



ANÁLISE REGULATÓRIA E ECONÔMICA DE MICRORREDES ELÉTRICAS NO BRASIL

Paulo Victor de Souza Borges

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Março de 2016

ANÁLISE REGULATÓRIA E ECONÔMICA DE MICRORREDES ELÉTRICAS NO
BRASIL

Paulo Victor de Souza Borges

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2016

Borges, Paulo Victor de Souza

Análise regulatória e econômica de microrredes elétricas no Brasil/ Paulo Victor de Souza Borges – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XVI, 138 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2016.

Referencias Bibliográficas: p. 117 - 129

1. Microrredes 2. Análise Regulatória 3. Análise Econômica. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“Quando se quer atingir um fim, é preciso tomar os meios.”

(Santa Teresinha do Menino Jesus)

À minha mãe Maria Izabel, pelo seu exemplo, sua história de vida e sua presença na minha vida.

Agradecimentos

Agradeço a Deus em primeiro lugar, a Nossa Senhora e aos meus santos padroeiros.

Agradeço aos meus pais, José Odilon Borges e Maria Izabel de Souza Borges, por todo apoio, incentivo e ajuda à minha formação e educação.

Agradeço aos meus irmãos, Pedro Henrique de Souza Borges, Thiago Ribeiro da Silva e Paulo Sergio Ribeiro da Silva por toda amizade e carinho.

Agradeço a todos os meus colegas de trabalho da Promon Engenharia, principalmente ao falecido amigo Sergio Ainbinder, por toda sua ajuda, ensinamentos e bom humor, à Juan Landeira por todo apoio prestado, ao André Paro pelo incentivo, à Millena Guedes pela sua amizade, e em especial, ao Marcio Antunes, pela sua amizade, ajuda e generosidade.

Agradeço a todos meus amigos de caminhada, especialmente à Janine Vilela e Otto Pimenta, pelo auxílio prestado, ao meu amigo Ben Lian e ao meu cunhado Marco Azevedo, pela disponibilidade e enorme ajuda prestada no desenvolvimento deste trabalho, e a todos os amigos do curso de mestrado, principalmente aos amigos Victor Emanuel e Rodrigo Lopes, pela força que me deram nos momentos difíceis e pela paz que me proporcionaram nos momentos de alegria.

Agradeço ao meu professor orientador Djalma Falcão por toda ajuda prestada no desenvolvimento deste trabalho e pela sua compreensão nos momentos de maiores dificuldades.

Agradeço a minha companheira e amiga Mariane Azevedo, por todo seu carinho, amor, compreensão e ajuda.

Agradeço à UFRJ, aos professores pela minha formação acadêmica e a todos os demais servidores.

Agradeço por fim a todos que de alguma maneira contribuíram para esta conquista.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE REGULATÓRIA E ECONÔMICA DE MICRORREDES ELÉTRICAS NO BRASIL

Paulo Victor de Souza Borges

Março/2016

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Embora o conceito de microrredes não seja inédito, a mudança da condição experimental para uma condição comercial está somente no início. Dentre os fatores inibidores à esta evolução, a questão regulatória ocupa posição relevante, já que muitas vezes impede ou atrapalha o estabelecimento de microrredes.

A partir de uma análise da regulação atual, este trabalho se dedica a levantar as questões relativas aos entraves na atual estrutura e a propor alterações e adaptações na mesma, de modo que se abra a possibilidade para inserção das microrredes. Adicionalmente, um estudo econômico é realizado de modo a determinar o perfil de investidor e a viabilidade de uma microrrede dentro de uma regulação modificada.

Os resultados obtidos constataam que a regulação atual não é suficiente para a integração das microrredes, que é imperativo a criação de políticas e metodologias adequadas para permitir que se experimente os benefícios associados e que a viabilidade econômica depende fortemente de uma regulação favorável.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

REGULATORY AND ECONOMIC ANALYSIS OF ELECTRICAL MICROGRIDS IN
BRAZIL

Paulo Victor de Souza Borges

March/2016

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

Although the microgrid concept is not new, the changing of experimental conditions for a commercial condition is only in the beginning. Among the inhibiting factors to this development, the regulatory issue occupies important position, since it prevents or hinders the establishment of microgrids.

From an analysis of the current regulation, this work is dedicated to raise issues relating to the barriers in the current structure and to propose changes and adjustments in it, so that it may opens the possibility for insertion of microgrids. In addition, an economic study is conducted to determine the investor profile and the viability of a microgrid within a modified regulation.

The results find that the current regulation is not sufficient for the integration of microgrids, that it is imperative the creation of appropriate policies and methodologies to permit the associated benefits be experienced and that the economic viability depends heavily on a favorable regulation.

Sumário

1.	Introdução.....	1
1.1	Motivação para Microrredes Elétricas no Brasil	2
1.1.1	Confiabilidade e Custo da Energia.....	2
1.1.2	Mudanças Climáticas	11
1.2	Motivação	16
1.3	Objetivos.....	17
1.4	Estrutura da Dissertação	18
2.	Microrredes.....	19
2.1	Definições e Conceitos	19
2.2	Arquitetura de uma Microrrede	21
2.3	Modos de Operação	22
2.4	Sistema de Controle.....	23
2.4.1	Controle Hierárquico (Centralizado).....	23
2.4.2	Controle Descentralizado	25
2.5	Benefícios associados à Microrrede	26
2.5.1	Confiabilidade e segurança no fornecimento de energia	26
2.5.2	Sustentabilidade	27
2.5.3	Redução de Perdas	27
2.5.4	Redução de custos e geração de receita	28
2.5.5	Criação de Empregos	29
2.6	Tipos de Microrredes.....	30
2.6.1	Microrrede institucional/campus universitário.....	30
2.6.2	Microrrede comercial/industrial	31
2.6.3	Microrredes Militares	31
2.6.4	Microrrede comunitária/da distribuidora	32
2.6.5	Microrredes em sistemas isolados.....	33
2.7	Microrredes no Mundo	34
2.7.1	Projeto Microgrids.....	34

2.7.2	Projeto CERTS	35
2.7.3	Ilha de Kythnos, Grécia.....	36
2.7.4	Presídio de Santa Rita	37
3.	Análise Regulatória	40
3.1	Classificação regulatória.....	41
3.1.1	Questões levantadas	44
3.2	Operação Autônoma.....	45
3.1.2	Questões levantadas	46
3.3	Cruzamento de vias públicas	47
3.1.3	Questões levantadas	49
3.4	Localização.....	50
3.4.1	Questões levantadas	54
3.5	Políticas de Incentivo	55
3.5.1	Tarifas Feed-In (FIT)	57
3.5.2	<i>Net Metering</i>	59
3.5.3	Cotas.....	60
3.5.4	Leilões	61
3.5.5	Certificados verdes	61
3.5.6	Outros mecanismos de incentivo.....	62
3.5.7	Aplicação às Microrredes.....	62
3.5.8	Questões levantadas	66
3.6	Serviços Ancilares	66
3.6.1	Questões levantadas	68
3.7	Comercialização	69
3.7.1	Ambientes de Contratação	69
3.7.2	Clientes Cativos.....	71
3.7.3	Sistema de Compensação de Energia.....	73
3.7.4	Subsídio Cruzada	77
3.7.5	Tarifa mínima.....	78
3.7.6	Clientes Livres.....	79
3.7.7	Comercialização de energia entre MRs.....	79

3.7.8	Questões levantadas	80
3.8	Propostas para a regulação atual.....	81
4.	Análise Econômica.....	84
4.1	Indicadores Financeiros	85
4.1.1	Valor Presente Líquido - VPL.....	85
4.1.2	Taxa Interna de Retorno - TIR	86
4.1.3	Período de recuperação (<i>Payback</i>).....	86
4.2	Parâmetros de Entrada	87
4.2.1	Carga	87
4.2.2	Geração Solar	88
4.2.3	Inversor.....	89
4.2.4	Bateria	89
4.2.5	Tarifas.....	90
4.3	Simulações.....	91
4.3.1	Cenário 1: sistema sem GD.....	91
4.3.2	Cenário 2: GD na regulação atual	92
4.3.2.1	Cenário 2 em comparação com o cenário 1	96
4.3.2.2	Desligamento na rede – Cenário 2	99
4.3.3	Cenário 3: Microrrede	101
4.3.3.1	Cenário 3 em comparação com o cenário 1	105
4.3.3.2	Desligamento na rede – Cenário 3	107
5.	Conclusões.....	110
5.1	Trabalhos futuros.....	116
6.	Bibliografia.....	117

Índice de Figuras

Figura 1.1 - DEC anual no Brasil [5]	3
Figura 1.2 - Matriz elétrica brasileira em 2014 [6].....	3
Figura 1.3 - Histórico do nível dos reservatórios em porcentagem da capacidade máxima [8]	4
Figura 1.4 –Rio Paraibuna, na divisa de Minas Gerais com o Rio de Janeiro em janeiro de 2015 [11]	6
Figura 1.5 – Represa Jaguari - Jacareí em outubro de 2014 [12]	6
Figura 1.6 – Histórico do nível dos Reservatórios da Região Sudeste [14]	7
Figura 1.7 – Histórico do nível dos Reservatórios da Região Nordeste [14]	8
Figura 1.8 – Evolução do PLD [15]	9
Figura 1.9 - Alterações das médias globais das temperaturas combinadas do oceano e da superfície terrestre [17].....	12
Figura 1.10 - Alterações das médias globais do nível dos oceanos [17]	13
Figura 1.11 – Extensão da cobertura de neve do Hemisfério Norte na Primavera [17]	13
Figura 1.12 – Extensão da cobertura de gelo do mar Ártico no Verão [17].....	13
Figura 1.13 – Média global das concentrações de GEE [17]	14
Figura 1.14 – Emissões de GEE por setores em 2010 [19]	14
Figura 1.15 - Participação de renováveis na matriz energética [6]	15
Figura 1.16 – Emissões de GEE no Brasil por setores [21]	16
Figura 2.1 - MR Elétrica [2]	20
Figura 2.2 - Arquitetura Básica da MR [25].....	21
Figura 2.3 - Controle Hierárquico (Centralizado)	24
Figura 2.4 – MR entre mercado atacado e varejista [30].....	29
Figura 2.5 – MR institucional/campus universitário [27]	30
Figura 2.6 – MR Industrial [27]	31
Figura 2.7 – MR da Concessionária [27].....	33
Figura 2.8 – MR em sistemas isolados [27]	34
Figura 2.9 – MR CERTS [23]	36

Figura 2.10 – MR Ilha de Kythnos [33]	37
Figura 2.11 – Presídio de Santa Rita [Fonte: Google Maps].....	38
Figura 2.12 – MR Presídio de Santa Rita [36]	39
Figura 2.13 – Diagrama Unifilar Simplificado – Presídio de Santa Rita [36].....	39
Figura 3.1 – MR <i>Burrstone Energy</i> [57]	48
Figura 3.2 – Rua com redes de distribuição pública e privada - MR Hachinohe [56]	49
Figura 3.3 – Turbinas eólicas na ilha de Samsø. [58].....	52
Figura 3.4 – Energia solar para o sistema de aquecimento de Samsø [58]	52
Figura 3.5 – Demanda e abastecimento de energia na MR de Mannheim-Wallstadt [59]...	53
Figura 3.6 - MR de Huatacondo [60]	53
Figura 3.7 – Reunião com a comunidade – MR de Huatacondo [60]	54
Figura 3.8 – MR de Bronsbergen, Holanda [33]	56
Figura 3.9 – Instalação do banco de baterias, MR em Bronsbergen, Holanda [33].....	56
Figura 3.10 – Evolução da potência instalada de energia fotovoltaica (MW/ano) e FITs (c€/kWh) – Espanha [62].....	58
Figura 3.11 - Evolução da potência instalada de energia fotovoltaica (MW/ano) e FITs (c€/kWh) – Alemanha [62].....	59
Figura 3.12 – <i>Renewable Portfolio Standards</i> nos EUA [65]	61
Figura 3.13 – MR Híbrida (fontes limpa e convencional) [67]	64
Figura 3.14 – MR Híbrida administrada por uma cooperativa [67]	65
Figura 3.15 – Estrutura simplificada do mercado de energia brasileiro [74]	70
Figura 3.16 – MRs nos ambientes de mercado de energia [75]	71
Figura 3.17 – Composição da tarifa da Light para o mercado cativo em BT [76].....	72
Figura 3.18 – Número de conexões por fonte geradora – Micro e Minigeração [78]	74
Figura 3.19 – Potência instalada por fonte – Micro e Minigeração [86].....	74
Figura 3.20 - Número de conexões por Estado – Micro e Minigeração [78]	75
Figura 3.21 – Tarifas mínimas cobradas aos consumidores brasileiros [66].....	78
Figura 4.1 – Distribuição horária de carga	87
Figura 4.2 – Distribuição mensal de carga	87
Figura 4.3 – Radiação Solar	88
Figura 4.4 – Curva de capacidade da bateria.....	90

Figura 4.5 – Fluxo de caixa – Cenário 1.....	92
Figura 4.6 – Custos em valor presente – Cenário 2.....	94
Figura 4.7 – Média mensal de energia – Cenário 2.....	94
Figura 4.8 – Dia 8 de janeiro – Cenário 2	95
Figura 4.9 – Fluxo de caixa – Cenário 2.....	97
Figura 4.10 – <i>Payback</i> simples – Cenário 2.....	98
Figura 4.11 – <i>Payback</i> descontado – Cenário 2	98
Figura 4.12 – Desligamentos no mês de Julho	99
Figura 4.13 – Carga não atendida – Cenário 2 com desligamento da rede	100
Figura 4.14 – Dia 29 de julho – Cenário 2 com desligamento da rede	100
Figura 4.15 – Custos e receitas em valo presente – Cenário 3	102
Figura 4.16 – Média mensal de energia – Cenário 3.....	103
Figura 4.17 – Dia 9 de janeiro – Cenário 3	104
Figura 4.18 – Fluxo de Caixa – Cenário 3.....	105
Figura 4.19 – <i>Payback</i> Simples – Cenário 3	106
Figura 4.20 – <i>Payback</i> descontado – Cenário 3	107
Figura 4.21 – Dia 1° de julho – Cenário 3	108
Figura 4.22 – Dias 7, 8 e 9 de julho – Cenário 3	108
Figura 4.23- Dias 28, 29 e 30 de julho – Cenário 3.....	109

Índice de Tabelas

Tabela 1.1 - Variação acumulada de energia elétrica - IPCA 2015 [16].....	10
Tabela 1.2 - Taxas de variações - IPCA 2015 [16]	10
Tabela 3.1- Requisitos para conexão de micro e minigeração [48].....	46
Tabela 4.1-Tarifas de Energia BT e MT [76].....	90
Tabela 4.2-Saldo de energia e custos da rede anuais – Cenário 1	91
Tabela 4.3 - Configuração ótima – Cenário 2	93
Tabela 4.4 – Custos em valor presente – Cenário 2	94
Tabela 4.5 – Tabela resumo – Cenário 2	95
Tabela 4.6 - Saldo de energia e custos da rede anuais – Cenário 2	96
Tabela 4.7- Indicativos financeiros – Cenário 2.....	98
Tabela 4.8- Configuração ótima – Cenário 3	101
Tabela 4.9 - Custos e receitas em valor presente – Cenário 3	102
Tabela 4.10-Tabela resumo – Cenário 3.....	103
Tabela 4.11-Saldo de energia e custos da rede anuais – Cenário 3	104
Tabela 4.12 - Indicativos financeiros – Cenário 3.....	106

Nomenclatura

GD	Geração Distribuída;
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora;
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças;
CCEE	Camara de Comercialização de Energia Elétrica;
RTE	Reajuste Tarifário Extraordinário;
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
GEE	Gases de Efeito Estufa
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
NRC	<i>National Research Council</i>
MEA	<i>Millennium Ecosystem Assessment</i>
SEEG	Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa
CERTS	<i>Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions</i>
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
MC	<i>Microsource Controller</i>
LC	<i>Load Controller</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
DMS	<i>Distribution Managemet System</i>

MAS	<i>Multiagent Systems</i>
MR	Microrrede
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PIE	Produtor Independente de Energia
APE	Autoprodutor de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
FIT	<i>Feed-in tariffs</i>
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CPSA	Contratos de Prestação de Serviços Ancilares
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
DOE	<i>U.S. Departamento of Energy</i>
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taixa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

1. Introdução

Os sistemas de energia elétrica estão sofrendo uma grande modificação. A estrutura atual composta essencialmente de geração predominantemente centralizada em grandes usinas, conectadas à rede de transmissão, e as redes de distribuição alimentando consumidores em vários níveis de tensão é um paradigma que está sendo alterado. A exigência de um sistema energético com menos problemas ambientais e uma maior eficiência tem levado a um considerável crescimento da geração distribuída (GD), utilizando fontes não convencionais de energia, o que está caracterizando o sistema elétrico em um menos centralizado. A preocupação em relação às mudanças climáticas globais ocasionadas por aumentos nos níveis de poluição e a consequente busca por um fornecimento de energia limpa criaram uma sensibilidade global para a produção de energia, bem como na participação na busca de soluções livres de poluição e sustentáveis. As grandes centrais geradoras sejam hidrelétricas, termelétricas convencionais ou nucleares, apresentam cada vez mais dificuldades para sua construção devido aos impactos socioambientais que inevitavelmente causam [1].

Um novo modelo de geração, em que coexistem a geração centralizada e a descentralizada, se estabelecerá. Milhares de usuários poderão ter geração própria tornando-se simultaneamente, produtores e consumidores de energia elétrica, denominados de “prosumidores”. O mercado de energia elétrica deverá fazer uso pleno de ambos, grandes produtores centralizados e pequenos produtores distribuídos, além do incremento de diferentes ações em eficiência energética e melhoria na qualidade do atendimento a demanda pela energia. A inserção de fontes renováveis na rede de distribuição, principalmente nas instalações em baixa tensão, aumenta a complexidade da operação do sistema de distribuição evoluindo de uma visão de rede passiva adotada tradicionalmente para uma rede de distribuição ativa [2]. Para proporcionar uma melhor integração das unidades de geração distribuída às redes de distribuição, torna-se necessária a utilização de tecnologias de comunicação e informação, de modo a proporcionar uma maior controlabilidade de grande parte dos dispositivos que integram essas redes. Esta nova

concepção de rede transformará o sistema elétrico num sistema inteligente ou em uma rede elétrica inteligente (*Smart Grids*) [3].

Neste contexto, o conceito de microrrede (MR) surge como uma solução inteligente para permitir a integração da geração distribuída em larga escala nas redes de baixa tensão sem comprometer a operação do sistema. A MR se comporta como uma entidade controlável única sob a perspectiva do sistema de distribuição em média tensão, minimizando as dificuldades na implantação da geração distribuída.

1.1 Motivação para Microrredes Elétricas no Brasil

1.1.1 Confiabilidade e Custo da Energia

Com o consumo de energia crescendo a uma média aproximada de 2% ao ano, é fato que governos em todo o mundo busquem alternativas para atender esta demanda com segurança, confiabilidade e sustentabilidade. Face aos onerosos prejuízos associados a uma possível perda do fornecimento de energia elétrica, tornar o sistema elétrico moderno e confiável é fundamental para a sociedade e a economia [2].

Devido a constante necessidade de um sistema cada vez mais confiável, os consumidores brasileiros vêm enfrentando ao longo dos anos episódios de “crises” de abastecimento de energia elétrica, (ocasionadas principalmente pela falta de investimentos, planejamento e escassez de chuvas) e apagões (também relacionados à falta de planejamento e manutenção, sendo muitas vezes decorrentes de falhas técnicas), afetando estados ou regiões inteiras, como também causando interrupções internas aos sistemas de distribuição. Segundo um levantamento do Centro Brasileiro de Infraestrutura, de janeiro de 2011 a fevereiro de 2014 foram registrados 181 blecautes no País [4]. A Figura 1.1 ilustra o índice de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), que determina o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Em 2014, o DEC apurado foi de 18,06 horas, acima do limite

de 14,58 horas estabelecido pela ANEEL [5]. Nota-se no gráfico da Figura 1.1, limites cada vez mais exigentes (em verde) para o DEC de cada ano (em laranja).

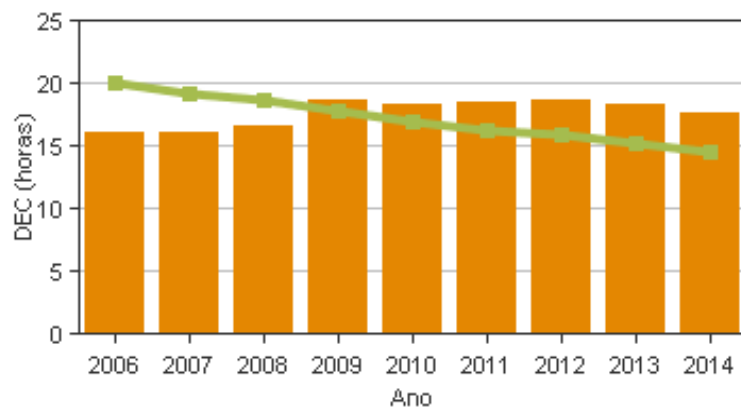


Figura 1.1 - DEC anual no Brasil [5]

No tocante às “crises” de fornecimento de energia e riscos de racionamento, constata-se a forte dependência às condições climáticas e regime de chuvas, já que a hidroeletricidade é responsável por mais de 60% da oferta de energia no país, conforme apresentado na Figura 1.2. A energia armazenada do sistema guarda forte correlação com o nível dos reservatórios: em épocas de estiagem, o nível dos reservatórios diminui e a energia armazenada no sistema decresce. O contrário ocorre em épocas de chuva [6].

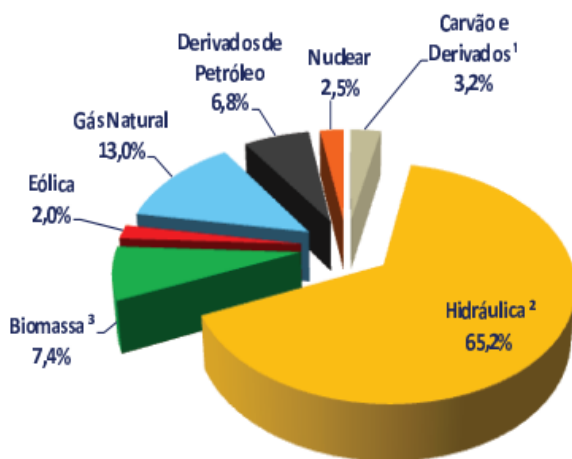


Figura 1.2 - Matriz elétrica brasileira em 2014 [6]

Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002, que ficou conhecida como a “Crise do Apagão”, ocasionada pela ausência de investimentos e escassez de chuvas. Como consequência desta crise, o Governo Federal implementou medidas que incluíram a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, que aprovou uma série de medidas emergenciais, prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica por meio da introdução de regimes tarifários especiais para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento e a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil [7].

Em períodos de escassez de chuvas e níveis baixos nos reservatórios, a temática da “Crise do Apagão” ressurge. A Figura 1.3 abaixo consolida o nível dos reservatórios dos quatro submercados – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte – nos períodos indicados [8].

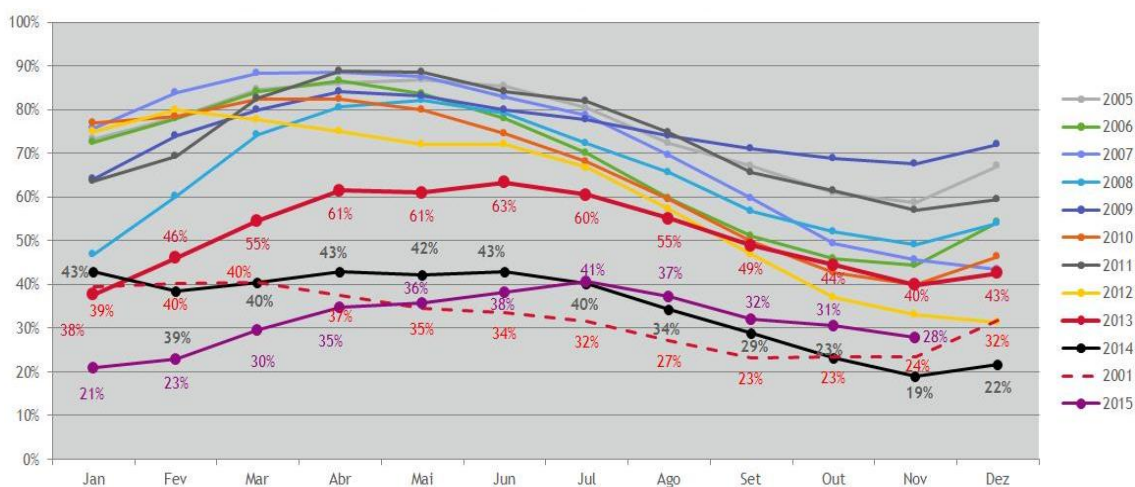


Figura 1.3 - Histórico do nível dos reservatórios em percentagem da capacidade máxima [8]

Percebe-se pela Figura 1.3, que no final do ano de 2012, devido ao baixo regime de chuvas, a curva do período se aproximou da curva que representa o período da crise energética no Brasil (período entre meados de 2001 e 2002). Em Dezembro de 2012, o nível era menor do que aquele observado no mesmo período de 2001. Com isso, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio mensal publicado pela Câmara de Comercialização de Energia

Elétrica (CCEE) para o submercado SE/CO (no período de 14 de novembro a 12 de dezembro de 2012) foi de R\$/ MWh 375,54 em novembro, alta de 36,04% em comparação ao patamar de fechamento do mês anterior [9].

Desde 2012, diferentes municípios do Brasil têm-se deparado com reduções da pluviosidade, delineando um cenário complexo de escassez hídrica. Esse fenômeno climático tem causado impactos graves na oferta de água para o abastecimento público e outros usos, como irrigação e geração de energia elétrica. No ano de 2014, uma escassez hídrica crônica levou os níveis dos reservatórios a notáveis decréscimos no volume de água. Com a ausência de precipitação, associada às altas temperaturas, sobrevieram dificuldades no abastecimento de água, além de uma redução no nível de reservatórios de usinas hidrelétricas. Um dos símbolos desta crise é a diminuição drástica do Sistema Cantareira, responsável pelo abastecimento de água de cerca de 8,8 milhões de pessoas em São Paulo. Diante do esgotamento de seu volume útil, começou a ser utilizada em julho de 2014 a chamada reserva técnica, também conhecida por volume morto. Em outubro do mesmo ano, com o esgotamento do primeiro volume morto foi necessária a utilização da segunda cota de volume morto. No Rio de Janeiro o reservatório de Paraibuna, o maior do estado, atingiu o volume morto em janeiro de 2015, sendo esta a primeira vez desde que foi criado em 1978. Na ocasião, a Usina Hidrelétrica Paraibuna precisou ser desligada. A então ministra do Meio Ambiente, Izabella Teixeira, chegou a afirmar que a região Sudeste enfrentava a pior crise hídrica dos últimos 84 anos [10] [11] [12]. As Figuras 1.4 e 1.5, ilustram, respectivamente, a seca no Rio Paraibuna e na represa Jaguari-Jacareí, a maior do Sistema Cantareira.



Figura 1.4 –Rio Paraibuna, na divisa de Minas Gerais com o Rio de Janeiro em janeiro de 2015 [11]



Figura 1.5 – Represa Jaguari - Jacareí em outubro de 2014 [12]

Retornando à análise do gráfico da Figura 1.3, que consolida o nível dos reservatórios dos quatro submercados, observa-se que a situação registrada em novembro de 2014 é mais crítica do que a registrada em novembro de 2001, quando houve o racionamento: a primeira quinzena de novembro de 2014 registrou 20,6% da capacidade máxima no armazenamento do SIN, contra 24% registrado no término de novembro de 2001 [13].

Os gráficos apresentados na Figura 1.6 e 1.7 apresentam, respectivamente, o histórico dos reservatórios das regiões Sudeste e Nordeste nos últimos 15 anos, na área em azul. O tracejado vermelho marca o nível dos reservatórios registrado no dia 25 de janeiro de 2015. Observa-se que a região Sudeste apresentava o valor de 16,9% de sua capacidade, menor patamar desde janeiro de 2000, com índice inferior à época do racionamento. A região nordeste também demonstrou condição crítica, com armazenamento de 17%. O nível mínimo foi em novembro de 2001, com somente 7,8% da capacidade dos reservatórios. As regiões Sudeste e Nordeste concentram 88% da capacidade de armazenamento de água do país [14].

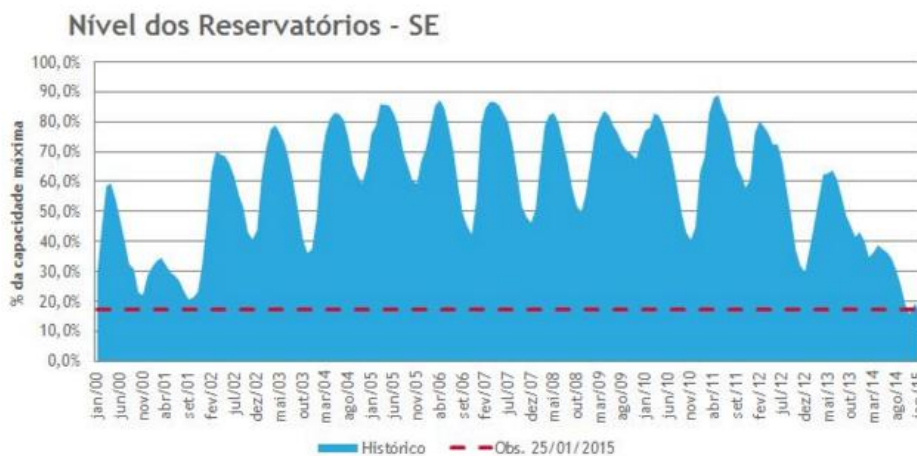


Figura 1.6 – Histórico do nível dos Reservatórios da Região Sudeste [14]

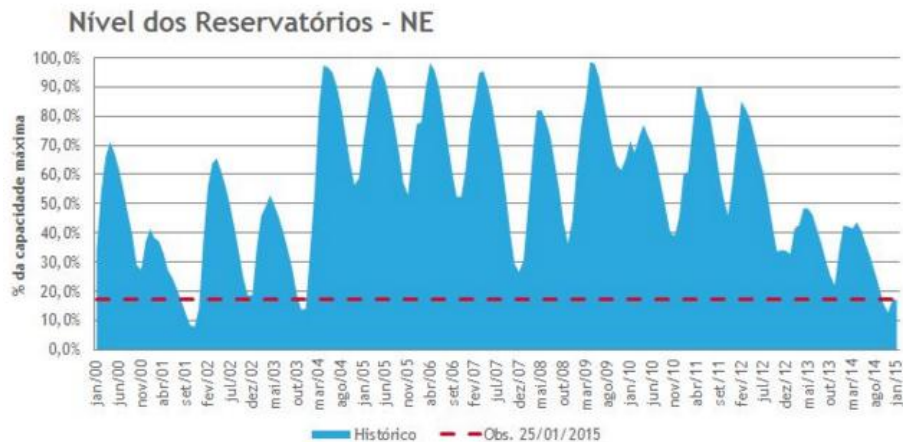


Figura 1.7 – Histórico do nível dos Reservatórios da Região Nordeste [14]

Em um primeiro momento, a restrição na geração de energia de fonte hídrica (mais barata) coloca em operação outras fontes mais caras. Parte dessa energia já está contratada pelas distribuidoras a título de disponibilidade. Quando ela é efetivamente utilizada, adiciona-se um custo de operação que varia de acordo com a fonte e o porte da geradora. Desse modo, o acionamento da energia mais cara reflete na tarifa do consumidor final, no próximo reajuste tarifário.

Neste cenário de escassez hídrica, associado ao aumento do consumo, atraso na entrega de obras e acionamento de térmicas, em janeiro de 2014 o PLD atingiu o valor mais alto da história: R\$ 822,83 por MWh. O recorde anterior, de R\$ 684 por MWh, prevaleceu no ano de 2001. A Figura 1.8 mostra a evolução do PLD: o preço atingiu patamares elevados em 2001 e em meados de 2008, tendo voltado a tais níveis entre o final de 2012 e o início de 2013. Em 2014 o PLD atingiu os mais altos valores. As distribuidoras, que já iniciaram 2014 subcontratadas em aproximadamente 3500 MW médios, devido à antecipação da renovação das concessões, tiveram que recorrer ao mercado de curto prazo em um momento em que o preço praticado estava no patamar máximo [15].

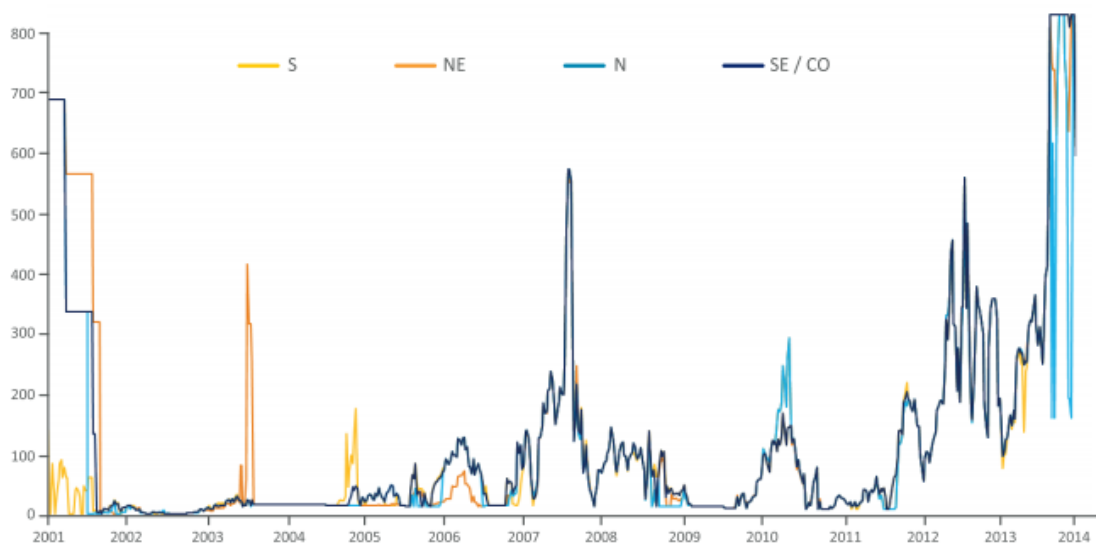


Figura 1.8 – Evolução do PLD [15]

Em 2015, observa-se um enorme aumento dos preços da energia, com variação de mais de 36% acumulada somente no primeiro trimestre. Em março de 2015 foi iniciado o Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) para todas as distribuidoras, elevando em média 23,4% as tarifas de eletricidade em todo o País. A inflação oficial do País, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), encerrou 2015 em 10,67%, a maior dos últimos 13 anos, sendo a energia elétrica determinante para que este patamar fosse atingido. O maior impacto do ano, de 1,5 pontos percentuais, ficou justamente com a energia que, ao lado dos combustíveis, com 1,04 pontos, representou 24% do índice do ano. As contas de energia elétrica aumentaram em média 51%, cabendo a São Paulo (70,97%) e a Curitiba (69,22%) as maiores variações [16]. A Tabela 1.1 exhibe as variações de aumento de energia por regiões.

Tabela 1.1 - Variação acumulada de energia elétrica - IPCA 2015 [16]

Região	Variação acumulada ano (%)		
	Energia elétrica	Gasolina	Etanol
São Paulo	70,97	20,53	33,63
Curitiba	69,22	21,63	33,75
Brasília	56,43	18,78	30,03
Goiânia	52,84	11,45	18,03
Porto Alegre	52,73	20,99	29,92
Rio de Janeiro	49,39	18,12	23,16
Belo Horizonte	41,85	21,81	23,42
Campo Grande	35,50	10,89	28,72
Vitória	34,65	19,56	21,80
Fortaleza	33,95	21,99	19,24
Belém	23,75	22,31	-
Recife	22,28	27,13	17,61
Salvador	21,09	19,39	14,56
Brasil	51,00	20,10	29,63

A Tabela 1.2 apresenta as taxas de variação do IPCA ao longo do ano de 2015. Observa-se que o maior resultado foi registrado no primeiro trimestre, que terminou com o IPCA em 3,83%. Isto porque o início do ano de 2015 concentrou os reajustes ordinários e extraordinários nas tarifas de energia, impactando significativamente o índice. O primeiro trimestre refletiu ainda o efeito de acréscimo nas tarifas de energia elétrica por instituição do Sistema de Bandeiras Tarifárias, modelo de cobrança dos gastos com usinas térmicas [16].

Tabela 1.2 - Taxas de variações - IPCA 2015 [16]

Mês	Variação (%)		
	Mensal	Trimestre	Ano
Janeiro	1,24		1,24
Fevereiro	1,22		2,48
Março	1,32	3,83	3,83
Abril	0,71		4,56
Maio	0,74		5,34
Junho	0,79	2,26	6,17
Julho	0,62		6,83
Agosto	0,22		7,06
Setembro	0,54	1,39	7,64
Outubro	0,82		8,52
Novembro	1,01		9,62
Dezembro	0,96	2,82	10,67

1.1.2 Mudanças Climáticas

Os efeitos e impactos relacionados ao sistema climático eram atribuídos primeiramente às suas alterações históricas e temporais, entretanto, tem-se observado que as maiores e mais significativas implicações nas mudanças climáticas são devidas às ações humanas. As emissões de gases de efeito estufa (GEE) têm aumentado consideravelmente desde a era pré-industrial, impulsionadas em grande parte pelo crescimento econômico e industrial. Isto conduziu a concentrações atmosféricas recordes, sem precedentes em pelo menos 800.000 anos, de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). Os efeitos têm sido observados em todo o sistema climático, sendo extremamente provável que sejam a causa do aquecimento observado desde a metade do século XX [17].

Nesta abordagem, o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), o *National Research Council* (NRC), o *Millennium Ecosystem Assessment* (MEA), entre outros organismos da comunidade científica internacional, têm avaliado e organizado a produção científica a respeito das mudanças climáticas globais, apresentando um consenso de ser o aquecimento do sistema climático inequívoco, com claras evidências de serem as atividades humanas sua principal causa. De acordo com o IPCC, “é extremamente provável que o aumento das temperaturas globais desde a metade do século XX seja devido ao aumento das concentrações de GEE.”, sendo que o IPCC classifica “extremamente provável” um nível de certeza acima de 90%. Segundo o *U.S. Global Change Research Program*, “várias evidências confirmam que as atividades humanas são a principal causa do aquecimento global nos últimos 50 anos. A queima de carvão, petróleo e gás e o desmatamento de florestas aumentaram em mais de 40% a concentração de dióxido de carbono na atmosfera desde a revolução industrial, que juntamente com as emissões de metano e óxido nitroso pelas práticas da agricultura e outras atividades humanas, aumentam a carga de gases captadores de calor na atmosfera”. Onze academias nacionais de ciência (*Joint Science Academies*) – Estados Unidos, Canadá, Reino Unido, Japão, Rússia, Itália, França, Alemanha, Índia, China e Brasil – declararam em nota conjunta que “há fortes evidências de estar ocorrendo um aquecimento global significativo no planeta e a principal causa deste pode ser atribuída a atividades humanas” [17][18].

Finalizado em 2014, o 5º relatório (AR5) do IPCC reafirma que o aquecimento do sistema climático é evidente e muitas das mudanças observadas não têm precedentes em décadas ou milênios: a atmosfera e o oceano se aqueceram, a quantidade de gelo e neve diminuiu, o nível do mar se elevou e as concentrações de GEE aumentaram. A temperatura combinada global média da terra e dos oceanos aumentou $0,85^{\circ}\text{C}$ ($0,65$ a $1,06$) $^{\circ}\text{C}$, no período de 1880 a 2012 e o nível dos oceanos aumentou em $0,19$ m no período de 1901 a 2010 (taxa maior que a dos dois milênios anteriores). Nas últimas duas décadas as camadas de gelo da Groenlândia e Antártida perderam massa, as geleiras diminuíram por quase todo o mundo e o gelo do mar Ártico e a cobertura de neve do Hemisfério Norte diminuíram em extensão. As Figuras 1.9 e 1.10 apresentam, respectivamente, o aumento nas médias globais de temperatura combinada dos oceanos e da superfície, e as mudanças do nível dos oceanos, em relação à média no período de 1986 a 2005. As Figuras 1.11 e 1.12 mostram, respectivamente, a extensão média da cobertura de neve no hemisfério norte, no período de março a abril (primavera) e a extensão média da cobertura de gelo do mar Ártico no período de julho a setembro (verão) [17]. A Figura 1.13 expõe as concentrações atmosféricas de GEE: o dióxido de carbono na cor verde, o metano em laranja e óxido nítrico em vermelho.

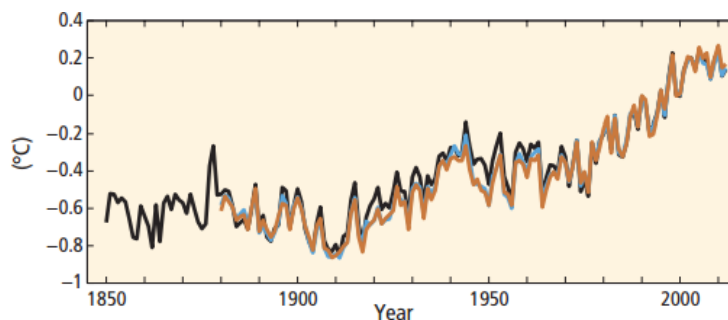


Figura 1.9 - Alterações das médias globais das temperaturas combinadas do oceano e da superfície terrestre [17]

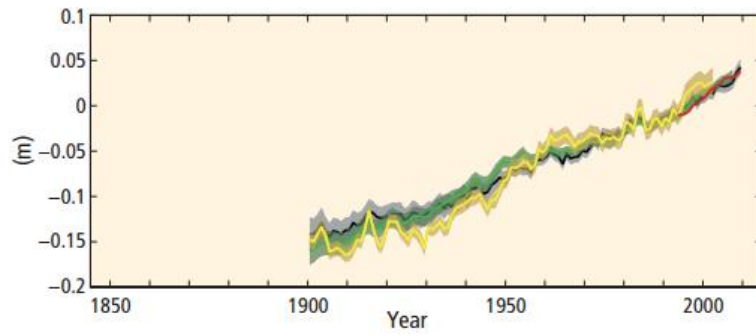


Figura 1.10 - Alterações das médias globais do nível dos oceanos [17]

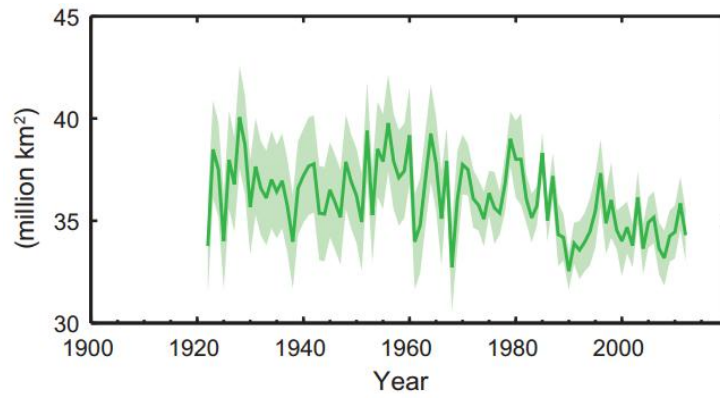


Figura 1.11 – Extensão da cobertura de neve do Hemisfério Norte na Primavera [17]

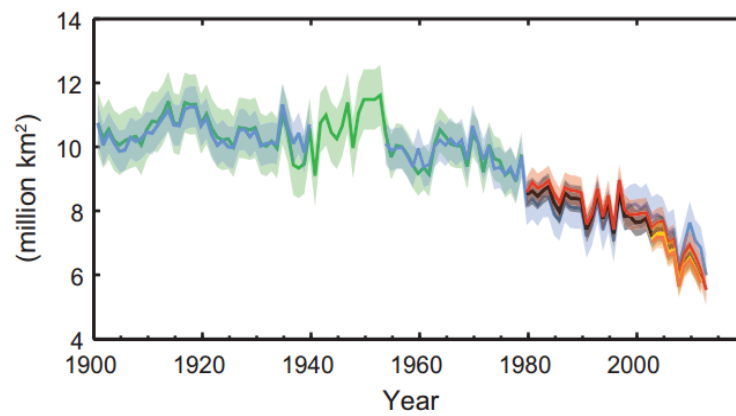


Figura 1.12 – Extensão da cobertura de gelo do mar Ártico no Verão [17]

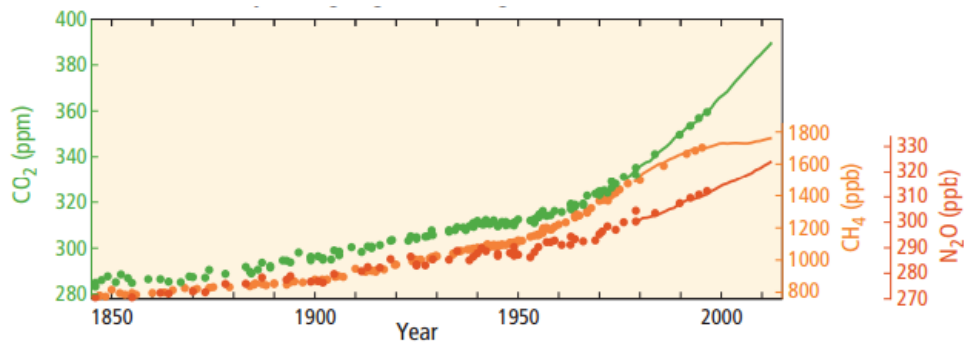


Figura 1.13 – Média global das concentrações de GEE [17]

As emissões de GEE também podem ser divididas pelas atividades econômicas que levam à sua produção. A Figura 1.14 apresenta as emissões de GEE por setores econômicos em 2010. Pode-se notar que a queima de carvão, óleo e gás para produção de calor e eletricidade corresponde a maior parcela, respondendo a 25% do total de emissões, seguido pelas mudanças no uso da terra [19].

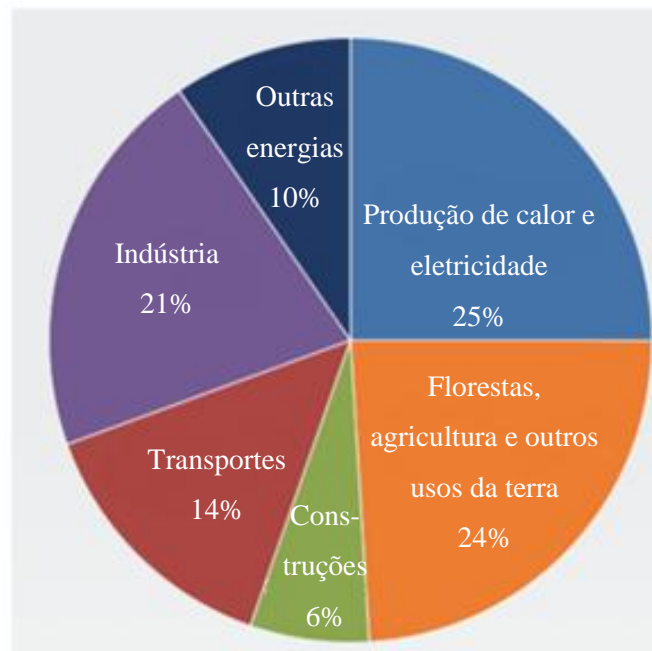


Figura 1.14 – Emissões de GEE por setores em 2010 [19]

Sendo a produção de energia elétrica a maior responsável pelas emissões de GEE, relacionar a mesma às mudanças climáticas se faz essencial na busca das possíveis medidas mitigadoras para redução dos efeitos destas emissões. O Brasil, por possuir uma matriz energética com elevada participação de fontes renováveis (39,4%), em comparação à média mundial, que é de aproximadamente 14%, conforme apresentado na Figura 1.15, permanece em uma posição confortável perante as nações desenvolvidas quando estão em pauta as emissões de gases do efeito estufa do setor de energia [6]. Ainda assim, mesmo que o país apresente emissões em níveis muito inferiores a União Européia, China e Estados Unidos, e a questão da redução de emissões não ser um argumento significativo para motivação de MRs em território nacional, o fenômeno do aquecimento do planeta tem implicações globais, com efeitos que vão além de fronteiras políticas. A responsabilidade na busca de medidas mitigadoras para redução dos efeitos destas emissões é, portanto, compromisso de todas as nações, sendo esta a razão deste tema ser contemplado neste trabalho.

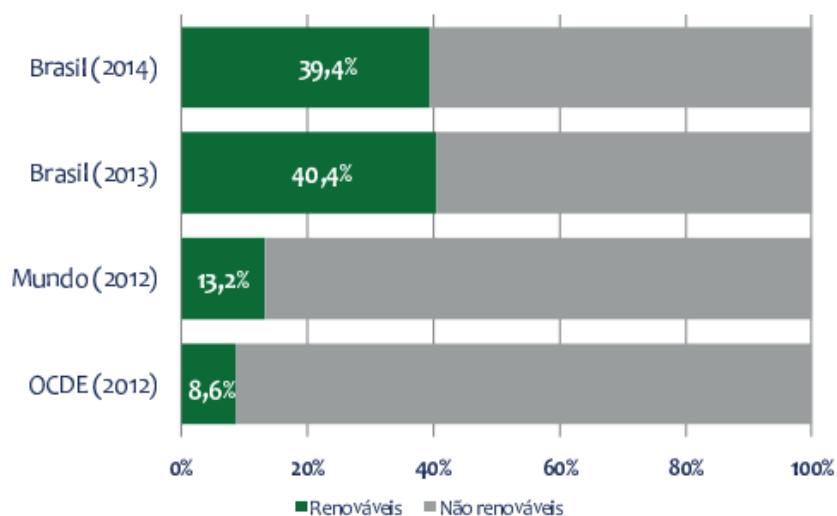


Figura 1.15 - Participação de renováveis na matriz energética [6]

Na Figura 1.16 é apresentado o histórico de emissões brasileiras de GEE, segundo o SEEG - Sistema de Estimativa de Emissões dos Gases de Efeito Estufa [20]. Em 2014, por conta do acionamento das termelétricas em reflexo à crise hídrica e também do aumento do

consumo de gasolina e diesel no transporte, somente o setor de energia, teve um aumento de 6%, apesar de a economia praticamente não ter crescido.

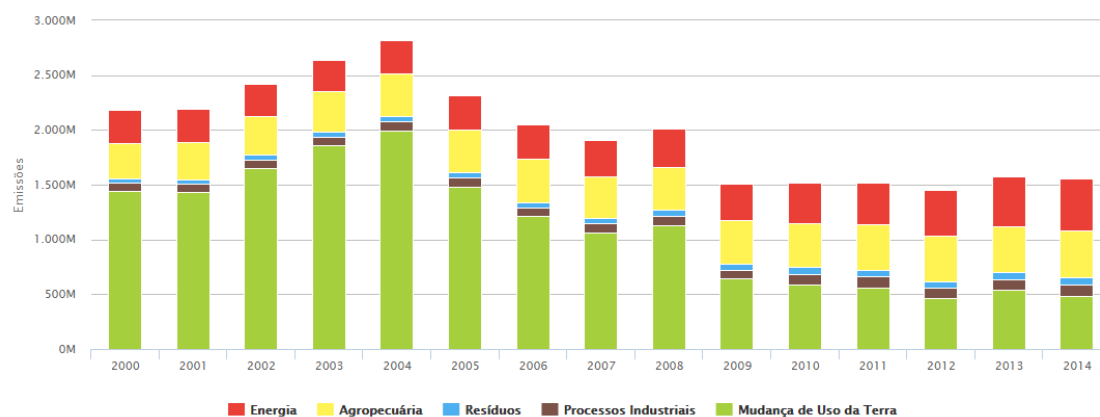


Figura 1.16 – Emissões de GEE no Brasil por setores [21]

1.2 Motivação

Os fatores que motivaram a elaboração deste trabalho foram:

- O estudo de sistemas que utilizem fontes renováveis de energia;
- As recentes atualizações na regulação brasileira referentes a geração distribuída;
- As inúmeras possibilidades de aplicações das MRs nos diversos setores da sociedade: indústria, comércio, condomínios, universidades, comunidades isoladas, etc;
- Os projetos de MRs existentes que garantiram o acesso de populações isoladas à eletricidade, a melhoria na qualidade de vida de comunidades e a continuidade do fornecimento de energia diante de catástrofes naturais;

- As dificuldades enfrentadas internacionalmente em torno das barreiras regulatórias para o crescimento das MRs.

1.3 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo analisar a integração de MRs elétricas ao sistema brasileiro, avaliando dois aspectos: as barreiras regulatórias nacionais e a viabilidade econômica da sua implantação. Para alcançar tal objetivo, os seguintes aspectos serão considerados:

- Identificar, na regulação brasileira e em alguns exemplos internacionais, as barreiras e fatores que prejudicam ou impedem o desenvolvimento das MRs;
- Identificar e levantar questões-chave de modo a direcionar o desenvolvimento de ações por parte do governo e agentes do setor elétrico, visando a inserção das MRs;
- Fazer propostas de alteração na regulação atual, a luz da discussão em torno das políticas existentes;
- Analisar a viabilidade econômica de MRs elétricas em comparação a empreendimentos de geração distribuída dentro das atualizações da Resolução Aneel 687.

1.4 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 1, foram apresentados os principais fatores motivadores para a implantação de MRs no Brasil: a confiabilidade, o preço da energia e a sustentabilidade.

No Capítulo 2, são apresentados os conceitos de MR, seus constituintes essenciais, os modos de operação, os benefícios associados, os principais tipos e exemplos de projetos existentes no mundo.

No Capítulo 3, identificam-se as barreiras dentro da atual regulação que impedem o surgimento das MRs e algumas propostas de modificação na legislação são sugeridas.

No Capítulo 4, é realizada uma análise financeira em um estudo de caso de um condomínio de 300 casas, envolvendo 3 cenários: o cenário 1 onde não há geração própria, o cenário 2 onde são adotados os critérios da regulação atual e o cenário 3, no qual o condomínio opera como uma MR com possibilidade de armazenamento e venda de energia.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas com as análises realizadas e propõe sugestões de trabalhos futuros.

2. Microrredes

2.1 Definições e Conceitos

Apesar da conceituação “microrrede” ser recente, sua existência tem longa história. De fato, a primeira planta de geração do próprio Thomas Edison construída em 1882 – a Estação *Manhattan Pearl Street* – foi essencialmente uma MR, já que uma rede centralizada ainda não havia se estabelecido. O conceito de MR surge então como uma alternativa para solução dos problemas gerados pela inclusão de geração distribuída em redes de distribuição. [22]

Dois dos principais conceitos de MRs são apresentados nas abordagens feitas pelo CERTS (*Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions*) dos Estados Unidos e pelo projeto Europeu *Microgrids – Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids*. O conceito original de MR foi originalmente desenvolvido dentro do CERTS: cargas e microfones agregadas operando como um sistema único fornecendo energia elétrica e calor. A maioria das microfones se conecta à rede por meio de dispositivos baseados em eletrônica de potência de forma a permitir flexibilidade necessária para garantir sua operação como um sistema único. Essa flexibilidade de controle permite à MR CERTS se apresentar para a rede principal como uma única unidade controlada que atende às necessidades locais de confiabilidade e segurança [23] [24]. Outra relevante abordagem para o conceito de MRs foi desenvolvida no projeto *Microgrids*, que define uma MR como “um novo tipo de sistema elétrico, formado pela interconexão de pequenas unidades geradoras e sistemas de baixa tensão, que pode operar conectado à rede ou de forma autônoma, similar ao sistema de uma ilha, em um modo de controle coordenado” [25]. Isto significa que as cargas e fontes estariam então fisicamente próximas e a MR poderia ser, por exemplo, uma rede de uma pequena área urbana, uma indústria ou um shopping. O conceito proposto no projeto *Microgrids* considera ainda dispositivos de armazenamento de energia e uma estrutura de controle hierárquica, o que permite a otimização da operação da MR a partir da ação de um controlador central [24].

Outras definições de MR podem ser citadas: e. g. em [2], a MR é definida como um sistema de energia que pode operar em modo autônomo ou como parte da rede principal de energia elétrica, conectada por meio de um ponto de acoplamento. Este novo tipo de sistema se origina a partir da operação de modo interligado de pequenos produtores à rede de baixa tensão. Em [1], o conceito de MR é apresentado como grupos de geradores distribuídos e respectivos grupos de cargas associadas, vistos como um sistema (subsistema) elétrico independente, que pode operar normalmente conectado ao sistema de uma concessionária ou desconectar-se da mesma e continuar alimentando parcial ou totalmente sua carga própria.

Em resumo, pode-se estabelecer uma ideia geral sobre o conceito de MR: um sistema elétrico integrado compreendendo recursos de geração distribuída, cargas controláveis e sistema de armazenamento de energia, o qual é visto pela rede de distribuição principal como uma entidade única e pode operar conectado à mesma ou autonomamente.

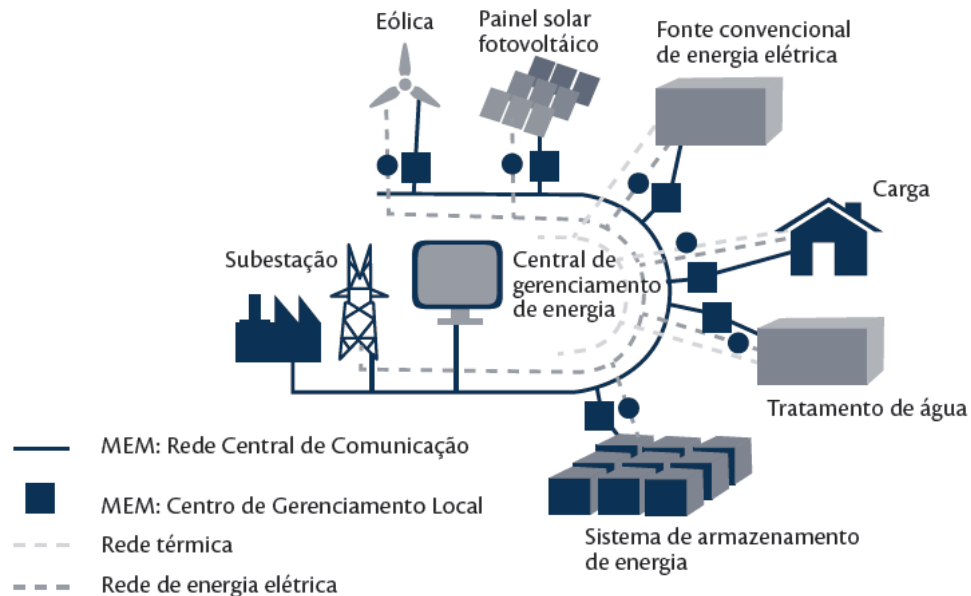


Figura 2.1 - MR Elétrica [2]

2.2 Arquitetura de uma Microrrede

A arquitetura básica de uma MR é apresentada na Figura 2.2, sendo composta por diversas microfones, cargas, elementos de armazenamento de energia e dispositivos de controle. Nesse sistema, a MR se conecta a rede principal por meio de um transformador abaixador (MT - BT). Esse ponto de conexão com a rede principal é denominado *Point of Common Coupling* (PCC), onde deve ser alocado o dispositivo de proteção responsável pelas manobras de ilhamento e resincronização da MR com a rede principal. Tal dispositivo é geralmente implementado utilizando tecnologia de chaves de estado sólido, uma vez que essas apresentam tempo de resposta bastante reduzido [25].

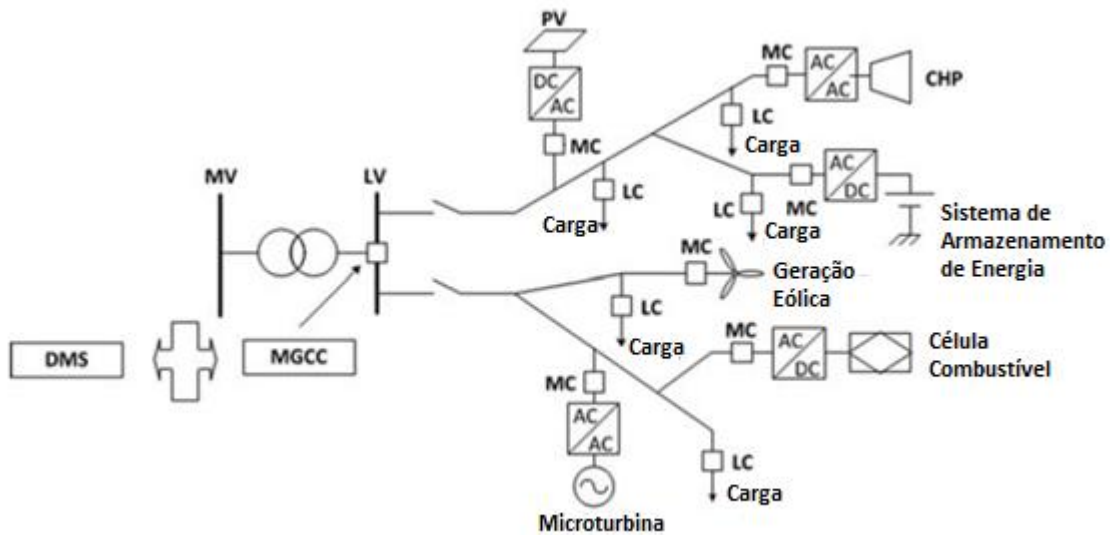


Figura 2.2 - Arquitetura Básica da MR [25]

Vários tipos de fontes de energia estão presentes na arquitetura apresentada: painéis fotovoltaicos, microturbina, geração eólica, célula a combustível e sistema de geração combinada de energia térmica e elétrica (CHP). Nota-se a forte presença de fontes de energia renováveis, o que confere a MR uma grande característica de sustentabilidade. Os

elementos de armazenamento de energia, que também apresentam variedade de tipos (bateria, *flywheels*, super capacitores, etc) garantem o suprimento da MR quando a mesma encontra-se desconectada da rede da concessionária, permitem flexibilidade para fontes intermitentes como a eólica e a solar e podem ser utilizados em estratégias econômicas como, por exemplo, armazenar a energia fornecida pela rede no horário mais barato para ser utilizada no horário de ponta. As microfones, assim como os dispositivos de armazenamento de energia, estão conectadas à MR através de interfaces baseadas em eletrônica de potência, uma vez que produzem energia em corrente contínua (células fotovoltaicas, baterias, etc.) ou em corrente alternada em frequência variável (microturbinas, geradores a gás, etc.). Isso proporciona uma grande flexibilidade de operação e controle das microfones, uma vez que se torna possível a implementação de diversas estratégias de controle para esses dispositivos [1] [26].

É possível notar também na arquitetura apresentada na Figura 2.2 dispositivos de controle, tanto em nível local como é o caso dos controladores de microfones (MC – *Microsource Controller*) e controladores de carga (LC - *Load Controller*) como em nível central, no caso do controlador central da MR (MGCC – *Microgrid Central Controller*) e do sistema de gerenciamento e controle da distribuição (DMS – *Distribution Managemet System*).

2.3 Modos de Operação

Conforme exposto em [24], pode-se definir para uma MR dois modos de operação:

- Modo interligado (Normal): A MR está eletricamente conectada à rede principal de média tensão, sendo suprida por esta rede totalmente ou parcialmente ou injetando potência nesta.
- Modo Isolado (Emergência): A MR opera de forma autônoma, similar a uma ilha, desconectada da rede central. Esta desconexão pode ser previamente planejada ou decorrente de algum defeito na rede principal. Quando a rede estiver disponível

novamente, é necessário que a MR faça a conexão ao barramento da forma mais rápida possível.

2.4 Sistema de Controle

Para operar como descrito anteriormente, a MR deve ser dotada de equipamentos e técnicas de controle que permitam alterações da configuração interna e externa, aumentos e reduções da energia adquirida da concessionária, controle de tensão e potência reativa, etc., de forma adequada, sem transtornos para os consumidores da MR ou perturbações na rede da concessionária [1]. A arquitetura do sistema de controle aqui apresentada, com seus dispositivos ilustrados na Figura 2.2, é baseada no projeto *microgrids*.

2.4.1 Controle Hierárquico (Centralizado)

A MR da Figura 2.2 compreende um sistema de controle hierárquico composto por três níveis [25]:

- Controladores de microfontes (Local Microsource Controllers - MC) e controladores de carga (Load Controllers - LC);
- Controlador central da MR (MicroGrid System Central Controller - MGCC);
- Sistema de gerenciamento e controle da distribuição (Distribution Management System – DMS).

O sistema de controle central da MR (MGCC) pode ser visto como uma interface entre a MR e a rede de distribuição da concessionária. Instalado no lado de baixa tensão (subestação abaixadora), executa as seguintes funções [1] [25]:

- Gerenciar a energia comprada/vendida de acordo com estratégia previamente definida (maximação dos lucros e otimização da operação da MR). Utiliza sinais de

preço dos mercados de energia e, possivelmente, pedidos do DMS para determinar a quantidade de energia a ser importada da rede (ou exportada para rede);

- Previsão de carga em curto prazo;
- Monitoração das potências ativas e reativas em cada elemento da MR de forma a evitar operação em regiões não seguras e prover as referências (*set points*) de potência ativa e tensão terminal para os geradores da rede (despacho de potência ativa e controle de tensão);
- Otimização da operação da MR, por meio de envio de sinais de referência para as fontes distribuídas (MC) e as cargas (LC). Cargas não prioritárias podem ser cortadas quando necessário, por exemplo;
- Garantir que as cargas de energia elétrica e calor/frio sejam atendidas adequadamente;
- Prover controle e lógica de ilhamento e restauração do suprimento durante perturbações na rede da concessionária.

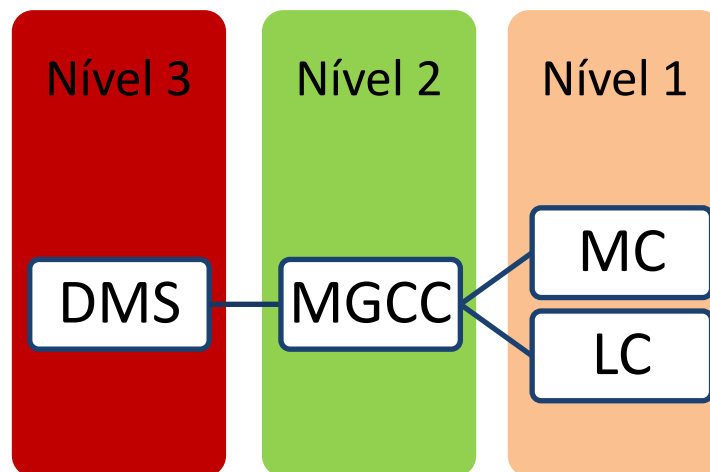


Figura 2.3 - Controle Hierárquico (Centralizado)

Em outro nível hierárquico, cada microfonte e cada elemento de armazenamento de energia é controlado localmente por controladores de fonte (MC) e cada carga é controlada localmente pelos controladores de carga (LC). Estes controles trocam informações com o

MGCC que por sua vez retorna com os *set points* adequados para os mesmos. Os controladores de fonte proporcionam grande flexibilidade para a operação da MR uma vez que está vinculado, na grande maioria dos casos, aos dispositivos baseados em eletrônica de potência, que são responsáveis pela interface entre as microfuentes e a rede [25] [26]. Em modo interligado, é responsável pelo controle dos níveis de injeção de potência ativa e reativa e módulo da tensão no terminal do gerador, de acordo com o estabelecido pelo MGCC. Em modo isolado possui autonomia para promover a otimização local das injeções de potência ativa e reativa da microfonte e também promover o seguimento da carga de forma rápida. Os controladores de carga, por sua vez, atuam nas cargas através da conexão/desconexão de certos equipamentos em determinados períodos pré-estabelecidos ou, então, para aliviar uma condição de operação desfavorável da MR. Simultaneamente a troca de informações e interface entre o sistema de controle central da MR e o controle local de fonte e carga, se espera que o MGCC seja capaz de estabelecer comunicação com o sistema de gerenciamento do sistema de distribuição (DMS). O DMS, localizado a montante do ponto de conexão entre a MR e rede principal, é o nível mais alto da hierarquia de controle, podendo estar interligado com mais de um MGCC [1] [25] [26].

2.4.2 Controle Descentralizado

Uma alternativa ao controle hierárquico é a arquitetura de controle descentralizado, baseada no uso de sistemas multi agentes (MAS – Multiagent Systems). Nesta proposta de controle descentralizado, a responsabilidade principal é dada aos controladores das microfuentes. O objetivo é gerar competição entre os geradores de forma a maximizar a geração, atender à demanda e, em alguns casos, exportar o máximo de energia possível para a rede principal de acordo com os preços “instantâneos” de energia [24] [26].

A utilização de sistemas multiagentes pode dar solução a uma série de problemas [26]:

- O controle centralizado é mais complexo, pois as microfuentes podem pertencer a proprietários diferentes e, portanto, muitas decisões seriam tomadas localmente;

- Considerando MRs operando em um mercado competitivo de energia, é necessário que cada controlador tenha certo grau de inteligência.

2.5 Benefícios associados à Microrrede

2.5.1 Confiabilidade e segurança no fornecimento de energia

- Em virtude de ser um sistema auto-suficiente, a MR se revela resiliente frente a adversidades no suprimento de energia, fato que pode ser destacado como um dos principais benefícios deste tipo de instalação. No caso de interrupção de fornecimento de energia ou distúrbios externos à MR, a mesma pode ser desconectada da rede da concessionária e operar de maneira autônoma: seus próprios geradores e sistemas de armazenamento de energia permitem atendimento as cargas de forma independente da rede da concessionária [27].
- Em diversas localidades ao redor do mundo, desastres naturais como tornados, furacões, terremotos e tsunamis podem aniquilar completamente a infra-estrutura do sistema de distribuição e também partes do sistema de transmissão. Ainda que uma determinada área não seja diretamente afetada pelo desastre, sua alimentação elétrica pode ficar desligada por semanas ou mesmo meses, se sua conexão à rede houver sido interrompida por tal evento. Nestes casos, a MR pode assegurar a continuidade do suprimento de energia elétrica aos seus consumidores, garantindo em casos extremos a manutenção da vida humana. A opção pela instalação de uma MR pode ainda apresentar vantagem em relação à reconstrução do sistema de distribuição após um desastre natural, por serem planejadas e montadas em um tempo comparativamente mais curto [27].
- Um sistema interligado com longas linhas de transmissão e distribuição será sempre propenso a distúrbios. Em certas ocasiões, um distúrbio pode provocar interrupções em cascata, causando apagões em grandes áreas. Adicionalmente aos distúrbios

causados por fenômenos da natureza, há ainda - intencionalmente ou não - as falhas humanas, que podem ocasionar graves interrupções. Potenciais riscos e ameaças de ataques cibernéticos, erros operacionais intencionais ou involuntários podem causar danos se os sistemas de comunicação não atenderem aos requisitos de segurança adequados. Em contrapartida, um sistema consistente de várias MRs praticamente não é afetado por grandes interrupções. Possuindo área geograficamente limitada, podendo se desconectar da rede elétrica se necessário, com geração e demanda controladas por dispositivos eletrônicos confiáveis, a probabilidade da MR ser desligada devido a um fenômeno natural, um ataque cibernético ou erro humano é menor [27].

2.5.2 Sustentabilidade

- A MR congrega diversos recursos de geração distribuída, em sua maioria fontes renováveis de energia como, por exemplo, solar, eólica, célula a combustível e hídrica. Verifica-se desta forma, o favorecimento a questão ambiental, já que as citadas fontes de auxiliam a redução de poluentes [28].
- Através do gerenciamento de geração e demanda, a MR permite que as fontes geradoras mais poluentes sejam acionadas somente em períodos críticos de demanda e em menor frequência; e com a interconexão de fontes renováveis de geração de energia elétrica, poderá haver uma menor necessidade de utilização de unidades geradoras, principalmente nos períodos de pico, que utilizam como combustíveis o gás natural ou os derivados do petróleo, contribuindo dessa forma para a redução de emissão de gases de efeito estufa, principalmente dióxido de carbono e monóxido de carbono [29].

2.5.3 Redução de Perdas

- As fontes centralizadas sofrem com o fardo de arcar com os altos custos associados às perdas nas redes de transmissão. As MRs, localizadas junto à carga, não são

afetadas por este tipo de custo, além de poderem propiciar uma redução das perdas na rede à qual estão conectadas [27].

2.5.4 Redução de custos e geração de receita

- Por se encontrar próxima à carga e ter tempo de instalação pequeno comparado às unidades geradoras tradicionais (de grande porte), a MR apresenta custos de geração de energia e transporte competitivos além de um atendimento mais rápido ao crescimento da demanda [28].
- Com a redução dos picos de demanda, a MR pode contribuir para postergar ou evitar investimentos em reforço em redes de distribuição e transmissão [30].
- Instalações que utilizem recursos não renováveis para geração de energia podem ter seus custos reduzidos em um sistema de MR com fontes renováveis. Bases militares em localidades remotas, por exemplo, podem ter redução significativa nos gastos quando em comparação com o transporte contínuo de óleo e gás para geração de energia [27].
- Dependendo do preço da energia fornecida pela concessionária, a MR poderá importar ou exportar energia para a rede principal, quando esta apresentar custos inferiores ou superiores ao da energia gerada pelas fontes distribuídas. A venda de energia gerará receita aos seus prozuidores. A energia gerada pela MR e não utilizada, poderá ainda ser armazenada para posterior consumo, em horários que a energia da rede principal for mais cara [30].
- Os recursos de geração distribuída apresentam dificuldades para fazer parte do mercado de energia. O conceito de MR, no entanto, pode fornecer um caminho entre o mercado atacado e o mercado de varejo local a partir das micro fontes, onde o consumos internos de energia seriam negociados sob um equilíbrio oferta-demanda, como apresentado na Figura 2.4. [30]

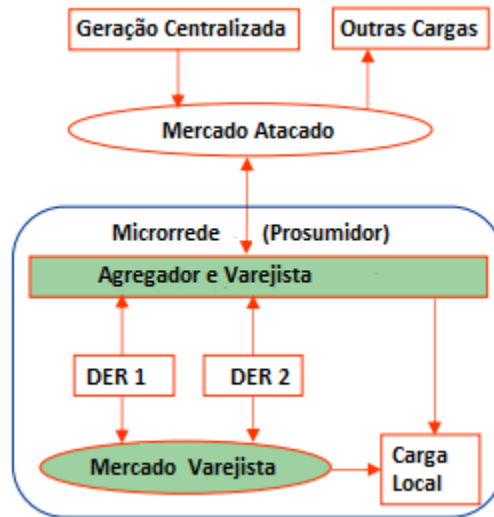


Figura 2.4 – MR entre mercado atacado e varejista [30]

- A MR pode oferecer e negociar serviços ao sistema, como energia de reserva e suporte de reativos.

2.5.5 Criação de Empregos

- Em longo prazo, as MRs podem se tornar alternativas atrativas de negócio, impulsionando economias locais com a criação de novos postos de trabalho e novas oportunidades de mercado para investidores. Considerando, comparativamente a geração centralizada, investimentos de menor magnitude e menor complexidade na avaliação econômica, os riscos financeiros aos quais os investidores estarão expostos serão muito menores [27] [31].

2.6 Tipos de Microrredes

2.6.1 Microrrede institucional/campus universitário

Devido ao fato de seus prédios se localizarem na mesma área e serem construídos por uma só instituição, esta arquitetura de MR oferece as melhores oportunidades de desenvolvimento. As exigências de qualidade do fornecimento de energia podem ser diferentes, dependendo do tipo de instituição. Em geral, todos os edifícios e os participantes deste tipo de MR pertencem a uma única organização, havendo um único tomador de decisão. Atualmente, vários campi universitários nos EUA possuem MRs sofisticadas [22] [27]. A Figura 2.5 ilustra um exemplo de uma MR institucional/campus universitário, que opera preferencialmente de forma ilhada com a rede da distribuidora como opção de *backup*.

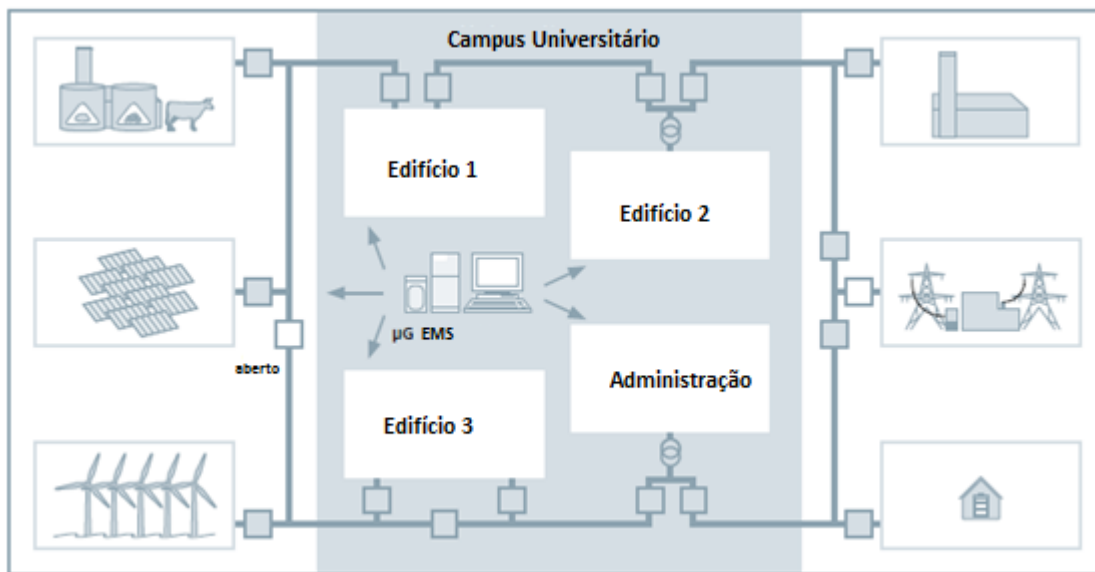


Figura 2.5 – MR institucional/campus universitário [27]

2.6.2 Microrrede comercial/industrial

No caso de um único proprietário, este tipo de MR é similar ao descrito anteriormente. Em um parque comercial/industrial, com a participação de várias empresas, o investidor pode decidir por uma estrutura de MR que satisfaça as expectativas de todos os consumidores. No Brasil, as figuras do produtor independente de energia e do autoprodutor poderiam caracterizar essa arquitetura de MR [22] [27]. Um exemplo de MR industrial pode ser verificado na Figura 2.6. As principais justificativas para este tipo de MR são a segurança e confiabilidade no suprimento de energia. Em muitas indústrias de processo, uma possível interrupção pode causar onerosos prejuízos.

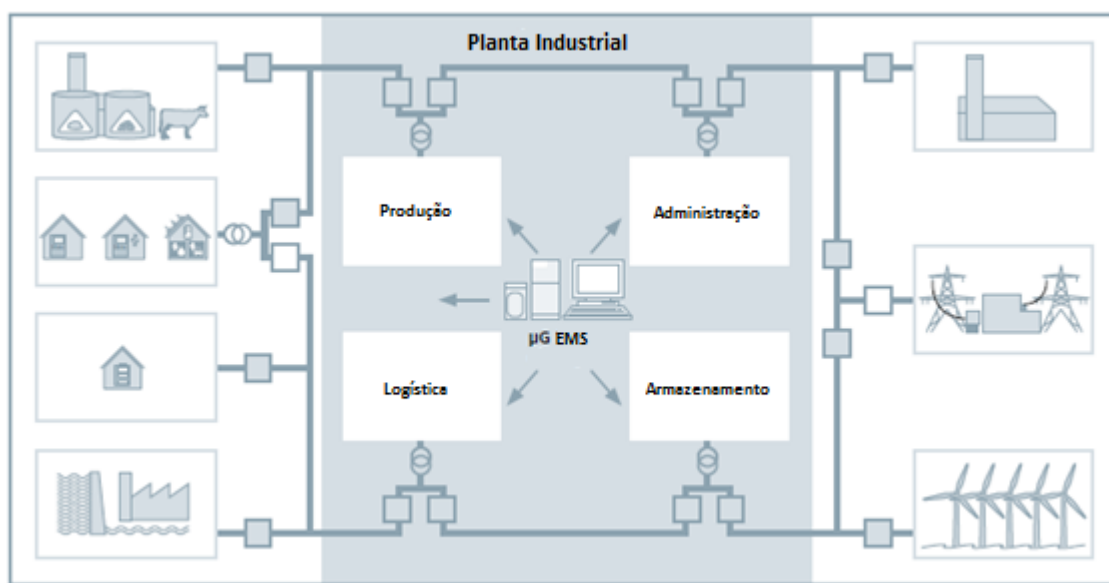


Figura 2.6 – MR Industrial [27]

2.6.3 Microrredes Militares

Apesar de ser o menor segmento no mercado, este tipo de MR vem sendo desenvolvida atualmente com grande esforço. Sendo a energia elétrica vital em uma base militar, muitas vezes localizadas em áreas remotas, fica visível o interesse militar em MRs. Geralmente,

em situações de conflito, há a necessidade de deslocamento de tropas para localidades onde não há infraestrutura básica ou esta foi destruída. A integração da geração distribuída a partir de fontes renováveis pode representar uma redução de custos e independência de outras fontes fósseis. Para o conflito no Afeganistão, por exemplo, o departamento de defesa americano enviava em 2014 cerca de 50 milhões de litros de combustível mensalmente, sendo grande parte para abastecer mais de 15.000 geradores [27] [32].

2.6.4 Microrrede comunitária/da distribuidora

Este tipo de MR compreenderá principalmente consumidores em áreas predominantemente residenciais, incluindo eventualmente clientes comerciais e industriais presentes na mesma área. Podem incluir áreas urbanas, bairros e alimentadores rurais; tais MRs podem fornecer energia para as comunidades urbanas ou rurais que estão conectados à rede da distribuidora. Devido ao maior número de participantes, as decisões serão mais lentas quando comparadas aos outros tipos de MRs. A aceitação comercial desta MR dependerá fortemente de que os padrões estejam definidos e as barreiras regulatórias sejam removidas.

Uma MR da distribuidora é aquela que é mantida pela empresa de energia conectada à sua rede de distribuição, próxima a um grande centro de carga. Pode incluir um sistema de distribuição em média tensão ou vários sistemas em uma área maior, conforme exemplificado na Figura 2.7 [22] [27].

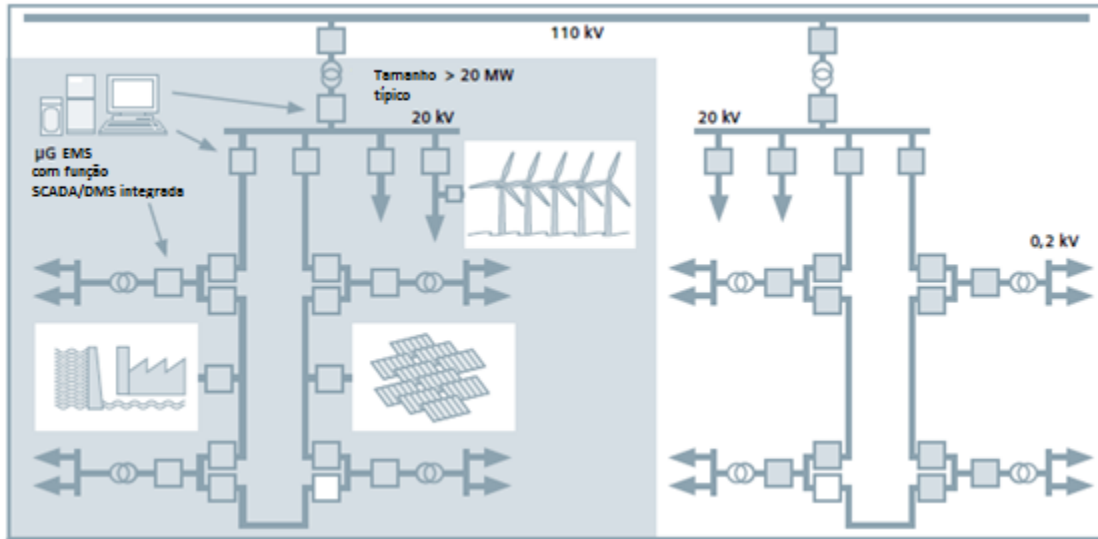


Figura 2.7 – MR da Concessionária [27]

2.6.5 Microrredes em sistemas isolados

Este tipo de MR é semelhante a MR comunitária/da distribuidora. A principal diferença é que, na maioria dos casos, não haverá ligação à rede da distribuidora. MRs em comunidades geograficamente remotas investem na diversidade de fontes de energia distribuídas. Muitas MRs em sistemas isolados são projetadas para, futuramente, interligarem-se ao sistema; outras são construídas para permanecerem autônomas, a fim de manter independência energética. No Brasil, muitos desses sistemas têm utilizado geradores térmicos a óleo, sendo atualmente destacado um crescimento maior da fonte solar fotovoltaica [22] [27]. A Figura 2.8 apresenta um exemplo de uma MR em sistemas isolados.

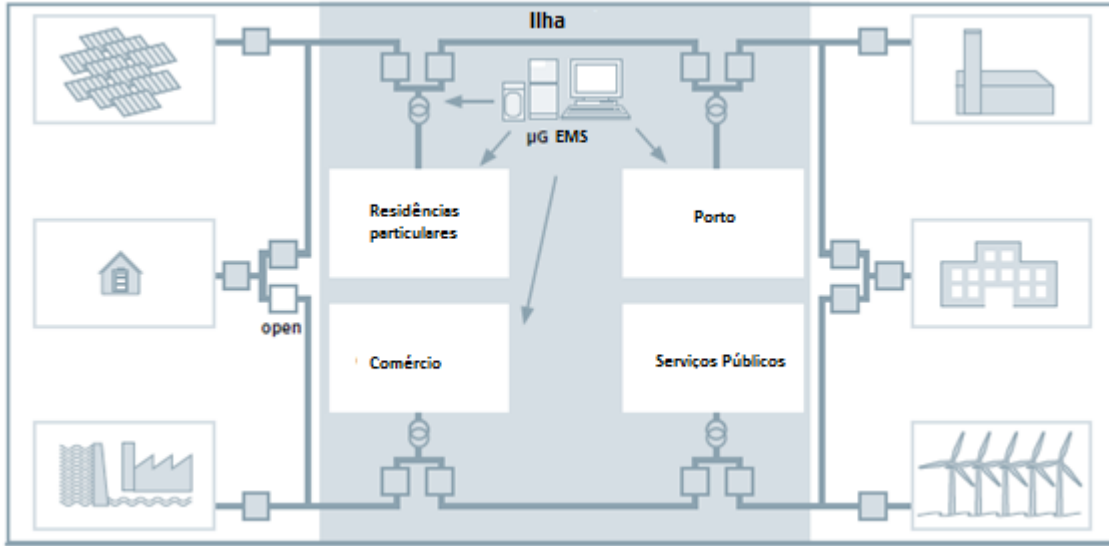


Figura 2.8 – MR em sistemas isolados [27]

2.7 Microrredes no Mundo

Nesta seção serão apresentados alguns exemplos de projetos de MRs existentes.

2.7.1 Projeto Microgrids

O Projeto *Microgrids – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids* teve início no ano de 1998, com duração de 36 meses e um investimento de €4,5 milhões. O consórcio responsável pelo desenvolvimento do projeto era composto por 14 instituições de 7 diferentes países membros da UE. Os principais objetivos deste projeto foram [33]:

- Aumentar a penetração de fontes de energias renováveis (RES – *Renewable Energy Sources*) e outras micro fontes de forma a contribuir para a redução das emissões de gases de efeito de estufa;
- Estudar as principais questões relativas à operação de MR quando interligadas com a rede de distribuição e/ou em modo isolado no seguimento de falhas;

- Definir, desenvolver e demonstrar estratégias de controle que garantam uma operação e gestão da MR mais eficaz, fiável e econômica;
- Definir medidas apropriadas de proteção e ligação à terra que assegurem segurança e capacidade de detecção de falhas, isolamento e operação em modo isolado;
- Identificar as necessidades e desenvolver a infraestrutura de telecomunicação e protocolos de comunicação;
- Determinar os benefícios econômicos da operação da MR, propor métodos sistemáticos e ferramentas para quantificar esses benefícios e propor métodos regulatórios apropriados.

2.7.2 Projeto CERTS

Nos EUA, o esforço de investigação, desenvolvimento e demonstração de MRs tem sido cumprido dentro do *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS)*, que foi estabelecido no ano de 1999 com o objetivo de explorar as implicações de tecnologias emergentes e as influências econômicas, regulatórias, institucionais e ambientais para a confiabilidade do sistema elétrico. Desde a sua criação, o possível crescimento da aplicação de GD foi reconhecida como um fator importante e tem sido um aspecto importante na agenda deste projeto [34].

O conceito de uma MR CERTS é descrito em um relatório publicado em 2002 [23]. A viabilidade do conceito de MRs proposto pelo CERTS vem sendo demonstrada com simulações e testes em laboratório de uma MR de teste implementada na *University of Wisconsin-Madison*. Essa MR de teste foi batizada de *CERTS Microgrid Test Bed* [26].

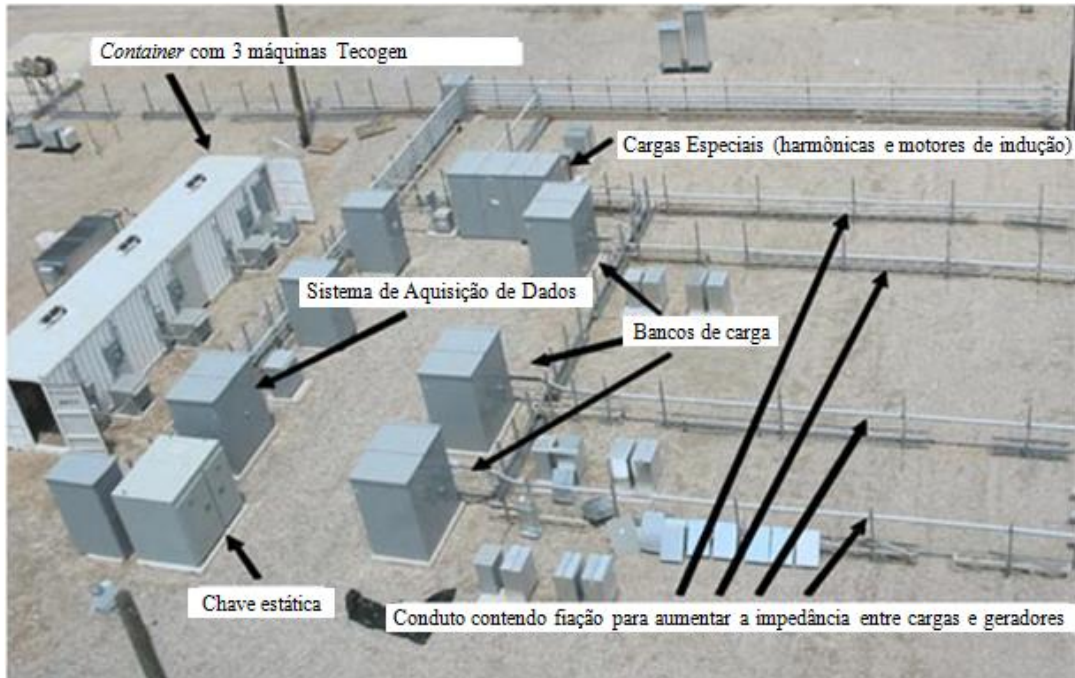


Figura 2.9 – MR CERTS [23]

2.7.3 Ilha de Kythnos, Grécia

O sistema de Gaidouromantra, Kythnos é uma MR monofásica composta por uma rede área de distribuição e por um cabo de comunicação correndo em paralelo. É responsável pela alimentação de doze casas em um pequeno vale em Kythnos, uma ilha no grupo de Cyclades situada no meio do mar Egeu.

Seu sistema de geração é composto por duas plantas fotovoltaicas de potência nominal igual a 10 kWp e 2 kWp, um banco de baterias de capacidade nominal de 53 kWh e um grupo gerador diesel de 5 kVA. Esta MR é utilizada para testes de sistemas de controle centralizados e descentralizados na operação em modo isolado [33].

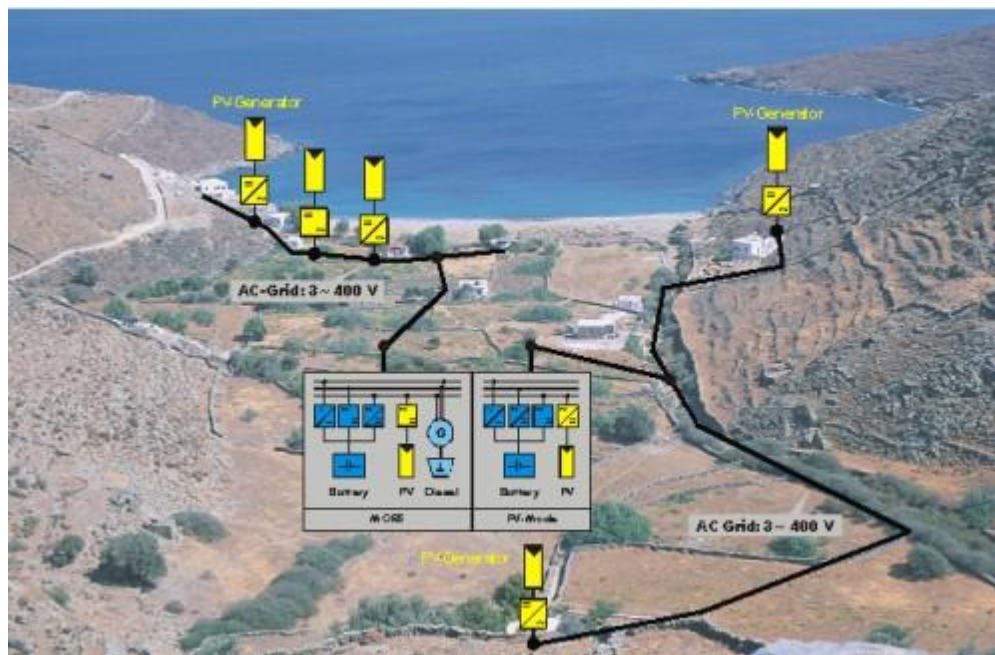


Figura 2.10 – MR Ilha de Kythnos [33]

2.7.4 Presídio de Santa Rita

A MR do presídio de Santa Rita, no município de Dublin, Califórnia, entrou em operação em 22 de março de 2012. Com um investimento de US\$ 11,7 milhões, a MR garante à instalação um fornecimento confiável para as operações diárias e de segurança de detentos e funcionários, além de proporcionar uma economia de aproximadamente US\$ 100 mil por ano em custos de energia. Com 4.000 detentos abrigados em 18 modernos edifícios e demanda de energia elétrica de 3 MW, Santa Rita é a terceira maior instalação prisional do estado e a quinta maior do país. Sua área total é de 1,13 milhão de m² e a área construída de 93 mil m². Um software chamado *DER-CAM – Distributed Energy Resources Customer Adoption Model*, desenvolvido no *Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab)*, auxilia na análise e desenvolvimento de um plano ideal para atender às necessidades do presídio a custo mínimo, com base nos requisitos de eletricidade e aquecimento. Os constantes furacões e outros desastres naturais que costumam atingir a Califórnia provocam apagões com consequências gravíssimas. Para diminuir sua dependência da rede externa, o Presídio Santa Rita já possuía um sistema fotovoltaico de 1,2 MW da BP Solar (que era o

maior dos EUA quando foi instalado, em 2002), uma célula de combustível de carbonato fundido da *Fuel Cell Energy*, com potência de 1 MW, instalada em 2005, e cinco pequenos geradores eólicos (2,3 kW cada) da *Southwest Windpower*, instalados em 2010 [35] [36].

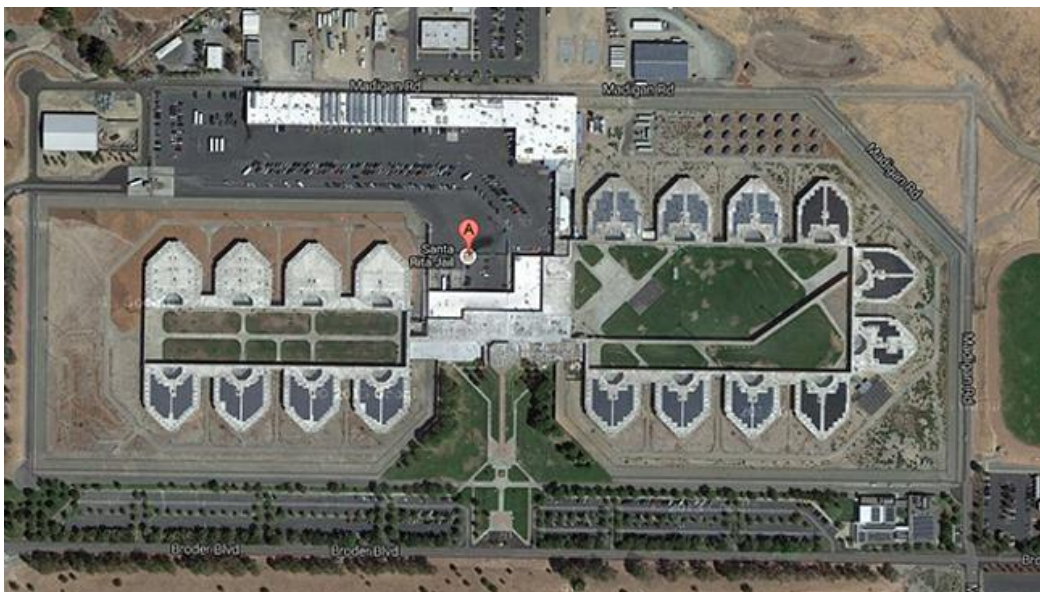


Figura 2.11 – Presídio de Santa Rita [Fonte: Google Maps]

A MR conta com armazenamento de 2 MW em baterias e pode assumir a carga durante uma interrupção de energia sem necessitar dos geradores de reserva. Em interrupções muito longas, quando o armazenamento estiver descarregado, a MR acionará a geração de reserva a toda potência para, simultaneamente, alimentar o presídio e carregar as baterias. O sistema também permite armazenar energia comprada fora do horário de ponta, a preços baixos, e utilizá-la nos períodos em que a energia da rede é mais cara. Quando as turbinas eólicas, a célula de combustível e os painéis fotovoltaicos entram em funcionamento, a MR os integra para maximizar sua utilização na alimentação do presídio. A MR também pode funcionar conectada à rede externa, permitindo à prisão reduzir sua conta de eletricidade e o carregamento do alimentador de distribuição. O presídio pode coordenar-se com cargas próximas de forma que a carga máxima do alimentador seja reduzida, permitindo à distribuidora adiar investimentos em ampliação de capacidade [35] [36].

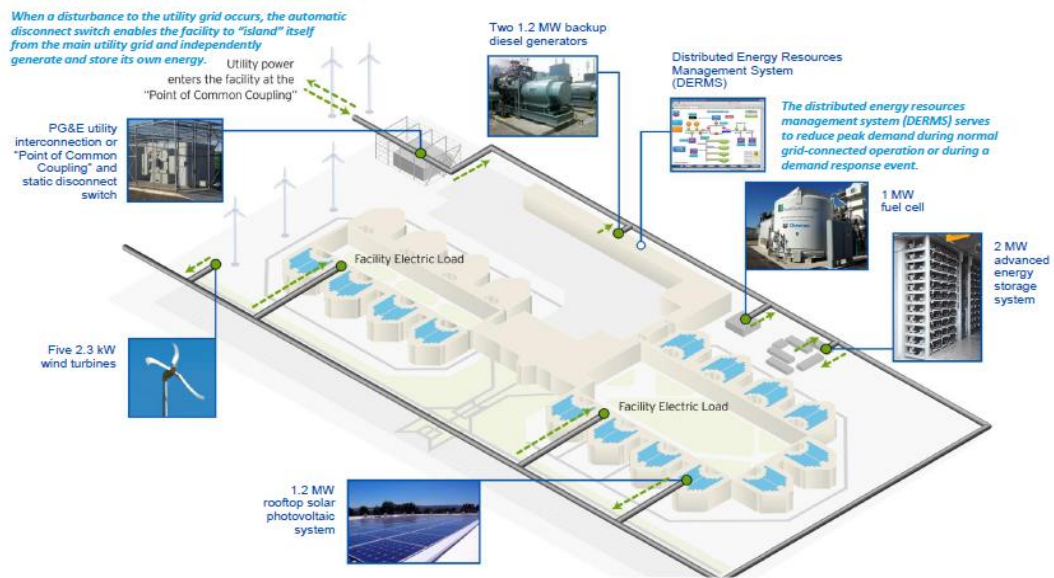


Figura 2.12 – MR Presídio de Santa Rita [36]

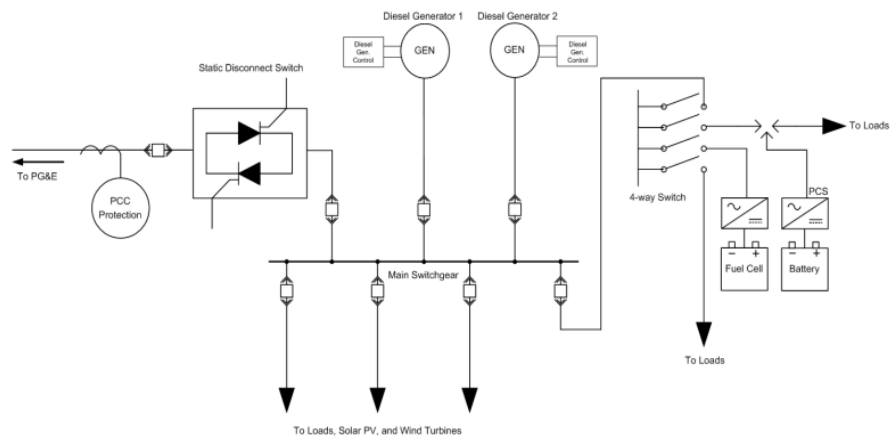


Figura 2.13 – Diagrama Unifilar Simplificado – Presídio de Santa Rita [36]

3. Análise Regulatória

Embora o conceito de MRs não seja inédito, a alteração da condição experimental para uma condição comercial está somente no início, com projetos piloto surgindo em diversas localidades. Ainda assim, geralmente é necessário o contexto de uma crise de energia ou um desastre natural para que se comece a avaliar a questão de investir e integrar MRs ao sistema [37]. Barreiras técnicas, financeiras e sociais são, por exemplo, motivos pelos quais os projetos de MRs ainda não tenham atingido um rápido crescimento comercial. Dentre os fatores inibidores, a questão regulatória ocupa posição relevante, já que muitas vezes impede ou atrapalha a evolução de MRs.

Haja vista todas as mudanças que ocorrerão com a chegada das MRs, os potenciais benefícios, todas as possibilidades, a integração de tecnologias e serviços, as interfaces entre prosumidores e concessionária, a relação entre a MR e a rede principal, dentre outras, muitas questões surgem de como o sistema atual se adaptará a toda esta nova conjuntura. No que diz respeito à estrutura regulatória, muitas mudanças serão necessárias para integração das MRs no sistema atual [38]. Este capítulo se dedica a levantar estas questões, estabelecendo as indagações-chave de modo que se abra a possibilidade para identificação e desenvolvimento de ações, visando a inserção das MR, obedecendo, de maneira equilibrada, aos interesses dos agentes do setor elétrico, dos investidores e da sociedade em geral. Posteriormente, são sugeridas propostas de alteração na regulação atual, à luz da discussão precedida.

Antes de iniciar a análise, é preciso expor o fato de que não existe atualmente regulação específica para MRs no Brasil. A metodologia utilizada neste trabalho se baseia no conhecimento do estado atual da regulação brasileira e de lições aprendidas tomadas de experiências internacionais.

Por último, faz-se importante destacar que este não se constitui um trabalho de análise regulatória de geração distribuída. Por mais que os temas estejam em certos pontos

interligados, a abordagem regulatória a respeito especificamente de geração distribuída pode ser encontrada em [39] [40] e [41].

3.1 Classificação regulatória

Considerando a atual classificação regulatória dos empreendimentos que podem se utilizar da GD e possuem viabilidade de conexão à rede de distribuição, propõe-se nesta seção esclarecer a respeito da definição regulatória de MRs.

Uma definição de MR é apresentada no Glossário de Termos Técnicos do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional): “rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída. Segundo a mesma definição, uma MR pode operar ilhada, ou seja, “operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada” [42]. Esta incipiente definição não contempla diversas características da MR, já apresentadas no capítulo anterior: quem seriam os proprietários da MR, como seria a forma de comercializar energia, quais as fontes de energia, como é vista pelo sistema, etc. Desta forma, segue-se a análise.

No Brasil, há uma série de regulamentos e formas distintas de remuneração de empreendimentos que podem utilizar GD, que variam conforme o porte e a fonte da instalação geradora [39]. No âmbito de conexões em média ou alta tensão, comumente baseadas em empreendimentos de potência maior que 1MW, o Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, Art. 14, definiu geração distribuída como [43]:

“Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento.”

Basicamente, há duas definições regulatórias que caracterizam os empreendimentos que podem se utilizar de GD de maior porte: o Produtor Independente e Energia (PIE) e o Autoprodutor de Energia (APE):

- **Produtor Independente de Energia Elétrica:** agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco [44].
- **Autoprodutor:** agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [44].

Já com objetivo de regulamentar instalações de pequeno porte, a Resolução Normativa (REN) nº482 de 2012 da ANEEL definiu a micro e minigeração como instalações para autoprodução de energia a partir de fontes solar, eólica, hidráulica, biogás e cogeração qualificada, com capacidade de até 100 kW e até 1000 kW, respectivamente [39]. Com o objetivo de aperfeiçoar a REN ANEEL 482/2012, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº26/2015, que resultou na aprovação da REN ANEEL 687/2015. Em relação às definições, a REN ANEEL 687/2015, Art. 2º, trouxe as seguintes alterações [45]:

“Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”

De acordo com o descrito acima, notam-se importantes inovações: a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimento de múltiplas unidades consumidoras) e a possibilidade da união de diversos interessados em um consórcio ou cooperativa (geração compartilhada). No caso de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, será possível aos condôminos instalar um sistema de micro ou minigeração distribuída no condomínio e utilizar os créditos para diminuir a fatura de suas unidades consumidoras. Esses créditos poderão ser divididos em porcentagens previamente acordadas. Na geração compartilhada, o consórcio ou cooperativa seria titular de uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída e definiria, segundo critério próprio estabelecido entre os integrantes, o percentual da energia excedente que seria destinado a cada unidade consumidora que compõe o consórcio ou cooperativa [46].

Analisando todas as classificações regulatórias descritas acima, conclui-se que o conceito de MR, conforme apresentado no capítulo anterior, não se inclui integralmente em

nenhumas das classificações existentes na regulação atual, ou seja, a MR não pode ser entendida como microgeração, minigeração, autoprodutor ou produtor independente.

Em relação às novas categorias “múltiplas unidades consumidoras” e “geração compartilhada”, observa-se que são passos importantes e criam expectativas na evolução e crescimento da GD no país e também para as MRs futuramente. Contudo, não podem ser consideradas como definições regulatórias onde os atributos da MR poderiam se ajustar na sua totalidade: a possibilidade prover serviços a rede, comercialização de energia entre seus prosumidores, desconexão e operação independente da rede principal, são, por exemplo, características da MR que se encontram desguanercidas na atual regulação.

3.1.1 Questões levantadas

Diante do exposto na atual seção, já surgem as primeiras questões no paralelismo da MR e das classificações regulatórias vigentes na legislação atual:

- Como seria a classificação regulatória do agente MR no setor elétrico brasileiro? Como a legislação poderia assegurar todos os atributos da MR dentro desta classificação?
- Quais seriam os níveis de potência e os tipos de geração permitidos nesta classificação regulatória? Existiriam subclassificações definindo limites operacionais?
- Qual seria a geração/carga máxima de uma MR localizada em um ponto do sistema de distribuição? Quais protocolos de segurança seriam impostos?

3.2 Operação Autônoma

Quando a REN 482/2012 foi publicada, as distribuidoras tiveram que elaborar ou revisar suas normas técnicas para acesso de micro e minigeradores em adequação à nova regulamentação, que incluía revisões na seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST [47]. Enquanto muitas das novas diretrizes especificadas pelas normas das concessionárias para micro e minigeração não se aplicavam diretamente as MR, uma característica em particular inibiu um dos seus principais e mais atraentes atributos: a capacidade de isolar-se do sistema da concessionária de distribuição durante desligamentos ou blecautes. Este seria justamente o momento quando a MR poderia oferecer seu maior valor para sociedade. O módulo 3 do PRODIST dispõe sobre ilhamento, orientando que as distribuidoras, de comum acordo com as centrais geradoras de energia, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, desde que observados os requisitos do módulo 4 – Procedimentos Operativos [48] [49]. Apesar de prevista no PRODIST, a condição de ilhamento é vetada pelas concessionárias, a fim de evitar riscos à segurança das equipes que estiverem trabalhando na manutenção da rede e complicações relacionados a proteção e qualidade de energia.

A Tabela 3.1 apresenta os requisitos para conexão da micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. A proteção anti-ilhamento desconecta da rede o sistema de GD sempre que houver desligamento na rede da concessionária. Estes esquemas de proteção interferem na capacidade da MR alternar satisfatoriamente para o modo isolado e continuar fornecendo energia às suas cargas, pois os geradores da MR são forçados a desconectar antes da mudança para a operação ilhada. Esta questão foi experimentada na MR de Sendai no Japão, porém resolvida em acordo com a distribuidora local, Tohoku Electric Company. Em trabalho conjunto com a concessionária, esta barreira foi superada com a instalação da chave de conexão no PCC, onde a MR se conecta ao sistema de distribuição, ajustada com o controle central da MR. O monitoramento automático do sistema permite que a MR se desconecte da rede antes da ativação do anti-ilhamento. A chave e o sistema de controle permitem que os geradores continuem a fornecer energia sem exportação à rede de distribuição, prevenindo, portanto, potenciais riscos [37].

Tabela 3.1- Requisitos para conexão de micro e minigeração [48]

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁶⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaio	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾

Citando como exemplo a regulação internacional, na Espanha, o Real Decreto 1699/2011, que trata da regulação da “conexão a rede de instalações de produção de pequena potência”, inibe o conceito de MR, pois não permite a operação em ilhamento, além de não permitir a conexão de geração e sistema de armazenamento [50].

3.1.2 Questões levantadas

- Como garantir a possibilidade de ilhamento de MR pelas distribuidoras? Quais as metodologias, critérios e normas podem ser consideradas?
- Quais os benefícios que a possibilidade da operação isolada pode trazer à distribuidora e aos consumidores da MR?
- Que medidas podem ser consideradas para evitar ilhamentos não intencionais?

3.3 Cruzamento de vias públicas

A legislação atual pode prejudicar a funcionalidade da MR agregar edifícios/construções próximas, se houver necessidade da rede de energia atravessar uma rua ou via pública. Certamente, em vários casos haverá a necessidade da construção de uma rede elétrica privada para a MR, sendo que esta rede poderá cruzar uma via pública (MR comunitária, por exemplo). Uma retaguarda regulatória a respeito da possibilidade da MR em servir propriedades contíguas e cruzamento de vias públicas torna-se, portanto, essencial [51].

A Constituição Federal, em seu art. 21, incisos XI e XII, estabelece ser da competência da União a exploração direta ou mediante autorização, concessão ou permissão dos serviços de instalações de energia elétrica [52]. No âmbito da energia elétrica, a Lei Federal 9.427 de 26 de dezembro de 1996, disciplinou o regime de concessão dos serviços de energia elétrica [53]. O Decreto nº 41.019, que estabelece o Regulamento de Serviços de Energia Elétrica, em seu Art. 108, alínea “a” dispõe que [54]:

“...Para executar os trabalhos definidos no contrato, bem como, para explorar a concessão, o concessionário terá, além das regalias e favores constantes das leis fiscais e especiais, os seguintes direitos:

- a) utilizar os terrenos de domínio público e estabelecer as servidões nos mesmos e através das estradas, caminhos e vias públicas, com sujeição aos regulamentos administrativos”.

Portanto, não sendo a MR uma concessionária de energia elétrica, a utilização de território ou via de domínio público para distribuição de eletricidade/energia térmica pode ser inviável. Além disso, sendo a distribuidora a detentora da infra-estrutura do sistema de distribuição, a modificação ou a utilização do mesmo pela MR pode ser problemática.

No cenário internacional, nota-se a mesma dificuldade em relação a este tema. Em Utica, cidade no estado de Nova York, três instituições vizinhas, o *Faxton St. Luke's Healthcare*, *St. Luke's Nursing Home* e a *Utica College* investiram em uma MR de coogeração na busca de reduzir custos e aumentar a confiabilidade. Um dos maiores desafios da *Cogen Power Technologies*, empresa responsável pelo projeto, foi obter a aprovação para cruzar uma rua

pública para transmitir energia – um processo que durou 10 meses [55]. A Figura 3.1 mostra o mapa da *Burrstone Energy Microgrid*, em Utica.



Figura 3.1 – MR *Burrstone Energy* [57]

No Japão, na MR de Hachinohe, a energia produzida era transmitida para escolas, prefeitura local e edifícios de escritórios, através de uma linha aérea de distribuição privada de 5,4 km. A Figura 3.2 mostra uma rua em Hachinohe com as redes de distribuição pública e privada [56].



Figura 3.2 – Rua com redes de distribuição pública e privada - MR Hachinohe [56]

3.1.3 Questões levantadas

Em relação a este tema, podem ser consideradas as seguintes questões:

- Que mecanismo regulatório garantiria a MR a construção de redes e passagem de cabos em terrenos públicos?
- A que normas municipais, estaduais e federais a MR estaria submetida quando da utilização de vias públicas?

3.4 Localização

Igualmente importante a entender os tipos e serviços de uma MR, é identificar as condições físicas e geográficas que potencializem seu desempenho. Reconhecer as localizações geográficas que sofrem maiores taxas de interrupções no fornecimento de energia, por exemplo, baseando-se no DEC e FEC, pode ajudar a identificar áreas onde a distribuidora poderia considerar investir em uma MR visando aumentar a qualidade de energia. Alternativamente, o agente regulador pode considerar mecanismos de incentivo para o desenvolvimento de MR nestas áreas [37] [38].

Outras condições que valem ser consideradas nesta questão incluem a localização de áreas da rede de transmissão e distribuição onde historicamente há maior congestionamento e a localização de regiões onde o custo para fornecimento de energia seja muito alto. Os custos da MR também podem ser reduzidos se sua instalação acontecer em regiões com alta penetração de GD ou regiões onde reforços e melhorias na rede existente não sejam necessários. Inserir MRs em áreas com altos índices de confiabilidade pode impactar negativamente a rede neste ponto. Portanto, determinar as metodologias apropriadas na identificação destas condições e valorar, através de técnicas e ferramentas adequadas, às regiões mais favoráveis, pode auxiliar a inserção de MR em localidades onde proporcionem seus máximos benefícios. [37] [38]

Devido à complexidade e novidade do conceito, a localização de uma MR pode envolver também a dificuldade de ganho de confiança com a comunidade local: criar uma MR pode implicar em mudanças visuais e de infra-estrutura na comunidade, especialmente se grandes sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas forem as fontes escolhidas. Estas mudanças podem ser indesejadas pelos moradores. Além disso, integrar diversas tecnologias e interesses e esclarecer os benefícios sociais, ambientais e financeiros de uma MR, pode ser muito custoso para os consumidores locais compreenderem, particularmente em áreas isoladas onde existem muitas oportunidades para MR. Portanto, convencer moradores dos benefícios da implementação da MR e conquistá-los para cooperar em uma atitude unificada pode ser muito custoso [37] [38].

Esta dificuldade foi experimentada durante o planejamento da MR na Ilha de Samsø, na Dinamarca. Soren Hermansen, morador nativo, lecionava estudos ambientais em uma escola local e, quando o projeto finalmente conseguiu um financiamento, ele se ofereceu para ser o primeiro – e o único-funcionário. Inúmeras reuniões foram necessárias apenas para Hermansen convencer os conservadores moradores locais, inicialmente desconfiados, a participarem do projeto. Muitas vezes ele levava para as reuniões “cerveja grátis”. Hoje, a ilha de 4.300 habitantes gera toda a energia que consome a partir de fontes renováveis, além de exportar o excedente à rede e também participar do mercado de carbono [37] [58].

O projeto da MR de Mannheim-Wallstadt, na Alemanha, também exigiu esforços além do esperado para ganhar aceitação social [37][59]. Ganhar esta aceitação pode ser ainda mais difícil se um esforço semelhante tenha falhado no passado. Este foi o caso em Huatacondo, no Chile, onde as dificuldades para ganhar a confiança da comunidade se deram principalmente porque o projeto que foi prometido no passado nunca foi realizado [37] [60].

As Figuras 3.3 e 3.4 mostram, respectivamente, turbinas eólicas instaladas em terra e painéis solares utilizados para o sistema de aquecimento em Samsø. A Figura 3.5 mostra o painel com a demanda e abastecimento de energia na MR de Mannheim-Wallstadt e as figuras 3.6 e 3.7 apresentam, respectivamente, a disposição da MR de Huatacondo e uma reunião com a comunidade local.



Figura 3.3 – Turbinas eólicas na ilha de Samsø. [58]



Figura 3.4 – Energia solar para o sistema de aquecimento de Samsø [58]



Figura 3.5 – Demanda e abastecimento de energia na MR de Mannheim-Wallstadt [59]

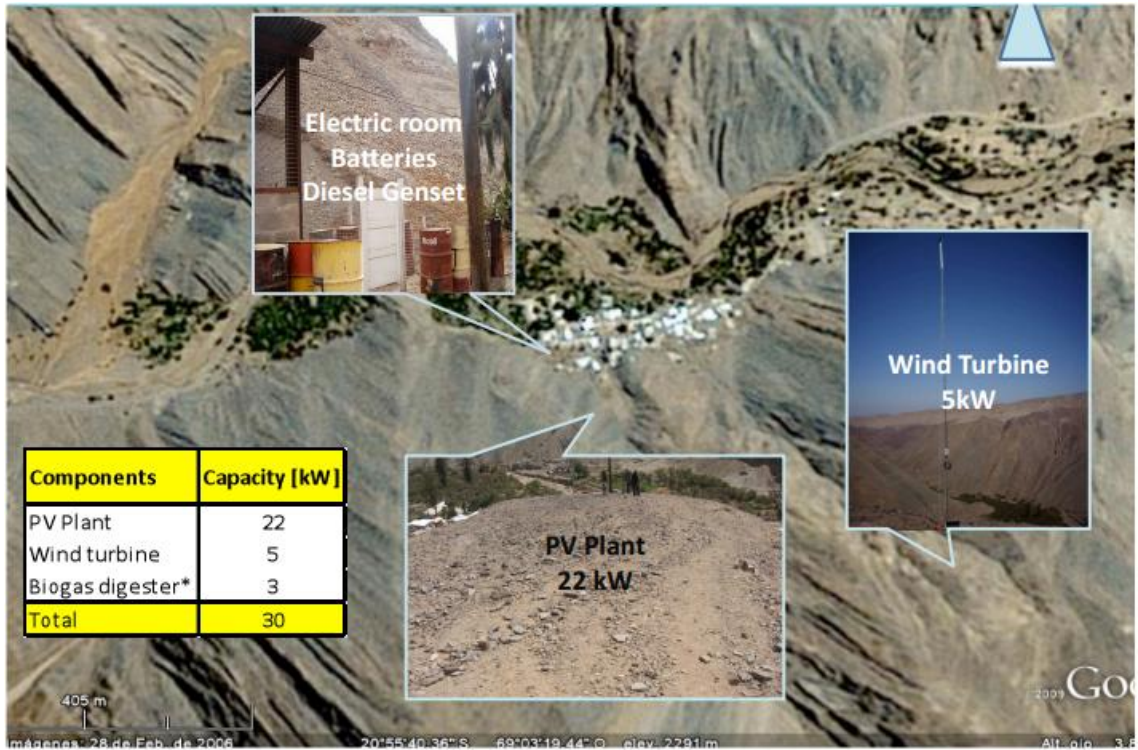


Figura 3.6 - MR de Huatacondo [60]



Figura 3.7 – Reunião com a comunidade – MR de Huatacondo [60]

Em última análise, a escolha de uma equipe qualificada, que possa explicar e convencer a comunidade dos benefícios que eles podem ganhar com a instalação da MR, pode ser a chave para ganhar a confiança e aceitação dos moradores. No entanto, nem todas as comunidades são as mesmas, nem a receptividade a grandes mudanças e ideias visionárias. Portanto, pesquisas devem ser realizadas sobre como identificar as comunidades ideais e como envolvê-las de forma eficaz [37].

3.4.1 Questões levantadas

Em relação à localização, as seguintes questões podem ser consideradas:

- Onde as MR's poderiam ou deveriam ser instaladas e desenvolvidas?
- Como lidar com a questão da localização ótima no estabelecimento das MR's?

- Como a localização afetaria a configuração da MR, especialmente em relação a potência da geração e na identificação das cargas críticas e não críticas?

3.5 Políticas de Incentivo

Além das questões aqui colocadas, o crescimento comercial da MR depende fortemente da redução dos custos das fontes renováveis de energia, dos sistemas de armazenamento e sistemas de controle. Enquanto algumas tecnologias já se tornaram acessíveis, muitas outras importantes como células a combustível e sistemas de armazenamento continuam a ser dispendiosas sem algum tipo de apoio financeiro. Uma das dificuldades é a pouca expressão da indústria nacional para a fabricação dos equipamentos, ainda mais levando em conta que a alta do dólar atinge diretamente esse mercado, que depende de importações [9][37].

No cenário internacional, esta dificuldade tem sido presente em alguns casos. A MR de Bronsbergen na Holanda, por exemplo, provou não ser viável economicamente, principalmente pelo seu sistema de armazenamento de energia, que foi doado na ocasião. Uma reprodução a nível comercial seria demais onerosa [37]. As Figuras 3.8 e 3.9 mostram, respectivamente, a MR de Bronsbergen e a instalação do seu banco de baterias.



Figura 3.8 – MR de Bronsbergen, Holanda [33]



Figura 3.9 – Instalação do banco de baterias, MR em Bronsbergen, Holanda [33]

A MR de Huatacondo, já citada na seção 3.2.3, apresentou dificuldades na substituição de equipamentos, como por exemplo o oneroso sistema de baterias, posto que a comunidade está localizada em uma área pobre. Para uma pequena aldeia isolada no norte do Chile, este

já deveria ser um desafio esperado. Portanto, não somente as tecnologias necessitam se tornar mais acessíveis financeiramente como também há a necessidade de um plano de melhoria da economia local [37].

O foco de apoio unicamente às unidades de GD também pode ser um entrave para a comercialização de MR, que também necessita de apoio para as tecnologias de sistemas de controle e sistemas de gestão de energia, partes integrantes do conceito de MR. Por exemplo, na MR em Am Steinweg, na Alemanha, foi observado que os custos para o *Power Flow and Quality Management System* (PoMS) devem ser diminuídos para que a integração em larga escala em redes com GD seja possível. Portanto, diferenciar o apoio financeiro entre o mercado de GD e o mercado de MR pode ser um ponto chave para a comercialização das MR [37] [60].

3.5.1 Tarifas Feed-In (FIT)

O sistema *Feed-in* consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para as centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, quando comparada com as fontes convencionais, ou seja, paga-se por cada quilowatt-hora de produção por fontes renováveis ao produtor um preço acima do mercado e estipulado por lei. O objetivo é viabilizar a implantação de tais empreendimentos, que possuem custos mais elevados de produção. Esse incentivo foi implantado pelos governos em vários países, tratando-se de política pública voltada para a diversificação da matriz energética, com o uso de fontes renováveis. Tais tarifas normalmente são garantidas por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequente redução de custos [61].

Na Europa, as tarifas *feed-in* tem sido o principal incentivo para as fontes renováveis, conseqüentemente, os investimentos iniciais para estas tecnologias têm diminuído e a produção de energia proveniente destas fontes expandiu consideravelmente [9].

Na Espanha, a remuneração por FIT (utilizada na Espanha desde 1994, com a aprovação do RD 2366/1994), cresceu consideravelmente em 2007 com o RD 611/2007 para tecnologias renováveis. Especialmente, para sistemas fotovoltaicos de 100kW a 10 MW, as remunerações pelas FIT quase duplicaram em 2007, alcançando 44.5897c€/kWh, conforme apresentado na Figura 3.10. Consequentemente, a produção de energia solar cresceu consideravelmente entre 2007 e 2008 (2758 MW de geração fotovoltaica instalada em 2008 em oposição a 557 MW em 2007). Este crescimento repentino levou a introdução do RD 1578/2008, reduzindo as remunerações. O efeito pode ser visto no gráfico (apenas 167 MW instalados em 2009). Em 2010, os RD 1565/2010, RD 14/2010 e RD 1614/2010, limitaram o financiamento e aplicaram fatores de correção, o que levou a curva a se manter praticamente constante entre 2009 e 2012 [62].

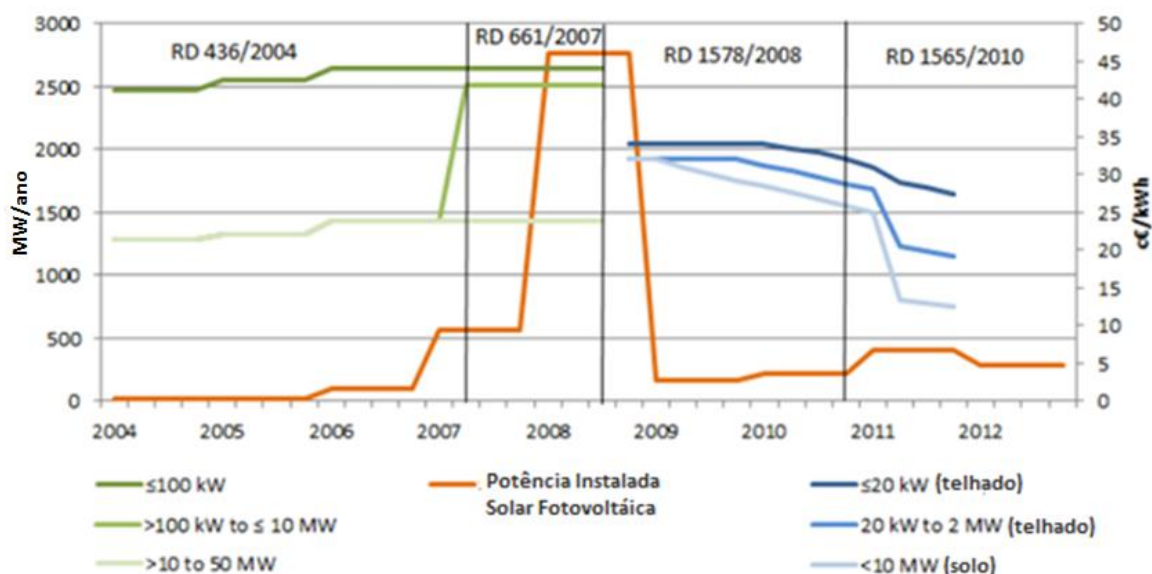


Figura 3.10 – Evolução da potência instalada de energia fotovoltaica (MW/ano) e FITs (c€/kWh) – Espanha [62]

Na Alemanha, a FIT foi um dos principais instrumentos utilizados para promoção das fontes renováveis na geração de energia elétrica. O mecanismo de tarifa prêmio se tornou popular após o sucesso da Lei Alemã de Energias Renováveis de 2000 (EEG), que determinou procedimentos de acesso de empreendimentos de geração renovável à rede, bem como assegurou tarifas prêmio favoráveis ao investimento pelos consumidores nessas

instalações. O modelo alemão consiste na estimação de preço baseado no custo de produção de cada uma das fontes renováveis e incorpora uma redução deste valor ao longo do tempo baseada nas estimativas de diminuição de custo. Os contratos são de longa duração, 20 anos, e existem diferenças nas tarifas com base no tamanho e na aplicação do projeto. [9] [62]

A remuneração por meio de FTIs na Alemanha, em contraste ao caso espanhol, foi cuidadosamente controlada desde que a energia fotovoltaica começou a crescer consideravelmente. A diferença pode ser notada na Figura 3.11: para o caso alemão, as FITs foram decrescendo continuamente em paralelo a instalação de geração fotovoltaica.

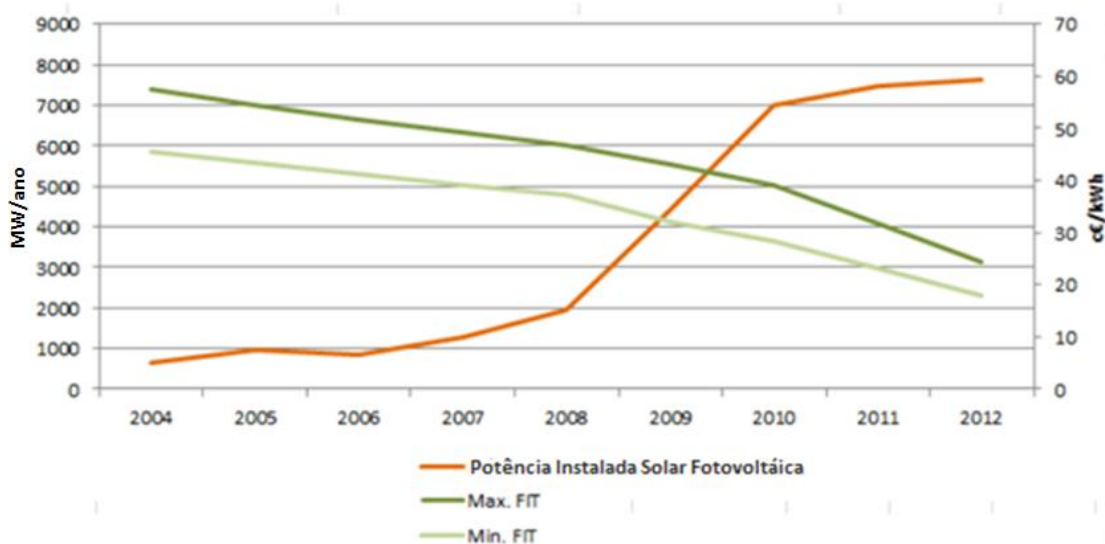


Figura 3.11 - Evolução da potência instalada de energia fotovoltaica (MW/ano) e FITs (c€/kWh) – Alemanha [62]

3.5.2 *Net Metering*

Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi-direcionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o

consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada [61]. A política de net metering foi implantada no Brasil para pequenos geradores a partir da Resolução Normativa (REN) ANEEL 2012, e ficou conhecida como “sistema de compensação de energia” [47]. A seção 3.5.3 tratará exclusivamente do sistema de compensação.

3.5.3 Cotas

Consiste na determinação de que uma cota de geração de energia elétrica vendida deva ser gerada a partir de fontes renováveis de energia. Essa obrigação é imposta normalmente sobre o consumo (frequentemente por meio das empresas distribuidoras de energia - um percentual mínimo de toda a energia comprada pelas concessionárias seria proveniente de fontes renováveis), mas a obrigação também pode ser aplicada sobre a produção [61].

Nos Estados Unidos o RPS (*Renewable Portfolio Standards*) e o *Green Power* se configuram como os principais incentivos estaduais neste contexto. O RPS é um programa em nível estadual que, desde o fim da década de 90, tem sido um importante incentivador à geração renovável, em especial à geração eólica, em combinação com alguns incentivos fiscais. Esta medida é uma ferramenta eficiente para expansão das energias renováveis e para criação de um ambiente competitivo entre as fontes renováveis, reduzindo preços [63] [64]. A vinte anos atrás, somente o estado de *Iowa* adotava o RPS. Em 2013, 29 estados além do distrito de Columbia e Porto Rico já adotavam esta medida, apesar dos diferentes recursos de energia disponíveis em cada região. Seus critérios variam de estado para estado; o mecanismo básico é o estabelecimento de uma cota mínima de geração renovável por parte dos produtores de energia elétrica [65]. A Figura 3.12 apresenta os estados que adotam o RPS e outros estados com metas voluntárias.

Outro importante programa de incentivo estadual, o *Green Power*, estabelece incentivos à compra voluntária de eletricidade por fontes renováveis de energia. Um exemplo é o *Green Pricing*, pelo qual o consumidor paga um bônus fixo sobre a taxa de eletricidade, a fim de financiar o custo adicional da produção de energia por fontes renováveis. [63]

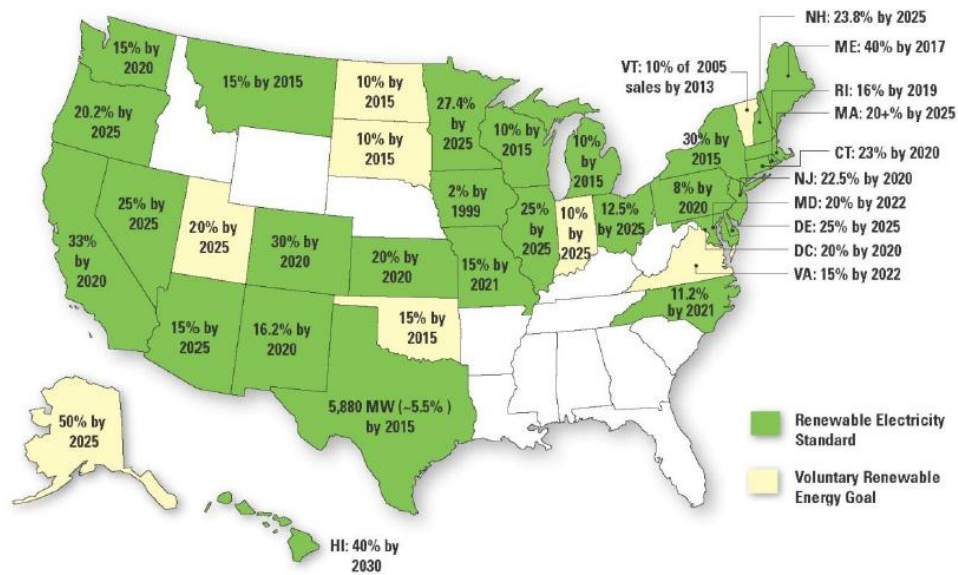


Figura 3.12 – Renewable Portfolio Standards nos EUA [65]

3.5.4 Leilões

Esse sistema envolve um processo de leilão, administrado pelo governo, através do qual os empreendedores de fontes de energia renovável concorrem para ganhar os contratos ou para receber um subsídio de um fundo administrado pelo governo. São agraciados com o contrato, aqueles que fazem a oferta mais competitiva. Podem existir leilões separados por tipos de tecnologias e as empresas de energia são obrigadas normalmente a comprar a eletricidade pelo preço proposto pelo ganhador do contrato (às vezes apoiado por um fundo governamental) [61].

3.5.5 Certificados verdes

As pequenas centrais geradoras recebem certificados que atestam a expectativa de energia renovável a ser produzida, não tendo qualquer relação com os contratos de compra e venda de energia assinados pelo proprietário. Dessa forma, representam uma receita adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que pode ser comercializado em um mercado especificamente criado para tais

certificados, cujos interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país, tais como redução da emissão de GEE [61].

3.5.6 Outros mecanismos de incentivo

A seguir são apresentados alguns outros mecanismos encontrados na literatura [9]:

- Dedução de imposto de renda (IR): dedução no IR de parte ou todo investimento realizado na aquisição e instalação de equipamentos relacionados à eficiência energética.
- Fundos de investimentos em tecnologias renováveis: oferta de ações/cotas de fundos de investimentos para a construção de centrais geradoras que utilizem fontes renováveis. Ações voluntárias de bancos privados: buscando competitividade no mercado, são oferecidas linhas de financiamento com taxas atrativas para a execução de projetos relacionados à energia sustentável para a pessoa física.
- Determinação de um certificado de edificação sustentável: com a certificação, as edificações deveriam introduzir desde a fase de projeto, soluções em energia sustentável, especificamente em energia fotovoltaica, que possui além de outras vantagens uma adaptação muito fácil a edificações já construídas.

3.5.7 Aplicação às Microrredes

É esperado que as MR possam aderir as políticas de incentivo e, neste caso, os sistemas formados por grupos de clientes com diferentes comportamentos de consumo e diversas fontes de geração, possam ser vistos como um único cliente que exporta/importa energia da rede [66].

Nas tarifas *feed-in* e *net-metering*, o retorno (financeiro ou em energia) pelo uso de fontes de geração limpa ocorre já no curto prazo (a cada mês). No caso de certificados de energia emitidos, existe naturalmente um prazo para efetivação da colocação dos créditos de energia limpa, tornando assim flexível a efetivação dos ganhos financeiros [67].

Um outro aspecto em favor da tarifa *net metering*, é que o cliente proprietário da geração é comumente retribuído considerando o preço da energia aplicado ao consumidor final ao invés dos preços de compra estabelecidos pela concessionária, como pode ser o caso da FIT (para cada uma das componentes desta tarifa). Ademais disso, o sistema de *net metering* é uma alternativa que pode dispensar o uso de dispositivos de armazenamento de energia, reduzindo custos de investimento e manutenção e, portanto, fazendo deste mais atrativo neste aspecto. Por outro lado, a FIT tem a característica da compensação pela injeção de energia ao sistema ser econômica, sendo isto um fator de atratividade especialmente no caso de pequenos produtores de energia [67].

Porém, nem toda MR poderia ser beneficiada por estes tipos de tarifas, já que suas concepções visualizaram apenas o caso de clientes individuais e não MRs que envolvam vários clientes. Assim é provável que MRs com inserção de fontes não renováveis e híbridas, ou com vários donos, sejam rejeitadas caso forem se candidatar na procura destes benefícios. No entanto, feitas as adaptações específicas às atuais regulamentações e exigências, estes tipos de tarifas, e possivelmente os outros esquemas tarifários, poderiam ser aplicadas em MRs em geral. Uma forma de conseguir isto seria considerando o PCC da MR como o ponto de ligação no qual está conectado um cliente único (equivalente), independente do número de clientes que participam ou entidades ligadas ao PCC, como ilustrado na Figura 3.11. Qualquer discrepância existente dentro deste cliente equivalente deverá ser resolvida internamente [67] [68].

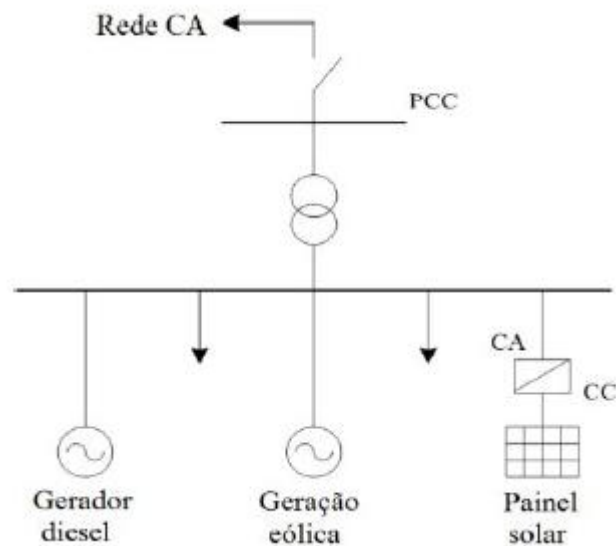


Figura 3.13 – MR Híbrida (fontes limpa e convencional) [67]

A aplicação das FIT on *net metering*, poderia, neste caso, focar diretamente em MRs cuja potência instalada seja menor ou igual a 5 MW e sua geração esteja baseada estritamente em fontes de energia renovável. Uma MR que inclua geradores que não sejam acionados por fontes renováveis (por exemplo, diesel, gás, de ciclo combinado, etc.), como a mostrada na Fig. 3.13, não poderia ser beneficiada com estes incentivos precisando de uma adaptação na legislação caso forem escolhidas como as formas de tarifação [67] [68].

Como exemplo, supondo que a MR mostrada na Figura 3.14 esteja administrada por uma cooperativa, algumas obrigações poderão surgir [67] [68]:

- O Gerador A, cuja energia provém de fontes renováveis poderia estabelecer um contrato direto com a concessionária desde que as “instalações de distribuição” pertençam à concessionária ou ao Gerador A. Neste caso, ele receberá todos os benefícios estipulados na política de incentivo (tarifa) que seja adotada (tarifa feed-in, net metering, cotas ou certificados verdes);
- Caso as instalações (linhas e transformadores) de distribuição pertençam à cooperativa, o Gerador A terá que cumprir com as cláusulas estabelecidas por

esta(cooperativa), por exemplo, no referente à locação das instalações. Neste caso, qualquer renda que a MR receba será administrada pela cooperativa;

- Se a MR estiver localizada em uma área remota, o que implica dizer que deve estar operando no modo ilhado, o Gerador A terá que obedecer às normas estabelecidas pela cooperativa, (isto quando as instalações pertencem à cooperativa). Por outro lado, a MR pode receber remuneração da concessionária por complementar o fornecimento de energia às cargas críticas normalmente alimentadas pela concessionária (operação durante o ilhamento forçado).

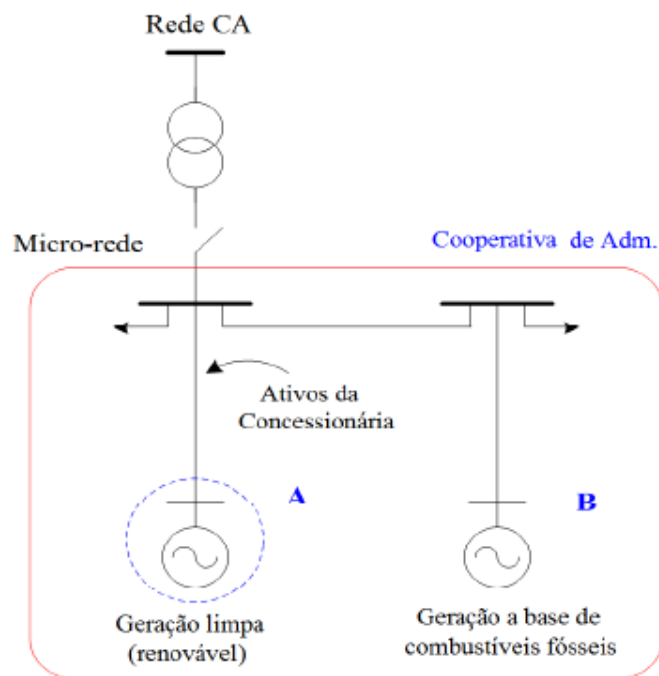


Figura 3.14 – MR Híbrida administrada por uma cooperativa [67]

3.5.8 Questões levantadas

Exposto as principais políticas de incentivo, aponta-se as seguintes questões:

- Quais mecanismos de incentivo na política internacional poderiam ser priorizados para promoção de MRs no Brasil? FIT, cotas, certificados de energia, investimento público e/ou leilões de energia?
- Experiências nacionais utilizadas para GD, como leilões de energia, chamadas públicas e *net metering* (sistema de compensação), seriam aplicáveis para MRs?
- *Net Metering* e Tarifas Feed-in poderiam ser consideradas em MR com fontes distribuídas não renováveis?
- Existe ainda algum outro mecanismo que poderia ser implementado para promoção das MRs no Brasil?
- Como diferenciar o apoio financeiro para o mercado de GD e para o mercado de MRs?

3.6 Serviços Ancilares

A energia elétrica, para chegar ao consumidor na quantidade e qualidade especificada, requer um conjunto de serviços a fim de assegurar a operação eficiente e segura do sistema. Esses serviços são usualmente denominados serviços ancilares. Os serviços ancilares são serviços tradicionalmente agregados de forma implícita à venda de energia elétrica e que não correspondem propriamente à energia em si. Deste modo, a aquisição da energia elétrica envolve o pagamento de um produto, a energia propriamente dita, e o pagamento de um conjunto de serviços que propiciarão ao consumidor final dispor de um produto com uma qualidade especificada. Como exemplo desses serviços pode-se citar [69] [70]:

- controle de frequência - controle realizado pelas unidades geradoras de modo a limitar e, posteriormente, extinguir a variação de frequência causada pelo desequilíbrio entre carga e geração;
- reserva de potência - a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras para realizar o controle de frequência;
- reserva de prontidão - é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência;
- suporte de reativos - fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos;
- auto-restabelecimento (black-start) - a capacidade que tem uma unidade geradora de sair, independentemente de fonte externa, de uma condição de parada total para uma condição de operação.

Conforme o estabelecido no módulo 14 dos Procedimentos de Rede, em [71], no Brasil cabe ao Operador Independente do Sistema, o ONS, a contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do Sistema Interligado Nacional. Em decorrência desta missão e da regulamentação da ANEEL, o ONS deverá estabelecer os procedimentos para os arranjos comerciais dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA e a apuração mensal referente aos serviços ancilares [72].

Como descrito no capítulo 2, as MRs, além de simplesmente produzir e armazenar energia, podem fornecer uma série de benefícios ao sistema pelo provisionamento de serviços adicionais, como por exemplo [38]:

- Consumo de excesso de geração;
- Suporte de potência na ponta de curva de demanda (peak shaving);
- Controle de Tensão;
- Regulação de Frequência;
- Reserva de Potência;

Esses serviços podem ser mais bem prestados e mais bem controlados pelo fato das unidades de GD estejam agrupadas em microrredes. Além disso, um mercado de serviços ancilares pode ajudar a promover a instalação de GD e MRs [38].

Em contraste à visão da MR agir apenas como um consumidor de serviços da rede principal, existe a habilidade de prover serviços à rede, uma das considerações pela qual a MR se distingue de outros tipos empreendimentos. Ou seja, a MR pode “exportar” serviços. Portanto, a conexão com a rede principal não existe somente para o benefício dos consumidores da MR; a conexão com a rede também traz benefícios ao sistema, na medida em que prove serviços operacionais à rede [38].

3.6.1 Questões levantadas

Com estas considerações, as seguintes questões referentes a serviços oferecidos pelas MRs podem ser levantadas:

- A conexão da MR com a rede traz benefícios ao sistema, ou traz benefícios aos consumidores das MRs?
- Como as distribuidoras irão lidar a aquisição de serviços providos pelas MR?
- Como os serviços oferecidos pela MR ao sistema poderiam ser valorados? Através de uma tarifa de conexão ou deveria a distribuidora “comprar” os serviços da MR?

3.7 Comercialização

3.7.1 Ambientes de Contratação

O mercado de energia tem se modificado nas últimas décadas, passando de um modelo regulado (entre 1960 e 1995), para o mercado livre (de 1996 a 2003) e finalmente chegando ao modelo atual, que congrega ambas as opções: mercado regulado (ou cativo) e mercado livre. A promulgação da Lei Federal 10.848 em 2004, alterou profundamente a forma de comercialização de energia elétrica no País e definiu o novo marco regulatório do setor Elétrico. Foram instituídos dois ambientes de mercado: ambiente de contratação regulada (ACR) e ambiente de contratação livre (ACL). O modelo vigente do setor elétrico prevê, portanto, que a comercialização de energia elétrica possa ser realizada nos dois ambientes de mercado [73]. A estrutura do mercado de energia no Brasil apresentada na Figura 3.15, divide os clientes em dois tipos diferentes.

A contratação no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, celebrados entre agentes vendedores (agente de geração, agente de comercialização ou agente de importação, que seja habilitado em documento específico para este fim) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. No ACR, a partir da previsão de consumo feita pelas distribuidoras e pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, as distribuidoras deverão firmar contratos bilaterais de compra de energia com as geradoras integrantes do “pool” de oferta. Essa energia contratada se destina exclusivamente para os consumidores cativos [74] [75].

Por outro lado, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) atende aos consumidores livres, os quais negociam as cláusulas dos contratos livremente. Participam no ACL agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Nesse ambiente, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) [74] [75].

Em destaque na Figura 3.16 pode-se visualizar a forma de relacionamento e a presença das MRs e os efeitos nos dois atuais ambientes de mercado de contratação de energia elétrica. As MR podem incluir em sua estrutura qualquer combinação de clientes livres ou cativos e, por esta razão, é importante avaliar como os diferentes tipos de clientes poderiam se beneficiar pela integração às MR [74] [75].

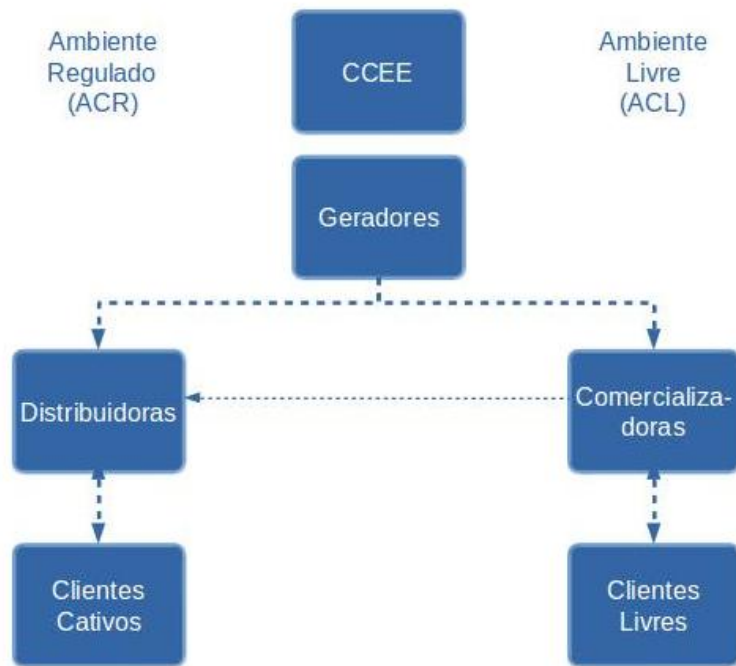


Figura 3.15 – Estrutura simplificada do mercado de energia brasileiro [74]

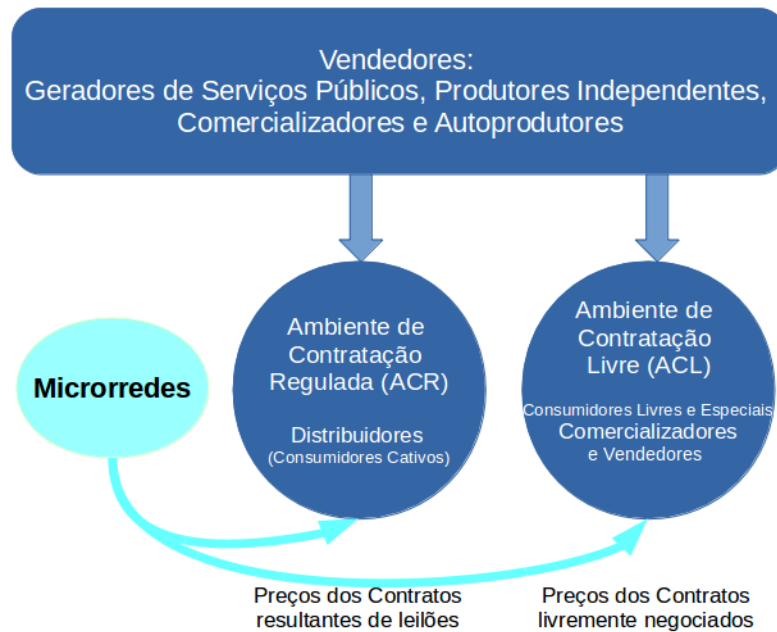


Figura 3.16 – MRs nos ambientes de mercado de energia [75]

3.7.2 Clientes Cativos

Quando a conta chega ao consumidor, o mesmo paga pela compra de energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos. A Figura 3.17 exibe a composição da tarifa da concessionária de Energia Light, para o mercado cativo em BT.

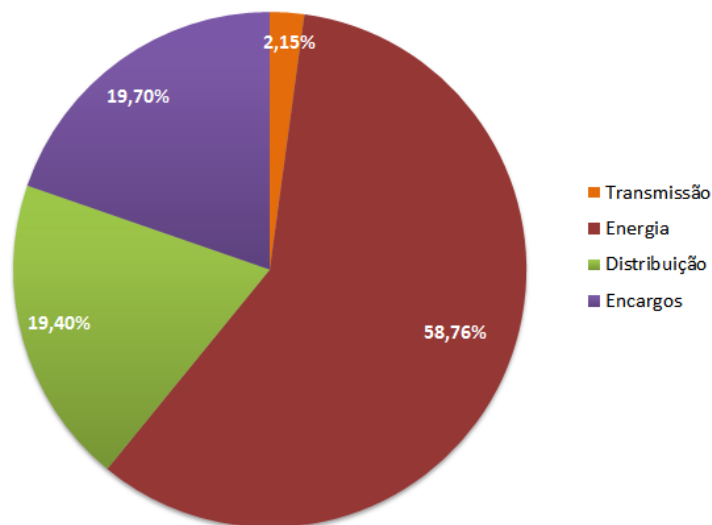


Figura 3.17 – Composição da tarifa da Light para o mercado cativo em BT [76]

Em contraste a compra de energia exclusivamente da distribuidora, um provedor de energia com geração local poderia celebrar um contrato de compra de energia com um cliente individual oferecendo uma tarifa mais competitiva: com incentivos adequados, o custo de geração local seria mais competitivo em comparação ao custo do conjunto geração, transmissão e distribuição. Esta possibilidade, entretanto, encontraria dificuldades em ser implementada em MR com vários tipos de geradores fornecendo energia para vários consumidores através do sistema de distribuição. Isso implicaria permitir que consumidores cativos adquirissem energia elétrica de fornecedores à sua escolha, o que é permitido apenas aos consumidores livres e especiais [38]. A legislação atual impede o consumidor cativo de comprar energia de outro fornecedor que não seja a distribuidora local. A Lei 9074 de 7 de julho de 1995 art. 15 e 16 e a Lei 9427 de 26 de dezembro de 1996, art. 26, §5º, estabelecem limites mínimos para que o consumidor entre na categoria de consumidor que possa escolher seu fornecedor de energia elétrica [77] [53]. Para o consumidor cativo, o distribuidor é o fornecedor compulsório, com tarifa regulada.

Uma pesquisa realizada pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) em julho de 2014, avaliou a ampliação do mercado livre e a extensão do direito de escolha para consumidores cativos. A pesquisa indicou que os brasileiros desejam liberdade de escolha no setor elétrico, assim como é feito no setor de telecomunicações. De

acordo com esta pesquisa, 66% dos consumidores brasileiros desejam escolher a empresa da qual comprariam sua energia elétrica, motivados principalmente pela possibilidade de redução da conta de energia elétrica [75].

Para as MR, o custo de eletricidade pago por seus consumidores dependerá de diversos fatores [38]:

- O custo da eletricidade produzido pelas fontes distribuídas na MR;
- O custo dos serviços de distribuição prestados pela concessionária;
- Custos adicionais referentes aos serviços que a MR pode prestar ao sistema;
- Lucros do proprietário/operador da MR.

Analisar estes fatores juntamente com a estrutura tarifária existente é um desafio chave na regulamentação das MR.

3.7.3 Sistema de Compensação de Energia

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a REN 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. No âmbito desta resolução, a produção de eletricidade compensa o consumo próprio presente ou em meses futuros, se houver excedentes. Dessa maneira, a conta de energia do consumidor é calculada por meio de um sistema de compensação: a quantidade de energia que fornecer à distribuidora (energia excedente) é descontada de sua conta de energia futura, resultando em economia de recursos. Este modelo regulatório ficou conhecido como “Sistema de compensação de energia”, já que aplica a base conceitual do termo “Net Metering”, já citado na seção 3.3.2 [47].

Até outubro de 2015, microgeradores e minigeradores distribuídos participantes do sistema de compensação somaram 1125 conexões no país, representando potência instalada de 13,1 megawatts (MW). A fonte mais utilizada pelos consumidores foi a solar com 1074 adesões,

seguida da eólica com 30 instalações [78]. A Figura 3.18 apresenta o número de conexões por fonte e a Figura 3.19 apresenta a potência instalada em quilowatts (kW). O estado com mais micro e minigeradores é Minas Gerais com 213 conexões, seguido de Rio de Janeiro com 110 e Rio Grande do Sul com 109, conforme exposto na Figura 3.20.

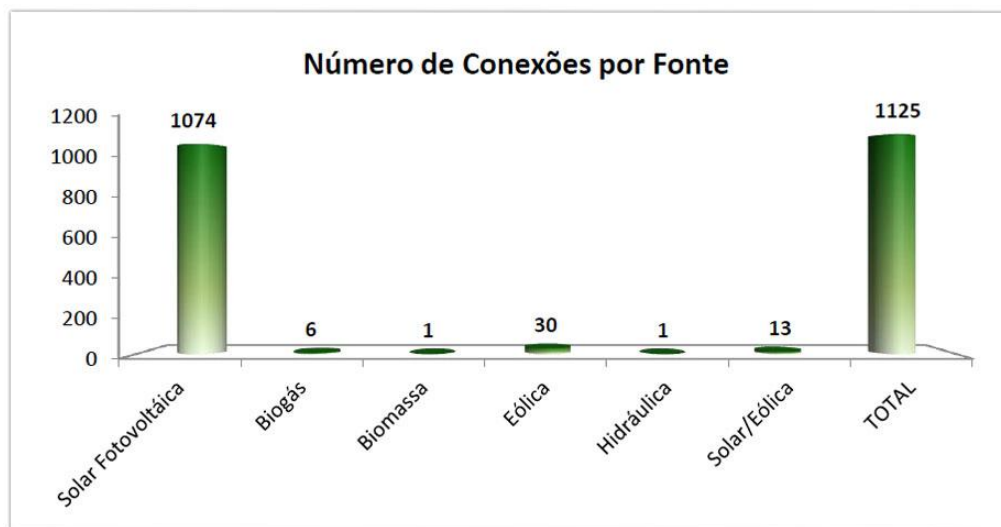


Figura 3.18 – Número de conexões por fonte geradora – Micro e Minigeração [78]

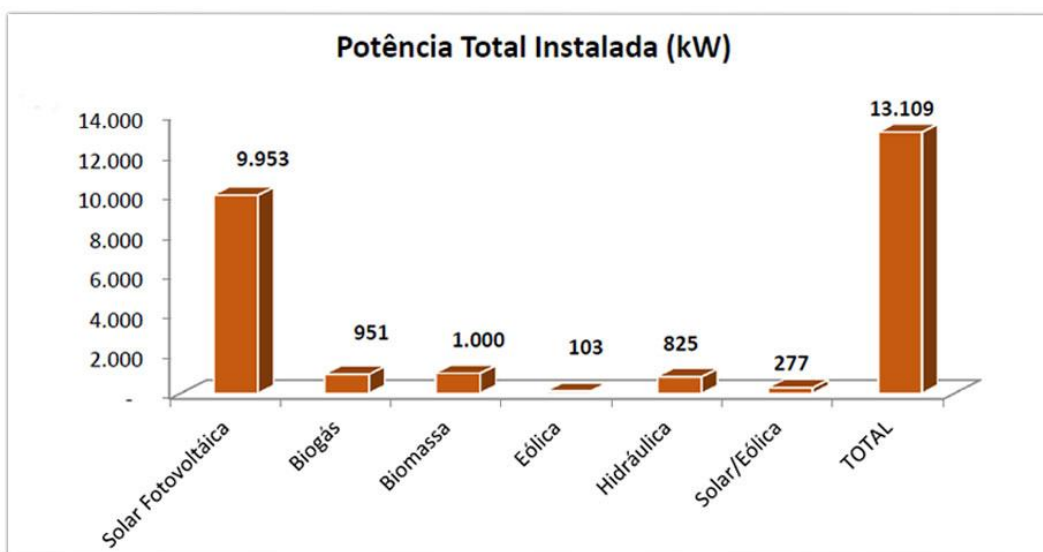


Figura 3.19 – Potência instalada por fonte – Micro e Minigeração [86]

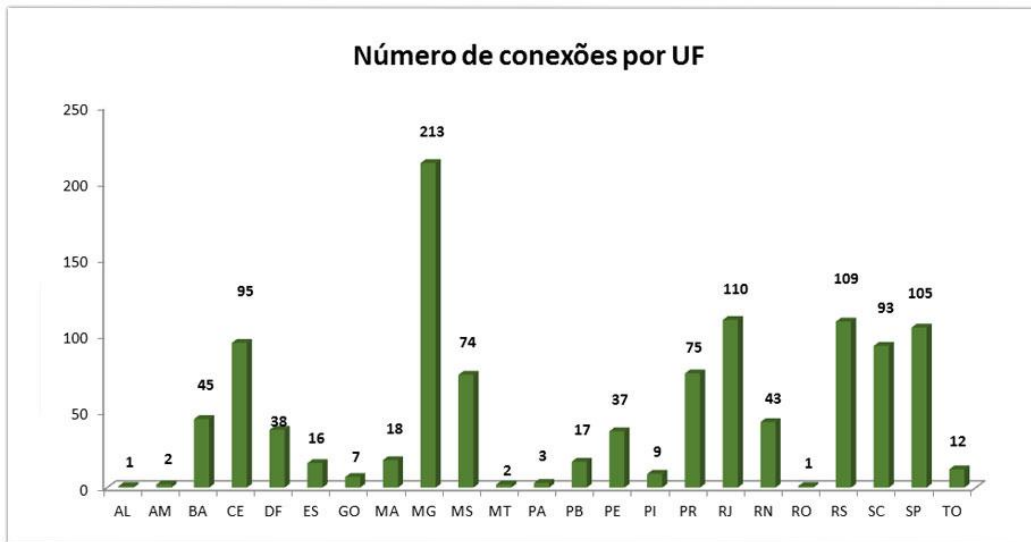


Figura 3.20 - Número de conexões por Estado – Micro e Minigeração [78]

O modelo de remuneração restrito ao sistema de compensação de créditos junto à distribuidora de energia local, apresenta, segundo [39], viabilidade financeira de média atratividade (*payback* simples de 7 a 9 anos) em unidades consumidoras do grupo B (baixa tensão) e baixa atratividade (*payback* simples de 13 a 15 anos) em unidades consumidoras do grupo A (média e alta tensão). O custo da solução completa, no caso da fonte mais utilizada que é a solar, além do investimento nos equipamentos, contempla a engenharia de projeto, mão de obra de instalação e margens, que chegam a elevar o custo total de equipamentos em 60%. No caso residencial, isto restringe a venda destes produtos e serviços aos consumidores de renda elevada [39]. Em [9] conclui-se que apenas o modelo de compensação de energia não é suficiente para tornar as fontes distribuídas utilizadas em larga escala.

Com a evolução da micro e minigeração do país, houve a necessidade de aperfeiçoamento da REN 482/2012. Nesse sentido, a Aneel determinou a abertura da Audiência Pública 26/2015, cujo objetivo foi o aprimoramento da proposta de Resolução Normativa que revisa a Resolução Normativa 482/2012, e a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Na

referida Audiência Pública foram apresentadas 676 contribuições (44% aceitas, 6% não aplicável e 50% não aceitas) [46].

Em novembro de 2015, a ANEEL aprovou a REN 687, que altera a REN 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. No tocante ao sistema de compensação de energia, as principais modificações foram [45]:

- Possibilidade de compensação de créditos de energia em consórcio ou cooperativa;
- Possibilidade de compensação de créditos de energia em condomínios;
- Possibilidade de compensação de créditos em localização diferente de onde a geração foi instalada, desde que na mesma área de concessão da distribuidora;
- Ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses;
- Ampliação da potência máxima de 1 MW para 5MW (Hídrica até 3 MW).

Abaixo, segue o texto da RES 687/2015 com as mudanças supracitadas [45]:

“...Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

Art. 6º.....

“ Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

I – com microgeração ou minigeração distribuída;

II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;

III – caracterizada como geração compartilhada;

IV – caracterizada como autoconsumo remoto.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.”

Art. 6º.....

“V - o montante de energia ativa injetada que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o

consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto;”

A questão tributária também sofreu alterações positivas no ano de 2015:

- O Despacho 79 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) de abril de 2015 regulamentou a aplicação do ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) sobre o saldo líquido resultante da energia exportada pela unidade consumidora e aquela fornecida pela rede da concessionária local, dando liberdade às Secretarias Estaduais da Fazenda quanto à adoção de tal regra [39] [79].
- A publicação da lei 13.169/2015 isentou a incidência de PIS e Cofins da micro e minigeração no país [80].

3.7.4 Subsídio Cruzada

Uma questão que a ser analisada em relação a tarifa isonômica, é a chamada subsídio cruzada¹[75]: se a MR compra menos energia da distribuidora, os custos da mesma devem ser cobertos por outros consumidores. Como as tarifas são fixas, os consumidores que não fazem parte da MR seriam taxados a uma percentagem maior e comprariam mais energia da distribuidora, resultando em um subsídio cruzado não intencional. Este fenômeno leva a questões a respeito da obrigação da distribuidora de prover os mesmos serviços para os dois tipos de consumidores. Se os consumidores da MR contam com níveis altos de confiabilidade, sendo este um dos objetivos chave da MR, e a compra de energia da concessionária é significativamente reduzido, outros consumidores estarão efetivamente arcando com a receita da distribuidora e involuntariamente apoiando os serviços bônus prestados pela MR [38]. A redução do mercado para aplicação das tarifas de uso do sistema

¹subsídio cruzado: uma classe de consumidores paga preços mais elevados para subsidiar um grupo específico, seja ele outro grupo de consumidores ou um grupo de empresas, tal como ocorre no Brasil com a tarifa para o consumidor de baixa renda, cuja diferença para a tarifa de equilíbrio econômico-financeiro é coberta pela CDE, e com o combustível fóssil consumido nos sistemas isolados, que tem grande parte de seus custos cobertos pela CCC, sendo que ambas as contas – CDE e CCC –, são rateadas entre todos os consumidores, proporcionalmente ao consumo.

de distribuição (TUSD), por exemplo, traz como consequência o aumento de tarifas para consumidores que não fariam parte da MR, ou consumidores que não possuem GD.

Logicamente, no curto-prazo, não há grande impacto na receita das distribuidoras, porém, vemos através de experiências internacionais, como apresentado na seção 3.3.1, que um ambiente regulatório construído para incentivar a penetração de GD com enfoque somente no curto prazo pode resultar em sérios problemas futuros. Portanto, é essencial que o modelo regulatório para a inserção das MR seja estruturado adequadamente desde o início, já que a alteração na regulamentação se torna mais difícil a medida que as MR forem se estabelecimento no Brasil.

3.7.5 Tarifa mínima

Atualmente sob o sistema de compensação, se um consumidor com GD instalada consumir menos energia que um limite, ou ainda, caso a diferença entre a energia consumida e gerada seja inferior ao consumo mínimo, este será cobrado pelo custo de disponibilidade (grupo B) ou pela demanda contratada (grupo A), conforme o caso. Esta situação é mostrada na Fig. 3.21, onde o custo mínimo, representado em roxo claro, gera um deslocamento na porção de geração. Sem essa parte, a geração seria igual consumo, e a cobrança seria nula. A tarifa mínima provoca um deslocamento na geração, o que poderia ser interpretado como um valor negativo de créditos cobrados ao consumidor no final do mês [66].



Figura 3.21 – Tarifas mínimas cobradas aos consumidores brasileiros [66]

No caso de MRs, se a mesma é capaz de suprir a maior parte de sua demanda, mas se mantém conectada à rede, os custos mínimos seriam ainda aplicáveis. A questão é quem seria o responsável por estas taxas: seria o operador/proprietário da MR, ou os consumidores? Em qualquer caso, se o custo mínimo é incluído no custo total do serviço da MR ao consumidor, este é um fator que aumentará o custo pago pelo consumidor da MR. Neste contexto, para que o custo de energia fornecida pela MR seja competitivo, a natureza e os valores do custo mínimo devem ser avaliados cuidadosamente [66].

3.7.6 Clientes Livres

A MR poderia utilizar o sistema de distribuição para comercialização de energia no mercado livre, para comercializadores e consumidores livres. Entretanto, devido a competitividade de preços no ACL, a eletricidade ofertada pela MR teria que competir com o preço ofertado por outros agentes. Segundo [38], custos associados ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição poderiam ser adicionados e, neste cenário, mesmo com as vantagens de eficiência da MR, seria difícil competir com grandes centrais de geração, como hidrelétricas, nucleares e termelétricas.

No entanto, a venda no mercado livre abre mais um caminho as possibilidades comerciais das MRs, e pode ser uma alternativa junto ao sistema de compensação atualmente previsto na legislação. Além da participação como provedora de energia, a possibilidade da MR se classificar na qualidade de consumidor livre/especial, abre ainda mais possibilidade de mercado, inclusive para comercialização de energia entre MRs.

3.7.7 Comercialização de energia entre MRs

Outra tendência comercial está relacionada com a comercialização de energia entre MRs. Nesta situação, pode-se produzir um cenário em que várias MRs próximas em determinada região desconectadas da rede principal, em determinado momento possam produzir mais energia que o necessário. Nesse caso, se simultaneamente outra MR apresentar um déficit de energia, as MRs com excedente proporão um preço, e, nesse ambiente negocial, a MR

com déficit terá a prerrogativa de comprar energia mais barata. Por conseguinte, pode-se implementar um mercado de comercialização de energia de MRs em que se verifique uma concorrência de preços. Essa forma de competição entre MRs vizinhas pode incorrer em custos mais baixos que a comercialização de energia entre as MRs com a rede principal, particularmente devido à eliminação das perdas de energia durante a transmissão. Em consequência, as MRs farão o possível para baixar custos de produção, até o limite de um retorno financeiro mínimo, previamente especificado, visando lograr a venda de excedentes. Assim, será necessária uma regulamentação para viabilizar a operacionalização do mercado de comercialização de MRs [68].

3.7.8 Questões levantadas

- Como os custos das MRs seriam recuperados?
- As tarifas mínimas consideram a habilidade da MR de agir como recurso de consumo e produção de energia em curto tempo?
- Que mecanismo tarifário pode ser utilizado para evitar o subsídio cruzado?
- O atual sistema de compensação de energia elétrica para micro e mini geradores, poderia ser utilizado para MRs?
- Há necessidade de se criar um novo modelo de mercado para a comercialização de energia de MRs? Como seria este novo modelo?
- Até que ponto o sistema de distribuição atual deve ser modificado para a inserção das MRs? Quem arcará com os custos de melhorias e reforços, a concessionária ou o proprietário da MR?
- Haveria interesse das MRs em participar do ACL? Haveria interesse de consumidores livres e especiais adquirir energia de MRs?

- Haveria limitação na potência máxima exportada a rede de distribuição?

3.8 Propostas para a regulação atual

Diante de tudo que foi apresentado nas seções anteriores, muitas outras questões poderiam ser sugeridas, analisadas e discutidas. Muitas questões, inclusive, ainda não tem resposta em curto prazo. Longe de tentar responder a todas, esta seção se dispõe a sugerir propostas à regulação atual, no intuito de estabelecer as condições gerais da inserção de MR nos sistemas de distribuição. Vale recordar, como já citado no início deste capítulo, que não existe atualmente regulação específica para MR no Brasil. Abaixo, as propostas sugeridas neste trabalho:

- **Classificação regulatória:** editar regulamentação que crie uma classificação para MR, que garanta legalmente a operação autônoma dentro de seus limites geográficos, as diferentes formas de comercialização, a operação isolada, o provimento de serviços. Criar subclassificações tipos de MR, de acordo com tipos, potência instalada e partes interessadas. Referencias em [37], [82] e [83]
- **Operação autônoma:** editar regulamentação que permita a liberação, por parte das distribuidoras, da operação ilhada de partes do seu sistema de distribuição que pertencerem aos limites geográfico de uma MR e que sejam utilizadas pela mesma, sem perda de geração local. Metodologias e normas de referencia em [84]. Criar mecanismo de penalidades a ilhamentos não intencionais.
- **Geração Híbrida em MRs:** considerar participante das políticas de incentivo, MR's com significativo patamar de energia renovável no total de produção de energia. Para tal, utilizar-se-ia do mecanismo “fração renovável”, que seria a razão entre a produção de energia renovável e a produção de energia total, e uma percentagem seria adotada, por exemplo, 90%. Neste caso, a MR seria vista como

um cliente único e os benefícios referentes às políticas de incentivo seriam repassados pelo operador da MR aos seus geradores renováveis, sendo esta questão resolvida internamente.

- **Cruzamento de vias públicas:** edição de regulamentação que permita a MR a passagem de cabos e construção de rede elétrica em vias públicas, devendo a mesma atender às normas de engenharia e às leis municipais, estaduais e federais referentes à instalação de cabos e infra-estrutura de rede elétrica em vias públicas.
- **Potência de geração:** atrelar a potência de instalação de mini ou microgeração limitada à demanda contratada, de modo a evitar capacidade excedente elevada em relação ao consumo, limita aplicações potencialmente vantajosas. Adicionalmente, esta normatização prejudica as centrais fotovoltaicas (fonte mais utilizada), cujo fator de capacidade se encontra na faixa de 20%. Para MRs agregadoras de micro e minigeração, a potência de instalada geração seria livre até o limite estabelecido.
- **Incentivo a sistemas de armazenamento:** adoção de incentivos econômicos a MRs que possuam sistemas de armazenamento de energia.
- **Venda de energia às distribuidoras:** ainda que tal instrumento não seja aventado como possibilidade, sugere-se a regulamentação do mecanismo de tarifas prêmio (FIT), de forma a permitir a comercialização de energia produzida por mini ou microcentrais geradora associadas à MR, por meio de aquisição pelas distribuidoras de energia, seja com medição direta ou pela aquisição de excedentes. Desta forma, intenta-se aumentar a atratividade do investimento e possibilitar ganho de renda através da geração de energia em MRs.
- **Comercialização no Mercado Cativo:** edição de regulamentação que permita à MR vender energia a seus consumidores além de poder estabelecer um mercado varejista local dentro de seus limites geográficos, gerenciando internamente as negociações de compra/venda de energia entre seus prosumidores.

- **Comercialização no Mercado Livre:** edição de regulamentação que permita aos prosumidores, através da associação a MR, injetar sua produção de energia de micro e minigeração distribuída nas redes de distribuição e vender sua geração no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Nesta perspectiva, além de representar os micro e minigeradores junto à CCEE, a MR estaria agregando as pequenas quantidades de energia geradas, maximizando a venda desta energia no mercado livre.
- **Serviços ancilares:** edição de regulamentação que permita estender a aplicação de remuneração dos serviços ancilares à MRs.
- **Delimitação geográfica:** edição de regulamentação que permita diferentes unidades consumidoras (diferentes CPFs e/ou CNPJs) localizadas em áreas não contíguas, porém dentro da delimitação geográfica de uma MR, participarem do sistema de compensação ou qualquer outra política comercial, e que a MR seja vista como apenas uma unidade consumidora pela distribuidora. Esta opção não é caracterizada como “empreendimento de múltiplas unidades consumidoras”, a qual se restringe à unidades pertencentes somente à condomínios, sendo as mesmas vistas como unidades consumidoras independentes.

4. Análise Econômica

Este capítulo se dedica a estudar a viabilidade financeira de uma MR conectada à rede de distribuição, instalada para servir um condomínio de 300 casas no município do Rio de Janeiro. Para este estudo serão consideradas algumas das propostas de mudanças na legislação, apresentadas no capítulo anterior. Adicionalmente ao estudo da MR, será realizada a avaliação financeira da micro e minigeração dentro da regulação atual, considerando o empreendimento de “múltiplas unidades consumidoras” para o condomínio citado. Desta forma, será determinada a atratividade de investimento para a instalação de MRs (supondo as mudanças necessárias na regulação) e para empreendimentos de GD dentro da regulação atual (considerando as recentes mudanças da REN 687/2015). Os dois empreendimentos serão ainda submetidos a desligamentos na rede de distribuição e serão avaliados seus comportamentos frente à falta de suprimento da rede principal.

Para os estudos propostos, foi utilizada a ferramenta computacional HOMER *Energy*, extensamente testada e aplicada em apoio à decisão de projetos de energia distribuída em todo o mundo. Desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), órgão ligado ao *U.S. Departamento of Energy* (DOE), seu objetivo é prever a estrutura de sistemas descentralizados, realizando a avaliação de um grande número de configurações. A proposta é identificar o sistema de menor custo capaz de suprir a demanda de energia elétrica [85].

Para utilização do HOMER, alimenta-se o modelo com dados de entrada, os quais descrevem as opções de tecnologia, os custos de componentes e a disponibilidade de recursos. O HOMER utiliza estas entradas para simular diferentes configurações de sistema, ou combinações de componentes, e gerar resultados que podem ser visualizados através de uma lista de possíveis configurações, as quais são ordenadas pelo custo presente líquido. As simulações de operação de um sistema são realizadas a partir de cálculos do balanço de energia para cada uma das 8.760 horas do ano. Para cada hora, o HOMER compara a demanda elétrica e térmica com a energia que o sistema pode fornecer naquela hora, e calcula os fluxos de energia que entram e saem em cada componente do sistema.

Para sistemas que incluem baterias ou geradores movidos a combustível, o HOMER também decide como operar os geradores em cada hora e se carrega ou descarrega as baterias [86].

Em complementação as simulações realizadas no HOMER, foi empregada a plataforma Excel.

4.1 Indicadores Financeiros

Os indicadores utilizados neste estudo foram o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Período de Recuperação (*Payback*). A taxa mínima de atratividade considerada foi de 7% ao ano, referente a NTN-B, título público cuja rentabilidade é composta por uma taxa de juros prefixada mais a variação do IPCA [87].

4.1.1 Valor Presente Líquido - VPL

O Valor Presente Líquido é a ferramenta mais utilizada pelas grandes empresas na análise de investimentos e consiste em calcular o valor presente dos fluxos de caixa para somá-los ao investimento inicial, utilizando para descontar o fluxo uma taxa mínima de atratividade. Quanto maior o VPL, mais favorável é o investimento. Calculou-se o VPL através da Equação 4.1 [9] [85] [88]:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4.1)$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido

FC_t : Fluxo de Caixa no período t

I_0 : Investimento Inicial

I: taxa de desconto (taxa mínima de atratividade)

t (1; n): período abrangido pelo projeto

4.1.2 Taxa Interna de Retorno - TIR

A Taxa Interna de Retorno é aquela taxa de desconto que iguala os fluxos de entradas com os fluxos de saídas de um investimento. Com ela procura-se determinar uma única taxa de retorno, dependente exclusivamente dos fluxos de caixa do investimento, que sintetize os méritos de um projeto. A taxa interna de desconto pode ser definida como a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. O critério para decisão de investimento com base na taxa interna de retorno é o de aceitar um projeto de investimento se o custo de oportunidade do capital for menor que a taxa interna de retorno. Calculou-se a TIR pela Equação 4.2 [9] [85] [88]:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (4.2)$$

Onde:

FC_t : Fluxo de Caixa no período t

I_0 : Investimento Inicial

i: Taxa interna de retorno (TIR)

t (1; n): período abrangido pelo projeto

4.1.3 Período de recuperação (*Payback*)

Talvez o mais intuitivo dos três índices. O período de recuperação ou *payback* de um projeto é obtido calculando-se o número de anos que decorrerão até os fluxos de caixa acumulados estimáveis igualarem o montante do investimento inicial. Para utilizar o critério do período de recuperação, é comum definir um período limite apropriado. Existe o *payback* simples e o descontado, o primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela sua simplicidade de cálculo, já o *payback* descontado apresenta um valor mais confiável, pois considera o valor do dinheiro no tempo [9] [85] [88].

4.2 Parâmetros de Entrada

O Homer possui como padrão de moeda o dólar, porém, ao invés de converter todos os valores de real para dólar e, posteriormente, converter os resultados de dólar para real, as entradas de custos foram feitas diretamente em real, evitando posterior conversão.

4.2.1 Carga

Neste trabalho será utilizada curva de carga estimada a partir de dados de consumidores reais apresentada em [89], para classe de consumo entre 200 e 300kWh. Os valores horários de consumo foram multiplicados para contemplar as 300 casas do condomínio. Adicionalmente, foi considerada uma variabilidade aleatória de 5% de hora em hora e outra de 5% de um dia para o outro, permitindo mais realidade ao tratamento dos dados de carga.

Os perfis de distribuição de carga são apresentados nas Figuras 4.1 e 4.2, onde nota-se que o maior consumo ocorre por volta das 18 horas.

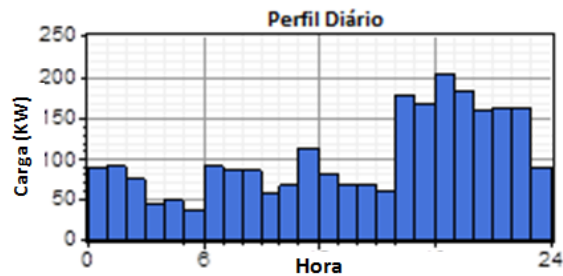


Figura 4.1 – Distribuição horária de carga

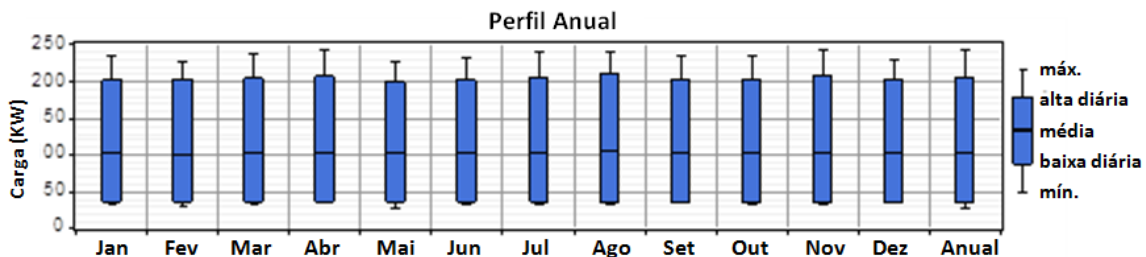


Figura 4.2 – Distribuição mensal de carga

4.2.2 Geração Solar

Por ser a geração solar fotovoltaica a alternativa que tem sido mais utilizada nas conexões de micro e minigeração, optou-se pelo uso desta fonte para o presente estudo. As entradas de dados no software referentes às fontes renováveis compreendem a disponibilidade de recursos energéticos e as configurações de custo. Para o caso considerado, a única entrada de recurso energético necessária foi a disponibilidade de radiação solar. O HOMER acessa, através da internet, a base de dados da NASA, na medida em que dados relativos à latitude e longitude local são registrados no programa. Na Figura 4.3, é apresentada graficamente a radiação solar para o município do Rio de Janeiro, com coordenadas 22.9° sul, 43.17° oeste.

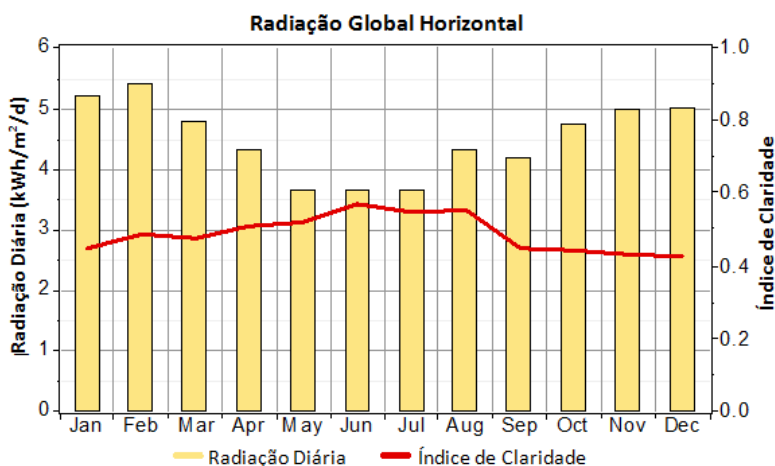


Figura 4.3 – Radiação Solar

Baseando-se em pesquisas realizadas na rede de internet e valores apresentados em [88], atualizados para a taxa de câmbio real/euro para 4,26, chegou-se a um custo aproximado de R\$ 5.600,00/kW para a geração solar. Este valor contempla os custos adicionais de instalação (cabos e proteções, sistema de fixação, conexão e projeto). Os de custos de substituição e manutenção foram considerados, respectivamente, como 1% e 90% do valor de instalação do sistema [90]. Portanto, os dados inseridos no HOMER para geração solar foram:

Custo de implantação: R\$ 5.600,00/kW

Custo de substituição: R\$ 5.040,00/kW

Custo de manutenção: R\$ 56,00/kW

Foi considerado para os módulos vida útil de 25 anos.

4.2.3 Inversor

Baseando-se em pesquisas realizadas na rede de internet e valores apresentados em [9] e em [88], atualizados para a taxa de câmbio real/euro para 4,26, chegou-se a um custo aproximado de R\$ 1500,00/kW para o inversor. Portanto, os dados inseridos no HOMER para inversor foram:

Custo de implantação: R\$ 1.500,00/kW

Custo de substituição: R\$ 1.500,00/kW

Foi considerada para os inversores vida útil de 15 anos.

4.2.4 Bateria

Para um sistema de baterias, foi considerado o modelo Hoppeck 24 OPzS 3000, já cadastrado no HOMER, cuja capacidade nominal é de 3000 Ah. Baseando-se em pesquisas realizadas na rede de internet e valores apresentados em [91], atualizados para a taxa de câmbio real/euro para 4,26, chegou-se a um custo aproximado de R\$ 5.800,00 para a bateria. Portanto, os dados inseridos no HOMER para inversor foram:

Custo de implantação: R\$ 5.800,00/unidade.

Custo de substituição: R\$ 5.800,00/unidade.

Custo de manutenção: R\$ 60,00/unidade/ano.

A Figura 4.4 apresenta a curva de capacidade da bateria.

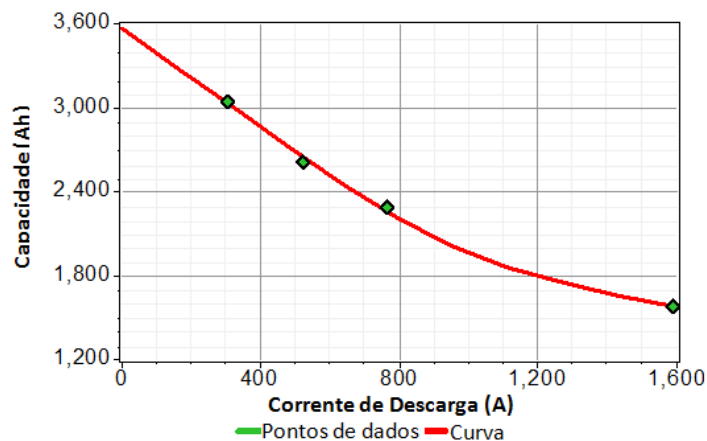


Figura 4.4 – Curva de capacidade da bateria

4.2.5 Tarifas

Os valores de tarifas utilizados no presente estudo, foram os praticados pela concessionária Light, em março de 2016 [76]. Foram consideradas as tarifas com impostos (ICMS, PIS E COFINS). Na BT, foi utilizada tarifa referente à classe de consumo residencial, faixa de 51kWh a 300 kWh. Para MT, foram utilizadas tarifas de consumo e demanda na estrutura convencional. A Tabela 4.1 apresentam os valores utilizados nas simulações, para BT e MT.

Tabela 4.1-Tarifas de Energia BT e MT [76]

	Consumo R\$/kWh	Demanda R\$/kW
BT	0,71763	-
MT	0,5850	44,7050

4.3 Simulações

4.3.1 Cenário 1: sistema sem GD

Este caso remete a situação onde toda a energia necessária para o consumo é adquirida da concessionária local. As casas do condomínio são classificadas como clientes do grupo B, com tarifa de R\$0,71763/kWh, referente ao valor da tarifa na baixa tensão da concessionária Light, na faixa de 51 a 300 kWh residencial [76]. O horizonte de estudo considerado foi de 25 anos.

Para esta configuração onde somente a rede fornece energia, a Tabela 4.2 abaixo, extraída do HOMER, mostra os valores de kWh importados e exportados para a rede, além da diferença líquida, para o período de um ano. Para o caso analisado, não há exportação de energia para rede; toda energia utilizada no consumo de todas as casas é proveniente de aquisição da concessionária.

Tabela 4.2-Saldo de energia e custos da rede anuais – Cenário 1

	kWh Importado	kWh Exportado	kWh Diferença	R\$ Pago
Janeiro	75537	0	75537	R\$ 54.208,00
Fevereiro	67612	0	67612	R\$ 48.520,00
Março	76424	0	76424	R\$ 54.844,00
Abril	73521	0	73521	R\$ 52.761,00
Mai	75065	0	75065	R\$ 53.869,00
Junho	73663	0	73663	R\$ 52.863,00
Julho	75575	0	75575	R\$ 54.235,00
Agosto	77097	0	77097	R\$ 55.327,00
Setembro	73608	0	73608	R\$ 52.823,00
Outubro	75619	0	75619	R\$ 54.267,00
Novembro	72777	0	72777	R\$ 52.227,00
Dezembro	75560	0	75560	R\$ 54.224,00
Total	892059	0	892059	R\$ 640.168,00

A Figura 4.5 abaixo mostra o fluxo de caixa nominal deste sistema, composto apenas por componentes negativas referentes à compra de energia a cada ano. Nota-se que no ano zero não há valor indicado, pois este ano contempla o investimento inicial para o empreendimento, que não existe neste caso. Os valores referentes ao fluxo de caixa do cenário 1 é apresentado no Anexo A.

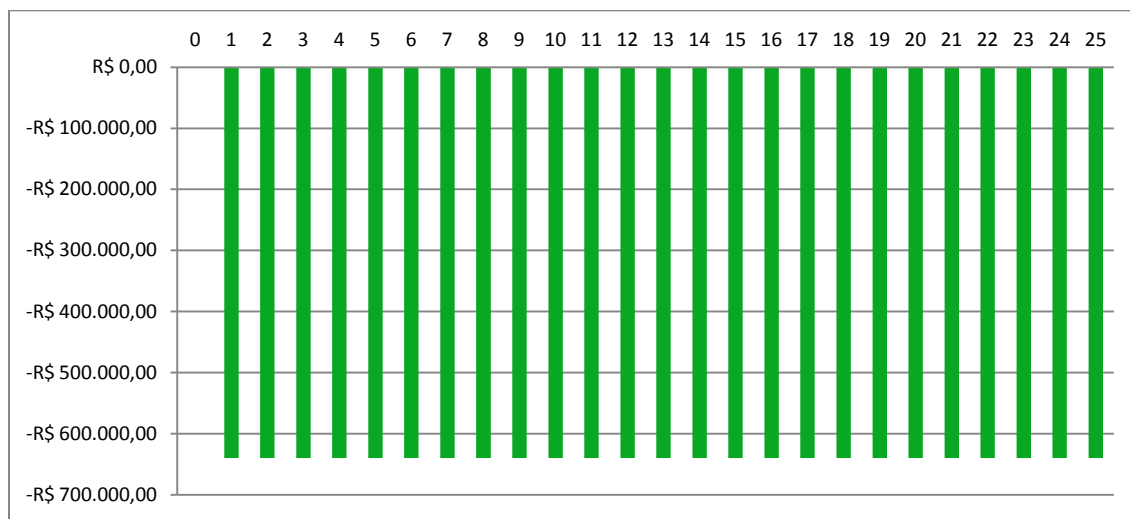


Figura 4.5 – Fluxo de caixa – Cenário 1

4.3.2 Cenário 2: GD na regulação atual

Neste cenário será considerada a instalação de geração fotovoltaica no modelo de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, como previsto na REN ANEEL 687. O projeto é analisado sob a ótica do consumidor/produtor de energia elétrica, neste caso, o condomínio de casas. Vale ressaltar que o condomínio não é visto pela distribuidora como um consumidor único; as casas do condomínio possuem medidores individuais, classificadas como pertencentes ao grupo B, com a mesma tarifa aplicada no caso anterior. As compensações em créditos de energia podem ser rateadas entre as unidades, sendo considerada neste estudo a percentagem de compensação igual para cada casa.

Uma limitação em relação ao HOMER, encontrada no desenvolvimento deste caso, foi a aplicação do custo mínimo. Para as unidades consumidoras do grupo B, o valor do custo de disponibilidade deverá ser cobrado caso a diferença entre a energia consumida e a gerada seja inferior ao consumo mínimo [92]. Este mecanismo não é considerado no HOMER para o cálculo do *net metering*; a *standby charge* apresentada no software é uma taxa anual cobrada pela concessionária, independente do saldo líquido entre a energia gerada e a consumida.

Como solução, os fluxos de caixa foram exportados ao Excel, onde foi acrescentado o custo de disponibilidade para os meses onde o saldo líquido de energia foi menor que o valor do consumo mínimo. O valor do consumo mínimo considerado neste cenário, foi o equivalente a 100kWh - consumo mínimo referente ao tipo de ligação trifásica [92] Posteriormente, as configurações foram ordenadas em função do VPL dos seus fluxos de caixa. A configuração ótima encontrada foi a que representou o seguinte sistema:

Tabela 4.3 - Configuração ótima – Cenário 2

Painel Fotovoltaico	400 kW
Inversor	300 kW
Conexão com a rede	Sim

A Figura 4.6 apresenta os custos, em valor presente (VP), de cada componente desta configuração e a Tabela 4.4 apresenta estes valores discriminados. A Figura 4.7 apresenta a média mensal de energia para esta configuração.

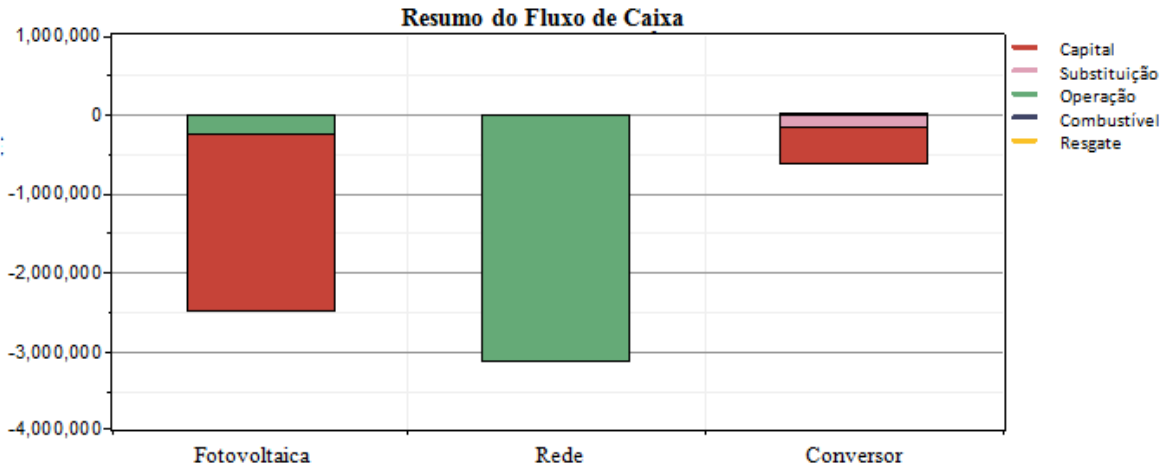


Figura 4.6 – Custos em valor presente – Cenário 2

Tabela 4.4 – Custos em valor presente – Cenário 2

	Instalação (R\$)	Substituição (R\$)	Operação/ Manutenção (R\$)	Resgate (R\$)	Total (R\$)
Painéis	-2.240.000,00	0,00	-261.040,00	0,00	-2.501.040,00
Rede	0,00	0,00	-3.133.057,00	0,00	-3.133.057,00
Inversor	-450.000,00	-163.101,00	0,00	27.637,00	-585.463,00
Sistema	-2.690.000,00	-163.101,00	-3.394.098,00	27.637,00	-6.219.562,00

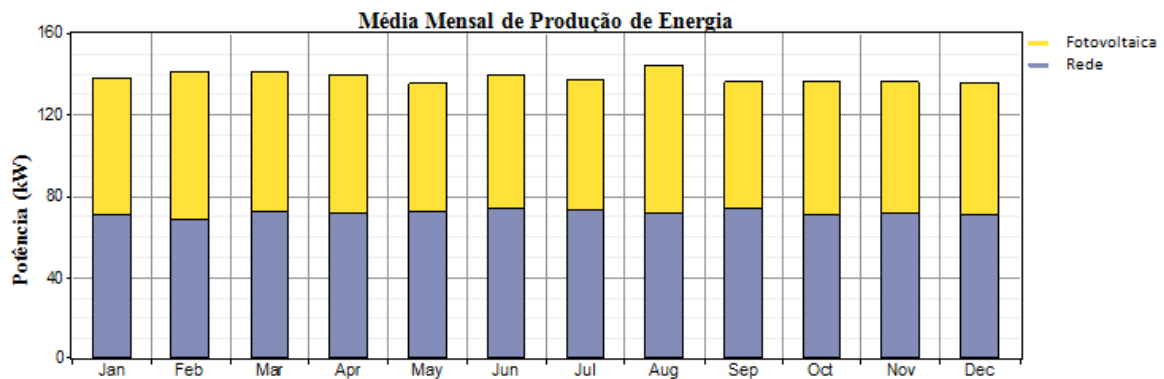


Figura 4.7 – Média mensal de energia – Cenário 2

A Tabela 4.5 apresenta os valores de geração, consumo e quantidade de energia resumidos:

Tabela 4.5 – Tabela resumo – Cenário 2

	kWh/ano	%
Geração (PV)	585.720	48
Energia Comprada	626.847	52
Total Energia Adquirida	1.212.568	100
Carga	892.060	78
Energia exportada	258.353	22
Total Energia Utilizada	1.150.414	100
Fração Renovável	-	48,3

A Figura 4.8 mostra o dia 8 de janeiro: a potência produzida pela geração solar em amarelo, a energia exportada para a rede em azul, a curva de carga em vermelho e a energia importada da rede em verde.

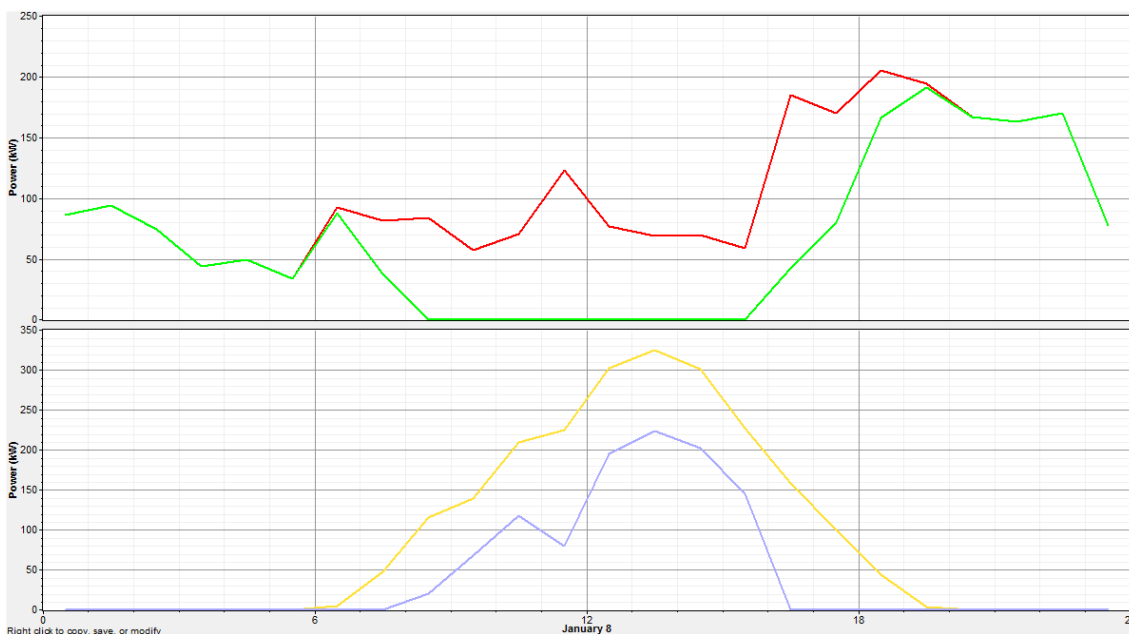


Figura 4.8 – Dia 8 de janeiro – Cenário 2

A Tabela 4.6 apresenta os valores de kWh importados e exportados para a rede, além da diferença líquida, para o período de um ano. Nota-se que nos meses de fevereiro, abril e agosto, o saldo líquido foi menor que o consumo mínimo das 300 casas, portanto, o valor pago é referente ao custo de disponibilidade.

Em segmento ao despacho 79 do CONFAZ, o ICMS foi considerado somente na diferença líquida de energia, não no montante consumido.

Tabela 4.6 - Saldo de energia e custos da rede anuais – Cenário 2

	kWh	kWh	kWh	R\$
	Importado	Exportado	Diferença	Pago
Janeiro	52674	21795	30879	R\$ 22.009,00
Fevereiro	45633	21932	23701	R\$ 21.528,00
Março	53467	22994	30474	R\$ 21.719,00
Abril	51391	22062	29329	R\$ 21.528,00
Mai	53828	20780	33049	R\$ 23.555,00
Junho	53032	22074	30958	R\$ 22.065,00
Julho	54100	21253	32847	R\$ 23.411,00
Agosto	53150	24279	28871	R\$ 21.528,00
Setembro	52970	19734	33235	R\$ 23.688,00
Outubro	52561	20886	31676	R\$ 22.576,00
Novembro	51297	20103	31194	R\$ 22.233,00
Dezembro	52742	20460	32282	R\$ 23.009,00
Total	626847	258353	368494	R\$ 268.849,00

4.3.2.1 Cenário 2 em comparação com o cenário 1

Sob a ótica financeira, a energia que deixa de ser consumida da rede através da produção interna, pode ser considerada como entrada positiva do fluxo de caixa. Assim, será concebido um fluxo de caixa em períodos anuais, onde a entrada de caixa se dá através da economia de energia drenada da rede e as saídas de caixa são os custos de investimento nos

equipamentos, operação, manutenção e troca de equipamentos durante a vida útil da planta [9].

Imerso neste contexto, a Figura 4.9 apresenta o fluxo de caixa do condomínio no cenário 2; os valores referentes a este fluxo de caixa são apresentados no Anexo B.

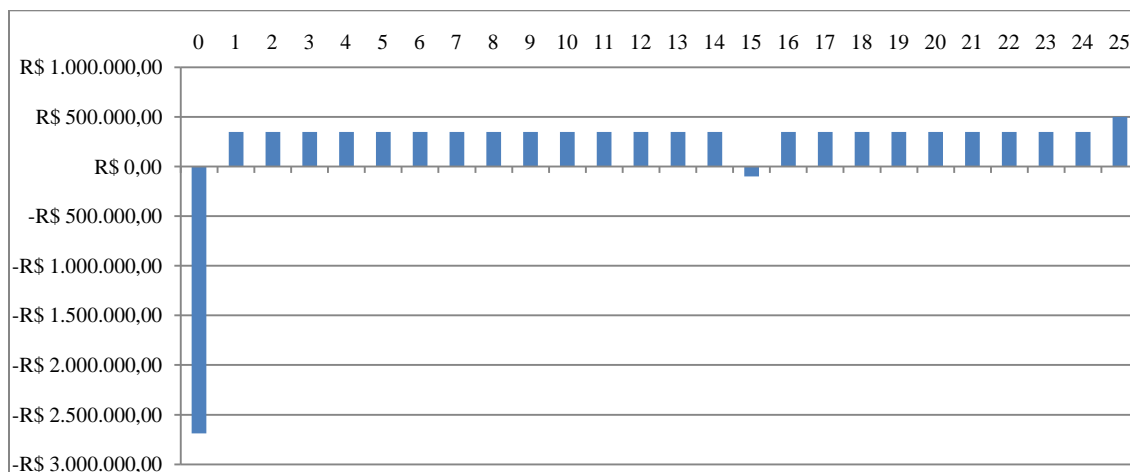


Figura 4.9 – Fluxo de caixa – Cenário 2

Observa-se no fluxo de caixa acima:

- O ano zero representa o investimento nos equipamentos;
- As receitas são o que se economiza na fatura de energia menos os custos de manutenção;
- No ano 15 há a substituição do inversor, cujo custo supera a economia de energia;
- No ano 25, soma-se à receita o preço de resgate pela venda dos equipamentos, no caso, somente o inversor.

A Tabela 4.7 abaixo apresenta os indicativos financeiros para este cenário:

Tabela 4.7- Indicativos financeiros – Cenário 2

VPL	R\$ 1.240.693,26
TIR	11,85%
<i>Payback simples</i>	Ano 7
<i>Payback descontado</i>	Ano 11

As Figuras 4.10 e 4.11 apresentam, respectivamente, os gráficos dos períodos de recuperação simples e descontado.

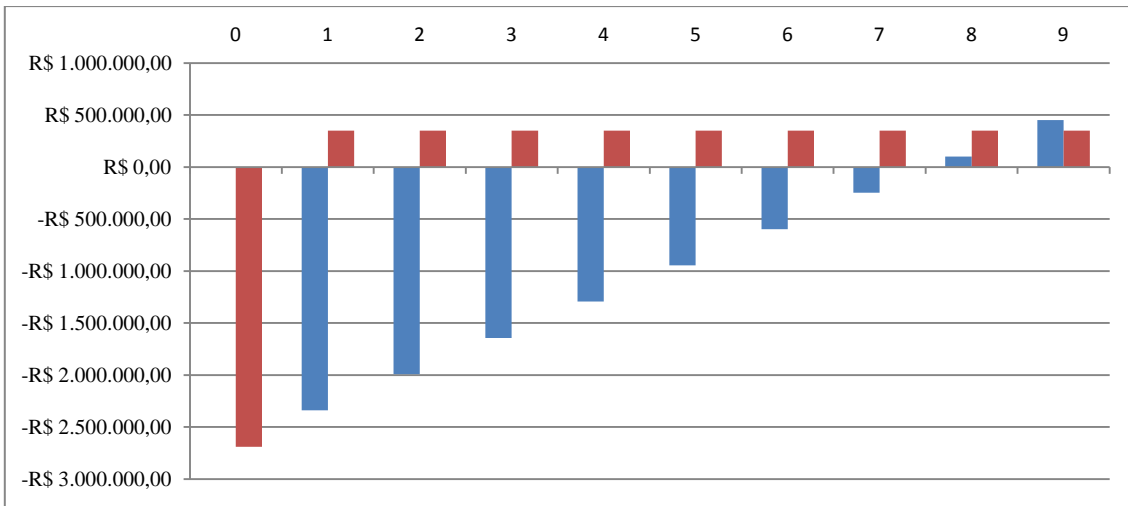


Figura 4.10 – Payback simples – Cenário 2

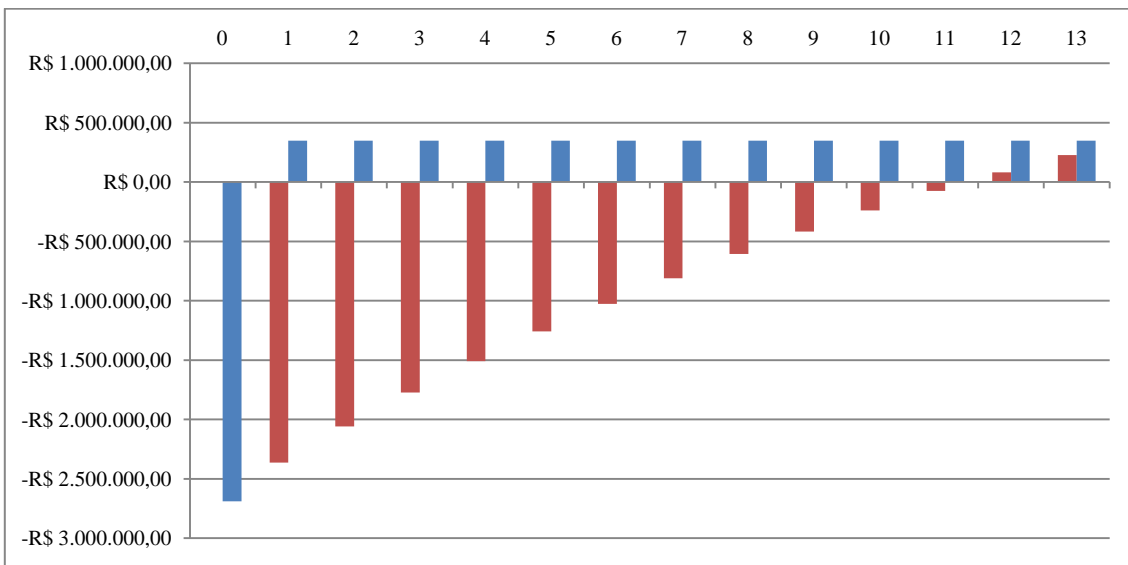


Figura 4.11 – Payback descontado – Cenário 2

4.3.2.2 Desligamento na rede – Cenário 2

Nesta seção será avaliado o comportamento do sistema do cenário 2 frente a um desligamento da rede, simulando um *blackout*. Aqui esbarrou-se em outra limitação do software: o HOMER considera a rede 100% confiável, não permitindo o desligamento da rede por um período. A solução encontrada foi criar um gerador que funcionasse como a rede, com o custo de 1 kWh equivalente ao custo de 1kg do combustível. Neste gerador foi possível programar os desligamentos, conforme mostra a Figura 4.12.

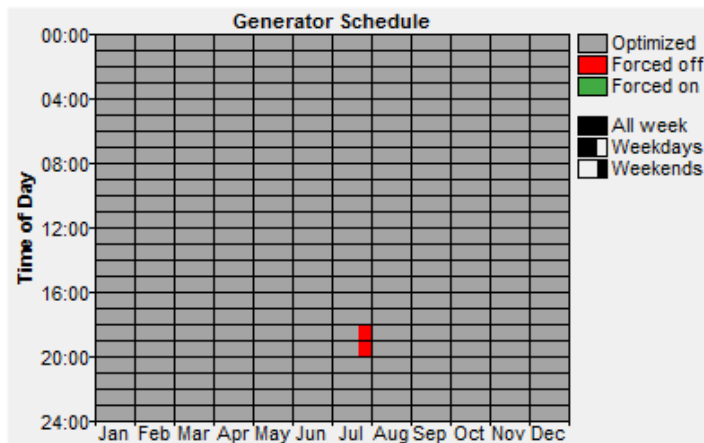


Figura 4.12 – Desligamentos no mês de Julho

Os desligamentos foram forçados para acontecer em 9 dias no mês de julho, com duração duas horas, totalizando 18 horas sem energia, número próximo ao DEC de 2014. A carga não atendida totalizou 3500 kWh/ ano. A Figura 4.13 apresenta a carga não atendida durante o mês de julho.

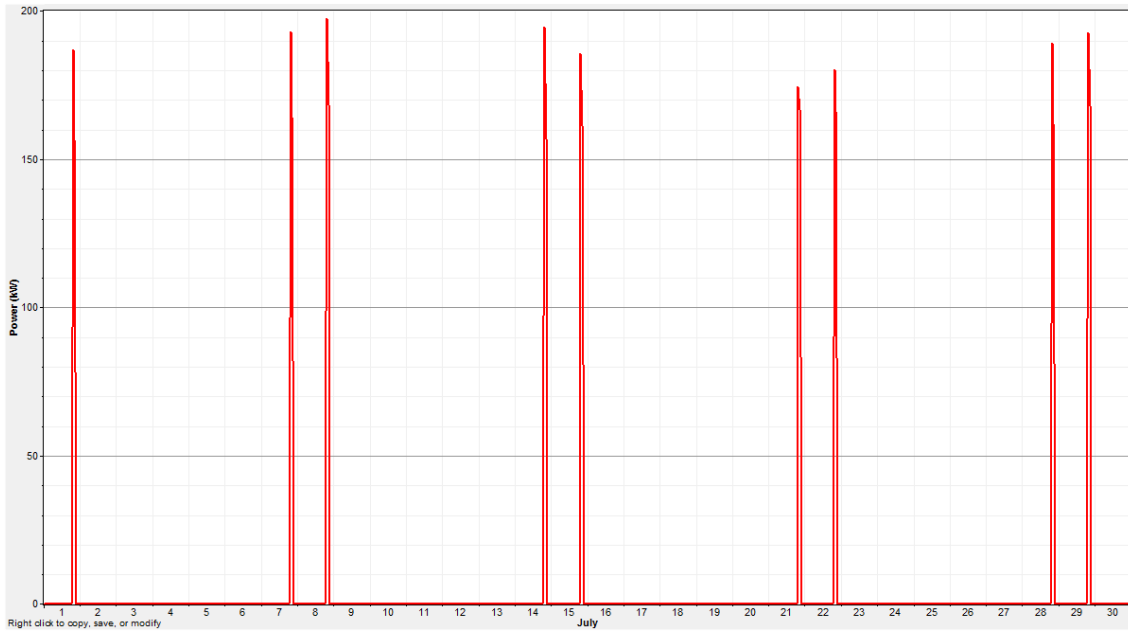


Figura 4.13 – Carga não atendida – Cenário 2 com desligamento da rede

A Figura 4.14 mostra o dia 29 de julho: a geração solar em amarelo, a energia importada da rede em verde, a curva de carga em azul e a carga não atendida em vermelho.

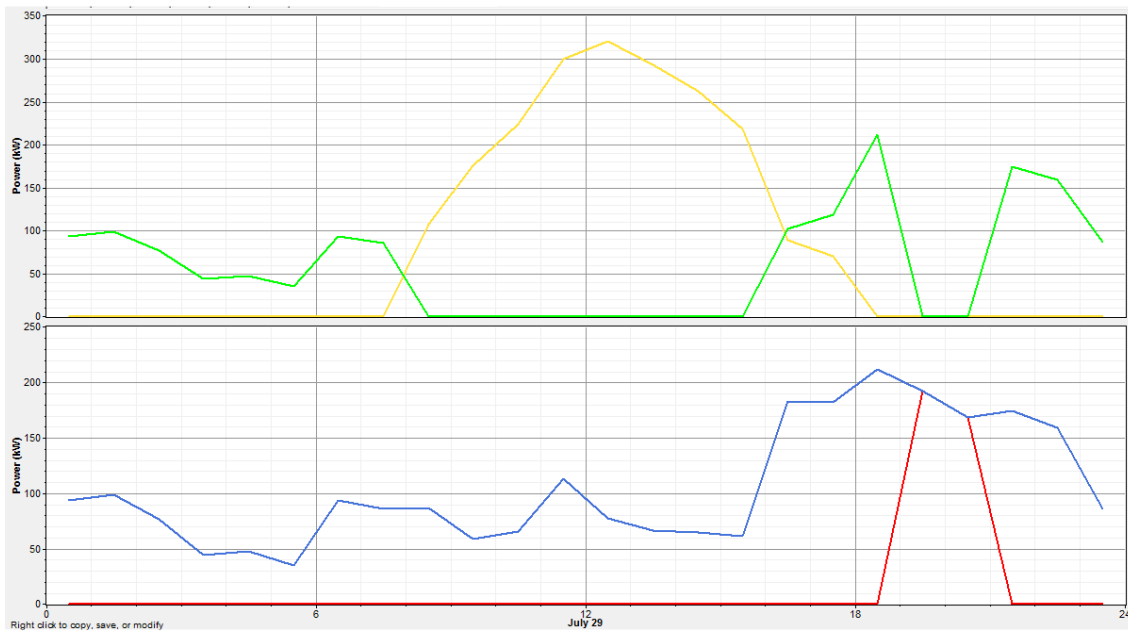


Figura 4.14 – Dia 29 de julho – Cenário 2 com desligamento da rede

4.3.3 Cenário 3: Microrrede

Neste cenário será simulado o condomínio de casas operando como uma MR. As seguintes mudanças na regulação serão consideradas para este estudo:

- Possibilidade de venda de energia à distribuidora, com valor igual ao preço da compra;
- Possibilidade do condomínio, com suas unidades consumidoras, sistemas de geração e sistemas de armazenamento de energia, ser visto pela distribuidora como um cliente único;
- Possibilidade de operação ilhada quando houver desligamento na rede de distribuição.

Em relação à tarifação e potência de geração instalada, são consideradas as premissas:

- Tarifa de consumo R\$ 0,585/kWh e tarifa de demanda R\$ 44,705/kW, referente as tarifas aplicadas pela concessionária Light para o subgrupo A4 na modalidade tarifária convencional, acrescidas de ICMS (29%), PIS (1,02%) e COFINS (4,73%); [76]
- Limite de potência da fonte geradora de 5 MW;

A configuração ótima foi a que representou o seguinte sistema, apresentado pela Tabela 4.8 abaixo:

Tabela 4.8- Configuração ótima – Cenário 3

Painel Fotovoltaico	5000 kW
Inversor	3500 kW
Bateria	130 unidades
Conexão com a rede	Sim

A Figura 4.15 apresenta os custos, em valor presente (VP), de cada componente desta configuração e a Tabela 4.9 apresenta estes valores discriminados. A Figura 4.16 apresenta a média mensal de energia para esta configuração.

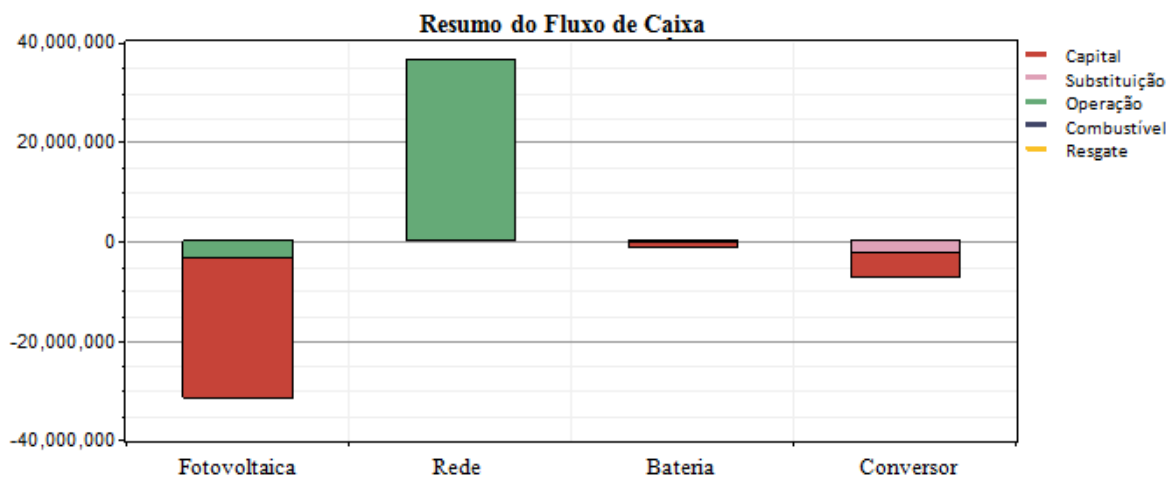


Figura 4.15 – Custos e receitas em valor presente – Cenário 3

Tabela 4.9 - Custos e receitas em valor presente – Cenário 3

	Instalação (R\$)	Substituição (R\$)	Operação/ Manutenção (R\$)	Resgate (R\$)	Total (R\$)
Painéis	-28.000.000,00	0,00	-3.263.001,00	0,00	-31.263.002,00
Rede	0,00	0,00	36.821.016,00	0,00	36.821.016,00
Bateria	-754.000,00	-194.848,00	-90.898,00	104.193,00	-935.553,00
Inversor	-5.250.000,00	-1.902.840,00	0,00	322.436,00	-6.830.405,00
Sistema	-34.004.000,00	-2.097.688,00	-33.467.122,00	426.628,00	-2.207.944,00

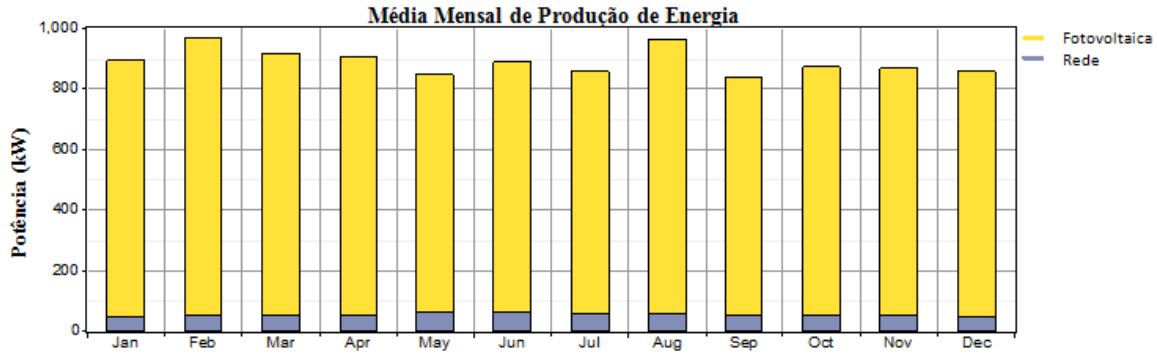


Figura 4.16 – Média mensal de energia – Cenário 3

A Tabela 4.10 apresenta os valores de geração, consumo e quantidade de energia resumidos:

Tabela 4.10-Tabela resumo – Cenário 3

	kWh/ano	%
Geração (PV)	7.321.521	94
Energia Comprada	465.875	6
Total Energia Adquirida	7.787.396	100
Carga	892.060	13
Energia Vendida	6.062.094	87
Total Energia Utilizada	6.954.154	100
Carga não atendida	0	-
Fração Renovável	-	94

A Figura 4.17 mostra o dia 9 de janeiro: a potência produzida pela geração solar em amarelo, a energia vendida para a rede em azul, a curva de carga em vermelho e a energia comprada da rede em verde.

A Tabela 4.11 apresenta os valores de kWh importados e exportados para a rede, a diferença líquida, a demanda e os valores pagos e recebidos, para o período de um ano. Os valores negativos nas referentes ao consumo significam que a venda de energia excedeu o consumo, gerando receita.

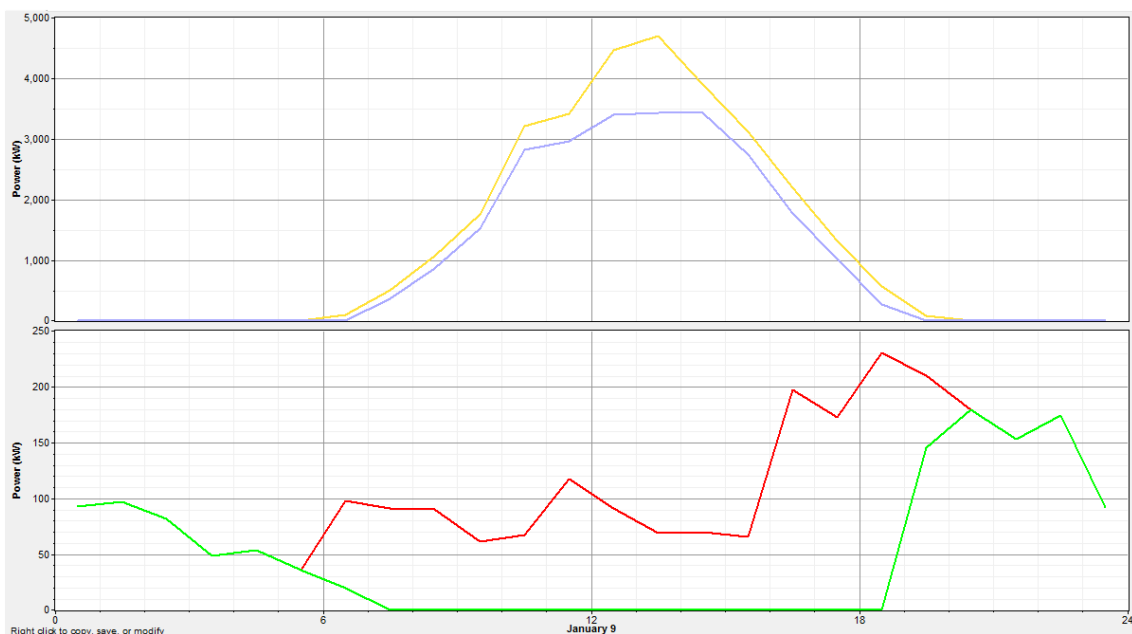


Figura 4.17 – Dia 9 de janeiro – Cenário 3

Tabela 4.11-Saldo de energia e custos da rede anuais – Cenário 3

	kWh	kWh	kWh	kW	R\$	R\$
	Importado	Exportado	Diferença	Demanda	Consumo	Demanda
Janeiro	35.866	512.604	-476.739	194	-278.892	8.669
Fevereiro	33.177	507.114	-473.937	200	-277.253	8.944
Março	38.502	529.766	-491.263	212	-287.389	9.493
Abril	38.61	515.064	-476.455	216	-278.726	9.652
Mai	44.146	490.974	-446.827	226	-261.394	10.111
Junho	45.233	503.515	-458.283	233	-268.095	10.4
Julho	43.256	497.744	-454.488	239	-265.875	10.684
Agosto	40.138	559.608	-519.47	215	-303.89	9.618
Setembro	37.757	463.169	-425.412	214	-248.866	9.588
Outubro	37.426	507.407	-469.982	197	-274.939	8.825
Novembro	35.54	476.497	-440.956	211	-257.96	9.437
Dezembro	36.224	498.631	-462.407	195	-270.508	8.734
Total	465.875	6.062.094	-5.596.219	239	-3.273.788	114.156

4.3.3.1 Cenário 3 em comparação com o cenário 1

Conforme realizado na análise do cenário 2, será desenvolvido o fluxo de caixa da MR quando comparada à operação somente conectada a rede, em BT (cenário 1).

A Figura 4.18 apresenta o fluxo de caixa do condomínio operando como MR. Os valores referentes ao fluxo de caixa do Cenário 3 são apresentados no Anexo C.

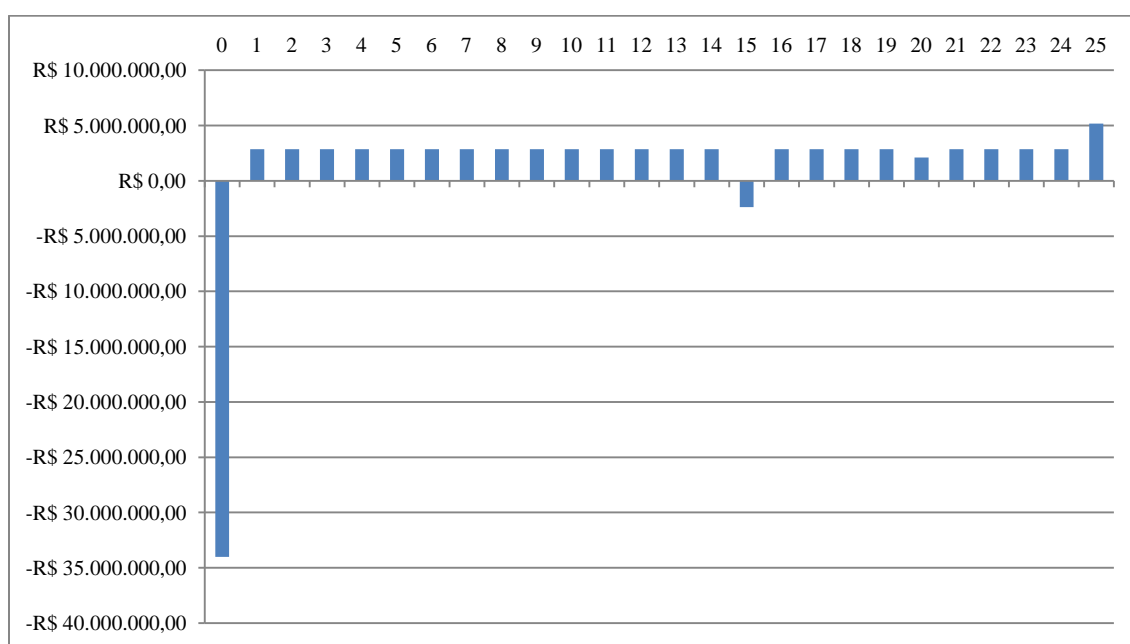


Figura 4.18 – Fluxo de Caixa – Cenário 3

Observa-se no fluxo de caixa acima:

- O ano zero representa o investimento nos equipamentos;
- As receitas são o que se economiza na fatura mais a venda de energia;
- No ano 15 há a substituição do inversor, cujo custo supera a economia de energia;
- No ano 20 há a substituição da bateria;
- No ano 25, soma-se à receita o preço de resgate pela venda dos equipamentos, no caso, o inversor e a bateria.

A Tabela 4.12 abaixo apresenta os indicativos financeiros para este cenário:

Tabela 4.12 - Indicativos financeiros – Cenário 3

VPL	R\$ 5.252.323,56
TIR	8,70%
<i>Payback simples</i>	Ano 9
<i>Payback descontado</i>	Ano 18

As Figuras 4.19 e 4.20 apresentam, respectivamente, os gráficos dos períodos de recuperação simples e descontado.

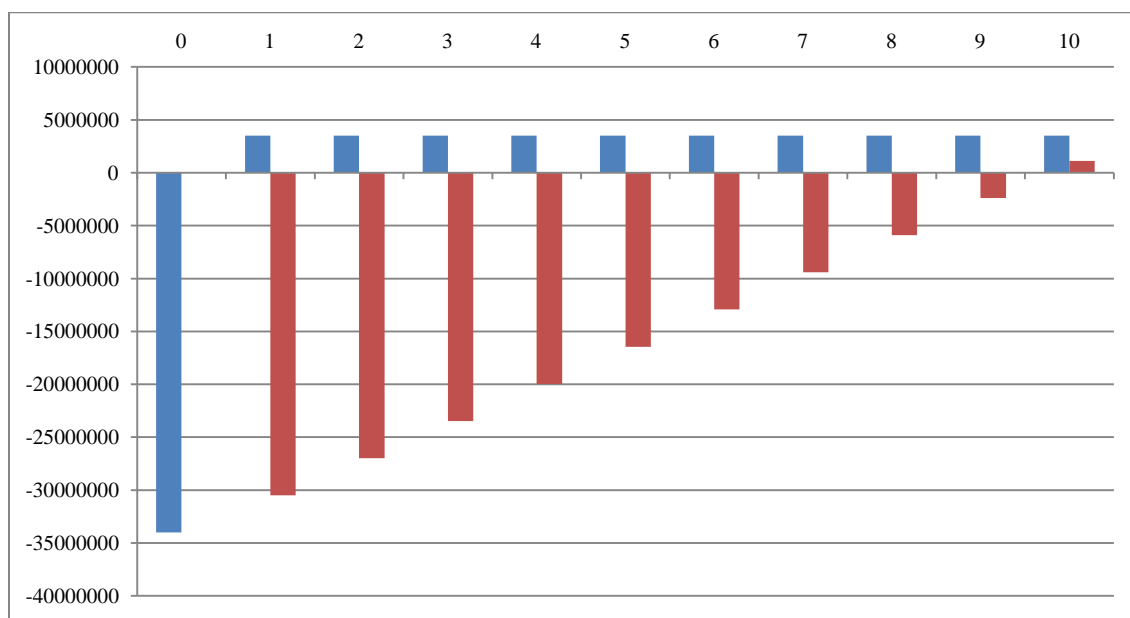


Figura 4.19 – Payback Simples – Cenário 3

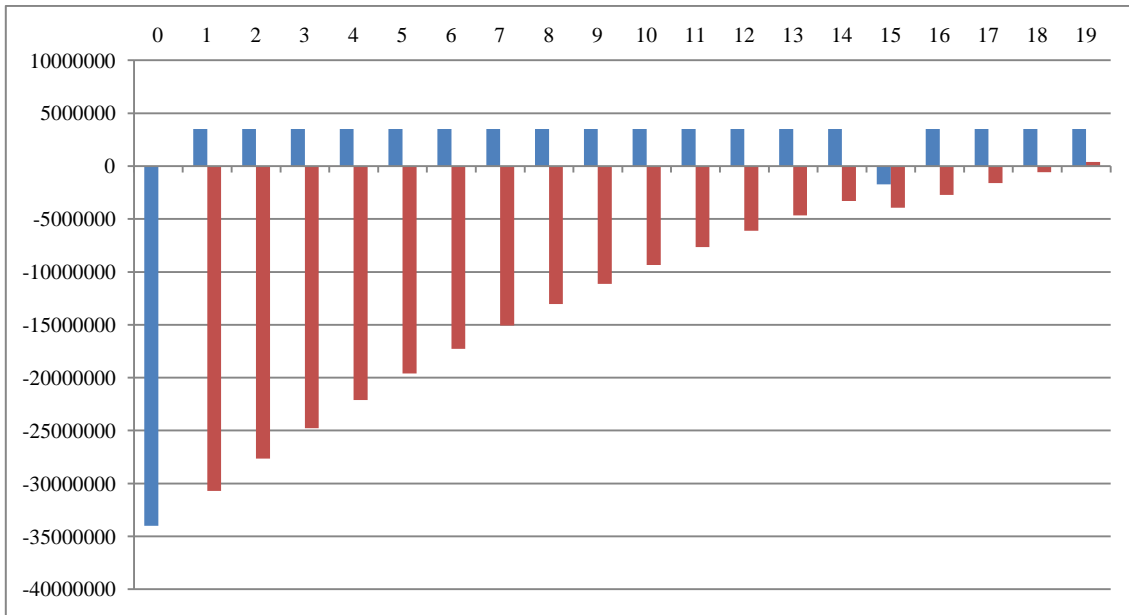


Figura 4.20 – Payback descontado – Cenário 3

4.3.3.2 Desligamento na rede – Cenário 3

Diferentemente do cenário 2, a MR contou com seu sistema de baterias para não permitir que a carga ficasse desguarnecida. A carga não atendida foi zero.

A Figura 4.21 apresenta a primeira falta de fornecimento de energia, em 1º de julho. Em amarelo tem-se o ciclo de descarga da bateria e em marrom a carga do condomínio. A bateria inicia a descarga às 18:00, hora em que a rede para de fornecer energia ao condomínio. A recarga se inicia na manhã do dia seguinte, junto com a geração solar. A Figura 4.22 apresenta o ciclo da bateria e a carga para os dias 7 e 8 de julho, notando-se a falta de suprimento da rede nestes dois dias. A Figura 4.23 apresenta em marrom o ciclo da bateria e em amarelo a geração solar: as descargas acontecem às 18:00 dos dias 28 e 29 de julho e a recarga acontece juntamente com a geração solar, aproximadamente às 7:30.

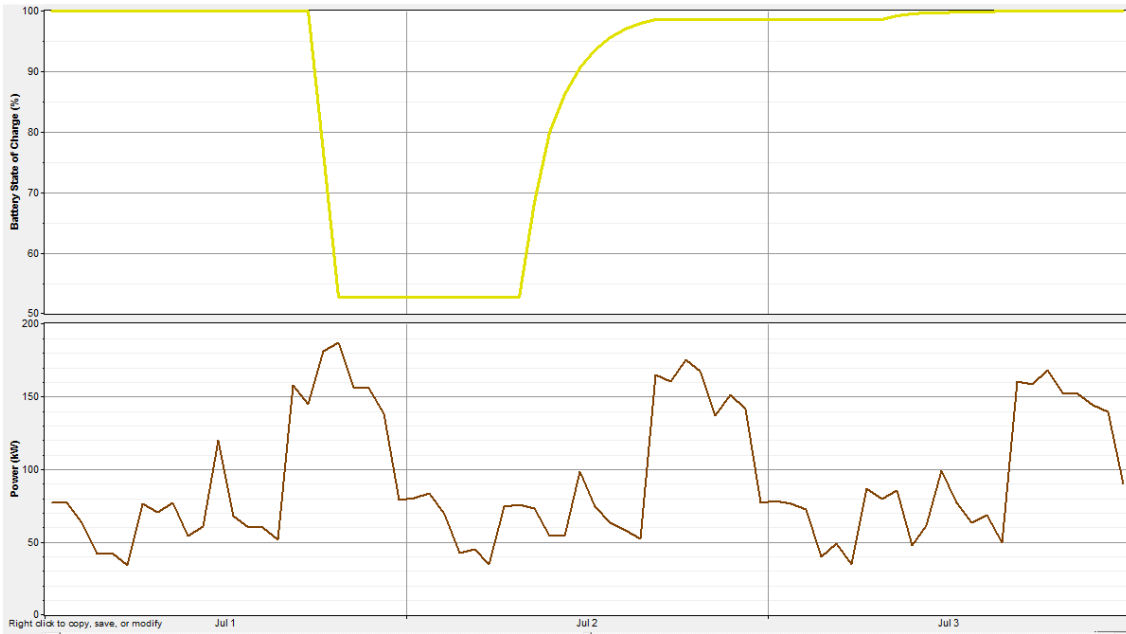


Figura 4.21 – Dia 1º de julho – Cenário 3

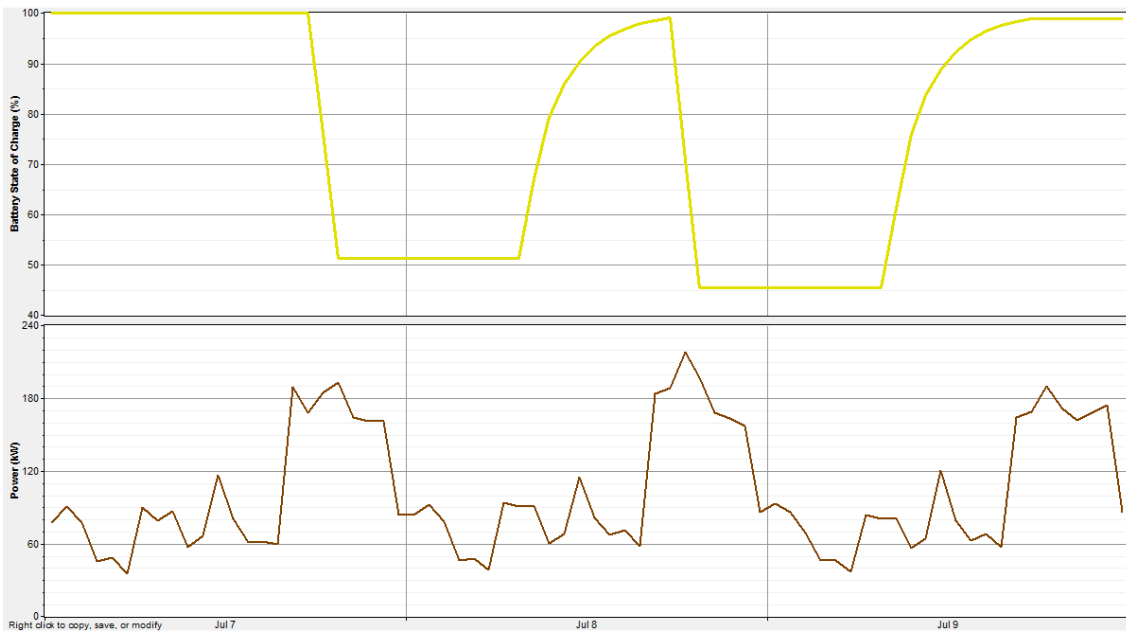


Figura 4.22 – Dias 7, 8 e 9 de julho – Cenário 3

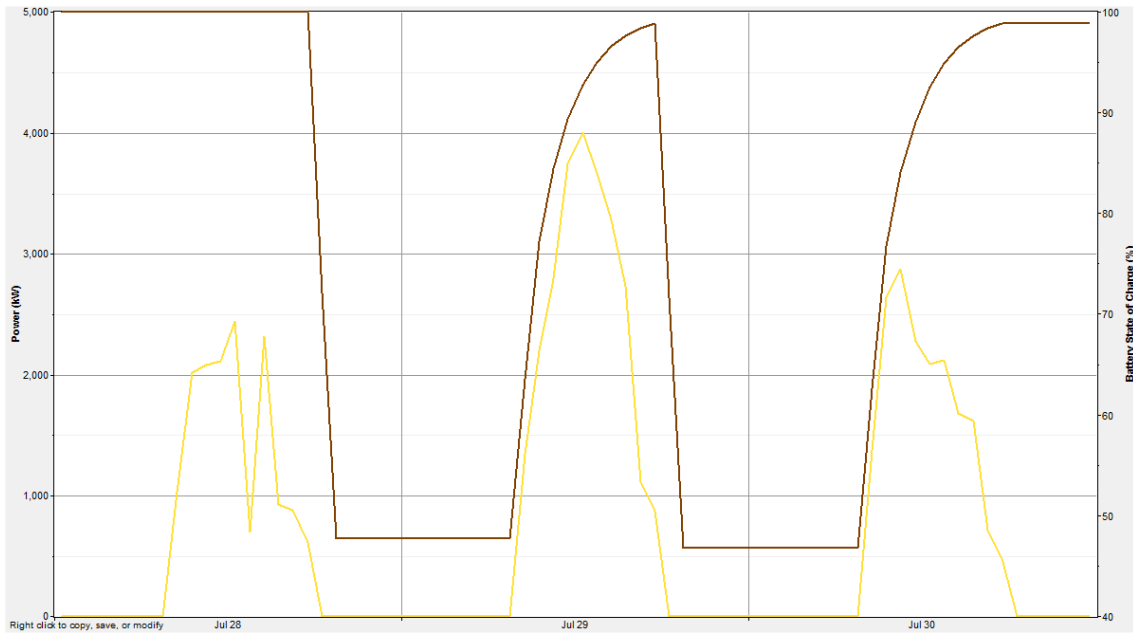


Figura 4.23- Dias 28, 29 e 30 de julho – Cenário 3

5. Conclusões

A principal finalidade desta pesquisa foi identificar as barreiras e fatores fundamentais para a implementação das MRs elétricas no cenário nacional. Adicionalmente, foi realizado um estudo econômico em três cenários diferentes, de modo a apurar os indicativos financeiros e avaliar os aspectos econômicos dos empreendimentos simulados.

No Capítulo 1 foram apresentados os principais fatores motivadores para a implantação de MRs no Brasil: a confiabilidade, o preço da energia e a sustentabilidade. Através da exposição de um cenário de constante preocupação, que vêm se estabelecendo nos últimos anos no tocante ao fornecimento de energia elétrica, foi possível perceber a carência de desenvolvimento de novas possibilidades para a garantia de suprimento de energia aos consumidores. Foram relatados os cenários de crise dos últimos anos, em especial no período do término do ano de 2014 e início do ano de 2015, onde foram contextualizados todos os transtornos, as circunstâncias e adversidades que o país teve que enfrentar: a escassez de chuvas, os recordes mínimos nos reservatórios e a consequente crise de abastecimento que se estabeleceu no país. Aliado a estes episódios, um fator despontou como expoente nesta conjuntura: o aumento expressivo na tarifa da energia elétrica. Recordes de PLD e reajustes extraordinários conduziram a tarifa de energia a um patamar privilegiado dentro da alta inflação do ano de 2015: foi a parcela mais significativa do IPCA de 10,67%. Por último, neste capítulo, pode-se atentar para o aumento das emissões brasileiras no setor de energia nos últimos anos, impulsionadas principalmente pela maior participação das usinas termelétricas na geração de energia. Toda esta contextualização endereçou e caracterizou os motivos nacionais para o estabelecimento das MRs no país.

No Capítulo 2 foram apresentados os conceitos de MR, seus constituintes essenciais, os modos de operação, os benefícios associados, os principais tipos e exemplos de projetos existentes. Como observado nos projetos existentes, a MR se mostra como uma alternativa eficiente para maior participação da geração distribuída no sistema e para usufruto dos seus benefícios como: maior confiabilidade e qualidade de suprimento de energia pela possibilidade de operação em modo isolado no caso de contingências ou perturbações no

sistema, viabilização da utilização de fontes de energia renováveis representando uma alternativa ambientalmente sustentável, maior diversidade de recursos energéticos, possibilidade de redução de custos com a geração própria e maior liberdade para o consumidor no gerenciamento de sua energia. Apesar de todas as vantagens e benefícios, novos desafios são criados concomitantemente, e muitos destes surgirão juntos com o desenvolvimento das aplicações. Um dos principais desafios enfrentados hoje é a pouca exploração do conceito de MRs. É preciso saber como incentivar a implantação das MRs e tornar seus benefícios atraentes. Também foi possível perceber, através da apresentação de projetos existentes, que as MRs variam significativamente em termos de modelos de propriedade, tecnologias empregadas, configurações e escala.

O Capítulo 3, o principal desta pesquisa, se dedicou a identificar as barreiras dentro da atual regulação que impedem o surgimento das MRs e estabeleceu algumas propostas de modificação na legislação.

Em uma primeira análise, conclui-se que o desenvolvimento das MRs ainda não aconteceu em nível comercial, sendo restrito a projetos piloto e pesquisas. Uma das principais barreiras a este desenvolvimento é a questão regulatória, que muitas vezes atrapalha e impede o estabelecimento das MRs.

No tocante ao contexto brasileiro, se constatou que não existe regulamentação para MRs e a legislação atual de geração distribuída não é suficiente para a completa integração do conceito. Dentre alguns aspectos da atual regulação, há segmentos que não se aplicam ou até mesmo impedem o desenvolvimento das MRs. De forma a auxiliar a identificação destes impecilios, este trabalho levantou numerosas questões chave e recomendações a serem consideradas por legisladores e agente regulador.

A partir de toda a análise realizada em torno da questão regulatória, permite-se concluir que é imperativo que o governo, na figura de criador de políticas, e a ANEEL, no papel de regulador do sistema, proporcionem e criem condições, políticas e metodologias adequadas no objetivo de permitir que os consumidores, distribuidoras e empresas do setor,

experimentem os benefícios associados às MRs. Entende-se ser responsabilidade do agente regulador a determinação das diretrizes regulatórias que estabeleçam metodologias seguras e eficientes para a integração do conceito de MRs ao sistema elétrico. De modo a sintetizar os principais itens conclusivos deste capítulo, incluindo as propostas de mudanças na regulação atual, destaca-se os apontamentos preponderantes:

- Muitos dos questionamentos a respeito das interfaces da MR podem ser solucionados com a criação de uma classificação regulatória que estabeleça legalmente as condições de conexão, comercialização, os limites operativos e as subclassificações pertinentes. Uma classificação regulatória que enlace todos os benefícios oferecidos pelo conceito e que estabeleça a estrutura e a correta determinação das novas proposições. Enfatiza-se que as atuais figuras regulatórias do setor elétrico não são suficientes para abranger o conceito de MRs;
- Faz-se necessário o desenvolvimento de metodologias, normas e critérios de modo a garantir que a conexão e interação das MRs junto à rede principal se estabeleçam de maneira segura e confiável. Dentre todos os aspectos regulatórios em relação à conexão com o sistema, a impossibilidade de operar de forma ilhada deturpa uma das principais vantagens da MR. Faz-se necessária a adoção de metodologias e mecanismos que viabilizem a operação ilhada de maneira segura e confiável e que esta possibilidade seja providenciada junto às distribuidoras;
- De maneira a se determinar as localizações ótimas para o desenvolvimento das MRs, deve-se estabelecer um esforço conjunto para estudos e pesquisas que consigam mapear a rede de distribuição, identificando estas localizações. Este esforço pode ser feito em conjunto com o planejamento da distribuição;
- O foco em políticas de incentivo voltadas unicamente às unidades de GD pode ser um entrave para o desenvolvimento das MRs, que também necessitam de apoio para os sistemas de armazenamento, sistemas de controle e sistemas de gestão de energia. Conclui-se, portanto, ser necessário diferenciar o apoio financeiro entre o

mercado de geração distribuída e o mercado de MR. Soma-se a esta realidade, a necessidade de se estabelecer metodologias para inclusão de MRs híbridas como participantes dos mecanismos de incentivo. Neste trabalho foi proposta a venda de energia à distribuidora pela MR como política incentivadora, aliada ao critério do “fator renovável”.

- As formas de comercialização pela MR podem incluir em sua estrutura qualquer combinação de clientes livres ou cativos e, por esta razão, é importante avaliar como os diferentes tipos de clientes poderiam se beneficiar pela integração às mesmas. Portanto, as mudanças na regulação atual são necessárias, visando à possibilidade da MR comercializar com consumidor cativo e de tomar parte no ambiente livre.
- Em contraste à visão de agir apenas como um consumidor de serviços, a MR apresenta a habilidade de prover serviços à rede, distinguindo-a de outros tipos de empreendimentos. É indispensável que uma nova regulamentação permita a justa remuneração destes serviços;

No Capítulo 4, foi realizada uma análise financeira da instalação de geração solar fotovoltaica em um condomínio de 300 casas, envolvendo 3 cenários: o cenário 1 onde não há geração própria, o cenário 2 onde é adotado os critérios da regulação atual e o cenário 3, no qual o condomínio opera como uma MR com possibilidade de armazenamento e venda de energia.

Na simulação do cenário 2, a capacidade da fonte geradora foi conduzida a valor próximo ao da demanda do condomínio. Nota-se, desta forma, o caráter da regulação atual de micro e minigeradores, que prioriza uma instalação de GD reservada ao consumo e não destinada a exportação de energia para a rede.

A TIR e os períodos de recuperação no Cenário 2 se mostraram semelhantes aos valores encontrados na literatura para micro e minigeração na baixa tensão, porém, com esta nova

modalidade de múltiplas unidades consumidoras trazida pela REN 687, há a vantagem de participação de todas as unidades consumidoras no investimento e na economia nas contas de energia, subdividindo custos e benefícios aos interessados no empreendimento;

No cenário 3, foi atribuída as possibilidades de venda de energia, utilização dos sistemas de armazenameto, operação ilhada e visão única por parte da distribuidora. Em relação à configuração ótima, nota-se que a possibilidade de venda aumentou até o limite a capacidade da fonte geradora. Se fosse possível aumentar o limite de 5 MW, as novas configurações ótimas teriam fontes maiores ainda, aumentando as receitas e consequentemente o VPL. Convém, no entanto, apontar que em uma análise mais profunda a área de instalação disponível no condomínio deveria ser considerada, porém, como o objetivo desta pesquisa era somente a sensibilidade financeira, permitiu-se a exposição do empreendimento ao limite de geração.

O VPL no Cenário 3 foi o que alcançou maior valor. A geração de receita pela possibilidade de venda de energia foi o fator predominante para este feito. No entanto, o investimento inicial foi gigantesco, o que levou a *paybacks* mais longos. Comparando-se ao Cenário 2, o Cenário 3 apresenta investimento cerca de 12 vezes maior, porém, a receita anual pela venda de energia é cerca de 10 vezes maior. Salienta-se que diversos benefícios, todavia, não foram aferidos monetariamente no cenário 3: a confiabilidade, a redução de emissões, o alto incremento de energia renovável e a redução de emissões. O cenário 3 permitiu também o investimento no sistema de baterias, que foi essencial para a questão da confiabilidade, pois a MR manteve o fornecimento de energia à seus clientes na ocasião de desligamento da rede de distribuição, .

Em relação a TIR, nota-se que apesar do Cenário 3 apresentar um VPL maior que o Cenário 2, a TIR se comportou justamente ao contrário. Este fato leva a já conhecida constatação de que a TIR não é um critério confiável na avaliação de projetos de tamanhos diferentes.

A avaliação dos cenários 2 e 3 levam uma conclusão a respeito do tipo de investidor: sendo no cenário 2 o investimento inicial muito menor em relação ao 3, porém com a

possibilidade de falta de energia, identifica-se um investidor com maiores limitações de capital e que busca a economia nos gastos com eletricidade. No cenário 3, o alto investimento inicial e a obrigação da continuidade do fornecimento identifica um investidor sem maiores dificuldades de obter capital, que está disposto a investir em confiabilidade e em um projeto que dê ganhos maiores, mesmo que demore mais tempo para isso.

Por fim, as MRs apresentam uma intrigante e desafiadora oportunidade para a sociedade brasileira, em todas suas segmentações. A diversidade de serviços que podem ser oferecidos com a integração das MRs coloca em teste todos os envolvidos, transformando os meios tradicionais de fornecimento e consumo de energia elétrica. Não devemos, no entanto, permanecer alheios e distantes destas inovações, pelo contrário, devemos abraçá-las completamente, com todos seus desafios. Em apoio a isto, este trabalho forneceu alguns meios dessa possibilidade se tornar realidade no nosso país.

5.1 Trabalhos futuros

- Realizar levantamento de mais casos reais, aferindo as maiores dificuldades em relação às questões regulatórias, às lições aprendidas e sucessos alcançados;
- Realizar uma análise técnica, por exemplo, a respeito de ilhamentos intencionais e fluxos bi-direcionais, aliada à questão regulatória;
- Identificar os modelos de mercado já utilizados em casos reais de MRs e propor as mudanças pertinentes ao modelo de mercado brasileiro;
- Desenvolver o estudo de MRs híbridas, com diferentes tipos de fontes, na análise econômica;
- Elaborar junto ao estudo econômico a questão tarifária, identificando a partir de uma análise com impostos e sem impostos o impacto da tributação;
- Acrescentar à análise econômica estudos de mercado de carbono, as tarifas horosazonais e as modalidades de financiamento disponíveis.

6. Bibliografia

- [1] FALCÃO, D. M. Smart grids e microrredes : o futuro já é presente. In: **VIII Simpósio de automação de sistemas elétricos – SIMPASE**, Rio de Janeiro, 09 a 14 ago. 2009.
- [2] CGEE. **Redes elétricas inteligentes**: contexto nacional. Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2012. 172p. (Série Documentos Técnicos nº 16)
- [3] RESE, L. **Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, UFSC, Florianópolis, SC, 2012.
- [4] G1. Brasil registra 181 apagões desde 2011, mostra levantamento. **Economia**. 05/02/2014. Disponível em <g1.globo.com/economia/noticia/2014/02/brasil-registra-181-apagoes-desde-2011-diz-levantamento.html> Acesso em: jan. 2016.
- [5] ANEEL. **Indicadores de Qualidades**. 05/02/2014 Disponível em: <www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm> Acesso em: jan. 2016.
- [6] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2015**: Ano base 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. Acesso em: jan. 2016.
- [7] WALVIS, Alida. **Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro** In: Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. 30/05/2014. Dissertação (Mestrado em Economia Empresarial e Finanças) – Escola de Pós-Graduação em Economia na Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2014.

[8] PANORAMA COMERC. **Nível dos reservatórios do SIN em novembro fica 9 pontos percentuais acima do observado em 2014.** 18/11/2015. Disponível em: <www.panoramacomerc.com.br/?p=4376>. Acesso em: jan. 2016.

[9] LANDEIRA, Juan Lourenço Fandino. **Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

[10] EXAME. **Maior reservatório de água do RJ atinge volume morto.** Brasil, 22/01/2015. Disponível em <exame.abril.com.br/brasil/noticias/nivel-do-reservatorio-de-paraibuna-chegou-a-zero-ontem> Acesso em: jan. 2016.

[11] VEJA. **Cantareira tem mínima histórica; seca predomina na semana.** Brasil, 06/10/2014. Disponível em <veja.abril.com.br/noticia/brasil/agua-de-cantareira-tem-nova-baixa-e-seca-predomina-na-semana> Acesso em: jan. 2016.

[12] VEJA. **Principal reservatório que abastece RJ atinge volume morto.** Brasil, 22/01/2015. Disponível em: <veja.abril.com.br/noticia/brasil/mais-um-rio-secou-reservatorio-do-paraibuna-atinge-volume-morto/> Acesso em: jan. 2016.

[13] PANORAMA COMERC. **Nível dos reservatórios – 3ª Semana de Novembro de 2014.** 17/11/2014. Disponível em: <www.panoramacomerc.com.br/?p=829> Acesso em: jan. 2016

[14] PANORAMA COMERC. **Nível dos reservatórios do Sudeste estão menores do que no ano de racionamento.** 29/01/2015. Disponível em: <www.panoramacomerc.com.br/?p=1445> Acesso em: jan. 2016

[15] **CCEE. Panorama CCEE2014** – 1º semestre de 2014. 2014. Disponível em:
www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiwg-y4n7HLAhXGx5AKHQKbDXIQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ccee.org.br%2Fccee%2Fdocumentos%2FCCEE_302044&usg=AFQjCNGlm9CEmNSe2ma4VVc9QAUuRx6NVA> Acesso em: jan. 2016

[16] IBGE. **Indicadores IBGE: Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC**. Dezembro de 2015. Disponível em:
<www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201512caderno_20150108_093000.pdf> Acesso em: jan. 2016

[17] **IPCC. Climate Change 2014: Synthesis Report. 2014**. Disponível em:
<www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_All_Topics.pdf> Acesso em: jan. 2016

[18] National Academies. **Joint science academies' statement: Global response to climate change**. 06/07/2005. Disponível: <nationalacademies.org/onpi/06072005.pdf> Acesso em: jan. 2016

[19] EPA. **Global Greenhouse Gas Emissions**. Data. 23/02/2016. Disponível em
<www3.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html> Acesso em: jan. 2016

[20] SEEG. **Panorama de Energia**. 2016. Disponível < seeg.eco.br/panorama-energia/>
Acesso em: jan. 2016

[21] SEEG. **Emissões Totais**. 2016. Disponível em:
<plataforma.seeg.eco.br/total_emission> Acesso em: jan. 2016

[22] ALCANTARA, M. V. P. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. **O setor elétrico**; São Paulo, Fascículo: Smart grids –

Redes Inteligentes, n. 71, cap. 5, p. 36-45, Dez. 2011. Disponível em:
<<http://www.osetoreletrico.com.br>>. Acesso em: jan. 2016.

[23] LASSETER, R. et al, **White paper on integration of distributed energy resources: the certs microgrid concept**, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, Tech. Rep. LBNL-50829, apr. 2002. Disponível em: <<http://certs.lbl.gov/pdf/50829.pdf> >. Acesso em: jan.2016.

[24] LOPES, J. A. P.; MADUREIRA, A. G.; MOREIRA, C. C. L. M. A view of microgrids. **WIRES Energy Environ**, v. 2, p. 86–103, Jan./Feb. 2013. Disponível: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/wene.34/pdf>>. Acesso em: jan. 2016.

[25] HATZIARGYRIOU, N. Microgrids: Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids In: **1st International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources**, Brussels (BE), 01-03 dec. 2004. Disponível em: <<http://www.microgrids.eu/micro2000/presentations/19.pdf>> Acesso em: jan.2016.

[26] RESE, L. **Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica**. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, UFSC, Florianópolis, SC, 2012.

[27] SIEMENS. **Microgrid**: White paper. 2011. Disponível em:
<www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjYm-u1obHLAhUGjpAKHqZDE8QFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.siemens.com%2Fdownload%3FDLA17_8&usg=AFQjCNGmsCSC4H6ErwvwbbxGKrr2sJWyg&bvm=bv.116274245,d.Y2I> Acesso em: jan. 2016

[28] SILVA, Flávio L. da, FARDIN, Jussara F., REY, Joost P. **Conexão de uma microrrede à rede de distribuição de energia elétrica: um estudo de caso**. In: XVIII

Congresso Brasileiro de Automática, 12 a 16 Setembro 2010. Bonito-MS. P.75-80.

Disponível em: <www.eletrica.ufpr.br/anais/cba/2010/Artigos/66505_1.pdf> Acesso em: jan. 2016

[29] OLIVEIRA, R. D., VIEIRA JÚNIORJ. C. M., **Benefícios e Desafios de Redes Inteligentes**. UNIFACS – Universidade Salvador. Revista Eletrônica de Energia, v.2, n.1, p. 3-14, jan./dez. 2012. Disponível em:

<www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiq8r34obHLAhVEgpAKHYvLBhYQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.revistas.unifacs.br%2Findex.php%2Ffree%2Farticle%2Fdownload%2F1609%2F1531&usg=AFQjCNG3ijqCYX_QPq_q6k5pg81iJCbIw&bvm=bv.116274245,d.Y2I> Acesso em: jan. 2016

[30] Lopes, João Abel Peças, et al. **Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids**. (2009). Disponível em: <www.microgrids.eu/documents/668.pdf> Acesso em: fev. 2016

[31] R. M. Kamel , A. Chaouachi and K. Nagasaka, Carbon emissions reduction and power losses saving besides voltage profiles improvement using micro grids, **Low Carbon Economy J.**, vol. 1, no. 1, pp. 1-7, 2010 Disponível em:

<www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiU5ujUo7HLAhUBFJAKHcgTDncQFgghMAA&url=http%3A%2F%2Fdx.doi.org%2F10.4236%2Ffce.2010.11001&usg=AFQjCNHFzAP1-8tse1fkt0TzM-oK0mHZCQ&bvm=bv.116274245,d.Y2I> Acesso em: fev. 2016

[32] APPLEBYARD, D. (2014) Military microgrid market potencial, **Decentralized Energy** Disponível em: <www.decentralized-energy.com/articles/2014/09/military-microgrid-market-potential.html> Acesso em: fev. 2016

[33] <<http://www.microgrids.eu/>>. Acessado em fev. 2016.

[34] MORAIS, H. G. V. **Modelação de Agentes Virtuais nos Mercados Elétricos**. Tese (doutorado) – Departamento de Engenharias, Universidade de Trás-dos-Montes e Alto Douro, Portugal, mar. 2012.

[35] ALEGRIA, E. **Lessons Learned and Best Practices: Santa Rita Jail Microgrid Project**. Chevron, 30 jul. 2012. Disponível em: <http://e2rg.com/microgrid-2012/Santa_Rita_Jail_Alegria.pdf>. Acesso em: fev. 2016.

[36] CHEVRON. Alameda County Santa Rita Jail Smart Grid: Project Overview Disponível em: <<http://www.acgov.org/pdf/SRJSmartGridOverview.pdf>>. Acesso em: fev. 2016.

[37] M. Soshinskaya, W. H. Crijns-Graus, J. M. Guerrero and J. C. Vasquez, **Microgrids: Experiences, barriers and success factors**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 40, no. 0, pp. 659-672, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006583>> Acesso em: fev. 2016.

[38] Villarreal, Christopher, David Erickson, and Marzia Zafar. **Microgrids: A regulatory perspective**. CPUC Policy & Planning Division (2014). Disponível em: <www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=5118> Acesso em: fev. 2016.

[39] Brito, Ricardo G. de Carvalho, et al. **Geração Distribuída no Brasil: panorama, barreiras e oportunidades**. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/paper/2015/GDartigo_02_06_2015.pdf> Acesso em: fev. 2016.

[40] Freitas, B. M. R. D., & Hollanda, L. Micro e minigeração no Brasil: viabilidade econômica e entraves do setor. **FGV ENERGIA: White Paper nº1**, maio 2015.

[41] SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição**.

Revista Brasileira de Energia, v.14, n.1, p.47-69, 2008. Disponível em:
<repositorio.unb.br/bitstream/10482/15956/1/ARTIGO_GeracaoDistribuida.pdf> Acesso em: fev. 2016.

[42] ANEEL; **Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1** – Introdução; Brasília; 2012; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo1_Revisao_5.pdf; Acesso em fev. 2016

[43] BRASIL. Decreto - **lei n o 5.163, de 30 de Julho de 2004**; Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências; Brasília; 2004.

[44] CCEE. **Como se dividem:** geração. Disponível em:
<www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=epxpxkja8_51&_afLoop=689736404403875>
Acesso em fev. 2016.

[45] ANEEL; **Resolução Normativa No 687**; Brasília; 2015; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>; Acesso em fev. 2016.

[46] ANEEL; **Nota Técnica n° 0096/2015-SRD/ANEEL** - Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública n° 26/2015 para aprimorar a Resolução Normativa n° 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST; 2015; Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/resultado/nota_tecnica_0096_srd_redes_ren482_e_prodist_final.pdf; Acesso em: fev. 2016 .

[47] ANEEL; **Resolução Normativa No 482**; Brasília; 2012; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>; Acesso em fev. 2016.

[48] ANEEL; **Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**; Brasília; 2012; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo3_revisao_5.pdf; Acesso em fev. 2016

[49] ANEEL; **Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**; Brasília; 2010; Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4_Revisao_1.pdf; Acesso em fev. 2016

[50] **Real Decreto 1699/2011** , de 18 de Novembro , que estabelece e regula a ligação à rede de instalações de produção de pequena potência. Spanish Jornal Oficial (BOE). No. 295, 08 de dezembro de 2011. Disponível em:

<www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjxsNObp7HLAhWKHJAKHe6uDAsQFgglMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.sainel.es%2Fintraweb%2Fbuscadocman%2Flanzar.php%3Fidarch%3D6409&usg=AFQjCNEDudaPa-jRN24qKPlrAZraUFgFHA&bvm=bv.116274245,d.Y2I> Acesso em fev. 2016

[51] SIEMENS. **Microgrid Start Up: A Guide to Navigating the Financial, Regulatory, and Technical Challenges of Microgrid Implementation**, junho 2015. Disponível em: <<https://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/microgrid/Documents/Ebook.pdf>> Acesso em fev. 2016.

[52] BRASIL. **Constituição (1988)**. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988.

[53] BRASIL. **Lei Federal n. 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 1996.

- [54] BRASIL. **Decreto - lei n o 41019**, de 26 de Fevereiro de 1957; Regulamenta os serviços de energia elétrica. Brasília; 1957.
- [55] COGEN Power Technologies. **Burrstone energy center**. Disponível em: <www.powerbycogen.com/burrstone-energy-center> Acesso em fev. 2016
- [56] Asano, H., S. Papathanassiou, and G. Strbac. **Policymaking for Microgrids. Economic and Regulatory Issues of Microgrid Implementation**. IEEE Power & Energy Magazine 6 (2008): 66-77.
- [57] COGEN Power Technologies. **Building Clean and Resilient Power: NY Prize Update and Microgrid Case Studies**. Nova Iorque, 2015. Disponível em: <www.dec.ny.gov/docs/administration_pdf/cscnyprize.pdf> Acesso em fev. 2016
- [58] WALSH B., Soren Hermansen. **TIMES: Scientists & Innovators**, 24/09/2008. Disponível em: http://content.time.com/time/specials/packages/article/0,28804,1841778_1841782_1841789,00.html. Acesso em: fev. 2016
- [59] <<https://building-microgrid.lbl.gov/mannheim-wallstadt>> Acessado em fev. 2016.
- [60] JIMÉNEZ, G. **Chile energy supply challenge: Microgrids solutions**. Centro de Energia FCFM – Universidade do Chile, abril de 2012. Disponível em: <idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36861477> Acesso em fev. 2016
- [61] ANEEL; **Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL**; Brasília; 2010; Disponível em: <www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf> Acesso em fev. 2016
- [62] Sanz, J. F., et al. **Analysis of European policies and incentives for microgrids**. International Conference on Renewable Energies and Power Quality. Vol. 12. 2014.

[63] CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). **Análises e percepções para uma política de CT&I no fomento da energia eólica no Brasil**. Brasília, DF: CGEE, 2012.

[64] FERREIRA, H. T. **Energia Eólica: Barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro**. Dissertação (mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, SP, 2008.

[65] CLEAN ENERGY STATES ALLIANCE. **The State of State Renewable Portfolio Standards**. Disponível em: <<http://www.cesa.org/assets/2013-Files/RPS/State-of-State-RPSs-Report-Final-June-2013.pdf>> Acesso em: fev. 2016

[66] Pica, Cesare Quinteiro, et al. **Proposition of alternatives for microgrid insertion in Brazilian's regulatory context**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES. IEEE, 2015.

[67] Del Carpio Huayllas, Tesoro Elena, Dorel Soares Ramos, and Ricardo Leon Vasquez Arnez. Microgrid Systems: Main Incentive Policies and Performance Constraints Evaluation for their Integration to the Network. **Latin America Transactions, IEEE** (Revista IEEE America Latina) 12.6 (2014): 1078-1085.

[68] CASTRO, N. J. de. **Visão 2030: Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico**. Rio de Janeiro: Babilonia Cultura Editorial, 2015. Disponível em: <bibliotecadigital.puc-campinas.edu.br/services/e-books/visao2030.pdf> Acesso em: fev. 2016

[69] Bona, F. S., and E. Ruppert Filho. **As microturbinas e a geração distribuída**. Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída 5 (2004)

[70] da Silva, Edson Luiz. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Sagra Luzzatto, 2001.

[71] ANEEL; **Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 14 – Administração dos serviços ancilares**; Brasília; 2009; Disponível em:
http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx;
Acesso em fev. 2016.

[72] SILVA, S. F, 2005. **Modelo de formação de preços para serviços ancilares de reserva**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília. Brasília. Brasil.

[73] EPC. **Propostas empresariais de políticas públicas para uma economia de baixo carbono no Brasil**. FGV, 2013. Disponível em: <s3-sa-east-1.amazonaws.com/arquivos.gvces.com.br/arquivos_gvces/arquivos/248/publicacao_ie2013_epc.pdf> Acesso em: fev. 2016

[74] Quinteiro Pica, Cesare, et al. "The regulatory challenge of integrating microgrids in the Brazilian context." **Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, 2015 IEEE PES. IEEE, 2015.

[75] Tenfen, D., et al. **Microgrids and Microgeneration in Brazilian Energy Market: a Discussion of Regulatory and Commercial Aspects**. 9º Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE). 2013.

[76] LIGHT. **Composição da Tarifa**. Disponível em: <www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>; Acesso em fev. 2016.

[77] BRASIL. **Lei Federal n. 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, 1996.

[78] ANEEL. **Geração distribuída supera 1000 conexões no Brasil**. 29/10/2015
Disponível em:

<www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=90> Acesso em: fev. 2016.

[79] BRASIL. **Despacho do Secretário-executivo**, em 24 de abril de 2015. Brasília, 2015.

[80] BRASIL. **Lei Federal n. 13.169**, de 6 de outubro de 2015. Altera a Lei n. 7.689, de 15 de dezembro de 1988. Brasília, 2015.

[81] ROSA, V. H. S, 2007. **Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável**. Tese de Doutorado. Universidade de Brasilia. Brasilia. Brasil.

[82] Lasseter, RH (2002). **Microgrids**. Proc., IEEE PES Winter Meeting.

[83] Schwaegerl, C, Tao, L, Pecas Lopes, J, Madureira, A, Mancarella, P, Anastasiadis, A, et al. (2009). **Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation**. More MicroGrids EU-project. 145 pages. Erlangen, Germany, from Microgrids: ([http://www. microgrids.eu/documents/668](http://www.microgrids.eu/documents/668)); [retrieved 7.12.12].

[84] Basso, Thomas S., and Richard DeBlasio. **IEEE 1547 series of standards: interconnection issues**. Power Electronics, IEEE Transactions on 19.5 (2004): 1159-1162.

[85] MOTA, H. S, 2011. **Análise técnica e econômica de unidades geradoras de energia distribuída**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo. Brasil.

[86] HOMER, versão 2.68. **Guia de Introdução para o HOMER Legacy**. Tradução Jones Souza da Silva. Porto Alegre – RS: Instituto de Pesquisas Hidráulicas – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012. Disponível em:
<www.homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStartedGuide_Portuguese.pdf> Acesso em: fev. 2016

[87] TESOURO FAZENDA. **Rentabilidade dos títulos públicos**. Brasília, 09/03/2016. Disponível em: <www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro-direto-precos-e-taxas-dos-titulos> Acesso em: fev. 2016

[88] ABINEE; **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica**; São Paulo; 2015; Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>; Acesso em mar. 2016

[89] FRANCISQUINI, A. A, 2006. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. Brasil.

[90] RIBEIRO, D. V, 2014. **Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da ilha do fundão**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. Brasil.

[91] Ferreira, C. M. O, 2014. **Estudo e análise das centrais híbridas de energias renováveis**. Dissertação de Mestrado. Instituto Superior de Engenharia do Porto. Portugal.

[92] ANEEL; **Resolução Normativa No 414**; Brasília; 2010; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>; Acesso em mar. 2016.

Anexo A – Fluxo de caixa - Cenário 1

Fluxo de CaixaNominal - Cenário 1	Componente	Categoria	Ano								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
Rede	Instalação	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	R\$ 0,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00
Sistema Total	Instalação	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	R\$ 0,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00	-R\$ 640.168,00
Fator de Desconto		1	0,935	0,873	0,816	0,763	0,713	0,666	0,623	0,582	

Anexo B – Fluxo de caixa - Cenário 2

Componente	Categoria	Ano						
		0	1	2	3	4	5	6
Painéis Fotovoltaicos	Instalação	-R\$ 2.240.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 2.240.000,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00	-R\$ 22.400,00
Rede	Instalação	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	R\$ 0,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00	-R\$ 268.849,00
Inversor	Instalação	-R\$ 450.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 450.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sistema Total	Instalação	-R\$ 2.690.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 2.690.000,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00	-R\$ 291.249,00
Fator de Desconto		1	0,935	0,873	0,816	0,763	0,713	0,666
Cenário 2 comparado ao Cenário 1		-R\$ 2.690.000,00	R\$ 348.919,00	R\$ 348.919,00	R\$ 348.919,00	R\$ 348.919,00	R\$ 348.919,00	R\$ 348.919,00

Anexo C – Fluxo de Caixa – Cenário 3

Componente	Categoria	Ano						
		0	1	2	3	4	5	6
Painéis Fotovoltaicos	Instalação	-R\$ 28.000.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 28.000.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00	-R\$ 280.000,00
Rede	Instalação	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	R\$ 0,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00	R\$ 3.159.632,00
Hoppecke 24 OPzS 3000	Instalação	-R\$ 754.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 754.000,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00	-R\$ 7.800,00
Inversor	Instalação	-R\$ 5.250.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 5.250.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sistema Total	Instalação	-R\$ 34.004.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Substituição	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Resgate	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Operação	R\$ 0,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00
	Combustível	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Total	-R\$ 34.004.000,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00	R\$ 2.871.832,00
Fator de Desconto		1,000	0,935	0,873	0,816	0,763	0,713	0,666
Cenário 3 em comparação ao Cenário 1		-R\$ 34.004.000,00	R\$ 3.512.000,00	R\$ 3.512.000,00	R\$ 3.512.000,00	R\$ 3.512.000,00	R\$ 3.512.000,00	R\$ 3.512.000,00

