



TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**Análise de Oportunidades de Redução de Custo de
Fornecimento de Energia Elétrica**

Pedro Gonzalez Azevedo Pinheiro Soares Macedo

Brasília, 02 de Julho de 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Faculdade de Tecnologia
ENE – Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Análise de Oportunidades de Redução de Custo de Fornecimento de Energia Elétrica

Pedro Gonzalez Azevedo Pinheiro Soares Macedo

RELATÓRIO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE
TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO REQUISITO PARCIAL PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Aprovada por

Prof. D. Sc. Pablo Eduardo Cuervo Franco, UnB/ENE
Orientador

Prof. D. Sc. Marco Antonio Freitas do Egito Coelho, UnB/ENE
Examinador Interno

Prof. D. Sc. Maria Amelia Biagio, UnB/EST
Examinador Externo

**Brasília, DF
2018**

FICHA CATALOGRÁFICA

MACEDO, PEDRO.

Análise de Oportunidades de Redução de Custo de Fornecimento de Energia Elétrica. [Distrito Federal] 2018 X, 61 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenharia Elétrica).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia, Brasília, 2018

1. Mercado de Energia. 2. Tarifação. 3. Tarifa de Energia

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MACEDO, P. G. (2018). Análise de Oportunidades de Redução de Custo de Fornecimento de Energia Elétrica, Relatório de Graduação em Engenharia Elétrica, publicação XXXXXXX, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Pedro Gonzalez Azevedo Pinheiro Soares Macedo

TÍTULO: Análise de Oportunidades de Redução de Custo de Fornecimento de Energia Elétrica

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2018

É permitida à Universidade de Brasília a reprodução desta monografia de graduação e o empréstimo ou venda de tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia pode ser reproduzida sem autorização escrita de autor.

Pedro Gonzalez Azevedo Pinheiro Soares Macedo

UnB – Universidade de Brasília
Campus Universitário Darcy Ribeiro
FT – Faculdade de Tecnologia
ENE – Departamento de Engenharia Elétrica
Brasília – DF – 70919-970
Brasil

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos curiosos, que por puro esporte buscam pelo conhecimento e encontram dentro de si mesmos os verdadeiros campeões.

Pedro Gonzalez Azevedo Pinheiro Soares Macedo

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos:
À minha família,
Aos meus colegas de curso,
Aos meus amigos do Descubra,
Ao Movimento Empresa Júnior.

.

Não deixe que as pessoas te façam desistir daquilo que você mais quer na vida. Acredite, lute, conquiste e acima de tudo, seja feliz.
Neymar Jr.

RESUMO

A maior parte dos tomadores de decisão de contratação de energia, seja de pequenos consumidores ou de grandes empresas, não conhece ao certo como funciona o mercado de energia no Brasil. Este documento visa não só analisar este mercado a partir de uma perspectiva mercadológica, como também auxiliar estes tomadores de decisão a encontrar a forma ótima de abastecimento de energia. O correto enquadramento, seja na tarifação correta, na demanda de energia correta ou até mesmo na forma de contratação desta energia, ainda pode ser amplamente explorado por muitos consumidores brasileiros.

Palavras-chave: Mercado de Energia, Tarifação, Tarifa de Energia.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Representação dos Setores do Sistema Elétrico	6
Figura 2.2 – Ambientes de Contratação de Energia	9
Figura 2.3 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração no Brasil (tabela)	10
Figura 2.4 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração no Brasil (gráfico)	11
Figura 2.5 – Linhas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil (tabela)	11
Figura 2.6 – Linhas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil (gráfico)	12
Figura 2.7 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	12
Figura 2.8 – Ambiente de Contratação Regulado	14
Figura 2.9 – Exemplo de Tarifa de Energia (Concessionária CEB – 2011)	18
Figura 2.10 – Exemplo Tarifa Convencional (Concessionária CEB – junho 2018) ..	19
Figura 2.11 – Exemplo Tarifa Branca (Concessionária CEB – janeiro 2018)	19
Figura 2.12 – Exemplo Tarifa Verde (Concessionária CEB – junho 2018)	21
Figura 2.13 – Exemplo Tarifa Azul (Concessionária CEB – junho 2018)	22
Figura 2.14 – Mercado Livre de Energia	32
Figura 2.15 – Evolução dos Agentes no Mercado Livre de Energia	33
Figura 2.16 – Condições para ingresso no ACL	34
Figura 2.17 – Liquidação das Diferenças no Mercado Livre	35
Figura 2.18 – Diferenciação TUSD e TE na Tarifa	37
Figura 3.1 – Neurônio Humano	42
Figura 3.2 – Arquitetura Básica da Rede Neural Artificial	43
Figura 3.3 – Funcionamento Básico da Rede Neural Artificial	43
Figura 3.4 – Resultado Previsão RNA	45
Figura 4.1 – Menu Inicial da Ferramenta	46
Figura 4.2 – Ambiente de Decisão Baixa Tensão	47
Figura 4.3 – Ambiente de Decisão Alta Tensão	48
Figura 4.4 – Perfil de Consumo Cenário 1	49

Figura 4.5 – Convencional x Branca – 20% na Ponta	49
Figura 4.6 – Convencional x Branca – 5% na Ponta	50
Figura 4.7 – Perfil de Consumo Cenário 2	50
Figura 4.8 – Tarifa Azul x Verde para Unidade com demanda abaixo de 500kW	51
Figura 4.9 – Perfil de Consumo Cenário 3	52
Figura 4.10 – Tarifa Azul x Mercado Livre	52
Figura 7.1 – RNA <i>Matlab</i> – Importação de Dados	59
Figura 7.2 – RNA <i>Matlab</i> – Inserir Dados na Rede Neural	60
Figura 7.3 – RNA <i>Matlab</i> – Divisão dos dados	61
Figura 7.4 – RNA <i>Matlab</i> – Camadas Intermediárias	62
Figura 7.5 – RNA <i>Matlab</i> – <i>Plot Regression</i>	63
Figura 7.6 – RNA <i>Matlab</i> – Valor Real vs Valor Previsto	64

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2 MOTIVAÇÃO	2
1.3 OBJETIVOS	3
1.4 JUSTIFICATIVA	4
1.5 CONTRIBUIÇÕES	5
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	5
2 O MERCADO DE ENERGIA	7
2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	7
2.1.1 INTRODUÇÃO	7
2.1.2 HISTÓRICO	8
2.1.3 O MERCADO HOJE	10
2.2 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO	15
2.2.1 INTRODUÇÃO	15
2.2.2 TIPOS DE CONSUMIDORES	17
2.2.3 MODALIDADES TARIFÁRIAS	19
2.2.4 ANÁLISE DE OPORTUNIDADES NO MERCADO REGULADO	23
2.2.5 BANDEIRAS TARIFÁRIAS	32
2.3 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	33
2.3.1 QUEM PODE FAZER PARTE E TIPOS DE CONSUMIDORES	34
2.3.2 COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS DA ENERGIA NO ACL	36
2.3.3 ANÁLISE DE OPORTUNIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O ACL	37
3 ESTIMAÇÃO DE PREÇO FUTURO	40
3.1 ESTIMAÇÃO DE PREÇO NO ACR	40
3.2 ESTIMAÇÃO DE PREÇO NO ACL	41
3.3 PREVISÃO DE PREÇO FUTURO COM REDES NEURAS ARTIFICIAIS	43
3.3.1 COMO AS RNAs FUNCIONAM	43
3.3.2 REDES NEURAS ARTIFICIAIS COM MATLAB	45
4 RESULTADOS	47
4.1 FERRAMENTA DESENVOLVIDA	47
4.2 CENÁRIO 1: UNIDADE CONSUMIDORA GRUPO B	49
4.3 CENÁRIO 2: UNIDADE CONSUMIDORA SUBGRUPO A4	51
4.4 CENÁRIO 3: UNIDADE CONSUMIDORA SUBGRUPO A1	52
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	55
5.1 CONCLUSÃO	55
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	56
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
7 APÊNDICE	59

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A demanda por energia no Brasil vem se expandindo rapidamente nas últimas décadas, impulsionada pelo crescimento da população e principalmente pelo crescimento econômico de todos os setores da economia.

O aumento da industrialização e mecanização da força de trabalho está diretamente ligado ao aumento do consumo de energia. Muitas vezes, este consumo é utilizado como medida de nível de industrialização de um país ou até mesmo de qualidade de vida da população. Com o aumento do uso de maquinário no processo produtivo, a energia elétrica passa a ter papel importante na composição de custos das grandes empresas brasileiras. Sabendo disso, os líderes destas empresas passam a buscar diferentes formas de reduzir este custo, uma vez que esta redução se torna um diferencial competitivo frente aos concorrentes. Se duas empresas fabricam um produto parecido ou entregam um serviço semelhante, a composição dos custos destas empresas é bastante similar. Uma vez que se consegue reduzir um custo comum a todos os *players* do mercado, isso se torna um diferencial para maximizar diretamente o lucro da empresa, ou reduzir o preço final ao consumidor e assim aumentar o volume de vendas frente aos concorrentes.

Em busca deste diferencial, a atenção do mercado se volta para a economia de energia e começam a ser tomadas atitudes ligadas à eficiência energética, como economizar com maquinário mais eficiente, iluminação mais eficiente e melhor utilizada, dentre outras formas de economia de energia que podem ser utilizadas, usando-se inclusive, muitas vezes, de fontes renováveis de energia, que já se mostraram ser rentáveis no longo prazo.

Porém existe uma grande oportunidade ainda pouco explorada pelos grandes consumidores de energia elétrica: repensar a forma como se compra a energia a ser consumida. A compra de energia poucas vezes é incluída na gama de recursos a ser gerenciada pela empresa todo ano, pois é um recurso que vem “automaticamente”

na maioria dos casos. E é inegável que o costume e a comodidade de comprar a energia da concessionária de energia da forma “como sempre foi feito” é o que acaba impedindo o empresário de observar e agarrar estas oportunidades.

Com o desenvolvimento do mercado de energia brasileiro, hoje existem diversas formas de se comprar (contratar) a energia a ser utilizada, seja dentre as diferentes modalidades do Mercado Regulado de Energia, ou comprando de uma gama enorme de produtores no Mercado Livre de Energia.

Levando este contexto em consideração, o objetivo deste trabalho visa estabelecer, com base numa perspectiva mercadológica, como é determinada a melhor forma de contratação de energia para um consumidor. Servindo, portanto, como ferramenta de tomada de decisão para o consumidor que deseja reduzir seus custos com energia elétrica. Deste modo, é necessário identificar quais as opções de fornecimento para cada tipo de consumidor e qual a composição de custos de cada uma delas, para podermos assim, determinar qual a mais vantajosa para determinado perfil de consumo.

1.2 MOTIVAÇÃO

Existe um grande interesse no desenvolvimento de modelos que auxiliem a tomada de decisão no que diz respeito à compra de energia. Estes modelos visam dar aos gerenciadores e suas áreas de planejamento uma visão ampla do contexto geral do mercado de energia e examinar cenários mais favoráveis como também cenários indesejáveis.

No modelo do setor elétrico brasileiro, existem alguns fatores-chave que determinam o preço pago pela energia a depender da modalidade enquadrada: consumo (em kWh ou MWh), distribuição do consumo ao longo das horas do dia, distribuição do consumo ao longo dos meses do ano, ocorrência de bandeiras tarifárias, demanda contratada (em kW) e o preço acordado. Grande parte dos tomadores de decisão das empresas sequer sabem da influência dos fatores citados sobre o preço da energia que contratam.

Desta forma, para garantir o menor custo, é necessário alinhar as características de consumo da unidade consumidora, sendo estas as citadas acima,

com a correta forma de fornecimento. Porém isso não se dá de forma intuitiva, uma vez que além de serem muitos os fatores a serem considerados, a forma como estes fatores afetam o custo final é diferente para cada modalidade de fornecimento.

A partir de uma ferramenta centralizada, é possível computar a influência de todos estes fatores em uma determinada unidade consumidora e aplica-las a todas as formas de contratação possíveis, a partir de um *input* das características de consumo (histórico de consumo, etc) observadas.

Aparecendo sob uma forma relativamente simples aos olhos do usuário, esta ferramenta pode gerar grandes economias no orçamento total de energia e possui aplicação direta na indústria, varejo e diversos outros setores da economia.

Neste estudo, envolvendo uma fatia específica de mercado do setor elétrico Brasileiro, é apresentada uma metodologia que pode ser replicada para qualquer outro ambiente. A abordagem pode ignorar aspectos como incertezas políticas nas tomadas de decisão e também aspectos de transmissão (congestionamento das redes), mas nada impede que tais incertezas e aspectos sejam incluídos como restrições no modelo.

Desta maneira, confirma-se o grande interesse no desenvolvimento de uma ferramenta unificada que dê suporte à tomada de decisão no que tange a contratação de fornecimento de energia, considerando o perfil de consumo em estudo.

1.3. OBJETIVOS

1. Quais opções existem? Realizar mapeamento geral das formas de contratação de fornecimento de energia elétrica existentes no sistema elétrico brasileiro e suas estruturas de composição de custo.
2. Quando cada uma das formas de contratação é mais vantajosa? Realizar estudo qualitativo. A tomada de decisão pode ser feita de forma unicamente qualitativa.
3. Realizar estudo também quantitativo. Desenvolver análise quantificada das composições de custo de cada forma de contratação de energia. O preço futuro como importante componente do custo.

4. Propor ferramenta unificada que compute todos os *inputs* necessários para a tomada de decisão de compra de energia.
5. Realização de testes e apresentação de resultados frente a diferentes cenários e problemas propostos.

1.4. JUSTIFICATIVA

Há uma enorme variedade de estudos na área de redução de custos com energia elétrica, principalmente focado na indústria, com diferentes metodologias e formas de abordagem do assunto, muitas vezes com elevado grau de detalhe e/ou enfoque específico em um determinado setor (DURANTE, 2016; CARDOSO, 2017; RIZKALLA, 2018).

No entanto, as pesquisas sobre o tema tratam do estudo de um tipo de consumidor específico e nem sempre levam em consideração todos os tipos de consumidores, desde o residencial até as grandes indústrias. Ainda, nas pesquisas sobre o assunto, é estudada a melhor forma de enquadramento dentro do Mercado Regulado de Energia, e não é considerada a possibilidade de migração para o Mercado Livre de Energia, uma alternativa com potencial para gerar os menores custos de energia dependendo do perfil de consumo de um grande consumidor.

Além disso, as pesquisas sobre redução de custo da energia elétrica consideram, em sua grande maioria, o cenário de preços atual da energia, sem levar em consideração o preço que será praticado num horizonte de futuro próximo de tempo. Este fator é crítico para a tomada de decisão, pois sem considera-lo, pode ser tomada uma decisão “acertada” para o presente, mas que trará custos maiores num futuro próximo, devido à tendência de alteração dos preços da energia.

Além das oportunidades de análise de redução de custo já citadas, há espaço para análises mais amplas do mercado e com um enfoque maior na problemática do preço, que invariavelmente é o principal fator de composição do custo total da energia.

1.5. CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho contribui para a redução do custo total com eletricidade de um consumidor. É apresentada uma ferramenta que, intuitivamente, auxilia na tomada de decisão de contratação de fornecimento de energia elétrica, levando em consideração o perfil deste consumidor.

São apresentados, de forma explícita no texto e implícita na ferramenta, todos os fatores que de alguma forma influenciam consideravelmente na composição do custo de energia. As análises são feitas da ótica do cliente (consumidor), oferecendo uma perspectiva mercadológica da problemática de escolha da maneira como será contratada a energia. Desta forma, foram realizadas simulações com diferentes perfis de consumo para sinalizar em quais situações cada uma das opções de fornecimento é mais vantajosa e como essa decisão é tomada.

Por fim, foi dado um enfoque no mercado de energia do Distrito Federal, para fins de coleta de dados e criação de ferramenta unificada. Da mesma maneira, a metodologia pode ser expandida, complementando-se a base de dados com os dados referentes aos demais estados da federação.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2, são apresentadas as estruturas de contratação de energia existentes no mercado brasileiro e realizadas análises qualitativas e quantitativas das vantagens e desvantagens de cada estrutura. A análise qualitativa, voltada para auxiliar em tomadas de decisão rápidas, quando existe apenas a possibilidade de considerar-se fatores macro. Já a análise quantitativa, leva em consideração valores reais de cada componente do custo da energia.

No capítulo 3, é aprofundado o tema da problemática de preço, uma vez que o preço entra como fator altamente decisivo na tomada de decisão. Neste capítulo são discutidas e testadas formas de previsão do preço futuro da energia.

No capítulo 4 é apresentada a ferramenta de apoio à tomada de decisão, objeto central do trabalho. Em seguida, ainda dentro do capítulo, são discutidos

diferentes cenários baseados em diferentes perfis de consumidores e apresentados resultados destas análises de estudo de caso.

No capítulo 5, além de compilados todos os resultados obtidos, são feitas conclusões acerca do trabalho como um todo.

O MERCADO DE ENERGIA

2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1.1 – INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro é composto por 3 principais setores: geração, transmissão e distribuição. Onde a geração é representada por milhares de geradores de energia, das mais diversas fontes, espalhados pelo país. A transmissão é constituída de milhares de quilômetros de linhas de transmissão de alta tensão que levam a energia produzida pelos geradores até os “Centros de Distribuição” de energia. A distribuição é responsável por disseminar a energia recebida dentre os milhares de consumidores de uma região, por meio de linhas de baixa e média tensão.



Figura 2.1 – Representação dos Setores do Sistema Elétrico

Todo este sistema é eletricamente (fisicamente) conectado, o que exige que exista um balanço constante entre tudo que é produzido numa ponta e consumido na outra. Isto porque, diferente de outros sistemas de necessidades básica como distribuição de água, esgoto e gás, a energia elétrica ainda não pode ser armazenada (não existem formas economicamente viáveis para tal) e isso requer

que se tenha um equilíbrio entre a demanda de energia por parte dos consumidores e a oferta de energia por parte dos geradores.

Com o passar do tempo, a estrutura do mercado brasileiro de energia se alterou bastante, principalmente devido às mudanças estruturais na economia do país sofridas durante o século XX. Por conta disso, é interessante entender como o setor elétrico se tornou o que é hoje e como a situação econômica/política do país tem influência direta no desenvolvimento do mercado de energia como um todo.

2.1.2 HISTORICO

Não muito tempo atrás, ao final do século XIX, a eletricidade como fonte de energia era ainda incipiente. Isso porque a atividade econômica do país, basicamente agrária, onde se trabalhava a produção de produtos primários para exportação, tinha no carvão sua principal fonte de energia.

Com o início do processo de industrialização que teve começo nas décadas de 20 e 30, a demanda por energia cresce bastante e abre espaço para um maior desenvolvimento do setor. Com isso o número de hidroelétricas aumenta e já se vê a necessidade de uma regulamentação – estabelecimento de regras e controle – destas atividades por parte do governo. Por conta disso, em 1934 foi criado o Código das Águas, que passava para o governo a propriedade das quedas d'água e com isso a atribuição de conceder e autorizar o aproveitamento destas quedas d'água para produção de energia elétrica.

Nos anos seguintes, até a década de 70, a demanda por energia continua a crescer em ritmo forte, chegando a um crescimento de 10% ao ano. Com isso, tivemos um aumento também na atuação governamental, o que refletiu na criação de diversas estatais como Furnas e a Hidrelétrica do Vale do Paraíba. Ainda mais devido ao choque sofrido pelo petróleo em 1973, o que motivou o desenvolvimento da geração hidráulica de energia, em detrimento das que utilizavam combustíveis fósseis. Neste período, a potência instalada aumentou 23 vezes em pouco mais de 20 anos.

Na década de 80 o Brasil sofre uma grande crise no setor. Por conta dos investimentos realizados para expansão da estrutura, o Brasil criou uma enorme dívida externa, que ficou ainda maior com o aumento das taxas de juros internacionais. Um exemplo que compõe esta dívida é o financiamento da usina de

Itaipu. Neste período diversos investimentos em infraestrutura do setor foram interrompidos, frente a uma demanda por energia que continuava a crescer, gerando a crise citada. Porém foi um período que propiciou grandes mudanças estruturais.

Na década de 90, o Ministério de Minas e Energia desenvolveu o projeto RESEB, de reestruturação do setor elétrico brasileiro, que tinha por base uma mudança na forma de atuação do governo frente ao setor elétrico. Ao invés efetivamente fazer parte da execução, sendo dono das empresas e responsável pela geração, transmissão e distribuição da energia, o governo passaria a ter o papel de “estado regulador”, que faria a regulação do setor, além do direcionamento de seu desenvolvimento. Algo muito mais parecido com a forma que o setor funciona nos dias atuais.

Isto teve como resultado a privatização de muitas empresas – desde concessionárias de distribuição a usinas de geração – e a criação do Mercado Livre de Energia em 1995, por meio da lei 9.074 para desonerar a máquina pública dos investimentos em infraestrutura, o que permitia que “Consumidores Livres” comprassem energia diretamente dos produtores. Além disso houve também a criação de órgãos fiscalizadores e reguladores, como a ANEEL e, para controle da transmissão de energia, foi criado, em 2003 o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O setor elétrico brasileiro ainda precisava de alguns ajustes. Isto ficou claro logo no início do Século XXI. O modelo não conseguiu garantir a suficiente expansão da capacidade de produção de energia frente à crescente demanda, o que culminou em um enorme apagão sofrido pelo país em 2001. O Governo elaborou então, a partir de 2003, um novo modelo para o setor de energia no Brasil. Esse modelo estabeleceu regras mais claras para a expansão da geração e para a contratação no mercado livre de energia.

Conforme este novo modelo, foram criados dois ambientes de contratação de energia distintos:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): onde o consumidor final, chamado aqui de consumidor cativo, compra a sua energia de uma distribuidora (concessionária). Esta por sua vez compra a energia dos produtores (geradores) em leilões.

- Ambiente de Contratação Livre (ACL): onde o consumidor final, chamado de consumidor livre, compra a sua energia diretamente dos produtores, através de contratos bilaterais de fornecimento. Aqui, também é criada a figura do comercializador de energia, que compra e vende energia livremente, valendo-se das variações de mercado do preço da energia.



Figura 2.2 – Ambientes de Contratação de Energia

2.1.3 – O MERCADO HOJE

- Geração:

Hoje o segmento de geração brasileiro é bastante descentralizado, sendo constituído de 6.803 geradores de energia. Destes, a maioria (cerca de 46%) são usinas termelétricas, responsáveis por 27% da capacidade instalada brasileira. Mas as hidrelétricas são as responsáveis pela maior parte da geração. Contando com 1391 usinas, sendo 221 de grande porte e as demais Pequenas Centrais Hidrelétricas, esta fonte corresponde a 64% da capacidade instalada. Cabe também um destaque à produção de energia eólica, que corresponde a 8% da capacidade instalada e também à solar, que apesar de contribuir com apenas 0,9% da capacidade produtiva do país, sua contribuição vem aumentando exponencialmente,

crescendo 1351% de 2017 para 2018. Fonte dos dados: Relatório de Informações Gerenciais / ANEEL, abril de 2018.

Fonte	Abr/2017	Abr/2018			Evolução da Capacidade Instalada Abr/2018 / Abr/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	98.760	1.391	101.547	63,7%	2,8%
UHE	93.216	221	95.794	60,1%	2,8%
PCH + CGH **	5.537	1.125	5.709	3,6%	3,1%
CGH GD	7	45	43	0,03%	509%
Térmica	43.299	3.144	43.649	27,4%	0,8%
Gás Natural	13.013	166	12.994	8,2%	-0,1%
Biomassa	14.003	556	14.622	9,2%	4,4%
Petróleo	10.295	2.276	9.993	6,3%	-2,9%
Carvão	3.831	26	3.727	2,3%	-2,7%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ***	150	31	297	0,2%	98,1%
Térmica GD	16	87	25	0,02%	50,7%
Eólica	10.404	575	12.786	8,0%	22,9%
Eólica (não GD)	10.394	521	12.776	8,0%	22,9%
Eólica GD	10,2	54	10,3	0,01%	1,4%
Solar	99	28.835	1.440	0,9%	1351,5%
Solar (não GD)	25	1.879	1.196	0,8%	4779%
Solar GD	75	26.956	244	0,15%	227%
Capacidade Total sem GD	152.454	6.803	159.099	99,8%	4,4%
Geração Distribuída - GD	108	27.142	323	0,20%	198%
Capacidade Total - Brasil	152.563	33.945	159.422	100,0%	4,5%

Figura 2.3 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração no Brasil (tabela)

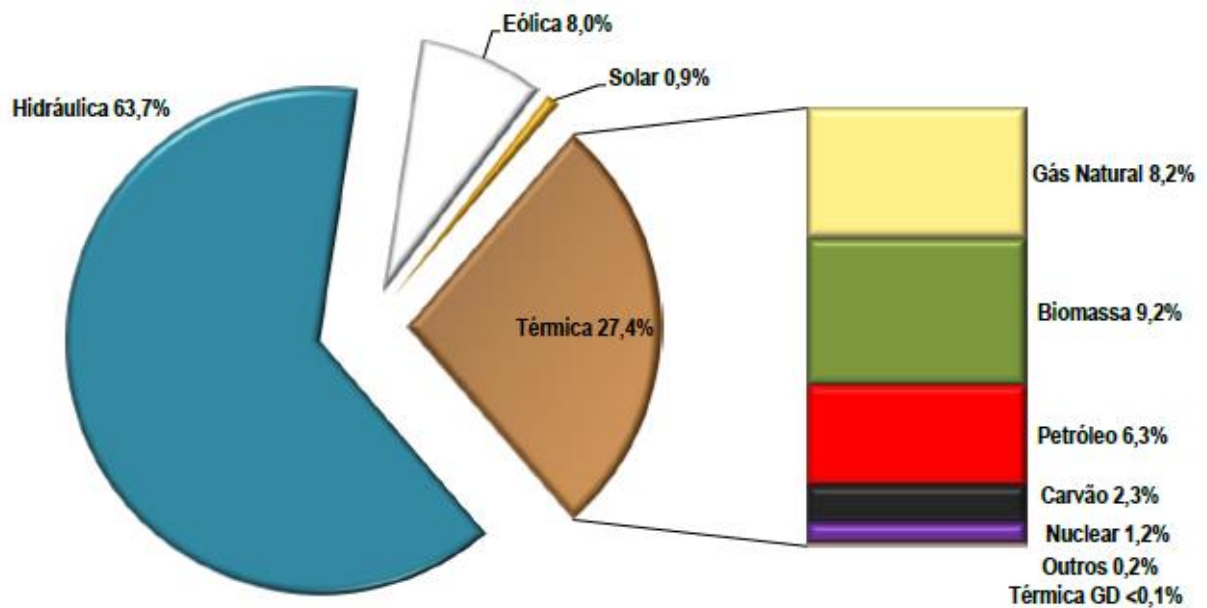


Figura 2.4 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração no Brasil (gráfico pizza)

No mercado brasileiro hoje, os geradores de energia têm autonomia para venderem a energia produzida tanto em leilões para as concessionárias quanto em contratos bilaterais com consumidores livres ou ainda para comercializadores de energia.

- Transmissão:

O Brasil conta com 142.972 km de linhas de transmissão, em sua maioria (cerca de 40%) sob a tensão de 230 kV. Porém vale um destaque para as linhas de 500 kV, que hoje já correspondem a 34% das linhas em extensão e devem aumentar ainda mais em número nos próximos anos, se tornando a tensão com maior quilometragem de linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	57.086	39,9%
345 kV	10.319	7,2%
440 kV	6.748	4,7%
500 kV	48.720	34,1%
600 (CC) kV	12.816	9,0%
750 kV	2.683	1,9%
800 (CC) kV	4.600	3,2%
Total SEB	142.972	100,0%

Figura 2.5 – Linhas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil (tabela)

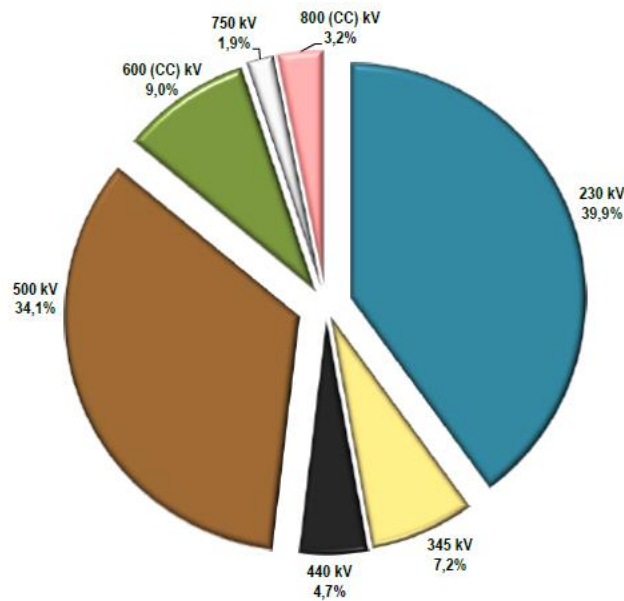


Figura 2.6 – Linhas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil (gráfico pizza)

Já no mercado de transmissão de energia (e o mesmo vale para a distribuição) os preços são regulados pela ANEEL. Dessa forma, as concessionárias de energia não são livres para vender a energia aos consumidores cativos ao preço que o mercado determinar, e sim ao preço imposto pela regulação da ANEEL, que conta com revisões e reajustes periódicos.

- Órgãos e Entidades:

O setor elétrico hoje é constituído conforme imagem abaixo:

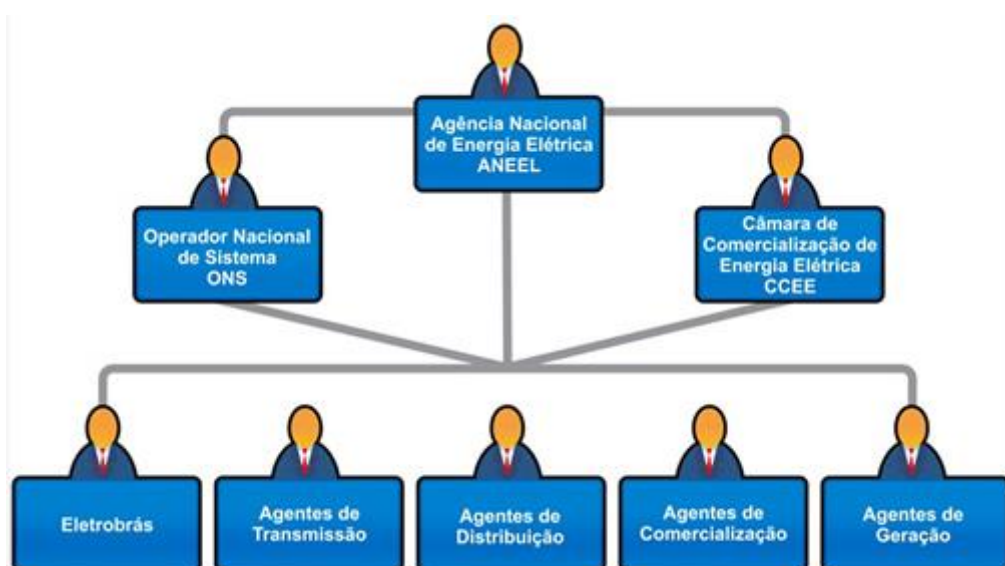


Figura 2.7 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Onde os três principais agentes público/privados fazem a regulação do sistema. Sendo a ANEEL a principal figura para regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia, além de atuar como fiscalizadora e implementar as políticas e direcionamentos do governo. O ONS é responsável pelo controle direto das operações de geração e transmissão de energia. E a CCEE viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o país. Abaixo, temos os agentes de mercado propriamente ditos, que se relacionam conforme as interações citadas anteriormente, sendo eles os geradores de energia, transmissores, distribuidores e comercializadores. Vale ressaltar também o papel da Eletrobrás, empresa estatal que detém cerca de 1/3 da capacidade de geração do país e quase metade de todas as linhas de transmissão, além de seis companhias de distribuição do norte e nordeste do país.

2.2 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO

2.2.1 - INTRODUÇÃO

O Mercado Regulado de Energia, ou Ambiente de Contratação Regulado (ACR), tem como ponto base a participação das distribuidoras de energia, ou concessionárias. Onde estas empresas compram energia em grandes quantidades dos geradores, através de leilões de energia. Estes leilões são regulados pela ANEEL e realizados pela CCEE, de forma a sempre buscar o menor preço possível da energia que será repassado aos consumidores da concessionária.

Pela ótica do consumidor final, a energia é comprada diretamente da distribuidora que atende sua região, por um preço fixo, regulado também pela ANEEL. Este preço é revisto e reajustado periodicamente. Os principais grupos consumidores ligados às concessionárias e que participam do Mercado Regulado de Energia, são os consumidores residenciais, comerciais de pequeno e médio porte e parte dos de grande porte, órgãos governamentais, público rural de pequeno e médio porte e parte dos de grande porte, e parte do industrial.



Figura 2.8 – Ambiente de Contratação Regulado

Neste ambiente, como falado, o preço é regulado pela ANEEL. Porém, o preço pago pela energia varia de acordo com o enquadramento tarifário do consumidor e a quantidade consumida. Ou seja, mesmo comprando a energia unicamente da distribuidora local de energia, o custo total com energia pode ser otimizado garantindo o fornecimento na melhor tarifa possível.

Para melhor entendimento dos assuntos que serão tratados à frente, faz-se necessário a apresentação de alguns termos e seus conceitos:

- **Consumo:** medido em kWh para pequenas unidades e em MWh para grandes, representa o quanto de energia foi consumida pela unidade consumidora ou por um equipamento singular. É calculado a partir do produto da potência pelo tempo de utilização. Exemplo: se um equipamento que potência 1000W é utilizado por 2 horas todos os dias, ele terá um consumo total de 2kWh por dia, resultando em 60kWh por mês. Esta medida é importante pois parte do custo da energia é calculado sobre o consumo.
- **Demanda:** medida em kW, representa o quanto de potência uma unidade solicita da rede. “Demanda” de forma genérica, é a média das potências solicitadas do sistema elétrico (rede) durante um intervalo de tempo específico. Ex: se o sistema elétrico de uma unidade consumidora é constituído exclusivamente por 1.000 lâmpadas de 10W cada, ligadas constantemente, a demanda desta unidade será de 10kW. Esta medida também é importante pois parte do custo da energia é calculado sobre a demanda.
- **Demanda Medida:** é a maior demanda de potência ativa verificada. Esta verificação deve ser integrada em intervalos de no mínimo 15 minutos.
- **Demanda Faturável:** demanda sobre a qual é efetivamente cobrada a tarifa.
- **Demanda Contratada:** como parte do acordo de fornecimento com a concessionária, esta é a demanda estipulada pelo consumidor a ser disponibilizada continuamente pela concessionária para aquela unidade consumidora. O consumidor, por sua vez, paga integralmente o valor desta demanda, mesmo que tenha uma demanda real menor. Por isso é importante a adequação da demanda contratada à realidade da unidade consumidora.

- Demanda de Ultrapassagem: É o quanto, em kW, a demanda real medida superou a demanda contratada. O consumidor paga valores maiores sobre a demanda de ultrapassagem. Isso pois está “consumindo” uma demanda maior do que a “previamente combinada” com a concessionária, o que onera o sistema da mesma.
- Horário de Ponta: Período do dia, estipulado pela concessionária de energia de acordo com o perfil do seu sistema elétrico, onde a demanda por energia é maior. Portanto, dependendo da modalidade tarifária, este período do dia pode sofrer acréscimos no valor a ser cobrado. O horário de ponta tem duração de 3 horas consecutivas e não é contabilizado aos finais de semana e feriados.
- Período Seco e Período Úmido: O período Seco, caracterizado por menor volume de chuvas no país, vai de maio a novembro e o Úmido, com maior volume de chuvas, de dezembro a abril. Portanto, dependendo da modalidade tarifária, os períodos do ano terão diferenciação quanto à tarifa de energia.

2.2.2 – TIPOS DE CONSUMIDORES

Para fins de tarifação, os consumidores são divididos em 2 (dois) principais grupos de acordo com a tensão de atendimento: Grupo A e Grupo B. Onde o Grupo A representa os consumidores atendidos em alta tensão (acima de 2,3kV) e o Grupo B em baixa tensão (abaixo de 2,3kV).

Os consumidores do Grupo A são em geral unidades com demanda maior, dentre eles as grandes indústrias, grandes comércios como hipermercados, *Shoppings*, etc. Já os consumidores do Grupo B são unidades menores, como consumidores residenciais, pequenos comércios, a maior parte dos órgãos públicos, etc.

O Grupo A é dividido em 6 (seis) subgrupos, conforme abaixo. Estes subgrupos são importantes pois a tarifa de energia é diferenciada dependendo do subgrupo onde se encaixa o consumidor. Logo, existe um valor de tarifa diferente para cada subgrupo.

- A1: maior nível de tensão, a partir de 230kV.
- A2: níveis de tensão entre 88kV e 138kV.

- A3: nível de tensão de 69kV.
- A3a: níveis de tensão entre 30kV e 44kV.
- A4: níveis de tensão entre 2,3kV e 25kV.
- AS: atendimento por meio de sistema subterrâneo. Apesar de ser um subgrupo do Grupo A, existem clientes que fazem parte deste subgrupo mesmo com tensão de fornecimento abaixo de 2,3kV. Porém, estas unidades possuem ou consumo igual ou superior a 30MWh ou demanda contratada igual ou superior a 150kW.

Já o Grupo B é dividido em apenas 4 subgrupos, conforme abaixo. Desta vez, os subgrupos não variam de acordo com a tensão de fornecimento, mas sim com a finalidade da instalação. Da mesma forma existem tarifas diferentes para cada subgrupo.

- B1: Instalações residenciais.
- B2: Instalações rurais.
- B3: outras instalações.
- B4: Instalações de iluminação pública.

Pode-se observar abaixo, um exemplo de como as tarifas de energia são diferenciadas dependendo do subgrupo.

ANEXO I						
CEB DIS						
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 kV a 44 kV)	18,25	166,97	18,25	31,78		135,19
A4 (2,3 kV a 25 kV)	25,24	166,97	25,24	31,78		135,19
AS (SUBTERRÂNEO)	37,29	166,97	37,29	31,78		135,19
B1-RESIDENCIAL:		298,25		163,06		135,19
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh		97,44		50,12		47,32
Consumo mensal superior a 30 kWh e inferior ou igual a 100 kWh		167,04		85,93		81,11
Consumo mensal superior a 100 kWh e inferior ou igual a 220 kWh		250,59		128,91		121,68
Consumo mensal superior a 220 kWh		278,43		143,24		135,19
B2-RURAL		179,67		98,23		81,44
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		122,61		67,04		55,57
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		165,24		90,35		74,89
B3-DEMAIS CLASSES		286,62		156,69		129,93
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a - Rede de Distribuição		147,72		80,76		66,96
B4b - Bulbo da Lâmpada		162,12		88,64		73,48

Figura 2.9 – Exemplo de Tarifa de Energia (Concessionária CEB – 2011)

2.2.3 – MODALIDADES TARIFÁRIAS

No Brasil, existem 4 (quatro) modalidades tarifárias diferentes. Destas quadro, 2 (duas) estão disponíveis como opções para os consumidores de baixa tensão do Grupo B e as 2 (duas) outras para os consumidores de alta tensão do Grupo A.

Para os consumidores do Grupo B estão disponíveis as modalidades tarifárias Convencional e Branca.

- Modalidade Convencional:

Nesta modalidade, que é a mais simples de todas, o consumidor paga apenas um valor fixo por kWh consumido, a depender da faixa de consumo e do subgrupo a que pertence.

A imagem abaixo exemplifica essa estratificação.

Consumo		ICMS	R\$/kWh
B1 - Res. Baixa	Até 30 kWh	Isento	0,1973557
Renda até 50 kWh	De 31 a 50 kWh	Isento	0,3383240
B1 - Residencial Baixa Renda	Até 30 kWh	12%	0,2250936
	De 31 a 100 kWh	12%	0,3858749
	De 101 a 200 kWh	12%	0,5788123
	De 201 a 220 kWh	18%	0,6225623
	De 221 a 300 kWh	18%	0,6917359
	De 301 a 500 kWh	21%	0,7189054
	Acima de 500 kWh	25%	0,7586349
B1 - Residencial até 50 kWh		Isento	0,5902546
B1 - Residencial de 51 a 200 kWh		12%	0,6732138
B1 - Residencial de 201 a 300 kWh		18%	0,7240992
B1 - Residencial de 301 a 500 kWh		21%	0,7525399
B1 - Residencial acima de 500 kWh		25%	0,7941282

Figura 2.10 – Exemplo Tarifa Convencional (Concessionária CEB – junho 2018)

Logo, o cálculo para o valor pago na Modalidade Convencional é:

$$V_{total}(R\$) = Consumo(kWh) \times Tarifa \left(\frac{R\$}{kWh} \right)$$

- Modalidade Branca:

Esta modalidade é uma nova opção para o consumidor do Grupo B. Sua principal diferenciação é a adoção de valores diferenciados de tarifa para o consumo no Horário de Ponta e fora do Horário de Ponta, além da variação por níveis de consumo total da tarifa Convencional. Além disso, há uma tarifa intermediária para as horas de transição entre o horário de ponta e fora de ponta.

Pontos importantes: esta modalidade passa a estar disponível a partir de 1º de janeiro de 2018 para novas conexões e consumidores antigos com consumo médio mensal igual ou superior a 500kWh. Ela também estará disponível para consumidores com consumo mensal igual ou superior a 250kWh a partir de 1º de janeiro de 2019 e, por fim, para todos os consumidores a partir de 1º de janeiro de 2020. Além disso, esta modalidade está disponível apenas para os consumidores dos subgrupos B1, B2 e B3, excluindo assim o subgrupo B4.

A imagem abaixo exemplifica essa diferenciação no valor da tarifa.

		ICMS				
		até 50 kWh	51 a 200 kWh	201 a 300 kWh	301 a 500 kWh	acima de 500 kWh
		0	12	18	21	25
B1	Ponta	0,8801697	1,0015863	1,0757871	1,1171688	1,1775645
	Intermediário	0,5696636	0,6482469	0,6962711	0,7230542	0,7621435
	Fora Ponta	0,4164663	0,4739165	0,5090258	0,5286062	0,5571834

Figura 2.11 – Exemplo Tarifa Branca (Concessionária CEB – janeiro 2018)

Logo, o cálculo para o valor pago na Modalidade Branca é:

$$V_{total}(R\$) = Cons_{FP} \times T_{FP} + Cons_{INT} \times T_{INT} + Cons_{PONTA} \times T_{PONTA}$$

Cons_{FP} = Consumo Fora da Ponta e T_{FP} = Tarifa Fora da Ponta

Cons_{INT} = Consumo Intermediário e T_{INT} = Tarifa Intermediária

Cons_{PONTA} = Consumo na Ponta e T_{PONTA} = Tarifa na Ponta

Para os consumidores do Grupo A estão disponíveis as modalidades tarifárias Azul e Verde. A maior diferença destas modalidades para as anteriores é que, para consumidores do Grupo A, é efetuada a cobrança separada pelo consumo e pela demanda. Logo, faz-se necessário, no ato da contratação do fornecimento, o estabelecimento da Demanda Contratada de energia a ser fornecida. A escolha desta Demanda Contratada e a sua futura revisão são de vital importância para a otimização dos custos, pois a depender deste valor fixado serão cobrados os valores referentes à parcela de Demanda e à Demanda de Ultrapassagem.

- Modalidade Verde:

Esta modalidade está disponível para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS, ou seja, os de menor tensão de fornecimento dentro do Grupo A.

Dentro deste enquadramento, o consumidor tem a diferenciação de valores para consumo dentro e fora do Horário de Ponta, porém não há diferenciação para os valores de demanda. Ou seja, o valor pago sobre a demanda contratada e a demanda de ultrapassagem é o mesmo para qualquer momento do dia. Neste caso é necessário, no ato da contratação do fornecimento, o estabelecimento de um valor de Demanda Contratada único para Horário de Ponta e Fora de Ponta. Porém, é permitido ao consumidor, contratar demandas diferentes a depender do período do ano. Sendo uma para o período Úmido (dezembro à abril) e outra para o período seco (maio à novembro).

A imagem abaixo exemplifica a diferenciação no valor cobrado entre consumo e demanda, além da diferenciação entre horários de ponta e fora de ponta.

Tarifa Hora-Sazonal Verde

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Residencial acima de 500 kWh Demais classes: qual quer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kW		Consumo - R\$/kWh			
		Normal	Ultrapas.	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A3a- (30 a 44 kV)	21%	11,5606179	23,1212359	1,3912542	1,3912542	0,4818538	0,4818538
A4- Comercial/Industrial	21%	11,5606179	23,1212359	1,3912542	1,3912542	0,4818538	0,4818538
A4- Poder Público	25%	12,1995026	24,3990052	1,4681403	1,4681403	0,5084830	0,5084830
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18%	9,4551524	18,9103048	1,1378735	1,1378735	0,3940967	0,3940967
A4- Rural (redução de 10%)	18%	10,0113378	20,0226757	1,2048072	1,2048072	0,4172789	0,4172789
A4- Madrugada (redução de 80% no consumo)	18%	-	-	-	-	0,0927286	0,0927286
A4- Cooperativa (redução de 50%)	18%	5,5618543	11,1237087	0,6693373	0,6693373	0,2318216	0,2318216
A4- Residencial	25%	12,1995026	24,3990052	1,4681403	1,4681403	0,5084830	0,5084830
A4- Serviço Público Tração Elétrica	18%	11,1237087	22,2474174	1,3386747	1,3386747	0,4636432	0,4636432
AS - Comercial/Industrial	21%	16,0905996	32,1811992	2,0323644	2,0323644	0,5071222	0,5071222
AS - Poder Público	25%	16,9798286	33,9596573	2,1446808	2,1446808	0,5351478	0,5351478

Figura 2.12 – Exemplo Tarifa Verde (Concessionária CEB – junho 2018)

Logo, o cálculo para o valor pago na Modalidade Verde é:

$$V_{total}(R\$) = Cons_{FP} \times T_{FP} + Cons_{PONTA} \times T_{PONTA} + D \times T_D + D_{ultrapass} \times T_{ultrapass}$$

$$D_{ultrapass} = Demanda \text{ Ultrapassagem}$$

$$T_{ultrapass} = Tarifa \text{ Demanda Ultrapassagem}$$

- Modalidade Azul:

Esta modalidade está disponível para todos os consumidores do Grupo A, porém é obrigatória para os consumidores de maior tensão de fornecimento, dos subgrupos A1, A2 e A3. Já para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS esta é uma modalidade opcional.

Dentro deste enquadramento tarifário, é pago, da mesma forma como na modalidade Verde, um valor devido pelo consumo e outro pela demanda. Porém esta modalidade possui diferenciação de valores para o consumo e também para a demanda. O valor do consumo é diferente para consumo dentro e fora do Horário de Ponta. O valor da demanda é diferente para demanda dentro e fora do horário de ponta também. Neste caso é necessário, no ato da contratação do fornecimento, o estabelecimento de um valor de Demanda Contratada para o Horário de Ponta e outro valor para o Horário Fora de Ponta. Ainda, da mesma forma como na tarifa verde, é possível estabelecer Demandas Contratadas diferenciadas para os períodos seco e úmido do ano. A adequação e revisão destes valores conforme a dinâmica de uso da energia elétrica pela unidade consumidora ao longo do ano é muito importante para a otimização dos custos de energia.

A imagem abaixo exemplifica as diferenciações sazonais tanto no valor do consumo quanto no valor da demanda.

Comercial/Industrial acima de 1000 kWh Poder Público/Resid. > de 500 kWh Demais classes: qualquer consumo	ICMS	Demanda - R\$/kW				Consumo - R\$/kWh			
		Ponta	Fora de Ponta	Ultrapas. na ponta	Ultrapas. f. de ponta	Ponta seca	Ponta úmida	F. de ponta seca	F. de ponta úmida
A2- Comercial/Industrial	21%	12,7651217	7,5412411	25,5302435	15,0824823	0,6675569	0,6675569	0,4836315	0,4636815
A2- Poder Público	25%	13,4705719	7,9579994	28,9411439	15,9159988	0,7044487	0,7044487	0,4893064	0,4893064
A2- Saneamento (redução de 15%)	18%	10,4402872	6,1678004	20,8805744	12,3366009	0,5459788	0,5459788	0,3792340	0,3792340
A3a - Saneamento (redução de 15%)	18%	23,7931468	9,4551524	47,5862937	18,9103048	0,5608415	0,5608415	0,3940967	0,3940967
A3a - Comercial/Industrial	21%	29,0913851	11,5608179	58,1827703	23,1212359	0,6857292	0,6857292	0,4818538	0,4818538
A4 - Comercial/Industrial	21%	29,0913851	11,5608179	58,1827703	23,1212359	0,6857292	0,6857292	0,4818538	0,4818538
A4 - Poder Público	25%	30,6990881	12,1995026	61,3981762	24,3990052	0,7236253	0,7236253	0,5084830	0,5084830
A4 - Saneamento (redução de 15%)	18%	23,7931468	9,4551524	47,5862937	18,9103048	0,5608415	0,5608415	0,3940967	0,3940967
A4 - Serviço Público Tração Elétrica	18%	27,9919375	11,1237087	55,9638750	22,2474174	0,6598135	0,6598135	0,4636432	0,4636432
A4 - Rural (redução de 10%)	18%	25,1927437	10,0113378	50,3854875	20,0226757	0,5938321	0,5938321	0,4172789	0,4172789
A4 - Madrugada (redução de 80%)	18%	-	-	-	-	0,1319627	0,1319627	0,0927286	0,0927286
A4 - Cooperativa (redução de 50%)	18%	13,9959687	5,5618543	27,9919375	11,1237087	0,3299067	0,3299067	0,2318216	0,2318216
A4 - Residencial	25%	30,6990881	12,1995026	61,3981762	24,3990052	0,7236253	0,7236253	0,5084830	0,5084830
AS - Comercial/Industrial	21%	54,4383346	16,0905996	108,8766692	32,1811992	0,7109976	0,7109976	0,5071222	0,5071222
AS - Poder Público	25%	57,4468085	16,9798296	114,8936170	33,9596573	0,7502901	0,7502901	0,5351478	0,5351478

Figura 2.13 – Exemplo Tarifa Azul (Concessionária CEB – junho 2018)

Logo, o cálculo para o valor pago na Modalidade Azul é:

$$V_{total}(R\$) = Cons_{FP} \times T_{FP} + Cons_{PONTA} \times T_{PONTA} + D_{ponta} \times T_{D,ponta} + D_{FP} \times T_{D,FP} + D_{ultr.ponta} \times T_{ultr.ponta} + D_{ultr.FP} \times T_{ultr.FP}$$

D_{ponta} = Demanda Ponta e $T_{D,ponta}$ = Tarifa Demanda Ponta

D_{FP} = Demanda Fora da Ponta e $T_{D,FP}$ = Tarifa Demanda Fora da Ponta

$D_{ultr.ponta}$ = Demanda Ultrapassagem Ponta

$T_{ultr.ponta}$ = Tarifa Demanda Ultrapassagem Ponta

$D_{ultr.FP}$ = Demanda Ultrapassagem Fora da Ponta

$T_{ultr.FP}$ = Tarifa Demanda Ultrapassagem Fora da Ponta

2.2.4 – ANÁLISE DE OPORTUNIDADES NO MERCADO REGULADO

Com base no que foi exposto na seção anterior, observamos que existem algumas oportunidades para redução no custo com energia elétrica dentro do mercado regulado apenas com a adequação da modalidade tarifária. Para os consumidores do Grupo B, pode-se optar pela tarifa convencional ou pela Branca. Já para os do Grupo A, escolhe-se entre a tarifa Verde ou Azul. Mas quando cada uma delas é mais vantajosa?

- Grupo B: Tarifa Convencional x Tarifa Branca

Para definirmos qual das duas tarifas é mais vantajosa, precisamos analisar a composição do custo final para o consumidor.

Tarifa Convencional: $Cons_{total} \times Tarifa$

Tarifa Branca: $Cons_{FP} \times T_{FP} + Cons_{INT} \times T_{INT} + Cons_{PONTA} \times T_{PONTA}$

Assim, podemos encontrar o ponto de equilíbrio entre as duas tarifas.

$$Cons_{FP} + Cons_{INT} + Cons_{PONTA} = Cons_{Total}$$

$$Cons_{FP} = Cons_{Total} \times \%_{FP}$$

$$Cons_{INT} = Cons_{Total} \times \%_{INT}$$

$$Cons_{PONTA} = Cons_{Total} \times \%_{PONTA}$$

$$Tarifa_{Branca} = Cons_{total} \times (\%_{FP} \times T_{FP} + \%_{INT} \times T_{INT} + \%_{ponta} \times T_{ponta})$$

$\%_{FP}$ = Percentual do Consumo total Fora da Ponta

$\%_{INT}$ = Percentual do Consumo total Intermediário

$\%_{ponta}$ = Percentual do Consumo total na Ponta

Desta forma, podemos perceber que o consumo total não é um diferencial para determinar qual das tarifas é mais vantajosa, mas sim a forma como este consumo é distribuído ao longo do dia.

Desta maneira, podemos já concluir que, a depender da curva de carga do consumidor, a modalidade mais vantajosa será:

Branca: Para o consumidor que tiver a grande parte de seu consumo fora dos horários de ponta e intermediário.

Para melhor entendimento, podemos pegar como exemplo a área de concessão do DF, sob concessão da concessionária CEB – Distribuição. Para esta área, o horário de ponta está entre 18:00 e 21:00, e os horários intermediários entre 17:00 e 18:00 e entre 21:00 e 22:00. Logo, nesta área, existem diversos consumidores do Grupo B, como por exemplo pequenos comércios, que têm na tarifa Branca uma grande oportunidade. Uma vez que boa parte destes negócios funcionam de 8:00 às 18:00, o consumo durante o horário de ponta é praticamente nulo e o consumo no horário intermediário é bastante reduzido. Desta forma, este tipo de cliente pode aproveitar as vantagens da reduzida tarifa de fora de ponta da modalidade Branca.

Convencional: Para o consumidor que possui boa parte do seu consumo nos horários de ponta e intermediário.

Já para a grande maioria dos consumidores residenciais, o efeito pode ser contrário. Isso acontece por conta unicamente das características da curva de carga deste tipo de consumidor. Pegando como exemplo uma residência genérica, a maior parte ou a totalidade dos moradores desta residência se ausenta da mesma durante o horário comercial para trabalhar (08:00 às 18:00), portanto o consumo de energia elétrica neste período fica bastante reduzido. E à noite, quando os moradores retornam a suas casas e tomam banho, assistem TV, cozinham, dentre outras atividades cotidianas, se tem a maior parte do consumo. Porém este consumo se dá no horário de ponta (18:00 às 21:00). Desta forma, fica visível, sem sequer entrar em cálculos aprofundados, que a modalidade Branca não é vantajosa para este tipo de consumidor.

Entrando agora em números, podemos identificar qual o ponto de equilíbrio entre as duas tarifas. Para isto, iremos desconsiderar inicialmente o horário intermediário para simplificar os cálculos. Tomaremos como exemplo as tarifas de energia da CEB – Distribuição para o mês de junho de 2018. Sendo elas:

Tarifa Convencional (T_c): R\$ 0,7356 /kWh

Tarifa Branca:

Ponta (T_{Bponta}): R\$ 1,1775 /kWh

Fora de Ponta (T_{Bfp}): R\$ 0,5571 /kWh

Desta maneira,

$$TB_{PONTA} = T_c \times 1,6$$

$$TB_{FP} = T_c \times 0,76$$

Igualando a Tarifa Convencional à Tarifa Branca, encontramos o %FP e %P para que haja o equilíbrio.

$$Cons_{total} \times T_c = Cons_{total} \times (\%_{FP} \times 0,76T_c + \%_{ponta} \times 1.6T_c)$$

$$\%_{FP} + \%_{ponta} = 1$$

$$1 = \%_{FP} \times 0,76 + \%_{ponta} \times 1,6$$

$$\%_{FP} = \frac{(1,6 - 1)}{(1,6 - 0,76)}$$

$$\%_{FP} = 0,71$$

Desta maneira, encontramos um ponto de equilíbrio onde, caso o consumo fora da ponta seja de até 71% do consumo total, a tarifa Convencional é mais vantajosa. Já caso 71% ou mais do consumo esteja fora da ponta, a tarifa Branca é mais vantajosa. Ainda, a partir dos cálculos apresentados, podemos calcular de forma simplificada, qual será este ponto de equilíbrio a depender da relação entre as tarifas convencional e Branca.

$$\%_{FP} = \frac{(\%_{PreçoPonta} - 1)}{(\%_{PreçoPonta} - \%_{PreçoForaPonta})}$$

%PreçoPonta = razão entre o preço no horário de ponta da tarifa Branca e o preço da tarifa Convencional.

%PreçoForaPonta = razão entre o preço no horário fora de ponta da tarifa Branca e o preço da tarifa Convencional.

A partir dos cálculos apresentados, é possível desenvolver uma ferramenta, em Microsoft Excel por exemplo, para computar quando cada tarifa é mais vantajosa. Essa ferramenta terá como entrada os dados de preço das tarifas Branca e Convencional da área de concessão em estudo e determinará qual a porcentagem do consumo deve estar fora ou dentro do horário de ponta para que uma ou outra tarifa seja mais vantajosa. Vide exemplo nos resultados do Capítulo 4.

Todas as análises feitas consideram a curva de carga do consumidor como fixa. Apenas adequamos a modalidade tarifária a esta curva. Porém, caso seja possível, é de grande interesse que o consumidor adequa a sua curva de consumo para que se enquadre em uma modalidade que gere maior economia. Tomando o exemplo citado como referência, um consumidor enquadrado na modalidade

Convencional que tenha 70% do consumo em horário fora da ponta pode alterar o perfil do seu consumo, seja fechando sua loja mais cedo, no caso de um consumidor comercial ou deixando para tomar banho após as 22h no caso de um consumidor residencial, para que o percentual de consumo fora da ponta supere os 71% e ele passe a economizar numa possível migração para a tarifa Branca. Esta forma de gerenciar o seu consumo para se adequar à melhor modalidade é ponto de estudo do Gerenciamento pela Demanda.

- Grupo A: Tarifa Verde x Tarifa Azul

Já para os consumidores do Grupo A, de maior potência instalada, existem oportunidades diferentes de economizar na conta de energia. A economia pode ser realizada tanto escolhendo entre a modalidade correta – verde ou azul – como também, dentro de uma mesma modalidade, escolhendo a Demanda Contratada correta, de forma a não pagar demanda de ultrapassagem, mas também não pagar por uma demanda não utilizada. Deve-se lembrar que, a demanda de ultrapassagem é cobrada sobre o excedente de demanda que superar a Demanda Contratada, porém há uma tolerância de 5% para que a mesma seja de fato cobrada, de acordo com a resolução 414 da Aneel de setembro de 2010. Vale ressaltar também que, para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, o enquadramento na tarifa Azul é compulsório, restando para estes então, apenas definir as melhores demandas a serem contratadas.

Primeiramente será analisada a adequação da Demanda Contratada, comum às duas modalidades tarifárias. Para este estudo, é necessário que se tenha em mãos a conta de energia com as últimas (pelo menos 12 últimas) medições de demanda da unidade. Neste caso, iremos adequar a demanda para o ano seguinte conforme as medições realizadas no ano anterior, considerando que a mesma demanda se manterá para o ano seguinte.

Com isto, podemos calcular, mês a mês, quanto foi o gasto com a demanda e com a ultrapassagem desta demanda durante o ano, conforme abaixo:

$$Total = \sum_1^{12} Demanda_{Fatura} \times Tarifa_{Demanda} + \sum_1^{12} (D_{Fatura5\%} - D_{Contratada}) \times T_{ULTR}$$

D_{Fatura} = Demanda Faturada no mês.

$D_{Fatura5\%}$ = Excedente da Demanda Faturada que excedeu em mais de 5% a demanda contratada.

T_{ULTR} = tarifa de ultrapassagem.

Uma vez que a tarifa de ultrapassagem de demanda é muito elevada (em geral 2 vezes maior que a tarifa de demanda), para se economizar no total pago, em geral, evita-se ao máximo a tarifa de ultrapassagem. Desta forma, para a evitarmos, deve ser escolhida a maior demanda medida (D_{max}) e, para que não se pague ultrapassagem, a Demanda Contratada deve ser de no máximo $D_{max}/1,05$. Desta forma, mesmo que a demanda medida no mês seja D_{max} , ela não irá além dos 5% de margem sobre a demanda contratada para que se tenha de pagar ultrapassagem.

Porém pode ser verdade que valores menores de Demanda Contratada gerem uma economia maior, mesmo pagando demanda de ultrapassagem, a depender da volatilidade da demanda medida ao longo do ano. Para isso, devemos verificar se o potencial de ganho ao reduzir a demanda é maior que o potencial de perda por ultrapassagem. Desta maneira, caso a soma das diferenças entre a demanda inferior à contratada medida e a contratada vezes a tarifa de demanda seja maior do que a diferença entre a demanda superior à contratada medida e a contratada vezes a tarifa de ultrapassagem, é mais vantajoso diminuir ainda mais a demanda.

Potencial de Ganho: $\sum_1^{12} (D_{Contratada} - D_{Medida-}) \times T_D$

Potencial de Perda: $\sum_1^{12} (D_{Medida+} - D_{Contratada}) \times T_{Ultr}$

$D_{medida-}$ = Demanda Medida inferior à Demanda Contratada

$D_{medida+}$ = Demanda Medida superior à 105% da Demanda Contratada

Desta forma, podemos alterar a Demanda Contratada para encontrarmos o ponto de equilíbrio entre o Potencial de Ganho e o Potencial de Perda. Neste ponto temos a Demanda Contratada Ótima. Pois caso fosse diminuída a demanda contratada, se perderia por pagar mais ultrapassagem e caso fosse aumentada, se perderia também pelo aumento do valor fixo mensal pago pela demanda.

Estas alterações de Demanda Contratada para verificação de Potencial de Perda e Potencial de Ganho podem ser melhor exploradas através de uma ferramenta, em Microsoft Excel por exemplo, em que se tem como *input* as demandas medidas mês a mês e os preços tanto para tarifa de demanda quanto para tarifa de ultrapassagem. Vide exemplo nos resultados do Capítulo 4.

Lembrando ainda que temos a possibilidade de contratar duas demandas diferentes para os diferentes períodos do ano (úmido e seco), a mesma análise pode ser realizada separando os dois períodos do ano. Desta forma encontramos a demanda ótima para o período seco e a demanda ótima para o período úmido.

Como falado anteriormente, além de economizar-se escolhendo a Demanda Contratada mais adequada, o que pode ser feito anualmente, podemos também analisar, para aqueles consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS, qual a melhor modalidade tarifária – azul ou verde – dependendo do seu perfil de consumo. Para que se entenda a melhor escolha entre as duas, é preciso recortar em separado a principal diferença entre as duas: Cobrança de demanda diferenciada de acordo com o período do dia, ou seja, um valor de demanda para o horário de ponta e outra para o horário fora de ponta. Neste caso não há a existência de um horário intermediário.

O principal ponto de comparação a ser observado entre as duas modalidades tarifárias é: na modalidade Azul, se paga mais pela demanda e menos pelo consumo nos horários de ponta. Já na modalidade Verde, se paga menos pela demanda e mais pelo consumo nos horários de ponta. Já nos horários fora de ponta, a tarifa é exatamente a mesma para ambas as modalidades.

Ou seja, se a instalação em análise, durante o horário de ponta, possui uma alta demanda em relação ao consumo de energia elétrica, a modalidade ideal é a Verde. Já no caso contrário, em que se tem uma demanda baixa com relação ao consumo de energia, a modalidade ideal é a Azul. Para determinar esta relação

entre a demanda e o consumo da unidade, utilizamos o chamado Fator de Carga (FC). O Fator de Carga nada mais é do que a razão entre a Demanda Máxima Registrada e a Demanda Média Medida, que representa o consumo distribuído ao longo das horas do dia. Desta maneira, podemos calcular o Fator de Carga de Equilíbrio, em que se tem o mesmo valor pago para ambas as modalidades tarifárias.

Serão utilizados para exemplo deste cálculo, os valores de tarifa da CEB – Distribuição de junho de 2018 para instalação A3a e A4, que representam a grande maioria das indústrias de pequeno e médio porte.

Conforme comentado, os valores de tarifa, tanto de demanda como de consumo, para os horários Fora de Ponta, são exatamente os mesmo para ambas as tarifas Azul e Verde:

Consumo Fora de Ponta (Cfp): R\$ 0,4818 /kWh

Demanda Fora de Ponta (Dfp): R\$ 11,56 /kW

Ultrapassagem Fora de Ponta (Ufp): R\$ 23,12 / kW

Para a Tarifa Azul:

Consumo na Ponta (Cpa): R\$ 0,6857 /kWh

Demanda na Ponta (Dpa): R\$ 29,09 /kW

Ultrapassagem na Ponta (Upa): R\$ 58,18 /kW

Para a Tarifa Verde:

Consumo na Ponta (Cpv): R\$ 1,3912 /kWh

Demanda na Ponta (Dpv): R\$ 11,56 /kW

Ultrapassagem na Ponta (Upv): R\$ 23,12 / kW

Total de horas em horário de ponta para um mês com 22 dias úteis = 66 horas

Logo, o custo com a tarifa Azul será igual ao custo com a tarifa verde quando:

$$C_{pa} \times Consumo + D_{pa} \times Demanda_{max} = C_{pv} \times Consumo + D_{pv} \times Demanda_{max}$$

Onde, $Consumo = Demanda_{média} \times Horas$

$$C_{pa} \times FC \times Horas + D_{pa} = C_{pv} \times FC \times Horas + D_{pv}$$

$$C_{pa} \times FC \times Horas - C_{pv} \times FC \times Horas = D_{pv} - D_{pa}$$

$$FC \times Horas \times (C_{pa} - C_{pv}) = D_{pv} - D_{pa}$$

$$FC \times Horas = (D_{pv} - D_{pa}) / (C_{pa} - C_{pv})$$

$$FC = \frac{(11,56 - 29,09)}{66 \times (0,686 - 1,391)}$$

$$FC = 37,54\%$$

Portanto, encontramos um ponto de equilíbrio onde, caso o Fator de Carga seja menor que 37,54%, a modalidade ideal é a Verde. Caso o Fator de Carga seja maior que 37,54%, a modalidade ideal é a Azul. Ainda, a partir do calculado anteriormente, podemos estabelecer um novo Fator de Carga de Equilíbrio, a depender dos valores de tarifa de consumo e demanda de cada uma das modalidades. Com isso podemos encontrar o ponto de equilíbrio e conseqüentemente a resposta para a definição de quando uma ou outra tarifa é mais vantajosa, independente da concessionária de energia.

$$FC = \frac{(D_{pa} - D_{pv})}{H \times (C_{pv} - C_{pa})}$$

A partir dos cálculos apresentados, é possível se desenvolver uma ferramenta, em Microsoft Excel por exemplo, para determinar quando uma ou outra modalidade tarifária é mais vantajosa, tendo como *input* apenas os valores das tarifas e o Fator de Carga da instalação em análise. Vide exemplo nos resultados do Capítulo 4.

A forma como a análise anterior foi feita considera o comportamento de consumo da unidade consumidora como algo fixo. Caso seja possível alterar o perfil de consumo da unidade em análise, o que é chamado de Gerenciamento pela Demanda, cria-se novas possibilidades de redução de custo. Uma vez que, por

exemplo, tenhamos uma unidade com Fator de Carga de 20% e enquadrada na Tarifa Verde, caso seja possível tomar medidas de forma a aumentar o fator de carga desta unidade para 50%, é gerada uma nova oportunidade de economia ao migrar esta unidade para a Tarifa Azul.

2.2.5 – BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Recentemente (1º de janeiro de 2015) foi criada a figura das bandeiras tarifárias, que visam, através de um sistema de cores simples como o de um semáforo, indicar para o consumidor de energia elétrica acréscimos na conta de energia a serem contabilizados dependendo das condições de geração no país. Estas bandeiras funcionam conforme abaixo:

- Bandeira Verde: não há acréscimo na conta;
- Bandeira Amarela: Acréscimo de R\$ 0,015/kWh ou R\$1,50 a cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha Patamar I: Acréscimo de R\$ 0,030/kWh ou R\$3,00 a cada 100 kWh.
- Bandeira Vermelha Patamar II: Acréscimo de R\$ 0,045/kWh ou R\$4,50 a cada 100 kWh.

Para critérios de definição de oportunidades de redução de custo de energia elétrica, como mudança entre tarifas Convencional e Branca ou entre Verde e Azul, as bandeiras tarifárias não devem ser levadas em conta, pois serão cobradas independente da modalidade tarifária, a depender apenas do consumo da unidade. Da mesma forma as bandeiras não sofrem mudança de efeito com variações de demanda contratada. Porém, vale ressaltar que as bandeiras tarifárias são um mecanismo exclusivo do Ambiente de Contratação Regulado, não sendo aplicáveis aos Consumidores Livres de energia.

2.3 – O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Em 2004, a partir do aprimoramento do Projeto de Reestruturação do Setor elétrico Brasileiro (RE-SEB), a comercialização de energia passou a contar com o Ambiente de Contratação Livre, que tem como agentes os geradores de energia, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores e consumidores livres e especiais.

Este ambiente permite a eliminação da figura do distribuidor de energia, podendo ocorrer a negociação direta entre o consumidor e o produtor de energia. Como o próprio nome diz, o ambiente promove a liberdade para celebração de acordos entre as duas partes, podendo ser negociados não só o preço mas as condições de pagamento e fornecimento, sazonalidades, dentre outras particularidades.



Figura 2.14 – Mercado Livre de Energia

O ACL se tornou muito atrativo para as indústrias ao mostrar que é possível, a partir da mudança para compra de energia direta do gerador, a economia de energia com relação à antiga contratação pelo mercado regulado. Esta economia gira, na maioria dos casos em torno de 10% a 30%. Esta economia é considerada um

grande diferencial competitivo em qualquer setor da indústria, mas principalmente naquelas que têm na energia elétrica uma parcela considerável de seus custos totais de operação.

É importante ressaltar, entretanto, que as negociações realizadas no mercado livre são para compra apenas da energia. Tendo assim o consumidor que ainda arcar com os custos de transmissão e distribuição desta energia, devidos à concessionária de distribuição de energia, caso conectado a esta ou à transmissora, caso o consumidor esteja conectado diretamente à Rede Básica de Transmissão.

O Mercado Livre de Energia, como também é chamado o ACL, apresenta crescimento constante ao longo dos anos desde a sua criação, conforme podemos observar abaixo:

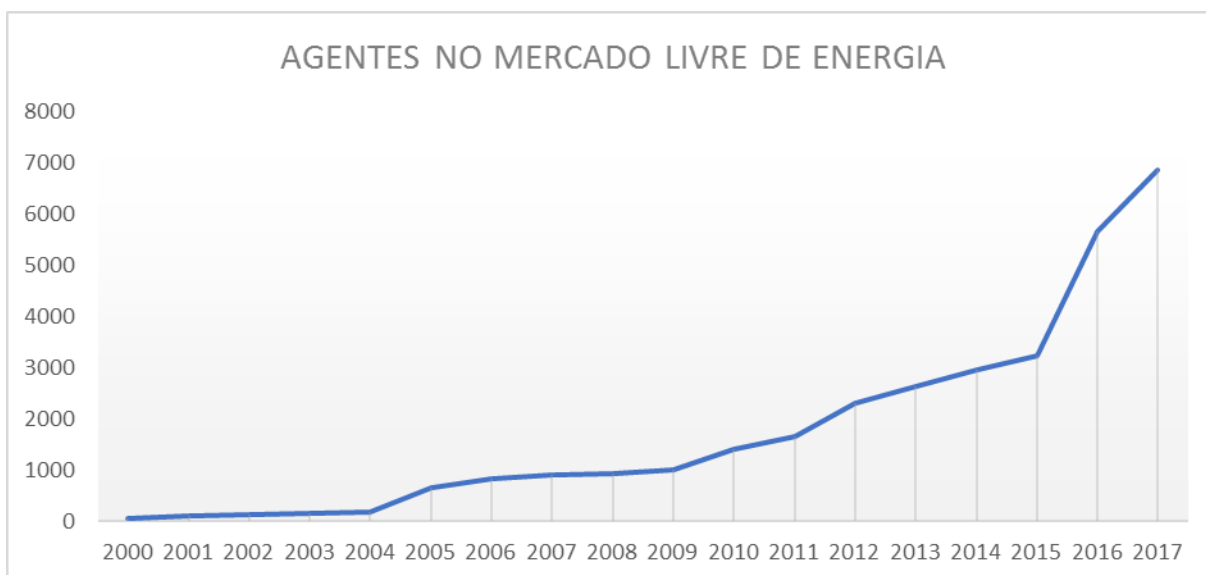


Figura 2.15 – Evolução dos Agentes no Mercado Livre de Energia

Nota-se a primeira grande entrada de agentes no mercado em 2005, a partir da reestruturação do setor em 2004 e uma segunda em 2016, após repetidos aumentos da tarifa de energia praticados em 2015 no Mercado Regulado, possibilitando um aumento de atratividade do Mercado Livre.

2.3.1 – QUEM PODE FAZER PARTE E TIPOS DE CONSUMIDORES

A participação no Ambiente de Contratação Livre no Brasil é permitida apenas para consumidores atendidos em tensão primária de fornecimento, ou seja, acima de

2,3kV. Estes consumidores são os pertencentes ao Grupo A no mercado cativo. Além disso, é exigido que se tenha uma demanda contratada mínima de 500kW. Ou seja, o mercado livre é ambiente para grandes empresas e indústrias.

Vale ressaltar que é permitido, para cumprimento das condições mínimas de participação, a soma das demandas de unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesse de direito (mesmo CNPJ) ou de interesse de fato (áreas contíguas), desde que pertencentes ao mesmo submercado de energia. Esta possibilidade é muito utilizada por redes de supermercados por exemplo.

No Ambiente de Contratação Livre existem 2 tipos possíveis de consumidor:

- Consumidor Livre: Unidade com demanda mínima de 3.000kW.
- Consumidor Especial: Unidade com demanda entre 500kW e 3.000kW.

A principal diferença entre os dois consumidores é que ao consumidor especial é permitida a compra apenas de energia proveniente de fonte incentivada (fontes renováveis de energia). Esta energia incentivada é, em geral, mais cara que a energia convencional, porém, para compensação, o consumidor especial, por comprar energia de fontes incentivadas, recebe desconto nas tarifas de distribuição. A imagem abaixo resume as condições para ingresso no mercado livre.



Figura 2.16 – Condições para ingresso no ACL

2.3.2 – COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS DA ENERGIA NO MERCADO LIVRE

No ambiente de contratação livre, os preços da energia são livremente negociados entre o produtor e o consumidor através de contratos bilaterais. Porém, existe um preço-índice, calculado pela CCEE, chamado de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) para valorar as diferenças de energia contabilizadas entre o que foi contratado e efetivamente consumido. Ou seja, caso um consumidor tenha contratado para um determinado mês, 1000 kWh de energia e consumiu 1200kWh, esta diferença – de 200kWh – será valorada e paga pelo consumidor ao valor do PLD. O processo funciona da mesma forma em caso de subconsumo, onde o consumidor pode vender a energia que “sobrou” ao valor da PLD.



Figura 2.17 – Liquidação das Diferenças no Mercado Livre

O PLD é calculado semanalmente pela CCEE com base no Custo Marginal de Operação, que representa o custo para atender a um acréscimo de carga do sistema por unidade de energia produzida. Todo o cálculo é feito por meio de modelos computacionais. Apesar do PLD ter a finalidade de acerto das diferenças nos contratos, ele serve como base para os preços praticados nos contratos de fornecimento.

Além do valor da energia propriamente dita, que é negociado através dos contratos, o consumidor no mercado livre paga pelo uso da rede de distribuição e transmissão, assim como um consumidor cativo. Este custo é representado pela tarifa de TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição), devida à distribuidora. Para comparações entre o mercado livre e cativo, é importante levar esta tarifa em

consideração, uma vez que os consumidores especiais possuem desconto nesta tarifa e isso pode ser um ponto chave para a definição de qual opção é mais vantajosa.

Outro fator que entra na composição de custos são as perdas do sistema. O “consumo” destas perdas, que varia entre 2,5% e 3% geralmente, são acrescidos no consumo registrado do consumidor livre para faturamento. Estas perdas podem ser causadas tanto por efeitos físicos (efeito Joule) na distribuição quanto por erros de medição ou até roubo de energia.

2.3.3 – ANÁLISE DE OPORTUNIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O ACL

Para aqueles consumidores elegíveis ao Mercado Livre, ou seja, os consumidores do Grupo A com demanda superior a 500kW, existe a dúvida do que é mais vantajoso: continuar como consumidor cativo da concessionária ou migrar para o mercado livre de energia. Neste caso, o ponto chave para definição desta oportunidade, considerando o perfil de consumo e modalidade atual do consumidor, é o preço que seria pago no mercado livre. A partir disto, é possível achar um ponto de equilíbrio. Ou seja, um preço de contratação a partir do qual é vantajosa a mudança para o ACL. Para encontrar este ponto de equilíbrio, precisamos destrinchar a tarifa de energia.

A tarifa de energia no mercado cativo é composta pela soma da TUSD, tarifa paga pelo uso do sistema de distribuição, com a TE, tarifa paga pela energia. A diferenciação entre as duas é divulgada pela concessionária e pode ser encontrada como no exemplo abaixo, da distribuidora CEB – Distribuição para outubro 2017 a outubro 2018.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
				TUSD		TE
				RS/kW	RS/MWh	RS/MWh
A2 (88 a 138kV)	AZUL	NA	P	9,75	33,28	426,60
			FP	5,76	33,28	270,88
	AZUL APE	NA	P	9,75	8,96	0,00
			FP	5,76	8,96	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Celg-D	P	9,75	4,58	0,00
			FP	5,76	4,58	0,00
			NA	0,00	0,00	0,00
	GERAÇÃO	UHE CORUMBA IV UHE CORUMBA III NOVAS CENTRAIS GERADORAS NÃO CONSIDERADAS NOMINALMENTE	NA	2,53	0,00	0,00
			NA	2,22	0,00	0,00
			NA	2,81	0,00	0,00
A3a (30 a 44kV)	AZUL	NA	P	22,22	47,16	426,60
			FP	8,83	47,16	270,88
	AZUL APE	NA	P	22,22	21,98	0,00
			FP	8,83	21,98	0,00
	VERDE	NA	NA	8,83	0,00	0,00
			P	0,00	586,04	426,60
	VERDE APE	NA	FP	0,00	47,16	270,88
			NA	8,83	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	P	0,00	560,86	0,00
			FP	0,00	21,98	0,00
GERAÇÃO	NA	NA	3,32	0,00	0,00	
		NA	3,32	0,00	0,00	
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	22,22	47,16	426,60
			FP	8,83	47,16	270,88
	AZUL APE	NA	P	22,22	21,98	0,00
			FP	8,83	21,98	0,00
	VERDE	NA	NA	8,83	0,00	0,00
			P	0,00	586,04	426,60
	VERDE APE	NA	FP	0,00	47,16	270,88
			NA	8,83	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	P	0,00	560,86	0,00
			FP	0,00	21,98	0,00
GERAÇÃO	NA	NA	3,32	0,00	0,00	
		NA	3,32	0,00	0,00	
AS	AZUL	NA	P	41,58	66,46	426,60
			FP	12,29	66,46	270,88
	AZUL APE	NA	P	41,58	40,76	0,00
			FP	12,29	40,76	0,00
	VERDE	NA	NA	12,29	0,00	0,00
			NA	12,29	0,00	0,00

Figura 2.18 – Diferenciação TUSD e TE na tarifa CEB - Distribuição

Esta separação é importante, pois o consumidor do mercado livre também está sujeito a pagar a TUSD, logo ela deve ser considerada dos dois lados da equação, tanto para o mercado cativo como livre. Ainda, no caso de consumidores especiais, o desconto por comprar de fonte incentivada de energia recai sobre a TUSD e pode variar de 0% até 100%.

Logo, a comparação entre os dois ambientes fica da seguinte forma:

$$T_{cat} = TUSD + TE$$

$$T_{livre} = TUSD \times Incentivo + P$$

Incentivo = percentual de incentivo sobre a TUSD para consumidor especial

P = preço líquido da energia no mercado livre, já acrescido das perdas.

Logo o preço de equilíbrio será:

$$P = TUSD \times (1 - Incentivo) + TE$$

Em geral, o incentivo para os consumidores especiais é aplicado da seguinte forma: Desconto direto de 50% no valor pago pela TUSD Demanda do consumidor e uma mudança no valor da tarifa paga pela TUSD Consumo Ponta, conforme equação abaixo. Não há redução no valor da TUSD Consumo Fora da Ponta.

$$TUSD_{PontaNova} = TUSD_{FP} + \frac{TUSD_{PONTA} - TUSD_{FP}}{2}$$

Porém, os valores de TUSD e TE variam ao longo dos meses do ano, a depender do percentual da energia que foi consumido na ponta e fora da ponta, além das demandas registradas na ponta e fora de ponta para o caso de consumidores da modalidade azul. Por conta disso é importante a análise do histórico de consumo ao longo do ano para determinar a viabilidade da migração.

Desta maneira, é possível desenvolver uma ferramenta, em Microsoft Excel por exemplo, para computar, a partir dos valores de consumo e demanda ao longo do ano do consumidor, o quanto foi pago de TUSD e de TE e assim determinar qual seria o Preço de Equilíbrio a ser encontrado no mercado livre para justificar a migração para o ACL. Caso se tenha disponível o preço praticado no mercado, pode-se calcular diretamente a economia projetada com a migração. Vide exemplo nos resultados do Capítulo 4.

Sabendo do peso que tem o preço praticado no mercado livre para decisão de migração ou não para o ACL, se torna cada vez mais importante ter uma melhor noção do horizonte de preços que serão praticados pelo mercado. Por conta disso, é interessante que se tenha ferramentas de previsão/estimação do preço futuro da energia, conforme abordaremos no próximo capítulo.

ESTIMAÇÃO DE PREÇO FUTURO

3.1 – ESTIMAÇÃO DO PREÇO NO ACR

Diante das análises que vimos no capítulo anterior, pôde-se perceber que, independente do mercado em que se está inserido (regulado ou livre), do tipo de consumidor ou do montante que consome, o preço da energia sempre é fator central da tomada de decisão. Por conta disso, é de grande interesse que se tenha uma noção de como o preço da energia se comportará no futuro.

Quando se trata do Ambiente de Contratação Regulado, o preço da energia é regulado pela ANEEL. Portanto o mesmo permanece constante ao longo dos meses do ano, podendo sofrer pequenas variações, que correspondem não à mudança do preço da energia, mas a variações nas alíquotas dos impostos. Neste caso, as reais mudanças na tarifa são previsíveis – anunciadas inclusive – e ocorrem de duas maneiras: Reajustes Tarifários e Revisões Tarifárias.

- Reajuste Tarifário: Anualmente feito pela ANEEL, o reajuste visa adequar o preço da energia às variações de inflação, despachos térmicos do setor de geração (caso tenham sido utilizadas muitas vezes as usinas térmicas em lugar das hidrelétricas ao longo do ano), ganhos em eficiência do sistema e mudança na qualidade da energia fornecida pela distribuidora.
- Revisão Tarifária: Já as revisões tarifárias possuem um espaçamento maior entre si. Ocorrem, em geral, em intervalos de 3 a 5 anos. Neste caso a revisão visa contemplar mudanças mais estruturais no setor, a exemplo de investimentos em infraestrutura, ganhos com o aumento do número de consumidores, gestão mais eficiente, etc.

Tanto os reajustes anuais quanto as revisões possuem data pré-determinada pela ANEEL para acontecer. Desta maneira é sempre possível se preparar para estas variações de custo.

Um ponto importante a ser ressaltado é a variação da tarifa de energia entre as diferentes distribuidoras de energia. A depender de a qual concessionária o consumidor está ligado, o valor das tarifas pode alterar completamente as relações

de custo-benefício nas movimentações entre diferentes modalidades tarifárias do mercado regulado e entre migração para o mercado livre de energia. Por conta disso, para todas as análises a serem realizadas, é necessário ter como *input* o preço da tarifa de energia da concessionária em questão ou de qual concessionária estamos tratando, caso se tenha os dados de preço da energia em cada uma delas.

Para se ter uma noção melhor da variação das tarifas entre as concessionárias de energia pode-se observar o *ranking* das tarifas de energia, divulgado pela ANEEL. Com base no *ranking* de tarifas de março de 2018, a maior tarifa foi da concessionária CELPA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ, com o valor de R\$515,28/MWh e a menor tarifa foi da RGE SUL – DISTRIBUIDORA DE ENERGIA, com o valor de R\$342,23/MWh. Com isso a diferença entre as duas é de mais de 50%.

3.2 – ESTIMAÇÃO DE PREÇO NO ACL

No Mercado Livre de Energia, os preços são negociados livremente, como qualquer outra mercadoria em qualquer outro mercado. Com isso, o preço está sujeito às variações comuns a outras commodities semelhantes. O único ponto de intervenção no preço da energia é que a ANEEL regula o valor máximo e mínimo que o PLD, preço base para as negociações de energia, pode atingir ao longo do ano. Por exemplo, para o ano de 2018, o preço máximo foi colocado em R\$505,18/MWh e o preço mínimo em R\$40,16/MWh. O PLD máximo considera um cenário de máxima utilização das termelétricas na geração de energia centralizada. Já o PLD mínimo considera os custos mínimos de operação e manutenção das hidrelétricas.

Para se ter uma ideia da variação que pode sofrer o preço no ACL, toma-se como exemplo os preços praticados no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o ano de 2017, em que o PLD máximo registrado foi de R\$533,82/MWh, no mês de outubro, enquanto o PLD mínimo registrado foi de R\$121,44/MWh, no mês de janeiro. Com isso a diferença entre os dois valores é de 340%, dentro de um mesmo ano.

Essa grande variação nos preços praticados oferece um sinal de risco para o consumidor que decide comprar sua energia no ACL. Por conta disso é de grande

importância, para aquelas empresas registradas no Mercado Livre, o acompanhamento constante dos preços praticados e a diversificação dos contratos de fornecimento. Isso contribui muito para minimizar os riscos de fornecimento. Assim como quando se negocia ações na bolsa de valores, em que o preço pode variar livremente, ao se ter diversos contratos de fornecimento de energia para abastecer a unidade, o consumidor diminui os riscos, pois caso um destes contratos ocasione de ser substituído por um contrato de preço muito elevado, este não corresponderia a 100% da energia a ser comprada.

Por conta desta grande incerteza de preços e para mitigar os riscos para o consumidor, existe um grande interesse na previsão dos preços a serem praticados. E isso pode ser realizado de diferentes formas, como através de regressões lineares e não lineares, equações diferenciais estocásticas, redes neurais artificiais, entre outras. Em cada uma destas metodologias, o princípio se baseia em identificar fatores que contribuem para a formação do preço futuro (nem que estes fatores sejam unicamente o próprio histórico de preços) e entender como eles se relacionam e a contribuição que têm para a previsão.

Para que se possa então, fazer uma estimativa do preço futuro da energia, faz-se necessário entender e selecionar os fatores que contribuem para a formação do preço e utilizar uma das metodologias para previsão de preço. Alguns destes fatores são intuitivos, a exemplo do próprio histórico dos preços (preço do período anterior) e a época do ano (mês em questão). Já outros fatores são intrínsecos do setor de energia elétrica brasileiro, que tem na hidroeletricidade o maior componente de geração e que, conseqüentemente, tem maior peso na composição dos preços da energia. Logo, fatores como a pluviosidade, refletida tanto no nível de precipitação propriamente dito, como no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e a afluência dos rios são fatores a serem considerados.

Para exemplificar o que foi falado acima, veremos no tópico a seguir como pode ser realizada a previsão de preços, mais especificamente do PLD do Mercado Livre de Energia Brasileiro, através da metodologia de Redes Neurais Artificiais. Foi considerado o histórico de preços do submercado Sudeste/Centro-Oeste, mês a mês, a fim de prever os preços para o mês seguinte, ferramenta com grande poder de auxiliar a tomada de decisão de compra de energia.

3.3 – PREVISÃO DE PREÇO FUTURO COM REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

3.3.1 – COMO AS RNAs FUNCIONAM

Primeiramente, faz-se necessário entender o funcionamento básico das redes neurais artificiais.

Elas são assim chamadas pois têm como inspiração um sistema nervoso humano, composto por ligações entre neurônios. No nosso corpo, cada neurônio possui sua capacidade de processamento da informação, representada pelo núcleo da célula, em seu corpo celular e conexões com os neurônios vizinhos, sendo os dendritos conexões de recebimento de informação (*inputs*) e os axônios conexões de saída de informação (*outputs*).

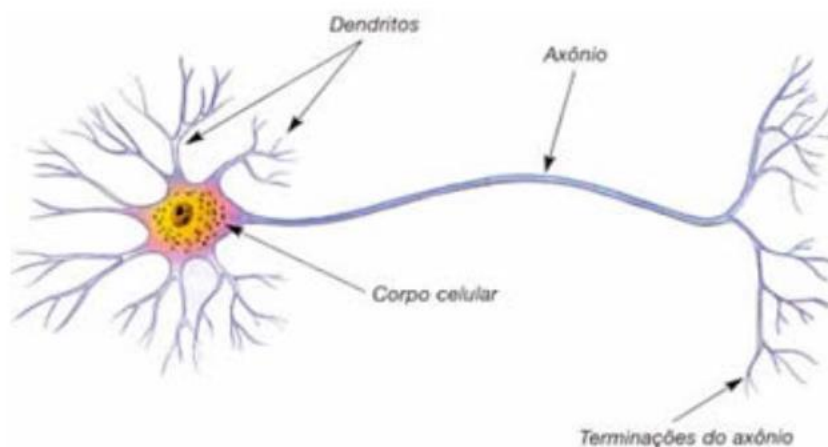


Figura 3.1 – Neurônio Humano

Nos neurônios, os dendritos recebem os sinais externos, permitindo a entrada de íons para o interior da célula. A depender da integração dos sinais de entrada, surge um potencial de membrana, que irá determinar a emissão ou não de um sinal de saída. Ou seja, se o potencial de membrana atingir um determinado nível (*threshold*), ocorrerá a liberação do sinal de saída.

Da mesma maneira são configuradas as redes neurais artificiais, em que o corpo celular é simulado por uma unidade local de processamento e os dendritos e axônios por ligações de entrada e saída de informação destas unidades de processamento.

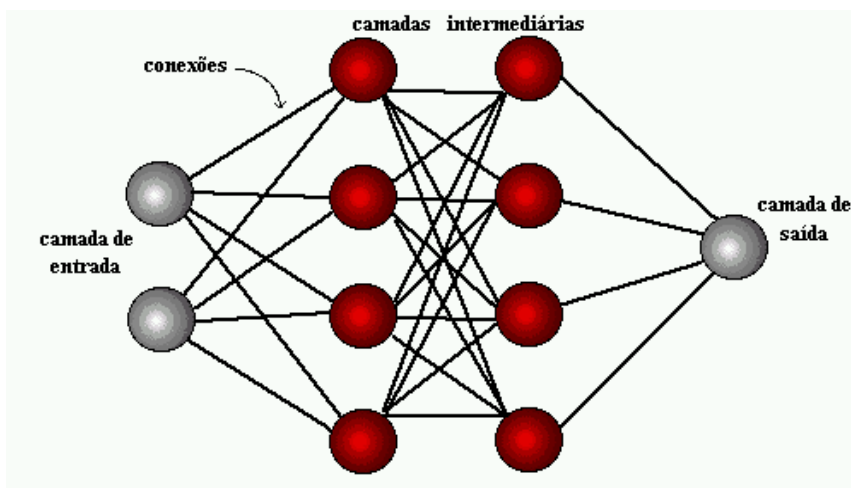


Figura 3.2 – Arquitetura Básica da Rede Neural Artificial

Da mesma forma que a arquitetura da rede neural artificial simula a de uma rede de neurônios biológica, sua lógica de funcionamento também. O princípio básico de funcionamento consiste em estabelecer pesos para cada uma das conexões do nó (neurônio) com sua vizinhança, e somar os dados ponderados recebidos. Sobre essa soma é executada a função de ativação do neurônio. Esta função de ativação limita a saída do neurônio e introduz não-linearidades no modelo.

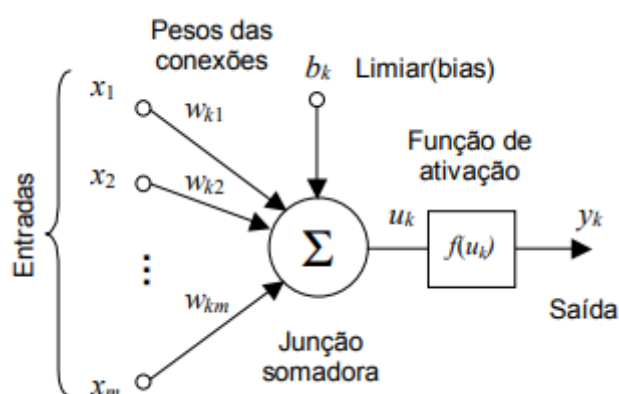


Figura 3.3 – Funcionamento Básico da Rede Neural Artificial

Matematicamente, a saída do nó da rede neural pode ser representada como a seguir, uma função que processa o somatório das entradas ponderadas pelos pesos de seus caminhos.

$$y_k = f(u_k) = f\left(\sum_{j=0}^m w_{kj}x_j\right),$$

O que diferencia as redes neurais dos demais métodos é a sua capacidade de auto-melhorar o seu desempenho. Isso é realizado por meio do treinamento. O treinamento consiste numa série de iterações baseadas em regras de treinamento (algoritmo de aprendizagem) onde os pesos de suas conexões são ajustados de acordo com os padrões apresentados. Em outras palavras, elas aprendem através de exemplos.

As redes neurais variam bastante dependendo do algoritmo de aprendizagem empregado, mas também se diferem por meio de outras características, como a forma com o qual a rede se relaciona com o ambiente. Neste caso as redes podem ser de Aprendizado Supervisionado, Aprendizado Não Supervisionado e Aprendizado por Esforço. Neste trabalho será utilizado Aprendizado Supervisionado, onde há uma resposta desejada para ser comparada com a saída da rede e utilizada como aprendizado para a rede, que identifica o erro para a correção dos pesos a partir da comparação com este valor desejado previamente estabelecido.

3.3.2 – REDES NEURAIAS ARTIFICIAIS COM MATLAB

Para a aplicação de redes neurais artificiais, pode-se desenvolver programas que realizem as funções da rede, com a inclusão dos algoritmos de aprendizagem, iterações entre os nós da rede, etc. Mas isso exigiria um grande aprofundamento tanto em programação quanto em algoritmos de redes neurais. Hoje, existem diversos softwares que possuem funções de redes neurais, com vários tipos de algoritmos embarcados e possibilidades de tratamento da rede. Um destes softwares, que iremos utilizar neste trabalho, é o *Matlab*.

O *Matlab* possui *toolbox* específica para redes neurais e uma interface bastante intuitiva, mesmo para quem não possui conhecimento aprofundado sobre redes neurais. Os processos para obtenção da rede neural e consequente teste da mesma no *Matlab* podem ser observados no Apêndice A.

Para averiguação dos resultados de previsão de preços futuros com a ferramenta de Redes Neurais Artificiais do *Matlab*, foi realizado um teste com dados reais de preços do mercado. Para a criação da rede foram utilizados como *inputs* de dados: histórico de preços do mercado livre (PLD) de janeiro de 2012 a dezembro de

2016, os meses do ano e a carga do sistema mês a mês. Como fonte de dados foram utilizados dados de carga do submercado Sudeste/Centro-Oeste e os preços do mesmo submercado. A rede foi treinada com o algoritmo de Levenberg-Marquardt (*backpropagation*) e possui 20 camadas intermediárias. Após o treinamento e criação da rede neural artificial, que nada mais é do que um algoritmo de como as entradas se relacionam para gerar a saída, foi feita a comparação com os dados de preço reais e os dados previstos pela rede neural, gerando o gráfico abaixo.

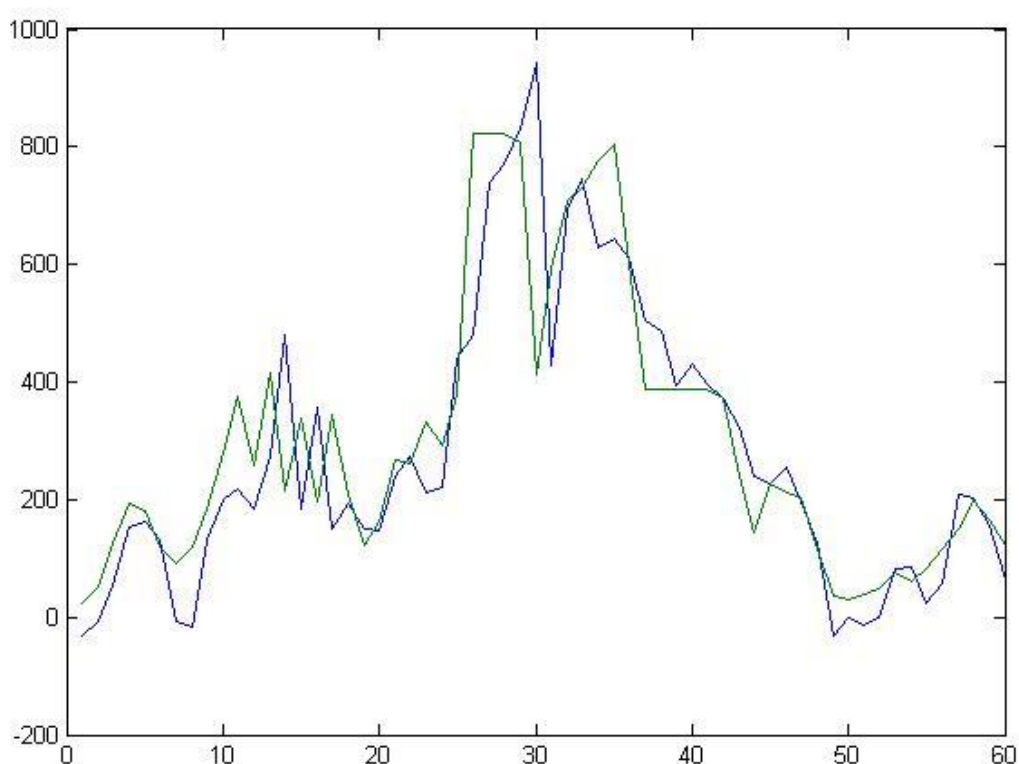


Figura 3.4 – Resultado Previsão RNA

Eixo_x = Valor do PLD em R\$/MWh

Eixo_y = Meses

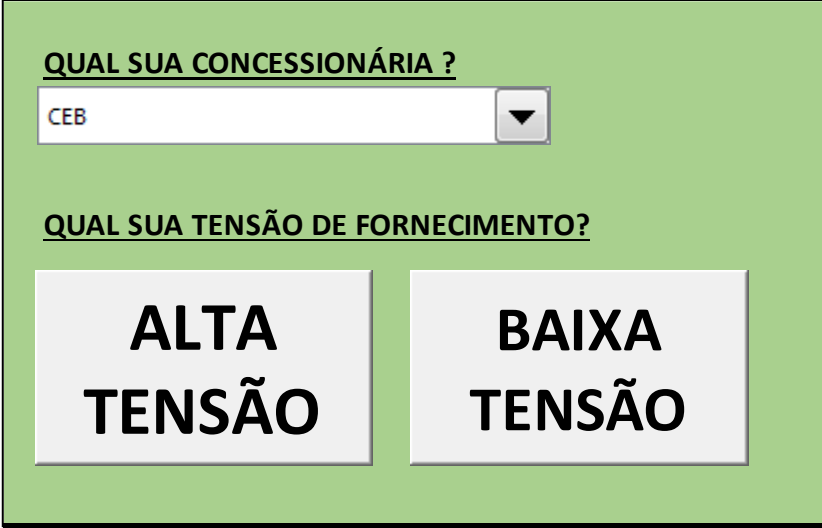
Portanto, pode-se observar que, por mais que existam erros, uma rede neural simples, gerada a partir de um programa intuitivo e com poucos e conhecidos dados de *input*, é capaz de capturar de forma satisfatória o formato da curva de preços futuros, sendo uma ferramenta de grande valor para tomada de decisão de compra de energia.

RESULTADOS

4.1 – FERRAMENTA DESENVOLVIDA

A partir dos estudos realizados nos capítulos anteriores, foi possível desenvolver uma ferramenta simples, realizada em Microsoft Excel, para auxílio na decisão de compra de diferentes clientes do mercado. O primeiro passo para utilizar a ferramenta é fornecer os dados de entrada:

- Tensão de Fornecimento: Alta Tensão (Grupo A) ou Baixa Tensão (Grupo B);
- Concessionária: averiguação das tarifas a que o consumidor está submetido e postos tarifários.



The image shows a user interface for a decision tool. It has a light green background. At the top, there is a question: "QUAL SUA CONCESSIONÁRIA?". Below this is a dropdown menu with "CEB" selected. Below that is another question: "QUAL SUA TENSÃO DE FORNECIMENTO?". Underneath this question are two buttons: "ALTA TENSÃO" on the left and "BAIXA TENSÃO" on the right.

Figura 4.1 – Menu Inicial da Ferramenta

A ferramenta então, direcionará para o ambiente de tomada de decisão, a depender da tensão de fornecimento. Tendo como base os dados do último ano de medição do consumidor e tarifas pagas, determina qual a melhor forma de fornecimento para aquela unidade dentre as opções possíveis, sinalizando explicitamente a ação que deve ser tomada.

Para que a ferramenta seja capaz de auxiliar um consumidor do mercado cativo Grupo B (baixa tensão) a tomar a decisão de compra, a exemplo de um consumidor residencial, é realizada a comparação entre a tarifa Convencional e Branca. Para tal comparação o usuário deve, além de informar os dados de consumo do último ano, explicitar o percentual do consumo que é realizado durante

o Horário de Ponta, Horário Intermediário e Horário fora de ponta, de acordo com o Posto Tarifário de sua Concessionária.

ENQUADRAMENTO PARA BAIXA TENSÃO

	Consumo (kWh)	Qual o % do Consumo nos horários:			Tarifa Convencional	Tarifa Branca
Mês 1		17:30 às 20:30	16:30 às 17:30 e 20:30 às 21:30	Demais horas	R\$ -	R\$ -
Mês 2		0%	0%	0%		
Mês 3		▲	▲	▲		
Mês 4		▼	▼	▼		
Mês 5						
Mês 6						
Mês 7						
Mês 8						
Mês 9						
Mês 10						
Mês 11						
Mês 12						

A tarifa - gera uma economia de:

R\$ 0,00

MELHOR TARIFA:

-

MODIFICAR CONCESSIONÁRIA

ENEL CE

SELECIONE O SUBGRUPO DE FORNECIMENTO

B1

Figura 4.2 – Ambiente de Decisão Baixa Tensão

Podemos observar na imagem acima que a ferramenta pede como *input* os dados de consumo da unidade nos últimos 12 meses, o percentual de consumo realizado em cada um dos postos tarifários e o subgrupo de fornecimento. Além disso é possível alterar a concessionária, para simular cenários de consumidores semelhantes em diferentes estados.

Já para o auxílio do consumidor de Grupo A (alta tensão), é realizada uma comparação dupla. A primeira é entre as modalidades tarifárias Verde e Azul, onde são necessários dados, além dos já fornecidos, de demanda medida ao longo do último ano. Desta forma a ferramenta determina qual a modalidade que melhor se enquadra e também a demanda contratada ótima. E a segunda comparação, para aqueles consumidores que tiverem demanda contratada superior a 500kW, é realizada entre a modalidade ótima já definida e o Mercado Livre de Energia, indicando qual deve ser o preço de fornecimento limite para que faça sentido a migração, além de já apresentar os preços do mês atual e média do ano registrados no Mercado Livre.

A ferramenta já leva em consideração que, para o consumidor dos Subgrupos A1, A2 e A3, não é possível o enquadramento na tarifa Verde (para a maioria das concessionárias), logo, é realizada a comparação entre a Modalidade Azul, e a migração para o Ambiente de Contratação Livre.

ENQUADRAMENTO ALTA TENSÃO

INSIRA AQUI O SEU CONSUMO E DEMANDA MEDIDOS

	Consumo P	Consumo FP	Demanda P	Demanda FP
Janeiro				
Fevereiro				
Março				
Abril				
Mai				
Junho				
Julho				
Agosto				
Setembro				
Outubro				
Novembro				
Dezembro				

INSIRA A DEMANDA CONTRATADA:

PERÍODO ÚMIDO		PERÍODO SECO	
PONTA	FORA	PONTA	FORA

MODIFICAR CONCESSIONÁRIA
ENEL CE

RESULTADOS:
Deve-se optar por:
MANTER TARIFA AZUL (<500KW, A1, A2, A3)

Economia R\$ - %

Melhor Demanda Contratada:

Período Úmido		Período Seco	
PONTA	FORA	PONTA	FORA
0	0	0	0

INSIRA A MODALIDADE TARIFA ATUAL: AZUL

INSIRA A TENSÃO DE FORNECIMENTO: A1

CALCULAR DEMANDA ÓTIMA

RESET

MENU

PREÇOS AMBIENTE LIVRE:

PONTO DE EQUILÍBRIO ACL:
DADOS INVÁLIDOS

PREÇO DA ENERGIA HOJE NO MERCADO*:
R\$ 455,22

PREÇO MÉDIO AO LONGO DO ANO*:
R\$ 229,49

TOTAL GASTO HOJE R\$ 0,00

Tarifa Verde Ótima -

Tarifa Azul Ótima R\$ 0,00

Mercado Livre R\$ 0,00

*Corrigido pelas perdas do sistema em 3%

Figura 4.3 – Ambiente de Decisão Alta Tensão

Podemos observar na imagem acima que a ferramenta pede como *input* os dados de consumo e demanda da unidade, abertos em ponta e fora de ponta, as demandas contratadas atuais, a modalidade tarifária atual e o subgrupo de fornecimento atual. Da mesma forma como no ambiente de baixa tensão, é liberada a opção de alterar a concessionária. A ferramenta conta com o botão “CALCULAR DEMANDA ÓTIMA”, que calcula as demandas contratadas ótimas para o perfil do consumidor. No espaço “Resultados” é apresentada qual a decisão que deve ser tomada, as demandas contratadas ótimas e o quanto de economia será gerado com as alterações. Adicionalmente, à direita, é apresentado o preço da energia no Mercado Livre para o submercado específico do consumidor em questão (corrigido pelas perdas do sistema, estimadas em 3%). Por fim, no canto inferior direito, são apresentados o quanto é devido em energia em cada um dos enquadramentos possíveis.

Com base no modo de funcionamento da ferramenta apresentado acima, foram simulados alguns cenários para finalidade de teste da ferramenta e interface com o usuário, conforme apresentado a seguir.

4.1 – CENARIO 1: UNIDADE CONSUMIDORA GRUPO B

No primeiro cenário é apresentado o caso de uma loja de roupas do Distrito Federal, com horário de funcionamento de 10:00 às 20:00, atualmente enquadrada na modalidade convencional, com consumo representado abaixo:

	Consumo (kWh)
Mês 1	300
Mês 2	320
Mês 3	350
Mês 4	350
Mês 5	300
Mês 6	280
Mês 7	270
Mês 8	280
Mês 9	300
Mês 10	320
Mês 11	350
Mês 12	400

Figura 4.4 – Perfil de Consumo Cenário 1

Podemos observar, ao colocar o perfil de distribuição do consumo ao longo do dia da unidade em questão (20% na Ponta, 10% Intermediário e 70% Fora da Ponta), que A MELHOR MODALIDADE É A CONVENCIONAL. Porém percebe-se que, caso seja aplicado alguma medida de Gerenciamento pela Demanda (como alteração no horário de funcionamento para 08:00 às 18:00), para diminuir o percentual de consumo realizado durante o horário de ponta de 20% para 5%, seria gerada uma economia de R\$ 126,00, ou 6,3%.

ENQUADRAMENTO PARA BAIXA TENSÃO

Consumo (kWh)		Qual o % do Consumo nos horários:			Tarifa Convencional		Tarifa Branca	
Mês 1	300	18:00 às 21:00	17:00 às 18:00 e 21:00 às 22:00	Demais horas	R\$	2.004,70	R\$	2.160,08
Mês 2	320	20%	10%	70%				
Mês 3	350							
Mês 4	350							
Mês 5	300							
Mês 6	280							
Mês 7	270							
Mês 8	280							
Mês 9	300							
Mês 10	320							
Mês 11	350							
Mês 12	400							

A tarifa CONVENCIONAL gera uma economia de:

R\$ 155,38

MELHOR TARIFA:

CONVENCIONAL

MODIFICAR CONCESSIONÁRIA

SELECIONE O SUBGRUPO DE FORNECIMENTO

Figura 4.5 – Convencional x Branca – 20% na Ponta

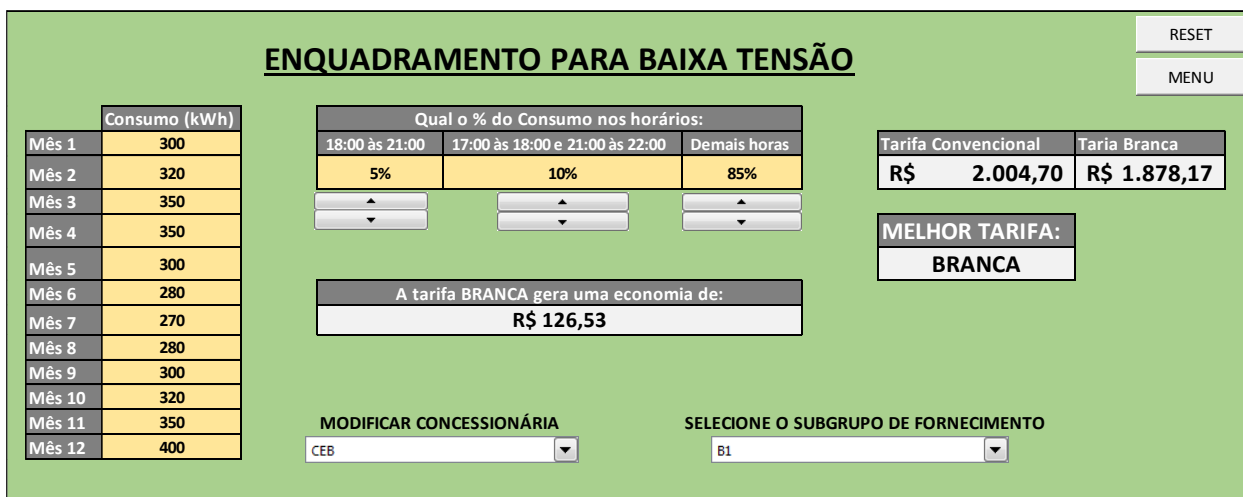


Figura 4.6 – Convencional x Branca – 5% na Ponta

4.2 – CENÁRIO 2: UNIDADE CONSUMIDORA SUBGRUPO A3a

Neste cenário é apresentado o caso de uma pequena indústria de sapatos de Minas Gerais, que possui o consumo bastante reduzido no horário de ponta, atualmente enquadrada na modalidade VERDE, com o perfil de consumo representado abaixo:

	Consumo P	Consumo FP	Demanda P	Demanda FP
Janeiro	5600	100800	245	347
Fevereiro	6700	107200	283	302
Março	4500	72000	343	319
Abril	3350	67000	261	344
Maio	2500	47500	275	346
Junho	2400	43200	270	325
Julho	3600	46800	308	335
Agosto	2800	30800	301	348
Setembro	3200	60800	318	318
Outubro	3500	66500	244	300
Novembro	2600	41600	235	332
Dezembro	2600	49400	233	326

Figura 4.7 – Perfil de Consumo Cenário 2

Colocando os dados do consumidor na ferramenta observamos a resposta a seguir:

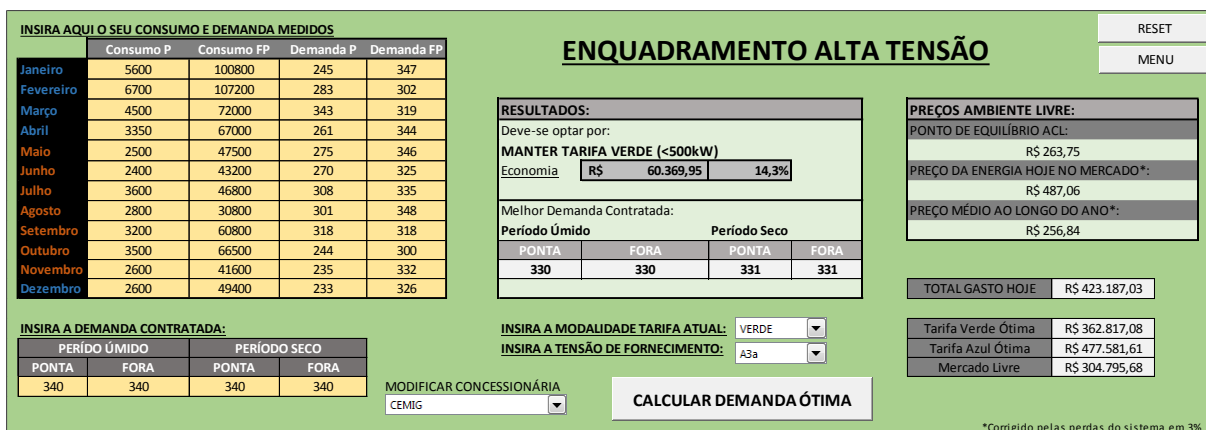


Figura 4.8 – Tarifa Azul x Verde para Unidade com demanda abaixo de 500kW

No exemplo acima, o consumidor do subgrupo A3a, ligado à concessionária CEMIG está atualmente enquadrado na Tarifa Verde com demanda contratada de 340kW. A ferramenta ajusta a demanda contratada para a demanda ótima e ainda propõe uma diferenciação entre a demanda contratada no período úmido e seco, para melhor adequação à variação de demanda do consumidor e gerar assim uma maior redução no custo. Por fim, a ferramenta ainda calcula a viabilidade de uma migração para o mercado livre de energia e o quanto isso geraria de economia. Podemos ver que esta seria a opção mais econômica, porém não é possível uma vez que a demanda contratada do consumidor é inferior à 500kW.

4.3 – CENÁRIO 3: UNIDADE CONSUMIDORA SUBGRUPO A1

Neste cenário é apresentado o caso de um centro de tecnologia de uma grande universidade brasileira, do estado do Ceará, que funciona 24h por dia, atualmente enquadrada na modalidade AZUL, com perfil de consumo representado abaixo:

	Consumo P	Consumo FP	Demanda P	Demanda FP
Janeiro	135000	1270000	3750	6050
Fevereiro	109000	1095000	2620	3940
Março	114000	1037000	2660	3860
Abril	94000	850000	2370	3680
Maio	112000	1140000	3200	5160
Junho	116000	1120000	3050	5200
Julho	109000	1330000	2850	5425
Agosto	114500	1300000	3060	5515
Setembro	98000	1160000	2500	4760
Outubro	107000	1360000	2315	4860
Novembro	129000	1400000	3560	5730
Dezembro	133000	1350000	3180	5390

Figura 4.9 – Perfil de Consumo Cenário 3

Colocando os dados da unidade na ferramenta temos o resultado a seguir:

INSIRA AQUI O SEU CONSUMO E DEMANDA MEDIDOS

	Consumo P	Consumo FP	Demanda P	Demanda FP
Janeiro	135000	1270000	3750	6050
Fevereiro	109000	1095000	2620	3940
Março	114000	1037000	2660	3860
Abril	94000	850000	2370	3680
Maio	112000	1140000	3200	5160
Junho	116000	1120000	3050	5200
Julho	109000	1330000	2850	5425
Agosto	114500	1300000	3060	5515
Setembro	98000	1160000	2500	4760
Outubro	107000	1360000	2315	4860
Novembro	129000	1400000	3560	5730
Dezembro	133000	1350000	3180	5390

INSIRA A DEMANDA CONTRATADA:

PERÍODO ÚMIDO		PERÍODO SECO	
PONTA	FORA	PONTA	FORA
5150	5150	5150	5150

MODIFICAR CONCESSIONÁRIA
ENEL CE

ENQUADRAMENTO ALTA TENSÃO

RESULTADOS:
Deve-se optar por:
MIGRAR PARA ACL
Economia **R\$ 513.580,37** **10,5%**

Melhor Demanda Contratada:

Período Úmido		Período Seco	
PONTA	FORA	PONTA	FORA
2646	3935	2914	5252

INSIRA A MODALIDADE TARIFA ATUAL: AZUL
INSIRA A TENSÃO DE FORNECIMENTO: A1

CALCULAR DEMANDA ÓTIMA

PREÇOS AMBIENTE LIVRE:

PONTO DE EQUILÍBRIO ACL: R\$ 253,62

PREÇO DA ENERGIA HOJE NO MERCADO*: R\$ 455,22

PREÇO MÉDIO AO LONGO DO ANO*: R\$ 229,49

TOTAL GASTO HOJE R\$ 4.909.025,47

Tarifa Verde Ótima -

Tarifa Azul Ótima R\$ 4.776.240,23

Mercado Livre R\$ 4.395.445,10

*Corrigido pelas perdas do sistema em 3%

Figura 4.10 – Tarifa Azul x Mercado Livre

No exemplo acima, o consumidor do subgrupo A1, ligado à concessionária ENEL CE, está atualmente enquadrado na Tarifa Azul com demanda contratada de 5150kW tanto para a ponta quanto para fora da ponta. A ferramenta ajusta as demandas contratadas para a demanda ótima e ainda propõe uma diferenciação entre a demanda contratada no período úmido e seco, para melhor adequação à variação de demanda do consumidor e gerar assim uma maior redução no custo. Por fim, a ferramenta ainda calcula a viabilidade de uma migração para o mercado livre de energia e o quanto isso geraria de economia. Podemos ver que esta seria a opção mais econômica, gerando uma economia de mais de R\$500.000,00 anuais. Podemos observar na tabela superior à direita, que a ferramenta calcula o “Ponto de Equilíbrio ACL”, que equivale ao valor médio pago pela energia na melhor condição

possível no ACR, equivalente a R\$253,62/MWh. Lembrando que este valor não inclui os valores devidos à TUSD. Logo, este valor em comparação com o preço médio praticado pelo mercado livre no submercado Nordeste ao longo do ano, que é de R\$229,49 (já corrigidos pelas perdas do sistema de 3%), sugere uma oportunidade de migração para o Ambiente de Contratação Livre.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 - CONCLUSÃO

As ferramentas de auxílio à tomada de decisão quanto à contratação do fornecimento de energia são de grande valor para grandes empresas, que têm no custo com energia elétrica um considerável diferencial competitivo no mercado em que atuam, mas também para pequenas indústrias, principalmente em momentos de crise e queda da demanda de produtos manufaturados, e até mesmo para pequenos consumidores residenciais e comerciais que estão tentando viabilizar seus negócios ou simplesmente reduzir o custo com a energia elétrica.

Existem muitos estudos na área (DURANTE, 2016; CARDOSO, 2017; RIZKALLA, 2018) que apresentam diferentes formulações para o problema de suprimento de energia. Dentre elas, a mais comum é a criação de cenários em que se pode analisar qual alternativa traz um retorno melhor ou custo menor. Porém se carece de uma forma direta e intuitiva de alternar entre estes cenários para que se possa entender como as variáveis do problema alteram a solução. Dentre elas, existe o questionamento de o que mudaria na solução caso estivéssemos inseridos em um outro submercado de energia? E caso o cliente em análise no cenário proposto estivesse ligado a uma outra concessionária de energia?

Neste trabalho teve-se, como ponto central, o desenvolvimento de uma ferramenta que pode auxiliar a tomada de decisão de fornecimento de energia elétrica em uma esfera ampla e de maneira simples e intuitiva. A ferramenta abrange diferentes áreas do país, com base de dados de diferentes concessionárias e submercados de energia. Desta forma, pode ser amplamente utilizada por diversos tipos de consumidores. Tanto um consumidor residencial do Nordeste, quando um empresário do Sul ou ainda uma grande indústria do Sudeste.

Como grande diferencial, está embutido na ferramenta a análise de viabilidade de migração para o Ambiente de Contratação Livre, análise que, para ser feita individualmente, leva tempo e conhecimento para entender os diferentes fatores que influenciam a viabilidade da mudança. Na ferramenta desenvolvida, esta análise é feita de forma simples e com dados atualizados (junho 2018) tanto para as tarifas praticadas pelas concessionárias, quanto para o preço da energia praticado no mercado.

Com a apresentação dos diferentes cenários analisados ao longo do trabalho, foi possível perceber o potencial, em números, de redução do custo de fornecimento de energia a partir das medidas propostas e com o auxílio da ferramenta desenvolvida.

5.2 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como forma de continuidade e aprofundamento dos temas desenvolvidos ao longo deste trabalho, podemos ressaltar:

- Expandir a base de dados da ferramenta desenvolvida, englobando todas as concessionárias de fornecimento no Brasil;
- Aprofundar a análise de composição dos custos no ACR *versus* ACL, levando em conta o fator tributário, inclusive o quanto estas variações de impostos e tributos são relevantes de estado para estado;
- A partir da mesma perspectiva analisada e forma de desenvolvimento sugerida, pode-se aprimorar a ferramenta para auxiliar também o produtor de energia na tomada de decisão.
- Análise de diferentes metodologias para previsão do preço futuro no mercado livre.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica, Aneel. Ranking das Tarifas, 2018 – disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/id/14484019, visitado em junho 2018

ALMEIDA, Guilherme, ESTUDO PARAMÉTRICO PARA ESTIMAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZO DO PREÇO SPOT DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO REDES NEURAIS, Projeto de Graduação – Universidade de Brasília, 2012

Alves Cavaliere, Mateus. Previsão de preços futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre – uma abordagem de equilíbrio de mercado sob incertezas / Mateus Alves Cavaliere – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA, 2017.

ASEVEDO, J. F. (2016). Modelo para avaliar o comportamento estratégico de geradores considerando mercado imperfeito de energia e reserva, Relatório de Graduação em Engenharia Elétrica, publicação XXXXXX, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF, 61

BATISTA, O. E.; FLAUZINO, R. A. Medidas de Gestão Energética de baixo custo como estratégia para redução de custos com energia elétrica. GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas, Ano 7, nº 4, out-dez/2012, p. 117-134.

Um Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro – PUC-Rio – Certificação Digital Nº 0621327/CA

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. CCEE. Relatório Anual Administração, 2017.

CARDOSO, Marcos Vinicius. ESTUDO DE VIABILIDADE NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA. Revista UNINGÁ Review, Vol.29,n.1,pp.37-46 (Jan - Mar 2017)

CASTRO, Leandro. ZUBEN, Fernando. Redes Neurais Artificiais - IA006 – DCA/FEEC/Unicamp

DURANTE, Guilherme, ESTUDO DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR ESPECIAL PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, Projeto de Diplomação, 2016 - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Efienergy. Migração ao mercado livre de energia. Disponível em: <<http://efienergy.com.br/migracao-ao-mercado-livre-de-energia/>>, visitado em junho 2018

Inter Energia. Mercado Livre de Energia e Mercado Cativo: diferenças e custos associados, disponível em: <<https://www.interenergia.com.br/single-post/2017/08/03/Mercado-Livre-de-Energia-e-Mercado-Cativo-diferencas-de-custos-associados>>, visitado em junho 2018

MARTIGNAGO, Roger Andreani, Os custos de energia elétrica das empresas de Santa Catarina e a viabilidade econômica de migração para o Ambiente de Contratação Livre, 2017 – UFSC

MATSUDO, Eduardo, Mercado de Energia Elétrica, 2011. MBA Gestão de Energia – Fundação Santo André – Aula 1.

Medidas de Gestão Energética de baixo custo como estratégia para redução de custos com energia elétrica - GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas, Ano 7, nº 4, out-dez/2012

PROCEL. Manual de Tarifação de Energia Elétrica, 2011

Redes Neurais Artificiais – Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação – ICMC – USP

RIZKALLA, Felipe, MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DO CENTRO DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, Projeto de Graduação, 2018 - Universidade Federal do Rio de Janeiro

SBPE, Revista Brasileira de Energia - Vol. 22 | Nº1 | 1º semestre

SILVA, Diego, ANÁLISE QUALITATIVA DE MEDIDAS PARA REDUÇÃO DE CUSTOS INDUSTRIAIS COM ENERGIA ELÉTRICA, 2012 – Universidade de São Paulo

Tarifas de Energia. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, Abradee. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>. Acesso em junho 2018.

Thymos Energia. Cartilha “Mercado Livre x Mercado Cativo de Energia – Desafios e Perspectivas”, 30 de junho de 2016.

APÊNDICE

APÊNDICE A. Redes Neurais Artificiais no *Matlab*

A ferramenta de Redes Neurais Artificiais do *Matlab* funciona de forma bastante simples. Primeiramente deve importar os dados que serão utilizados. Isso inclui os dados de *input* da rede, e os dados de *output* esperados a partir da combinação entre os dados de entrada. Os dados de *output* são importantes para que a rede possa ser treinada, pois como foi falado, a rede aprende através de exemplos.

Para importar os dados seguimos os comandos “*File >> Import Data...*” e importamos a base de dados, proveniente, por exemplo, de um arquivo em Microsoft Excel. Para este tipo de importação os dados aparecem de forma interativa, conforme abaixo:

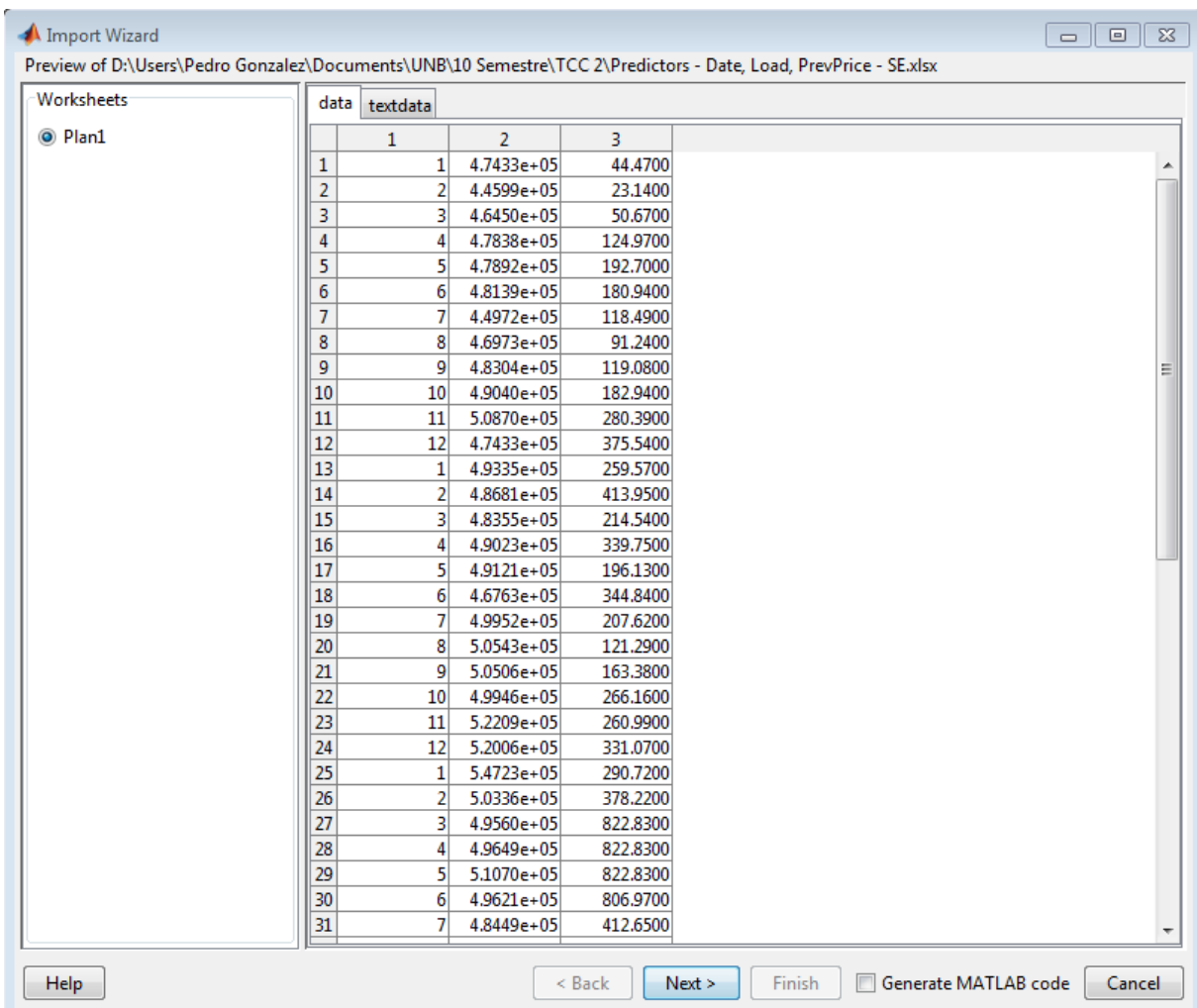


Figura 7.1 – RNA *Matlab* – Importação de Dados

No exemplo acima foram importados os dados de data, carga do sistema e preço do mês anterior, em um período de 5 anos (60 amostras mensais). Da mesma forma devem ser inseridos os dados de saída, no caso o preço atual. Com estes dados em mãos, os que serão utilizados na previsão e as saídas esperadas, podemos criar a rede neural seguindo os comandos: “*Start >> Toolboxes >> More... >> Neural Network >> Neural Fitting Tool*”. Será aberta então a ferramenta de RNA do *Matlab*.

Inserimos então as entradas e saídas do sistema conforme abaixo:

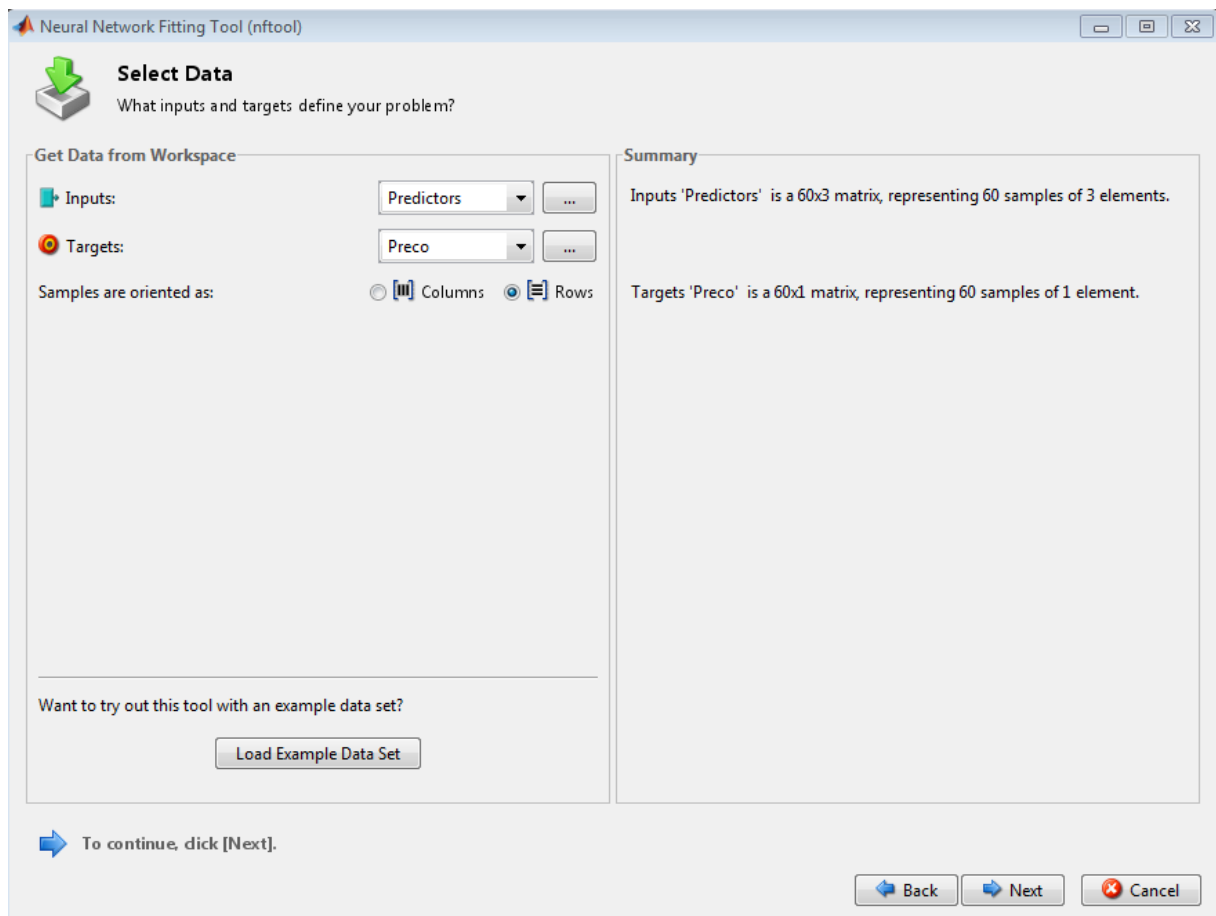


Figura 7.2 – RNA *Matlab* – Inserir Dados na Rede Neural

Podemos observar que o programa identifica que a entrada são 60 amostras de 3 tipos de dados diferentes e a saída é um único tipo de dado (preço), com também 60 amostras.

Em seguida, é perguntado como queremos dividir as 60 amostras que temos disponíveis, ou seja, quantas serão utilizadas para treinamento da rede neural, quantas serão utilizadas na validação e quantas para teste, conforme tela abaixo:

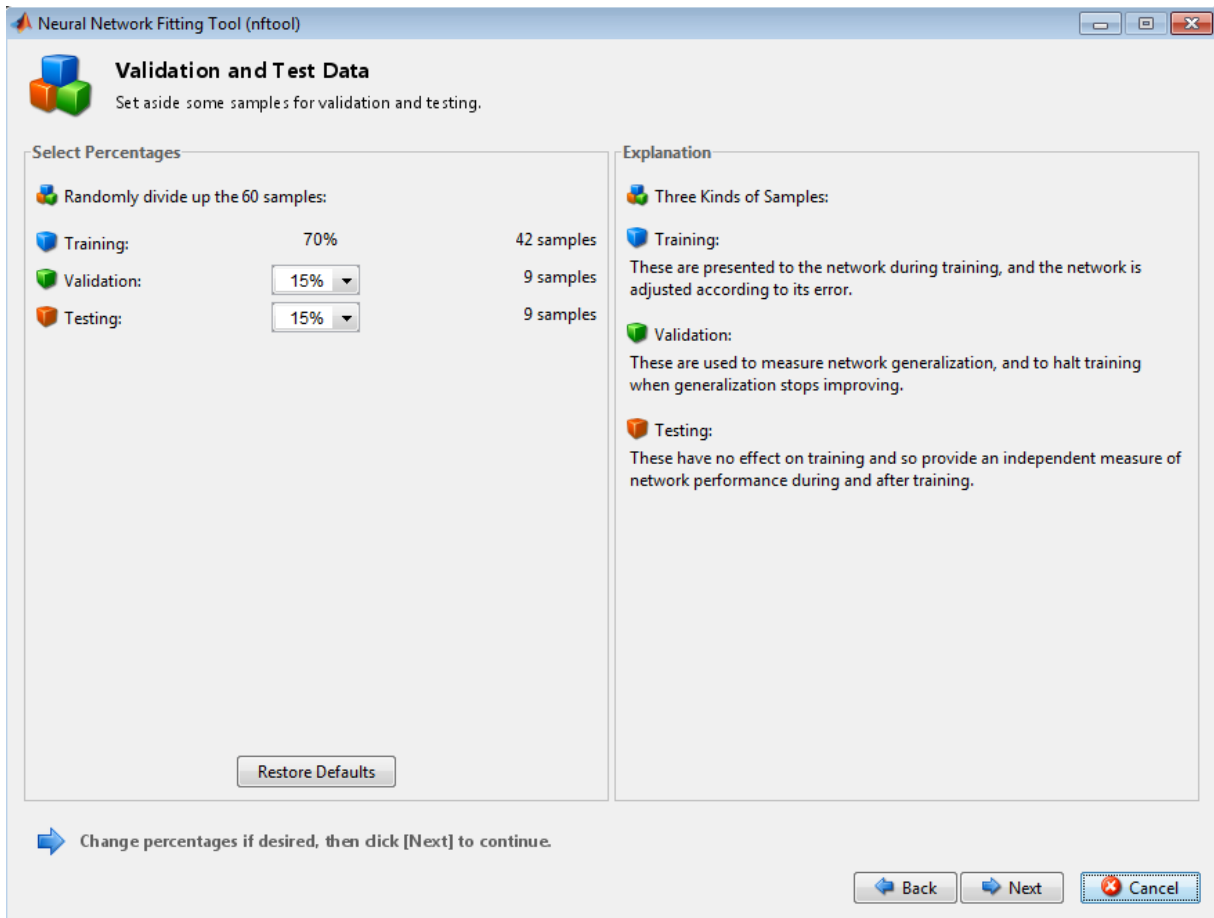


Figura 7.3 – RNA *Matlab* – Divisão dos dados

Em seguida, escolhemos o número de camadas intermediárias da rede neural. Ou seja, quantos nós (unidades de processamento intermediária) existirão na rede neural, conforme abaixo. Não necessariamente um número maior trará uma eficiência maior.

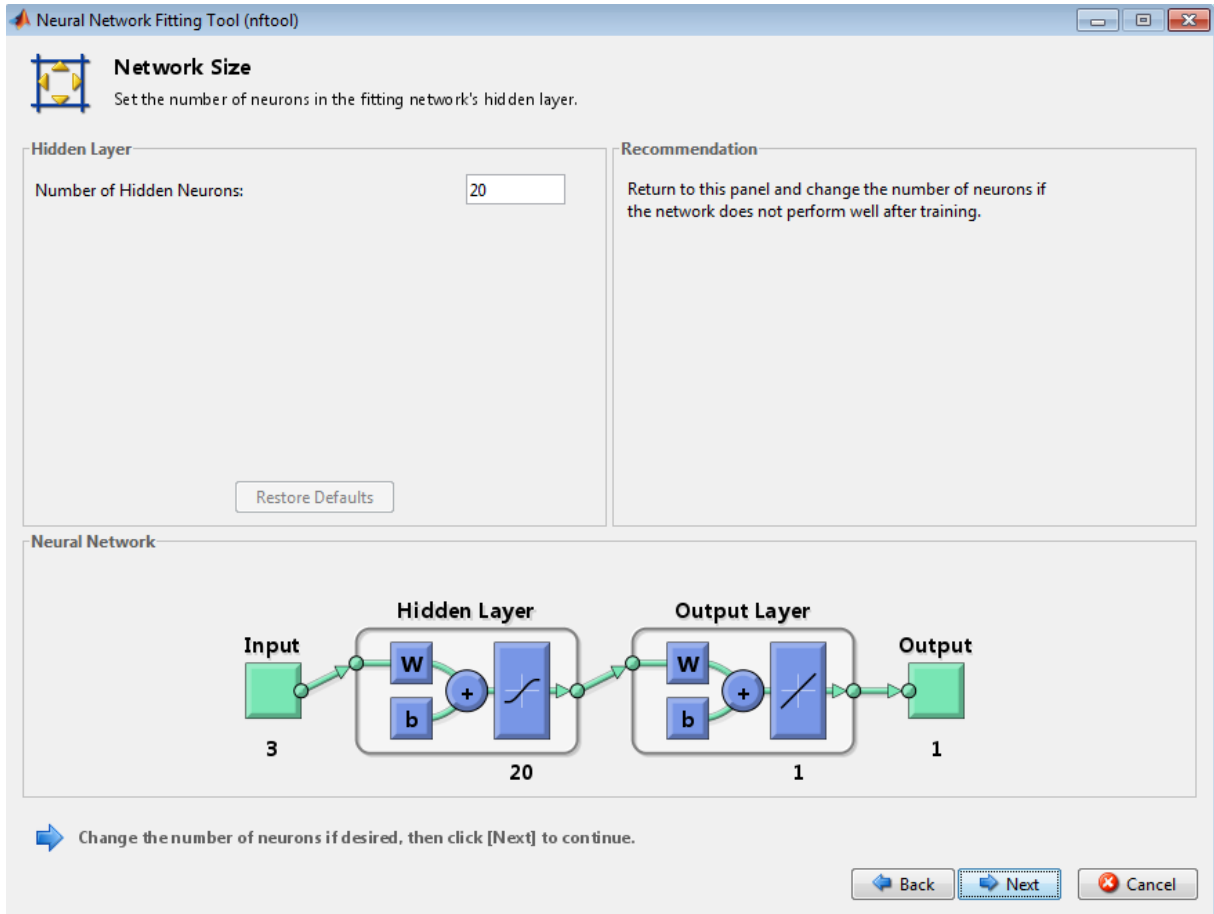


Figura 7.4 – RNA *Matlab* – Camadas Intermediárias

Em seguida, é informado o algoritmo que será utilizado no treinamento da rede e pode-se treiná-la (quantas vezes forem necessárias). Ao treinar a rede, é mostrado o relatório de treinamento (quantas iterações foram realizadas, tempo de duração, etc). Após o treinamento, através do botão “*Plot Regression*”, podemos observar o quão efetivo foi o processo de treinamento, ou seja, o quanto as variáveis de entrada representam e afetam a saída. Um R^2 próximo de 1 indica resultados melhores.

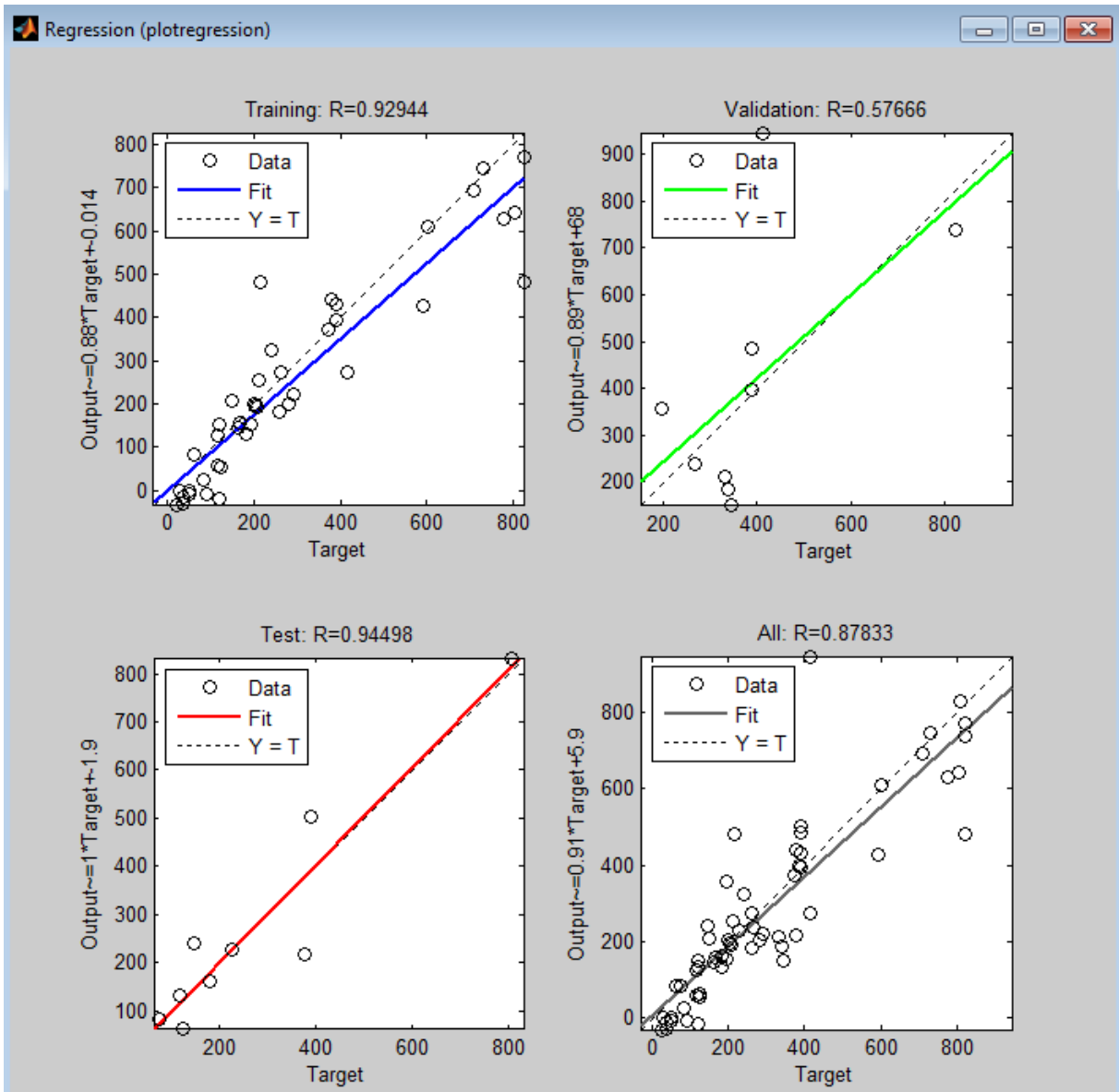


Figura 7.5 – RNA Matlab – Plot Regression

Em seguida é possível treinar novamente a rede, caso os resultados não tenham sido satisfatórios ou ainda modificar as entradas e saídas da rede. Por fim, é apresentada a opção de salvar os parâmetros da rede neural. Na primeira opção, em “Save network to MATLAB network object named” escolhemos um nome para salvar a rede neural. Desta maneira, a rede poderá ser executada posteriormente como uma função, uma vez que os parâmetros da rede (a forma como as entradas se relacionam para gerar a saída) foram salvos.

Desta maneira, através da função “sim” podemos utilizar a rede neural criada para simular preços futuros, conforme código abaixo:

```
>> y = Preço;
>> yPred = sim(net,Predictors)';
```

```
>>plot(yPred,'DisplayName','yPred','YDataSource','yPred');           hold  
all;plot(y,'DisplayName','y','YDataSource','y'); hold all;;hold off;figure(gcf);
```

Atribuimos os preços reais a uma variável “y”. Os resultados estimados pela rede neural a partir das entradas “Predictors” através da função “sim” são guardados na variável “yPred”. Em seguida geramos um gráfico comparando o valor real e o valor previsto pela rede neural, conforme abaixo:

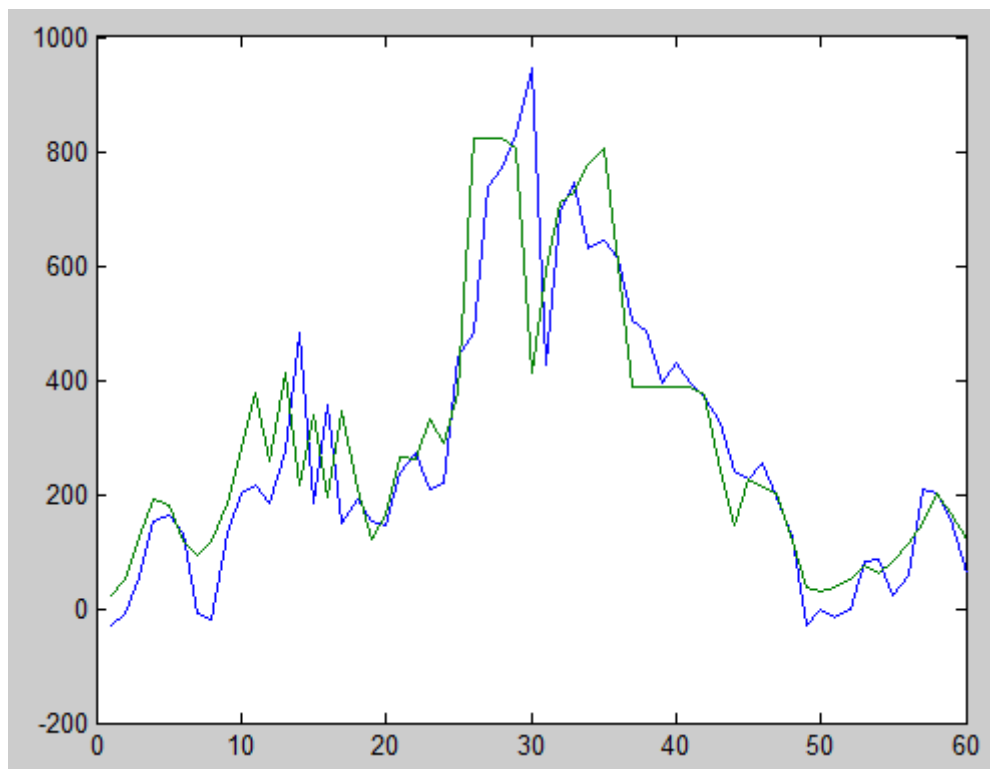


Figura 7.6 – RNA *Matlab* – Valor Real vs Valor Previsto