

## Modelo de análise econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica na ótica da geração distribuída

Carmen B. Rosa\*. Mauricio Sperandio\*\*. Breno C. Pinheiro\*\*\*  
Rafael C. Ney\*\*\*\*

\*Universidade Federal de Santa Maria, RS, BRASIL (Tel: 55 99693-6107; e-mail: carmen.b.rosa@ufsm.br)

\*\* Universidade Federal de Santa Maria, RS, BRASIL (e-mail:mauricio.sperandio@ufsm.br)

\*\*\* Centro Internacional de Energias Renováveis–Biogás, PR, BRASIL (e-mail: breno.pinheiro@cibiogas.org)

\*\*\*\* Companhia Estadual de Energia Elétrica Grupo Equatorial, RS, BRASIL (e-mail:

rafael.ney@ceee.equatorialenergia.com.br)

---

**Abstract:** There is scientific evidence that consumers have a growing motivation to move towards a distributed generation of electricity, but the power distribution companies expressing considerable concern about the impact of increasing penetration rates of distributed generation on their revenues. In this sense, this study presents analyzes and laboratory simulations based on a business model that encourages the sale of surplus generation. The power flow simulations in the feeders include a storage agent, which negotiates the purchase of surpluses and provides ancillary services to the utility. With these data, the economic-financial analysis was proposed, contemplating the discounted cash flow and comparing the different scenarios. The study identified competitive scenarios from the point of view of the concessionaire's market value when considering the payment of the TUSD by the prosumer and the storage agent. Furthermore, it showed that in both experiments with residential and commercial consumption classes, the sale of surplus energy would bring greater attractiveness that would result in a greater number of prosumers with photovoltaic distributed system, thus evidencing equity in the economic sustainability of micro and mini generation distributed, consumer and distributor agents.

**Resumo:** Há evidências científicas de que os consumidores têm uma crescente motivação para se mover em direção à geração distribuída de energia elétrica, com isso as empresas de distribuição de energia expressam uma preocupação considerável sobre o impacto do aumento das taxas de penetração da geração distribuída em suas receitas. Nesse sentido, este estudo apresenta análises e simulações laboratoriais a partir de um modelo de negócio que estimula a venda de excedentes da geração. As simulações do fluxo de potência nos alimentadores incluem um agente de armazenamento, que negocia a compra dos excedentes e presta serviços ancilares para a concessionária. Com esses dados, é uma análise econômico-financeira foi proposta, contemplando o fluxo de caixa descontado e comparando os diferentes cenários. O estudo identificou cenários competitivos na ótica do valor de mercado da concessionária ao considerar o pagamento da TUSD pelo prosumidor e pelo agente armazenador. Ademais, mostrou que em ambos os experimentos com as classes de consumo residencial e comercial, a venda de energia excedente traria uma maior atratividade que resultaria em uma quantidade maior de prosumidores com GDFV, evidenciando, assim, uma equidade na sustentabilidade econômica da micro e minigeração distribuída para os agentes consumidor e distribuidor.

**Keywords:** distributed generation; economic-financial impact; cash flow; net present value; electric utilities

**Palavras-chaves:** geração distribuída; impacto econômico-financeiro; fluxo de caixa; valor presente líquido; distribuidoras de energia elétrica.

---

### 1. INTRODUÇÃO

A transição para um sistema de energia misto com abastecimento por fontes renováveis mais expressivas está em curso, apoiado por avanços tecnológicos e projeções de demanda (Brummer, 2018). Nesse sentido, a integração de diferentes fontes de geração de energia é vista como uma estratégia fundamental para alcançar os objetivos de sustentabilidade, mesmo com a existência de consideráveis desafios técnicos e econômicos para garantir o alcance de uma elevada porcentagem de integração.

Sistemas de energia elétrica foram tradicionalmente concebidos de forma hierárquica, onde grandes centros produzem a energia, sistemas de transmissão transportam a energia gerada em alta tensão para os consumidores distribuídos em ampla área, onde um sistema radial de distribuição de baixa tensão entrega a energia ao consumidor final. No entanto, nas últimas décadas, alguns países começaram o processo de liberalização de seus sistemas elétricos e abertura de acesso às redes de transmissão e distribuição (Dranka; Ferreira, 2018). O processo tem sido acompanhado por uma crescente presença de pequenos

geradores de energia por fontes diversas, algumas delas sob a forma de fontes renováveis de energia.

Nesse contexto, a Geração Distribuída de Eletricidade (GD), também conhecida como geração descentralizada, localizada ou no local, representa essa nova configuração para o setor elétrico (Bayod-Rújula, 2009). De acordo com a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) 482/2012 a definição literal de GD é a geração de eletricidade que é injetada diretamente na rede da concessionária de distribuição (Aneel, 2012). Considera-se que a modulação do conceito – sistemas de energia por fonte renovável ou cogeração qualificada de pequena escala, como comumente visto – é uma construção, variando de uma miríade de fatores, como a localização da rede, o nível de tensão, o recurso e a tecnologia usada para gerar eletricidade, a capacidade instalada, o impacto ambiental e os aspectos econômicos.

Nessa perspectiva, a GD pode ser definida como energia gerada por instalações que são suficientemente menores do que usinas centrais para permitir a interconexão em quase qualquer ponto de um sistema de energia. Apresentando-se como um expressivo contraste com as estações geradoras centralizadas e distantes do consumidor que produzem eletricidade em larga escala com infraestrutura associada de transmissão e distribuição (Priddy, 2005). Apesar do cenário nacional da geração distribuída apresentar-se com um crescimento exponencial, o Brasil ainda tem grande potencial a ser explorado. Em dezembro de 2021, o país acumulou 8,827GW de potência instalada, distribuídos entre 789.729 unidades de geração (Aneel, 2022).

Embora sejam evidentes os benefícios sistêmicos associados à expansão da geração distribuída de energia elétrica, é importante avaliar os desafios decorrentes do aumento da taxa de difusão de descentralizadas no Brasil. As transformações no setor elétrico provocadas pela GD já foram percebidas em diversos países, à exemplo disso estão Alemanha, Itália, Bélgica, e Estados Unidos, onde o processo de difusão dessa modalidade de geração de energia já se encontra em estágio mais avançado (Richter, 2013).

Do ponto de vista social, o comportamento organizacional das concessionárias de energia elétrica é decisivo para o sucesso da transição energética. A perspectiva global dos desafios enfrentados por elas é subdividida em perspectiva de desafios técnicos, econômicos, sociais, organizacionais, logísticos, jurídicos e tributários. Na ótica dos desafios econômicos, o aumento do número de sistemas distribuídos de geração de energia tende a provocar, conforme assinalado anteriormente, alterações no equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias a partir do aumento de custos operacionais, bem como, modificações nas ações de tributação sob seus clientes. O quadro regulatório, que regulamenta as tarifas para geração distribuída de eletricidade no Brasil, determina uma tarifa fixa por consumo, calculada em função do quilowatt/hora alimentado na rede subtraído pelo quilowatt/hora consumido.

Financeiramente, as concessionárias no Brasil perderam receitas de vendas de eletricidade devido a subtração da geração de energia pelo consumo e aumentaram seus custos com manutenção de rede e valor despendido em atividades

relacionadas com logística de atendimento às conexões (Gucciardi Garcez, 2017). Em suma, os proprietários dos sistemas não têm a possibilidade do uso da eletricidade diretamente para consumo, mas alimentam a rede para obter a compensação em créditos de energia. No entanto, as concessionárias são responsáveis pela gestão e manutenção da rede, dentre outras novas atribuições advinda das regulamentações da GD, o que resulta em aumento dos custos operacionais, conforme percebido no estudo dos Relatórios Administrativos e Declarações Financeiras anuais das concessionárias de energia elétrica dos últimos anos.

Ademais, consumidores livres e cativos de uma concessionária de distribuição de energia elétrica pagam pelo uso do sistema de distribuição através da TUSD Transporte, (Tarifa de uso dos sistemas elétricos de distribuição). A mencionada tarifa é formada com base em custos regulatórios do uso de ativos de propriedade da própria distribuidora (TUSD Fio B) e também por dispêndios regulatórios do uso de ativos de terceiros (TUSD Fio A). A TUSD Transporte é composta, em sua maior parte, por custos fixos e representa de forma mais adequada os custos de disponibilidade verificados pelas concessionárias. Ainda dentro da TUSD tem-se a repartição dos encargos setoriais e das perdas de energia elétrica. Essas componentes tarifárias, ou principalmente, o seu rateio equânime, também são essenciais para o equilíbrio da concessão. Ou seja, a estrutura tarifária tradicional procura equilibrar a repartição do ônus do uso dos sistemas de distribuição de forma equitativa e proporcional a sua disponibilização.

Somado a isso, há evidências científicas de que os consumidores têm uma crescente motivação para se mover em direção à GD, com isso as empresas de distribuição de energia expressam uma preocupação considerável sobre o impacto do aumento das taxas de penetração da geração distribuída em suas receitas (Skariah et al. 2018). Nesse sentido, a indústria de eletricidade, no cenário internacional, indica a GD como uma ameaça aos atuais modelos de negócios das concessionárias de energia elétrica (Jamash et al. 2018).

Diante deste cenário, para as concessionárias obterem um desempenho adequado e defender posições estratégicas no mercado de energia elétrica, é necessário entender os desafios envolvidos, buscar incentivos, apoio preciso à tomada de decisão e observar as diferentes tendências do processo. Para tanto, este estudo busca auxiliar os agentes do setor a partir da concepção de um modelo de análise do equilíbrio econômico-financeiro de uma concessionária de energia elétrica a fim de valorar o impacto na GD no fluxo de caixa e no valor de mercado para os próximos 15 anos.

## 2. MODELO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O equilíbrio econômico-financeiro trata da garantia que o particular terá, ao longo do processo de prestação de serviço, face ao investimento que assumiu. Sob a ótica do modelo econômico-financeiro tem-se estabilidade econômica empresarial quando há equilíbrio entre a taxa interna de retorno (lucratividade) e o custo de capital (Damodaran, 2003).

A lucratividade de uma empresa é definida pelas condições do mercado consumidor e dos meios de produção. Em alternativa, o custo de capital é definido pelas condições econômicas

nacionais e internacionais. A arrecadação tarifária obtida pela concessionária destina-se aos custos com operação e manutenção, encargos financeiros (juros e amortizações de empréstimos ou financiamentos), e pagamento de dividendos. As necessidades de novos investimentos são avaliadas e justificadas na fase de planejamento da expansão (Fortunato et. al. 1990). Nesse contexto, o planejamento econômico-financeiro da distribuição de energia envolve atividades relacionadas ao custeio de operação e manutenção do sistema e o financiamento de novos equipamentos e instalações, gerenciados com a escolha das fontes de recursos disponíveis para fazer frente aos investimentos necessários. Sob a ótica da valoração da geração distribuída na perspectiva da concessionária devem ser analisados os aspectos econômicos da difusão da GD, na área de concessão estudada, contraposta com os cenários alternativos afeiçoados pelos modelos de negócio. Entretanto, a simulação do comportamento econômico-financeiro depende da identificação dos custos e receitas, ao longo do período de avaliação, determinado de modo a aceitar ou refutar condições futuras à luz da realidade da GD em concessionárias de energia elétrica. Para tanto, faz-se necessário a busca por direcionadores de valor característicos da inserção da GD nos âmbitos técnico e organizacional, para que os métodos determinísticos para análise de investimento sejam aplicados de maneira adequada, visando obter com maior precisão as estimativas no horizonte de análise.

A metodologia previamente escolhida para projeção dos dados do estudo de caso apresentado na pesquisa, para se atingir as conclusões analíticas do estudo quando da aplicação dos cenários, foi o método de valoração de empresas por meio do Valor Presente do Fluxo de Caixa Descontado. Segundo Damodaran (2003), nesse método entende-se que o Valor Presente do Fluxo de Caixa Projetado procura determinar o valor da empresa com base na capacidade de remunerar seus acionistas no longo prazo, por meio dos fluxos de caixa futuros esperados. Sendo assim, sua principal característica é a de explicitar as variáveis chave para a formação de valor e permitir a simulação dos mais diferentes cenários e premissas macroeconômicas, estratégicas, operacionais e financeiras quando da projeção dos fluxos de caixa, supondo-se, portanto, que o valor da empresa corresponde ao valor atual do fluxo de caixa projetado, descontado às taxas que reflitam o custo de oportunidade.

### 3. METODOLOGIA

Para compreender os principais aspectos abordados e alcançar o objetivo proposto, o procedimento metodológico foi conduzido em seis etapas, conforme a Fig. 1.

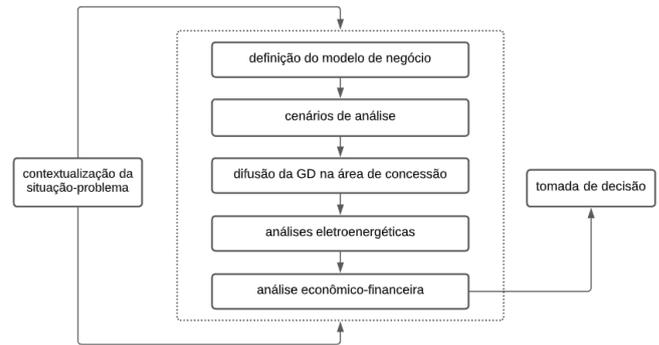


Fig.1 Representação metodológica do estudo.

A primeira etapa teve como objetivo encontrar embasamento teórico para a contextualização da situação-problema. Essa etapa foi realizada por meio de pesquisas em artigos científicos e notas técnicas sobre geração distribuída e sistemas fotovoltaicos descentralizados. A contextualização da situação-problema permeou todo o estudo a fim de garantir que as análises de mercado e revisões normativas fossem consideradas em qualquer etapa da sequência metodológica.

Partindo da definição de um modelo de negócio, cenários de difusão foram definidos com escopo estabelecido para geração distribuída por fonte solar (GDFV) de consumidores comerciais e residenciais. Sob posse da descrição dos diferentes cenários, o estudo utilizando o modelo de difusão pela técnica de Dinâmica de Sistemas, fundamentada na teoria de difusão de inovações de Roger, em conjunto com o modelo de Bass estabeleceu os resultados preditivos de difusão ao longo do tempo estabelecido de 15 anos.

A partir dos resultados oriundos dos procedimentos sobreditos e seguindo a sequência metodológica, os dados da difusão alimentam os condicionantes para as simulações eletroenergéticas que fornecem os dados para a análise econômico-financeira. As simulações eletroenergéticas foram realizadas para diferentes cenários, a fim de avaliar o comportamento do alimentador ao longo do tempo.

A delimitação deste estudo compreende a avaliação dos dados resultantes das simulações eletroenergéticas, somados às condições de mercado, para análise e discussão do comportamento econômico-financeiro da GDFV no fluxo de caixa da concessionária em questão. O modelo de avaliação econômico-financeira deu-se em diferentes cenários de difusão de geração distribuída fotovoltaica para um alimentador de distribuição de energia elétrica, considerando o modelo de negócio pré-determinado.

Diante disso, o Fluxo de Caixa para o Acionista representa a diferença entre toda entrada e saída efetiva de recursos no nível do acionista em determinado período. Nessa perspectiva, a aplicação desse método requer a determinação de três principais variáveis, sendo elas:

1. Fluxo de Caixa Descontado: são os recursos líquidos gerados pelas operações da empresa que tenham impacto na formação dos fluxos de caixa futuros, como as vendas, estrutura de custos, investimentos, depreciação etc.

2. A Taxa de Desconto: é a taxa que será utilizada para trazer a valor presente os fluxos de caixa projetados e que pode ser determinada pelo método do Custo de Capital Próprio (Capital Assets Pricing Model - CAPM) quando for utilizado o método do Fluxo de Caixa do Acionista.

3. Valor Residual: é o valor do negócio ao final do período em análise ou então o valor do fluxo de caixa perpétuo, assumindo-se um estado de equilíbrio constante a partir de determinada data, determinando-se uma taxa de crescimento “g”, que é uma estimativa da taxa de crescimento constante do negócio a partir do momento em que se estabelece o estado de equilíbrio na projeção.

Segundo Damodaran (2003), o Valor Presente do Fluxo de Caixa Descontado pode ser calculado da seguinte forma:

$$VP = \sum_{t=1}^n \frac{FctAcionista}{(1+ke)^t} \quad (1)$$

Onde:

VP = Valor Presente de negociação da empresa

FctAcionista = Fluxo de Caixa para o Acionista no período t

ke = Custo de Capital próprio

n = Número de períodos de projeção do fluxo de caixa.

Em síntese, a estrutura do modelo de análise econômico-financeira configura-se como um *Data Warehouse*, isto é, um repositório central de informações que podem ser analisadas para tornar o processo decisório mais assertivo. Nessa lógica os dados fluem de sistemas transacionais, bancos de dados relacionais e de outras fontes com uma cadência regular.

Contudo, é importante lembrar que o modelo de valoração apresenta algumas limitações e deficiências, tanto devido a questões inerentes ao método do Fluxo de Caixa Descontado, quanto a decisões de modelagem e incertezas em torno de diversas variáveis. Com isso, embora o modelo do Fluxo de Caixa Descontado seja uma técnica de avaliação econômico-financeira de empresas amplamente adotado para o cálculo do valor econômico de uma empresa, os resultados obtidos por esse modelo não podem ser considerados como um valor inquestionável. Tal fato ocorre porque o modelo gera um resultado baseado em premissas construídas em um ambiente complexo em que o valor de diversas variáveis pode oscilar de forma considerável envolvendo grandes incertezas.

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Modelo de Negócio

A avaliação econômico-financeira de diferentes cenários de difusão de geração distribuída fotovoltaica, considerando as condições de contorno de um alimentador de distribuição de energia elétrica, foi estabelecido a partir do modelo de negócio que envolve um arranjo técnico de instalação de sistemas de armazenamento de energia elétrica na forma de baterias. Isto é, o modelo proposto armazena o excedente de energia oriundo de micro e minigeradores distribuídos.

De acordo com a regulamentação vigente, os prosumidores são clientes que, além de consumir, produzem sua própria energia e participam do sistema de compensação. Com isso, qualquer

excedente gerado durante os horários de menor consumo é injetado na rede da distribuidora, a qual atua como “armazenadora”, gerando créditos de energia para o prosumidor que poderão ser utilizados durante os períodos de pouca ou nenhuma geração e elevado consumo. Atualmente, esses créditos podem ser compensados em até 60 meses, prazo no qual expira o direito.

Na presente proposta de modelo de negócio, um prosumidor produz energia, onde parte dela é utilizada localmente para atender sua própria demanda, e o excedente é injetado na rede elétrica. Esse excedente poderá então ser comercializado entre o prosumidor e o armazenador de energia que recebe a energia para armazená-la e remunera o prosumidor por ela. Nesse caso o armazenador atuará como um agregador, comprando energia dos prosumidores quando estes tiverem excedentes e vendendo energia para os mesmos quando a produção local é insuficiente para atender sua demanda.

### 4.2 Cenários de Análise e Difusão GDFV

A projeção da difusão de sistemas fotovoltaicos foi realizada para os consumidores comerciais e residenciais, considerando os cenários de difusão, adotantes com potência instalada maior que a requerida. A avaliação foi feita para dois casos de UCs comerciais: 54,77% e outro com 106,36% de excedentes, e dois casos para UCs residenciais: 37,53% e outro com 106,29% de excedentes, que são convertidos em energia para venda, variando a tarifa de venda do excedente. Um cenário base também foi considerado unicamente com excedente de 20,03% em ambos os grupos de consumo, e sem venda de excedente.

Portanto a simulação foi realizada utilizando a técnica de Dinâmica de Sistemas (DS), fundamentada na teoria de difusão de inovações de Roger, em conjunto com o modelo de Bass. O modelo da simulação avaliou a propensão dos consumidores comerciais e residenciais a adotarem GDFV ao longo de 15 anos considerando três aspectos regulatórios, econômicos, técnicos e os coeficientes de imitação e inovação (p e q) advindos do modelo de Bass, o qual foi rodado utilizando o software Vensim da Ventana system.

### 4.3 Análises Eletroenergéticas

Partindo da difusão da GDFV, de acordo com o modelo de negócios pré-determinado, foram realizadas as simulações eletroenergéticas, as quais fornecem os dados para a análise econômico-financeira. Através da execução do fluxo de potência para cada ano de simulação foram extraídos os resultados referentes ao impacto técnico da adoção da GDFV por unidades consumidoras residenciais e comerciais em um alimentador, denominado TRA-07.

As simulações eletroenergéticas foram realizadas para diferentes cenários a fim de avaliar o comportamento do alimentador ao longo do tempo. Cada cenário busca contemplar uma parcela de venda de excedentes combinadas a uma quantidade de adotantes que dependem da tarifa de venda de energia. Os cenários considerados neste estudo foram denominados: Cenário Base, Cenário A2 e Cenário B2. A

Tabela 1 apresenta a quantidade acumulada de adotantes, para os próximos 15 anos nos respectivos cenários de análise.

**Tabela 1. Adoção da Geração Distribuída Fotovoltaica**

Cenário	Unidades de GDFV (Residencial)	Unidades de GDFV (Comercial)
Base	587	23
A2	620	22
B3	649	22

Após definidos os cenários, bem como as características de adoção da GDFV e da entrada do armazenamento concentrado, definiram-se quais variáveis seriam monitoradas.

Estas, por sua vez, foram atribuídas para cada ano de simulação:

- GDFV: indica o número total de unidades de GDFV no alimentador;
- Fator de Potência (FP);
- Sobrecarga (SC): números de vezes em que linhas e transformadores entraram em estado de sobrecarga;
- Sobretensão (ST): número de vezes em que barras estiveram com tensão acima de 1,05 pu;
- Demanda Máxima: valor máximo de demanda do alimentador;
- Demanda Mínima: valor mínimo de demanda do alimentador;
- Perdas: perdas técnicas totais do alimentador;
- Energia Faturada: energia entregue do alimentador para as UC;
- Consumo UC: corresponde ao consumo médio mensal das unidades consumidoras que adotaram a GDFV (anteriores a sua adoção);
- Exportado para rede: corresponde ao valor de energia injetado pelas UC na rede elétrica.

Entre todas as variáveis consideradas nas simulações e análises eletroenergéticas estão as que fazem parte do estudo técnico e as que fazem parte do estudo econômico-financeiro. O escopo deste artigo compreende apenas os resultados econômico-financeiros da empresa em questão construídos a partir da previsão condicionada ao modelo de negócio estabelecido, destarte, apenas as variáveis relacionadas ao fluxo de caixa foram utilizadas na seção 4.4.

#### 4.4 Análise Econômico-Financeira

Para avaliar a questão levantada sobre a diminuição de receita resultante da redução de eletricidade consumida em função da GDFV testou-se o comportamento econômico-financeiro

diante de simulações laboratoriais a partir do modelo de negócio que estimula a venda de excedentes da GD e a presença de um agente de armazenamento em um alimentador (descrito nas seções sobreditadas deste relatório). Posto isso, a saúde econômico-financeira da concessionária foi avaliada por meio da análise preditiva do fluxo de caixa descontado, ao considerar receitas advindas do pagamento da TUSD e tarifa mínima.

O conjunto de dados apresentado na Tabela 2 carrega um compilado de informações resultantes da simulação somados às informações conseguidas a partir da análise particular do alimentador investigado (TRA-07) para fins de testes da metodologia aplicada ao Cenário Base, o qual não confere a venda de excedentes, e as UCs participam do sistema de compensação, com pagamento condicionado apenas à tarifa mínima. As Tabelas 2 e 3 apresentam os resultados dos Cenários A2 e B2, respectivamente, os quais consideram a venda de excedente e o pagamento da TUSD para a distribuidora proveniente do consumo das UC com GDFV, da injeção da energia gerada pelo sistema distribuído e da carga e descarga do armazenador.

A relação dos dados de entrada com a avaliação econômico-financeira deu-se através da composição da tarifa de energia elétrica nos resultados, conforme definição abaixo:

- TARIFA COMPLETA GRUPO B (Residencial Convencional e Comercial) = 0,9186 R\$/kWh (julho de 2021);
- COMPOSIÇÃO TUSD NA TARIFA GRUPO B (Residencial Convencional e Comercial) = 0,0379 R\$/kWh (julho de 2021).
- CONSUMO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS SEM GD (R\$) é interpretado como a receita de TUSD sobre o consumo dos consumidores que não possuem sistema distribuído em operação;
- CONSUMO UNIDADES CONSUMIDORAS COM GD (R\$) é interpretado como a receita de TUSD sobre o consumo dos consumidores com GDFV;
- GERAÇÃO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS COM GD (R\$) é interpretado como a receita de TUSD sobre a energia injetada na rede da distribuidora;
- CARGA E DESCARGA DO ARMAZENADOR (R\$) é interpretado como a receita de TUSD duplicada, isto é, sobre a carga do armazenador em dado momento e sobre a descarga, quando acionado;
- TOTAL UCGD PGTO TARIFA é o somatório do pagamento da tarifa mínima pelos clientes com GD monofásicos e trifásicos do alimentador em questão;

Os dados das tabelas a seguir foram condicionados à interpretação financeira para compor o fluxo de caixa na análise futura, conforme definição:

**Tabela 2. Cenário Base**

ANO	CONSUMO UC SEM GD (kWh)	NÚMERO DE UC COM GD	ENERGIA INJETADA NA REDE (kWh)	TARIFA MÍNIMA UC COM GD (RS)
0	13.128.213,86	0	0,00	0
1	13.094.281,50	10	15.092,59	404,18
2	13.034.114,19	23	42.033,87	826,74
3	12.931.516,70	39	85.963,42	1.782,08
4	12.830.817,21	58	130.457,94	2.562,89
5	12.737.116,05	80	172.199,90	3.554,98
6	12.595.669,81	106	234.875,57	4.850,20
7	12.480.974,23	136	286.540,75	6.127,06
8	12.341.902,88	171	348.816,50	7.670,31
9	12.100.288,27	213	456.492,38	9.277,86
10	11.875.512,92	261	554.890,89	11.115,06
11	11.608.435,37	315	684.115,51	13.696,32
12	11.323.031,43	376	806.032,09	16.406,19
13	11.056.323,29	446	929.362,79	19.556,99
14	10.723.233,80	524	1.083.549,12	23.506,97
15	10.540.514,73	610	1.241.521,56	27.613,11

**Tabela 3. Cenário A2**

ANO	CONSUMO UC SEM GD (kWh)	NÚMERO DE UC COM GD	CONSUMO UC COM GD (kWh)	GERAÇÃO UC COM GD (kWh)	CARGA ARMAZENADOR (KWin)	DESCARGA ARMAZENADOR (KWout)
0	13.128.213,86	0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	13.083.568,63	10	18.935,09	18.295,69	102.078,00	87.660,00
2	13.003.958,85	23	52.739,40	51.167,99	102.078,00	87.660,00
3	12.860.579,04	39	112.252,84	107.879,07	102.078,00	87.660,00
4	12.721.193,55	58	170.088,43	165.737,23	102.078,00	87.660,00
5	12.588.457,94	81	226.152,49	219.748,75	102.078,00	87.660,00
6	12.382.736,89	108	311.486,56	305.384,94	102.078,00	87.660,00
7	12.216.012,78	140	381.993,85	373.471,10	443.150,00	379.860,00
8	12.057.921,30	177	469.184,98	457.491,28	443.150,00	379.860,00
9	11.704.156,57	220	617.464,49	598.042,20	443.150,00	379.860,00
10	11.362.183,27	270	760.935,63	735.807,77	784.222,00	672.060,00
11	11.053.487,39	327	911.715,99	882.480,56	784.222,00	672.060,00
12	10.558.295,59	392	1.120.453,95	1.085.274,88	1.125.294,00	964.260,00
13	10.138.925,09	467	1.319.362,04	1.275.988,51	1.125.294,00	964.260,00
14	9.623.954,75	550	1.537.541,72	1.486.981,38	1.466.366,00	1.256.460,00
15	9.117.836,07	642	1.773.311,58	1.712.814,86	1.466.366,00	1.256.460,00

**Tabela 4. Cenário B2**

ANO	CONSUMO UC SEM GD (kWh)	NÚMERO DE UC COM GD	CONSUMO UC COM GD (kWh)	GERAÇÃO UC COM GD (kWh)	CARGA ARMAZENADOR (KWin)	DESCARGA ARMAZENADOR (KWout)
0	13.128.213,86	0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	13.091.202,67	10	11.301,05	30.706,29	102.078,00	1.290,38
2	13.024.971,11	23	31.727,14	85.677,92	102.078,00	4.913,04
3	12.908.749,99	40	64.081,88	180.073,61	102.078,00	12.230,04
4	12.791.440,93	60	99.841,05	279.315,75	102.078,00	23.630,09
5	12.683.657,56	83	130.952,87	364.966,77	102.078,00	38.582,55
6	12.512.322,26	111	181.901,19	506.126,72	443.150,00	59.352,39
7	12.375.148,85	143	222.857,78	618.642,42	443.150,00	84.798,73
8	12.246.681,76	181	280.424,52	777.386,96	443.150,00	116.818,15
9	11.962.315,10	226	359.305,97	1.006.410,40	784.222,00	157.844,42
10	11.681.119,48	278	441.999,42	1.237.786,93	1.125.294,00	208.312,79
11	11.431.012,58	338	534.190,79	1.492.830,61	1.125.294,00	269.307,75
12	11.019.422,75	407	659.326,79	1.839.446,89	1.466.366,00	344.590,99
13	10.676.190,24	486	782.096,89	2.178.565,35	1.807.438,00	433.892,36
14	10.246.930,92	574	914.565,55	2.542.290,87	2.148.510,00	538.319,27
15	9.838.122,42	671	1.053.025,23	2.926.456,78	2.489.582,00	658.555,77

Nos testes quantitativos do alimentador TRA-07 a evolução da análise foi calculada com a construção do valor agregado da RECEITA\_PROJETADA\_MOD.1 da concessionária ao longo dos 15 anos, conforme as Tabelas 5, 6 e 7.

A equação (2), representando o Cenário Base e as condições especificadas do Net Metering, considera os elementos:

- TUSD SOBRE O CONSUMO DAS UC SEM GD
- TOTAL DE PAGAMENTO MÍNIMO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS COM GD (considerando a proporcionalidade trifásica e monofásica)

$$\begin{aligned}
 \text{RECEITA}_{\text{PROJETADA\_MOD.1}}(\text{Cenário Base}) = & \\
 & (\text{ENERGIA CONSUMIDA POR UC SEM GD} \times \text{TUSD}) + \\
 & [(\text{QUANTIDADE DE UC COM GD MONOFÁSICA} \times \\
 & 30\text{kWh} \times \text{TARIFA COMPLETA GRUPO B}) + \\
 & (\text{QUANTIDADE DE UC COM GD TRIFÁSICA} \times 100\text{kWh} \times \\
 & \text{TARIFA COMPLETA GRUPO B})] \quad (2)
 \end{aligned}$$

A equação (3), representando o Cenário A2 e B2 respectivamente, consideramos os elementos:

- TUSD SOBRE O CONSUMO DAS UC SEM GD
- TUSD SOBRE O CONSUMO DAS UC COM GD
- TUSD SOBRE A GERAÇÃO DAS UC COM GD
- TUSD SOBRE A CARGA E SOBRE A DESCARGA DO ARMAZENADOR

$$\begin{aligned}
 \text{RECEITA}_{\text{PROJETADA\_MOD.1}}(\text{Cenários A2 e B2}) = & \\
 & (\text{ENERGIA CONSUMIDA POR UC SEM GD} \times \text{TUSD}) + \\
 & (\text{ENERGIA CONSUMIDA POR UC COM GD} \times \text{TUSD}) + \\
 & (\text{ENERGIA GERADA POR UC COM GD} \times \text{TUSD}) + \\
 & (\text{CARGA DO ARMAZENADOR} \times \text{TUSD}) + \\
 & (\text{DESCARGA DO ARMAZENADOR} \times \text{TUSD}) \quad (3)
 \end{aligned}$$

**Tabela 5. Receita Projetada do Modelo de Negócio 1 ao longo de 15 anos (Cenário Base)**

ANO	RECEITA PROJETADA – CENÁRIO BASE (RS)
0	1.499.005,45
1	1.495.535,17
2	1.489.087,71
3	1.478.328,27
4	1.467.611,01
5	1.457.904,11
6	1.443.048,73
7	1.431.229,41
8	1.416.893,22
9	1.390.912,73
10	1.367.084,64
11	1.339.170,46
12	1.309.292,34
13	1.281.989,88
14	1.247.907,04
15	1.231.149,96

**Tabela 6. Receita Projetada do Modelo de Negócio 1 ao longo de 15 anos (Cenário A2)**

ANO	RECEITA PROJETADA – CENÁRIO A2 (RS)
0	1.499.005,45
1	1.519.823,52
2	1.518.346,78
3	1.515.246,14
4	1.512.540,97
5	1.509.953,60
6	1.505.985,69
7	1.575.081,92
8	1.576.579,97
9	1.569.165,64
10	1.634.538,87
11	1.633.255,15
12	1.696.010,99
13	1.692.614,22
14	1.755.125,91
15	1.750.043,06

**Tabela 7. Receita Projetada do Modelo de Negócio 1 ao longo de 15 anos (Cenário B2)**

ANO	RECEITA PROJETADA – CENÁRIO B2 (R\$)
0	1.499.005,45
1	1.511.378,73
2	1.512.838,98
3	1.514.876,71
4	1.518.198,52
5	1.520.931,12
6	1.564.618,84
7	1.569.385,39
8	1.583.071,65
9	1.629.388,03
10	1.677.848,55
11	1.695.903,36
12	1.750.313,09
13	1.813.002,35
14	1.871.513,06
15	1.937.182,04

A simulação do comportamento econômico-financeiro depende da identificação dos custos e receitas ao longo do período de avaliação, determinado de modo a aceitar ou refutar condições futuras à luz da realidade da GD em concessionárias de energia elétrica. Para se atingir as conclusões analíticas do estudo quando da valoração GD foi proposto o método de valoração de empresas por meio do Valor Presente do Fluxo de Caixa Descontado considerando a RECEITA\_PROJETADA\_MOD.1.

O resultado foi calculado sob posse do Fluxo de Caixa Descontado, considerando apenas a rentabilização da concessionária dentre as operações da empresa, em conjunto com a Taxa de Desconto, calculada pelo método do Custo de Capital Próprio, seguindo a referência ANEEL (2019), resultando em 7,99% a.a. Haja vista que o estudo considerou apenas receitas retidas na concessão (TUSD sobre energia).

A fim de promover a comparação do Valor de Mercado da Companhia, tem-se a Tabela 8 com o compilado do comportamento econômico-financeiro ao longo do período de avaliação à luz dos cenários avaliados.

**Tabela 8. Comparativo das projeções do Valor de Mercado dos cenários avaliados para o Modelo de Negócio**

Cenários	Valor de Mercado (R\$)
Cenário Base	12.621.281,15
Cenário A2	13.858.905,21
Cenário B2	14.116.094,66

O Cenário Base destaca-se entre os resultados da avaliação econômico-financeira na perspectiva de receitas para a concessionária no contexto atual. Isto é, dadas as circunstâncias do Sistema de Compensação, a maior influência exercida sobre o valor de mercado da Companhia é atribuída ao número de clientes que adotam o sistema GD para enquadrar-se aos benefícios estabelecidos.

As concessionárias declararam que o aumento da inserção de microgeração e minigeração nas respectivas áreas de concessão resultou em diminuição de receita. No entanto, se

interpretado de forma equivocada, a busca nos Relatórios Administrativos e Declarações Financeiras das concessionárias nos últimos anos evidenciou uma variação positiva da receita em função do aumento de consumo de energia elétrica e o maior número de adesão de clientes cativos residenciais e comerciais. Contudo, a parcela da receita referente à energia elétrica não foi considerada no estudo, a pesquisa deu-se em função das receitas oriundas da Parcela B.

Sob posse dos resultados, cabe a ressalva de que o modelo de negócio proposto à estimular a venda de excedentes da GD e a presença de um agente de armazenamento em um alimentador traz um maior retorno financeiro para o prosumidor, aumentando a velocidade da adoção de GD em função do valor da venda, e, condicionando o pagamento da TUSD em todos os fluxos de energia, o cenário apresenta vantagem competitiva também à concessionária.

## 5. CONCLUSÕES

O resultado da difusão da GDFV, para as UCs comerciais e residências, no contexto de aplicação do modelo de negócio apresentado, que busca estabelecer a venda de excedentes de energia gerada pelos prosumidores aos armazenadores, mostrou que em ambos os experimentos com as classes de consumo residencial e comercial, a venda de energia excedente traria uma maior atratividade que resultaria em uma quantidade maior de prosumidores com GDFV, sem mencionar que o ato em si abre um leque de possibilidade, já que parte deste retorno seria auferido monetariamente, e não apenas com abatimento da fatura, como ocorre na modalidade Net Metering.

Ademais, para materialização do modelo proposto, alguns aperfeiçoamentos regulatórios são necessários, dentre eles a obrigatoriedade do pagamento TUSD para toda a operação de uso da rede de distribuição de energia elétrica e a abertura do mercado livre, onde consumidores migram gradativamente para esse modelo de contratação, podendo o armazenador funcionar como um agregador comercializador varejista responsável pelo fornecimento de energia. Dessa forma, faz-se necessário avaliar um cenário com redução da quantidade de energia contratada pela distribuidora no horizonte de tempo estudado. Além disso, o modelo desconsiderou ganhos relacionados às perdas, redução de O&M, melhorias na qualidade de energia. Destaca-se ainda que as análises realizadas não cobriram as possíveis mudanças na tarifação de energia, com a inserção da tarifa multipartes, mas já foi possível trabalhar com a mudança do papel das distribuidoras em alguma medida. No contexto analisado, o papel da distribuidora no modelo de negócio proposto está restrito ao serviço de rede, o que reduz sobremaneira o risco de gestão de energia. Observadas essas ponderações e limitações nas análises, os cenários A2 e B2 tornam-se competitivos no âmbito do valor de mercado da concessionária.

Por fim, sob posse da função que estabelece o comportamento da GD na perspectiva global da empresa é possível fornecer métricas para o acompanhamento da saúde financeira da concessionária frente às possíveis simulações de cenário.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de P&D regulado pela ANEEL executado pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica Grupo Equatorial (CEEE-D Equatorial) via chamada nº 01/2018, a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao INCT-GD.

Computing Technologies, I-PACT 2018, Anais: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018.

## REFERÊNCIAS

- Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica. “Taxa Regulatória de Remuneração de Capital”, 2019.
- Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica. Power bi – Dados da Micro e Minigeração. 2022.
- Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília. ANEEL, 2012.
- Bayod-Rújula, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy*, v. 34, n. 3, p. 377–383, 2009.
- Brummer, V. Of expertise, social capital, and democracy: Assessing the organizational governance and decision-making in German Renewable Energy Cooperatives. *Energy Research & Social Science*, v. 37, p. 111–121, 2018.
- Damodaran, A. Avaliação de Investimentos. Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora Ltda., 2003.
- Dranka, G. G.; Ferreira, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. *Energy*, v. 164, p. 496–511, 2018.
- Fortunato, et al., Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica, EDUFF, Eletrobrás, RJ, 1990.
- Gucciardi Garcez, C. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. *Utilities Policy*, v. 49, p. 104–115, 2017
- Jamasb, T.; Thakur, T.; Bag, B. Smart electricity distribution networks, business models, and application for developing countries. *Energy Policy*, Langford, England, v. 114, p. 22–29, 2018.
- Priddy, R. Distributed generation and energy management: Reducing energy costs. *Cogeneration and Distributed Generation Journal*, v. 20, n. 3, p. 60–71, 2005
- Richter, M. Business model innovation for sustainable energy: how German municipal utilities invest in offshore wind energy. *International Journal of Technology Management*, v. 63, n. 1/2, p. 24, 2013.
- Skariah, E. N.; Thomas, P.; Manikuttan, V. Impact of DG on locational marginal price under multi constrained environment. In: *Innovations in Power and Advanced*