

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

JARDEL PAIVA OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS NA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

São Luís – MA
2019

JARDEL PAIVA OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS NA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores:

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc

Prof.^a Maria Da Guia Da Silva, Ph. D.

São Luís - MA
2019

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Oliveira, Jardel Paiva.

Avaliação probabilística do impacto da conexão de veículos elétricos na estabilidade de tensão de redes de distribuição / Jardel Paiva Oliveira. - 2019.

129 f.

Coorientador(a): Maria da Guia da Silva.

Orientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, Universidade Federal do Maranhão (UFMA), 2019.

1. Estabilidade de tensão. 2. Métodos Probabilísticos. 3. Redes de distribuição de energia elétrica. 4. Simulação Monte Carlo. 5. Veículos Elétricos. I. Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia da. III. Título.

AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

JARDEL PAIVA OLIVEIRA

Dissertação aprovada em 15 de Fevereiro de 2019

Banca Examinadora:

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.

(Orientador - UFMA)

Prof.^a Maria da Guia da Silva, Ph.D.

(Orientadora - UFMA)

Prof. Carolina de Mattos Affonso, D.Sc.

(Examinador - UFPA)

Prof. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho, D.Sc.

(Examinador - UFMA)

Dedico este trabalho aos familiares e amigos, em especial aos meus orientadores e colegas de laboratório, que colaboraram muito para sua realização e conhecimento adquirido.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Joabe e Lindamir, por todo o apoio e dedicação e amor que foram prestados a minha formação pessoal e profissional.

Aos professores e orientadores, Anselmo e Maria da Guia, pela confiança, paciência e orientação segura.

Aos meus companheiros de laboratório, que durante minha permanência no Laboratório de Confiabilidade e Qualidade me prestaram total apoio e aconselhamento.

A minha namorada Bárbara Alves, cujo apoio foi fundamental me incentivando e tendo paciência nos momentos adequados.

A todos meus familiares e amigos de infância pelos momentos de alegria e aprendizado.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) pelo financiamento desta pesquisa.

E a todos que contribuíram direta ou indiretamente para minha formação. Todos vocês serão sempre lembrados.

“Ideais e somente ideias podem iluminar a
escuridão.”

(Ludwig von Mises, 2006)

RESUMO

A demanda global pela redução das emissões de carbono tem causado mudanças profundas em diversos setores da indústria, por exemplo: geração de eletricidade, aquecimento/refrigeração e transportes. No âmbito dos transportes, a principal iniciativa para diminuir a emissão de poluentes é utilização de Veículos Elétricos (VE). Os VE possuem um sistema de propulsão baseado em baterias que são recarregadas conectando-se o veículo a rede elétrica. Em alguns países já existem metas para a substituição de todos os veículos a combustão por VE. Todavia, a penetração elevada de VE terá grandes impactos na operação da rede de distribuição de energia elétrica, por exemplo: perda de vida útil dos transformadores, harmônicos, variações de tensão de longa duração e instabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema manter as tensões controláveis após a ocorrência de um distúrbio, por exemplo: falhas nos equipamentos e variações na carga. Em redes de distribuição convencionais, a ocorrência de problemas de estabilidade de tensão é menos frequente, pois há poucos dispositivos de controle de tensão (transformadores com comutação de tap sob carga, reguladores de tensão e bancos de capacitores chaveados) e o crescimento da carga é pequeno em áreas com alta densidade de carga (áreas urbanizadas e edificadas). Contrariamente, as redes de distribuição modernas são mais propensas a problemas de instabilidade de tensão devido aos seguintes fatores: (i) penetração elevada de geração distribuída convencional e renovável (solar e eólica) conectada à rede via inversores; (ii) problemas de coordenação entre os dispositivos de controle de tensão convencionais e os geradores distribuídos; (iii) aumento súbito da carga devido ao carregamento de VE mesmo em áreas urbanizadas. É importante destacar que a potência de saída dos geradores distribuídos renováveis e a demanda dos veículos elétricos tem natureza estocástica devido a variabilidade da fonte de energia primária e aos hábitos de carregamento dos consumidores, respectivamente. Portanto, a análise da estabilidade de tensão em redes de distribuição modernas está sujeita a incertezas. Desta forma, não é possível utilizar técnicas determinísticas para realizar uma avaliação da estabilidade

de tensão em redes de distribuição com inserção massiva de VE e geração distribuída renovável.

Esta dissertação tem como objetivo realizar uma avaliação do impacto de VE na estabilidade de tensão de redes de distribuição. Esta avaliação será realizada utilizando-se técnicas probabilísticas para modelar incertezas associadas com: variações sazonais na carga, intermitência de geração distribuída solar fotovoltaica e da demanda resultante carregamento de VE. O modelo probabilístico proposto se baseia na combinação das seguintes técnicas: Simulação Monte Carlo Sequencial (para modelar incertezas), fluxo de potência via Método de Gauss-Zbus (para calcular as tensões nodais) e Método da Matriz D' (para determinar a margem de estabilidade de tensão). Adicionalmente, é também considerado o efeito dos seguintes dispositivos de controle de tensão na margem de estabilidade de tensão: transformadores com comutação de tap sob carga e despacho de potência reativa (de geradores solares fotovoltaicos e de estações de carregamento de VE).

A metodologia proposta foi testada no sistema de média tensão UKGDS (United Kingdom Generic Distribution Systems) através da comparação de diversos modos de carregamento de veículos elétricos. Os resultados demonstraram que o modo de recarga em estacionamento privado é menos vulnerável a problemas de instabilidade de tensão com relação a recarga residencial devido a concentração da carga em menos pontos, o que pode facilitar a atuação do controle de tensão e minimizar os reforços na rede de distribuição. Nesse contexto, investir no modo de recarga privado parece ser uma solução mais promissora em relação aos impactos na estabilidade de tensão da rede de distribuição.

Palavras-chave: Veículos Elétricos, Estabilidade de tensão, redes de distribuição de energia elétrica, Métodos Probabilísticos, Simulação Monte Carlo, Geração Distribuída Fotovoltaica.

ABSTRACT

Global demand for reducing carbon emissions has caused profound changes in several industry sectors, for example: electricity generation, heating/ cooling and transport. In transport sector, the main initiative to reduce the emission of pollutants is the use of Electric Vehicles (EV). The EV have a battery-powered propulsion system that is recharged by connecting the EV to electric grid. In some countries there are already targets for the replacement of all combustion vehicles by EV. However, high EV penetration will have major impacts on the operation of the electricity distribution network, for example: lifetime loss of power transformers, harmonics, long-term voltage variations and voltage instability.

Voltage stability is defined as the ability of the system to keep voltages controllable after the occurrence a disturbance, for example: equipment failures and load variations. In conventional distribution networks, the occurrence of voltage stability problems is less frequent because there are few voltage control devices (on-load tap changing transformers, voltage regulators and capacitor banks), and the load growth is small in areas with high load density (urbanized and built). In contrast, modern distribution networks are more prone to voltage instability problems due to the following factors: (i) high penetration of conventional and renewable distributed generation (solar and wind) connected to the grid via inverters; (ii) coordination problems between conventional voltage control devices and distributed generators; (iii) sudden load increasing due to EV charging in urbanized areas. It is important to note that the output power of the renewable distributed generators and the demand of the electric vehicles are stochastic in nature due to the variability of the primary energy source and the charging habits of the consumers, respectively. Therefore, the voltage stability analysis in modern distribution networks is subject to uncertainties. In this way, it is not possible to use deterministic techniques to carry out a voltage stability assessment in distribution networks with massive insertion of EV and renewable distributed generation.

This dissertation aims to carry out an assessment of the impact of EV on the voltage stability of distribution networks. This assessment will be carried out using probabilistic techniques to model uncertainties associated with: seasonal variations in load, intermittence of solar photovoltaic distributed generation and demand resulting of

EV charging. The proposed probabilistic model is based on the combination of the following techniques: Sequential Monte Carlo simulation (to model uncertainties), power flow via Gauss-Zbus Method (to calculate nodal voltages) and D' Matrix Method (to calculate the voltage stability margin). In addition, the effects of the following voltage control devices in the voltage stability margin are considered: on-load tap changing transformers and reactive power dispatch (of solar photovoltaic distributed generators and EV charging stations).

The proposed methodology was tested in the UKGDS medium voltage system by comparing different modes of EV charging. The results showed that the recharge mode in private parking is less vulnerable to voltage instability problems compared to residential recharge due to the concentration of the load in less points, which can facilitate the operation of the voltage control and minimize the reinforcements in the distribution network. In this context, investing in the private recharge mode seems to be a more promising solution in relation to the voltage stability impacts of the distribution network.

Key words: Electric Vehicles, Voltage stability, electricity distribution networks, Probabilistic methods, Monte Carlo Simulation, Distributed Photovoltaic Generation.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na Europa.	10
Tabela 1.2 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na América.	10
Tabela 1.3 – Baterias de VE usadas por fabricantes de carro.	11
Tabela 1.4 – Características dos principais tipos de bateria para VE.	14
Tabela 1.5 - Incidentes Associados ao Colapso de Tensão.....	17
Tabela 1.1 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na Europa.	10
Tabela 1.2 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na América.	10
Tabela 1.3 – Baterias de VE usadas por fabricantes de carro.	11
Tabela 1.4 – Características dos principais tipos de bateria para VE.	14
Tabela 1.5 - Incidentes Associados ao Colapso de Tensão.....	17
Tabela 5.1 - Faixas de Tensão para um consumidor entre 1 kV e 69 kV.....	61
Tabela 5.2 - Regiões de Operação de Posto de Recarga.....	62
Tabela 7.1 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na América.	83
Tabela 7.2 – Dados de percurso diário de VE.....	83
Tabela 7.3 – Características dos modelos de VE considerados	85
Tabela 7.4 – Demanda máxima da barra e número de consumidores.....	85
Tabela 7.5 – Parâmetros do Eletroposto.....	86
Tabela 7.6 – Divisão por Áreas de Cargas Industriais e Comercial do Sistema UKGDS.	88
Tabela 7.7 – Valores numéricos para MET no nó 87 em cada caso.....	94
Tabela 7.8 – Evolução Cronológica da Média da Margem D' na barra 87.	96
Tabela 7.9 - Número de Veículos Elétricos em recarga simultânea.....	98
Tabela 7.10 - Valores numéricos para MET no nó 87 - Recarga Inteligente (RI).....	101
Tabela A.1 - Perfis de carga de potência ativa normalizados.	127
Tabela A.2 - Demanda Anual máxima.....	128
Tabela A.3 - Dados de linhas do sistema.....	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Representação simplificada das tecnologias de REI.	3
Figura 1.2 - Conceito de um AMI.	4
Figura 1.3 -Esquema típico de GD fotovoltaica.	6
Figura 1.4 - Veículo Elétrico Conceitual.	6
Figura 1.5 - Tecnologias de recarga para VE.....	8
Figura 1.6 - Interações entre Mercado, Usuários e SEP na BSS.....	9
Figura 1.7 - Energia e Potência para diferentes tipos de bateria	12
Figura 1.8 - Fases de Recarga da Bateria Fonte: Pivari (2000).	14
Figura 1.9- Classificação dos tipos de Estabilidade em um Sistemas de Potência.....	17
Figura 1.10 – Sistema Duas barras.....	18
Figura 1.11 - Curva PV do sistema de 2 Barras.....	18
Figura 2.1 - Modelo da seção de um alimentador da rede de distribuição.....	28
Figura 2.2 - Mecanismo de mudança de tap.	29
Figura 2.3 - Modelo de linha com tap para a rede de distribuição.....	30
Figura 2.4 - Configuração de um Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica.	32
Figura 2.5 - Estação de recarga de VE.	33
Figura 2.6 - Modelo Simulink para recarga da bateria.....	34
Figura 2.7 - Curve Fitting Toll MatLab para 80% de SOC na bateria.	36
Figura 3.1 - Funções densidade de probabilidade empírica e teórica para os dados de irradiância -12:00, horário local.	41
Figure 3.2 - Funções densidade de probabilidade empírica e teórica para os dados de temperatura - 15:00, horário local.	42
Figura 3.3 - Conexão e desconexão VE para um cenário qualquer – Casos 1 e 2.....	46
Figura 3.4 - Conexão e desconexão VE para um cenário qualquer – Casos 4 e 3.....	46
Figura 4.1 – Variação do Índice de influência	56
Figura 5.1 - Região de operação de P-Q para os postos de recarga	62
Figura 5.2 - Conversor CA-CC topologia bidirecional.....	63
Figura 5.3 – Região de suporte de potência Reativa no posto de recarga.....	65

Figura 5.4 - Dados de entrada para o fluxo de potência sequencial.	67
Figura 6.1 - Ilustração das diferenças entre as SMC Sequencial e Não-Sequencial. ...	71
Figura 7.1 - Diagrama Unifilar Sistema UKGDS 95.....	83
Figura 7.2 - Modelos comerciais de VE utilizados no estudo	84
Figura 7.3 – Recarga 3.7 kW da Bateria, Simulação SIMULINK - MatLab.....	87
Figura 7.4 - Divisão por áreas do Sistema UKGDS.....	88
Figura 7.5 - Evolução cronológica da MET no caso base.	90
Figura 7.6 – Valores críticos de MET no caso base.....	91
Figura 7.7 - MET e Potência sob o Trafo da rede com Percentil 10% - Modo Comercial.	92
Figura 7.8 - MET e Potência sob o Trafo da rede com Percentil 10% - Modo Residencial.....	92
Figura 7.9 - MET com Percentil 10% - Casos 2 e 5	94
Figura 7.10 - Geração fotovoltaica para GD do sistema.	95
Figura 7.11 - Recarga Inteligente x Normal - Caso 1 (Percentil 10%).....	98
Figura 7.12 - Recarga Inteligente x Normal - Caso 2 (Percentil 10%).....	99
Figura 7.13 - Recarga Inteligente x Normal - Caso 5 (Percentil 10%).....	99
Figura 7.14 – Carregamento do transformador da subestação - Recarga Inteligente	100
Figura 7.15 – MET nó 87 - Modo Comercial - Recarga Inteligente.	100
Figura 7.16 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 1 às 8:00 horas.....	103
Figura 7.17 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 5 às 8:00 horas.....	104
Figura 7.18 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 3 às 21:00 horas.....	105
Figura 7.19 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 4 às 19:00 horas.....	106
Figura 7.20 - MET Caso 2 x Caso 5 com Carga 3x maior (nó 87).	108
Figura 7.21 - MET - Caso 2 com Carga 3x maior.....	109
Figura 7.22 - MET - Caso 5 com Carga 3x maior.....	110
Figura 7.23 - Magnitude de Tensão - Caso 2 com Carga 3x.....	111
Figura 7.24 - Magnitude de Tensão - Caso 5 com Carga 3x.....	112
Figura 7.25 - Violação do Limite de tensão 0,93 pu.- Experimento 3.....	113
Figura 7.26 - Violação do Limite de tensão 0,90 pu. - Experimento 3.....	114

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

AMI – Advanced Metering Infrastructure (Infraestrutura de Medição Avançada).

AMR – Automatic Measurement Reading.

BSS – Battery Swapping Station (Estação de Troca de Baterias).

CIGRE – Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

CVV – Controle Var/Volt.

DLR – Dynamic Line Rating (Determinação em Tempo Real da Capacidade Nominal das Linhas).

ET – Estabilidade de tensão.

FDP – Função Densidade de Probabilidade.

GD – Geração Distribuída.

GDFV – Geração Distribuída Fotovoltaica.

HAN – Home Area Network.

IEC – International Electrotechnical Commission (Comissão Eletrotécnica Internacional).

MDMS – Measurement Data Management System.

MPGe – Miles per gallon gasoline equivalente.

MSRP – Manufacturer's suggested Retail Price.

MET – Margem de Estabilidade de Tensão.

PMU – Phasor Measurement Unit (Unidade de Medição Fasorial).

REI – Redes Elétricas Inteligentes.

RI – Recarga Inteligente.

SAE – Society of Automotive Engineers (Sociedade de Engenheiros Automotivos).

SMC – Simulação Monte Carlo.

SOC – State of Charge (Estado de Carga).

SEP – Sistemas Elétricos de Potência.

SONDA – Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais.

UKGDS – The United Kingdom Generic Distribution System (Sistema de Distribuição Genérico do Reino Unido).

VE – Veículo Elétrico.

VEB – Veículos Elétricos a Bateria.

VEH – Veículos Elétricos Híbridos.

VEHP– Veículos Elétricos Híbridos Plug.

SUMÁRIO

1. Introdução	1
1.1 Redes Elétricas Inteligentes	1
1.2 Veículos Elétricos	6
1.3 Estabilidade de Tensão em Redes Elétricas	16
1.4 Estabilidade de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica	19
1.5 Revisão Bibliográfica sobre Análise dos Impactos da Conexão de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição	22
1.6 Motivação	24
1.7 Objetivos e Contribuições	25
1.8 Estrutura desta Dissertação	26
2. Modelagem de Componentes para Estudos de Fluxo de Potência	28
2.1 Modelagem das Seções dos Alimentadores	28
2.2 Modelagem de Transformador com Mudança de Tap	29
2.3 Modelagem de cargas	30
2.4 Modelagem da Geração Fotovoltaica	31
2.5 Modelagem de Veículos Elétricos	33
2.6 Método de Gauss-Zbus	36
3. Modelagem Probabilística de Incertezas nos Componentes	40
3.1 Irradiância e temperatura	40
3.2 Carga	42
3.3 Hora de conexão e desconexão	43
4. Estimação de índices de estabilidade de tensão via método da matriz D'	49
4.1 Cálculo da Matriz D'	49
4.2 Margem de Estabilidade de Tensão	53
4.3 Índice de Influencia	55
5. Controle de tensão em redes de distribuição com VE via Fluxo de Potência Ótimo (FPO)	57
5.1 Formulação do Problema	58
5.2 Restrições físicas do sistema	60

5.3 Fluxo de Potência Ótimo Sequencial.....	66
6. Estimação Probabilística dos Índices de Estabilidade de Tensão Via Simulação Monte Carlo (SMC).	70
6.1 Introdução	70
6.2 Geração de Números Aleatórios	72
6.3 Algoritmo de solução da SMC	73
7. Testes e Resultados.	82
7.1. Sistema Teste.....	82
7.2. Modelos de VE comerciais adotados.....	84
7.3. Definição dos Casos de Estudo.....	87
7.4. Comparação entres as filosofias de recarga – Estudo 1.....	89
7.5. Atuação do controle de tensão via FPO Sequencial na proximidade do ponto de máximo carregamento - Estudo 2.....	107
8. Conclusões	115
8.1 Problema Investigado	115
8.2 Principais Contribuições.....	115
8.3 Aplicações Práticas.....	116
8.4 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	117
9. Referências	119
ANEXO A – DADOS DO SISTEMA UKGDS	127

1. Introdução

Este capítulo introduz e contextualiza o problema do impacto da inclusão de veículos elétricos (VE) sobre a estabilidade de tensão do sistema elétrico. Inicialmente será feita uma breve introdução sobre redes elétricas inteligentes, veículos elétricos e estabilidade de tensão. Em seguida, será realizada uma revisão bibliográfica sobre os temas referentes a este trabalho. Finalmente, será apresentada a motivação, os objetivos, contribuições e a estrutura desta dissertação.

1.1 Redes Elétricas Inteligentes

As primeiras décadas deste século foram caracterizadas por um aumento significativo no desenvolvimento tecnológico, que direcionou a uma modernização de muitos serviços de utilidade pública. Por exemplo, nós podemos citar os avanços em telecomunicações e transporte automotivo que tem transformado substancialmente estes setores da indústria. Adicionalmente, este período foi marcado pelo crescimento da população, a expansão de setores comerciais e industriais e uma maior preocupação com impactos ambientais causados pela ação humana. Este conjunto de fatores orientou a necessidade de repensar um dos mais importantes serviços para o desenvolvimento humano e qualidade de vida: a energia elétrica. A modernização dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) foi encorajada devido a necessidade de atender o crescimento global do consumo de energia elétrica considerando novos padrões de geração e carga e utilizando novas tecnologias desenvolvidas. Esta modernização conduziu a um conceito mais amplo de operação para as redes de distribuição que tem sido associado com as Redes Elétricas Inteligentes (REI). Os avanços nas áreas de telecomunicação e automação são indubitavelmente as forças motrizes por trás do estabelecimento das REI. Estes avanços têm impacto direto sob a maioria dos serviços associados com a operação de redes de distribuição e fazem os centros de operação da rede de distribuição avançarem através deste processo de transformação direcionando ao conceito de operação inteligente da rede elétrica (Bernardon & Garcia, 2018).

Em redes de distribuição, o termo REI é usado para caracterizar um conjunto de tecnologias, metodologias e procedimentos que visam responder as novas demandas e desafios do SEP e que resultam em uma significativa transformação na forma de planejar, operar e controlar a rede de distribuição. As REIS são guiadas por avanços em automação e tecnologias de telecomunicação, maior possibilidade de integração de equipamentos elétricos e mudanças nos serviços relacionados à energia elétrica. Neste último aspecto, problemas tais como faturamento, gerenciamento das equipes de campo, confiabilidade, dentre outros, são incluídos. Alguns fatores aceleram a transição de redes convencionais (não-inteligentes) para as REI, tais como: o crescimento de dispositivos de resposta a demanda, maior integração de fontes de energia intermitentes em sistemas de distribuição e transmissão e um volume elevado de informação a ser coletada e processada de medidores de energia elétrica. Um cenário contendo alguns elementos típicos de uma REI é mostrado na Figura 1.1 (Bernardon & Garcia, 2018). Três áreas são focalizadas nesta figura:

- i) O quadrante inferior apresenta os serviços, tecnologias e os equipamentos da concessionária de distribuição, incluindo a rede elétrica física;
- ii) O quadrante superior mostra os consumidores e as tecnologias relacionadas;
- iii) O quadrante central ilustra as tecnologias e equipamentos que podem ser comuns a concessionária de distribuição e aos consumidores.

As setas de fluxo bidirecional visualizadas na Figura 1.1 ilustram uma das principais características de uma REI: a comunicação e fluxo de potência em duas vias, isto é, da carga para a fonte e vice-versa. Alguns dos elementos representados na Figura 1.1 são discutidos a seguir (Bernardon & Garcia, 2018):

Resposta a Demanda – A resposta a demanda é a capacidade de gerenciar e controlar cargas do SEP. O principal objetivo da resposta a demanda é reduzir o consumo de energia no pico de carga pelo desligamento de carga quando não há capacidade de transferência de potência suficiente. Alternativamente, o consumo de energia pode ser deslocado para períodos de carga leve. A implementação da resposta a demanda é realizada através de dispositivos eletrônicos que se comunicam com a concessionária de distribuição. Estes

dispositivos enviam comandos para desconectar as cargas conectadas a rede, de acordo com as solicitações do centro de operações da distribuição ou dependendo da variação da tarifa de energia elétrica.

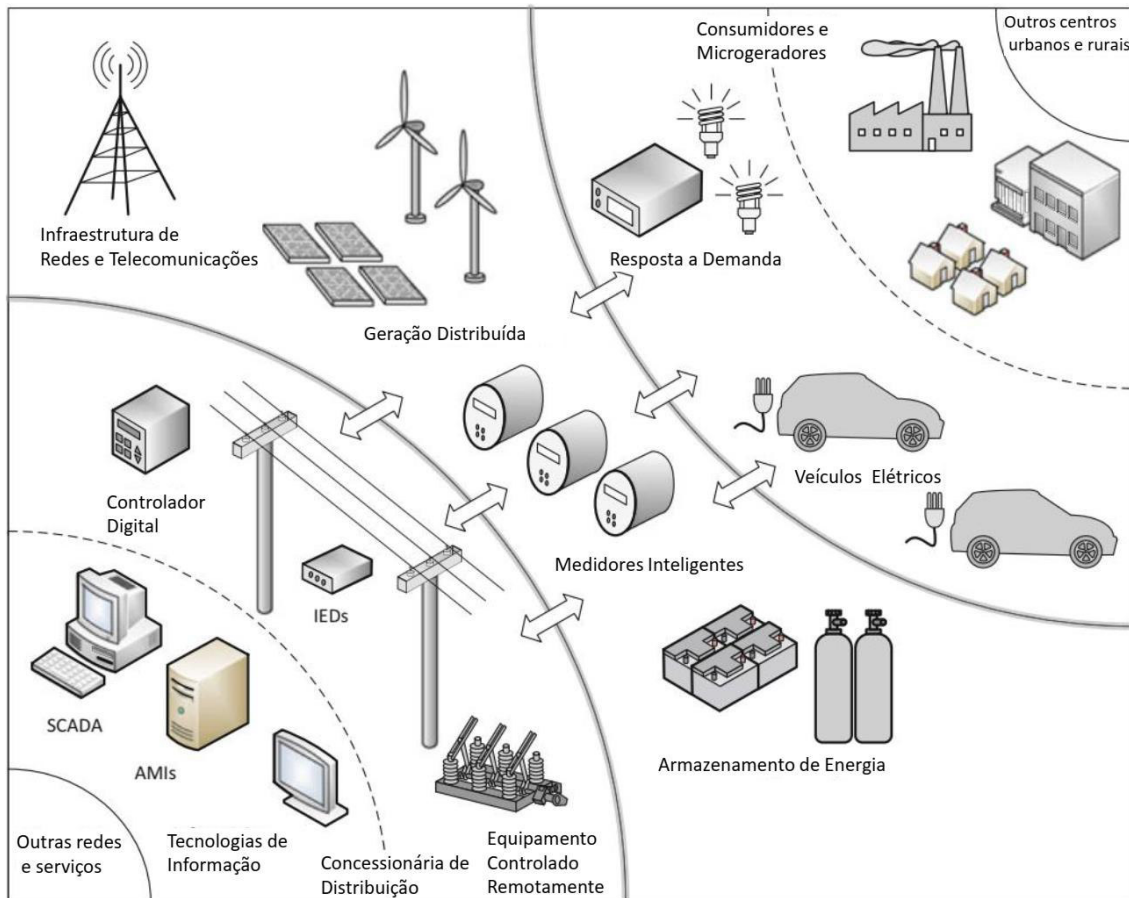


Figura 1.1 - Representação simplificada das tecnologias de REI.
 Fonte: Adaptado de Bernardon & Garcia (2018).

Infraestrutura de Medição Avançada (Advanced Metering Infrastructure – AMI) – O termo AMI é usado em diferentes áreas de fornecimento e consumo de recursos, tais como: eletricidade, gás e água. A AMI envolve todos os elementos necessários para a medição e comunicação entre consumidores e fornecedores. Neste caso a comunicação é bidirecional e permite, por exemplo, que a concessionária envie para o consumidor o valor da fatura de energia em tempo real. A integração do AMI com a resposta a demanda viabiliza o gerenciamento das cargas de acordo com a variação do preço da energia ou de acordo com as necessidades da concessionária de distribuição. AMI diferencia-se de sistemas de medição automática (Automatic Measurement Reading – AMR), que possuem comunicação unidirecional, são amplamente usados em medições remotas,

detecção de faltas e leituras de diagnóstico. O conceito de uma AMI é apresentado na Figura 1.2 (Bernardon & Garcia, 2018). Esta figura ilustra os medidores de energia eletrônicos, redes de comunicação e um sistema de gerenciamento de dados de medidores (Measurement Data Management System – MDMS) responsável por armazenar e gerenciar uma grande quantidade de dados proveniente dos medidores de energia e estabelecer uma interface entre os dados coletados e outras atividades da concessionária, tais como: sistemas de faturamento e gerenciamento das equipes de manutenção.

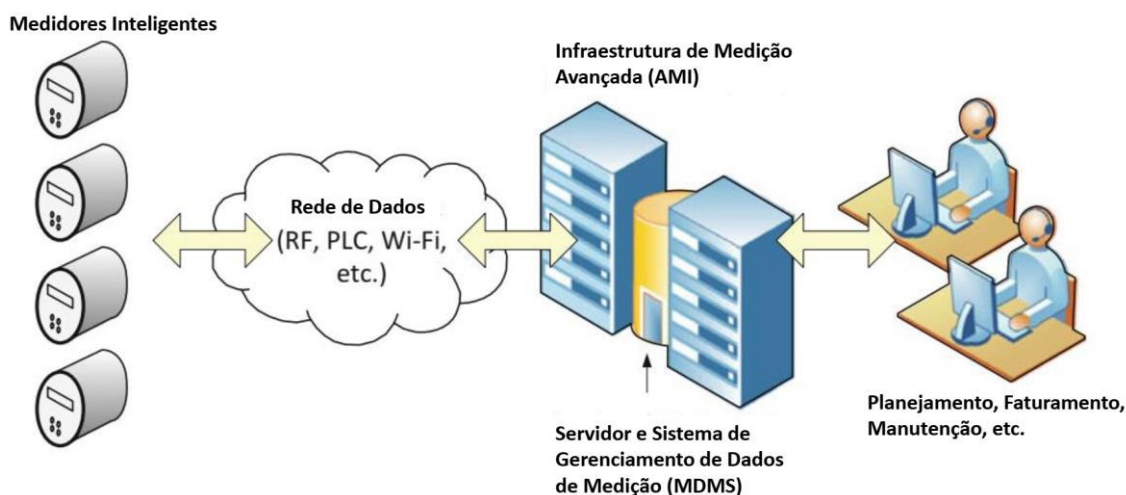


Figura 1.2 - Conceito de um AMI.
Fonte: Adaptado de Bernardon & Garcia (2018).

Medidores Inteligentes (Smart Meters) – A base da AMI é o medidor inteligente, que pode ser considerado como uma evolução do medidor de energia eletrônico automático. A principal característica do medidor inteligente é a comunicação bidirecional que permite a medição em tempo real e o recebimento de comandos da concessionária de distribuição. O padrão de comunicação varia dependendo do projeto de aplicação do medidor. Por exemplo, em alguns países os medidores inteligentes se comunicam através de fios com um concentrador de dados que se comunica com o centro de operação da distribuidora por uma rede sem fios. Entretanto, há muitos medidores inteligentes que se comunicam com a central através de uma rede sem fio. Em termos de funcionalidade, algumas características comuns em medidores inteligentes são: possibilidade de desligamento e religamento de unidades consumidoras, alerta de interrupção do fornecimento de energia, alerta de fraude (perdas técnicas), monitoramento em tempo real da fatura de energia e controle da demanda. Em alguns projetos,

medidores inteligentes também tem a capacidade de se comunicar com dispositivos internos dos consumidores. Por exemplo, o medidor inteligente instalado em uma residência pode receber ou enviar informação de ou para os eletrodomésticos, aparelhos de ar condicionado, etc. Este conceito se baseia em uma rede de área residencial (Home Area Network – HAN) e permite o gerenciamento oportuno das cargas dos consumidores.

Geração Distribuída (GD) – Trata-se de fontes de energia diretamente conectadas a rede distribuição. A GD geralmente emprega geradores eólicos ou fotovoltaicos, devido a impossibilidade de construir usinas de energia convencionais de pequeno porte próximo aos centros de consumo. Usinas térmicas a gás e biomassa também são usadas como GD, mas em menor escala. Deve-se enfatizar que há uma instalação crescente de painéis fotovoltaicos em residências devido as suas vantagens de serem: modulares, silenciosos e flexibilidade para serem instalados em telhados residenciais (em escalas de até 10 kW). A Figura 1.3 ilustra um esquema fotovoltaico conectado à rede elétrica, com a possibilidade de compensação de tarifa. O crescimento da GD tem impactos sobre a rede de distribuição convencional e também requer a preparação da rede para esta nova realidade. Os principais aspectos técnicos afetados pela inserção da GD são: qualidade de energia, estabilidade, regulação da capacidade e proteção. Os impactos da penetração da GD com relação a estes aspectos ocorrem, principalmente, devido as características intermitentes das fontes primárias de energia, por exemplo, a radiação solar e o vento. Algumas características das REI para suportar a conexão da GD são: previsão/estimação da geração, estratégias de operação de curto e de longo prazo, regulação de potência rápida, armazenamento de energia e gerenciamento de recursos distribuídos combinados com resposta a demanda.

Na próxima seção será apresentada uma introdução detalhada sobre o componente da REI que é o alvo do estudo realizado nesta dissertação: o Veículo Elétrico.

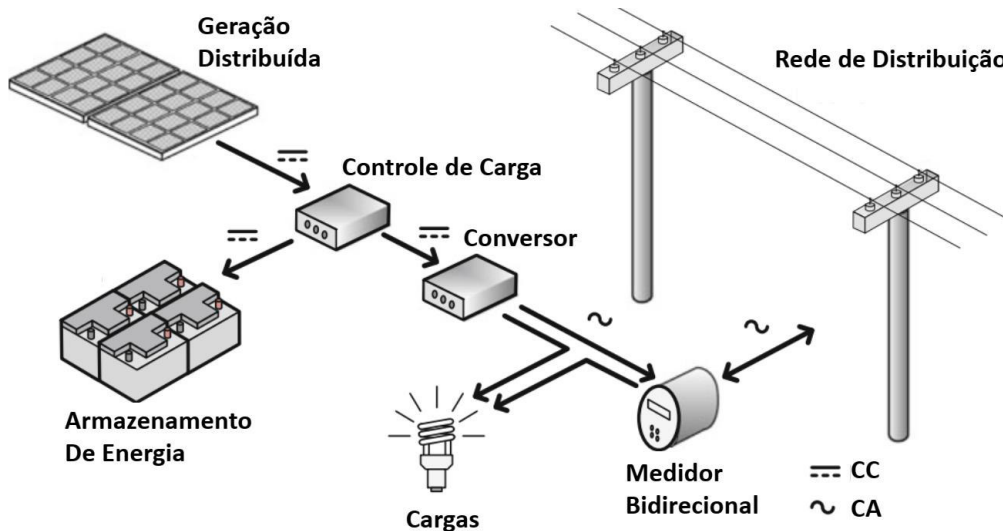


Figura 1.3 -Esquema típico de GD fotovoltaica.
 Fonte: Adaptado de Bernardon & Garcia (2018).

1.2 Veículos Elétricos

A “descarbonização” da sociedade global para reduzir a emissão de CO₂ tem direcionado a eletrificação de diversos setores produtivos, por exemplo: aquecimento e transportes. A eletrificação do setor de transportes é caracterizada principalmente pela substituição de veículos convencionais à combustão por veículos elétricos, ou seja, veículos que usam um motor elétrico (puramente elétrico) ou motores elétricos e de combustão (híbridos) para a propulsão. A Figura 1.4 ilustra um modelo conceitual de veículo elétrico moderno.

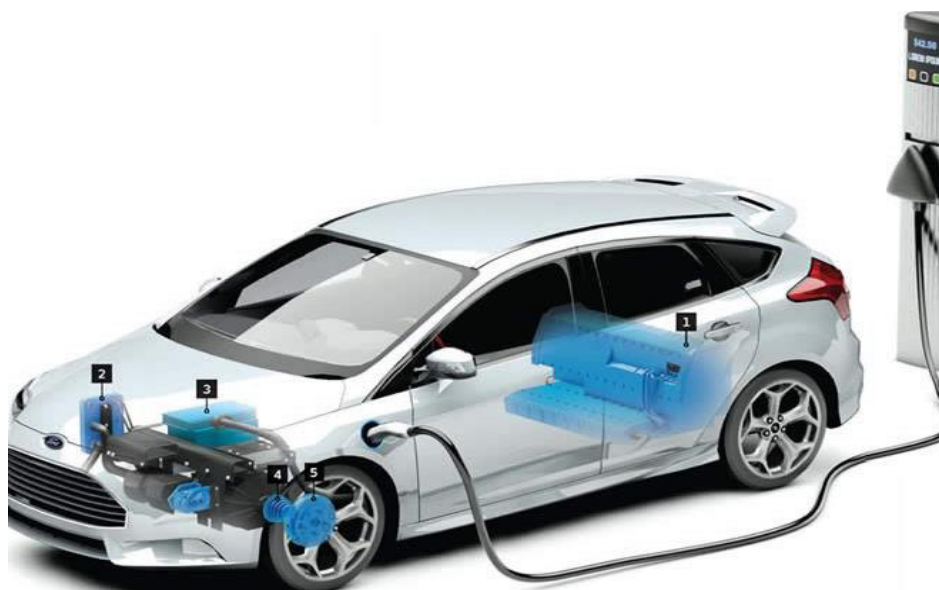


Figura 1.4 - Veículo Elétrico Conceitual.
 Fonte: Adaptado de Industria Hoje (2018).

A parte elétrica do modelo conceitual apresentado na Figura 1.4 pode ser dividida em 5 partes:

1. Bateria – Armazena energia que será disponibilizada para o motor elétrico, assim que necessário. Representam de 10% a 20% do peso do veículo, chegando à até 40% do custo.
2. Módulo de Controle – Recebe informação do acelerador para gerenciar a eletricidade que flui da bateria para o motor, regulando a velocidade do veículo.
3. Motor elétrico – Transforma a energia elétrica em movimento, para fazer o veículo se mover. Atualmente, é cerca de 3 vezes mais eficiente que o motor de combustão interna, não faz barulho e apresenta, em geral, metade do peso e volume do motor a combustão.
4. Transmissão – Em um VE só existe uma marcha. A força que movimenta o veículo é diretamente proporcional à energia fornecida pelo motor.
5. Freio Regenerativo – Cerca de 90% do calor que seria gerado pelo atrito, na frenagem, é convertido em energia para abastecer a bateria e diminuir a necessidade de recarga.

A utilização de um posto de recarga depende da tecnologia utilizada para suprimento de energia. Quanto a tecnologia de abastecimento, os veículos elétricos, podem ser classificados em 3 categorias, ilustradas na Figura 1.5:

1. Veículos Elétricos a Bateria (VEB) ou simplesmente VE – são veículos puramente elétricos. Esse tipo de tecnologia usa apenas energia da bateria, que precisa ser carregada na rede elétrica.
2. Veículos Elétricos Híbridos (VEH) – são veículos que combinam um motor de combustão interna com um elétrico, com recarga da bateria através da desaceleração e frenagem do veículo.
3. Veículos Elétricos Híbridos Plug-In (VEHP) – são veículos híbridos que combinam motor de combustão interna com um elétrico, porém nesse caso o motor elétrico é carregado com auxílio da rede elétrica de energia.

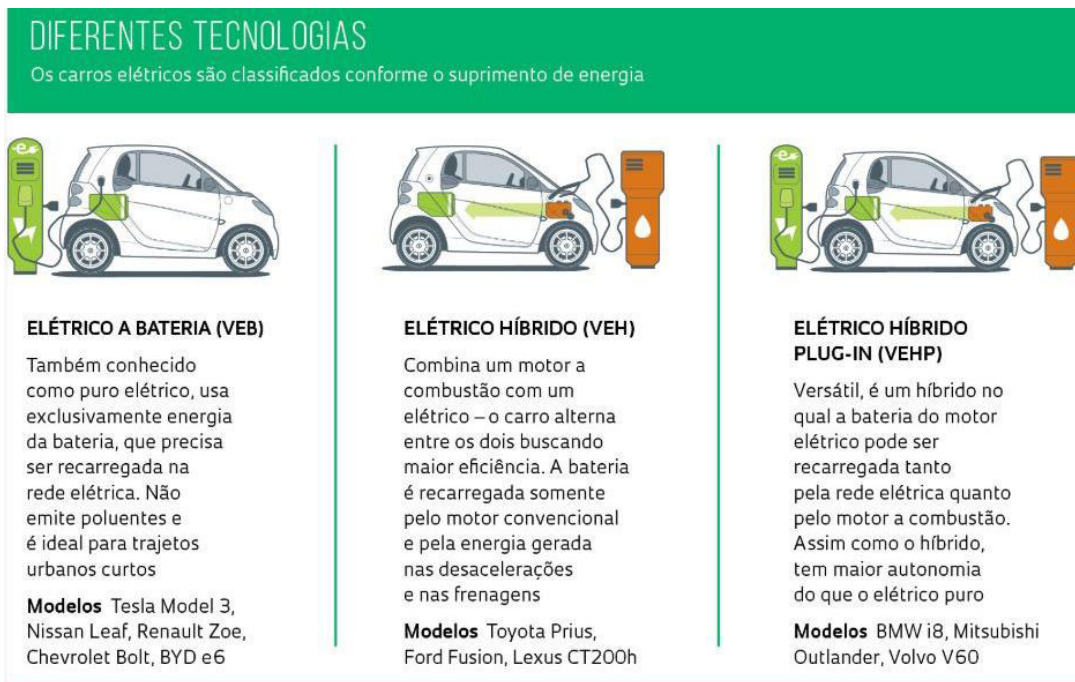


Figura 1.5 - Tecnologias de recarga para VE.
Fonte: Adaptado de (Vasconcelos, 2018).

Como ilustrado na Figura 1.5, um VE possui um arranjo de baterias capaz de fornecer energia para o motor ou motores. Essas baterias, por sua vez, podem ser recarregadas de diferentes formas, entre elas: a frenagem regenerativa, conexão com a rede de distribuição através de eletropostos (estações de recarga), a utilização de um motor a combustão auxiliar acoplado a um gerador (Osorio, 2013) ou com a utilização de uma Estação de Troca de Baterias (BSS - Battery Swapping Station). O objetivo de uma BSS é suprir a demanda da bateria enquanto maximiza lucros. O BSS requer um estoque de baterias com diferentes capacidades para atender os clientes. Assume-se que as baterias são propriedade da BSS e alugadas para os clientes. Os clientes são beneficiados por este acordo, uma vez que todos os custos relacionados com a baterias, incluindo degradação e manutenção, são acumuladas pelo BSS. O cliente não terá que preocupar-se com a vida útil da bateria, nem com a maneira em que a bateria foi carregada (carregamento rápido, de alta potência ou carregamento lento). Para recuperar esses custos e para obter lucro, o BSS cobra dos clientes uma taxa pelo serviço de troca. Além do relacionamento direto com cliente, a BSS pode se relacionar com o mercado de energia e o SEP para escolher o melhor horário de recarga e optar pelas menores tarifas oferecidas pelo mercado. Essas interações estão ilustradas na Figura 1.6.

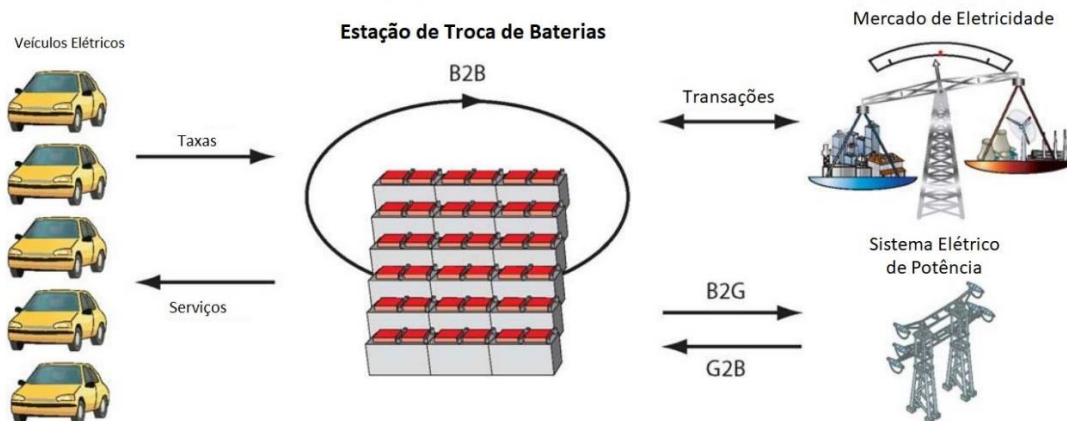


Figura 1.6 - Interações entre Mercado, Usuários e SEP na BSS.
 Fonte: Adaptado de Sarker, Pandzic, & Ortega-Vazquez (2015).

O foco deste trabalho são os modelos de VE que não possuem motor de combustão interna - veículos elétricos puros (VEB) com recarga direta pela rede elétrica - e devem ser recarregados através da conexão com a rede de distribuição de energia elétrica. Uma das principais limitações desse tipo de veículo é a necessidade de eletropostos, podendo ser de instalação residencial ou em estacionamentos privados. Em ambos os casos, os VEs têm potencial de afetar o planejamento e a operação da rede de distribuição devido a ocorrência seguintes problemas: desvios de tensão e desequilíbrio de tensão (Rezaee, 2013), harmônicos (Lucas, Bonavitacola, Kotsakis, & Fulli, 2015), aumento nas perdas resistivas e perda de vida útil nos transformadores (Qian, Zhou, & Yuan, 2015) e estabilidade de tensão (Kongjeen & Bhumkittipich, 2016).

Os equipamentos de recarga têm um papel fundamental para o devido funcionamento do VE, e impactos na rede, já que realizam a integração entre a rede e o veículo. O tempo de carga e a vida útil da bateria do VE estão diretamente associados com o equipamento de recarga dos eletropostos. Um eletroposto de recarga geralmente inclui: cabo de carga, suporte de carregamento, plugue de conexão, tomada elétrica, conector de veículo e sistema de proteção. A configuração de recarga varia de país para país, dependendo das características da rede de cada país (Falvo, Sbordone, Bayram, & Devetsikiotis, 2014).

Os dois principais padrões utilizados para recarga de VE, no mundo, são os padrões Americano e Europeu. A principal norma que rege o padrão europeu é a IEC 61851, já para o padrão americano existe a norma SAE J1772. O nível

de potência dos eletropostos é o principal parâmetro em relação ao tempo de carga, custo do equipamento e efeito na rede. Esse parâmetro pode variar de acordo com certas características dependendo do padrão adotado.

A. Padrão Europeu – IEC 61581

As características elétricas desse padrão foram resumidas na Tabela 1.1. Para conexões AC o nível de tensão pode variar entre 110 – 480 V. A presença de aterramento e a conexão entre as fases depende da escolha do proprietário do eletroposto. Os modos de carga 3 e 4, na Tabela 1.1, podem ser considerados modos de carga rápida, porém devem ser utilizados com cuidado, já que o alto nível de corrente causa um aquecimento da bateria, reduzindo a sua vida útil e eficiência. Portanto, a segurança das baterias deve ser reforçada quando o modo de carga rápido é empregado (Osorio, 2013).

Tabela 1.1 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na Europa.

Fonte: Adaptado de Falvo et al. (2014).

Modo de carga	Tipo de Conexão	Potência Max. (kW)	Corrente Max. (A)	Localização Típica
Modo 1- Normal	Conexão AC (1-Fase)	3,7	10 - 16	Doméstica
Modo 2- Média	Conexão AC (1 ou 3 -Fase)	3,7 - 22	16 - 32	Privada ou Pública
Modo 3 - Alta	Conexão AC (3 - Fase)	Acima de 22	Acima de 32	Pública
Modo 4 - Alta	Conexão DC	Acima de 22	Acima de 3,225	Pública

B. Padrão Americano – SAE J1772

A características elétricas, desse padrão, estão resumidas na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 - Características Elétricas e Diferentes modos de Carga na América.

Fonte: Adaptado de Falvo et al. (2014).

Modo de Carga	Tensão Nominal (V)	Corrente Max. (A)	Potência Max. (kW)	Localização Típica
Nível 1 – AC	120	12	1,44	Doméstica
Nível 2 – AC	240	32	7,7	Privada ou Pública
Nível 3 - DC	208 - 600	400	240	Pública

O tempo de carga, depende do nível de potência e tipo do eletroposto. Por essa razão, os níveis de recarga da Tabela 1.2 podem ser classificados em lento para o nível 1, velocidade média para nível 2 e rápido para nível 3.

Nesse trabalho, optou-se pelo uso de padrão europeu, com ênfase nos modos de recarga 1 e 3, essa escolha foi feita devido ao padrão europeu apresentar uma diferença maior de potência entre o modo 1 e 3.

O número crescente de VE pode causar problemas operacionais na rede de distribuição. Durante a recarga os VEs representam uma carga adicional de elevada potência que pode permanecer conectada por até várias horas. Conseqüentemente, as baterias têm papel importante nos impactos técnicos da recarga dos VE na rede de distribuição. A Tabela 1.3 apresenta as baterias de VE para um conjunto de fabricantes de carros (Garcia-Valle & Lopes, 2013).

Tabela 1.3 – Baterias de VE usadas por fabricantes de carro.

Fonte: Adaptado de Garcia-Valle & Lopes (2013).

Companhia	País	Modelo do Veículo	Tecnologia da Bateria
GM	EUA	Chevy-Volt	Íons de Lítio
GM	EUA	Saturn Vue Hybrid	Níquel-Hidreto Metálico
Ford	EUA	Escape, Fusion, MKZ HEV	Níquel-Hidreto Metálico
Ford	EUA	Escape PHEV	Íons de Lítio
Toyota	Japão	Prius, Lexus	Níquel-Hidreto Metálico
Honda	Japão	Civic, Insight	Níquel-Hidreto Metálico
Hyundai	Coréia do Sul	Sonata	Polímero de Lítio
Chrysler	EUA	Chrysler 200C EV	Íons de Lítio
BMW	Alemanha	X6	Níquel-Hidreto Metálico
BMW	Alemanha	Mini E (2012)	Íons de Lítio
BYD	China	E6	Íons de Lítio
Daimler Benz	Alemanha	ML450, S400	Níquel-Hidreto Metálico
Daimler Benz	Alemanha	Smart EV (2010)	Íons de Lítio
Mitsubishi	Japão	iMiEV (2010)	Íons de Lítio
Nissan	Japão	Altima	Níquel-Hidreto Metálico
Nissan	Japão	Leaf EV (2010)	Íons de Lítio
Tesla	EUA	Roadster (2009)	Íons de Lítio
Think	Norway	Think EV	Íons de Lítio, Cloreto de Sódio/Metal

A partir da Tabela 1.3, pode-se notar que as duas principais tecnologias de bateria da atualidade usadas em EV são o Níquel-Hidreto Metálico e os Íons de Lítio. Quase todos os veículos híbridos disponíveis no mercado nos dias de hoje usam baterias de Níquel-Hidreto Metálico devido ao nível de maturidade desta tecnologia. Por outro lado, espera-se um crescimento rápido com relação a adoção de baterias de Íons de Lítio em VE, particularmente do tipo VEB e VEHP, devido ao seu potencial para obter valores mais elevados de densidade de energia e energia específica. Esta tendência em direção ao domínio das baterias de Íons de Lítio também se deve as seguintes características do metal Lítio: peso leve e alta tensão de circuito aberto (Díaz-González et al., 2016). A tecnologia de baterias de Íons de Lítio tem sido estudada e desenvolvida há mais de 20 anos e, após a sua aplicação generalizada em dispositivos eletrônicos, atingiu um alto nível de maturidade para sistemas de maior porte e aplicações mais exigentes como VE e armazenamento de energia para usinas de energia renovável (Scrosati et al. 2018). O material do anodo é que caracteriza as baterias de Íons de Lítio no mercado, pois o catodo é geralmente um material baseado em carbono (grafite), com exceção do óxido de titânio de lítio (Scrosati et al. 2018). A Figura 1.7 e Tabela 1.4 apresentam a energia e potência específica de diversas tecnologias de baterias mais utilizadas atualmente.

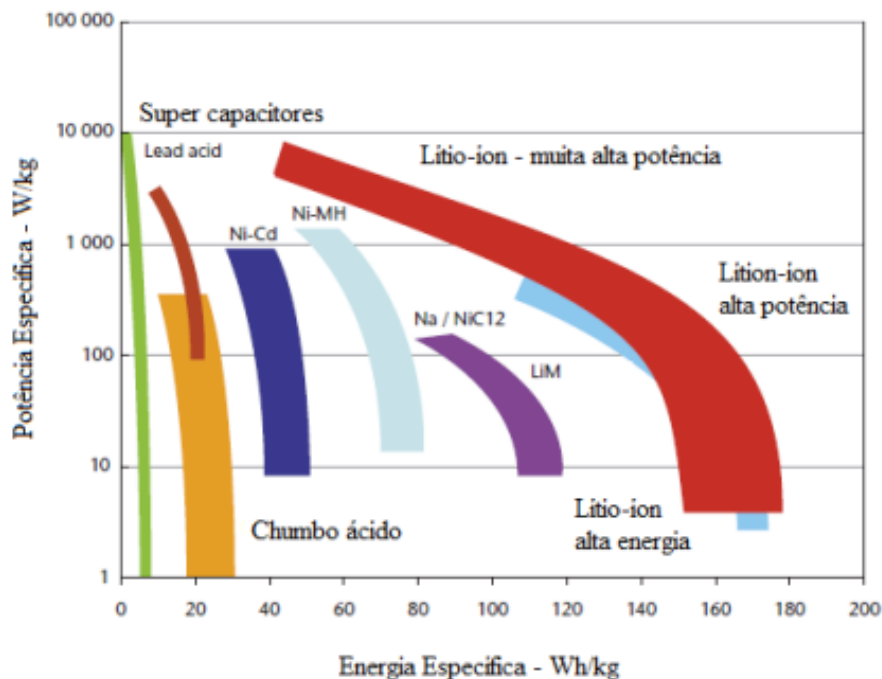


Figura 1.7 - Energia e Potência para diferentes tipos de bateria
 Fonte: International Energy Agency – IEA

Comparando os diferentes tipos de baterias apresentados na Tabela 1.4 (Falvo, Sbordone, Bayram, & Devetsikiotis, 2014):

- i. Pb-Acid - Baterias de chumbo-ácida têm baixo custo de produção, longa vida útil, possui também potencial de causar impactos ambientais adversos. Esse tipo de bateria apresenta alta capacidade energética e baixa densidade de energia volumétrica, o que significa uma bateria leve, porém ocupando bastante espaço. Atualmente as baterias de chumbo-ácido são usadas em automóveis, empilhadeiras e grandes sistemas de fornecimento de energia elétrica ininterrupta (nobreaks).
- ii. Ni-MH - Baterias de Níquel-Hidreto Metálica têm sido amplamente utilizadas por causa de sua alta densidade de energia e pelo uso de metais não tóxicos. Esse tipo de bateria possui alta taxa de auto descarga e requer descargas completas regularmente para evitar a formação de cristais (efeito memória). São frequentemente usadas em câmeras digitais, VE e outros dispositivos de alto consumo, com durações longas do uso de uma única carga longas
- iii. Li-Íon – Baterias de Íons de Lítio têm alta densidade de energia, uma vez que o lítio é um elemento altamente reativo, possuem baixa necessidade de manutenção e baixa taxa de auto descarga, com ausência de efeito memória. É muito utilizada em equipamentos eletrônicos portáteis e atualmente vem sendo amplamente aplicada em VE.
- iv. Li-Po – As baterias de Íon de polímero possuem densidade energética menor que as de Li-Íon, porém são mais seguras, já que não são inflamáveis. O polímero é um tipo de material maleável, tornando esse tipo de bateria mais leve e flexível, porém com alto custo de produção em relação às demais. Essas baterias são usadas em alguns tipos de telefones celulares.
- v. Ni-Cd – A bateria de níquel cádmio possuem carga rápida e simples, com baixa densidade energética e eficiência, quando comparada às demais, além de apresentarem efeito memória e serem mais poluentes, essa tecnologia vem atualmente caindo em desuso.

Tabela 1.4 – Características dos principais tipos de bateria para VE.

Fonte: Adaptado de Falvo (2014).

Tipo	Eficiência energética (%)	Energia Especifica [Wh/kg]	Potência Especifica [W/kg]
Pb-Acid	70-80	20-35	25
Ni-Cd	60	40-60	140
Ni-MH	50-80	60-80	220
Li-íon	85-95	100-200	300-2000
Li-Po	80-90	100-200	300-2000

Pode-se observar pela Figura 1.7, e ressaltado na Tabela 1.4, que a bateria de Íon de Lítio é o tipo de bateria que apresenta maior eficiência energética, como também maior número de ciclos carga/descarga. Porém essa tecnologia apresenta como desvantagens o preço e o cuidado no sistema de carga, já que apresenta uma baixa tolerância a picos de potência.

A recarga da bateria, levando em conta essas características, pode ser dividida em três fases: corrente constante, tensão constante e “floating”, em que a bateria fica em repouso, conforme ilustrado na Figura 1.8.

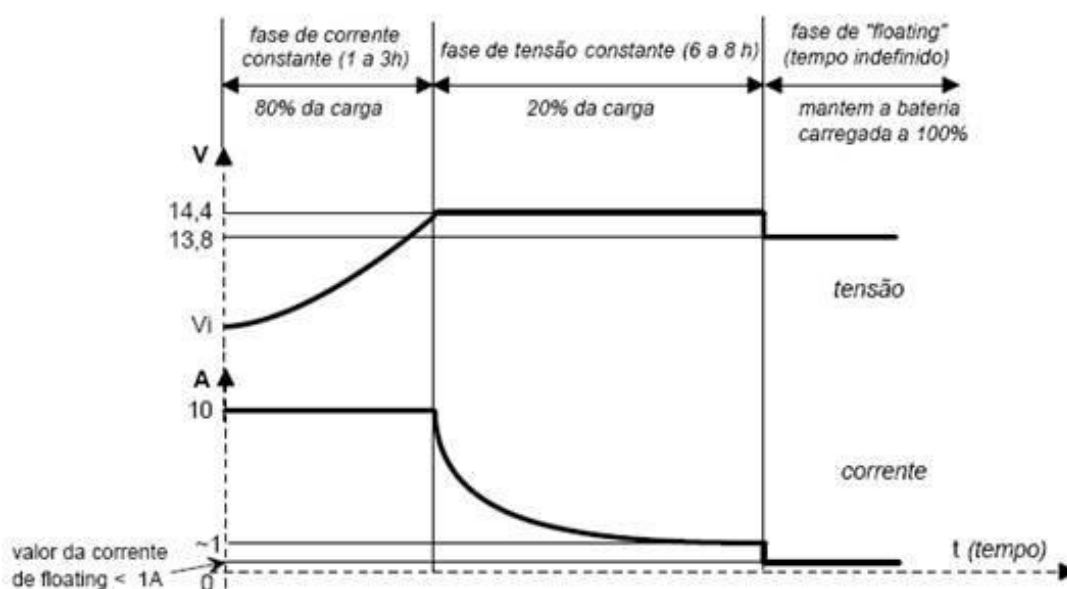


Figura 1.8 - Fases de Recarga da Bateria
 Fonte: Pivari (2000).

Quando uma bateria está quase carregada ou quase descarregada, sua habilidade de armazenar energia é reduzida, devido a mudança na sua resistência interna. Nesses momentos, deve-se ter cuidado na recarga. Carregar rapidamente durante esses períodos pode causar aquecimento excessivo, perda de vida útil e até vazamento na bateria. Alguns autores adotam uma fase de pré-carga para bateria, para momentos em que a bateria está com pouca carga (Brand, 2009).

Geralmente, considera-se que a corrente de carga é constante até o que o estado de carga atinja 80%. Entre 80 e 100%, adota-se tensão constante para a carga, acima de 100% a bateria entra na fase de “floating”, conforme ilustrado na Figura 1.8. A corrente de carga ou tempo de carga podem ser controlados com base na equação (1.1) (Brand, 2009).

$$\text{Corrente de Carga} = \frac{(\text{Capacidade da Bateria} * 1,15)}{\text{Tempo de carga}} + (\text{Carga CC}) \quad (1.1)$$

Os parâmetros que descrevem o comportamento e performance da bateria são:

Ampère-Hora (Ah) – É uma medida de capacidade, esse parâmetro dá uma ideia da quantidade de energia que uma bateria pode armazenar, ou seja, se uma bateria possui 2.000 mAh (2 Ah) isso significa que a bateria pode fornecer 2 A por uma hora, ou 1 A por 2 horas. A quantidade de corrente que a bateria pode fornecer é limitada por sua resistência interna.

Tempo de Descarga – indica quanto tempo a bateria é capaz de fornecer energia para determinada carga.

$$TD = \frac{\text{Capacidade (Ah)}}{\text{Carga(A)}} \quad (1.2)$$

Tensão da Bateria (V) – Tensão nominal (em volts) que a bateria pode fornecer durante seu uso.

Watt-Hora (Wh) – Esse índice dá uma ideia da capacidade de descarga da bateria, duas baterias de mesmo valor em (Ah), podem ter diferentes níveis de tensão o que por consequência afeta na quantidade de energia que a bateria é capaz de fornecer.

$$\text{Watt} - \text{Hora} = \text{Volts} \times \text{Ampère} - \text{Hora} \quad (1.3)$$

Capacidade (C) – Descreve quanta corrente uma bateria pode fornecer, em um dado momento, de maneira segura. Uma bateria com 20 C, pode fornecer 20 vezes o valor de Ah em corrente, ou seja uma bateria de 20 C e 2.2 Ah pode fornecer até 44 A.

1.3 Estabilidade de Tensão em Redes Elétricas

A estabilidade de um sistema de potência pode ser entendida como a habilidade de um sistema permanecer em equilíbrio ou atingir um estado de equilíbrio após ser submetido a uma perturbação (Kundur, 1994). A instabilidade de um sistema elétrico pode se manifestar de diferentes formas. Além disso, a instabilidade poder ser influenciada por diversos fatores. Para facilitar o estudo da estabilidade de sistemas elétricos, uma classificação quanto a diferentes tipos de estabilidade foi realizada. A classificação da estabilidade proposta pelo CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) pode ser dividida em: Estabilidade angular do rotor, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão, conforme ilustrado Figura 1.9. Tal classificação de estabilidade do SEP foi proposta baseada nas seguintes considerações: a natureza física do modo como a instabilidade resultante é indicada pela variável do sistema; o tamanho do distúrbio considerado; os dispositivos, os processos e o tempo que devem ser considerados na restauração da estabilidade;

A Estabilidade de Tensão (ET), foco deste trabalho, pode ser entendida como a capacidade do sistema para manter todas as barras em um nível aceitável de tensão quando sujeito a um distúrbio. A ET apresenta similaridade em relação à estabilidade angular do rotor: a estabilidade angular do rotor está relacionada com a potência ativa assim como a estabilidade de tensão está relacionada com a potência reativa, relacionando-se principalmente com a estabilidade da carga, enquanto que a estabilidade angular do rotor está relacionada com a estabilidade dos geradores. Em um sistema relativamente grande, um colapso de tensão é possível, mesmo quando não há perda de sincronismo entre os geradores (Kundur, 1994).

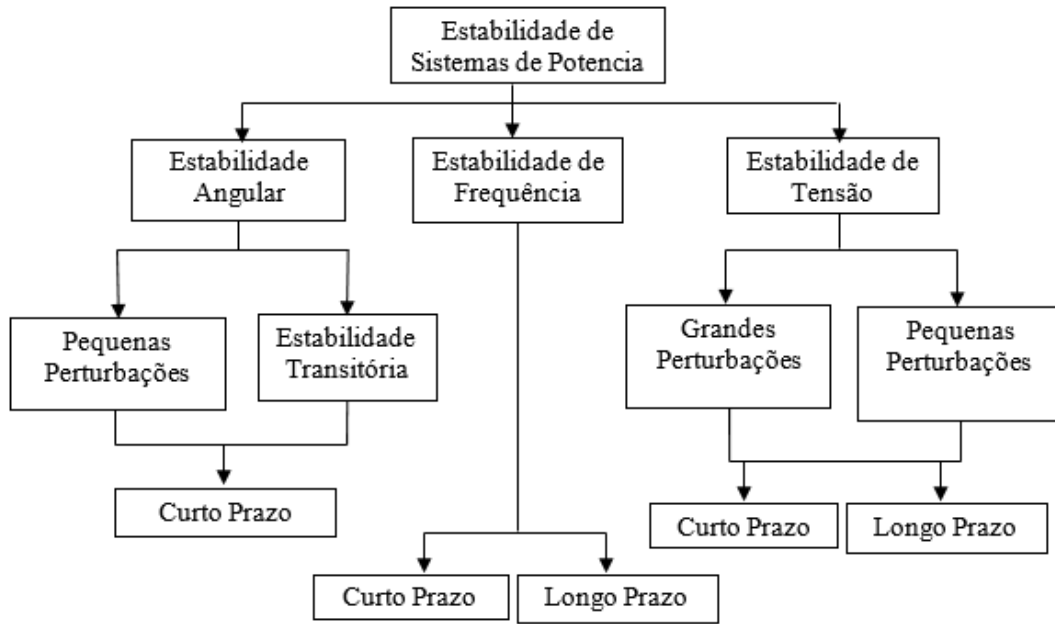


Figura 1.9- Classificação dos tipos de Estabilidade em um Sistemas de Potência.
 Fonte: KUNDUR *et al*, 2004

Historicamente, muitos incidentes associados com problemas de instabilidade de tensão têm ocorrido ao redor do mundo chegando a causar colapsos de tensão (Blackout total ou parcial do sistema). Na Tabela 1.5 são mostrados exemplos de ocorrências relacionadas a colapso de tensão ao redor do mundo até a década de 1990.

Tabela 1.5 - Incidentes Associados ao Colapso de Tensão.

Fonte: Adaptado de Taylor (1994).

Data	Local	Duração
11/30/86	SE Brasil, Paraguai	2 s
05/17/85	Flórida - EUA	4 s
8/22/87	Tennessee – EUA	10 s
12/27/83	Suécia	50 s
09/22/77	Jacksonville, Flórida	Alguns min
09/02/82	Flórida	1-3 min
11/26/82	Flórida	1-3 min
12/28/82	Flórida	1-3 min
12/30/82	Flórida	2 min
12/09/65	França	-
11/20/76	França	-
08/04/82	Bélgica	4,5 min
01/12/87	França	4-6 min
07/23/87	Tóquio	20 min
12/19/78	França	26 min
08/22/70	Japão	30 min
12/01/87	França	-

Todas as ocorrências da Tabela 1.5 têm uma relação direta ou indireta com a indisponibilidade do fornecimento de potência reativa em relação a potência reativa demandada pelo sistema. Geralmente o colapso de tensão é originado por distúrbios no sistema associados com os seguintes mecanismos (Prada, 1992) e (Rodrigues, 2009):

Ausência de Solubilidade – Após a ocorrência de um distúrbio as equações de fluxo de carga não apresentam solução física.

Perda de Controlabilidade – Após a ocorrência de um distúrbio as ações de controle têm efeito oposto ao esperado.

A Figura 1.10 e Figura 1.11 ilustram os mecanismos de estabilidade através da curva P-V, que relaciona as potências ativas nodais aos módulos de tensão. Para o sistema de duas barras, na Figura 1.10, considera-se o módulo da tensão a barra k igual a 1 p.u. e relação $\frac{P_m}{Q_m} = 0,5$.

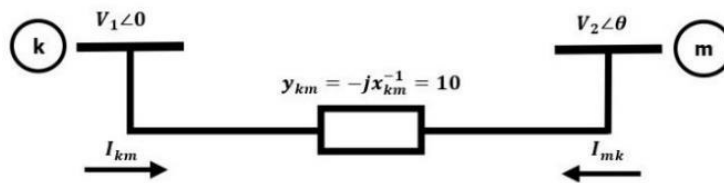


Figura 1.10 – Sistema Duas barras.

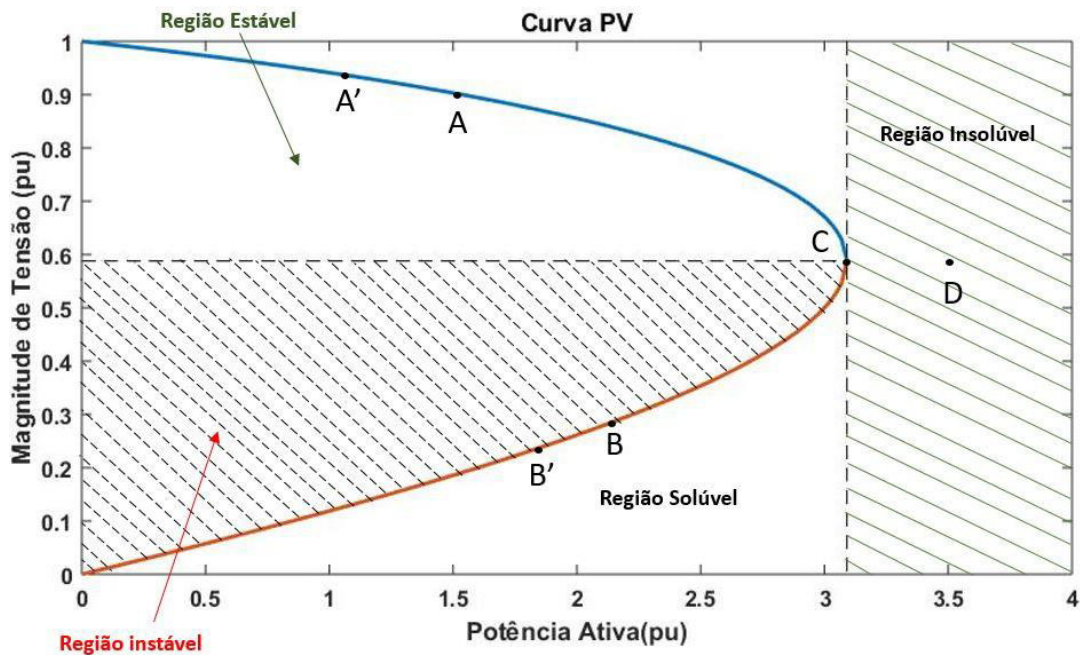


Figura 1.11 - Curva PV do sistema de 2 Barras.

Por meio da Figura 1.11 é possível entender o comportamento da tensão com relação ao carregamento da rede. Nela, os mecanismos causadores da instabilidade de tensão podem ser visualizados através de uma curva denominada PV. Nesta curva, o eixo das abscissas é associado com níveis de carga ativa em uma barra e o eixo das ordenadas com os módulos das tensões das soluções obtidas para um nível de carga. A curva da Figura 1.11 possui os seguintes pontos notáveis:

- ✓ O ponto C, está associado com o ponto de carregamento máximo do sistema, sem que ocorra instabilidade ou perda de solubilidade;
- ✓ O ponto D, em que as equações de fluxo de potência não possuem soluções reais (região insolúvel);
- ✓ No ponto B, mecanismos de controle terão efeito oposto ao esperado, ou seja, se o controle atuar para diminuir a carga (ponto B') devida a baixa tensão, haverá uma queda, ao invés de acréscimo, de tensão, caracterizando a perda de controlabilidade do sistema;
- ✓ O ponto A, está na região estável do sistema, ou seja, se o controle atuar para diminuir a carga (ponto A') haverá um acréscimo de tensão, conforme esperado. Nesse caso, há solução para as equações do fluxo e não a perda de controlabilidade.

1.4 Estabilidade de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

A rede de distribuição normalmente apresenta topologia radial. Nesse tipo de topologia as cargas são conectadas à fonte por apenas um caminho, o que torna esse tipo de rede mais vulneráveis a alguns problemas, dentre eles a instabilidade de tensão. Esse tipo de topologia tende a mudar para malhada, conforme as redes convencionais sejam convertidas em REI para aumentar a confiabilidade e eficiência da rede de distribuição. Todavia, na realidade as redes de distribuição ainda podem ser consideradas como radiais. Além disso, as redes de distribuição apresentam altos valores da relação R/X resultando em perdas de potência elevadas. Esses fatores devem ser levados em consideração para a utilização de métodos de análise de estabilidade de tensão, já que apresentam efeitos sobre estabilidade de tensão (Shukla & Sekar, 2003), controle de tensão

(Tonso, Morrent, Haan, & Ferreira, 2005) e utilização de GD (Alizadeh, Ozansoy, & Alpcan, 2016).

Índices de estabilidade de tensão, para redes de distribuição, são utilizados afim de evitar a ocorrência de instabilidade de tensão e permitir a execução de medidas preventivas, quando possível. Para isto, são realizadas estimativas da proximidade do sistema ao ponto de máximo carregamento da rede elétrica (ponto de máxima transferência de potência). Esta análise é geralmente realizada aproveitando-se a característica radial da rede, com métodos de varredura da rede (Moghavvemi & Faruque, 2001) ou equivalentes externos (Wang, Li, & Lu, 2009).

A perda de controlabilidade também foi considerada em algumas metodologias propostas para a avaliação da estabilidade de tensão em redes de distribuição. A modelagem da perda de controlabilidade em estudos de estabilidade de tensão em redes de distribuição foi realizada através da aplicação de duas técnicas:

- 1) Determinante da matriz jacobiana reduzida (Souza, 1997), (Prada & Souza, 1998), (Araújo, 2010), (Araújo & Prada, 2013).
- 2) Análise modal (Ettehadi et al., 2013), (Jalali & Aldeen, 2017).

Outros estudos já vem considerando topologia malhada como possibilidade, no estudo da estabilidade de tensão, dentro da rede de distribuição (Silva, 2017).

Consoante às mudanças de aspectos físicos a serem consideradas na rede de distribuição está a inserção de GD. Desta forma, a GD deve ser considerada na análise de estabilidade de tensão da rede de distribuição. A introdução de GD introduz novos pontos de fornecimento de energia, o que pode indicar um impacto positivo nos sistemas elétricos, sendo observadas vantagens como redução de perdas, aumento da capacidade de transmissão, melhoras no perfil de tensão, entre outras (Barker & Mello, 2000), (Viawan & Karlsson, 2008). Dessa forma, estudos de estabilidade de tensão têm sido direcionados também nesse sentido (Grilo et al, 2012), (Huang, Zhang, & Yang, 2015).

A partir da revisão bibliográfica realizada acima pode-se observar que tanto as técnicas convencionais (previamente aplicadas em redes de transmissão) como os métodos orientados para a topologia radial tem sido aplicados na análise da estabilidade de tensão de redes de distribuição.

Adicionalmente, problemas de instabilidade relacionados com a conexão de GD e perda de controlabilidade têm sido explorados em algumas publicações. Nesta dissertação, a análise da estabilidade de tensão em redes de distribuição será realizada através da aplicação do método da matriz D' (Prada, 1992), (Prada et al., 2002). Esta escolha é devido ao fato de que o método da matriz D' pode identificar problemas de instabilidade de tensão causados pela perda de controlabilidade. O reconhecimento destes problemas também pode ser realizado via análise modal (Kundur, 1994). Contudo, o método da matriz D' possui as seguintes vantagens com relação a análise modal (Rodrigues, 2009): baixo custo computacional, índices mais precisos pois a relação de sensibilidade é calculada considerando-se as injeções de potência ativa e reativa das cargas, flexibilidade para estimar a MET (Margem de Estabilidade de Tensão) em barras PV que são excluídas na análise modal convencional; interpretação mais direta da MET, pois a MET se baseia em injeções de potência ao invés de autovalores/autovetores que são usados na análise modal e possibilidade de realizar a análise de estabilidade de tensão para todas as barras do sistema e não somente para aquela associada com o autovalor/autovetor crítico.

Por ser uma tecnologia em ascensão, VE também devem ser considerados na estabilidade de tensão de uma rede de distribuição, já que o aumento no carregamento da rede de distribuição, devido a conexão dos veículos elétricos, pode também resultar em problemas de instabilidade de tensão. Em outras palavras, o processo de carregamento das baterias dos veículos elétricos pode causar uma redução na MET da rede de distribuição. Isto é, a distância entre o ponto de operação atual da rede de distribuição e o ponto de máximo carregamento da rede elétrica. Todos os problemas mencionados acima estão sujeitos a diversos tipos de incertezas intrínsecas a natureza estocástica da rede de distribuição, por exemplo: horário de conexão dos veículos elétricos, estado de carga das baterias dos veículos elétricos, flutuações sazonais na demanda, variabilidade na potência de saída de geradores renováveis, etc. Desta forma, existe um risco de violar limites operacionais e a MET. A quantificação precisa deste risco requer a aplicação de métodos probabilísticos para as incertezas inerentes a rede de distribuição. Devido a isso, diversas metodologias probabilísticas têm sido desenvolvidas para avaliar o impacto de veículos elétricos nos índices de desempenho da rede de distribuição

(Qian, Zhou, & Yuan, 2015) e (Paterakis, Pappi, Erdinç, & al, 2016). Na próxima subseção será apresentada uma revisão bibliográfica sobre a aplicação de técnicas probabilísticas para analisar os impactos técnicos da conexão de VE em redes de distribuição.

1.5 Revisão Bibliográfica sobre Análise dos Impactos da Conexão de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição

A evolução da demanda ao longo do tempo (aumento no número de consumidores), as modificações na infraestrutura física (remoção ou substituição de equipamentos) e variações súbitas na carga (reenergização de cargas durante a restauração de uma interrupção de longa duração) afetam os índices de desempenho da rede de distribuição. Estes impactos técnicos são aferidos através de índices de qualidade de energia, perdas por efeito joule, perdas de vida útil, carregamento e, mais recentemente, instabilidade de tensão. Tais impactos têm relação com a incapacidade da infraestrutura em acomodar a demanda das cargas a serem supridas. Se uma rede é submetida a um carregamento superior àquele para o qual é projetada, então a rede experimenta tensões de magnitudes inferiores aos valores adequados e perdas elevadas. Dentre as novas cargas que causarão impactos técnicos significativos, em um futuro próximo, na rede está o VE. Atualmente, a utilização de VE é uma tendência em muitos países, baseados principalmente em incentivos governamentais e pela conscientização da população quanto ao seu benefício ambiental.

Contudo, ainda existem alguns desafios que limitam a inserção massiva dos VE nas redes de distribuição atuais. Uma das principais limitações é a necessidade de estações de recarga (eletropostos) para os VEs. Como já ressaltado, existem os eletropostos residenciais e comerciais. Os eletropostos comerciais estão geralmente instalados em estacionamentos públicos ou ao longo das principais vias rodoviárias. A infraestrutura de eletropostos públicos e comerciais ainda é limitada e os proprietários de VEs geralmente realizam as suas recargas em estações residenciais principalmente durante a noite. O número crescente de estações residenciais de carregamento pode causar vários problemas operacionais para a rede de distribuição. As redes de distribuição são

projetadas para alimentar uma demanda prevista durante um determinado horizonte de tempo. Conseqüentemente, a adição de demanda extra de energia pode, em casos extremos, originar cenários de inviabilidade operacional (Pinto, 2017). Este cenário ocorre porque a capacidade de suprimento das cargas foi superada antes do horizonte de planejamento no qual não são realizados reforços na rede.

Existem vários trabalhos que visam investigar os impactos da inserção massiva de VE na rede de distribuição. As referências (Qian, Zhou, & Yuan, 2015), (Paterakis, Pappi, Erdinç, & al, 2016) e (Affonso & Kezunovic, 2018) analisam a influência da recarga dos VE na perda de vida útil do transformador. Esta análise considerou uma modelagem estocástica das cargas e dos VE combinada com uma representação de barra única da rede elétrica (perdas e queda de tensão são desprezadas). Os estudos da perda de vida útil foram realizados para diferentes níveis de penetração de VE, nos quais a carga do VE depende da temperatura, estado inicial de carga (State of Charge – SOC) e momento de conexão.

Rezaee (2013) e Amini & Moghaddam (2013) analisam os efeitos da conexão de VE sobre os desvios de tensão, perdas e carregamento através de uma abordagem estocástica para modelar incertezas associadas com: comportamento dos usuários e os horários de conexão dos VE. Estas incertezas foram modeladas dividindo-se o período de estudo em intervalos discretos e usando-se distribuições de probabilidade cujos parâmetros foram estimados a partir de dados históricos.

Sarker et. al (2015) propuseram uma estrutura de otimização para o modelo operacional das estações de troca de baterias. O modelo proposto considera a programação do carregamento dos VE um dia a frente. Nesta programação a bateria do VE é trocada assim que o cliente chega, e a bateria retirada do veículo é recarregada no horário mais conveniente usando a otimização proposta. A incerteza da demanda, proveniente da recarga, é modelada usando otimização robusta.

Em Osorio (2013) o autor apresenta uma metodologia de recarga controlada fazendo uso de meta heurística, com intervalos discretos, em que as necessidades dos usuários são atendidas e ao mesmo tempo a rede elétrica é melhor aproveitada levando em conta suas limitações físicas.

A partir da revisão bibliográfica, pode-se concluir que há muitas publicações sobre análise dos impactos técnicos do carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição. Entretanto, os efeitos dos veículos elétricos na estabilidade de tensão só têm sido analisados de forma determinística (Dharmakeerthi, Mithulananthan, & Saha, 2012), (Dharmakeerthi et al, 2014), (Kongjeen & Bhumkittipich, 2016). Estes artigos analisam a influência do modelo de carga adotado para a recarga de BEV na estabilidade de tensão do sistema. Contudo, as incertezas intrínsecas a operação da rede de distribuição são desconsideradas.

É importante ressaltar que para realizar uma análise criteriosa dos efeitos de veículos elétricos sobre a estabilidade de tensão, deve-se considerar além das incertezas, a modelagem de carga associada com os VE (Dharmakeerthi, Mithulananthan, & T.K.Saha, 2014), (Kongjeen & Bhumkittipich, 2016) visto que o modelo de carga (polinomial, exponencial, ZIP, etc.) tem grande impacto na estimação da MET. Outro aspecto relevante na análise do impacto de VE na estabilidade de tensão é o modo de carregamento: residencial (nas tomadas das instalações elétricas dos consumidores) ou comercial (em estacionamentos privados). A identificação do modo de carregamento crítico permite que a concessionária ofereça subsídios para o modo de carregamento que minimize o risco de instabilidade de tensão e melhore os índices de desempenho da rede de distribuição.

1.6 Motivação

A tendência crescente de uso de VE terá um impacto significativo planejamento e operação da rede de distribuição. Uma análise adequada desses efeitos deve considerar a modelagem precisa do carregamento dos VE e a presença de incertezas na demanda, carregamento dos VE e geradores distribuídos renováveis, que fazem e farão, cada vez mais, parte da REI. Conseqüentemente, metodologias baseadas em técnicas determinísticas não serão suficientes para realizar este tipo de estudo.

Consonante à evolução das redes de distribuição haverá um aumento no estresse do SEP, ao longo dos anos. Em cidades já estabelecidas, o aumento de demanda em consequência da inclusão de novas cargas, como a dos

veículos elétricos, terá um impacto bem maior comparado ao aumento de demanda espacial (inclusão de novas unidades consumidoras). Desta forma, a rede de distribuição irá operar cada vez mais próximos aos seus limites, o que tenderá por aumentar a importância de recursos como o controle de tensão e potência reativa. É muito difícil prever o comportamento dos usuários de VE, que poderão recarregar seus veículos em sua residência ou em estabelecimentos comerciais, como shoppings, postos de recarga e estacionamentos privados. Isso tenderá a agravar os problemas de estabilidade de tensão na rede de distribuição, pois haverá um aumento significativo de carga em pontos onde a demanda já é grande. Portanto, deve-se identificar problemas de instabilidade de tensão causados por VE para se selecionar as ações corretivas mais adequadas, por exemplo, o gerenciamento do carregamento de veículos elétricos. Este cenário será mais severo em redes de distribuição localizadas em áreas urbanizadas, pois não será possível expandir a rede em tais áreas devido a restrições de roteamento dos alimentadores (presença de vias públicas, edificações, arborização, poluição visual, etc.). Portanto, é oportuno desenvolver modelos probabilísticos preditivos para analisar os efeitos de VE na estabilidade de tensão considerando-se incertezas intrínsecas a rede de distribuição.

1.7 Objetivos e Contribuições

O objetivo desta dissertação é a realização de estudos probabilísticos sobre os impactos da recarga de VE na estabilidade de tensão da rede de distribuição. Estes impactos são avaliados comparando-se as filosofias de recarga comercial e residencial. Além disso, é proposta uma técnica de controle de tensão e potência reativa, utilizando inversores fotovoltaicos e postos de recarga de VE, para minimizar os efeitos dos VE sobre a estabilidade de tensão. A metodologia proposta para esta avaliação baseia-se na combinação das seguintes técnicas: Simulação Monte Carlo (SMC) (para modelar as incertezas), fluxo de potência via método de Gauss-Zbus (Stagg & Abiud, 1968) (para determinar as tensões nodais nos cenários sorteados pela SMC) e método da Matriz D' (Prada, 1992) (para estimar a MET).

A técnica proposta foi testada no sistema UKGDS (Singh, Pal, & Jabr, 2009) com dados de carga residencial, comercial e industrial. Os índices de

estabilidade de tensão foram estimados considerando incertezas referentes a: erros de previsão de carga, variabilidade da geração distribuída solar fotovoltaica, horário de conexão dos veículos elétricos e estado de carga das baterias dos VE.

Dentre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Modelar incertezas associadas com a variabilidade da potência de saída de fontes renováveis, principalmente a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), usando-se técnicas probabilísticas.
- Modelar probabilisticamente a recarga dos VE.
- Comparar modos de recarga comercial e residencial dos VE.
- Analisar o impacto da conexão de veículos elétricos no Controle Var/Volt (CVV) da rede de distribuição.
- Identificar se as estratégias de CVV estão causando problemas de estabilidade de tensão devido à perda de controlabilidade.

1.8 Estrutura desta Dissertação

Esta dissertação foi dividida em 8 capítulos, conforme sintetizado abaixo:

Capítulo 1 – Contém uma introdução sobre veículos elétricos e estabilidade de tensão e uma revisão bibliográfica sobre impactos de veículos elétricos em sistemas de distribuição.

Capítulo 2 – Apresenta a modelagem dos equipamentos e componentes considerados no estudo de fluxo de potência e uma explanação sobre o método de Gauss-Zbus, utilizado para calcular das tensões nodais.

Capítulo 3 – Expõe os modelos probabilísticos das seguintes incertezas consideradas no modelo proposto: irradiação solar, temperatura ambiente, hora de conexão e desconexão e os erros de previsão de carga ativa e reativa.

Capítulo 4 – Descreve a análise de estabilidade de tensão através do método da Matriz D' . Este método é utilizado para calcular a MET e identificar o efeito da atuação dos dispositivos de controle na estabilidade de tensão da rede.

Capítulo 5 – Explica o modelo de CVV proposto, que se baseia na minimização de perdas ativas da rede através da solução de um problema de fluxo de potência ótimo não-linear.

Capítulo 6 – Apresenta uma introdução sobre SMC e descreve a metodologia probabilística utilizada para estimar os índices de estabilidade de tensão sob incerteza.

Capítulo 7 – Descreve do sistema teste, os casos de estudo e os resultados obtidos a partir da SMC sequencial.

Capítulo 8 – Relata as contribuições da dissertação, as conclusões obtidas com os resultados dos testes e as diretrizes para trabalhos futuros relacionados com o tema desta dissertação.

2. Modelagem de Componentes para Estudos de Fluxo de Potência.

Este capítulo aborda a formulação de método Gauss-Zbus, bem como a modelagem dos componentes do sistema e VE utilizados para determinar as tensões nodais nos cenários da rede de distribuição resultantes da presença de incertezas relacionadas com a carga, irradiação solar e conexão/desconexão de VE.

2.1 Modelagem das Seções dos Alimentadores

Em redes de distribuição as susceptâncias shunt são pequenas, podendo ser desprezadas. Desse modo, uma seção de um alimentador da rede de distribuição pode ser representada pelo modelo da Figura 2.1.

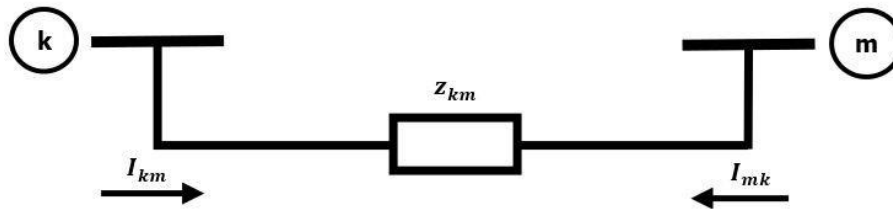


Figura 2.1 - Modelo da seção de um alimentador da rede de distribuição.
Fonte: Monticelli, 1983.

A injeção líquida de corrente no nó k pode ser calculada conforme a equação (2.1) (Monticelli, 1983):

$$I_k = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km} E_k + \sum_{m \in \Omega_k} -y_{km} E_m \quad (2.1)$$

$$z_{km}^{-1} = y_{km} = g_{km} + jb_{km} \quad (2.2)$$

$$I_{km} = y_{km} (E_k - E_m) \quad (2.3)$$

$$I_{mk} = y_{km} (E_m - E_k) \quad (2.4)$$

Em que Ω_k é o conjunto de todas as barras vizinhas à barra k ; I_k corrente líquida injetada no nó k ; E_k (E_m) é a tensão complexa nodal no nó k (m), I_{km} (I_{mk}) fluxo de corrente na linha no sentido km (mk); z_{km} (y_{km}) impedância (admitância) na linha km ; A partir da equação (2.1) pode-se chegar a uma formulação matricial, considerando um sistema de com número de nós igual à N_{bus} , para $k = 1, 2, \dots, N_{bus}$, resultando na equação (2.5).

$$I = Y^{bus} E \quad (2.5)$$

$$Y_{kk}^{bus} = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km} \quad (2.6)$$

$$Y_{km}^{bus} = -y_{km} \quad (2.7)$$

Em que I é o vetor de injeções nodais de corrente composto por I_k para $k = 1, 2, \dots, N_{bus}$; E é o vetor de tensões nodais composto por E_k para $k = 1, 2, \dots, N_{bus}$; Y^{bus} é a matriz admitância nodal, que representa a modelagem das linhas do sistema, Y_{kk}^{bus} (Y_{km}^{bus}) são os elementos diagonais (fora da diagonal) da matriz admitância.

2.2 Modelagem de Transformador com Mudança de Tap

Um transformador com mudança de tap pode ser entendido como um autotransformador junto com um mecanismo de mudança de tap, conforme ilustrado na Figura 2.2. A mudança de tensão é obtida com a mudança dos taps no enrolamento do autotransformador. A posição do tap é determinada por um circuito de controle. O padrão de regulação permite uma regulação de margem de aproximadamente 10% (Kersting, 2006).

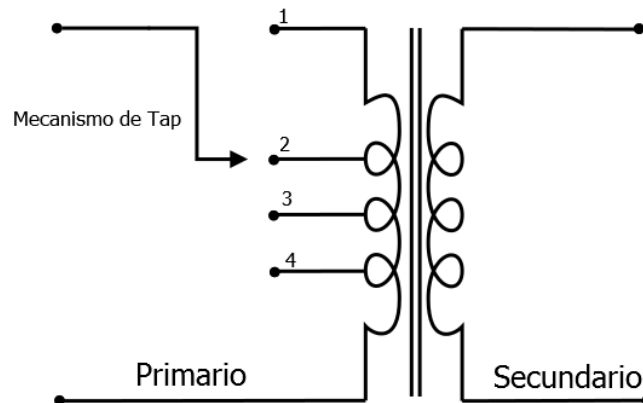


Figura 2.2 - Mecanismo de mudança de tap.
Fonte: Abur e Expósito, 2004.

Com a adição do transformador o modelo de linha na Figura 2.1 muda conforme ilustrado na Figura 2.3. As equações nodais do circuito apresentado na Figura 2.3 podem ser derivadas definindo-se os fluxos de corrente I_{km} e I_{mk} . Em seguida, substitui-se os valores de I_{pm} e E_p nas equações de fluxos de correntes encontrados. Desta forma, tem-se que:

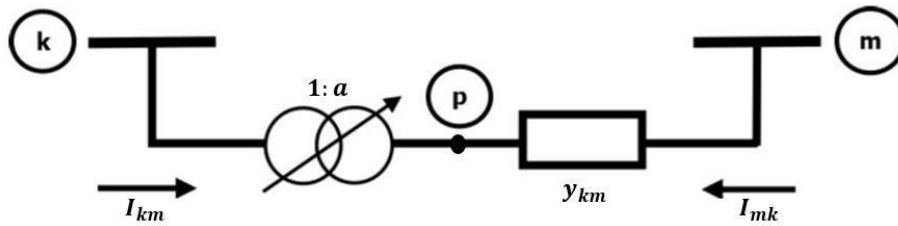


Figura 2.3 - Modelo de linha com tap para a rede de distribuição.
Fonte: Monticelli, 1983.

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{km}/|a|^2 & -y_{km}/a^* \\ -y_{km}/a & y_{km} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Em que a é a relação de espira do tap e o sobrescrito (*) indica conjugado complexo, e é usado no caso de transformadores defasadores.

A montagem da matriz Y^{bus} fica um pouco modificada para os ramos que possuem transformador com mudança de fase e/ou tap. A contribuição de um transformador, do nó k para o nó m , para os elementos correspondentes da matriz Y^{bus} é definida em (2.9).

$$\begin{aligned} Y_{kk}^{bus(novo)} &= Y_{kk}^{bus(velho)} + \frac{y_{km}}{|a|^2} \\ Y_{km}^{bus(novo)} &= Y_{km}^{bus(velho)} - \frac{y_{km}}{a^*} \\ Y_{mk}^{bus(novo)} &= Y_{mk}^{bus(velho)} - \frac{y_{km}}{a} \\ Y_{mm}^{bus(novo)} &= Y_{mm}^{bus(velho)} + y_{km} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Os sobrescritos *(novo)* e *(velho)* indicam os valores dos elementos da matriz Y^{bus} antes e depois da adição do transformador.

2.3 Modelagem de cargas

Modelos precisos de carga são de fundamental importância para estudos realísticos de ET, um modelo realista requer conhecimento sobre as características de carga do sistema. O modelo de carga de potência constante não é adequado para estudos de ET, por direcionar a resultados pessimistas

devido ao modelo de potência constante ser muito conservativo com relação as variações na tensão e resultar nas maiores quedas de tensão. Nesse trabalho, optou-se por utilizar o modelo exponencial de carga que é representado pelas equações (2.10) e (2.11).

$$P_k^c = \hat{P}_k^c \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{\alpha_{pv}} \quad (2.10)$$

$$Q_k^c = \hat{Q}_k^c \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{\alpha_{qv}} \quad (2.11)$$

Em que: P_k^c (Q_k^c) é a carga ativa (reativa) no nó k ; V_k^{nom} é a magnitude da tensão nominal no nó k ; \hat{P}_k^c (\hat{Q}_k^c) é a carga ativa (reativa) prevista no nó k ; V_k é o modulo da tensão complexa E_k ; α_{pv} (α_{qv}) denota o expoente de tensão da potência ativa (reativa) da carga, e depende do tipo de carga no nó k , ou seja, se a carga é de natureza residencial, comercial ou industrial, os valores para α_{pv} e α_{qv} utilizados neste trabalho estão descritos na Tabela 7.2.

2.4 Modelagem da Geração Fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos são conjuntos de módulos fotovoltaicos e outros componentes que são integrados para converter energia solar em eletricidade (ANEEL, 2005). As células fotovoltaicas são responsáveis pela geração de energia elétrica, podendo ser conectadas em série ou paralelo para formar módulos com o objetivo de aumentar a tensão por elas produzida. Por sua vez, os módulos podem ser conectados em série ou em paralelo para elevar o valor da sua tensão ou corrente. Um conjunto fotovoltaico formado por conexões em série, paralela ou mista dos módulos é denominada de arranjo ou conjunto fotovoltaico (“array”). Este conjunto é ligado a um inversor CC/CA, podendo ou não passar por um transformador antes de conectado à rede, conforme ilustrado na Figura 2.4.

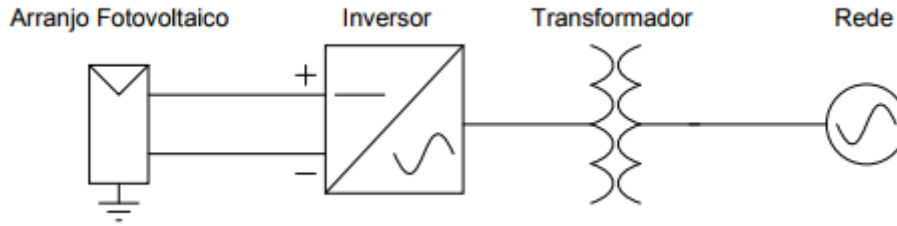


Figura 2.4 - Configuração de um Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica.
Fonte: E. T. Anabuki, 2015.

A potência ativa gerada por essa configuração é obtida utilizando a equação (2.12) e (2.13) (Alam, 2012), (M. Fan, Nov 2012):

$$P_k^{PV} = \eta^{inv} \cdot \eta^m \cdot \eta^d \cdot P^{CC} \quad (2.12)$$

$$P^{CC} = I^{rad} \cdot A \cdot \eta^a \cdot (1 - c^t \Delta T) \quad (2.13)$$

Em que P^{CC} é a potência CC gerada pelos módulos fotovoltaicos; P_k^{PV} é a potência ativa fotovoltaica gerada no nó k pelos inversores dado um valor de P^{CC} ; η^{inv} , η^m e η^d são constantes consideradas para eficiência do inversor, incompatibilidade entre múltiplos módulos FV e sujeira, respectivamente; I^{rad} é a irradiância solar; A é a área total ocupada pelo arranjo fotovoltaico; η^a é a eficiência de geração do arranjo; c^t é o coeficiente de temperatura, fornecido pelo fabricante do módulo; ΔT diferença entre a temperatura de teste do módulo e a temperatura ambiente.

A potência reativa pode ser obtida a partir da escolha de dois modos de operação (Rangel, 2015). O primeiro modo é operação com fator de potência unitário ($Q_k^{PV} = 0$). O segundo modo é uma fonte com fator de potência ajustável. Nesse caso a geração de reativos é dependente da limitação física do inversor e é calculada conforme (2.14).

$$Q_k^{PV} \leq \left| \min \left(\sqrt{\left(\frac{P_k^{PV}}{FP_{inv}} \right)^2 - (P_k^{PV})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \cdot \eta_{inv})^2 - (P_k^{PV})^2} \right) \right| \quad (2.14)$$

Em que Q_k^{PV} é a potência reativa fotovoltaica gerada no nó k ; FP_{inv} é o fator de potência adotado para o sistema fotovoltaico no nó k ; S_{inv}^{max} é a potência aparente disponível pelo conjunto de inversores.

2.5 Modelagem de Veículos Elétricos

Modelos criteriosos de carga são de fundamental importância para assegurar a acurácia da análise de estabilidade de tensão. Um modelo realista requer conhecimento sobre as mudanças na potência ativa e reativa da carga com relação a variações na magnitude tensão de alimentação da elétrica. Dharmakeerthi et al. (2012) e Kongjeen & Bhumkittipich (2016) constataram que o modelo mais adequado para representar a carga de um VE consiste em uma componente de potência constante e uma componente dependente da tensão. Essa dependência da carga em relação a tensão, causa diferenças significativas na MET quando comparada ao modelo de potência constante.

A Figura 2.5 representa uma estação de recarga para VE, consistindo em um retificador controlado, e um conversor buck ou buck-boost dependendo da adoção da topologia adotada (unidirecional ou bidirecional).

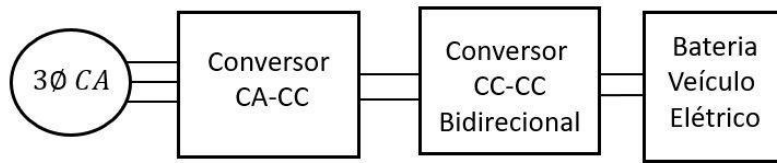


Figura 2.5 - Estação de recarga de VE.
Fonte: Dharmakeerthi et al. (2012).

A partir do modelo proposto em Dharmakeerthi et al. (2012), obtém-se os componentes de potência constante e potência dependente da tensão através do uso das equações (2.15) à (2.20).

$$k_d = \frac{(V_B + r i_B)}{V_{dc}} \quad (2.15)$$

$$D_d = \frac{V_k + \sqrt{V_k^2 - \frac{8}{3} R i_B V_{dc} k_d}}{2V_{dc}} \quad (2.16)$$

$$P_{cp} = V_B i_B + r i_B^2 \quad (2.17)$$

$$P_{vd} = \frac{2}{3} \left(\frac{R i_B^2 k_d^2}{D_d^2} \right) \quad (2.18)$$

$$P_k^{VE} = N_k^{VE} \times \left[P_{cp} + P_{vd} (V_k)^{\alpha^{VE}} \right] \quad \text{com} \quad P_{cp} + P_{vd} = 1 \quad (2.19)$$

$$Q_k^{VE} = P_k^{VE} \cdot \tan(\theta) \quad (2.20)$$

Em que: $V_B(i_B)$ é a tensão (corrente) da bateria no momento da recarga; V_k é a magnitude da tensão nodal no nó k , ou seja, é a tensão de entrada no conversão CA-CC; V_{dc} é a tensão de saída do conversor CA-CC; r é a resistência parasita do conversor buck; R é a soma das resistências internas do filtro; k_d é o valor de comutação da chave do conversor buck; D_d é a relação de trabalho da estação; A restrição $P_{cp} + P_{vd} = 1$ na equação (2.19) torna os valores dos termos P_{cp} (parcela da carga independente de tensão) e P_{vd} (parcela da carga dependente da tensão) valores de porcentagem da potência da potência de recarga do VE, ou seja, a soma da parcela da carga dependente com a carga independente da tensão é igual a 100 % da potência de recarga do VE; θ é ângulo o fator de potência; P_k^{VE} (Q_k^{VE}) é o valor da potência ativa (reativa) de recarga do VE correspondente ao nó k ; N_k^{VE} é o número de VE no nó k ; α^{VE} é o expoente da componente da carga dependente da tensão.

A Figura 2.6 ilustra o modelo para a recarga da bateria utilizado, obtido através da ferramenta de simulação Simulink.

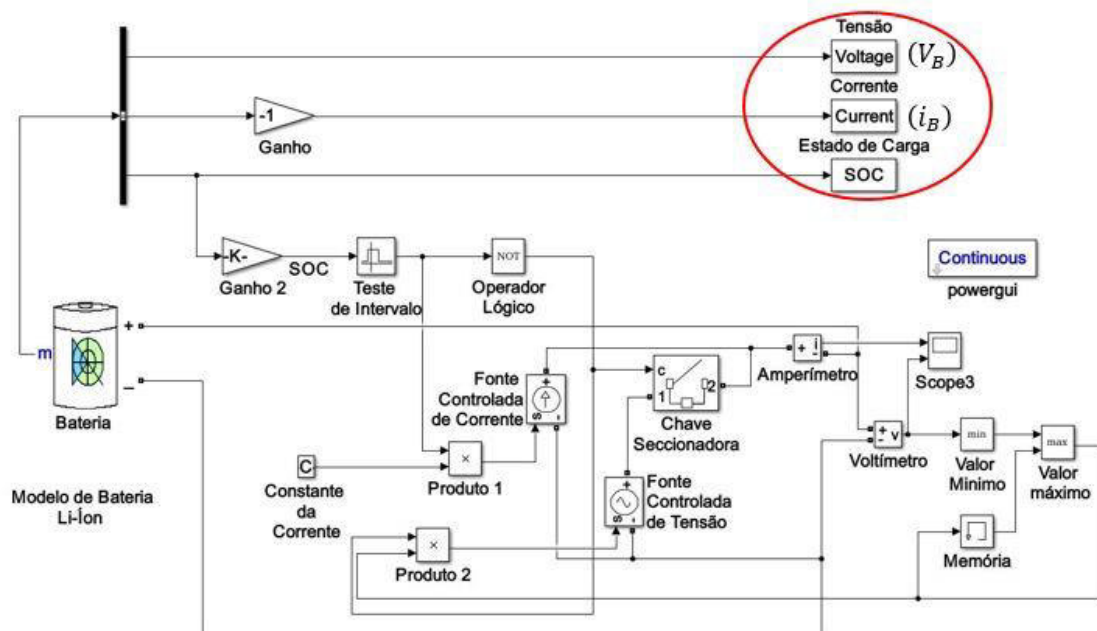


Figura 2.6 - Modelo Simulink para recarga da bateria.

Esse modelo de recarga segue o padrão de recarga da Figura 1.8, que retrata as fases de recarga da bateria. Durante a simulação a recarga passa da fase de recarga com corrente constante para a fase de tensão constante -

quando o estado de carga (SOC – State of Charge) de recarga da bateria chega à 80% - através da chave seccionadora, que é controlada pelo operador lógico.

O valor de SOC, assim como os valores de V_B e i_B , são obtidos em cada instante pela simulação. Ao final da simulação, os dados de SOC, V_B e i_B são coletados através do bloco “To Workspace” do Simulink representados, na Figura 2.6, dentro do círculo em vermelho. O valor da corrente, na fase de recarga de corrente constante, será determinado com base na equação (1.1). Já o valor da tensão, na fase de recarga de tensão constante, é determinado e armazenado na memória, pelo valor da tensão atingida quando o SOC de recarga atinge de 80% da capacidade da bateria.

As saídas da simulação da Figura 2.6 (i_B, V_B e SOC) são aplicados nas fórmulas das equações (2.15) à (2.18) para obter P_{cp} e P_{vd} , em cada valor de SOC. Dessa forma, para um valor de P_{cp} e P_{vd} está associado um valor de i_B e V_B e SOC. Uma vez obtidos, os valores P_{cp} e P_{vd} ajusta-se o parâmetro α^{VE} com auxílio da ferramenta de “Curve Fitting” do Matlab, a partir da relação entre a potência ativa ($P = P_{cp} + P_{vd}$) e tensão V_k (equação (2.21)), ou seja, varia-se o valor da tensão V_k para valores entre 0.6 e 1.5 p.u. para então se obter os valores de P correspondentes à essa variação, em que $P = P_{cp} + P_{vd}$. De posse desses valores dessa curva, encontra-se o valor de α^{VE} ajustando a curva dos pontos obtidos de $P \times V_d$ com a equação (2.21), onde P_{cp} e P_{vd} assumem valores obtidos com $V_d = 1$ p.u.

$$P = P_{cp} + P_{vd}(V_k)^{\alpha^{VE}} \quad (2.21)$$

A Figura 2.7 ilustra a obtenção de α^{VE} para SOC de 80%, em que $\alpha^{VE} = a$ (destacado em vermelho). Os valores de (i_B) e (V_B), obtidos da simulação no Simulink, com SOC de 80 %, geram $P_{cp} = 0,9166$ e $P_{vd} = 0,0834$ (equações (2.17) e (2.18), respectivamente). Em seguida, a partir dos pontos obtidos de $P \times V_d$, realiza-se o ajuste do parâmetro α^{VE} , que resulta em $\alpha^{VE} = -2,312$. O procedimento é repetido para os demais valores (10 – 100%) de SOC e ao final calcula-se as médias dos valores de P_{cp} , P_{vd} e α^{VE} , resultantes das simulações. As médias desses valores serão utilizadas na modelagem probabilística.

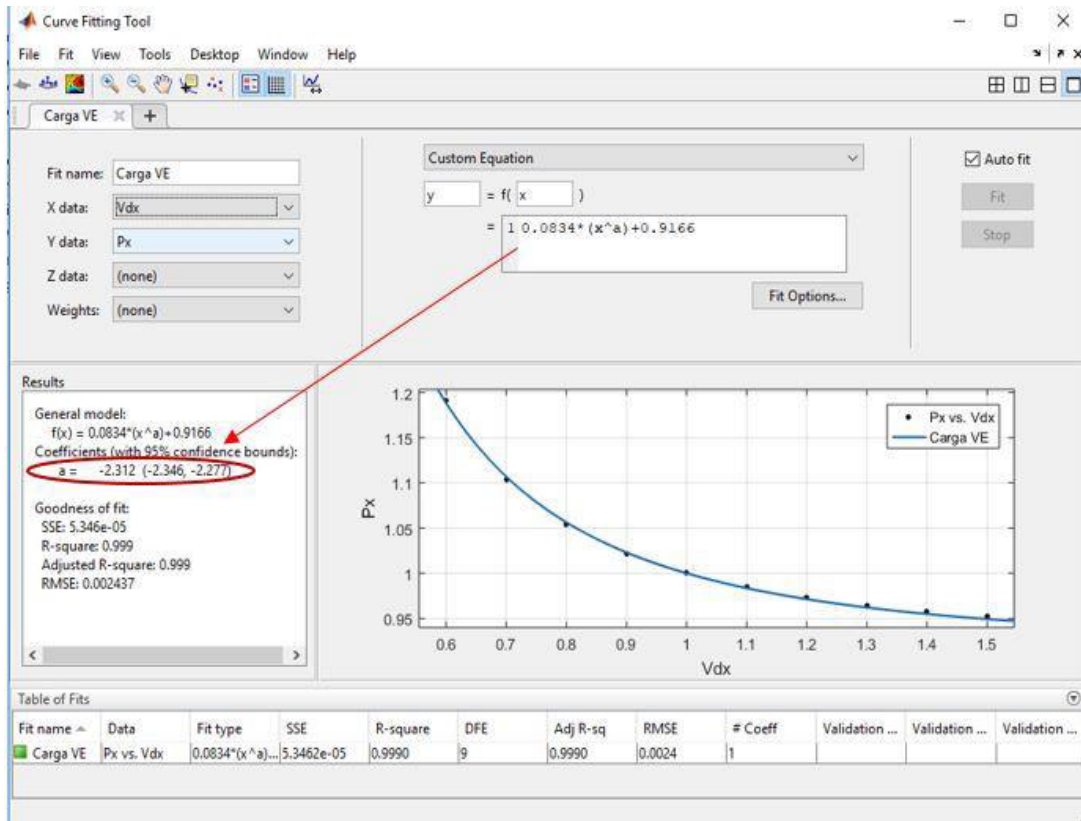


Figura 2.7 - Curve Fitting Toll MatLab para 80% de SOC na bateria.

2.6 Método de Gauss-Zbus

Se as cargas fossem especificadas por suas correntes ou impedâncias, então o cálculo das tensões nodais seria realizado através do sistema linear $I = Y^{bus}E$ resultante da análise nodal. Todavia, as cargas são especificadas pelas suas potências. Esta hipótese resulta em um sistema de equações não-lineares no domínio complexo, pois a corrente é dada pelo conjugado do quociente entre a potência (dado de entrada) e a tensão (incógnita), isto é: $I_i = S_i^*/E_i^*$. Desta forma, tem-se o seguinte sistema não linear no domínio complexo:

$$Y^{bus}E = I \Rightarrow \quad (2.22)$$

$$Y^{bus}E = \text{diag}(E^*)^{-1}S^* \Rightarrow \quad (2.23)$$

$$\sum_{j=1}^{N_{bus}} Y_{ij}^{bus} E_i^* E_j = S_i^* \text{ para } i = 1, \dots, N_{bus} \quad (2.24)$$

A não-linearidade do sistema de equações (2.24) é evidente pois temos o produto de duas incógnitas (E_i^* e E_j) em cada termo da equação (2.24) (formulação convencional das equações do fluxo de potência). Alternativamente, pode-se interpretar que a não-linearidade é devido ao quociente do lado direito de (2.23) (formulação baseada em injeções de corrente).

A principal técnica usada para solucionar o sistema de equações não-lineares do fluxo de potência no domínio complexo com formulação baseada em injeções de corrente é o método do ponto fixo (Burden & Faires, 2011). As duas versões mais comuns do método do ponto fixo usadas na solução do fluxo de potência são:

- i) Método de Gauss-Seidel (Stagg & Abiad, 1968);
- ii) Método de Gauss-Zbus (Stagg & Abiad, 1968), (Chen et al., 1991).

O método Gauss-Zbus tem uma ordem de convergência próxima à do Método de Newton-Raphson e melhor do que a do Método de Gauss-Seidel. Além disso, o custo computacional do método de Gauss-Zbus é menor do que o do Newton-Raphson, pois não é necessário calcular derivadas parciais e a solucionar um sistema linear a cada iteração. Adicionalmente, pode-se aplicar o Método de Gauss-Zbus em redes de distribuição com qualquer tipo de topologia: radial, malhada ou mista. Desta forma, o método de Gauss-Zbus foi selecionado nesta dissertação para obter as tensões nodais para os cenários resultantes das incertezas na rede elétrica.

Não é possível obter as tensões nodais, diretamente ao sistema, aplicando-se o método de Gauss-Zbus (2.23), pois não se pode especificar a geração requerida para suprir as cargas mais as perdas ativas e reativas. Este problema é devido ao fato que as perdas são funções das tensões que são incógnitas do problema. Desta forma, deve-se especificar o módulo e a fase da tensão em um nó da rede elétrica e calcular as injeções de potência neste nó para fechar o balanço de potência. Este nó é denominado de nó de folga (slack) ou de balanço (swing) ou $V\theta$ (pois o módulo e a fase da tensão neste nó são especificados) ou de referência. Adicionando-se a restrição de tensão nó de folga tem-se a seguinte versão modificada do sistema de equações (2.22):

$$\sum_{j=1}^{N_{bus}} Y_{ij}^{bus} E_j = \frac{S_i^*}{E_i^*} \text{ para } i = 2, \dots, N_{bus} \quad (2.25)$$

$$E_1 = E_1^{esp} \quad (2.26)$$

Onde: o nó #1 é arbitrariamente selecionada como de referência e $E_1^{esp} = V_1^{esp} \angle \theta_1^{esp}$ é o valor especificado da tensão no nó #1.

As equações (2.25) e (2.26) podem ser colocadas em notação matricial como se segue:

$$\bar{Y}^{bus} E = \bar{I} \quad (2.27)$$

Onde:

$$\bar{I}_i = \begin{cases} \frac{S_i^*}{E_i^*}, & \text{para } i = 2, \dots, N_{bus} \\ E_1^{esp}, & \text{para } i = 1 \end{cases}$$

$$\bar{Y}^{bus}_{ij} = \begin{cases} Y_{ij}^{bus}, & \text{para } i = 2, \dots, N_{bus} \text{ e } j = 1, \dots, N_{bus} \\ 1, & \text{para } i = 1 \text{ e } j = 1 \\ 0, & \text{para } i = 1 \text{ e } j = 2, \dots, N_{bus} \end{cases}$$

O método ponto fixo consiste em obter uma função de iteração vetorial para estimar as incógnitas a partir de uma manipulação algébrica no sistema linear original com base em uma estimativa inicial (ponto de partida). Este processo é repetido, usando-se a última solução calculada como estimativa inicial para a próxima iteração, até que um critério de convergência seja satisfeito, por exemplo, o erro relativo ou absoluto entre iterações consecutivas (Burden & Faires, 2011). A função de iteração do método de Gauss-Zbus é obtida como se segue:

$$\begin{aligned} \bar{Y}^{bus} E^{(v)} &= \bar{I}^{(v)} \Rightarrow \\ [\bar{Y}^{bus}]^{-1} \bar{Y}^{bus} E^{(v)} &= [\bar{Y}^{bus}]^{-1} \bar{I}^{(v)} \Rightarrow \\ E^{(v)} &= \bar{Z}^{bus} \bar{I}^{(v)} \end{aligned} \quad (2.28)$$

Onde $\bar{Z}^{bus} = [\bar{Y}^{bus}]^{-1}$ é a inversa da matriz de admitância nodal modificada e é conhecida como matriz impedância de nó e o sobrescrito (v) , como em $E^{(v)}$, associa uma variável a uma iteração v do método do ponto fixo. É a matriz de impedância de nó \bar{Z}^{bus} que definiu o nome do Método de Gauss-Zbus.

As injeções líquidas de corrente nos nós são obtidas em função das potências das cargas e dos geradores e das admitâncias dos elementos shunt que estejam conectados a elas conforme a equação (2.29).

$$\bar{I}_k^{(v)} = \left(\frac{P_k + jQ_k}{E_k^{(v)}} \right)^* - I_k^{sh} \quad \text{para } k = 2 \dots, N_{bus} \quad (2.29)$$

$$P_k = P_k^{PV} - P_k^{VE} - P_k^C \quad (2.30)$$

$$Q_k = Q_k^{PV} - Q_k^{VE} - Q_k^C \quad (2.31)$$

$$I_k^{sh} = Y_k^{sh} \times E_k^{(v)} \quad (2.32)$$

Em que, P_k e Q_k são as potências líquidas ativas e reativas especificadas no nó k , respectivamente; I_k^{sh} e Y_k^{sh} são a corrente e admitância, respectivamente, do elemento shunt conectado no nó k .

Finalmente, tem-se o seguinte algoritmo para o método de Gauss-Zbus:

Algoritmo #1 Algoritmo do Método de Gauss-Zbus

Entrada: dados das cargas, dos GD, dos VE e dos ramos
Número máximo de iterações v^{max} e tolerância ε para o teste de convergência

Saída: vetor \bar{E} contendo as tensões nodais da rede

- 1 Construção da Matriz \bar{Y}^{bus}
 - 2 Obtenção da matriz \bar{Z}^{bus} : $\bar{Z}^{bus} = [\bar{Y}^{bus}]^{-1}$
 - 3 **//Inicialização das Variáveis**
 - 4 Contador de iterações $v = 0$; os desvios das tensões $\Delta V^{max} = \infty$;
 - 5 Tensões nodais $E_i^{(v)} = 1 \angle 0 \text{ pu } \forall i = 1, \dots, N_{bus}$
 - 6 **Enquanto** ($v < v^{max}$) **e** ($\Delta V^{max} > \varepsilon$) **faça**
 - 7 **//Cálculo do vetor** $\bar{I}^{(v)}$
 - 8 $\bar{I}_1^{(v)} = E_1^{esp}$ e $\bar{I}_k^{(v)} = \left(\frac{P_k + jQ_k}{E_k^{(v)}} \right)^* - I_k^{sh} \quad \forall k = 2 \dots, N_{bus}$
 - 9 **//Obter o vetor** $E^{(\tau)}$ **a partir da matriz** \bar{Z}^{bus}
 - 10 $E^{(v)} = \bar{Z}^{bus} \bar{I}^{(v)}$
 - 11 **//Atualização do contador de iterações**
 - 12 $v = v + 1$
 - 13 **//Obter os desvios de tensão**
 - 14 $\Delta V^{max} = \max \left\{ \left| |E_i^{(v)}| - |E_i^{(v-1)}| \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N_{bus}$
 - 15 **Fim do enquanto**
 - 16 **//Armazena a solução obtida**
 - 17 $\bar{E} = E^{(v)}$
-

3. Modelagem Probabilística de Incertezas nos Componentes.

O fenômeno da instabilidade de tensão está diretamente ligado a capacidade de transferência de potência, principalmente reativa, pelo sistema. Esse fenômeno está associado ainda às tensões nodais do sistema, e por consequência se relaciona as flutuações de carga, irradiância e demais incertezas associadas ao sistema elétrico. Esse capítulo abordará as incertezas consideradas ao modelo proposto. As incertezas incluídas no modelo são: a irradiância solar, temperatura ambiente, hora de conexão e desconexão e os erros de previsão de carga ativa e reativa. A modelagem destas incertezas é obtida para cada intervalo de tempo do período de estudo, conforme descrito nas subseções abaixo.

3.1 Irradiância e temperatura

Os dados para a obtenção da distribuição de probabilidade da radiação solar e temperatura ambiente foram obtidos a partir da estação solarimétrica de São Luís do projeto SONDA (SONDA, 2017). O período escolhido para o estudo deste artigo foi o seco com um total de 184 dias (julho a dezembro), por apresentar maior radiação solar. Os dados obtidos são divididos em intervalos horários. Ou seja, para cada intervalo horário há uma amostra de 184 elementos, e para cada intervalo horário foram realizados testes estatísticos para identificar a distribuição de probabilidade que tem maior aderência aos dados. Após estes testes, foi identificado que a irradiância segue distribuição beta e a temperatura segue distribuição Weibull. A Figura 3.1 apresenta uma ilustração da fdp (função densidade de probabilidade) para irradiância solar, obtida com base nos dados de amostra do projeto SONDA, considerando os dados referentes ao ano de 2012, às 12 horas, horário local, a amostra foi normalizada usando valor máximo de irradiância como base. A Figura 3.2 apresenta uma ilustração da fdp para temperatura no horário local de 15 horas, no ano de 2012, com amostra normalizada usando valor máximo de temperatura como base.

Estas distribuições de probabilidade são usadas para sortear os valores da temperatura e da irradiância solar para cada hora de um dia simulado. A partir dos valores sorteados de temperatura e radiação, a potência gerada pelos

painéis fotovoltaicos é então calculada usando a equação (3.1) (Fan, Vittal, Heydt, & Ayyanar, 2012):

$$P_{k,h}^{PV} = I_{k,h}^{rad} A \eta_a (1 - c_t (20 - T_{k,h})) \quad (3.1)$$

Onde, $I_{k,h}^{rad}$ e $T_{k,h}$ são os valores sorteados da irradiância solar e da temperatura para a hora h e nó k , respectivamente; A é a área total ocupada pelos módulos; η_a é a eficiência do arranjo fotovoltaico; c_t é o coeficiente de temperatura e $P_{k,h}^{PV}$ é a potência ativa gerada pelo gerador fotovoltaico do nó k na hora h .

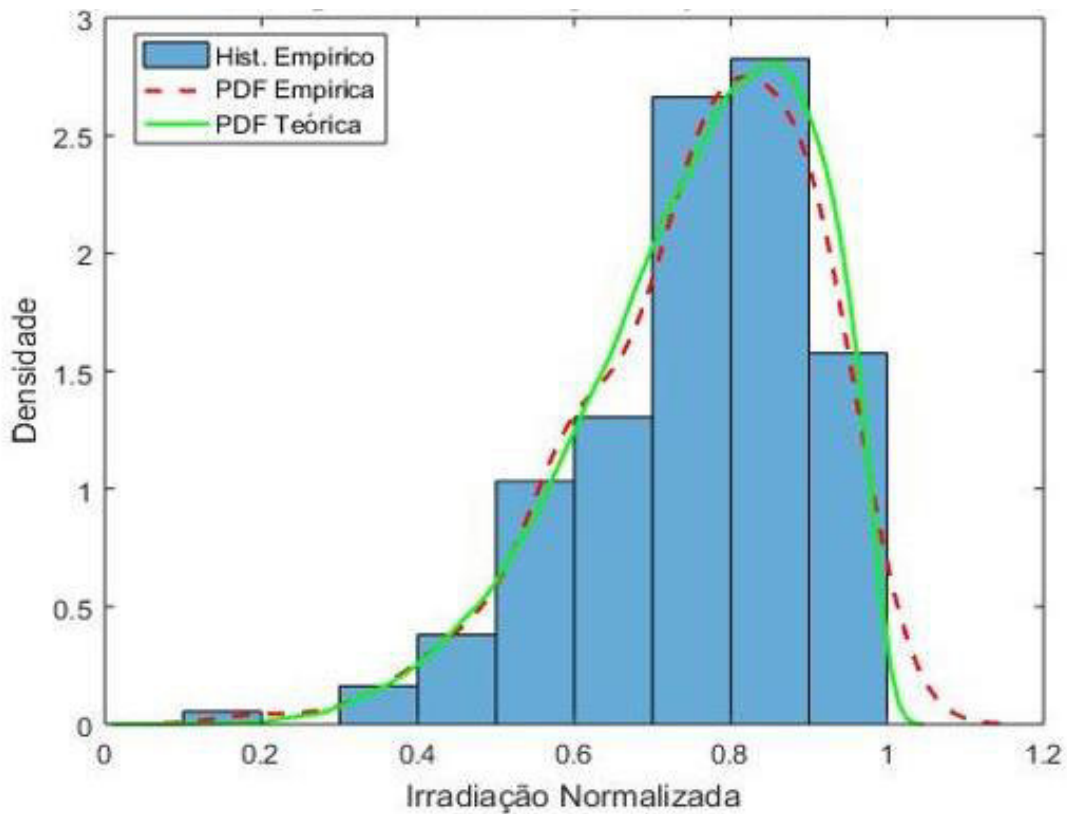


Figura 3.1 - Funções densidade de probabilidade empírica e teórica para os dados de irradiação -12:00, horário local.

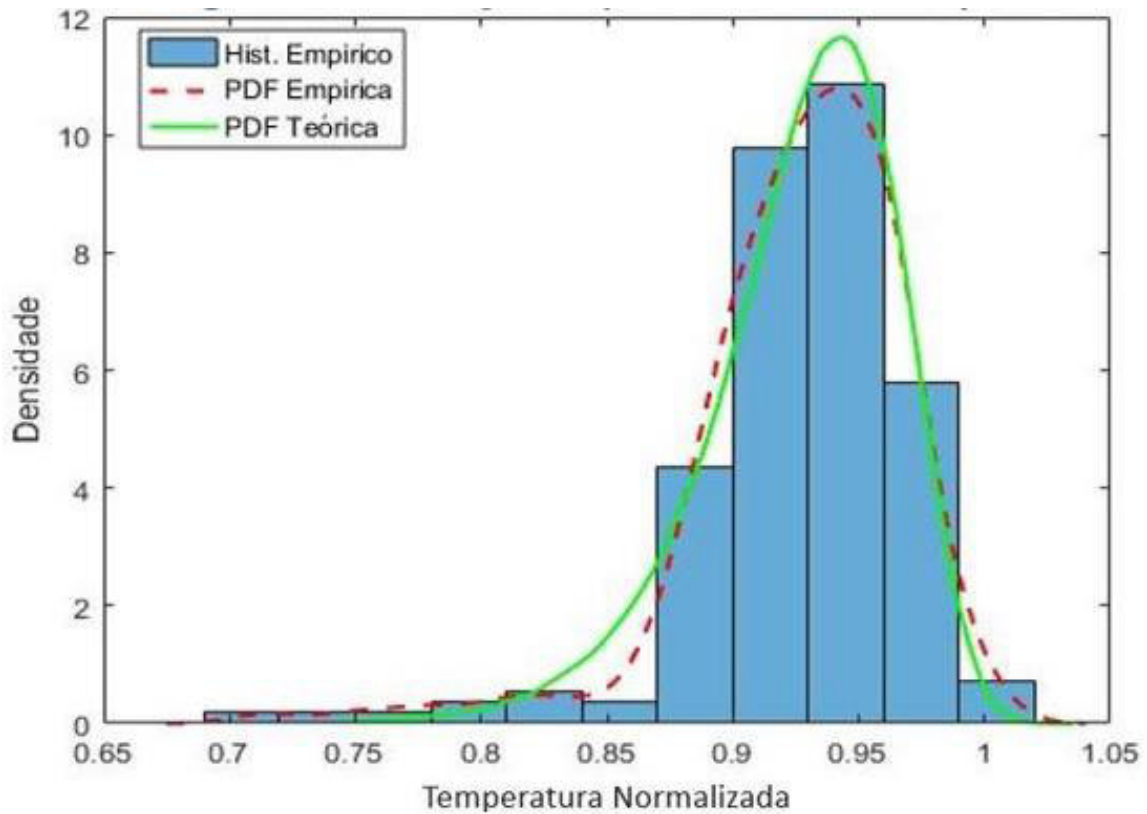


Figure 3.2 - Funções densidade de probabilidade empírica e teórica para os dados de temperatura - 15:00, horário local.

3.2 Carga

Os erros de previsão de carga nodais têm distribuição normal com média nula e são calculados com base nos dados do sistema UKGDS, obtidos de (Rodezno, 2014) . Desta forma, as cargas ativa e reativa do nó k na hora h são definidas de acordo com (3.2) e (3.3).

$$P_{k,h}^c = \tilde{P}_{k,h}^c \times \left(\frac{V_{k,h}}{V_k^{nom}} \right)^{\alpha_{pv}} \quad (3.2)$$

$$Q_{k,h}^c = \tilde{Q}_{k,h}^c \times \left(\frac{V_{k,h}}{V_k^{nom}} \right)^{\alpha_{qv}} \quad (3.3)$$

Em que:

- $P_{k,h}^c$ ($Q_{k,h}^c$) é a carga ativa (reativa) do nó k na hora h ;
- $\tilde{P}_{k,h}^c = \hat{P}_{k,h}^c + normal(0, \hat{\sigma}_{k,h}^P)$ e $\tilde{Q}_{k,h}^c = [\hat{Q}_{k,h}^c + normal(0, \hat{\sigma}_{k,h}^Q)]$ são as variáveis aleatórias usadas para representar os erros de previsão de carga ativa e reativa, respectivamente, na hora h ;
- $\hat{P}_{k,h}^c$ ($\hat{Q}_{k,h}^c$) é o valor previsto da carga ativa (reativa) do nó k na hora h ; $normal(0, \hat{\sigma}_{k,h}^P)$ é uma variável aleatória gaussiana com média nula e desvio padrão $\hat{\sigma}_{k,h}^P$;
- α_{pv} e α_{qv} são expoentes dos modelos de carga ativa e reativa, respectivamente (IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, 1995);
- $\hat{\sigma}_{k,h}^P$ ($\hat{\sigma}_{k,h}^Q$) é o desvio padrão estimado para o erro de previsão de carga ativa (reativa) do nó k na hora h . Este desvio padrão é definido com base nos desvios padrões de pseudo-medições usadas na estimação de estado em redes de distribuição. Por exemplo, o desvio padrão $\hat{\sigma}_{k,h}^P$ é dado por (Singh et al., 2009a; Singh et al., 2009b):

$$\hat{\sigma}_{k,h}^P = \frac{\hat{P}_{k,h}^c \times \varepsilon_{k,h}^P}{3 \times 100\%} \quad (3.4)$$

Em que $\varepsilon_{k,h}^P$ é o erro de previsão de carga ativa do nó k na hora h em porcentagem. Os valores típicos do erro de previsão de carga são 20% ou 50%. (Singh et al., 2009b).

3.3 Hora de conexão e desconexão

Nesse trabalho, foi adotada distribuição lognormal com parâmetros de forma, escala e localização para modelar o horário de conexão (equação (3.7)) e de dois parâmetros (forma, escala) para modelar a distância percorrida (equação (3.8)). A escolha da fdp lognormal para a distância percorrida pelos veículos se baseia em estudos estatísticos previamente realizados sobre carros à combustão interna (Orr, Emanuel, & Oberg, 1982), (Marfisi, Upton, & AGNEW, 1978). Quanto ao horário de conexão, dos veículos à rede elétrica, adotou-se a função densidade de probabilidade lognormal de três parâmetros, tendo em vista a tendência da concentração de recarga próxima do horário de ponta,

coincidindo com horário de chegada do passageiro em casa, ou no trabalho. Contribui para esta escolha o fato de que, em geral, os usuários tenderão a não adiar a conexão dos veículos, após sua chegada, visando garantir com isto tempo hábil suficiente para o carro estar 100% carregado (Pereira, Peres, & Pessanha, 2017). As funções densidade de probabilidade, para hora de conexão e distância percorrida, seguem a seguinte formulação:

$$\alpha_v^{ln} = \ln\left(\frac{m^2}{\sqrt{dp^2+m^2}}\right) \quad (3.5)$$

$$\beta_v^{ln} = \sqrt{\ln(1 + dp^2/m^2)} \quad (3.6)$$

$$f^{con}(h^c) = \frac{1}{(h_c)\beta_v^{ln}\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(h_c)-\alpha_v^{ln}}{\beta_v^{ln}}\right)^2\right]} \quad (3.7)$$

$$f^{dist}(d) = \frac{1}{(d)\beta_v^{ln}\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(d)-\alpha_v^{ln}}{\beta_v^{ln}}\right)^2\right]} \quad (3.8)$$

Onde: $f^{con}(h^c)$ representa a fdp para a hora de conexão; $f^{dist}(d)$ representa a fdp para a distância percorrida; α_v^{ln} (β_v^{ln}) é o parâmetro de forma (escala) para a distribuição lognormal, assumindo valores diferentes para horário de conexão e distância percorrida; m (dp) valor esperado (desvio padrão) da variável aleatória analisada; v é o índice do VE analisado.

Os parâmetros de forma (α_v^{ln}) e escala (β_v^{ln}) (definidos pelas equações (3.5) e (3.6), respectivamente) são calculados com base na média (m) e desvio padrão (dp) Os valores de m e dp dependem da função a ser modelada e das características de recarga, e refletem – de forma empírica - o horário de trabalho de um dia útil (8:00 às 18:00), com média de chegada às 8:00 horas e desvio padrão de 2,5 horas, para recarga comercial. Já para recarga residencial, foram estabelecidas duas curvas, uma com média de conexão às 20:00 e outra com média de conexão às 23:45, ambas com desvio padrão de 4,5 horas.

O horário de desconexão é então estabelecido tendo como base o instante horário de conexão (H_v^{con}) e a distância percorrida pelo VE (D_v) conforme (3.9):

$$H_v^{des} = H_v^{con} + \frac{C_v^b (D_v / D_v^A)}{e^{charg}} \quad (3.9)$$

Em que:

$$H_v^{con} = Z_{log}^{rand}(\alpha_v^{ln}, \beta_v^{ln}) + \gamma^{loc} \quad (3.10)$$

$$D_v = Z_{log}^{rand}(\alpha_v^{ln}, \beta_v^{ln}) \quad (3.11)$$

- $Z_{log}^{rand}(\alpha, \beta)$ é um número aleatório com distribuição lognormal com parâmetros α e β , podendo ser parâmetros referentes à hora de conexão ou distância;
- γ^{loc} é o parâmetro de localização da distribuição lognormal;
- C_v^b é a capacidade da bateria do veículo elétrico v , em análise (kWh);
- e^{charg} é a potência de recarga em kW do posto em que o VE está conectado;
- H_v^{con} é o instante horário de conexão do VE;
- H_v^{des} é o instante horário de desconexão do VE;
- $D_v (D_v^A)$ é a distância percorrida (Autonomia em km) do veículo elétrico v , em análise.

Fazendo uma análise dimensional do termo à direita na equação (3.9), tem-se:

$$H_v^{des} = h_{conexão} + \frac{kW \cdot h(km/km)}{kW} = h_{conexão} + h = horas \quad (3.12)$$

Onde h é o tempo de duração de recarga para o veículo. Dessa forma, conclui-se que o horário de desconexão é igual ao horário de conexão somado ao tempo de duração de recarga do veículo elétrico. As Figuras 3.3 e 3.4 ilustram as funções densidade de probabilidade correspondentes aos horários de conexão e desconexão para os casos analisados no capítulo 7, para um cenário qualquer.

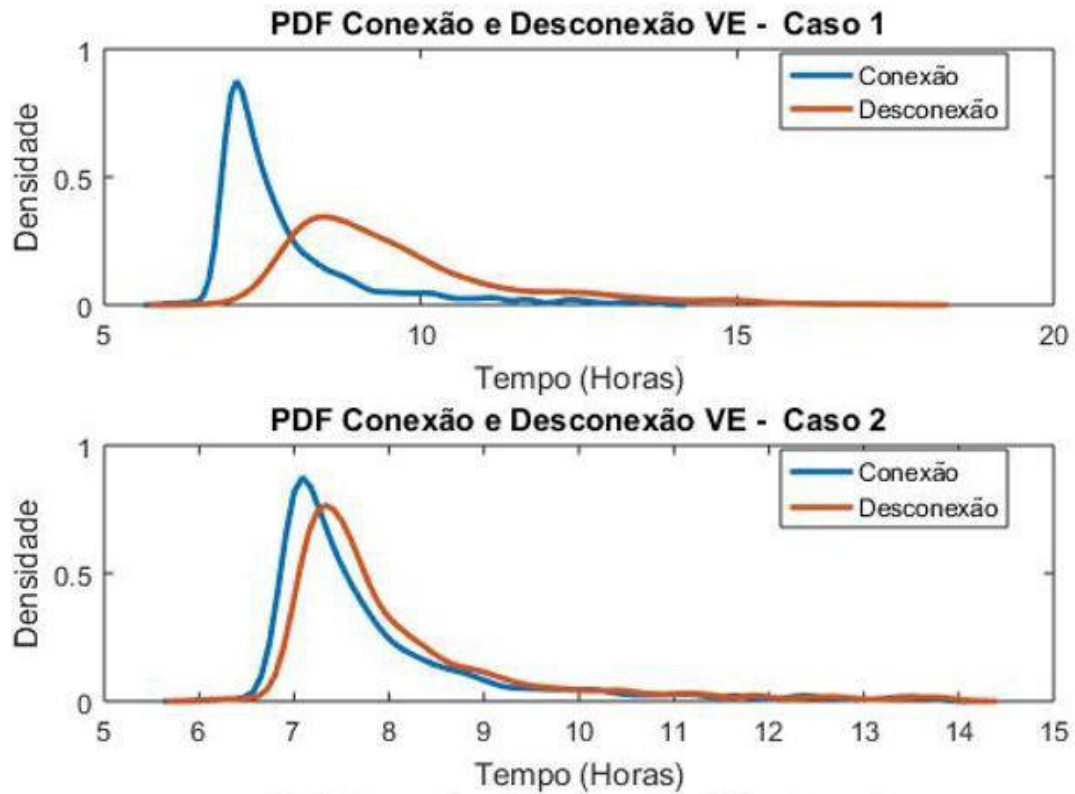


Figura 3.3 - Conexão e desconexão VE para um cenário qualquer – Casos 1 e 2.

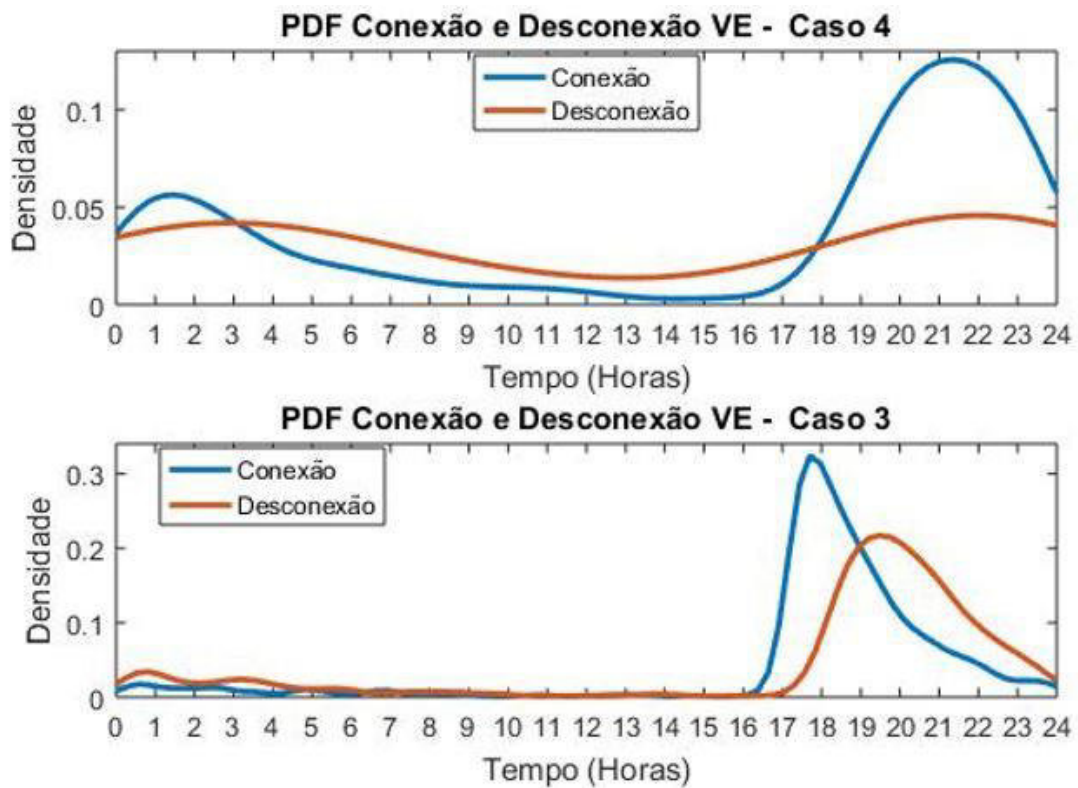


Figura 3.4 - Conexão e desconexão VE para um cenário qualquer – Casos 4 e 3.

As figuras 3.3 e 3.4 mostram a dependência da desconexão sobre a curva de conexão, assim como a dependência da potência de recarga adotada. Quando a potência de recarga é maior (caso 2) o veículo passa menos tempo conectado. Por outro lado, quando a potência é menor (caso1) o veículo passa mais tempo conectado. No caso 4, como o horário de conexão é mais próximo de 24 horas, a simulação tenderá a ter mais VE em estado de conexão do dia anterior resultando nas curvas do caso 4, o que não é tão evidente no caso 3, já que a maioria dos veículos é recarregado, antes de 24 horas.

Durante as simulações observou-se que o tempo médio de recarga (t_{mr}) para um VE, no modo de recarga comercial com potência de 3.7 kW (Modo 1 – Padrão de recarga europeu) é de 1,69 horas ou 1 hora e 42 min. Já para recarga com potência de 30 kW (Modo 3 – Padrão de recarga europeu) é de 0,20 horas ou cerca de 12 minutos. Com essas médias de recarga é possível encontrar o número de veículos máximo, à ser recarregado ao mesmo tempo, de forma a aproveitar melhor o tempo disponível para recarga e diminuindo a sobrecarga na rede. Esse número foi encontrado, neste trabalho, com base na equação (3.13) (Leeprechanon & Phonrattanasak, 2012):

$$nfstation \geq \frac{A \times pdensity \times pBEV}{sh \times ncp \times nst} \quad (3.13)$$

Em que:

- $nfstation$ é o número de estações de recarga total em uma área.
- A é a área ocupada pelo estacionamento (km^2);
- $pdensity$ é a densidade populacional da região (hab/km^2);
- $pBEV$ é a proporção do número de VE pelo número de habitantes da região (N_{ve}/hab);
- sh é a quantidade de horas que o posto de recarga funciona ao dia;
- ncp é número de pontos de recarga (cabos) disponíveis em uma estação de carregamento
- nst é equivalente ao número de serviços em uma hora em cada ponto de recarga, ou seja, quantos VE cada ponto de recarga pode abastecer em 1 hora.

O valor numérico de nst é equivalente a $1/t_{mr}$, ou seja, se o tempo médio de recarga para um VE é de 0,20 horas, esse ponto de carga será capaz de recarregar 5 VE em 1 hora ($nst = 5$).

Ajustando-se a equação (3.13), para se encontrar o número de VE máximo de recarga simultânea (Nve_{sim}^{max}) obtém-se a equação (3.14):

$$ncp \times nfstation \geq \frac{A \times pdensity \times pBEV}{sh \times nst} \quad (3.14)$$

$$Nve_{sim}^{max} = ncp \times nfstation \quad (3.15)$$

Por outro lado, fazendo uma análise adimensional da equação (3.13), percebe-se que este termo se refere ao número de VE total por área ($N_{ve}^{Área}$) disponível na Tabela 7.6, dessa forma:

$$A \times pdensity \times pBEV = km^2 \times \frac{hab}{km^2} \times \frac{N_{ve}^{Área}}{hab} = N_{ve}^{Área} \quad (3.16)$$

A partir das equações (3.13), (3.14), (3.15) e (3.16), definiu-se a equação (3.17) com o número máximo de VE a ser recarregado simultaneamente, de forma a aproveitar melhor o tempo disponível para recarga no modo comercial (8:00 – 18:00 horas):

$$Nve_{sim}^{max} \geq \frac{N_{ve}^{Área}}{sh \times nst} \quad (3.17)$$

Em que:

- Nve_{sim}^{max} é o número máximo de VE a ser carregado simultaneamente, na recarga inteligente;
- $N_{ve}^{Área}$ é o número de veículos por área da rede (Tabela 7.6);
- sh é a quantidade de horas que o posto de recarga funciona ao dia. Nesse trabalho, foi adotado como horário de funcionamento das 9:00 às 18:00, já que nem todos os usuários chegam de 8:00 horas no estacionamento;
- nst é equivalente inverso do tempo médio de recarga;

4. Estimação de índices de estabilidade de tensão via método da matriz D'

A conexão massiva de VE na rede de distribuição tem como consequência direta o aumento do seu carregamento. Portanto, a rede elétrica está mais susceptível a problemas de instabilidade de tensão. A estabilidade de tensão é causada por dois mecanismos: insolubilidade das equações de fluxo de potência e perda de controlabilidade. A maioria dos métodos existentes para a análise de estabilidade de tensão em redes de distribuição pode identificar o primeiro mecanismo que está associado a distância do ponto de máximo carregamento da rede elétrica. Por outro lado a instabilidade de tensão por perda de controlabilidade ocorre quando a atuação de um dispositivo de controle (taps, máquina síncrona, FACTS, entre outros) tem um efeito oposto ao esperado pelo operador da rede, ou seja, a atuação das ações de controle pode deteriorar ainda mais o perfil de tensão do sistema ao invés de melhorá-lo. Para identificar esse tipo de problema o método de análise deve identificar se a solução de tensão para a carga conectada a barra k está na parte superior (região estável), inferior (região instável), ou no vértice (ponto crítico ou de máximo carregamento), da curva P-V (Figura 1.11). O método da matriz D' (Prada, 1992) apresenta essas características e foi utilizado nesse trabalho para avaliar o impacto da conexão dos VE na estabilidade de tensão da rede de distribuição. O método da Matriz D' é descrito nas próximas subseções.

4.1 Cálculo da Matriz D'

O método da Matriz D' consiste na determinação das barras críticas do sistema a partir das condições de singularidade da matriz Jacobiana das equações estáticas do fluxo de carga, através da linearização das equações de fluxo de potência (Prada, 1992), (Souza, 1997) e (Rodrigues, 2009):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$[J] = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Em que, J é a matriz Jacobiana; $\Delta\theta$ (ΔV) é a variação no vetor ângulo (módulo) das tensões nodais; ΔP (ΔQ) é o incremento no vetor de injeção de potência ativa (reativa) nas barras do sistema. H , N , M e L são as partições da matriz Jacobiana, representando respectivamente a derivada parcial de ΔP em relação a $\Delta\theta$, derivada parcial de ΔP em relação a ΔV , derivada parcial de ΔQ em relação a $\Delta\theta$ e a derivada parcial de ΔQ em relação a ΔV .

Devido a modelagem dependente da tensão das cargas do sistema e VE, os termos diagonais de N e L da matriz J sofrem alterações, conforme as equações (4.3) e (4.4) (Carlos, 2012):

$$N_{kk} = -\frac{\partial(\Delta P)}{\partial V_k} = -\frac{\partial P_k^{esp}}{\partial V_k} + \frac{\partial P_k^{cal}(V, \theta)}{\partial V_k} \quad (4.3)$$

$$L_{kk} = -\frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V_k} = -\frac{\partial Q_k^{esp}}{\partial V_k} + \frac{\partial Q_k^{cal}(V, \theta)}{\partial V_k} \quad (4.4)$$

Em que, $P_k^{cal}(V, \theta)$ e $Q_k^{cal}(V, \theta)$ são calculados através das equações das potências nodais; P_k^{esp} e Q_k^{esp} são os valores das injeções de potência ativa (equação (2.30)) e reativa (equação (2.31)) especificados para o nó k e dados por:

$$P_k^{esp} = P_k^{PV} - P_k^{VE} - P_k^C \quad (4.5)$$

$$Q_k^{esp} = Q_k^{PV} - Q_k^{VE} - Q_k^C \quad (4.6)$$

Em que, P_k^{PV} e Q_k^{PV} são as potências ativa e reativas fotovoltaica gerada no nó k ; P_k^{VE} e Q_k^{VE} representam a potência ativa e reativa de recarga do VE correspondente ao nó k ; \hat{P}_k^C e \hat{Q}_k^C são as cargas ativa e reativa previstas no nó k ; conforme definido no capítulo 2. Nas equações (4.5) e (4.6) apenas P_k^{PV} e Q_k^{PV} não são modelados como dependentes da tensão V_k . Portanto, as derivadas parciais de P_k^{esp} e Q_k^{esp} em relação a V_k resultam em (4.7) e (4.8):

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P_k^{esp}}{\partial V_k} &= \frac{\partial P_k^{VE}}{\partial V_k} + \frac{\partial P_k^C}{\partial V_k} \\ &= \frac{\partial(N_k^{VE}[P_{cp} + P_{vd}(V_k)^{\alpha_{VE}}])}{\partial V_k} + \frac{\partial(\hat{P}_k^C(V_k)^{\alpha_{pv}})}{\partial V_k} \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$-\frac{\partial Q_k^{esp}}{\partial V_k} = \frac{\partial Q_k^{VE}}{\partial V_k} + \frac{\partial Q_k^c}{\partial V_k} \quad (4.8)$$

$$= \frac{\partial(N_k^{VE}[P_{cp} + P_{vd}(V_k)^{\alpha^{VE}}]tan(\theta))}{\partial V_k} + \frac{\partial(\hat{Q}_k^c(V_k)^{\alpha_{qv}})}{\partial V_k}$$

Derivando os termos dependentes de V_k nas equações (4.7) e (4.8), chega-se à:

$$-\frac{\partial P_k^{esp}}{\partial V_k} = \alpha^{VE} \times N_k^{VE} \times [P_{vd}(V_k)^{(\alpha^{VE}-1)}] + \alpha_{pv} \times \hat{P}_k^c(V_k)^{(\alpha_{pv}-1)} \quad (4.9)$$

$$-\frac{\partial Q_k^{esp}}{\partial V_k} = \alpha^{VE} \times N_k^{VE} \times [P_{vd}(V_k)^{(\alpha^{VE}-1)}] \times tan(\theta) + \alpha_{qv} \times \hat{Q}_k^c(V_k)^{(\alpha_{qv}-1)} \quad (4.10)$$

Dessa forma, a formulação das partições da matriz jacobiana é definida de acordo com as equações (4.11) – (4.14). Nestas equações, são alterados os termos diagonais N_{kk} e L_{kk} com relação a matriz jacobiana convencional:

$$H \left\{ \begin{array}{l} H_{km} = V_k V_m (G_{km} sen\theta_{km} - B_{km} cos\theta_{km}) \\ H_{kk} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{n=1}^N V_m (G_{km} sen\theta_{km} - B_{km} cos\theta_{km}) \end{array} \right. \quad (4.11)$$

$$M \left\{ \begin{array}{l} M_{km} = -V_k V_m (G_{km} cos\theta_{km} + B_{km} sen\theta_{km}) \\ M_{kk} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{n=1}^N V_m (G_{km} cos\theta_{km} + B_{km} sen\theta_{km}) \end{array} \right. \quad (4.12)$$

$$N \left\{ \begin{array}{l} N_{km} = V_k (G_{km} cos\theta_{km} + B_{km} sen\theta_{km}) \\ N_{kk} = \alpha^{VE} \times N_k^{VE} \times [P_{vd}(V_k)^{(\alpha^{VE}-1)}] + \alpha_{pv} \times \hat{P}_k^c(V_k)^{(\alpha_{pv}-1)} \\ \quad + V_k G_{kk} + \sum_{n=1}^N V_m (G_{km} cos\theta_{km} + B_{km} sen\theta_{km}) \end{array} \right. \quad (4.13)$$

$$L \left\{ \begin{array}{l} L_{km} = V_k (G_{km} sen\theta_{km} - B_{km} cos\theta_{km}) \\ L_{kk} = \alpha^{VE} \times N_k^{VE} \times [P_{vd}(V_k)^{(\alpha^{VE}-1)}] \times tan(\theta) \\ \quad + \alpha_{qv} \times \hat{Q}_k^c(V_k)^{(\alpha_{qv}-1)} - V_k B_{kk} + \sum_{n=1}^N V_m (G_{km} sen\theta_{km} - B_{km} cos\theta_{km}) \end{array} \right. \quad (4.14)$$

Em que: G_{km} (B_{km}) é o elemento da matriz de condutância (susceptância) nodal associado com o par de nós (k, m) e α_{pv} (α_{qv}) é o expoente do modelo de potência ativa (reativa) da carga com dependência da tensão; \hat{P}_k^c e \hat{Q}_k^c representam a potência ativa e reativa da carga conectada ao nó k , respectivamente, $P_k^{VE}(V_k)$ e $Q_k^{VE}(V_k)$ correspondem ao valor da potência ativa (reativa) de recarga do VE dependente da tensão V_k no nó k ; N_k^{VE} é o número de VE no nó k ; α^{VE} é o expoente da componente da carga do VE dependente da tensão.

Permutando a posição das equações e variáveis relacionadas com a barra em análise i na formulação (4.1), reposicionando às nas ultimas linhas e colunas, chega-se a formulação (4.15):

$$\begin{bmatrix} \Delta P' \\ \Delta Q' \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta' \\ \Delta V' \\ \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Considera-se uma variação de carga ou geração apenas para a barra i ($\Delta P' = 0$ e $\Delta Q' = 0$), reduzindo o sistema (4.15) a um sistema de dimensão (2x2):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [D'] \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

$$[D'] = [L] - [M][H]^{-1}[N] \quad (4.17)$$

$$\det[J] = \det[D'] \cdot \det[H] \quad (4.18)$$

As equações (4.16) e (4.17) expressam as relações de sensibilidade entre a tensão e as injeções de potência na barra i , levando em consideração todo o sistema. A equação (4.18) é estabelecida com base na equação de Schur, por essa equação conclui-se que caso $\det[J] = 0$, têm se obrigatoriamente que $\det[D'] = 0$ ou $\det[H] = 0$, no caso de $\det[D'] = 0$ a carga na barra i está no ponto crítico da curva P - V .

Dessa forma, o valor desse determinante pode ser usado para avaliar o carregamento em qualquer barra do sistema, conclui-se então (Prada, 1992), (Souza, 1997) e (Rodrigues, 2009):

1. $\det[D'] > 0$: a barra i está operando na região estável da curva $P-V$;
2. $\det[D'] < 0$: a barra i está operando na região instável da curva $P-V$, apresentado problemas de instabilidade de tensão causado pela perda de controlabilidade;
3. $\det[D'] = 0$: a barra i está operando no ponto de máximo carregamento da rede elétrica;

Um valor “grande” do módulo $\det[J]$ significa que o ponto de operação está longe da fronteira, enquanto que um valor “pequeno” de $\det[D']$ significa dificuldade de transmissão de potência para a barra em análise. A combinação de valores “grandes” de $\det[J]$ com valores “pequenos” de $\det[D']$, em sistemas de grande porte, indica que a carga na barra i e sua compensação capacitiva podem ser suficientes para que o fluxo de potência transmitido esteja próximo ao limite máximo, mesmo com a “folga” indicada pelo $\det[J]$. Nesses casos, $\det[D']$ tende a ser o indicador de operação, já em sistemas de pequeno porte o valor do $\det[J]$ pode ser o indicador da região de operação global (Souza, 1997).

4.2 Margem de Estabilidade de Tensão

É possível estimar um margem de estabilidade de tensão (MET) para a barra i baseando-se nas características em comum entre as matrizes D' e a matriz Jacobiana, tomando como base de um sistema ordem 2×2 equivalente, com relações de sensibilidade idênticas (Rodrigues, 2009). Consequentemente, é possível obter um sistema equivalente de duas barras a partir da igualdade entre a matriz D' e a matriz Jacobiana do sistema equivalente de duas barras (J_{eq}):

$$[J_{eq}] = \begin{bmatrix} D'_{11} & D'_{12} \\ D'_{21} & D'_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Q_2^{eq} - V_i^2 B_{22}^{eq} & \frac{P_2^{eq}}{V_i} + V_i G_{22}^{eq} \\ P_2^{eq} - V_i^2 G_{22}^{eq} & \frac{Q_2^{eq}}{V_i} - V_i B_{22}^{eq} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Em que, J_{eq} é a matriz jacobiana do sistema equivalente e os termos D'_{11} , D'_{12} , D'_{21} e D'_{22} são os elementos da matriz D' para a barra i ; G_{22}^{eq} (B_{22}^{eq}) é o elemento da matriz condutância (susceptância) associada com a barra 2 do

sistema equivalente; P_2^{eq} (Q_2^{eq}) é a injeção de potência ativa (reativa) resultante da barra 2 do sistema equivalente; V_i é a magnitude da tensão na barra i .

Com o sistema formulado em (4.19) é possível estimar os parâmetros dos sistemas equivalentes, resultando em (Rodrigues, 2009):

$$Q_2^{eq} = -\frac{1}{2}(D'_{11} - V_i D'_{22}) \quad (4.20)$$

$$B_{22}^{eq} = -\frac{1}{2}\left(\frac{D'_{11}}{V_i^2} + \frac{D'_{22}}{V_i}\right) \quad (4.21)$$

$$P_2^{eq} = +\frac{1}{2}(V_i D'_{12} + D'_{21}) \quad (4.22)$$

$$G_{22}^{eq} = +\frac{1}{2}\left(\frac{D'_{12}}{V_i^2} - \frac{D'_{21}}{V_i}\right) \quad (4.23)$$

Conseqüentemente, o valor de $\det[D']$ é dado por:

$$\det[D'] = V_i^3 \left[(G_{22}^{eq})^2 + (B_{22}^{eq})^2 \right] - V_i^{-1} \left[(P_{22}^{eq})^2 + (Q_{22}^{eq})^2 \right] \quad (4.24)$$

Multiplicando ambos os membros da equação (4.24) por V_i , têm-se:

$$V_i \det[D'] = V_i^4 \left[(G_{22}^{eq})^2 + (B_{22}^{eq})^2 \right] - \left[(P_{22}^{eq})^2 + (Q_{22}^{eq})^2 \right] \quad (4.25)$$

$$V_i \det[D'] = (S_2^{max})^2 - (S_2^{eq})^2 \quad (4.26)$$

$$V_i \det[D'] = (S_2^{max} + S_2^{eq})(S_2^{max} - S_2^{eq}) \quad (4.27)$$

O termo S_2^{max} é função do elemento diagonal da matriz admitância e do modulo de tensão na barra i . Supondo tensão V_i constante e aumento gradativo no valor da potência injetada S_2^{eq} , o valor máximo será alcançado quando $S_2^{max} = S_2^{eq}$ fazendo com que $V_i \det[D'] = 0$. Dessa forma, pode-se dizer que:

1. $\det[D'] > 0$: quando $(S_2^{max} - S_2^{eq}) > 0$;
2. $\det[D'] < 0$: quando $(S_2^{max} - S_2^{eq}) < 0$;
3. $\det[D'] = 0$: quando $(S_2^{max} - S_2^{eq}) = 0$;

O valor $(S_2^{max} - S_2^{eq})$ indica a diferença de potência entre a potência que está sendo injetada e a máxima potência estimada para o ponto de operação em análise. Para se ter uma ideia da impotência relativa entre as barras, para fins

de ações de controle, divide-se o valor $(S_2^{max} - S_2^{eq})$ por S_2^{max} . Quanto menor o índice $(S_2^{max} - S_2^{eq})$ pior é a situação da barra, quanto maior S_2^{max} mais importante é a barra analisada (Souza, 2007). Conseqüentemente o termo $(S_2^{max} - S_2^{eq})$ pode ser usado para definir uma MET para a barra i (M_i):

$$\det[D'] > 0 : M_i = 100 \times \frac{(S_2^{max} - S_2^{eq})}{S_2^{max}} \quad (4.28)$$

$$\det[D'] \leq 0 : M_i = 100 \times \frac{(S_2^{max} - S_2^{eq})}{S_2^{eq}} \quad (4.29)$$

Usa-se S_2^{eq} como base na região instável, ao invés de S_2^{max} , para evitar que a margem M_i tenda para $-\infty$ quando $S_2^{max} \rightarrow 0$. A margem M_i é independente da tensão na barra da subestação já que (4.25) e (4.27) são independentes da tensão nessa barra, entretanto a existência de uma tensão factível para a barra slack garante a coerência do procedimento de estimação dos parâmetros do sistema equivalente (Rodrigues, 2009).

4.3 Índice de Influência

É possível definir um índice que associe as margens de estabilidade entre dois pontos de operação, facilitando a análise de influência de ações de controle ou mudanças de operação no sistema (Prada, Palomino, dos Santos, Bianco, & and Pilloto, 2002):

$$II_i^k = \text{sin}(\det[D']) \times 100\% \times \left(\frac{M_i^k}{M_i^o} - 1 \right) \quad (4.30)$$

Em que, II_i^k é o índice de influência da ação de controle sobre a margem na barra i para o estado k ; M_i^k (M_i^o) é a MET na barra i para o estado k (caso base). A Figura 41 ilustra a variação do índice de influência, possibilitando uma avaliação qualitativa do índice de influência para os dois pontos de operação. Mudanças do ponto no sentido horário, em relação à referência, indicam degradação da MET, já mudanças no sentido anti-horário indicam melhorias na MET.

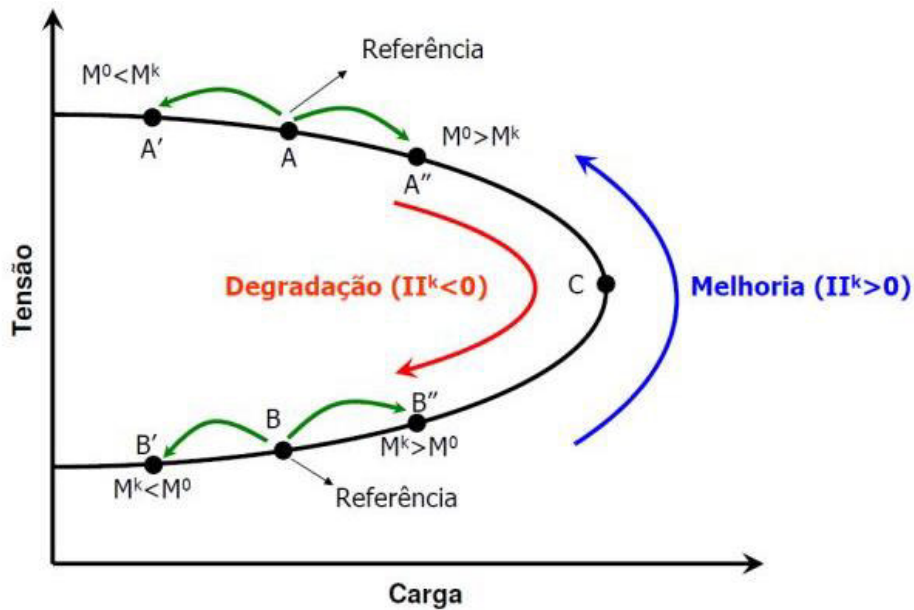


Figura 41 – Variação do Índice de influência
 Fonte: Rodrigues, 2009.

Dentre as vantagens de se utilizar a análise de estabilidade de tensão via método da matriz D' , pode-se citar (Rodrigues, 2009):

- Localização de áreas críticas da rede imediata, por análise nodal;
- Não há problemas de escala, ou seja, mesmo em caso de barras críticas é possível a ordenação;
- A “distância” da margem de estabilidade é de fácil interpretação, e as injeções de potência máxima e atual são de fácil comparação;
- Os índices podem ser calculados para todas as barras, incluindo as barras com geradores e compensadores;
- Qualquer evento de alteração no estado da rede é facilmente avaliado;
- A avaliação gera indicies adequados para estudos operacionais. O índice já foi aferido com estudos em sistemas brasileiros (Prada, 1992), (Souza, 1997), entre outros;

5. Controle de tensão em redes de distribuição com VE via Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

O FPO é uma ferramenta que ajusta simultaneamente, de maneira ótima, todas as variáveis de controle do sistema satisfazendo restrições operativas para minimizar ou maximizar uma função objetivo pré-estabelecida. O FPO difere do problema clássico do fluxo de potência devido ao número de variáveis ser maior do que o número de restrições o que permite a existência de graus de liberdade para otimizar um critério operacional. A finalidade da resolução de um FPO em um sistema de potência é definir um conjunto de ações de controle que otimize um critério operacional (perdas, custo de produção, corte de carga, máxima transferência de potência, etc.) sem violar as restrições técnicas do sistema, tais como: limites de tensão de barras do sistema, carregamento máximo dos circuitos, desbalanços entre cargas e geração, etc. (Tancredo, 2010).

O problema do FPO pode ser formulado matematicamente de forma genérica como:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad & f(x) \quad \text{sujeito à} \\ & g(x) = 0 \\ & h(x) \leq 0 \\ & l_{inf} \leq x \leq l_{sup} \end{aligned} \tag{5.1}$$

Em que, $f(x)$ é a função objetivo; x é o vetor de variáveis de decisão; $g(x)$ contém as restrições de igualdade; $h(x)$ contém as restrições de desigualdades; l_{inf} (l_{sup}) são as restrições físicas dos componentes mínimas (máximas). A função objetivo modela o objetivo ao ser alcançado (redução das perdas, redução dos custos, entre outros), as restrições de igualdade correspondem à modelagem da rede (equações de balanço de potência ativa e reativa em cada nó da rede), já as restrições de desigualdade representam os limites das variáveis do sistema (restrições funcionais dos equipamentos e operações do sistema).

5.1 Formulação do Problema

Quando uma rede elétrica está vulnerável a problemas de instabilidade de tensão deve-se identificar técnicas de mitigação para aumentar a MET e evitar que o problema de instabilidade de tensão evolua para um problema de colapso de tensão. Isto é, a interrupção das cargas devido a atuação das proteções de tensão e desligamentos de circuitos sobrecarregados. Estas técnicas de mitigação diferem entre si com relação ao horizonte do planejamento da rede elétrica, ou seja: operação ou expansão. No planejamento da expansão os problemas de instabilidade de tensão são geralmente eliminados através da instalação de dispositivos de compensação reativa shunt, tais como: compensadores síncronos e estáticos, bancos de capacitores shunt ou FACTS. Por outro lado, no planejamento da operação os cenários de instabilidade de tensão são remediados usando-se os equipamentos já instalados na rede elétrica: bancos de capacitores/reatores manobráveis, compensadores síncronos/estáticos, chaveamento de circuitos, taps de transformadores, tensões terminais dos geradores, redespacho de geração e corte de carga (em último recurso).

Nas referências (Zambroni de Souza, 1998) e (Zambroni de Souza et al., 2004) foi mostrado que os cenários de instabilidade de tensão estão relacionados com perdas ativas elevadas e que a minimização destas perdas via compensação shunt de reativos pode aumentar a MET. Neste ponto, é importante lembrar que existem equipamentos na rede de distribuição que podem minimizar as perdas, por exemplo: transformadores com mudança de tap sob carga e compensação reativa shunt fornecida pelos inversores dos postos de recarga e geração distribuída renovável. Conseqüentemente, pode-se minimizar problemas de instabilidade de tensão causados por VE através do ajuste destes equipamentos para minimizar as perdas da rede de distribuição. Este ajuste pode ser realizado através da solução do seguinte problema de fluxo de potência ótimo não-linear:

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^{N_{bran}} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (5.2)$$

para $(k,m) = \mathcal{L}_i$

Sujeito a:

$$P_k(V, \theta) = P_k^{FV} - P_k^C - P_k^{VE} \quad \forall k = 2, \dots, N_{bus} \quad (5.3)$$

$$Q_k(V, \theta) = Q_k^{FV} - Q_k^C - Q_k^{VE} \quad \forall k = 2, \dots, N_{bus} \quad (5.4)$$

$$V_1 = V_1^{esp} \text{ pu} \quad (5.5)$$

$$\theta_1 = \theta_1^{esp} \text{ rad} \quad (5.6)$$

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad \forall k = 2, \dots, N_{bus} \quad (5.7)$$

$$a_t^{min} \leq a_t \leq a_t^{max} \quad \forall t = 1, \dots, N_{trans} \quad (5.8)$$

$$Q_k^{FVmin} \leq Q_k^{FV} \leq Q_k^{FVmax} \quad \forall k \in \Omega_{FV} \quad (5.9)$$

$$Q_k^{VEmin} \leq Q_k^{VE} \leq Q_k^{VEmax} \quad \forall k \in \Omega_{VE} \quad (5.10)$$

Em que:

- V_k e θ_k são o módulo e a fase da tensão no nó k , respectivamente, para a hora h do período diário.
- V e θ são os vetores de módulo e fase das tensões nodais, respectivamente.
- θ_{km} é a diferença angular entre os nós k e m , em que $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$
- \mathcal{L} é o vetor de pares ordenados referentes aos nós terminais dos ramos. Consequentemente, o elemento \mathcal{L}_i contém o par ordenado (k, m) associado com o nó inicial k e o nó final m do ramo i .
- g_{km} é a condutância série do ramo do nó k para o nó m .
- $P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m=1}^{N_{bus}} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$ é a potência ativa injetada na a rede de distribuição pela barra k .
- $Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m=1}^{N_{bus}} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$ é a potência reativa injetada na a rede de distribuição pela barra k .
- P_k^{FV} e Q_k^{FV} são as potências ativa e reativa geradas, respectivamente, pelo gerador solar fotovoltaico conectado no nó k .
- P_k^C e Q_k^C são as cargas ativa e reativa, respectivamente, conectadas no nó k .
- P_k^{VE} e Q_k^{VE} representam a carga ativa e reativa, respectivamente, do posto de recarga no nó k .

- Q_k^{FVmin} (Q_k^{VEmin}) e Q_k^{FVmax} (Q_k^{VEmax}) são os limites mínimo e máximo para Q_k^{FV} (Q_k^{VE}), respectivamente. Os limites de geração da GD solar fotovoltaica (dos VE) são dados por:

$$Q_k^{FVmax} = \sqrt{(S_k^{FVmax})^2 - (P_k^{FVmax})^2} \quad (5.11)$$

$$Q_k^{VEmax} = \sqrt{(S_k^{VEmax})^2 - (P_k^{VEmax})^2} \quad (5.12)$$

$$Q_k^{FVmin} = -Q_k^{FVmax} \quad (5.13)$$

$$Q_k^{VEmin} = -Q_k^{VEmax} \quad (5.14)$$

- S_k^{FVmax} e S_k^{VEmax} representam a máxima potência aparente associada com o GD solar fotovoltaico e VE, respectivamente, conectado ao nó k .
- O conjunto de equações (5.5) está associado com os valores especificados do módulo (V_1^{esp}) e da fase (θ_1^{esp}) da tensão no nó #1 que foi arbitrariamente selecionada como barra de balanço.
- Ω_{FV} (Ω_{VE}) é o conjunto de nós com a presença de GD fotovoltaica (Posto de recarga de VE).
- N_{bran} é o número seções (ramos) do alimentador.
- a_t é o valor do tap do transformador t .
- N_{trans} é o número de transformadores com mudança de tap sob carga da rede de distribuição;
- V_k^{min} e V_k^{max} são os limites mínimo e máximo, respectivamente, para a magnitude da tensão no nó k .

5.2 Restrições físicas do sistema

No Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu os requerimentos necessários para que as redes de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade. Esses requerimentos estão descritos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). O PRODIST define três faixas para a tensão de

atendimento, sendo estas alusivas ao tipo de ligação (monofásica, bifásica ou trifásica) e nível de tensão do consumidor. Para um consumidor trifásico alimentado com tensão nos níveis entre 1 kV e 69 kV, as faixas de tensão são definidas de acordo com a Tabela 5.1. Os valores da tabela estão em p.u. com TC como a tensão base para esses valores; TA é a tensão de atendimento; TC é a tensão contratadas; TL é a tensão de leitura.

Tabela 5.1 - Faixas de Tensão para um consumidor entre 1 kV e 69 kV.

Fonte: PRODIST – Módulo 8 (2009).

Classificação da TA	Faixa da TL com relação a TC
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Os limites para os valores de V_k (V_k^{min} e V_k^{max}) são definidos pela faixa de tensão adequada da Tabela 5.1. Adicionalmente, o intervalo de variação dos taps dos transformadores ($a_t^{min} \leq a_t \leq a_t^{max}$) estão especificados em um intervalo de aproximadamente $\pm 10\%$, normalmente em 32 passos, conforme descrito em (Kersting, 2006).

Nos inversores fotovoltaicos S_k^{FVmax} é a potência aparente disponível pelo conjunto de inversores, em que S_k^{FVmax} corresponde a 110% da potência nominal do inversor (Y. Tang, 2015).

Nos VE o valor de S_k^{VEmax} depende da topologia do conversor CC-CC (Unidirecional ou Bidirecional), e dos componentes do conversor. A Figura 51 apresenta as regiões de operação das potências ativas e reativas possíveis para o posto de recarga. Enquanto que para o conversor unidirecional o posto de recarga opera na região positiva do eixo x (Região I e IV do plano cartesiano) o conversor bidirecional pode operar em todas as quatro regiões (Kisacikoglu & Ozpineci, 2013). Nessa pesquisa, usou-se na modelagem a topologia bidirecional, já que a topologia unidirecional apresenta desvantagens aplicações de fator de potência baixo, limitando bastante o uso no controle de reativo para fins de estabilidade de tensão.

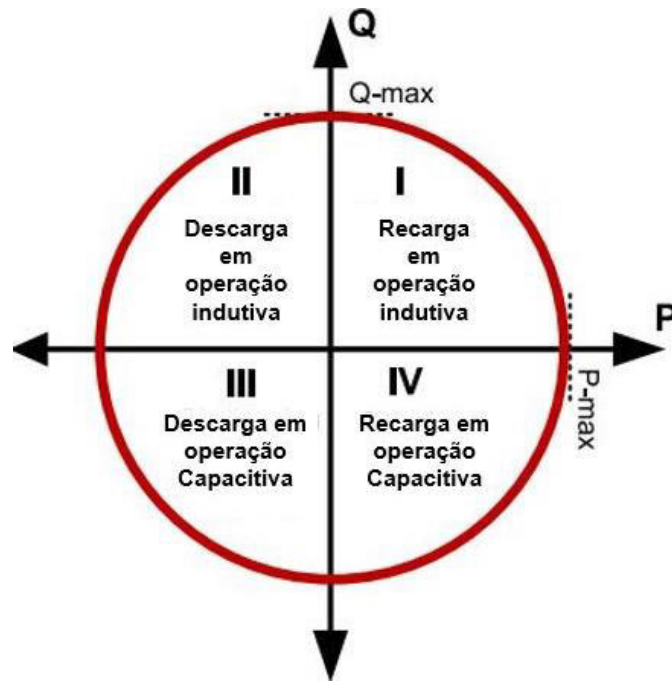


Figura 51 - Região de operação de P-Q para os postos de recarga
 Fonte: Kisacikoglu, et al, (2013)

A Tabela 5.2 mostra os diferentes modos de operação possíveis do posto de recarga. A fim de conservar a quantidade de energia e vida útil da bateria, é preferível manter a operação nos quadrantes I e IV na Figura 5.1 (Kisacikoglu & Ozpineci, 2013). Dessa forma, optou-se, neste trabalho, pelo uso da potência ativa P como positiva ou zero, ou seja, o VE estará sempre em recarga ou desconectado.

Tabela 5.2 - Regiões de Operação de Posto de Recarga.

Fonte: Kisacikoglu, et al, (2010).

	P	Q	Modo de Operação de Carga
1	Zero	Positivo	Indutiva
2	Zero	Negativo	Capacitiva
3	Positivo	Zero	Recarregando
4	Negativa	Zero	Descarregando
5	Positiva	Positiva	Indutiva, recarregando
6	Positiva	Negativa	Capacitiva, recarregando
7	Negativa	Positiva	Indutiva, descarregando
8	Negativa	Negativa	Capacitiva, descarregando

Quando o posto de recarga fornece energia reativa, essa energia deve ser limitada, já que uma parte do reativo é necessário para o devido funcionamento do conversor, essa potência pode ser calculada com base nos parâmetros de capacitância (C_{dc}) e corrente do capacitor (I_{cap}), ilustrados na Figura 5.2.

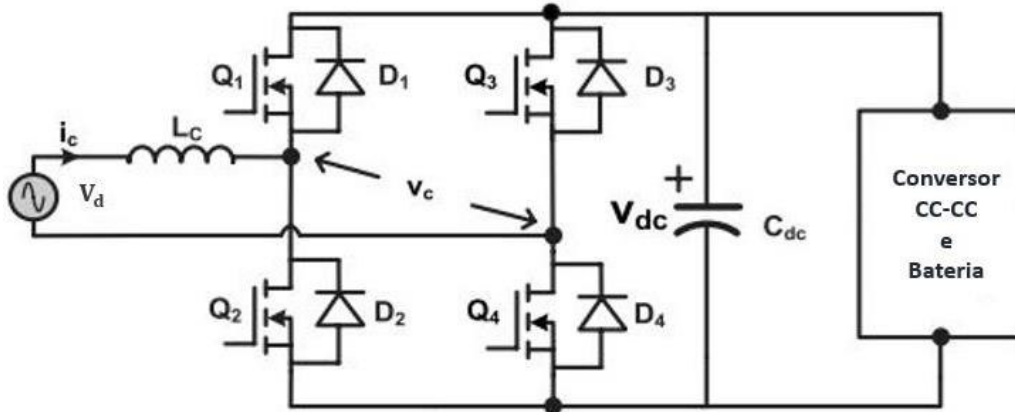


Figura 5.2 - Conversor CA-CC topologia bidirecional
Fonte: Kisacikoglu, et al, 2013.

Para encontrar os valores dos parâmetros de capacitância (C_{dc}) e corrente do capacitor (I_{cap}), utiliza-se a seguinte formulação (Kisacikoglu & Ozpineci, 2013):

$$C_{dc} = \frac{\sqrt{(S_k^{VE})^2 + \left(\omega L_c \left(\frac{S_k^{VE}}{V_d}\right)^2\right) - 2\omega L_c \left(\frac{S_k^{VE}}{V_d}\right) Q_k^{Op}}}{\omega \Delta V_{dc} V_{dc}} \quad (5.15)$$

$$I_{cap} = \frac{\sqrt{(S_k^{VE})^2 + \left(\omega L_c \left(\frac{S_k^{VE}}{V_d}\right)^2\right) - 2\omega L_c \left(\frac{S_k^{VE}}{V_d}\right) Q_k^{Op}}}{\sqrt{2} V_{dc}} \quad (5.16)$$

Em que, $\omega = 2\pi f$ é a frequência angular da rede com $f = 60 \text{ Hz}$; $L_c = 2 \text{ mH}$ é a impedância casada da rede; V_d é de entrada do conversor CA-CC; V_{dc} é a tensão de saída do conversor CA-CC; Q_k^{Op} é a potência reativa operacional disponível pelo conversor da estação de recarga, para o cálculo de C_{dc} e I_{cap} considera-se que $Q_k^{Op} = 0$ nas equações (5.15) e (5.16); S_k^{VE} é a potência aparente associada ao posto de recarga do VE, dada por:

$$S_k^{VE} = \sqrt{(P_k^{VE})^2 - (Q_k^{Op})^2} \quad (5.17)$$

Como exemplo numérico, calcula-se os valores de C_{dc} e I_{cap} com os parâmetros estabelecidos na Tabela 7.5, com valores de recarga 3,7 kW (Modo 1, padrão Europeu). Dessa forma a partir das equações (5.15) e (5.16), obtém-se:

$$\begin{aligned} S_k^{VE} &= 3700 \text{ VA} \\ \omega &= 120\pi \text{ rad/s} \\ L_c &= 2.10^{-3} \text{ H} \\ V_d &= 220 \text{ V} \\ P_k^{VE} &= 3700 \text{ W} \\ Q_k^{Op} &= 0 \text{ VAR} \\ V_{dc} &= 400 \text{ V} \\ \Delta V_{dc} &= 40 \text{ V} \\ C_{dc} &= 614 \text{ } \mu\text{H} \\ I_{cap} &= 6,55 \text{ A} \end{aligned} \quad (5.18)$$

Para o devido funcionamento do conversor os valores da capacitância C_{dc} e corrente capacitiva I_{cap} devem ser considerados na limitação de energia reativa capacitiva disponível, ou seja, quando a estação de recarga estiver operando na região IV (Figura 51) o valor de Q_k^{VEmin} será limitado por Q_k^{Opmax} , conforme ilustrado na Figura 5.3. Vale ressaltar que na região I da Figura 51, não ocorre limitação de reativo indutivo disponível, por isso é importante diferenciar Q_k^{VEmax} de Q_k^{Opmax} .

O valor de Q_k^{Opmax} é obtido a partir das equações (5.15) e (5.16), em que Q_k^{Opmax} é o valor capacitivo máximo que Q_k^{Op} pode atingir sem que os valores de C_{dc} e I_{cap} sejam excedidos. Por exemplo, para os valores considerados em (5.18) e com uma potência ativa $P_k^{VE} = 0$, ou seja, sem veículos em modo de recarga na estação, têm-se:

$$\begin{aligned}
S_k^{VE} &= 3700 \text{ VA} \\
\omega &= 120\pi \text{ rad/s} \\
L_c &= 2.10^{-3} \text{ H} \\
V_d &= 220 \text{ V} \\
P_k^{VE} &= 0 \text{ W} \\
V_{dc} &= 400 \text{ V} \\
\Delta V_{dc} &= 40 \text{ V} \\
C_{dc}^{m\acute{a}x} &= 614 \mu\text{H} \\
I_{cap}^{m\acute{a}x} &= 6,55 \text{ A}
\end{aligned}
\tag{5.19}$$

Para esses valores, a potência reativa capacitiva máxima disponível é de $Q_k^{Op\acute{m}\acute{a}x} = -3513,8 \text{ VAR}$, cerca de 95 % da potência disponível por S_k^{VE} . Ajustando a potência ativa P_k^{VE} para valores entre $P_k^{VE\acute{m}in}$ e $P_k^{VE\acute{m}\acute{a}x}$ obtém-se uma curva similar à ilustrada na Figura 5.3.

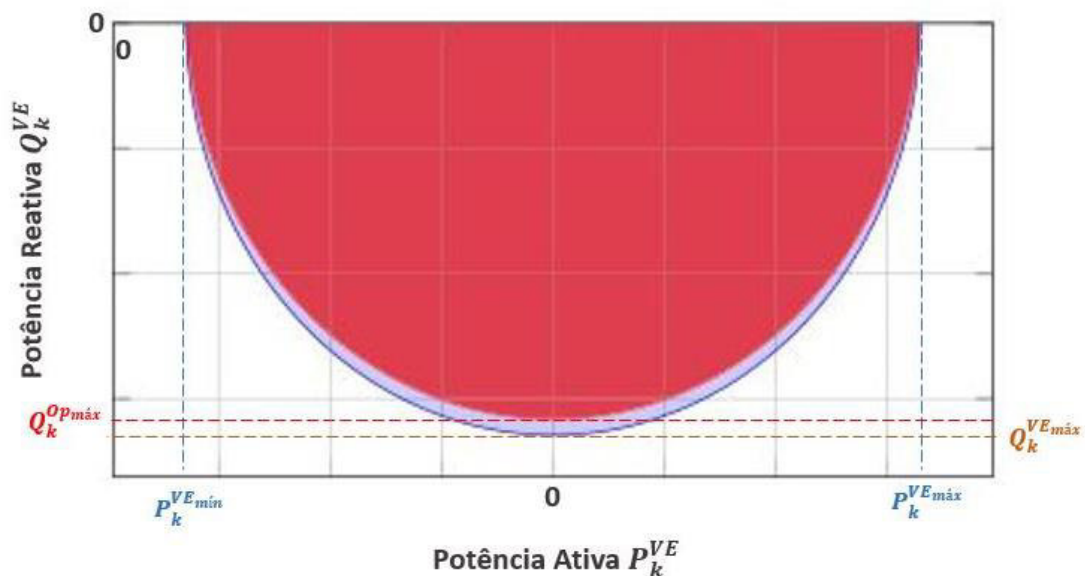


Figura 5.3 – Região de suporte de potência Reativa no posto de recarga.
Fonte: Kisacikoglu, et al, 2013.

A Figura 5.3 ilustra a limitação de reativo capacitivo disponível para suporte pelo posto de recarga. Observa-se pela figura que quanto mais próximo de 0 a potência ativa (P_k^{VE}), maior a limitação da potência reativa disponível em operação ($Q_k^{VE\acute{m}\acute{a}x}$), em função da limitação operacional do conversor. Dessa forma, a potência reativa disponível para o cálculo do FPO está ilustrada no semicírculo em vermelho, na Figura 5.3.

5.3 Fluxo de Potência Ótimo Sequencial

O planejamento da rede de distribuição tem sido geralmente focalizado em providenciar uma capacidade de fornecimento de energia para a condição de pico de carga. Contudo, a GD renovável e várias tecnologias de REI (por exemplo: veículos elétricos, dados de AMI, armazenamento de energia, etc.) adicionam o requerimento de que as características dependentes das cargas e controles devem ser incluídas nos problemas de planejamento da expansão e da operação. Conseqüentemente, a capacidade de solucionar um fluxo de potência sequencial (cronológico) é atualmente necessária para considerar adequadamente o impacto da dependência temporal das novas tecnologias das REI e quaisquer outras que resultem em significantes mudanças na tipologia de carga diária.

A capacidade de executar simulações cronológicas permite que o engenheiro de planejamento da rede de distribuição contabilize adequadamente os efeitos de controles (tais como, bancos de capacitores chaveados, ajustes de inversores de GD renovável e taps de transformadores) para modificar os esquemas de regulação de tensão para acomodar a GD e otimizar perfis de tensão (Gugan & McGranaghan), (Arritt & Dugan, 2011), (Arritt & Dugan, 2014). A Figura 5.4 mostra a estrutura de dados necessária para realizar um estudo de fluxo de potência sequencial. As entradas variantes no tempo (tais como: a potência de saída dos GD e as cargas do alimentador e do barramento da subestação) desempenham um papel fundamental na determinação dos taps dos transformadores, status dos bancos de capacitores manobráveis e controles de inversores. Os impactos destes dispositivos são não-lineares e têm grande dependência da sua sequência de operação. Estes fatores juntamente com a integração do sistema de controle de tensão e potência reativa e otimização do perfil de tensão introduzem uma nova dinâmica nas capacidades necessárias para as ferramentas de análise de REI que possam fornecer subsídios adequados para o planejamento da operação e da expansão de redes de distribuição.

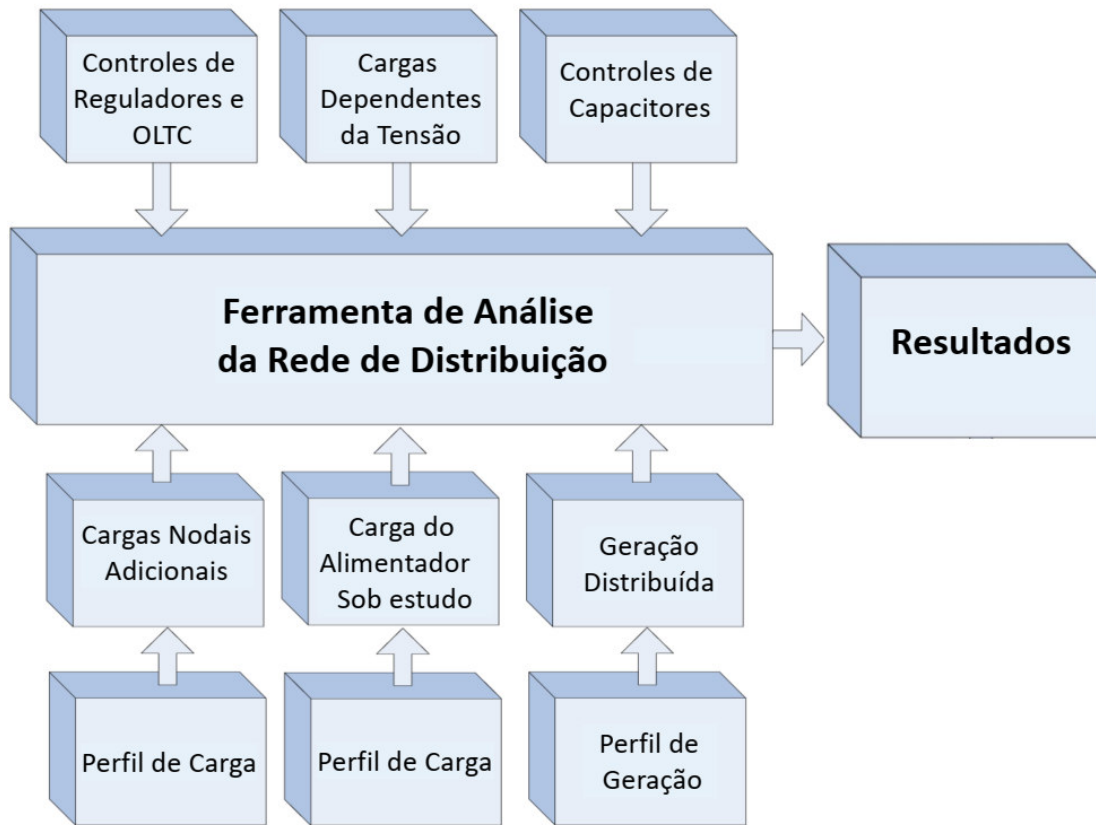


Figura 5.4 - Dados de entrada para o fluxo de potência sequencial.
 Fonte: Arritt & Dugan (2014).

Neste contexto, é importante enfatizar que o modelo de FPO definido na seção anterior também deve contemplar um modelo cronológico da rede elétrica. Isto é, deve-se disponibilizar os ajustes dos taps e das injeções de reativos dos inversores que minimizam as perdas para cada intervalo de tempo do período de estudo. Desta forma, o ajuste dos controles para minimizar as perdas em um período diário é realizado através da solução da seguinte sequência de problemas de FPO não-linear:

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^{N_{bran}} g_{km} (V_{k,h}^2 + V_{m,h}^2 - 2V_{k,h}V_{m,h} \cos \theta_{km,h}) \quad (5.20)$$

para $(k,m) = \mathcal{L}_i$

Sujeito a:

$$P_{k,h}(V_h, \theta_h) = P_{k,h}^{FV} - P_{k,h}^C - P_{k,h}^{VE} \quad \forall k = 2, \dots, N_{bus} \quad (5.21)$$

$$Q_{k,h}(V_h, \theta_h) = Q_{k,h}^{FV} - Q_{k,h}^C - Q_{k,h}^{VE} \quad \forall k = 2, \dots, N_{bus} \quad (5.22)$$

$$V_{1,h} = V_1^{esp} \text{ pu} \quad (5.23)$$

$$\theta_{1,h} = \theta_1^{esp} \text{ rad} \quad (5.24)$$

$$V_k^{min} \leq V_{k,h} \leq V_k^{max} \quad \forall k = 2, \dots, N_{bus} \quad (5.25)$$

$$a_t^{min} \leq a_{t,h} \leq a_t^{max} \quad \forall t = 1, \dots, N_{trans} \quad (5.26)$$

$$Q_{k,h}^{FV min} \leq Q_{k,h}^{FV} \leq Q_{k,h}^{FV max} \quad \forall k \in \Omega_{FV} \quad (5.27)$$

$$Q_{k,h}^{VE min} \leq Q_{k,h}^{VE} \leq Q_{k,h}^{VE max} \quad \forall k \in \Omega_{VE} \quad (5.28)$$

$$\forall h = 1, \dots, 24 \quad (5.29)$$

Em que o subscrito h , como em $V_{k,h}$, associa uma variável com um intervalo de tempo horário h para $h = 1, \dots, 24$.

O modelo de FPO com dependência temporal definido em (5.20) - (5.29) será chamado de FPO Sequencial com base na denominação dos algoritmos de fluxo de potência projetados para simulação cronológica de REI. A solução do FPO sequencial definido em (5.20) - (5.29) é obtida considerando-se que:

- i) Os valores médios da carga, radiação solar e recarga dos VE são usados para cada intervalo de tempo horário de um período diário.
- ii) A otimização é determinística, mas considera aspectos dependentes do tempo. Em outras palavras, o ajuste dos controles não é robusto com relação as incertezas na carga, geração solar e recarga dos VE. Apesar disso, será mostrado nos resultados que este modelo determinístico é capaz de melhorar a MET.
- iii) A dependência temporal da solução ótima do FPO Sequencial é reconhecida, mas não há correlação serial entre intervalos de tempos consecutivos. Em outras palavras, o despacho de reativos para intervalo de tempo h é realizado de forma independente daquele referente ao intervalo $h - 1$. Ou seja, não há conexão temporal (memória) entre as soluções do FPO para intervalos subsequentes. A validade desta hipótese é devido ao fato de que as baterias dos veículos elétricos não são consideradas como dispositivos de armazenamento de energia que podem fornecer energia elétrica para rede durante o processo de descarga. Isto é, as baterias dos veículos elétricos são modeladas somente como cargas e não como recursos de geração distribuída.

iv) A solução do problema de FPO definido em (5.20) - (5.29) foi realizada usando-se a função nativa `fmincon` do MATLAB. A escolha desta ferramenta de solução foi devido a disponibilidade do software MATLAB e da capacidade da função `fmincon` resolver problemas de programação não-linear sem a necessidade de fornecer derivadas parciais, da função objetivo e das restrições, com custos computacionais moderados. Geralmente, estas derivadas são calculadas manualmente. Este processo é tedioso e sujeito a erros. Para contornar esta dificuldade a função `fmincon` do MATLAB calcula as derivadas parciais usando o método de diferenças finitas (Burden & Faires, 2011).

v) A solução ótima do FPO sequencial (5.20) - (5.29) é composta pelas seguintes variáveis: $Q_{k,h}^{FV*}$, $\forall k \in \Omega_{FV}$; $Q_{k,h}^{VE*}$, $\forall k \in \Omega_{VE}$; $a_{t,h}^*$, $\forall t = 1, \dots, N_{trans}$ e $\forall h = 1, \dots, 24$, onde o sobrescrito * indica a associação de uma variável com a solução ótima do FPO sequencial. Ou seja, a dimensão do conjunto de soluções ótimas gerado pela solução de (5.20) - (5.29) é igual: a $24 \times |\Omega_{FV}| \times |\Omega_{VE}| \times N_{trans}$, onde a notação $|\Omega|$ denota a dimensão do conjunto Ω .

Finalmente, os valores ótimos dos taps dos transformadores e dos reativos gerados pelos inversores para cada intervalo horário, fornecidos pela solução do FPO Sequencial, são usados como valores de referência (especificados) durante a Simulação de Monte Carlo. A Simulação Monte Carlo proposta nesta dissertação para a análise probabilística da estabilidade de tensão será descrita no próximo capítulo.

6. Estimação Probabilística dos Índices de Estabilidade de Tensão Via Simulação Monte Carlo (SMC).

6.1 Introdução

Os principais métodos usados para estimar índices probabilísticos são: os métodos analítico e a Simulação Monte Carlo (SMC). Os métodos analíticos calculam os índices através de modelos matemáticos que se baseiam fórmulas analíticas fechadas. Geralmente, o principal resultado dos métodos analíticos é o valor esperado de um índice. A principal vantagem destes métodos é o seu baixo custo computacional. Por lado, as principais desvantagens dos métodos analíticos são as dificuldades para modelar aspectos complexos associados com a operação do sistema e para gerar as distribuições de probabilidade dos índices. Estes problemas são contornados usando-se a SMC. A SMC consiste em estimar os índices gerando-se uma amostra sintética de estados ou cenários (estados em ordem cronológica) do sistema e em seguida estimar estatísticas para os índices de interesse com base nesta amostra, por exemplo: média, desvio padrão, percentis, intervalo de confiança, etc. Esta amostra é obtida usando-se as distribuições de probabilidade que representam as incertezas e geradores de números aleatórios para sortear os estados ou cenários do sistema com base nestas distribuições. Basicamente, há duas representações do sistema na SMC (Billinton & Allan, 1992), (Billinton & Li, 1994), (Billinton & Allan, 1996):

- a) Espaço de estados: quando os estados do sistema são sorteados sem considerar os seus instantes de ocorrência, ou seja, não há conexão temporal entre os estados do sistema. Este tipo de SMC é denominada de SMC Não-Sequencial.
- b) Cronológica: os estados do sistema são sorteados de acordo os seus tempos de ocorrência, ou seja, o processo cronológico de transição de estados é considerado na geração da amostra. Em outras palavras, a dependência temporal entre os estados do sistema é reconhecida. Neste caso, cada elemento da amostra é formado por uma coleção de estados do sistema ordenados cronologicamente ao contrário da SMC Não-Sequencial em cada elemento da amostra representa um estado do

sistema. Esta coleção de estados é denominada de cenário e a SMC que usa a representação cronológica é chamada de SMC Sequencial.

Desta forma, um estado do sistema na SMC Não-Sequencial é análogo a uma foto estática do sistema enquanto um cenário do sistema na SMC Sequencial é análogo a um filme contendo uma coleção estados em ordem cronológica. A diferença entre as SMC Sequencial e Não-Sequencial é ilustrada na Figura 6.1.

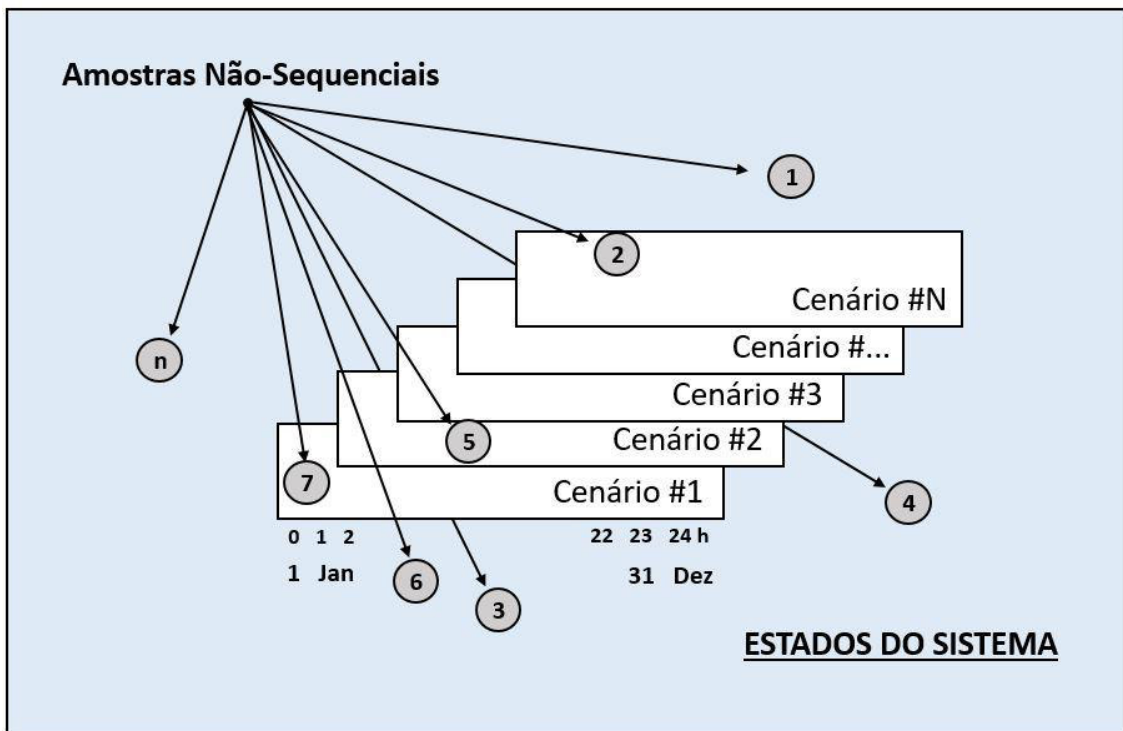


Figura 6.1 - Ilustração das diferenças entre as SMC Sequencial e Não-Sequencial.
Fonte: Adaptado de Task Force 13, (1998).

A escolha do tipo de representação é dependente da dependência temporal das incertezas sendo modeladas. Visto que a recarga de VE é diretamente dependente dos horários de conexão e desconexão dos VE, torna-se evidente que a representação mais adequada para a proposta desta dissertação é a cronológica ou SMC Sequencial. A SMC tem custo computacional elevado, pois avaliação de cada elemento da amostra requer a análise de uma coleção de estados do sistema. Por exemplo, uma amostra de 500 cenários semanais com intervalos horários requer a avaliação de 84000 ($500 \times 7 \times 24$) estados do sistema. Se cada estado exige a obtenção do perfil de

tensão nodal, então é necessário executar 84000 fluxos de potência. Portanto, deve-se estabelecer um compromisso aceitável entre a precisão e o custo computacional na SMC Sequencial. Este aspecto resultou na escolha do Método de Gauss-Zbus, ao invés do Método de Newton-Raphson, para calcular as tensões nodais nos cenários resultantes da recarga de VE. Finalmente, deve-se que apesar do alto custo computacional, a SMC Sequencial é a única técnica disponível para modelar precisamente incertezas com dependência temporal.

6.2 Geração de Números Aleatórios

A geração de números aleatórios é uma parte importante na simulação estocástica de um sistema. Apesar disso, a maioria dos computadores domésticos atuais não geram números aleatórios. Em vez disso, fazem uso de um algoritmo para produzir números (denominados pseudoaleatórios) que “simulam” o comportamento de números aleatórios, sendo aproximadamente independentes um dos outros.

Números aleatórios são criados por um computador usando um algoritmo determinístico. Esse algoritmo gera uma sequência de números que simula uma aleatoriedade baseado em uma distribuição de probabilidade, geralmente a distribuição uniforme. Os requerimentos básicos para que um gerador seja considerado aleatório são (Billinton & Li, 1994):

- i. **Uniformidade:** Os números gerados devem ser distribuídos uniformemente entre $[0,1]$;
- ii. **Independência:** Deve existir uma correlação mínima entre os números aleatórios;
- iii. **Período longo:** O período que a sequência leva para se repetir deve ser suficientemente grande;

Baseado nessas características existem uma gama de métodos para geração de números pseudoaleatórios. A maioria deles começa com um valor inicial, conhecido com semente (seed). Dentre esses métodos estão: o gerador congruente linear, o congruente linear multiplicativo, o método quadrado do meio, entre outros.

Frequentemente, a variável aleatória que se deseja simular não segue a distribuição uniforme. Nesses casos é preciso converter a distribuição para o tipo

de distribuição de interesse antes de começar o processo de simulação. Uma técnica para se realizar esta conversão é o método da transformada inversa (Billinton & Allan, 1992), (Billinton & Li, 1994), (Billinton & Allan, 1996). O método da transformada inversa é baseado na seguinte proposição: Se uma variável aleatória U segue uma distribuição uniforme em um intervalo entre $[0,1]$, a variável aleatória $X = F^{-1}(U)$ possui uma função de distribuição de probabilidade contínua $F(x)$. Uma prova pra esse teorema pode ser encontrado na referência (Billinton R. &, 1994). O processo de geração de uma variável aleatória usando o método da transformada inversa é (Billinton R. &, 1994):

- a. Gerar uma sequência de números aleatórios U uniformemente distribuída entre $[0,1]$.
- b. Calcular a variação aleatória X que tem a função de distribuição desejada:
 $X = F^{-1}(U)$.

6.3 Algoritmo de solução da SMC

O impacto da recarga de VE foi analisado utilizando modelo estocástico de evento discreto e sistema dinâmico (Rubinstein, 2008), ou seja, baseado em uma lista de eventos (horários de conexão e desconexão) com timing assíncrono. Os tempos da lista de eventos são gerados por meio de distribuições contínuas, em um período de tempo diário (24 horas). As incertezas incluídas no modelo a cada intervalo horário são: a irradiância solar, temperatura ambiente, hora de conexão e desconexão e os erros de previsão de carga ativa e reativa, cujas modelagens estão descritas no capítulo 3.

O principal componente na modelagem das incertezas na SMC Sequencial é a geração da lista de eventos. Ou seja, uma lista que armazena o processo de transição de estados em ordem cronológica. O algoritmo para a geração da lista de eventos usado nesta dissertação é mostrado abaixo:

Algoritmo #2 Algoritmo para a Geração da Lista de Eventos

Entrada: dados dos VE
Saída: Lista de eventos \mathcal{E}

- 1 //Inicialização das Variáveis
- 2 $\mathcal{E} = \Theta_{N_{\mathcal{E}} \times 3}$ onde $N_{\mathcal{E}} = 2N_{ve}^{tot} + 24$
- 3 **Faça** $v = 1, \dots, N_{ve}^{tot}$
- 4 //Sorteia o horário de conexão
- 5 $H_v^{con} = Z_{log}^{rand}(\alpha_v^{ln, Hcon}, \beta_v^{ln, Hcon}) + \gamma_{loc}$
- 6 //Armazena o evento de conexão
- 7 $\mathcal{E}_{v*} = [1 \quad H_v^{con} \quad v]$
- 8 //Sorteio da distância percorrida
- 9 $D_v^{tcar} = Z_{log}^{rand}(\alpha_v^{ln, Dist}, \beta_v^{ln, Dist})$
- 10 //Sorteio do tempo de desconexão
- 11 $H_v^{des} = H_v^{con} + \frac{C_{tcar}^b(D_v^{tcar}/D_{tcar}^A)}{e_{charg}}$
- 12 //Define a posição para armazenar o evento de desconexão
- 13 $p = N_{ve}^{tot} + v$
- 14 //Armazena o evento de desconexão
- 15 $\mathcal{E}_{p*} = [2 \quad H_v^{des} \quad v]$
- 16 **Fim do Faça**
- 17 //Adição de eventos da GD solar e da carga
- 18 **Faça** $h = 1, \dots, 24$
- 19 //Define a posição para armazenar o evento de carga/GD
- 20 $p = 2 \times N_{ve}^{tot} + h$
- 21 //Armazena o evento de carga/GD
- 21 $\mathcal{E}_{p*} = [3 \quad h \quad 0]$
- 22 **Fim do Faça**

Em que:

- N_{ve}^{tot} é o número total de veículos elétricos.
- $\Theta_{N_{\mathcal{E}} \times 3}$ é uma matriz nula com dimensão $N_{\mathcal{E}} \times 3$.
- \mathcal{E} é a matriz de dimensão $N_{\mathcal{E}} \times 3$ que está associada com a lista de eventos.
- \mathcal{E}_{p*} denota a linha p da lista de eventos. A primeira coluna de \mathcal{E} armazena o tipo do evento: 1 para o carregamento de veículos elétricos, 2 para a descarga de veículos elétricos e 3 para a eventos referentes a carga ativa/reactiva da rede elétrica e geração fotovoltaica. A segunda coluna de \mathcal{E} contém os tempos de ocorrência dos eventos. A terceira coluna de \mathcal{E} contém o índice do veículo elétrico associado com o evento.

Após a geração da lista de eventos, deve-se ordenar a lista em ordem crescente de tempo de ocorrência dos eventos (de acordo com os valores de \mathcal{E}_{*2}) para classifica-los em ordem cronológica. Em seguida, calcula-se o número de VE para cada barra do sistema de acordo com o algoritmo abaixo:

Algoritmo #3 Algoritmo para Calcular o Número de VE por Nó

Entrada: \mathcal{E} e \mathcal{B}_v^{ve}
Saída: N^{VE} matriz com dimensão $N_{bus} \times N_{\mathcal{E}}$

- 1 //Inicialização das Variáveis
- 2 $N_{k,e}^{VE} = 0 \forall k = 1, \dots, N_{bus}$ e $\forall e = 1, \dots, N_{\mathcal{E}}$
- 3 **Faça** $e = 1, \dots, N_{\mathcal{E}}$
- 4 //Obtém o tipo do evento
- 5 $t = \mathcal{E}_{e1}$
- 6 //Identificação do tipo do evento e atualização de $N_{k,e}^{VE}$
- 7 //Evento de Carga/Geração
- 8 **Se** $t = 3$
- 9 //Número de VE é constante
- 10 $N_{*,e}^{VE} = N_{*,e-1}^{VE}$
- 11 **Fim do Se**
- 12 //Evento de Descarga de VE
- 13 **Se** $t = 2$
- 14 //Número de VE é decrementado
- 15 $v = \mathcal{E}_{e3}$ //Identifica o VE
- 16 $k = \mathcal{B}_v^{ve}$ //Identifica a barra do VE
- 17 $N_{*,e}^{VE} = N_{*,e-1}^{VE}$ e $N_{k,e}^{VE} = N_{k,e-1}^{VE} - 1$ //Decrementa o Nº de VE
- 18 **Fim do Se**
- 19 //Evento de Carga de VE
- 20 **Se** $t = 1$
- 21 //Número de VE é incrementado
- 22 $v = \mathcal{E}_{e3}$ //Identifica o VE
- 23 $k = \mathcal{B}_v^{ve}$ //Identifica a barra do VE
- 24 $N_{*,e}^{VE} = N_{*,e-1}^{VE}$ e $N_{k,e}^{VE} = N_{k,e-1}^{VE} + 1$ //Incrementa o Nº de VE
- 25 **Fim do Se**
- 26 **Fim do Faça**

Em que:

- N^{VE} é uma matriz dimensão $N_{bus} \times N_{\mathcal{E}}$ que armazena o número de VE conectados em cada nó para todos os eventos armazenados na matriz \mathcal{E} . Desta forma, o elemento $N_{k,e}^{VE}$ contém o número de VE conectados no nó k durante o evento e . Se o evento é de conexão, então o Algoritmo 3 adiciona um veículo em $N_{k,e}^{VE}$. Por outro lado, se o evento é de desconexão, então um VE é subtraído de $N_{k,e}^{VE}$. Por fim, se o evento é de transição de carga/GD o valor atribuído à $N_{k,e}^{VE}$ é o mesmo do evento anterior.
- \mathcal{B}_v^{ve} é um vetor com dimensão $N_{ve}^{tot} \times 1$ que armazena os nós associados com os VE. Desta forma, \mathcal{B}_v^{ve} contém o nó associado com VE v .

Depois do número de VE ser determinado, pode ser necessário limitar o número de veículos elétricos que podem ser recarregados quando o modo comercial é aplicado na recarga. Esta restrição evita que o número de VE conectados ao mesmo tempo na estação de recarga não supere a potência do transformador da subestação do posto de recarga. Ou seja, quando a potência de recarga dos VE conectados atinge o limite do posto de recarga, os próximos VE devem aguardar a desconexão de VE conectados, para que então conectasse um novo VE, no instante $h + 1$, em que h é o instante de desconexão do VE. Esta restrição não existe no modo de recarga residencial. Porém, deve-se simular a lista de eventos (\mathcal{E}) do dia anterior no modo de recarga residencial para que o estado de conexão dos VE a partir de 00:00 horas do dia anterior seja conhecido e utilizado no cenário em estudo da simulação. Em seguida adapta-se a lista de eventos às transições do dia anterior.

Uma vez que o número de VE conectado em cada barra para cada instante de tempo da lista de eventos é conhecido, pode-se determinar a potência ativa requerida pelas cargas do VE e sortear as incertezas referentes a carga nativa da rede e a GD fotovoltaica. Estas potências definem os dados de entrada do fluxo de potência que é usado para determinar as tensões nodais da rede elétrica em um determinado instante de tempo. A definição das potências dos VE, com base no número de VE, e o sorteio das potências da carga e da GD fotovoltaica é realizada usando-se o Algoritmo #4 descrito abaixo.

Algoritmo #4 Algoritmo de Sorteio da Carga, Geração e VE

Entrada: Lista de eventos \mathcal{E} , evento de interesse e na lista \mathcal{E} e dados da carga, GD e VE;

Saída: Modelos de carga, Geração e VE

- 1 $\tau = \mathcal{E}_{e1}$ // **Obtém o tipo do evento**
- 2 **Se** $\tau = 3$ // **Evento de GD/Carga**
- 3 $h = \mathcal{E}_{e2}$ // **Identifica o intervalo horário do evento**
- 4 $I_{k,e}^{rad} = Z_{beta}^{rand}(\alpha_{k,h}, \beta_{k,h})$ // **Sorteio da Irradiância**
- 5 $T_{k,e}^{air} = Z_{weibul}^{rand}(\alpha_{k,h}, \beta_{k,h})$ // **Sorteio da Temperatura**
- 6 $P_{k,e}^{PV} = \{I_{k,e}^{rad} \cdot A \cdot \eta^{Tot} \cdot [1 - c^t(T^{ref} - T_{k,e}^{air})]\}$ // **Sorteio da DG**
- 7 $\tilde{P}_{k,e}^C = \hat{P}_{k,h}^C + normal(0, \hat{\sigma}_{k,h}^P)$ // **Sorteio da carga ativa**
- 8 $\tilde{Q}_{k,e}^C = \hat{Q}_{k,h}^C + normal(0, \hat{\sigma}_{k,h}^Q)$ // **Sorteio da carga reativa**
- 9 **Fim do Se**

```

10 Se  $t = 1$  ou  $t = 2$  // Evento de carga/recarga de VE
11 //Define potência de carga ativa do VE baseado em  $N_{k,e}^{VE}$ 
12  $P_{k,e}^{VE} = N_{k,e}^{VE} \times [P_{cp} + P_{vd}(V_{k,e})^{\alpha^{VE}}]$ 
13 //Define a carga reativa do VE com base no carregamento
14 Se o modo de recarga é comercial Então
15  $h = find\_hour(\mathcal{E}_{e2})$  //Define a hora do evento
16  $Q_{k,e}^{FV} = Q_{k,h}^{FV*}$ 
17  $Q_{k,e}^{VE} = Q_{k,h}^{VE*}$ 
18  $a_{t,e} = a_{t,h}^*$ 
19 Senão
20  $Q_{k,e}^{FV} = 0$ 
21  $Q_{k,e}^{VE} = 0$ 
22  $a_{t,e} = 1$ 
23 Fim do Se

```

Em que:

- $find_hour(\mathcal{E}_{e2})$ é uma função que identifica a hora associada com um evento e referente a um VE que ocorreu no instante de tempo \mathcal{E}_{e2} . Esta função é usada para localizar a solução do FPO sequencial associada com o evento e .
- O subscrito e , como em $\tilde{P}_{k,e}^C$, associa uma variável com o evento e da lista \mathcal{E} .

Após o sorteio dos modelos de carga e GD e da definição do modelo do VE (como base no modo de carregamento e no número de VE sorteado) pode-se calcular as tensões do sistema usando-se o fluxo de potência via Método de Gauss-Zbus. Em seguida, a análise de estabilidade de tensão do evento atual é avaliada usando-se o método da matriz D' . Este processo é repetido para todos os eventos da lista de eventos gerada para o cenário atual. Então, os índices de interesse para cada evento do cenário atual são armazenados. Visto que o período de estudo (diário, semanal, mensal ou anual) é dividido em intervalos com larguras especificadas (uma hora, quinze minutos ou cinco minutos), calcula-se a média de tempo finito de um processo estocástico para os índices em cada intervalo especificado. Por exemplo, a média de tempo finito para a MET é dada por [Melsa, 1973]:

$$\overline{MET}_{k,h}^s = \frac{1}{t_f - t_i} \sum_{e=1}^{N_{\mathcal{E}}} \mathcal{F}_k^{MET}(\mathcal{E}_{e*}) \times d(\mathcal{E}_{e*}) \quad (6.1)$$

$$\forall k = 1, \dots, N_{bus} \text{ e } \forall h = 1, \dots, 24$$

Onde:

- t_i e t_f são os limites inferior e superior, respectivamente, do intervalo de tempo referente a hora h do período de estudo. Ou seja, cada intervalo associado com as horas do período diário tem os seguintes limites: $t_i = h - 1$ e $t_f = h$ para $h = 1, \dots, 24$.
- $d(\mathcal{E}_{e*})$ é a duração do evento \mathcal{E}_{e*} .
- $\mathcal{F}_k^{MET}(\mathcal{E}_{e*})$ é função-teste associada com a MET no nó k para o evento \mathcal{E}_{e*} . Esta função é definida como se segue:

$$\mathcal{F}_k^{MET}(\mathcal{E}_{e*}) = \begin{cases} MET_k(\mathcal{E}_{e*}), & \text{se o evento } \mathcal{E}_{e*} \text{ pertence ao intervalo } [h - 1, h] \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

- $MET_k(\mathcal{E}_{e*})$ é a MET no nó k para o evento \mathcal{E}_{e*} .
- $\overline{MET}_{k,h}^s$ é a média de tempo finito da MET no nó k , para o intervalo horário h no cenário simulado s .

Este processo é repetido até que uma amostra de cenários do sistema com um tamanho especificado é obtida. Quando o tamanho da amostra é obtido, pode-se estimar diversas estatísticas para a amostra de estados do sistema, por exemplo, o valor médio da MET é dado por:

$$\tilde{E}[MET_{k,h}] = \frac{1}{N_{cena}} \sum_{s=1}^{N_{cena}} \overline{MET}_{k,h}^s \quad (6.2)$$

$$\forall k = 1, \dots, N_{bus} \text{ e } \forall h = 1, \dots, 24$$

Onde:

- N_{cena} é o tamanho especificado da amostra de cenários simulados do sistema.
- $MET_{k,h}$ é a MET no nó k no intervalo horário h .
- $\tilde{E}[MET_{k,h}]$ é o valor esperado estimado de $MET_{k,h}$.

É importante observar que pode-se calcular diversas outras estatísticas para a amostra de cenários do sistema, por exemplo: desvio padrão, distribuições de probabilidade, percentis, etc. No caso do desvio padrão da MET tem-se que:

$$\tilde{\sigma}[MET_{k,h}] = \sqrt{\frac{\tilde{V}ar[MET_{k,h}]}{N_{cena}}} \quad (6.3)$$

$$\forall k = 1, \dots, N_{bus} \text{ e } \forall h = 1, \dots, 24$$

Onde:

- $\tilde{V}ar[MET_{k,h}] = \frac{1}{(N_{cena}-1)} \sum_{s=1}^{N_{cena}} (\overline{MET}_{k,h}^s - \tilde{E}[MET_{k,h}])^2$ é a variância estimada de $MET_{k,h}$.
- $\tilde{\sigma}[MET_{k,h}]$ é o desvio padrão estimado de $MET_{k,h}$.

Todos os índices probabilísticos nodais horários (por exemplo, $MET_{k,h}$) exibirão variações significativas com respeito aos seus respectivos valores sem a consideração de incertezas (modelo determinístico). Estas incertezas podem ser consideradas usando-se modelos probabilísticos, tais como a SMC Sequencial, para estimar os valores esperados dos índices (equação (6.2)). Todavia, ainda há uma grande dispersão dos índices em torno dos seus valores esperados. Portanto, é mais conveniente definir os índices nodais horários com base nas suas distribuições de probabilidade. Nesta dissertação, esta dispersão é modelada usando-se as distribuições de probabilidade cumulativas dos índices probabilísticos nodais horários. Estas distribuições de probabilidade cumulativas são utilizadas para calcular os percentis dos índices nodais horários. Os percentis permitem definir um índice nodal horário com base em um nível de especificado $\alpha\%$ (por exemplo: 1%, 5% ou 10%). Em outras palavras, o nível de risco viabiliza a definição de um intervalo de confiança unilateral na distribuição de probabilidade acumulada dos índices nodais horários para incluir as flutuações destes índices em torno dos seus respectivos valores esperados (Rodrigues & Silva, 2011), (Montelo et al., 2014). Por exemplo, os percentis das MET nodais horários $MET_{k,h}$ são definidos de acordo com equação (6.4).

$$\mathbb{P}_{\alpha\%}[MET_{k,h}] = F^{-1}[MET_{k,h}] \quad (6.4)$$

Onde:

- $\mathbb{F}_{k,h}^{-1}[MET_{k,h}]$ é a inversa da distribuição de probabilidade cumulativa de $MET_{k,h}$ ($\mathbb{F}[MET_{k,h}]$).
- $\mathbb{P}_{\alpha\%}[MET_{k,h}]$ é o percentil de $MET_{k,h}$ para um nível de risco de $\alpha\%$.

Os principais passos da SMC Sequencial usada nesta dissertação para avaliar os efeitos dos VE na estabilidade de tensão são descritos no Algoritmo #5 mostrado abaixo.

Algoritmo #5 Algoritmo da SMC Sequencial

- Entrada:** Dados da rede elétrica, carga, GD e VE;
Saída: Estatísticas dos índices nodais horários ($MET_{k,h} \forall k = 1, \dots, N_{bus}$ e $\forall h = 1, \dots, 24$)
- 1 Leitura dos dados da rede elétrica, carga, GD e VE
 - 2 Cálculo do número total de VE (N_{ve}^{tot}) e da barra associada com cada VE (\mathcal{B}_v^{ve}).
 - 3 Solução do FPO Sequencial que será considerado no modo de carga comercial
 - 4 **Faça** $s = 1, \dots, N_{cena}$
 - 5 Gera a lista de eventos \mathcal{E} de acordo com o Algoritmo #2.
 - 6 Ordenação da lista de eventos \mathcal{E} em ordem crescente com base nos tempos de ocorrência dos eventos (\mathcal{E}_{*2}).
 - 7 Calcula o número de VE por nó (N^{VE}) conforme o Algoritmo #3
 - 8 $e = 1$ e $t = 0$ //**Inicializa o tempo e do contador de eventos**
 - 9 **Enquanto** ($t \leq 24$) e ($e \leq N_{\mathcal{E}}$) **faça**
 - 10 Sorteio da Carga, GD e VE conforme o Algoritmo #4
 - 11 Cálculo das tensões nodais Usando o Fluxo de Potência via Método de Gauss-Zbus
 - 12 Avaliação da Estabilidade de Tensão (cálculo do $\det[D']$, MET e índice de influência para os nós da rede elétrica).
 - 13 Armazena os índices nodais para o evento e ($MET_k(\mathcal{E}_{e*}) \forall k = 1, \dots, N_{bus}$).
 - 14 $t = \mathcal{E}_{e2}$ //**Atualiza o tempo**
 - 15 $e = e + 1$ //**Incrementa o contador de eventos**
 - 16 **Fim do enquanto**
 - 17 Cálculo das médias de tempo finito dos índices nodais horários para o cenário s ($\overline{MET}_{k,h}^s$)
 - 18 Atualiza a amostra de índices nodais horários com os respectivos valores das médias de tempo finito ($\overline{MET}_{k,h}^s$).
 - 19 **Fim do Faça**
 - 20 Cálculo das estatísticas de índices nodais horários ($\tilde{E}[MET_{k,h}]$, $\tilde{\sigma}[MET_{k,h}]$, $\mathbb{F}[MET_{k,h}]$, $\mathbb{P}_{\alpha\%}[MET_{k,h}]$, etc.) com base nas respectivas amostras de cenários.
 - 21 Impressão e plotagem dos resultados
-

É importante destacar que as amostragens das curvas de radiação são descorrelacionadas com relação ao tempo. Isto é, a correlação serial dos valores destas variáveis aleatórias para intervalos de tempo consecutivos é ignorada. Todavia, o modelo pode ser expandido para considerar esses efeitos usando séries temporais (Silva, Rodrigues, & Silva, 2016) e (Silva, Rodrigues, & Silva, 2015).

Adicionalmente, deve-se mencionar que a amostragem não é realizada em intervalos de tempo definidos para o período de estudo. Ou seja, a amostragem não é síncrona e é realizada em instantes de tempos sorteados, que não são igualmente espaçados entre si. Este tipo de amostragem de cenários é denominada de assíncrona (Singh & Billinton, 1977), (Rubinstein, 2008).

Geralmente, o critério de convergência da SMC é o coeficiente variação beta (incerteza relativa). Todavia, o uso deste critério para estimar índices probabilísticos com valores esperados elevados resulta em convergência precoce. Este problema foi contornado adotando-se como critério de parada um número máximo de simulações (tamanho da amostra). Nesta dissertação, o tamanho da amostra de cenários do sistema é igual a 1000.

7. Testes e Resultados.

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia proposta para avaliação dos impactos de VE na estabilidade de tensão. A implementação do modelo proposto foi realizada utilizando a linguagem de programação do MATLAB R2016b em um computador com Windows® 10 64 bits, processador Intel® Core i7 de 3,60 GHz e 8 GB de memória RAM.

7.1. Sistema Teste.

O sistema teste utilizado foi o UKGDS de 95 barras (Singh, Pal, & Jabr, 2009), (Rodezno, 2014), (Shafiu, Jenkins, & Strbac, 2005). O sistema UKGDS é uma rede de distribuição de média tensão que é parte de uma rede real britânica. O sistema contém apenas os dados de sequência positiva. Porém, com dados cronológicos de carga ativa e reativa para 365 dias. Esse sistema possui 95 barras, 55 delas são pontos de carga, 37 barras de injeção nulas e duas GDs fotovoltaicas nas barras # 18 e # 95 de potência ativa igual à 750kW, seguindo as alocações e dimensões dadas em (Singh, Pal, & Jabr, 2009). Esta configuração dos geradores fotovoltaicos resultou em uma penetração de 35,72%, conforme a equação (2.13). Cada sistema fotovoltaico terá capacidade de 750 kW e conterá 3000 painéis fotovoltaicos (painel YL250P-29b 40 mm series de 250 Wp). São utilizados 50 inversores de 15 kVA (Fronius Symo 15-3-M). Os valores referentes a área (A), rendimento (η), coeficiente de temperatura (c^t), entre outros, são obtidos com base nos datasheets do módulo e inversor.

Os dados gerais do sistema estão representados na Tabela 7.1 e o seu diagrama unifilar ilustrado na Figura 7.1. Foi utilizada modelagem de carga exponencial (equações (2.10 - 2.11) cujos expoentes de tensão ativa e reativas (α_{pv} e α_{qv}) estão definidos na Tabela 7.2. Os dados desta tabela se baseiam na modelagem da carga utilizada em (Rodezno, 2014). A partir de uma análise nos dados de carga, constatou-se que o dia de pico de carga foi o dia 355. Esse dia foi utilizado para definir o período de estudo diário considerado na SMC.

Tabela 7.1 - Características Elétricas sistema UKGDS (Raposo, 2016).

Sistema UKGDS	
Número de Barras	96
Número de Ramos	95
Carga Ativa Total	3576 kW
Carga Reativa Total	2201 kVAr
Tensão Primária	11 kV
Número de Pontos de Carga	55
Número de Geradores	2

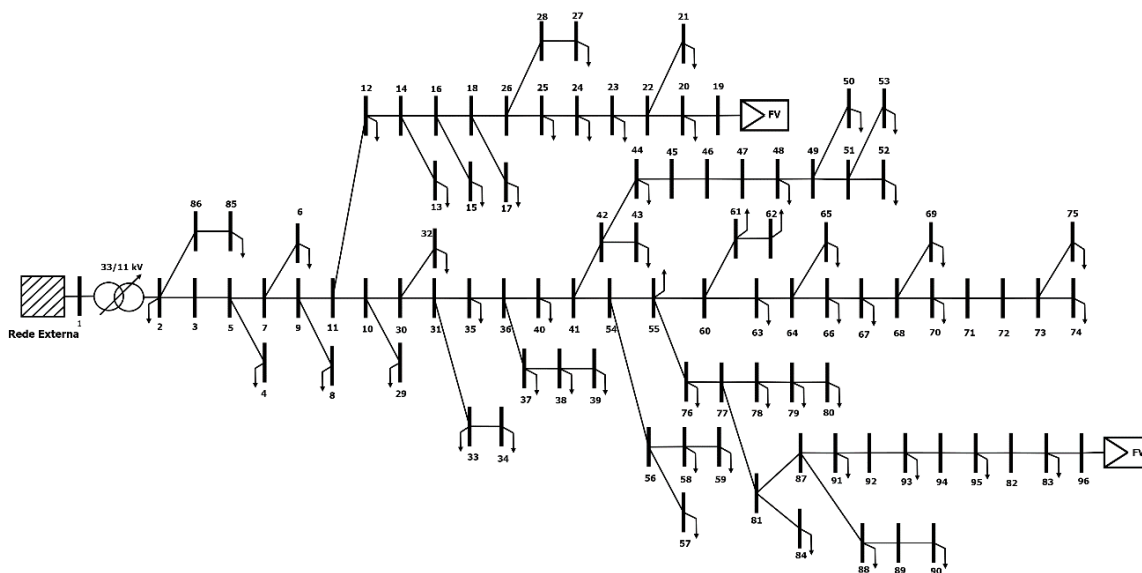


Figura 7.1 - Diagrama Unifilar Sistema UKGDS 95.

Tabela 7.2 – Dados do modelo de carga (Rodezno, 2014).

Tipo de Carga	α_{pv}	α_{qv}
Residencial (R/U) ou (R/E)	1,04	4,19
Comercial	1,50	3,15
Industrial	0,18	6,00

Em que: R/U é um tipo de carga residencial irrestrita (Unrestricted residential U/R) e R/E é um tipo de carga residencial econômica (Economic residential R/E);

7.2. Modelos de VE comerciais adotados.

Nesse trabalho, foram considerados 4 modelos de VE. Esses modelos foram escolhidos de forma que a faixa de preço e características elétricas fosse a mais próxima possível. A Figura 7.2 ilustra os modelos escolhidos. Essa comparação foi feita no site do departamento de energia dos Estados Unidos (U.S. Government, 2018). Um dos índices considerados na comparação dos veículos foi o MPGe (Miles per gallon gasoline equivalente). O MPGe permite comparar a eficiência dos veículos elétricos. Trata-se de uma conversão da energia de um galão de gasolina (115.000 BTUs) para kWh (33,7 kWh), ou seja, quantas milhas um carro faz com o equivalente a energia de um galão de gasolina. Outro índice utilizado para comparação foi o MSRP (Manufacturer's suggested Retail Price), nada mais é do que o preço pelo qual o fabricante recomenda que o produto seja vendido no varejo, buscou-se encontrar modelos de preços relativamente próximos. Pela Figura 7.2, observa-se que assim como o valor de MSRP, o valor do MPGe dos 4 veículos são próximos, as características dos veículos considerados estão descritas na Tabela 7.3.

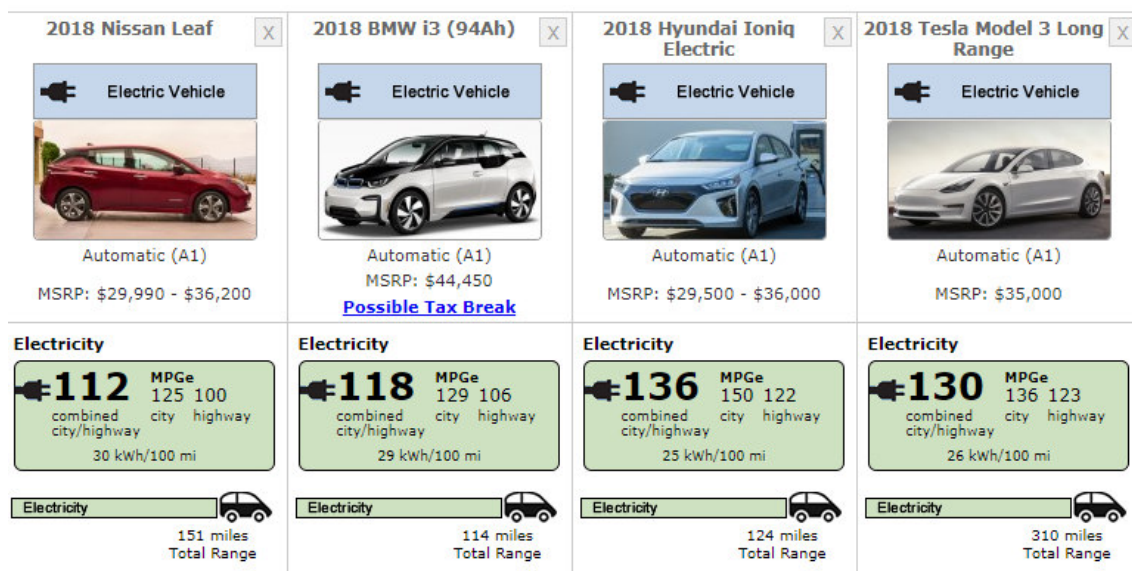


Figura 7.2 - Modelos comerciais de VE utilizados no estudo
Fonte: site - U.S. Government (2018).

Tabela 7.3 – Características dos modelos de VE considerados (U.S. Government, 2018).

Modelo do Carro	Autonomia (km)	Capacidade da Bateria (kWh)
Nissan Leaf (2018)	214,5787	40
BMW i3 (2018)	183,1318	33
Tesla model 3 (2018)	309,4885	50
Hyundai Ioniq (2018)	180,2461	28

A quantidade total de veículos foi baseada em uma tabela de número de usuários dos transformadores de média tensão disponível em Osorio (2013), cujos valores foram adaptados na Tabela 7.4. Com base nesses dados e na tabela de demanda anual máxima da carga (Rodezno, 2014), disponível em anexo (Tabela A.2) pode-se chegar aos valores da Tabela 7.4.

Tabela 7.4 – Demanda máxima da barra e número de consumidores (Rodezno, 2014).

Demanda máxima (kVA)	Número de Consumidores
5	2
15	6
30	13
45	20
75	29
112,5	40
150	50
225	60
300	70
500	85
750	93
1000	100

O valor do número de consumidores, por nó, é calculado com base em patamares de carga da Tabela 7.4. A partir do valor de demanda máxima residencial (Tabela A.2), em cada nó, encontra-se o valor mais adequado ao número de consumidores na Tabela 7.4. Por exemplo, no nó 16 a demanda máxima residencial (R/U + R/E) é 10 kW, como a demanda máxima está entre 5 e 15 kW, o número adequado de consumidores, segundo a Tabela 7.4, é de 6 consumidores. Conseqüentemente, serão alocados 6 veículos elétricos para este nó. Para o sistema UKGDS, em estudo, o total de veículos considerado é de 983 veículos.

Como padrão de recarga, considerou-se a norma europeia IEC 61851. Os parâmetros do eletroposto adotados são definidos na Tabela 7.5.

Tabela 7.5 – Parâmetros do Eletroposto (Adaptado de Dharmakeerthi, et al. (2014)).

Parâmetros da estação de Carga	Valor
R_1	100 m Ω
r	1m Ω
V_d	220 V
V_{dc}	400 V
L_c	2 mH

Para a simulação de recarga, a tensão da bateria foi fixada em 350 V. O valor de amper-hora (Ah) depende da capacidade da bateria de cada modelo de VE. Os valores de tensão e corrente da bateria foram obtidos a partir da simulação de recarga realizada no Simulink, tomando como base o modelo de VE Nissan Leaf 2018. O processo de recarga simulado é ilustrado na Figura 7.3.

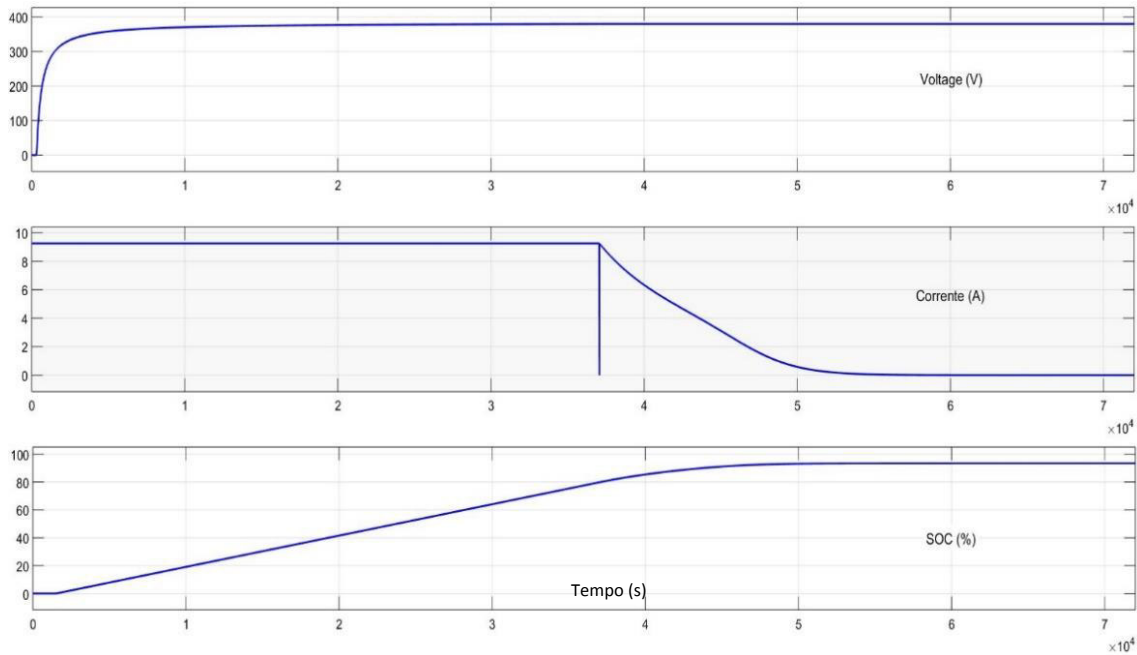


Figura 7.3 – Recarga 3,7 kW da Bateria, Simulação SIMULINK - MatLab

7.3. Definição dos Casos de Estudo

Os casos desse estudo foram estabelecidos considerando duas filosofias de recarga: carga residencial noturna, e em horário comercial. Na recarga residencial considera-se que o usuário recarrega seu VE durante o período noturno (17:00 - 09:00), em sua própria residência, com potência de 3,7 kW. No estacionamento comercial, o VE será recarregado enquanto seu dono está trabalhando (6:00 - 18:00). Para essa modalidade de recarga foram consideradas 6 áreas de concentração de carga, baseada nas cargas industriais e comerciais do sistema. Estas áreas são definidas na Tabela 7.6 e ilustradas na Figura 7.4.

Baseado na divisão por áreas, as barras 19, 34, 41, 68, 85, 96 foram escolhidas para conexão dos postos privados de recarga, conectados à rede por transformadores de potência, cuja potência está descrita na última coluna da Tabela 7.6. As barras 18 e 95 foram escolhidas por já possuírem uma GD fotovoltaica. As demais barras foram escolhidas aleatoriamente dentre as barras próximas topologicamente das áreas mostradas Figura 7.4. Esta configuração de veículos, resulta em uma penetração de 86,62%, considerando todos os VE conectados ao mesmo tempo, no modo 1 padrão europeu (3,7 kW).

Tabela 7.6 – Divisão por Áreas de Cargas Industriais e Comercial do Sistema UKGDS.

Área	Barras	Potência Comercial (kW)	Potência Industrial (kW)	Total (KW)	Carros/Área	Trafo (VA)
1	1,84	350	250	600	513	1 MVA
2	14,16,19,23,26	30	160	190	162	500 kVA
3	28,32,34,37	40	0	40	34	500 kVA
4	43,49,52	55	0	55	47	500 kVA
5	54,62,66,74	65	0	65	56	500 kVA
6	82,89,87,90,92	125	75	200	171	500 kVA
	Total	665	485	1150	983	3,5 MVA

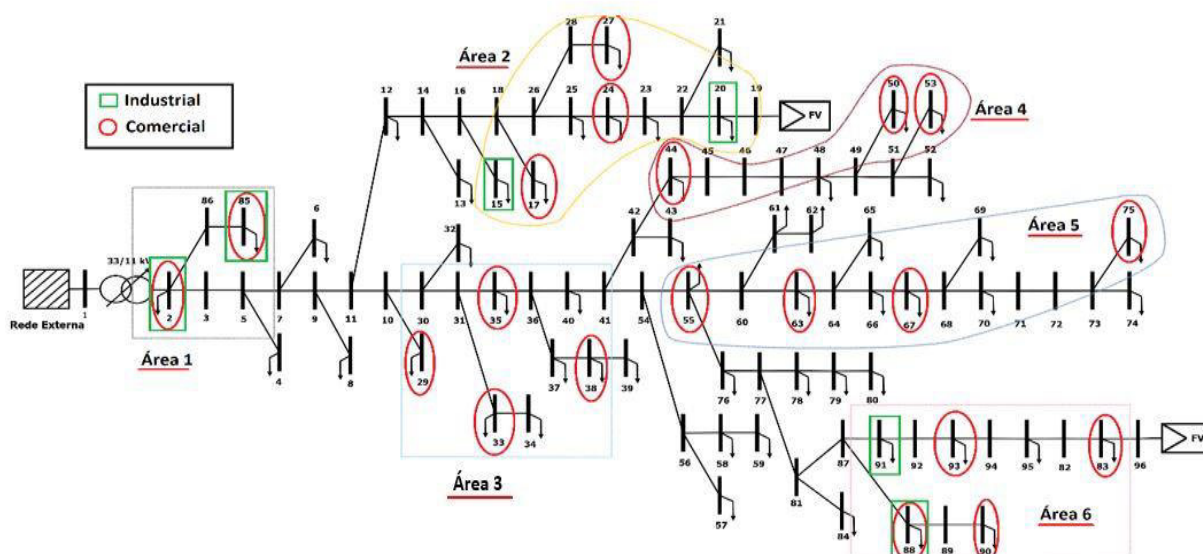


Figura 7.4 - Divisão por áreas do Sistema UKGDS

Os cálculos dos parâmetros dos transformadores da subestação e das estações de recarga foram feitos utilizando os exemplos e dados de (Mamede, 2005). O percurso diário percorrido adotado foi $m_d = 35$ km por dia com desvio padrão de $dp_d = 18,66$ km, baseado na distância anual percorrida por veículos leves no Nordeste brasileiro em 2004 (Borba, 2008).

Baseado nas filosofias de recarga adotadas, foram escolhidos 4 casos de estudo, descritos abaixo:

Caso base: Nesse caso, não ocorre a conexão de VE.

Caso 1: Recarga comercial com potência de recarga de até 3,7 kW por VE, sem controle de tensão via FPO Sequencial.

Adotando $m_{H_{con}} = 8:06$ hrs, $dp_{H_{con}} = 2,50$ e $\gamma_{loc} = 6:51$ hrs (equações (3.5) –.)

Caso 2: Recarga comercial com potência de recarga de até 30 kW por VE, sem controle de tensão via FPO Sequencial.

Adotando $m_{H_{con}} = 8:06$ hrs, $dp_{H_{con}} = 2,50$ e $\gamma_{loc} = 6:51$ hrs (equações (3.5) – (3.7)).

Caso 3: Modo de recarga residencial com potência de recarga de até 3,7 kW. Adotando $m_{H_{con}} = 23:45$ hrs, $dp_{H_{con}} = 4,50$ e $\gamma_{loc} = 17:00$ hrs (equações (3.5) – (3.7)).

Caso 4: Modo de recarga residencial com potência de recarga de até 3,7 kW. Adotando $m_{H_{con}} = 20:00$ hrs, $dp_{H_{con}} = 4,50$ e $\gamma_{loc} = 17:00$ hrs (equações (3.5) – (3.7)).

Caso 5: Modo de recarga comercial com potência de 30 kW, com controle de tensão via FPO Sequencial.

Adotando $m_{H_{con}} = 8:06$ hrs, $dp_{H_{con}} = 4,50$ e $\gamma_{loc} = 6:51$ hrs (equações (3.5) – (3.7)).

Foram realizados dois estudos separados. No primeiro foi feita uma comparação entre o modo de recarga residencial e comercial privado (#Caso 1, #Caso 2, #Caso 3, #Caso4 e #Caso5). Em um segundo estudo verificou-se a atuação do controle de tensão via FPO Sequencial em condições extremas, neste estudo foi comparado os casos #Caso 2 e #Caso 5.

7.4. Comparação entres as filosofias de recarga – Estudo 1.

Para a devida comparação cronológica entre as MET, nos casos de estudo, é necessário escolher um nó do sistema. Nesse estudo, foi escolhido o nó que apresentou o resultado mais críticos no caso base. A Figura 7.5 mostra a evolução cronológica da MET para o Caso Base, considerando percentil de 10%, pela figura percebe-se que a maioria das MET de valores críticos estão localizadas entre os nós 76 e 93, nos horários de 17:00 às 21:00. Dentre os nós 76 a 93, destacam-se os nós 85 e 86, que apresentam margens próximas a 100%, por estarem próximo a subestação (Figura 7.1). Esses nós foram eliminados da Figura 7.6, para facilitar a visualização das diferenças de MET entre os nós de Menores MET. A Figura 7.6, mostra os nós e horários com MET de valores críticos.

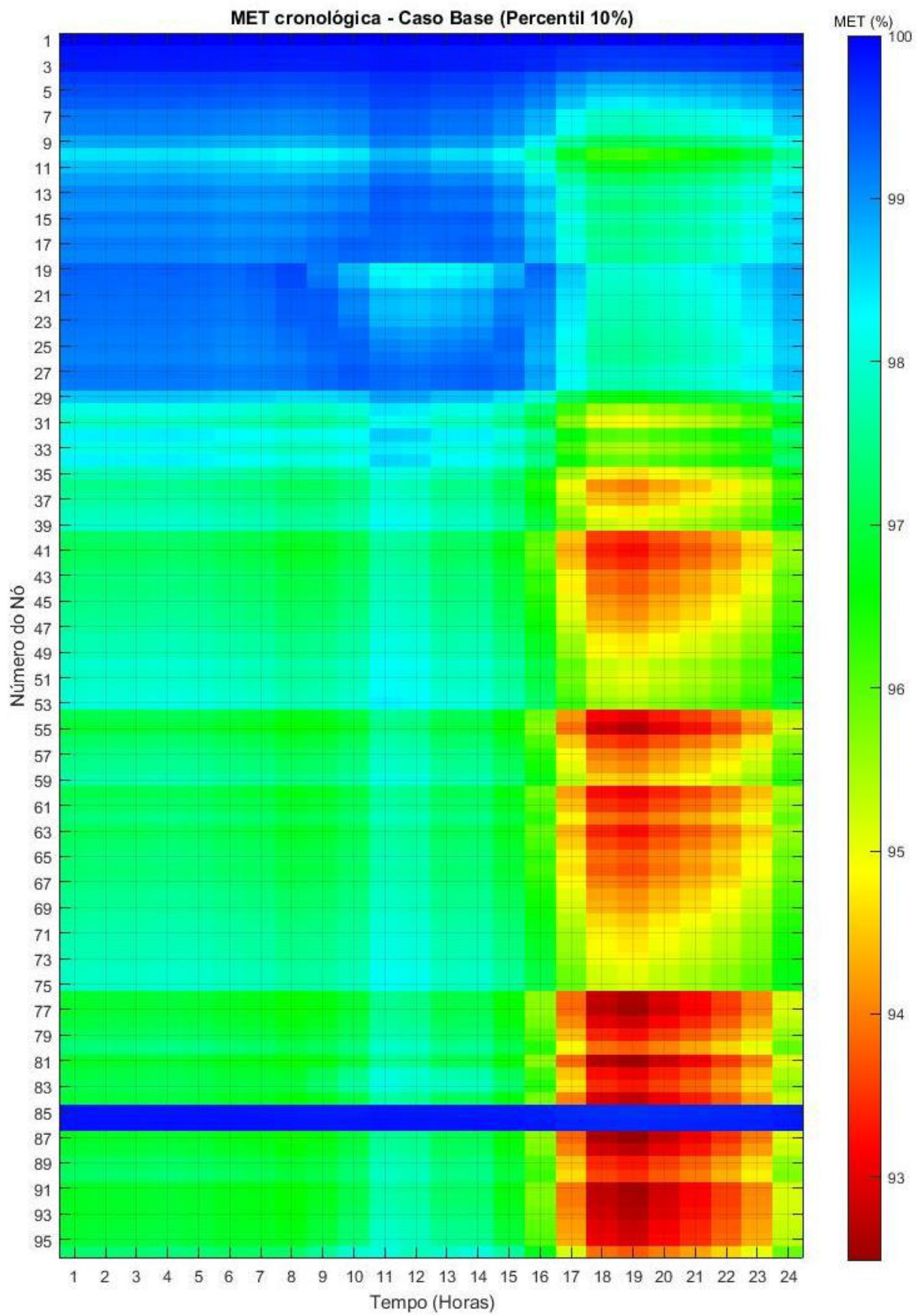


Figura 7.5 - Evolução cronológica da MET no caso base.

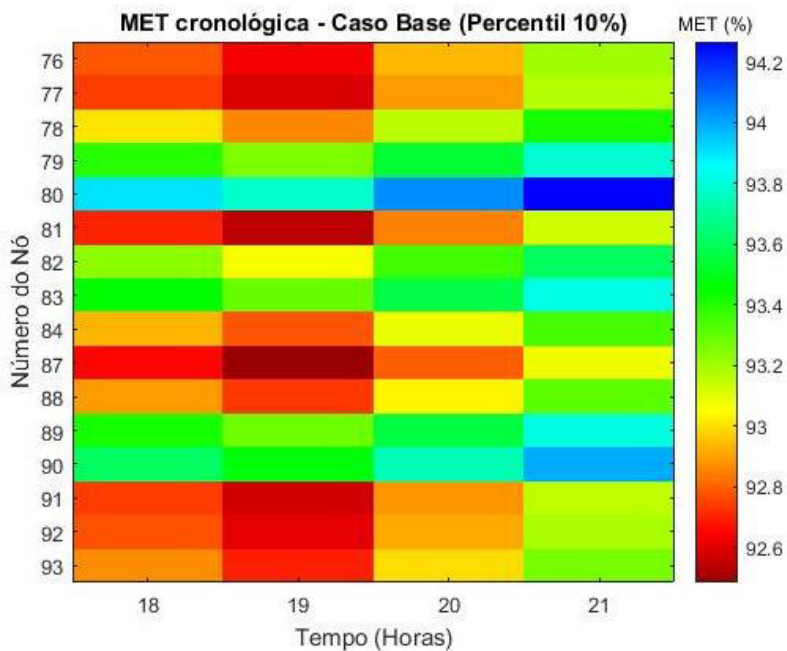


Figura 7.6 – Valores críticos de MET no caso base.

Com base na Figura 7.6, fica fácil perceber que os nós de valores críticos são os nós 81 e 87, às 19:00 horas. Os valores numéricos para esses dois nós às 19:00 são respectivamente: 92,54% e 92,48%. Dessa forma, o nó 87 foi escolhido para a comparação entre os casos em estudo.

A Figura 7.7 e Figura 7.8, mostram a variação cronológica da MET, com percentil de 10% , no nó 87. A partir destas figuras, observa-se uma correlação inversa entre a MET e a carga total do sistema em todos os casos. Isto é, quanto maior a carga menor é a margem de estabilidade de tensão. É importante destacar que a conexão dos VE, tanto no modo de recarga comercial como no residencial, não alteraram esta correlação. Este resultado era esperado, pois os VE são modelados como cargas adicionais na rede elétrica.

A partir das Figura 7.7 e Figura 7.8, pode-se observar que as maiores reduções na MET (com relação a MET sem VE) para o Caso 1 ocorrem por volta de 8:00 horas da manhã. Este resultado é devido ao fato de que o carregamento dos VE se inicia neste horário no modo comercial. Por outro lado, não há reduções significativas na MET para o caso 1 em torno do horário de pico. Este efeito é devido ao carregamento dos VE no modo comercial ser realizado fora do horário de pico de carga (19:00 horas). Todavia, os valores da MET no horário de pico de carga são piores do que aqueles observados no horário de recarga dos VE (08:06 horas).

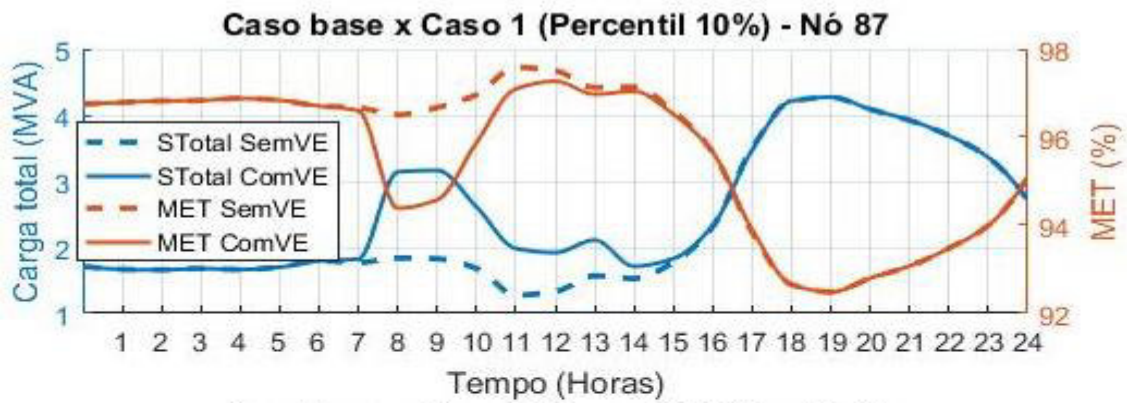


Figura 7.7 - MET e Potência sob o Trafo da rede com Percentil 10% - Modo Comercial.

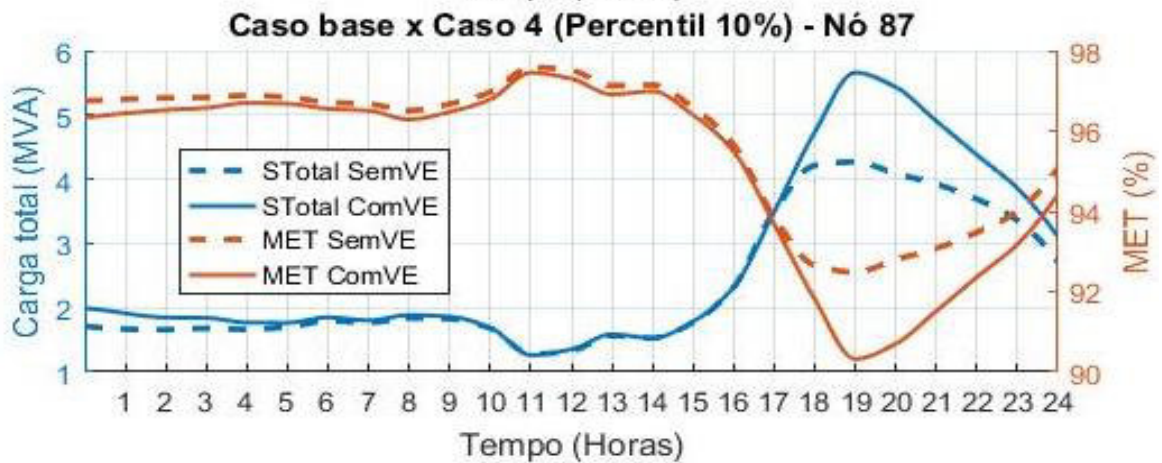
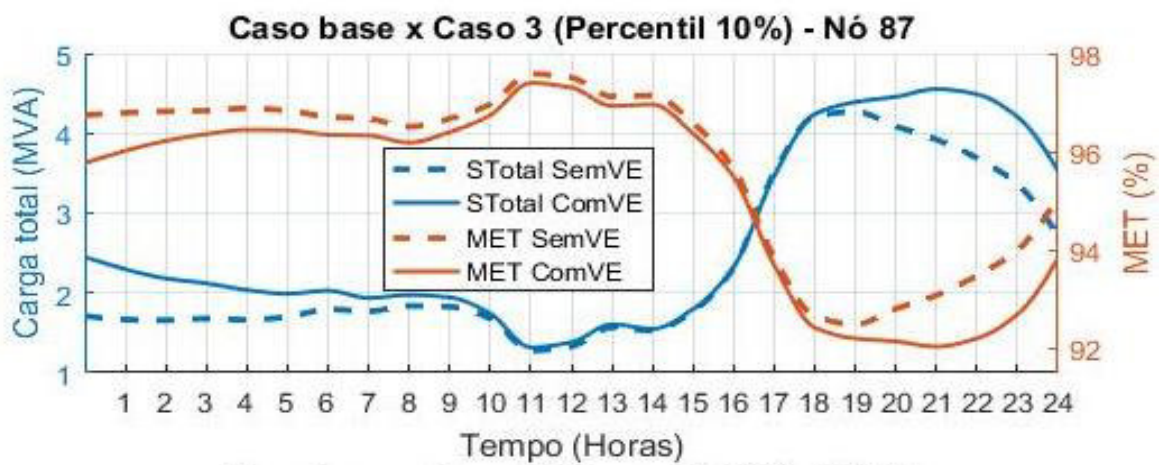


Figura 7.8 - MET e Potência sob o Trafo da rede com Percentil 10% - Modo Residencial.

No caso 2, os piores valores diários da MET ocorrem às 8:00 horas, superando, em termos de degradação, as MET do horário de pico. Neste ponto, é importante destacar que mesmo sem superposição dos horários de recarga dos VE com o horário do pico de carga da rede, houve uma deterioração significativa da MET devido ao carregamento dos VE. Neste caso, esta deterioração foi causada pelo aumento na potência de recarga dos VE (que era de 3,7 kW no Caso 1 e foi elevada para 30 kW no Caso 2). Em outras palavras, a MET é mais sensível a recarga dos VE do que ao pico de carga da rede no Caso 2.

A análise dos Casos 3 e 4 revela que no modo de recarga residencial o pico de carga e, conseqüentemente, a hora da pior MET são dependentes do horário de conexão do VE. Ou seja, as maiores reduções na MET e os seus valores críticos ocorrem no mesmo intervalo de tempo cujo limite inferior é o tempo de início da recarga dos VE (17:00 horas). Deve-se destacar que nos horários onde não há recarga de VE a MET é muito próxima daquela obtida sem VE, isto é, no período de 08:00 até às 18:00 horas. A potência de recarga 3,7 kW (Caso 1), no modo de recarga comercial, não apresenta a pior MET diária durante o momento de recarga, o que não acontece nos demais casos.

A Figura 7.9 mostra a evolução cronológica da MET comparando os casos em que ocorre a atuação do controle de tensão (# Caso 5) com o caso base e o caso 2. Pela Figura 7.9, constata-se uma melhoria, ainda que pequena, dos índices de estabilidade do caso 5 em relação ao caso 2 ao longo de todo o dia. Quando comparado ao caso base observa-se piores índices de estabilidade das 7:00 às 10:00 horas e apresentando resultados de estabilidade de tensão superiores em relação ao caso base ao longo do restante do dia. Esse fato ocorre devido a uma disponibilidade de potência reativa no horário de pico de conexão dos VE que ocorre por volta das 8:00 horas. Neste cenário, o posto de recarga é usado como suporte de potência reativa para atender a demanda do sistema.

A Tabela 7.7 mostra os resultados numéricos da MET nos horários em que ocorrem os piores índices associados com a recarga dos VE, para todos os casos analisados.

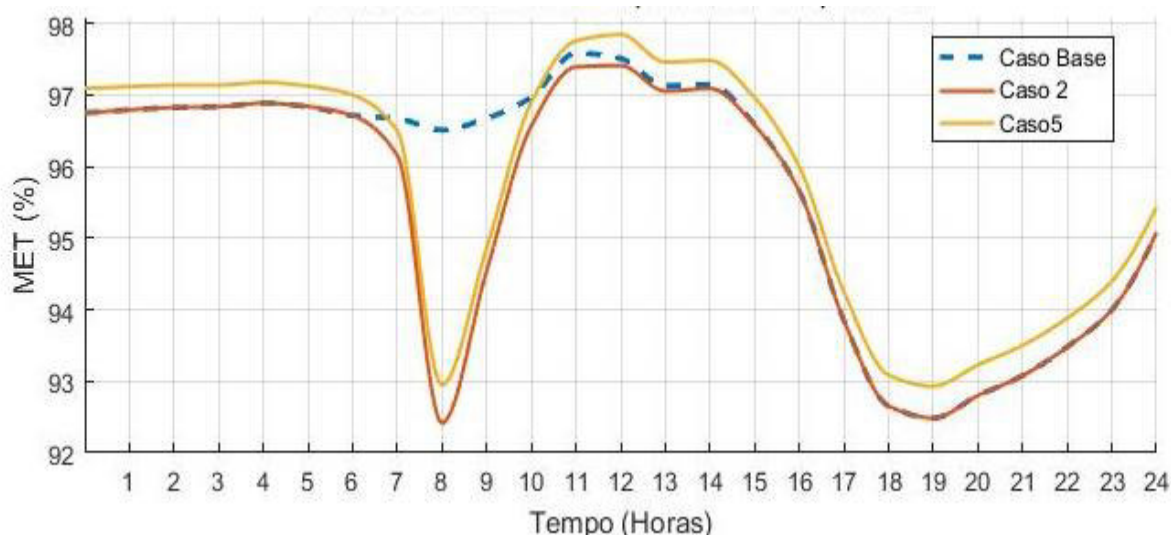


Figura 7.9 - MET com Percentil 10% - Casos 2 e 5

Tabela 7.7 – Valores numéricos para MET no nó 87 em cada caso.

	MET no 87 (%)							
	Hora	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Quartil Inferior	Quartil Superior	Mediana
Caso Base	8:00	96,7712	0,1805	96,2049	97,1114	96,6561	96,9068	96,7912
Caso 1	8:00	94,7484	0,2732	93,8412	95,3699	94,5669	94,9530	94,7586
Caso 2	8:00	92,8674	0,3263	91,8523	93,6124	92,6377	93,1148	92,882
Caso 5	8:00	93,3876	0,3205	92,3996	94,1224	93,1614	93,6304	93,4026
Caso Base	19:00	92,3506	0,0336	92,2157	92,4698	92,3283	92,3732	92,3509
Caso 3	21:00	92,1463	0,0871	91,7819	92,4446	92,0880	92,2051	92,1481
Caso 4	19:00	90,4806	0,1207	90,0564	90,8381	90,3975	90,5606	90,4816

A partir da Tabela 7.7, observa-se que os casos de maior desvio padrão ocorrem no modo comercial (Caso 1, 2 e 5) devido às incertezas associadas com a GD fotovoltaica. Analisando-se a Figura 7.10, pode-se observar uma variação crescente de geração fotovoltaica nos horários entre 6:00 e 13:00, porém decrescente nas horas seguintes. Ou seja, já que o pico de recarga, no modo comercial, ocorre às 8:00 horas, então essa recarga é bastante influenciada pela geração fotovoltaica. A partir de 18:00 horas não há geração fotovoltaica, de modo que não há influência de geração fotovoltaica no modo de recarga residencial. Conseqüentemente, há pouca flutuação na MET. Esse fato é benéfico para o modo de recarga comercial, já que nos dias de maior irradiação solar a geração fotovoltaica, tende a melhorar os índices de estabilidade, efeito que será demonstrado mais à frente.

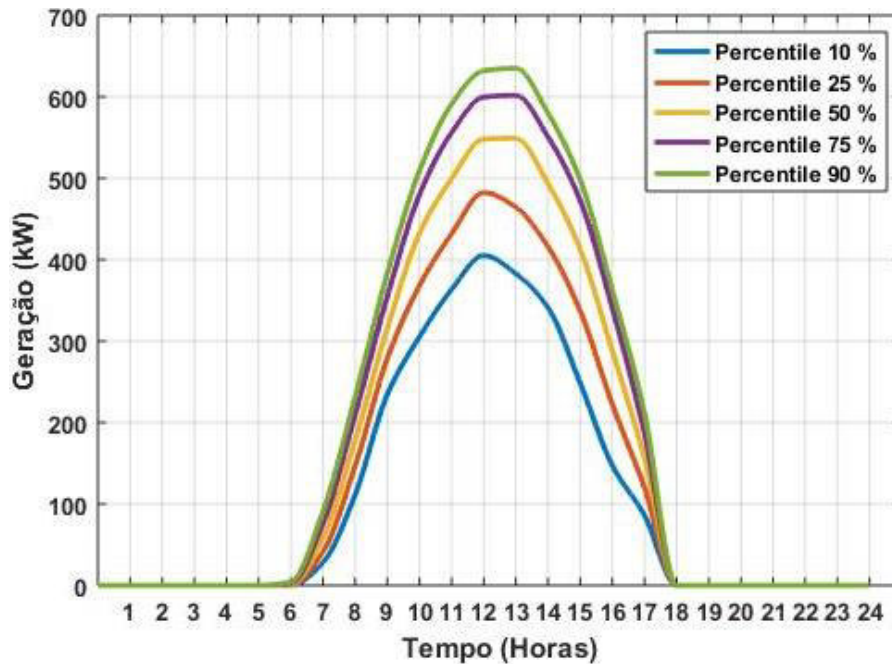


Figura 7.10 - Geração fotovoltaica para GD do sistema.

Analisando a barra crítica (nó 87), observa-se que o índice de influência (equação (4.19)) entre os valores médios da MET na hora crítica, para os modos de recarga comerciais e o caso base às 08:00, são iguais a -2,09% (caso #1), - 4,03% (caso #2) e -3,49% (caso #5). Por outro lado, no modo residencial a máxima variação entre os valores médios, calculada com base nos horários de pico de carga (21:00 - caso #3 e 19:00 - caso #4 e caso base), resultou em índices de influência de -0,22% e -2,02%, respectivamente. Estes resultados demonstram que mesmo com a presença de geração fotovoltaica, que alivia o carregamento da rede de distribuição, a conexão dos veículos elétricos causou uma deterioração maior nos índices de estabilidade de tensão na recarga comercial quando comparado a recarga residencial. Esse fato ocorre, principalmente, porquê no modo de recarga residencial os VE são distribuídos em um maior número de nós da rede de distribuição, já para o modo comercial essas cargas ficam concentradas em um número reduzido de nós.

Pela coluna das médias na Tabela 7.7, observa-se que apesar de uma menor deterioração relativa, o modo de recarga residencial apresenta os piores resultados de estabilidade da tensão, em relação ao modo comercial, quando se avalia as 24 horas ao longo do dia, principalmente considerando que uma carga quase 10 vezes superior (#caso 2) apresenta resultados próximos ao melhor caso estudado da recarga residencial (caso # 3). Este efeito ocorre devido a

superposição do pico de carga da rede elétrica (19:00 horas) com a curva de recarga do VE, com pico de recarga variando entre 19:00 horas (caso # 4) e 21:00 (caso # 3).

A Tabela 7.8 mostra a evolução cronológica das médias para a MET para os casos 2 e 5 com e sem a influência da geração fotovoltaica. As duas últimas colunas desta tabela apresentam as melhorias percentuais obtidas com a conexão da geração fotovoltaica com relação ao caso sem geração.

Tabela 7.8 – Evolução Cronológica da Média da Margem D' na barra 87.

Média Margem D' - Barra 87						
Hora do dia	Margem D' Com GDFV		Margem D' SEM GDFV		Melhoria Caso 2 (%)	Melhoria Caso 5 (%)
	Caso 2	Caso 5	Caso 2	Caso 5		
01:00	96,8384	97,1626	96,8384	97,0911	0,0000	0,0737
02:00	96,8776	97,1866	96,8776	97,1224	0,0000	0,0661
03:00	96,8772	97,1772	96,8772	97,1264	0,0000	0,0523
04:00	96,9268	97,2166	96,9268	97,1546	0,0000	0,0638
05:00	96,8825	97,1690	96,8825	97,1106	0,0000	0,0601
06:00	96,7571	97,0438	96,7506	96,9828	0,0068	0,0629
07:00	96,3339	96,6885	96,0535	96,3280	0,2919	0,3742
08:00	92,8674	93,3876	91,7154	92,2511	1,2561	1,2320
09:00	95,0944	95,4229	93,3458	93,5717	1,8733	1,9784
10:00	97,0424	97,4331	95,1024	95,2926	2,0399	2,2463
11:00	97,7894	98,2415	95,7816	95,9567	2,0963	2,3810
12:00	97,7326	98,2553	95,6405	95,8554	2,1874	2,5037
13:00	97,4750	97,9840	95,2915	95,4923	2,2914	2,6094
14:00	97,4990	97,9839	95,5363	95,7497	2,0544	2,3334
15:00	97,0801	97,5564	95,3946	95,6199	1,7669	2,0252
16:00	96,2236	96,6131	94,9276	95,1756	1,3652	1,5103
17:00	94,1985	94,6163	93,3936	93,6868	0,8618	0,9921
18:00	92,7505	93,1888	92,7505	93,0877	0,0000	0,1086
19:00	92,5841	93,0309	92,5841	92,9754	0,0000	0,0597
20:00	92,8935	93,3232	92,8935	93,2478	0,0000	0,0809
21:00	93,1656	93,5904	93,1656	93,5165	0,0000	0,0791
22:00	93,5623	93,9656	93,5623	93,8925	0,0000	0,0779
23:00	94,0753	94,4738	94,0753	94,4179	0,0000	0,0593
24:00	95,1455	95,5013	95,1455	95,4250	0,0000	0,0799

Nos casos 2 e 5, a influência da geração fotovoltaica sobre a MET é evidente, pois as melhorias ocorrem entre as 6:00 e 16:00 horas que é o período no qual há disponibilidade de radiação solar. Essa melhoria ocorre principalmente devido à elevação de tensão no sistema, causada pela geração de potência ativa no sistema de distribuição, tendo efeito similar da mudança do ponto A para A' na Figura 1.11. Todavia, em 7 intervalos horários do período de 06:00 até 16:00 horas (cerca de 64% do período), as melhorias obtidas com o controle de tensão (caso 5) foram mais expressivas que aquelas alcançadas sem controle (caso 2). Novamente, este resultado demonstra que os problemas de instabilidade de tensão em redes de distribuição causados pela conexão de VE podem ser mitigados se o controle coordenado de tensão é realizado usando os dispositivos existentes na rede elétrica, por exemplo: inversores de geradores fotovoltaicos e estações de carregamento e taps de transformadores. É importante destacar que pode ser necessário inserir restrições de estabilidade de tensão no FPO sequencial se a atuação dos controles causar problemas de instabilidade de tensão devido à perda de controlabilidade. Entretanto, nenhum problema de instabilidade de tensão causado por este mecanismo foi identificado nas análises apresentadas nesta dissertação.

Uma característica importante do modo de recarga comercial, explicada no capítulo 6, é que quando a potência de recarga dos VE conectados atinge o limite do posto de recarga, os próximos VE devem aguardar a desconexão de VE conectados, para que então seja conectado um novo VE, no instante $h + 1$, após a desconexão de um VE no instante h . Em conjunto com a equação (3.16) é possível fazer uma recarga mais inteligente no modo comercial, de forma a aproveitar os recursos de forma mais otimizada. Como já definido no capítulo 3, é possível chegar a um número ideal de veículos elétricos para recarga simultânea no modo comercial, pela equação (3.16) encontra-se os dados apresentados na Tabela 7.9. As simulações provenientes dessa nova configuração estão ilustradas nas Figura 7.11, Figura 7.12 e Figura 7.13. Nestas figuras, os casos 1, 2 e 5 são comparados com seus respectivos casos com a utilização da Recarga Inteligente (RI).

Durante a RI, a limitação de potência reativa pelos transformadores continua igual, considerou-se que o estacionamento tem o mesmo número de eletropostos do caso anterior, porém o número de veículos, no modo recarga, é limitado conforme a Tabela 7.9, ou seja, um eletroposto inativo - para recarga - pode fornecer energia reativa para a rede enquanto encontra-se em “repouso”.

Tabela 7.9 - Número de Veículos Elétricos em recarga simultânea.

	Recarga 3,7 kW		Recarga 30 kW	
	Número VE	Potência Máx. (kW)	Número VE	Potência Máx. (kW)
Área 1	97	358,9	12	360
Área 2	31	114,7	4	120
Área 3	7	25,9	1	30
Área 4	9	33,3	2	60
Área 5	11	40,7	2	60
Área 6	33	122,1	4	120

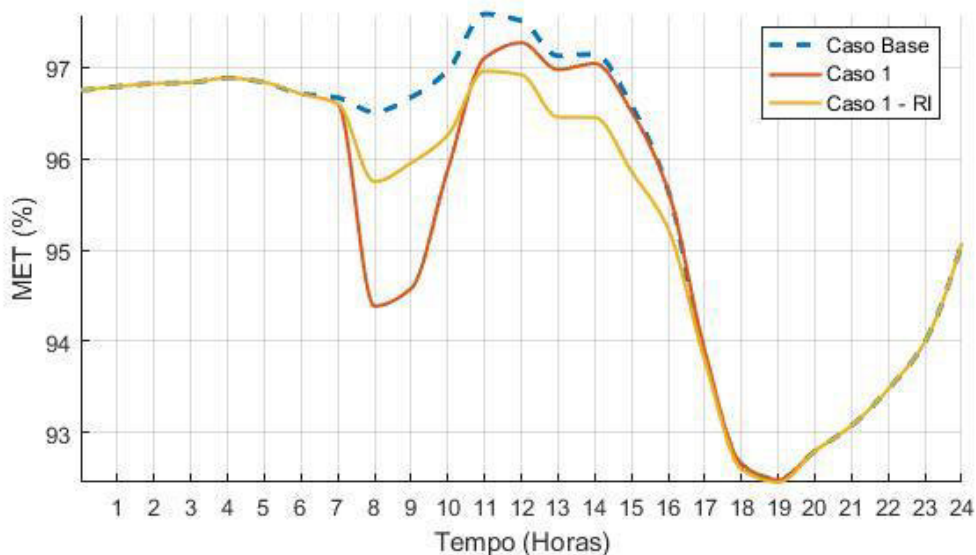


Figura 7.11 - Recarga Inteligente x Normal - Caso 1 (Percentil 10%).

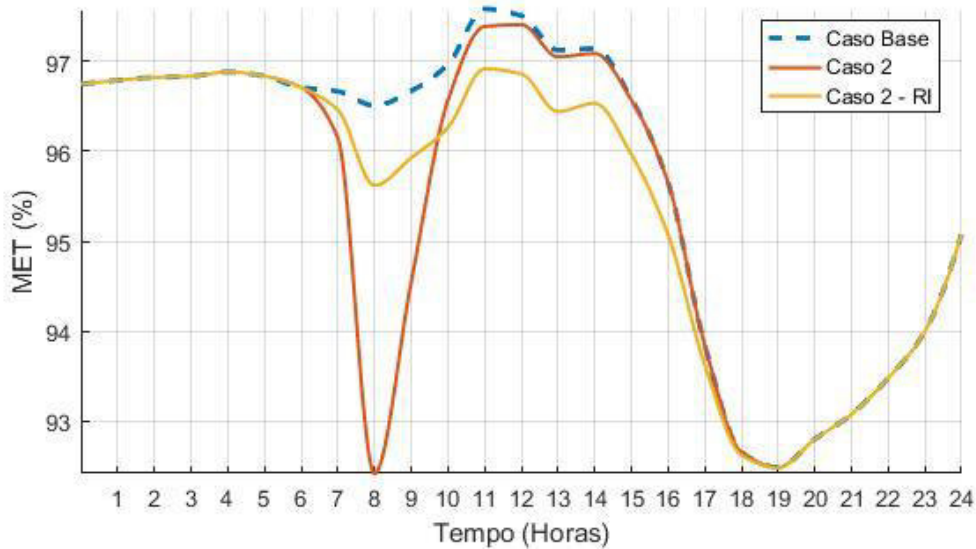


Figura 7.12 - Recarga Inteligente x Normal - Caso 2 (Percentil 10%).

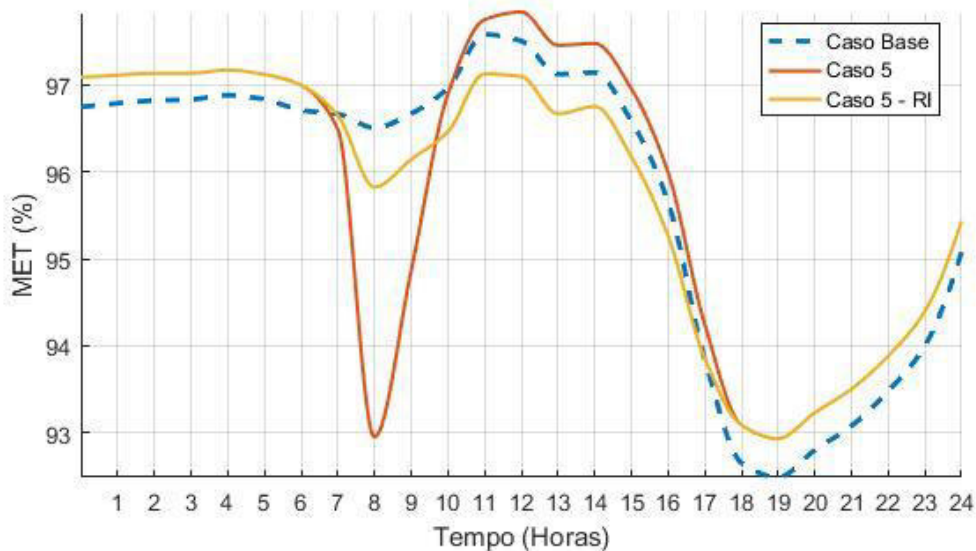


Figura 7.13 - Recarga Inteligente x Normal - Caso 5 (Percentil 10%).

Analisando as Figura 7.11, Figura 7.12 e Figura 7.13, observa-se uma melhoria significativa do modo de recarga inteligente para todos os casos, no horário crítico (8:00 Horas), nos horários entre 10:00 e 17:00 a uma piora nos índices, devido ao deslocamento da carga nesses horários, porém devida a proximidade da MET do caso base, além da melhoria significativa da MET no horário crítico percebe-se a vantagem na utilização dessa modalidade de recarga nos índices de estabilidade de tensão.

As Figura 7.14 e Figura 7.15 mostram uma comparação cronológica entre os casos base, 1, 2 e 5 com recarga inteligente para o carregamento do transformador da subestação e a MET no nó 87, respectivamente.

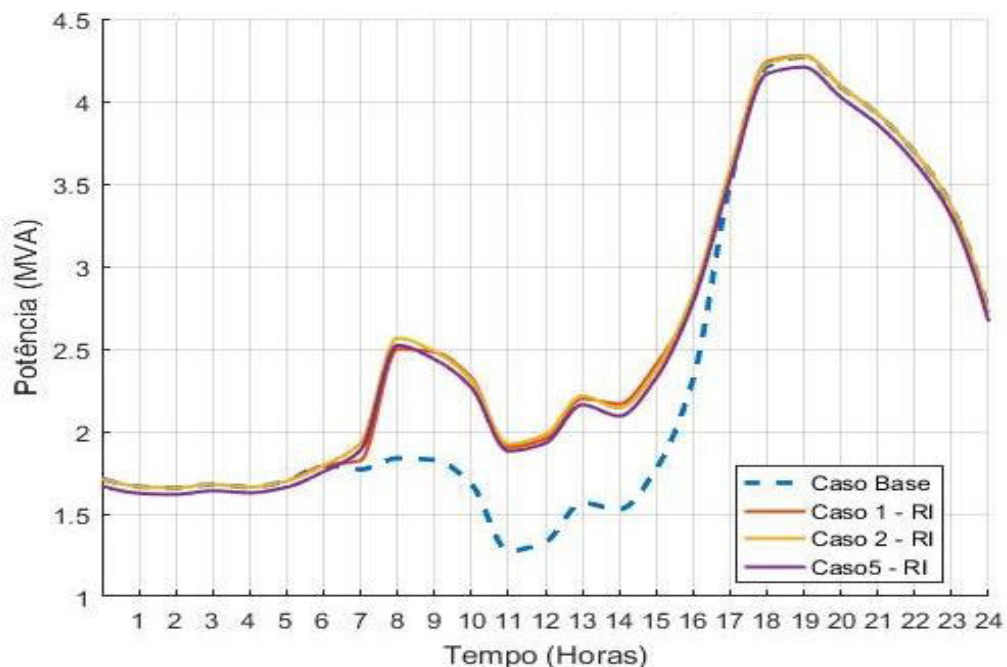


Figura 7.14 – Carregamento do transformador da subestação - Recarga Inteligente.

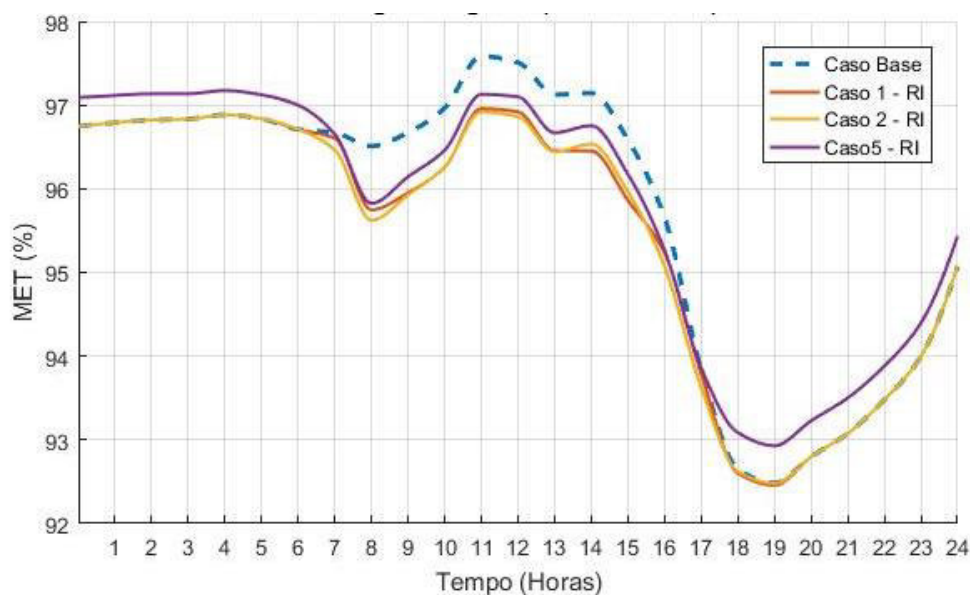


Figura 7.15 – MET nó 87 - Modo Comercial - Recarga Inteligente.

Pelas Figura 7.14 e Figura 7.15, observa-se uma melhora no carregamento do transformador da subestação nos horários de recarga (8:00 – 18:00), em que os casos 1, 2 e 5 apresentam resultados próximos ao caso base,

o mesmo ocorre com a MET. Esse efeito é decorrente da uniformização da carga ao longo do tempo já que o número de VE em recarga é limitado, gerando uma espécie de fila, porém todos os VE são recarregados antes das 18:00. Além disso, nesse tipo de recarga os casos 1 e 2 tem resultados próximos, apesar da diferença de potência de recarga, já que, por está limitada, a potência ativa total de recarga é bem próxima nestes casos. É importante destacar que nesse modo de recarga o Caso 5 apresenta resultados melhores, que o caso 1 e caso 2, em todos os horários, graças ao suporte de tensão e potência reativa disponibilizados pelos dispositivos de controle.

A Tabela 7.10 mostra os valores numéricos, comparando a recarga normal, com a recarga inteligente, a comparação é feita para os casos 1, 2 e 5.

Tabela 7.10 - Valores numéricos para MET no nó 87 - Recarga Inteligente (RI).

	MET no 87 (%)							
	Hora	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Quartil Inferior	Quartil Superior	Mediana
Caso Base	8:00	96,7712	0,1805	96,2049	97,1114	96,6561	96,9068	96,7912
Caso 1	8:00	94,7484	0,2732	93,8412	95,3699	94,5669	94,9530	94,7586
Caso 1 (RI)	8:00	96,0559	0,2136	95,4102	96,4696	95,9185	96,2192	96,0737
Caso 2	8:00	92,8674	0,3263	91,8523	93,6124	92,6377	93,1148	92,8820
Caso 2 (RI)	8:00	95,9376	0,2175	95,2686	96,3599	95,7986	96,1024	95,9576
Caso 5	8:00	93,3876	0,3205	92,3996	94,1224	93,1614	93,6304	93,4026
Caso 5 (RI)	8:00	96,1533	0,2261	95,4619	96,5944	96,0083	96,3245	96,1733

A partir desta tabela, observa-se que com a recarga inteligente ocorreram melhorias em todos os casos do modo comercial (Caso 1, 2 e 5), ocorreu também uma diminuição de desvio padrão, devida a uniformização das demandas de recarga já que, por haver uma limitação do número que VE que irá recargar ao mesmo tempo, o número de veículos em recarga será igual ou próximo nos cenários simulados. Analisando valor do índice de influência, entre os valores médios da MET na hora crítica em cada caso, observa-se uma melhora: no Caso 1 de 1,38 %, no caso 2 de 3,30% e no caso 5 de 2,96%. É importante ressaltar que devido os valores de MET estarem bem próximas de 100% qualquer melhora relativa acima de 1% torna-se bastante relevante.

Pelos resultados, percebe-se que o controle inteligente foi efetivo para diminuir os impactos causados pela recarga de VE na instabilidade de tensão, além de diminuir bastante os impactos sobre o carregamento do transformador

da subestação, nas horas em que o veículo está recarregando (8:00-18:00). Dessa forma, a combinação de uma recarga inteligente em conjunto com a atuação dos controles (ajuste de taps e despacho de reativos) tendem a trazer benefícios para a segurança de tensão da rede elétrica.

Para facilitar a visualização dos efeitos dos casos em estudo sobre a estabilidade de tensão da rede de distribuição, foram usados mapas de calor georreferenciados para a MET. Nos mapas de calor, o número de valores da MET é igual ao número de nós e a rede é disposta sobre uma curva de nível com os valores da MET (Milano, 2009). Foram analisados no modo de recarga comercial os Casos 1 e 5 do modo comercial com recarga inteligente, e os casos 3 e 4 no modo residencial, todos em seus respectivos horários críticos.

As Figura 7.16, Figura 7.17, Figura 7.18 e Figura 7.19 apresentam mapas de calor da MET com percentil de 10%. Estas figuras mostram as MET nodais dos horários críticos de cada caso. Todas as figuras apresentam uma escala do azul ao vermelho que representa uma variação entre a MET máxima e mínima, respectivamente. As Figuras foram colocadas na mesma escala (90% - 100%) para que a diferença entre os modos de recarga fique mais clara.

Pelas Figura 7.16, Figura 7.17, Figura 7.18 e Figura 7.19, observa-se, pela coloração, que os nós mais distantes da subestação apresentam as piores MET (tom vermelho mais intenso) principalmente no caso 4 (Figura 7.19). Os casos 1 e 5 (Figura 7.16 e Figura 7.17), apresentam valores de MET bem próximos, na hora crítica de recarga graças ao controle inteligente, vale ressaltar que a potência de recarga é quase 10 vezes maior (3,7 kW contra 30 kW). Os valores de MET dos modos de recarga residencial (Figura 7.18 e Figura 7.19) obtiveram resultados mais críticos em relação ao modo comercial, em que vários nós da rede apresentaram uma tonalidade amarelo avermelhada bem próxima de 90%. Na recarga comercial os nós da rede apresentaram MET mais próximas de 100%, com uma tonalidade verde, próxima à azul.

MET Caso 1 - Controle Inteligente (Percentil 10%) - 8:00 Horas

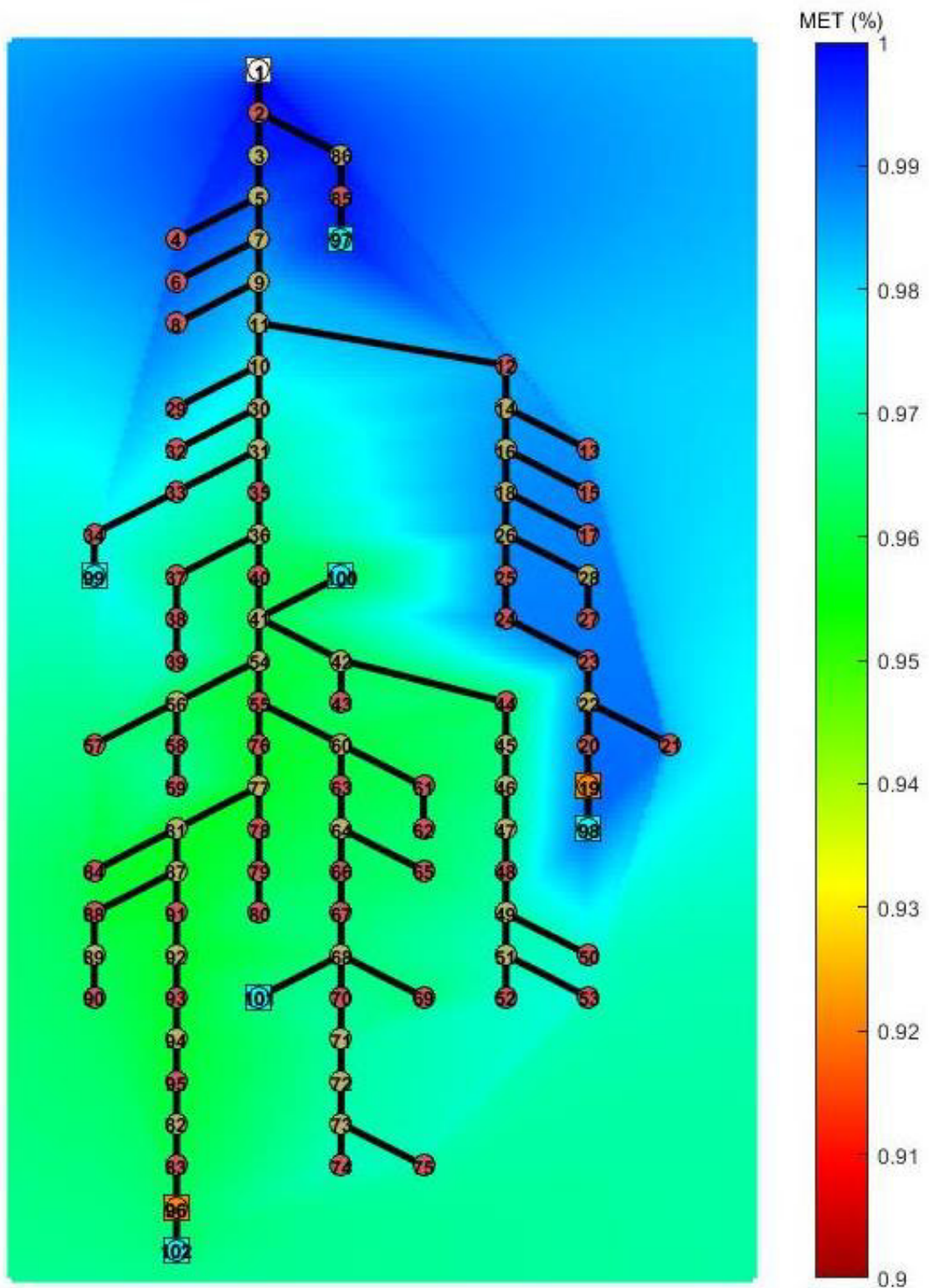
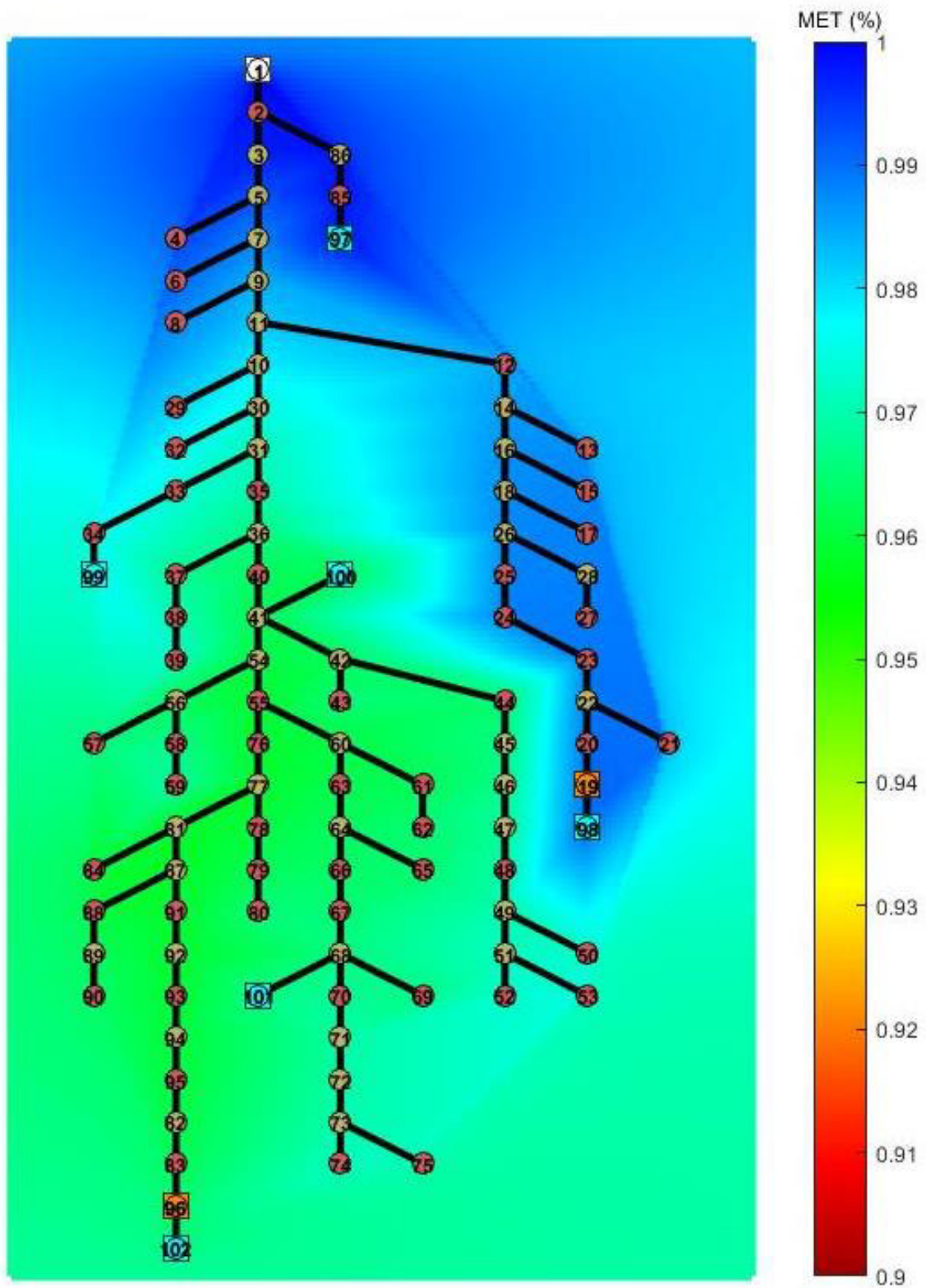


Figura 7.16 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 1 às 8:00 horas.

MET Caso 5 - Controle Inteligente (Percentil 10%) - 8:00 Horas



Subestação
 ● Carga
 ● Injeção Nula
 GD Fotovoltaica
 Posto VE

Figura 7.17 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 5 às 8:00 horas.

MET Caso 3 (Percentil 10%) - 21:00 Horas

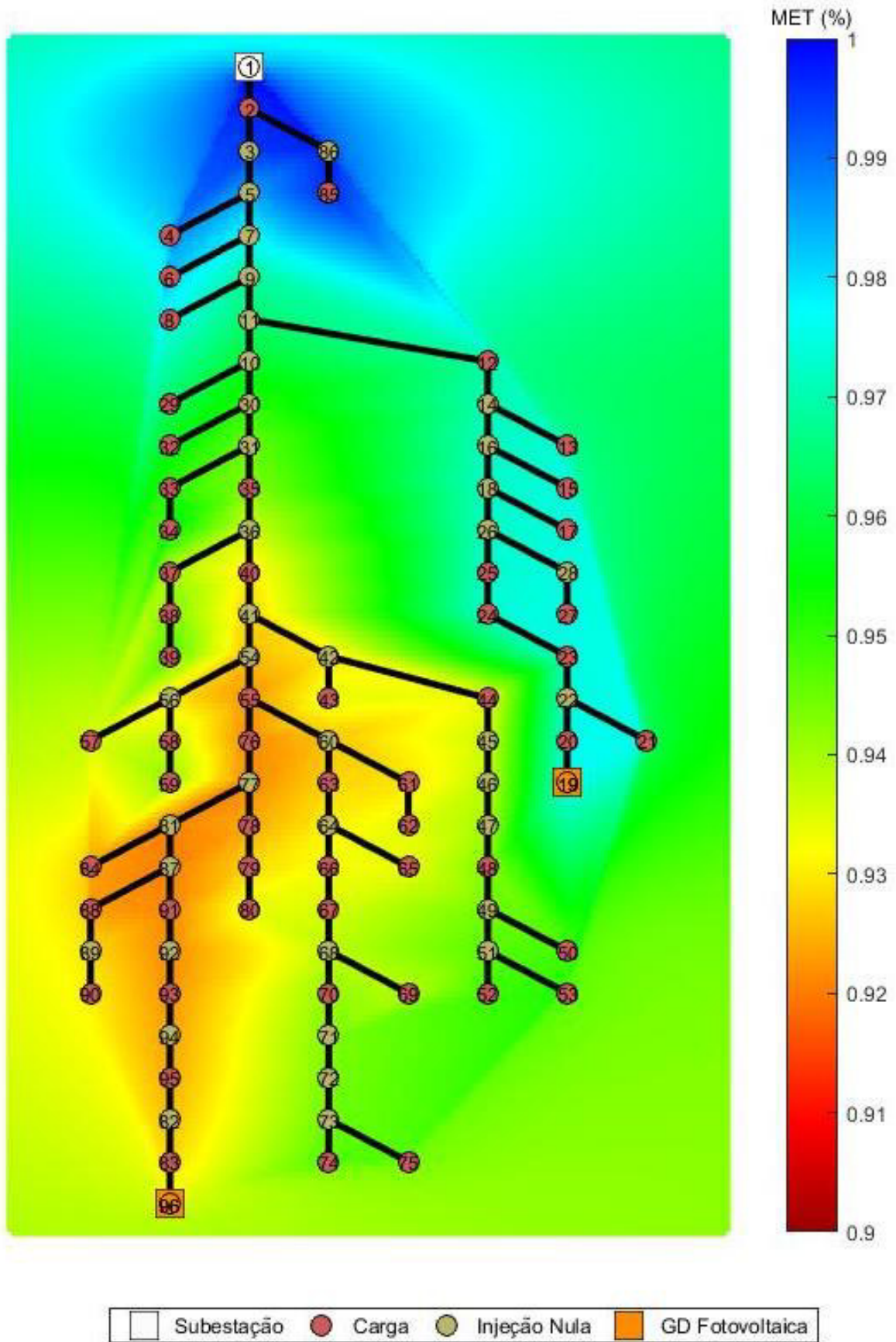


Figura 7.18 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 3 às 21:00 horas.

MET Caso 4 (Percentil 10%) - 19:00 Horas

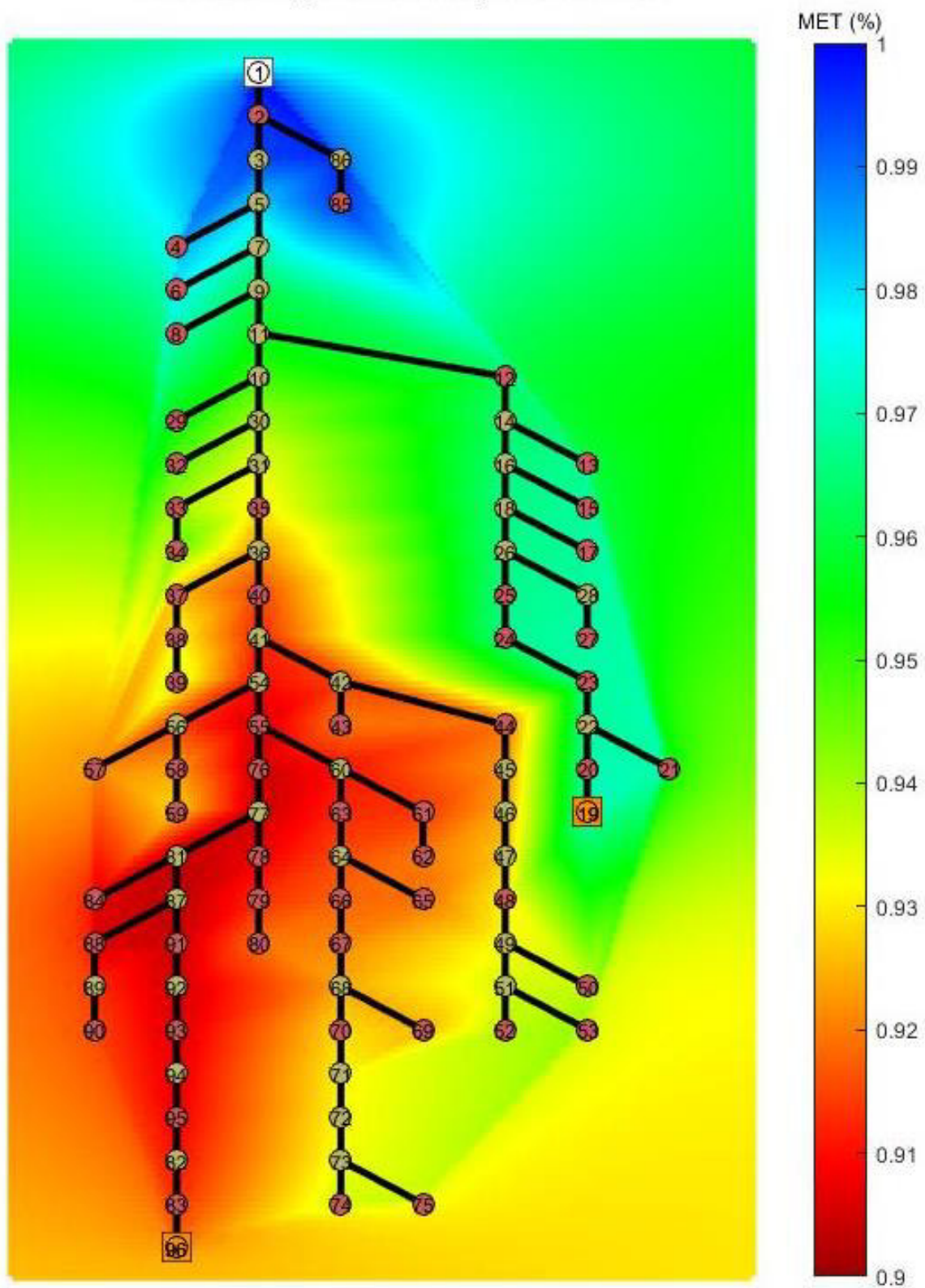


Figura 7.19 - Mapa de Calor Percentil 10% – MET Caso 4 às 19:00 horas.

Estes resultados sugerem que as ações corretivas (ajuste de taps e despacho de reativos) implementadas no FPO Sequencial horário foram eficazes para tornar a rede de distribuição menos vulnerável a problemas de instabilidade de tensão causados pela conexão de VE. Além disso, no modo de recarga comercial, ao deslocar o horário de recarga dos VE do horário de pico de carga do sistema, a estabilidade de tensão tende a melhorar, aumentando a eficiência de aproveitamento energético de fontes de geração fotovoltaica.

Em todas as simulações, desta subseção, não houve perda de controlabilidade, ou seja, considerado todos os cenários não houve valores com $\det[D'] < 0$ em nenhum caso. O limite superior da faixa de tensão (Tabela 5.1) não foi atingido em nenhum dos casos. O limite inferior foi atingido no Caso 2 às 8:00 horas em 41,40% dos casos, e no Caso 4 às 19:00, 20:00 e 21:00 (100%, 100%, 0,4% - respectivamente).

7.5. Atuação do controle de tensão via FPO Sequencial na proximidade do ponto de máximo carregamento - Estudo 2.

Nessa parte da análise, a atuação do controle de tensão via FPO Sequencial foi testada na proximidade do ponto de máximo carregamento. Nesta subseção foram considerados os casos 2 e 5 por apresentarem características de recarga dos VE semelhantes, e o caso 2 foi tratado como referência durante as análises. Assim como no estudo anterior, a limitação de potência reativa pelos transformadores continua igual, considerou-se que o estacionamento tem o mesmo número de eletropostos, porém o número veículos em recarga simultânea limitado conforme a Tabela 7.9.

Nesse estudo, a carga do sistema, o número de VE e o limite de VE - em recarga - no mesmo instante (Tabela 7.9) foram multiplicados por um fator igual a três para estressar a rede de distribuição. É importante destacar que não houve aumento de geração fotovoltaica e os limites de reativo permaneceram os mesmos, para essa simulação.

A evolução cronológica do percentil de 10% da MET está ilustrada nas Figura 7.21 e Figura 7.22, referentes aos casos 2 e 5, respectivamente. A evolução cronológica desse índice, no nó crítico (nó 87) pode ser observada na Figura 7.20. Nessa figura, fica evidente a melhoria da estabilidade de tensão proveniente da aplicação do FPO sequencial, principalmente nos horários de 8:00 horas (pico da recarga dos VE) e 19:00 horas (pico de carga do sistema). No nó 87 a melhora relativa foi de 4 % às 8:00 e de 12,4 % às 19:00. Essa melhora acontece principalmente a elevação de perfil de tensão trazida pela FPO sequencial, já que o reativo disponível na rede permitirá tal elevação.

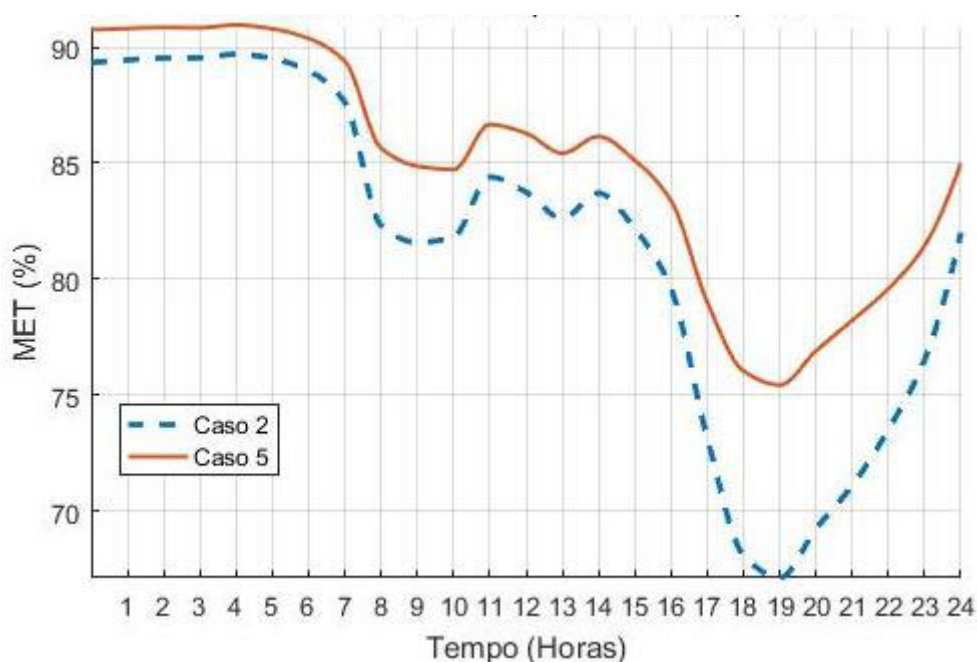


Figura 7.20 - MET Caso 2 x Caso 5 com Carga 3x maior (nó 87).

As Figura 7.23 e Figura 7.24 mostram a evolução cronológica da magnitude de tensão com percentil de 10 % no caso 2 e 5 respectivamente. Nas figuras, foi utilizada mesmo padrão de escala de vermelho ao azul (variando de 0.77 p.u. à 1 p.u.), a coloração mais próxima do azul indica uma melhora na faixa de tensão para o caso 5.

MET cronológica - Caso 2 com Carga 3x (Percentil 10%)

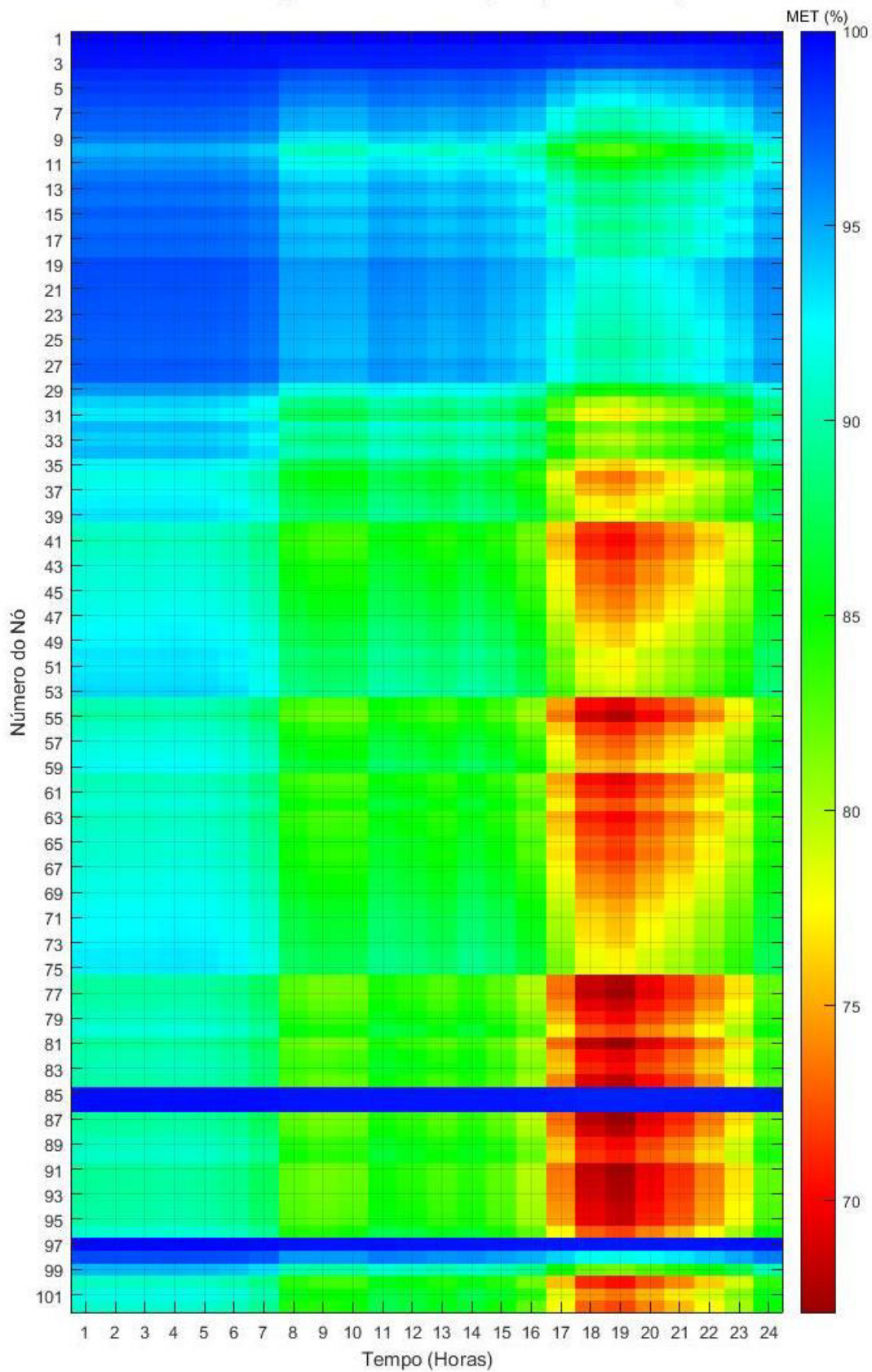


Figura 7.21 - MET - Caso 2 com Carga 3x maior.

MET cronológica - Caso 5 com Carga 3x (Percentil 10%)

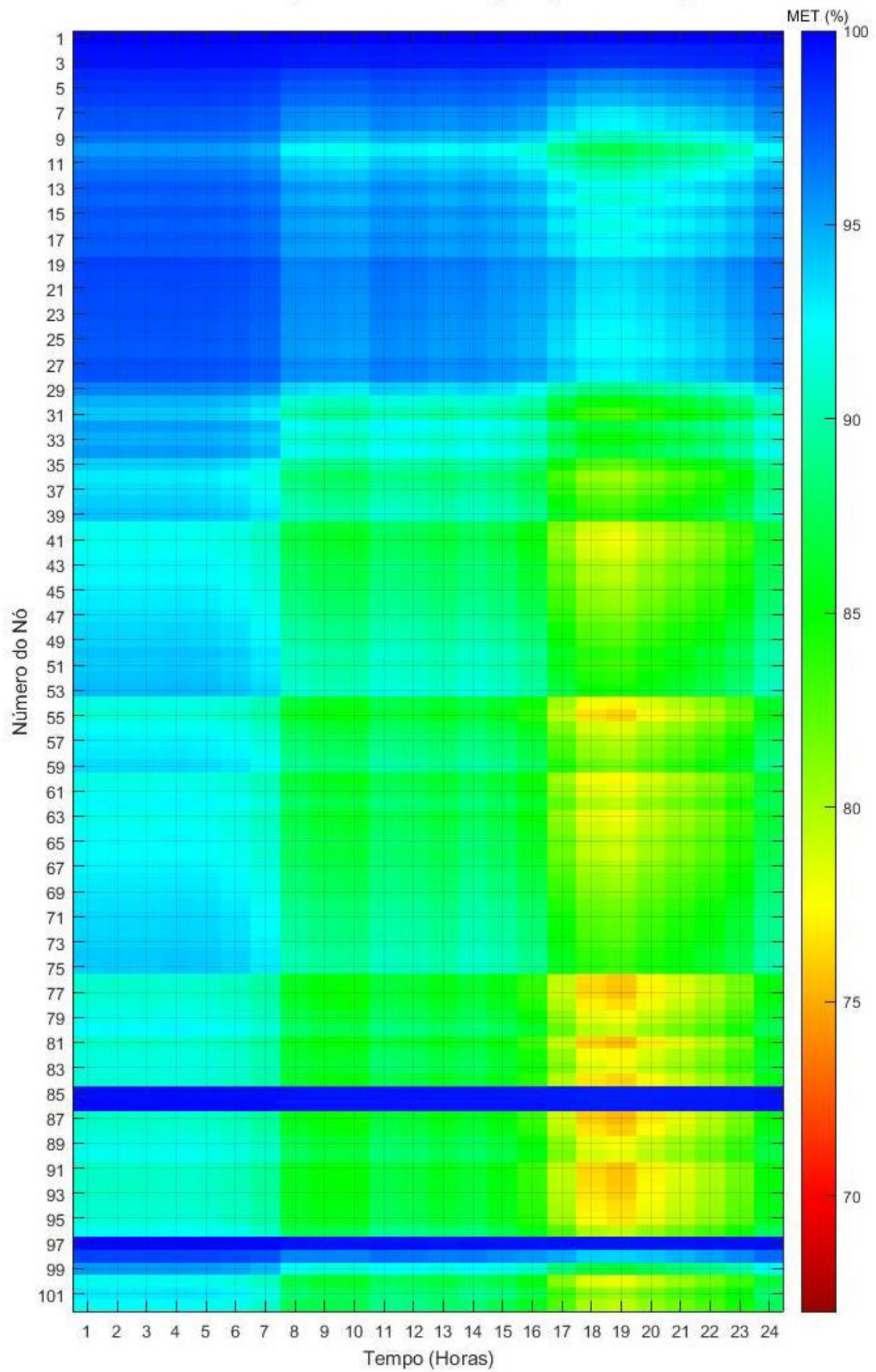


Figura 7.22 - MET - Caso 5 com Carga 3x maior.

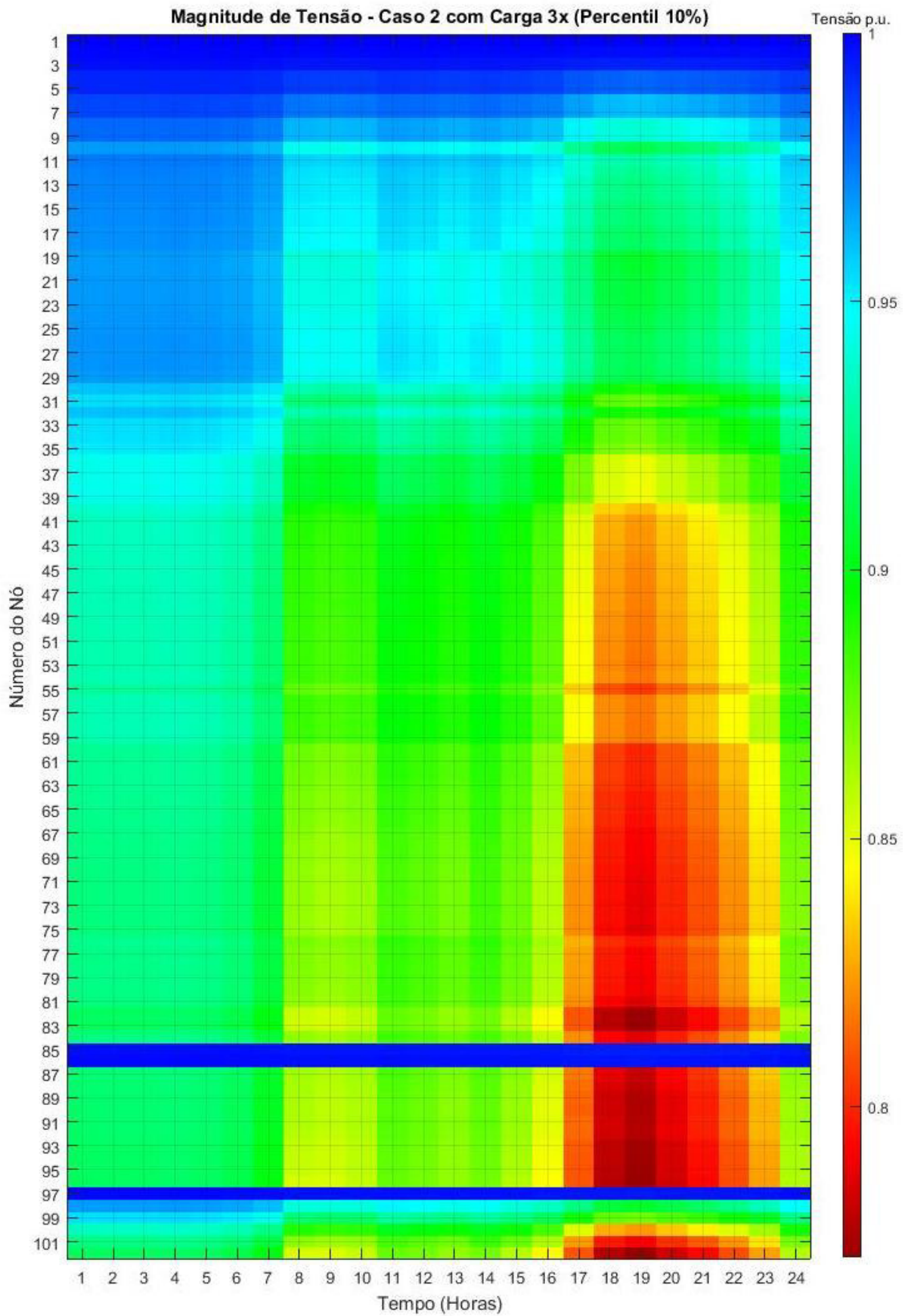


Figura 7.23 - Magnitude de Tensão - Caso 2 com Carga 3x.

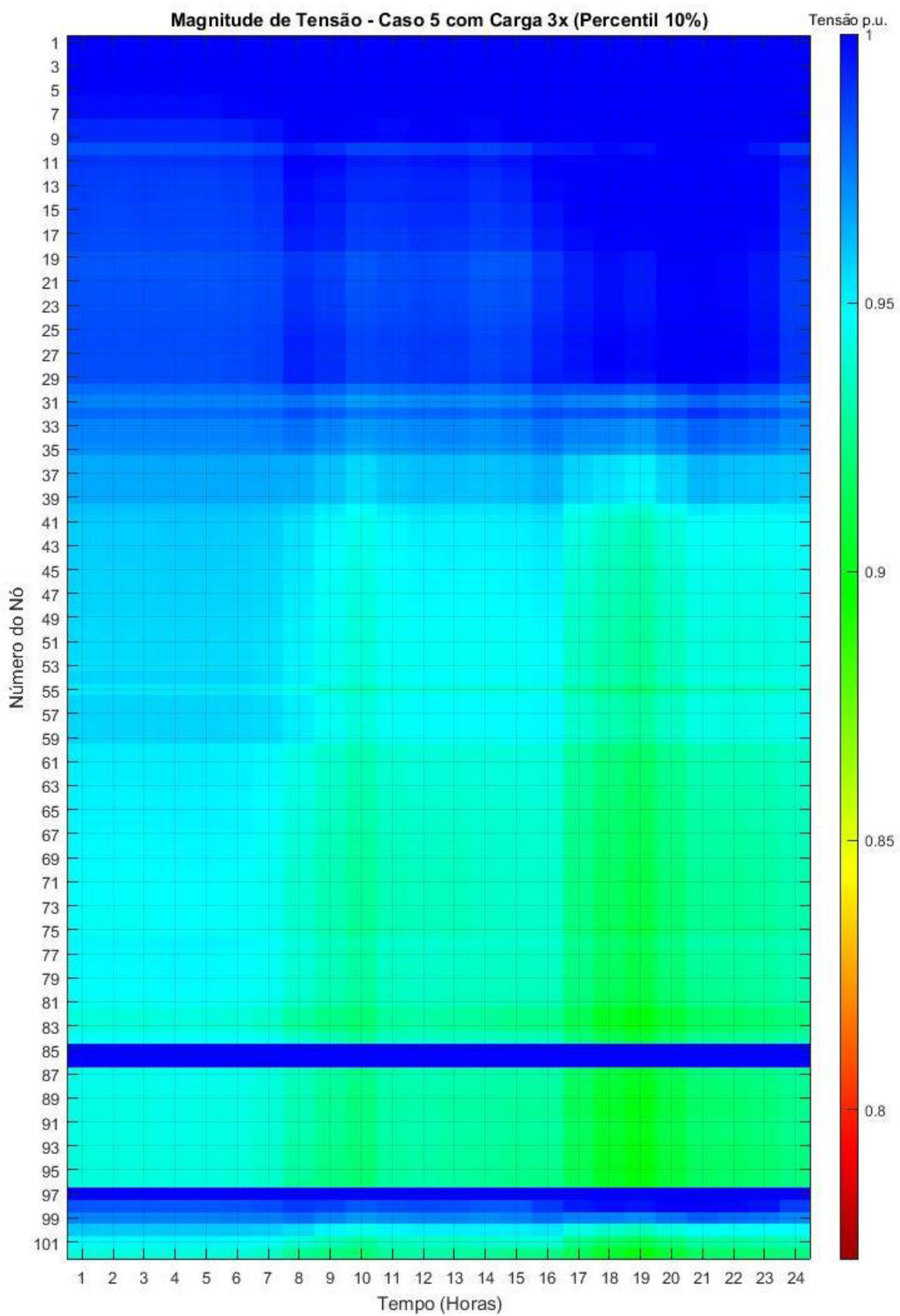


Figura 7.24 - Magnitude de Tensão - Caso 5 com Carga 3x.

Estes resultados sugerem que as ações corretivas (ajuste de taps e despacho de reativos) implementadas no FPO Sequencial horário são eficazes para evitar diminuir o risco de instabilidade de tensão. Esse estudo corrobora os resultados das subseções anteriores, em que o uso do FPO sequencial, em conjunto com uma recarga inteligente, tende a tornar a rede de distribuição menos vulnerável a problemas de instabilidade. Nos estudos dessa secção o limite de tensão superior não foi atingido em nenhum dos casos, também não houve perda de controlabilidade em nenhum caso. A violação de limite inferior de tensão está ilustrada nas Figura 7.25 e Figura 7.26.

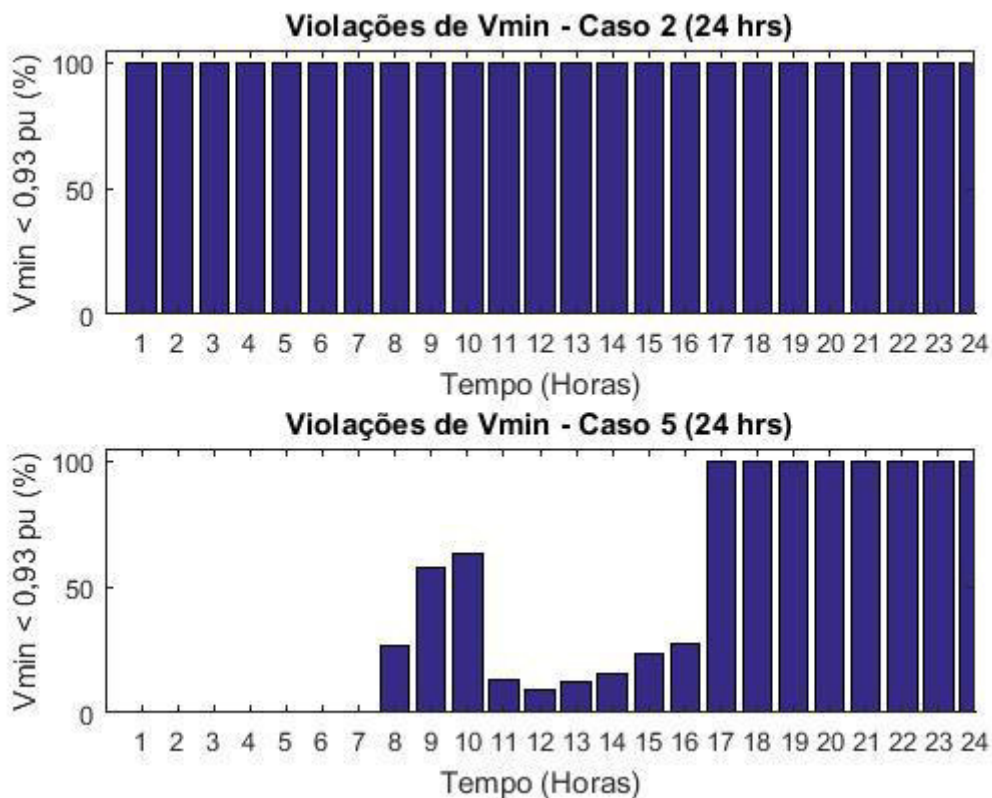


Figura 7.25 - Violação do Limite de tensão 0,93 pu.- Experimento 3.

A partir das figuras, percebe-se uma diminuição significativa dos cenários de violação de tensão mínima, principalmente entre 00:00 e 16:00 horas, nas demais horas percebe-se que a tensão mínima da rede fica entre 0,90 e 0,93 pu. Fica evidente então, uma melhora no perfil de tensão do sistema decorrentes das ações corretivas implementadas no FPO Sequencial.

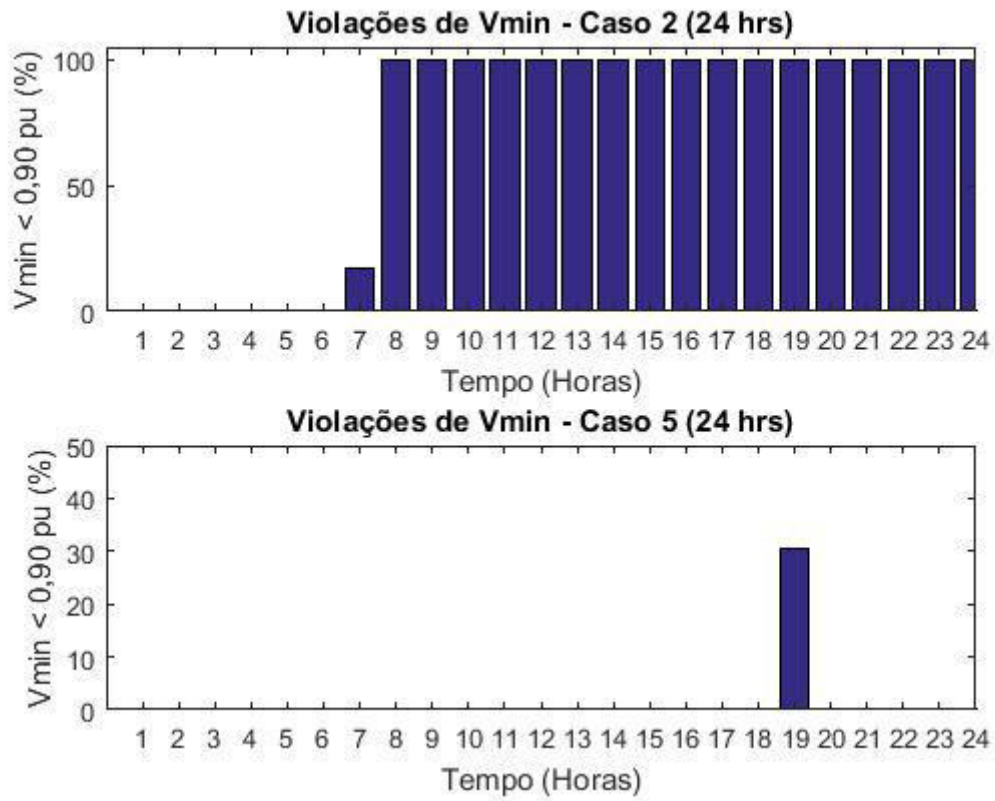


Figura 7.26 - Violação do Limite de tensão 0,90 pu. - Experimento 3.

8. Conclusões

8.1 Problema Investigado

Nesse trabalho foi desenvolvida uma análise dos efeitos da recarga de Veículos Elétricos (VE) na estabilidade de tensão de redes de distribuição de energia elétrica. A metodologia proposta utiliza técnicas probabilísticas para modelar incertezas associadas com: erros de previsão de carga, variabilidade da geração solar fotovoltaica e recarga de VE. Estas incertezas foram modeladas considerando aspectos cronológicas através da utilização da Simulação Monte Carlo (SMC) Sequencial. Os cenários sintéticos da rede elétrica sorteados pela SMC Sequencial são analisados através da combinação das seguintes técnicas: fluxo de potência via método de Gauss-Zbus (para calcular as tensões nodais) e Método da Matriz D' (para calcular a Margem de estabilidade de tensão). A combinação destas técnicas permitiu a geração dos seguintes índices para avaliação da MET: valor esperado, distribuições de probabilidade, curvas de evolução temporal e percentis.

8.2 Principais Contribuições.

Dentre as principais contribuições deste trabalho pode-se citar:

- i. **Modelagem de dependência temporal** – O estudo leva em conta os aspectos cronológicos dos VE, cargas e radiação solar. Esta modelagem foi realizada através da SMC Sequencial com timing assíncrono e usando-se distribuições de probabilidade contínuas para representar a carga, radiação solar, temperatura e tempos de recarga dos VE.
- ii. **FPO Sequencial para o Despacho Ótimo de Potência Reativa** – Foi proposto um modelo de FPO não linear sequencial para realizar o despacho ótimo de potência reativa na rede de distribuição considerando-se os seguintes controle para o suporte de tensão e potência reativa: taps de transformadores e inversores de geradores fotovoltaicos e estações de recarga de VE.

- iii. **Análise do impacto da recarga de VE na estabilidade de tensão com controle de tensão** – Os efeitos da conexão dos VE na estabilidade de tensão foram analisados considerando-se os dois mecanismos causadores de problemas de instabilidade de tensão: ausência de solubilidade e perda de controlabilidade. Esta análise foi realizada usando-se o método da matriz D' e também considerou o efeito do despacho ótimo de potência reativa via FPO Sequencial na MET.
- iv. **Comparação probabilística entre modos de recarga para veículos elétricos** – Foram consideradas duas formas de recarga para VE: residência e comercial. Existem estudos isolados sobre esses modos de recarga, porém não foi encontrado nenhum estudo comparando modos de recarga e analisando qual a mais benéfica/prejudicial para o sistema com relação a problemas de instabilidade de tensão.

8.3 Aplicações Práticas

A técnica proposta foi testada no sistema radial UKGDS de 96 barras. Os resultados obtidos indicam a rede de distribuição torna-se menos vulnerável a problemas de instabilidade de tensão no modo de recarga comercial. Este resultado é devido ao modo de recarga comercial concentrar a carga em um número menor de nós e permitir uma maior flexibilização com relação a potência e horário de recarga. Além disso, a recarga comercial facilita melhorias físicas no sistema e permite aproveitar melhor fontes de energia renováveis, principalmente a fotovoltaica, tanto pela proximidade da carga e geração quanto pelo horário de carga.

Já o modo de recarga residencial, apresenta uma menor deterioração relativa da MET com relação ao caso base (sem VE). Porém, com horários de recarga coincidindo com o horário de pico de carga da rede, há uma tendência em se obter MET nodais horárias inferiores aquelas associadas com a recarga comercial. Nesse contexto, investir e incentivar no modo de recarga comercial parece ser a solução mais promissora com relação a mitigação de problemas de instabilidade de tensão em redes de distribuição devido a recarga de VE. Além disso, foi mostrado que o despacho de reativos para controle de tensão,

disponível nos inversores dos geradores fotovoltaicas e de postos de recarga, tem potencial para diminuir os impactos da conexão de VE na MET.

8.4 Sugestões para Trabalhos Futuros

Essa dissertação pode servir com ponto de partida para estudos sobre os impactos da recarga de VE na rede elétrica. Os VE ainda são uma tecnologia em ascensão e por consequência causarão impactos significativos na rede elétrica. Assim, algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- i. **Controle descentralizado, Smart Contracts e Blockchain** – Essas tecnologias tornam possível um mercado de energia peer-to-peer, que permite, possivelmente, a integração de um controle de tensão descentralizado através de Smart Contracts.
- ii. **Análise do Impacto de modelagem mista de recarga** – Quando a tecnologia de VE se tornar uma tecnologia de massa, os modos de recarga comercial, residencial e recarga rápida irão afetar a rede elétrica simultaneamente. Assim, considerar o impacto desses modos operando em conjunto, será viável à medida que mais dados estejam disponíveis, permitindo uma simulação mais coerente com a realidade;
- iii. **Alocação ótima dos postos de recarga de VE** – Determinar os melhores locais de instalação de postos de recarga respeitando levando em consideração restrições técnicas e econômicas que influenciarão o posicionamento dos postos.
- iv. **Estudos Reconfiguração** – A reconfiguração da rede de distribuição é geralmente realizada com dois objetivos: minimização de perdas e restauração do fornecimento de energia. A demanda da rede elétrica afeta significativamente os dois objetivos da reconfiguração. Portanto, é oportuno desenvolver modelos para avaliar o impacto da demanda dos VE na solução ótima do problema de reconfiguração considerando-se as incertezas intrínsecas ao processo de recarga dos VE.

- v. **Inclusão do efeito do armazenamento de energia** – A bateria do VE permite a utilização da potência ativa disponível na bateria dos veículos para melhoria da qualidade de energia da rede elétrica, por exemplo: confiabilidade e variações de tensão de curta e de longa duração.

9. Referências

- Affonso, C. M., & Kezunovic, M. (2018). Probabilistic Assessment of Electric Vehicle Charging Demand Impact on Residential Distribution Transformer Aging . *Proc. Int. Conf. on Probabilistic Methods Appl. Power Syst. (PMAPS)*.
- Alam, M. M. (2012). A Three-Phase Power Flow Approach for Integrated 3-Wire MV and 4-Wire Multigrounded LV Networks With Rooftop Solar PV. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No 2, 1728-1737*.
- Alizadeh, S. M., Ozansoy, C., & Alpcan, T. (2016). The Impact of X/R ratio on Voltage Stability in a Distribution Network Penetrated by Wind Farms. *Australasian Universities Power Engineering Conference*.
- Allan, R. N.-S. (1976). Probabilistic a. c. Load Flow. *IEE Proc., Pt. C. Vol 123, No 6*, pp. 531-536.
- Allan, R. N.-S. (1977). Probabilistic Technique in a.c. Load-Flow Analysis. *IEE Proc., Vol 124, No2*, pp. 154-160.
- Amini, M. H., & Moghaddam, M. P. (2013). Probabilistic Modelling of Electric Vehicles Parking Lots Charging Demand. *21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*.
- Anabuki, E. T. (2015). *Sistema Fotovoltaico com Função Auxiliar de Regulação de Tensão*. Rio de Janeiro: COPPE, PPGEE - UFRJ.
- Analytics, E. (1 de Maio de 2017). Fonte: http://www.epixanalytics.com/modelassist/AtRisk/Model_Assist.htm#Montecarlo/Latin_Hypercube_sampling.htm
- Anders, G. J. (1990). *Probability Concepts in Electric Power Systems*. Chichester: Wiley.
- ANEEL. (2005). *Atlas da energia elétrica no Brasil*.
- Appen, J. v., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., & Geibel, D. (2013). Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. *IEEE Power and Energy Magazine (Volume: 11 , Issue: 2)*, pp. 55 - 64.
- Araújo, F. B. (2010.). Impacto da Geração Distribuída nas Condições de Estabilidade de Tensão. *Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro*.
- Araujo, F. B., & Prada, R. B. (2013). Distributed generation: Voltage stability analysis. *IEEE Grenoble Conference, 1-4*.
- Arritt, R. F., & Dugan, R. C. (2011). Distribution system analysis and the future smart grid. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 6, pp. 2343–2350.
- Arritt, R. F., & Dugan, R. C. (2014). Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume: 50 , Issue: 6; Page s: 4216 - 4220.
- Arruda, S. A. (2015). *Aplicação da Otimização por Enzame de particulas com Topologia "Multi-Ring" na Estimação de Parâmetros de Linhas de Transmissão* . Goiânia : UFGO.

- Barker, P. P., & Mello, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution System. *Power Technologies, Inc.*, 1645-1656.
- Beard, C. (2010). *Smart Grids for Dummies*. A John Wiley and Sons Ltd.
- Bernardon, D. P., & Garcia, V. J. (2018). *Smart Operation for Power Distribution Systems: Concepts and Applications*. Springer International Publishing.
- Billinton, R., & Aboreshaid, S. (1998). VOLTAGE STABILITY CONSIDERATIONS IN COMPOSITE POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION . *IEEE Transactions on Power Systems*, 655-660.
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1992). *Billinton, R. & Allan, R. N. (1992) Reliability Evaluation of engineering Systems: Concepts and Techniques. 2nd Ed.* New York: Springer.
- Billinton, R., & Li, W. (1994). *Reliability Assesment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Mehods*. New York: Springer.
- Billiton, R., & Allan, R. N. (1996). *Reability Evaluation of Power Systems, 2nd Ed.* New York: Plenum Press.
- Borba, B. S. (2008). *Metodologia de Regionalização do Mercado de Combustíveis Automotivos no Brasil*. RIO DE JANEIRO, RJ: UFRJ.
- Brand, S. L. (2009). *Build your own Electric Vehicle*. New York, NY: The McGraw-Hill.
- Burden, R. L., & Faires, J. D. (2011). *Numerical Analysis 9th Ed.* Cengage Learning.
- Carlos, C. A. (2012). *Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP*. Fonte: Notas de Aula da Disciplina Cálculo de Fluxo de Carga: <http://www.fee.unicamp.br/cursos/it743/>
- Chen, P., Chen, Z., & Bak-Jensen, B. (April 2008). Probabilistic Load Flow: A Review. *Proceedings of the Third International COnference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Thecnologies (DRPT)*, pp. 1586 - 1591.
- Chen, T.-H., Chen, M.-S., Hwang, K.-J., Kotas, P., & Chebli, E. (1991). Distribution System Power Flow Analysis - A rigid Approach. *IEEE Transactions*, 1146-1152.
- CRESESB. (2000). Atlas Solarimétrico do Brasil.
<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>.
- Cutsem, T. v., & Vournas, C. (1998). *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Springer.
- Dharmakeerthi, C. H., Mithulanathan, N., & Saha, T. (2012). Modeling and planning of EV fast charging station in Power Grid. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- Dharmakeerthi, C., Mithulanathan, N., & T.K.Saha. (2014). Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability. *Electrical Power and Energy Systems*, 241–249.
- Díaz-González, F., Sumper, A., & Gomis-Bellmunt, O. (2016). *Energy Storage in Power Systems*. John Wiley & Sons.

- Dugan, R. C., & McGranaghan, M. (2011). Sim City. *IEEE Power and Energy Magazine*, Volume: 9; Issue: 5; Pages: 74 - 81.
- Etezadi-Amoli, M., Choma, K., & Stefani, J. (2010). Rapid-Charge Electric-Vehicle Stations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume: 25; Issue: 3, pp. 1883 – 1887.
- Ettehadi, M., Ghasemi, H., & Vaez-Zadeh, S. (2013). Voltage Stability-Based DG Placement in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 171 – 178.
- Falvo, M. C., Sbordone, D., Bayram, I. S., & Devetsikiotis, M. (2014). EV Charging Station and Modes: International Standards. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 1134-1139.
- Fan, M. (2012). Probabilistic Power Flow Studies to Examine the Influence of Photovoltaic Generation on Transmission System Reliability. *Tese de Doutorado - Arizona State university*, 122.
- Fan, M., Vittal, V., Heydt, G. T., & Ayyanar, R. (2012). Probabilistic Power Flow Studies for Transmission Systems with Photovoltaic Generation Using Cumulants. *IEEE Trans. on Power Systems*, 2251 - 2261.
- Figueiredo, E. M. (2013). *Algoritmo Baseado em Enxame de Particulas para Otimização de Problemas com Muitos Objetivos*. Pernambuco: UFPE.
- Friedemann, A. J. (2016). *When Trucks Stop Running: Energy and The Future of Transportation*. Oakland, CA: Springer.
- Garcia-Valle, R., & Lopes, J. A. (2012). *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*. New York: Springer .
- Grilo, A. P., Meira, P. C., Vieira, J. C., Freitas, W., & Bansald, R. C. (2012). Analytical tools to assess the voltage stability of induction-based distributed generators. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.
- Gupta, N. (2016). Probabilistic load flow with detailed wind generator models considering correlated wind generation and correlated loads. *Elsevier: Renewable Energy*, 96-105.
- Huang, G., & Nair, N.-K. (2002). Voltage stability constrained load curtailment procedure to evaluate power system reliability measures. *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings* .
- Huang, L., Zhang, W., & Yang, H. (2015). The Impact of Dynamic Behaviors of Distributed Grid-connected Photovoltaic System on Distribution Network Transient Voltage Stability. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 1959-1964.
- IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. (1995). BIBLIOGRAPHY ON LOAD MODELS FOR. *IEEE Transactions on Power Systems*, 523-538.
- IH, R., & Henrique, F. (25 de Maio de 2018). *Industria Hoje*. Fonte: Industria Hoje: <https://industria hoje.com.br/como-funciona-um-carro-eletrico>
- Jalali, A., & Aldeen, M. (2017). Modified modal analysis approach for distribution power systems;. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1-6.

- Kaminskiy, M. P., Krivtsov, V., & Modarres, M. (1999). *Reliability Engineering and Risk Analysis: A Practical Guide, Third Edition*. New York: Marcel Dekker.
- Karaki, S. H., Chedid, R. B., & Ramadan, R. (Sep. 1999). Probabilistic Performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems. *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol 14, no 3, 766-772.
- Kennedy, M. C. (FEBRUARY de 2002). The Particle Swarm—Explosion, Stability, and Convergence in a Multidimensional Complex Space. *IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION*, pp. 58-73.
- Kesler, M., Kisacikoglu, M., & Tolbert, L. M. (2013). Vehicle-to-Grid Reactive Power Operation Using Plug-in Electric Vehicle Bidirectional Off-Board Charger. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, 5717-5727.
- Kessel, P., & Glavitsch, H. (1986). Estimating the Voltage Stability of a Power System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 346 - 354.
- Kisacikoglu, M. C., Ozpineci, B., & Tolbert, L. M. (2010). Examination of a PHEV Bidirectional Charger System for V2G Reactive Power Compensation. *Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 458 - 465.
- Kongjeen, Y., & Bhummkittipich, K. (2016). Modeling of Electric Vehicle Loads for Power Flow Analysis based on PSAT. *Electrical Engineering Congress (iEECON) 2017 International*, pp. 1-4.
- Kumamoto, H. e. (1996). *Probabilistic Risk Assessment and Management for Engineers and Scientists*. New York: IEEE Press.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York - NY: McGraw-Hill Professional Publishing.
- Leeprechanon, N., & Phonrattanasak, P. (2012). Development of Fast Charging Station for Thailand. *International Journal of Innovation, Management and Technology*, Vol. 3, No. 6, pp. 668 - 674.
- Li, W., Mansour, Y., Vaahedi, E., & Pettet, D. (1998). Incorporation of voltage stability operating limits in composite system adequacy assessment: BC Hydro's experience. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1279 - 1284.
- Lucas, A., Bonavitacola, F., Kotsakis, E., & Fulli, G. (2015). Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging. *Alexandre Lucas *, Fausto Bonavitacola, Evangelos Kotsakis, Gianluca Fulli*, 13-21.
- Marfisi, E. P., Upton, C. W., & AGNEW, C. E. (1978). Impact Of Electric Passenger Automobiles on Utility System Loads. *National Technical Information Service*, 443.
- Melo, A., Mello, J., & Granville, S. (1997). The effect of Voltage Collapse Problems in the Reliability Evaluation of Composite Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 480 - 488.
- Melsa, J. L., & Sage, A. P. (1973). *An Introduction to Probability and Stochastic Processes*. Prentice-Hall.

- Milano, F. (2009). Three-dimensional visualization and animation for power systems analysis. *Electric Power Systems Research*.
- Modarres, M., Kaminky, M., & Krivtsov, V. (2009). *Measurement Placement in Distribution System State Estimation - A Practical Guide*. New York: Marcel Dekker.
- Modarres, M., Kaminskiy, M., & Krivtsov, V. (1999). *Reliability Engineering and Risk Analysis: A Practical Guide*. New York: Marcel Dekker.
- Moghavvemi, M., & Faruque, M. O. (2001). Technique for Assessment of Voltage Stability in Ill-Conditioned Radial Distribution Network. *IEEE Power Engineering*, 58-60.
- Montelo, M. S., Rodrigues, A. B., & Silva, M. d. (2014). Avaliação do Impacto da Indisponibilidade de GD nos Índices de Desempenho de Redes de Distribuição. *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, pp. 1-6.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo - SP: Edgard Blucher LTDA.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxos de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher LTDA.
- Musse R. S. (s.d.). Introdução aos Números Pseudo-aleatórios - Notas de Aula. (p. 19). Porto Alegre: PUCRS.
- Orr, J., Emanuel, A., & Oberg, K. (1982). Current Harmonics Generated by a Cluster of Electric Vehicle Battery Chargers. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 691 - 700.
- Osorio, V. A. (2013). *Carregamento Ótimo de Veículos Elétricos Considerando as Restrições das Redes de Distribuição de Média Tensão*. Ilha Solteira, SP: UNESP.
- Pareja, L. A. (2009). Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas. *Tese de Doutorado - Universidade Estadual Paulista*, p. 161.
- Paterakis, N. G., Pappi, I. N., Erdinç, O., & al, e. (2016). Consideration of the Impacts of a Smart Neighborhood Load on Transformer Aging. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 2793-2802.
- Pereira, W. B., Peres, L. A., & Pessanha, J. F. (2017). A Stochastic Model for Simulation of Transformers Supplying the Recharge of Electric Vehicles. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, 1908 - 1916.
- Pinto, Y. G. (2017). *Investigação de Soluções para os Impactos Técnicos Causados pela Conexão Massiva de Veículos Elétricos aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Campinas: Unicamp.
- Prada, R. B. (1992). *Projeto de Pesquisa: Estabilidade de Tensão*. Rio de Janeiro - Rj: Relatório Final do Convênio nº ECV-310/86 entre a PUC e a ELETROBRAS.
- Prada, R. B., Palomino, E. G., dos Santos, J. O., Bianco, A. B., & and Pilloto, L. (2002). Voltage Stability Assessment for Real Time Operation. *EE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 149, Nº 2*, 175-181.

- Prada, R., & Souza, L. (1998). Voltage stability and thermal limit: constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders. *IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution*, 573 – 577.
- Qian, K., Zhou, C., & Yuan, Y. (2015). Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 102-112.
- Rangel, E. (2015). *Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Aplicação a Sistemas de Distribuição*. PPGEE UFSC.
- Reis, C. S. (2005). *Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão*. Porto, Portugal: Dissertação - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Reliability Engineering and Risk Analysis: A Practical Guide*. (1999). Marcel Dekker.
- Rezaee, S. E. (2013). Probabilistic Analysis of Plug-In Electric Vehicles Impact on Electrical Grid Through Homes and Parking Lots. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, 1024-1034.
- Rocha. (2009). *Desempenho de Linhas de Transmissão EAT e UAT Frente a Descargas Atmosfericas: Influencia da Ruptura a Meio de Vão*. Belo Horizonte: UEMG - Belo Horizonte.
- Rodezno, D. A. (2014). *Controle de Tensão e Reativos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Ilha Solteira - SP: UNESP - Ilha Solteira.
- Rodrigues, A. B. (2009). *Análise Probabilística da Estabilidade de Tensão em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão*. Rio de Janeiro - Rj: PUC-rio.
- Rodrigues, A. B., & Silva, M. G. (2011). Chronological simulation for transmission reliability margin evaluation with time varying loads. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, pp. 1054–1061.
- Rubinstein, R. Y. (2008). *Simulation and the Monte Carlo Method*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Saint-Drenan, Y.-M., Bofinger, S., Ernst, B., Landgraf, T., & Rohrig, K. (2011). Regional Nowcasting Of The Solar Power Production With Pv-Plant Measurements and Satellite Images. *presented at the ISES SolarWorld Congr., Kassel, Germany*.
- Samadi, A., Eriksson, R., Söder, L., Rawn, B. G., & Boemer, J. C. (2014). Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 29, NO. 3, pp. 1454 - 1464.
- Santos, M. J. (2008). *Modelagem de Incertezas no Problema de Fluxo de Potência*. *Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 254.
- Sarker, M. R., Pandzic, H., & Ortega-Vazquez, M. A. (2015). Optimal Operation and Services Scheduling for an Electric Vehicle Battery Swapping Station. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 901-910.
- Scrosati, B., Garce, J., & Tillmetz, W. (2015). *Advances in Battery Technologies for Electric Vehicles*. Elsevier Science.

- Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. Departamento de Engenharia Elétrica - UFRJ: CRC Press.
- Shukla, M., & Sekar, A. (2003). Study of the Effect of X/R Ratio of Lines On Voltage Stability. *System Theory, 2003. Proceedings of the 35th*, 93-97.
- Silva, A. C., Rodrigues, A. B., & Silva, M. d. (2015). Probabilistic evaluation of long-duration voltage variations in distribution networks with wind power plants. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 1526 - 1533.
- Silva, A. K. (2016). *Avaliação Probabilística do Impacto da Geração Distribuída nos Índices de Estabilidade de Tensão de Redes de Distribuição Radiais*. São Luís - MA: UFMA - Monografia Engenharia Elétrica.
- Silva, A. K. (2017). Estimativa Probabilística de Índices de Estabilidade e Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Malhadas. *Dissertação PPGEE - UFMA*, 141.
- Silva, A. L., Manso, L. D., Mello, J. D., & Billinton, R. (2000). Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 73 - 80.
- Silva, E. N., Rodrigues, A. B., & Silva, M. d. (2016). Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 59-67.
- Singh, C., & Billinton, R. (1977). *System Reliability Modelling and Evaluation*. London: Hutchinson & Co.
- Simon, D. (2013). *Evolutionary Optimization Algorithms*. John Wiley & Sons.
- Singh, R., Pal, B.C, & Jabr, R. (2009) a. Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 50-59.
- Singh, R., Pal, B. C., & Vinter, R. B. (2009) b. Measurement Placement in Distribution System State Estimation. *IEEE Trans. on Power Systems*, 668-675.
- SONDA. (Maio de 2017). *Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais*. Fonte: Projeto SONDA: sonda.ccst.inpe.br/basedados/saoluiz.html
- Souza, A. Z. (1998). Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies. *Electric Power Systems Research, Volume 47, Issue 1*, 65-70.
- Souza, A., Honorio, L., Torres, G., & Lambert-Torres, G. (2004). Increasing the Loadability of Power Systems Through Optimal-Local-Control Actions. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 1*, 188-194.
- Souza, L. J. (1997). *Estabilidade de tensão e o carregamento de sistemas de distribuição de energia elétrica*. São Luís - Ma: DISSERTAÇÃO (MESTRADO-ENGENHARIA ELETRICA) - UFMA.
- Souza, L. J. (2007). *Adequação das Ações de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos Objetivando o Reforço das Condições de Segurança de Tensão*. Rio de Janeiro - RJ: PUC - Rio.
- Stagg, G. W., & Abiud, A. H. (1968). *Computer methods in Power System Analysis*. Mc Graw-Hill.

- Tancredo, C. L. (2010). *Análise de Segurança Estática em Sistemas de Potência*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ.
- Tang, Y., Burgos, R., Li, C., & Boroyevich, D. (2015). Assessment of Medium Voltage Distribution Feeders under High Penetration of PV Generation. *IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*.
- Task Force 13 of Advisory Group. (1998). Sequential Probabilistic Methods for Power System Operating and Planning. *Électra*, N^o 79, Agosto, pp. 69-99.
- Taylor, C. (1994). *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill Education - Europe.
- Tonso, M., Morrent, J., Haan, S. W., & Ferreira, J. (2005). Variable Inductor for Voltage Control in Distribution Networks. *European Conference on Power Electronics and Applications*.
- Vasconcelos, Y. (26 de Maio de 2018). *Revista Pesquisa Fapesp*. Fonte: Pesquisa Fapesp: <http://revistapesquisa.fapesp.br/2017/08/15/a-ascensao-dos-eletricos/>
- Viawan, F. A., & Karlsson, D. (2008). Coordinated voltage and reactive power control in the presence of distributed generation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting 2008*.
- Viera C. E. C., R. C. (2004). Geradores de Números Aleatórios. *PUC-RioInf.MCC22*, 12.
- Wan, H., McCalley, J., & Vittal, V. (2000). Risk based voltage security assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1247 - 1254.
- Wang, X. S. (2008). *Modern Power Systems Analysis*. New York: Springer.
- Wang, Y., Li, W., & Lu, J. (2009). A new node voltage stability index based on local voltage phasors. *Electric Power Systems Research*, 265-271.
- Wang, Y., Li, W., & Lu, J. (2009). A New Node Voltage Stability Index Based on Local Voltage Phasors. *Electric Power Systems Research*, 265-271.
- Willis, H. I. (2002). *Distributed Power Generation Planning and Evaluation*. New York.
- Wu, B. M. (1989). Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction. *IEEE Trans. Power Delivery*, 1401-1407.
- Wu, B., Zhang, Y., & Chen, M. J. (2009). Probabilistic approach to voltage stability analysis with load uncertainty considered. *Electrical Energy Systems*.
- Zhang, P. L. (Feb - 2004). Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 19, No 1, pp. 676 - 682.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA UKGDS

Tabela A.1 - Perfis de carga de potência ativa normalizados.

Fonte: Rodezno (2014).

Hora	R/E	R/U	IN	CO
00:30	0,28407367	0,24758637	0,25482049	0,96405486
01:00	0,28325361	0,24652594	0,25045319	0,95954403
01:30	0,29265738	0,26523735	0,26345036	0,90468214
02:00	0,28749645	0,25888596	0,26477774	0,89946922
02:30	0,29663151	0,27838795	0,24818380	0,85869742
03:00	0,29999715	0,28271684	0,25668372	0,86575602
03:30	0,33374027	0,26786625	0,24884109	0,81057864
04:00	0,32565142	0,27430308	0,24771381	0,81397382
04:30	0,40235791	0,26747024	0,26028740	0,75576537
05:00	0,39972797	0,26785239	0,26570228	0,75976710
05:30	0,45270402	0,29831534	0,26155460	0,72207800
06:00	0,44785330	0,30172314	0,25946609	0,72132635
06:30	0,49376047	0,31948504	0,26114096	0,76369665
07:00	0,49456463	0,31621970	0,26516759	0,76454668
07:30	0,69094232	0,39705629	0,30737746	0,73660797
08:00	0,68852402	0,40002512	0,30266187	0,73726210
08:30	0,65766599	0,50879191	0,50286750	0,62538035
09:00	0,65404662	0,51016431	0,49938757	0,63076263
09:30	0,60128134	0,58672967	0,62951538	0,48245294
10:00	0,59503046	0,59292323	0,63438453	0,48861360
10:30	0,49759105	0,54256341	0,52073476	0,45373847
11:00	0,50163570	0,54202591	0,52538249	0,45577398
11:30	0,55128884	0,52744607	0,69525893	0,53163838
12:00	0,55061017	0,53030184	0,69671343	0,52649714
12:30	0,59555480	0,60965398	0,77352593	0,49550047
13:00	0,59635977	0,60691025	0,78032794	0,49909057
13:30	0,60428107	0,55404647	0,53221171	0,51999665
14:00	0,60860681	0,55295750	0,53714931	0,51344959
14:30	0,63757005	0,58706853	0,57319451	0,60081079
15:00	0,63549143	0,58934585	0,57582033	0,60161138
15:30	0,67254341	0,71915645	0,68118724	0,54165556
16:00	0,66561433	0,72424709	0,68238793	0,54172762
16:30	0,89341579	1,00625546	0,86725789	0,60466795
17:00	0,89369813	1,00587400	0,87048114	0,61206425
17:30	1,00031572	0,96730813	1,03106074	0,71223034
18:00	0,99560660	0,97682559	1,03121894	0,71237577
18:30	0,93701574	0,94649072	1,04816862	0,92037499
19:00	0,93517717	0,94073487	1,05262851	0,92025321
19:30	0,88429360	0,90281988	0,97780796	0,88198103
20:00	0,88846564	0,89994894	0,97227406	0,88115620
20:30	0,83633765	0,86989699	0,82042220	0,92488562
21:00	0,84049547	0,87070308	0,81659709	0,92486130
21:30	0,74780785	0,86354712	0,58669942	0,91030897
22:00	0,75045270	0,86344823	0,58442643	0,91312241
22:30	0,61501324	0,79580652	0,36369362	1,01523027
23:00	0,61945386	0,79152133	0,36385275	1,01069486
23:30	0,44840469	0,59309293	0,25890834	0,98348283
00:00	0,44672276	0,58889290	0,25775727	0,98758301

Tabela A.2 - Demanda Anual máxima.

Fonte: Rodezno (2014).

Barra	Nominal (KVA)	R/U (kW)	R/E (kW)	IN (kW)	CO (kW)	Barra	Nominal (KVA)	R/U (kW)	R/E (kW)	IN (kW)	CO (kW)
1	2600	750	450	150	150	49	25	5	10	0	5
2	0	0	0	0	0	50	200	0	0	0	135
3	15	15	0	0	0	51	50	25	10	0	0
4	0	0	0	0	0	52	100	10	20	0	30
5	50	20	15	0	0	53	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	54	50	25	0	0	5
7	50	10	25	0	0	55	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	56	15	8	0	0	0
9	0	0	0	0	0	57	15	9	0	0	0
10	0	0	0	0	0	58	15	0	10	0	0
11	5	5	0	0	0	59	0	0	0	0	0
12	5	5	0	0	0	60	25	15	0	0	0
13	0	0	0	0	0	61	15	15	0	0	0
14	50	0	0	25	0	62	50	0	15	0	10
15	0	0	0	0	0	63	0	0	0	0	0
16	25	10	0	0	5	64	50	20	10	0	0
17	0	0	0	0	0	65	50	30	0	0	0
18	200	0	0	0	135	66	50	10	10	0	15
19	200	0	0	135	0	67	0	0	0	0	0
20	25	0	20	0	0	68	50	35	0	0	0
21	0	0	0	0	0	69	25	14	0	0	0
22	50	30	0	0	0	70	0	0	0	0	0
23	50	25	0	0	5	71	0	0	0	0	0
24	100	40	25	0	0	72	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	73	25	13	0	0	0
26	100	30	20	0	20	74	100	20	10	0	35
27	0	0	0	0	0	75	15	10	0	0	0
28	50	20	0	0	10	76	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	77	5	5	0	0	0
30	0	0	0	0	0	78	20	12	0	0	0
31	50	0	25	0	0	79	100	40	20	0	0
32	100	20	30	0	10	80	0	0	0	0	0
33	50	25	0	0	0	81	0	0	0	0	0
34	50	25	0	0	5	82	100	20	25	0	15
35	0	0	0	0	0	83	5	5	0	0	0
36	100	35	30	0	0	84	1765	450	250	100	200
37	50	15	0	0	15	85	0	0	0	0	0
38	16	0	10	0	0	86	0	0	0	0	0
39	25	0	15	0	0	87	200	30	20	45	20
40	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	89	200	70	30	0	10
42	50	25	10	0	0	90	100	20	10	30	0
43	100	40	0	0	20	91	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	92	315	50	40	0	80
45	0	0	0	0	0	93	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	94	100	20	50	0	0
47	25	15	0	0	0	95	200	0	0	0	135
48	0	0	0	0	0						

Tabela A.3 - Dados de linhas do sistema

Fonte: Rodezno (2014).

Linha	Inicio	Fim	R (pu)	X (pu)	Linha	Inicio	Fim	R (pu)	X (pu)
1	1	2	0,04879	0,05058	48	46	47	0,23600	0,12000
2	1	85	0,05489	0,05690	49	46	48	0,35400	0,18000
3	2	4	0,09755	0,33284	50	48	49	0,35400	0,18000
4	4	3	0,17322	0,07589	51	49	50	0,27716	0,12142
5	4	6	0,21000	0,20300	52	50	51	0,21350	0,09126
6	6	5	0,24251	0,10624	53	50	52	0,53374	0,22816
7	6	8	0,25860	0,17673	54	53	54	0,30169	0,20618
8	8	7	0,34645	0,15178	55	53	55	0,20787	0,09107
9	8	10	0,12930	0,08836	56	54	59	0,36517	0,15244
10	10	9	0,29500	0,15000	57	54	75	0,25860	0,17673
11	9	28	0,20787	0,09107	58	55	56	0,27716	0,12142
12	9	29	0,35400	0,18000	59	55	57	0,41574	0,18213
13	10	11	0,30169	0,20618	60	57	58	0,27716	0,12142
14	11	13	0,19395	0,13255	61	59	60	0,17322	0,07589
15	13	12	0,17322	0,07589	62	59	62	0,14607	0,06098
16	13	15	0,23705	0,16200	63	60	61	0,31180	0,13660
17	15	14	0,20787	0,09107	64	62	63	0,25562	0,10671
18	15	17	0,25860	0,17673	65	63	64	0,20787	0,09107
19	17	16	0,13858	0,06071	66	63	65	0,18258	0,07622
20	17	25	0,12930	0,08836	67	65	66	0,29213	0,12195
21	19	18	0,12000	0,11600	68	66	67	0,25562	0,10671
22	21	19	0,36000	0,34800	69	67	68	0,09401	0,03595
23	21	20	0,13161	0,05033	70	67	69	0,43820	0,18293
24	22	21	0,09000	0,08700	71	69	70	0,21910	0,09146
25	23	22	0,30169	0,20618	72	70	71	0,07521	0,02876
26	24	23	0,19395	0,13255	73	71	72	0,14607	0,06098
27	25	24	0,21550	0,14727	74	72	73	0,29213	0,12195
28	25	27	0,17240	0,11782	75	72	74	0,40168	0,16768
29	27	26	0,10775	0,07364	76	75	76	0,12930	0,08836
30	29	30	0,27716	0,12142	77	76	77	0,18258	0,07622
31	29	31	0,24251	0,10624	78	76	80	0,21550	0,14727
32	30	32	0,25860	0,17673	79	77	78	0,29213	0,12195
33	30	34	0,11149	0,07376	80	78	79	0,43820	0,17673
34	32	33	0,31180	0,13660	81	80	83	0,12930	0,08836
35	34	35	0,34612	0,20653	82	80	86	0,19395	0,13255
36	35	36	0,15608	0,10326	83	81	82	0,27244	0,04012
37	35	39	0,34479	0,23564	84	94	81	0,15085	0,10309
38	36	37	0,22298	0,14752	85	82	95	0,49039	0,07222
39	37	38	0,21350	0,09126	86	85	84	0,03881	0,10400
40	39	40	0,12930	0,08836	87	86	87	0,27716	0,12142
41	40	41	0,11800	0,06000	88	86	90	0,25860	0,17673
42	40	53	0,17240	0,11782	89	87	88	0,48502	0,21249
43	41	42	0,20787	0,09107	90	88	89	0,22621	0,04686
44	41	43	0,23600	0,12000	91	90	91	0,06465	0,04418
45	43	44	0,17700	0,09000	92	91	92	0,27244	0,04012
46	44	45	0,09401	0,03595	93	92	93	0,16346	0,02407
47	45	46	0,17700	0,09000	94	93	94	0,08620	0,05891