

2

Desenvolvimento do trabalho

2.1.

Modelo desenvolvido

O modelo desenvolvido foi elaborado em planilha eletrônica em formato .xlsm com módulos de programação em VBA utilizando o software MICROSOFT Excel versão 2010.

2.1.1. Visão geral da simulação

O modelo foi dividido em nove módulos:

- Consumo de energia elétrica e térmica para condicionamento do ar;
- Geração de energia elétrica fotovoltaica;
- Geração elétrica termelétrica;
- Geração de frio no *chiller* de absorção;
- Geração de frio complementar no *chiller* elétrico;
- Compra de energia elétrica complementar da rede;
- Geração de frio no *chiller* elétrico para o sistema convencional;
- Compra de energia elétrica da rede para o sistema convencional; e
- Econômico-financeiro.

Cada módulo é responsável pela simulação dos seus componentes e pela interação com os seus módulos dependentes.

O módulo de consumo de energia elétrica e térmica é um módulo que não realiza cálculos, sendo responsável apenas pela entrada dos dados da demanda média horária mensal de energia elétrica e térmica para condicionamento de ar do consumidor para uso posterior dos demais módulos.

O módulo de geração de energia elétrica fotovoltaica é responsável pelos cálculos necessários para a determinação da energia elétrica média horária mensal a ser gerada pelo sistema com base na configuração do sistema.

O módulo de geração de energia elétrica termelétrica é responsável pelos cálculos necessários para a determinação da energia elétrica e pelo calor disponível para recuperação em termos médio horários mensal, baseado na configuração do sistema.

O módulo de geração de frio no *chiller* de absorção é responsável pelos cálculos do frio gerado pelo circuito de água quente e os gases de exaustão provenientes da geração elétrica termelétrica.

O módulo de geração de frio complementar no *chiller* elétrico é responsável pelos cálculos do frio gerado nos equipamentos com o consumo de energia elétrica para atendimento à demanda do consumidor não atendida pelo *chiller* de absorção.

O módulo de compra de energia elétrica complementar da rede é responsável pelos cálculos do consumo de energia elétrica da rede de distribuição

que deve ser comprado para atendimento à demanda de energia elétrica do consumidor não atendida pelo sistema fotovoltaico e pelo sistema de cogeração.

O módulo de geração de frio no *chiller* elétrico para o sistema convencional é responsável pelos cálculos do frio gerado nos equipamentos com o consumo de energia elétrica para atendimento à demanda do consumidor no sistema convencional.

O módulo de compra de energia elétrica da rede para o sistema convencional é responsável pelos cálculos das demandas contratadas para os horários de ponta e fora de ponta e dos consumos mensais de energia elétrica para os períodos úmido e seco e para os horários de ponta e fora de ponta para o sistema convencional.

O módulo econômico-financeiro é responsável pelos cálculos dos custos operacionais e de aquisição e instalação dos sistemas e de comparação dos resultados com o sistema convencional.

Em alguns dos módulos, há um pequeno banco de dados com especificações técnicas de todos os componentes, havendo a possibilidade da entrada manual destas informações.

No caso de utilização das especificações do banco de dados, os métodos para definição do melhor equipamento está informado no detalhamento de cada um dos módulos.

O fluxograma de processo sintético do programa está representado na figura 3.

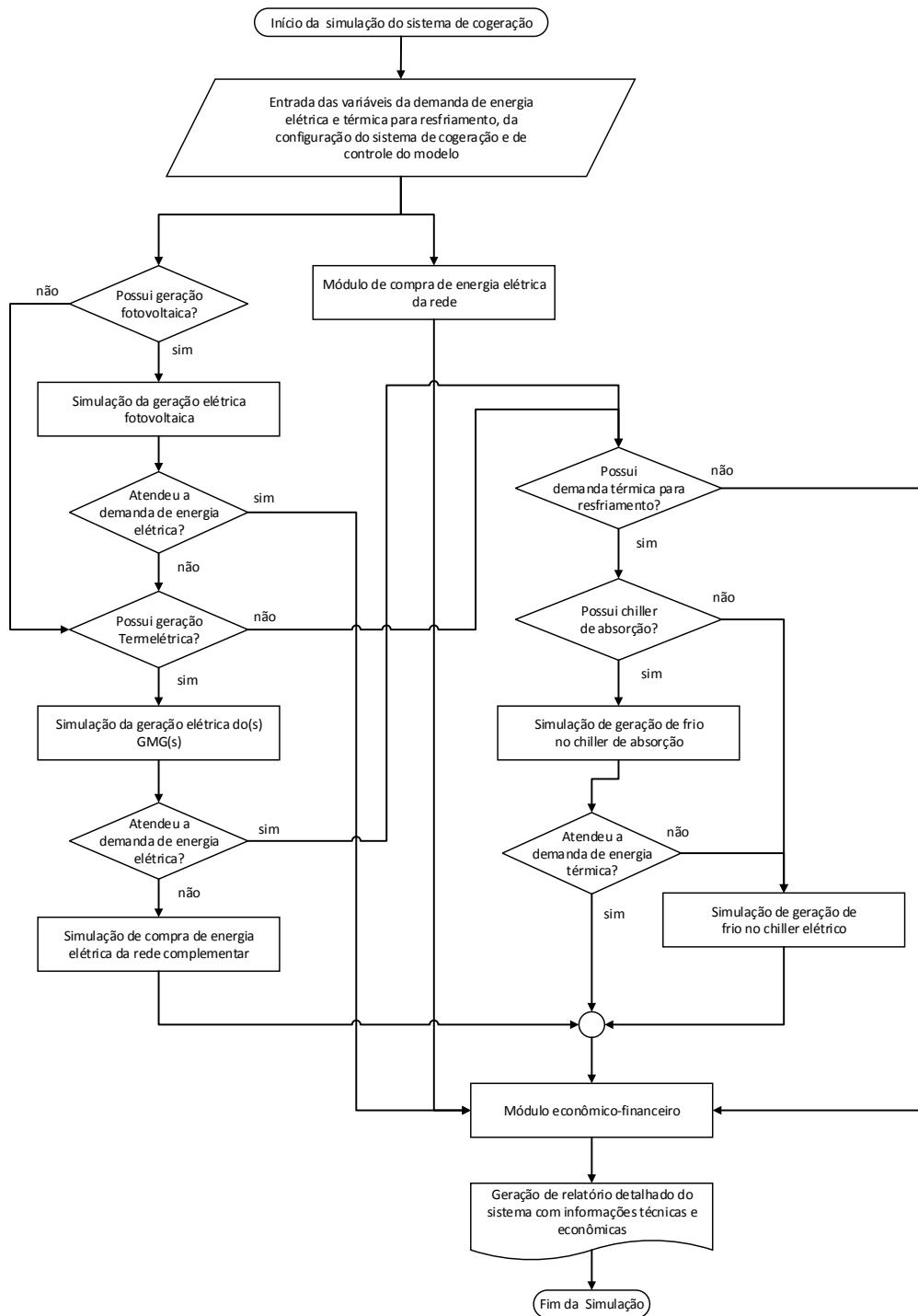


Figura 3 – Fluxograma de processo sintético do programa

2.1.2. Consumo de energia elétrica e térmica para resfriamento

Este módulo não realiza nenhum cálculo, sendo apenas responsável pela entrada dos dados médios horários de consumo de energia elétrica e de energia térmica para resfriamento pelo consumidor.

Adicionalmente, este módulo também recebe como entrada os dados da configuração do sistema a ser simulado e das datas do modelo, conforme apresentado na figura 4.

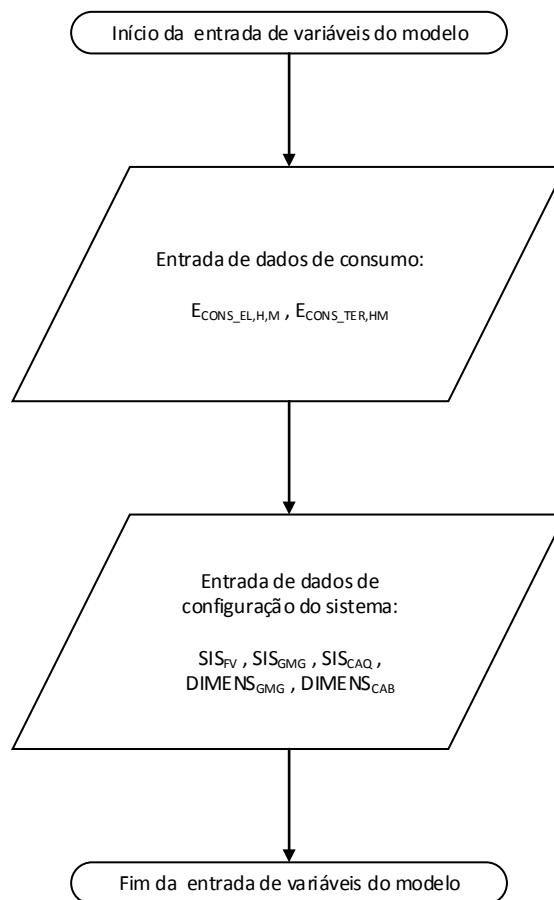


Figura 4 – Fluxograma do módulo de consumo de energia elétrica e térmica

As variáveis de entrada associadas ao consumo são:

$E_{CONS_EL,H,M}$ energia elétrica média horária mensal demandada pelo consumidor [kWh]

$E_{CONS_TER,H,M}$ energia térmica média horária mensal demandada pelo consumidor para o condicionamento térmico [kWh]

Este módulo é também responsável pela configuração do sistema, onde as variáveis SIS_{FV} , SIS_{GMG} , são as variáveis que definem se os sistemas FV e GMG devem ser considerados no modelo ou se não devem ser considerados.

As variáveis $DIMENS_{GMG}$, $DIMENS_{CAB}$, são as definições do critério de dimensionamento do sistema GMG, CAB, usando o banco de dados e da demanda de energia elétrica, respectivamente.

2.1.3. Geração de energia elétrica fotovoltaica

Este módulo é responsável pela estimativa da geração da energia elétrica média horária a ser gerada pelo sistema com base nos dados históricos de radiação global horária na superfície dos painéis fotovoltaicos em cada mês.

Segundo Duffie e Beckman (2006), a radiação solar normal incidente na superfície terrestre está sujeita a variações devidas às mudanças na radiação extraterrestre devida, principalmente, a variação na distância entre a terra e o sol ao longo do tempo, e a dois fenômenos mais significantes, a dispersão atmosféricas pelas moléculas de ar, água e partículas, e a absorção pelas moléculas de ozônio, água e dióxido de carbono.

A radiação solar que atinge a superfície terrestre pode ser dividida em duas componentes: radiação solar direta, a radiação solar recebida do sol sem sua dispersão na atmosfera, e radiação solar difusa, e a radiação solar recebida do sol após sua direção ser alterada pela dispersão na atmosfera (Duffie; Beckman, 2006).

Adicionalmente as duas componentes, uma superfície recebe a radiação solar refletida pela ambiente circundante de outros corpos vizinhos, como o solo, vegetação, nuvens, construções, entre outros.

Os painéis fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas fabricadas com material semicondutor que, ao receber radiação solar, gera corrente elétrica cuja intensidade dependerá da intensidade da radiação solar incidente (Nascimento, 2004).

Para se obter a radiação solar global horária incidente em uma superfície inclinada em relação a horizontal, é necessário conhecer as componentes da radiação solar global em superfície horizontal para, só então, realizar os cálculos para a determinação da radiação solar horária direta em superfície inclinada em função da localização do local de instalação dos painéis e dos ângulos dos painéis.

Para as centrais inversoras de corrente contínua para corrente alternada, considerou-se que o sistema não fará a exportação de energia para a rede elétrica. Desta forma, as centrais inversoras não possuem transformador elevador de baixa para média tensão, fornecendo energia elétrica na tensão de 120 V.

Para esta simulação, adotou-se a configuração representada na figura 5. O fluxograma de processo detalhado está representado na figura 6.

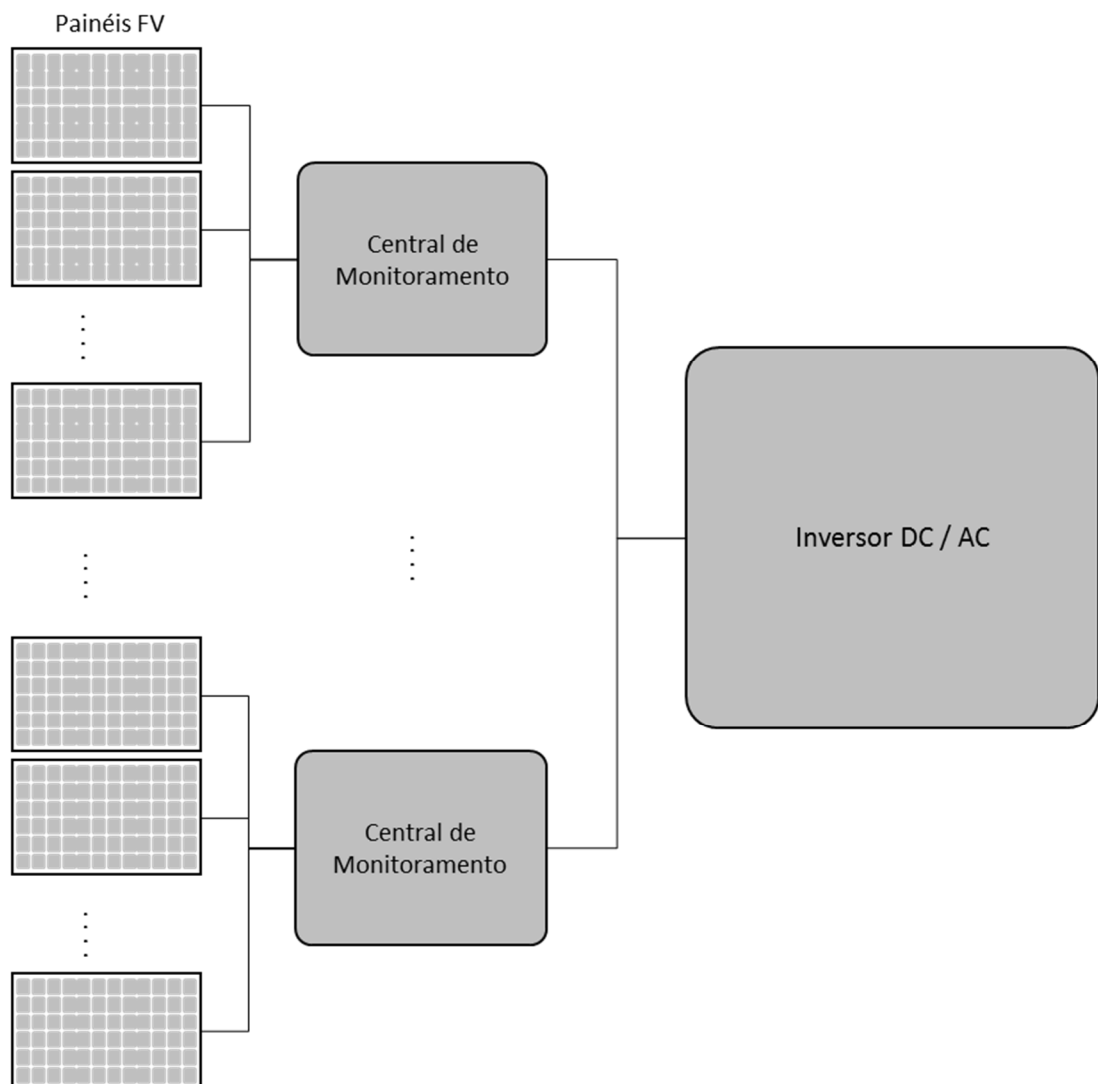


Figura 5 – Configuração do sistema fotovoltaico

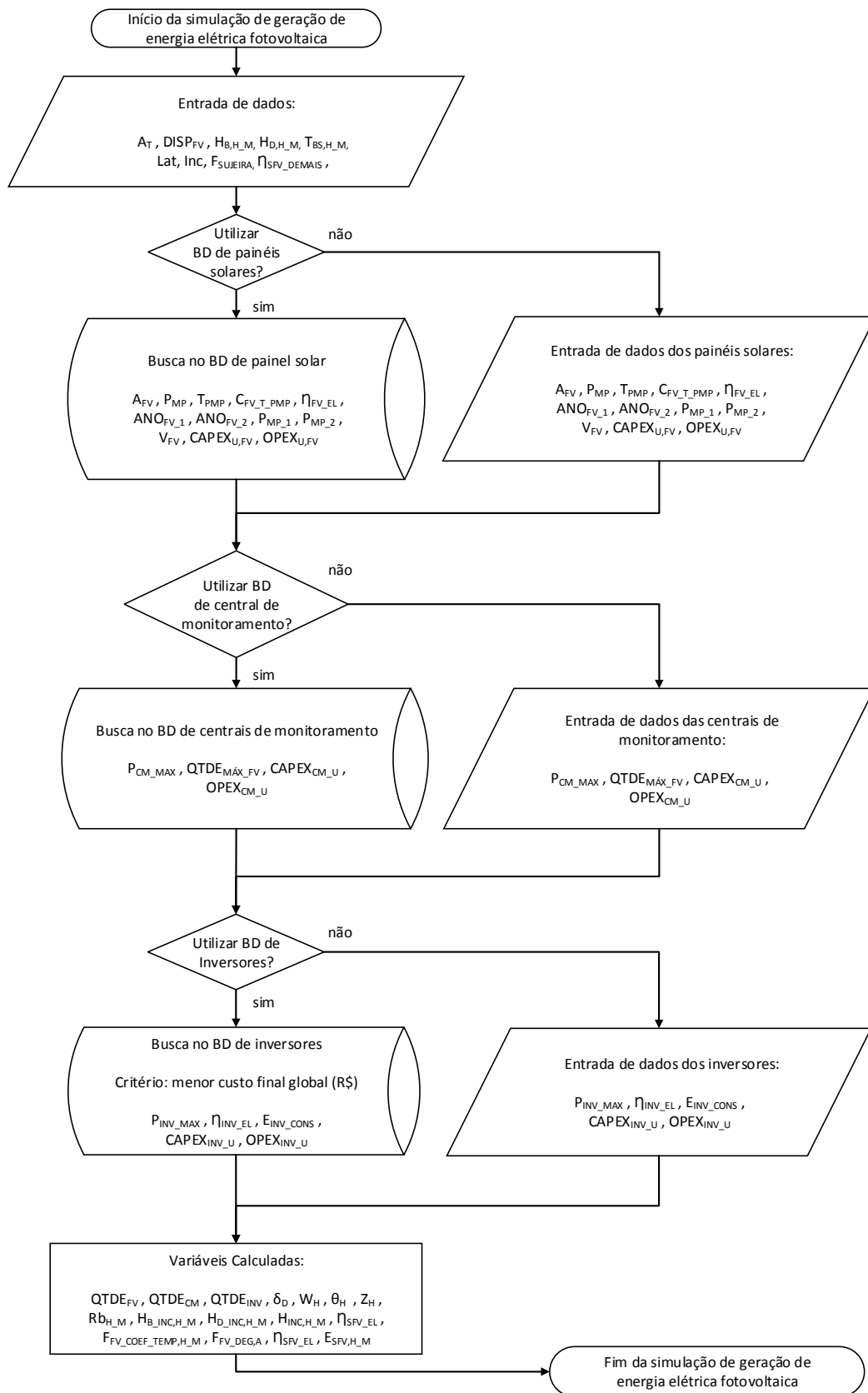


Figura 6 – Fluxograma de processo detalhado do módulo de geração elétrica fotovoltaica

2.1.3.1. Dados de entrada do sistema FV

Os dados de entrada necessários para a simulação desde módulo são:

A_T	área efetiva disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos [m ²]
$DISP_{FV}$	disponibilidade média do sistema fotovoltaico [%]
$H_{B,H,M}$	radiação direta média horária mensal em superfície horizontal [kWh/m ²]
$H_{D,H,M}$	radiação difusa média horária mensal em superfície horizontal [kWh/m ²]
$T_{BS,H,M}$	temperatura de bulbo seco média horária mensal do ambiente [kWh/m ²]
Φ	latitude do local de instalação dos painéis fotovoltaicos [°]
β	ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos em relação à horizontal [°]
$F_{SUJEIRA}$	fator de redução da P_{MP} devido a presença de sujeira na superfície superior dos painéis fotovoltaicos [%]
η_{SFV_DEMAIS}	eficiência elétrica dos demais componentes do sistema FV [%]

Após a entrada dos dados gerais, é necessário definir as especificações técnicas dos equipamentos do sistema fotovoltaico. O usuário tem a opção de escolher em utilizar um banco de dados do simulador, fazendo a seleção manual dos equipamentos ou de forma automática segundo um critério definido, podendo também entrar com os dados manualmente.

Os dados de entrada dos painéis fotovoltaicos são:

A_{FV}	área unitária dos painéis fotovoltaicos [m ²]
P_{MP}	potência elétrica máxima dos painéis fotovoltaicos em condição padrão [Wp]
$C_{FV_T_PMP}$	coeficiente de temperatura para a P_{MP} [-]
η_{FV_EL}	eficiência elétrica dos painéis solares [m ²]
ANO_{FV_1}	primeiro ano de potência garantida informada pelo fabricante do painel fotovoltaico [-]

ANO_{FV_2}	segundo ano de potência garantida informada pelo fabricante do painel fotovoltaico [-]
P_{MP_1}	percentual da P_{MP} garantida pelo fabricante em ANO_{FV_1} [%]
P_{MP_2}	percentual da P_{MP} garantida pelo fabricante em ANO_{FV_2} [%]
V_{FV}	tensão dos painéis fotovoltaicos para P_{MP} [V]
$CAPEX_{FV_U}$	custo unitário de compra dos painéis fotovoltaicos [R\$]
$OPEX_{FV_U}$	custo anual unitário de operação dos painéis fotovoltaicos [R\$]

Os dados de entrada das centrais de monitoramento são:

P_{CM_MAX}	potência elétrica máxima unitária admitida na central de monitoramento por painel fotovoltaico [W]
$QTDE_{CM_MAX_FV}$	quantidade máxima de painéis fotovoltaicos admitida na central de monitoramento [-]
$CAPEX_{CM_U}$	custo unitário de compra da central de monitoramento [R\$]
$OPEX_{CM_U}$	custo anual unitário de operação da central de monitoramento [R\$]

Os dados de entrada inversores de corrente contínua em corrente alternada são:

P_{INV_MAX}	potência elétrica máxima unitária do inversor [W]
η_{INV_EL}	eficiência elétrica do(s) inversor(es) [%]
η_{SFV_DEMAIS}	eficiência elétrica dos demais itens do sistema fotovoltaico, tais como cabos, conectores, entre outros [%]
E_{INV_CONS}	consumo de energia máximo por inversor [W]
$CAPEX_{INV_U}$	custo unitário de compra do(s) inversor(es) [R\$]
$OPEX_{INV_U}$	custo anual unitário de operação do(s) inversor(es) [R\$]

2.1.3.2. Cálculos realizados para o sistema FV

Após a entrada dos dados gerais, dos painéis fotovoltaicos, das centrais de monitoramento e dos inversores de corrente, este módulo realiza os cálculos de configuração do sistema e de geração elétrica fotovoltaica, conforme detalhado abaixo.

2.1.3.2.1. Quantidade de painéis FV

A quantidade de painéis FV instalados no sistema ($QTDE_{FV}$) será função da área efetiva disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos e da área unitária dos painéis fotovoltaicos.

A $QTDE_{FV}$ será o maior número inteiro inferior ao resultado da equação 1.

$$QTDE_{FV} = \frac{A_T}{A_{FV}} \quad (1)$$

2.1.3.2.2. Quantidade de centrais de monitoramento FV

A quantidade de centrais de monitoramento FV instalados no sistema ($QTDE_{CM}$) será função da quantidade de painéis FV instalados no sistema e na quantidade máxima de painéis FV em cada central de monitoramento.

A $QTDE_{CM}$ será o menor número inteiro superior ao resultado da equação 2.

$$QTDE_{CM} = \frac{QTDE_{FV}}{QTDE_{CM_MAX_FV}} \quad (2)$$

2.1.3.2.3. Quantidade de inversores DC/AC

A quantidade de inversores DC/AC instalados no sistema ($QTDE_{INV}$) é função da quantidade de painéis FV instalados no sistema, da potência máxima unitária dos painéis FV nas condições padrão e da potência máxima admitida no inversor.

A $QTDE_{INV}$ será o menor número inteiro superior ao resultado da equação 3.

$$QTDE_{INV} = \frac{P_{MP} \cdot QTDE_{FV}}{P_{INV_MAX}} \quad (3)$$

2.1.3.2.4. Ângulo de declinação solar diário

O ângulo de declinação solar diário é o ângulo entre o plano do equador e o vetor definido pelos centros da Terra e do Sol, variando entre $-23,45^\circ$ no solstício de inverno e $+23,45^\circ$ no solstício de verão, podendo ser calculado pela equação 4.

$$\delta_D = 23,45 \cdot \sin \left[360 \cdot \frac{284 + \text{dia}}{365} \right] \quad (4)$$

Onde dia é o dia do ano variando entre 1 e 365.

2.1.3.2.5. Ângulo horário solar

O ângulo horário solar é o ângulo medido sobre o Trópico do Equador, com origem no meridiano local e a extremidade no meridiano do Sol, variando entre $-12h$ e $+12h$, onde o sinal negativo indica que o Sol está a leste do meridiano e o sinal positivo indica que o Sol está a oeste do meridiano, podendo ser calculado pela equação 5.

$$\omega_H = \left(\frac{360}{24} \right) \cdot (h - 12) \quad (5)$$

2.1.3.2.6. Ângulo de elevação solar horário

O ângulo de elevação solar horário é o ângulo formado entre o horizonte, o ponto de incidência e o sol, podendo ser calculado pela equação 6.

$$\text{sen}\theta_H = \cos\omega_H \cdot \cos\delta_D \cdot \cos\Phi + \text{sen}\delta_D \cdot \text{sen}\Phi \quad (6)$$

2.1.3.2.7. Ângulo azimutal solar horário

O ângulo azimutal solar horário é o ângulo medido a partir do norte local até o semi-plano vertical que contém o astro, sobre o plano do horizonte, de norte para leste, podendo ser calculado pela equação 7.

$$\cos\gamma_H = \frac{\text{sen}\delta_D \cdot \cos\Phi - \cos\omega_H \cdot \cos\delta_D \cdot \text{sen}\Phi}{\cos\theta_H} \quad (7)$$

2.1.3.2.8. Ângulo de incidência médio horária em cada mês

O ângulo de incidência média horário em cada mês é o ângulo formado entre a o vetor que representa a incidência dos raios solares na superfície e a normal da superfície, sendo função dos ângulos de declinação solar, da latitude do local de instalação dos painéis fotovoltaicos, da inclinação dos painéis fotovoltaicos e do ângulo horário solar.

Segundo Boas e Mota (2011), este parâmetro tem grande influência na geração de energia elétrica nos painéis fotovoltaicos, com o pico de geração ocorrendo quando os raios solares incidem ortogonalmente a face do painel, isto é, com um ângulo de incidência de 0°.

$$\begin{aligned} \cos\theta_H = & \text{sen}\delta_D \cdot \text{sen}\Phi \cdot \cos\beta - \\ & \text{sen}\delta_D \cdot \cos\Phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \cos\gamma_H + \\ & \cos\delta_D \cdot \cos\Phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega_H + \\ & \cos\delta_D \cdot \text{sen}\Phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \cos\gamma_H \cdot \cos\omega_H + \\ & \cos\delta_D \cdot \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\gamma_H \cdot \text{sen}\omega_H \end{aligned} \quad (8)$$

2.1.3.2.9. Ângulo zenital horário mensal

O ângulo zenital horário mensal é o ângulo formado entre o vetor que liga os centros da Terra e do Sol e o zênite do local de instalação dos painéis fotovoltaicos, podendo ser calculado pela equação 9.

$$\cos Z_H = \cos\Phi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \text{sen}\Phi \cdot \text{sen}\delta \quad (9)$$

2.1.3.2.10. Fator geométrico horário mensal

O fator geométrico horário mensal foi definido por Duffie em 2006 como um fator de modulação para atenuar o efeito do horizonte pelo aumento da nebulosidade, sendo calculado pela equação 10.

$$Rb_{H_M} = \frac{\cos(\theta_H)}{\cos(Z_H)} \quad (10)$$

2.1.3.2.11. Radiação direta média horária mensal em superfície inclinada

A radiação direta média horária mensal em superfície inclinada é função da radiação direta horária em superfície horizontal mensal e do fator geométrico horário mensal, podendo ser calculada pela equação 11.

$$H_{B_INC,H_M} = H_{B,H_M} \cdot Rb_{H_M} \quad (11)$$

2.1.3.2.12. Radiação difusa média horária mensal em superfície inclinada

A radiação difusa média horária mensal em superfície inclinada pode ser calculada por diferentes métodos, variando de baixa a alta complexidade. Neste estudo adota-se o modelo isotrópico por apresentar bons resultados com baixa complexidade, podendo ser calculada pela equação 9 (Noorian et al., 2007).

$$H_{D_INC,H_M} = H_{D,H_M} \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (12)$$

2.1.3.2.13. Radiação total média horária mensal em superfície inclinada

A radiação total média horária mensal em superfície inclinada é o resultado da soma das componentes da radiação média horária mensal difusa e direta, conforme equação 13.

$$H_{INC,H_M} = H_{B_INC,H_M} + H_{D_INC,H_M} \quad (13)$$

2.1.3.2.14. Fator de temperatura do painel FV

Os testes de potência e rendimento dos painéis fotovoltaicos seguem os padrões da ASTM chamados de *Standard Test Conditions (STC)*, onde são testados, resumidamente, em temperatura de 25 °C, irradiação de 1.000 W/m².

Os fabricantes de painéis fotovoltaicos informam os coeficientes de temperatura para ajuste na P_{MP} , neste trabalho chamado de $C_{FV_T_PMP}$. Com esse coeficiente é possível determinar a P_{MP} média para o local com base na T_{MED} e estender esta redução na potência para toda a energia gerada nos painéis através da utilização do fator de temperatura do painel FV ($F_{FV_COEF_TEMP}$), conforme equação 14.

$$F_{FV_COEF_TEMP,H,M} = \frac{P_{MP} + [C_{FV_T_PMP} \cdot (T_{BS,H,M} - 25^{\circ}C)]}{P_{MP}} \quad (14)$$

2.1.3.2.15. Fator degenerativo do painel FV

Os fabricantes de painéis fotovoltaicos informam um percentual da P_{MP} garantida após 10, 15, 20 e/ou 30 anos de operação, informando estes valores em suas propostas e catálogos técnicos.

Com o objetivo de obter valores intermediários aos valores informados pelos fabricantes de equipamentos para a P_{MP} garantida ao longo dos anos de operação ($F_{FV_DEG,A}$), adotou-se o Método dos Mínimos Quadrados para a otimização matemática do melhor ajuste para o conjunto de dados, obtendo-se assim uma equação polinomial do segundo grau da P_{MP} em função dos anos de operação.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau do fator degenerativo anual em função dos anos de operação, podemos determinar o fator degenerativo médio ao longo da operação, conforme equação 15

Este fator representa a média dos fatores degenerativos anuais ao longo do período de operação simulado e reduz os cálculos realizados pelo modelo em quantidade proporcional ao número de anos de operação do consumidor simulado.

$$F_{FV_DEG,A} = \frac{\sum_{A=0}^{ANO_{OP}} F_{FV_DEG_A}}{ANO_{OP}} \quad (15)$$

2.1.3.2.16. Eficiência elétrica global do sistema FV

A eficiência elétrica global do sistema FV (η_{SFV_EL}) é função das eficiências dos painéis fotovoltaicos, inversores DC/AC e dos demais componentes, conforme equação 16.

$$\eta_{SFV_EL} = \eta_{FV_EL} \cdot \eta_{INV_EL} \cdot \eta_{SFV_DEMAIS} \quad (16)$$

2.1.3.2.17. Energia elétrica média horária mensal gerada no sistema FV

A energia elétrica média horária mensal gerada no sistema FV ($E_{SFV_EL,H,M}$) é função da radiação global horária incidente na superfície dos painéis FVs, do fator de temperatura do painel FV, do fator degenerativo do painel FV, da área unitária do painel FV, da quantidade de painéis FVs instalados no sistema e do fator de redução da P_{MP} devido a presença de sujeira na superfície superior dos painéis fotovoltaicos, conforme equação 17.

$$E_{SFV,H,M} = H_{INC,H,M} \cdot F_{FV_DEG_MED} \cdot \eta_{SFV_EL} \cdot F_{FV_COEF_TEMP} \cdot A_{FV} \cdot QTDE_{FV} \cdot F_{SUJEIRA} \cdot DISP_{SFV} \quad (17)$$

2.1.4. Geração de energia elétrica termelétrica

Este módulo é responsável pela estimativa da geração da energia elétrica média horária a ser gerada pelo sistema com base na demanda horária de energia elétrica do consumidor.

Este trabalho adota GMG como gerador elétrico termelétrico pela familiarização do autor com este tipo equipamento. Entretanto, é possível ajustar o modelo para a utilização de turbinas a gás como gerador elétrico termelétrico, mas esta possibilidade não será discutida neste trabalho.

Um grupo motor gerador é composto por um motor de combustão interna, podendo utilizar diferentes tipos de combustível, operando em ciclo Otto ou Diesel, tendo seu eixo acoplado a um gerador de energia elétrica, onde este será responsável pela conversão da energia mecânica da rotação do eixo em energia elétrica através do princípio da indução eletromagnética.

Para esta simulação, adotou-se a configuração representada na Figura 7. O fluxograma de processo detalhado está representado na Figura 8.

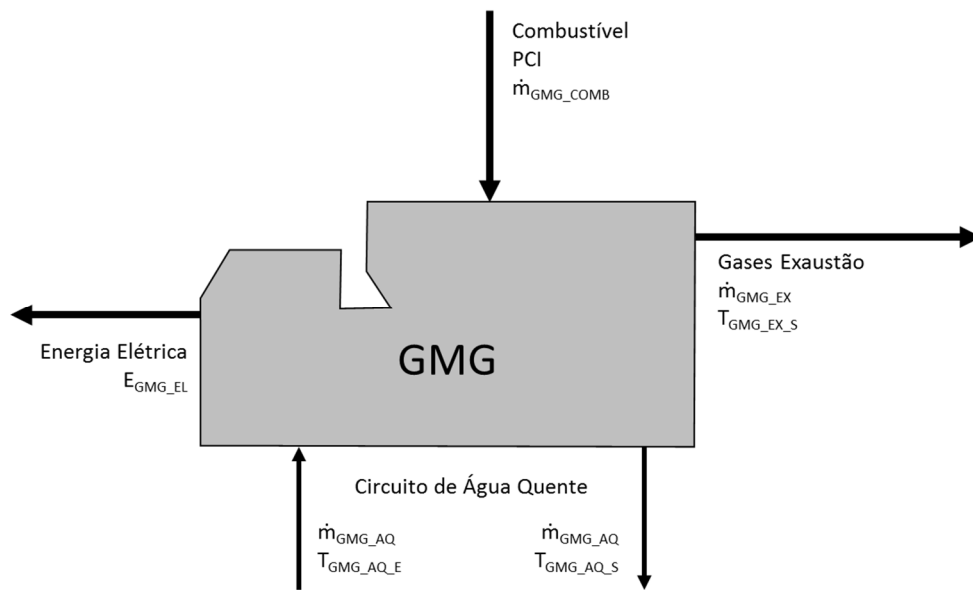


Figura 7 – Configuração do sistema termelétrico

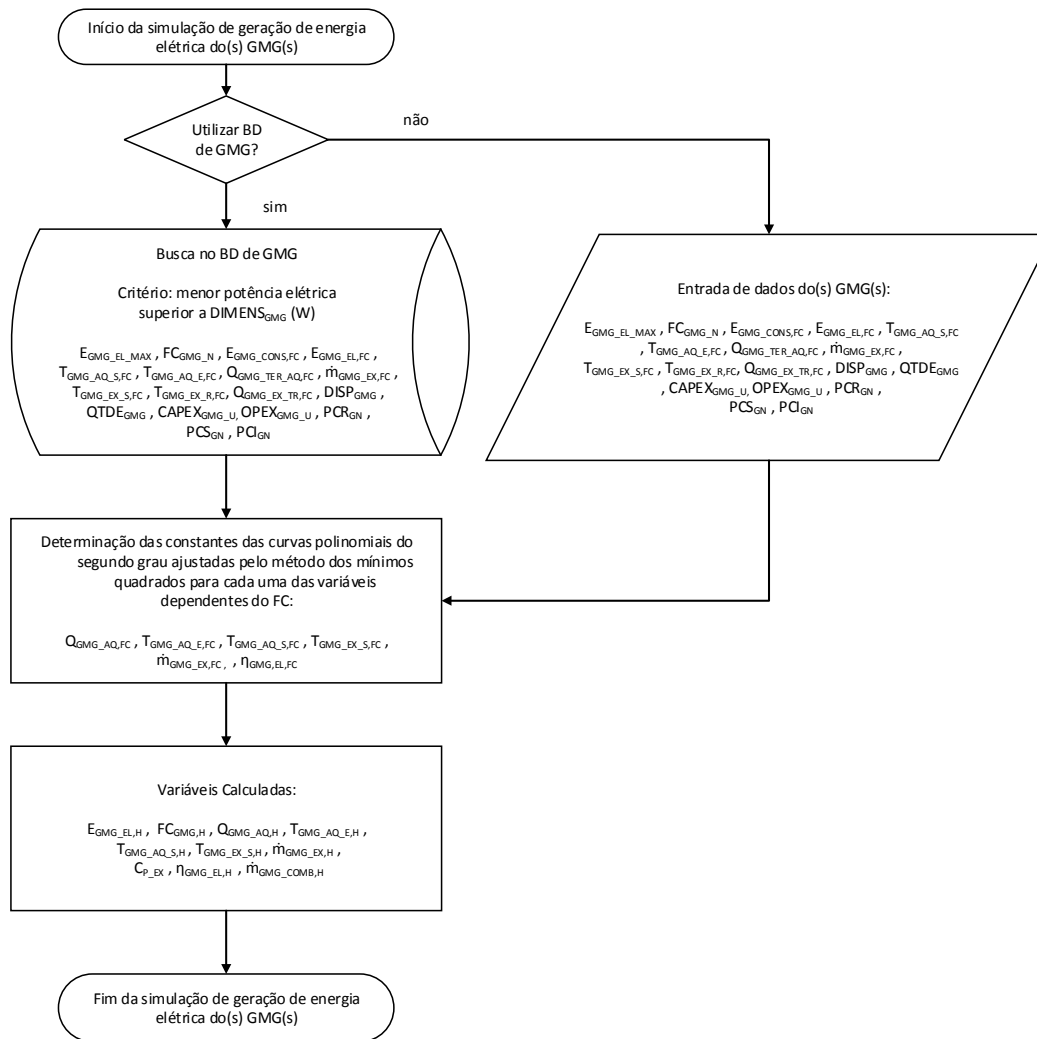


Figura 8 – Fluxograma de processo detalhado do módulo de geração de energia elétrica termelétrica

2.1.4.1. Dados de entrada do GMG

Para a simulação é necessário definir as especificações técnicas dos equipamentos do sistema de geração elétrico termelétrico. O consumidor tem a opção de escolher em utilizar um banco de dados do simulador, fazendo a seleção manual do equipamento ou de forma automática segundo um critério definido, podendo também entrar com os dados manualmente.

Os dados de entrada necessários para a simulação deste módulo são:

$E_{GMG_EL_MAX}$ energia elétrica máxima produzida pelo GMG [kW]

$FC_{GMG,N}$	fatores de carga do GMG informado pelo fabricantes nas curvas de performance [%]
$E_{GMG,CONS,FC}$	energia consumida pelo GMG para cada fator de carga proveniente da combustão do gás natural [kW]
$E_{GMG,EL,FC}$	energia elétrica gerada pelo GMG para cada fator de carga [kWe]
$T_{GMG,AQ,S,FC}$	temperatura de saída da água quente do GMG para cada fator de carga [°C]
$T_{GMG,AQ,E,FC}$	temperatura de retorno da água quente do GMG para cada fator de carga [°C]
$Q_{GMG,TER,AQ,FC}$	energia térmica gerada pelo resfriamento da água quente do GMG para cada fator de carga [kWt]
$\dot{m}_{GMG,EX,FC}$	vazão volumétrica de saída dos gases de exaustão do GMG para cada fator de carga [m ³ /h]
$T_{GMG,EX,S,FC}$	temperatura de saída dos gases de exaustão do GMG para cada fator de carga [°C]
$T_{GMG,EX,R,FC}$	temperatura de resfriamento dos gases de exaustão do GMG para cada fator de carga [°C]
$Q_{GMG,EX,TR,FC}$	energia térmica gerada pelo resfriamento dos gases de exaustão do GMG a temperatura $T_{GMG,EX,R,FC}$ para cada fator de carga [kWt]
$DISP_{GMG}$	disponibilidade média do GMG [%]
$QTDE_{GMG}$	quantidade de GMG instalado no sistema [-]
$CAPEX_{GMG,U}$	custo unitário de compra do(s) GMG(s) [R\$]
$OPEX_{GMG,U}$	custo unitário de operação do(s) GMG(s) por energia elétrica gerada [R\$/MWh]
PCR	poder calorífico superior do combustível utilizado como referência para a cobrança do consumo volumétrico [kJ/Nm ³]
PCS	poder calorífico superior medido do combustível consumido [kJ/Nm ³]
PCI	poder calorífico inferior medido do combustível consumido [kJ/Nm ³]

2.1.4.2. Cálculos realizados para o GMG

Após a entrada dos dados com as especificações do GMG, são realizados os cálculos de performance e geração do equipamento, conforme detalhado a seguir.

2.1.4.2.1. Dimensionamento GMG e CAB

Para a escolha do GMG a ser utilizado na simulação, o modelo realiza cálculos de geração de energia elétrica e térmica para atendimento as demandas médias anuais, calculando os custos de aquisição dos equipamentos de geração e dos custos de operação, incluindo o custo de aquisição de gás natural.

A escolha pelo equipamento é feita com base no menor custo global do equipamento, considerando os anos de operação simulados, e das máximas demandas horárias de energia elétrica e térmica.

Dimensionado o GMG, o dimensionamento do CAB é consequência do conjunto GMG e do calor máximo recuperável do seu circuito de água quente e de gases de exaustão.

O modelo realiza cálculos iterativos para o dimensionamento do GMG e para seus fatores de carga com o objetivo de reduzir a energia elétrica comprada da rede, considerando a geração de energia elétrica no sistema fotovoltaico.

A figura 9 apresenta o fluxograma de processo detalhado do dimensionamento do GMG e do CAB.

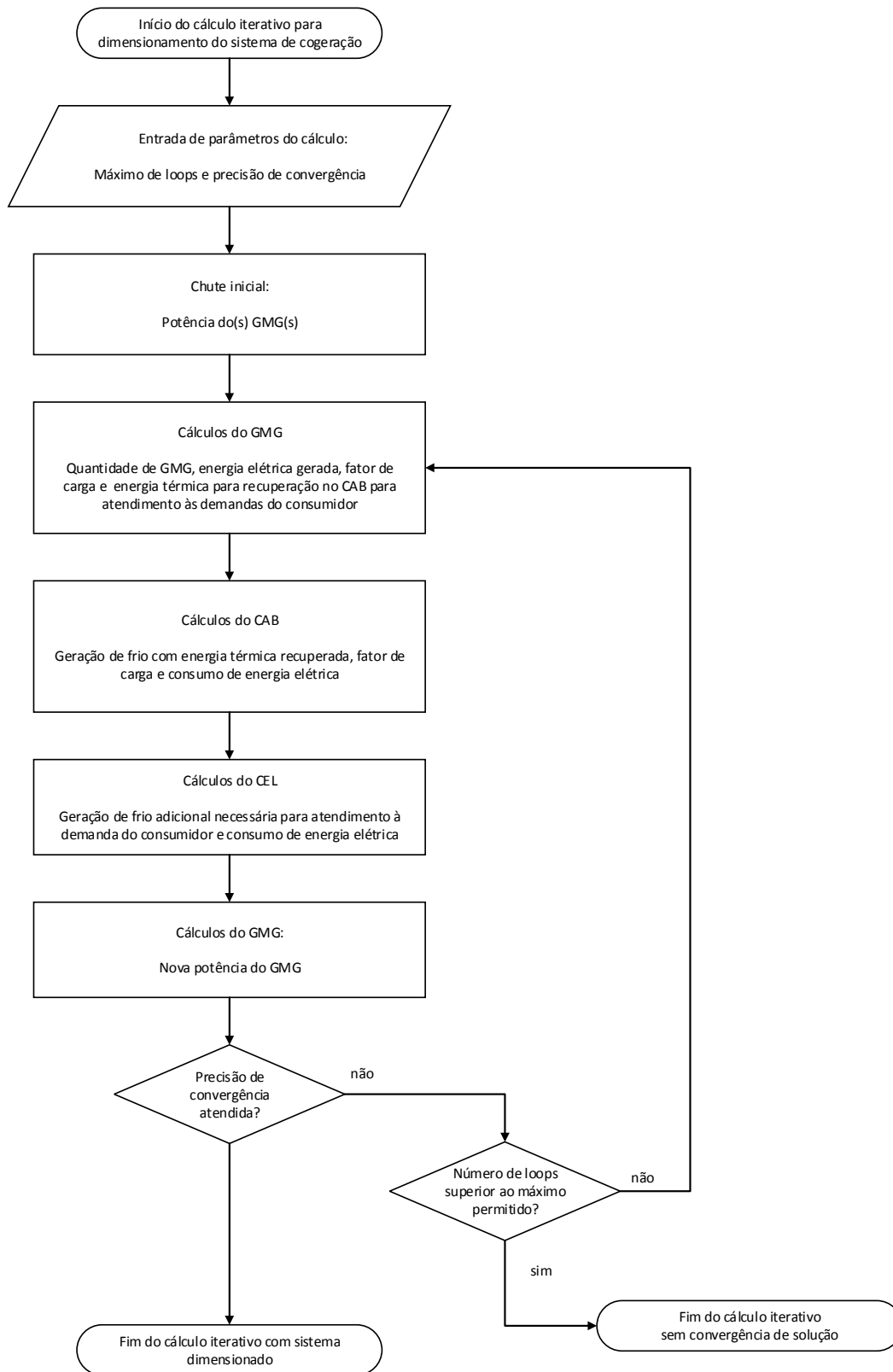


Figura 9 – Fluxograma de processo detalhado do dimensionamento do GMG e do CAB

2.1.4.2.2.

Geração de energia elétrica média horária mensal do GMG

A geração de energia elétrica média horária mensal do GMG ($E_{\text{GMG_EL,H,M}}$) é função da capacidade máxima de geração de energia elétrica do GMG, da quantidade de GMG(s) instalado(s), da potência unitária do GMG considerado, da demanda de energia elétrica do consumidor adicional à energia elétrica gerada no sistema fotovoltaico e da demanda de energia elétrica dos componentes do sistema de cogeração, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $P_{\text{GMG_EL_MAX}} \times \text{QTDE}_{\text{GMG}} \times \text{DISP}_{\text{GMG}} \geq E_{\text{CONS_EL,H,M}}$. Neste caso, a energia elétrica gerada pelo GMG será igual à demanda de energia elétrica do consumidor e do sistema de cogeração em cada hora, conforme equação 18.

$$E_{\text{GMG_EL,H,M}} = E_{\text{CONS_EL,H,M}} \quad (18)$$

O modelo realiza cálculos iterativos tendo em vista que a demanda do sistema de cogeração é função da energia elétrica e, conseqüentemente, térmica gerada pelo GMG.

Caso 2: $P_{\text{GMG_EL_MAX}} \times \text{QTDE}_{\text{GMG}} \times \text{DISP}_{\text{GMG}} < E_{\text{CONS_EL,H,M}}$. Neste caso, a energia elétrica gerada pelo GMG será igual à potência elétrica máxima unidade do GMG multiplicado pela quantidade de GMG(s) instalado(s) e pela sua disponibilidade média, conforme equação 19.

$$E_{\text{GMG_EL,H}} = P_{\text{GMG_EL_MAX}} \times \text{QTDE}_{\text{GMG}} \quad (19)$$

2.1.4.2.3.

Fator de carga do GMG

O fator de carga do GMG em cada hora para cada mês ($\text{FC}_{\text{GMG,H,M}}$) é função da capacidade máxima unitária de geração de energia elétrica do GMG, da quantidade de GMG(s) instalado(s) e geração de energia em cada hora, conforme equação 20.

$$\text{FC}_{\text{GMG,H,M}} = \frac{E_{\text{GMG_EL,H}}}{P_{\text{GMG_EL_MAX}} \times \text{QTDE}_{\text{GMG}}} \quad (20)$$

2.1.4.2.4. Calor rejeitado no circuito de água quente

Os fabricantes de GMG, de maneira geral, não informam as curvas de performance do seu equipamento sem a solicitação de uma proposta comercial. Em alguns casos, há a informação do calor rejeitado recuperável no circuito de água quente do equipamento para determinados valores de fator de carga.

Com o objetivo de obter valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do GMG para o calor rejeitado recuperável no circuito de água quente do GMG em cada hora para cada mês (Q_{GMG_AQ,H_M}), adotou-se o Método dos Mínimos Quadrados para a otimização matemática do melhor ajuste para o conjunto de dados, obtendo-se assim uma equação polinomial do segundo grau em função do fator de carga do GMG.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau do calor rejeitado recuperável no circuito de água quente do GMG em função do seu FC, podemos determinar o calor rejeitado recuperável no circuito de água quente do(s) GMG(s) instalados em cada hora, conforme equação 21.

$$Q_{GMG_AQ,H_M} = f (Q_{GMG_AQ,FC}, FC_{GMG,H_M}) \times QTDE_{GMG} \quad (21)$$

O procedimento para a determinação dos valores intermediários aos valores informados pelos fabricantes dos equipamentos será utilizado para os seguintes parâmetros:

- Temperatura padrão de retorno de água quente no GMG;
- Temperatura padrão de saída de água quente no GMG;
- Temperatura de saída dos gases de exaustão do GMG;
- Vazão mássica dos gases de exaustão do GMG; e
- Rendimento elétrico do GMG

2.1.4.2.5. Temperatura padrão de retorno de água quente no GMG

Para a determinação de valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do GMG, adotou-se o procedimento descrito no item 2.1.4.2.4.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau temperatura padrão de entrada de água quente no GMG em função do seu FC,

podemos determinar a temperatura padrão de entrada de água quente no GMG em cada hora, conforme equação 22.

$$T_{\text{GMG_AQ_E,H}} = f (T_{\text{GMG_AQ_E,FC}}, FC_{\text{GMG,H,M}}) \quad (22)$$

2.1.4.2.6.

Temperatura padrão de saída de água quente no GMG

Para a determinação de valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do GMG, adotou-se o procedimento descrito no item 2.1.4.2.4.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau temperatura padrão de saída de água quente no GMG em função do seu FC, podemos determinar a temperatura padrão de saída de água quente no GMG em cada hora para cada mês, conforme equação 23.

$$T_{\text{GMG_AQ_S,H,M}} = f (T_{\text{GMG_AQ_S,FC}}, FC_{\text{GMG,H,M}}) \quad (23)$$

2.1.4.2.7.

Temperatura de saída dos gases de exaustão do GMG

Para a determinação de valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do GMG, adotou-se o procedimento descrito no item 2.1.4.2.4.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau temperatura de saída dos gases de exaustão do GMG em função do seu FC, podemos determinar a temperatura de saída dos gases de exaustão do GMG em cada hora para cada mês, conforme equação 24.

$$T_{\text{GMG_EX_S,H,M}} = f (T_{\text{GMG_AQ_S,FC}}, FC_{\text{GMG,H,M}}) \quad (24)$$

2.1.4.2.8.

Vazão mássica dos gases de exaustão do GMG

Para a determinação de valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do GMG, adotou-se o procedimento descrito no item 2.1.4.2.4.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau da vazão mássica dos gases de exaustão do GMG em função do seu FC, podemos

determinar a vazão mássica dos gases de exaustão do(s) GMG(s) instalados em cada hora para cada mês, conforme equação 25.

$$\dot{m}_{\text{GMG_EX,H,M}} = f \left(\dot{m}_{\text{GMG_EX,FC}}, FC_{\text{GMG,H,M}} \right) \times QTDE_{\text{GMG}} \quad (25)$$

2.1.4.2.9.

Calor específico médio dos gases de exaustão do GMG

O modelo adota a premissa simplificadora de que o calor específico dos gases de exaustão não mudará em função do seu FC e da temperatura de saída do CAB, podendo ser calculado pela equação 26.

$$C_{P_EX} = \frac{Q_{\text{GMG_EX_TR,100\%}}}{\dot{m}_{\text{GMG_EX,100\%}} \times (T_{\text{GMG_EX_S,100\%}} - T_{\text{GMG_EX_R}})} \quad (26)$$

2.1.4.2.10.

Rendimento elétrico do GMG

Para a determinação de valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do GMG, adotou-se o procedimento descrito no item 2.1.4.2.4.

Com a determinação dos coeficientes do polinômio do segundo grau do rendimento elétrico do GMG em função do seu FC, podemos determinar o rendimento elétrico do(s) GMG(s) instalados em cada hora para cada mês, conforme equação 27.

$$\eta_{\text{GMG_EL,H}} = f \left(\frac{E_{\text{GMG_EL,FC}}}{E_{\text{GMG_CONS,FC}}}, FC_{\text{GMG,H}} \right) \quad (27)$$

2.1.4.2.11.

Vazão volumétrica de combustível para o GMG

A vazão volumétrica consumida pelo(s) GMG(s) em cada hora ($\dot{m}_{\text{GMG_COMB,H}}$) é função da energia elétrica gerada pelo(s) GMG(s) em cada hora, do seu rendimento elétrico em cada hora para cada mês e do PCI do combustível utilizado, conforme equação 28.

$$\dot{m}_{\text{GMG_COMB,H_M}} = \frac{3600 \times E_{\text{GMG_EL,H_M}}}{\eta_{\text{GMG_EL,H_M}} \times \text{PCI}_{\text{GN}}} \quad (28)$$

2.1.4.3.

Combustível utilizado

2.1.4.3.1.

Características do combustível

O combustível a ser utilizado no modelo será o Gás Natural proveniente da rede de gasodutos e entregue pela distribuidora concessionária.

Os contratos de fornecimento de gás natural no Brasil para o consumidor final não garantem o poder calorífico do combustível, existindo apenas um valor de poder calorífico de referência (PCR) para o PCS para fins de faturamento.

É comum o PCS ser inferior ao PCR, fazendo-se necessário a utilização de um fator de correção para fins de faturamento conhecido no setor como Fator PCS, calculado pela equação 29.

$$\text{Fator PCS} = \frac{\text{PCS}}{\text{PCR}} \quad (29)$$

Para os cálculos de consumos volumétricos de gás natural, o modelo utiliza o PCS e o PCI medido.

2.1.4.3.2.

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.

O consumo mensal é faturados nas condições de PCR, sendo 1 atm de pressão e 20°C de temperatura.

2.1.5. Geração de frio no *chiller* de absorção

Este módulo é responsável pela estimativa da geração de energia térmica média horária a ser gerada pelo CAB com base na demanda horária de energia térmica para climatização do consumidor.

Este trabalho adota *chillers* de absorção de duplo estágio acionado pelos gases de exaustão do GMG e água quente como o equipamento gerador de frio para climatização.

A razão pela escolha deste tipo de *chiller* de absorção foi sua versatilidade em recuperar calor das duas fontes de calor do GMG e, em caso de indisponibilidade do GMG ou necessidade de fornecimento de calor para a geração de frio acima do fornecido pelo GMG, seja pelo seu fator de carga para atendimento à demanda elétrica ser inferior ao fator de carga necessário para atendimento à demanda térmica ou devido à demanda térmica ser superior à capacidade máxima de fornecimento do GMG, a caldeira de água quente movida a gás natural será utilizada, fornecendo todo o calor necessário para a geração de frio para climatização.

Outro ponto positivo é de não trabalhar com caldeira de geração de vapor, onde este possui, em geral, menor eficiência térmica, além da necessidade de se trabalhar com tabelas de vapor.

Os *chillers* de absorção por vapor são ciclos de refrigeração operados a calor, onde um fluido absorvente na fase líquida é responsável por absorver o fluido refrigerante, na forma de vapor.

Seu funcionamento é baseado na evaporação do fluido refrigerante, água, no evaporador a baixa pressão. O refrigerante vaporizado é aspirado no absorvedor, diluindo assim a solução de água e lítio-brometo. Para tornar o processo de absorção eficiente, é necessário arrefecer a solução que é bombeada continuamente para os geradores onde são aquecidos. O vapor de água gerado é então enviado para os condensadores, onde, através da aplicação de água de arrefecimento, é condensado. A água líquida, após passar por uma válvula de expansão, é novamente reencaminhada para o evaporador (Delorme et al. 2002).

Para esta simulação, adotou-se a configuração representada na Figura 10. O fluxograma de processo detalhado está representado na Figura 11.

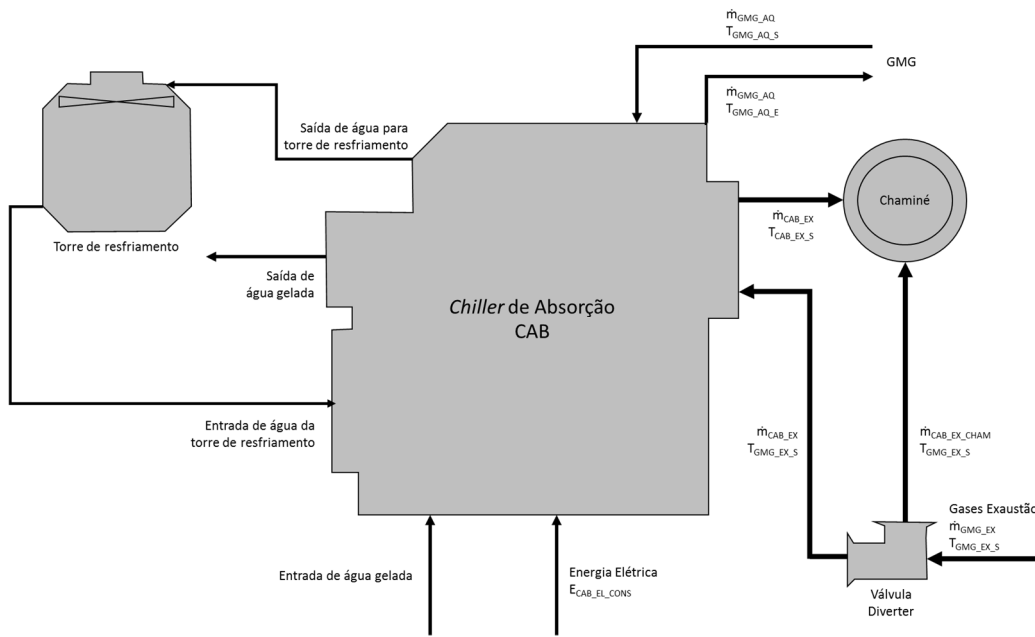


Figura 10 – Configuração do sistema de geração de energia térmica para climatização

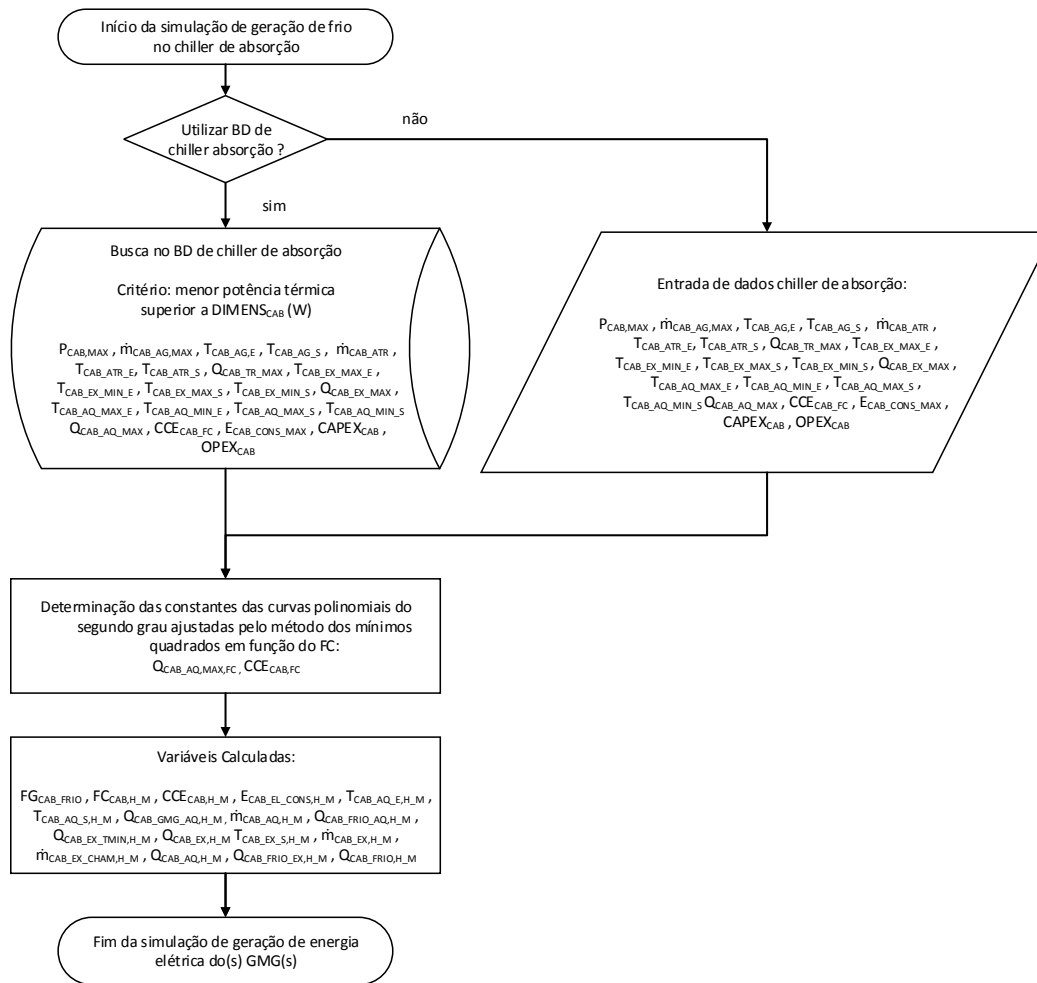


Figura 11 - Fluxograma de processo detalhado do módulo de geração de energia térmica para climatização

2.1.5.1. Dados de entrada do CAB

O consumidor tem a opção de escolher em utilizar um banco de dados do simulador, fazendo a seleção manual dos equipamentos ou de forma automática segundo o critério de menor custo global, podendo também entrar com os dados manualmente.

Os dados de entrada necessários para a simulação desde módulo são:

P_{CAB_MAX}	potência térmica do CAB a plena carga [kW]
$\dot{m}_{CAB_AG_MAX}$	vazão volumétrica do circuito de água gelada do CAB [m ³ /h]
$T_{CAB_AG_E}$	temperatura de entrada de água gelada no circuito de água quente do CAB [°C]

$T_{CAB_AG_S}$	temperatura de saída de água gelada no circuito de água quente do CAB [°C]
\dot{m}_{CAB_ATR}	vazão volumétrica do circuito de água da torre de resfriamento [m³/h]
$T_{CAB_ART_E}$	temperatura de entrada da água da torre de resfriamento no CAB [°C]
$T_{CAB_ATR_S}$	temperatura de saída da água da torre de resfriamento do CAB [°C]
$Q_{CAB_TR_MAX}$	fornecimento de calor máximo permitido para o circuito de água da torre de resfriamento no CAB [kW]
$T_{CAB_EX_MAX_E}$	temperatura máxima de entrada dos gases de exaustão do GMG [°C]
$T_{CAB_EX_MIN_E}$	temperatura mínima de entrada dos gases de exaustão do GMG [°C]
$T_{CAB_EX_MAX_S}$	temperatura máxima de saída dos gases de exaustão do GMG [°C]
$T_{CAB_EX_MIN_S}$	temperatura mínima de saída dos gases de exaustão do GMG [°C]
$Q_{CAB_EX_MAX}$	fornecimento de calor máximo permitido para o circuito de gases de exaustão no CAB [kW]
$T_{CAB_AQ_MAX_E}$	temperatura máxima de entrada de água quente no CAB [°C]
$T_{CAB_AQ_MIN_E}$	temperatura mínima de entrada de água quente no CAB [°C]
$T_{CAB_AQ_MAX_S}$	temperatura máxima de saída da água quente do CAB [°C]
$T_{CAB_AQ_MIN_S}$	temperatura mínima de saída da água quente do CAB [°C]
$Q_{CAB_GAQ_MAX}$	fornecimento de calor máximo permitido para o circuito de água quente no CAB [W]
CCE_{CAB_FC}	relação entre o consumo de calor específico do CAB para cada FC e a plena carga [%]
$E_{CAB_EL_CONS_MAX}$	energia elétrica máxima consumida pelo CAB [Wh]
$CAPEX_{CAB}$	custo unitário de compra do CAB [R\$]
$OPEX_{CAB}$	custo anual unitário de operação do CAB [R\$]

2.1.5.2. Cálculos realizados para o CAB

2.1.5.2.1. Fator de geração de frio

O fator de geração de frio do CAB (FG_{CAB_FRIO}) é função da geração de frio máxima do CAB e do fornecimento de calor dos circuitos de água quente e de gases de exaustão, conforme equação 30.

Este fator será utilizado nos cálculos horários de geração de frio, assumindo-se que este fator não varia ao longo do FC do CAB.

$$FG_{CAB_FRIO} = \frac{E_{CONS_TER,H}}{Q_{CAB_EX_MAX} + Q_{CAB_AQ_MAX}} \quad (30)$$

2.1.5.2.2. Fator de carga do CAB

O fator de carga do CAB em cada hora para cada mês ($FC_{CAB,H,M}$) é função do consumo de energia térmica para climatização do consumidor em cada hora e da sua capacidade máxima de geração de frio, conforme equação 31.

$$FC_{CAB,H,H} = \frac{P_{CAB_H_M}}{P_{CAB_MAX} \times 3600} \quad (31)$$

2.1.5.2.3. Calor específico do CAB

O calor específico do CAB em cada hora para cada mês ($CCE_{CAB,H,M}$) é função do fator de carga do CAB em cada hora para cada mês e do seu calor específico no fator de carga do CAB.

O CCE é equivalente ao rendimento do CAB para determinado FC em relação ao rendimento do CAB a plena carga. Este tipo de *chiller* apresenta maior rendimento para menores FC.

Os fabricantes de CAB, de maneira geral, não informam as curvas de performance do seu equipamento sem a solicitação de uma proposta comercial. Em alguns casos, há a informação do CCE para determinados valores de FC.

Com o objetivo de obter valores intermediários aos valores informados pelo fabricante do CAB para o CCE em cada FC, adotou-se o Método dos Mínimos Quadrados para a otimização matemática do melhor ajuste para o conjunto de dados, obtendo-se assim uma equação polinomial do segundo grau em função do FC do CAB.

A equação 32 representa a relação entre o CCE em cada hora para cada mês e o FC.

$$CCE_{CAB,H,M} = f(CCE_{CAB,FC}, FC_{CAB,H,M}) \quad (32)$$

2.1.5.2.4. Consumo de energia elétrica pelo CAB

O consumo de energia elétrica no CAB em cada hora para cada mês ($E_{CAB_EL_CONS,H,M}$) é função do fator de carga do CAB em cada hora. Em geral, os fabricantes de CAB não informam a curva de consumo de energia elétrica sem a solicitação de uma proposta comercial. Em alguns casos, há a informação da máxima energia elétrica consumida.

Desta forma, o modelo considera que o consumo de energia elétrica pelo CAB será linearmente proporcional a seu fator de carga, conforme equação 33.

$$E_{CAB_EL_CONS,H,M} = E_{CAB_EL_CONS_MAX} \times FC_{CAB,H,M} \quad (33)$$

2.1.5.2.5. Temperatura de entrada de água quente no CAB

A temperatura de entrada de água quente no CAB em cada hora para cada mês ($T_{CAB_AQ_E,H,M}$) dependerá das temperaturas máximas e mínimas de entrada de água quente permitidas no CAB e da temperatura padrão de saída de água quente do GMG para seu FC, podendo haver 3 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $T_{CAB_AQ_MIN_E} \leq T_{GMG_AQ_S,H,M} \leq T_{CAB_AQ_MAX_E}$. Neste caso, a temperatura de entrada de água quente no CAB será a temperatura padrão de saída de água quente do GMG, conforme equação 34.

$$T_{CAB_AQ_E,H,M} = T_{GMG_AQ_S,H,M} \quad (34)$$

Caso 2: $T_{GMG_AQ_S,H,M} \leq T_{CAB_AQ_MIN_E}$. Neste caso, a temperatura de entrada de água quente no CAB será a temperatura mínima permitida pelo CAB, ajustando a temperatura de saída de água quente do GMG, conforme equação 35.

$$T_{CAB_AQ_E,H,M} = T_{CAB_AQ_MIN_E} \quad (35)$$

Caso 3: $T_{GMG_AQ_S,H,M} \geq T_{CAB_AQ_MAX_E}$. Neste caso, a temperatura de entrada de água quente no CAB será a temperatura máxima permitida pelo CAB, ajustando a temperatura de saída de água quente do GMG, conforme equação 36.

$$T_{CAB_AQ_E,H,M} = T_{CAB_AQ_MAX_E} \quad (36)$$

2.1.5.2.6.

Temperatura de saída de água quente no CAB

A temperatura de saída de água quente no CAB em cada hora para cada mês ($T_{CAB_AQ_S,H,M}$) dependerá das temperaturas máximas e mínimas de saída de água quente permitidas no CAB e da temperatura padrão de entrada de água quente do GMG para seu FC, podendo haver 3 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $T_{CAB_AQ_MIN_S} \leq T_{GMG_AQ_E,H,M} \leq T_{CAB_AQ_MAX_S}$. Neste caso, a temperatura de saída de água quente no CAB será a temperatura padrão de entrada de água quente do GMG, conforme equação 37.

$$T_{CAB_AQ_S,H,M} = T_{GMG_AQ_E,H,M} \quad (37)$$

Caso 2: $T_{GMG_AQ_E,H,M} \leq T_{CAB_AQ_MIN_S}$. Neste caso, a temperatura de saída de água quente no CAB será a temperatura mínima permitida pelo CAB, ajustando a temperatura padrão de entrada de água quente do GMG, conforme equação 38.

$$T_{CAB_AQ_S,H,M} = T_{CAB_AQ_MIN_S} \quad (38)$$

Caso 3: $T_{GMG_AQ_E,H,M} \geq T_{CAB_AQ_MAX_S}$. Neste caso, a temperatura de saída de água quente no CAB será a temperatura máxima permitida pelo CAB,

ajustando a temperatura padrão de entrada de água quente do GMG, conforme equação 39.

$$T_{CAB_AQ_S,H_M} = T_{CAB_AQ_MAX_S} \quad (39)$$

2.1.5.2.7.

Calor fornecido pelo circuito de água quente do GMG ao CAB

O modelo considera como hipótese simplificadora que o CAB realizará a geração de frio consumido pela energia térmica do circuito de água quente e de gases de exaustão de forma proporcional a sua relação para o CAB em plena carga.

Exemplificando, para um FC do CAB de 50%, o consumo será de 50% da energia máxima permitida no CAB para o circuito de água quente e 50% da energia máxima permitida no CAB para os gases de exaustão.

Desta forma, o calor fornecido pelo circuito de água quente do GMG ao CAB em cada hora para cada mês ($Q_{CAB_GMG_AQ,H_M}$) dependerá do máximo de calor no circuito de água quente admitido no CAB, do FC do CAB e da demanda de resfriamento do GMG para seu FC, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $Q_{GMG_AQ,H_M} \leq Q_{CAB_AQ_MAX} \times FC_{CAB,H_M} \times CCE_{CAB,H_M} \times FG_{CAB_FRIO}$.
Neste caso, a energia térmica do circuito de água quente do CAB será o calor demandado pelo GMG para seu resfriamento, conforme equação 40.

$$Q_{CAB_GMG_AQ,H_M} = Q_{GMG_AQ,H_M} \quad (40)$$

Caso 2: $Q_{GMG_AQ,H_M} \geq Q_{CAB_AQ_MAX} \times FC_{CAB,H_M} \times CCE_{CAB,H_M} \times FG_{CAB_FRIO}$.
Neste caso, a energia térmica do circuito de água quente do CAB será o máximo de calor admitido no CAB multiplicado pelo FC e CCE do CAB, conforme equação 41, sendo necessário o desvio de parte do fluxo de água quente para a torre de resfriamento.

$$Q_{CAB_GMG_AQ,H_M} = Q_{CAB_AQ_MAX} \times FC_{CAB,H_M} \times CCE_{CAB,H_M} \times FG_{CAB_FRIO} \quad (41)$$

2.1.5.2.8.**Vazão volumétrica de água do circuito de água quente do CAB**

A vazão volumétrica de água do circuito de água quente em cada hora para cada mês ($\dot{m}_{CAB_AQ,H,M}$) é função da energia térmica no circuito de água quente do CAB e das suas temperaturas de entrada e saída do CAB. Como não há mudança de fase, a vazão pode ser calculada pela equação 42.

$$\dot{m}_{CAB_AQ,H,M} = \frac{Q_{CAB_AQ,H,M}}{C_P \times (T_{CAB_AQ_E,H,M} - T_{CAB_AQ_S,H,M})} \quad (42)$$

2.1.5.2.9.**Geração de frio no CAB pelo circuito de água quente**

A remoção de calor do circuito de água gelada no CAB pelo circuito de água quente em cada hora para cada mês ($Q_{CAB_FRIO_AQ,H,M}$) é função da energia térmica do circuito de água quente e do seu consumo de calor específico para o seu FC, podendo ser calculado pela equação 43.

$$Q_{CAB_FRIO_AQ,H,M} = \frac{Q_{CAB_AQ,H,M}}{CCE_{CAB,H,M}} \quad (43)$$

2.1.5.2.10.**Calor máximo fornecido pelos gases de exaustão para a temperatura mínima de saída do CAB**

O calor máximo fornecido ao CAB pelos gases de exaustão do GMG em cada hora para cada mês ($Q_{CAB_EX_TMIN,H,M}$) é função da temperatura mínima de saída dos gases de exaustão do CAB, da temperatura de saída dos gases de exaustão do GMG, da sua vazão mássica e do CCE do CAB, sendo calculado pela equação 44.

$$Q_{CAB_EX_TMIN,H,M} = \dot{m}_{GMG_EX,H,M} \times C_{P_EX} \times (T_{GMG_EX_S,H,M} - T_{CAB_EX_MIN,S}) \times CCE_{CAB,H,M} \quad (44)$$

2.1.5.2.11.**Calor fornecido pelo circuito de gases de exaustão do CAB**

O modelo considera como hipótese simplificadora que o CAB realizará a geração de frio consumido pela energia térmica do circuito de água quente e de gases de exaustão de forma proporcional.

Desta forma, o calor fornecido pelo circuito de gases de exaustão do CAB em cada hora para cada mês ($Q_{CAB_EX_H_M}$) dependerá do máximo de calor no circuito de gases de exaustão admitido no CAB, do FC do CAB e dos gases de exaustão do GMG resfriado a temperatura mínima de saída do CAB ($Q_{CAB_EX_TMIN_H_M}$) para o FC do GMG, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

$$\text{Caso 1: } Q_{CAB_EX_TMIN_H_M} \leq Q_{CAB_EX_MAX} \times FC_{CAB_H_M} \times CCE_{CAB_H_M} \times FG_{CAB_FRIO} \cdot$$

Neste caso, o calor fornecido pelo circuito dos gases de exaustão ao CAB em cada hora para cada mês será o calor fornecido pelo circuito de gases de exaustão do GMG resfriado a temperatura mínima de saída do CAB, conforme equação 45.

$$Q_{CAB_EX_H_M} = Q_{CAB_EX_TMIN_H_M} \quad (45)$$

$$\text{Caso 2: } Q_{CAB_EX_TMIN_H_M} > Q_{CAB_EX_MAX} \times FC_{CAB_H_M} \times CCE_{CAB_H_M} \times FG_{CAB_FRIO} \cdot$$

Neste caso, a energia térmica do circuito de gases de exaustão do CAB será o máximo de calor admitido no CAB multiplicado pelo seu FC e CCE, conforme equação 46, sendo necessário o desvio do restante de energia térmica dos gases de exaustão do GMG para a chaminé.

$$Q_{CAB_EX_H_M} = Q_{CAB_EX_MAX} \times FC_{CAB_H_M} \times CCE_{CAB_H_M} \times FG_{CAB_FRIO} \quad (46)$$

2.1.5.2.12.**Temperatura de saída dos gases de exaustão**

A temperatura de saída dos gases de exaustão do CAB em cada hora para cada mês ($T_{CAB_EX_S_H_M}$) dependerá do calor fornecido pelo circuito de gases de exaustão do CAB, da temperatura de entrada dos gases de exaustão do CAB e das temperaturas máximas e mínimas permitidas de saída dos gases de exaustão do CAB, podendo haver 3 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $Q_{CAB_EX_TMIN,H_M} \leq Q_{CAB_EX,H_M}$. Neste caso, a temperatura de saída dos gases de exaustão do CAB será igual a temperatura mínima permitida de saída dos gases de exaustão do CAB, conforme equação 47.

$$T_{CAB_EX_S,H_M} = T_{CAB_EX_MIN_S} \quad (47)$$

Caso 2: $Q_{CAB_EX_TMIN,H_M} > Q_{CAB_EX,H_M}$. Neste caso, a temperatura de saída dos gases de exaustão do CAB dependerá da temperatura máxima permitida de saída dos gases de exaustão do CAB, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 2a: $T_{GMG_EX_S,H_M} - \frac{Q_{CAB_EX,H_M}}{\dot{m}_{GMG_EX,H_M} \times C_{P_EX}} > T_{CAB_EX_MAX_S}$ Neste caso, a temperatura de saída dos gases de exaustão do CAB será igual a temperatura máxima permitida de saída dos gases de exaustão do CAB, conforme equação 48, sendo necessário o desvio de parte da vazão mássica dos gases de exaustão para a chaminé.

$$T_{CAB_EX_S,H_M} = T_{CAB_EX_MAX_S} \quad (48)$$

Caso 2b: $T_{GMG_EX_S,H_M} - \frac{Q_{CAB_EX,H_M}}{\dot{m}_{GMG_EX,H_M} \times C_{P_EX}} \leq T_{CAB_EX_MAX_S}$ Neste caso, a temperatura de saída dos gases de exaustão do CAB será igual a temperatura calculada pela equação 49, limitada a temperatura mínima permitida de saída dos gases de exaustão do CAB.

$$T_{CAB_EX_S,H_M} = T_{GMG_EX_S,H_M} - \frac{Q_{CAB_EX,H_M}}{\dot{m}_{GMG_EX,H_M} \times C_{P_EX}} \quad (49)$$

2.1.5.2.13.

Vazão dos gases de exaustão no CAB

A vazão dos gases de exaustão no CAB em cada hora para cada mês (\dot{m}_{CAB_EX,H_M}) será função do calor fornecido pelo circuito de gases de exaustão do CAB e da sua temperatura de saída do CAB, conforme equação 50.

$$\dot{m}_{\text{CAB_EX,H,M}} = \frac{Q_{\text{CAB_EX,H,M}}}{C_{\text{P_EX}} \times (T_{\text{CAB_EX,E,H,M}} - T_{\text{CAB_EX,S,H,M}})} \quad (50)$$

2.1.5.2.14.

Vazão dos gases de exaustão desviados para a chaminé

A vazão dos gases de exaustão no CAB em cada hora para cada mês ($\dot{m}_{\text{CAB_EX,H,M}}$) será função do calor fornecido pelo circuito de gases de exaustão do CAB e da sua temperatura de saída do CAB, conforme equação 51.

$$\dot{m}_{\text{CAB_EX_CHAM,H,M}} = \dot{m}_{\text{GMG_EX,H,M}} - \dot{m}_{\text{CAB_EX,H,M}} \quad (51)$$

2.1.5.2.15.

Geração de frio no CAB pelo circuito de gases de exaustão

A remoção de calor do circuito de água gelada no CAB pelo circuito de gases de exaustão em cada hora para cada mês ($Q_{\text{CAB_FRIO_EX,H,M}}$) é função da energia térmica do circuito de gases de exaustão e do seu consumo de calor específico para o seu FC, podendo ser calculado pela equação 52.

$$Q_{\text{CAB_FRIO_EX,H,M}} = \frac{Q_{\text{CAB_EX,H,M}}}{CCE_{\text{CAB,H,M}}} \quad (52)$$

2.1.5.2.16.

Geração de frio total no CAB

A remoção de calor do circuito de água gelada no CAB pelos circuitos de água quente e de gases de exaustão em cada hora para cada mês ($Q_{\text{CAB_FRIO,H,M}}$) é função da energia térmica do circuito de água quente e do seu consumo de calor específico para o seu FC, podendo ser calculado pela equação 53.

$$Q_{\text{CAB_FRIO,H,M}} = Q_{\text{CAB_FRIO_AQ,H,M}} + Q_{\text{CAB_FRIO_EX,H,M}} \quad (53)$$

2.1.6. Geração de frio complementar no *chiller* elétrico

Este módulo é responsável pela estimativa da geração de energia térmica média horária a ser gerada pelo CEL com base no demanda horária de energia térmica para climatização do consumidor e na geração de frio pelo CAB.

2.1.6.1. Dados de entrada do CEL

O consumidor tem a opção de escolher em utilizar um banco de dados do simulador, fazendo a seleção manual dos equipamentos ou de forma automática segundo o critério de maior rendimento, podendo também entrar com os dados manualmente.

Os dados de entrada necessários para a simulação desde módulo são:

P_{CEL_MAX}	potência térmica do CEL a plena carga [kW]
COP_{CEL}	coeficiente de performance do CEL no padrão IPLV [W/W]

2.1.6.2. Cálculos realizados para o CEL

No modelo não é considerado o custo de aquisição do sistema do CEL e seu custo de operação, tendo em vista que estes custos ocorrerão tanto pelo sistema pretendido quanto no sistema convencional.

2.1.6.2.1. Geração de frio

A geração de frio do CEL em cada hora para cada mês (Q_{CEL_FRIO,H_M}) é função da demanda de frio do consumidor não atendida pela geração de frio no CAB em cada hora para cada mês, conforme equação 54.

$$Q_{CEL_FRIO,H_M} = E_{CONS_TER,H_M} - Q_{CAB_FRIO,H_M} \quad (54)$$

2.1.6.2.2. Consumo de energia elétrica pelo CEL

O consumo de energia elétrica pelo CEL em cada hora para cada mês ($E_{\text{CONS_EL_CEL,H_M}}$) é função da geração de frio no CEL em cada hora e do seu coeficiente de performance no padrão IPLV, conforme equação 55.

$$E_{\text{CONS_EL_CEL,H_M}} = Q_{\text{CEL_FRIO,H_M}} \times \text{COP}_{\text{CEL}} \quad (55)$$

2.1.7. Compra de energia elétrica complementar da rede

Este módulo é responsável pela estimativa da energia elétrica complementar média horária a ser comprada da concessionária distribuidora de energia elétrica que atende à localidade do consumidor.

Seu objetivo é determinar a demanda mensal e o consumo de energia elétrica horária necessária para o pleno funcionamento do estabelecimento consumidor em cada mês

O fluxograma de processo detalhado está representado na Figura 12.

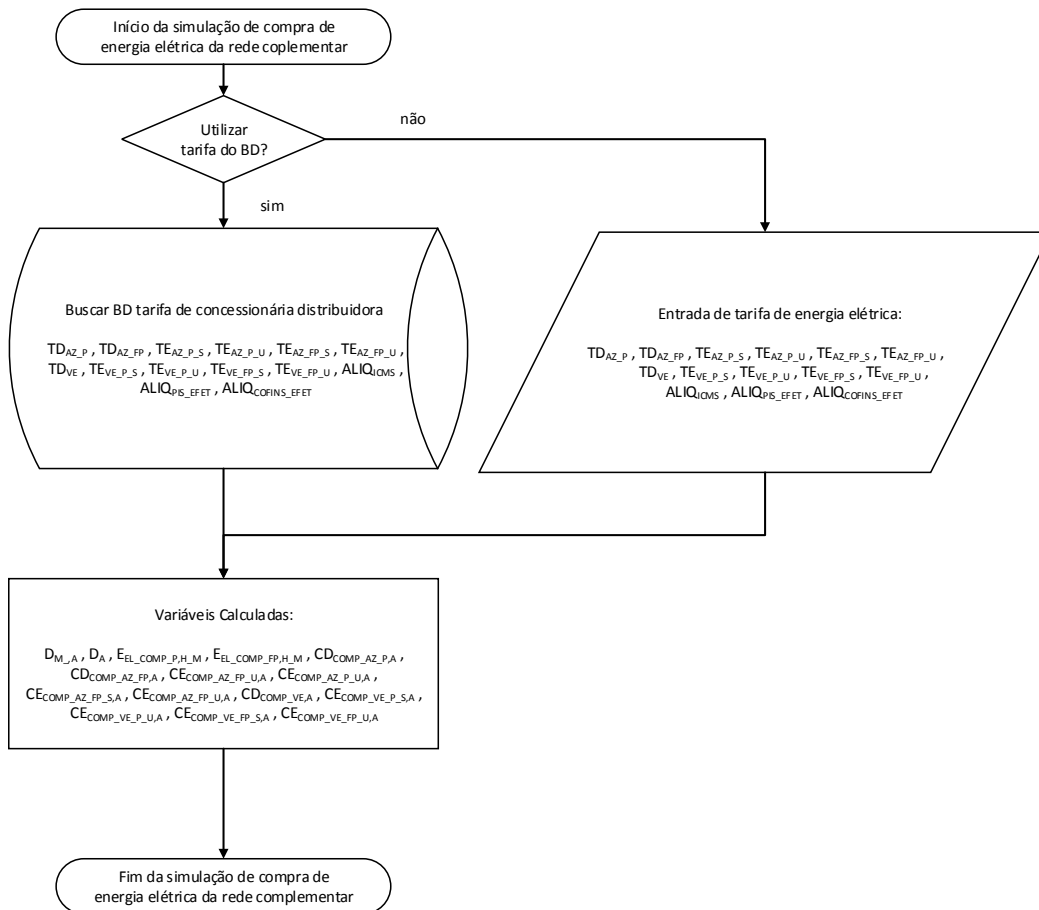


Figura 12 - Fluxograma de processo detalhado do módulo de compra de energia elétrica complementar da rede

2.1.7.1. Dados de entrada do CEEC

Os dados de entrada necessários para a simulação deste módulo são:

$TD_{AZ,P}$	tarifa de demanda para o horário de ponta na modalidade horosazonal azul [R\$/kW.mês]
$TD_{AZ,FP}$	tarifa de demanda para o horário fora de ponta na modalidade horosazonal azul [R\$/kW.mês]
$TE_{AZ,P,S}$	tarifa de energia para o horário de ponta no período seco na modalidade horosazonal azul [R\$/MWh]
$TE_{AZ,P,U}$	tarifa de energia para o horário de ponta no período úmido na modalidade horosazonal azul [R\$/MWh]

TE _{AZ_FP_S}	tarifa de energia para o horário fora de ponta no período seco na modalidade horosazonal azul [R\$/MWh]
TE _{AZ_FP_U}	tarifa de energia para o horário fora de ponta no período úmido na modalidade horosazonal azul [R\$/MWh]
TD _{VE}	tarifa de demanda para o horário de ponta na modalidade horosazonal verde [R\$/kW.mês]
TE _{VE_P_S}	tarifa de energia para o horário de ponta no período seco na modalidade horosazonal verde [R\$/MWh]
TE _{VE_P_U}	tarifa de energia para o horário de ponta no período úmido na modalidade horosazonal verde [R\$/MWh]
TE _{VE_FP_S}	tarifa de energia para o horário fora de ponta no período seco na modalidade horosazonal verde [R\$/MWh]
TE _{VE_FP_U}	tarifa de energia para o horário fora de ponta no período úmido na modalidade horosazonal verde [R\$/MWh]
ALIQ _{ICMS}	alíquota de ICMS incidente sobre a energia elétrica para o classe e localização do cliente [%]
ALIQ _{PIS_EFET}	alíquota de PIS efetiva apurada pela distribuidora concessionária na área de localização do cliente [%]
ALIQ _{COFINS_EFET}	alíquota de COFINS efetiva apurada pela distribuidora concessionária na área de localização do cliente [%]

2.1.7.2. Cálculos realizados no CEEC

Após a entrada dos dados de entrada do CEEC, são realizados os cálculo de estimativa de custo, conforme detalhado abaixo.

2.1.7.2.1. Dias no mês

O total de dias nos meses em cada ano (D_{M_A}) são calculados com base no calendário de cada ano, sendo função do ano de início da operação do sistema de cogeração e dos anos de operação considerados no modelo, conforme equação 56.

$$D_{M_A} = f(\text{ANO}_0, \text{MÊS}, \text{PERIODO}_A, A) \quad (56)$$

2.1.7.2.2. Dias no ano

O total de dias do ano em cada ano (D_A) são calculados com base nos dias nos meses em cada ano, conforme equação 57.

$$D_A = \sum_{\text{MÊS}} D_{M,A} \quad (57)$$

2.1.7.2.3. Horário de ponta

O horário de ponta é o período definido pela concessionária e composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal considerando as características do seu sistema elétrico.

2.1.7.2.4. Horário fora de ponta

O horário fora de ponta é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

2.1.7.2.5. Consumo de energia elétrica complementar no horário de ponta para cada mês

O consumo de energia elétrica complementar no horário de ponta em cada hora para cada mês ($E_{GRID_EL_CONP_P,H,M}$) é função do consumo de energia elétrica horária no horário de ponta, da produção de energia elétrica no sistema FV, da disponibilidade do sistema FV, da produção de energia elétrica no sistema GMG e na disponibilidade do(s) GMG(s), conforme equação 58.

Representa a energia elétrica que deverá ser comprada da rede devido as indisponibilidades dos sistemas FV e GMG durante o horário de ponta.

$$E_{GRID_EL_COMP_P,H,M} = E_{CONS_EL,H,M} - E_{SFV_EL,H,M} \times DISP_{SFV} - E_{GMG_EL,H,M} \times DISP_{GMG} + E_{CONS_EL_CEL,H,M} \quad (58)$$

2.1.7.2.6.

Consumo de energia elétrica complementar no horário fora de ponta para cada mês

O consumo de energia elétrica complementar no horário fora de ponta em cada hora para cada mês ($E_{GRID_EL_COMP_FP,H,M}$) é função do consumo de energia elétrica horária no horário fora de ponta, da produção de energia elétrica no sistema FV, da disponibilidade do sistema FV, da produção de energia elétrica no sistema GMG e na disponibilidade do(s) GMG(s), conforme equação 59.

Representa a energia elétrica que deverá ser comprada da rede devido as indisponibilidades dos sistemas FV e GMG, durante o horário fora de ponta.

$$E_{GRID_EL_COMP_FP,H,M} = E_{CONS_EL,H,M} - E_{SFV_EL,H,M} \times DISP_{SFV} - E_{GMG_EL,H,M} \times DISP_{GMG} + E_{CONS_EL_CEL,H,M} \quad (59)$$

2.1.7.2.7.

Custo anual da demanda complementar no horário de ponta na modalidade azul

O custo da demanda complementar no horário de ponta na modalidade horosazonal azul no ano A ($CD_{COMP_AZ_P,A}$) é função da demanda complementar contratada para o horário de ponta e da tarifa de demanda para o horário de ponta na modalidade azul, conforme equação 60.

$$CD_{COMP_AZ_P,A} = \frac{DEM_{COMP_P} \times TD_{AZ_P}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (60)$$

2.1.7.2.8.

Custo anual da demanda complementar no horário fora de ponta na modalidade azul

O custo da demanda complementar no horário fora de ponta na modalidade horosazonal azul no ano A ($CD_{COMP_AZ_FP,A}$) é função da demanda complementar contratada para o horário fora de ponta e da tarifa de demanda para o horário fora de ponta na modalidade azul, conforme equação 61.

$$CD_{COMP_AZ_FP,A} = \frac{DEM_{COMP_FP} \times TD_{AZ_FP}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (61)$$

2.1.7.2.9.

Custo anual da energia complementar no horário de ponta no período úmido na modalidade azul

O custo da energia complementar consumida no horário de ponta no período úmido na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{COMP_AZ_P_U,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade azul, conforme equação 62.

$$CE_{COMP_AZ_P_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_P,H} \times D_{U,A} \times TE_{AZ_P_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (62)$$

2.1.7.2.10.

Custo anual da energia complementar no horário fora de ponta no período úmido na modalidade azul

O custo da energia complementar consumida no horário fora de ponta no período úmido na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{COMP_AZ_FP_U,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário fora de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade azul, conforme equação 63.

$$CE_{COMP_AZ_FP_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_FP,H} \times D_{U,A} \times TE_{AZ_FP_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (63)$$

2.1.7.2.11.

Custo anual da energia complementar no horário de ponta no período seco na modalidade azul

O custo da energia complementar consumida no horário de ponta no período seco na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{COMP_AZ_P_S,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário de ponta, dos dias de

período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade azul, conforme equação 64.

$$CE_{COMP_AZ_P_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_P,H} \times D_{S,A} \times TE_{AZ_P_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (64)$$

2.1.7.2.12.

Custo anual da energia complementar no horário fora de ponta no período seco na modalidade azul

O custo da energia complementar consumida no horário fora de ponta no período seco na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{COMP_AZ_FP_S,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário fora de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade azul, conforme equação 65.

$$CE_{COMP_AZ_FP_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_FP,H} \times D_{S,A} \times TE_{AZ_FP_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (65)$$

2.1.7.2.13.

Custo total anual da energia complementar na modalidade horosazonal azul

O custo total anual da energia complementar na modalidade horosazonal azul ($CUSTO_{COMP_AZUL,A}$) é o somatório de todos os custos da energia complementar considerando as tarifas horosazonais azul, conforme equação 66.

$$CUSTO_{COMP_AZUL,A} = CD_{COMP_AZ_FP,A} + CD_{COMP_AZ_P,A} + CE_{COMP_AZ_FP_S,A} + CE_{COMP_AZ_P_S,A} + CE_{COMP_AZ_FP_U,A} + CE_{COMP_AZ_P_U,A} \quad (66)$$

2.1.7.2.14.

Custo anual da demanda complementar na modalidade verde

O custo da demanda complementar na modalidade horosazonal verde no ano A ($CD_{COMP_VE,A}$) é função da demanda complementar contratada e da tarifa de demanda na modalidade verde, conforme equação 67.

$$CD_{COMP_VE,A} = \frac{DEM_{COMP} \times TD_{VE}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (67)$$

2.1.7.2.15.**Custo anual da energia complementar no horário de ponta no período úmido na modalidade verde**

O custo da energia complementar consumida no horário de ponta no período úmido na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{COMP_VE_P_U,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade verde, conforme equação 68.

$$CE_{COMP_VE_P_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_P,H} \times D_{U,A} \times TE_{VE_P_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (68)$$

2.1.7.2.16.**Custo anual da energia complementar no horário fora de ponta no período úmido na modalidade verde**

O custo da energia complementar consumida no horário fora de ponta no período úmido na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{COMP_VE_FP_U,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário fora de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade verde, conforme equação 69.

$$CE_{COMP_VE_FP_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_FP,H} \times D_{U,A} \times TE_{VE_FP_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (69)$$

2.1.7.2.17.**Custo anual da energia complementar no horário de ponta no período seco na modalidade verde**

O custo da energia complementar consumida no horário de ponta no período seco na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{COMP_VE_P_S,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade verde, conforme equação 70.

$$CE_{COMP_VE_P_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_P,H} \times D_{S,A} \times TE_{VE_P_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (70)$$

2.1.7.2.18.**Custo anual da energia complementar no horário fora de ponta no período seco na modalidade verde**

O custo da energia complementar consumida no horário fora de ponta no período seco na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{COMP_VE_FP_S,A}$) é função da energia elétrica complementar consumida no horário fora de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade verde, conforme equação 71.

$$CE_{COMP_VE_FP_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_COMP_FP,H} \times D_{S,A} \times TE_{VE_FP_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (71)$$

2.1.7.2.19.**Custo total anual da energia complementar na modalidade horosazonal verde**

O custo total anual da energia complementar na modalidade horosazonal verde ($CUSTO_{COMP_VERDE,A}$) é o somatório de todos os custos da energia complementar considerando as tarifas horosazonais verde, conforme equação 72.

$$CUSTO_{COMP_VERDE,A} = CD_{COMP_VE_FP,A} + CD_{COMP_VE_P,A} + CE_{COMP_VE_FP_S,A} + CE_{COMP_VE_P_S,A} + CE_{COMP_VE_FP_U,A} + CE_{COMP_VE_P_U,A} \quad (72)$$

2.1.7.2.20.**Custo total anual da energia complementar**

O custo total anual da energia complementar ($CUSTO_{COMP,A}$) é o menor custo total anual entre as modalidades horosazonais azul e verde, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $CUSTO_{COMP_AZUL,A} < CUSTO_{COMP_VERDE,A}$. Neste caso, o custo total anual da energia complementar será calculado conforme a equação 73.

$$CUSTO_{COMP,A} = CUSTO_{COMP_AZUL,A} \quad (73)$$

Caso 2: $CUSTO_{COMP_AZUL,A} \geq CUSTO_{COMP_VERDE,A}$. Neste caso, o custo total anual do sistema convencional será calculado conforme a equação 74.

$$\text{CUSTO}_{\text{COMP},A} = \text{CUSTO}_{\text{COMP_VERDE},A} \quad (74)$$

2.1.8. Geração de frio no *chiller* elétrico para o sistema convencional

Este módulo é responsável pela estimativa da geração de energia térmica média horária a ser gerada pelo CEL com base no demanda horária de energia térmica para climatização do consumidor para o sistema convencional.

2.1.8.1. Dados de entrada do CEL para o sistema convencional

As características do *chiller* elétrico serão as mesmas consideradas no *chiller* elétrico para geração de frio complementar no sistema pretendido.

2.1.8.2. Cálculos realizados para o CEL

No modelo não é considerado o custo de aquisição do sistema do CEL e seu custo de operação, conforme descrito no item 2.1.6.2.

2.1.8.2.1. Geração de frio

A geração de frio do CEL em cada hora para cada mês ($Q_{\text{CEL_FRIO},H,M}$) é função da demanda de frio do consumidor em cada hora para cada mês, conforme equação 75.

$$Q_{\text{CEL_FRIO},H,M} = E_{\text{CONS_TER},H,M} \quad (75)$$

2.1.8.2.2. Consumo de energia elétrica pelo CEL

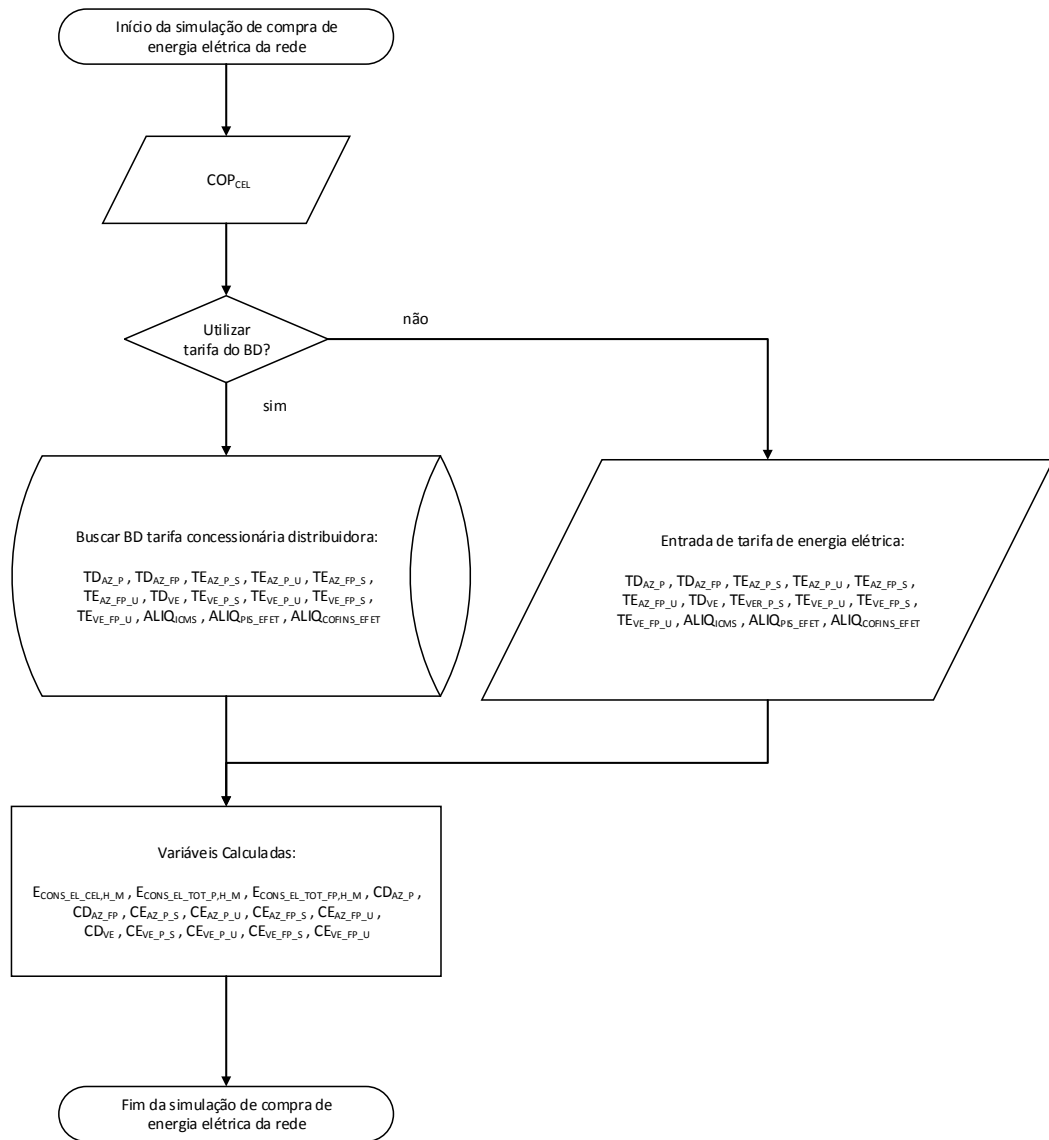
O consumo de energia elétrica pelo CEL em cada hora para cada mês ($E_{\text{CONS_EL_CEL,H_M}}$) é função da geração de frio no CEL em cada hora e do seu coeficiente de performance no padrão IPLV, conforme equação 76.

$$E_{\text{CONS_EL_CEL,H_M}} = Q_{\text{CEL_FRIO,H_M}} \times \text{COP}_{\text{CEL}} \quad (76)$$

2.1.9. Compra de energia elétrica da rede para o sistema convencional

Este módulo é responsável pela estimativa da energia elétrica média horária a ser comprada da rede para o sistema convencional. Seu objetivo é determinar o custo anual de energia elétrica para um sistema de geração de frio utilizando um *chiller* elétrico e comprando energia elétrica da rede.

O fluxograma de processo detalhado está representado na figura 13.



PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1011986/CA

Figura 13 - Fluxograma de processo detalhado do módulo de compra de energia elétrica da rede

2.1.9.1. Dados de entrada do CEER

Os dados de entrada necessários para a simulação deste módulo são os mesmos que os dados inseridos no módulo do CEEC, com exceção dos dados a seguir.

2.1.9.1.1. Cálculos realizados no CEER

Após a entrada dos dados de entrada do CEER, são realizados os cálculo de estimativa de custo, conforme detalhado a seguir.

2.1.9.1.1.1. Consumo de energia elétrica total

O consumo de energia elétrica total cada hora para cada mês ($E_{CONS_EL_TOT_P,H_M}$) é função do consumo de energia elétrica média horária e do consumo de energia elétrica média horária pelo *chiller* elétrico, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: Consumo no horário de ponta. Neste caso, o consumo de energia elétrica média horária será calculado conforme a equação 77.

$$E_{CONS_EL_TOT_P,H_M} = E_{CONS_EL_P,H_M} + E_{CONS_EL_CEL_P,H_M} \quad (77)$$

Caso 2: Consumo no horário fora de ponta. Neste caso, o consumo de energia elétrica média horária será calculado conforme a equação 78.

$$E_{CONS_EL_TOT_FP,H_M} = E_{CONS_EL_FP,H_M} + E_{CONS_EL_CEL_FP,H_M} \quad (78)$$

2.1.9.1.1.2. Custo anual da demanda no horário de ponta na modalidade azul

O custo da demanda no horário de ponta na modalidade horosazonal azul no ano A ($CD_{AZ_P,A}$) é função da demanda contratada para o horário de ponta e da tarifa de demanda para o horário de ponta na modalidade azul, conforme equação 79.

$$CD_{AZ_P,A} = \frac{DEM_P \times TD_{AZ_P}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (79)$$

2.1.9.1.1.3.**Custo anual da demanda no horário fora de ponta na modalidade azul**

O custo da demanda no horário fora de ponta na modalidade horosazonal azul no ano A ($CD_{AZ_FP,A}$) é função da demanda contratada para o horário fora de ponta e da tarifa de demanda para o horário fora de ponta na modalidade azul, conforme equação 80.

$$CD_{AZ_FP,A} = \frac{DEM_{FP} \times TD_{AZ_FP}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (80)$$

2.1.9.1.1.4.**Custo anual da energia no horário de ponta no período úmido na modalidade azul**

O custo da energia consumida no horário de ponta no período úmido na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{AZ_P_U,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade azul, conforme equação 81.

$$CE_{AZ_P_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_P,H} \times D_{U,A} \times TE_{AZ_P_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (81)$$

2.1.9.1.1.5.**Custo anual da energia no horário fora de ponta no período úmido na modalidade azul**

O custo da energia consumida no horário fora de ponta no período úmido na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{AZ_FP_U,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário fora de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade azul, conforme equação 82.

$$CE_{AZ_FP_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_FP,H} \times D_{U,A} \times TE_{AZ_FP_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (82)$$

2.1.9.1.1.6.**Custo anual da energia no horário de ponta no período seco na modalidade azul**

O custo da energia consumida no horário de ponta no período seco na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{AZ_P_S,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade azul, conforme equação 83.

$$CE_{AZ_P_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_P,H} \times D_{S,A} \times TE_{AZ_P_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (83)$$

2.1.9.1.1.7.**Custo anual da energia no horário fora de ponta no período seco na modalidade azul**

O custo da energia consumida no horário fora de ponta no período seco na modalidade horosazonal azul no ano A ($CE_{AZ_FP_S,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário fora de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade azul, conforme equação 84.

$$CE_{AZ_FP_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_FP,H} \times D_{S,A} \times TE_{AZ_FP_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (84)$$

2.1.9.1.1.8.**Custo total anual do sistema convencional na modalidade horosazonal azul**

O custo total anual do sistema convencional na modalidade horosazonal azul ($CUSTO_{CONV_AZUL,A}$) é o somatório de todos os custos do sistema convencional considerando as tarifas horosazonais azul, conforme equação 85.

$$CUSTO_{CONV_AZUL,A} = CD_{AZ_FP,A} + CD_{AZ_P,A} + CE_{AZ_FP_S,A} + CE_{AZ_P_S,A} + CE_{AZ_FP_U,A} + CE_{AZ_P_U,A} \quad (85)$$

2.1.9.1.1.9.**Custo anual da demanda na modalidade verde**

O custo da demanda na modalidade horosazonal verde no ano A ($CD_{VE,A}$) é função da demanda contratada e da tarifa de demanda na modalidade verde, conforme equação 86.

$$CD_{VE,A} = \frac{DEM \times TD_{VE}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (86)$$

2.1.9.1.1.10.**Custo anual da energia no horário de ponta no período úmido na modalidade verde**

O custo da energia consumida no horário de ponta no período úmido na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{VE_P_U,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade verde, conforme equação 87.

$$CE_{VE_P_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_P,H} \times D_{U,A} \times TE_{VE_P_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (87)$$

2.1.9.1.1.11.**Custo anual da energia no horário fora de ponta no período úmido na modalidade verde**

O custo da energia consumida no horário fora de ponta no período úmido na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{VE_FP_U,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário fora de ponta, dos dias de período úmido no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período úmido na modalidade verde, conforme equação 88.

$$CE_{VE_FP_U,A} = \frac{E_{GRID_EL_FP,H} \times D_{U,A} \times TE_{VE_FP_U}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (88)$$

2.1.9.1.1.12.**Custo anual da energia no horário de ponta no período seco na modalidade verde**

O custo da energia consumida no horário de ponta no período seco na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{VE_P_S,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade verde, conforme equação 89.

$$CE_{VE_P_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_P,H} \times D_{S,A} \times TE_{VE_P_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (89)$$

2.1.9.1.1.13.**Custo anual da energia no horário fora de ponta no período seco na modalidade verde**

O custo da energia consumida no horário fora de ponta no período seco na modalidade horosazonal verde no ano A ($CE_{VE_FP_S,A}$) é função da energia elétrica consumida no horário fora de ponta, dos dias de período seco no ano e da tarifa de energia elétrica para o horário de ponta no período seco na modalidade verde, conforme equação 90.

$$CE_{VE_FP_S,A} = \frac{E_{GRID_EL_FP,H} \times D_{S,A} \times TE_{VE_FP_S}}{1 - (ALIQ_{PIS_{EFET}} + ALIQ_{COFINS_{EFET}} + ALIQ_{ICMS})} \quad (90)$$

2.1.9.1.1.14.**Custo total anual do sistema convencional na modalidade horosazonal verde**

O custo total anual do sistema convencional na modalidade horosazonal verde ($CUSTO_{CONV_VERDE,A}$) é somatório de todos os custos do sistema convencional considerando as tarifas horosazonais verde, conforme equação 91.

$$CUSTO_{CONV_VERDE,A} = CD_{VE,A} + CE_{VE_FP_S,A} + CE_{VE_P_S,A} + CE_{VE_FP_U,A} + CE_{VE_P_U,A} \quad (91)$$

2.1.9.1.1.15. Custo total anual do sistema convencional

O custo total anual do sistema convencional ($CUSTO_{CONV,A}$) é o menor custo total anual entre as modalidades horosazonais azul e verde, podendo haver 2 casos, conforme detalhado abaixo.

Caso 1: $CUSTO_{CONV_AZUL,A} < CUSTO_{CONV_VERDE,A}$. Neste caso, o custo total anual do sistema convencional será calculado conforme a equação 92.

$$CUSTO_{CONV,A} = CUSTO_{CONV_AZUL,A} \quad (92)$$

Caso 2: $CUSTO_{CONV_AZUL,A} \geq CUSTO_{CONV_VERDE,A}$. Neste caso, o custo total anual do sistema convencional será calculado conforme a equação 93.

$$CUSTO_{CONV,A} = CUSTO_{CONV_VERDE,A} \quad (93)$$

2.1.10. Econômico-financeiro

Este módulo é responsável pela estimativa do custo total de compra e de operação do sistema de cogeração e pela comparação com o custo de operação do sistema convencionando operando com energia elétrica da rede.

2.1.10.1. Cálculos realizados no módulo econômico-financeiro

Este módulo não possui valores de entrada, sendo responsável apenas pelos cálculos econômicos com as variáveis e parâmetros definidos nos módulos citadores anteriormente.

2.1.10.1.1.**Custo de aquisição e instalação do sistema de cogeração e de geração fotovoltaica**

O custo de aquisição e instalação do sistema de cogeração e de geração fotovoltaica ($CAPEX_{TOTAL}$) é função dos custos de aquisição e instalação do sistema FV, dos GMGs e do CAB, conforme equações 94, 95, 96 e 97.

$$CAPEX_{SFV} = CAPEX_{FV_U} \times QTDE_{FV} + CAPEX_{CM_U} \times QTDE_{CM} + CAPEX_{INV_U} \times QTDE_{INV} + CAPEX_{DEMAIS_FV} \quad (94)$$

$$CAPEX_{GMG} = CAPEX_{GMG_U} \times QTDE_{GMG} + CAPEX_{DEMAIS_GMG} \quad (95)$$

$$CAPEX_{CAB} = CAPEX_{CAB_U} \times QTDE_{CAB} + CAPEX_{DEMAIS_CAB} \quad (96)$$

$$CAPEX_{TOTAL} = CAPEX_{SFV} + CAPEX_{GMG} + CAPEX_{CAB} \quad (97)$$

Onde $CAPEX_{DEMAIS}$ representam todos os custos de aquisição e de instalação dos sistemas FV, GMG e CAB adicionais ao custo dos equipamentos.

2.1.10.1.2.**Custo anual de operação do sistema de cogeração e de geração fotovoltaica**

O custo anual de operação do sistema de cogeração e de geração fotovoltaica no ano A ($OPEX_{TOTAL,A}$) é função da energia elétrica gerada pelos GMGs e pelo custo anual de operação do CAB, do sistema FV e do CEL, conforme equações 98, 99 e 100.

$$OPEX_{GMG,A} = \sum_{H=0}^{24} E_{GMG_EL,H} \times OPEX_{GMG_U} \times D_{TOTAL,A} \quad (98)$$

$$OPEX_{SFV} = OPEX_{FV_U} + OPEX_{CM_U} + OPEX_{INV_U} \quad (99)$$

$$OPEX_{TOTAL,A} = OPEX_{GMG,A} + OPEX_{SFV} + OPEX_{CAB} \quad (100)$$

2.1.10.1.3. Custo anual do sistema proposto

O custo anual do sistema proposto ($CUSTO_{PROPOSTO,A}$) é função do custo anual de operação do sistema de cogeração e de geração fotovoltaica ($OPEX_{TOTAL,A}$), do consumo de energia elétrica médio horário mensal, do custo da energia elétrica da concessionária distribuidora para os diferentes horários classificados, da demanda contratada junto à concessionária distribuidora e do custo da demanda contratada, sendo definido como o menor custo entre as diferentes tarifas horosazonais e convencional, se o perfil do consumidor permitir mais de uma modalidade tarifária.

2.1.10.1.4. Economia anual gerada pelo sistema proposto

A economia anual gerada pelo sistema proposta em relação ao sistema convencional ($ECONOMIA_A$) é função do custo anual do sistema convencional ($CUSTO_{CONVEN,A}$) e do custo anual do sistema proposto ($CUSTO_{PROPOSTO,A}$), conforme equação 101.

$$ECONOMIA_A = CUSTO_{CONVEN,A} - CUSTO_{PROPOSTO,A} \quad (101)$$

2.1.10.1.5. Fluxo de caixa gerado

O fluxo de caixa gerado pelas economias anuais é função do Custo de aquisição e instalação do sistema de cogeração e de geração fotovoltaica ($CAPEX_{TOTAL}$), da economia anual gerada pelo sistema proposto ($ECONOMIA_A$) e do período de análise do fluxo de caixa que, em geral, para projetos deste tipo, adota-se entre 10 e 20 anos após o início da operação do sistema.

O modelo considera que todo o investimento será feito no primeiro ano e as economias serão obtidas nos anos seguintes, conforme figura 14.

O fluxo de caixa gerado considera a inflação neutra, não utilizando nenhum índice de reajuste das receitas ou despesas para a projeção do fluxo de caixa.

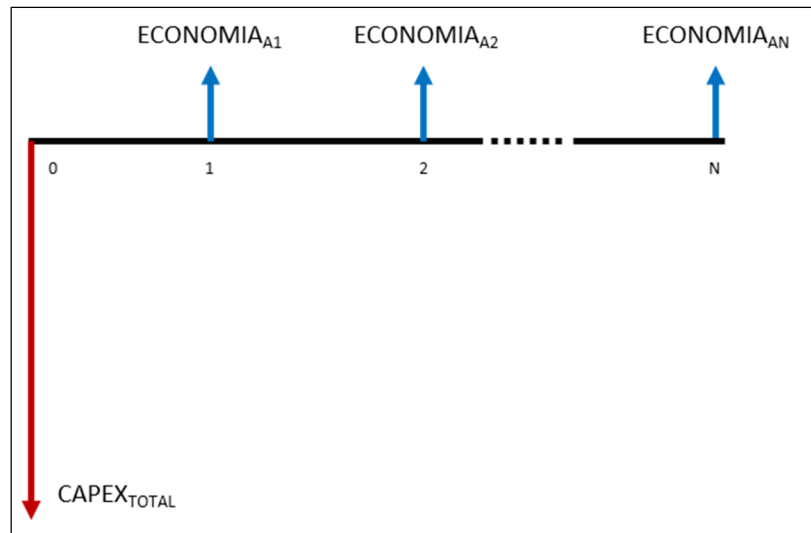


Figura 14 - Exemplificação do fluxo de caixa gerado

2.1.10.1.6. Período de retorno nominal

O período de retorno simples é o tempo decorrido entre o investimento no sistema proposto e o momento no qual as economias anuais acumuladas se igualam, calculado com base no fluxo de caixa com valores nominais, conforme equação 102.

$$PR = T \text{ quando } \sum_{t=0}^T \text{ECONOMIAS}_A = \text{CAPEX}_{\text{TOTAL}} \quad (102)$$

2.1.10.1.7. Taxa interna de retorno real

A taxa interna de retorno real é a taxa de desconto hipotética que, quando aplicada ao fluxo de caixa, faz com que os valores das economias anuais, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores do investimento total no sistema proposto.

Esta taxa é amplamente utilizada como critério de análise de investimento em diversos setores, onde se toma a decisão de realizar um determinado investimento se a taxa interna de retorno real for maior que a taxa mínima de atratividade de uma determinada empresa ou investidor.