



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GET/06

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - 14

GRUPO DE ESTUDO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E DA GESTÃO DA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA- GET

**Complexo Híbrido Renovável em Comunidade Carente
O Ganho Social, Econômico e Ambiental**

**Alexandre Lafranque
Engenho**

**Leontina Pinto (*)
Engenho**

RESUMO

O combate contra as perdas comerciais precisa ser reforçado para garantir a estabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição. Neste trabalho, desenhamos um novo modelo de negócio, focado no uso de geração distribuída em comunidades de baixa renda. Este modelo busca reduzir as perdas comerciais sofridas pelas distribuidoras através da instalação de um complexo híbrido renovável de geração distribuída, garantindo uma renda fixa para a população local com a venda da energia injetada na rede. Dessa forma, contemplamos o consumidor de baixa renda sob uma nova ótica, como um agente cidadão, integrado e ativo do mercado.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Renovável, Geração Distribuída, Perdas Comerciais, Eficiência Energética.

1.0 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Embora o Brasil seja dotado de imensos recursos naturais, a energia ainda é muito cara para grande parte da população. Mesmo considerando o esforço dos programas governamentais – notadamente o “Luz para todos” e tarifa social, pressionadas pelos preços, muitas comunidades veem como corriqueira a prática de furtos de energia – os “gatos”. Não por acaso, muitas distribuidoras sofrem com as chamadas “perdas comerciais” (basicamente furtos de energia). Apenas para exemplificar, as perdas comerciais chegam a 27,4% do consumo total da LIGHT, 24,1% da CELPA e 11,4% da AMPLA. Uma breve observação da lista de projetos de P&D da ANEEL mostra a preocupação com esta realidade, traduzida através dos inúmeros projetos voltados para o controle e a redução de perdas comerciais.

Neste contexto, o combate contra as perdas comerciais precisa ser reforçado para garantir a estabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição e passa pela elaboração de um modelo de negócio inovador, voltado para as áreas carentes apresentando altas índices de perdas comerciais.

Neste trabalho, desenhamos um novo modelo de negócio, focado no uso de geração distribuída em comunidades de baixa renda. Este modelo busca reduzir as perdas comerciais sofridas pelas distribuidoras através da instalação de um complexo híbrido renovável de geração distribuída (geração solar fotovoltaica e incineração de resíduos sólidos urbanos), garantindo uma renda fixa para a população local com a venda da energia injetada na rede. Dessa forma, contemplamos o consumidor de baixa renda sob uma nova ótica, como um agente integrado e ativo do mercado.

(*) Avenida Cândido Portinari, n° 400 – CEP 22.793-312 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 3329-3662 – Email: alexandre@engenho.com

O trabalho baseia-se no conceito do investimento que se paga – não desejamos, de nenhuma forma, o uso de recursos a fundo perdido. Em outras palavras, a ideia não é a doação ou a instalação de equipamentos com qualquer conotação de caridade ou humanitária. Pelo contrário, deseja-se aqui que o consumidor seja atraído por um negócio, que gera renda e é de seu inteiro interesse.

2.0 - UM MODELO DE NEGÓCIO INOVADOR

Com este estudo, desejamos que os consumidores das comunidades carentes deixem o furto de energia e percebam a geração de energia elétrica como uma oportunidade de negócios. Para isso, identificamos os potenciais recursos locais a serem aproveitados para a geração de energia elétrica e elaboramos um modelo de negócios que viabilize a comercialização dessa energia com a distribuidora local. Com isso, buscamos criar uma nova relação entre a distribuidora e os clientes das comunidades carentes, transformando esses consumidores em agentes diretamente integrados ao mercado.

Do ponto de vista da concessionária de energia elétrica, a instalação da geração distribuída dentro das comunidades carentes representa uma tripla oportunidade: (i) a redução das perdas comerciais e (ii) a possibilidade de firmar novos contratos de energia locais e de baixo custo (iii) a transformação do consumidor ilegal em um cidadão integrado à sociedade e um parceiro de negócios.

2.1 Aproveitamento energético dos recursos locais

Queremos aproveitar os recursos naturais (água, sol, vento, biomassa) e recicláveis (resíduos sólidos urbanos) disponíveis nas localidades de implantação do projeto híbrido, avaliando de maneira sistêmica a melhor combinação de recursos para a localidade e minimizando o custo para o consumidor final. Neste trabalho, avaliaremos especificamente o aproveitamento energético dos recursos solar e os resíduos sólidos urbanos.

No Brasil, o recurso solar está ganhando destaque nos últimos anos através da inserção de parques fotovoltaicos de geração centralizada. Atualmente, esses parques fotovoltaicos somam apenas 23 MW de potência instalada, mas a fonte continua crescendo e cerca de 2,90 GW de projetos fotovoltaicos estão em construção (ANEEL, 2017). Tendo um dos maiores potenciais solares do mundo, o Brasil pode democratizar o recurso solar através da massificação da geração distribuída, colocando painéis fotovoltaicos nas casas dos consumidores. O marco regulatório vem se consolidando desde 2012 para que o consumidor possa se beneficiar da energia gerada pelo painel (REN nº482/2012 e REN nº687/2015). Queremos usufruir do potencial solar brasileiro através da instalação de painéis fotovoltaicos nas comunidades contempladas pelo projeto.

Por outro lado, queremos nos deter sobre a gestão do lixo urbano. No Brasil, cerca de 41,3% das 79,9 milhões de toneladas de resíduos sólidos urbanos (RSU) geradas são dispostas em lixões ou aterros que não possuem o conjunto de sistemas e medidas necessários para proteção do meio ambiente contra danos e degradações (ABRELPE, 2015). O aproveitamento energético dos RSU ainda é incipiente no país, apesar de algumas iniciativas locais pontuais (EPE, 2014). Assim como o recurso solar, os RSU representam uma excelente oportunidade de negócio para a geração distribuída e podem ser aproveitados através de soluções de incineração (*waste-to-energy*) ou de biodigestão.

Sendo assim, nosso modelo se concentrará na implantação de um parque híbrido utilizando painéis fotovoltaicos e uma usina de aproveitamento energético de RSU.

2.2 Desenho do modelo de negócios

A ideia deste negócio é que os moradores da comunidade usufruam do parque híbrido autoconsumindo parte da energia gerada e vendendo o restante para os consumidores da distribuidora, injetando esta energia na rede local (conforme ilustrado na Figura 1). Em contrapartida, os moradores da comunidade pagam pela energia consumida – se a autoprodução não for autosuficiente, ressarcindo a distribuidora pela instalação do parque, e recebem uma compensação pela disponibilização dos seus ativos, como por exemplo: aluguel de telhado para geração fotovoltaica e coleta de lixo para aproveitamento energético dos resíduos (conforme ilustrado na Figura 2). Nos próximos parágrafos, detalhamos o desenho do modelo de negócios elaborado neste projeto.

Após a identificação dos recursos naturais exploráveis localmente, dimensionamos um parque híbrido de geração distribuída que atende as necessidades energéticas da comunidade e gera um excedente de energia a ser vendido para os clientes da distribuidora. Em um primeiro momento, a distribuidora instala o parque híbrido na comunidade, garantindo a adequação e interoperabilidade dos equipamentos com a rede centralizada. A distribuidora é responsável pela operação e manutenção dos equipamentos ao longo da vida útil do parque híbrido e pode terceirizar esses serviços à própria comunidade, gerando empregos especializados localmente (especificamente para manutenção e fiscalização dos equipamentos instalados).

Parte da energia gerada pelo parque híbrido é autoconsumida na comunidade e o excedente é injetado na rede local. Com isso, os clientes da concessionária – e a sociedade em geral – pagam pela energia distribuída injetada na rede e usufruem de uma energia limpa, local e de baixo custo. A tarifa incentivada da energia comprada do parque híbrido embute o ressarcimento da instalação e a manutenção do parque, além de uma renda aos moradores da comunidade pela disponibilização dos seus ativos.

Na comunidade, o consumo é suprido em parte pelo parque híbrido e é complementado pela rede da concessionária local. A energia consumida da rede é paga pelos moradores a uma tarifa social (ilustrado na Figura 2), criando uma relação de confiança entre a distribuidora e a comunidade. Assim, espera-se legalizar o consumo das comunidades carentes e reduzir drasticamente as perdas comerciais nessas localidades.

Em suma, o desenho de negócios elaborado garante que o balanço entre a venda de energia distribuída via tarifa incentivada e o pagamento da energia consumida da rede com a tarifa social resulta em uma compensação financeira positiva para os moradores da comunidade. Deste modo, o parque híbrido se torna uma fonte de renda para as comunidades carentes.

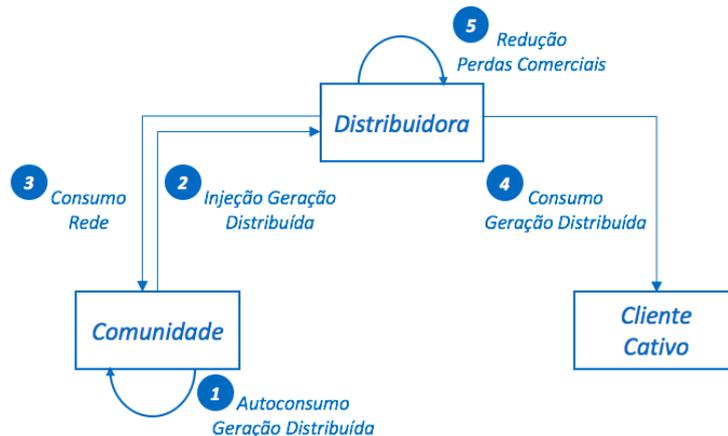


FIGURA 1 – Fluxo energético do modelo de negócios

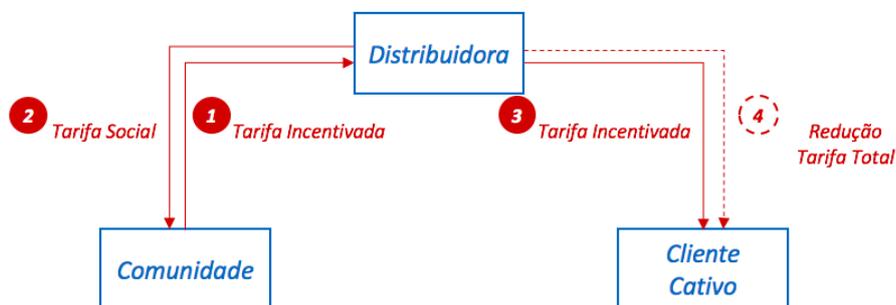


FIGURA 2 – Fluxo financeiro do modelo de negócios

Enquanto o marco regulatório brasileiro vigente de geração distribuída impõe um balanço mensal entre a energia injetada e energia consumida da rede sem distinção de custo entre esses fluxos¹, nosso modelo diferencia o preço da energia injetada pelo parque híbrido e o da energia consumida da rede de baixa tensão, garantindo uma renda para os moradores da comunidade. O agente da comunidade carente percebe o valor da energia consumida e identifica os potenciais de ganho pela energia gerada, portanto ele busca reduzir seu consumo da rede elétrica para maximizar seu lucro com a energia vendida. Assim o consumidor se torna um gerador distribuído renovável, perto dos locais de grande consumo urbano, e passa a consumir de maneira eficiente e responsável a energia da rede.

Por fim, espera-se que este modelo de negócios resulte na redução das tarifas finais dos consumidores cativos da distribuidora. As perdas comerciais reconhecidas pela ANEEL são pagas pelos consumidores ao preço médio da cesta de contratos da distribuidora e impactam diretamente as tarifas dos consumidores cativos. Com o parque híbrido, o consumidor cativo deixa de pagar o furto de energia, vê reduzidas as perdas técnicas, economiza novos contratos de leilões e passa a promover a inclusão social.

¹ O sistema de compensação de energia elétrica foi implantado pela ANEEL através da REN nº482/2012 e consolidado com a REN nº687/2015.

3.0 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO

O modelo de negócios desenhado corresponde a um modelo de otimização que busca minimizar o custo da energia vendida pelo parque híbrido ao consumidor final, garantindo o retorno sobre investimento para a distribuidora, e proporcionando uma renda para a comunidade. Neste trabalho, aplicamos nosso modelo a um parque híbrido comportando painéis fotovoltaicos e uma usina de incineração de lixo, assegurando uma remuneração para a comunidade carente vindo do aluguel dos telhados e da venda de lixo para a usina de RSU:

$$\min C_{PV} \cdot GV_{PV} + C_{RSU} \cdot GV_{RSU}$$

Sujeito a:

1. $C_{PV} \cdot GV_{PV} \geq CAPEX_{PV} + OPEX_{PV} + R_{telhado}$
2. $C_{RSU} \cdot GV_{PV} \geq CAPEX_{RSU} + OPEX_{RSU} + R_{lixo}$
3. $GV_{PV} + GV_{RSU} = GT_{PV} + GT_{RSU} - AC_{PV}$
4. $C_{PV} \cdot GV_{PV} + C_{RSU} \cdot GV_{RSU} = P_{comunidade} \cdot CONS_{comunidade} + R_{telhado} + R_{lixo}$
5. $GV_{PV} \leq GT_{PV}$
6. $GV_{RSU} \leq GT_{RSU}$

Onde:

- C_{PV} : preço de venda da geração fotovoltaica, embutindo o ressarcimento da distribuidora pela instalação e manutenção dos equipamentos, além do aluguel do telhado dos moradores da comunidade;
- C_{RSU} : preço de venda da geração de RSU, embutindo o ressarcimento da distribuidora pela instalação e manutenção dos equipamentos, além da compra do lixo dos moradores;
- GV_{PV} : energia fotovoltaica vendida aos consumidores da distribuidora;
- GV_{RSU} : energia de RSU vendida aos consumidores da distribuidora;
- GT_{PV} : energia fotovoltaica total gerada pelos painéis instalados na comunidade, ao longo da vida útil dos equipamentos²;
- GT_{RSU} : energia de RSU total gerada pela usina de incineração de RSU durante sua vida útil;
- AC_{PV} : energia gerada pelo parque híbrido e autoconsumida pela comunidade carente;
- $CAPEX_{PV}$: montante despendido pela distribuidora para adquirir os equipamentos fotovoltaicos (módulos solares, inversores, cabos, proteções, impostos, etc...);
- $OPEX_{PV}$: despesas operacionais da distribuidora para certificar a manutenção do parque fotovoltaico durante sua vida útil;
- $CAPEX_{RSU}$: montante investido pela distribuidora para adquirir a usina de incineração de RSU;
- $OPEX_{RSU}$: despesas operacionais da distribuidora para a manutenção da usina de incineração de RSU;
- $R_{telhado}$: valor recebido pelo morador da comunidade pelo aluguel do seu telhado;
- R_{lixo} : valor recebido pelo morador da comunidade pela venda do seu lixo à usina de incineração de RSU;
- $CONS_{comunidade}$: consumo de energia elétrica da comunidade;
- $P_{comunidade}$: preço pago pelos moradores da comunidade pela energia consumida.

Como já indicado, o objetivo dessa função é minimizar o custo para o consumidor final, buscando os preços e as quantidades ótimas de energia vendidas pelo parque híbrido. A restrição (1) indica que o preço de venda do painel fotovoltaico embute o investimento inicial realizado pela distribuidora (CAPEX), além das futuras despesas operacionais (OPEX) e do aluguel do telhado pelos moradores. Na mesma linha, (2) faz com que o preço de venda da usina de incineração de RSU inclua o CAPEX o OPEX da usina, além da compra de lixo aos moradores da comunidade. A equação (3) traduz o balanço energético do parque híbrido, ou seja, assegura que a quantidade de energia vendida pelo parque híbrido iguale a geração total menos o consumo da comunidade. A equação (4) é um balanço de custos e diz que o que o morador da comunidade ganha com a venda de energia é igual ao que paga pela energia consumida mais uma renda (proveniente do aluguel do seu telhado e da venda de RSU). Por fim, as equações (5) e (6) asseguram que as quantidades de energia vendidas pelas duas fontes do parque híbrido não ultrapassem suas respectivas gerações totais. Todas as equações consideradas neste modelo trabalham sobre o período total de 30 anos de vida útil do parque híbrido.

² Consideramos uma vida útil de 30 anos para os painéis fotovoltaicos e a usina de incineração de RSU.

Este modelo de otimização ainda é preliminar e não avalia diversas vertentes do problema como a redução das perdas não técnicas, os incentivos gerados pela instalação do parque híbrido (empregos locais gerados, redução da inadimplência, rendas, etc...), ou ainda os impostos arrecadados. Essa primeira versão do modelo de otimização constitui uma base para futuros estudos.

4.0 - DIMENSIONAMENTO DO PARQUE HÍBRIDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Simulamos a viabilidade do parque híbrido para a comunidade de Santa Marta, no Rio de Janeiro, caracterizada através do Censo 2010 do IBGE - população estimada em 3.913 habitantes e área total igual a 53.706 m². Estimamos o consumo da comunidade em 2.915 MWh/ano. Neste item, desenhamos o complexo híbrido para garantir a autossuficiência energética da Santa Marta e gerar um excedente de energia para a rede local.

4.1 Incineração de resíduos sólidos urbanos

Primeiro, utilizamos o lixo gerado pela comunidade da Santa Marta para tornar esses resíduos uma fonte de renda para os consumidores. De acordo com dados da ABRELPE (2015) e do IBGE (2010), estima-se que Santa Marta gera em torno de 1.493 toneladas de RSU por ano. Os diferentes itens que compõem os RSU (matéria orgânica, papel, plásticos, etc...) possuem seu próprio valor energético e precisam ser mapeados com cuidado para calcular seu valor energético.

Seguindo a metodologia desenvolvida pela EPE (2008), estimamos a composição gravimétrica dos RSU da comunidade e calculamos um aproveitamento de 890 MWh/ano para 100% dos RSU gerados, considerando a incineração dos RSU e uma conversão termodinâmica através de uma turbina a ciclo Rankine tradicional³. Com isso, a usina de incineração de RSU consegue atender cerca de 30,5% das necessidades energéticas da Santa Marta⁴. Para tornar a comunidade autossuficiente em energia, será preciso completar este total com painéis fotovoltaicos.

O dimensionamento da usina de incineração de RSU é descrito como:

$$P_{RSU} = \frac{Q_{RSU} \cdot \sum_n P_{cal_n} \cdot \rho_n}{FC_{RSU} \cdot H_{ano}}$$

Onde:

- P_{RSU} : capacidade instalada (em MW) da usina de incineração de RSU;
- Q_{RSU} : quantidade de lixo gerado anualmente pela Santa Marta (em t/ano);
- P_{cal_n} : poder calorífico dos diferentes itens compondo os RUS (em kcal/kg);
- ρ_n : composição gravimétrica dos RSU na comunidade;
- FC_{RSU} : fator de capacidade da usina;
- H_{ano} : número de horas por ano

Dessa forma, a incineração de 100% dos RSU da Santa Marta deve ser atendida por uma pequena usina de 135 kW, considerando um fator de capacidade de 75%⁵. Do ponto de vista econômico, nossa estimativa de investimento se baseia no levantamento da IEA (2015), resultando em um custo estimado de R\$ 22,08 mil/kW para uma usina de incineração de RSU⁶. Assim, o CAPEX da usina de Santa Marta fica em torno de R\$ 2,99 milhões e o OPEX em R\$ 897 mil⁷.

4.2 Aproveitamento do recurso solar

O parque fotovoltaico de geração distribuída desenhado é dimensionado para completar a geração da usina de incineração de RSU e assim cobrir as necessidades energéticas da comunidade da Santa Marta (durante um período de trinta anos⁸), além de gerar um excedente de energia para a rede. Avaliamos o potencial solar da localidade, de acordo com os dados de irradiação solar fornecidos pelo SWERA (2006) e dimensionamos o parque fotovoltaico, de acordo com a seguinte expressão:

³ Uma turbina a ciclo Rankine tem uma eficiência considerada em torno de 20%.

⁴ O consumo da comunidade foi estimado a partir de dados de população do bairro e do consumo per capita esperado na região sudeste.

⁵ O valor de 75% constitui uma média dos valores encontrados em IEA (2015).

⁶ Essa estimativa inclui uma taxa de câmbio de 3,30 R\$/USD.

⁷ Da mesma forma que no caso do parque fotovoltaico, o OPEX ficou estimado em 1% ao ano do CAPEX sobre o período de 30 anos de vida útil.

⁸ Nossos cálculos levam em consideração uma degradação anual da geração dos painéis fotovoltaicos. Assim, o parque fotovoltaico conseguiria atender 100% das necessidades energéticas no primeiro ano de geração e enfrentaria uma degradação anual de 0,5% da performance dos painéis ao longo da vida útil.

$$P_{PV} = \frac{C_{ano}}{\frac{\gamma_r}{24} \cdot \delta \cdot H_{ano}}$$

Onde:

- P_{PV} : capacidade instalada (em MW) do parque fotovoltaico;
- C_{ano} : consumo estimado para a comunidade (em MWh/ano);
- γ_r : produtividade de referência no Rio de Janeiro⁹ (em kWh/m²/dia);
- δ : desempenho global de um painel fotovoltaico¹⁰;
- H_{ano} : número de horas por ano

Para torna a comunidade de Santa Marta autossuficiente, dimensionamos um parque fotovoltaico de 1,5 MWp. Com isso, seria preciso cobrir cerca de 10,5 mil m² com os painéis fotovoltaicos. O custo do parque fotovoltaico foi estimado seguindo a metodologia desenvolvida pela ABINEE (2012). Nossa estimativa integra o custo dos equipamentos (módulo, inversores e demais materiais), alguns custos adicionais (frete, despachante, custos de internalização e taxas diversas), além dos diversos impostos incidentes sobre a compra do material (imposto de importação, imposto de produtos industrializados, ICMS, PIS e COFINS). Com isso, chegamos a um preço final de 5,6 R\$/Wp. Para a comunidade da Santa Marta, o CAPEX ficaria em torno R\$ 8,5 milhões e o OPEX em torno de R\$ 2,7 milhões¹¹. Aqui não foi considerado nenhum ganho de escala pela construção do parque fotovoltaico. A Tabela 1 sintetiza os diferentes valores calculados ao longo do desenho do projeto híbrido da comunidade da Santa Marta.

Tabela 1 – Dimensionamento do parque híbrido renovável da comunidade da Santa Marta

Fonte	Parâmetro	Valor
Comunidade Santa Marta	População Por Bairro (hab)	3.913
	Número de pessoas por domicílio (hab/dom)	2,9
	Consumo (MWh/ano)	2.915
Parque Fotovoltaico	Capacidade Instalada (kWp)	1.534
	Geração Total (MWh)	60.805
	Área Necessária (m ²)	10.488
	Investimento CAPEX (R\$ mil)	8.548
	Investimento OPEX (R\$ mil)	2.564
Incineração de RSU	Lixo Coletado (%)	100%
	Capacidade Instalada (kW)	135
	Geração Total (MWh)	26.689
	Investimento CAPEX (R\$ mil)	2.990
	Investimento OPEX (R\$ mil)	897

5.0 - RESULTADOS DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Neste item, testamos o modelo de otimização considerando o dimensionamento do parque híbrido para a comunidade de Santa Marta. A Tabela 2 sintetiza os resultados dessas simulações. O primeiro cenário avalia os resultados do modelo considerando que não haja nenhuma renda para a comunidade, mas apenas o ressarcimento do valor investido pela distribuidora dentro de um horizonte de 30 anos. Neste caso, o preço de venda da geração fotovoltaica e da incineração de RSU ficaram respectivamente em 279 R\$/MWh, e 147 R\$/MWh, e os volumes vendidos para a distribuidora ficaram em 39,9 GWh para o parque fotovoltaico e 26,7 GWh para a usina de RSU (somado no período de 30 anos). Por sua vez, a tarifa social paga pela comunidade ficou em 226 R\$/MWh.

Neste cenário, a distribuidora consegue mitigar as perdas comerciais da comunidade (pois o morador paga pela energia consumida da rede) e garante o ressarcimento do investimento do parque híbrido. O cliente cativo paga por uma energia renovável local de baixo custo e o morador da comunidade tem uma conta de energia zerada no final do mês, dado que a venda de energia distribuída compense o custo da energia consumida da rede. O custo total do projeto para o consumidor final é de R\$ 15,0 milhões em 30 anos, sendo R\$ 1 milhão inferior com aquilo que seria gasto para cobrir o custo das perdas comerciais da comunidade no mesmo período (estimado em R\$ 16,0 milhões¹² para a comunidade da Santa Marta). Isto sem levar em consideração que este projeto traz benefícios

⁹ γ_r representa o número de horas equivalentes de irradiância igual a 1000 W/m² na localidade selecionada.

¹⁰ Consideramos um desempenho global de 75% de acordo com a literatura.

¹¹ O OPEX ficou estimado em 1% ao ano do CAPEX sobre o período de 30 anos de vida útil do parque fotovoltaico.

¹² Considerando um furto de 2.915 MWh/ano a um preço de 183 R\$/MWh (equivalente ao preço médio da cesta de contratos da Light).

diretos para o consumidor e indiretos para a sociedade como um todo (contrato de energia nova, redução de tarifa final, geração de empregos, valorização social da comunidade).

Tabela 2 – Resultados das simulações

Cenário	R _{telhado} (R\$/mês)	R _{lixo} (R\$/mês)	C _{PV} (R\$/MWh)	GV _{PV} (MWh)	C _{RSU} (R\$/MWh)	GV _{RSU} (MWh)	P _{comunidade} (R\$/MWh)	Custo Total (R\$ milhões)
1	0	0	279	39.895	147	26.689	226	15,0
2	5	5	339	39.895	238	26.689	226	19,9
3	10	10	400	39.895	329	26.689	226	24,8
4	15	15	461	39.895	420	26.689	226	29,6
5	20	20	522	39.895	511	26.689	226	34,5
6	25	25	583	39.895	602	26.689	226	39,3
7	30	30	644	39.895	693	26.689	226	44,2
8	35	35	705	39.895	784	26.689	226	49,0
9	40	40	766	39.895	875	26.689	226	53,9
10	45	45	826	39.895	966	26.689	226	58,8
11	50	50	887	39.895	1.057	26.689	226	63,6

Em um segundo momento, testamos cenários com diferentes níveis de renda para a comunidade carente e os impactos sobre o custo total do projeto para os consumidores da concessionária de distribuição. Considerando o cenário 2, supomos uma renda mensal de 5 R\$/mês pelo aluguel do telhado e 5 R\$/mês pela coleta de lixo, o morador da comunidade espera uma renda total de 10 R\$/mês com a geração do parque híbrido. Para o consumidor cativo da distribuidora, a tarifa incentivada da geração fotovoltaica subiu para 339 R\$/MWh e a tarifa da incineração de RSU subiu para 238 R\$/MWh. Os volumes cedidos pelo parque híbrido são de respectivamente 39,9 GWh para o fotovoltaico e 26,7 GWh para o RSU. O custo total para o consumidor final neste cenário é de R\$ 19,9 milhões sobre o período de 30 anos, ou seja R\$ 4,9 milhões a mais em comparação com o cenário anterior. Neste sentido, o serviço de disponibilização do telhado e de coleta de lixo na comunidade custa ao consumidor cativo em torno de R\$ 163 mil por ano.

Os demais cenários simulam rendas maiores para o morador da comunidade e nos informam sobre os impactos para o consumidor final da distribuidora, chegando até um patamar de R\$ 63,6 milhões para uma renda de 100 R\$/mês. Assim, demonstramos a viabilidade econômica financeira deste negócio, na medida em que a redução das perdas comerciais se faz com a emergência de um novo contrato para o consumidor cativo e a geração de renda para o morador da comunidade.

6.0 - CONCLUSÃO

Embora este projeto ainda esteja em sua fase de desenho inicial, já podemos afirmar que ele oferece vários ganhos, que permeiam as áreas social, ambiental e econômica, gerando, dentre outros benefícios:

- A redução de perdas para a distribuidora e seus clientes, que passam a pagar não pelo furto mas pela energia distribuída e sustentável, gerada localmente e trazendo um ganho social inovador e transformador;
- O incentivo ao consumidor de baixa renda, tirando-o da zona da ilegalidade e levando-a para o campo do empreendedorismo e da renda;
- A geração de toda uma cadeia de renda e emprego, beneficiando principalmente o emprego local através da formação de mão de obra técnica especializada (manutenção de equipamentos, construção civil, instalações elétricas, etc.);
- O aumento da penetração da geração distribuída, com claros ganhos para a sustentabilidade ambiental.

Para além dos resultados imediatos, este novo modelo de negócios poderá tornar-se um laboratório de geração distribuída para as concessionárias, em um momento de posicionamento estratégico das empresas do setor elétrico sobre o negócio da geração de pequeno porte.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Brasil, 2012.
- (2) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS. Panorama dos Resíduos Sólidos Urbanos no Brasil. Brasil, 2015.
- (3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº482/2012. Brasil, 2012.
- (4) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº687/2015. Brasil, 2015.
- (5) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº266/2015 - Processo: 48500.000237/2013-17 2015. Brasil, 2015.
- (6) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações de Geração. Brasil, 2017.
- (7) ARAÚJO, A. C., SIQUEIRA C. A. Considerações sobre as Perdas na Distribuição de Energia Elétrica, XVII Seminário Nacional de Energia Elétrica, Belo Horizonte. Brasil, 2006.
- (8) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica DEN 06/08 – Avaliação Preliminar do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos de Campo Grande. Brasil, 2008.
- (9) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Economia e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos. Brasil, 2014.
- (10) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Projected Costs of Generating Electricity. França, 2015.
- (11) INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Censo Demográfico 2010. Brasil, 2017.
- (12) SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Brasil, 2006.
- (13) WORLD BANK. World Development Indicators. EUA, 2017.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alexandre Lafranque é aluno de Doutorado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e pesquisador da Engenho Pesquisa Desenvolvimento e Consultoria Ltda. É formado em Engenharia Elétrica pela École Nationale Supérieure d'Électrotechnique, d'Électronique, d'Informatique, d'Hydraulique et des Télécommunications (França, 2012) e Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento pelo Instituto de Economia da UFRJ (2015). Foi pesquisador do GESEL (2013-2015), onde realizou pesquisas na área de regulação tarifária, evolução dos paradigmas de consumo e mobilidade elétrica, e engenheiro da EDF (2012), onde atuou na modelização a curto e médio prazo das perdas na rede de distribuição francesa.

Leontina Pinto possui graduação em Graduação Em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1979) e doutorado em Matemática Aplicada pelo Instituto de Matemática da Universidade Federal do Rio de Janeiro (1990). Tem décadas de experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: operação, planejamento, confiabilidade, segurança (incluindo fenômenos geomagnéticos), mercados de energia, tarifação, negócios, previsão de cenários, hidrologia e climatologia.