

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE HÍBRIDA:
ANÁLISE DE CUSTO E RETORNO DE CRÉDITOS DE
CARBONO EM USINAS HIDRELÉTRICAS
COMPLEMENTADAS POR CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.**

VICTOR LEÃO ALVARENGA DE MEDEIROS

**ORIENTADORA: Dsc. MICHELE TEREZA MARQUES DE
CARVALHO**

MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO - 2016
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE HÍBRIDA:
ANÁLISE DE CUSTO E RETORNO DE CRÉDITOS DE
CARBONO EM USINAS HIDRELÉTRICAS
COMPLEMENTADAS POR CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.**

VICTOR LEÃO ALVARENGA DE MEDEIROS

MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA CIVIL.

APROVADA POR:

Prof^ª Michele Tereza Marques de Carvalho, Dsc. (UnB)
(ORIENTADOR)

Prof^ª Rosa Maria Sposto, Dsc. (UnB)
(EXAMINADOR INTERNO)

Guilherme de Oliveira Coelho
(EXAMINADOR EXTERNO)

DATA: BRASÍLIA/DF, 15 DE DEZEMBRO DE 2016.

FICHA CATALOGRÁFICA

MEDEIROS, VICTOR LEÃO ALVARENGA DE

Geração de energia elétrica por fonte híbrida: análise de custo e retorno de créditos de carbono em usinas hidrelétricas complementadas por células fotovoltaicas [Distrito Federal] 2016.

xii, 42 p., 297 mm (ENC/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Civil, 2016)

Monografia de Projeto Final - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental.

- | | |
|--------------------------|------------------------|
| 1. Energia elétrica | 2. Créditos de carbono |
| 3. Células fotovoltaicas | 4. Fontes renováveis |
| I. ENC/FT/UnB | |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MEDEIROS, V.L.A. (2016). Geração de energia elétrica por fonte híbrida: análise de custo e retorno de créditos de carbono em usinas hidrelétricas complementadas por células fotovoltaicas. Monografia de Projeto Final, Publicação G.PF-001/16, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 42 p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Victor Leão Alvarenga de Medeiros

TÍTULO DA MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL: Geração de energia elétrica por fonte híbrida: análise de custo e retorno de créditos de carbono em usinas hidrelétricas complementadas por células fotovoltaicas

GRAU / ANO: Bacharel em Engenharia Civil / 2016

É concedida à Universidade de Brasília a permissão para reproduzir cópias desta monografia de Projeto Final e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia de Projeto Final pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Victor Leão Alvarenga de Medeiros

SQS 110, Bloco J, Apartamento 601

70373-100 - Brasília/DF - Brasil

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Contexto	1
1.2. Justificativa	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo geral.....	3
1.3.2. Objetivos específicos.....	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1. Histórico do setor energético no Brasil.....	5
2.2. Cenário atual da geração de energia elétrica no Brasil	10
2.3. Geração de energia hidrelétrica.....	11
2.4. Geração de energia solar	13
2.5. Geração de energia híbrida: fotovoltaica-hidrelétrica.....	15
2.6. Contexto de mudanças e acordos sobre o clima	17
2.7. Créditos de carbono	19
2.8. Mercado de Créditos de Carbono.....	23
2.9. Mercado de Créditos de Carbono no Brasil.....	24
2.10. Consequência econômica e política da comercialização de créditos de carbono	26
2.11. Relevância da relação comercial para o país	27
2.12. Controvérsia sobre a eficácia do comércio de créditos de carbono para a proteção do meio ambiente	28
2.13. Contexto contábil da venda de créditos de carbono.....	30
2.14. Apropriação de ativos	31
2.15. Custos para a obtenção de Créditos de Redução de Emissões.....	32
2.16. Resultados e estatísticas das atividades no âmbito do MDL no Brasil e no mundo ..	33
2.17. Considerações finais	35
3. METODOLOGIA	37
3.1. Etapa 1.....	38
3.2. Etapa 2.....	39
3.2.1. Métricas energéticas fotovoltaicas	40
3.3. Etapa 3.....	42
3.4. Etapa 4.....	43
4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS	46
4.1. Seleção do caso a ser analisado.....	46
4.2. Custo de implantação do sistema fotovoltaico.....	49
4.3. Créditos de carbono	54
4.4. Análise financeira do investimento.....	55

5. CONCLUSÃO	60
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Oferta de Energia Elétrica no Brasil em 2014	9
Figura 2 - Evolução do parque hidrelétrico brasileiro	12
Figura 3 – Evolução da concentração de usinas hidrelétricas no Brasil	13
Figura 4 – Radiação solar global diária – Média anual típica (Wh/m ² dia)	14
Figura 5 – Etapas para a transformação de um projeto em créditos de carbono.....	22
Figura 6 – Distribuição do total de atividades de projeto MDL registradas por país até 31 de janeiro de 2016.....	33
Figura 7 – Distribuição do total de atividades de projeto MDL registradas por país até 31 de janeiro de 2016.....	34
Figura 8 - Etapas da metodologia de elaboração da análise.....	36
Figura 9 - Geração média de energia no centro de gravidade da PCH Galheiros I (MWh) ao longo de um ano.....	48
Figura 10 - Dimensões do painel solar.....	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantidade de usinas elétricas, empresas concessionárias, localidades atendidas e capacidade instalada (1883 – 1930)	6
Tabela 2 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica por categoria de concessionário (1952 – 1965)	7
Tabela 3 – Setor elétrico: evolução da capacidade instalada e de consumo de energia elétrica (1963 – 1984)	8
Tabela 4 - Vantagens e desvantagens dos mercados regulado e voluntário	26
Tabela 5 – Usinas Hidrelétricas Estudadas em Goiás e Tamanhos Correspondentes das Usinas Fotovoltaicas – Complementaridade.....	46
Tabela 6 - Dados Geográficos da PCH Galheiros I.....	48
Tabela 7 - Dados Técnicos da PCH Galheiros I.....	49
Tabela 8 - Custos dos componentes do sistema fotovoltaico.....	50
Tabela 9 - Energia incorporada no sistema fotovoltaico.....	50
Tabela 10 - Tempo de Retorno de Energia e Fator de Produção Energética.....	54
Tabela 11 - Eficiência de conversão do ciclo de vida do sistema.....	54
Tabela 12 - Estimativas de receita com CREs.....	55
Tabela 13 - Fluxo de caixa para projeto de 7 anos.....	56
Tabela 14 - Fluxo de caixa para projeto de 10 anos.....	57
Tabela 15 - Fluxo de caixa para projeto de 21 anos.....	57
Tabela 16 – Fluxo de caixa anual para projeto de 21 anos.....	58
Tabela 17 - Payback do projeto.....	58

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de contratação Regulada
AND – Autoridade Nacional Designada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APE – Autoprodutores
BEN – Balanço Energético Nacional
CDCF - Community Development Carbon Fund
CER - Certificados de Emissões Reduzidas
CFB - Carbon Finance Business
CFC - Conselho Federal de Contabilidade
CGH – Centrais Geradores Hidrelétricas
CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIMGC - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CNAE – Conselho Nacional das Águas
CVM – Comissão de Valores Mobiliários
COP – Conference of the Parties (Conferência das Partes)
DCP - Documento de Concepção do Projeto
EBITDA - *Earnings before interest, tax, depreciation and amortization*
EOD - Entidade Operacional Designada
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FEAM MG – Fundação Estadual do Meio Ambiente de Minas Gerais
FV – Fotovoltaica
GEE – Gases do Efeito Estufa
IL - Índice de Lucratividade
MCTI – Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
ONU – Organização das Nações Unidas
PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PCF - Prototype Carbon Fund
PND – Plano Nacional de Desestatização
PND II – Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento
SEBRAE - Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas

SIN – Sistema Interligado Nacional

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

UNFCCC - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

VER - Emissão voluntária de redução

VPL - Valor Presente Líquido

RESUMO

Em 1997, os países que aderiram o Protocolo de Kyoto comprometeram-se a implantar medidas com o intuito de reduzir a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEEs), sendo que, os países em desenvolvimento participam do Protocolo voluntariamente, através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O Brasil vem contribuindo para estabilizar as concentrações de GEEs na atmosfera através de projetos no setor energético, especialmente com projetos de energia renovável e eficiência energética, como é o caso da cogeração de eletricidade a partir de fontes renováveis. Neste sentido, esta dissertação tem por objetivo investigar a viabilidade econômica e financeira da utilização de painéis fotovoltaicos como cogeração de energia em hidrelétricas e comercialização de créditos de carbono. Como metodologia utilizou-se de técnicas bastante difundidas na comunidade financeira, como é o caso do Payback. De maneira geral, conclui-se que, do ponto de vista econômico e financeiro, investir em projetos de cogeração de energia visando obter excedentes e subsequente comercialização no mercado de créditos de carbono não é uma alternativa viável para a unidade fotovoltaica estudada.

Palavras-chave: energia fotovoltaica, créditos de carbono, viabilidade econômica.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contexto

O consumo de energia de um determinado país é um fator intimamente ligado com o seu nível de desenvolvimento econômico e social. Para que haja crescimento, se faz necessária a expansão da oferta de energia.

Atender as taxas de crescimento da demanda de energia, necessárias para o desenvolvimento do país, satisfazendo critérios técnicos, econômicos, de segurança de suprimento, garantia de acesso universal a eletricidade pela população brasileira e sustentabilidade ambiental, é considerado um problema para o sistema elétrico brasileiro. A potência necessária para atender ao pico de consumo aproxima-se da instalada do sistema, sendo este o ponto de maior risco de instabilidades (FEAM-MG, 2015).

O grande desafio no futuro próximo é como se dará a expansão do sistema elétrico, sendo premissas a diminuição da dependência por combustíveis fósseis e a elevação da qualidade de energia. O Brasil é um país privilegiado em termos de disponibilidade de recursos naturais renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, destacam-se os recursos hídricos, cujo aproveitamento possibilita a oferta de mais de 64% da geração de eletricidade no país. Estas características fazem com que o Brasil tenha uma matriz energética limpa em comparação com outros países. Enquanto os países desenvolvidos utilizam 14% de fontes renováveis em suas matrizes, o Brasil utiliza 45%, e deve elevar esse patamar a quase 47%, conforme previsão do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007).

No entanto, a produção de energia hidrelétrica depende enormemente de fatores que variam de forma ampla e com pouca previsibilidade, como os ciclos hidrológicos. O planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) deve considerar que a predominância da geração hidrelétrica deixa o país dependente das vazões fluviais, que são sujeitas a variações significativas. Também deve levar em conta princípios básicos que já estão previstos nos planos decenais de energia elétrica, como a sustentabilidade, menores custos e diversificação da matriz elétrica. Contudo, a falta de metas de longo prazo para inserção das fontes renováveis

alternativas faz com que o uso destas não seja devidamente contemplado nos planos de expansão da oferta de eletricidade (WWF-BRASIL, 2012).

O Brasil recebe boa incidência de radiação solar diária durante a maior parte do ano em todo o seu território. Além de boa incidência de radiação solar, o Brasil possui, também, grandes reservas de silício, matéria prima indispensável para a produção dos painéis solares. Essa conjunção de fatores representa uma boa oportunidade para o investimento em pesquisa, desenvolvimento e implantação comercial de toda a cadeia tecnológica da energia solar fotovoltaica.

Nos últimos anos, a energia fotovoltaica tem sido considerada como uma tecnologia bastante promissora. Experiências internacionais apresentam importantes contribuições para análise sobre expansão do mercado, ganhos na escala de produção e redução de custos para os investidores. Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis, tais como, altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado.

Além disso, ainda que o Brasil se caracterize pelo reduzido nível relativo de emissões de carbono, principal gás responsável pelo efeito estufa, este aspecto não deveria ser argumento para justificar a ausência de políticas públicas que promovam o crescimento sustentável de baixo carbono a médio e longo prazos (Gutierrez, 2009). Importa analisar as opções de políticas públicas que possam gerar desenvolvimento sustentável, ao mesmo tempo em que contribuam para a redução de gases efeito estufa (GEE).

Nesse sentido, o mercado de carbono pode se constituir num instrumento importante para o financiamento de projetos e políticas que visem ao desenvolvimento sustentável e, ao mesmo tempo, contribuam para o esforço de mitigação das emissões de GEE.

O conjunto destes aspectos cria um cenário favorável à pesquisa e desenvolvimentos de novas tecnologias e abordagens para os problemas do fornecimento de energia elétrica no Brasil. As temáticas do impacto ambiental, confiabilidade e qualidade da geração e distribuição de energia elétrica no Brasil irão pautar as discussões e novas descobertas dos próximos anos.

1.2. Justificativa

O aumento significativo da demanda por energia elétrica é um fato atrelado ao desenvolvimento econômico e social do Brasil, com tendência a crescer ainda mais nos próximos anos. Dessa forma, o desafio para o setor elétrico brasileiro é desenvolver formas inovadoras de geração de energia elétrica, mantendo o equilíbrio na preservação do meio-ambiente e na eficiência do sistema.

Apesar disso, o custo monetário destes sistemas não pode ser excessivamente oneroso, visto que esse fato inviabiliza os empreendimentos do ponto de vista econômico. Além das exigências técnicas e de impacto ambiental para análise de viabilidade de novas fontes de energia, o aspecto financeiro sempre será relevante neste contexto.

Desse modo, surge a necessidade de serem compreendidas as novas tecnologias de geração de energia, seu funcionamento e quais os aspectos de sua implementação, tanto por parte dos profissionais de projeto quanto dos executores.

Assim, diante dessa necessidade, será elaborada uma análise da relação custo benefício da implementação de sistemas híbridos de fontes fotovoltaicas e hidrelétricas de geração de energia, a fim de verificar que essa opção apresenta vantagens do ponto de vista técnico – fornecimento de energia eficiente e confiável – e, também, um retorno financeiro vantajoso.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo geral

O objetivo principal deste trabalho é a demonstração da viabilidade econômica da implementação de sistemas de geração de energia híbridas no Brasil, especificamente em PCHs e CGHs do estado de Goiás, por meio da complementação da energia hidrelétrica com a instalação de células fotovoltaicas. Para essa análise, será considerado o impacto dos novos mercados de créditos de carbono, que constitui um incentivo ao desenvolvimento de fontes de energia limpas.

Finalmente, o presente trabalho pretende que as partes interessadas no mercado de geração e distribuição de energia elétrica possam avaliar as vantagens do dispositivo proposto e optar por uma fonte de energia renovável, mais estável e economicamente vantajosa.

1.3.2. Objetivos específicos

Após o entendimento do objetivo geral do trabalho, são apresentados os seguintes objetivos específicos:

- Apresentar o cenário atual do mercado de energia elétrica oriunda da geração fotovoltaica em conjunto com a geração hidráulica;
- Avaliar o impacto de projetos de geração de energia por fontes renováveis na redução de emissões de GEEs na atmosfera;
- Conferir a viabilidade econômica e financeira da alteração na planta das usinas hidrelétricas para produzirem eletricidade excedente com a finalidade de comercializar energia elétrica e gerar CREs.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo serão apresentados os conceitos relacionados à indústria energética brasileira, assim como um detalhamento das características do setor no país.

Em seguida, será abordada a produção de energia híbrida com fontes fotovoltaicas e hidrelétricas. Também serão tratados os principais aspectos financeiros e de performance da implantação desse sistema, bem como a posterior obtenção de créditos de carbono como benefício dessa implementação.

2.1. Histórico do setor energético no Brasil

A participação da eletricidade enquanto fonte de fornecimento de energia no Brasil começa a se desenvolver no final do século XIX. Até então, devido à atividade econômica sistematicamente agrária do país, o emprego da eletricidade era inexpressivo.

Um dos primeiros relatos do emprego de energia elétrica no Brasil para fins públicos foi a iluminação interna da Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II – hoje a Central do Brasil – no Rio de Janeiro (Silva, 2011). A primeira usina hidrelétrica de pequeno porte em conjunto com a primeira linha de transmissão do país, com extensão de dois quilômetros, entrou em operação no ano de 1883, em Diamantina, Minas Gerais (Silva, 2011).

Nos anos seguintes e nos primeiros anos do século XX, com o desenvolvimento do Rio de Janeiro e de São Paulo, começam a ocorrer investimentos de capital estrangeiro para a formação de companhias de energia elétrica. Nessa época, surgem iniciativas de iluminação pública nas cidades, o fornecimento de força motriz para o emprego de bondes (Gomes et al, 2002) e novas usinas hidrelétricas.

Gomes et al. (2002, p.2) apontam que entre 1883 e 1900 a capacidade instalada no Brasil multiplicou-se por 178, passando de 91 KW para 10.850 KW, dos quais 53% eram de origem hidráulica (Tabela 1). O Censo de 1920 informa que, em 1900, existiam no Brasil doze usinas com capacidade instalada superior a mil HP (0,7457 MW).

Lima (1984, p.15) aponta que o Estado teve pouca atuação no desenvolvimento e regulação do setor elétrico no país até o final da República Velha. A ação do Estado se resumia a algumas

medidas regulatórias e a concessão de aproveitamentos hidrelétricos e de fornecimento de serviços.

Tabela 1 – Quantidade de usinas elétricas, empresas concessionárias, localidades atendidas e capacidade instalada (1883 – 1930)

Ano	Usinas	Empresas	Localidades	Capacidade Instalada (MW)
1883	1	1	1	0,052
1889	3	3	3	NA
1900	11	11	17	10
1910	88	88	119	157
1920	343	306	431	367
1930	891	791	1536	779

Fonte: Lima (1984, p. 19) apud Martin, J.M. *Processus d'Industrialisation et développement énergétique du Brésil*, Paris, Institut des Hautes Études de l'Amérique Latine, 1966, p. 68.

Um marco do setor energético nacional foi a promulgação do Código das Águas, em 1934. Esta legislação atribuía à União o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento de energia hidráulica e outras fontes para fins de fornecimento para o setor industrial. Desse modo, todos os recursos hídricos nacionais foram incorporados ao patrimônio do Estado. Em 1939 foi criado o Conselho Nacional das Águas – CNAE – com o objetivo de eliminar os problemas tarifários e de regulamentação e suprimento inerentes à indústria de energia elétrica brasileira (Veiga & Fonseca, 2002).

Após o fim da Segunda Guerra Mundial, o processo de urbanização foi acelerado e a demanda por energia elétrica começou a ultrapassar de forma considerável a oferta. Tal fato acarretou o racionamento nas principais capitais brasileiras. Essa nova conjuntura impôs um novo ritmo de crescimento aos investimentos em usinas hidrelétricas (Veiga & Fonseca, 2002).

A Tabela 2 demonstra a evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica, por categoria de concessionário, no período de 1952 até 1965. É evidente o aumento do investimento do setor público nos meios de geração de energia. Em apenas 13 anos houve um aumento de 2985% na capacidade instalada de geração de energia elétrica por concessionárias públicas no Brasil.

A Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica por categoria de concessionário
(1952 – 1965)

Ano	Público		Privado		Autoprodutor		Total
	MW	%	MW	%	MW	%	MW
1952	135,60	6,8%	1.635,50	82,4%	213,70	10,8%	1.984,80
1953	171,10	8,1%	1.631,30	77,5%	302,50	14,4%	2.104,90
1954	303,20	10,8%	2.159,60	77,0%	342,70	12,2%	2.805,50
1955	538,50	17,1%	2.248,40	71,4%	361,60	11,5%	3.148,50
1956	657,10	18,5%	2.551,90	71,9%	341,00	9,6%	3.550,00
1957	681,00	18,1%	2.696,20	71,6%	390,20	10,4%	3.767,40
1958	824,50	20,6%	2.742,80	68,7%	425,80	10,7%	3.993,10
1959	968,50	23,5%	2.724,00	66,2%	422,70	10,3%	4.115,20
1960	1.098,90	22,9%	3.182,20	66,3%	519,00	10,8%	4.800,10
1961	1.341,50	25,8%	3.242,10	62,3%	621,60	11,9%	5.205,20
1962	1.791,90	31,3%	3.161,40	55,2%	775,50	13,5%	5.728,80
1963	2.305,50	36,3%	3.164,40	49,8%	885,50	13,9%	6.355,40
1964	2.872,40	42,0%	3.084,70	45,1%	882,90	12,9%	6.840,00
1965	4.048,00	54,6%	2.486,20	33,5%	876,80	11,8%	7.411,00

Fonte: Lima, J.L. Estado e energia elétrica no Brasil: o setor elétrico no Brasil das origens à criação da Eletrobrás (1890 – 1962), p. 109.

Nessa nova etapa, a grande maioria dos estados brasileiros construíram empresas estatais de energia elétrica, a partir da absorção das empresas estrangeiras instaladas aqui. Em 1945 a primeira empresa estatal federal do setor elétrico foi criada, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf). Seguiram a criação de Furnas, atendendo o sudeste e em 1961 a Hidrelétrica do Vale do Paraíba.

As décadas de 60 e 70 foram marcadas por fortes períodos inflacionários no Brasil, seguidos por uma desestabilidade política e a falta de investimento privado nacional no setor elétrico. No entanto, essa mesma época foi marcada por um intenso processo de desenvolvimento econômico – “Milagre Econômico” e o Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND). Nesse cenário, os setores de geração e transmissão de energia elétrica obtiveram ganhos de eficiência. O consumo anual se elevava em torno de 10% (Tabela 3), e o governo executou seus dois maiores projetos de geração hidrelétrica: Tucuruí e Itaipu.

No entanto, os anos 80 trouxeram uma mudança de paradigma. Devido à escassez de crédito no cenário global, os investimentos se tornaram quase inexistentes, o que gerou a necessidade de um novo formato do financiamento para obras de infraestrutura. Além disso, as obras de Itaipu e o Programa Nuclear Brasileiro foram extremamente onerosas e comprometeram o setor elétrico (Veiga & Fonseca, 2002).

Tabela 3 – Setor elétrico: evolução da capacidade instalada e de consumo de energia elétrica (1963 – 1984)

Ano	Capacidade Instalada (MW)			Consumo (MWh)		
	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Industrial	Não Industrial
1963	6355	4.479,00	1.876,00	22.618,00	11.555,00	11.063,00
1964	6840	4.894,00	1.946,00	23.521,00	11.958,00	11.563,00
1965	7411	5.391,00	2.020,00	24.268,00	12.108,00	12.160,00
1966	7566	5.524,00	2.042,00	26.494,00	13.596,00	12.898,00
1967	8042	5.787,00	2.255,00	27.988,00	13.861,00	14.127,00
1968	8555	6.183,00	2.372,00	31.399,00	16.116,00	15.283,00
1969	10262	7.857,00	2.405,00	34.201,00	17.266,00	16.935,00
1970	11233	8.828,00	2.405,00	37.673,00	19.345,00	18.328,00
1971	12670	10.244,00	2.426,00	42.487,00	22.094,00	20.393,00
1972	13249	10.721,00	2.528,00	47.374,00	25.024,00	22.350,00
1973	15354	12.495,00	2.859,00	52.842,00	28.532,00	24.310,00
1974	17526	14.285,00	3.241,00	58.741,00	31.674,00	27.067,00
1975	19056	16.150,00	2.906,00	66.013,00	35.616,00	30.397,00
1976	20827	17.670,00	3.157,00	75.267,00	41.748,00	33.519,00
1977	22491	19.293,00	3.198,00	83.989,00	46.526,00	37.463,00
1978	25300	21.740,00	3.560,00	93.699,00	52.438,00	41.261,00
1979	27970	24.265,00	3.705,00	104.825,00	58.791,00	46.034,00
1980	31141	27.014,00	4.127,00	115.874,00	64.287,00	51.587,00
1981	35734	31.452,00	4.282,00	119.710,00	64.303,00	55.407,00
1982	38989	32.975,00	6.014,00	132.115,00	72.914,00	59.201,00
1983	39584	33.464,00	6.120,00	141.415,00	77.150,00	64.265,00
1984	41662	35.524,00	6.138,00	157.128,00	89.068,00	68.060,00

Fonte: Lima (1995, p. 144) apud IBGE, Estatísticas históricas do Brasil, vol. 3.

As soluções encontradas para resolver a contínua deterioração do sistema elétrico do Brasil focavam em mudanças estruturais, na forma como o setor se organizava, especialmente no que se referia à atuação do Estado. Em 1992, o Presidente Collor lança o Plano Nacional de Desestatização (PND), que objetivava privatizar as estatais, começando pelas empresas de energia elétrica, através da venda das concessionárias atuantes no ramo da distribuição. Neste contexto, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta nova autarquia foi criada para analisar as novas concessões e licitações, além de fiscalizar os serviços prestados à sociedade pelas empresas que haviam sido privatizadas (Castro, 2003).

O início dos anos 2000 foi marcado pelo racionamento de energia elétrica, o que gerou grande insatisfação por parte dos consumidores e grandes prejuízos à economia – segundo Sauer, 2003, estima-se que as perdas ultrapassaram vinte e cinco bilhões de dólares. Nesse cenário, as empresas do setor elétrico passaram por dificuldades financeiras que acarretaram em revisões tarifárias e mudanças no comportamento dos consumidores.

Houve, nesse momento, uma nova reestruturação focada no modelo institucional e de governança no setor elétrico. Um de seus objetivos prioritários era a expansão da oferta de energia elétrica. Conforme destaca Ramos (2011, p.4), nesse momento, o governo adotou as seguintes premissas:

- i. Respeitar os contratos já existentes;
- ii. Criar um ambiente propício à retomada de investimentos; e
- iii. Implantar a nova proposta de modelo de forma gradual e com abertura para participação dos agentes do mercado.

Desse modo, a comercialização da energia passou a seguir diversas regras, destacando-se o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, que apresentou: a) o formato geral de negociação e contratação da energia – tanto em ambientes regulados (ACR – Ambiente de contratação Regulada) quanto livres (ACL – Ambiente de Contratação Livre); b) as regras para outorga de concessões; e c) as regras para os leilões de energia elétrica.

A atual situação do setor elétrico brasileiro deve ser analisada com o entendimento de que as privatizações e reformulações foram feitas como uma estratégia do governo, visando a lucratividade e a avaliação dos riscos envolvidos para as empresas controladoras. Atualmente, os investimentos em novas plantas são elevados e de longa maturação.

Tolmasquim (2011) apresenta que o novo marco regulatório do setor elétrico garante a expansão da capacidade de geração de forma eficiente e segura. Os contratos de longo prazo e leilões atraíram investidores nacionais e estrangeiros.

Como destaca Silva (2011), as reformas do sistema permitiram o avanço nos investimentos em fontes de energia limpa, mesmo que estas fontes apresentassem um retorno sobre o investimento mais lento. As energias eólica e solar vêm melhorando sua relação custo performance de forma exponencial nos últimos anos (Singularity University, 2016).

A reforma do setor elétrico permitiu o funcionamento do mercado e dos agentes privados, sempre que possível, com atuação do Estado em situações que se façam necessárias. Um equilíbrio da participação de agentes públicos e privados foi atingido, o que tem permitido a

segurança do abastecimento de energia elétrica do país de forma economicamente eficiente e sustentável (Silva, 2011).

2.2. Cenário atual da geração de energia elétrica no Brasil

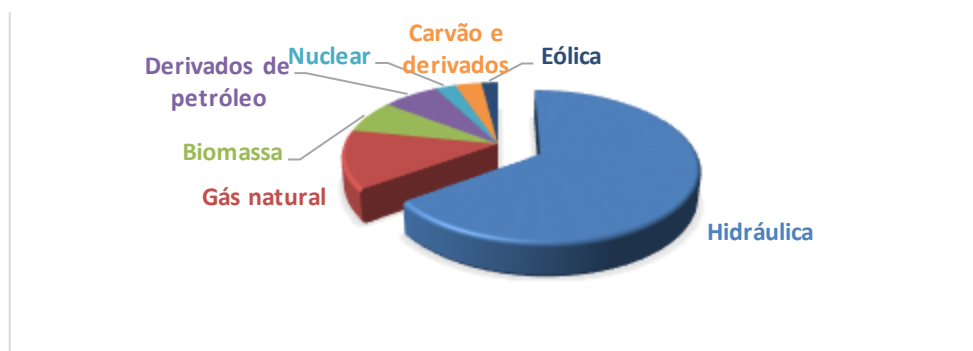
A geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 590,5 TWh em 2014, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) produzido pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) em 2015. Este resultado é 3,4% superior ao de 2013.

As centrais elétricas de serviço público, com 84,1% da geração total, permanecem como as principais contribuintes. A principal fonte de geração de energia elétrica é a hidráulica, embora tal fonte tenha apresentado uma redução de 4,5% na comparação com a produção do ano anterior.

A geração elétrica a partir de fontes de energia não renováveis representou 26,9% do total nacional, contra 23,3% em 2013. A geração a partir de autoprodutores (APE) em 2014 participou com 15,9% do total produzido, considerando o agregado de todas as fontes utilizadas, atingindo um montante de 94,0 TWh. Desse total, 52,2 TWh são produzidos e consumidos in loco, ou seja, pela própria instalação geradora (APE) e a energia gerada não é injetada na rede elétrica. A autoprodução não injetada agrega as mais diversas instalações industriais que produzem energia para consumo próprio, a exemplo dos setores de Papel e Celulose, Siderurgia, Açúcar e Alcool, Química, entre outros, além do Setor Energético. Neste último, destacam-se os segmentos de exploração, refino e produção de petróleo.

Importações líquidas de 33,8 TWh, somadas à geração nacional, asseguraram uma oferta interna de energia elétrica de 624,3 TWh, montante 2,1% superior a 2013. O consumo final foi de 531,1 TWh, um acréscimo de 2,9% em comparação com 2013. A Figura 1 abaixo apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2014:

Figura 1- Oferta de Energia Elétrica no Brasil em 2014



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), Balanço Energético Nacional 2015.

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 65,2% da oferta interna. As fontes renováveis representam 74,6% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável.

Em 2014, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil (centrais de serviço público e autoprodutoras) alcançou 133.914 MW, acréscimo de 7.171 MW.

Na expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 44,3%, enquanto as centrais térmicas responderam por 18,1% da capacidade adicionada. Por fim, as usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 37,6% restantes de aumento do grid nacional.

2.3. Geração de energia hidrelétrica

A hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso energético a nível nacional. Trata-se de uma tecnologia madura e confiável que, no atual contexto de maior preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, apresenta a vantagem adicional de ser uma fonte renovável de geração.

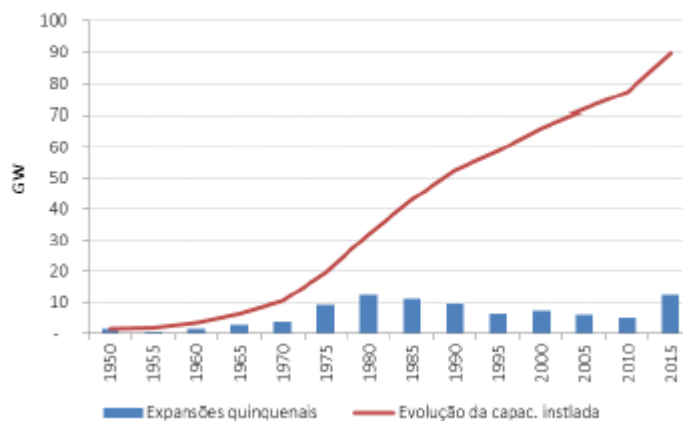
Apesar das inúmeras vantagens, a hidreletricidade enfrenta hoje dificuldades para sua expansão devido aos seus impactos socioambientais negativos (geralmente associados às áreas alagadas por seus reservatórios) e, para projetos hidrelétricos de grande porte, o financiamento dos elevados investimentos necessários para sua construção. Ainda, novos aproveitamentos

hidrelétricos estão cada vez mais distantes dos grandes centros de consumo, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais em linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade.

Se por um lado existem desafios para a construção de novas usinas hidrelétricas, por outro lado, em função de sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento, podem ser fundamentais para o desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes como a energia eólica e solar fotovoltaica.

Para este fim, especialmente, valem destacar as usinas hidrelétricas com armazenamento bombeado, também conhecidas como usinas hidrelétricas reversíveis. Embora sejam de fato consumidoras líquidas de energia, são também capazes de prover serviços auxiliares e armazenamento. Nesse caso, o armazenamento é feito bombeando-se a água de um reservatório inferior para outro superior nos momentos do dia em que há excedentes de oferta eólica e solar fotovoltaica.

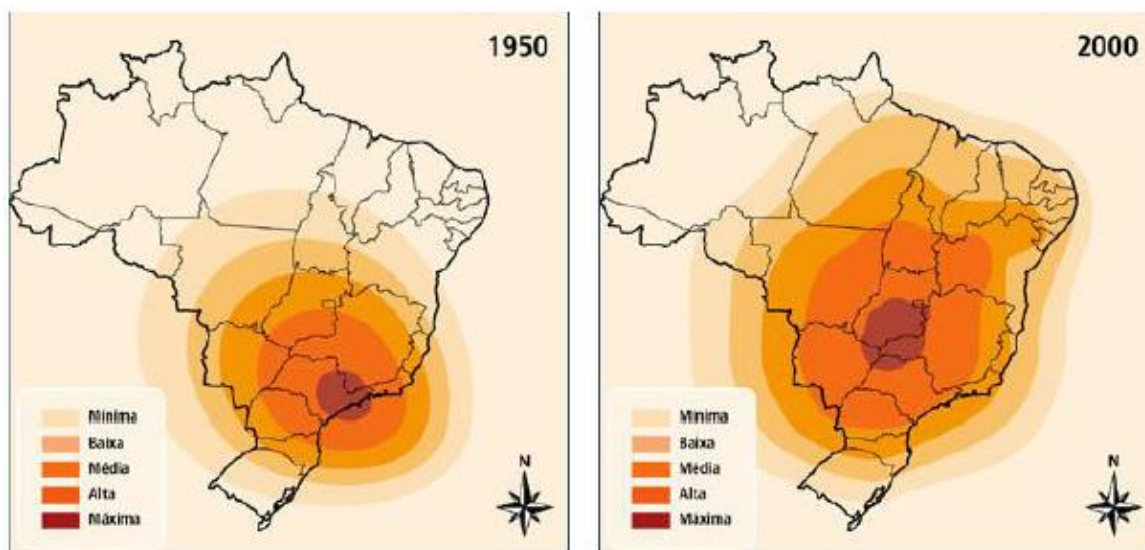
Figura 2 - Evolução do parque hidrelétrico brasileiro



Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados de ANEEL (2016)

A retomada da expansão hidrelétrica se deve também à preocupação mundial com as emissões de gases de efeito estufa, que impactam o clima do planeta. Neste sentido, a hidreletricidade desempenha um papel duplamente importante para a redução das emissões no setor elétrico, pois além de ser uma fonte renovável (com emissões bastante reduzidas quando comparadas com aquelas associadas à geração termelétrica fóssil), sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento permitem a maior penetração de fontes renováveis intermitentes, como a geração eólica e a solar fotovoltaica.

Figura 3 – Evolução da concentração de usinas hidrelétricas no Brasil



Fonte: Atlas de energia hidráulica. Aneel, 2005.

Usinas hidrelétricas, inclusive as reversíveis, são capazes de responder rapidamente às flutuações típicas da geração eólica e solar fotovoltaica, assim garantindo um atendimento confiável da demanda de energia. Os reservatórios hidrelétricos, por sua vez, representam hoje a única tecnologia economicamente competitiva capaz de armazenar grandes quantidades de energia, que é fundamental para maximizar o atendimento da demanda de eletricidade com fontes renováveis de geração.

Por fim, vale ressaltar os benefícios não energéticos que o desenvolvimento da hidreletricidade pode propiciar, como o abastecimento de água, irrigação, recreação e controle de cheias, dentre outros.

2.4. Geração de energia solar

A energia solar representa a nossa maior fonte de energia renovável. A irradiação solar efetiva que atinge a superfície da Terra se distribui em faixas de cerca de 0,06 kW/m² nas mais altas latitudes a 0,25 kWm² em baixas latitudes. Mesmo quando avaliada numa base regional, o potencial de produção de energia solar na maioria das regiões do mundo é muitas vezes maior do que o consumo de energia primária total nessas regiões (De Vries, 2007). Korokawa et al.

(2007) estimam que se fossem instaladas células fotovoltaicas em 4% da superfície dos desertos da Terra seria possível produzir energia o suficiente para suprir o consumo de energia atual.

Figura 4 – Radiação solar global diária – Média anual típica (Wh/m²dia)



Fonte: Atlas de Irradiação Solar no Brasil, 1998.

A energia solar refere-se a fontes de energia que podem ser diretamente atribuídos à luz do sol ou o calor que a luz solar gera (Smith, 1995). Tecnologias de energia solar podem ser classificadas da seguinte forma: (1), passiva e ativa; (2) térmica e fotovoltaica; e (3) com concentração e sem concentração.

Segundo Timisina et al. (2012) a tecnologia de energia solar passiva simplesmente recolhe a energia sem converter o calor ou luz em outras formas de energia. Esta categoria inclui, por exemplo, a maximização do uso da luz do dia ou calor através dos projetos construtivos. Em contraste, a tecnologia de energia solar ativa refere-se à utilização da energia solar para guardá-la ou convertê-lo para outras aplicações e podem ser amplamente classificados em dois grupos: (i) térmicas solares e (ii) fotovoltaica (FV).

A tecnologia térmica utiliza o calor solar, que pode ser utilizado diretamente tanto para aplicação térmica, quanto aquecimento ou geração de eletricidade. Por conseguinte, podem ser divididos em duas categorias: i) solar térmica não- elétrico; e ii) termelétrica solar. O primeiro inclui aplicações como secagem agrícola, aquecedores de água solar, aquecedores de ar, sistemas de refrigeração solares e fogões solares; o segundo refere-se ao uso de calor solar para

produzir vapor para a geração de eletricidade, também conhecida como energia solar concentrada (CSP em inglês).

Como o interesse deste estudo reside nas células fotovoltaicas, aborda-se este tópico especificamente a seguir. A tecnologia fotovoltaica converte a energia contida na luz do sol em energia elétrica quando os fótons recaem sobre um material semicondutor, causando excitação de elétrons e aumentando fortemente a condutividade. Dois tipos de tecnologia FV estão atualmente disponíveis no mercado: (a) as células FV à base de silício cristalino e (b) tecnologias de filme fino feitos de uma gama de diferentes materiais semicondutores, incluindo silício amorfo, telureto de cádmio e diselenido de cobre, índio e gálio.

No ano de 2014, a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil para a energia solar foi de apenas 15 MW (Empresa de Pesquisa Energética, 2015).

No entanto, percebe-se uma tendência acentuada de crescimento deste tipo de fonte. Observando-se os resultados de 2015, a oferta interna de energia elétrica (OIEE) solar elevou-se em 266,4%, atingindo 59 GWh. Ainda, segundo relatório “Acompanhamento das Centrais Geradoras Fotovoltaicas” do mês de junho de 2016, produzido pela ANEEL, que acompanha mensalmente a expansão da oferta de energia elétrica no país, há um total de 69 usinas fotovoltaicas sendo implementadas em todo o país, com expectativa de comercializar 1.856,78 MW até 2018.

As tecnologias de geração de energia solar se tornaram competitivas do ponto de vista da performance em função do preço apenas nos últimos anos. Desta forma, há uma perspectiva que sua contribuição na matriz de geração de energia elétrica no Brasil aumente em um futuro breve.

2.5. Geração de energia híbrida: fotovoltaica-hidrelétrica

Fontes renováveis intermitentes têm se apresentado como uma excelente alternativa para uma maior segurança energética para países com forte dependência de combustíveis fósseis, visto que os recursos são finitos, e também para países importadores, caso no qual embargos e flutuações de preços indesejáveis podem ocorrer. Mas, fundamentalmente, a expansão de fontes renováveis híbridas apresenta-se como alternativa para o atendimento da demanda sem

emissões de gases de efeito estufa, principalmente naqueles países em que o potencial hidrelétrico já foi quase totalmente utilizado (como é o caso de alguns países europeus e Estados Unidos), ou o potencial é reduzido com relação à demanda a ser atendida (como é o caso da China, dentre outros).

Baseado nos estudos desenvolvidos por Coelho et al. (2015), percebe-se que a exploração de fontes hidrelétricas no Brasil varia anualmente em função dos períodos de seca e chuva. Este fato causa diversas deficiências no fornecimento de energia para os consumidores e é especialmente crítico, pois a oferta interna de energia elétrica brasileira de origem hidráulica correspondeu à 65,2% do total nacional em 2014.

Segundo dados de 2015, pelo terceiro ano consecutivo, devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas ao longo do período, houve redução da oferta de energia hidráulica. Em 2014 o decréscimo foi de 5,6%. Esta oferta hídrica reduzida explica o recuo da participação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica, de 84,5% em 2012 para 79,3% em 2013 e 65,2% neste ano, apesar do incremento de 3.177 MW na potência instalada do parque hidrelétrico.

Por outro lado, as usinas solares fotovoltaicas não geram durante o período da noite, além de poderem apresentar variações de geração ao longo do dia em função da nebulosidade. Portanto, para garantir o atendimento à demanda em qualquer instante com o padrão de qualidade desejado (isto é, com variações de tensão e frequência dentro dos limites estabelecidos), se faz necessária uma fonte de geração de backup, capaz de assumir as oscilações positivas ou negativas das fontes de geração solar fotovoltaica. Usinas hidrelétricas, pelas suas características operativas, são uma solução eficaz para mitigação das flutuações de geração típicas destas fontes renováveis. A capacidade de armazenamento das hidrelétricas, por sua vez, permite minimizar a produção de eletricidade a partir de fontes térmicas a combustíveis fósseis. Usinas solares fotovoltaicas, em condições mais favoráveis de irradiação solar, podem maximizar sua oferta de eletricidade através da redução de geração das usinas hidrelétricas, que assim poupam a água armazenada em seus reservatórios, para posterior turbinamento, quando houver menor oferta solar.

A fim de reduzir este risco, Coelho et al. (2015) propõe que seja feita uma complementação do fornecimento de energia elétrica hidráulica com a instalação de células fotovoltaicas nas

dependências de centrais produtoras de energia hidrelétrica, aproveitando a estrutura de distribuição já existente e o potencial de radiação solar apresentado no Brasil.

Em seu trabalho, Coelho et al. (2015) concluem que a estabilização sazonal da oferta de energia apresenta melhores resultados em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), em função das diferenças significativas de vazão apresentadas pelos cursos de água destas usinas.

Surge, desse estudo, uma nova possibilidade. Esta vai além dos ganhos de geração de energia devidos à complementariedade e repotencialização dos sistemas, já que a energia solar é uma energia renovável e limpa, abrem-se as portas para a exploração do comércio de créditos de carbono.

Segundo Coelho et al (2015), nos casos em que a geração da fonte principal (hídrica) encontra-se com valor abaixo da média, caso a fonte solar seja capaz de garantir a geração, impedindo o máximo possível que a energia firme diminua, considera-se que a fonte solar complementa a geração.

Nos casos em que não se verifica a complementariedade, verificou-se a repotencialização das usinas, que corresponde a um acréscimo na energia gerada. Esta repotencialização é dada pela parcela em valor percentual que a energia gerada pela fonte solar representa com relação à energia gerada pela fonte hídrica.

A complementariedade é dada pelo produto entre a repotencialização e a razão entre os meses em que se verificou complementariedade e o total de meses do ano.

2.6. Contexto de mudanças e acordos sobre o clima

Os impactos ambientais oriundos da intervenção humana na natureza são cada vez mais visíveis. Os ciclones, as enchentes, o derretimento das camadas polares e as temperaturas elevadas, dentre outros fatores, aumentaram consideravelmente nas últimas décadas do século XX (Said; Dzedzic, 2008; Ávila, 2009). Além disso, a ampliação das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), principalmente do gás carbônico (CO₂), tem contribuído para o

aquecimento global e causado graves problemas para a humanidade (Rezende *et al* 2006; Ávila, 2009).

Arelado ao desenvolvimento econômico, proveniente da revolução industrial, a queima de combustíveis fósseis (carvão, gás natural e petróleo) e os desflorestamentos contribuíram para o aumento das concentrações dos GEE na atmosfera (Silva Filho, 2010).

Como consequência, o aquecimento global, bem como outros fatores provocados pelo efeito estufa têm preocupado a sociedade e impulsionado discussões que visam a busca de iniciativas que atenuem tal cenário (Gomes et al, 2011). Nas últimas décadas a sociedade tem questionado com frequência os impactos em escala planetária que foram gerados pelo acelerado desenvolvimento econômico, especialmente no tocante a cada vez mais intensa escassez dos recursos naturais e as alterações de temperatura do planeta. Várias conferências e protocolos vêm sendo realizados para discutir esse tema e cada vez mais se aponta para uma realocação da riqueza mundial em prol do meio ambiente.

Como resultado dessas preocupações, em junho de 1992, ocorreu a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, no Rio de Janeiro. Nesse evento, os países assinaram a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, que tinha o objetivo de equilibrar a concentração dos GEE na atmosfera (Finco; Rezende, 2005).

Em 1997, ocorreram mais discussões sobre as mudanças climáticas em uma Convenção no Japão. Nessa ocasião, teve origem o documento do Protocolo de Kyoto, que determinava que os países industrializados deveriam reduzir as suas emissões de CO₂ e de outros GEE. Especificamente, esses países deveriam implantar medidas para que, em 2012, as suas emissões fossem 5,2% menores do que os níveis apresentados em 1990 (Antonio; Dziedzic, 2007; Ávila, 2009).

Destaca-se que esse protocolo não foi ratificado por todos os países integrantes da ONU, uma vez que os Estados Unidos da América e a Austrália se recusaram a aceitar os compromissos estabelecidos naquela convenção (Gomes et al, 2011).

Nesse contexto, caso os países desenvolvessem projetos de redução de emissões e estes fossem devidamente cadastrados na ONU, poderiam negociar essas reduções com os países que não

atingissem as metas. Com isso surge uma nova oportunidade de mercado: a comercialização dos créditos de carbono no mercado de futuros gerando grandes fluxos financeiros.

Os fluxos financeiros decorrentes do mercado de créditos de carbono demandam estudos financeiros e de contabilidade, visto que esse mercado se encontra em estágio relativamente inicial, o que por sua vez apresenta desafios no registro de valores de maneira adequada, contribuindo para a análise correta das empresas quanto à viabilidade do investimento.

A conferência do clima em Durban, na África do Sul, ocorrida em dezembro de 2011, manteve o Protocolo de Kyoto, vigorando até, no máximo, 2020. No novo período deste compromisso, foram incluídos novos cortes de redução de gases-estufa (Gomes et al, 2011). Um dos resultados da conferência é que os países firmaram um compromisso de iniciar um novo marco legal, um novo protocolo, pelo qual todos os países se unirão para combater os efeitos das mudanças climáticas.

2.7. Créditos de carbono

Pelo Protocolo de Kyoto, os países industrializados deverão reduzir suas emissões de GEE em relação às emissões de 1990. O Protocolo estabeleceu três mecanismos inovadores, conhecidos como Comércio de Emissões, Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Os dois primeiros são exclusivos dos países que possuem metas obrigatórias, o que não é o caso do Brasil.

Rocha (2003) relata que, a partir do protocolo de Kyoto, para que os países industrializados consigam atingir suas cotas de redução de Gases do Efeito Estufa (GEE) criou-se o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, pelo qual os países em desenvolvimento implantam atividades que subtraem carbono da atmosfera e em troca recebem Certificados de Emissões Reduzidas – CER conhecidos como créditos de carbono que, então, devem ser comercializados com os países industrializados num mercado internacional, conhecido como Mercado de Carbono, compondo o artigo 6 do documento gerado a partir do protocolo de Kyoto.

Segundo Ribeiro (2006), o MDL foi instituído com o objetivo principal de auxiliar os países em desenvolvimento na implantação de tecnologias de recuperação e preservação ambiental e de ajudar os países desenvolvidos a cumprir suas metas de redução de emissões.

Os créditos de carbono são certificados eletrônicos. Estes são gerados quando há uma redução na emissão de gases, que estão na essência do aquecimento global, e que provocam o efeito estufa. Um crédito de carbono equivale a uma tonelada de CO₂ (dióxido de carbono) que deixou de ser emitido para a atmosfera. Quando há redução de outros gases de efeito estufa (GEE) também há a emissão de créditos, empregando-se uma tabela de equivalência entre estes gases e o CO₂ (Almeida, 2005).

Empresas que conseguem diminuir a emissão de GEE obtêm esses créditos, podendo vendê-los nos mercados financeiros. Os créditos de carbono são considerados *commodities* (mercadorias negociadas com preços estabelecidos pelo mercado internacional). Segundo Meneguín (2012) estes créditos geralmente são comprados por empresas no exterior que, em função do Protocolo de Kyoto, têm metas obrigatórias de redução de emissões de gases de efeito estufa, mas não conseguem atingir o patamar determinado. A compra dos créditos permite-lhes manter ou aumentar suas emissões.

Ou seja, empresas que poluem acima do limite permitido pelo Protocolo de Quioto pagam pela poluição adicional que geram, remunerando as atividades que reduzem as emissões de gases.

Para a obtenção dos Certificados de Emissões Reduzidas (CER), O protocolo de Kyoto, no parágrafo 5º do artigo 12º, define como requisitos essenciais aos projetos de MDL:

- a. Ter a participação voluntária dos atores envolvidos;
- b. Contar com a aprovação do país onde será implantado;
- c. Apoiar os objetivos de desenvolvimento sustentável definidos pelo país onde será implantado;
- d. Reduzir as emissões de GEE em relação ao que ocorrerá se ele não for implementado – princípio da adicionalidade;
- e. Contabilizar o aumento de emissões de GEE que ocorra fora dos limites das suas atividades (chamadas “fugas”) e que seja atribuível a essas atividades;
- f. Trazer uma estimativa dos impactos de suas atividades – as partes envolvidas e/ou afetadas por esses impactos deverão ter sido comprovadamente consultadas;
- g. Gerar benefícios climáticos – mensuráveis, reais e de longo prazo.

De acordo com as regras estabelecidas nas Conferências das Partes - COPs, os CERs têm um prazo de validade máxima de 10 anos (para os projetos fixos) e de 21 anos para os renováveis, sendo renovados a cada sete anos.

Segundo Araújo (2000) uma vez observados os requisitos acima descritos nos projetos de MDL, estes são submetidos a um processo de sete etapas para que as empresas obtenham o registro no conselho executivo e possam negociar os créditos de carbono. A primeira etapa é a preparação de um projeto MDL para validação, onde as entidades promotoras do projeto elaboram um Documento de Concepção do Projeto (DCP) que deverá ser submetido a uma consulta pública num período de 30 dias.

Os DCPs devem ser atestados com a descrição do projeto, incluindo atividades e participantes, as metodologias utilizadas, com o período de obtenção dos créditos e informações sobre impactos ambientais (Araújo, 2011). A metodologia adotada deve ser uma das registradas no conselho do MDL. Caso a tecnologia a ser implementada não esteja registrada e de acordo com as metodologias já existentes, o proponente pode desenvolver sua própria metodologia, que após a aprovação se torna pública e disponível, sendo que os custos envolvidos na elaboração e o risco de reprovação do projeto são assumidos pelos responsáveis pela elaboração.

A segunda etapa é a validação ou rejeição do projeto, quando este é encaminhado para a Entidade Operacional Designada (EOD), uma consultoria externa credenciada pelo conselho do MDL responsável pela aprovação ou rejeição do projeto. Com base no Documento de Concepção do Projeto, a EOD verifica se o projeto está de acordo com os requisitos do MDL para em seguida ser conduzido à Autoridade Nacional Designada (AND), que no caso do Brasil é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), subordinada ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, regulada pelo Decreto nº 6.263/2007.

A validação do projeto é o processo pelo qual a AND atesta a voluntariedade dos participantes e a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável, para em seguida emitir uma carta de aprovação (MCTI, 2005).

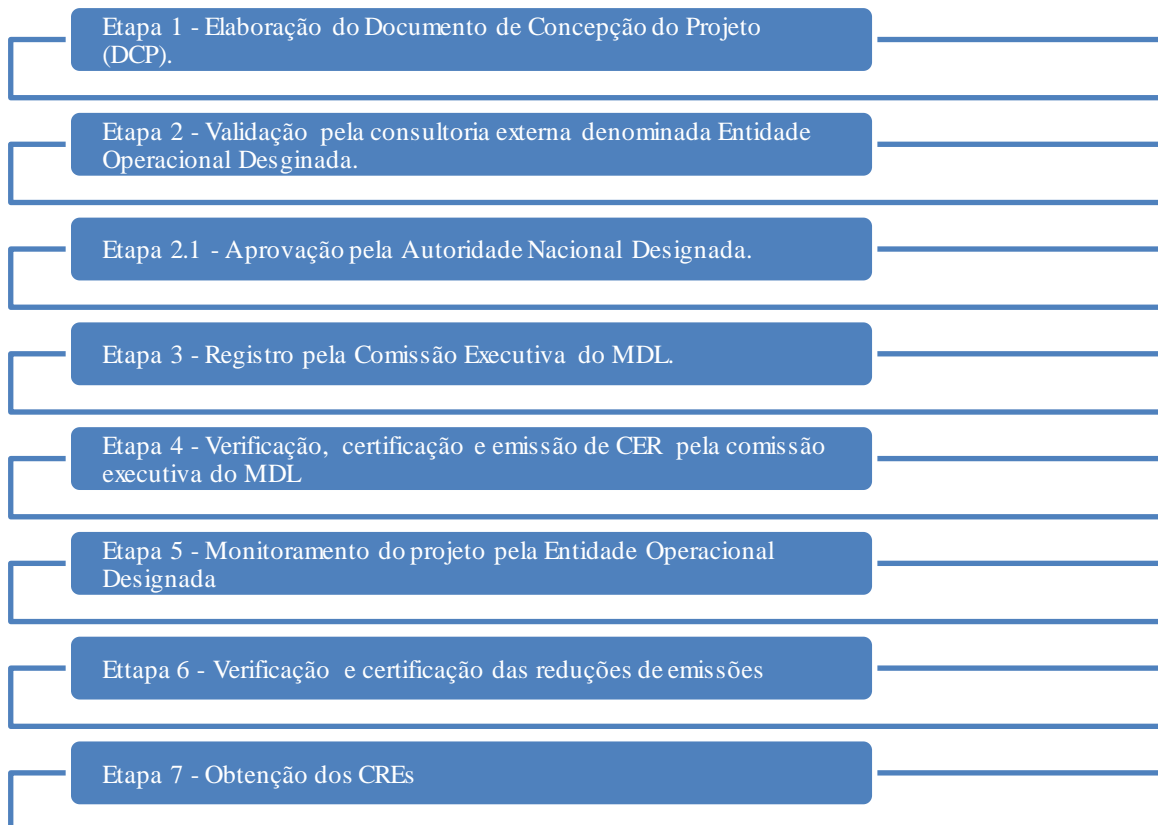
A terceira etapa ocorre após a aprovação da AND e é o registro pela Comissão Executiva do MDL, que recebe o relatório de validação. A Comissão Executiva tem oito semanas para aceitar

formalmente o projeto ou expor suas reservas. A quarta e última etapa é a verificação, certificação e emissão de CER pela comissão executiva do MDL (Araújo, 2011).

Depois de registrado o projeto, os interessados devem monitorar a redução de emissões, em conformidade com o plano apresentado no DCP. Deverá contratar, então, outra Entidade Operacional Designada, para aferir as reduções de emissão e preparar relatório de verificação. Esse relatório é, então, remetido à Comissão Executiva, que, caso o aprove, deverá certificar a redução de emissões, emitindo um CRE para cada tonelada de CO₂ (ou valor equivalente de outros gases estufa) cujo seqüestro se verificou. Esse procedimento deverá se repetir durante todo o período de crédito do projeto (Araújo, 2011).

Após essas etapas as empresas terão obtido os registros no Conselho Executivo e poderão negociar os créditos de carbono no mercado. A figura 5 abaixo ilustra o processo de obtenção dos CREs.

Figura 5 – Etapas para a transformação de um projeto em créditos de carbono



Fonte – Elaboração do autor

O mecanismo de comércio de emissões é uma das grandes inovações na política ambiental e pode ser uma ferramenta útil para reduzir o custo de produção. A vantagem de permitir o comércio é que algumas empresas podem reduzir as suas emissões de forma mais econômica do que outras (Nordhaus, 2011). Isto alivia a pressão sobre os países para reduzir as emissões de carbono ou créditos de compra de carbono.

2.8. Mercado de Créditos de Carbono

O mercado de carbono vem crescendo potencialmente nos últimos anos, impulsionado principalmente pela ratificação do protocolo de Kyoto, em 2005, além da operação do mercado da União Europeia. Gutierrez (2007) afirma que independentemente do mercado em que as transações comerciais de carbono estejam inseridas, em todos os seus segmentos inclui tanto os mercados de licença de emissão, alocadas num regime de metas (*Cap-and-Trade*), como os mercados que negociam as reduções de GEE, originadas da implementação de projetos que visam a essa redução, baseados em projetos que incluem o MDL.

As negociações *Cap-and-Trade* são representadas especialmente pelos países europeus, onde as emissões deverão ser diminuídas em 5%, em uma primeira etapa, em caso contrário, estes deverão pagar uma multa de 40 euros por cada tonelada de carbono excedente. As formas de redução se darão através de planos de alocação que são determinados pela Comissão Europeia. Nos projetos de MDL as transações podem ser:

- a. Compromissos com o Protocolo de Kyoto;
- b. Adesão voluntária;
- c. De varejo, onde as negociações são de pequenas quantidades de carbono.

De acordo com dados de 2015 do Banco Mundial, apresentados no relatório “*State and Trend of Carbon Pricing*” as transações baseadas em projetos que geram créditos de carbono, passaram de menos 30 milhões de toneladas de CO₂, no período de 1996-2002, para 78 milhões de toneladas de CO₂ em 2003, e atingiram a marca recorde de 7 bilhões de toneladas de CO₂ em 2015. Estas transações representaram um valor de aproximadamente US\$ 50 bilhões.

Os principais compradores são empresas japonesas, o governo da Holanda (por meio de programas específicos e/ ou instituições intermediárias) e o *Carbon Finance Business* – CFB (por meio do *Prototype Carbon Fund* – PCF e do *Community Development Carbon Fund* – CDCF). Juntos representam 88% do volume transacionado no período 2013-2014.

Nos primeiros meses de 2014, os principais vendedores foram os países em desenvolvimento, com cerca de 93% do volume transacionado. Segundo dados do Banco Mundial, entre 2013 e 2015 o continente asiático foi responsável pela negociação de 32% dos créditos de carbono comercializado no mundo, tendo o continente europeu como seu principal interessado (compradores). A China é responsável por 48,9% das ofertas, seguido da Índia com 20,8%. Na América Latina, o total comercializado corresponde a apenas 10%, sendo o Brasil responsável por 4,4% da oferta de créditos de carbono (Banco Mundial, 2015).

2.9. Mercado de Créditos de Carbono no Brasil

Segundo a BM&FBovespa (2016), o mercado de carbono é um ambiente eletrônico de negociação desenvolvido para viabilizar, de forma ágil, segura e transparente, o fechamento de negócios com créditos gerados por projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e no âmbito do mercado voluntário.

Para Ribeiro (2006), a atribuição de valor ao resultado de esforços de redução das emissões ou remoção de GEEs da atmosfera gerou um novo produto de grande aceitação no mercado e constitui-se em forma de captação de recursos junto a terceiros.

As operações são realizadas por meio de leilões eletrônicos, via web, e agendados pela BM&FBovespa a pedido de entidades – públicas ou privadas – que desejem ofertar seus créditos de carbono no mercado. Segundo a BM&FBovespa (2016), 1 tonelada de dióxido de carbono (CO₂), corresponde a um crédito de carbono. Para Braga e Veiga (2010) esse modelo de mercado oferece dupla vantagem:

- i. para o comprador, é mais barato pagar por um projeto de MDL do que alterar seu próprio processo produtivo;

- ii. para o vendedor, é uma fonte de recursos para investimentos. Em menos de uma década, uma atividade inexistente transformou-se em um mercado que movimentou US\$50 bilhões em 2015.

Ainda segundo Braga e Veiga (2010) existem dois mercados de crédito de carbono: o mercado regulado e o voluntário. No mercado voluntário, representado por países que ainda não ratificaram o Protocolo e com isso não se comprometeram com suas determinações, a unidade de medida de 1 tCO₂e verificada é o *Voluntary Emission Reduction* (VER); e no Regulado, constituídos pelos países signatários, é o *Certified Reduction* (CRE). No mercado voluntário, os preços variaram entre 4,5 e 8,5€ no primeiro trimestre de 2016, enquanto no Regulado a tonelada de CO₂e foi negociada entre 11,3 e 12,1€. Essa diferença deve-se ao rigor na seleção dos projetos no âmbito do MDL.

A tabela 4 abaixo resume as vantagens e desvantagens desses dois mercados.

Tabela 4 – Vantagens e desvantagens dos mercados regulado e voluntário

	Mercado regulado	Mercado voluntário
Prós	<ul style="list-style-type: none"> • Estrutura já reconhecida pelo mercado • Maior retorno com a comercialização dos créditos 	<ul style="list-style-type: none"> • Estrutura mais flexível • Não está limitado aos prazos do Protocolo de Kyoto • Viabilidade de projetos de pequeno porte • Viabilidade de projetos de A/R
Contras	<ul style="list-style-type: none"> • Limitações impostas pelo Protocolo de Kyoto • Projetos com custos mais elevados 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausência de uma padronização definitiva e universal

Fonte: Banco Central do Brasil

Braga e Veiga (2010) afirmam que o mercado de créditos de carbono tem atraído companhias com diferentes objetivos. Algumas preocupam-se em reduzir emissões, não para cumprir metas estabelecidas pelo governo, mas para gerarem créditos e, com isso, além de terem uma

nova fonte de receitas, vinculam a idéia de “ser verde” à sua marca, agregando valor aos seus produtos. A redução de emissão passa a ser vista como investimento e oportunidade e não como custo. Enquanto, para as empresas que precisam reduzir suas emissões, contar com mecanismos de mercado é um benefício que minimizará seus custos.

Segundo Ribeiro (2006) o mercado de créditos de carbono no Brasil já mobiliza empresas cuja atividade principal não está relacionada à geração de energia elétrica limpa. Grandes companhias como Gerdau, Corn Internacional e Companhia Siderúrgica de Tubarão (CST) desenvolveram metodologias próprias para fazer com que seus projetos de eficiência energética ou substituição de combustíveis possam participar do mercado de créditos de carbono previsto pelo Protocolo de Kyoto e gerar receitas adicionais.

Para Ribeiro (2006), os projetos MDL, de reduções ou remoções dos GEEs, implementados com sucesso, geram novas opções de negócio no mercado financeiro. Tal negócio só se realiza depois da comprovação dessa redução pelas autoridades competentes.

Segundo Tanizaki (2012) o mercado de crédito de carbono está em pleno desenvolvimento, principalmente por causa do chamado mercado voluntário. Nele, mesmo países que não precisam diminuir suas emissões ou que não assinaram o Protocolo de Kyoto podem negociar créditos.

Tanizaki (2012), explica que o Brasil é um dos países que mais formulam projetos que geram créditos de carbono e que a expansão desse mercado é inevitável. É muito difícil para os países desenvolvidos conseguirem atingir suas metas. Desde que o Protocolo de Kyoto foi assinado, houve um aumento populacional, acompanhado do aumento da necessidade de insumos. E isso acarreta um aumento natural da emissão de poluentes.

2.10. Consequência econômica e política da comercialização de créditos de carbono

O Comércio de Créditos de Carbono cresce a cada dia e, traz não só consequências econômicas e políticas para as partes que participam diretamente desta comercialização, como também para todos que os rodeiam. Contudo, não há como dizer que a comercialização de créditos de carbono somente é benéfica ou traz consequências positivas aos organismos com competência para esta relação comercial.

Entretanto, pode se dizer que a comercialização de créditos de carbono traz resultados relevantes tanto para os países que as comercializam como para os países que são meros observadores desta transação. Politicamente, os países que comercializam créditos de carbono estão contribuindo para um desenvolvimento sustentável, que é atender as necessidades presentes sem o comprometimento de esgotarem os recursos essenciais para a futura geração.

Nesta ordem de ideias, Teixeira (2012) afirma que a consequência política é a contribuição para o desenvolvimento sustentável que os projetos trazem a sociedade de modo a atingir o seu objetivo principal, que é alcançar a redução de emissão dos GEEs. Ademais, o território, a empresa, o estado e o país que ajuda a reduzir as emissões, como é o caso do Brasil, passa a ser vista no Organismo Internacional de uma forma benéfica, sendo um diferencial competitivo que ajuda a trazer mais investimentos para o país através de um bem comum. Além disso, as empresas passam a ser reconhecidas no mercado de stakeholders, o que conseqüentemente traz mais investimentos.

Economicamente, o Brasil com os projetos de MDL atrai mais investimentos para o país, isto porque estão associando a produção à responsabilidade ambiental. Atraindo mais investimentos seguros geram mais lucros que ajudam no crescimento e desenvolvimento do país. Segundo Miguéz (2005), o MDL melhora a taxa interna de retorno de projetos, um incentivo que não seria adequado quando comparados com alternativas de investimento. Assim, permite à geração de riquezas associada à preocupação ambiental, que hoje é um aspecto positivo para atrair investimentos nos países em desenvolvimento.

2.11. Relevância da relação comercial para o país

A relação comercial de créditos de carbono no Brasil tem um aspecto altamente positivo, uma vez que está educando o país a ter uma vasta consciência ambiental, como também, reeduca a população e, além disso, os empresários que passam a ver a preservação como algo lucrativo e inteligente.

Segundo Teixeira (2012), os incentivos, como o alto preço por tonelada, fazem com que mais empresas se interessem a implementar projetos de MDL, o que é vantajoso para o país, pois, a cada dia mais empresas se preocupam com o meio ambiente, passando a modificar a forma de

condução das mesmas, ou seja, desenvolvem uma política sustentável que é benéfica para o Brasil, tornando-se modelo perante aos outros Estados e alvo para futuros investimentos, trazendo um desenvolvimento e uma melhoria econômica.

Nos aspectos ambientais, o país agrega a preservação ao desenvolvimento industrial e empresarial, não só no âmbito das riquezas existentes, bem como no caminho da busca de benefícios para o organismo global e para o país, transformando-se num Estado preocupado com a responsabilidade ambiental, além de ser mira de futuros investimentos.

2.12. Controvérsia sobre a eficácia do comércio de créditos de carbono para a proteção do meio ambiente

Há diversas pesquisas científicas que contestam a própria existência do efeito dos GEEs sobre o aquecimento global. Segundo Michaels (1998) a variabilidade das temperaturas diminuiu ao longo dos meses e anos. Além disto, seu estudo aponta uma correlação negativa entre a temperatura média global e a variação de temperatura mensal, o que indica que temperaturas mais quentes globais estão associadas com variações de temperatura anuais menores, ou seja, a temperatura global está mais estável.

As conclusões de Michaels (1998) também apontam que não há nenhuma evidência para um aumento na frequência do número de dias nos quais são registradas temperaturas altas recordes. Estes resultados são consistentes com uma série de outros estudos (Karl et al. 1995, Thompson 1995, Knappenberger et al. 1996). O aumento nos níveis de CO₂ na atmosfera, na maioria dos estudos, prevê apenas o aumento das temperaturas nos polos de altas latitudes durante os meses de inverno (Houghton et al. 1996).

Em conjunto com estas questões, o comércio de créditos de carbono é muito questionado com relação a sua eficácia ambiental; muitos acreditam que esta é uma relação meramente comercial cujo intuito é o favorecimento dos grandes países poluidores, que estão pagando para poluir. Isto deve-se ao fato de não poder comprovar se o CO₂ armazenado na atmosfera ao longo dos últimos 150 anos é originário de emissões antrópicas. Ademais, observações dos últimos 10 anos mostraram que a temperatura média global diminuiu, embora a concentração de CO₂ continue aumentando (Molion, 2008).

Sob o ponto de vista da variação do efeito-estufa o Protocolo de Kyoto não é muito eficaz, primeiro por não se pode afirmar se as emissões dos GEEs são originadas pela ação do homem, segundo pelo motivo que a emissão antrópica corresponde um total de 6GtC/ano e 5,2% de redução, valor estabelecido pelo protocolo, corresponde 0,3 GtC/ano. Os fluxos naturais de carbono que são emitidos para atmosfera têm uma estimativa de 200GtC/ano, para que o Protocolo de Kyoto afete o meio ambiente, ajudando a dirimir o efeito estufa, se faz necessário um aumento em 70 vezes no que foi proposto a reduzir, ou seja 5,2% (Molion, 2008)

As metas tratadas no Protocolo de Kyoto são concernentes ao desenvolvimento sustentável, portanto, suas penalidades possuem um caráter educativo, vez que suas sanções buscam reeducar o país signatário para a preservação do meio ambiente. Para que o Tratado funcione de forma eficaz, determina-se que os Estados membros enviem relatórios anuais das partes, bem como o inventário da emissão de gases estufa. Assim, com relação às mudanças climáticas torna-se impossível afirmar a efetividade do Protocolo de Kyoto, todavia, os benefícios para a humanidade trazidos pelo Protocolo são claros, pois este faz um trabalho de reeducação e conservação ambiental.

Ademais, o Protocolo traz métodos para que os países em desenvolvimento também possam participar do sistema, a exemplo da assistência técnica e financeira, transferência de tecnologia, treinamento e educação. Entretanto, como se está lidando com relações de trato internacional, mesmo que os regimes e o processo de institucionalização tenham se mostrado cada vez mais eficientes e perceptíveis, não se pode desconsiderar que não há como obrigar os países a cumprirem o estabelecido. Nesse sentido, a decisão tomado inicialmente pelos EUA de não participar do Protocolo de Kyoto era prejudicial, pois mesmo que o Protocolo atingisse todas as metas, a redução ainda será inferior à taxa necessária (Calsing, 2005) e o mecanismo se mostraria falho.

Segundo Molion (2008), considerando que o aumento populacional é inevitável num futuro próximo, o bom senso sugere a adoção de políticas e práticas de hábitos de consumo para que a Humanidade possa sobreviver, isto é, para que as gerações futuras possam dispor dos recursos naturais que se dispõem atualmente. Portanto, a conservação ambiental é necessária e independente de mudanças climáticas, que seja aquecimento ou resfriamento global.

Nesta linha de raciocínio, a comercialização de créditos de carbono pode caracterizar uma transação estritamente comercial que diferente das demais tem um papel altamente positivo, na medida em que exige práticas que vão à direção de uma produção ambientalmente correta e no compromisso com o futuro do planeta. Ressalta-se que um dos requisitos para que o projeto de MDL seja aprovado é que a empresa interessada deve determinar uma linha de base, afastando assim a entrada de empresas que buscam esta medida como cunho financeiro.

Ainda que não se possa comprovar a eficácia com relação ao aquecimento global, esta medida trazida pelo Protocolo de Kyoto é de grande importância em aspectos ambientais, uma vez que incentivam países como o Brasil, a alcançarem o seu desenvolvimento sustentável, reeducar sua população para a área do meio ambiente, ajudando na economia e no social e trazendo assim a conservação do meio ambiente, a qual é uma medida imprescindível para a vida humana na terra.

2.13. Contexto contábil da venda de créditos de carbono

A decisão estabelecida pelo protocolo aponta para implicações financeiras e contábeis, pois afeta diretamente os números das empresas expressos em seus relatórios anuais, cabendo a contabilidade registrar os custos e as receitas advindas desse processo. Nesse contexto Santos (2008) afirma a necessidade de uma regulamentação dos registros de custos e despesas referentes aos projetos de MDL, mas tanto a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), quanto os órgãos contábeis não disciplinam quando e como deverá se proceder a contabilidade das empresas que estão desenvolvendo projetos de MDL.

O Conselho Federal de Contabilidade (CFC) por meio da Norma Brasileira de Contabilidade – NBC T15 (2004), regulamentou as informações acerca de como a entidade deve evidenciar as informações de natureza social e ambiental estabelecendo:

- a. Os investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente;
- b. Os investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados terceirizados, autônomos e administradores da entidade;
- c. Os investimentos e gastos com educação ambiental da comunidade;
- d. Os investimentos e gastos com outros projetos ambientais;

- e. A quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade;
- f. Os valores das multas e das indenizações relativas às matérias ambientais, determinadas administrativas e/ou judicialmente; e
- g. Os passivos e contingências ambientais.

Ainda de acordo com a norma, a responsabilidade quanto às informações contidas nas Demonstrações de Natureza Social e Ambiental é do contabilista registrado no CFC devendo ser indicadas aquelas que tiveram os dados extraídos de fontes não-contábeis.

2.14. Apropriação de ativos

Segundo Ribeiro (2005) as receitas geradas a partir das transações no mercado de carbono têm característica de intangibilidade, pois não possuem representação física, e gerarão benefícios futuros em prazos previamente estipulados, constituindo assim direitos representados por títulos registrados em órgãos oficiais competentes. A autora faz referência aos países desenvolvidos, visto que no Brasil, segundo os princípios fundamentais da contabilidade, tais ativos não podem ser reconhecidos, pois são desenvolvidos internamente pelos empreendedores do projeto.

Almeida (2005) confirma a natureza intangível das receitas geradas pelos créditos de carbono, pois para o autor, “esses direitos não têm existência física, mas são reconhecidos pela ordem jurídica (Protocolo de Kyoto), têm valores mensuráveis e são passíveis de negociação”.

Contudo, vale ressaltar que natureza jurídica dos títulos decorrente do Protocolo de Kyoto que o autor faz menção se dá de maneira diferente em cada país que adere ao protocolo. No caso brasileiro, os títulos somente serão passíveis de negociação se for instituído pelo órgão competente, nesse caso a CVM (Comissão de Valores Mobiliários), pois apenas o registro na ONU e no MCTI não faz do CRE um título passível de comercialização.

Para Barbieri (2006) todos os gastos relacionados aos créditos de carbono, inclusive os operacionais, deveriam ser abrigados pelo ativo diferido. Tais ativos seriam baixados, posteriormente, em contrapartida ao resultado e no período de reconhecimento da receita de venda.

Segundo Perez (2008) os projetos de MDL brasileiros realizam trocas de maquinário e equipamentos em seu parque industrial por outros mais avançados que diminuem a emissão de gases poluentes e possibilita o sequestro do carbono. Nessa perspectiva, ainda segundo o referido autor, os gastos dos projetos envolvendo a troca de maquinário no parque produtivo da empresa devem ser lançados no ativo imobilizado operacional, ao passo que os demais gastos com créditos de carbono são de natureza intangível e relativos às atividades burocráticas, devendo ser lançados no ativo diferido.

Para Caparelli (2006) a padronização de contratos e concentração de transações em bolsa que a CVM (Comissão de Valores Mobiliários) deverá impor, oferecerá mais “segurança e credibilidade apesar de onerar a venda e reduzir a margem de lucro”. Além disso, outros benefícios da negociação dos títulos em bolsa de valores serão observados, como maior flexibilidade de negociação, maior transparência e informações, além da diversificação dos riscos, tornando a negociação menos vantajosa. As transações de carbono em bolsa de valores apresentam ainda vantagens socioambientais, pois estreita as relações internacionais desencadeando um maior volume de investimentos em projetos de tecnologia limpa com foco no desenvolvimento sustentável.

2.15. Custos para a obtenção de Créditos de Redução de Emissões

Segundo Martins (2003) custos são definidos como “gasto relativo a um bem ou serviço utilizado na produção de outros bens e serviços”. Para as indústrias, os custos são todos os gastos operacionais, que vão desde a matéria-prima até o momento em que o produto está apto para ser comercializado.

Nos projetos de MDL os custos incorridos são basicamente de dois tipos: os custos de transação e os custos operacionais. Para Sagari (1999), os custos de transação “são os custos de fazer negócios” ou “os custos de utilização do mercado”. Esses custos correspondem aos honorários advocatícios, documentação, gastos com auditoria e taxas administrativas, que deverão ser confrontados com as receitas referentes à venda dos créditos de carbono, para que desta forma seja feita a apuração dos resultados dessas transações. Os demais custos são tidos como custos operacionais.

Conejero (2006) identifica e divide os custos de transação para o mercado de carbono por custos ex-ante e ex-post, definindo como ponto zero o fechamento da transação. Identifica os custos

de informação, negociação e elaboração de contratos, serviços de intermediários, entre outros gastos com visitas técnicas, acompanhamentos do processo e serviços de especialistas devido à quebra contratual ou inadimplência – como custos ex- ante. Os custos de manutenção e monitoramento do desempenho, os advindos do acompanhamento jurídico ou administrativo e de renegociações e redesenhos contratuais – como custos ex-post. (Repec, 2006 p.59).

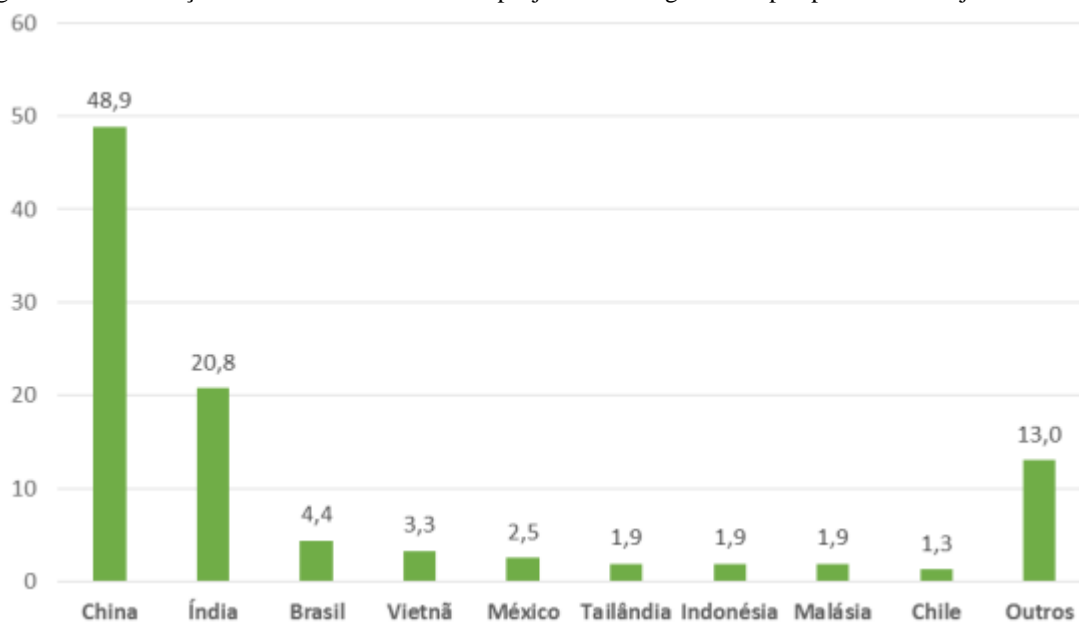
Para que sejam calculados os índices financeiros acima apresentados, faz-se necessária a elaboração do Fluxo de Caixa do Projeto admitindo como tempo de análise o período horizonte do mesmo, 2017 e 2018, apontando as receitas e despesas incorridas anualmente no processo.

2.16. Resultados e estatísticas das atividades no âmbito do MDL no Brasil e no mundo

Quanto ao status do MDL no mundo, 7.690 atividades de projeto encontravam-se registradas na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do - UNFCCC até 31 de janeiro de 2016. O Brasil ocupava o 3º lugar com 339 atividades de projeto registradas (4,4%), sendo que em primeiro lugar encontrava-se a China com 3.764 (48,9%) e, em segundo, a Índia com 1.598 (20,8%), como representado na figura 6 (MCTI, 2016).

Em termos de estimativa de redução de emissões de gases de efeito estufa, associada aos projetos de MDL registrados, até 31 de janeiro de 2016 o Brasil ocupava a terceira posição, sendo responsável pela redução de cerca de 375 milhões t CO₂eq para o primeiro período de obtenção de créditos, correspondente a 4,9% do total mundial. A China ocupava o primeiro lugar 59,9%, seguida pela Índia com 11,5% (MCTI, 2016).

Figura 6 – Distribuição do total de atividades de projeto MDL registradas por país até 31 de janeiro de 2016.



Fonte: Status dos projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil – MCTI

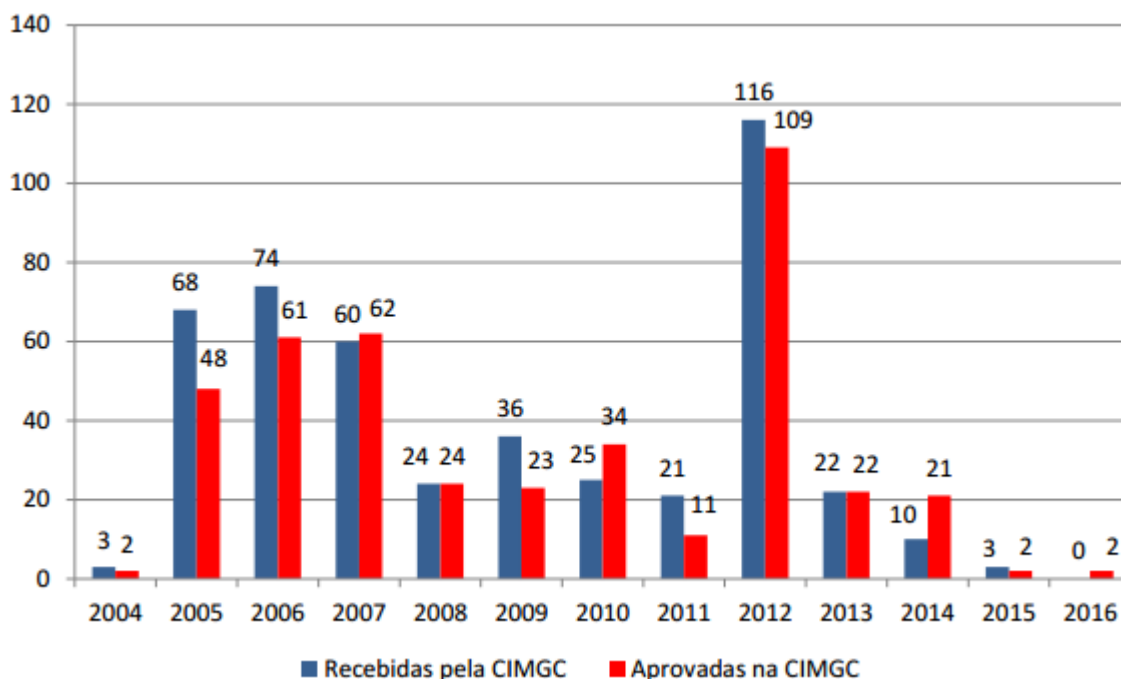
No que se refere à redução das emissões de gases de efeito estufa por tipo de gás no Brasil, em termos de número de atividades de projeto, o gás carbônico (CO₂) é atualmente o mais relevante com 210 atividades de projeto, seguido pelo metano (CH₄) com 122 e pelo óxido nitroso (N₂O) com 5 atividades de projeto (MCTI, 2016).

Segundo o relatório do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, tomando o número de atividades brasileiras por tipo de projeto, registradas até 31 de janeiro de 2016, os de Energia Hidrelétrica lideravam com 27,7%, seguidos pelos de Biogás com 18,6%, Usinas Eólicas 16,5%, Gás de Aterro 14,8% e Biomassa Energética 12,1%.

Os tipos de projeto com a maior estimativa de redução de emissão de CO₂ foram os de Energia Hidrelétrica, de Gás de Aterro, de Decomposição de N₂O e de Usina Eólica, que totalizavam 83,8 % do total de emissões de CO₂eq a serem reduzidas no primeiro período de obtenção de créditos. Esses quatro setores apresentavam uma estimativa de redução de emissões de 314.155.112 tCO₂eq durante o primeiro período de obtenção de créditos das atividades de projeto. Vale ressaltar que até o registro de janeiro, apenas um projeto de energia solar fotovoltaica havia sido instalado, totalizando uma redução estimada de 6.594 tCO₂eq (MCTI, 2016).

Como indica a figura 7, até 31 de janeiro de 2016, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC recebeu 462 atividades de projeto. Do total recebido, 421 foram aprovadas, uma foi rejeitada pela CIMGC, uma encontra-se em revisão e 39 tiveram a submissão à CIMGC cancelada a pedido dos próprios participantes de projeto. Dentre as atividades de projeto aprovadas pela CIMGC, 339 foram registradas pelo Conselho Executivo do MDL, 47 não solicitaram registro e 7 foram retiradas do processo de registro pelos participantes de projeto. A Figura 7 apresenta a distribuição anual do status das atividades de projeto MDL do Brasil na CIMGC desde 2004 a janeiro de 2016, percebendo-se uma redução significativa da entrada de projetos na CIMGC após 2012, final do primeiro período de cumprimento dos compromissos do Protocolo de Kyoto (MCTI, 2016).

Figura 7 – Distribuição do total de atividades de projeto MDL registradas no Brasil até 31 de janeiro de 2016.



Fonte: Status dos projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil – MCTI

2.17. Considerações finais

Os tópicos da geração de energia e do desenvolvimento econômico sustentáveis estão entre os principais desafios para a primeira metade do século XXI. Percebe-se, claramente, que há uma vasta gama de esforços sendo realizados por diversos países e organizações multilaterais com

o objetivo de mitigar as consequências da exploração dos recursos naturais e da transformação causada pela sociedade humana no ambiente natural, especialmente após a revolução industrial.

Nos tópicos abordados acima, pode-se perceber que há um movimento da sociedade científica na direção de compreender o funcionamento das diferentes tecnologias que podem ser aplicadas à geração de energia, assim como o impacto que estas geram no ecossistema e os mecanismos de compensação e incentivo à este tipo de prática.

O principal tema do presente estudo reside na interseção de tecnologias viáveis dos pontos de vista de eficiência energética, viabilidade econômica de implantação e sustentabilidade ambiental, um tripé indispensável para que a produção de energia no Brasil tome uma posição de vanguarda e inovação no cenário mundial.

A revisão bibliográfica deste estudo permitiu compreender a formação do sistema energético brasileiro, que nos trouxe ao contexto atual, ao mesmo tempo em que buscou-se conectar esta situação com conceitos inovadores ligados à redução de emissões de GEEs na atmosfera e como este encontro gera uma oportunidade de mercado e estudo científico. Somente desta forma, conectando a aplicação de estudos acadêmicos à realidade do mercado, poder-se-á obter um benefício prático das novas tendências de pesquisa e desenvolvimento em grande escala.

3. METODOLOGIA

A metodologia da pesquisa consiste no formato como os dados serão avaliados e qual o procedimento de análise para obtenção dos resultados finais. Inicialmente, com o intuito de realizar a construção da Revisão Bibliográfica, foram identificadas as fontes mais relevantes no estudo mundial de geração de energia híbrida e mecanismos de obtenção de créditos de carbono. Essa identificação foi realizada através de ferramentas computacionais de pesquisa, buscas por livros e artigos científicos.

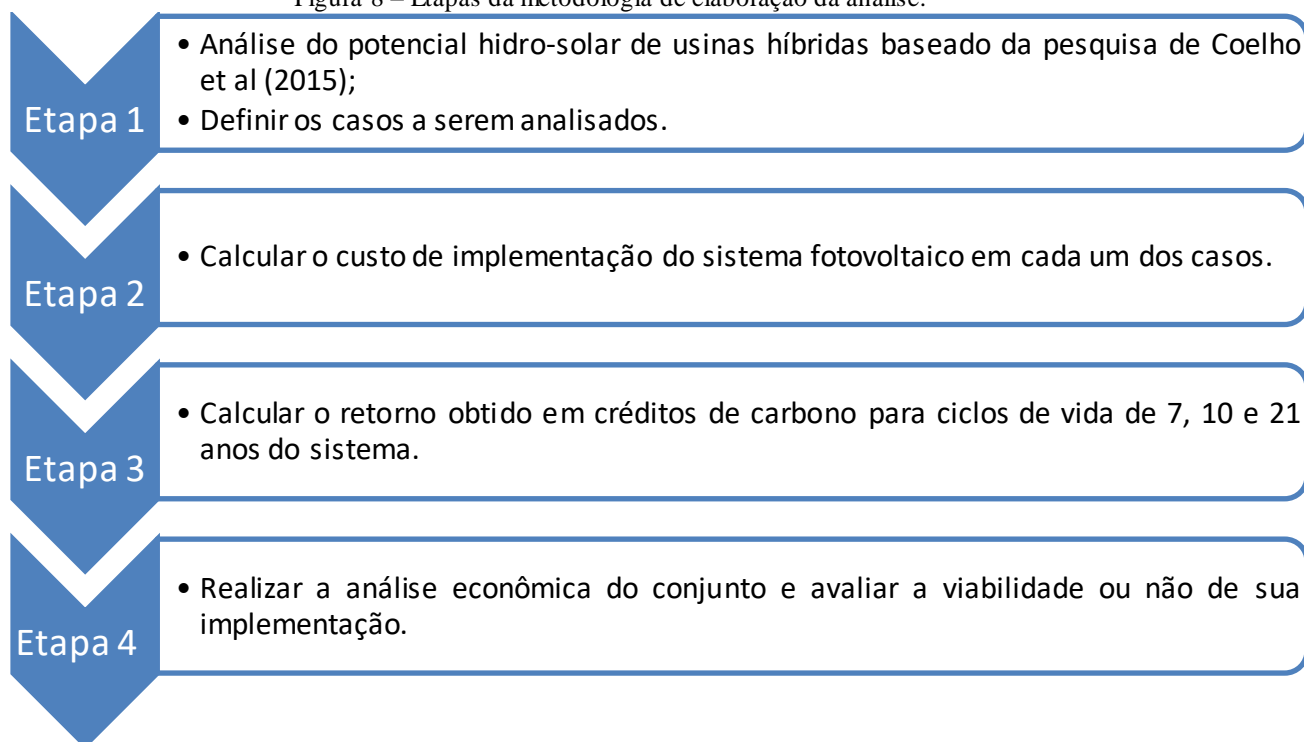
Os acervos pesquisados possibilitaram o acesso a livros, periódicos e artigos científicos de alta confiabilidade, de tal forma que todas as fontes e acervos disponibilizam materiais publicados e reconhecidos mundialmente.

No primeiro momento, pesquisou-se por meio das fontes anteriormente citadas palavras-chave relacionadas à geração de energia por fontes complementares em todo o mundo, além da conceituação sobre o funcionamento dos mercados de certificados de redução de emissões. As principais referências com relação ao emprego de células fotovoltaicas, enquanto uma opção para se complementar o fornecimento de energia, foram encontradas em pesquisas da Índia.

Alguns métodos para obtenção do resultado final deste estudo apareceram de forma mais recorrente, o que indica que estas metodologias são reconhecidas na área do cálculo da eficiência de sistemas complementares de geração de energia e posterior adequação com os créditos de carbono. Com a análise das conclusões tomadas nas referências, confirma-se a sua aplicabilidade e sucesso. O critério para seleção do método desta pesquisa baseou-se no quão reconhecidas e aplicáveis as formulações são.

Dessa forma, obtém-se o formato no qual esta pesquisa será conduzida, a fim de verificar as vantagens econômicas de se implementar células fotovoltaicas para complementar a geração de energia hidrelétrica. O diagrama a seguir representa as etapas da pesquisa, as quais serão detalhadas a diante.

Figura 8 – Etapas da metodologia de elaboração da análise.



Fonte: Elaborado pelo autor

A seguir serão descritas mais detalhadamente as etapas presentes na metodologia e o que se objetiva em cada uma delas. Cada etapa relaciona um passo que será desenvolvido durante a execução do Projeto Final 2.

Vale ressaltar que este é um estudo de caso aplicado como um desdobramento de uma pesquisa anterior. Optou-se por seguir esta composição devido ao fato de apresentar a possibilidade de se comparar as conclusões do estudo com situações práticas e reais, o que torna o estudo e suas conclusões ainda mais aplicáveis.

3.1. Etapa 1

A primeira etapa do projeto consiste em analisar os estudos conduzidos por Coelho et al (2015) e identificar, do ponto de vista da geração de energia elétrica, quais usinas hidrelétricas apresentam as melhores possibilidades de instalação de usinas fotovoltaicas visando à estabilização sazonal da oferta de energia.

O resultado do estudo de Coelho et al. (2015) demonstram as vantagens da geração de energia híbrida no setor elétrico brasileiro, enquanto a sequência das etapas desta metodologia irá avaliar se há a viabilidade econômica de instalação.

Deve-se determinar um número de usinas hidrelétricas a serem analisadas em função da complementariedade do sistema e da repotencialização que pode ser gerada. Estes dados serão obtidos por meio da análise dos resultados já apresentados por Coelho et al. (2015).

3.2. Etapa 2

Baseado nos resultados obtidos na etapa 1, procede-se então para o estudo de custo de instalação das usinas fotovoltaicas. Para tais fins, considera-se o mesmo dimensionamento realizado por Coelho et al. (2015), por meio do software PVsyst Photovoltaic. Para as células fotovoltaicas, a potência instalada empregada foi a de 100% da potência instalada das usinas hidrelétricas em estudo.

Com este dimensionamento, obter-se-á o número de painéis fotovoltaicos necessários para gerar a potência estimada, e com isso, define-se o custo de implementação do sistema. Para definição do custo, os equipamentos escolhidos foram os mesmos de Coelho et al. sendo os módulos JKM315P-72 da Jinko Solar de 315 W cada, e inversores da Ingeteam. Esta escolha foi feita devido à aplicabilidade das conclusões que se obterá desta pesquisa. Este estudo simula um caso real de implantação, e para tanto serão consideradas as mesmas condições.

No cálculo do custo de implementação também serão considerados valores adicionais e variáveis, como por exemplo o frete e impostos sobre a compra das placas, mão de obra para instalação e manutenção das placas dentro do ciclo de vida e eventuais gastos extras.

Adicionalmente aos pontos citados acima, também é necessário considerar os seguintes pontos na análise do custo de implementação:

- i. O impacto ambiental devido às emissões de CO₂ em função da energia incorporada no sistema;
- ii. A energia empregada para operá-lo;
- iii. Os créditos de carbono obtidos devido ao emprego de energia renovável.

A seguir são descritas as métricas dos painéis fotovoltaicas relevantes para o entendimento da eficiência do sistema e necessárias para o cálculo do tempo de retorno de investimento do mesmo.

3.2.1. Métricas energéticas fotovoltaicas

Segundo Agrawal e Tiwari (2015), o desempenho de um sistema híbrido de energia é mensurado por meio de três matrizes básicas, as quais são: o tempo de retorno de energia, o fator de produção energética e a eficiência de conversão do ciclo de vida. Além disso, a energia incorporada no sistema também deve ser avaliada.

3.2.1.1. Energia incorporada

O objetivo de qualquer análise de energia incorporada é de quantificar a energia aplicada na produção de um material ou peça. Isto envolve a análise do gasto total de energia necessária para se extrair a matéria prima, realizar a conversão desta em um produto, sua instalação e manutenção (Agrawal e Tiwari 2015). Nesse estudo, não será avaliada a energia incorporada na construção de uma barragem ou usina hidrelétrica, apenas a complementação com o sistema fotovoltaico.

3.2.1.2. Tempo de retorno de energia (TRE)

O tempo de retorno de energia é definido como a quantidade de anos necessária para se recuperar a energia incorporada em um dado componente (Prabhakant et al, 2010). O seu cálculo é dado pela equação (1):

$$TRE = \frac{\text{Energia incorporada (kW h)}}{\text{Energia produzida anualmente } \left(\frac{\text{kW h}}{\text{ano}}\right)} \quad (1)$$

3.2.1.3. Fator de produção energética (γ)

O fator de produção energética prevê o desempenho total do sistema (Kumar, 2013). Ele é definido como a razão entre a produção líquida de energia durante o ciclo de vida para a energia incorporada avaliada. O FPE é uma função do tempo, dado que é formulado pelas equações (2) e (3):

i. Em uma análise anual, pela equação (2):

$$\chi = \frac{Ep}{Ei} \quad (2)$$

ii. Em uma análise dentro do ciclo de vida do sistema, pela equação (3):

$$\chi = \frac{Ep \times n}{Ei} \quad (3)$$

Nas quais:

- E_p é a energia produzida pelo sistema;
- E_i é energia incorporada do sistema;
- n é a quantidade de anos do ciclo de vida.

3.2.1.4. Eficiência de conversão do ciclo de vida (ϕ)

Essa é a produção líquida de energia do sistema em relação à radiação solar durante todo ciclo de vida de operação do mesmo. A eficiência de conversão do ciclo de vida é obtida através da equação (4), apresentada a seguir:

$$\phi(t) = \frac{Ep \times n - Ei}{E_{sol} \times n} \quad (4)$$

Na qual:

- E_{sol} é a energia proveniente da irradiação solar

Para calcular-se o valor de E_{sol} é necessário considerar a irradiação solar média na região estudada, a área de painéis expostos à luz solar e a quantidade de dias de operação do sistema em um ano. Logo, E_{sol} é dado pela equação (5):

$$E_{sol} = I_m \times A_p \times d \quad (5)$$

Na qual:

- I_m é a irradiação solar diária média na região estudada;
- A_p é a área dos painéis solares exposta à luz solar;
- d é o número de dias no ano que o sistema opera.

O valor numérico da eficiência de conversão do ciclo de vida é sempre menor que um. No entanto, quanto mais próximo de um o valor for, mais eficiente é a tecnologia do ponto de vista energético (Kumar, 2013).

Pode-se observar que a energia incorporada (E_i), a produção anual de energia (E_p) e o ciclo de vida do sistema (n) têm um papel importante na avaliação das matrizes de energia. A energia incorporada é um indicador do nível do consumo de energia. Isto envolve a avaliação da energia total necessária para extrair a matéria-prima, produtos de fabricação e componentes, construir e manter o elemento conforme o que está sendo avaliado.

3.3. Etapa 3

A obtenção dos créditos de carbono se baseia na redução das emissões que o sistema permite. Para calcular tais valores, tomamos:

(i) Mitigação de emissões de CO₂

Uma vez que a unidade geradora de energia for fabricada, uma quantidade de dióxido de carbono terá sido emitida durante sua instalação. Esta é a energia incorporada, e se mantém a mesma durante todo o ciclo de vida do sistema. Nesta etapa, calcula-se o quanto esta energia incorporada corresponde em toneladas de CO₂ emitido.

Em seguida, avalia-se quanto que a geração da mesma quantidade de energia por meio de uma fonte poluente corresponde em emissão de CO₂, pois assim definimos um coeficiente para a conversão de energia elétrica gerada em toneladas de dióxido de carbono emitidos. Por exemplo, a emissão média de dióxido de carbono para geração de energia em plantas de carvão na Europa é de aproximadamente 0.98 kg de CO₂ por kWh (Watt et al., 1998). Neste momento, um fator relevante que deve ser considerado são as condições de perda para transmissão e distribuição de energia no Brasil.

Dessa forma, obtém-se a quantidade de carbono emitida na instalação e geração de energia pelas células fotovoltaicas. A próxima etapa consiste em calcular a mitigação de emissão de dióxido de carbono ao longo dos anos de funcionamento do sistema. Para tanto, consideramos o mesmo fator de conversão de energia elétrica em quilos de dióxido de carbono citado acima, e calculamos com base no potencial instalado a quantidade de energia elétrica produzida, assim como a quantidade de CO₂ que deixou de ser emitido.

(ii) Créditos de carbono

A quantidade de créditos de carbono obtidos ao longo do ciclo de vida do sistema depende principalmente da quantidade de energia gerada pelo sistema e pelo valor inicial de sua energia incorporada. Outros fatores importantes são as cotações de crédito de carbono nos mercados, no caso do Brasil BM&FBovespa e a taxa de câmbio.

Os créditos de carbono obtidos são dados pela equação (6):

$$CCE = (E_p \times n - E_i) \times T_c \times V \quad (6)$$

Na qual:

- CCE é a sigla para *certificate of carbon emission*, correspondem ao valor obtido pela venda dos créditos de carbono;
- E_p é a energia produzida pelo sistema;
- E_i é energia incorporada do sistema;
- n é a quantidade de anos do ciclo de vida;
- T_c é a taxa de conversão de energia, em watts, para quilos de carbono;
- V é o valor de cada quilo de emissão de carbono no mercado de trocas de certificados.

3.4. Etapa 4

Segunda Tiwari (2002), uma análise econômica efetiva pode ser feita através de análises de custo, empregando metodologias como fluxo de caixa, diagramas e outros métodos. A viabilidade técnico-econômica de qualquer sistema de energia renovável depende majoritariamente dos seguintes fatores:

- Investimento inicial (valor presente) para a construção do sistema de energia renovável;
- O custo de operação anual do sistema;
- O custo de manutenção;
- A geração de energia anual, em termos de energia elétrica ou térmica;
- As taxas de interesse (juros);
- Custo de renovações do sistema, caso sejam necessárias durante seu ciclo de vida;
- O ciclo de vida do sistema.

Neste estudo, se analisará o período de tempo de retorno do investimento, este o tempo que se leva até que o custo investido chegue a zero com base nos ganhos que o sistema gera posteriormente. Segundo Kumar e Tiwari (2009) e Tiwari e Goshal (2005), pode ser expressado pela equação (7):

$$n_p = \frac{\ln\left[\frac{FC}{FC - P_s \times i}\right]}{\ln[1+i]} \quad (7)$$

Na qual:

- n_p é o número de anos até se chegar no payback;
- FC é o fluxo de caixa ao final de cada ano, considerando os ganhos com a venda de energia e créditos de carbono;
- P_s é o custo atual de implantação do sistema;
- i é a taxa de juros mensal considerada para o período.

Caso o payback seja menor que o ciclo de vida do sistema, confirma-se que a implementação do sistema do ponto de vista do custo é vantajosa.

Segundo o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE, 2011) o fluxo de caixa é um instrumento de gestão financeira que projeta para períodos futuros todas as entradas e as saídas de recursos financeiros da empresa, indicando como será o saldo de caixa para o período projetado. O Fluxo de Caixa deve ser considerado como uma estrutura flexível, no qual o empresário deve inserir informações de entradas e saídas conforme as necessidades da empresa (SEBRAE, 2011).

No caso analisado, o fluxo de caixa será considerado para os períodos consolidados de 7, 10 e 21 anos inicialmente, a fim de avaliar a saúde do investimento dentro do prazo estipulado. Caso o fluxo de caixa ao final do período seja positivo, isto demonstra que as receitas superaram as despesas e investimentos, logo o investimento é viável. Isto não significa, no entanto, que o investimento é indicado. Para tanto, emprega-se a análise de payback descrita na equação (7).

Para fins deste estudo, o fluxo de caixa será dado pela equação (8):

$$FC = (R_e + R_{CRE}) - D_{adm} - IR - I_0 \quad (8)$$

Na qual:

- R_e é a receita com venda de energia;
- R_{CRE} é a receita com a venda dos CREs;
- D_{adm} são as despesas administrativas e custos com operação e manutenção;
- $(R_e + R_{CRE}) - D_{adm}$ é o EBITDA (*Earnings before interest, tax, depreciation and amortization*) uma medida da performance operacional do empreendimento;
- IR é o imposto de renda;
- $(R_e + R_{CRE}) - D_{adm} - IR$ é o lucro líquido;
- I_0 é o investimento inicial.

A receita com a venda de energia é dada pelo produto entre a quantidade de MWh produzidos anualmente e o valor do MWh no mercado segundo a ANEEL. O valor da receita com a venda de CREs é obtido por meio da equação (6).

Para o cálculo do fluxo de caixa anual, por meio da equação (8), desconsidera-se o investimento inicial. Este será considerado para a análise do fluxo de caixa ao longo de todo o período, assim como para o payback.

4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

O presente capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos a partir do processamento dos dados coletados seguindo as metodologias apresentadas no capítulo anterior. A partir desses resultados é feita uma análise crítica de cada etapa e avalia-se a viabilidade de implementação do projeto.

4.1. Seleção do caso a ser analisado

Os estudos de Coelho et al. (2015) identificaram usinas hidrelétricas do estado de Goiás cujos potenciais solares nas localidades nas quais se encontravam permitiriam a instalação de usinas fotovoltaicas visando à estabilização da oferta de energia, hoje extremamente sujeita à sazonalidade climática. A tabela 5 apresenta os resultados obtidos para todas as usinas analisadas.

Tabela 5 - Usinas Hidrelétricas Estudadas em Goiás e Tamanhos Correspondentes das Usinas Fotovoltaicas – Complementaridade

Nome da Usina	Fonte de Energia Primária	Usina Fotovoltaica (MWp)	Repotencialização (%)	Complementaridade (%)
SERA DA MESA	Hidráulica - UHE	1.275,000	52,49%	8,75%
CORUMBA I - FURNAS	Hidráulica - UHE	375,000	43,40%	0,00%
CANA BRAVA	Hidráulica - UHE	450,000	40,61%	3,38%
ESPORA	Hidráulica - UHE	32,000	27,27%	0,00%
SALTO (RVESA)	Hidráulica - UHE	116,000	36,60%	0,00%
BARRA DOS COQUEIROS	Hidráulica - UHE	90,000	36,12%	0,00%
CAÇU (GALB)	Hidráulica - UHE	65,000	36,45%	0,00%
SALTO RIO VERDINHO	Hidráulica - UHE	93,000	33,98%	0,00%
FOZ RIO CLARO	Hidráulica - UHE	68,400	35,54%	0,00%
SERRA DO FACA O	Hidráulica - UHE	212,580	58,83%	0,00%
RIO BONITO II	Hidráulica CGE	0,600	47,30%	15,77%
RIO BONITO I	Hidráulica CGE	0,997	38,92%	6,49%
SÃO DOMINGOS - CELG	Hidráulica PCH	12,000	44,12%	0,00%
ROCHEDO	Hidráulica PCH	4,000	28,16%	0,00%
MOSQUITAO	Hidráulica PCH	30,000	93,02%	6,50%
PIRANHAS	Hidráulica PCH	18,000	49,10%	20,46%
SANTA EDWIGES I	Hidráulica PCH	13,400	35,59%	0,00%
SANTA EDWIGES II	Hidráulica PCH	13,000	33,28%	0,00%
JATAI (ACEP)	Hidráulica PCH	30,000	36,01%	0,00%
IRARA	Hidráulica PCH	30,000	42,03%	0,00%
SÃO DOMINGOS II	Hidráulica PCH	24,660	37,48%	0,00%
MAMBAI II	Hidráulica PCH	12,000	36,79%	0,00%

Nome da Usina	Fonte de Energia Primária	Usina Fotovoltáica (MWp)	Repotencialização (%)	Complementaridade (%)
SANTA EDWIGES III	Hidráulica PCH	11,600	38,61%	0,00%
RETIRO VELHO	Hidráulica PCH	18,000	36,77%	0,00%
PLANALTO	Hidráulica PCH	17,000	25,36%	0,00%
GOIAS GOIANDIRA	Hidráulica PCH	27,000	50,95%	12,74%
NOVA AURORA	Hidráulica PCH	21,000	58,93%	19,64%
PONTAL DO PRATA	Hidráulica PCH	14,200	45,52%	0,00%
QUEIXADA	Hidráulica PCH	30,000	30,68%	0,00%
GALHEIROS I	Hidráulica PCH	12,060	65,61%	21,87%
ST ANTONIO DO CAIAPO	Hidráulica PCH	30,000	52,69%	17,56%
SÃO PATRICIO	Hidráulica PCH	3,010	48,92%	12,23%

Fonte: Coelho et al (2015)

Observou-se no caso do artigo que quatro usinas apresentavam resultados satisfatórios do ponto de vista de geração de energia. Foram as seguintes (Coelho et al, 2015):

- PCHs Piranhas
- PCH Nova Aurora e
- PCH Galheiros I,
- CGH Rio Bonito II

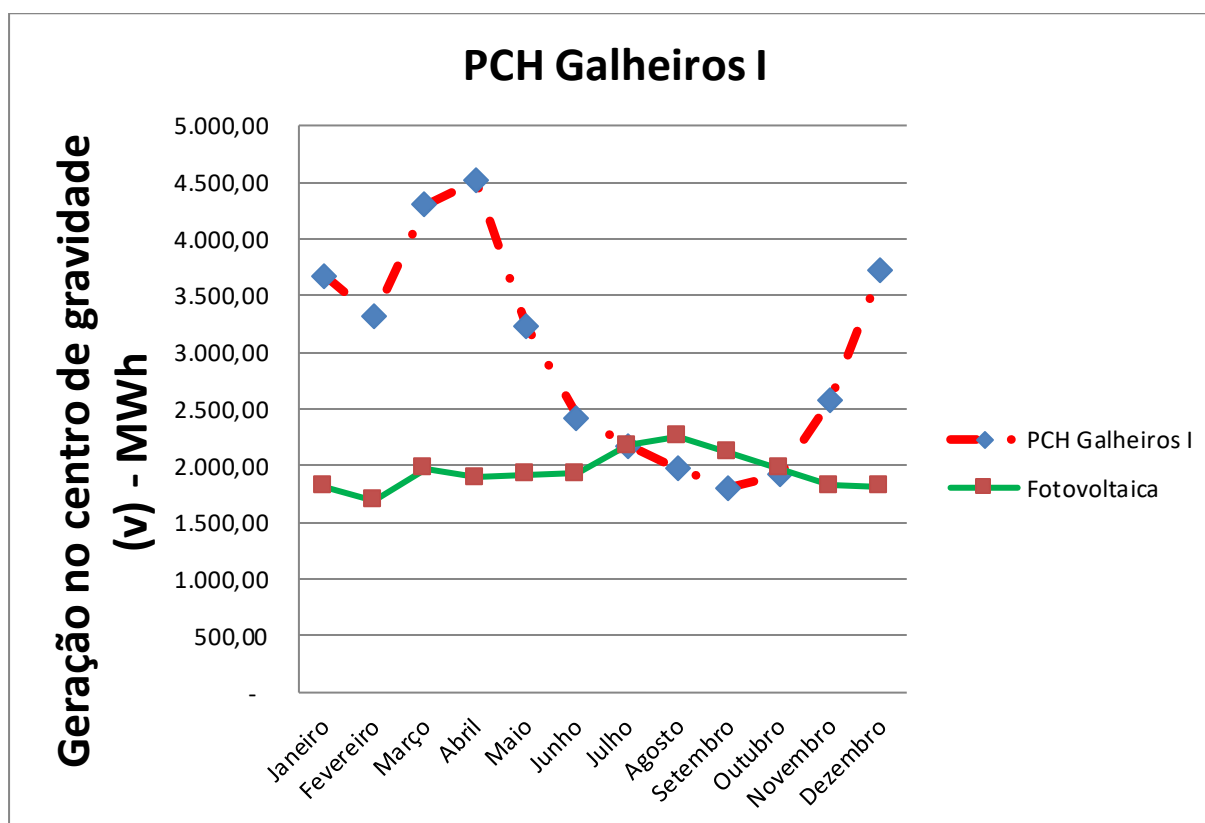
Os melhores resultados em termos de complementaridade entre as fontes hidrelétricas e fotovoltaicas foram observados entre usinas do tipo PCH e CGH, provavelmente pelos cursos de rios com diferença significativa de vazão entre os meses de chuva e de seca, com significativa diferença de geração de energia entre tais períodos (Coelho et al, 2015).

Avaliando-se a repotencialização das usinas, mesmo nos casos em que não se observou a complementaridade entre as fontes, houve um ganho significativo em termos de repotencialização dos conjuntos avaliados.

Com base nos resultados apresentados acima, percebe-se que a situação mais vantajosa do ponto de vista de complementação energética entre os sistemas foi a usina PCH Galheiros I, a qual será escolhida para a análise do caso.

A figura 9 a seguir apresenta o gráfico de geração de energia da usina:

Figura 9 –Geração média de energia no centro de gravidade da PCH Galheiros I (MWh) ao longo de um ano



Fonte: Coelho et al (2015)

Os dados empregados para a análise de geração de energia da usina foram, como descrito nas tabelas 6 e 7:

Tabela 6 – Dados Geográficos da PCH Galheiros I

Coordenadas		Nome da Usina	Fonte de Energia Primária	Submercado	UF
13°23'43"S	46°23'25"O	GALHEIROS I	Hidráulica PCH	SUDESTE	GO

Fonte: Coelho et al (2015)

Tabela 7 – Dados Técnicos da PCH Galheiros I

Capacidade da Usina - MW	Garantia Física MW Médio	Empresa Responsável	Tamanho Fotovoltaica (MWp)	Quantidade de Módulos de 500 kW
12,060	7,020	GALHEIROS GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	12,060	24

Fonte: Coelho et al(2015)

4.2. Custo de implantação do sistema fotovoltaico

No item anterior, baseado nos estudos de Coelho et al (2015) é possível determinar o tamanho do parque de placas fotovoltaicas, composto por 24 módulos de 500 kW. Foram consideradas as placas modelo JKM315P-72 da Jinko Solar de 315 W cada, e inversores da Ingeteam, os custos para obtenção do sistema foram obtidos a partir de cotação de frete e valor das placas com um fornecedor do material – CivicSolar – sendo:

- Custo unitário da placa solar JKM315P-72 da Jinko Solar de 315 W:
 - US\$ 228,38 (CivicSolar, em 05/12/2016)
 - Considerando o câmbio (05/12/2016): 1,00 US\$: R\$ 3,391
 - Custo unitário em reais: R\$ 774,44
- Custo unitário do inversor Ingeteam 500kW :
 - US\$ 132.000,00 (CivicSolar, em 05/12/2016)
 - Considerando o câmbio (05/12/2016): 1,00 US\$: R\$ 3,391
 - Custo unitário em reais: R\$ 447.612,00

A quantidade de placas necessárias para gerar a energia do módulo de 500 kW é de 1590 placas. Obtém-se este resultado considerando a potência de 315W de cada placa e o módulo com a necessidade de potência de 500 kW.

Os custos do projeto para implementação do sistema foram levantados junto à empresa júnior de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, ENETEC. O custo total dos equipamentos e sua implementação está resumido na tabela a seguir:

Tabela 8 – Custos dos componentes do sistema fotovoltaico

Descrição	Custo
Placas JKM315P-72 da Jinko Solar de 315 W	R\$ 774,44
Módulo de 500kW (1590 placas)	R\$ 1.231.359,60
24 módulos de 500 kW	R\$ 29.552.630,40
Inversores Ingeteam 500kW	R\$ 447.612,00
24 Inversores para os módulos	R\$ 10.742.688,00
Projeto e instalação do sistema	R\$ 1.500.000,00
Total	R\$ 41.795.318,00

Fonte: Elaborado pelo autor

A seguir passa-se a definição dos indicadores energéticos fotovoltaicos. Para tanto, consultou-se as medidas de cada placa solar no catálogo da Jinko e chegou-se às medições de 1,956 m de altura por 0,992 m de comprimento.

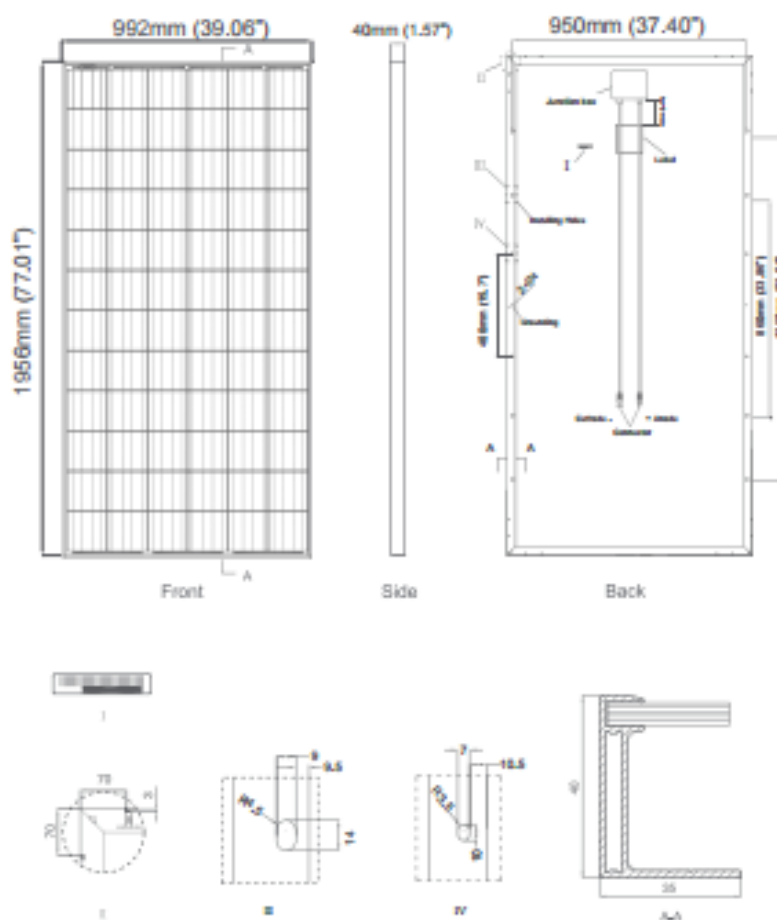
Segundo os dados do fabricante, o modelo é suportado por uma armação de alumínio anodizado e coberto com uma película de vidro temperado. Cada armação tem um peso de 6,76 kg e o vidro temperado que cobre as células pesa 1,97 kg. Estes dados serão empregados na definição da energia incorporada do sistema. Ressalta-se 38.160,00 placas que formam todo o sistema. A tabela 9 apresenta os valores globais de energia incorporada do sistema, com base nos dados de Prabhakant (2010) para a densidade energética de cada material.

Tabela 9 – Energia incorporada no sistema fotovoltaico

Nº	Descrição do componente	Quantidade	Densidade energética	Energia incorporada (kWh)
1	Células fotovoltaicas (1,956m x 0,992 m)	74.043,83 m ²	74 kWp /m ²	55.059.243,40
2	Inversor	24	502 kWp / unid	12.048,00
3	Bateria	24	46 kWp / unid	1.104,00
4	Armação e placa de fundo	257.961,6 kg	9,67 kWh / kg	2.494.488,672
5	Cobertura de vidro	75.175,2 kg	7,28 kWh / kg	547.275,456
Total				58.114.159,53

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 10 –Dimensões do painel solar



Fonte: Jinko 72 Datasheets

O próximo passo consiste em calcular o Tempo de Retorno de Energia (TRE), como indicado na equação (1), apresentada no item 3.2.1.2. desta dissertação. O TRE é uma medida que define o tempo que o sistema leva para produzir a mesma quantidade de energia que ele consumiu para ser produzido, ou seja, é um payback energético. Quanto menor este valor, mais eficiente é o sistema.

A definição da produção de energia ao longo do ano pela fonte fotovoltaica foi obtida com base nos dados de Coelho (2015), considerando o dimensionamento no software PVSyst Fotovoltaic.

Em seguida, calcula-se também o fator de produção energética. O fator de produção energética prevê o desempenho total do sistema (Kumar, 2013), e seu cálculo é realizado segundo a equação (3), exposta no item 3.2.1.3. O fator de produção energética varia em função dos anos de funcionamentos do sistema. Como o MDL prevê ciclos de 7, 10 ou 21 anos para a concessão

de créditos de carbono, estes serão os períodos considerados. O FPE é uma grandeza adimensional. Os valores são apresentados na tabela 10 a seguir:

Tabela 10 – Tempo de Retorno de Energia e Fator de Produção Energética

Grandeza	Valor
Energia incorporada	58.114.16 MWh
Energia produzida (Coelho et al, 2015)	23.391,67 MWh/ano
TRE	2,48 anos
FPE anual (χ_0)	0,40
FPE para 7 anos (χ_1)	2,81
FPE para 10 anos (χ_2)	4,03
FPE para 21 anos (χ_3)	8,45

Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo Kumar (2013), valores para TRE considerados bons giram em torno de 3 a 5 anos. Percebe-se que o sistema escolhido apresenta um TRE de 2,48 anos, o que reflete uma excelente taxa de retorno para a energia investida na produção do sistema.

O TER depende de diversos fatores: tecnologia das células, a forma de encapsulação, materiais do suporte e estrutura do conjunto, tamanho dos módulos, além de características externas ao sistema fotovoltaico em si, como a eficiência de conversão do sistema de fornecimento de energia (Agrawal e Tiwari, 2015).

Ainda de acordo com os parâmetros estabelecidos por Agrawal e Tiwari (2015) conclui-se que o FPE, no entanto, não apresenta um bom resultado. Valores anuais abaixo de 0,5 são considerados insatisfatórios, e, portanto, esperava-se que para o sistema ser considerado eficiente os valores de FPE para 7, 10 e 21 anos deveriam apresentar no mínimo valores superiores à 3,5, 5,0 e 10,5 respectivamente. Percebe-se que a cada ano que passa, devido ao baixo rendimento, a situação fica agravada.

Em seguida, pode-se avaliar, então, a eficiência de conversão do sistema, considerando os ciclos de vida descritos acima. Essa é a produção líquida de energia do sistema em relação à radiação solar durante todo ciclo de vida de operação do mesmo, dada pelas equações (4) e (5) descritas

no item 3.2.1.4. O valor da radiação solar foi obtido baseado nos dados do Atlas da Irradiação Solar no Brasil (1998).

Tabela 11 – Eficiência de conversão do ciclo de vida do sistema

Grandeza	Valor
Energia incorporada	58.114,16 MWh
Energia produzida	23.391,67 MWh/ano
Irradiação solar média no estado de Goiás (Atlas da Irradiação Solar no Brasil, 1998)	5800 Wh/(m ² .dia)
Área dos painéis	74.043,83 m ²
Dias de operação do sistema	365
Irradiação solar anual sobre a área dos painéis	156.750,79 MWh
Eficiência de conversão do ciclo de vida de 7 anos - $\phi(7)$	0,096
Eficiência de conversão do ciclo de vida de 10 anos - $\phi(10)$	0,112
Eficiência de conversão do ciclo de vida de 21 anos - $\phi(21)$	0,132

Fonte: Elaborado pelo autor

Avaliando os valores apresentados nas tabelas acima, percebe-se que do ponto de vista energético o sistema ainda carece de eficiência. Segundo Agrawal e Tiwari (2015), a eficiência de conversão elétrica-solar de uma célula fotovoltaica padrão de aplicação comercial é de aproximadamente 20%. Mais de 75% da energia solar que se recebe é refletida ou convertida em calor. A eficiência dos sistemas fotovoltaicos é sensível à temperatura ambiente de operação, sendo que quanto mais alta a temperatura de operação, menor é a eficiência de conversão e vice-versa.

Considerando o cenário de 21 anos de produção de energia solar, aproveita-se apenas 13,2% de toda a energia solar irradiada sobre a área dos painéis. Estas observações levantam questionamentos sobre o quão sustentável o sistema realmente é do ponto de vista energético. Deve-se avaliar financeiramente se a implantação do sistema é válida.

4.3. Créditos de carbono

As receitas do projeto foram estimadas num cenário de economia perfeita, onde não ocorrem variações no mercado. O volume de carbono comercializado anualmente foi calculado segundo estimativas considerando a total comercialização e a realidade atual de câmbio e preços do mercado de futuros de carbono. A cotação escolhida para a tonelada de CO₂ foi feita em Euros, visto que este é o mercado com maior volume de transações atualmente (Banco Mundial, 2016).

As informações relevantes para a análise dos ganhos com a venda dos créditos de carbono são apresentadas na tabela a seguir, considerando os dados apresentados no item 3.3. Para a estimativa da receita, baseou-se na equação 6, apresentada no mesmo item supracitado. Foi considerada uma taxa de conversão de 0,882 kg de CO₂ por kWh produzido. Esta suposição foi tomada considerando que Watt (1998) estimou uma taxa de conversão de 0,98 kg de CO₂ por kWh produzido na Austrália e Kumar (2013) apresenta uma forma de ponderar este valor para países onde ocorrem perdas no sistema de distribuição de energia. Considerando as perdas que ocorrem nos sistemas de distribuição brasileiros, reduziu-se esta taxa em 10%, segundo analogia feita ao sistema indiano, baseado nas suposições de Kumar (2013).

O valor pago para o processo de obtenção dos critérios do projeto segundo o MDL, ou seja, o investimento realizado para conseguir protocolar e aprovar o projeto na CIMGC foi considerado um *benchmark* baseado nas pesquisas de Gomes (2011).

Para fins de comparação e análise do saldo financeiro gerado pela venda dos CREs, não há um padrão, visto que se trata de um valor de mercado sujeito a flutuações tanto de câmbio quanto do valor da tonelada de CO₂ no mercado de futuros. Cabe avaliar a quantidade de CO₂ que se deixou de emitir. Esta grandeza depende da eficiência de produção energética do sistema e de sua capacidade produtiva. Quanto maior a produção de energia limpa, maior será a quantidade de toneladas de CO₂ sequestradas, e o mesmo é válido para a eficiência do sistema.

Tabela 12 Estimativas de receita com CREs

Grandeza	Valor
Energia incorporada	58.114,16 MWh
Energia produzida	23.391,67 MWh/ano
Taxa de conversão	0,882 ton de CO2/MWh
Redução de emissões em 7 anos	112.485,00 ton de CO2
Redução de emissões em 10 anos	182.660,01 ton de CO2
Redução de emissões em 21 anos	439.968,38 ton de CO2
Valor da tonelada de CO2 (Banco Mundial, 2016)	12,0 €
Câmbio (05/12/2016)	1 € = 3,65R\$
Investimento na elaboração do projeto MDL	US\$ 8.000,00
Câmbio	1 US\$ = 3,391
Receita estimada 7 anos	4.899.715,06 R\$
Receita estimada 10 anos	7.973.380,49 R\$
Receita estimada 21 anos	19.243.487,10 R\$

Fonte: Elaborado pelo autor

4.4. Análise financeira do investimento

A última etapa da análise consiste em verificar se o investimento feito corresponde à um retorno líquido que justifique e valide a escolha. Para tanto, devemos inicialmente definir o fluxo de caixa do projeto ao longo dos ciclos de vida que foram escolhidos em função do MDL – 7, 10 e 21 anos. Os custos operacionais e de manutenção foram obtidos com base na pesquisa de Araújo (2011), e foram considerados R\$ 25,00 por MWh produzido. O valor do MWh foi obtido por meio de pesquisa junto à ANEEL, e foi considerado o valor médio dos últimos 10 anos. Para tanto:

Tabela 13 – Fluxo de caixa para projeto de 7 anos

Grandeza	Valor
Valor do MWh (ANEEL, 2016)	143,27 R\$/MWh
Energia produzida	163.741,69 MWh
Receita com venda de energia	R\$ 23.459.271,93
Receita com venda de CRE	R\$ 4.899.715,06
Receita Operacional Bruta	R\$ 28.358.986,99
Despesas administrativas e custos com O&M	-R\$ 3.274.833,80
EBITDA	R\$ 25.084.153,19
Imposto de renda (25%)	-R\$ 6.271.038,30
Lucro líquido	R\$ 18.813.114,89
Investimento	-R\$ 41.795.318,00
Fluxo de Caixa ao final do projeto	-R\$ 22.982.203,11

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 14 – Fluxo de caixa para projeto de 10 anos

Grandeza	Valor
Valor do MWh (ANEEL, 2016)	143,27 R\$/MWh
Energia produzida	233.916,70 MWh
Receita com venda de energia	R\$ 33.513.245,61
Receita com venda de CRE	R\$ 7.973.380,49
Receita Operacional Bruta	R\$ 41.486.626,10
Despesas administrativas e custos com O&M	-R\$ 4.678.334,00
EBITDA	R\$ 36.808.292,10
Imposto de renda (25%)	-R\$ 9.202.073,02
Lucro líquido	R\$ 27.606.219,07
Investimento	-R\$ 41.795.318,00
Fluxo de Caixa ao final do projeto	-R\$ 14.189.098,93

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 15 – Fluxo de caixa para projeto de 21 anos

Grandeza	Valor
Valor do MWh (ANEEL, 2016)	143,27 R\$/MWh
Energia produzida	491.225,07 MWh
Receita com venda de energia	R\$ 70.377.815,78
Receita com venda de CRE	R\$ 19.243.487,10
Receita Operacional Bruta	R\$ 89.621.302,88
Despesas administrativas e custos com O&M	R\$ 9.824.501,40
EBITDA	R\$ 79.796.801,48
Imposto de renda (25%)	R\$ 19.949.200,37
Lucro líquido	R\$ 59.847.601,11
Investimento	R\$ 41.795.318,00
Fluxo de Caixa ao final do projeto	R\$ 18.052.283,11

Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se que nos dois primeiros casos o fluxo de caixa ao final do período é negativo. Desta forma, não é necessário dar continuidade à análise destes casos, pois o próprio fluxo de caixa já garante que neste cenário o investimento é inviável, resultando no final do período com uma perda de patrimônio.

Analisando o terceiro caso, que gera um saldo positivo ao final dos 21 anos, percebe-se que o investidor recebe um retorno de 43% ao longo de todo o período, o que corresponde à uma taxa de 2,05% ao ano, sem considerar correções monetárias.

Procede-se então à análise do payback do investimento no caso da realidade de 21 anos. Neste estudo, se analisará o período de tempo de retorno do investimento, este o tempo que se leva até que o custo investido chegue a zero com base nos ganhos que o sistema gera posteriormente. Foi escolhido seguir a abordagem de Kumar e Tiwari (2009) e Tiwari e Goshal (2005), devido à proximidade destes trabalhos com a realidade da situação analisada.

Deve-se, para o caso do ciclo de 21 anos, proceder ao cálculo do fluxo de caixa anual, a fim de aplica-lo à equação (7) do item 3.4. O cálculo do fluxo de caixa anual segue o mesmo raciocínio

da equação (8), no entanto, consideram-se apenas valores anuais, e não os globais de todo o período.

Tabela 16 – Fluxo de caixa anual para projeto de 21 anos

Grandeza	Valor
Valor do MWh (ANEEL, 2016)	143,27 R\$/MWh
Energia produzida	23.391,67 MWh/ano
Receita com venda de energia	R\$ 3.351.324,56
Receita com venda de CRE	R\$ 916.356,53
Receita Operacional Bruta	R\$ 4.267.681,09
Despesas administrativas e custos com O&M	R\$ 584.791,85
EBITDA	R\$ 3.682.889,81
Imposto de renda (25%)	R\$ 920.722,45
Lucro líquido	R\$ 2.762.167,36
Fluxo de Caixa ao final de cada ano	R\$ 2.762.167,36

Fonte: Elaborado pelo autor

Desta forma, tem-se, segundo a equação (7) do item 3.4.:

Tabela 17 – Payback do projeto

Grandeza	Valor
Fluxo de Caixa anual	R\$ 2.762.167,36
Investimento inicial	R\$ 41.795.318,00
Taxas de juros.	14,5% a.a. (1,21% a.m.)
Payback (n_p)	16 anos, 9 meses e 23 dias

Fonte: Elaborado pelo autor

O payback é atingido em 16 anos, 9 meses e 23 dias, quando considerado o ciclo de 21 anos para o projeto. Ou seja, em 16 anos, 9 meses e 23 dias o investidor receberá de volta o valor investido no projeto, considerando as taxas de juros. O projeto é, portanto, viável nestas situações. No entanto, isto não garante que este seja o melhor investimento a ser realizado.

Mesmo o payback sendo menor que o período estipulado para o ciclo de vida do projeto, este é muito elevado, resultando que em 80% do período de operação do projeto ele estará em funcionamento e gerando receita apenas para cobrir o valor investido inicialmente. Esta taxa é muito elevada, e considerando o ponto de vista do investidor não é válida, quando se considera o conjunto do valor que será obtido ao final do ciclo – retorno de 43% do investimento inicial, ou seja 2,05% ao ano.

A falta de viabilidade econômica em projetos que objetivam auferir créditos de carbono foi verificada por Pessoa (2008) em seu estudo sobre a viabilidade econômica da produção de 200 há de eucalipto das espécies mais cultivadas no cerrado do Mato Grosso, para sequestro de carbono (obtenção de créditos), produção de madeira (para fins energéticos) e produção conjunta (créditos de carbono e madeira). Naquela ocasião, Pessoa entendeu que alguns dos fatores que contribuíram para a inviabilidade do projeto foram os altos custos com a elaboração do projeto de MDL, com o monitoramento da floresta e com reflorestamento do cerrado.

Gedra (2009) e Araújo (2011) chegaram a conclusões parecidas, no entanto seus projetos eram mais correlatos com esta pesquisa, por se tratar diretamente da obtenção de CREs para projetos de eficiência energética ou produção de energia limpa. Ambos concluíram que não havia vantagem na instalação de projetos de geração de energia limpa a fim de obter os CREs para comercialização em conjunto com a energia gerada.

5. CONCLUSÃO

A preocupação com as mudanças climáticas tem envolvido toda comunidade internacional na busca de soluções que reduzam a emissão de gases que causam o efeito estufa. O mercado de carbono, criado oficialmente com o Protocolo de Kyoto, gerou expectativas no sentido de melhorar os cuidados com o meio ambiente, como também criou a possibilidade de ampliação de renda no setor energético com a comercialização dos créditos de carbono.

O setor de geração de energia solar tem reduzido a emissão de CO₂ através de geração de energia elétrica utilizando o painéis e células fotovoltaicos. Com a implantação destes projetos, o setor está gerando eletricidade para seu consumo e comercializando o excedente à rede nacional, evitando que usinas térmicas geradoras de energia combustível fóssil despachem essa quantidade de energia para a rede.

Nesse contexto, um dos objetivos desta dissertação foi verificar a viabilidade econômica e financeira das usinas fotovoltaicas utilizarem o a irradiação solar para produzir eletricidade e consequentemente gerar créditos de carbono. Para alcançar este objetivo foi realizado um estudo de caso, junto a uma unidade hidrelétrica do estado de Goiás. A PCH Galheiros I foi escolhida pelo critério da acessibilidade aos dados e otimização da geração de energia solar em conjunto com a fonte hídrica.

Para a realização do estudo de viabilidade econômica e financeira os métodos escolhidos foram a avaliação da eficiência energética do sistema, assim como uma análise do payback do investimento para instalação do mecanismo de geração de energia fotovoltaica. Após o estudo econômico e financeiro do suposto projeto de geração de energia híbrida (fotovoltaica-hidrelétrica) na PCH Galheiros I percebe-se que existe viabilidade econômica e financeira no projeto de geração de energia elétrica em conjunto com a comercialização de créditos de carbono considerando um ciclo de vida de 21 anos.

Analisando sob o ponto de vista de uma instituição que não tem como objetivo principal realizar um projeto de MDL somente para aumentar os seus ganhos, mas que pretende associar a sua marca a um projeto sustentável, pode-se considerar que a realização do projeto de MDL, a partir de um projeto de eficiência energética é viável, porque além de atender o objetivo da sustentabilidade ainda promove um ganho adicional nos indicadores financeiros.

A falta de viabilidade econômico-financeira talvez seja um dos motivos do reduzido número de projetos que utilizam a energia solar para a geração de eletricidade submetidos ao Conselho do MDL. Dentre as 339 atividades de projeto aprovadas pela CIMGC apenas um foi relacionado à energia solar fotovoltaica.

Associado a ausência de viabilidade econômica e financeira, existem outros fatores envolvidos nos projetos como, a falta de liquidez das CREs no mercado, valor da venda da CRE abaixo do esperado, demora na aprovação ou reprovação do projeto por parte da AND e no Conselho executivo da UNFCCC, a quantidade de energia produzida pelas células fotovoltaicas não ser suficiente para gerar a energia fixada nos contratos de compra e venda de energia elétrica, o alto valor dos equipamentos necessários para a composição de um sistema de geração de energia fotovoltaica, entre outros.

Considerando que venha a se concretizar uma elevação do preço do crédito de carbono no mercado internacional ou de um projeto com elevado fator de emissão, a redução dos custos de produção de sistemas de geração de energia fotovoltaica e o aumento na eficiência das células fotovoltaicas, é possível concluir que a inserção do projeto de MDL pode tornar o projeto de eficiência energética financeiramente viável.

Em função do custo elevado e da importância socioambiental trazida pela energia elétrica gerada a partir de geração de energia fotovoltaica, cabe às autoridades governamentais brasileiras o papel de fomentar este mercado. Sendo assim, sugere-se o incentivo por meio de subsídios, programas oficiais que estimulem a compra de energia elétrica gerada a partir da energia da irradiação solar, tarifas especiais para as iniciativas que tenham por objetivo gerar CREs, desoneração fiscal ou aporte direto de recursos.

A realização desta pesquisa em momento algum teve a pretensão de ser exaustiva, no entanto, foi de suma importância para conhecer o setor de geração de energia solar, bem como os projetos brasileiros que tramitam pelo Conselho do MDL. O estudo merece ser ampliado e aprofundado, neste sentido, coloca-se como sugestão para novos trabalhos:

- A ampliação no número de usinas pesquisadas;
- O emprego de usinas eólicas em maior ou menor escala;

- O emprego de outras fontes de energias renováveis como bagaço de cana e eólicas;
- O estudo da viabilidade de implantação de um projeto MDL incluindo a construção da usina hidrelétrica;
- Buscar tecnologias mais eficientes do ponto de vista da conversão de energia solar e avaliar o impacto destas na redução do custo e aumento da produção de energia;
- Avaliar o projeto por meio de outras ferramentas de análise financeira, como TIR, VPL e TMA.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGRAWAL, S.; TIWARI G.N. **Performance analysis in terms of carbon credit earned on annualized uniform cost of glazed hybrid photovoltaic thermal air collector.** Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology, Hauz Khas, New Delhi, India. Março, 2015.

ALMEIDA, H. N. N. **Créditos de carbono: Natureza jurídica e tratamento tributário.** Jus Navigandi, Teresina, ano 9, n. 809, 20 set. 2005.

ANDREASSI, T.; PIAZZA, M. C.; MELO, P. L. R. **Créditos de carbono: oportunidades e desafios para instituições brasileiras.** Revista ReAd – Revista Eletrônica de Administração, São Paulo, ed. 67, v. 16, n. 3, set-dez, 2010.

ANTONIO, A.; DZIEDZIC, M. **A importância da utilização de créditos de carbono no Brasil.** In: IX ENGEMA - ENCONTRO NACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE. Curitiba, 19 a 21 de novembro de 2007.

ARAÚJO, A. C. P. **Como Comercializar os Créditos de Carbono.** São Paulo: Ed. Trevisan Editora Universitária, 2007.

ARAÚJO, M. S. M. **Relatório de Análise do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL,** 2000.

ARAÚJO, P. S. **Viabilidade econômica da utilização do bagaço de cana-de-açúcar para obter créditos de carbono: um estudo de caso.** Universidade Federal de Pernambuco, CCSA. Dissertação de mestrado.

ÁVILA, P. R. T. **Os impactos financeiros da comercialização de créditos de carbono em uma empresa florestal.** O caso: Plantar S/A. Pedro Leopoldo: Faculdades Integradas de Pedro Leopoldo; 2009. Dissertação (Mestrado em Administração).

BARBIERI, K. S. **Créditos de Carbono: Aspectos Comerciais e Contábeis.** 2006. 120p Monografia (graduação em Ciências Contábeis) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, 2006.

BMF&Bovespa. **Leilões de Créditos de Carbono.** Disponível em: http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/servicos/leiloes/credito-de-carbono/.

BRAGA, G. L.; VEIGA, V.F, **Responsabilidade Social e Ambiental do Sistema Financeiro**. (2010). Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pre/boletimrsa/BOLRSA201012.pdf>. Acessado em: 02 de dez de 2016.

CALSING, R.A.; **O Protocolo de Quioto e o direito ao desenvolvimento sustentável**. Porto Alegre, S. A. Fabris, 2005.

CAPARELLI, P. B. **Protocolo de Kyoto ‘Regras para mercado de carbono são superficiais’**. Revista Consultor Jurídico, 8 de abril de 2005. Disponível em: <http://conjur.estadao.com.br/static/text/34042,1>>. Acesso em: 30 de novembro de 2016.

CONEJERO, M. A. **Marketing de Créditos de Carbono: Um Estudo Exploratório**. 2006. 243f. Tese (Pós-Graduação em Administração de Organizações) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto.

CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE. **NBC T 15-Informações de Natureza Social e Ambiental**. Disponível em: <http://www.cfc.org.br>>. Acesso em: 03 de dezembro de 2016.

DE VRIES, B.J.M.; VAN VUUREN, D.P.; HOOGWIJK, M.M. **Renewable energy sources: their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: anintegrated approach**. Energy Policy, 2007.

FINCO, M. V. A.; REZENDE, D. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) como alternativa de desenvolvimento local: sustentável: a geração de créditos de carbono estado do Pará**. In: In: Anais do XLIII CONGRESSO DA SOBER. Ribeirão Preto. 2005.

GEDRA, R. L. **Análise de viabilidade financeira para obtenção de créditos de carbono em projetos de eficiência energética**. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. São Paulo, 2009.

GOMES, A. C. S. et al. **BNDES 50 Anos – Histórias Setorais: O Setor Elétrico**. Dez. 2002.

GOMES, G. S. et al. **Créditos de carbono: um estudo bibliométrico nos principais periódicos nacionais e internacionais**. São Paulo: Atlas, 2011.

GUTIERREZ, M. B. **O Mercado de Carbono e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: a necessidade de um marco regulatório/institucional para o Brasil**. In: Regulação e Concorrência no Brasil: Governança, Incentivos e Eficiência. MOTTA, R. S.; SILVA, L. H. S. (Orgs.) Rio de Janeiro: IPEA, 2007. p. 271-288.

HOUGHTON, J.T.; MEIRA FILHO L.G.; CALLANDER B.A.; HARRIS N.; KATTENBERG A.; MASKELL K. **Climate change 1995: the science of climate change**. Cambridge University Press, Cambridge, 1996.

KOSSOY, A.; GRZEGORZ P.; OPPERMAN, K. **State and Trends of Carbon Pricing 2015**. World Bank, Washington, DC. Setembro de 2015.

KUMAR, S. **Thermal-economic analysis of a hybrid photovoltaic thermal (PVT) active solar distillation system: Role of carbon credit**. Department of Technical Education Delhi, New Delhi, India. 2013.

KUMAR, S., TIWARI, G.N. **Life cycle cost analysis of single slope hybrid (PV/T) active solar still**. Applied Energy 86, 1995 – 2004. 2009.

KUROKAWA, K.; KOMOTO, K.; VLEUTEN, V.D.P.; FAIMAN, D. **Energy from the desert: practical proposals for very large scale photovoltaic systems**. Earthscan, 2007

LIMA, J. L. **Estado e energia elétrica no Brasil: o setor elétrico no Brasil, das origens à criação da Eletrobrás (1890-1962)**. São Paulo: IPE /USP, 1984.

LIMA, J. L. **Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984)**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1995.

MARTINS, E. **Contabilidade de custos**. 9.ed. São Paulo: Atlas, 2003.

Mercado de Carbono na BM&F. Disponível em: <http://www2.bmf.com.br/cimConteudo/W_ArtigosPeriodicos/002.164.pdf>. Acesso em: 02 de dezembro de 2016.

MICHAELS, P.J. et al. **Analysis of trends in the variability of daily and monthly historical temperature measurements.** Climate Research, Volume 10, 27 – 33. 1998.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Manual para a submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL.** Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0015/15798.pdf. Acesso em 30/11/2016.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Status dos projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil.** Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0238/238910.pdf. Acesso em 30/11/2016.

MENEGUIN, F. B. **Incentivos e financiamento para o desenvolvimento sustentável.** Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado. (Org.). Temas e Agendas para o Desenvolvimento Sustentável. 1ed.Brasília: Subsecretaria de Edições Técnicas do Senado, 2012, v. 1, p. 97-100.

MIGUEZ, J. D. G. **Procedimentos para Submissão de Projeto de MDL à Comissão Interministerial de Mudanças Global do Clima.** Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima. Outubro de 2005.

MOLION, L. C. B. **Aquecimento Global: Uma Visão Crítica.** Revista Brasileira de Climatologia, v. 3/4, p. 7-24, 2008.

NORDHAUS, W. **Estimates of the social cost of carbon: background and results from the rice-2011 model.** Cowles Foundation for research in economics. Yale University, 2011.

PEREZ, R. A.; RIBEIRO, M. S.; CUNHA, J. V. A.; REZENDE, A. J. **Reflexos Contábeis e Socioambientais dos Créditos de Carbono Brasileiros.** Revista REPEC Revista de Educação e Pesquisa em Contabilidade. Brasília, v. 2, n. 3, art. 4, p. 56-83 Set/Dez. 2008.

PESSOA, S. G. **Reflorestamento e sequestro de carbono em áreas de cerrado mato-grossense: análise de viabilidade econômica.** 2008, 113f. Dissertação de Mestrado em Economia. UFMG, Cuiabá, 2008.

PRABHAKANT, B. et al. **Return on Capital and Earned Carbon Credit by Hybrid Solar Photovoltaic—Wind Turbine Generators.** Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology Delhi, Haus Khas, New Delhi 110016, India. Dezembro, 2009

PRABHAKANT, B.; TIWARI, G.N. **Evaluation of carbon credits earned by energy security in India.** Low Carbon Technology, 1–10. 2009.

REZENDE *et al.* **A Potencialidade dos Créditos de Carbono na Geração de Lucro Econômico Sustentável da Atividade de Reflorestamento Brasileiro: Um Estudo de Caso no Estado do Mato Grosso do Sul.** 30º ENCONTRO DA ANPAD. 23 a 37 de setembro de 2006. Salvador/BA – Brasil.

RIBEIRO, M. S. **O tratamento contábil dos créditos de carbono.** Ribeirão Preto: USP, 2005. 17f. Tese (Livre docência apresentada à Faculdade de Economia), FEA, Universidade de São Paulo, 2005.

RIBEIRO, M.S. **Os créditos de carbono e seus efeitos contábeis.** Ribeirão Preto: USP, 2006. Tese (Livre docência apresentada à Faculdade de Economia), FEA, Universidade de São Paulo, 2006.

ROCHA, M. T. **Aquecimento global e o mercado de carbono: uma aplicação do modelo CERT.** 2003. 214 f. Tese (Doutorado) Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba-SP, 2003.

RIBEIRO, M. S. **O tratamento Contábil dos Créditos de Carbono.** 2005. 90f. Tese (Livre Docência). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade Federal de São Paulo, Ribeirão Preto. 2005.

SAGARI, S. B. **The potencial to incorporate SMEs in development projects.** The International Development Bank, USA, 1999.

SAID, A. A.; DZIEDZIC, M. **A importância dos créditos de carbono para a economia brasileira.** Revista de desenvolvimento econômico. Ano X, nº 17, jan. 2008, Salvador - BA.

SANTOS, V. H.; BEUREN, D. C. S. **Créditos de Carbono: Aspectos Contábeis e Tributários em Empresas Brasileiras.** In: Seminário de Ciências Contábeis da FURB, 2008, Blumenau/SC. 2008.

SEBRAE. **Análise e Planejamento Financeiro – Manual do Participante. Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresa.** Sebrae. Brasília, 2011.

SILVA, B. G. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo.** Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 162p, 2011.

SILVA FILHO, D. F. **Riscos e oportunidades de investimento no mercado de créditos de carbono.** Revista de Administração da UEG, Aparecida de Goiânia-GO, v. 1, n. 1, ago./dez. 2010.

SMITH, C. **Revisiting solar power's past.** Technology Review 1995;(July):38–47.

TEIXEIRA, G. V. **A efetividade da comercialização de créditos de carbono.** Observatório do Governo Eletrônico, Santa Catarina. Setembro, 2012.

THE ECONOMIST. Brazil takes off. Nov. 2009.

TIMILSINA, G.R. et al. **Renewable and Sustainable Energy Reviews 16** (2012) 449– 465.

TIWARI, G. N., GHOSAL, M. K. **Renewable Energy Resources: Basic Principles and Applications.** Narosa Publishing House, New Delhi. 2005.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

VEIGA, S. M.; FONSECA, I. **Cooperativismo: uma revolução pacífica em ação.** Rio de Janeiro: DP&A: Fase, 2002.

WATT, M. E. et al. **Life cycle air emissions from PV power systems.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Ed. 6. 1998.