

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

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS  
ELÉTRICOS E DA GERAÇÃO EÓLICA EM REDES INTELIGENTES DE  
ENERGIA**

**MARCEL AUGUSTO ALVARENGA VIEGAS**

**DM: 08/2018**

UFPA / ITEC / PPGEE  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ  
Belém – Pará – Brasil  
2018



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

MARCEL AUGUSTO ALVARENGA VIEGAS

AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS  
ELÉTRICOS E DA GERAÇÃO EÓLICA EM REDES INTELIGENTES DE  
ENERGIA

DM: 08/2018

UFPA / ITEC / PPGEE  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ  
Belém – Pará – Brasil

2018

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

MARCEL AUGUSTO ALVARENGA VIEGAS

AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS  
ELÉTRICOS E DA GERAÇÃO EÓLICA EM REDES INTELIGENTES DE  
ENERGIA

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

UFPA / ITEC / PPGEE  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ  
Belém – Pará – Brasil  
2018



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

AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO DA CONEXÃO DE VEÍCULOS  
ELÉTRICOS E DA GERAÇÃO EÓLICA EM REDES INTELIGENTES DE  
ENERGIA

AUTOR: MARCEL AUGUSTO ALVARENGA VIEGAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA  
EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO  
PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Carolina de Mattos Affonso  
(ORIENTADORA – MEMBRO INTERNO – UFPA)

---

Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes  
(COORDENADOR – MEMBRO INTERNO – UFPA)

---

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira  
(MEMBRO INTERNO – UFPA)

---

Prof. Dr. Raidson Jenner Negreiros de Alencar  
(MEMBRO EXTERNO – UFPA)

Visto:

---

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes  
(COORDENADOR DO PPGEE / ITEC / UFPA)

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela minha vida, por sempre estar comigo nos momentos de vitória e, principalmente, nos momentos de queda, levantando-me mais forte do que eu era antes, fazendo-me aprender com os erros e a evoluir como ser humano.

À minha mãe, Thelma Viegas, que sempre me apoiou e me ajudou com seu amor, com seu trabalho duro, com sua dedicação, com sua força e com sua confiança em mim, tanto nos instantes de alegria, quanto nos instantes de dor da nossa vida. Moldou o meu caráter, educou-me, criou-me, esforçou-se para me dar sempre o melhor e nunca medi esforços para isso. E, no desenvolvimento desta dissertação foi a minha inspiração e a minha segurança.

Ao meu irmão, Michel Braga, que, antes de ficar impossibilitado, incentivou-me e acompanhou-me acreditando no meu potencial. E, mesmo depois de ter sofrido o acidente que lhe tirou, momentaneamente, a possibilidade de falar e de andar, através do seu olhar e da sua vontade de viver pude aprender a ter resignação e a nunca desistir dos meus objetivos.

Ao meu amigo e irmão (que a vida me deu) M.Sc. Eng<sup>o</sup>. Ramon Cristian Fernandes Araújo, que mesmo desenvolvendo sua tese e muito ocupado, dispôs de seu tempo para me apoiar com seu conhecimento, sempre dando valiosos conselhos.

À minha namorada Jéssica Vasques que me apoiou e sempre acreditou em mim.

Ao laboratório Grupo de Sistemas Elétricos e Instrumentação (GSEI), do qual fui integrante e pude contar com a sua estrutura para desenvolver minha dissertação. Ao CNPq pelo apoio financeiro. À Universidade Federal do Pará e a todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica por todo o conhecimento que me foi passado.

À Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Eng<sup>a</sup>. Carolina Affonso pela disponibilidade de orientação.

A todos que contribuíram direta ou indiretamente para o sucesso desta dissertação. Muito obrigado!

# SUMÁRIO

<b>Agradecimentos.....</b>	<b>vi</b>
<b>Sumário.....</b>	<b>vii</b>
<b>Lista de Ilustrações.....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas.....</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Siglas.....</b>	<b>xiv</b>
<b>Resumo.....</b>	<b>xvi</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>xvii</b>
<b>CAPÍTULO 1 – Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 – Motivações para o Estudo.....	1
1.2 – Objetivo.....	2
1.3 – Revisão da Literatura.....	3
1.4 – Estrutura da Dissertação.....	4
<b>CAPÍTULO 2 – Veículos Elétricos.....</b>	<b>5</b>
2.1 – Veículos Elétricos no contexto <i>Smart Grid</i> .....	6
2.2 – Componentes do Veículo Elétrico.....	6
2.3 – Tipos de Carregamento.....	9
2.4 – Tipos de Veículos Elétricos e Arquitetura de conexão à Rede Elétrica.....	11
2.5 – Modelos Matemáticos do Veículo Elétrico <i>Plug-in</i> .....	14



2.6 – Considerações Finais.....	17
<b>CAPÍTULO 3 – Energia Eólica.....</b>	<b>18</b>
3.1 – Introdução.....	18
3.2 – O Vento e suas Características.....	18
3.3 – O comportamento da Velocidade do Vento.....	21
3.4 – Conversão Eólica em Eletricidade.....	26
3.5 – Potência de Saída do Aerogerador.....	28
3.6 – Considerações Finais.....	30
<b>CAPÍTULO 4 – Metodologia Proposta.....</b>	<b>31</b>
4.1 – Introdução.....	31
4.2 – Sistema <i>New England</i> .....	31
4.3 – Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).....	33
4.4 – Veículo Elétrico <i>Nissan Leaf</i> .....	37
4.5 – Aerogerador <i>Enercon E-126 EP4</i> .....	38
4.6 – Formulação do Problema.....	39
4.7 – Algoritmo Recozimento Simulado.....	40
4.8 – Considerações Finais.....	42
<b>CAPÍTULO 5 – Resultados.....</b>	<b>43</b>
5.1 – Introdução.....	43
5.2 – PSAT ( <i>Power System Analysis Toolbox</i> ).....	43

5.3 – Sistema <i>New England</i> com Veículos Elétricos reproduzido no PSAT.....	46
5.4 – Metodologia aplicada às Simulações.....	48
5.5 – Resultados das Simulações.....	57
5.5.1 – Carregamento no Horário de Ponta (Não Coordenado).....	57
5.5.2 – Carregamento Fora de Ponta (Parcialmente Coordenado).....	58
5.5.3 – Carregamento Inteligente.....	59
5.5.4 – Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.....	62
5.6 – Considerações Finais.....	67
<b>CAPÍTULO 6 - Conclusão.....</b>	<b>68</b>
6.1 – Considerações Finais.....	68
6.2 – Sugestões para trabalhos futuros.....	69
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>70</b>
<b>Apêndice A – Dados do Sistema <i>New England</i>.....</b>	<b>74</b>
A.1 – Informações Gerais sobre o Sistema <i>New England</i> .....	74
A.2 – Dados de Barra.....	75
A.3 – Dados de Ramos.....	77
A.4 – Dados das Máquinas Síncronas.....	79

## Lista de Ilustrações

Figura 2.1 – Componentes do Veículo Elétrico.....	7
Figura 2.2 – Estação de Carregamento Lento em Corrente Alternada.....	11
Figura 2.3 – Estação de Carregamento Rápido em Corrente Contínua.....	11
Figura 2.4 – Diagrama Esquemático do Veículo Elétrico <i>Plug-in</i> .....	13
Figura 2.5 – Diagrama Esquemático da Conexão do VE à Rede Elétrica.....	14
Figura 2.6 – Modelo do Veículo Elétrico operando como carga, conectado ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de uma Rede.....	15
Figura 3.1 – Modelo de circulação global de ventos na atmosfera terrestre: (a) sem retorno, (b) com retorno.....	19
Figura 3.2 – Perfil Vertical do Vento.....	20
Figura 3.3 – Exemplo de uma rosa-dos-ventos.....	22
Figura 3.4 – Fluxo de vento através de um cilindro de área $A$ e comprimento $L$ .....	26
Figura 3.5 – Partes constituintes de um determinado aerogerador.....	28
Figura 4.1 – Sistema <i>New England</i> expandido com a Estação de Carregamento para Veículos Elétricos através de transformador rebaixador na barra 42 a partir da barra 11, e com Parque Eólico na barra 45 a partir da barra 6.....	32
Figura 4.2 – Objetivos de programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda.....	35
Figura 4.3 – Veículo Elétrico <i>Nissan Leaf</i> .....	38

Figura 4.4 – Aerogerador Enercon <i>E-126 EP4</i> .....	39
Figura 5.1 – Interface gráfica da tela de abertura do PSAT.....	44
Figura 5.2 – Botão <i>Open PSAT Simulink Library</i> .....	44
Figura 5.3 – Biblioteca PSAT.....	45
Figura 5.4 – Modelos de componentes físicos da biblioteca do PSAT.....	45
Figura 5.5 – Sistema <i>New England</i> .....	46
Figura 5.6 – Sistema <i>New England</i> expandido com a Estação de Carregamento para Veículos Elétricos através de transformador rebaixador na barra 42 a partir da barra 11, e com Parque Eólico na barra 45 a partir da barra 6, concebido no PSAT.....	47
Figura 5.7 – Curva de carga do Sistema <i>New England</i> .....	49
Figura 5.8 – Vendas de janeiro a julho de 2017 do <i>Nissan Leaf</i> .....	50
Figura 5.9 – Função Densidade de Probabilidade de Weibull, $k = 2$ e $c = 9,1274$ .....	54
Figura 5.10 – Distribuição de Probabilidade Acumulada.....	54
Figura 5.11 – Tarifa Convencional e Tarifa TOU estabelecidas pelo EIA.....	55
Figura 5.12 – Diagrama esquemático da Metodologia aplicada às Simulações.....	56
Figura 5.13 – Carregamento no Horário de Ponta.....	58
Figura 5.14 – Carregamento Fora de Ponta.....	59
Figura 5.15 – Carregamento Inteligente.....	60
Figura 5.16 – Evolução do valor da Função Objetivo ( $C_{total}$ ) para o Carregamento Inteligente.....	61

Figura 5.17 – Decaimento Geométrico da Temperatura para o Carregamento Inteligente.....	61
Figura 5.18 – Evolução do valor da Função Objetivo ( $C_{total}$ ) para o Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.....	62
Figura 5.19 – Decaimento Geométrico da Temperatura para o Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.....	63
Figura 5.20 – Estratégia de Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.....	64
Figura 5.21 – Densidade de probabilidade do coeficiente de correlação estocástico entre eólica e VEs para um dia ótimo encontrado pelo Recozimento Simulado.....	65
Figura 5.22 – Valores ótimos das potências consumida pelo Carregamento e suprida pelo Descarregamento dos VEs, além da Geração do Parque Eólico.....	66
Figura 5.23 – Figura 5.23 – Número de Veículos Elétricos Carregando e Descarregando.....	66
A.1 – Sistema <i>New England</i> .....	74

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Características dos Métodos de Carregamento CA/CC de Veículos Elétricos.....	10
Tabela 5.1 – Tarifas empregadas no estudo, segundo o EIA.....	55
Tabela 5.2 – Resultados.....	67
Tabela A.2 – Dados de Barra do Sistema <i>New England</i> .....	75
Tabela A.3 – Dados de Ramos do Sistema <i>New England</i> .....	77
Tabela A.4 – Dados das Máquinas Síncronas do Sistema <i>New England</i> .....	79

## **Lista de Siglas**

ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*)

BEV (*Battery Electric Vehicle*)

BD (*Banco de Dados*)

CAD (*Computer-Aided Design*)

CA (*Corrente Alternada*)

CC (*Corrente Contínua*)

DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*)

DSM (*Demand Side Management*)

FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicle*)

GD (*Geração Distribuída*)

GLD (*Gerenciamento pelo Lado da Demanda*)

HEV (*Hybrid Electric Vehicle*)

IEEE (*Institute of Electric and Electronic Engineers*)

MNLIP (*Mixed Non Linear Integer Programation*)

NEC (*National Electrical Code*)

PAC (*Ponto de Acoplamento Comum*)

PEV (*Plug-in Electric Vehicle*)

PMU (*Phasor Measurement Unit*)

PSAT (*Power System Analysis Toolbox*)

RED (*Recursos Energéticos Distribuídos*)

SA (*Simulated Annealing*)

SAE (*Society for Automotive Engineers*)

SG (*Smart Grid*)

SEV (*Solar Electric Vehicle*)

TOU (*Time-Of-Use rates*)

TSR (*Tip Speed Ratio*)

VE (*Veículo Elétrico*)

VDL (*Voltage Dependent Load*)

ZE (*Zero Emissões*)



## RESUMO

Esta dissertação de mestrado apresenta uma ferramenta de gerenciamento de energia de um sistema de energia no contexto *Smart Grid* que contém Veículos Elétricos inseridos como cargas e Geração Eólica. A técnica de otimização utilizada foi Recozimento Simulado, a fim de minimizar o custo total de energia da rede em estudo. Foram adotadas três estratégias de carregamento: Carregamento no Horário de Ponta, Carregamento Fora de Ponta e Carregamento Inteligente, além de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Além do processo de carregamento, também será estudado o descarregamento da bateria dos veículos elétricos, preferencialmente, no pico da curva de carga, bem como a possibilidade de fornecer energia à rede elétrica através do parque eólico a fim de suprir tanto a carga própria do sistema quanto à carga de Veículos Elétricos inserida através da criação de uma estação de carregamento / descarregamento. O sistema utilizado é IEEE 39 barras (*New England*). Os resultados provaram a eficácia do método proposto e a importância de se considerar além da distribuição, a geração e a transmissão em estudos de planejamento, de expansão e de operação de Redes Inteligentes de Energia que possuam Veículos Elétricos e Geração Eólica a elas conectados.

**Palavras-chave:** Veículos Elétricos, Geração Eólica, Recozimento Simulado, Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Redes Inteligentes de Energia.

## ABSTRACT

This master dissertation presents a power management tool of a power system operating in a Smart Grid that contains Electric Vehicles inserted as loads and Wind Power Generation. The optimization technique used was Simulated Annealing, in order to minimize the total energy cost of the network being studied. Three charging strategies were adopted: Peak Charging, Off-peak Charging and Smart Charging besides Demand Side Management techniques. In addition to the charging process will also be studied the Discharging of the battery electric vehicles, preferably at the peak of the load curve, as well as the possibility of supplying grid power through the wind farm to supply both loads in the topology of the system as for the loads of electric vehicles inserted through the creation of a charging/ discharging station. The system used is the IEEE - 39 bus *New England* power system. The results proved the effectiveness of the proposed method and the importance of considering besides distribution as well as generation and transmission in studies of planning, expansion, and operation of Smart Grids that contain Electric Vehicles and Wind Power Generation.

**Keywords:** Electric Vehicles, Wind Power Generation, Simulated Annealing, Demand Side Management, Smart Grids.

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 – Motivações para o Estudo

Um novo paradigma do setor elétrico vem sendo estabelecido, ao longo dos últimos anos, através do conceito de rede de energia elétrica inteligente, *Smart Grid* (SG), do inglês. Em virtude, principalmente, dos seguintes aspectos: demanda crescente; avanços tecnológicos; barreiras ambientais, sociais e econômicas impostas à construção e à expansão do sistema de energia elétrica em atender ao consumo crescente de energia elétrica; e crescimento da Geração Distribuída.

Outra mudança que vem ocorrendo no setor elétrico é o aumento do uso de fontes renováveis de energia, que utilizam recursos que se regeneram ou que se mantêm ativos permanentemente. A utilização das mesmas tem crescido substancialmente nos últimos anos em diversos países devido a necessidade de compor matrizes energéticas mais limpas, além dos avanços tecnológicos que possibilitam o aumento da eficiência e da confiabilidade destes sistemas de geração. Existem vários tipos de fontes renováveis de energia, das quais podemos citar: a eólica, a solar, a hídrica, e a biomassa. As quais, geralmente, são conectadas diretamente na distribuição sob forma de Geração Distribuída (GD) (JENKINS, 2000).

Paralelo a isso, o interesse de muitos pesquisadores tem aumentado em Veículos Elétricos (VEs), principalmente nos Veículos Elétricos *Plug-in* (*Plug-in Electric Vehicles* – PEVs) da família dos Veículos Elétricos à Bateria (*Battery Electric Vehicles* – BEVs), devido à flexibilidade dos mesmos, uma vez que esses VEs podem ser usados como cargas, pequenos geradores ou sistemas de armazenamento (PANG; DUTTA; KEZUNOVIC, 2011).

Dessa forma, a *Smart Grid* pode ser conceituada como uma rede que utiliza sensores, comunicações, habilidades computacionais e controle para integrar e interagir inteligentemente tecnologias, como: Veículos Elétricos e Geração Distribuída, pois no contexto da sustentabilidade e referindo-se à emissão de gases estufa, nocivos ao meio ambiente, além da forte dependência por combustíveis fósseis, a SG proporciona a infraestrutura necessária tanto

para a inserção de carros elétricos na rede, gerenciando o carregamento e o descarregamento dos mesmos, bem como a penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) a fim de não sobrecarregá-la e de melhorar a funcionalidade total do sistema de energia elétrica (SOUSA; MORAIS; VALE, 2012).

A partir da implantação da SG torna-se, também, viável a interação do consumidor com a rede, tornando-o mais participativo e ciente no que se refere aos gastos com o consumo de energia, podendo desenvolver técnicas de gerenciamento de energia, como o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), termo também conhecido do inglês como: *Demand Side Management* (DSM).

O GLD consiste no planejamento e na implementação de atividades para influenciar o uso de eletricidade do consumidor de maneira que produza mudanças desejadas na curva de carga da concessionária de energia elétrica, essas alterações são: redução dos picos de carga, preenchimento de vales, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento estratégico de carga e flexibilização da curva de carga, as quais são mais detalhadas em Gellings (1985).

No que tange às técnicas de GLD junto ao uso de Veículos Elétricos, especialmente os tipos conectáveis (*Plug-in Electric Vehicles – PEVs*), e aliados ao uso da Geração Eólica, há uma série de benefícios, tais como: corte ou alívio de pico em curvas de carga seja pelo aumento do consumo em períodos fora de ponta ou pela descarga da bateria dos PEVs em períodos de ponta, além do possível carregamento da bateria dos PEVs a partir de fontes de energia renovável inseridas como GD na rede, e da geração de energia elétrica a partir de aerogeradores para atender, em parte, à demanda própria do sistema (VLACHOGIANNIS, 2009).

## **1.2 – Objetivo**

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo analisar o impacto financeiro das estratégias de carregamento, de descarregamento dos Veículos Elétricos e da otimização do despacho da Geração Eólica no custo total de energia do sistema elétrico sob estudo em níveis não só de distribuição, mas também de transmissão e de geração, com a aplicação de técnicas de GLD através de tarifas variáveis no tempo (*Time-Of-Use rates – TOU*). E, para a otimização do carregamento, do descarregamento da bateria dos VEs, e da Geração Eólica, que minimiza

o custo, será utilizado o método de Recozimento Simulado, também conhecido por *Simulated Annealing*.

Foram adotadas três estratégias de carregamento: Carregamento no Horário de Ponta, Carregamento Fora de Ponta e Carregamento Inteligente; uma estratégia de Descarregamento Inteligente somada à otimização do despacho da Geração Eólica; e três técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (Preenchimento de Vales, Crescimento Estratégico de Carga e Redução do Pico). O sistema utilizado neste estudo é o do IEEE de 39 barras (*New England*).

### **1.3 – Revisão da Literatura**

Diversos trabalhos têm sido publicados recentemente, com propostas de se avaliar os impactos das estratégias de gerenciamento de energia através da inserção de Veículos Elétricos e de Recursos Energéticos Distribuídos no sistema de energia elétrica.

Em Kongjeen et al. (2016), é feito um estudo no sistema teste do IEEE de 14 barras utilizando o *Power System Analysis Toolbox* (PSAT) no MATLAB, para a modelagem dos VEs como cargas, através de barras que emulam uma Estação de Carregamento na rede de distribuição e, a partir das simulações por fluxo de carga CA, pelo Método da Continuação, determinam-se os impactos técnicos em termos de estabilidade de tensão na transmissão e na geração.

Em Sousa et al. (2012), é realizado o gerenciamento de energia no sistema de distribuição IEEE 33 barras, contendo VEs e Energias Renováveis (Solar, Hídrica e Biomassa) utilizando-se a técnica de Recozimento Simulado de modo a se avaliar o impacto financeiro na operação da rede sob estudo.

Em Aghamohammadi (2012), os VEs têm seu carregamento e descarregamento otimizado por meio de uma técnica de Programação Não-Linear Inteira Mista (MNLIP) e com isso se verifica o impacto técnico (carregamento das linhas de transmissão e perdas ativas e reativas) no sistema IEEE 39 barras (*New England*).

Em Vlachogiannis (2009), é realizado o despacho de energia coordenado na rede de distribuição IEEE 14 barras contendo veículos elétricos e geração eólica, através de um sistema autômato híbrido de aprendizado e de fluxo de carga probabilístico.

## 1.4 – Estrutura da Dissertação

Este documento está organizado da seguinte forma:

O Capítulo 1 introduz as motivações para os estudos realizados, o objetivo pretendido com o trabalho, a revisão da literatura, além de apresentar como este foi organizado.

O Capítulo 2 apresenta os Veículos Elétricos no contexto das *Smart Grids*, os componentes do Veículo Elétrico, os tipos de carregamento preconizados nas normas internacionais, os tipos de Veículos Elétricos e a arquitetura de conexão à rede elétrica e os modelos matemáticos de Veículos Elétricos *Plug-in* empregados neste trabalho.

O Capítulo 3 faz uma abordagem sobre a energia eólica elucidando-se: as principais características do vento, o comportamento da velocidade do vento, os aspectos da conversão eólica em eletricidade e, finalmente, a modelagem matemática da potência de saída do aerogerador.

O Capítulo 4 traz uma descrição da metodologia proposta nesta dissertação, para o gerenciamento de energia em um sistema de potência contendo Veículos Elétricos e Geração Eólica; o sistema *New England* utilizado para as simulações; as técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD); o Veículo Elétrico e o Aerogerador escolhidos; a Formulação Matemática do Problema e o algoritmo Recozimento Simulado utilizado para otimização.

O Capítulo 5 apresenta as simulações e as discussões sobre os resultados numéricos e gráficos obtidos com o método proposto para cada uma das estratégias de carregamento utilizadas: Carregamento no Horário de Ponta, Carregamento Fora de Ponta e Carregamento Inteligente. Além de se analisar os impactos financeiros destas estratégias, também foram investigados os da inserção do Descarregamento dos Veículos Elétricos e da Geração Eólica no Sistema *New England* utilizado na metodologia proposta neste estudo.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais bem como as propostas de trabalhos futuros.

No apêndice A são apresentados os dados do Sistema *New England* utilizado como sistema teste neste trabalho.

## Capítulo 2

### Veículos Elétricos

#### 2.1 – Introdução

Considerando os avanços tecnológicos, as barreiras ambientais, econômicas e sociais impostas à construção e à expansão do sistema de energia elétrica em atender à crescente demanda, um novo paradigma do setor elétrico é estabelecido através do conceito de rede de energia elétrica inteligente, *Smart Grid* (SG), do inglês.

A *Smart Grid* pode ser conceituada como uma rede que utiliza sensores, comunicações, habilidades computacionais e controle para integrar e interagir inteligentemente diversas tecnologias, entre as quais podem ser citadas: Veículos Elétricos (VEs) e Recursos Energéticos Distribuídos (RED), dos quais podemos citar as fontes renováveis de energia (eólica, solar, hídrica e biomassa) (GELLINGS, 2009).

Ademais, no contexto da sustentabilidade, devido à redução das emissões de gases nocivos ao meio ambiente e à forte dependência energética por combustíveis fósseis, uma consciência clara que um dos principais problemas a resolver está diretamente relacionado com o setor dos transportes rodoviários vem sendo disseminada mundialmente (BRAGA, 2010).

Isto motivou um grande número de pesquisadores e de indústrias a buscarem soluções alternativas ao sistemas de propulsão baseados no motor térmico puro. O Veículo Elétrico (VE) surge como uma dessas alternativas por ser o que mais se aproxima do conceito Zero Emissões (ZE). Entende-se por Zero Emissões: zero ruídos, zero emissões de poluentes e zero emissões de gases do efeito estufa (NOCE, 2009).

E, finalmente, a *Smart Grid* além de proporcionar a infraestrutura necessária para a inserção de Veículos Elétricos na rede, permite o gerenciamento do carregamento e do descarregamento das baterias dos mesmos, a fim de não sobrecarregá-la e, dessa forma, melhorar a funcionalidade total do sistema de energia elétrica (VALE et al., 2012).

#### 2.2 – Veículos Elétricos no contexto *Smart Grid*

Entende-se por Veículo Elétrico aquele em que pelo menos um de seus eixos é acionado por motor elétrico que converte a energia elétrica em energia mecânica necessária à sua propulsão (BRAGA, 2010).

Além de proporcionar menor emissão de poluentes o Veículo Elétrico também proporciona maior eficiência energética, pois utiliza tipicamente entre 0,15 e 0,17 kWh por quilômetro, enquanto a média de consumo equivalente para um veículo a gasolina com um consumo de 10 litros/100 km é de 0,9 kWh por quilômetro, comprovando, assim, que o VE é significativamente mais eficiente (BRAGA, 2010).

Outro aspecto relevante se refere à flexibilidade dos VEs, uma vez que podem ser inseridos na *Smart Grid* como cargas, pequenos geradores ou sistemas de armazenamento permitindo, dessa forma, que os mesmos possam contribuir para a melhoria tanto em aspectos técnicos quanto econômicos da operação, do planejamento e da expansão do sistema de energia elétrica no novo paradigma que vem se estabelecendo (KONGJEEN; BHUMKITTIPITCH, 2016).

Por outro lado, também a partir da implantação da *Smart Grid* torna-se viável a interação do consumidor com a rede, tornando-o mais participativo e ciente no que se refere aos gastos com o consumo de energia, podendo desenvolver técnicas de gerenciamento de energia, como o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), termo também conhecido do inglês como: *Demand Side Management* (DSM) (SIEBERT et al., 2012), que possibilitam uma série de benefícios quando aliadas ao uso de Veículos Elétricos, especialmente os conectáveis, conhecidos como *Plug-in Electric Vehicles* – PEVs.

Entre essas vantagens destacam-se: o aumento do consumo em períodos fora de ponta, preenchendo-se os vales e aumentando-se estrategicamente a carga em curvas de carga; ou a descarga das baterias no período de ponta promovendo corte ou alívio de pico(s) em curvas de carga (PANG; DUTTA; KEZUNOVIC, 2011).

## **2.2 – Componentes do Veículo Elétrico**

O veículo puramente elétrico, do tipo *plug-in*, apresenta diversos componentes diferenciados, quando comparado ao carro com motor a combustão. Além da bateria usada no



VE apresentar características distintas das existentes nos carros convencionais, componentes como: o sistema de exaustão e o tanque de combustível, não fazem parte do carro elétrico.

Dentre os novos componentes, destaca-se o motor elétrico, pois este determina fatores importantes de desempenho além de ser um dos principais elementos para esta nova segmentação de veículos no mercado. O princípio de funcionamento do motor utilizado no carro elétrico é o mesmo dos tradicionalmente utilizados.

Existem quatro tipos de motores em aplicação nos veículos elétricos, estes são: motor de corrente contínua com escovas, motor de indução, motor de corrente contínua sem escovas e o motor de relutância comutada. O primeiro, motor de corrente contínua com escovas, possui baixa eficiência e alto peso, mas por ter um custo inferior ainda é uma alternativa considerada. Nos veículos convencionais é utilizado como motor de arranque e para funcionamento dos limpadores dos vidros. O motor de indução possui construção simples, baixa manutenção, e baixo custo, entretanto seus controladores tem um alto custo. O motor de corrente contínua sem escovas, embora mais eficiente, é mais caro e pesado que os citados anteriormente. Por último, o motor de relutância comutada, que tem o menor peso de todos, é de fácil refrigeração, mas é o mais caro.

Além do motor elétrico podem-se destacar outros componentes do Veículo Elétrico, tais como: unidade eletrônica de potência, cabo de alta tensão, contator, plugue para recarregamento e interruptor diferencial. Estes dispositivos podem ser vistos na Figura 2.1, além de outros que são comuns tanto ao carro elétrico quanto ao carro convencional, a gasolina, como: hidrovácuo, caixa de câmbio e a unidade de controle eletrônico.

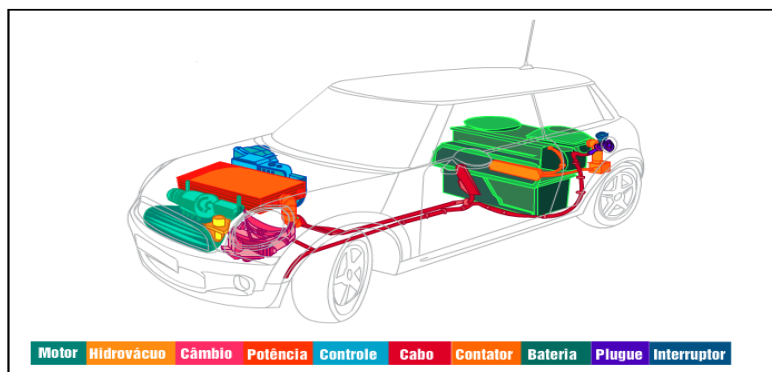


Figura 2.1 – Componentes do Veículo Elétrico.

Fonte: <http://www.abril.com.br/noticias/carro-eletrico-como-funciona/>.

A unidade eletrônica de potência é responsável por controlar a quantidade de eletricidade necessária para mover o veículo. Esta funciona como um inversor, convertendo a corrente contínua em corrente alternada, sendo também responsável pelo freio regenerativo. A frenagem regenerativa permite a um veículo recapturar e armazenar parte da energia cinética que seria convertida em calor durante a frenagem por atrito no veículo convencional. Na frenagem regenerativa, quando o motorista pisa no freio para reduzir a velocidade do veículo elétrico, o(s) motor(es) elétrico(s) de tração é (são) chaveado(s) para atuar como gerador(es) de eletricidade acionado(s) pela(s) roda(s) ou eixo da(s) roda(s). A energia elétrica gerada com a frenagem do veículo é armazenada na(s) bateria(s).

O cabo de alta tensão tem a função de levar a eletricidade da bateria até o motor e até a unidade de potência. O contator, também chamado de relé, é responsável pela partida dos motores elétricos, gerando energia para que o motor comece a funcionar até que ele passe a ser alimentado pelas baterias, compara-se nos carros movidos a combustíveis com o motor de arranque. O plugue para recarregamento permite que o usuário recarregue seu carro na estação de carregamento, na garagem de casa, ou no trabalho, por exemplo. Por último o interruptor diferencial, que consiste em um dispositivo de segurança, pois corta a alimentação de energia elétrica do carro em caso de acidente, evitando incêndio ou que alguém morra eletrocutado pelo carro.

Dos componentes comuns aos carros com motor a combustão interna e o elétrico, o hidrovácuo é um dispositivo acionado pelo pedal de freio que multiplica a força que o motorista coloca na hora de frear o carro. A caixa de câmbio é uma unidade que controla as diferentes marchas do veículo, variando a velocidade e a força desenvolvidas pelo carro. A unidade de controle eletrônico regula o funcionamento do *airbag*, vidro elétrico, travas, velocidade e o sistema de auto-diagnóstico.

No que se refere ao funcionamento do veículo elétrico, basicamente o que o faz funcionar é a combinação de motor elétrico, regulador de motor e baterias. O regulador recebe energia das baterias e a repassa ao motor. O pedal do acelerador é ligado a um par de potenciômetros (resistores variáveis) que fornece um sinal informando ao regulador quanta energia deve ser entregue. O regulador pode passar energia zero (carro parado), energia total (o motorista pisa fundo no acelerador) ou quaisquer outros níveis intermediários de energia.

Os motores dos carros elétricos podem ser CA (corrente alternada) ou CC (corrente contínua). As instalações CC tendem a ser mais simples e baratas e possuem a característica de poderem operar com sobrecarga. As instalações CA permitem o uso de quase todo tipo de motor CA trifásico, possibilitando encontrar com maior facilidade um motor com o tamanho e potência nominal desejados. Além disso, os motores e os reguladores CA geralmente tem uma característica regenerativa, ou seja, durante a frenagem, o motor se transforma em gerador. Por medida de segurança, há dois potenciômetros, desta forma o regulador lê ambos e se assegura de que os sinais são iguais, caso não forem o regulador não opera (CASTRO; FERREIRA, 2010).

### **2.3 – Tipos de Carregamento**

Um dos itens essenciais para a implantação do veículo elétrico é o investimento em infraestrutura nas redes elétricas, para que a recarga das baterias seja realizada de forma fácil e eficaz, tanto em estações de carregamento, quanto em ambientes residenciais ou comerciais, ou em qualquer ponto de tomada disponível, independente do nível de recarga.

Podem-se citar dois tipos de recarga para Veículos Elétricos:

#### **— Recarga Lenta**

Também conhecida como recarga noturna, ou recarga normal, aplica taxa de recarga da ordem de 0,1 C (ou um décimo da capacidade nominal da bateria) durante todo o período em que a bateria permanece conectada ao carregador. É o tipo de recarga mais econômica, uma vez que a potência empregada é baixa, podendo ser efetuada tanto em estações de carregamento quanto em ambientes residenciais ou comerciais (NOCE, 2009).

#### **— Recarga Rápida**

Durante a recarga rápida os valores de corrente estão próximos aos da capacidade de descarga da bateria, ou seja, 1 C. Entretanto observaram-se algumas experiências bem sucedidas até 10 C. É importante lembrar que o aumento da taxa de recarga implica não só um aumento de corrente de recarga, mas também cabos de maior seção e maior potência no ponto de abastecimento, o que muitas vezes não condiz com a realidade de uma residência, e sim de uma estação de carregamento rápido. A recarga lenta ocorre em corrente alternada (AC), enquanto que a recarga rápida ocorre em corrente contínua (CC) (NOCE, 2009).

Uma estação de carregamento de Veículos Elétricos é o local onde um PEV recarrega sua bateria, através da rede elétrica. A conexão do VE com a estação de recarga não é realizada por tomadas "convencionais", usadas em aparelhos eletrodomésticos, mas por conectores especialmente projetados. Atualmente quatro tipos de conectores são mundialmente utilizados, baseados nas normas IEC 62196, IEC 61851-1, IEC 60309 e NF-C-15100 (TIE; TAN, 2013).

As tecnologias de carregamento de Veículos Elétricos estão sob constante desenvolvimento e pesquisa. Os métodos de carregamento (de 1 a 3) são aplicados de acordo com o que é preconizado na norma da *Society for Automotive Engineers* (SAE) J1772, e no *National Electrical Code* (NEC) Article 625 (EARLEY et al., 2008), conforme evidencia a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Características dos Métodos de Carregamento CA/CC de Veículos Elétricos. Fonte: Confeção Própria, adaptado da norma SAE J1772.

<b>Método de Carregamento</b>	<b>Nível de Tensão</b>	<b>Máxima Corrente</b>	<b>Tempo de Carregamento</b>	<b>Características</b>
CA Nível 1	120 VAC (Fase-Neutro)	12 a 16 A	7 a 17 h	Carregamento Monofásico Lento
CA Nível 2	208 a 240 VAC (Fase-Neutro)	Acima de 80 A	1,5 a 7 h	Carregamento Monofásico ou Trifásico Lento
CA Nível 3	208 a 600 VAC (Fase-Fase)	Até 400 A	10 a 15 min.	Sob desenvolvimento
CC Nível 1	200 a 500 VDC (Fase-Fase)	Até 80 A	22 min. a 1,5 h.	Carregamento Trifásico Rápido
CC Nível 2	200 a 500 VDC (Fase-Fase)	Até 200 A	10 a 20 min.	Carregamento Trifásico Rápido
CC Nível 3	200 a 600 VDC (Fase-Fase)	Até 400 A	10 a 15 min.	Sob desenvolvimento

A Figura 2.2 ilustra uma estação de carregamento lento em corrente alternada, já a Figura 2.3 evidencia uma estação de carregamento rápido em corrente contínua.



Figura 2.2 – Estação de Carregamento Lento em Corrente Alternada.

Fonte: Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE).



Figura 2.3 – Estação de Carregamento Rápido em Corrente Contínua.

Fonte: Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE).

## 2.4 – Tipos de Veículos Elétricos e Arquitetura de conexão à Rede Elétrica

Conforme Braga (2010), os diferentes tipos de veículos elétricos podem ser caracterizados em cinco famílias de acordo com a forma como a energia elétrica é disponibilizada a bordo:

**Veículo Elétrico a Baterias (*Battery Electric Vehicle* – BEV):** a energia é fornecida por um conjunto de baterias que são recarregadas na rede elétrica, para então alimentarem um ou mais motores elétricos acoplados às suas rodas. Muitos modelos de BEV, competitivos para determinados nichos específicos de mercado, estão disponíveis em diversos países e são fabricados tanto por indústrias tradicionais como novas.

**Veículo Elétrico Híbrido (*Hybrid Electric Vehicle* – HEV):** a energia é fornecida por um gerador a bordo que é acionado por um motor de combustão interna (MCI). Estes veículos também usam sistemas de bateria e capacitores para acumular energia elétrica, permitindo que o MCI só opere nas condições ótimas ou fique desligado. Destacam-se dois tipos de HEV: o HEV serial, no qual as rodas são acionadas apenas pelo motor elétrico; e o HEV paralelo onde as rodas podem ser acionadas pelo MCI em paralelo com o motor elétrico.

**Veículo Elétrico de Célula a Combustível (*Fuel Cell Electric Vehicle* – FCEV):** é suprido por células a combustível, um equipamento eletroquímico que transforma a energia do hidrogênio diretamente em eletricidade. Esta tecnologia é objeto de muita pesquisa na atualidade e diversos fabricantes apostam nela como o futuro dos veículos. O hidrogênio é distribuído diretamente ou produzido a partir do metano (Gás Natural), metanol ou etanol. O FCEV também usa a bordo importantes sistemas de acumulação de energia, sejam baterias ou capacitores.

**Veículo ligado à rede (*Trólebus*):** O acionamento das rodas é feito pelo motor elétrico e a energia elétrica é obtida da rede elétrica de distribuição de forma contínua. Atualmente alguns desses veículos dispõem de baterias e capacitores com capacidade de armazenamento suficiente para cobrir pequenas distâncias.

**Veículo Elétrico Solar (*Solar Electric Vehicle* – SEV):** a energia é fornecida por painéis fotovoltaicos (FV). Restrito aos ambientes que trabalham com os FV, é pouco provável que o SEV venha a se transformar em um veículo de uso prático pelas restrições de tamanho dos veículos que limitam a dimensão dos painéis e conseqüentemente sua potência.

Este trabalho utilizará VEs da família dos Veículos Elétricos à Bateria (BEVs). A arquitetura de um Veículo Elétrico *plug-in* conectado à rede de energia elétrica pode ser visualizada no diagrama esquemático da Figura 2.4. A bateria corresponde à unidade de armazenamento. O sistema de tração inclui um inversor de potência trifásico e um motor

elétrico de indução trifásico em corrente alternada, um conversor eletrônico de potência e interfaces entre as unidades de armazenamento *on-board*, e a Rede Elétrica para fluxos de potência ativa e reativa.

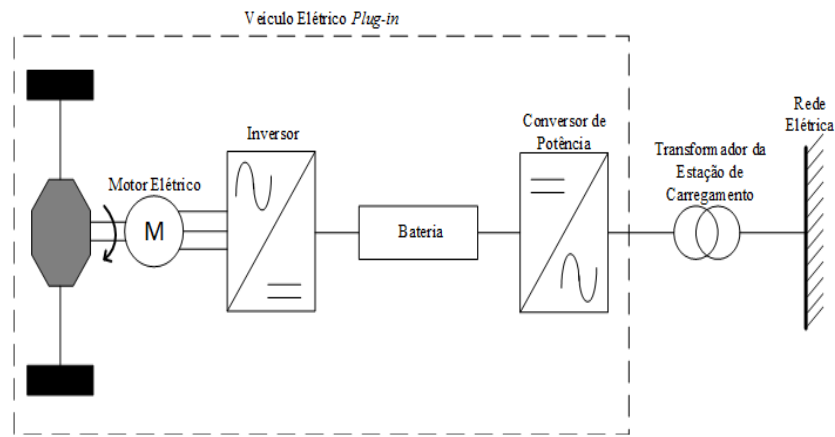


Figura 2.4 – Diagrama Esquemático do Veículo Elétrico *Plug-in*.

Fonte: Confeção Própria.

Ao se conectar o Veículo Elétrico à Rede Elétrica através do Transformador da Estação de Carregamento note-se que é necessária a conversão da potência CA em potência CC para o carregamento do banco de baterias do VE.

Na barra em que é ligado o secundário do transformador é conectado o plugue de carregamento, este então conduz a corrente alternada nas três fases através de filtros RL série, de entrada do carregador, que possuem uma resistência parasita série que varia de  $0,1 \text{ m}\Omega$  a  $1 \text{ m}\Omega$  e reatância série da ordem de  $0,02 \text{ mH}$ , a tensão e a corrente filtradas são posteriormente retificadas por meio de um retificador trifásico ativo (Conversor de Potência CA-CC) composto por uma ponte de IGBTs que possuem resistência de chaveamento ou *turn-on* de  $0,2 \text{ m}\Omega$  a  $2 \text{ m}\Omega$  (DHARMAKEERTHI; MITHULANANTAN; SAHA, 2013).

Esta ponte retificadora ativa de IGBTs transforma a tensão CA em CC e aplica ao barramento CC de alta tensão do Veículo Elétrico (que aceita tensões normalmente entre 300 VDC e 800 VDC) (TIE; TAN, 2013), esta tensão não pode ser diretamente imposta ao banco de baterias pois não está regulada, então o Conversor de Potência Direto Abaixador de Tensão CC-CC Tipo *Buck* rebaixa e regula a tensão para carregar o banco de baterias, conforme ilustra a Figura 2.5.

Da saída do banco de baterias um cabo de alta tensão conduz a corrente CC até um Conversor de Potência Direto Elevador de Tensão CC-CC Tipo *Boost*, este então regula e eleva o nível de tensão para dar entrada no Inversor de Potência que tem na saída uma contatora em cada fase, cuja a função é acionar o motor elétrico de indução trifásico CA para este produzir o torque mecânico que dará propulsão ao Veículo Elétrico.

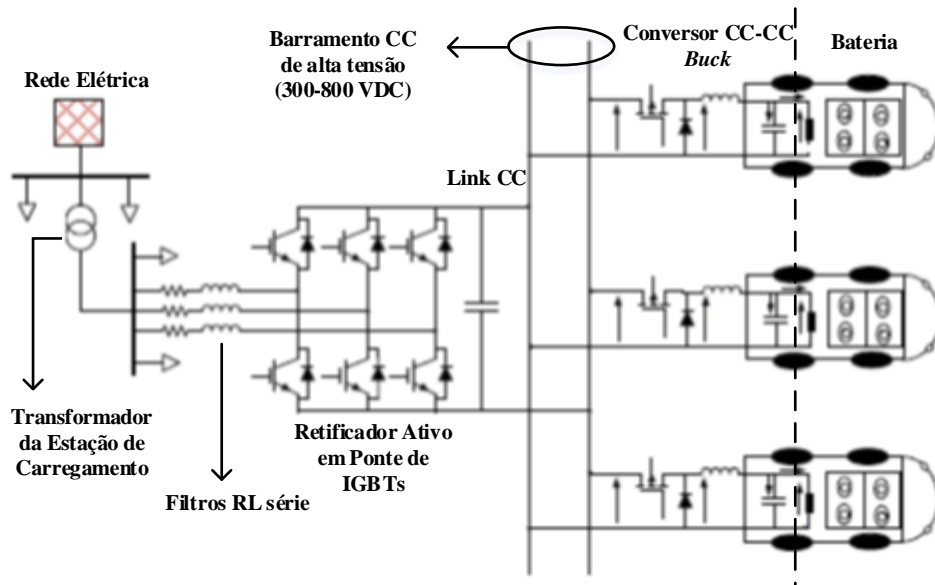


Figura 2.5 – Diagrama Esquemático da conexão do VE à Rede Elétrica.

Fonte: Confeção Própria, adaptado de (KONGJEEN; BHUMKITTIPITCH, 2016).

## 2.5 – Modelos Matemáticos do Veículo Elétrico *Plug-in*

Geralmente, o Veículo Elétrico *plug-in* operando como carga, que será conectada no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da rede de energia elétrica, conforme mostrado na Figura 2.6, é modelado como carga dependente da tensão e pode ser representado através de um modelo matemático exponencial em estudos de Fluxo de Potência, como mostrado em Dharmakeerthi et al. (2013) e em Kongjeen et al. (2016), expresso por:

$$\frac{P}{P_0} = a \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_P} + b \quad (2.1)$$

$$\frac{Q}{Q_0} = \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_Q} \quad (2.2)$$



$$Q = P \cdot \text{tg}(\theta) \quad (2.3)$$

onde:  $a \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_P}$  representa a parcela de potência ativa dependente da tensão,  $b$  representa a parcela de potência ativa constante.  $P_0$  representa a potência ativa consumida na tensão de referência  $V_0$ , em que  $V_0$  é inicialmente desconhecida e obtida através de uma solução de fluxo de potência CA para determinação de  $P_0$  e de  $Q_0$ , a qual representa a potência reativa consumida pelo veículo na tensão de referência  $V_0$ .  $P$  e  $Q$  são as potências ativa e reativa nominais na tensão de linha nominal do barramento CA trifásico em que o veículo é carregado.

Enquanto que  $a$ ,  $b$ ,  $\alpha_P$ ,  $\alpha_Q$  e  $\theta$  representam: o termo de potência ativa dependente da tensão, o termo de potência ativa constante, a componente exponencial de potência ativa, a componente exponencial de potência reativa e o ângulo do fator de potência do Veículo Elétrico *plug-in*, respectivamente.

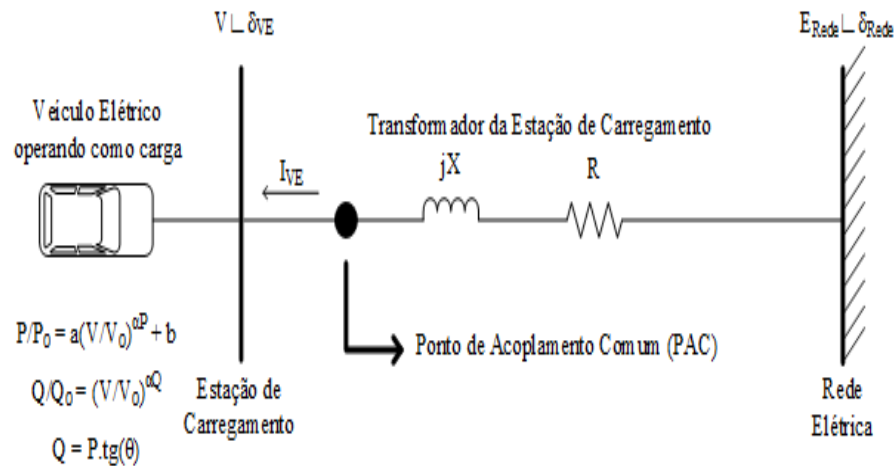


Figura 2.6 – Modelo do Veículo Elétrico operando como carga, conectado ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de uma Rede.

Fonte: Confecção Própria.

Os valores de  $a$ ,  $b$ ,  $\alpha_P$ ,  $\alpha_Q$  e  $\theta$  utilizados nesse trabalho são de cunho prático e estão dentro dos intervalos que foram verificados através de testes experimentais em laboratório com veículos comerciais, como apresentado em Dharmakeerthi; et al. (2013), em Mithulananthan et al. (2012) e em Hajagos et al. (1998).

Tipicamente os intervalos para esses parâmetros são  $a = [0,0036; 0,0730]$ ;  $b = [0,9270; 0,9964]$ ;  $\alpha_P = [-5,228; -1,172]$ ,  $\alpha_Q = [-5,228; -1,172]$  e  $\cos(\theta) = [0,95; 0,98]$ , segundo Dharmakeerthi et al. (2013).

Os valores de  $\alpha_P$  são caracteristicamente negativos, em virtude da influência da resistência parasita do indutor do filtro de entrada do carregador dos veículos elétricos que é mostrado na Figura 2.5, justificado em Dharmakeerthi et al. (2011).

É importante ressaltar que os modelos convencionais para carga em barras PQ, podem ser facilmente derivados da Equação 2.1, pois para potência constante faz-se:  $a = 0$ ; para corrente constante e impedância constante, faz-se:  $b = 0$  e  $\alpha_P = 1$  ou  $\alpha_P = 2$ , respectivamente, resultando no modelo ZIP muito frequente na literatura, e, também utilizado para estudos com Veículos Elétricos como publicado recentemente em Haidar et al. (2016).

Outro modelo, comumente, usado para representação de Veículos Elétricos para estudos em sistemas de energia elétrica é a representação que leva em consideração o modo de operação da bateria (carregamento/ descarregamento). O processo de carregamento é uma reação química que ocorre neste dispositivo de armazenamento, e pode ser modelado por uma função exponencial no tempo, como mostrado em Garcia-Valle et al. (2009), dada por:

$$P_{EV}(t) = P_{EV,max} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\alpha t}{t_{max}}}\right) + P_{EV,0} \quad (2.4)$$

Em que:  $P_{EV}(t)$  representa o valor instantâneo em potência ativa do carregamento da bateria do Veículo Elétrico, ou seja, quanto será demandado em potência ativa do barramento de carga;  $P_{EV,max}$  é a máxima capacidade em potência ativa da bateria do veículo;  $P_{EV,0}$  refere-se ao valor inicial em potência ativa que havia na bateria do veículo; e  $t_{max}$  é o máximo tempo de carregamento.

O parâmetro constante  $\alpha$  é calculado assumindo-se que a bateria do veículo está totalmente descarregada quando é absorvida 97 % da máxima capacidade da bateria, na terça parte do máximo tempo de carregamento, isto é,  $t = t_{max}/3$ . Isso é uma suposição geral aceita para maioria dos sistemas de baterias de Veículos Elétricos comerciais (GARCIA-VALLE; VLACHOGIANNIS, 2009).

Esse modelo é especialmente vantajoso em estudos que utilizem técnicas de otimização e inteligência artificial, onde não se conheça o valor da tensão de referência  $V_0$  e que a tarefa de se calcular  $V_0$  através de uma solução de fluxo de potência CA a cada iteração do algoritmo seja onerosa em termos computacionais, tanto no gasto de tempo quanto de memória.

Isso dificultaria a implementação em uma operação em tempo real, por exemplo, pois as ações tomadas pelos operadores do sistema elétrico devem ser rápidas. O que se faz na prática é resolver o algoritmo de otimização e efetuar-se uma Validação Técnica pós-otimização por solução de fluxo de carga único para verificar se as restrições operacionais do sistema elétrico sob estudo foram satisfeitas (limites de tensão nas barras, geração de potência ativa e reativa dos geradores, carregamento das linhas de transmissão e dos transformadores, perdas ativas e reativas, etc.) (SOUSA; MORAIS; VALE, 2012).

Por outro lado, a potência ativa suprida ( $P_{EV-s}(t)$ ) pela bateria do Veículo Elétrico é calculada assumindo-se que são necessárias  $t_s = t_{max} - t_d$  horas, para o descarregamento total da bateria do veículo na rede elétrica, onde  $t_d$  é o tempo restante que seria necessário para o carregamento completo da bateria. Então,  $P_{EV-s}(t)$  é dado por:

$$P_{EV-s}(t) = P_{EV,max} \cdot e^{-\alpha} \cdot e^{\alpha t_s / t_{max}} \quad (2.5)$$

## 2.6 – Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as características da inserção de Veículos Elétricos no contexto *Smart Grid*, explicitando-se as principais vantagens da adoção daquela tecnologia; os componentes de um Veículo Elétrico comercial, citando suas funções e modos de funcionamento; os tipos de carregamento e as características de todos os modos de carregamento preconizados nas normas internacionais; os tipos de Veículos Elétricos e a arquitetura de conexão com a rede elétrica; e, finalmente, os modelos matemáticos empregados para VEs operando como cargas ou fonte supridoras quando conectados ao sistema de energia elétrica.

No capítulo seguinte serão abordadas a fundamentação teórica, aspectos práticos e modelagem matemática da Energia Eólica utilizada neste trabalho.

# Capítulo 3

## Energia Eólica

### 3.1 – Introdução

Neste capítulo será feita uma abordagem sobre a energia eólica elucidando-se as principais características do vento, a modelagem da velocidade do vento através de modelos probabilísticos e o cálculo da potência de saída de um aerogerador, baseando-se em dados medidos e estimados de velocidade do vento.

### 3.2 – O Vento e suas Características

Os ventos são resultantes do movimento do ar na atmosfera terrestre e, assim como outras fontes renováveis de energia, são originalmente resultantes da radiação solar que atinge a Terra.

O aquecimento provocado pela radiação solar incidente, somado ao movimento de rotação da Terra, origina os movimentos das massas de ar, que formam os ventos. O aquecimento da superfície terrestre pelo sol é heterogêneo, tornando o ar nas regiões próximas ao Equador mais quente do que nos pólos. Como o ar quente é menos denso que o ar frio, ele eleva-se na atmosfera. Em contrapartida, nos pólos o ar frio, mais denso, tende a movimentar-se em direção ao Equador.

Caso não houvesse qualquer outra influência na formação dos ventos, os movimentos do ar na atmosfera se comportariam como apresentado na Figura 3.1 (a). Porém, devido à redução da temperatura do ar em seu movimento em direção aos pólos, este começa a retornar ao Equador a aproximadamente  $30^\circ$  N e  $30^\circ$  S, formando um mecanismo de três células em cada hemisfério, conforme apresentado na Figura 3.1 (b).

As variações sazonais da velocidade e direção do vento são resultantes da inclinação de  $23,45^\circ$  do eixo de rotação da Terra, ocasionando variações no aquecimento produzido pelo Sol nas diferentes regiões do planeta.

O movimento de rotação da Terra também influencia na formação dos ventos. O efeito mais significativo é observado nas camadas inferiores da atmosfera. O próprio movimento de rotação imprime às partículas de ar uma quantidade de momento angular que as move de oeste para leste. A conservação do momento angular torna necessário um aumento da componente de velocidade na direção oeste-leste, efeito pouco significativo nas regiões próximas ao Equador, porém bastante relevante nas zonas temperadas, resultando nos chamados ventos predominantes de oeste, que circulam em direções opostas à circulação geral nos dois hemisférios.

A força de Coriolis, também resultante do movimento rotacional da Terra, é responsável pela aceleração das partículas de ar, para a direita de sua direção no hemisfério norte, e para a esquerda no hemisfério sul. Quando o movimento do ar alcança o regime permanente, a força de Coriolis equilibra os gradientes de pressão, resultando em um movimento aproximadamente paralelo às linhas isobáricas, constituindo os chamados ventos geostróficos. O movimento do ar aproxima-se desse movimento ideal a altitudes maiores ou iguais a 600 m (SPERA, 1994).

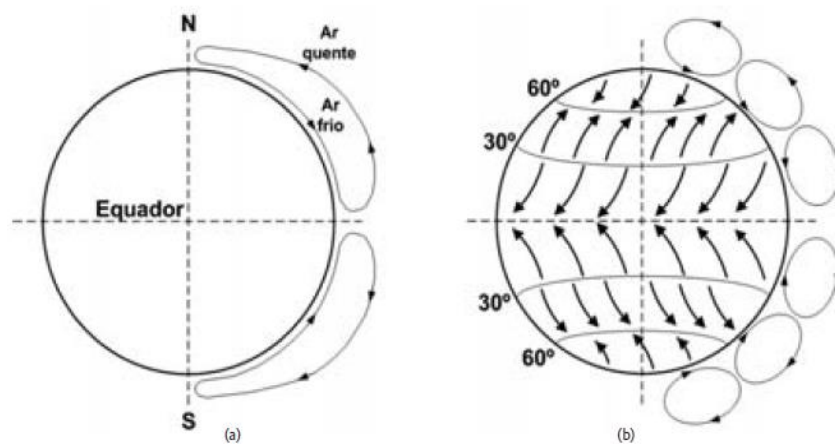


Figura 3.1 – Modelo da circulação global de ventos na atmosfera terrestre: (a) sem retorno, (b) com retorno.

Fonte: Adaptado de (SPERA, 1994).

A velocidade do vento é nula na superfície do solo, devido ao atrito existente entre ele e o ar. Próximo ao solo, a velocidade aumenta mais rapidamente, sendo este aumento mais lento à medida em que a altura também aumenta. A variação torna-se pouco significativa a uma altura aproximada de 150 m, e nula a aproximadamente 2 km sobre o solo (WALKER; JENKINS, 1997). O fenômeno de variação da velocidade do vento com a altura é denominado de Perfil Vertical de Vento. A Figura 3.2 apresenta um gráfico dos perfis verticais de vento, permanente

(médio) e instantâneo, com destaque para as regiões de maiores e menores variações do vento com a altura.

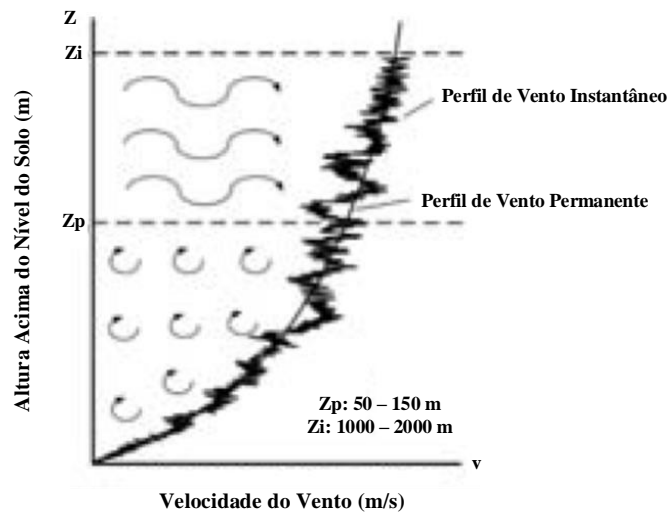


Figura 3.2 – Perfil Vertical de Vento.

Fonte: Adaptado de (WALKER; JENKINS, 1997).

Dois modelos são bastante utilizados para expressar a variação da velocidade do vento com a altura, sendo conhecidos como perfil exponencial e perfil logarítmico do vento, dados respectivamente pelas equações 3.1 e 3.2:

$$v(z) = v_r \left( \frac{z}{z_r} \right)^a \quad (3.1)$$

$$v(z) = \frac{\ln\left[\left(\frac{z}{z_0}\right)\right]}{\ln\left[\left(\frac{z_r}{z_0}\right)\right]} \quad (3.2)$$

sendo  $v(z)$  a velocidade na altura  $z$  desejada,  $v_r$  a velocidade na altura de referência  $z_r$ ,  $a$  o coeficiente de Hellmann, parâmetro dependente da rugosidade do terreno, e  $z_0$  o comprimento da rugosidade,  $a$  e  $z_0$  são tabelados.

As variações também ocorrem na horizontal, mas costumam ser menos significativas, a não ser em locais de terrenos muito acidentados, onde a influência dos obstáculos é considerável.

### 3.3 – O comportamento da Velocidade do Vento

Conforme mencionado anteriormente, a velocidade do vento é a grandeza física de maior importância na análise do potencial eólico de uma determinada região. Existem inúmeras técnicas na literatura para obtenção desta variável.

Porém, durante o processo de determinação da potencialidade eólica, é de fundamental importância a utilização de modelos precisos para a análise dos dados medidos, não só de velocidade média, mas também de direção do vento, de variações de alta frequência e em pequena escala (turbulência e rajadas de ventos), e de variações diárias, sazonais, inter-anuais, entre outras.

Todos esses parâmetros são particulares para cada local e devem ser obtidos preferencialmente através de medições *in loco* durante considerável período de tempo. Algumas referências como Rohatgi et al. (1994) e Ackermann (2005) na área consideram que as medições devem ser realizadas por um período de pelo menos 5 anos, para se determinar valores confiáveis de velocidade de vento.

Os intervalos de integralização dos dados variam de acordo com o propósito da análise. Intervalos de 10 minutos são bastante utilizados por apresentarem resultados confiáveis, com poucas variações. Para verificações de manifestações de alta frequência e em pequena escala, são necessários intervalos de integralização mais curtos, geralmente de 3 segundos. Finalmente, para análises mais gerais, médias horárias ou até mesmo diárias podem ser consideradas.

O levantamento e a análise do potencial eólico são de extrema importância para garantir a elaboração de um projeto bem dimensionado. Tal importância torna este o passo inicial do desenvolvimento de projetos de sistemas eólicos, inclusive para se dispor de uma pré-análise sobre a viabilidade econômica do empreendimento.

Com a difusão da energia eólica em todo o mundo, atualmente encontram-se disponíveis mapas eólicos de países, regiões e até mesmo de estados e cidades. Um exemplo é o atlas eólico brasileiro, disponível para consulta, e que fornece indicativos preliminares sobre o potencial eólico de todo o território nacional. A partir da análise desses mapas, podem-se identificar locais onde haja maior probabilidade de sucesso de um empreendimento eólico (ROHATGI; NELSON, 1994).

A maneira mais usual de se analisar dados estatísticos de vento é através de valores médios da velocidade de vento.

Ou seja, a velocidade de vento que pode ser utilizada em projetos de sistemas eólicos para geração de eletricidade resulta do cálculo de uma velocidade média dentro do intervalo de tempo considerado. A partir dos dados originalmente medidos, valores médios podem ser obtidos para um determinado período, conforme apresentado pela equação 3.3:

$$v_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (3.3)$$

com  $v_m$  sendo a média dos  $N$  valores de velocidade medidos  $v_i$ .

Medições de direção de vento também são realizadas, para se conhecer a direção predominante dos ventos em uma determinada localidade. Este parâmetro é importante, principalmente na etapa de projeto, pois quanto maior a percentagem de tempo que o vento ocorrer em uma direção predominante, maior será a eficiência do processo de conversão de energia pelo aerogerador.

Para se representar graficamente este parâmetro, faz-se uso da rosa-dos-ventos, gráfico bidimensional que apresenta a distribuição da direção dos ventos. A Figura 3.3 mostra um exemplo de uma rosa-dos-ventos, com o local em questão tendo a direção este-sudeste (ESE) como predominante.

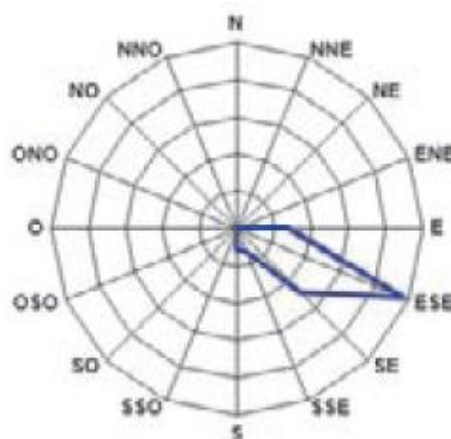


Figura 3.3 – Exemplo de uma rosa-dos-ventos.

Fonte: WALKER; JENKINS, 1997.



Além da velocidade média e da direção, outro parâmetro bastante importante é a uniformidade dos valores de velocidade dos ventos, representada pelo desvio padrão ( $\sigma$ ), dado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - v_m)^2} \quad (3.4)$$

Uma representação usual, principalmente para casos onde o intervalo de valores é extenso, é a representação em frequência, através de histogramas que indicam a fração de tempo, em horas ou em termos percentuais, em que a velocidade de vento encontra-se dentro de certo intervalo.

Sendo  $N$  o número total de horas e  $f_i$  a frequência de ocorrência de cada intervalo, em horas, a probabilidade para uma variável aleatória discreta será dada pela equação 3.5:

$$p(v_i) = \frac{f_i}{N} \quad (3.5)$$

Logo, a velocidade média pode ser obtida a partir da definição de valor esperado para variável aleatória discreta como:

$$v_m = \sum_{i=1}^I p(v_i) v_i = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^I f_i v_i \quad (3.6)$$

onde  $I$  é o número de intervalos considerado.

A frequência acumulada,  $F(v)$ , indica a probabilidade que o vento sopra com uma velocidade menor ou igual a  $v$ , podendo ser representada pela equação 3.7. Além deste, outros conceitos importantes são a probabilidade da velocidade de vento ser maior que um determinado valor, ou ainda a probabilidade da velocidade estar localizada dentro de um intervalo qualquer. As equações (3.8) e (3.9) definem, respectivamente, esses dois conceitos.

$$F(v) = P\{V \leq v\} = \sum_{v_i=0}^v p(v_i) \quad (3.7)$$

$$P\{V > v\} = 1 - F(v) \quad (3.8)$$

$$P\{v_a \leq V \leq v_b\} = \sum_{v_i=v_a}^{v_b} p(v_i) \quad (3.9)$$

O limite inferior do somatório na equação 3.7 é zero pois a velocidade do vento não assume valores negativos.

Caso seja considerada uma variável contínua, a função densidade de probabilidade discreta  $p(v_i)$  transforma-se em uma função densidade de probabilidade contínua  $f(v)$ , sendo a área coberta por tal função igual a 1 e o somatório transforma-se em uma integral (ROHATGI; NELSON, 1994), como mostra a equação 3.10:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(v)dv = \int_0^{\infty} f(v)dv = 1 \quad (3.10)$$

O limite inferior da integral é igual a zero devido ao fato de a velocidade de vento não assumir valores negativos. A função distribuição acumulada é, então, dada por:

$$F(v) = \int_0^v f(\tau)d\tau \quad (3.11)$$

onde  $\tau$  é a variável de integração que representa a velocidade de vento.

O comportamento da velocidade do vento pode, então, ser modelado pela função densidade de probabilidade de Weibull  $f(v, k, c)$ , pois é o modelo probabilístico mais utilizado para representar as curvas de frequência de velocidade do vento segundo Ackermann (2005), dada por:

$$f(v, k, c) = \frac{k}{c^k} v^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (3.12)$$

onde:  $v$  é a velocidade do vento,  $k$  e  $c$ , são parâmetros que representam o fator de forma e o fator de escala, respectivamente. O primeiro indica o formato da curva de Weibull e está relacionado com a variação de velocidade, ou seja valores de  $k$  mais altos resultam em curvas com picos mais agudos, representando menores variações na velocidade do vento. Já o segundo qualifica a velocidade do vento.

A distribuição de Weibull é muito precisa e seus dois parâmetros: um de forma ( $k$ ), é adimensional, e o outro de escala ( $C$ ), possui a mesma da velocidade (m/s).

Já a função distribuição acumulada  $F(v, k, c)$ , cuja a utilidade é de se indicar a probabilidade com que o vento sopra com uma velocidade menor ou igual a  $v$  ( $P\{V \leq v\}$ ), considerando-se  $V$  uma variável aleatória podendo ser expressa como:

$$F(v, k, c) = P\{V \leq v\} = \int_0^v f(\tau) d\tau = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.13)$$

Outra forma usual na literatura para obtenção de sequências temporais de velocidades de vento, quando não se dispõe dos valores a partir de um banco de dados é através da curva logarítmica gerada randomicamente (ACKERMANN, 2005), dada por:

$$v(t) = \left[-\frac{\ln r(t)}{c}\right]^{\frac{1}{k}} \quad (3.14)$$

onde  $r(t)$  é o gerador de números randômicos tal que  $r \in [0, 1]$ .

Neste trabalho considerou-se que  $k = 2$ , fazendo a densidade de probabilidade de Weibull, transformar-se em um caso especial, chamado função densidade de probabilidade de Rayleigh (ATWA; EL-SAADANY, 2011), a qual é mostrada na equação (3.15). A densidade de Rayleigh é monoparamétrica e depende apenas da velocidade média do vento. Esta densidade é muitas vezes utilizada, por ser obtida de forma mais simples, já que necessita apenas da velocidade média do vento para a sua definição.

$$f(v, k = 2, c) = \left(\frac{2v}{c}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (3.15)$$

O fator de escala  $c$  pode ser encontrado através da definição de valor médio da velocidade do vento dada na equação (3.16), através da aproximação da equação (3.17), sendo  $v_m$  a velocidade média do vento.

$$v_m = \int_0^\infty v f(v, k = 2, c) dv = \int_0^\infty v \left(\frac{2v}{c}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] dv = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \quad (3.16)$$

$$c \cong 1,128 v_m \quad (3.17)$$

### 3.4 – Conversão Eólica em Eletricidade

A principal característica do vento a ser analisada quando se visa ao aproveitamento eólico para geração de eletricidade é a velocidade. A potência contida no vento é proporcional ao cubo de sua velocidade, tornando evidente a importância deste parâmetro em projetos de sistemas eólicos. Isto faz com que estudos detalhados das características do vento sejam fundamentais para a elaboração de projetos confiáveis e precisos de sistemas eólicos.

Seja um fluxo de vento com velocidade  $v$ , através de um cilindro de área de seção transversal  $A$  e comprimento  $L$ , como mostrado na Figura 3.4.

Uma massa  $m$ , em movimento, possui energia cinética ( $E_c$ ) dada pela equação 3.18:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.18)$$

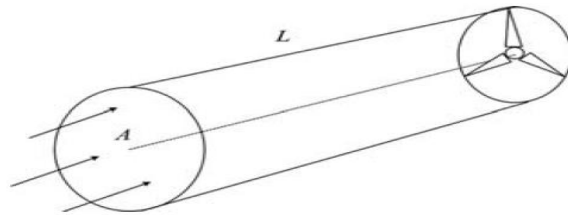


Figura 3.4 – Fluxo de vento através de um cilindro de área  $A$  e comprimento  $L$ .

Fonte: ACKERMANN, 2005.

Como a potência é definida pela variação da energia no tempo, então:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (3.19)$$

onde o termo  $dm/dt$  representa a taxa de fluxo de ar que passa pelo cilindro. A massa de ar no cilindro é dada pelo produto entre a densidade do ar e o volume do cilindro, ou seja,  $m = \rho(AL)$ . Como a variação do comprimento  $L$  no tempo é igual à velocidade, a derivada  $dm/dt$  é igual a  $\rho Av$  que, ao ser substituída na equação (3.19), resulta na expressão para a potência, dada em J/s ou W:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.20)$$

O valor da densidade do ar,  $\rho$ , sob condições padrões (ao nível do mar e temperatura ambiente de 15 °C) é de 1,225 kg/m<sup>3</sup>, valor usualmente utilizado pela indústria de energia eólica (ROHATGI E NELSON, 1994).

Diversos fatores limitam a potência efetivamente aproveitada por um sistema eólico para conversão em energia elétrica. Esses fatores são representados pelo coeficiente de potência,  $C_p$ , que representa a parcela de potência do vento que pode efetivamente ser aproveitada por uma turbina eólica. Seu máximo teórico é definido pelo limite de Betz ( $C_{p,máx} = 16/27 \approx 0,593$ ), porém alcança valores menores na prática. A inclusão desse parâmetro transforma a equação (3.20) em:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (3.21)$$

sendo  $P$  a potência mecânica disponível no eixo da turbina do aerogerador.

Esse valor conhecido como Limite de Betz é o máximo valor teórico da potência contida no vento que pode ser aproveitada por uma turbina eólica. Este limite não é devido a questões de projeto ou desenvolvimento, mas sim ao fato de a necessidade do ar conservar uma velocidade que possibilite seu fluxo através do rotor eólico.

As fontes de perdas em um aerogerador, que contribuem para a redução da potência final (elétrica) para valores significativamente mais baixos que aqueles obtidos pela equação (3.21), são as perdas aerodinâmicas nas pás, as perdas nos componentes da máquina, tais como mancais, caixa multiplicadora de velocidade e gerador, além das perdas relacionadas ao fato de o rotor eólico operar apenas em uma determinada faixa de velocidades de vento.

### 3.5 – Potência de Saída do Aerogerador

O aerogerador, também chamado, equivocadamente, algumas vezes de turbina eólica, uma vez que a turbina eólica é apenas uma das partes constituintes da máquina completa; é o componente do sistema eólico responsável pelo aproveitamento da energia cinética dos ventos, transformando-a inicialmente em energia mecânica de rotação e, em seguida, em energia elétrica necessária à alimentação de diversas cargas, ou para ser entregue à rede elétrica.

Para desempenhar satisfatoriamente essas funções, o aerogerador é constituído de diversos componentes e sub-sistemas, com características particulares dependentes da aplicação. A Figura 3.5 apresenta as principais partes constituintes de um determinado modelo de aerogerador.

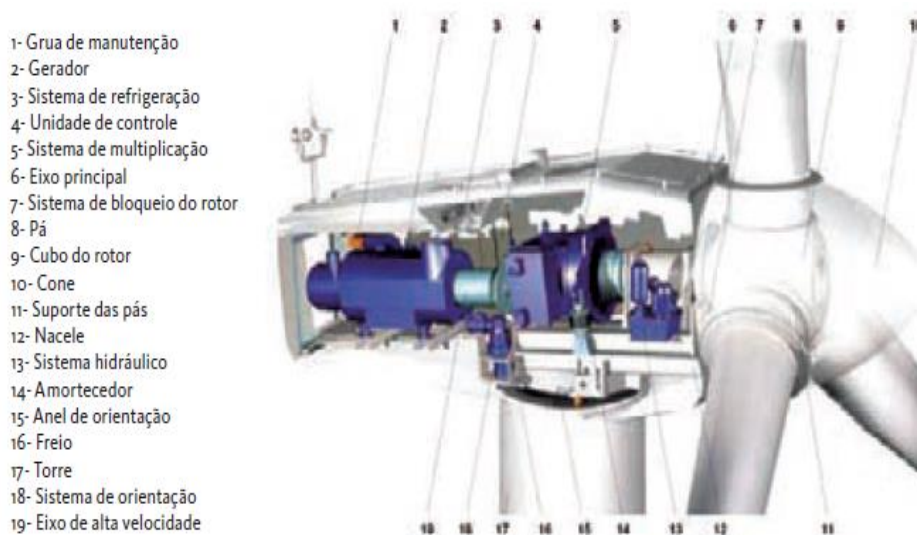


Figura 3.5 – Partes constituintes de um determinado aerogerador.

Fonte: GAMESA, 2007.

Não é objetivo deste trabalho explicar cada componente do aerogerador, porém para um bom detalhamento recomenda-se (ACKERMANN, 2005). O que será relevante para este estudo são os cálculos desenvolvidos para obtenção dos parâmetros de desempenho do sistema eólico proposto: velocidade do vento, diâmetro do rotor (constante, dado pelo fabricante), coeficiente de potência do aerogerador escolhido e potência de saída da turbina eólica.

A potência de saída da turbina eólica, por sua vez, depende da velocidade do vento e pode ser obtida usando-se a curva de potência da turbina eólica. Dessa forma, a potência mecânica disponível no eixo da turbina do aerogerador ( $P_m$ ) é dada por:

$$P_m = \begin{cases} 0; & 0 \leq v \leq v_{partida} \text{ ou } v \geq v_{corte} \\ 0,5 \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \theta_p) \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3; & v_{partida} < v < v_{nominal} \\ P_n; & v_{nominal} < v < v_{corte} \end{cases} \quad (3.22)$$

onde:  $\rho$  é a densidade do ar, que sob condições padrões (ao nível do mar e temperatura ambiente de 15 °C) é de 1,225 kg/m<sup>3</sup>;  $R$  é o raio do rotor;  $C_p(\lambda, \theta)$  é o coeficiente de potência para o tipo de turbina eólica, escolhida para este estudo, que utiliza como gerador elétrico o tipo DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*), dado na equação 3.23, e esse parâmetro representa os fatores que limitam a potência efetivamente aproveitada por um sistema eólico para conversão em energia elétrica. Ademais, esse parâmetro é função não linear do ângulo de passo  $\theta_p$  e da relação de velocidade de ponta de pá  $\lambda$  (*Tip Speed Ratio – TSR*), a qual corresponde à razão entre a velocidade da ponta da pá ( $\eta 2\pi f R$ ), e a velocidade do vento não perturbada à montante do rotor ( $v$ ), sendo  $f$  a frequência do sistema e  $\eta$  a eficiência da caixa de multiplicação de velocidades que varia entre 95 e 98 %, dependendo basicamente do tipo de eixo e da lubrificação (DIVYA; RAO, 2006).

$$C_p(\lambda, \theta_p) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\theta_p - 5 \right) \exp \left( -\frac{12,5}{\lambda_i} \right) \quad (3.23)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\theta_p} - \frac{0,035}{\theta_p^3 + 1} \quad (3.24)$$

A velocidade  $v_{partida}$  (também chamada de velocidade de *cut-in*) é a velocidade mínima para que o rotor saia de seu estado de repouso inicial, produzindo torque mecânico, iniciando o movimento das pás e conseqüente geração de energia;  $v_{nominal}$  é a velocidade de vento na qual a potência nominal ( $P_n$ ) do gerador é extraída; e  $v_{corte}$  (também conhecida por velocidade de *cut-out*) é o valor de velocidade de vento na qual a regulação atua para interromper o movimento do rotor eólico, protegendo-o contra cargas excessivamente altas e danos estruturais.

### **3.6 – Considerações Finais**

Neste capítulo foram apresentadas as características do vento, a natureza estocástica da velocidade do vento modelada através de funções probabilísticas, aspectos da conversão eólico-elétrica e métodos de cálculo da potência de saída de aerogeradores.

No capítulo seguinte será apresentada a metodologia proposta neste estudo, evidenciando: o Sistema Teste, as técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), os Veículos Elétricos e o Aerogerador escolhidos, a Formulação Matemática do Problema e o algoritmo Recozimento Simulado utilizado para otimização.



## Capítulo 4

### Metodologia Proposta

#### 4.1 – Introdução

Este capítulo apresenta a metodologia proposta neste trabalho para o gerenciamento de energia em um sistema de potência contendo Veículos Elétricos e Geração Eólica, através de estratégias de carregamento e de descarregamento dos VEs, da otimização do despacho dos geradores eólicos e da aplicação de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), utilizando-se as tarifas *Time-Of-Use* (TOU). Também serão mostrados detalhes do algoritmo de Recozimento Simulado e da Formulação Matemática utilizada.

#### 4.1 – Sistema *New England*

O método proposto, nesta dissertação, foi implementado no sistema do IEEE de 39 barras (*New England*), cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 4.1, composto por: 10 geradores, 29 barras PQ (das quais 19 possuem cargas de potência constante), 44 linhas de transmissão e 12 transformadores. As potências ativa e reativa totais da carga do sistema são: 6097,1 MW e 1409,1 MVar (potência instalada). A potência base do sistema é de 100 MVA e a frequência 60 Hz. Todos os dados deste sistema podem ser consultados de onde o mesmo foi retirado (PAI, 1989).

Esse sistema possui níveis de tensão de transmissão, basicamente, em torno de 400 kV, que é a tensão base. No entanto, para simular a inserção de uma Estação de Carregamento de Veículos Elétricos nesta rede de energia elétrica é necessária uma expansão, evidenciada na Figura 4.1, através de 3 transformadores rebaixadores juntamente com 3 novas barras na rede: 40, 41 e 42, as quais simularão, respectivamente, uma subestação de subtransmissão (ou atualmente chamada de subestação de distribuição de alta tensão) em 138 kV, uma subestação de distribuição em 13,8 kV e uma Estação de Carregamento com transformador rebaixador de 13,8/0,416 kV, com  $0,05 + j0,3$  p.u. de impedância, para agregar a carga de Veículos Elétricos com tensões de alimentação do barramento CA nominais de 416 V (tensão de linha) e 240 V (tensão de fase).

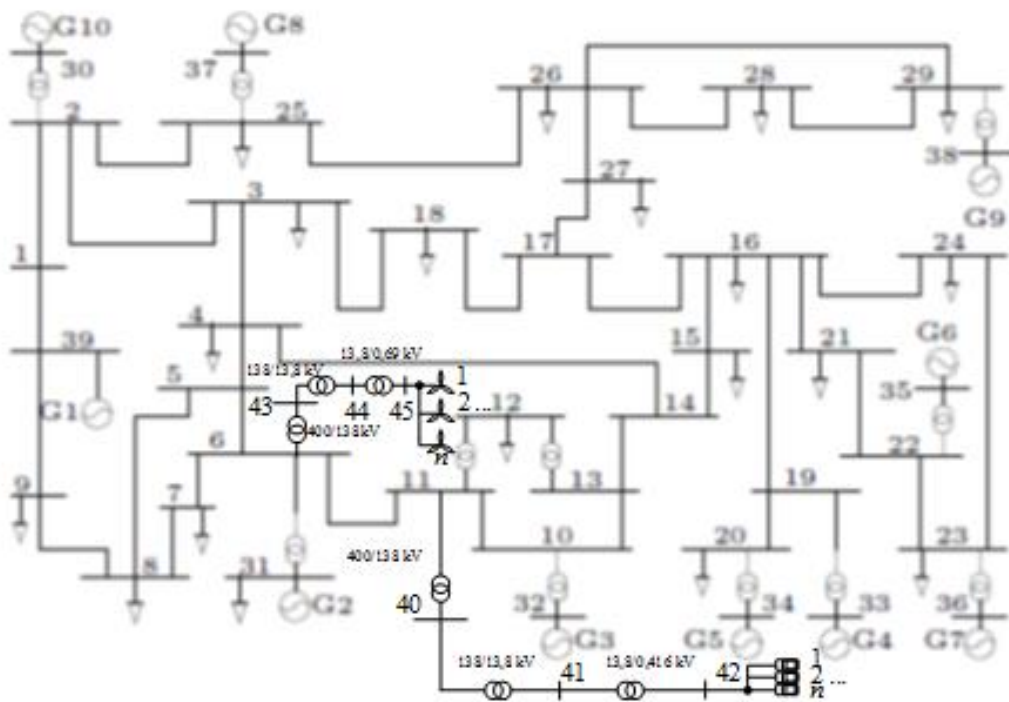


Figura 4.1 – Sistema *New England* expandido com a Estação de Carregamento para Veículos Elétricos através de transformador rebaixador na barra 42 a partir da barra 11, e com Parque Eólico na barra 45 a partir da barra 6.

Fonte: Confeção Própria.

Após estudos preliminares de estabilidade de tensão com Estimador Não-Linear e Unidades de Medição Fasorial Sincronizadas, ou do inglês: *Phasor Measurement Units* (PMUs) em Garcia-Valle et al. (2009), constatou-se que a barra mais firme do Sistema *New England*, em termos de violações das tensões, é a barra 11, a partir da qual se executou a expansão do sistema para a implantação da Estação de Carregamento de Veículos Elétricos. A barra e a expansão a partir da mesma são destacadas na Figura 4.1.

Por outro lado, para a alocação do parque eólico, para que se tenha os benefícios da integração de fontes eólicas no sistema, fazem-se necessários adequados dimensionamento e alocação do parque eólico, sendo estes aspectos muito importantes no planejamento de sistemas de energia elétrica.

No estudo realizado em Shi et al. (2012), com o sistema *New England* constatou-se a partir da solução de fluxo de carga ótimo e de programação evolucionária auto-adaptativa, incorporando Geração Eólica à rede sob estudo, em vários cenários de simulação, que a barra mais adequada para a expansão no sentido de se efetuar a alocação ótima do parque eólico é a

barra 6, no que diz respeito à redução do custo de geração de energia elétrica e dos impactos técnicos ao sistema a partir do parque eólico. O esquema de expansão foi similar ao da Estação de Carregamento dos VEs, porém para os aerogeradores a tensão é de 0,69 kV (tensão de linha).

Portanto, neste trabalho utilizou-se também a barra 6, para a alocação do parque eólico, como mostrado na Figura 4.1.

### 4.3 – Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (DSM, do inglês *Demand-Side Management*) consiste no planejamento e na implementação de atividades para influenciar o uso de eletricidade do consumidor de maneira que produza mudanças desejadas na curva de carga da concessionária de energia elétrica (GELLINGS, 1985).

O DSM, embora seja um tema discutido a mais de 20 anos, recebe com o advento da *Smart Grid* (SG), através de sistemas automáticos de controle e supervisão e de novas soluções de Tecnologia da Informação (TI), o impulso necessário para a efetividade de suas ações.

A utilização de técnicas de DSM para gestão de cargas possibilita o alívio da rede em horário de pico, aumento da quantidade de Geração Distribuída (GD) que pode ser conectada ao sistema, inserção de Veículos Elétricos carregando ou descarregando suas baterias na rede elétrica, entre outros benefícios.

A gestão das cargas é geralmente tratada em seis categorias: **redução do pico, preenchimento de vales, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento estratégico de carga e curva de carga flexível** (GELLINGS, 1985), como pode ser visto na Figura 4.2.

Segundo Gellings (1985) a definição do que consiste cada técnica, é dada como segue.

**Redução do pico (do inglês, *Peak Clipping*)** de carga do sistema evidencia uma das formas clássicas de gerenciamento de carga. Também conhecido como Corte de Pico, esta forma de Gerenciamento pelo Lado da Demanda é geralmente considerada como a redução do(s) pico(s) de carga usando controle direto de carga. O controle direto de carga é mais comumente praticado pelo controle por parte da concessionária de aparelhos do cliente. Enquanto que muitos usuários consideram isso como um meio para reduzir a capacidade de

pico ou a capacidade de compras e considerar apenas o controle durante os mais prováveis picos diários do sistema, o controle direto de carga pode ser usado para reduzir os custos operacionais e a dependência de combustíveis por meio de despacho econômico. Outra utilização de Redução do Pico é a utilização de taxas interruptíveis ou redutíveis para clientes industriais e comerciais.

**Preenchimento de Vales (do inglês, *Valley Filling*)** é a segunda forma clássica de gerenciamento de carga. É utilizada para diminuir a diferença entre o horário de ponta e o fora de ponta (*off-peak*), através da utilização da carga neste período. Melhorando, dessa forma, o fator de carga. Isto pode ser particularmente desejável para os momentos do ano em que o custo incremental de longo prazo é menor que o preço médio da eletricidade. O Preenchimento de Vales pode ser realizado de várias maneiras, um dos exemplos consiste no carregamento de baterias em períodos do dia em que a concessionária cobre um preço menor pela energia.

**Deslocamento de Carga (do inglês, *Load Shifting*)** é a última forma clássica de gerenciamento de carga. Isso envolve a transferência de carga do período de pico para períodos fora de pico. Para usa-la com melhor eficiência, sugere-se o deslocamento de cargas de maior impacto no consumo, como o chuveiro elétrico por exemplo.

**Conservação Estratégica (do inglês, *Strategic Conservation*)** é a mudança no formato da curva de carga (também chamada de *load-shape change*) que resulta a partir de programas de utilização-estimulada dirigidos à utilização final consumidor. A alteração reflete tanto uma modificação da formato da curva de carga envolvendo tanto uma redução nas vendas, bem como uma mudança no padrão de uso. Ao empregar a Conservação Estratégica, a empresa deve considerar que essa conservação ocorreria naturalmente com o tempo, portanto um estudo deve ser realizado para julgar se o custo-benefício é válido para acelerá-la e estimulá-la.

**Crescimento Estratégico de Carga (do inglês, *Strategic Load Growth*)** é a mudança no formato da curva de carga que se refere a um aumento geral nas vendas, estimulado pelas empresas de energia através de: Eletrificação, que é o termo atualmente empregado para descrever as novas tecnologias elétricas emergentes como Veículos Elétricos, as quais substituem ou reduzem o uso de combustíveis fósseis e de matérias-primas, resultando em melhoria da produtividade global do sistema; redução da tarifa; além da estratégia de Preenchimento de Vales anteriormente mencionada.

**Curva de Carga Flexível (do inglês, *Flexible Load Shape*)** é uma relação entre a concessionária e o consumidor. É, também, um conceito relacionado com a confiabilidade, uma restrição de planejamento. Uma vez que o formato da carga antecipado, é sobre um horizonte de planejamento. E os estudos planejamento do suprimento de potência têm a finalidade de otimizar as opções do lado da oferta. O formato da curva de carga pode ser flexibilizado, se os clientes apresentarem opções para as variações na qualidade do serviço, isto é, se eles estão dispostos a permitir mudanças para os mais variados incentivos. Seja por meio de cortes, redução da qualidade da energia fornecida, ou a integração de sistemas de gerenciamento de energia com forte restrição no uso de dispositivos, em troca de benefícios financeiros.

Combinar novas tecnologias, mudanças de hábitos, e técnicas que possibilitem um uso mais eficiente da energia são necessidades atuais resultando em uma maximização da eficiência, da confiabilidade e da estabilidade do sistema; e minimização dos custos da operação, do planejamento e da expansão da rede elétrica (SOUSA; MORAIS; VALE, 2012).

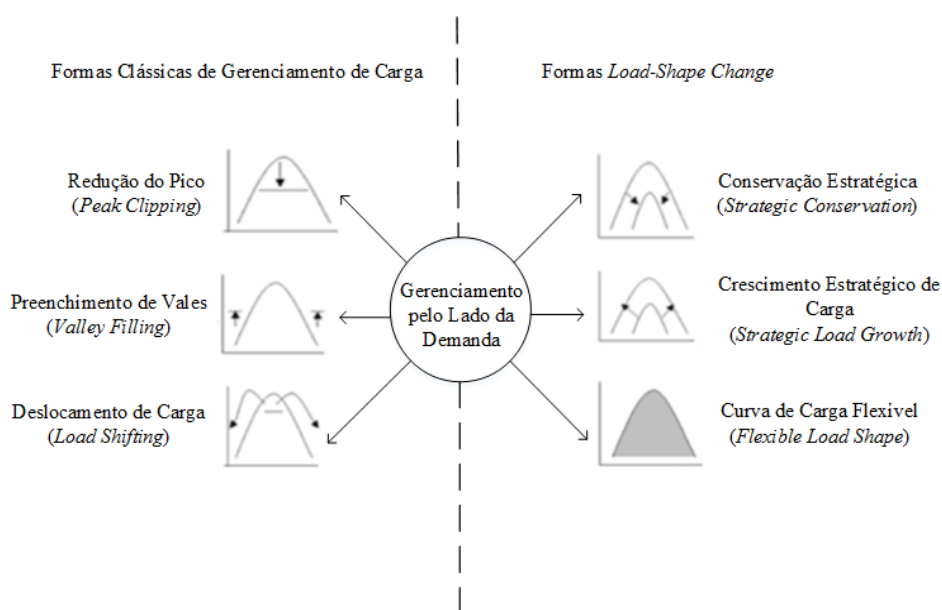


Figura 4.2 – Objetivos de programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda.

Fonte: Confecção Própria, adaptado de (GEELINGS, 1985).

A partir da implantação da *Smart Grid* torna-se viável a interação do consumidor com a rede, tornando-o mais participativo e ciente no que se refere aos gastos com o consumo de energia, podendo desenvolver técnicas de gerenciamento de energia, como o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), que possibilitam uma série de benefícios quando aliadas tanto

ao uso de Veículos Elétricos, especialmente os conectáveis, conhecidos como *Plug-in Electric Vehicles* – PEVs, quanto ao uso da Geração Eólica.

No que tange às técnicas de GLD junto ao uso de Veículos Elétricos, especialmente os tipos conectáveis (*Plug-in Electric Vehicles* – PEVs), aliados ao uso da Geração Eólica, há uma série de benefícios, tais como: corte ou alívio de pico em curvas de carga seja pelo descarregamento das baterias dos PEVs em períodos de ponta ou pelo aumento do consumo (através do carregamento das baterias) em períodos fora de ponta, além do possível carregamento da bateria dos PEVs a partir de fontes de energia renovável inseridas como GD na rede, por exemplo: a partir de aerogeradores que além de atender, em parte, à demanda própria do sistema e podem carregar as baterias dos VEs (VLACHOGIANNIS, 2009).

Neste trabalho, serão utilizadas as técnicas de GLD de: Preenchimento de Vales, Crescimento Estratégico de Carga e Redução do Pico.

Uma das formas mais utilizadas de GLD, desde as décadas de 60 e 70, é o gerenciamento das cargas através de tarifas incentivadas que variavam conforme o período de consumo ou através da opção de reduzir cargas. Esta estratégia é geralmente utilizada pelas empresas de energia elétrica para reduzir os custos operativos nos horários de pico e como forma de postergar investimentos (MANSO; SILVA, 2002).

No Brasil, as experiências com o GLD iniciaram-se a partir de 1982 através do uso de tarifas horo-sazonais aplicadas aos consumidores de média e alta tensão, chamadas de Tarifa Verde e Tarifa Azul. Mais recentemente, em novembro de 2011, foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a implantação da Tarifa Branca na estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia brasileiro.

No Brasil, a ANEEL aprovou em 2011 a mudança da estrutura tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica adotando a modalidade de Tarifa Branca. Antes da criação da Tarifa Branca havia apenas uma Tarifa, a Convencional, que tem um valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia consumida e é igual em todos os dias, em todas as horas. Com a Tarifa Branca, o consumidor passa a ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 08/07/2017.

Existe um grande número de alternativas existentes para a execução de programas de GLD e obtenção dos objetivos mencionados acima. Uma das alternativas é a utilização de tarifas variáveis no tempo (TOU, do inglês, *Time-Of-Use rates*), utilizadas para mudar o consumo de energia através de um sinal de preço fixado para cada período, informando com antecedência o perfil de consumo ao consumidor final. A estratégia é adotar tarifas mais altas em horários de ponta e tarifas mais baixas para períodos fora da ponta. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo na ponta e no intermediário, a utilização de tarifas diferenciadas oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Como é o caso da Tarifa Branca estabelecida pela ANEEL discutida anteriormente.

As tarifas TOU são classificadas em estáticas e dinâmicas. As estáticas são as usuais, a resposta ao preço depende da alteração discricionária dos hábitos de consumo por parte dos usuários. Nas tarifas TOU dinâmicas, ou *Dynamic Teleswitching*, o controle da carga depende de sistemas automatizados. Disponível em: <http://www.ofgem.gov.uk>.

Neste trabalho será empregada a Tarifa Convencional com preço fixo para todas as horas do dia e a tarifa TOU, com base em dados reais e recentes extraídos do operador do sistema elétrico *New England* e do *Energy Information and Administration* (EIA) disponíveis em: [https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_5\\_6\\_a](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a).

#### **4.4 – Veículo Elétrico *Nissan Leaf***

O Veículo Elétrico *plug-in* pertencente à família dos Veículos Elétricos à Bateria (*Battery Electric Vehicles – BEVs*) escolhido, nesta dissertação, para as simulações foi o *Nissan Leaf*, como mostrado na Figura 4.3, cuja bateria é de íons de lítio (LI-ION), pois esse tipo apresenta-se, na atualidade, como a melhor solução tecnológica adotada pelos fabricantes de VEs tanto híbridos como elétricos. A bateria possui Capacidade Máxima de 24 kWh, a Potência Máxima do Carregador é de 3,3 kW, e o Tempo Máximo de Carregamento é de 7 h. As especificações técnicas completas são encontradas disponíveis em: <https://www.nissanusa.com/ev/media/pdf/specs/FeaturesAndSpecs.pdf>.

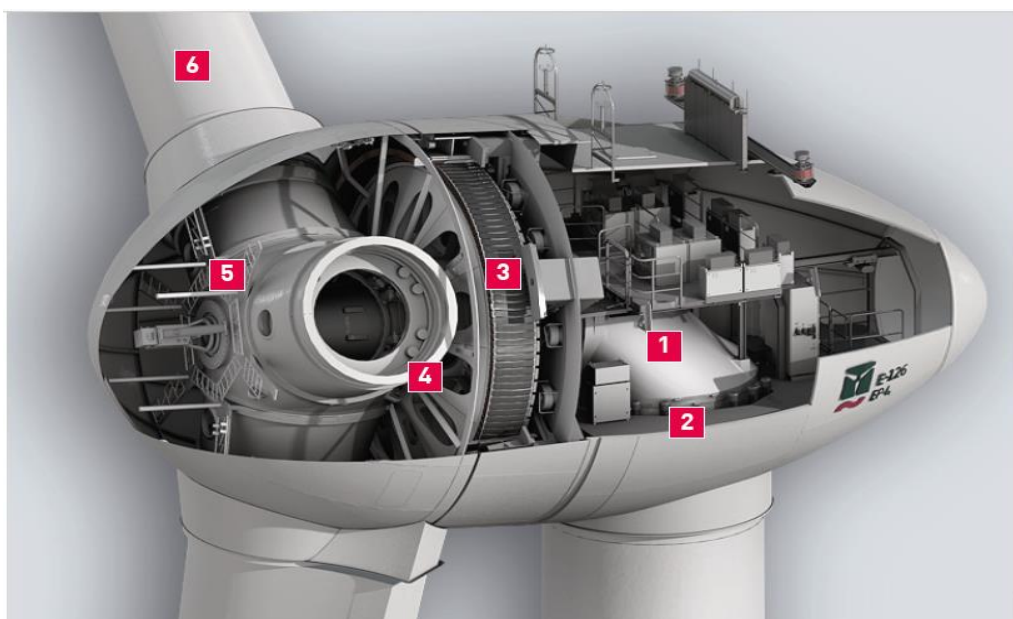


Figura 4.3 – Veículo Elétrico *Nissan Leaf*.

Fonte: <https://www.nissanusa.com/ev/media/pdf/specs/FeaturesAndSpecs.pdf>.

#### 4.5 – Aerogerador *Enercon E-126 EP4*

O aerogerador escolhido, nesta dissertação, para as simulações foi o *Enercon E-126 EP4*, conforme ilustra a Figura 4.4, que possui: turbina eólica de eixo horizontal, com rotor de 3 pás, à montante da torre (*upwind*); potência nominal de 4,2 MW; raio do rotor de 63,5 m; controle de passo (*pitch control*); velocidade de *cut-in* de 3 m/s, velocidade nominal de 14 m/s, velocidade de *cut-out* de 28 m/s; e gerador de indução duplamente excitado (DFIG). As especificações técnicas completas são encontradas disponíveis em: <http://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-126-ep-4/>.





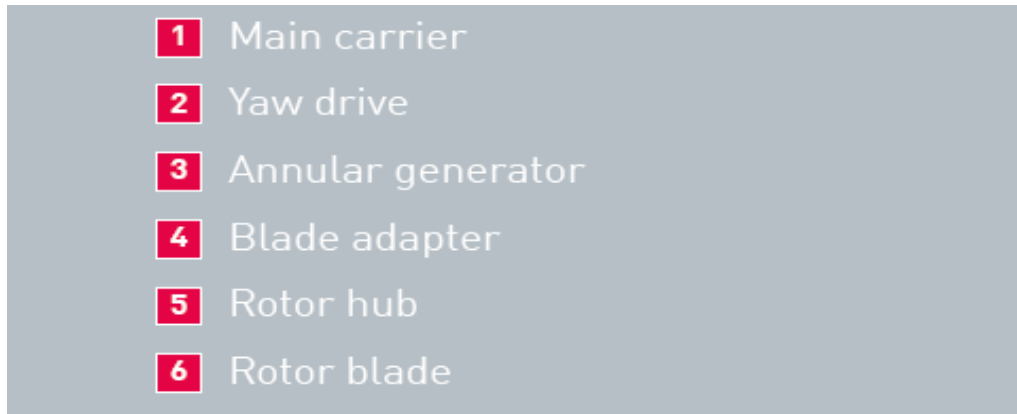


Figura 4.4 – Aerogerador *Enercon E-126 EP4*.

Fonte: <http://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-126-ep-4/>.

#### 4.6 – Formulação do Problema

Neste trabalho, o gerenciamento da energia na rede sob estudo depende do número “*n*” de Veículos Elétricos carregando no sistema, do número de Veículos Elétricos descarregando na rede, do tipo de estratégia de carregamento/d Descarregamento dos veículos escolhida, e do quanto de potência gerada pelo parque eólico está sendo despachada. Existe na literatura uma gama de técnicas de carregamento de VEs, entre elas destacam-se: o Carregamento no Horário de Ponta (do inglês, *Peak Charging*), o Carregamento Fora de Ponta (do inglês, *Off Peak Charging*) e o Carregamento Inteligente (do inglês, *Smart Charging*), que são bem detalhados em Braga (2010).

O objetivo proposto é minimizar, através do Carregamento Inteligente, do Descarregamento dos VEs e da otimização da Geração Eólica, aliado às estratégias de GLD, o custo total de energia, que é dado pelo produto da potência entregue pela rede durante um intervalo de tempo  $T$  ( $P_{rede}(t)$ ) pela tarifa de energia, expresso por:

$$\text{Min } C_{total} = \sum_{t=1}^T P_{rede}(t) \times Tar(t) \quad (4.1)$$

Onde,  $Tar(t)$ : tarifa de energia (US\$/kWh);

O fluxo de potência ativa e reativa em todas as barras deve satisfazer as equações de balanço de fluxo de potência da seguinte forma (KUNDUR, 1994):

$$P_{gk} - P_{ck} - \sum_{m=1}^{N_b} V_k V_m [G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m)] = \Delta P_k \quad (4.2)$$

$$Q_{gk} - Q_{ck} - \sum_{m=1}^{N_b} V_k V_m [G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)] = \Delta Q_k \quad (4.3)$$

Além disso, o problema considera como restrições de desigualdade:

- Limites de tensão nas barras de carga ( $0,9 \text{ p.u.} \leq V_k \leq 1,1 \text{ p.u.}$ );
- Limites de geração dos geradores do sistema *New England*, tal que  $P_{g,t}^i$  e  $Q_{g,t}^i$  são as potências ativa e reativa geradas pela  $i$ -ésima unidade geradora no tempo  $t$ :

$$P_{g,min}^i \leq P_{g,t}^i \leq P_{g,max}^i \quad (4.4)$$

$$Q_{g,min}^i \leq Q_{g,t}^i \leq Q_{g,max}^i \quad (4.5)$$

- Limites de geração dos aerogeradores:

$$0 \leq P_{m,t}^i(v) \leq P_n \quad (4.6)$$

- Balanço de potência na rede, com base na lei da conservação da energia, onde a potência consumida pela demanda própria do Sistema *New England* ( $P_{NE}(t)$ ) mais a potência demandada por uma carga de “n” Veículos Elétricos carregando ( $P_{EV}(t)$ ), menos a potência gerada pelo parque eólico ( $P_{g \text{ eólica}}(t) = N \cdot P_m(t)$ ), deve ser igual à potência entregue pela rede, tal que N é o número de aerogeradores que compõem o parque. Assim:

$$P_{rede}(t) = P_{NE}(t) + P_{EV}(t) - P_{EV-s}(t) - P_{g \text{ eólica}}(t) \quad (4.7)$$

- Limite de Carregamento do Veículo Elétrico, é necessário respeitar a Potência de Carregamento Máxima do Carregador ( $P_{carregador,max} = 3,3 \text{ kW}$ ).

$$P_{carregamento}(t) \leq P_{carregador,max} \quad (4.8)$$

- Por segurança, a bateria não pode ser carregada com potências que excedam o valor máximo nem descarregada abaixo do valor mínimo, podendo significar a redução da vida útil ou até perda total da bateria. Foi considerado que a potência mínima armazenada em cada veículo é de 20 % do total, ou seja, um Estado de Carga, do inglês: *State of Charge* (SoC), mínimo de 20 %. Logo:

$$P_{bateria}^{min} \leq P_{bateria}(t) \leq P_{bateria}^{max} \quad (4.9)$$

#### 4.7 – Algoritmo Recozimento Simulado

O Recozimento Simulado (*Simulated Annealing* – SA) é uma meta-heurística proposta por Kirkpatrick (1983). Trata-se de uma técnica de busca randômica para a solução de

problemas de otimização global. O método simula o processo de recozimento de metais (também chamado de recristalização), em que a temperatura do sistema é aumentada até pouco abaixo do ponto de fusão do material. A temperatura é reduzida lentamente, e é dado algum tempo para o material se acomodar a cada nova temperatura, tentando minimizar sua energia. A sequência é continuada até que seja obtida uma estrutura cristalina livre de imperfeições (estado de baixa energia). Se o material for resfriado bruscamente sua estrutura ficará desordenada e instável.

Fazendo uma analogia entre o processo de recozimento de metais a um problema de otimização, tem-se que:

- Os estados possíveis de um metal correspondem a soluções do espaço de busca;
- A energia em cada estado corresponde ao valor da função objetivo;
- A energia mínima corresponde ao valor de uma solução ótima local, possivelmente global.

Com base neste princípio, o método de Recozimento Simulado é composto pelos seguintes passos:

**Passo 1:** Escolha uma solução inicial ( $X_0$ ) randomicamente. Esta solução passa a ser a solução atual ( $X$ ) e ótima ( $X^*$ );

**Passo 2:** Selecione aleatoriamente uma solução  $X'$  vizinha a  $X$  e calcule o valor da variação da função objetivo dado por:

$$\delta f = f(X') - f(X) \quad (4.10)$$

**Passo 3:** Se a variação da função objetivo  $\delta f < 0$ , o método aceita o movimento e  $X'$  passa a ser a solução atual ( $X = X'$ ). Posteriormente, se  $f(X') < f(X^*)$ , então faz-se  $X' = X^*$ ;

**Passo 4:** Se a variação da função objetivo  $\delta f \geq 0$ ,  $X'$  poderá ser aceita como solução atual, mas com probabilidade de transição dada por:

$$p = e^{-\frac{\delta f}{T}} \quad (4.11)$$

onde  $T$  é a temperatura (estabelecida pelo usuário) que regula a probabilidade de aceitar soluções ruins. Empregou-se o resfriamento geométrico, cujo o modelo matemático é:

$$T(t) = T_0\beta^t, \text{ tal que } 0 < \beta < 1 \quad (4.12)$$

Em que  $\beta$  é a taxa de resfriamento e  $T_0$  é a temperatura inicial.

**Passo 5:** Verificar se a temperatura do sistema é maior que a temperatura final pré-estabelecida, em caso afirmativo, retorna-se ao **Passo 2** e a busca continua até que a temperatura fique menor que a temperatura final pré-estabelecida.

Ao final, a melhor solução encontrada para o problema proposto está contida na variável solução final ( $X^*$ ). Esta solução contém a matriz que representa a melhor topologia virtual encontrada para a rede, que, nesse trabalho, diz respeito ao número “ $n$ ” de Veículos Elétricos carregando e descarregando a cada hora do dia, e ao valor de potência consumida pela carga dos VEs e suprida pelos mesmos a cada hora do dia, além da potência gerada pelo parque eólico hora a hora. As variáveis de controle para o algoritmo são:  $P_{EV}(t)$ ,  $P_{EV-s}(t)$  e  $P_{g\ eólica}(t)$ .

#### 4.8 – Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada a metodologia proposta neste estudo, evidenciando: o Sistema *New England* utilizado para as simulações e obtenção dos resultados; as técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD); o Veículo Elétrico e o Aerogerador escolhidos; a Formulação Matemática do Problema e o algoritmo Recozimento Simulado utilizado para otimização.

No capítulo seguinte serão mostrados os resultados numéricos e gráficos obtidos com o método proposto para cada uma das estratégias de carregamento utilizadas: Carregamento no Horário de Ponta, Carregamento Fora de Ponta e Carregamento Inteligente. Além de se analisar os impactos financeiros da inserção do Descarregamento dos Veículos Elétricos e da Geração Eólica no Sistema *New England* utilizado na metodologia proposta neste estudo.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 – Introdução

Neste capítulo serão realizados estudos com Veículos Elétricos e Geração Eólica no Sistema *New England* de 39 barras do IEEE (*Institute of Electric and Electronic Engineers*) por se tratar de um sistema elétrico de potência real. Em termos de simulações computacionais, utilizou-se o software MATLAB, cuja *toolbox* utilizada foi o PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), além de se fazer uso da ferramenta de layout SIMULINK do referido software. Utilizou-se, também o programa EXCEL do pacote Office da Microsoft.

O algoritmo Recozimento Simulado proposto foi implementado no software MATLAB integrado com a *toolbox Power System Analysis Toolbox* (PSAT) que possui rotinas para a solução do fluxo de potência (MILANO, 2005).

Serão realizadas 3 estratégias de carregamento de Veículos Elétricos: Carregamento no Horário de Ponta (Não Coordenado), Carregamento Fora de Ponta (Parcialmente Coordenado) e Carregamento Inteligente (Coordenado). O último, por sua vez, terá como objetivo minimizar o custo total de energia. Foi considerado um número  $n = 50000$  Veículos Elétricos, no máximo, carregando aleatoriamente na rede, hora a hora, através da Estação de Carregamento, que também pode ser vista como um Agregador de cargas. Finalmente, serão realizados o Carregamento e o Descarregamento Inteligentes com a Geração Eólica. As análises serão feitas para a carga ativa do sistema, a carga reativa é obtida analogamente.

### 5.2 – PSAT (*Power System Analysis Toolbox*)

O PSAT é uma ferramenta computacional, desenvolvida em MATLAB, utilizada para fazer estudos estáticos, dinâmicos e de controle de sistemas de potência. Nele inclui-se o cálculo de fluxo de potência, fluxo de potência continuado e fluxo de potência ótimo, assim como análises de estabilidade transitória e de pequenas perturbações (MILANO, 2005). Este *software* pode ser adquirido gratuitamente através do endereço eletrônico:

<http://faraday1.ucd.ie/psat.html>. A Figura 5.1 mostra a interface gráfica da tela de abertura do programa.

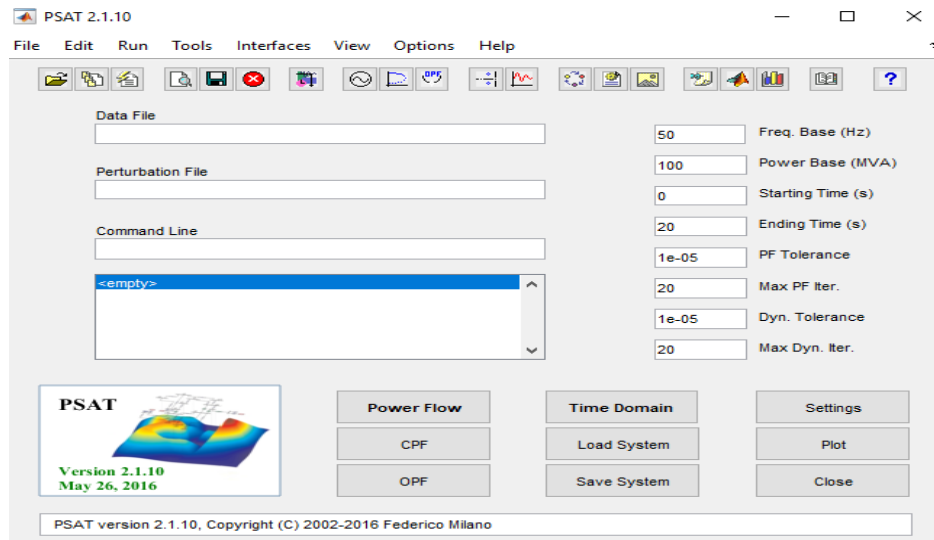


Figura 5.1 – Interface gráfica da tela de abertura do PSAT.

Fonte: Confecção Própria.

O PSAT também apresenta como recurso uma ferramenta de CAD disponível através do botão *Open PSAT Simulink Library* na interface gráfica da tela de abertura, como mostra a Figura 5.2, a qual abre uma biblioteca que contém os blocos que compõem a rede de energia elétrica, tais como: geradores, linhas de transmissão, transformadores, cargas, medidores, etc.

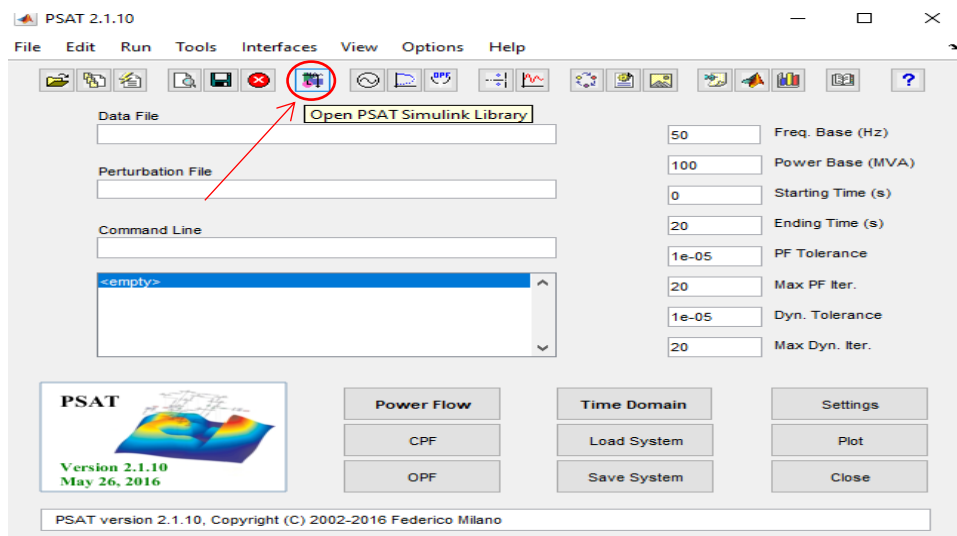


Figura 5.2 – Botão *Open PSAT Simulink Library*.

Fonte: Confecção Própria.

Ao apertar esse botão abrir-se-á uma janela com uma biblioteca que contém os blocos que compõem a rede de energia elétrica, conforme ilustra a Figura 5.3.

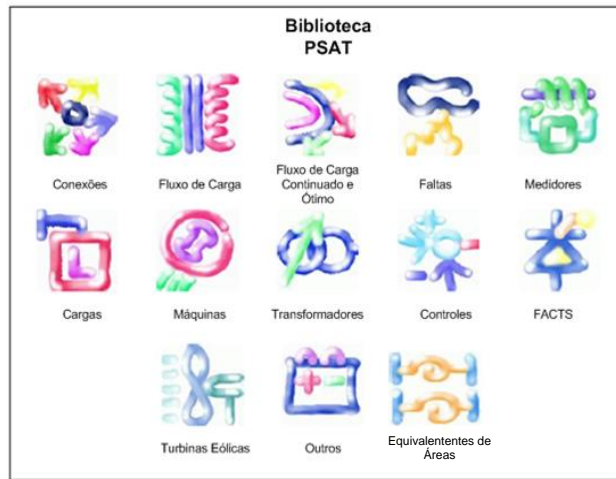


Figura 5.3 – Biblioteca PSAT.

Fonte: Confeção Própria.

Os modelos de componentes físicos da biblioteca do PSAT são mostrados na Figura 5.4.

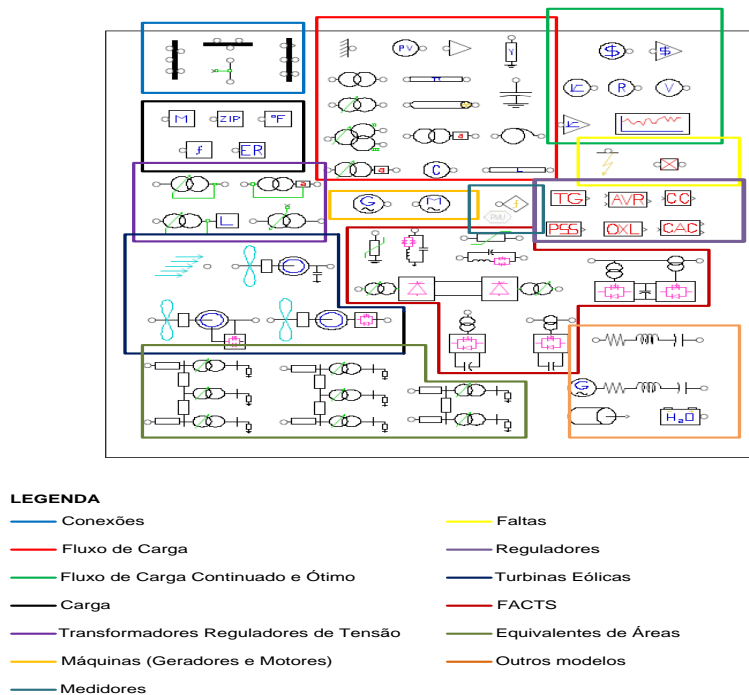


Figura 5.4 – Modelos de componentes físicos da biblioteca do PSAT.

Fonte: Confeção Própria.

### 5.3 – Sistema *New England* com Veículos Elétricos reproduzido no PSAT

O Sistema *New England*, cujo diagrama unifilar concebido no SIMULINK é mostrado na Figura 5.5, retirado de Pai (1989), é composto por 39 barras, sendo: 10 de geração e 29 barras PQ (das quais 19 possuem cargas de potência constante). Além de 44 linhas de transmissão e 12 transformadores. Todos os dados deste sistema podem ser consultados no Apêndice A.

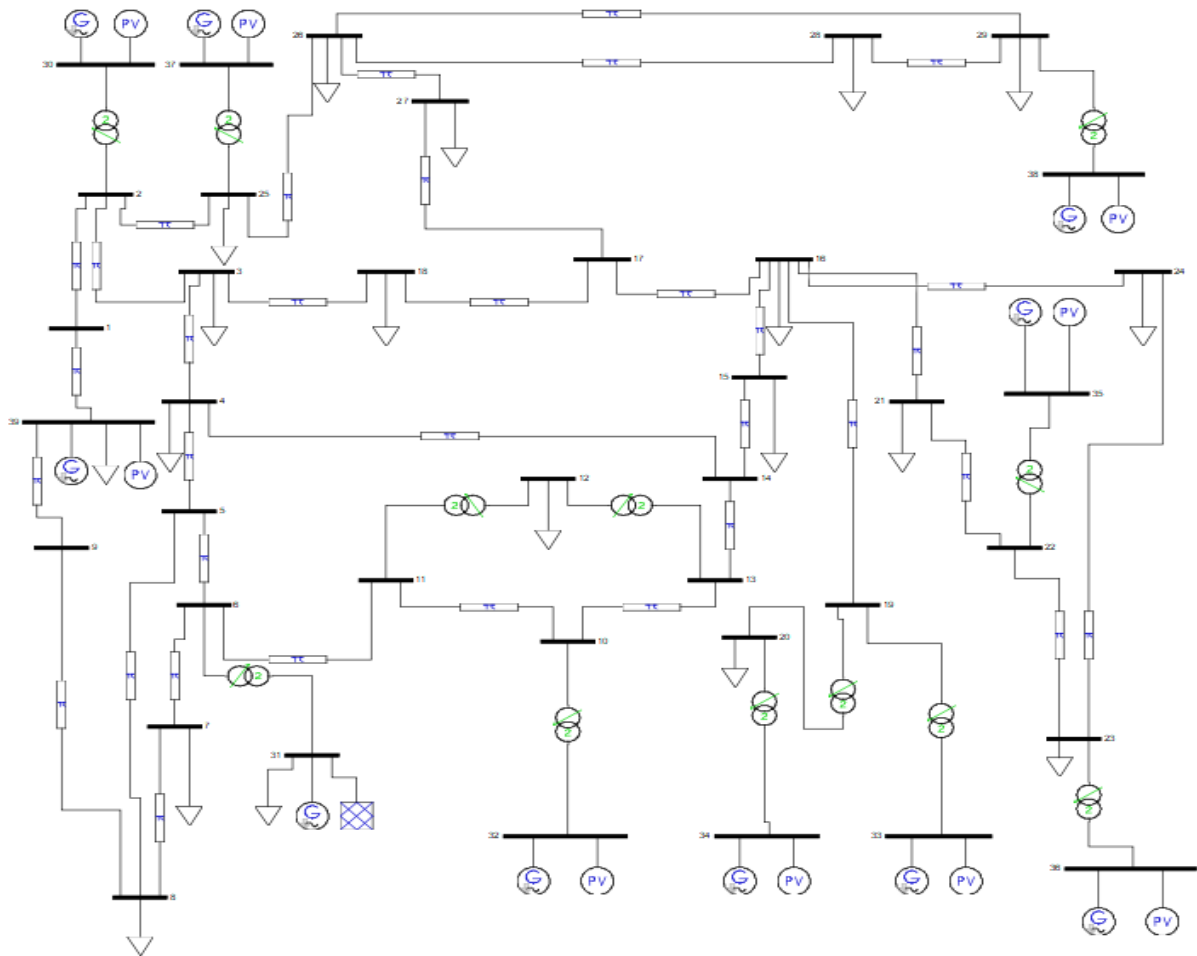


Figura 5.5 – Sistema *New England*.

Fonte: Confeção Própria.

Após a concepção do *layout* do sistema e revisão de todos os parâmetros constituintes do mesmo, passou-se para a fase de simulações. Em que para simular a inserção de uma Estação de Carregamento de Veículos Elétricos nesta rede de energia elétrica é necessária uma expansão, evidenciada em vermelho na Figura 5.6, através de 3 transformadores rebaixadores juntamente com 3 novas barras na rede: 40, 41 e 42, as quais simularão, respectivamente, uma subestação de subtransmissão em 138 kV, uma subestação de distribuição em 13,8 kV e uma



Estação de Carregamento com transformador rebaixador de: 13,8/0,416 kV, com  $0,05 + j0,3$  p.u. de impedância, para agregar a carga de Veículos Elétricos com tensões de alimentação do barramento CA nominais de 416 V (tensão de linha) e de 240 V (tensão de fase).

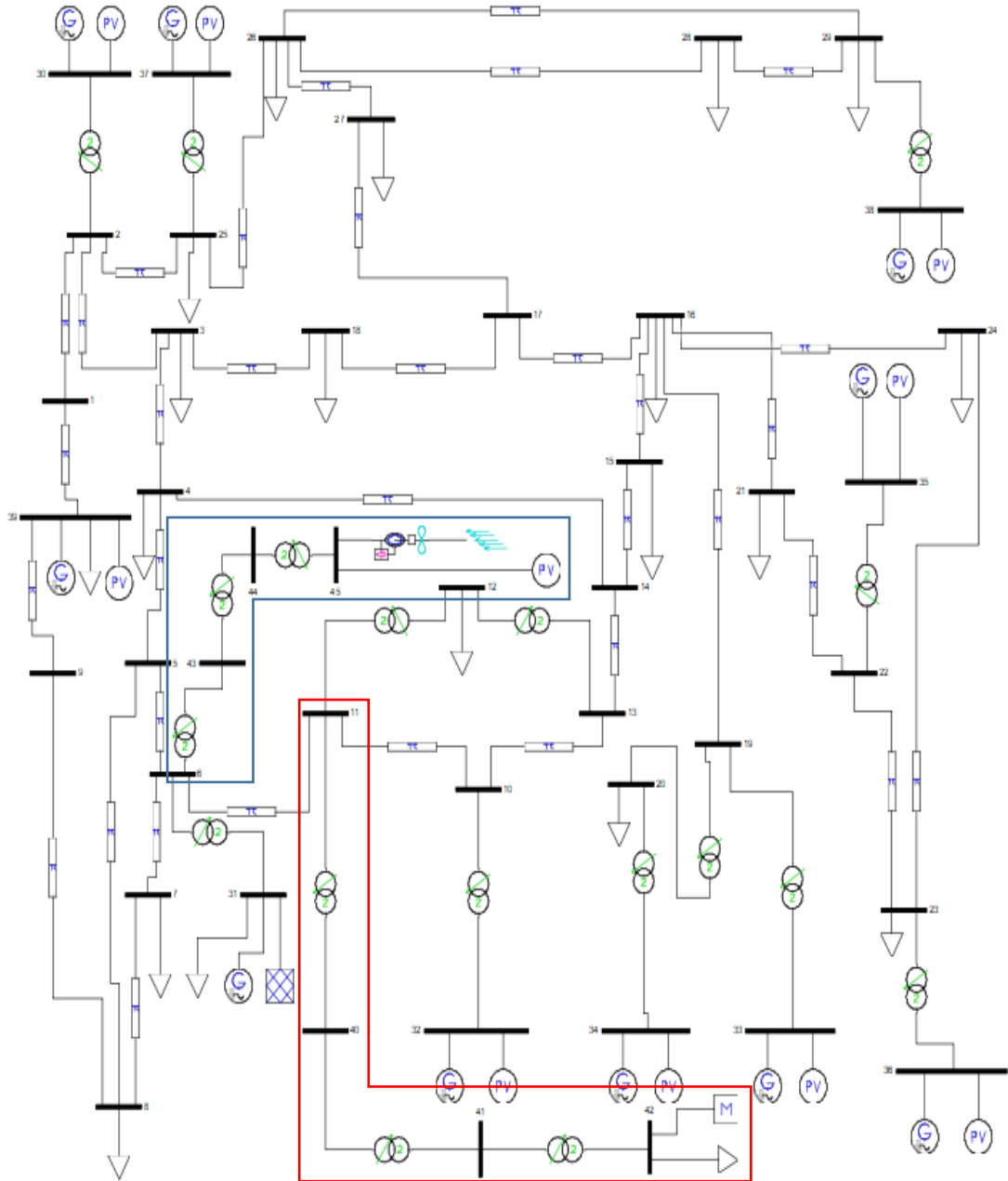


Figura 5.6 – Sistema *New England* expandido com a Estação de Carregamento para Veículos Elétricos através de transformador rebaixador na barra 42 a partir da barra 11, e com Parque Eólico na barra 45 a partir da barra 6, concebido no PSAT.

Fonte: Confeccção Própria.

Para essa tarefa utilizou-se o bloco de Carga Dependente da Tensão (*Voltage Dependent Load – VDL*) do PSAT representada pela letra “M” na Figura 5.6 que simula a função exponencial de potência ativa e reativa utilizada em estudos de fluxo de potência para Veículos Elétricos vista no Capítulo 2. O triângulo conectado à barra 42 simula a parcela de potência constante do modelo matemático de VEs, a fim de que, com isso, se obtenha o modelo completo.

Por outro lado, para a alocação do parque eólico, para que se tenha os benefícios da integração de fontes eólicas no sistema, fazem-se necessários adequados dimensionamento e alocação do parque eólico, sendo estes aspectos muito importantes no planejamento de sistemas de energia elétrica.

No estudo realizado em Shi et al. (2012), com o sistema *New England* constatou-se a partir da solução de fluxo de carga ótimo e de programação evolucionária auto-adaptativa, incorporando Geração Eólica à rede sob estudo, em vários cenários de simulação, que a barra mais adequada para a expansão no sentido de se efetuar a alocação ótima do parque eólico é a barra 6, no que diz respeito à redução do custo de geração de energia elétrica e dos impactos técnicos ao sistema a partir do parque eólico. O esquema de expansão foi similar ao da Estação de Carregamento dos VEs, porém para os aerogeradores a tensão é de 0,69 kV (tensão de linha).

Portanto, neste trabalho utilizou-se também a barra 6, para a alocação do parque eólico, como evidenciado em azul na Figura 5.6.

Para a simulação do parque eólico composto por 50 aerogeradores, utilizou-se o bloco do Gerador de Indução Duplamente Excitado (*Doubly Fed Induction Generator – DFIG*) do PSAT juntamente com o bloco *Wind Model* que modela a função densidade de probabilidade de *Weibull* para a geração da sequência diária de velocidades do vento hora a hora segundo os parâmetros fator de forma ( $k$ ) e fator de escala ( $c$ ) que, neste trabalho, foram  $k = 2$  e  $c = 9,1274$ , conforme ilustrado na Figura 5.6.

#### **5.4 – Metodologia aplicada às Simulações**

A curva de carga do Sistema *New England* adotada como referencial para o estudo, sem os Veículos Elétricos carregando na rede é mostrada na Figura 5.7.

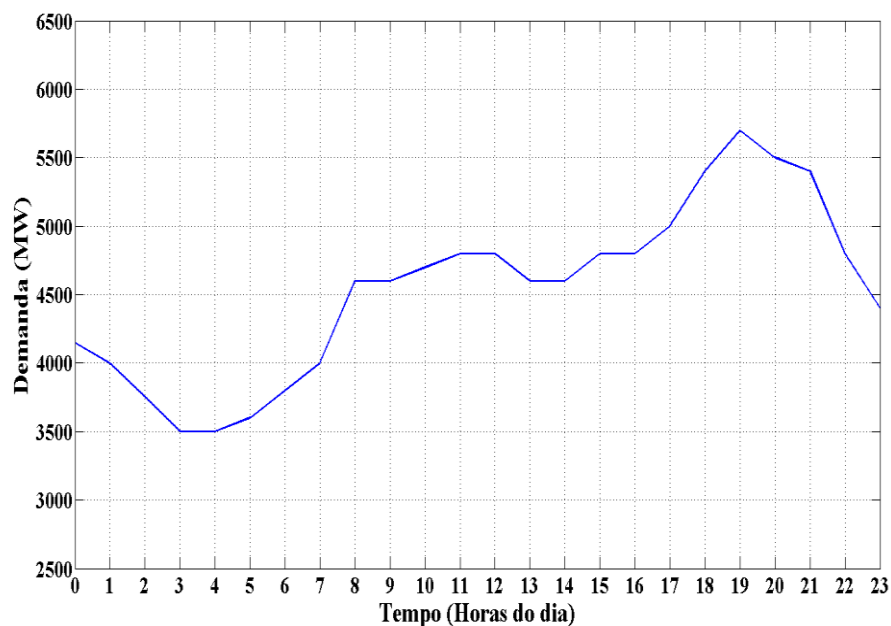


Figura 5.7 – Curva de carga do Sistema *New England*.

Fonte: Confecção Própria.

Essa curva apresenta o carregamento do sistema para 24 horas, com amostras tomadas em intervalos de uma hora, o que representa 24 pontos de operação. O pico ocorre às 19.00 h, cujo o valor é de 5700 MW, podendo-se definir este valor como sendo o patamar pesado de carga. E 3500 MW às 03.00 h, como sendo o horário que apresenta o menor consumo de energia, podendo-se definir este como o patamar leve de carga.

O carregamento base ativo é de 6097,10 MW ou 60,9710 p.u. e o carregamento base reativo é de 1409,10 MVar ou 14,0910 p.u., esses valores são considerados como potências ativa e reativa instaladas no sistema, respectivamente. Os pontos de operação, isto é, a demanda em determinada hora do dia, são obtidos multiplicando-se hora a hora o carregamento base ativo e reativo do sistema pelo fator de demanda ( $F_d$ ), que é dado pela razão entre a demanda máxima, no instante de tempo considerado, pela potência instalada (MAMEDE, 2002), ou seja:

$$F_d = \frac{D_{max}}{P_{inst}} \quad (5.1)$$

A partir dessa demanda, inserem-se os Veículos Elétricos na rede, de forma aleatória, hora a hora, através da função UNIFRND do MATLAB, que representa a carga de Veículos Elétricos inserida, em termos probabilísticos, através de uma distribuição uniforme, seguindo-

se 3 estratégias de carregamento, uma estratégia de descarregamento e a geração eólica, cujos resultados serão mostrados posteriormente.

O número  $n = 50000$  Veículos Elétricos, conforme mencionado anteriormente foi considerado, como o número máximo de VEs, carregando aleatoriamente na rede, através da Estação de Carregamento, que também pode ser vista como um Agregador de cargas.

Este número de Veículos Elétricos para estudos de planejamento da expansão do sistema e avaliação dos impactos não somente para a distribuição, mas também para a geração e para a transmissão, no contexto das *Smart Grids*, são muito bem discutidos em Aghamohammadi (2012) em que é perfeitamente aceitável agregar de 1000 a 100000 VEs em estudos que envolvam o sistema elétrico como um todo, além disso estudos apontam em um horizonte de planejamento até 2030-2040 que a penetração de Veículos Elétricos no sistema em estudo, localizado na América do Norte, será muito significativa (HADLEY; TSVETKOVA, 2008) (PANG; DUTTA; KEZUNOVIC, 2011) (SULLIVAN; SALMEEN; SIMON, 2009).

Outro dado importante para justificar esse número são as estatísticas de vendas da fabricante *Nissan* do Veículo Elétrico *Nissan Leaf* conforme ilustra a Figura 5.8. Em que só nos Estados Unidos dos meses de janeiro a julho do ano de 2017 foram vendidas 112000 unidades. Portanto, o número de 50000 Veículos Elétricos neste estudo é factível atualmente.

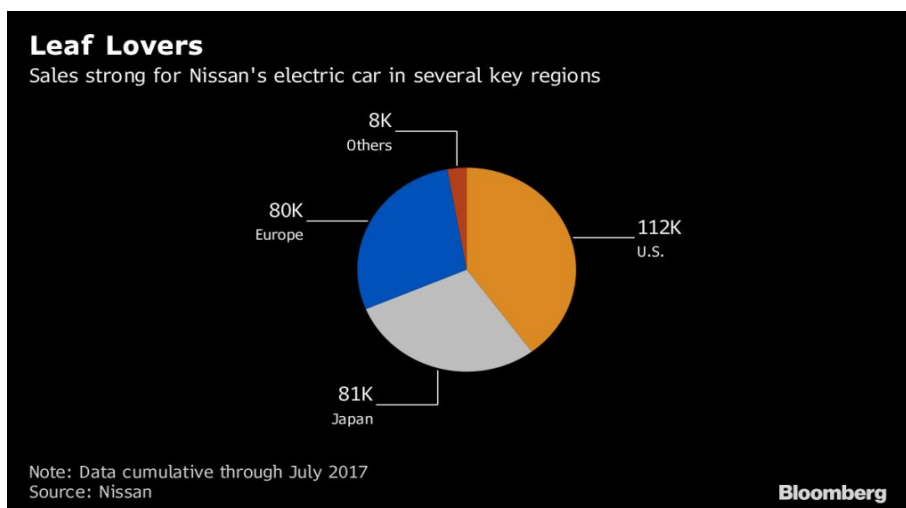


Figura 5.8 – Vendas de janeiro a julho de 2017 do *Nissan Leaf*.

Fonte: Nissan.

A priori escolhe-se a estratégia de carregamento a ser utilizada. São 3: Carregamento no Horário de Ponta (Não Coordenado), Carregamento Fora de Ponta (Parcialmente Coordenado) e Carregamento Inteligente (Coordenado), em seguida a função UNIFRND, do MATLAB, determina quantos Veículos Elétricos carregarão hora a hora.

No Carregamento no Horário de Ponta e no Carregamento Fora de Ponta (por terem pouca ou nenhuma coordenação) podem ser utilizadas sucessivas soluções de fluxo de carga para cada ponto hora a hora da curva de carga a fim de obter-se os resultados. De modo que ao final das simulações sejam armazenados os valores de: potência ativa e potência reativa consumidas por todas as barras da rede, inclusive a que possua Veículos Elétricos; potência ativa e potência reativa supridas pelos geradores, e perdas.

Esses resultados irão compor um Banco de Dados (BD) que dará os valores de entrada da potência ativa consumida hora a hora para serem somados à demanda própria do Sistema *New England* (que varia apenas com o fator de demanda hora a hora) na equação de balanço de potência, esses valores, então, serão atribuídos à variável  $Prede(t)$  a qual será multiplicada hora a hora pela tarifa de energia escolhida ( $Tar(t)$ ) que pode ser Convencional (para o Carregamento no Horário de Ponta) ou TOU (para o Carregamento Fora de Ponta), com isso obtém-se o custo, cujo valor para esses dois carregamentos não será mínimo.

Já para o Carregamento Inteligente, o algoritmo Recozimento Simulado foi utilizado para a obtenção de resultados e terá como objetivo minimizar o custo total de energia.

O inconveniente do Carregamento no Horário de Ponta e do Carregamento Fora de Ponta é o cálculo de  $V_0$  (tensão de referência) que é inicialmente desconhecida e obtida através de uma solução de fluxo de potência CA para determinação de  $P_0$  e de  $Q_0$ , as quais representam a potência ativa e reativa, respectivamente, consumidas pelo Veículo Elétrico na tensão de referência  $V_0$ . Portanto, para a obtenção de 24 pontos de operação, por exemplo, seriam necessários 48 fluxos de carga, uma vez que 24 fluxos de carga seriam para a obtenção dessa tensão.

Para ganho de tempo, foram programadas rotinas de cálculo tanto para a obtenção de  $P_0$  e  $Q_0$ , quanto de  $P$  e  $Q$ , que são as potências ativa e reativa nominais na tensão de linha nominal do barramento CA trifásico em que o veículo é carregado, essas duas últimas servem de entrada para o bloco que simula os Veículos Elétricos operando como carga na barra 42.

Após a função UNIFRND evidenciar quantos Veículos Elétricos irão carregar na rede, uma rotina de cálculo determinará, primeiramente, quanto será consumido em potência ativa e reativa na tensão nominal ( $P$  e  $Q$ ), a seguir esses valores são passados para o bloco que simula os Veículos Elétricos operando como carga, executa-se um fluxo de carga nessas condições para a obtenção de  $V_0$ , fazendo-se o parâmetro  $u = 1$  no bloco que simula a carga de Veículos Elétricos no PSAT.

De posse do valor de  $V_0$ , outra rotina de cálculo determina os valores de  $P_0$  e  $Q_0$  que são os valores de potência ativa e reativa consumidas pela carga de Veículos Elétricos na tensão de referência  $V_0$  a qual normalmente é menor que a nominal, devido à queda de tensão inerente ao barramento CA de distribuição onde os Veículos Elétricos são carregados.

Com os valores de  $P_0$  e  $Q_0$  hora a hora, resolvem-se novos fluxos de carga com o parâmetro  $u = 0$  no PSAT (este parâmetro serve para determinar se os Veículos estão operando na tensão nominal ou na tensão de referência) para a composição do Banco de Dados (BD). Estes valores de potência consumida servirão de entradas hora a hora na equação do balanço de potência e posterior cálculo do custo.

Por outro lado, o Carregamento Inteligente utiliza o Recozimento Simulado que embora tenha sido programado não traz o inconveniente de cálculo da tensão de referência inicialmente, visto que essa informação encontra-se indiretamente em  $P_{EV,0}$  que se refere ao valor inicial em potência ativa que havia na bateria do Veículo Elétrico. E, com isso, as informações de estado de carga ( $SoC$ ) e de tensão podem ser conhecidas. Ademais, o Recozimento Simulado ao final de suas iterações buscará o custo mínimo de energia para o sistema. No entanto, os valores obtidos previamente com o Carregamento no Horário de Ponta e com o Carregamento Fora de Ponta e armazenados no Banco de Dados servirão de *set-points* para o Carregamento Inteligente.

Caso não seja considerado Descarregamento pelas baterias dos Veículos Elétricos na rede, a equação de balanço de potência fica como no caso do Carregamento Inteligente que leva em consideração a potência ativa consumida por todas as barras da rede, inclusive a que possua Veículos Elétricos. Caso contrário, entram os valores de potência suprida pelas baterias dos Veículos Elétricos e de potência gerada pelos aerogeradores, ambos, hora a hora.

Neste trabalho, para os parâmetros escolhidos para o Veículo Elétrico *Nissan Leaf* foram:  $V = 416 \text{ V}$ ;  $\alpha_P = -2,573$ ;  $\alpha_Q = -2,573$ ;  $a = 0,07$ ;  $b = 0,93$ ;  $\cos(\theta) = 0,96$ ;  $t_{max} = 7 \text{ h}$ ; e  $\alpha = 10,5197$ .

Os valores dos parâmetros  $a$ ,  $b$ ,  $\alpha_P$ ,  $\alpha_Q$ , e  $\theta$  escolhidos neste trabalho são de cunho prático e estão dentro dos intervalos que foram verificados através de testes experimentais em laboratório com veículos comerciais, como apresentado em Dharmakeerthi et al. (2013), em Hajagos et al. (1998), em Kongjeen et al. (2016) e em Mithulananthan et al. (2012).

Tipicamente os intervalos para esses parâmetros são:  $a = [0,0036; 0,0730]$ ;  $b = [0,9270; 0,9964]$ ;  $\alpha_P = [-5,228; -1,172]$ ;  $\alpha_Q = [-5,228; -1,172]$  e  $\cos(\theta) = [0,95; 0,98]$ , segundo Dharmakeerthi et al. (2013).

Já para o Recozimento Simulado os valores adotados são:  $T_0 = 3200$ ;  $\beta = 0,90$ ;  $Temperatura \text{ Final} = 1 \times 10^{-10}$ ; e  $Número \text{ de iterações na mesma temperatura} = 10$ , conforme Sousa et al. (2012).

A Geração Eólica também é inserida probabilisticamente, uma vez que a velocidade do vento é uma variável aleatória. Dessa forma, para a obtenção dos cenários durante as iterações do Recozimento Simulado é necessário estabelecer valores para a velocidade do vento dentro de certos intervalos, através de previsões estatísticas hora a hora baseadas em um banco de dados de medições reais do perfil de vento da localidade onde o sistema sob estudo se localiza, extraídos do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Disponível em: [http://wind.nrel.gov/Web\\_nrel/](http://wind.nrel.gov/Web_nrel/), com amostras tomadas em intervalos de 10 minutos.

As curvas da função densidade de probabilidade e da função distribuição acumulada, são mostradas na Figura 5.9 e na Figura 5.10, respectivamente, e estão baseadas nos dados de medição reais, cujos valores do fator de forma e do fator de escala são:  $k = 2$  e  $c = 9,1274$ , considerando a velocidade média do vento  $v_m = 8,09 \text{ m/s}$ . A partir dessas curvas, extraem-se as amostras da variável aleatória velocidade do vento ( $V$ ) com distribuição de probabilidade condicionada ( $F(v|v_1 < V \leq v_2)$ ) aos intervalos de variação de velocidade do vento pré-estabelecidos, conforme mostrado na Equação 5.2:

$$F(v|v_1 < V \leq v_2) = \frac{P\{V \leq v, v_1 < V \leq v_2\}}{P\{v_1 < V \leq v_2\}} = \begin{cases} 0, & V < 0 \\ \frac{F(v) - F(v_1)}{F(v_2) - F(v_1)}, & v_1 \leq V < v_2 \\ 1, & V \geq v_2 \end{cases} \quad (5.2)$$

A curva velocidade do vento versus tempo foi subdividida em três trechos que apresentam comportamento característico de acordo com o banco de dados e, portanto, com velocidades compreendidas dentro de certos intervalos de variação de velocidade pré-definidos. Os trechos selecionados neste estudo foram: De 1 h às 7 h,  $5,6 \text{ m/s} \leq V \leq 10,8 \text{ m/s}$ ; de 8 h às 19 h  $6,6 \text{ m/s} \leq V \leq 10,8 \text{ m/s}$ ; e de 20 h às 24 h  $6,0 \text{ m/s} \leq V \leq 10,4 \text{ m/s}$ .

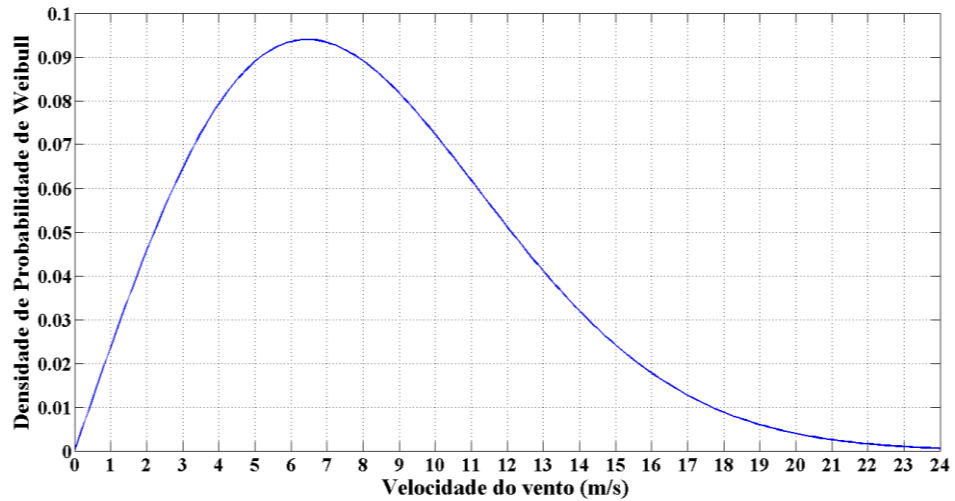


Figura 5.9 – Função Densidade de Probabilidade de Weibull,  $k = 2$  e  $c = 9,1274$ .

Fonte: Confeção Própria

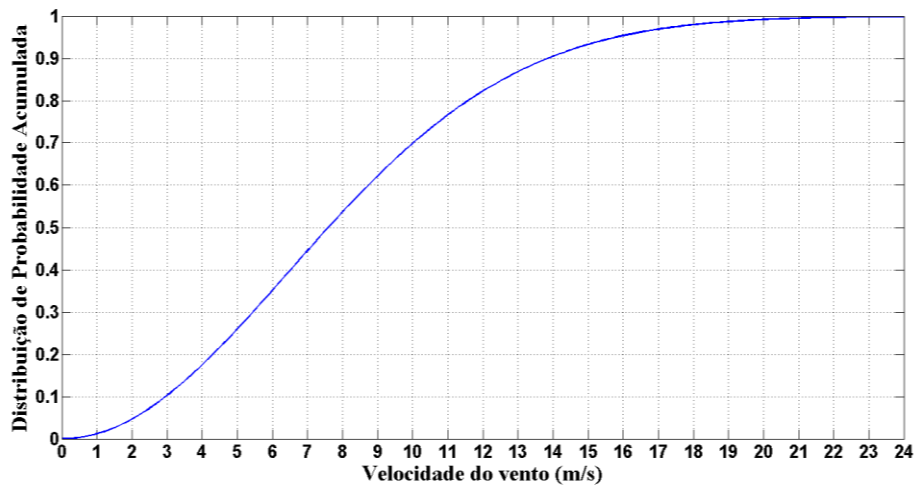


Figura 5.10 – Distribuição de Probabilidade Acumulada.

Fonte: Confeção Própria.

A Figura 5.11 ilustra o esquema de tarifas empregadas neste trabalho, a Tarifa Convencional e a Tarifa TOU, com base em dados reais e recentes extraídos do operador do sistema elétrico *New England* e do *Energy Information and Administration* (EIA), disponíveis



em: [https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_5\\_6\\_a](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a) e apresentados na Tabela 5.1.

A Tarifa Convencional foi aplicada ao Caso Base e ao Carregamento no Horário de Ponta, para o Carregamento Fora de Ponta foi utilizada a Tarifa TOU, bem como para o Carregamento Inteligente e para o caso em que há Descarregamento Inteligente e Geração Eólica.

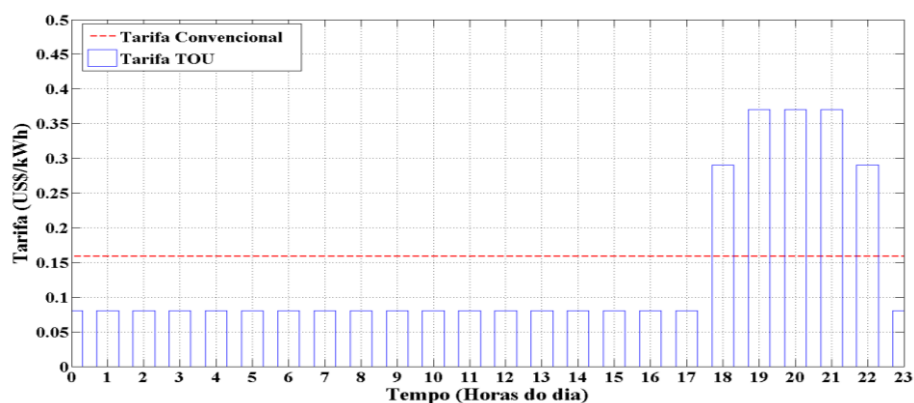


Figura 5.11 – Tarifa Convencional e Tarifa TOU estabelecidas pelo EIA.

Fonte: Confeccção Própria.

Tabela 5.1 – Tarifas empregadas no estudo, segundo o EIA.

Modalidade	Posto	Tarifas (US\$/kWh)
Tarifa TOU	Ponta	0,37
	Intermediário	0,29
	Fora de Ponta	0,08
Tarifa Convencional	--	0,1585

A Figura 5.12 resume esquematicamente a Metodologia aplicada às Simulações.

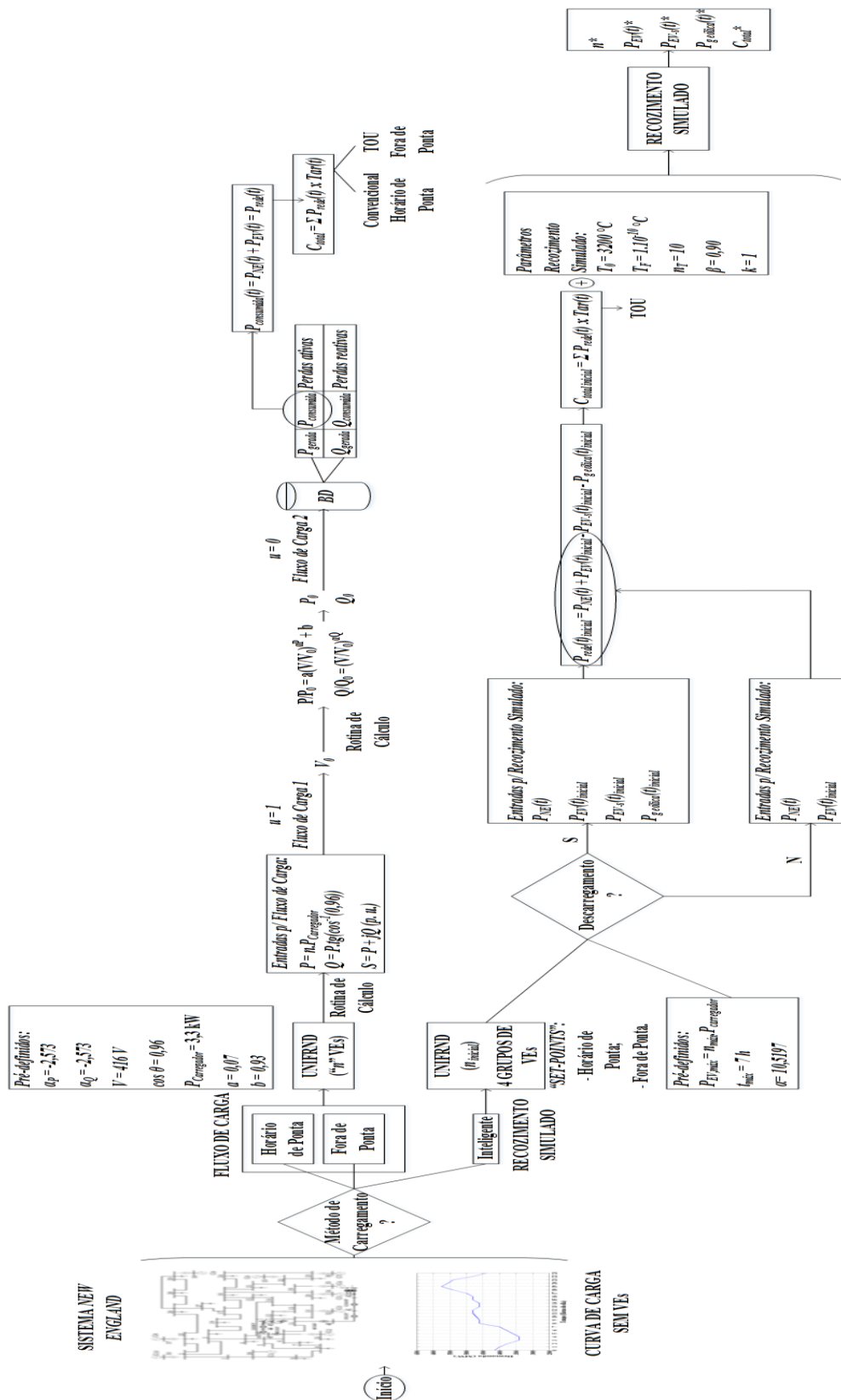


Figura 5.12 – Diagrama esquemático da Metodologia aplicada às Simulações.

Fonte: Confecção Própria.

## 5.5 – Resultados das Simulações

Esta seção apresenta os resultados numéricos e gráficos obtidos com a Metodologia proposta, aplicada a 3 tipos de carregamento de Veículos Elétricos: Carregamento no Horário de Ponta, Carregamento Fora de Ponta e Carregamento Inteligente, além de considerar o Descarregamento Inteligente e a Geração Eólica.

### 5.5.1 – Carregamento no Horário de Ponta (Não Coordenado)

Neste tipo de carregamento, não há qualquer supervisão por parte do sistema de gestão de rede. O usuário tenderá a carregar o seu carro tipicamente em torno das 18 h, depois de um dia de trabalho. Qualquer carregamento lento realizado a partir desse horário ocorre muito próximo ou durante o pico de consumo de energia elétrica diário (em torno das 19 h às 22 h).

Desta forma, foi suposto que 20% do total de PEVs carrega no período diurno e os 80% restantes no período noturno (BRAGA, 2010).

O Carregamento no Horário de Ponta pode ser visualizado na Figura 5.13. Nota-se que houve um acréscimo de carga mais significativo para o sistema no horário compreendido entre 19 h e 21 h, resultando em uma maior diferença entre a demanda base e à demanda base somada aos Veículos Elétricos carregando no horário de ponta. O novo maior consumo, continua às 19 h, aumentando para *5972,9 MW*, o que corresponde a um *incremento de 4,78 %* ao caso base. Alguns acréscimos de carga, também, são criados em horários de carga média como das 15 h às 18 h e de carga leve: da 0 h às 6 h.

Isso é resultado do carregamento não coordenado que tem como consequência um custo total de energia elétrica maior, quando se compara este cenário ao carregamento base do sistema sem veículos carregando na rede. O custo total de energia associado ao Caso Base é de: *US\$ 17.244.800,00*. Enquanto que para o Carregamento no Horário de Ponta é de: *US\$ 17.773.000,00*.

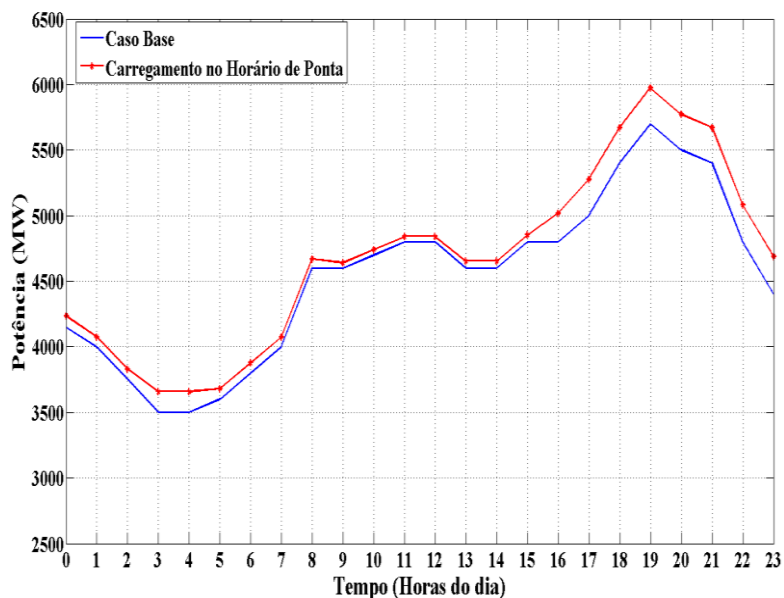


Figura 5.13 – Carregamento no Horário de Ponta.

Fonte: Confeção Própria.

### 5.5.2 – Carregamento Fora de Ponta (Parcialmente Coordenado)

Nesta situação, parte-se do pressuposto que existam mecanismos de incentivos para o consumo de energia durante horários caracterizados pelo baixo consumo da mesma, havendo assim uma redução da tarifa de energia para o carregamento lento das 0 h às 7 h. Este modelo assemelha-se ao modelo anterior, com a diferença de que o carregamento lento, ao invés de começar às 18 h, iniciará à meia noite.

O usuário, independentemente de conectar seu carro à rede assim que chegar na Estação de Carregamento, poderá ter instalado no sistema de carregamento um temporizador que controlará o início do processo, uma vez que os equipamentos ligados à rede tenderão a entrar em funcionamento quando a tarifa de energia for mais barata (BRAGA, 2010).

No caso do Carregamento Fora de Ponta, o gráfico da Figura 5.14 evidencia que a maior diferença entre a demanda base e à demanda base somada aos Veículos Elétricos carregando foi trasladado para o horário de 0 h às 7 h, cujo maior acréscimo foi às 2 h aumentando-se a demanda base de 3750 MW para 4082,5 MW, que corresponde a um *incremento de 8,87 %* em relação ao caso base. Já o custo total de energia associado ao Carregamento Fora de Ponta é de *US\$ 16.013.114,00*.

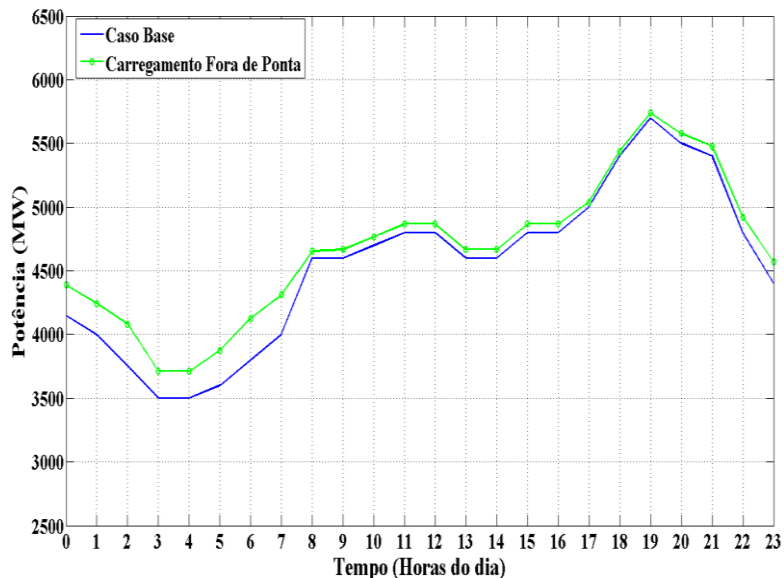


Figura 5.14 – Carregamento Fora de Ponta.

Fonte: Confeção Própria.

### 5.5.3 – Carregamento Inteligente

Neste tipo de carregamento, assume-se que o comando e supervisão do carregamento são assegurados pelo sistema de gestão da rede inteligente. Desta forma, para não haver sobrecarga na rede, os carregamentos são divididos no tempo e realizados durante a noite, no horário em que há um menor consumo. Os usuários ligam seus carros na tomada e o gestor da rede procura otimizar o processo de carregamento.

Na modelagem do Carregamento Inteligente, o total de veículos que carregam no período noturno (80% dos PEV) foi dividido em quatro grupos iguais. O primeiro grupo inicia o carregamento às 22h, sendo que cada um dos grupos seguintes começa o carregamento uma hora depois do anterior ter iniciado (BRAGA, 2010).

O Carregamento Inteligente pode ser visualizado na Figura 5.15. Percebe-se que houve uma significativa redução na carga ativa total do sistema período de ponta (entre 19 h e 21 h e nos períodos de carga leve e média (das 8 h às 18 h), comparando-se aos Carregamentos no Horário de Ponta e Fora de Ponta, de tal sorte que a curva do Carregamento Inteligente quase que se sobrepõe a do Caso Base. Já no período de 0 h até às 7 h, notou-se ligeiro incremento, cujo maior acréscimo foi à 1 h aumentando-se a demanda base de 4000 MW para 4134 MW,

que corresponde a um *incremento de 3,35 %* em relação ao caso base, menos que no Carregamento Fora de Ponta, o que trará um impacto financeiro benéfico.

Esse incremento representa a técnica de GLD denominada Preenchimento de Vales (*Valley Filling*), similar a que foi utilizada no Carregamento Fora de Ponta. E como consequência outra técnica de GLD é percebida: o Crescimento Estratégico de Carga (*Strategic Load Growth*), pois a carga de Veículos Elétricos cresceu mas não de forma descoordenada e inadvertida, mas sim de maneira coordenada e otimizada.

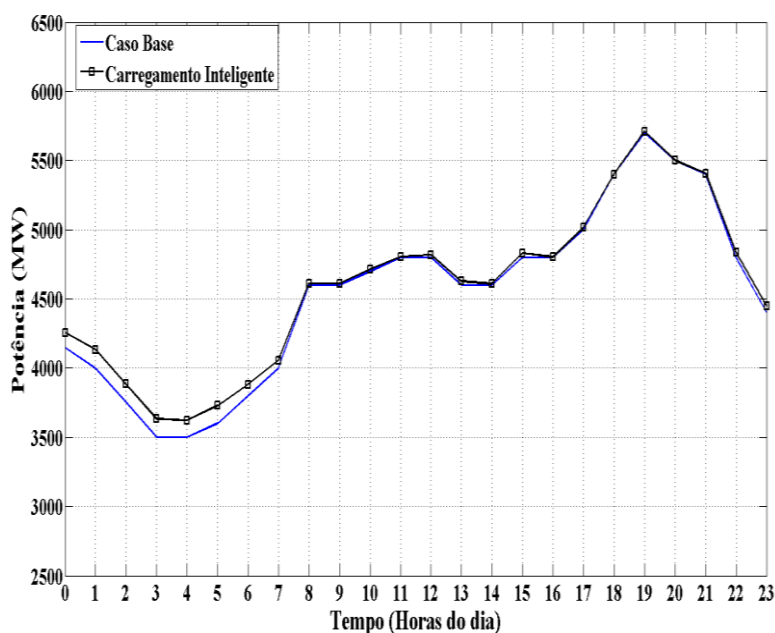


Figura 5.15 – Carregamento Inteligente.

Fonte: Confecção Própria.

A Figura 5.16 evidencia o valor da Função Objetivo que representa o custo total da energia na rede em estudo ( $C_{total}$ ), cujo valor inicial para o caso do Carregamento Inteligente é de:  $US\$ 16.191.189,24$ . Para após  $3256$  iterações ter um valor ótimo de:  $C_{total}^* (US\$) = 15.764.414,09$ , e para essa tarefa o algoritmo de Recozimento Simulado necessitou de  $12,55$  segundos. Isso representa uma redução de:  $US\$ 1.480.385,91$ , ou  $8,58 \%$ , relação ao Caso Base.

A validação das restrições técnicas da rede tais como: limites de tensão e de geração ativa e reativa dos geradores do sistema, não estão incluídos na abordagem de otimização do Recozimento Simulado. Para garantir que a solução obtida seja tecnicamente viável, o resultado é submetido a uma validação pós-otimização por solução de fluxo de carga que verifica as

restrições não verificadas pelo algoritmo. Isso é conhecido na literatura como Validação Técnica (SOUSA; MORAIS; VALE, 2012).

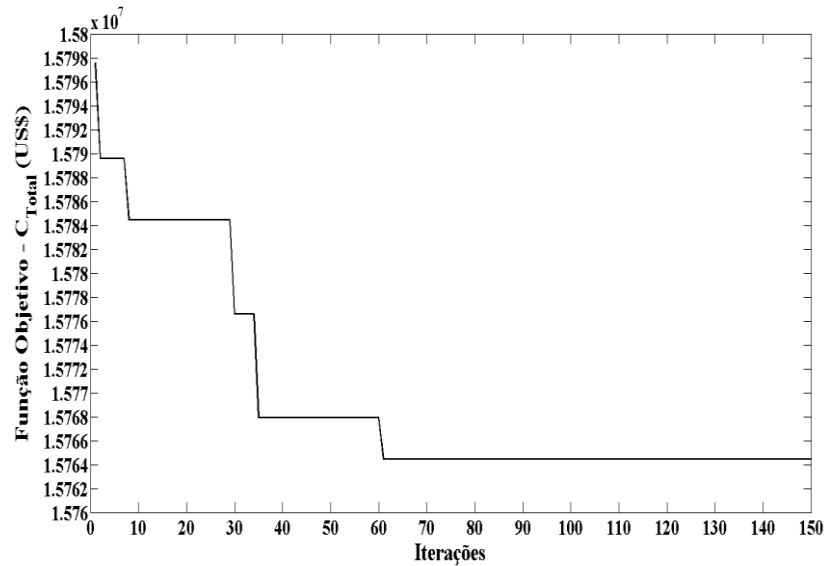


Figura 5.16 – Evolução do valor da Função Objetivo ( $C_{total}$ ) para o Carregamento Inteligente.

Fonte: Confecção Própria.

A Figura 5.17 comprova o processo de resfriamento em que a temperatura parte de seu valor inicial  $T_0 = 3200$  °C e, a partir desse valor, sofre sucessivas reduções ficando, em alguns momentos, constante em determinadas temperaturas até que por volta iteração de número 600 já está muito próxima do valor final que é  $1 \times 10^{-10}$ . Por questões de escala foram apresentadas as primeiras 1200 iterações do algoritmo.

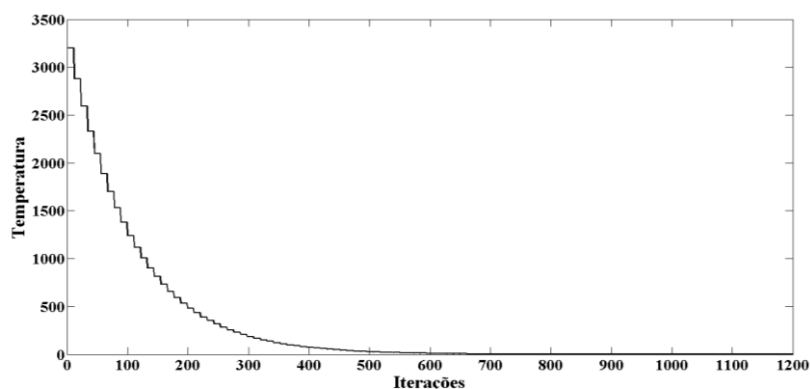


Figura 5.17 – Decaimento Geométrico da Temperatura para o Carregamento Inteligente.

Fonte: Confecção Própria.

### 5.5.4 – Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica

Nessa estratégia os Veículos Elétricos estão carregando ou descarregando em Modo Coordenado. Durante o período fora de ponta, em que o preço da eletricidade está mais baixo, os VEs serão carregados e no período de ponta, em que o preço da eletricidade é mais alto, as baterias dos VEs serão descarregadas na rede elétrica. A carga do sistema (carga própria do sistema *New England* mais a carga dos VEs) pode ser alimentada tanto pelos geradores síncronos próprios da rede quanto pelos aerogeradores introduzidos como Geração Distribuída.

A Figura 5.18 evidencia o valor da Função Objetivo, para o caso do Descarregamento e Carregamento Inteligentes em conjunto com a Geração Eólica, que representa o custo total da energia na rede em estudo ( $C_{total}$ ), cujo valor inicial é de:  $US\$ 15.502.526,77$ , ou seja, já parte de um valor menor que os dos casos anteriores. Para após 3256 iterações ter um valor ótimo de:  $C_{total}^*$  ( $US\$$ ) =  $15.079.363,30$ , e para essa tarefa o algoritmo de Recozimento Simulado necessitou de  $101,86$  segundos. Isso representa uma redução de:  $US\$ 2.165.436,70$ , ou  $12,56$  %, em relação ao Caso Base. E de:  $US\$ 685.050,79$  ou  $4,34$  %, quando comparado ao caso em que só se usa o Carregamento Inteligente.

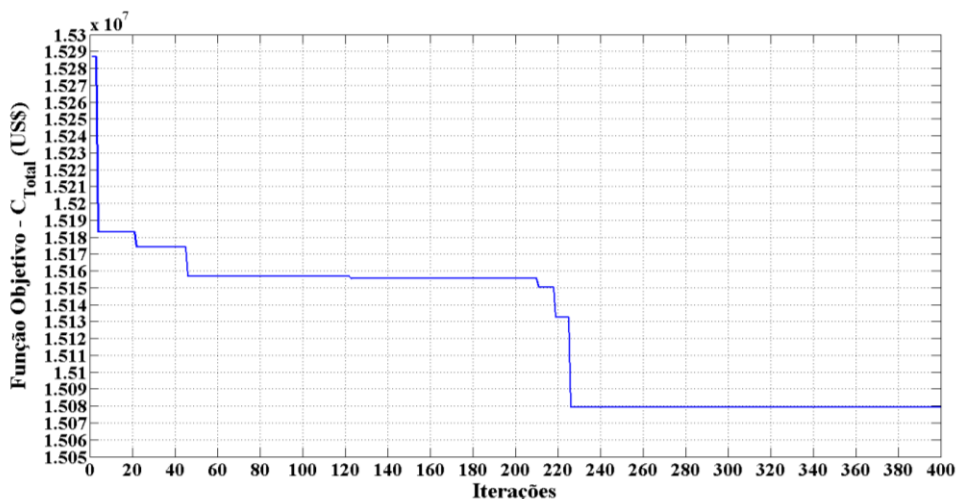


Figura 5.18 – Evolução do valor da Função Objetivo ( $C_{total}$ ) para o Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.

Fonte: Confeção Própria.

A Figura 5.19 comprova o processo de resfriamento em que a temperatura parte de seu valor inicial  $T_0 = 3200$  °C e, a partir desse valor, sofre sucessivas reduções ficando, em alguns momentos, constante em determinadas temperaturas até que por volta iteração de número 700



já está muito próxima do valor final que é  $1 \times 10^{-10}$ . Por questões de escala foram apresentadas as primeiras 1200 iterações do algoritmo.

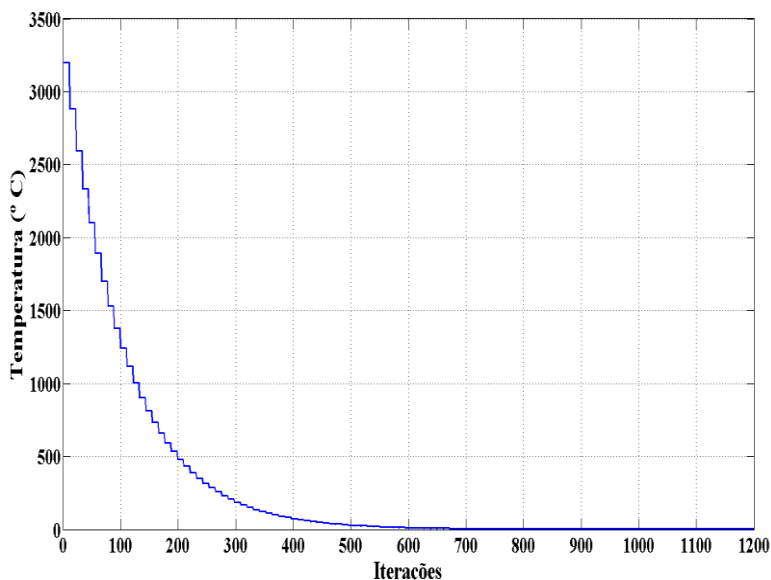


Figura 5.19 – Decaimento Geométrico da Temperatura para o Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.

Fonte: Confeção Própria.

Como resultado dessa estratégia, a Figura 5.20 ilustra a curva resultante do Descarregamento e Carregamento Inteligentes com a Geração Eólica otimizados pelo algoritmo Recozimento Simulado. Houve uma significativa redução do pico às 19 h de  $5700 \text{ MW}$  para  $5451 \text{ MW}$ , ou  $4,37 \%$ , isto se trata também de uma das técnicas de GLD, denominada Redução do Pico (*Peak Clipping*), esta técnica não havia sido aplicada anteriormente, pois havia apenas Carregamento dos VEs, agora, também, com o Descarregamento ela se torna possível e potencialmente mais vantajosa aliada a algum tipo de fonte renovável como a eólica.

Houve também redução no período intermediário da curva de carga, uma vez que apesar do quantitativo de VEs descarregando esse horário ser muito baixo ou nulo, há geração eólica disponível para atender a carga própria do sistema *New England*. Não se percebe o Preenchimento de Vales nessa estratégia, pois durante o Carregamento Inteligente dos veículos que é efetuado preferencialmente no período noturno e nas primeiras horas do dia, há geração eólica significativa nesse período, o que contribui para redução na curva de carga no período diurno fora de ponta (0 h às 7 h).

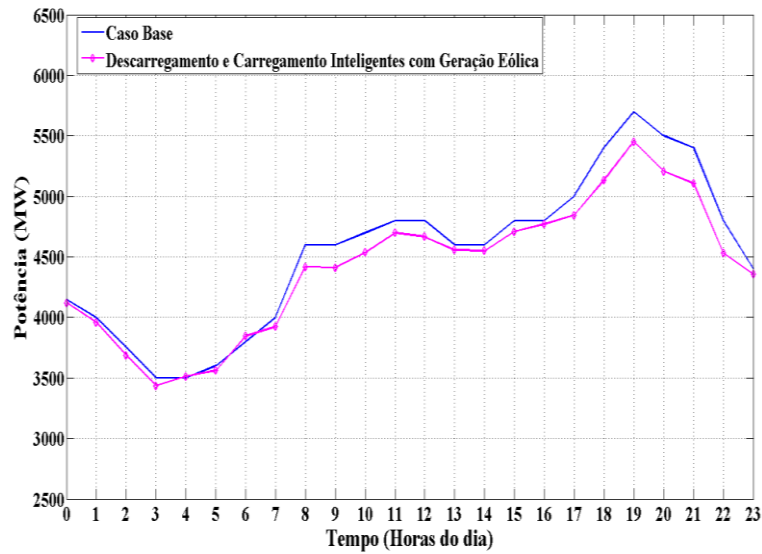


Figura 5.20 – Estratégia de Descarregamento e Carregamento Inteligentes com Geração Eólica.

Fonte: Confeção Própria.

Para facilitar a modelagem correlacionada de dois perfis estocásticos, uma série de métricas são obviamente necessárias como as mostradas em (VLACHOGIANNIS, 2009). Aqui, especificamente, a penetração ( $p_{W,EV}$ ) da energia eólica em relação à estação de VEs *plug-in* é definida como:

$$p_{W,EV} = \frac{P_{W, capacidade}}{P_{EV, pico}} \quad (5.3)$$

onde:  $P_{W, capacidade}$  é a capacidade nominal instalada do parque eólico e  $P_{EV, pico}$  é o valor máximo em potência de Veículos Elétricos que podem carregar/descarregar na rede. Para este trabalho  $p_{W,EV} = 1,27273$ .

O coeficiente de correlação estocástico dos dois perfis é vital, pois fornece uma indicação de quando o pico da geração da energia eólica ocorre relativo ao pico de carregamento/descarregamento da estação de VEs *plug-in*, dada por:

$$C_{W,EV} = \frac{\sum_{t=1}^T (P_{g\ eólica}(t) - \overline{P_{g\ eólica}}) \cdot (P_{EV}(t) - \overline{P_{EV}})}{(T-1) \cdot \sigma_{P_{g\ eólica}} \cdot \sigma_{P_{EV}}} \quad (5.4)$$

onde:  $\overline{P_{g\ eólica}}$  e  $\overline{P_{EV}}$  são os valores médios dos vetores que contém os valores da potência eólica gerada e da potência consumida/suprida pelos VEs a cada instante de tempo  $t$ .  $\sigma_{P\ g\ eólica}$  e  $\sigma_{PEV}$  são os desvios-padrão dos vetores  $P_{g\ eólica}(t)$  e  $P_{EV}(t)$ .

A Figura 5.21 ilustra a densidade de probabilidade da variável aleatória coeficiente de correlação estocástico ( $c_{W,EV}$ ), o que se percebe é que o valor está mais concentrado entre  $-0,3$  e  $0,3$ , com probabilidade acumulada de  $0,97251$ , ou  $97,251\%$ , com maior frequência no trecho positivo entre  $0$  e  $0,3$ , esta correlação positiva denota que se aumentarmos a carga dos VEs, a Geração Eólica deverá aumentar, principalmente nos períodos em que a energia estiver barata. Isso se deve ao perfil diurno e de final do período noturno do vento e do Carregamento Inteligente. Já os poucos valores de correlação negativa indicam o que ocorre no período intermediário e nas primeiras horas do período de ponta, onde apesar de haver uma redução no número de VEs carregando e o preço da energia elétrica estar mais caro, há um significativo aumento no despacho da potência eólica.

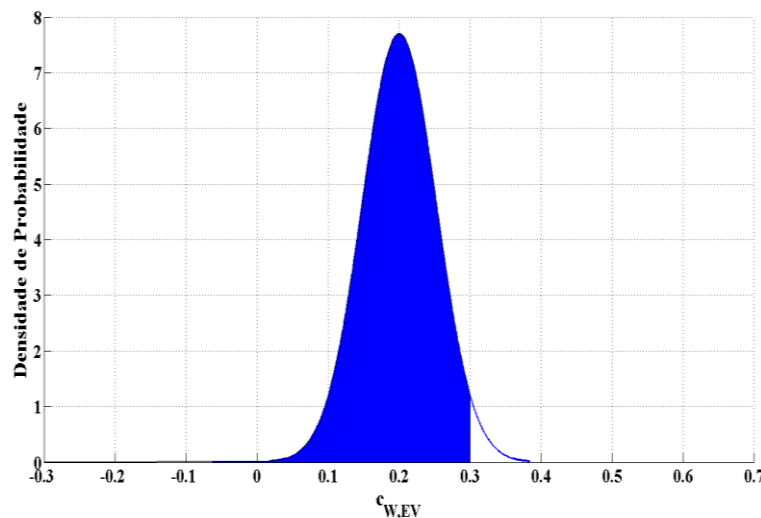


Figura 5.21 – Densidade de probabilidade do coeficiente de correlação estocástico entre eólica e VEs para um dia ótimo encontrado pelo Recozimento Simulado.

Fonte: Confeção Própria.

O gráfico de barras da Figura 5.22 ilustra os valores ótimos de potência ativa obtidos pelo Recozimento Simulado para o consumo e suprimento dos Veículos Elétricos e para o Parque Eólico hora a hora no sistema de energia elétrica. E a Figura 5.23 evidencia o quantitativo otimizado de VEs carregando ou descarregando na rede sob estudo.

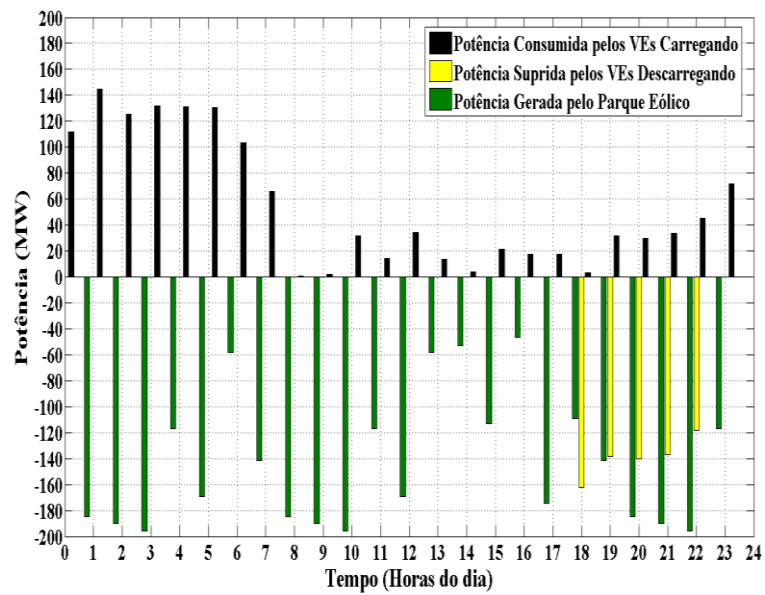


Figura 5.22 – Valores ótimos das potências consumida pelo Carregamento e suprida pelo Descarregamento dos VEs, além da Geração do Parque Eólico.

Fonte: Confeção Própria.

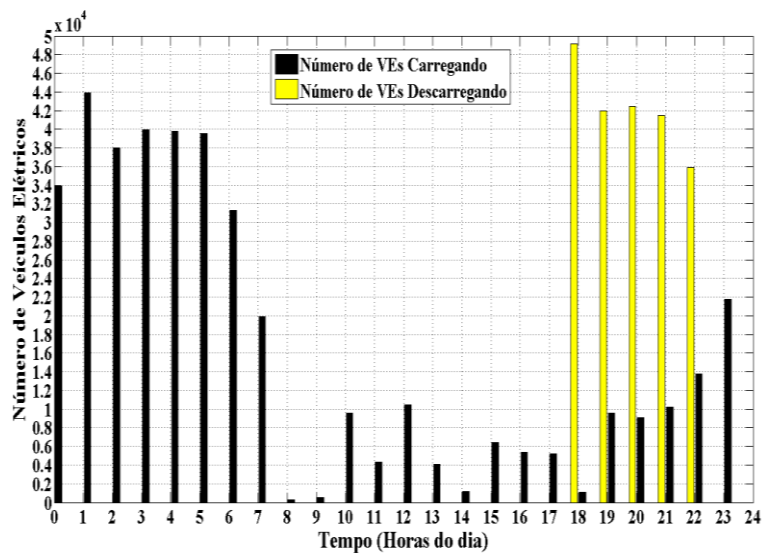


Figura 5.23 – Número de Veículos Elétricos Carregando e Descarregando.

Fonte: Confeção Própria.

Tabela 5.2 – Resultados.

Cenário	Método de Solução	Tipo de Tarifa	Custo Total (US\$)	Tempo de Simulação (s)	Economia em relação ao Caso Base (US\$)
Caso Base	Fluxo de Carga	Convencional	17.244.800,00	-	-
Carregamento no Horário de Ponta	Fluxo de Carga	Convencional	17.773.000,00	-	-528.200,00
Carregamento Fora de Ponta	Fluxo de Carga	TOU	16.013.114,00	-	1.231.686,00
Carregamento Inteligente	Recozimento Simulado	TOU	15.764.414,09	12,55	1.480.385,91
<b>Descarregamento e Carregamento Inteligentes</b>	<b>Recozimento Simulado</b>	<b>TOU</b>	<b>15.079.363,30</b>	<b>101,86</b>	<b>2.165.436,70</b>

## 5.6 – Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados numéricos e gráficos obtidos com a Metodologia para isso realizaram-se 3 estratégias de carregamento de Veículos Elétricos: Carregamento no Horário de Ponta (Não Coordenado), Carregamento Fora de Ponta (Parcialmente Coordenado) e Carregamento Inteligente (Coordenado). Além do Descarregamento e Carregamento Coordenados com a Geração Eólica.

As simulações foram executadas no software MATLAB, cuja *toolbox* utilizada foi o PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), além de se fazer uso da ferramenta de layout SIMULINK do referido software para a concepção do Sistema *New England*. Utilizou-se, também o programa EXCEL do pacote Office da Microsoft para a construção do Banco de Dados.

No capítulo seguinte serão realizadas as considerações finais desta dissertação e serão apresentadas sugestões para futuros trabalhos.

# Capítulo 6

## Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as considerações finais, assim como as recomendações para trabalhos futuros.

### 6.1 – Considerações Finais

Esta dissertação de mestrado apresentou uma ferramenta de gerenciamento de energia de um sistema de potência que contém Veículos Elétricos e Geração Eólica através do método de Recozimento Simulado, estratégias de carregamento e de descarregamento e de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).

Foi apresentada a proposta de uma metodologia de minimização dos custos de carregamento e do descarregamento de baterias de Veículos Elétricos, além da otimização do despacho da geração eólica (por meio do *Simulated Annealing*), ambos ligados ao sistema teste utilizado, IEEE 39 barras (*New England*). Além das estratégias de carregamento das baterias no horário de maior consumo e carregamento das baterias no horário de menor consumo.

Os resultados ratificam que há uma economia significativa quando o carregamento dos Veículos Elétricos é deslocado do período de ponta para o período de menor procura; quando o descarregamento é feito no período de ponta e quando a otimização do despacho da Geração Distribuída é realizada. Havendo técnicas que otimizem todos esses processos, como o Recozimento Simulado, em conjunto com a aplicação de tarifas TOU e de técnicas de GLD confirmou-se que o advento dos Veículos Elétricos e da Geração Distribuída na nova topologia do sistema de energia elétrica não só trouxe como trará impactos financeiros benéficos em sua operação, em seu planejamento e em sua expansão.

Por outro lado, este estudo apresentou resultados analisando-se o sistema de potência em todos níveis: geração, transmissão e distribuição. Diferentemente da maioria dos trabalhos encontrados, atualmente, na literatura. O que, de certa forma, torna a obtenção de resultados mais complexa e real, uma vez que o sistema deverá sofrer impactos financeiros e técnicos em

todos os seus níveis com a inserção de recursos de eletrificação como os Veículos Elétricos e com a Geração Distribuída.

A adoção da metaheurística de Recozimento Simulado se mostrou de fácil implementação, mais rápida e tão eficiente quanto algoritmos evolucionários e programação não-linear inteira mista, os quais são muito utilizados para a solução deste tipo de problema.

Em termos de aplicabilidade do método proposto, poder-se-ia ter no centro de operação um programa que utiliza os resultados ótimos do algoritmo Recozimento Simulado para se estimar quantos Veículos Elétricos poderiam em tempo real carregar ou descarregar suas baterias na rede e o quanto de energia eólica poderia ser despachada otimamente para atender às demandas tanto de Veículos Elétricos como próprio sistema sob estudo, ou para ser armazenada na bateria dos VEs para um possível descarregamento, por exemplo, no período de ponta da curva de carga.

Portanto, o objetivo ao qual este trabalho se propôs se concluiu com êxito evidenciando que a metodologia abordada e proposta por esta pesquisa, até este momento, é viável e eficaz. Uma vez que foram utilizados métodos extremamente precisos e de alta confiabilidade, corroborando a qualidade e a robustez deste trabalho.

## **6.2 - Sugestões para trabalhos futuros**

Visando dar continuidade ao trabalho aqui apresentado, algumas sugestões para trabalhos futuros são dadas:

- Desenvolver técnicas de descarregamento de Veículos Elétricos, pois as quais ainda não são bem sedimentadas na literatura;
- Criar um padrão nacional brasileiro para estações de carregamento e descarregamento de Veículos Elétricos.

## Referências Bibliográficas

- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. Chichester, U.K.: Wiley, pp. 53–77, 2005.
- AGHAMOHAMMADI, M.; PARTO, M.; GHODS, A.; GHAZIZADEH, S. Effects of V2G Aggregators on the Economic and Loading Performance of Restructured Power Systems, *Cigré*, 2012.
- ATWA, Y.; EL-SAADANY, E. Probabilistic Approach for Optimal Allocation of Wind based Distributed Generation in Distribution Systems, *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 5, Iss. 1, pp. 79–88, 2011.
- BRAGA, J. Integração de Veículos Elétricos no Sistema Elétrico Nacional. *Dissertação. Departamento de Engenharia Eletrotécnico, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa*. Monte da Caparica. Portugal. 2010.
- CASTRO, B.; FERREIRA, T. Veículos elétricos: aspectos básicos, perspectivas e oportunidades. BNDES, Setorial 32, p. 267-310, 2010.
- DHARAMAKEERTHI, C.; MITHULANANTHAN N.; SAHA, T. Modeling and Planning of EV Fast Charging Station in Power Grid. *In: Presented at The Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, California, USA, 2011.
- DHARAMAKEERTHI, C.; MITHULANANTHAN N.; SAHA, T. Impact of Electric Vehicle Fast Charging on Power System Voltage Stability, *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 241-249, 2013.
- DIVYA, K.; RAO, P. Models for Wind Turbine Generating Systems and their Application in Load Flow Studies, *Elect. Power Syst.-Res.*, vol. 76, no. 9–10, pp. 844–856, 2006.
- EARLEY, M.; SARGENT, J.; SHEEHAN, J.; BUSS, E. *National Electrical Code (NEC) Handbook*, Edition, Quincy, MA: National Fire Protection Association, 2008.
- ENERCON WEB SITE [Online]. Disponível em: <http://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-126-ep4/>.



ENERGY INFORMATION AND ADMINISTRATION WEB SITE [Online]. Disponível em: [https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_5\\_6\\_a](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a).

GARCIA-VALLE, R.; SILVA, L.; NIELSEN, A. On-Line Voltage Stability Assessment based on PMU Measurements, *IET International Conference on Advances in Power System Control – APSCOM 8*, 2009.

GARCIA-VALLE, R.; VLACHOGIANNIS, J. Letter to the Editor: Electric Vehicle Demand Model for Load Flow Studies, *Electric Power Components and Systems*, Vol.37, pp. 577-582, 2009.

GELLINGS, C. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities, *Proceedings of the IEEE*, v. 73, n. 10, pp. 1468-1470, 1985.

GELLINGS, C.W. The Smart Grid - Enabling Energy Efficiency and Demand Response. The Fairmont Press, 2009.

HADLEY, S.; TSVETKOVA, A. Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation. *Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, ORNL/TM-2007/150*, 2008.

Haidar, A.; MUTTAQI, M. Behavioral Characterization of Electric Vehicle Charging Loads in a Distribution Power Grid through Modeling of Battery Chargers, *IEEE Transactions on Industry Application*, Vol. 52, No. 1, JANUARY/FEBRUARY, 2016.

Hajagos, L.; Danai, B. Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies, *Power Systems, IEEE Transactions*, Vol. 13, pp. 584-592. 1998.

KIPKPATRICK, S.; GELATT, C.; VECCHI M. Optimization by Simulated Annealing, *Science, New Series*, Vol. 220, pp. 671-680, 1983.

KONGJEEN, Y.; BHUMKITTIPITCH, K. Modeling of Electric Vehicles Loads for Power flow Analysis based on PSAT, *IEEE Transactions on Industry Application*, Vol. 52, No. 1., 2016.

KUNDUR, P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.

MAMEDE, J. Instalações Elétricas Industriais. LTC, 6ª. Ed., 2002.

MANSO, L.; SILVA, L. Avaliação de Programas de Gerenciamento da Demanda do ponto de Vista da Confiabilidade, *Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Brasília, 2002.

MILANO, F. An Open Source Power System Analysis Toolbox. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 3, pp.1199 -1206, 2005.

MITHULANANTHAN, N.; SAHA, T. Impact of Electric Vehicle Load on Power System Oscillatory Stability, *Australasian Universities Power Engineering Conference*, Hobart, TAS, Australia, 2012.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL) [Online]. Disponível em: [http://wind.nrel.gov/Web\\_nrel/](http://wind.nrel.gov/Web_nrel/).

NOCE, T. Estudo do funcionamento de Veículos Elétricos e Contribuições ao seu Aperfeiçoamento, 127 f. *Dissertação (Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica)*, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2009.

NISSAN LEAF WEB SITE [Online]. Disponível em: <https://www.nissanusa.com/ev/media/pdf/specs/FeaturesAndSpecs.pdf>.

PAI, M. Energy Function Analysis for Power System Stability, Kluwer Academic Publishers, 1989.

PANG, C.; DUTTA P.; KEZUNOVIC, M. BEVs/PHEVs as Dispersed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid, *IEEE Transactions on Smart Grid, Special Issue on Transportation Electrification and Vehicle-to-Grid Applications*, 2011.

ROHATGI, S.; NELSON, V. Wind Characteristics – An Analysis for the Generation of Wind Power. *Alternative Energy Institute, West Texas A&M University*, 1994.

SAE. Recommended Practice for Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charger Coupler, SAE Standard J1772, 2010.

SHI, L.; WANG, C.; YAO, L.; NI, Y. Optimal Power Flow Solution Incorporating Wind Power, *IEEE Systems Journal*, Vol. 6, Issue: 2, pp. 233-241, 2012.

SIEBERT, L.; AOKI, A.; YAMAKAWA, E.; TOLEDO, F. Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Redes Inteligentes Utilizando Algoritmos Genéticos, *IV SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2012.

SOUSA, T.; MORAIS, H.; VALE, Z. Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-To-Grid: A Simulated Annealing Approach, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, pp. 535-542, 2012.

SPERA, A. Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering, ASME Press, 1994.

SULLIVAN, J.; SALMEEN, I.; SIMON, C. PHEV marketplace penetration: An agent based simulation, *University of Michigan, Ann Arbor, Transportation Research Institute*. UMTRI-2009-32, 2009.

TIE, S.; TAN, C. A Review of Energy Sources and Energy Management System in Electric Vehicles, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 82-102, 2013.

VLACHOGIANNIS, J. Probabilistic Constrained Load Flow Considering integration of Wind Power Generation and Electric Vehicles, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No.4, pp. 1808 – 1817, November 2009.

WALKER, F.; JENKINS, N. Wind Energy Technology. John Wiley & Sons, 1997.

# Apêndice A

## Dados do Sistema *New England*

Este apêndice fornece os dados do Sistema *New England* de 39 barras do IEEE (*Institute of Electric and Electronic Engineers*) que foi utilizado para as simulações deste trabalho.

### A.1 – Informações Gerais sobre o Sistema *New England*

O sistema *New England*, cujo diagrama unifilar pode ser visto na Figura A.1, retirado de Pai (1989), é composto por 39 barras, sendo: 10 de geração e 19 de carga. Além de 44 linhas de transmissão e 12 transformadores. A potência aparente base, a tensão base e a frequência escolhidas foram:  $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ ,  $V_{base} = 400 \text{ kV}$  e  $f = 60 \text{ Hz}$ , respectivamente. A barra de referência é a 31.

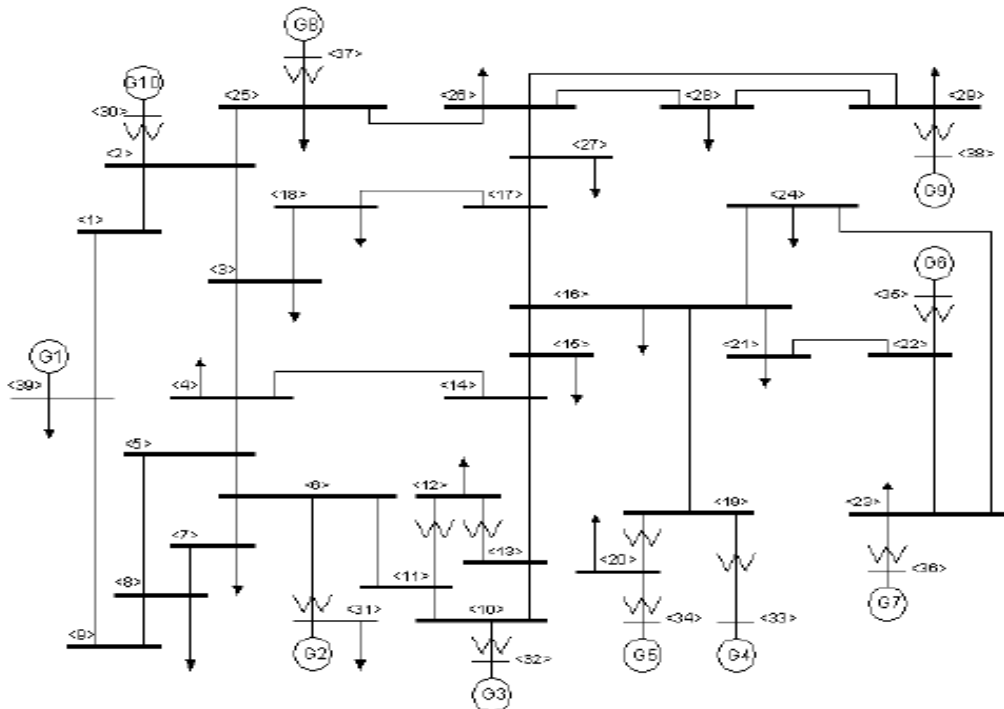


Figura A.1 – Sistema *New England*.

Fonte: PAI, 1989.

## A.2 – Dados de Barra

A Tabela A.2 mostra o número e o tipo de todas as barras do Sistema *New England* com os valores de módulo ( $V$ ) dos fasores tensão associados, bem como os valores de geração de potência ativa ( $P_G$ ) e reativa ( $Q_G$ ), além das cargas ativas ( $P_L$ ) e reativas ( $Q_L$ ) para o Caso Base. É importante destacar que os limites de tensão pré-estabelecidos nas barras mínimo e máximo são de  $0,90 p.u.$  e  $1,10 p.u.$ , respectivamente, assim como os limites mínimo e máximo de geração de potência reativa são de  $-9999 MVar$  e  $9999 MVar$ , respectivamente.

Tabela A.2 – Dados de Barra do Sistema *New England*.

Fonte: PAI, 1989.

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b><math>V (p.u.)</math></b>	<b><math>P_G (MW)</math></b>	<b><math>Q_G (MVar)</math></b>	<b><math>P_L (MW)</math></b>	<b><math>Q_L (MVar)</math></b>
1	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
2	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
3	PQ	-	0,0	0,0	322,0	2,4
4	PQ	-	0,0	0,0	500,0	184,0
5	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
6	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PQ	-	0,0	0,0	233,8	84,0
8	PQ	-	0,0	0,0	522,0	176,0
9	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
10	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
11	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
12	PQ	-	0,0	0,0	7,5	88,0
13	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
14	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
15	PQ	-	0,0	0,0	320,0	153,0
16	PQ	-	0,0	0,0	329,0	32,3
17	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0

18	PQ	-	0,0	0,0	158,0	30,0
19	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
20	PQ	-	0,0	0,0	628,0	103,0
21	PQ	-	0,0	0,0	274,0	115,0
22	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0
23	PQ	-	0,0	0,0	247,5	84,6
24	PQ	-	0,0	0,0	308,6	-92,0
25	PQ	-	0,0	0,0	224,0	47,2
26	PQ	-	0,0	0,0	139,0	17,0
27	PQ	-	0,0	0,0	281,0	75,5
28	PQ	-	0,0	0,0	206,0	27,6
29	PQ	-	0,0	0,0	283,5	26,9
30	PV	1,0475	250,0	-	0,0	0,0
31	V $\theta$	0,9820	-	-	9,2	4,6
32	PV	0,9831	650,0	-	0,0	0,0
33	PV	0,9972	632,0	-	0,0	0,0
34	PV	1,0123	508,0	-	0,0	0,0
35	PV	1,0493	650,0	-	0,0	0,0
36	PV	1,0635	560,0	-	0,0	0,0
37	PV	1,0278	540,0	-	0,0	0,0
38	PV	1,0265	830,0	-	0,0	0,0
39	PV	1,0300	1000,0	-	1104,0	250,0

### A.3 – Dados de Ramos

A Tabela A.3 mostra os dados de todos os ramos do Sistema *New England* com os valores de resistência ( $R$ ), reatância ( $X$ ) e susceptância ( $B$ ) das linhas de transmissão do referido sistema, como também os valores das magnitudes ( $V_{tap}$ ) e das fases ( $\theta_{tap}$ ) dos *taps* dos transformadores.

Tabela A.3 – Dados de Ramos do Sistema *New England*.

Fonte: PAI, 1989.

<b><i>Da Barra</i></b>	<b><i>Para a Barra</i></b>	<b><i>R (p.u.)</i></b>	<b><i>X (p.u.)</i></b>	<b><i>B (p.u.)</i></b>	<b><i>V<sub>tap</sub> (p.u.)</i></b>	<b><i>θ<sub>tap</sub> (radianos)</i></b>
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	0,0	0,0
1	39	0,0010	0,0250	0,7500	0,0	0,0
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	0,0	0,0
2	25	0,0070	0,0086	0,1460	0,0	0,0
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	0,0	0,0
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	0,0	0,0
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	0,0	0,0
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	0,0	0,0
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	0,0	0,0
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	0,0	0,0
6	7	0,0006	0,0092	0,1130	0,0	0,0
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	0,0	0,0
7	8	0,0004	0,0046	0,0780	0,0	0,0
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	0,0	0,0
9	39	0,0010	0,0250	1,2000	0,0	0,0
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	0,0	0,0
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	0,0	0,0
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	0,0	0,0

14	15	0,0018	0,0217	0,3660	0,0	0,0
15	16	0,0009	0,0094	0,1710	0,0	0,0
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	0,0	0,0
16	19	0,0016	0,0195	0,3040	0,0	0,0
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	0,0	0,0
16	24	0,0003	0,0059	0,0680	0,0	0,0
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	0,0	0,0
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	0,0	0,0
21	22	0,0008	0,0140	0,2565	0,0	0,0
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0,0	0,0
23	24	0,0022	0,0350	0,3610	0,0	0,0
25	26	0,0032	0,0323	0,5130	0,0	0,0
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0,0	0,0
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0,0	0,0
26	29	0,0057	0,0625	1,0290	0,0	0,0
28	29	0,0014	0,0151	0,2490	0,0	0,0
12	11	0,0016	0,0435	0,0000	1,006	0,0
12	13	0,0016	0,0435	0,0000	1,006	0,0
6	31	0,0000	0,0250	0,0000	1,070	0,0
10	32	0,0000	0,0200	0,0000	1,070	0,0
19	33	0,0007	0,0142	0,0000	1,070	0,0
20	34	0,0009	0,0180	0,0000	1,009	0,0
22	35	0,0000	0,0143	0,0000	1,025	0,0
23	36	0,0005	0,0272	0,0000	1,000	0,0
25	37	0,0006	0,0232	0,0000	1,025	0,0
2	30	0,0000	0,0181	0,0000	1,025	0,0



29	38	0,0008	0,0156	0,0000	1,025	0,0
19	20	0,0007	0,0138	0,0000	1,060	0,0

#### A.4 – Dados das Máquinas Síncronas

A Tabela A.4 mostra os dados das máquinas síncronas do Sistema *New England*, tais como: constante de tempo de inércia ( $H$ ), resistência de armadura ( $R_a$ ), reatância transitória no eixo  $d$  ( $X'_d$ ), reatância transitória no eixo  $q$  ( $X'_q$ ), reatância síncrona no eixo  $d$  ( $X_d$ ), reatância síncrona no eixo  $q$  ( $X_q$ ), constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo  $d$  ( $T'_{d0}$ ), constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo  $q$  ( $T'_{q0}$ ) e reatância de dispersão da armadura ( $X_l$ ).

Tabela A.4 – Dados das Máquinas Síncronas do Sistema *New England*.

Fonte: PAI, 1989.

<b>Gerador</b>	<b><math>H</math> (p.u.)</b>	<b><math>R_a</math> (p.u.)</b>	<b><math>X'_d</math> (p.u.)</b>	<b><math>X'_q</math> (p.u.)</b>	<b><math>X_d</math> (p.u.)</b>	<b><math>X_q</math> (p.u.)</b>	<b><math>T'_{d0}</math> (s)</b>	<b><math>T'_{q0}</math> (s)</b>	<b><math>X_l</math> (p.u.)</b>
G1	500,0	0	0,006	0,008	0,02	0,019	7,0	0,7	0,003
G2	30,3	0	0,0697	0,170	0,295	0,282	6,56	1,5	0,035
G3	35,8	0	0,0531	0,0876	0,2495	0,237	5,7	1,5	0,0304
G4	28,6	0	0,0436	0,166	0,262	0,258	5,69	1,5	0,0295
G5	26,0	0	0,132	0,166	0,67	0,62	5,4	0,44	0,054
G6	34,8	0	0,05	0,0814	0,254	0,241	7,3	0,4	0,0224
G7	26,4	0	0,049	0,186	0,295	0,292	5,66	1,5	0,0322
G8	24,3	0	0,057	0,0911	0,290	0,280	6,7	0,41	0,028
G9	34,5	0	0,057	0,0587	0,2106	0,205	4,79	1,96	0,0298
G10	42,0	0	0,031	0,008	0,1	0,069	10,2	0	0,0125