

MALINWO ESTONE AYIKPA

**MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS NO FLUXO
DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO PARA ANÁLISE DE
SISTEMAS DESBALANCEADOS**

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Katia Campos de Almeida, Ph.D. – UFSC

Florianópolis – SC
2017

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

Ayikpa, Malinwo Estone

Modelagem de centrais fotovoltaicas no fluxo de potência ótimo trifásico para análise de sistemas desbalanceados / Malinwo Estone Ayikpa; orientadora, Katia Campos de Almeida - SC, 2017.
151 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2017.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Fluxo de potência ótimo trifásico. 3. Geração fotovoltaica. 4. Desequilíbrio de tensão. 5. Método primal dual de pontos interiores. I. Almeida, Katia Campos de. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

MALINWO ESTONE AYIKPA

**MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS NO FLUXO
DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO PARA ANÁLISE DE
SISTEMAS DESBALANCEADOS**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 07 de Abril de 2017.

Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Dr. – UFSC
Coordenador do Curso

Prof.^a Katia Campos de Almeida Ph.D. – UFSC
Orientadora

Banca Examinadora:

Prof. Edimar José de Oliveira. Dr. – UFJF (videoconferência)

Prof. Mauro Augusto da Rosa. Ph.D. – UFSC

Prof. Roberto de Souza Salgado. Ph.D. – UFSC

Este trabalho é dedicado, aos meus queridos pais AYIKPA Antoine e SAHOSSI Célestine e aos meus irmãos.

AGRADECIMENTOS

Eu gostaria antes de tudo agradecer a Deus por ter me dado saúde, força e sabedoria para alcançar esta meta.

A minha família, especialmente minha Mãe SAHOSSI Célestine, pelo apoio incondicional em todas as situações, amor, compreensão e sua amizade.

A minha orientadora, Prof^{ta}. Katia Campos de Almeida, pela disponibilidade e as orientações no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores do LABSPOT e LabPlan, pelos conhecimentos repassados durante o mestrado.

Ao colega Marcelo Curtinho, que me ajudou no início do mestrado, nos estudos das disciplinas e também na aprendizagem do português brasileiro.

A todos os colegas brasileiros do LABSPOT por ter me ensinado parte da cultura brasileira.

Aos colegas e amigos dos outros países que conheci durante o mestrado pela amizade e convivência, especialmente Edwin Alberto Giraldo Marín, por sua abertura a compartilhar e aprender com as pessoas.

Finalmente, meu agradecimento ao CNPq pelo apoio financeiro no desenvolvimento deste trabalho.

“Se tu podes crer, tudo é possível ao que crê.”
(Marcos 9: 23)

*« Fazendo o nosso melhor não é suficiente.
Às vezes temos que fazer o que é necessário.»*
(Winston Churchill)

RESUMO

A conexão de fontes de geração fotovoltaica aos sistemas de distribuição pode ter impactos positivos como negativos que precisam ser estudados. Na maioria das aplicações dos sistemas fotovoltaicos conectados a um sistema de transmissão ou distribuição de energia elétrica, os inversores são ajustados de forma que somente seja fornecida potência ativa à rede, funcionando assim como fator de potência unitário. Ao se adotar esta estratégia de ajuste dos inversores, tornam-se difíceis ações de controle necessárias para a operação do sistema dentro das normas estabelecidas. Entre os critérios de desempenho mais importantes estão a operação do sistema com o mínimo desequilíbrio de tensão e as mínimas perdas possíveis. Neste trabalho propõe-se operar as centrais fotovoltaicas conectadas à rede tanto com fator de potência unitário, como com fator de potência ajustável para avaliar seu impacto no desequilíbrio de tensão e nas perdas em sistema de distribuição. Vale ressaltar que este tipo de operação necessita ferramentas computacionais mais robustas, capazes de coordenar as ações de controle possíveis com a inserção das usinas fotovoltaicas, de forma a otimizar a operação do sistema de distribuição. Portanto, este trabalho apresenta um fluxo de potência ótimo trifásico (FPOT) com representação das centrais fotovoltaicas. O FPOT é formulado por equações de balanço de correntes e cada central é modelada a partir de um circuito equivalente para a célula fotovoltaica. O método primal dual de pontos interiores é empregado para obter as condições ótimas de operação dos sistemas para diferentes cenários de irradiação solar e temperatura, fornecendo, desta forma, uma visão detalhada do impacto da geração distribuída.

Palavras-chave: Fluxo de potência ótimo trifásico, geração fotovoltaica distribuída, desequilíbrio de tensão, método primal dual de pontos interiores.

ABSTRACT

The connection of photovoltaic generation sources to distribution systems can have positives as well as negative impacts that need to be studied. In most applications of photovoltaic systems connected to a power transmission or distribution systems, the inverters are adjusted so that only active power is supplied to the grid, thus operating with unit power factor. If such strategy is adopted for inverter adjustments, it becomes difficult to control the system within internationally established standards. Among the most important performance criteria are the operation of the system with the minimum voltage unbalance and minimum possible losses. In this work, grid-connected photovoltaic power plants are supposed operate with unit and adjustable power factor to evaluate their impact on voltage unbalance and losses in distribution systems. It is worth mentioning that this type of operation requires more robust computational tools, capable of coordinating the possible control actions with the insertion of the photovoltaic plants, in order to optimize the operation of the distribution system. Therefore this work presents a TOPF (three-phase optimal power flow) with photovoltaic power plants representation. The TOPF is formulated using current balance equations, and each plant is modeled from an equivalent circuit for the photovoltaic cell. The primal-dual interior point method is employed to obtain optimal operating conditions of the systems for different scenarios of solar irradiation and temperature, thus providing a detailed view of the impact of distributed generation.

Keywords: Three-Phase optimal power flow, distributed photovoltaic generation, voltage unbalance, primal-dual interior point method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Princípio do fenômeno fotovoltaico.	36
Figura 2.2: Evolução da capacidade anual instalada de dispositivos FV no mundo de 2000-2014.	37
Figura 2.3: Capacidade acumulada de instalação FV de 2000-2013.....	38
Figura 2.4: Componentes da radiação solar.	39
Figura 2.5: Curva I-V de um painel FV.	40
Figura 2.6: modelo a um diodo da célula FV e circuito equivalente de um painel FV.	42
Figura 2.7: Cálculo das resistências série e shunt (R_s e R_{sh}).	48
Figura 2.8: Cálculo de PFV , ω , Imp , ω e Vmp , ω	49
Figura 3.1: Modelo trifásico de um segmento de linha.	51
Figura 3.2: Circuito π -equivalente de uma linha trifásica.	52
Figura 3.3: Carga conectada em estrela – aterrada.	56
Figura 3.4: Carga conectada em delta.	57
Figura 3.5: Modelo do circuito acoplado do transformador estrela – aterrada estrela – aterrada (Yg-Yg).	59
Figura 3.6: Modelo do circuito acoplado do transformador delta-estrela aterrada (D-Yg).	60
Figura 3.7: Circuito π -equivalente de um transformador trifásico.	60
Figura 3.8: Circuito π -equivalente de um regulador de tensão trifásico conectado em Estrela – Aterrado.	62
Figura 3.9: Central fotovoltaica conectada à rede. Fonte: modificada do (GOOGLE).	67
Figura 4.1: - (a) Tensão trifásica equilibrada, (b) Tensão trifásica desequilibrada.	72
Figura 4.2: - componentes simétricas: (a) Sequência Positiva, (b) Sequência Negativa, (c) Sequência Zero.	74
Figura 5.1: Curva I-V do painel SF220-30-1P240L nas condições STC.	85
Figura 5.2: Curva P-V do painel SF220-30-1P240L nas condições STC.	85
Figura 5.3: Potência CA gerada por uma central em 02/01/2014.	87
Figura 5.4: Potência CA gerada por uma central em 16 /07/2014.	87
Figura 5.5: Sistema IEEE34 com as centrais FV.	90
Figura 5.6: SIS70 com as centrais FV.	90
Figura 5.7: Caso base, Min. Perdas, IEEE34.	92
Figura 5.8: Min. Perdas com FV, FP =1, IEEE34.	92
Figura 5.9: Min. Perdas com FV, FP \neq 1, IEEE34.	93
Figura 5.10: Min. Perdas. caso base, SIS70.	93
Figura 5.11: Min. Perdas com FV, FP =1, SIS70.	94
Figura 5.12: Min. Perdas com FV, FP \neq 1, SIS70.	94
Figura 5.13: Comportamento do desequilíbrio de tensão nas barras (a) Min. Perdas sem FV e (b) Min. Desb com FV, IEEE34.	95
Figura 5.14: Min. Desbal, caso base, SIS70.	96
Figura 5.15: Min. Desbal com FV = 1, SIS70.	96

Figura 5.16: Min. Desbal com FV, FP \neq 1, SIS70.	97
Figura 5.17: Min. Desbal, caso base, IEEE34.	97
Figura 5.18: Min. Desbal com FV, FP = 1, IEEE34.	98
Figura 5.19: Min. Desbal com FV, FP \neq 1, IEEE34.	98
Figura 5.20: Carga total e gerações do sistema IEEE34.	99
Figura 5.21: Geração de potência ativa no verão.	102
Figura 5.22: Geração de potência reativa, central 1 – Verão IEEE34.	102
Figura 5.23: Geração de potência reativa, Central 2 – Verão IEEE34.	102
Figura 5.24: Geração de potência ativa no inverno.	103
Figura 5.25: Geração de potência reativa, central 1 – Inverno IEEE34.	104
Figura 5.26: Geração de potência reativa, central 2 – Inverno IEEE34.	104
Figura 5.27: Comportamento da tensão na barra 890, IEEE34, Min. Perdas... ..	105
Figura 5.28: Carga total e gerações do exemplo SIS70.	106
Figura 5.29: Geração de potência reativa, central 1 – verão SIS70.	106
Figura 5.30: Geração de potência reativa, central 2 – verão SIS70.	106
Figura 5.31: Geração de potência reativa, central 1 – inverno SIS70.	108
Figura 5.32: Geração de potência reativa, central 2 – inverno SIS70.	108
Figura 5.33: Tensões, Min. Perdas – IEEE34, FV 1ϕ na fase A.	112
Figura 5.34: Alocação distribuída de centrais monofásicas.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Características do painel SF220-30-1P240L nas condições STC ...	84
Tabela 5.2: Parâmetros do modelo ajustado nas condições STC	84
Tabela 5.3: Valores dos taps dos reguladores de tensão	89
Tabela 5.4: Geração de potência ativa e reativa na subestação	89
Tabela 5.5: Impacto das Centrais FV nas Perdas e Desbalanceamento	91
Tabela 5.6: Injeções de Potência – Min. Perdas, IEEE34	91
Tabela 5.7: Injeções de Potência – Min. Desbal., SIS70.	95
Tabela 5.8: Gerações de potência ativa e reativa da subestação, das centrais e perdas para cenários de verão e inverno.	101
Tabela 5.9: Geração de potência ativa e reativa das centrais – IEEE34.....	104
Tabela 5.10: Geração de potência ativa e reativa das centrais – SIS70	107
Tabela 5.11: Gerações de potência ativa e reativa, perdas e desbalanceamento no verão e no inverno, SIS70.....	110
Tabela 5.12: Gerações de potência ativa e reativa, perdas e desbalanceamento no verão e no inverno, IEEE34.....	111
Tabela 5.13: Dados de convergência do método PD-PI.....	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association of USA</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
INMET	<i>Instituto Nacional de Meteorologia de Santa Marta – SC</i>
FPOT	<i>Fluxo de Potência ótimo Trifásico</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GRI	<i>Gas Research Institute</i>
LDC	<i>Line Drop Compensator</i>
DC	<i>Direct Current</i>
AC	<i>Alternating Current</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
SD	<i>Sistema de distribuição</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição
V_{oc}	<i>Tensão de circuito aberto</i>
I_{sc}	<i>Corrente de curto-circuito</i>
V_{mp}	<i>Tensão no ponto de máxima potência</i>
I_{mp}	<i>Corrente no ponto de máxima potência</i>
K_V	<i>Coefficiente de temperatura da tensão</i>
K_I	<i>Coefficiente de temperatura da corrente</i>
I_L	<i>Corrente gerada pela luz incidente</i>
I_d	<i>Corrente do diodo</i>
I_o	<i>Corrente de saturação do diodo</i>
V_d	<i>Tensão do diodo</i>
V_t	<i>Tensão térmica do painel</i>
R_s	<i>Resistência serie equivalente</i>
R_{sh}	<i>Resistência shunt equivalente</i>
N_s	<i>Numero de células conectadas em serie</i>
N_p	<i>Numero de células conectadas em paralelo</i>
k	<i>Constante de Boltzmann</i>
q	<i>Carga do elétron</i>
\hat{a}	<i>Constante de idealidade do diodo</i>
I	<i>Corrente injetada no circuito do painel</i>
V	<i>Tensão no terminal do painel</i>
$R_{s,max}$	<i>Resistência serie máxima</i>
$R_{sh,min}$	<i>Resistência shunt mínima</i>
$P_{max,e}$	<i>Potência máxima experimental do painel FV</i>
$P_{CC,\omega}$	<i>Potência CC máxima da central na hora solar</i>
$P_{FV,\omega}$	<i>Potência máxima de um painel FV na hora solar</i>
N_{string}	<i>Numero de strings que compões a central FV</i>

$P_{CA,\omega}^{abc}$	<i>Potência ativa trifásica da central na hora solar</i>
$Q_{CA,\omega}^{abc}$	<i>Potência reativa trifásica da central na hora solar</i>
S_{inv}^{max}	<i>Potência máxima do inversor</i>
$\eta_{inv,\omega}$	<i>Rendimento dos inversores</i>
R	<i>Coefficiente de determinação</i>
G	<i>Radiação solar</i>
T	<i>Temperatura solar</i>
I_k^{abc}	<i>Corrente complexa trifásica na barra k</i>
$I_{Re,k}^{abc}$	<i>Parte real da corrente trifásica na barra k</i>
$I_{Im,k}^{abc}$	<i>Parte imaginária da injeção de corrente trifásica das linhas</i>
$I_{Re,g,k}^{abc}$	<i>Parte real da corrente trifásica do gerador na barra k</i>
$I_{Im,g,k}^{abc}$	<i>Parte imaginaria da injeção de corrente da carga na barra k</i>
$I_{Re,d,k}^{abc}$	<i>Parte real da corrente trifásica do gerador na barra k</i>
$I_{Im,d,k}^{abc}$	<i>Parte imaginaria da corrente trifásica da carga na barra k</i>
V_k^{abc}	<i>Tensão complexa trifásica na barra k</i>
$V_{Re,k}^{abc}$	<i>Parte real da tensão trifásica na barra k</i>
$V_{Re,k}^{abc}$	<i>Parte imaginária da tensão trifásica na barra k</i>
$V_{Im,k}^{abc}$	<i>Parte imaginária da tensão na barra k</i>
C_k^{abc}	<i>Sucêptância capacitiva</i>
FP_{inv}	<i>Fator de Potência do inversor</i>
$p_{g,k}^{abc}$	<i>Geração de potência ativa trifásica na barra k</i>
$Q_{g,k}^{abc}$	<i>Geração de potência reativa trifásica na barra k</i>
$Q_{FV,k}^{abc}$	<i>Geração de potência reativa trifásica na barra k</i>
$p_{d,k}^{abc}$	<i>Parte real trifásica da carga na barra k</i>
$p_{d,k}^{abc}$	<i>Parte imaginaria trifásica da carga na barra k</i>

Z^{abc}	<i>Matriz de impedância série da linha km</i>
z^{aa}	<i>Impedância própria da fase a entre as barras k e m</i>
z^{bb}	<i>Impedância própria da fase b entre as barras k e m</i>
z^{cc}	<i>Impedância própria da fase c entre as barras k e m</i>
Z^{ab}, Z^{ba}	<i>Impedância mútua entre as fases a e b da linha km</i>
Z^{cb}, Z^{bc}	<i>Impedância mútua entre as fases c e b da linha km</i>
Z^{ac}, Z^{ca}	<i>Impedância mútua entre as fases a e c da linha km</i>
Y^{abc}	<i>Matriz de admitância shunt da linha km</i>
b^{aa}	<i>Susceptância capacitiva da fase a entre as barras k e m</i>
b^{bb}	<i>Susceptância capacitiva da fase b entre as barras k e m</i>
b^{cc}	<i>Susceptância capacitiva da fase c entre as barras k e m</i>
b^{ab}, b^{ba}	<i>Susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b da linha km</i>
b^{bc}, b^{cb}	<i>Susceptância capacitiva mútua entre as fases b e c, linha km</i>
b^{ac}, b^{ca}	<i>Susceptância capacitiva mútua entre as fases a e c da linha km</i>
x	<i>Variáveis de otimização</i>
$f(x)$	<i>Função objetivo</i>
$g(x)$	<i>Restrição de igualdade</i>
$h(x)$	<i>Restrições de desigualdade</i>
h_{min}	<i>Limite mínimo das restrições de desigualdade</i>
h_{max}	<i>Limite máximo das restrições de desigualdade</i>
A_p	<i>Matriz de incidência barra-geradores relativa a potência ativa</i>
A_q	<i>Matriz de incidência barra-geradores relativa a potência reativa</i>
Z_{trf}	<i>Impedância serie do transformador</i>
$P_{gtot,sub}$	<i>Geração total de potência ativa na subestação</i>
$Q_{gtot,sub}$	<i>Geração total de potência reativa na subestação</i>
$P_{gFV,tot}$	<i>Geração total de potência ativa das centrais</i>
$Q_{gFV,tot}$	<i>Geração total de potência reativa das centrais</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	27
1.1 OBJETIVOS	28
1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	28
1.3 CONTRIBUIÇÕES	29
1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO	29
2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	31
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	32
2.1.1 Vantagens de GD	33
2.1.1.1 Vantagens técnicas	33
2.1.1.2 Vantagens ambientais	33
2.1.1.3 Vantagens econômicas	34
2.1.2 Desvantagens da GD no sistema de distribuição.....	34
2.1.2.1 Desvantagens sobre a segurança do sistema.....	34
2.1.2.2 Desvantagens sobre a qualidade da energia	35
2.1.2.3 Desvantagens na confiabilidade do sistema.....	35
2.1.2.4 Impactos sobre a operação do sistema.....	35
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	36
2.2.1 Recursos solares.....	38
2.2.2 Radiação solar.....	39
2.2.3 Condições padronizadas de teste (STC e NOTC)	40
2.3 MODELO DOS CINCO PARÂMETROS DO PAINEL FV	41
2.3.1 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	42
2.3.2 Circuito equivalente de um painel fotovoltaico	43
2.4 METODOLOGIA PARA OBTENÇÃO DOS CINCO PARÂMETROS	
44	
2.4.1 Obtenção dos parâmetros I_L e I_o	44
2.4.2 Obtenção de R_s e R_{sh}	46
2.5 CONCLUSÕES.....	49
3 MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	51
3.1 MODELAGEM DAS LINHAS, CARGAS E TRANSFORMADORES.....	51
3.1.1 Modelagem das linhas.....	51
3.1.2 Modelagem das cargas.....	56
3.1.3 Modelagem dos transformadores	59
3.2 MODELAGEM DO REGULADOR DE TENSÃO.....	62
3.3 MODELAGEM DE CAPACITORES.....	63
3.4 MODELAGEM DOS GERADORES	63
3.5 MODELAGEM DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA	64
3.5.1 Cálculo da potência CC de uma central fotovoltaica	64
3.5.2 Potência CA de uma central fotovoltaica	65
3.5.3 Modelo completo de uma central fotovoltaica conectada à rede.....	65
3.5.4 Modelagem do transformador elevador	66
3.6 CONCLUSÕES.....	67

4	FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO COM A INSERÇÃO DAS CENTRAIS FV.....	69
4.1	FUNDAMENTOS DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	69
4.2	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO.....	70
4.3	FUNÇÕES OBJETIVO.....	71
4.3.1	Mínima perda de potência ativa.....	71
4.3.2	Mínimo desequilíbrio de tensão.....	71
4.3.2.1	Condições ideais de operação de um sistema elétrico.....	71
4.3.2.2	Origens e efeitos dos desequilíbrios de tensão.....	72
4.3.2.3	Quantificação do desequilíbrio de tensão.....	73
4.4	RESTRICÇÕES DE IGUALDADE.....	76
4.5	RESTRICÇÕES DE DESIGUALDADE.....	78
4.6	FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO ..	79
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	82
5	RESULTADOS.....	83
5.1	DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR E TEMPERATURA.....	83
5.2	OBTENÇÃO DOS CINCO PARÂMETROS DO PAINEL FV.....	83
5.3	FORMAÇÃO DA CENTRAL.....	86
5.3.1	Definição do inversor CC-CA.....	86
5.4	RESULTADOS DO FPOT VIA O MÉTODO PD-PI.....	88
5.4.1	Melhorias obtidas com o uso do FPOT com dados do sistema IEEE34	88
5.4.2	Resultados das simulações para centrais operando na potência máxima no dia 02 de Janeiro.....	89
5.4.3	Geração diária e seu impacto no sistema.....	98
5.4.3.1	Soluções operativas de mínimas perdas para o sistema IEEE34.....	99
5.4.3.2	Soluções operativas de mínimo desbalanceamento - SIS70.....	105
5.4.4	Impacto das centrais monofásicas no sistema de distribuição.....	112
5.5	Desempenho o Método Primal Dual de Pontos Interiores.....	113
5.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	114
6	CONCLUSÃO.....	116
	REFERÊNCIAS	119
	Apêndice A - Método Primal-Dual de Pontos Interiores.....	127
	Apêndice B - Dados dos sistemas.....	135
	Apêndice C - Resultados do FPOT para sistema IEEE34.....	149

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento demográfico e industrial, as necessidades energéticas tornam-se cada vez mais difíceis de satisfazer. A produção de energia elétrica proveniente das centrais termelétricas convencionais, principais responsáveis das emissões de gases de efeito de estufa, conheceu um declínio na última década devido ao protocolo de Kyoto. Neste contexto, o acordo do Paris de 2015 sobre a mudança climática prevê o aumento da temperatura média global bem baixo, entre 2° e 1.5° acima dos níveis pré-industriais (CLIMATE COUNCIL, 2015).

Para atender ao crescimento da demanda de energia elétrica, tornam-se necessárias ações e políticas que visam a incentivar a produção de energias de fonte renováveis em grande escala, de forma a disponibilizar aos consumidores energia elétrica produzida com mínimo impacto ambiental. A energia solar fotovoltaica tem crescido na última década em ritmo notável. Em 2014, a capacidade mundial de geração fotovoltaica (FV) era de 40GW (MANOËL REKINGER; FRAUKE THIES, 2015). Desde então observa-se que está a caminho de se tornar uma das principais fontes de energia renováveis.

A geração fotovoltaica tem características intermitentes que são desafiadoras para as concessionárias. Usualmente estudos sobre o impacto da geração FV nos sistemas de distribuição são realizados usando equivalentes monofásicos e representação aproximada da central FV. As ferramentas baseadas em equivalentes monofásicos podem não obter as melhores soluções operativas para os sistemas trifásicos, especialmente quando os circuitos e/ou cargas são consideravelmente desequilibrados (JOUANNE e BANERJEE, 2001). Por outro lado, i.e quando a geração FV é modelada de forma aproximada, não tem uma idéia clara de como ela influencia a operação. Por isso, este trabalho modela as centrais FV no fluxo de potência ótimo trifásico (FPOT) a partir do circuito equivalente da célula FV e, com o FPOT, analisa o impacto da geração FV no sistema de distribuição.

Vale ressaltar que um dos problemas mais recorrentes na operação das redes elétricas é a excessiva queda de tensão nas barras de carga. De acordo com (PAULILO, 2013), este problema, extensivamente estudado ao longo dos anos e que recebeu um sem-número de proposições para a mitigação dos seus efeitos, constitui-se em um caso particular no universo dos desequilíbrios de tensão.

Há ainda poucas ferramentas computacionais capazes de propor ações de controle eficazes na solução dos problemas descritos anteriormente. Uma delas é o Fluxo de Potência Ótimo (DOMMEL e

TINNEY, 1968), (MOMOH e ZHU, 1999) & (ZHU e TOMSOVIC, 2007), e recentemente o Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (BRUNO, LAMONACA, *et al.*, 2011), (PAUDYAL, CAÑIZARES e BHATTACHARYA, 2011) & (JR. e FERNANDES, 2016). Este trabalho descreve uma ferramenta computacional de Fluxo de Potência Ótimo Trifásico, baseada na formulação apresentada em (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013). A formulação do FPOT é baseada nas injeções de correntes em coordenadas retangulares e o método Primal-Dual de Pontos Interiores (PD-PI).

1.1 OBJETIVOS

Os objetivos principais deste trabalho são os seguintes:

- (1) Desenvolvimento de ferramenta computacional de fluxo de potência ótimo adaptada à estrutura trifásica da rede de distribuição.
- (2) Modelagem trifásica de centrais fotovoltaicas em problema de fluxo de potência ótimo e avaliação do seu impacto em sistemas de distribuição em comparação à sua estrutura monofásica usada em estudos de fluxo de potência na literatura.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada em seis capítulos, descritos a seguir:

O Capítulo 2 apresenta uma breve descrição dos sistemas de distribuição de energia elétrica e das fontes de geração distribuídas, em especial a geração solar fotovoltaica. Para explicar a modelagem das centrais fotovoltaicas, é descrita a metodologia para obtenção dos parâmetros do circuito equivalente de um módulo fotovoltaico. Além disso, é calculada a máxima potência fornecida por um módulo fotovoltaico para diversas condições solar-meteorológicas. O Capítulo 3 apresenta a modelagem do sistema de distribuição. No Capítulo 4 é apresentada formulação detalhada do problema do FPOT com a inserção de centrais fotovoltaicas. O Capítulo 5 descreve os resultados das simulações computacionais feitas para vários cenários de radiação solar e temperatura no verão e no inverno. Por fim, são apresentadas no

Capítulo 6 as principais conclusões do estudo e as sugestões para trabalhos futuros de pesquisa.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições desta dissertação são as seguintes:

- Desenvolvimento de uma ferramenta computacional de Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (FPOT) para análise em regime permanente dos sistemas de distribuição de energia elétrica.
- Modelagem trifásica de centrais fotovoltaicas no FPOT.
- Análise do impacto das centrais fotovoltaicas nas perdas e no desequilíbrio de tensão em sistema de distribuição.
- Solução do problema de queda de tensão recorrente em sistemas de distribuição radiais através de ações de controle de potência reativa injetada pelas centrais fotovoltaicas.

1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO

Malinwo E. Ayikpa, Katia C. de Almeida, Guilherme C. Danielski, “Three-Phase Optimal Power Flow for Study of PV Plant Distributed Impact on Distribution Systems”, *Journal of Electrical Engineering*, Vol: 5, N°1, p.47-56, 2017.

Malinwo E. Ayikpa, Katia C. de Almeida, Guilherme C. Danielski, “Estudo do Impacto da Geração Fotovoltaica Distribuída via Fluxo de Potência Ótimo Trifásico”, *XXI Congresso Brasileiro de Automática*, Vitória, p.2665-2670, Outubro, 2016.

2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de distribuição (SD) são tradicionalmente concebidos para operar apenas com fluxo de potência unidirecional, ou seja, da subestação para o consumidor final (BAGGINI, 2008, p. 521). Esses sistemas possuem topologia radial, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, cargas balanceadas e/ou desbalanceadas, linhas não transpostas com impedâncias série e mútuas geralmente elevadas (KERSTING, 2002) & (JR. e FERNANDES, 2016). A rede de distribuição pode ser dividida em:

- **Rede de subtransmissão:** assegura o transporte da energia das subestações de transmissão às subestações de distribuição, e pode operar em tensões de 13,8, 34,5, 69, 138, 230, 500, 750 kV (ANELL, 2011).
- **Subestações de distribuição:** são supridas pela rede de subtransmissão e responsáveis por rebaixar a tensão de subtransmissão para a de distribuição primária (34,5 e 13,8 kV).
- **Linhas de distribuição primária:** alimentadores com topologia radial, anel aberto ou anel fechado (GONEN, 1986, p. 227-230). Existem vários fatores que afetam a escolha de um alimentador primário, entre eles a densidade de carga da área abrangida, a concepção e a capacidade da subestação envolvida, a continuidade e a qualidade do serviço desejada, o tipo de construção do circuito empregado (GONEN, 1986, p. 226).
- **Transformadores de distribuição:** responsáveis por baixar ou elevar a tensão num determinado ponto da rede e podem ser monofásicos ou trifásicos. Os transformadores trifásicos podem ser conectados de diferentes formas em função da configuração da rede e da natureza da carga a ser alimentada.
- **Linhas de distribuição secundária:** são aquelas que ligam os consumidores residências, rurais, comerciais ou a iluminação pública. Essas ligações podem dar origem ao fenômeno de desequilíbrio de tensão quando há predominância de cargas monofásicas e bifásicas mal distribuídas ou trifásicas desbalanceadas conectadas à rede.

A grande maioria dos sistemas de distribuição foi construída sem considerar a conexão de fonte de geração. No entanto, tais fontes começaram a ser inseridas nos últimos anos, tanto para atender a demanda de energia em áreas não conectadas ao sistema de transmissão, como para complementar a energia suprida através da subestação. Essas novas fontes foram denominadas genericamente como “Geração Distribuída”. Este capítulo faz um resumo de algumas características da geração distribuída e também descreve a modelagem da geração distribuída analisada no trabalho, ou seja, a geração fotovoltaica.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A necessidade de redução de emissões de CO₂, a diminuição de importações de energia e a redução do uso de combustíveis fósseis finitos resultam na adoção de grandes investimentos e uma série de soluções técnicas inovadoras no contexto das redes de energia elétrica. A inserção de Geração Distribuída (GD) na matriz energética existente se apresenta hoje como uma boa alternativa para acompanhar o desenvolvimento dessas políticas energéticas. Entretanto, a GD é um conceito que ainda não tem uma definição exata na literatura. Alguns autores definem GD como geração de energia em pequena escala localizada próximo dos consumidores e que pode ser interligada à rede elétrica ou funcionar independentemente da mesma (MATOS e CATALÃO, 2013), (GEORGILAKIS e HATZIARGYRIOU, 2013) & (TAN, HASSAN, *et al.*, 2013). Uma definição mais consensual é dada em (ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN, 2006): GD é uma fonte de energia conectada diretamente à rede de distribuição ou ao consumidor. O IEEE definiu GD como a geração de energia elétrica por instalações de pequena capacidade que permitem a sua interconexão em qualquer ponto do sistema de energia (PEPERMANS, DRIESEN, *et al.*, 2005). Nos países anglo-saxões costuma-se usar o termo “Geração integrada”, nos Estados Unidos emprega-se o termo “Geração Dispersa” e na Europa e uma parte da Ásia é usado o termo “Geração Decentralizada” (ACKERMANN, ANDERSSON e SÖDER, 2001).

O EPRI classificou como GD as fontes de energia de alguns quilo-watts até 50 MW. De acordo com o Instituto de Pesquisa em Gás, (GRI), a GD deve ter capacidade na faixa de 25 kW a 25 MW. Segundo a legislação do setor elétrico brasileiro, através do decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004 Art. 14, a GD está definida de seguinte maneira:

[...] Art. 14. [...] considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8o da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador e com capacidade máxima 30 MW.

As tecnologias de GD compreendem micro e mini centrais térmicas, pequenas centrais eólicas e hidrelétricas, células de combustível e sistemas fotovoltaicos (BORGES e FALCÃO, 2006) & (ANEEL, 2015).

2.1.1 Vantagens de GD

A tecnologia de GD facilita a produção de energias consideradas mais limpas, fruto da utilização de fontes renováveis de energia em muitas unidades de cogeração e pequena geração ao longo da rede elétrica. Isso traz uma série de vantagens que podem ser classificadas como técnicas, ambientais e econômicas (MATOS e CATALÃO, 2013).

2.1.1.1 Vantagens técnicas

As vantagens técnicas mais esperadas em aplicações de GD são aquelas relacionadas à:

- Redução de perdas no sistema;
- Melhoria do perfil da tensão com uma alocação apropriada da geração distribuída;
- Aumento da eficiência energética do sistema;
- Redução das cargas nas linhas de transporte e distribuição.

2.1.1.2 Vantagens ambientais

De acordo com (MATOS e CATALÃO, 2013), a implementação de unidades de geração distribuídas, desde que dimensionadas e posicionadas idealmente, reduz significativamente as emissões de gases e o efeito de estufa. Tal redução está relacionada ao fato destas gerações utilizem recursos naturais tais como água, sol, vento

para sua produção, que lhes confere a natureza de fontes de energias renováveis que satisfazem as restrições ambientais atuais. Além de serem ecologicamente aceitáveis, essas tecnologias apresentam outras vantagens ambientais como, por exemplo, o baixo nível de ruído.

2.1.1.3 Vantagens econômicas

As vantagens econômicas vêm da redução do uso de combustível fóssil, de construção de subestação, novas linhas de transmissão e de distribuição e, conseqüentemente a redução de custo da eletricidade. Podemos resumir essas vantagens como:

- Redução dos gastos com combustíveis devido ao aumento da eficiência energética;
- Adiamento do investimento em atualizações de instalações;
- Redução de custo de operação e manutenção das grandes tecnologias de produção de energia;
- Maior produtividade;
- Aumento da segurança para cargas consideradas críticas.

2.1.2 Desvantagens da GD no sistema de distribuição

De acordo com (BORGES e FALCÃO, 2006), os principais impactos da GD no sistema são:

2.1.2.1 Desvantagens sobre a segurança do sistema

Aumento da corrente de curto-circuito: quando ocorrer uma falta de curto-circuito, a corrente de curto-circuito é fornecida a partir de ambos geradores principal e GD para o ponto de curto-circuito. Se a corrente total de curto-circuito excede a capacidade do disjuntor do alimentador, a falta não pode ser isolada, o que aumenta o prejuízo ao sistema.

Deterioração da sensibilidade a falhas: dependendo da localização da falta, a sensibilidade do sistema de relés está sujeita a deterioração. A corrente de falta diminui no alimentador da subestação devido à corrente de falta proveniente da GD. Por esta razão o sistema de relés demora a detectar a falta.

2.1.2.2 Desvantagens sobre a qualidade da energia

Sobretensão: a tensão dos alimentadores da subestação é controlada pelo transformador de tensão de tap variável. Geralmente um único transformador tem várias linhas de alimentação, e a tensão para estas linhas é ajustada em conjunto. Quando houver várias conexões de GD concentradas em uma linha específica, o perfil de tensão dessa linha pode ser muito diferente dos perfis de tensão das demais linhas, tornando o ajuste de tap ineficaz para controlar as tensões.

Flutuação de tensão: a tensão de alimentação está sujeita a flutuações se a tensão na saída da GD muda ao longo de um curto período de tempo. Esta situação é observada quando a geração depende das condições naturais tais como a geração solar e eólica.

2.1.2.3 Desvantagens na confiabilidade do sistema

Os geradores distribuídos podem ter um impacto positivo na confiabilidade do sistema se eles forem bem coordenados com o resto do sistema. Um exemplo comum da utilização de GD é a geração backup (geração não suprida), que é solicitada no caso de interrupção do gerador principal do sistema. Quando a GD opera em paralelo com a rede, novas considerações são introduzidas no planejamento da operação do sistema. A fim de aumentar o nível de confiabilidade dos sistemas de distribuição, é importante integrar a GD no sistema como apoio à rede para evitar a interrupção do fornecimento da energia, sobretudo nos períodos de pico da demanda.

2.1.2.4 Impactos sobre a operação do sistema

As tensões em sistemas de distribuição são geralmente controladas através de mudança de taps dos transformadores na subestação e com a utilização de regulador de tensão e capacitores nos alimentadores. Esta forma de regulação da tensão assume o fluxo de potência circulando da subestação para as cargas. A GD introduz fluxos de potência reversos que podem interferir com as práticas de regulações tradicionais usadas (BARKER e MELLO, 2000). Por esta razão, uma alocação inapropriada de GD pode causar subtensão ou sobretensão na rede. Por outro lado a instalação de GD pode ter impactos positivos no sistema de distribuição, pois a GD pode participar na compensação de energia reativa, controle de tensão e contribuir para regulação de frequência, além de fornecer reserva girante ao sistema nos casos de

falha. Outro fator muito interessante é a redução substancial de perdas, pois a inserção de GD aproxima a geração da carga.

Observa-se que a inserção de GD pode ter impactos significativos para a operação. Isso é particularmente verdade no caso de GD que utiliza uma fonte de energia altamente variável, tal como a FV. Para analisar os efeitos de se inserir a geração FV no sistema é necessário que ela seja modelada. Isso é feito na próxima seção.

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida pela conversão da radiação solar por intermédio de semicondutores. Sendo assim, ela é considerada uma energia renovável. A célula solar, responsável por este fenômeno, converte diretamente a energia proveniente da radiação solar em eletricidade. De acordo (FAHRENBRUCH e BUBE, 1983, p. 9-10), o fenômeno fotovoltaico pode ser descrito pela absorção da radiação solar, a geração e o transporte de portadores livres na junção $p-n$ e o armazenamento destas cargas nos terminais do dispositivo FV. Este fenômeno é ilustrado pela Figura 2.1, onde um painel fotovoltaico exposto à luz solar produz corrente elétrica para alimentar uma carga. Uma vez que as tensão e corrente de saída de uma célula fotovoltaica são relativamente pequenas para o uso prático, sistemas fotovoltaicos são constituídos de associações série-paralelo de células FV para obter a tensão e corrente de saída necessária. Ao dispositivo resultante desta associação, dá-se o nome de painel fotovoltaico (S.CHOWDHURY, G.A.TAYLOR, *et al.*, 2007), capaz de produzir uma potência DC que pode ser convertida em potencia AC por fins de utilização.

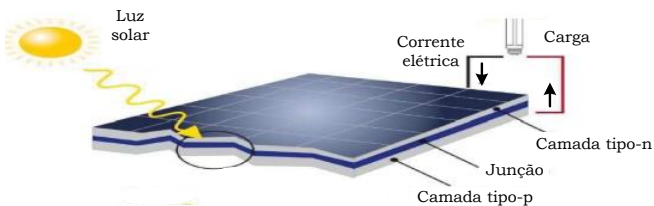


Figura 2.1: Princípio do fenômeno fotovoltaico.

Fonte: Modificado de (TOBNAGHI, 2016).

Uma visão panorâmica da capacidade anual instalada de dispositivos fotovoltaicos no mundo na última década está indicada na Figura 2.2, onde a potência total instalada em 2014 está em torno de 40

GW (MANOËL REKINGER; FRAUKE THIES, 2015), equivalente três vezes a capacidade instalada da usina hidrelétrica de Itaipu, a maior central de produção de energia elétrica do Brasil.

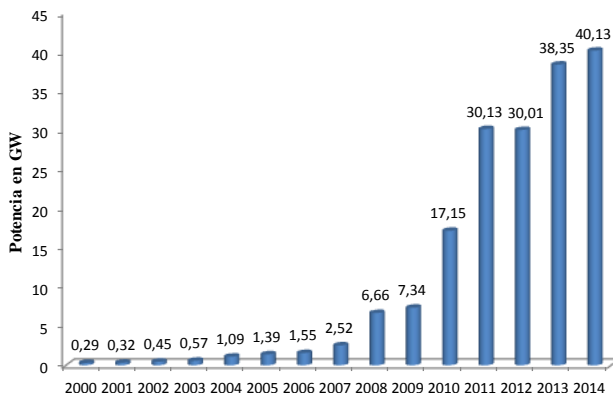


Figura 2.2: Evolução da capacidade anual instalada de dispositivos FV no mundo de 2000-2014.

Fonte: Modificado do (MANOËL REKINGER; FRAUKE THIES, 2015).

A Figura 2.3 apresenta a evolução da capacidade global acumulada de sistemas fotovoltaicos no mundo de 2000 a 2013. O maior mercado de painéis fotovoltaicos tem sido a Europa, onde encontra-se instalada aproximadamente 59% da produção mundial ao final de 2013. A capacidade acumulada de instalações FV fora da Europa quase duplicou de 2012 para 2013, passando de 30 GW para cerca de 60 GW. A China passou a ser o maior mercado de sistemas fotovoltaicos no mundo em 2013 com uma capacidade total instalada e conectada à rede de 11.8 GW. Depois da China se encontra a Itália (9.3 GW em 2011) e a Alemanha (entre 7.4 e 7.6 GW de 2010 a 2012).

De acordo com (GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR, 2014, p. 57), o território brasileiro recebe elevados índices de radiação solar, quando comparando com países europeus onde a tecnologia fotovoltaica é disseminada para a produção de energia elétrica. Estima-se que em 2023 haverá aproximadamente 161 mil sistemas de geração FV no Brasil, o que corresponde à inserção de 835 MWp na rede elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014). Mais de 86% dessas instalações é residencial, indicando que os

sistemas fotovoltaicos podem trazer desafios para a operação de sistemas de distribuição. Neste contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº482, posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº517, estabelecendo as condições gerais para micro e mini geração distribuída no país, assim como o sistema de compensação de energia elétrica conhecido como *net metering*, que é um sistema no qual o consumidor dispõe de pequenos geradores como painéis solares fotovoltaicos ou pequenas turbinas eólicas pode descontar a energia elétrica produzida pelos seus geradores do seu consumo proveniente da rede convencional. Se houver um saldo positivo de energia (produção maior do que o consumo), o excedente da sua produção pode ser descontado em outra conta ou na fatura do próximo mês.

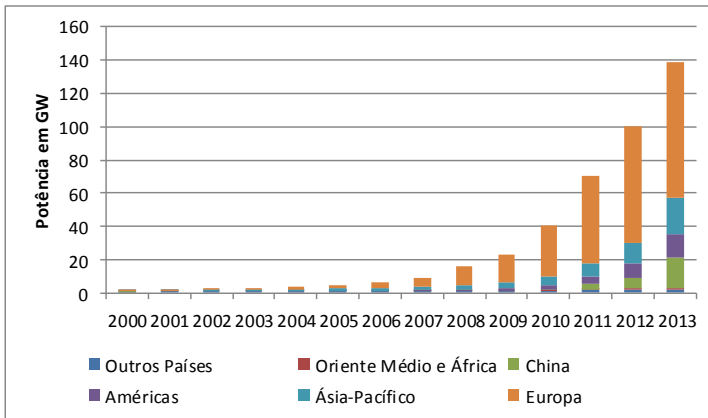


Figura 2.3: Capacidade acumulada de instalação FV de 2000-2013.

Fonte: (MASSON, ORLANDI, *et al.*, 2014).

2.2.1 Recursos solares

O sol, principal fonte de energia para a terra, é constituído de um núcleo com temperatura de cerca de 15×10^6 K, onde a energia é produzida a partir de reações termonucleares. A fotosfera, primeira região da atmosfera solar, com 330 km de espessura e temperatura próxima de 5.800 K, é a fonte da maior parte da radiação visível que é emitida pelo Sol. De acordo com (GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR, 2014), cerca de 54% da potência total

disponibilizada pelo sol à terra atinge efetivamente a superfície terrestre o que equivale a uma potência de 94 mil TW.

2.2.2 Radiação solar

De acordo com (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), a eficiência de um dispositivo FV depende essencialmente da distribuição espectral da radiação solar que o incide. O estudo do efeito da radiação solar sobre um dispositivo FV é complexo, pois o espectro da luz solar sobre a terra é influenciado por diversos fatores tais como a variação da temperatura no disco do sol e a influencia da atmosfera (GUECHI e CHEGAAR, 2007). Segundo (HEGEDUS e LUQUE, 2011, p. 991), a potência incidente em uma área unitária perpendicular fora da atmosfera terrestre quando esta dista-se r_o do sol é 1367 W/m^2 . Com base nesta densidade de potência chamada de constante solar, determina-se a radiação solar total incidente em uma superfície. Assim, a radiação total instantânea incidente em uma superfície com orientação aleatória é composta pela radiação direta, em que os feixes de luz atingem diretamente uma superfície sem reflexões ou dispersões; radiação difusa, em que os feixes de luz se dispersaram na atmosfera e atingem a superfície e a radiação de Albedo, em que os feixes de luz atingem a superfície refletidos pelo solo, conforme mostrado na Figura 2.4. Para superfície horizontal, a radiação de albedo é considerada igual a zero.

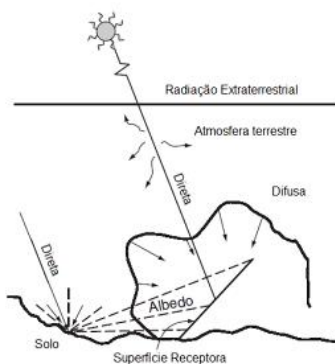


Figura 2.4: Componentes da radiação solar.

Fonte: Modificado de (HEGEDUS e LUQUE, 2011, p. 991).

2.2.3 Condições padronizadas de teste (STC e NOTC)

De acordo com (PATEL, 2006), os dois parâmetros mais importantes geralmente utilizados para descrever o desempenho elétrico de um painel FV são: tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}), apresentados na Figura 2.5. Esses dois parâmetros são informados em praticamente todos os catálogos de painéis FV e geralmente são determinados através de duas condições teste:

- STC (Standard Test Conditions) – condições padrão de ensaio. Neste caso o painel é submetido à irradiação total efetiva de 1000 W/m^2 , massa de ar 1,5 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Nessas condições, (V_{oc}) é obtida medindo-se a tensão de saída diretamente nos terminais do circuito equivalente do dispositivo FV e I_{sc} é medida curto-circuitando os terminais do mesmo.
- NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) – temperatura nominal de operação da célula. Neste caso, o painel é submetido a irradiação global efetiva de 800 W/m^2 , massa de ar 1,5, velocidade do vento $1,0 \text{ m/s}$ e temperatura de $45 \text{ }^\circ\text{C}$. Nessas condições, V_{oc} e I_{sc} são obtidas da mesma forma que para a condição STC.

A curva I-V representada na Figura 2.5 indica duas regiões de operação do painel FV, sendo como fonte de corrente ou de tensão. A característica I-V do painel FV depende das suas características internas (resistências série e shunt) e do nível de irradiação solar e temperatura. A curva I-V fornecida pelo fabricante apresenta o ponto de máxima potência do painel (MPP), definido por (V_{mp} , e I_{mp}), a tensão nominal de circuito aberto $V_{oc,n}$ e a corrente de nominal de curto-circuito $I_{sc,n}$.

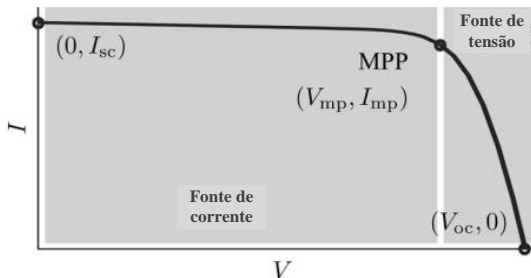


Figura 2.5: Curva I-V de um painel FV.

Fonte: Modificado de (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).

2.3 MODELO DOS CINCO PARÂMETROS DO PAINEL FV

Em estudos sobre operação em regime permanente, centrais FV são muitas vezes representadas por injeções de potência ativa de valores iguais às suas capacidades de geração. No entanto, uma visão mais realista das condições operativas do sistema é obtida se a geração FV é calculada a partir de medições de radiação solar e temperatura. Do ponto de vista analítico, há vários modelos que conseguem representar uma célula fotovoltaica através de circuitos elétricos equivalentes (GOW e MANNING, 1999), (PONGRATANANUKUL e KASPARIS, 2004), (PATEL, 2006). Dentre esses modelos distingue-se a representação da célula FV pelo modelo de cinco parâmetros (SOTO, KLEIN e BECKMAN, 2006) & (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009). Com esse modelo, conhecendo-se os cinco parâmetros (resistência série, resistência shunt, tensão térmica do diodo, corrente de saturação reversa do diodo e corrente do efeito fotovoltaico), obtém-se a curva I-V da célula fotovoltaica, com a qual é possível saber exatamente a potência que esta sendo produzida pela mesma. Tal representação foi usada no problema de fluxo de potência (YI-BO, CHUN-SHENG, *et al.*, 2008) e, mais recentemente, no problema de fluxo de potência ótimo monofásico (JUNIOR, 2015). Esses trabalhos determinam as injeções de potência ativa das centrais FV a partir das condições solar meteorológicas em que a corrente e tensão no ponto de máxima potência (MPP) do painel fotovoltaico foram determinadas conhecendo os cinco parâmetros obtidos sob condições meteorológicas adversas.

A metodologia empregada em (SOTO, KLEIN e BECKMAN, 2006) para determinar o MPP parte dos dados do fabricante geralmente conhecidos nas condições STC ou NOCT para determinar os cinco parâmetros de referência, os quais são corrigidos de acordo com a radiação total efetiva e temperatura da célula FV para obter os cinco parâmetros sob condições meteorológicas adversas. Este método também foi usado em (JUNIOR, 2015). Em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), é apresentada uma metodologia para obter os cinco parâmetros do circuito elétrico de um painel fotovoltaico por ajuste ótimo das curvas P-V e I-V, baseando sobre os seguintes dados fornecidos pelos fabricantes na condição STC: tensão nominal de circuito aberto V_{oc} , corrente de curto-circuito nominal $I_{sc,n}$, ponto de

máxima potência (V_{mp}, I_{mp}) e os coeficientes de tensão e corrente (K_V e K_I).

Com base nesta metodologia obteve-se neste trabalho os cinco parâmetros do circuito equivalente da Figura 2.6. Os resultados obtidos podem ser comparados com aqueles apresentados em (JUNIOR, 2015).

2.3.1 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

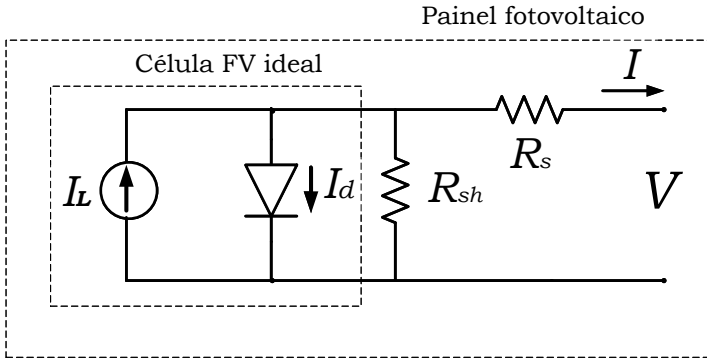


Figura 2.6: modelo a um diodo da célula FV e circuito equivalente de um painel FV.

Fonte: Modificado de (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009).

Uma célula fotovoltaica pode ser representada a través do circuito equivalente constituído por um diodo real em paralelo com uma fonte de corrente ideal conforme mostrado na Figura 2.6. A descrição matemática da característica corrente-tensão (I - V) de uma célula fotovoltaica ideal é dada por:

$$I = I_{L,cell} - \underbrace{I_{o,cell} \left[\exp\left(\frac{qV_d}{\hat{a}k_b T_c}\right) - 1 \right]}_{I_d} \quad (2.1)$$

onde $I_{L,cell}$ é a corrente gerada pela luz incidente, I_d é a corrente que passa pelo diodo, V_d a tensão do diodo, $I_{o,cell}$ a corrente de saturação reversa do diodo, q é a carga do elétron ($1.60217646 \times 10^{-19}$ C), k_b é a

constante de Boltzmann ($1.3806503 \times 10^{-23}$, T_c é a temperatura da junção $p-n$ (em Kelvin), e \hat{a} , a constante de idealidade do diodo.

2.3.2 Circuito equivalente de um painel fotovoltaico

De acordo com (PONGRATANANUKUL e KASPARIS, 2004), um painel fotovoltaico é formado de combinações série e/ou paralelo de várias células. Células conectadas em paralelo aumentam a corrente nos terminais e, quando conectadas em série, fornecem maiores tensões de saída. O circuito da Figura 2.6 é também usado para modelar um painel FV. Neste caso, no entanto, R_s e R_{sh} são as resistências série e shunt equivalentes das células conectadas para formar o painel. Nesta seção é apresentado o modelo matemático de um painel FV constituído de várias células, a partir do seu circuito equivalente.

Aplicando a 1ª Lei de Kirchhoff ao circuito equivalente da Figura 2.6, a corrente injetada pelo painel é dada por:

$$I = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{V_t \hat{a}} \right) - 1 \right] - \left[\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right] \quad (2.2)$$

onde, I é a corrente injetada, I_L e I_o são respectivamente a corrente gerada pela luz incidente e a corrente de saturação do diodo, $V_t = N_s k_b T_c / q$ é a tensão térmica do painel com N_s células conectadas em serie. Se o painel é composto de N_p células FV conectadas em paralelo, a corrente gerada pela luz e a corrente de saturação podem ser expressas por: $I_L = I_{L,cell} \cdot N_p$ e $I_o = I_{o,cell} \cdot N_p$.

Os geradores FV são geralmente classificados como fonte de corrente ou de tensão em função de ponto de operação conforme mostrado na Figura 2.5. As resistências série e paralelo têm, respectivamente, uma influência significativa sobre o comportamento da curva I-V quando o dispositivo está funcionando como fonte de tensão ou de corrente. A resistência série, R_s , depende basicamente das resistências estruturais do dispositivo e enquanto que a resistência shunt, R_{sh} , existe principalmente devido à corrente de fuga da junção $p-n$ e depende do método de fabricante da célula FV.

Conhecendo os cinco parâmetros, I_L , I_o , R_s , R_{sh} e \hat{a} , podem ser calculadas a corrente, a tensão e a potência ativa fornecida pelo painel em cada cenário de temperatura e radiação solar. Entretanto, nem todos os parâmetros estão disponíveis, pois catálogos de fabricantes de painéis FV fornecem apenas a tensão nominal de circuito aberto ($V_{oc,n}$), a corrente nominal de curto-circuito ($I_{sc,n}$), a tensão e corrente no MPP

(V_{mp}) e (I_{mp}), os coeficientes de temperatura para tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, K_V e K_I , e a potência máxima produzida experimentalmente $P_{max,e}$. Esses valores são referentes geralmente à condição padrão de ensaio STC ou condição NOCT. Alguns fabricantes fornecem também as curvas I-V para diferentes níveis de radiação e temperatura. Em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), é proposto um método iterativo para obter os parâmetros do circuito equivalente a partir das informações fornecidas pelos fabricantes. Esse método é usado, nesta dissertação, no cálculo da geração FV.

2.4 METODOLOGIA PARA OBTENÇÃO DOS CINCO PARÂMETROS

A metodologia desenvolvida neste trabalho parte dos dados fornecidos pelos fabricantes para obter os parâmetros da Figura 2.6.

2.4.1 Obtenção dos parâmetros I_L e I_o

A corrente gerada pela luz incidente I_L de uma célula elementar sem a influencia das resistências série e paralelo é difícil de determinar. Os catálogos de painel FV informa a corrente de curto-circuito (I_{sc}) como a corrente máxima disponível nos terminais do dispositivo. Porém, o método desenvolvido em (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009), parte de fato que I_L varia com a temperatura e a radiação solar incidente no painel de acordo com:

$$I_L = (I_{L,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2.3)$$

sendo $I_{L,n}$ a corrente gerada nas condições nominais, G a radiação na superfície do painel, $G_n = 1000 \text{ W/m}^2$ a radiação nominal e $\Delta T = T - T_n$, sendo T a temperatura medida e $T_n = 25^\circ$, a temperatura nas condições nominais.

De acordo com (HUSSEIN, MUTA, *et al.*, 1995), a corrente de saturação reversa I_o de um painel FV varia com a temperatura do acordo com a equação seguinte:

$$I_o = I_{o,n} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{\hat{a}k} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.4)$$

onde, E_g é a energia de banda proibida (band-gap energy) do semiconductor, \hat{a} a constante de idealidade do diodo e T , a temperatura de operação das células. A hipótese $I_{sc} \approx I_L$ é geralmente usada na modelagem dos dispositivos FV porque na prática, a resistência série é pequena e a resistência shunt é grande. Assim a corrente nominal de saturação $I_{o,n}$ das células é obtida indiretamente a partir dos dados experimentais de acordo com a equação (2.5), avaliando a equação (2.2) na condição nominal de circuito aberto ($V = V_{oc,n}$ e $I = 0$), e é definida de acordo com (VILLALVA, GAZOLI e FILHO, 2009) por:

$$I_{o,n} = \frac{I_{sc,n}}{\exp(V_{oc,n}/\hat{a}V_{t,n}) - 1} \quad (2.5)$$

onde $V_{t,n}$ é a tensão térmica das células conectadas em série nas condições nominais. O valor da constante de idealidade do diodo \hat{a} é determinado de acordo com a tecnologia do dispositivo FV utilizado. Geralmente, $1 \leq \hat{a} \leq 1.5$ e é arbitrariamente escolhida. Alguns valores de \hat{a} podem ser encontrados em (SOTO, KLEIN e BECKMAN, 2006). O valor inicial de \hat{a} pode ser modificado depois para obter o melhor ajuste da curva I-V do painel. Devido à complexidade da equação da corrente de saturação, uma aproximação desta permite obter a equação (2.6), introduzindo em (2.5) os coeficientes de tensão e corrente, K_V e K_I e o fator de correção da temperatura ΔT . Esta aproximação destina-se a igualar a tensão de circuito aberto do modelo com o dado experimental para uma ampla gama de temperaturas ($V = V_{oc,n} \forall T$). Assim, o modelo torna-se mais representativo com os parâmetros industriais do fabricante fornecidos no catálogo:

$$I_o = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta T}{\exp((V_{oc,n} + K_V \Delta T)/\hat{a}V_{t,n}) - 1} \quad (2.6)$$

A corrente de saturação depende fortemente da temperatura de acordo com a relação (2.6) em que a tensão de circuito aberto varia linearmente com o coeficiente de tensão K_V . Esta equação simplifica o modelo inicial e cancela o erro que podem ocorrer na vizinhança da tensão de circuito aberto ($V_{oc}, 0$) e conseqüentemente nas outras regiões da curva I-V.

2.4.2 Obtenção de R_s e R_{sh}

De acordo com (DRIESSE, HARRISON e JAIN, 2007), a característica elétrica da curva I-V do painel FV depende da radiação solar, da temperatura e das resistências internas do dispositivo (R_s , R_{sh}), sendo essas determinadas neste trabalho supondo que um único par (R_s , R_{sh}) pode resultar na potência máxima obtida experimentalmente. Portanto, (R_s , R_{sh}) são obtidos de forma que a potência máxima calculada ($P_{max,c}$) a partir do modelo I-V da equação (2.2) seja igual à potência máxima experimental $P_{max,e}$, fornecida pelo catálogo no MPP. Os métodos convencionais de modelagem consideram somente a curva I-V, embora neste trabalho consideram-se ambas as curvas I-V (Corrente vezes Tensão) e P-V (Potência vezes Tensão) que devem coincidir também com os dados experimentais de acordo com (HUSSEIN, MUTA, *et al.*, 1995) & (ORTIZ-RIVERA e PENG, 2005).

Os parâmetros (R_s , R_{sh}) são obtidos através de um processo iterativo que permite ajustar a curva P-V para coincidir seu valor pico com o valor máximo experimental da curva I-V no ponto MPP ($P_{max,c} = P_{max,e}$), Eq. (2.7). Entretanto, obtém-se R_{sh} solucionando a equação (2.8) a cada iteração incrementando R_s lentamente a partir de zero.

$$P_{max} = V_{mp} \left\{ I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{q}{kT} \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{\hat{a}N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_{sh}} \right\} = P_{max,e} \quad (2.7)$$

$$R_{sh} = V_{mp} (V_{mp} + I_{mp} R_s) / \left\{ V_{mp} I_{PV} - V_{mp} I_o \exp \left[\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{\hat{a}N_s} \right] + V_{mp} I_o - P_{max,e} \right\} \quad (2.8)$$

Para um dado par (R_s, R_{sh}), obtém-se a curva P-V e I-V correspondente. Na prática R_s e R_{sh} são obtidas através de um processo iterativo em que R_{sh} é determinado incrementando-se o valor do R_s a cada iteração até atingir o MPP (V_{mp}, I_{mp}) experimental. No processo iterativo, R_s é incrementada a partir do valor zero.

Considerando a reta formada pelos pontos de máxima potência e da tensão de curto-circuito definida no intervalo $\left[(V_{mp}, I_{mp}), (V_{oc}, 0) \right]$, a resistência série máxima do dispositivo, $R_{s,max}$, é definida pelo coeficiente angular da mesma e expressa como:

$$R_{s,\max} = \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.9)$$

R_{sh} é inicializada no valor mínimo obtido pela inclinação do segmento de reta que une os pontos, na curva I-V definidos pelos pontos de corrente de curto-circuito e da máxima potência no intervalo $\left[(0, I_{sc}), (V_{mp}, I_{mp}) \right]$ e calculado através da relação:

$$R_{sh,\min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - R_{s,\max} \quad (2.10)$$

Substituindo (2.9) em (2.10) tem-se a expressão final de $R_{sh,\min}$

$$R_{sh,\min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.11)$$

A cada novo par $\{R_s, R_{sh}\}$, atualiza-se o valor de I_L usando a relação entre as correntes do circuito:

$$I_{L,n} = \frac{R_s + R_{sh}}{R_s} I_{sc,n} \quad (2.12)$$

A relação (2.12) é estabelecida com base no fato que a corrente gerada pela luz solar depende das resistências série e shunt do dispositivo semicondutor e assim permite uma melhor estimativa deste parâmetro na modelagem dos painéis fotovoltaicos. A Figura 2.7 indica como são obtidos R_s e R_{sh} . Na Figura 2.8 é apresentado o cálculo da potência em corrente contínua do dispositivo fotovoltaico no (MPP).

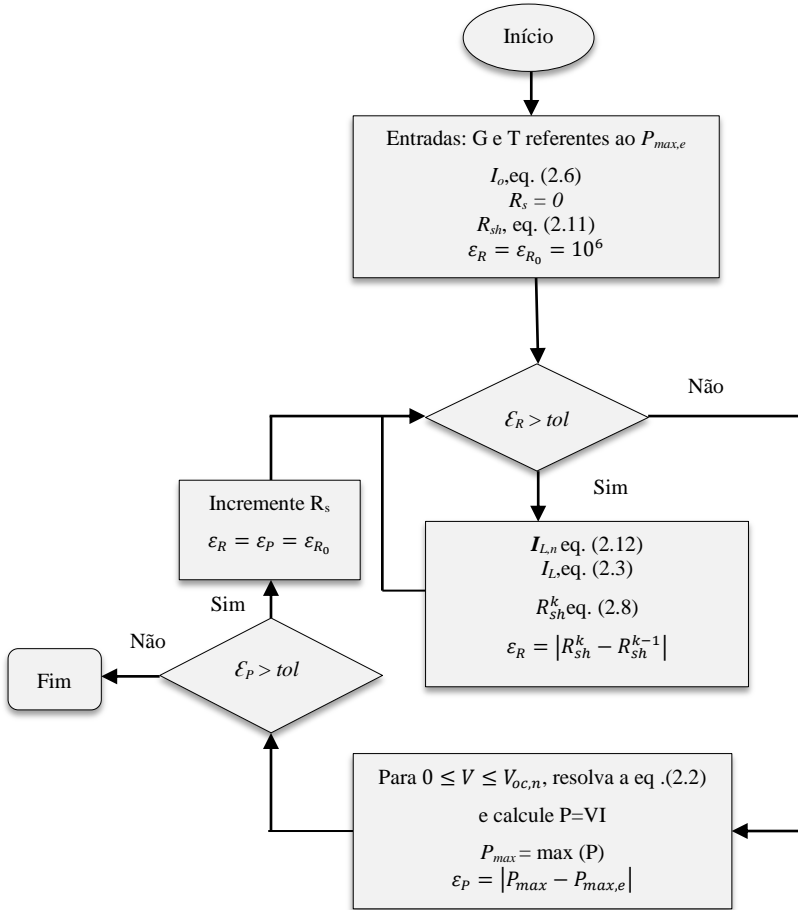


Figura 2.7: Cálculo das resistências série e shunt (R_s e R_{sh}).

Tendo sido encontradas R_s e R_{sh} , I_L , I_o e a potência gerada para cada cenário ω de temperatura e radiação solar são obtidas pelo algoritmo da Figura 2.8, na qual $P_{FV,\omega}$ é a potência CC de um módulo composto por N_s células e $I_{mp,\omega}$ e $V_{mp,\omega}$ são a corrente e tensão associadas.

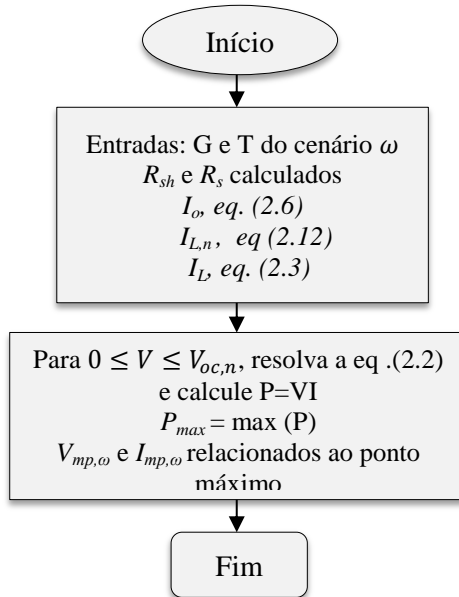


Figura 2.8: Cálculo de $P_{FV,\omega}$, $I_{mp,\omega}$ e $V_{mp,\omega}$.

2.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada de forma geral a estrutura dos sistemas de distribuição assim que o conceito de geração distribuída. Um exemplo de geração distribuída foi estudado, sendo a geração solar fotovoltaica. Foi apresentada a metodologia para obtenção dos parâmetros do circuito equivalente que modela um painel fotovoltaico assim como o cálculo da potência máxima sendo gerada pelo mesmo em qualquer condição solar e meteorológica. O próximo capítulo apresenta a modelagem trifásica das componentes do sistema de distribuição para o FPOT.

3 MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

É apresentada neste Capítulo a modelagem do sistema de distribuição. A modelagem trifásica é adotada, de forma que o desbalanceamento entre as fases para diferentes cenários de geração FV possamos ser detectado.

3.1 MODELAGEM DAS LINHAS, CARGAS E TRANSFORMADORES

Nesta secção serão apresentados os modelos de linhas, transformadores e cargas geralmente utilizados em redes trifásicas de distribuição.

3.1.1 Modelagem das linhas

De acordo com (KERSTING, 2002, p. 88) o modelo trifásico de uma linha de distribuição pode ser representado através o circuito equivalente apresentado na Figura 3.1.

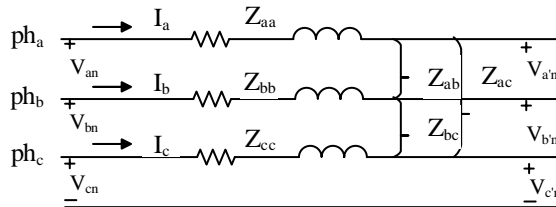


Figura 3.1: Modelo trifásico de um segmento de linha.

onde, Z_{ii} e Z_{ij} são as impedâncias própria e mútua da linha, V_{in} e I_i , são respectivamente a tensão linha-terra e a corrente de linha. Para estudos de FPOT adota-se a representação das linhas por seu circuito π -equivalente conforme mostrado na Figura 3.2.

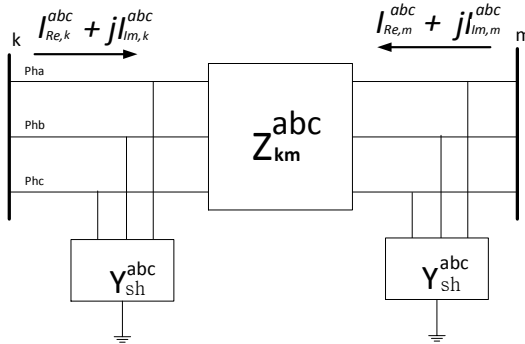


Figura 3.2: Circuito π -equivalente de uma linha trifásica.
 Fonte: modificado de (ARAUJO, PENIDO e VIEIRA, 2013).

As matrizes de impedância série e admitância shunt dos elementos do circuito equivalente da linha são:

$$\mathbf{Z}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{km}^{aa} & \mathbf{Z}_{km}^{ab} & \mathbf{Z}_{km}^{ac} \\ \mathbf{Z}_{km}^{ba} & \mathbf{Z}_{km}^{bb} & \mathbf{Z}_{km}^{bc} \\ \mathbf{Z}_{km}^{ca} & \mathbf{Z}_{km}^{cb} & \mathbf{Z}_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$\mathbf{Y}_{sh}^{abc} = j \begin{bmatrix} b_{sh}^{aa} & b_{sh}^{ab} & b_{sh}^{ac} \\ b_{sh}^{ba} & b_{sh}^{bb} & b_{sh}^{bc} \\ b_{sh}^{ca} & b_{sh}^{cb} & b_{sh}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Vale ressaltar que neste trabalho são desprezadas as impedâncias e admitâncias mútuas das linhas. Portanto as equações (3.1) e (3.2) apresentam-se como:

$$\mathbf{Z}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{km}^{aa} & & \\ & \mathbf{Z}_{km}^{bb} & \\ & & \mathbf{Z}_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & & \\ & r_{km}^{bb} & \\ & & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & & \\ & x_{km}^{bb} & \\ & & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{Y}_{sh}^{abc} = j \begin{bmatrix} b_{sh}^{aa} & & \\ & b_{sh}^{bb} & \\ & & b_{sh}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Considerando o circuito π -equivalente da linha trifásica representada na Figura 3.2, as injeções de correntes nas barras **k** e **m** são expressas por:

$$\begin{aligned} I_k^{abc} &= Y_{km}^{abc} (V_k^{abc} - V_m^{abc}) + Y_{sh}^{abc} V_k^{abc} \\ I_m^{abc} &= Y_{km}^{abc} (V_m^{abc} - V_k^{abc}) + Y_{sh}^{abc} V_m^{abc} \end{aligned} \quad (3.5)$$

onde,
$$I_k^{abc} = I_{Re,k}^{abc} + jI_{Im,k}^{abc}, \quad I_m^{abc} = I_{Re,m}^{abc} + jI_{Im,m}^{abc}$$

$$V_k^{abc} = V_{Re,k}^{abc} + jV_{Im,k}^{abc}, \quad V_m^{abc} = V_{Re,m}^{abc} + jV_{Im,m}^{abc}$$

$$Y_{km}^{abc} = g_{km}^{abc} + jb_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} g_{km}^{aa} & & \\ & g_{km}^{bb} & \\ & & g_{km}^{cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{km}^{aa} & & \\ & b_{km}^{bb} & \\ & & b_{km}^{cc} \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned} I_k^{abc} &= (g_{km}^{abc} + jb_{km}^{abc}) \left((V_{Re,k}^{abc} + jV_{Im,k}^{abc}) - (V_{Re,m}^{abc} + jV_{Im,m}^{abc}) \right) + jb_{sh}^{abc} (V_{Re,k}^{abc} + jV_{Im,k}^{abc}) \\ I_m^{abc} &= (g_{km}^{abc} + jb_{km}^{abc}) \left((V_{Re,m}^{abc} + jV_{Im,m}^{abc}) - (V_{Re,k}^{abc} + jV_{Im,k}^{abc}) \right) + jb_{sh}^{abc} (V_{Re,m}^{abc} + jV_{Im,m}^{abc}) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Separando as partes reais e imaginárias da equação (3.6), obtém-se a equação (3.7):

$$\begin{aligned} I_{Re,k}^{abc} &= \left(g_{km}^{abc} V_{Re,k}^{abc} - (b_{km}^{abc} + b_{sh}^{abc}) V_{Im,k}^{abc} - g_{km}^{abc} V_{Re,m}^{abc} + b_{km}^{abc} V_{Im,m}^{abc} \right) \\ I_{Im,k}^{abc} &= \left((b_{km}^{abc} + b_{sh}^{abc}) V_{Re,k}^{abc} + g_{km}^{abc} V_{Im,k}^{abc} - b_{km}^{abc} V_{Re,m}^{abc} - g_{km}^{abc} V_{Im,m}^{abc} \right) \\ I_{Re,m}^{abc} &= \left(-g_{km}^{abc} V_{Re,k}^{abc} + b_{km}^{abc} V_{Im,k}^{abc} + g_{km}^{abc} V_{Re,m}^{abc} - (b_{km}^{abc} + b_{sh}^{abc}) V_{Im,m}^{abc} \right) \\ I_{Im,m}^{abc} &= \left(-b_{km}^{abc} V_{Re,k}^{abc} - g_{km}^{abc} V_{Im,k}^{abc} + (b_{km}^{abc} + b_{sh}^{abc}) V_{Re,m}^{abc} + g_{km}^{abc} V_{Im,m}^{abc} \right) \end{aligned} \quad (3.7)$$

A equação (3.7) pode ser reescrita em forma matricial conforme mostrado em (3.8):

$$\begin{bmatrix} I_{Re,k}^{abc} \\ I_{Im,k}^{abc} \\ I_{Re,m}^{abc} \\ I_{Im,m}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{km}^{abc} & -b_{p,km}^{abc} & -g_{km}^{abc} & b_{km}^{abc} \\ b_{p,km}^{abc} & g_{km}^{abc} & -b_{km}^{abc} & -g_{km}^{abc} \\ -g_{km}^{abc} & b_{km}^{abc} & g_{km}^{abc} & -b_{p,km}^{abc} \\ -b_{km}^{abc} & -g_{km}^{abc} & b_{p,km}^{abc} & g_{km}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Re,k}^{abc} \\ V_{Im,k}^{abc} \\ V_{Re,m}^{abc} \\ V_{Im,m}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

onde,

$b_{p,km}^{abc} = b_{km}^{abc} + b_{sh}^{abc}$, g_{km}^{abc} e b_{km}^{abc} são matrizes 3×3 compostas pelas partes real e imaginária da matriz admitância nodal da linha conectada entre os nós k e m .

$I_{Re,k}^{abc}$, $I_{Re,m}^{abc}$, $I_{Im,k}^{abc}$ e $I_{Im,m}^{abc}$ são vetores 3×1 representando as partes reais e imaginárias das injeções de correntes nas barras k e m .

$V_{Re,k}^{abc}$, $V_{Im,k}^{abc}$, $V_{Re,m}^{abc}$ e $V_{Im,m}^{abc}$ são vetores 3×1 das partes real e imaginária das tensões nas barras k e m .

Para um sistema de n – barras, a injeção de corrente na barra k é a soma das injeções de corrente de todos os elementos kj conectados nesta barra, e é dada pela Eq. (3.9).

$$I_k^{abc} = \sum_{j \in \Omega_n} Y_{kj}^{abc} (V_k^{abc} - V_j^{abc}) + V_k^{abc} \sum_{j \in \Omega_n} Y_{shkj,j \neq k}^{abc} \quad (3.9)$$

A equação (3.9) pode ser escrita em forma matricial para n barras separando, as partes real e imaginária, conforme mostrado em (3.10):

$$\begin{bmatrix} I_{\text{Re},k}^{abc} \\ I_{\text{Im},k}^{abc} \\ \vdots \\ I_{\text{Re},n}^{abc} \\ I_{\text{Im},n}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathfrak{g}_{kj}^{abc} & -\left(b_{p,kj}^{abc}\right) & -\mathfrak{g}_{kj}^{abc} & b_{kj}^{abc} & \cdots & \mathfrak{g}_{kn}^{abc} & -\left(b_{p,kn}^{abc}\right) & -\mathfrak{g}_{kn}^{abc} & b_{kn}^{abc} \\ \left(b_{p,kj}^{abc}\right) & \mathfrak{g}_{kj}^{abc} & -b_{kj}^{abc} & -\mathfrak{g}_{kj}^{abc} & \cdots & \left(b_{p,kn}^{abc}\right) & \mathfrak{g}_{kn}^{abc} & -b_{kn}^{abc} & -\mathfrak{g}_{kn}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -\mathfrak{g}_{nk}^{abc} & b_{nk}^{abc} & \mathfrak{g}_{nk}^{abc} & -\left(b_{p,nk}^{abc}\right) & \cdots & -\mathfrak{g}_{n(n-1)}^{abc} & b_{n(n-1)}^{abc} & \mathfrak{g}_{n(n-1)}^{abc} & -\left(b_{p,n(n-1)}^{abc}\right) \\ -b_{nk}^{abc} & -\mathfrak{g}_{nk}^{abc} & \left(b_{p,nk}^{abc}\right) & \mathfrak{g}_{nk}^{abc} & \cdots & -b_{n(n-1)}^{abc} & -\mathfrak{g}_{n(n-1)}^{abc} & \left(b_{p,n(n-1)}^{abc}\right) & \mathfrak{g}_{n(n-1)}^{abc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{\text{Re},k}^{abc} \\ V_{\text{Im},k}^{abc} \\ \vdots \\ V_{\text{Re},n}^{abc} \\ V_{\text{Im},n}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

3.1.2 Modelagem das cargas

Em sistema de distribuição as cargas são especificadas pela potência aparente consumida (kVA) e fator de potência, potência ativa (kW) e fator de potência ou potência ativa e potência reativa (kVAR), e podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas. As cargas podem ser conectadas às barras específicas (spot load) ou podem ser uniformemente distribuídas ao longo de uma linha (carga distribuída). Quando forem trifásicas, podem ser conectadas em estrela ou delta e representadas pelo modelo ZIP: potência constante (P), corrente constante (I), impedância constante (Z) ou qualquer combinação das configurações citadas (KERSTING, 2002, p. 251). As figuras 3.3 e 3.4 mostram os tipos de conexões para cargas trifásicas representadas pelas potências complexas consumidas em cada fase.

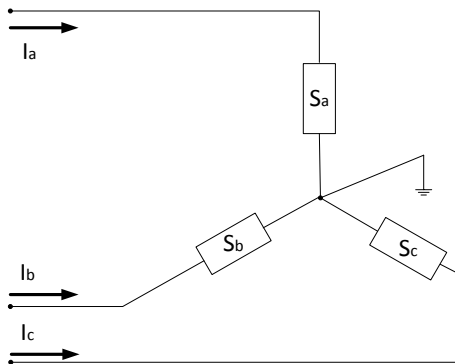


Figura 3.3: Carga conectada em estrela – aterrada.

Fonte: realização própria do autor.

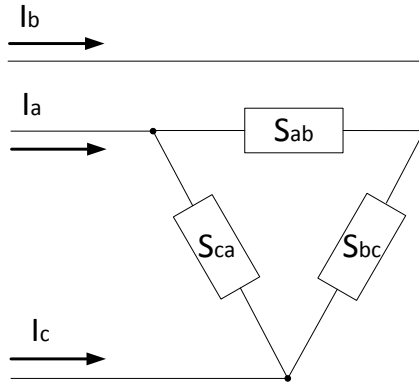


Figura 3.4: Carga conectada em delta.

Fonte: realização própria do autor.

No modelo ZIP, as cargas possuem uma parcela de potência constante, uma de corrente constante e uma de impedância constante. A equação (3.11) apresenta a modelagem das cargas para ambas as conexões.

$$P_{d,k}^{abc} = P_{d,0}^{abc} \left(\alpha_0 + \alpha_1 \frac{|V_k^{abc}|}{|V_0|} + \alpha_2 \left(\frac{|V_k^{abc}|}{|V_0|} \right)^2 \right) \quad (3.11)$$

$$Q_{d,k}^{abc} = Q_{d,0}^{abc} \left(\beta_0 + \beta_1 \frac{|V_k^{abc}|}{|V_0|} + \beta_2 \left(\frac{|V_k^{abc}|}{|V_0|} \right)^2 \right)$$

onde,

$P_{d,0}^{abc}$ e $Q_{d,0}^{abc}$ são valores nominais de potência ativa e reativa para a tensão nominal V_0 ,

$\alpha_i, \beta_i, (i = 0, 1, 2)$ são as ponderações que definem as proporções de cada componente do modelo (ZIP), $\sum_{i=0}^2 \alpha_i = 1$ e $\sum_{i=0}^2 \beta_i = 1$.

As injeções de correntes referentes às cargas conectadas em Estrela-Aterrada e delta são dadas respectivamente pelas equações (3.12) e (3.13), em que,

$$S_{sc}^{abc*} = \alpha_0 P_{d,0}^{abc} - j\beta_0 Q_{d,0}^{abc}$$

$$S_{ic}^{abc*} = \alpha_1 P_{d,0}^{abc} - j\beta_1 Q_{d,0}^{abc}$$

$$S_{zc}^{abc*} = \alpha_2 P_{d,0}^{abc} - j\beta_2 Q_{d,0}^{abc}$$

$$\begin{aligned} I_{y,k}^a &= \frac{S_{sc}^{a*}}{V_k^{a*}} + \frac{V_k^a S_{ic}^{a*}}{|V_k^a|} + V_k^a S_{zc}^{a*} \\ I_{y,k}^b &= \frac{S_{sc}^{b*}}{V_k^{b*}} + \frac{V_k^b S_{ic}^{b*}}{|V_k^b|} + V_k^b S_{zc}^{b*} \\ I_{y,k}^c &= \frac{S_{sc}^{c*}}{V_k^{c*}} + \frac{V_k^c S_{ic}^{c*}}{|V_k^c|} + V_k^c S_{zc}^{c*} \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} I_{\Delta,k}^{ab} &= \frac{S_{sc}^{ab*}}{V_k^{a*} - V_k^{b*}} + \frac{(V_k^a - V_k^b) S_{ic}^{ab*}}{|V_k^a - V_k^b|} + (V_k^a - V_k^b) S_{zc}^{ab*} \\ I_{\Delta,k}^{bc} &= \frac{S_{sc}^{bc*}}{V_k^{b*} - V_k^{c*}} + \frac{(V_k^b - V_k^c) S_{ic}^{bc*}}{|V_k^b - V_k^c|} + (V_k^b - V_k^c) S_{zc}^{bc*} \\ I_{\Delta,k}^{ca} &= \frac{S_{sc}^{ca*}}{V_k^{c*} - V_k^{a*}} + \frac{(V_k^c - V_k^a) S_{ic}^{ca*}}{|V_k^c - V_k^a|} + (V_k^c - V_k^a) S_{zc}^{ca*} \end{aligned} \quad (3.13)$$

A corrente de linha que serve uma carga conectada em delta é determinada por aplicação da lei de corrente de Kirchhoff em cada nó da conexão delta e é dada em forma matricial por:

$$\begin{bmatrix} I_{\Delta,k}^a \\ I_{\Delta,k}^b \\ I_{\Delta,k}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{\Delta,k}^{ab} \\ I_{\Delta,k}^{bc} \\ I_{\Delta,k}^{ca} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Esta dissertação representa as cargas do sistema, supondo que todas consomem potência constante e são conectadas em Estrela-

Aterrada. Desta hipótese as equações de injeções de correntes são dadas por:

$$\begin{aligned} I_{y,k}^a &= I_{Re,k}^a + jI_{Im,k}^a = \left(\frac{P_{d,k}^a + jQ_{d,k}^a}{V_k^a} \right)^* \\ I_{y,k}^b &= I_{Re,k}^b + jI_{Im,k}^b = \left(\frac{P_{d,k}^b + jQ_{d,k}^b}{V_k^b} \right)^* \\ I_{y,k}^c &= I_{Re,k}^c + jI_{Im,k}^c = \left(\frac{P_{d,k}^c + jQ_{d,k}^c}{V_k^c} \right)^* \end{aligned} \quad (3.15)$$

onde, $V_k^{a,b,c} = V_{Re,k}^{a,b,c} + jV_{Im,k}^{a,b,c}$

3.1.3 Modelagem dos transformadores

Os transformadores em sistema de distribuição desbalanceados podem ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos. Podendo os transformadores trifásicos ser conectados em delta ou estrela. As figuras 3.5 e 3.6 mostram os dois tipos de conexão mais usados, ou seja, o transformador estrela-estrela com neutro aterrado, usualmente usado para alimentar uma carga específica, e o transformador delta-estrela com neutro aterrado, usualmente usado em subestações.

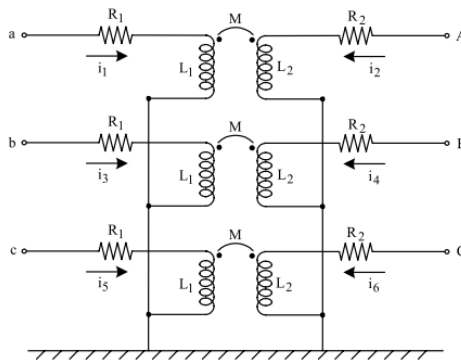


Figura 3.5: Modelo do circuito acoplado do transformador estrela – aterrada estrela – aterrada (Yg-Yg).

Fonte: (CHOQUE, RODAS e PADILHA-FELTRIN, 2009).

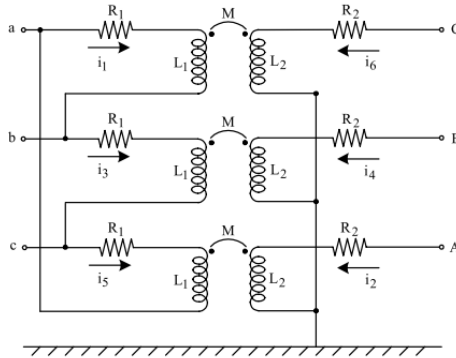


Figura 3.6: Modelo do circuito acoplado do transformador delta-estrela aterrada (D-Yg).

Fonte: (CHOQUE, RODAS e PADILHA-FELTRIN, 2009).

Nesta dissertação representam-se todos os transformadores trifásicos por bancos de três transformadores monofásicos idênticos desacoplados entre eles e conectados em Estrela – Aterrado, conforme mostrado na Figura 3.5.

Para análise em regime permanente, os transformadores são representados pelo seu circuito π -equivalente (MONTICELLI, 1983, p. 6), apresentado na Figura 3.7 e possui relação de tapas 1: α .

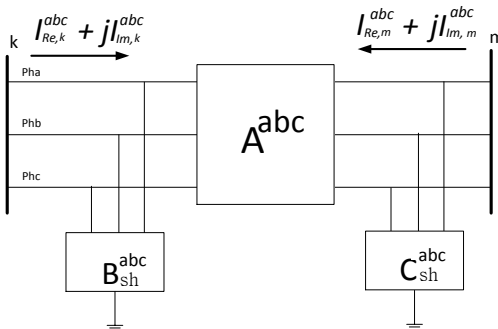


Figura 3.7: Circuito π -equivalente de um transformador trifásico.

onde,

$$\begin{aligned}
A^{abc} &= \alpha^{abc} y_t \\
B^{abc} &= \alpha^{abc} (\alpha^{abc} - 1) y_t \\
C^{abc} &= (1 - \alpha^{abc}) y_t \\
\alpha_{\min}^{abc} &\leq \alpha^{abc} \leq \alpha_{\max}^{abc}
\end{aligned} \tag{3.16}$$

α^{abc} : representam os tapas do transformador

y_t : admitância de dispersão do transformador

As contribuições nas injeções de correntes dos transformadores nas barras **k** e **m** são expressas como:

$$\begin{aligned}
I_k^{abc} &= A^{abc} (V_k^{abc} - V_m^{abc}) + B^{abc} V_k^{abc} \\
I_m^{abc} &= A^{abc} (V_m^{abc} - V_k^{abc}) + C^{abc} V_m^{abc}
\end{aligned} \tag{3.17}$$

$$\begin{aligned}
I_k^{abc} &= (\alpha^{abc} y_t) (V_k^{abc} - V_m^{abc}) + \alpha^{abc} (\alpha^{abc} - 1) y_t V_k^{abc} \\
I_m^{abc} &= (\alpha^{abc} y_t) (V_m^{abc} - V_k^{abc}) + (1 - \alpha^{abc}) y_t V_m^{abc} \\
I_k^{abc} &= (\alpha^{abc})^2 y_t V_k^{abc} - \alpha^{abc} y_t V_m^{abc} \\
I_m^{abc} &= -\alpha^{abc} y_t V_k^{abc} + y_t V_m^{abc}
\end{aligned}$$

$$I_k^a = (\alpha^a)^2 y_t V_k^a - \alpha^a y_t V_m^a$$

$$I_k^b = (\alpha^b)^2 y_t V_k^b - \alpha^b y_t V_m^b$$

$$I_k^c = (\alpha^c)^2 y_t V_k^c - \alpha^c y_t V_m^c$$

$$I_m^a = -\alpha^a y_t V_k^a + y_t V_m^a$$

$$I_m^b = -\alpha^b y_t V_k^b + y_t V_m^b$$

$$I_m^c = -\alpha^c y_t V_k^c + y_t V_m^c$$

Em forma matricial, a relação (3.17) apresenta-se da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \\ I_m^a \\ I_m^b \\ I_m^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\alpha^a)^2 y_t & 0 & 0 & -\alpha^a y_t & 0 & 0 \\ 0 & (\alpha^b)^2 y_t & 0 & 0 & -\alpha^b y_t & 0 \\ 0 & 0 & (\alpha^c)^2 y_t & 0 & 0 & -\alpha^c y_t \\ -\alpha^a y_t & 0 & 0 & y_t & 0 & 0 \\ 0 & -\alpha^b y_t & 0 & 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & -\alpha^c y_t & 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \\ V_m^a \\ V_m^b \\ V_m^c \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

3.2 MODELAGEM DO REGULADOR DE TENSÃO

Em sistema de distribuição onde se observa um comportamento instável da carga dos consumidores, necessita-se uma regulação das tensões dentro de limite aceitável. O regulador de tensão pode ser modelado como um transformador com tap ajustável (relação de tapes 1:β), cujo circuito π-equivalente é apresentado na Figura 3.8.

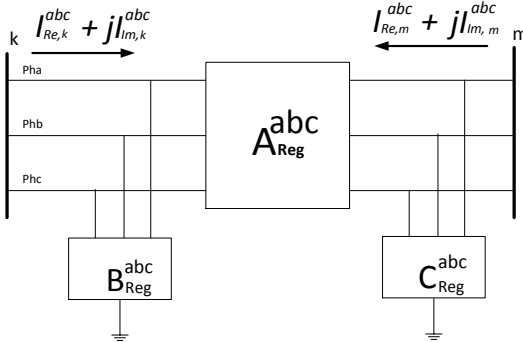


Figura 3.8: Circuito π-equivalente de um regulador de tensão trifásico conectado em Estrela – Aterrado.
onde,

$$\begin{aligned}
A_{reg}^{abc} &= \beta^{abc} y_{reg} \\
B_{reg}^{abc} &= \beta^{abc} (\beta^{abc} - 1) y_{reg} \\
C_{reg}^{abc} &= (1 - \beta^{abc}) y_{reg} \\
\beta_{min}^{abc} &\leq \beta^{abc} \leq \beta_{max}^{abc}
\end{aligned}
\tag{3.19}$$

β^{abc} : é a variável de controle da tensão relativa aos tapetes do regulador
 y_{reg} : é a admitância série do regulador

3.3 MODELAGEM DE CAPACITORES

De acordo com (SALAS, 2010) os capacitores são modelados com susceptância constantes e podem ser conectadas em delta, estrela isolada ou estrela aterrada quando forem trifásicos. No caso de conexão bifásica ou monofásica, as correntes para as fases faltantes são fixadas em zero. Matematicamente, representam-se os capacitores por:

$$C_k^{abc} = \frac{Q_k^{abc}}{|V_k^{abc}|^2}
\tag{3.20}$$

onde,

C_k^{abc} : susceptância capacitiva do capacitor conectada na barra k

Q_k^{abc} : potência reativa nominal do capacitor por fase na barra

k

$|V_k^{abc}|$: magnitude da tensão por fase na barra k

3.4 MODELAGEM DOS GERADORES

Em estudos estáticos como fluxo de potência ou fluxo de potência ótimo, os geradores são modelados como fontes de potência ativa e reativa constante ou como uma fonte de potência ativa constante e um controlador de tensão ideal (ARAUJO, 2005). As equações de rede relativas aos geradores são semelhantes às das cargas, onde as variáveis P_g e Q_g podem ser incógnitas ou fixas, de acordo com o procedimento

adotado. A potência complexa fornecida pelas três fases do gerador da barra k é dada pela expressão:

$$S_{g,k}^{abc} = V_k^{abc} I_{g,k}^{*abc} = P_{g,k}^{abc} + jQ_{g,k}^{abc} \quad (3.21)$$

sendo, V_k^{abc} o vetor das tensões fase-neutro e $I_{g,k}^{abc}$ o vetor das correntes injetadas pelas três fases. Note que o produto desses vetores é elemento a elemento.

As contribuições de injeções de corrente dos geradores podem ser expressas de forma compacta pela equação:

$$I_{g,k}^{abc} = I_{\text{Re},g,k}^{abc} + jI_{\text{Im},g,k}^{abc} = \left(\frac{P_{g,k}^{abc} + jQ_{g,k}^{abc}}{V_k^{abc}} \right)^* \quad (3.22)$$

3.5 MODELAGEM DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para estudos dos impactos da geração fotovoltaica em sistemas de distribuição, precisamos modelá-la numa ferramenta de análise das redes, sendo a usada, o FPOT. Para isso, determina-se primeiramente a potência em corrente contínua (CC) da central fotovoltaica.

3.5.1 Cálculo da potência CC de uma central fotovoltaica

Atualmente, painéis fotovoltaicos são fabricados com potência somente de algumas centenas de Watts ou Wp. Portanto, é comum a associação série/paralelo dos painéis para a formação de centrais fotovoltaicas de grande tamanho.

As associações série são comumente utilizadas de forma a otimizar as correntes e tensões de entrada em um inversor CC-CA, formando as chamadas *strings*.

Atualmente, os inversores possuem 2 a 3 entradas para *strings*, e esses são conectadas em paralelo formando os arranjos. A potência CC de uma central fotovoltaica na hora solar ω é determinada nesta dissertação através da relação:

$$P_{CC,\omega} = N_{FV,S} \times N_{string} \times N_{inv} \times P_{FV,\omega} \quad (3.23)$$

onde $N_{FV,S}$ é o número de painéis em série de uma *string*, N_{string} é o número de *strings* que compõe a central FV, N_{inv} , o número de inversores, $P_{FV,\omega}$ é a potência máxima de um painel fotovoltaico calculada para a hora solar ω (conforme demonstrado no capítulo anterior) e $P_{CC,\omega}$ a potência CC máxima da central fotovoltaica na hora solar ω .

Tendo sido obtida $P_{CC,\omega}$ determina-se a potência em corrente alternada (CA) fornecida pelos inversores, conforme será mostrado na próxima seção.

3.5.2 Potência CA de uma central fotovoltaica

Para se determinar a potência CA de uma central FV é necessária a modelagem dos inversores que a compõem. Uma vez que a análise do impacto da geração fotovoltaica será realizada em regime permanente, de acordo com (JUNIOR, 2015), tanto o tipo de inversor CC-CA e a lógica de controle utilizados não serão abordados neste trabalho. Portanto, os inversores serão modelados somente por sua eficiência em converter grandezas contínuas em alternadas. A potência CA produzida pela central é calculada como segue:

$$P_{CA,\omega} = \eta_{inv,\omega} \times P_{CC,\omega} \quad (3.24)$$

sendo $P_{CA,\omega}$ a potência ativa CA da central fotovoltaica e $\eta_{inv,\omega}$ o rendimento dos inversores na hora solar ω . A eficiência dos inversores foi calculada através da interpolação exponencial dos dados indicados no catálogo do fabricante para cada curva de tensão, com coeficiente de determinação $R^2 = 0,99$.

Vale ressaltar que neste trabalho, os inversores usados são trifásicos injetando potência ativa e/ou reativa constante equilibrada nas três fases. A potência ativa em corrente alternada por fase da central é dada por:

$$P_{CA,\omega}^{abc} = (\eta_{inv,\omega} \times P_{CC,\omega}) / 3 \quad (3.25)$$

3.5.3 Modelo completo de uma central fotovoltaica conectada à rede

Uma central fotovoltaica conectada à rede é composta basicamente de painéis fotovoltaicos, inversores e um transformador

elevador para conexão a rede conforme mostrado na Figura 3.9, onde a conexão da central na barra k (genérica) do sistema é feita através do transformador elevador, sendo $P_{CA,\omega}^{abc}$ e $Q_{CA,\omega}^{abc}$ as potência ativa e reativa que a central injeta na rede na hora solar ω . Nota-se que a conexão das centrais à rede é feita através de barras e ramos adicionais no ponto de conexão. Neste trabalho a potência ativa injetando pelas centrais na hora solar ω ($P_{CA,\omega}$), não é controlável portanto mantida fixa e igual ao seu valor máximo calculado naquela hora. Além disso, consideram-se dois possíveis modos de operação das centrais:

- ✓ Operação com fator de potência unitário ($Q_{CA,\omega} = 0$). Neste caso, não será considerado que a central opere com potência diferente da máxima para a hora solar ω comportando-se como fonte de geração de potência ativa.
- ✓ Operação com fator de potência ajustável. Os estudos realizados em (JUNIOR, 2015) mostram que é possível operar as centrais com fator de potência ajustável para injetar reativos na rede. Com base desta hipótese, considera-se nesta dissertação as centrais fotovoltaicas injetando ou absorvendo potência reativa na rede ($Q_{CA,\omega} \neq 0$). O limite máximo de injeção/absorção de potência reativa dependerá dos seguintes fatores: (i) da capacidade da central, ou ainda, da sua geração de potência ativa, (ii) do fator de potência do inversor FP_{inv} e da capacidade máxima dos inversores S_{inv}^{max} . A equação (3.26) representa o limite em $Q_{CA,\omega}$.

$$|Q_{CA,\omega}| \leq \min \left(\sqrt{\left(\frac{P_{CA,\omega}}{FP_{inv}} \right)^2 - (P_{CA,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \times N_{inv})^2 - (P_{CA,\omega})^2} \right) \quad (3.26)$$

$$-\min \left(\sqrt{\left(\frac{P_{CA,\omega}}{FP_{inv}} \right)^2 - (P_{CA,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \times N_{inv})^2 - (P_{CA,\omega})^2} \right) \leq Q_{CA,\omega} \leq \min \left(\sqrt{\left(\frac{P_{CA,\omega}}{FP_{inv}} \right)^2 - (P_{CA,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \times N_{inv})^2 - (P_{CA,\omega})^2} \right)$$

3.5.4 Modelagem do transformador elevador

Atualmente, para a formação de centrais fotovoltaicas é comum o uso de inversores trifásicos com potência de algumas dezenas de kW que convertem a tensão CC de entrada em CA de baixa tensão (inferior

a 1000 V). De acordo com (CELESC, 2016, p. 8), a conexão de centrais fotovoltaicas com potência acima de 75 kWp deve ser realizada em média tensão, por meio de um transformador de acoplamento.

Considera-se neste trabalho que as centrais trifásicas possuem capacidade instalada de 500 kWp, porém a conexão do transformador será feita em média tensão. Vale ressaltar que nesta dissertação propõe-se também a conexão à rede de centrais monofásicas de capacidade instalada de 12 kWp para estudar seu impacto no sistema de distribuição. Porém não é necessário inserir um transformador de acoplamento para esta capacidade. A modelagem do transformador no FPOT é feita com base da sua impedância série considerando a conexão Estrela – Aterrada conforme descrito na seção 3.1.

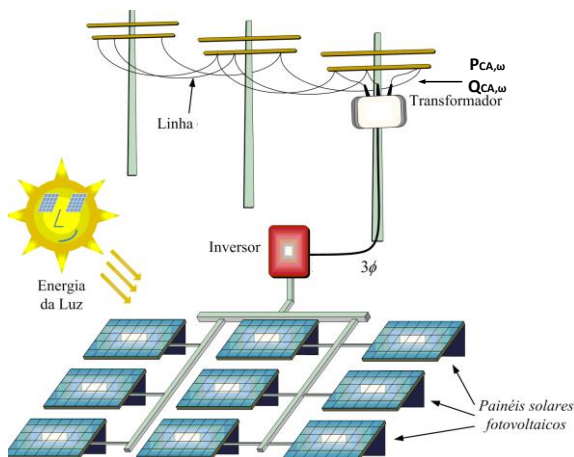


Figura 3.9: Central fotovoltaica conectada à rede. Fonte: modificada do (GOOGLE).

3.6 CONCLUSÕES

Este capítulo expõe a modelagem da rede de distribuição trifásica, principalmente a modelagem das linhas, cargas, dos transformadores, reguladores de tensão, capacitores e geradores. O próximo capítulo apresentará a modelagem do fluxo de potência ótimo trifásico com a modelagem trifásica da geração fotovoltaica como objetivo de estudar seu impacto nos sistemas de distribuição desequilibrados.

4 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO COM A INSERÇÃO DAS CENTRAIS FV

Este capítulo apresenta a formulação matemática do problema do fluxo de potência ótimo trifásico com a inserção das centrais fotovoltaicas. Vale ressaltar que nesta formulação são desprezadas as impedâncias mútuas das linhas trifásicas.

4.1 FUNDAMENTOS DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) foi proposto no início dos anos 1960 como uma extensão do problema de despacho econômico convencional para determinar os ajustes ótimos para variáveis de controle, respeitando restrições físicas e operacionais do sistema (MOMOH, 2001, p. 356). Diferentemente de um problema de fluxo de potência convencional, no qual variáveis tais como as magnitudes das tensões e gerações de potência ativa nas barras de geração (barras PV) são especificadas, no FPO, as gerações de potência ótimas são calculadas de forma a otimizar um critério de desempenho do sistema.

O FPO é utilizado para avaliar inúmeros de índices de desempenho nos sistemas de energia elétrica de grande porte, buscando assim uma melhor condição de operação. Entretanto, existem diversos pontos factíveis de operação do sistema com relação aos aspectos avaliados, tornando alguns mais vantajosos do que outros. Um processo de minimização de perdas, por exemplo, em que não há restrições sobre o fluxo de potência nas linhas, requer uma distribuição uniforme da geração pelos geradores do sistema enquanto que, para minimizar o custo da geração, é vantagem que esta distribuição deixe de ser uniforme e passa a se concentrar nos geradores de menor custo (ARAUJO, 2005). Na sua formulação analítica, o FPO é expresso como um problema de otimização não linear com restrições de igualdade e desigualdade. Sua função objetivo representa um índice de desempenho do sistema, suas restrições de igualdade representam o balanço de potência ativa e reativa na rede elétrica e as restrições de desigualdade expressam limites físicos, operacionais e, por vezes, de segurança do sistema. Assim apresenta-se a formulação genérica de um problema de FPO:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize } f(x) \\
 & \text{s.a} \\
 & g(x) = 0 \\
 & h_{\min} \leq h(x) \leq h_{\max}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

onde x é o vetor das variáveis de otimização, $f(x)$, a função objetivo a ser otimizada, $g(x)$ e $h(x)$, representam respectivamente as restrições de igualdade e desigualdade, h_{\min} e h_{\max} são os limites mínimo e máximo das restrições de desigualdade.

4.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

As ferramentas de análise das redes elétricas baseadas em equivalentes monofásicos podem não obter as melhores soluções operativas para os sistemas trifásicos, especialmente quando os circuitos e/ou cargas são consideravelmente desequilibrados (JOUANNE e BANERJEE, 2001). A representação trifásica do sistema de distribuição foi feita, primeiramente, em programas de fluxo de potência que usam a varredura retrocesso/avanço para obter as tensões do sistema (CHENG e SHIRMOHAMMADI, 1995). Muitos esforços têm sido concentrados na última década no desenvolvimento de ferramentas de fluxo de potência para rede de distribuição baseadas sobre a representação trifásica da rede (CARNEIRO, PEREIRA e GARCIA, 2000), (HUAN-LIANG, CISIANG e YI-JIE, 2008), (PENIDO, ARAUJO, *et al.*, 2008).

Em (GARCIA, PEREIRA, *et al.*, 2000) foi proposto o método baseado em injeções de corrente trifásicas que apresentou propriedades de convergência melhores do que as do método de varredura retrocesso/avanço. A mesma formulação foi usada posteriormente no fluxo de potência ótimo trifásico (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013) que considera as impedâncias mútuas das linhas, a modelagem completa dos transformadores, reguladores de tensão e das cargas. Vários trabalhos sobre o problema FPOT foram publicados nos últimos anos. Entre eles podem ser citados (BRUNO, LAMONACA, *et al.*, 2011), que propõe uma solução para um FPO desbalanceado via método Quasi-Newton; (PAUDYAL, CAÑIZARES e BHATTACHARYA, 2011), que considera variáveis discretas representando comutação de capacitores e ajuste de taps de transformadores com comutação sob carga; (DALL'ANESE, ZHU e GIANNAKIS, 2013), baseado em programação semidefinida, (ARAUJO, PENIDO e VIEIRA, 2013), que estende o

FPOT baseado em injeções de correntes para otimização de sistemas n -condutores e (JR. e FERNANDES, 2016), que obtém o ajuste ótimo de bancos de capacitores e reguladores de tensão para minimizar as perdas ativas na rede. Nesta dissertação, a formulação do FPOT é feita por injeções de corrente trifásica tal como apresentado em (ARAUJO, PENIDO, *et al.*, 2013).

4.3 FUNÇÕES OBJETIVO

As funções objetivo representam índices de desempenho do sistema a serem otimizados, sendo neste trabalho são estudadas a mínima perda de potência ativa e o mínimo desequilíbrio tensão.

4.3.1 Mínima perda de potência ativa

Esta função tem como objetivo minimizar as perdas de potência ativa na rede de distribuição. A expressão matemática que representa este critério de desempenho é:

$$F_1 = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 (P_{g_k}^i - P_{d_k}^i) \quad (4.2)$$

4.3.2 Mínimo desequilíbrio de tensão

De acordo com (BAGGINI, 2008, p. 163), o desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico trifásico é definido como uma condição na qual as três fases apresentam diferentes valores de tensão em módulo, seja em subtensão ou sobretensão, e/ou defasagem angular entre fases diferentes de 120° na frequência fundamental do sistema. Em outras palavras, refere-se à assimetria da magnitude de tensão ou do ângulo de fase na frequência fundamental em um sistema de potência trifásico (SEIPHETLHO e RENS, 2010).

4.3.2.1 Condições ideais de operação de um sistema elétrico

Um sistema elétrico trifásico em funcionamento em regime permanente deve satisfazer as seguintes condições:

- Tensões e correntes alternadas senoidais;
- Amplitudes das tensões e correntes constantes e iguais aos valores nominais;

- Frequência constante no valor síncrono;
- Tensões e correntes trifásicas equilibradas;
- Fatores de potencia unitário nas cargas;
- Perdas nulas na transmissão e distribuição.

Quando o sistema está numa condição operativa ideal, ou seja, livre de desequilíbrios, considerando a fase “a” na referência e sequência de fase positiva, tem-se em pu:

$$\begin{aligned}\overline{V}_a &= 1,0 \angle 0^\circ \\ \overline{V}_b &= 1,0 \angle -120^\circ \\ \overline{V}_c &= 1,0 \angle +120^\circ\end{aligned}\quad (4.3)$$

A equação (4.3) deixa de ser válida em sistemas desequilibrados. As figuras 4.1 (a) e 4.1 (b) mostram exemplos de tensões equilibradas e desequilibradas respectivamente.

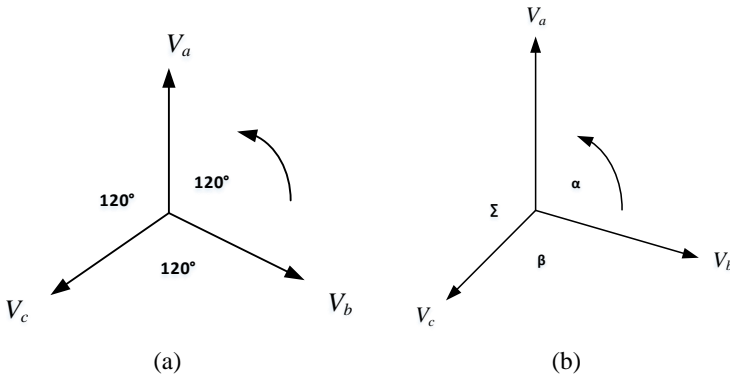


Figura 4.1: - (a) Tensão trifásica equilibrada, (b) Tensão trifásica desequilibrada.

4.3.2.2 Origens e efeitos dos desequilíbrios de tensão

O desequilíbrio de tensão afeta principalmente os sistemas de distribuição onde há predominância de cargas monofásicas mal distribuídas, linhas aéreas trifásicas assimétricas e sem transposição, bancos de transformadores com conexões estrela aberto e delta e a

presença de linhas bifásicas e monofásicas, (JOUANNE e BANERJEE, 2001), (SEIPHETLHO e RENS, 2010) & (DžAFIć, HALILOVIć, *et al.*, 2014). Tensões desequilibradas podem causar efeitos adversos no funcionamento de alguns equipamentos elétricos (motores de indução trifásicos, conversores estáticos monofásicos CA-CC e variadores de velocidade), comprometendo seus desempenhos e suas vidas úteis (JOUANNE e BANERJEE, 2001) & (SCHWANZ, MÖLLER, *et al.*, 2016). A consequência direta disso sobre o sistema de energia elétrica traduz-se por perdas excessivas e aumento de consumo.

4.3.2.3 Quantificação do desequilíbrio de tensão

Existem vários métodos para quantificar o desequilíbrio de tensão. Os mais populares utilizados na literatura estão apresentados como segue:

❖ Método NEMA

De acordo com (JOUANNE e BANERJEE, 2001), o fator de desequilíbrio de tensão (FDV) é definido pelo NEMA como sendo a razão entre o máximo desvio das tensões de linha em relação ao seu valor médio:

$$FDV\% = \frac{\Delta V_{\max, \text{linha-linha}}}{V_{m, \text{linha-linha}}} \times 100\% \quad (4.4)$$

onde V_m é o valor médio das tensões de linha e $\Delta V_{\max, \text{linha-linha}}$ é o máximo desvio das tensões de linha em relação a V_m .

❖ Método do IEEE

De acordo com (SINGH, SINGH e MITRA, 2007), o IEEE definiu o FDV como a razão da diferença entre o maior e o menor valor das tensões de fase e a média destas. Diferentemente do método NEMA, o método IEEE leva em conta o máximo desvio entre as tensões e é expressa como:

$$FDV\% = \frac{(V_{\max} - V_{\min})}{(V_a + V_b + V_c)/3} \times 100 \quad (4.5)$$

sendo V_a , V_b e V_c os módulos das tensões das fases a , b e c , e V_{\max} e V_{\min} o maior e menor valor das tensões de fase, respectivamente.

A desvantagem de usar os métodos NEMA e IEEE está na perda de informações do ângulo de fase, que poderia resultar num erro de 13% em condições extremas (SEIPHETLHO e RENS, 2010).

❖ Método das componentes simétricas

Nos estudos de desequilíbrio de tensão em sistemas de energia elétricos trifásicos desequilibrados, é comumente usado o método de componentes simétricas (FORTESCUE, 1918). Este método consiste na decomposição de três fasores desbalanceados, no domínio fasorial, em seus equivalentes balanceados no domínio sequencial, chamado de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero, através da transformação de FORTESCUE. A Figura 4.2 mostra os sistemas de sequência positiva, negativa e zero do fasor desequilibrado apresentado na Figura 4.1 (b).

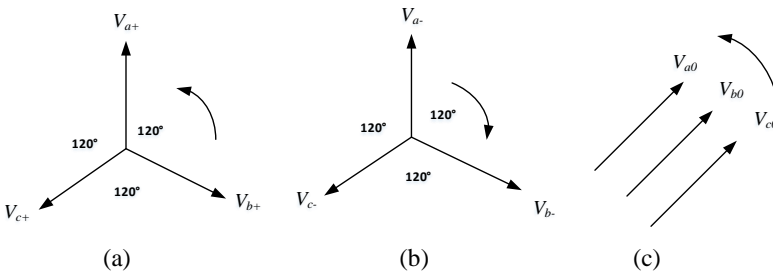


Figura 4.2: - componentes simétricas: (a) Sequência Positiva, (b) Sequência Negativa, (c) Sequência Zero.

A aplicação do teorema de FORTESCUE para uma tensão trifásica desequilibrada é matematicamente ilustrada pela equação (4.7), onde A , representa a matriz de transformação (SINGH, SINGH e MITRA, 2007).

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}$$

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a+} \\ V_{a-} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a+} \\ V_{a-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} A^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

O motor de indução pode auxiliar na interpretação física dos efeitos das componentes simétricas no desequilíbrio. O sentido de rotação de um motor de indução trifásico quando submetido a tensões de sequência positiva é oposto ao sentido de rotação sob tensões de sequência negativa (JOUANNE e BANERJEE, 2001). Quando o mesmo motor recebe nas três fases tensões de sequência zero seu rotor não gira, pois não há campo magnético girante. Com base nestas observações, o desequilíbrio de tensão pode ser quantificado pela razão entre a componente de sequência negativa e a de sequência positiva (SEIPHETLHO e RENS, 2010). O método das componentes simétricas é conhecido como o mais eficiente para medir desequilíbrio entre as fases de um sistema, por levar em consideração a configuração real do sistema com os módulos das tensões e os ângulos nas três fases, e é definido como segue:

$$FDV = \sum_{k \in \Omega} \left(\frac{|V_{a-,k}|^2}{|V_{a+,k}|^2} \right) \times 100 \quad (4.7)$$

onde,

k indica o índice da barra e Ω o conjunto das barras do sistema.

$$V_{a-,k} = V_k^a + a^2 V_k^b + a V_k^c$$

$$V_{a+,k} = V_k^a + a V_k^b + a^2 V_k^c$$

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

Portanto, com base da equação (4.8) define-se a função objetivo que representa o desequilíbrio de tensão em sistemas elétricos de potência neste trabalho:

$$F_2 = \sum_{k=1}^n \left(V_{\text{Re},k-}^2 + V_{\text{Im},k-}^2 \right) \quad (4.8)$$

sendo, $V_{\text{Re},k-}^2$ e $V_{\text{Im},k-}^2$, as partes real e imaginária da componente de sequencia negativa das tensões.

4.4 RESTRIÇÕES DE IGUALDADE

As equações de balanço de corrente em uma barra k do sistema são obtidas somando-se as injeções de corrente por fase dos elementos conectados a essa barra:

As equações de injeção de corrente nas barras são estabelecidas como segue:

$$S_{\text{barra}}^{abc} = V_{\text{barra}}^{abc} \left(I_{\text{barra}}^{abc} \right)^* \rightarrow I_{\text{barra}}^{abc} = \left(\frac{S_{\text{barra}}^{abc}}{V_{\text{barra}}^{abc}} \right)^* \quad (4.9)$$

A equação (4.10) pode ser expressa em outra forma por:

$$I_{\text{barra}}^{abc} = Y_{\text{barra}}^{abc} V_{\text{barra}}^{abc} \quad (4.10)$$

Onde I_{barra}^{abc} é o vetor das injeções de corrente nas barras; Y_{barra}^{abc} é a matriz admitância de barra; V_{barra}^{abc} é o vetor das tensões de barra e

S_{barra}^{abc} é o vetor das injeções líquidas de potencia nas barras e expressa por:

$$S_{\text{barra}}^{abc} = \left(P_g^{abc} + jQ_g^{abc} \right) - \left(P_d^{abc} + jQ_d^{abc} \right)$$

A partir das equações (4.10) e (4.11) estabelece-se a equação de balanço de corrente definida pela Eq. (4.12):

$$I_{\text{barra}}^{abc} = \left(\frac{S_{\text{barra}}^{abc}}{V_{\text{barra}}^{abc}} \right)^* = Y_{\text{barra}}^{abc} V_{\text{barra}}^{abc}$$

$$\left(\frac{P_g^{abc} + jQ_g^{abc}}{V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}} \right)^* - \left(\frac{P_d^{abc} + jQ_d^{abc}}{V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}} \right)^* = (G^{abc} + jB^{abc})(V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc})$$

$$\left(\frac{P_g^{abc} + jQ_g^{abc}}{V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}} \right)^* - \left(\frac{P_d^{abc} + jQ_d^{abc}}{V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}} \right)^* - (G^{abc} + jB^{abc})(V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}) = 0 \quad (4.11)$$

A equação (4.12) pode ser escrita de forma simplificada para uma dada barra k como:

$$I_{g,k}^{abc} - I_{d,k}^{abc} - I_k^{abc} = 0 \quad (4.12)$$

onde, $I_{g,k}^{abc}$ é as contribuições dos geradores, $I_{d,k}^{abc}$ as contribuições das cargas e I_k^{abc} as contribuições das linhas e outros equipamentos da rede conforme apresentadas no Capítulo 3.

Separando as partes real e imaginária da equação (4.13), obtêm-se as equações de balanço de corrente do FPOT:

$$I_{Re,g,k}^{abc} - I_{Re,d,k}^{abc} - I_{Re,k}^{abc} = 0$$

$$I_{Im,g,k}^{abc} - I_{Im,d,k}^{abc} - I_{Im,k}^{abc} = 0 \quad (4.13)$$

Para que as tensões na barra de referência (*ref*) estejam defasadas em 120° , são impostas as equações descritas em (4.15):

$$V_{Im,ref}^a = 0$$

$$V_{Im,ref}^b - V_{Re,ref}^b \tan(-2\pi/3) = 0$$

$$V_{Im,ref}^c - V_{Re,ref}^c \tan(2\pi/3) = 0 \quad (4.14)$$

Para modelagem das subestações, é de grande importância que as magnitudes da tensão nas três fases da barra de referência sejam iguais. As equações que permitem representar esta restrição no FPOT são definidas com segue:

$$\begin{aligned} \left(V_{\text{Re,ref}}^a\right)^2 + \left(V_{\text{Im,ref}}^a\right)^2 - \left(V_{\text{Re,ref}}^b\right)^2 - \left(V_{\text{Im,ref}}^b\right)^2 &= 0 \\ \left(V_{\text{Re,ref}}^a\right)^2 + \left(V_{\text{Im,ref}}^a\right)^2 - \left(V_{\text{Re,ref}}^c\right)^2 - \left(V_{\text{Im,ref}}^c\right)^2 &= 0 \end{aligned} \quad (4.15)$$

Por fim, para representar o controle de reativo feito pelas centrais FV é necessário impor que essas injetam os mesmos montantes de potência reativa nas três fases, o que caracteriza o princípio de funcionamento dos inversores. Portanto, para a central conectada à barra k :

$$\begin{aligned} Q_{FV,k}^a &= Q_{FV,k}^b \\ Q_{FV,k}^a &= Q_{FV,k}^c \end{aligned} \quad (4.16)$$

4.5 RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE

As restrições de desigualdade representam os limites nas magnitudes das tensões das barras, nas potências ativas fornecidas por geradores de pequenas centrais termelétricas ou hidrelétricas, e também nas potências reativas geradas e são representadas através da equação (4.18):

$$\begin{aligned} V_{\min,k}^{2abc} &\leq V_{\text{Re},k}^{2abc} + V_{\text{Im},k}^{2abc} \leq V_{\max,k}^{2abc} \\ P_{g_{\min,k}}^{abc} &\leq P_{g,k}^{abc} \leq P_{g_{\max,k}}^{abc} \\ Q_{g_{\min,k}}^{abc} &\leq Q_{g,k}^{abc} \leq Q_{g_{\max,k}}^{abc} \end{aligned} \quad (4.17)$$

É importante notar que se na barra k há uma central fotovoltaica trifásica, $P_{g_{\min,k}}^{abc} = P_{g_{\max,k}}^{abc}$, $Q_{g_{\min,k}}^{abc} = -Q_{g_{\max,k}}^{abc}$ e $Q_{g,k}^{abc} = Q_{FV,k}^{abc}$ sendo,

$$\left|Q_{FV,k}^{abc}\right| \leq \frac{1}{3} \left(\min \left\{ \sqrt{\left(\frac{P_{FV}}{FP_{inv}}\right)^2 - (P_{FV})^2}, \sqrt{\left(S_{inv}^{\max} \times N_{inv}\right)^2 - (P_{FV})^2} \right\} \right) \quad (4.18)$$

Na próxima seção será apresentada a formulação do problema com base das equações da rede estabelecidas.

4.6 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

A formulação genérica do problema do fluxo de potência ótimo trifásico em coordenadas retangulares com a inserção de centrais fotovoltaicas pode ser apresentada como segue:

As partes real e imaginária das tensões são definidas pelos vetores V_{Re}^{abc} e V_{Im}^{abc} de dimensão $(3 \times n, 3 \times n)$, sendo n o numero de barras do sistema de estudo.

Além disso, definem-se as matrizes de incidência barras-geradores A_p e A_q de dimensão respectiva (n, np) e (n, nq) , onde np é o número de geradores síncronos e centrais FV fornecendo a potência ativa e nq o número de geradores síncronos e centrais FV injetando potência reativa à rede.

O problema é formulado como multiobjectivo, ou seja, pode minimizar combinações das funções objetivo.

$$\min_x \left\{ (\lambda) \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 (P_{g_k}^i - P_{d_k}^i) + (1-\lambda) \sum_{k=1}^n (V_{Re,k,-}^2 + V_{Im,k,-}^2) \right\} \quad (4.19)$$

sujeito a

$$\begin{aligned} &diag(A_p P_g^{abc} - P_d^{abc}) V_{Re}^{abc} + diag(A_q Q_g^{abc} - Q_d^{abc}) V_{Im}^{abc} \\ &-diag\left((V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2\right)(G^{abc} V_{Re}^{abc} - B^{abc} V_{Im}^{abc}) = 0 \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$\begin{aligned} &-diag(A_p Q_g^{abc} - Q_d^{abc}) V_{Re}^{abc} + diag(A_p P_g^{abc} - P_d^{abc}) V_{Im}^{abc} \\ &-diag\left((V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2\right)(G^{abc} V_{Im}^{abc} + B^{abc} V_{Re}^{abc}) = 0 \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$V_{Im,ref}^a = 0$$

$$V_{Im,ref}^b - V_{Re,ref}^b \tan\left(\frac{-2\pi}{3}\right) = 0 \quad (4.22)$$

$$V_{Im,ref}^c - V_{Re,ref}^c \tan\left(\frac{2\pi}{3}\right) = 0$$

$$Q_{FV}^a = Q_{FV}^b \quad (4.23)$$

$$Q_{FV}^a = Q_{FV}^c$$

$$\begin{aligned} \left(V_{\min}^{abc}\right)^2 &\leq V_{\text{Re}}^2{}^{abc} + V_{\text{Im}}^2{}^{abc} \leq \left(V_{\max}^{abc}\right)^2 \\ P_{g_{\min}}^{abc} &\leq P_g^{abc} \leq P_{g_{\max}}^{abc} \\ Q_{g_{\min}}^{abc} &\leq Q_g^{abc} \leq Q_{g_{\max}}^{abc} \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$Q_{FV,\min}^{abc} = -Q_{FV,\max}^{abc} = \frac{1}{3} \min \left\{ \sqrt{\left(\frac{P_{FV,\omega}}{FP_{inv}}\right)^2 - (P_{FV,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{\max} \times N_{inv})^2 - (P_{FV,\omega})^2} \right\} \quad (4.25)$$

onde, λ é uma variável que pode assumir os valores 0 e 1, definindo o peso das funções objetivo.

$x = \left[\left(V_{\text{Re}}^{abc}\right)^t \left(V_{\text{Im}}^{abc}\right)^t \left(P_g^{abc}\right)^t \left(Q_g^{abc}\right)^t \right]^t$ é o vetor das variáveis de otimização e os subscritos *min* e *max* que indicam seus limites mínimos e máximos.

P_g^{abc} e Q_g^{abc} são os vetores formados pela geração de potência ativa e reativa, respectivamente.

P_d^{abc} e Q_d^{abc} vetores formados pelas cargas ativas e reativas do sistema.

Neste trabalho adota-se $V_{\min}^{abc} = 0.95 p.u$ e $V_{\max}^{abc} = 1.05 p.u$ como valores limites das tensões, de acordo com (ANEEL, 2016, p. 6).

A resolução do problema definido acima é feita através do método de Pontos Interiores versão Prima-dual descrito em Apêndice A.

As equações (4.21) e (4.22) são estabelecidas da seguinte maneira:

Considere-se a equação (4.13) de balanço de corrente numa dada barra k , definida pela soma de todas as injeções de corrente dos

elementos conectados a essa barra. Considerando todas as barras do sistema, esta equação pode ser reescrita como segue:

$$I_g^{abc} - I_d^{abc} - I^{abc} = 0 \quad (4.26)$$

Onde,

I_g^{abc} , a contribuição em injeção de corrente dos geradores definida por:

$$I_g^{abc} = \frac{P_g^{abc} V_{Re}^{abc} + Q_g^{abc} V_{Im}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} + j \frac{P_d^{abc} V_{Im}^{abc} - Q_g^{abc} V_{Re}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} \quad (4.27)$$

I_d^{abc} , a contribuições em injeção de corrente das cargas definida por:

$$I_d^{abc} = \frac{P_d^{abc} V_{Re}^{abc} + Q_d^{abc} V_{Im}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} - j \frac{P_d^{abc} V_{Im}^{abc} - Q_d^{abc} V_{Re}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} \quad (4.28)$$

I^{abc} , a contribuição em injeção de corrente das linhas, transformadores e reguladores de tensão, definida como:

$$I^{abc} = (G^{abc} + jB^{abc})(V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}) \quad (4.29)$$

Inserindo a contribuição em injeção de corrente de cada elemento na equação (4.27), obtemos a equação (4.31):

$$\begin{aligned} & \frac{P_g^{abc} V_{Re}^{abc} + Q_g^{abc} V_{Im}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} + j \frac{P_d^{abc} V_{Im}^{abc} - Q_g^{abc} V_{Re}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} \\ & - \frac{P_d^{abc} V_{Re}^{abc} + Q_d^{abc} V_{Im}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} - j \frac{P_d^{abc} V_{Im}^{abc} - Q_d^{abc} V_{Re}^{abc}}{(V_{Re}^{abc})^2 + (V_{Im}^{abc})^2} \end{aligned} \quad (4.30)$$

$$-(G^{abc} + jB^{abc})(V_{Re}^{abc} + jV_{Im}^{abc}) = 0$$

Introduzindo as matrizes de incidência barra-geradores A_p e A_q na equação (4.31) e separando as partes real e imaginária, obtemos as equações (4.21) e (4.22) da formulação do FPOT.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste Capítulo foi apresentado a formulação trifásica do problema do fluxo de potência ótimo. De forma específica, foram apresentadas as funções objetivo usadas nos estudos, as restrições de igualdade e de desigualdade. Foram consideradas como funções objetivo, as mínimas perdas de potência ativa e o mínimo desequilíbrio de tensão, sendo a última apresentada na literatura com várias abordagens para mitigar seu efeito em sistemas elétricos de potência. Algumas foram apresentadas nesta seção e dentre elas foi escolhido o método das componentes simétricas, conhecido como o mais eficiente para medir o desequilíbrio de tensão, por levar em consideração o módulo e ângulo da tensão nas três fases. O próximo capítulo descreve os resultados obtidos ao se empregar o FPOT na análise de sistemas de distribuição com a geração FV.

5 RESULTADOS

Neste Capítulo são apresentados os resultados das experiências computacionais feitas nesta dissertação no ambiente Matlab. Conforme apresentado nos capítulos anteriores, este trabalho tem como propósito analisar o impacto da fonte de energia fotovoltaica no sistema de distribuição considerando a modelagem trifásica do mesmo. A seguir são apresentados os resultados decorrendo das simulações.

5.1 DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR E TEMPERATURA

Os dados de irradiação solar e temperatura que afetam a geração de energia elétrica por um painel fotovoltaico, com eixos de rotação vertical e horizontal, foram medidos na estação INMET em Santa Marta (SC) nos meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro de 2014. Esses dados representam respectivamente as estações de Verão, Outono, Inverno e Primavera do ano. Nos estudos foram considerados dois cenários de temperatura e irradiação solar, sendo referentes a um dia de verão (02 de Janeiro 2014) e outro a um dia de inverno (16 de Julho de 2014).

5.2 OBTENÇÃO DOS CINCO PARÂMETROS DO PAINEL FV

Conforme descrito na seção 2.4, os cinco parâmetros do circuito equivalente da Figura 2.6 são obtidos, implementando o algoritmo apresentado na Figura 2.7 no ambiente Matlab. Para tanto, foi usado o painel Hanwha SF220-30-1P240L (240Wp) com características medidas nas condições STC apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Características do painel SF220-30-1P240L nas condições STC

Parâmetros nas condições STC	
$V_{oc}(V)$	37
$I_{sc}(A)$	8.54
$V_{mp}(V)$	30.20
$I_{mp}(A)$	7.95
$P_{mp}(W)$	240
$K_v(V/K)$	0.0044
$K_I(A/K)$	-0.1222
N_s	60
Tolerância	+/- 3%

A partir dos dados fornecidos na Tabela 5.1, obtêm-se os cinco parâmetros do painel fotovoltaico nas condições STC com as respectivas características ajustadas conforme mostrados na Tabela 5.2. O valor da constante de idealidade do diodo é mantido fixo, e escolhido de acordo com a tecnologia do semicondutor do painel (TSAI, TU e SU, 2008), $\hat{a} = 1.3$ (Hanwha polycrystalline silicon).

Tabela 5.2: Parâmetros do modelo ajustado nas condições STC

Parâmetros nas condições STC	
$P_{max}(W)$	240.09
$I_L(A)$	8.5429
$I_{o,n}(A)$	8.112e-8
\hat{a}	1.3
$R_s(\Omega)$	0.155
$R_{sh}(\Omega)$	468.54

As figuras 5.1 e 5.2 mostram o comportamento das curvas I-V e P-V do modelo ajustado com o ponto de máxima potência (MPP), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}) que coincide com os valores fornecidos no catálogo. Nota-se também que no MPP, a potência máxima computada é igual ao valor experimental ($P_{max} = P_{max,e}$) em ambas as curvas.

Com base dos parâmetros calculados obtém-se a potência elétrica sendo produzida pelo painel FV na hora solar ω , para qualquer condição solar e meteorológica, conforme mostrado no algoritmo apresentado na Figura 2.8.

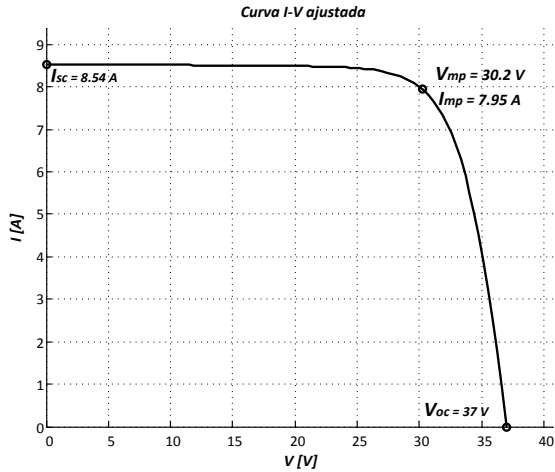


Figura 5.1: Curva I-V do painel SF220-30-1P240L nas condições STC.

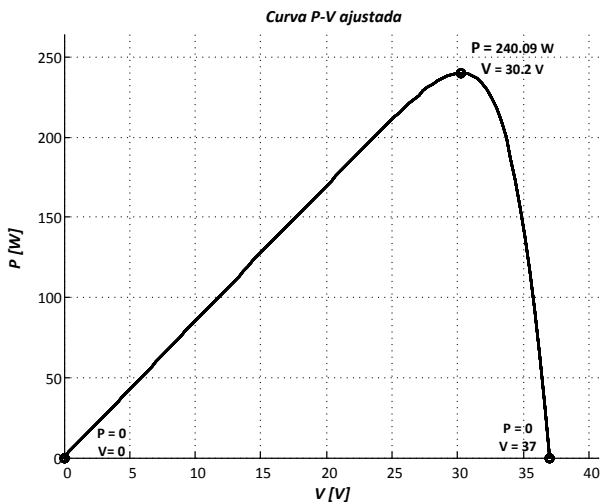


Figura 5.2: Curva P-V do painel SF220-30-1P240L nas condições STC.

A próxima seção apresenta o modelo de inversor utilizado para compor as centrais FV assim como a potência CA sendo produzida pelas mesmas.

5.3 FORMAÇÃO DA CENTRAL

5.3.1 Definição do inversor CC-CA

Dado que as redes convencionais funcionam em corrente alternada, uma central fotovoltaica conectada a rede usa inversores CC-CA. Para as centrais consideradas neste trabalho, foi escolhido o inversor SUNNY TRIPOWER 12000TL-US (12 kVA, $FP \geq 0,8$), por apresentar uma eficiência variando entre 80% e 97%. O catálogo deste inversor está disponível no site do fabricante (SMA, 2016). A eficiência do inversor varia de acordo com a radiação solar e temperatura das células, e é determinada neste trabalho através da interpolação exponencial dos dados indicados no catálogo do fabricante.

Os painéis FV são conectados em série formando *strings* e esses são conectados em paralelo ao inversor. O número de painéis por *string* $N_{FV,S}$ é escolhido de forma a obter uma boa eficiência de conversão CC-CA. Considera-se neste trabalho duas centrais FV trifásicas de mesma capacidade, aproximadamente (500 kWp). A formação da central é feita da seguinte forma:

- O número de *strings* por inversor é $N_{string} = 2$
- Dado que a potência máxima de entrada do inversor é igual a 12.250 kW, para determinar o número de painéis por inversor, aplica-se um coeficiente de margem 0.94 à potência máxima:

$$N_{p,inv} = (0.94 \times P_{max,inv}) / P_{max,e}$$
 , ou seja, 48 painéis por inversor.
- O número de painéis série por *string* é $N_{FV,S} = (N_{p,inv} / 2) = 24$
- O número de inversores N_{inv} a serem instalados é determinado de acordo com a potência instalada da central e da potência máxima CC de entrada do inversor. Neste trabalho são usados 43 inversores para compor a central.

Com base da capacidade da central define-se o transformador elevador para conexão da central à rede. Nos estudos feitos os transformadores possuem tensões nominais 4,16 kV, 12,66kV, 24,9 kV e 480V e potência aparente 500kVA. Conforme descrito na seção 3.5.4, o transformador elevador é modelado no FPOT por sua impedância

série, Z_{trf} . Tal impedância deve possuir valor relativamente baixo, sendo $Z_{trf} = 6\%$, o valor adotado neste trabalho.

As figuras 5.3 e 5.4 mostram a potência CA sendo produzida por uma central ao longo dos dias 02 de Janeiro e 16 de Julho de 2014 respectivamente. Observa-se que no inverno tanto o intervalo diário de geração quanto a potência, máxima produzida são menores do que no verão.

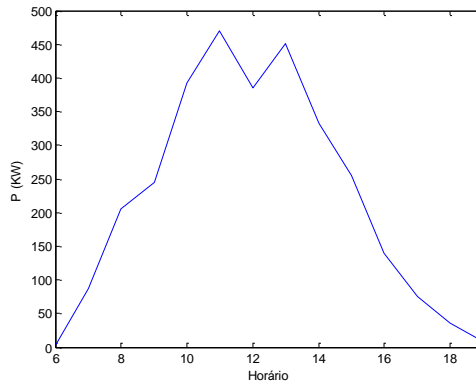


Figura 5.3: Potência CA gerada por uma central em 02/01/2014.

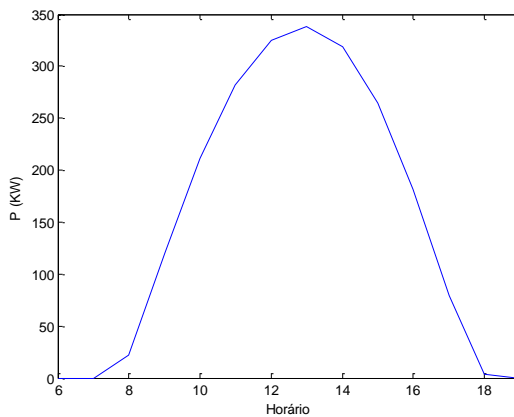


Figura 5.4: Potência CA gerada por uma central em 16 /07/2014.

5.4 RESULTADOS DO FPOT VIA O MÉTODO PD-PI

As simulações foram feitas com os sistemas IEEEE34 (IEEE, 2013) e SIS70 (CHIANG e JEAN-JUMEAU, 1990) indicados no Apêndice B. Vale ressaltar que os dados do exemplo SIS70 são referentes à representação monofásica deste sistema. A representação trifásica foi obtida mantendo-se os mesmos parâmetros de linha nas três fases do sistema, conectando-se a carga original na fase a e considerando que as cargas das fases b e c são iguais a 80% e 60% da carga na fase a. Como descrito na seção 5.1, são considerados dois dias do ano 2014, sendo um de verão e outro de inverno. Para estudar o impacto da geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição, consideram-se primeiramente as centrais operando somente na potência máxima no dia 02 de Janeiro, depois as análises foram feitas considerando as centrais operando durante o mesmo dia de verão e num dia de inverno (16/07/2014), de 6h da manhã até 19h da tarde. Por fim, para avaliar a importância da representação trifásica das centrais no FPO, foram inseridas, no sistema IEEEE34, 10 centrais monofásicas de potência 12 kWp injetando potência ativa e reativa na rede. Vale ressaltar que a carga durante os dias de análise foi estimada com base na carga do sistema de distribuição da Celesc num dia específico. As tolerâncias da norma infinita do gradiente e do parâmetro barreira usadas para indicar convergência do algoritmo de pontos interiores são respectivamente 10^{-6} e 10^{-10} . A seguir são apresentados os resultados das simulações.

5.4.1 Melhorias obtidas com o uso do FPOT com dados do sistema IEEEE34

Para avaliar a vantagens de usar o FPOT para otimizar a operação do sistema, foi simulado o caso teste de mínimas perdas com o sistema IEEEE34. Vale ressaltar que apesar de a modelagem adotada neste trabalho seja um pouco diferente a do sistema original, conforme descrito na seção 3.2, os resultados apresentados no Apêndice C mostram uma melhoria no perfil das tensões assim que a suas defasagens angulares, quando comparados com as soluções de fluxo de potência convencional. As perdas antes da otimização era 273 kW, foram reduzidas para 92 kW, ou seja, uma redução de 67%. Os taps dos reguladores do sistema IEEEE34 foram ajustados manualmente aos valores apresentados na Tabela 5.3, onde o regulador RG10 está considerado trifásico com um único comutador ajustando as três fases

igualmente, e o regulador RG1 um banco de três reguladores monofásicos com diferente comutador de ajuste de acordo com (JUNIOR, 2013).

Tabela 5.3: Valores dos taps dos reguladores de tensão

Regulador - RG10			Regulador - RG11		
TapA	TapB	TapC	TapA	TapB	TapC
1,0323	1,0323	1,0323	1,0238	1,0264	1,0288

As gerações de potência ativa e reativa na subestação são apresentadas na Tabela 5.4 para ambos os casos básico (solução do fluxo de carga) e otimizado. Nota-se uma redução da geração de potência ativa na subestação após otimização. Com base dos resultados obtidos, podemos destacar que a ferramenta de FPOT desenvolvida apresenta um melhor desempenho quando usada no apoio à operação do sistema. Portanto, esta ferramenta será utilizada na próxima seção para analisar o impacto de centrais fotovoltaicas conectadas à rede do sistema de distribuição, onde será analisado também o segundo índice de desempenho proposto neste trabalho: o desequilíbrio entre as tensões de fase.

Tabela 5.4: Geração de potência ativa e reativa na subestação

Sistema	Potência Ativa (kW)			Potência Reativa (kVar)			Perdas (kW)
	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}	
IEEE34 Não Otimz	759.136	666.663	617.072	171.727	90.137	28.394	273
IEEE34 Otimz	637,05	613,00	610,84	113,12	98,81	100,21	92

5.4.2 Resultados das simulações para centrais operando na potência máxima no dia 02 de Janeiro

Nesta seção, considera-se o transformador da subestação do sistema IEEE34 atuando com um único ajuste de taps para as três fases, como objetivo de representar todos os equipamentos da rede na modelagem do FPOT.

Os estudos inicialmente supõem duas centrais FV trifásicas de mesma capacidade, inseridas nas barras 25 e 32 do sistema IEEE34 e nas barras 58 e 62 do sistema SIS70. Para conectar a central à rede, foi

adicionado uma barra suplementar no ponto de acoplamento, conforme mostrado nas figuras 5.5 e 5.6.

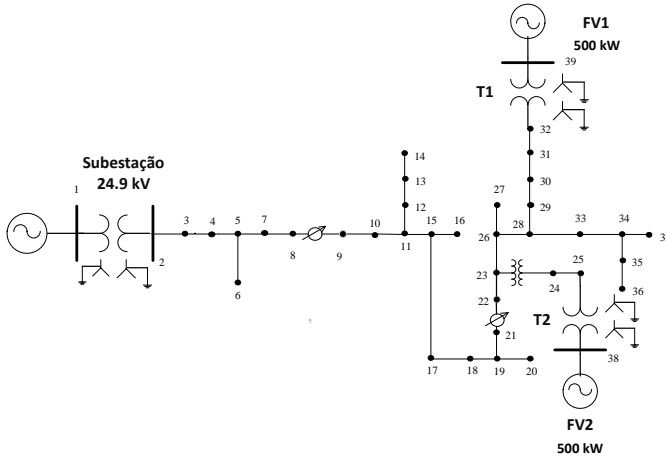


Figura 5.5: Sistema IEEE34 com as centrais FV.
 Fonte: elaboração própria do autor.

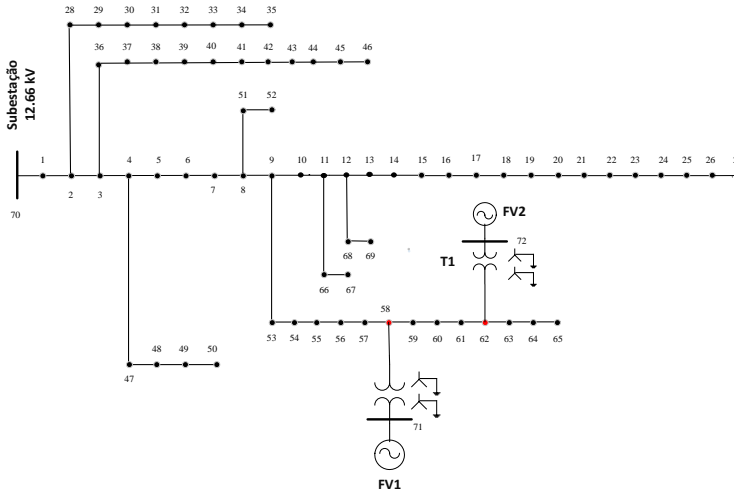


Figura 5.6: SIS70 com as centrais FV.
 Fonte: elaboração própria do autor.

Os resultados a seguir foram obtidos com as centrais operando com máxima potência no dia 02 de janeiro. A Tabela 5.5 indica as soluções do FPOT para o caso sem centrais FV (base) e com as centrais

operando com FP unitário (FP=1) ou superior a 0.8. Observa-se que a inserção das centrais (i) reduz substancialmente as perdas de potência, pois as cargas são atendidas localmente; e (ii) reduz o desbalanceamento entre as fases.

Tabela 5.5: Impacto das Centrais FV nas Perdas e Desbalanceamento

Sist.	Min. Perdas (kW)			Min. Desb. (%)		
	Base	FV FP =1	FV FP≠1	Base	FV FP =1	FV FP≠1
IEEEE34	100,02	19,72	15,86	0,030	0,028	0,029
SIS70	37,43	19,77	16,48	0.057	0.062	0.064

A Tabela 5.6 indica as potências injetadas na barra de referência (subestação) e pelas centrais nos casos de mínimas perdas do sistema IEEEE34. Nota-se que, no caso base, a subestação fornece em média 623kW e 127kVAr por fase.

Tabela 5.6: Injeções de Potência – Min. Perdas, IEEEE34

	Pot Ativa (kW) e Reativa (kVar)					
Caso Base	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	640,02	615,46	613,54	138,01	119,93	122,36
Centrais FV c/ FP=1	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	300,01	275,86	272,01	91,43	76,35	76,40
	P_{FVa}	P_{FVb}	P_{FVc}	Q_{FVa}	Q_{FVb}	Q_{FVc}
	315	315	315	-	-	-
Centrais FV c/ FP≠1	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	298,77	274,65	270,70	53,31	38,52	38,50
	P_{FVa}	P_{FVb}	P_{FVc}	Q_{FVa}	Q_{FVb}	Q_{FVc}
	157,5	157,5	157,5	70,73	70,73	70,73
	157,5	157,5	157,5	-34,15	-34,15	-34,15

A Tabela 5.6 mostra que a injeção de potência ativa cai para 283kW/fase com as centrais operando com fator de potencia unitário. A injeção de reativos cai para 43kVAr/fase quando as centrais operam com FP≠1. Nota-se que as centrais FV têm participações bem distintas no controle de reativos do sistema.

As figuras 5.7-5.9 mostram os perfis das tensões do sistema IEEE34. Observa-se que a inserção das centrais no sistema possibilita a operação com tensões mais elevadas e menos desbalanceadas. Quando as centrais participam do controle de reativos este comportamento é acentuado, levando a menores perdas nos circuitos.

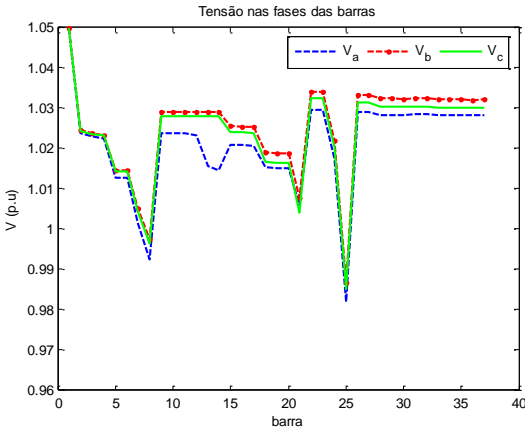


Figura 5.7: Caso base, Min. Perdas, IEEE34.

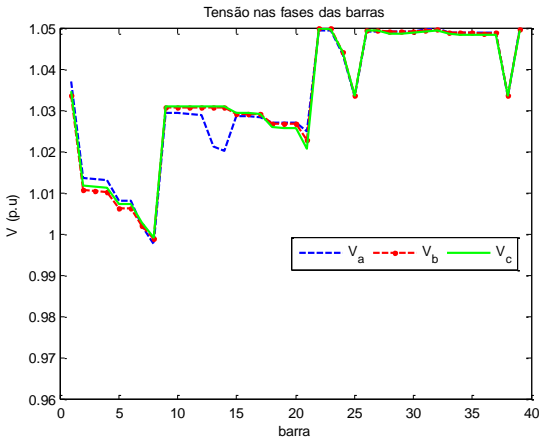


Figura 5.8: Min. Perdas com FV, FP =1, IEEE34.

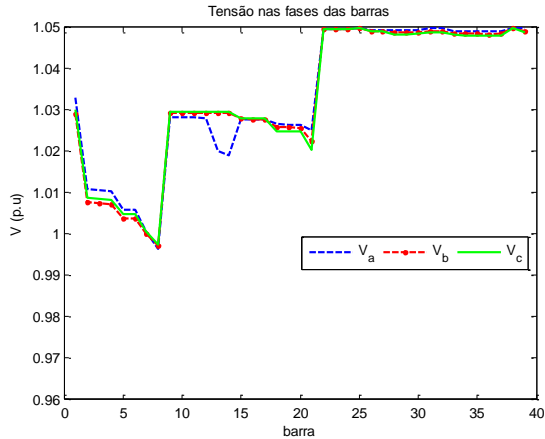


Figura 5.9: Min. Perdas com FV, $FP \neq 1$, IEEE34.

As figuras 5.10-5.12 mostram também o comportamento das tensões do sistema SIS70 quando minimizar as perdas, onde as injeções de potência ativa e reativa para as centrais resultam à operação do sistema com tensão elevada e menos desequilibrada.

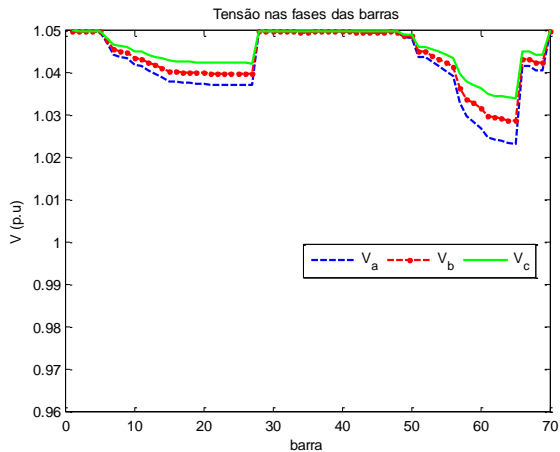


Figura 5.10: Min. Perdas. caso base, SIS70.

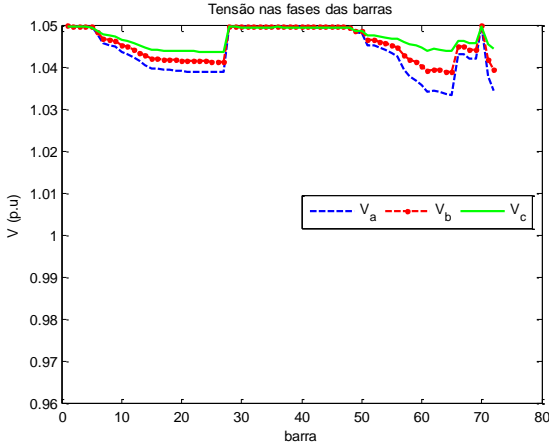


Figura 5.11: Min. Perdas com FV, FP = 1, SIS70.

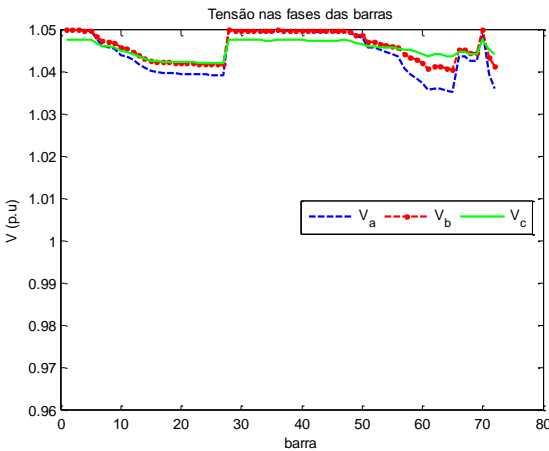


Figura 5.12: Min. Perdas com FV, FP ≠ 1, SIS70.

A Figura 5.13 mostra o desequilíbrio de tensão em todas as barras do sistema IEEE34 quando são minimizadas as perdas e no caso em que se minimiza o desbalanceamento entre as fases, com a inserção das centrais fotovoltaicas com $FP \neq 1$. Nota-se que com a inserção das centrais, o desequilíbrio de tensão nas barras caiu consideravelmente mostrando o impacto deste índice sobre a qualidade da energia. O máximo desequilíbrio alcançado nos ambos os casos está bem menor do que o padrão do IEEE (2,5%) e do ANNEL (2%).

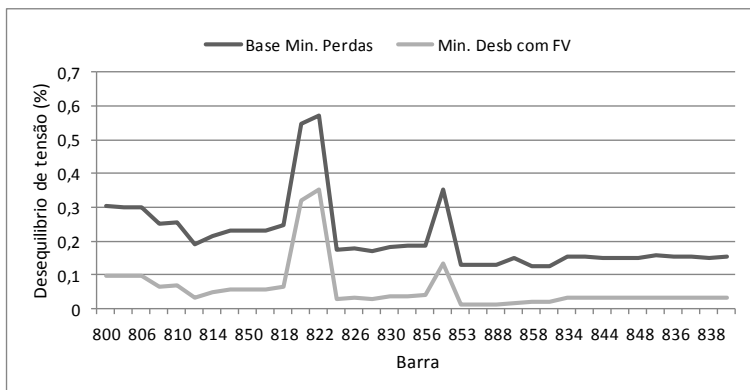


Figura 5.13: Comportamento do desequilíbrio de tensão nas barras (a) Min. Perdas sem FV e (b) Min. Desb com FV, IEEE34.

A Tabela 5.7 indica as potências injetadas pela subestação e pelas centrais FV do sistema SIS70 nos casos em que se minimiza o desbalanceamento entre fases. No caso base, a subestação injeta no sistema em média 900 kW e 710 kVAr por fase. Com a inserção das centrais FV, a injeção de potência ativa na subestação cai para 579 kW/fase. Mesmo quando as centrais operam com $FP \neq 1$, a injeção de reativos é feita principalmente pela subestação. Apesar disso, as Figuras 5.14-5.16 indicam que, se as centrais FV fornecem reativo, o perfil de tensão fica mais próximo do nominal.

Tabela 5.7: Injeções de Potência – Min. Desbal., SIS70.

	Pot. Ativa (kW) e Reativa (kVar)					
	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
Caso básico	1127,0	898,5	671,5	889,63	710,31	531,70
Centrais FV c/ FP=1	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	804,84	578,60	353,86	886,12	707,76	530,08
	P_{FVa}	P_{FVb}	P_{FVc}	Q_{FVa}	Q_{FVb}	Q_{FVc}
	315	315	315	-	-	-
Centrais FV c/ FP≠1	P_{grefa}	P_{grefb}	P_{grefc}	Q_{grefa}	Q_{grefb}	Q_{grefc}
	802,73	576,90	352,63	779,00	600,80	423,31
	P_{FVa}	P_{FVb}	P_{FVc}	Q_{FVa}	Q_{FVb}	Q_{FVc}
	157,5	157,5	157,5	47,21	47,21	47,21
	157,5	157,5	157,5	59,04	59,04	59,04

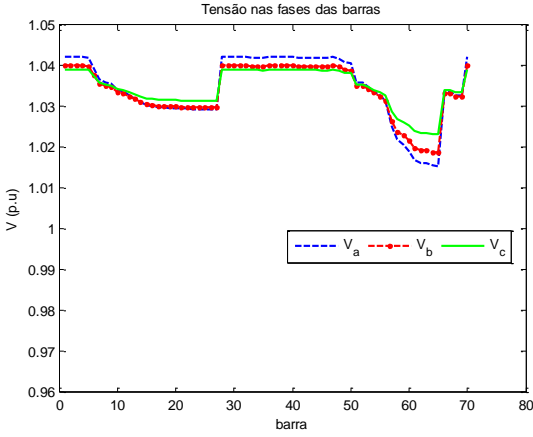


Figura 5.14: Min. Desbal, caso base, SIS70.

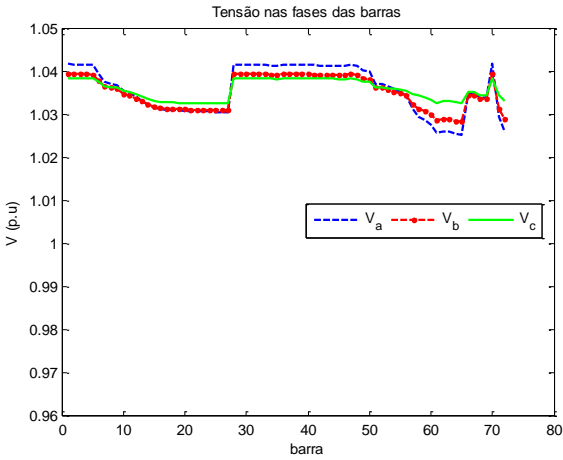


Figura 5.15: Min. Desbal com $FV = 1$, SIS70.

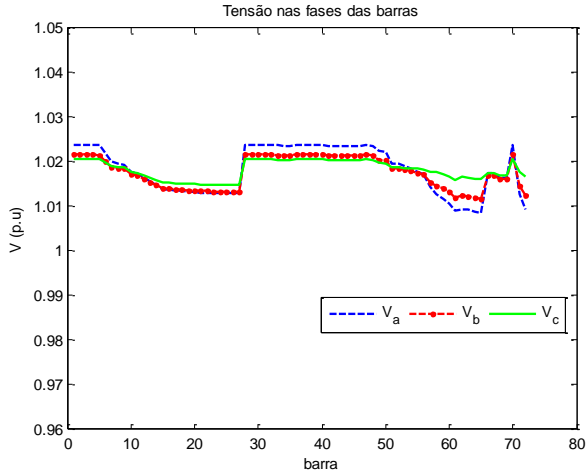


Figura 5.16: Min. Desbal com FV, FP \neq 1, SIS70.

As figuras 5.17-5.19 mostram os perfis das tensões do sistema IEEE34 quando minimizar o desequilíbrio de tensão. Nota-se também que o controle de reativo pelas centrais mais uma vez possibilita a operação do sistema com tensões mais próximas do perfil nominal.

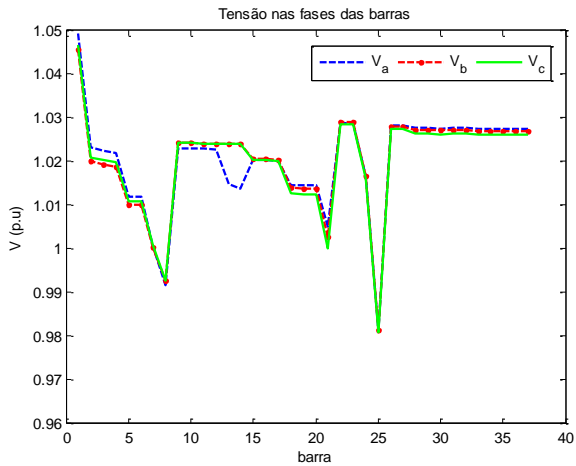


Figura 5.17: Min. Desbal, caso base, IEEE34.

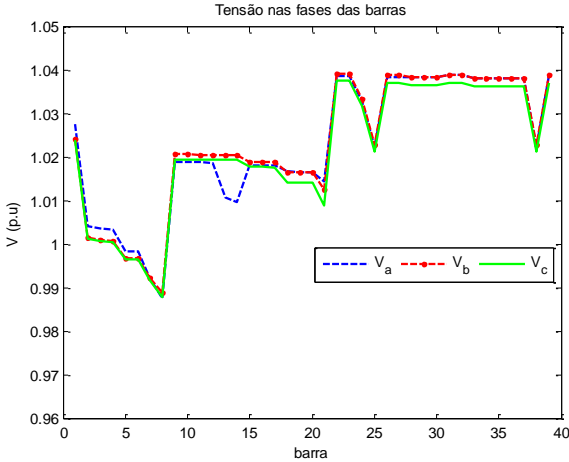


Figura 5.18: Min. Desbal com FV, FP = 1, IEEE34.

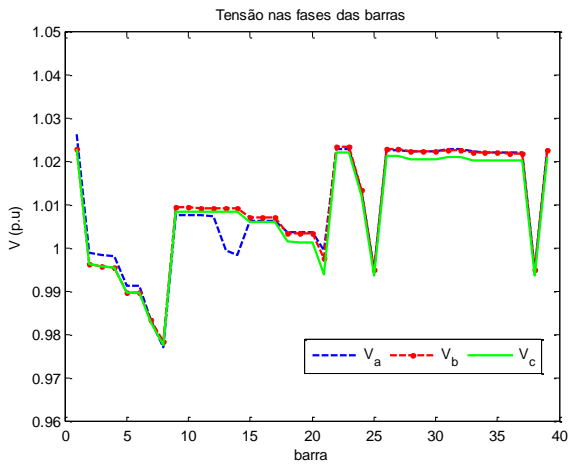


Figura 5.19: Min. Desbal com FV, FP \neq 1, IEEE34.

5.4.3 Geração diária e seu impacto no sistema

Nesta seção são analisadas soluções operativas de mínimas perdas para o sistema IEEE34 e de mínimo desbalanceamento para o sistema SIS70, no dia 02 de Janeiro e no dia 16 de Julho. O mesmo cenário de radiação e temperatura foi considerado para as duas centrais FV, o que implica que as centrais geram a mesma potência ativa. A

carga por hora foi obtida com base dos fatores de carga diários da Celesc, os quais são multiplicados pelas cargas ativa e reativa do sistema.

5.4.3.1 Soluções operativas de mínimas perdas para o sistema IEEE34

A Figura 5.20 indica a carga ativa total do sistema e as potências ativas injetadas pela subestação e pelas centrais FV nos dias de verão e inverno. A mesma curva de demanda foi considerada nos dois dias. No cenário de verão, nas horas de maior radiação solar e temperatura, as centrais FV suprem quase que 50% da demanda do sistema.

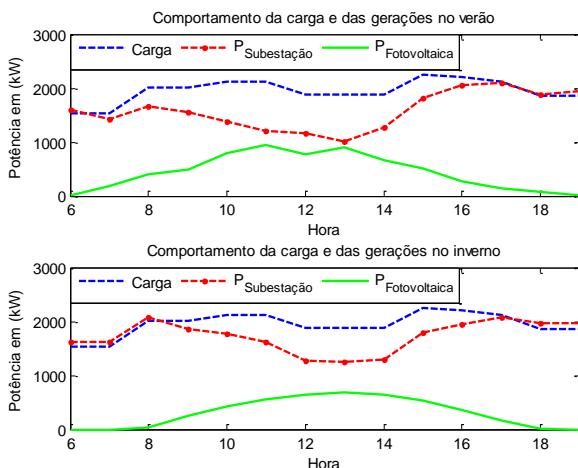


Figura 5.20: Carga total e gerações do sistema IEEE34.

A Tabela 5.8 mostra as gerações de potência ativa e reativa totais da subestação, das centrais e as perdas totais no sistema durante o dia de verão como no inverno. Da análise destes resultados, destaca-se que nas horas em que a carga do sistema permanece constante (fatores de carga iguais), as perdas são reduzidas com o aumento na geração das centrais nos ambos os cenários. Também nota-se uma redução na geração de potência ativa na subestação. A injeção de potência reativa na subestação depende do controle de reativo das centrais, ou seja, quando maior for o controle de reativo das centrais, menos reativos a subestação injeta o reativo na rede (isto pode ser verificado entre 8h e

9h, por exemplo). Observa-se também que as perdas variam de acordo com o nível de penetração da geração fotovoltaica (entre 15h e 16h no verão e no inverno, por exemplo). Vale ressaltar que as linhas da tabela coloridas em verde indicam que as centrais estão desconectadas do sistema.

Tabela 5.8: Gerações de potência ativa e reativa da subestação, das centrais e perdas para cenários de verão e inverno.

Hora	Carga	Potência ativa (kW) – Potência reativa (kVAr) – Perdas (kW) no Verão					Potência ativa (kW) – Potência reativa (kVAr) – Perdas (kW) no Inverno				
		P _{g,tot,Sub}	Q _{g,tot,Sub}	P _{gFV,tot}	Q _{gFV,tot}	Perdas	P _{g,tot,Sub}	Q _{g,tot,Sub}	P _{gFV,tot}	Q _{gFV,tot}	Perdas
7h	1539,00	1418,05	149,90	174	3,9	53,05	-	-	-	-	-
8h	2004,87	1656,15	150,87	410,34	298,69	62,28	2080,77	532,59	43,2	33,89	119,1
9h	2004,87	1563,16	165,87	488,62	270,23	53,29	1849,74	318,41	240,00	180	84,87
10h	2122,80	1379,92	189,93	785,64	296,61	43,12	1778,40	229,09	423,60	318	79,2
11h	2122,80	1211,14	189,29	942	278,82	30,34	1621,74	167,82	564,00	347,36	62,94
12h	1886,93	1153,15	156,67	769,24	115	35,72	1280,69	167,45	649,92	175,99	43,68
13h	1886,93	1014,04	152,27	901,15	170,19	28,26	1251,61	164,49	677,10	200,58	41,78
14h	1886,93	1264,93	165,91	664,62	314,13	42,62	1293,09	168,91	638,40	175,77	44,56
15h	2240,73	1817,18	240,75	510,72	384	87,17	1796,89	223,1	528,72	396,6	84,88
16h	2211,25	2044,5	458,28	279	210	112,25	1945,84	367,15	363,60	272,66	98,19
17h	2122,80	2095,95	524,45	150	112,5	123,15	2086,30	515,43	158,10	118,5	121,6
18h	1857,45	1886,24	379,28	70,92	53,22	99,71	-	-	-	-	-

A Figura 5.21 mostra a geração de potência ativa por fase das centrais FV durante o dia de verão. A potência ativa atinge o máximo (157 kW/fase) às 11h. A geração média no dia é igual a 75 kW/fase, o que equivale a 47% da capacidade de cada central FV.

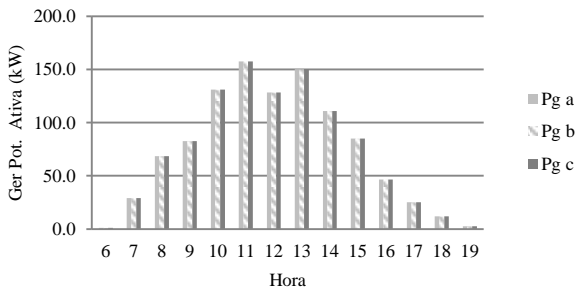


Figura 5.21: Geração de potência ativa no verão.

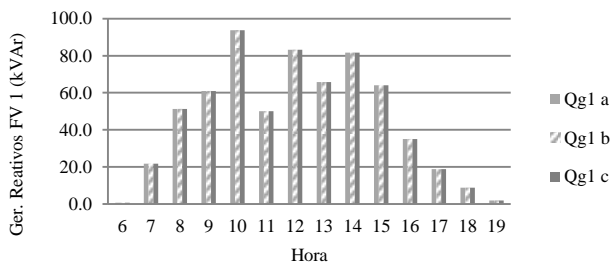


Figura 5.22: Geração de potência reativa, central 1 – Verão IEEE34.

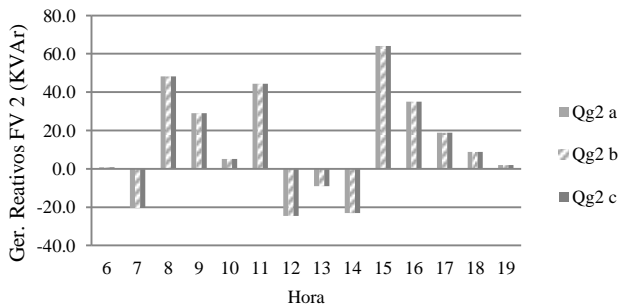


Figura 5.23: Geração de potência reativa, Central 2 – Verão IEEE34.

As figuras 5.22 e 5.23 indicam a geração de reativos das centrais FV no dia do verão. Observam-se variações substanciais nessa geração, principalmente na central FV 2 entre 11h e 12h e entre 14h e 15h.

A tensão na barra 25 da Figura 5.27 aumenta entre 11h e 12h e, entre 14h e 15h, pois o controle de reativo das centrais é menor às 12h e, entre 14h e 15h, a tensão tem um comportamento oposto já que o controle de reativo das centrais é maior neste período. Este comportamento da tensão nesta barra pode ser explicado pelo fato que o aumento de reativo na rede causou um aumento na corrente dos circuitos e por consequência uma diminuição da tensão principalmente nesta barra onde a central 2 está conectada.

Tal como mostrado na Figura 5.24, no cenário de inverno a geração ativa máxima de cada central é 113 kW/fase e a média é 51 kW/fase, ou ainda, 72% e 32% da capacidade disponível. As figuras 5.25 e 5.26 mostram que o controle de reativos pelas centrais também diminui neste novo cenário. No entanto, uma vez que a carga do inverno é igual à do verão, a forma como as centrais participam do controle de tensão permanece igual, ou seja, a central 1 injeta reativos no sistema, enquanto que a central 2, dependendo da hora do dia, injeta ou absorve reativos do sistema.

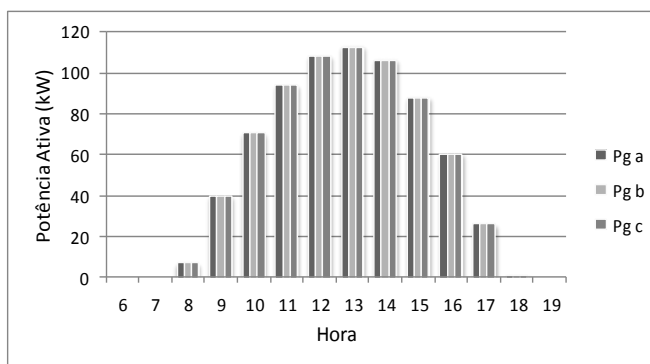


Figura 5.24: Geração de potência ativa no inverno.

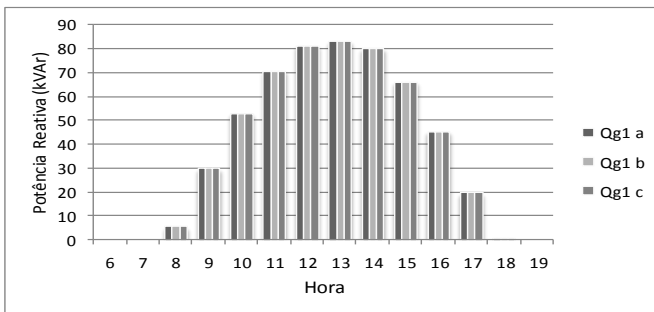


Figura 5.25: Geração de potência reativa, central 1 – Inverno IEEE34.

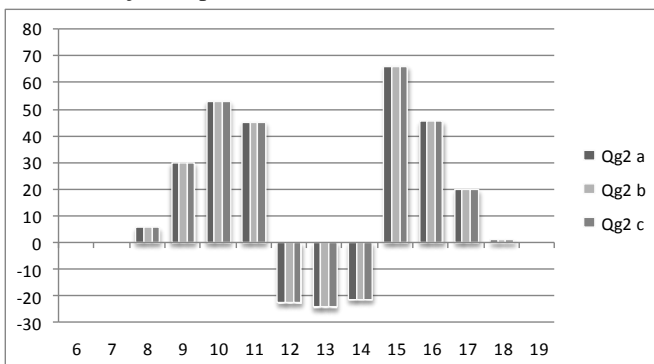


Figura 5.26: Geração de potência reativa, central 2 – Inverno IEEE34.

Os dados de gerações de potência ativa e reativa de cada central no verão e no inverno são apresentados na Tabela 5.9. A geração máxima de potência ativa é alcançada as 11h no verão e as 13h no inverno. No verão a central fornece potência das 7h às 18h enquanto que no inverno ela fornece potência das 8h às 17h. Nota-se uma participação bem distinta das centrais no controle de reativo em cada cenário.

Tabela 5.9: Geração de potência ativa e reativa das centrais – IEEE34.

Horário	Verão, P (kW) e Q (kVAr)				Inverno, P (kW) e Q (kVAr)			
	$P_{gFV,\omega}$	$Q_{gFV1,\omega}$	$Q_{gFV2,\omega}$	$Q_{gFV,\omega}^{max}$	$P_{gFV,\omega}$	$Q_{gFV1,\omega}$	$Q_{gFV2,\omega}$	$Q_{gFV,\omega}^{max}$
6h	3	2,25	2,19	2,25	0,00	0,00	0,00	0,00
7h	87	65,25	-61,35	65,25	0,00	0,00	0,00	0,00
8h	205,17	154	144,69	154	21,6	17	16,89	17
9h	244,31	183,23	87	183,23	119,83	90	90	90
10h	392,82	281,04	15,57	294,6	211,8	159	159	159
11h	470	75,81	213	213	281,81	212	135,36	212

12h	384,62	249,36	-73,56	288,47	324,97	244	-68,01	244
13h	450,73	248,61	-73,53	251,2	338,52	249,24	-48,66	254
14h	332,32	245,07	-69,06	249,24	319,20	240	-64,23	240
15h	255,37	192	192	192	264,35	198,3	198,3	198,3
16h	139,46	105	105	105	181,77	136,33	136,33	136,33
17h	75	56,25	56,25	56,25	79	59,25	59,25	59,25
18h	35,5	26,61	26,61	26,63	3,6	2,7	2,7	2,7
19h	7,63	5,73	5,73	5,73	0,00	0,00	0,00	0,00

A Figura 5.27 indica o comportamento da tensão na barra 890 ao longo dos dias de verão e inverno, sendo esta uma barra crítica do sistema. Nota-se uma variação de 7% nessa tensão entre as horas de geração FV máxima e mínima. Nos dois cenários, a tensão nesta barra aumenta com o crescimento da geração das centrais. Entre 7h e 8h no inverno, houve uma redução de 4% da tensão nesta barra, devido a um aumento considerável na carga do sistema que não foi acompanhado com um bom nível de penetração das centrais conforme mostrado na Tabela 8.

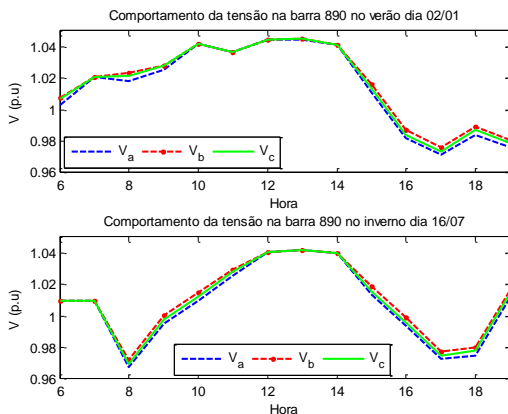


Figura 5.27: Comportamento da tensão na barra 890, IEEE34, Min. Perdas.

5.4.3.2 Soluções operativas de mínimo desbalanceamento - SIS70.

Como podemos perceber na Figura 5.28, a carga total é suprida principalmente pela subestação, tanto no verão como no inverno. Vale salientar que este sistema é mais carregado e possui cargas bastante resistivas, porém as centrais suprem quase 30% da carga no verão.

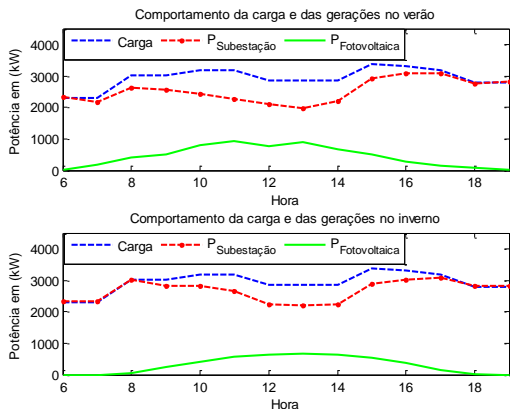


Figura 5.28: Carga total e gerações do exemplo SIS70.

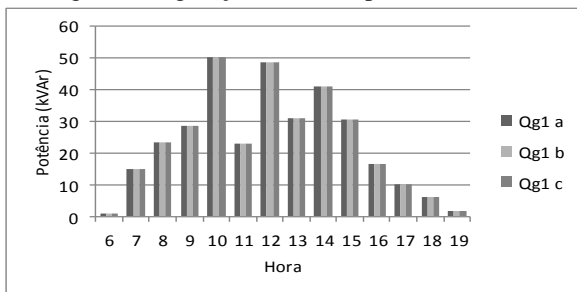


Figura 5.29: Geração de potência reativa, central 1 – verão SIS70.

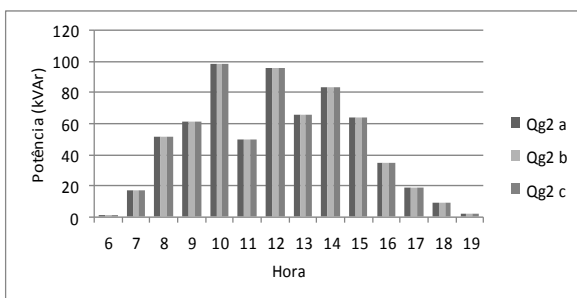


Figura 5.30: Geração de potência reativa, central 2 – verão SIS70.

As figuras 5.29 e 5.30 mostram a geração de potência reativa pelas centrais no verão. As centrais injetam reativos na rede em função dos requisitos do sistema. Tais requisitos fazem com que as duas centrais injetem reativos na rede durante todo o período de funcionamento. A

Tabela 5.10 mostra a geração total de potência ativa e reativa de cada central ao longo do dia de análise.

Tabela 5.10: Geração de potência ativa e reativa das centrais – SIS70

Horário	Verão				Inverno			
	$P_{gFV,\omega}$	$Q_{gFV1,\omega}$	$Q_{gFV2,\omega}$	$Q_{gFV,\omega}^{max}$	$P_{gFV,\omega}$	$Q_{gFV1,\omega}$	$Q_{gFV2,\omega}$	$Q_{gFV,\omega}^{max}$
6h	3	2,25	2,25	2,25	0,00	0,00	0,00	0,00
7h	87	44,5	52,30	65,25	0,00	0,00	0,00	0,00
8h	205,17	70,44	154	154	21,6	17	17	17
9h	244,31	85,32	183,23	183,23	119,83	41,82	90	90
10h	392,82	151,11	294,6	294,6	211,8	73,5	159	159
11h	470	68,73	145,5	145,5	281,81	102,42	213	213
12h	384,62	146,43	288,47	288,47	324,97	118,41	244	244
13h	450,73	92,76	197,25	197,25	338,52	125,88	255	255
14h	332,32	122,64	249,24	249,24	319,20	116,64	240	240
15h	255,37	91,8	192	192	264,35	95,1	198,3	198,3
16h	139,46	49,2	105	105	181,77	63,6	136,33	136,33
17h	75	30,6	56,25	56,25	79	31,5	31,5	59,25
18h	35,5	18,9	26,63	26,63	3,6	2,7	2,7	2,7
19h	7,63	5,73	5,73	5,73	0,00	0,00	0,00	0,00

No cenário do inverno, o controle de reativo pelas centrais diminui, já que a radiação solar é menor nesta estação. A participação das centrais FV no controle de reativos é semelhante à observada no verão, conforme mostrado nas figuras 5.31 e 5.32.

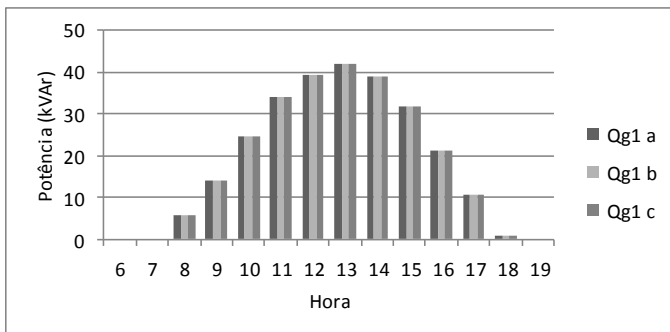


Figura 5.31: Geração de potência reativa, central 1 – inverno SIS70.

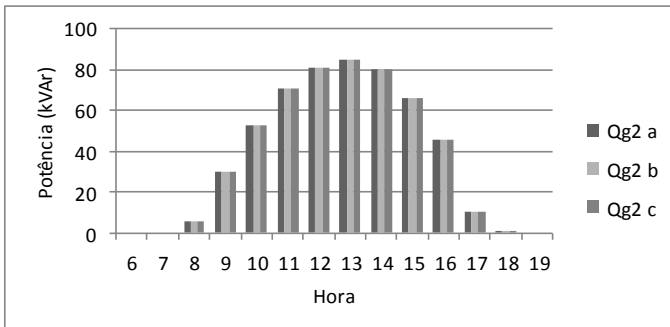


Figura 5.32: Geração de potência reativa, central 2 – inverno SIS70.

A Tabela 5.11 apresenta os dados de geração de potência ativa e reativa da subestação e das centrais, o índice de desempenho estudado (desequilíbrio de tensões - Desbal) e as perdas ocasionadas no sistema. Analisando os resultados obtidos, nota-se que para uma mesma carga, o desequilíbrio de tensão diminuiu com as centrais funcionando com baixo fator de potência. No verão, entre 10h e 11, a carga do sistema permanece igual e, ainda que as centrais operem na máxima potência ativa às 11h, o sistema sofreu um pouco de desequilíbrio comparando com a operação às 10h. O mesmo resultado é obtido com as centrais funcionando no inverno entre 12h e 13h. Destaca-se

que com as centrais operando na máxima potência às 13h, houve um impacto significativo na redução do desequilíbrio de tensão, pois o controle de reativo das centrais neste horário é bem melhor do que o realizado às 10h. Com a carga variando, (entre 15h e 16h no verão, por exemplo), o desequilíbrio varia de acordo com o controle de reativo na subestação e pelas centrais, em função de nível de carregamento do sistema.

Resultados apresentados na Tabela 12 também mostram o impacto do controle da potência reativa no desbalanceamento. Outro aspecto importante é o comportamento das perdas quando se minimizar o desbalanceamento. Nota-se que de forma geral, as perdas são reduzidas quando o sistema é menos desbalanceado. No caso específico em que as centrais consomem mais reativos na rede, as perdas diminuem com o aumento na potência ativa sendo produzida pelas centrais. Isto se justifica pelo fato que, sem a geração FV, quando as correntes nos circuitos são mais elevadas, as perdas também são maiores. Quando as centrais fornecem potência ativa, como elas estão próximas às cargas, as correntes em vários circuitos diminuem, reduzindo as perdas.

Tabela 5.11: Gerações de potência ativa e reativa, perdas e desbalanceamento no verão e no inverno, SIS70

Horário	Carga (kW)	Potência ativa (kW) – Potência reativa (kVAr) – Perdas (kW) – Desbalanceamento (10^{-4}) no Verão						Potência ativa (kW) – Potência reativa (kVAr) – Perdas (kW) – Desbalanceamento (10^{-4}) no Inverno					
		P _{g_{tot},Sub}	Q _{g_{tot},Sub}	P _{CA,tot}	Q _{CA,tot}	Perdas	Desb.	P _{g_{tot},Sub}	Q _{g_{tot},Sub}	P _{CA,tot}	Q _{CA,tot}	Perdas	Desb.
7h	2313,3	2163,68	1753,96	174	96,8	24,38	4,97	-	-	-	-	-	-
8h	3004,6	2628,4	2180,82	410,04	224,44	33,84	8,43	3011,7	2408,5	43,2	34	50,25	8,6
9h	3004,6	2547,5	2135,31	488,64	268,55	31,54	8,4	2805,5	2276,2	240,00	131,82	40,84	8,51
10h	3190,8	2431,6	2104,21	785,4	445,71	26,2	9,33	2806,2	2322,9	423,60	232,5	39,02	9,54
11h	3190,8	2258,6	2331,77	960	214,23	27,8	9,4	2660,4	2237,66	564,00	315,42	33,60	9,46
12h	2845,1	2095	1836,64	769,20	434,9	19,1	7,34	2219,42	1911,66	648	362,41	22,32	7,4
13h	2845,1	1963,47	1981,68	901,2	290,01	19,57	7,36	2189,17	1891,83	677,4	380,88	21,47	7,39
14h	2845,1	2200,93	1900,94	666	371,88	21,83	7,4	2229,28	1916,54	638,40	356,64	22,57	7,41
15h	3376,9	2907,5	2420,7	510,6	283,8	41,2	11	2888,7	2410,7	528,6	293,4	40,42	11
16h	3323,7	3094,2	2511,6	279	154,2	49,5	10	3005,8	2464,2	363,60	199,93	45,7	10
17h	3190,8	3091,7	2473,5	150	86,85	50,9	9,68	3083,5	2469,3	157,8	63	50,55	9,68
18h	2791,9	2761,8	2193,37	70,92	45,53	40,82	7,38	-	-	-	-	-	-

Tabela 5.12: Gerações de potência ativa e reativa, perdas e desbalanceamento no verão e no inverno, IEEE34.

Horário	Carga (kW)	Potência ativa (kW) – Potência reativa (kVAr) – Perdas (kW) – Desbalanceamento (10^{-4}) no Verão						Potência ativa (kW) – Potência reativa (kVAr) – Perdas (kW) – Desbalanceamento (10^{-4}) no Inverno					
		$P_{\text{gtot,Sub}}$	$Q_{\text{gtot,Sub}}$	$P_{\text{CA,tot}}$	$Q_{\text{CA,tot}}$	Perdas	Desb.	$P_{\text{gtot,Sub}}$	$Q_{\text{gtot,Sub}}$	$P_{\text{CA,tot}}$	$Q_{\text{CA,tot}}$	Perdas	Desb.
7h	1539,00	1424,57	287,66	174	-73,43	59,54	2,22	-	-	-	-	-	-
8h	2004,87	1669,47	619,21	410,40	-108,91	80,90	3,99	2084,59	598,66	43,2	-16,95	128,82	4,06
9h	2004,87	1583,36	632,38	488,63	-133,65	73,01	3,97	1860,08	603,50	240,00	-63,88	101,11	4,01
10h	2122,80	1396,44	750,603	785,7	-200,16	59,34	4,55	1790,86	660,07	423,60	-60,88	91,66	4,62
11h	2122,80	1234,46	765,51	940	-223,95	52,16	4,56	1636,46	701,11	564,00	-123,34	77,29	4,59
12h	1886,93	1169,8	691,67	769,35	-296,42	46,30	3,44	1295	1911,66	650	-233,1	52,1	3,47
13h	1886,93	1032,71	702,91	901,5	-314,23	41,38	3,45	1266,31	649,31	677,1	-246,9	50,58	3,46
14h	1886,93	1279,44	643,93	664,65	-240,41	51,26	3,46	1307,21	633,44	638,40	-227,5	52,78	3,47
15h	2240,73	1829,12	678,98	510,75	-1,23	93,24	5,32	1809,01	680,07	528,75	-5,8	91,13	5,31
16h	2211,25	2047,87	535,97	279	147,24	115,62	5,12	1956,56	686,6	363,60	-5,75	108,91	5,16
17h	2122,80	2102,76	665,45	150	-6	129,96	4,72	2093,55	666,89	157,95	-9,04	128,70	4,71
18h	1857,45	1892,2	494,57	70,95	-30,04	105,69	3,4	-	-	-	-	-	-

5.4.4 Impacto das centrais monofásicas no sistema de distribuição

A fim de avaliar a importância da representação trifásica das centrais no FPO, analisa-se o impacto da inserção de centrais FV monofásicas no sistema elétrico. A Figura 5.33 indica o comportamento das tensões do sistema IEEE34 nas soluções de mínimas perdas quando centrais de 12kW são inseridas na fase a de 10 barras deste sistema. Pode-se observar que tal inserção aumenta expressivamente as tensões na fase a e o desequilíbrio de tensão do sistema.

Por fim foram considerados dois casos de simulação onde são inseridas 12 centrais monofásicas no sistema IEEE34. No primeiro caso, as centrais foram inseridas somente na fase b e no segundo caso, uma distribuição igual das centrais nas três fases. A Figura 5.34 mostra que quando as centrais são alocadas de forma distribuída nas três fases, o sistema sofre menos desequilíbrio de tensão. Além disso, as perdas são reduzidas no circuito (quando as centrais são conectadas à fase b, as perdas são 87kW, e, quando as centrais são alocadas de forma distribuídas, as perdas caem para 84kW). Mesmo assim nota-se que o sistema permanece mais desequilibrado do que no caso básico. Isto mostra a insuficiência na alocação de centrais fotovoltaicas monofásica em sistema de distribuição. Este aspecto vem consolidar a importância da representação trifásica das centrais no FPO.

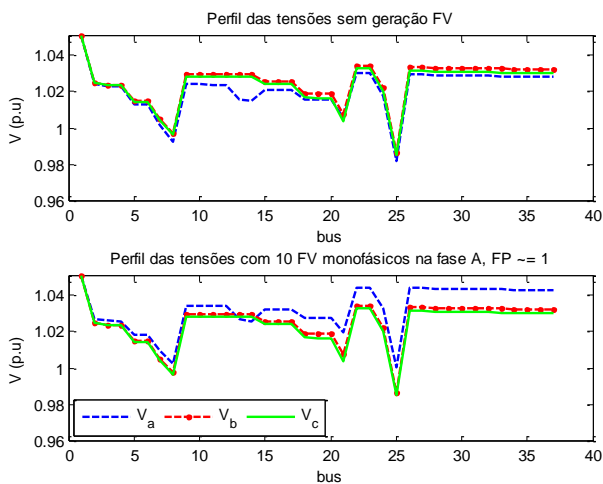


Figura 5.33: Tensões, Min. Perdas – IEEE34, FV 1ϕ na fase A

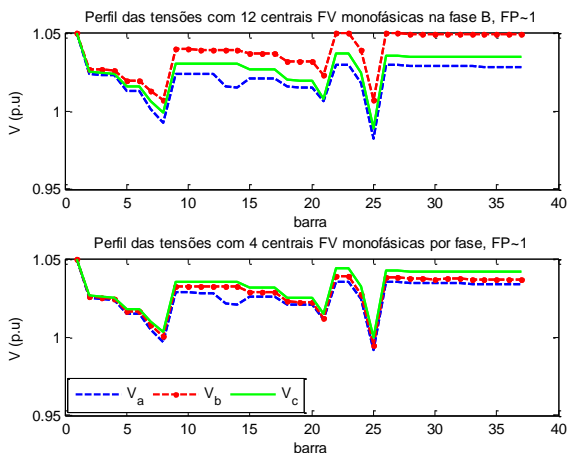


Figura 5.34: Alocação distribuída de centrais monofásicas

5.5 Desempenho o Método Primal Dual de Pontos Interiores

Tabela 5.13: Dados de convergência do método PD-PI

Dados de convergência	IEEE34				SIS70			
	Min. Perdas Sem FV	Min. Perdas Com FV	Min. Desbal Sem FV	Min. Desbal Com FV	Min. Perdas Sem FV	Min. Perdas Com FV	Min. Desbal Sem FV	Min. Desbal Com FV
Iterações	13	19	13	10	13	11	11	10
Tempos de execução	2.06s	4.73s	2.8s	2.67s	7.12s	8.37s	8.5s	8.6s

As implementações computacionais foram feitas no ambiente MATLAB com microcomputador com 4GB de memória RAM, processador Intel® dual CORE™ i3-2120 CPU @ 3.30GHz e sistema operacional Microsoft Windows7. O valor do parâmetro de barreira e a tolerância adotada são respectivamente 10^{-10} e 10^{-6} . A Tabela 5.13 apresenta o número de iterações e tempos computacional nos casos analisados. Nota-se que de forma geral a metodologia proposta é robusta e converge com poucas iterações. Quando as centrais são modeladas no FPOT, a convergência alcançou com menos iterações e com um maior tempo computacional exceto no caso de mínimo desbalanceamento do sistema IEEE34 onde a convergência alcançou em 10 iterações com um tempo de 2.67s quando compara-lo com o caso sem FV.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados das implementações computacionais realizadas. As seções 5.1-5.3 apresentaram a obtenção dos cinco parâmetros assim que a formação das centrais FV. Na seção 5.4 foram apresentados os resultados do FPOT via método primal dual de pontos interiores. Dois índices de desempenho foram estudados sendo as mínimas perdas elétricas e o mínimo desbalanceamento de tensão. Os resultados obtidos mostram um impacto significativo das centrais sobre a redução das perdas e do desequilíbrio de tensão em sistemas desbalanceados quando as centrais atuam com controle de reativos na rede. Também nota-se uma redução substancial da geração de potência ativa na subestação, mostrando a participação das centrais no suprimento da demanda do sistema. Por fim foi analisado na seção 5.4.4 a importância da representação trifásica das centrais no FPO, considerando somente centrais monofásicas distribuídas na rede. Os resultados desta simulação mostraram um comportamento mais desequilibrado do sistema e ainda pior do que no caso sem as gerações FV. Este aspecto mostra quanto mais é importante a alocação das centrais trifásicas em sistemas desbalanceados.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta computacional para análise dos sistemas elétricos de potência desbalanceados com inserção de centrais fotovoltaicas. A ferramenta obtém as soluções do FPOT, sendo esse problema formulado a partir de injeções de corrente e expresso em coordenadas retangulares. O método primal dual de pontos interiores é empregado para solução do FPOT.

A fim de modelar as centrais fotovoltaicas no FPOT, foi determinada a potência em corrente alternada sendo produzida pelas mesmas em qualquer condição solar-meteorológica. O cálculo desta potência foi feito com base no circuito elétrico equivalente do painel fotovoltaico constituído por de cinco parâmetros. O uso deste circuito equivalente permite uma representação mais precisa da geração fotovoltaica no FPOT.

Com base da potência produzida pelas centrais FV e conhecendo os limites de ajuste dos fatores de potência dos inversores, foram definidos os limites de geração de potência reativa das centrais na rede. A avaliação do impacto da geração FV em sistema de distribuição foi feita com base em dois índices de desempenho das redes elétricas, sendo esses as mínimas perdas de transmissão e o mínimo desequilíbrio de tensão. Os resultados obtidos indicam que, ao se adotar no FPOT o critério de mínimas perdas de transmissão, obtém-se pontos operativos para os sistemas com melhor perfil de tensão e perdas de transmissão substancialmente menores. Esses resultados ficam bem melhores quando as centrais atuam com controle de reativos da rede.

A metodologia proposta para minimizar o desbalanceamento de tensão mostrou-se robusta e eficaz para qualquer sistema desbalanceado e permitiu resolver um dos problemas de grande importância na operação em regime permanente dos sistemas de distribuição, o de queda de tensão nas barras de carga. Esta metodologia tem bastante aplicação na área de distribuição de energia onde encontra-se tensões geralmente desequilibradas, devido à má concepção das instalações elétricas; e se apresenta como uma grande contribuição na área de processamento de energia elétrica, e seus fins de utilização.

Com base da pesquisa desenvolvida neste trabalho e levando em consideração os aspectos não abordados, sugerimos como trabalhos futuros:

- ✓ Considerar as impedâncias mútuas das linhas e o modelo completo das cargas na modelagem do FPOT.
- ✓ Incluir os taps dos transformadores e reguladores de tensão nas variáveis de otimização.
- ✓ Inserção de outras fontes de geração distribuída além da geração fotovoltaica levando em consideração vários critérios de desempenho dos sistemas de distribuição, utilizando as técnicas de programação não linear inteira mista para solução do Fluxo de potência ótimo trifásico.
- ✓ Avaliar junto os aspectos técnicos e econômicos no planejamento e operação do sistema de distribuição com a presença da geração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **Electrical Power & Energy Systems, Elsevier**, v. 28, p. 669–678, 2006.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research, Elsevier**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N ° 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015: 25 p. 2015**. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 25. 2015.

ANEEL. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. **Pocedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**, 2016. 76.

ANELL. **Nota Técnica n° 0075/2011-SRD/ANEEL**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 14. 2011.

ARAUJO, L. R. D. **Uma contribuição ao Fluxo de Potência ótimo aplicado a sistemas de potência trifasicos usando o método dos pontos interiores**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Juiz de Fora. [S.l.], p. 295. 2005.

ARAUJO, L. R. D.; PENIDO, D. R. R.; VIEIRA, F. D. A. A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems, Elsevier**, v. 53, p. 632-642, 2013.

ARAUJO, L. R. et al. A Three-Phase Optimal Power-Flow Algorithm to Mitigate Voltage Unbalance. **IEEE TRANSACTION ON POWER DELIVERY**, v. 28, n. 4, p. 2394-2402, 2013.

BAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2008.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of Distribution Generation on Power Systems: Part 1- Radial Distribution Systems. **Power Engineering Society Summer Meeting, 200 IEEE**, p. 1645 - 1656, 2000.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 6, p. 413-420, 2006.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. **Electrical Power & Energy Systems. Elsevier**, v. 28, p. 413-420, 2006.

BRUNO, S. et al. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. **IEEE Trans. on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4504-4513, 2011.

CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; GARCIA, P. A. N. Unbalanced Distribution System Power Flow Using the Current Injection Method. **Power Engineering Society Winter Meeting. IEEE**, p. 946 - 950, 2000.

CELESC. Requisitos para Conexão de Micro e Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição. **Manual de Proceimentos N° I-432.0004**, Florianópolis , 2016. 33.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Trans. on Power System**, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.

CHIANG, H.-D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 2 : Solution Algorithms and Numerical Results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 3, p. 1568-1574, 1990.

CHOQUE, J. L.; RODAS, D.; PADILHA-FELTRIN, A. Distribution Transformer Modeling for Application in Three-Phase Power Flow Algorithm. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, v. 7, n. 2, 2009.

CLIMATE COUNCIL. **PARIS COP21: Key Issues for the new climate agreement**. Climate Council. [S.l.]. 2015.

DALL'ANESE, E.; ZHU, H.; GIANNAKIS, G. B. Distributed Optimal Power Flow for Smart Microgrids. **IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID**, v. 4, n. 3, p. 1464-1475, 2013.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal Power Flow Solutions. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS**, v. 87, n. 10, p. 1866-1876, 1968.

DRIESSE, A.; HARRISON, S.; JAIN, P. Evaluating the Effectiveness of Maximum Power Point Tracking Methods in Photovoltaic Power Systems using Array Performance Models. **2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference**, p. 145-151, 2007.

DŽAFIĆ, I. et al. Influence of Distribution Line Asymmetry on Power Flow Results. **IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition**, p. 1-5, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Brasília, p. 64. 2014.

FAHRENBRUCH, A. L.; BUBE, R. H. **Fundamentals of Solar Cells**. [S.l.]: Academic Press, 1983.

FORTESCUE, C. L. METHOD OF SYMMETRICAL COORDINATES APPLIED TO THE SOLUTION OF POLYPHASE NETWORKS. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 37, n. 2, p. 1027 - 1140, 1918.

GARCIA, P. A. N. et al. Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 508-514, 2000.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 28, n. 3, p. 3420 - 3428, 2013.

GONEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc., 1986.

GOOGLE. central fotovoltaica conectada à rede. **google.com.br**. Disponível em: <<https://www.google.com.br/central+fotovoltaica+conectada+a+rede>>. Acesso em: 23 nov. 2016.

GOW, J. A.; MANNING, C. D. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, v. 146, n. 2, p. 193 - 200, 1999.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicas**. [S.l.]: [s.n.], 2014.

GUECHI, A.; CHEGAAR, M. Effects of diffuse spectral illumination on microcrystalline solar cells. **Journal of Electron Devices**, v. 5, p. 116-121, 2007.

HEGEDUS, S.; LUQUE, A. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. [S.l.]: [s.n.], 2011.

HUAN-LIANG, T.; CI-SIANG, T.; YI-JIE, S. Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/Simulink. **World Congress on Engineering and Computer Science**, p. 1-6, 2008.

HUSSEIN, K. H. et al. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. **IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 142, n. 1, p. 59-64, 1995.

IEEE. **Distribution Test Feeders**, 2013. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: Abril 2016.

JOUANNE, A. V.; BANERJEE, B. (. Assessment of Voltage Unbalance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 782 - 790, 2001.

JOUANNE, A. V.; BANERJEE, B. Assessment of Voltage Unbalance. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY**, v. 16, n. 4, p. 782-790, 2001.

JR., A. R. B.; FERNANDES, T. S. P. A three-phase optimal power flow applied to the planning of unbalanced distribution networks. **Electrical Power and Energy Systems, Elsevier**, v. 74, p. 301-309, 2016.

JUNIOR, A. R. B. **Fluxo de Potência ótimo Trifásico. Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Paraná. [S.l.], p. 147. 2013.

JUNIOR, E. L. R. **Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Problema de Fluxo de Potência Ótimo com aplicação a sistemas de Distemas de Distribuição**. Universidade Federal de Santa Catarina. [S.l.], p. 136. 2015.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 1. ed. [S.l.]: CRC Press LLC, 2002.

MANOËL REKINGER; FRAUKE THIES. Global Market Outlook For Solar Power 2015-2019. **Intersolar Europe**, 2015.

MASSON, G. et al. Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018. **European Photovoltaic Industry Association**, 2014.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Partie 1. **ICEUBI International Conference on Engineering**, 2013.

MOMOH, J. A. **Electric Power System Applications for Optimization**. [S.l.]: Marcel Dekker, Inc. , 2001.

MOMOH, J. A.; ZHU, J. Z. Improved Interior Point Method for OPF Problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, 1999.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blücher Ltda, 1983.

ORTIZ-RIVERA, E. I.; PENG, F. Z. Analytical Model for a Photovoltaic Module using the Electrical Characteristics provided by the Manufacturer Data Sheet. **2005 IEEE 36th Power Electronics Sécialists Conference** , p. 2087-2091, 2005.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. 2. ed. [S.l.]: U.S.A: CRC Press LLC , 2006.

PAUDYAL, S.; CAÑIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal Operation of Distribution Feeders in Smart Grids. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, v. 58, n. 10, p. 4495-4503, 2011.

PAULILO, G. Qualidade de energia: Desequilíbrios de tensão. **O Setor Elétrico - Os frutos da NR 10**, p. 42-48, Março 2013.

PENIDO, D. R. R. et al. Three-Phase Power Flow Based on Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 23, n. 2, p. 494 - 503, 2008.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Police. Elsevier**, v. 33, p. 787–798, 2005.

PEREIRA, H. Q. **Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo e Uma Nova Metodologia de Solução**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora-UFJF. [S.l.], p. 162. 2006.

PONGRATANANUKUL, N.; KASPARIS, T. Tool for automated simulation of solar arrays using general-purpose simulators. **Proceedings of the IEEE Workshop on Computers in Power Electronics**, p. 10-14, 2004.

S.CHOWDHURY et al. MODELLING, SIMULATION AND PERFORMANCE ANALYSIS OF A PV ARRAY IN AN EMBEDDED ENVIRONMENT. **Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International**, p. 781-785, 2007.

SALAS, C. S. S. **Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de Ressonância**. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação Departamento de Sistemas de Energia Elétrica. [S.l.], p. 212. 2010.

SCHWANZ, D. et al. Stochastic Assessment of Voltage Unbalance due to Single-Phase-Connected Solar Power. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 1-9, 2016.

SEIPHETLHO, T. E.; RENS, A. P. J. On the Assessment of Voltage Unbalance. **Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010**, p. 1-6, 2010.

SINGH, A. K.; SINGH, G. K.; MITRA, R. Some Observations on Definitions of Voltage Unbalance. **Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American**, p. 473 - 479, 2007.

SMA. **SUNNY TRIPOWER 12000TL-US**, 2016. Disponível em: <<http://www.sma-america.com/products/solarinverters/sunny-tripower-12000tl-us-15000tl-us-20000tl-us-24000tl-us-30000tl-us.html>>. Acesso em: 2016.

SOTO, W. D.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy, Elsevier**, v. 80, p. 78-88, 2006.

TAN, W.-S. et al. Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 18, p. 626 - 645, 2013.

TOBNAGHI, D. M. A Review on Impacts of Grid-Connected PV System on Distribution Networks. **International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering**, v. 10, n. 1, p. 137-142, 2016.

TSAI, H.-L.; TU, C.-S.; SU, Y.-J. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. **World Congress on Engineering and Computer Science**, San Francisco USA, 2008.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics** , v. 24, n. 5, p. 1198 - 1208, 2009.

YI-BO, W. et al. Steady-State Model and Power Flow Analysis of Grid Connected Photovoltaic Power System. **IEEE International Conference on Industrial Technology - ICIT 2008**, p. 1-6, 2008.

ZHU, Y.; TOMSOVIC, K. Optimal distribution power flow for systems with distributed energy resources. **Electrical Power and Energy Systems. Elsevier**, v. 29, p. 260-267, 2007.

Apêndice A - Método Primal-Dual de Pontos Interiores

O método de pontos interiores tem sido bastante utilizado para solução de problema de programação linear e não linear de grande porte, sendo o fluxo de potência ótimo um das aplicações deste método em sistemas elétricos de potência. Matematicamente, o problema de fluxo de potência ótimo pode ser formulado como seguir.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } f(\mathbf{x}) \\ \text{s.a} \quad & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\ & \mathbf{h}_{\min} \leq \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{h}_{\max} \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

onde, $f(\mathbf{x})$ é a função objetivo a ser otimizada; \mathbf{x} as variáveis de otimização; $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ é um vetor m -dimensional, cujas componentes são as equações $g_i(\mathbf{x})$ que representam as restrições de igualdade; $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ é um vetor l -dimensional, das equações $h_i(\mathbf{x})$ que representam as restrições de desigualdade.

A aplicação do método primal dual de pontos interiores no problema (1) requer as seguintes etapas:

- ✓ Transformação das restrições de desigualdades em restrições de igualdade através do uso de variáveis de folga:

$$\begin{aligned} \mathbf{h}(\mathbf{x}) - s_l - \mathbf{h}_{\min} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) + s_u - \mathbf{h}_{\max} &= \mathbf{0} \\ s_l, s_u &> \mathbf{0} \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

onde, s_l e s_u são vetores cujas componentes (s_{l_i}, s_{u_i}) são variáveis de folga correspondentes;

- ✓ Adição da função barreira logarítmica à função objetivo; isto fornece;

$$f(\mathbf{x}) - \mu \left[\sum_i \ln s_{l_i} + \sum_i \ln s_{u_i} \right] \quad (\text{A.3})$$

- ✓ O problema resultante é expresso como:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize } f(\mathbf{x}) - \mu \left[\sum_i \ln s_{l_i} + \sum_i \ln s_{u_i} \right] \\
& \text{s.a} \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
& \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}) - s_l - \mathbf{h}_{\min} = \mathbf{0} \\
& \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}) + s_u - \mathbf{h}_{\max} = \mathbf{0} \\
& \quad s_l, s_u > 0
\end{aligned} \tag{A.4}$$

✓ Formação da função Lagrangeana:

$$\begin{aligned}
\mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = & f(\mathbf{x}) - \mu \left[\sum_i \ln s_{l_i} + \sum_i \ln s_{u_i} \right] - \boldsymbol{\lambda}' \mathbf{g}(\mathbf{x}) \\
& - \boldsymbol{\pi}_l' [\mathbf{h}(\mathbf{x}) - s_l - \mathbf{h}_{\min}] - \boldsymbol{\pi}_u' [\mathbf{h}(\mathbf{x}) + s_u - \mathbf{h}_{\max}]
\end{aligned} \tag{A.5}$$

onde, λ_i é o multiplicador de Lagrange correspondente à i -ésima restrição de igualdade, e π_i o multiplicador de Lagrange correspondente à i -ésima restrição de desigualdade.

✓ Derivação das condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker:

$$\begin{aligned}
\nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = 0 &= \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x})' \boldsymbol{\lambda} - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x})' (\boldsymbol{\pi}_l + \boldsymbol{\pi}_u) \\
\nabla_{s_l} \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = 0 &= \mu \mathbf{e} - \mathbf{S}_l \boldsymbol{\pi}_l \\
\nabla_{s_u} \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = 0 &= \mu \mathbf{e} + \mathbf{S}_u \boldsymbol{\pi}_u \\
\nabla_{\lambda} \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = 0 &= -\mathbf{g}(\mathbf{x}) \\
\nabla_{\boldsymbol{\pi}_l} \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = 0 &= -[\mathbf{h}(\mathbf{x}) - s_l - \mathbf{h}_{\min}] \\
\nabla_{\boldsymbol{\pi}_u} \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = 0 &= -[\mathbf{h}(\mathbf{x}) + s_u - \mathbf{h}_{\max}]
\end{aligned} \tag{A.6}$$

onde, $\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x})$ e $\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x})$ são os vetores gradiente de $f(\mathbf{x})$ e $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, respectivamente; $\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{J}(\mathbf{x})$ é a matriz jacobiana de $\mathbf{g}(\mathbf{x})$; \mathbf{e} é um vetor unitário; \mathbf{S}_l e \mathbf{S}_u são matrizes diagonais formadas pelos elementos dos vetores s_l e s_u , respectivamente.

As condições expressas pela Eq. (A.6) são acrescidas das restrições de não-negatividade, correspondendo às variáveis de folga, e de sinal, relativas aos multiplicadores duais; isto é,

$$s_l \geq 0, \quad s_u \geq 0, \quad \pi_l \geq 0, \quad \pi_u \leq 0$$

O ponto estacionário do problema representado pela Eq. (A.4) é obtido resolvendo-se a Eq. (A.6). Utilizando-se o método de Newton-Raphson, o seguinte sistema de equações não lineares deve ser resolvido a cada iteração de acordo com:

$$\begin{aligned} \mathbf{H}(\mathbf{x}, \lambda, \pi_l, \pi_u) \Delta \mathbf{x} - \mathbf{J}(\mathbf{x})' \Delta \lambda - \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})' (\Delta \pi_l + \Delta \pi_u) &= -t \\ -\Pi_l \Delta S_l - S \Delta_l &= -(\mu e - S_l \pi_l) \\ \Pi_u \Delta S_u + S \Delta_u &= -(\mu e + S_u \pi_u) \quad (\text{A.7}) \\ -\mathbf{J}(\mathbf{x})' \Delta \mathbf{x} + \Delta S_l &= \mathbf{h}(\mathbf{x}) - S_l - \mathbf{h}_{\min} \\ -\mathbf{J}(\mathbf{x})' \Delta \mathbf{x} + \Delta S_u &= \mathbf{h}(\mathbf{x}) + S_u - \mathbf{h}_{\max} \end{aligned}$$

onde,

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \lambda, \pi_l, \pi_u) = \nabla_x^2 f(\mathbf{x}) - \sum_i \lambda_i \nabla_x^2 \mathbf{g}_i(\mathbf{x}) - \sum_j (\pi_l + \pi_u) \nabla_x^2 \mathbf{h}_j(\mathbf{x})$$

é a matriz de segunda derivadas da função Lagrangeana em relação às variáveis de otimização; $\nabla_x^2 f(\mathbf{x})$, $\nabla_x^2 \mathbf{g}_i(\mathbf{x})$ e $\nabla_x^2 \mathbf{h}_j(\mathbf{x})$ são as matrizes de segunda derivadas de $f(\mathbf{x})$, $\mathbf{g}_i(\mathbf{x})$ e $\mathbf{h}_j(\mathbf{x})$, respectivamente;

$t = \nabla_x \mathcal{L}(\mathbf{x}, s_l, s_u, \lambda, \pi_l, \pi_u) = \nabla_x^2 f(\mathbf{x}) - \mathbf{J}(\mathbf{x})' \lambda - \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})' (\pi_l + \pi_u)$
e Π_l e Π_u são matrizes diagonais formadas pelos elementos dos vetores π_l e π_u respectivamente.

A equação (A.7) pode ser rescrita na forma matricial, resultando em:

$$\mathbf{W}(x, S_l, S_u, \lambda, \pi_l, \pi_u) \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta S_l \\ \Delta S_u \\ \lambda \\ \Delta \pi_l \\ \Delta \pi_u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -t \\ -(\mu e - S_l \pi_l) \\ (\mu e + S_u \pi_u) \\ g(x) \\ h(x) - S_l - h_{\min} \\ h(x) + S_u - h_{\max} \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

onde, a matriz $\mathbf{W}(x, S_l, S_u, \lambda, \pi_l, \pi_u)$ é dada por

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}(x, \lambda, \pi_l, \pi_u) & 0 & 0 & -\mathbf{J}(x)^t & -\nabla_x h(x)^t & -\nabla_x h(x)^t \\ 0 & -\mathbf{\Pi}_l & 0 & 0 & -\mathbf{S}_l & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{\Pi}_u & 0 & 0 & \mathbf{S}_u \\ -\mathbf{J}(x) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla_x h(x) & \mathbf{I} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla_x h(x) & 0 & -\mathbf{I} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

onde, \mathbf{I} , é a matriz de identidade. Note que esta matriz, originalmente não simétrica, pode-se torna simétrica multiplicando a segunda linha por $-\mathbf{S}_l^{-1}$ e a terceira linha por \mathbf{S}_u^{-1} .

A solução da equação (A.8) fornece os incrementos nas variáveis primais e duais do problema de otimização. A não violação das restrições de não-negatividade das variáveis de folga e de sinais dos multiplicadores duais é assegurada calculando-se o comprimento do passo nos espaço primal e duais como:

$$\begin{aligned} \gamma_p &= \min \left[\min_{\Delta s_{li} < 0} \frac{s_{li}}{|\Delta s_{li}|} \quad \min_{\Delta s_{ui} < 0} \frac{s_{li}}{|\Delta s_{ui}|} \quad 1.0 \right] \\ \gamma_d &= \min \left[\min_{\Delta \pi_{lj} < 0} \frac{\pi_{lj}}{|\Delta \pi_{lj}|} \quad \min_{\Delta s_{uj} > 0} \frac{-\pi_{uj}}{|\Delta \pi_{uj}|} \quad 1.0 \right] \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

A atualização das variáveis primais e duais é dada por:

$$\begin{aligned}x^{k+1} &= x^k + \sigma\gamma_p \Delta x^k & \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \sigma\gamma_d \Delta \lambda^k \\s_l^{k+1} &= s_l^k + \sigma\gamma_p \Delta s^k & \pi_l^{k+1} &= \pi_l^k + \sigma\gamma_d \Delta \pi_l^k \\s_u^{k+1} &= s_u^k + \sigma\gamma_p \Delta s^k & \pi_u^{k+1} &= \pi_u^k + \sigma\gamma_d \Delta \pi_u^k\end{aligned}$$

onde, σ é uma constante cuja finalidade é garantir que as variáveis s e π não se anulem, recomendando-se para a mesma o valor de **0.9995**.

Portanto, a finalidade dos fatores de passo $\sigma\gamma_p$ e $\sigma\gamma_d$ é garantir a não negatividade das variáveis de folga e assegurar uma redução suficiente de mérito representada pela função Lagrangeana. O valor do parâmetro barreira é computado no final de cada iteração utilizando-se

$$\mu = \frac{s^l \pi^l - s^u \pi^u}{2l\beta} \quad (\text{A.11})$$

onde, l é o número de restrições de desigualdade.

O algoritmo para a resolução de um problema de otimização via método de Pontos Interiores versão Primal-Dual é resumido nos passos seguintes:

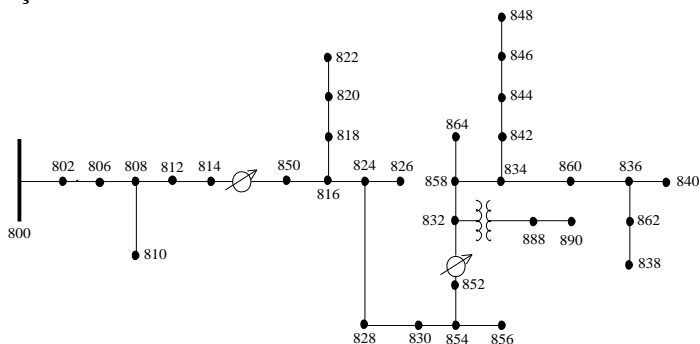
- 1- Inicialização das variáveis primais e duais;
- 2- Cálculo do vetor gradiente da função Lagrangeana aumentado, equação (A.6);
- 3- Teste de convergência: comparação da norma euclidiana do vetor gradiente e do valor do parâmetro barreira com as respectivas tolerâncias. Se os critérios de convergência forem satisfeitos, o processo iterativo é encerrado (a solução ótima foi encontrada); caso contrário, prosseguir ao próximo passo;
- 4- Cálculo e fatoração da matriz \mathbf{W} , da Eq. (A.8);
- 5- Solução do sistema linear, Eq. (A.7);

- 6- Determinação dos comprimentos de passos nos espaços primal e dual, Eq. (A.10)
- 7- Atualização das variáveis de otimização;
- 8- Calculo do novo valor do parâmetro barreira μ , Eq. (A.11) e retorno ao passo 2.

Apêndice B - Dados dos sistemas

✓ Dados do sistema IEEE34

O sistema teste de 34 barras (IEEE34) foi modificado para os estudos com o FPOT. A seguir são indicados os dados usados nas simulações.



Configuração da linha aérea (Config.)

Config.	Faseamento	Fase	Neutro	Espaçamento ID
		ACSR	ACSR	
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Dados do segmento de linha			
Nó A	Nó B	Comp.(ft.)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302

820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Dados dos transformadores					
	kVA	kV-alto	kV-baixo	R - %	X - %
Subestação:	2500	69 Y-aterrado	24.9 Y-aterrado	1	8
XFM -1	500	24.9 Y-aterrado	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

Capacitância Shunt

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Cargas pontuais							
Nó	Carga	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-4
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-PQ	9	7	9	7	9	7
844	Y-PQ	135	105	135	105	135	105
848	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
890	Y-PQ	150	75	150	75	150	75
830	Y-PQ	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Cargas distribuídas								
Nó	Nó	Carga	Ph- 1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
A	B	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-PQ	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-PQ	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	Y-PQ	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	Y-PQ	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	Y-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	Y-PQ	16	8	20	10	110	55
860	836	Y-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	Y-PQ	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Dados dos reguladores			
Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122
Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124

Dados das Impedâncias

Configuração 300:

----- Matrizes Z & B -----

Z (R +jX) em ohms por mile

1.3368	1.3343	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015
		1.3238	1.3569	0.2066	0.4591

				1.3294	1.3471
	B em micro Siemens por mile				
	5.3350	-1.5313	-0.9943		
		5.0979	-0.6212		
			4.8880		

Configuração 301:

	Z (R +jX) em ohms por mile				
1.9300	1.4115	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691
		1.9157	1.4281	0.2288	0.5238
				1.9219	1.4209
	B em micro Siemens por mile				
	5.1207	-1.4364	-0.9402		
		4.9055	-0.5951		
			4.7154		

Configuração 302:

	Z (R +jX) em ohms por mile				
2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
	B em micro Siemens por mile				
	4.2251	0.0000	0.0000		
		0.0000	0.0000		
			0.0000		

Configuração 303:

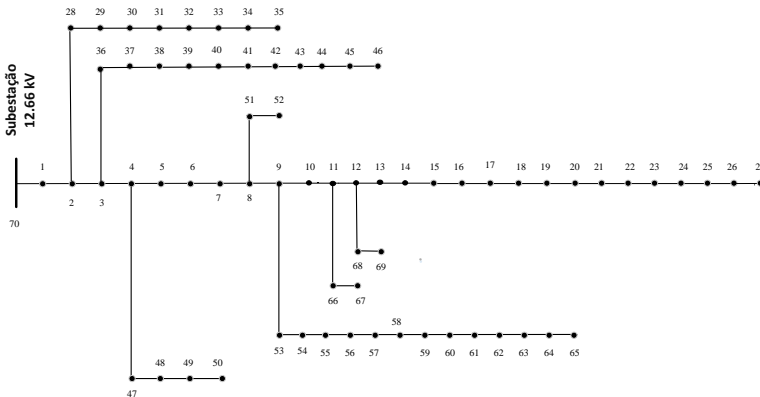
	Z (R +jX) em ohms por mile				
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		2.7995	1.4855	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
	B em micro Siemens por mile				
	0.0000	0.0000	0.0000		
		4.2251	0.0000		
			0.0000		

Configuração 304:

	Z (R +jX) em ohms por mile				
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.9217	1.4212	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
	B em micro Siemens por mile				
	0.0000	0.0000	0.0000		
		4.3637	0.0000		
			0.0000		

✓ Dados do sistema SIS70

Os dados indicados correspondem à representação monofásica deste sistema. Na representação trifásica, os mesmos dados de linha foram usados em todas as fases. O desequilíbrio entre as fases foi obtido multiplicando-se as cargas indicadas por diferentes fatores (1 para a fase a, 0.8 para a fase b e 0.6 para a fase c).



Nível de tensão 12,66 kV, potência base 100 MVA, barra de geração 70

Dados de linhas			
de	para	r (ohms)	x(ohms)
70	1	0.0005	0.0012
1	2	0.0005	0.0012
2	3	0.0001	0.0001
3	4	0.0015	0.0036
4	5	0.0251	0.0294
5	6	0.366	0.1864
6	7	0.3811	0.1941
7	8	0.0922	0.047
8	9	0.0493	0.0251
9	10	0.819	0.2707
10	11	0.1872	0.0619
11	12	0.7114	0.2351

12	13	1.03	0.34
13	14	1.044	0.345
14	15	1.058	0.3496
15	16	0.1966	0.065
16	17	0.3744	0.1238
17	18	0.0047	0.0016
18	19	0.3276	0.1083
19	20	0.2106	0.0696
20	21	0.3416	0.1129
21	22	0.014	0.0046
22	23	0.1591	0.0526
23	24	0.3463	0.1145
24	25	0.7488	0.2475
25	26	0.3089	0.1021
26	27	0.1732	0.0572
2	28	0.0044	0.0108
28	29	0.064	0.1565
29	30	0.3978	0.1315
30	31	0.0702	0.0232
31	32	0.351	0.116
32	33	0.839	0.2816
33	34	1.708	0.5646
34	35	1.474	0.4873
3	36	0.0044	0.0108
36	37	0.064	0.1565
37	38	0.1053	0.123
38	39	0.0304	0.0355
39	40	0.0018	0.0021
40	41	0.7283	0.8509
41	42	0.31	0.3623
42	43	0.041	0.0478

43	44	0.0092	0.0116
44	45	0.1089	0.1373
45	46	0.0009	0.0012
4	47	0.0034	0.0084
47	48	0.0851	0.2083
48	49	0.2898	0.7091
49	50	0.0822	0.2011
8	51	0.0928	0.0473
51	52	0.3319	0.1114
9	53	0.174	0.0886
53	54	0.203	0.1034
54	55	0.2842	0.1447
55	56	0.2813	0.1433
56	57	1.59	0.5337
57	58	0.7837	0.263
58	59	0.3042	0.1006
59	60	0.3861	0.1172
60	61	0.5075	0.2585
61	62	0.974	0.0496
62	63	0.145	0.0738
63	64	0.7105	0.3619
64	65	1.041	0.5302
11	66	0.2012	0.0611
66	67	0.0047	0.0014
12	68	0.7394	0.2444
68	69	0.0047	0.0016

Carga do sistema

Barra	Pd (kW)	Qd (kVAr)
1	0	0
2	0	0

3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0.878	0.72
7	13.455	0.72
8	24.887	17.81
9	10	7.208
10	9.333	6.666
11	48.5	34.609
12	48.5	34.609
13	2.71	1.821
14	2.71	1.521
15	0	0
16	15.176	10.198
17	16.5	11.775
18	16.5	11.775
19	0	0
20	0.316	0.212
21	37.983	27.1
22	1.762	1.184
23	0	0
24	9.39	6.67
25	0	0
26	4.667	3.33
27	4.667	3.33
28	8.667	6.185
29	8.667	6.185
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	4.582	3.26

34	6.501	5.549
35	1.92	1.29
36	8.667	6.185
37	8.667	6.185
38	0	0
39	8	5.709
40	8	5.709
41	0.392	0.325
42	0	0
43	2	1.427
44	0	0
45	3.076	8.787
46	3.076	8.787
47	0	0
48	26.35	18.8
49	28.226	91.492
50	128.226	91.492
51	13.512	0.894
52	1.202	1.162
53	1.449	1.162
54	8.787	6.322
55	8	5.708
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	0.667	24.025
60	0	0
61	414.667	295.91
62	10.667	7.612
63	0	0
64	75.67	53.873

65	19.67	13.912
66	6	4.282
67	6	4.282
68	9.333	6.66
69	9.333	6.66
70	0	0

Apêndice C - Resultados do FPOT para sistema IEEE34

Barra	Básico IEEE Ph _a		Otimz IEEE Ph _a		Básico IEEE Ph _b		Otimz IEEE Ph _b		Básico IEEE Ph _c		Otimz IEEE Ph _c	
	V _a	θ _a	V _a	θ _a	V _b	θ _b	V _b	θ _b	V _c	θ _c	V _c	θ _c
800	1,05	0	1,0413	0	1,05	-120	1,038	-120	1,05	120	1,0393	120
802	1,0475	-0,05	1,0405	-0,029	1,0484	-120,07	1,0373	-120,029	1,0484	119,95	1,0386	119,971
806	1,0457	-0,08	1,04	-0,049	1,0474	-120,11	1,0368	-120,049	1,0474	119,92	1,0381	119,952
808	1,0136	-0,75	1,0306	-0,416	1,0296	-120,95	1,0285	-120,409	1,0289	119,3	1,0296	119,596
810					1,0294	-120,95	1,0284	-120,409				
812	0,9763	-1,57	1,0196	-0,853	1,01	-121,92	1,0191	-120,828	1,0069	118,59	1,0199	119,174
814	0,9467	-2,26	1,011	-1,206	0,9945	-122,7	1,0118	-121,165	0,9893	118,01	1,0121	118,834
RG10	1,0177	-2,26	1,043	-1,318	1,0255	-122,7	1,044	-121,266	1,0203	118,01	1,0443	118,73
850	1,0176	-2,26	1,043	-1,319	1,0255	-122,7	1,044	-121,266	1,0203	118,01	1,0443	118,73
816	1,0172	-2,26	1,0429	-1,322	1,0253	-122,71	1,0439	-121,27	1,02	118,01	1,0442	118,727
818	1,0163	-2,27	1,0426	-1,322								
820	0,9926	-2,32	1,0349	-1,327								
822	0,9895	-2,33	1,0339	-1,327								
824	1,0082	-2,37	1,0403	-1,424	1,0158	-122,94	1,0404	-121,38	1,0116	117,76	1,0406	118,616
826					1,0156	-122,94	1,0404	-121,38				
828	1,0074	-2,38	1,04	-1,433	1,0151	-122,95	1,0402	-121,389	1,0109	117,75	1,0403	118,606
830	0,9894	-2,63	1,0348	-1,638	0,9982	-123,39	1,034	-121,606	0,9938	117,25	1,0332	118,382
854	0,989	-2,64	1,0347	-1,643	0,9978	-123,4	1,0339	-121,611	0,9934	117,24	1,033	118,376
852	0,9581	-3,11	1,0258	-2,015	0,968	-124,18	1,0233	-122,004	0,9637	116,33	1,021	117,974
RG11	1,0359	-3,11	1,05	-2,093	1,0345	-124,18	1,05	-122,092	1,036	116,33	1,05	117,878
832	1,0359	-3,11	1,05	-2,093	1,0345	-124,18	1,05	-122,092	1,036	116,33	1,05	117,878
858	1,0336	-3,17	1,0495	-2,136	1,0322	-124,28	1,0492	-122,137	1,0338	116,22	1,049	117,832
834	1,0309	-3,24	1,0488	-2,186	1,0295	-124,39	1,0483	-122,191	1,0313	116,09	1,0479	117,777
842	1,0309	-3,25	1,0488	-2,189	1,0294	-124,39	1,0483	-122,193	1,0313	116,09	1,0479	117,775
844	1,0307	-3,27	1,0488	-2,2	1,0291	-124,42	1,0482	-122,205	1,0311	116,06	1,0479	117,764
846	1,0309	-3,32	1,049	-2,218	1,0291	-124,46	1,0483	-122,224	1,0313	116,01	1,048	117,745
848	1,031	-3,32	1,049	-2,221	1,0291	-124,47	1,0484	-122,227	1,0314	116	1,0481	117,743
860	1,0305	-3,24	1,0487	-2,187	1,0291	-124,39	1,0482	-122,192	1,031	116,09	1,0477	117,776
836	1,0303	-3,23	1,0486	-2,188	1,0287	-124,39	1,048	-122,193	1,0308	116,09	1,0477	117,776
840	1,0303	-3,23	1,0486	-2,188	1,0287	-124,39	1,048	-122,193	1,0308	116,09	1,0477	117,776
862	1,0303	-3,23	1,0486	-2,188	1,0287	-124,39	1,048	-122,193	1,0308	116,09	1,0477	117,776
838					1,0285	-124,39	1,048	-122,193				
864	1,0336	-3,17	1,0495	-2,136								
888	0,9996	-4,64	1,0381	-2,597	0,9983	-125,73	1,0381	-122,595	1,0000	114,82	1,0381	117,375
890	0,9167	-5,19	1,0034	-3,232	0,9235	-126,78	1,0034	-123,258	0,9177	113,98	1,0034	116,724
856					0,9977	-123,41	1,0338	-121,611				

