

Vedlegg 2-1: Reaktiv produksjonskostnad i Embretsfoss G4

I dette regneeksempelet blir bytteforholdet mellom aktiv og reaktiv produksjon beregnet. Beregningene er utført for Embretsfoss G4.

Embretsfoss G4 har følgende merkeverdier:

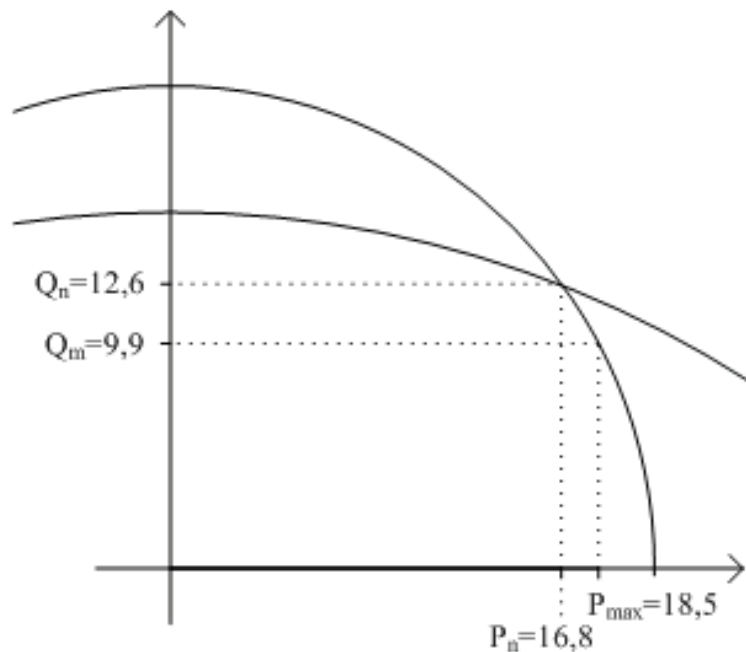
$$S_n = 21 \text{ MVA}$$

$$\cos \theta_n = 0,8$$

$$P_n = 16,8 \text{ MW}$$

$$Q_n = 12,6 \text{ MVar}$$

Turbinen i Embretsfoss G4 har en ytelse på 18,5 MW. Maksimal produksjon i Embretsfoss G4 settes derfor til 18,5 MW. Maksimal reaktiv produksjon i generatoren ved aktiv produksjon på 18,5 MW er 9,9 MVar.



Det er reaktiv produksjon mellom 9,9 MVar og 12,6 MVar som påvirker aktiv produksjon mellom 16,8 MW og 18,5 MW.

Grensen for statorstrøm er en sirkel med radius 21, tilsvarende generatorens merkeytelse. Dette gir følgende sammenheng mellom reaktiv og aktiv produksjon:

$$Q = \sqrt{21^2 - P^2} \quad \text{for} \quad 16,8 \leq P \leq 18,5$$

Aktiv effekt uttrykkes som funksjon av Q :

$$P = \sqrt{21^2 - Q^2} \quad \text{for} \quad 9,9 \leq Q \leq 12,6$$

Den deriverte av P med hensyn på Q beregnes i for Q_n og Q_m :

$$\frac{dP}{dQ_n} = \frac{-Q_n}{\sqrt{21^2 - Q_n^2}} = -\frac{12,6}{16,8} = -0,75$$

$$\frac{dP}{dQ_m} = \frac{-Q_m}{\sqrt{21^2 - Q_m^2}} = -\frac{9,9}{18,5} = -0,53$$

Dette betyr at en økning av reaktiv produksjon i området Q_m til Q_n fører til en marginal reduksjon i aktiv produksjon mellom 0,53 og 0,75 MW/MVAr.

Ifølge beregnet årsvariasjon for aktiv produksjon i Embretsfoss G4 er januar den eneste måneden hvor aktiv produksjon er større enn P_n . Det antas at vannføringen gjør det mulig å opprettholde aktiv produksjon på 18,5 MW i hele januar. Kostnaden for reaktiv produksjon kan da beregnes. Det antas at gjennomsnittlig bytteforhold mellom aktiv og reaktiv produksjon er 0,6 MW/MVAr, og dette tallet ligger mellom de beregnede verdiene på 0,75 og 0,53.

$$744 \text{ h} \cdot 0,6 \text{ MW/MVAr} \cdot 300 \text{ kr/MWh} = 133\,920 \text{ kr/MVAr}$$

Det er i beregningen forutsatt at behovet for reaktiv effekt er over Q_m i hele januar. Hvis dette kun er tilfellet i halve tiden reduseres kostnaden til ca 67 000 kr/MVAr. Denne kostnaden er fortsatt svært høy og i underkant av tre ganger så høy som prisen på uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Det bør derfor ikke produseres reaktiv effekt når dette går på bekostning av aktiv produksjon.

Vedlegg 2-2: Spenningsgrenser

Kongsbergnettet

	Maks [kV]	Min [kV]	Spenning på sekundærsiden [kV]
Stengelsrud	59,9	59,9	21,7
Glabak	67,0	50,0	10,7
Gomsrud	66,25	48,2	10,6

Trafoen i Stengelsrud trinnes ikke automatisk, reaktiv produksjon i Pikerfoss regulerer spenningen. I optimaliseringen er det antatt at spenningen kan avvike +/- 2 % fra spenningsverdien ved dagens drift.

Modumnettet

	Maks [kV]	Min [kV]	Spenning på sekundærsiden [kV]
Vestfossen	69,3	46,2	21,9
Hokksund	69,0	46,4	22,0
Skotselv	74,1	56,7	21,8
Setersberg	60,8	51,1	21,4
Geithusfoss	70,6	50,2	6,6
Embretsfoss	66,6	52,3	10,4
Hovde	66,3	39,8	21,2
Ramfoss	62,5	57,5	

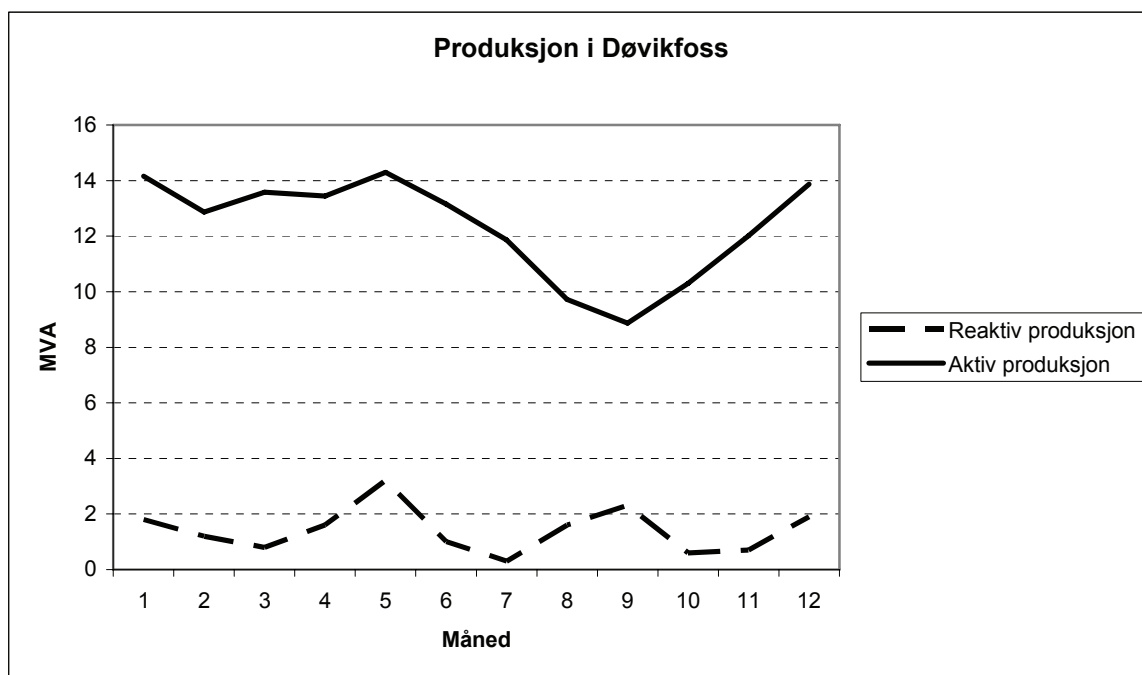
Spenningsgrenser i Ramfoss er basert på opplysninger fra EB.

Maksimal spenning i Setersberg økes til 63,5 kV på bakgrunn av opplysninger fra EB. Denne økningen skyldes muligheten for en spenningsheving på sekundærsiden.

Vedlegg 2-3: Produksjonsvariasjoner og tapsberegninger i generatorer

Årsvariasjon for aktiv produksjon hentet fra Netbas og er basert på målinger fra de siste 6 årene.

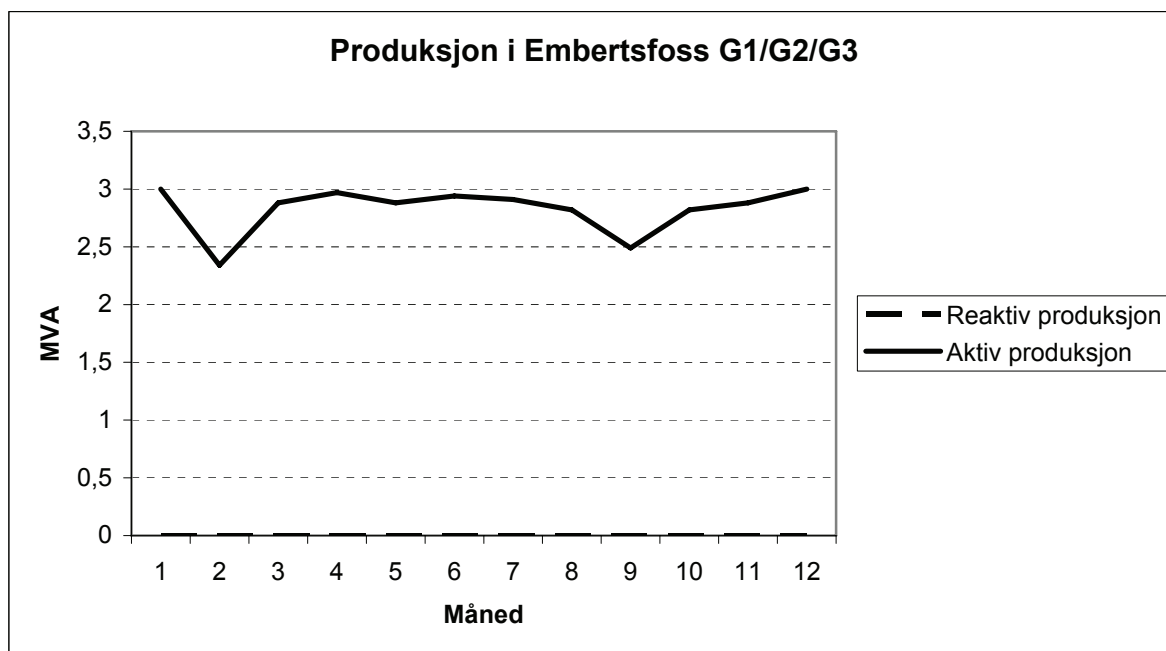
Døvikfoss



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Bruktid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVA]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	99 %	14,2	1,8	116	133	201	744	150	301	44 954
Feb	90 %	12,9	1,2	104	109	165	672	111	288	31 897
Mar	95 %	13,6	0,8	105	120	177	744	132	274	36 072
Apr	94 %	13,4	1,6	110	118	180	720	130	273	35 435
Mai	100 %	14,3	3,2	129	139	220	744	158	241	38 155
Jun	92 %	13,2	1	104	113	169	720	122	260	31 656
Jul	83 %	11,9	0,3	92	92	136	744	101	249	25 171
Aug	68 %	9,7	1,6	94	63	109	744	81	288	23 348
Sep	62 %	8,9	2,3	97	55	104	720	75	340	25 477
Okt	72 %	10,3	0,6	88	69	109	744	81	374	30 332
Nov	84 %	12,0	0,7	96	93	141	720	102	378	38 399
Des	97 %	13,9	1,9	115	127	194	744	144	326	46 983
Totalt						1905				407 879

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på målinger gjort i perioden mars 2007 til mars 2008.

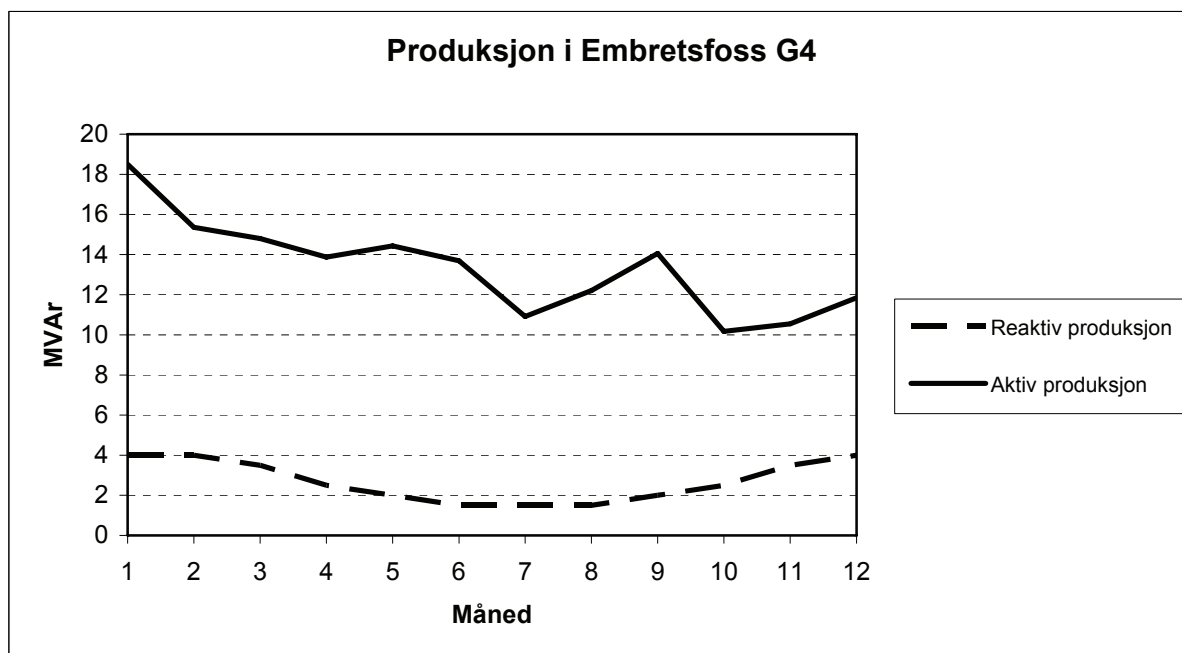
Embretsfoss G1/G2/G3



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Bruktid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVar]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	100 %	3,0	0	14	22	31	744	23	301	6 933
Feb	78 %	2,3	0	12	13	20	672	13	288	3 866
Mar	96 %	2,9	0	14	21	30	744	22	274	6 114
Apr	99 %	3,0	0	14	22	31	720	22	273	6 103
Mai	96 %	2,9	0	14	21	30	744	22	241	5 203
Jun	98 %	2,9	0	14	21	30	720	22	260	5 619
Jul	97 %	2,9	0	14	21	30	744	22	249	5 552
Aug	94 %	2,8	0	14	19	28	744	21	288	5 998
Sep	83 %	2,5	0	13	15	23	720	17	340	5 634
Okt	94 %	2,8	0	14	19	28	744	21	374	7 792
Nov	96 %	2,9	0	14	21	30	720	22	378	8 170
Des	100 %	3,0	0	14	22	31	744	23	326	7 508
Totalt								250		74 492

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på antagelser, da det ikke foreligger målte verdier.

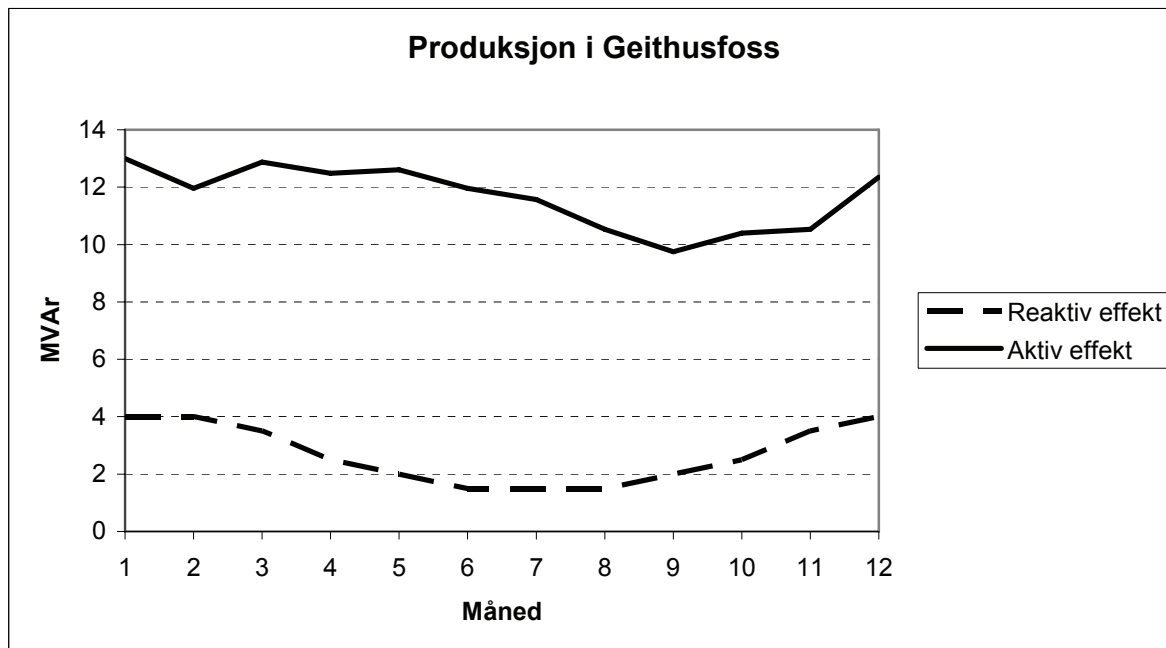
Embretsfoss G4



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Brukstid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVar]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	100 %	18,5	4	70	154	194	744	144	301	43 388
Feb	83 %	15,4	4	62	109	141	672	95	288	27 258
Mar	80 %	14,8	3,5	58	100	128	744	95	274	26 086
Apr	75 %	13,9	2,5	52	86	108	720	78	273	21 261
Mai	78 %	14,4	2	51	91	112	744	81	241	19 425
Jun	74 %	13,7	1,5	48	82	100	720	72	260	18 731
Jul	59 %	10,9	1,5	43	52	65	744	48	249	12 030
Aug	66 %	12,2	1,5	45	65	80	744	60	288	17 136
Sep	76 %	14,1	2	51	87	108	720	78	340	26 457
Okt	55 %	10,2	2,5	45	48	63	744	47	374	17 531
Nov	57 %	10,5	3,5	50	53	73	720	53	378	19 881
Des	64 %	11,8	4	54	69	93	744	69	326	22 523
Totalt								919		271 707

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på antagelser, da det ikke foreligger målte verdier.

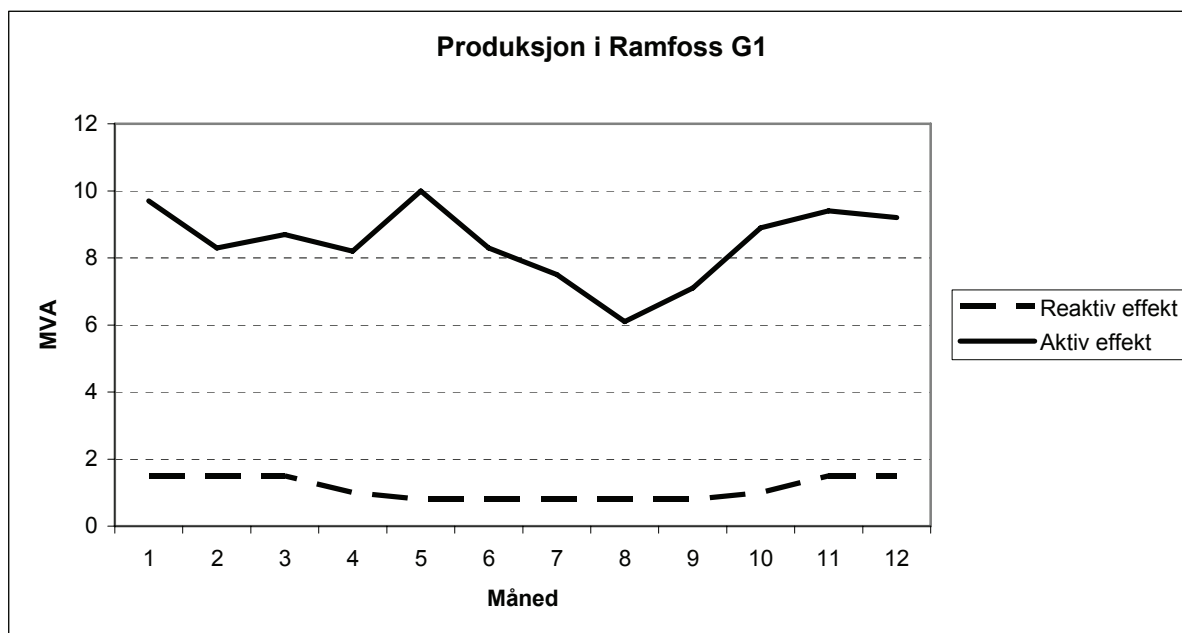
Geithusfoss



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Brukstid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVA·r]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	100 %	13,0	4	58	118	155	744	115	301	34 666
Feb	92 %	12,0	4	55	102	136	672	91	288	26 291
Mar	99 %	12,9	3,5	56	114	149	744	111	274	30 366
Apr	96 %	12,5	2,5	50	103	132	720	95	273	25 986
Mai	97 %	12,6	2	48	104	131	744	94	241	22 720
Jun	92 %	12,0	1,5	45	93	117	720	84	260	21 915
Jul	89 %	11,6	1,5	44	87	110	744	82	249	20 359
Aug	81 %	10,5	1,5	41	72	92	744	68	288	19 707
Sep	75 %	9,8	2	42	64	85	720	61	340	20 823
Okt	80 %	10,4	2,5	45	73	97	744	72	374	26 993
Nov	81 %	10,5	3,5	50	78	107	720	77	378	29 140
Des	95 %	12,4	4	56	108	143	744	106	326	34 632
Totalt								1058		313 596

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på antagelser, da det ikke foreligger målte verdier.

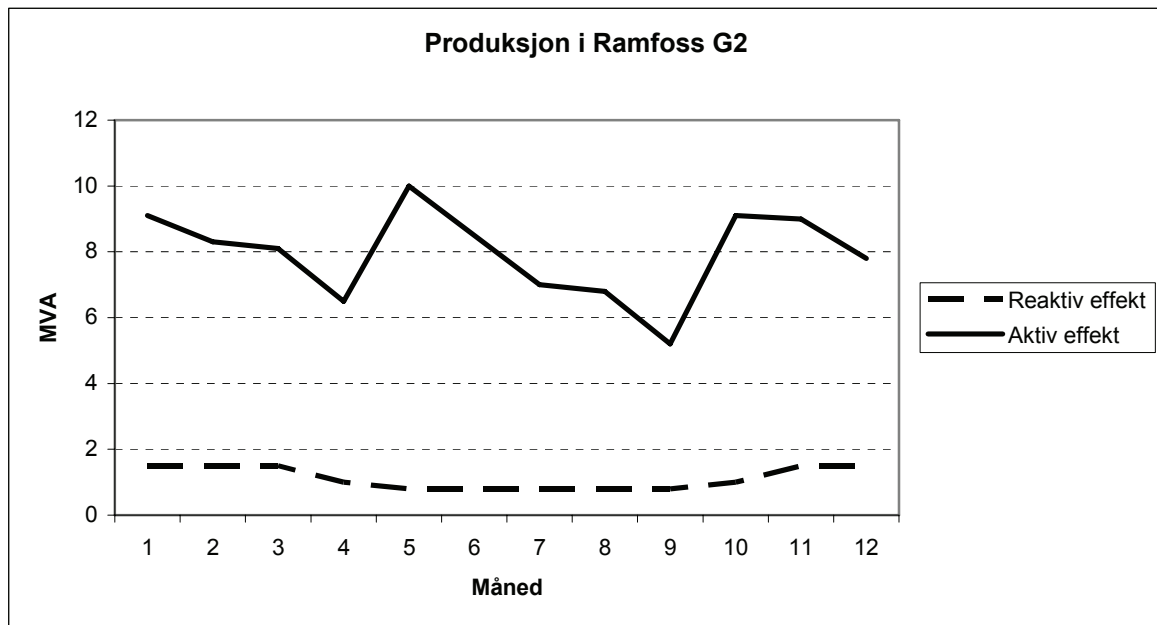
Ramfoss G1



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Brukstid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVA]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	97 %	9,7	1,5	57	67	114	744	85	301	25 496
Feb	83 %	8,3	1,5	53	49	92	672	62	288	17 785
Mar	87 %	8,7	1,5	54	54	98	744	73	274	19 972
Apr	82 %	8,2	1	49	47	86	720	62	273	16 930
Mai	100 %	10	0,8	54	70	114	744	82	241	19 771
Jun	83 %	8,3	0,8	49	48	87	720	63	260	16 296
Jul	75 %	7,5	0,8	46	40	76	744	57	249	14 066
Aug	61 %	6,1	0,8	43	26	59	744	44	288	12 638
Sep	71 %	7,1	0,8	42	35	67	720	48	340	16 413
Okt	89 %	8,9	1	52	56	98	744	73	374	27 271
Nov	94 %	9,4	1,5	56	63	109	720	78	378	29 685
Des	92 %	9,2	1,5	55	60	105	744	78	326	25 429
Totalt								804		241 753

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på antagelser, da det ikke foreligger målte verdier.

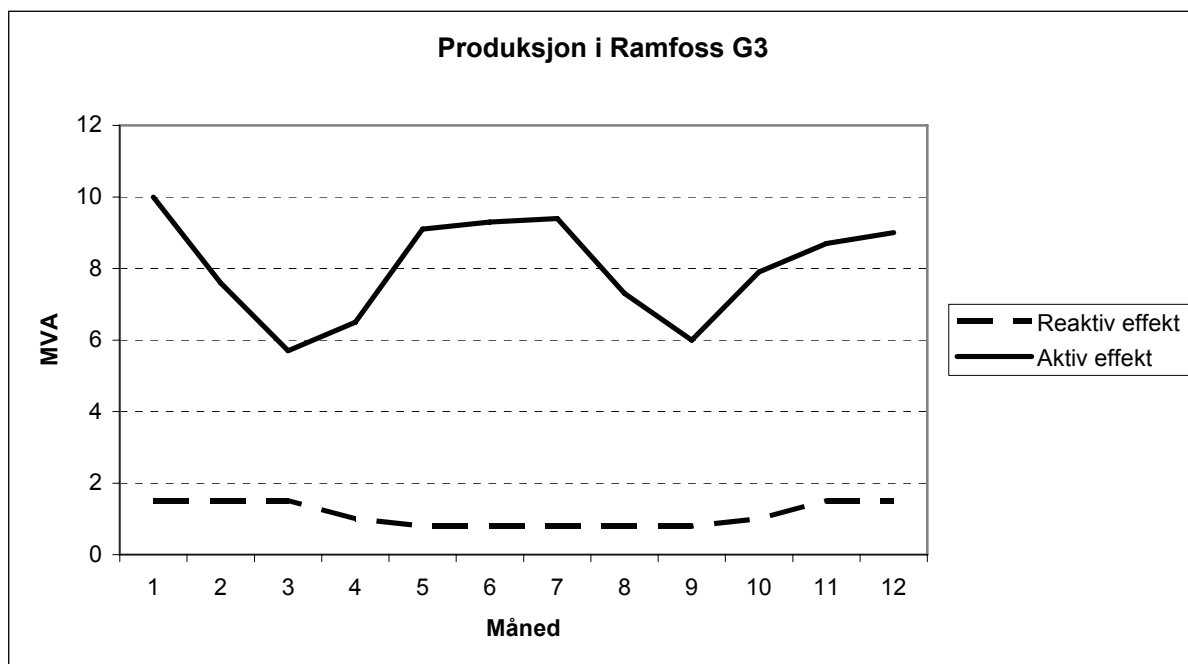
Ramfoss G2



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Brukstid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVA]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	91 %	9,1	1,5	55	59	104	744	77	301	23 260
Feb	83 %	8,3	1,5	53	49	92	672	62	288	17 785
Mar	81 %	8,1	1,5	52	47	89	744	66	274	18 138
Apr	65 %	6,5	1	45	30	65	720	47	273	12 796
Mai	100 %	10	0,8	54	70	114	744	82	241	19 771
Jun	85 %	8,5	0,8	49	51	90	720	65	260	16 858
Jul	70 %	7	0,8	45	35	70	744	52	249	12 955
Aug	68 %	6,8	0,8	45	33	68	744	51	288	14 566
Sep	52 %	5,2	0,8	41	19	50	720	36	340	12 249
Okt	91 %	9,1	1	52	58	100	744	74	374	27 827
Nov	90 %	9	1,5	55	58	103	720	74	378	28 051
Des	78 %	7,8	1,5	51	44	85	744	63	326	20 585
Totalt								750		224 841

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på antagelser, da det ikke foreligger målte verdier.

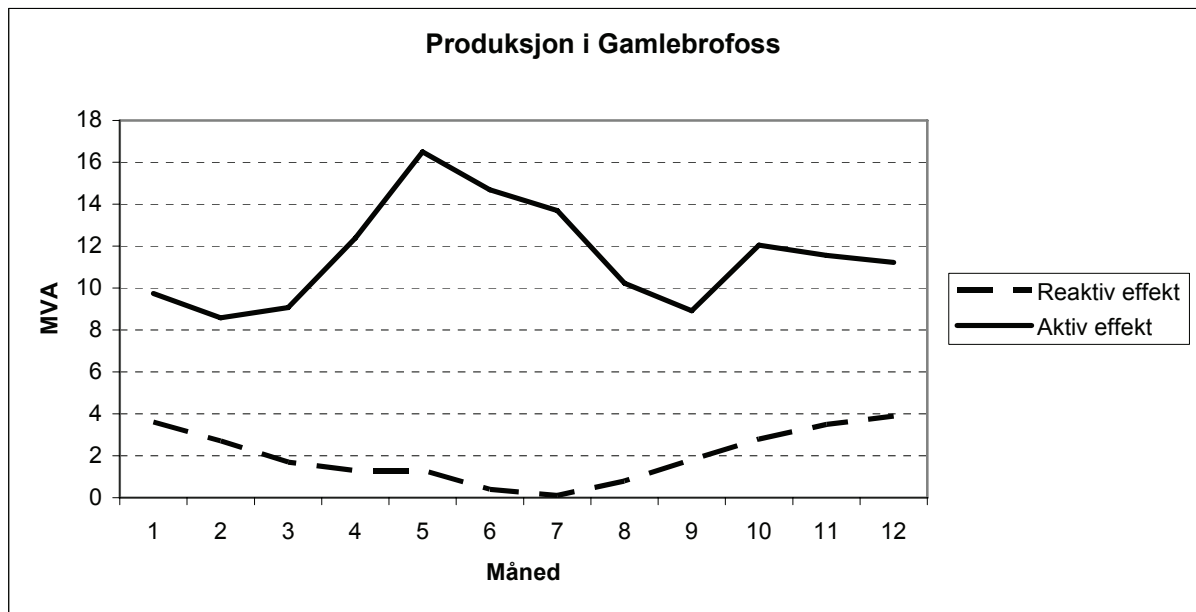
Ramfoss G3



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Brukstid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVA]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	100 %	10	1,5	58	71	119	744	89	301	26 615
Feb	76 %	7,6	1,5	51	42	83	672	56	288	16 045
Mar	57 %	5,7	1,5	46	24	60	744	45	274	12 228
Apr	65 %	6,5	1	45	30	65	720	47	273	12 796
Mai	91 %	9,1	0,8	51	58	99	744	71	241	17 170
Jun	93 %	9,3	0,8	52	61	103	720	74	260	19 293
Jul	94 %	9,4	0,8	52	62	104	744	77	249	19 248
Aug	73 %	7,3	0,8	46	37	73	744	54	288	15 637
Sep	60 %	6	0,8	43	25	58	720	42	340	14 208
Okt	79 %	7,9	1	49	44	83	744	62	374	23 097
Nov	87 %	8,7	1,5	54	54	98	720	71	378	26 689
Des	90 %	9	1,5	55	58	103	744	77	326	24 944
Totalt								764		227 970

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på antagelser, da det ikke foreligger målte verdier.

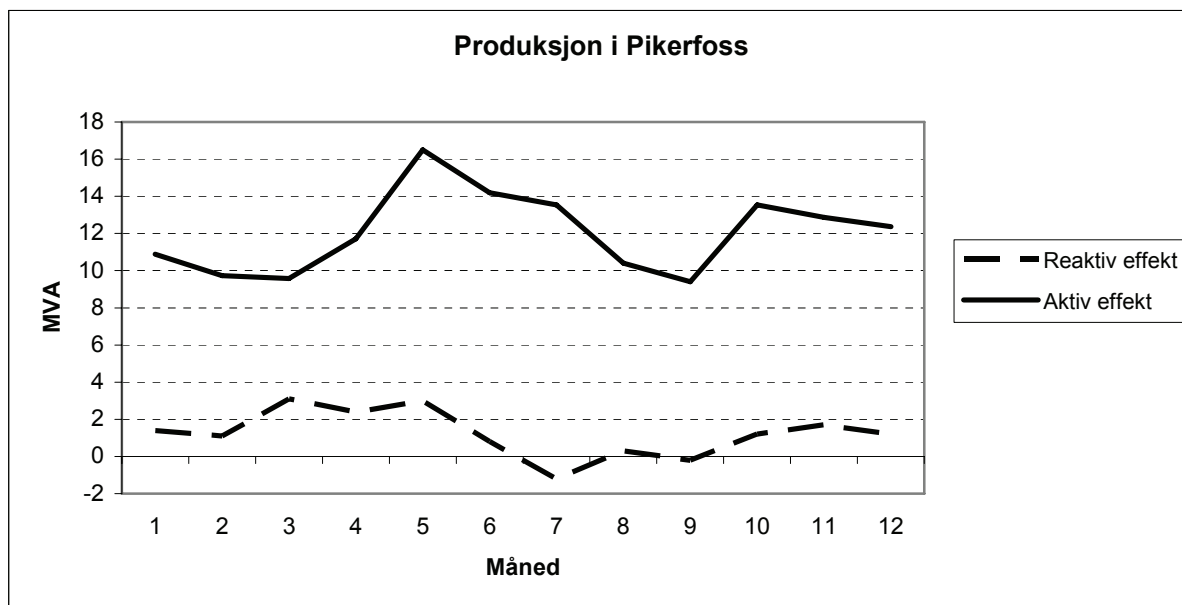
Gamblebrofoss



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P_{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Bruktid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVA]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	59 %	9,7	3,6	66	53	89	744	66	301	19 905
Feb	48 %	8,6	2,7	59	40	69	672	46	288	13 339
Mar	55 %	9,1	1,7	55	42	67	744	50	274	13 655
Apr	72 %	12,4	1,3	61	76	107	720	77	273	21 064
Mai	100 %	16,5	1,3	74	134	178	744	128	241	30 871
Jun	86 %	14,7	0,4	63	106	139	720	100	260	26 036
Jul	79 %	13,7	0,1	59	92	121	744	90	249	22 394
Aug	59 %	10,2	0,8	53	51	74	744	55	288	15 851
Sep	51 %	8,9	1,8	54	40	64	720	46	340	15 678
Okt	70 %	12,0	2,8	67	74	111	744	83	374	30 888
Nov	69 %	11,6	3,5	70	72	112	720	81	378	30 502
Des	65 %	11,2	3,9	71	69	110	744	82	326	26 640
Totalt								904		266 823

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på målte verdier fra 2007 og 2008.

Pikerfoss



	Årsvariasjon	Produksjon		Tap						
	P av P _{max}	P	Q	Rotor	Stator	Totale belastningst.	Bruktid	Energitap	Spotpris	Taps-kostnad
		[MW]	[MVar]	[kW]	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	66 %	10,9	1,4	73	52	92	744	68	301	20 576
Feb	59 %	9,7	1,1	68	41	76	672	51	288	14 692
Mar	58 %	9,6	3,1	80	44	91	744	68	274	18 546
Apr	71 %	11,7	2,4	82	61	110	720	79	273	21 655
Mai	100 %	16,5	3	107	121	195	744	140	241	33 820
Jun	86 %	14,2	0,8	82	87	136	720	98	260	25 474
Jul	82 %	13,5	-1,2	67	79	113	744	84	249	20 914
Aug	63 %	10,4	0,3	65	47	79	744	59	288	16 922
Sep	57 %	9,4	-0,2	59	38	64	720	46	340	15 678
Okt	82 %	13,5	1,2	81	79	127	744	94	374	35 341
Nov	78 %	12,9	1,7	82	73	122	720	88	378	33 225
Des	75 %	12,4	1,2	77	67	111	744	83	326	26 882
Totalt								959		283 724

Variasjon i reaktiv produksjon er basert på målte verdier fra 2007 og 2008.

Vedlegg 2-4: Tekniske data for generatorer

Døvikfoss

Tekniske data

S_n	17 MVA
$\cos \theta_n$	0,88
V_n	4,8 kV
X_d	0,98 Ω
X_q	0,56 Ω
Rotortap merkeverdier	182 kW
Rotortap tomgang	48 kW
Statortap merkeverdier	187 kW

På grunn av turbinytelse på 14,3 MW er maksimal produksjon i Døvikfoss satt lik 14,3 MW i optimaliseringen. Maksimal grense for reaktiv produksjon er satt lik Q_n på 8 MVar.

Statortap

Det foreligger ikke målinger av statortap

Rotortap

Målte rotortap er basert på målte rotorstrømmer. I beregning av målte rotortap er konstant resistans i rotor antatt

Produksjon	Cos θ = 1.0			Cos θ = θ_n		
Andel av P _n	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik
1,00	98,50	106,00	7 %	182,00	182,00	0,00
0,00	53,00	64,00	17 %		64,00	

Totale belastningstap

Det foreligger ikke målinger av totale belastningstap

Embretsfoss G1/G2/G3

Tekniske data

S_n	3,5 MVA	
$\cos \theta_n$	0,8	
V_n	10,5 kV	
X_d	1 Ω	Antatt verdi
X_q	0,6 Ω	Antatt verdi
Rotortap merkeverdier	27,5 kW	Antatt verdi
Rotortap tomgang	5 kW	Beregnet fra mag.spenning og strøm i tomgang
Statortap merkeverdier	30 kW	Antatt verdi

På grunn av turbinytelse på 3 MW er maksimal aktiv produksjon satt lik 3 MW. Maksimal reaktiv produksjon er satt lik 2 MVar i optimaliseringen.

Statortap

Det foreligger ikke målinger av statortap

Rotortap

Det foreligger ikke målinger av rotortap

Totale belastningstap

Det foreligger ikke målinger av totale belastningstap

Embretsfoss G4

Tekniske data

S_n	21 MVA	
$\cos \theta_n$	0,8	
V_n	10,5 kV	
X_d	1,2 Ω	Antatt verdi
X_q	0,6 Ω	Antatt verdi
Rotortap merkeverdier	108 kW	Antatt verdi
Rotortap tomgang	30 kW	Beregnet fra mag. spenning og strøm i tomgang
Statortap merkeverdier	190 kW	Antatt verdi

På grunn av turbinytelse på 18,5 MW er maksimal aktiv produksjon i satt lik 18,5 MW i optimaliseringen. Maksimal reaktiv produksjon er satt lik 8 MVar.

Statortap

Det foreligger ikke målinger av statortap

Rotortap

Det foreligger ikke målinger av rotortap

Totale belastningstap

Det foreligger ikke målinger av totale belastningstap

Gamlebrofoss

Tekniske data

S_n	17,5 MVA	
$\cos \theta_n$	0,95	
V_n	3,5 kV	
X_d	1,1 Ω	Antatt verdi
X_q	0,6 Ω	Antatt verdi
Rotortap merkeverdier	96,75 kW	Antatt verdi
Rotortap tomgang	30 kW	Beregnet fra mag.spenning og strøm i tomgang
Statortap merkeverdier	150 kW	Antatt verdi

Maksimal aktiv produksjon er satt lik 16,5 MW. Maksimal reaktiv produksjon er satt lik 5,5 MVar.

Statortap

Det foreligger ikke målinger av statortap

Rotortap

Det foreligger ikke målinger av rotortap

Totale belastningstap

Det foreligger ikke målinger av totale belastningstap

Geithusfoss

Tekniske data

S_n	17 MVA
$\cos \theta_n$	0,85
V_n	6,6 kV
X_d	1,2 Ω
X_q	0,68 Ω
Rotortap merkeverdier	88 kW
Rotortap tomgang	21 kW
Statortap merkeverdier	184 kW

På grunn av antatt turbinytelse på 13 MW er maksimal aktiv produksjon satt lik 13 MW. Maksimal reaktiv produksjon er satt lik 8 MVAr.

Statortap

Det foreligger ikke målinger av statortap

Rotortap

Målte rotortap er basert på målte rotorstrømmer. I beregning av målte rotortap er konstant resistans i rotor antatt.

Produksjon	$\cos \theta = 1,0$		
Andel av P_n	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik
0,00	21,00	24,00	13 %

Totale belastningstap

Produksjon	$\cos \theta = \theta_n$		
Andel av P_n	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik
1,00	251,00	251,00	0 %
0,75	143,00	148,00	3 %
0,50	67,00	72,00	7 %
0,25	18,00	24,00	25 %

Pikerfoss

Tekniske data

S_n	18,3 MVA
$\cos \theta_n$	0,9
V_n	4,8 kV
X_d	1,1 Ω
X_q	0,64 Ω
Rotortap merkeverdier	146 kW
Rotortap tomgang	33 kW
Statortap merkeverdier	144 kW

Maksimal aktiv produksjon i Pikerfoss er satt lik 16,5 MW. Maksimal reaktiv produksjon er satt lik 8 MVar.

Statortap

Det foreligger ikke målinger av statortap

Rotortap

Målte rotortap er basert på målte rotorstrømmer. I beregning av målte rotortap er konstant resistans i rotor antatt.

Produksjon	Cos $\theta = 1,0$		
Andel av P_n	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik
0,00	33,00	47,00	30 %

Totale belastningstap

Produksjon	Cos $\theta = 1,0$			Cos $\theta = \theta_n$		
Andel av P_n	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik
1,00	186,50	172,00	- 8 %	257,00	257,00	0 %
0,75	104,10	103,00	- 1 %	139,50	159,00	12 %
0,50	46,10	53,00	13 %	65,50	86,00	24 %
0,25	11,50	23,00	50 %	20,40	38,00	46 %

Ramfoss G1/G2/G3

Ytelse og spenningsnivå er likt for alle tre generatorene. Ytterligere data foreligger kun for G1 og G2. Det er antatt at G3 har identiske tekniske data som G1 og G2.

Tekniske data

S_n	13 MVA
$\cos \theta_n$	0,8
V_n	10,5 kV
X_d	1,04 Ω
X_q	0,6 Ω
Rotortap merkeverdier	105,26 kW
Rotortap tomgang	10 kW
Statortap merkeverdier	117,5 kW

På grunn av turbinytelse på 10 MW er maksimal aktiv produksjon satt til 10 MW. Maksimal reaktiv produksjon er satt lik 8 MVar.

Statortap

Produksjon Andel av P_n	Cos $\phi_i = 1.0$			Cos $\phi_i = 0n$		
	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik [kW]
1,25	117,50	117,50	0 %			
1,00				117,50	117,50	0 %
0,65	29,00	29,00	0 %			
0,50				29,00	29,00	0 %

Rotortap

Produksjon Andel av P_n	Cos $\phi_i = 1.0$			Cos $\phi_i = 0n$		
	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik	Målt [kW]	Beregnet [kW]	Avvik [kW]
1,25	46	62	26 %			
1,00				105	105	0 %
0,65	29,00	39	26 %			
0,50				48	60	20 %
0	10	32	69 %			

Totale belastningstap

Det foreligger ikke målinger av totale belastningstap

Vedlegg 2-5: Energiberegninger for dagens drift i Kongsbergnettet

Inndata for maks aktiv produksjon og maks aktivt og reaktivt forbruk er lik for alle nettmodellene, siden disse verdiene justeres automatisk i Netbas ved hjelp av års- og døgnvariasjon. Forskjeller mellom nettmodellene er i reaktiv produksjon i generatorer, koblinger av kondensatorbatterier og eventuelle koblinger i nettet.

Inndata i Netbas

Kongsberg næringspark og Gamlebrofoss kraftstasjon er koblet mot Flesaker i hele året. Svingmaskinen i Flesaker har konstant spenning på 60,0 kV i hele året.

Maksimal produksjon		Maksimalt forbruk		
Generator	[MW]	Uttakspunkt	[MW]	[MVar]
Vrenga	12,5	Vrenga	7,177	1,457
Pikerfoss	16,5	Stengelsrud 11 kV	4,709	1,453
Gamlebrofoss	16,5	Stengelsrud 22 kV	1,677	0,017
		Pikerfoss	7,774	1,579
		Glabak T1	8,863	2,844
		Glabak T2	6,479	1,996
		Kongsberg næringspark	16,296	3,309

Regulering av reaktiv effekt

Vrenga eies ikke av EBK. Reaktiv effekt i Vrenga reguleres derfor ikke og holdes fast på 1,5 MVar.

I hver nettmodell er det kun reaktiv produksjon i generatorene som sesongvarieres. Året deles opp i fire: vinter (desember – februar), vår (mars – mai), sommer (juni – august), høst (september – november).

Generator	Reaktiv produksjon [MVar]			
	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Pikerfoss	1,5	2,8	0	0,9
Gamlebrofoss	4	1,4	0,4	1,8

Vedlegg 2-6: Kostnadsberegninger for dagens drift i Kongsbergnettet

Driften som er lagt til grunn for beregning av energitap i nettet og generatorer finnes i Vedlegg 2-3 og Vedlegg 2-5.

Energitap i nettet

		Effekttap i topplast	Energitap	Brukstid	Spotpris	Kostnad
		Time 10				
		[MW]	[MWh]	[h]	[NOK/MWh]	[kr]
Vinter	Jan	0,555	229,9	414	300,61	69 109
	Feb	0,488	178,4	366	287,67	51 321
Vår	Mar	0,513	197,3	385	273,92	54 045
	Apr	0,267	142,7	534	273,42	39 017
	Mai	0,571	524,2	918	240,88	126 269
Sommer	Jun	0,512	450,5	880	260,16	117 200
	Jul	0,444	405,4	913	248,76	100 847
	Aug	0,251	192,4	767	287,91	55 393
Høst	Sep	0,256	141,3	552	340,24	48 076
	Okt	0,353	220,0	623	374,03	82 286
	Nov	0,399	199,0	499	378,25	75 271
Vinter	Des	0,383	186,8	488	325,51	60 805
	Totalt		3067,9			879 639

Energitap i generatorer

	Tap	Brukstid	Energitap	Spotpris	Tapskostnader
	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Januar	181	744	134,7	300,61	40 481
Februar	145	672	97,4	287,67	28 031
Mars	158	744	117,6	273,92	32 200
April	217	720	156,2	273,42	42 719
Mai	373	744	277,5	240,88	66 847
Juni	275	720	198,0	260,16	51 511
Juli	234	744	174,1	248,76	43 308
August	153	744	113,8	287,91	32 773
September	128	720	92,2	340,24	31 357
Oktober	238	744	177,1	374,03	66 229
November	234	720	168,5	378,25	63 727
Desember	221	744	164,4	325,51	53 522
Totalt			1871,5		552 704

Vedlegg 2-7: Optimal drift av kraftstasjoner i Kongsbergnettet

Driften i Kongsbergnettet ble optimalisert for hver måned. Installasjon av nye kondensatorbatterier er ekskludert fra optimaliseringen.

Optimal drift

	Reaktiv produksjon		Verdier ved tunglast		
	Pikerfoss	Gamlebrofoss	Nettap	Gen.tap	Uttak Snett
Måned	[MVar]	[MVar]	[kW]	[kW]	[MVar]
Jan	6,5	5,5	553	221	0,21
Feb	5,5	5,5	498	195	0,19
Mar	1,5	3,5	531	155	-
Apr	1	3	268	217	-
Mai	1,5	3,5	590	369	-
Jun	1	2,5	484	278	-
Jul	1	2	427	251	-
Aug	0,5	2	229	159	-
Sep	0,5	2,5	240	133	-
Okt	1,5	3,5	339	246	-
Nov	1,5	3,5	380	229	-
Des	5,5	5,5	372	255	0

Nettap ved optimal drift

		Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energitap optimal drift	Tapsred.	Spotpris	Kostnadsred.
		[MW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]		
Vinter	Jan	0,553	414	230	229	1	301	249
	Feb	0,498	366	178	182	-4	288	-1 062
Vår	Mar	0,531	385	197	204	-7	274	-1 907
	Apr	0,268	534	143	143	0	273	-117
	Mai	0,590	918	524	541	-17	241	-4 157
Sommer	Jun	0,484	880	451	426	25	260	6 386
	Jul	0,427	913	405	390	15	249	3 816
	Aug	0,229	767	192	175	17	288	4 943
Høst	Sep	0,240	552	141	132	9	340	3 005
	Okt	0,339	623	220	211	9	374	3 310
	Nov	0,380	499	199	190	9	378	3 565
Vinter	Des	0,372	488	187	181	5	326	1 730
	Totalt			3068	3006	62		19 762

Generatortap ved optimal drift

	Effekttap dagens drift	Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energiap optimal drift	Taps- reduksjon	Spotpris	Kostnads- reduksjon
	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	181	221	744	135	165	-30	301	-9 056
Feb	145	195	672	97	131	-33	288	-9 610
Mar	158	155	744	118	115	2	274	591
Apr	217	217	720	156	156	0	273	59
Mai	373	369	744	278	275	3	241	681
Jun	275	278	720	198	200	-2	260	-543
Jul	234	251	744	174	187	-13	249	-3 128
Aug	153	159	744	114	118	-5	288	-1 328
Sep	128	133	720	92	95	-3	340	-1 102
Okt	238	246	744	177	183	-6	374	-2 338
Nov	234	229	720	168	165	3	378	1 307
Des	221	255	744	164	190	-26	326	-8 346
Totalt				1871	1981	-109		-32 812

Vedlegg 2-8: Kontroll av antatt brukstid - 1

For å beregne endringer i energitap er det antatt en brukstid for tapsendringen i nett og generatorer. Den antatte brukstiden sammenlignes med den beregnede brukstiden for tapsendringer i tunglastperioden.

Nettap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,555	595
Optimal drift	0,553	592
Endring	0,002	3

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{3MWh}{0,002MW} = 1500h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i nettap i tunglasttiden er 1500 timer.

Generatortap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,181	396
Optimal drift	0,221	486
Endring	- 0,040	- 90

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{-90MWh}{-0,04MW} = 2250h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i generatortap i topplasttiden er 2250 timer

Vedlegg 2-9: Optimal installasjon av kondensatorbatteri i Kongsbergnettet

Driften i Kongsbergnettet ble optimalisert for hver måned. Installasjon av nye kondensatorbatterier er ekskludert fra optimaliseringen.

Optimal plassering og ytelse av kondensatorbatterier

Reaktiv produksjon		Kondensatorbatteri	Verdier ved tunglast		
Pikerfoss	Gamlebrofoss	Glabak T2	Nettap	Gen.tap	Uttak s.nett
[MVar]	[MVar]	[MVar]	[kW]	[kW]	[MVar]
1,5	2,5	8	520		0,04

Investeringskostnad

$$K = 448550kr + 530300kr = 978850kr$$

Optimal drift og kobling

	Reaktiv produksjon		Kondensatorbatteri	Verdier ved tunglast		
	Pikerfoss	Gamlebrofoss	Glabak T2	Nettap	Gen.tap	Uttak s.nett
	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[kW]	[kW]	[MVar]
Jan	1,5	2,5	8	520	170	0,04
Feb	1	2	8	475	136	0,06
Mar	0,5	1	8	511	130	-
Apr	0	0,5	8	259	193	-
Mai	0,5	1	8	587	350	-
Jun	0	0	8	488	266	-
Jul	-0,5	-0,5	8	437	234	-
Aug	-0,5	-0,5	8	233	140	-
Sep	-0,5	-0,5	8	240	113	-
Okt	0,5	0,5	8	329	218	-
Nov	0,5	1	8	365	204	-
Des	1,5	1,5	8	355	202	0

Nettap ved optimal drift

		Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energitap optimal drift	Tapsred.	Spotpris	Kostnadsred.
		[MW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]		
Vinter	Jan	0,520	414	230	215	14	301	4 358
	Feb	0,475	366	178	174	5	288	1 409
Vår	Mar	0,511	385	197	197	1	274	179
	Apr	0,259	534	143	138	4	273	1 213
	Mai	0,587	918	524	539	-15	241	-3 516
Sommer	Jun	0,488	880	451	429	21	260	5 471
	Jul	0,437	913	405	399	7	249	1 704
	Aug	0,233	767	192	179	14	288	3 928
Høst	Sep	0,240	552	141	132	9	340	3 080
	Okt	0,329	623	220	205	15	374	5 664
	Nov	0,365	499	199	182	17	378	6 508
Vinter	Des	0,355	488	187	173	13	326	4 382
	Totalt			18470,6	2961,6	106,3		34 380

Generatortap ved optimal drift

	Effekttap dagens drift	Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energiap optimal drift	Taps- reduksjon	Spotpris	Kostnads- reduksjon
	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	181	170	744	135	126	8	301	2 455
Feb	145	136	672	97	91	6	288	1 740
Mar	158	130	744	118	96	21	274	5 768
Apr	217	193	720	156	139	17	273	4 685
Mai	373	350	744	278	261	17	241	4 050
Jun	275	266	720	198	192	6	260	1 667
Jul	234	234	744	174	174	0	249	56
Aug	153	140	744	114	104	10	288	2 870
Sep	128	113	720	92	81	11	340	3 675
Okt	238	218	744	177	162	15	374	5 538
Nov	234	204	720	168	147	22	378	8 279
Des	221	202	744	164	150	14	326	4 614
Totalt				1 871	1 724	147		45 395

Vedlegg 2-10: Kontroll av antatt brukstid - 2

For å beregne endringer i energitap er det antatt en brukstid for tapsendringen i nett og generatorer. Den antatte brukstiden sammenlignes med den beregnede brukstiden for tapsendringer i tunglastperioden.

Nettap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,555	595
Optimal drift	0,520	562
Endring	0,035	33

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{33MWh}{0,035MW} = 943h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i nettap i tunglasttiden er 943 timer.

Generatortap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,181	396
Optimal drift	0,170	367
Endring	0,011	29

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{29MWh}{0,011MW} = 2636h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i generatortap i topplasttiden er 2636 timer

Vedlegg 2-11: Energiberegninger for dagens drift i Modumnettet

Inndata for maks aktiv produksjon og maks aktivt og reaktivt forbruk er lik for alle nettmodellene, siden disse verdiene justeres automatisk i Netbas ved hjelp av års- og døgnvariasjon. Forskjeller mellom nettmodellene er i reaktiv produksjon i generatorer, koblinger av kondensatorbatterier og eventuelle koblinger i nettet.

Utveksling på 60 kV i Ramfoss er modellert som en last, selv om kraftstasjonen Horga også ligger under dette punktet. Reaktiv effekt i Vestfossen er basert på målte verdier og avviker fra registrerte verdier i Netbas. Kondensatorbatteriet i Hokksund T2 er antatt innkoblet hele året. Svingmaskinen i Flesaker har konstant spenning på 60,0 kV i hele året.

Inndata i Netbas

Maksimal produksjon		Maksimalt forbruk			
Generator	[MW]	Uttakspunkt	[MW]	[MVA]	
Døvikfoss	14,3	Vestfossen	11,408	-0,5	
Embrets foss G1	3,0	Hokksund T1	25,296	5,137	
Embrets foss G2	3,0	Hokksund T2	20,032	4,068	
Embrets foss G3	3,0	Skotselv	6,693	1,359	
Embrets foss G4	18,5	Geithusfoss	0,48	0,097	
Geithusfoss	13,0	Setersberg	5,4	1,097	
Ramfoss G1	10,0	Hovde	25,2	5,117	
Ramfoss G2	10,0	Ramfoss – 60 kV	3	0,5	Estimerte verdier
Ramfoss G3	10,0	Ramfoss - T4	7,4	1,503	
		Døvikfoss	13,47	2,735	

Regulering av reaktiv effekt

I hver nettmodell er det kun reaktiv produksjon i generatorene som sesongvarieres. Året deles opp i fire: vinter (desember – februar), vår (mars – mai), sommer (juni – august), høst (september – november).

Generator	Reaktiv produksjon [MVA]			
	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Døvikfoss	1,5	1,9	1	1,2
Embrets foss G1	0	0	0	0
Embrets foss G2	0	0	0	0
Embrets foss G3	0	0	0	0
Embrets foss G4	4	2	1,5	2,5
Geithusfoss	4	2	1,5	2,5
Ramfoss G1	1,5	1	0,8	1,1
Ramfoss G2	1,5	1	0,8	1,1
Ramfoss G3	1,5	1	0,8	1,1

Vedlegg 2-12: Kostnadsberegninger for dagens drift i Modumnettet

Driften som er lagt til grunn for beregning av energitap i nettet og generatorer finnes i Vedlegg 2-3 og Vedlegg 2-11.

Energitap i nettet

		Effekttap i topplast	Energitap	Bruktid	Spotpris	Kostnad
		Time 20				
		[MW]	[MWh]	[h]	[NOK/MWh]	[kr]
Vinter	Jan	2,137	1611,6	754	300,61	484 458
	Feb	1,492	1037,9	696	287,67	298 576
Vår	Mar	1,545	1194,5	773	273,92	327 201
	Apr	1,623	1303,3	803	273,42	356 344
	Mai	2,692	2199,5	817	240,88	529 816
Sommer	Jun	2,482	1952,6	787	260,16	507 979
	Jul	2,161	1742,1	806	248,76	433 365
	Aug	1,581	1288,2	815	287,91	370 879
Høst	Sep	1,228	971,2	791	340,24	330 441
	Okt	1,505	1182,2	786	374,03	442 172
	Nov	1,567	1167,3	745	378,25	441 525
Vinter	Des	1,699	1218,4	768	325,51	396 601
	Totalt		16868,8			4 919 358

Energitap i generatorer

	Tap	Bruktid	Energitap	Spotpris	Tapskostnader
	[kW]	[h]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Januar	980	744	729,1	300,61	kr 219 178
Februar	769	672	516,8	287,67	kr 148 660
Mars	791	744	588,5	273,92	kr 161 205
April	729	720	524,9	273,42	kr 143 511
Mai	880	744	654,7	240,88	kr 157 709
Juni	756	720	544,3	260,16	kr 141 608
Juli	651	744	484,3	248,76	kr 120 485
August	565	744	420,4	287,91	kr 121 024
September	541	720	389,5	340,24	kr 132 530
Oktober	634	744	471,7	374,03	kr 176 426
November	721	720	519,1	378,25	kr 196 355
Desember	816	744	607,1	325,51	kr 197 618
Totalt			6450,456		kr 1 916 310

Vedlegg 2-13: Optimal drift av kraftstasjoner i Modumnettet

Driften i Modumnettet ble optimalisert for hver måned. Installasjon av nye kondensatorbatterier er ekskludert fra optimaliseringen.

Optimal drift

	Reaktiv produksjon [MVar]									Verdier ved tunglast		
	Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss			Nettap	Gen.tap	Uttak Snett
Måned	G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3	[kW]	[kW]	[MVar]
Jan	3,5	1	1	1	8	5	2,5	2	2,5	2 043	1 098	0
Feb										1 464	822	0
Mar										1 461	788	-
Apr										1 524	720	-
Mai										2 621	862	-
Jun	1	0	0	0	2,5	1,5	0,5	0,5	0,5	2 400	754	-
Jul										2 101	649	-
Aug										1 497	552	-
Sep										1 136	515	-
Okt										1 424	636	-
Nov										1 519	715	-
Des										1 647	881	0

Nettap ved optimal drift

		Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energitap optimal drift	Tapsred.	Spotpris	Kostnadsred.
		[MW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]		
Vinter	Jan	2,043	754	1 612	1 541	71	301	21 310
	Feb	1,464	696	1 038	1 018	20	288	5 703
Vår	Mar	1,461	773	1 195	1 130	65	274	17 726
	Apr	1,524	803	1 303	1 224	79	273	21 714
	Mai	2,621	817	2 200	2 142	58	241	13 895
Sommer	Jun	2,400	787	1 953	1 888	64	260	16 721
	Jul	2,101	806	1 742	1 694	48	249	12 032
	Aug	1,497	815	1 288	1 220	69	288	19 752
Høst	Sep	1,136	791	971	899	73	340	24 729
	Okt	1,424	786	1 182	1 118	64	374	23 857
	Nov	1,519	745	1 167	1 131	36	378	13 666
Vinter	Des	1,647	717	1 218	1 181	37	326	12 045
	Totalt			18 471	16 185	683		203 151

Generatortap ved optimal drift

	Effekttap dagens drift	Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energiap optimal drift	Taps- reduksjon	Spotpris	Kostnads- reduksjon
	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	980	1 098	744	729	817	-88	301	-26 346
Feb	769	822	672	516	553	-36	288	-10 317
Mar	791	788	744	588	586	2	274	571
Apr	729	720	720	524	519	6	273	1 693
Mai	880	862	744	654	641	13	241	3 226
Jun	756	754	720	544	543	2	260	468
Jul	651	649	744	484	483	1	249	315
Aug	565	552	744	420	410	10	288	2 870
Sep	541	515	720	389	370	19	340	6 418
Okt	634	636	744	471	473	-2	374	-584
Nov	721	715	720	519	515	4	378	1 661
Des	816	881	744	607	656	-49	326	-15 794
Totalt				6450	6566	-115		-35 821

Vedlegg 2-14: Kontroll av brukstid - 3

For å beregne endringer i energitap er det antatt en brukstid for tapsendringen i nett og generatorer. Den antatte brukstiden sammenlignes med den beregnede brukstiden for tapsendringer i tunglastperioden.

Nettap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	2,137	3 867,9
Optimal drift	2,043	3 738,2
Endring	0,094	129,7

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{129,7MWh}{0,094MW} = 1380h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i nettap i tunglasttiden er 1380 timer.

Generatortap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,980	1 853
Optimal drift	1,098	2 025
Endring	- 0,118	- 172

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{-172MWh}{-0,118MW} = 1458h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i generatortap i topplasttiden er 1458 timer

Vedlegg 2-15: Optimal installasjon av kondensatorbatterier i Modumnettet

Driften i Modumnettet ble optimalisert for hver måned. Installasjon av nye kondensatorbatterier er ekskludert fra optimaliseringen.

Optimal plassering og ytelse av kondensatorbatterier

Reaktiv produksjon [MVar]										Kondensatorbatteri [MVar]		Verdier ved tunglast		
Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss				Hovde	Hokksund	Nettap	Gen.tap	Uttak Snett
G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3			T2	[kW]	[kW]	[MVar]
2	0	0,5	0,5	3	1,5	1	1	1	9		6,5	1 978	951	0

Investeringskostnad

Hokksund: $K = 236000kr + 6,5MVar \cdot 32700kr / MVar = 448550kr$

Hovde: $K = 236000kr + 9MVar \cdot 32700kr / MVar = 530300kr$

Totalt: $K = 448550kr + 530300kr = 978850kr$

Optimal drift og kobling

	Reaktiv produksjon [MVar]										Kondensatorbatter i [MVar]		Verdier ved tunglast		
	Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss				Hovde	Hokksund	Nettap	Gen.tap	Uttak Snett
	G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3			T2	[kW]	[kW]	[MVar]
Jan	2	0	0,5	0,5	3	1,5	1	1	1	9	6,5	1 978	951	0	
Feb	1	0	0	0	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	9	6,5	1 438	704	0	
Mar	1	0	0	0	1,5	0,5	0,5	0,5	0	9	6,5	1 451	722	-	
Apr	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	9	6,5	1 521	675	-	
Mai	0,5	0	0	0	0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	9	6,5	2 629	808	-	
Jun	1	0	0	0	2,5	1,5	0,5	0,5	0,5	-	-	2 400	754	-	
Jul	0,5	0	0	0	2,5	1,5	0,5	0,5	0,5	-	-	2 101	649	-	
Aug	0	0	0	0	0	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	9	-	1 504	514	-	
Sep	0	0	0	0	0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	9	-	1 138	479	-	
Okt	0,5	0	0	0	0,5	0	0	0	0	9	6,5	1 409	590	-	
Nov	1	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0	9	6,5	1 490	661	-	
Des	1,5	0	0	0	2,5	1	1	0,5	0,5	9	6,5	1 603	761	0	

Nettap ved optimal drift

		Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energitap optimal drift	Tapsred.	Spotpris	Kostnadsred.
		[MW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]		
Vinter	Jan	1,978	754	1 612	1 492	120	301	35 977
	Feb	1,438	696	1 038	1 001	37	288	10 726
Vår	Mar	1,451	773	1 195	1 122	73	274	19 950
	Apr	1,521	803	1 303	1 221	82	273	22 417
	Mai	2,629	817	2 200	2 148	51	241	12 320
Sommer	Jun	2,400	787	1 953	1 888	64	260	16 721
	Jul	2,101	806	1 742	1 694	48	249	12 032
	Aug	1,504	815	1 288	1 225	63	288	18 180
Høst	Sep	1,138	791	971	900	71	340	24 164
	Okt	1,409	786	1 182	1 107	75	374	28 087
	Nov	1,490	745	1 167	1 110	58	378	21 780
Vinter	Des	1,603	717	1 218	1 149	69	326	22 503
	Totalt			18 471	16 057	812		244 859

Generatortap ved optimal drift

	Effekttap dagens drift	Effekttap optimal drift	Brukstid	Energitap dagens drift	Energiap optimal drift	Taps- reduksjon	Spotpris	Kostnads- reduksjon
	[kW]	[kW]	[h]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[kr/MWh]	[kr]
Jan	980	951	744	729	708	21	301	6 395
Feb	769	704	672	517	473	44	288	12 588
Mar	791	722	744	589	537	51	274	14 042
Apr	729	675	720	525	486	39	273	10 591
Mai	880	808	744	655	601	54	241	12 957
Jun	756	754	720	544	543	2	260	468
Jul	651	649	744	484	483	1	249	315
Aug	565	514	744	420	383	38	288	10 881
Sep	541	479	720	390	345	44	340	15 115
Okt	634	590	744	472	439	33	374	12 300
Nov	721	661	720	519	476	43	378	16 340
Des	816	761	744	607	566	41	326	13 425
Totalt				6450	6 039	411		125 417

Vedlegg 2-16: Kontroll av antatt brukstid - 4

For å beregne endringer i energitap er det antatt en brukstid for tapsendringen i nett og generatorer. Den antatte brukstiden sammenlignes med den beregnede brukstiden for tapsendringer i tunglastperioden.

Nettap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	2,137	3 868
Optimal drift	1,978	3 642
Endring	0,159	226

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{226MWh}{0,159MW} = 1421h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i nettap i tunglasttiden er 1421 timer.

Generatortap

	Effekttap i topplasttiden	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,980	1 853
Optimal drift	0,951	1 747
Endring	0,029	106

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{106MWh}{0,029MW} = 3655h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i generatortap i topplasttiden er 3655 timer

Vedlegg 2-17: Optimal installasjon av kondensatorbatterier i Modumnettet – nye brukstider

Optimal plassering og størrelse på kondensatorbatterier når brukstid for tapsendring i tunglastperioden er antatt 1500 timer og 3500 timer for henholdsvis nett- og generatortap.

Reaktiv produksjon [MVar]										Kondensatorbatteri [MVar]		Verdier ved tunglast		
Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss				Hovde	Hokksund	Nettap	Gen.tap	Uttak Snett
G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3			T2	[kW]	[kW]	[MVar]
0,5	0	0	0	1,5	0,5	0	0	0,5	15		8	2008	900	0

Drift av generatorer og koblinger av kondensatorbatterier optimaliseres for hver enkelt måned i tunglastperioden, og nettap og generatortap for optimal drift beregnes.

	Reaktiv produksjon [MVar]										Kondensatorbatteri [MVar]		Verdier ved tunglast		
	Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss				Hovde	Hokksund	Nettap	Gen.tap	Uttak s.nett
	G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3			T2	[kW]	[kW]	[MVar]
Des	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,5	15	8		1 640	716	0
Jan	0,5	0	0	0	1,5	0,5	0	0	0	15	8		2 008	900	0
Feb	0	0	-0,5	-0,5	0	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	15	8		1 481	666	0

Vedlegg 2-18: Kontroll av antatt brukstid - 5

Nettap

	Effekttap i topplasttimen	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	2,137	3 868
Optimal drift	2,008	3 721
Endring	0,129	147

Brusktiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{147 MWh}{0,129 MW} = 1140h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i nettap i tunglasttimen er 1140 timer.

Generatortap

	Effekttap i topplasttimen	Energitap i tunglastperioden
	[MW]	[MWh]
Dagens drift	0,980	1 853
Optimal drift	0,900	1 654
Endring	0,080	199

Brukstiden for tapsendringen i tunglastperioden:

$$T = \frac{199 MWh}{0,080 MW} = 2488h$$

Brukstiden i tunglastperioden for endring i generatortap i topplasttimen er 2488 timer

Vedlegg 2-19: Følsomhetsanalyse

Uten installasjon av nye kondensatorbatterier

I tabellen under er driften optimalisert topplasttimen, time 20 en virkedag i januar, for varierende sentralnetts- og energipriser.

Sentralnettspris

	Reaktiv produksjon [MVar]									Verdier ved tunglast		
Pris s.nett	Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss			Nettap	Gen.tap	Uttak s.nett
[kkr/MVar]	G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3	[kW]	[kW]	[MVar]
25	3,5	1	1	1	8	5	2,5	2	2,5	2 043	1 097,8	0
20	3,5	1	1	1	8	5	2,5	2	2,5	2 043	1 097,8	0
15	3,5	1	1	1	7	5	2,5	2,5	2,5	2 041	1 091,2	0,238
10	3,5	1	1	1	7,5	4,5	2,5	2,5	2,5	2 040	1 091,3	0,243
5	3	1	0,5	1	6	4	2	2	2,5	2 024	1 049,5	4,207
0	2	0,5	0,5	0,5	4	3,5	2	1,5	2	2 046	996,6	9,800

Energipris

	Reaktiv produksjon [MVar]									Verdier ved tunglast		
Energipris	Døv	Embretsfoss				Gei	Ramfoss			Nettap	Gen.tap	Uttak s.nett
[kr/kWh]	G1	G1	G2	G3	G4	G1	G1	G2	G3	[kW]	[kW]	[MVar]
1,2	3	1	1	1	6,5	4,5	2	2	2,5	2 028	1 064,5	2,7308
0,9	3,5	1	1	1	7,5	4,5	2,5	2,5	2,5	2 040	1 091,3	0,2427
0,6	3,5	1	1	1	7,5	4,5	2,5	2,5	2,5	2 040	1 091,3	0,2427
0,3	3,5	1	1	1	8	5	2,5	2	2,5	2 043	1 097,8	0

Optimalisering av nye kondensatorbatterier

Optimal ytelse og plassering av kondensatorbatterier i Modumnettet er beregnet for varierende energi- og installasjonspriser.

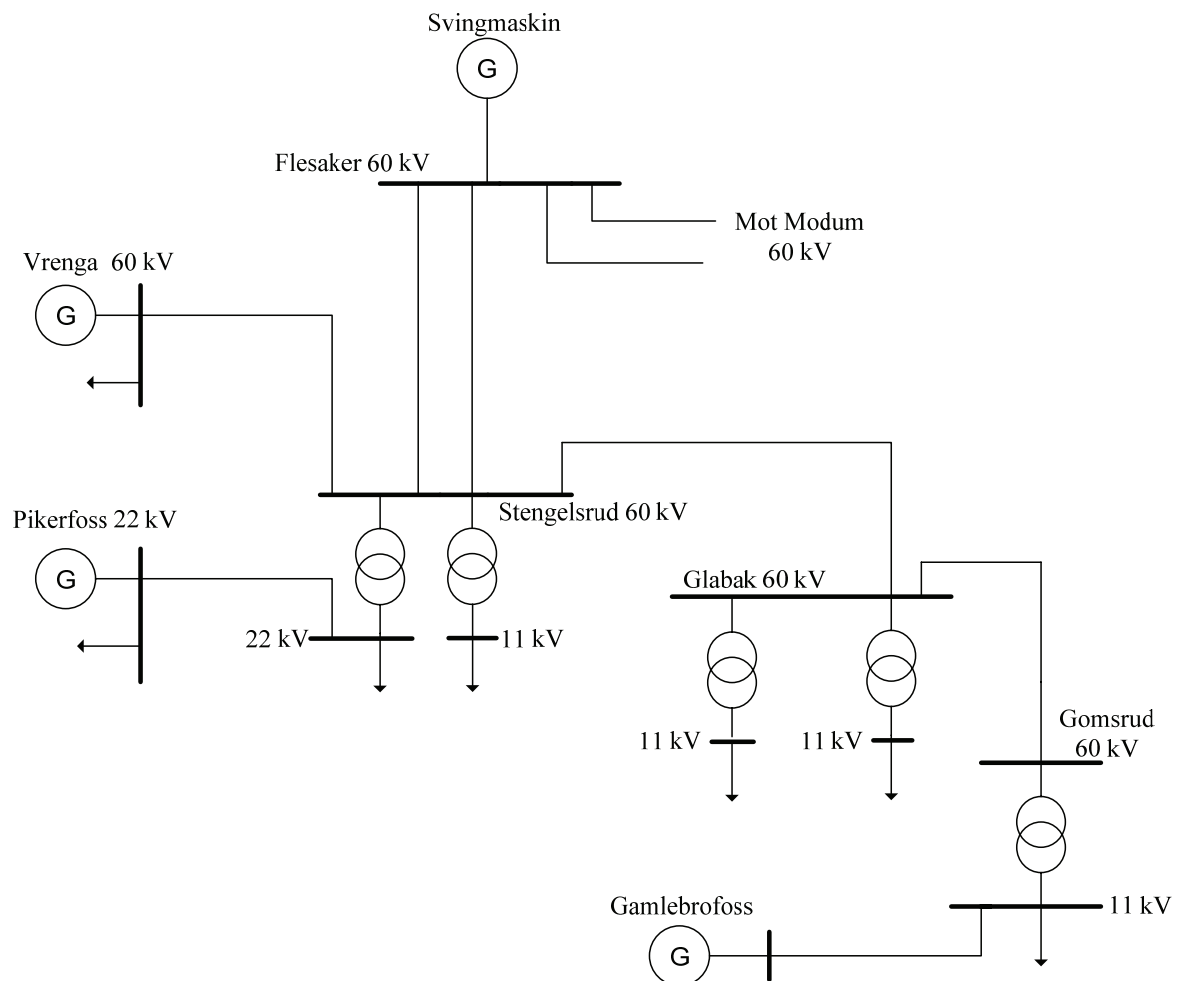
Energipris

	Optimale kondensatorbatterier				Verdier i topplasttiden		
Energipris	Plassering		Størrelse		Nettap	Gen.tap	Uttak s.nett
[kr/kWh]	KB 1	KB 2	[MVar]		[kW]	[kW]	[MVar]
0,9	Hovde	Hokksund T2	13,5	8	1 995	912	0
0,6	Hovde	Hokksund T2	12	7	1 987	926	0
0,3	Hovde	Hokksund T2	9	6,5	1 978	951	0
0,15	-	Hokksund T2	-	5,5	2 000	1 035	0

Kondensatorbatteriers installasjonskostnader

	Optimale kondensatorbatterier				Verdier i topplasttiden		
Installasjons-kostnad	Plassering		Størrelse		Nettap	Gen.tap	Uttak Snett
Prosent av dagens pris	KB 1	KB 2	[MVar]		[kW]	[kW]	[MVar]
200 %	-	-	-	-	2 048	1 102	0
150 %	Hovde	-	8	-	2 014	1 013	0
100 %	Hovde	Hokksund T2	9	6,5	1 978	951	0
50 %	Hovde	Hokksund T2	12	7,5	1 988	923	0

Vedlegg 2-20: Enlinjeskjema Kongsbergnettet



Vedlegg 2-21: Enlinjeskjema Modumnettet

