuito

Geral

Potência constante: 40

Impedância constante: 0

Corrente constante: 60

Resistividade do solo

Resistividade (ohms.m): 100,00

Reserva de Carga

Considerar reserva de carga

Impedância da Barra de Suprimento

Considerar impedância de entrada

Precisão

Número máximo de iterações: 50

Tolerância de tensão (pu): 0,01

Permitir ajuste automático

Método de cálculo de fluxo de potência

- Automático (recomendado)
- Back-forward sweep
- Análise nodal com eliminação de Gauss
- Fluxo calculado pelo OPENDSS

Diagnóstico do Fluxo MT

- Pior diagnóstico entre tensões mín e máx
- Avaliar apenas tensão mín
- Avaliar apenas tensão máx

Diagnóstico do Fluxo BT

- Pior diagnóstico entre tensões mín e máx
- Avaliar apenas tensão mín
- Avaliar apenas tensão máx

Limitar carregamento máximo nas ETs e EPs

Desligar ETs e EPs com carregamento maior que 250 %

Faixas de carreg. trafos

Faixa S1 : de 0 a 0,3 Snom

Faixa S2 : de 0,3 a 0,4 Snom

Faixa S3 : de 0,4 a 0,5 Snom

Faixa S4 : de 0,5 a 0,6 Snom

Faixa S5 : de 0,6 a 0,7 Snom

Faixa S6 : de 0,7 a 0,8 Snom

Faixa S7 : de 0,8 a 0,9 Snom

Faixa S8 : de 0,9 a 1 Snom

Faixa S9 : de 1 a 1,1 Snom

Faixa S10 : maior que 1,1 Snom

Figura 20 – Tela de configuração dos parâmetros para o fluxo de potência.

5.5 Resultados

A partir das análises dos perfis de demanda realizadas na Seção 5.3 da Metodologia, constata-se que a injeção de potência ativa estabelecida contratualmente para a GD é expressiva. Posto isto, após a integração do PIE verificou-se que a ocorrência de sobretensões em alguns Cenários Operativo (ver Tabela 4). Esta seção é composta dos resultados de simulações utilizadas para averiguar essa possibilidade.

5.5.1. Cenário Atual

Trata-se do cenário diagnóstico para o perfil de tensão ao longo dos alimentadores PR-09 e PR-11 para dia de semana típico e final de semana típico. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 21, sendo que neste cenário não foi considerada a presença da GD de 3,0 MW, visto a integração do PIE ainda não foi realizada.

Verifica-se que há a necessidade da atuação somente do primeiro RT (IV112) do alimentador PR-09 para um dia de semana típico e um final de semana típico, pois o segundo RT (CJ429R) praticamente não teve comutação na posição do TAP. A conclusão é que o segundo RT é mantido no alimentador PR-09 devido a possibilidade deste alimentador suprir a carga do PR-11 em contingência.

Os perfis de tensão do alimentador PR-09 para o dia de semana típico e final de semana típico são classificadas na faixa “Adequado”, conforme [16], ver Gráfico 6.

Em relação a atuação dos dois RTs do alimentador PR-11, verifica-se que há a necessidade da atuação dos dois para possibilitar o atendimento dos consumidores para dia de semana típico e final de semana típico, pois nota-se a comutação de TAP nos dois RTs no Gráfico 7.

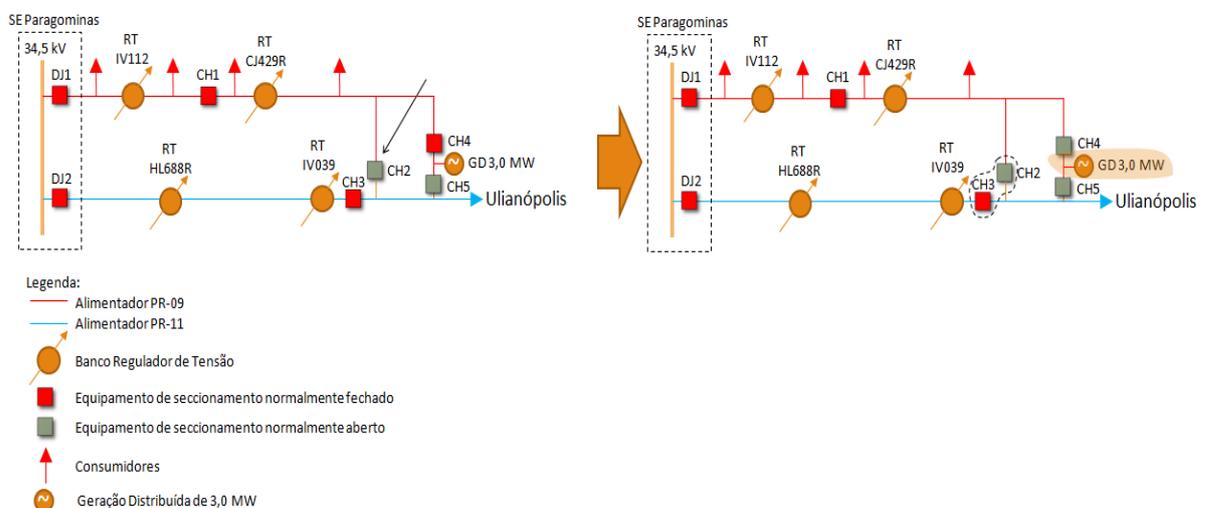
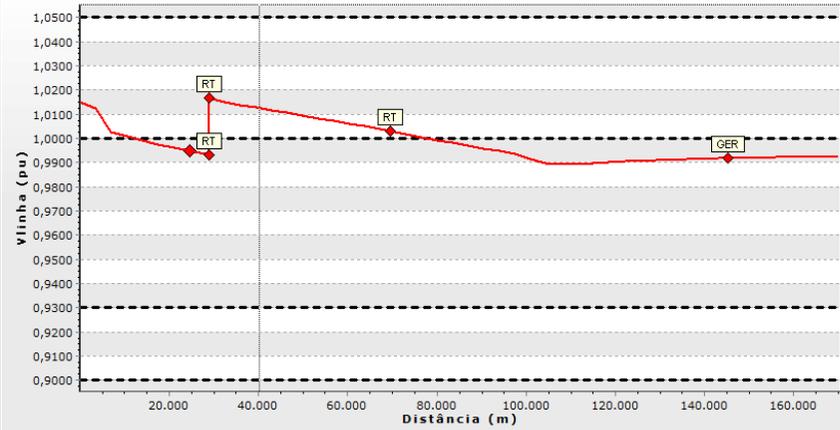
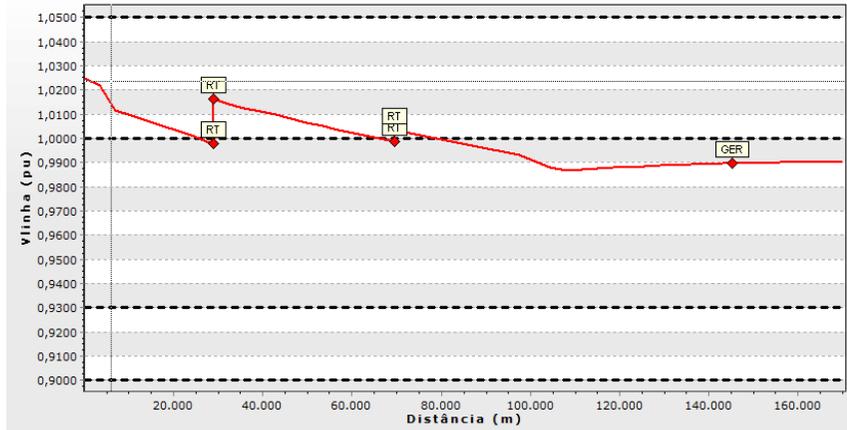


Figura 21 – Status das chaves para o Cenário Atual.

Alimentador PR-09 sem GD (dia de semana típico)

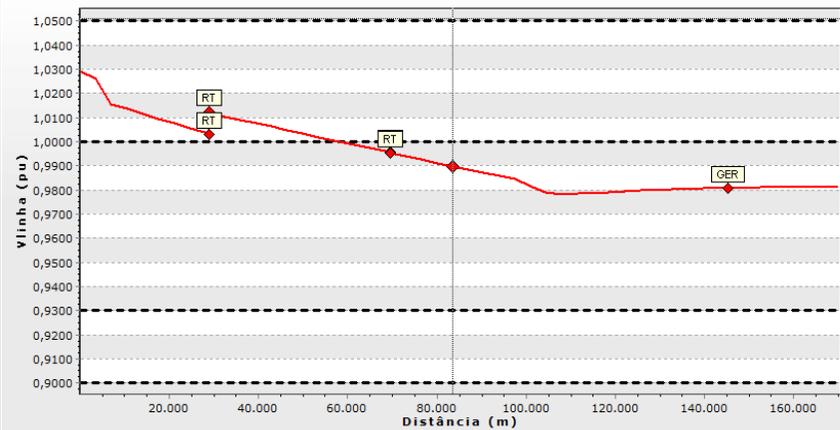
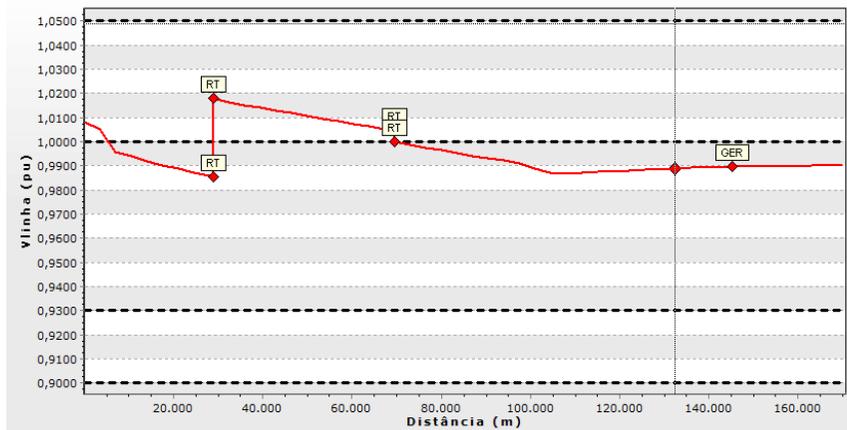
Madrugada

Manhã

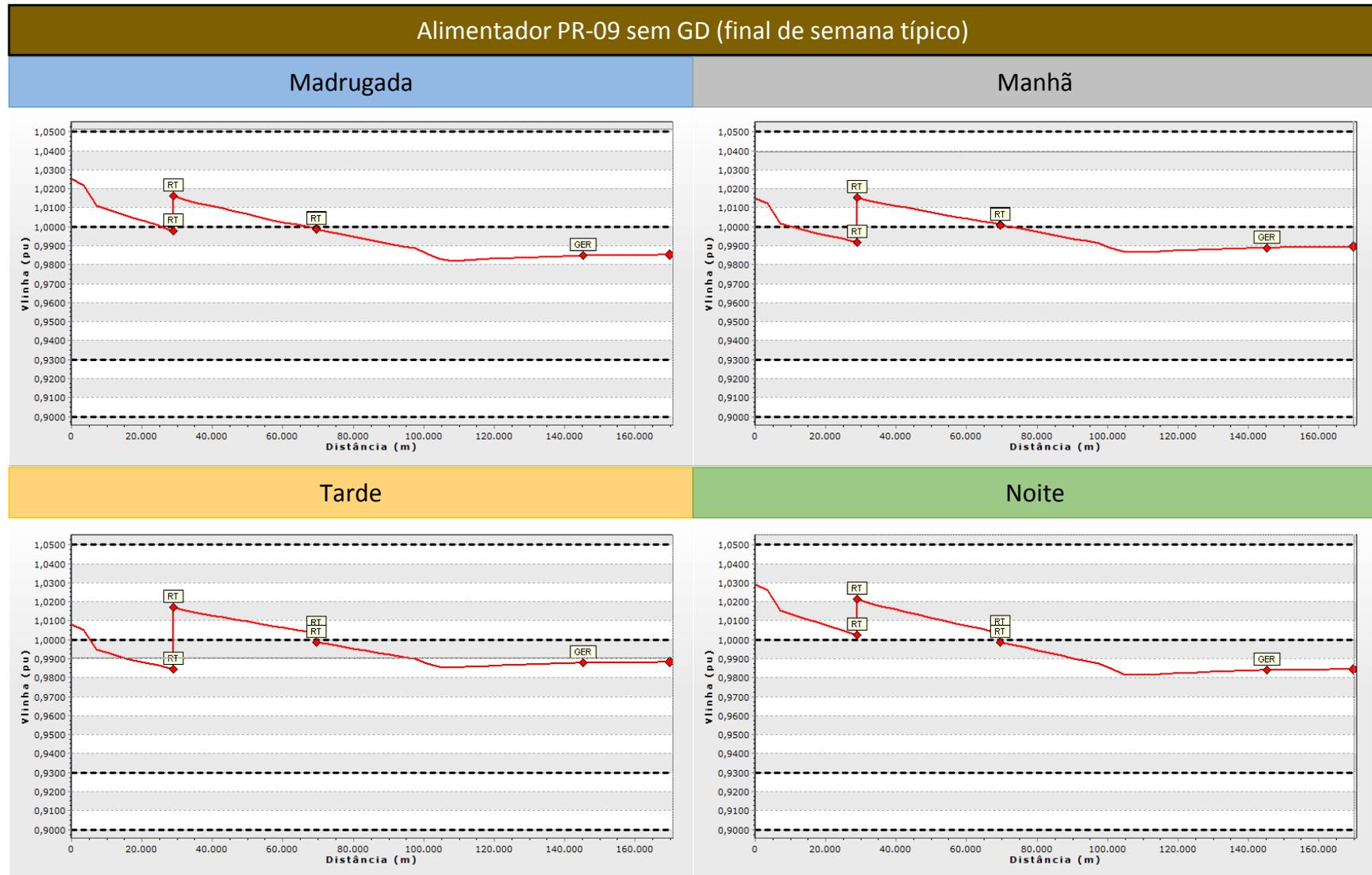


Tarde

Noite



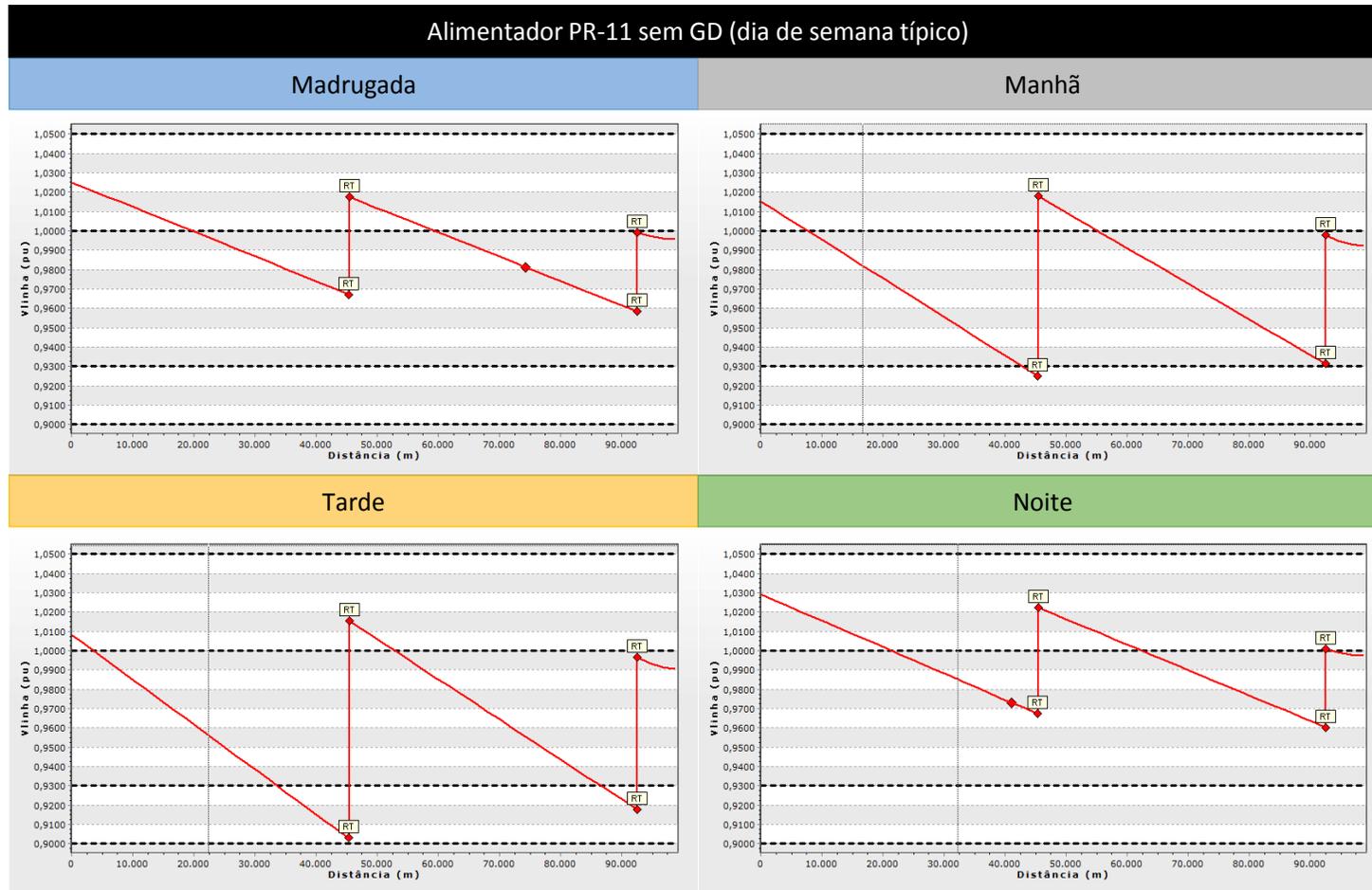
a)



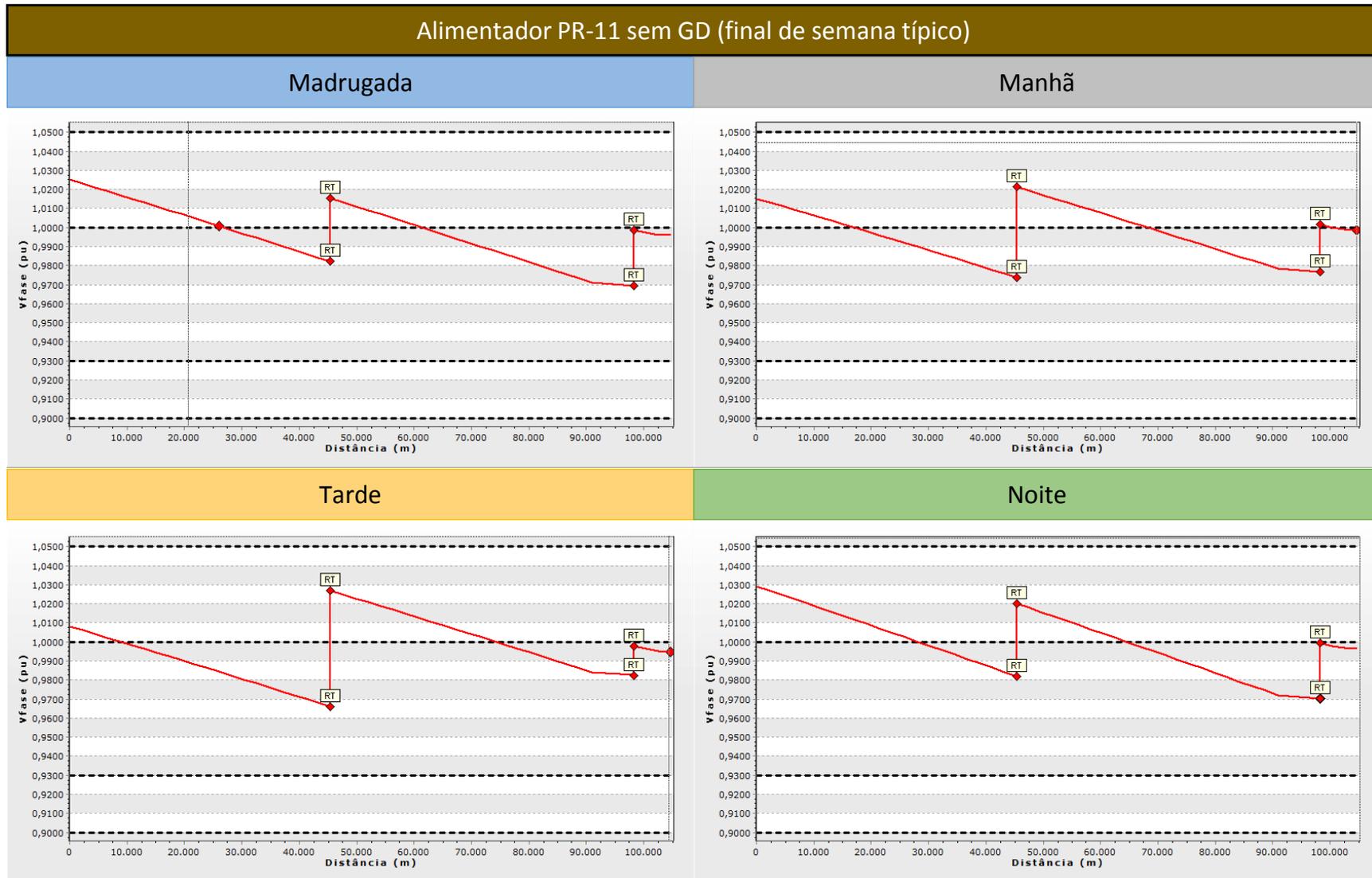
b)

Gráfico 6 – Cenário Atual do PR-09 – dia de semana típico a) e final de semana típico b).

Os perfis de tensão do alimentador PR-11 para o dia de semana típico e final de semana típico são classificadas na faixa “Adequado”, conforme [16] , com exceção dos patamares de carga da Manhã e Tarde para o dia da semana típico, pois apresentam tensões na faixa “Precária”, conforme Gráfico 7 a). Estas tensões na faixa “Precária” não provocam ressarcimento da distribuidora por DRP para os consumidores, pois não há consumidores no referido trecho da rede de distribuição.



a)



b)

Gráfico 7 – Cenário Atual do PR-11 – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.2. Cenário 1 - O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-09.

Em relação ao Cenário 1, onde o PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente, GD injeta 3,0 MW no PR-09. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 22.

Verifica-se que a geração injetando somente potência ativa, provoca sobretensões na faixa Crítica [16], em todos os patamares de carga do dia da semana típico e final de semana típico apresentam tensões superiores a 1,05 pu próximo a GD. Os perfis de tensão são mostrados no Gráfico 8.

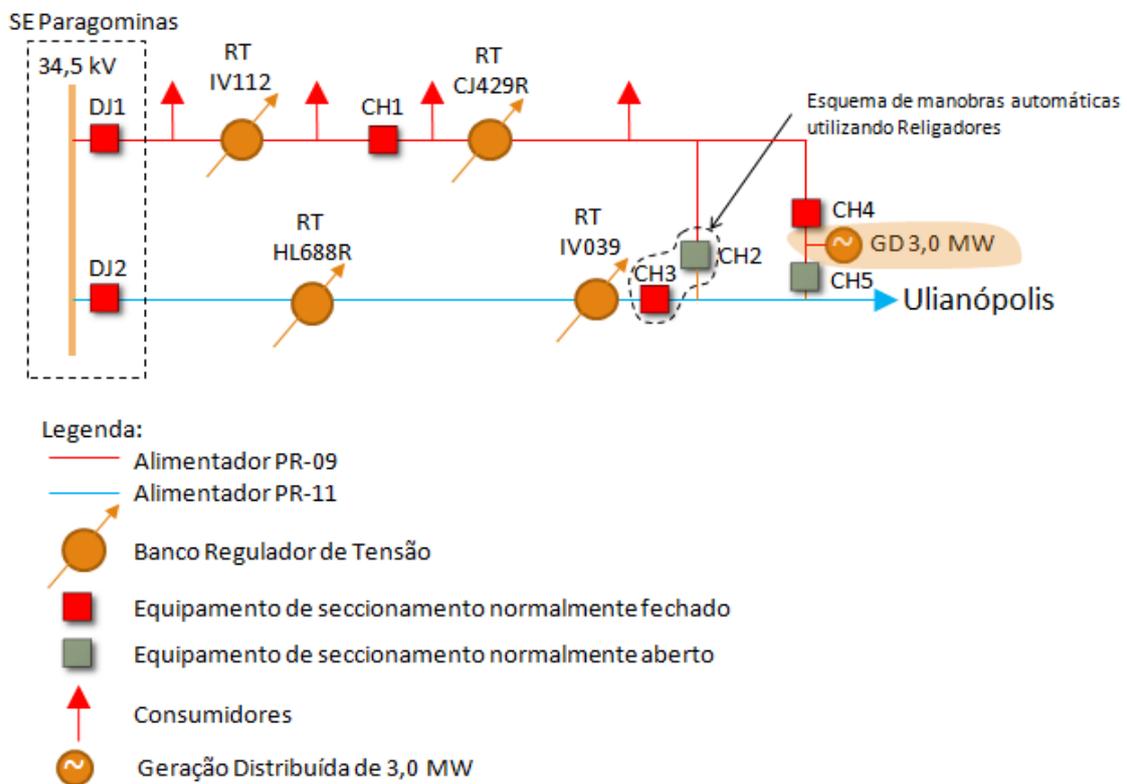
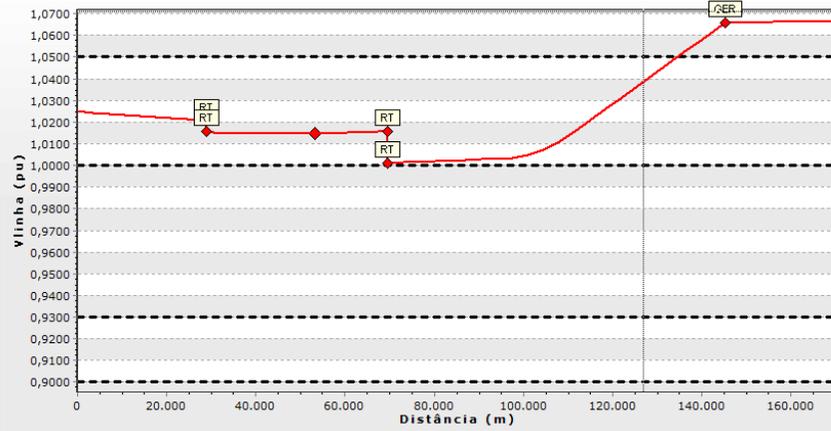


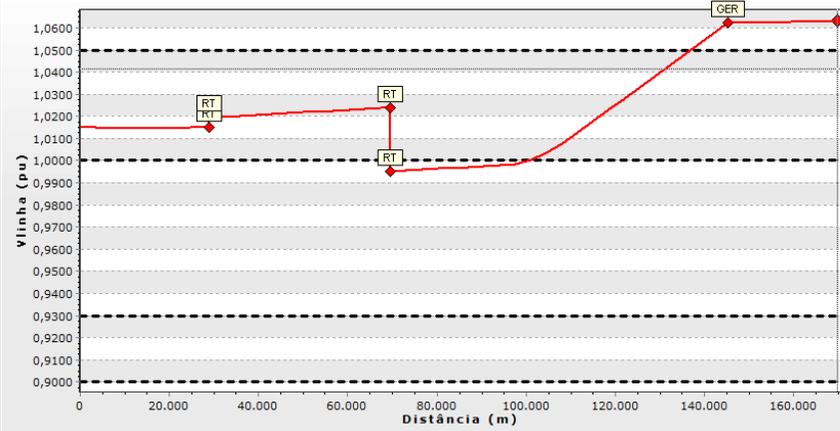
Figura 22 – Status das chaves para o Cenário 1.

Alimentador PR-09 com GD 3,0 MW tipo PQ (dia de semana típico)

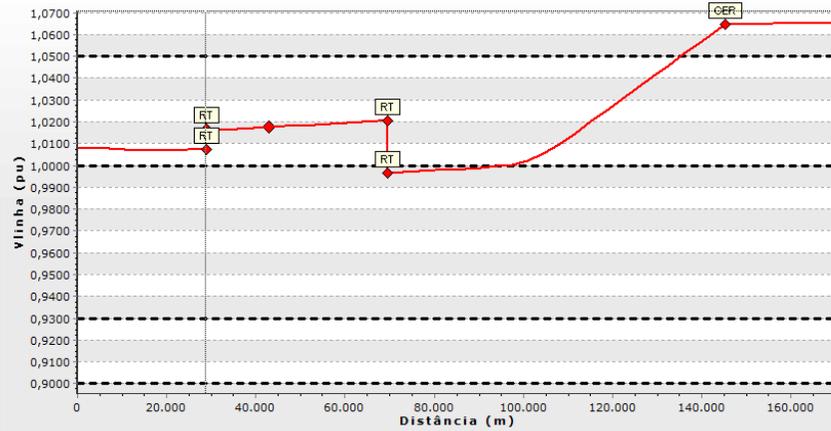
Madrugada



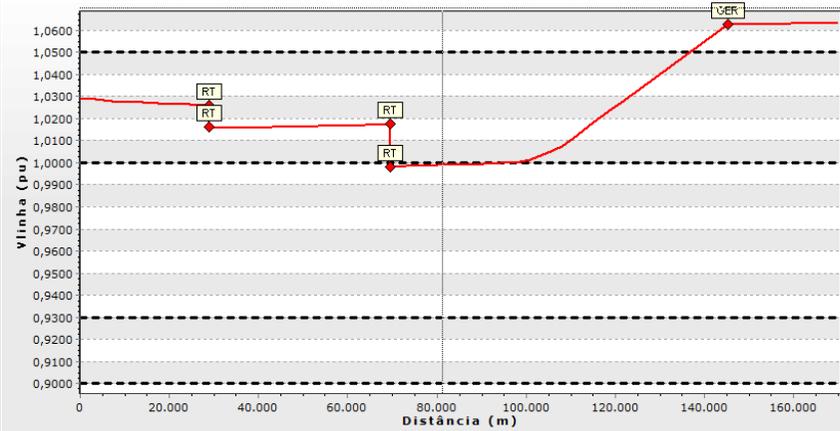
Manhã



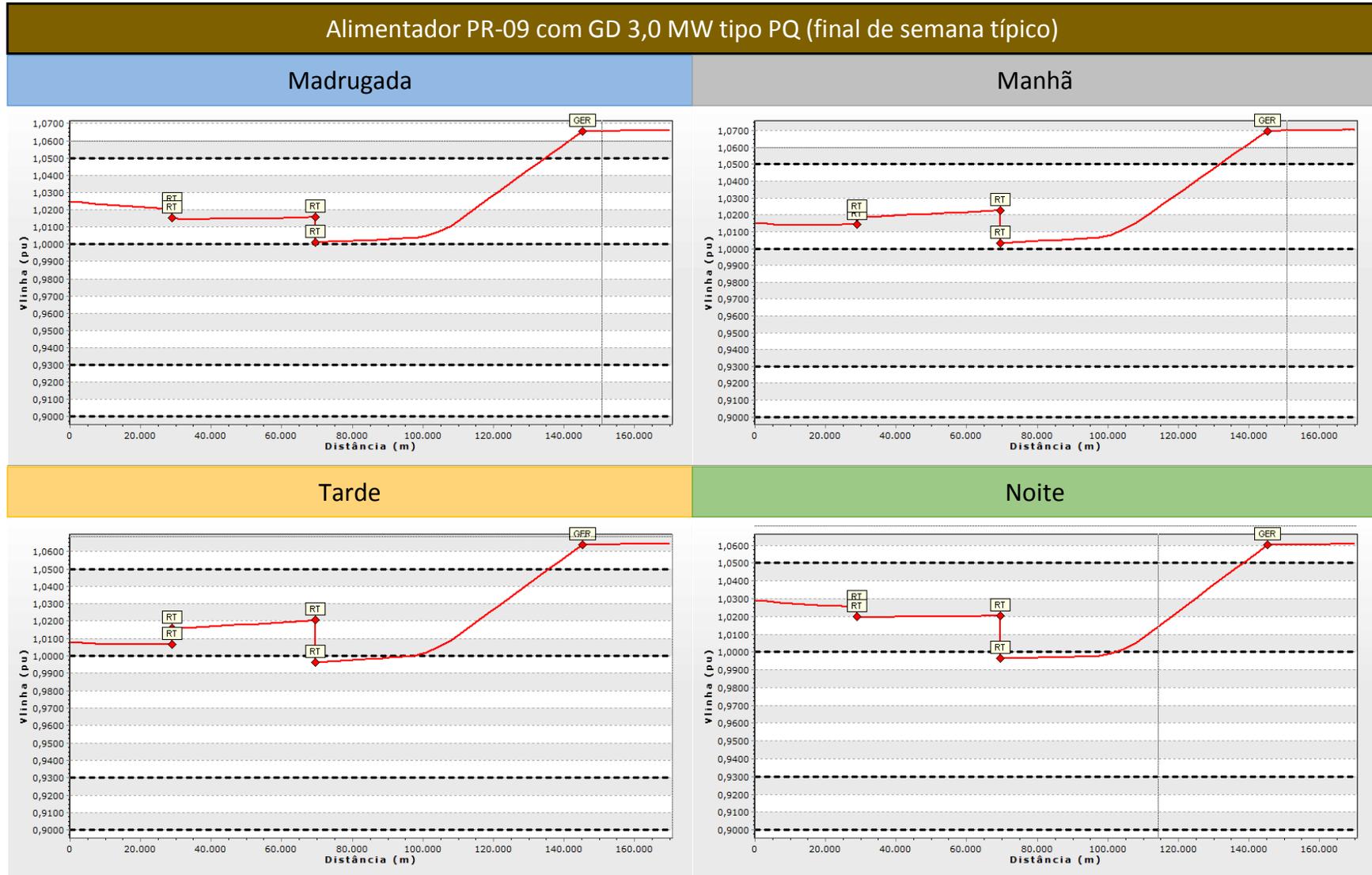
Tarde



Noite



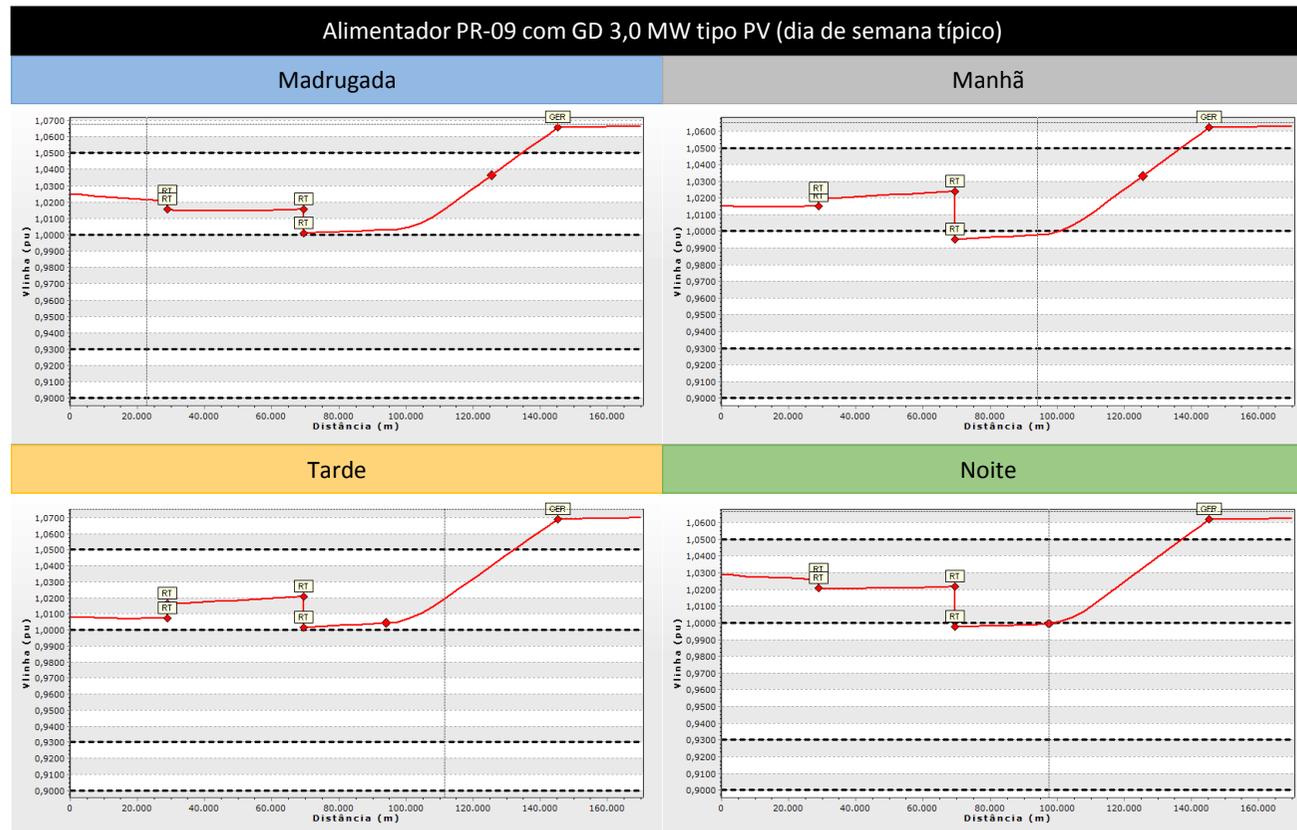
a)



b)

Gráfico 8 – Cenário 1 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

No Gráfico 9 são mostrados resultados do perfil de tensão modificando a modelagem do tipo de barra da GD de 3,0 MW para PV, o controle de tensão é limitado para a faixa de FP de 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo, visando que a GD não seja onerada em sua fatura por transgredir o FP mínimo de 0,92. O PR-09 e o PR-11 ainda são operados de modo independente, verifica-se que a geração provoca sobretensões na faixa Crítica [16], entretanto estas tensões são ligeiramente menores que as mostradas no Gráfico 8, devido à ação do controle de tensão por parte da GD. Todos os patamares de carga do dia da semana típico e final de semana típico apresentam tensões superiores a 1,05 pu próximo a GD.



a)

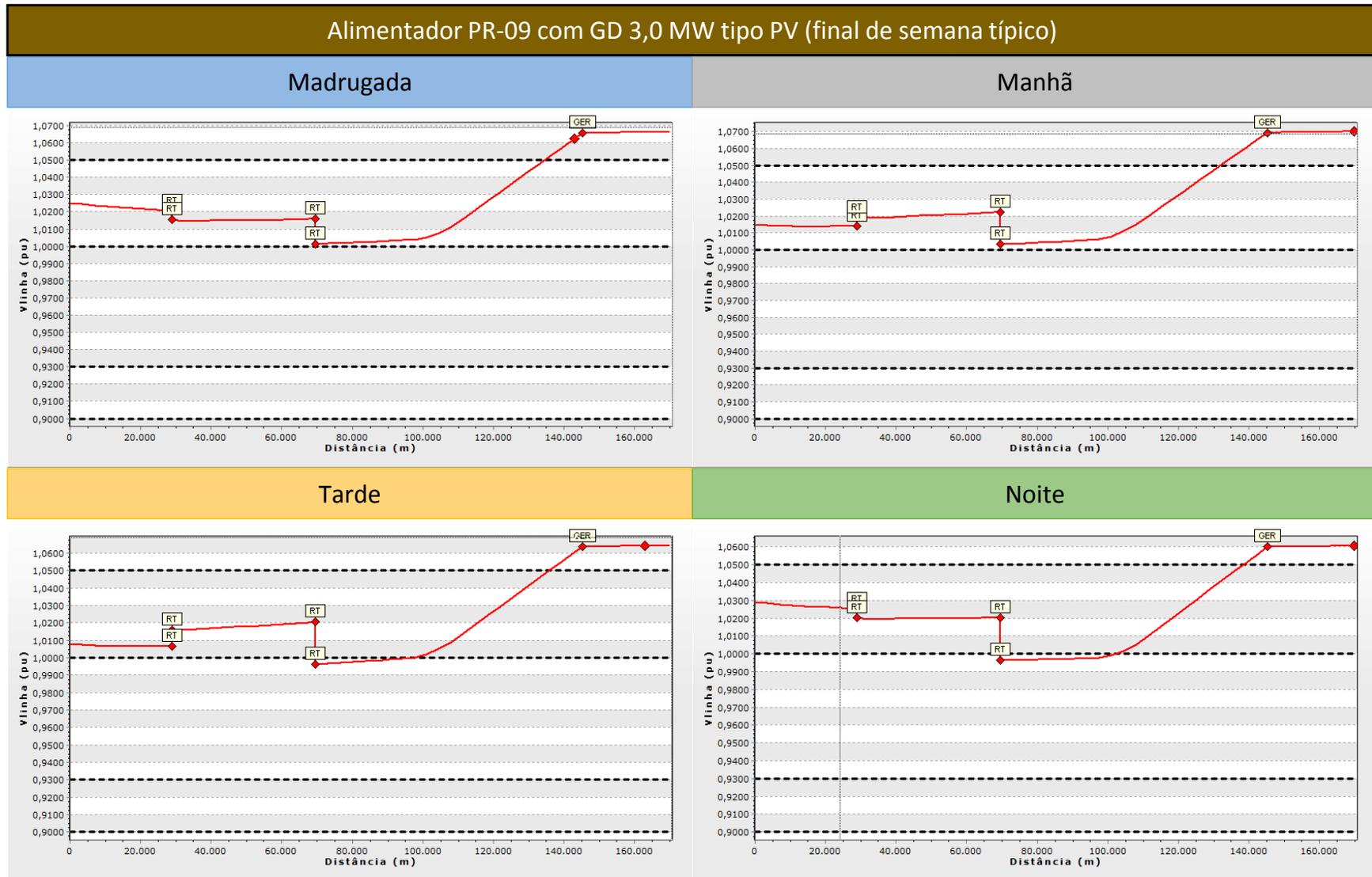


Gráfico 9 – Cenário 1 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.3. Cenário 2 - O PR-11 supre parte da carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.

Em relação ao Cenário 2, onde O PR-11 supre parte da carga do PR-09, GD injeta 3,0 MW no PR-11. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 23. A geração injetando somente potência ativa provoca sobretensões na faixa Crítica [16], essas sobretensão são próximas a GD, mas a quantidade de clientes atingidos é menor em comparação aos resultados apresentados para o Cenário 1.

No Gráfico 10 são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11 que passou da extensão de aproximadamente 100 km para 140 km. O patamar de carga da tarde no dia de semana típico apresentou tensões na faixa “Precária” [16] próximo ao lado fonte dos dois RTs do PR-11, ver Gráfico 10 a), não gerou DRP, por não terem clientes ligados nestes trechos da rede de distribuição.

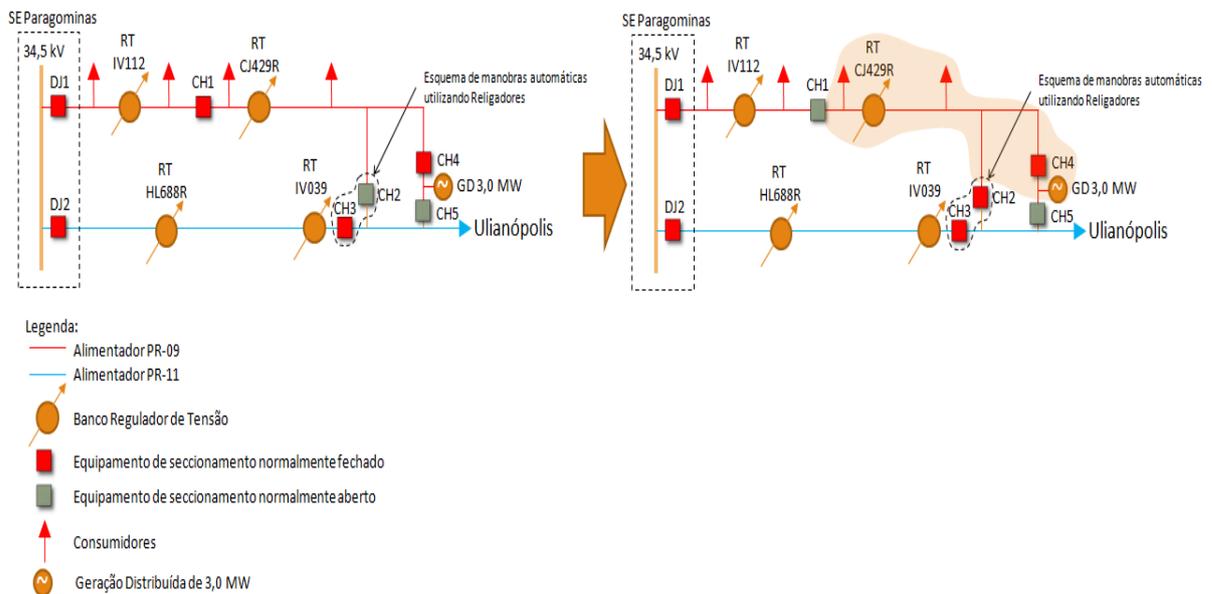
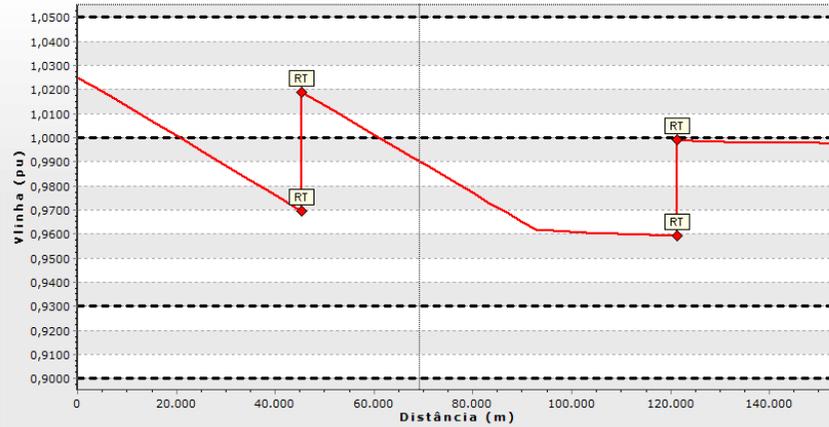


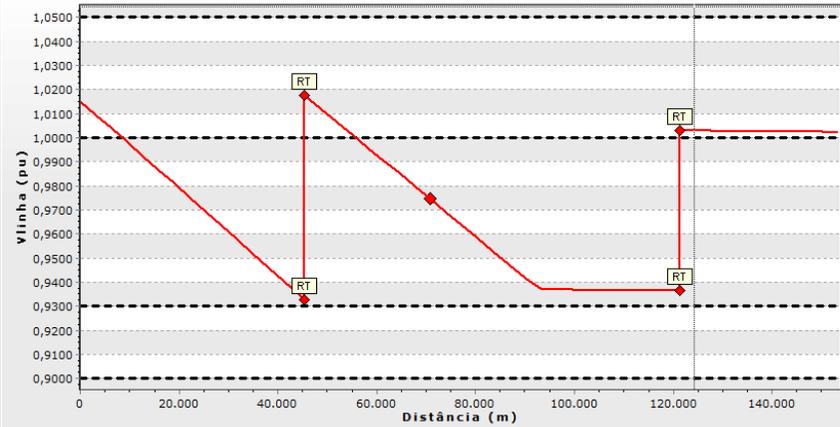
Figura 23 – Status das chaves para o Cenário 2.

Parte do alimentador PR-09 para o PR-11 com GD 3,0 MW tipo PQ (dia de semana típico)

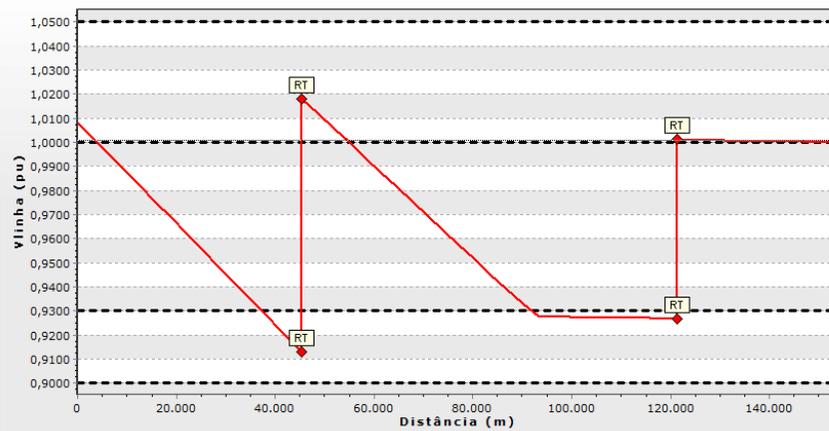
Madrugada



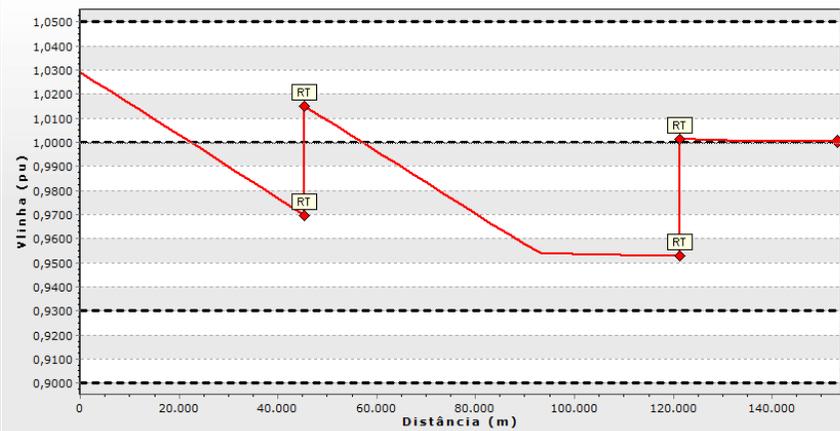
Manhã



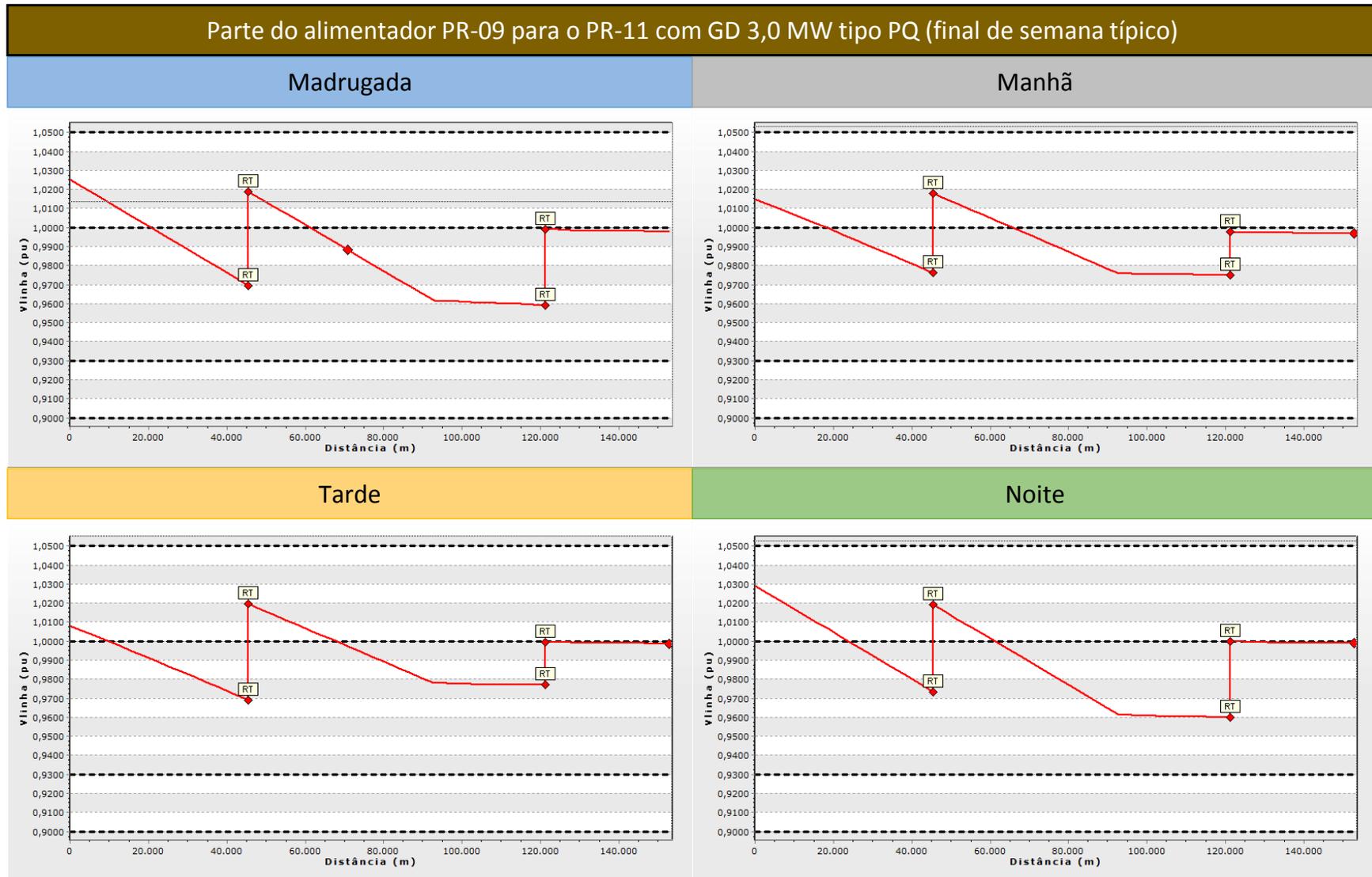
Tarde



Noite



a)

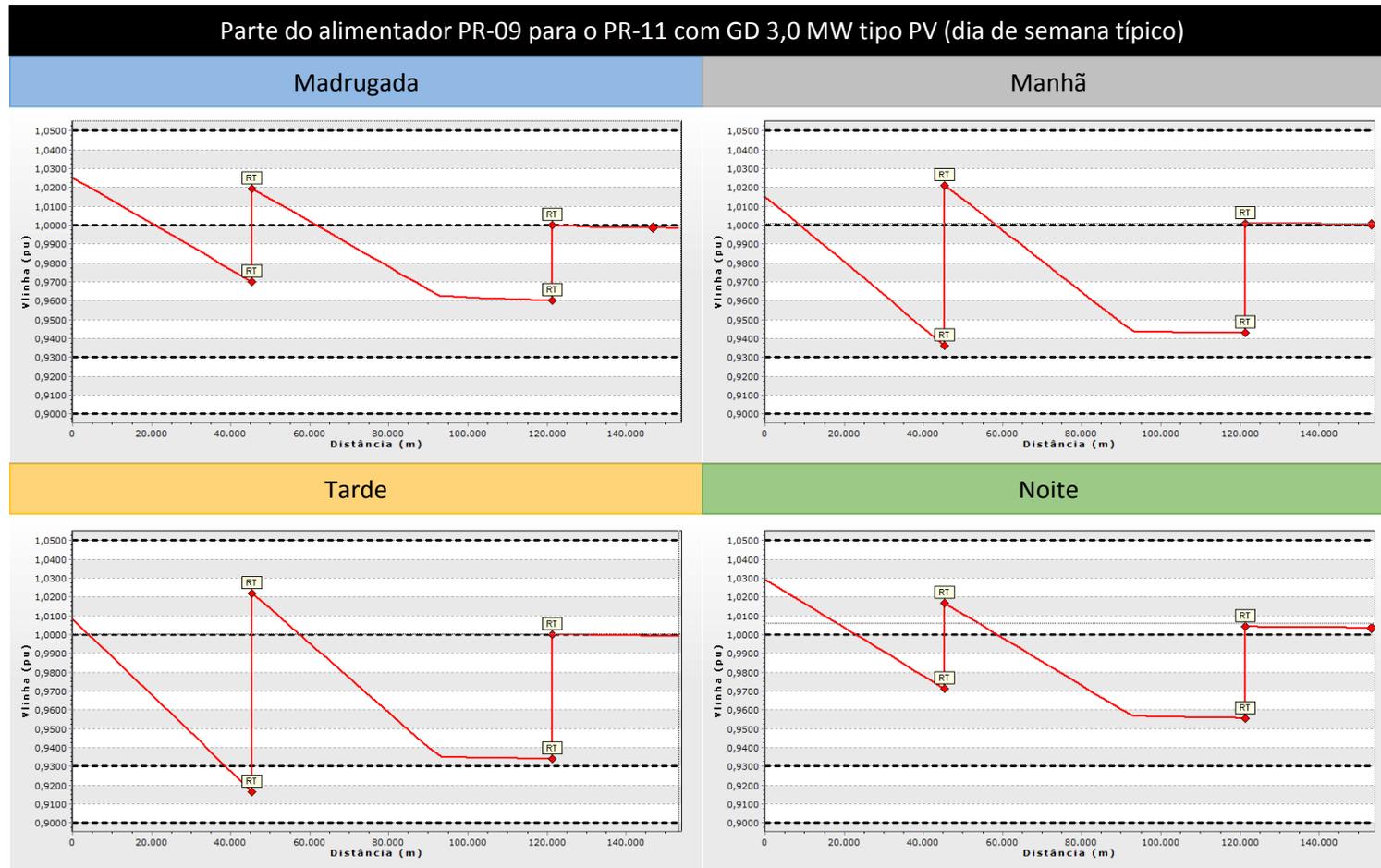


b)

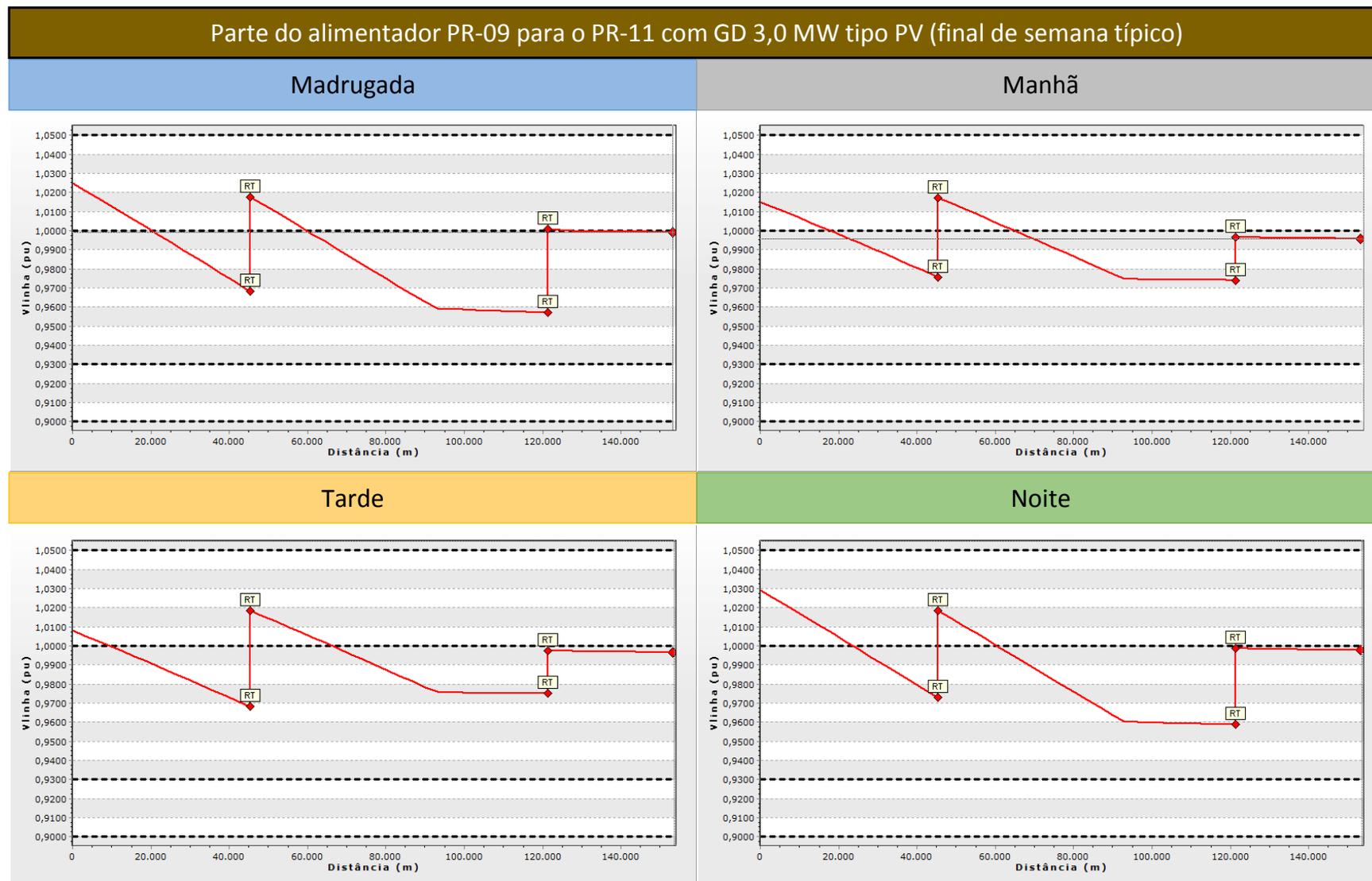
Gráfico 10 – Cenário 2 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

Realizando a modificação da GD de PQ para PV, limitando o PF para a faixa de 0,92 indutivo à 0,92 capacitivo, como resultado houve elevação das sobretensões próximo da GD.

No Gráfico 11, são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11, onde se pode verificar que as tensões estão dentro da faixa “Adequada” [16] .



a)



b)

Gráfico 11 – Cenário 2 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.4. Cenário 3 - O PR-11 supre toda a carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.

Em relação ao Cenário 3, onde o PR-11 supre toda a carga do PR-09, GD injeta 3,0 MW no PR-09. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 24. A geração injetando somente potência ativa provoca sobretensões na faixa Crítica [16], essas sobretensão são próximas a GD, mas a quantidade de clientes atingidos é menor em comparação aos resultados apresentados para o Cenário 2.

No Gráfico 12 são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11 que passou da extensão de aproximadamente 100 km para 160 km. O patamar de carga da manhã apresentou tensões na faixa “Precária” [16] e o patamar da tarde apresentou tensões nas faixas “Precária” e “Crítica” [16], ambos para o dia de semana típico, ver Gráfico 12 a). Não gerou DRP e DRC, por não terem clientes ligados nestes trechos da rede de distribuição.

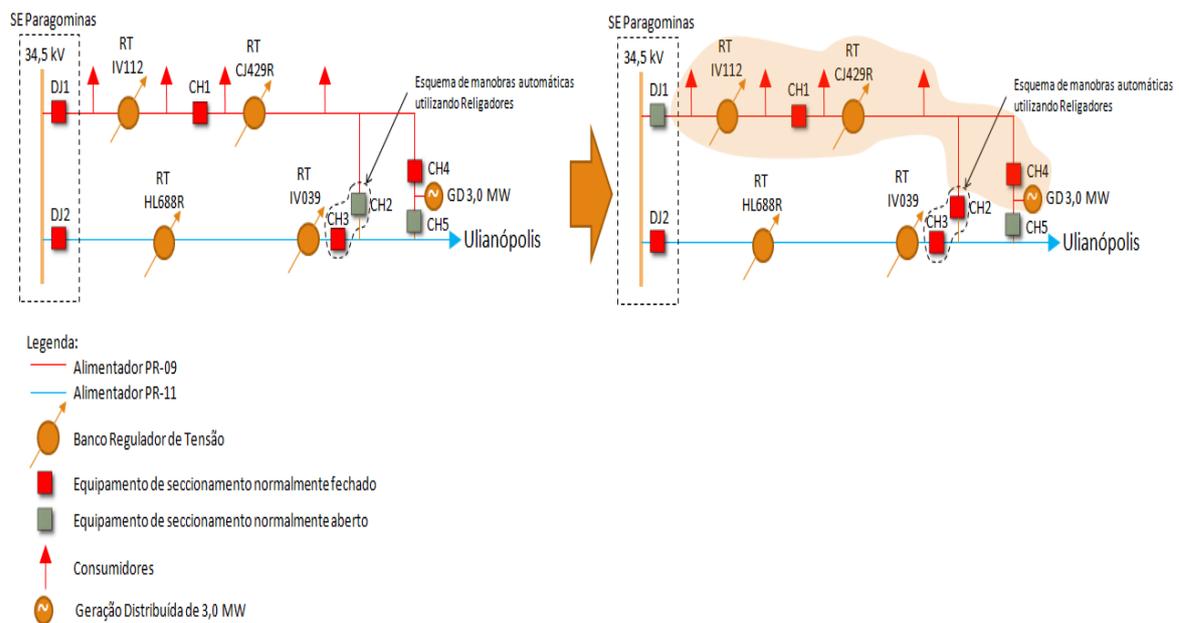
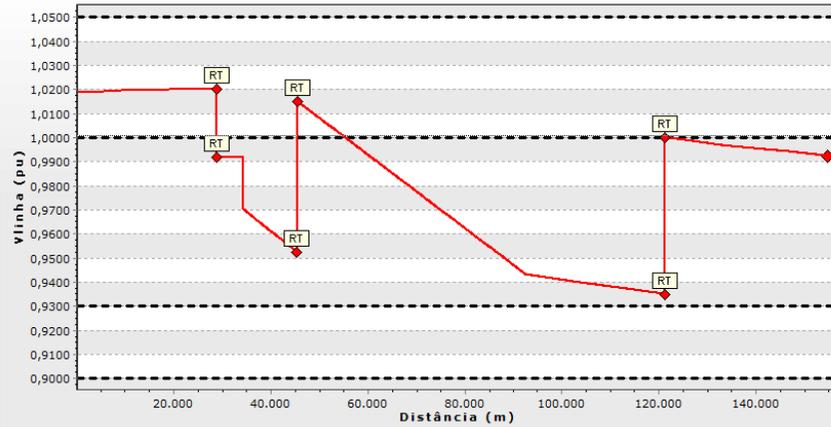


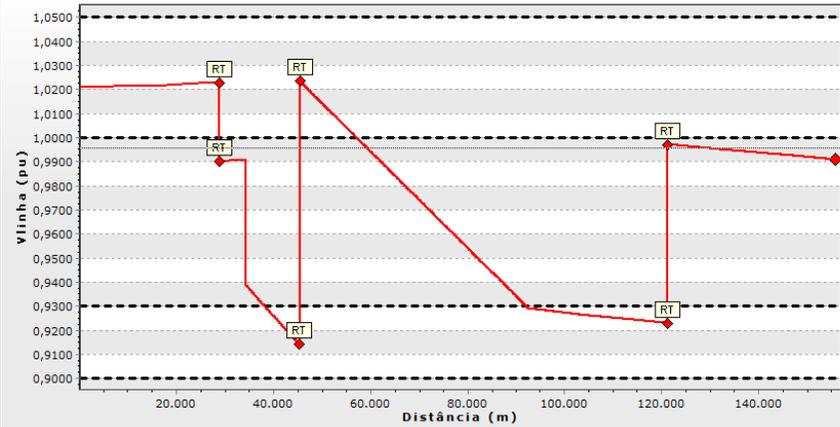
Figura 24 – Status das chaves para o Cenário 3.

Todo o alimentador PR-09 para o PR-11 com GD 3,0 MW tipo PQ (dia de semana típico)

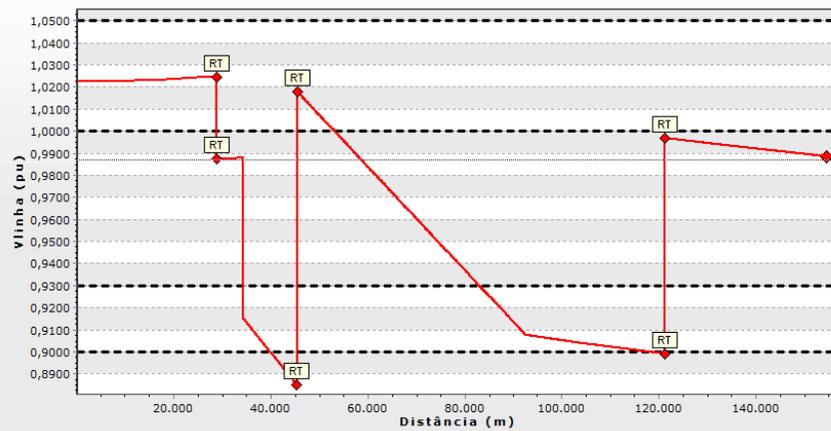
Madrugada



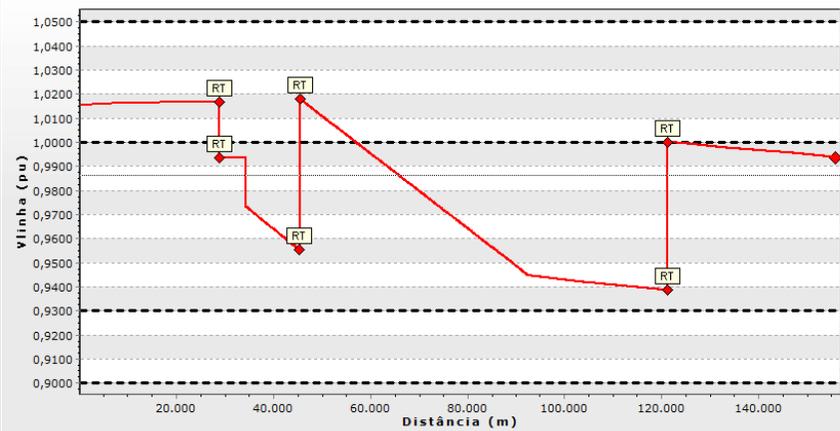
Manhã



Tarde



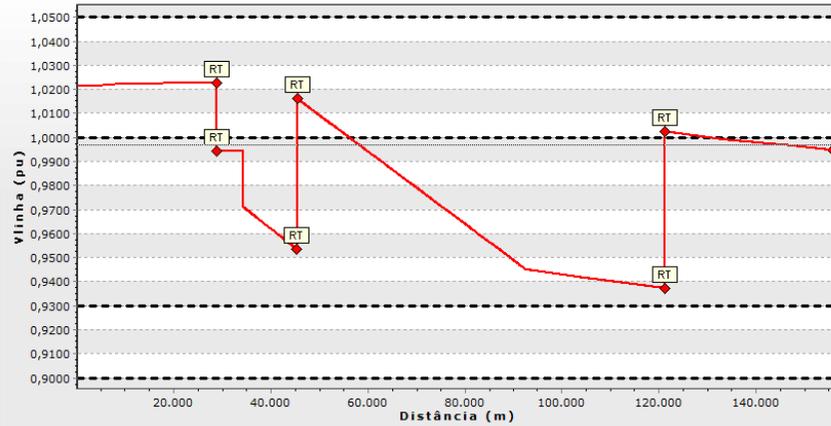
Noite



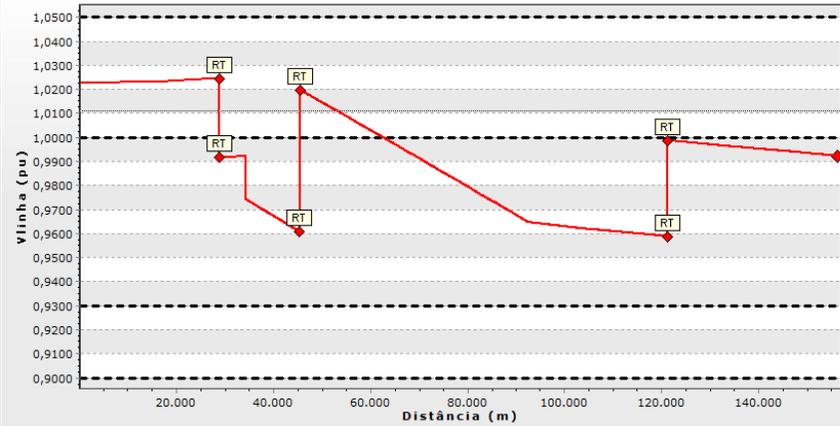
a)

Todo o alimentador PR-09 para o PR-11 com GD 3,0 MW tipo PQ (final de semana típico)

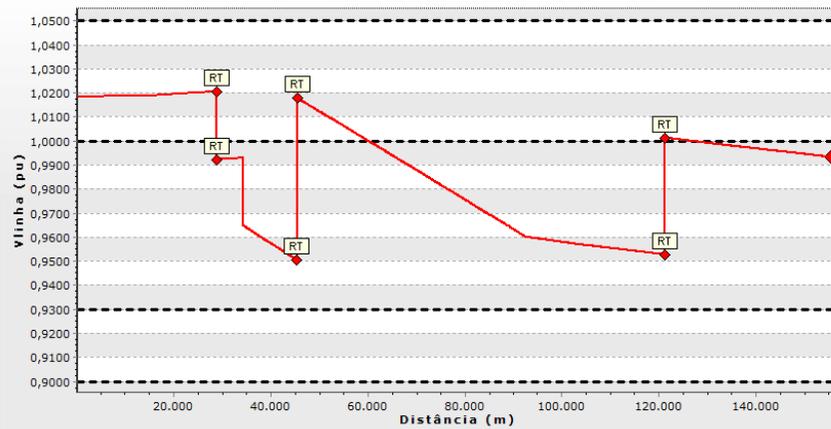
Madrugada



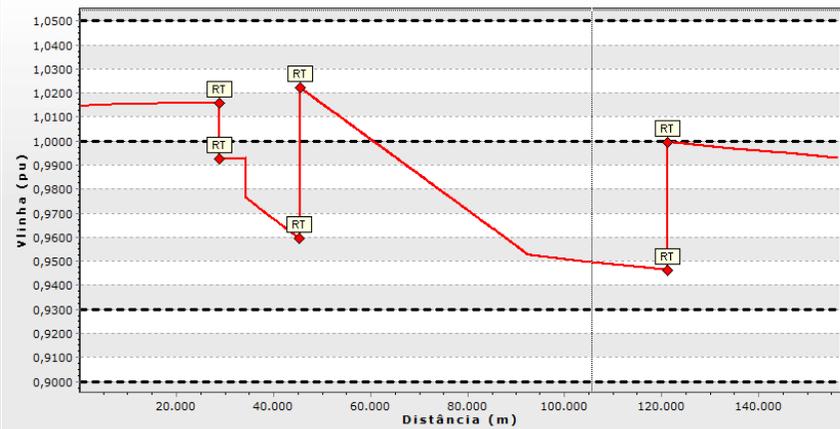
Manhã



Tarde



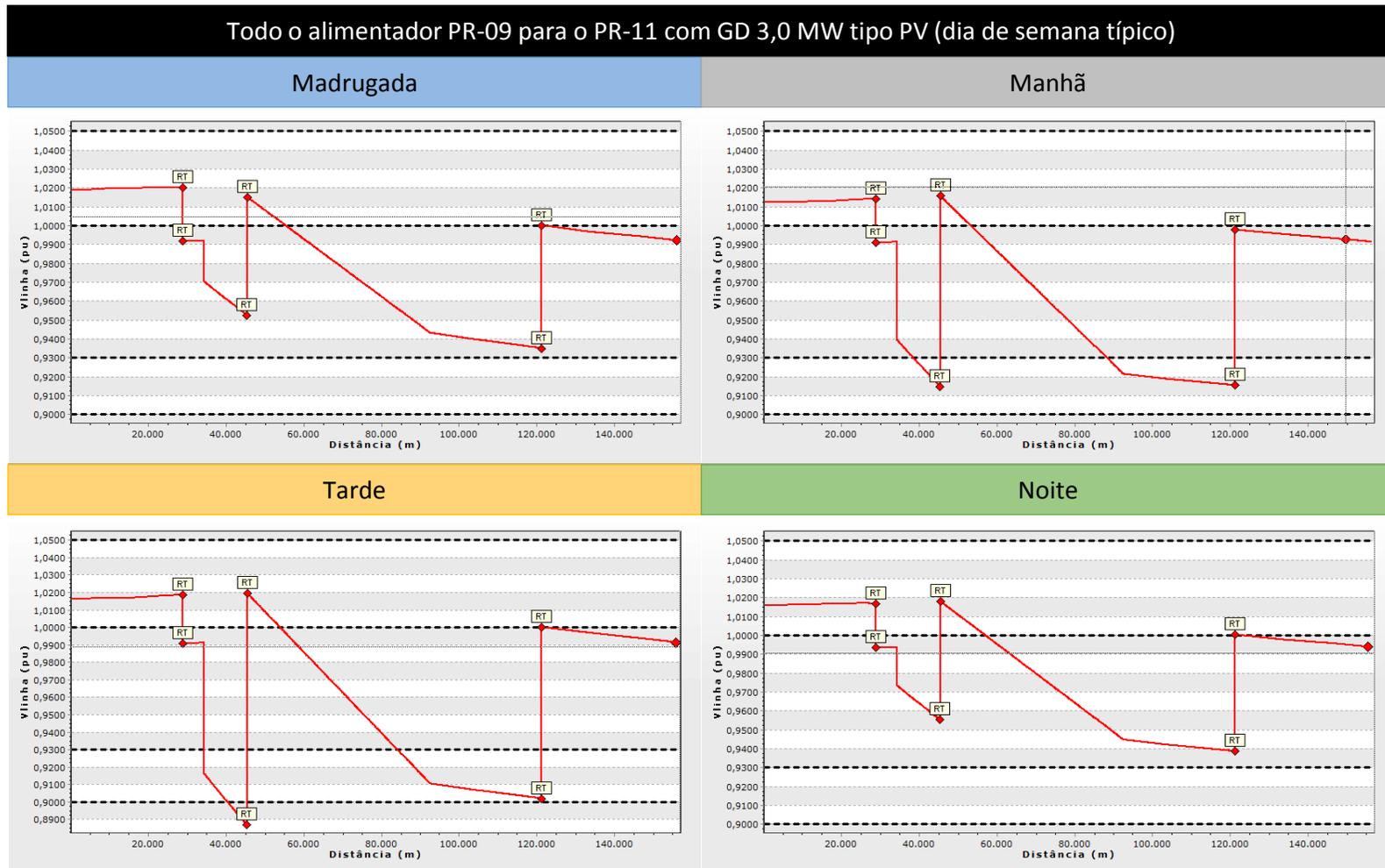
Noite



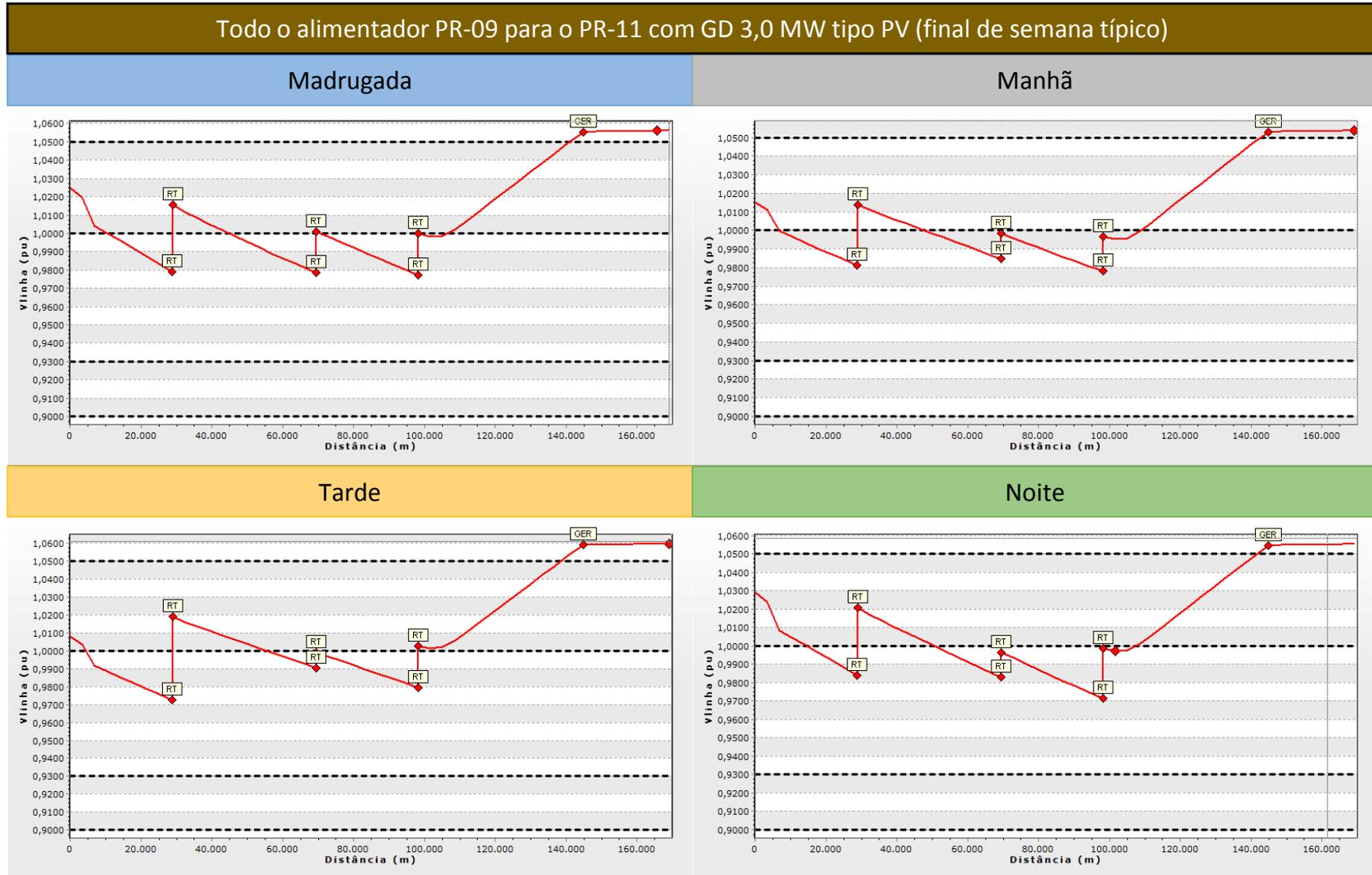
b)

Gráfico 12 – Cenário 3 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

Alterando a GD para barra do tipo PV limitada ao FP na faixa de 0,92 indutivo à 0,92 capacitivo verifica-se uma redução da sobretensão em relação a Cenário 2 com a GD como barra do tipo PV, devido ao PR-11 estar com mais carga, elevando a queda de tensão em alguns trechos da rede de distribuição. No Gráfico 13 b) nota-se as sobretensões próximo a GD em todos os patamares de carga do final de semana típico.



a)



b)

Gráfico 13 – Cenário 3 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.5. Cenário 4 - O PR-09 supre a carga do PR-11. GD injeta 3,0 MW no PR-09.

Em relação ao Cenário 4, onde o PR-09 supre a carga do PR-11, a GD injeta 3,0 MW no PR-09. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 25. Com a modelagem da GD como PQ e injetando somente potência ativa, ocorre sobretensões na faixa “Crítica” [16], essas sobretensões continuam sendo próximas a GD, mas a quantidade de clientes atingidos é menor em comparação aos resultados apresentados para os Cenários 1, 2 e 3.

No Gráfico 14 são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11 até a GD. Os patamares de carga da madrugada, manhã, tarde e noite do fim de semana típico apresentaram tensões na faixa “Crítica” [16].

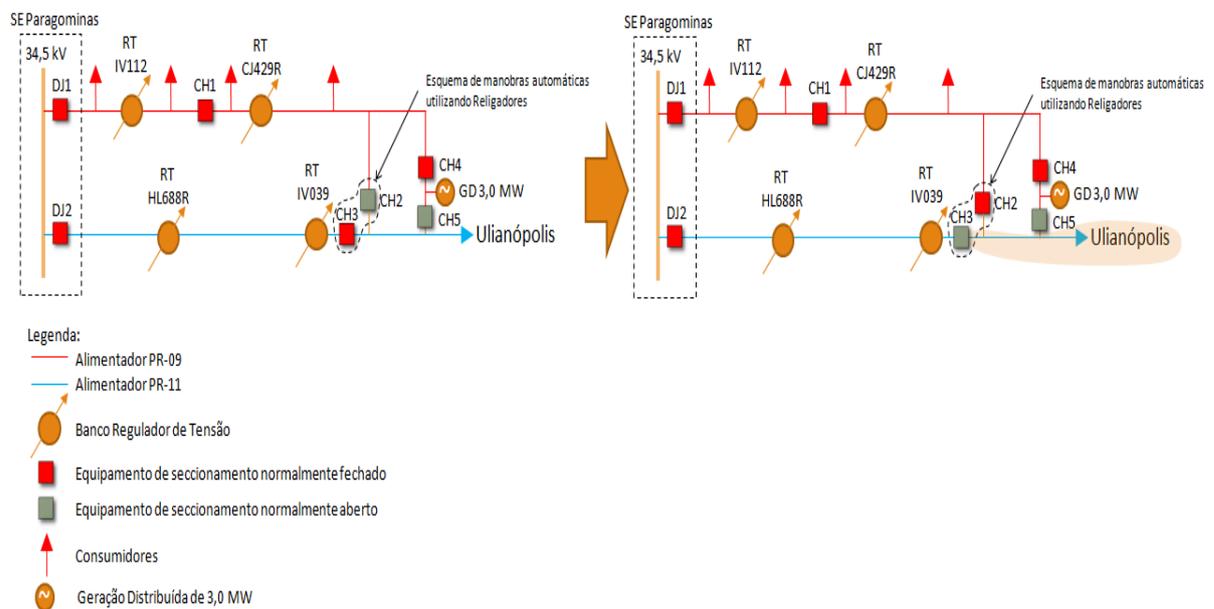
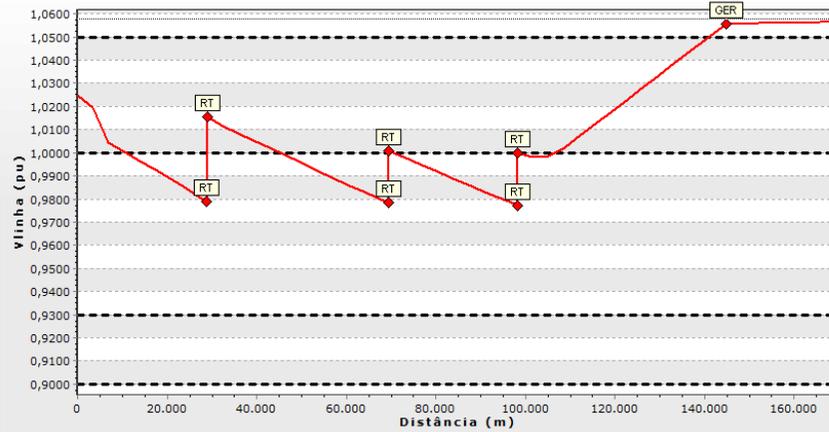


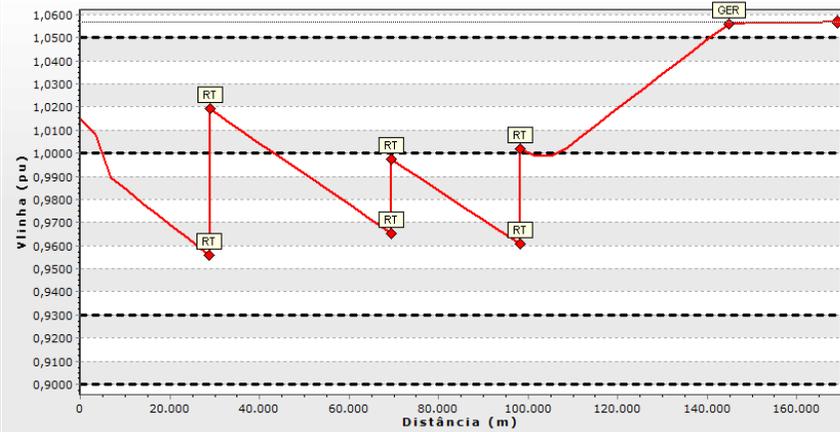
Figura 25 – Status das chaves para o Cenário 4.

Todo o alimentador PR-11 para o PR-09 com GD 3,0 MW tipo PQ (dia de semana típico)

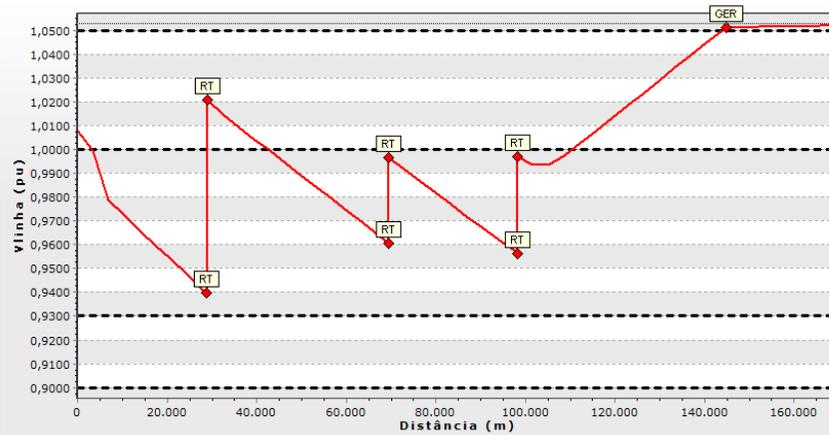
Madrugada



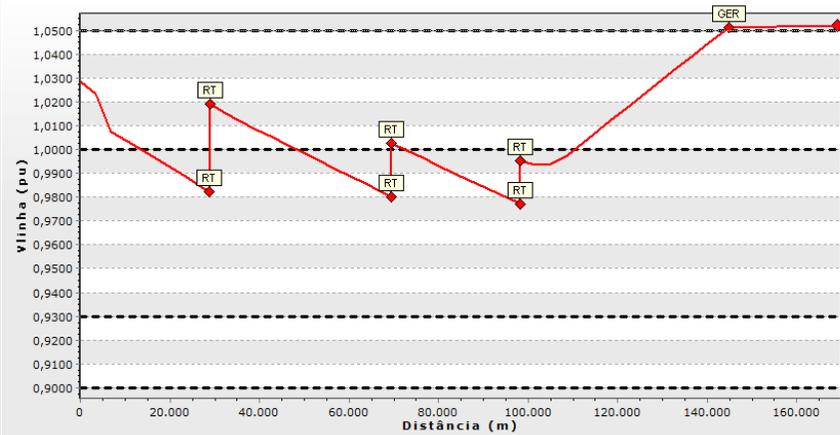
Manhã



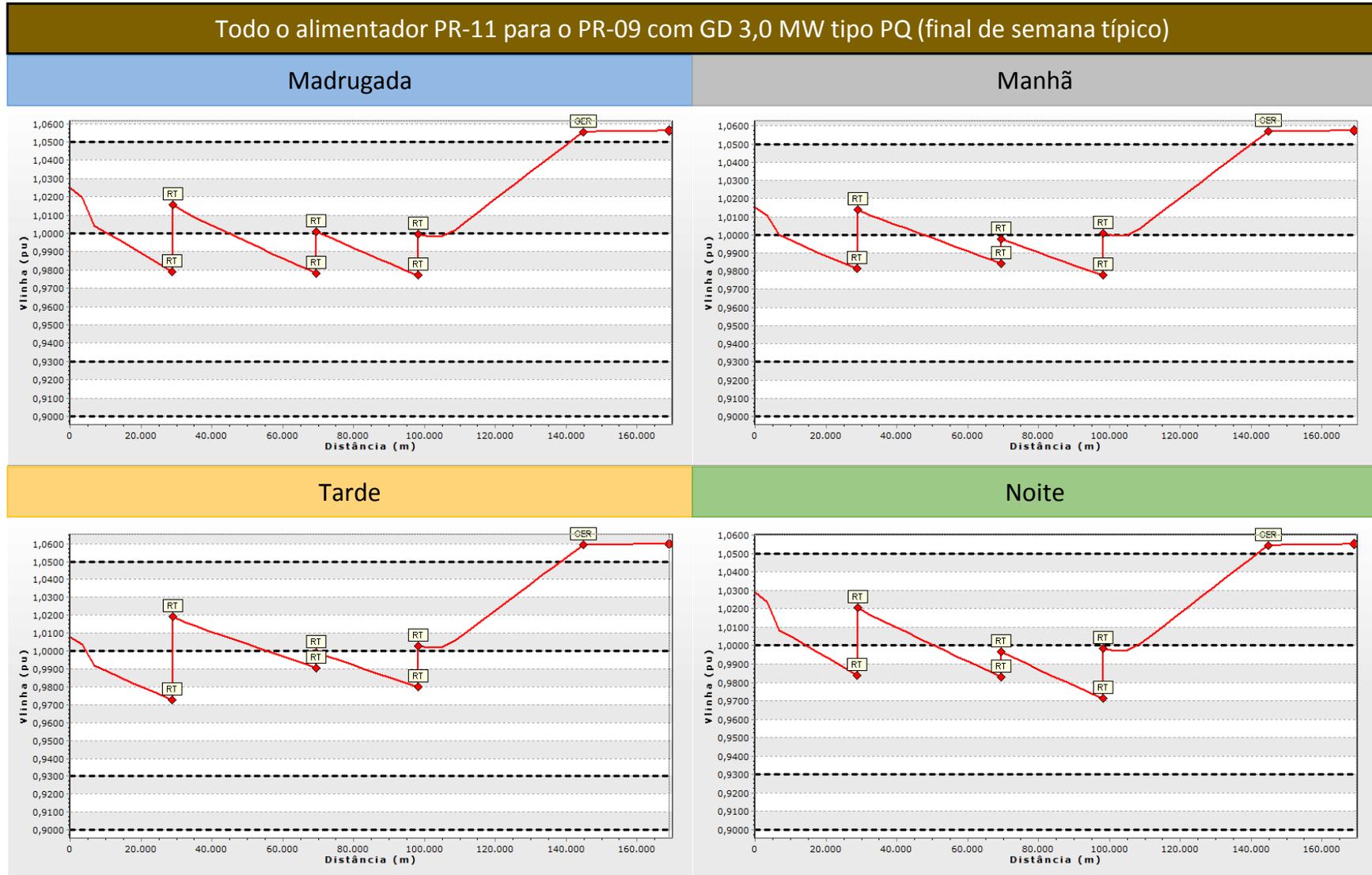
Tarde



Noite



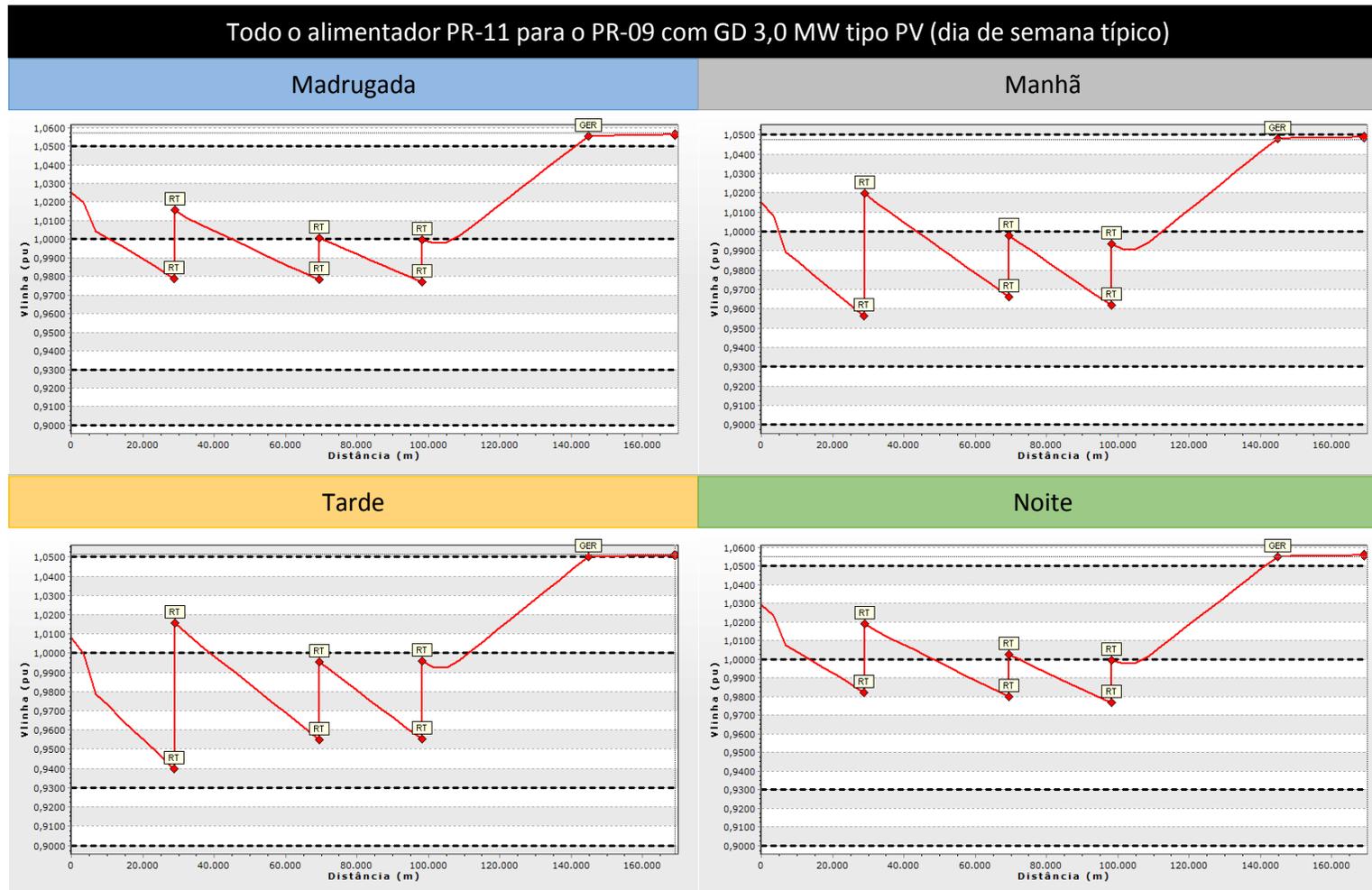
a)



b)

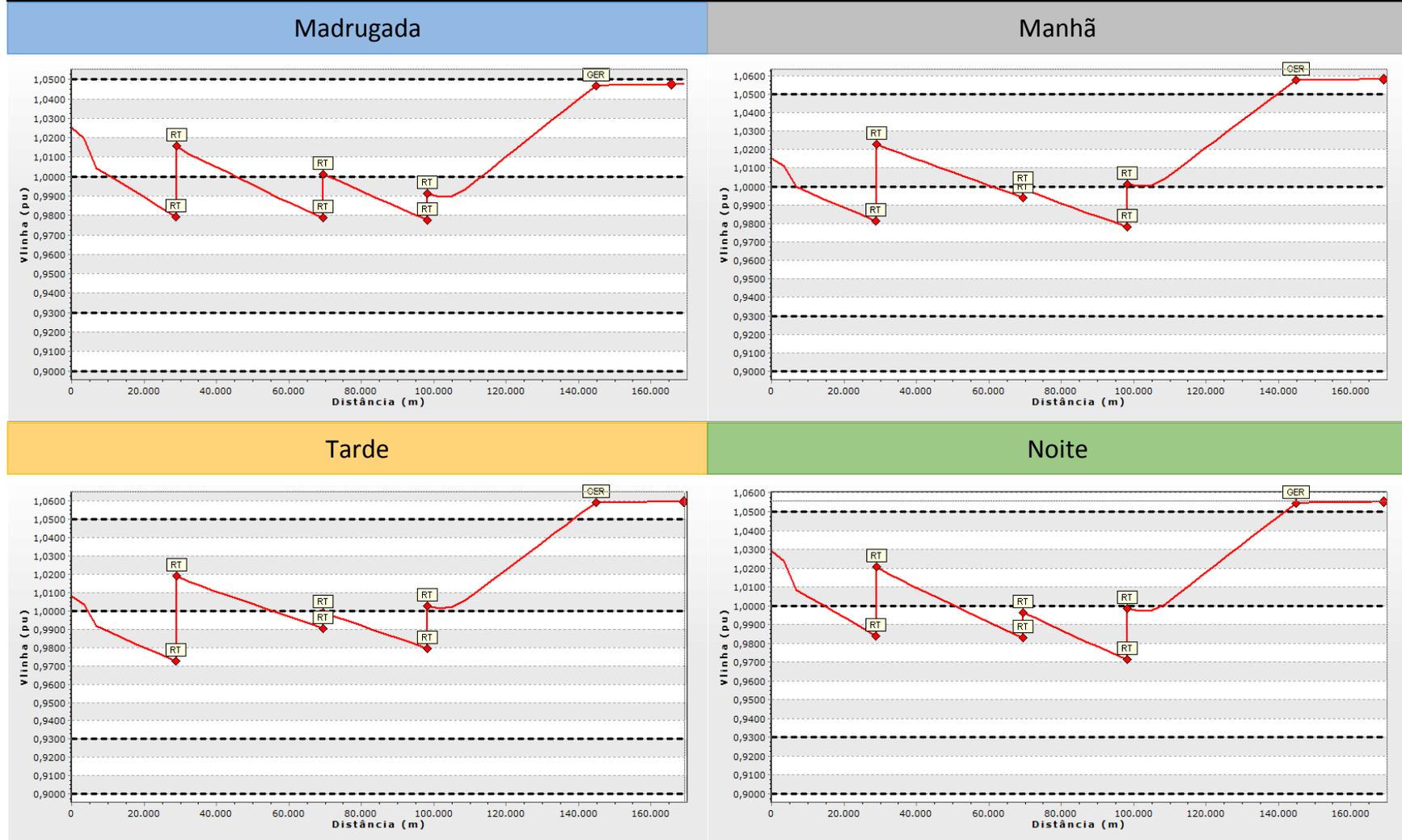
Gráfico 14 – Cenário 4 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

Na Gráfico 15 são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11 até a GD, mas agora a modelagem da GD é do tipo barra PV com FP limitado para a faixa de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo. Os patamares de carga da manhã, tarde e noite do fim de semana típico apresentaram tensões na faixa “Crítica” [16] . Em relação ao Gráfico 15 b) houve uma leve atenuação das sobretensões.



a)

Todo o alimentador PR-11 para o PR-09 com GD 3,0 MW tipo PV (final de semana típico)



b)

Gráfico 15 – Cenário 4 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.6. Cenário 5 - O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11.

No Cenário 5, onde o PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 26. Com a modelagem da GD como PQ e injetando somente potência ativa, ocorrem sobretensões na faixa “Crítica” [16] em todos os patamares de carga do dia de semana típico e final de semana típico. Este cenário foi o pior desempenho em relação as sobretensões, pois houve a elevação da quantidade de clientes atingidos.

No Gráfico 16 são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11 até a GD. Tensões na faixa “Crítica” [16] continuam ocorrendo próximas a GD.

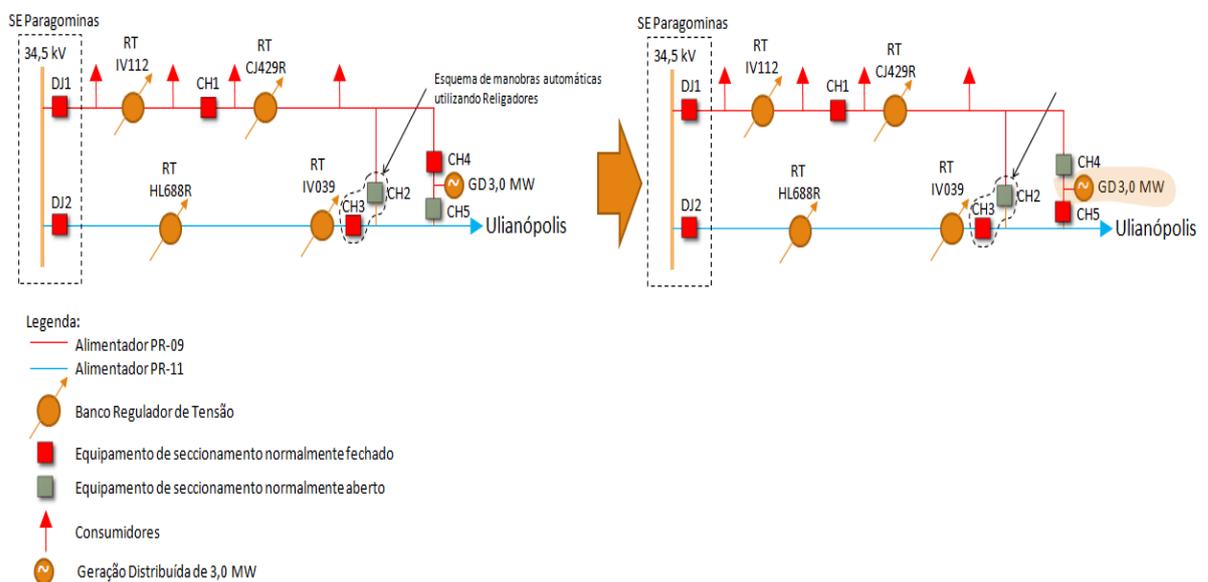
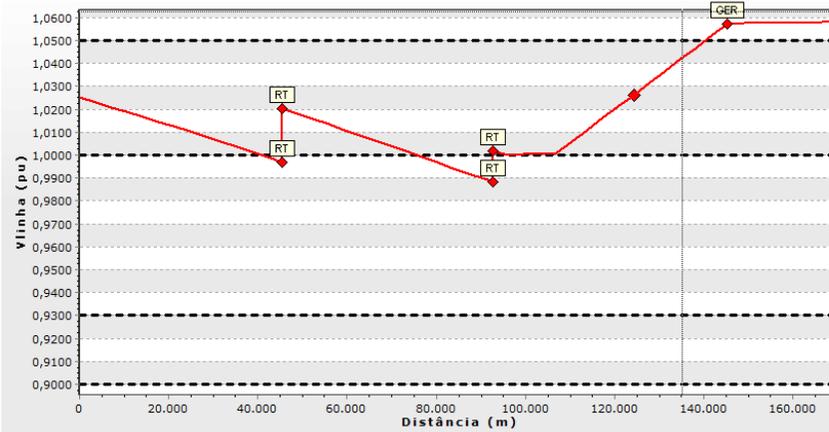


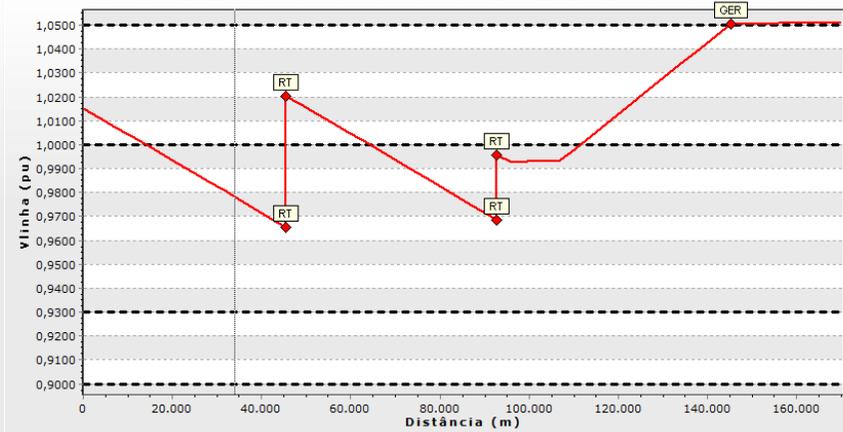
Figura 26 – Status das chaves para o Cenário 5.

Alimentador PR-11 com GD 3,0 MW tipo PQ (dia de semana típico)

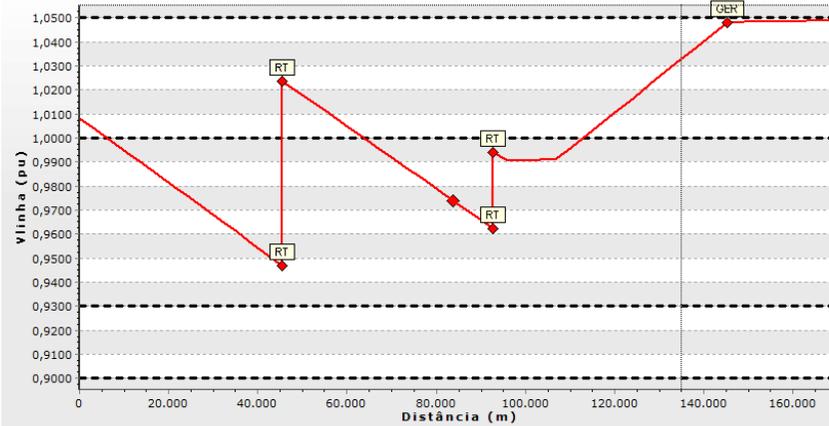
Madrugada



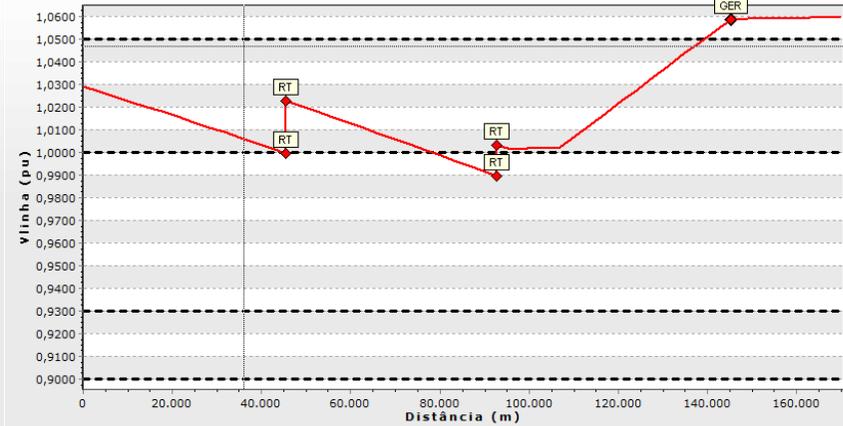
Manhã



Tarde



Noite



a)

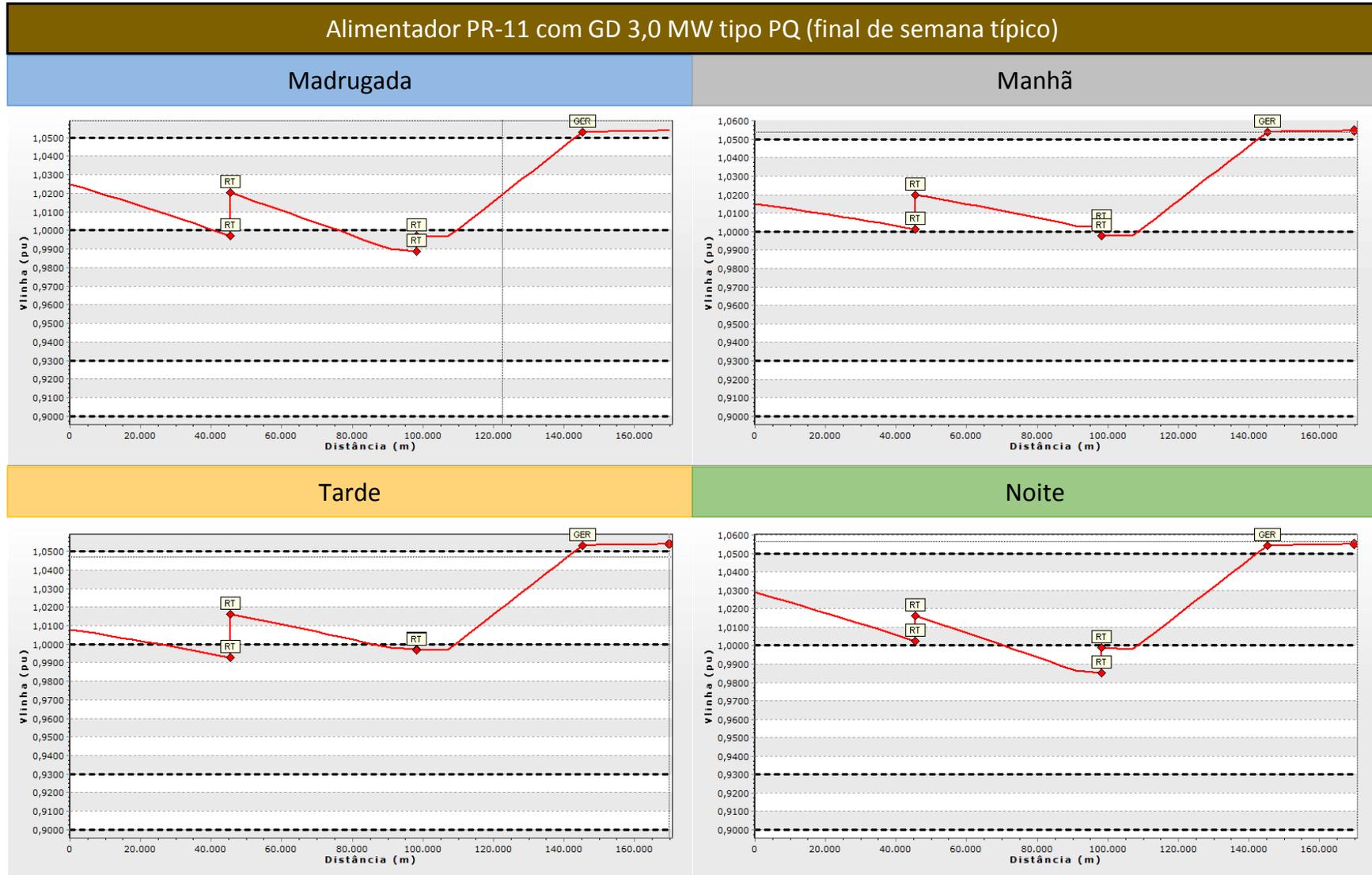
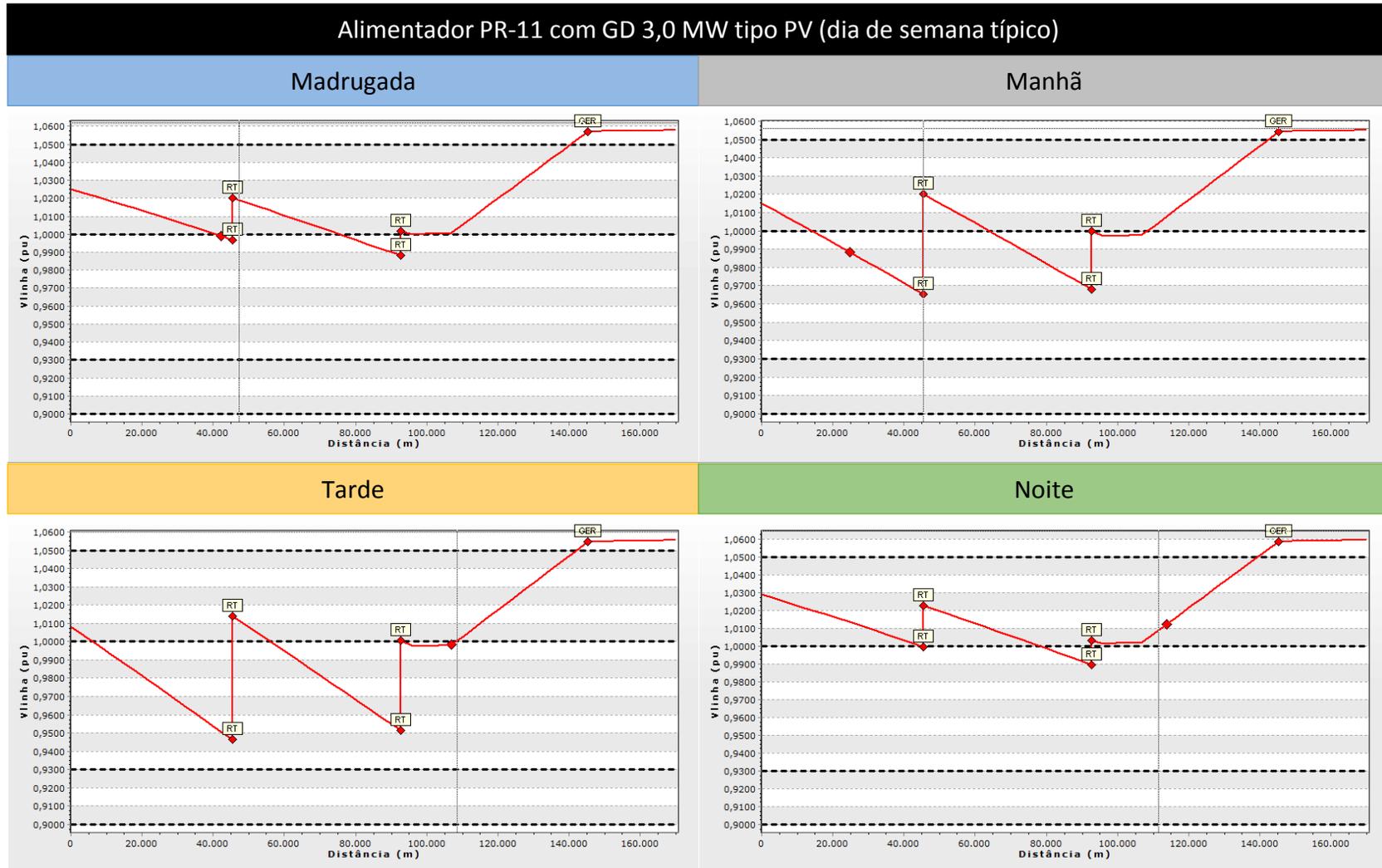
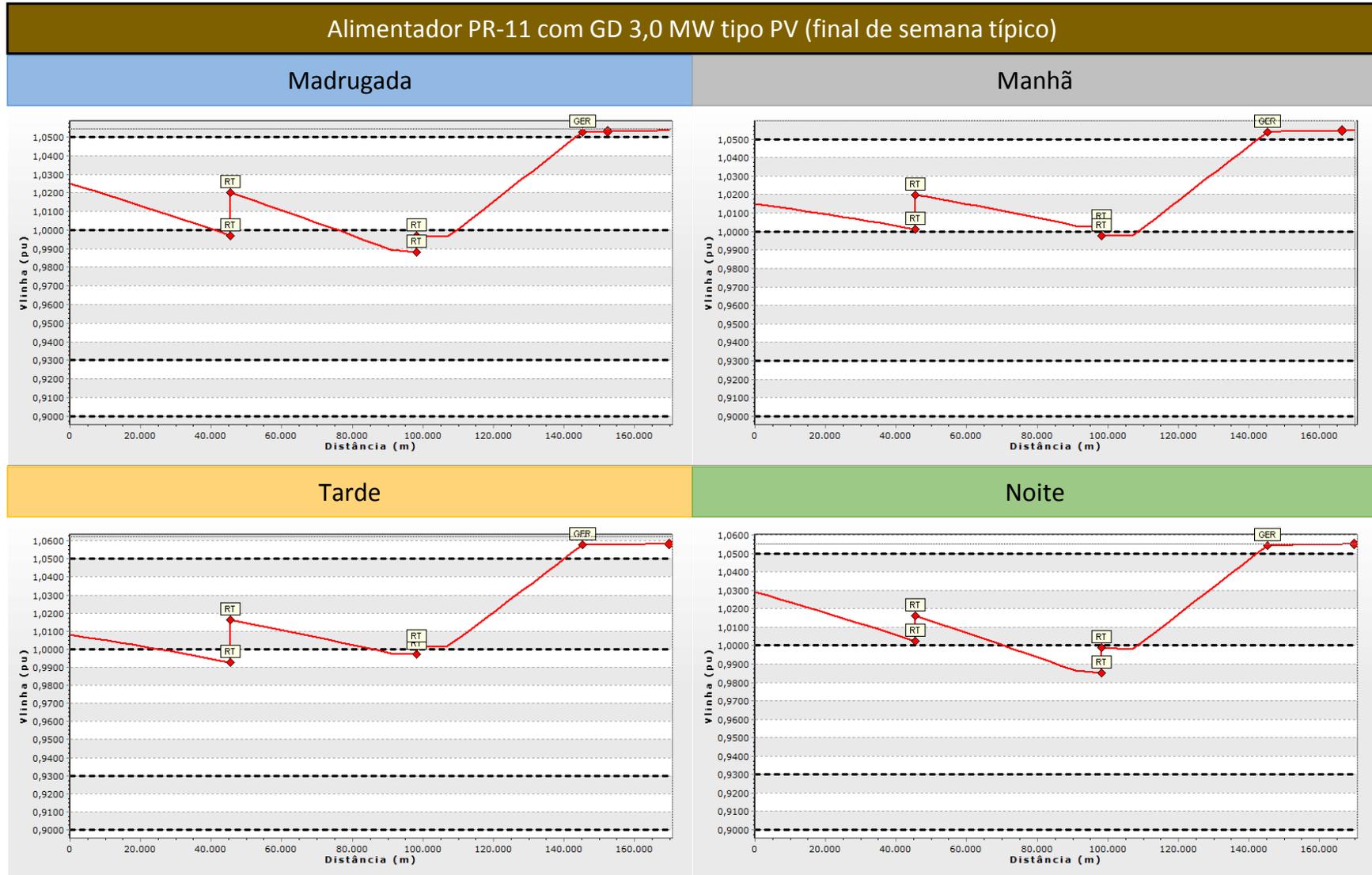


Gráfico 16 – Cenário 5 – GD 3,0 MW PQ – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

No Gráfico 17, percebe-se que ocorre a redução nas sobretensões após a modelagem da GD ser alterada de PQ para PV em comparação com o Gráfico 16.



a)



b)

Gráfico 17 – Cenário 5 – GD 3,0 MW PV – dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.7. Cenário 6 - O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11. RTs com setpoint 1,0 pu e 0,97 pu.

Finalmente para o Cenário 6, onde o PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11. RTs com *setpoint* 1,0 pu e 0,97 pu, é o cenário com a proposição da solução das sobretensões próximo a GD, sendo necessário a alteração dos *setpoints* usualmente adotados nos RTs de 1,02 pu para o primeiro RT e 1,0 pu para o segundo RT para 1,0 pu no primeiro RT e 0,97 pu no segundo RT. O status das chaves para este Cenário pode ser verificado na Figura 27. A modelagem da GD adotada é a PV limitando o FP para a faixa de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo.

Foi escolhido a injeção de potência da GD no alimentador PR-11 para evitar o fluxo inverso no alimentador, onde os RTs passariam a controlar a tensão da barra do lado fonte, barra com nível de curto-circuito maior em comparação do o lado carga do RT, não havendo neste caso a possibilidade de ocorrer a condição *runaway* nos RTs.

No Gráfico 18 são mostrados os perfis de tensão para o tronco do alimentador PR-11 até a GD. Todas as barras apresentaram tensões na faixa “Adequada” [16] .

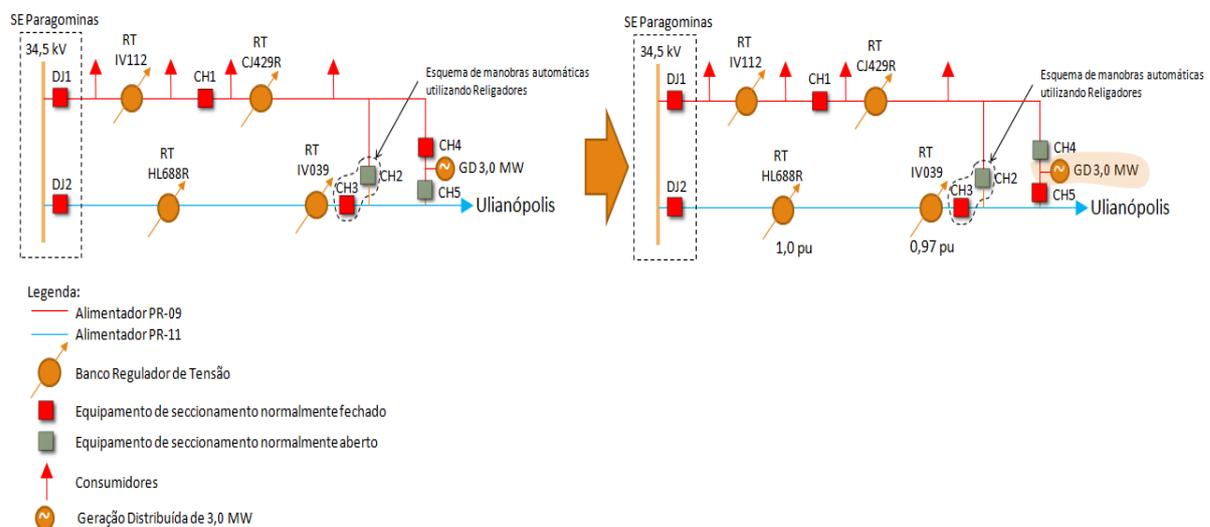
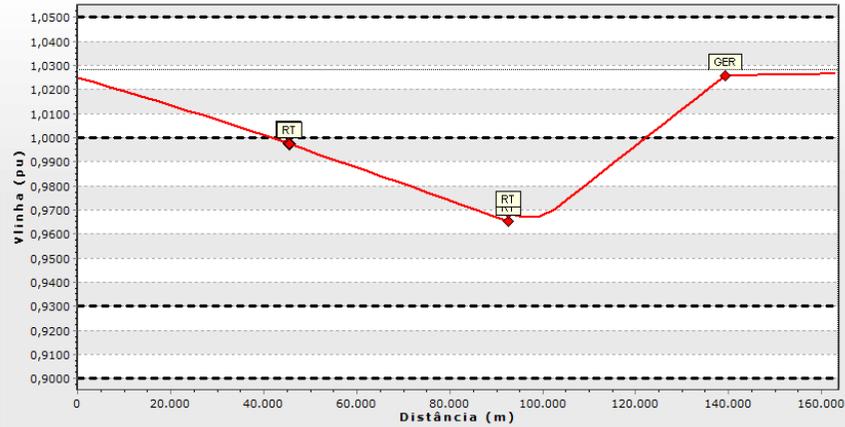


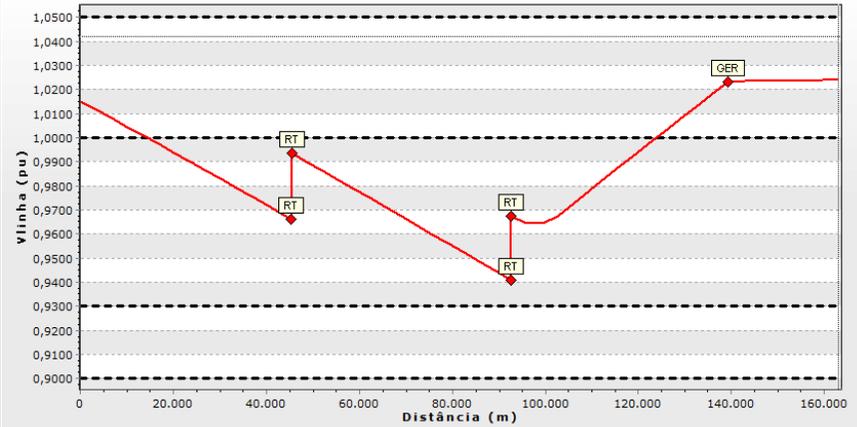
Figura 27 – Status das chaves para o Cenário 6.

Alimentador PR-11 com GD 3,0 MW tipo PV – setpoint RTs 1,0 pu e 0,97 pu (dia de semana típico)

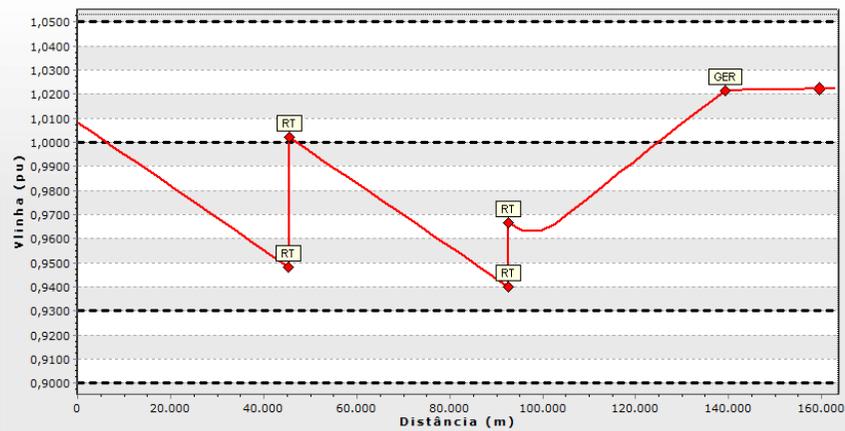
Madrugada



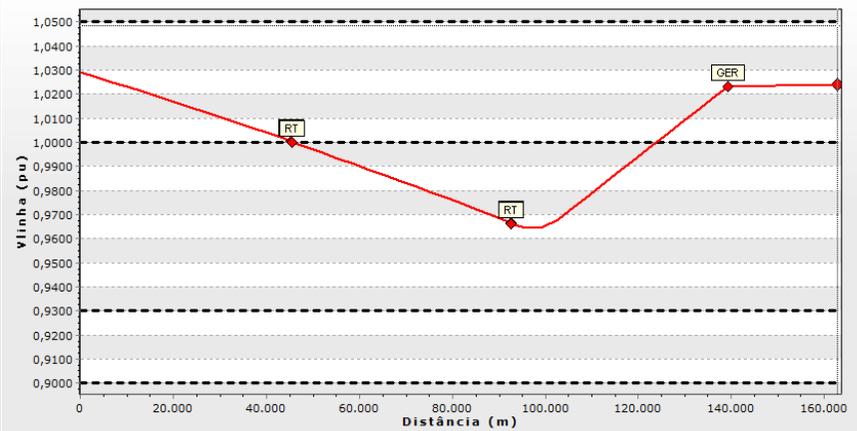
Manhã



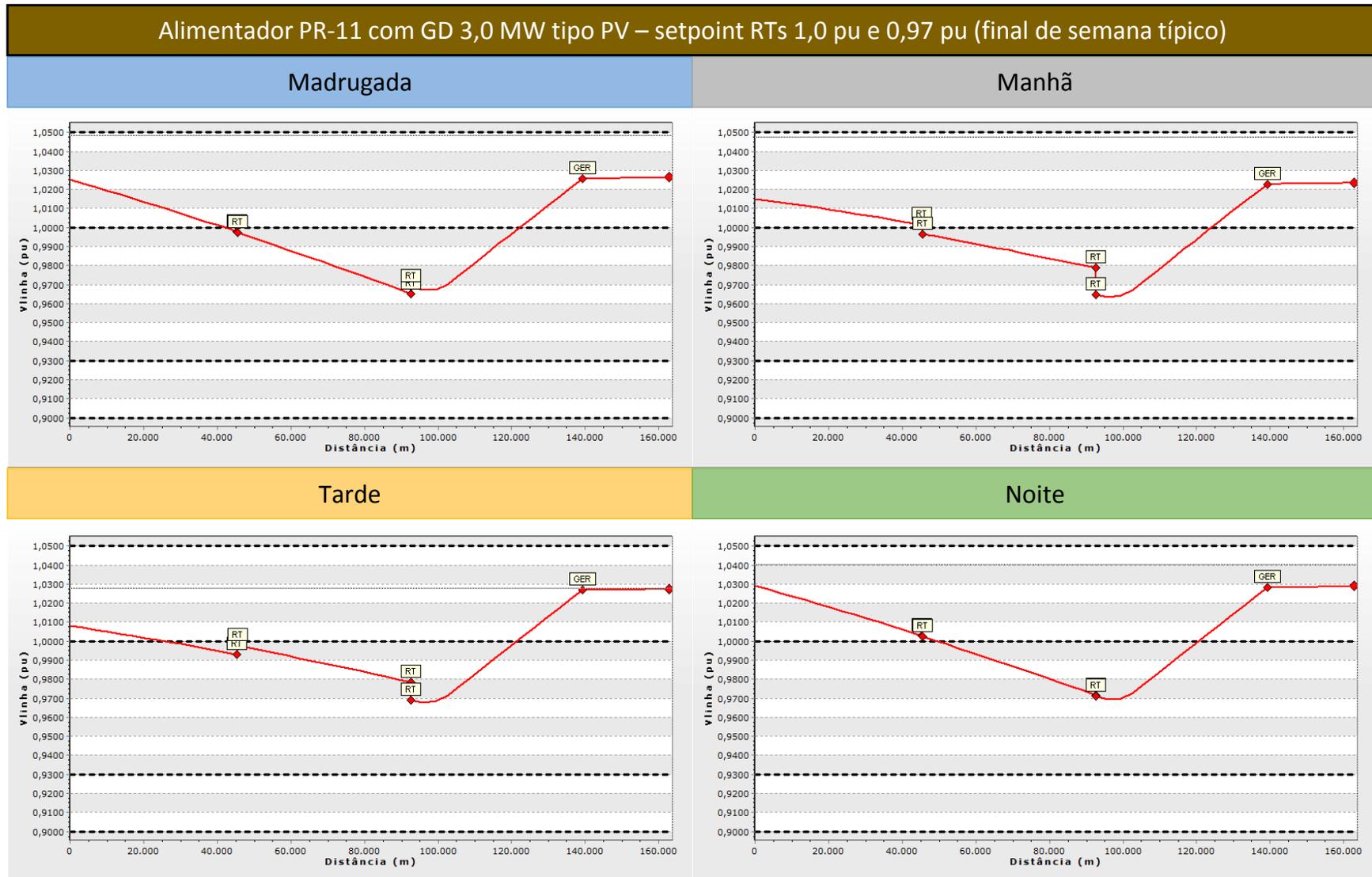
Tarde



Noite



a)



b)

Gráfico 18 – Cenário 6 – GD 3,0 MW PV – setpoint RTs 1,0 pu e 0,97 pu - dia de semana típico (a) e final de semana típico (b).

5.5.8. Tensões máximas nos cenários operativos.

A tensão máxima verificada foi no ponto de conexão da GD em todos os Cenários Operativos. No Gráfico 19 verifica-se que o cenário com pior desempenho foi o Cenário Operativo 3, com sobretensões bem elevadas para o final de semana. A interação da modelagem PV para a GD e os reguladores de tensão provocou uma leve piora na tensão no ponto de conexão da GD, passando de 1,1267 pu para 1,1291 pu.

O resultado do Gráfico 19 mostra que a limitação do FP na faixa de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo para a modelagem PV para a GD não foi eficaz. Uma solução seria a abertura da faixa do FP, mas poderia ocasionar em ônus por transgressão do limite de reativos.

O Cenário Operativo 6 não apresentou sobretensões, sendo um cenário em que a GD poderá operar.

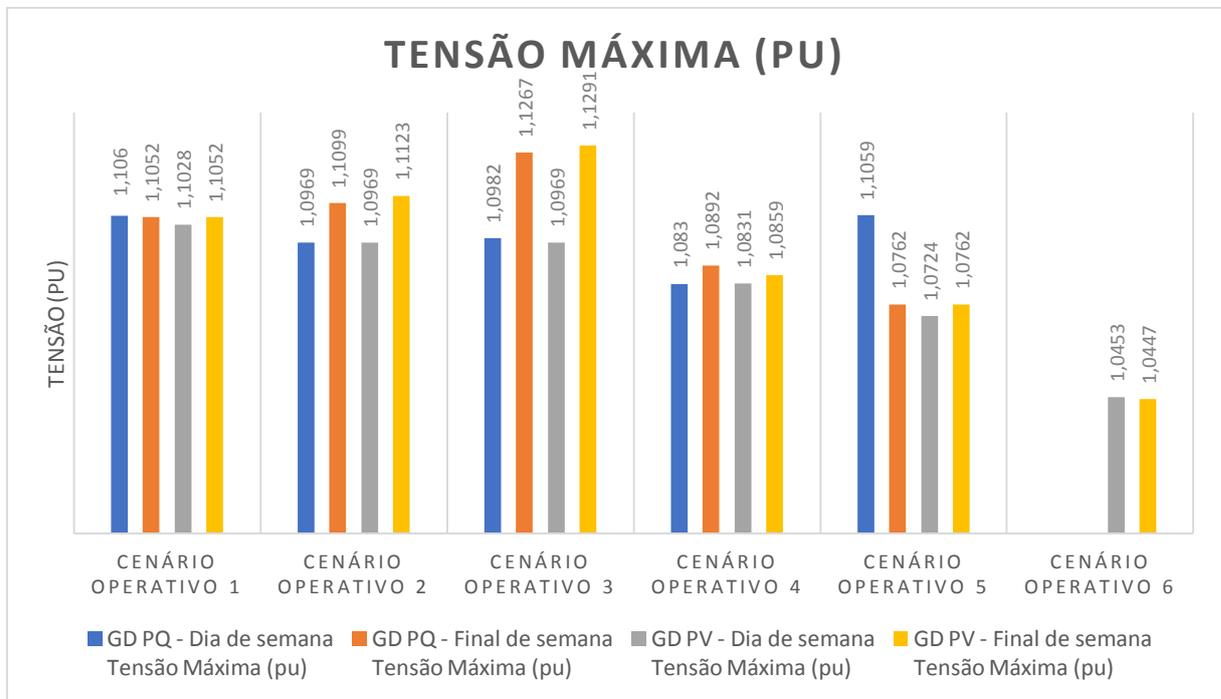


Gráfico 19 – Tensões máximas nos cenários operativos.

5.5.9. Cenários Operativos com a condição *runaway*.

Foi verificado a possibilidade da GD provocar a inversão do fluxo de potência nos reguladores de tensão para os cenários 1 e 5. Para o Cenário Operativo 1 a inversão do fluxo de potência ocorre no dia de semana típico e final de semana típico, em todos os patamares de carga. No Cenário Operativo 5 a inversão do fluxo de carga ocorre no final de semana típico nos patamares manhã e tarde.

Para utilização dos Cenários Operativos 1 e 5 pela concessionária é necessário a modificação do modo de controle dos Regulados de Tensão, entre os dois mais comuns, modo

bidirecional e modo de cogeração, o primeiro é muito mais suscetível à ocorrência de condição *runaway*.

5.5.10. Compensação aos consumidores devido a tensões Críticas verificadas nos Cenários estudados.

A distribuidora deve compensar os consumidores que estiveram submetidos a tensões de atendimento com transgressão do indicador DRC e os titulares daquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão.

Para aferir os valores de compensação provocados por transgressão do DRC, considerou-se o coeficiente k1 com o valor de 3,00, para as barras onde o DRC fosse maior que o DRC_{limite} e k2 igual a 7,00, atribuindo que todos os consumidores são atendidos em baixa tensão nas barras onde $DRC > DRC_{limite}$.

O limite do indicador DRC é de 0,5 % (cinco décimos por cento).

Na Tabela 7 verifica-se que no Cenário Atual não há tensões Precárias e Críticas nos alimentadores PR-09 e PR-11, então não terá compensação aos consumidores.

Tabela 7 – Resultados de DRP e DRC para o Cenário Atual.

Cenários	Descrição	Patamar	Alimentador	n/c	DRC (%)	k1	k2	EUSD Médio	Valor Mês R\$	Valor Ano R\$	
Cenário Atual	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. Sem GD.	Dia de semana	PR-09	-	-	3,00	7,00	-	-	-	
			PR-11	-	-	-	-	-	-	-	
		Final de semana	PR-09	-	-	3,00	7,00	-	-	-	
			PR-11	-	-	-	-	-	-	-	
		Total			-	-	-	-	-	-	-

A Tabela 8 mostra os resultados para os seis cenários operativos estudados, onde foi calculado a compensação aos clientes levando em consideração somente o indicador DRC, ou seja, para tensões críticas, pois nas barras onde se verificou tensões na faixa precária não havia presença de consumidores. Estes casos ocorreram para alguns trechos da rede de distribuição do alimentador PR-11, mais especificamente, no lado fonte dos dois RTs.

O cenário em que houve maior ressarcimento foi o Cenário 5, com GD tipo PQ, com valor total de R\$ 119.446,00 por ano, logo em seguida, vem o Cenário 1, também com GD do tipo PQ, com valor total de R\$ 116.747,00 por ano. O Cenário 6 não há ocorrência de DRP e nem de DRC.

A modelagem da GD para PV provocou na redução de ressarcimento, com exceção dos Cenários 2 e 3.

No Gráfico 20 é feita a comparação dos cenários de 1 a 6 em relação aos resultados para ressarcimentos por DRC para os consumidores. Verifica-se que o Cenário 6 é a solução proposta para o problema de sobretensão devido a injeção de potência de 3,0 MW da GD.

Verifica-se que a realização de manobras na rede de distribuição que acarretam no aumento do carregamento do alimentador onde a GD está ligada, provoca a redução do valor do DRC, este efeito pode ser notado nos Cenários 2, 3 e 4. A justificativa é a redução do valor da tensão no ponto de conexão da GD, devido à elevação da queda de tensão provocada pelo aumento da carga, com conseqüente redução das sobretensões próximo a GD.

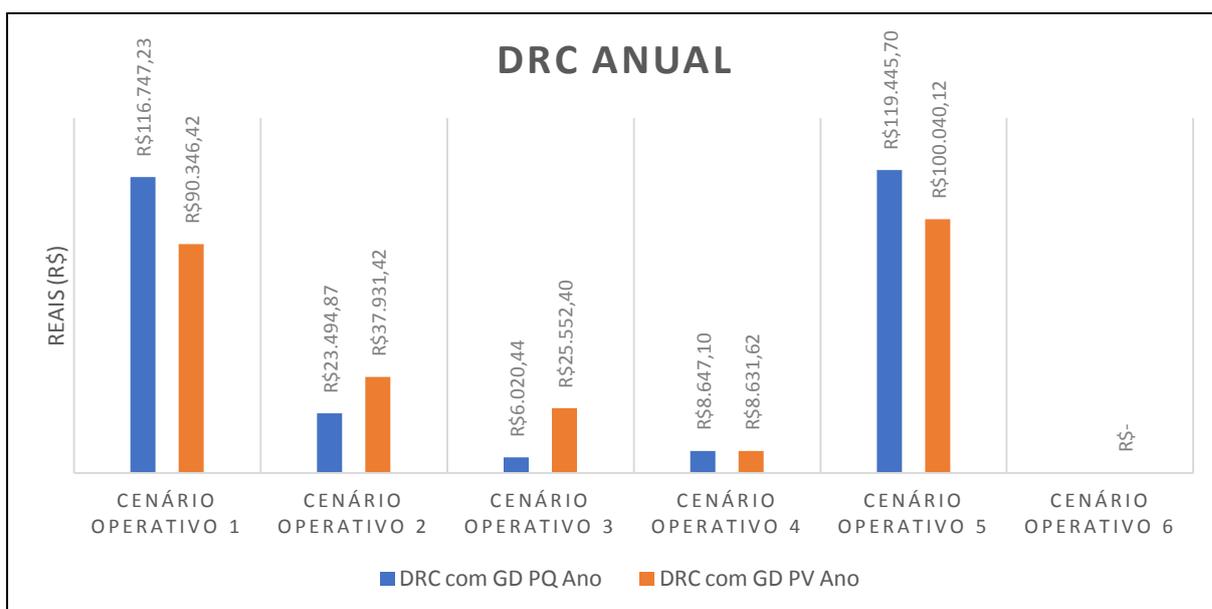


Gráfico 20 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.

5.5.11. Perdas Técnicas para os cenários estudados.

A perda técnica foi calculada a partir do resultado do fluxo de carga para cada um dos cenários estudados, levando em consideração perdas por efeito Joule nos condutores da rede de média tensão e perdas no ferro e cobre dos transformadores de distribuição.

Para obtenção da perda técnica percentual, foi considerada a relação entre perda técnica total, obtida no fluxo de carga, pela potência ativa total. A potência ativa total do alimentador é calculada somando requerida na Subestação e a potência injetada pela GD.

Em relação ao Cenário Atual, a Tabela 9 mostra que o sistema estudado, sem a presença da GD, apresenta Perda Técnica máxima de 7,92 % em relação a energia requerida da subestação, sendo o valor de 4.286,03 MWh/ano. Para transformação de MWh em Reais (R\$), foi utilizado a tarifa parcela A sem impostos para 2019 da distribuidora, no valor de

287,91 R\$/MWh, chegando ao valor de R\$ 1.233.991,53 por ano de Perdas Técnicas no sistema atual estudado.

Tabela 9 – Perdas Técnicas para o Cenário Atual.

Cenários	Descrição	Patamar	Alimentador	Perda Técnica kW	Perda Técnica %**	Perda Técnica MWh/ano	Perda Técnica R\$*	
Cenário Atual	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. Sem GD.	Dia de semana	PR-09	1.722,66	3,41	439,28	126.472,62	
			PR-11	11.723,58	12,43	2.989,51	860.710,66	
		Final de semana	PR-09	1.911,66	3,51	210,28	60.542,46	
			PR-11	5.881,44	8,53	646,96	186.265,79	
		Total			21.239,34	7,92	4.286,03	1.233.991,53

* Tarifa Parcela A sem impostos para o ano de 2019 (287,91 R\$/MWh);

** Em relação a potência ativa total, somando requerida pela Subestação mais a injetada pela GD.

Analisando todos os cenários operativos, conforme mostrado na Tabela 10, verifica-se que em relação ao cenário atual, a presença da GD de 3,0 MW provoca a redução da Perda Técnica em todos os cenários operativos de 1 a 6. Em valores absolutos, a Perda Técnica no Cenário Atual é de 21.239,34 kW e com a presença da GD do tipo PQ no Cenário 5, há a redução de 36,88 % nas Perdas Técnicas, passando para 13.406,58 kW, representando anualmente uma redução de R\$ 809.403,80.

Comparando o Cenário Atual com o Cenário 6 (solução para o problema de sobretensão), verifica-se uma redução de 34,62 % nas perdas técnicas, passando para o valor de 13.885,56 kW, valor este que está bem próximo ao cenário de menor perda técnica, que no caso é o Cenário 5.

O cenário com a pior perda técnica foi o Cenário 1 com GD do tipo PV, apresentando perda técnica de 28.126,86 kW, sendo valor anual de R\$ 890.780,47.

Tabela 10 – Perdas Técnicas para o Cenário Atual para os Cenários de 1 a 6.

Cenários	Descrição	Patamar	Alimentador	GD 3,0 MW tipo PQ				GD 3,0 MW tipo PV				
				Perda Técnica kW	Perda Técnica %**	Perda Técnica MWh/ano	Perda Técnica R\$*	Perda Técnica kW	Perda Técnica %**	Perda Técnica MWh	Perda Técnica R\$*	
Cenário Operativo 1	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-09.	Dia de semana	PR-09	5.319,84	9,79	585,18	168.479,86	5.319,96	9,79	585,20	168.483,67	
			PR-11	11.712,84	12,42	1.288,41	370.946,81	11.723,88	12,43	1.289,63	371.296,45	
		Final de semana	PR-09	5.193,42	8,97	571,28	164.476,13	5.194,02	8,97	571,34	164.495,13	
			PR-11	5.889,60	8,54	647,86	186.524,22	5.889,00	8,54	647,79	186.505,22	
		Total	28.115,70	9,55	3.092,73	890.427,03	28.126,86	9,55	3.093,95	890.780,47		
Cenário Operativo 2	O PR-11 supre parte da carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.	Dia de semana	PR-09	71,16	0,58	7,83	2.253,64	71,16	0,58	7,83	2.253,64	
			PR-11	11.488,32	8,79	1.263,72	363.836,24	11.514,36	8,81	1.266,58	364.660,93	
		Final de semana	PR-09	75,90	0,58	8,35	2.403,76	75,90	0,58	8,35	2.403,76	
			PR-11	7.739,82	7,03	851,38	245.120,87	7.726,44	7,01	849,91	244.697,13	
		Total	19.375,20	12,46	2.131,27	613.614,52	19.387,86	12,45	2.132,66	614.015,46		
Cenário Operativo 3	O PR-11 supre toda a carga do PR-09. GD injeta 3,0 MW no PR-11.	Dia de semana	PR-09	-	-	-	-	-	-	-	-	
			PR-11	15.326,88	10,48	1.685,96	485.403,82	15.336,00	10,48	1.686,96	485.692,65	
		Final de semana	PR-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			PR-11	10.401,60	8,28	1.144,18	329.419,71	10.349,52	8,24	1.138,45	327.770,33	
		Total	25.728,48	10,43	2.830,13	814.823,53	25.685,52	10,44	2.825,41	813.462,99		
Cenário Operativo 4	O PR-09 supre a carga do PR-11. GD injeta 3,0 MW no PR-09.	Dia de semana	PR-09	9.540,06	6,73	1.049,41	302.134,65	9.547,20	6,74	1.050,19	302.360,78	
			PR-11	48,30	10,26	5,31	1.529,67	48,24	10,25	5,31	1.527,77	
		Final de semana	PR-09	6.988,50	5,69	768,74	221.326,49	6.995,94	5,70	769,55	221.562,12	
			PR-11	49,26	15,29	5,42	1.560,07	49,26	15,29	5,42	1.560,07	
		Total	16.626,12	15,80	1.828,87	526.550,88	16.640,64	15,78	1.830,47	527.010,73		
Cenário Operativo 5	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11.	Dia de semana	PR-09	1.055,94	2,47	116,15	33.441,73	1.055,94	2,47	116,15	33.441,73	
			PR-11	6.426,06	6,62	706,87	203.513,96	6.443,82	6,63	708,82	204.076,42	
		Final de semana	PR-09	1.177,14	2,56	129,49	37.280,14	1.176,72	2,56	129,44	37.266,84	
			PR-11	4.747,44	6,25	522,22	150.351,90	4.745,76	6,25	522,03	150.298,69	
		Total	13.406,58	17,23	1.474,72	424.587,73	13.422,24	17,20	1.476,45	425.083,68		
Cenário Operativo 6	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente. GD injeta 3,0 MW no PR-11. RTs com setpoint 1,0 pu e 0,97 pu.	Dia de semana	PR-09					1.056,84	2,47	116,25	33.470,23	
			PR-11					6.646,20	6,95	731,08	210.485,82	
		Final de semana	PR-09					1.177,14	2,56	129,49	37.280,14	
			PR-11					5.005,38	6,69	550,59	158.520,89	
		Total					13.885,56	16,28	1.527,41	439.757,07		

* Tarifa Parcela A sem impostos para o ano de 2019 (287,91 R\$/MWh);

** Em relação a potência ativa total, somando requerida pela Subestação mais a injetada pela GD.

O Gráfico 21 mostra o comparativo entre todos os cenários estudados. A unidade utilizada é o MWh, sendo valores anuais de perdas técnicas.

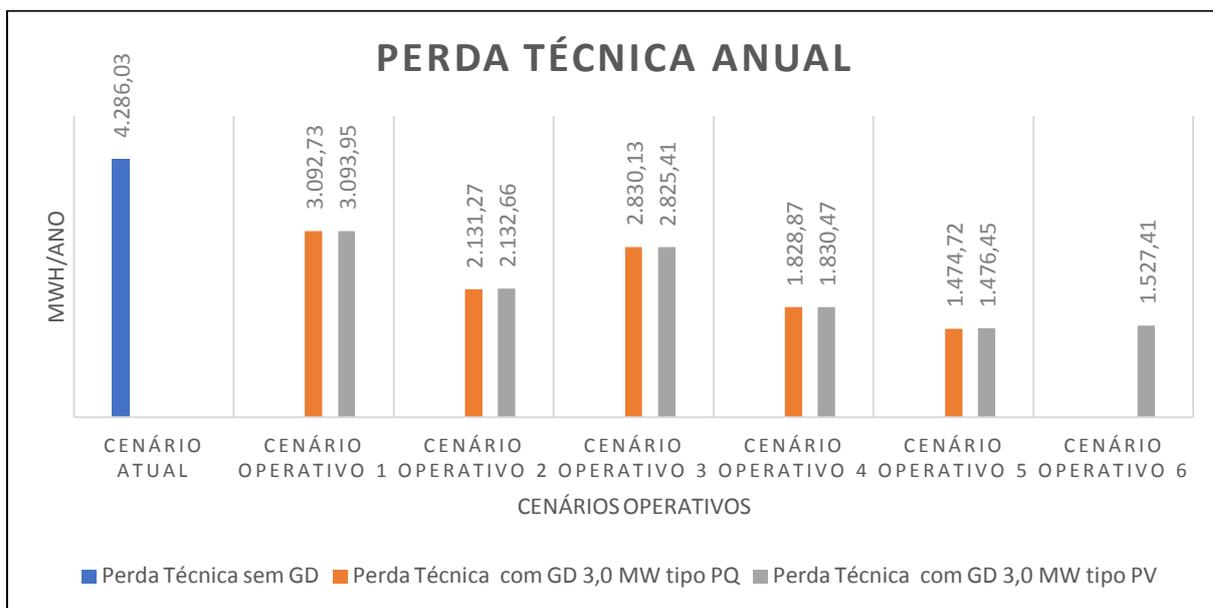


Gráfico 21 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.

O Gráfico 22 mostra o comparativo entre todos os cenários estudados. A unidade utilizada é o Reais (R\$), sendo valores anuais de perdas técnicas.

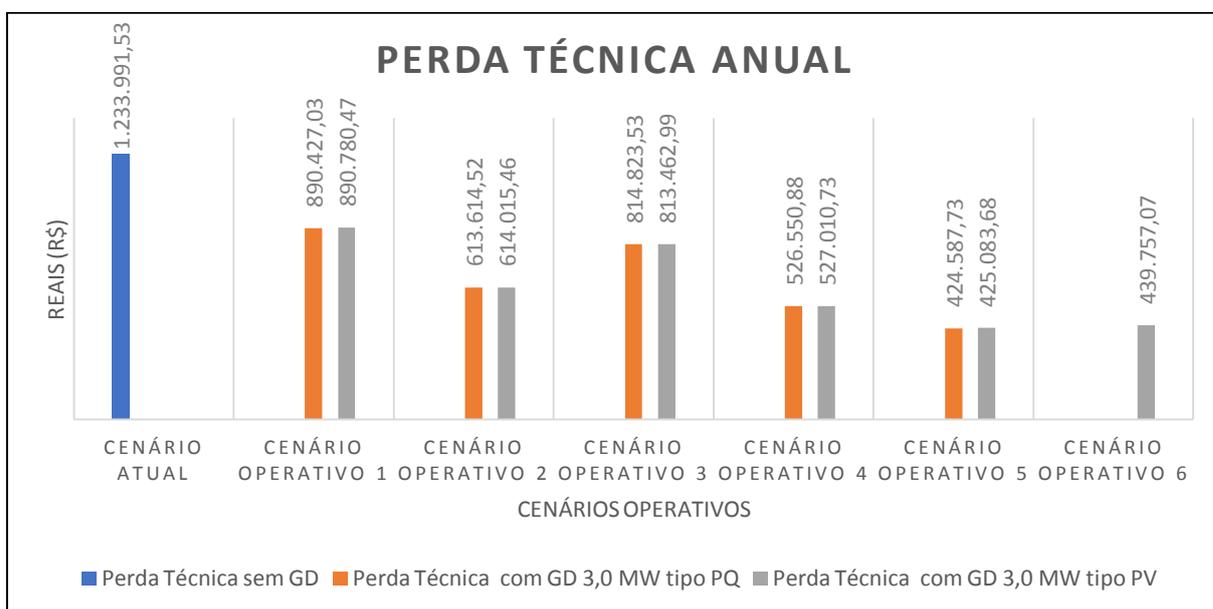


Gráfico 22 – Resultados de DRP e DRC para os Cenários de 1 a 6.

5.6 Conclusão

Neste capítulo foi apresentado a avaliação dos aspectos técnicos e econômicos ocasionados pela inserção de uma GD de grande porte no sistema de distribuição, levando em

consideração aspectos relativos à conformidade de tensão em regime permanente e perdas técnicas. O Capítulo 6 mostrará as considerações finais da dissertação.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Considerações Finais

A partir de estudos apresentados nesta dissertação, notou-se que redes de distribuição com presença de GDs podem sofrer impactos negativos decorrentes da influência destes geradores em equipamentos de regulação de tensão, que são normalmente utilizados pelas concessionárias em alimentadores radiais longos.

Em relação à tensão máxima verificada no ponto de conexão da GD, nos cenários operativos de 1 a 5 verificou-se sobretensões, ou seja, acima de 1,05 pu. O cenário com pior desempenho foi o Cenário Operativo 3, com sobretensões bem elevadas para o final de semana. A interação da modelagem PV para a GD e os reguladores de tensão provocou uma leve piora na tensão no ponto de conexão da GD, passando de 1,1267 pu para 1,1291 pu. Além disso, a limitação do FP na faixa de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo para a modelagem PV para a GD não foi eficaz. Uma solução seria a abertura da faixa do FP, mas poderia ocasionar em ônus por transgressão do limite de reativos.

O cenário em que houve maior ressarcimento por DRC foi o Cenário 5, com GD tipo PQ, com valor total de R\$ 119.446,00 por ano, logo em seguida, vem o Cenário 1, também com GD do tipo PQ, com valor total de R\$ 116.747,00 por ano. O Cenário 6 não há ocorrência de DRP e nem de DRC. A modelagem da GD para PV provocou na redução de ressarcimento, com exceção dos Cenários 2 e 3.

Dependendo da manobra executada (cenários operativos) ocorria a melhora ou piora da sobretenção, devido a modificação da impedância de *Thévenin* vista pela GD, sendo por tanto, a reconfiguração da rede de distribuição uma alternativa para tentar viabilizar tecnicamente a conexão de uma GD de grande porte.

O Cenário Operativo 6 não apresentou sobretensões, sendo o cenário solução para o estudo de caso desta dissertação, em outras palavras, em que a GD poderá operar em regime normal. A solução proposta para eliminar as sobretensões no sistema estudado, foi a alteração dos *setpoints* dos dois RTs para 1,0 pu e 0,97 pu, além da GD ser modelada com a finalidade de controlar a tensão (tipo PV), mas limitando o fator de potência para a faixa de 0,92

indutivo a 0,92 capacitivo, visando evitar onerar a sua operação por pagamento de excesso de reativos.

Nos casos estudados, onde a injeção de potência ativa é elevada o suficiente para provocar a inversão do fluxo de potência no alimentador (Cenários Operativos 1 e 5), há grande possibilidade da condição de *runaway* ser atingida, além disso, dependendo da localização da GD, a injeção de potência ativa poderá provocar sobretensões que são classificadas como “Críticas”, segundo [16] .

Em relação às perdas técnicas, a inserção da GD de grande porte no sistema de distribuição foi benéfica para a concessionária, pois ocasionou em uma redução considerável nas perdas técnicas em todos os cenários operativos estudados. Em valores absolutos, a Perda Técnica no Cenário Atual é de 21.239,34 kW e com a presença da GD do tipo PQ no Cenário 5, há a redução de 36,88 % nas Perdas Técnicas, passando para 13.406,58 kW, representando anualmente uma redução de R\$ 809.403,80. Comparando o Cenário Atual com o Cenário 6 (solução para o problema de sobretensão), verifica-se uma redução de 34,62 % nas perdas técnicas, passando para o valor de 13.885,56 kW, valor este que está bem próximo ao cenário de menor perda técnica, que no caso é o Cenário 5.

O cenário com a pior perda técnica foi o Cenário 1 com GD do tipo PV, apresentando perda técnica de 28.126,86 kW, sendo valor anual de R\$ 890.780,47.

6.2 Trabalhos Futuros

Como o tema apresenta forte relevância técnica e econômica, existem diversas linhas de pesquisa que podem ser seguidas a partir do tema:

- Proposição de estratégias de controle coordenado entre RTs e GFVs;
- Proposição de estratégia de controle coordenado entre os RTs e a GFVs para alimentadores com RTs em cascata;
- Análise da influência dos GFVs em outros equipamentos presentes nas redes de distribuição, como reguladores de tensão de subestação e bancos de capacitores;
- Avaliação econômica do aumento da comutação do tap dos RTs;
- Estudo de coordenação das proteções em relação a subestação, RT e o GFVs;
- Avaliação da contribuição para o curto-circuito em alimentadores em relação a disseminação das GFVs.

Referências Bibliográficas

- [1] Portaria Número538, Ministério de Minas e Energia - MME,2015.
- [2] Costa, J. P., *Análise dinâmica da condição de runaway em reguladores de tensão devido à presença de geração fotovoltaica nas redes de distribuição*, 2016, Belém.
- [3] D. Ranamuka, A. P. Agalgaonkar, and K. M. Muttaqi, *Investigating the operation of multiple voltage regulators and DG in a distribution feeder*, 2011, in *International Conference on Advances in Energy Engineering*.
- [4] D. Ranamuka, A. P. Agalgaonkar, and K. M. Muttaqi, *Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices*, 2013, in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 617-628.
- [5] EPRIR, *reference guide: the open distribution system simulator (OpenDSS)*, 2016, pp. 153-155.
- [6] F. A. Viawan, and D. Karlsson, *Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation*, 2008, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 1079-1087.
- [7] G. N. Taranto, T. M. L. Assis, D. M. Falcao, and R. C. Carvalho, *Highlighting the importance of chronology on voltage protection and control in active distribution networks*, 2017, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 361-369.
- [8] ITB, *Reguladores automáticos de tensão monofásicos*. Disponível em: itb.ind.br/produtos/reguladores-automaticos-de-tensao-monofasicos.2018.
- [9] Kersting, W. H., *Distribution system modeling and analysis*, 2012, CRC press.
- [10] Kersting, W. H., *Distribution System Modeling and Analysis*, 2002, London, CRC Press, pp. 162-198.
- [11] Kojovic, L. A., *Modern techniques to study voltage regulator – DG interactions in distribution systems*, 2008, in *Transmission and Distribution Conference and Exposition*.
- [12] Kundur, P., *Power System Stability and Control*, New York, McGraw-Hill, 1994, pp. 679-683.
- [13] M. Chamana, and B. H. Chowdhury, *Optimal voltage regulation of distribution networks with cascaded voltage regulators in the presence of high PV penetration*, in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, in press.
- [14] NT.007, *Padrão de estruturas especiais - Normas e Padrões*, 2018, Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA.
- [15] *Prodlist, modulo 7, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, 2018, Brasília, ANEEL.
- [16] *Prodlist, Módulo 8, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, 2018, ANEEL.
- [17]. (s.d.). R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, *Summary of distributed resources impact on power delivery systems*, 2008, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644.

- [18] S. Deshmukh, B. Natarajan, and A. Pahwa, *Voltage/VAR control in distribution networks via reactive power injection through distributed generators*, 2012, in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1226-1234.
- [19] Souza, V. C., *Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição*, 2017, Belém, *Dissertação de Mestrado*, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, UFPA.
- [20] T. W. Eberly, and R. C. Schaefer, *Voltage versus var/power-factor regulation on synchronous generators*, 2002, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, no. 6, pp. 1682-1687.
- [21] V. M. Souza, H. R. Brito, and J. P. A. Vieira, *QSTS simulation of reverse power tap changer runaway condition in active distribution networks*, 2018, in *VII Brazilian Symposium on Power Systems*.
- [22] Y. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, *Stochastic distribution system operation considering voltage regulation risks in the presence of PV generation*, 2015, in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1315-1324.