

DIFUSÃO DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM ÁREAS RURAIS: ESTUDO DE CASO^{*}

Nilson B. Mazzurana^{*} Moises M. Santos^{*} Mauricio de Campos^{*}
Paulo S. Sausen^{*}

^{*} Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Regional do Noroeste
do Estado do Rio Grande do Sul – UNIJUÍ, RS, (e-mails:
nilson.mazzu@gmail.com; moises.santos@unijui.edu.br;
campos@unijui.edu.br; sausen@unijui.edu.br).

Abstract:

The expansion of distributed energy resources, in particular distributed micro and distributed minigeneration systems, are transforming the energy infrastructure of the electricity sector. In dealing with these changes, the models of predictive dissemination of technologies prove to be fundamental instruments support the decision-making process for improving the legal framework and public policies. In this sense, this article is addressed to the study of the diffusion of photovoltaic microgeneration systems in rural areas. The influences introduced by the new credit compensation system of Law No. 14,300 of January 2022 are evaluated, as well as tax incentives in the electricity tariff to the rural agricultural underclass. The study is based on data from a rural electrification cooperative in the state of Rio Grande do Sul. As a highlight point, the results obtained indicate that changes in credit clearing rules have important impacts, especially in the rural farming underclass of the cooperative under study, with a 28.16 % reduction in the prospected adoption rate of photovoltaic microgeneration systems.

Resumo:

A expansão dos recursos energéticos distribuídos, em especial os sistemas de micro e de minigeração distribuída estão transformando a infraestrutura energética do setor elétrico. Para lidar com essas mudanças, os modelos de previsão de difusão de tecnologias se revelam instrumentos fundamentais de apoio ao processo decisório de aperfeiçoamento do arcabouço legal e de políticas públicas. Nesse sentido, este artigo é endereçado ao estudo da difusão de sistemas de microgeração fotovoltaica no meio rural. Avaliam-se as influências introduzidas pela nova sistemática de compensação de créditos da Lei nº 14.300 de janeiro de 2022, assim como os incentivos tributários na tarifa de energia elétrica à subclasse agropecuária rural. O estudo é realizado com base em dados de uma cooperativa de eletrificação rural do estado do Rio Grande do Sul. Como ponto de destaque, os resultados obtidos sinalizam que as mudanças nas regras de compensação de créditos trazem importantes impactos, sobretudo na subclasse agropecuária rural da cooperativa em estudo, com uma redução de 28,16% na taxa de adoção prospectada de sistemas de microgeração fotovoltaica.

Keywords: diffusion of innovation; microgeneration photovoltaic; rural areas.

Palavras-chaves: difusão de inovação; microgeração fotovoltaica; áreas rurais.

1. INTRODUÇÃO

A crescente implantação de sistemas fotovoltaicos residenciais está transformando as infraestruturas energéticas do setor elétrico. Para acomodar essas transformações é necessário entender e prever a dinâmica de adoção dessas inovações, de modo a promover decisões regulamentares e políticas adequadas. No entanto, essa não é uma tarefa trivial, pois requer prever a decisão dos consumidores.

Diversos fatores que podem influenciar a decisão de adotar um sistema fotovoltaico. Tais fatores podem ser classificados como endógenos (conhecimento da tecnologia, consciência ambiental e etc.) e exógenos (custo, características socioeconômicas, ambientais e físicas de cada região, regulamentação, etc.). A teoria da difusão busca avaliar esses fatores e, em última instância, estimar a forma como uma inovação de uma dada tecnologia.

O tema difusão de novas tecnologias tem sido amplamente estudado na literatura. A abordagem clássica do processo de difusão de tecnologias foi estabelecida por Rogers Bass (1969), que representa a forma como uma inovação é

^{*} O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) a partir do Edital 04/2019 – ARD (19/2551-0001329-9).

adotada pela sociedade, considerando fatores de inovação e imitação (Bass, 2004).

O modelo de Bass e suas extensões têm sido explorados nos estudos de difusão de sistemas fotovoltaicos, em diversos países. Em Kurdgelashvili et al. (2019) é examinado a difusão do mercado fotovoltaico para 46 condados na Califórnia. Os autores empregam a análise de regressão para correlacionar fatores socioeconômicos, com os parâmetros de difusão. De forma semelhante, Duan et al. (2018) propuseram capturar a interação de difusão transnacional de sistemas fotovoltaicos com diferentes tipos de relacionamentos de aprendizagem. Os autores demonstram que a partir da experiência de países mais desenvolvidos, os países emergentes obtêm a oportunidade e tempo suficiente para aprender e ter mais informações sobre produtos e tecnologias. Essa aprendizagem ajuda os países emergentes a melhorar a cognição e a aceitação do produto ou tecnologia, o que, por sua vez, reduz o risco associado à adoção de inovação e acelera a penetração no mercado.

Selvakkumaran and Ahlgren (2018) exploram um modelo dinâmico para estudar as interações econômicas, sociais e políticas entre os cidadãos e municípios do condado de Skåne, Suécia, com foco na adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais. Em Kosugi et al. (2019) investiga os fatores que influenciam a difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais. Os fatores examinados estão relacionados aos atributos sociais, como estrutura e ambiente de vida em bairros e vizinhanças, considerando o efeito de dependência espacial da difusão. Enquanto isso, Samdruks (2017) explora técnicas de modelagem espacial para determinar o impacto regional entre municípios vizinhos e seu efeito no agrupamento espacial de sistemas fotovoltaicos.

No Brasil, o modelo de Bass tem sido explorado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para modelar a difusão de sistema de micro e minigeração distribuída (MMGD), através da metodologia denominada “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD)” (MME, 2018). Contudo, como aspecto a ser explorado e aperfeiçoado, destaca-se o critério de clusterização espacial adotado pela EPE. Este critério agrupa os consumidores de acordo com a área de concessão da distribuidora a qual pertencem, sem distinção de comportamento específico de cada região, em termos socioeconômicos e físicos.

Diante do exposto, neste trabalho pretende-se explorar as particularidades da difusão de sistemas de microgeração fotovoltaica em áreas rurais. Este estudo é realizado via o modelo de Bass com dados de uma cooperativa de eletrificação rural do Estado do Rio Grande do Sul. Fundamentalmente, são avaliados dois cenários: i) estimativas de expansão de microgeração à luz da Resolução Normativa ANEEL 687/2015; e ii) estimativas de expansão de microgeração, advindas do Projeto de Lei – PL nº 5829/19, recentemente convertido na Lei nº 14.300/2022. Apesar da importância prática dessas estimativas para as cooperativas de eletrificação rural, não foi encontrada na literatura estudo similar.

2. ASPECTOS REGULATÓRIOS

No Brasil, o ano de 2012 marca o início das definições regulatórias e procedimentais aplicáveis à micro e minigeração

distribuída (MMGD). A partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, permitiu-se o acesso de microgeração (com potência instalada inferior ou igual a 100 kW) e minigeração (com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW) aos sistemas de distribuição, dando direito aos consumidores de gerar sua própria energia através de fontes renováveis e conectá-la a rede da distribuidora que os atendem (ANEEL, 2012). A referida resolução estabelece o sistema de compensação *Net Metering*, que permite aos adotantes de MMGD, a obtenção de créditos (em kWh) por eventuais excedentes injetados na rede da concessionária que são descontados de faturas posteriores.

Em 2015, as regras estabelecidas para a MMGD foram revisadas com a entrada em vigor da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015 (ANEEL, 2015). Dentre as principais alterações, destaca-se a alteração da potência limite para: microgeração – sistema gerador de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW; e minigeração – sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis (solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada).

Desde então, tem-se observado o crescimento considerável da geração fotovoltaica de energia elétrica, principalmente a partir do ano de 2016, com a redução gradual de custos de instalação de sistemas fotovoltaicos. A geração fotovoltaica distribuída residencial e comercial se apresenta com maior potencial de expansão, em razão da sua modularidade e perspectiva de custo decrescente. De acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) somente até agosto de 2021, a capacidade instalada em todo o país cresceu 39,53% em relação ao ano de 2020.

Em 2019, diante do acelerado crescimento de MMGD, deram-se início as discussões com vistas ao aprimoramento das normas afetas à geração distribuída. De um lado, as distribuidoras de energia elétrica sinalizavam preocupação com a remuneração pelo uso da rede por parte dos adotantes de MMGD, bem como a redução de seus mercados cativos. De outro lado, os investidores, empreendedores e adotantes de MMGD, indicavam insatisfação com eventuais alterações abruptas da regulação setorial. O fruto dessa discussão foi o Projeto de Lei (PL) nº 5829/19, que traz o marco legal da MMGD, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (BRASIL, 2019). Um dos principais pontos do PL nº 5829/19 é a manutenção do atual regime de compensação de energia aos projetos existentes e uma regra de transição que compatibiliza os investimentos já realizados.

Após dois anos de tramitação, PL nº 5829/19 foi sancionado e convertido na Lei nº 14.300 de 06/01/2022 (BRASIL, 2022). O texto garante a manutenção da regra de compensação de créditos estabelecida na REN nº 687/2015 para os projetos protocolados na distribuidora até 2022. A partir de 2023, os novos adotantes de MMGD terão uma fase de transição de sete anos, de modo que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deixe gradativamente de custear as componentes tarifárias de fio B, conforme percentuais a seguir:

- 15% em 2023 e 30% em 2024;
- 45% em 2025 e 60% em 2026;
- 75% em 2017 e 90% em 2028; e
- 100% dos encargos a partir de 2029.

Notadamente, as mudanças introduzidas pela Lei nº 14.300 de 2022 tendem a trazer impactos importantes no ritmo de difusão de sistemas de MMGD, cuja análise é objeto de investigação deste trabalho, com endereçamento às áreas rurais.

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta para avaliar a difusão de micro-geração fotovoltaica em áreas rurais se enquadra dentro da estrutura das teorias de inovações de Bass, conforme o fluxograma apresentado na Fig. 1.

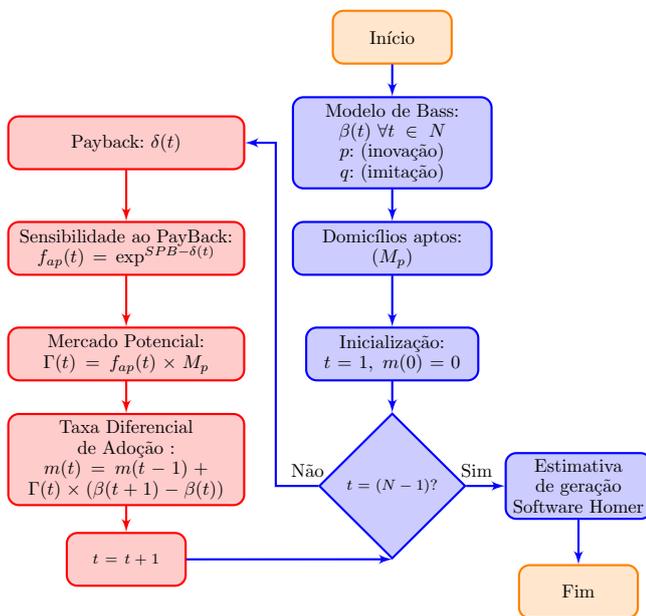


Figura 1. Fluxograma da metodologia proposta.

A seguir são detalhadas cada uma etapas que compõem a metodologia proposta.

3.1 Modelo de Bass

Conceitualmente, o processo de difusão é sobretudo um processo social, que envolve relações interpessoais responsáveis pelo suporte às decisões da maior parte da população. Há diversas teorias na literatura proposta para a sua representação, sendo o modelo de Bass o mais conhecido e referenciado na literatura, descrito matematicamente em termos de (Konzen, 2014):

$$f(t) = (p + q \times \beta(t)) \times (1 - \beta(t)) \quad (1)$$

em que:

$f(t)$ é a probabilidade de adoção no ano t ;
 $\beta(t)$ é a função de densidade de probabilidade acumulada de adoção no ano t ;
 p é o coeficiente de inovação; e
 q é o coeficiente de imitação.

A função de distribuição acumulada $\beta(t)$ é dada por:

$$\beta(t) = \frac{1 - \exp^{-(p+q) \times t}}{1 - \left(\frac{p}{q}\right) \times \exp^{-(p+q) \times t}} \quad (2)$$

No início, o valor da função de densidade de probabilidade acumulada de adoção ($\beta(t)$) é muito baixo, e, portanto, o fator “inovação” (p) é responsável pelo crescimento do mercado. Com o passar do tempo, o valor de $\beta(t)$ fica maior e, então, o efeito “imitação” (q) ganha destaque. Na Eq. (2), o parâmetro (p) é exógeno (efeito da inovação) e (q) é endógeno (imitação ou efeito boca-a-boca). Desta forma, quanto maior o número de usuários efetivos de uma tecnologia, maior o número de usuários potenciais que tomarão conhecimento da mesma e, conseqüentemente, tornar-se-ão adotantes.

Existem diversos métodos para estimar os parâmetros (p) e (q), podendo ser baseados em dados históricos com auxílio de regressão linear ou não linear, caso o produto esteja disponível no mercado há algum tempo. Outra opção é a analogia com outros produtos similares ou via pesquisas de opinião para levantar a opção de compra dos consumidores. Neste trabalho é utilizada a regressão não linear, baseado em dados históricos de crescimento de MMGD em cooperativas de eletrificação rural.

3.2 Domicílios aptos

O modelo “4MD” da EPE (MME, 2018) adota um fator de aptidão igual a 85%, devido às restrições de sombras, chaminés, caixas d’água, antenas, aquecedores solares, que podem inviabilizar a instalação dos módulos fotovoltaicos em algumas residências (MME, 2018).

No entanto, as propriedades rurais não se limitam, apenas, ao telhado das residências para a instalação dos sistemas de MMGD. Desse modo, a metodologia proposta considera um fator de aptidão igual a 93%, em função da maior disponibilidade de espaço físico no meio rural.

3.3 Payback

O tempo de payback $\delta(t)$ considera a razão entre valor total investido em sistemas de geração fotovoltaicos e o valor da fatura dos consumidores, considerando impostos. A Tabela 1 traz as premissas adotadas em termos de evolução das tarifas de eletricidade¹ e redução de custos de implantação de sistemas fotovoltaicos.

Tabela 1. Premissas adotadas para o payback.

Premissa	Valor	Referência
Evolução das tarifas de eletricidade	Tarifa real constante	(MME, 2021)
Redução de custos	2,9% a.a. (2021-2030) 1,5% a.a. (2031)	(EIA, 2019)

3.4 Sensibilidade ao Payback

A sensibilidade ao packback se baseia no modelo levantado empiricamente em Kastovich et al. (1982) e Consulting (2007), apresentado a seguir:

$$f_{ap}(t) = \exp^{-SPB+\delta(t)} \quad (3)$$

¹ A tarifa real se refere à evolução da tarifa descontada a inflação.

em que:

$f_{ap}(t)$: fração máxima de mercado no ano t ;
 SPB : coeficiente de sensibilidade ao payback; e
 $\delta(t)$: tempo de payback em anos.

Esse modelo se destaca por sua simplicidade, facilidade de conduzir análises de sensibilidade e por sua estimativa razoável do mercado potencial final, consistente com outros estudos (EIA, 2019; MME, 2021).

3.5 Mercado Potencial

O mercado potencial resulta do produto entre o fator de sensibilidade ao payback e a quantidade de domicílios aptos:

$$\Gamma(t) = f_{ap}(t) \times M_p \quad (4)$$

em que:

M_p representa o número de domicílios aptos; e
 $\Gamma(t)$ é o mercado potencial final.

3.6 Taxa diferencial de adoção

A quantidade acumulada de adotantes no ano t é obtida em função da taxa diferencial de adoção e o mercado potencial, expressa em termos de:

$$m(t) = m(t-1) + \Gamma(t) \times (\beta(t+1) - \beta(t)) \quad (5)$$

3.7 Potência e energia gerada

A estimativa de potência (kW) e energia gerada (kWh) é estimada com o auxílio do *software* HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) (Kassam, 2011). A escolha desse *software* se deu pela sua capacidade de simulação simultânea de diferentes cenários técnico-econômicos, bem como por ser amplamente difundido no meio acadêmico.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta, com base em dados reais de uma cooperativa de eletrificação rural, localizada no Estado do Rio Grande do Sul. Fundamentalmente, são avaliados dois cenários:

- (i) difusão à luz da REN n^o 687/2015; e
- (ii) difusão diante da Lei n^o 14.300/2022.

Esses cenários são avaliados considerando as seguintes premissas:

- potenciais adotantes: consumidores atendidos em baixa tensão, com consumo médio ≥ 400 kWh/mês;
- coeficiente de inovação (p): 0,00133;
- coeficiente de imitação (q): 0,85;
- coeficiente de sensibilidade ao payback (SPB): 0,3;
- fator de aptidão: 93%;
- rendimento típico de módulos fotovoltaicos: 13%;
- coeficiente de temperatura típico dos módulos: -0,5%/°C
- temperatura nominal operacional da célula: 47 graus
- rendimento típico de inversores de frequência: 90%;
- ângulo de azimute: 0 graus;

- ângulo de inclinação dos módulos: 30 graus; e
- horizonte de difusão (N): 10 anos.

Na cooperativa de eletrificação rural em análise, os potenciais adotantes (consumo médio ≥ 400 kWh/mês) totalizam 3.140 unidades consumidoras.

A Tabela 2 traz os potenciais adotantes estratificados por classe de consumo:

Tabela 2. Potenciais adotantes estratificados por classe de consumo.

Classe	Quant.	Percent.
residencial	273	8,694 %
rural	2452	78,089 %
comercial	255	8,121 %
industrial	16	0,509 %
poder público	53	1,687 %
serviço público	89	2,834 %
consumo próprio	2	0,063 %

Os incentivos do Governo do Estado do Rio Grande do Sul para os consumidores da subclasse agropecuária rural (redução de ICMS), remetem a um tempo de payback maior ao comparar com os consumidores que não possuem esse incentivo. Desse modo, dividiram-se os potenciais adotantes em duas subclasses. A subclasse agropecuária rural corresponde aos consumidores que têm incentivos e redução nas alíquotas cobradas na fatura de energia. Os demais consumidores foram agrupados como “convencional”, resultando nos quantitativos da Tabela 3.

Tabela 3. Subclasses.

Subclasse	Quant.
agropecuária rural	2.452
convencional	688

A análise financeira considera a tarifa real constante e a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos apresentados na Tabela 1. A seguir são detalhados os resultados obtidos.

4.1 Difusão de microgeração à luz da REN n^o 687/2015

Neste primeiro cenário, avalia-se a difusão de sistemas de microgeração fotovoltaica considerando as diretrizes de compensação de créditos estabelecidas na REN n^o 687/2015. Como resultado, a Fig. 2 traz a dinâmica de difusão estimada para o horizonte de 10 anos.

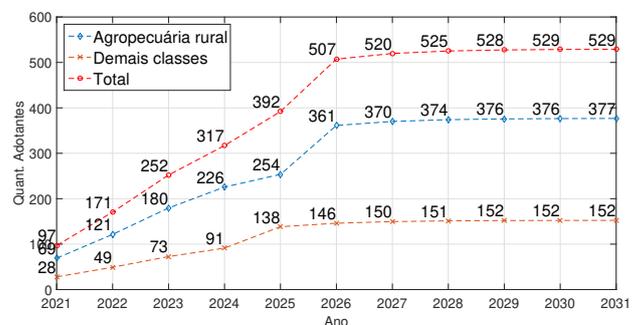


Figura 2. Difusão de microgeração fotovoltaica - REN n^o 687/2015.

Pela análise das curvas de crescimento, percebe-se o total de 529 de adotantes até o ano de 2031. Deste total, 152

adotantes são da subclasse convencional, que apresenta o percentual de 22,09% do mercado potencial (688 unidades consumidoras). Por outro lado, a subclasse agropecuária rural apresenta percentual de adoção menor, da ordem de 15,37% do mercado potencial até 2031. A expectativa de adoção é menor em função do maior tempo de payback, devido à redução de alíquota de ICMS incidente na tarifa de energia da subclasse agropecuária rural no Estado do Rio Grande do Sul.

Na Fig. 3, apresenta-se a previsão de capacidade instalada (kWp) em microgeração fotovoltaica até 2031.

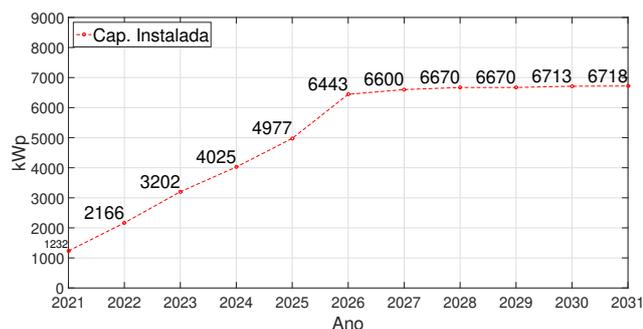


Figura 3. Capacidade instalada de microgeração fotovoltaica - REN nº 687/2015.

Até 2031, a capacidade instalada prevista é de 6.718 kWp. Assim, no intuito de avaliar a representativa dessa potência instalada no mercado da cooperativa, realizaram-se simulações no HOMER, cuja curva típica de carga da cooperativa é ilustrada na Fig. 4.

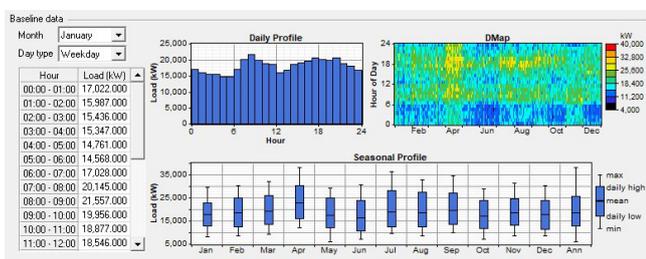


Figura 4. Software Homer: curva de carga.

A demanda média anual da distribuidora é de, aproximadamente, 18 MW e o consumo médio diário é de 36.342 kWh/dia. A demanda máxima considerada é de 31 MW e a mínima de, aproximadamente, 6 MW.

No apêndice A, Fig. A.1, apresentam-se as curvas típicas de potência gerada mensalmente. Nesse caso, as máximas potências geradas são 3.250 kW e 2.000 kW, nos meses de janeiro e junho, respectivamente. O impacto na demanda global é da ordem 20,4% em janeiro e 12,9% em junho.

Em termos de energia elétrica, estima-se a produção 1,63 MWh.ano em 2022, que representa 1,24% do mercado da cooperativa. Em 2031, atinge o percentual de 7,04% (8,93 MWh.ano). É importante ressaltar que nesta estimativa não estão considerados as unidades consumidoras conectadas em média tensão, que têm a opção de instalarem sistemas de minigeração, com capacidade de 75kW a 5 MW.

4.2 Difusão de microgeração diante da Lei nº 14.300/2022

Neste cenário são apresentadas as estimativas de expansão da microgeração considerando, as alterações da Lei nº 14.300/2022.

A Tabela 4 traz os tempos de payback para a Lei nº 14.300/2022 e a REN nº 687/2015.

Tabela 4. Comparativo de tempos de payback.

Período	Lei nº 14.300/2022		REN nº 687/2015.	
	agropecuária rural	conv.	agropecuária rural	conv.
2021	7	5	7	5
2022	7	5	7	5
2023	8	5	7	5
2024	8	6	7	5
2025	9	6	7	4
2026	10	7	6	4
2027	12	7	6	4
2028	15	8	6	4
2029	15	9	6	4
2030	15	9	6	4
2031	15	9	6	4

O tempo de payback aumenta gradualmente a partir do ano de 2024. Esse tempo estabiliza em 15 anos para a subclasse agropecuária rural em 2028. Para a subclasse convencional, o payback estabiliza em 2029.

O efeito do aumento do tempo de payback impacta tanto o ritmo como na quantidade de adotantes, conforme pode ser observado na Fig. 5.

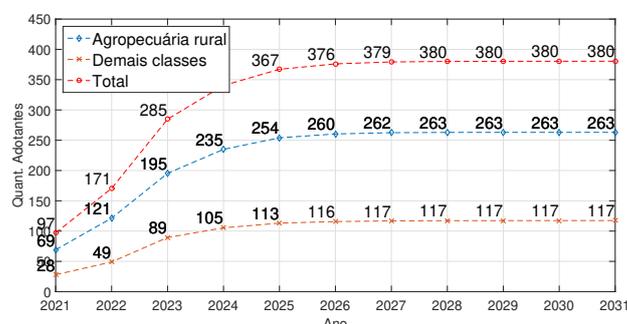


Figura 5. Difusão de microgeração fotovoltaica - Lei nº 14.300/2022.

Neste cenário, estima-se 380 adotantes de microgeração até 2031. Deste total, 263 são da subclasse agropecuária rural. A capacidade instalada prevista para 2031 é de 4.832 kWp, cujas curvas típicas mensais de geração são apresentadas na Fig. A.2, no apêndice A.

As máximas potências geradas são 2.400 kW e 1.700 kW, nos meses de janeiro e junho, respectivamente. O impacto na demanda global é da ordem 15,06% em janeiro e 9,69% em junho. Em termos de energia elétrica, estima-se a produção 6,44 MWh.ano em 2031, que representa cerca de 6,44% do mercado da cooperativa.

4.3 Análise comparativa

Nota-se que a nova sistemática de compensação de créditos da Lei nº 14.300/2022. impacta, significativamente, nas

estimativas de expansão da microgeração. A Tabela 5 sintetiza os principais resultados obtidos.

Tabela 5. Comparativo das estimativas de microgeração fotovoltaica.

	REN nº 687/2015	Lei nº 14.300/2022
Adotantes		
Agropecuária rural	377	152
Adotantes Convencional	263	117
Capac. inst.	6.718 kWp	4.832 kWp
Geração	8,93 MWh.ano	6,44 MWh.ano
Geração/Mercado	7,04%	5,07%

Observa-se uma redução de 28,16% na quantidade total de adotantes. O grupo mais impactado se refere à subclasse agropecuária rural, com uma redução de 30,23%, na quantidade de adotantes. Em termos de potência gerada, tem-se uma redução de 27,88% e, em relação à energia gerada, a estimativa é uma redução de 2,49 MWh.ano.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho se direcionou ao estudo de difusão de sistemas de microgeração fotovoltaica em áreas predominantemente rurais. O tema foi motivado pela preocupação com o acentuado crescimento de adotantes de MMGD que se impõe e seus impactos no planejamento de sistemas de energia elétrica.

A metodologia baseada na teoria da difusão de inovações é aplicada a partir de dados de uma cooperativa de eletrificação rural para avaliar dois cenários regulatórios. Primeiramente, considerando as regras de compensação de créditos dispostas na REN nº 687/2015 e, posteriormente, a nova sistemática introduzida pela Lei nº 14.300/2022.

Os resultados obtidos sinalizam que as novas regras de compensação tendem a trazer impactos importantes no payback dos projetos e, conseqüentemente, reduzir o ritmo de difusão da MMGD. Estima-se uma redução de 28,16% no número total de adotantes de microgeração prospectada à luz da REN nº 687/2015. Verifica-se, ainda, que os subsídios fiscais à classe agropecuária rural tende a reduzir ainda mais a atratividade de adoção de MMGD neste segmento. Contudo, para as demais classes de consumo, o crescimento da microgeração fotovoltaica permanece acentuado.

Os resultados obtidos indicam a importância de considerar as particularidades socioeconômicas e físicas de cada região. Justamente por essa razão, é importante destacar que os resultados obtidos e as conclusões referidas neste trabalho não devem ser generalizados para todo e qualquer sistema. Como continuidade deste estudo, pretende-se investigar a difusão de sistemas de minigeração fotovoltaica em áreas rurais.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2012). Resolução normativa aneel nº 482/2012. *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*.
ANEEL (2015). Resolução normativa aneel nº 687/2015. *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*.
Bass, F. (1969). A new product growth for model consumer durables. *Manage Sci.*, 50, 1825–1832.

Bass, F. (2004). A new product growth for model consumer durables the bass model. *Manage Sci.*, 50, 1833–1840.
BRASIL (2019). Projeto de lei nº 5829/2019. *Senado Federal*.
BRASIL (2022). Lei nº 14.300/2022. *Presidência da República*.
Consulting, N. (2007). Arizona solar electric roadmap study full report.
Duan, H., Zhang, G., Wang, S., and Fan, Y. (2018). Peer interaction and learning: Cross-country diffusion of solar photovoltaic technology. *Journal of Business Research*.
EIA (2019). Renewables 2019 analysis and forecast to 2024. *Energy Information Administration - EIA*.
Kassam, A. (2011). Homer software training guide for renewable energy base station design. *Green Power for Mobile*.
Kastovich, J.C., Lawrence, R.R., Hoffman, R., and Pavlak, C. (1982). Advanced electric-heat-pump market and business analysis. final report.
Konzen, G. (2014). Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no brasil: Uma simulação via modelo de bass. *Tese (Doutorado) - Curso de Ciências, Universidade de São Paulo Programa de Pós-Graduação em Energia Instituto de Energia e Ambiente*.
Kosugi, T., Shimoda, Y., and Tashiro, T. (2019). Neighborhood influences on the diffusion of residential photovoltaic systems in kyoto city, japan. *Environmental Economics and Policy Studies*, 21, 477–505.
Kurdgelashvili, L., Shih, C.H., Yang, F., and Garg, M. (2019). An empirical analysis of county-level residential pv adoption in california. *Technological Forecasting and Social Change*, 139, 321–333.
MME (2018). Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4md). *Empresa de Pesquisa Energética - EPE: Nota Técnica EPE 028/2018*.
MME (2021). Metodologia do mmodelo de bass para a projeção de micro e minigeração distribuída. *Empresa de Pesquisa Energética*.
Samdruk, D. (2017). Household dynamics of technology adoption: A spatial econometric analysis of residential solar photovoltaic (pv) systems in germany. *Energy Research and Social Science*, 23, 113–124.
Selvakkumaran, S. and Ahlgren, E.O. (2018). Model-based exploration of co-creation efforts: The case of solar photovoltaics (pv) in skåne, sweden. *Sustainability*, 10.

Apêndice A. CURVAS SAZONAIS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A seguir são apresentadas as curvas sazonais de geração de microgeração fotovoltaica para o cenário considerando a REN n^o 687/2015.

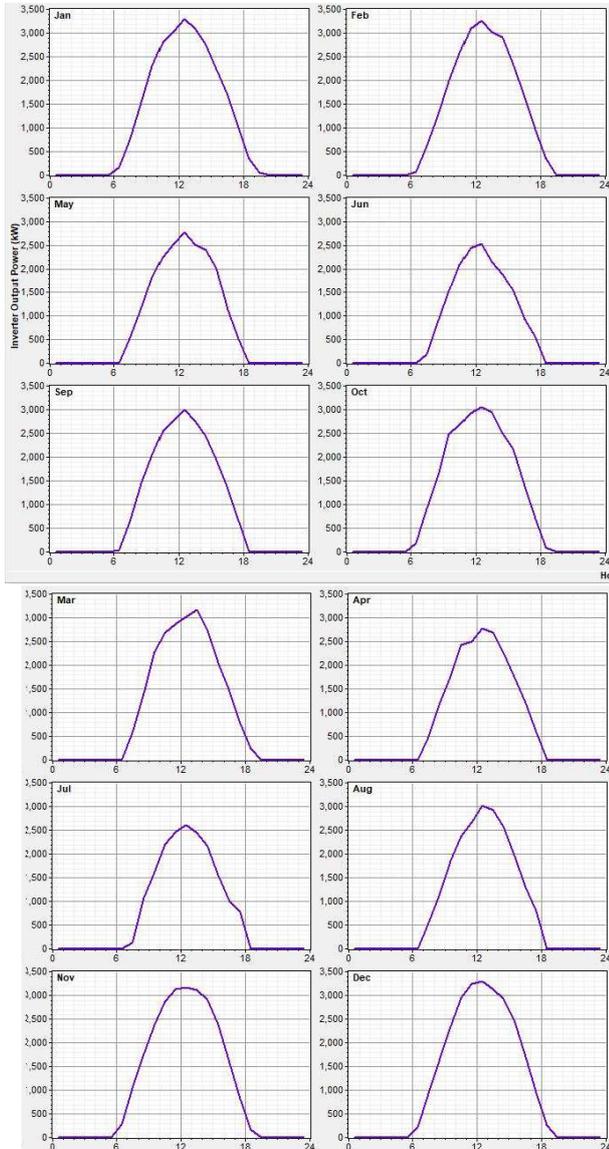


Figura A.1. Sazonalidade microgeração fotovoltaica - REN n^o 687/2015.

A seguir são apresentadas as curvas sazonais de geração de microgeração fotovoltaica para o cenário considerando a Lei n^o 14.300/2022.

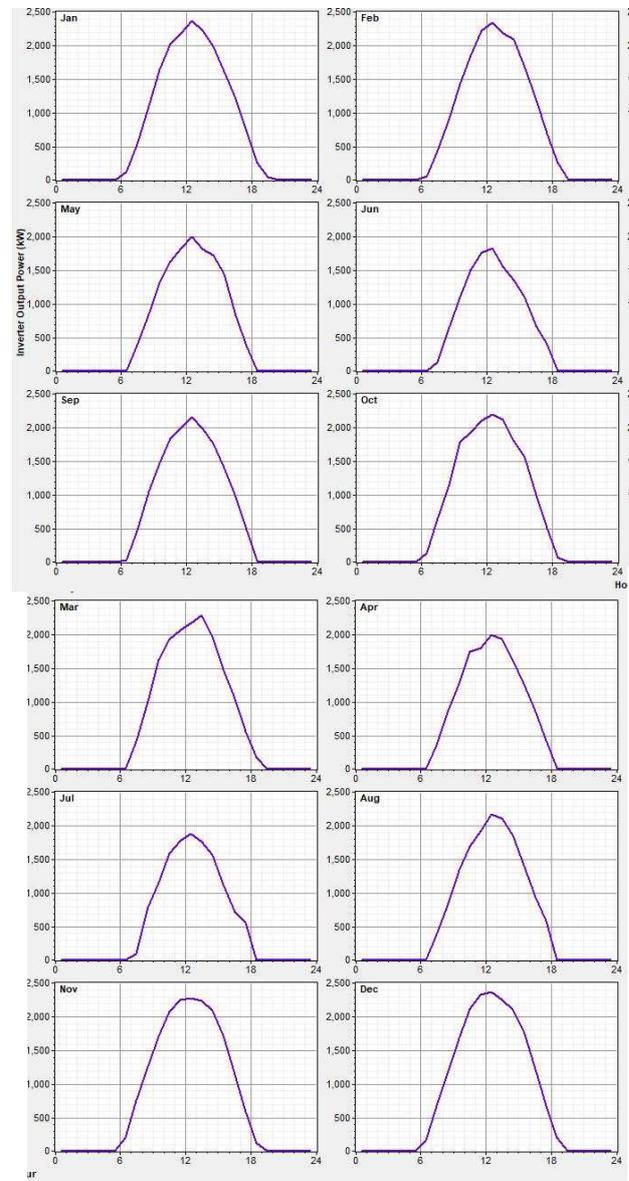


Figura A.2. Sazonalidade de microgeração fotovoltaica - Lei n^o 14.300/2022.