



بهره‌برداری سیستم های قدرت

گزارش کار

پخش بار بهینه برای به حداکثر رساندن مزایای شبکه از طریق مدیریت
مصرف بار

استاد

دانشجو

دی ماه ۹۶

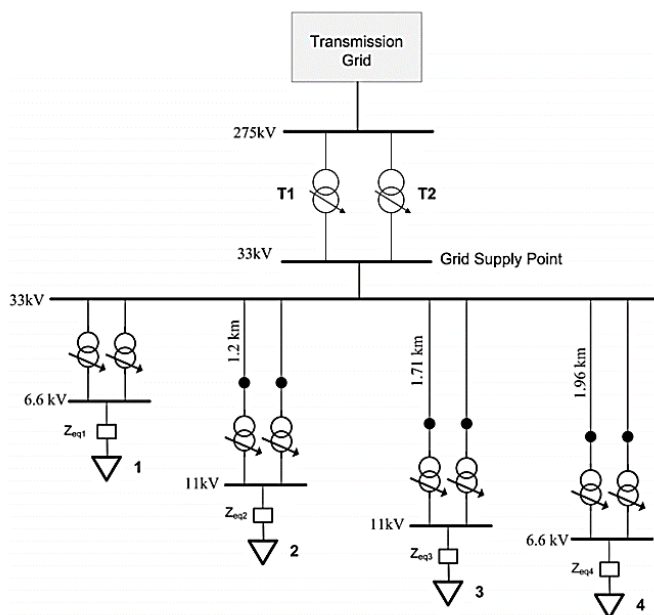
یکی از مهمترین اهداف شرکت های برق تولید انرژی الکتریکی و انتقال و توزیع آن بین مصرف کنندگان با قابلیت اطمینان بالا و کمترین هزینه بهره برداری می باشد.

برای حل مسائل پخش بار روشهای بسیاری ارائه شده است که اکثر آن ها بر اساس برنامه ریزی خطی (LP) ، روش لاگرانژ (LR) و روشهای نیوتن-رافسون میباشد. یک مزیت مهم این روشها سازگاری آن ها با برنامه های توزیع اقتصادی موجود است.

در این مقاله هدف این است که طرحی را ارائه کنیم که با اندازه گیری و مدیریت بارهای سمت تقاضا محدودیت های شبکه را از بین ببریم. از آنجایی که مشخصات بار و اتصالات داخلی شبکه از یک مکان به مکان دیگر متفاوت است در نتیجه تشخیص محل واقعی شبکه، که کنترل بار تقاضا را انجام بدهد تاثیر مهمی بر روی اعمال طرح (DSM) دارد. از آنجایی که منابع سمت تقاضا در بارهای مسکونی و تجاری در ناحیه توزیع هستند، مدل سازی و آنالیز دقیق DSM به منظور بهبود عملکرد شبکه یک کار دشوار است. آنالیز ارائه شده نشان می دهد که پخش بار بهینه را می توان به عنوان یک ابزار برنامه ریزی برای به حداکثر رساندن منافع شبکه در یک سیستم توزیع اعمال کرد. Opf موجب خواهد شد که قیود شبکه تحت کنترل قرار گرفته، قطعی بار به حداقل رسیده و ولتاژ و توان عبوری از خطوط را در محدوده مجاز خود حفظ شود. در نتیجه هدف یافتن نقاط بهینه برای اجرای طرح DSM است.

موضوع شبیه سازی:

مقاله بر روی شبکه زیر شبیه سازی انجام می دهد.



شبکه فوق یک شبکه توزیع شعاعی می باشد. مقادیر لازم برای باس ها در جدولی قرار داده شده است.

Bus	Active power demand (MW)	Reactive power demand (MVar)	Total impedance to GSP, Z (p.u.)
1	7.01	1.88	$0.263 + j0.657$
2	12.18	3.26	$0.468 + j0.815$
3	9.32	2.49	$0.678 + j0.893$
4	16.96	4.54	$0.825 + j0.832$

اگر اضافه باری در شبکه ایجاد شود و ما برای اینکه بتوانیم پایداری و قیود شبکه را حفظ کنیم نیازمند این هستیم که مقداری از بار را قطع کنیم. برای همین منظور مدیریت تقاضای بار را بر روی هر ۴ باس انجام داده و opf را اعمال می کنیم.

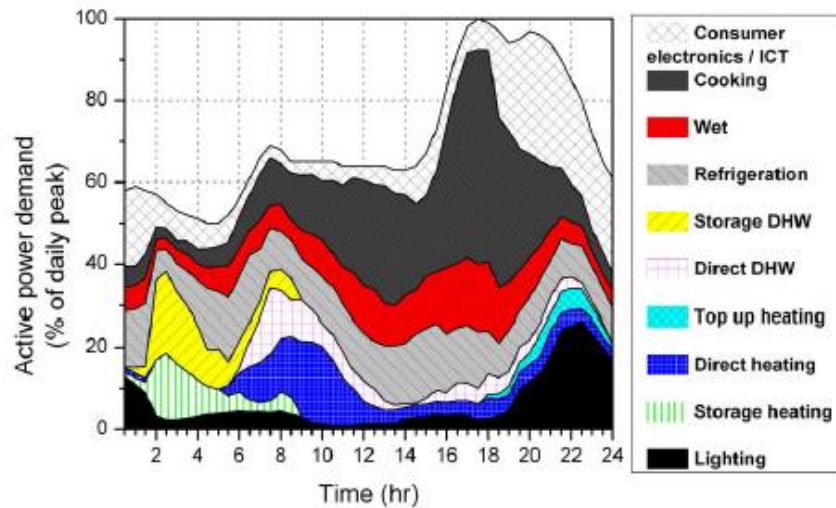
TABLE II
RESULTS OF THE OPF AT EACH LOAD BUS

Bus	Load adjustment (MW)
1	-1.66
2	-1.61
3	-1.54
4	-1.26

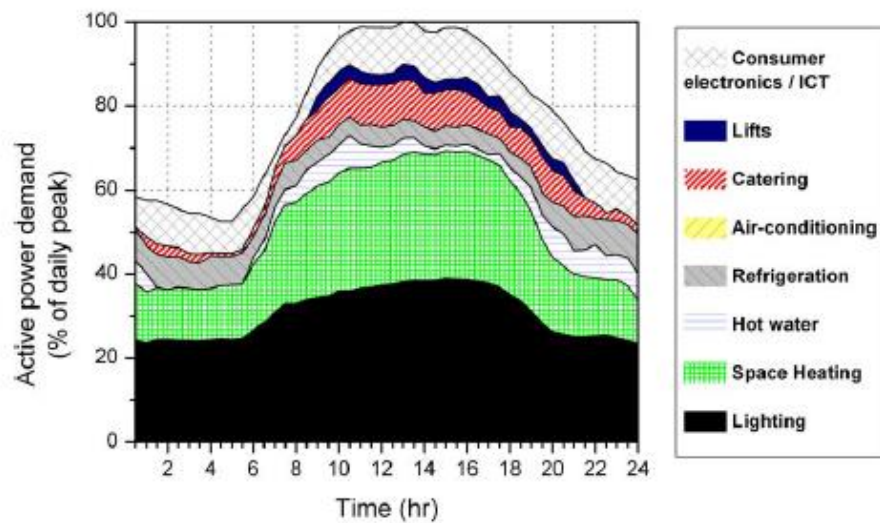
نتایج جدول فوق نشان می دهد که زمانی شبکه دچار اضافه بار شود بار در باس ۴ کمترین میزان توان را لازم دارد و به صرفه تر است تا به تعویق بیفتد. یعنی اگر از باس ۴ 1.26 مگاوات مصرف کننده را حذف کنیم شبکه به حالت عادی برمی گردد.

البته باید این نکته را یادآوری کنیم که موارد گفته شده در یک ساعت خاص است و همچنین نوع مصرف یعنی صنعتی یا تجاری یا خانگی هم در نظر گرفته نشده است. در ادامه این موارد را در نظر می گیریم.

برای درج ساعات روزانه مصرف از شکل های زیر که در مقاله داده شده است استفاده می کنیم.

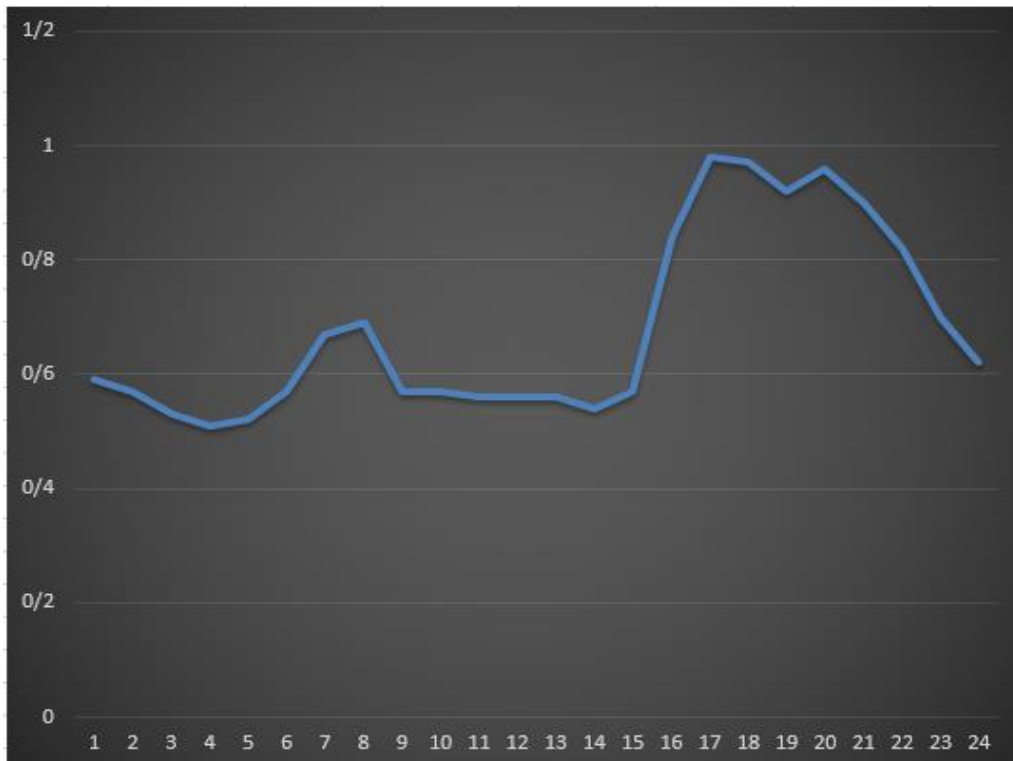


(a)

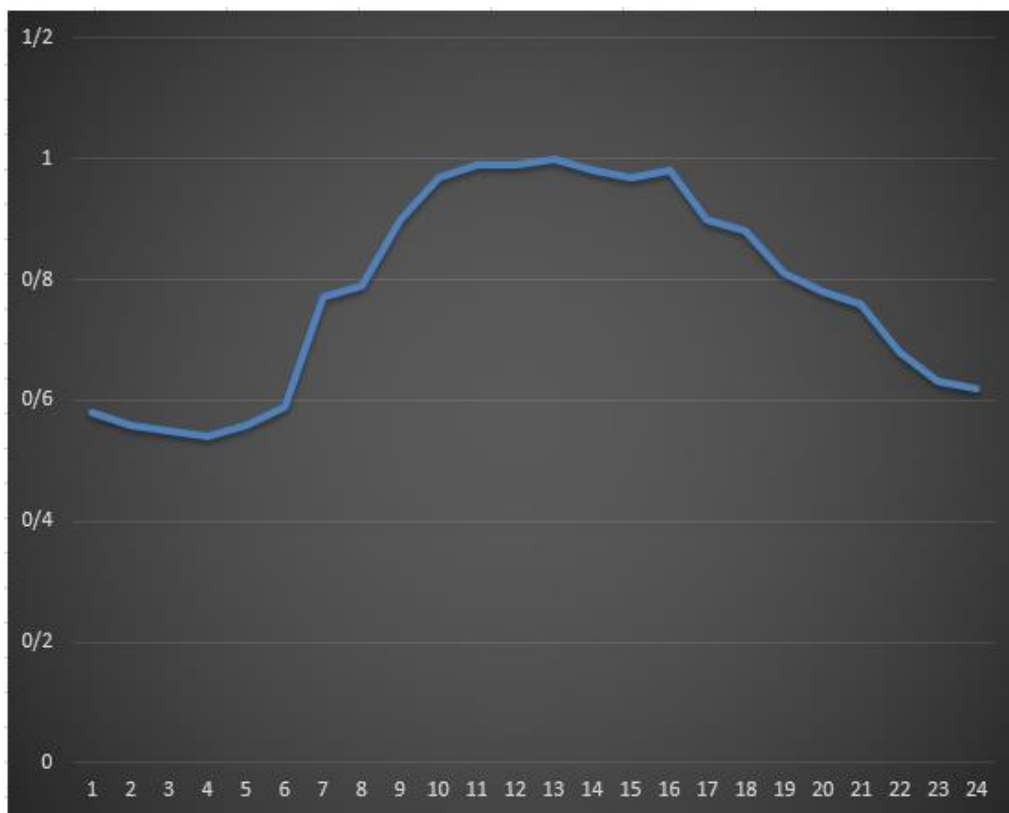


(b)

در ۲ شکل فوق نمودار a برای خانگی و نمودار b برای صنعتی می باشد. لازم به ذکر است که از نمودارهای خط بالایی برای استخراج مقادیر استفاده شده است. برای پریونیت کردن آن ها را در ماکسیمم توان تقسیم نموده ام. شکل های زیر مقادیر استخراج شده اند. قابل ذکر است که برای بخش صنعتی در مقاله برای زمان های مختلف مقدار ثابت ۱ را در نظر گرفت.



استخراج شده از منحنی a برای بخش خانگی



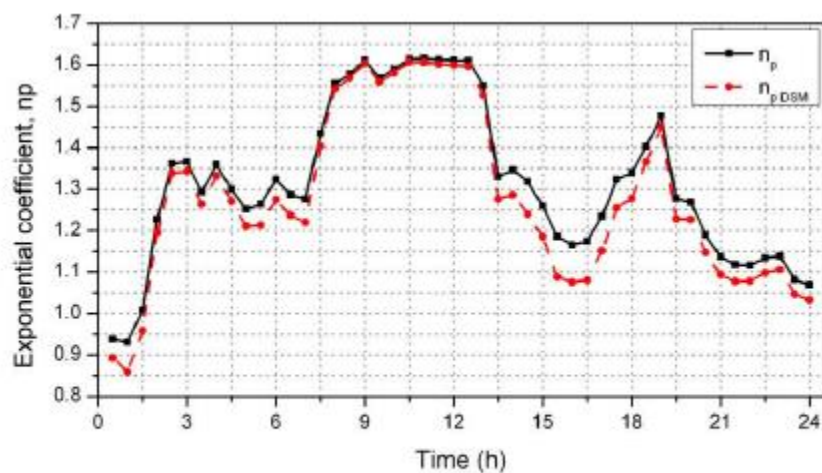
استخراج شده از منحنی b برای تجاری

با توجه به روابط زیر دیده می شود که به ضرایب n_p و n_q نیازمندیم که به ترتیب ضریب نمایی توان اکتیو و راکتیو می باشند.

$$P_t = P_{o,t} \left(\frac{V}{V_o} \right)^{n_{p,t}} \text{ for } t = 1, \dots, 48$$

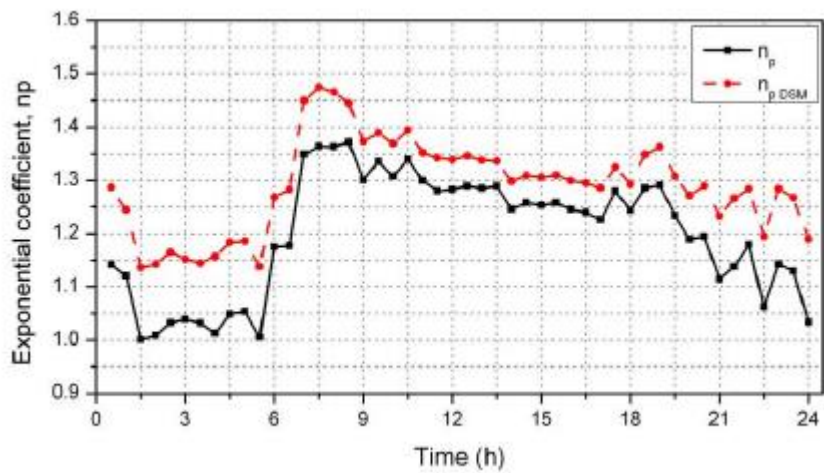
$$Q_t = Q_{o,t} \left(\frac{V}{V_o} \right)^{n_{q,t}} \text{ for } t = 1, \dots, 48$$

ضرایب فوق از ۴ شکل زیر که در مقاله داده شده است بدست می آیند.

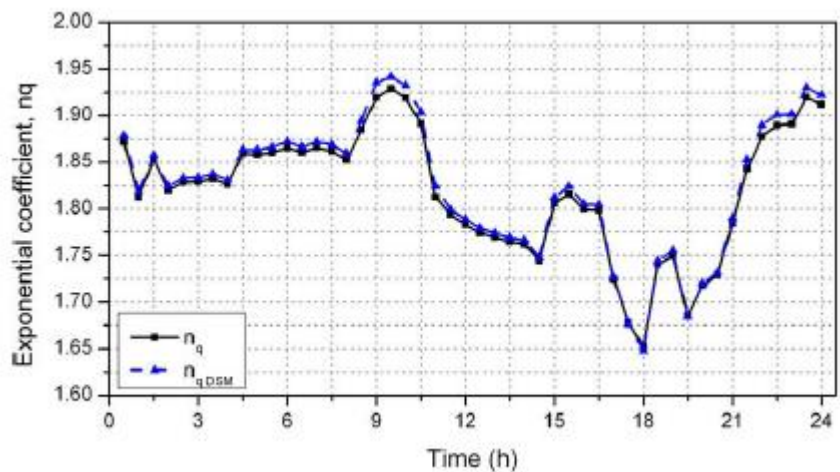


(a)

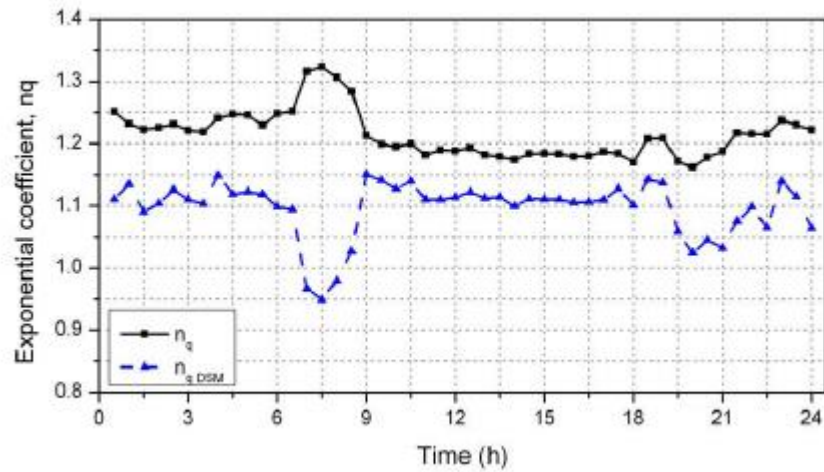
ضریب n_p برای بخش خانگی



ضریب n_p برای بخش تجاری



ضریب n_q برای بخش خانگی



ضریب n_q برای بخش تجاری

میزان درصد بخش های مختلف از جمله خانگی ، تجاری و صنعتی در هر یک از باس ها بصورت جدول زیر می باشد.

TABLE V
LOAD SECTORS IDENTIFIED AT 11-KV SECONDARY SUBSTATIONS
IN TYPICAL U.K. RADIAL DISTRIBUTION NETWORK

Bus	Residential (%)	Commercial (%)	Industrial (%)
1	0	100	0
2	76	14	10
3	28	36	36
4	100	0	0

با توجه به موارد گفته شده و با توجه به روابط زیر برنامه و شبیه سازی های مورد نظر به شکل زیر است:

$$P_n = \sum_{n=1}^N |V_n| |V_m| (G_{nm} \cos \theta_{nm} + B_{nm} \sin \theta_{nm})$$

$$Q_n = \sum_{n=1}^N |V_n| |V_m| (G_{nm} \sin \theta_{nm} - B_{nm} \cos \theta_{nm})$$

$$P_t = P_{o,t} \left(\frac{V}{V_o} \right)^{np,t} \quad \text{for } t = 1, \dots, 48$$

$$Q_t = Q_{o,t} \left(\frac{V}{V_o} \right)^{nq,t} \quad \text{for } t = 1, \dots, 48$$

برنامه:

```
clc
clear all
```

% LOAD AND NETWORK CHARACTERISTICS OF A TYPICAL U.K. RADIAL DISTRIBUTION SYSTEM

```
BUS1=7.01+1.88i; %% active and reactive power demand at bus 1
BUS2=12.18+3.26i; %% active and reactive power demand at bus 2
BUS3=9.32+2.49i; %% active and reactive power demand at bus 3
BUS4=16.96+4.54i; %% active and reactive power demand at bus 4
```

```
coefficients1=xlsread('DSM.xlsx','Decop','A2:A25');
coefficients2=xlsread('DSM.xlsx','Decop','B2:B25');
coefficients3=xlsread('DSM.xlsx','Decop','C2:C25');
```

% LOAD SECTORS IDENTIFIED AT 11-KV SECONDARY SUBSTATIONS IN TYPICAL U.K. RADIAL DISTRIBUTION NETWORK

```
for i=1:24
    Sbus1(i)=coefficients2(i,1)*BUS1;
    Sbus2(i)=(coefficients1(i,1)*0.76+coefficients2(i,1)*0.14+coefficients3(i,1)*0.1)*BUS2;
    Sbus3(i)=(coefficients1(i,1)*0.28+coefficients2(i,1)*0.36+coefficients3(i,1)*0.36)*BUS3;
    Sbus4(i)=coefficients1(i,1)*BUS4;
end
np1=xlsread('DSM.xlsx','np&nq','A2:A25'); %% active power coefficients for residential load
np2=xlsread('DSM.xlsx','np&nq','C2:C25'); %% reactive power coefficient for residential load
nq1=xlsread('DSM.xlsx','np&nq','B2:B25'); %% active power coefficient for commercial load
nq2=xlsread('DSM.xlsx','np&nq','D2:D25'); %% reactive power coefficient for commercial load
```

```
% coefficient in the Pt and Qt formula in all cases is V/V0=0.98
```

```
coef=0.98;
for i=1:24
    Pbus1(i)=real(Sbus1(i))*(coef^np1(i,1));
    Qbus1(i)=imag(Sbus1(i))*(coef^np2(i,1));
end
for i=1:24
    Pbus2(i)=real(Sbus2(i))*(coef^1);
    Qbus2(i)=imag(Sbus2(i))*(coef^1);
end
for i=1:24
```

```

Pbus3(i)=real (Sbus3(i))*(coef^1);
Qbus3(i)=imag (Sbus3(i))*(coef^1);
end
for i=1:24
    Pbus4(i)=real (Sbus4(i))*(coef^nq1(i,1));
    Qbus4(i)=imag (Sbus4(i))*(coef^nq2(i,1));
end
h=(1:1:24);
figure
plot(h,Pbus1)
axis([1 24 3.5 7]);
legend('active power at bus1')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Pbus2)
axis([1 24 6 12])
legend('active power at bus2')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Pbus3)
axis([1 24 6 8.9])
legend('active power at bus3')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Pbus4)
axis([1 24 8 17])
legend('active power at bus4')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Qbus1,'r')
axis([1 24 .9 2])
legend('reactive power at bus1')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Qbus2,'r')
axis([1 24 1.7 3.2])
legend('reactive power at bus2')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Qbus3,'r')
axis([1 24 1.5 2.8])
legend('reactive power at bus3')
ylabel('MV')
xlabel('h')
figure
plot(h,Qbus4,'r')
axis([1 24 2 4.5])
legend('reactive power at bus4')
ylabel('MV')
xlabel('h')

```

```

j=1:24;
PR1=Pbus1-7.01;%load adjustment for bus1
PR1(j,1)=PR1;
load_adjustment=xlswrite('result DSM.xlsx',PR1,'PR','A2:A25');

PR2=Pbus2-12.18; %load adjustment for bus2
PR2(j,1)=PR2;

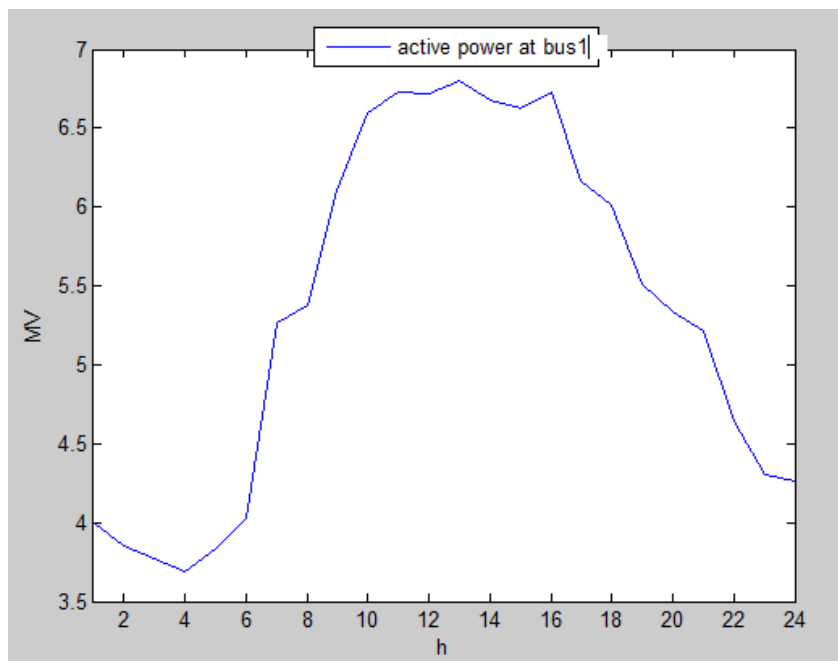
load_adjustment=xlswrite('result DSM.xlsx',PR2,'PR','B2:B25');

PR3=Pbus3-9.32 ; %load adjustment for bus3
PR3(j,1)=PR3;
load_adjustment=xlswrite('result DSM.xlsx',PR3,'PR','C2:C25');

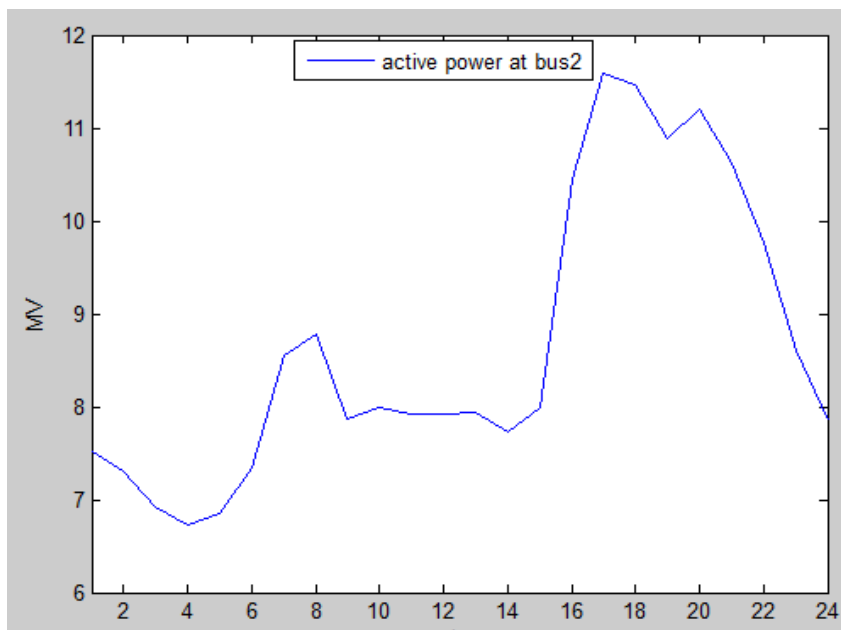
PR4=Pbus4-16.96; %load adjustment for bus4
PR4(j,1)=PR4;
load_adjustment=xlswrite('result DSM.xlsx',PR4,'PR','D2:D25');

```

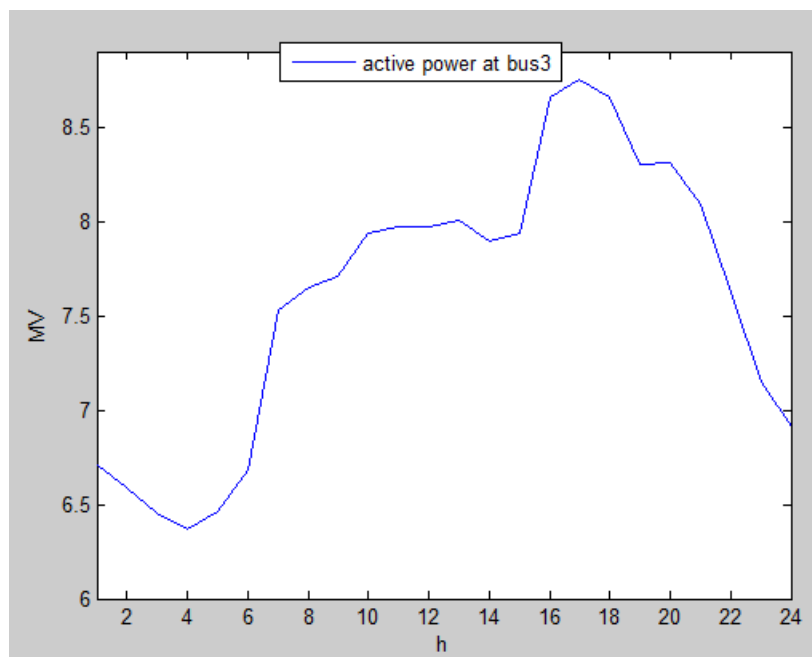
نتایج هر ۴ باس در هر ساعت از روز برای تنظیم بار به صورت منحنی های زیر بدست می آیند:



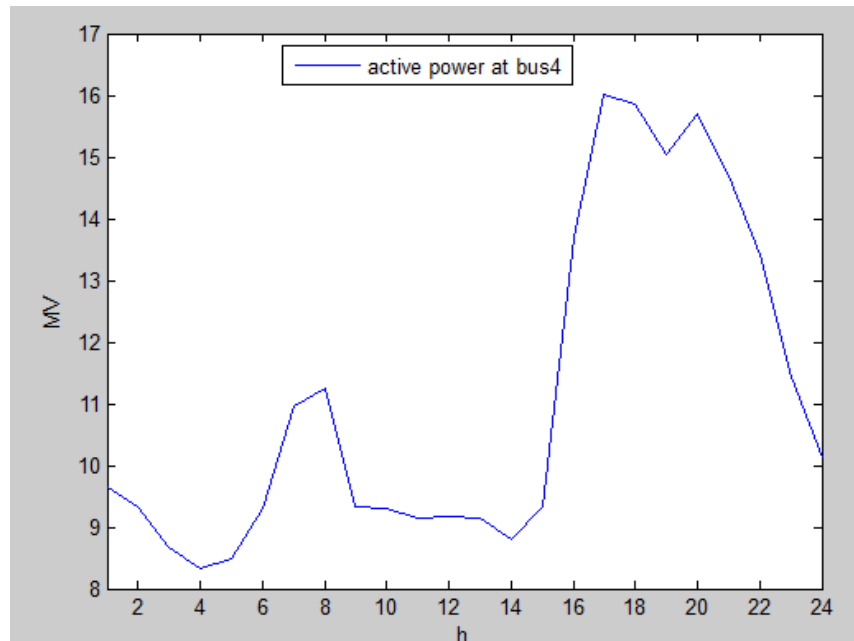
میزان توان اکتیو مورد نیاز در باس ۱ برای ساعات های مختلف تا شبکه دچار اضافه بار نشود.



میزان توان مورد نیاز در باس ۲ برای ساعت های مختلف تا شبکه دچار اضافه بار نشود.



میزان توان مورد نیاز در باس ۳ برای ساعت های مختلف تا شبکه دچار اضافه بار نشود.



میزان توان مورد نیاز در باس ۴ برای اینکه شبکه دچار اضافه بار نشود.

با استفاده از اطلاعات بدست آمده براحتی می توان تنظیم بار را در هر باس بدست آورد. این **load adjustment** ها در هر بار **opf** گرفتن در فایل اکسل بنام **result DSM** ذخیره می شود.

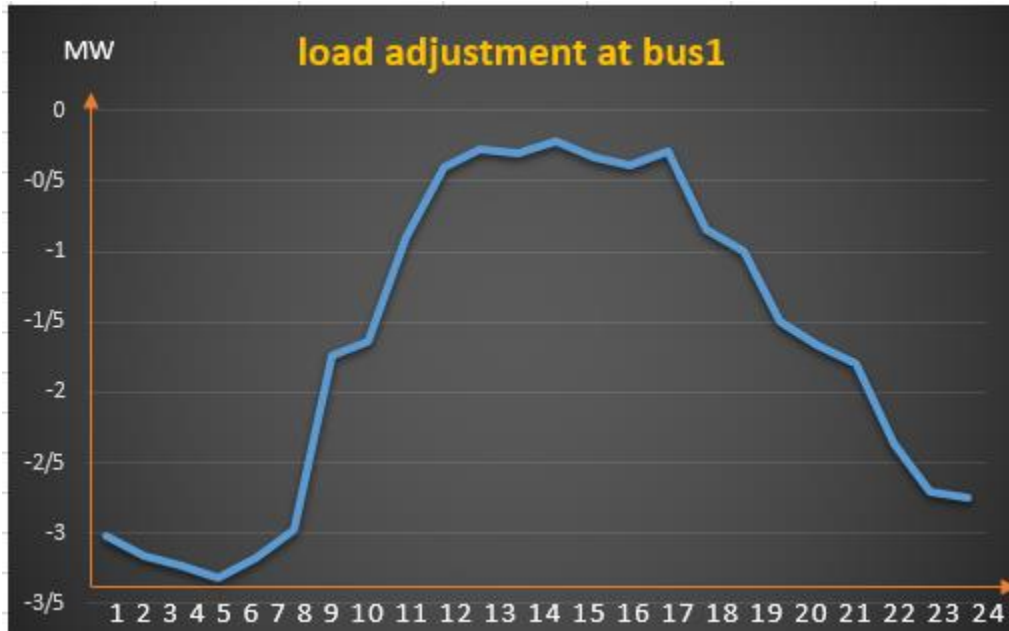
Load adjustment for bus 1: $PR1=P_{bus1}-7.01$

Load adjustment for bus 2: $PR2=P_{bus2}-12.18$

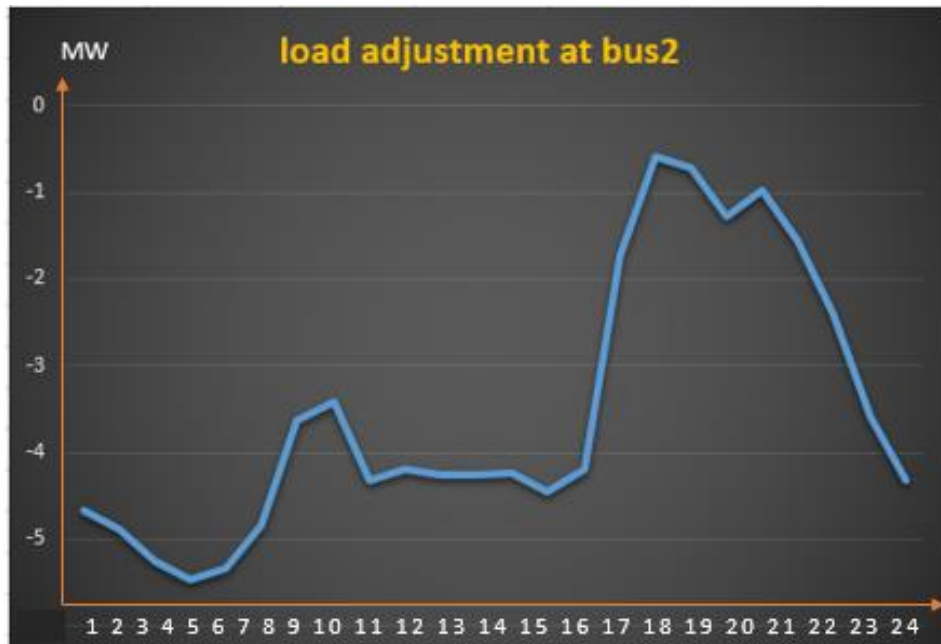
Load adjustment for bus 3: $PR3=P_{bus3}-9.32$

Load adjustment for bus 4: $PR4=P_{bus4}-16.96$

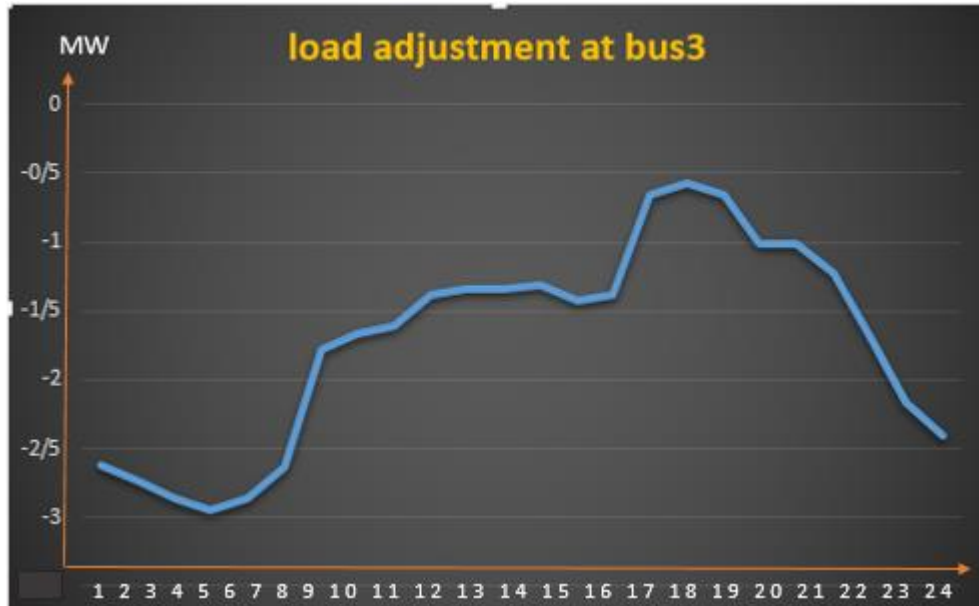
اگر آن ها را از فایل اکسل گرفته و بصورت نمودار خطی در آوریم، داریم:



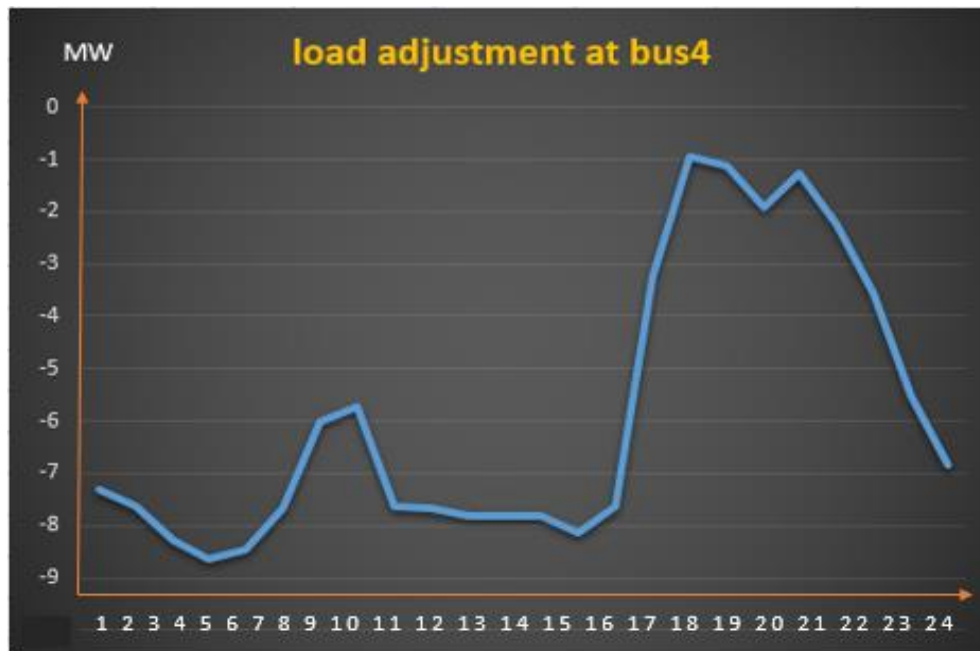
تنظیم بار طی ۲۴ ساعت در باس ۱



تنظیم بار طی ۲۴ ساعت در باس ۲



تنظیم بار در باس ۳ طی ۲۴ ساعت



تنظیم بار طی ۲۴ ساعت برای باس ۴