

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**

**JONAS CASTIGLIONI LIMA**

**IMPACTO DOS VEÍCULOS  
ELÉTRICOS SOBRE AS DECISÕES  
DAS CONCESSIONÁRIAS DE  
ENERGIA**

**Curitiba, 2012.**

**JONAS CASTIGLIONI LIMA**

**IMPACTO DOS VEÍCULOS  
ELÉTRICOS SOBRE AS DECISÕES  
DAS CONCESSIONÁRIAS DE  
ENERGIA**

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná,

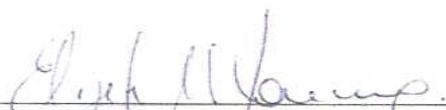
Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Elizete Maria Lourenço  
Co-Orientador: Prof. Marciano Morozowski Filho

**Curitiba, 2012.**

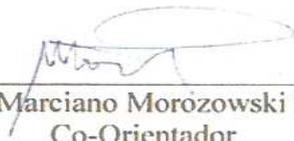
# IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS SOBRE AS DECISÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA

**JONAS CASTIGLIONI LIMA**

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.



Prof. Elizete Maria Lourenço, D.Eng.  
Orientadora

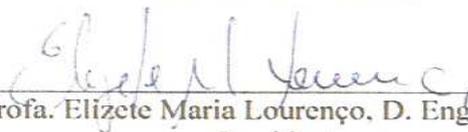


Prof. Marciano Morozowski Filho  
Co-Orientador

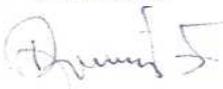


Prof. Evélio Martín García Fernández, D. Eng.  
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

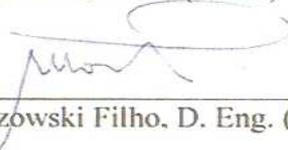
## Banca Examinadora



Prof. Elizete Maria Lourenço, D. Eng. (UFPR)  
Presidente



Prof. Djalma Falcão, Ph.D. (UFRJ)



Prof. Marciano Morozowski Filho, D. Eng. (UFPR)



Prof. Gustavo Henrique da Costa Oliveira, D.Eng. (UFPR)



Prof. Roman Kuiava, D.Eng. (UFPR)

Curitiba, 27 de Julho de 2012

## **AGRADECIMENTOS**

Aos mestres Elizete e Marciano, pela paciência e incentivo, traduzidos em confiança no êxito deste trabalho.

A minha esposa e filha, pela renúncia a momentos de convivência e pelo amor, sem o qual não existiria motivação para a realização desta tarefa.

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto que o crescimento da frota de veículos elétricos causará nas decisões de investimento e O&M das concessionárias de distribuição de energia elétrica. São apresentados os modelos de veículos elétricos disponíveis no mercado e são feitas análises sobre o seu consumo de energia elétrica e sua capacidade de interagir com as redes de distribuição. Abordam-se, também, os benefícios possíveis com o aproveitamento da capacidade de armazenamento de energia de suas baterias. Os impactos são analisados em termos de mudanças nas curvas de carga do sistema, comportamento de tensões nodais e perdas nas linhas da rede de distribuição, através da aplicação do método de simulação de Monte Carlo aplicado a um modelo determinístico da rede, baseado no cálculo do fluxo de potência pelo método da soma de potências. Os resultados e gráficos apresentados foram obtidos com a utilização de um software desenvolvido em linguagem MATLAB® e, inicialmente, permitem concluir que os impactos serão relevantes, a partir de níveis de participação de 10% de veículos elétricos no mercado, e implicarão na necessidade de novas estratégias para o planejamento da expansão da rede, sob os aspectos técnico, econômico e financeiro.

## **ABSTRACT**

This work aims to analyze the impact that the growth of the number of electric vehicles will cause on the decisions of electric distribution utilities. Some electric vehicles available on the market are introduced and their energy consumption and ability to interact with distribution networks are analyzed. The potential benefits of the use of the energy storage capacity of their batteries are also highlighted. The impacts are analyzed in terms of changes in system load curves, behavior of the nodal voltages and line losses at the distribution network, through the use of the method of Monte Carlo simulation applied to a deterministic power flow model of the network, based on the method of the sum of powers. The results and graphs presented were obtained using software developed in MATLAB™ and, initially, it may be concluded that the impacts will be relevant, for electric vehicles penetration levels of 10% or more in the market. Results points to the need for new strategies for network planning, under technical, economic and financial aspects.

## SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO.....   | 1  |
| 1.1. MOTIVAÇÃO.....  | 2  |
| 1.2. RESUMO BIBLIOGRÁFICO .....  | 2  |
| 1.3. OBJETIVO.....   | 13 |
| 1.4. RESULTADOS ESPERADOS.....   | 14 |
| 1.4.1. Resultados Gerais.....  | 14 |
| 1.4.2. Resultados Específicos .....  | 14 |
| 1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....   | 15 |
| 1.6. CONCLUSÃO .....   | 16 |
| 2. CONSIDERAÇÕES SOBRE VEÍCULOS ELÉTRICOS E SISTEMAS.....  | 18 |
| 2.1. MODELOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS .....   | 19 |
| 2.2. REGULAÇÃO E SERVIÇOS ANCILARES NO BRASIL .....  | 24 |
| 2.3. REGULAMENTOS PARA FORNECEDORES DE ENERGIA: REALIDADE<br>BRASILEIRA .....                          | 26 |
| 2.4. VEÍCULOS ELÉTRICOS E UTILIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL .....  | 27 |
| 2.5. CONCLUSÃO .....   | 29 |
| 3. VEÍCULOS ELÉTRICOS E REDE: MODELOS DE CARGA, SOLUÇÃO<br>DETERMINÍSTICA E SIMULAÇÃO ESTATÍSTICA..... | 30 |
| 3.1. REPRESENTAÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS .....  | 30 |
| 3.2. ANÁLISE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....   | 32 |
| 3.2.1. Método de Gauss .....   | 33 |
| 3.2.2. Métodos de Varredura Direta/Inversa .....   | 34 |
| 3.2.3. Algoritmo para o Cálculo do Fluxo de Potência.....  | 41 |
| 3.3. VARIAÇÃO PROBABILÍSTICA DAS CARGAS .....  | 41 |
| 3.3.1. Simulação de Monte Carlo.....   | 42 |
| 3.3.2. Simulação de um Sistema de Distribuição .....   | 46 |
| 3.4. METODOLOGIA PROPOSTA.....   | 47 |
| 3.5. CONCLUSÃO .....   | 50 |
| 4. SIMULAÇÕES .....  | 52 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 4.1.   | MODELOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS .....                     | 52 |
| 4.1.1. | Veículo elétrico puro .....                             | 53 |
| 4.1.2. | Veículo Elétrico Híbrido Conectável .....               | 54 |
| 4.2.   | DEMANDA DE ENERGIA DOS EV'S E PHEV'S .....              | 55 |
| 4.3.   | POTÊNCIAS FORNECIDAS À REDE POR VEÍCULOS ELÉTRICOS..... | 56 |
| 4.4.   | CARGAS RESIDENCIAIS COM VEÍCULOS ELÉTRICOS .....        | 56 |
| 4.5.   | HORÁRIOS E DURAÇÃO DAS RECARGAS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS  | 58 |
| 4.6.   | ALIMENTADOR BT RESIDENCIAL .....                        | 58 |
| 4.7.   | ALEATORIEDADE DAS CARGAS .....                          | 61 |
| 4.8.   | CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA .....                      | 62 |
| 4.8.1. | Caso de Veículos em Recarga.....                        | 62 |
| 4.8.2. | Caso de Veículos Fornecendo Energia à Rede .....        | 62 |
| 4.9.   | CONCLUSÃO .....   | 63 |
| 5.     | RESULTADOS .....  | 64 |
| 5.1.   | TENSÕES NOS NÓS (BARRAS) DO ALIMENTADOR .....           | 64 |
| 5.1.1. | Rede com EV's em Recarga.....                           | 64 |
| 5.1.2. | Rede com EV's Fornecendo Energia .....                  | 69 |
| 5.2.   | MUDANÇAS NA CURVA DE CARGA DO SISTEMA.....              | 70 |
| 5.3.   | PERDAS NO SISTEMA.....                                  | 73 |
| 5.4.   | EXTENSÃO PARA REDE DE 70 BARRAS .....                   | 76 |
| 5.5.   | CONCLUSÃO .....   | 80 |
| 6.     | CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....              | 82 |
|        | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....                         | 86 |

## Lista de figuras

- Figura 1.1 – Diferenças entre ótimo estocástico e determinístico
- Figura 1.2 – Ótimo determinístico e perfil ótimo de recarga
- Figura 1.3 – Perfis de recarga ótimos obtidos com PD e PQ
- Figura 2.1 – arquitetura de um EV
- Figura 2.2 – HEV na configuração série
- Figura 2.3 – HEV na configuração paralelo
- Figura 2.4 – HEV na configuração mista
- Figura 2.5 – PHEV na configuração série
- Figura 2.6 – PHEV na configuração mista
- Figura 3.1 – ramo genérico de uma rede para o método da soma das correntes
- Figura 3.2 – ramo genérico de uma rede para o método da soma de potências
- Figura 3.3 – modelos matemáticos
- Figura 3.4 – Modelo baseado em “casos”
- Figura 3.5 – Ciclo de aplicação do método de Monte Carlo
- Figura 3.6 – Fluxograma do motor de simulação.
- Figura 4.1 – Nissan LEAF, referência de EV para este estudo
- Figura 4.2 – Chevy VOLT, referência como PHEV
- Figura 4.3 – Curva de carga diária do alimentador BT
- Figura 4.4 – Topologia de um alimentador BT residencial
- Figura 5.1 – Tensões nas barras ao longo do dia para 0% de participação
- Figura 5.2 – Tensões nas barras, com cargas composta, potência constante, corrente constante e impedância constante, sem conexão de EV's, às 19:00
- Figura 5.3 – Tensões médias e desvios padrões às 4:00 horas
- Figura 5.4 – Tensões médias e desvios padrões às 14:00 horas
- Figura 5.5 – Tensões médias e desvios padrões às 19:00 horas
- Figura 5.6 – Tensões nas barras com 10% de veículos elétricos em geração distribuída às 19:00
- Figura 5.7 – Comparativo dos casos sem EV's e EV's conectados em GD
- Figura 5.8 – Curva de carga ativa, sem participação de EV's.

Figura 5.9 – Curva de carga ativa, com 20% de participação de EV's, início de recarga às 19:00 horas.

Figura 5.10 – Curva de carga ativa, com 20% de participação de EV's, início de recarga à 01:00 hora.

Figura 5.11 – Curva de carga ativa, com 20% de participação de EV's, início de recarga às 22:00 horas.

Figura 5.12 – Percentual de perdas ativas totais no alimentador BT

Figura 5.13 – Percentual de perdas reativas totais no alimentador BT

Figura 5.14 – Comparativo das perdas ativas com e sem EV's em GD

Figura 5.15 – Comparativo das perdas reativas com e sem EV's em GD

Figura 5.16 – Tensões nas barras com EV's em recarga, sistema 70 barras

Figura 5.17 – Perfil das tensões na barra 28, sistema 70 barras

Figura 5.18 – Efeito da geração distribuída com EV's nas tensões – sistema 70 barras

Figura 5.19 – Perdas ativas com EV's em recarga na rede de 70 barras

Figura 5.20 – Perdas reativas com EV's em recarga na rede de 70 barras

Figura 5.21 – Diminuição das perdas no sistema 70 barras com EV's em GD

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1.1 – dados das áreas estudadas por (FERNÁNDEZ ET AL., 2011)

Tabela 1.2 – Tipos de PHEV's considerados por (FERNÁNDEZ ET AL., 2011)

Tabela 1.3 – Tempo de conexão de EV em V2G, segundo (FERNÁNDEZ ET AL., 2011)

Tabela 1.4 – Resultados extraídos de (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2009)

Tabela 4.1 – Dados do alimentador BT, cargas para o horário de pico

## Abreviaturas e Acrônimos

|         |  |
|---------|--|
| AGC -   | <i>Automatic generation control</i> (controle automático da geração)         |
| ANEEL - | Agência Nacional de Energia Elétrica   |
| BG -    | <i>Balance Group</i> (Grupo de Balanceamento de Energia)                     |
| CCEE -  | Câmara de Comércio de Energia Elétrica                                       |
| DS -    | Dinâmica de Sistemas   |
| EV -    | <i>Electric Vehicle</i> (veículo elétrico)                                   |
| HEV -   | <i>Hybrid Electric Vehicle</i> (veículo elétrico híbrido)                    |
| ICE -   | Internal Combustion Engine (motor de combustor interna)                      |
| IEEE -  | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>                     |
| INESC - | Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores                           |
| MEV -   | <i>More Electric Vehicles</i> (veículos mais elétricos)                      |
| MME -   | Ministério das Minas e Energia   |
| MPC -   | <i>Model Predictive Control</i> (controle preditivo de modelo)               |
| ONS -   | Operador Nacional do Sistema   |
| PCH -   | Pequena Central Hidrelétrica   |
| PD -    | Programação Dinâmica   |
| PEV -   | <i>Plug-in Electric Vehicle</i> (veículo elétrico conectável)                |
| PHEV -  | <i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i> (veículo elétrico híbrido conectável) |
| PQ -    | Programação Quadrática   |
| SEP -   | Sistema Elétrico de Potência   |
| SUV -   | <i>Sport Utility Vehicle</i>   |
| V2G -   | <i>Vehicle to Grid</i> (veículo na rede)                                     |

# 1. INTRODUÇÃO

Há cerca de quinze anos discutem-se os impactos potenciais, nos sistemas de distribuição de energia elétrica, da introdução, em larga escala, de veículos elétricos no mercado (FORD, 1994; PILLAI, BAK-JENSEN, 2009). Os aspectos considerados são abrangentes, podendo-se destacar o que segue. O nível de harmônicas circulando na rede (WANG, O'CONNELL, BROWFIELD, 2001), número de eventos de sobrecarga, regulação de tensão, desbalanceamento e perdas (DOWDS ET AL., 2009; TAYLOR ET AL., 2009) são temas eminentemente técnicos. A criação de um sistema de penalidades e recompensas para usuários de veículos elétricos, baseado no horário e frequência de recargas por ele efetuadas, aplicados pela concessionária ou pelas agências estatais de supervisão e controle de serviços (FORD, 2004), detalha interessantes tópicos regulatórios. Os impactos econômicos, tais como investimentos, custo da energia e despacho econômico (KEMPTON, 2005; TOMIĆ, 2007; HEYDT, 1983) são abordados com profundidade. Mais recentemente, vem sendo estudada a possibilidade de serem usados “agregadores” de veículos elétricos, que funcionariam como agentes reguladores dentro dos sistemas de distribuição, operando ora como consumidores ora como fornecedores de energia elétrica (QUINN, ZIMMERLE, BRADLEY, 2009) ou de serviços ancilares. O objetivo destes agregadores seria o de auferir lucro com a venda destes serviços e/ou com a venda de energia para suprir contingências de fontes alternativas de energia, tais como a eólica (GUILLE, GROSS, 2010) ou a fotovoltaica, ou auxiliar no gerenciamento do sistema elétrico (ULBIG ET AL., 2010; ROCHA ALMEIDA ET AL., 2010).

## 1.1. MOTIVAÇÃO

No Brasil, recentemente acenderam-se discussões e surgem propostas para a introdução das tecnologias, chamadas *smart grid*, de gerenciamento dos sistemas elétricos (FALCÃO, 2010). Os órgãos regulamentadores dão seus primeiros passos para estabelecer as regras e condições de aplicação de recursos de geração distribuída de energia elétrica (ANEEL, 2012) à rede de distribuição residencial. A busca por um aumento na eficiência energética do setor de transportes de passageiros e cargas no Brasil, bem como o crescimento da consciência ecológica, deverá conduzir à gradual introdução de veículos elétricos híbridos no mercado automobilístico brasileiro (SMITH, 2010). A adequação dos conceitos e idéias desenvolvidos no hemisfério norte à realidade brasileira, onde as regras de funcionamento do sistema elétrico, as características de geração bem como a matriz energética dos transportes são significativamente diferentes, foi o motivador principal deste trabalho.

## 1.2. RESUMO BIBLIOGRÁFICO

As possibilidades de conexão de veículos elétricos (EV, do inglês *electric vehicles*), sejam eles a bateria (PEV, do inglês *plug-in electric vehicle*), híbridos (HEV, do inglês *hybrid electric vehicle*), ou híbridos conectáveis (PHEV, do inglês *plug-in hybrid electric vehicle*) ou a célula de combustível, com a rede de distribuição de energia elétrica (SEP - Sistema Elétrico de Potência), visando a prestação de serviços ancilares, é explorada na literatura por vários autores. De modo geral, a linha desenvolvida por Kempton e Tomić sumariza o pensamento atual da comunidade de pesquisa. Em dois artigos que se

complementam (KEMPTON, 2005 e TOMI'Ć, 2007), os autores resumem os modelos de negócio que poderiam ser viabilizados, desenvolvem um modelo econômico para o veículo e sugerem maneiras de concretizar o relacionamento entre os EV's e o SEP.

Usando como base os EUA em 2004, Kempton e Tomi'ć constataam a existência de 176 milhões de automóveis, caminhonetes e vans e uma capacidade de geração de energia elétrica de 602 GW, distribuída entre 9351 plantas de geração de concessionárias, mais 209 GW de capacidade localizada em plantas dedicadas de usuários. A potência média de cada veículo leve, com motor de combustão interna, é de 149 HP (111 kW), totalizando 19,5 TW. Se um quarto dos veículos forem convertidos para eletricidade, a potência resultante será de 660 GW, já superior à capacidade instalada das concessionárias americanas. O custo da eletricidade gerada pelas concessionárias oscila entre U\$ 0.02 a U\$ 0.09 (valores no pico de consumo de U\$ 0.05 a U\$ 0.80), enquanto que o custo da energia gerada pelos EV's, com a tecnologia atual, varia entre U\$ 0.05 a U\$ 0.50. Da observação destes valores, segue que é possível tornar viável o aproveitamento da energia gerada (ou armazenada) pelos EV's para suprir as necessidades do SEP.

Os mercados possíveis que Kempton e Tomi'ć analisam são: suprimento de energia de base, energia para horário de pico, reserva girante (spinning) e regulação (tensão e frequência ou primária e secundária). Os estudos realizados mostram que a utilização de frotas de EV's para suprir energia em horário de pico pode ser viável, é competitiva para fornecimento de reserva girante e é muito competitiva para fornecimento de serviços de regulação. Também citado e analisado separadamente é o mercado de armazenamento

de energia para fontes renováveis e variáveis, tais como eólica e fotovoltaica, mas é demonstrado que o uso da energia armazenada para fornecimento de energia de base não é viável economicamente.

As estratégias propostas por Kempton e Tomić vão desde aumentar a capacidade de armazenamento de energia elétrica pelos EV's (com conseqüente aumento de custo inicial), passando por usar frotas para integrar as capacidades de armazenamento, até o uso de controles inteligentes (no EV e na rede) para gerenciar os ciclos de carga e descarga das baterias, visando seu aproveitamento como potenciais fornecedoras dos serviços anteriormente citados. O relacionamento entre a rede (concessionária) e o prestador de serviço (proprietário) pode ser pensado como sendo feito diretamente entre as partes (concessionária e frotista, por exemplo) ou com o uso de um intermediário (agregador), e deverá fazer uso de incentivos financeiros para maximizar o tempo que os EV's permanecerão conectados. O papel do agregador é sugerido para ser desempenhado por empresas do tipo telefonia celular ou fabricantes de baterias, devido à capacidade de estabelecer redes de comunicação ou facilidade de oferecer estímulo financeiro.

Para o início das operações de um sistema real, Kempton e Tomić sugerem o uso de PEV's puros, com baterias recarregáveis, já que sua gestão é mais simples. Partindo de frotas de demonstração, a partir do atingimento do ponto de equilíbrio financeiro, seriam agregados veículos individualmente até a saturação do mercado de serviços ancilares, quando então poderá ser iniciado o desenvolvimento dos projetos de armazenamento de energias renováveis (eólica e/ou fotovoltaica). Deve-se salientar que, na visão destes autores, regiões com baixo custo de serviços ancilares, como, por exemplo, sistemas

fortemente dependentes de geração hídrica, não terão interesse em desenvolver este tipo de relacionamento entre EV e SEP.

Um modelo de agregador é apresentado por (HAN, 2010), no qual são analisadas as necessidades de regulação de frequência de concessionárias nos EUA, os preços pagos pelos serviços ancilares e a viabilidade de estes serviços serem prestados por um conjunto de veículos reunidos por uma entidade que deveria responder aos sinais de controle de regulação. A estratégia desta entidade deve se basear nos ciclos de carga das baterias dos veículos contratados. Uma proposta de modelo de programação dinâmica é feita para otimizar estes ciclos, com o objetivo de maximizar o lucro operacional do agregador (basicamente, a diferença entre o faturamento pela venda de serviços e o total pago pela energia necessária para carregar as baterias dos EV's contratados). São levadas em consideração as restrições de carga mínima e máxima de cada bateria, bem como a taxa de carga e descarga admissíveis que não acarretem a diminuição de sua vida útil.

Outros autores (ULBIG ET AL., 2010) apresentam um controlador preditivo baseado em modelo (MPC, do inglês *model predictive control*) dos serviços de regulação de frequência, fornecidos por um agregador de PHEV. O modelo dos veículos individuais é construído como um "*energy hub*" e a saída fornecida por este modelo é usada para simular 84 ciclos de uso distintos, aplicados em 15000 veículos, com uma distribuição temporal específica. O controlador foi simulado com o uso do *Multi-Parametric Toolbox* (MPT) do MATLAB™ e aplicado ao sistema de 14 barras do IEEE para verificação da estabilidade de frequência após uma falha de  $\pm 0.5$  pu durante 10 minutos. Os

resultados mostram a viabilidade do uso de PHEV agregados para o fornecimento deste serviço.

De modo análogo, mas usando funções de transferência de 4ª ordem para os geradores síncronos e de 3ª ordem para os equivalentes dos geradores eólicos, em Portugal (ROCHA ALMEIDA ET AL., 2010) constata-se a viabilidade do uso de PEV (somente bateria) para melhorar a estabilidade do sistema integrado Portugal-Espanha quando submetido a uma falha grave (curto trifásico na rede, causando desligamento de várias fazendas eólicas). As simulações foram feitas usando-se o Plansys do INESC, um software para simulação dinâmica de redes que usa o método convencional passo a passo, e foram estudados casos com EV's comportando-se como cargas simples e os EV's agregados e recebendo sinais ativos do AGC (do inglês *Automatic Generation Control*). Os resultados mostram a eficácia do modelo, com redução de sobrecargas e aumento da robustez de operação quando se considera a conexão V2G (do inglês *vehicle to grid*) dos EV's.

Um estudo desenvolvido na Suíça (GALUS, ANDERSSON, 2007) apresenta um quadro de como seria a inserção dos PHEV's nos SEP atuais, aplicando o conceito de "*balance group*" (BG). O BG é um agrupamento de consumidores (mesmo provedores de serviços), fornecedores e comerciantes, não necessariamente na mesma região geográfica ou ligados à mesma distribuidora, que assume as tarefas administrativas de coletar dados de cargas, geração e comercialização de energia, dos quais serão derivados o balanço de energia e os custos. Para a integração de PHEV, e/ou agregadores destes, nos SEP existentes, o autor sugere o uso do conceito de estados do sistema, análogos aos usados para os SEP. O quadro apresentado, de oito

possíveis estados para um PHEV, pode ser utilizado para simular o comportamento de um SEP no qual tenha sido inserida uma frota de PHEV, comparando regras de mudança de estados possíveis para o veículo. Na simulação apresentada como exemplo, verifica-se que no planejamento a curto prazo do SEP, diferentes modos de operação dos estados dos PHEV não podem ser desconsiderados.

Existe um estudo (BOURGES, 2009) que, embora não trate de EV's, propõe uma metodologia de Dinâmica de Sistemas (DS) para o despacho de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). No seu desenvolvimento, cita-se a possibilidade da utilização da metodologia para o despacho de outras fontes de energia alternativas. Se encararmos o agregador de PHEV's como sendo uma fonte de energia alternativa, ou como complemento de uma fonte alternativa (eólica ou fotovoltaica), poderia ser possível o desenvolvimento em DS de um método de despacho específico contemplando frotas de veículos que atingissem a massa crítica da viabilidade econômica da constituição de um agregador, nos moldes dos até agora sugeridos na literatura.

Para finalizar esta resenha bibliográfica, citam-se dois artigos que tratam de impactos nas redes de distribuição, em termos de desempenho e investimentos necessários para adequação.

O primeiro (FERNÁNDEZ ET AL., 2011) trata do estudo do impacto da introdução de PHEV's em duas redes reais de grandes dimensões, uma residencial e uma mista. Três passos são seguidos para avaliar os investimentos e incremento de perdas com a introdução de PHEV's:

- 1- Descrição das áreas a serem estudadas;
- 2- Definição dos cenários de penetração dos PHEV's; e

- 3- Cálculo da expansão da rede e novo nível de perdas.

As características das áreas estudadas estão nas tabelas a seguir, extraídas dos artigos originais, sem tradução:

|                         |        |
|-------------------------|--------|
| Area [km <sup>2</sup> ] | 20     |
| Population              | 36.238 |
| Cars                    | 3.676  |
| LV supply points        | 6.121  |
| LV load [MW]            | 34     |
| MV supply points        | 15     |
| MV load [MW]            | 38     |

Área A

|                         |        |
|-------------------------|--------|
| Area [km <sup>2</sup> ] | 3.400  |
| Population              | 52.224 |
| Cars                    | 28.626 |
| LV supply points        | 61.304 |
| LV load [MW]            | 280,3  |
| MV supply points        | 268    |
| MV load [MW]            | 115    |
| HV supply points        | 5      |
| HV load [MW]            | 13,5   |

Área B

Tabela 1.1 – dados das áreas estudadas por (FERNÁNDEZ ET AL., 2011)

Os tipos de PHEV's considerados no estudo estão resumidamente descritos na Tabela 1.2:

|                              | PHEV 30<br>(MIT) | PHEV 40<br>(USABC) | PHEV 60<br>(EPRI) | BEV (200 Mi<br>Range) (MIT) |
|------------------------------|------------------|--------------------|-------------------|-----------------------------|
| Peak power [kW]              | 44               | 46                 | 99                | 80                          |
| Energy capacity<br>[kWh]     | 8                | 17                 | 18                | 48                          |
| Charge power at<br>0.2C [kW] | 1.6              | 3.4                | 3.6               | 9.6                         |
| Charge power at<br>1C [kW]   | 8                | 17                 | 18                | 48                          |
| Charge power at<br>2C [kW]   | 16               | 34                 | 36                | 96                          |

Tabela 1.2 – Tipos de PHEV's considerados por (FERNÁNDEZ ET AL., 2011)

Os cenários de penetração considerados são:

- 1- 35% de PHEV's, 10% deles em V2G
- 2- 51% de PHEV's + PEV's, 10 % deles em V2G
- 3- 62% de PHEV's, 10% deles em V2G, carga rápida (2C)

Para V2G, considerou-se uma potência fornecida variando entre 3 e 10kW. O padrão de tempo de conexão utilizado está mostrado na Tabela 1.3, também extraída do artigo original.

|                                     |                               | Area A            | Area B             |
|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------------|
| <b>Valley hours<br/>(0:00-6:00)</b> | 85% of total EV are connected | 95% normal charge | 95 % normal charge |
|                                     |                               | 5% fast charge    | 5% fast charge     |
| <b>Peak hours<br/>(16:00-21:00)</b> | 40% of total EV are connected | 65% normal charge | 50% normal charge  |
|                                     |                               | 25% fast charge   | 40% fast charge    |
|                                     |                               | 10% V2G           | 10% V2G            |

**Tabela 1.3 – Tempo de conexão de EV em V2G, segundo (FERNÁNDEZ ET AL., 2011)**

Um modelo de planejamento da distribuição em larga escala foi usado para comparar os cenários de penetração de PHEV's com a rede básica, que foi desenhada como uma rede otimamente adaptada, com mínimos custos operacionais e de investimentos. Os pontos de carga foram distribuídos aleatoriamente na rede, mas sempre coincidindo com pontos de carga já existentes na rede básica.

Os resultados mostram que os investimentos necessários para atender as demandas, se as recargas forem efetuadas em horário de pico, serão quase 20% superiores aos normais, para uma área tipo A e 3% superiores para uma área tipo B, considerando-se um fator de simultaneidade igual a 1 para a conexão dos PHEV's. Aplicando-se fatores de simultaneidade menores que 1, ou seja, utilizando-se estratégias inteligentes para recarga dos PHEV's, os investimentos para recarga em horário de pico reduzem-se em cerca de 70% em relação à não utilização destas estratégias.

Se as recargas forem realizadas fora do horário de pico, nenhum investimento extra é necessário, a não ser o feito para administrar as recargas.

A análise das perdas incrementais mostra que, para recarga fora do horário de pico, as perdas aumentam entre 35 e 40%, no caso de penetração de PHEV's de 62%.

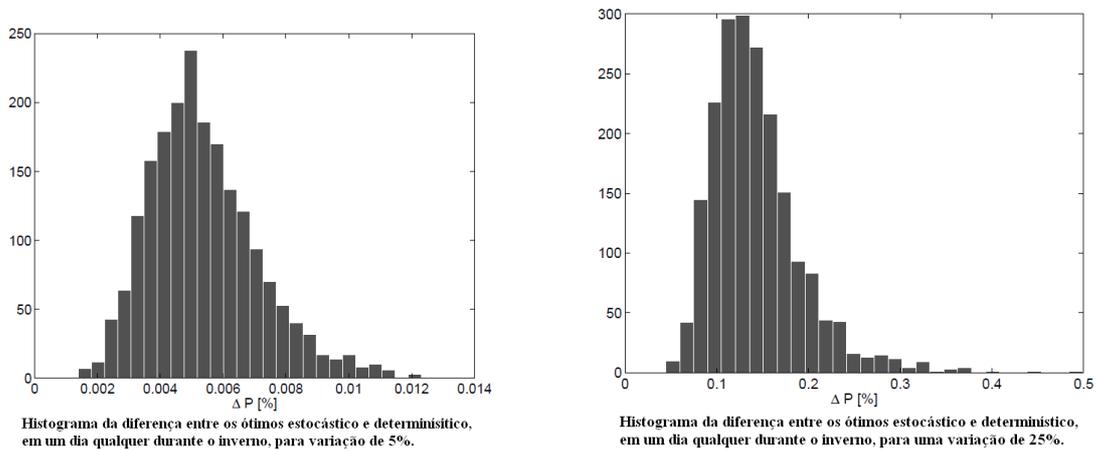
Como neste estudo foram utilizadas duas condições singulares de carga (horário de pico e fora de pico), os autores sugerem o uso de curvas de carga diárias (24 horas) para futuros estudos.

Finalmente, a referência (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2009) trata de uma análise, via simulação de uma rede de 34 nós do IEEE, da qualidade da energia e do comportamento das perdas com uma participação de PHEV's no mercado de 30%, conforme previsão para 2030, na Bélgica. Foram considerados os mesmos parâmetros usados em um estudo determinístico realizado anteriormente pelos autores (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2008), que introduziram uma aproximação estocástica para o perfil do consumo residencial, considerando-se um erro nos valores previstos. Utilizando o método da Programação Quadrática (PQ), foi feita uma otimização da recarga das baterias e do uso da rede para minimizar perdas, com base em uma aproximação estocástica.

Foram definidas funções de densidade de probabilidade para o perfil de consumo residencial, antes fixo. As funções densidade de probabilidade (f.d.p.) consideradas foram normais, com desvios padrão escolhidos para que em 99,7% dos casos o valor da amostra aleatória estivesse dentro de uma faixa de 5% ou de 25% ao redor da média, para cada 15 minutos do perfil de carga.

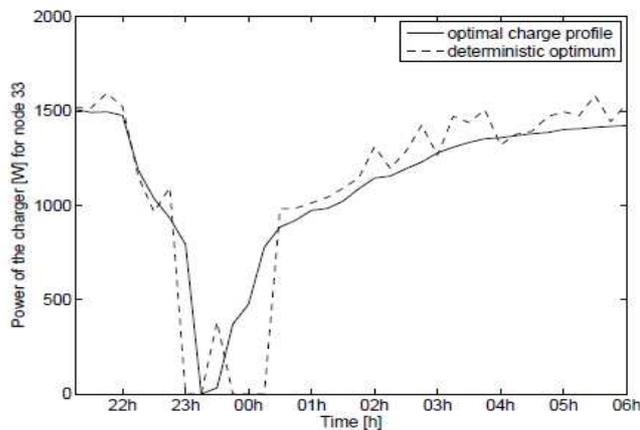
Foi calculado um perfil ótimo de recarga para 2000 amostras independentes do perfil diário de carga na rede. Este perfil ótimo de recarga, por sua vez, foi usado para calcular as perdas para cada um dos 2000 perfis de carga individuais. Este é o ótimo estocástico. Para cada um destes 2000 perfis de carga, foram calculados o perfil de recarga ótimo e as perdas correspondentes, que é o ótimo determinístico. As perdas do ótimo

determinístico foram subtraídas das perdas do ótimo estocástico, divididas pelas perdas do ótimo determinístico e definidas como  $\Delta P$  (%) e são sempre positivas. Os resultados estão na Figura 1.1, reproduzidas do artigo original sem tradução, respectivamente para uma variação diária de 5% e 25%.



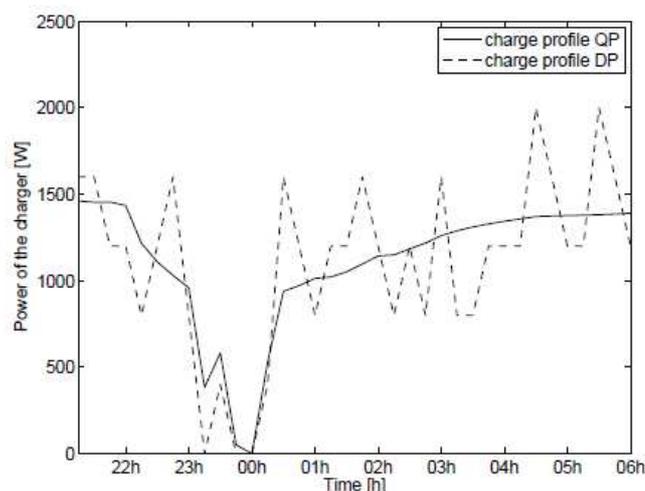
**Figura 1.1 – Diferenças entre ótimo estocástico e determinístico, extraída de (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2009)**

A previsão dos perfis de carga diários introduz uma perda de eficiência, porque os perfis de recarga “médios” dos PHEV não são ótimos para este perfil de carga específico. Os perfis para o nó 33 estão na Figura 1.2, reproduzida sem tradução do artigo original, que mostra que a diferença entre o determinístico e o estocástico é pequena.



**Figura 1.2 – Ótimo determinístico e perfil ótimo de recarga, extraído de (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2009)**

A mesma solução foi buscada com Programação Dinâmica (PD), técnica que decompõe o problema de otimização original em uma sequência de sub-problemas que são resolvidos de trás para frente em cada etapa. Usando a técnica de aproximações sucessivas de programação dinâmica, que decompõe o problema multidimensional de uma série de PHEV em uma sequência de problemas unidimensionais, obtém-se o gráfico comparativo entre valores obtidos através da técnica de PD e aqueles obtidos com o método da PQ da Figura 1.3, reproduzida sem tradução do artigo original.



**Figura 1.3 – Perfis de recarga ótimos obtidos com PD e PQ, extraído de (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2009)**

A tendência observada é a mesma e as diferenças pontuais são devidas à discretização da recarga em intervalos de 400 W no estudo de PD, para diminuir tempo de processamento e utilização de memória.

Foram analisados os impactos no sistema de distribuição, por meio de um fluxo de potência calculado por método de varredura direta/inversa, ao se introduzir os perfis de recarga determinados em uma rede topologicamente igual a de 34 nós do IEEE em cada uma das fase de um transformador de 160 kW, com os demais equipamentos seguindo os padrões utilizados na Bélgica.

Assim, a rede resultante ficou com 100 nós, em 30% dos quais foi acrescentada a carga relativa aos perfis ótimos de recarga de PHEV determinados anteriormente. Os resultados estão resumidos na Tabela 1.4, reproduzida do artigo original sem tradução, e mostram que sem controle externo da recarga a qualidade da energia elétrica diminui sensivelmente, levando à necessidade de investimentos na rede.

| <b>Parameters</b>       | <b>Without PHEVs</b> | <b>Uncoordinated charging</b> | <b>Coordinated charging</b> |
|-------------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| <b>Load [kVA]</b>       | 40                   | 56                            | 40                          |
| <b>Line current [A]</b> | 182                  | 266                           | 183                         |
| <b>Node voltage [V]</b> | 213                  | 207                           | 213                         |
| <b>Power losses [%]</b> | 3.1                  | 4.4                           | 3.8                         |

**Tabela 1.4 – Resultados extraídos de (CLEMENT, HAESSEN, DRIESEN, 2009)**

### **1.3. OBJETIVO**

O presente trabalho tem como objetivo analisar a influência de um grande número de variáveis endógenas e exógenas sobre o processo de introdução de veículos elétricos no mercado automobilístico brasileiro. Estas variáveis, que afetam a decisão de concessionárias de energia elétrica e dos consumidores, bem como do governo, referem-se a investimentos, políticas e aspectos técnicos do funcionamento e da conexão dos veículos à rede de distribuição de energia – *Vehicle to Grid* (V2G).

## **1.4. RESULTADOS ESPERADOS**

Este trabalho apresenta como resultados uma metodologia e seus modelos associados, que permitem simular cenários do crescimento do mercado de veículos elétricos. A aplicação desta metodologia a redes de distribuição reais, mostrando sua validade, permite concluir sobre alterações nos estados da rede que não estão presentes sem a conexão de EV's.

### **1.4.1. Resultados Gerais**

A definição das variáveis endógenas e exógenas do processo de introdução dos veículos elétricos no mercado automobilístico brasileiro, estabelecendo-se suas relações de interdependência, é o resultado mais significativo. Este conhecimento possibilita a criação de modelos de simulação para orientar as previsões a serem feitas nos estudos de planejamento energético, econômico e financeiro necessários para fazer frente a esta nova situação do consumo de energia em nível de distribuição.

### **1.4.2. Resultados Específicos**

Especificamente, nesta primeira fase da pesquisa, o conhecimento das variações no estado de operação dos alimentadores de distribuição, causadas pelo crescimento da participação dos veículos elétricos, na demanda de energia elétrica em regiões metropolitanas, possibilita avaliar a importância deste crescimento, sob a ótica de uma concessionária de distribuição. Outro conhecimento a obtido é a sensibilidade dos modelos desenvolvidos às variações estocásticas dos dados de entrada, visto que esta característica — aleatoriedade de acesso aos sistemas elétricos — é bem conhecida da

comunidade técnica. Finalmente, a verificação da conveniência do uso de EV's como alternativa para a reserva de energia no SEP incentiva a continuidade dos estudos.

## **1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Esta dissertação está estruturada de modo a introduzir a discussão sobre a presença de veículos elétricos no mercado de automóveis, sua interação com a rede elétrica e os impactos causados nas decisões de concessionárias de distribuição de energia. São conceituados os veículos elétricos e sua participação como carga em sistemas de distribuição e apresentados os métodos de cálculo de fluxo de potência e de simulação de Monte Carlo, usados na obtenção dos resultados apresentados. Para maior clareza, é feita uma divisão em seis capítulos, como segue:

### **1- Introdução**

Apresentam-se os objetivos e resultados esperados, bem como o estado da arte através de um resumo da bibliografia consultada.

### **2- Considerações sobre Veículos Elétricos e Sistemas**

São mencionados os veículos elétricos atualmente em desenvolvimento no mundo, os serviços de regulação e ancilares presentes em redes elétricas, a regulamentação existente e em desenvolvimento, que possa interferir no uso de veículos elétricos, dados estatísticos sobre geração e consumo de energia elétrica e sobre a frota de veículos automotores no Brasil.

### **3- Veículos Elétricos e Rede: Modelos de Carga, Solução Determinística e Simulação Estatística**

Descrevem-se os modelos de veículos elétricos considerados nesta pesquisa, seu consumo de energia elétrica estimado, o método de análise da rede de distribuição utilizado e o método de simulação de Monte Carlo, usado para levar em consideração os aspectos aleatórios do modelo.

#### 4- Simulações

Apresentam-se a curva de carga atual de um alimentador BT, as hipóteses sobre os horários e duração de recargas, a topologia e os dados elétricos do alimentador BT, as características de aleatoriedade das cargas e a abrangência das simulações.

#### 5- Resultados

Mostram-se os resultados mais significativos das simulações realizadas e seus possíveis impactos no planejamento das operações das concessionárias.

#### 6- Conclusões Preliminares e Desenvolvimentos Futuros

Abordam-se possíveis desdobramentos desta pesquisa e as conclusões preliminares do trabalho.

### **1.6. CONCLUSÃO**

Vários autores abordaram o tema de conexão de veículos elétricos à rede de distribuição, sob a ótica da realidade de diversos sistemas elétricos, com regras de funcionamento e regulamentações específicas, de mercados de energia com características diversas e matrizes de transporte de passageiros e cargas peculiares de suas regiões geográficas. As análises utilizam basicamente dados de modelos comerciais de veículos elétricos em diversas

configurações e mostram a viabilidade econômica e tecnológica de a conexão V2G ser aproveitada para fornecimento de energia suplementar ou serviços ancilares à rede. Outra conclusão importante é a de que, sem interferência regulatória e controle de horários de recarga, a introdução de EV's no mercado de transporte individual necessitará de investimentos adicionais, principalmente em redes de distribuição de baixa tensão (alimentadores finais).

## 2. CONSIDERAÇÕES SOBRE VEÍCULOS ELÉTRICOS E SISTEMAS

O desenvolvimento de veículos de transporte elétricos antecedeu ao dos automóveis com motores a combustão interna (ICE, do inglês *internal combustion engine*). Inicialmente, os veículos elétricos eram movidos por motores de corrente contínua e o peso das baterias chumbo-ácido necessárias para alimentar o motor foi o fator preponderante para que o desenvolvimento da tecnologia estagnasse por várias décadas.

Os primeiros modelos híbridos de sucesso foram desenvolvidos no setor ferroviário, com as locomotivas diesel-elétricas. Esta mesma tecnologia é usada hoje em dia no transporte rodoviário urbano de algumas grandes cidades, como Nova York.

Com as crises do petróleo nos anos 1970 e 1980, retomaram-se as pesquisas no sentido de desenvolver tecnologias que possibilitassem o uso de energia elétrica no transporte individual. As soluções encontradas conduziram a diferentes tecnologias, com diferentes níveis de eletrificação. O nível de eletrificação é definido como sendo o percentual da potência elétrica do veículo em relação à sua potência total.

Este capítulo trata da conceituação dos tipos de veículos elétricos em desenvolvimento pela indústria, com o objetivo de demonstrar a maturidade da tecnologia. A seguir, faremos algumas considerações sobre veículos elétricos e seu relacionamento com os sistemas elétricos, bem como sobre a regulamentação sobre o tema disponível no Brasil.

## 2.1. MODELOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Uma publicação do IEEE (EMADI, 2011) classifica os veículos elétricos, quanto ao nível de eletrificação, em: veículos mais elétricos (MEV, do inglês *more electric vehicle*), com menos de 20% de nível de eletrificação; veículos elétricos híbridos (HEV) e veículos elétricos híbridos conectáveis (PHEV), ambos com 20 a 80% de nível de eletrificação; e veículos elétricos puros (EV), com 100% de nível de eletrificação. As características dos EV's assim classificados estão resumidas adiante:

**1. Veículos elétricos puros (EV):** são veículos providos de motores elétricos (um ou mais), abastecidos unicamente por baterias, que dependem de uma fonte externa de energia para a recarga das baterias. Normalmente, esta fonte externa é um sistema elétrico de potência (SEP). Entre os problemas enfrentados no desenvolvimento dos EV's estão os relacionados ao peso e à autonomia das baterias, velocidade de recarga e duração, em ciclos de carga-descarga, da sua vida útil. Outro fator é o preço das baterias, que representam cerca de 50% do investimento inicial na compra de um EV e devem ser substituídas periodicamente, por esgotamento de sua vida útil. Observadas algumas condições, tais como estado de carga máximo e mínimo e velocidade de recarga, já existem baterias com vida útil de até 5000 ciclos carga-descarga. Algumas tecnologias avançadas, tal como o aproveitamento da energia cinética nas frenagens para recarregar as baterias, estão sendo incorporadas aos modelos atuais de EV's. A Figura 2.1 mostra a arquitetura básica de um EV. O modelo atual mais representativo desta categoria é o Nissan LEAF, com motor de 80kW alimentado por baterias NiMH com 90kWh de capacidade de

armazenamento. Este modelo tem uma autonomia de 160km, em uso urbano, com velocidade máxima de 145km/h.

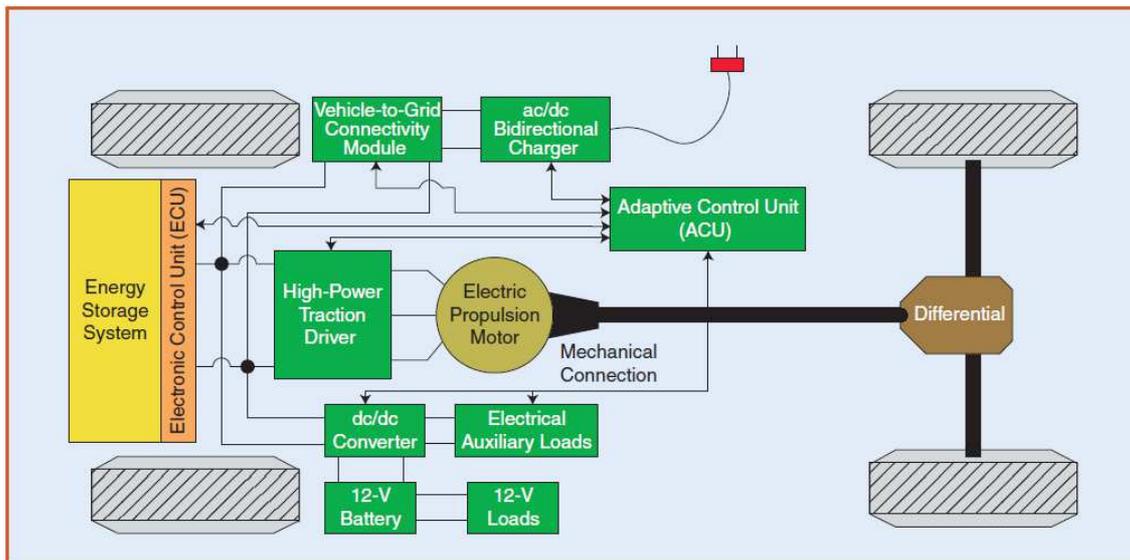


Fig. 2.1 – arquitetura de um EV, extraído de (EMADI, 2011)

2. **Veículos elétricos híbridos (HEV):** veículos com dupla motorização, elétrica e ICE. As duas motorizações são usadas em configuração série, paralela, ou mista. Na configuração série, mostrada na Figura 2.2, o ICE funciona exclusivamente para mover um gerador que recarrega as baterias, que por sua vez alimentam o motor (ou motores) elétrico de tração. Na configuração paralelo, tanto o(s) motor(es) elétrico(s) como o ICE podem tracionar o veículo, conforme mostrado na Figura 2.3, em uma proporção variável de acordo com as necessidades de potência e estado de carga das baterias. Estes veículos não precisam ser conectados a nenhuma fonte externa, pois suas baterias são recarregadas exclusivamente por seu ICE. Assim, o armazenamento de energia é feito unicamente pela reserva de combustível (fóssil ou renovável) existente no tanque. Na configuração mista, como na Figura 2.4, os HEV têm duas máquinas elétricas, uma para carregar

as baterias e outra para tração, podendo, desta maneira, operar em qualquer combinação série-paralelo.

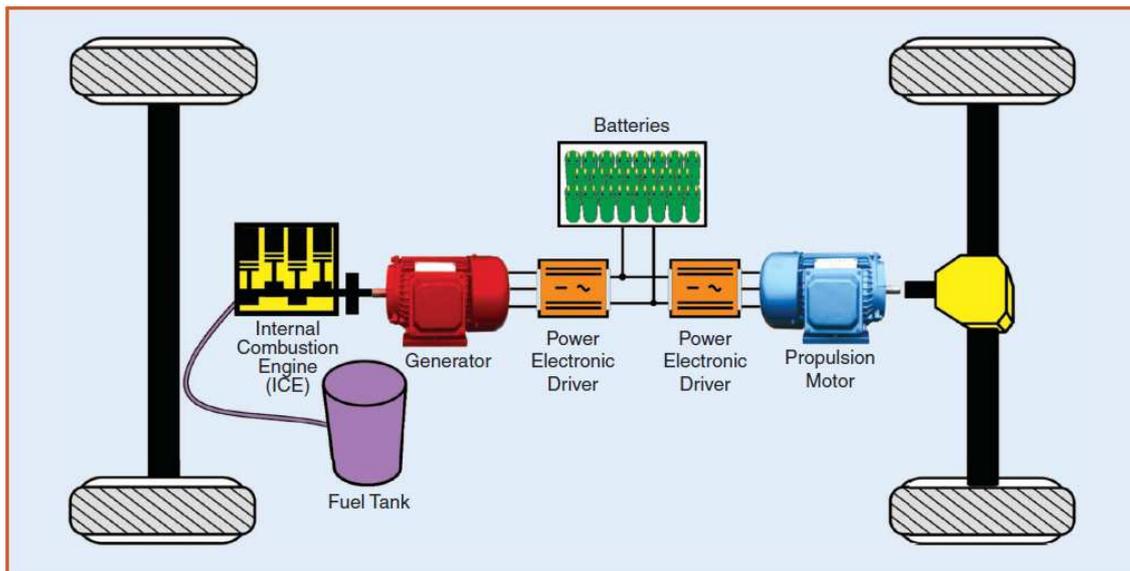


Fig. 2.2 – HEV na configuração série, extraído de (EMADI, 2011)

Como exemplo de veículos desta categoria, atualmente comercializados, temos o Honda Civic, Toyota Prius, Ford Fusion, Hyundai Sonata, entre outros, todos com menos de 50% de nível de eletrificação.

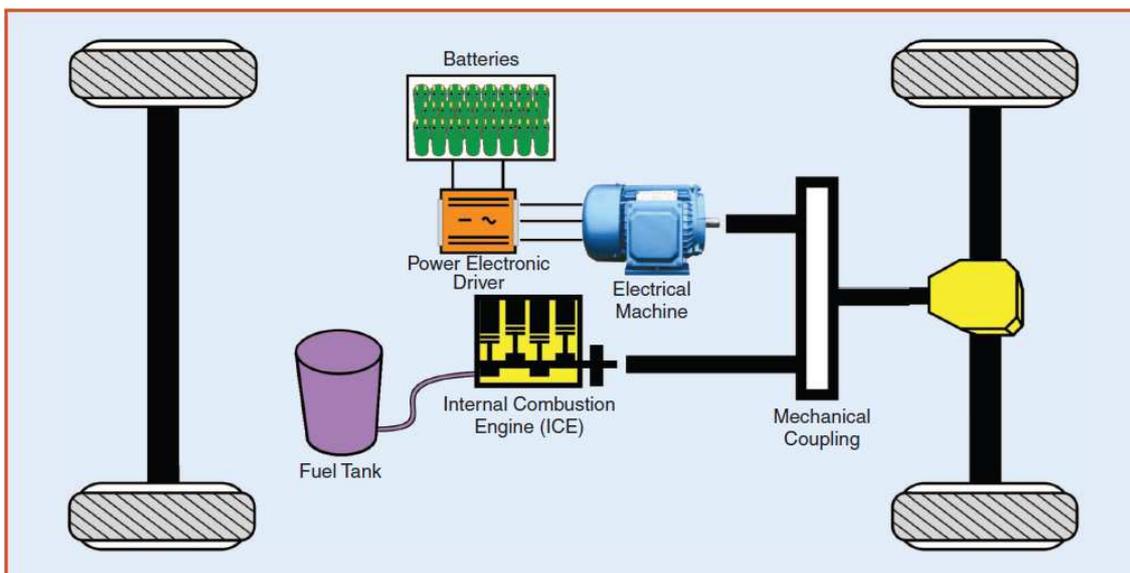


Fig. 2.3 – HEV na configuração paralelo, extraído de (EMADI, 2011)

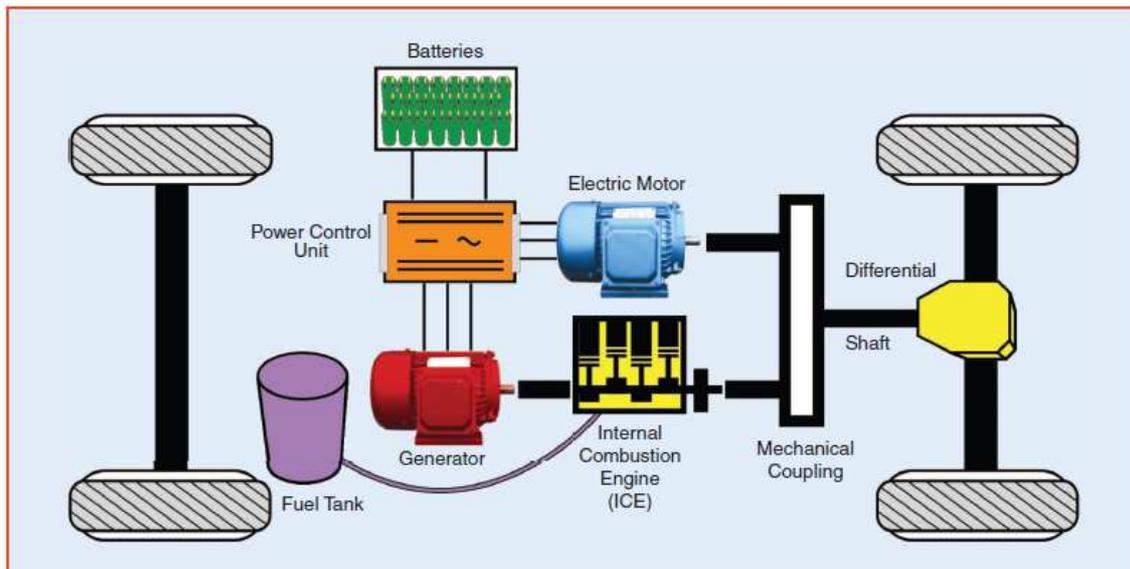


Fig. 2.4 – HEV na configuração mista, extraído de (EMADI, 2011)

**3. Veículos elétricos híbridos conectáveis (PHEV):** o que diferencia os PHEV dos HEV é a possibilidade de conexão destes veículos com uma fonte de energia elétrica externa. Isto permite que suas baterias sejam recarregadas tanto pelo ICE como pelo SEP. As Figuras 2.5 e 2.6 mostram as configurações série e mista, respectivamente, para os PHEV. Os modelos desta categoria, que começam a se destacar no mercado, são o GM Volt, que possui um motor elétrico de 100kW e um motor flex-fuel de 86HP que carrega as baterias de íons de lítio de 16kWh, e o Toyota Prius Hybrid, com motor elétrico de 60kW e motor flex-fuel de 98HP que alimenta as baterias de íons de lítio de 5,2kWh.

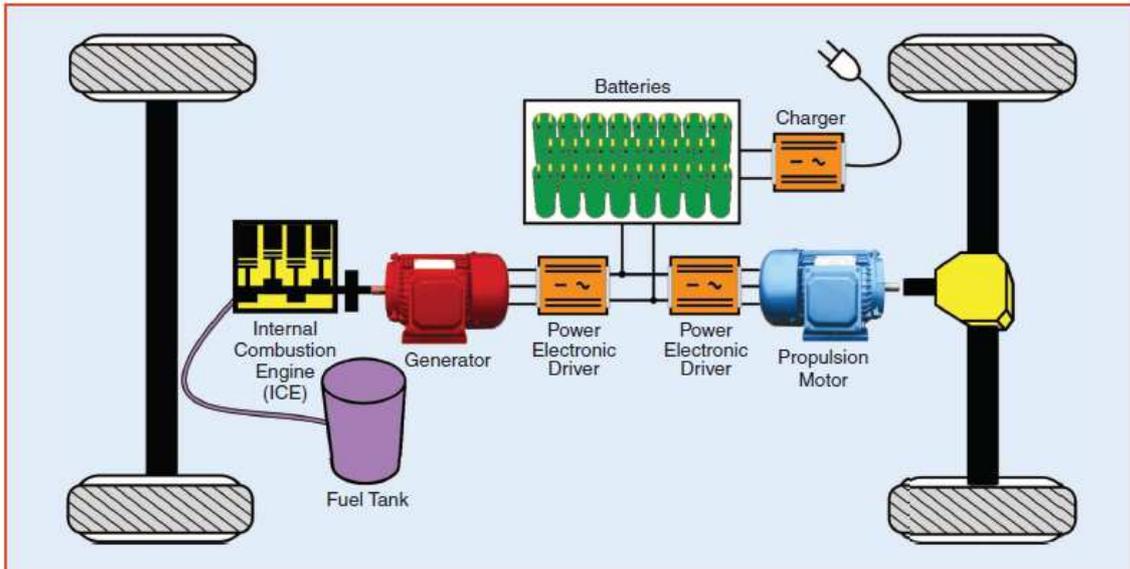


Fig. 2.5 – PHEV na configuração série, extraído de (EMADI, 2011)

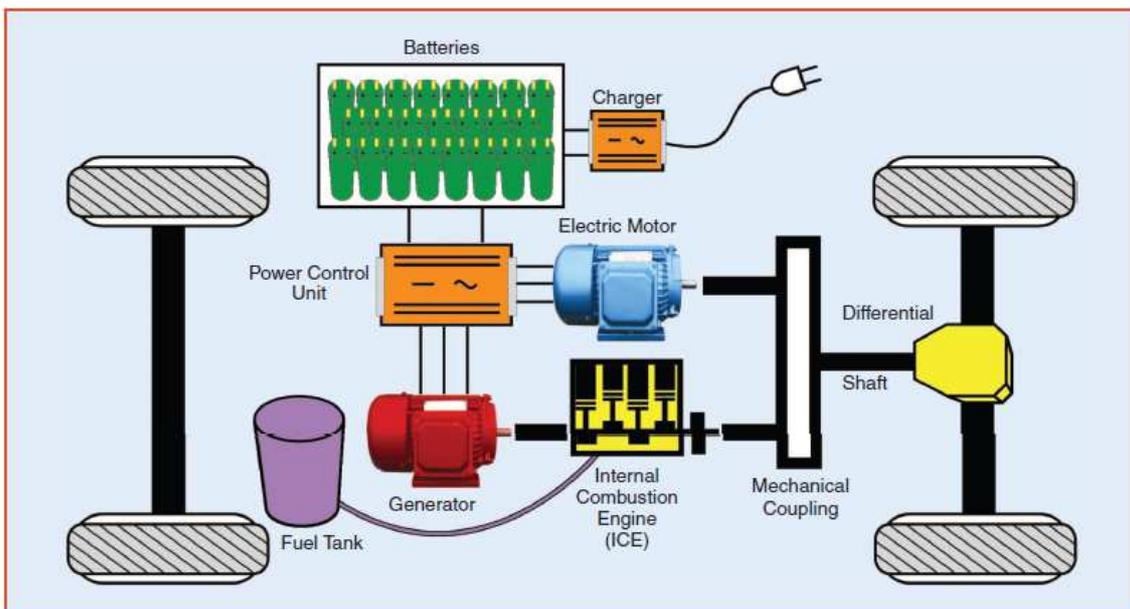


Fig. 2.6 – PHEV na configuração mista, extraído de (EMADI, 2011)

4. **Veículos movidos a célula de combustível (FCEV):** neste caso, a tração é realizada por motor(es) elétrico(s) e sua alimentação é feita por baterias recarregadas por uma célula de combustível, que produz eletricidade a partir de hidrogênio. O hidrogênio pode ser armazenado no próprio veículo ou

obtido de hidrocarbonetos derivados de combustíveis fósseis. Não há, ainda, veículos comercializados em larga escala nesta categoria.

Ainda segundo (EMADI, 2011), o desenvolvimento atual dos EV foi iniciado, a partir das crises do petróleo e do aumento da consciência de conservação dos recursos naturais e preservação da natureza, com o surgimento dos MEV, evoluindo para os HEV, que já possuem alguns modelos comercializados com sucesso. A seguir, os novos modelos deverão apresentar a possibilidade de conexão com o SEP, tornando-se PHEV e, com o desenvolvimento de baterias e o conseqüente aumento de autonomia e velocidade de recarga, os veículos se tornarão totalmente verdes, com relação ao combustível, ou seja, EV puros. Algumas previsões apontam para a total eletrificação da frota a partir de 2050, levando-se em conta as dificuldades para a quebra do paradigma tecnológico representado pelo ICE.

## **2.2. REGULAÇÃO E SERVIÇOS ANCILARES NO BRASIL**

A possibilidade de os EV interagirem com o SEP, através da introdução de PHEV no mercado, é apontada por (KEMPTON, 2005) como um fator de alavancagem da eletrificação da frota de veículos, uma vez que a prestação de serviços ancilares e de regulação resultará na possibilidade de receita financeira, que amortizará os maiores investimentos iniciais necessários para a aquisição de um PHEV. A seguir, analisamos o mercado de serviços ancilares e de regulação no Brasil.

Diferentemente de outros países, no Brasil, os serviços de regulação e ancilares são contratados diretamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Estes serviços são essenciais para a operação segura e estável do

SEP e se constituem no fornecimento de recursos que permitam a ação do operador do sistema no sentido de manter a estabilidade de tensão e frequência, nos momentos de variação brusca de carga, horários de pico e vale e transientes ocasionados por falhas de origem interna e externa.

Estes serviços podem ser classificados por critério temporal ou por critério de finalidade. No critério temporal, os serviços imediatos devem estar disponíveis dentro de segundos após a sua solicitação e os serviços de prontidão são aqueles que devem iniciar após minutos de sua solicitação. Como exemplo de serviços imediatos temos regulação primária de frequência, alívio automático de carga e controle dinâmico de tensão, enquanto que os serviços de prontidão são regulação secundária e terciária de frequência, redução voluntária de carga e controle de tensão em regime permanente.

Quanto à finalidade, os serviços podem ser de controle de frequência, controle de tensão e de restauração do sistema (partida autônoma). Os serviços de controle de frequência, ou de potência ativa, podem ser primários (variadores de velocidade dos geradores), disponíveis em 10 ou 20 segundos, secundários (manuais ou automáticos), disponíveis em 1 a 10 minutos, para complementar a regulação primária, e terciários (normalmente, via geradores de reserva), que devem estar disponíveis em 30 a 60 minutos, visando ao restabelecimento da reserva girante. Os serviços de controle de tensão, ou de potência reativa, são os necessários para se manter um perfil adequado das tensões da rede e são normalmente providos por geradores de reserva, compensadores síncronos, reatores e capacitores em derivação e transformadores com *taps*. Os serviços de restauração de sistema consistem basicamente em planos de religamento após uma falha que acarrete o

desligamento do sistema, baseados em recursos colocados à disposição do operador para esta finalidade.

As características intrínsecas dos PHEV os qualificam como potenciais provedores de serviços de regulação primária e secundária, assim como para fornecedores para demanda em horário de pico e cargas absorvedoras para os horários de vale, bem como compensadores de variações de geração de fontes renováveis, como eólica ou fotovoltaica.

### **2.3. REGULAMENTOS PARA FORNECEDORES DE ENERGIA: REALIDADE BRASILEIRA**

Um PHEV conectado ao SEP e fornecendo energia armazenada em suas baterias seria visto como um agente de geração distribuída, sob a ótica da legislação vigente (PRODIST – ANEEL, 2010). Deste modo, os contratos deverão ser firmados entre o produtor e a concessionária e ser resultado de chamada pública, para garantir publicidade, transparência e igualdade entre os participantes, ou ter o formato de contratos de compra e venda e registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Durante o ano de 2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – realizou a consulta pública nº 15, que disponibilizou uma Nota Técnica (ANEEL 0043/2010/SRD) com 33 questões sobre geração distribuída, divididas em seis grandes temas: caracterização dos empreendimentos, conexão à rede, regulação, comercialização de energia, propostas e questões gerais. Foram recebidas 577 contribuições de 39 agentes. Em outra Nota Técnica (ANEEL 0004/2011/SRD) é feita a análise destas contribuições. Uma das conclusões é que “as barreiras regulatórias existentes para geração

distribuída de pequeno porte podem ser tratadas dentro das resoluções e procedimentos emitidos pela ANEEL, respeitadas as atribuições legais e a Política Energética Nacional”, mas algumas questões versaram sobre temas que são da competência do Ministério das Minas e Energia – MME – pois tratam de políticas públicas e, portanto, deverão ser discutidas com o Ministério. A recomendação final é de que sejam realizados estudos, no âmbito da ANEEL, para propor a revisão de Resoluções e do PRODIST, com o objetivo de reduzir os obstáculos ao acesso de pequenas centrais geradoras ao sistema de distribuição. Nenhuma menção foi feita a veículos elétricos ou ao armazenamento de energia elétrica para posterior devolução à rede de distribuição.

Mais recentemente, foi colocada em audiência pública uma proposta de regulamentação para fontes fotovoltaicas e eólicas residenciais. Como resultado desta consulta, a ANEEL editou a Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica usado neste caso. A Resolução altera artigos específicos do PRODIST e abre espaço para a inserção de PHEV's na rede de distribuição.

#### **2.4. VEÍCULOS ELÉTRICOS E UTILIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL**

No final de 2011, circulavam pelas ruas e estradas brasileiras cerca de 44 milhões de automóveis, caminhonetes e vans (incluindo os SUV – Sport Utility Vehicles). A potência média dos motores (diesel, gasolina, álcool ou flex) está ao redor de 100HP (75kW), totalizando, deste modo, 3,3 TW. Segundo a

ANEEL, existem 2.508 empreendimentos geradores de energia elétrica, totalizando aproximadamente 118 GW de potência outorgada ou 116 GW de potência fiscalizada. Para que a frota de veículos elétricos iguale, em potência, a capacidade de geração de energia elétrica atual, basta que 3,6% da frota seja convertida. Esta situação coloca o Brasil em vantagem em relação, por exemplo, aos Estados Unidos, comparando-se os dados fornecidos por (KEMPTON, 2005) e citados no Capítulo 1, porém, ainda não existe previsão de comercialização, no Brasil, dos veículos citados no capítulo 2.1, itens 1 a 3.

Outro aspecto a ser considerado refere-se à capacidade de reserva de energia. No Brasil, cerca de 80% da energia elétrica tem origem em sistemas de geração hidroelétricos e, atualmente, a capacidade dos reservatórios vem sendo utilizada quase em sua totalidade, deixando o sistema em condições críticas de reserva de energia. A expansão das usinas a “fio d’água”, na região Norte do país, contribui ainda mais para a diminuição relativa destas reservas. Em termos gerais, 10% da frota de veículos de passeio e utilitários, existente no Brasil no final de 2011, convertidos para veículos elétricos puros ou híbridos conectáveis, possibilitam o armazenamento de 90GWh, energia suficiente para abastecer o país por uma hora. Deste modo, contrariamente ao citado na literatura (TOMI’C, 2007), não se pode desprezar a hipótese de veículos elétricos serem usados como geradores distribuídos na rede residencial, para auxiliar nos horários de pico, hipótese esta considerada nas simulações realizadas neste trabalho.

Não pode ser desprezada, também, a característica de complementaridade que a energia armazenada nas baterias de EV’s apresenta com outras fontes alternativas, como a eólica e a fotovoltaica. O atual estágio

de desenvolvimento da tecnologia de geração eólica e o sucesso dos últimos leilões de energia específicos incentivam a buscar soluções no sentido de aumentar a confiabilidade destes sistemas, tendo em vista as incertezas sobre a regularidade da fonte de energia primária. No caso específico de geração fotovoltaica, a complementaridade dos horários tem que ser melhor explorada. Durante o dia, as baterias poderiam ser recarregadas com o uso de geração fotovoltaica, de modo que esta energia estaria disponível no período noturno, quando não há geração deste tipo de energia.

## **2.5. CONCLUSÃO**

A conexão, em larga escala, de veículos elétricos às redes de distribuição de energia elétrica não pode mais ser considerado um exercício de futurologia. Existem, atualmente, disponíveis em alguns mercados, veículos elétricos que substituem, com vantagens, os veículos convencionais dotados de ICE. A quantidade de energia necessária para a recarga das baterias representa uma parcela significativa do consumo residencial atual e, certamente, causará impactos no planejamento dos sistemas. Por outro lado, o potencial de reserva de energia que as baterias carregadas representam para o sistema não pode ser desprezado e a regulamentação, que necessariamente será estabelecida para a conexão, terá que levar este fato em consideração. Um incentivo adicional para esta conexão é a complementaridade entre as baterias dos EV's e outras fontes alternativas de energia, como a eólica e a fotovoltaica.

### **3. VEÍCULOS ELÉTRICOS E REDE: MODELOS DE CARGA, SOLUÇÃO DETERMINÍSTICA E SIMULAÇÃO ESTATÍSTICA**

Na sequência, será desenvolvida uma metodologia de análise de redes de distribuição, levando em consideração a presença de veículos elétricos conectados a suas barras. Partindo das características elétricas dos veículos, será analisada a sua representação na rede, seja como carga, durante a recarga das baterias, seja como gerador, no caso de o veículo estar inativo, conectado à rede e com suas baterias aptas a fornecer energia para suprir as demandas aumentadas em horários de pico e/ou no caso de falhas nos alimentadores. Serão, também, consideradas as variações aleatórias nas cargas conectadas à rede e descrito um método de análise capaz de fornecer resultados que permitam a tomada de decisão em tempo de planejamento dos sistemas de distribuição.

#### **3.1. REPRESENTAÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Segundo estudos econômicos sobre planejamento de SEP (SCHUCH, 2000), a demanda a ser atendida depende, em grande parte, da evolução da economia, que independe da empresa distribuidora. Há, também, a influência das decisões dos consumidores livres, porém este aspecto não será considerado neste estudo. Assim, em análises com o objetivo de se realizar o planejamento de médio e longo prazo de sistemas elétricos, são considerados fatores que afetam diretamente o crescimento da demanda, principalmente os econômicos (variação do PIB, basicamente) e demográficos. Além disso, a introdução de uma nova tecnologia para os transportes individuais

seguramente afetará tanto a forma da curva de demanda como também o total de energia fornecida aos consumidores, uma vez que as baterias dos veículos conectáveis (EV e PHEV) serão recarregadas por meio da rede de distribuição. Para os efeitos deste estudo, uma vez que o interesse está focalizado na influência que os veículos elétricos terão no planejamento dos sistemas, consideraremos apenas as variações de demanda causadas pela conexão destes veículos à rede. Estes efeitos poderão ser superpostos aos causados pelos fatores econômicos e demográficos, que são normalmente objeto de estudos cuidadosamente levados a efeito pelos administradores do sistema elétrico.

Um veículo elétrico conectado à rede é visto, no período de recarga de suas baterias, como uma carga puramente ativa. É sabido que estas cargas apresentam comportamento não linear, devido aos componentes eletrônicos existentes nos recarregadores para a retificação da corrente necessária para a recarga das baterias. Porém, como descrito por (WANG, O'CONNELL, BROWNFIELD, 2001), existem carregadores que resultam em distorções harmônicas muito pequenas para serem consideradas como um problema específico. Deste modo, é razoável admitir que um EV conectado à rede em recarga seja representado por uma carga resistiva, consumindo potência igual à taxa de recarga imposta pela bateria.

No caso de um veículo elétrico estar conectado à rede e fornecendo energia ao sistema, podemos admitir, sem perda de representabilidade, que o mesmo seja um gerador de potência ativa pura (fator potência unitário).

### 3.2. ANÁLISE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A ferramenta mais usada para a análise do desempenho de um sistema de distribuição é o modelo de fluxo de potência, que permite obter as tensões nas barras que o compõem, a partir das potências geradas e consumidas e das características topológicas e elétricas dos ramos que unem as barras.

Os métodos numéricos utilizados para a solução deste problema aplicado a redes de transmissão, tais como o método de Newton-Raphson e seus derivados, como os métodos desacoplados, têm desempenho limitado no caso de sistemas de distribuição. Este fato resulta de características peculiares destes sistemas, tais como o baixo valor da relação entre a reatância  $X$  e a resistência  $R$  das linhas e a alternância de trechos de impedância alta com outros de impedância relativamente baixa, tais como representação de chaves, reguladores de tensão e trechos muito curtos de linhas. As dificuldades mais frequentemente encontradas são o grande número de iterações para a convergência dos métodos e até mesmo a divergência do processo iterativo.

Entre os métodos específicos desenvolvidos para o cálculo do fluxo de potência em sistemas de distribuição citados na vasta literatura disponível, destacamos os métodos baseados na bifatoração da matriz de admitâncias nodais (método de eliminação de Gauss) e os métodos de varredura direta/inversa. Nas descrições dos métodos que se seguem, os termos em **negrito** indicam valores complexos.

### 3.2.1. Método de Gauss

O método de Gauss para solução do problema do fluxo de potência encontra-se perfeitamente descrito na literatura (Monticelli, 1983). A aplicação do método consiste em fatorar a matriz de admitâncias nodais  $Y$  em suas componentes triangulares inferior ( $L$ ), diagonal ( $D$ ) e triangular superior ( $U$ ), de tal forma que

$$Y = L \cdot D \cdot U \quad (1)$$

Deste modo, a solução do sistema

$$Y \cdot E = I \quad (2)$$

onde  $I$  é o vetor das correntes injetadas nos nós da rede e  $E$  é o vetor das tensões nodais, é obtida facilmente através da equação

$$E = U^{-1} \cdot (D^{-1} \cdot (L^{-1} \cdot I)) \quad (3)$$

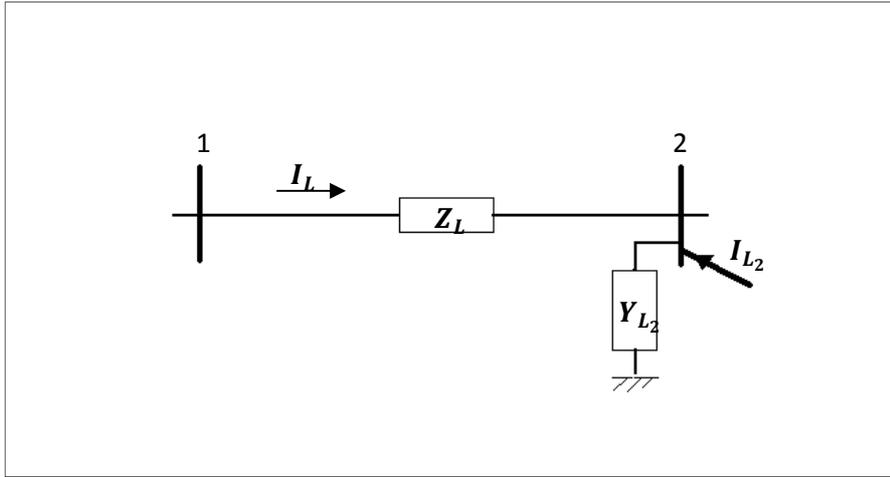
As ferramentas elaboradas com base neste método prestam-se, principalmente, para a análise da operação do sistema (CHEN, 1991) e a que obriga uma modelagem detalhada dos componentes da rede. Outras vantagens deste método são a possibilidade de sua aplicação em sistemas radiais e malhados e sua velocidade, comparável à dos métodos de Newton e derivados, quando a rede possui somente uma barra de referência de tensão, como é o caso em sistemas de distribuição. Em estudos de planejamento, nos quais o interesse reside na análise de grandes variações do ambiente externo à rede (crescimento econômico e demográfico, principalmente), como é o caso do presente estudo, outros métodos são indicados, principalmente pela simplicidade dos cálculos e de utilização.

### **3.2.2. Métodos de Varredura Direta/Inversa**

Estes métodos são recomendados para sistemas puramente radiais, embora existam adaptações para utilizá-los em sistemas fracamente malhados (redes com poucas malhas). Para a utilização destes métodos, faz-se necessário representar a rede por uma árvore orientada, na qual a raiz é a subestação ou o transformador alimentador, onde a tensão é fixa e conhecida. O tronco da árvore representa o ramal principal da rede e os ramos secundários são os ramos que partem do tronco. O processo de resolução inicia-se com uma estimativa inicial das tensões nas barras (tensões nodais) e, partindo-se dos nós extremos, calculam-se as correntes ou fluxos nas linhas, até se atingir o nó raiz. Uma vez que se conhece a tensão no nó raiz, é possível recalcular os valores de tensão nas diversas barras (nós), no sentido da subestação para as barras extremas da rede. Este procedimento justifica o nome dado ao método (varredura direta/inversa). Repetindo-se as varreduras até que os valores de tensão, calculados em dois ciclos sucessivos, difiram de um valor menor que a tolerância especificada, obtêm-se os valores das tensões nodais. Duas versões deste método são usuais: na primeira, a formulação das equações é feita em termos de correntes nas linhas (método da soma de correntes) e, na segunda, é feito um balanço de potência nos ramos (método da soma de potências).

#### **a – Método da soma de Correntes**

O cálculo do fluxo de potência pelo método da soma de correntes é feito nos ramos da rede de distribuição, através da aplicação das leis de Kirchhoff das tensões e das correntes.



**Fig. 3.1 – ramo genérico de uma rede para o método da soma das correntes**

A árvore orientada que representa a rede possui  $b$  ramos e  $n$  nós ( $b = n - 1$ ). No ramo genérico  $L$  da Figura 3.1, a aplicação da lei de Kirchhoff para as correntes resulta:

$$I_L = -I_{L_2} + \sum_{\Omega} I_x \quad (4)$$

com

$I_{L_2}$  = injeção de corrente no nó  $L_2$

$I_x$  = correntes nos demais ramos conectados ao nó  $L_2$

$\Omega$  = conjunto dos demais ramos conectados ao nó  $L_2$

O cálculo das injeções de corrente no nó  $L_2$  é feito com a expressão

$$I_{L_2} = (S_{L_2}/V_{L_2})^* - Y_{L_2} \cdot V_{L_2} \quad (5)$$

$S_{L_2}$  = injeção de potência aparente especificada para o nó  $L_2$

$Y_{L_2}$  = admitância shunt total dos elementos conectados ao nó  $L_2$  (indutores, capacitores, cargas, etc)

A equação 5 está escrita em modo genérico e o valor de  $S_{L_2}$  pode ser corrigido para seu valor efetivo, para levar em consideração a dependência da carga à tensão no nó  $L_2$ . Isto pode ser feito pela adoção de um modelo de carga ZIP. O modelo ZIP relaciona a potência ativa e reativa da carga com a tensão na mesma, através de expressões polinomiais

$$P_i^{ef} = P_i \cdot (A_P + B_P \cdot V_i + C_P \cdot V_i^2) \quad (6)$$

e 
$$Q_i^{ef} = Q_i \cdot (A_Q + B_Q \cdot V_i + C_Q \cdot V_i^2) \quad (7)$$

com

$A_P + B_P + C_P = 1$  e  $A_Q + B_Q + C_Q = 1$  as parcelas das cargas ativas e reativas respectivamente representadas pelos modelos “potência constante”, “corrente constante” e “impedância constante”.

A tensão no nó  $L_2$  pode ser calculada pela aplicação da lei de Kirchhoff para as tensões:

$$V_{L_2} = V_{L_1} - Z_L \cdot I_L, \quad L = 1, 2, \dots, b \quad (8)$$

e  $Z_L$  é a impedância série da barra  $L$ .

A partir das equações 4, 5 e 8, propõe-se o seguinte método iterativo para a obtenção do estado da rede:

1 – atribuir valores iniciais às tensões nodais; na primeira iteração, pode ser assumido que as tensões nos nós são iguais à tensão do alimentador, fixa e conhecida.

2 – calcular as correntes nas linhas: partindo dos ramos extremos, em direção à subestação (nó raiz), o cálculo das correntes nas linhas é feito com a equação 4, sendo as injeções de corrente calculadas com a expressão 5; esta é a varredura inversa.

3 – calcular as tensões nodais: partindo da subestação, em direção aos nós extremos da rede, o cálculo das tensões nas barras é feito com a equação 8; esta é a varredura direta.

4 – repetir os passos 2, 3 e 4 até a obtenção de convergência.

A verificação da convergência é feita com base na variação das potências ativas e reativas nas barras. Em uma iteração  $k$  qualquer, a potência aparente no nó  $i$  é expressa por:

$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)} \cdot (I_i^{(k)})^* - Y_i \cdot |V_i^{(k)}|^2 \quad (9)$$

O critério de convergência pode ser adotado quando  $|S_i^{(k)}| - |S_i| < \epsilon$ , com  $\epsilon$  o valor da tolerância especificado.

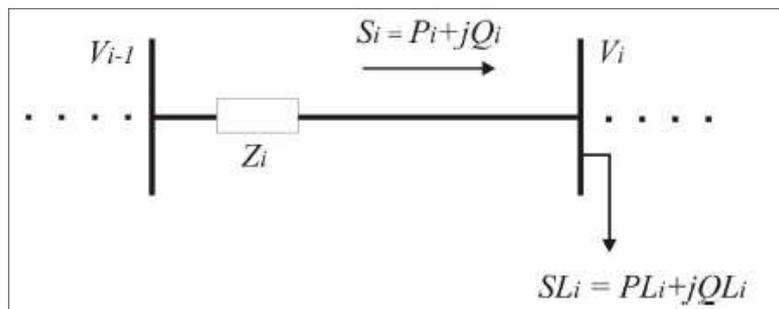
Este processo envolve cálculos com números complexos e fornece diretamente as tensões nas barras e as correntes nas linhas, possibilitando o cálculo das perdas do sistema.

## **b - Método da Soma de Potências**

A seguir, é feita uma descrição detalhada do método da soma de potências, que apresenta melhores resultados, em termos de precisão e

rapidez de convergência, no cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais, e por estes motivos foi adotado nesta pesquisa.

Consideremos o ramo  $i$  de uma rede de distribuição, entre as barras  $i-1$  e  $i$  (a numeração inicia-se na barra de referência ou subestação), com  $V_0$  a tensão fixa nesta barra.



**Fig. 3.2 – ramo genérico de uma rede para o método da soma de potências**

Para uma rede radial podemos escrever as equações:

$$P_{i-1}^{eq} = P_{i-1} + \sum P_i + \sum PL_i \quad (10)$$

$$Q_{i-1}^{eq} = Q_{i-1} + \sum Q_i + \sum QL_i \quad (11)$$

onde

$P_{i-1}^{eq}$  - potência ativa equivalente da barra  $i-1$

$P_i$  - potência ativa da barra  $i$

$\sum P_i$  - somatório das potências equivalentes das barras  $i$  (diretamente conectadas após a barra  $i-1$ )

$\sum PL_i$  - somatório das perdas ativas nos ramos conectados entre a barra  $i-1$  e  $i$  e os termos em  $Q$  têm significado semelhante, para potência e perdas reativas.

Em cada barra, podemos considerar potências reativas injetadas para compensação de reativos como sendo perdas reativas positivas, no caso de

caso de indutores e como perdas negativas, no caso de capacitores. Da mesma forma, eventuais injeções de potência ativa na barra podem ser consideradas como parcelas negativas de potência ativa.

As potências ativa e reativa nas linhas podem ser corrigidas para seu valor efetivo, utilizando-se o modelo ZIP de carga. O modelo ZIP relaciona a potência ativa e reativa da carga com a tensão na mesma, através de expressões polinomiais

$$P_i^{ef} = P_i \cdot (A_P + B_P \cdot V_i + C_P \cdot V_i^2) \quad (12)$$

e 
$$Q_i^{ef} = Q_i \cdot (A_Q + B_Q \cdot V_i + C_Q \cdot V_i^2) \quad (13)$$

com

$A_P + B_P + C_P = 1$  e  $A_Q + B_Q + C_Q = 1$  as parcelas das cargas ativas e reativas respectivamente representadas pelos modelos “potência constante”, “corrente constante” e “impedância constante”.

Considerando a Figura 8, representativa de um ramo genérico da rede de distribuição, as tensões nodais podem ser calculadas pela expressão

$$V_{i-1} - V_i = I \cdot Z = I \cdot (R + jX) \quad (14)$$

$$V_{i-1} - V_i = (P + jQ) \cdot (R + jX) / V_i^* \quad (15)$$

$$V_{i-1} \cdot V_i [\cos(p_{i-1} - p_i) + j \sin(p_{i-1} - p_i)] - V_i^2 = (P + jQ) \cdot (R + jX) \quad (16)$$

onde  $p_{i-1}$  e  $p_i$  são, respectivamente, os ângulos de fase de  $V_{i-1}$  e  $V_i$  e  $V_i^*$  é o complexo conjugado de  $V_i$ .

Separando-se as partes real e imaginária, obtêm-se as seguintes equações:

$$V_{i-1} \cdot V_i \cos q - V_i^2 = (P \cdot R + Q \cdot X) \quad (17)$$

$$V_{i-1} \cdot V_i \sin q = (P \cdot X - Q \cdot R) \quad (18)$$

com  $q = p_{i-1} - p_i$ .

Considerando-se que  $\sin^2 q + \cos^2 q = 1$ , isolando-os em (A.4) e (A.5) obtém-se:

$$V_i^4 + [2(P \cdot R + Q \cdot X) - V_{i-1}^2] \cdot V_i^2 + (P^2 + Q^2) \cdot (R^2 + X^2) = 0 \quad (19)$$

Esta equação biquadrada independe das fases de  $V_i$  e  $V_{i-1}$  e sua solução pode ser escrita diretamente:

$$V_i = \sqrt{\sqrt{A^2 - C} - A} \quad (20)$$

onde

$$A = P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i - \frac{V_{i-1}^2}{2} \quad \text{e} \quad (21)$$

$$C = (R_i^2 + X_i^2) \cdot (P_i^2 + Q_i^2). \quad (22)$$

Temos ainda

$$\theta_i = \theta_{i-1} + q + \tan^{-1} \left( \frac{Q_i^{eq} \frac{V_i^2}{X_i}}{P_i^{eq} + \frac{V_i^2}{R_i}} \right) \quad \text{o ângulo de fase da tensão na barra } i \text{ e}$$

$$Z_i = R_i + jX_i \quad \text{impedância do trecho } i;$$

$$SL_i = PL_i + jQL_i \quad \text{carga conectada ao trecho } i;$$

$$S_i = P_i + jQ_i \quad \text{fluxo no trecho } i; \text{ e}$$

$$V_{i-1} \quad \text{tensão na origem do trecho } i.$$

O cálculo das perdas no trecho  $i$  baseia-se apenas em dados do próprio trecho e resulta

$$DS_i = Z_i \cdot \left(\frac{|S_i|}{V_i}\right)^2 \quad (23)$$

### 3.2.3. Algoritmo para o Cálculo do Fluxo de Potência

Utilizando-se o método da soma de potências (varredura direta/inversa), o cálculo do fluxo de potência em um sistema de distribuição radial pode ser desenvolvido em quatro passos:

- 1- Cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a subestação (alimentador), com as equações 10 e 11 – esta é a varredura inversa;
- 2- Cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da subestação (alimentador) para as barras terminais, conhecendo-se  $V_0$  e usando-se as equações 20, 21 e 22 – esta é a varredura reversa;
- 3- Verificação da convergência, ou seja, cálculo da diferença entre os módulos das tensões na iteração atual e na iteração anterior;
- 4- Cálculo das perdas nos ramos, com o uso da equação 23, caso a diferença encontrada no passo 3 seja maior que a tolerância especificada, e retorno ao passo 1; ou fim, em caso contrário.

### 3.3. VARIAÇÃO PROBABILÍSTICA DAS CARGAS

Os métodos de cálculo do fluxo de potência, em um sistema de distribuição, descritos no item 3.2.2, permitem considerar variações no tipo de

carga adotada, sendo possível incorporar cargas a potência constante, corrente constante ou impedância constante.

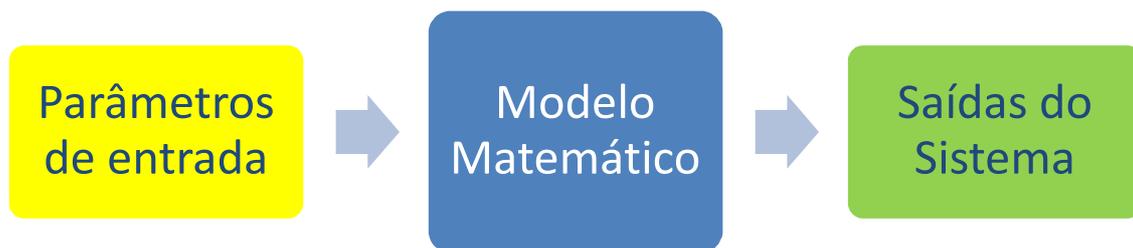
No cálculo do fluxo de potência, a topologia da rede e as impedâncias dos ramos são fixas, a tensão na subestação ou alimentador é conhecida e as demandas ou capacidades instaladas em cada barra são dados de entrada do problema. Variações no fator de potência das cargas, ou nas próprias demandas, conduzem a variações nas magnitudes das tensões calculadas através do fluxo de carga.

Nos sistemas de distribuição, as incertezas nos valores das cargas devem ser levadas em consideração, pois sua influência nos resultados é significativa, uma vez que os erros são acumulativos, principalmente devido à característica radial destas redes. Neste estudo, as variações nos valores das tensões em cada barra, devido à variação aleatória das cargas e/ou demandas, serão obtidas através de estimação estatística com a aplicação do método de simulação de Monte Carlo.

### **3.3.1. Simulação de Monte Carlo**

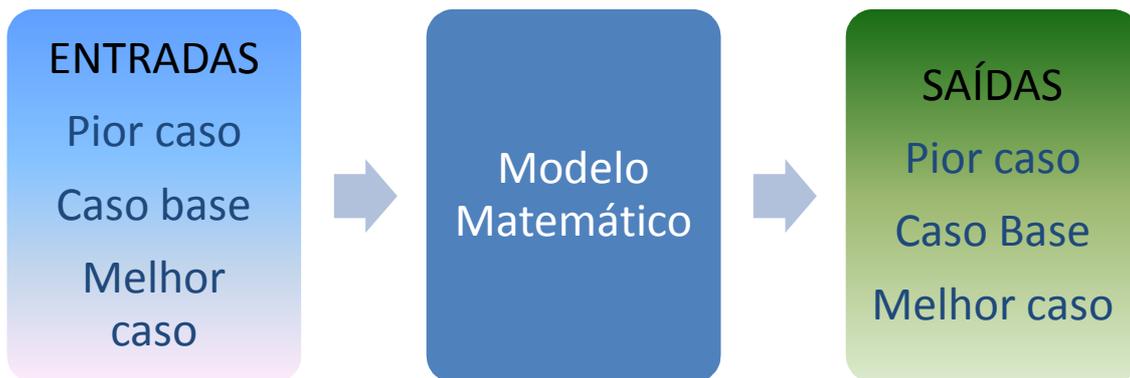
O método de simulação de Monte Carlo é um tipo de simulação, baseado em repetidas amostragens e análises estatísticas, para se atingir um determinado resultado. O método está intimamente ligado a experimentos aleatórios, ou randômicos, nos quais o resultado específico não é conhecido antecipadamente. Neste contexto, o método de simulação de Monte Carlo pode ser considerado uma maneira de executar análises de alternativas (do tipo “o que acontece se...”).

Os modelos matemáticos são usados em engenharia para descrever o funcionamento de um sistema através de expressões matemáticas. Tipicamente, estes modelos necessitam de uma variedade de parâmetros de entrada que, processados pelas equações do modelo, conduzem às saídas do sistema (Figura 3.3).



**Figura 3.3 – modelos matemáticos**

Os parâmetros de entrada dependem de fatores externos e, por isto, os modelos reais estão sujeitos a riscos advindos de variações sistemáticas nesses parâmetros. Modelagens determinísticas, que não consideram estas variações, são normalmente chamadas de “caso base” e, para sua obtenção, são adotados os valores mais prováveis para os parâmetros de entrada. Para levar em consideração os riscos associados à variação dos parâmetros de entrada, freqüentemente são criados modelos que contemplam o caso base, o pior caso e o melhor caso no cenário no qual o sistema está inserido (Figura 3.4).



**Fig. 3.4 – Modelo baseado em “casos”**

As principais desvantagens deste tipo de abordagem consistem em:

- De modo geral, é difícil avaliar quais são o pior caso e o melhor caso, dado o grande número de combinações possíveis para os parâmetros de entrada;
- é pouco provável que todas as variáveis estejam em seu pior ou melhor caso ao mesmo tempo, o que dificulta a decisão sobre qual é o melhor ou o pior caso.

Em face destas desvantagens, a tendência é a de aumentar o número de combinações dos parâmetros simulados e realizar análises exploratórias do tipo “o que acontece se...”, mas, obviamente, não é prático experimentar todas as combinações possíveis.

No método de simulação de Monte Carlo, uma vez identificadas as distribuições estatísticas dos parâmetros de entrada, estas são utilizadas como fonte destes parâmetros para o modelo matemático. Para isto, realizam-se amostragens aleatórias (sorteios) nestas distribuições e cada amostra assim obtida forma um conjunto de parâmetros de entrada que, aplicado ao modelo

matemático, conduzem a um possível cenário de saída do sistema. Realizando-se um número adequado de sorteios, obtém-se uma amostra dos resultados possíveis, da qual pode-se inferir, através de análise estatística, parâmetros da distribuição dos valores de saída do sistema.

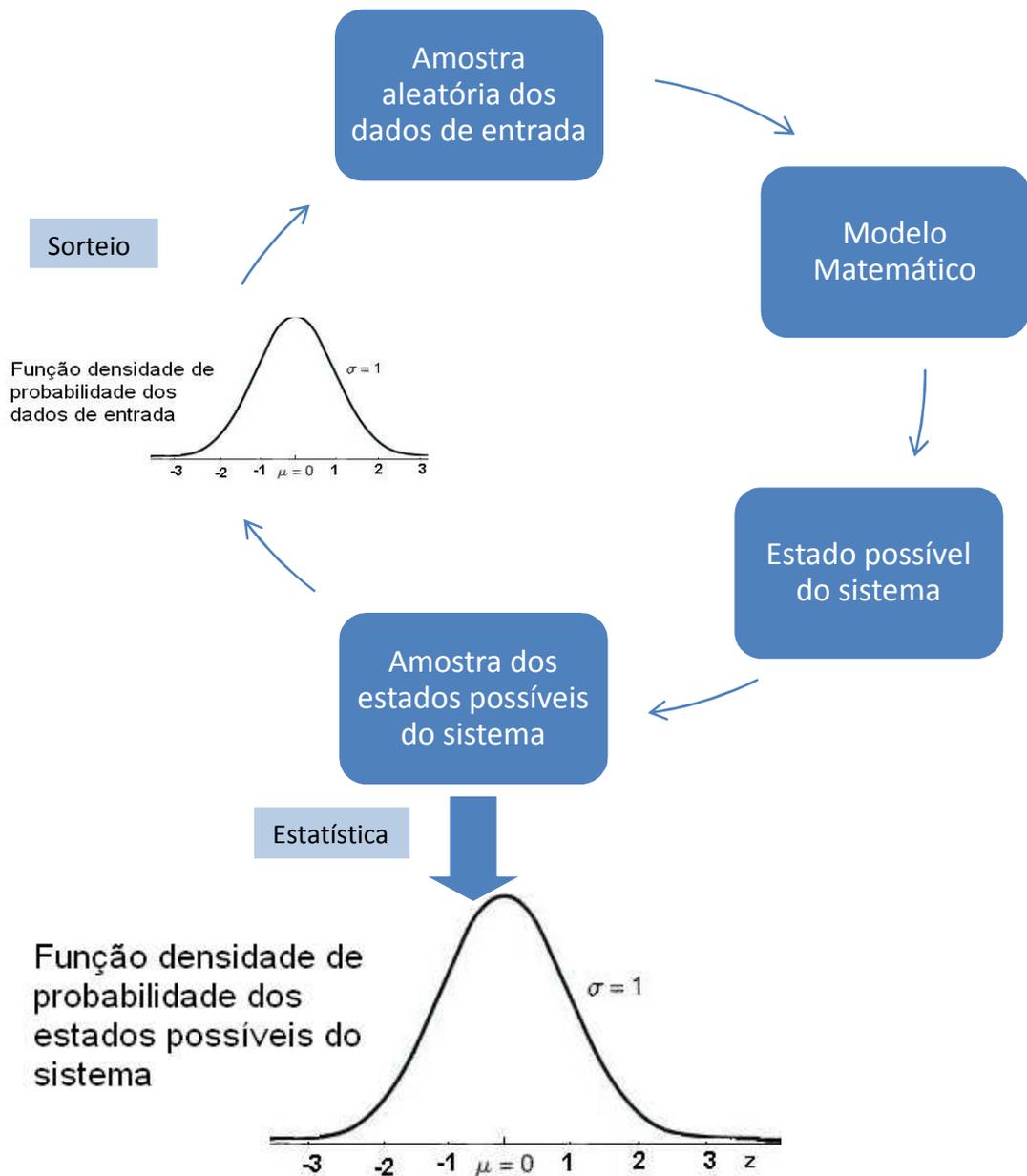


Figura 3.5 – Ciclo de aplicação do método de Monte Carlo

O método de simulação de Monte Carlo pode ser usado em qualquer situação, onde exista incerteza nos valores dos parâmetros de entrada de um

modelo matemático, para a obtenção de estimativas das distribuições estatísticas dos valores de saída do sistema. A Figura 3.5 ilustra, esquematicamente, a aplicação do método de Monte Carlo para simulação de um sistema complexo, com função de transferência determinística conhecida.

### **3.3.2. Simulação de um Sistema de Distribuição**

No caso de um sistema de distribuição de energia, a função de transferência determinística pode ser, por exemplo, o cálculo do fluxo de potência por um método iterativo, como o da varredura direta/inversa, no qual os dados de entrada são os parâmetros físicos da rede (topologia e impedâncias das linhas) e as potências ativas e reativas conectadas às barras. Os parâmetros físicos, uma vez que consideramos a rede em regime estacionário, são considerados fixos, enquanto que as cargas conectadas às barras, que não podem ser determinadas exatamente, devem ser consideradas variáveis aleatórias. Em sistemas de distribuição, a correlação entre as cargas nas diversas barras é parcial, pois fatores econômicos e ambientais afetam simultaneamente as barras próximas [Knolseisen, Coelho; 2004]. Podemos então considerar apenas a variação aleatória das cargas ativas e reativas de cada barra, supondo que as variações devidas a horários e sazonalidades estão completamente relacionadas.

Para se obter uma estimativa dos valores médios das tensões nas barras, bem como de suas variações estatísticas, procede-se a várias amostragens aleatórias (sorteios) das variáveis estocásticas de entrada (cargas ativas e reativas). Para cada uma destas amostras, calculam-se as tensões nodais e as perdas no sistema, através de um método determinístico, como o

da varredura direta/inversa. Cada resultado, obtido com o uso de uma amostra específica de um estado possível das entradas do sistema, representa um estado possível das saídas do sistema. Deste modo, com o uso de métodos estatísticos, é possível inferir os parâmetros das distribuições estatísticas das variáveis que determinam estes estados.

### **3.4. METODOLOGIA PROPOSTA**

Com base nas considerações sobre modelos de veículos elétricos, cálculo de fluxo de potência, variabilidade das cargas e simulação de Monte Carlo feitas até o momento, foi elaborada uma metodologia para simulações de redes elétricas de distribuição com veículos elétricos conectados.

Esta metodologia pode ser melhor entendida ao se analisar o fluxograma da Figura 3.6. A seguir, são descritos os passos do motor de simulação:

- **Dados da rede, dos EV e da curva de carga** - A entrada dos dados é feita através da leitura de um arquivo previamente gravado, contendo a árvore representativa da rede, os parâmetros elétricos das linhas, a curva de demanda do alimentador e os dados dos EV's a serem considerados.
- **Ciclo do tempo** - As simulações são feitas independentemente para cada um dos intervalos de tempo discriminados na curva de demanda do alimentador. Para cada intervalo, é assumido o valor informado de demanda com sendo o valor médio de uma distribuição normal, com desvio padrão estimado a partir das variações observadas ao longo do tempo.



Fig. 3.6 – fluxograma do motor de simulação.

- **Sorteio das barras que carregarão EV's** - A conexão dos veículos à rede é feita em barras escolhidas aleatoriamente, supondo que cada barra tem a mesma probabilidade de receber um EV. Este sorteio é feito através do uso da função *random(unif)* do software MATLAB, com o parâmetro *unif* determinando que o número aleatório será escolhido de uma distribuição

uniforme. É sorteado um número de barras proporcional à participação dos EV's no mercado considerada para a simulação.

- **Divisão PEV/PHEV** - São atribuídos à primeira metade das barras sorteadas no item anterior um PEV e, à outra metade, são atribuídos PHEV's. Como a ordem de sorteio das barras é aleatória, a presença de um PEV ou de um PHEV em cada barra pode ser considerada aleatória.
- **Ciclo das simulações** - Inicia-se a obtenção de uma amostra, com tamanho adequado aos propósitos do estudo, dos estados do sistema possíveis, para o horário e participação de EV's no mercado considerados.
- **Sorteios das cargas nas barras** - O sorteio (amostragem aleatória) das cargas nas barras é feito independentemente para cada barra, com o uso da função *random(norm)* do software MATLAB. O valor médio da distribuição normal representativa da distribuição de probabilidades das cargas é um valor proporcional ao valor nominal da carga e ao valor médio da demanda para o horário considerado. O desvio padrão da distribuição é estimado com base nos dados de entrada.
- **Composição das cargas** - Neste ponto, adicionam-se, ou subtraem-se, as cargas dos EV's às cargas das barras, calculadas no item anterior.
- **Fluxo de potência** - Executa-se o cálculo do fluxo de potência pelo método da soma de potências, varredura direta/inversa.
- **Acumula resultados** - Os valores das tensões calculados em cada nó e os valores das perdas totais do sistema são armazenados em arquivos. O ciclo das simulações é repetido tantas vezes quanto forem os elementos da amostra sorteada das entradas possíveis do sistema.

- **Calcula estatísticas** - Ao término do ciclo das simulações, os arquivos com os valores de todas as amostras dos estados de saída do sistema são recuperados e são calculados a média e o desvio padrão de cada variável, com o uso das funções pré-definidas pelo software MATLAB.

### 3.5. CONCLUSÃO

Neste capítulo, foi descrita uma metodologia para se lidar com as incertezas probabilísticas existentes nos dados de entrada de um modelo de cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição. Os veículos elétricos devem ser representados na rede como uma carga resistiva ou um gerador de potência ativa, conforme estejam conectados para recarga de suas baterias ou como GD (geração distribuída). As variações estocásticas nos valores de demanda ativa e reativa devem ser levadas em consideração, pois influenciam diretamente os valores das tensões nodais resultantes. Esta influência tem origem nas características intrínsecas das redes de distribuição e, pelo mesmo motivo, adotam-se métodos de varredura direta/inversa para o cálculo do fluxo de potência, para contornar eventuais problemas de tempo de processamento ou de divergência do método.

Em problemas de cálculo de fluxo de potência em redes reais, as variáveis de entrada são em grande número, o que pode dificultar a definição e escolha do que seriam o melhor caso e o pior caso, para levar em consideração as variações estatísticas destes dados. O método de simulação de Monte Carlo mostra-se adequado para a solução deste problema, através da representação das variáveis de entrada por suas funções densidade de probabilidade. Através de amostragens aleatórias levadas a efeito nestas

distribuições, calculam-se estados possíveis de saída do sistema, com o que são inferidos os valores dos parâmetros das funções densidade de probabilidade das variáveis de saída.

## **4. SIMULAÇÕES**

Neste capítulo, são descritas as simulações efetuadas, tendo em vista avaliar o impacto da introdução de veículos elétricos sobre as decisões das concessionárias de distribuição. Primeiramente, são mostradas as mudanças esperadas nas curvas de carga de um alimentador de distribuição localizado em um bairro residencial de uma cidade da região sul do Brasil, em face ao aumento da participação dos veículos elétricos no mercado de automóveis. A seguir, são discutidas as hipóteses levadas em consideração em relação a horários e duração das recargas usados no modelo desenvolvido para a simulação. Para finalizar, é descrita a topologia da rede e são fornecidos os valores nominais para a caracterização física do alimentador de distribuição residencial em baixa tensão utilizado, bem como a descrição dos parâmetros da metodologia de simulação adotada para determinar as perdas no sistema, as tensões nodais e as variações estatísticas esperadas para estes valores.

### **4.1. MODELOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Como o interesse do estudo reside na inter-relação entre veículos elétricos e a rede de distribuição, somente serão considerados modelos que permitem esta conexão. Deste modo, será escolhido um modelo representativo da categoria veículos elétricos puros (PEV) e outro da categoria veículos elétricos híbridos conectáveis (PHEV).

#### 4.1.1. Veículo elétrico puro

Conforme descrito no capítulo 2, veículos elétricos puros são aqueles que têm apenas um (ou mais) motor(es) elétrico(s), que são alimentados exclusivamente pela energia elétrica fornecida por suas baterias. A recarga destas baterias é feita exclusivamente através de uma fonte externa de energia elétrica, usualmente a rede de distribuição. Mecanismos de recuperação de energia cinética durante as frenagens são normalmente instalados nestes veículos, visando ao aumento de sua autonomia.

Com autonomia média de 160km, baterias com capacidade de 24kWh, motor elétrico de ímã permanente de 80kW (107HP), recarga das baterias em 110, 220 ou 440V (8 horas em 220V) e preço competitivo (U\$ 25.000,00, nos Estados Unidos), o Nissan LEAF representa uma das principais tendências no mercado de veículo nos próximos anos. Por este motivo, foi adotado como modelo de referência de EV para os propósitos deste trabalho.



Fig. 4.1 – Nissan LEAF, referência de EV para este estudo (foto obtida na Internet)

#### **4.1.2. Veículo Elétrico Híbrido Conectável**

Embora poucos e ainda não totalmente disponíveis em todos os mercados, alguns modelos de PHEV estão em fase de lançamento e um destes modelos servirá de base para o prosseguimento deste estudo. Para simplificar a modelagem, considerar-se-á o PHEV na configuração série, descrita no capítulo 2. Com motor a combustão interna (ICE) e um (ou mais) motor(es) elétrico(s), estes veículos têm como característica principal a maior autonomia, por meio do armazenamento de energia termo-química (tanque de combustível). A função de tração é desempenhada pelo(s) motor(es) elétrico(s), alimentados por baterias. O ICE atua somente para acionar um gerador que recarrega as baterias. Deste modo, o veículo possui duas maneiras distintas de operação. Na primeira fase, enquanto as baterias estão com carga acima do nível mínimo, que garante sua segurança e durabilidade, o veículo funciona como um EV puro. Quando este nível mínimo é atingido, o ICE começa a operar, para manter a carga das baterias dentro de limites estabelecidos, de forma a otimizar sua durabilidade, sem afetar o desempenho do veículo como um todo.

Lançado em 2007, o Chevy VOLT é o típico PHEV na configuração série, com tração exclusivamente elétrica. Equipado com um motor de imã permanente de 150HP, alimentado por baterias de íons de lítio de 16kWh de capacidade, tem autonomia “all-electric” de cerca de 60km, a partir da qual entra em funcionamento o ICE de 86HP, para manter o nível de carga das baterias dentro dos valores especificados. Isto permite ao fabricante oferecer uma garantia de 8 anos (ou 150.000km) aos componentes da motorização híbrida. As baterias do VOLT podem ser totalmente recarregadas em 180

minutos em uma tomada de 220V residencial. Por estes motivos, o Chevy VOLT foi adotado como modelo de PHEV nos estudos a seguir.



**Fig 4.2 – Chevy VOLT, referência como PHEV (imagem obtida na Internet)**

#### **4.2. DEMANDA DE ENERGIA DOS EV'S E PHEV'S**

Para uma dada região geográfica, a demanda total de energia devida à introdução de veículos elétricos será igual à demanda média de um único veículo multiplicada pelo número de veículos ativos (em uso, portanto sendo conectados à rede regularmente). No caso dos PEV típicos considerados neste estudo, cuja bateria possui uma capacidade de 24kWh e leva 8 horas para ser recarregada em 220V, a potência a ser agregada, por veículo, à curva de demanda é de cerca de 3kW, durante 8 horas. Já para os PHEV típicos, com bateria de 16kWh de capacidade e recarga em 180 minutos em 220V, a potência considerada seria de 11 kW durante este período. Porém, as

conexões residenciais estão, normalmente, limitadas a cerca de 10kW, uma vez que são usados disjuntores de entrada de 50A em tensão de alimentação de 220V. Deste modo, e tendo em vista que, durante a conexão do EV à rede haverá outras demandas simultâneas na residência, a potência consumida será limitada a 6kW, aumentando a duração da recarga para cerca de 280 minutos.

#### **4.3. POTÊNCIAS FORNECIDAS À REDE POR VEÍCULOS ELÉTRICOS**

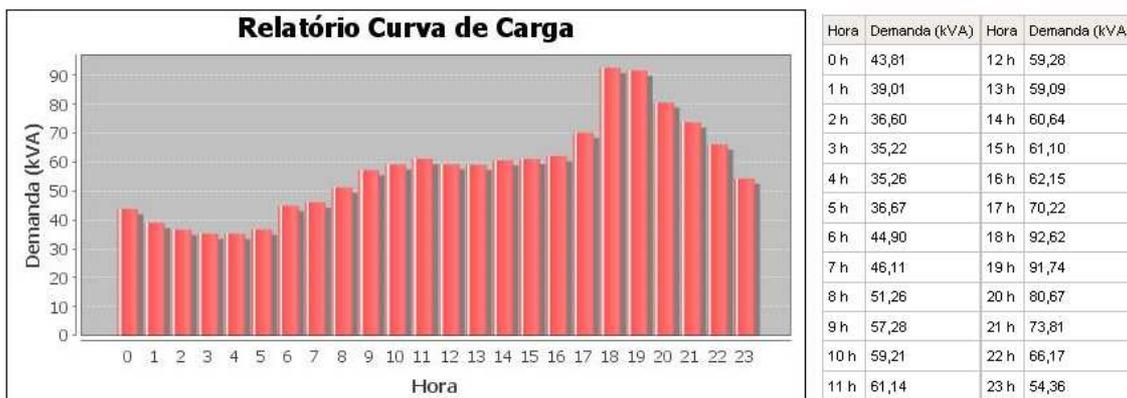
As capacidades de armazenamento de energia das baterias dos veículos elétricos eleitos para estas simulações são de 16 e 24kWh. Considerando a limitação do fluxo de potência na conexão em torno de 10kW, conforme exposto anteriormente, e a continuidade do abastecimento da residência para suas necessidades normais, assume-se que o fornecimento de energia à rede através da descarga das baterias do EV está limitada a um valor de 10kW por um período de duas horas, no caso de PEV e de 10kW pelo período de uma hora, no caso de PHEV.

#### **4.4. CARGAS RESIDENCIAIS COM VEÍCULOS ELÉTRICOS**

A curva de carga de um alimentador residencial de baixa tensão, com 20 barras, está mostrada na Figura 4.3 e foi obtida junto a uma concessionária de distribuição da região sul do Brasil.

Por se tratar de área residencial, nota-se claramente o pico de consumo que ocorre no horário do encerramento das atividades comerciais e industriais, com o retorno dos moradores a suas casas e início de suas atividades domésticas. Também pode ser observado o declínio acentuado do consumo de

energia após as 20 horas, atingindo o mínimo diário entre 2 e 4 horas da madrugada.



**Fig. 4.3 – curva de carga diária do alimentador BT**

A recarga de veículos elétricos adicionará cargas a esta curva na proporção direta da sua participação no mercado, ou seja, se considerarmos que a participação é de 10%, em 10% das barras deverão ser adicionadas cargas representativas do processo de recarga das baterias. Não há nenhuma razão para que as cargas sejam adicionadas preferencialmente a alguma barra em particular e, deste modo, para uma dada participação no mercado, as barras serão sorteadas aleatoriamente, supondo que a probabilidade é distribuída uniformemente entre elas.

Outro fator que influenciará determinantemente a formação da nova curva de carga é o tipo de veículo suposto, já que, presentemente, as capacidades diferenciadas das baterias dos diversos tipos de veículos, bem como as inúmeras possibilidades de velocidade de recarga, levam a potências consumidas entre 3 e 11 kW, com duração entre 180 minutos e 8 horas. Para os objetivos deste estudo, é considerado que PEV's e PHEV's participam igualmente do mercado de automóveis, com 50% de cada um deles em cada simulação.

#### **4.5. HORÁRIOS E DURAÇÃO DAS RECARGAS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Se não houver interferência externa, causada ou por imposição regulatória ou por incentivos econômicos baseados em tarifas diferenciadas por horário ou por multas aplicadas em recargas não autorizadas, os proprietários de veículos elétricos tenderão a recarregá-los preferencialmente em dois horários distintos: ao chegar em casa, no final da jornada de trabalho, ou pela manhã, após a chegada ao local de trabalho. Como, neste estudo, é usado um alimentador BT residencial, para efeitos de simulação, serão estudadas recargas efetuadas em horários de pico e vale, bem como em horário de demanda média, com o objetivo de abranger as situações mais e menos críticas e uma situação intermediária. A duração da recarga é, obviamente, função, além da capacidade máxima de carga da bateria, do estado de carga no qual a mesma se encontra no início da operação. Como as análises da rede de distribuição são estáticas, ou seja, são realizadas análises independentes para cada horário, pode-se assumir, sem perda de qualidade da informação, que o início da recarga se dá sempre com as baterias em estado mínimo de carga, ou seja, que a duração da recarga será a máxima para que estado de carga total seja atingido. Esta também é a situação mais prejudicial ao sistema e as variações nos horários de início de recarga foram consideradas sem relevância para o resultado, já que as análises são feitas de hora em hora.

#### **4.6. ALIMENTADOR BT RESIDENCIAL**

O maior impacto nas redes de distribuição causado pelo aumento da participação dos veículos elétricos conectáveis no mercado de automóveis

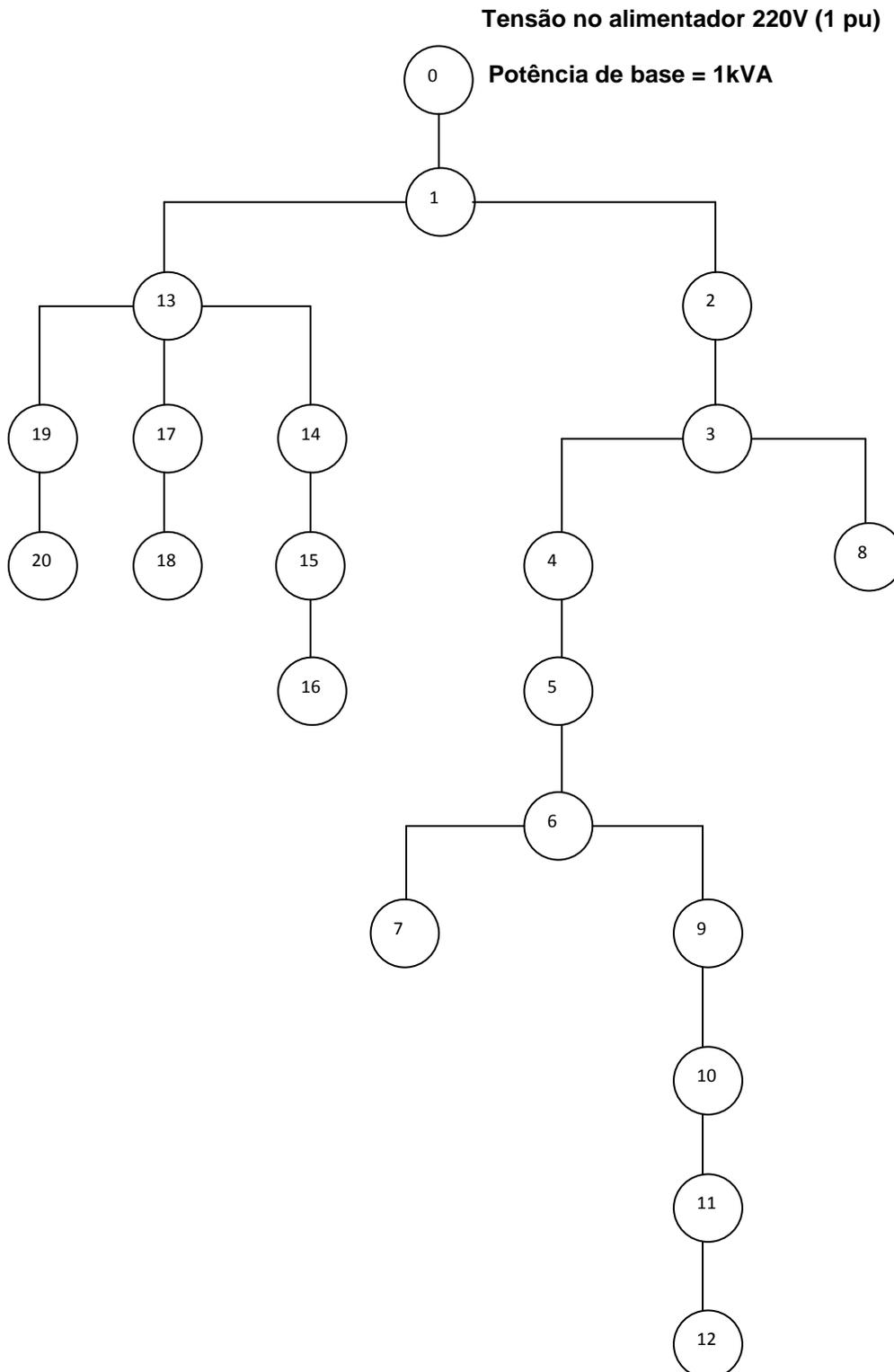
ocorrerá nas áreas residenciais, uma vez que as potências necessárias para a recarga das baterias são equivalentes, em muitos casos, ao consumo médio de uma residência. Uma rede simples, representativa de alimentadores BT em bairros residenciais típicos de uma cidade de grande porte, da região sul do Brasil, está mostrada na Figura 4.4.

Este alimentador constitui-se de um transformador 13800/220 V na barra 0 (referência) e as linhas são compostas por cabos de alumínio 2/0AWG, com resistência de 0,4362 ohm/km e reatância de 0,4266 ohm/km. As impedâncias das linhas e as cargas nas barras, para o horário de pico das 19:00 horas, estão mostradas na Tabela 4.1 e o fator de potência considerado em todas as barras (sem a presença de EV's) é de 0,89.

A introdução da recarga de veículos elétricos através da rede é feita com a adição de cargas correspondentes à potência consumida pelas baterias ao serem recarregadas, durante o tempo especificado, de acordo com as características dos veículos. Admite-se, em todos os casos, que o estado de carga da bateria é o mínimo no início do processo e que a carga a ser atingida é a máxima possível.

As barras onde serão acrescentadas as cargas são sorteadas aleatoriamente em cada simulação, com base em uma distribuição uniforme de probabilidades, ou seja, admite-se que a probabilidade de cada barra receber um veículo elétrico para ser recarregado é exatamente a mesma de qualquer outra barra, com exceção da barra 0 (referência), na qual nunca se adicionam cargas. A quantidade de veículos a serem recarregados simultaneamente é calculada com base na participação dos EV's no mercado, ou seja, o número de barras que recebem as cargas adicionais é diretamente proporcional a esta

participação. Para os efeitos deste estudo, assume-se que metade dos veículos são PEV e metade são PHEV.



**Fig 4.4 – Topologia de um alimentador BT residencial**

| Barra | P(kW)   | Q(kVAr) | LT         | R(pu)      | X(pu)      |
|-------|---------|---------|------------|------------|------------|
| 1     | 8.4105  | 4.3038  | 0 para 1   | 0          | 0          |
| 2     | 2.8391  | 1.4566  | 1 para 2   | 0.00079862 | 0.00078105 |
| 3     | 0       | 0       | 2 para 3   | 0.00034644 | 0.00033881 |
| 4     | 3.2752  | 1.6779  | 3 para 4   | 0.00054089 | 0.00052898 |
| 5     | 4.6547  | 2.3847  | 3 para 12  | 0.00061742 | 0.00060384 |
| 6     | 2.4653  | 1.2630  | 4 para 5   | 0.00094928 | 0.00092546 |
| 7     | 0.0712  | 0.0365  | 5 para 6   | 0.00113749 | 0.00111245 |
| 8     | 7.8320  | 4.0125  | 6 para 7   | 0.00096954 | 0.00094820 |
| 9     | 14.2133 | 7.2817  | 6 para 8   | 0.00023096 | 0.00022588 |
| 10    | 2.7145  | 1.3907  | 8 para 9   | 0.00091951 | 0.00089927 |
| 11    | 3.4799  | 1.7828  | 9 para 10  | 0.00079862 | 0.00078105 |
| 12    | 0.0801  | 0.04103 | 10 para 11 | 0.00093249 | 0.00091197 |
| 13    | 2.0915  | 1.0715  | 1 para 13  | 0.00091951 | 0.00089927 |
| 14    | 6.764   | 3.4653  | 13 para 14 | 0.00109016 | 0.00106617 |
| 15    | 2.9637  | 1.5184  | 14 para 15 | 0.00093249 | 0.00091197 |
| 16    | 4.2631  | 2.1841  | 15 para 16 | 0.00093249 | 0.00091197 |
| 17    | 5.5091  | 2.8224  | 13 para 19 | 0.00089571 | 0.00087600 |
| 18    | 4.2275  | 2.1658  | 19 para 20 | 0.00093249 | 0.00091197 |
| 19    | 1.0235  | 0.5243  | 13 para 17 | 0.00115047 | 0.00112515 |
| 20    | 0.0712  | 0.0365  | 17 para 18 | 0.00102985 | 0.00100719 |

**Tab. 4.1- dados do alimentador BT, cargas para o horário de pico**

#### **4.7. ALEATORIEDADE DAS CARGAS**

As cargas ativas e reativas em cada barra são assumidas proporcionais aos valores de pico mostrados na tabela 4.1 e aos valores horários da curva de carga, mostrada na Figura 4.3. A variação estocástica que ocorre nestes valores é levada em consideração supondo-se uma distribuição normal em torno do valor nominal, assumido como sendo a média da distribuição, em cada barra do alimentador. A variância desta distribuição é considerada através da adoção de um desvio padrão de 10% do valor da média. Em cada simulação,

são sorteados 1000 valores de cargas em cada barra, considerando-se cada barra independente das demais. As amostras aleatórias são obtidas através do uso de geradores de números aleatórios, disponíveis como funções dos softwares de simulação utilizados, cujos parâmetros são os característicos da distribuição estatística adotada. No caso da distribuição normal, os parâmetros suficientes para sua caracterização são a média e o desvio padrão.

## **4.8. CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA**

### **4.8.1. Caso de Veículos em Recarga**

No caso de veículos em recarga, para cada amostra sorteada em 4.7, calculam-se os valores das tensões nas barras e das perdas nas linhas, utilizando-se o método da soma de potências. Os cálculos são efetuados para todas as horas do dia e para os valores de participação de EV's no mercado de 0% (caso referencial em que não há veículos elétricos conectados à rede), 10%, 20%, 30% e 50%. Os valores de tensão e perdas são acumulados, obtendo-se, desta forma, uma amostra da distribuição dos estados possíveis do sistema e a média e desvio padrão destas distribuições são estimados a partir desta amostra, através de cálculos estatísticos convencionais.

### **4.8.2. Caso de Veículos Fornecendo Energia à Rede**

Esta simulação tem por objetivo verificar eventuais benefícios decorrentes do aproveitamento da energia armazenada nas baterias dos EV's. O sorteio das posições de conexões dos veículos à rede (determinação da barra na qual está suposta a conexão do EV) é feita com o mesmo critério anterior (distribuição uniforme) e a participação dos EV's no mercado é

assumida igual a 10%. São determinadas as distribuições de probabilidade, através da estimação de suas médias e desvios padrão, das tensões nodais e das perdas totais do sistema.

#### **4.9. CONCLUSÃO**

Com base nas premissas descritas nos itens 4.1 a 4.8 deste capítulo, foi construído um motor de simulação, em linguagem MATLAB, conforme fluxograma mostrado na figura 3.6. Com esta ferramenta, foram executadas as simulações estatísticas, cujos resultados estão apresentados no capítulo seguinte. O número de amostras sorteadas com base nas distribuições estatísticas dos dados de entrada foi 1000. Dado o caráter estocástico do modelo seguido para a realização das simulações, os resultados podem sofrer pequenas variações, sempre dentro das margens de confiança estatística adotadas, no caso de serem repetidos em outra ocasião.

## **5. RESULTADOS**

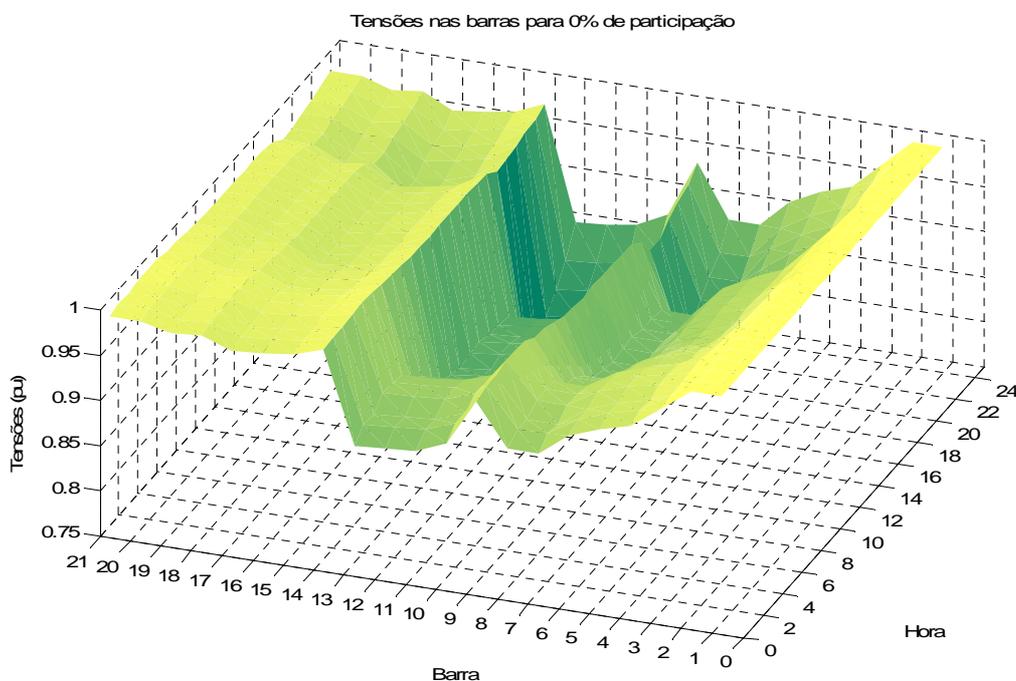
Neste capítulo são mostrados e analisados os resultados obtidos nas simulações realizadas no alimentador baixa tensão descrito em 4.3, ao qual foram aplicadas cargas residenciais normais, para o caso de a participação de EV ser assumida igual a zero (caso base). A estas cargas residenciais são adicionadas as cargas correspondentes a veículos sendo recarregados em vários níveis de participação no mercado, conforme 4.1, e com hipóteses de horário de início da recarga de acordo com 4.2. Os resultados apresentados são as tensões nas barras do alimentador, em forma de distribuição de probabilidades, as mudanças esperadas na curva de carga do sistema alimentador e as perdas ativas e reativas causadas pelo carregamento do alimentador.

### **5.1. TENSÕES NOS NÓS (BARRAS) DO ALIMENTADOR**

#### **5.1.1. Rede com EV's em Recarga**

Os valores mostrados na Figura 5.1 foram obtidos por meio do cálculo do fluxo de potência pelo método da soma de potências aplicado no alimentador da Figura 4.4. Para cada hora do dia foram simulados 1000 valores de cargas nas barras do alimentador, sorteadas como descrito em 4.4. As cargas foram simuladas como sendo compostas por um terço do valor a potência constante, um terço a corrente constante e um terço a impedância constante, no modelo ZIP ( $A = B = C = 0,33$ ). O gráfico representa os valores médios das tensões em cada barra e os respectivos desvios padrão. O caso base (participação 0%) é a referência, pois os valores das cargas aplicadas às

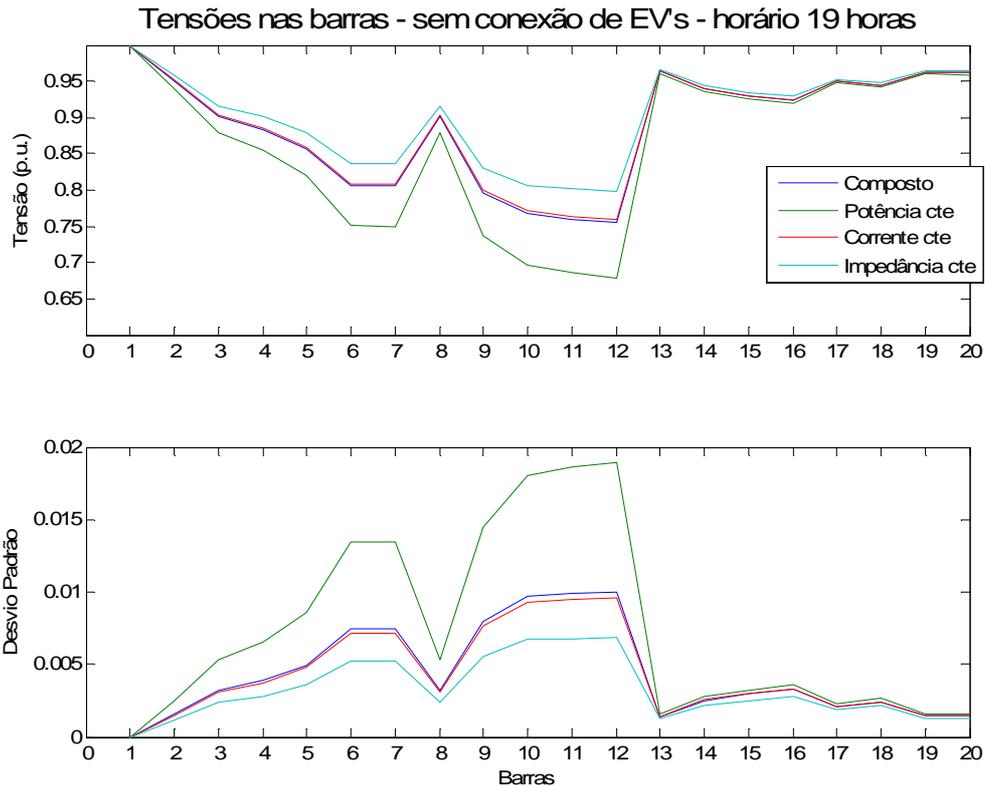
barras variam em torno dos valores nominais, admitidos como sendo a média da distribuição.



**Fig. 5.1: Tensões nas barras ao longo do dia para 0% de participação**

Na Figura 5.1, as áreas mais escuras representam os afundamentos de tensão e observam-se duas barras críticas para esta configuração do alimentador: as de número 7 e 12, que apresentam os menores valores de tensão em todos os horários do dia, atingindo valores inferiores aos limites de qualidade aceitável para distribuição residencial.

Para verificar a influência do modelo de carga adotado nos valores das tensões estimadas, é feita uma comparação, na Figura 5.2, usando-se como referência o horário de 19 horas (horário de pico).

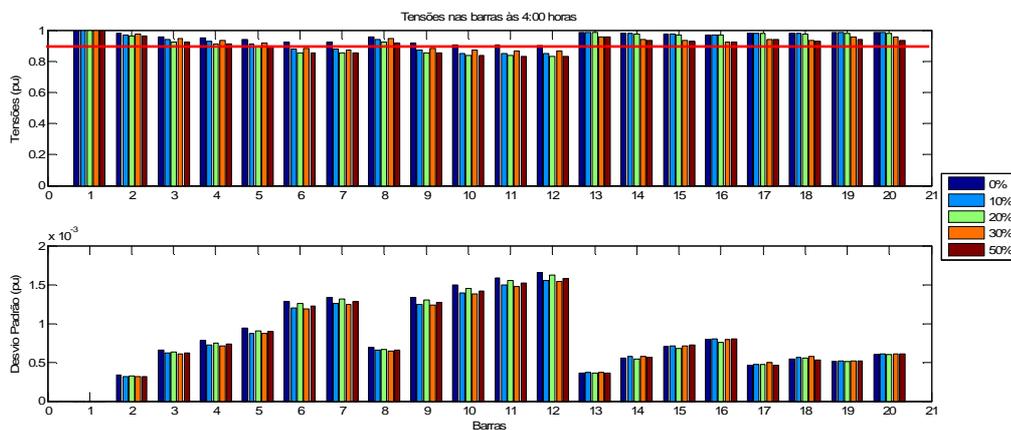


**Fig. 5.2: Tensões nas barras, com cargas composta, potência constante, corrente constante e impedância constante, sem conexão de EV's, às 19:00**

Como se pode observar, o caso de composição de cargas resulta em valores muito semelhantes ao modelo de carga corrente constante. O modelo de carga que não considera variação da carga com a tensão na barra (potência constante) é o que apresenta os maiores valores de afundamento de tensão.

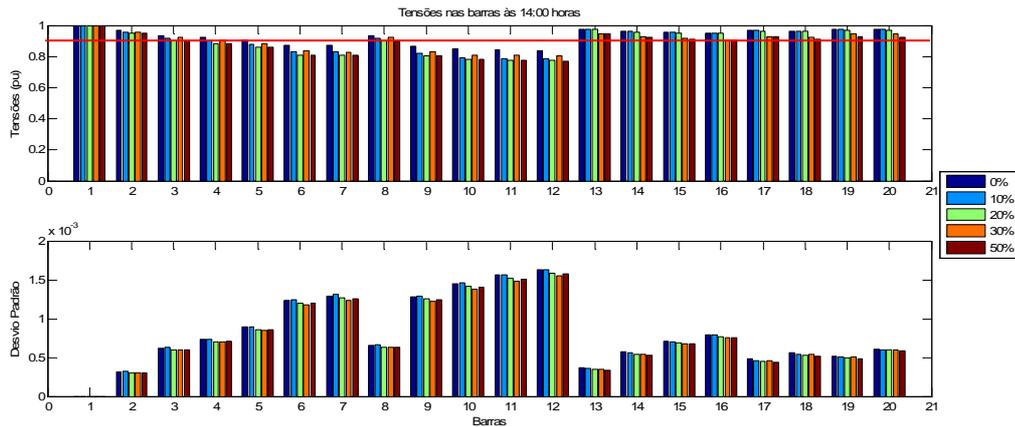
Da curva de carga do alimentador, podemos extrair três diferentes estados de solicitação do sistema: às 4:00 horas, a demanda é mínima e todas as tensões nas barras atendem às especificações de qualidade, no caso de participação 0%; às 14:00 horas, tem-se um estado de demanda média, no qual os valores de tensão nas barras críticas do alimentador aproximam-se (e até alcançam) valores abaixo do limite de qualidade aceitável; e, às 19 horas (horário de pico), as tensões na maioria das barras do alimentador estão em

seus valores mínimos. Deste modo, escolhemos estes três horários para avaliar a influência da recarga de veículos elétricos no desempenho do sistema. Uma vez que o modelo de carga potência constante é o pior caso, este é o modelo adotado para esta verificação.



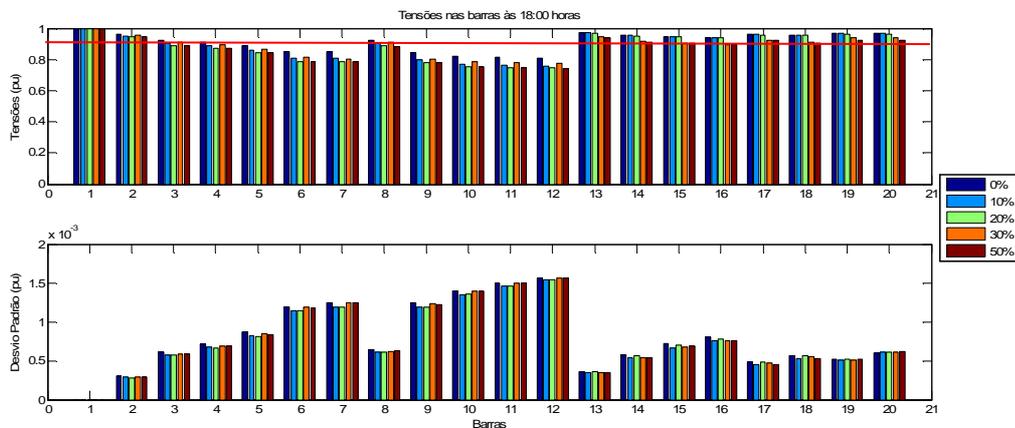
**Fig. 5.3 – Tensões médias e desvios padrões às 4:00 horas**

Nas Figuras 5.3, 5.4 e 5.5 temos, respectivamente, as tensões nas barras do alimentador calculadas como descrito no capítulo 4, para participações de EV's de 0, 10, 20, 30 e 50%. Os gráficos de barra mostram os valores médios, para 1000 simulações, e seus respectivos desvios padrão. As linhas horizontais vermelhas indicam o limite a partir do qual a concessionária deve intervir para manter a tensão nos padrões de qualidade exigidos pelo PRODIST. Confirma-se, analisando-se as três figuras, que as barras de número 7 e de número 12 são as mais críticas do sistema, e isto se deve à topologia do alimentador, que possui um ramo mais sobrecarregado que o outro.



**Fig. 5.4 – Tensões médias e desvios padrões às 14:00 horas**

Outro ponto a salientar, que corrobora a validade das simulações, está no fato de que as barras que apresentam maior criticidade em relação aos valores das tensões são também as que apresentam as maiores variações (incertezas) nos valores, representadas pelo alto valor do desvio padrão da distribuição de tensões resultante. Este fato se deve a que as barras mais críticas são também barras extremas da rede e, por este motivo, as variações nos valores de tensão, que são acumulativas, sofrem influência de todas as cargas conectadas às barras a montante.



**Fig. 5.5 – Tensões médias e desvios padrões às 19:00 horas**

### 5.1.2. Rede com EV's Fornecendo Energia

Na hipótese de termos EV's conectados em 10% das barras do sistema e supondo que eles estejam fornecendo energia à rede, ou seja, suas baterias sejam geradores distribuídos para suprir o excesso de demanda de horários de pico, obtém-se, na simulação efetuada com a metodologia aqui proposta, o gráfico da Figura 5.6.

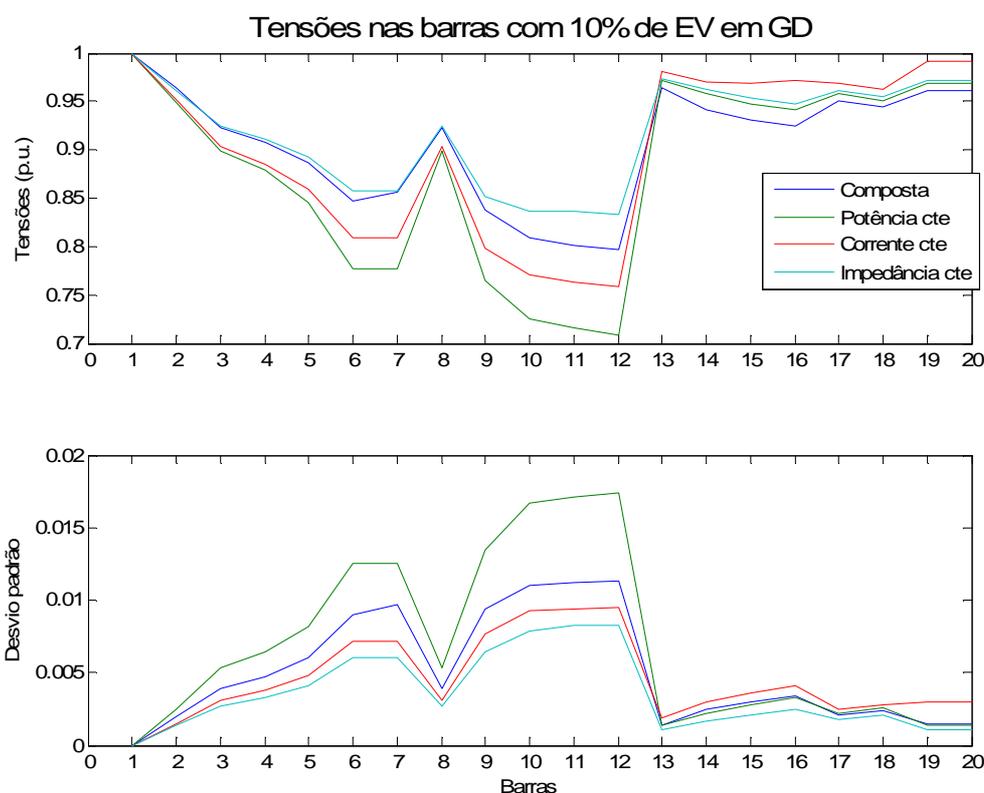
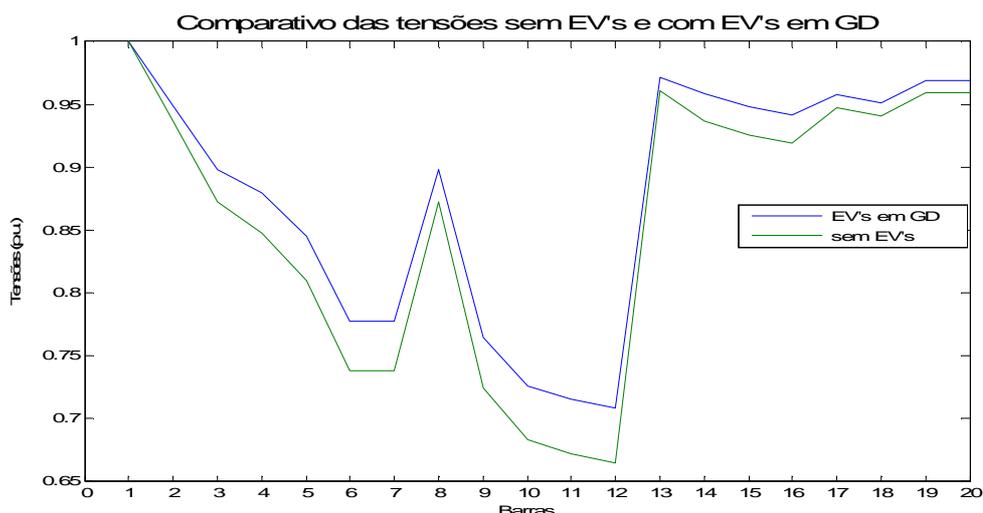


Fig. 5.6 – Tensões nas barras com 10% de veículos elétricos em geração distribuída às 19:00

Para avaliação dos prováveis benefícios do uso de EV's como Geração Distribuída, fornecendo à rede a energia previamente acumulada em suas baterias, observe-se o gráfico da Figura 5.7.



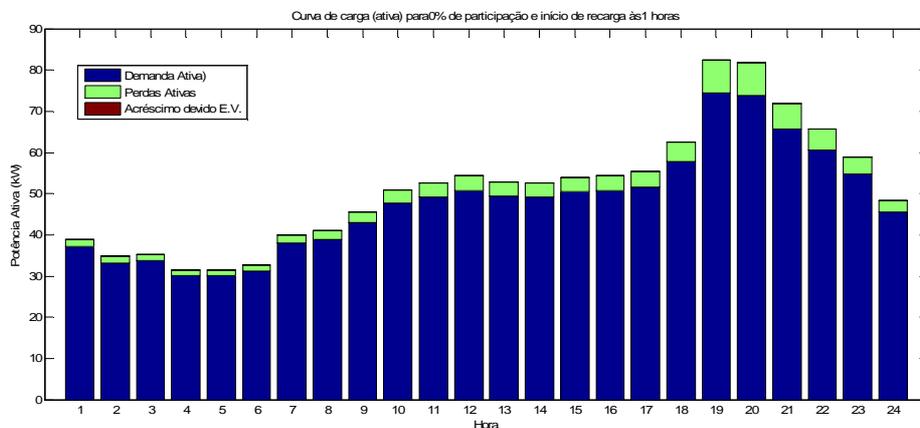
**Fig. 5.7 – Comparativo dos casos sem EV's e EV's conectados como GD**

Com a injeção de potência, proveniente das baterias dos EV's conectados a 10% das barras, as tensões nos nós não sofrem o afundamento de tensão causado pelo horário de pico com a mesma intensidade. Neste caso, as tensões resultam entre 6 e 8% acima daquelas anteriormente calculadas para o horário de pico, sem veículos conectados à rede. Este fato, por si só, justifica o estudo mais aprofundado do aproveitamento de veículos elétricos como reserva de energia e provedores de serviços ancilares ao SEP.

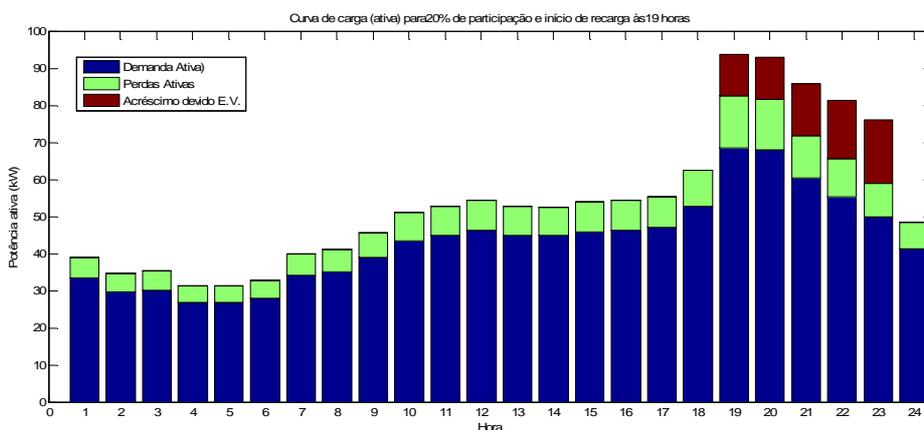
## 5.2. MUDANÇAS NA CURVA DE CARGA DO SISTEMA

A curva de carga do sistema, mostrada na Figura 4.3, pode ser obtida indiretamente do cálculo do fluxo de potência, tomando-se os valores de potência ativa e reativa resultantes na barra 1 do sistema, o que inclui as perdas nas linhas e o acréscimo de carga devido à adição de EV's sendo recarregados em barras aleatoriamente escolhidas. Uma curva de carga ativa

obtida por este método está mostrada na Figura 5.7. Na Figura 5.8, vê-se o aspecto resultante da curva de carga para uma participação de 20% de EV's no mercado, na hipótese de início de recarga controlado a partir das 19:00 horas.

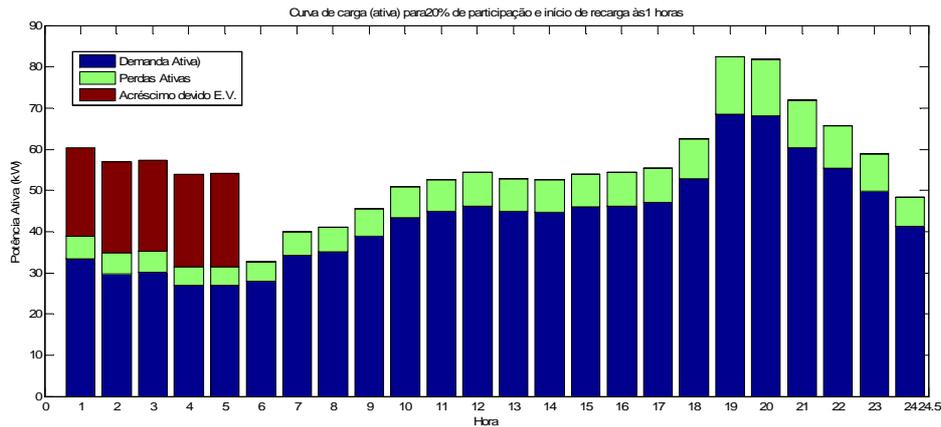


**Fig. 5.7 – Curva de carga ativa, sem participação de EV's.**



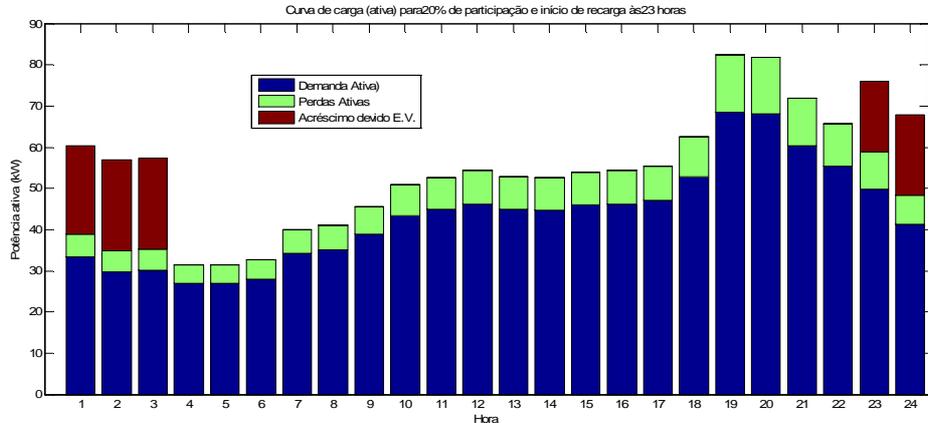
**Fig. 5.8 – Curva de carga ativa, com 20% de participação de EV's, início de recarga às 19:00 horas.**

Com a mesma participação, mas com início de recarga controlada deslocada para a primeira hora do dia, obtém-se a curva de carga mostrada na Figura 5.9.



**Fig. 5.9 – Curva de carga ativa, com 20% de participação de EV's, início de recarga à 01:00 hora.**

Ainda se considerarmos 20% de participação no mercado para os EV's, mas com horário de início de recarga regulado para após as 22:00 horas, a curva de carga resultante é a da Figura 5.10.



**Fig. 5.10 – Curva de carga ativa, com 20% de participação de EV's, início de recarga às 22:00 horas.**

Observa-se que o não controle do horário de recarga dos veículos elétricos leva a valores de sobrecarga inaceitáveis nos horários de pico, sendo necessários investimentos para reforçar a capacidade do alimentador. Pode-se

verificar, também, o aumento relativo das perdas do sistema, com a presença de veículos elétricos em recarga conectados à rede.

### 5.3. PERDAS NO SISTEMA

Uma avaliação fundamental do desempenho do sistema está em verificar o nível de perdas que ocorre nas linhas de distribuição, que em alimentadores de distribuição atingem valores representativos, quando somadas e comparadas aos valores de carga total aplicada ao circuito. As Figuras 5.11 e 5.12 mostram as perdas ativas e reativas, respectivamente, em cada hora do dia, considerando-se participações no mercado de EV's de 0, 10 e 30%.

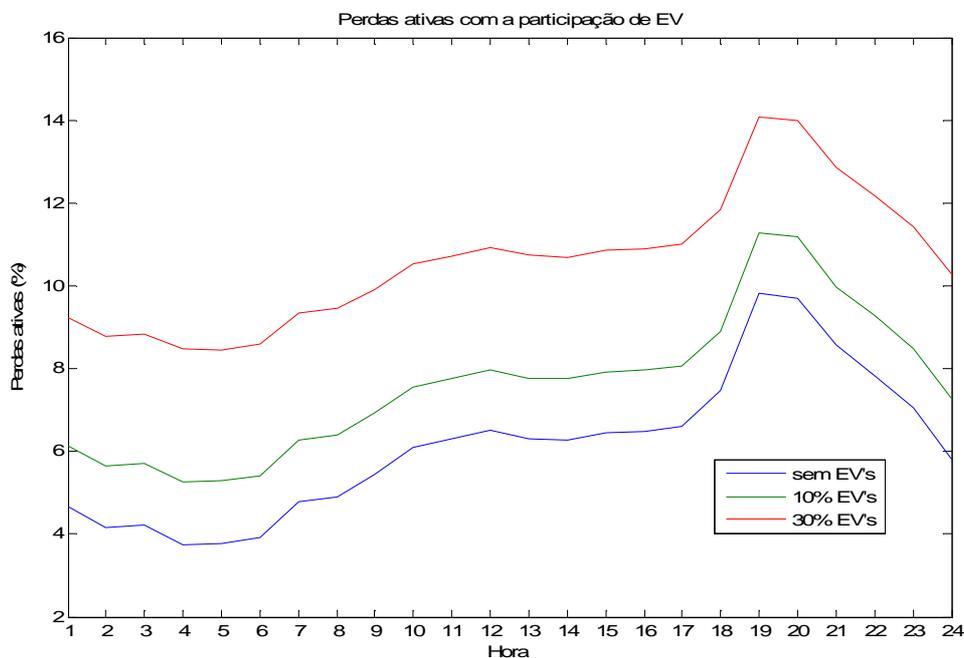
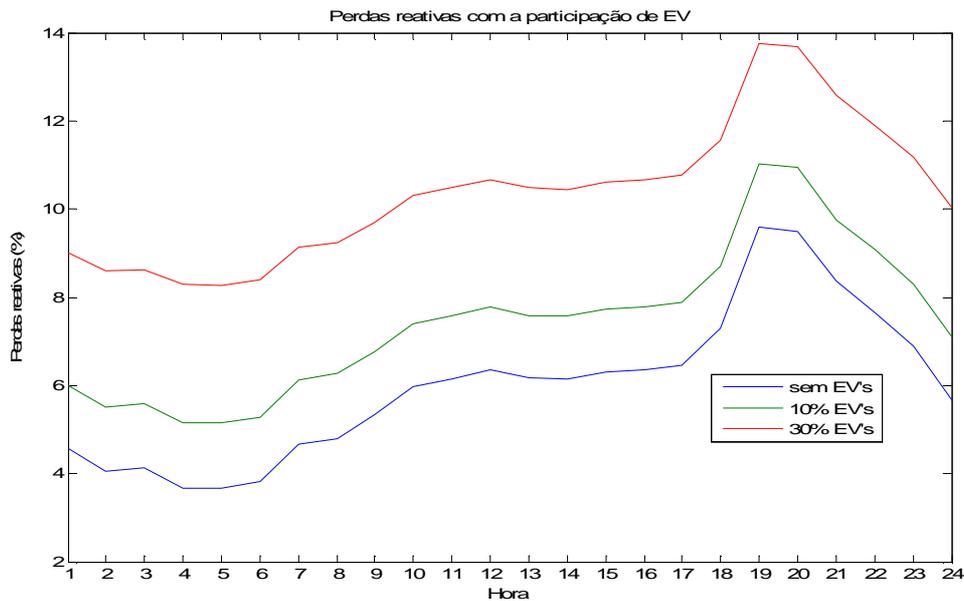


Fig. 5.11 – Percentual de perdas ativas totais no alimentador BT

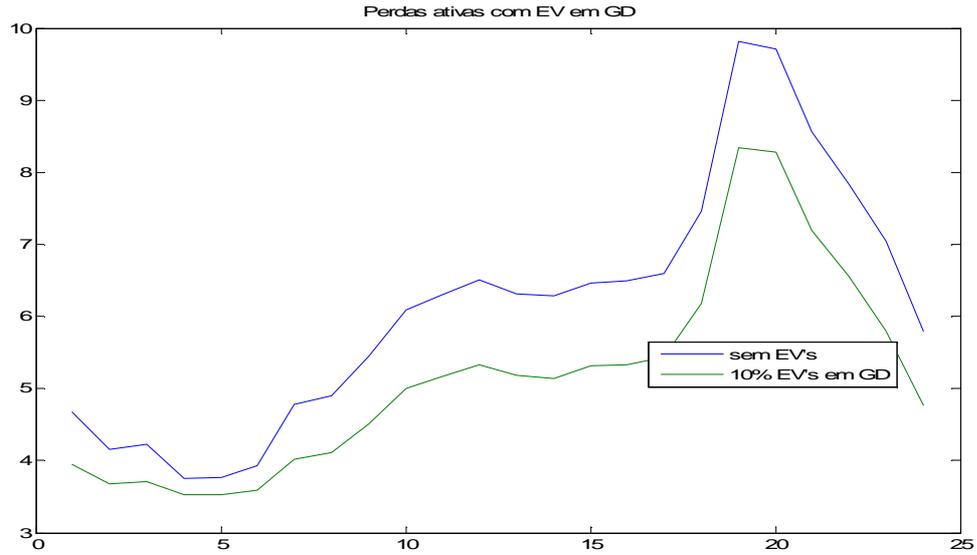


**Fig. 5.12 – Percentual de perdas reativas totais no alimentador BT**

Observa-se uma semelhança pronunciada entre as curvas da Figuras 5.11 e 5.12 e este fato se explica pela relação  $r/x$  em todas as linhas do alimentador, que é sempre próxima a 1.

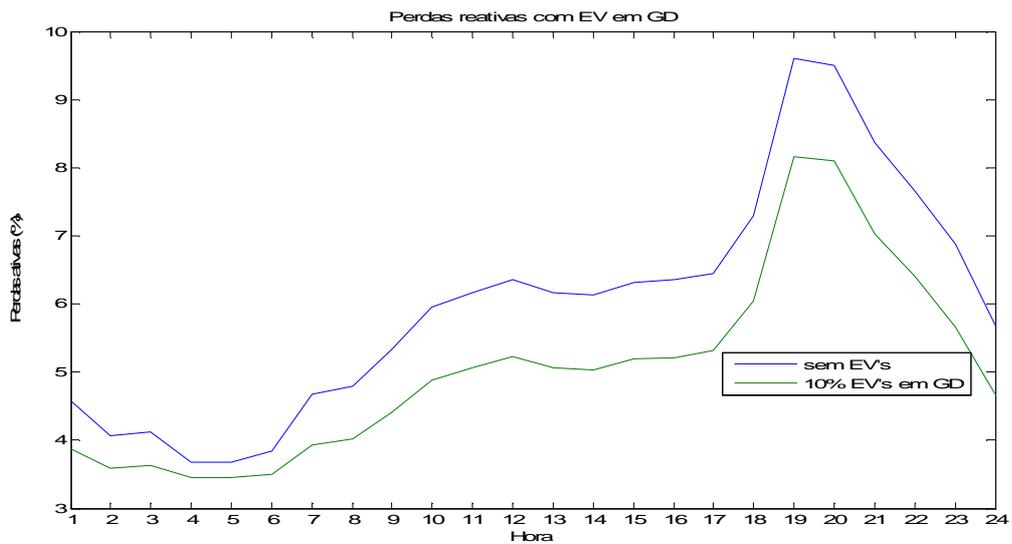
No caso em que não existem EV's em processo de recarga, tanto as perdas ativas como reativas atingem valores que vão de 4% a 9%, respectivamente nos horários de vale e de pico. Observa-se que a tendência das curvas se mantém com a presença de EV's sendo recarregados e, no caso analisado, a relação entre as perdas ativas e reativas e a demanda total do alimentador atinge um máximo de cerca de 14%, para 30% de participação de EV's no mercado.

Se forem considerados, porém, os EV's conectados em GD em 10% das barras do sistema, a comparação, ilustrada nas Figuras 5.13 e 5.14, mostra uma redução, tanto nas perdas ativas como nas reativas, de cerca de 20%.



**Fig. 5.13 – Comparativo das perdas ativas com e sem EV's em GD**

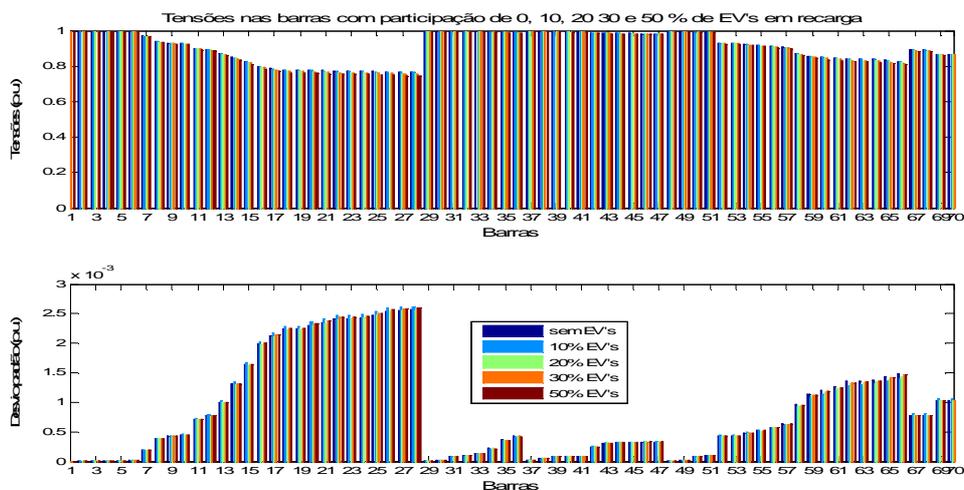
A redução das perdas nas linhas e, conseqüentemente, a redução nas perdas totais do alimentador, tem impacto econômico e financeiro na operação do sistema, com implicações que atingem tanto as políticas tarifárias como as de investimento.



**Fig. 5.14 – Comparativo das perdas reativas com e sem EV's em GD**

## 5.4. EXTENSÃO PARA REDE DE 70 BARRAS

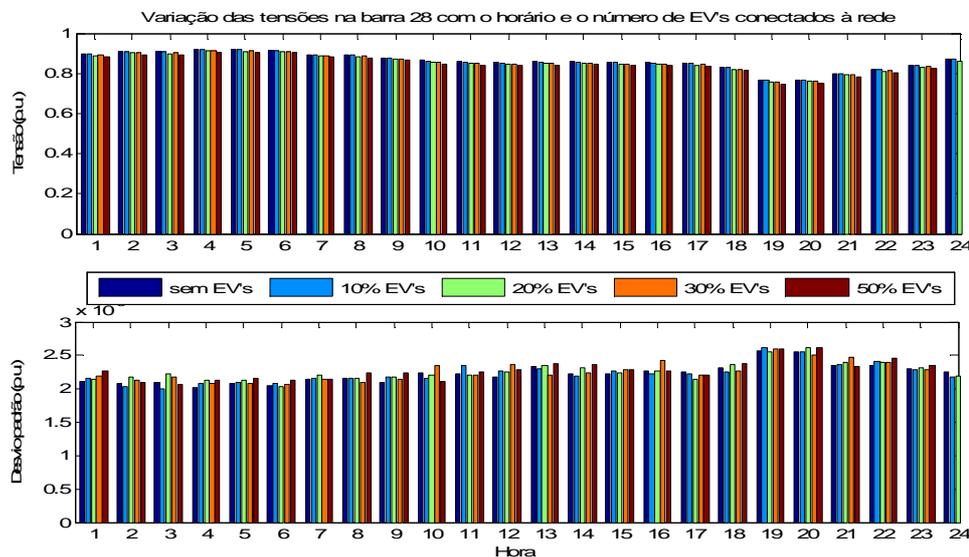
Como forma de validar os resultados obtidos na rede de distribuição residencial de 20 barras, usada para as simulações efetuadas nos itens anteriores, foram executadas simulações semelhantes em outra rede de distribuição residencial, com 70 barras. A potência nominal do alimentador é de 1,5MVA, a tensão primária de distribuição é 13,8kV e a secundária é de 220V. A curva de carga adotada tem o mesmo formato da Figura 4.3 (trata-se de rede de distribuição na mesma área do alimentador de 20 barras). As cargas estão modeladas como potência constante, uma vez que foi verificado, na simulação do sistema de 20 barras, que esta situação resulta nas maiores reduções de tensão nas barras a jusante do alimentador.



**Fig. 5.15 – Tensões nas barras com EV's em recarga, sistema 70 barras**

Os valores, em p.u., das tensões nas barras às 19:00 horas (horário de pico), para vários níveis de participação de EV's no mercado de automóveis, estão mostrados na Figura 5.15, onde se pode ver que a barra mais crítica do sistema é a de número 28. Isto se deve à topologia da rede e às características

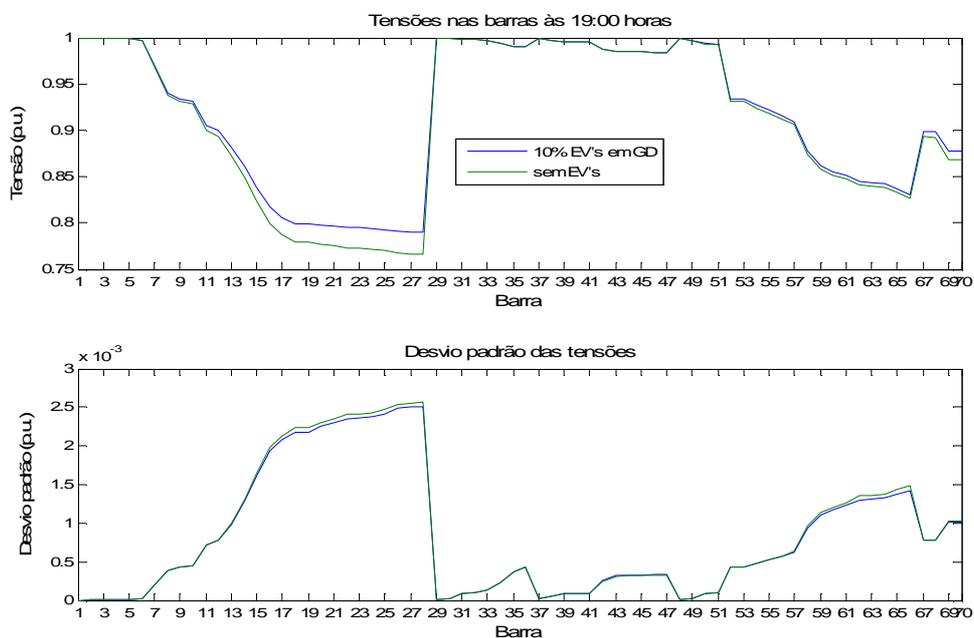
de carregamento do ramo do qual a barra 28 é a extrema. A barra 1 (alimentador) possui tensão fixa de 1 p.u.



**Fig. 5.16 – Perfil das tensões na barra 28, sistema 70 barras**

Na Figura 5.16, na qual está detalhado o comportamento da tensão na barra 28 ao longo do dia, vê-se que em nenhum momento a tensão atinge o mínimo de qualidade exigido pelo PRODIST (95% do valor nominal), mesmo no caso de não haver EV's conectados à rede. Isto obriga que a operação desta rede seja feita com a tensão no alimentador elevada para pelo menos 1,05 p.u., para evitar o afundamento de tensão nas barras 28 e a montante da barra 28, no mesmo ramo lateral. Os desvios padrão das tensões estão estimados em valores ao redor de 0,002 p.u., ou seja, 99,7% dos valores de tensão resultantes estão em um intervalo de  $\pm 0,006$  p.u. ( $3\sigma$ ) ao redor da média calculada. A variação resultante nas tensões, devido à hipótese de que as cargas variam segundo uma distribuição normal, estão bem abaixo das diferenças entre os valores médios encontrados e os valores mínimos de

qualidade, ou seja, não se espera que estes valores sejam superados devido às variações normais de carga.

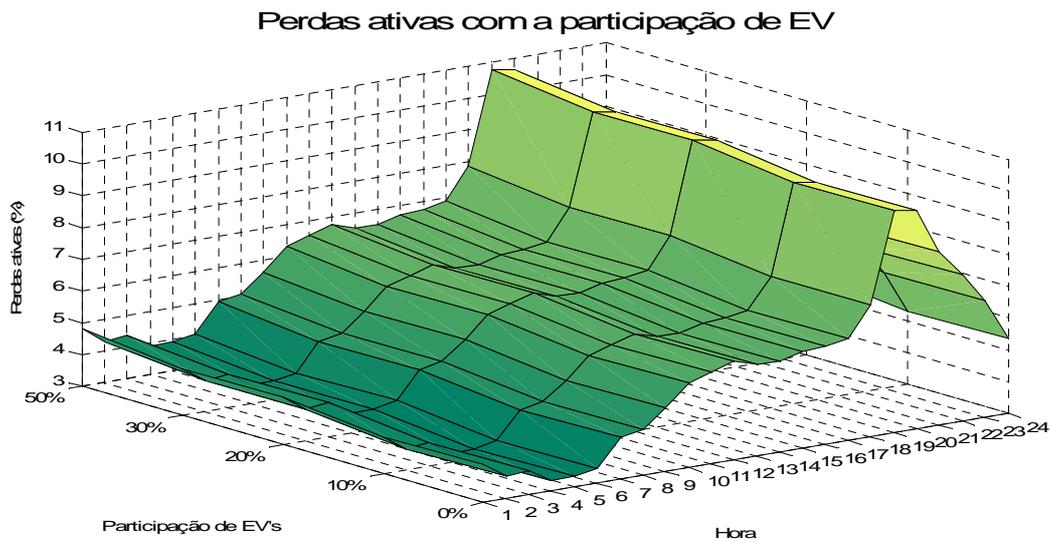


**Fig. 5.17 – Efeito da geração distribuída com EV's nas tensões – sistema 70 barras**

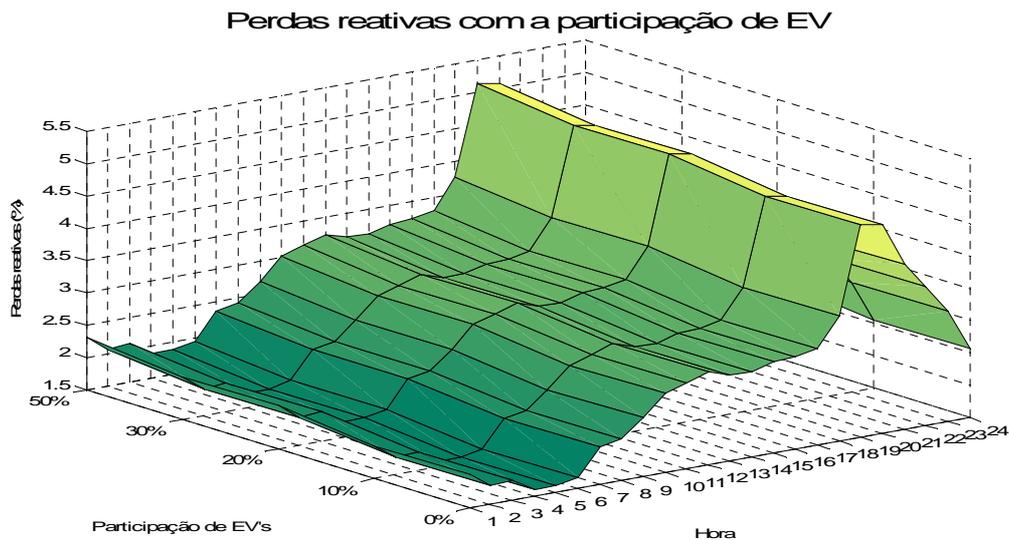
Ao se considerar a presença de 10% de EV's conectados à rede em GD, no horário de pico, obtém-se os valores de tensão nas barras conforme mostrado na Figura 5.17. Vê-se que a presença das potências ativas injetadas na rede, a partir das baterias dos EV's, causam um acréscimo de cerca de 5% nos níveis de tensão nas barras.

As perdas ativas e reativas da rede estão mostradas nos gráficos das Figuras 5.18 e 5.19, respectivamente. Neste caso, não existe a semelhança entre os valores da parte ativa e reativa das impedâncias das linhas e isto se revela nos valores das perdas ativas, entre 4 e 10% da potência total (horário de vale e de pico) e das perdas reativa, entre 2 e 5% da potência total (horário de vale e de pico).

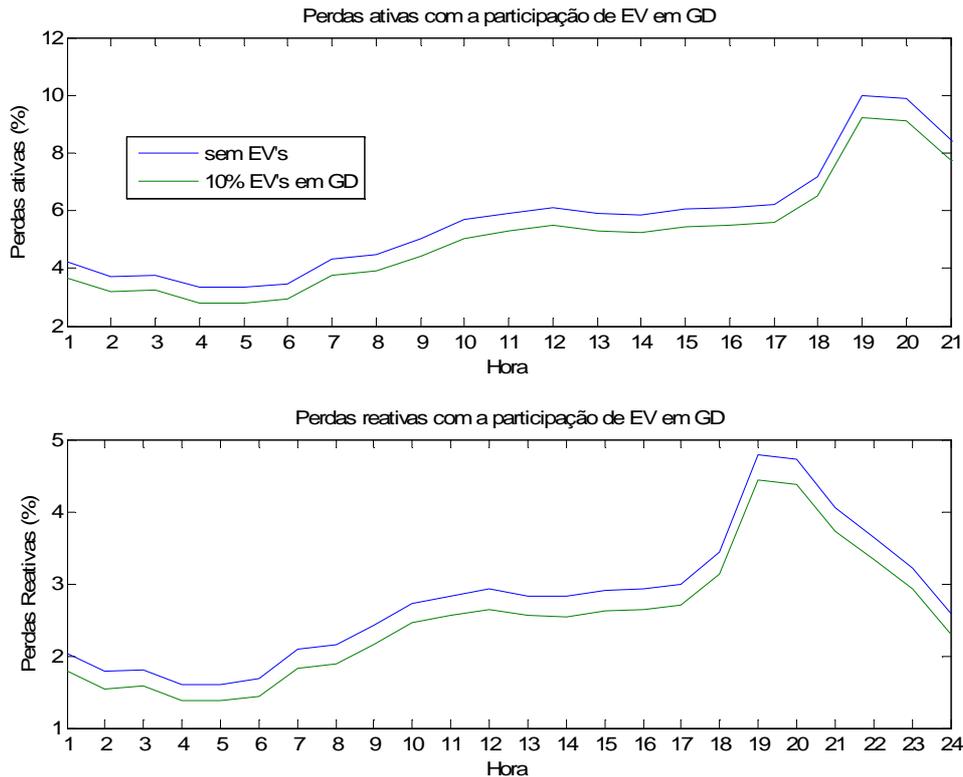
A injeção de potência ativa em 10% das barras da rede, por meio da conexão de EV's como GD, causa uma diminuição nas perdas do sistema, conforme se vê na Figura 5.20. Esta diminuição, de acordo com o citado anteriormente, causa impacto na operação, pois afeta tanto financeira como economicamente as decisões sobre políticas de tarifas e de investimentos.



**Fig. 5.18 – Perdas ativas com EV's em recarga na rede de 70 barras**



**Fig. 5.19 – Perdas reativas com EV's em recarga na rede de 70 barras**



**Fig. 5.20 – Diminuição das perdas no sistema 70 barras com EV's em GD**

## 5.5. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos nas simulações estocásticas, realizadas com o apoio do modelo desenvolvido, permitem que sejam feitas algumas previsões quanto ao impacto que será causado no planejamento das atividades das concessionárias de distribuição de energia elétrica, no que diz respeito a áreas residenciais urbanas.

As variações nas tensões nas barras, observadas com o aumento da participação de EV's no mercado de automóveis, sugerem a necessidade de que as linhas de distribuição dos alimentadores sejam redimensionadas para que as impedâncias de linha resultem em valores que permitam a operação normal do sistema, sem prejuízo da qualidade do fornecimento de energia elétrica presumida para este tipo de serviço. Outras soluções são possíveis,

como a instalação de compensadores capacitivos ou o redimensionamento de transformadores e re-divisão dos ramais dos alimentadores, todas elas, porém, implicando em investimentos adicionais àqueles planejados para atender o crescimento vegetativo do sistema.

A análise das curvas de carga resultantes do acréscimo de veículos elétricos às cargas residenciais indica a necessidade de instituir-se regulamentação específica para esta operação. Com a duração das recargas entre 180 minutos e 5 horas, dependendo do tipo de veículo considerado, e os valores de potência consumida para estas operações, as simulações mostram que as demandas ultrapassarão os valores máximos em vários horários, causando efeitos de degradação na qualidade da energia elétrica fornecida. Além disso, será necessário à concessionária planejar suas compras de energia com vistas a suprir esta demanda adicional, independentemente do horário em que a recarga vai iniciar.

Quanto às perdas, observa-se que, mesmo que as recargas ocorram em horários considerados não prejudiciais à qualidade da energia elétrica fornecida, os valores de até 15% observados para as perdas ativas e reativas indicam que será necessária uma reavaliação dos custos de distribuição, com implicações econômicas e técnicas de maior complexidade.

Considerando a possibilidade de conectar os EV's como GD, ou seja, com as baterias injetando potência ativa na rede, constata-se uma melhoria acentuada no perfil de tensões nas barras e uma significativa redução das perdas ativas e reativas nas linhas, impactando diretamente as decisões sobre políticas tarifárias e investimentos.

## 6. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Diversos estudos e pesquisas têm sido realizados em várias partes do mundo visando prever o impacto que o aumento da participação dos veículos elétricos no mercado de automóveis causará nas decisões das concessionárias de distribuição de energia. Estes estudos vêm sendo conduzidos, na sua grande maioria, na Europa e nos Estados Unidos e contemplam as realidades dos seus sistemas elétricos e suas regulamentações. No Brasil, não existe um mercado claramente definido para serviços de regulação e ancilares, sendo estes entendidos como compreendidos nas concessões e outorgas dadas pela ANEEL às empresas geradoras. Deste modo, a possibilidade de que estes serviços venham a ser prestados por frotas de veículos elétricos, como proposto por vários autores, ainda é um ponto a ser esclarecido no futuro e depende, em grande parte, de regulamentação específica a ser elaborada oportunamente.

A metodologia de simulação de redes de distribuição secundárias, proposta neste trabalho, permite analisar os impactos causados pelo surgimento, em qualquer nível de participação, de veículos elétricos conectados ao sistema elétrico. Esta participação tende a ser crescente, tendo em vista o estado atual da arte, no que se refere aos modelos de veículos disponíveis no mercado. As simulações realizadas neste trabalho permitem concluir que a metodologia proposta para a determinação dos estados de redes de distribuição residenciais, ao levar em consideração as variações estocásticas das cargas, viabiliza estudos de planejamento nos quais se pretende introduzir ocorrências aleatórias, como a conexão de veículos

elétricos para recarga de suas baterias. Verifica-se, ainda, que pequenas participações deste tipo de veículo no mercado automobilístico acarretarão a necessidade de revisão dos planejamentos atuais, em termos de investimento e de qualidade da energia fornecida, de alimentadores residenciais em cidades onde esta penetração se fizer presente. Por outro lado, através de políticas adequadas de regulamentação do uso de veículos elétricos e sua conexão às redes de distribuição, pode-se obter benefícios, representados pelo adiamento de investimentos para aumento da capacidade dos alimentadores. Para tanto, será necessário estabelecer um conjunto de regras, incentivos e sobre-tarifas que estimulem o proprietário do veículo a disponibilizá-lo como reserva de energia nos horários de pico e realizar as recargas somente nos horários de baixa demanda. Em termos mais amplos, através da instalação de entidades agregadoras, que podem inclusive ter finalidade lucrativa, pode-se idealizar um sistema integrado com o ONS, tendo em vista o uso da capacidade de armazenamento de energia elétrica das baterias dos veículos elétricos como substituta da capacidade de armazenamento dos reservatórios de água das usinas, que se encontra praticamente esgotada.

Os resultados das simulações estatísticas realizadas neste estudo permitem concluir que o planejamento das concessionárias de distribuição terá que ser revisto, nos seus aspectos técnico, de investimentos, econômico e financeiro, uma vez que tanto as tensões nodais quanto as perdas nas linhas dos alimentadores BT, adotados para a realização das simulações, sofrem influências grandemente negativas a partir do nível de participação de 10%. Sob este ponto de vista, o motor de simulação, desenvolvido neste estudo, presta-se à valorização preliminar dos impactos previstos, podendo ser usado

para determinar soluções técnicas e avaliar políticas sugeridas para mitigar os problemas de qualidade da energia elétrica fornecida e para avaliar as soluções propostas para amenizar os aumentos de custo de distribuição.

A análise da literatura disponível sobre o tema e os resultados até o momento obtidos com as simulações efetuadas, sugerem que muito ainda está por fazer em relação à compreensão dos reais impactos que o aumento da participação dos veículos elétricos causará nas decisões das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A primeira extensão deste estudo deverá ser feita em termos geográficos, ou seja, será necessário efetuar simulações com maior abrangência de área e número de consumidores. Além disso, a inclusão de áreas mistas residencial/comercial/industrial trará maior representatividade aos resultados e a extensão deste trabalho para sistemas de distribuição urbanos de grande porte é imperativa.

A metodologia aqui proposta poderá auxiliar aperfeiçoamento dos modelos, em geral determinísticos, usados no planejamento e operação das redes. Tal aperfeiçoamento se faz necessário dada as aleatoriedades que estarão presentes nas cargas, com a conexão dos veículos elétricos à rede de distribuição.

Outra linha de pesquisa a ser adotada é a que trata dos custos, sejam eles de distribuição, afetados pelas perdas do sistema, ou de investimentos, necessários para adequar a qualidade da energia fornecida aos novos níveis de solicitação dos alimentadores atingidos com o aumento da participação dos EV's no mercado. Além disso, a regulamentação das operações de recarga de veículos elétricos deverá ser objeto de investigação e desenvolvimento, tendo em vista as implicações econômicas e financeiras que advirão. Tanto as

políticas tarifárias quanto os incentivos e regulamentações, deverão ser objeto de novas propostas e simulações, uma vez que, atualmente indefinidos, poderão influenciar de modo decisivo os hábitos dos consumidores para a recarga das baterias dos seus veículos e acelerar a introdução desta nova tecnologia, quando implantados. Neste sentido, podemos citar pontos que deverão ser objeto de propostas específicas: tarifas horo-sazonais de energia elétrica, contratos de prestação de serviços ancilares por parte dos EV's e PHEV's conectados à rede e o controle do número de recargas tendo em vista prolongar a vida útil da bateria.

Finalizando, um estudo abrangente de modelagem da rede de distribuição de energia elétrica em uma região metropolitana, considerando agregadores de veículos elétricos podendo fornecer em geração distribuída, contribuirá para a obtenção de resultados que possibilitarão verificar, em termos econômicos e financeiros, os impactos que a conexão destes veículos causará ao planejamento atual de longo prazo realizado pela concessionária da área.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Resolução Normativa Nº 424, de 17 de dezembro de 2010 – Aprova versão 2 do PRODIST (Procedimentos da Distribuição)

—; Nota Técnica 0043/2010/SRD

—; Nota Técnica 0004/2011/SRD

—; Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012; Estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

BOURGES, F.; Planejamento da operação de pequenas centrais hidrelétricas: enfoque sistêmico; Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, 2009.

CESPEDES G. R.; New Method for the Analysis of Distribution Networks; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, January 1990

CLEMENT, K., HAESEN, E., DRIESEN, J.; Stochastic Analysis of the Impact of Plug-In Hybrid Electric Vehicles on the Distribution Grid; 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 8-11 June 2009

—; The impact of uncontrolled and controlled charging of plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid; EET-2008 3rd European Ele-Drive Transportation Conference, Geneva, Switzerland, March 11-13, 2008.

COYLE, G., Management System Dynamics, Wiley, New York, 2007

DOWDS, J., FARMER, C., HINES, P., WATTS, R., BLUMSACK, S., A Review of Results from Plug-in Hybrid Electric Vehicle Impact Studies; working paper, [www.cems.uvm.edu](http://www.cems.uvm.edu)

- EMADI, A.; Transportatio 2.0; IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2011, pp 18-29
- FALCÃO, D.; Integração de Tecnologias para Viabilização de Smart Grid; III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, Brasil, 2010
- FERNÁNDEZ, L. P., SAN ROMÁN T. G., COSSENT R., DOMINGO C. M., FRÍAS P.; Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks; IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 26, NO. 1, February 2011
- FORD, A., Electric Vehicles and the Electric Utility Company, Energy, Policy, 1994, Volume 22, number 7
- , System Dynamics and the Energy Industry, Encyclopedia of Energy, Volume 5, 2004, Elsevier Inc.
- GALUS, M. D.; ANDERSSON, G.; An approach for Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV) Integration into Power Systems; Technical report, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2007
- GALUS M., ZIMA, M., ANDERSSON, G.; On Integration of Plug-In Hybrid Electric Vehicles Into Existing Power System Structures; Energy Policy, vol. 38, issue 11, November 2010
- GARCÍA, J. M.; Teoría y ejercicios prácticos de Dinámica de Sistemas; Segunda edición revisada Enero 2006 (Edição do próprio autor) Barcelona (España)
- GEIDL, M.; ANDERSSON, G.; Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers; IEEE Transactions On Power Systems, 22(1), 2007
- GUILLE, C; GROSS, G; The Integration of PHEV Aggregations into a Power System with Wind Resources; 2010 IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control – VIII (IREP), August 1-6, 2010, Buzios, RJ, Brazil
- HAN, S.; HAN, S.; SEZAKI, K.; Development of an Optimal Vehicle-to-Grid Aggregator for Frequency Regulation; IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 1, June 2010

- HEYDT G. T., The Impact of Electric Vehicle Deployment on Load Management Strategies, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983
- KEMPTON, W., TOMIĆ, J., Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue, Journal of Power Sources 144 (2005) 268–279
- ; Vehicle-to-Grid Power Implementation: from Stabilizing the Grid to Supporting Large-Scale Renewable Energy, Journal of Power Sources 144 (2005) 280–294.
- KNOLSEISEN, A. B.; COELHO, J.; Modelagem Probabilística da Variação da Carga em Fluxo de Potência de Sistemas de Distribuição, LabPlan, Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC, CBA – Congresso Brasileiro de Automática, Gramado – RS, 2004
- MARRA, F.; TRÆHOLT, C.; LARSEN, E.; WU, Q.; Average Behavior of Battery-Electric Vehicles for Distributed Energy Studies; IEEE Innovative Smart Grid Technology Europe 2010, 2010
- MONTICELLI, A.; Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Ed. Edgar Blücher Ltda., 1983
- MOROZOWSKI Filho, M.; NASSER, I. C.; LOURENÇO, E. M.; CARVALHO, L. C. X.; MAZZULI, F. H.; Planejamento e Dinâmica de Sistemas Energéticos – Relatório 1 – Revisão da Literatura, dezembro de 2005
- PILLAI J. R., BAK-JENSEN, B., Vehicle-to-Grid Power in Danish Electric Power Systems Preparation of full paper for the International Conference on Renewable Energies and Power Quality
- QUINN, C.; ZIMMERLE, D.; BRADLEY, T. H.; The effect of communication architecture on the availability, reliability and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to-grid ancillary services; Journal of Power Sources, in press, connected proof, 2009
- ROCHA ALMEIDA, P. M.; PEÇAS LOPES, J. A.; SOARES, F. J.; VASCONCELOS, M. H.; Automatic Generation Control Operation with Electric Vehicles; 2010 IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control – VIII (IREP), August 1-6, 2010, Buzios, RJ, Brazil

- SCHUCH, G. B.; Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia Elétrica em um Ambiente Competitivo; Tese de Doutorado apresentada à UFSC, abril de 2000, Florianópolis, SC
- SMITH; C. B.; Análise da Difusão de Novas Tecnologias Automotivas em Pro da Eficiência Energética na Frota de Novos Veículos Leves no Brasil; Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético, 2010.
- STERMAN, J., Business Dynamics, 2000, Irwin McGraw-Hill, New York
- TAYLOR, J., MAITRA, A., ALEXANDER, M., BROOKS, D., DUVALL, M.; Evaluation of the Impact of Plug-in Electric Vehicle Loading on Distribution System Operations, VER-2009 (Primeiro Seminário Brasileiro Veículos Elétricos & Rede Elétrica), Rio de Janeiro, 2009
- TOMIĆ, J., KEMPTON, W., Using fleets of electric-drive vehicles for grid support, Journal of Power Sources 168 (2007) 459–468
- ULBIG, A.; GALUS, M. D.; CHATZIVASILEIADIS, S.; ANDERSSON, G.; General Frequency Control with Aggregated Control Reserve Capacity from Time-Varying Sources: The Case of PHEVs 2010 IREP Symposium – Bulk Power System Dynamics and Control – VIII (IREP), August 1-6, 2010, Buzios, RJ, Brazil
- VENNIX, J. M. A., Group Model Building: facilitating team learning using system dynamics, Chichester, John Wiley & Sons, 1996
- WANG, Y. J., O'CONNELL, R. M., BROWNFIELD, G., Modeling and Prediction of Distribution System Voltage Distortion Caused by Nonlinear Residential Loads, IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 16, NO. 4, OCTOBER 2001