

Avaliação financeira da energia fotovoltaica e eólica em cooperativas agrícolas do Ceará


Maria Rosa Dionísio Almeida¹

 <https://orcid.org/0000-0003-3979-9879>

Kilmer Coelho Campos²

 <http://orcid.org/0000-0001-7752-2542>

Robério Telmo Campos³

 <https://orcid.org/0000-0003-1393-987X>

Recebido em: 30/06/2021

Aprovado em: 17/08/2021

Resumo

O Ceará caracteriza-se por ser pioneiro na utilização de fontes renováveis no Brasil. Essa iniciativa foi decorrente da formulação de programas que garantem o acesso das comunidades mais distantes, destacando-se o Fundo Estadual de Desenvolvimento da Agricultura Familiar (FEDAF) da Secretaria de Desenvolvimento Agrário do estado do Ceará. Diante disso, foram avaliadas sob o ponto de vista financeiro as ações de acesso à eletricidade rural por meio de fontes renováveis (fotovoltaica e eólica) implementadas em cooperativas agrícolas no estado do Ceará, utilizando a técnica de avaliação de investimentos e cálculo de indicadores de valor presente líquido, relação benefício-custo e taxa interna de retorno, a partir de investimentos realizados no ano de 2017 para um horizonte de

¹ Mestre em Economia Rural pela Universidade Federal do Ceará. Professora da Universidade Regional do Cariri. E-mail: mariarosa_dionisio@hotmail.com

² Doutor em Economia Aplicada pela Universidade Federal de Viçosa. Professor da Universidade Federal do Ceará. E-mail: kilmer@ufc.br

³ Doutor em Economia pela Universidade Federal de Pernambuco. Professor da Universidade Federal do Ceará. E-mail: roberio@ufc.br

Almeida, M. R. D.; Campos, K. C.; Campos, R. T.

planejamento de 10 anos. Os investimentos realizados mostraram-se viáveis para todas as simulações de taxas de desconto e custo do kWh da energia para as tarifas R\$ 0,40/kWh.

Palavras-chave: Análise de investimentos. Energias renováveis. Ceará.

JEL Classificação: Q14; Q42; Q48.

Financial evaluation of photovoltaic and wind energy in agricultural cooperatives of Ceará

Abstract

Ceará is a pioneer in the use of renewable sources in Brazil. This initiative resulted from the formulation of programs that guarantee the access of the most distant communities, standing out the State Fund for Development of Family Agriculture (FEDAF) of the Secretariat of Agrarian Development of the State of Ceará. Therefore, the actions of access to rural electricity through renewable sources (photovoltaic and wind) implemented in agricultural cooperatives in the State of Ceará were evaluated from the financial point of view, using the technique of valuation of investments and calculation of value indicators net present value, cost-benefit ratio and internal rate of return, based on investments made in 2017 for a 10-year planning horizon. The investments made proved feasible for all simulations of discount rates and kWh cost of energy for the tariffs R \$ 0.40 / kWh.

Keywords: Investment analysis. Renewable energy. Ceará.

JEL Codes: Q14; Q42; Q48.

INTRODUÇÃO

A preocupação com a demanda energética mundial motivada pela escassez dos recursos não renováveis levou a busca por fontes alternativas de energia, com o objetivo de diminuir as consequências para o meio ambiente e a sociedade exigindo mudanças bruscas e novas formas de adaptação.

Diante desse cenário, o setor energético tornou-se um tema de discussão mundial em que se observa a busca de possibilidades para implantação de fontes alternativas de energia para o atendimento da demanda cada vez mais crescente, pois, apesar do aumento substancial da oferta energética ainda existem milhares de pessoas sem acesso a este recurso.

Constata-se que, aproximadamente 1,6 bilhão de pessoas, principalmente na Ásia e na África Subsaariana, não dispõem do acesso a eletricidade. As projeções

indicam que a procura por energia continuará crescendo e que as despesas também aumentarão, pois se estima que, em 2030, o setor de energia necessitará de 22 a 27 bilhões de dólares para operações de extração, desenvolvimento da indústria energética e de infraestruturas conexas e cerca de metade desse investimento dar-se-á no mundo em desenvolvimento (UNIRC, 2017).

Há vários projetos em curso ou em operação para o aproveitamento da energia solar e eólica no Brasil, particularmente por meio de sistemas de geração de eletricidade, visando ao atendimento de comunidades isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional. Cabe destacar que, para as localidades rurais, essas fontes opcionais de energia possibilitam oportunidades principalmente para aquelas pessoas que não têm acesso a este serviço, logo, o seu suprimento não pode ser visto apenas do ponto de vista dos aspectos técnicos e econômicos, pois, associados a esses, devem considerar os benefícios que trazem para saúde, educação, saneamento básico e disponibilidade de água.

O Brasil encontra-se entre os maiores do mundo na produção de energia eólica, com a ampliação de seus parques, ultrapassou o Canadá ocupando o oitavo lugar no *ranking* mundial de energia proveniente dos ventos. Atualmente possui mais de 500 usinas eólicas que geram quase 13 gigawatts de energia elétrica, sendo que a região Nordeste responsável por 60% da produção (ELETROBRÁS, 2017).

Nesse sentido, a Região Nordeste deverá contribuir com 21,6 GW (90%), em 2024, sendo que a energia proveniente dos ventos poderá responder por 45% da sua geração total produzida na região. Juntamente com a energia fotovoltaica, este indicador aumentará para 50%, estas fontes farão da região nordestina a maior exportadora de energia elétrica em 2024 (BRASIL, 2016).

Os primeiros estudos direcionados para a implantação de parques eólicos na região Nordeste foram direcionados para os estados do Ceará, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Bahia, sendo que o Ceará e o Rio Grande do Norte possuem as maiores potências na geração deste tipo de energia.

Diante deste cenário, o Ceará ocupa o primeiro lugar no mercado eólico na geração distribuída, que é a geração elétrica realizada pelo próprio consumidor, a partir de fontes renováveis ou de alta eficiência energética.

Entre os estados brasileiros na produção e utilização da energia fotovoltaica destaca-se também o Ceará, que detém as características climáticas propícias à inserção da energia solar, favorecido pela taxa de insolação, bem maior do que a dos estados do Sul e do Sudeste. O Estado ocupa a 13ª posição no mercado fotovoltaico de geração distribuída, sendo responsável por 1,99% da potência instalada nacional (CEARÁ, 2017).

Nesta intenção, o Ceará caracteriza-se por ser pioneiro na utilização de fontes renováveis no Brasil, com a implantação da primeira usina solar do País, localizada no município de Tauá, inaugurada em 2011. O Parque de Energia Solar ocupa uma área de 12 mil metros quadrados, com 4.680 painéis fotovoltaicos, totalizando uma potência instalada inicialmente de 1 MW (ADECE, 2011). Essa iniciativa foi decorrente da formulação de programas que garantiram o acesso das comunidades mais distantes, destacando-se o Fundo Estadual de Desenvolvimento da Agricultura Familiar (FEDAF) da Secretaria de Desenvolvimento Agrário do estado do Ceará.

Apesar da importância em se calcular o custo da energia para os consumidores rurais os projetos elaborados para o acesso as fontes de energias renováveis, ainda são pouco avaliados, principalmente quando direcionados para as áreas rurais. Nesse

contexto, a avaliação privada do ponto de vista financeiro pode contribuir para melhor gestão dos projetos privados, servindo de pré-condição para a avaliação social sob o ponto de vista econômico ou público.

As principais dificuldades para as cooperativas agrícolas terem acesso a essa tecnologia consistem no alto custo dos equipamentos, falta de financiamento para a aquisição dos itens que compõem os sistemas, falta de assistência técnica e o desconhecimento a respeito do funcionamento e manutenção dos sistemas de geração de energias fotovoltaica e eólica.

A hipótese formulada é de que as ações que promovem o acesso às energias no estado do Ceará, tais como das energias fotovoltaicas e eólicas apresentam viabilidade financeira, promovendo benefícios às cooperativas agrícolas e beneficiários. Diante disso, tem-se por objetivo principal avaliar sob o enfoque privado-financeiro a implantação e utilização destas fontes em cooperativas de produtores rurais no Ceará.

Como objetivos específicos buscou-se elaborar a demonstração de fluxo de caixa para um horizonte de planejamento de 10 anos, a partir dos investimentos feitos no ano de 2017 e, em seguida, calcular e analisar alguns indicadores financeiros, a exemplo do valor presente líquido (VPL), relação benefício-custo (B/C), taxa interna de retorno (TIR) e *payback* descontado.

Precisamente, procurou-se explicar a análise financeira na avaliação de projetos de fontes de energia fotovoltaica e eólica, objetivando o seu suprimento para as cooperativas de produtores rurais dos municípios de Maranguape (região metropolitana de Fortaleza) e Quixeré (região Sertão Leste) localizados no estado do Ceará.

Referencial teórico

Análise privada de projetos de eletrificação rural

A análise de investimentos é uma abordagem sistemática para verificar a viabilidade financeira, econômica e social de um investimento em ativos de longo prazo. Nesse sentido, pode-se identificar algumas vantagens ao elaborar e avaliar os mais diversos tipos de projetos, tais como: racionalizar o processo decisório, permitir a análise econômica e financeira de investimentos, programar os investimentos necessários, minimizar os riscos inerentes a decisão de investir e identificar quais os investimentos com maior prioridade, além de verificar a possibilidade de execução do projeto e comparar projetos entre si (SALES *et al.*, 2017).

Um projeto pode ser avaliado por diferentes critérios: sob os pontos de vista privado, econômico e social e todos buscam atingir a máxima eficiência dos recursos aplicados. De acordo com Buarque (1991), a avaliação financeira identifica o mérito de um programa ou projeto, sob o ponto de vista do investidor. A avaliação é realizada pela construção do fluxo de caixa que, por sua vez, possibilita a realização do cálculo dos indicadores utilizados. Por meio dessa avaliação procura-se conhecer se o projeto representa uma boa alternativa para os recursos utilizados.

A avaliação financeira de projetos tem como objetivo atingir e apreciar a capacidade do projeto para cumprir os compromissos assumidos por seu

financiamento e remuneração do capital próprio do investidor. Assim, a avaliação privada tenta quantificar o retorno sobre o capital próprio que é complementado externamente pelos fundos fornecidos por meio de créditos de fornecedores. Portanto, a análise baseia-se no fluxo de fundos (positivo e negativo), para certo esquema de financiamento e operação do projeto (AGUILERA, 2011).

Para a determinação do método de avaliação financeira torna-se necessária a construção de um fluxo de caixa que possibilite mensurar os indicadores de rentabilidade. Nesse fluxo devem constar as entradas, que são as receitas ou benefícios do projeto, e as saídas, que são os desembolsos com os investimentos e custos operacionais registrados durante o horizonte de planejamento do projeto.

Os projetos podem também assumir duas formas de avaliação com financiamento e sem financiamento. Na primeira, o investidor recorre a financiamento de terceiros, enquanto que nesta última o investidor utiliza somente recursos próprios para a execução do projeto.

Conforme Ugás (2007), o horizonte de avaliação do projeto é uma etapa relevante, pois determina a base temporária em que serão projetadas as necessidades da oferta e da demanda, investimento de cada alternativa sendo o horizonte definido pela vida útil do projeto. Todavia, os analistas devem considerar que os projetos a serem avaliados devem ter o mesmo horizonte de tempo.

Sugere-se utilizar horizonte de planejamento de 10 anos para projetos de eletrificação de tecnologias de autogeração. Dentre os projetos de autogeração encontram-se o de geração de energia mediante painéis solares, geração de energia por meio de geradores a diesel, geração de energia mediante turbinas eólicas (vento) e de geração de energia híbrida mediante as combinações anteriores (UGÁS, 2007). Para fins de avaliação dos projetos de autogeração como é o caso dos projetos fotovoltaicos e eólico, pode-se considerar um horizonte de 10 anos (GIESECKE, 2011).

Outro ponto a considerar no fluxo de caixa, são os valores residuais dos itens de investimentos das tecnologias que compõem o projeto, de acordo com sua vida útil, para os projetos de extensão da rede, os micro e mini centrais hidroelétricas.

Para os projetos que possuem um ativo de inversão elevado como no caso das placas solares, a vida econômica do projeto não se limita pela obsolescência da vida útil técnica do principal gasto de inversão que se prolonga por 25 anos. Deve-se levar em consideração a alternativa da atualização das taxas de descontos aplicadas no custo de oportunidade do capital, dado que as taxas de descontos permitirão a rentabilidade do investimento (ALMEIDA, 2018).

Os custos inseridos no fluxo de caixa de projetos de eletrificação são aqueles concernentes a investimentos em ativos, tangíveis e intangíveis, os custos tangíveis correspondem aos custos de compra de energia e de fornecimento que incluem os custos de operação, manutenção e administração. Os custos de ativos intangíveis estão relacionados a assistência técnica, gastos com organização, capacitação, treinamento, tramitação de patentes e licenças, que são decorrentes dos cálculos da engenharia do projeto.

Existem também os custos com compra da energia para os projetos de eletrificação que envolvem extensão de rede, assim como compra de combustíveis para a geração da energia (diesel, gás natural, etc). Todavia, para projetos de energias renováveis dos tipos fotovoltaicos e eólicos estes gastos não se justificam e são considerados zero (GASANZ, 2011).

Em relação aos custos de operação e manutenção, leva-se em conta a inversão marginal para a operação e manutenção do sistema de eletrificação que implica na compra de insumos e também na inclusão da mão de obra, devendo ser avaliados a preços de mercado.

Para Campos e Campos (2014), os custos compreendem dispêndios com investimentos em ativos de longo prazo com reposição de capital fixo ou reinvestimentos e, por último, com os custos operacionais (os insumos e serviços necessários para executar o projeto). Porém, os benefícios gerados pelo projeto são medidos em unidades monetárias no fluxo anual e contribui para obtenção dos objetivos almejados.

Os projetos de eletrificação rural apoiados por tecnologias de autogestão devem incluir dentro de sua proposta uma estrutura de administração e troca de benefícios que possibilite beneficiar a comunidade onde é implantada (ALMEIDA, 2018).

Como forma de determinar a rentabilidade de um projeto, deve-se obter a alternativa mais atrativa, relacionando-a com o custo de oportunidade do capital, ou seja, os indicadores mensurados por meio desta ótica devem ser associados ao custo de oportunidade do capital. A taxa de desconto, que deverá ser expressa como a melhor rentabilidade alternativa dos investimentos, deve refletir as projeções de risco do empreendimento.

Após a elaboração de fluxos anuais de custos e benefícios, os respectivos indicadores de rentabilidade podem ser calculados: Relação Benefício-Custo (B/C), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Prazo de Retorno do Investimento (*Payback*). Define-se da seguinte forma:

a) Relação Benefício-Custo (B/C): é definido como o quociente entre as somas anuais dos valores dos benefícios pelos custos anuais ambos atualizados por uma determinada taxa de desconto. É matematicamente expressa da seguinte forma:

$$\frac{B}{C} = [\sum_{i=0}^n R_i / (1+r)^i] / [\sum_{i=0}^n C_i / (1+r)^i] \quad (1),$$

em que:

B/C = Relação Benefício Custo;

R_i = Benefícios no i -ésimo ano;

C_i = Custos mais investimentos no i -ésimo ano;

r = taxa real de desconto por ano;

$i = 0, 1, 2, 3, \dots, n$ (anos).

Um projeto é considerado viável a partir deste indicador quando, sendo que os fluxos de caixas devem ser atualizados a uma taxa de desconto (r) superior ao custo de oportunidade do capital, esta relação for maior do que um.

A inviabilidade do projeto ocorre quando a relação B/C for menor do que um, este indicador também possibilita verificar se os benefícios superam os custos, e se para cada real de custo o projeto possibilita um retorno bruto em termos de unidade monetária investida.

b) Valor Presente Líquido (VPL): é definido como a diferença atualizada entre os benefícios e os custos operacionais e inversões do projeto. Este indicador significa que ao se efetuar uma inversão espera-se receber, ao longo de sua vida útil, um valor igual à soma investida mais um valor adicional (resíduo). Matematicamente, o Valor Presente Líquido é obtido a partir da seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{i=0}^n (R_i - C_i)/(1+r)^i = \sum_{i=0}^n R_i/(1+r)^i - \sum_{i=0}^n C_i/(1+r)^i \quad (2),$$

em que:

VPL = Valor Presente Líquido;

R_i = Benefícios no i -ésimo ano;

C_i = Custos mais investimentos no i -ésimo ano;

r = Taxa de desconto real no ano;

$i = 0, 1, 2, 3, \dots, n$ (anos).

Uma característica relevante a respeito deste indicador é que ele seja maior do que zero, atualizado a uma taxa de desconto maior ou igual ao custo de oportunidade do capital. Sendo que o projeto é considerado inexecutável se o VPL for menor que zero, e impassível de aceitar ou não sua execução se este indicador for igual a zero (SALES, 2015).

c) Taxa Interna de Retorno ($TIR=r$): é a taxa de juros que torna o valor do fluxo dos benefícios líquidos igual a zero (FONTAINE, 2008). Pode-se, então, auferir que é a taxa de desconto que expressa a rentabilidade do capital do projeto durante todo o horizonte de tempo. Matematicamente é determinada por meio da seguinte fórmula:

$$TIR = r^* \text{ tal que, } \sum_{i=0}^n (R_i - C_i)/(1+r^*)^i = 0 \quad (3),$$

em que:

TIR = Taxa Interna de Retorno;

R_i = Benefícios no i -ésimo ano;

C_i = Custos mais investimentos no i -ésimo ano;

r = taxa de desconto;

$i = 0, 1, 2, \dots$ (anos).

Algumas considerações podem ser levadas em conta se a $TIR > r$ o projeto é considerado viável, caso contrário, se a $TIR < r$, o projeto é considerado inviável para sua execução.

É conveniente fazer o investimento quando a taxa de juros for menor do que a taxa interna de retorno, ou seja, quando o capital em investimentos alternativos “render menos” do que o capital investido no projeto (FONTAINE, 2008).

d) Prazo de Retorno do Investimento (*Payback* Atualizado): é uma das técnicas de análise de investimentos, necessária para recuperar o capital inicialmente investido sendo encontrado quando o fluxo de caixa passa do negativo para o positivo. Este método considera o valor do dinheiro no tempo.

$$PBE = K, \text{ tal que } \sum_{i=0}^k Fli/(1+r)^i \geq 0 \text{ e } \sum_{i=0}^{k-1} Fli/(1+r)^i < 0 \quad (4),$$

em que:

Fli = Fluxo de caixa de cada período i ;

r = Taxa de desconto real ao ano;
 $i = 0, 1, 2, \dots, n$ (anos).

Segundo Assaf Neto e Lima (2009), a principal vantagem deste indicador de rentabilidade privada financeira e que leva em conta o tempo de investimento, permitindo calcular o número de períodos ou quanto tempo o investidor irá necessitar para recuperar o investimento realizado.

Metodologia

Área geográfica de estudo

O Ceará é pioneiro no Brasil na utilização de fontes renováveis, pois possui as primeiras usinas à base do sistema solar. O Ceará destaca-se pela implementação de programas que garantem o acesso a comunidades distantes para aquisição de energia elétrica por meio da energia fotovoltaica, dentre eles: a Câmara Setorial da Cadeia Produtiva de Energias Renováveis do estado do Ceará (CS Renováveis) e o Fundo Estadual de Desenvolvimento da Agricultura Familiar (FEDAF) da Secretaria de Desenvolvimento Agrário do estado do Ceará (ALMEIDA, 2018).

O Fundo Estadual de Desenvolvimento da Agricultura Familiar contribui para intensificar e ampliar o processo de inovação tecnológica no meio rural, por meio da elaboração de projetos de uso da energia solar e eólica, especialmente na agricultura e pecuária, observando os princípios da sustentabilidade, sendo implantados 40 projetos distribuídos nos municípios de Iguatu, Quixeré, Maranguape, Aracati, Beberibe, Irauçuba, São Benedito, Limoeiro do Norte e Barreiras (ALMEIDA, 2018).

O Ceará detém as condições necessárias para gerenciar uma produção de energia suficiente para garantir o abastecimento das comunidades rurais. Dentre os estados brasileiros, o Estado também se destaca na geração de energia elétrica por meios eólicos, sendo um dos maiores produtores do Brasil, atrás somente do Rio Grande do Norte e da Bahia (ALMEIDA, 2018).

Por meio da iniciativa pública da Secretaria do Desenvolvimento Agrário (SDA) e do Fundo Estadual de Desenvolvimento da Agricultura Familiar (FEDAF), no estado do Ceará foram implantadas pequenas usinas de geração de energia fotovoltaica no Município de Maranguape (comunidade Ladeira Grande), na Cooperativa Agroecológica da Agricultura Familiar (COPERFAM CEARÁ) e de energia eólica para o suprimento da Cooperativa dos Produtores da Agricultura Familiar e Agroindustrial do Município de Quixeré (COOPAFAM).

O Município de Maranguape está situado a 28 km da capital cearense. Em 2010, 24% da população residia na zona rural, sendo a população estimada para o ano de 2017 equivalentes a 126.486 habitantes. Apresenta clima tropical quente úmido, pluviosidade média anual de 1.378,9 mm e temperatura média entre 24°C a 28°C (IPECE, 2016).

O Município de Quixeré está situado na região Leste do Estado do Ceará, apresenta clima tropical quente semiárido, a pluviosidade média é de 857 mm. A população está distribuída da seguinte forma: 61,46% da população reside na zona

urbana e 38,54% na área rural. A taxa de crescimento da população rural em 2010 foi de 0,66%, sendo a principal fonte de abastecimento de energia a convencional, cujo total de consumidores rurais perfizeram 4.153 (IPECE, 2016).

Natureza e fonte de dados

A presente pesquisa envolveu um estudo de caso com a escolha intencional e por conveniência de dois sistemas de geração de energia, fotovoltaico e eólico, em cooperativas agrícolas no Estado do Ceará.

Os dados utilizados no presente trabalho são de natureza primária e secundária. Os dados de natureza primária foram coletados por meio de uma pesquisa de campo com entrevistas e aplicações de 28 questionários com produtores cooperados dos respectivos municípios do Ceará.

No Quadro 1 encontram-se os dados primários relativos as principais variáveis utilizadas para análise da viabilidade dos projetos.

Quadro 1 – Variáveis e fonte de dados

Variáveis coletadas	Indicadores calculados	Fonte de dados
Preço do kWh de energia dos sistemas	Receitas	FEDAF/ENEL
Quantidade de placas	Custos operacionais	FEDAF/SDA
Valor da turbina eólica	Custos operacionais	FEDAF/SDA
Financiamento e juros	Crédito de Investimentos	FEDAF/ SDA

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

Estas variáveis foram fornecidas pelo Fundo Estadual de Desenvolvimento Familiar (FEDAF) da Secretaria de Desenvolvimento Agrário do estado do Ceará (SDA). Todos os valores monetários utilizados foram coletados durante o ano de 2017, expressos em (R\$) e atualizados por meio do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas, para o período de julho de 2017.

Os dados de natureza secundária foram obtidos junto a diversos órgãos do Governo Estadual e Federal: Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará (ADECE); Secretaria de Desenvolvimento Agrário do Estado do Ceará (SDA); Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Companhia de Energia Elétrica Concessionária no Ceará (ENEL); e referem-se a valores das quantidades produzidas de energias, oferta e demanda, em kWh/ano, e a tarifa de energia para cada 100 kWh consumidos cobrada pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

Método de análise

A análise de um projeto de fornecimento de eletricidade rural envolve as tecnologias destinadas a satisfazer as necessidades de energia em determinada localidade, englobando sua instalação e operação. Isto pressupõe a existência de critérios de avaliação destinados a analisar a adequação dos objetivos específicos conforme delineados.

Um projeto de fornecimento de energia pode multiplicar o impacto no desenvolvimento de pessoas com o aproveitamento ao máximo da riqueza de

conhecimento, já presente na comunidade rural e tornando-se um catalisador para o fortalecimento da organização de seus habitantes e de todos os novos projetos de desenvolvimento que possam surgir impulsionados por essa iniciativa (CHILE, 2013).

Quanto a duração do projeto, ou seja, a vida útil ou horizonte de planejamento de projetos de eletrificação rural da rede convencional, a literatura recomenda um horizonte de avaliação de 30 anos (GIESECKE, 2011).

Segundo Giesecke (2011) e Ugás (2007) utiliza-se um horizonte de planejamento de 10 anos em projetos de autogeração como é o caso dos projetos fotovoltaicos e eólico. Adota-se como critério do horizonte de planejamento um período que seja mais ou menos comparável a vida útil econômica de maioria dos itens de investimentos (GITTINGER, 1984).

Após a determinação do horizonte de planejamento do projeto, elaborou-se o fluxo de caixa considerando a formação de entrada composta pelas receitas, créditos (investimentos e custeio) e os desinvestimentos, e as saídas compostas pelas inversões e reinversões, custos operacionais e serviço da dívida.

Para projetos de autogeração baseados em micro usinas solar, eólica, diesel ou híbrido (combinação das anteriores), a taxa de desconto privada utilizada é de 8% ao ano com base nos trabalhos desenvolvidos por Ugás (2007), Ministerio de Desarrollo Social do Chile (2013) e Giesecke (2011). Foram também utilizadas diferentes taxas de atratividade para a avaliação financeira: 6%, 8%, 10% e 12% ao ano para simular diferentes alternativas de investimentos (ALMEIDA, 2018).

a) Valoração dos Benefícios

Os benefícios foram calculados considerando o funcionamento de sistemas de energia fotovoltaica na cooperativa rural (COOPERFAM CEARÁ) e o sistema eólico no sítio Barreirinhas na cooperativa rural (COOPERFAQ). Matematicamente mensurou-se os benefícios da seguinte forma:

$$VB = \sum_{i=1}^n P_{FI} \cdot Q_i \quad (5),$$

em que:

VB = Valor de benefícios gerados de cada sistema;

P_{FI} = Preço financeiro ou de mercado do kWh cobrado por cada sistema i ;

Q_i = Quantidade ofertada de energia por cada sistema i , anualmente, em kWh.

A oferta prevista no estudo de viabilidade será determinada de acordo com as sugestões e contribuições das comunidades pesquisadas. Os projetos de eletrificação rural devem considerar a geração de energia disponível as comunidades, portanto o sistema tem que se adaptar aos usuários e, em menor grau, os usuários devem se adaptar ao que os sistemas podem oferecer (GASANZ, 2011).

b) Valoração dos Custos

Para valoração dos custos operacionais representativos de todas as despesas ao longo do funcionamento do projeto foram identificados, quantificados e valorados

os seguintes itens: matéria-prima, insumos, mão de obra, aluguel, arrendamento, assim como os custos de operação e manutenção de cada sistema. Os custos financeiros para cada ano do horizonte de planejamento do projeto, em R\$/ano foram determinados da seguinte forma:

$$VC = \sum_{j=1}^n P_{fj} \cdot S_j \quad (6),$$

em que:

VC = Valor dos custos de cada sistema;

P_{fj} = preço financeiro dos insumos j utilizados em cada sistema;

S_j = Quantidade utilizada do insumo j em cada sistema.

Por meio dos fluxos de benefícios e de custos torna-se possível calcular os seguintes indicadores do projeto: a) valor presente líquido, b) relação benefício-custo, c) taxa interna de retorno e d) *payback* atualizado.

Como forma de incluir o valor do fator de risco aos resultados prognosticados no investimento, realizou-se uma análise de sensibilidade que possibilita mensurar o quanto é sensível a avaliação realizada para variações em um ou mais parâmetros decisórios.

A verificação do grau de sensibilidade dos resultados quanto a fatores exógenos, como variações nos preços dos painéis solares e na mine turbina eólica, como nos seus componentes e também na taxa de juros é relevante, pois os valores das variáveis que foram utilizadas para executar a avaliação do projeto podem apresentar desvios com efeitos consideráveis na medição de seus resultados (CAMPOS, 2010).

Neste trabalho, foram consideradas para fins de análise de sensibilidade para a taxa de juros de 8% ao ano as seguintes simulações: a) receitas e custos normais; b) redução de 5% nas receitas e custos normais; c) receita normais e aumento de 5% dos custos; d) redução de 10% nas receitas e custos normais; e) receita normal e aumento de 10% nos custos (ALMEIDA, 2018).

Resultados e discussão

Avaliação Financeira de implantação do sistema de energia fotovoltaica na Cooperativa Agroecológica da Agricultura Familiar (COOPERFAM CEARÁ), Maranguape - CE

Identificação dos benefícios e custos do sistema

A presente seção faz referência à instalação de um sistema de energia fotovoltaica na Cooperativa Agroecológica da Agricultura Familiar (COOPERFAM CEARÁ) no Município de Maranguape. O kit composto por 36 placas inversoras que geram 9 kWa por dia é direcionado para o suprimento energético da atividade comercial da cooperativa da agricultura familiar.

Trata-se de um sistema de energia fotovoltaica on gride⁴ implantado em 2015 por meio da iniciativa pública da FEDAF da Secretaria de Desenvolvimento Agrário do

⁴ São sistemas conectados à rede elétrica.

estado do Ceará (SDA). O conjunto de equipamentos solares utilizados na cooperativa é composto por 36 placas solares de silício policristalino de 127,5 Wp ligados em paralelo, um inversor senoidal 12 Vcc-220 Vca, 1000 W, 2000 W, string box e lâmpadas 80 led's de 3 W. Atualizando os valores dos equipamentos assim como do orçamento para o ano de 2017 pelo IGP-M, os atuais valores dos equipamentos e a inversão estão especificados na Tabela 1.

O cálculo para a determinação da receita gerada pelo sistema da Cooperativa Agroecológica Familiar corresponde a soma total anual dos valores pagos pela utilização do sistema relacionados aos períodos Hora Ponta⁵ e Fora Ponta⁶ que totalizaram R\$ 95.891,59. Para o cálculo do consumo Hora Ponta e Fora Ponta multiplicou-se os consumos mensais (kWh/mês) pelas tarifas de consumo de R\$1,79/kWh e R\$ 0,45/kWh, respectivamente, resultando em consumo hora ponta total anual de R\$ 38.696,22/kWh e fora ponta de R\$ 57.195,37/kWh.

Tabela 1 – Orçamento de Receitas, Investimentos e Custos Operacionais para implantação do sistema de energia fotovoltaica na COFERPAM, Maranguape - Ceará, 2017

1.RECEITAS OPERACIONAIS DO SISTEMA	Valor Anual (R\$)			
Receitas operacionais (R\$) (Ano 1- 10)	95.891,59			
Total	95.891,59			
2. INVESTIMENTOS	Vida Útil (anos)	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor Total (R\$)
Placas policristalinas de 250Wp	25	1.036,80	36	37.324,80
inversor senoidal 1000W 12Vcc/220 Vac	5	1.799,66	1	1.799,66
Gabinete	5	805,66	1	805,66
lâmpadas tubo led	5	40,00	50	2.000,00
String box	5	14,50	80	1.160,00
Cabo	10	734,60	1	734,66
Mão de obra qualificada	0	16.041,55	4	64.166,20
Transporte	0	10.971,99	1	10.971,99
Total	-	-	-	118.962,97
3. CUSTOS OPERACIONAIS	Valor Unitário (R\$)			
Outros custos operacionais (troca de equipamentos como string box)	1.200,00			
Total	1.200,00			

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

⁵ Refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas estabelecidas pela distribuidora levando em consideração a curva de carga de seu sistema elétrico, com aprovação da ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.

⁶ Refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca).

Verifica-se o valor da inversão de R\$ 118.962,97 para instalação de um sistema de energia solar. Entretanto, os custos operacionais do referido sistema diferem quanto ao uso, frequência de manutenção, qualidade de operação e grau de problema que vão surgindo geralmente como a troca de equipamentos como o String Box.

Durante os três primeiros anos de funcionamento do sistema, a empresa executora garante a manutenção técnica do sistema. Todavia, cessado o prazo da prestação do serviço a manutenção durante os anos posteriores fica a cargo da própria cooperativa.

A propósito pode-se constatar que na comunidade pesquisada, como ainda não havia instalado o medidor bidirecional de energia, que realiza o controle da geração de eletricidade, ou seja, mede a entrada e saída de energia, não foi possível mensurar de maneira precisa a diferença entre o consumo de energia elétrica convencional e a fotovoltaica consumida.

Em síntese, o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada por posto tarifário, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes no prazo máximo de 36 meses.

Logo, a quantidade de energia ativa injetada no sistema de distribuição pela cooperativa seria cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, a qual possibilitaria a COFERPAM a obtenção de um crédito em quantidade de energia ativa.

Elaboração da demonstração de fluxo de caixa e avaliação financeira

Depois de mensuradas as entradas e saídas do projeto elaboraram-se o fluxo de caixa considerando a vida útil do referido sistema de 10 anos (Tabela A1 ver Apêndice).

Após a elaboração da demonstração de fluxo de caixa mensurou-se os indicadores financeiros para os investimentos feitos na Cooperativa da Agricultura Familiar do Ceará (COFERPAM), os quais podem ser visualizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Avaliação financeira do sistema de energia fotovoltaica na COFERPAM-Ceará, 2017

Taxa de Desconto (%)	Relação B/C (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)	PBA (anos)
6,00	4,31	716.860,39	39,73	4,9
8,00	4,21	662.178,29		
10,00	4,11	614.754,89		
12,00	4,01	537.394,73		

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

A Tabela 2 mostra que os investimentos feitos no sistema fotovoltaico apresentaram viabilidade financeira segundo os indicadores analisados para diferentes taxas de desconto utilizadas. Observa-se que a relação benefício-custo foi maior do que um, assim para R\$ 1,00 de custo o projeto gerou um retorno bruto superior a R\$ 4,21.

Pelo critério de decisão do valor presente líquido, este resultou em um valor maior do que zero, logo o projeto é viável. Há criação de valor pois os fluxos foram

atualizados a uma taxa de desconto maior ou igual ao custo de oportunidade do capital e resultaram em benefícios positivos.

O VPL positivo no valor de R\$ 662.178,29 indica que todo o capital investido mais os custos operacionais foram recuperados e remunerados à taxa de desconto de 8% ao ano e gerou uma sobra (líquida) de R\$ 662.178,29.

A taxa interna de retorno apresentou resultado acima do custo de oportunidade do capital, logo, pelo critério de decisão o projeto é considerado viável. Assim, os investimentos estão sendo remunerados em 39,73% considerando todo o horizonte de planejamento. Ademais, o número de anos para recuperação do investimento inicial, ou seja, o tempo necessário para que os fluxos de caixa cubram o investimento inicial é de aproximadamente cinco anos para a referida taxa de desconto. O uso da análise de sensibilidade influenciará na determinação do grau de certeza dos resultados dos indicadores de rentabilidade. A função dela é identificar se a modificação de algum valor de uma variável da amostra é suficiente para mudar os resultados e a interpretação da análise (CAMPOS; CAMPOS, 2014).

Desta forma, realizou-se a análise de sensibilidade com o objetivo de verificar a estabilidade do projeto a possíveis variações de receitas e custos. Assim, pode-se avaliar a influência de variações nos indicadores em relação a taxa de desconto atualizada.

Para constatar a viabilidade financeira foram feitas várias simulações, por exemplo, para os casos em que as entradas (receitas) venham a reduzir em 5% e 10% e simultaneamente o total de saídas (custos) se elevem em até 5%, 10% e 20%. Conforme a Tabela 3, os resultados indicam que a relação benefício-custo ($R_{b/c}$) foi maior do que um, o valor presente líquido foi maior do que zero e a taxa interna de retorno foi maior do que o custo de oportunidade do capital, no caso 8% ao ano.

Tabela 3 – Análise de sensibilidade, a taxa de desconto de 8% ao ano, do sistema de energia solar da COFERPAM-CE

Discriminação	$R_{b/c}$ (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)
Receitas e custos normais	4,21	662.178,00	39,73
-5% de receita e custo normal	4,00	618.745,00	39,51
+5% de custo e receita normal	4,01	651.854,00	39,26
-10% de receita e custo normal	3,79	575.311,00	39,26
+ 10% de custo e receita normal	3,82	641.529,00	39,31
Receita normal e custo +20%	3,51	620.880,00	38,86
Receita -10% e custo +10%	3,44	554.663,00	38,76

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

Conclui-se que, o sistema de energia fotovoltaica apresentou alta viabilidade financeira para diferentes taxas de desconto. A análise de sensibilidade mostrou baixo risco de investimentos mesmo em situações de alta variabilidade no fluxo de entradas e saídas de recursos da proposta de projeto.

Avaliação financeira de implantação de um sistema de energia eólica na Cooperativa dos Produtores da Agricultura Familiar e Agroindustrial de Quixeré e Região (COOPAFQA), Quixeré - CE

Identificação dos benefícios e custos do sistema

O sistema de energia eólica foi implantado em 2014. Essa iniciativa deve-se aos esforços da Cooperativa dos Produtores da Agricultura Familiar e Agroindustrial de Quixeré e Região por intermédio do Fundo de Desenvolvimento da Agricultura Familiar (FEDAF) vinculado à Secretaria de Desenvolvimento Agrário do estado do Ceará (SDA) para a execução do empreendimento. O orçamento para a construção da mini usina eólica, encontra-se especificado na Tabela 4.

Tabela 4 – Orçamento de Receitas, Investimentos e Custos Operacionais para implantação do sistema de energia eólica na COOPAFAQ, Quixeré - Ceará, 2017

1. RECEITAS OPERACIONAIS	Valor anual (R\$)			
Receitas operacionais (R\$) (Ano 1- 10)	8.215,20			
Total	8.215,20			
2. INVESTIMENTOS	Vida Útil (anos)	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor total (R\$)
Mini turbina eólica 3.5 kw	25	58.028,68	1	58.028,68
Inversor senoidal 1000W 12Vcc/220 Vac	10	1.799,67	1	1.799,67
Cabo	10	450,00	30	13.500,00
Mão de obra	0	2.400,00	6	14.400,00
Dispositivos de proteção	6	80,00	1	80,00
Transporte	0	14.400,00	1	14.400,00
Total	-	-	-	102.208,35
3. CUSTOS OPERACIONAIS	Valor unitário (R\$)			
Manutenção	400,00			
Mão de obra	300,00			
Total	700,00			

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

A determinação da receita gerada pelo sistema eólico foi calculada pela média do consumo efetivo anual da Cooperativa dos Produtores da Agricultura Familiar e Agroindustrial de Quixeré e Região. Logo, a receita gerada pelo sistema equivale a R\$ 8.215,20/ano. Constatou-se também que a turbina gera em média um excedente 2.226 kWh/ano beneficiando a comunidade por meio da energia injetada na rede convencional. Diante do tipo de energia gerada, como o sistema é *on-grid*, ou seja, interligado a rede, a produção excedente é injetada na rede, sendo consumida pelos habitantes da localidade.

Neste contexto, a Resolução Normativa nº 482/2012 da ENEEL estabelece que energia a injetada na rede de distribuição geral pela unidade geradora. Neste caso, a cooperativa será cedida como empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a cooperativa a obter um crédito de energia ativa. O controle da medição da energia excedente é realizado por um medidor bidirecional de energia do consumidor.

Neste caso, a resolução normativa nº 482/2012, estabelece que o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e injetada por posto tarifário, a qual a distribuidora utiliza o excedente que não tenha sido compensada para abater o consumo em meses subsequentes por 3 anos.

Observa-se que, em média, o custo de construção da mini central eólica perfaz R\$ 102.208,35 a preços de julho de 2017. Os custos de operação e manutenção correspondem, em média, a R\$ 700,00/ano e são relativos à montagem de andaimes e aplicação de graxa específica nos rolamentos da turbina. Todavia, a empresa responsável pela implantação do sistema garantiu por três anos a manutenção dos equipamentos sem custos adicionais para os beneficiários, a partir do ano de implantação do sistema eólico.

Elaboração da demonstração de fluxo de caixa e avaliação financeira

Diante dos custos (investimento, manutenção e operação) e das receitas auferidas com o investimento na instalação do sistema eólico no ano de 2017, foi elaborada a demonstração do fluxo de caixa para um horizonte de 10 anos (Tabela A2 ver APÊNDICE).

Conforme a Tabela 5, a análise dos indicadores financeiros mostra a viabilidade do sistema para diferentes taxas de desconto. Analisando estes parâmetros a uma taxa de desconto de 8% ao ano, constata-se que o indicador relação benefício-custo foi maior do que um, ou seja, os benefícios superam os custos, pois para R\$ 1,00 de custo o projeto gerou um retorno bruto de R\$ 1,05 ou retorno líquido de R\$ 0,05.

Tabela 5 – Avaliação financeira do sistema de energia eólica, na cooperativa dos Produtores da Agricultura Familiar e Agroindustrial de Quixeré e Região, 2017.

Taxa de Desconto (%)	Relação B/C (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)	PBA (anos)
6,00	1,05	9.196,14	89,21	9,6
8,00	1,05	8.491,28		
10,00	1,05	8.075,65		
12,00	1,05	7.817,75		

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

O VPL apresentou resultado maior do que zero, indicando que todo o capital investido mais os custos operacionais foram recuperados e remunerados à taxa de desconto de 8% ao ano, gerando uma sobra (líquida) de R\$ 8.491,28.

A taxa interna de retorno apresentou resultado superior ao custo de oportunidade do capital, logo o projeto é considerado viável. O capital investido no projeto está sendo remunerado em 89,21% considerando todo o horizonte de planejamento. O *payback* descontado foi de aproximadamente dez anos.

Na Tabela 6, a análise de sensibilidade mostra instabilidades nos resultados de indicadores (relação benefício-custo e valor presente líquido) para determinadas variações nas receitas e custos, indicando riscos de implantação do projeto.

Tabela 6 – Análise de sensibilidade, a taxa de desconto de 8% a.a., do sistema de energia eólica da COOPAFAQ-CE

Discriminação	R _{b/c} (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)
Receitas e custos normais	1,05	8.491,28	89,21
-5% de receita e custo normal	0,99	(593,11)	16,13
+5% de custo e receita normal	0,99	(168,54)	13,37
-10% de receita e custo normal	0,94	(9.677,49)	-
+ 10% de custo e receita normal	0,95	(8.828,36)	-
Receita normal e custo +20%	0,87	(26.148,00)	-12,85
Receita -10% e custo +10%	0,86	(26.997,13)	-14,03

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

Conclui-se que, o sistema de energia eólica apresentou moderada viabilidade financeira para diferentes taxas de desconto (custo de oportunidade do capital). Já a análise de sensibilidade mostrou alto risco de investimento nesta modalidade, pois variações acima de 5%, negativas e positivas, nos fluxos de receitas e custos, respectivamente, geram inviabilidade da proposta de projeto.

Conclusão

A hipótese formulada de que as ações que promovem o acesso às energias no Ceará (energias fotovoltaicas e eólicas) apresentam viabilidade financeira, promovendo benefícios às cooperativas agrícolas e beneficiários em Maranguape e Quixeré foi confirmada a partir da análise dos indicadores de relação benefício-custo (B/C), valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e o prazo de retorno do capital (*Payback* descontado), considerando as simulações de preços de tarifa de R\$ 0,40/kWh para consumidores rurais residenciais e comerciais.

As análises destes indicadores financeiros possibilitam o direcionamento de instrumentos de políticas públicas eficientes, voltados para atendimento das necessidades básicas de agricultores familiares.

O indicador relação benefício-custo apresentou maior resultado (R\$ 4,21) no sistema fotovoltaico de Maranguape para uma taxa de desconto de 8% ao ano. Quanto ao VPL, o sistema apresentou maior retorno líquido totalizando R\$ 662.178,29. A TIR apresentou um alto índice de rentabilidade (39,73%) para o sistema mostrando que é bastante favorável para o investidor a implantação de eletrificação rural, pois os investimentos estão sendo remunerados acima da alternativa de remuneração do capital.

Por outro lado, o sistema eólico garante o suprimento energético da cooperativa COOPAFAQ, assim como beneficia as comunidades pelo excedente de energia gerada (oferta e receitas compensadas no consumo mensal da cooperativa), dado que o sistema é interligado a rede convencional contribuindo para uso da eletricidade pela população local. Apesar dos benefícios gerados, constatam-se altos custos de implantação deste sistema e conseqüentemente menor viabilidade financeira.

Como sugestão para futuros trabalhos, é relevante a ampliação da amostra de sistemas de energias renováveis instalados em diferentes municípios cearenses, tais como Beberibe, Iguatu, e Aracati, de forma a mensurar as externalidades positivas ou negativas e analisar a eficiência destes investimentos, incluindo também a mensuração do excedente de energia gerado pelo sistema.

Referências

AGÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTADO DO CEARÁ (ADECE). **Energias renováveis no Ceará**. Fortaleza, 2011, 14 p. Disponível em: <<http://www.adece.ce.gov.br/>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de informações de gerações – BIG**. 2017. Capacidade de geração do Brasil. Matriz de energia elétrica, 2016. Disponível em: <<http://www.anel.gov.br/>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

AGÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTADO DO CEARÁ (ADECE). **Energias renováveis no Ceará**. Fortaleza, 2011, 14 p. Disponível em: <<http://www.adece.ce.gov.br/>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

AGUILERA, R. (Org.). **Evaluacion social de proyectos**: orientaciones para aplicacion. Montevideo: UNIDELAR/Facultad de Economía, 2011. 462p.

ALMEIDA, M. R. D. **Avaliação financeira e econômica de energia fotovoltaica e eólica na matriz energética de comunidades rurais no Estado do Ceará**. 2018. 136 f. Dissertação. (Mestrado em Economia Rural). Centro de Ciências Agrárias da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

ASSAF NETO, A. L.; LIMA, F. G. **Curso de administração financeira**. São Paulo: Atlas, 2009.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa nacional de desenvolvimento energético de estados e municípios**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://mme.gov.br/>>. Acesso em: 3 dez. 2017.

BUARQUE, C. **Avaliação econômica de projetos**: uma apresentação didática. Rio de Janeiro: Campus, 1991. 266p.

CAMPOS, R. T; CAMPOS, K. C. **Elaboração e avaliação de projetos agropecuários**. Notas de aula. Fortaleza: UFC/CCA/DEA, 2014.

CEARÁ. Secretaria da Infraestrutura do Estado do Ceará. **Energia**, 2017. Disponível em:<<http://www.seinfra.ce.gov.br/index.php/noticias/28-energia/1716-energias-renovaveis>>. Acesso em: 14 abril. 2017.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA S. A. (ELETROBRAS). **Programas e fundos setoriais**, 2017. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com>>. Acesso em: 14 fev. 2017.

CHILE. Ministerio de Planificación y Cooperación. (Org.). **Metodología de proyectos de electrificación rural**. Santiago: Gobierno Chileno, 2006. 39 p.

_____. Ministerio de Desarrollo Social. **Metodología de formulacion y evaluacion de proyectos de eletrificacion rural**. Chile, 2013. Disponível em: <https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/52958/08_1Energia_ElectrificacionRural.pdf>. Acesso em: 14 jul. 2017.

FONTAINE, E. R. **Evaluacion social de proyectos**. 13. ed. México: Pearson Educacion, 2008. 648p.

GASANZ, J. J. del V. **Guia metodológica para el desallo de eletrificacion rural mediante sistemas fotovoltaicos isolados**. Madrid: Universidade de são Calos III de Madrid/Escuela politécnica superior/Departamento de Engenharia Elétrica, 2011.

GIESECKE, C. (Coord). **Eletificacion rural: Guia para formulacion de proyectos de inversion exitosos**. Lima: Ministério de Economia y Finanzas, 2011.

GITTINGER, J. P. **Análisis económico de proyectos agrícolas**. Madri: Editorial Tecnos, 1984.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICO DO CEARÁ (IPECE). **Perfil básico municipal 2016**. Disponível em: <<http://www.ipece.ce.gov.br>>. Acesso em: 18 fev.2017.

MORET, A. de S. As hidrelétricas do rio Madeira e os impactos socioambientais da eletrificação no Brasil. **Ciência Hoje**, São Paulo, v. 45, n. 265, p.46-52, nov. 2009.

NAÇÕES UNIDAS NO BRASIL (ONUB). Disponível em: <[http:// https://nacoesunidas.org/](http://https://nacoesunidas.org/)>. Acesso em: 30 dez.2017.

ORTEGÓN, E. **Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas**. Santiago: Cepal, 2005. p. 49-57.

PAREJA, I. V. **Decisiones de inversión para la valoración financiera de proyectos y empresas**. 6. ed. Buenos Aires: Fondo Editorial Consejo, 2009. 692 p.

SALES, M. L. de S. **Avaliação financeira e econômica das ações de captação, acumulação e suprimento de água no Estado do Ceará**. 2015. 130 f. Dissertação. (Mestrado em Economia Rural). Centro de Ciências Agrárias da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

SALES, M. L. de S.; CAMPOS, K. C.; CAMPOS, R. T.; GUIMARÃES, J. W. A. Avaliação financeira das ações de captação, acumulação e suprimento de água no estado do Ceará. **Revista Econômica do Nordeste**, Fortaleza, v. 48, n. 4, p. 139-154, out./dez., 2017.

UGÁS, M. P. (Org.). **Guia metodológica para la identificacion, formulacion y evaluacion de proyectos de eletrificacion rural a nível de perfil**. Lima:

Almeida, M. R. D.; Campos, K. C.; Campos, R. T.

Programación Multianual del Sector Público (DGPM) del Ministério de Economía y Finanzas, 2007.

UNIRC, Centro Regional de Informação das Nações Unidas. Disponível em: < <http://www.unirc.gov>>. Acesso em: 14 dez. 2017.

Avaliação financeira da energia fotovoltaica e eólica em cooperativas agrícolas do Ceará

APÊNDICES

Tabela A1 – Demonstração do fluxo de caixa financeiro - Sistema de energia fotovoltaica Cooperativa Agroecológica da Agricultura Familiar, Maranguape – CE

Especificações	Anos de Projeto										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I - TOTAL ENTRADAS (1+2+3)	214.854,56	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	118.286,47
1. Receita do Projeto	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59	95.891,59
2. Créditos (2.1+2.2):	118.962,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1. C. de investimento	118.962,97										
2.2. C. de custeio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Desinvestimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22.394,88
II – TOTAL DE SAÍDAS (4+5+6+7)	118.962,97	594,81	594,81	18.789,52	18.704,55	23.119,56	18.534,60	18.449,63	18.364,66	18.279,68	1.200,00
4. Investimento	118.962,97										
5 - Reinvestimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.499,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Custos Operacionais	0,00	0,00	0,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
7. Serviço <u>Dívida</u> (7.1+7.2)	0,00	594,81	594,81	175.89,52	17.504,55	17.419,58	17.334,60	17.249,63	17.164,66	17.079,68	0,00
7.1. Investimento (a + b)	0,00	594,81	594,81	175.89,52	17.504,55	17.419,58	17.334,60	17.249,63	17.164,66	17.079,68	0,00
a) Amortização	0,00	0,00	0,00	16.994,71	16.994,71	16.994,71	16.994,71	16.994,71	16.994,71	16.994,71	0,00
b) Juros	0,00	594,81	594,81	594,81	509,84	424,87	339,89	254,92	169,95	84,97	0,00
7.2. Custeio (c + d)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) Principal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
d) Juros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III – BENEF. LÍQUIDO (I - II)	95.891,59	95.296,78	95.296,78	77.102,07	77.187,04	72.772,03	77.356,99	77.441,96	77.526,93	77.611,91	117.086,47

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).

Tabela A2 – Demonstração de fluxo de caixa financeiro - Sistema de energia eólica da Cooperativa dos Produtores da Agricultura Familiar e Agroindustrial de Quixeré e Região (COOPFAQ), Quixeré – CE

Especificações	Anos de Projeto										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I - TOTAL ENTRADAS (1+2+3)	110.423,55	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	43.059,07
1. Receita do Projeto	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20	8.215,20
2. Créditos (2.1+2.2):	102.208,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1. C. de investimento	102.208,35										
2.2. C. de custeio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Desinvestimento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34.843,87
II – TOTAL DE SAÍDAS (4+5+6)	102.208,35	511,04	511,04	15.812,23	15.739,23	15.666,22	15.673,22	15.520,21	15.447,20	15.374,20	700,00
4. Investimento	102.208,35										
5 - Reinvestimento		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Custos Operacionais	0,00	0,00	0,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00
7. Serviço <u>Dívida</u> (7.1+7.2)	0,00	511,04	511,04	15.112,23	15.039,23	14.966,22	14.893,22	14.820,21	14.747,20	14.674,20	0,00
7.1. Investimento (a + b)	0,00	511,04	511,04	15.112,23	15.039,23	14.966,22	14.893,22	14.820,21	14.747,20	14.674,20	0,00
a) Amortização	0,00	0,00	0,00	14.601,19	14.601,19	14.601,19	14.601,19	14.601,19	14.601,19	14.601,19	0,00
b) Juros	0,00	511,04	511,04	511,04	438,04	365,03	292,02	219,02	146,01	73,01	0,00
7.2. Custeio (c + d)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) Principal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
d) Juros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III – BENEF. LÍQUIDO (I - II)	8.215,20	7.704,16	7.704,16	-7.597,03	-7.524,03	-7.451,02	-7.458,02	-7.305,01	-7.232,00	-7.159,00	42.359,07

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da pesquisa (2017).