

# Optimal Selection of Photovoltaic Generation for a Community of Electricity Prosumers

R. Lotero, *Member, IEEE*, and H. de Souza

**Abstract**—In Brazil, in the last five years there has been a significant growth of photovoltaic generation installed in the consumer side of meters, the so-called prosumers. However, most of these installations occur in an individual way, as self-consumption, with net-metering billing. The possibility of forming a community grouping several consumer units is little used. This paper analyzes the economic benefit obtained by prosumers acting individually and by prosumers grouped in a community when investing in photovoltaic generation. A mixed integer linear programming model was used to select photovoltaic generation systems, considering the Brazilian net-metering billing, in order to minimize the annualized total cost to meet the demand of the prosumers. Tests were conducted for prosumers connected individually and in communities, for two tariff modalities, conventional and time of use. The results show that there is an increase in the economic benefit obtained by some of the individually connected prosumers when they install photovoltaic generation. However, when the option is to form a community the economic benefit can be 120% higher.

**Index Terms**—Net-metering, Prosumer, Prosumers Community, Photovoltaic Generation.

## I. INTRODUÇÃO

NO Brasil, a Resolução Normativa N° 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [1]. A Resolução Normativa N° 687 da ANEEL aprimora a resolução anterior, reduzindo as barreiras para a inserção da geração distribuída ao permitir o acesso de prosumidores ao sistema de distribuição, seja de maneira individual ou agrupados [2]. Como resultado, a quantidade de unidades de micro e minigeração de energia no Brasil já é superior a 60 mil [3]. Embora essa quantidade seja significativa, foi estimado que no ano 2024 haverá mais de 1,2 milhão de consumidores produzindo energia elétrica através de geração distribuída [4].

Um aspecto relevante da legislação é a possibilidade de agrupamento, na forma de condomínio, consórcio ou cooperativa, e de autoconsumo remoto.

Neste último caso, uma unidade consumidora que não dispõe de área para instalar um sistema fotovoltaico (PV) pode gerar energia elétrica em outro local, utilizando essa energia para compensar o consumo da citada unidade consumidora, sendo necessário que as duas unidades estejam na mesma área de concessão da distribuidora.

Na modalidade empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada é permitida a criação de um condomínio, cooperativa ou consórcio, sendo possível instalar um gerador comunitário em local distinto do ponto de consumo de qualquer um dos condôminos, cooperativados ou consorciados [2].

Portanto, os prosumidores podem se integrar de forma individual à rede da distribuidora, compartilhando energia com a mesma, com as decisões baseadas apenas nas percepções individuais [5]. Outro método consiste em formar um grupo simples de prosumidores, dando visibilidade no mercado ao conjunto de pequenos recursos energéticos distribuídos [6][7]. No agrupamento simples existem prosumidores com os mais diversos padrões de consumo, tecnologias de geração e quantidade de energia disponível para fornecer à rede. Essa forma de atuação coletiva permite aumentar a quantidade de energia que pode ser negociada com a distribuidora, podendo se comprometer a ofertar uma quantidade mínima requerida pela mesma. Entretanto, esse limite mínimo ofertado pode não ser alcançado caso os prosumidores individuais não tenham o incentivo adequado para atingir determinadas metas, ou porque existem determinadas ações com as quais o prosumidor não pode lidar individualmente ou apenas com altos custos, devendo ser apoiado por uma comunidade.

A comunidade agrupa ativos dos seus membros para alcançar de maneira eficiente um objetivo comum, o qual deu origem à ideia de comunidades de prosumidores orientadas por objetivos [8]-[10]. Dentro da comunidade há interação entre os componentes do grupo, e com a empresa distribuidora local através do gateway da comunidade. Este último é um componente inteligente, atuando como um operador virtual, que conecta a rede da distribuidora com os dispositivos inteligentes de cada fonte de energia que pertence à comunidade.

Um prosumidor, atuando de forma individual ou agrupado, deseja atender seu consumo de energia elétrica com o menor custo possível, considerando a opção de comprar energia da distribuidora local e de investir em um sistema de geração. Também pode-se admitir a possibilidade de venda de excedentes, porém no Brasil somente é permitida a compensação dos mesmos [1]. Nesse sentido, o principal desafio para uma comunidade de prosumidores é determinar a combinação ótima de op-

H. F. Souza é mestrando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação – PGEEC da UNIOESTE Campus Foz do Iguaçu (e-mail: hudson\_ferracin@hotmail.com).

R. C. Lotero é Professor Associado do Curso de Engenharia Elétrica da UNIOESTE Campus Foz do Iguaçu e faz parte do corpo docente do PGEEC (e-mail: roberto.lotero@unioeste.br).

ções de oferta de energia, selecionando as tecnologias e o tamanho das unidades de geração, e indicando de que forma pode ocorrer a gestão energética dessas unidades ao longo da sua vida útil.

Vários autores abordam o problema de seleção e operação de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) considerando que o excedente de energia produzido pode ser comercializado através da distribuidora. Em alguns desses trabalhos é tratado o problema de unidades consumidores individuais [11]-[16] e em outros é considerado o problema de uma comunidade agrupada em uma microrrede [17]-[19]. Em [20] é tratado o problema específico da determinação ótima da capacidade de um sistema PV para comunidades de prosumidores, considerando a possibilidade de venda dos excedentes produzidos. Em [21] é apresentado um modelo de otimização que permite analisar como o desenho da tarifa feed-in afeta o tamanho ótimo do sistema PV de um prosumidor atuando de forma individual e em [22] é determinado o investimento ótimo em sistemas fotovoltaicos e baterias para prosumidores individuais e agrupados em comunidades, considerando as tecnologias mencionadas como variáveis contínuas e que os consumidores e prosumidores negociam a energia localmente utilizando o mecanismo *peer-to-peer* [23]. A viabilidade de utilizar esse mecanismo de negociação é avaliada na referência [24], na qual é apresentado um modelo matemático de otimização que maximiza o benefício econômico de uma comunidade de prosumidores, ao longo de um horizonte de 24 horas, ao utilizar um conjunto fotovoltaico-baterias.

Outros trabalhos encontrados na literatura avaliam o benefício econômico de um sistema PV em comunidades de prosumidores autossuficientes [25][26], com balanço energético de soma zero. Nos dois trabalhos citados são utilizados modelos de simulação para avaliar diferentes alternativas de investimento, porém não permitem selecionar a alternativa ótima dentre um conjunto de possibilidades. Também podem ser encontrados vários trabalhos que apresentam modelos para a operação ótima de REDs em comunidades de prosumidores, porém sem considerar o mecanismo de compensação nem a seleção ótima de um sistema PV, o qual se considera que já está instalado [27]-[31].

O compartilhamento de um sistema PV em uma comunidade de prosumidores é investigado em [32], o qual avalia os benefícios obtidos sob diferentes mecanismos tarifários, incluindo o mecanismo de compensação. O interessante deste trabalho é que utiliza a teoria dos jogos cooperativos para a alocação dos custos e benefícios entre os participantes da comunidade, porém não indica o tamanho ótimo da unidade de geração PV. Finalmente, em [33] é feita uma revisão dos trabalhos que tratam da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos contemplando o mecanismo de compensação de acordo com a regulação brasileira, porém em nenhum dos trabalhos citados é considerada a possibilidade de agrupamentos e também não é feita a análise de diferentes estruturas tarifárias. No mesmo trabalho é determinado o mínimo consumo mensal de eletricidade em uma residência para tornar viável o investimento em um sistema PV.

Dado o contexto anterior, fica clara a necessidade de determinar a viabilidade de investir em um sistema fotovoltaico por parte de uma comunidade de prosumidores que opte pelo sistema de compensação, sob diferentes estruturas tarifárias para

compra de energia da rede. Assim, a principal contribuição associada ao modelo apresentado neste artigo é a representação do sistema de compensação de energia (*net-metering*) para o caso brasileiro. No entanto, o foco está na seleção ótima de unidades de geração PV para uma comunidade de prosumidores, a qual também é uma contribuição deste trabalho em relação aos encontrados na literatura. Outra contribuição está relacionada com a avaliação de diferentes estruturas tarifárias (convencional e tarifa branca) juntamente com o sistema de compensação de excedentes de energia aplicado no Brasil.

O artigo está organizado da seguinte maneira. Na seção II é apresentado o modelo matemático proposto e na seção III são apresentados os resultados obtidos e as discussões dos mesmos. Finalmente, na seção IV estão as conclusões e as perspectivas do presente trabalho.

## II. MODELO MATEMÁTICO

O modelo desenvolvido neste trabalho é do tipo linear inteiro misto, implementado em GAMS (*General Algebraic Modeling System*) [34] e resolvido com o solver CPLEX [35]. O objetivo é minimizar o custo anualizado de investimento (aquisição e instalação) e uso dos recursos energéticos distribuídos e o custo de compra de energia e disponibilidade da distribuidora, considerando a possibilidade de compensação de excedentes. A alternativa ótima de sistema PV é escolhida de uma lista com diversos tamanhos de unidades, das quais se conhece os custos de investimento, operação e manutenção, a potência nominal e a vida útil. Também é necessário conhecer a estrutura tarifária da distribuidora e a modalidade na qual se enquadra o prosumidor, a curva de irradiação solar típica em cada mês do ano na localidade onde será implantado o sistema PV, e a taxa de atratividade esperada do investimento.

O comportamento da demanda ao longo do ano é representado por uma curva típica de dia de semana e uma de final de semana, para cada mês do ano, sendo cada dia discretizada em 24 períodos de uma hora. Desta forma, a energia consumida ou produzida no decorrer de uma hora será considerada com uma potência constante, que corresponde ao valor médio nessa hora.

Um dos resultados fornecidos pelo modelo é o tamanho do sistema PV, ou conjunto deles, com o correspondente custo de investimento. Também é obtido o custo total esperado, em [R\$/ano], para que o prosumidor consiga atender o consumo de energia elétrica; a quantidade de energia comprada da distribuidora e a gerada localmente pelas unidades PVs em cada hora dos dias típicos de cada mês ao longo do ano; e a quantidade de energia disponível para ser compensada.

Com o fim de facilitar o entendimento do modelo matemático, primeiramente é apresentada a listagem da nomenclatura utilizada.

### Índices

$h$	Hora do dia
$hf$	Hora fora de ponta
$hi$	Hora intermediária
$hp$	Hora de ponta
$i$	Tecnologias de geração

$m$	Meses do ano
$p$	Tipos de dia: semana ( $sem$ ) e final de semana ( $fsem$ )
$t$	Postos tarifários

#### Parâmetros

$CD_m$	Custo da disponibilidade para cada mês do ano [R\$]
$CFMO_i$	Custo fixo de manutenção e operação de cada tecnologia $i$ [R\$/kW]
$D_{m,p,h}$	Potência demandada pelo prosumidor em cada hora $h$ , de cada dia típico $p$ , no mês $m$ [kW]
$FA$	Fator de ajuste utilizado para ponderar a energia gerada em um posto tarifário e consumida em um posto tarifário diferente
$FC_{m,h}$	Fator de capacidade que indica a potência máxima que pode gerar o sistema fotovoltaico em cada hora $h$ de cada mês $m$
$Int$	Taxa mínima de atratividade do investimento [%]
$INV_i$	Custo de Investimento na unidade $i$ [R\$]
$CAP_i$	Potência máxima da unidade $i$ [kW].
$ND_p$	Quantidade de dias por mês para cada tipo $p$ .
$RD$	Recurso disponível para investimento [R\$].
$TCE$	Tarifa de compra de energia [R\$/kWh].
$VU_i$	Vida útil da unidade de geração $i$ [anos].

#### Variáveis

$DM_{m,h,p}$	Potência com a qual é fornecida energia pela distribuidora em cada hora $h$ , do dia típico $p$ , no mês $m$ [kW].
$X_i$	Variável binária que é igual a 1 quando a unidade de geração $i$ é selecionada.
$G_{i,m,h,p}$	Potência com a qual é gerada energia pela unidade $i$ , no mês $m$ e hora $h$ do dia típico $p$ [kWh].
$GC_{m,p,t,h}$	Energia proveniente do posto tarifário $t$ a compensar na hora $h$ , do dia típico $p$ do mês $m$ [kWh].
$EC_t$	Energia acumulada em cada posto tarifário $t$ .

Na equação (1) é apresentada a função objetivo a ser minimizada.

$$z = \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} \sum_{p=sem}^{fsem} ND_p * (DM_{m,h,p} * TCE_{m,h,p}) + \sum_{i=1}^N X_i * \{CFMO_i + INV_i * [Int / (1 - (1 + Int)^{VU_i})]\} \quad (1)$$

O primeiro termo representa os custos com a compra de energia elétrica em cada hora  $h$ , nos dias típicos  $p$  (semana e final de semana), de cada mês  $m$ . O segundo termo se refere ao custo associado à unidade  $i$  de geração PV, incluindo o custo anual fixo de manutenção e operação e o custo de investimento anualizado. Sendo  $X_i$  uma variável binária que é igual a 1 quando a unidade  $i$  é selecionada. No fator de anualização é utilizada a vida útil da tecnologia que está sendo avaliada e a taxa mínima de atratividade especificada pelo prosumidor.

No Brasil, a Resolução Normativa N° 482 [1] define o sistema de compensação de energia elétrica como sendo um arranjo em

que a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. A prioridade é compensar o consumo mensal dentro do mesmo posto tarifário (ponta, intermediário ou fora de ponta). Caso ocorra sobra, o saldo será então utilizado para compensar o consumo em outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste.

Para incluir no modelo o mecanismo de compensação descrito, considera-se que a energia excedente gerada localmente é cedida à distribuidora (“armazenada”) em três postos tarifários (em consonância com a tarifa branca no Brasil), ponta, fora de ponta e intermediário, aqui denominados  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ , respectivamente. Pode ser observado na Fig. 1 que a energia excedente gerada por cada gerador, em cada hora, de cada dia tipo e em cada mês, é cedida à distribuidora em um determinado posto tarifário sob a denominação  $EC_t$ . A energia excedente gerada nas horas de ponta por todos os geradores disponíveis durante os dias de semana é, do ponto de vista do prosumidor, como se fosse “armazenada” pela distribuidora em  $EC_{t_1}$  (2). De modo semelhante, a energia excedente nas horas fora de ponta pelos geradores disponíveis durante os dias de semana e final de semana está disponível em  $EC_{t_2}$  (3). Por fim, a energia excedente nas horas intermediárias, durante os dias de semana, será “armazenada” em  $EC_{t_3}$  (4).

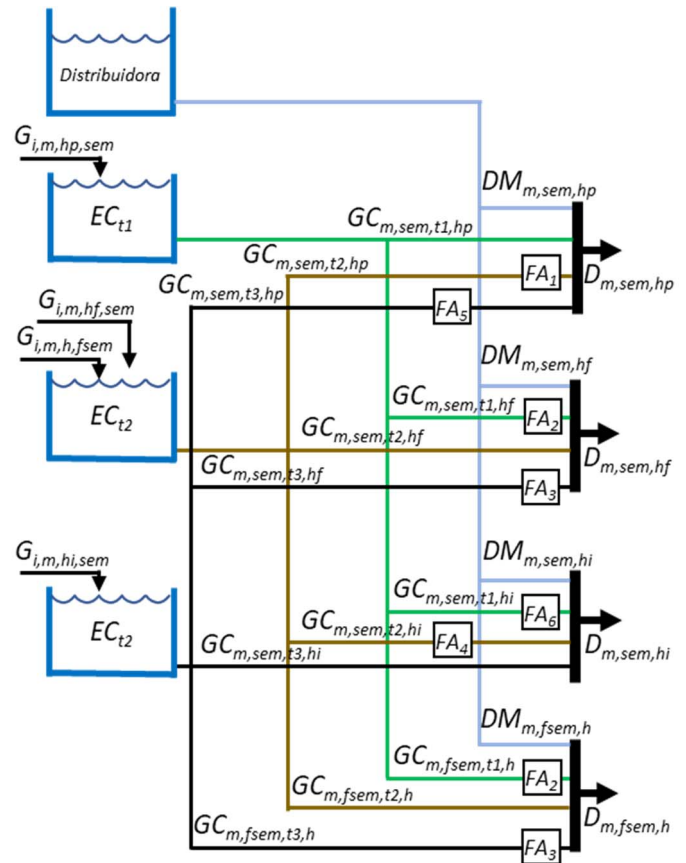


Fig. 1. Representação do mecanismo de compensação.

$$\sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{12} \sum_{hp} ND_{sem} * G_{i,m,hp,sem} = EC_{t_1} \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{12} \sum_{hf} ND_{sem} * G_{i,m,hf,sem} + \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} ND_{fsem} * G_{i,m,h,fsem} = EC_{t_2} \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{12} \sum_{hi} ND_{sem} * G_{i,m,hi,sem} = EC_{t_3} \quad (4)$$

As restrições (5)-(8) estabelecem o balanço de potência entre as opções de oferta de energia e a demanda do prosumidor, individual ou comunidade, quando for o caso. A opção que representa a distribuidora de energia elétrica pode atender a demanda do prosumidor em qualquer posto tarifário, sendo a energia fornecida faturada conforme a estrutura tarifária utilizada.

A energia cedida à distribuidora em um determinado posto horário pode compensar o consumo do prosumidor em qualquer posto horário. Para compensar em um posto horário diferente daquele no qual foi gerado o excedente, a energia deverá ser ponderada por um parâmetro chamado fator de ajuste, conforme mostrado na Fig.1. O fator de ajuste é definido como a relação entre a tarifa, em [R\$/kWh], do posto horário no qual a energia foi cedida à distribuidora e a tarifa do posto em que será consumida.

$$DM_{m,sem,hp} + GC_{m,sem,t_1,hp} + GC_{m,sem,t_2,hp} * FA_1 + GC_{m,sem,t_3,hp} * FA_5 = D_{m,sem,hp} \quad (5)$$

$$DM_{m,sem,hf} + GC_{m,sem,t_1,hf} * FA_2 + GC_{m,sem,t_2,hf} + GC_{m,sem,t_3,hf} * FA_3 = D_{m,sem,hf} \quad (6)$$

$$DM_{m,sem,hi} + GC_{m,sem,t_1,hi} * FA_6 + GC_{m,sem,t_2,hi} * FA_4 + GC_{m,sem,t_3,hi} = D_{m,sem,hi} \quad (7)$$

$$DM_{m,fsem,h} + GC_{m,fsem,t_1,h} * FA_2 + GC_{m,fsem,t_2,h} + GC_{m,fsem,t_3,h} * FA_3 = D_{m,fsem,h} \quad (8)$$

A equação (9) indica que a energia cedida à distribuidora em cada posto tarifário deve ser maior ou igual à energia usada para compensação em todas as horas  $h$ , de todos os postos tarifários  $t$ , de todos os dias  $p$  e em todos os meses  $m$ . Ou seja, a energia cedida ao longo de um ano é compensada nesse mesmo ano, embora no Brasil a compensação possa ser feita até 60 meses após ocorrer o excedente [1].

$$EC_t \geq \sum_{m=1}^{12} \sum_{p=sem}^{fsem} \sum_{h=1}^{24} ND_p * GC_{m,p,t,h} \quad (9)$$

A equação (10) estabelece o máximo de potência disponível para geração de energia elétrica a partir do sistema PV. O fator de capacidade indica, como porcentagem da capacidade do sistema PV, a variação da irradiação solar ao longo do dia e dos meses do ano.

$$G_{i,m,p,h} = X_i * CAP_i * FC_{m,h} \quad (10)$$

Na equação (11) é representada a influência do custo de disponibilidade, associado a uma quantidade mínima de energia a ser faturada pela empresa distribuidora de energia, mesmo que o prosumidor tenha energia suficiente para compensar todo o seu consumo.

$$\sum_{p=sem}^{fsem} \sum_{h=1}^{24} ND_p * DM_{m,p,h} * TCE_{m,p,h} \geq CD_m \quad (11)$$

Por fim, (12) é a restrição financeira que estabelece o máximo investimento que o prosumidor está disposto a realizar.

$$\sum_{i=1}^N X(i) * INV_i \leq RD \quad (12)$$

### III. TESTES E RESULTADOS

#### A. Parâmetros Utilizados nos Testes

O sistema teste reproduz as características de um condomínio de Foz do Iguaçu – Paraná, o qual é atendido pela Companhia Paranaense de energia (COPEL). Foram utilizadas 10 curvas típicas de demanda, adaptadas de [36], para consumidores com consumo médio mensal mostrado na segunda coluna da Tabela IV. As curvas de demanda representam dias típicos de semana e finais de semana, de cada mês, e estão discretizadas em períodos de uma hora.

Cada unidade consumidora possui a opção de se tornar um prosumidor individual ou, então, agrupar-se em comunidade, de acordo com a Resolução Normativa N° 687 [2]. As comunidades foram formadas a partir do agrupamento de dez prosumidores individuais. Assim, o agrupamento desses prosumidores forma a comunidade de 10 prosumidores. Para formar a comunidade de 20 prosumidores foram utilizados dois prosumidores de cada tipo, e assim sucessivamente para formar as comunidades compostas por 30, 40 e 50 unidades consumidoras.

A Fig. 2 ilustra as curvas de demanda de energia elétrica correspondentes aos dias típicos de semana para todos os meses do ano referente a um único consumidor, e a Fig. 3 mostra as curvas de demanda de dez consumidores diferentes em um dia típico de semana no mês de janeiro [36]. É possível observar que o consumo de energia elétrica é maior entre 19hs e 23hs, coincidindo com o horário de ponta. As demais curvas podem ser encontradas em [37].

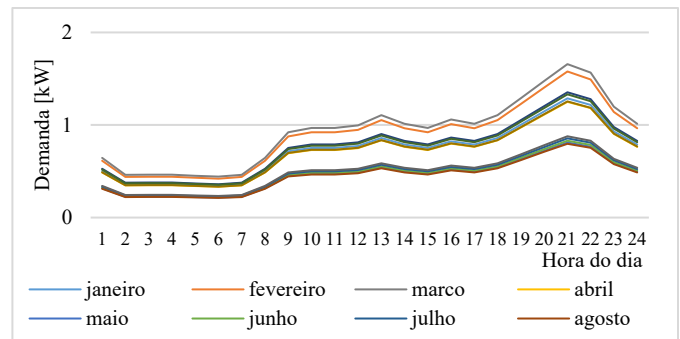


Fig. 2. Curvas de demanda de um consumidor em um dia típico de semana – Fonte: Adaptado de [36].

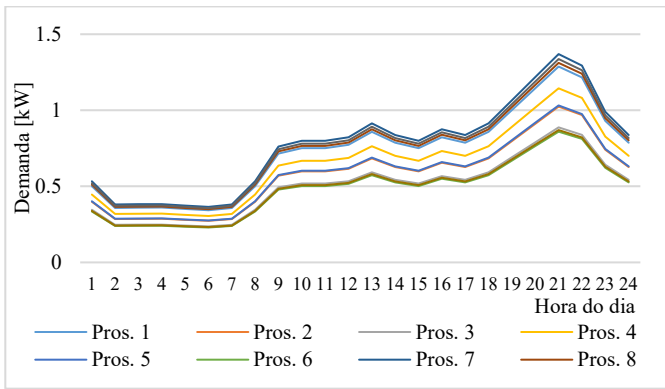


Fig. 3. Curvas de demanda de dez consumidores em um dia típico de semana de janeiro – Fonte: adaptado de [36].

É importante destacar que em [36] as curvas foram obtidas a partir do tratamento estatístico de curvas reais, obtidas através de medições realizadas por uma concessionária de distribuição em 2016. No presente trabalho foram utilizados os valores médios das curvas obtidas com o método aplicado em [36], embora seria muito relevante considerar as incertezas em um trabalho futuro. Também não foi considerada a possibilidade de que no tempo transcorrido desde a obtenção das curvas medidas pela concessionária, até o presente momento, as mesmas podem ter sofrido alterações, devido à inserção de tecnologias de uso final mais eficientes, ou à substituição de tecnologias que usam eletricidade por outras que usam diferentes fontes primárias, ou ao incremento de equipamentos de uso final. Portanto, para fazer uma avaliação mais exata da viabilidade de formar agrupamentos, é necessário realizar medições que representem fielmente o comportamento dos consumidores a serem agrupados.

Nos testes realizados foram utilizadas duas modalidades tarifárias: tarifa convencional baixa tensão e tarifa branca. O custo de disponibilidade neste caso corresponde a 100 kWh mensais por unidade consumidora. Assim, para as comunidades o custo de disponibilidade considera o número de consumidores inseridos na comunidade mais um, associado à unidade consumidora do condomínio.

Na modalidade tarifária branca o valor da tarifa é diferente para os horários de ponta, fora de ponta e intermediário, já na modalidade convencional o valor é o mesmo em qualquer horário do dia. A Tabela I mostra os valores praticados pela Copel distribuidora e a duração de cada posto tarifário.

TABELA I  
TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA EM [R\$/kWh]

Modalidade	Posto tarifário		
	Ponta (18h00-21h00)	Fora de ponta (22h00-17h00)	Intermediário (17h00-18h00) (21h00-22h00)
Convencional BT	0,69118	0,69118	0,69118
Tarifa Branca BT	1,28136	0,58432	0,83391

As características das unidades fotovoltaicas utilizadas neste trabalho são apresentadas na Tabela II, incluindo máxima capacidade de geração, custo fixo de operação e manutenção e custo de investimento. Estão incluídos no custo de investimento os valores dos inversores necessários para o acoplamento com a rede

e o custo de instalação. A vida útil do sistema fotovoltaico é considerada como sendo 25 anos.

TABELA II  
CARACTERÍSTICAS DAS UNIDADES FOTOVOLTAICAS

Unid.	Pot.	Custo O&M	Invest.	Unid.	Pot.	Custo O&M	Invest.
	[kW]	[R\$/ano]	[R\$]		[kW]	[R\$/ano]	[R\$]
I1	2,24	358	17.199	I15	15,41	1.616	77.599
I2	3,08	396	18.999	I16	15,41	1.739	83.499
I3	3,36	442	21.199	I17	18,09	2.000	95.999
I4	4,48	542	25.999	I18	20,70	2.208	105.999
I5	5,04	598	28.699	I19	25,40	2.495	119.799
I6	5,60	662	31.799	I20	30,80	2.999	143.999
I7	6,16	729	34.999	I21	38,10	3.674	176.399
I8	6,72	794	38.099	I22	42,20	4.374	209.999
I9	7,28	854	40.999	I23	48,20	4.874	233.999
I10	8,40	979	46.999	I24	58,90	5.603	268.999
I11	10,08	1.179	56.595	I25	66,30	6.249	299.999
I12	10,72	1.229	58.999	I26	74,30	7.082	339.999
I13	12,73	1.394	66.899	I27	90,40	8.594	412.599
I14	12,73	1.466	70.399	I28	108,5	10.289	493.999

Para cada prosumidor individual foi admitido um valor máximo disponível para investir de R\$20.000,00. Para anualizar os custos de investimento, foi adotada a taxa mínima de atratividade de 9,36% a.a., que no momento corresponde à remuneração esperada para esse tipo de projeto, dado o risco envolvido e a remuneração que poderia ser obtida em aplicações com riscos similares.

Os valores do fator de capacidade mostrados na Fig. 4, utilizado para representar a variabilidade da irradiação ao longo do dia e dos meses, foram calculados com base nos dados históricos obtidos de um sistema real de geração PV instalado na cidade de Foz do Iguaçu. O arranjo é composto por 34 módulos solares, voltados para o norte geográfico com inclinação de 25°, e um inversor, ocupando uma área de 39,6 m². Os valores do fator de capacidade utilizados nesta pesquisa podem ser encontrados em [37].

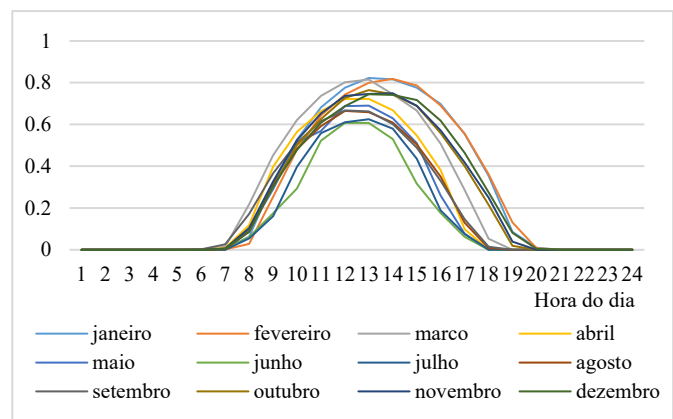


Fig. 4. Fator de capacidade das unidades fotovoltaicas.

Os valores utilizados para o fator de ajuste, na compensação de excedentes gerados pelo sistema PV, são disponibilizados na Tabela III e foram calculados a partir das tarifas de energia fornecidas pela Copel.

B. Testes Realizados

O benefício econômico anual do prosumidor individual é



calculado como a diferença entre o custo anualizado decorrente do mesmo ser atendido exclusivamente pela distribuidora local e o custo anualizado após investir em um sistema PV e aderir ao sistema de compensação.

TABELA III  
FATOR DE AJUSTE

Fator de Ajuste					
FP→P	P→FP	INT→FP	FP→INT	INT→P	P→INT
$FA_1$	$FA_2$	$FA_3$	$FA_4$	$FA_5$	$FA_6$
0,456	2,1928	1,4271	0,7006	0,6508	1,5365

No caso da comunidade, o modelo indica o investimento total que deve ser realizado pelo agrupamento, respeitando a restrição financeira de cada prosumidor, e o benefício econômico total. Não foi definido um critério para alocar o custo de investimento total para cada prosumidor, nem para a distribuição do benefício [32]. Esses dois aspectos podem ser ponderados pelo consumo médio obtido do histórico de cada prosumidor, sendo objeto de um trabalho futuro.

Vários testes foram realizados com o fim de avaliar o benefício econômico dos prosumidores quando esses se conectam à rede de distribuição de maneira individual (autoconsumo) ou em grupo (empreendimento com múltiplas unidades consumidoras), o qual caracteriza uma comunidade. A primeira possibilidade contempla um condomínio em que cada prosumidor possui uma fonte de geração solar fixada sobre a sua própria residência, dessa forma a conexão com a rede de distribuição será feita de maneira individualizada, ou seja, prosumidor único (autoconsumo). Na segunda possibilidade a fonte de geração está inserida em uma área de uso comum do condomínio, de forma a caracterizar a modalidade empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

Os resultados dos testes apresentados neste artigo foram divididos em três casos, o caso base, o caso A e o caso B. No caso base os prosumidores individuais possuem curva de demanda com pico no horário de ponta, no qual a tarifa da distribuidora é maior. Da mesma forma, a comunidade formada por esses prosumidores também apresenta curva de demanda com o máximo ocorrendo no horário de ponta.

Para o caso A o pico de demanda dos três maiores consumidores individuais foi deslocado para o horário fora de ponta, após as 14:00 horas e antes das 18:00 horas, conforme mostra a Fig. 5 para um dia típico do mês de janeiro. Como consequência, o perfil de consumo das comunidades também é alterado em relação ao caso base, conforme mostra a Fig. 6 para a comunidade formada por dez unidades em um dia típico do mês de janeiro.

Para o caso B o pico de demanda dos seis maiores consumidores foi deslocado para o horário fora de ponta, sendo três como no caso A e três para o período da manhã, a partir das 7:00 horas e antes das 13:00 horas. Isto também resulta em alterações nas curvas de demanda das comunidades, conforme pode ser visto na Fig. 6.

Em cada caso anterior foi considerada a possibilidade dos prosumidores atuarem de forma individual ou em comunidades de 10, 20, 30, 40 ou 50 unidades. Também foi analisado o impacto da tarifa convencional e da tarifa branca.

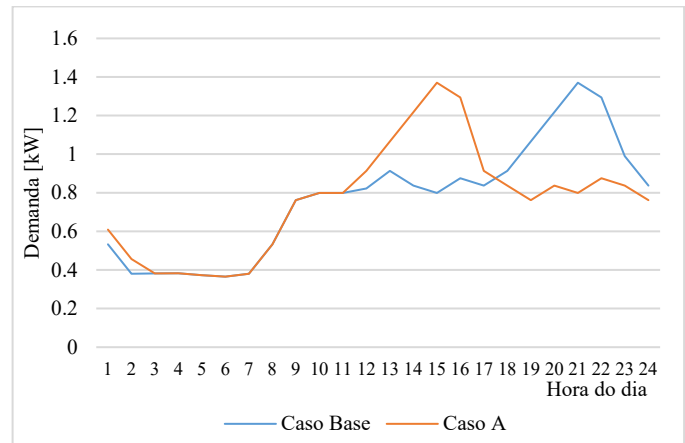


Fig. 5. Perfil de consumo de um prosumidor para o Caso Base e o Caso A.

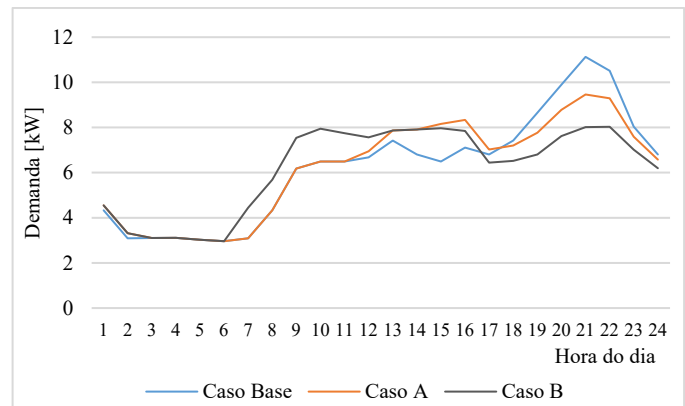


Fig. 6. Perfil de consumo da comunidade.

### C. Discussão Caso Base

Alguns dos resultados obtidos para o caso base são mostrados na Tabela IV. Na mesma constam o custo total anualizado, com e sem a inserção de sistemas fotovoltaicos, o benefício anual decorrente, as unidades fotovoltaicas selecionadas, a capacidade instalada e o investimento necessário, considerando as duas modalidades tarifárias.

Pode ser observado que para aqueles consumidores com menor consumo de energia mensal e sujeitos à tarifa convencional (3, 6 e 10), não é viável a instalação de um sistema fotovoltaico, para as hipóteses aqui consideradas (dados de entrada). O maior benefício como consumidor individual é obtido por aquele com maior consumo (490 kWh/mês), para o qual é indicada uma unidade de 3,08 kWp, podendo ter uma redução de R\$1.184,00 no custo anual (benefício). Ao decidir individualmente, os dez consumidores obteriam o benefício anual total de R\$6.063,00, com um investimento total de R\$127.593,00 em sete unidades fotovoltaicas, somando uma capacidade instalada de 19,04 kWp. Já em comunidade, os dez prosumidores teriam um benefício total de aproximadamente R\$13.250,00 por ano, ou seja, um aumento de quase 120%, investindo R\$103.598,00 em duas unidades fotovoltaicas que somariam 19,89 kWp de capacidade instalada, indicando a enorme vantagem do agrupamento. Não deve ser ignorado o fato de que no custo de investimento no sistema fotovoltaico é considerada uma taxa mínima de atratividade de 9,36% a.a. para o valor investido, sendo este o mínimo benefício esperado pela realização do investimento. Portanto, o volume de

dinheiro além dessa remuneração implica em um benefício econômico adicional.

Outro aspecto possível de perceber é que formar agrupamentos com maior número de consumidores do mesmo tipo não implica em um aumento tão significativo no benefício. Por exemplo, uma comunidade formada por 20 prosumidores obtém um benefício aproximadamente 18% maior que a comunidade formada por 10 prosumidores.

Ao considerar que os consumidores poderiam optar pela tarifa branca e aderir ao sistema de compensação, é observado que para aqueles que na tarifa convencional não seria viável a instalação de um sistema fotovoltaico, neste cenário já é indicada a instalação da unidade de menor potência disponível (II), embora o benefício anual resultante seja pequeno. Também se percebe que para aqueles consumidores de maior consumo (1, 7, 8 e 9), para os quais seria indicada a unidade fotovoltaica I2 com tarifa convencional, mantém-se a mesma unidade com tarifa branca, resultando em um aumento no benefício. Já para os consumidores 2 e 4 é indicado o aumento da potência instalada de 2,24 kWp para 3,08 kWp, porém o benefício é menor com a adoção da tarifa branca. Finalmente, para o consumidor 5 mostra-se vantajoso adotar a tarifa branca mantendo a unidade fotovoltaica selecionada com a tarifa convencional.

Ao comparar os resultados obtidos com tarifa branca e inserção de geração fotovoltaica com os obtidos com tarifa convencional e sem geração, percebe-se que o investimento em sistema fotovoltaico também resulta viável para todos os consumidores individuais, a não ser para o consumidor 6, e para todos os agrupamentos, destacando que para a maioria dos casos seria mais favorável a adoção da tarifa branca.

D. Comparação Entre os Casos

Na Fig. 7 são mostrados os benefícios dos prosumidores quando estão conectados de maneira individual, considerando os três casos estudados e as modalidades tarifárias convencional e branca. É importante esclarecer que os benefícios mostrados nessa figura se referem à redução no custo de inserir um sistema fotovoltaico quando comparado com o custo da opção de não investir e se manter na tarifa convencional.

De acordo com os resultados mostrados na figura citada, quando os consumidores atuam de forma individual é conveniente, para a maioria deles, a adoção da tarifa branca, independentemente do maior consumo ocorrer no horário de ponta ou fora da ponta. Isto é explicado pelo fato de que grande parte da energia excedente produzida pelo sistema fotovoltaico é compensada no horário de ponta e intermediário, reduzindo ao mínimo a compra de energia da distribuidora nesses horários. Como a compra de energia ocorre majoritariamente nas horas que a tarifa é menor na estrutura tarifária branca, o custo total acaba sendo menor nessa modalidade.

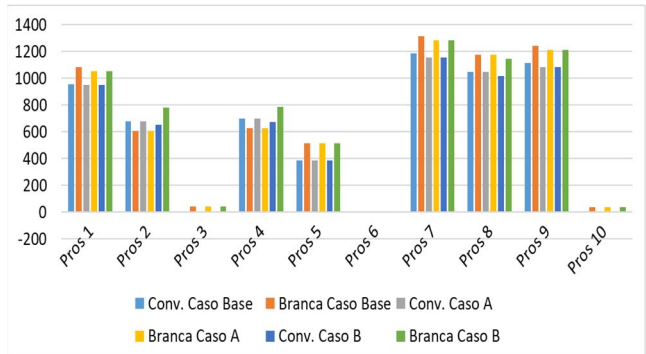


Fig. 7. Benefícios, em R\$/ano, obtidos pelos prosumidores atuando individualmente.

Na Fig. 8 é mostrado o benefício total obtido pelo agrupamento de prosumidores normalizado pelo número de integrantes do agrupamento. Colocando de outra forma, seria o benefício médio por prosumidor que faz parte da comunidade, embora o benefício não seja distribuído de forma equitativa entre todos eles. É possível perceber claramente, em todos os casos, como a atuação em comunidade gera um aumento significativo do benefício ao comparar com a atuação individual dos prosumidores.

Também se observa que comunidades com maior número de prosumidores não implica em aumento significativo do benefício médio. De fato, o benefício médio é praticamente o mesmo a partir da comunidade com 30 prosumidores.

TABELA IV  
RESULTADOS DO CASO BASE

Pros.	Cons. mensal kWh	Tarifa Convencional					Tarifa Branca						
		Custo total R\$/ano		Benefício R\$/ano	Seleção	Capac. Inst. kWp	Invest. R\$	Custo total R\$/ano		Benefício R\$/ano	Seleção	Capac. Inst. kWp	Invest. R\$
		Sem geração	Com geração					Sem geração	Com geração				
1	463	3.878	2.922	956	I2	3,08	18.999	3.898	2.794	1.104	I2	3,08	18.999
2	406	3.401	2.724	677	I1	2,24	17.199	3.419	2.794	625	I2	3,08	18.999
3	315	2.640	2.640	-	-	-	-	2.653	2.596	57	I1	2,24	17.199
4	408	3.423	2.724	699	I1	2,24	17.199	3.441	2.794	647	I2	3,08	18.999
5	371	3.110	2.724	386	I1	2,24	17.199	3.126	2.596	530	I1	2,24	17.199
6	309	2.594	2.594	-	-	-	-	2.607	2.596	11	I1	2,24	17.199
7	490	4.107	2.923	1.184	I2	3,08	18.999	4.128	2.794	1.334	I2	3,08	18.999
8	474	3.970	2.923	1.047	I2	3,08	18.999	3.990	2.794	1.196	I2	3,08	18.999
9	482	4.037	2.923	1.114	I2	3,08	18.999	4.057	2.794	1.263	I2	3,08	18.999
10	314	2.631	2.631	-	-	-	-	2.645	2.596	49	I1	2,24	17.199
C10	4.451	33.791	20.537	13.254	I4, I15	19,89	103.598	33.964	20.911	13.053	I19	25,40	119.799
C20	8.902	67.582	38.659	28.923	I21	38,10	176.399	67.928	40.184	27.774	I4, I5, I21	47,62	231.097
C30	13.353	101.373	56.252	45.121	I24	58,90	268.999	101.892	58.195	43.697	I5, I25	71,34	328.698
C40	17.804	135.164	74.966	60.198	I6, I26	79,90	371.798	135.856	77.569	58.287	I5, I27	95,44	441.298
C50	22.255	168.955	93.071	75.884	I19, I26	99,70	459.798	169.820	96.793	73.027	I15, I21, I25	119,81	553.997

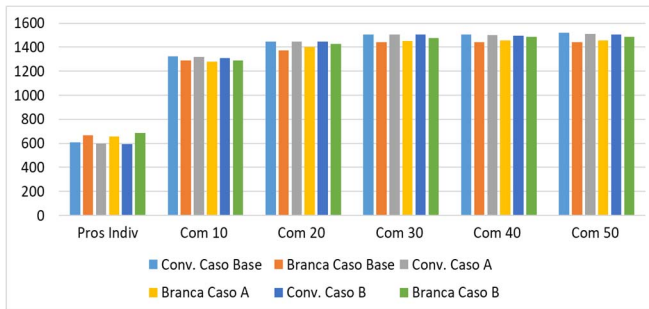


Fig. 8. Benefício médio por prosumidor, em R\$/ano, obtido ao atuar em comunidade.

Um aspecto importante que pode ser observado nos resultados obtidos nas comunidades se refere à pequena variação nos benefícios obtidos nos diferentes casos e com as estruturas tarifárias adotadas. Independentemente do perfil de demanda da comunidade, os benefícios obtidos são similares para a tarifa convencional e para a tarifa branca. O mais relevante é que os resultados mostram que os benefícios são ligeiramente superiores com tarifa convencional, independentemente do perfil de demanda, ao contrário do que ocorre para os prosumidores atuando individualmente.

Vale a pena ressaltar que no caso brasileiro existe uma barreira regulatória que impõe o limite de 75 kW de potência instalada para microgeração, afetando a formação de comunidades com mais de 30 consumidores, nos casos aqui analisados. Assim, para que as comunidades com 40 e 50 unidades consumidoras atendam aos requisitos da Resolução Normativa N° 687 [2], as mesmas devem ser conectadas como minigeração. Isto implica na mudança de modalidade tarifária de baixa tensão para alta tensão, condição essa que está fora do escopo deste trabalho.

#### IV. CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentado um modelo matemático para a seleção de sistemas de geração fotovoltaica em unidades consumidoras de baixa tensão. O modelo permite determinar o benefício anual obtido pelo consumidor decorrente da instalação desses sistemas, considerando a operação horária em dias típicos de semana e finais de semana de cada mês ao longo do ano. O sistema de compensação praticado no Brasil está representado no modelo, também sendo possível a utilização de diversas modalidades tarifárias. O modelo é do tipo linear inteiro misto, foi implementado em GAMS e resolvido utilizando técnicas clássicas de otimização a través do solver comercial CPLEX.

Especial ênfase foi dada à simulação com dados realistas sobre os sistemas fotovoltaicos e tarifas praticadas pela distribuidora. As simulações foram conduzidas no sentido de avaliar o benefício para os consumidores atuando individualmente ou formando uma comunidade de prosumidores, adotando a tarifa convencional ou a tarifa branca, de acordo com a regulação no Brasil. Também foram considerados diferentes padrões de consumo para as unidades consumidoras, o qual também provocou mudanças no padrão de consumo das comunidades.

Além do benefício para os consumidores, foi obtida a forma de comprar energia da distribuidora, as unidades fo-

tovoltaicas que devem ser instaladas e o investimento associado. Os resultados mostram para que tipo de consumidores é viável a instalação de geração fotovoltaica e em qual modalidade tarifária poderiam ter os maiores benefícios. Também mostram a enorme vantagem de formar comunidades de prosumidores.

Uma questão que não foi tratada no presente trabalho é a participação de cada prosumidor de forma diferenciada nos investimentos na comunidade e a distribuição dos benefícios decorrentes, considerando o fato de que os diversos participantes têm consumo médio mensal diferentes. Também deve ser considerado que cada prosumidor pode ter restrições financeiras diferentes (valor máximo disposto a investir).

Outro aspecto do problema é que existem várias fontes de incertezas, que podem comprometer o atendimento de toda a comunidade. Para o sistema fotovoltaico deve ser levado em conta o fato de que tem sua capacidade de produção de energia diretamente associada à disponibilidade da fonte primária, a qual é caracterizada por apresentar intermitência. Outra incerteza está associada à forma como a energia é consumida dentro da comunidade, pois depende do comportamento individual dos prosumidores associados nessa comunidade. Assim, é fundamental, no mínimo, realizar análise de sensibilidade ou adaptar o modelo para incorporar uma métrica de risco.

#### REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa n.482”. Brasília: ANEEL, 2012.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa n.687”. Brasília: ANEEL, 2015.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Registro das Unidades Consumidoras com Geração Distribuída”. Brasília: ANEEL, 2019.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Nota Técnica 0056/2017”. Brasília: ANEEL, 2017.
- [5] S. Grijalva, M. Costley, and N. Ainsworth, “Prosumer-based control architecture for the future electricity grid”. *International Conference on Control Applications (CCA)*, IEEE, 2011. DOI: 10.1109/CCA.2011.6044467.
- [6] S. Biswas, D. Bagchi, and Y. Narahari, “Mechanism design for sustainable virtual power plant formation”. *IEEE International Conference on Automation Science and Engineering (CASE)*. 2014. DOI: 10.1109/CoASE.2014.6899306.
- [7] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources,” *IET Renewable Power Generation*, Vol. 1, no. 1, pp. 10-16, 2007.
- [8] A. C. Luna, N. L. Diaz, M. Graells, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Cooperative energy management for a cluster of households prosumers”. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, Vol. 62, Issue 3, pp. 235-242. 2016.
- [9] A. J. D. Rathnayaka, V. M. Potdar, O. Hussain, and T. Dillon, “Identifying prosumer’s energy sharing behaviors for forming optimal prosumer-communities”. *International Conference on Cloud and Service Computing*, IEEE, 2011. DOI:10.1109/csc.2011.6138520.
- [10] A. J. D. Rathnayaka, V. M. Potdar, and S. J. Kuruppu, “An Innovative Approach to Manage Prosumers in Smart Grid”. *IEEE World Congress on Sustainable Technologies*, pp. 141-146. 2011.
- [11] C. Marnay, J. Chard, K. Hamachi, T. Lipman, M. Moezzi, B. Ouglal, and A. Siddiqui, “Modeling of customer adoption of distributed energy resources”. *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, pp. 1-122. 2001.
- [12] E. G. Villalva, and A. Ramos, “Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets”. *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 716-723. 2003. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.811197.



- [13] A. Siddiqui, C. Marnay, O. Bailey, and K. Lacommaré, "Optimal selection of site onsite generation with combined heat and power applications". *International Journal of Distributed Energy Resources*, pp. 33–62. 2004.
- [14] R. M. Firestone, and M. Stadler, "Integrated energy system dispatch optimization". *4th International IEEE Conference on Industrial Informatics*, pp. 1–10. 2006. DOI: 10.1109/INDIN.2006.275826.
- [15] A. S. Siddiqui, C. Marnay, R. M. Firestone, and N. Zhou, "Distributed Generation with Heat Recovery and Storage", *J. of E. Engineering*, vol. 133, no. 3, pp. 181–210, Sep. 2007.
- [16] M. L. Arlt, G. F. Cardoso, and D. Weng, "Hydrogen Storage Applications in Industrial Microgrids," in *Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC)*, 2017.
- [17] C. Marnay, G. Venkataramanan, M. Stadler, A. Siddiqui, R. Firestone, and B. Chandran. "Optimal Technology Selection and Operation of Microgrids in Commercial Buildings". *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007. DOI: 10.1109/pes.2007.385847.
- [18] M. Stadler, C. Marnay, A. Siddiqui, J. Lai, B. Coffey, and H. Aki, "Effect of Heat and Electricity Storage and Reliability on Microgrid Viability: A Study of Commercial Buildings in California and New York States". *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory*, Mar. 2009. [Online] Available: <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emp-pubs.html>.
- [19] F. Martín-Martínez, A. Sánchez-Mirallas, and M. Rivier. "Prosumers' Optimal DER investments and DR usage for thermal and electrical loads in isolated microgrid". *Electric Power Systems Research*, Vol. 140, pp. 473–484. 2016. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.05.028.
- [20] F. Bernadette, H. Auer, and W. Friedl. "Profitability of PV sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns". *Energy*, Vol. 189, Dec. 2019.
- [21] J. Ossenbrink, "How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms". *Energy Policy*, Vol. 108, pp. 239–255. 2017.
- [22] V. Heinisch, M. Odenberger, L. Göransson, and F. Johnsson, "Organizing prosumers into electricity trading communities: Costs to attain electricity transfer limitations and self-sufficiency goals", *International Journal of Energy Research*, Vol. 43, Issue 13, pp. 7021–7039. Oct. 2019.
- [23] Z. Zhang, R. Li, and F. Li, "A Novel Peer-to-Peer Local Electricity Market for Joint Trading of Energy and Uncertainty", *IEEE Transactions on Smart Grid*, to be published. 2019. DOI: 10.1109/TSG.2019.2933574.
- [24] S. Nguyena, W. Penga, P. Sokolowskib, D Alahakoona, and X Yub, "Optimizing rooftop photovoltaic distributed generation with battery storage for peer-to-peer energy trading", *Applied Energy*, Vol. 228, pp. 2567–2580. 2018.
- [25] M. Villa-Arrietaa, and A. Sumperb, "Economic evaluation of Nearly Zero Energy Cities", *Applied Energy*, Vol. 237, pp. 404–416. 2019.
- [26] P. Kästel, and B. Gilroy-Scott, "Economics of Pooling Small Local Electricity Prosumers - Prosumer vs Business as Usual Approach", *Energy and Power Engineering*, Vol. 10, pp. 226–252. 2018.
- [27] S. van der Stelt, T. AISkaif, and W van Sark, "Techno-economic analysis of household and community energy storage for residential prosumers with smart appliances", *Applied Energy*, Vol. 209, pp. 266–276. 2018.
- [28] E. González-Romera, M. Ruiz-Cortés, M. Milanés-Montero, F. Barrero-González, E. Romero-Cadaval, R. A. Lopes, and J. Martins, "Advantages of Minimizing Energy Exchange Instead of Energy Cost in Prosumer Microgrids", *Energies*, Vol. 12, Issue 4. 2019. DOI:10.3390/en12040719.
- [29] C. A. Correa-Florez, A. Michiorri, and G. Kariniotakis, "Comparative Analysis of Adjustable Robust Optimization Alternatives for the Participation of Aggregated Residential Prosumers in Electricity Markets", *Energies*, Vol. 12, Issue 6. 2019. DOI: 10.3390/en12061019.
- [30] N. Liu, B. Guo, Z. Liu, and Y. Wang, "distribution Distributed Energy Sharing for PVT-HP Prosumers in Community Energy Internet: A Consensus Approach", *Energies*, Vol. 11, Issue 7, 2018. DOI: 10.3390/en11071891.
- [31] P. Moutis, S. Skarvelis-Kazakos, and M. Brucoli, "Decision tree Decision tree aided planning and energy balancing of planned community microgrids", *Applied Energy*, Vol. 161, pp. 197–205. 2016.
- [32] P. Chakraborty, E. Baeyens, P. P. Khargonekar, K. Poolla, and P. Varaiya, "Analysis of Solar Energy Aggregation Under Various Billing Mechanisms", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 10, Issue 4, Jul. 2019.
- [33] P. V. Gomes, N. Knak Neto, L. Carvalho, J. Sumaili, J.T. Saraiva, B. H. Dias, V. Miranda, and S.M. Souza, "Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues", *Energy Policy*, Vol. 115, pp. 199–206. 2018.
- [34] GAMS Development Corporation. GAMS – A user's guide. GAMS, Washington DC, USA. [Online]. Available: <https://www.gams.com/latest/docs/index.html>.
- [35] GAMS Development Corporation. GAMS/CPLEX 12.9. User Notes. Washington, DC. 2019. [Online] Available: [https://www.gams.com/latest/docs/S\\_CPLEX.html](https://www.gams.com/latest/docs/S_CPLEX.html)
- [36] A. Francisquini, "Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição". (Dissertação de Mestrado). Ilha Solteira. *Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"*, 2006.
- [37] H. F. Souza, "Alocação de recursos energéticos em uma comunidade de prosumidores". (Dissertação de Mestrado). *Universidade Estadual do Oeste do Paraná*, 2018. [Online] Download from <https://www5.unioeste.br/portal/pos/pgceec/sobre/publicacoes/banco-de-dados>.



**Roberto C. Lotero (M'08).** Obteve o grau de engenheiro eletromecânico pela Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, em 1991, o de mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, Brasil, em 1993 e o de doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, em 1999.

Atualmente é Professor Associado na Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, Brasil. Atua principalmente nos seguintes temas: planejamento de sistemas de distribuição, microrredes e mercados de energia elétrica.



**Hudson F. de Souza.** Obteve o grau de engenheiro eletricitista pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná em 2012 e o de mestre em engenharia elétrica e computação pela mesma universidade em 2019.

Desde 2018 é pesquisador do Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás (CiBiogás). Suas áreas de interesse incluem geração fotovoltaica, geração distribuída, regulação e economia de micro e minigeração.