

3

Caso simulado

3.1.

Qualificação do consumidor

O caso simulado é hipotético e não reproduz a realidade de nenhum outro empreendimento em operação.

O segmento shopping center foi escolhido como o tipo de consumidor para a simulação pelo uso intensivo de energia elétrica e de energia térmica para o condicionamento de ar, onde este é responsável por cerca de 30% a 40% dos custos de manutenção dos empreendimentos, segundo Alexandre Breda, gerente de cogeração e climatização da Comgás, distribuidora concessionária de gás natural na cidade de São Paulo, entre outros municípios do Estado.

Para a simulação, adotou-se um shopping center com área total edificada de 75.000 m² e um pé direito de 5 m de altura. Seu horário de funcionamento considerado é das 10h00m às 23h00m, de segunda-feira a domingo e seu local de instalação será a cidade do Rio de Janeiro.

Considerou-se que a área total edificada é distribuída uniformemente em 03 andares, resultando em 25.000 m² de área edificada por andar, e que a área efetiva do telhado para a instalação dos painéis fotovoltaicos é de 40% da área total de telhado, resultando em 10.000 m², sendo os restantes 15.000 m² da área destinados a área envidraçada para entrada de iluminação externa, para instalação de unidades evaporadoras das lojas e para espaço de acesso e manutenção entre os painéis fotovoltaicos.

3.2. Dados de entrada

3.2.1. Dimensionamento do sistema

Para a estimativa do consumo adotou-se os parâmetros do “Levantamento do Potencial de Cogeração no Estado do Rio de Janeiro”, elaborado pela Associação Fluminense de Cogeração de Energia – COGENRIO em parceria com o Instituto Tecnológico PUC-RIO – ITUC, para uma unidade consumidora do tipo shopping center, conforme detalhado a seguir.

A potência instalada demandada pelos aparelhos de iluminação de um shopping center pode ser estimada em 15 W por metro quadrado e incluem os focos usados nas vitrines. O plano das luminárias está a 3m do piso, esperando que as mesmas permaneçam ligadas durante 15 horas por dia, conforme equação 103.

Para shopping center com pé direito superior a 3m de altura, deverá ser considerado mais de um planos de luminárias, proporcional aos 3m por plano.

Adicionalmente, foi considerado uma potência adicional de 25% referente aos demais consumos de energia elétrica do shopping center, tais como sensores, motores, atuadores, bombas, elevadores, escadas rolantes, sistemas de segurança, aparelhos eletrônicos, etc.

$$P_{\text{ELET_MAX_MED}} = 1,25 \times \text{Área edificada} \times \frac{15 \text{ W}}{3 \text{ m}} \times \text{altura do pé direito} \quad (103)$$

A potência máxima demandada para o condicionamento do ar de conforto é de 01 TR para cada 30m³ de ar ambiente condicionado, sendo que apenas um terço desta carga térmica será instalada pelo shopping, cabendo o restante aos locatários do mesmo, conforme equação 104.

$$P_{\text{COND_MAX_MED}} = \frac{\text{Área edificada}}{3} \times \frac{1 \text{ TR}}{30 \text{ m}^3} \times \text{Altura do pé direito} \quad (104)$$

Aplicando os dados do shopping center simulado nas equações 103 e 104, encontramos as potências máximas demandadas para o sistema elétrico e para o condicionamento de ar, conforme abaixo.

$$P_{\text{ELET_MAX_MED}} = 1,25 \times 75.000 \text{ m}^2 \times \frac{15 \text{ W}}{3 \text{ m}} \times 5 \text{ m} = 2.334 \text{ kWe}$$

$$P_{\text{COND_MAX_MED}} = \frac{75.000 \text{ m}^2}{3} \times \frac{1 \text{ TR}}{30 \text{ m}^3} \times 5 \text{ m} = 4.167 \text{ TR}$$

Conforme dito anteriormente, estão sendo calculadas apenas as demandas de condicionamento térmico para a área comum do shopping, não sendo objeto do presente estudo o consumo das lojas.

Não foi considerado nenhum tipo de termoacumulação, solução amplamente utilizada com o objetivo de reduzir os picos de demanda de energia elétrica.

3.2.2.

Perfil de consumo de energia elétrica média horária mensal

Sabe-se que o consumo de energia elétrica médio horário apresenta pequenas variações entre os meses do ano devido variação da duração do dia. Entretanto, como hipótese simplificadora, considerou-se que o perfil do consumo de energia elétrica médio horário mensal pelo sistema de iluminação e outros sistemas eletrônicos não varia ao longo dos meses do ano, sendo constante durante todos os dias.

O perfil da relação entre a consumo médio e a demanda máxima total para a iluminação e outros sistemas eletrônicos foi elaborado com base nas seguintes premissas:

- 0h às 8h: shopping fechado para consumidores e para lojistas, tendo um consumo mínimo no estacionamento, letreiros, sistema de segurança, operações críticas, entre outros;
- 8h às 9h: shopping fechado para consumidores e fechado para funcionários até 8h30m, tendo um consumo mínimo no estacionamento, sistema de segurança, operações críticas, entre outros. Das 8h31m às 9h00m o shopping está aberto para funcionários, adicionando maior iluminação na parte comum do shopping em relação ao consumo anterior;
- 9h às 10h: shopping fechado para consumidores e aberto para funcionários, mantendo o consumo anterior;

- 10h às 18h: shopping aberto para consumidores e funcionários, tendo o consumo intermediário para a área comum devido à iluminação externa existente no horário;
- 18h às 19h: shopping aberto para consumidores e funcionários, tendo um consumo de iluminação maior que o horário anterior devido à redução da iluminação externa;
- 19h às 23h: shopping aberto para consumidores e funcionários, tendo um consumo igual ao máximo dimensionado. Adiciona a iluminação de estacionamento e letreiros ao consumo anterior.

A figura 15 e a tabela 1 apresentam a curva de demanda média horária mensal do consumo de energia elétrica pelo sistema de iluminação e dos demais sistemas eletrônicos.

Tabela 1 – Consumo médio horário de iluminação e outros sistemas eletrônicos

Horário			Iluminação e outros sistemas	
			% da demanda máxima	kWe
0 h	às	1 h	10%	234
1 h	às	2 h	10%	234
2 h	às	3 h	10%	234
3 h	às	4 h	10%	234
4 h	às	5 h	10%	234
5 h	às	6 h	10%	234
6 h	às	7 h	10%	234
7 h	às	8 h	10%	234
8 h	às	9 h	25%	586
9 h	às	10 h	50%	1.172
10 h	às	11 h	70%	1.641
11h	às	12 h	70%	1.641
12 h	às	13 h	70%	1.641
13 h	às	14 h	70%	1.641
14 h	às	15 h	70%	1.641
15 h	às	16 h	70%	1.641
16 h	às	17 h	70%	1.641
17 h	às	18 h	70%	1.641
18 h	às	19 h	90%	2.109
19 h	às	20 h	100%	2.344
20 h	às	21 h	100%	2.344
21 h	às	22 h	100%	2.344
22 h	às	23 h	100%	2.344
23 h	às	24 h	55%	1.289

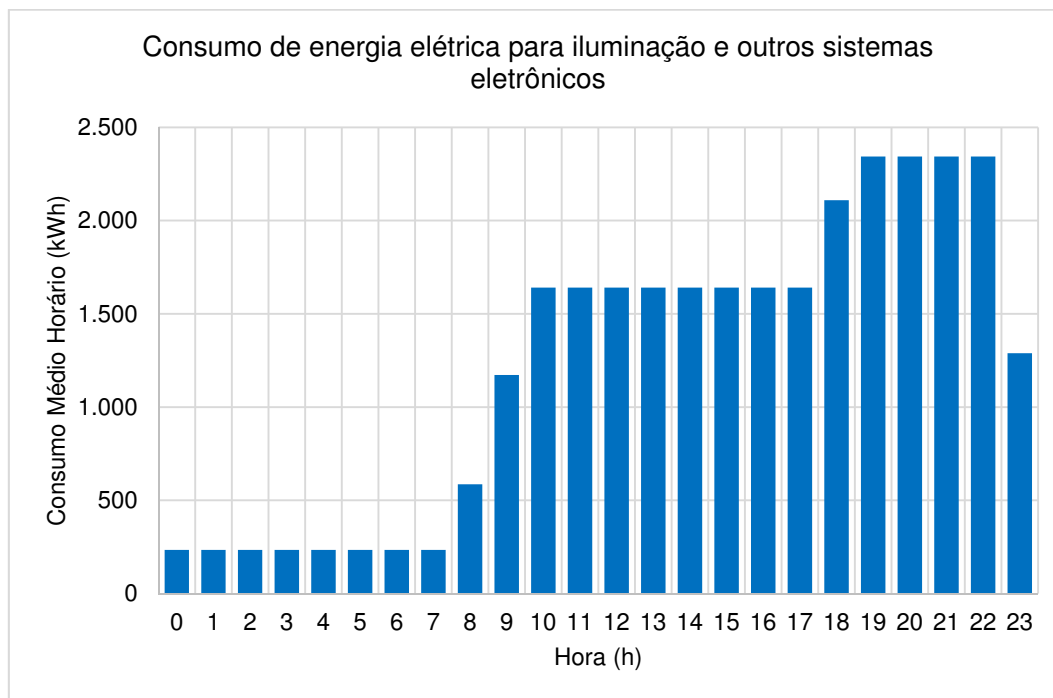


Figura 15 - Consumo médio horário de iluminação e outros sistemas eletrônicos

Para fins econômicos considerou-se que a demanda contratada nos horários de ponta e fora de ponta serão proporcionais as potências máximas demandadas divididas pelo número de GMGs instalados, tendo em vista que durante sua operação ocorrerá paradas de funcionamento do tipo forçada, não previstas, considerando que não haverá mais de 1 GMG parado simultaneamente, sendo necessário a compra de energia elétrica da rede da distribuidora concessionária em quantidade igual ao GMG em manutenção forçada.

Adicionalmente, segundo a MTU, líder mundial na fabricação motores a diesel, a potência de um motor em regime contínuo (*prime*) é em média 25% a 30% inferior a potência máxima de operação em regime de emergência (*stand-by*). Ou seja, em casos onde houver a parada simultânea de um ou mais GMGs, os demais que tiveram operando podem ter sua geração elevada a máximo da ordem de 30% por poucos dias até que os demais GMGs retornem a operação, ocasionando em um maior desgaste destes GMGs e acarretando uma antecipação das manutenções programadas.

3.2.3. Dados de radiação e temperatura

Os dados horários de temperatura de bulbo seco, radiação direta e radiação difusa utilizados foram obtidos no programa de Avaliação de Recursos Solares e Eólicos (*Solar and Wind Energy Resource Assessment – SWERA*), programa de cooperação entre diversas organizações internacionais com o objetivo de disponibilizar dados de maneira fácil para o planejamento político e investimentos em energias renováveis.

O programa disponibiliza dados meteorológicos de diversas bases ao redor do mundo, apresentando dados horários típicos dos dias do ano.

Conforme citado anteriormente, o local escolhido para a simulação do caso foi a cidade do Rio de Janeiro, utilizando os dados da estação localizada no Aeroporto Santos Dumont, conforme dados da Tabela 2.

Tabela 2 – Dados da estação meteorológica utilizada

Latitude	-22.90°
Longitude	-43.17°
Altitude	3,00 m
Periodicidade dos dados	horária
Dias analisados	365
Quantidade de horas	8760

Os dados foram tratados de modo a obter-se os seguintes perfis horários mensais da temperatura de bulbo seco máxima, temperatura de bulbo seco média, radiação direta média e da radiação difusa média, conforme tabelas 3, 4, 5 e 6, respectivamente.

Tabela 3 - Perfil da temperatura de bulbo seco máxima horária mensal (°C)

Horário	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0 h	29,0	30,1	27,7	27,0	27,0	23,3	23,0	25,7	24,0	29,7	27,0	27,0
1 h	28,0	29,7	27,3	27,2	26,0	23,1	22,0	25,1	24,0	30,1	27,0	27,0
2 h	28,0	29,4	27,0	27,5	25,5	22,9	22,0	24,4	24,0	30,4	27,0	27,0
3 h	28,0	29,1	27,0	27,3	25,0	23,3	22,0	24,4	23,4	29,7	27,0	27,0
4 h	28,0	28,7	27,0	27,2	25,0	22,9	21,0	24,4	23,4	29,1	27,0	26,0
5 h	29,0	30,1	27,0	27,0	25,0	22,9	21,0	24,4	23,4	28,4	27,0	28,0
6 h	27,0	29,5	27,3	27,2	25,5	23,0	21,0	24,5	23,7	28,1	28,0	28,0
7 h	29,0	30,0	27,7	28,3	29,0	23,1	22,0	25,3	24,1	27,7	28,0	29,0
8 h	30,0	30,5	30,0	29,5	27,0	23,3	23,0	26,1	25,0	27,4	29,0	32,0
9 h	31,0	30,9	31,3	30,7	29,0	24,0	27,0	26,8	26,0	28,0	31,0	32,0
10 h	33,0	31,4	32,7	31,8	30,0	25,0	27,0	27,6	27,0	28,5	33,0	32,0
11h	33,0	32,4	34,0	33,0	31,0	26,0	27,0	28,4	27,0	29,1	32,0	32,4
12 h	35,0	32,1	32,7	32,0	32,0	25,3	29,0	28,6	30,0	29,6	32,0	32,4
13 h	37,0	32,1	31,3	31,0	34,0	27,0	29,0	30,4	32,0	30,2	32,0	33,0
14 h	34,0	32,3	32,0	30,7	34,0	27,0	30,0	32,4	28,5	30,7	31,0	33,4
15 h	31,0	31,8	31,7	30,0	34,0	26,0	28,0	32,1	27,0	31,3	32,0	33,0
16 h	31,0	31,6	31,3	30,0	30,0	25,0	28,0	31,7	26,0	31,8	30,0	32,0
17 h	32,0	31,5	31,0	30,0	28,0	24,8	27,0	31,4	26,0	32,4	31,0	31,0
18 h	31,0	30,5	30,3	29,5	27,0	24,6	25,0	30,6	26,0	31,7	29,0	30,0
19 h	29,0	30,5	30,2	29,0	29,0	24,4	25,0	29,7	26,0	31,1	29,0	30,0
20 h	28,0	30,5	30,0	28,5	29,0	24,2	24,0	28,9	26,5	30,4	28,0	29,4
21 h	28,0	29,6	29,3	28,0	28,0	23,9	24,0	28,1	29,0	30,1	27,3	29,0
22 h	29,0	28,7	28,7	27,5	27,5	23,7	24,0	27,2	26,0	29,7	27,0	28,0
23 h	29,0	29,3	28,0	27,0	27,0	23,5	23,0	26,4	25,0	29,4	27,0	28,0

Tabela 4 - Perfil da temperatura de bulbo seco média horária mensal (°C)

Horário	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0 h	25,2	25,6	24,7	24,2	21,9	20,7	19,4	21,6	20,8	22,6	23,1	24,1
1 h	25,1	25,4	24,4	24,0	21,8	20,4	19,2	21,4	20,6	22,4	22,9	24,0
2 h	24,8	25,1	24,1	23,8	21,5	20,1	18,8	21,2	20,2	22,3	22,8	23,9
3 h	24,6	25,1	24,0	23,7	21,1	19,9	18,7	21,0	20,1	22,2	22,7	23,8
4 h	24,5	25,3	23,9	23,5	21,0	19,7	18,5	20,8	19,9	22,1	22,6	23,7
5 h	24,5	25,5	23,7	23,5	20,9	19,4	18,5	20,7	19,9	22,1	22,9	24,0
6 h	25,1	26,0	24,5	23,9	21,2	19,4	18,6	21,1	20,1	22,7	23,2	24,7
7 h	26,1	26,6	25,2	24,3	21,8	20,0	19,3	21,6	20,6	23,3	24,1	25,5
8 h	27,0	27,1	25,9	24,8	22,5	20,6	20,0	22,2	21,2	23,9	24,8	26,2
9 h	27,9	27,5	26,7	25,3	23,0	21,3	21,0	22,8	22,0	24,3	25,7	27,1
10 h	28,3	27,9	27,5	25,9	23,9	21,9	21,9	23,4	22,6	24,7	26,3	27,6
11 h	28,6	28,3	28,3	26,2	24,8	22,5	22,6	24,0	23,2	25,2	26,5	28,0
12 h	29,0	28,5	28,3	26,5	25,7	22,9	23,5	24,3	23,6	25,2	26,9	28,2
13 h	29,2	28,7	28,2	26,6	25,6	23,3	23,8	24,6	23,6	25,3	26,7	28,1
14 h	28,8	28,9	28,2	26,7	25,4	23,5	23,7	24,9	23,2	25,3	26,4	28,0
15 h	28,2	28,6	27,8	26,4	24,9	23,1	23,0	24,6	23,0	24,9	26,1	27,7
16 h	28,0	28,2	27,4	26,1	24,2	22,7	22,6	24,3	22,8	24,5	25,7	27,0
17 h	27,5	27,8	27,1	25,8	23,6	22,2	21,9	24,0	22,3	24,1	25,1	26,1
18 h	26,9	27,4	26,7	25,6	23,2	22,0	21,5	23,6	22,1	23,9	24,7	25,8
19 h	26,2	27,0	26,2	25,2	23,4	21,7	21,1	23,2	22,1	23,6	24,3	25,2
20 h	26,0	26,5	25,8	24,9	23,2	21,4	20,7	22,8	22,1	23,3	24,0	25,0
21 h	25,9	26,3	25,5	24,8	22,7	21,3	20,4	22,5	22,0	23,2	23,7	24,7
22 h	25,4	26,1	25,2	24,6	22,4	21,1	20,1	22,1	21,5	22,9	23,6	24,5
23 h	25,4	25,8	24,9	24,4	22,0	20,9	19,7	21,8	21,2	22,8	23,1	24,2

Tabela 5 - Perfil da radiação direta média horária mensal (W/m²)

Horário	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 h	28	13	2	0	0	0	0	0	1	19	45	51
6 h	175	230	120	107	39	19	19	37	63	151	181	188
7 h	334	433	267	329	186	180	209	240	208	284	276	315
8 h	448	525	375	457	352	306	350	361	303	333	342	378
9 h	506	575	437	535	401	409	427	448	349	409	377	453
10 h	538	573	481	545	464	476	470	507	401	434	495	509
11h	600	564	498	519	576	540	519	529	496	447	496	487
12 h	542	592	550	536	544	550	519	539	481	440	566	461
13 h	454	599	521	516	541	506	521	503	477	401	565	428
14 h	489	546	465	452	504	464	454	477	432	331	470	376
15 h	406	506	404	388	384	374	375	387	384	303	379	313
16 h	281	387	321	255	204	179	187	236	221	204	232	188
17 h	131	232	151	58	11	6	14	24	30	41	95	73
18 h	16	29	5	0	0	0	0	0	0	0	3	4
19 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 6 - Perfil da radiação difusa média horária mensal (W/m^2)

Horário	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 h	13	3	0	0	0	0	0	0	1	15	34	31
6 h	85	53	42	25	14	6	6	17	48	87	113	105
7 h	144	114	108	91	74	57	56	84	121	168	186	181
8 h	207	167	180	139	120	132	106	141	188	236	245	229
9 h	251	208	223	186	159	172	148	186	206	292	313	273
10 h	294	257	249	227	199	192	186	213	256	324	315	303
11 h	298	302	278	247	188	186	204	229	263	305	330	335
12 h	292	298	249	217	198	184	186	222	268	301	293	342
13 h	307	267	252	232	175	166	182	200	235	290	274	318
14 h	269	230	229	175	133	147	148	167	190	248	243	304
15 h	218	209	166	140	99	98	104	126	154	182	204	224
16 h	169	145	104	74	49	44	54	71	88	106	131	163
17 h	90	71	38	14	3	1	4	12	20	33	56	81
18 h	17	9	1	0	0	0	0	0	0	0	1	9
19 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.2.4.**Perfil de consumo de energia térmica média horária mensal**

O perfil de consumo de energia térmica média horária mensal para condicionamento do ar foi obtido pelo conceito de graus-hora para resfriamento

(*cooling degree hours*), baseado na temperatura de bulbo seco do ambiente externo ao ambiente a ser climatizado, como hipótese simplificadora.

Em casos onde uma aproximação rápida da operação de um sistema de condicionamento de ar é mais importante do que a precisão, o método de graus-hora para resfriamento pode ser usado para monitorar o consumo de energia elétrica em função das condições meteorológicas (Krese et al., 2011).

Além disso, este método considera apenas a dependência linear entre o consumo de energia para condicionamento térmico e a carga térmica sensível, ignorando a carga térmica latente, onde esta necessita de maiores informações com relação ao uso, construção e orientação da edificação.

O método consiste no cálculo da diferença positivas de temperatura entre o ambiente externo e a temperatura de referência, desconsiderando as diferenças negativas.

Para a determinação das temperaturas de referência, adotou-se o padrão recomendado pela Sociedade Americana de Engenheiros de Aquecimento, Refrigeração e Condicionamento de Ar (*American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers – ASHRAE*), que estabelece como temperatura recomendada para ambientes fechados para o verão uma faixa de temperatura variando entre 22,8 °C e 26,1°C e para o inverno uma faixa de temperatura variando entre 20,0 °C e 22,8 °C (ASHRAE, 2010).

Com o objetivo de reduzir a sensibilidade da carga térmica média horária necessária para o consumidor simulado, optou-se por utilizar os limites inferiores de ambas as faixas para os meses mais severos de ambas as estações, interpolando valores para os meses intermediários. Desta forma, as variações na temperatura externa apresentam menores variações na carga térmica se comparado aos limites superiores das faixas de temperatura recomendada, na tentativa de suprimir a carência de informações sobre a carga térmica latente.

A tabela 7 apresenta as temperaturas externas de referência adotadas na presente simulação.

Tabela 7 – Temperatura externa de referência para o método de graus-hora para resfriamento (°C)

Temperatura (°C)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	22,3	22,8	22,3	21,9	21,4	20,9	20,5	20,0	20,5	20,9	21,4	21,9

Definidas as temperaturas externas de referência, calculou-se os graus-hora para resfriamento máximos horários mensais com base nas temperaturas máximas, apresentado na tabela 8.

Tabela 8 – Graus-hora máximos horários mensais para resfriamento

Graus-hora Resfriamento (°C.h)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0 h	6,7	7,3	5,4	5,1	5,6	2,4	2,5	5,7	3,5	8,8	5,6	5,1
1 h	5,7	6,9	5,0	5,3	4,6	2,2	1,5	5,1	3,5	9,2	5,6	5,1
2 h	5,7	6,6	4,7	5,6	4,1	2,0	1,5	4,4	3,5	9,5	5,6	5,1
3 h	5,7	6,3	4,7	5,4	3,6	2,4	1,5	4,4	2,9	8,8	5,6	5,1
4 h	5,7	5,9	4,7	5,3	3,6	2,0	0,5	4,4	2,9	8,2	5,6	4,1
5 h	6,7	7,3	4,7	5,1	3,6	2,0	0,5	4,4	2,9	7,5	5,6	6,1
6 h	4,7	6,7	5,0	5,3	4,1	2,1	0,5	4,5	3,2	7,2	6,6	6,1
7 h	6,7	7,2	5,4	6,4	7,6	2,2	1,5	5,3	3,6	6,8	6,6	7,1
8 h	7,7	7,7	7,7	7,6	5,6	2,4	2,5	6,1	4,5	6,5	7,6	10,1
9 h	8,7	8,1	9,0	8,8	7,6	3,1	6,5	6,8	5,5	7,1	9,6	10,1
10 h	10,7	8,6	10,4	9,9	8,6	4,1	6,5	7,6	6,5	7,6	11,6	10,1
11h	10,7	9,6	11,7	11,1	9,6	5,1	6,5	8,4	6,5	8,2	10,6	10,5
12 h	12,7	9,3	10,4	10,1	10,6	4,4	8,5	8,6	9,5	8,7	10,6	10,5
13 h	14,7	9,3	9,0	9,1	12,6	6,1	8,5	10,4	11,5	9,3	10,6	11,1
14 h	11,7	9,5	9,7	8,8	12,6	6,1	9,5	12,4	8,0	9,8	9,6	11,5
15 h	8,7	9,0	9,4	8,1	12,6	5,1	7,5	12,1	6,5	10,4	10,6	11,1
16 h	8,7	8,8	9,0	8,1	8,6	4,1	7,5	11,7	5,5	10,9	8,6	10,1
17 h	9,7	8,7	8,7	8,1	6,6	3,9	6,5	11,4	5,5	11,5	9,6	9,1
18 h	8,7	7,7	8,0	7,6	5,6	3,7	4,5	10,6	5,5	10,8	7,6	8,1
19 h	6,7	7,7	7,9	7,1	7,6	3,5	4,5	9,7	5,5	10,2	7,6	8,1
20 h	5,7	7,7	7,7	6,6	7,6	3,3	3,5	8,9	6,0	9,5	6,6	7,5
21 h	5,7	6,8	7,0	6,1	6,6	3,0	3,5	8,1	8,5	9,2	5,9	7,1
22 h	6,7	5,9	6,4	5,6	6,1	2,8	3,5	7,2	5,5	8,8	5,6	6,1
23 h	6,7	6,5	5,7	5,1	5,6	2,6	2,5	6,4	4,5	8,5	5,6	6,1

Após a definição dos graus-hora máximos horários mensais para resfriamento, calculou-se a carga térmica média horária mensal de energia para condicionamento do ar com base nos graus-hora médios horários mensais e na potência máxima demandada pelo condicionamento de ar do shopping de 4.167 TR, considerando o horário de funcionamento do sistema de condicionamento do ar de 8h às 23h, apresentado na tabela 9.

Tabela 9 – Carga térmica média horária mensal

Carga Térmica (TR)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 h	2.362	2.185	2.198	1.570	241	0	0	1.291	199	1.430	1.726	2.115
8 h	2.545	2.341	1.932	1.598	843	0	0	1.483	683	1.891	1.873	1.799
9 h	2.694	2.433	2.026	1.615	895	521	371	1.710	1.165	1.985	1.852	2.141
10 h	2.315	2.487	2.077	1.696	1.205	994	906	1.862	1.365	2.090	1.760	2.378
11h	2.459	2.401	2.133	1.624	1.479	1.297	1.379	1.991	1.728	2.159	2.005	2.408
12 h	2.386	2.564	2.385	1.900	1.694	1.889	1.505	2.087	1.348	2.058	2.179	2.497
13 h	2.228	2.647	2.729	2.163	1.388	1.607	1.639	1.841	1.139	1.948	2.086	2.337
14 h	2.318	2.674	2.515	2.289	1.329	1.781	1.403	1.641	1.397	1.869	2.163	2.226
15 h	2.828	2.662	2.439	2.333	1.148	1.782	1.419	1.581	1.629	1.607	1.835	2.177
16 h	2.740	2.549	2.374	2.177	1.354	1.780	1.178	1.527	1.770	1.379	2.059	2.106
17 h	2.241	2.412	2.287	2.024	1.367	1.394	910	1.459	1.388	1.167	1.613	1.915
18 h	2.213	2.499	2.267	2.011	1.359	1.227	929	1.411	1.240	1.143	1.791	2.030
19 h	2.437	2.263	2.069	1.963	1.098	906	609	1.368	1.207	1.086	1.572	1.724
20 h	2.727	2.026	1.893	1.920	1.001	638	268	1.302	1.103	1.052	1.642	1.721
21 h	2.611	2.154	1.917	1.961	849	487	0	1.263	737	1.011	1.655	1.657
22 h	1.947	2.313	1.891	2.005	659	206	0	1.219	746	952	1.627	1.778
23 h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.2.5. Conexão à rede

Considerou-se que este consumidor se conectará na rede da concessionária distribuidora de energia Light Serviços de Eletricidade – LIGHT na tensão de 13,8 kV, se enquadrando no subgrupo A4.

Neste sentido, utilizou-se as tarifas homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vigentes no período compreendido entre os dias 07/11/2012 e 06/11/2013, publicadas pela Resolução Homologatória N. 1.377 de 6 de novembro de 2012, conforme Tabelas 10 e 11.

O consumidor do caso simulado não se enquadra na modalidade tarifária convencional binômica por possuir demanda acima de 300 kW, sendo este o motivo da não apresentação da tarifa nas tabelas abaixo.

Tabela 10 – Tarifas binomiais para a modalidade horosazonal azul

Subgrupo	Tensão (kV)		Demanda (R\$/kW.mês)		Consumo (R\$/MWh)			
					Ponta		F. Ponta	
					Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2	88	138	21,42	6,92	299,91	271,23	186,95	170,31
A3a	30	44	43,31	15,82	299,91	271,23	186,95	170,31
A4	2,3	25	46,06	16,70	299,91	271,23	186,95	170,31
AS	subterrâneo		50,95	24,92	299,91	271,23	186,95	170,31

Tabela 11 - Tarifas binomiais para a modalidade horosazonal verde

Subgrupo	Tensão (kV)		Demanda (R\$/kW.mês)	Consumo (R\$/MWh)			
				Ponta		F. Ponta	
				Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a	30	44	15,82	1.305,49	1.276,81	186,95	170,31
A4	2,3	25	16,70	1.305,49	1.276,81	186,95	170,31
AS	subterrâneo		24,92	1.305,49	1.276,81	186,95	170,31

As tarifas acima não contemplam a incidência de ICMS, PIS e COFINS, sendo necessária sua consideração para a obtenção do custo final da conta de energia elétrica.

A alíquota de ICMS no Estado do Rio de Janeiro para consumidores com consumo mensal acima de 300 kWh é de 29%.

As alíquotas de PIS e COFINS são, respectivamente, 1,65% e 7,60% sob o regime não cumulativo, cabendo as concessionárias distribuidoras a dedução do PIS e COFINS pagos sobre os custos e despesas. Assim, a alíquota efetiva varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pela companhia.

Como não foram encontrados as alíquotas efetivas de PIS e COFINS no sítio eletrônico da LIGHT e da ANEEL, considerou-se neste estudo a alíquota efetiva de PIS e COFINS total de 5,35%.

3.2.6. Combustível utilizado

3.2.6.1. Características do combustível

Tendo em vista que o PCS e o PCI do gás natural entregue pela distribuidora concessionárias estaduais não são garantidos, fez-se necessário a análise de valores diários de medição da composição e do poder energético do gás natural, fornecidos pela Diretoria Técnica da CEG, entregue para a usina termelétrica Barbosa Lima Sobrinho, de propriedade da PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., entre os dias 01/01/2010 e 13/07/2011, totalizando 559 medições diárias.

Tabela 12 – Composição média do gás natural no *city-gate* de Japeri

Parâmetro	Composição Mássica Média (%)
C6+	0,0256
C ₃ H ₈	0,9963
IC ₄	0,1176
NC ₄	0,1570
NeoC5	0,0008
IC ₅	0,0324
NC5	0,0238
N ₂	0,5811
CH ₄	92,9698
CO ₂	0,7822
C ₂ H ₆	4,3134

Tabela 13 – Características médias do gás natural no *city-gate* de Japeri

Parâmetro	Unidade	Valor Médio	Condições
PCS	kJ/m ³ kcal/m ³	38.705,49 9.244,65	20°C e 1 atm
PCI	kJ/m ³ kcal/m ³	34.874,06 8.329,53	20°C e 1 atm
Índice de Wobbe	kJ/m ³ kcal/m ³	49.915,13 11.922,02	20°C e 1 atm
Massa Específica	Kg/m ³	0,7243	
Coefficiente de Compressibilidade	-	0,9977	20°C e 1 atm

Conforme verificado na Tabela 13, o valor médio do PCS de 9.244,65 kcal/m³ é inferior ao PCR de 9.400 kcal/m³, fazendo-se necessário a utilização de um fator de correção para fins de faturamento conhecido no setor como Fator PCS, calculado pela equação 26, de 0,9835.

Para o cálculo de consumo volumétrico será adotado o valor médio do PCS de 9.244,65 kcal/m³ ou 38.705,49 kJ/m³ nas condições de 1 atm de pressão e 20°C de temperatura.

De maneira análoga, será adotado o valor médio do PCI no período de 8.329,53 kcal/m³ ou 34.874,06 kJ/m³ nas condições de 1 atm de pressão e 20°C de temperatura.

3.2.6.2. Tarifação do Gás Natural

A tarifação do gás natural é variável com base no consumo volumétrico mensal e no tipo de consumidor, havendo tarifas distintas para as faixas de consumo, sendo aplicadas progressivamente em cada uma das faixas de consumo, conforme exemplificado na tabela 14 com a Tarifa da CEG para um consumidor do tipo Cogeração, vigente desde 01/09/2012.

Tabela 14 – Estrutura tarifária da CEG para consumidores do tipo cogeração

Faixa de Consumo m³/mês	Tarifa Limite R\$/m³
0 a 200	3,7257
201 a 5.000	2,1633
5.001 a 20.000	1,9174
20.001 a 70.000	1,5787
70.001 a 120.000	1,4460
120.001 a 300.000	1,3043
300.001 a 600.000	1,1367
600.001 a 1.500.000	1,1323
Acima de 1.500.000	1,1201

As tarifas da tabela 14 já contemplam os tributos incidentes e são faturados nas condições de PCR, 1 atm de pressão e 20°C de temperatura.

3.2.6.3. Taxas de câmbio utilizadas

Considerando que grande partes dos equipamentos utilizados no sistema de cogeração e de energia fotovoltaica são importados, é necessário a definição das taxas de câmbio para a determinação do valor total do investimento em moeda nacional.

As taxas de câmbio utilizadas estão apresentadas na tabela 15 e são definidas como as taxas médias de venda das respectivas moedas no ano de 2012.

Tabela 15 – Taxas de câmbio utilizadas

Moeda	Taxa de câmbio (R\$)
Dólar Americano (USD)	1,9550
Euro (€)	2,5103
Libra Esterlina (£)	3,0985

3.3. Configuração do sistema

Para o dimensionamento para atendimento à demanda de energia elétrica, a melhor configuração foi um sistema híbrido, sendo composto por um sistema de cogeração em paralelo com o fornecimento de energia pela rede.

O sistema foi configurado utilizando os equipamentos do banco de dados do modelo, conforme detalhado a seguir.

3.3.1. Sistema FV

O sistema FV configurado é composto por painéis fotovoltaicos, centrais de monitoramento e centrais inversora, conforme detalhado na sequência.

3.3.1.1. Painel fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos utilizados no caso simulado estão detalhados na Tabela 16.

Tabela 16 – Dados dos painéis FV utilizado

Fabricante	Kyocera
Modelo	KD240GX-LPB
Classificação INMETRO	A
Área externa	1,645 m ²
P _{MP}	240,0 W
Eficiência energética	14,6%
Coeficiente de temperatura	-1,10 W/°C
Potência garantida em 10 anos 20 anos	90% P _{MP} 80% P _{MP}
Quantidade de painéis	6.077 unidades
Custo de aquisição Unitário	678,42 R\$
Custo de operação	1% do CAPEX ao ano

O custo de aquisição unitário foi obtido com base em consulta ao fornecedor e conversa com empresa especializada em comércio exterior que informou o custo final do equipamento entregue no consumidor de 125% do preço FOB, considerando o diferimento do ICMS da importação com base no Decreto Estadual 41.557/08 e a suspensão do pagamento do PIS/PASEP e da COFINS com base na Lei 11.488/2007. Este preço não considera as estruturas metálicas e componentes adicionais para sua instalação.

O custo de operação foi extraído da publicação “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira” elaborado sob a coordenação da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE.

O custo total de aquisição dos painéis FV é de R\$ 4.122.763,20.

3.3.1.2. Central de monitoramento

As centrais de monitoramento utilizadas no caso simulado estão detalhadas na Tabela 17.

Tabela 17 – Dados das centrais de monitoramento utilizado

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Central String Monitor - 64
Quantidade máxima de painéis FV conectados	64 unidades
P _{MP} máxima por painel FV	240,0 W
Quantidade de centrais de monitoramento	95 unidades
Custo de aquisição unitário	14.792,13 R\$
Custo de operação	1% do CAPEX ao ano

O custo de aquisição unitário foi obtido com base em consulta ao fornecedor e conversa com empresa especializada em comércio exterior que informou o custo final do equipamento entregue no consumidor de 121% do preço FOB, considerando o diferimento do ICMS da importação e da suspensão do pagamento do PIS/PASEP e da COFIN, conforme detalhado anteriormente. Este preço não considera as estruturas metálicas e peças adicionais para sua instalação.

O custo total de aquisição das centrais de monitoramento é de R\$ 1.405.252,18.

3.3.1.3. Central inversora

As centrais inversoras de corrente contínua para corrente alternada utilizadas no caso simulado estão detalhadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Dados das centrais inversoras DC/AC utilizado

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Central SC500HE-US
P _{MP} máxima total	565.000 W
Eficiência padrão CEC	98,0%
Tipo de central	fora de grid
Tensão de saída	120 V
Consumo máximo de energia	1.600 W
Quantidade de centrais inversoras	03 unidades
Custo de aquisição unitário	273.165,12 R\$
Custo de operação	1% do CAPEX ao ano

A eficiência CEC é um padrão criado pela Comissão de Energia da Califórnia que adota uma média ponderada das eficiências do equipamento com base em uma curva de carga e uma ponderação do peso de cada fator de carga, conforme equação 105.

$$\eta_{CEC} = 0,04 \times \eta_{10\%} + 0,05 \times \eta_{20\%} + 0,12 \times \eta_{30\%} + 0,21 \times \eta_{50\%} + 0,53 \times \eta_{75\%} + 0,05 \times \eta_{100\%} \quad (105)$$

O custo de aquisição unitário foi obtido com base em consulta ao fornecedor e conversa com empresa especializada em comércio exterior que informou o custo final do equipamento entregue no consumidor de 121% do preço FOB, considerando o diferimento do ICMS da importação e da suspensão do pagamento do PIS/PASEP e da COFINS, conforme detalhado anteriormente. Este preço não considera as estruturas metálicas e peças adicionais para sua instalação.

O custo total de aquisição das centrais inversoras é de R\$819.495,35.

3.3.1.4. Demais componentes

O custo total do sistema FV adicional aos equipamentos citados foi estimado com base em conversa com especialista em orçamentação, a saber:

- Estruturas para fixação do painel FV: 20% do valor dos painéis FV (R\$ 824.552,64)
- Custo das obras civis: 10% do valor total dos equipamentos (R\$ 634.751,07);
- Custo de materiais adicionais: 10% do valor total dos equipamentos (R\$ 634.751,07);
- Custo de montagem e comissionamento: 20% do valor total dos equipamentos (R\$ 1.269.502,15);
- Custo do projeto de engenharia de detalhamento: 5% do valor total dos equipamentos (R\$ 511.108,82);

Desta forma, o valor total de instalação do sistema FV é de R\$ 10.222.176,48 e seu custo anual de operação será de R\$ 102.221,76.

3.3.2. GMG

O GMG utilizado está detalhado na tabela 19 e foi escolhido por atender a demanda máxima com o menor custo global durante a operação.

Tabela 19 – Dados do GMG utilizado

Fabricante		GE
Modelo		Jenbacher JMS 316 GN-NL
Potência máxima unitária	elétrica térmica	834 kWe 994 kWt
Eficiência bruta a plena carga	elétrica térmica	39,9% 47,6%
Fator de carga mínimo admitido		25%
Combustível		Gás Natural
Quantidade de GMGs		07 unidades
Potência máxima total	elétrica	5.838 kWe

	térmica	6.958 kWt
Potência mínima admitida	elétrica térmica	209 kWe 249 kWt
Taxa de Disponibilidade		100,0 %
Consumo de seus equipamentos auxiliares		5,0%
Custo de aquisição unitário		869.206,69 R\$
Custo de operação		33,33 R\$/MWh gerado

As curvas de performance deste GMG ajustada pelo Métodos dos Mínimos Quadrados estão apresentadas nas Figuras 16 e 17.

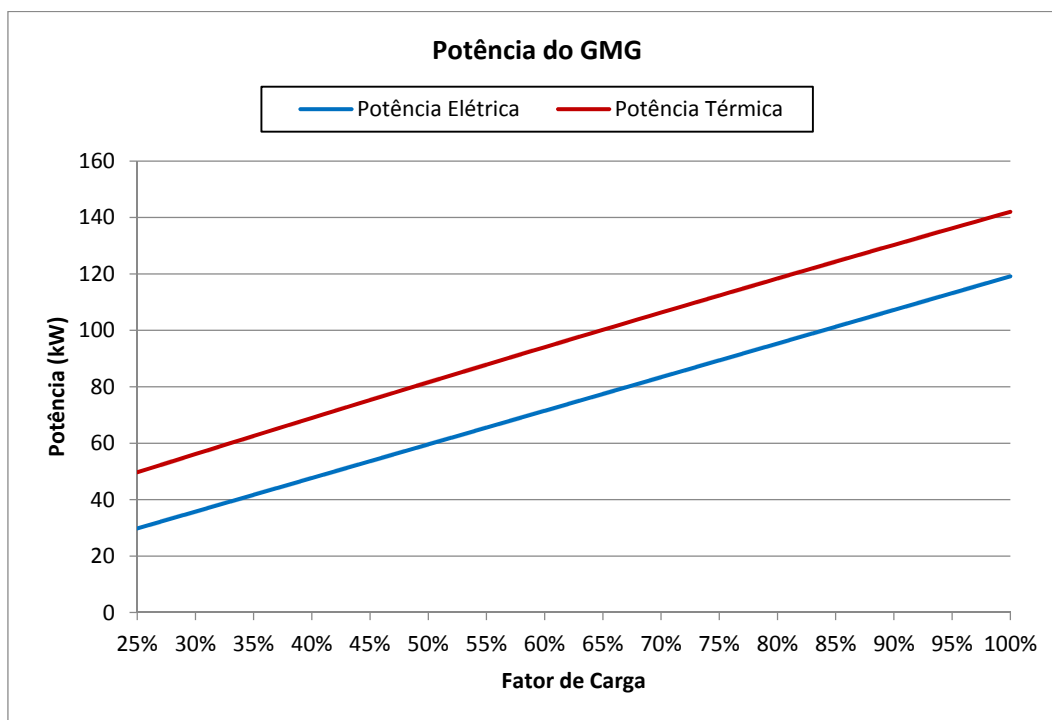


Figura 16- Curva da potência elétrica e térmica do GMG em função do seu fator de carga

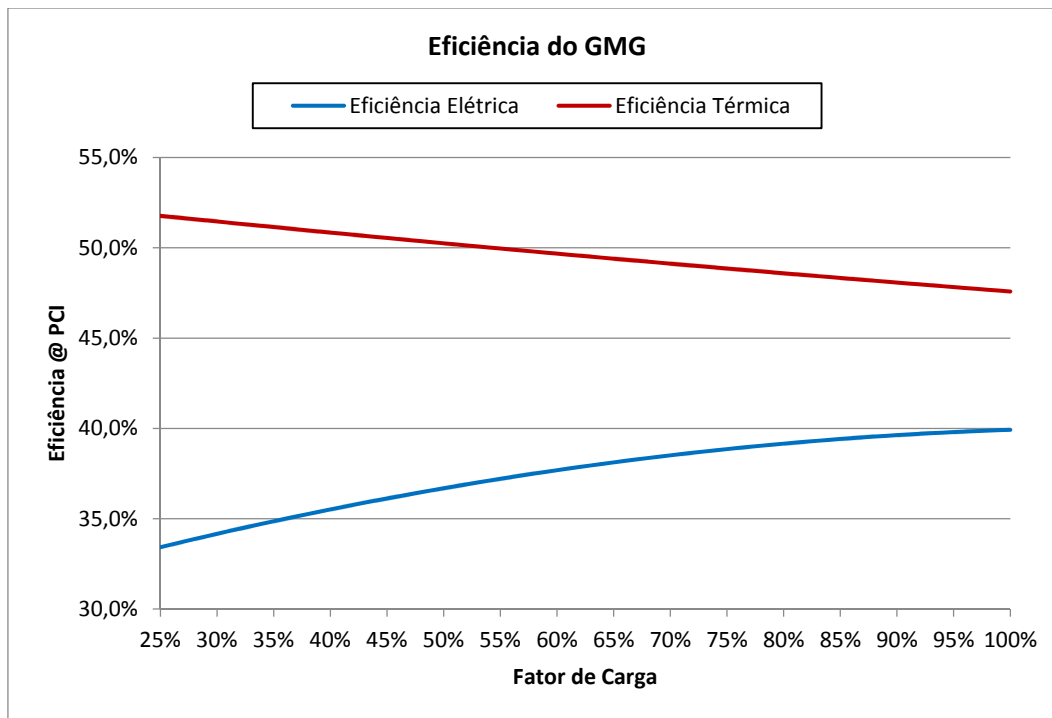


Figura 17 – Curva da eficiência elétrica e térmica do GMG em função do seu fator de carga

O custo de aquisição unitário foi obtido com base em consulta ao fabricante do equipamento de £265/W, equivalente com a taxa de câmbio adotada a R\$821/W na modalidade FOB Áustria e conversa com empresa especializada em comércio exterior que informou o custo final do equipamento entregue no consumidor de 123% do preço FOB, considerando o diferimento do ICMS da importação e a suspensão do pagamento do PIS/PASEP e da COFINS conforme descrito anteriormente. Este preço não considera os sistemas e equipamentos adicionais nem sua montagem e comissionamento.

O custo total de aquisição dos 07 GMGs é de R\$ 6.084.446,81. Os custos adicionais ao equipamento foram estimados com base em conversa com especialista em orçamentação, a saber:

- Equipamentos e instalações mecânicas: 20% do valor dos GMGs (R\$ 1.216.889,36);
- Equipamentos e instalações elétricas: 20% do valor dos GMGs (R\$ 1.216.889,36);
- Obras civis: 10% do valor dos GMGs (R\$ 608.444,68);
- Sistema de resfriamento: 15% do valor dos GMGs (R\$ 912.667,02);

- Projeto de engenharia de detalhamento: 5% do valor do total (R\$ 528.386,17);

O custo total de aquisição de 07 unidades do GMG Jenbacher JMS 316 GS-NL com seus equipamentos adicionais e sua instalação é de R\$ 10.567.723,41

3.3.3. CAB

O CAB utilizado está detalhado na tabela 20 e foi escolhido por atender em a demanda máxima necessária apresentando a menor sobredemanda.

Tabela 20 – Dados do CAB utilizado

Fabricante	THERMAX
Modelo	EJ 70A TCU
Capacidade de resfriamento	1.158 TR 4.076 kW
Calor máximo permitido	
água quente	2.233 kW
gases de exaustão	1.759 kW
água de resfriamento	-7.004 kW
Consumo elétrico máximo	27,68 kWe
Quantidade de CAB	02 unidades
Custo de aquisição unitário	1.867.872,64
Custo de operação	3% do CAPEX ao ano

A curva de performance do CAB ajustada pelo Método dos Mínimos Quadrados está apresentada na figura 18.

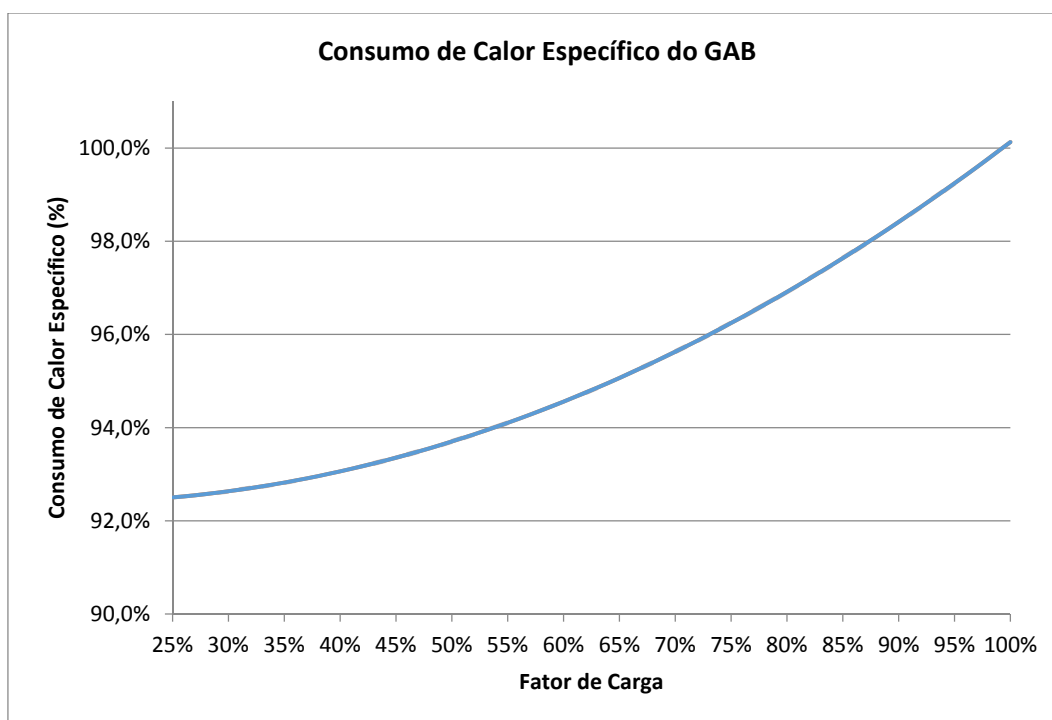


Figura 18 – Curva do consumo de calor específico do CAB em relação ao consumo específico em plena carga

O custo de aquisição unitário foi obtido com base em consulta ao fabricante do equipamento na modalidade FOB Índia e conversa com empresa especializada em comércio exterior que informou o custo final do equipamento entregue no consumidor de 135% do preço FOB, considerando o diferimento do ICMS da importação e a suspensão do pagamento do PIS/PASEP e da COFINS conforme descrito anteriormente. Este preço não considera os sistemas e equipamentos adicionais nem sua montagem e comissionamento.

O custo total de aquisição dos CABs é de R\$ 3.735.745,28. Os custos adicionais ao equipamento foram estimados com base em conversa com especialista em orçamentação, a saber:

- Equipamentos e instalações mecânicas: 20% do valor do CAB (R\$ 747.149,06);
- Equipamentos e instalações elétricas: 10% do valor do CAB (R\$ 373.574,53);
- Obras civis: 10% do valor do CAB (R\$ 373.574,53);
- Sistema de resfriamento: 10% do valor do CAB (R\$ 373.574,53);

- Projeto de engenharia de detalhamento: 5% do valor do total (R\$ 294.927,26);

O custo total de aquisição de 02 unidade do CAB THERMAX EJ 70C TCU com seus equipamentos adicionais e sua instalação é de R\$5.898.545,17 e seu custo anual de operação será de R\$ 176.956,36.

3.3.4. CEL

O CEL utilizado está detalhado na tabela 21.

Tabela 21 – Dados do CEL utilizado

Fabricante	Carrier
Modelo	Aquaforce 30RB A 300
Capacidade de geração plena carga carga mínima	283 TR 23 TR
Eficiência COP IPLV	3,96 Wt/We
Quantidade de CEL	15 unidades
Custo de aquisição unitário	-

Não foi considerado o custo de aquisição unitário do CEL tendo em vista que este componente deverá ser utilizando tanto na solução do sistema híbrido de cogeração com a rede elétrica quanto na solução do sistema tradicional pela rede elétrica.

3.4. Resultados da Simulação

3.4.1. Geração e Consumo

Após a entrada dos dados de configuração e de demanda do consumidor e do dimensionamento do sistema, o modelo realizou os cálculos de geração do sistema FV e do sistema GMG, de geração de energia térmica no CAB e no CEL, e de compra da energia da rede da distribuidora concessionária, no Apêndice A3.

A simulação teve como meta para a diferença máxima entre o consumo e a geração de energia elétrica e de energia térmica a faixa compreendida entre -1% e +1% do consumo horário e do consumo diário.

Da análise das tabelas do Apêndice A3, foi elaborada a tabela 22 para a verificação da convergência dos cálculos iterativos em termos médios diários.

Tabela 22 – Balanço energético médio diário do consumidor simulado

Mês	Balanço Energético Médio Diário (kWh)								
	Energia Elétrica					Energia Térmica			
	Consumo	FV	GMG	Rede	Dif.	Consumo	CAB	CEL	Dif.
Janeiro	51.389	8.230	43.234	1	-0,1%	134.334	47.801	86.532	0,0%
Fevereiro	51.016	9.023	42.070	0	-0,2%	131.720	46.665	85.054	0,0%
Março	48.817	8.099	40.679	45	0,1%	121.145	44.795	76.350	0,0%
Abril	45.602	8.814	36.751	37	0,1%	103.887	40.270	63.617	0,0%
Maio	37.563	8.593	28.825	146	0,4%	62.708	30.918	31.789	0,0%
Junho	35.735	8.503	27.052	179	0,5%	45.865	21.311	24.554	0,0%
Julho	35.344	8.179	27.034	170	0,4%	43.607	20.598	23.008	0,0%
Agosto	40.892	8.485	32.347	138	0,1%	80.816	35.846	44.971	0,0%
Setembro	37.715	7.442	30.178	94	0,2%	64.642	32.253	32.389	0,0%
Outubro	40.486	7.362	33.127	9	0,0%	79.777	36.417	43.361	0,0%
Novembro	45.218	7.830	37.199	204	0,4%	103.309	41.211	62.097	0,0%
Dezembro	47.105	7.620	39.471	15	0,0%	113.084	43.514	69.570	0,0%
MÁXIMO					0,5%				0,0%

A tabela 22 apresenta a diferença máxima entre o consumo e a geração e compra da rede de energia elétrica de 0,5%, variando entre -0,2% a +0,5%, e a

diferença máxima entre o consumo e a geração de energia térmica de 0,0%, não apresentando variação ao longo dos meses.

3.4.2. Resultados econômicos

3.4.2.1. Investimento total

O investimento total no sistema de cogeração e de geração fotovoltaica em projeto, aquisição de equipamentos, construção e montagem do sistema de cogeração com geração fotovoltaica é de R\$ 26.688.445,07.

3.4.2.2. Custos de operação

O sistema simulado possui os custos de operação anuais apresentados na tabela 23.

Tabela 23 – Custo de operação anual do consumidor simulado para o sistema de cogeração e de geração fotovoltaica

Ano	Sistema Simulado (milhares de reais)				
	Gás Natural	Demanda	E.E. Rede	OPEX Sistema	Total
2014	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2015	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2016	4.878,7	39,2	42,1	726,2	5.686,3
2017	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2018	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2019	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2020	4.878,7	39,2	42,1	726,2	5.686,3
2021	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2022	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2023	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2024	4.878,7	39,2	42,1	726,2	5.686,3
2025	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2026	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9

2027	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2028	4.878,7	39,2	42,1	726,2	5.686,3
2029	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2030	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2031	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9
2032	4.878,7	39,2	42,1	726,2	5.686,3
2033	4.865,8	39,2	42,1	724,8	5.671,9

3.4.2.3. Custos de amortização do capital

O sistema simulado possui os custos de operação anual apresentados na tabela 23. Entretanto, para o cálculo da tarifa de energia elétrica equivalente, é necessário o cálculo da amortização do custo investimento total do sistema ao longo dos anos de operação.

No presente estudo não foi considerado nenhuma taxa de juros sobre o capital empregado para os cálculos de amortização do investimento. Desta forma, os valores anuais de amortização do investimento do sistema FV, GMG e CAB estão apresentados na tabela 24.

Tabela 24 – Amortização anual do investimento

Amortização Anual do Investimento (milhares de reais)			
SFV	GMG	CAB	TOTAL
511,1	528,4	294,9	1.334,4

3.4.2.4. Custos totais anuais do sistema simulado

Somando os custos anuais de operação e a amortização anual do investimento total é obtido os custos anuais do sistema simulado, conforme apresentado na tabela 25.

Tabela 25 – Custo total anual do sistema simulado

Ano	Custo Total Anual (milhares de reais)		
	OPEX	Amortização	Total
2014	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2015	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2016	5.870,8	1.334,4	7.205,2
2017	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2018	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2019	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2020	5.870,8	1.334,4	7.205,2
2021	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2022	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2023	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2024	5.870,8	1.334,4	7.205,2
2025	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2026	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2027	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2028	5.870,8	1.334,4	7.205,2
2029	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2030	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2031	5.856,1	1.334,4	7.190,5
2032	5.870,8	1.334,4	7.205,2
2033	5.856,1	1.334,4	7.190,5
MÉDIA	5.859,8	1.334,4	7.194,2

Considerando o consumo médio anual de energia elétrica de 19.442 MWh.ano para o sistema convencional utilizando-se *chillers* elétricos, tem-se que o custo médio unitário da energia elétrica de 369,75 R\$/MWh.

3.4.2.5. Custos anuais do sistema convencional

O consumidor simulado, se utilizando o sistema convencional com *chiller* elétrico e fornecimento de energia elétrica pela rede, possuiria os custos de operação anual apresentados na tabela 26.

Tabela 26 – Custo anual de compra de energia elétrica da rede para o sistema convencional de condicionamento de ar com *chillers* elétricos para o consumidor simulado considerando as modalidades tarifárias horosazonais azul e verde

Ano	Sistema Convencional (milhares de reais)					
	Horosazonal Azul			Horosazonal Verde		
	Demanda	Consumo	Total	Demanda	Consumo	Total
2014	6.153,7	5.640,5	11.794,2	1.772,7	9.962,6	11.735,3
2015	6.153,7	5.642,4	11.796,2	1.772,7	9.985,2	11.757,9
2016	6.153,7	5.659,6	11.813,3	1.772,7	10.008,5	11.781,2
2017	6.153,7	5.641,4	11.795,1	1.772,7	9.968,6	11.741,3
2018	6.153,7	5.643,0	11.796,7	1.772,7	9.987,3	11.760,0
2019	6.153,7	5.642,7	11.796,4	1.772,7	9.985,6	11.758,3
2020	6.153,7	5.660,6	11.814,3	1.772,7	10.023,1	11.795,8
2021	6.153,7	5.642,9	11.796,6	1.772,7	9.990,0	11.762,7
2022	6.153,7	5.641,4	11.795,1	1.772,7	9.970,3	11.743,0
2023	6.153,7	5.641,4	11.795,1	1.772,7	9.968,6	11.741,3
2024	6.153,7	5.660,8	11.814,6	1.772,7	10.023,8	11.796,5
2025	6.153,7	5.642,4	11.796,1	1.772,7	9.984,2	11.756,9
2026	6.153,7	5.642,4	11.796,2	1.772,7	9.985,2	11.757,9
2027	6.153,7	5.642,9	11.796,6	1.772,7	9.990,0	11.762,7
2028	6.153,7	5.657,7	11.811,4	1.772,7	9.985,2	11.757,9
2029	6.153,7	5.643,0	11.796,7	1.772,7	9.987,3	11.760,0
2030	6.153,7	5.642,7	11.796,4	1.772,7	9.985,6	11.758,3
2031	6.153,7	5.642,4	11.796,1	1.772,7	9.984,2	11.756,9
2032	6.153,7	5.661,1	11.814,8	1.772,7	10.028,0	11.800,7
2033	6.153,7	5.641,4	11.795,1	1.772,7	9.970,3	11.743,0
MÉDIA	6.153,7	5.646,6	11.800,3	1.772,7	9.988,7	11.761,4

Comparando o custo total anual nas modalidades horosazonais azul e verde apresentados na tabela 26 e o consumo médio anual de energia elétrica de 19.442 MWh.ano, tem-se que o custo médio unitário da energia elétrica, considerando as parcelas de demanda e de consumo, para o consumidor simulado, utilizando o *chillers* elétricos suprimidos pela energia elétrica de rede da distribuidora concessionária, é de 617,76 R\$/MWh e 614,68 R\$/MWh, respectivamente.

A diferença entre os custos unitários de energia elétrica para as modalidades tarifárias horosazonal azul e verde apresentam diferença menor que 0,1%, onde a modalidade verde apresenta menor custo e será utilizada para as comparações a seguir.

3.4.2.6.

Comparativo dos custos anuais dos sistemas simulados

A comparação entre os custos anuais do sistema pretendido e no sistema convencional trará os resultados para a análise da viabilidade econômica, como sendo uma das ferramentas a serem utilizadas para a análise do investimento.

Neste estudo iremos comparar o tempo de retorno Nominal do investimento pela economia gerada, sem a incidência de juros sobre o capital próprio, e a taxa interna de retorno real, acima do reajuste dos custos dos dois sistemas simulados, aqui considerados como sendo o mesmo índice para ambos os sistemas, do fluxo de caixa da economia gerada.

O fluxo de caixa do investimento e da economia gerada no sistema simulado está apresentado na figura 19.

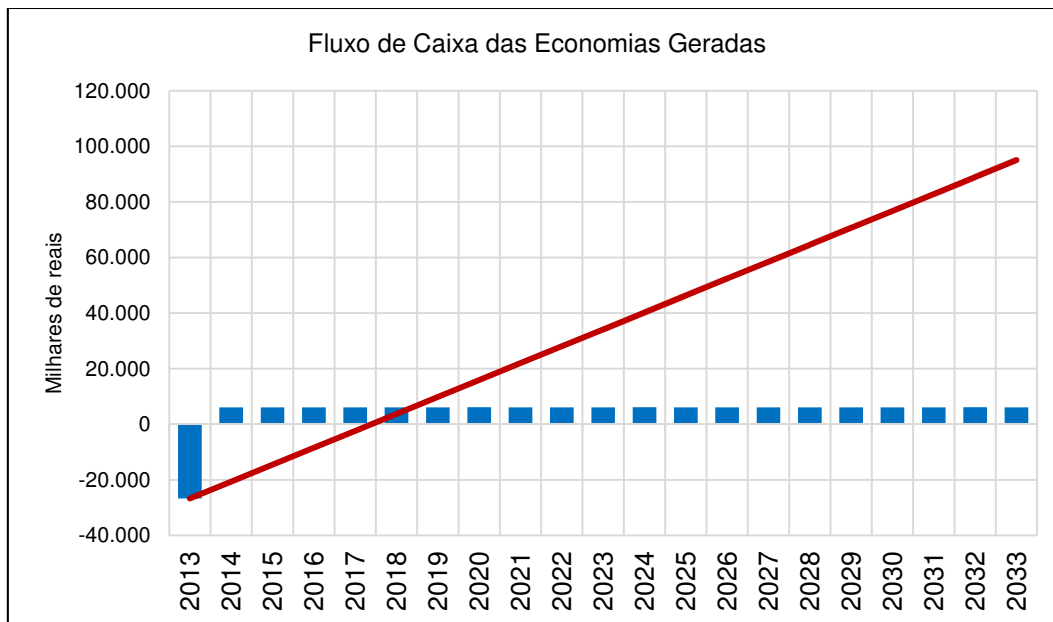


Figura 19 – Fluxo de caixa das economias geradas pelo sistema simulado

Na figura 19, as barras azuis negativas representam o investimento realizado no ano anterior ao início de operação do sistema, as barra azuis

positivas representam o fluxo de caixa líquido gerada pelas economia e a linha vermelha representa o fluxo de caixa líquido acumulado.

Analisando a figura 19, vemos que o tempo de retorno nominal do investimento no sistema simulado será de 5 anos após o início da operação, simbolizado pela interseção da linha vermelha com o eixo abscissas, onde no 5º ano de operação o fluxo de caixa líquido acumulado se torna positivo.

A taxa interna de retorno real calculada pelo modelo é de 22,4% ao ano.

3.4.3. Análises de sensibilidade

Após a realização da simulação para o caso base, foram realizadas análises de sensibilidade em função das principais variáveis do sistema.

3.4.3.1. Economia gerada pelo não investimento em sistema de emergência

Se for considerado que o consumidor simulado que optar pelo sistema convencional necessitará de um sistema de geração de emergência para uso quando houver problemas no fornecimento de energia elétrica da rede da distribuidora concessionária, o custo de aquisição deste sistema deve ser considerado como uma redução no investimento total simulado, haja vista que este último contém a rede da distribuidora concessionária como fonte de suprimento de emergência.

O sistema mais utilizado no Brasil é o de geração termelétrica utilizando óleo diesel como combustível. Seus principais benefícios são o reduzido investimento se comparado às demais soluções, a robustez e confiabilidade do sistema, a facilidade no suprimento do combustível e a fácil manutenção do sistema haja vista a imensa rede de assistências técnicas para este tipo de motor.

Em conversa com um dos maiores revendedores nacionais, informaram que o custo específico de aquisição do sistema GMG operando com óleo diesel e seu custo específico de geração são, respectivamente, de 1 R\$/W e 650,0 R\$/MWh, já considerando o custo do combustível de 2,0 R\$/l.

Diante deste cenário, calculou-se a sensibilidade do período de retorno nominal do investimento e da taxa interna de retorno real em função da relação da potência do sistema GMG operando com óleo diesel e da potência máxima demandada pelo sistema convencional de 5.807 kWe. Não será considerado o

custo de operação deste geradores de emergência pois este será função das horas de interrupção no suprimento. Os resultados estão apresentados nas figuras 20 e 21.

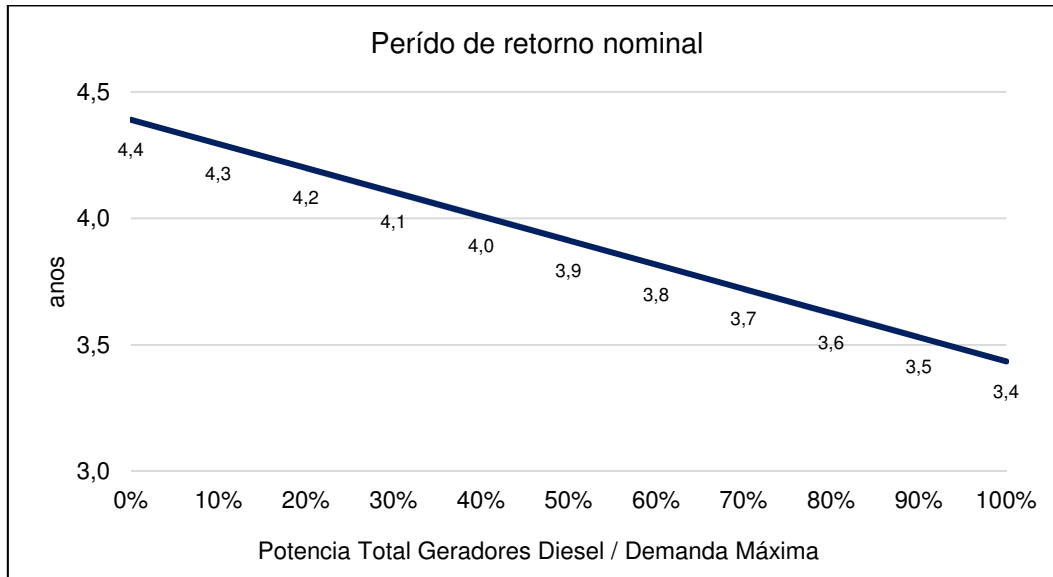


Figura 20 – Sensibilidade do período de retorno em função razão entre a potência total dos geradores diesel e a potência máxima demandada pelo consumidor simulado

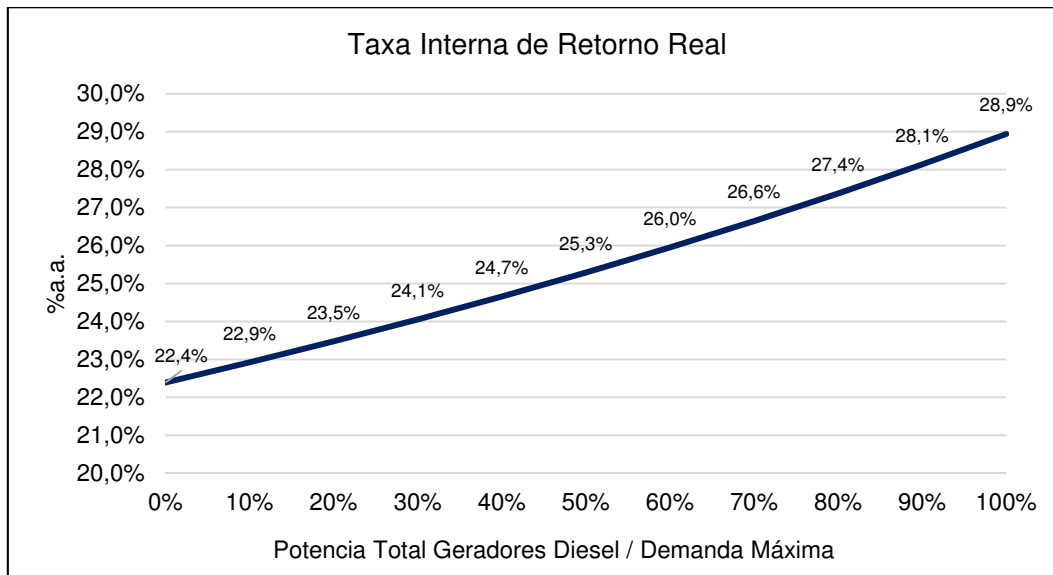


Figura 21 - Sensibilidade taxa interna de retorno real em função razão entre a potência total dos geradores diesel e a potência máxima demandada pelo consumidor simulado

Os resultados apresentados nas figuras 20 e 21 mostram que o sistema pretendido tem sua viabilidade econômica incrementada conforme aumenta-se a relação entre a potência total dos geradores a diesel para back-up da distribuidora concessionária de energia elétrica e a demanda máxima do consumido, elevando a taxa interna de retorno real do sistema pretendido de 22,4% ao ano para 28,9% ao ano no cenário com a potência dos geradores igual à demanda máxima, além de reduzir o período de retorno nominal de 4,4 para 3,4 anos, representando cerca de 1 ano de redução no período de retorno.

3.4.3.2. Variação na potência fotovoltaica instalada

Com o objetivo de analisar o impacto da potência fotovoltaica instalada no sistema, calculou-se a sensibilidade do período de retorno nominal do investimento e da taxa interna de retorno real em função da variação da potência fotovoltaica instalada. Os resultados estão apresentados nas figura 22 e 23.

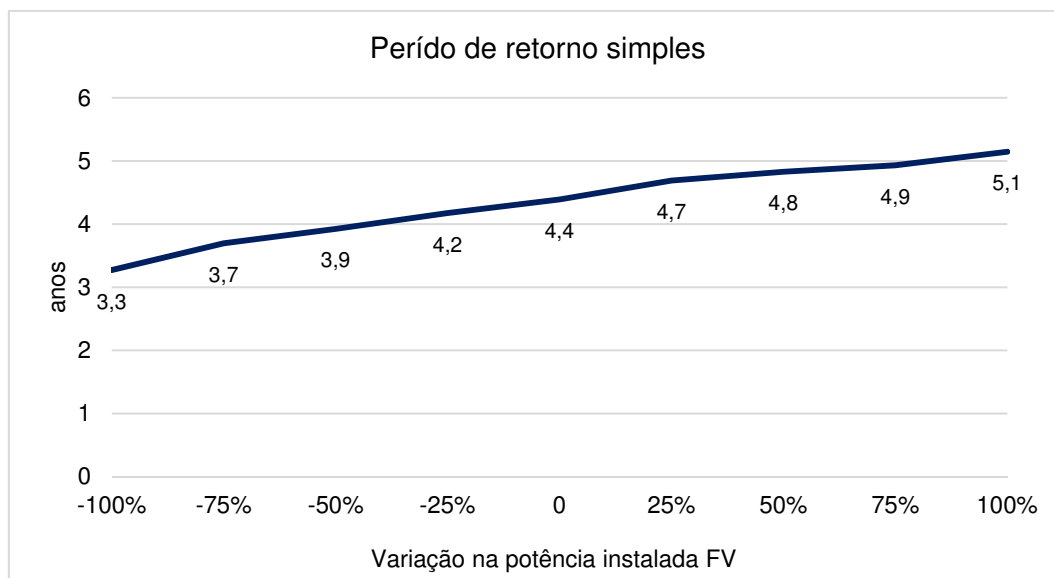


Figura 22 - Sensibilidade do período de retorno em função da variação na potência fotovoltaica instalada

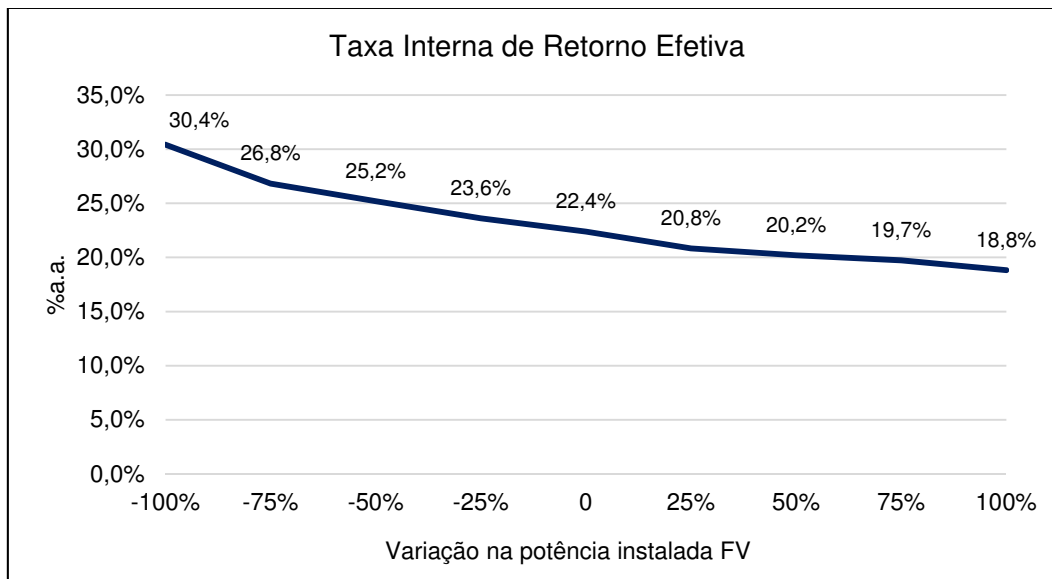


Figura 23 - Sensibilidade taxa interna de retorno real em função da variação na potência fotovoltaica instalada

Os resultados apresentados nas figuras 22 e 23 mostram que o sistema pretendido tem sua viabilidade econômica incrementada conforme reduz-se a potência fotovoltaica instalada, da mesma forma que sua viabilidade econômica é reduzida conforme aumenta-se a potência fotovoltaica instalada.

No cenário extremo de menor potência instalada, o incremento na taxa interna de retorno real do sistema pretendido foi de 8,0p.p., reduzindo o período de retorno nominal em 1,1 ano. No cenário extremo de maior potência instalada, a redução na taxa interna de retorno real do sistema pretendido foi de -3,3p.p., reduzindo o período de retorno nominal em 0,8 ano.

Diante dos resultados, podemos concluir que a energia fotovoltaica possui custo de investimento e operação superiores ao sistema de cogeração, tendo em vista que se incremento de potência instalada e, conseqüentemente, aumento da participação da energia fotovoltaica na energia consumida, reduz a viabilidade econômica do sistema proposto.

3.4.3.3.

Economia gerada pela variação no custo do gás natural

Analisando a tabela 23, nota-se que o custo de compra do gás natural representa o maior custo isolado do sistema simulado. Esse custo representa

68,5% do custo total e sua variação tem impacto direto na viabilidade econômica do modelo.

Diante deste cenário, calculou-se a sensibilidade do período de retorno nominal do investimento e da taxa interna de retorno real em função da variação do preço de compra do gás natural. Os resultados estão apresentados nas figura 24 e 25.

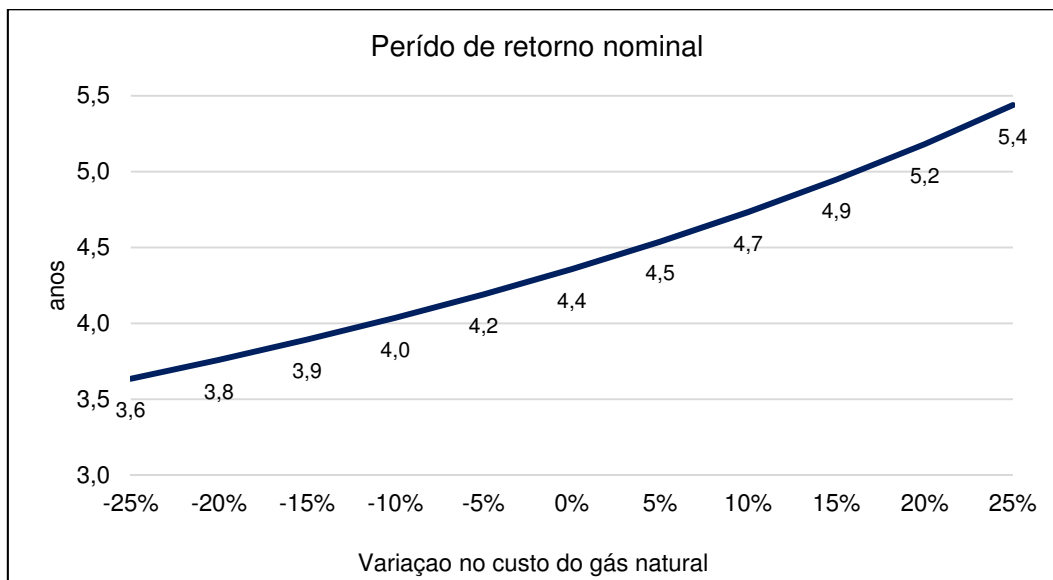


Figura 24 - Sensibilidade do período de retorno em função da variação no custo do gás natural

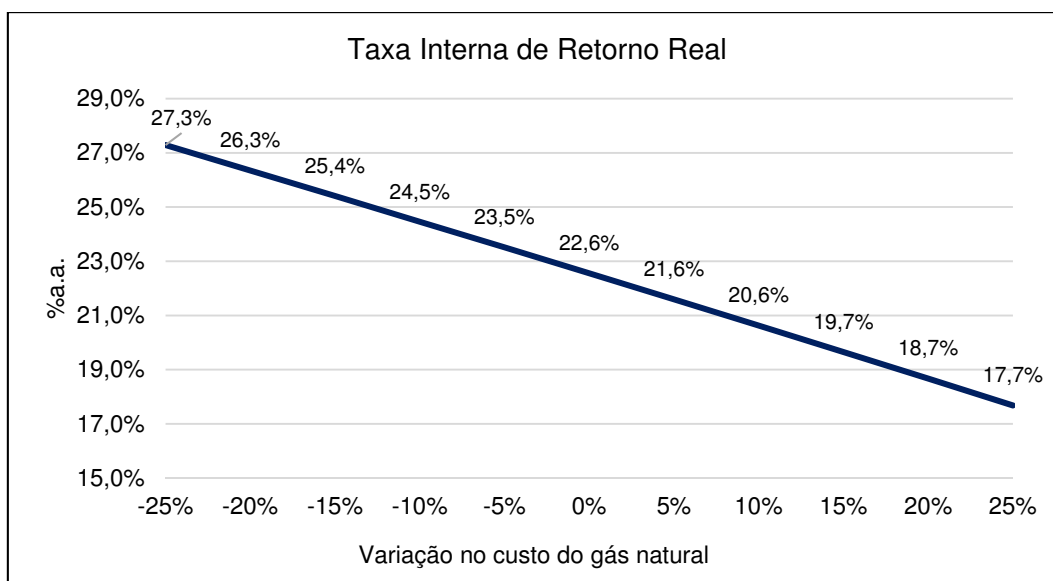


Figura 25 - Sensibilidade taxa interna de retorno real em função da variação no custo do gás natural

Os resultados apresentados nas figuras 24 e 25 mostram que o sistema pretendido tem sua viabilidade econômica incrementada conforme reduz-se o custo de aquisição do gás natural, da mesma forma que sua viabilidade econômica é reduzida conforme aumenta-se o custo de aquisição do gás natural.

No cenário extremo de menor custo do gás natural, o incremento na taxa interna de retorno real do sistema pretendido foi de 4,7p.p., reduzindo o período de retorno nominal em 0,8 ano.

No cenário extremo de maior custo do gás natural, a redução na taxa interna de retorno real do sistema pretendido foi de -4,9p.p., reduzindo o período de retorno nominal em 1,0 ano.

3.4.3.4.

Economia gerada pela variação no custo da energia elétrica

Em paralelo à sensibilidade com a variação no custo do gás natural, que tem grande importância na economia gerada pelo sistema proposto, a variação no custo da energia elétrica é igualmente importante e deve ser sensibilizada.

Calculou-se a sensibilidade do período de retorno nominal do investimento e da taxa interna de retorno real em função da variação do preço de compra da energia elétrica. Os resultados estão apresentados nas figura 26 e 27.

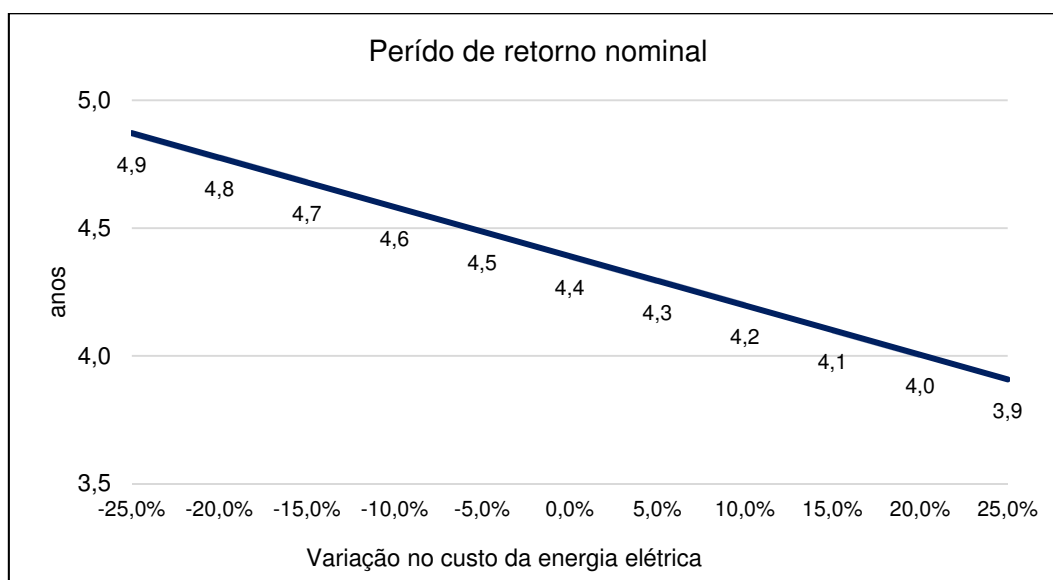


Figura 26 - Sensibilidade do período de retorno em função da variação no custo da energia elétrica

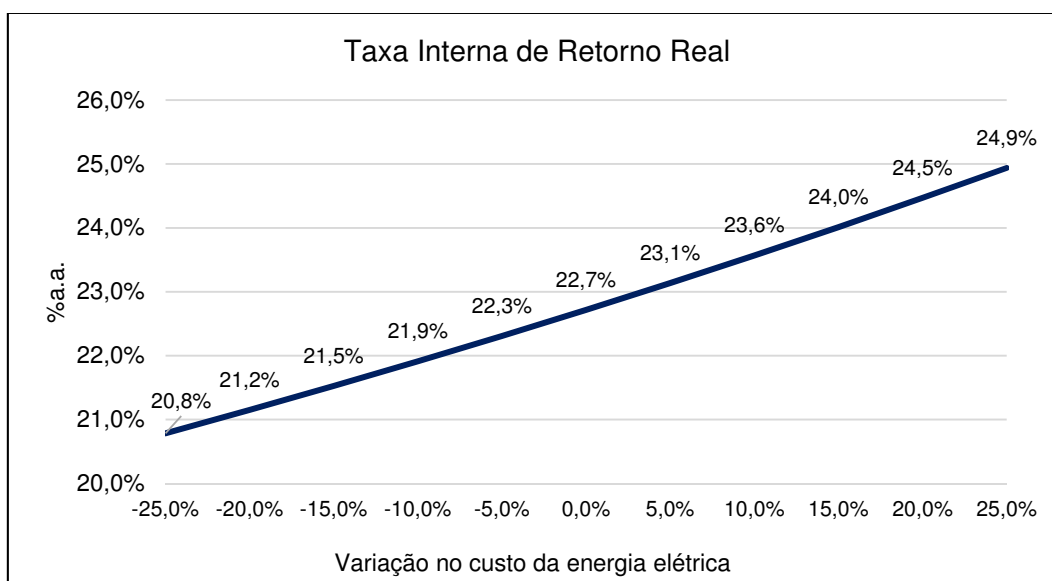


Figura 27 - Sensibilidade taxa interna de retorno real em função da variação no custo da energia elétrica

Da comparação dos resultados das figuras 26 e 27 com as figuras 24 e 25 elaborou-se a tabela 27, onde a variação negativa no custo da energia elétrica causa efeito adverso na taxa de retorno real para a mesma variação no custo do gás natural, fazendo-se necessário a comparação em ordem invertida.

Tabela 27 – Comparativo da taxa interna de retorno real pela variação nos custos do gás natural e de energia elétrica

Taxa Interna de Retorno Real		
Variação	Energia Elétrica	Gás Natural
-25,00%	20,8%	17,7%
-20,00%	21,2%	18,7%
-15,00%	21,5%	19,7%
-10,00%	21,9%	20,6%
-5,00%	22,3%	21,6%
0,00%	22,7%	22,6%
5,00%	23,1%	23,5%
10,00%	23,6%	24,5%
15,00%	24,0%	25,4%
20,00%	24,5%	26,3%
25,00%	24,9%	27,3%

A análise da tabela acima demonstra que a variação no custo de aquisição do gás natural possui maior peso na viabilidade econômica se comparado ao custo de aquisição da energia elétrica. Um dos fatores que justificam tal diferença é que a variação no custo da energia elétrica também altera os custos do sistema proposto, modificando os dois parâmetros da economia gerada: custo do sistema convencional e custo do sistema proposto.

3.4.3.5.

Economia gerada pela diferença no reajuste anual dos custos de energia elétrica e de gás natural

O reajuste anual das tarifas de energia elétrica e de gás natural pelas distribuidoras concessionárias são homologadas pelos agentes reguladores federal e estadual, respectivamente, e consideram diversos fatores, entre eles a inflação no período, o aumento do pool de consumidores, os investimentos realizados e planejados, os custos de aquisição de matéria prima, a eficiência nos custos, etc.

Os reajustes anuais destas tarifas não são iguais, podendo apresentar diferença significativa. A comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo, em estudo próprio para verificação da tendência de preços do gás natural para os próximos 10 anos, projetou que no período de 2007 a 2016, o preço final do gás natural irá ter um incremento de 43,8%, representando um reajuste anual médio de 4,1%. Já o preço médio da energia elétrica irá ter um incremento de 48,3%, representando um reajuste anual médio de 4,6%. O que significa dizer que este estudo projeta uma diferença de 0,5% entre o reajuste anual médio da tarifa de energia elétrica e da tarifa de gás natural (Moisés, 2008).

Diante deste cenário, calculou-se a sensibilidade do período de retorno nominal do investimento e da taxa interna de retorno real em função da diferença entre o reajuste anual médio da energia elétrica e o reajuste anual médio do gás natural. Os resultados estão apresentados nas figura 28 e 29.

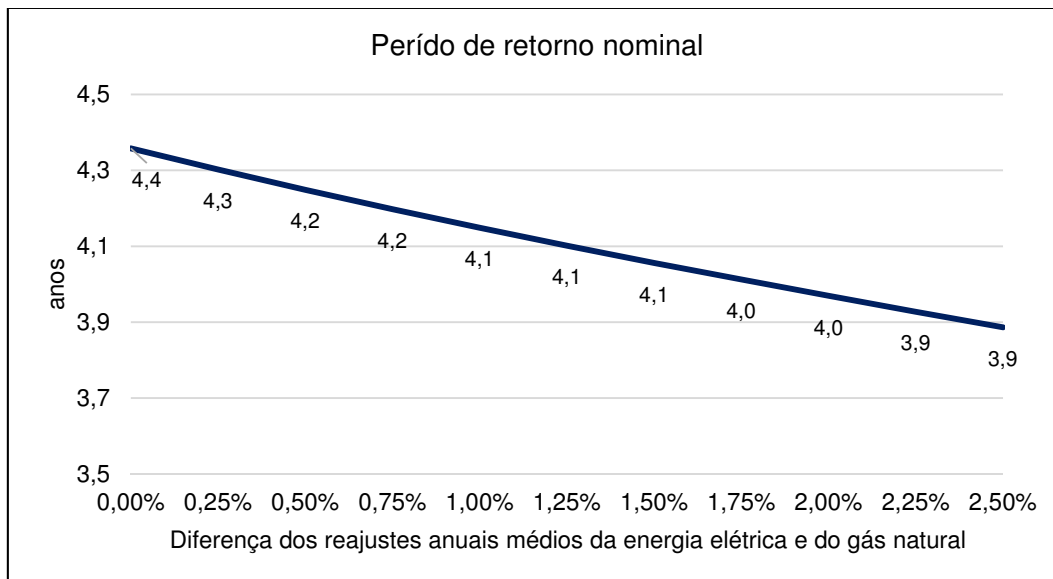


Figura 28 - Sensibilidade do período de retorno em função diferença dos reajustes anuais médios da energia elétrica e do gás natural

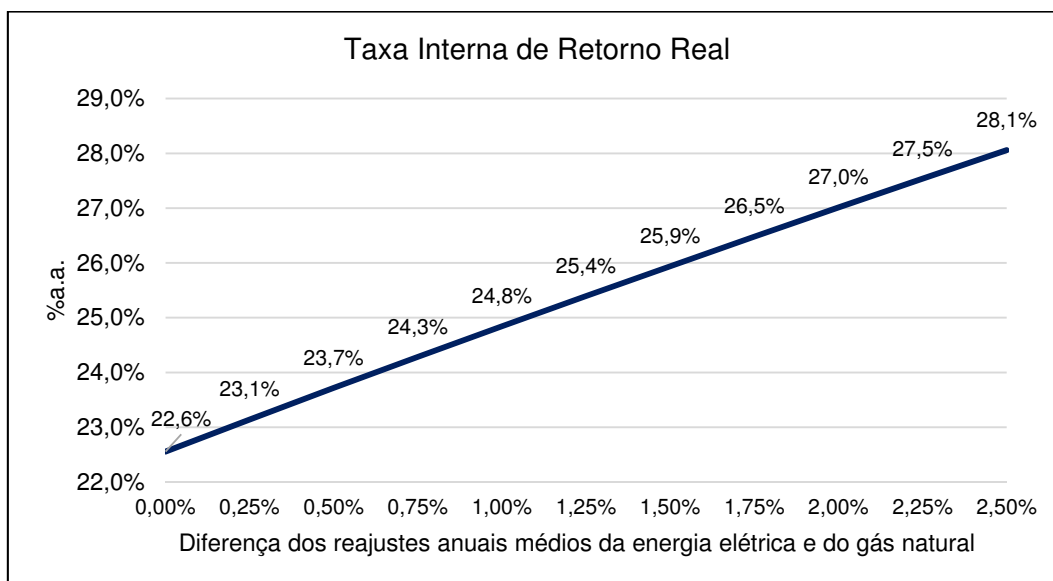


Figura 29 - Sensibilidade do período de retorno em função diferença dos reajustes anuais médios da energia elétrica e do gás natural

Os resultados apresentados nas figuras 28 e 29 mostram que o sistema pretendido tem sua viabilidade econômica incrementada conforme aumenta-se a diferença entre os reajustes anuais médios da energia elétrica e do gás natural, aumentando a taxa interna de retorno real em 5,5p.p. no cenário extremo, representando uma redução no período de retorno de 0,5 ano.

3.4.3.6.

Economia gerada pela variação no valor do investimento do sistema

Sabendo que os preços considerados neste estudo são considerados preços de referência, caracterizados por não precederem de negociação pela quantidade ou por outro motivo que poderia impactar em algum desconto por parte do fornecedor. Além de uma possível redução, em toda estimativa de investimento que não tenha sido feito um projeto de engenharia, seja ele de qualquer nível de detalhe possível, há a possibilidade de aumento no investimento estimado.

Diante desse cenário, analisou-se a sensibilidade do período de retorno nominal e da taxa de retorno real em função da variação negativa e positiva do valor total do investimento, conforme apresentado nas figuras 30 e 31.

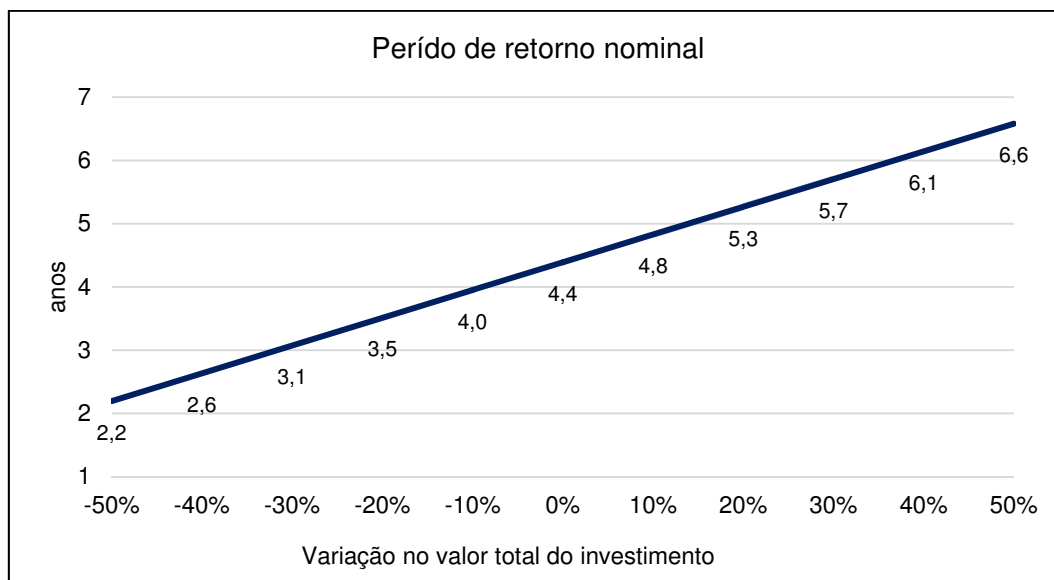


Figura 30- Sensibilidade do período de retorno em função da variação no valor total do investimento

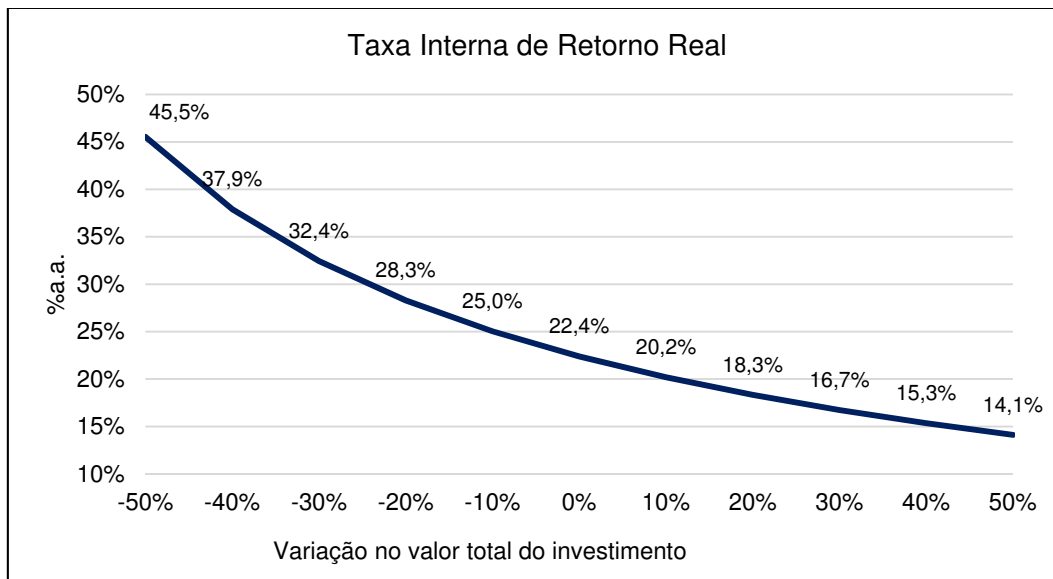


Figura 31- Sensibilidade da taxa interna de retorno real em função da variação no valor total do investimento

Como era esperado, a variação no valor total do investimento afeta significativamente a viabilidade econômica do sistema proposto onde, uma variação de -50% a +50% apresentou variação de 4,4 anos no período de retorno nominal e de 30,4p.p. na taxa interna de retorno real.

3.4.3.7.

Economia gerada pela variação na performance do *chiller* elétrico do sistema convencional

Como a viabilidade econômica do sistema proposto depende da economia gerada para o consumidor comparado ao sistema convencional, realizou-se a sensibilidade do período de retorno nominal e da taxa interna de retorno real do sistema proposto em função do coeficiente de performance (COP) do *chiller* elétrico utilizado apenas no sistema convencional, mantendo o *chiller* elétrico utilizado no sistema proposto, conforme figuras 32 e 33.

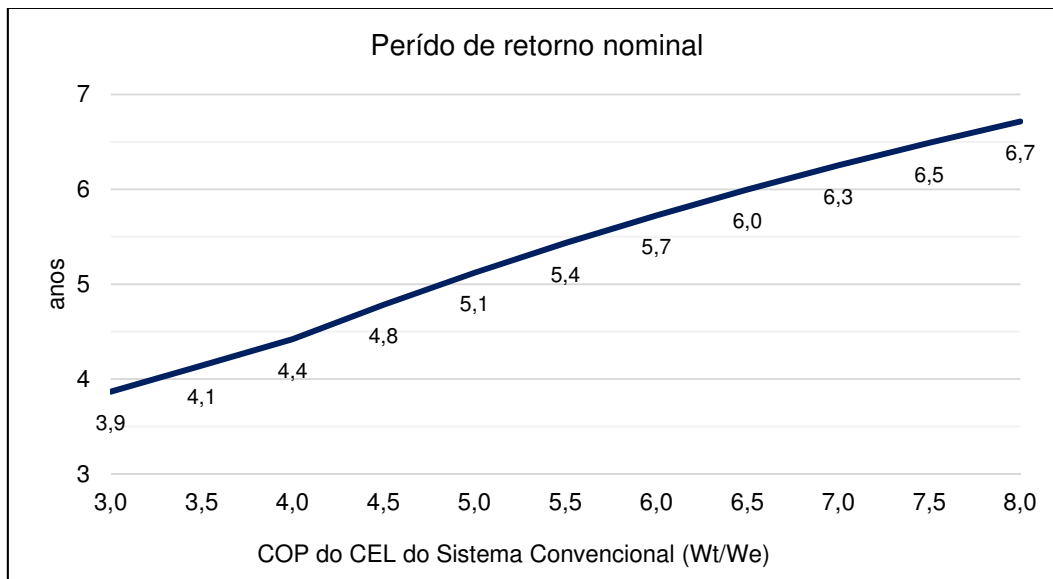


Figura 32 - Sensibilidade do período de retorno em função da variação no coeficiente de performance do *chiller* elétrico do sistema convencional

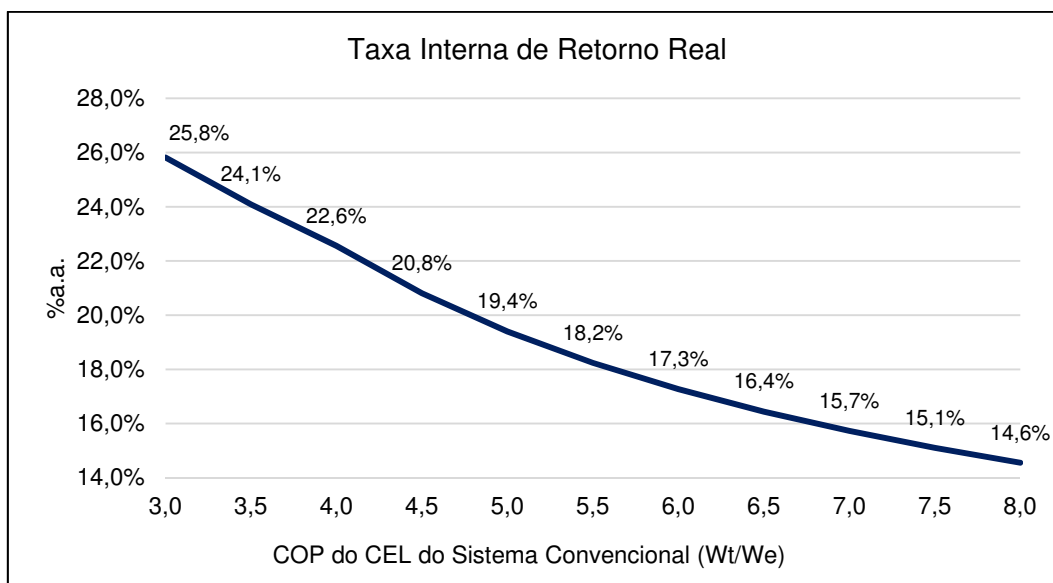


Figura 33 - Sensibilidade da taxa interna de retorno real em função da variação no coeficiente de performance do *chiller* elétrico do sistema convencional

3.4.3.8. Consumidor situado em outras capitais estaduais

Sabendo que as distribuidoras concessionárias de energia elétrica e de gás natural canalizado possuem tarifas distintas entre si, além da radiação solar variar em função das características locais, foram simuladas as curvas de demanda

horária média mensal de energia elétrica e de energia térmica do consumidor, já qualificado anteriormente, para o consumidor situado em outras seis capitais estaduais da região Sul, Sudeste e Nordeste, por possuírem dados climatológicos do Programa SWERA. São elas:

- Belo Horizonte (MG)
- Curitiba (PR)
- Florianópolis (SC)
- Fortaleza (CE)
- Recife (PE)
- São Paulo (SP)

Não foram considerados municípios da região centro-oeste, já que o Estado do Mato Grosso não possui distribuidora concessionária estabelecida no mercado sem interrupção de fornecimento de gás natural da Bolívia, e o Estado do Mato Grosso do Sul não publicar as tarifas aplicadas pela distribuidora concessionária estadual.

Já a região Norte, não foi considerada pois esta ainda não possui nenhuma unidade da federação que possua distribuidora concessionária de gás natural e de energia elétrica conectada ao Sistema Interligado Nacional.

Os resultados da simulação estão apresentados nas figuras 34, 35 e 36 e nas tabelas 28, 29 e 30.

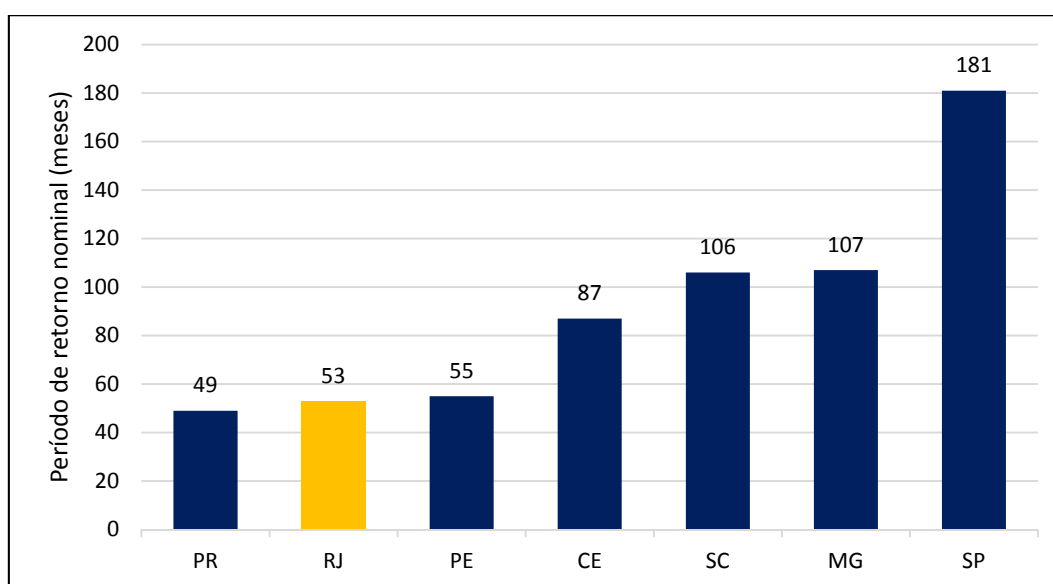


Figura 34 - Sensibilidade do período de retorno em cada uma das capitais simuladas

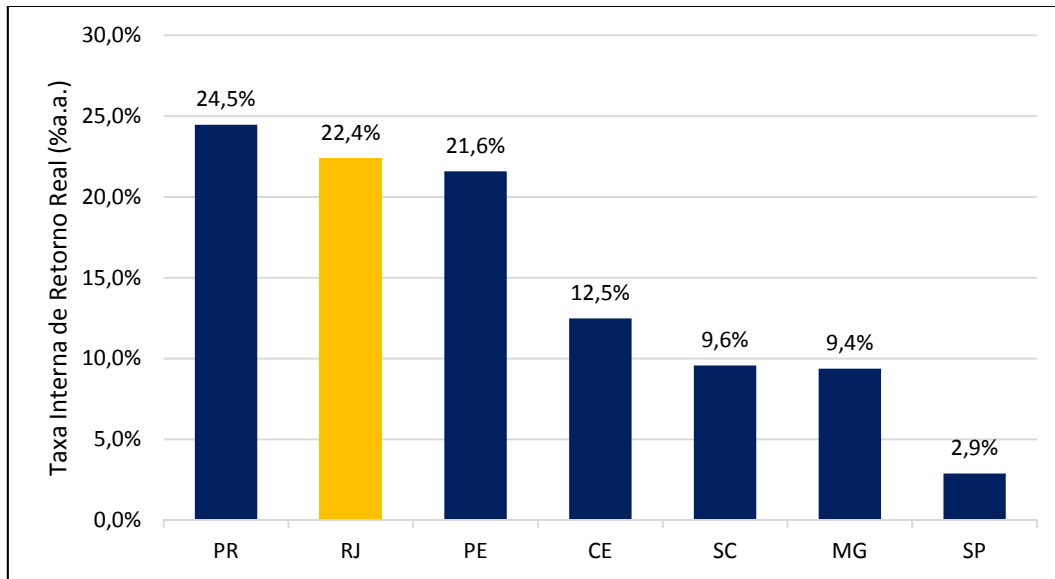


Figura 35 - Sensibilidade da taxa interna de retorno real em cada uma das capitais simuladas

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1011986/CA

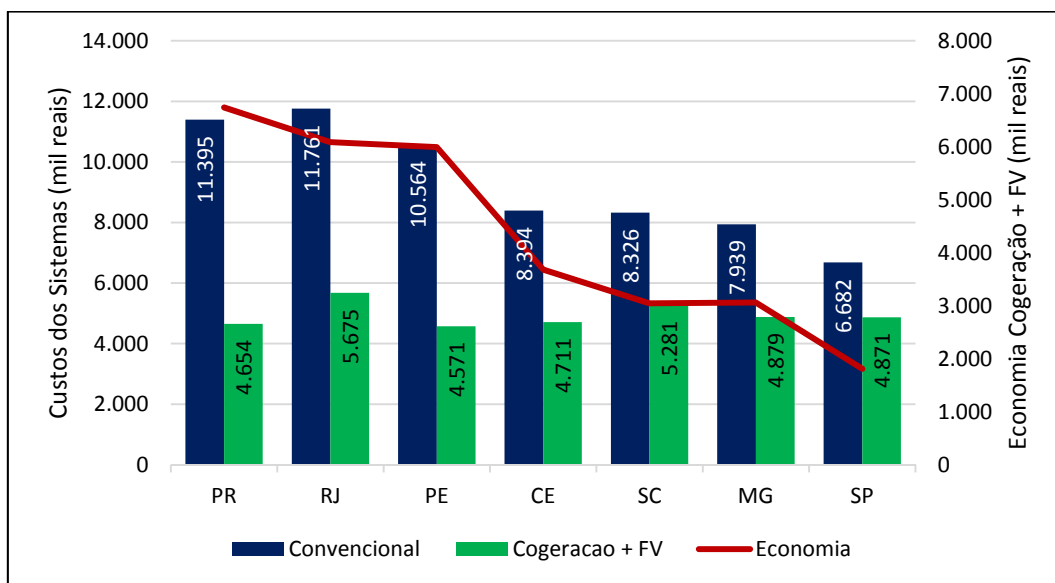


Figura 36 – Custos dos sistemas versus economia gerada em cada uma das capitais simuladas

Tabela 28 – Custo anual dos sistemas e economia gerada em cada uma das capitais simuladas

Média Anual	Custo Anual do Sistema (milhares de reais)						
	PR	RJ	PE	CE	SC	MG	SP
Convencional	11.395	11.761	10.564	8.394	8.326	7.939	6.682
Cogeração + FV	4.654	5.675	4.571	4.711	5.281	4.879	4.871
Economia Gerada	6.741	6.086	5.993	3.683	3.045	3.060	1.811

Tabela 29 – Custo médio unitário do gás natural canalizado em cada uma das capitais simuladas

Média Anual	Gás Natural Canalizado						
	PR	RJ	PE	CE	SC	MG	SP
Consumo Anual (milhares de m³)	3.513	3.432	3.482	3.455	3.449	3.584	3.583
Custo Anual (milhares de R\$)	3.805	4.869	3.757	3.977	4.502	4.060	4.070
Custo Unitário (R\$ / m³)	1,083	1,418	1,079	1,151	1,305	1,133	1,136
Variação (ref. RJ)	-23,6%	0,0%	-23,9%	-18,9%	-8,0%	-20,1%	-19,9%

Tabela 30 – Custo médio unitário da energia elétrica da distribuidora concessionária em cada uma das capitais simuladas

Custo Médio Unitário	Energia Elétrica Sistema Convencional							
	PR	RJ	PE	CE	SC	MG	SP	
Horosazonal Azul (R\$/MWh)	598,56	617,60	554,98	439,30	437,07	416,66	349,71	
Horosazonal Verde (R\$/MWh)	596,39	615,57	552,91	442,39	435,76	415,53	351,50	
Variação (ref. RJ)	Azul	-3,1%	0,0%	-10,1%	-28,9%	-29,2%	-32,5%	-43,4%
	Verde	-3,1%	0,0%	-10,2%	-28,1%	-29,2%	-32,5%	-42,9%

Da análise das figuras 34, 35 e 36 e das tabelas 28, 29 e 30, podemos destacar que:

- Um maior custo da energia elétrica da distribuidora concessionária não implica em uma maior economia. Essa afirmação tem por base o maior custo da energia elétrica no Rio de Janeiro em relação à Curitiba, onde Curitiba apresenta melhor viabilidade econômica. Outro exemplo é o custo equivalente em Fortaleza e em Florianópolis, tendo Fortaleza um período de retorno nominal de investimento 20 meses menor;
- Um maior custo do gás natural não implica em redução na viabilidade econômica do sistema de cogeração. Essa afirmação tem por base o maior custo do gás natural no Rio de Janeiro em relação às demais capitais, onde o Rio de Janeiro apresenta a segunda melhor viabilidade econômica;
- Considerando que o OPEX do sistema FV é igual para todas as capitais, pois tem por base apenas o valor de CAPEX, sendo este igual em todos os cenários simulados, o OPEX do sistema FV não interfere nas análises acima;
- Em uma mesma região do Brasil, podemos ter viabilidades econômicas totalmente distintas, bastando-se, para isto, comparar os resultados na região Sudeste, onde a capital do Rio de Janeiro apresenta um dos melhores resultados de viabilidade econômica e as capitais de Minas Gerais e de São Paulo apresentam os dois piores resultados de viabilidade econômica.