

Análise da viabilidade econômica da utilização de baterias LiFePO₄ na microgeração distribuída sob vigência da Lei nº 14.300/2022

1st Maria Teresa Targino Macedo
Silveira Carlos
Programa de Pós Graduação em
Engenharia Elétrica
Universidade Federal Rural do
Semiárido
Mossoró, RN, Brasil
maria.carlos@alunos.ufersa.edu.br

2nd Ednardo Pereira da Rocha
Programa de Pós Graduação em
Engenharia Elétrica
Universidade Federal Rural do
Semiárido
Mossoró, RN, Brasil
ednardo.pereira@ufersa.edu.br

3rd Adriano Aron Freitas de Moura
Programa de Pós Graduação em
Engenharia Elétrica
Universidade Federal Rural do
Semiárido
Mossoró, RN, Brasil
adrianoaron@ufersa.edu.br

Resumo — A Lei 14.300/2022 estabeleceu o Marco Legal para a microgeração e minigeração distribuída, propondo mudanças importantes no mercado fotovoltaico. O presente trabalho analisa a viabilidade econômica, sob a vigência da referida lei, da utilização de um sistema híbrido composto por um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica associado a um banco de baterias de lítio (LiFePO₄) em unidade residencial (Grupo B) de tarifação monômnia com fornecimento de energia em baixa tensão, como uma alternativa técnica para reduzir a injeção de energia na rede elétrica convencional, a partir da redução dos custos associados à tributação do Fio B. Para esta finalidade, realiza uma comparação entre um sistema híbrido utilizando baterias para armazenar uma parte da energia produzida e outro que injetaria toda a sua produção excedente na rede elétrica. Verificou-se que os sistemas fotovoltaicos projetados com armazenamento de energia em baterias do tipo LiFePO₄ ainda não apresentam viabilidade para unidades consumidoras deste tipo, em decorrência dos altos investimentos.

Palavras-chave — *armazenamento, solar fotovoltaica, geração distribuída*

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso vital para o funcionamento de diversos setores da economia e para a qualidade de vida das pessoas. Atualmente, a energia elétrica é uma fonte primária de energia em muitos países, e sua relevância destaca-se com o avanço da digitalização e da transição energética para fontes renováveis.

A energia solar fotovoltaica já é uma realidade e sem dúvidas se consolida como sendo uma importante fonte de energia elétrica e energética mundial. Atualmente o Brasil conta com uma potência instalada de geração distribuída por volta de 13,6 GW e aproximadamente 18,6 GW operacionais, incluindo-se os sistemas de geração centralizada [1].

Com uma extensa área territorial e altos índices de radiação solar, o Brasil se destaca no aproveitamento da fonte para produção de energia elétrica. No âmbito da matriz de geração elétrica nacional, a energia solar fotovoltaica é responsável por 10,2% da capacidade total instalada [2]. No que se refere aos subtipos de geração de energia solar fotovoltaica (SF), destacam-se os sistemas *on-grid*, sistemas *off-grid* e, recentemente, os sistemas híbridos, objeto de estudo deste trabalho.

A geração híbrida fotovoltaica tem ganhado notoriedade com o avançar das tecnologias, principalmente dos inversores. Tal método de produção se destaca pela não dependência exclusiva das concessionárias e redes elétricas. Entretanto, ressalta-se que o sistema em questão, apesar de ser “independente” na maioria das vezes, ainda pode utilizar-se da rede elétrica em alguns casos [3].

Como citado anteriormente, os inversores são considerados um dos maiores precursores da criação dessa nova maneira de geração. Os inversores híbridos são de maneira simplificada a mistura dos inversores *on-grid* e *off-grid*. O mesmo acompanha uma tecnologia capaz fornecer e entregar energia para a carga (residência, indústria, etc) e ainda assim possuir uma ligação com o sistema de armazenamento. Por conter um sistema de conservação (baterias), essa forma de geração pode alimentar as cargas mesmo que haja uma queda de energia no sistema elétrico da concessionária [3].

A aprovação da Lei 14.300/2022, instituiu mudanças consideráveis no âmbito comercial e de produção do mercado solar fotovoltaico, com ênfase na geração distribuída. Dentre essas alterações, cabe destacar uma importante mudança no sistema de compensação de energia elétrica, com relação à tarifação do fio B (componente contida na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referente ao transporte de energia na infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local) [6].

A partir janeiro de 2023, foi iniciada a cobrança da taxa do fio B para novos projetos utilizando sistemas solares fotovoltaicos. A partir do referido ano, são cobrados percentuais progressivos que aumentam ao longo dos anos, a partir do percentual de 15%. Estima-se que em 2029 já esteja sendo cobrado 100% dos valor dessa tarifa [4].

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da utilização de sistemas fotovoltaicos híbridos conectados a baterias, mais precisamente baterias compostas por LiFePO₄ (lítio-ferro-fosfato), como forma de solucionar e contornar as alterações impostas ao mercado de geração distribuída e as cobranças da tarifação do fio B.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. Sistema elétrico brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é constituído na forma do Sistema Interligado Brasileiro (SIN), a rede elétrica que interliga todas as regiões do Brasil, permitindo a troca de energia entre as diversas usinas e centrais de geração de energia elétrica e as diferentes regiões consumidoras do país. O SIN é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que tem a responsabilidade de garantir a segurança e a estabilidade do sistema elétrico brasileiro. A interligação deste sistema permite o uso mais eficiente dos recursos energéticos do país, aumentando a segurança do abastecimento de energia e possibilitando a integração de fontes de energia renováveis, como a energia eólica e solar, à matriz energética brasileira.

O Brasil tem a fonte hídrica como sua principal base de sua matriz elétrica. No ano de 2024, a matriz elétrica brasileira atingiu uma potência instalada de 235.606 MW, na qual 46,7% são atribuídas as fontes hídricas, seguido pela energia solar (19,4%) e energia eólica (13,3%) [2].

Uma grande parcela da matriz elétrica brasileira é composta por fontes renováveis, entretanto, o fato de ainda depender da energia hídrica tem proporcionado inúmeros pontos críticos para o país, como a escassez deste recurso e a implementação de um sistema de bandeiras que é fundamentalmente baseado nos níveis dos reservatórios. Por conta dessa subordinação de uma única fonte elétrica, ocasiona-se algumas medidas que não são favoráveis para o consumidor, como por exemplo um aumento e acréscimos de bandeiras tarifárias e em casos mais graves até mesmo um racionamento [6].

Nesse contexto, a diversificação das fontes renováveis na matriz elétrica e a evolução de sua participação neste setor esteve e está diretamente relacionada com o arcabouço normativo e regulamentar estabelecido no país. Foi nesta conjuntura que a Aneel inaugurou no ordenamento normativo do Brasil as definições de micro e do minigerador distribuído (MMGD), por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, que é considerada um marco para a inclusão dessas gerações no sistema de compensação de energia, estabelecendo um modelo de *net-metering* para o país. Aperfeiçoada por meio da Resolução nº687/2015, que facilitou o processo de adesão das usinas geradoras, a modalidade MMGD representou um grande avanço no setor elétrico do país, alcançando o patamar de 9810 GWh de energia produzida no ano de 2020 [10].

B. Marco Legal da Geração Distribuída

Até o final do ano de 2022, as referidas REN nº482/2012 e nº687/2015 regulavam a geração distribuída no Brasil. Entretanto, o Governo Federal e a ANEEL, provocados pela ampla discussão em órgãos, empresas e associações do setor, perceberam a necessidade de evoluir na legislação aplicável A MMGD do país. A criação de uma Lei nacional, que tem maior hierarquia normativa que uma REN seria capaz de gerar maior segurança jurídica aos agentes envolvidos nos processos da GD [5]. Foi nesse contexto que surgiu a Lei nº 14.300/2022, mais comumente chamada por Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, publicada no dia 7 de janeiro de 2022, que regulamenta e torna o mercado de energia solar mais seguro para todas as partes envolvidas nos

processos: concessionárias, empresas do ramo, órgãos fiscalizadores e clientes.

Promulgada em janeiro de 2022, a referida Lei entrou em vigor em um procedimento que consta de três etapas de cumprimento. A etapa inicial envolveu um período de 12 meses de carência para projetos homologados durante o ano de 2022. Neste período, os sistemas homologados ou as unidades consumidoras que já possuíam os referidos sistemas de geração de energia elétrica continuariam sendo reguladas pela resolução normativa vigente, a REN 482/2012, até o fim de 2045.

A segunda etapa, iniciada em 8 de janeiro de 2023, instituiu que novos projetos solicitantes de acesso entre o 13º mês e o 18º mês, entrariam na chamada regra de transição, com vigência até 2031 [7]. É nesse momento que surge a primeira mudança entre a REN 482/2012 e a Lei 14.300/2022. Na última etapa, as unidades consumidoras arcarão integralmente com os custos da tarifa do Fio B.

A taxa do Fio B, como ficou conhecida após o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, inicia-se no período de transição. A modalidade de compensação atual não aplica nenhuma tarifa na energia injetada na rede elétrica. Nestes casos, por exemplo, unidades que injetam 100 kW na rede, terão retorno dos mesmos 100 kW. Porém, no período de transição da Lei 14.300/2022, projetos de geração junto à carga, geração compartilhada, Empreendimentos com múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC) e autoconsumo remoto limitado até 500 kW de potência instalada pagarão de forma gradativa a TUSD Fio B, apresentada na Tabela 1, conforme descrito em [4].

TABELA I – GRADUAÇÃO DO VALOR DA TUSD FIO B

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%

Ainda de acordo com o [4], sistemas com geração compartilhada nos quais um único titular possua mais de 25% de participação e sistemas com autoconsumo remoto acima de 500 kW de potência instalada entrarão em outra forma de compensação, pagarão 100% da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A e 100% da TFSEE e P&D. Ressalta-se que a partir de 2029 a ANEEL ainda não definiu como será a cobrança da tarifa do Fio B.

A Lei 14.300/2022 também realizou alterações quanto ao custo de disponibilidade que é uma taxa mínima cobrada pelas concessionárias ao titular da unidade consumidora (UC) pela energia elétrica disponibilizada. Unidades que se encaixam na primeira etapa de instauração, ou seja, estão dentro dos primeiros 12 meses após promulgação da lei, continuaram pagando o custo de disponibilidade duas vezes. Isso pois mesmo que o cliente consuma acima do mínimo cobrado: UC monofásicas pagam o valor referente a 30 kWh, UC bifásicas pagam o valor referente a 50 kWh e UC trifásicas pagam o valor referente a 100 kWh, o titular deve pagar o valor relacionado ao seu tipo de ligação à rede [8].

Os projetos que se encaixam no período de transição em diante e consumirem acima do valor de referência, não é cobrado o custo de disponibilidade pois entende-se que este consumiu mais do que o mínimo estabelecido. Entretanto, caso o consumo mensal fique abaixo do valor de referência de sua rede de ligação, o consumidor pagará a taxa de disponibilidade[4].

Considerando as inovações normativas referente aos critérios de tarifação, particularmente quanto à taxação da parcela “Fio B” aplicável sobre a energia injetada na rede, os aspectos econômicos da implementação do sistema são diretamente impactados. Nestes casos, quão maior for a simultaneidade entre a geração e o consumo, ou seja, quanto menor a injeção de energia a partir do sistema de MMDG na rede da concessionária, menores serão as parcelas referentes aos custos do uso do sistema de distribuição. Nesse sentido, a utilização de tecnologias que possibilitem a integração dos sistemas de geração conectados à rede e um maior equilíbrio geração-consumo pode representar uma boa alternativa à redução dos valores destinados a tarifação do Fio “B”. Uma alternativa tecnológica para a redução destes custos é a utilização de sistemas fotovoltaicos híbridos, associados a dispositivos de armazenamento como as baterias, uma vez que estes podem participar do gerenciamento de energia e equilíbrio geração-carga, além de viabilizarem estratégias de gestão energética, possibilitando a redução de custos [11].

C. Sistemas fotovoltaicos híbridos e armazenamento de energia elétrica com baterias

Caracterizado por armazenar energia elétrica gerada em baterias, o sistema fotovoltaico híbrido difere do sistema fotovoltaico *off-grid*, pois este ainda está conectado à rede da concessionária, podendo utilizá-la em alguns momentos [3]. A Figura 1 apresenta um esquema de como se compõe um sistema híbrido.

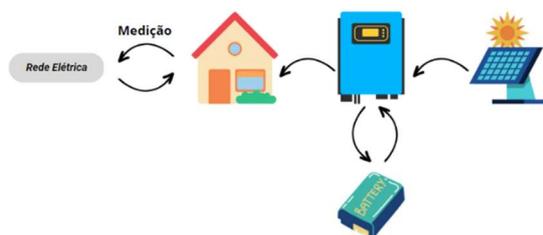


Fig. 1. Esquema do sistema fotovoltaico híbrido

Um dos grandes responsáveis pela possibilidade do desenvolvimento dessa tecnologia de geração e armazenamento elétrico se deve aos inversores híbridos. Por possuírem a capacidade de prover energia para rede e de forma simultânea abastecer um sistema de baterias, os inversores híbridos acabam unindo em um só equipamento as funções dos inversores *on-grid* e *off-grid* [3].

Outra grande propriedade dos sistemas híbrido é a possibilidade de armazenamento de energia elétrica por meio de banco de baterias ou até mesmo uma só bateria. No mercado atual, as mais conhecidas e mais utilizadas são as baterias de chumbo-ácido e as baterias de LiFePO₄, estas últimas também conhecidas como baterias de lítio-ferro-fosfato. Ambas possuem uma semelhança em sua forma de armazenamento, pois as duas utilizam-se de reações químicas como tecnologia de conservação da energia elétrica gerada [3].

Apesar disso, as baterias de chumbo-ácido ou também conhecidas como baterias estacionárias, continuam sendo historicamente mais utilizadas e aplicadas no mercado, e possuem uma tecnologia de armazenamento baseada na utilização de dióxido de chumbo e chumbo metálico. Por apresentarem uma vida útil mais reduzida, estimada em 2,5 anos, e baixa densidade de energia, as baterias estacionárias

estão começando a perder cada vez mais sua dominância no mercado [9].

A grande concorrente das baterias de chumbo ácido, as baterias de lítio-ferro-fosfato possuem vida útil e rendimento energético mais elevados. Entretanto, pesam contra o fator de ainda possuírem um alto valor de investimento. Seu funcionamento se dá pela movimentação de íons de lítio do lado negativo para o lado positivo, ocasionando a carga e descarga da mesma [3].

III. DESCRIÇÃO DO SISTEMA EM ANÁLISE

O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da utilização de baterias do tipo lítio-ferro-fosfato em um consumidor atendimento em baixa tensão de fornecimento trifásico, para a cidade de Mossoró/RN. Nesta análise, será verificado como a Lei 14.300/2022 poderá impactar financeiramente nesse perfil de unidade consumidora. Para gerar um estudo mais detalhado, considerou-se três cenários: um caso base da residência com sistema fotovoltaico anterior ao Marco Legal, com sistema fotovoltaico *on-grid* regido pelo período de transição da Lei 14.300/2022 e com sistema fotovoltaico híbrido (com o armazenamento), também no período de transição da Lei 14.300/2022. A Tabela II apresenta informações pertinentes referentes a unidade consumidora em questão.

TABELA II. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

Grupo	BI
Modalidade	Convencional
Tipo de rede	Trifásica
Classe	Residencial
Consumo médio mensal	400 kWh

Conforme será descrito no tópico de análise econômica, a estimativa dos custos do sistema fotovoltaico e do sistema híbrido com armazenamento com empresas nomeadas como Empresa A e Empresa B. A Empresa A projetou um sistema fotovoltaico *on-grid* para uma residência de consumo médio de 400kWh, já a empresa B projetou um sistema híbrido completo com geração equivalente, contendo inversor híbrido e bateria.

Uma vez que a análise da taxa do Fio B utiliza como base uma parcela da TUSD, utiliza-se como referência a Resolução homologatória Aneel de nº 3.025 de 2022, que define os custos a serem aplicados para a concessionária local, a COSERN. Os valores das tarifas de forma descrita estão representados na Tabela III.

TABELA III. ESTRUTURA TARIFÁRIA DE CONSUMO

TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	TARIFA (R\$/kWh)
0,38569	0,28654	0,67223

Baseado na Resolução Homologatória da Cosern de nº 3.057 de 12 de julho de 2022, a componente tarifária TUSD Fio B tem um valor de 254,15 R\$/MWh, ou seja, 0,25415 R\$/kWh, representando 37,81% do valor da tarifa.

Além dos custos citadas, a fatura de energia elétrica é composta por alguns impostos e taxas de iluminação pública. Os impostos tratam-se do PIS, COFINS e ICMS. Todos esses

encargos são ajustados anualmente e, para efeitos de cálculos, são descritos conforme a Tabela IV.

TABELA IV. ENCARGOS E TARIFA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

PIS	0,89%
COFINS	4,07%
ICMS	18%
TARIFA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA	R\$ 19,61

Para a análise financeira utiliza-se para esta análise um *payback* simples. A título de conhecimento o *payback* trata-se do tempo requerido para que o investidor recupere o valor inicial aplicado. Desta forma, é a razão do investimento inicial total e a economia mensal do sistema

A Equação 1 descreve o cálculo do *payback* simples.

$$T_{\text{payback}} = I_{\text{total}}/E_{\text{mensal}} \quad (1)$$

Esse método de avaliação econômica permite que o cliente analise se o retorno lhe agrada e se a viabilidade está dentro do desejado. O *payback* é a apreciação financeira mais comumente utilizado pelas empresas do ramo de energia solar, parâmetro que leva em consideração o ano, o valor investido, fatura sem sistema fotovoltaico, fatura com sistema fotovoltaico, economia gerada entre a diferença dos valores faturados e retorno econômico.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A. Sistema on-grid antes da vigência do Marco Legal

Conforme descrito no tópico anterior, foi utilizado como base para esta análise dois tipos de sistemas para a unidade consumidora. O primeiro sistema é composto por uma geração fotovoltaica *on-grid*. Antes da vigência da Lei nº14.300/2022, toda a parcela de energia injetada era compensada sem a tarifação do “Fio B”. Desta forma, considerando as tarifas e encargos das Tabelas III e IV, a Tabela V apresenta os componentes monetários da fatura de energia para um consumo mensal de 400 kWh e o potencial de economia de um sistema *on-grid* antes da vigência do Marco Legal.

TABELA V. COMPONENTES DA FATURA DE ENERGIA

COMPONENTE	TARIFA BASE	PIS/COFINS	ICMS
Tarifa de Energia ativa (TE)	R\$ 114,62	R\$ 5,68	R\$ 20,63
Tarifa do Uso de sistema de Distribuição (TUSD)	R\$ 154,28	R\$ 7,65	R\$ 27,77
Tarifa de Iluminação Pública		R\$ 19,61	
Economia mensal		350,24	
Total anual		4.202,88	

Os cálculos realizados para o sistema antes da vigência do Marco Legal servem exclusivamente para comparação da metodologia tarifária e para demonstrar sua influência no retorno financeiro do sistema.

B. Sistemas on-grid e híbrido sob a vigência do Marco Legal

Conforme descrito no Tópico III, os sistemas fotovoltaicos *on-grid* e híbrido foram dimensionados e tiveram seus custos estimados, respectivamente, pelas Empresas A e B. A Tabela VI mostra a caracterização do sistema *on-grid*.

TABELA VI. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ON-GRID

Sistema on-grid – Empresa A	
Geração média mensal	412kWh
Máxima potência instantânea	3,22kWp
Número de módulos	7
Potência do módulo	460 Wp
Investimento total	R\$ 17.481,00
Custo/kWp	R\$ 5.428,88

O segundo sistema em análise é do tipo híbrido, contendo inversor adequado ao sistema e bateria. A característica do sistema híbrido tem seus componentes e parâmetros descritos na Tabela VII.

TABELA VII. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA HÍBRIDO

Sistema híbrido – Empresa B	
Geração média mensal	471 kWh
Máxima potência instantânea	3,24 kWp
Número de módulos	6
Potência do módulo	540 Wp
Número de inversores	1
Número de baterias lítio-ferro-fosfato	1
Investimento total	R\$ 45.410,67

Para o dimensionamento do sistema de armazenamento a baterias, considerou-se que este deveria ser capaz de fornecer a energia mínima demandada no horário em que não há simultaneidade entre o sistema de geração e o consumo. Conforme será descrito no tópico de análise econômica, o fator de simultaneidade residencial é de 39%, portanto, o sistema híbrido deverá ser capaz de fornecer 61% da energia demandada diariamente pela unidade consumidora. Neste caso, a potência de saída da bateria (Tabela VII) foi dimensionada para fornecer a energia que seria demandada pela concessionária. As características técnicas da bateria são descritas na Tabela VIII.

TABELA VIII. CARACTERIZAÇÃO DA BATERIA

Tensão nominal	51,22 Vcc
Energia nominal	5,4 kWh
Energia útil	4,86 kWh
Corrente máxima carga/descarga	50 A
Potência máxima de saída	2,88 kWh
Grau de Proteção IP	IP65
Número de ciclos	4000
Vida útil	11 anos

A primeira análise econômica realizada para obter a economia mensal baseou-se no cálculo do valor da fatura da unidade consumidora sem a microgeração. Em todas as análises será considerado os impostos e a taxa de iluminação pública, para tornar a fatura o mais próximo do real possível. Vale ressaltar que a taxa de iluminação pública será um valor fixado para todas as análises.

C. Análise econômica do sistema fotovoltaico on-grid sob vigência do marco legal

A análise econômica sob a vigência da Lei nº 14.300/2022, deve considerar, para o sistema fotovoltaico *on-grid*, o fator de simultaneidade. Esta parcela considera o percentual entre o

consumo-geração coincidente em relação a geração total. A ANEEL estima que este gira em torno de 39%, baseado em estudos realizados pela Companhia Paulista de Força e Luz, Universidade Estadual de Campinas e o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações.

Como essa unidade consumidora está situada no período de transição da Lei 14.300/2022 e refere-se a um sistema de autoconsumo remoto limitado até 500kW, esta sofrerá a taxa da TUSD Fio B de maneira gradual, aumentando 15% a cada ano. Para encontrar o valor da tarifa ajustado, calcula-se o percentual do Fio B e diminui-se do valor total da TUSD. Dito isso, a Tabela IX apresenta os perspectivas valores de acordo com a porcentagem que consta na lei.

TABELA IX. PERCENTUAL DE TARIFICAÇÃO DO FIO B

ANO	PERCENTUAL	VALOR DA TARIFA
2023	15%	R\$ 0,34759
2024	30%	R\$ 0,30949
2025	45%	R\$ 0,27129
2026	60%	R\$ 0,23319
2027	75%	R\$ 0,19509
2028	90%	R\$ 0,15699
2029	100%	R\$ 0,13155

Considerando um fator de simultaneidade de 39%, os valores totais de consumo e geração diminuíram, sendo considerado o valor de consumo igual a 239kWh (consumo total não coincidente com a geração) e de geração 251 kWh (61% do total, que deve suprir os horários não simultâneos). Desta forma, realizando um cálculo para estimar e exemplificar os custos com a taxa da TUSD Fio B, a Tabela X realiza um cálculo dos custos com a tarifa de energia para o sistema fotovoltaico *on-grid* no ano de 2023.

TABELA X. TARIFICAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

COMPONENTE	TARIFA BASE	PIS/COFINS	ICMS
Energia ativa fornecida (TE)	R\$ 68,48	R\$ 3,40	R\$ 12,33
Energia ativa fornecida (TUSD)	R\$ 92,18	R\$ 4,57	R\$ 16,59
Energia ativa injetada (TE)	- R\$ 71,92	- R\$ 3,57	- R\$ 12,95
Energia ativa injetada (TUSD)	- R\$ 87,25	- R\$ 4,33	- R\$ 15,70
Iluminação Pública		R\$ 19,61	
Custos mensais		R\$ 21,45	
Total anual		R\$ 257,40	

Com base nos cálculos da Tabela X, pode-se encontrar os valores dos anos seguintes. A Tabela XI apresenta os valores mensais e anuais com base na graduação da tarifa do Fio B.

TABELA XI. TARIFICAÇÕES ANUAIS DO SF *ON-GRID*

ANO	VALOR MENSAL	VALOR DA TARIFA
2023	R\$ 21,45	R\$ 257,40
2024	R\$ 33,21	R\$ 398,50
2025	R\$ 45,00	R\$ 539,98
2026	R\$ 56,76	R\$ 681,09
2027	R\$ 68,52	R\$ 822,19
2028	R\$ 80,27	R\$ 963,30
2029 - 2045	R\$ 88,13	R\$ 1.057,51

Em relação ao período 2029 a 2045, a ANEEL ainda não definiu como será a regra de compensação, como meio de estudo definiu-se que continuará 100% do valor do Fio B.

D. Análise econômica do sistema híbrido sob o marco legal

Na análise do sistema híbrido foi levado em consideração todos os parâmetros utilizados no estudo da viabilidade do sistema *on-grid*, entretanto, adicionou-se a energia armazenada na bateria, o que diminuiu o consumo e a geração injetada na rede da concessionária. Em decorrência do consumo ter ficado inferior ao custo de disponibilidade da rede trifásica, 100kW, este deve ser pago, o que representa um acréscimo no valor pago mensalmente e, portanto, anualmente. A Tabela XII apresenta os valores referentes ao ano de 2023 com o sistema fotovoltaico híbrido.

TABELA XII. COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO

COMPONENTE	TARIFA BASE	PIS/COFINS	ICMS
Custo de disponibilidade de TE	R\$ 28,65	R\$ 1,42	R\$ 5,16
Custo de disponibilidade de TUSD	R\$ 38,57	R\$ 1,91	R\$ 6,94
Energia ativa fornecida (TE)	R\$ 20,63	R\$ 1,02	R\$ 12,95
Energia ativa fornecida (TUSD)	R\$ 27,77	R\$ 1,38	R\$ 5,00
Energia ativa injetada TE	- R\$ 40,98	- R\$ 2,03	- R\$ 7,38
Energia ativa injetada TUSD	- R\$ 49,71	- R\$ 2,47	- R\$ 8,95
Iluminação Pública		R\$ 19,61	
Total mensal		R\$ 50,28	
Total anual		R\$ 603,36	

O consumo e a geração diminuíram devido ao fator de simultaneidade e, além disso, devido à economia armazenada nas baterias, obtendo os valores de consumo iguais a 72 kWh e de geração igual a 143 kWh. As baterias são capazes de armazenar mensalmente aproximadamente 145 kWh. Com base nos cálculos da Tabela XII, pode-se encontrar os valores dos anos seguintes. A Tabela XIII apresenta os valores mensais e anuais com base na graduação da tarifa do Fio B.

TABELA XIII. PERCENTUAL DE TARIFICAÇÃO DO FIO B

ANO	VALOR MENSAL	VALOR ANUAL
2023	R\$ 50,28	R\$ 603,36
2024	R\$ 56,98	R\$ 683,75
2025	R\$ 63,70	R\$ 764,35
2026	R\$ 70,40	R\$ 844,74
2027	R\$ 77,09	R\$ 925,13
2028	R\$ 83,79	R\$ 1.005,52
2029	R\$ 88,27	R\$ 1.059,24
2029-2045	R\$ 88,27	R\$ 1.059,24

Após a análise dos valores dos sistemas *on-grid* e sistema fotovoltaico híbrido, ambos no período de transição da Lei 14.300/2022, foi possível realizar o cálculo de *pay-back*, utilizando como base os valores de investimento total e de economia anual estimada nas Tabelas XI e XIII. Com isso, a Tabela XIV apresenta os resultados obtidos.

TABELA XIV. PAYBACKS DOS SISTEMAS EM ESTUDO

<i>Pay-back dos sistemas</i>	Investimento total (I_T)	Economia média mensal	<i>Pay-back</i>
SF <i>on-grid</i> antes da Lei nº 14.300/2012	R\$ 17.481,00	R\$ 350,24	4 anos e 2 meses
SF <i>on-grid</i> sob a Lei nº 14.300/2012	R\$ 17.481,00	Tabelas X e XI	8 anos
SF híbrido sob a Lei nº 14.300/2012	R\$ 45.410,67	Tabelas XII e XIII	20 anos

É importante destacar que o cálculo do *payback* do SF híbrido incluiu a substituição da bateria após o prazo de sua vida útil (11 anos), avaliada em torno de R\$ 13.000,00, além de um novo inversor híbrido trifásico avaliado em torno de R\$ 6.000,00, fato que influenciou no elevado prazo de retorno financeiro. Já na base de cálculos do *payback* do SF *on-grid* adicionou-se um novo inversor trifásico, avaliado em média no valor de R\$ 3.500,00 após 10 anos da instalação, com pequeno impacto retorno financeiro.

Considerando a caracterização dos sistemas, os sistemas de tarifação e suas potencialidades na redução dos custos de energia elétrica com a concessionária, observou-se que, o sistema de energia solar convencional apresentou um destacado aumento no tempo de retorno do investimento sob a vigência da Lei nº 14.300/2022. O sistema híbrido (com armazenamento) apresentou um elevado tempo de retorno, bastante superior à vida útil da bateria e do inversor híbrido. Além disso, apresentou uma diferença considerável de retorno de investimento, quando comparado ao sistema fotovoltaico sem armazenamento.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente artigo teve como objetivo analisar economicamente a utilização de baterias de lítio-ferro-fosfato como forma de reduzir a incidência da taxa do Fio B na energia injetada na rede da concessionária, tendo como base de cálculo uma unidade consumidora com consumo médio de 400kWh. A comparação girou em torno de um sistema *on-grid* com geração média de 412 kWh e um sistema híbrido com geração média de 471 kWh. Ambos os sistemas seriam homologados no período de transição da Lei 14.300/2022 e são do tipo autoconsumo remoto limitado até 500kW.

Levando-se em consideração os valores analisados, verificou-se que os sistemas híbridos de geração fotovoltaica com armazenamento à baterias lítio-ferro-fosfato ainda não se mostram viáveis em relação aos sistemas sem armazenamento para unidades consumidoras grupo B convencional. Estes fatores se devem particularmente devido ao alto investimento inicial para instalação do SF híbrido em relação aos custos de um sistema sem armazenamento. Além disso, existe a necessidade de substituição das baterias e do inversor híbrido, o que torna o *payback* longo (quase o dobro do prazo para substituição dos equipamentos) e mais que o dobro do período quando comparado ao SF *on-grid*.

Uma vez que os sistemas de armazenamento podem ser aplicados para uma grande gama de potencialidades no sistema elétrico, a viabilidade econômica desses sistemas pode ser viabilizada pela criação de incentivos econômicos e implementação de uma estrutura industrial que viabilize equipamentos mais acessíveis no mercado nacional. Para além disso, regulamentações nacionais específicas para a área de armazenamento podem incentivar a vantajosidade da tecnologia.

Com base no apresentado neste estudo, identifica-se que o tema pode ser considerado atual e tem uma diversificada possibilidade de áreas para pesquisa e aprofundamento, possibilitando novos trabalhos, como por exemplo, analisar os sistemas híbridos em outras categorias de tarifação e níveis de consumo (com diferentes níveis de fatores de simultaneidade). Semelhantemente, pode-se realizar a análise para consumidores do Grupo A, para os quais se aplicam tarifas híbridas (demanda e consumo) e horárias (ponta e fora de ponta), considerando as potencialidades do sistema na redução da demanda real.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. . Unidades com Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 19 nov. 2022
- [2] ABSOLAR. Site da Associação Brasileira de Energia solar fotovoltaica, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em 19 de nov. de 2022
- [3] PEREIRA, Wellington Oliveira; SOUZA, Celso Correia de. Estudo de viabilidade técnica e econômica para implantação do sistema híbrido de geração de energia elétrica fotovoltaico e bateria. 2020. 79 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2020
- [4] GREENER. Análise do marco Legal da Geração Distribuída. Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMD. 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-domarco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 19 nov. 2022.
- [5] PIMENTEL, Julia Pellizzon. Análise do Marco Legal da geração distribuída. 2022. 45 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Unesp, Ilha Solteira, 2022
- [6] BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Lei Nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022. Brasília, 06 jan. 2022. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm#:~:text=LÉI%20N%C2%BA%2014.300%2C%20DE%206%20DE%20JANEIRO%20DE%202022&text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm#:~:text=LÉI%20N%C2%BA%2014.300%2C%20DE%206%20DE%20JANEIRO%20DE%202022&text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs.). Acesso em: 19. nov. 2022.
- [7] OLIVEIRA, Monallisa Fernandes Bezerra de. Impactos ocasionados ao setor de microgeração distribuída após a aprovação da Lei 14.300/22, que institui o marco legal. 2022. 10 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia e Tecnologia, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2022.
- [8] MENEZES, Marina Pereira. Impactos da Lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica: estudo de caso no Ceará. 2022. 56 f. TCC - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.
- [9] SILVA NETO, Fabriciano Gomes da. Sistema fotovoltaico conectado à rede com utilização de baterias de lítio ferro fosfato para backup: viabilidade econômica e perspectiva futura. 2019. 66 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2019.
- [10] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. MME - Ministério de Minas e Energia. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2022.
- [11] SILVA, Rogério Diogne de Souza e. Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro – armazenamento de energia em baterias. Texto Para Discussão, [S.L.], p. 1-37, 28 mar. 2022. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA.