

2010-05-17



Driftoptimering av effektkondensatorbatterier och transformatorer på mottagningsstationer

Författare Stig Gustafsson

**EXAMENSARBETE
Elektroingenjör med inriktning mot elkraft
Institutionen för ingenjörsvetenskap**

EXAMENSARBETE

Driftoptimering av effektkondensatorbatterier och transformatorer på mottagningsstationer

Sammanfattning

Denna rapport innehåller en utredning av effektkonflikten på Uddevalla Energi Elnät AB:s mottagningsstationer och optimering av driftläggning för dess effektkondensatorbatterier och transformatorer.

Uddevalla Energi Elnät AB har sedan 30 år haft effektkondensatorbatterier inkopplade nästan hela året och dessa behöver av åldersskäl snart bytas ut. Uddevalla Energi Elnät AB har därför behov av nya rutiner för driftläggning av effektkondensatorbatterier efter det att Svenska Kraftnät och Vattenfall AB har infört nya regler för de reaktiva effektkonflikterna i elnätet.

I utredningen om effektkondensatorbatterier har det gjorts en investeringskalkyl med tre alternativ för inköp. Alternativ 1 med central faskompensering på mottagningsstation, alternativ 2 med faskompensering på mottagningsstation kompletterat med faskompensering på abonnentstationer och alternativ 3 med lokal faskompensering på abonnentstationer. Det framkom i utredningen att alternativ 2: Central faskompensering kompletterat med faskompensering på abonnentstationer är mest lämplig att genomföra.

Det har tidigare konstaterats att det under delar av året har varit låg belastning på några av mottagningsstationernas transformatorer. Det har aldrig utretts om det är lönsamt att stänga av den ena transformatorn under hela eller delar av året.

I utredningen om driftläggning av transformatorerna på mottagningsstationerna har det beaktats tre alternativ. Ett alternativ innebär att en transformator körs i tomgång utan last och ett alternativ med en helt avstängd transformator. Det tredje alternativet är att inte göra någon förändring. I utredningen framkom det att det mest lämpliga är att inte göra någon förändring eftersom riskerna med avstängning är större än den ekonomiska vinsten på ca 101000 SEK.

Författare:	Stig Gustafsson
Examinator:	Lars Holmblad
Handledare:	Krister Hillefors Uddevalla Energi Elnät AB Åke Larsson, Högskolan Väst
Program:	Elektroingenjör med inriktning mot elkraft
Ämne:	Elektroteknik
Datum:	2010-05-17
Nyckelord:	Effektförluster, Reaktiv effekt, Transformatorer, Driftoptimering
Utgivare:	Högskolan Väst, Institutionen för ingenjörsvetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00 Fax: 0520-22 32 99 Web: www.hv.se

BACHELOR'S THESIS

Operation management optimization of power capacitor banks and transformers at receiving stations

Summary

This report contains a study of power flows in Uddevalla Energi AB receiving stations and optimization of the operation control of its power capacitor batteries and transformers.

For the past thirty years, Uddevalla Energi AB has employed power capacitor batteries almost all year around and these need soon to be replaced due to ageing. Uddevalla Energi Elnät AB has a need for new procedures for the operation control of the power capacitor batteries following new regulations introduced by Svenska Kraftnät and Vattenfall AB for reactive power flows on the grid.

In the study of power capacitor batteries, there has been an investment calculation with three alternative purchase options. Option one is central phase compensation at the receiving station, option two is phase compensation at the receiving station supplemented with phase compensation at subscriber stations and option three is a local phase compensation at subscriber stations. The investment calculation shows that the second option: Central phase compensation supplemented with phase compensation at subscriber stations is the most favourable to implement.

It has previously been found that, during certain times of the year, there has been a low load on some of the transformers of the receiving stations. It has never been investigated if it is profitable to turn off one of the transformer for the entire, or part of the year.

In the investigation of the operation control of the transformers at the receiving stations, three alternatives have been considered. One alternative is that one transformer is in idle operation without load, the second alternative is that one transformer is completely turned off. The third alternative is to make no change. The study showed that the preferred alternative is to make no change, because the risks of turning off transformers are greater than the economic gain, that is approximately 101000 SEK.

Author:	Stig Gustafsson		
Examiner:	Lars Holmblad		
Advisor:	Krister Hillefors, Uddevalla Energi Elnät AB Åke Larsson, University West		
Programme:	Electrical Engineering, Electric Power Technology		
Subject:	Electrical Engineering	Level:	Basic Level
Date:	May 17, 2010		
Keywords	Power loss, Reactive power, Transformer, Operating efficiency		
Publisher:	University West, Department of Engineering Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: + 46 520 22 30 00 Fax: + 46 520 22 32 99 Web: www.hv.se		

Förord

I utbildningen till elektroingenjör med inriktning mot elkraft vid Högskolan Väst ingår examensarbete motsvarande 15 hp. Mitt examensarbete gjordes hos Uddevalla Energi Elnät AB.

Arbetet initierades av Uddevalla Energi Elnät AB under min andra Co - op period. Uppdraget jag fick var att utreda nya rutiner för driftläggning av transformatorer och kondensatorbatterier på företagets mottagningsstationer.

Jag vill tacka personalen på Uddevalla Energi AB och särskilt min handledare Krister Hillefors Uddevalla Energi Elnät AB för all hjälp under mitt arbete med examensarbetet. Tackar även min handledare Åke Larsson Högskolan Väst som har gett mig mycket tips och råd hur examensarbetet bör planeras. Slutligen vill jag tacka Anna Maxwell ABB AB för all hjälp med prisuppgifter för nya effektkondensatorbatterier och all kringutrustning som behövs för att få en bra lösning.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	i
Summary.....	ii
Förord.....	iii
Innehållsförteckning.....	iv
1 Inledning.....	1
1.1 Bakgrund.....	1
1.2 Syfte och mål	1
1.3 Avgränsningar.....	1
1.4 Metod.....	2
2 Befintligt eldistributionsnät.....	2
2.1 Eldistributionsnät.....	2
2.2 Effektförbrukning mottagningsstationer.....	4
2.3 Effektförbrukning abonnentstationer.....	4
2.4 Effektflöden från Lillesjö kraftvärmeverk.....	4
2.5 Effektflöden från vattenkraftstationerna.....	5
2.6 Befintliga effektkondensatorbatterier.....	5
3 Teori.....	6
3.1 Effektens påverkan på elnätet.....	6
3.2 Switchsynkreläets och effektfaktorregulator RVC:s funktion	7
4 Dimensionering och driftoptimering av effektkondensatorbatterier	8
4.1 Dimensionering av centralt placerade effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer	8
4.2 Dimensionering av effektkondensatorbatterier på abonnentstationer.....	10
4.3 Kraftstationernas generering av reaktiv effekt.....	11
4.4 Nyckeltal för investeringskalkyler av effektkondensatorbatterier	11
4.4.1 Kostnad för inköp av nya effektkondensatorbatterier för central placering.....	11
4.4.2 Kostnad för inköp av effektkondensatorbatteri på abonnentstation.	11
4.4.3 Nyckeltal investeringskalkyl effektkondensatorbatterier	11
4.5 Alternativ för kompensering av reaktiva effekter.....	12
4.5.1 Alternativ 1: Nya effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer.....	12
4.5.2 Alternativ 2: Nya effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer kompletterat med faskompensering på abonnentstationer.....	13
4.5.3 Alternativ 3: Faskompensering på abonnentstationer	14
4.6 Resultat av investeringskalkyl för inköp av effektkondensatorbatterier	15
4.7 Driftoptimering av befintliga effektkondensatorbatterier.....	15
5 Driftoptimering av mottagningsstationernas transformatorer	15
5.1 Nyckeltal för förlustkostnadsberäkningar	17
5.1.1 Kostnader för transformatorernas energiförluster.....	17
5.1.2 Kostnad för omkoppling av mottagningsstationernas transformatorer.....	17
5.2 Lönsamhetskalkyl av driftoptimering för mottagningsstationernas transformatorer	18

5.2.1	Referensalternativ 1: Driftläggning som idag med två transformatorer.....	20
5.2.2	Alternativ 2: Driftläggning med en transformator i tomgång under säsong med låg effekt.....	21
5.2.3	Alternativ 3: Driftläggning med en helt frånkopplad transformator under säsong med låg effekt	22
6	Slutsatser.....	24
6.1	Analys.....	24
6.1.1	Investeringskalkyl effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer.....	24
6.1.2	Driftoptimering av befintliga effektkondensatorbatterier	24
6.1.3	Driftoptimering av mottagningsstationernas transformatorer	24
6.1.4	Driftoptimering av Lillesjö kraftvärmeverk och vattenkraftstationerna	25
	Källförteckning.....	26

Bilaga

A. Sammanställning av effekter abonnentstationer

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Reaktiva effekter förbrukas i elnätet av utrustning som har induktiv impedans ex. vis. transformatorer, elmotorer, lysrör och induktionsugnar. Detta medför att det blir fasförskjutning mellan ström och spänning vilket påverkar överföringsförmågan av aktiv effekt i elnätet. För att öka överföringsförmågan faskompenserar man med hjälp av effektkondensatorbatterier som tillför reaktiv effekt till nätet vilket ökar spänningsstabiliteten och förbättrar elkvaliteten.

Uddevalla Energi Elnät AB har effektkondensatorbatterier inkopplade nästan hela året och har för närvarande ingen plan för när de skall vara in/urkopplade under året. Belastningen på mottagningsstationernas transformatorer är under vissa tider av året låg vilket har medfört att det har funnits planer under en längre tid att bara ha en transformator i drift.

Denna utredning har initierats för att få en plan för inkoppling av effektkondensatorbatterier och besked på om det är lönsamt att stänga av en transformator på Uddevalla Energi Elnäts AB:s mottagningsstationer.

1.2 Syfte och mål

Syftet med examensarbetet är att göra en utredning av effektförluster på mottagningsstationernas transformatorer hos Uddevalla Energi Elnät AB avseende effektkondensatorer och transformatorers driftläggning. Målet med utredningen är att dimensionera och driftoptimera mottagningsstationernas effektkondensatorbatterier och göra en kalkyl på om det är lönsamt att under hela eller delar av året stänga av en av mottagningsstationernas två transformatorer.

1.3 Avgränsningar

Optimeringsstudien är inte generell utan görs enbart för Uddevalla Energi Elnät AB:s elnät. Driftoptimeringen skall göras för både aktiv och reaktiv effekt. Inga kalkyler har gjorts av tidsskäl för de besparingar av aktiva effektförluster som reaktiv effektkompensering kan medföra för abonnent och mottagningsstationer.

1.4 Metod

För att få kunskap om problemställning och de lokala förutsättningarna gjordes intervjuer med Uddevalla Energi AB:s personal.

Mätvärden för mottagningsstationernas effektförbrukning hämtades från Vattenfall AB:s effektförbrukningsstatistik. Abonnentstationernas effektförbrukning inventerades i Metrima AB:s mätvärdeinsamlingsystem MActor. Sammanställning och beräkning av utvalda mätvärden gjordes i kalkylprogrammet Excel.

För att få prisuppgift på nya effektkondensatorbatterier gjordes offertförfrågan hos ABB AB på filterkondensatorbatterier med switchsynkrelä och effektfaktorregulator RVC.

Investeringskalkylering gjordes med hjälp av annuitetsmetoden och pay off metoden.

Mätdata för att kunna göra effektförlustberäkningar för mottagningsstationernas transformatorer hämtades från driftövervakningssystemet Micro Scada och från transformatorstillverkarnas datablad. Sammanställning och beräkningar gjordes i kalkylprogrammet Excel.

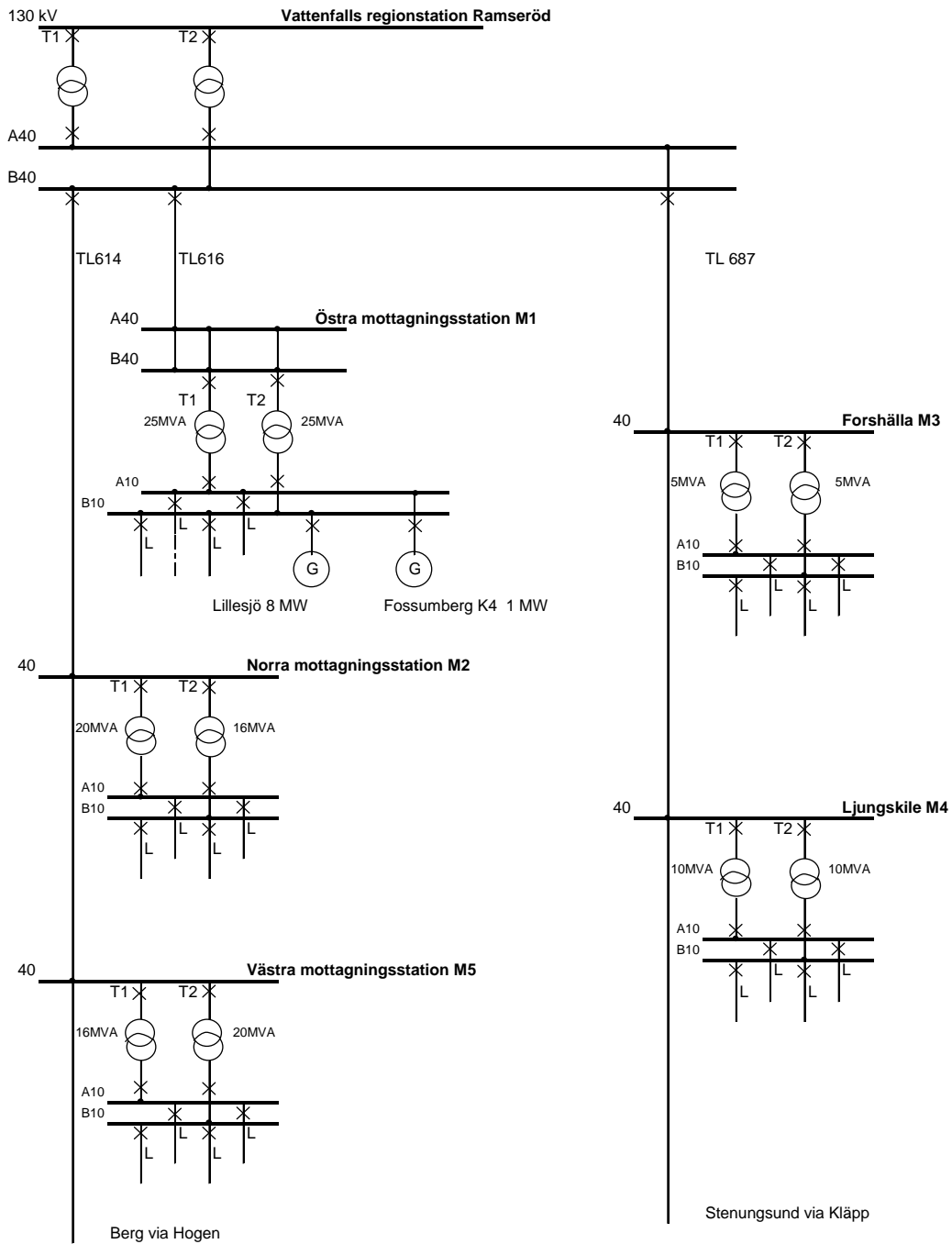
2 Befintligt eldistributionsnät

2.1 Eldistributionsnät

Idag äger Uddevalla Energi Elnät AB elnätet och distribuerar el inom Uddevallas tätort och kommunens södra och östra delar, se Figur 1. Antalet elkunder är omkring 25 000. Elnätet matas från Vattenfall via 5 st. mottagningsstationer, se Figur 2. Varje mottagningsstation har två transformatorer 40/10 kV vilka har uppdelad last som matar elkunderna i 10 kV radiella linjer till c:a 540 nätstationer. 10 kV - nätet består av 170 km friledning och 310 km kabelnät.



Figur 1 Uddevalla Energi Elnät AB:s koncessionsområde



Figur 2 Uddevalla Energis 40 kV nät

2.2 Effektförbrukning mottagningsstationer

Uddevalla Energi Elnät AB abonnerar av Vattenfall AB totalt en årseffekt på 89500 kW för företagets fem mottagningsstationer. Den abonnerade årseffekten och anslutningspunkten i regionnätet avgör hur mycket reaktiv effekt som får tas ut från regionnätet utan avgift. Uddevalla tätort med de tre mottagningsstationerna M1, M2 och M5 tillhör tariff T1 och räknas som en grupp där det får tas ut 25 % reaktiv effekt av abonnerad årseffekt, se Tabell 1 och Figur 2. Detta medför att M1, M2 och M5 får ta ut 16875 kVAr (ind.) reaktiv effekt av en abonnerad årseffekt på 67500 kW.

M3 Forshälla och M4 Ljungskile räknas som varsin grupp och har tariff L2 och får ta ut 50 % reaktiv effekt av sin abonnerade årseffekt på 8000 resp. 14000 kW. Detta ger en gräns för uttag av reaktiv effekt på 4000 resp. 7000 kVAr (ind.), se Tabell 1 och Figur 2.

Tabell 1 Gränser för effekter på mottagningsstationerna

1	2	3	4
	Mottagningsstation	Abonnerad årseffekt P [kW]	Gräns för uttag av Q [kVAr (ind)]
Uddevalla	M1, M2 och M5	67500	16875
Forshälla	M3	8000	4000
Ljungskile	M4	14000	7000

2.3 Effektförbrukning abonnentstationer

Uddevalla Energi Elnät AB har 33 st. abonnentstationer där aktiv och reaktiv effekt mäts med Metrimas elmätare. Den maximalt uppmätta reaktiva effekten på samtliga abonnentstationer är på totalt 11838 kVAr (ind.), se bilaga A kolumn 5. Uddevalla Energi Elnät AB debiterar kunder vilka har en reaktiv effektförbrukning som är mer än 50 % av abonnerad årseffekt. För kunder med hög reaktiv effektförbrukning är det mycket lönsamt med reaktiv effektkompensering. De flesta kunder med hög reaktiv effektförbrukning har redan idag reaktiv effektkompensering.

2.4 Effektlöden från Lillesjö kraftvärmeverk

Lillesjö kraftvärmeverk är ansluten till M1 T2. Lillesjö genererar under normaldrift c:a 10000 kW och 1800 kVAr vilket resulterar i en effektfaktor på 0,98 (kap.).

Kraftvärmeverket förbrukar c:a 1800 kW och 800 kVAr (ind.) vilket medför att Lillesjö under normaldrift matar ut på elnätet 8200 kW och 1000 kVAr (kap.).

Turbinen som driver generatoren drivs via värmväxlare av ångan från den avfallseldade pannan. Är behovet av fjärrvärme större under vinterhalvåret kan man minska ångtrycket till generatorns turbin med hälften vilket medför att det bara

genereras c:a 4000 kW. Generering av reaktiv effekt under hela dygnet medför behov av reglering i någon form när det reaktiva effektuttaget i nätet är lågt.

2.5 Effektlöden från vattenkraftstationerna

Uddevalla Energi AB har fem vattenkraftverk vilka vid full drift matar ut totalt c:a 1900 kW och 1200 kVAr (kap.) ut på elnätet. Ett av vattenkraftverken K4 Fossumberg är ansluten direkt mot 10 kV sidan på Östra mottagningsstationen M1. De fyra mindre vattenkraftstationerna är anslutna till nätstation och matar ut på elnätet c:a 900 kW och reaktiv effekt på 365 kVAr (kap.), se Tabell 2.

Tabell 2 Sammanställning vattenkraftstationerna

	P [kW]	Q [kVAr]	$\cos \varphi$ [kap.]
K1	208	34	0,99
K2	115	Asynkron	generator
K3	340	281	0,77
K4	1060	844	0,78
K5	200	50	0,97
Totalt	1923	1209	

2.6 Befintliga effektkondensatorbatterier

Uddevalla Energi Elnät AB har centralt placerade effektkondensatorbatterier på M1 och M2 vilka installerades 1978. Eftersom de är äldre än 30 år beräknas de inte hålla så länge till och måste inom de närmaste åren bytas ut. Effektkondensatorbatterierna på M1 har en kapacitet på 6075 kVAr (kap.) och är Y-Y kopplade med nollpunkten ojordad. Effektkondensatorbatteriet på M2 har en kapacitet på 3375 kVAr (kap.) till den ena transformatorn och är Y-kopplad med nollpunkten ojordad. Hittills har effektkondensatorbatterierna på M1 kopplats in och varit i drift under vinterhalvåret och de har varit urkopplade under större delen av sommarhalvåret, under vissa år har de dock bara varit urkopplade under någon månad. Effektkondensatorbatteriet på M2 har inte varit inkopplat de senaste åren. Eftersom effektkondensatorbatterierna på M1 har varit inkopplade hela dygnet har reaktiv effekt matats upp i regionnätet under lågeffektid.

3 Teori

3.1 Effekters påverkan på elnätet

Aktiv effekt styr frekvensen. Vid ökad effektförbrukning måste elkraftproducenterna producera mer el för att inte frekvensen skall minska och när effektförbrukningen minskar måste elproduktionsanläggningar stängas för att motverka ökning av frekvensen.

Reaktiv effekt styr spänningen. Vid högre reaktiv effektförbrukning och långa ledningar ökar spänningen utefter ledningen vilket kan härledas ur ekvation 1.

$$\Delta U_h = U_{1h} - U_{2h} = R \cdot \frac{P_2}{U_2} + X \cdot \frac{Q_2 - Q_{cd/2}}{U_2} \quad (1a)$$

$$Q_{cd/2} = U_{2h}^2 \cdot \omega \cdot \frac{C_d}{2} \quad (1b)$$

där

R = ledningens resistans per fas

X = ledningens reaktans per fas

C_d = ledningens driftkapacitans per fas

P_2 = uttagen belastningseffekt från ledningen

Q_2 = uttagen reaktiv effekt från ledningen

U_2 = spänningen i uttagspunkten

ω = vinkelfrekvensen

När den reaktiva effektförbrukningen minskar blir spänningsökningen lägre vilket kan medföra att spänningen i matningsändan måste höjas.

Kompensering av problemen i stamnätet med påverkan av reaktiv effekt på spänningen kan ske med hjälp reaktorer och effektkondensatorbatterier. Vid för högt uttag av reaktiv effekt kopplar man in effektkondensatorbatterier och vid för högt tillskott av reaktiv effekt kopplas effektkondensatorbatterierna ur och som en åtgärd i sista hand tar man till inkoppling av reaktorer. [1,2]

Reaktiva effekter påverkar spänningen i stamnätet vilket medför att Svenska Kraftnät kräver att reaktiv effekt inte matas upp i region och stamnätet från eldistributionsnätet. Gör man ingen kompensering av det reaktiva uttaget utöver det abonnerade tar Vattenfall AB ut en avgift på 30 SEK/ kVAr. Beräkningsgrunden för debitering av överuttag är medelvärdet av de två högsta mätvärdena tagna från skilda månader under ett kalenderår. Vattenfall AB skall under 2010 utreda om det i framtiden skall debiteras något för den reaktiva effekt som matas upp i regionnätet.[3]

3.2 Switchsynkreläets och effektfaktorregulator RVC:s funktion

För att kunna koppla in ett effektkondensatorbatteri utan hög inkopplingsström och för att minska spänningsdistortion vid inkoppling är den bästa lösningen att använda switchsynkrelä. Reläet detekterar nollgenomgångar vid till/frånkoppling där brytarens anslutning är mekaniskt förskjuten. När kondensatorbatteriet har jordad nollpunkt kopplas faserna in med en tidsförskjutning på 3,3 ms vilket medför att kondensatorbatteriet blir inkopplat på 6,7 ms. När effektkondensatorbatteriet har ojordad nollpunkt kopplas två faser in när det är huvudspänning mellan faserna och den tredje fasen kopplas in efter 5 ms. Switchsynkreläet är adaptivt självjusterande (justerar själv inkopplingstidpunkten efter hur det har gått vid tidigare inkopplingar) Switchsynkreläet är konstruerad för att kunna koppla in både en och trefasiga shuntkondensatorer, shuntreaktorer, och krafttransformatorer. [4]

För att få en automatisk inkoppling av effektkondensatorbatteri är ABB:s effektfaktorregulator RVC en bra lösning. RVC:n kan programmeras efter vilken effektfaktor man vill att den skall styra mot. Den kan för effektkondensatorbatteri detektera startström C/k, effektfaktor och kan programmeras för olika modulationsmönster. Den påverkas inte av övertoner och har skydd mot över och underspänning.[5]

4 Dimensionering och driftoptimering av effektkondensatorbatterier

4.1 Dimensionering av centralt placerade effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer

Mätvärden av aktiv och reaktiv effekt hämtades från Vattenfalls mätrapport över effektförbrukning som levereras till Uddevalla Energi Elnät AB en gång i månaden. Sammanställning av de högsta mätvärdena från 11 månader under tiden Nov 2008-Sept. 2009 ses i Tabell 3 och 4 nedan. Den maximala effektförbrukningen var under januari 2009.

Uppmätt aktiv resp. reaktiv effekt för M1, M2 och M5 ses i kolumn 2 och 3 i Tabell 3. Under mätperioden var de befintliga effektkondensatorbatterierna på M1 urkopplade en månad under augusti 2009 vilket medför att för att få vettiga jämförelsetal måste det göras en justering för detta och räkna upp mätvärden för den reaktiva effekten med 6075 kVAr (kap.) vilket ses i kolumn 4. Kolumn 5 visar på förhållandet mellan den maximalt uppmätta reaktiva effekten (ind.) och abonnerad årseffekt och Kolumn 6 visar på en betydande överförbrukning av reaktiv effekt för M1, M2 och M5 med nästan 5 % eller c:a 3000 kVAr. Kompenseras inte överuttaget av reaktiv effekt bort debiteras det en överuttagsavgift på 30 SEK/ kVAr som totalt blir 91200 SEK vilket används som inbetalning i annuitetskalkylen under avsnitt 4.5.

Tabell 3 Sammanställning av effekter M1, M2 och M5 nov 2008-sept 2009

1	2	3	4	5	6
Tidpunkt	Max P M1+M2+M5 [kW]	Max Q M1+M2+M5 [kVAr (ind.)]	Justerad Q M1+M2+M5 [kVAr (ind.)]	$\frac{Q}{P}$ M1+M2+M5	Behov reaktiv komp. på M1. [kVAr (kap.)]
081125	57500	11620	17695	0,26	820
081211	58430	11360	17435	0,26	560
090116	63040	11860	17935	0,27	1060
090202	61740	11990	18665	0,28	1790
090325	55530	10130	17005	0,25	130
090408	34210	11290	18265	0,27	1390
090508	43470	13660	19735	0,29	2860
090608	40150	12350	18425	0,27	1550
090701	33420	12620	19595	0,29	2720
090826	41540	20010	20010	0,30	3135
090915	41570	19150	19150	0,28	2275

Summan av uppmätt aktiv resp. reaktiv effekt för M3 Forshälla och M4 Ljungskile ses i kolumn 2 och 3 i Tabell 4 nedan. Förhållandet mellan uppmätt max reaktiv effekt och abonnerad årseffekt på 22000 kW för både Forshälla och Ljungskile ses i kolumn 4. Den maximalt förbrukade reaktiva effekten ligger på c:a 14 % av abonnerad årseffekt vilket är c:a en fjärdedel av gränsen på 50 % vilket ses i kolumn 4, detta medför att de båda mottagningsstationerna M3 Forshälla och M4 Ljungskile inte behöver någon reaktiv effektkompensering.

I kolumn 5 och 6 i Tabell 4 är summan av max mätvärden per månad av uppmätt aktiv resp. reaktiv effekt för alla fem mottagningsstationer.

Tabell 4 Sammanställning av effekter M3, M4 och summa effekter M1-M5

1	2	3	4	5	6
Tidpunkt	Max P M3 och M4 [kW]	Max Q M3 och M4 [kVAr (ind.)]	$\frac{Q}{P}$ M3+M4	Summa P M1-M5 [kW]	Summa Q M1-M5 [kVAr (ind.)]
081125	14790	2490	0,12	72290	20185
081211	14260	2420	0,11	72690	19855
090116	20420	3010	0,14	83460	20945
090202	14840	2660	0,12	76580	21325
090325	12570	2250	0,10	68100	19255
090408	12140	1950	0,09	46350	20215
090508	8560	1480	0,07	52030	21215
090608	7020	1490	0,07	47170	19915
090701	5570	1330	0,06	38990	20925
090826	5590	1260	0,06	47130	21270
090915	7340	1220	0,06	48910	20370

För att komma ned till godkända nivåer av reaktivt effektuttag måste det kopplas in effektkondensatorbatterier på minst 3000 kVAr. För att få redundans är det lämpligt att installera 2 paket á 3000 kVAr (kap.) på mottagningsstation M1. De befintliga effektkondensatorbatterierna på 9450 kVAr (kap.) är klart överdimensionerade för nuvarande reaktiva effektuttag. Investeringskalkyl för nya effektkondensatorbatterier behandlas i avsnitt 4.5.

4.2 Dimensionering av effektkondensatorbatterier på abonnentstationer

Mätdata av aktiva och reaktiva effekter för abonnentstationer hämtades från Metrimas datapresentationssystem MActor vilket ses i kolumn 3 och 5 i Bilaga A. Värdet för befintlig effektfaktor $\cos \varphi$ beräknades vars resultat ses i kolumn 8 Bilaga A. Vid urvalet av de abonnentstationer som är lämpliga att faskompensera sattes gränsen vid $\cos \varphi = 0,9$. De stationer som faskompenserades har inte kompenserats till mer än $\cos \varphi = 0,95$. Det slutliga teoretiska värdet på den reaktiva effekten efter faskompensering beräknades med hjälp av ekvation (2) och resultatet ses i kolumn 10 Bilaga A.

$$Q_b = \tan \varphi_b \cdot P_m \quad (2)$$

där

Q_b = det nya maxvärdet för den reaktiva effekt det blir efter faskompensering

φ_b = den nya vinkeln mellan aktiv och skenbar effekt efter faskompensering

P_m = uppmätt effekt

Gränsen för när det är lämpligt med kondensatorbatterier sattes till 100 kVAr (kap.). Det slutliga behovet av kondensatorbatterier blev 10 st moduler om 100 kVAr (kap.) utan reglering och 6 st moduler om 300 kVAr (kap.) reglerbara med steg om 50 vilket ses i kolumn 12 och 13 Bilaga A. [6]

För att få fram kostnadsminskningen vid reaktiv effektkompensering för kunder med abonnentstation hämtades den abonnerade årseffekten från kunddatabasen. Med detta värde som utgångspunkt beräknades gränsen för uttag av reaktiv effekt utan avgift genom att ta 50 % av årseffekten vars resultat ses i kolumn 4 Bilaga A. Den maximalt uppmätta reaktiva effekten (kolumn 5 Bilaga A) subtraherades från den maximalt beräknade reaktiva effekten (kolumn 4). Den beräknade reaktiva effekten som bör kompenseras bort (kolumn 14) multiplicerades i sin tur med överruttagsavgiften på 66 SEK/ kVAr (ind.). Slutsumman för överruttagsavgiften på 69465 SEK vilket ses i kolumn 15 används i investeringskalkylen under avsnitt 4.5 som inbetalning för att se om det är lönsamt att göra investering av nya effektkondensatorbatterier.

4.3 Kraftstationernas generering av reaktiv effekt

Lillesjö kraftvärmeverk och vattenkraftstationernas generering av reaktiv effekt kan användas för kompensering av reaktivt effektuttag istället för kompensering med effektkondensatorbatterier. Totalt matas det idag ut på elnätet 1987 kVAr (kap.) reaktiv effekt från kraftstationerna vid normal drift. Det är dock inte lämpligt att räkna med denna kompensering kontinuerligt eftersom den är beroende på bl. a. vattentillgång och att avfallet fungerar. Det är istället bättre att reglera effektfaktorn för de större kraftstationerna så att effektfaktorn $\cos \varphi \approx 1,0$ och kompensera reaktiv effekt med effektkondensatorbatterier.

4.4 Nyckeltal för investeringskalkyler av effektkondensatorbatterier

4.4.1 Kostnad för inköp av nya effektkondensatorbatterier för central placering

- Enligt offert från ABB AB kostar ett paket med 3000 och 1500 kVAr (kap.) effektkondensatorbatterier inkl. snedavstämt filter för övertoner 315000 resp. 187000 SEK/ st.
- Switchsynkrelä modell E113 för 3 fas kostar c:a 40000 SEK/st.
- RVC effektfaktorregulator kostar 10000 SEK/ st.
- Kostnader för överuttag av reaktiv effekt på 30 SEK/ kVAr (kap.)
- Uppskattad kostnad av Uddevalla Energi AB för administration och montage 75000 SEK.

4.4.2 Kostnad för inköp av effektkondensatorbatteri på abonnentstation.

Enligt uppgift från ABB AB kostar effektkondensatorbatterier på abonnentstation [6]:

- Fast reglering om 100 kVAr (kap.) 15000 SEK/ modul.
- Reglering av 100 kVAr i 4 steg om 25 kVAr (kap.) 45000 SEK/ modul.
- Reglering av 300 kVAr i 6 steg om 50 kVAr (kap.) 72000 SEK/ modul.
- Överuttagsavgift av reaktiv effekt 66 SEK/ kVAr (ind.)

4.4.3 Nyckeltal investeringskalkyl effektkondensatorbatterier

Lönsamhetsberäkning enligt annuitetsmetoden.

- Uddevalla Energis kalkylränta 4 %
- Kalkylperiod 30 år
- Annuitetsfaktor 0,05783 [7]

4.5 Alternativ för kompensering av reaktiva effekter

För kompensering av reaktiva effekter har tre alternativ beaktats.

- Alternativ 1: Nya effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer
- Alternativ 2: Nya effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer kompletterat med faskompensering på abonnentstationer
- Alternativ 3: Faskompensering på abonnentstationer

4.5.1 Alternativ 1: Nya effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer

I detta alternativ köps det in två nya paket effektkondensatorbatterier á 3000 kVAr (kap.) med snedavstämmt filter, effektfaktorregulator RVC och switchsynkrelä för montage på Östra mottagningsstationen M1 till en kostnad på totalt 815000 SEK. För att inte mata tillbaka reaktiv effekt till regionnät under lågeffekttid måste batterierna kopplas in på morgonen och kopplas ur på kvällen vilket medför behov av inkopplingsautomatik som löses med effektfaktorregulator RVC.

Effektfaktorreglering på Lillesjö Kraftvärmeverk c:a 10000 SEK

I avsnitt 4.1 framkom det att vid en investering av effektkondensatorbatterier blir det en kostnadsminskning på 91200 SEK/ år, se Tabell 5 nedan.

Tabell 5 Sammanställning kostnader effektkondensatorbatterier alternativ 1

Investering effektkondensatorbatterier mottagningsstation	630000
2 st. Switchsynkrelä	80000
2 st. RVC effektfaktorregulatorer	20000
Investering Lillesjö Kraftvärmeverk	10000
Montagekostnad på mottagningsstation	75000
Total investering	815000
Kostnadsminskning överuttag reaktiv effekt	91200

Fördel:

- Det är lätt att ha kontroll på effektkondensatorbatterierna.

Nackdel:

- Vid central kompensering blir det effektförluster i eldistributionsnätet

4.5.2 Alternativ 2: Nya effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer kompletterat med faskompensering på abonnentstationer

I detta alternativ köps det in två nya paket effektkondensatorbatterier á 1500 kVAr (kap.) med snedavstämt filter, effektfaktorregulator RVC och switchsynkrelä för montage på Östra mottagningsstationen M1 till en kostnad på totalt 555000 SEK. För att inte mata tillbaka reaktiv effekt till regionnät under lågeffekttid måste batterierna kopplas in på morgonen och kopplas ur på kvällen vilket medför behov av inkopplingsautomatik som löses med effektfaktorregulator RVC.

För att minska det reaktiva effektuttaget närmare förbrukaren kompletteras central placering av effektkondensatorbatterier med lokal placering på abonnentstationer med hög förbrukning av reaktiv effekt enligt avsnitt 4.2. Gränsen för överuttag av reaktiv effekt för kunder med abonnentstation är 50 % av aktiv årseffekt. På 9 st abonnentstationer köps det in 6 st reglerbara moduler om 300 kVAr i steg om 50 kVAr och 10 moduler om 100 kVAr med fast reglering [6] Totalt behöver det köpas in 16 moduler med en kapacitet på 2800 kVAr till en kostnad på totalt 672000 SEK.

Effektfaktorreglering på Lillesjö Kraftvärmeverk c:a 10000 SEK

I avsnitt 4.1 framkom det att vid en investering av effektkondensatorbatterier blir det en kostnadsminskning på 91200 SEK/ år. Enligt avsnitt 4.2 blir det vid investering av effektkondensatorbatterier på abonnentstationer en kostnadsminskning för kunderna på 69000 SEK vilket i detta alternativ räknas som inbetalning, se Tabell 6 nedan.

Tabell 6 Sammanställning kostnader effektkondensatorbatterier alternativ 2

Investering effektkondensatorbatteri mottagningsstation	370000
2 st. Switchsynkrelä	80000
2 st. RVC effektfaktorregulator	20000
Investering abonnentstationer	672000
Investering Lillesjö Kraftvärmeverk	10000
Montagekostnad på mottagningsstation	75000
Total investering	1227000
Kostnadsminskning överuttag reaktiv effekt	91200
Kostnadsminskning för kunder med abonnentstation	69000
Total kostnadsminskning/år	160200

Fördel:

- Det sprider ut den reaktiva effektkompenseringen i eldistributionsnätet närmare förbrukarna.
- Det som inte kompenseras lokalt på abonnentstation fångas upp på mottagningsstation.

Nackdel:

- Kan eventuellt bli svårt att få företag med abonnentstationer ta på sig en extra kostnad för nyinvestering av effektkondensatorbatterier.

4.5.3 Alternativ 3: Faskompensering på abonnentstationer

I detta alternativ behöver det köpas in 6 st reglerbara moduler om 300 kVAr för reglering i steg om 50 kVAr. och 10 moduler om 100 kVAr med fast reglering på 9 abonnentstationer till en kostnad av 672000 SEK. Totalt blir det en kapacitet på totalt 2800 kVAr.

Effektfaktorreglering på Lillesjö Kraftvärmeverk c:a 10000 SEK

I avsnitt 4.1 framkom det att vid en investering av effektkondensatorbatterier blir det en kostnadsminskning på 91200 SEK/ år. Enligt avsnitt 4.2 blir det vid investering av effektkondensatorbatterier på abonnentstationer en kostnadsminskning för kunderna på 69000 SEK vilket i detta alternativ räknas som inbetalning, se Tabell 7 nedan.

Tabell 7 Sammanställning kostnader effektkondensatorbatterier alternativ 3

Investering abonnentstationer	672000
Investering Lillesjö Kraftvärmeverk	10000
Total investering alternativ 3	682000
Kostnadsminskning överuttag reaktiv effekt	91200
Total kostnadsminskning för kunder med ab. station	69000
Total kostnadsminskning/ år	160200

Fördel:

- Det sprider ut den reaktiva effektkompenseringen i eldistributionsnätet närmare förbrukarna.

Nackdel:

- Kan eventuellt bli svårt att få företag med abonnentstationer ta på sig en extra kostnad för nyinvestering
- Det blir ingen central kompensering för att samla upp de reaktiva effekter som inte är ekonomiskt att kompensera lokalt på abonnentstation

4.6 Resultat av investeringskalkyl för inköp av effektkondensatorbatterier

Enligt annuitetskalkyl Tabell 8 är alternativ 3: Faskompensering på abonnentstationer mest lönsam med en annuitet av investeringen/år på 120760 SEK. Alternativ 2 är näst mest lönsam med en annuitet av investeringen/år på 89243 SEK. Enligt pay off kalkyl blev alternativ 3 mest lönsam med en pay off tid på 4,3 år och alternativ 2 blev näst mest lönsam med en pay off tid på 7,7 år, se Tabell 8.

Tabell 8 Investeringskalkyl enligt annuitetsmetoden och pay off metoden

	Alt. 1	Alt. 2	Alt 3
Investering[SEK]	815000	1227000	682000
Inb./år [SEK]	91200	160200	160200
Annuitet/år	47131	70957	39440
Annuitet av investeringen/ år	44069	89243	120760
Pay off [år]	8,9	7,7	4,3

Alternativ 3 är ekonomiskt det mest lönsamma alternativet men är inte så optimalt för att kompensera alla reaktiva effekter. Alternativ 2 rekommenderas för utförande fastän det inte är det lönsammaste alternativet eftersom det kompenserar reaktiv effekt lokalt på abonnentstation nära förbrukarna och den reaktiva effekt som inte kompenseras bort lokalt kompenseras bort centralt på mottagningsstation M1.

4.7 Driftoptimering av befintliga effektkondensatorbatterier

De befintliga effektkondensatorbatterierna på M1 och M2 med totalt 9450 kVAr är med hänsyn till dagens behov av reaktiv effektkompensering överdimensionerade. Enligt mätningar som visas i Tabell 3 är nuvarande reaktiva effektförbrukning konstant året runt på 17000 - 20000 kVAr (ind.) vilket medför att i väntan på nyinvestering av effektkondensatorbatterier bör effektkondensatorbatterierna på M1 vara inkopplade hela året.

5 Driftoptimering av mottagningsstationernas transformatorer

Krafttransformatorer kan enligt tillverkaren överbelastas till 140 % av märkeffekt S_n under höglasttid och upp till 180 % av S_n under reservdrift. Vid driftoptimering är det inte lämpligt att överskrida S_n . [2]

Mätdata på mottagningsstationernas strömmar hämtades från driftövervakningssystemet Micro Scada. En sammanställning gjordes i Excel av 12 månads värden på max och medelström per transformator. För att kunna räkna fram när det är möjligt att stänga av en transformator adderades max sekundärström I_2 för

mottagningsstationernas båda transformatorer och lades på den transformator som har högst märkeffekt S_n . Efter detta beräknades belastningsgraden och belastningsförlusterna P_b . De månader där belastningsförlusterna P_b inte var högre än belastningsförlusterna vid märkdrift P_{bn} sorterades ut och är märkta med fet stil i Tabell 9.

Om inte belastningen överstiger märklast så kan man på Östra mottagningsstation M1 köra enkeldrift under 3 månader på sommaren. Norra mottagningsstation M2 och Västra mottagningsstationen M5 har så pass låg belastning att det går att köra enkeldrift under 11 månader. Forshälla M3 kan köra enkeldrift under 6 månader och Ljungskile M4 kan köra enkeldrift under 7 månader, se Tabell 9 och Tabell 10.

Tabell 9 Sammanställning över mottagningsstationernas belastningsgrad vid enkeldrift

Mån- ad	M1 T2	M1 T2	M2 T2	M2 T2	M3 T1	M3 T1	M4 T1	M4 T1	M5 T2	M5 T2
2008	Max I_2 [A]	Bel. Grad	Max I_2 [A]	Bel. Grad	Max I_2 [A]	Bel. Grad	Max I_2 [A]	Bel. Grad	Max I_2 [A]	Bel. Grad
Okt	1346	1,07	603	0,55	445	1,62	460	0,92	1152	1,05
Nov	1441	1,15	731	0,66	314	1,14	572	1,14	1014	0,92
Dec	1413	1,13	1392	1,27	325	1,18	630	1,25	1022	0,93
2009										
Jan	1567	1,25	910	0,83	381	1,39	712	1,42	960	0,87
Feb	1602	1,28	811	0,74	359	1,31	684	1,36	838	0,76
Mar	1502	1,20	734	0,67	293	1,07	529	1,05	942	0,86
April	1287	1,03	674	0,61	248	0,90	423	0,84	766	0,70
Maj	1256	1,00	426	0,39	190	0,69	304	0,61	720	0,65
Juni	1179	0,94	424	0,39	216	0,79	267	0,53	722	0,66
Juli	936	0,75	342	0,31	134	0,49	250	0,50	671	0,61
Aug	1323	1,05	409	0,37	100	0,36	313	0,62	665	0,60
Sept.	1328	1,06	511	0,46	160	0,58	335	0,67	726	0,66

Tabell 10 Mottagningsstationernas driftläggning när en transformator är i drift

Station	Antal mån	Fr.o.m.	T.o.m.	Transformator i drift
M1	3	Maj	Juli.	T2
M2	11	Jan	Nov	T2
M3	6	April	Sept	T1
M4	7	April	Okt.	T1
M5	11	Nov	Sept.	T2

5.1 Nyckeltal för förlustkostnadsberäkningar

5.1.1 Kostnader för transformatorernas energiförluster

Intäktsförlusten av tomgång- och belastningsförluster beräknas vara ca 0,4 SEK/kWh vilket är ett vägt medelvärde av Nordpools långtidsavtal under tiden 2010-2014.[8]

Tomgångsförlusterna och belastningsförlusterna beräknades för ett normalår på 8760 timmar.

Belastningen på mottagningsstationerna var relativt jämn över dygnet med höglast under 8-12 timmar dagtid. Under högeffektid beräknades belastningsförlusterna på max strömförbrukning per timme under 8 timmar 5 dagar i veckan vilket blir 2080 timmar. Under lågeffektid beräknades belastningsförlusterna på medelvärdet av strömförbrukningen under de resterande timmarna av året vilket blir 6680 timmar.

5.1.2 Kostnad för omkoppling av mottagningsstationernas transformatorer

Personalkostnaden för fjärromkoppling från Uddevalla Energi Elnät AB:s driftcentral av mottagningsstationernas transformatorer till enkeldrift har av Uddevalla Energi Elnät AB uppskattats vara 1000 SEK per mottagningsstation och omkoppling.

5.2 Lönsamhetskalkyl av driftoptimering för mottagningsstationernas transformatorer

I den ekonomiska kalkylen som görs för att fastställa om det är lönsamt att enbart ha en transformator i drift används både max och medelvärden av transformatorernas strömmar. Transformatorernas tomgångsförluster P_o och belastningsförluster vid märkdrift P_{bn} hämtades från tillverkarnas datablad vilka ses i kolumn 4 och 7 i Tabell 11 nedan. Kolumn 9 Tabell 11 visar den beräknade totala förlustkostnaden om mottagningsstationernas transformatorer är belastade kontinuerligt med märkström.

Tabell 11 Tomgång och belastningsförluster vid märkdrift

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Stn	Trafo	S_n [kVA]	P_o [kW]	Tomgångs förlust- kostnad [SEK]	I_{2n} [A]	P_{bn} [kW]	Bel.förlust- kostnad vid märkdrift [SEK]	Total förlust- kostnad vid märkdrift [SEK]
M1	T1	25000	18,0	78840	1255	125	226500	305340
M1	T2	25000	18,0	78840	1255	125	226500	305340
M2	T1	16000	11,0	48180	804	55	99660	147840
M2	T2	20000	10,6	46559	1100	62	112344	158903
M3	T1	5000	6,2	27156	275	32	57984	85140
M3	T2	5000	6,2	27156	275	32	57984	85140
M4	T1	10000	9,4	41172	502	48	86976	128148
M4	T2	10000	7,8	34164	502	55	99660	133824
M5	T1	16000	11,6	50808	803	56	101472	152280
M5	T2	20000	11,4	49932	1100	97	175402	225334
Total		152000		482807		867	1244482	1727289

Tomgångsförlusterna P_o beror av den konstanta primärspänningen U_1 i kvadrat vilket framgår av ekvation 3 [2,9]

$$P_o \approx \frac{U_1^2}{R_{Fe}} \quad (3)$$

där

R_{Fe} = järnförlustresistansen.

Belastningsförlusterna beräknades med hjälp av ekvation 4 [2]

$$P_b = P_{bn} \cdot \left(\frac{I_2}{I_{2n}} \right)^2 \quad (4)$$

där

P_b = belastningsförlusten som hänförs till sekundärström I_2

P_{bn} = är belastningsförlusten vid märkdrift

I_2 = sekundärström

I_{2n} = sekundärström vid märkdrift

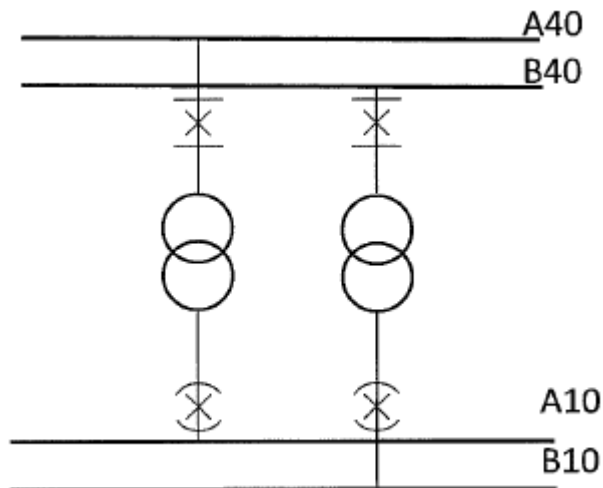
För att få fram förlustkostnaderna användes maxvärden för strömmar under 8 timmar på vardagar (2080h) och medelvärden för resten av tiden (6680h). För att få fram rätt fördelning mellan normaldrift och när en transformator är i drift användes viktade säsongsandelar beroende på vilket alternativ som beräkningarna hänförs till, se Tabell 9. Vid beräkningarna av belastningsförlusterna när en transformator är i drift användes medelströmmen som summerades för de båda transformatorerna, summaströmmen lades på den transformatorn som har den högsta märkeffekten och sedan beräknades belastningsgraden ut med ekvation 4.

För att optimera transformatorernas driftläggning när det kan vara lönsamt att stänga av en transformator har det i utredningen beaktats tre alternativ enligt nedan.

- Referensalternativ 1: Driftläggning som idag med två transformatorer
- Alternativ 2: Driftläggning med en transformator i tomgång under säsong med låg effekt
- Alternativ 3: Driftläggning med en helt frånkopplad transformator under säsong med låg effekt

5.2.1 Referensalternativ 1: Driftläggning som idag med två transformatorer

Alternativ 1 innebär att fortsätta driften som idag och dela upp lasterna på mottagningsstationernas båda transformatorer så att lasten fördelas ungefär 50/50 av totallasten. Lasten fördelas på detta sätt av säkerhetsskäl för att inte alla kunder skall bli strömlösa vid fel på en transformator. Vid fel på en transformator kopplas eldistributionsnätet om så att hela mottagningsstationen körs på en transformator, se Figur 3.



Figur 3 Befintlig driftläggning av mottagningsstationernas transformatorer

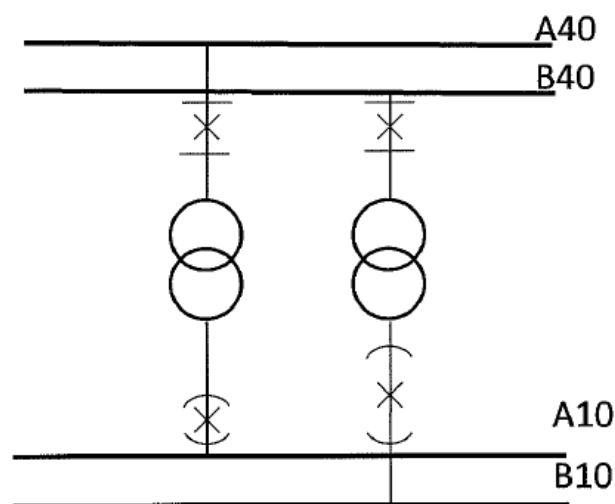
I detta alternativ är tomgångsförlusterna P_0 konstanta. Den sekundära belastningsströmmen I_2 och belastningsgraden vid medeldrift ses i kolumn 5 resp 6 i Tabell 12. Belastningsförlusterna P_b är på totalt 69,5 kW vilket ses i kolumn 7 och detta ger en totalt viktad förlustkostnad på 808294 SEK, se kolumn 9 i Tabell 12 nedan.

Tabell 12 Tomgång och belastningsförluster alternativ 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Stn	Trafo	P_0 [kW]	Tomgångs förlustkost. Alt. 1 [SEK]	I_2 Alt. 1 [A]	Bel. grad Alt. 1	P_b Alt. 1 [kW]	Belastnings förlustkost. Alt. 1 [SEK]	Total förlustkost. Alt. 1 [SEK]
M1	T1	18,0	78840	505	0,40	20,2	98155	161227
M1	T2	18,0	78840	431	0,34	14,7	80082	143154
M2	T1	11,0	48180	197	0,25	3,3	26876	65420
M2	T2	10,6	46559	145	0,13	1,1	9871	47119
M3	T1	6,2	27156	47	0,17	0,9	14809	36533
M3	T2	6,2	27156	53	0,19	1,2	26610	48335
M4	T1	9,4	41172	147	0,29	4,1	34732	67670
M4	T2	7,8	34164	103	0,21	2,3	25367	52698
M5	T1	11,6	50808	349	0,43	10,6	42000	82647
M5	T2	11,4	49932	349	0,34	11,0	63545	103490
Total			482807			69,5	422048	808294

5.2.2 Alternativ 2: Driftläggning med en transformator i tomgång under säsong med låg effekt

I alternativ 2 ansluts all last till den ena transformatorn upp till märklast S_n och transformatorn har spänningen inkopplad på primärsidan, se Figur 4. Ger ingen besparing av tomgångsförlusterna P_0 och högre belastningsförluster P_b för den transformator som har all last inkopplad eftersom belastningsförlusterna P_b beror av kvadraten på sekundärströmmen I_2 enligt ekvation 5. Det har ingen betydelse för tomgångsförlusterna P_0 på vilken sida som transformatorn får sin spänningsmatning. I detta alternativ har det valts att spänningsmata från primärsidan.



Figur 4 Driftläggning enligt alternativ 2

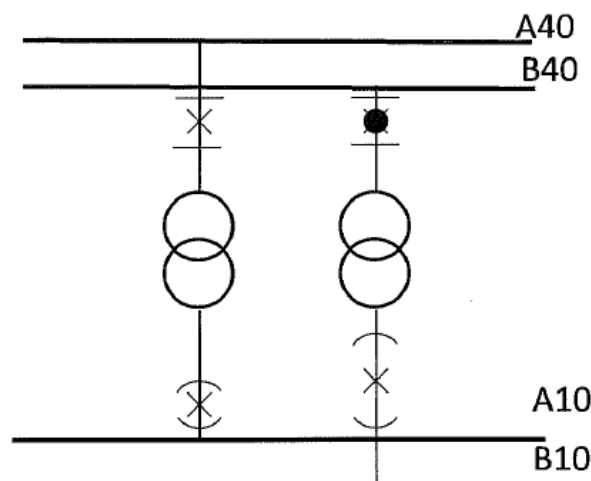
Tomgångsförlusterna P_0 blir lika stora som i alternativ 1. Den sekundära belastningsströmmen I_2 och belastningsgraden vid medeldrift när en transformator inte har någon last ses i kolumn 5 resp. 6 i Tabell 13. Belastningsförlusterna P_b är på totalt 133,1 kW och detta ger en totalt viktad förlustkostnad på 822645 SEK vilket är 14352 SEK högre än i referensalternativ 1, se kolumn 9 resp. 10 i Tabell 13. Omkopplingskostnad för in/ bortkoppling av transformator är 2000 SEK/ mottagningsstation.

Tabell 13 Tomgång och belastningsförluster alternativ 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stn	Trafo	P_0 [kW]	Tomgångs förlust- kostnad Alt. 2 [SEK]	I_2 Alt.2 [A]	Bel. grad Alt.2	P_b Alt 2 [kW]	Totala belastnings- förlustkost. Alt 2 [SEK]	Totala förlust- kost. Alt 2 SEK]	Total besparing Alt 2 jfr Alt.1 [SEK]
M1	T1	18,0	78840	-					-16349
M1	T2	18,0	78840	936	0,75	69,5	194587	320731	
M2	T1	11,0	48180	-					14435
M2	T2	10,6	46559	342	0,31	6,0	22312	98104	
M3	T1	6,2	27156	100	0,36	4,2	28123	71572	
M3	T2	6,2	27156	-					13296
M4	T1	9,4	41172	250	0,50	11,9	49374	109643	
M4	T2	7,8	34164	-					10725
M5	T1	11,6	50808	-					-36458
M5	T2	11,4	49932	720	0,65	41,5	142003	222595	
Total			482807			133,1	436400	822645	-14352

5.2.3 Alternativ 3: Driftläggning med en helt fränkopplad transformator under säsong med låg effekt

Driftläggningen i alternativ 3 är samma som i alternativ 2 men dessutom stängs den obelastade transformatorn av enligt Figur 5. Avstängd transformator ger den största besparingen eftersom det inte blir några tomgångsförluster P_0 . Det är inte lämpligt att stänga av en transformator mer än några månader under sommartid eftersom det kan resultera i korrosionsskador om transformatorn står oanvänd under en längre tid.[2]



Figur 5 Driftläggning enligt alternativ 3

Den sekundära belastningsströmmen I_2 och belastningsgraden vid medeldrift när en transformator är avstängd ses i kolumn 5 resp. 6 i Tabell 14. Belastningsförlusterna P_b är på totalt 133,1 kW vilket ses i kolumn 7. I detta alternativ blir tomgångsförlusterna P_0 113334 SEK lägre än i referensalternativ 1. Belastningsförlusterna P_b blir lika höga som i alternativ 2 och de totala förlustkostnaderna blir på 707481 SEK vilket är 100813 SEK lägre än i referensalternativet, se kolumn 9 resp. 10 i Tabell 14. Omkopplingskostnad för in/ bortkoppling av transformator är 2 000 SEK/ mottagningsstation.

Tabell 14 Tomgång och belastningsförluster alternativ 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stn	Trafo	P_0 [kW]	Tomgångs förlust- kostnad Alt. 3 [SEK]	I_2 Alt.3 [A]	Bel grad Alt. 3	P_b Alt. 3 [kW]	Totala belastnings förlustkost. för Alt. 3 [SEK]	Totala förlust- kostn. för Alt.3 [SEK]	Total besp. för Alt. 3 jfr. Alt. 1 [SEK]
M1	T1	18,0	63072	-					-581
M1	T2	18,0	78840	936	0,75	69,5	194587	304963	
M2	T1	11,0	14036	-					49767
M2	T2	10,6	46559	342	0,31	6,0	22312	62772	
M3	T1	6,2	27156	100	0,36	4,2	28123	60710	
M3	T2	6,2	16294	-					24158
M4	T1	9,4	41172	250	0,50	11,9	49374	93700	
M4	T2	7,8	18221	-					26668
M5	T1	11,6	14191	-					801
M5	T2	11,4	49932	720	0,65	41,5	142003	185336	
Total			369473			133,1	436400	707481	100813

6 Slutsatser

6.1 Analys

6.1.1 Investeringskalkyl effektkondensatorbatterier på mottagningsstationer

Enligt investeringskalkyl i kapitel 4 är ”Alternativ 3: Faskompensering på abonnentstationer” mest lönsam med en annuitet av investeringen/år på 120760 SEK. Alternativ 2 är näst mest lönsam med en annuitet av investeringen/år på 89243 SEK. Enligt pay off kalkyl blev alternativ 3 mest lönsam med en pay off tid på 4,3 år och alternativ 2 blev näst mest lönsam med en pay off tid på 7,7 år.

Rekommenderar alternativ 2 för genomförande. Motiv: I alternativ 2 blir det en bra lösning med filter mot övertonsströmmar och automatisk in och urkoppling av effektkondensatorbatterier med avkänning av nollgenomgångar. Det blir lokal kompensering nära förbrukarna av reaktiv effekt på abonnentstationer och det som inte kompenseras bort på abonnentstation kompenseras bort på mottagningsstation. Alternativ 1 är också bra med enbart central faskompensering men är det minst lönsamma alternativet. Alternativ 3 är det alternativ som är mest lönsamt men är inte så lämpligt eftersom det bara faskompenserar lokalt på abonnentstation.

Lämplig tidpunkt för investeringen är efter det att Vattenfall AB under 2010 har bestämt sig för om och när de skall debitera för matning av reaktiv effekt uppåt i nätet.

6.1.2 Driftoptimering av befintliga effektkondensatorbatterier

Vattenfall AB skall under 2010 utreda eventuell debitering av den reaktiva effekt som matas upp i regionnät under lågeffektid. I avvaktan på resultatet av den utredningen bör effektkondensatorbatterierna vara inkopplade hela året vilket motiveras med att det reaktiva effektuttaget under större delen av året ligger över gränsen på 16875 kVAr med 130-3135 kVAr.

6.1.3 Driftoptimering av mottagningsstationernas transformatorer

I kapitel 5 framkom det att besparingen när den ena av mottagningsstationernas båda transformatorer stängs av enligt alternativ 3 blir 100813 SEK. Alternativ 2 med en transformator obelastad ger en förlust på 14352 SEK. Gränsen för godtagbar lönsamhet anses enligt UEEAB vara 500000 SEK vilket gör att det rekommenderas att enligt referensalternativ 1 inte göra någon förändring. Det är heller inte bra att stänga av en transformator under kall och fuktig väderlek eftersom det kan bli kondens i transformatorn och förkorta dess livslängd. Orsaken till dessa icke förväntade resultat är att belastningsförlusterna ökar med kvadraten på

sekundärströmmen enligt ekvation 5 vilket åter upp en del av förtjänsten med besparingen av den avstängda transformatorns konstanta tomgångsförluster.

6.1.4 Driftoptimering av Lillesjö kraftvärmeverk och vattenkraftstationerna

Det är inte lämpligt att använda kraftstationer för att kompensera reaktiv effekt eftersom det inte är möjligt att ha dess synkrongenerator i kontinuerlig drift. Det problemet orsakas ibland på Lillesjö Kraftvärmeverk av att avfallsförbränningen måste stängas av för att ta ut stora föremål från brännugnen som inte går att ta ut den vanliga vägen. Vattentillgången är ojämn under året för vattenkraftstationerna vilket gör att det är omöjligt att ha dessa för kontinuerlig reglering av reaktiv effekt.

Det är bättre att ha effektfaktorkompensering på Lillesjö Kraftvärmeverks synkrongenerator för att få en effektfaktor på $\cos \varphi \approx 1,0$ för att inte mata ut för mycket reaktiv effekt ut på elnätet. Rekommenderar också att minska magnetiseringen på de fyra vattenkraftstationer som genererar reaktiv effekt. För kontinuerlig reaktiv effektkompensering är det bäst att ha effektkondensatorbatterier enligt kapitel 4.

Källförteckning

1. Blomqvist, Hans (red.)(2003). *Elkraftsystem 2*. Andra upplagan. Stockholm: Liber AB.
2. Cronqvist, Anders (red.)(2006). *Elmaskiner*. Andra upplagan. Stockholm: Liber AB.
3. Vattenfall Eldistribution AB (2009). *Tillämpningsbestämmelser– Regionnätstariffer, Uttag från regionnätet, Gällande från 2010-01-01*. Stockholm: Vattenfall Eldistribution AB.
4. ABB AB (2009). *Controlled Switching with Switchsync* [Elektronisk] Ludvika: ABB AB. Tillgänglig:
<[http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/5021bc8dd77e5eb5c12575b3004c8e31/\\$File/ABB%20B.G.%20Controlled%20Switching%20Ed3.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/5021bc8dd77e5eb5c12575b3004c8e31/$File/ABB%20B.G.%20Controlled%20Switching%20Ed3.pdf)> [2009-12-21]
5. ABB AB (2009). *Power Factor Controller* [Elektronisk] Ludvika: ABB AB. Tillgänglig:
<http://www.abb.com/product/seitp329/bec806dca9098599c1256ee600302833.aspx> [2009-12-21]
6. ABB AB (2009). *Upp till kamp mot den reaktiva effekten* [Elektronisk] Västerås: ABB AB. Tillgänglig:
<<http://www.abb.com/product/seitp329/045b5866166c4305c12573af0050e221.aspx>> [2009-12-21]
7. Skärvad, Per-Hugo & Olsson, Jan (2007). *Företagsekonomi 100*. Utgåva 13. Stockholm: Liber AB.
8. Nordpool ASA/ Exchange quotation and trading of Futures and Forward – Nordic/[Elektronisk]. Lysaker: Nordpool ASA. Tillgänglig:
<<http://www.nordpool.com/custom/Templates/gzIframe.aspx?id=1069>> [2009-11-24]
9. Carlander, Lasse (2004) *Enfastransformatorn*. Opublicerat kompendium Trollhättan: Högskolan Väst

A. Sammanställning av effekter abonnentstationer

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Kund	Abonnerad års- effekt P [KW]	Uppmätt P_m [KW]	Abonnerad reaktiv effekt Q [kVAr] (ind.)	Uppmätt Q_m [kVAr] (ind.)	$\frac{Q_m}{P}$	Arc- tan $\frac{Q_m}{P}$	Cos φ	Nya φ [rad]
SVENSKA FODER AB	1300	394	650	423	1,07	0,82	0,68	0,32
ACRIVIA AB	760	737	380	487	0,66	0,58	0,83	0,32
BARN OCH UTBILDNING	610	515	305	231	0,45	0,42	0,91	0,32
U-A ENERGI AB	1950	1781	975	848	0,48	0,44	0,90	0,32
U-A HOTELLFASTIGHETE R AB	248	120	124	120	1,00	0,79	0,71	0,32
I 17 PARKEN AB	60	471		104	0,22	0,22	0,98	0,32
PLASTAL AB	830	746	415	499	0,67	0,59	0,83	0,32
VÅ GÖTALANDS REGIONEN	4400	3674	1100	1132	0,31	0,30	0,96	0,32
IMERYS MINERAL AB	330	308	165	103	0,33	0,32	0,95	0,32
MATTSSONFÖRETAG EN I U-A	1350	1215	675	711	0,59	0,53	0,86	0,32
DOKA SVERIGE AB	100	130	50	97	0,75	0,64	0,80	0,32
PEAB ASFALT	440	211	220	170	0,81	0,68	0,78	0,32
VOLVO CARS U-A AB	4600	4045	2300	2271	0,56	0,51	0,87	0,32
ABBA SEAFOOD	760	718	380	581	0,81	0,68	0,78	0,32
TEKNISKA KONTORET	520	479	260	218	0,46	0,43	0,91	0,32
FASTIGHETS AB KILBÄCKEN	375	358	187,5	320	0,89	0,73	0,75	0,32
MOBIL OIL AB	800	634	400	508	0,80	0,68	0,78	0,32
U-A HAMNTERMINAL AB FRÖLAND	70	35	35	11	0,31	0,30	0,95	0,32
FASTIGHETS AB STADSGÅRDEN	350	291	175	150	0,52	0,48	0,89	0,32
NCC ROADS SVERIGE SYD	500	181	250	39	0,22	0,21	0,98	0,32
U-A HAMNTERMINAL AB BADÖ	700	543	350	680	1,25	0,90	0,62	0,32

Driftoptimering av effektkondensatorbatterier och transformatorer på mottagningsstationer

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Kund	Abo- nnerad års- effekt P [KW]	Uppm- ätt P_m [KW]	Abo- nnerad reaktiv effekt Q [kVAr] (ind.)	Upp- mätt Q_m [kVAr] (ind.)	$\frac{Q_m}{P}$	Arc- tan $\frac{Q_m}{P}$	Cos φ	Nya φ [rad]
BARN OCH UTBILDNING ÖSTRABO	950	725	475	219	0,30	0,29	0,96	0,32
U-A HAMNTERMINAL AB SÖRVIK	390	404	185	186	0,46	0,43	0,91	0,32
NCC ROADS SVERIGE SYD NY	600	293	300	225	0,77	0,65	0,79	0,32
KUNGSLEDEN MYREN AB	560	287	280	145	0,51	0,47	0,89	0,32
SV LANTMÄNNEN EK FÖR.	1300	1162	650	464	0,40	0,38	0,93	0,32
TEKNISKA KONTORET	450	383	225	233	0,61	0,55	0,85	0,32
J.M.HUBER SWEDEN AB	550	444	275	187	0,42	0,40	0,92	0,32
VÄRMTLANT AB	135	153	68	55	0,36	0,35	0,94	0,32
SKANSKA SVERIGE AB	120	86	60	41	0,48	0,44	0,90	0,32
LEDINS GRUS AB	250	182	125	1	0,25	0,24	0,97	0,32
VB COMBIMIX AB	625	221	312,5	171	0,94	0,75	0,73	0,32
SKANSKA SVERIGE AB	625	216	312	208	0,94	0,76	0,73	0,32
Totalt		21390		11838				

Driftoptimering av effektkondensatorbatterier och transformatorer på mottagningsstationer

1	10	11	12	13	14	15
Kund	Nya Q_b efter fas komp	Q_c kond. batteri	Reglerbar Modul om 300 kVAr	100 kVAr modul utan reglering	Över förb. Q	Deb. av överförb.
SVENSKA FODER AB	130	293			227	
ACRIVIA AB	242	245		2	-107	7062
BARN OCH UTBILDNING	169	62			74	
U-A ENERGI AB	585	263			127	
U-A HOTELLFASTIGHETE R AB	39	81			4	
I 17 PARKEN AB	155	-51			-74	
PLASTAL AB	245	254		2	-84	5544
VÄ GÖTALANDS REGIONEN	624	4			472	
IMERYS MINERAL AB	101	2			62	
MATTSSONFÖRETAG EN I U-A	399	312	1		-36	2376
DOKA SVERIGE AB	43	54			-47	
PEAB ASFALT	69	101			50	
VOLVO CARS U-A AB	1330	941	2		29	
ABBA SEAFOOD	236	345	1		-201	13266
TEKNISKA KONTORET	157	61			42	
FASTIGHETS AB KILBÄCKEN	118	202		1	-133	8745
MOBIL OIL AB	208	300		2	-108	7128
U-A HAMNTERMINAL AB FRÖLAND	12	-1			24	
FASTIGHETS AB STADSGÅRDEN	96	54			25	
NCC ROADS SVERIGE SYD	59	-20			211	
U-A HAMNTERMINAL AB BADÖ	178	502	2		-330	21780

Driftoptimering av effektkondensatorbatterier och transformatorer på mottagningsstationer

1	10	11	12	13	14	15
	Nya Q_b efter fas komp.	Q_c kond batte ri	Reglerbar Modul om 300 kVAr	100 kVAr modul utan reglering	Över förb. Q	Deb. av överförb.
BARN OCH UTBILDNING ÖSTRABO	238	-19			256	
U-A HAMNTERMINAL AB SÖRVIK	133	53			9	
NCC ROADS SVERIGE SYD NY	96	129			75	
KUNGSLEDEN MYREN AB	94	51			135	
SV LANTMÄNNEN EK FÖR.	382	82			186	
TEKNISKA KONTORET	126	107		1	-8	528
J.M.HUBER SWEDEN AB	146	41			88	
VÄRMTLANT AB	50	5			13	
SKANSKA SVERIGE AB	28	13			19	
LEDINS GRUS AB	1	0				
VB COMBIMIX AB	60	111		1	-46	3036
SKANSKA SVERIGE AB	73	135			105	
Totalt			6	10		69465