

No	Generator	Daya Terpasang (KW)	Trafo (kVA)
8	Unit 8 PLTD Ampenan	3.060	4.000
9	Unit Pengga	27.720	32.611
10	Pielstick	5.000	5.882
11	Ruston 1	1.105	1.300
12	Ruston 2	1.105	1.300
13	Ruston 3	1.103	1.297
14	Ruston 4	1.103	1.297
15	Nigata	5.390	6.341
16	Sulzer 1	6241	7342
17	Sulzer 2	6241	7342
18	Sulzer 3	6241	7342
19	PLTM Kokok Putih	4288	5044
20	BGP	16830	19800
21	CGD 1 BLOK	43136	50748
22	CGD 2 BLOK	43136	50748
23	Sewatama 1	17000	20.000
24	Sewatama 2	15510	18247
25	Sewatama 3	17061	20071
26	PLTMH Cakra	900	1059
27	PLTMH Sesaot	400	470
28	Unit Santong	1000	1176
29	Unit Segara	5000	5882
30	Cogindo	17061	20071
31	Unit SWJ 1	18408	21656
32	Unit SWJ 2	18408	21656
33	STY01	4500	5294
34	STY02	4500	5294
35	Stiyawan	6800	8000
36	Unit 1 PLTD Ampenan	7448	8762
37	Unit 2 PLTD Ampenan	7448	8762
38	Unit 3 PLTD Ampenan	7448	8762
39	Unit SWJ 3	18408	21656

4.3. Data Beban PLN Lombok

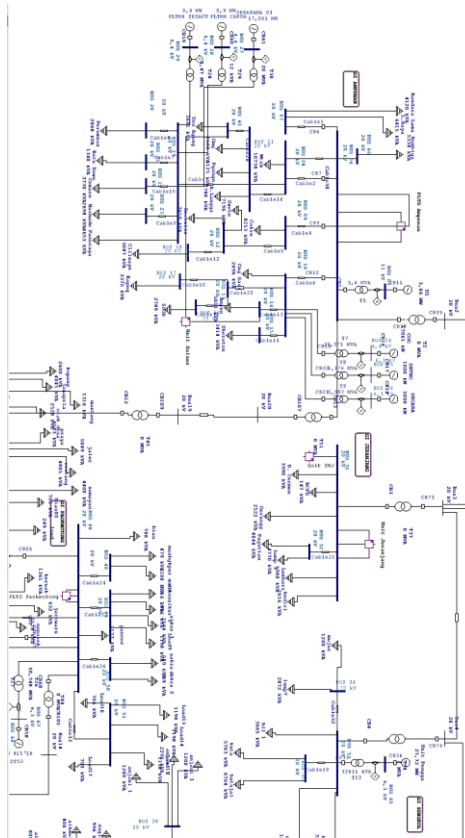
Table 4.2 Data Beban.

No	Nama Bus	Nominal kV	Beban	
			kVA	PF
1	Mataram	20 KV	10,738	0,85
2	B. Lama	20 KV	4,120	0,85
3	Lombok Raya	20 KV	6,415	0,85
4	Rembiga	20 KV	7,338	0,85
5	Cakra	20 KV	8,253	0,85
6	Gunung Sari	20 KV	2,696	0,85
7	Ampenan	20 KV	5000	0,85
8	Sheraton	20 KV	3,414	0,85
9	Dasan Agung	20 KV	3,681	0,85
10	Gomong	20 KV	2,68	0,85
11	Pagesangan	20 KV	3,125	0,85
12	Airlangga	20 KV	3,788	0,85
13	Bertais	20 KV	7,659	0,85
14	Sweta	20 KV	7,196	0,85
15	Cilinaya	20 KV	3,087	0,85
16	Kapek	20 KV	3,375	0,85
17	Sandik	20 KV	2,789	0,85
18	Panerage	20 KV	4,653	0,85
19	Narmada	20 KV	2,698	0,85
20	Cemara	20 KV	3,73	0,85
21	Batu Dawe	20 KV	1,34	0,85
22	Perumnas	20 KV	3,868	0,85
23	Dasan cermen	20 KV	3,99	0,85
24	BCKFD	20 KV	0,147	0,85
25	Gerung	20 KV	2,522	0,85
26	Pagutan 1	20 KV	4,044	0,85
27	Pagutan 2	20 KV	4,77	0,85
28	Lembar	20 KV	5,98	0,85
29	Kediri	20 KV	2,616	0,85

No	Nama Bus	Nominal kV	Beban	
			kVA	PF
30	Mujur	20 KV	1,2	0,85
31	Sengkol	20 KV	2,872	0,85
32	BIL 1	20 KV	3,665	0,85
33	BIL 2	20 KV	3,665	0,85
34	Kuta	20 KV	2,763	0,85
35	Batujai	20 KV	3,764	0,85
36	Kelayu	20 KV	1,36	0,85
37	Suralaga	20 KV	2,805	0,85
38	Rempung	20 KV	1,163	0,85
39	Sugian	20 KV	0,996	0,85
40	Aikmel 1	20 KV	0,8	0,85
41	Aikmel 2	20 KV	0,8	0,85
42	Anjani	20 KV	1,2	0,85
43	Sakra	20 KV	0,589	0,85
44	Sikur	20 KV	1,516	0,85
45	Pancor	20 KV	2,137	0,85
46	Masbagik	20 KV	0,879	0,85
47	Biau	20 KV	0,7	0,85
48	Keruak	20 KV	1,361	0,85
49	Jerowaru	20 KV	0,632	0,85
50	Sepit	20 KV	2,115	0,85
51	Pamongkang	20 KV	0,762	0,85
52	Sepakek	20 KV	2,128	0,85
53	Praya	20 KV	4,583	0,85
54	Jaler	20 KV	2,049	0,85
55	Semayan	20 KV	2,2	0,85
56	Renteng	20 KV	4,805	0,85
57	Kopang	20 KV	2,6	0,85
58	Janapria	20 KV	4,04	0,85
59	Mantang	20 KV	1,316	0,85
60	Otak Desa	20 KV	2,528	0,85

4.4. Simulasi Pemodelan SLD Sistem Kelistrikan PLN Lombok

Tahap awal dalam melakukan analisis adalah pemodelan single line diagram sistem kelistrikan PLN Lombok menggunakan software ETAP Power Station. Semua informasi teknis, seperti kapasitas, generator, saluran, transformator, dan beban, akan dimasukkan dalam simulasi ini.



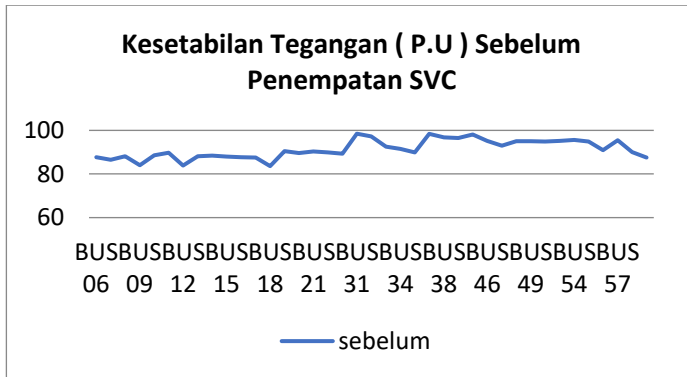
Gambar 4.2 Pemodelan Single Line Diagram Sistem Kelistrikan PLN Lombok di Software ETAP Power Station.

Tabel 4.3 kesetabilan tegangan Sebelum penempatan

No	Bus	Nominal kV	Aliran daya		
			P(kW)	Q(kVar)	V(kV)
1	BUS 06	20 KV	0	0	87,692
2	BUS 07	20 KV	0,067	7,887	86,524
3	BUS 08	20 KV	0,071	8,339	88,127
4	BUS 09	20 KV	0,050	5,828	84,039
5	BUS 10	20 KV	0,018	2.116	88,603
6	BUS 11	20 KV	0,066	7,715	89,681
7	BUS 12	20 KV	0,089	10,438	83,826
8	BUS 13	20 KV	0	0	88,187
9	BUS 14	20 KV	0,033	3,904	88,364
10	BUS 15	20 KV	0,023	2,647	88,059
11	BUS 16	20 KV	0,018	2.142	87,634
12	BUS 17	20 KV	0,022	2.585	87,519
13	BUS 18	20 KV	0,018	2.158	83,608
14	BUS 19	20 KV	0,032	3,805	90,431
15	BUS 20	20 KV	0,020	2.300	89,559
16	BUS 21	20 KV	0,009	1.095	90,404
17	BUS 22	20 KV	0,026	3.015	89,900
18	BUS 23	20 KV	0,018	2.153	89,340
19	BUS 31	20 KV	0,126	14,795	98.481
20	BUS 32	20 KV	0,071	8,327	97,202
21	BUS 33	20 KV	0,061	7.185	92,488
22	BUS 34	20 KV	0,029	3.407	91,476
23	BUS 35	20 KV	0,086	10.130	89,929
24	BUS 37	20 KV	0,044	5,153	98,348
25	BUS 38	20 KV	0,037	4.399	96,804
26	BUS 39	20 KV	0,022	2.601	96,515

No	Bus	Nominal kV	Aliran daya		
			P(kW)	Q(kVar)	V(kV)
27	BUS 40	20 KV	0,013	1.543	98,064
28	BUS 46	20 KV	0,022	2.575	95,168
29	BUS 47	20 KV	0,051	6.046	92,954
30	BUS 48	20 KV	0,038	4.497	95,041
31	BUS 49	20 KV	0,056	6.046	94,992
32	BUS 50	20 KV	0,009	1.061	94,901
33	BUS 51	20 KV	0,038	4.523	95,115
34	BUS 54	20 KV	0	0	95,617
35	BUS 55	20 KV	0,08	9.450	94,918
36	BUS 56	20 KV	0,132	15.563	90,898
37	BUS 57	20 KV	0,389	2.212	95,467
38	BUS 61	20 KV	0,025	2,989	90,112
39	BUS 66	20 KV	0,035	4.096	87,598

Adanya beberapa bus yang mengalami marginal seperti pada table 1 dengan besaran nilai tegangan V_{min} dan V_{max} kondisi sebelum optimasi ($V_d 0,93 \leq V_d \leq 100$) sehingga diperlukan kompensasi daya reaktif yang optimal untuk memperbaiki rating tegangan disetiap bus. Dengan menggunakan tool Optimal Placement Capacitor yang ada di Software ETAP yang dapat mengoptimalkan penempatan SVC agar tegangan setiap bus kembali beroperasi pada standart yang ditentukan yaitu IEEE ($V_d 0,95 \leq V_d \leq 1,05$).

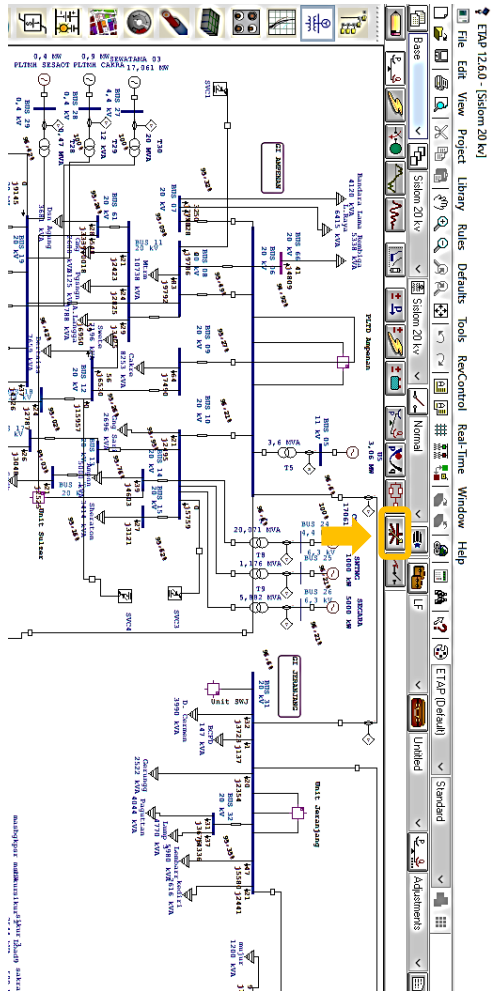


Gambar 4.4 Grafik kestabilan tegangan sebelum penempatan svc

Dari grafik dan tabel diatas kita dapat melihat bahwa terdapat 28 bus yang mengalami penurunan tegangan, maka dari masalah itu, kita akan menempatkan beberapa svc di bus yg mengalami undervoltage dengan tujuan untuk dapat memperbaiki kestabilan tegangan pada bus-bus yang mengalami penurunan tegangan pada sistem jaringan distribusi.

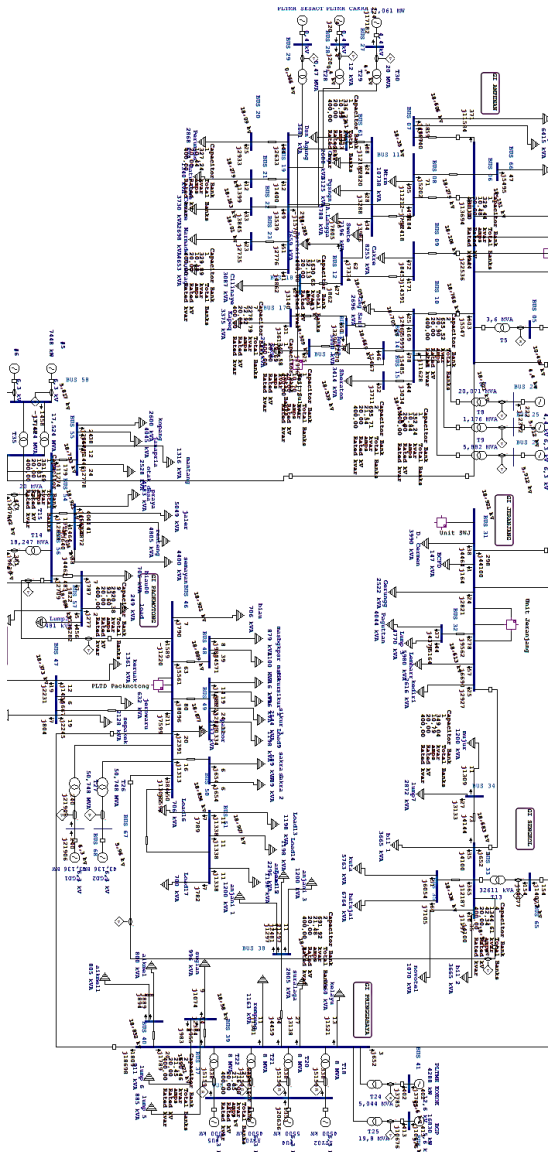
4.6. Lokasi penempatan Optimal SVC Menggunakan Program OCP pada software ETAP

Jalankan Optimal Capacitor Placement (OCP) menggunakan pendekatan algoritma genetika untuk menentukan posisi dan kapasitas terbaik. Dengan sifat mutasi dan persilangan yang menguntungkan yang telah dipilih untuk diturunkan ke generasi berikutnya. Melalui penciptaan berulang, jawaban yang ideal dapat ditemukan. Calon bus dipilih untuk posisi pemasangan kapasitor atau SVC sebelum menggunakan OCP.



Gambar 4.5 Tool OCP

Secara otomatis *Optimal Capacitor Placement* (OCP) akan mengkalkulasikan lokasi optimal dan kapasitas penempatan svc untuk memperbaiki rating tegangan system dalam Software ditampilkan pada diagram sebelum penempatan pemasangan svc.



Gambar 4.6 Lokasi penempatan optimal capacitor placement

Penentuan kandidat bus kembali dengan cara open circuit pada kapasitor yang sudah terpasang kemudian menentukan kandidat bus mana yang akan dipilih dengan beberapa kali percobaan pemilihan kandidat untuk optimasi pemasangan. Dari beberapa kali percobaan dan bisa didapatkan kandidat yang dipilih yaitu :

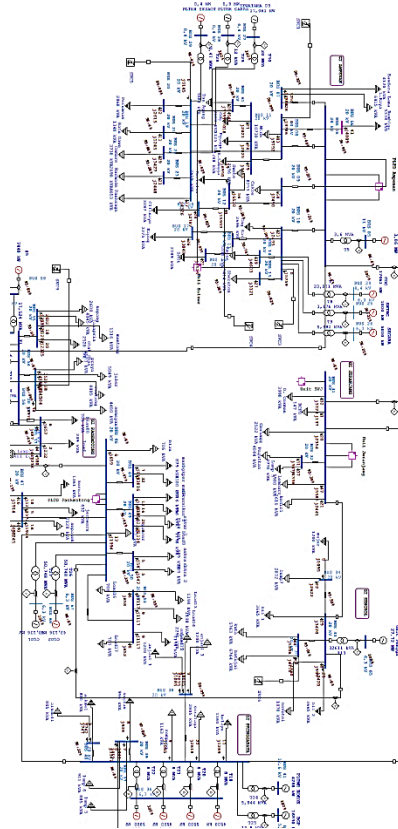
Tabel 4.4 Kandidat bus untuk penempatan SVC

No	ID Bus	SVC (Kvar)
1	08	40,8
2	10	20,7
3	12	22,9
4	19	12,6
5	33	13
6	47	4
7	56	11,5

Setelah adanya pemasangan SVC pada kandidat bus yang mengalami undervoltage pada tabel 4.4 diatas kita dapat melihat pengaruhnya terhadap perbaikan Kesetabilan tegangan yang sudah beroperasi pada batas standar PLN. Perubahan profil tegangan dapat kita lihat pada tabel 4.5.

4.7. Hasil load flow Sesudah penempatan SVC (static Var compesator)

Tahap selanjutnya uji coba pemasangan SVC pada sitem yaitu bus, masih terdapat bus yang nilainya belum diinginkan, maka tahap selanjutnya di tambahkan beberapa buah SVC pada bus yang mengalami penurunan tegangan.



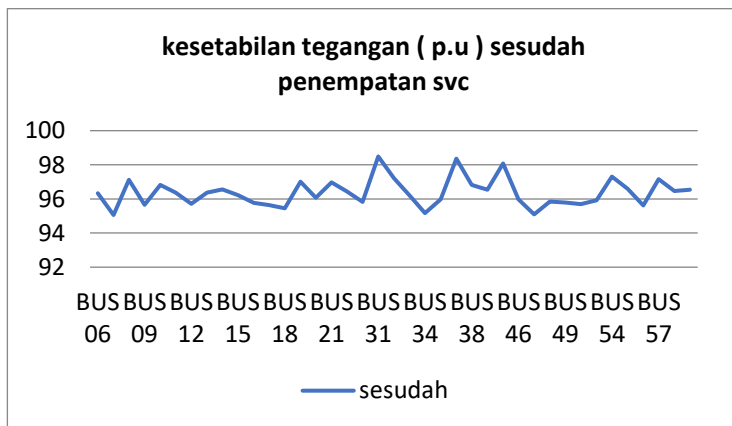
Gambar 4.7 Loadflow SLD sesudah penempatan svc

Tabel 4.5 kesetabilan tegangan sesudah penempatan.

No	Bus	Nominal kV	Aliran daya		
			P (kW)	Q (kVar)	V(kV)
1	BUS 06	20 KV	0	0	96.341
2	BUS 07	20 KV	0.081	9.519	95.058
3	BUS 08	20 KV	0.086	-13.905	97.120
4	BUS 09	20 KV	0.064	7.552	95.659
5	BUS 10	20 KV	0.021	-10.876	96.823

No	Bus	Nominal kV	Aliran daya		
			P (kW)	Q (kVar)	V(kV)
6	BUS 11	20 KV	0.076	8.908	96.367
7	BUS 12	20 KV	0.116	-6.198	95.708
8	BUS 13	20 KV	0	0	96.369
9	BUS 14	20 KV	0.040	4.662	96.562
10	BUS 15	20 KV	0.027	3.161	96.229
11	BUS 16	20 KV	0.022	2.558	95.765
12	BUS 17	20 KV	0.026	3.087	95.639
13	BUS 18	20 KV	0.024	2.813	95.459
14	BUS 19	20 KV	0.037	-3.338	96.999
15	BUS 20	20 KV	0.022	2.647	96.064
16	BUS 21	20 KV	0.011	1.260	96.970
17	BUS 22	20 KV	0.029	3.468	96.430
18	BUS 23	20 KV	0.021	2.478	95.829
19	BUS 31	20 KV	0.126	14.797	98.488
20	BUS 32	20 KV	0.071	8.329	97.209
21	BUS 33	20 KV	0.066	7.778	96.227
22	BUS 34	20 KV	0.031	3.688	95.174
23	BUS 35	20 KV	0.098	0.984	95.981
24	BUS 37	20 KV	0.044	5.155	98.366
25	BUS 38	20 KV	0.037	4.401	96.821
26	BUS 39	20 KV	0.022	2.602	96.532
27	BUS 40	20 KV	0.013	1.544	98.081
28	BUS 46	20 KV	0.022	2.619	95.972
29	BUS 47	20 KV	0.054	2.417	95.102
30	BUS 48	20 KV	0.039	4.574	95.844
31	BUS 49	20 KV	0.057	6.656	95.794

No	Bus	Nominal kV	Aliran daya		
			P (kW)	Q (kVar)	V(kV)
32	BUS 50	20 KV	0.009	1.079	95.703
33	BUS 51	20 KV	0.039	4.600	95.918
34	BUS 54	20 KV	0	0	97.315
35	BUS 55	20 KV	0.083	9.788	96.604
36	BUS 56	20 KV	0.146	7.100	95.625
37	BUS 57	20 KV	0.403	2.292	97.163
38	BUS 61	20 KV	0.029	3.425	96.461
39	BUS 66	20 KV	0.042	4.975	96.537



Gambar 4.8. Grafik kestabilan tegangan setelah pemasangan SVC

Setelah melakukan pemasangan SVC pada beberapa kandidat bus yang mengalami penurunan tegangan, kita bisa melihat pada tabel 4.6 dan gambar grafik 4.9, bus – bus tersebut sudah kembali beroperasi pada kondisi normal atau standar sesuai ketentuan PLN, ada pun kenaikan Kestabilan tegangan terjadi pada beberapa bus yang tidak mengalami penurunan tegangan.

4.8. Perbandingan Hasil Simulasi sesudah dan sebelum penempatan SVC

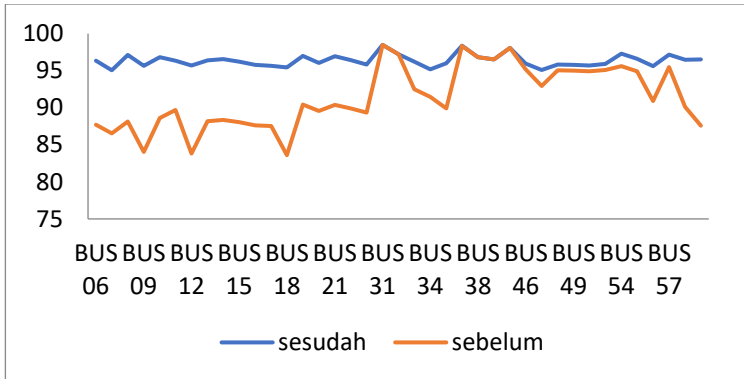
Dari simulasi yang dilakukan dengan menggunakan Etap 12.6.0 didapatkan persentase tegangan setiap bus meningkat. Dari 28 bus yang mengalami penurunan tegangan setelah dilakukan penempatan static var compensator di beberapa tempat pada system sebesar 125,5 Mvar tidak ada bus lagi yang mengalami penurunan tegangan pada batas critical

Tabel 4.6 Perbandingan Hasil Simulasi

No	Bus	Sebelum			Sesudah		
		Aliran daya					
		P(kW)	Q(kVar)	V(kV)	P(kW)	Q(kVar)	V(kV)
1	BUS 06	0	0	87,692	0	0	96,341
2	BUS 07	0,067	7,887	86,524	0.081	9.519	95,058
3	BUS 08	0,071	8,339	88,127	0.086	-13.905	97,120
4	BUS 09	0,050	5,828	84,039	0.064	7.552	95,659
5	BUS 10	0,018	2.116	88,603	0.021	-10.876	96,823
6	BUS 11	0,066	7,715	89,681	0.076	8.908	96,367
7	BUS 12	0,089	10,438	83,826	0.116	-6.198	95,708
8	BUS 13	0	0	88,187	0	0	96,369
9	BUS 14	0,033	3,904	88,364	0.040	4.662	96,562
10	BUS 15	0,023	2,647	88,059	0.027	3.161	96,229
11	BUS 16	0,018	2.142	87,634	0.022	2.558	95,765
12	BUS 17	0,022	2.585	87,519	0.026	3.087	95,639
13	BUS 18	0,018	2.158	83,608	0.024	2.813	95,459
14	BUS 19	0,032	3,805	90,431	0.037	-3.338	96,999
15	BUS 20	0,020	2.300	89,559	0.022	2.647	96,064
16	BUS 21	0,009	1.095	90,404	0.011	1.260	96,970
17	BUS 22	0,026	3.015	89,900	0.029	3.468	96,430

No	Bus	Sebelum			Sesudah		
		Aliran daya					
		P(kW)	Q(kVar)	V(kV)	P(kW)	Q(kVar)	V(kV)
18	BUS 23	0,018	2.153	89,340	0.021	2.478	95,829
19	BUS 31	0,126	14,795	98.481	0.126	14.797	98,488
20	BUS 32	0,071	8,327	97,202	0.071	8.329	97,209
21	BUS 33	0,061	7.185	92,488	0.066	7.778	96,227
22	BUS 34	0,029	3.407	91,476	0.031	3.688	95,174
23	BUS 35	0,086	10.130	89,929	0.098	0.984	95,981
24	BUS 37	0,044	5,153	98,348	0.044	5.155	98,366
25	BUS 38	0,037	4.399	96,804	0.037	4.401	96,821
26	BUS 39	0,022	2.601	96,515	0.022	2.602	96,532
27	BUS 40	0,013	1.543	98,064	0.013	1.544	98,081
28	BUS 46	0,022	2.575	95,168	0.022	2.619	95,972
29	BUS 47	0,051	6.046	92,954	0.054	2.417	95,102
30	BUS 48	0,038	4.497	95,041	0.039	4.574	95,844
31	BUS 49	0,056	6.046	94,992	0.057	6.656	95,794
32	BUS 50	0,009	1.061	94,901	0.009	1.079	95,703
33	BUS 51	0,038	4.523	95,115	0.039	4.600	95,918
34	BUS 54	0	0	95,617	0	0	97,315
35	BUS 55	0,08	9.450	94,918	0.083	9.788	96,604
36	BUS 56	0,132	15.563	90,898	0.146	7.100	95,625
37	BUS 57	0,389	2.212	95,467	0.403	2.292	97,163
38	BUS 61	0,025	2,989	90,112	0.029	3.425	96,461
39	BUS 66	0,035	4.096	87,598	0.042	4.975	96,537

Grafik Perbandingan tegangan sebelum dan sesudah pemasangan.



Gambar.4.9. Perbandingan tegangan sebelum dan sesudah pemasangan.

Tabel 4.7 Rugi-rugi daya sebelum dan setelah penempatan svc.

No	ID	sebelum		sesudah	
		P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)	P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)
1	T12	147,1	1250,7	12,9	109,5
2	T16	0	0	0	0
3	T17	0	0	0	0
4	Line1	0,1	-1190,6	0,1	-1231,5
5	Line4	2	-6331,9	2	-6549,6
6	Line8	0	-9944,5	0	-10285,5
7	T37	1516,4	2274,6	1607	2410,5
8	T19	0	0	0	0
9	Line5	2,9	-6122,1	3,1	-6332,6
10	T34	1711,4	2567,2	1734,6	2601,9

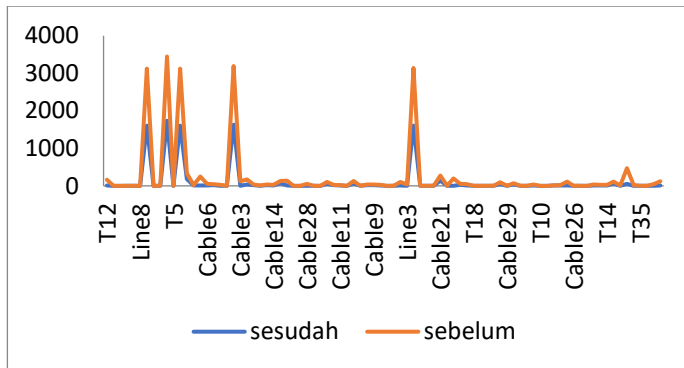
No	ID	Sebelum		Sesudah	
		P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)	P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)
11	T5	0	0	0	0
12	T31	1516,7	2275,0	1606,8	2410,3
13	Cable1	151,7	103,7	183,1	125,2
14	Cable2	4,2	11,3	10,7	28,8
15	Cable4	241,2	240,4	8,2	-655,9
16	Cable6	44,2	72,7	9,7	16
17	T2	22,6	1015,3	21,1	949,1
18	T52	28,1	562,4	2,2	43,2
19	Line11	1,6	-3768,8	1,7	-3898,3
20	T40	1557,5	2336,2	1634,6	2452
21	Cable3	120,2	-126,1	1,9	-273,7
22	Cable16	139,5	140,5	35,9	36,1
23	Cable30	16,7	24,5	20,3	29,8
24	Cable5	13,7	18,7	0,8	-15,4
25	Cable13	18,2	10,3	21,8	12,4
26	Cable14	11	16,2	13,2	19,4
27	Cable20	57,9	21,3	69,1	25,5
28	T7	130,6	2611,1	10,2	204
29	T8	0	0	0	0
30	T9	0	0	0	0
31	Cable28	51,9	76,4	2,8	4,1
32	Cable12	2,2	5,6	2,9	7,3
33	Line10	0	-1369,2	0	-1380,9
34	T42	49,3	73,9	51,7	77,5
35	Cable10	13,3	19,6	15,9	23,4

No	ID	Sebelum		Sesudah	
		P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)	P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)
36	Cable11	9,1	13,4	10,9	16
37	T23	0	0	0	0
38	T44	66,1	99,2	64,3	96,4
39	Cable7	0,2	0,3	0,3	0,4
40	Cable8	15,1	22,2	17,4	25,6
41	Cable9	17,7	26,1	20,4	30
42	Cable15	12	17,7	13,8	20,3
43	T28	0	0	0	0
44	T29	0,6	2,1	0,1	0,2
45	T30	91,5	1829,8	9,0	180
46	Line3	32,2	-1064,1	1,7	-1212,8
47	T53	1538,5	2307,8	1602,0	2403
48	T48	1,4	64,9	1,4	64,3
49	T49	1,4	64,9	1,4	64,3
50	T50	1,4	64,9	1,4	64,3
51	Cable21	136,8	-38,7	136,8	-38,7
52	T47	2,7	120,5	2,7	119,3
53	Cable19	193,7	284,9	1,6	2,4
54	Cable32	25,4	37,4	27,5	40,5
55	T13	32,9	1479,3	8,5	380,3
56	T18	2	26,3	2,0	25,8
57	T20	2	26,3	2,0	25,8
58	T21	2	26,3	2,0	25,8
59	T22	2	26,3	2,0	25,8
60	Cable27	47,3	69,6	47,3	69,6

No	ID	Sebelum		Sesudah	
		P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)	P_{Loss} (kW)	Q_{Loss} (kvar)
61	Cable29	3	4,4	3,0	4,5
62	Cable31	33,2	48,9	33,3	48,9
63	T24	2,3	19,3	2,2	18,9
64	T25	2,7	54,4	2,7	53,3
65	T6	20,2	171,9	14,1	119,6
66	T10	0	0	0	0
67	T11	0	0	0	0
68	Cable22	7,2	12,1	7,4	12,3
69	Cable24	10,5	5,9	10,6	6
70	Cable25	96,9	142,5	14,8	21,8
71	Cable26	2,9	3	3,0	3
72	Cable33	1,7	2,5	1,8	2,6
73	T26	0	0	0	0
74	T27	21,1	949,1	14,7	660,3
75	T15	19,4	387,2	7,3	146,2
76	T14	17,7	353,3	6,7	133,4
77	Cable17	56,7	68,9	58,7	71,4
78	Cable18	4,2	2,8	4,4	2,9
79	Cable23	418,3	391,2	53,3	-206,6
80	T33	16,2	324,5	6,1	122,5
81	T35	1,7	33,8	1,2	23,8
82	T1	1,7	33,8	1,2	23,8
83	T3	38,9	778,2	3,9	77,1
84	T4	107,4	2148,5	13,8	276,2

Dari tabel 4.7 di atas dapat dilihat sebelum dan sesudah penempatan SVC maka total rugi-rugi daya sebagai berikut: rugi – rugi daya aktif berkurang dari 10690,1 kW menjadi 9325 kW yaitu sekitar 1365,1 kW. Rugi – rugi daya reaktif meningkat dari -1682 kvar menjadi -14986,9 yaitu sekitar -13304,9 kvar.

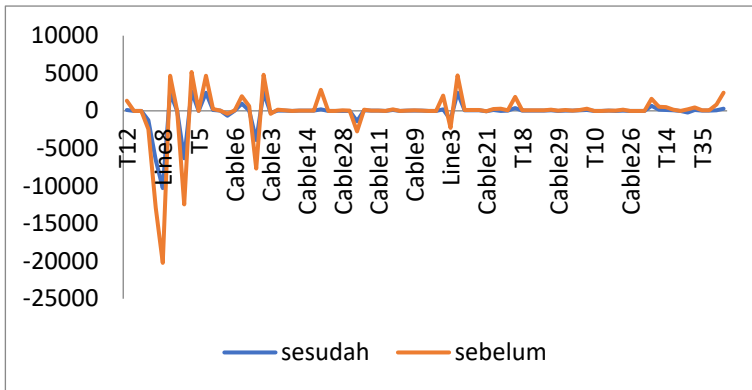
Grafik Perbandingan P_{Loss}



Gambar.4.10. Perbandingan P_{Loss}

Dari gambar 4.10 dapat diketahui bahwa nilai rugi rugi daya aktif pada tegangan distribusi menurun setelah pemasangan svc.

Grafik Perbandingan Q_{Loss}



Gambar.4.11 Perbandingan Q_{Loss}

Dari gambar 4.11 dapat diketahui bahwa nilai rugi rugi daya reaktif pada tegangan distribusi meningkat setelah pemasangan svc.

Tabel 4.8 total loss sebelum dan sesudah penempatan.

Total P_{Loss} (kW) dan Q_{Loss} (kVar)	kW	Kvar
Sebelum	10.690,1	-1.682
Sesudah	9.325	-14.986,9

Dari tabel 4.8 di atas dapat diketahui bahwa rugi-rugi daya aktif dan reaktif berkurang karena adanya tambahan daya reaktif dari pemasangan svc sehingga kesetabilan tegangan terjaga dan tetap bekerja pada batas standart normal.