

# Resolução da lista III

Hugo Rodrigues Torquato

<b>Introdução</b>	<b>1</b>
<b>Questão 1</b>	<b>1</b>
<b>Questão 2</b>	<b>5</b>
<b>Questão 3</b>	<b>12</b>
<b>Referências</b>	<b>18</b>
<b>Apêndice A</b>	<b>19</b>

## Introdução

Este relatório tem por objetivo explicar a resolução da terceira lista de exercícios proposta na disciplina armazenadores de energia elétrica - Módulo I. As atividades realizadas contemplam informações e análises oriundas de valores típicos de demanda e geração fotovoltaica, a segunda coletada no ano de 2017 na usina instalada na UFMG.

O desenvolvimento do projeto é iniciado com a identificação, organização e processamento dos dados fornecidos, posteriormente são realizados os cálculos que viabilizam a obtenção dos resultados. A implementação foi feita em Python e o apêndice A apresenta o código fonte comentado. A escolha desta linguagem foi baseada no conhecimento prévio do discente somado aos fatores de processamento e manipulação de dados robustos da ferramenta. As bibliotecas utilizadas compreendem a *datetime* que fornece funcionalidades relacionadas com a manipulação de datas, o pacote *Pandas* que possibilita a manipulação de dados de maneira mais eficiente e as funções do *Matplotlib* para criação dos gráficos que serão apresentados.

## Questão 1

A primeira abordagem solicitada é referente ao perfil de geração da usina fotovoltaica. A energia acumulada mensal é um parâmetro importante para mensurar a produção de energia de determinada instalação. No caso da UFMG, esse perfil de geração pode ser observado na Figura 01, a qual agrupa os dados coletados hora a hora em um conjunto mensal. É possível observar também as oscilações que ocorrem em cada mês, que podem ser relacionadas com diversos fatores como precipitação, temperatura, quantidade de nuvens no céu e até mesmo resíduos particulados que ofuscam a incidência da luz solar nas células fotovoltaicas.

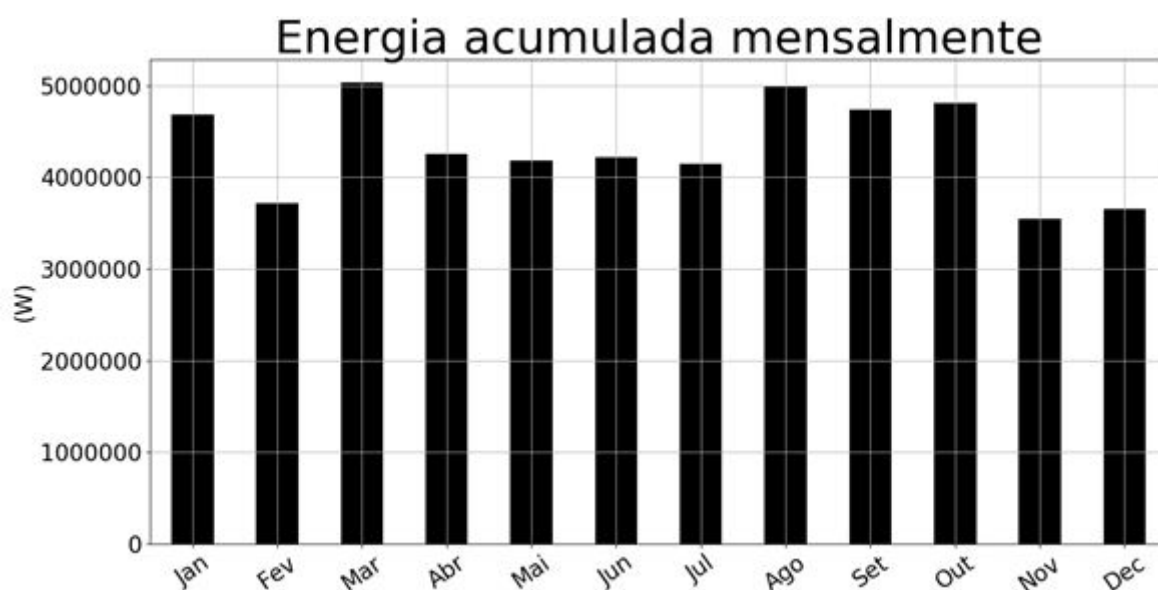


Figura 01 - Energia acumulada mensalmente.

A Figura 01 difunde uma abordagem macro no quesito energia gerada no ano, mas não contempla as oscilações diárias. Em prol de fornecer essas informações, o dia 16 de cada mês foi selecionado como exemplo para o perfil diário. Os resultados são apresentados na Figura 02 e contemplam dados de geração aferidos com intervalo de medição de 1 hora. Mais uma vez é verificada oscilação nas amostras e, apesar do fator dia inserir novas variáveis, muitas estão relacionadas com as condições climáticas da região.

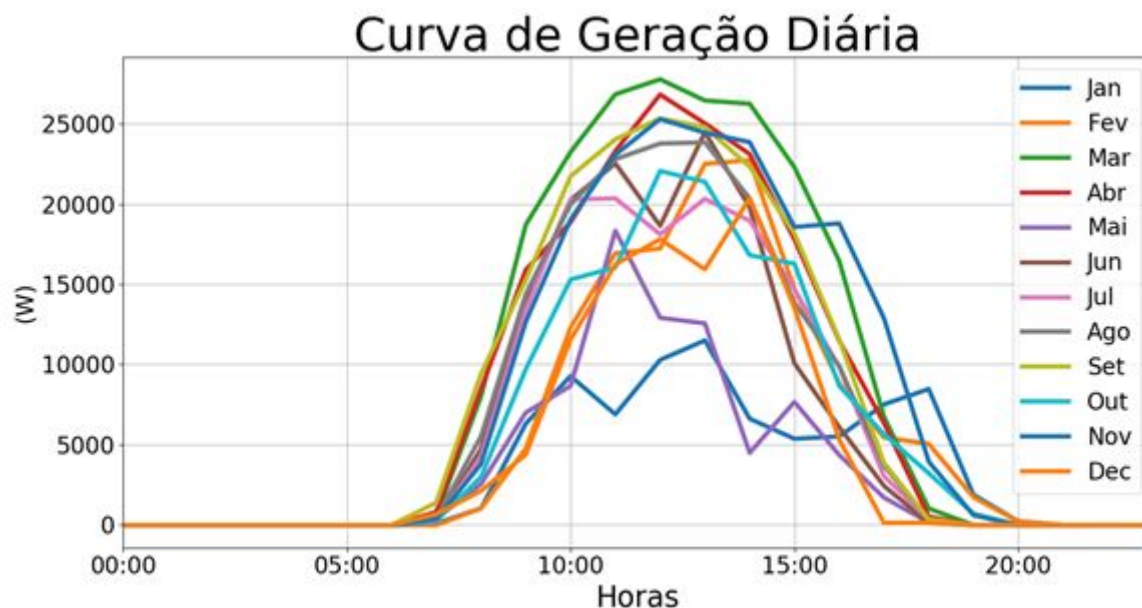


Figura 02 - Curva de geração diário para o dia 16 de cada mês do ano.

O contraste entre clima e geração fotovoltaica pode ser melhor observado na Figura 03, que correlaciona dados de geração diários médios com a estação do ano vigente no período de coleta de cada amostra. O método escolhido visa agrupar diferentes meses com características climáticas similares para simplificar a visualização e compreensão dos efeitos causados na geração fotovoltaica.

Analisando a Figura 03, é constatado que o verão apresenta o mês com menor geração média diária e parte dessa redução é oriunda dos maiores índices pluviométricos do período. O comportamento é resultante de uma quantidade maior de nuvens no céu, o que reduz e/ou interrompe a produção de energia pela baixa incidência solar. Esse comportamento das chuvas tem início na primavera, estação que antecede o verão, então também é possível observar impactos na produção nesta época do ano. Em contrapartida, o inverno detém o maior nível de geração média. A combinação entre temperaturas amenas com baixas taxas pluviométricas contribuem muito para o pico de geração. O outono, por sua vez, segue o mesmo princípio de transição que a primavera, mas com características climáticas inversas [1].

Em [2] é apresentado um trabalho que avaliou os efeitos climáticos na geração fotovoltaica na cidade de Belém/PA e as constatações frente às oscilações climáticas podem ser aproveitadas neste relatório como base na explicação dos resultados encontrados. A Figura 04 faz um comparativo entre os dados climáticos da região e constata que a precipitação tende a acompanhar a nebulosidade, o que resulta em um comportamento inverso ao parâmetro de insolação.

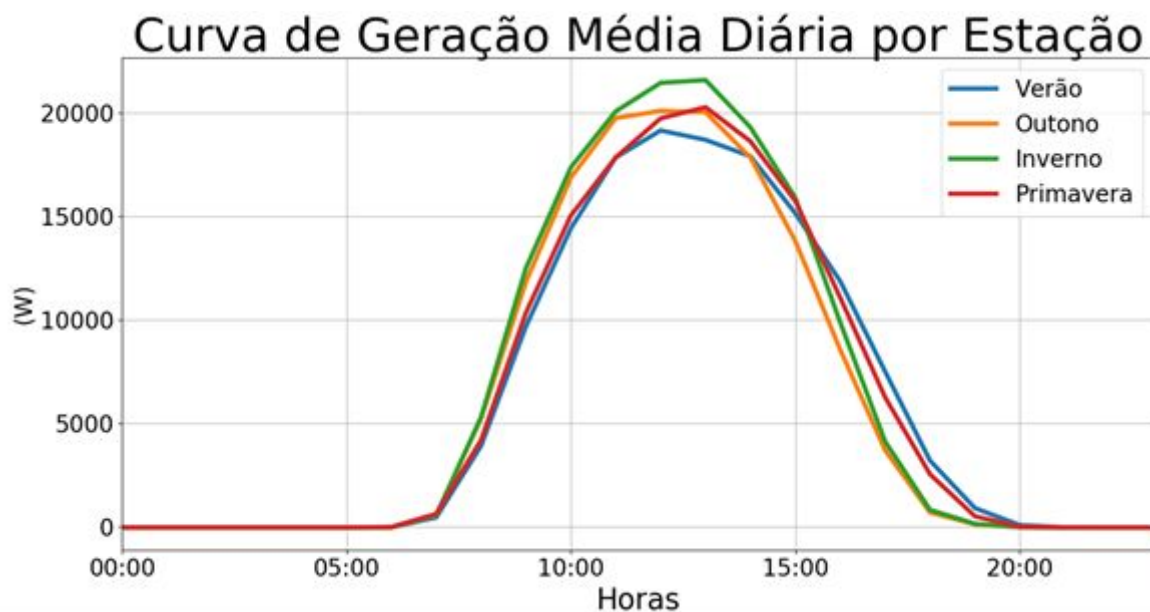


Figura 03 - Curva de geração média diária para cada estação do ano.

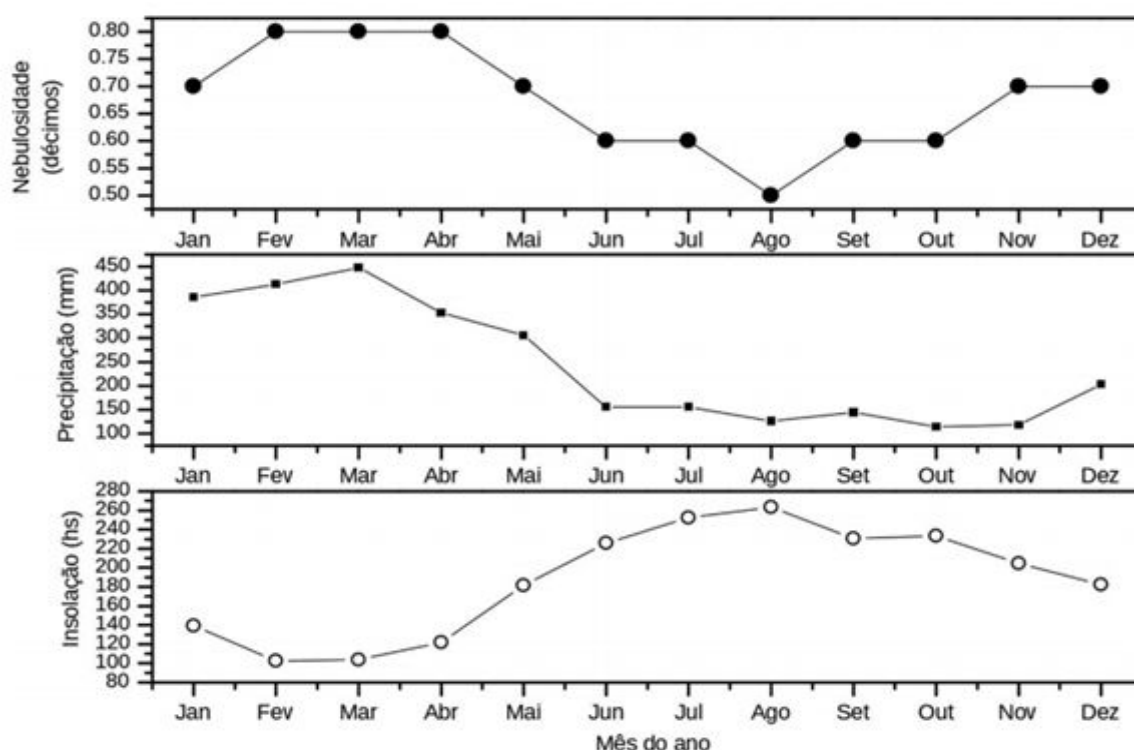


Figura 04 - Informações Climáticas em Belém. Fonte: INMET [2]

Por fim, a análise voltada para a região de Belo Horizonte mostra um comportamento similar. A Figura 05 apresenta a irradiação média por hora para cada mês do ano. O primeiro ponto de destaque da figura tange a distribuição da irradiação durante os meses, mesmo que no verão os dias são mais longos, a maior intensidade é verificada nos meses secos do inverno (quadrantes mais avermelhados da figura). Ao combinar essa concentração de irradiância com os baixos índices pluviométricos justifica a maior produtividade de energia neste período do ano.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	17									32	44	42
6 - 7	195	181	135	123	91	54	35	123	152	204	176	183
7 - 8	303	344	315	379	376	367	388	433	347	326	257	285
8 - 9	400	428	401	492	515	542	566	576	456	416	327	369
9 - 10	452	493	461	543	592	618	639	651	527	485	351	412
10 - 11	473	537	498	555	605	649	666	694	579	518	371	415
11 - 12	478	546	494	529	579	638	665	701	590	514	360	389
12 - 13	448	522	476	513	545	607	641	687	571	504	352	370
13 - 14	429	499	455	490	509	565	603	642	539	468	347	358
14 - 15	386	463	419	442	480	540	572	606	492	427	307	319
15 - 16	337	413	373	391	426	484	521	539	436	371	267	279
16 - 17	291	363	312	317	301	336	392	422	335	298	243	230
17 - 18	228	279	194	86	23	18	46	111	105	109	154	170
18 - 19	55	30										17
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4491	5099	4534	4860	5043	5418	5734	6185	5130	4673	3555	3838

Figura 05 - Irradiação média em Belo Horizonte [3].

## Questão 2

As atividades do item dois são referentes aos dados de demanda, que foram fornecidos. Estes são apresentados em valores médios por hora em cada mês do ano, a Figura 06 sintetiza o conjunto.

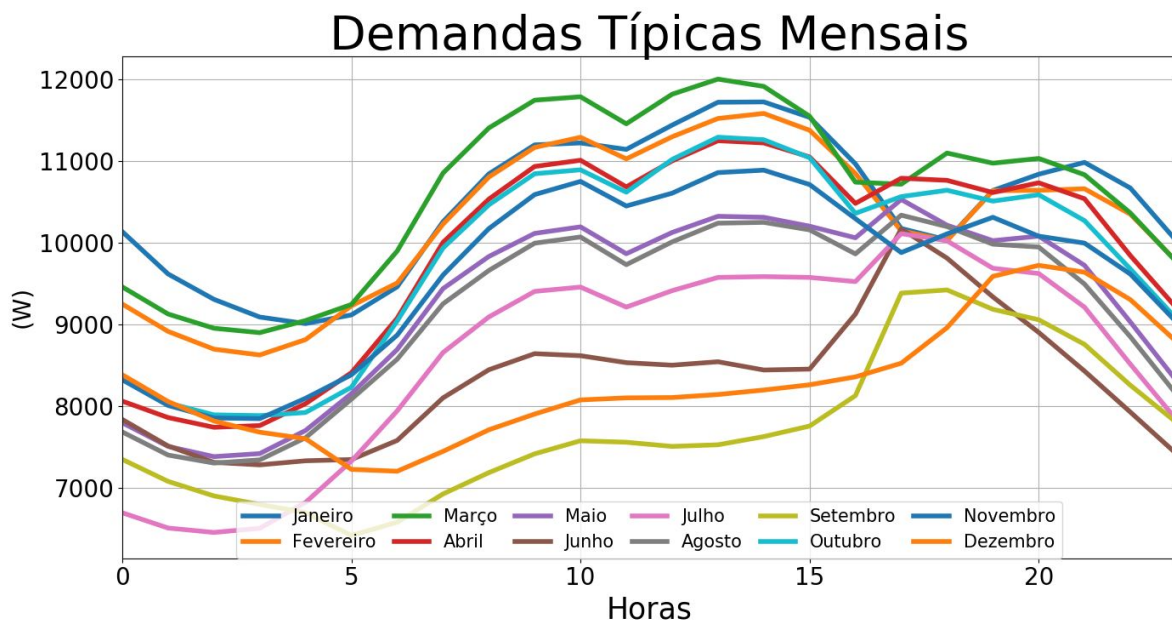


Figura 06 - Curvas de demanda típicas para cada mês do ano.

Um comparativo mais simples de visualizar a comparação entre a curva de demanda e de geração consiste em fazer a sobreposição, cada qual referente a um mês. Essa comparação também pode gerar a curva líquida oriunda da diferença entre a demanda e a geração. Os valores são apresentados nas Figuras 06 até 18.

As imagens apresentadas possuem comportamento bem semelhante no que tange perfil de geração. As variáveis climáticas e oscilações de demanda provocam alterações nas magnitudes dos valores, mas em todas é possível constatar o efeito do pico de geração, entre as 10 e 15 horas, deslocado do período de maior consumo, que ocorre entre 18 e 21 horas.

Esse comportamento reflete uma dificuldade recorrente principalmente nas instalações ilhadas, o descompasso entre o pico de geração e consumo. Vários problemas elétricos podem ser ocasionados dependendo do porte da carga e da unidade geradora, mas não está no escopo deste trabalho discutir cada um deles. O ponto abordado consiste na utilização de armazenadores de energia como forma de mitigar essas dificuldades e promover um melhor aproveitamento da energia gerada.

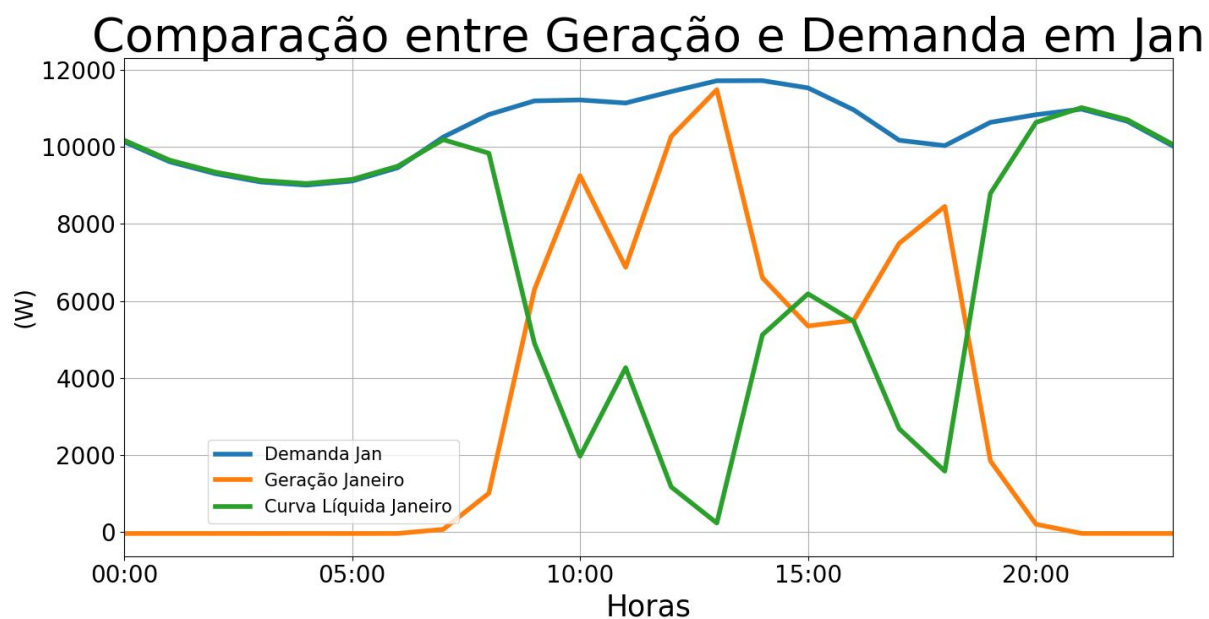


Figura 07 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de janeiro.

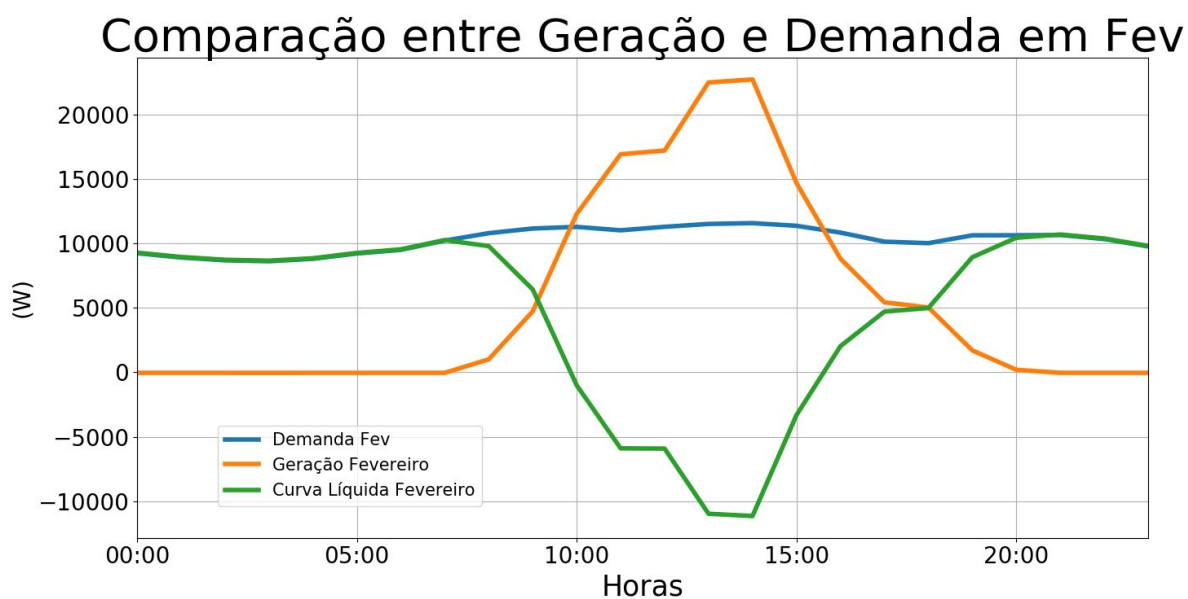


Figura 08 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de fevereiro.



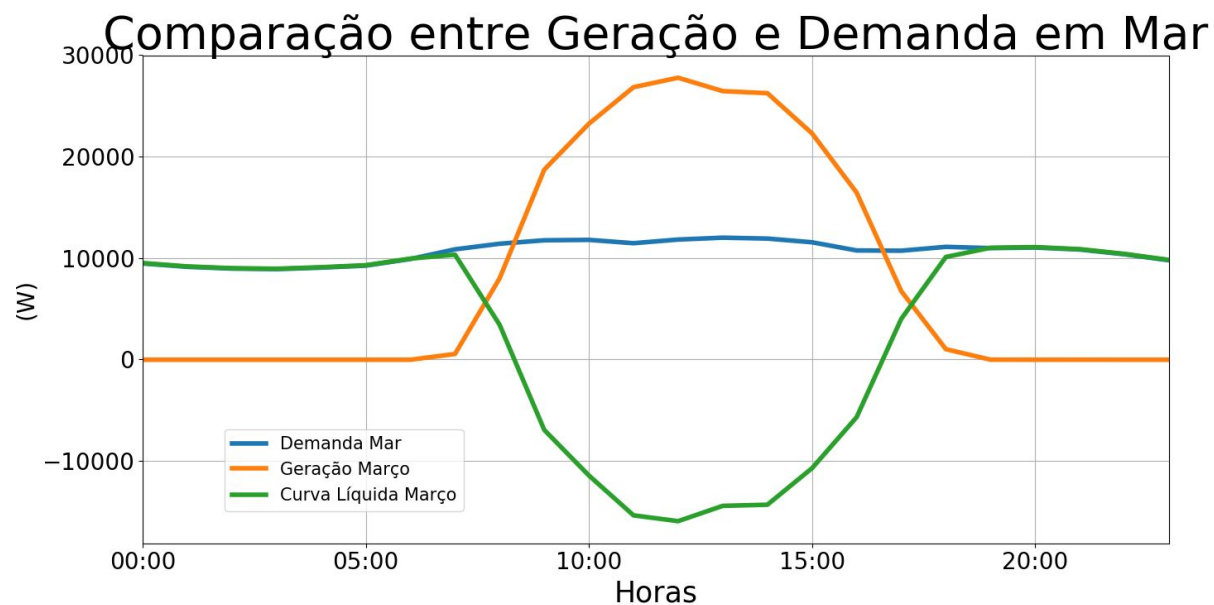


Figura 09 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de março.

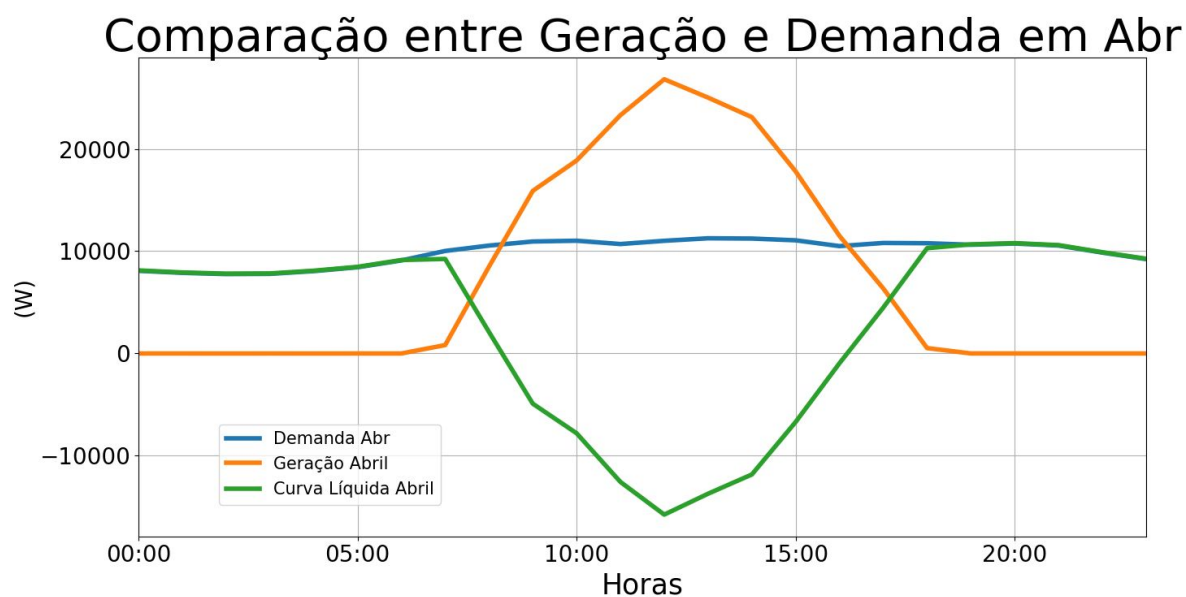


Figura 10 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de abril.

## Comparação entre Geração e Demanda em Mai

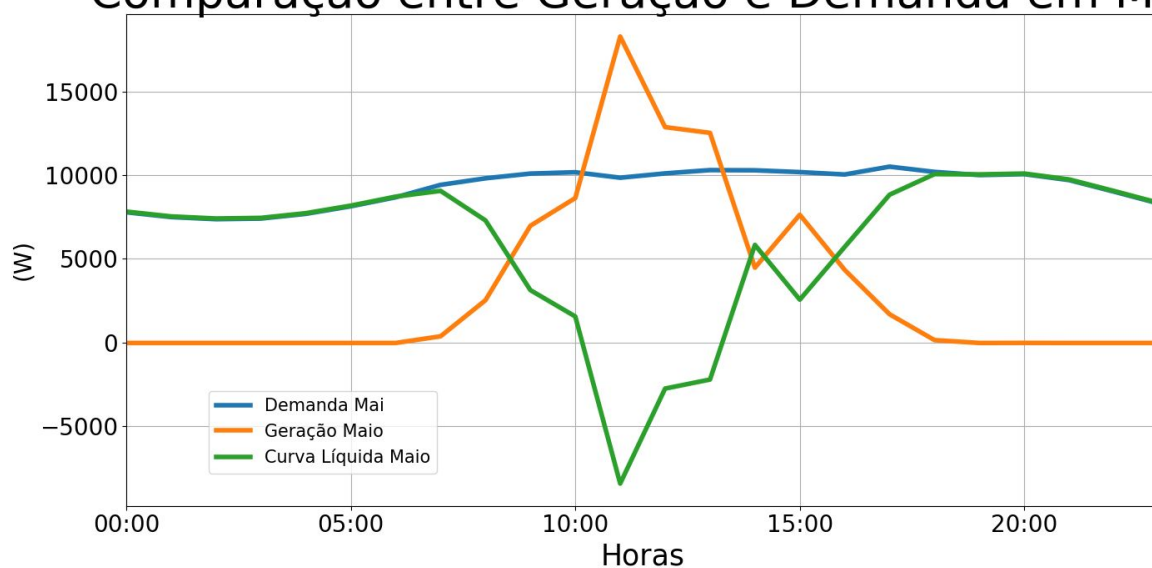


Figura 11 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de maio.

## Comparação entre Geração e Demanda em Jun

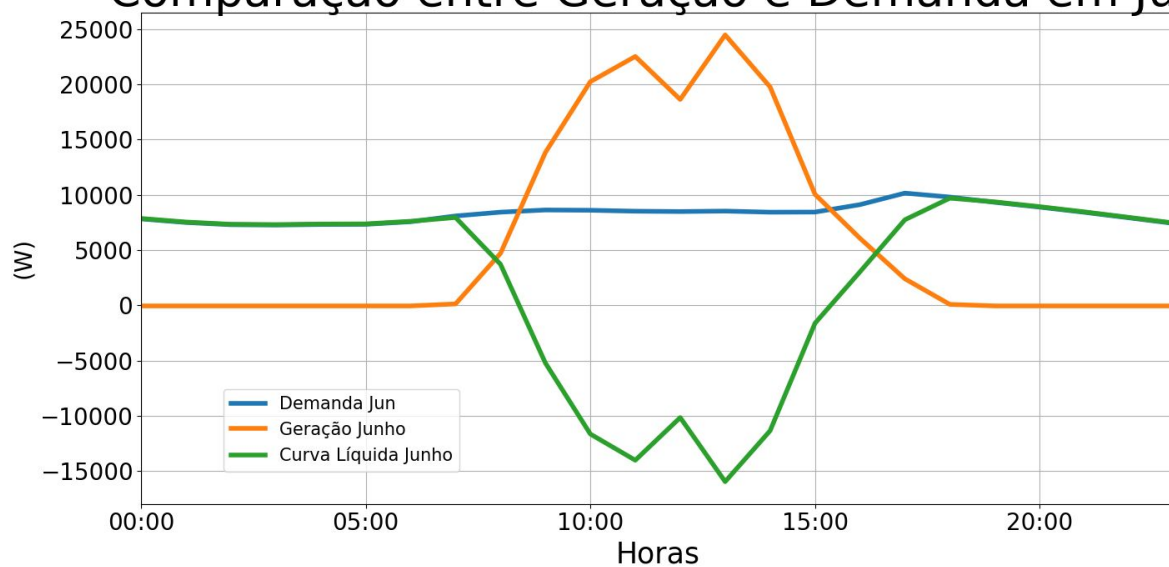


Figura 12 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de junho.



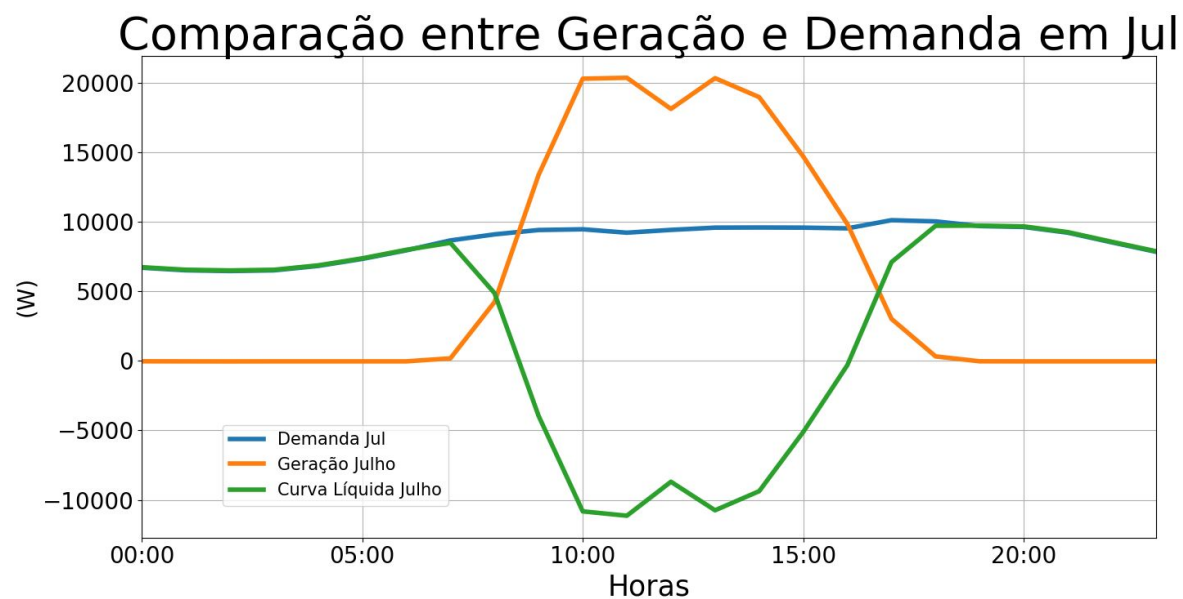


Figura 13 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de julho.

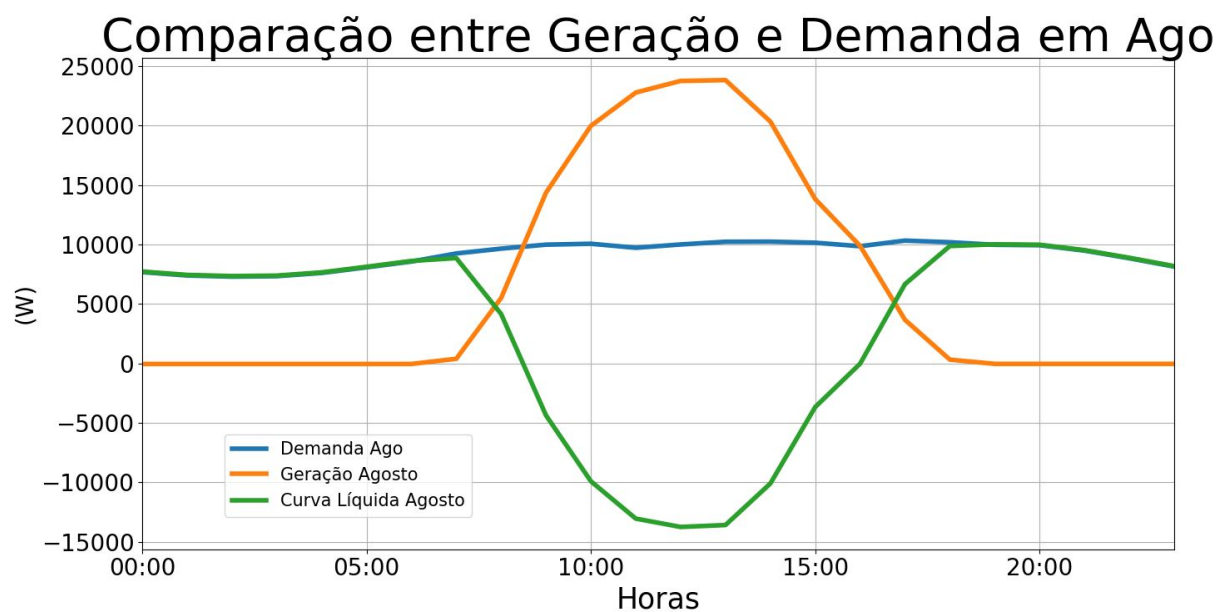


Figura 14 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de agosto.

## Comparação entre Geração e Demanda em Set

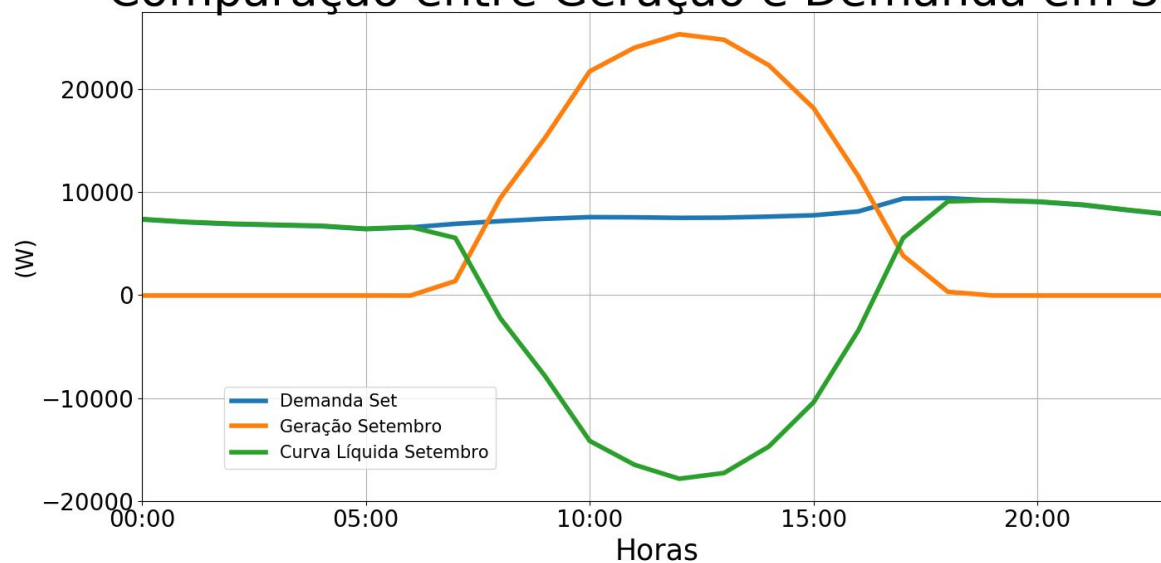


Figura 15 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de setembro.

## Comparação entre Geração e Demanda em Out

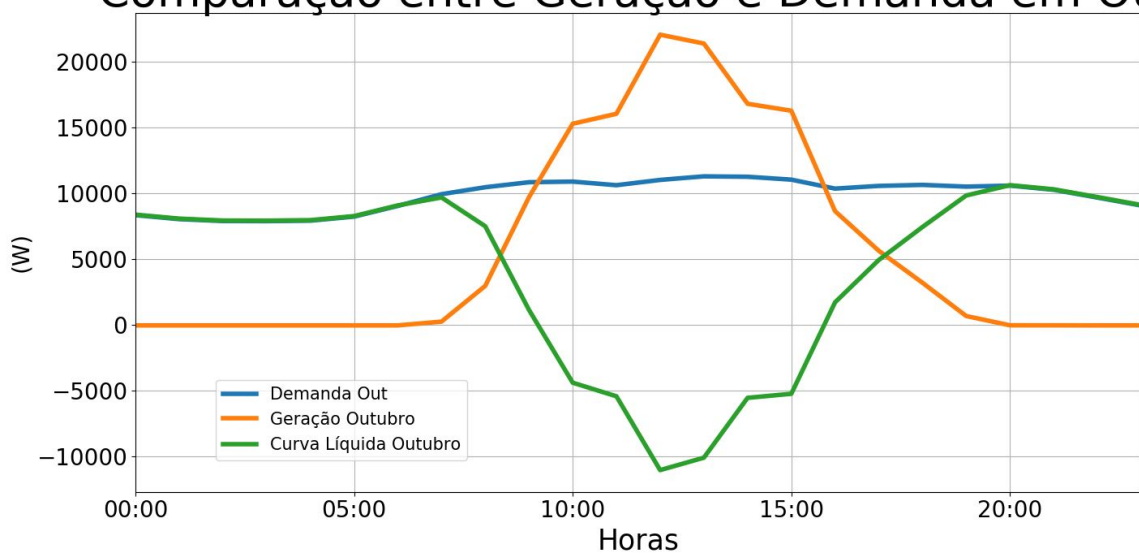


Figura 16 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de outubro.

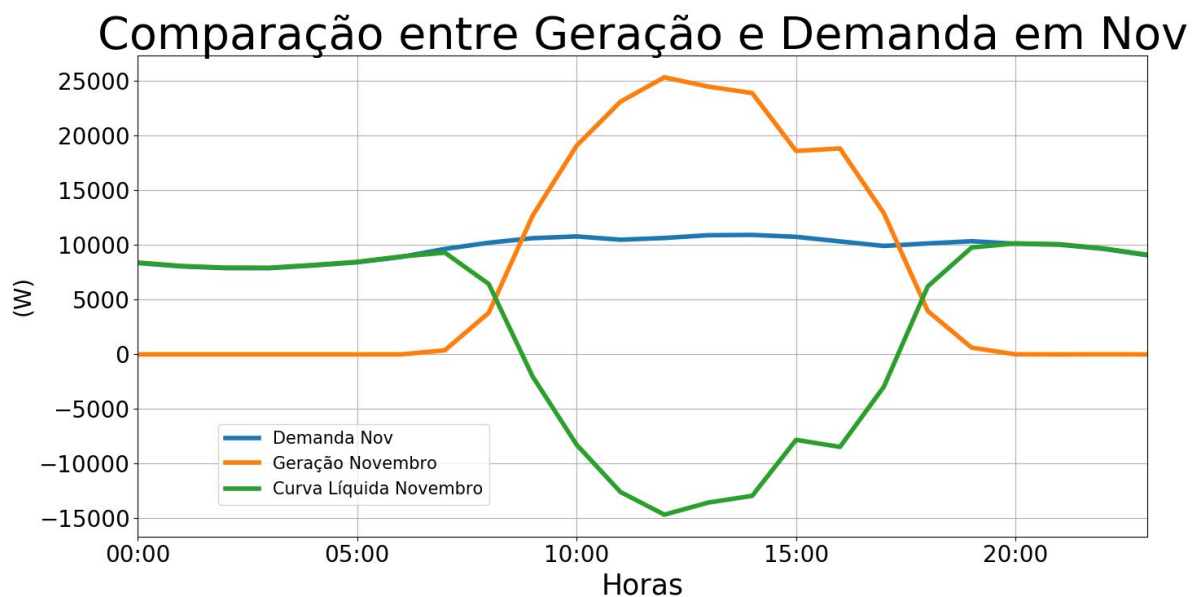


Figura 17 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de novembro.

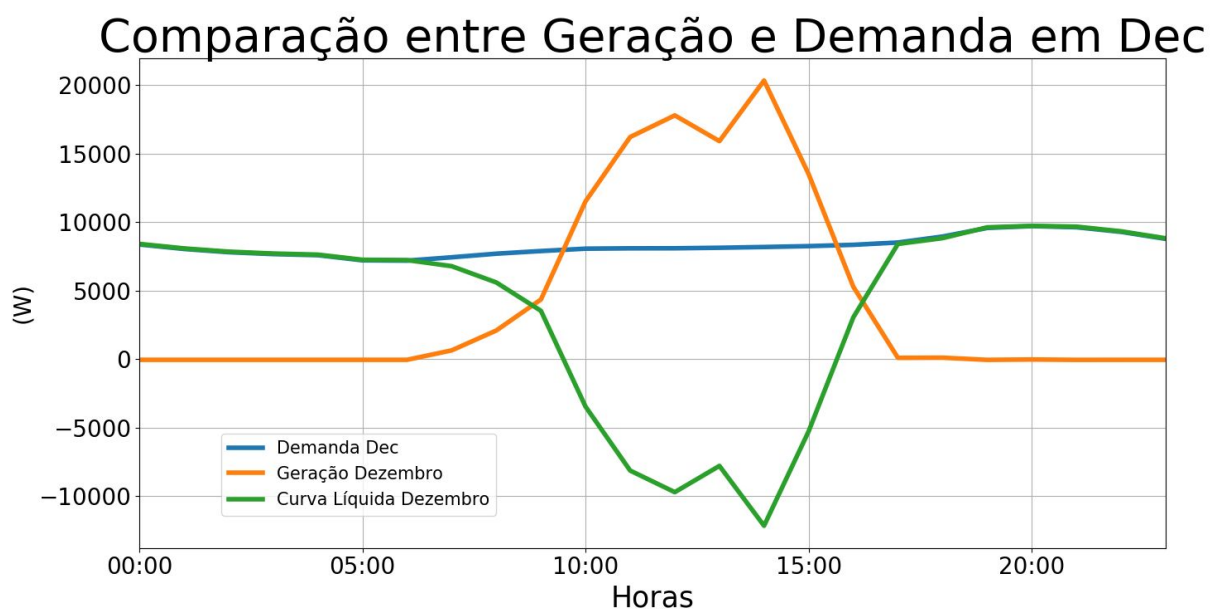


Figura 18 - Curva líquida, geração e demanda para o mês de dezembro.

### Questão 3

Esta seção é referente ao projeto do armazenador de energia baseado em baterias elétricas. Este tem por objetivo suavizar a curva de geração de forma a eliminar as intermitências rápidas e compensar o desbalanço entre a geração fotovoltaica e a demanda energética do sistema.

As etapas do projeto seguem orientações fornecidas em aula e complementos obtidos da IEEE 1013-2019 [4], que está vigente no momento da realização das atividades. Dado o número de etapas, será criado um conjunto de subitens visando uma melhor organização das explicações.

#### 1. Carga típica e perfis de geração PV

Em prol de obter os valores típicos de demanda e geração, o perfil diário foi analisado em ambos os casos. O resultado final é apresentado na Tabela 01, a qual apresenta os valores, em KWh, para a geração e o consumo. A terceira coluna representa o balanço energético resultante da subtração do valor de geração pelo de consumo.

Tabela 01 - Comparação da energia gerada com o consumo anual.

Mês	Geração (KWh)	Consumo (KWh)	Balanço (KWh)
Jan	4680.540	7783.790	-3103.250
Fev	3720.654	6897.856	-3177.202
Mar	5034.172	7893.313	-2859.141
Abr	4258.404	7126.200	-2867.796
Mai	4183.952	6912.504	-2728.552
Jun	4221.204	5986.440	-1765.236
Jul	4147.160	6407.793	-2260.633
Ago	4999.404	6824.123	-1824.719
Set	4739.520	5545.140	-805.620
Out	4806.448	7326.788	-2520.340
Nov	3544.568	6938.250	-3393.682
Dec	3655.616	6161.281	-2505.665

## 2. Nível de tensão do banco de baterias

A importância dessa etapa no começo do projeto é atrelada ao dimensionamento da capacidade das baterias. Esta está diretamente relacionada com o perfil de corrente, que é determinado pela divisão entre os valores provenientes do perfil de potência com o nível de tensão nominal do grupo de baterias.

O prosseguimento do projeto irá considerar o modelo de inversor de bateria SMA - Sunny Island, o qual informações técnicas mais detalhadas podem ser encontradas em [5]. Este apresenta uma interface adaptável frente diferentes projetos, com configuração simples para monitoramento móvel e possui uma gama de modelos que possibilita adaptações futuras dado o processo inicial do projeto. Dentre todos os modelos possíveis, a tensão de entrada DC é 48V com oscilação máxima em 63V e mínima em 41V.

## 3. Determinar a corrente de demanda típica

Após definido o nível de tensão de operação é possível calcular o perfil da corrente para a demanda e geração. Os valores são importantes para o dimensionamento do banco pela determinação da corrente que o conjunto deve absorver e quanto deve fornecer.

Os valores foram obtidos pela divisão do perfil de potência pela tensão determinada no item 2. As curvas obtidas não serão apresentadas por não viabilizarem uma resposta clara e precisa aos valores obtidos, dado a quantidade de informações. A forma de exposição dessa informação é feita por meio de um gráfico de barras que combina as maiores correntes registradas, de geração e demanda, Figura 19. Os dados de geração observados são referentes ao dia 16 de cada mês, data escolhida na questão 1 deste relatório. Em azul são apresentados os dados de geração com pico de corrente de 578(A) registrado em março, valor que representa a máxima corrente que o banco deve absorver. No mesmo mês foi registrado o pico de demanda, valores em laranja, com magnitude de 250(A) que representa a corrente máxima que o banco deve fornecer.

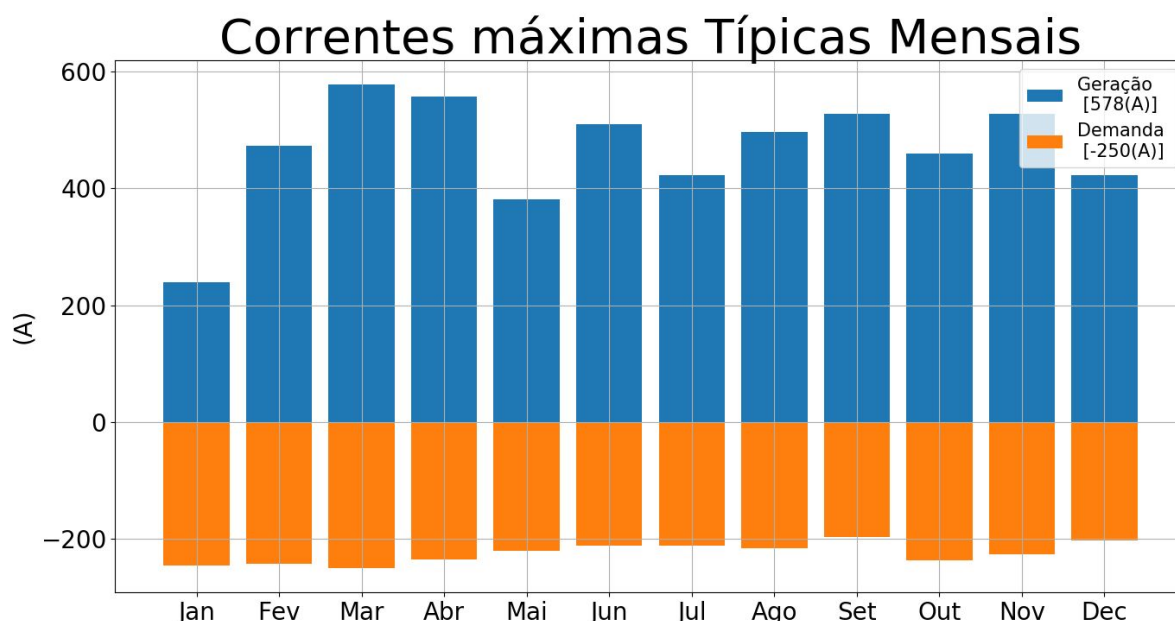


Figura 19 - Valores máximos de correntes em cada mês para geração e demanda.

#### 4. Número de dias de autonomia

A especificação da operação conectada ou isolada não foi fornecida logo, preparando o sistema para o pior cenário possível, foi considerado que o conjunto terá 3 dias de autonomia. Este número significa que o banco de baterias deve ser capaz de fornecer 3 dias de fornecimento de energia para suprir as cargas, sem a contribuição da fonte fotovoltaica.

#### 5. Demanda total diária para o banco de baterias

Essa etapa visa levantar o valor da energia que o banco deve suprir para a carga no período de um dia (Q). A Figura 20 apresenta o comportamento desta variável frente ao perfil de carga. O valor foi determinado pela maior demanda obtida, corresponde a 5304,65(Ah), que também ocorreu em março, conforme indicação na imagem.

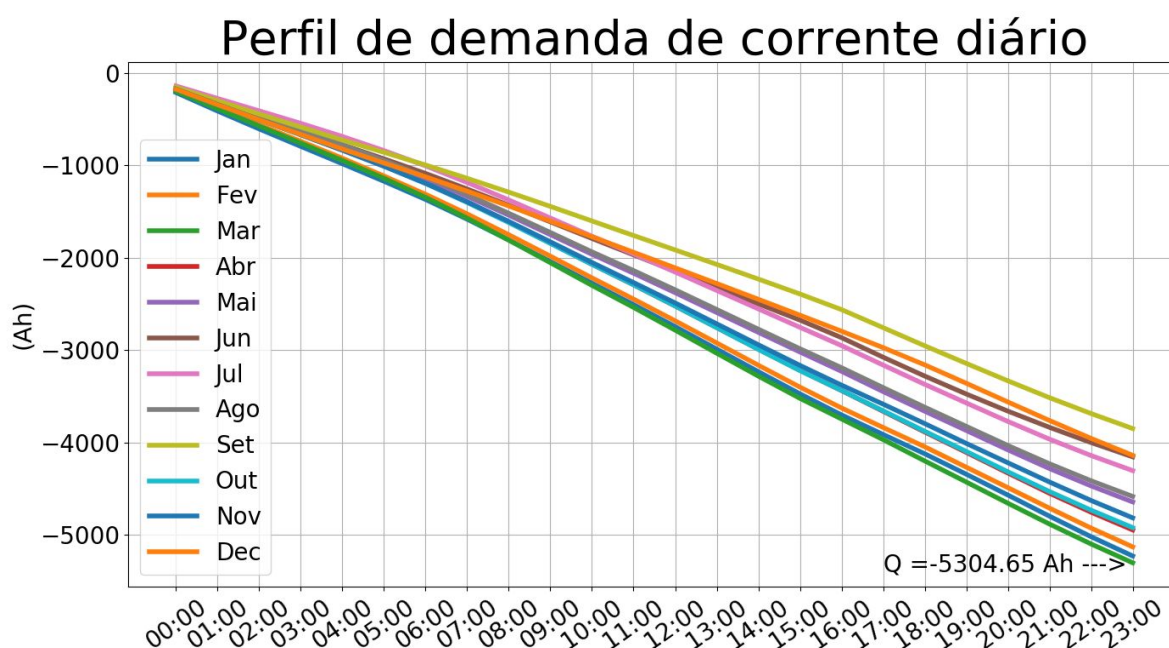


Figura 20 - Valores máximos de correntes em cada mês para geração e demanda.

#### 6. Capacidade das baterias

A capacidade da bateria sofre influência por diversos fatores de eficiência, segurança e limitações físicas. Para começar, a definição da capacidade não ajustada é obtida pela multiplicação entre o número de dias de autonomia do conjunto pela carga média diária, obtida no item anterior.

O banco de baterias não pode ser descarregado completamente, por convenção é utilizado uma taxa de utilização de 80%, valores menores podem representar risco de operação para o equipamento. Logo, a capacidade não ajustada é dividida por este fator. Existem outros, como a capacidade máxima de descarga da célula (MDOD) e a capacidade máxima de descarga diária da célula (MDDOD). Mas como a taxa de final de vida (EOL) assumida foi superior que as demais e segundo o item 6.5.1.d do IEEE 1013, somente o EOL de 80% pode ser considerada por possuir maior valor que as demais.



A última correção aplicada é referente ao **fator de segurança**, os valores usuais estão compreendidos entre 10% a 25%, mas como já foi escolhida uma taxa conservadora para o EOL, será atribuído o valor mínimo para este fator que é multiplicado pela capacidade não ajustada. A finalidade deste item tange precaver o sistema frente comportamentos inesperados e/ou expansão não prevista no sistema, provendo assim uma flexibilidade e segurança na operação.

Por fim, o cálculo final da **capacidade ajustada obtém o valor de 18084.22(Ah)** como capacidade do banco. Existe também um fator de temperatura, usualmente definido para operações com baixas temperaturas, mas dado a proximidade da temperatura média de Belo Horizonte com a temperatura de operação padrão, foi escolhido não contemplar esse ajuste.

## 7. Determinar o número de células em série

A constituição padrão de um banco é composta por conjuntos em série de baterias e o número de componentes que deve ser utilizado é baseado na tensão nominal de cada célula comparado com a tensão do sistema, definida no item 2. A expressão que parametriza este valor é apresentada na equação 2 e consiste na divisão entre os dois valores mencionados. O resultado obtido afere 13 células em série para cada string. Resultado que permite uma oscilação mínima de 35.1V e máxima de 52V, dentro das especificações do inversor SMA.

$$N_{cells} = V_{n\ Banco} / V_{n\ cell} \quad (1)$$

A célula escolhida para o projeto é o modelo VL41M da Saft a qual possui capacidade de 41 (Ah) C3. Com relação a tensão nominal, seu valor médio de operação é 3.6(V) mas pode operar dentro da faixa de 2.7-4.1(V). Mais detalhes sobre as especificações técnicas do produto são encontrados em [6].

## 8. Determinar o número de strings em paralelo

O número de strings em paralelo é **determinado pela capacidade do banco de baterias**, obtida no item 6 após os ajustes. Essa abordagem segregada apresenta alguns benefícios com relação a confiabilidade do sistema, projeto de expansão de algum sistema já existente e garantir o funcionamento enquanto uma das strings está em operação.

A obtenção do número de strings em paralelo é realizada pela equação 2 e, para o projeto, tem como valor 34 conjuntos. A carga total foi dividida pela carga suportada por cada célula multiplicada pelo número de células em cada string. Sendo que a carga individual corresponde à 41(Ah) [6].

$$m = Q_{total} / (Q_{cell} * N_{cell}) \quad (2)$$

## 9. Verificar a corrente momentânea para a célula da bateria

Esta etapa consiste na verificação da capacidade da bateria frente a demanda do sistema. A variável  $I_{max}$  é definida como 4 vezes a maior corrente proveniente da demanda elétrica, 250(A). Logo, o valor de corrente  $I_{max}$  assume 1000(A).

De posse do número de strings em, é feita a divisão entre a corrente  $I_{max}$  pela quantidade de strings em paralelo, obtendo assim a corrente por string do conjunto. O valor obtido é de 29.47(A), condição que atende o requisito já que a bateria selecionada suporta até 300A por um período de 30 segundos.

## 10. Correntes máximas de carga e descarga

Este item visa verificar a adequação das baterias selecionadas em termos das correntes máximas de carga e descarga em condições nominais. Valores positivos, ao final do dia, significam incremento na carga, enquanto valores negativos estão associados com o decréscimo de carga. O ideal é estar em torno de 0(Ah) ao final do dia, mas as oscilações de geração e consumo durante o ano promovem oscilações nesse valor.

O comportamento do banco projetado é apresentado na Figura 21 e é possível observar que grande maioria dos valores apresentam tendência negativa ao final do dia. Essa é uma característica de que a unidade geradora fotovoltaica não é suficiente para suprir a demanda de carga.

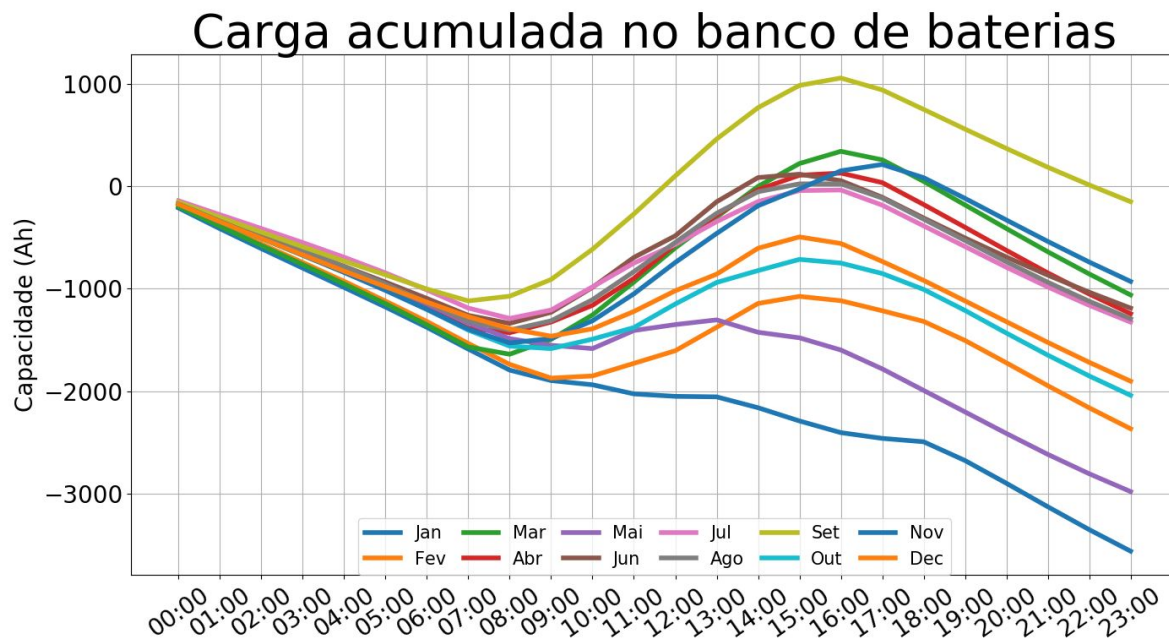


Figura 20 - Carga acumulada no banco de bateria ao final de um dia em cada mês.

Em prol de suprir a demanda total exigida pelo sistema, é necessário acrescentar um sistema de backup para auxiliar no fornecimento de energia. A tabela 1 mostra o balanço energético para cada mês do ano, e um padrão que se repete em todos é o valor negativo ao final. Esse

efeito se reflete na carga acumulada, como foi observado na Figura 20. Logo, ao adicionar mais 2(kWh) oriundos do sistema de backup seria suficiente para satisfazer o balanço energético e, por consequência, a carga acumulada no banco ao final do dia, como é apresentado na Figura 21. Alguns meses apresentam balanços positivos e outros negativos por causa da variação da geração em cada mês mas, em média, o valor tende a zero.

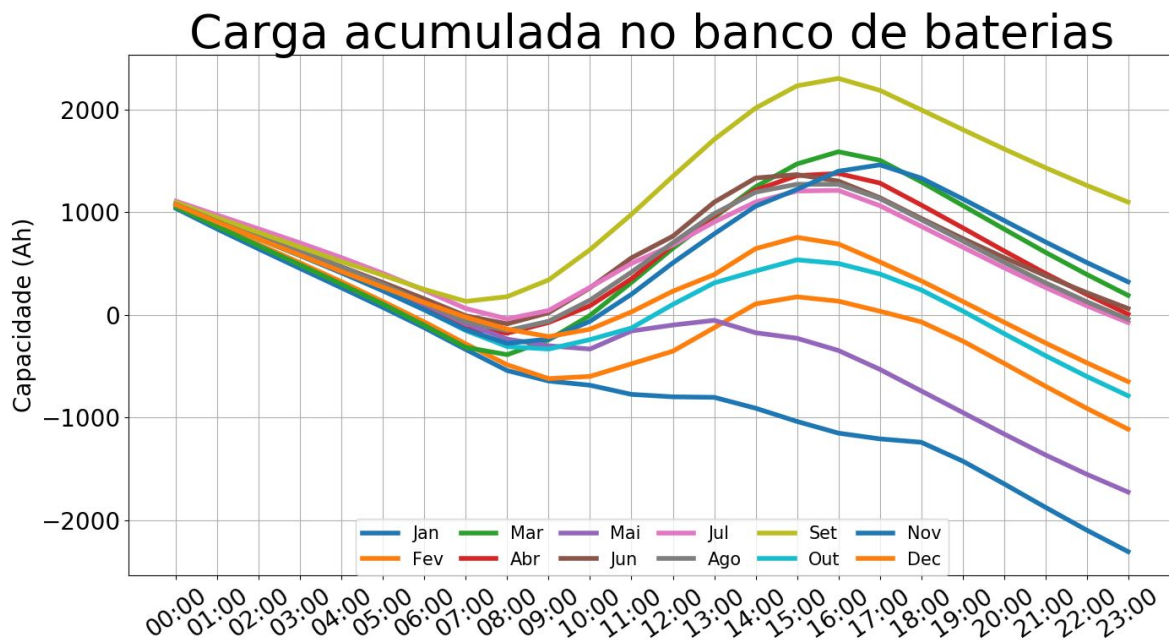


Figura 21 - Carga acumulada no banco de bateria ao final de um dia em cada mês com o sistema backup em funcionamento.

## 11. Escolha dos inversores

Novamente é utilizada a tensão de trabalho de 48V para a escolha do inversor, seguido da corrente transitória máxima de trabalho, limitada em 250(A), registrada em março. Logo para os inversores SMA Sunny Island é escolhido o modelo 8.0 H por causa da corrente de trabalho de 140 (A) com tensão nominal de trabalho de 48(V). Para satisfazer a condição projetada, são necessárias 2 unidades do equipamento, garantindo assim uma confiabilidade elevada.

## Referências

- [1] EMBRAPA. **Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento**. Brasília, 2010. (EMBRAPA /CNPS-MG. Documentos, 1).
- [2] CAMPOS, Mayara Soares; ALCANTARA, Licinius D.S.. Interpretação dos Efeitos de Tempo Nublado e Chuvoso Sobre a Radiação Solar em Belém/PA Para Uso em Sistemas Fotovoltaicos. *Rev. bras. meteorol.*, São Paulo , v. 31, n. 4, supl. 1, p. 570-579, dez. 2016 Disponível em: [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0102-77862016000500570&lng=pt&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-77862016000500570&lng=pt&nrm=iso). acessos em 30 jan. 2021. <http://dx.doi.org/10.1590/0102-7786312314b20150065>.
- [3] Global Solar Atlas, 2021. **Average hourly profiles**. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/detail?c=-19.820974,-44.126587,10&s=-19.913966,-43.91922=msite>. Acesso em: 30, Janeiro de 2021.
- [4]"IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems," in *IEEE Std 1013-2019 (Revision of IEEE Std 1013-2007)* , vol., no., pp.1-50, 20 Sept. 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8845030.
- [5] SMA Solar Technology, 2021. **SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H For On-Grid and Off-Grid Applications** . Disponível em: [https://sol-distribution.com.au/SMA-Inverters/SI44M\\_60H\\_80H-DEN1730-V12web.pdf](https://sol-distribution.com.au/SMA-Inverters/SI44M_60H_80H-DEN1730-V12web.pdf). Acesso em: 30, Janeiro de 2021.
- [6] Saft, 2005. **Medium power lithium cells** . Disponível em: <https://www.custompower.com/documents/VL41M.pdf>. Acesso em: 30, Janeiro de 2021.

## Apêndice A

Este apêndice contém o código desenvolvido para a realização de todos os procedimentos descritos nos itens anteriores:

```
# coding: utf-8
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import datetime
plt.rcParams.update({'font.size': 20})

def Calc(i, offset, V_dc_bat):
    # Essa função é utilizada no item 10 da questão 3, responsável por retornar um vetor
    # com valores em (Ah) para cada mês do ano. O resultado de cada hora é igual ao
    # somatório dos valores da hora atual mais o das horas anteriores.
    Arm_Values = []
    [Arm_Values.append((
        -DEMANDA.set_index('hora')[DEMANDA.set_index('hora').columns[j]].loc[1:i].values.sum()
        + Split_days.get_group('16' + Months_Num[j] + '/2017').get('corrigido negativo
(W)').values[0:i].sum()
        + offset)/V_dc_bat)
        for j in range(len(Months_Num))]
    return Arm_Values

if __name__ == "__main__":

    # Esta primeira etapa do código é responsável por abrir o arquivo de dados e extrair as
    # informações contidas.
    # Os dados são armazenados em dataframes, uma ferramenta da biblioteca pandas
    DEMANDA = pd.read_csv('Geracao_Producao_Demanda.csv', delimiter=',')
    GE2017 = pd.read_csv('Geracao_Producao_2017.csv', delimiter=',')
    GE2017[['Date', 'Hour']] = GE2017['Time'].str.split(n=1, expand=True)
    Months = ['Jan', 'Fev', 'Mar', 'Abr', 'Mai', 'Jun', 'Jul', 'Ago', 'Set', 'Out', 'Nov', 'Dec']
    Months_Num = ['01', '02', '03', '04', '05', '06', '07', '08', '09', '10', '11', '12']
    Stations = ['Verão', 'Outono', 'Inverno', 'Primavera']

    # Esta seção é responsável por adicionar um campo Estação na tabela dos valores de
    # geração PV. Será utilizado posteriormente nas análises
    GE2017.insert(6, 'Estação', 'TBD', allow_duplicates=True)
    GE2017['Date'] = pd.to_datetime(GE2017['Date'])
    GE2017.loc[GE2017['Date'] < datetime.datetime(2017, 03, 21), 'Estação'] = Stations[0]
    GE2017.loc[GE2017['Date'] >= datetime.datetime(2017, 03, 21), 'Estação'] = Stations[1]
    GE2017.loc[GE2017['Date'] >= datetime.datetime(2017, 06, 21), 'Estação'] = Stations[2]
    GE2017.loc[GE2017['Date'] >= datetime.datetime(2017, 9, 23), 'Estação'] = Stations[3]
    GE2017.loc[GE2017['Date'] >= datetime.datetime(2017, 12, 21), 'Estação'] = Stations[0]
```

```

## Questão 1
#####
# Energia acumulada mensalmente
Split_months = GE2017.groupby('mês')
plt.figure(1)
ax = Split_months['corrigido negativo (W)'].sum().plot(figsize=(16, 8), kind='bar',
color='black', fontsize=20)
ax.set_xticklabels(Months, rotation=35), ax.grid(), ax.set_ylabel(r'(W)', fontsize=20)
ax.set_title('Energia acumulada mensalmente', fontsize=40)

#####

# Dia típico de cada mês, por meio da produção diária (dia 16)
Split_days = GE2017.set_index('Hour').groupby('Date')
plt.figure(2)
[Split_days['corrigido negativo (W)'].get_group('16/'+i+'/2017').plot(
    figsize=(16, 8), fontsize=20, linewidth=4, label=Months[int(i)-1] for i in Months_Num]
plt.grid(), plt.legend(fontsize=20), plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.ylabel(r'(W)',
fontsize=20)
plt.title(u"Curva de Geração Diária", fontsize=40)

# Curva de geração média por estação do ano
plt.figure(3)
Split_Stations = GE2017.set_index('Hour').groupby('Estação')
[Split_Stations.get_group(i).groupby('Hour')['corrigido negativo (W)'].mean().plot(
    figsize=(16, 8), fontsize=20, linewidth=4, label=i) for i in Stations]
plt.grid(), plt.legend(fontsize=20), plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.ylabel(r'(W)',
fontsize=20)
plt.title(u"Curva de Geração Média Diária por Estação", fontsize=40)

#####

#Questão 2
#####
# Curvas de demanda típicas mensais
plt.figure(4)
[DEMANDA[i].plot(figsize=(16, 8), fontsize=20, linewidth=4, label=i) for i in
DEMANDA.set_index('hora').columns]
plt.grid(), plt.legend(fontsize=15, bbox_to_anchor=(0.5, 0), loc=8, borderaxespad=0.,
ncol=6, columnspacing=1)
plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.ylabel(r'(W)', fontsize=20)
plt.title(u"Demandas Típicas Mensais", fontsize=40)

# Curva de Geração, Demanda típicas mensais e curva líquida (demanda - geração)
for i in range(12):
    plt.figure(i+5)
    DEMANDA[DEMANDA.set_index('hora').columns[i]].\

```



```

        plot(figsize=(16, 8), fontsize=20, linewidth=4, label='Demanda ' + Months[i])
        Split_days['corrigido negativo (W)'].get_group('16/' + Months_Num[i] + '/2017').plot(
            figsize=(16, 8), fontsize=20, linewidth=4, label='Geração ' +
            DEMANDA.set_index('hora').columns[i])
        (DEMANDA[DEMANDA.set_index('hora').columns[i]] - Split_days.get_group('16/' +
            Months_Num[i] + '/2017')
            .get('corrigido negativo (W)').values).plot(figsize=(16, 8), fontsize=20, linewidth=4,
            label='Curva Líquida ' +
            DEMANDA.set_index('hora').columns[i])
        plt.grid(), plt.legend(fontsize=15, bbox_to_anchor=(.08, .15), loc=6, borderaxespad=0.,
            ncol=1)
        plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.ylabel(r'(W)', fontsize=20)
        plt.title(u"Comparação entre Geração e Demanda em " + Months[i], fontsize=40)

```

#####

#Questão 3

#####

```

# 1 - Tabela Geração Fotovoltaica X Demanda
Dem = DEMANDA.set_index('hora').sum()*[31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30,
31]/1000
Gen = GE2017.groupby('mês')['corrigido negativo (W)'].sum()/1000
Gen.index = Dem.index = Months
Valores_Tipicos = pd.DataFrame(data={'Generation':Gen, 'Consumption':Dem, 'Energy
Balance':Gen-Dem}, index=Months)
print Valores_Tipicos[['Generation', 'Consumption', 'Energy Balance']]

```

# 2 - Determinar Nível de tensão do Banco

V\_dc\_bat = 48

```

# 3 - Determinar corrente de demanda típica para o banco (Março)
Split_days = GE2017.set_index('Hour').groupby('Date')
Max_Cur_Gen = []
Max_Cur_Dem = []
plt.figure(17, figsize=(16, 8))
[Max_Cur_Gen.append(Split_days['corrigido negativo
(W)'].get_group('16/'+i+'/2017').max()/V_dc_bat) for i in Months_Num]
[Max_Cur_Dem.append(-DEMANDA[i].max()/V_dc_bat) for i in
DEMANDA.set_index('hora').columns]
plt.bar(Months, Max_Cur_Gen, label=u'Geração \n [' + str(max(Max_Cur_Gen)) + u'(A)'])
plt.bar(Months, Max_Cur_Dem, label='Demanda \n [' + str(min(Max_Cur_Dem)) + u'(A)'])
plt.legend(fontsize=15), plt.grid(), plt.ylabel(r'(A)', fontsize=20)
plt.title(u"Correntes máximas Típicas Mensais", fontsize=40)

```

```

# 4 - Número de dias de automação do banco
Num_Dias_Auto = 3

# 5 Demanda total diária para o banco de baterias
Current_Demand = pd.DataFrame({'Months': Months})
plt.figure(18, figsize=(16, 8))
[Current_Demand.insert(i+1, str(i+1),
(DEMANDA.set_index('hora')*(-1)/V_dc_bat)[0:i+1].sum().values)
 for i in range(DEMANDA.shape[0])]
index = Split_days['corrigido negativo (W)'].get_group('16/01/2017').index
plt.figure(18, figsize=(16, 8))
[plt.plot(index, Current_Demand.set_index('Months').loc[i], label=str(i), linewidth=4)
 for i in Current_Demand.Months.values]
plt.grid(), plt.legend(fontsize=20), plt.ylabel(r'(Ah)', fontsize=20), plt.xticks(rotation=35)
plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.title(u"Perfil de demanda de corrente diário",
fontsize=40)
plt.text(index[len(index) - 7], Current_Demand['24'].min() - 100,
        'Q =' + str(round(Current_Demand['24'].min(), 2)) + ' Ah --->')

# 6 - Capacidade da Bateria

DoD = 80 # Profundidade de descarga
FS = 110 # Fator de segurança
Cap_Bat = round(((Current_Demand['24'].min() * Num_Dias_Auto) / (float(DoD)/100)) /
(float(FS)/100), 2)
print 'Cap_Bat'
print Cap_Bat

# 7 - Determinação do número de células em série
Un_Cell = 3.6
Un_cell_min = 2.7
Un_cell_max = 4.1
Cap_cell = 41 # Ah c3
Num_Cell = round(V_dc_bat/Un_Cell)
Faixa_V_Min = Num_Cell * Un_cell_min
Faixa_V_Max = Num_Cell * Un_cell_max
print 'Num_Cell'
print Num_Cell

# 8 - Número de strings em paralelo
Num_String_Par = round(Cap_Bat, 2)/(Cap_cell * Num_Cell)
print 'Num string Par'
print round(Num_String_Par)

# 9 - Verificar corrente de demanda
I_max_p = 4*min(Max_Cur_Dem)
print 'imaxp'
print I_max_p

```

```

CS = I_max_p/Num_String_Par
print 'cs'
print CS

# 10 - Correntes máximas de carga e descarga
plt.figure(19, figsize=(16, 8))
Charge_Acumulated = pd.DataFrame({'Months': Months})
offset = 0
[Charge_Acumulated.insert(i, str(i), Calc(i, offset, V_dc_bat)) for i in range(1,
DEMANDA.shape[0]+1)]
index = Split_days['corrigido negativo (W)'].get_group('16/01/2017').index
print Charge_Acumulated.set_index('Months')
[plt.plot(index, Charge_Acumulated.set_index('Months').loc[i], label=str(i), linewidth=4)
  for i in Charge_Acumulated.Months.values]
plt.grid(), plt.legend(fontsize=15, bbox_to_anchor=(0.5, 0), loc=8, borderaxespad=0.,
ncol=6, columnspacing=1)
plt.ylabel(r'Capacidade (Ah)', fontsize=20), plt.xticks(rotation=35)
plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.title(u"Carga acumulada no banco de baterias",
fontsize=40)

plt.figure(20, figsize=(16, 8))
Charge_Acumulated = pd.DataFrame({'Months': Months})
offset = 60000
[Charge_Acumulated.insert(i, str(i), Calc(i, offset, V_dc_bat)) for i in range(1,
DEMANDA.shape[0]+1)]
index = Split_days['corrigido negativo (W)'].get_group('16/01/2017').index
print Charge_Acumulated.set_index('Months')
[plt.plot(index, Charge_Acumulated.set_index('Months').loc[i], label=str(i), linewidth=4)
  for i in Charge_Acumulated.Months.values]
plt.grid(), plt.legend(fontsize=15, bbox_to_anchor=(0.5, 0), loc=8, borderaxespad=0.,
ncol=6, columnspacing=1)
plt.ylabel(r'Capacidade (Ah)', fontsize=20), plt.xticks(rotation=35)
plt.xlabel(r'Horas', fontsize=25), plt.title(u"Carga acumulada no banco de baterias",
fontsize=40)

# Comando de plote para mostrar todos os gráficos gerados
plt.show()

```