

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA E DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE AS DESPESAS DE UNIDADE HOSPITALAR DE PRONTO ATENDIMENTO

Daniel Odilio dos Santos (UFSC) - daniel.odilio@gmail.com

Gustavo Xavier de Andrade Pinto (UFSC) - gustavoxap@gmail.com

Helena Flávia Naspolini (UFSC) - helenafavianaspolini@gmail.com

Ricardo Rütther (Instituição - a informar) - ricardo.ruther@ufsc.br

Resumo:

Esse trabalho tem por objetivo avaliar os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração fotovoltaica sobre as despesas com energia elétrica de uma unidade consumidora hospitalar de pronto atendimento alimentada em 13,8 kV (subgrupo A4), localizada em Florianópolis. Os resultados mostraram que a contratação adequada da demanda em tarifa horária verde apresentaria uma economia anual de aproximadamente R\$3.900,00. A inserção da microgeração solar fotovoltaica integrada à edificação proporcionaria à UC uma economia anual de aproximadamente R\$27.000,00. O estudo da atratividade financeira do sistema fotovoltaico analisado apresentou, para uma taxa mínima de atratividade de 5% a.a., taxa interna de retorno (TIR) de 6% a.a., payback de 11,33 anos e retorno financeiro (VPL) de R\$106.818,66. Observou-se que o sistema de microgeração fotovoltaica apresenta atratividade financeira para taxa mínima de atratividade de até 11,3% a.a.

Palavras-chave: *Energia solar fotovoltaica, despesas com energia elétrica, análise financeira.*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Impactos sociais, econômicos e ambientais de energias renováveis*

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA E DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE AS DESPESAS DE UNIDADE HOSPITALAR DE PRONTO ATENDIMENTO

Daniel Odilio dos Santos – daniel.odilio@gmail.com

Gustavo Xavier de Andrade Pinto – gustavoxap@gmail.com

Helena Flávia Napolini – helena@eel.ufsc.br

Ricardo Rütther – ricardo.ruther@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina

Campus Universitário Trindade, Caixa Postal 476, Florianópolis-SC, 88040-900

Resumo. *Esse trabalho tem por objetivo avaliar os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração fotovoltaica sobre as despesas com energia elétrica de uma unidade consumidora hospitalar de pronto atendimento alimentada em 13,8 kV (subgrupo A4), localizada em Florianópolis. Os resultados mostraram que a contratação adequada da demanda em tarifa horária verde apresentaria uma economia anual de aproximadamente R\$3.900,00. A inserção da microgeração solar fotovoltaica integrada à edificação proporcionaria à UC uma economia anual de aproximadamente R\$27.000,00. O estudo da atratividade financeira do sistema fotovoltaico analisado apresentou, para uma taxa mínima de atratividade de 5% a.a., taxa interna de retorno (TIR) de 6% a.a., payback de 11,33 anos e retorno financeiro (VPL) de R\$106.818,66. Observou-se que o sistema de microgeração fotovoltaica apresenta atratividade financeira para taxa mínima de atratividade de até 11,3% a.a.*

Palavras-chave: *Energia solar fotovoltaica, despesas com energia elétrica, análise financeira.*

1. INTRODUÇÃO

As unidades de pronto atendimento (UPA) são responsáveis pelo suporte à rede hospitalar do sistema único de saúde. As UPAs realizam os primeiros atendimentos de urgência e emergência e procedimentos cuja complexidade é maior do que em uma unidade básica de saúde (Oliveira *et al*, 2015). Para o seu funcionamento, as edificações de caráter hospitalar necessitam consumir grandes quantidades de recursos naturais. A eletricidade é responsável por garantir conforto visual e térmico ao ambiente, recurso vital para a realização do atendimento (Shen *et al*, 2018; Alotaibi *et al*, 2019; García-Sanz-Calcedo *et al*, 2019).

As unidades hospitalares necessitam de sistemas de climatização e refrigeração ativos para garantir o conforto térmico em suas instalações, o que possibilita a realização de procedimentos médicos e manuseio de medicações perecíveis. Segundo o painel intergovernamental sobre mudanças climáticas (IPCC), em metrópoles mundiais onde há a maior concentração de unidades hospitalares, o consumo de energia elétrica por condicionadores de ar e refrigeradores representa de 30 a 50% do valor total do consumo de energia elétrica (IPCC, 2014).

A geração solar fotovoltaica apresenta grande viabilidade em todo território brasileiro devido aos elevados valores de irradiação solar global horizontal, incluindo regiões tais como, a região sul do país que apresenta menores valores médios de irradiação (Goldemberg *et al.*, 2004; Rosa e Lomardo, 2004; Carlo e Lamberts, 2008). A inserção da geração de energia elétrica a partir de fonte renovável integrada à edificação proporciona a redução de despesas com energia elétrica.

Para UCs de médio/grande porte, os gestores devem estar atentos à contratação da energia elétrica (contratação da demanda e modalidade de contratação da energia) mais adequada ao perfil de carga de cada unidade consumidora (Sozer, 2010; Mahila e Saidur, 2010; Lam *et al*, 2008; Hasnain *et al*, 2009; Rezaie e Rosen, 2012; Braun e Rütther, 2010; Zhao *et al*, 2011; Transue & Felder, 2010; Alcázar-Ortega *et al*, 2011; Al-Mulla *et al*, 2013; Escrivã-Escrivã, 2011).

Para a contratação de energia elétrica no ambiente regulado, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) dispõe da Resolução Normativa nº 414/2010 que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica a serem observadas pelos consumidores e pelas distribuidoras (ANEEL, 2010). Além disso, geração solar fotovoltaica integrada à edificação é regulada pelas Resoluções Normativas nº 482/2012 e 687/2015 que estabelecem as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012 e 2015).

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a investir anualmente 0,5% de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de eficiência energética (PEE). Unidades de pronto atendimento públicas (UPAs) podem ser incluídas em tais projetos cujos financiamentos são totalmente arcados pela distribuidora.

2. METODOLOGIA

Esse trabalho visa analisar os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração fotovoltaica (FV) sobre as despesas com energia elétrica de uma unidade consumidora (UC) hospitalar de Pronto Atendimento (UPA NORTE). Tal UC está localizada em Florianópolis (48°W, 27°S), Santa Catarina.

Visando analisar se a contratação da energia elétrica da UC UPA NORTE está adequada ao seu perfil de consumo, são analisadas suas faturas de energia elétrica no período compreendido entre o mês de setembro de 2018 a agosto de 2019. A UC é alimentada em 13,8 kV (Subgrupo A4), possui contrato de fornecimento de energia elétrica junto as Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc) na modalidade de contratação tarifa horária verde com demanda contratada de 80 kW.

A Tab. 1 apresenta, para a Celesc e para os anos de 2018 e 2019, as tarifas de demanda e de energia elétrica (sem impostos) para as modalidades de contratação tarifa horária verde e tarifa horária azul (ANEEL, 2018b e ANEEL, 2019a). O horário de ponta (P) corresponde, para os dias úteis, ao período compreendido entre as 18:30 horas às 21:29 horas (ANEEL, 2016).

Tabela 1 - Tarifas para o subgrupo A4 (sem impostos).

Ano	Tarifa horária verde			Ano	Tarifa horária azul			
	Demanda (R\$/kW)	Energia(R\$/kWh)			Demanda (R\$/kW)	Energia(R\$/kWh)		
		Ponta(P)	Fora Ponta(FP)			Ponta(P)	Fora Ponta(FP)	
2018	12,30	1,23251	0,36506	2018	28,72	12,3	0,54041	0,36506
2019	13,02	1,21087	0,30644	2019	30,2	13,02	0,47537	0,30644

A Eq. (1) permite calcular a tarifa final (com impostos).

$$T_f = \frac{T_h}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (1)$$

Onde:

T_f = Tarifa final (R\$/kWh);

T_h = Tarifa homologada (R\$/kWh);

PIS = Contribuição ao Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público;

COFINS = Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;

ICMS = Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços.

Para o período analisado, a Tab. (2) apresenta em valores percentuais, os tributos incidentes nas tarifas para o Subgrupo A4.

Tabela 2 – Tributos incidentes nas tarifas para o Subgrupo A4 (setembro de 2018 a agosto de 2019).

	PIS	COFINS	ICMS		PIS	COFINS	ICMS		PIS	COFINS	ICMS
Setembro	1,94%	0,41%	25%	Janeiro	6,99%	1,52%	25%	Mai	0,55%	0,12%	25%
Outubro	1,87%	0,41%	25%	Fevereiro	4,52%	0,98%	25%	Junho	3,98%	0,98%	25%
Novembro	3,46%	0,75%	25%	Março	1,17%	0,25%	25%	Julho	7,07%	1,54%	25%
Dezembro	6,63%	1,44%	25%	Abril	0,00%	0,00%	25%	Agosto	7,60%	1,65%	25%

As Eq. (2) e Eq. (3) apresentam o valor a ser faturado para as modalidades de contratação em tarifa horária azul e tarifa horária verde conforme Resolução Normativa (REN) 414/2010 (ANEEL, 2010).

$$VF_{(a)} = \left[\left(CE_{(FP)} \cdot (TE_{(FP)} + TUSD_{(FP)}) \right) + \left(CE_{(P)} \cdot (TE_{(P)} + TUSD_{(P)}) \right) + (DF_{(FP)} \cdot TD_{(FP)}) + (DF_{(P)} \cdot TD_{(P)}) \right] \quad (2)$$

$$VF_{(v)} = \left[\left(CE_{(FP)} \cdot (TE_{(FP)} + TUSD_{(FP)}) \right) + \left(CE_{(P)} \cdot (TE_{(P)} + TUSD_{(P)}) \right) + (DF \cdot TD) \right] \quad (3)$$

Onde:

$VF_{(a)}$ = Valor faturado de energia elétrica em tarifa horária azul, expresso em R\$;

$CE_{(FP)}$ = Consumo de energia em horário FP, expresso em kWh;

$TE_{(FP)}$ = Tarifa de consumo de energia elétrica em horário FP, expressa em R\$/kWh;

$TUSD_{(FP)}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição em horário FP, expressa em R\$/kWh;

$CE_{(P)}$ = Consumo de energia em horário P, expresso em kWh;

$TE_{(P)}$ = Tarifa de consumo de energia elétrica em horário P, expressa em R\$/kWh;

$TUSD_{(P)}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição em horário P, expressa em R\$/kWh;

DF = Demanda Faturada, expressa em kW;

TD = Tarifa de demanda, expressa em R\$/kW;

$VF_{(v)}$ = Valor faturado de energia elétrica em tarifa horária verde, expresso em R\$.

Caso dentro do ciclo de faturamento da UC ocorra reajuste tarifário, a Eq. (4) apresenta a tarifa proporcional a ser aplicada no mês no qual ocorreu o reajuste conforme a REN 414/2010. (ANEEL, 2010)

$$TP = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (4)$$

Onde:

TP = Tarifa proporcional a ser aplicada;

$T_{(i)}$ = Tarifa em vigor durante o período de faturamento;

$P_{(i)}$ = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa durante o período de faturamento;
 i = Período de faturamento.

Nos meses em que os montantes da demanda de potência ativa medida ultrapassam em mais de 5% a demanda contratada será adicionada ao faturamento a cobrança por ultrapassagem conforme indicado na Eq. (5) (ANEEL,2010).

$$D_{(p)} = (PAM_{(p)} - PAC_{(p)}) \cdot 2 \cdot VR_{(p)} \quad (5)$$

Onde:

$D_{(p)}$ = Valor correspondente à demanda de potência ativa excedente (R\$);
 $PAM_{(p)}$ = Demanda de potência ativa medida (kW);
 $PAC_{(p)}$ = Demanda de potência ativa contratada, expressa em kW;
 $VR_{(p)}$ = Valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência ao subgrupo A4;
 p = Posto horário tarifário (P ou FP)

Neste trabalho, a sugestão de contratação da demanda da UC para o período analisado, segue a metodologia adotada no *software* APOENA[®], que consiste na otimização da despesa anual com demanda atendendo restrições de contratação da mesma prescritas pela Resolução Normativa N° 414/2010 da ANEEL, tais como, valor mínimo de contratação da demanda de potência ativa de 30 kW, solicitação de aumento da demanda feita por escrito (a distribuidora tem até 30 dias para disponibilizar a nova demanda se houver disponibilidade para tal) e solicitação de redução da demanda feito por escrito e com antecedência de 90 dias (Grupo A4), com possibilidade de redução da demanda contratada somente uma vez a cada 12 meses (excetuando-se casos em que sejam implementadas medidas de eficiência energética, quando a distribuidora pode reduzir a demanda em qualquer hora).

O *software* APOENA[®], simula a contratação da demanda da UC em até 4 patamares, conforme apresentado a seguir:

- **Demanda única:** Se aplica, normalmente, à UC's com pouca ou nenhuma variação da demanda medida ao longo do período analisado;
- **2(dois) patamares de contratação:** Normalmente aplicada para UC com variação sazonal de demanda. Contratação de dois valores de demanda ao longo do ano, um para o período de maiores demandas e outro para o período de menores demandas;
- **3(três) patamares de contratação:** Contratação que modela com mais precisão a curva de carga da UC, resultando em três valores de demanda a contratar (através de aditivos contratuais) ao longo do ano;
- **4(quatro) patamares de contratação:** Esta modalidade de contratação exige do consumidor uma dinâmica ainda maior em celebrar (com a distribuidora) aditivos contratuais para os quatro valores de demanda a contratar. Tal modalidade pode ser muito vantajosa ao consumidor se a concessionária de energia elétrica aceitar as alterações de demanda propostas ao longo do período analisado sem propor custos adicionais de reforço do sistema de distribuição.

A inserção da microgeração solar FV na UC foi analisada a partir de simulação via *software* PVSyst[®] (www.pvsyst.com). A Tab. 3 apresenta as características dos módulos FV utilizados na simulação.

Tabela 3 - Característica dos módulos FV

Tecnologia	Potência	V_{oc}	I_{cc}	V_{mp}	I_{mp}
p-Si	320Wp	43,3V	9,51A	35,6V	9,00A

Para a integração dos sistemas de microgeração solar FV são utilizadas as coberturas das edificações. Neste caso há aproveitamento de no mínimo 90% da fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis, conforme mostrado pela localização dos subsistemas integrantes da edificação (Fig. 1a). A Fig. 1b apresenta a microgeração FV integrada à edificação, simulada via PVSyst.

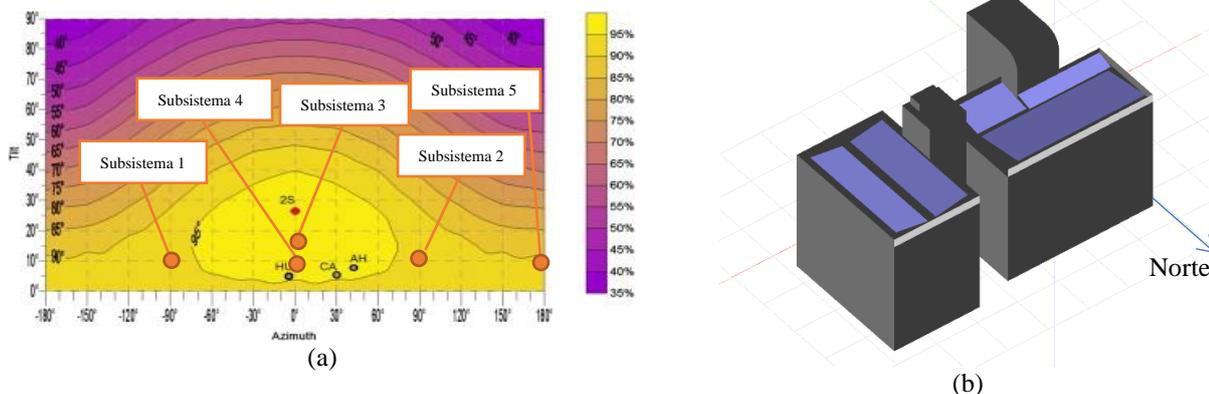


Figura 1 (a) - Fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis em função do desvio azimutal e da inclinação (Santos & Rüther, 2014). (b) - Microgeração FV integrada à edificação.

A Fig. 2 apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema solar FV simulado.

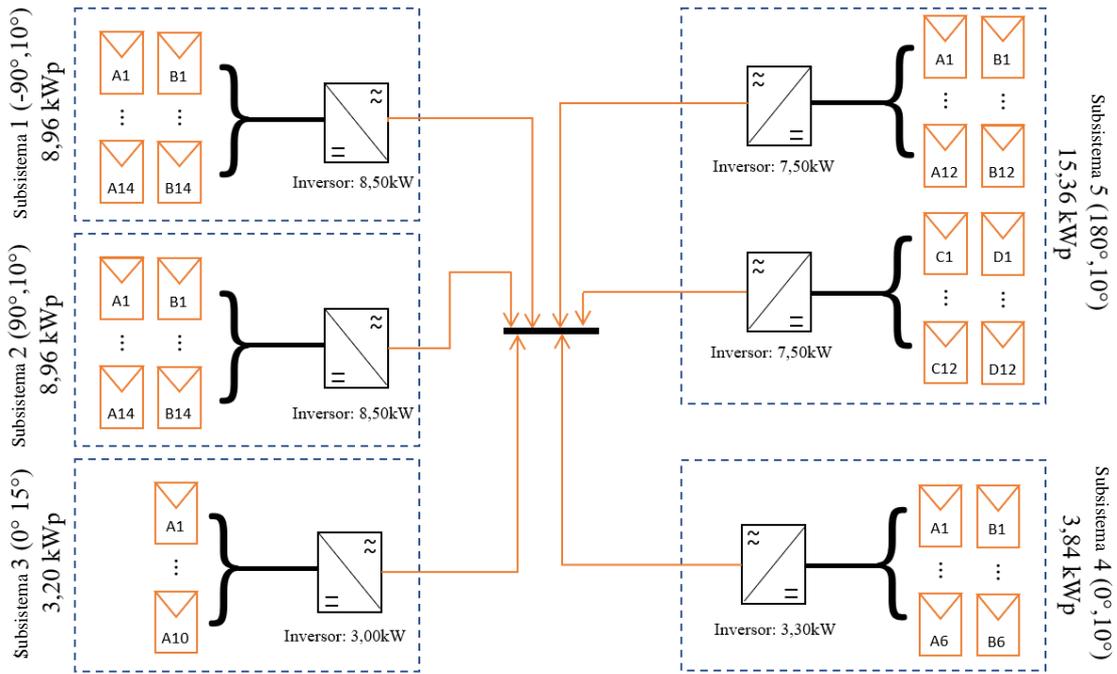


Figura 2 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de microgeração solar FV.

Observa-se que todos os subsistemas são integrados e conectados em um único ponto na edificação. O subsistema 1 (um), disposto com ângulo azimutal de -90° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 8,96 kWp, sendo composto por 2(duas) *strings* de 14 (quatorze) módulos e inversor único de 8,5 kW. O subsistema 2 (dois), disposto com ângulo azimutal de 90° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 8,96 kWp, sendo composto por 2 (duas) *strings* de 14 (quatorze) módulos e inversor único de 8,5 kW. O subsistema 3 (três), disposto com ângulo azimutal de 0° e inclinação de 15° , apresenta potência instalada de 3,20 kWp, sendo composto por 1(uma) *string* de 10(dez) módulos e inversor único de 3,0 kW. O subsistema 4 (quatro) disposto, com ângulo azimutal de 180° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 15,36 kWp, sendo composto por 4 (quatro) *strings* de 12(doze) módulos e 2 (dois) inversores de 7,5 kW. O subsistema 5 (cinco), disposto com ângulo azimutal de 0° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 3,84 kWp, sendo composto por 2(duas) *string* de 6 módulos e inversor único de 3,3 kW.

Embora unidades de pronto atendimento públicas (UPAs) possam ser incluídas em projetos de eficiência energética de distribuidoras de energia elétrica com despesas totalmente financiadas pelas concessionárias, nesse trabalho optou-se por avaliar a viabilidade financeira da integração da microgeração FV na edificação.

Foram utilizados indicadores, tais como: VPL, TIR e LCOE conforme mostram respectivamente as Eq. (6) a (9).

$$VP(i) = -I + \sum_{i=0}^n \frac{(R_i - C_i)}{(1 + TMA)^i} \quad (6)$$

Onde:

VP(i) = Valor presente, expresso em R\$;
 R_i = Receita proveniente do ano i, expresso em R\$;
 C_i = Custo proveniente do ano i, expresso em R\$;
 $FC_{(i)}$ = Fluxo de caixa no período i, expresso em R\$;
 TMA = Taxa mínima de atratividade.

$$VPL = VP(n) \quad (7)$$

Onde:

VPL = Valor presente líquido, expresso em R\$;
 VP(n) = Valor presente no ano n, expresso em R\$;

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} \quad (8)$$

Onde:

$FC_{(i)}$ = Fluxo de caixa no período i (R\$);
 TIR = Taxa interna de retorno.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\frac{I_i + O\&M_i}{(1 + TMA)^i} \right]}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{E_i}{(1 + TMA)^i} \right]} \quad (9)$$

Onde:

- LCOE = Custo de produção de energia, expresso em R\$/kWh;
- $I_{(i)}$ = Valor investido no ano i, expresso em R\$;
- $O\&M_{(i)}$ = Despesas com operação e manutenção no ano i, expressas em R\$;
- $E_{(i)}$ = Geração de energia elétrica no ano i, expressa em kWh;
- TMA = Taxa mínima de atratividade;
- n = Vida útil do sistema.

Nas simulações foram adotadas as seguintes premissas: Taxa mínima de atratividade(TMA) variável de 0% a 11,5%; preço total dos sistemas FV (equipamentos + instalação) de R\$ 179.200,00 (GREENER,2019), vida útil de 25 anos para os sistemas fotovoltaicos, vida útil de 10 anos para os inversores; despesas anuais com operação e manutenção (O&M) de 1% do custo inicial do sistema.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para o período analisado, a Fig. 2 apresenta a evolução mensal da demanda medida tanto no horário P como no horário FP e a demanda contratada pela UC.

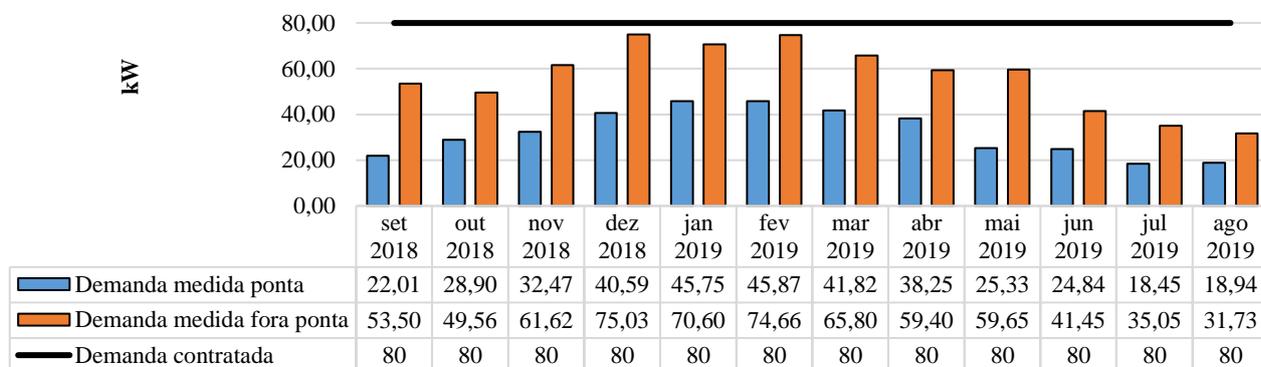


Figura 3 - Evolução mensal da demanda medida P e FP e demanda contratada

Em todos os meses analisados a demanda medida é maior no horário FP, variando de 31,73 kW (agosto) à 75,03 kW (dezembro). A demanda foi contratada em patamar único e seu valor foi de 80 kW. No período analisado, observa-se que a demanda contratada foi 7% maior do que a maior demanda medida (75,03 kW).

A Fig. 3 apresenta para o período analisado, a demanda medida no horário FP, a demanda contratada pela UC e a demanda sugerida para contratação (1 a 4 patamares de contratação) que proporcionaria à UC menor despesa anual com demanda.

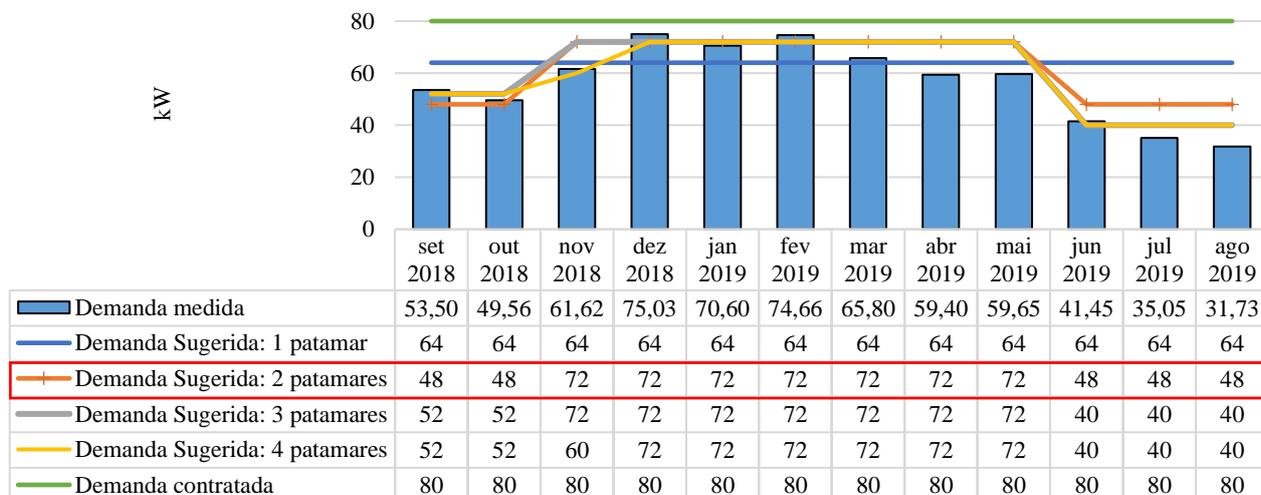


Figura 4 - Demanda medida, demanda contratada pela UC e contratação de demanda sugerida (1 a 4 patamares) - FP

Os resultados mostram contratação da demanda em 64 kW (1 patamar); 48 kW de junho a outubro e 72 kW de novembro a maio para uma contratação em dois patamares; 40 kW (junho a agosto), 72 kW (novembro a maio) e 52 kW (setembro e outubro) para contratação em três patamares e 40 kW (junho a agosto), 72 kW (dezembro a maio), 60 kW em novembro e 52 kW (setembro e outubro) para contratação em quatro patamares.

A Fig. 4 apresenta, para o período analisado e para a modalidade tarifa horária verde, a evolução mensal das despesas com demanda tanto para a demanda contratada (com impostos) como para as contratações de demanda sugeridas (com impostos) para vários patamares de contratação. Adicionalmente apresenta as despesas acumuladas com demanda.

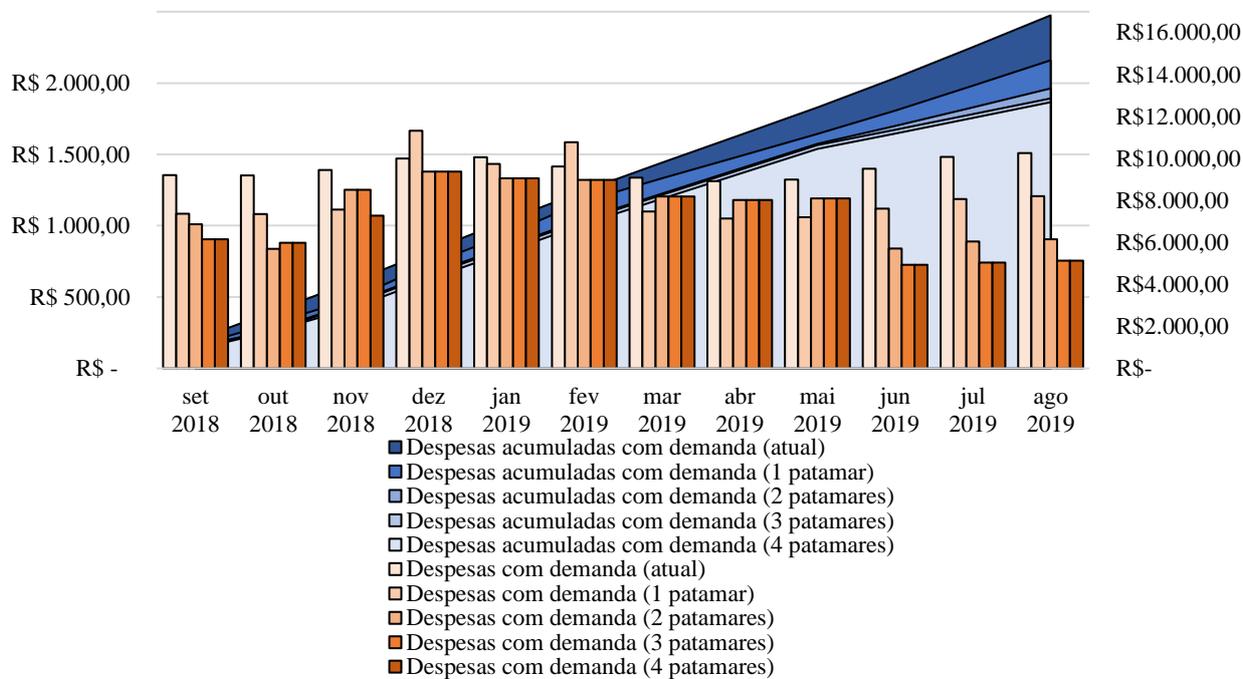


Figura 5 – Evolução mensal das despesas com a demanda (atual e com as sugestões de contratação da demanda em diversos patamares)

Observa-se que a contratação atual da demanda (80 kW, tarifa horária verde) proporcionou à UC despesa anual com demanda de R\$ 16.826,96. Se a demanda fosse contratada em um patamar (64 kW) proporcionaria à UC despesa anual com demanda de R\$ 14.682,75 (15% de economia em comparação a contratação de 80 kW), A contratação da demanda em 2(dois) patamares proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 13.342,13 (26% de economia em comparação a contratação de 80 kW), a contratação da demanda em 3 (três) patamares proporcionaria à UC despesa anual com demanda de R\$ 12.864,78, (31% de economia em comparação a contratação de 80 kW). Finalmente a contratação da demanda em 4 patamares proporcionaria à UC despesa anual com demanda de R\$ 12.683,43 (33% de economia em comparação a contratação de 80 kW).

A contratação da demanda a partir de 2(dois) patamares apresentaria menores despesas anuais com demanda. A diferença encontrada entre a contratação em 2(dois) patamares e 4(quatro) patamares seria de R\$ 657,70 por ano (aproximadamente 4% de sua despesa atual anual com demanda). Devido ao fato de que a concessionária pode cobrar do consumidor por aumento de demanda (reforço de rede), a contratação da demanda em 2(dois) patamares se apresentaria como a opção mais conveniente para a UC.

A Fig. 5 apresenta, para o período analisado e para o horário P, a evolução mensal da demanda medida e das demandas sugeridas para contratação.

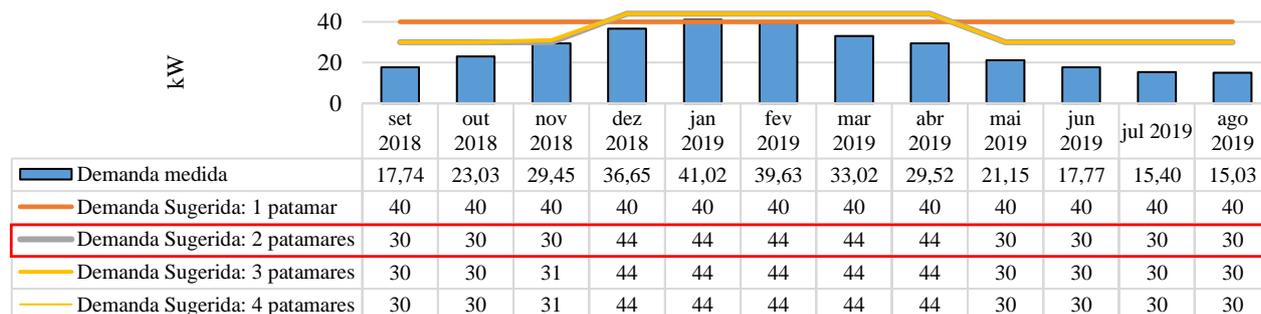
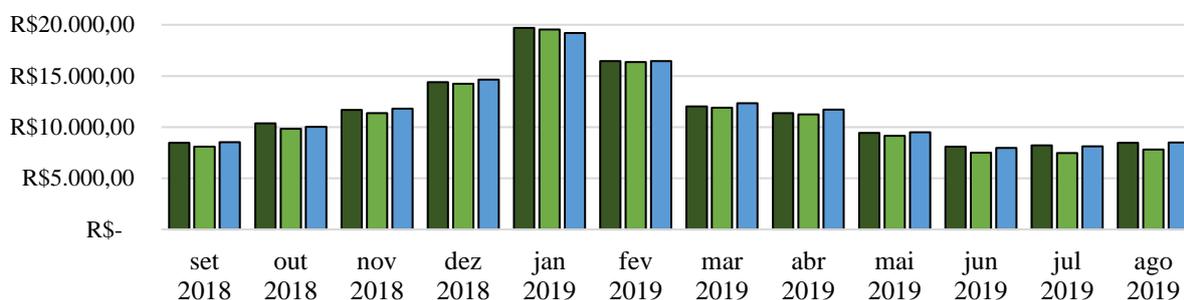


Figura 6 - Evolução mensal da demanda medida e das demandas sugeridas para contratação - P.

Observa-se que a UC apresenta perfil de demanda no horário P semelhante ao perfil de demanda do horário FP, porém em menor magnitude. Os resultados mostram contratação da demanda em 40 kW (1 patamar), 30 kW (maio a novembro) 44 kW (dezembro a abril) para 2 (dois) patamares de contratação. Para contratação da demanda em 3 (três) patamares, os resultados mostram 30 kW (maio a outubro), 31 kW em novembro e 44 kW (dezembro a abril) e para contratação da demanda em 4 (quatro) patamares, os resultados também mostram 30 kW (maio a outubro), 31 kW em novembro e 44 kW (dezembro a abril).

Através dos valores apresentados na Fig. 6 e os cálculos do valor faturado em tarifa azul (Eq. (2) e (5)) observa-se que a contratação otimizada para demanda em horário P, em um patamar (40 kW), proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 20.866,39. A contratação da demanda em 2 (dois) patamares proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 17.924,81 (16% de economia em comparação a contratação de 40 kW). A contratação da demanda em 3 (três) e 4 (quatro) patamares proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 17.846,10 (17% de economia em comparação a contratação de 40 kW). A diferença encontrada entre a contratação em 2 (dois) patamares e 4 (quatro) patamares seria de R\$ 78,70 por ano (aproximadamente 0,7% de sua despesa atual anual com demanda). Devido ao fato de que a concessionária pode cobrar do consumidor por aumento de demanda (reforço de rede), a contratação da demanda em 2 (dois) patamares se apresenta como a opção mais conveniente para a UC.

A Fig. 7 apresenta a evolução mensal dos valores faturados com energia elétrica para o contrato atual (tarifa horária verde), para a modalidade tarifa horária verde com contratação otimizada da demanda em 2 patamares e para a modalidade tarifa horária azul com contratação otimizada da demanda em 2 patamares (demanda P e FP).



■ Contrato atual em tarifa horária verde ■ Contrato otimizado em tarifa horária verde ■ Contrato otimizado em tarifa horária azul

Figura 7 – Evolução mensal dos valores faturados de energia elétrica (contrato atual), para a modalidade tarifa horária verde com contratação otimizada da demanda em 2 patamares e para a modalidade tarifa horária azul com contratação otimizada da demanda em 2 patamares.

No período analisado a UC apresentou despesa anual com energia elétrica de R\$ 138.455,27. Mediante a aplicação de medidas administrativas na contratação da energia elétrica (contratação da demanda em 2 (dois) patamares), as despesas anuais com energia elétrica em tarifa horária verde seria de R\$ 134.508,04 e em tarifa horária azul seria de R\$ 138.763,60. No período analisado, os resultados mostraram para a contratação tarifa horária verde com contratação de demanda em 2 patamares redução da despesa anual com energia elétrica de R\$ 4.120,11 (3% do valor total faturado para a UC). A modalidade tarifa horária azul não é adequada para contratação da energia elétrica da UC.

A agregação da energia solar FV à UC levou em consideração as características da edificação e a fração máxima de incidência do recurso solar. A Fig. 8 apresenta a maquete eletrônica da integração arquitetônica dos módulos FV à edificação.

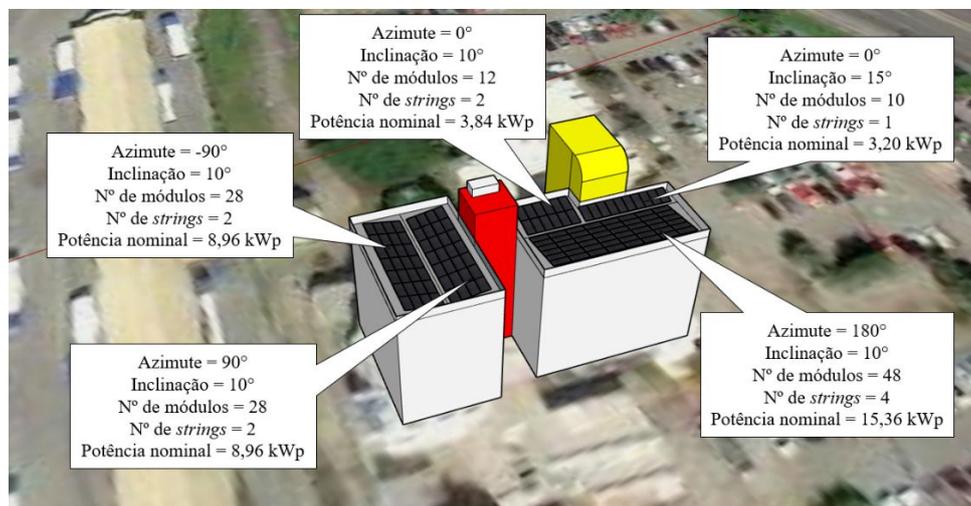


Figura 8 - Maquete eletrônica da integração arquitetônica da geração FV à edificação.

As simulações via *PVsyst* mostraram desempenho global dos sistemas FV (PR) foi de 73,03% e a energia total anual gerada de 44,99 MWh. Foram utilizados inversores descentralizados. Os inversores possuem uma potência nominal total de 38,3 kW.

A Fig. 9 apresenta, para a UC e para o período analisado, a evolução mensal da geração FV integrada à edificação e do consumo em horário P e horário FP.

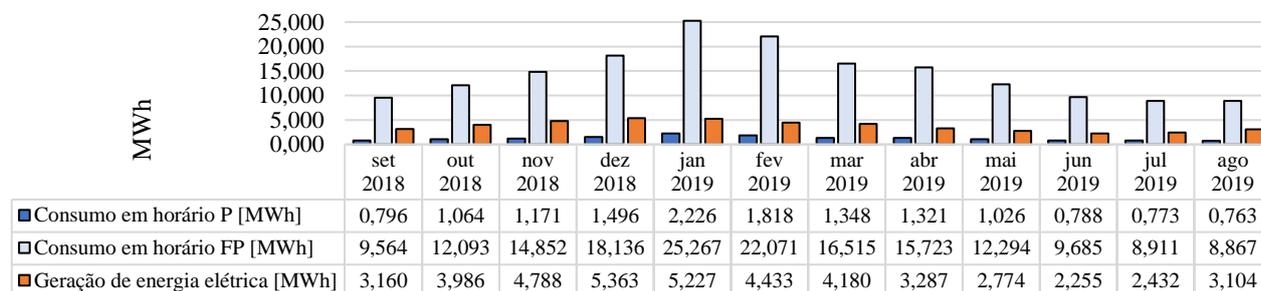


Figura 9 – Evolução mensal do consumo de energia elétrica (P e FP) e da geração FV

No período analisado, a UC apresentou consumo total de energia elétrica FP de 173,98 MWh (92,3% do consumo total da UC) e consumo total de energia elétrica P de 14,59 MWh. A energia FV gerada corresponde à aproximadamente 25% da energia elétrica consumida no horário FP. A inserção da microgeração solar FV à edificação proporcionaria, no período analisado, redução de despesas com energia elétrica de aproximadamente R\$ 27.000,00.

Com a redução de despesas proporcionada pela inserção de microgeração FV, realizou-se a análise da viabilidade financeira para a implementação do sistema de geração FV. O sistema proposto apresenta um custo inicial de aproximadamente R\$ 179.200,00 sendo o valor dos inversores aproximadamente R\$54.600,00. Com uma despesa de O&M de R\$ 1.792,00 por ano.

A Tab. 4 apresenta os valores do VPL, TIR, *payback* descontado e LCOE (principais indicadores da viabilidade financeira do projeto) para diferentes taxas mínimas de atratividade (TMA).

Tabela 4 - Indicadores de viabilidade financeira.

TMA a.a.	VPL (R\$)	TIR	Payback (Anos)	LCOE (R\$/kWh)	TMA a.a.	VPL (R\$)	TIR	Payback (Anos)	LCOE (R\$/kWh)
0,0%	317503,75	11,3%	7,10	0,50	6,5%	71466,69	4,5%	12,37	0,65
0,5%	286910,57	10,7%	7,25	0,51	7,0%	61425,43	4,0%	12,80	0,66
1,0%	259051,09	10,2%	7,41	0,52	7,5%	52128,27	3,5%	13,28	0,68
1,5%	233646,25	9,7%	7,57	0,53	8,0%	43510,23	3,1%	13,82	0,69
2,0%	210448,27	9,1%	7,75	0,54	8,5%	35512,76	2,6%	14,45	0,70
2,5%	189236,95	8,6%	7,93	0,56	9,0%	28083,03	2,1%	15,17	0,72
3,0%	169816,31	8,1%	10,33	0,57	9,5%	21173,34	1,6%	16,03	0,73
3,5%	152011,74	7,5%	10,55	0,58	10,0%	14740,55	1,2%	17,07	0,74
4,0%	135667,52	7,0%	10,78	0,59	10,5%	8745,64	0,7%	18,40	0,76
4,5%	120644,60	6,5%	11,04	0,60	11,0%	3153,22	0,3%	23,04	0,77
5,0%	106818,66	6,0%	11,33	0,61	11,3%	0,00	0%	25,00	0,78
5,5%	94078,45	5,5%	11,65	0,63	11,5%	-2068,79	-0,2%	Inviável	0,78
6,0%	82324,26	5,0%	11,98	0,64	12,00%	-3625,00	-0,7%	Inviável	0,79

Observa-se que o projeto é viável para TMA de até 11,3%. O projeto possui *playback* simples de 7,10 anos (aproximadamente 7 anos e 1 mês). Para TMA de 5% (Taxa básica de juros no Brasil, em dezembro de 2019) observa-se *payback* de 11,33 anos (aproximadamente 11 anos e 4 meses), TIR de 6% a.a., VPL de R\$106.818,66 e LCOE de 0,61 R\$/kWh.

A Tab. 5 apresenta para a UC analisada, as despesas anuais com energia elétrica.

Tabela 5 - Despesas anuais com energia elétrica.

Despesa anual com energia elétrica com contratação atual da demanda (R\$)	138.455,27
Despesa anual com energia elétrica com contratação da demanda em 2 patamares em tarifa horária verde (R\$)	134.508,04
Despesa anual com energia elétrica com inserção de microgeração solar FV (R\$)	111.070,95

A despesa anual com energia elétrica faturada para a UC foi de R\$ 138.455,27. A despesa anual com energia elétrica, se fosse realizada a contratação da demanda em 2 patamares seria de R\$ 134.508,04 (economia anual de R\$3.947,23) e a despesa anual com a inserção da microgeração solar FV seria de R\$ 111.070,95 (economia de

R\$27.384,32). As duas medidas anteriormente descritas proporcionariam à UC redução de despesas com energia elétrica de no mínimo R\$ 31.331,55 (23% da despesa total anual com energia elétrica da UC).

Embora neste caso, as economias proporcionadas pela contratação otimizada da demanda sejam pequenas, deve-se estar muito atento à contratação da demanda para UCs alimentadas em média tensão, pois sua contratação adequada, dependendo de seu perfil de demanda, pode proporcionar economias elevadas para a UC.

4. CONCLUSÃO

Esse trabalho analisou os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração FV sobre as despesas com energia elétrica da UC UPA NORTE, localizada em Florianópolis (48°W, 27°S), Santa Catarina.

Foram realizadas análises das faturas de energia elétrica da UC UPA NORTE no período compreendido entre o mês de setembro de 2018 a agosto de 2019. Observou-se que a UC possui contrato com a Celesc em posto horário verde, com demanda contratada de 80 kW (7% maior que a maior demanda medida no período analisado). Sua despesa total anual com energia elétrica foi de R\$ 138.455,27.

Para o período analisado, foi avaliada a contratação da demanda e da energia elétrica da UC tanto para modalidade de contratação Horário Verde como para modalidade de contratação Horário Azul. Para a modalidade horária verde com contratação em 2 patamares a despesa anual com energia elétrica seria de R\$ 134.508,04 e para a modalidade horária azul com contratação em 2 patamares seria de R\$ 138.763,60. Os resultados mostraram que a contratação da energia elétrica na modalidade horária verde é mais adequada para esta UC.

A inserção de microgeração fotovoltaica de 40 kWp integrada à edificação apresentaria geração fotovoltaica de 44,99 MWh e PR de 73,03%. Os resultados mostraram que a inserção da microgeração solar fotovoltaica integrada à edificação proporcionaria à UC uma economia anual de aproximadamente R\$ 27.000,00.

O estudo da atratividade financeira do sistema fotovoltaico apresentou, para uma taxa mínima de atratividade de 5% a.a., taxa interna de retorno (TIR) de 6% a.a., *payback* de 11,33 anos e retorno financeiro (VPL) de R\$106.818,66. Observou-se que o sistema de microgeração fotovoltaica apresenta atratividade financeira para taxa mínima de atratividade de até 11,3%.

Para UC, a inserção da microgeração fotovoltaica integrada à edificação aliada à contratação adequada da energia proporcionaria redução de despesas com energia elétrica de R\$ 31.331,55 (aproximadamente 23% de sua despesa total anual com energia elétrica).

Nos estudos realizados, não foram levados em consideração sistemas de armazenamento (baterias). Devido à variabilidade da energia fotovoltaica, após sua agregação à edificação, recomenda-se nova análise dos perfis de demanda para redefinir a contratação mais adequada da demanda e da energia elétrica para a UC.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Carlos Frederico Fronza pela disponibilização dos dados de consumo energético da unidade consumidora analisada.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015a. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016. Resolução Homologatória Nº 2.120, de 16 de agosto de 2016.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2018b. Resolução Homologatória Nº 2.436, de 13 de agosto de 2018.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019a. Resolução Homologatória Nº 2.593, de 20 de agosto de 2019.
- Alcázar-Ortega, M., Escrivá-Escrivá, G., Sergura-Heras, I., 2011. Methodology for validating technical tools to assess customer demand response: application to a commercial customer, *Energy Conversion and Management*, vol.52, pp.1507-1511.
- Al-Mulla, A., Maheshwari, G.P., Al-Nakib, D., El-Sherbini, A., Alghimlas, F., Al-Taqi, H., Al-Hadban, Y., 2013. Enhancement of building operations: A successful approach towards national electrical demand management, *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 781-793.
- Alotaibi D. M., Akrami M., Javadi A. A. 2019, Smart energy solution for an optimised sustainable hospital in the green city of NEOM, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 35, pp 32-40.
- APENA - Software de otimização de contratação de energia elétrica. Modelo 1.0, 2017.

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, p. 52. 2014.
- Braun, P., Rüther, R., 2010. The role of grid-connected building integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate, *Energy Conversion and Management*, vol. 51, pp. 2457-2466.
- Carlo, J., Lamberts, R., 2008. Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption, *Energy and Buildings*, vol. 40, pp. 2002-2008.
- Escrivã-Escrivã, G., 2011. Basic actions to improve energy efficiency in commercial buildings in operation, *Energy and Buildings*, vol. 43, pp. 3106-3111
- García-Sanz-Calcedo, J., Gómez-Chaparro M., Sanchez-Barroso G., 2019, Electrical and thermal energy in private hospitals: Consumption indicators focused on healthcare activity, *Sustainable Cities and Society*, vol. 47.
- Goldemberg, J., Coelho, S. T., Gol, O. L., 2004. How adequate policies can push renewables, *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146.
- Greener, Estudo estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º Trimestre de 2019, 2019.
- Hasnain, S.M., Alawaji, S.H., Al-Ibrahim, A.M., Smiai, M.S., 2009. Prospects of cool thermal storage utilization in Saudi Arabia, *Energy Conversion and Management*, vol. 41, pp. 1829-1839.
- IPCC Fifth Assessment Report, 2014. Intergovernmental panel on climate change.
- Lam, J.C., Wan, K.K.W., Tsang, C.L., Yang, L., 2008. Building energy efficiency in different climates, *Energy Conversion and Management*, vol. 49, pp. 2354-2366.
- Mahilda, T.M.I., Saidur, R., 2010. A review on test procedure, energy efficiency standards and energy labels for room air conditioners and refrigerator-freezers, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1888-1900.
- Oliveira, Saionara Nunes de et al. Emergency Care Units (UPA) 24h: the nurses' perception. *Texto contexto - enferm.* 2015, vol.24, n.1, pp.238-244.
- PVSyst - Software de dimensionamento fotovoltaico. Modelo 6.84, 2015. Disponível em: <www.pvsyst.com>
- Rezaie, B., Rosen, M.A., 2012. District heating and cooling: review of technology and potential enhancements, *Applied Energy*, vol. 93, pp. 2-10.
- Rosa, L.P., Lomardo, L. L. B., 2004. The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation, *Energy and Buildings*, vol.36, pp. 89-95.
- Rüther, R., Zilles, R., 2011. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil, *Energy Policy*, vol. 39, pp. 1027-1030
- Santos, I.P., Rüther, R., 2014. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil, *Renewable Energy*, vol. 63, pp. 116-124.
- Shen, C., Zhao, K., Ge J., Zhou, Q., 2018 Analysis of Building Energy Consumption in a Hospital in the Hot Summer and Cold Winter Area., 10th International Conference on Applied Energy, Hong Kong.
- Sozer, H., 2010. Improving energy efficiency through the design of the building envelope, *Building and Environment*, vol. 45, pp. 2581-2593.
- Transue, M., Felder, F.A., 2010. Comparison of energy efficiency incentive programs: rebates and white certificates, *Utilities Policy*, Vol. 18, pp. 103-111.
- Zhao, J., Song, Y., Lam, W.H., Liu, W., Liu, Y., Zhang, Y., 2011. Solar radiation transfer and performance analysis of an optimum photovoltaic/thermal system, *Energy Conversion and Management*, vol. 52, pp. 1343-1353.

STUDY OF THE FINANCIAL FEASIBILITY OF INTEGRATED ELECTRIC POWER CONTRACT MANAGEMENT INTEGRATED THE INSERTION OF A PHOTOVOLTIC MICROGENERATION SYSTEM IN A HOSPITAL UNIT

Abstract. . *This work aims to analyze the impact that utility energy service contract and photovoltaic energy can have on managing energy costs at a prompt service hospital consumer unit in Florianópolis-SC powered from the grid at 13.8 kV (subgroup A4). The power demand optimization, within the in Green hourly rate, presents an annual saving of R\$ 3,947.23. The insertion of photovoltaic solar microgeneration integrated into the building presented annual savings of approximately R\$ 27,000.00. The photovoltaic system presents a financial viability, for a minimum attractiveness rate of 5% per year, a system payback of 11.33 year, an internal rate of return of 6%. and a financial return of R\$ 106,818.66. It was observed that the photovoltaic microgeneration system would present financial attractiveness for a minimum attractiveness rate of up to 11.3%*

Key words: *Photovoltaic energy, Energy bill, Financial viability.*