ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE IMPLANTAÇÃO SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO PARA O SISAR ALTO DO PAJEÚ

Naevio Mendonça Rezende Neto [1]; Renata Maria Caminha Mendes de Oliveira Carvalho [2]& Maria do Carmo Martins Sobral [3]

RESUMO – A presente pesquisa parte do pressuposto de que a adoção de energia fotovoltaica constitui uma estratégia potencialmente viável, sob os aspectos técnico e econômico, para a promoção da sustentabilidade financeira de sistemas multicomunitários de abastecimento rural no semiárido pernambucano. Para tanto utilizou-se do modelo de precificação de ativos financeiros híbrido e ajustado em conjunto com indicadores de performance para avaliar econômico e financeiramente a utilização de usinas fotovoltaicas para suprir adequadamente o abastecimento do Sistema Integrado de Saneamento Rural (SISAR) Alto Pajeú. A análise utilizou como informações preliminares o potencial de geração, os custos operacionais e de investimento, além de estimativas de redução de custos e de ampliações de regimes. Concluiu-se que a modalidades de geração híbrida (com banco de baterias para armazenamento local) apresenta grande potencial, porém viabilidade limitada.

ABSTRACT – This research is based on the assumption that the adoption of photovoltaic energy constitutes a potentially viable strategy, from both technical and economic perspectives, to promote the financial sustainability of multi-community rural supply systems in the semi-arid region of Pernambuco. To this end, a hybrid and adjusted capital asset pricing model was used in conjunction with performance indicators to economically and financially evaluate the use of photovoltaic plants to adequately meet the supply demands of the Integrated Rural Sanitation System (SISAR) Alto Pajeú. Using as preliminary information the generation potential, operational and investment costs, and estimates of cost reductions and system regime expansions, it was concluded that hybrid generation (utilizing a battery bank for local storage) and remote self-consumption show potential but limited viability.

Palavras-Chave – abastecimento rural; nexo água-energia; Sisar.

[1]Companhia Pernambucana de Saneamento (COMPESA), Av. Cruz Cabugá, 1387 - Santo Amaro, Recife - PE, 50040-000, (81)3412-9405, naevioneto@compesa.com.br
[2]Instituto Federal de Pernambuco, Avenida Professor Luiz Freire, 500, Cidade Universitária (bairro do Curado), Recife/PE, CEP: 50740-545, renata.caminha@ufpe.br.
[3]Universidade Federal de Pernambuco, Av. Prof. Moraes Rego, 1235 - Cidade Universitária, Recife - PE, 50670-901, maria.msobral@ufpe.br.

INTRODUÇÃO

A implantação de sistemas regionais de abastecimento de água, através da adoção de modelos de gestão comunitária voltados ao atendimento de comunidades rurais no Brasil como o SISAR (Sistema Integrado de Saneamento Rural) emerge como alternativas eficientes diante das limitações dos serviços públicos convencionais, sobretudo em áreas onde há escasso interesse institucional ou obstáculos financeiros e operacionais (Roza; Araújo, 2020).

Apesar dos avanços representados pelos sistemas multicomunitários no enfrentamento da escassez hídrica no meio rural, sua sustentabilidade financeira a longo prazo depende da eficiência econômica de sua operação (Santos; Santana, 2020). Entre os principais desafios enfrentados pelas associações gestoras desses sistemas, destaca-se o custo com energia elétrica, que representa uma parcela significativa do orçamento operacional, representando em média cerca até 50% dos custos operacionais em sistemas comunitários (BIRD, 2018). Neste contexto, torna-se fundamental avaliar alternativas que contribuam para a redução desses custos, sem comprometer a continuidade e a qualidade do serviço prestado.

Sendo assim o estudo propôs avaliar a viabilidade econômico-financeira de aplicação de um sistema de geração solar fotovoltaica híbrido instalada em solo com utilização de armazenamento de energia através do uso de baterias.

ÁREA DE ESTUDO

O SISAR Alto Pajeú fundado em 29 de outubro de 2021 é objeto de estudo, sendo fruto do programa rural de saneamento básico de Pernambuco. A microrregião do Pajeú (figura 1), Sertão de Pernambuco, possui uma área de 13.350,30 km², que corresponde a 14,04% km² de sua mesorregião.

O SISAR Alto Pajeú (figura 2) é constituído dos seguintes sistemas: Barro Branco (Iguaracy), Curral Velho Dos Pedros (Afogados da Ingazeira), Gangorra (Afogados da Ingazeira), Felipe (Santa Terezinha), Gregório Longradouro E Tamboril (Brejinho), Massape (São José do Egito), Pereiro Fortuna E Canudos (São José do Egito), Poço Dos Dantas (Solidão), Salgado E Barrenta (Ingazeira) e Sítio Leitão (Carnaiba).

Dentre os sistemas apenas o Poço do Dantas diverge dos demais, possuindo captação por poço profundo e, portanto, possuindo como carga elétrica adicional as bombas para captação. Os demais sistemas recebem água a gravidade da adutora do Sertão (ramal da transposição do rio São Francisco).

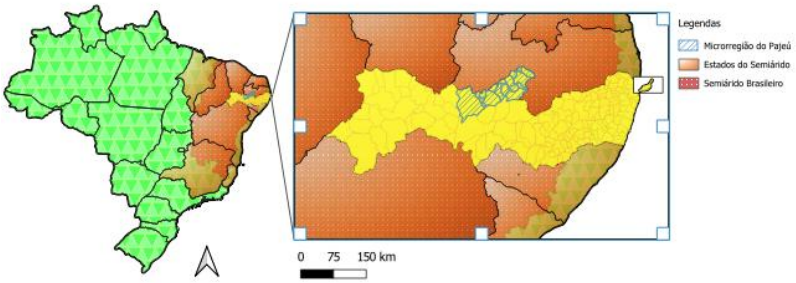


Figura 1 – Microrregião do Sertão do Pajeú. Fonte: Autoria própria

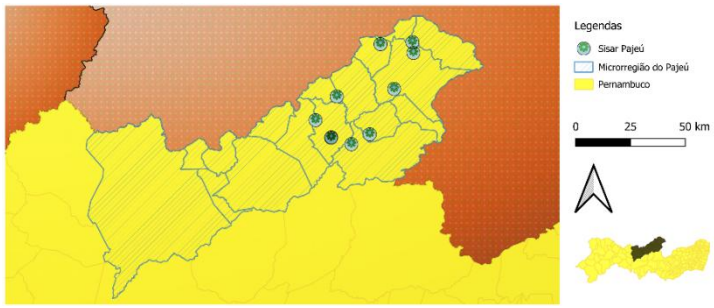


Figura 2 – Mapa com Localização dos Sistemas - Sisar Alto Pajeú. Fonte: Autoria própria.

METODOLOGIA

O estudo optou por sistemas de geração adequados para o fornecimento de energia para 16h de operação (conforme memorial dos sistemas). Considerou-se na avaliação os custos regulatórios referentes a tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD Fio B) e foi adotado o reinvestimento das baterias após um ciclo de 12 anos, tal reinvestimento é necessário tendo em vista a vida útil das baterias de lítio.

O TUSD Fio B usado nas avaliações é o referente ao ano de 2024 em Pernambuco (cerca de 0,22 R$/kWh) e as projeções de reajuste utilizam o IPCA (dez/2024) como referência para todos os ciclos de vida útil do projeto.

Adotou-se estudo de viabilidade a previsão de três hipóteses temporais para a tarifa de injeção de energia excedente (TUSD Fio B): uma isenta (hipotética, para projetos anteriores a 2023); 45% do TUSD Fio B (válida para o ano de 2025); 75% do TUSD Fio B (válida para o ano de 2027) e uma considerando a condição de 100% do TUSD Fio B (projetos a partir de 2030).

Levantamento dos Custos Energéticos

A estimativa correta do consumo elétrico é crucial em projetos solares para dimensionar o sistema corretamente, garantindo que ele tenha a capacidade ideal para atender às necessidades

energéticas sem ser subdimensionado (não atende à demanda) ou superdimensionado (custo desnecessário). O cálculo da contribuição do consumo de cada equipamento da instalação foi realizado conforme eq. (1).

$$C_m = \frac{(P_e.N_d.D_m)}{1000} \quad (1)$$

Em que:

C_m(kWh/mês): consumo médio mensal;

P_e(W): potência nominal do equipamento;

N_d(h/dia): número de horas diárias de utilização do equipamento;

D_m (dias/mês): número médio de dias no mês de utilização do equipamento.

Estimativa de Geração Fotovoltaica nas Estações do Sisar Alto Pajeú

Avaliação de potencial médio de geração foi realizada considerando apenas dados de irradiação global horária (GHI) média para cada localidade de sistema. O GHI referência utilizado no estudo foi obtido através da base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al*, 2017), disponível para o uso em "*softwares"* de geoprocessamento. As estimativas por módulo da geração média ($G_{módulo}$) e potência fornecida (Wp) são obtidas aplicando-se as eq. (2) e (3).

$$G_{módulo} = GHI.Área_{módulo}.\eta.(1 - perdas) \quad (2)$$

$$Wp = 1000.\eta.Área_{módulo} \quad (3)$$

Onde:

Eficiência (η) de cada módulo: 16%;

Área do módulo fotovoltaico: 2m²;

Perdas estimadas por módulo: 20%.

Estimativa do Investimento e Custeio

A estimativa do custo de Investimento utilizou dados disponibilizados pela "*Greener*" (2024), consultoria independente que disponibilizar dados atualizados com ciclos semestrais, referente a custos e composições voltadas para estudiosos e profissionais do setor solar, sendo adotados como composição do "*CAPEX*" nesse estudo.

Os custos "*OPEX*" avaliados serão:

- Custos de manutenção são fixados em 2% o custo de aquisição da usina reajustado anualmente pela inflação (IPCA).
- Custos adicionais são referentes a conexão "on grid" com a concessionária de energia considerando a Tarifa TUSD Fio B (autoconsumo local) também reajustados anualmente pela inflação.

Viabilidade Financeira

A análise de viabilidade realizada para todos os cenários de estimativa de geração utiliza como parâmetro de entrada a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o "*CAPEX*" (estimativa dos investimentos de aquisição da usina) e o "*OPEX*" (custos de manutenção, custos operacionais e custos de regulação das usinas).

Sua avaliação de performance é realizada através dos seguintes indicadores financeiros: "*Payback"* descontado (anos); Valor Presente Líquido (R$); Taxa Interna de Retorno Modificado – TIRM (% a.a.); Valor Presente Líquido do Investimento – VPL CAPEX (R$); Valor Presente Líquido do Custeio -VPL OPEX (R$); VPL Geração (kWh); e VPL Economia total (R$).

Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Utiliza-se o modelo CAPM Ajustado Híbrido (Pereiro, 2001) para na análise da atratividade, considerando por se adaptar melhor aos riscos e incertezas de mercados em desenvolvimento e sendo, portanto, o modelo escolhido para avaliação de viabilidade nesse estudo, sua modelagem segue a eq. (4).

$$TMA = Rf_G + R_C + \beta C_{LG}[\beta_{GG}(R_{MG} - Rf_G)](1 - R^2) + Inf_{BR} - Inf_{USA} + SELIC \qquad (4)$$

Onde:

TMA – Taxa mínima de atratividade (ou CAPM Hibrido Ajustado);

Rf_G – Taxa livre de risco global;

R_C – Risco país;

βC_{LG} – Beta do país (inclinação da regressão entre mercado de ações locais e mercado global);

β_{GG} – Risco desalavancado médio de empresas comparáveis no mercado;

R_{MG} – Retorno do mercado global;

R^2 – Coeficiente de determinação da regressão para obtenção do Beta do país;

Inf_{BR} – Inflação nos últimos 12 meses no Brasil;

Inf_{USA} – Inflação nos últimos 12 meses nos Estados Unidos;

SELIC – Taxa básica de juros.

Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL mede o valor atual de todos os fluxos de caixa futuros de um projeto, descontados a uma taxa que reflete o custo de oportunidade do capital, sua obtenção é realizada conforme eq. (5).

$$VPL = \sum \left(\frac{C_t}{(1+r)^t}\right) - C_0 \quad (5)$$

Em que:

Ct : Fluxo de caixa no período t (entradas ou saídas de caixa);

r: Taxa de desconto (custo de oportunidade do capital ou taxa mínima de atratividade);

t: Período de tempo (geralmente em anos);

C0: Investimento inicial (custo inicial do projeto).

Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

A TIRM assume que os fluxos de caixa positivos são reinvestidos à taxa de custo de capital. A TIRM incorpora o reinvestimento dos fluxos de caixa positivos à própria taxa de retorno. A TIRM deve ser superior a TMA caso contrário indicador reprova o projeto. Sua obtenção é realizada conforme eq. (6).

$$TIRM = \left(\frac{FLUXO\ DE\ CAIXA\ POSITIVO\ REINVESTIDO}{FLUXO\ DE\ CAIXA\ NEGATIVO}\right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (6)$$

Em que

n: Número total de períodos.

"*Payback*" Descontado (PBd)

Tempo necessário para recuperar o investimento inicial considerando o valor presente dos fluxos de caixa. O "*payback*" descontado considera o valor do dinheiro no tempo ao descontar os fluxos de caixa futuros, sua obtenção é realizada conforme eq. (7).

$$PBd = Período\ no\ qual\ VPL\ se\ torna\ positivo \quad (7)$$

RESULTADOS

Estimação do Consumo Energético.

A estimativa de cargas (prevendo-se inclusive cargas adicionais) de uso das cooperativas foram obtidas através de documentação disponibilizada pela Secretaria de Recursos Hídricos e Saneamento de Pernambuco (SRHS-PE), os dados encontram-se na tabela 1.

Tabela 1 – Consumo energético ano por SAA – 16h de operação.

Sistema	kWh	R$ (ano)
SAA Poço do Dantas*	18.840	14.130
Demais SAAs (cada).	9.521	7.141
Total	**104.529**	**78.399**

Fonte: Autoria própria.

O valor em Real (R$) foi obtido através a tarifa vigente da concessionária local – Neoenergia Pernambuco em R$ 0,75 por kWh grupo B, referentes a 2024.

Taxa Mínima de Atratividade e Indicadores Macroeconômico.

Para obtenção dos resultados da avaliação de viabilidade econômico-financeira foram utilizados os indicadores listados no quadro 1, obtidos a partir de consulta ou através de composição.

Quadro 1 – Composições para Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Índice	Data	Fonte	Valor
Rf_G	16/12/2024	https://treasurydirect.gov/marketable-securities/treasury-bonds/	4,50%
R_C	30/07/2024* (último dado disponível)	http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?module=M&serid=40940	2,28%
βC_{LG}	31/11/2024	msci.com / b3.com	0,33
β_{GG}	31/11/2024	https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html	0,52
R_{MG}	31/11/2024	msci.com Média anual dos últimos 5 anos	17,45%
R^2	31/11/2024	br.investing.com	0,55%
Inf_{BR}	16/12/2024	média das taxas de inflação dos últimos 12 meses	4,35%
Inf_{USA}	16/12/2024	média das taxas de inflação dos últimos 12 meses fonte: https://pt.tradingeconomics.com/united-states/inflation-cpi	3,26%
SELIC	16/12/2024	https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic	12,25%
TMA			20,12%

Fonte: Autoria própria.

Estimativa de Investimento.

A obtenção do CAPEX para obtenção das usinas, utilizadas para fins de estimativa dos investimentos foi estimada através dos dados disponibilizados pelo suplemento da consultoria "*Greener*" (primeiro semestre de 2024), dados obtidos estão apresentados nas tabelas 2 e tabela 3.

Tabela 2 – Custos estimados totais por usina fotovoltaica híbrida (consumo local-baterias).

UFV proposta	**16h**
UFV – Poço Dos Dantas	R$ 65.354,55
UFV – Demais SAAs	R$ 32.607,38

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3 – Custos estimados reinvestimentos em baterias.

UFV proposta	**16h**
UFV – Poço Dos Dantas	R$ 29.298,55
UFV – Demais SAAs	R$ 14.578,55

Fonte: Autoria própria.

Resultados do Estudo de Viabilidade

É possível observar graficamente utilizando-se a métrica do "payback" (figuras 3 e 4) que seriam necessários ao menos 13 anos para que os projetos das usinas hibridas apresentem viabilidade.

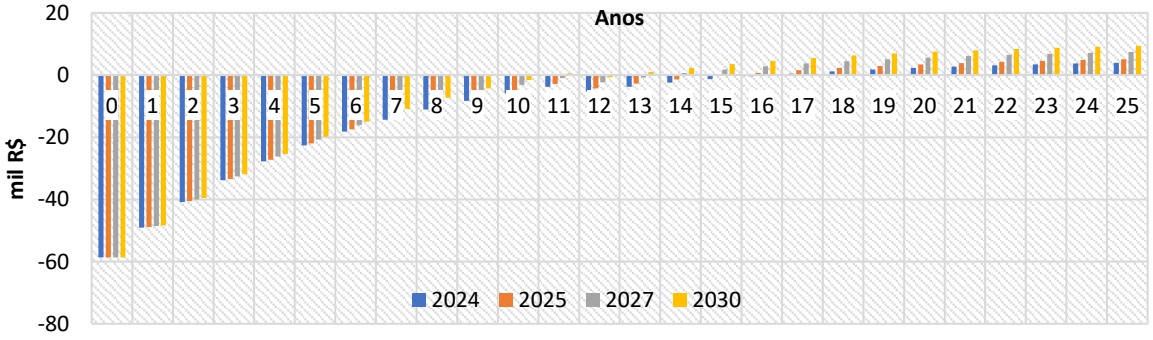


Figura 3 – Curva de "payback" descontado para usina híbrida com sistema de armazenamento local 16h para o Sisar Poço Fundo. Fonte: Autoria própria.

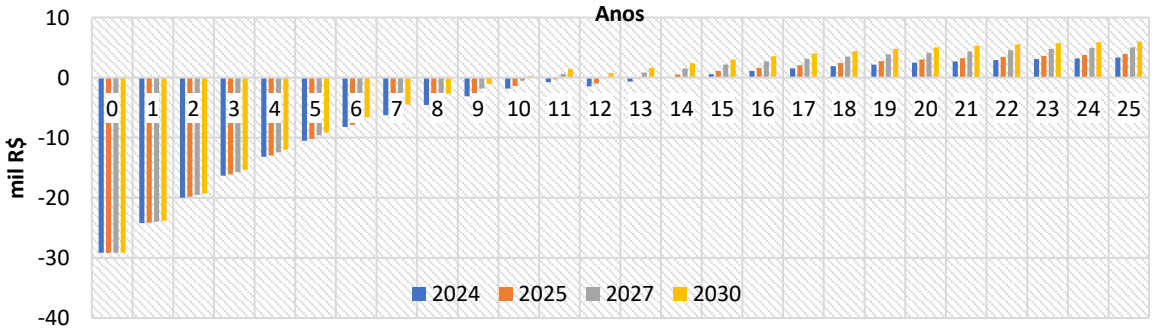


Figura 4– Curva de "payback" descontado para usina híbrida com sistema de armazenamento local 16h – Demais sistemas. Fonte: Autoria própria.

Os indicadores apresentam viabilidade em todos os cenários avaliados (tabela 4 e tabela 5) porém devem ser tratados com cautela tendo em vista o baixo retorno representado pelo VPL e TIRM muito próxima a TMA. Considerando-se os riscos avaliados usinas híbridas podem ser consideradas como tendência futura tendo em vista que apresentam maior performance na ocorrência de maiores custos regulatórios (caso da TUSD Fio B em 2030).

Tabela 4 – Análise de viabilidade para usina híbrida com sistema de armazenamento local operação de 16h diárias – Sisar Poço Fundo.

Indicador	**Valor por TUSD Fio B**				**Unidade**
	2024	**2025**	**2027**	**2030**	
"*Payback*" descontado	16,45	15,29	13,54	12,45	Ano
Valor presente líquido	4	5	7	9	mil R$
TIRM	20,43%	20,51%	20,68%	20,82%	% a.a
VPL CAPEX	59	59	59	59	mil R$
VPL OPEX	16	15	12	10	mil R$
VPL reinvestimento	3	3	3	3	mil R$
VPL total investimento	78	76	74	72	mil R$
Geração total	423	423	423	423	mil kWh
VPL geração	90	90	90	90	mil kWh
VPL economia com energia total	82	82	82	82	mil R$

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5 – Análise de viabilidade para usina híbrida com sistema de armazenamento local operação de 16h diárias – Demais sistemas.

Indicador	**Valor por TUSD Fio B**				**Unidade**
	2024	**2025**	**2027**	**2030**	
"*Payback*" descontado	13,99	11,27	10,	9,78	Ano
Valor presente líquido	3	4	5	6	mil R$
TIRM	20,63%	20,71%	20,88%	21,01%	% a.a
VPL CAPEX	29	29	29	29	mil R$
VPL OPEX	8	7	6	5	mil R$
VPL reinvestimento	2	2	2	2	mil R$
VPL total investimento	39	38	37	36	mil R$
Geração total	218	218	218	218	mil kWh
VPL geração	46	46	46	46	mil kWh
VPL economia com energia total	42	42	42	42	mil R$

Fonte: Autoria própria.

CONCLUSÕES

As vantagens na implantação dos sistemas híbridos se dão pela independência da concessionária local, principalmente relativo a localidades que sofrem com problemas no fornecimento, além da redução dos custos tarifários relativos ao sistema de compensação de energia (pela redução da tarifa TUSD Fio B), reduzindo-se assim o VPL OPEX.

As avaliações realizadas considerando-se regimes de 16h a viabilidade e o ganho de caixa são afetados não apenas pelo custo elevado das baterias, mas também pela sua necessidade de reinvestimento após 12 anos. O regime operacional afeta diretamente a quantidade de baterias necessárias para o sistema, a implantação do sistema mostrou-se viável, porém com elevado risco de prejuízo, dada a TIRM muito próxima da TMA.

Um aspecto relevante é a possibilidade redução da vulnerabilidade do sistema às variações tarifárias de energia elétrica. Em cenários de reajustes frequentes e imprevisíveis, a dependência exclusiva da concessionária torna o sistema financeiramente instável. A geração própria, ao reduzir essa dependência, promove maior previsibilidade orçamentária e maior segurança na gestão do abastecimento, fator decisivo para modelos de gestão comunitária ou autogestionária, frequentemente adotados em áreas rurais do Nordeste.

REFERÊNCIAS

BANCO MUNDIAL. Estudo de Modelos de Gestão de Sistemas Rurais de Abastecimento de Água e Esgotamento Sanitário para o Estado de Pernambuco. Recife, Pernambuco: Banco Mundial, 2018. Disponível em: https://macsbrasil.com.br/wp-content/uploads/2022/10/Livro-Modelos-de-Gestao-de-Saneamento-Rural-Pernambuco.pdf. Acesso em: 23 jan 2026

GREENER. Estudo Estratégico – Estudo Estratégico –Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2° Semestre de 2024. 2024. Disponível em: https://estudo-gd-2025.greener.com.br/. Acesso em: 09 jan 2026

PEREIO, L. E. The valuation of closely-held companies in Latin America. Emerging markets review [S.l.], v. 2/4, p. 330-370, 2001.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J.
G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.
Disponível em: http://doi.org/10.34024/978851700089. Acesso em: 20 fev 2026

ROZA, M. X. T.; ARAÚJO, J. A. MODELOS ASSOCIATIVISTAS DE GESTÃO DE SANEAMENTO RURAL. **Revista de Economia Regional, Urbana e do Trabalho**, *[S. l.]*, v. 9, n. 1, p. 125–149, 2020. DOI: 10.21680/2316-5235.2020v9n1ID21592. Disponível em: https://periodicos.ufrn.br/rerut/article/view/21592.

SANTOS, G. R.; SANTANA, A. S. Gestão Comunitária Da Água: Soluções E Dificuldades Do Saneamento Rural No Brasil. IPEA. **Texto Para Discussão n 2601**. Brasília/DF. 2020. Disponível em: https://repositorio.ipea.gov.br/entities/publication/e6e5f98d-6800-4300-bb65-5d2a332ec9ad. Acesso em: 24 jan. 2024.