

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS
FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS ATRAVÉS DE UM
MODELO ECONÔMICO DO MERCADO ELÉTRICO**

Lígia Cintra Pereira

Dezembro de 2017

Itajubá - MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lígia Cintra Pereira

ANÁLISE DE POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS
FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS ATRAVÉS DE UM
MODELO ECONÔMICO DO MERCADO ELÉTRICO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Economia do Setor Eletroenergético

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Co-Orientador: Prof. Dr. Héctor Arango

Dezembro de 2017

Itajubá – MG



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO I

**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Dissertação: "ANÁLISE DE POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS ATRAVÉS DE UM MODELO ECONÔMICO DO MERCADO ELÉTRICO"

Autora: Lígia Cintra Pereira

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado	Rubrica
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
(2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito final: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 18 de dezembro de 2017.

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Rafael de Carvalho Miranda
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Hector Arango
4º Examinador (Coorientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto
5º Examinador (Orientador) - UNIFEI

AGRADECIMENTOS

A Deus por permitir e me ajudar a realizar mais esta conquista, iluminando meu caminho e colocando pessoas especiais nele.

Aos meus pais, Antônio Carlos e Leila, por todo amor, incentivo e apoio incondicional em todos os momentos da minha vida.

Aos meus irmãos, Lucas e Henrique, pela cumplicidade e momentos descontraídos que ajudaram a tornar essa caminhada muito mais fácil.

Ao meu namorado, João, pelo amor e companheirismo, que mesmo a alguns quilômetros de distância, se mantiveram sempre.

Aos professores Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto e Dr. Hector Arango, por toda atenção, paciência, dedicação na minha orientação e por acreditarem em meu trabalho, desde a graduação.

Aos meus colegas de trabalho pelo apoio e compreensão, além do conhecimento compartilhado.

E a todos amigos e familiares que, direta ou indiretamente, sempre estiveram ao meu lado e fizeram parte dessa caminhada que me trouxe até este momento.

RESUMO

O interesse do consumidor em gerar a própria energia tem crescido em todo o mundo, e apesar de alguns estímulos à inserção de fontes renováveis de energia no Brasil terem sido realizados, ainda não foram suficientes para disseminar essas fontes, principalmente no nível da microgeração. Dessa maneira, esta dissertação tem como objetivo apresentar e discutir os principais conceitos relativos à aplicação de políticas públicas de incentivo às fontes de energia renováveis, com foco na micro e minigeração distribuída, através de um modelo econômico do mercado elétrico. O modelo escolhido foi o modelo TAROT – Tarifação Otimizada, que é capaz de exprimir, de maneira simples e fiel, a interação dos agentes prestadores do serviço elétrico com aqueles que o contratam. A fim de consolidar todo o conteúdo apresentado e ilustrar a aplicação do modelo TAROT, é desenvolvida uma modelagem aplicada a diversos cenários no qual a inserção de uma política pública, a criação da Tarifa Branca, pode ser analisada. Como resultado, pode-se estabelecer uma conexão entre o tipo de consumidor e a melhor política de incentivo a ser adotada, avaliando a sua capacidade de promover bem-estar socioeconômico e incentivando a utilização de fontes renováveis de energia na micro e minigeração em diversos cenários.

Palavras-chave – Modelo Econômico do Mercado, Políticas Públicas, Energias Renováveis, Geração Distribuída, Redes Inteligentes, Bem-estar Socioeconômico

ABSTRACT

The consumer's interest in generating his own energy has grown worldwide. In Brazil some incentives for inclusion of renewable energy sources have been carried out, although these haven't been enough to spread the number of alternative energy sources, mainly at the level of microgeneration. In this way, this work seeks to present and discuss the main concepts related to public policies application to encourage renewable energy sources, focusing on distributed micro and minigeneration, through an electric market economic model. The model known as TAROT- Optimized Tariff was applied, since this model is able to express market agents interaction in a simple and faithful way. A modeling was developed, in order to consolidate all the contents presented and to illustrate the application of the TAROT model, in this case the creation of a new kind of Tariff, called White Tariff, can be analyzed. As a result, it is possible to establish the connection between the type of consumer and the best incentive policy to be adopted, assessing their ability to promote socio-economic welfare and encouraging the use of renewable energy sources in the micro and minigeneration in various scenarios.

Keywords – *Economic Market Model, Public Policies, Renewable Energies, Smart Grids, Socioeconomic Welfare.*

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO.....	II
ABSTRACT	III
SUMÁRIO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VI
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	IX
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA	1
1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	2
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	5
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	5
2.2. ASPECTOS GERAIS.....	5
2.3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	9
2.3.1. ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	9
2.3.2. CENÁRIO ATUAL.....	14
2.3.3. AVANÇOS E BARREIRAS.....	22
2.3.4. PROJEÇÕES	26
2.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO	27
2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	30
3. POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	31
3.2. POLÍTICAS PÚBLICAS	31
3.3. MECANISMOS DE INCETIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	32
3.4. TRIBUTAÇÃO	35
3.5. FINANCIAMENTO.....	40
3.6. EXEMPLOS DE INCENTIVOS	48
3.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	49
4. MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO ELÉTRICO	51
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	51
4.2. O MODELO TAROT	51
4.2.1. MODELO DE CONSUMO.....	53
4.2.1. O PAPEL DA RENDA NO MODELO DE MERCADO DO CONSUMIDOR	55
4.2.2. MODELO DA EMPRESA DISTRIBUIDORA	57
4.2.3. POLÍTICAS PÚBLICAS E REGULAÇÃO	61
4.3. APLICAÇÕES DO MODELO TAROT	62
4.3.1. MODELAGEM DE UMA EMPRESA REGULADA.....	62
4.3.2. IMPACTO DA ISENÇÃO DA TRIBUTAÇÃO	64
4.4. O <i>PROSUMER</i> E O MODELO TAROT	67
4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
5. ESTUDO DE CASO.....	75
5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	75
5.2. APRESENTAÇÃO DO CASO.....	75
5.3. ANÁLISE DO IMPACTO DA TARIFAÇÃO.....	82

5.3.1. CENÁRIO 1 – TARIFA CONVENCIONAL APLICADA A CONSUMIDOR COMUM	84
5.3.2. CENÁRIO 2 – TARIFA BRANCA APLICADA A CONSUMIDOR COMUM	84
5.3.3. CENÁRIO 3 – TARIFA BRANCA APLICADA A CONSUMIDOR COM BATERIA.....	87
5.3.4. CENÁRIO 4 – TARIFA BRANCA APLICADA A <i>PROSUMER</i> COM BATERIA	89
5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	92
5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	92
6. CONCLUSÕES.....	93
6.1. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	93
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	94
6.3. PUBLICAÇÕES	95
REFERÊNCIAS	96
ANEXO A – COMPARATIVO ENTRE OPÇÕES DE FINANCIAMENTO.....	101
ANEXO B – ESTIMAÇÃO DAS PREFERÊNCIAS DO CONSUMIDOR.....	105
ANEXO C – DADOS UTILIZADOS PARA ESTIMAR PREÇO DA BATERIA.....	106
ANEXO D – DADOS UTILIZADOS PARA ESTIMAR PREÇO DO SISTEMA SOLAR COM ARMAZENAMENTO	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Linha do tempo com os aspectos regulatórios mais relevantes	13
Figura 2.2 – Número de conexões por tipo de fonte. Fonte: [18]	14
Figura 2.3 – Potência instalada (MW) por tipo de fonte. Fonte: [18]	15
Figura 2.4 – Radiação solar diária – média anual (MJ/ m2.dia). Fonte: [20]	16
Figura 2.5 – Mapa de empresas do setor fotovoltaico no Brasil. Fonte: [21]	17
Figura 2.6 – Pesquisa de satisfação das empresas com o mercado. Fonte: [19] ..	18
Figura 2.7 – Evolução da potência instalada (MW) até maio de 2017. Fonte: [18]	18
Figura 2.8 – Taxa PIB do trimestre com relação ao trimestre anterior. Fonte: [22]	19
Figura 2.9 – Ano em que a empresa começou a atuar no mercado. Fonte: [19] ...	19
Figura 2.10 – Número de conexões por Estado. Fonte: [18].....	20
Figura 2.11 – Potência dos geradores instalados. Fonte: [18]	21
Figura 2.12 – Tipos de consumidores. Fonte: [18]	21
Figura 2.13 – Projeção da ANEEL até 2024. Fonte: [18]	26
Figura 2.14 – Crescimento mundial das fontes renováveis. Fonte: [28].....	28
Figura 2.15 – Capacidade de geração solar mundial. Fonte: [29].....	29
Figura 3.1 – Incidência do ICMS sobre toda a energia consumida.	36
Figura 3.2 – Curva típica de consumo residencial e geração solar. Fonte: [18]....	38
Figura 3.3 – Curva típica de consumo comercial e geração solar. Fonte: [18]	39
Figura 3.4 – Principal modelo de vendas do setor fotovoltaico. Fonte: [19]	40
Figura 3.5 – Evolução da taxa SELIC nos últimos anos. Fonte: [36]	41
Figura 3.6 – Principais linhas de financiamento utilizadas. Fonte: [19]	47
Figura 4.1 – O modelo econômico do mercado elétrico. Fonte: [53].....	52
Figura 4.2 – Renda crítica versus tarifa e distribuição de renda. Fonte: [57]	56
Figura 4.3 - Diagrama de fluxos da empresa	58
Figura 4.4 - Diagrama de fluxos da empresa com CAPEX equivalente	59
Figura 4.5 - Fluxograma completo do modelo econômico do mercado elétrico	60
Figura 4.6 - Demonstração do fluxograma de uma empresa regulada em EEF	61
Figura 4.7 - Diagrama dos fluxos monetários de uma empresa regulada	64
Figura 4.8 - Fluxograma do cenário com a cobrança de ICMS	66
Figura 4.9 - Fluxograma do cenário com a isenção de ICMS	67
Figura 4.10 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia convencional. 68	
Figura 4.11 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia com a GD	69
Figura 4.12 – Fluxos econômicos e físicos de dois <i>prosumers</i> . Fonte: [59].....	70
Figura 4.13 – Diagrama econômico do <i>prosumer</i> 1	72
Figura 4.14 – Diagrama econômico do <i>prosumer</i> 2	72
Figura 4.15 – Diagrama de fluxos da empresa	73
Figura 4.16 – Fluxos econômicos e físicos entre os <i>prosumers</i> e distribuidora	74
Figura 5.1 – Exemplo de utilização da bateria com a tarifação branca	76
Figura 5.2 – Dados utilizados para o caso com bateria e a tarifa branca.....	78
Figura 5.3 – Exemplo do sistema FV com bateria e tarifação branca	79
Figura 5.4 – Dados utilizados para o caso de FV com bateria e tarifação branca .	81
Figura 5.5 – Diagrama do cenário 1: tarifa convencional e consumidor comum ...	84
Figura 5.6 – Diagrama do cenário 2: consumidor comum com a tarifa branca	85
Figura 5.7 – Diagrama do cenário 2 com a mudança das proporções das tarifas	86
Figura 5.8 – Diagrama do cenário 2 com mudança no perfil de consumo	87
Figura 5.9 – Diagrama do cenário 3: consumidor com a tarifa branca e baterias .	88

Figura 5.10 – Diagrama do cenário 3 com mudança na tarifa da bateria.....	89
Figura 5.11 – Diagrama do cenário 4: consumidor com a tarifa branca e baterias	90
Figura 5.12 – Diagrama do cenário 4 mundaça no valor das tarifas da bateria e solar	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Opções de taxas de juros com o financiamento do Santander	42
Tabela 4.1 – Parâmetros da concessionária – Exemplo do EEF	62
Tabela 4.2 – Parâmetros do consumidor – Exemplo do EEF	62
Tabela 4.3 – Parâmetros da concessionária – Exemplo da isenção de ICMS	64
Tabela 4.4 – Parâmetros do consumo – Exemplo da isenção de ICMS	65
Tabela 4.5 – Parâmetros da concessionária – Exemplo <i>prosumers</i>	70
Tabela 4.6 – Parâmetros dos <i>prosumers</i>	71
Tabela 5.1 – Estudo de caso: parâmetros da concessionária	82
Tabela 5.2 – Estudo de caso: parâmetros do consumidor	83
Tabela 5.3 – Proporções das tarifas	83
Tabela 5.4 – Novas proporções das tarifas para análise do cenário 2	86
Tabela A.1 – Comparativo entre as principais opções de financiamento	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

α	diferença tarifária entre as tarifas de ponta e fora de ponta
B	risco das taxas de retorno de capital
ε	elasticidade consumo-preço
λ	Multiplicador de Lagrange
δ	índice de endividamento
μ	Alíquota tributária sobre a receita bruta
a	avidez pelo consumo
A	capital próprio ou acionário
Ah	Ampére-hora
a.a.	ao ano
a.m.	ao mês
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APS	<i>Arizona Public Service</i>
b	saciedade
B	Base de remuneração de capital ou investimento de capital
BB	Banco do Brasil
B&S	Bens e Serviços
BNB	Banco do Nordeste do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
C	Custos
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAS	Comissão de Assuntos Sociais
CCJC	Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania
CAPM	<i>Capital Asset Market Place</i>
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
D	Capital de terceiros ou dívida
E	Quantidade de energia elétrica
\bar{E}	Quantidade de B&S caracterizados como não-eletricidade
\hat{E}	Energia consumida no horário de ponta
\check{E}	Energia consumida no horário fora de ponta
E_c	Energia consumida nos períodos em que não há sol
EE	Energia Elétrica
EEF	Equilíbrio Econômico Financeiro
EBT	<i>Earnings Before Taxes</i>
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i> (Lucro Tributável)

ECA	<i>Economic Consumer Added</i> (Valor agregado do consumidor)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA™	<i>Economic Valued Added</i> (Valor Econômico Agregado à Empresa)
EWA	<i>Economic Welfare Added</i> (Valor Social Agregado)
F	Faturamento
FAMPE	Fundo de Aval às Micro e Pequenas Empresas
FAT	Fundo de Amparo ao Trabalhador
FCO	Fundo Constitucional de Financiamento do Centro Oeste
FGI	Fundo Garantidor do Investimento
FGTS	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
FNE	Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
FNO	Fundo Constitucional de Financiamento do Norte
FV	Fotovoltaico
G	Custos totais
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatts
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto de Circulação de Bens e Serviços
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
K	Energia compensada devido a autogeração
kW	Quilowatts
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt pico
L	Lucro líquido
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatts
MWh	Megawatt-hora
NOPAT	<i>Net Operating Profits After Taxes</i> (Lucro operacional líquido após o imposto)
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PLS	Projeto de Lei do Senado
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
R	Receita Bruta
R'	Receita Líquida
REN	Resolução Normativa

ROI	<i>Return on Investment</i> (Retorno sobre o investimento)
r_A	Taxa de retorno do capital acionário
r_D	Taxa de retorno do capital da dívida
r_w	Custo do capital ou WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
T	Tarifa
\hat{T}	Tarifa de energia no horário de ponta
\check{T}	Tarifa de energia no horário fora de ponta
T_B	Tarifa referente ao custo do investimento no sistema de armazenamento
T_{CD}	Tarifa referente ao Custo de Disponibilidade
TAROT	Tarifa Otimizada
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
U	Valor de uso ou Utilidade
UC	Unidade Consumidora
X	Alíquota de imposto sobre o lucro tributável
Y	Renda

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

O investimento em fontes de energia renováveis é um tema de interesse global, estimulado principalmente pelo intuito dos países em diminuir a dependência de combustíveis fósseis, que se tornam mais caros e escassos com o passar dos anos. Aliado a esse fato, o constante crescimento no consumo de energia elétrica, levanta a questão de como continuar com essa expansão da demanda, sem afetar mais o planeta Terra.

Os países desenvolvidos atualmente possuem metas para aumentar a porcentagem de fontes renováveis que compõe suas matrizes energéticas, estimuladas pela política dos créditos de carbono e metas para a redução dos gases responsáveis pelo efeito estufa. Um exemplo, é o plano *Energiewende* da Alemanha, que tem como objetivo eliminar as fontes poluentes no país até o ano de 2022 e desligar as suas usinas nucleares como consequência.

O Brasil, diferente de grande parte dos países, tem a matriz energética composta em sua maioria por fontes de energia não poluentes. Porém, a grande dependência da geração hidrelétrica, que atualmente representa 60% [1] da produção de energia do país, pode apresentar-se como problema em casos de longos períodos de estiagem. Aliado a isso, a elevação das tarifas de energia elétrica no país nos últimos anos motiva a reflexão crítica sobre novas alternativas e possibilidades para a geração de eletricidade.

A inserção de fontes renováveis na geração de energia pode ser realizada através de duas vertentes: a Geração Distribuída (GD) e a geração centralizada. A primeira, diz respeito a geração de energia elétrica próxima aos centros consumidores. Essa forma de geração, pode ser aplicada pelo próprio consumidor, e vem sendo incentivada no Brasil a partir da publicação pela ANEEL da Resolução Normativa (REN) nº 482 em 2012. Já a geração centralizada, ou geração convencional, é aquela feita por grandes centrais de geração, em sua maioria longe dos centros consumidores, o que exige a implantação de uma complexa rede de transmissão.

Nessa dissertação o foco será o método de geração distribuída, que apresenta diversos benefícios, entre eles a redução das perdas referentes à transmissão

de energia elétrica, a postergação dos investimentos na expansão do sistema de distribuição e transmissão e, além disso, o impacto ambiental é reduzido. Porém, vale ressaltar a importância da geração centralizada, que tem ganhado impulso através dos leilões, para a disseminação dessas novas fontes, uma vez que estimula a competitividade econômica frente às fontes convencionais de geração.

Apesar dos benefícios já conhecidos da geração distribuída empregando fontes renováveis, ainda faltam programas e incentivos para as unidades consumidoras (UCs) de pequeno e médio porte aderirem por essa forma de geração, como tem acontecido em países da Europa, Ásia e América do Norte [2].

Para isso, é necessária a identificação clara dos custos e benefícios econômicos e socioambientais da utilização de cada tecnologia de geração, considerando as possibilidades, requisitos e efeitos da inserção na matriz energética do país [3], para que sejam elaboradas políticas de incentivo adequadas e eficazes na disseminação dessas fontes.

1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Na literatura existem diversos estudos abordando a inserção de fontes alternativas de geração de energia elétrica no Brasil. Em [4] são abordadas políticas de incentivo para fontes renováveis a longo prazo que foram aplicadas em vários países, enfatizando as principais vantagens e desvantagens dessas estratégias; em [5] são avaliadas políticas de promoção de fontes renováveis baseadas na experiência de países europeus, com o intuito de fornecer subsídios para a introdução de uma política efetiva de incentivo no Brasil; o trabalho [6] apresenta o desenvolvimento da geração fotovoltaica distribuída no Brasil no horizonte decenal, analisando o potencial técnico dessa forma de geração para os consumidores residenciais; em [7] a viabilidade econômica da geração fotovoltaica aplicada aos setores residencial e comercial brasileiro após a introdução REN ANEEL nº 482/2012 é avaliada; e em [8] é feita uma análise da influência de ambientes incentivados e de estratégias já elaboradas para viabilizar a inserção das fontes de energia renovável no país, com foco nas usinas eólicas.

Grande parte das publicações sobre o tema tem como foco, os pontos de vista técnico, econômico ou regulatório. Entretanto, também é essencial que o impacto

dessa nova forma de gerar de energia seja analisado sob uma perspectiva mais ampla do que uma mera combinação de novas tecnologias, práticas comerciais e desafios regulatórios. Para tal, precisa-se modelar o mercado a ela associado de acordo com critérios que possam refletir a eficiência pública, os impactos ambientais e a responsabilidade social de todos os agentes envolvidos.

Portanto, o objetivo geral desta dissertação é utilizar o modelo econômico do mercado elétrico, TAROT – Tarifação Otimizada, mostrando os conceitos básicos e necessários para a avaliação de políticas públicas de incentivo, tais como o impacto da renda agregada no consumo de energia elétrica, o bem-estar assim produzido, e as novas estratégias de comercialização disponíveis, além de representar a interação dos agentes prestadores do serviço elétrico (concessionárias de energia elétrica) com aqueles que o contratam (consumidores ou consumidores-geradores).

A partir da modelagem, será possível estabelecer uma conexão entre o tipo de consumidor e a melhor política pública de incentivo a ser adotada, avaliando a sua capacidade de promover bem-estar socioeconômico e incentivando a utilização de fontes renováveis de energia na micro e minigeração. A aplicação destes conceitos será consolidada na análise e simulação de diferentes cenários, descritos em detalhes no Capítulo 5.

A principal contribuição desta dissertação é a utilização de um modelo econômico do mercado elétrico para a análise de políticas públicas que incentivem as modalidades de micro e minigeração de energia elétrica no Brasil, analisando os ganhos e impactos sobre os agentes envolvidos. O modelo proposto está apresentado em detalhes no Capítulo 4.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

De forma a atingir os objetivos propostos, esta dissertação está dividida em seis partes.

O primeiro capítulo introduz o tema deste trabalho, apresentando o contexto no qual está inserido, a sua relevância e os principais objetivos e contribuições esperadas.

No segundo capítulo são apresentados os conceitos relacionados à geração distribuída, como as modalidades existentes, as principais motivações para a sua

aplicação, os agentes envolvidos e os impactos sobre eles. Também será visto como o Brasil está evoluindo nesse conceito de geração nos últimos anos, os principais avanços já obtidos e as barreiras ainda existentes. A seguir são apresentados alguns dados de projeções de crescimento dessa geração no país nos próximos anos. Por fim, é feita uma breve apresentação do cenário da geração distribuída em outros países ao redor do mundo.

O terceiro capítulo completa a base teórica dessa dissertação apresentando os conceitos relacionados à aplicação de políticas públicas de incentivo, com o objetivo de impulsionar as fontes de energia renováveis, principalmente nas categorias de micro e minigeração. São abordadas as questões da tributação e financiamento, pontos essenciais para o aumento massivo dessa nova forma de geração. Finalizado o capítulo, são vistos exemplos de aplicações e incentivos já existentes no país.

O quarto capítulo apresenta o modelo econômico do mercado elétrico que será utilizado nesta dissertação e as principais variáveis que o compõem. Inicialmente o modelo é descrito em detalhes, e em seguida são apresentadas implementações dentro deste, como a inserção da renda para auxiliar na avaliação das políticas públicas de incentivo. O capítulo é encerrado com algumas aplicações desse modelo.

A modelagem aplicada e simulações utilizando o Modelo TAROT tem início no quinto capítulo com a apresentação dos cenários em análise e a aplicação do modelo visto para a sua avaliação. Através dos resultados obtidos são determinadas as condições a partir das quais a micro e minigeração distribuída é mais incentivada, gerando ganhos para a sociedade como um todo. São apresentados os impactos gerados nos principais agentes envolvidos.

As conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo seis, e em sequência as referências bibliográficas utilizadas como base dessa dissertação.

2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem como objetivo introduzir os principais conceitos relacionados à GD. São definidos os principais agentes envolvidos e os impactos causados sobre eles. Também são abordadas as motivações que incentivam o consumidor a investir na própria geração de energia.

Em seguida, é feita uma análise da expansão da GD no país. São abordados desde os aspectos regulatórios que possibilitaram essa forma de geração conectada à rede, até os avanços já obtidos e barreiras enfrentadas. São utilizados dados da ANEEL para a exemplificação do cenário atual no Brasil e expectativas futuras.

Por fim, é apresentada a esfera da GD em alguns países desenvolvidos que já possuem experiência nessa área, com as barreiras e resultados obtidos com cada estratégia aplicada, de forma a contribuir para o desenvolvimento de políticas públicas de incentivo efetivas para a realidade brasileira.

2.2. ASPECTOS GERAIS

Conforme já mencionado no capítulo introdutório dessa dissertação, o termo Geração Distribuída é utilizado para designar a geração de energia elétrica realizada próxima aos centros consumidores, independente da tecnologia ou fonte utilizada e da potência gerada. Nesse trabalho, o enfoque será dado para a micro e minigeração distribuída (sistemas de geração de até 5 MW) a partir de fontes renováveis de energia.

De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN); a redução da necessidade de construção de grandes usinas, diminuindo o impacto ambiental causado na geração de energia elétrica; a melhora do nível de tensão da rede no período de carga pesada; e a diversificação da matriz energética, que no Brasil atualmente é muito dependente do volume de chuvas.

Porém, outros aspectos associados ao aumento dos micro e minigeradores

na rede devem ser considerados, como por exemplo, as mudanças necessárias nos procedimentos das distribuidoras para operar suas redes dado o aumento da complexidade com a inserção da GD [9]. Além disso, existe uma discussão no que tange o método de cobrança da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD), de forma que os autoprodutores arquem adequadamente com os custos que o seu consumo implica.

Com a criação do sistema de compensação de energia elétrica pela ANEEL em 2012, a partir do qual o consumidor pôde começar a gerar sua própria energia através de fontes renováveis e cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição, tornou-se necessário analisar os envolvidos com essa nova oportunidade e quais os impactos sobre cada um deles. Os principais agentes são os consumidores e as concessionárias de energia. Porém, para a viabilização dessa forma de geração, também são imprescindíveis os órgãos financiadores, as empresas prestadoras de serviço, os fabricantes de equipamentos e o Estado.

Os consumidores são os principais interessados e beneficiados ao empregarem a GD. Esse consumidor, que opta por investir na própria geração de energia, será chamado de consumidor-produtor ou *prosumer*. Identificar as motivações que levam os consumidores a aderirem à GD é algo essencial, porém extremamente difícil de ser feito dada a heterogeneidade desse grupo.

Existem alguns fatores que exercem forte influência na decisão do consumidor, dentre os principais pode-se destacar a tarifa de energia da área de concessão onde esse se encontra, o nível de insolação ou velocidade do vento (nos caso da geração solar fotovoltaica e eólica, respectivamente), os impostos e incentivos do governo que incidem sobre esse tipo de geração, a renda do consumidor e o apelo sustentável. Porém, apesar da dificuldade de previsão do comportamento do consumidor, sabe-se que a maioria dos *prosumers* buscam com a adesão à GD a redução na conta de energia, ou seja, retorno do seu investimento.

No sistema de compensação de energia, as concessionárias são responsáveis por operacionalizar o sistema, além de divulgar as regras específicas para a sua área de concessão, analisar os projetos de conexão a sua rede, e instalar o equipamento bidirecional de medição. Porém, a maioria das distribuidoras de energia sempre foram contrárias a GD [6]. Segundo audiências públicas, entre as preocupações

estão a necessidade de equipe para avaliação dos projetos e mão de obra especializada, mudança na característica das redes e elevação das perdas onde a geração superar a carga [6]. Mas, além disso, as concessionárias temem perder mercado e valor dos ativos.

Nesse aspecto, deve-se considerar que, com a diminuição dos custos envolvidos, a expansão da GD é inevitável. Essa nova forma de geração de energia tem muito a contribuir quando conectada à rede e pode apresentar diversos benefícios para a concessionária, que continuará a ser remunerada por ser detentora da rede. Mas para que ela possa usufruir dos benefícios proporcionados pela GD, é necessário que haja planejamento considerando essa nova variável. A concessionária, possui todos os dados referentes à rede e tem a capacidade de mapear os melhores pontos para a instalação da GD e assim, criar condições que incentivem a adoção por parte dos consumidores nessas áreas favoráveis. É necessário uma mudança no modo de enxergar essa mudança de cenário, de forma com que sejam aproveitadas as melhores oportunidades oferecidas.

O Estado é um agente importante do mercado elétrico pois estabelece as condições legais-regulatórias para o desenvolvimento da GD, através da ANEEL. Além disso, o Estado também é o responsável por determinar a carga tributária que incide sobre cada transação e equipamento. A definição dos tributos, tanto os federais, quantos os estaduais e municipais, apresentam enorme complexidade para a sua determinação e impactam de forma direta na viabilidade dos projetos.

Os agentes de financiamento são necessários para disponibilizar crédito de forma competitiva aos demais agentes. No caso dos projetos de GD, como o montante de crédito esperado é baixo, o impacto para os financiadores é pequeno. No entanto, a falta de financiamento gera um grande impacto negativo para a evolução dessa modalidade de geração. Atualmente, há poucas linhas de crédito específicas para GD em bancos comerciais, principalmente para pessoas físicas, e as linhas de crédito do existentes no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) não são acessíveis a pequenos empreendimentos de GD.

Os chamados integradores, são empresas que fornecem a solução completa ao cliente. São o elo de ligação entre as concessionárias, consumidores e fabricantes. São responsáveis por executar serviços de instalação, operação e manutenção

de GD. É fundamental a disponibilidade dessas empresas, com qualidade do serviço, a preços acessíveis. Mas como será visto no item 2.3.2 dessa dissertação, essa disponibilidade varia muito para cada região do país.

Os fabricantes fecham a cadeia produtiva de serviços da GD. A disponibilidade de equipamentos a custos razoáveis é essencial. Hoje, a indústria nacional já atende a demanda de equipamentos de medição e proteção. Porém, placas fotovoltaicas, aerogeradores, inversores, entre outros, ainda são importados.

Todos os agentes descritos anteriormente são impactados, de forma positiva e também negativa, pela expansão das fontes renováveis conectadas à rede. Em [6], a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) faz uma análise dos impactos considerando a inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil. Mas, esses impactos podem ser expandidos, em sua maioria, para qualquer tecnologia empregada para a micro e minigeração de energia.

Conforme esperado, há muito mais impactos positivos à expansão da GD do que negativos, de forma geral. Para os dois agentes principais, os consumidores e distribuidoras, os maiores impactos representam custo, ou seja, investimento. Apesar disso, no caso dos consumidores, os custos envolvidos com o projeto podem ser calculados no momento da decisão de instalar ou não a GD, de forma a poderem se programar buscando o principal objetivo da maioria dos *prosumers*, que é a economia na conta de energia.

Já no caso das distribuidoras, os maiores custos são relativos à mudança de realidade e característica do sistema, que uma vez solucionados, não serão recorrentes, e podem gerar inúmeros benefícios se gerenciados de maneira adequada. Por isso é necessário incluir a GD no planejamento das concessionárias, considerando os custos evitados com a expansão da GD e os gastos iniciais com mão de obra especializada para gerenciar esses projetos. E, apesar das empresas temerem a perda de mercado e conseqüente diminuição da receita, deve-se considerar que o mercado de eletricidade é crescente no Brasil. Segundo dados da EPE [10], para o horizonte de 2017 a 2026, o aumento do consumo esperado é de 3,7% a.a., ou seja, caso ocorra grande penetração da GD nas redes, não haveria diminuição da receita, apenas uma redução do crescimento da mesma.

Como exemplo de distribuidora que enxergou na expansão da microgeração

uma nova oportunidade, nos Estados Unidos, a *Arizona Public Service (APS)*, fornecedora de eletricidade dominante do Estado, propõe seu próprio modelo de negócio de energia solar: instalar painéis solares no telhado de 3.000 clientes, sem nenhum custo e pagar a cada um US\$ 30 por mês de crédito na fatura por 20 anos, pelo uso do telhado e também da energia elétrica que os sistemas solares entregarem para a rede da APS. Para o consumidor, isso representa uma economia na conta de energia de US\$ 360 por ano, ou seja, US\$ 7.200 ao final do programa [11].

Para os demais agentes, os impactos são potencialmente positivos. Há necessidade de criação de novos empregos, devido à demanda de mão de obra especializada, estímulo à indústria e empresas de serviços, redução das emissões de gases responsáveis pelo efeito estufa, dentre outros. A sociedade como um todo, se beneficia, maximizando o bem estar socioeconômico.

2.3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Ao contrário da maioria dos países, a matriz energética brasileira já é um exemplo de baixa emissão, e a GD apresenta-se como uma nova forma de manter esse *status* frente ao aumento da demanda. São apresentados a seguir, dados referentes a evolução da micro e minigeração distribuída no país.

2.3.1. ASPECTOS REGULATÓRIOS

Seguindo a tendência de promover a geração de energia a partir de unidades consumidoras de pequeno e médio porte através de fontes renováveis e, portanto, a necessidade de regular esse novo mercado, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 [12] com o objetivo de estabelecer condições gerais para o acesso de micro e minigeração a rede de distribuição.

Nessa resolução, a microgeração foi definida como central geradora com potência instalada menor ou igual a 100 kW enquanto a minigeração como a potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, ambas utilizando fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL.

Foi definido também o Sistema de Compensação de Energia, também conhecido como *net metering*. Nesse sistema, a quantidade de energia gerada pela UC, é abatida do consumo a ser faturado. Caso o montante de energia gerada superasse

a consumida, o excedente poderia ser compensado em até 36 meses na própria UC ou em outras unidades reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, desde que atendidas pela mesma distribuidora. Ou seja, o sistema elétrico funciona como uma bateria com o *net metering*. Nos casos em que a UC gera créditos excedentes, o consumidor ainda estará sujeito a Taxa de Disponibilidade cobrada pela distribuidora.

Em 11 de outubro de 2012, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) manifestou o entendimento do sistema de compensação definido, como forma de comercialização, uma vez que a REN ANEEL 482/2012 não definiu a natureza jurídica da operação, sendo assim, passível de aplicação do Imposto de Circulação de Bens e Serviços (ICMS). Essas informações, foram apresentadas na Nota Técnica nº 0163/2012-SRD/ANEEL [13] publicada em 16 de novembro de 2012, que apresentou algumas retificações para a REN ANEEL 482/2012 com o objetivo de esclarecer as questões levantadas.

Dessa forma, foi publicada então a Resolução Normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012 [14], contendo como principais modificações a limitação da compensação apenas para UCs de mesma titularidade (autoconsumo remoto), inviabilizando o *virtual net metering*, além de caracterizar a compensação como um empréstimo gratuito.

Apesar de esclarecer que o conceito do sistema de compensação não se caracteriza como uma operação de compra e venda de energia e, portanto, a relação entre o consumidor que possui geração distribuída e a concessionária não se caracteriza como uma relação de comercialização [9], em 5 de abril de 2013 o CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6 estabelecendo que ICMS apurado tem como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da rede da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia pelo micro ou minigerador. Ou seja, esse imposto incide sobre toda a energia consumida no mês [15].

O resultado foi o sistema de compensação duplamente penalizado: sem a possibilidade do *virtual net metering* e ainda com a aplicação da tributação sobre o consumo bruto. As modificações feitas pela REN ANEEL 517/2012 em conjunto com o Convênio ICMS 6, publicado alguns meses depois, representaram um enorme retrocesso nas remoções das barreiras visando a expansão da micro e minigeração distribuída.

Desde a publicação da primeira resolução em 2012, um lento processo de adoção de micro e minigeradores foi iniciado no Brasil. Visando estimular a inserção de renováveis, sendo que o Estado de Minas Gerais publicou a Lei nº 20.824 de 31 de julho de 2013, estipulando que o ICMS seria cobrado no estado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e injetada pela geração distribuída. Resultado disso, combinado a outros fatores como bom nível de insolação e altas tarifas, o estado de Minas Gerais é líder no número de conexões de micro e minigeradores na rede.

Para aumentar o público alvo e tornar o processo de conexão da GD à rede mais simples, a ANEEL publicou em 13 de abril de 2015 a Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL [15]. Segundo esse documento, a ANEEL manifestou, apesar de não ser da sua competência, que os impostos deveriam incidir apenas na diferença, se positiva, entre a energia consumida e energia injetada, e caso a parcela de energia injetada fosse maior que a consumida a base de cálculo da tributação deveria ser apenas o custo de disponibilidade [16]. Nessa mesma nota técnica, foi proposta a abertura da Audiência Pública nº 26/2015 que recebeu contribuições para o aperfeiçoamento da REN ANEEL 482/2012 de 7 de maio até 22 de junho de 2015.

Apenas em 22 de abril de 2015, dois anos após a publicação do Convênio ICMS 6, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16/2015 autorizando os estados a concederem a isenção do ICMS sobre a energia elétrica fornecida a rede pela UC, evitando assim a dupla tributação. Esse convênio tem caráter orientativo, e apenas os estados de Santa Catarina, Espírito Santo, Amazonas e Paraná não aderiram até o momento, sendo que este último promove incentivos fiscais através de leis estaduais e não ligadas ao governo federal.

A última resolução publicada até o momento é a Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015 [17], reformulando a REN ANEEL 482/2012 e criando novas regras. Dentre as modificações, estão as definições de microgeração, que agora passa a ser de central geradora conectada a rede de distribuição com potência até 75 kW e para minigeração a potência instalada agora passa a ser de 75 kW até 3 MW para fontes hídricas e até 5 MW para as demais fontes renováveis. O prazo para utilização dos créditos aumentou para 60 meses, e foram criadas duas novas definições: empreendimento com múltiplas unidades e geração compartilhada.

Portanto, agora além da geração junto à carga, que se caracteriza pelo modelo mais básico do sistema de compensação, com apenas uma UC gerando a própria energia, existem mais três modelos. No autoconsumo remoto, criado a partir da REN ANEEL 517/2012, as UCs que possuem a micro ou minigeração e desejam utilizar os créditos excedentes em outros locais, o podem fazer, desde que para outra unidade de mesma titularidade e agente distribuidor. O empreendimento com múltiplas unidades trata-se de um sistema que pertence a vários usuários. Nesse modelo, toda energia gerada é convertida em créditos que podem ser utilizados de duas maneiras: dividida na fatura de todos os participantes, ou utilizada para abatimento do consumo de uso geral. Se enquadram nesse modelo por exemplo, os condomínios, sendo necessário apenas um medidor no sistema de geração. Por último, a geração compartilhada foi definida como uma reunião de consumidores, através de consórcio ou cooperativa, que geram a própria energia para compensar em um local diferente, desde que na mesma área de concessão.

A seguir, na Figura 2.1 apresenta-se uma linha do tempo com resumo dos aspectos regulatórios mais relevantes a respeito da micro e minigeração distribuída citados acima.

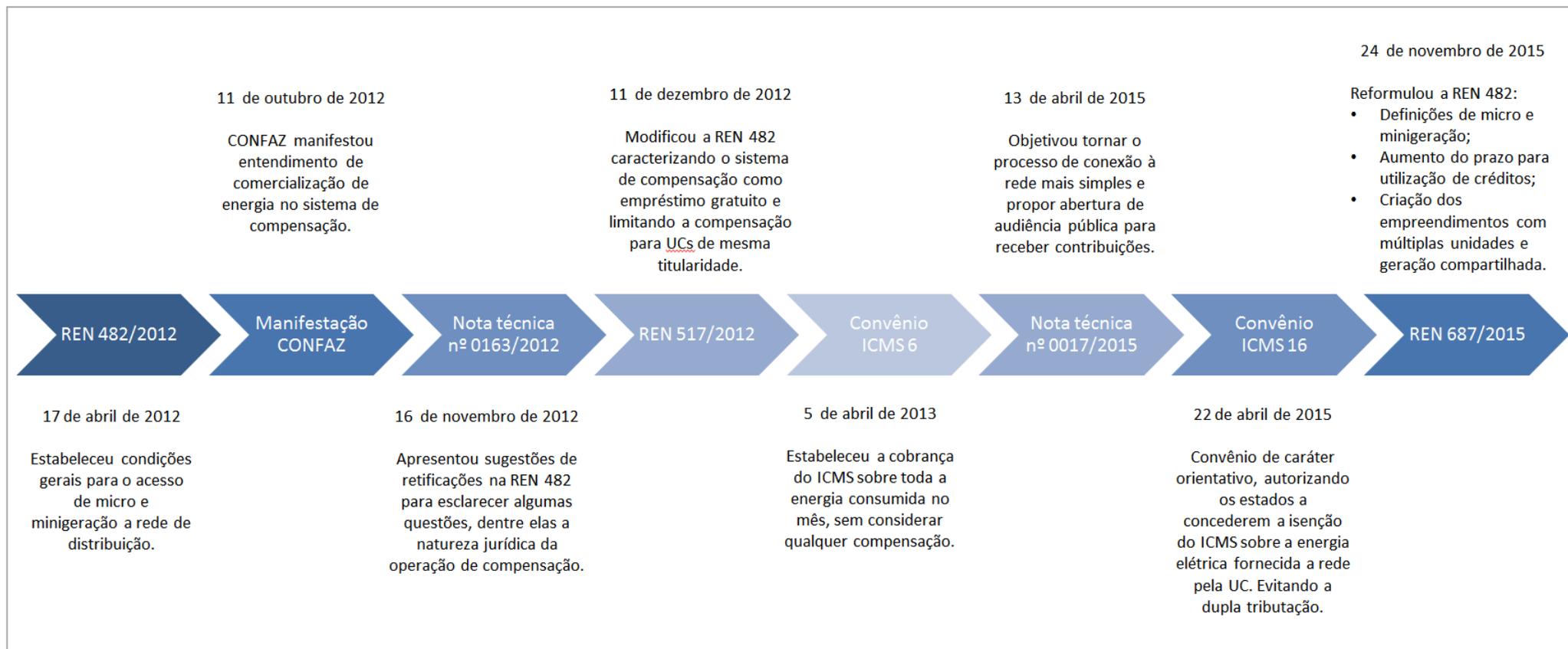


Figura 2.1 – Linha do tempo com os aspectos regulatórios mais relevantes

2.3.2. CENÁRIO ATUAL

Em Nota Técnica [18], a ANEEL publicou dados da micro e minigeração distribuída no país, que auxiliam na compreensão da situação atual do Brasil nessas modalidades de geração, e também apresenta projeções para consumidores residenciais e comerciais utilizando a fonte solar fotovoltaica, no horizonte 2017-2024. Segundo os dados apresentados, até maio de 2017 havia 10561 conexões nas redes das concessionárias.

A Figura 2.2 ilustra a distribuição dos geradores instalados por fonte de energia. Nota-se que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações. Já em termos de potência instalada, a fonte solar apresenta 80,7 MW instalados, o que corresponde a 70% da potência total. As eólicas, respondem por 9% da potência total, conforme apresentado na Figura 2.3.

O pioneirismo da fonte solar fotovoltaica pode ser atribuído a um conjunto de fatores. Dentre eles, pode-se destacar que a energia solar é um recurso energético abundante e inesgotável, e a sua utilização como fonte de energia tem crescido mundialmente, diminuindo assim os custos dessa tecnologia. Segundo dados da pesquisa da Greener [19], nos últimos 12 meses houve redução de 29,41% nos preços médios de sistemas fotovoltaicos.

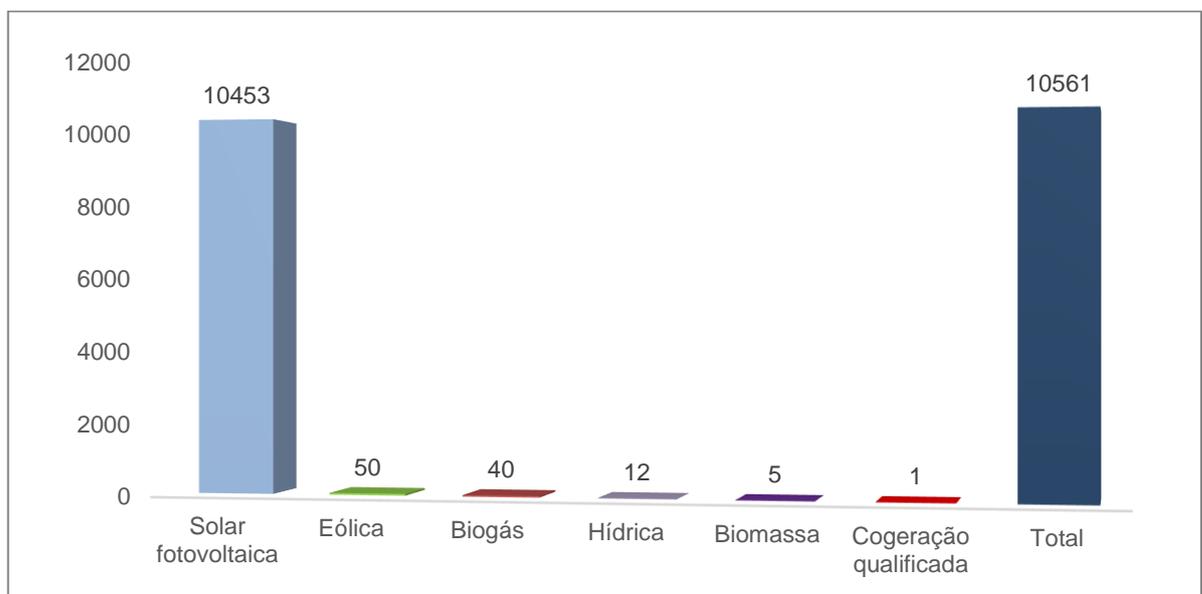


Figura 2.2 – Número de conexões por tipo de fonte. Fonte: [18]

Os geradores eólicos, apesar de terem ganhado destaque devido a grande produtividade dos grandes parques, na micro e minigeração distribuída ainda há poucas conexões. Comparando essas duas fontes renováveis de geração de energia com maior adesão no Brasil, pode-se destacar algumas vantagens da solar com relação à eólica, que ajudam a entender o pioneirismo da primeira: usinas solares fotovoltaicas não produzem ruídos nem vibrações e o país é privilegiado em termos de radiação solar o ano todo, além disso, os sistemas fotovoltaicos ocupam menor espaço. Com os miniarogadores, há a possibilidade de colisão com aves e possuem potencial de geração menor do que os aerogeradores de grande porte, tornando dessa forma o custo nivelado da microgeração eólica superior a fonte fotovoltaica, o que não ocorre nos casos de geração em grande escala.

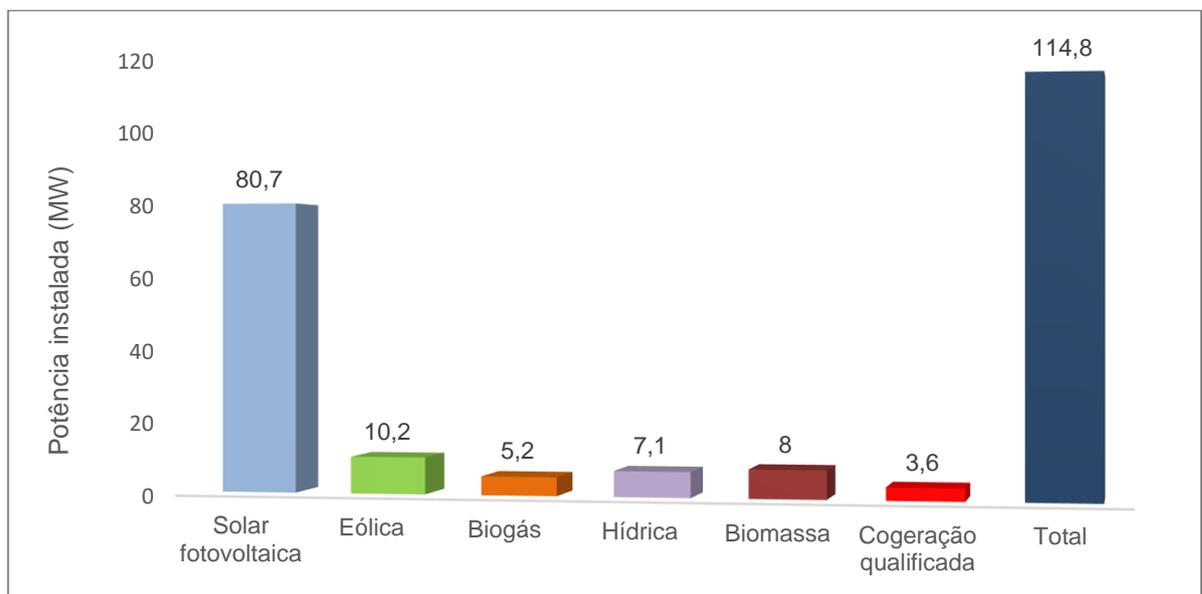


Figura 2.3 – Potência instalada (MW) por tipo de fonte. Fonte: [18]

A Figura 2.4 apresenta o mapa solarimétrico do país, onde observa-se que o nível de radiação não é um fator limitante em todo o território brasileiro. Apesar da energia eólica também poder ser explorada em diversos locais do país, a região com maior potencial eólico é localizada nas costas do Nordeste e do Sul, já que essa forma de geração é dependente dos chamados “corredores” de vento.

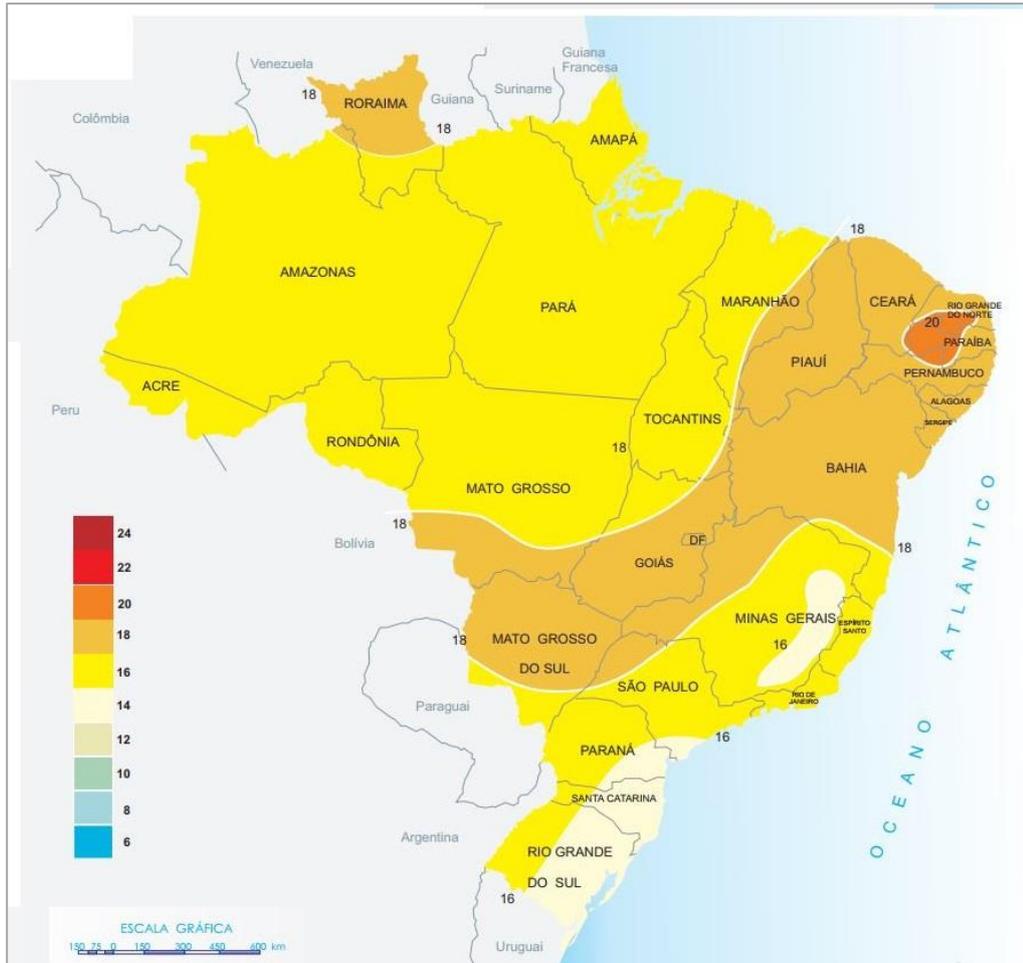


Figura 2.4 – Radiação solar diária – média anual (MJ/ m².dia). Fonte: [20]

Aliado a isso, segundo o Site Portal Solar [21], o número de empresas atuante no setor fotovoltaico tem crescido muito. Existem 464 empresas atuando no Brasil, distribuídas conforme ilustrado na Figura 2.5. Dessas empresas, 155 são empresas verificadas pelo site, ou seja, são empresas que possuem experiência e forneceram a documentação completa comprovando a sua aptidão para atuar com instalações de sistemas fotovoltaicos.



Figura 2.5 – Mapa de empresas no setor fotovoltaico no Brasil. Fonte: [21]

Apesar do aumento significativo de empresas atuantes no setor como integradores, a maioria dessas empresas estão insatisfeitas com o mercado até o momento, conforme dados apresentados na Figura 2.6. A maior dificuldade em vendas constatada ainda é com relação ao preço do sistema fotovoltaico, que para a maior parte dos potenciais clientes ainda é considerado caro [19].

Porém, segundo a pesquisa, as expectativas para os próximos anos são otimistas. Isso se justifica pois apesar das adversidades, e considerando o ambiente político e econômico do Brasil, houve expansão do mercado brasileiro de eletricidade.

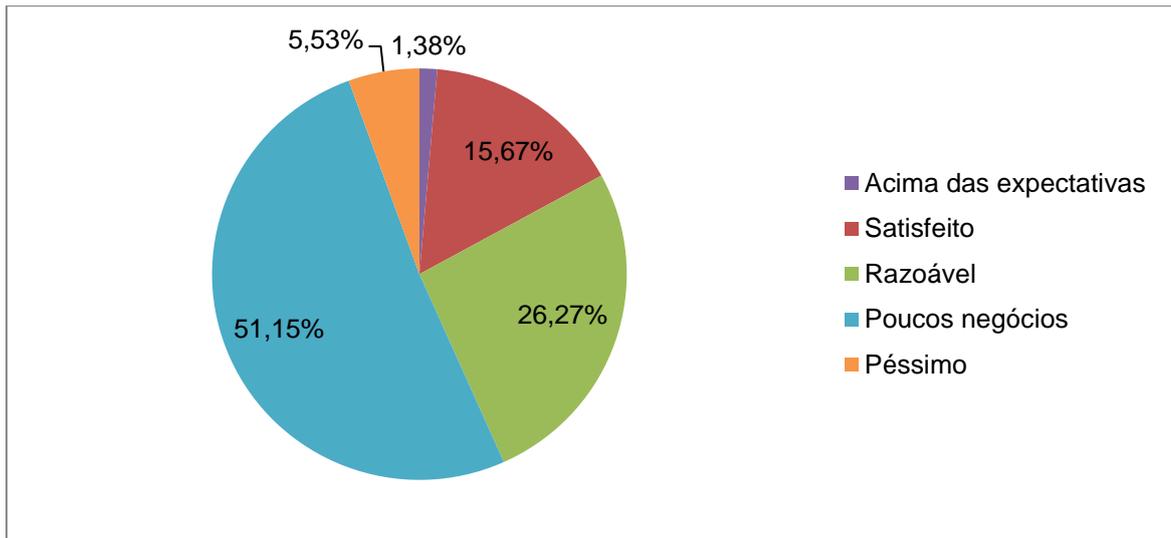


Figura 2.6 – Pesquisa de satisfação das empresas com o mercado. Fonte: [19]

A Figura 2.7 apresenta a evolução da potência instalada dos mini e microgeradores desde 2012, quando foi regulamentada a conexão desses à rede. Com os dados expostos, fica evidente o forte crescimento em 2016, com aumento de 407% em relação a 2015. Analisando nesse mesmo período, os dados do Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil (Figura 2.8), nota-se que nos anos de 2015 e 2016, a atividade econômica havia encolhido, e o país enfrentava uma grave recessão.

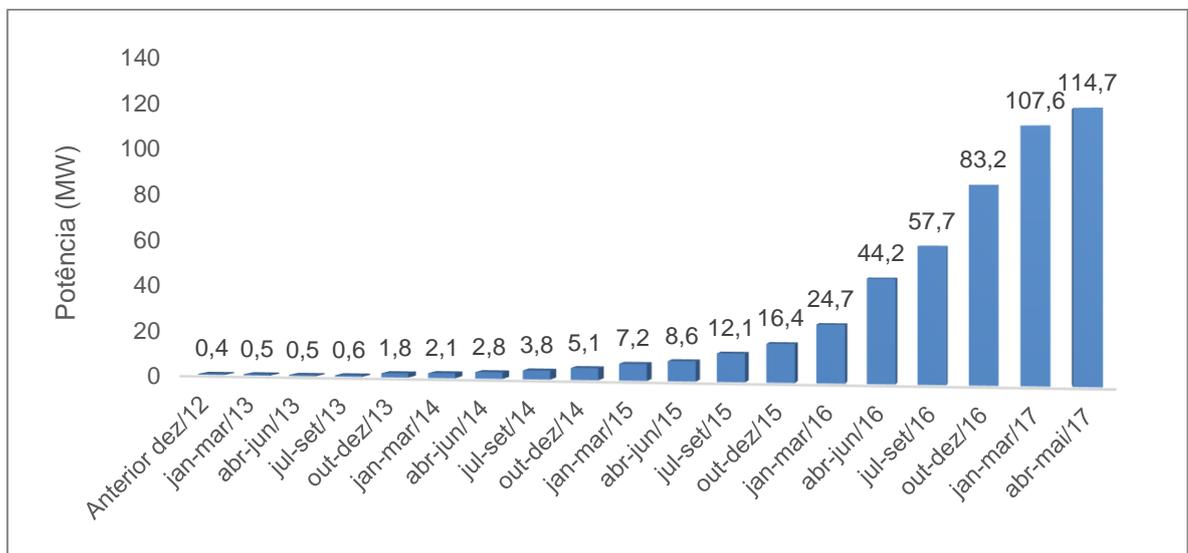


Figura 2.7 – Evolução da potência instalada (MW) até maio de 2017. Fonte: [18]

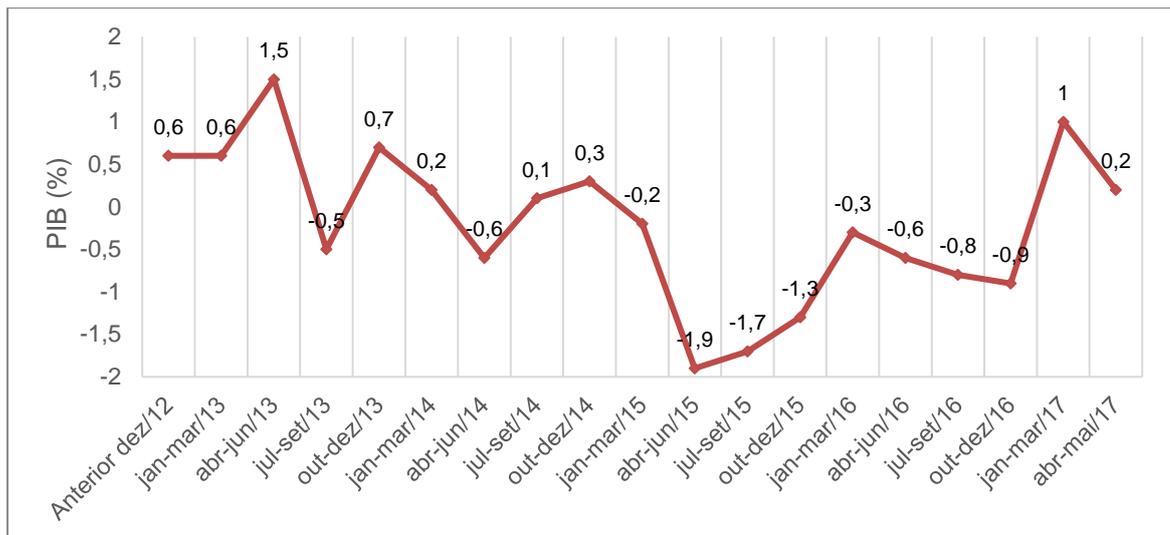


Figura 2.8 – Taxa PIB do trimestre com relação ao trimestre anterior. Fonte: [22]

Outro dado de destaque, é que o mercado de empresas integradoras é bem jovem, ou seja, a grande maioria das empresas possui menos de três anos [19], apresentando forte crescimento em 2016, conforme pode-se observar na Figura 2.9.

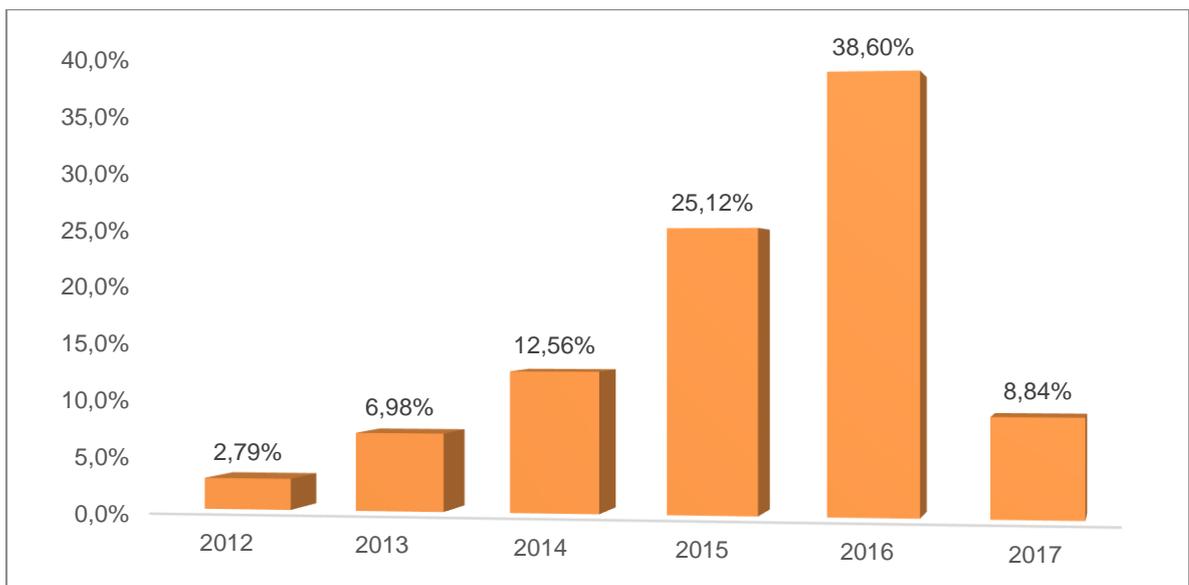


Figura 2.9 – Ano em que a empresa começou a atuar no mercado. Fonte: [19]

Assim, comparando os dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), os dados da ANEEL e os resultados da pesquisa realizada pela Greener, conclui-se que, mesmo com a economia estagnada, o país encontra-se diante de cenário positivo para o crescimento no setor energético, onde diversos empreendedores têm investido na tecnologia de fontes renováveis de energia, em especial na

fotovoltaica, buscando a geração da própria energia elétrica.

Um fator interessante de se analisar é a distribuição de micro e minigeradores por Estado. Existem alguns fatores, que em conjunto, explicam o porque algumas regiões se destacam. Entre eles, pode-se citar o fator socioeconômico, a conscientização da população naquela região, a disponibilidade do recurso escolhido (radiação solar, vento, entre outros) e de empresas, e o custo da energia. No caso da energia solar, pioneira no país, já foi averiguado que o nível de radiação é bom em todo o território, e dessa forma, variações das tarifas de energia são muito mais impactantes.

A maior concentração de sistemas conectados à rede é no Estado de Minas Gerais, seguido por São Paulo como mostrado na Figura 2.10. Minas Gerais, além de ser o estado pioneiro a conceder a isenção do ICMS sobre a energia injetada à rede, apresenta uma alta radiação solar e altas tarifas de energia. Somado a isso, conforme visto na Figura 2.5, há uma alta densidade de empresas do setor na região. Todos esses fatores convergem para que o estado seja líder no número de conexões a sua rede, possuindo 2263 sistemas de micro e minigeradores até maio de 2017.

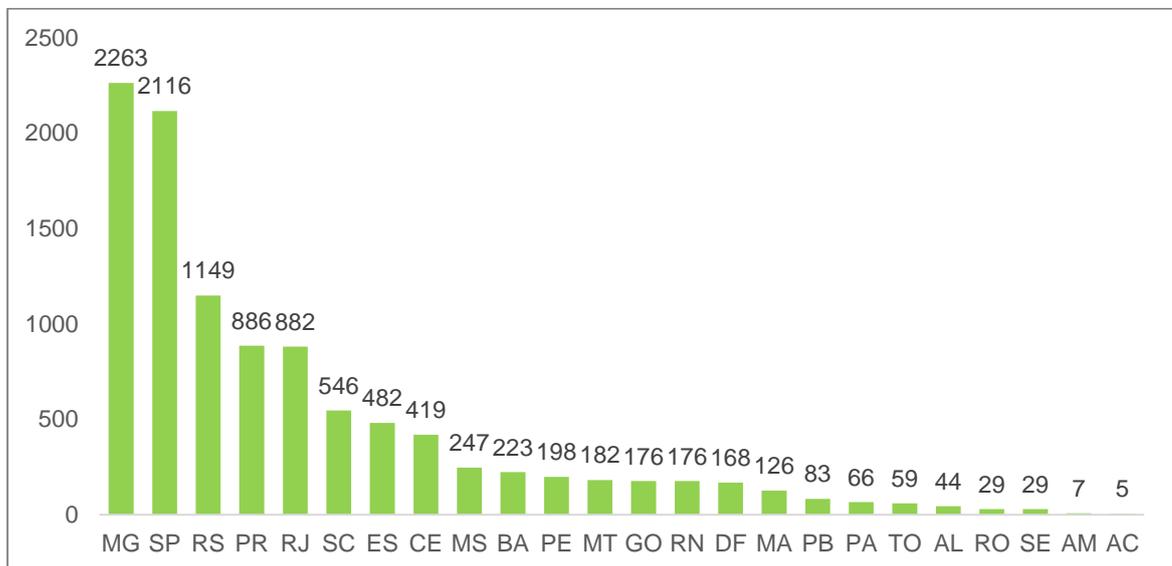


Figura 2.10 – Número de conexões por Estado. Fonte: [18]

Em termos de faixas de potência, observa-se na Figura 2.11 que a grande maioria dos equipamentos (72%) têm potência menor ou igual a 5 kW. Esse perfil está associado principalmente aos consumidores residenciais, que são a classe com

maior participação até o momento na GD conectada à rede.

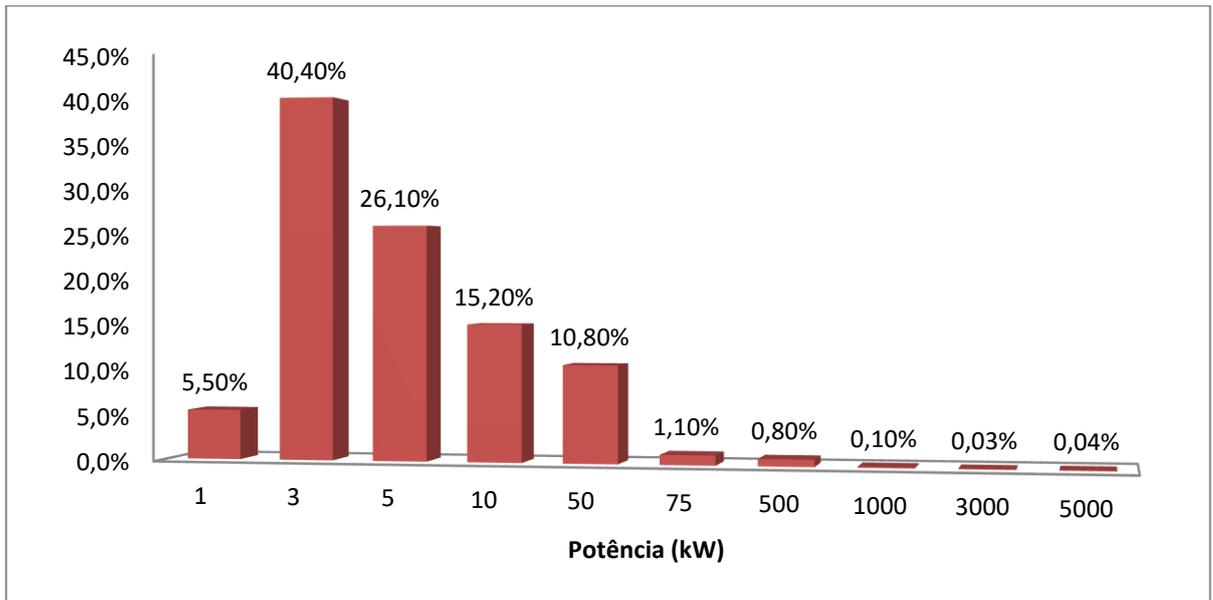


Figura 2.11 – Potência dos geradores instalados. Fonte: [18]

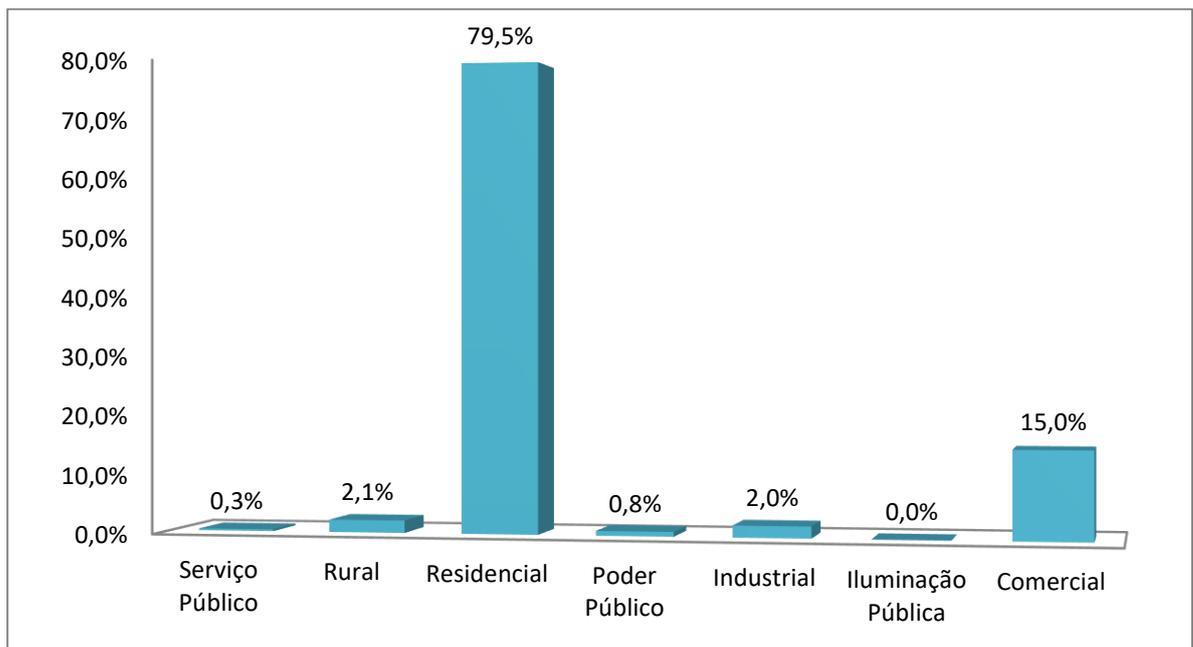


Figura 2.12 – Tipos de consumidores. Fonte: [18]

Devido ao fator de escalabilidade, quanto maior a potência do sistema de geração adquirido, o preço de cada watt-pico reduz significativamente. Ou seja, um sistema de potência pequena (< 5 kW), apesar de mais barato em valores absolutos,

o retorno do investimento é mínimo. Dessa maneira, com as possibilidades introduzidas pela REN ANEEL 687/2015 do empreendimento com múltiplas unidades e a geração compartilhada, conjuntos de consumidores são estimulados a adquirirem juntos um sistema maior do que se cada um tivesse adquirido o próprio gerador separadamente, reduzindo assim o valor do watt-pico [23].

Com relação às modalidades de geração distribuída, pode-se verificar nos dados ANEEL [18] que, 93,2% das conexões destinam-se ao atendimento de apenas uma unidade consumidora, o que está coerente com a concentração das instalações de geração nas classes residencial e comercial apresentada na figura anterior. Contudo, deve-se destacar que até maio de 2017, não havia registro de nenhuma conexão de microgeração em condomínios e poucas na modalidade de geração compartilhada (22 conexões), apesar dos benefícios já discutidos.

2.3.3. AVANÇOS E BARREIRAS

Apesar de alguns passos já terem sido dados a caminho de um cenário com maior penetração de micro e minigeração na rede elétrica brasileira, como por exemplo a regulamentação através da REN ANEEL 482/2012 e suas revisões, assim como a isenção do ICMS pela maioria dos estados, a adesão por parte dos consumidores ainda está aquém da capacidade do país.

Dentre as barreiras atualmente encontradas, pode-se destacar que a maioria dos consumidores esbarram no fator limitante do alto custo dos sistemas de autogeração. Esse custo, que vem diminuindo com os anos, no Brasil se agrava pelo fato do país ainda não possuir uma produção interna significativa desses equipamentos, sendo fortemente dependente da importação desses produtos. Além disso, o consumidor brasileiro precisa começar a enxergar a compra de um sistema de geração através das fontes renováveis, como um investimento ou uma aplicação financeira, que trará retornos a longo prazo.

Para que sejam rompidas algumas dessas barreiras, é preciso observar os novos modelos de mercado que surgem com a geração distribuída, identificando as melhores oportunidades de negócio. Como exemplo, a possibilidade do modelo de autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades, que otimizam a geração de energia dividindo o CAPEX (*Capital Expenditure*) do projeto entre os beneficiários. Sabe-se também, que o fator da escalabilidade

afeta o preço final do projeto, ou seja, quanto maior a capacidade do sistema de geração, menor o custo de cada quilowatt-hora (kWh) gerado, e maior a rentabilidade do projeto. Dessa forma, esses modelos de geração, apesar de apresentarem um custo inicial maior, a energia gerada tem menor custo para cada consumidor.

Nos casos apresentados acima, assume-se que o sistema de geração é adquirido pelo(s) próprio(s) consumidor(es), ou seja, a forma convencional. Porém, existe a possibilidade de outros modelos de negócio, como por exemplo, o modelo de *leasing*, que representa um grande oportunidade para aqueles consumidores que não possuem o capital necessário para investir em GD. Nesse modelo, o custo de instalação para o consumidor é zero. Este, paga uma mensalidade à empresa (integradora ou distribuidora) responsável pela instalação e manutenção do sistema de autoprodução. Ao somar o valor da mensalidade com a nova conta de energia (considerando a redução do consumo devido à autoprodução), tem-se uma economia em relação à conta antiga. Esse modelo é empregado internacionalmente, tanto por empresas integradoras, como por distribuidoras, e tem apresentado ótimos resultados, devido a otimização dos custos, já que todo o processo, desde a compra até a manutenção é realizado por uma única empresa.

O conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de eletricidade, chamado modalidade tarifária, também impacta na expansão da GD, e dependendo da forma como for aplicada pode ser considerada uma barreira ou um avanço para essa forma de geração. A tarifa convencional, utilizada atualmente para os consumidores do grupo B¹, é uma tarifa monômnia (aplicada apenas sobre o consumo) e que independe do horário em que a energia é consumida.

Uma nova opção, que entrará em vigor de forma gradativa, a partir de janeiro de 2018, é a tarifa branca, na qual o valor da energia varia conforme o dia e horário de consumo, com a criação de tarifas diferenciadas nos horários de ponta e fora de ponta. Essa forma de tarifação será oferecida, de forma opcional, para as unidades consumidoras do grupo B (com exceção dos consumidores classificados como baixa

¹ O grupo B (baixa tensão) é caracterizado por unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV. Está subdividido em quatro subgrupos: O consumidor do tipo B1 é o residencial; o consumidor rural é chamado de B2; estabelecimentos comerciais ou industriais de pequeno porte, são classificados como B3; e a iluminação pública é enquadrada no subgrupo B4.

renda e à iluminação pública) e para aquelas pertencentes ao grupo A² optantes da tarifa de baixa tensão. A possibilidade de optar pela tarifa branca amplia os direitos dos consumidores de energia elétrica [24], porém a escolha por essa forma de tarifação deve ser analisada pelo consumidor de acordo com o seu perfil de consumo e a relação entre a tarifa branca e a convencional, que varia de acordo com cada distribuidora.

Com essa possibilidade, o consumidor será incentivado a deslocar o seu consumo para os horários fora de ponta, e mais do que isso, com a tarifa branca a utilização de sistemas *on-grid* com baterias pode ser viabilizado, uma vez que hoje o custo de sistemas de armazenamento ainda são altos e não há estímulo para a aquisição. Porém, com um cenário de tarifas diferenciadas, injetar energia na rede nos horários de ponta (período em que a energia é mais cara), começa a ser uma opção a ser analisada nos sistemas de micro e minigeração.

Outra modalidade tarifária, chamada convencional binômia, pode ser analisada. Atualmente, esta é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, e se caracteriza por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência. A partir de agosto de 2017, o Decreto nº 8.828 permitiu, entre outras coisas, a implantação da tarifa binômia para consumidores de baixa tensão. Com essa medida, a ANEEL poderá implantar a separação da fatura de eletricidade em duas, uma conta pelo uso da rede elétrica e outra pela energia consumida, também para os pequenos consumidores, como os residenciais [25].

Essa nova modalidade tarifária é uma das propostas de modernização do sistema elétrico pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que poderá entrar em vigor em 2021 [26]. Porém, empresários do mercado de GD, estão preocupados com o impacto dessa tarifa binômia no setor, que deverá afetar o tempo de retorno dos projetos. Isso, porque atualmente com o sistema de *net metering*, ocorre um subsídio cruzado com a tarifa monômia, uma vez que a concessionária deixa de receber pelos custos fixos dos *prosumers*, fazendo com que eles sejam repassados para os demais consumidores, ou seja, há um incentivo “escondido” à adesão da REN ANEEL

² O grupo A (alta tensão) é composto por unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômia (aplicada ao consumo e à demanda faturável).

482/2012.

A justificativa para utilização da tarifa binômia, apesar de impactar na rentabilidade dos projetos de GD, é evitar que os consumidores que não aderirem a GD suportem o custo da rede sozinhos, partindo da premissa que apenas quem tem maior poder aquisitivo conseguirá instalar um sistema de geração próprio, transferindo o custo da rede para o consumidor de menor renda no modelo atual de tarifação.

A flexibilização de uma estrutura tarifária adequada permitirá que as tarifas sinalizem os reais custos que cada tipo de unidade consumidora exige da rede de distribuição à qual ela está conectada [25]. Mas, é necessário compreender que a simples adoção de qualquer tarifa binômia não soluciona a questão, e que isso não pode ser implementado de maneira tempestiva. Atualmente, com o modelo de *net metering* adotado no Brasil, esse subsídio cruzado é uma forma de incentivo modesta, se comparada com outros modelos adotados no mundo, conforme será apresentado mais a frente, e deve ser avaliado o impacto da retirada desse incentivo, como a possível mudança na forma de tarifação.

Mas, para que todos os pontos aqui ressaltados possam incentivar a disseminação da micro e minigeração distribuída, é necessário que toda a população conheça as alternativas e possibilidades de geração reguladas pela ANEEL. Porém, uma parcela considerável dos brasileiros ainda desconhece essas opções. É essencial a conscientização e educação do consumidor para que haja confiança em investir na GD. Como uma forma de reduzir esse número, conscientizar e apoiar os consumidores, a ANEEL possui os Cadernos Temáticos de Mini e Microgeração Distribuída, disponíveis em seu site, no qual com uma linguagem clara e direta, esclarece as possíveis dúvidas que possam existir.

Outro avanço que merece destaque na busca em difundir a GD, é a inclusão de sistemas de energia fotovoltaica em projetos do Programa Minha Casa, Minha Vida. Em agosto de 2017, foi anunciado pelo Ministério das Cidades a inclusão dos sistemas de microgeração distribuída nos projetos de habitação popular do governo. Segundo dados da Absolar [27], com uma contratação de aproximadamente 400 mil novas residências em um ano, será possível acrescentar 256 MW pico de geração distribuída em microssistemas fotovoltaicos (considerando que o sistema projetado

geraria na faixa de 70 kWh/mês). Isso representa a criação de mais de 20 mil empregos diretos e indiretos.

2.3.4. PROJEÇÕES

Na Nota Técnica [18], publicada em maio de 2017, além dos dados do cenário atual da GD, também foram realizadas projeções com o intuito de estimar o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar sistemas de microgeração, exclusivamente solar fotovoltaica, no horizonte 2017-2024. O enfoque a essa tecnologia de geração, deve-se ao fato de ser a mais significativa atualmente no país.

Para realização dessas projeções, a ANEEL considerou as tarifas de energia de cada distribuidora, estimativas de custos dos sistemas fotovoltaicos, entre outros aspectos que estão detalhados na nota técnica. Além disso, foi utilizada como premissa para todo o período em estudo, a aplicação da bandeira tarifária amarela.

A Figura 2.13 apresenta os resultados das projeções para os mercados residencial e comercial, indicando o número de consumidores que adotariam a microgeração até 2024.

Os resultados das projeções indicam que 886,7 mil unidades consumidoras podem vir a receber os créditos oriundos de microgeração distribuída solar fotovoltaica em 2024, sendo 808,3 mil no setor residencial e 78,4 mil no setor comercial, totalizando a potência instalada de aproximadamente de 3,2 GW.

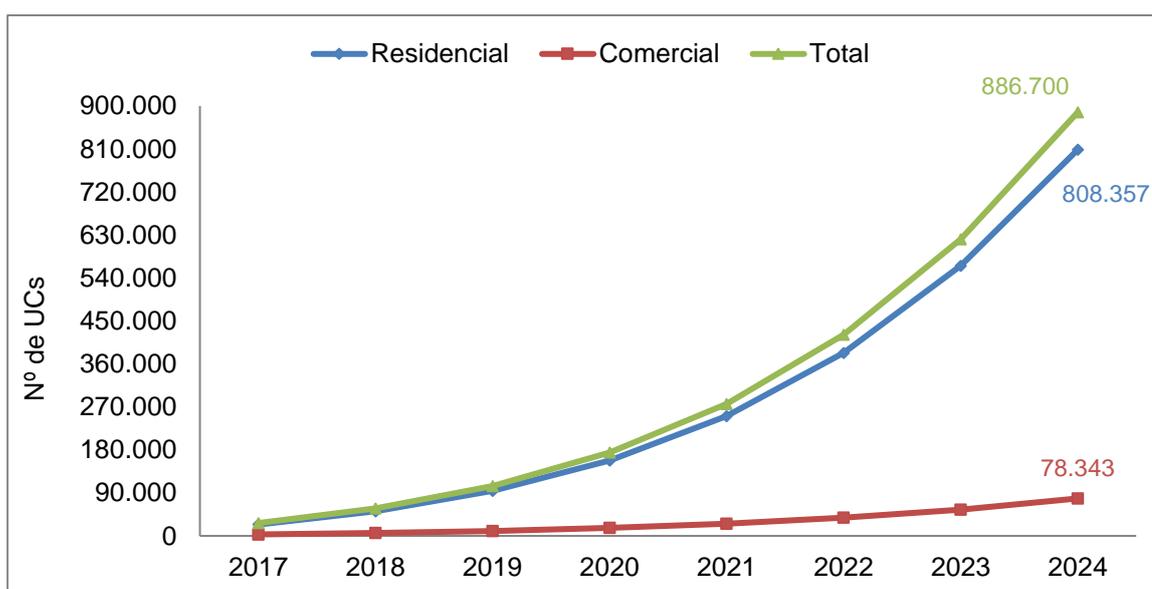


Figura 2.13 – Projeção da ANEEL até 2024. Fonte: [18]

Ao comparar as projeções atuais com as projeções feitas pela ANEEL em 2015, observa-se uma redução entre 28% e 30% dos valores anuais. As diferenças entre as duas projeções se justificam principalmente em função das reduções de crescimento dos mercados residenciais e comerciais para o horizonte 2017-2024, da premissa de adoção de bandeira amarela para todo o horizonte de estudo (diferentemente da premissa de bandeira vermelha adotada no estudo anterior). Como consequência, as novas projeções são mais conservadoras e possuem maior aderência aos dados registrados no site da agência reguladora.

Além dessas projeções, foi calculado o tempo de retorno do sistema fotovoltaico para cada distribuidora, considerando a vida útil dos painéis de 25 anos e de 15 anos do inversor. Foi considerada a instalação de sistemas de 3 kWp para os consumidores residenciais e de 10 kWp para os comerciais, valores estabelecidos com base nas potências médias dos sistemas instalados desde a publicação da REN ANEEL 482/2012. Os resultados do *payback* para sistemas residenciais ficaram em média de 6,58 anos enquanto que para a classe comercial o tempo médio foi de 5,40 anos. Os resultados obtidos pela ANEEL além das premissas e metodologia adotadas, também consideraram a isenção do ICMS por todos os estados [18]. Essa diferença, de aproximadamente 20% entre os tempos de retorno, dá-se devido à curva de consumo característica da classe comercial ser mais próxima da curva de produção de energia pelo sistema fotovoltaico, e dessa forma, grande parte da energia gerada, é consumida “na hora”, sem precisar ser injetada no sistema da concessionária, evitando assim uma incidência de impostos.

Outra projeção otimista para o cenário de energia solar distribuída no Brasil, foi publicada pela *Bloomberg* [28]. A estimativa é de que até 2040 a energia gerada nos telhados das casas, deva representar 20% de toda a energia gerada no país.

2.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO

A geração distribuída, juntamente com as fontes alternativas de geração de energia, vem se consolidando cada dia mais em todo o mundo, seja impulsionadas pela necessidade de diversificação da matriz energética, pelo domínio da tecnologia ou pela busca em reduzir os impactos ambientais de fontes não sustentáveis. A Figura 2.14 mostra a evolução das fontes alternativas no mundo, nos últimos anos. Parte dessa energia, é gerada nos níveis de micro e minigeração, e a tendência é

que represente uma parcela cada vez mais significativa no setor de energia. Estima-se que a fonte fotovoltaica instalada no telhado pelo *prosumer*, represente até 24% da geração de eletricidade na Austrália, 15% na Alemanha, 12% no Japão e 5% nos EUA e na Índia até 2040 [28].

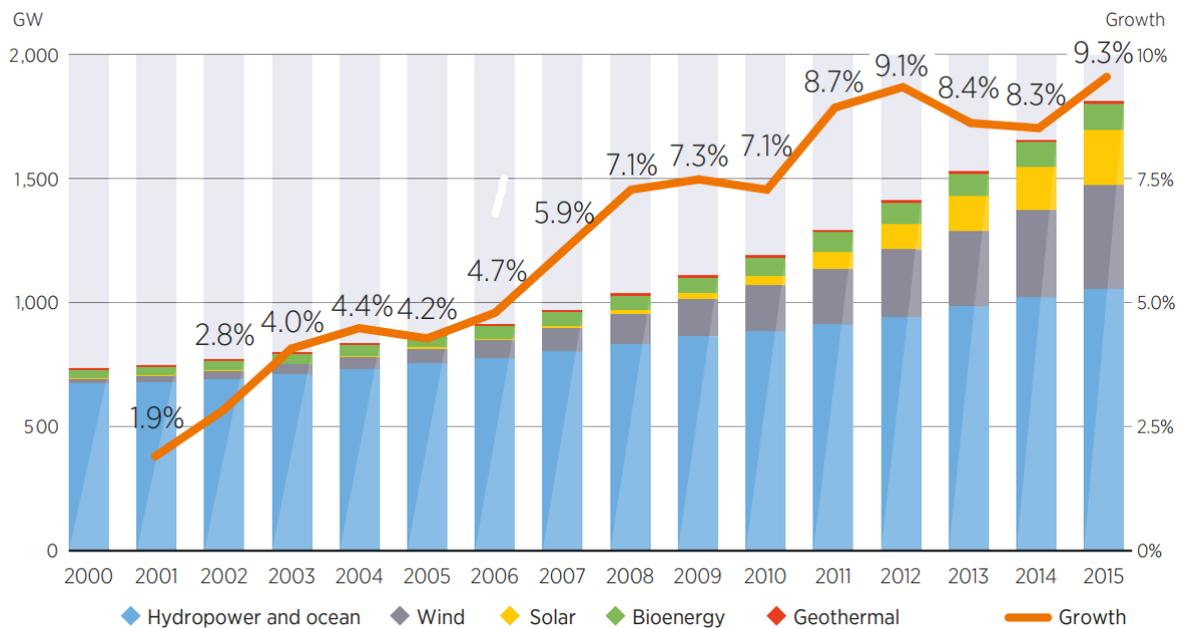


Figura 2.14 – Crescimento mundial das fontes renováveis. Fonte: [29]

A Alemanha foi pioneira em incentivar a conexão de fontes renováveis à rede de distribuição, com atenção especial para a geração a partir de energia solar. Desde 2000, o país vem se empenhando em aplicar a política chamada de *Energiewende*, que tem como objetivo remodelar por completo seu setor energético, baseado em fontes renováveis de energia. O principal alvo dessa política é a energia nuclear. Como resultados, tem-se a consolidação da Alemanha como referência em fomento à geração de energia através de fontes renováveis de energia, especialmente em energia solar fotovoltaica, conforme pode-se observar na Figura 2.15. Até 2012, a Alemanha liderava 32 % da capacidade global instalada.

Os demais países da Europa foram acompanhando o pioneirismo alemão, dominando o mercado fotovoltaico. Boa parte desse sucesso é resultado dos programas e políticas que impulsionaram o uso desta tecnologia nesse continente, principalmente com as tarifas *feed-in*, que consistem em remunerar a eletricidade gerada através de renováveis a um preço “prêmio” (acima da tarifa das distribuidoras) durante um largo período de tempo afim de garantir que o consumidor investidor

tenha um fluxo de caixa contínuo e remunere seu investimento sem nenhum risco.

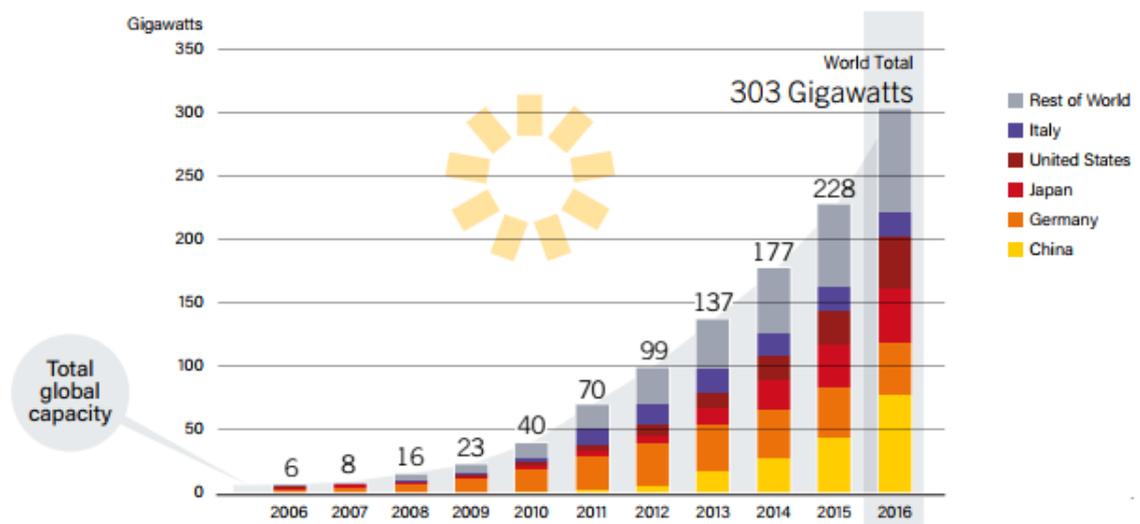


Figura 2.15 – Capacidade de geração solar mundial. Fonte: [30]

Seguindo a tendência alemã em incentivar fontes renováveis, a partir de 2006 nos Estados Unidos, a geração distribuída começou a apresentar crescimento considerável, devido ao programa do estado da Califórnia para instalação de sistemas fotovoltaicos em um milhão de telhados, totalizando 18 GWp de potência até 2018. Atualmente, taxas de financiamentos mais baixas para sistemas fotovoltaicos e deduções de impostos estão entre as políticas de incentivo adotadas pelo governo para o desenvolvimento da fonte. A maioria dos estados do país já aderiram o sistema de *net metering*.

Como resultado, os Estados Unidos possui hoje um mercado consolidado em GD. Opções inovadoras de financiamento estão se popularizando e atraindo novos clientes, como por exemplo o modelo de *leasing*. Além disso, os preços dos sistemas para a autoprodução têm caído. Corporações privadas importantes, com sede no país, têm investido em renováveis, mostrando engajamento e incentivando demais consumidores, como por exemplo a Google, Walmart e Apple.

Outro país que merece destaque é a China, que assim como alguns países da Europa, utilizou o programa de incentivo via tarifas *feed-in* e vem ganhando muito espaço nos últimos anos, ultrapassando a capacidade instalada em geração fotovoltaica da Alemanha, como visto na Figura 2.15. A geração de energia solar na China aumentou significativamente em 2016 com relação ao ano anterior. Segundo dados

da Bloomberg, a capacidade de geração com energia eólica e solar crescerá oito vezes até 2040 [28]. Países como a China são um incentivo, principalmente à captação de energia solar, para outras nações com potencial, como é o caso do Brasil.

Analisando as projeções brasileiras, estas indicam valores inferiores às capacidades dos países destacados nessa seção, como Alemanha, EUA, China. Porém, quando o Brasil começou a regulamentar a GD, em 2012, esses países já estavam com anos de experiência no setor. Dessa forma, pode-se utilizar essas experiências e fazer previsões para o que o país irá enfrentar. Além disso, deve-se levar em conta que a matriz energética desses países é majoritariamente fóssil e portanto, os governos incentivam as fontes alternativas com programas mais agressivos. As tarifas *feed-in* são um exemplo desses incentivos adotados, e serão abordadas no próximo capítulo dessa dissertação.

2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma base teórica sobre a geração distribuída, e esses conceitos serão utilizados para fundamentar políticas públicas de incentivo à micro e minigeração que sejam eficazes para realidade brasileira. Iniciou-se com a apresentação de conceitos básicos relacionados a GD, passando pelo ambiente regulatório brasileiro, apresentando dados atuais e projeções futuras do país, finalizando com exemplos de alguns dos principais países que vêm ganhando destaque ao passar dos anos com a GD, e servem de exemplo para aqueles países que ainda estão caminhando para modificar a sua matriz energética.

3. POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O capítulo anterior apresentou os principais aspectos e conceitos relacionados a GD, mostrando alguns avanços já conquistados e barreiras que são encontradas no processo de expansão da geração através de fontes renováveis em pequena escala no Brasil. A maioria dos países que são considerados potências nessa área, tem em comum um forte incentivo feito através dos seus governos, de forma a diminuir as dificuldades que o consumidor encontra para adquirir um sistema de geração. Já no Brasil, no que se refere às legislações para incentivo e uso das fontes renováveis pelo consumidor, o país ainda está dando os primeiros passos, com uma regulamentação relativamente nova e que apesar de apresentar muito pontos positivos, não é tão agressiva quanto em outros países.

Neste contexto, verifica-se a necessidade de medidas mais incisivas e que possam gerar ganhos para toda a sociedade. Dessa maneira, esse capítulo apresenta algumas políticas públicas que poderão auxiliar a disseminação da micro e minigeração no país, e também ilustrar alguns incentivos que já estão sendo realizados.

3.2. POLÍTICAS PÚBLICAS

Políticas públicas envolvem um conjunto de medidas e ações do governo com o intuito de influenciar ou controlar o comportamento dos agentes. A formação dessas políticas é um processo complexo, e a compreensão do tipo de política a ser adotada é importante para obter uma melhor perspectiva das possibilidades de contribuições bem como suas limitações [31]. Com a análise das políticas públicas busca-se definir o problema e identificar novas propostas, assim como suas consequências e impactos para a sociedade como um todo. Esse estudo faz parte do processo de tomada de decisão dos governos.

Os objetivos sociais ou benefícios dessas políticas podem ser facilmente percebidos, porém, muitas vezes seus custos podem não ser tão óbvios [31]. Por exemplo, ao incentivar a produção de energia a partir de fontes renováveis, é preciso

analisar os custos inerentes a essa nova forma de geração. As análises devem considerar os custos e conceber políticas que permitam atingir os objetivos comuns com o menor custo total possível.

No Brasil, conforme já destacado, a geração distribuída ainda não evoluiu significativamente, se comparada com a capacidade que o país tem em evoluir nessa forma de geração de energia. Dentre as principais razões para esse cenário destacam-se a criação tardia (se comparada a outros países) de legislação pelo órgão regulador. Essa regulamentação, apesar de muito positiva, não possui um caráter agressivo, como em países como a China, onde o governo optou por praticamente subsidiar a geração fotovoltaica. Apesar desses fatores, foi mostrado que as projeções para o país são otimistas. Se implantadas políticas públicas adequadas, o Brasil tem tudo para ser um dos grandes produtores mundiais a partir da GD.

O governo brasileiro tem mostrado interesse em estimular os consumidores a aderirem à modalidade de micro e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis de energia. Para isso são necessárias políticas públicas de incentivo que busquem um equilíbrio entre todos os agentes envolvidos. Assim, o benefício deve ser tanto para os consumidores e o Estado, quanto para a concessionária. É necessário observar que, a política de incentivo deve gerar um bem-estar socioeconômico no mercado de energia maior do que havia anteriormente. Caso contrário, se os ganhos para a sociedade em geral são menores, não vale a pena implementar essa política.

Outro ponto a ser considerado é que o incentivo deve ser proporcional à capacidade de investimento do consumidor. Ou seja, um consumidor industrial não precisa necessariamente receber estímulos na mesma proporção do que um consumidor residencial. Em ambos os casos deve-se avaliar a disponibilidade ou escassez de recursos, os objetivos almejados com a política pública, e os resultados diretos e indiretos esperados de maximização do bem-estar socioeconômico gerado pela política pública.

3.3. MECANISMOS DE INCETIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os mecanismos de incentivo são importantes para estabelecer condições favoráveis ao emprego de fontes alternativas de energia. Assim, para fomentar o mercado dessas fontes, os formuladores de políticas dos governos intervêm a partir de diferentes mecanismos de incentivo, que podem ser diretos ou indiretos. Os diretos

são aqueles que têm como objetivo promover a utilização de fontes de energia renováveis. Já aqueles chamados indiretos, se caracterizam por incentivar a evolução de determinados setores que influenciarão positivamente na disseminação das fontes alternativas. Um exemplo desses mecanismos indiretos são as taxas sobre emissões das indústrias, que incentivam o uso eficiente da energia e uso de novas fontes [32].

As estratégias adotadas também podem ser classificadas dependendo do seu objetivo: curto ou longo prazo. O ideal, é a combinação de ambas as estratégias, já que as de curto prazo são políticas “provisórias”, que visam incentivar os investimentos no setor de forma imediata, porém, apenas até que a tecnologia amadureça. Já as estratégias a longo prazo, devem ser pensadas de maneira que estimulem os investimentos no setor, mesmo após a consolidação desse mercado. Uma forma comum de estímulo a curto prazo para GD, que atende diretamente os objetivos, é a redução da tributação, como por exemplo a isenção do ICMS. Já no que diz respeito a estímulos de longo prazo, os mais conhecidos são os sistemas de preços e sistemas de quotas [8]. Nos sistemas de preços, se enquadram aquelas políticas que, através de instrumentos regulatórios, facilitam o mercado e/ou impactam no preço da energia renovável. Os sistemas de tarifas *feed-in* são um exemplo. Nos sistemas de estímulos de cotas, interfere-se na quantidade mínima de energia renovável que é consumida ou produzida por um determinado agente.

Os principais mecanismos atualmente utilizados para incentivar a GD em todo mundo e suas características, serão apresentadas a seguir:

- *Tarifas feed-in*: Esse sistema de preços, muito utilizado nos países europeus, tem como principal objetivo estabelecer uma remuneração fixa para os produtores de eletricidade a partir das fontes renováveis, a um preço prêmio (acima da tarifa das concessionárias). Dessa maneira, o *prosumer* tem seu investimento remunerado sem nenhum risco.
- *Net Metering*: É o mecanismo utilizado no Brasil, e tem sido importante na promoção de pequenos sistemas de geração. Essa estratégia, baseia-se em um sistema de compensação de energia cujo faturamento da unidade geradora conectada ao SIN resulta da diferença entre a quantidade de energia consumida e a quantidade produzida. O processo promove

apenas a troca de energia entre o *prosumer* e a distribuidora, não envolvendo a venda de energia.

- Leilões: Esse sistema apresenta como vantagem a redução dos custos das fontes renováveis, estimulando um preço competitivo, que acompanha a evolução tecnológica e de mercado dessas fontes. Consiste em definir uma meta para geração de energia através de fontes alternativas, e realizar os leilões, selecionando os projetos de menor custo.
- Sistemas de quotas: Nesse sistema, que tem se tornado cada vez mais comum, o governo determina a quantidade de energia a ser produzida através de fontes renováveis por empresas que produzem e consomem energia. Geralmente, a obrigação é imposta sobre o consumo, mas na Itália, há casos em que a obrigação é aplicada sobre a produção [32]. Definida a quantidade, a empresa tem três opções possíveis: produzir a própria energia renovável; comprar a energia de um gerador que possua os certificados verdes, garantindo a origem renovável da energia; ou adquirir apenas os certificados verdes (excedente de outra empresa que produziu energia renovável). Em caso de descumprimento, o governo pode aplicar multas às empresas.

As tarifas *feed-in*, após o sucesso da Alemanha com esse sistema, têm sido empregadas em diversos países. A preferência por essa política se justifica pelo fato de proporcionar estabilidade financeira a longo prazo para os investidores no setor, algo extremamente importante para um mercado novo de energias renováveis, que compete com tecnologias tradicionais de geração. Esse mecanismo, tem apresentado sucesso em atrair pequenos e grandes investidores, aumentando a penetração das fontes renováveis no mercado, desenvolvendo as indústrias locais e criando novos empregos. Outro ponto que deve ser levado em conta, é que a duração desse subsídio é um parâmetro importante para garantir a efetividade desse instrumento. Além disso, elas são revisadas ao longo de um período estipulado, sendo previsto em alguns casos, uma redução gradual do seu valor, com o objetivo de incentivar a busca pela eficiência e pelo desenvolvimento tecnológico [32].

No Brasil, o sistema de compensação de energia foi definido e regulamentado em 2012 com a REN ANEEL 482, e é o principal mecanismo utilizado no país para

o incentivo aos projetos de micro e minigeração de energia. Esse sistema mostra-se mais efetivo nas regiões onde a tarifa de energia elétrica é mais alta. Isso ocorre, porque não é prevista a compra de energia, mas sim a utilização da rede da distribuidora como uma grande bateria, que armazena créditos energéticos. Esse modelo, é semelhante ao utilizado nos Estados Unidos, e tem como função permitir o consumidor gerar sua própria energia, e não estimular a criação de micro usinas [8].

Portanto, para que haja incentivo à adoção do *net metering*, é necessária a existência da paridade tarifária, ou seja, o custo da geração de energia através da GD deve ser pelo menos igual ao custo da tarifa cobrado pelas distribuidoras. Já os leilões de energia, ajudam a diminuir o preço das tecnologias e deixar o custo da geração de energia pelo microgerador cada vez mais competitivo frente à tarifa da energia convencional.

Conforme já comentado anteriormente, com o sistema de compensação, há um subsídio implícito para os *prosumers*, uma vez que estes deixam de pagar uma parcela da tarifa referente aos custos fixos da distribuidora, fazendo com que eles sejam repassados aos demais consumidores que não optaram por aderir à GD. Apesar de ser considerado um ponto negativo esse subsídio cruzado, deve-se considerar que em um ambiente onde a venda de energia excedente ainda não é regulada, é necessário algum estímulo para que haja adesão por parte dos consumidores.

Diversos estudos na literatura concluem que apenas o *net metering*, sem outros mecanismos financeiros, não é suficiente para fomentar uma penetração realmente significativa no mercado, sendo apropriado apenas para pequenos projetos, como os de micro e minigeração [33]. Pode-se considerar que é um primeiro passo do governo para estimular esse mercado e pode ser visto como uma fase inicial, visando no futuro o emprego de sistemas mais incisivos.

3.4. TRIBUTAÇÃO

Uma vez que o sistema adotado atualmente pelo governo brasileiro, o *net metering*, sozinho não é suficiente para alavancar a micro e minigeração no país, uma das questões que deve ser analisada na formulação de políticas de incentivo é a questão tributária, pois a redução de impostos é um incentivo direto e causa estímulo em qualquer classe de consumo, refletindo na redução do tempo de retorno do investimento dos projetos.

Os impostos cobrados no país que impactam nas energias renováveis são diversos. Entre eles, pode-se destacar o imposto estadual ICMS, e os federais PIS e COFINS. Esses impostos, fazem com que o consumidor interessado em adquirir seu próprio sistema de geração através de fontes alternativas, tenha um sobrecusto de mais de 40% [34].

Até abril de 2015, o ICMS na conta de energia era cobrado com base em toda a energia consumida no mês, não considerando nenhuma compensação de energia proveniente do sistema de autogeração. O resultado era a dupla tributação da energia excedente que era injetada na rede da concessionária. A Figura 3.1 ilustra, simplificada, essa situação.

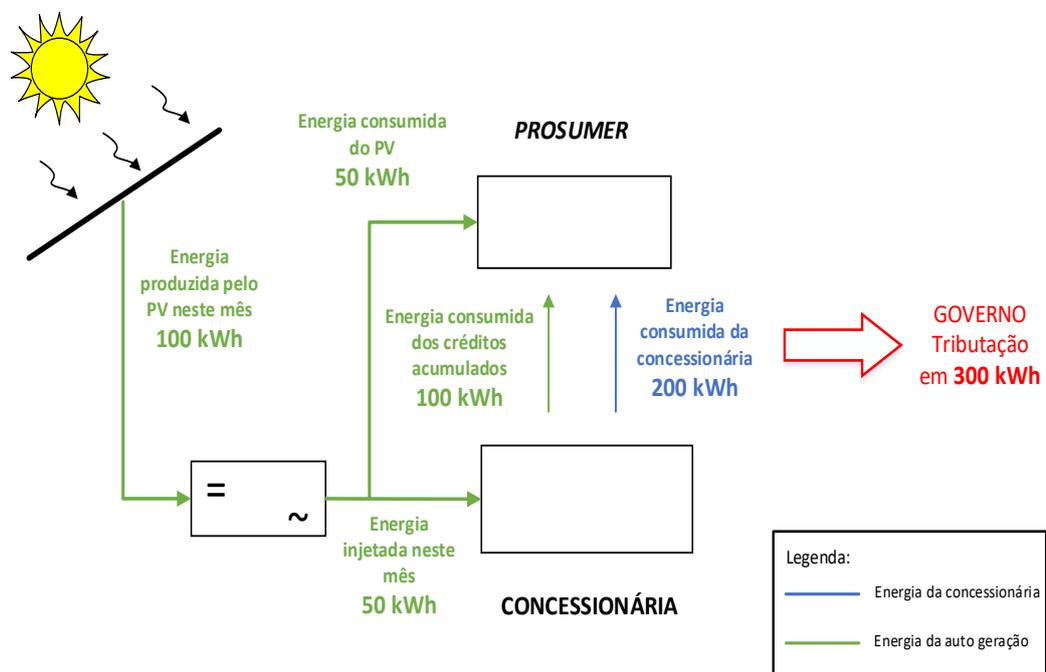


Figura 3.1 – Incidência do ICMS sobre toda a energia consumida.

No mês em questão do exemplo acima, o consumidor-produtor gerou 100 kWh de energia através do painel fotovoltaico, sendo que 50 kWh foram consumidos imediatamente e 50 kWh foram injetados na rede. Ele consumiu 300 kWh da concessionária, onde 200 kWh são provenientes da geração da distribuidora e 100 kWh são referentes aos créditos de energia acumulados em meses anteriores.

Os impostos são cobrados com base nos 300 kWh consumidos através da rede de distribuição. Como se pode observar, a única parcela que não era tributada pelo governo era a parcela gerada pelo painel e já consumida instantaneamente pelo

prosumer. A energia que era injetada, ao retornar para o consumidor em forma de créditos, recebia a incidência de impostos. Nesse contexto, quanto maior a quantidade de energia exportada, maior a tributação, impactando negativamente na paridade tarifária e além disso, incentivando o subdimensionamento dos sistemas residenciais, o que acaba elevando o custo do kWp instalado.

Apesar da ANEEL sinalizar que imposto deveria ser cobrado apenas sobre a diferença, se positiva, entre a energia consumida e a energia injetada, conforme já era feito no estado de Minas Gerais, os demais governos estaduais defendiam que a energia injetada também deveria ser taxada.

A política de isenção do ICMS para energia injetada na rede a partir da microgeração só passou a ser adotada a partir de abril de 2015 com a publicação do Convênio ICMS 16/2015. Esse convênio, de caráter orientativo, autorizou os estados a concederem a isenção do ICMS sobre a energia elétrica fornecida à rede pela UC, começou a ser adotado gradativamente pelos estados brasileiros, evitando assim a dupla tributação. Atualmente, a maioria dos estados já adotou o convênio, sendo que apenas Santa Catarina, Espírito Santo, Amazonas e Amapá não aderiram até o momento. O estado do Paraná é uma exceção, que busca de incentivos fiscais através de leis estaduais e não ligadas ao governo federal.

A desoneração tributária beneficia, por exemplo, tanto consumidores residenciais que abastecem a rede com o excedente gerado através da microgeração, quanto empresas interessadas em amenizar os custos com a conta de energia elétrica. Em [35] foi realizada uma análise estocástica da viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica para quatro cidades de diferentes regiões do país, considerando os cenários com e sem a isenção do ICMS. Através das simulações, verificou-se as probabilidades do sistema fotovoltaico ser viável para as cidades analisadas com e sem ICMS. As porcentagens de viabilidade indicaram que a política de isenção do ICMS oferece um complemento importante para o *net metering*.

Essa mesma proposta de incidência de impostos apenas sobre o consumo líquido de energia pode ser aplicada também para os encargos federais PIS e COFINS. Essa isenção foi formalizada pela Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, convertida da Medida Provisória 675, e faz parte dos incentivos do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) [36].

A isenção de impostos, de forma complementar ao sistema de *net metering*,

vem impulsionando e incentivando ainda mais a adesão por parte dos consumidores. Diversos estudos mostram que o efeito da tributação é extremamente relevante para a competitividade das fontes, e é importante perceber que o impacto desse incentivo varia de acordo com o tipo de consumidor e tipo de fonte instalada.

Por exemplo, para o setor comercial o impacto da tributação é menor do que para o consumidor residencial, no caso da geração fotovoltaica. Isso fica claro ao observarmos as curvas típicas de consumo e geração de cada um desses tipos de consumidores.

Na Figura 3.2, apresenta-se uma curva típica de consumo residencial com um sistema de geração fotovoltaica. Percebe-se que apenas a energia da área hachurada no gráfico é consumida no instante em que é gerada, e o restante da energia gerada é injetada na rede para ser consumida posteriormente.

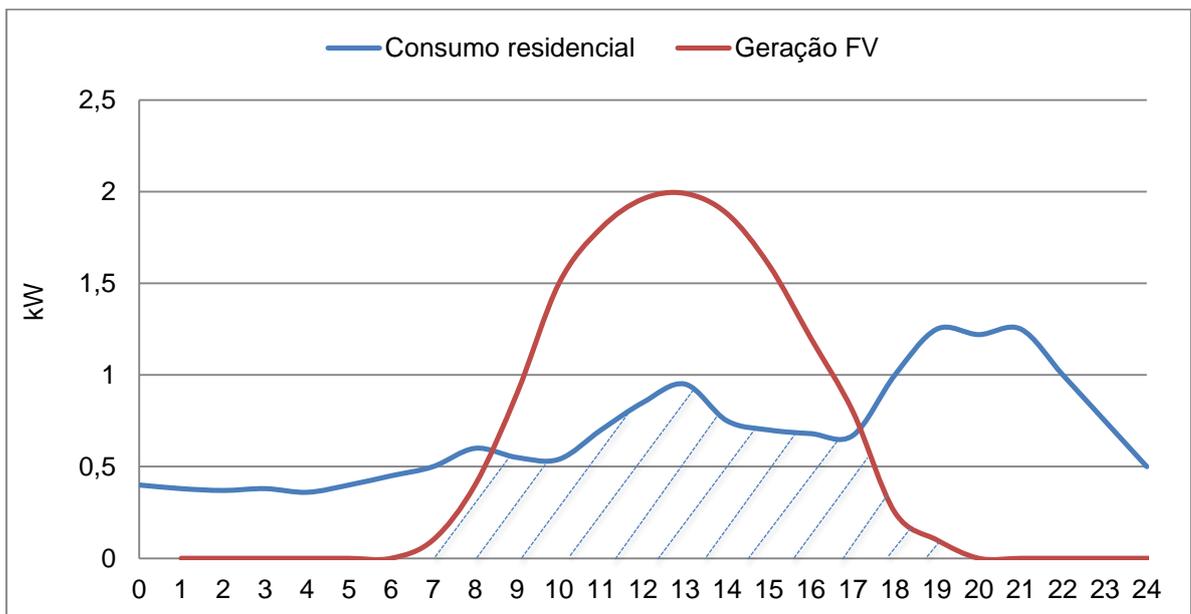


Figura 3.2 – Curva típica de consumo residencial e geração solar. Fonte: [18]

Já para o setor comercial, ilustrado na Figura 3.3, uma parcela maior da energia é consumida no momento em que é gerada. Dessa forma, há menos injeção de energia na rede, e dessa maneira a tributação impacta menos nesse consumidor se comparado com o residencial.

Adicionalmente à isenção do imposto estadual já praticado, a Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei (PL) nº 8.322/2014, originário do Projeto de Lei

do Senado (PLS) nº 317/2013, que tem como objetivo isentar o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) dos equipamentos e componentes de geração elétrica de fonte solar, e estabelece que a isenção cesse quando houver oferta desses equipamentos no Brasil em condições similares aos atualmente importados, quanto ao padrão de qualidade, custo e capacidade de cadeia produtiva. Atualmente, o projeto está aguardando parecer do relator na Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania (CCJC).

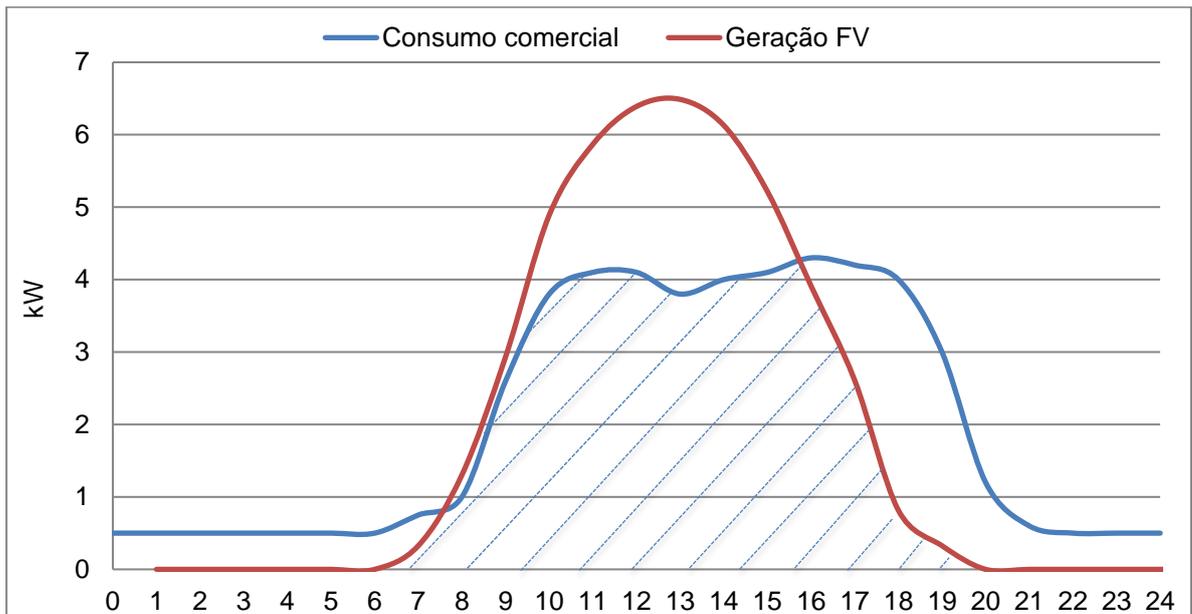


Figura 3.3 – Curva típica de consumo comercial e geração solar. Fonte: [18]

Destaca-se também no aspecto tributário que a isenção de impostos na cadeia produtiva da indústria fotovoltaica contribuiria significativamente para reduzir o valor dos equipamentos para os consumidores, uma vez que o alto custo destes ainda é uma barreira.

Finalizando o aspecto da tributação, deve-se analisar que com a isenção do ICMS na energia que é injetada na rede pela maioria dos estados, os principais impostos incidentes serão os pagos na aquisição e instalação de um sistema de microgeração, que são os impostos federais. Ou seja, se a isenção do imposto estadual, incentiva a adesão da GD, com a evolução desse mercado de fontes renováveis ocorrerá uma transferência de recursos dos estados para a União, já que os principais impostos cobrados serão PIS, COFINS e de Importação. Portanto, será necessário melhor gerenciamento dessas questões tributárias para que não haja um

desequilíbrio e ambos os níveis governamentais possam enxergar a disseminação da GD como um aspecto vantajoso, caso não haja também, a desoneração desses impostos federais.

3.5. FINANCIAMENTO

A tributação é um entrave que precisa ser revisto e discutido pelos órgãos responsáveis de forma a tornar essa forma de geração mais viável. Porém, para que esta se dissemine e ganhe grandes proporções, serão necessárias outras medidas, como a criação de linhas de financiamento acessíveis para facilitar aquisição do sistema de autogeração.

As formas de pagamento à vista ou então o parcelamento sem juros, são as melhores opções de aquisição de sistema de geração, sob a ótica de tempo de retorno do investimento, ou *payback*. Isso ocorre, pois evitam os custos adicionais inerentes aos juros do financiamento. O problema é que grande parte dos consumidores não possui e/ou não deseja investir esse montante de capital em geração de energia.

Hoje, segundo pesquisa realizada pela Greener [19], o financiamento vem sendo um gargalo na venda para as maiorias das empresas. Os bancos de fomento, que possuem taxas mais atrativas, possuem pouca liberação de crédito perante a necessidade do mercado. A Figura 3.4 apresenta os principais modelos de vendas, de empresas integradoras do setor fotovoltaico. Nota-se que é pequena a parcela de clientes que opta pelo financiamento em bancos.

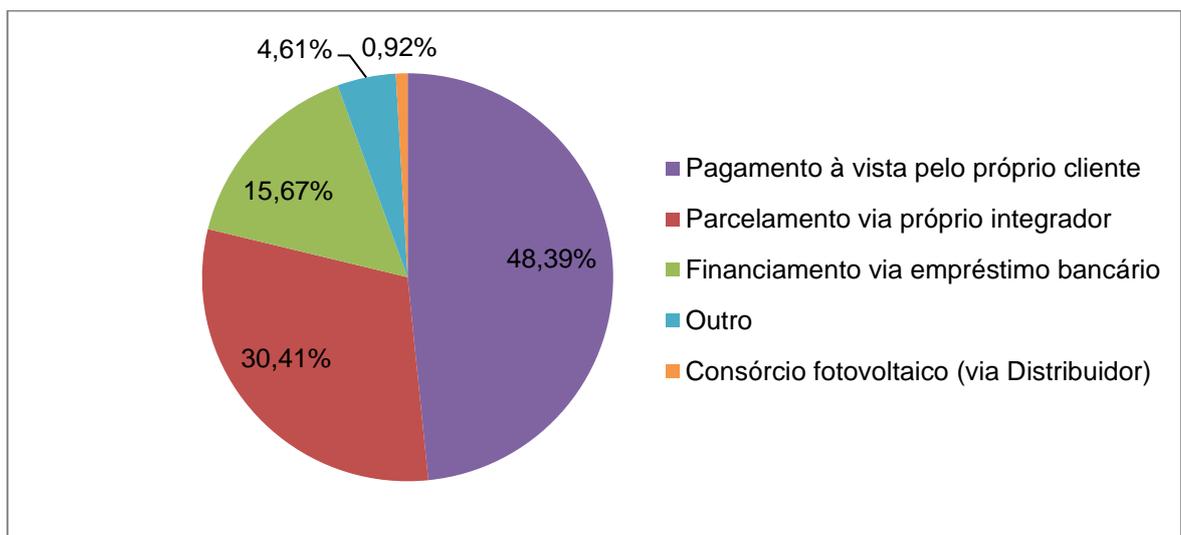


Figura 3.4 – Principal modelo de vendas do setor fotovoltaico. Fonte: [19]

Para mudar esse cenário, é preciso dedicação do governo junto aos bancos públicos (Caixa Econômica Federal, Banco do Brasil, BNDES) para a criação de linhas de financiamento com taxas atrativas, a prazos razoáveis e que sejam acessíveis a todos os consumidores, inclusive pessoas físicas com projetos de geração de pequeno porte. Dessa forma, será possível que o consumidor compre os equipamentos necessários para gerar sua própria energia, através de uma linha de crédito com facilidades similares às para comprar um carro, por exemplo.

Em um mercado em desenvolvimento e com excesso de empresas atuantes, é natural que a concorrência entre essas empresas integradoras seja maior. Como ponto de destaque com relação à concorrência, opções de financiamento próprias podem ser um grande diferencial no mercado, colocando essas empresas capitalizadas em vantagem competitiva com relação aos concorrentes. O financiamento feito pelo agente integrador é uma tendência nos Estados Unidos, conhecido como *third-party financing*. A empresa Blue Sol, por exemplo, parcela a aquisição de sistemas fotovoltaicos em até três vezes sem juros, e segundo dados divulgados [37], essa forma corresponde a 57% das vendas da empresa.

Um dos principais problemas das poucas linhas existentes de crédito, é que grande parte possui uma taxa real de juros alta. Porém, esse cenário tende a mudar com a diminuição da taxa SELIC nos últimos meses de 2017, conforme verifica-se na Figura 3.5. A taxa SELIC é utilizada como referência para o cálculo das demais taxas de juros cobradas pelo mercado e para definição da política monetária praticada pelo governo. Dessa forma, com a redução dessa taxa, os juros de financiamento também diminuem, criando assim um cenário mais favorável e atrativo.

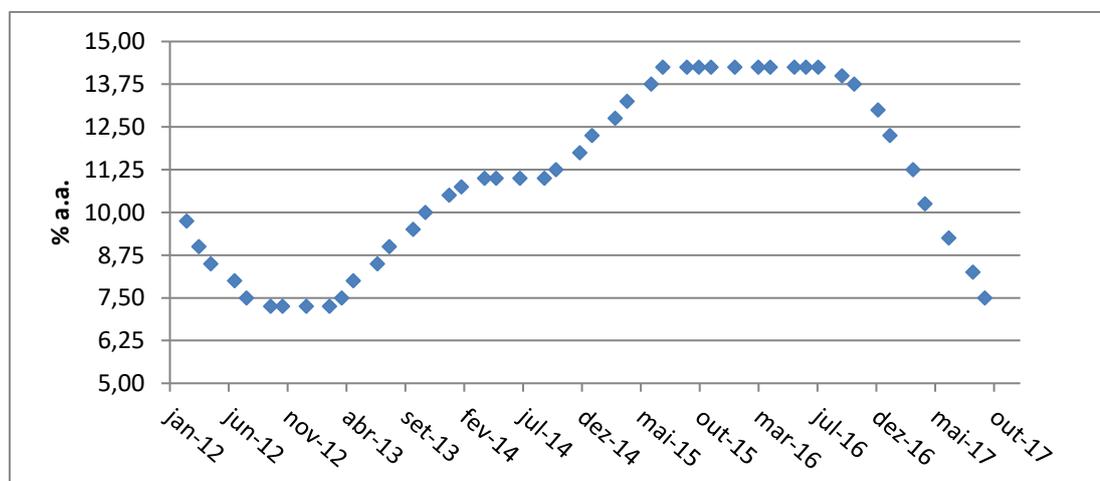


Figura 3.5 – Evolução da taxa SELIC nos últimos anos. Fonte: [38]

Conforme apresentado, tem-se um forte gargalo do mercado atrelado à taxa de juros e às condições de financiamento. A seguir, serão apresentadas algumas linhas de financiamento existentes, destacando as suas principais características. No Anexo A dessa dissertação, a Tabela A.1 apresenta um resumo comparativos das linhas que serão aqui apresentadas.

- **Linha de financiamento sustentável do banco Santander [39]:**

O banco Santander desenvolveu um modelo próprio para incentivar fonte renováveis. O grande diferencial dessa linha de financiamento está na atuação em setores pouco explorados pelas outras instituições financeiras, e não é necessário possuir conta corrente no banco. Atende pessoas físicas e jurídicas, em todo país, financiando até 100% de bens e serviços relacionados a soluções sustentáveis. Os prazos são de até 36 meses, e as taxas de juros variam de acordo com o número de parcelas:

Tabela 3.1 – Opções de taxas de juros com o financiamento do banco Santander

Número de parcelas	Taxa de juros aplicada
Entrada + 9 parcelas	Sem juros
Entrada + 23 parcelas	1,10 % a.m.
Entrada + 35 parcelas	1,45 % a.m.

- **FNE SOL do Banco do Nordeste [40]:**

Essa é uma linha de financiamento destinada a aquisição de sistemas de micro e minigeração distribuída de energia. É feito através do Banco do Nordeste do Brasil (BNB) que utiliza recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). Atende os estados da região Nordeste e o norte dos estados do Espírito Santo e Minas Gerais com financiamento de até 100% dos itens que constituem um sistema de micro ou minigeração. Podem solicitar o financiamento todos os portes de empresas industriais, agroindustriais, comerciais e de prestação de serviços, produtores rurais, cooperativas e associações legalmente constituídas. As taxas de juros variam de 0,53% a 0,80% a.m., dependendo do tipo do cliente.

O destaque dessa linha é a existência do bônus de 15% sobre os juros, caso as prestações sejam pagas até os vencimentos. Os prazos do financiamento vão até

144 meses, e como garantidas pede-se hipoteca, alienação fiduciária³ (limitado a financiamento de até 90% do valor dos bens que compõe o sistema), fiança ou aval.

- **Fomento Paraná [41]:**

Essa é uma linha de financiamento do Governo do Paraná para aquisição de equipamentos para geração de energia a partir de fontes renováveis (fotovoltaica, eólicas ou biomassa) para empresas dos setores da indústria, comércio ou prestação de serviços, de micro ou pequeno porte, do estado do Paraná. Essa linha financia até 100% do valor do projeto, para empresas com mais de doze meses de faturamento, ou 60% para empresas com menos tempo. As taxas de juros variam de 0,70% a 0,86% a.m. acrescida da variação anual da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). Dentre as garantias, tem-se aval de terceiros, garantias fidejussórias⁴ e garantias reais correspondentes a no mínimo 130% do valor do financiamento. O prazo é de até 120 meses.

- **Financiamento para energia solar do Sicredi [42]:**

Essa linha de crédito é específica para a aquisição de tecnologias voltadas para a energia solar. O público alvo são pessoas físicas e jurídicas de todo país, associadas ao Sicredi. Possui prazo de até 60 meses, com limite de crédito que varia com a capacidade de pagamento do cliente. As taxas de juros variam entre 1% e 3% a.m., condicionadas a análise de crédito.

- **FNO Amazonia Sustentável não Rural do Banco da Amazônia [43]:**

Esse programa visa contribuir para o desenvolvimento econômico e social da Região Norte de forma sustentável, apoiando empreendimentos não rurais na aquisição de máquinas e equipamentos, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (FNO). São atendidas empresas de todos os tamanhos, de pequeno até grande porte, na região Norte. As taxas variam entre 0,59% e 1,02% a.m., de acordo com o tamanho da empresa. O prazo é de até 144 meses.

³ Alienação fiduciária, ou alienação em garantia, é um modelo de garantia de propriedades, onde o bem adquirido pelo comprador através de financiamento, fica como garantia da dívida. O bem só passará a ser registrado no nome do comprador quando este quita todo o pagamento. Caso não haja o cumprimento dos pagamentos, o bem é tomado pelo credor.

⁴ Garantias fidejussórias são aquelas prestadas por pessoas, e não por bens, como na garantia real. Assim, em descumprimento de determinada obrigação, o débito será garantido por uma terceira pessoa. As modalidades de garantia pessoal são o aval e a fiança.

- **Cartão Construcard da Caixa [44]:**

Essa é uma linha de crédito para comprar material de construção, e além dos materiais comuns se enquadram também os aquecedores solares, aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica. Essa linha pode ser contratada por pessoas físicas com conta na Caixa. Se aprovado, o cliente recebe um cartão e tem até seis meses para comprar o que precisar. As taxas variam de 1,40% a 1,85% a.m., com financiamento de até 100% dos itens financiáveis (desde que dentro do escopo de 180 mil). O prazo é de até 240 meses, e entre as garantias exigidas, tem-se aval, alienação fiduciária de bem móvel ou imóvel, caução de depósito/aplicação financeira.

- **Finame do BNDES [45]:**

O BNDES oferece financiamento, por intermédio de instituições financeiras credenciadas, para a aquisição de máquinas e equipamentos de fabricação nacional com o código Finame [46]. Assim, sistemas de microgeração credenciados através do código poderão ter sua aquisição financiada. Operações de financiamento para pequenos projetos, podem ser feitas de forma indireta, por meio de agentes financeiros. Já grandes projetos são tratados de forma direta com o BNDES. Válido para pessoas jurídicas de todo país. A taxa de juros, para pequenos projetos, é o somatório do custo financeiro (aplica-se a TJPL), da remuneração básica do BNDES, da taxa de intermediação financeira e remuneração da instituição financeira credenciada (a ser negociada com a própria instituição). Os prazos e limites de financiamento dependem da capacidade do beneficiário. Há a possibilidade de utilização do BNDES FGI (Fundo Garantidor do Investimento) para complementar as garantias oferecidas pela empresa.

- **Proger Urbano Banco do Brasil [47]:**

Essa linha de financiamento tem como objetivo ampliar ou modernizar empresas. Com o financiamento, é possível reformar instalações e fazer aquisição de máquinas e equipamentos. Tem como vantagem oferecer taxas mais atrativas, pois é realizada com recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT), do Governo Federal. Além disso, é feita a isenção da cobrança de Imposto sobre Operações Financeiras (IOF) e pode-se utilizar o Fundo de Aval às Micro e Pequenas Empresas

(FAMPE) como garantia de parte do financiamento. Podem ter acesso a esse financiamento empresas que faturem até 10 milhões por ano, e as taxas variam de acordo com o relacionamento com o Banco do Brasil. O prazo é de até 72 meses, sendo que a empresa tem até 12 meses para iniciar os pagamentos.

- **Crédito Rural Pronaf Eco do Banco do Brasil [48]:**

Essa linha, também do Banco do Brasil, é destinada ao produtor rural que deseja investir em práticas sustentáveis, como por exemplo, em fontes de energia renováveis. A linha de crédito atende produtores familiares (de acordo com os critérios apresentados no site [48]), com taxa de juros de 0,21% a.m. para projetos eco e de 0,45% a.m para silvicultura. O prazo é de até 144 meses, como limite máximo de financiamento de 165 mil reais.

- **FCO Empresarial [49] e Rural [50] do Banco do Brasil:**

Essa linha de financiamento utiliza recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Centro Oeste (FCO), e tem o objetivo de contribuir para o desenvolvimento econômico e social dessa região. O FCO Empresarial tem como público alvo empresas que atuam nos setores industrial, agroindustrial, mineral, de turismo, de infraestrutura econômica e de comércio e serviços. Já o FCO Rural é voltado para produtores rurais, tanto pessoa física quanto jurídica, bem como cooperativas e associações com atividade rural. As taxas variam de acordo com o porte do cliente. No caso empresarial, as taxas variam desde 0,55% a 0,8% a.m., enquanto que para o rural variam de 0,41% a 0,68% a.m.. O prazo é de até 240 meses, e é exigida garantia de 130% do valor financiado.

- **Linha Economia Verde da Desenvolve SP [51]:**

A Desenvolve SP, financia projetos sustentáveis que promovam a redução de emissões de gases de efeito estufa e que minimizem o impacto da atividade produtiva no meio ambiente, como a troca de combustíveis fósseis por renováveis. É voltado para pequenas e médias empresas paulistas, e pode englobar até 100% dos itens financiáveis, que na área de energias renováveis são a compra e instalação de equipamentos para a produção de energia limpa. O prazo é de até 120 meses, com taxas a partir de 0,53% a.m., atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Para os empresários de pequenas e médias empresas que não

possuem garantias reais, a Desenvolve SP fornece as alternativas dos fundos garantidores.

A partir das principais linhas de financiamento destacadas nessa dissertação, pode-se concluir que: a maioria é focada em disponibilizar crédito para empresas ou pessoas jurídicas; as taxas de juros variam muito de um banco para o outro; e além disso, na maioria dos casos são exigidas diversas garantias (como imóveis, veículos, títulos, entre outros) para conseguir o acesso ao financiamento.

Como solução para este último problema, tem-se os fundos garantidores, cujo objetivo é de complementar as garantias exigidas pelos agentes financeiros para concessão de crédito, pois muitas vezes o pequeno empreendedor não possui garantias para apresentar. Algumas das linhas apresentadas acima, já oferecem a opção dos fundos garantidores.

A Figura 3.6 apresenta as principais linhas de financiamentos utilizadas na aquisição de sistemas fotovoltaicos. Segundo a pesquisa realizada com empresas integradoras [19], na maioria das vendas o cliente optou por não utilizar nenhuma linha de financiamento. Em seguida tem-se a linha de financiamento sustentável do banco Santander, que se destaca por parcelar em até dez vezes sem juros, ser acessível a pessoas físicas e não necessariamente clientes do banco. A grande vantagem do parcelamento com a ausência de juros é que, considerando que o dinheiro desvaloriza com o tempo, ao aumentar seu prazo de pagamento sem a adição de juros, paga-se “menos” na aquisição do sistema, do que o valor à vista [37]. E por isso, essa opção de financiamento é hoje a melhor disponível, sob o aspecto de retorno.

Os bancos de fomento, que apesar de terem uma condição muito favorável para financiamento de sistemas de GD, possuem uma baixa atuação dentro dos sistemas financiados. Nota-se ainda que quase metade das empresas integradoras não acessam nenhuma linha de crédito para financiar sistemas fotovoltaicos, impactando fortemente nas suas vendas.

A expansão da GD no Brasil só não é maior porque não há linhas de financiamento competitivas, e devido à instabilidade regulatória desse novo mercado que ainda esta se consolidando no país, os bancos comerciais ainda não estão seguros em financiar esses projetos. Porém, projetos para consumidores residenciais, que

geralmente optam pela microgeração, representam um montante de crédito relativamente baixo, e portanto os impactos para os financiadores é pequeno. E, conforme já dito, caso não haja linhas de financiamento acessíveis a todos os consumidores, o impacto negativo na disseminação da GD será muito grande.

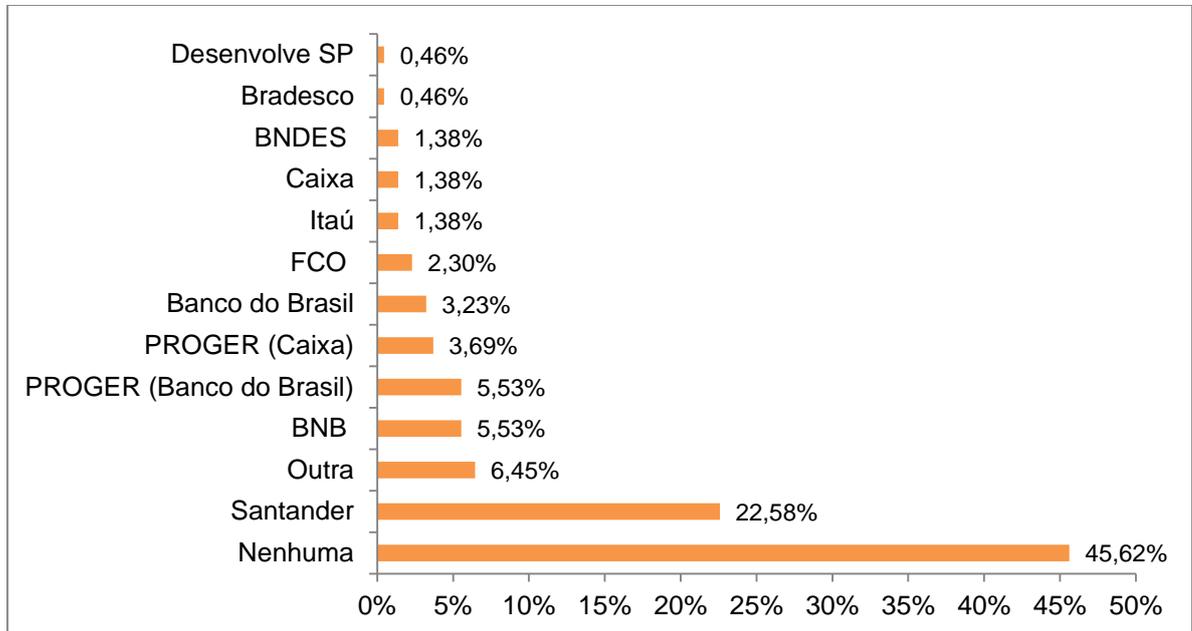


Figura 3.6 – Principais linhas de financiamento utilizadas. Fonte: [19]

Sob o ponto de vista do consumidor, é necessário criar estratégias de financiamento. Por exemplo, adquirir um sistema de micro ou minigeração através de financiamento, no qual a parcela do financiamento seja paga com a economia de energia gerada pelo sistema. Assim, o investidor não precisa arcar com dois custos: o do financiamento e o da conta de energia. Além disso, é possível criar diversos cenários de financiamento, com e sem entrada, de acordo com a capacidade do cliente. Um financiamento sem entrada, apesar de se alongar por mais anos e geralmente apresentar maiores taxas de juros, pode ser uma alternativa para aqueles clientes que desejam evitar o desembolso inicial.

Além da linha de crédito para que o consumidor possa investir, as concessionárias de energia também podem receber esse estímulo. A distribuidora detém as informações e dados dos consumidores e da rede de energia elétrica, e dessa forma, elas podem realizar estudos para identificar quais os melhores lugares para a instalação da geração distribuída na rede. Esse cenário pode gerar valor para a concessionária, que reduz perdas, posterga investimentos e, portanto, também gera valor

para o seu investidor. Um novo modelo de negócios pode ser integrado à atuação tradicional de distribuição de energia: a gestão eficaz da geração e consumo distribuídos em parceria com o consumidor, responsável pela demanda.

É preciso então, que seja desenvolvido um estudo das possibilidades de financiamento para cada agente, para que a micro geração seja disseminada na rede de distribuição.

Para mitigar alguns dos problemas com as linhas de financiamento, algumas sugestões são:

- Possibilidade de utilização do FGTS para a aquisição de sistemas de geração, conforme já proposto no PLS nº 371/2015 que ainda esta sob análise da Comissão de Assuntos Sociais (CAS);
- Aceitação do próprio sistema como garantia pelos financiadores, conforme já feito na linha do BNB;
- Enquadramento do financiamento de sistemas de geração nas mesmas condições e facilidades que os financiamento imobiliários;
- Criação de consórcios.

3.6. EXEMPLOS DE INCENTIVOS

Essa seção, tem como objetivo destacar alguns programas criado por órgãos do governo, com o intuito de incentivar a geração distribuída e fontes renováveis de energia.

Em 2002, foi criado pelo governo o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com o tem o objetivo principal aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, a partir de de turbinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e de biomassa, não contemplando, no entanto, a energia solar. Esse programa, pioneiro, representou um importante marco para o setor de energias renováveis no Brasil e contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, além de ter fomentado a geração de milhares de empregos diretos e indiretos em todo o país.

O Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS) foi um programa mais específico, que no período de 2007 à 2015 possibilitou às empresas participantes a desoneração de tributos e impostos

federais incidentes na implantação industrial, na produção e comercialização de células e painéis fotovoltaicos. Em contrapartida, as empresas eram obrigadas a realizarem anualmente investimentos mínimos em atividades de P&D.

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) é o programa mais recente do governo, criado pelo MME em dezembro de 2015. Conforme o próprio nome já deixa explícito, esse programa objetiva estimular a geração de energia pelo próprio consumidor. A ênfase é dada à fonte solar fotovoltaica. O objetivo do programa está vinculado à sustentabilidade e, para isso, várias metas foram traçadas, incluindo a redução das emissões de carbono em relação aos níveis de 2005, em 37% até 2015, e em 43% até 2030 além de alcançar 23% de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica até 2030 [36].

Dentre as principais ações do programa, pode-se destacar: a criação e expansão de linhas de crédito para GD; incentivo industrial; implantação de sistemas de GD em prédios públicos; leilões específicos; além de estudar a permissão da venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia.

Por fim, destaca-se o PLS nº 168/2013 que determina nos projetos de novas edificações de propriedade da União, os sistemas de aquecimento de água e condicionamento de ar deverão prever o uso de fontes renováveis para atendimento de, no mínimo, 50% das necessidades energéticas para a produção de calor e de frio. As fontes renováveis elegíveis para a utilização destes projetos são biomassa, radiação solar, energia geotérmica e eólica. O projeto de lei ainda está em tramitação.

3.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os principais aspectos que devem ser considerados pelos elaboradores de políticas públicas do governo, de forma a incentivar de maneira efetiva a adesão da geração distribuída pelo consumidor. Entre os desafios em estimular o esse setor, pode-se destacar a necessidade de linhas de financiamento acessíveis e com taxas de juros mais atrativas, e atenção no que diz respeito a tributação, já que esse ponto impacta de maneira direta na rentabilidade dos projetos.

Nesse sentido, foram definidos os mecanismos diretos e indiretos, além das estratégias de curto e longo prazo para disseminação da GD. Verificou-se que para

a construção e consolidação de um novo mercado aliado a uma nova forma de consumo, adotar políticas específicas de incentivo a longo prazo são essenciais. Finalizando o capítulo, foi dado destaque aos principais programas de incentivo do governo existentes.

4. MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO ELÉTRICO

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No intuito de avaliar políticas públicas de incentivo, nesse capítulo é apresentado o modelo econômico do mercado elétrico utilizado nesta dissertação e as principais variáveis que o compõem. Ao aplicar esse modelo, a maximização do bem-estar socioeconômico produzido por uma ou outra política pode ser avaliada. Inicialmente o modelo é descrito em detalhes, e em seguida são apresentadas implementações dentro deste, como a avaliação da renda crítica e influencia da tributação.

4.2. O MODELO TAROT

A modelagem econômica do mercado elétrico tem sido desenvolvida e publicada em diversos trabalhos de pesquisa [52], [53], [54], [55], [56], resultando no modelo TAROT – Tarifação Otimizada. Este modelo, é capaz de exprimir a interação dos agentes prestadores do serviço elétrico com aqueles que o contratam de maneira simples e fiel. A

Figura 4.1 ilustra de forma sintetizada o diagrama dos fluxos monetários (alguns virtuais) que ocorrem em um mercado elementar de distribuição de energia elétrica.

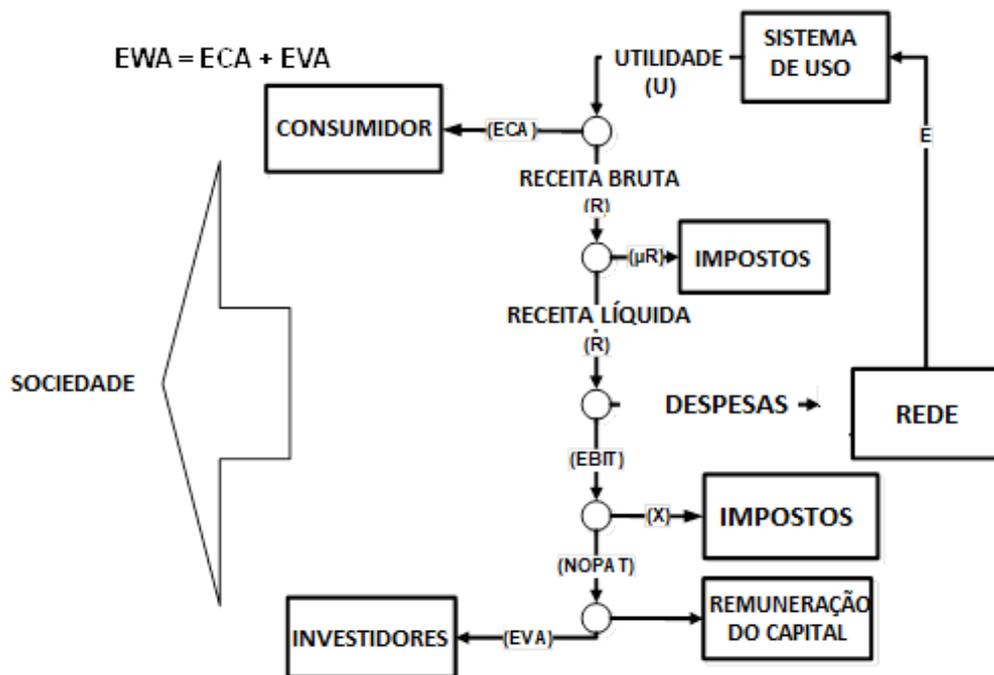


Figura 4.1 – O modelo econômico do mercado elétrico. Fonte: [55]

A utilidade (U), ou disposição para pagar do consumidor apresentada na

Figura 4.1 reflete o princípio de avidez (a) e saciedade (b) pelo consumo de energia elétrica. Dessa forma, a avidez quantifica o anseio do consumidor em adquirir a energia, enquanto que a saciedade mostra que quanto maior a quantidade de energia (E) for consumida, o consumidor sente-se menos disposto a pagar por mais daquele produto [57]. Assim, a utilidade é dada pela seguinte expressão:

$$U = aE - \frac{b}{2} E^2 \quad (1)$$

A concessionária, por sua vez, ao fornecer energia ao consumidor é remunerada com uma receita (R). Sendo (T) a tarifa de energia, a receita paga à concessionária é:

$$R = T.E \quad (2)$$

Sobre essa receita é aplicada a alíquota tributária (μ). O resultado do desconto desse tributo é a receita líquida da concessionária. Com essa receita líquida, a concessionária deve arcar com seus custos (C), que envolve as despesas (G), os tributos (X) sobre o Lucro Tributável (EBIT - *Earnings Before Interest and Taxes*) e a remuneração do capital investido.

Como se trata de um serviço público universal, todo consumidor recebe um excedente, ou *surplus* (ECA - *Economic Consumer Added*) e a empresa, o valor econômico adicionado (EVA - *Economic Valued Added*) que é revertido aos investidores (que também fazem parte da sociedade) [58].

Assim, o bem-estar social (EWA - *Economic Welfare Added*) desse serviço é a soma de (ECA) e (EVA):

$$EWA = ECA + EVA = (U - R) + (R - C) = U - C \quad (3)$$

Para obter a maximização do bem-estar socioeconômico é necessário que:

- 1) O custo seja mínimo;
- 2) O valor econômico adicionado (EVA) seja nulo.

De forma sucinta, os principais fluxos monetários do modelo econômico do

mercado elétrico, TAROT, foram descritos de forma a inciar a familiarização com esse modelo. A seguir, a modelagem do consumidor e da empresa distribuidora serão expostos com maior detalhe.

4.2.1. MODELO DE CONSUMO

Os consumidores moldam seus hábitos de consumo em função dos preços, de suas preferências e da sua renda. Dessa maneira, considerar-se-á um consumidor com uma renda (Y). Esse consumidor se depara com diversos Bens e Serviços (B&S) disponíveis no mercado para compra, inclusive a energia elétrica (E). Como o foco deste projeto é a energia elétrica (EE), será suposta além desta a existência de outro único B&S (Não-EE).

A microeconomia explica o porquê da compra de B&S's, assumindo que, de cada um, o consumidor auferir um valor econômico de uso (U, \bar{U}). Sejam (E, \bar{E}) as quantidades de EE e "Não-EE" adquiridas, e (T, \bar{T}) seus preços unitários ou tarifas. Os valores de uso para estes B&S's serão:

$$U = aE - \frac{b}{2} E^2 \quad \bar{U} = a\bar{E} - \frac{\bar{b}}{2} \bar{E}^2 \quad (4)$$

onde (a, b) são parâmetros do consumidor: (a, \bar{a}) expressam avidez e (b, \bar{b}) a saciedade.

A função $U(E)$ que descreve o comportamento típico do consumidor é côncava e conhecida por Curva de Von Neumann e Morgerstern. Adotou-se em (4) formas simplificadas dessa curva.

Assumindo que o usuário compra o par de B&S (E, \bar{E}) que maximiza a sua utilidade (U, \bar{U}), sujeito à sua restrição de renda, tem-se:

$$TE + \bar{T}\bar{E} \leq Y \quad (5)$$

com as restrições:

$$E > 0 \quad \bar{E} > 0 \quad (6)$$

Tem-se definido assim, o chamado Paradigma do Consumo Racional. Trata-se de um problema de ótimo condicionado, em que os valores dos B&S (E, \bar{E}) podem ser obtidos através do método de otimização de Lagrange. Para isso constrói-se a Função Lagrangeana:

$$\mathcal{L} = U + \bar{U} - \lambda R'' \quad (7)$$

onde:

$$R'' = TE + \bar{T}\bar{E} - Y \quad (8)$$

e λ é uma variável auxiliar escalar, denominada Multiplicador de Lagrange.

Impondo a anulação das derivadas, para maximizar a Função Lagrangeana em (7), tem-se:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial U} = \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \bar{U}} = 0 \quad (9)$$

que resulta:

$$a - bE = \lambda T \quad \bar{a} - \bar{b}\bar{E} = \lambda \bar{T} \quad (10)$$

Isolando-se a variável E, tem-se:

$$E = \frac{a - \lambda T}{b} \quad \bar{E} = \frac{\bar{a} - \lambda \bar{T}}{\bar{b}} \quad (11)$$

Agora, impondo a restrição dada em (6), obtém-se:

$$T \frac{a - \lambda T}{b} + \bar{T} \frac{\bar{a} - \lambda \bar{T}}{\bar{b}} = Y \quad (12)$$

$$\frac{Ta}{b} + \frac{\bar{T}\bar{a}}{\bar{b}} - \lambda \left(\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{\bar{b}} \right) = Y \quad (13)$$

Em seguida, explicitando o valor do Multiplicador de Lagrange, tem-se:

$$\lambda = \frac{\frac{Ta}{b} + \frac{\bar{T}\bar{a}}{\bar{b}} - Y}{\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{\bar{b}}} \quad (14)$$

Substituindo em (11), obtém-se (E) em termos de (T,Y):

$$E = \frac{a}{b} - \left(\frac{\frac{Ta}{b} + \frac{\bar{T}\bar{a}}{\bar{b}} - Y}{\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{\bar{b}}} \right) \left(\frac{T}{b} \right) \quad (15)$$

Pode-se definir:

$$E_M = \frac{a}{b} \quad Y_M = \frac{Ta}{b} + \frac{\bar{T}\bar{a}}{\bar{b}} \quad (16)$$

Então:

$$E = E_M - \left(\frac{Y_M - Y}{\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{\bar{b}}} \right) \left(\frac{T}{b} \right) \quad (17)$$

$$\frac{E}{E_M} = 1 - \left(\frac{Y_M - Y}{\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{b}} \right) \left(\frac{T}{\bar{T}} \right) \quad (18)$$

$$\frac{E}{E_M} = 1 - \left(1 - \frac{Y}{Y_M} \right) \left(\frac{Y_M}{\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{b}} \right) \left(\frac{T}{\bar{T}} \right) \quad (19)$$

Sendo que o fator que multiplica $\left(1 - \frac{Y}{Y_M} \right)$ é:

$$\left(\frac{\frac{T_a}{b} + \frac{\bar{T}_a}{b}}{\frac{T^2}{b} + \frac{\bar{T}^2}{b}} \right) \left(\frac{T}{\bar{T}} \right) \quad (20)$$

e assumindo que:

$$\frac{T_a}{b} \ll \frac{\bar{T}_a}{b} \quad \frac{T^2}{b} \ll \frac{\bar{T}^2}{b} \quad (21)$$

equivale a supor que os gastos com eletricidade são pequenos em relação ao total de renda (Y) do consumidor. Então, o fator é dado aproximadamente como:

$$\frac{\frac{\bar{T}_a}{b} T}{\frac{\bar{T}^2}{b} a} = \frac{\bar{a} T}{\bar{T} a} = \frac{\bar{a} T}{a \bar{T}} \quad (22)$$

Assim, tem-se o consumo (E) do usuário expresso por:

$$\frac{E}{E_M} = 1 - \left(\frac{a}{\bar{a}} \right)^{-1} \left(1 - \frac{Y}{Y_M} \right) \frac{T}{\bar{T}} \quad (23)$$

onde (E, \bar{E}) são dados em (MWh/ano); (T, \bar{T}) em (R\$/MWh); (Y, \bar{Y}) em (R\$/cons); e (a, \bar{a}) em (R\$/MWh).

A partir dessa formulação, pode-se concluir que a resposta do consumidor a um certo B&S, depende preço desse produto, da renda do usuário e das suas preferências.

4.2.1. O PAPEL DA RENDA NO MODELO DE MERCADO DO CONSUMIDOR

No intuito de desenvolver e aplicar o modelo econômico aos usuários de eletricidade, sejam eles de um conjunto, de uma área de concessão, ou ainda do Brasil inteiro, é preciso considerar a distribuição de renda $Y(n)$ que exprime os ingressos em função do número (n) atribuído ao usuário em ordem crescente da renda.

Assumindo que as preferências são iguais para todos os consumidores, existe para cada tarifa uma renda crítica de modo que os consumidores incluídos como usuários elétricos são aqueles com $Y(n) > Y_c(T)$. A renda crítica é a principal característica de comportamento do consumidor, e é obtida do modelo impondo que o consumo é nulo ($E=0$) na equação (23):

$$0 = 1 - \left(1 - \frac{Y_C}{Y_M}\right) \left(\frac{a}{\bar{a}}\right)^{-1} \left(\frac{T}{\bar{T}}\right) \quad (24)$$

$$1 = \left(1 - \frac{Y_C}{Y_M}\right) \left(\frac{a}{\bar{a}}\right)^{-1} \left(\frac{T}{\bar{T}}\right) \quad (25)$$

$$\left(\frac{T}{\bar{T}}\right)^{-1} \left(\frac{a}{\bar{a}}\right) = 1 - \frac{Y_C}{Y_M} \quad (26)$$

Assim,

$$Y_C(T) = \left[1 - \left(\frac{a}{\bar{a}}\right) \left(\frac{T}{\bar{T}}\right)^{-1}\right] Y_M \quad (27)$$

Observa-se que a Figura 4.2, retrata $Y_C(T)$ e uma distribuição de renda $Y(n)$, mostrando as principais características de consumo de energia elétrica.

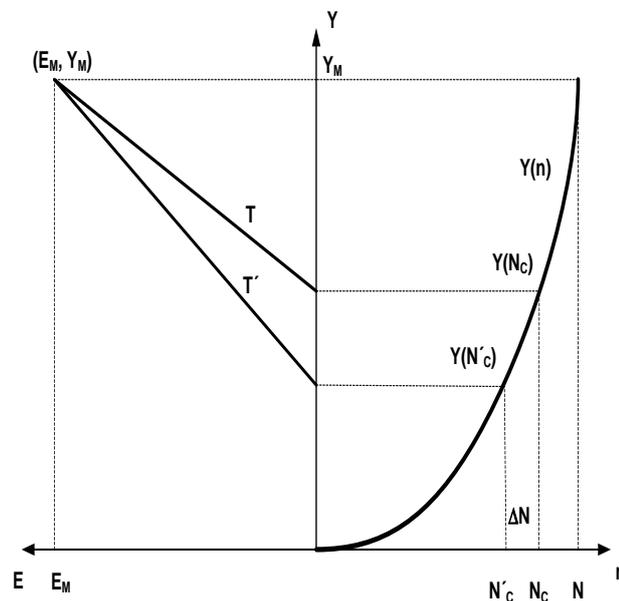


Figura 4.2 – Renda crítica versus tarifa e distribuição de renda. Fonte: [59]

A partir da representação da curva de distribuição de renda, pode-se observar que para cada valor de tarifa praticado, há uma renda crítica. Quanto maior for a tarifa, maior será essa renda crítica e, portanto, maior será o número de excluídos do consumo de eletricidade.

Assim, a partir desse modelo de mercado, além de analisar se a política está maximizando o bem-estar social, pode-se também medir qual o reflexo dela quanto à inclusão ou exclusão de consumidores de energia elétrica, ou conseqüentemente, a redução de consumo de energia elétrica.

4.2.2. MODELO DA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Após analisar o comportamento do consumidor, que pode ser previsto dentro do modelo, nesse item é analisada a parcela da concessionária de energia dentro desse mesmo modelo.

É sabido que, no aspecto econômico, essa empresa é considerada como monoprodutora, ou seja, detém o monopólio do fornecimento de energia de uma determinada região, não havendo concorrência na venda de energia [60]. Além disso, a empresa analisada será considerada de capital aberto.

Conforme já foi apresentado na Equação (2), a concessionária ao fornecer energia aos consumidores, a uma determinada tarifa, aufera a receita e responde pelo custo econômico (C). Este, é constituído essencialmente pelas despesas (G), tributos (X) e a remuneração do capital, conforme pode-se observar na

Figura 4.1.

Toda empresa produtiva é implementada através de um conjunto de dispositivos e equipamentos que constituem os ativos físicos da empresa e que implicam um investimento de capital (B). Este, se divide em próprio ou acionário (A) e de terceiros ou dívida (D). A relação entre o capital de terceiros e o investimento de capital, é chamado índice de endividamento (δ):

$$\delta = \frac{D}{B} \quad (28)$$

Cada uma das partes que compõem o capital da empresa, faz jus a uma taxa de retorno (r_A e r_D) que depende essencialmente do risco (β) das mesmas. O cálculo dessas taxas é feito através do modelo CAPM (*Capital Asset Market Price*) e é apresentado a seguir:

$$r_A = r_F + \beta_A(r_M - r_F) \quad r_D = r_F + \beta_D(r_M - r_F) \quad (29)$$

onde, r_F é o retorno do ativo sem risco e r_M é o retorno do mercado.

Nesse contexto, há um custo financeiro do capital, composto das parcelas

$r_A.A$ e $r_D.D$ que juntas constituem a remuneração do CAPEX, com a diferença que a parcela referente ao capital de terceiros, não está sujeita a impostos. O restante das despesas que afetam a empresa, devido à operação do processo produtivo, é considerado OPEX (*Operational Expenditure*).

Tem-se ainda os tributos (X) a serem pagos. Para efeito de simplificação, são considera-se aqui apenas aqueles aplicados sobre o EBT (*Earnings Before Taxes*), que é o lucro da empresa antes dos impostos, e (t) é a alíquota de imposto, de forma que:

$$X = t. EBT \quad (30)$$

Por fim, deve-se considerar a perda devido ao desgaste dos ativos físicos, e que portanto, integra o OPEX sendo expressa como $d.B$, onde d é o fator depreciação e B o investimento.

A partir das relações apresentadas, tem-se a origem do demonstrativo de resultado da empresa, representado através de fluxos monetários na Figura 4.3.

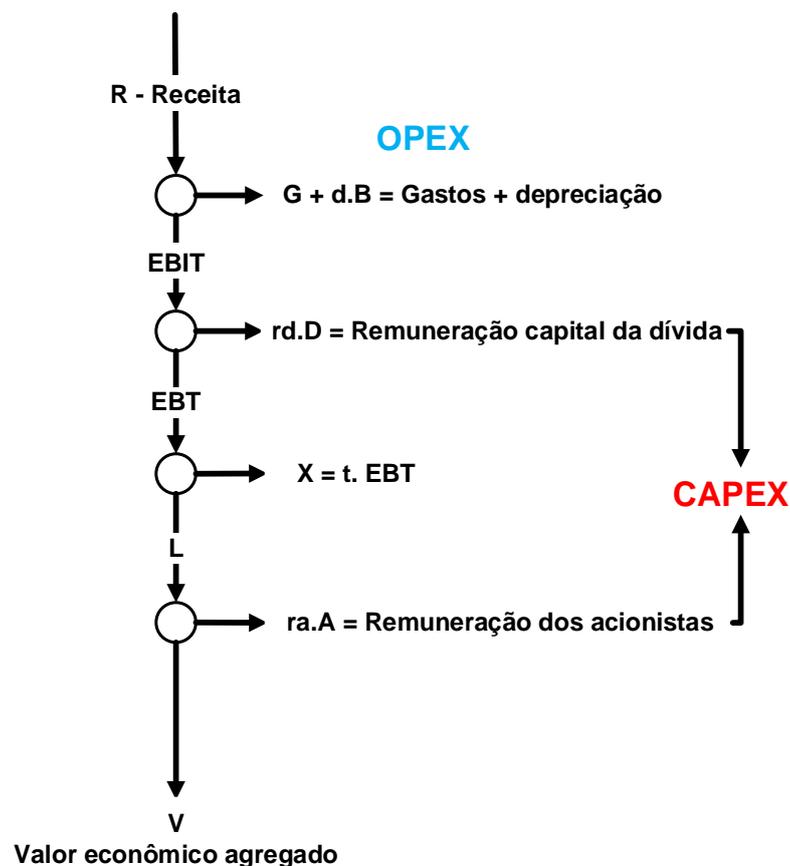


Figura 4.3 - Diagrama de fluxos econômicos da empresa

Porém, é comum unir os custos de capital (CAPEX) em uma única componente. Para isso, deve-se assumir que os custos (C) são dados pela soma do CAPEX, OPEX mais os impostos:

$$C = tR + (1 - t).OPEX + CAPEX \quad (31)$$

$$C = tR + (1 - t) \left(OPEX + \left(\frac{CAPEX}{1 - t} \right) \right) \quad (32)$$

e fazendo $Z = OPEX + \left(\frac{CAPEX}{1 - t} \right)$, tem-se:

$$C = tR + (1 - t)Z \quad (33)$$

Desta forma todos os custos relacionados ao CAPEX estão agora unidos em uma única componente, conforme pode ser observado na Figura 4.4.

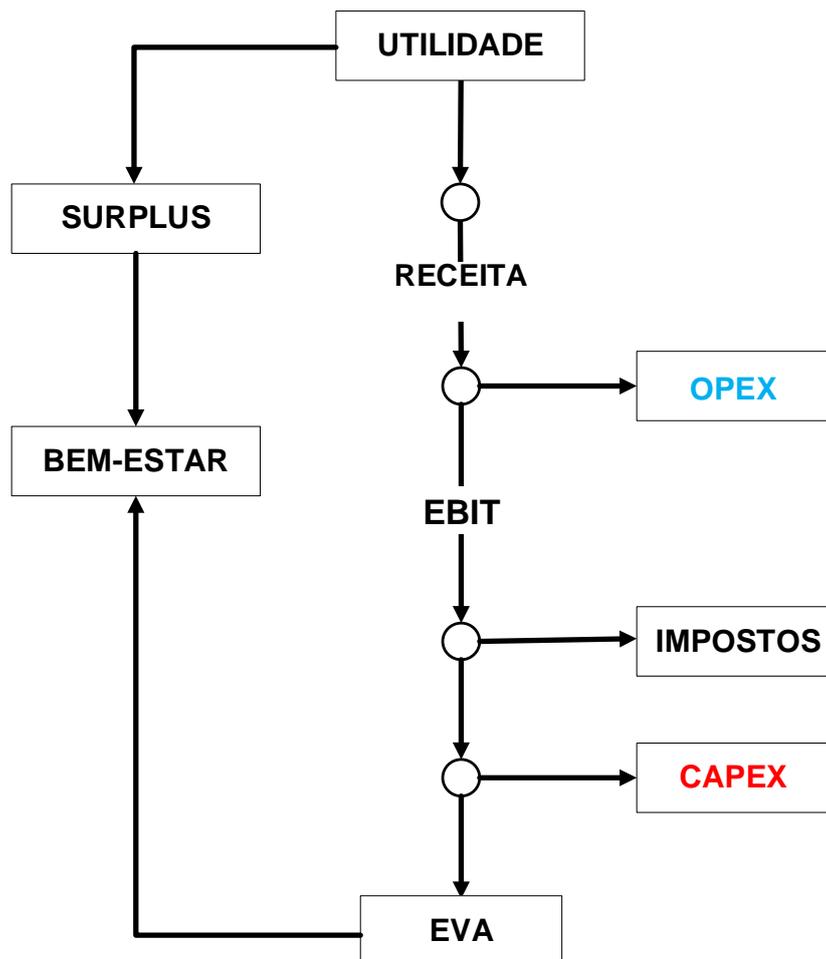


Figura 4.4 - Diagrama de fluxos da empresa com CAPEX equivalente

Apresentadas essas condições, pode-se expressar a remuneração como:

$$\text{CAPEX} = r_W \cdot B \quad (34)$$

onde a taxa de retorno r_W passa a ser expressa por:

$$r_W = (1 - \delta) \cdot r_A + (1 - t) \delta \cdot r_D \quad (35)$$

Por fim, fica restando definir as parcelas que constituem os custos com OPEX da empresa distribuidora de energia. Estão inclusos as despesas com operações, compra, transportes, perdas e a depreciação, que já foi mencionada. Dessa forma, equaciona-se as despesas, ou gastos (G) da empresa, da seguinte forma:

$$G = eE \text{ (operações, compra, trans.)} + \frac{pE^2}{B} \text{ (perdas)} + dB \text{ (depreciação)} \quad (36)$$

onde (e, p, d) são parâmetros da estrutura de despesas, refletem a eficiência operacional e corporativa e os padrões tecnológicos da empresa.

Com todos os parâmetros devidamente apresentados, a Figura 4.5 apresenta o fluxograma completo com todas as variáveis, tanto do consumidor, quanto da empresa.

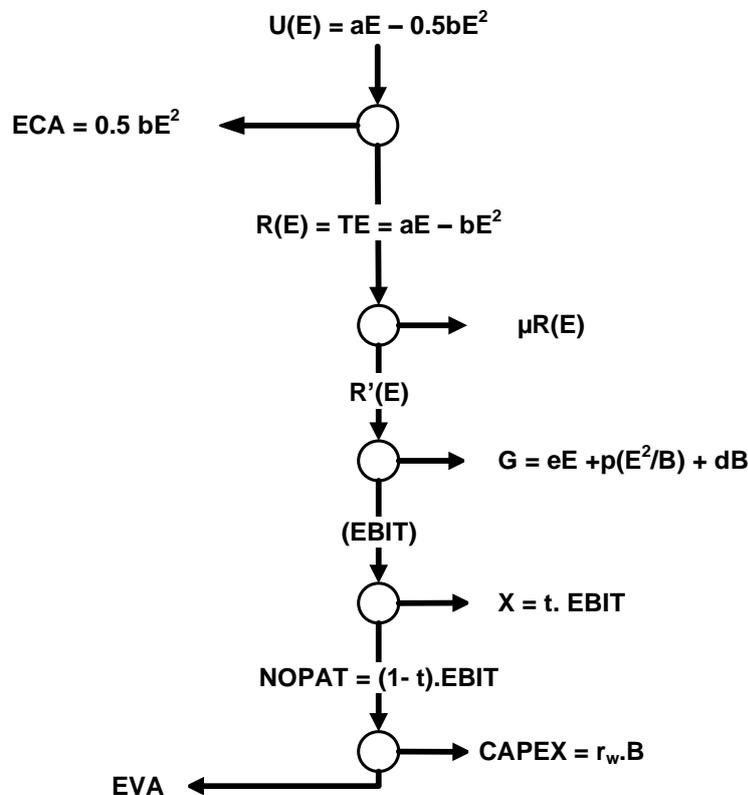


Figura 4.5 - Fluxograma completo do modelo econômico do mercado elétrico

4.2.3. POLÍTICAS PÚBLICAS E REGULAÇÃO

A partir do modelo e fluxogramas anteriormente apresentados, verifica-se que nesse modelo, tanto os consumidores, quanto a empresa distribuidora possuem um benefício, ou *surplus* devido à comercialização da energia no mercado de eletricidade. No caso do consumidor, o seu excedente é dado pelo valor de uso da compra de energia menos a receita paga por esta.

$$\text{Surplus do consumidor} \rightarrow \text{ECA} = U - R \quad (37)$$

Por sua vez, a concessionária tem como excedente a receita recebida pelo fornecimento de energia subtraída dos custos desse fornecimento:

$$\text{Surplus da concessionária} \rightarrow \text{EVA} = R - C \quad (38)$$

A soma dos *surplus*, ou excedente do consumidor (ECA) com o valor econômico agregado pela empresa (EVA), se representará, neste contexto, como bem-estar público (EWA) com que o mercado contribui para a coletividade onde esta inserido:

$$\text{EWA} = \text{ECA} + \text{EVA} = (U - R) + (R - C) = U - C \quad (39)$$

Porém, segundo o paradigma regulatório que possui objetivo primordial maximizar o EWA, uma empresa encontra-se em Equilíbrio Econômico Financeiro (EEF), quando o valor econômico (EVA) produzido é nulo. Nessas condições, diz-se que a empresa está regulada. O fluxograma desse cenário, é apresentado na Figura 4.6.

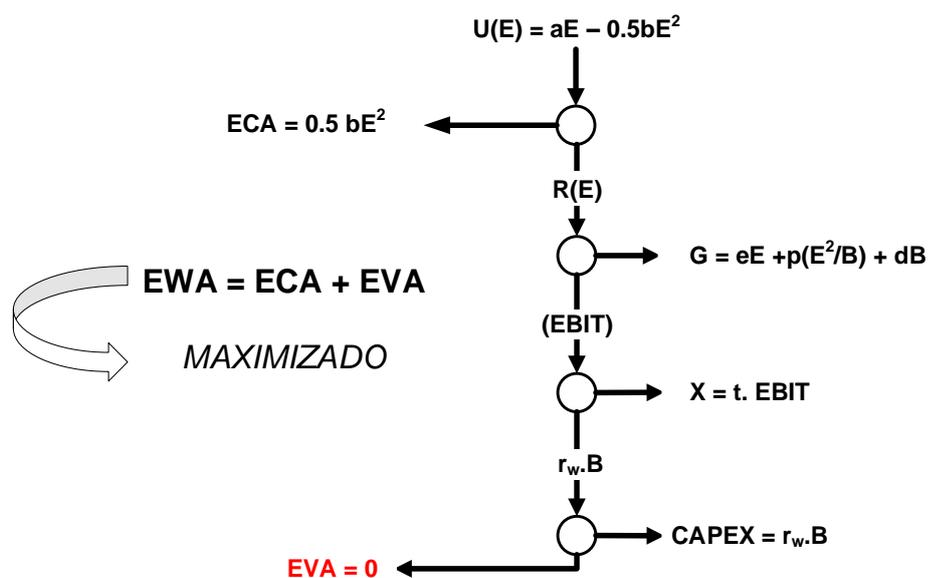


Figura 4.6 - Demonstração do fluxograma de uma empresa regulada em EEF

4.3. APLICAÇÕES DO MODELO TAROT

4.3.1. MODELAGEM DE UMA EMPRESA REGULADA

Nessa seção, é apresentada a modelagem de uma empresa que se encontra em EEF, com números de referência. Essa primeira apresentação, tem como objetivo a familiarização com o modelo TAROT. Na Tabela 4.1 e Tabela 4.2, os valores de parâmetros que representam a concessionária e o consumidor, respectivamente, estão ilustrados. Estes dados, são baseados nas revisões tarifárias de concessionária típica do setor elétrico brasileiro, para facilidade de cálculos e para fins didáticos.

Tabela 4.1 – Parâmetros da concessionária – Exemplo do EEF

Parâmetro	Valor
Base de remuneração (B)	1080 [MR\$]
Fator de custos operacionais (e)	240 [MR\$/TWh]
Fator de perdas (p)	3600 [MR\$ ² /TWh ²]
Fator de depreciação (d)	0,1
Taxa de remuneração do capital (r_w)	0,099
Tributo sobre o lucro líquido (t)	0,34

Tabela 4.2 – Parâmetros do consumidor – Exemplo do EEF

Parâmetro	Valor
Avidez (a)	3000 [R\$/TWh]
Saciedade (b)	200 [R\$/TWh ²]
Energia consumida (E)	9 [TWh]

Pode-se iniciar os cálculos a partir da remuneração do capital:

$$r_w \cdot B = 0,099 \cdot 1080 = 106,92 \quad (40)$$

Logo,

$$r_w \cdot B = (1 - t) \cdot \text{EBIT} \quad (41)$$

$$106,92 = (1 - 0,34). \text{EBIT} \rightarrow \text{EBIT} = 162 \quad (42)$$

A partir do valor de EBIT, os impostos podem ser calculados:

$$X = t. \text{EBIT} = 0,34.162 = 55,08 \quad (43)$$

e em seguida o Lucro líquido:

$$\text{NOPAT} = \text{EBIT} - X = 162 - 55,08 = 106,92 \quad (44)$$

Os gastos da empresa distribuidora, são dados por:

$$G = eE + \frac{pE^2}{B} + dB = 240.9 + \frac{3600.9^2}{1080} + 0,10.1080 = 2538 \text{ [MR\$]} \quad (45)$$

A receita pode ser calculada a partir das preferências e quantidade de energia consumida pelo consumidor:

$$R = a. E - b. E^2 = T. E = 4800.9 - 500.81 = 2700 \text{ [MR\$]} \quad (46)$$

Portanto, como se sabe que $R = T. E$, tem-se:

$$T = \frac{2700}{9} = 300 \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right] \quad (47)$$

$$U = a. E - \left(\frac{b}{2}\right). E^2 = 4800.9 - \frac{500}{2}. 81 = 22950 \text{ [MR\$]} \quad (48)$$

$$S = \left(\frac{b}{2}\right). E^2 = \frac{500}{2}. 81 = 20250 \text{ [MR\$]} \quad (49)$$

Verifica-se que,

$$C = X + r_w. B + G = 55,08 + 106,92 + 2538 = 2700 \text{ [MR\$]} \quad (50)$$

ou seja, $R = C$.

Conclui-se que a empresa está em Equilíbrio Econômico Financeiro. O diagrama dos fluxos monetários calculados anteriormente, está ilustrado na Figura 4.7:

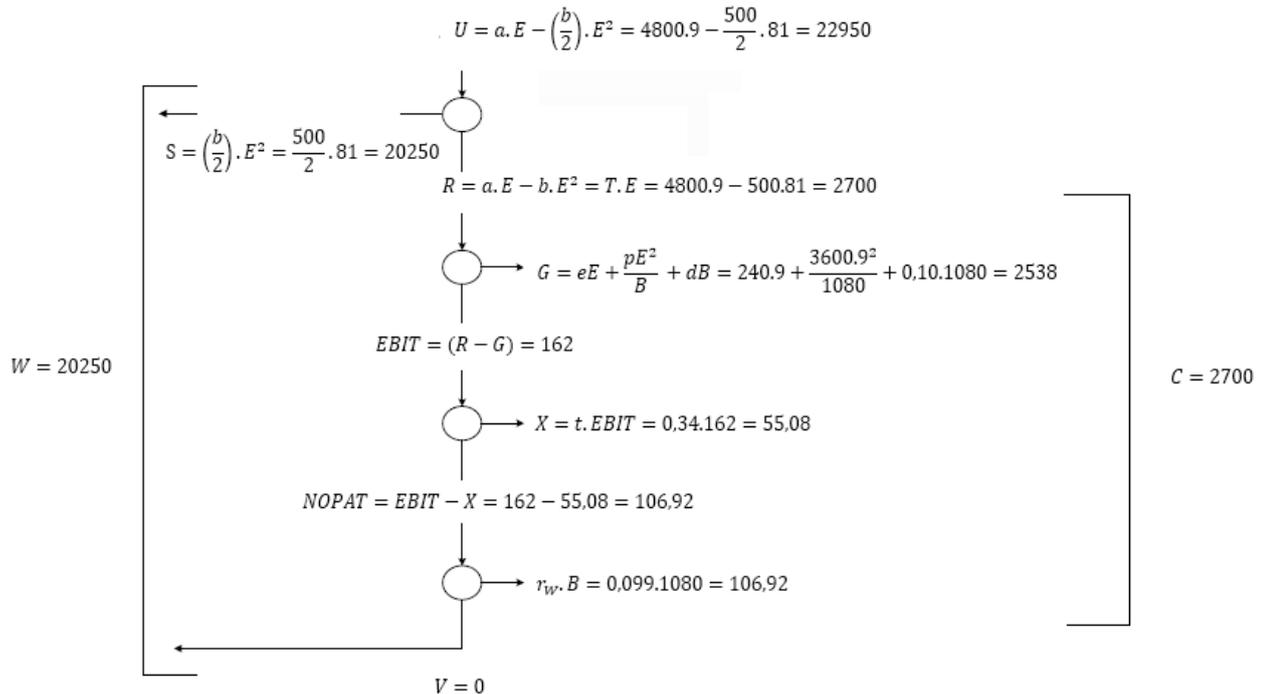


Figura 4.7 - Diagrama dos fluxos monetários de uma empresa regulada

4.3.2. IMPACTO DA ISENÇÃO DA TRIBUTAÇÃO

Essa seção exemplifica, de forma didática, como o modelo econômico apresentado pode ser utilizado para avaliar o resultado de uma política pública de incentivo [16]. No caso exemplo desenvolvido, a política adotada é a isenção do ICMS para a energia elétrica produzida a partir da micro e mini geração das unidades consumidoras.

Para simplificar o entendimento, pode-se utilizar valores numéricos adequados a uma concessionária brasileira de energia de grande porte, conforme mostrado na Tabela 4.3. Os parâmetros do consumidor, avidez e saciedade são os apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.3 – Parâmetros da concessionária – Exemplo da isenção de ICMS

Parâmetro	Valor
Base de remuneração (B)	1875 [MR\$]
Fator de custos operacionais (e)	210 [MR\$/TWh]
Fator de perdas (p)	3600 [MR\$ ² /TWh ²]

Parâmetro	Valor
Fator de depreciação (d)	0,05
Taxa de remuneração do capital (r_w)	0,0726
Tributo sobre o lucro líquido (t)	0,34

Tabela 4.4 – Parâmetros do consumo – Exemplo da isenção de ICMS

Parâmetro	Valor
Avidez (a)	3000 [R\$/TWh]
Saciedade (b)	200 [R\$/TWh ²]

Será considerado que a distribuidora fornece uma quantidade de energia $E = 12,5$ [TWh] proveniente do excedente da geração distribuída que é injetado na rede, ou seja, toda essa energia vem de fontes alternativas de geração das unidades consumidoras.

Em um primeiro cenário, será considerada que a alíquota cobrada sobre a receita é de, $\mu = 0,34$ onde 0,30 são devido ao ICMS e os 0,04 restantes devido ao PIS e COFINS.

Com os valores apresentados, obtém-se do modelo o valor econômico adicionado de $EVA = 594$ [MR\$] e o excedente do consumidor é $ECA = 15625$ [MR\$]. O indicador econômico mais importante da relação de consumo é o bem-estar socioeconômico, que neste cenário será:

$$EWA = ECA + EVA = 16219 \text{ [MR\$]} \quad (51)$$

A Figura 4.8 apresenta o fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico, representando a concessionária de energia elétrica no cenário atual, ou seja, com o valor integral de 30% devido ao ICMS incidindo sobre a receita.

Pode-se analisar no modelo, um novo cenário considerando agora que haverá isenção do ICMS, pois a energia é produzida através de microgeradores nas residências. Os dados da concessionária e do consumo serão os mesmos, porém, com a isenção, a alíquota sobre a receita é de $\mu = 0,04$.

Nesse cenário, a receita líquida da empresa é maior, e, portanto, o valor econômico adicionado também, apresentando um valor de $EVA = 1831$ [MR\$]. Assim, o bem-estar socioeconômico produzido será:

$$EWA = ECA + EVA = 17457 \text{ [MR\$]} \quad (52)$$

A Figura 4.9 apresenta o fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico no cenário proposto.

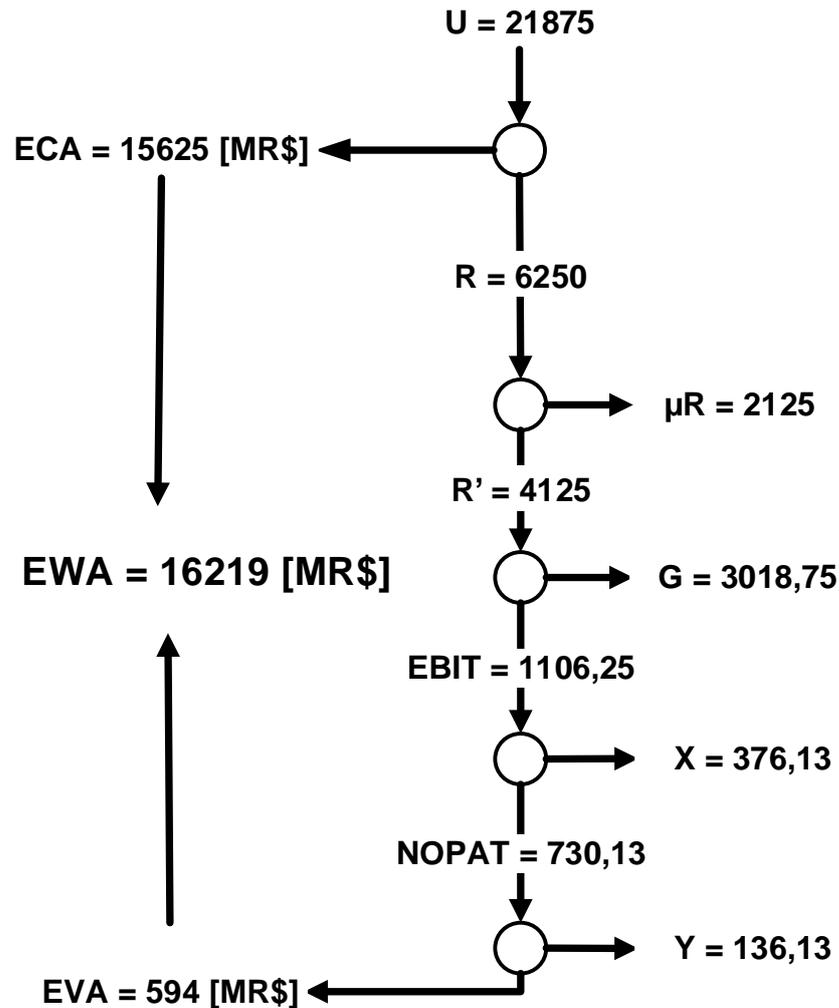


Figura 4.8 - Fluxograma do cenário com a cobrança de ICMS

Pode-se concluir, que para o exemplo dado, a redução dos 30% de imposto devido ao ICMS, resultou em um aumento de bem-estar social de aproximadamente 8%. Ou seja, nesse cenário, há um aumento no valor agregado para a sociedade com a implantação dessa política pública. Observa-se que nesse cenário a empresa

possui um EVA maior e portanto, cabe ao o agente regulador, ANEEL, a possibilidade de que parte desse aumento seja, através da modicidade tarifária, repassado aos consumidores. Esse acúmulo de capital da concessionária também pode ser utilizado para comprar e instalar microgeradores em locais estratégicos da rede. Esta é uma política pública fácil de ser implementada, porém essa iniciativa depende dos estados e trata-se de uma renúncia de receita por parte deles.

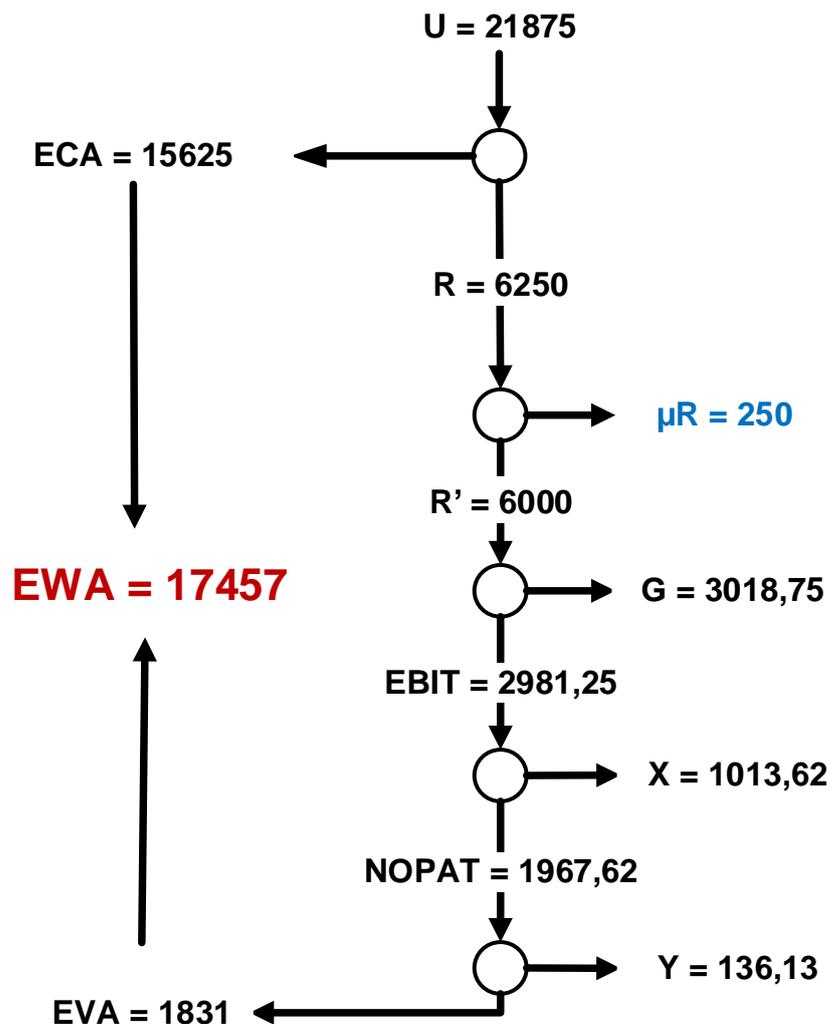


Figura 4.9 - Fluxograma do cenário com a isenção de ICMS

Este caso exemplo, busca retratar como o modelo pode ser utilizado para avaliar se as políticas públicas propostas criam valor para a sociedade em geral, e também de que maneira impactam nas demais variáveis econômicas.

4.4. O PROSUMER E O MODELO TAROT

Do vasto leque de problemas levantados pela pesquisa na área de geração

distribuída, nessa dissertação, procuraram-se os aspectos econômicos que surgem quando se admite a existência de um agente híbrido (*prosumer*) que, ao mesmo tempo em que consome, é capaz de gerar energia e “vendê-la”.

Nesse cenário, há a bidirecionalidade dos fluxos de dinheiro e energia, que são trocados entre os agentes do mercado, ou seja, os consumidores e os fornecedores.

Embora investido de novas funções e responsabilidades, os agentes continuam com a maioria das características que eles já tinham na configuração unidirecional. Desta forma, o consumidor continua a moldar seus hábitos de consumo em termos de preços, preferências e renda. Não obstante, algumas questões fundamentais surgem no que diz respeito à transição de uni para a bidirecionalidade.

A Figura 4.10 apresenta os fluxos econômicos e físicos do mercado de eletricidade convencional, onde apenas a concessionária fornece a energia através da sua rede para o sistema de uso final do consumidor.

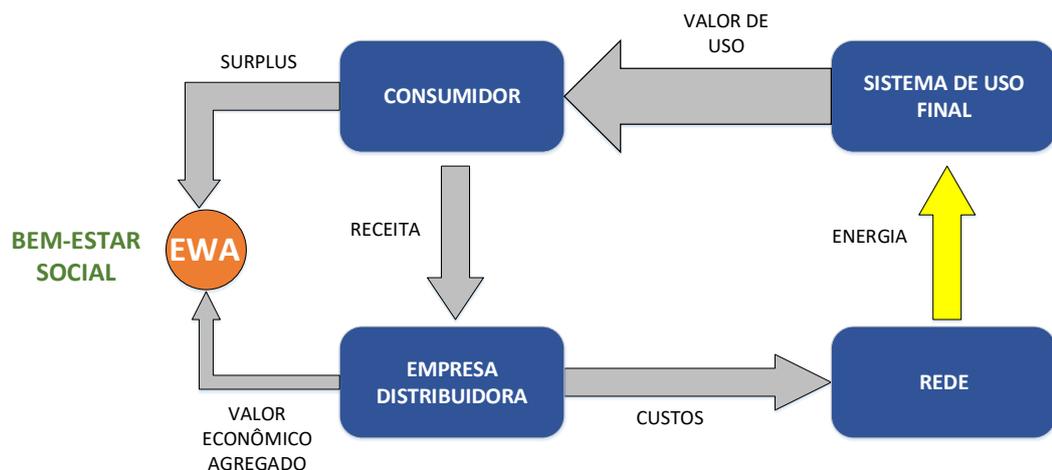


Figura 4.10 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia convencional

Com a evolução da GD, o consumidor pode passar agora a produzir energia, que é injetada na rede da concessionária para consumo futuro, conforme destacado em vermelho na Figura 4.11.

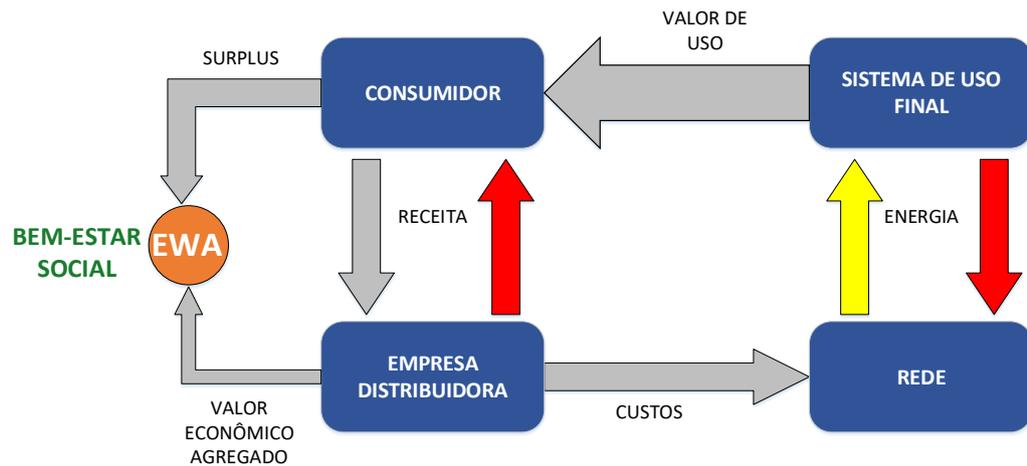


Figura 4.11 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia com a GD

Nessa seção, será abordada a regulamentação adotada pela ANEEL, a qual, além de simples, tem grande importância prática. No regime decorrente, a energia injetada pela GD é cedida à empresa distribuidora, sendo compensada no faturamento posterior do usuário responsável.

Nessas circunstâncias, o mecanismo financeiro pode ser analisado em duas etapas:

- 1) Doação: cada consumidor dotado de GD – chamado de *prosumer* (PSi) através de seu autogerador injeta a energia (A_i) no seu ponto de acoplamento com a rede, enquanto recebe a energia (E_i) que utiliza no seu sistema de uso, perfazendo assim, um consumo líquido ($L_i = E_i - A_i$) positivo. Em termos monetários, o PS paga nessa etapa o valor ($T \cdot E_i$) de toda a energia consumida (onde T é a tarifa praticada pela concessionária), além de arcar com o custo de sua autogeração $C_i(A_i)$.
- 2) Compensação: a concessionária desconta o valor ($T \cdot A_i$) numa próxima fatura do PSi coerentemente com a REN ANEEL 482/2012.

O regime descrito pode ser esquematizado como ilustra a Figura 4.12, para o caso simplificado de dois prosumers, onde o fluxo de energia está em vermelho e o fluxo de moeda em preto, de forma a facilitar o entendimento.

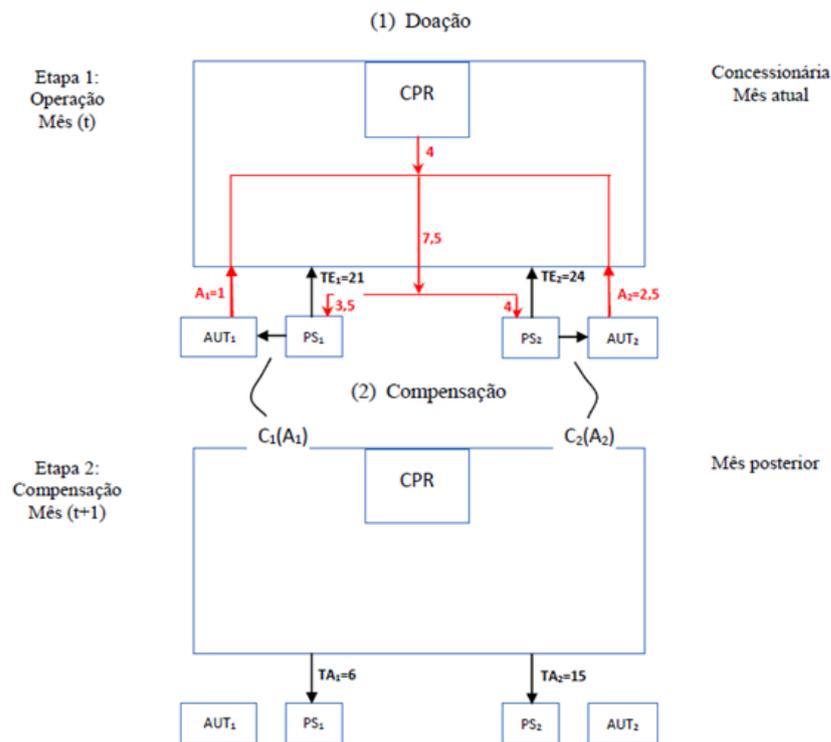


Figura 4.12 – Fluxos econômicos e físicos de dois *prosumers*. Fonte: [61]

Na Figura 4.12, no primeiro mês, a concessionária está fornecendo uma energia total aos dois *prosumers*, e parte dessa energia vem da sua geração centralizada (representada pela sigla CPR – compra de energia), e o restante é a soma da auto-produção injetada na rede ($A_1 + A_2$). Os consumidores pagam à concessionária uma receita referente à energia que cada um consumiu da rede. No mês seguinte, a energia injetada anteriormente, por cada consumidor, retorna em forma de créditos de energia. Nota-se que, para simplificação do entendimento, na etapa 2 não se incluem os novos fluxos de energia e moeda correspondentes ao mês posterior.

O diagrama da Figura 4.12, refere-se aos parâmetros do consumo e produção, destacados a seguir:

Tabela 4.5 – Parâmetros da concessionária – Exemplo *prosumers*

Parâmetro	Valor
Tarifa (T)	6
Base de remuneração (B)	25
Fator de custos operacionais (e)	4

Parâmetro	Valor
Fator de perdas (p)	6,25
Fator de depreciação (d)	0,05
Taxa de remuneração do capital (r_w)	0,0726
Tributo sobre o lucro líquido (t)	0,34

Tabela 4.6 – Parâmetros dos *prosumers*

Consumidor	Parâmetro	Valor
Prosumer 1 (PS ₁)	Avidez (a_1)	10,67
	Saciedade (b_1)	1,33
	Custo autogeração (C_1)	4
Prosumer 2 (PS ₂)	Avidez (a_2)	10
	Saciedade (b_2)	1
	Custo autogeração (C_2)	3,5

Do ponto de vista dos *prosumers*, enxergados como uma mistura de consumidor e produtor, a situação pode se resumir da mesma maneira em que ocorre no ambiente convencional: O autoprodutor ao receber a energia da rede a converte, através de seu sistema de uso, em uma utilidade dada por:

$$U_i = a_i \cdot E_i - \frac{b_i}{2} \cdot E_i^2 \quad (53)$$

Dessa maneira, a diferença $S_i = U_i - T \cdot E_i$ constitui o *surplus* aferido pelo *prosumer* do seu consumo. Entretanto, como a quantia $T \cdot E_i$, correspondente a energia injetada na rede, lhe é restituída e só paga o custo da sua autogeração $C_i(A_i)$. O consumidor apresentará um valor adicionado dado por:

$$V_i = T \cdot E_i - C_i(A_i) \quad (54)$$

Pode-se então, representar os consumidores-produtores pelo TAROT, conforme feito na Figura 4.13, que mostra o caso do *prosumer* 1 (PS₁). Já a Figura 4.14, apresenta os dados do *prosumer* 2 (PS₂).

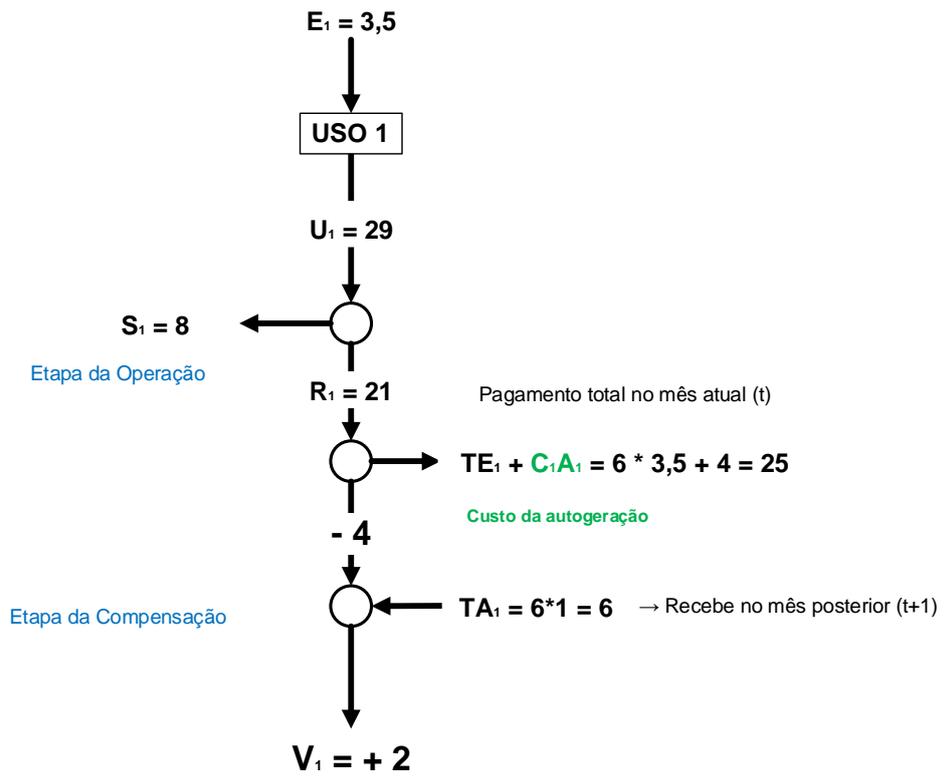


Figura 4.13 – Diagrama econômico do prosumer 1

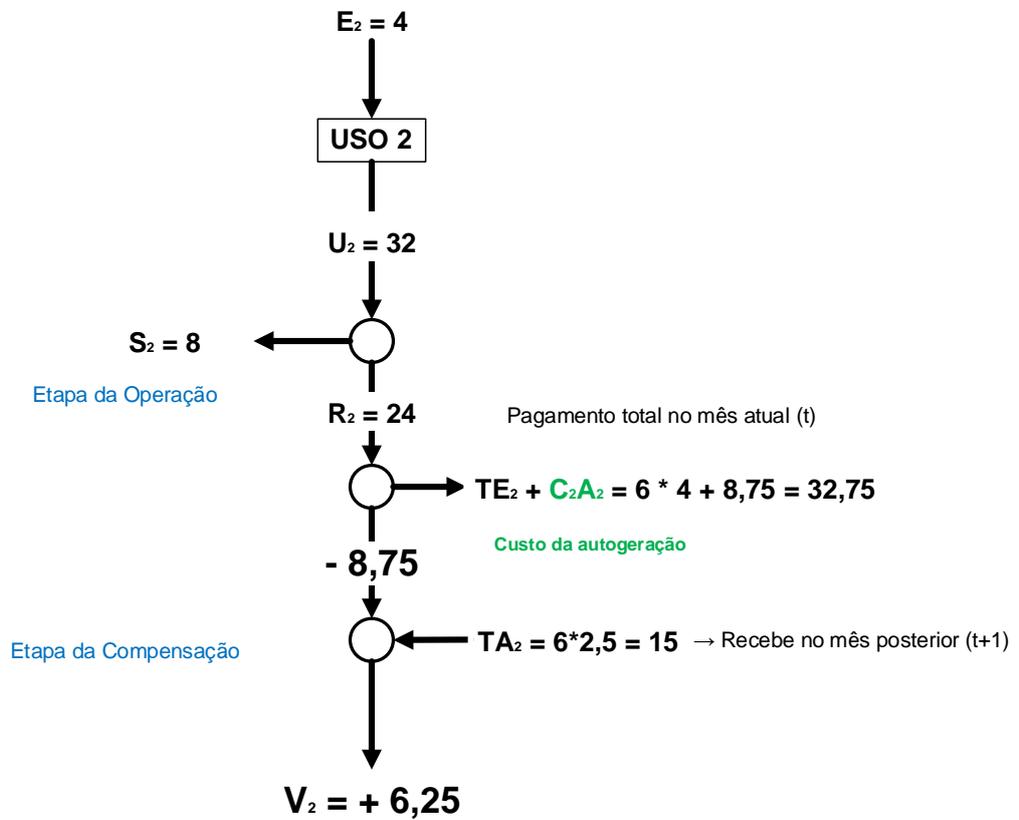


Figura 4.14 – Diagrama econômico do prosumer 2

Portanto, para a tarifa praticada ($T=6$), os *prosumers* do exemplo adquirem um total de energia de 7,5, enquanto geram 3,5. Assim, a energia que deve ser fornecida pela distribuidora é $E = 4$. Nessas condições, o diagrama da empresa, em EEF, será:

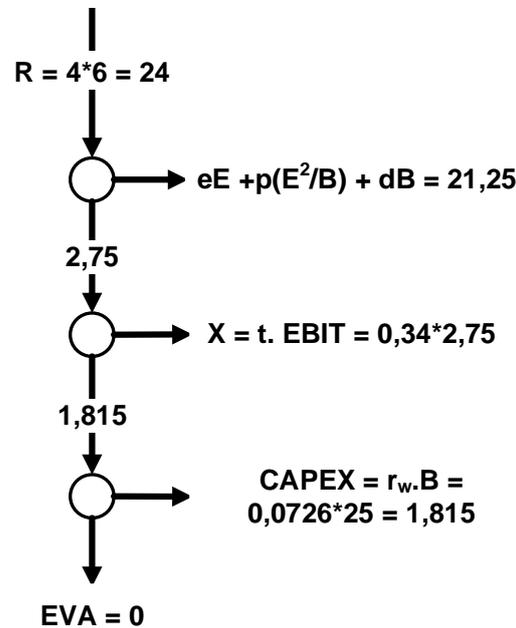


Figura 4.15 – Diagrama de fluxos econômicos da empresa

A seguir, a Figura 4.16 apresenta o diagrama completo, com os fluxos econômicos e físicos de ambos os *prosumers* e da distribuidora. Nesse diagrama, nota-se que a o faturamento (F_i) de ambos os consumidores é recebido pela empresa. A soma desses faturamentos, dá origem à receita bruta. Retira-se a parcela (K_i) dessa receita que deve ser compensada aos consumidores, e então a empresa arca com os custos da sua geração, com os impostos devidos ao governo, além da remuneração do capital. Com isso, a empresa que encontra em EEF, apresentando um valor econômico adicionado (EVA) nulo.

Já no aspecto dos consumidores, esses consomem uma energia da rede da concessionária, e pagam uma receita por esta. A diferença entre a utilidade do consumo de energia e a receita paga, gera o *surplus* de cada consumidor. Além da receita à concessionária, os *prosumers* tem de arcar também com o custo da autogeração (CA_i). Após a compensação de energia injetada na rede em meses anteriores, tem se o valor agregado de cada consumidor, que somado ao *surplus*, gera o bem-estar socioeconômico positivo.

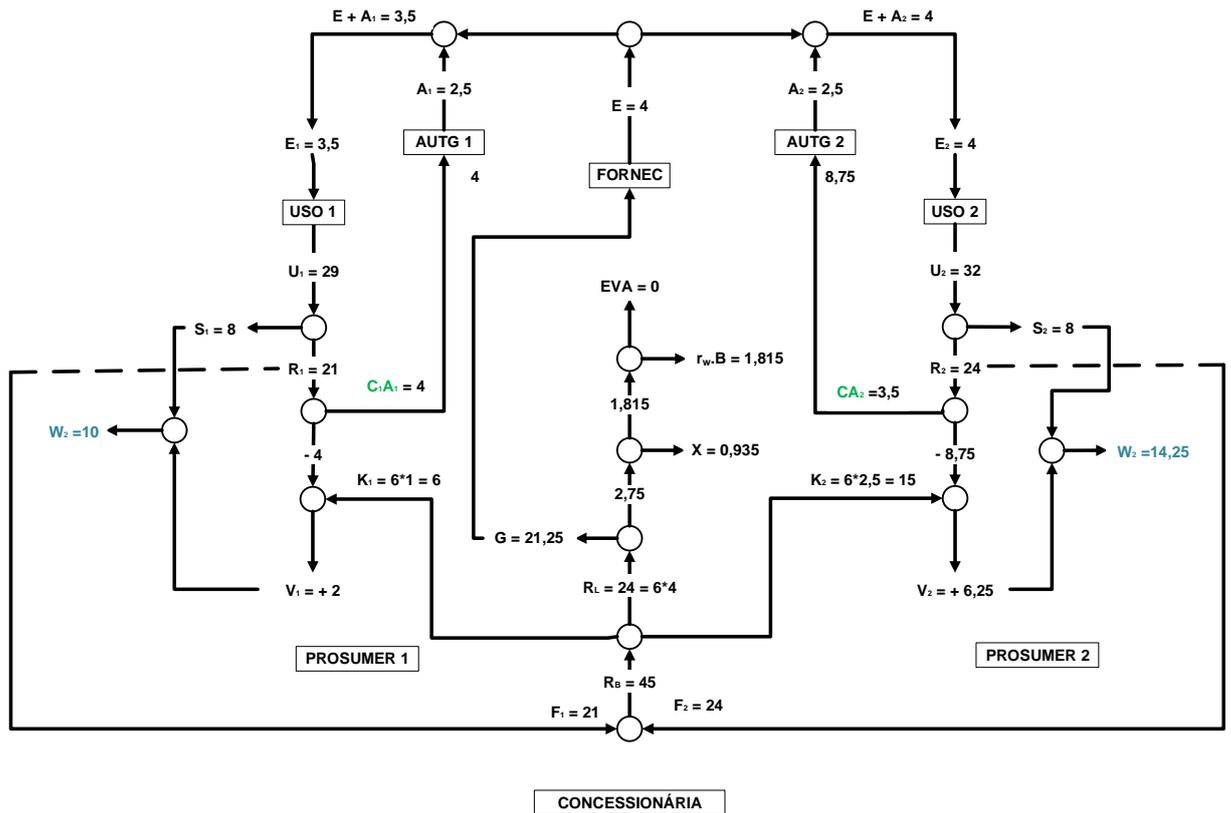


Figura 4.16 – Fluxos econômicos e físicos entre os prosumers e distribuidora

4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, o modelo econômico do mercado elétrico, o modelo TAROT, foi introduzido. Para representar os fluxos econômicos entre a concessionária e o consumidor, utiliza-se de técnicas matemáticas de otimização de forma a buscar o equilíbrio entre todos os agentes. Após expor as principais fórmulas e variáveis que equacionam o modelo, foram apresentadas algumas aplicações para que o modelo possa ser melhor compreendido.

5. ESTUDO DE CASO

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Esse capítulo da dissertação, tem como objetivo aplicar o modelo econômico do mercado elétrico apresentado no Capítulo 4, no intuito de avaliar políticas públicas que incentivam a microgeração de energia. Para isso, são avaliados diversos cenários em que a Tarifa Branca pode ser aplicada, de forma que é possível analisar também o incentivo aos sistemas de armazenamento de energia. Ao aplicar o modelo TAROT, a maximização do bem-estar socioeconômico produzido pode ser avaliada.

5.2. APRESENTAÇÃO DO CASO

Sabe-se que o consumidor de energia elétrica apresenta uma peculiaridade na sua característica de consumo: a concentração do uso da energia em determinadas horas do dia. Esses horários são chamados Períodos de Ponta. Isso ocorre devido à ausência de armazenamento (hoje ainda é caro e não viável economicamente já que as tarifas são as mesmas independente da hora de consumo) e portanto o cliente consome de acordo com a sua necessidade.

Para isso, a empresa distribuidora tem que dimensionar o seu sistema de forma que seja capaz de suportar a demanda de energia solicitada pelos consumidores no período de ponta, apesar desse período durar poucas horas do dia. Dessa forma, para as empresas, um consumo de ponta muito alto não é vantajoso pois significa mais investimento para atender por um período curto a demanda do sistema. Para as distribuidoras de energia, quanto mais a curva de consumo for plana e horizontal, ou seja, o consumo durante todo o dia não possuir grandes variações, melhor.

Porém, conforme apresentado, o consumidor aufere um valor de uso ao comprar energia, e na ponta é quando esse consumidor tem a maior avidez por consumir, o que resulta em uma utilidade maior. Portanto, linearizar a curva de consumo de energia, significa o consumidor deixar de comprar energia nos momentos em que possui mais utilidade, e deslocar esse consumo para outros horários.

Apesar de representar um benefício para a empresa distribuidora, que terá um sistema mais barato e que necessita menos investimento, reflete diretamente na diminuição da utilidade do consumidor. Para solucionar esse conflito de interesses, sabe-se que a ANEEL busca sempre a regulação do mercado de eletricidade com o objetivo de maximizar o bem-estar social (EWA), e que em uma concessionária regulada, em EEF, o valor econômico agregado (EVA) é zero. Portanto, o bem-estar social nesse caso está ligado apenas ao *surplus* do consumidor (ECA).

Grande parte do consumo de ponta está relacionado a hábitos já criados e que podem ser deslocados de horário, possivelmente sem maiores prejuízos para o consumidor, desde que este receba o incentivo para fazer essa mudança. Dessa forma, a ANEEL criou a Tarifa Branca, com tarifas diferenciáveis dependendo da hora em que o consumo for realizado. Três tarifas foram definidas: a tarifa de ponta, fora de ponta e uma tarifa intermediária. O consumidor que optar por esse novo método de tarifação, será incentivado a deslocar seu consumo para o horário fora de ponta, e será recompensado, com uma economia na sua conta.

Com a Tarifa Branca, o armazenamento de energia começa a ser incentivado, e pode se tornar uma opção viável se o consumidor armazenar energia nos períodos fora de ponta, para consumir da sua bateria durante os períodos de ponta.

A Figura 5.1 ilustra um caso em que o consumidor adquire uma bateria e opta pela Tarifa Branca. Nesse exemplo, a distribuidora alimenta o consumidor e parte da energia é consumida ($P_{\text{DIST/CONS}}$) e outra parte carrega a bateria ($P_{\text{DIST/BAT}}$). Portanto, no período fora de ponta, a bateria é carregada (P_{CRG}), para que essa energia seja utilizada pelo consumidor no período de ponta, ao descarregar a bateria (P_{DSCR}).

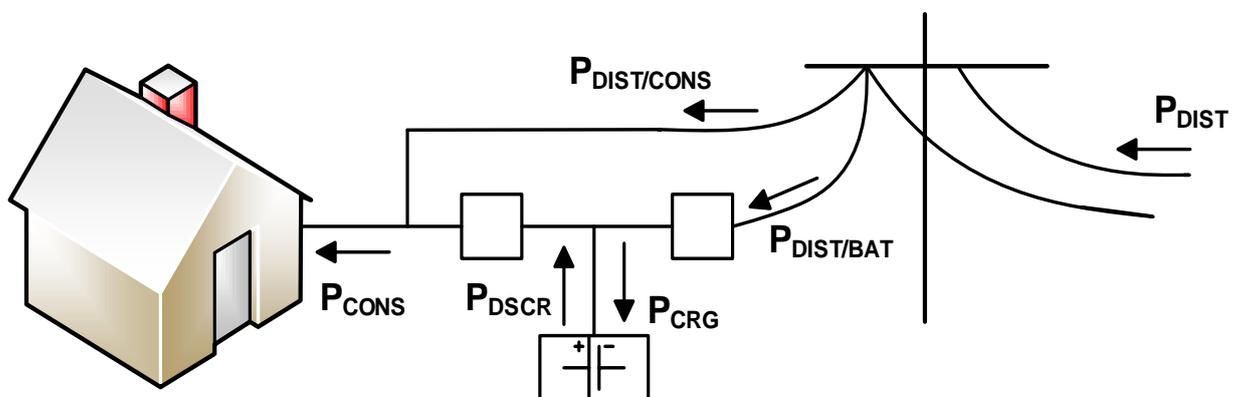


Figura 5.1 – Exemplo de utilização da bateria com a tarifação branca

Nesse exemplo, nota-se que a distribuidora fornece toda a energia consumida pela residência (P_{CONS}), tanto na ponta quanto fora da ponta, pois o consumo da ponta, tem que ser armazenado pela bateria para que o consumidor utilize posteriormente. A diferença, para o consumidor que chamaremos tradicional, é que com a compra da bateria, agora o consumidor paga por toda a energia consumida à tarifa fora de ponta.

A seguir, são apresentadas as premissas utilizadas para análise desse cenário. Para simplificação foram utilizadas apenas duas tarifas: a tarifa de ponta (representando a média das tarifas de ponta e a intermediária) e a fora de ponta, conforme apresentado na Figura 5.2. Considerando uma tarifa convencional aplicada atualmente de 0,80 R\$/kWh, foi adotada a tarifa fora de ponta com o valor de 0,60 R\$/kWh e uma tarifa de ponta quatro vezes maior, ou seja, 2,40 R\$/kWh. O consumidor em análise possui um consumo mensal de aproximadamente 150 kWh, o que corresponde a 5 kWh diários. Desse consumo, 70% corresponde ao horário fora de ponta, e o restante ao horário de ponta.

Conforme já mencionado, o consumidor em análise opta por adquirir uma bateria que seja suficiente para carregar toda a energia que ele necessita no horário de ponta. Assim, como se pode observar no gráfico da energia e potência da bateria, na Figura 5.2, o armazenamento de energia ocorre durante todo o período fora de ponta (aproximadamente 20 horas) e armazena toda a energia que será consumida no período seguinte, de ponta (1,5 kWh). Deve-se notar que a taxa de descarga da bateria é bem maior do que a de carregamento, uma vez que o período de ponta dura apenas 4 horas no cenário analisado.

Dessa maneira, pode-se comparar o faturamento da conta de energia do consumidor antes e depois de adotar o sistema de tarifa branca com armazenamento. No caso sem bateria, com a tarifa branca, o faturamento do consumidor seria expresso conforme a equação:

$$F_{S/B} = \check{T} \cdot \check{E} + \hat{T} \cdot \hat{E} \quad (55)$$

onde $(\check{T} \cdot \check{E})$ representa a tarifa e energia fora de ponta, enquanto $(\hat{T} \cdot \hat{E})$ são a tarifa e energia no horário de ponta. Ou seja, o consumidor paga pela energia consumida nos diferentes períodos, conforme as tarifas pré-definidas para cada um deles. A equação (53) pode ser reescrita como:

$$F_{S/B} = \check{T} \cdot (\check{E} + \hat{E}) + (\hat{T} - \check{T}) \cdot \hat{E} \tag{56}$$

na qual, chamaremos a diferença tarifária presente no segundo termo de α . Assim,

$$\alpha = (\hat{T} - \check{T}) \tag{57}$$

Nesse caso, o consumidor deve analisar os seus horários de consumo e calcular, de acordo com as tarifas de cada horário, se é ou não vantajoso para ele optar por essa nova forma de tarifação. Quanto mais o consumidor conseguir deslocar o seu consumo para os horários considerados fora de ponta, mais atrativo será para ele a adoção do sistema de tarifa branca.

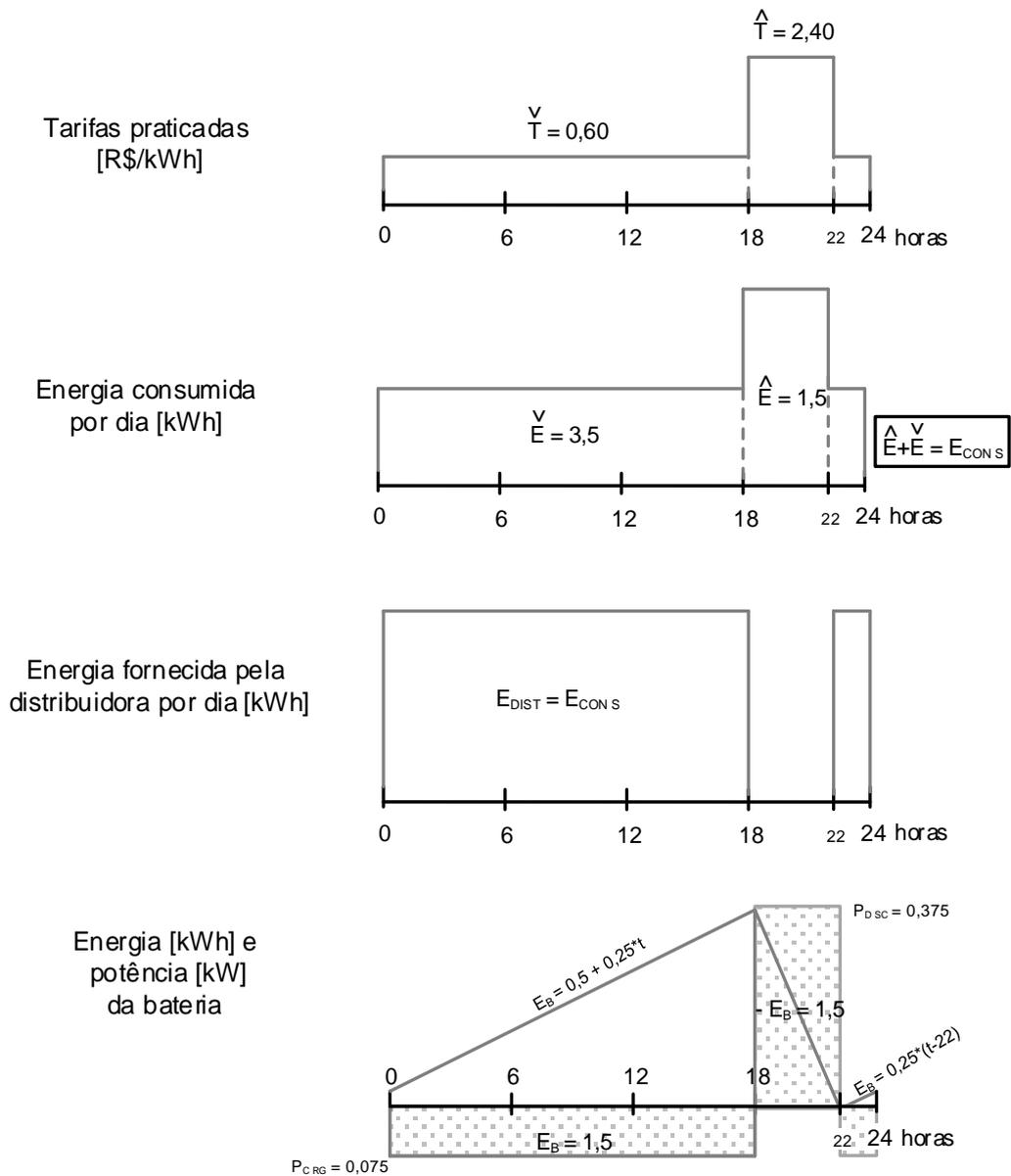


Figura 5.2 – Dados utilizados para o caso com bateria e a tarifa branca
 Analisando agora a aquisição de um sistema de armazenamento, o

investimento de capital necessário para comprar a bateria pode ser convertido em um preço da energia dessa bateria (T_B). Agora, esse consumidor deve arcar com duas despesas: o preço da energia que é pago a distribuidora, acrescido do custo do investimento na bateria. Dessa maneira, tem-se que o novo faturamento, com a bateria, será:

$$F_{C/B} = \check{T} \cdot (\check{E} + \hat{E}) + T_B \cdot \hat{E} \quad (58)$$

Comparando as equações (56) e (58), ou seja, o faturamento do consumidor antes e depois da aquisição da bateria, nota-se que, para que haja um ganho líquido com a utilização da bateria, a diferença entre as tarifas de ponta e fora de ponta, deve ser maior que o custo da bateria, ou seja:

$$T_B < \alpha \quad (59)$$

Assim, no cenário analisado, o custo da bateria deve ser menor do que 1,80 R\$/kWh. Essa seria a diferença mínima, na qual o consumidor começaria a ser incentivado à aquisição de armazenamento de energia. Porém, devido ao fator de complexidade, para um ganho pequeno, esse cenário é pouco incentivador. Mas já é um primeiro passo, uma vez que sem a tarifa branca, não faz diferença o horário de consumo, logo não há porque armazenar energia, pois agregaria apenas um custo a mais ao consumidor.

Com a tarifa branca, um outro cenário pode começar a ganhar destaque: o sistema de microgeração com armazenamento. A Figura 5.3 ilustra o caso que será analisado.

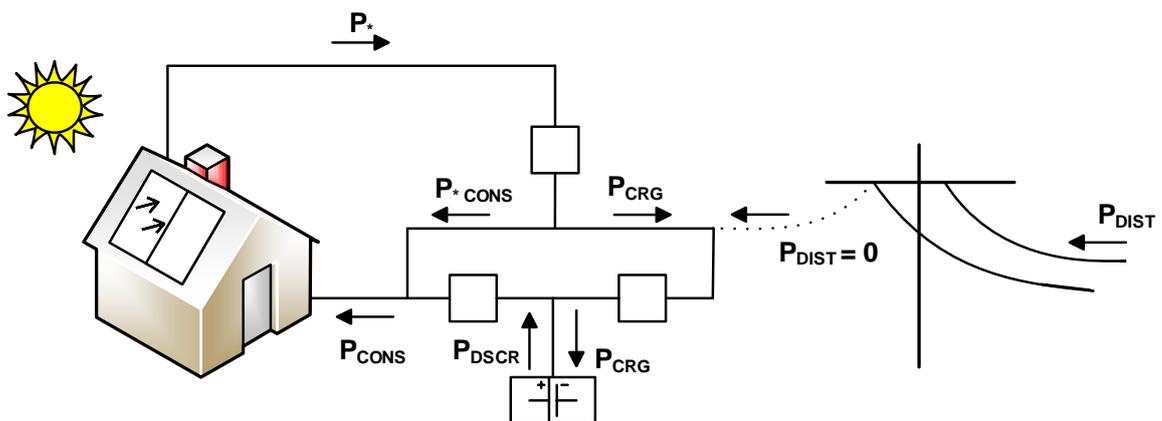


Figura 5.3 – Exemplo do sistema FV com bateria e tarifa branca

Nesse exemplo, será considerado que o sistema de microgeração de energia

fotovoltaica é dimensionado de forma a atender toda a energia requerida pelo consumidor. Parte dessa energia é consumida instantaneamente (P_{CONS}) e o restante (P_{CRG}) é armazenado na bateria, para ser consumido posteriormente. Nota-se que, nesse caso específico, o consumidor é independente do fornecimento da concessionária. Porém, por uma questão de confiabilidade, nenhum consumidor (mesmo que autossuficiente) irá abrir mão da conexão com a distribuidora. Como a energia consumida através da rede da distribuidora (P_{DIST}) será zero, o consumidor deve arcar apenas com o custo de disponibilidade.

O custo de disponibilidade é cobrado pois cada consumidor conectado a rede, contribui para aumentar o tamanho ou capacidade desta. Assim, a rede fica subutilizada, pois precisa ser grande suficiente para atender esse consumidor, caso ele queira consumir energia da rede, porém não é sempre que isso acontece. Portanto, as empresas utilizam esse valor para arcar os custos extras de manter a rede para esses consumidores, que apesar de conectados, não consomem energia todos os meses.

A Figura 5.4 ilustra as premissas utilizadas para essa análise. As tarifas praticadas são as mesmas do caso anterior. Nota-se que a placa solar deve ser dimensionada para gerar toda a energia da residência, durante todo o período de sol. Será considerado aqui o período de geração da microgeração FV de doze horas. Sabe-se que esse valor depende da região onde o sistema é instalado. Além disso, nesse exemplo, o período de carregamento da bateria é menor, pois é apenas durante o período de sol, ao invés de toda o horário fora de ponta, como no caso anterior.

Nota-se que, nesse caso, a bateria deve ser dimensionada não mais para atender apenas a energia de ponta, mas sim toda a energia no período em que não há sol (E_c). Assim, conforme pode-se verificar na Figura 5.4, a bateria deve possuir capacidade de armazenar durante um período de doze horas, a energia de 2,9 kWh. Essa energia, será descarregada a uma taxa mais rápida no período de ponta, e depois mais lentamente até se iniciar a produção de energia solar novamente. Apesar de possuir duas curvas características de descarga, a bateria deve ser dimensionada para aquela potência de descarga maior, que é verificada no período de ponta. Sendo assim, caso a bateria atenda esse requisito, também estará apta para descarregar, mais lentamente, no período fora de ponta que dura mais horas e

o consumo é menor.

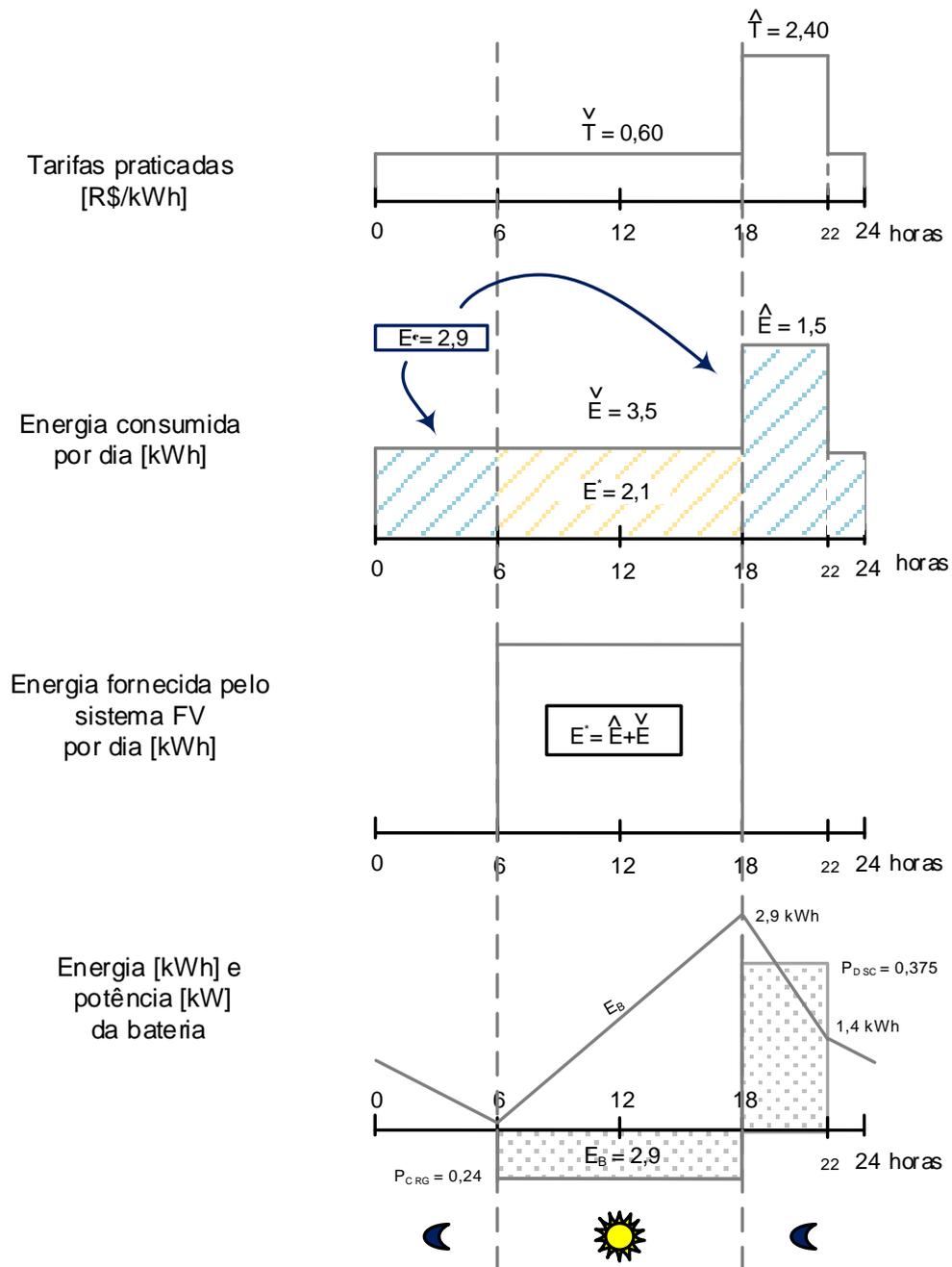


Figura 5.4 – Dados utilizados para o caso de FV com bateria e tarifação branca

Nessas condições descritas, pode-se definir o faturamento do consumidor com o painel FV acrescido do sistema de armazenamento, como a soma do custo da energia solar (T^*), do investimento na bateria (T_B) e do custo de disponibilidade (T_{CD}):

$$F_* = T_* \cdot (\tilde{E} + \hat{E}) + T_B \cdot (E_C) + T_{CD} \quad (60)$$

Na equação (60), nota-se que com a inserção da geração solar juntamente com sistema de armazenamento e tarifa branca, a análise fica mais complexa, devido a maior quantidade de variáveis. Assim, é preciso verificar e estudar, qual conjunto de tarifas e perfil de consumo é mais adequado para estimular o investimento na GD com sistema de armazenamento e a utilização da tarifa branca, já que este é um sistema de livre escolha, conforme será feito no item a seguir.

5.3. ANÁLISE DO IMPACTO DA TARIFICAÇÃO

Através do modelo TAROT, são simulados nessa seção, os seguintes cenários, buscando verificar se a tarifa branca, juntamente com os sistemas de autogeração e armazenamento podem promover o aumento do bem-estar social:

- Cenário 1: Consumidor comum com a tarifa convencional
- Cenário 2: Consumidor comum com a tarifa branca
- Cenário 3: Consumidor com sistema de armazenamento e tarifa branca
- Cenário 4: Consumidor com sistema de microgeração e armazenamento que opta pela tarifa branca

Para essa análise, serão utilizados os valores típicos de parâmetros da concessionária e do consumidor, apresentados respectivamente na Tabela 5.1 e Tabela 5.2. O cálculo dos parâmetros que expressam as preferências de consumo do consumidor é apresentado no Anexo B – Estimação das preferências do consumidor.

Tabela 5.1 – Estudo de caso: parâmetros da concessionária

Parâmetro	Valor
Tarifa convencional (T)	0,8 [R\$/kWh]
Base de remuneração (B)	1175 [R\$]
Fator de custos operacionais (e)	210 [R\$/MWh]
Fator de perdas (p)	3600 [R\$ ² /MWh ²]
Fator de depreciação (d)	0,05
Taxa de remuneração do capital (r_w)	0,0726

Parâmetro	Valor
Tributo sobre o lucro líquido (t)	0,34

Tabela 5.2 – Estudo de caso: parâmetros do consumidor

Parâmetro	Valor
Avidez (a)	3581 [R\$/MWh]
Saciedade (b)	1545 [R\$/MWh]
Consumo (E)	1,8 [MWh/ano]

Conforme já explicado na apresentação do caso, essa análise irá considerar apenas os horários de ponta e fora de ponta, não incluindo a análise da tarifa intermediária, que se caracteriza por ser aplicada uma hora antes e uma hora depois da tarifa de ponta. Portanto, como simplificação, o horário de ponta nessa dissertação será considerado durante um período de quatro horas, e a tarifa será uma tarifa equivalente entre ponta e intermediária. Dessa maneira, nesse capítulo, será chamada tarifa branca, essa tarifa proposta com apenas dois postos horários. Apesar de não haver ainda informações concretas das proporções dessas novas tarifas com relação a tarifa convencional, uma vez que a tarifa branca ainda não entrou em vigor, serão aplicadas as proporções das tarifas da Tabela 5.3. Porém, a modelagem aqui apresentada pode ser realizada de maneira análoga, caso as proporções sejam diferentes das consideradas.

As curvas de consumo e geração utilizadas, serão as formas simplificadas da Figura 5.2 e da Figura 5.4, nas quais a geração é considerada constante durante todo o período de sol.

Tabela 5.3 – Proporções das tarifas

Período da tarifa	Preço da tarifa
Convencional (constante)	$T_C = 0,80 \left[\frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right]$
Fora de ponta (22h às 18h)	$\check{T} = 0,75 * T_C = 0,60 \left[\frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right]$

Ponta (18h às 22h)	$\hat{T} = 4 * \check{T} = 2,40 \left[\frac{R\$}{kWh} \right]$
--------------------	---

5.3.1. CENÁRIO 1 – TARIFA CONVENCIONAL APLICADA A CONSUMIDOR COMUM

Nesse primeiro cenário, apresenta-se o consumidor em análise, que consome 1,8 MWh de energia no ano. No método de tarifação convencional, esse consumidor paga uma tarifa fixa e constante, ou seja, independe da hora do dia em que a energia é consumida, de 0,80 R\$/kWh. A receita gasta com a compra de energia elétrica pelo consumidor é de 1440 R\$/ano, o que lhe gera um excedente de 2502,9 reais. Ao somar o excedente do consumidor (ECA) com excedente da concessionária (EVA) tem-se o valor agregado para a sociedade como um todo, representado pela variável (EWA). Esse cenário, servirá de base para a comparação com os demais, para que seja feita a análise de aumento, ou diminuição do bem-estar socioeconômico.

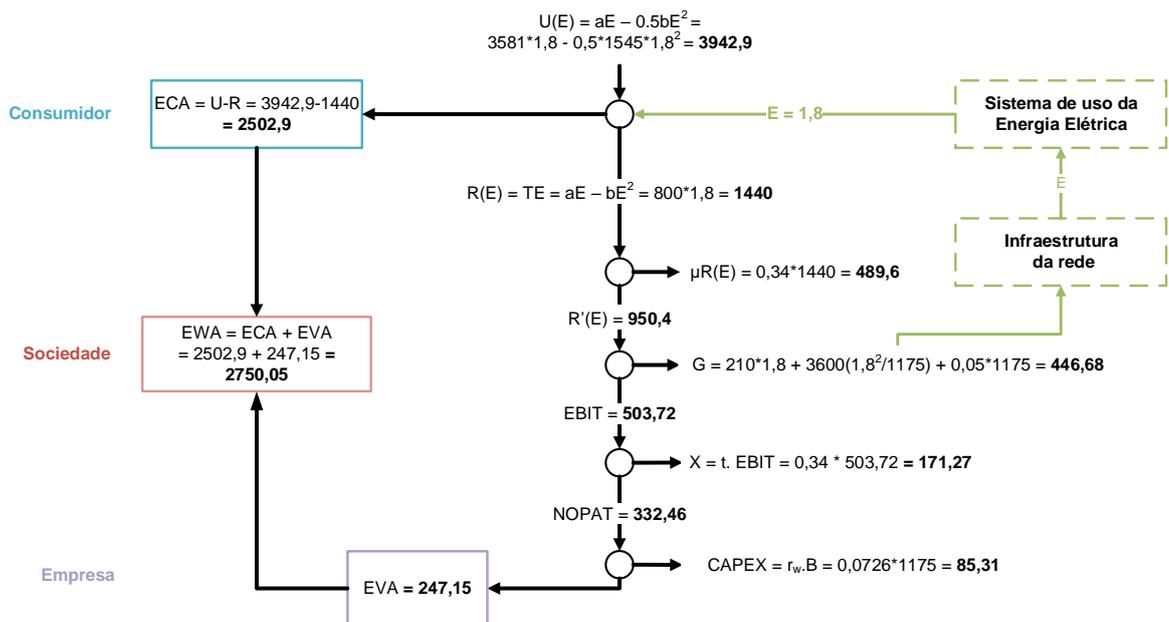


Figura 5.5 – Diagrama do cenário 1: tarifa convencional e consumidor comum

5.3.2. CENÁRIO 2 – TARIFA BRANCA APLICADA A CONSUMIDOR COMUM

No cenário 2, é feita a simulação do mesmo consumidor, porém agora com a opção pela tarifa branca. Em uma primeira análise, foi considerado o consumo no período de ponta correspondente a 30% do consumo total, ou seja, 0,54 MWh de energia por ano. O restante, é consumido no horário fora de ponta. As proporções

utilizadas para as tarifas, são as presentes na Tabela 5.3.

A Figura 5.6 apresenta o novo diagrama de fluxos monetários, caso o consumidor opte por essa forma de tarifação. Nota-se que, devido ao perfil do consumo do cliente em questão, a opção pela tarifa branca, sem mudança nos hábitos de consumo, não é economicamente viável. Além do consumidor ter que arcar com um custo maior nesse cenário, 2052 reais, verifica-se que apenas a empresa distribuidora de energia foi beneficiada com essa opção, uma vez que ela aumentou sua receita, e por consequência, seu valor econômico adicionado (EVA). Porém, o excedente do consumidor é menor nesse cenário, assim como o bem-estar social, ou seja, a adoção por essa forma de tarifação, sem sistema de armazenamento, e sem deslocamento do consumo, para o cliente em estudo, não é uma boa alternativa.

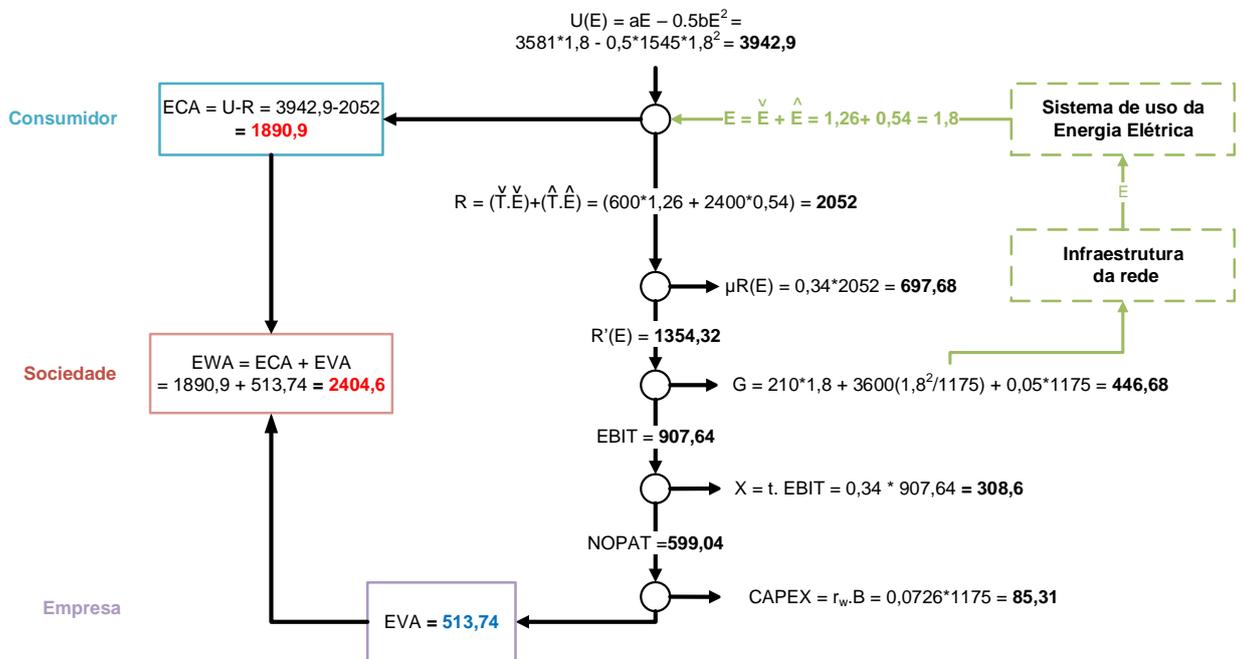


Figura 5.6 – Diagrama do cenário 2: consumidor comum com a tarifa branca

Porém, esse resultado depende diretamente das proporções que serão adotadas por cada distribuidora entre as tarifas de ponta, fora de ponta e a convencional. De forma, a mostrar a importância que essas proporções terão, quando o consumidor for estudar se é ou não uma boa opção a adoção dessa forma de tarifação, será apresentado o diagrama monetário com novas proporções entre as tarifas:

Tabela 5.4 – Novas proporções das tarifas para análise do cenário 2

Período da tarifa	Preço da tarifa
Convencional (constante)	$T_C = 0,80 \left[\frac{R\$}{kWh} \right]$
Fora de ponta (22h às 18h)	$\check{T} = 0,6 * T_C = 0,48 \left[\frac{R\$}{kWh} \right]$
Ponta (18h às 22h)	$\hat{T} = 3 * \check{T} = 1,44 \left[\frac{R\$}{kWh} \right]$

Portanto, agora a tarifa fora de ponta considerada é de 60% do valor da tarifa convencional, enquanto que a tarifa na ponta será de três vezes a tarifa fora de ponta. Os resultados obtidos com o modelo são apresentados na Figura 5.7. Nesse caso, a receita paga à distribuidora (R=1382,4 reais) é menor do que com a tarifação convencional, se tornando atrativa ao consumidor. O excedente deste é maior, assim como os ganhos da sociedade.

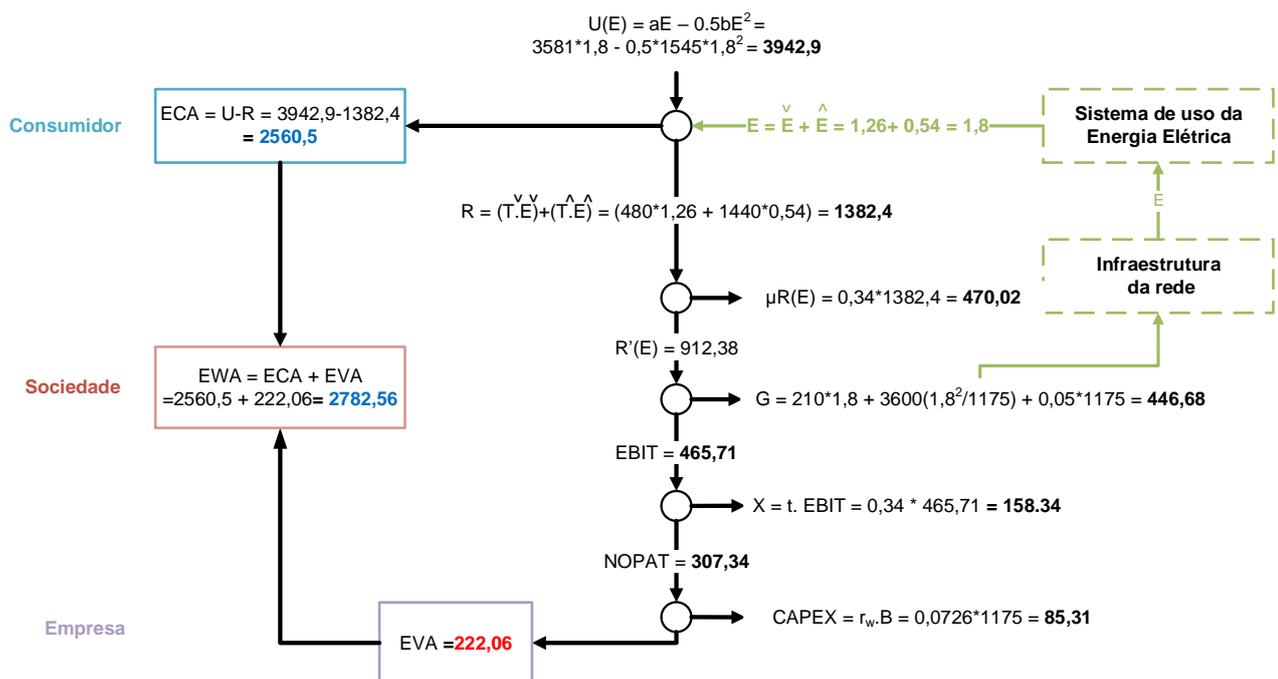


Figura 5.7 – Diagrama do cenário 2 com a mudança das proporções das tarifas

Além da tarifa, o perfil do consumo também influencia de forma direta na atratividade da tarifa branca. Foi analisado um cenário em que 80% da energia é consumida no período fora de ponta, com as tarifas utilizadas nas proporções iniciais propostas (Tabela 5.3). A tarifação comum ainda se mostra mais vantajosa, para

esse consumidor, apesar de que, com a mudança feita no perfil de consumo, os resultados foram melhores do que os apresentados inicialmente na Figura 5.6.

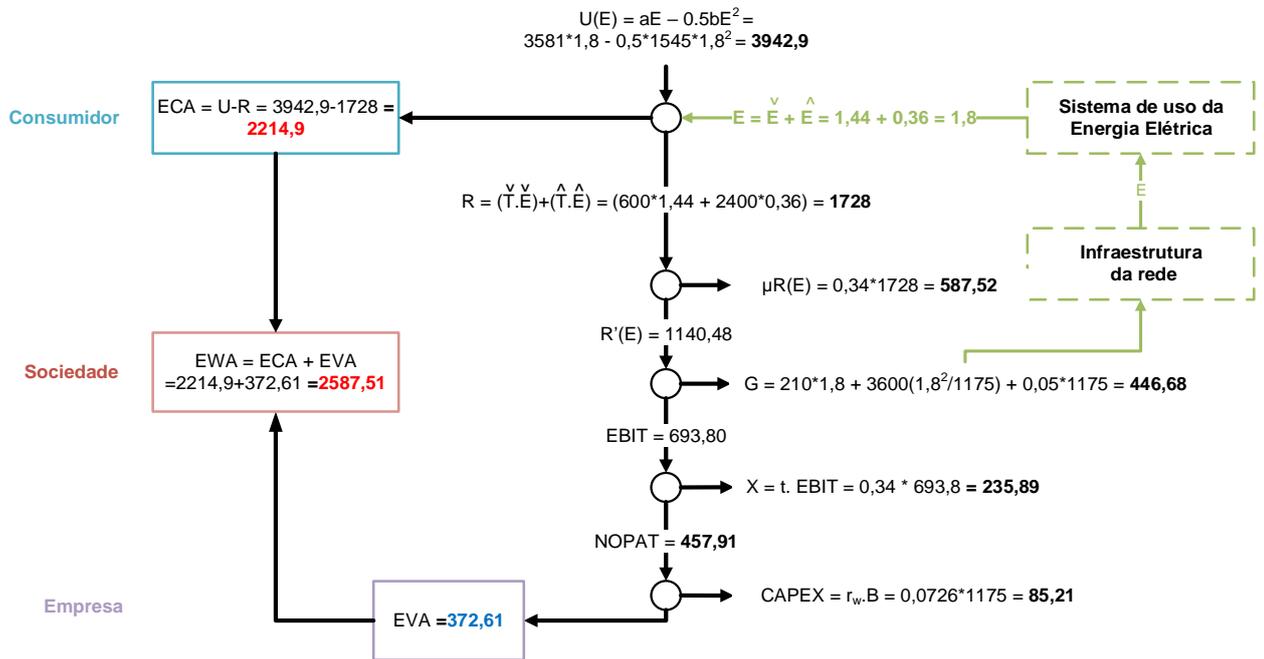


Figura 5.8 – Diagrama do cenário 2 com mudança no perfil de consumo

5.3.3. CENÁRIO 3 – TARIFA BRANCA APLICADA A CONSUMIDOR COM BATERIA

Com a criação da tarifa branca, o armazenamento de energia nos horários em que a tarifa é mais barata, para o consumo posterior, nas horas em que essa energia é mais cara, começa a se tornar uma opção a ser analisada, uma vez que na tarifação convencional não há nenhum atrativo para isso. Dito isso, nesse cenário 3, o consumidor terá agora que arcar com os custos da bateria e da fatura da conta de energia. O custo da bateria, e por consequência o cálculo de uma tarifa da bateria (T_B), dada em R\$/MWh, é apresentado em maior detalhe no Anexo C.

Esse cenário, considera que o cliente irá consumir da rede da concessionária toda a energia durante o período fora de ponta, parte para o seu consumo instantâneo e parte para o armazenamento na bateria. Dessa forma, a bateria deve ser capaz de guardar toda a energia consumida no horário de ponta, que conforme visto na Figura 5.2, será de 540 kWh/ano.

A receita da concessionária é composta apenas pela tarifa fora de ponta, multiplicada por toda a energia entregue ao consumidor. Nesse primeiro caso, a tarifa da bateria considerada foi de 1300 R\$/MWh por ano. Conforme visto na equação

(59), se a tarifa da bateria for menor do que a diferença entre as tarifas de ponta e fora de ponta, a compra da bateria se apresenta como uma opção atrativa ao consumidor. Nesse caso, como $\alpha = \hat{T} - \check{T} = 1800$, o consumidor paga menos pelo consumo da energia ($C_T=1782$), do que no Cenário 2.

Mas, como ainda tem uma despesa com o armazenamento e fatura paga à concessionária maior do que no caso de tarifa convencional, esse cenário acaba apresentando um *surplus* do consumidor e da sociedade menor. Ou seja, nesse cenário específico, apesar de atrativo com relação ao cenário 2, a opção por essa forma de tarifação e da compra de armazenamento “destrói” valor econômico agregado para a sociedade.

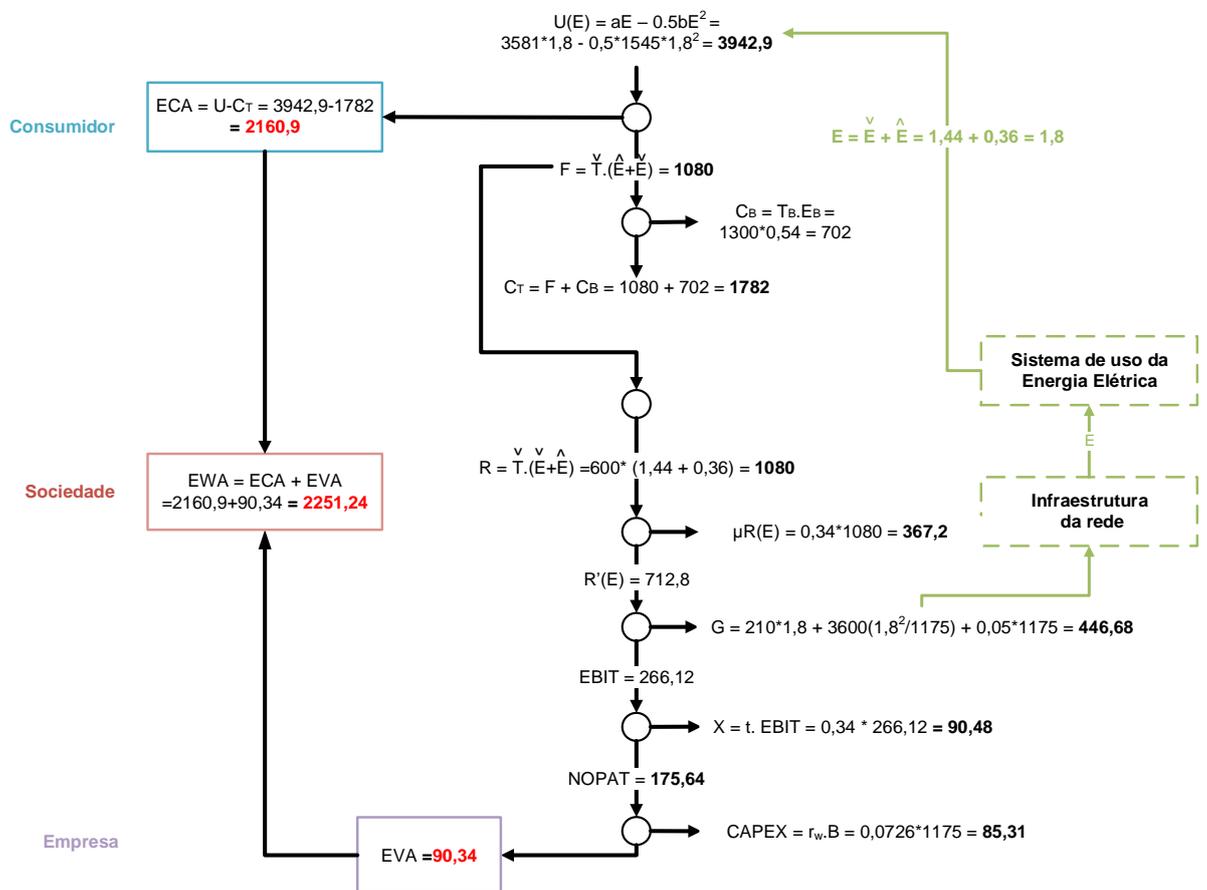


Figura 5.9 – Diagrama do cenário 3: consumidor com a tarifa branca e baterias

A Figura 5.10 apresenta um cenário mais favorável a esse consumidor, onde a tarifa da bateria é reduzida, em 50%. Apesar de parecer uma redução muito drástica nessa tarifa, segundo dados da Bloomberg, com o crescimento e disseminação dos veículos elétricos os custos das baterias podem reduzir 73% até 2030 [28].

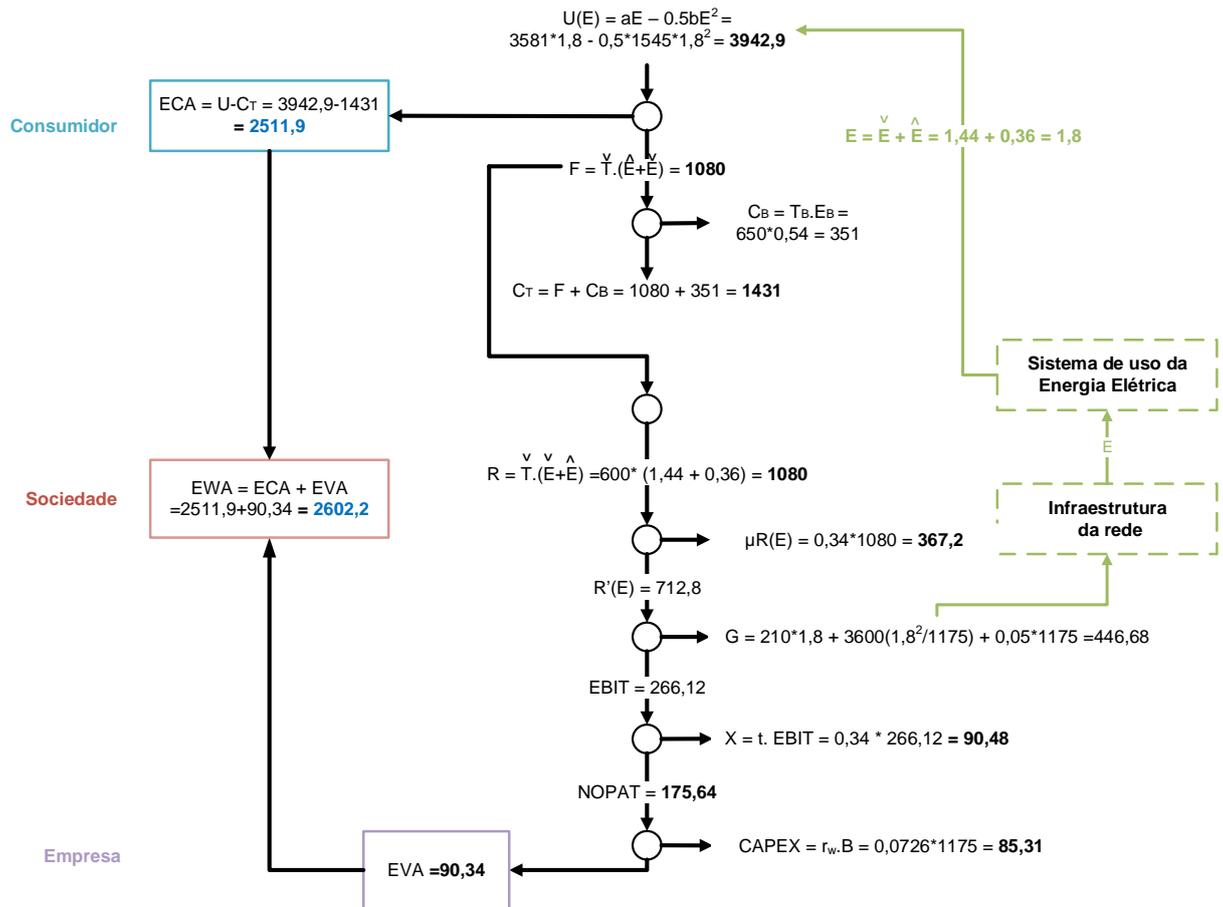


Figura 5.10 – Diagrama do cenário 3 com mudança na tarifa da bateria

5.3.4. CENÁRIO 4 – TARIFA BRANCA APLICADA A PROSUMER COM BATERIA

Por fim, o quarto e último cenário avalia como a tarifa branca, aliada à microgeração e armazenamento, pode agregar bem-estar socioeconômico, dependendo das tarifas praticadas, perfil de consumo e custos da autogeração e armazenamento. Esse cenário, irá representar um consumidor que tem um sistema de microgeração distribuída fotovoltaica e que, aliado a um conjunto de baterias, consegue se tornar autossuficiente na produção e consumo de energia. Ou seja, esse consumidor não irá consumir energia proveniente da concessionária, a menos que haja alguma falha ou defeito no seu sistema de geração. Justamente para se prevenir desses possíveis contratempos, mesmo que autossuficiente, o consumidor permanece conectado à rede de distribuição da concessionária, e paga a ela um custo por isso, o custo de disponibilidade (C_{CD}).

Os cálculos e premissas utilizadas para os cálculos dos custos que o consumidor deve arcar nesse cenário, estão apresentados com maior detalhamento no

Anexo D. Nesse caso em análise, conforme já descrito na Figura 5.4, o sistema de geração deve ser capaz de, durante o período de sol, gerar toda a energia que é consumida pela residência. Parte dessa energia, é consumida instantaneamente, e o restante é armazenado na bateria para ser consumido nos períodos em que não haja sol.

Portanto, as despesas do consumidor com energia elétrica serão a soma do custo de disponibilidade, com a tarifa da bateria multiplicada por toda a energia consumida em período sem sol (E_c), mais a tarifa do sistema de geração multiplicada pela energia total consumida na residência. Nota-se na Figura 5.11, que o custo total é maior do que no cenário 1, porém menor do que no cenário 2.

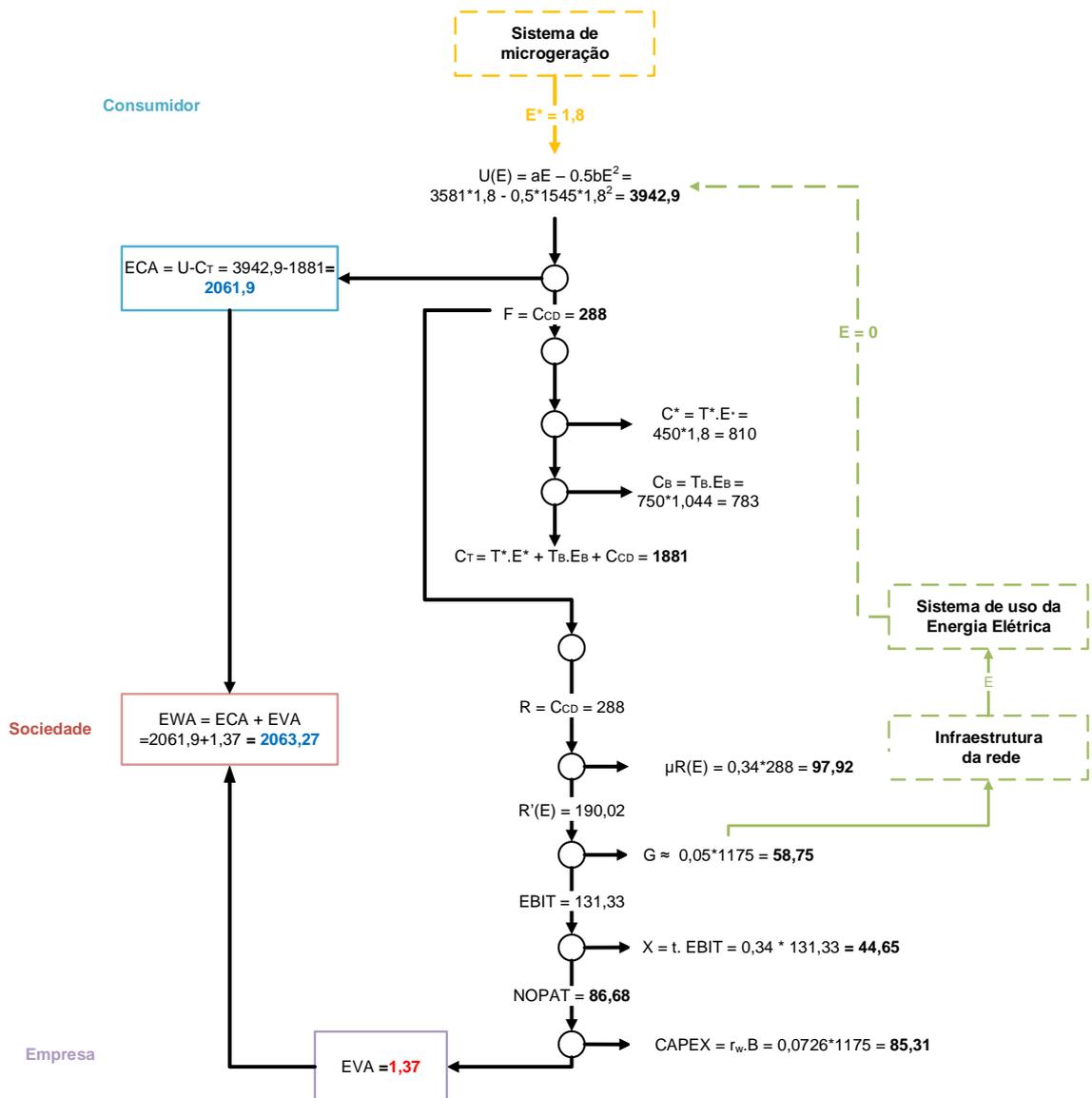


Figura 5.11 – Diagrama do cenário 4: consumidor com a tarifa branca e baterias
O agente mais afetado nesse cenário, será a concessionária, que deixará de

5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A partir dos cenários analisados, verificou-se que a atratividade e efetividade de uma determinada política pública, como por exemplo a criação da Tarifa Branca, depende de diversos fatores, entre eles: os valores das tarifas que serão adotados, perfil de consumo, custos dos sistemas de geração e armazenamento. Esses dois últimos, também são impactados pela forma com que o consumidor opta por adquirir os equipamentos, seja a vista, ou financiado. Nos cenários, foi utilizado apenas um tipo de financiamento (Anexos C e D), porém caso o consumidor opte pelo pagamento a vista, financiamento sem juros, ou com taxas mais baixas, essa política se torna cada vez mais atrativa, agregando cada vez mais para a sociedade, que é o objetivo da regulação do mercado de energia elétrica.

É importante ressaltar que, a política de criação de tarifas diferenciadas por horário para todos os consumidores, inclusive residenciais, não necessariamente torna viável a implementação de baterias, mas sim faz com que a análise desse cenário comece a ser pertinente, já que com a tarifa convencional, não há nenhum atrativo para adquirir um sistema de armazenamento.

5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma análise de cenários em que a tarifa branca pode ser aplicada, de forma a apresentar a atratividade ou não de utilizar um sistema de armazenamento com essa nova oportunidade de tarifação. A partir da modelagem do consumidor e da concessionária foi possível observar para cada cenário descrito se a adoção dessa tarifa branca, se apresenta como benéfica para todos os agentes envolvidos, além de gerar um bem-estar socioeconômico no mercado de energia maior do que havia anteriormente. Nos casos em que isso não foi verificado, ou seja, em que os ganhos para a sociedade em geral foram menores, não vale a pena implementar essa política. A partir desse modelo simples, mas que reflete com fidelidade diversos aspectos do mercado de eletricidade, pode-se avaliar o impacto que uma determinada política pública do governo pode causar no bem-estar socioeconômico, como por exemplo a criação da tarifa branca.

6. CONCLUSÕES

6.1. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Essa dissertação teve como principal objetivo apresentar um modelo econômico do mercado elétrico e utilizá-lo para a avaliação de políticas públicas de incentivo à micro e minigeração distribuída e, a partir desse modelo, estabelecer uma conexão entre o tipo de consumidor e a capacidade de uma política pública de promover bem-estar socioeconômico e estimular a utilização de fontes renováveis de energia.

Primeiramente, foram apresentados os conceitos relacionados a geração distribuída, as principais motivações, os agentes envolvidos e os impactos sobre eles. Nesse contexto, apresentou-se também como o Brasil já cresceu nesse cenário de geração nos últimos anos, os principais avanços já obtidos, projeções para os próximos anos e as barreiras ainda existentes.

A partir desta conceituação, foram introduzidos os principais conceitos relacionados a aplicação de políticas públicas de incentivo, com o objetivo de impulsionar as fontes de energia renováveis, principalmente nas categorias de micro e minigeração. Questões essenciais como a tributação e financiamento foram abordados com destaque.

A principal contribuição desta dissertação é a utilização de um modelo econômico do mercado elétrico para a análise de políticas públicas que incentivem as modalidades de micro e minigeração de energia elétrica no Brasil, verificando os ganhos e impactos sobre os agentes envolvidos, buscando a maximização do bem-estar socioeconômico produzido. O modelo utilizado foi o TAROT, que permite a representação tanto dos parâmetros da concessionária, quanto do consumidor e os ganhos da sociedade em geral. A partir dessas interações entre os agentes, é possível avaliar quantitativamente as possibilidades e o impacto gerado pela implementação de uma ou outra política, não apenas no aspecto puramente financeiro ou técnico, mas também refletindo eficiência pública e responsabilidade social de todos os agentes envolvidos.

Com base na teoria apresentada, foi desenvolvido um estudo de caso, contendo alguns cenários, para avaliar a capacidade de uma política de incentivo, no

caso a criação da tarifa branca, em agregar bem-estar para a sociedade, e ainda estimular a utilização de sistemas de armazenamento. Os resultados mostraram que, para que o consumidor opte por adotar essa nova forma de tarifação, diversas variáveis influenciam, como por exemplo, o consumo típico do consumidor e os preços das tarifas de energia e dos sistemas de geração e armazenamento. Apesar de atualmente os preços de bateria e painéis fotovoltaicos serem uma barreira para grande parte da população, a tendência é que cada vez mais esses preços sejam reduzidos. E apesar do custo ainda alto, foram verificados cenários em que a adoção da tarifa branca juntamente com painéis fotovoltaicos e baterias agrega valor para a sociedade como um todo. Além disso, o modo de aquisição do sistema de microgeração e armazenamento impactam de maneira direta, agregando mais ao consumidor, quanto menores forem os juros e taxas.

Diante do exposto nessa dissertação, torna-se evidente o crescente interesse em gerar a própria energia, e apesar de alguns estímulos à inserção de fontes renováveis de energia no Brasil terem sido realizados, ainda não foram o suficiente para disseminar essas fontes, principalmente no nível da microgeração. A possibilidade de se simular com precisão o ecossistema da geração distribuída proporcionará uma clara compreensão dos benefícios dessas inovações, tais como o melhor equilíbrio entre a oferta e a procura, redução e/ou redistribuição do consumo de energia. Para isso, faz-se necessário a avaliação da perspectiva econômica e a aplicação um modelo de mercado capaz de representar as transações nesse novo ambiente, uma vez que, até o que se sabe, ainda não foram validados modelos adequados para esse fim.

6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com base na linha de pesquisa deste trabalho, algumas sugestões de trabalhos futuros são:

- Avaliação do impacto econômico da incerteza na modelagem do mercado elétrico;
- Considerar modelos de otimização multiobjetivos para EVA, ECA e EWA no modelo TAROT;
- Aperfeiçoamento do modelo para representação de outras classes de

consumo;

- Introduzir a variação temporal das preferências do consumidor, pois no modelo TAROT clássico, a avidez por consumir a energia é considerada invariante no tempo;
- Considerar o crescimento do uso dos carros elétricos no mercado (baterias), e a sua utilização a favor do consumidor para armazenar a energia dos sistema de microgeração, e como isso impactará a concessionária, consumidor e sociedade em geral.

6.3. PUBLICAÇÕES

Como resultado do trabalho desenvolvido durante o período do mestrado, foi possível a publicação de um artigo em âmbito internacional:

- Pereira, L. C., Lusvarghi, S. A. S., Arango, L. G., Arango, H., Bonatto, B. D.; “Socioeconomic analysis of incentive public policies for the use of renewable energy per consumer class in Brazil”. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015, Montevideo.

Com a consolidação dos resultados do estudo de caso, estão sendo verificadas novas oportunidades de publicações com este foco.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, “Capacidade de Geração do Brasil,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. [Acesso em 27 Julho 2017].
- [2] D. M. Falcão, “Impacto da mini e microgeração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica,” *O Setor Elétrico - Espaço IEEE*, pp. 148-149, Setembro, 2013.
- [3] Enova Solar, “E-book 2 - Parte II: Guia para Empreendedores Fotovoltaicos,” Outubro 2016. [Online]. Available: <http://www.enovasolar.com.br/biblioteca/>.
- [4] G. Aquila, E. d. O. Pamplona, A. R. de Queiroz, P. . Rotela Jr e M. N. Fonseca, “An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 1090-1098, 2017.
- [5] C. d. V. Costa, *Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Européia para o caso*, Tese (doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- [6] EPE, “Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos,” Rio de Janeiro, 2014.
- [7] C. Holdermann, J. Kissel e J. Beigel, “Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors,” *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612-617, 2014.
- [8] G. Aquila, E. d. O. Pamplona e A. R. de Queiroz, *Impacto de políticas de incentivo para fontes de energia renovável*, Novas Edições Acadêmicas, 2015.
- [9] ANEEL, “Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica,” *Cadernos Temáticos ANEEL*, nº 2, Brasília, 2016.
- [10] EPE, “Nota Técnica DEA 001/17 - Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026),” Rio de Janeiro, 2017.
- [11] Arizona Public Service, “Solar Partner Program,” [Online]. Available: <https://www.aps.com/en/ourcompany/aboutus/investmentinrenewableenergy/Pages/azsun.aspx>. [Acesso em 1 Junho 2015].
- [12] ANEEL, “Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em 26 Setembro 2015].
- [13] ANEEL, “Nota Técnica nº 0163/2012-SRD/ANEEL,” 2012. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/100/documento/nota_tecnica_0163_srd.pdf. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [14] ANEEL, “Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. [Acesso em 26 Setembro 2015].
- [15] ANEEL, “Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL,” 2015. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf. [Acesso em 26 Setembro 2015].

- [16] L. C. Pereira, S. A. d. S. Lusvarghi, L. G. Arango, H. Arango e B. D. Bonatto, "Socioeconomic analysis of incentive public policies for the use of renewable energy per consumer class in Brazil," em *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, Montevideo, Uruguai, 2015.
- [17] ANEEL, "Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015," [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em 2 Março 2016].
- [18] ANEEL, "Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL," Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, 2017. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9. [Acesso em 16 Junho 2017].
- [19] Greener, "Análise do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º semestre 2017," [Online]. Available: <http://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2017/07/anlise-estrategica-do-mercado-fotovoltaico-de-gerao-distribuida-2o-semester-2017-greener.pdf>. [Acesso em 2 Agosto 2017].
- [20] C. Tiba, "Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos," Ed. Universitária da UFPE, Recife, 2000.
- [21] Portal Solar, Listas de Empresas de Energia Solar Fotovoltaica, [Online]. Available: <http://www.portalsolar.com.br>. [Acesso em 15 Junho 2017].
- [22] IBGE, "Contas Nacionais Trimestrais," [Online]. Available: <https://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/pib/defaultcnt.shtm>. [Acesso em 22 Setembro 2017].
- [23] ABINEE, "Propostas para Inserção de Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira," [Online]. Available: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. [Acesso em 19 Dezembro 2017].
- [24] ANEEL, "ANEEL aprova tarifa branca, nova opção para os consumidores a partir de 2018," [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdmFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false. [Acesso em 15 Junho 2017].
- [25] P. E. S. Santos, H. W. A. Sousa, R. L. M. Mota e L. E. Custódio, "Tarifas de Aplicação para Prosumidores," [Online]. Available: <https://www.trsolucoes.com/publicacoes/artigo-tarifas-de-aplicacao-para-prosumidores.html>. [Acesso em 3 Setembro 2017].
- [26] W. Freire, "Tarifa binômica aumentará tempo de retorno dos projetos de GD," CanalEnergia, [Online]. Available: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53029266/tarifa-binomia-aumentara-tempo-de-retorno-dos-projetos-de-gd>. [Acesso em 17 Agosto 2017].
- [27] S. Montenegro, "Sistemas de energia fotovoltaica serão incluídos nos projetos do Minha Casa, Minha Vida," CanalEnergia, [Online]. Available: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53030085/sistemas-de-energia-fotovoltaica-serao-incluidos-nos-projetos-do-minha-casa-minha-vida>. [Acesso em 17 Agosto 2017].

- [28] Bloomberg New Energy Finance, “New Energy Outlook 2017 - Executive Summary,” June 2017. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>. [Acesso em 10 Setembro 2017].
- [29] IRENA, “REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy,” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- [30] REN21, “Renewables 2017 Global Status Report,” REN21 Secretariat, Paris, 2017.
- [31] L. S. Friedman, *The Microeconomics of Public Policy Analysis*, Princeton University Press, 2002.
- [32] A. L. Pereira, F. H. A. Agrizzi, L. D. d. L. Pereira, J. F. Fardin e L. F. Encarnação, “Análise dos Principais Mecanismos Técnicos e Regulatórios Frente às Fontes Renováveis de Energia,” em *VII Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção*, Ponta Grossa, 2017.
- [33] D. Holm e D. Arch, “Renewable Energy for the Developing World,” The International Solar Energy Society, 2005.
- [34] Agência CT&I, “Brasil deverá ter 700 megawatts de energia fotovoltaica operando até 2017,” [Online]. Available: http://www.agenciacti.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=7423:brasil-devera-ter-700-megawatts-de-energia-fotovoltaica-operando-ate-2017&catid=3:newsflash. [Acesso em 3 Junho 2015].
- [35] L. C. S. Rocha, G. Aquila, E. d. O. Pamplona, A. P. de Paiva, B. G. Chierigatti e J. d. S. B. Lima, “Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives,” *Journal of Cleaner Production*, 2017.
- [36] MME, “Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar,” [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial?p_p_auth=oOcPrDfO&p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=3094745&_101_type=content&_10. [Acesso em 8 Agosto 2017].
- [37] J. R. Colaferro, “Financiamento de Energia Solar,” Blue Sol Energia Solar, [Online]. Available: <http://blog.bluesol.com.br/financiamento-de-energia-solar/>. [Acesso em 6 Outubro 2017].
- [38] Banco Central do Brasil, “Histórico das taxas de juros,” [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>. [Acesso em 01 Novembro 2017].
- [39] Santander, “Linhas de Financiamento para Sustentabilidade,” [Online]. Available: <https://sustentabilidade.santander.com.br/pt/Produtos-e-Servicos/Paginas/Santander-Financiamentos.aspx>. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [40] Banco do Nordeste, “Programa FNE - FNE SOL,” [Online]. Available: https://www.bnb.gov.br/programas_fne/programa-de-financiamento-a-micro-e-a-minigeracao-distribuida-de-energia-eletrica-fne-sol. [Acesso em 2017 Julho 5].
- [41] Governo do Paraná, “Fomento Paraná,” [Online]. Available: <http://www.fomento.pr.gov.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=272>. [Acesso em 20 Agosto 2017].

- [42] Sicredi, “Financiamento para Energia Solar,” [Online]. Available: <https://www.sicredi.com.br/html/para-voce/credito/credito-energia-solar/>. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [43] Banco da Amazônia, “FNO - Amazônia Sustentável,” [Online]. Available: <http://www.bancoamazonia.com.br/index.php/financiamentos/empresarial-fno/empresarial-fno-amazonia-sustentavel>. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [44] Caixa, “Construcard,” [Online]. Available: <http://www.caixa.gov.br/voce/cartoes/casa/construcard/Paginas/default.aspx>. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [45] BNDES, “BNDES Finame - financiamento de máquinas e equipamentos,” [Online]. Available: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/finame/como-obter-inanciamento-finame/bndes-finame-principal!/ut/p/z1/vVNNU9swEP0tPeSoSI4cf3AzzoebmBACJMQXxnbkWG0sGVnE0F_fTTAzpQUzHQZ8kGd33r63780sjvANjkS859tYcyniHdTryLoN3ekwMM9JeP594BJvsLyYj-aBZ. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [46] BNDES, “Consulta de fornecedores e produtos cedenciados,” [Online]. Available: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Convivencia/Credenciamento_de_Equipamento/conteudo.html. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [47] Banco do Brasil, “Proger Urbano Empresarial,” [Online]. Available: <http://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/empresas/produtos-e-servicos/credito/financiar-um-investimento/proger-urbano-empresarial#/>. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [48] Banco do Brasil, “Crédito Rural Pronaf Eco,” [Online]. Available: http://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/agronegocios/agronegocio---produtos-e-servicos/credito/investir-em-sua-atividade/pronaf-eco#/. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [49] Banco do Brasil, “FCO Empresarial,” [Online]. Available: http://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/empresas/produtos-e-servicos/credito/financiar-um-investimento/fco-empresarial#/. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [50] Banco do Brasil, “FCO Rural,” [Online]. Available: http://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/cooperativas/fco-rural#/. [Acesso em 5 Julho 2017].
- [51] Desenvolve SP, “Linha Economia Verde,” [Online]. Available: <http://www.desenvolvesp.com.br/empresas/opcoes-de-credito/projetos-sustentaveis/linha-economia-verde/>. [Acesso em 18 Outubro 2017].
- [52] H. Arango, B. D. Bonatto, J. P. G. Abreu e C. M. V. Tahan, “The Impact of Power Quality on th Economy of Electricity Markets,” em *Power Quality*, Mr Andreas Eberhard (Ed.), InTech, 2011.
- [53] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan e M. R. Gouvea, “The Influence of Quality on the Creation of Economic Value in Electricity Markets,” em *14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Bergamo, Italy, 2010.
- [54] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan e M. R. Gouvea, “Modeling the Influence of Power Quality on the Creation of Market

- Value,” em *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Wollongong, Australia, 2008.
- [55] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, N. Kagan e C. M. V. Tahan, “A model for electricity markets: The impact of regulation on value,” em *5th International Conference on the European Electricity Market*, Lisboa, Portugal, 2008.
- [56] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan e M. R. Gouvea, “Inserindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico,” em *VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Santos, Brasil, 2007.
- [57] H. Arango, B. D. Bonatto, S. A. d. S. Lusvarghi, L. C. Pereira e L. G. Arango, “O Impacto da Regulação do Mercado Elétrico de Distribuição na Produção de Bem-Estar Socioeconômico,” em *Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE 2015)*, Campina Grande, 2015.
- [58] H. Arango, B. B. Bonatto, L. C. Pereira, S. A. d. S. Lusvarghi, P. M. da Silveira, J. M. de Carvalho Filho e J. P. G. de Abreu, “An Economic Market Model for the Evaluation of Sustainable Social Policies Based on Smart Grids Technologies,” em *Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (IX CBPE)*, Florianópolis, 2014.
- [59] H. Arango, B. D. Bonatto, L. C. Pereira, S. A. d. S. Lusvarghi, P. M. da Silveira e J. M. de Carvalho Filho, “An Economic Market Model for the Evaluation of Sustainable Social Policies based on Smart Grids,” em *IX CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, Florianópolis, Brasil, 2014.
- [60] H. Arango, “Regulação, Modelagem e Análise Econômica do Mercado Elétrico Brasileiro,” Notas de aula, UNIFEI, 2015.
- [61] H. Arango, *Regulação, Modelagem e Análise Econômica do Mercado Elétrico Brasileiro*, Notas de aula, UNIFEI., 2017.
- [62] V. B. F. da Costa, “Análise econômica do mercado formado por prosumer e concessionária,” Trabalho Final de Graduação, UNIFEI., 2017.
- [63] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. [Acesso em 3 Novembro 2017].
- [64] T. R. d. S. Nogueira, H. Arango, B. D. Bonatto, J. P. G. Abreu e C. M. V. Tahan, “O Fator X e seu Significado Técnico-econômico Utilizando um Modelo de Mercado,” em *IEEE/PES Transmission & Distribution Latin America*, São Paulo, Brasil, 2010.
- [65] F. Dinçer, “The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 713-720, 2011.

ANEXO A – COMPARATIVO ENTRE OPÇÕES DE FINANCIAMENTO

Tabela A.1 – Comparativo entre as principais opções de financiamento

Nome	Público alvo	Taxas	Prazo	Garantias
Santander Financiamentos	Pessoas físicas e jurídicas, independente de serem ou não clientes do banco.	As taxas variam de acordo com o modo de financiamento: 1+9 parcelas – sem juros 1+23 parcelas – 1,1% ao mês 1+35 parcelas – 1,45% ao mês	Até 36 meses	Não informado.
FNE Sol BNB	Todos os portes de empresas industriais, agroindustriais, comerciais e de prestação de serviços, produtores rurais, cooperativas e associações legalmente constituída, da região Nordeste e Norte dos estados do Espírito Santo e Minas Gerais.	As taxas variam de 6,5% a 10,14% ao ano, dependendo do tipo do cliente.	Até 144 meses	Hipoteca, alienação fiduciária, fiança ou aval.
Fomento Energia Paraná	Empresas dos setores da indústria, comércio ou prestação de serviços, de micro ou pequeno porte, do estado do Paraná.	As taxas de juros variam de 8,8% a 10,85% ao ano acrescida da variação anual da TJLP.	Até 120 meses	Aval de terceiros, garantias fidejussórias, garantias reais correspondentes, no mínimo, a 130% do valor do financiamento.

Nome	Público alvo	Taxas	Prazo	Garantias
Sicredi Solar	Empresas ou pessoas físicas, associadas ao Sicredi.	As taxas variam de 1% a 3% ao mês, condicionadas a análise de crédito.	Até 60 meses	Não informado.
FNO Amazônia Sustentável	Empresas de todos os tamanhos: de pequeno até grande porte	As taxas variam entre 0,59% a 1,02% ao mês, de acordo com o tamanho da empresa.	Até 144 meses	Não informado.
Finame BNDES	Sociedades com sede e administração no país, e pessoas jurídicas de direito público.	As taxas são o somatório do custo financeiro, remuneração básica do BNDES, taxa de intermediação financeira e a remuneração da instituição financeira credenciada.	Depende da capacidade do beneficiário.	Não informado.
Proger Urbano Empresarial BB	Empresas que faturem até 10 milhões por ano.	As taxas variam de acordo com o relacionamento com o BB.	Até 72 meses.	Utilização do fundo garantidor (FAMPE) para garantir parte do financiamento e taxas mais atrativas.

Nome	Público alvo	Taxas	Prazo	Garantias
Crédito Rural Pronaf Eco BB	Produtores familiares que apresentem Declaração de Aptidão do Pronaf (DAP).	As taxas de juros de 2,5 % ao ano para projetos eco e 5,5% ao ano para silvicultura.	Até 144 meses.	Não informado.
FCO Empresarial e Rural BB	FCO Empresarial: Empresas com atividades produtivas nos setores industrial, agroindustrial, mineral, de turismo, de infraestrutura econômica e de comércio e serviços, da região centro-oeste.	Varia com o porte da empresa: Micro: 6,75% a.a. Pequeno: 8,25% a.a. Médio: 9,5% a.a. Grande: 10% a.a.	Até 240 meses.	Exigida garantia de 130% do valor financiado para FCO.
	FCO Rural: produtores rurais, tanto pessoa física quanto jurídica, bem como cooperativas e associações com atividade rural, da região centro-oeste.	Mini: 5% a.a. Pequeno: 6,75% a.a. Médio: 7,25% a.a. Grande: 8,5% a.a.		

Nome	Público alvo	Taxas	Prazo	Garantias
Desenvolve SP	Pequenas e médias empresas, do estado de São Paulo.	Taxas a partir de 0,53% a.m., atualizado pelo IPCA.	Até 120 meses	Oferece uma alternativa para aqueles que não possuem garantias reais, os chamados fundos garantidores.

ANEXO B – ESTIMAÇÃO DAS PREFERÊNCIAS DO CONSUMIDOR

A elasticidade consumo-preço (ε) é uma das características mais investigadas do consumo. Ela é definida como:

$$\varepsilon = -\frac{T}{E} \frac{\partial E}{\partial T} \quad (61)$$

Trata-se de um parâmetro que exprime a porcentagem da com que a energia adquirida decresce quando a tarifa se eleva em 1%.

Levando em consideração a expressão de (E) em termos da tarifa (T), resulta em:

$$\varepsilon = -\frac{T}{E} \left(-\frac{1}{b} \right) = \frac{T}{bE} = \frac{T}{a - T} \quad (62)$$

Uma estimativa das preferências (a,b) pode ser obtida a partir da quantidade (E) consumida e da elasticidade (ε), ou seja:

$$E = \frac{a - T}{b} \quad (63)$$

$$\varepsilon = \frac{T}{a - T} \quad (64)$$

Multiplicando ambas as expressões acima, chega-se a expressão de a e b:

$$b = \frac{T}{\varepsilon E} \quad (65)$$

$$a = (1 + \varepsilon^{-1})T \quad (66)$$

Dessa forma, para o estudo de caso, foi utilizado o dado de elasticidade do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da CEMIG-D:

$$\varepsilon = 28,76\%$$

Com os dados 1,8 [MWh/ano] de consumo e tarifa de 800 [R\$/MWh], tem-se as seguintes preferências:

$$a = (1 + \varepsilon^{-1})T = (1 + 0,2876^{-1}) * 800 = 3581,64 \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right] \quad (67)$$

$$b = \frac{T}{\varepsilon E} = \frac{800}{0,2876 * 1,8} = 1545,36 \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}^2} \right] \quad (68)$$

ANEXO C – DADOS UTILIZADOS PARA ESTIMAR PREÇO DA BATERIA

Para a análise do cenário 3, no qual o consumidor opta por adquirir um sistema de armazenamento e pelo sistema de tarifa branca, é preciso estimar uma “tarifa” da bateria (T_B) que representa o custo anual da aquisição da bateria, em reais por MWh. Os cálculos apresentados nessa seção anexa, tem como objetivo apresentar de forma simplificada, alguns custos adotados, já que este não é o foco desse trabalho.

O consumidor em análise possui uma quantidade de energia consumida mensalmente média de 150 kWh, ou seja, aproximadamente 1800 kWh por ano. Conforme apresentado na Figura 5.1, o consumidor irá carregar sua bateria nos horários fora de ponta, para consumir no período de ponta. Dessa maneira, a bateria deve ser capaz de armazenar toda a energia de ponta (\hat{E}), que no cenário em análise representa 30% da energia total consumida, 1,5 kWh por dia.

No sistema de armazenamento a ser instalado pelo consumidor, os principais e mais caros equipamentos serão as baterias e inversores, que devem possuir potência condizente com a energia que deseja-se carregar. Com base na premissa de que toda a energia de ponta será acumulada pelo sistema de armazenamento para ser utilizada posteriormente no período de ponta, pode-se calcular a energia que o sistema deve ser capaz de guardar mensalmente:

$$E_B = 1,5 \frac{\text{kWh}}{\text{dia}} \approx 45 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \approx 540 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \quad (69)$$

Sabe-se que a bateria de chumbo-ácido é a mais indicada para a aplicação de armazenamento de energia em residências, pois é economicamente mais viável do que as de níquel e íon-lítio por exemplo. Para dimensionamento da capacidade da bateria, em ampére-hora, será considerada um nível de tensão nominal típico de baterias de chumbo-ácido de 12V. Assim,

$$\text{Cap}_B = \frac{1500 \text{ Wh}}{12\text{V}} = 125 \text{ Ah} \quad (70)$$

Conforme descrito em [62], algumas considerações a respeito da bateria de chumbo-ácido devem ser feitas, de forma que o dimensionamento da sua capacidade seja feito de forma correta, e atenda os objetivos desejados. A primeira delas,

é que o rendimento da bateria cai bruscamente devido ao curto período de descarga (4h), podendo resultar em uma perda de até 40% da sua capacidade. Além disso, essas baterias não trabalham bem com ciclos profundos, ou seja, uma descarga completa causa uma perda na capacidade da bateria, que é pequena no início, mais pode chegar a reduzir em 20% a capacidade da bateria ao longo da vida útil desta. Portanto, para o cálculo da capacidade da bateria real (Cap_R), tem-se:

$$Cap - 0,4Cap - 0,2 * (Cap - 0,4Cap) = 125 \rightarrow Cap_R = 260 \text{ Ah} \quad (71)$$

Dessa forma, foi feita uma pesquisa de mercado por baterias estacionárias de 12V, e chegou no valor total de R\$1500,00 referentes a 3 baterias de 93 Ah cada. A vida útil das baterias é de 4 anos.

Para o dimensionamento do inversor, sua potência nominal deve ser igual ou superior à potência do período de descarga. A corrente máxima do sistema é:

$$I_{MAX} = \frac{125 \text{ Ah}}{4\text{h}} = 31,25 \text{ A} \quad (72)$$

Pode-se calcular então, a potência nominal mínima do inversor:

$$P_{INV} = 31,25 \text{ A} * 12 \text{ V} = 375 \text{ W} \quad (73)$$

O valor de um inversor, com potência de 500 W, é de R\$ 1400,00 com vida útil de 10 anos. Considerando que o valor total do investimento no sistema de armazenamento, de R\$3000,00, seja financiado em 2 anos com uma taxa de juros de 1,13% a.m., dessa forma, tem-se:

$$Preço_{BATERIA} = R\$ 1964 \quad e \quad Preço_{INVERSOR} = R\$ 1833 \quad (74)$$

Logo, o custo anual do sistema de armazenamento (C_B) pode ser obtido, de forma simplificada, dividindo o preço com o financiamento pela vida útil de cada equipamento:

$$C_B = \frac{1964}{4\text{anos}} + \frac{1833}{10\text{anos}} = 491 + 183,3 = 674 \text{ R\$/ano} \quad (75)$$

E assim, a tarifa anual do sistema de armazenamento, é o seu custo dividido pela energia, em MWh:

$$T_B = \frac{674 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}}}{0,54 \frac{\text{MWh}}{\text{ano}}} = 1248 \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \quad (76)$$

Essa tarifa da bateria foi arredondada para 1300 R\$/MWh no cenário 3.

ANEXO D – DADOS UTILIZADOS PARA ESTIMAR PREÇO DO SISTEMA SOLAR COM ARMAZENAMENTO

Assim como na secção anterior, esse anexo tem como objetivo apresentar de forma simples alguns critérios adotados para estimativa dos custos com o sistema de geração solar fotovoltaica acrescida de sistema de armazenamento. Para a análise do cenário 4, no qual o consumidor opta por adquirir um de autogerção com armazenamento e pelo sistema de tarifa branca, é preciso estimar uma “tarifa” da bateria (T_B), uma tarifa da geração solar (T^*), além do custo de disponibilidade (C_{CD}), já que no cenário em estudo o consumidor é autosuficiente, pagando para a concessionária apenas este último valor. Essas tarifas, representam os custos anuais em reais por MWh.

Nesse cenário, o consumidor em análise também possui uma quantidade de energia consumida mensalmente média de 150 kWh. Conforme apresentado na Figura 5.4, o consumidor irá carregar sua bateria nos horários em que há sol (foi considerado o período de sol de 12h) com a energia gerada pelos seus painéis, para consumir nos períodos em que não há sol. Dessa maneira, a bateria deve ser capaz de armazenar toda a energia de ponta (\hat{E}) mais a energia fora de ponta que é consumida nos períodos em que não há sol, totalizando uma energia armazenada E_c . No cenário em análise, essa energia representa 2,9 kWh por dia. Além disso, nota-se que os painéis fornecem toda a energia consumida, portanto, no período de sol deve ser capaz de gerar toda essa energia, ou seja 5 kWh por dia.

Portanto, o custo da bateria será diferente, porém calculado da mesma maneira da apresentada no Anexo C, resultando em uma capacidade real de 510 Ah. Dessa forma, optou-se pela utilização de 2 baterias de 260 Ah, totalizando 2.400,00 reais. A corrente máxima de descarga ocorre no período de ponta, em que a corrente é 31,25 A, igual no cenário 3. Com uma pesquisa de mercado, kits fotovoltaicos para atenderem a demanda de 150 kWh são vendidos entre 10.000,00 e 12.500,00 reais, já contendo os inversores, controladores de carga e painéis necessários para a geração de energia. Será considerado o maior valor, e uma vida útil para o sistema médio de 20 anos.

Considerando que o consumidor também irá arcar com os custos a partir de financiamento de 2 anos, com taxa de juros de 1,13% a.m., tem-se:

$$\text{Preço}_{\text{BATERIA}} = \text{R\$ } 3142,00 \quad \text{e} \quad \text{Preço}_{\text{KIT}} = \text{R\$ } 15714,00 \quad (77)$$

Logo, o custo anual do sistema de armazenamento (C_B) pode ser obtido dividindo o preço com o financiamento, dividido pela vida útil de cada equipamento:

$$C_B = \frac{3142}{4\text{anos}} = 785 \text{ R\$/ano} \quad (78)$$

E assim, a tarifa anual do sistema de armazenamento, é o seu custo dividido pela energia, em MWh:

$$T_B = \frac{785 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}}}{1,044 \frac{\text{MWh}}{\text{ano}}} = 752 \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \quad (79)$$

Essa tarifa da bateria foi arredondada para 750 R\$/MWh nos cálculos do cenário 4.

Para o custo do kit solar fotovoltaico, tem-se, da mesma maneira:

$$C^* = \frac{15714}{20 \text{ anos}} = 785 \text{ R\$/ano} \quad (80)$$

E assim, a tarifa anual do sistema de geração solar, de forma simplificada, é o seu custo dividido por toda a energia gerada, em MWh:

$$T^* = \frac{785 \frac{\text{R\$}}{\text{ano}}}{1,8 \frac{\text{MWh}}{\text{ano}}} = 436 \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \quad (81)$$

A tarifa da geração solar foi arredondada para 450 R\$/MWh nos cálculos do cenário 4.

E finalizando, conforme comentado, apesar do consumidor em análise ser autossuficiente, ou seja, não compra energia da concessionária, por questões de confiabilidade, este permanece conectado à rede. Assim, o consumidor deve arcar apenas com o custo de disponibilidade (C_{CD}). Esse custo, será calculado de acordo com a REN ANEEL 414/2010 [63]: caso o consumo igual ou menor do que 30 kWh, serão cobrados os 30 kWh com a tarifa vigente. Nesse caso, será aplicada a tarifa convencional (T_c), de forma que:

$$C_{CD} = 0,030 \frac{\text{MWh}}{\text{mês}} * 12 \text{ meses} * 800 \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} = 288 \text{ R\$/ano} \quad (82)$$