

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Trabalho 4:

**IMPLEMENTAÇÃO DE ALGORITMO DE DESPACHO ECONÔMICO
CLÁSSICO COM REPRESENTAÇÃO DAS PERDAS NA
TRANSMISSÃO**

Disciplina: Despacho e Pré-Despacho de Geração

Discente: Rafael Pavan

Docente: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Bauru, 2020

SUMÁRIO

1. SUSTENTAÇÃO TEÓRICA	3
2. PROBLEMÁTICA	3
3. ALGORITMO DESENVOLVIDO	8
4. CASOS DE TESTE	18
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	34
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	36

1. SUSTENTAÇÃO TEÓRICA

Sabe-se que as perdas de um sistema elétrico correspondem à aproximadamente de 5 a 10% da energia produzida. Por conta de tal fato, a sua representação nos cálculos de despacho torna-se fundamental. Tomando-se como base o problema desenvolvido no trabalho anterior, acrescenta-se as perdas do sistema na restrição de igualdade do despacho econômico clássico, da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min} \quad \sum_{i=1}^K f_i = \frac{a_i}{2} P g_i^2 + b_i P g_i + c_i \\ \text{s.a:} \\ \sum_{i=1}^K P g_i - P_D - P_L(P g_i) = 0 \\ P g_i - P g_i^{\max} \leq 0 \quad i = 1 \cdots K \\ -P g_i + P g_i^{\min} \leq 0 \quad i = 1 \cdots K \end{array} \right.$$

as perdas dependem do nível de geração

Assim os vetores gradientes das condições de KKT, e os respectivos multiplicadores ficam:

$$\nabla f = \begin{bmatrix} a_1 P g_1 + b_1 \\ a_2 P g_2 + b_2 \\ \vdots \\ a_K P g_K + b_K \end{bmatrix}; \quad \nabla g_i^{\max} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}; \quad \nabla g_i^{\min} = \begin{bmatrix} -1 \\ -1 \\ \vdots \\ -1 \end{bmatrix}; \quad \nabla h = \begin{bmatrix} 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P g_1} \\ 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P g_2} \\ \vdots \\ 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P g_K} \end{bmatrix};$$

$$\begin{bmatrix} a_1 P g_1 + b_1 \\ a_2 P g_2 + b_2 \\ \vdots \\ a_K P g_K + b_K \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_1^{\max} \\ u_2^{\max} \\ \vdots \\ u_K^{\max} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} u_1^{\min} \\ u_2^{\min} \\ \vdots \\ u_K^{\min} \end{bmatrix} + v \begin{bmatrix} 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P g_1} \\ 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P g_2} \\ \vdots \\ 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P g_K} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Caso os valores de potência gerada estejam fora dos limites mínimos e máximos permitidos, os multiplicadores u^{min} e u^{max} são iguais a 0, resultando em:

$$u_i^{max} = u_i^{min} = 0$$

$$\lambda_i + u_i^{max} - u_i^{min} + v \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_i}} \right) = 0$$

$$v = - \frac{\lambda_i}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_i}}}$$

$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{g_i}}}$

O custos de geração deixaram de ser iguais. O módulo do multiplicador v passa a representar o custo em \$ de se elevar a geração em 1 MW. O termo L é denominado de fator de penalização e mede a sensibilidade a sensibilidade das perdas do sistema em relação às alterações das potências de geração. Para geradores conectados em uma mesma barra, os termos L serão idênticos, uma vez que estes possuem o mesmo acesso ao sistema de transmissão e a mesma impedância vista pela barra.

Para se determinar as perdas do sistema é necessário escrevê-lo em função das correntes de carga, sendo que cada corrente de carga corresponde a uma parcela da corrente total. Substituindo-se as correntes de carga em função da corrente de demanda total, encontra-se uma relação entre as correntes injetadas por cada barra, corrente de carga nula e corrente de demanda total.

A partir do princípio de que a potência complexa independe da forma como a rede do sistema é representada, pode-se aplicar uma transformação nas variáveis da rede de forma que a potência seja preservada. Aplicando a Transformação Invariante de Potência e manipulando algebricamente as equações de Kirchhoff, pode-se encontrar uma matriz denominada **B**, puramente real, que representa os coeficientes de perdas.

$$\mathbf{B}' = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{bmatrix}$$

Uma vez encontrada a matriz B, pode-se calcular as perdas do sistema da seguinte equação matricial:

$$P_L = \begin{bmatrix} Pg_1 & Pg_2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Pg_1 \\ Pg_2 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Onde P_L representa as perdas e Pg_1 e Pg_2 são as potências geradas nos geradores 1 e 2. Derivando-se as equações formadas pela multiplicação matricial, encontra-se a sensibilidade das perdas do sistema, ou seja, como estas variam para cada acréscimo de 1 MW de geração. Substituindo-se as sensibilidades nas equações de KKT na condição de que as potências geradas estão fora dos limites máximos e mínimos, e organizando-se as variáveis em forma matricial, encontra-se que:

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{a_1}{p} + 2B_{11} \right) & 2B_{12} \\ 2B_{21} & \left(\frac{a_2}{p} + 2B_{22} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Pg_1 \\ Pg_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 - B_{10}) - \frac{b_1}{p} \\ (1 - B_{20}) - \frac{b_2}{p} \end{bmatrix}$$

Onde **a** e **b** são os coeficientes de cada gerador e **p** é o valor do preço de geração. Uma vez finalizada as equações de coordenação, deve-se verificar se a potência calculada atende à demanda e às perdas do sistema. Caso contrário, calcula-se o

incremento de preço e recalcula-se as potências de geração, até que a diferença de potência gerada e consumida esteja dentro de um critério pré-estabelecido.

2. PROBLEMÁTICA

Os custos marginais de \$/MW de uma usina com duas unidades térmicas são dados:

$$\lambda_1 = \frac{df_1}{dPg_1} = 0.0080Pg_1 + 8.0 \quad \lambda_2 = \frac{df_2}{dPg_2} = 0.0096Pg_2 + 6.4$$

Assuma que ambas as unidades estão operando em todos os intervalos de tempo do despacho, que a carga varia de 250 a 1250 MW (leve a pesada) durante o dia e que as cargas mínima e máxima em cada unidade são 100 e 625 MW, respectivamente. Encontre o custo marginal da usina e os despachos ótimos de geração de cada unidade nas situações de carga leve e pesada.

Para os dados deste exemplo, calcular o despacho de geração e o preço da energia do sistema utilizando o algoritmo de DEC com perdas para cada nível de carregamento, de modo a reproduzir a Tabela a seguir:

Tabela 1 – Potências Geradas e Preços para Cada Demanda

Usina		Unidade 1	Unidade 2
Pg_r [MW]	λ [\$/MWh]	Pg_1 [MW]	Pg_2 [MW]
250	7.84	100 *	150
350	8.80	100 *	250
500	9.45	182	318
700	10.33	291	409
900	11.20	400	500
1100	12.07	509	591
1175	12.40	550	625 *
1250	13.00	625 *	625 *

Fonte: L. Nepomuceno [1]

Supondo que cada unidade do sistema pode ser representada por duas unidades com a metade de sua capacidade, resolver um problema e DEC, agora com 4 unidades, reproduzindo o despacho e preços de equilíbrio para os mesmos valores de demanda dados na Tabela acima.

3. ALGORITMO DESENVOLVIDO

O algoritmo desenvolvido utiliza o despacho econômico clássico por ordem de mérito em uma primeira etapa para determinar o preço inicial a ser utilizado na etapa seguinte. Com o preço inicial em mãos, realiza-se o cálculo do despacho econômico clássico levando-se em consideração as perdas na transmissão. As etapas do algoritmo estão descritas abaixo:

Etapas do Algoritmo:

1. Recebe Parâmetros de Entrada (demanda, coeficientes “a”, “b” e matriz B);
2. Realiza o Cálculo do Despacho Econômico Clássico por Ordem de Mérito para determinar o preço inicial;
3. Calcula as potências de cada gerador para o preço inicial;
4. Verifica se os limites ultrapassaram e realiza ajustes;
5. Calcula as perdas de transmissão;
6. Calcula o mismatch de potência e verifica o critério de parada;
7. Caso o critério de parada seja atendido, conclui-se o algoritmo, gera-se o relatório e os gráficos.
8. Caso contrário, calcula-se o acréscimo de preço e retorna-se para a etapa 3.

```
clc
clear all
format long

% Passo 1 - Especifica Demanda
%demanda = [250 350 500 700 900 1100 1175 1250];

demanda = [250 350 500 700 900 1100 1175 1250];

% ESPECIFIQUE QUAL TESTE DESEJA REALIZAR:
% TESTE = 1 -> SIMULA CASO COM 2 GERADORES
% TESTE = 2 -> SIMULA CASO COM 4 GERADORES

TESTE = 1;

% parâmetros de entrada
```



```

% caso de teste 1

if TESTE==2

a = [0.0080 0.0096 0.0080 0.0096];

b = [8 6.4 8 6.4];

c = [0 0];

pmin = [50 50 50 50];

pmax = [625/2 625/2 625/2 625/2];

B = [8.383183 -0.049448 8.383183 -0.049448 0.375082; -0.049448 5.9635668 -
0.049448 5.9635668 0.194971; 8.383183 -0.049448 8.383183 -0.049448 0.375082;
-0.049448 5.9635668 -0.049448 5.9635668 0.194971; 0.375082 0.194971 0.375082
0.194971 0.090121]*0.001;

end

if TESTE==1

pmin = [100 100];

pmax = [625 625];

a = [0.0080 0.0096];

b = [8 6.4];

c = [0 0];

B = [8.383183 -0.049448 0.375082; -0.049448 5.9635668 0.194971; 0.375082
0.194971 0.090121]*0.001;

end

% Passo 2 - Calcula Preço Inicial

% calcular at, bt e alfa

pg = zeros(size(a));

PotenciasGeradas = [];

alfat = [];

Pbase = 100;

cip=[];
perdasf=[];
cig=[];
potenciasgera=[];

```

```

for i=1:length(demanda)

    at=0;
    for j=1:length(a)
        at=at+(1/a(j));
    end
    at=1/(at);
    bt=0;
    for j=1:length(a)
        bt=bt+(b(j)/a(j));
    end

    bt=bt*at;

    alfa = at*demanda(i)+bt;

    for k=1:length(pg)
        pg(k) = (alfa-b(k))/a(k);
    end

    limitemin = [];
    limitemax = [];
    normal = [];

    % verifica quais geradores tiveram limites ultrapassados

    for k=1:length(pg)

        if pg(k) < pmin(k)
            limitemin = [limitemin, k];
        end

        if pg(k) > pmax(k)
            limitemax = [limitemax, k];
        end

        if (pg(k) > pmin(k)) && (pg(k) < pmax(k))
            normal = [normal, k];
        end

    end

    end

    pacumulada = 0;

    for u=1:length(limitemin)
        pacumulada= pacumulada + pmin(limitemin(u));
    end

    for u=1:length(limitemax)
        pacumulada= pacumulada + pmax(limitemax(u));
    end

    pgt = demanda(i)-pacumulada;

    % recalcula at, bt e alfa para as normais

```

```

for j=1:length(normal)
    at=at+(1/a(normal(j)));
end

at=1/(at);
bt=0;

for j=1:length(normal)
    bt=bt+(b(normal(j)))/a(normal(j));
end

bt=bt*at;

alfa = at*pgt+bt;
alfat = [alfat, alfa];
% recalcula as potências com o novo alfa

for k=1:length(normal)
    pg(normal(k)) = (alfa-b(normal(k)))/a(normal(k));
end

% substitui potências pelos limites dos que ultrapassaram

for k=1:length(limitemin)
    pg(limitemin(k)) = pmin(limitemin(k));
end

for k=1:length(limitemax)
    pg(limitemax(k)) = pmax(limitemax(k));
end

bdim = size(B);
an=a*Pbase*Pbase;
bn=b*Pbase;
alfan=alfa*Pbase;
matriz = [];
vetor = [];

demanda2 = demanda(i);

% Passo 3 - Calcula Matriz e Potências para o Preço Inicial

for linha=1:length(a)

    for coluna=1:length(a)

        if linha==coluna

            matriz(linha,coluna) = 2*B(linha,coluna)+an(linha)/alfan;

        else

            matriz(linha,coluna) = 2*B(linha,coluna);
        end
    end
end

vetor = 1-(2*B(1:end-1,bdim(2)))-(transpose(bn)/alfan);

```

```

pgeradas = [];

pgeradas = transpose(matriz\vetor);

if TESTE==1

    if pgeradas(1)<1

        calcula=0;
        calcula=1-pgeradas(1);
        pgeradas(1)=1;
        pgeradas(2)=pgeradas(2)-calcula;

    end

    if pgeradas(2)<1

        calcula=0;
        calcula=1-pgeradas(2);
        pgeradas(2)=1;
        pgeradas(1)=pgeradas(1)-calcula;

    end

    if pgeradas(2)>6.25

        calcula=0;
        calcula=pgeradas(2)-6.25;
        pgeradas(2)=6.25;
        pgeradas(1)=pgeradas(1)+calcula;

    end

    if pgeradas(1)>6.25

        calcula=0;
        calcula=pgeradas(1)-6.25;
        pgeradas(1)=6.25;
        pgeradas(2)=pgeradas(2)+calcula;

    end

end

if TESTE==2
    for i=1:length(pgeradas)
        if pgeradas(i)<0.001
            pgeradas(i)=pmin(i)/Pbase;
        end
    end

    if pgeradas(4)>3.25
        pgeradas(4)=pmax(4)/Pbase;
    end
end

```

```

        if pgeradas(2)>3.25
            pgeradas(2)=pmax(2)/Pbase;
        end
    end

% Passo 4 - Cálculo das Perdas
pp = [pgeradas 1];
perdas = pp*B*transpose(pp);

% Passo 5 - Cálculo do mismatch de potência ativa e Critério de Parada
DELTAP = sum(pgeradas) - demanda2/Pbase - perdas;

pgeradas = [zeros(size(pgeradas)); [pgeradas]];
p = [0 alfan];
perdas = [0 perdas];
contador=2;

while abs(DELTAP)>0.000001

    deltap = ((p(contador)-p(contador-1))/(sum(pgeradas(contador,1:end))-
sum(pgeradas(contador-1,1:end))))*((demanda2/Pbase)+perdas(contador)-
sum(pgeradas(contador,1:end)));

    novo_p = p(contador)+deltap;

    for linha=1:length(a)

        for coluna=1:length(a)

            if linha==coluna

                matriz(linha,coluna) = 2*B(linha,coluna)+an(linha)/novo_p;

            else

                matriz(linha,coluna) = 2*B(linha,coluna);
            end
        end
    end

    matriz3=matriz;
    vetor = 1-(2*B(1:end-1,bdim(2)))-(transpose(bn)/novo_p);

    pgr = transpose(matriz\vetor);

    if TESTE==2
        for i=1:length(pgr)
            if pgr(i)<0.001
                pgr(i)=pmin(i)/Pbase;
            end
        end
    end
end

```

```

end

if pgr(4)>3.25
    pgr(4)=pmax(4)/Pbase;
end
if pgr(2)>3.25
    pgr(2)=pmax(2)/Pbase;
end

end
if TESTE==1

    if pgr(1)<1

        calcula=0;
        calcula=1-pgr(1);
        pgr(1)=1;
        pgr(2)=pgr(2)-calcula;

    end

    if pgr(2)<1

        calcula=0;
        calcula=1-pgr(2);
        pgr(2)=1;
        pgr(1)=pgr(1)-calcula;

    end

    if pgr(2)>6.25

        calcula=0;
        calcula=pgr(2)-6.25;
        pgr(2)=6.25;
        pgr(1)=pgr(1)+calcula;

    end

    if pgr(1)>6.25

        calcula=0;
        calcula=pgr(1)-6.25;
        pgr(1)=6.25;
        pgr(2)=pgr(2)+calcula;

    end

end

pp = [pgr 1];

perds = pp*B*transpose(pp);

```

```

    DELTAP = sum(pgr) - demanda2/Pbase - perds;

    pgeradas = [[pgeradas]; pgr];

    p = [p novo_p];

    perdas = [perdas perds];

    contador = contador + 1;

end

pprov = [pgr,1];

perdasincrementais = [];

for t=1:length(pgr)

    bprov = B(t,1:end);
    perdasincrementais(t) = sum(2*pprov.*bprov);

end

fatordepenalidade=[];

for t=1:length(pgr)

    fatordepenalidade(t) = (1/(1-perdasincrementais(t)));

end

custosincrementaisdeger = [];

for t=1:length(pgr)

    custosincrementaisdeger(t) = a(t)*pgr(t)*Pbase+b(t);

end

custoincrementaldepotencia = custosincrementaisdeger(1)*fatordepenalidade(1);

display('Para a Demanda [pu] de:')
display(demanda2/Pbase)
display('Potências Geradas [pu] de:')
display(pgr)
display('Perdas [pu] de:')
display(perds)
display('Custo Incremental de Potência [$/MW]:')
display(custoincrementaldepotencia)
display('Fatores de Penalidade:')
display(fatordepenalidade)
display('Custos Incrementais de Geração [$/MWh]:')
display(custosincrementaisdeger)

cip = [cip,custoincrementaldepotencia];

```

```

perdasf = [perdasf,perds*Pbase];
cig = [cig;custosincrementaisdeger];
potenciasgera=[potenciasgera; pgr];

end

figure

subplot(2,2,1)
plot(demanda,perdasf);
title('Gráfico de Perdas por Demanda')
xlabel('Demanda [MW]')
ylabel('Perdas [MW]')
grid on
grid minor

subplot(2,2,2)
plot(demanda,cip);
title('Gráfico de Custo Incremental de Potência por Demanda')
xlabel('Demanda [MW]')
ylabel('CIP [$/MW]')
ylim([0 15])
grid on
grid minor

cigdim=size(cig);

subplot(2,2,3)

for ay=1:cigdim(2)

    plot(demanda,cig(1:end,ay))
    hold on

end

title('Gráfico de Custo Incremental de Geração por Demanda')
xlabel('Demanda [MW]')
ylabel('CIG [$/MWh]')
grid on
grid minor

if TESTE==2
legend('Gerador 1','Gerador 2','Gerador 3','Gerador 4')
end

if TESTE==1
legend('Gerador 1','Gerador 2')
end

subplot(2,2,4)

for ay=1:cigdim(2)

    plot(demanda,transpose(potenciasgera(1:end,ay))*Pbase)
    hold on

```



```
end

title('Gráfico de Potência Gerada por Demanda Para Cada Gerador')
xlabel('Demanda [MW]')
ylabel('Potência Gerada [MW]')
grid on
grid minor

if TESTE==2
legend('Gerador 1','Gerador 2','Gerador 3','Gerador 4')
end

if TESTE==1
legend('Gerador 1','Gerador 2')
end
```

4. CASOS DE TESTE

- **Caso de Teste 1: Dois Geradores**

Para a Demanda [pu] de:
2.5000000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

1.0000000000000000 1.523508438049879

Perdas [pu] de:

perds =

0.023508782504154

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

8.955520322076582

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.017672763872339 1.018809396288909

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

8.8000000000000001 7.862568100527884

Para a Demanda [pu] de:
3.5000000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

1.082599903703382 2.465063116756030

Perdas [pu] de:

perds =

0.047662667515575

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

9.034645127479354

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.019012371417956 1.030592110986694

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

8.866079922962706 8.766460592085789

Para a Demanda [pu] de:

5

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

1.902203852956146 3.191015361315951

Perdas [pu] de:

perds =

0.093219129604646

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

9.839862530796159

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.033407620592912 1.039783670625285

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

9.521763082364917 9.463374746863312

Para a Demanda [pu] de:

7

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

3.003854626867008 4.178650822231687

Perdas [pu] de:

perds =

0.182504814976993

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

10.958696614028073

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.053408482376691 1.052556459009247

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

10.403083701493607 10.411504789342420

Para a Demanda [pu] de:

9

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

4.115987195382024 5.189743772076763

Perdas [pu] de:

perds =

0.305730789429419

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

12.132961771409498

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.074398977864150 1.065963590794659

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

11.292789756305620 11.382154021193692

Para a Demanda [pu] de:

11

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

5.239041725962634 6.225400909588854

Perdas [pu] de:

perds =

0.464441911506711

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

```

custoincrementaldepotencia =
    13.367202131711938
Fatores de Penalidade:
fatordepenalidade =
    1.096460195142909    1.080057081987790
Custos Incrementais de Geração [$/MWh]:
custosincrementaisdeger =
    12.191233380770107    12.376384873205300
Para a Demanda [pu] de:
    11.750000000000000
Potências Geradas [pu] de:
pgr =
    6.042346906925864    6.250000000000000
Perdas [pu] de:
perds =
    0.542346706800996
Custo Incremental de Potência [$/MW]:
custoincrementaldepotencia =
    14.282720455475806
Fatores de Penalidade:
fatordepenalidade =
    1.112892064541817    1.080306720797727
Custos Incrementais de Geração [$/MWh]:
custosincrementaisdeger =

```

```

12.833877525540691  12.400000000000000
Para a Demanda [pu] de:
12.500000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

6.250000000000000  6.861442968157410

Perdas [pu] de:

perds =

0.611442383282733

Custo Incremental de Potência [$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

14.522890356888405

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.117145412068339  1.088861068719173

Custos Incrementais de Geração [$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

13.000000000000000  12.986985249431113

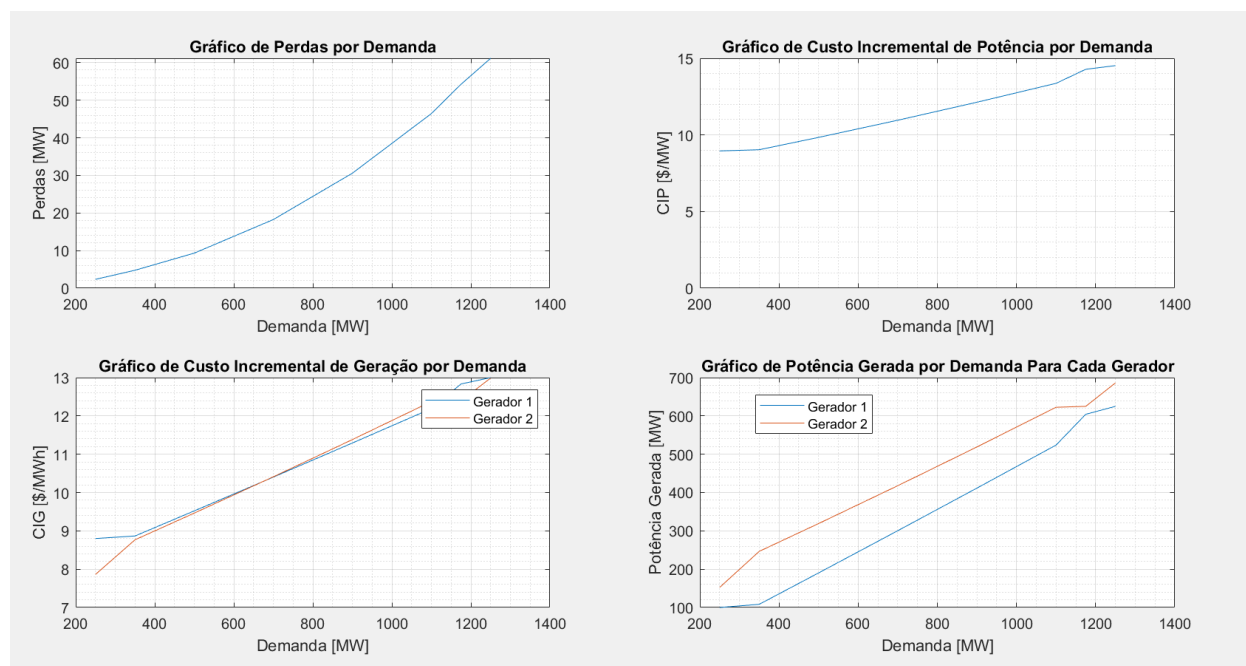
```

Tabela 2 – Custo Incremental de Potência e Geração, Perdas e Potências Geradas por Demanda

Demanda (MW)	CIG 1 (\$/MWh)	CIG 2 (\$/MWh)	CIP (\$/MW)	PG1 (MW)	PG2 (MW)	Perdas (MW)
250	8,80	7,862	8,955	100,00	152,35	2,350
350	8,866	8,766	9,034	108,26	246,506	4,766
500	9,521	9,463	9,839	190,22	319,102	9,321
700	10,403	10,411	10,958	300,385	417,865	18,25
900	11,292	11,382	12,132	411,599	518,974	30,573
1100	12,191	12,376	13,367	523,904	622,54	46,444
1175	12,83	12,4	14,282	604,23	625,00	54,233
1250	13,00	12,98	14,522	625,00	686,14	61,144

Fonte: Autor

Figura 2 – Gráfico de Custo Incremental de Potência e Geração, Perdas e Potências Geradas por Demanda (2 Geradores).



Fonte: Autor

- **Caso de Teste 2: Quatro Geradores**

Para a Demanda [pu] de:

2.5000000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

0.5000000000000000 0.761754422970414 0.5000000000000000
0.761754422970413

Perdas [pu] de:

perds =

0.023508790034693

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

8.548451216176717

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.017672763830562 1.018809401338614 1.017672763830562
1.018809401338614

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

8.4000000000000000 7.131284246051598 8.4000000000000000
7.131284246051597

Para a Demanda [pu] de:

3.5000000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

0.5000000000000000	1.274352361820990	0.5000000000000000
1.274352361820990		

Perdas [pu] de:

perds =

0.048703966655181

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

8.547569281622390

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.017567771621713	1.031661471588604	1.017567771621713
1.031661471588604		

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

8.400000000000000	7.623378267348150	8.400000000000000
7.623378267348151		

Para a Demanda [pu] de:

5

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

0.610016113851243	1.942241346302117	0.610016113851243
1.942241346302117		

Perdas [pu] de:

perds =

0.104515056354122

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

8.668504248167295

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.021264265194031 1.048877733572202 1.021264265194031
1.048877733572202

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

8.488012891080995 8.264551692450032 8.488012891080993
8.264551692450032

Para a Demanda [pu] de:

7

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

1.154066460831510 2.440614655250689 1.154066460831510
2.440614655250688

Perdas [pu] de:

perds =

0.189362326207206

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

9.285058773356296

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.040546378977748 1.062000379736805 1.040546378977748
1.062000379736805

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

8.923253168665207 8.742990069040662 8.923253168665207
8.742990069040662

Para a Demanda [pu] de:

9

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

1.703582442793043 2.950378747544970 1.703582442793043
2.950378747544970

Perdas [pu] de:

perds =

0.307922250485045

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

9.931887382328645

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.060774279037592	1.075768656345386	1.060774279037592
1.075768656345386		

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

9.362865954234435	9.232363597643172	9.362865954234435
9.232363597643172		

Para a Demanda [pu] de:

11

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

2.607039056047332	3.125000000000000	2.607039056047333
3.125000000000000		

Perdas [pu] de:

perds =

0.464078010102832

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

11.053391069963524

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.095954313778920	1.080402326239877	1.095954313778920
1.080402326239877		

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

10.085631244837867	9.400000000000000	10.085631244837867
9.400000000000000		

Para a Demanda [pu] de:

11.750000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

3.021173829926286	3.125000000000000	3.021173829926286
3.125000000000000		

Perdas [pu] de:

perds =

0.542346783178084

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

11.592928983944422

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.112892080176812	1.080306720710825	1.112892080176812
1.080306720710825		

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

10.416939063941028 9.400000000000000 10.416939063941028
9.400000000000000

Para a Demanda [pu] de:

12.500000000000000

Potências Geradas [pu] de:

pgr =

3.441809469735106 3.125000000000000 3.441809469735108
3.125000000000000

Perdas [pu] de:

perds =

0.633618666134230

Custo Incremental de Potência [\$/MW]:

custoincrementaldepotencia =

12.158280174680581

Fatores de Penalidade:

fatordepenalidade =

1.130640205291515 1.080209631736706 1.130640205291515
1.080209631736706

Custos Incrementais de Geração [\$/MWh]:

custosincrementaisdeger =

10.753447575788085 9.400000000000000 10.753447575788087
9.400000000000000

Tabela 3 – Custo Incremental de Potência e Geração por Demanda

Demanda (MW)	CIG 1 (\$/MWh)	CIG 2 (\$/MWh)	CIG 3 (\$/MWh)	CIG 4 (\$/MWh)	CIP (\$/MW)
250	8,40	7,131	8,40	7,131	8,548
350	8,40	7,623	8,40	7,623	8,547
500	8,488	8,265	8,488	8,265	8,668
700	8,923	8,743	8,923	8,743	9,285
900	9,363	9,232	9,363	9,232	9,931
1100	9,807	9,400	9,807	9,400	11,053
1175	9,975	9,400	9,975	9,400	11,592
1250	10,753	9,400	10,753	9,400	12,158

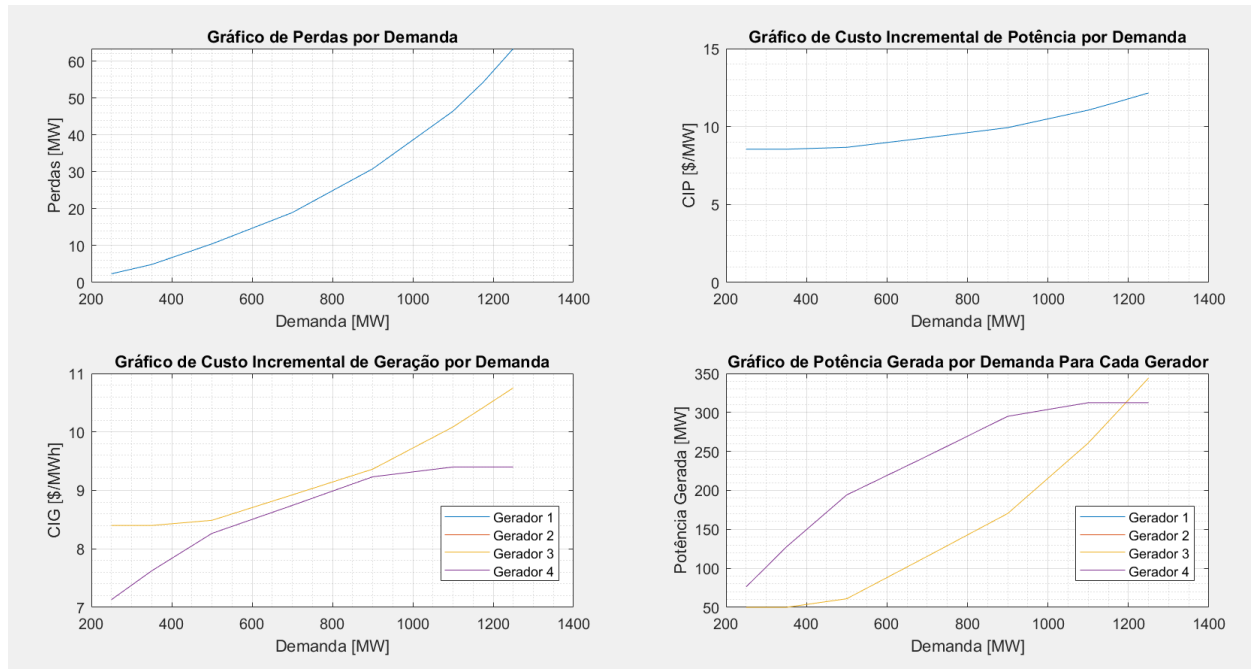
Fonte: Autor

Tabela 4 – Perdas e Potências Geradas por Demanda

Demanda (MW)	PG1 (MW)	PG2 (MW)	PG3 (MW)	PG4 (MW)	Perdas (MW)
250	50,000	76,175	50,000	76,175	2,350
350	50,000	127,435	50,000	127,435	4,87
500	61,002	194,224	61,002	194,224	10,451
700	115,407	244,061	115,407	244,061	18,936
900	170,358	295,038	170,358	295,038	30,792
1100	260,703	312,500	260,703	312,500	46,407
1175	302,117	312,500	302,117	312,500	54,234
1250	344,180	312,500	344,180	312,500	63,361

Fonte: Autor

Figura 3 – Potência Gerada por Cada Gerador em Função da Demanda



Fonte: Autor

Neste último gráfico, os pares de geradores com mesmos coeficientes a , b e c , possuem valores de potência gerada e custo incremental de geração por demanda iguais, por isso só é possível visualizar duas curvas, pois as demais estão sobrepostas. A operação nos pontos de demanda de 1250 MW é infactível.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

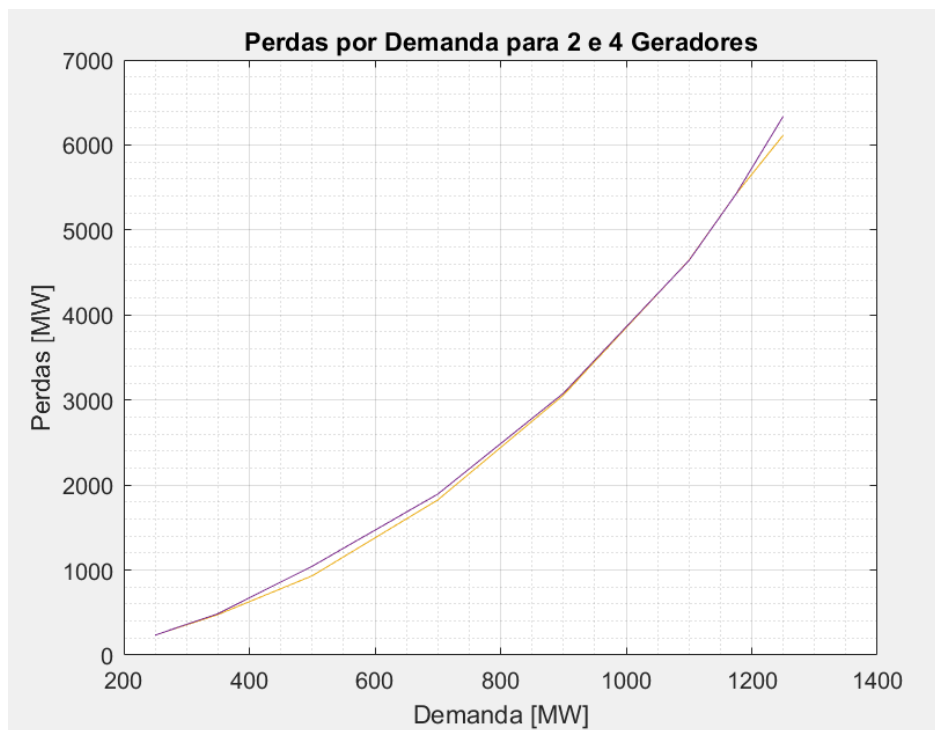
Analisando-se os resultados dos testes do algoritmo de cálculo do despacho econômico clássico com perdas, pode-se notar que o somatório das potências geradas acaba sendo sempre maior que a demanda, pois além de garantir a potência necessária das cargas, ainda é necessário suprir uma pequena parcela das perdas do sistema. Nota-se, pelo gráfico gerado, que a curva das perdas possui um comportamento quadrático, uma vez que a energia dissipada na resistência de uma linha é função do quadrado da corrente do sistema, que cresce proporcionalmente com a demanda. Pode-se visualizar pelas Tabelas 2 e 3 de resultados que os custos incrementais de geração são diferentes para cada gerador, de modo que o gerador com menor custo incremental de geração é o responsável por atender a maior parcela do despacho do sistema.

Ainda analisando os resultados obtidos nos casos de 2 e 4 geradores, pode-se notar que o sistema passado na problemática do exercício encontra-se subdimensionado para atender a demanda de 1250. Somando-se os limites máximos de geração de cada gerador temos um valor de potência exatamente igual ao da demanda, no entanto, ainda existem as parcelas de perda que devem ser supridas. Tal fato faz com que o sistema opere sobrecarregado no último caso. O algoritmo desenvolvido se propôs a levar em consideração os limites operacionais dos geradores, de modo a ajustá-lo sempre que houvesse alguma transgressão. Por conta deste fator, as perdas nos casos de teste 1 e 2 são levemente diferentes para algumas demandas, uma vez que as potências geradas em cada barra se modificaram um pouco. Teoricamente, como os geradores adicionais estão conectados na mesma barra, espera-se que as perdas sejam iguais em ambos os casos.

Vale ressaltar que a matriz B dada no exercício foi dimensionada para uma demanda de 500 MW e para um caso com 2 geradores. Para realizar os cálculos com 4 geradores, tornou-se necessário realizar a expansão desta matriz com os termos já existentes, supondo-se que os geradores adicionais estavam conectados nas mesmas barras que os anteriores, de modo que a distância elétrica permanecesse a mesma. O

adequado seria para cada valor diferente de demanda, recalcular-se a matriz B. Ela pode ser considerada a mesma apenas para casos com pouca variação no valor da demanda.

Figura 4 – Perdas por Demanda Para os Casos de Teste



Fonte: Autor

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. Nepomuceno, Notas de Aula - **Despacho de Geração: Despacho Econômico Clássico Com Perdas**.
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, G. B. Sheblé. **“Power Generation, Operation, and Control.”** John Wiley & Sons, 2013.