

OPTIMERAD STYRNING AV KONDENSATORBATTERIER

- Ny möjlighet att minska förluster med elektronisk brytteknik

Tor Johansson

September 2004

Examensarbete inom institutionen för elteknik
Chalmers tekniska högskola
Göteborg

ABSTRACT

Transmission of reactive power is well known to cause active power losses. Thus, new components who can help minimizing these expensive reactive power flows are of great interest to the power distribution companies. ABB Corporate Research has developed the first electronic power breaker. One possible application for this breaker is transient-free switching of capacitor banks. This could prove a useful distribution voltage complement to the switch-sync technique, mainly applied to transmission voltage level. The Swedish grid is characterized by long distances between power plants and customers, hence long transmission lines carrying loads of varying sizes are frequent. This implies that reactive power compensation by capacitors will be necessary. Furthermore, a freedom of choice when to put specific capacitor banks into operation is desired to keep power losses at a minimum. However, capacitor bank switching at voltage levels below 130 kV is strictly regulated today due to the problems of transients. The scope of this report is to assess the economic potential of the electronic breaker concerning transient-free switching of capacitor banks. This has been achieved by comparing two cases of operating systems, controlling the shunt capacitors in a west-Swedish region network. The first case models today's operation scheme where shunts are divided into four categories, depending on how often they can be employed. The second case resembles a future situation where all capacitor banks can be put into/out of operation anytime, hence assuming transient-free switching. The two cases were implemented as IPLAN-programs in a PSS/E context. The shunt operations were controlled by an optimal power flow tool. A full year has been successfully simulated on hour-basis. Load statistics were used in order to resemble how the active and reactive loads fluctuate over the year. The results show a significant decrease in active power losses for the future case. Consequently, the economic potential for applications of this kind could not be dismissed.

SAMMANFATTNING

Transmission av reaktiv effekt orsakar som bekant aktiva effektförluster. Nya elkraftkomponenter som kan minska de kostsamma reaktiva flödena är därför av stort intresse för distributionsföretagen. ABB Corporate Research har utvecklat världens förmodligen första elektroniska brytare. Ett av många tänkbara användningsområden för brytaren vore transientfri in- och urkoppling av kondensatorbatterier. Vid lägre spänningar kunde brytaren då komplettera switch-sync-tekniken, vilken främst används på transmissionsnivå. Eftersom det svenska kraftnätet karaktäriseras av långa avstånd mellan produktion och förbrukning, så är långa ledningar med varierande last vanliga. Det medför att kondensatorbatterier ofta används vid reaktiv effektkompensering. För att hela tiden minimera aktiva förluster vore idealet att fritt kunna koppla in och ur batterierna. Tyvärr måste man idag lägga hårda restriktioner på batterikopplingar som orsakar transienter, vilket är fallet vid spänningar lägre än 130 kV där switch-sync-tekniken ej används. Rapporten syfte är att undersöka den ekonomiska potentialen för att manövrera dessa kondensatorbatterier med elektroniska brytare. Detta har gjorts genom att jämföra två sätt att styra kondensatorbatterierna i Vattenfalls västsvenska regionnät. Det ena fallet modellerar dagens styrmodell där kondensatorbatterierna delas in i fyra grupper beroende på hur ofta de kan kopplas. I det andra fallet antas transientfri in- och urkoppling, med frihet att koppla samtliga batterier valfri tidpunkt. Modellerna implementerades som IPLAN-program att köras i PSS/E-miljö. Kopplingsbesluten fattades av ett optimal power flow-verktyg. Ett helt års drift simulerades framgångsrikt på timsbasis. Verkliga lastdata utnyttjades för att efterlikna variationerna i aktiv och reaktiv last under året. Resultatet visar en tydlig minskning av de aktiva effektförlusterna då elektroniska brytare antogs vara installerade. Den ekonomiska potentialen för brytaren i denna tillämpning borde därför inte underskattas.

FÖRORD

Denna rapport är resultatet av ett examensarbete. Arbetet ingår i min civilingenjörsutbildning vid Chalmers tekniska högskola i Göteborg, där institutionen för elteknik gav handledning. Vattenfall AB var uppdragsgivare och bidrog med lokaler, beräkningsprogram och handledning.

Jag vill tacka alla på Vattenfall i Göteborg och Trollhättan som hjälpt till med arbetet. Ett speciellt tack går till Per Norberg för god handledning och gott humör. Avslutningsvis ett tack till Jaap Daalder, för värdefulla synpunkter och handledning från Chalmers.

September 2004,

Tor Johansson

INNEHÅLL

1. INLEDNING	7
1.1 Bakgrund	7
1.2 Rapportens delar	7
2. ELKRAFTTEORI.....	9
2.1 Reaktiv effekt.....	9
2.2 Koppling av kondensatorbatterier.....	9
2.3 Spänningsändring vid koppling	10
2.4 Aktiva och reaktiva förluster	12
3. UPPGIFT.....	14
3.1 Syfte	14
3.2 Definitioner.....	14
3.3 Avgränsning.....	14
3.4 Metod	15
4. NÄT	16
4.1 Vattenfalls västsvenska regionnät.....	16
4.2 Nätets historik.....	16
4.3 Nätets egenskaper	16
4.4 Reglering av spänning och reaktiv effekt.....	18
4.5 Lasttyper.....	18
4.6 Krav från angränsande nät.....	19
5. MATEMATISK TEORI	20
5.1 Load flow-beräkning.....	20
5.2 Tillämpad optimering.....	21
5.3 Konvexitet	22
5.4 Ett optimeringsexempel.....	23
6. DATORPROGRAM.....	27
6.1 Databasen för timvärdesanalys.....	27
6.2 Programmet PSS/E.....	27
6.3 Programmet OPF	27
6.4 Regionnätmodell.....	28
7. MODELLKONSTRUKTION	29
7.1 Simuleringsidé	29
7.2 Förenklingar.....	30
7.3 Testmodell	30
7.4 Tidsperiod.....	32
7.5 Antaganden om lastvariationer.....	32
7.6 Modifiering av regionnätmodell.....	35
8. SIMULERING	36
8.1 Modell för framtidsfallet.....	36
8.2 Modell för nutidsfallet.....	36
8.3 Nutida förluster	38
8.4 Framtida förluster.....	39
8.5 Jämförelser	40
8.6 Ökad reaktiv förbrukning.....	42
9. ANALYS.....	44
9.1 Rimlighetskontroll	44
9.2 Tekniska slutsatser.....	45
9.3 Ekonomiska slutsatser.....	45

9.4 Diskussion	46
LITTERATUR	47
BILAGA A: PSS/E	48
BILAGA B: OPF	49
BILAGA C: UPPBYGGNAD AV SIMULERINGS-CASE	50
BILAGA D: SHUNTLISTA	53
BILAGA E: SIMULERINGSPROGRAM	59
BILAGA F: UTDRAK UR RAPPORT TILL STEM	72
BILAGA G: SIMULERINGSRESULTAT	76

1. INLEDNING

1.1 Bakgrund

Världens troligen första elektroniska effektbrytare har tagits fram av ABB Corporate Research. Brytaren har arbetsnamnet *Darwin* och har genomgått ett stort antal laboratorietester. Ett 10 kV fältprov har också gjorts hos Vattenfall i Uppsala. Konceptet innebär att man kan sluta och bryta ström vid önskad tidpunkt, oberoende per fas. Detta ger bl a möjlighet att koppla kondensatorbatterier transientfritt vid distributionsspänning. Bedömningen idag är att konceptet kan fungera upp till 70 kV.

Tekniken kan komplettera tidigare sk switch-sync-teknik, vilken hjälper en konventionell brytare att koppla någorlunda transientfritt. Switch-sync förekommer idag främst vid 130 kV.

I Sverige sker hälften av elproduktionen i norr och andra hälften huvudsakligen med kärnkraft, ansluten till 400 kV. Kraftnätet har således långa avstånd mellan produktion och konsumtion, där lasterna varierar. Detta medför att kraftnätets reaktiva effektbalans sköts med koppling av kondensatorbatterier, inte som i de flesta länder med över-/undermagnetisering av generatorer. Med dagens bryarteknik leder ofta kopplingar av kondensatorbatterier till spänningsändringar och transienter. Följdaktligen undviker man att koppla för ofta vid lägre spänningar. Dagens styrmodell ser i korthet ut så här: 130 kV-batterier dygnskopplas och batterier vid lägre spänning vecko- eller säsongkopplas. En lite sämre hantering av reaktiva effektflöden väljs alltså framför att kunderna ska få problem med elkvalitén.

Överföring av reaktiv effekt i nätet orsakar tyvärr kostsamma förluster. Om batterier istället kunde kopplas *efter behov* utan kopplingsrestriktioner, så finns alltså pengar att spara. Den här rapporten försöker svara på hur stora belopp som kan sparas om kondensatorbatterier förses med den nya brytaren Darwin.

1.2 Rapportens delar

Rapportens kapitel är menade att läsas i ordningsföljd. I princip förklaras alla begrepp innan de används för att behandla faktiska problem. Följdaktligen ligger kapitel 2 med elkraftteori före kapitel 3, som beskriver rapportens syfte. På samma sätt förbereds läsaren gradvis för avsnittet om modellkonstruktion med kapitel 4,5 och 6. Med detta i bakhuvudet kan läsaren välja att hoppa över avsnitt och vid behov gå tillbaka.

Kapitel 2 innehåller begrepp som är kända för de flesta elkraftingenjörer. Kapitel 4 kan hoppas över av den som är bekant med Vattenfalls västsvenska regionnät. Kapitel 5 är rapportens matematiska kärna. Kapitlet handlar om skillnaden mellan två beräkningsmetoder. Här bör inte läsaren låta sig avskräckas vid avsnitten 5.1-5.3 utan sikta in sig på att förstå optimeringsexemplet i 5.4.

Kapitel 6 är en kort genomgång av datorverktygen, där den intresserade hittar ytterligare material i bilagorna. I kapitel 7 börjar redovisningen av det egentliga ingenjörsarbetet: Två simuleringsmodeller konstrueras. Kapitel 8 innehåller de färdiga modellerna och deras simuleringsresultat. Slutligen analyseras resultatet i kapitel 9.

Bilagorna behöver inte studeras vid en första, hastig genomläsning. Bilaga A och B handlar om de använda datorverktygen. Bilaga C redovisar i detalj hur en befintlig nätmodell modifierades att passa simuleringarna. Bilaga D är en lista över samtliga kondensatorbatterier. De program som utför de egentliga simuleringarna återfinns i bilaga E. Bilaga F innehåller information om Darwin-brytaren. Denna bilaga är det enda i rapporten på engelska. Bilaga G innehåller uppförstorade bilder av simuleringsresultatet.

2. ELKRAFTTEORI

2.1 Reaktiv effekt

Det fysikaliska upphovet till det vi kallar *reaktiv effekt* är att ledning och last fasvrider ström och spänning. Då strömmen hamnar *efter* spänningen talar vi om *induktiv* fasvridning. Man säger då att reaktiv effekt *förbrukas*. Detta är den vanligaste lasttypen och t ex stora elektriska motorer påverkar nätet på detta sätt. Motsatsen, att strömmen hamnar *före* spänningen, kallas *kapacitiv* fasvridning eller att reaktiv effekt *produceras*.

Begreppet reaktiv effekt är mycket användbart vid analyser av kraftnätet. Denna effekt flyter undantagslöst fram och tillbaka i nätet utan att utföra nyttigt arbete. Det är vanligt att placera ett kondensatorbatteri vid kunden om denne förbrukar stora mängder reaktiv effekt. På så sätt produceras och konsumeras den reaktiva effekten lokalt, utan att belasta det övriga nätet.

2.2 Koppling av kondensatorbatterier

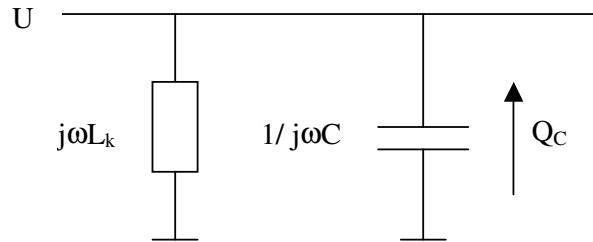
Behovet av tillförd reaktiv effekt varierar med kraftnätets belastning. Därför sker vanligen in- och urkoppling av kondensatorbatterierna ([1], s. 31) enligt tabell 2.2.1.

Tabell 2.2.1		
Koppling av kondensatorbatterier		
Spänning [kV]	Storlek [MVar]	Koppling sker
10	0-4	Normalt säsongvis, även veckovis eller fast in-kopplat
40	2-20	Säsong – vecko
130	20-150	Vecko – dygns

Vid koppling uppkommer problem med spänningsändringar ([2], s. 35). Batteriernas dimensionerade storlek begränsas av hur kraftiga spänningsvariationer som kan accepteras. Man skiljer på långsamma, *statiska* spänningsändringar och snabba, *transienta* ändringar. Den statiska spänningshöjning som sker vid batteriinkopplingen är en nödvändig följd av att reaktiv effekt inte behöver transporteras över nätet. Den transienta ändringen är däremot en oönskad störning, att likna vid en ”svallvåg”. Vid högre spänningsnivåer är kondensatorbatterierna i regel utrustade med teknik som minimerar transienterna, sk switch-sync.

När en kondensator kopplas in finns också risk för resonans ([2], s. 36). Om egenfrekvensen hos kondensatorn sammanfaller med den hos en parallell last kan både

spänning och ström öka avsevärt. Även nätets induktans kan ge upphov till resonans. I figuren nedan syns det statiska tillståndet efter inkoppling av ett kondensatorbatteri.



Figur 2.2.2: Nätets induktans och ett kondensatorbatteri.

Nätets induktans L_k sett från batteriet är approximativt ([1], s. 31)

$$L_k = \frac{X_k}{\omega} = \frac{U^2}{S_k \omega} \approx \frac{U^2}{S_k \cdot 314}$$

Ett enkelt uttryck för resonansfrekvensen blir

$$f = \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}} \cdot 50, \text{ Låt } n \text{ vara en multipel av } 50 \text{ Hz} \Rightarrow n = \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}}$$

Multipeln n kallas också *överton*. Ökande användning av kraftelektronik gör att man speciellt måste se upp med övertonerna 5, 7, 11 och 13.

Slutligen kan en annan begränsning nämnas för hur stort ett kondensatorbatteri får vara som inte manövreras dagligen. Vid låglast vill man inte få ett överskott av reaktiv effekt. Alltså bör batterierna inte kompensera för mer än den reaktiva minlasten. Denna är normalt av storleksordningen 20-30 % av reaktiv maxlast ([2], s. 37). Denna begränsning gäller inte om batterierna kopplas bort vid låglast, t ex under industrisemestern, som vanligen sker för batterier på 10kV-nivån. Där påverkas också dimensioneringen av att batterierna tillverkas i standardenheter av viss kapacitet.

Kondensatorbatterier kallas också EK-batterier där EK står för effektkompensering.

2.3 Spänningsändring vid koppling

Hur stor blir den statiska spänningsändringen i den punkt i nätet där ett kondensatorbatteri kopplas in? Anta att överliggande nät kan förenklas till en generator och en impedans Z . Se figur nedan. Inledningsvis anges alla storheter *per fas*.

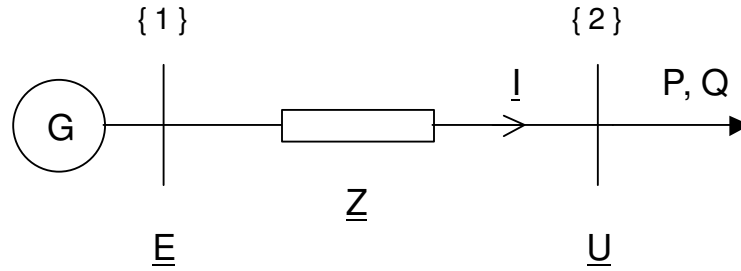


Fig 2.3.1. Kraftnät med två noder, generering och last.

Vi är intresserade av spänningsändringen i nod 2. Om en shuntkondensator med effekt $Q_{C,fas}$ kopplas in vid {2} så minskar Q-lasten med motsvarande. Ohms lag komplext ger att (s 39-42, 63 [6]) :

$$\underline{U} = \underline{E} - \underline{Z}\underline{I} = \underline{E} - (R+jX)(I\cos\phi - jI\sin\phi) = \underline{E} - (RI\cos\phi + X I\sin\phi) + j(RI\sin\phi - XI\cos\phi)$$

$$\underline{U} = \underline{E} - V_x + jV_y$$

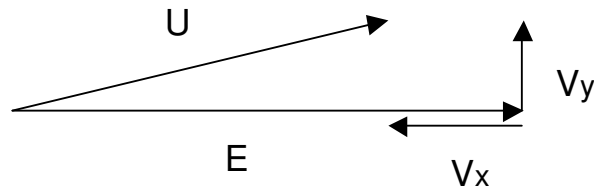


Fig 1.3.2. Fasdiagram

Då spänningsskillnadens *belopp* ska beräknas kan V_y försummas vid små spänningsfall. Alltså:

$$\Delta U_{fas} = |\underline{E}| - |\underline{U}| \approx RI\cos\phi + X I\sin\phi$$

Uttrycket multipliceras med $\sqrt{3}$ så att ΔU anger förändring av huvudspänning. Fortsättningsvis betecknar nu E, U huvudspänningar och P,Q den totala effekten. Vid små spänningsändringar är $E \approx U \Rightarrow P \approx \sqrt{3} EI\cos\phi$, $Q \approx \sqrt{3} EI\sin\phi$ som insättes \Rightarrow

$$\frac{\Delta U}{E} = \frac{RP}{E^2} + \frac{XQ}{E^2} \text{ där antagandena } X \gg R \text{ och } E = U_{Nom} \text{ ger att kortslutningseffekten}$$

$$S_k \approx \frac{U_{Nom}^2}{X} = \frac{E^2}{X} \text{ kan insättas } \Rightarrow \frac{\Delta U}{E} = \frac{P}{(X/R)S_k} + \frac{Q}{S_k}$$

$E \approx U$ antas igen. Kvoten i vänsterledet uttrycker då relativ spänningsändring vid nod {2} i figuren ovan. Ett batteri med total effekt Q_C orsakar:

$$\Delta U = 100 \cdot \frac{Q_C}{S_k} \text{ \% spänningshöjning}$$

Den lokala spänningshöjningen vid inkoppling av ett shuntat kondensatorbatteri är alltså *oberoende av lasten P,Q!* Detta gäller ej för seriekopplade kondensatorer, vilka inte diskuteras i denna rapport.

Hur stor ΔU får vara regleras av en standard. Beroende på hur ofta batteriet kopplas ges en procentsats i den sk flimmerkurvan.

2.4 Aktiva och reaktiva förluster

Då elkraft överförs på en ledning uppstår alltså aktiva och reaktiva förluster. De aktiva förlusterna, om ledningen har resistans R per fas och fasströmmen I flyter, är ([7], s. 154):

$$P_f = 3 \cdot RI^2$$

vilket också kan uttryckas i den totala effekt *som överförs* på ledningen

$$\left\{ I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}, S^2 = P^2 + Q^2 \right\} \Rightarrow P_f = \frac{R}{U^2} \cdot (P^2 + Q^2)$$

där U anger huvudspänning. Här syns direkt att den Q-beroende delen av P_f minskar kvadratisk om överförd Q minskar. Det sker om den reaktiva effekten kan produceras där den behövs. Nyttan av att hålla hög spänning vid transmission framgår också tydligt.

Anta att samma ledning har reaktansen X per fas. De reaktiva förlusterna blir då

$$Q_f = 3 \cdot XI^2$$

eller räknat i överförda effekter

$$Q_f = \frac{X}{U^2} \cdot (P^2 + Q^2)$$

Uttrycket säger inte allt. Ledningens kapacitans har försumrats, vilket ofta görs om förbindelsen är kortare än ca 50 km. Riktigare är att räkna som om halva ledningens kapacitans kan "klumpas ihop" i vardera ände. Denna modell används för ledningslängder upp till ca 200 km. Se fig nedan. C anger kapacitans per fas.

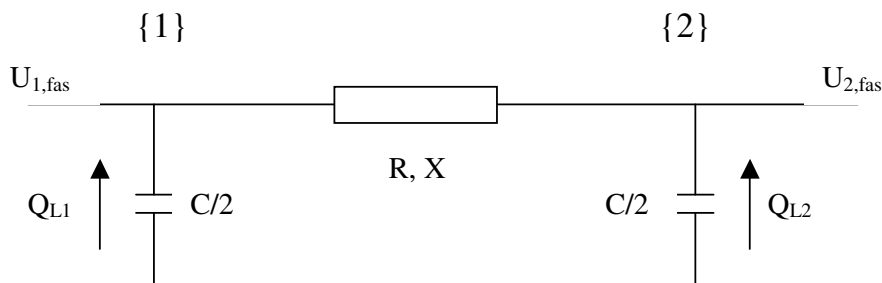


Fig 2.4.1. Reaktiv effekt genererad av ledningens kapacitans.

Här beräknas ledningens produktion av reaktiv effekt med endast två spänningar. Inverkan av den faktiska spänningsfördelningen över ledningen försummas alltså. För tre faser fås att:

$$Q_{L1} = 3 \cdot \omega \cdot \frac{C}{2} \cdot (U_{1,fas})^2 = \omega \cdot \frac{C}{2} \cdot U_1^2$$

Noteras bör att ledningens produktion $Q_L = Q_{L1} + Q_{L2}$ är konstant om nätet håller spänningen. Ledningens konsumtion Q_f beror däremot (kvadratiskt) av lasten. Detta medför att en lågt lastad ledning blir en nettoproducent av reaktiv effekt. Vidare finns en sk naturlig last som medför att konsumtion och produktion blir lika stora. I de normala driftfallen för nätet i denna rapport är dock lasten sådan att ledningarna ger reaktiva förluster. Den reaktiva produktionen blir lägre, dels för att spänningen är relativt låg och även eftersom relativt korta ledningar ger låg kapacitans C .

Begreppet reaktiv effektförlust kan tolkas som ett mått på hur stor induktiv fasvridning en komponent eller ledning orsakar. En transformator har t ex en reaktiv effektförlust i storleksordningen 10% vid märklaster.

Man kan visa att ett planreglerat nät (lika hög spänning i varje nod) minimerar flödet av reaktiv effekt.

3. UPPGIFT

3.1 Syfte

Arbetets syfte var att undersöka den ekonomiska potentialen då kondensatorbatterier manövreras med Darwin-brytare. Mer exakt skulle de förluster som uppstår av dagens styrmodell jämföras med en situation där elektroniska effektbrytare används i 40/20/-10kV-näten. Med nya brytare kan i teorin den reaktiva effektproduktionen ändras varje timme. Syftet var att beräkna skillnaden i aktiva och reaktiva förluster mellan de två styrmodellerna, givet vissa spänningsgränser. De aktiva förlusterna var av störst intresse eftersom dessa motsvarar en löpande kostnad per kWh. Vattenfalls västsvenska regionnät valdes som exempel för studien.

Jämförelsen skulle spänna över ett års drift, dvs omfatta 8760 timvärden. Det skulle vara möjligt att göra en rimlighetskontroll av beräkningsresultatet.

3.2 Definitioner

När begreppet *aktiva förluster* används menas skillnaden mellan in- och utflöde i nätet. Inflödet av aktiv effekt utgörs av kraftgenerering, samt matningen från angränsande nät. Utflödet är laster och matning till angränsande nät.

Med *reaktiva förluster* menas på samma sätt skillnaden mellan tillförd reaktiv effekt och den reaktiva effekt som förbrukas av kunderna eller matas till angränsande nät. Reaktiv effekt genereras av kraftverk och kondensatorbatterier. Förbrukningen sker i de laster som har en reaktiv komponent. Förlusterna uppstår i ledningar, transformatorer och andra induktanser i kraftnätet. Även generatorernas aggregattransformatorer betraktas som förluster.

Dagens aktiva effektförluster i nätet kallas också *nutida förluster*. De aktiva förluster som hör till en framtida styrmodell betecknas *framtida förluster*.

Begreppet *surge impedance load* (SIL) kallas på svenska *naturlig last*. Med detta menas den last som får en given förbindelses produktion och konsumtion av reaktiv effekt att ta ut varandra.

3.3 Avgränsning

Arbetet utfördes inom ramen för ett examensarbete, vilket innebar en tidsbegränsning på 5 månader. Rapporten behandlade i första hand effektförluster ur teknisk synvinkel utan förfinade ekonomiska modeller. Skillnader i elkvalité mellan dagens och en framtida styrmodell har inte beaktats. "Långsamma" spänningsvariationer som uppkommer vid in- och urkoppling av kondensatorbatterierna antas kunna hanteras,

liksom resonansfenomen. I de fåtal fall då storkunder själva skötte sin reaktiva effektkompensering antogs den reaktiva effektförbrukningen vara noll.

Inverkan av ombyggnader i nätet sedan datormodellen först skapades 1997 försummas. Dessa har varit av begränsad omfattning och bör inte påverka detta arbete som ju handlar om *skillnaden* mellan två styrmodeller.

En teknisk bakgrund motsvarande högskoleingenjör är bra om läsaren ska få full behållning av texten.

3.4 Metod

Först analyserades regionnätets uppbyggnad och driftvillkor. Hur nätets effektkompensering sker idag studerades i detalj. En befintlig regionnätmodell för programmet PSS/E förfinades till att kunna hantera omkopplingar av kondensatorbatterier. Förlustberäkningarna utfördes med datorsimuleringar, där datorverktyget Optimal Power Flow (OPF) användes. Lastdata från Vattenfalls databas för timvärdesanalys (TVA) utgjorde underlaget till simuleringarna. Ett år med normala temperatur- och väderleksförhållanden valdes.

Resultatets rimlighet kontrollerades. Resultatet analyserades och diskuterades ur några elkrafttekniska perspektiv. Tänkbara ekonomiska följder skisserades.

4. NÄT

4.1 Vattenfalls västsvenska regionnät

Simuleringen gjordes på Vattenfalls västsvenska regionnät. Den tillgängliga datormodellen innefattade områdena Trollhättan-Göteborg-Skara-Kinna (TGSK), vilket i princip är regionnätet med undantag av några 130kV-linjer. Geografiskt begränsas nätet i nord, ost och syd av Säffle, Skövde-Jönköping och Borås. Se bild 4.1.1.

4.2 Nätets historik

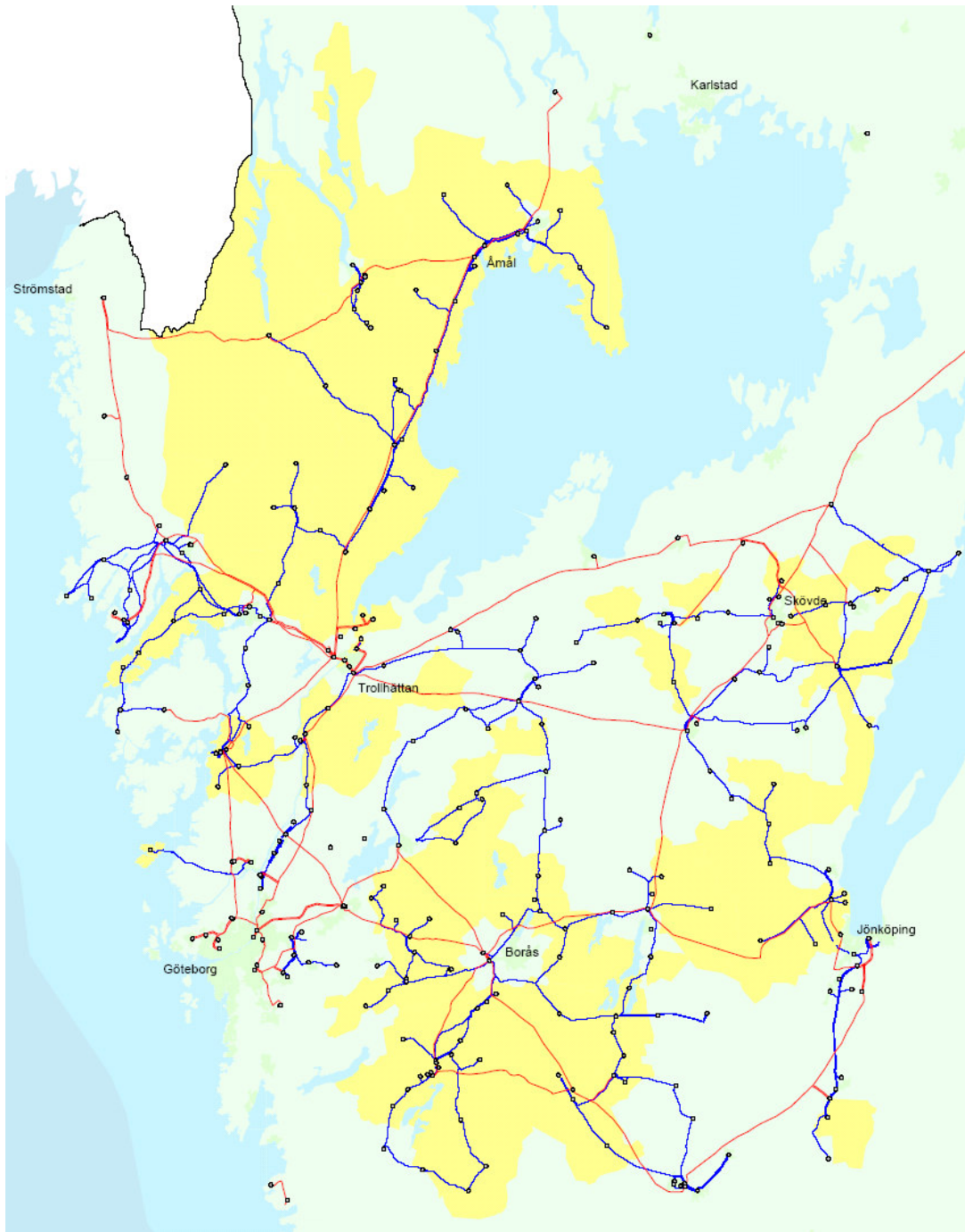
Det västsvenska regionnätets historia börjar runt förra sekelskiftet [5]. Kronan såg möjligheterna att anlägga en kraftstation i Trollhättan och utnyttja Vänerns vattenmassor. År 1911 omfattade statens kraftsystem i västsverige ett nyligen invigt vattenkraftverk och linjer till Skövde, Alingsås och Göteborg. Spänningsnivån var 50kV och effekterna enligt dagens mått blygsamma. Effektkompensering med shuntkondensatorer omnämns faktiskt redan i årsberättelsen från 1914 ([5], s. 173): *”Dessutom hava kondensatorbatterier försöksvis installerats på tre punkter i ledningsnätet.”*

Kondensatorbatterierna på 40kV-nivån *dimensionerades* ursprungligen för att hålla uppe spänningen. Man har försökt minimera transporten av reaktiv effekt i nätet genom att placera batterier där den reaktiva lasten finns. De flesta batterierna i 40kV-nätet finns dock på skenorna direkt efter nedtransformeringen från överliggande nät. Idag körs dessa ofta för att styra spänningen och minimera förlusterna på 130/400kV-näten och *reglera det reaktiva utbytet* med dessa nät.

På 10kV har EK-batteriernas nästan utan undantag varit säsongkopplade, dvs inkopplade hela året utom under industrisemestern. De har använts för att höja spänningen på överliggande 40/20kV-nät, för att minska de aktiva och reaktiva effektförlusterna.

4.3 Nätets egenskaper

Vattenfalls västsvenska regionnät omfattar spänningsnivåer mellan 20kV och 130kV. 130kV-nätet i regionen är maskat i likhet med flertalet nät på dessa spänningsnivåer. Den vanliga nedtransformeringen är 130/40kV med några undantag som 130/20kV. Regionens 40kV-nät drivs radiellt med få undantag (parallella matningar finns endast på tre-fyra linjer). Dessa radiella nät fördelas på ca 30 areor med separat matning från 130kV. Varje area försörjs alltså från *en* matande station. Vid normala förhållanden drivs underliggande 10kV-nät radiellt, utan undantag.



Figur 4.1.1: Västsvenska regionnätet ■ 130kV ■ 40/20kV ■ 10kV

I Kinna och Dalsland finns uppskattningsvis ett 100-tal små vattenkraftverk. Deras produktion styrs av den aktuella vattentillgången eftersom dammbyggena är få. I Skara finns vindkraftproduktion som vid låglast och god vind kan ge ett nolluttag av kraft. Dessa småskaliga produktionsenheter av vatten och vind har kapaciteter mellan 0.2-4 MVA styck.

40kV-näten drivs ofta vid 44-46kV för att minska förlusterna. Man begränsas av högsta tillåtna spänning för den svagaste komponenten. Detta låter sig göras eftersom det fåtal kunder som finns här lätt kan justera sin spänning med egna lindningskopplare. I 10kV-näten sker däremot nedtransformeringen till vanliga 0.4kV-kunder med fast inställda omkopplare. Möjligheten att köra 10kV-näten med förhöjd spänning är därför starkt begränsad.

4.4 Reglering av spänning och reaktiv effekt

Allmänt gäller att transformatorernas lindningskopplare monteras på uppspänningssidan. Vid kraftdistribution styr dessa transformatorns sk omsättningstal, enkelt uttryckt den lägre spänning transformatorn levererar. Denna styrning sker som regel med automatik, utom vid transformering till 0.4kV. Automatiken reagerar då spänningen går utanför det tillåtna intervallet och kopplar då om. Möjligheterna att justera spänningen är begränsade. Lindningskopplingen medför att spänningen ändras i diskreta steg. Vanligtvis har transformatorn kopplingslägen $\pm 8 \times 1.67\%$ att tillgå mellan högsta och lägsta spänning.

På nedsidan av transformeringen återfinns som regel också kondensatorbatterierna. Lindningskopplarna styr vilken spänning transformatorn *levererar* till underliggande nät, men kan inte i sig själva påverka spänningen på matande, överliggande nät. Det kan däremot kondensatorbatteriet vilket höjer spänningen i sin omgivning. Man säger att reaktiv effekt tillförs nätet. Spänningshöjningen letar sig så att säga upp till överliggande nät bakvägen via transformatorn. Detta medför att det överliggande nätet i teorin kan planregleras och förlusterna där minimeras. Där över- och underliggande nät ägs av olika parter är utbytet av reaktiv effekt avtalsreglerat. Ett nollutag kan krävas, vilket innebär att batterierna (tillsammans med nätets övriga reaktiva generering) ska kunna försörja nätet med den reaktiv effekt som förbrukas.

Slutligen kan man påpeka att de aktiva och reaktiva förluster i ett nät kan minimeras om den reaktiva effekten produceras i rätt kvantiteter och *på rätt ställen*. Här finns en konflikt mellan olika behov. Frågan är vilken slags reglering av nät/överliggande nät som bör prioriteras.

4.5 Lasttyper

Regionnätet har de vanliga typerna av last: industrilast, affärer, bostäder och den blandning av dessa som finns i städer. Laster av *en lasttyp varierar* på likartat sätt. Industrilast är vanligen hög och jämn under arbetstid, låg på helger och relativt oberoende av väderleken. Bostadsområdenas last, sk borgelig last, har vanligen sin topp på kvällstid och varierar med ytttemperaturen. Här utmärker sig områden med direktverkande elvärme. Städer har en last vars variationer bl a beror på andelen industri, tillgång till egen produktion mm. Variationen bör rimligtvis bli lite svårare att överblicka. Som kuriosa kan nämnas att Göteborg ofta har sin största förbrukning några dagar före jul och en möjlig förklaring till det är att folk klär sin gran då.

Utöver dessa lasttyper tillkommer säsongslast i fritidsområden och kustsamhällen med stor andel sommarboende. En lasttyp som järnväg och annan spårbunden trafik finns också, men utgör ingen betydande del av regionnätets last.

4.6 Krav från angränsande nät

Det västsvenska regionnätet matas från stamnätet i nio st 400 kV *inmatningspunkter*. Stamnätet ägs av Svenska Kraftnäts (SvK) och förbindelser mellan SvK och ett nätbolag regleras av ett skrivet avtal. Den fysiska gränsen mellan parterna brukar dras så att transformeringen sköts av nätbolaget. Utöver detta finns också några 130 kV *förbindelsepunkter* som knyter an till angränsande nät. Individuella avtal med nätägaren reglerar utbytet.

Svenska Kraftnäts avtalsvillkor för utbyte av kraft innehåller att man skall ange maximal aktiv effekt i varje inmatningspunkt. Kunden nätbolaget tecknar sig för en uppskattad förbrukning och om denna överskrids betalas straffavgifter. Dessutom tillkommer en avgift för de energiförluster transporten av effekt gett upphov till i stamnätet. Reaktiv effekt är ej avgiftbelagd men utbytet regleras i tekniska avtalsvillkor. Avtalet innehåller skrivningar om informationsutbyte och samverkan mm men är rent allmänt formulerat vad gäller t ex spänningsreglering. Här gäller att ”det reaktiva effektflödet regleras inom de gränser som är angivna i anläggningsavtal i respektive punkt. Regleringen ska ske enligt begäran av SvK:s driftledning...” (§4, [4]).

Enligt SvK's tekniska avtalsvillkor gäller att regionnätet *på begäran* ska kunna förbruka noll reaktiv effekt. Normalt har SvK överskott på reaktiv effekt då nätet är in-takt. Därför accepterar man måttliga uttag under dagtid om spänningsnivåerna kan klaras i övrigt. När det gäller spänningsstabilitet kan inmatning av reaktiv effekt under låg last vara ett större problem.

5. MATEMATISK TEORI

5.1 Load flow-beräkning

Den kanske vanligaste beräkningen på ett kraftnät ([9], kap 5.1-5.3) ska besvara följande fråga:

Effektförbrukningen och genereringen är känd för varje nod i ett kraftnät. Hur blir då effektflödet i varje ledning och transformator?

Typiska indata är även generatorspänningarnas belopp, transformatorernas lindningskopplarlägen och samtliga impedanser i nätet. Utdata blir aktiva och reaktiva effektflöden men även okända spänningars belopp och överföringsvinklar.

Problemet formuleras som en linjär matrisekvation $\mathbf{I}_n = \mathbf{Y}_{nn} \mathbf{V}_n$ (index anger variabelns dimension). \mathbf{I}_n är en vektor som innehåller strömmen till varje nod. \mathbf{Y}_{nn} är normalt en symmetrisk matris som innehåller admittanserna mellan alla noder. Dess diagonal-element ger summan av admittansen till noden. \mathbf{V}_n innehåller nodernas spänningar.

Admittansmatrisen som ju är nätets impedanser/ admittanser är känd. Men varken \mathbf{I}_n eller \mathbf{V}_n är i praktiken känd i sin helhet. Problemet löses genom att sätta in *uppskattade spänningar* och beräkna nodernas strömmar. Så långt är de många sätten att utföra load flow-beräkning lika. Men sedan måste *en iterativ metod* väljas för att komma vidare, dvs en metod att genom upprepade insättningar av nya spänningar stega sig fram till lösningen.

Nedanstående schema ([10], s.274) visar ett exempel på en vanlig iterativ metod, Newton-Raphsons. Låt I_k vara den komplexa strömmen in i en godtycklig nod k . V_k är det element i vektorn \mathbf{V}_n som anger den komplexa spänningen i nod k . I rektangulär form skrivs $V_k = e_k + i f_k$. Effektförbrukningen är känd i alla noder. "*" nedan anger komplexkonjugat. Newton-Raphson-metoden för load flow-beräkning:

1. Skapa admittansmatrisen \mathbf{Y}_{nn}
2. Välj startvärden för spänningar i vektorn \mathbf{V}_n
3. Sambanden $S_k^* = V_k^* I_k$ och $S = P + iQ$ ger i varje nod
 - (1) $P = \text{Re}\{V_k^* I_k\}$
 - (2) $Q = -\text{Im}\{V_k^* I_k\}$
 där I_k ges av rad k i \mathbf{Y}_{nn} gånger vektorn \mathbf{V}_n
4. Beräkna skillnaderna $\Delta P = P_{\text{känd}} - P_{\text{beräknad}}$, $\Delta Q = Q_{\text{känd}} - Q_{\text{beräknad}}$ i varje nod
5. *Är skillnaderna acceptabla?* I så fall: beräkna effektflödena. Klar!
6. Annars: beräkna strömmarna $I_k = S_k^* / V_k^*$ för de kända effekterna
7. Beräkna elementen i en Jacobian-matris innehållande P och Q :s partialderivator m a p spänningens real- och imaginärdelar e och f
8. Lös en matrisekvation med Jacobianens invers gånger en vektor med varje ΔP och ΔQ . Resultatet blir en vektor med Δe och Δf för varje nod.
9. Ersätt spänningarna i \mathbf{V}_n enligt $V_k = (e_k + \Delta e_k) + i(f_k + \Delta f_k)$. Gå till steg 3

Med ”varje nod” menas egentligen alla noder utom en referensnod, sk swing-bus. I denna sätts referensspänningen och samlas nätets effektförluster.

Notera att load flow-beräkning bara besvarar styckets inledningsfråga. Antag istället att en ingenjör t ex vill installera ett nytt kondensatorbatteri för att minska nätets aktiva förluster. Då måste varje tänkbart fall load flow-beräknas och jämföras för att den bästa lösningen ska hittas.

5.2 Tillämpad optimering

Latinets ”optimus” kan översättas som ”det bästa”. Att optimera något innebär att föra något till sitt bästa tillstånd. Den matematiska teorin om tillämpad optimering är ganska omfattande. Här nedan följer en mycket kortfattad introduktion.

Ett optimeringsproblem består som regel av två delar: en funktion och en samling villkor. Funktionen kallas också *målfunktion*. Den tecknas $f: \mathbf{R}^n \rightarrow \mathbf{R}$, vilket innebär att indata är någon vektor¹ $\mathbf{x} = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]$ och att funktionens utdata är ett vanligt tal. Villkoren kallas *bivillkor* och säger vilka värden \mathbf{x} får anta i problemet. Med andra ord ska \mathbf{x} ”tillhöra” en mängd tillåtna värden. Matematiker formulerar problemet som:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimera} & f(\mathbf{x}) \\ \text{då} & \mathbf{x} \in \mathbf{S} \end{array}$$

vilket betyder att man söker det \mathbf{x} där funktionen har sitt lägsta värde, *minimat*. För att \mathbf{x} ska godkännas som en lösning ska det tillhöra mängden \mathbf{S} .

Antag att ett \mathbf{x}^* hittas som uppfyller bivillkoren. ”*” anger att \mathbf{x} är en kandidat till bästa lösning. Om dessutom $f(\mathbf{x}^*)$ är mindre än $f(\mathbf{x})$ för alla \mathbf{x} i *en omgivning runt \mathbf{x}^** så kallas detta ett *lokalt* minima. Vid ett lite större optimeringsproblem är i princip lokal optimalitet det man kan undersöka. Tillvägagångssättet brukar liknas vid bergsbestigning i dimma: Klättraren har en höjdmätare ” $f(\mathbf{x}^*)$ ” och undersöker trevande bergets lutning i sin omgivning.

Antag att $f(\mathbf{x}^*)$ är ett lokalt minima. En lösning har då hittats som *kan* vara den bästa, men man vet inte säkert. För att \mathbf{x}^* säkert ska vara den bästa lösningen måste $f(\mathbf{x}^*)$ vara mindre än $f(\mathbf{x})$ för *alla* \mathbf{x} som uppfyller bivillkoren. Man säger att $f(\mathbf{x}^*)$ ska vara ett *globalt* minima på \mathbf{S} . Önskeproblemet, där en funnen lösning garanterat är den bästa, uppfyller *Fundamentalteoremet om global optimalitet*:

*Låt f vara en konvex funktion på \mathbf{S} , en konvex mängd.
Varje lokalt minima hos f på \mathbf{S} är också ett globalt minima!*

Det krävs alltså en viss egenskap, både hos funktionen och den mängd som \mathbf{x} ska tillhöra. Om egenskapen *saknas* hos någon av de två delarna av optimeringsproblemet så är det i princip omöjligt att veta om en lösning också är den bästa lösningen.

¹ Alla vektorer skrivs ut ”liggande” för att inte ta onödig plats.

5.3 Konvexitet

Konvexitet hos en mängd innebär att man kan dra en rät linje från varje punkt i mängden till alla andra punkter *utan att någon gång hamna utanför mängden*. Formellt definieras konvex mängd ([8], s. 20):

Låt $S \subseteq \mathbf{R}^n$. S är en konvex mängd om

$$\left. \begin{array}{l} x, y \in S \\ \lambda \in [0,1] \end{array} \right\} \Rightarrow \lambda x + (1 - \lambda)y \in S$$

Tre enkla exempel om $\mathbf{x} \in \mathbf{R}^2$ ($\mathbf{x} = [x_1, x_2]$ som är två reella tal) syns i figuren nedan.

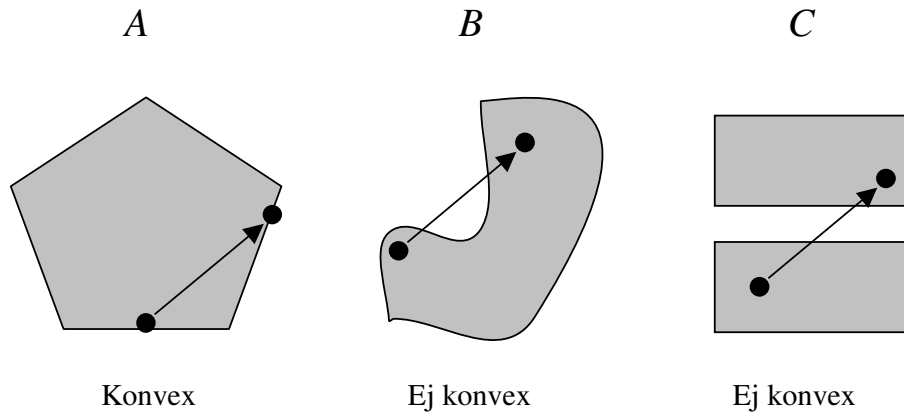


Fig. 5.2.1: Konvexitet undersöks hos tre mängder A, B och C.

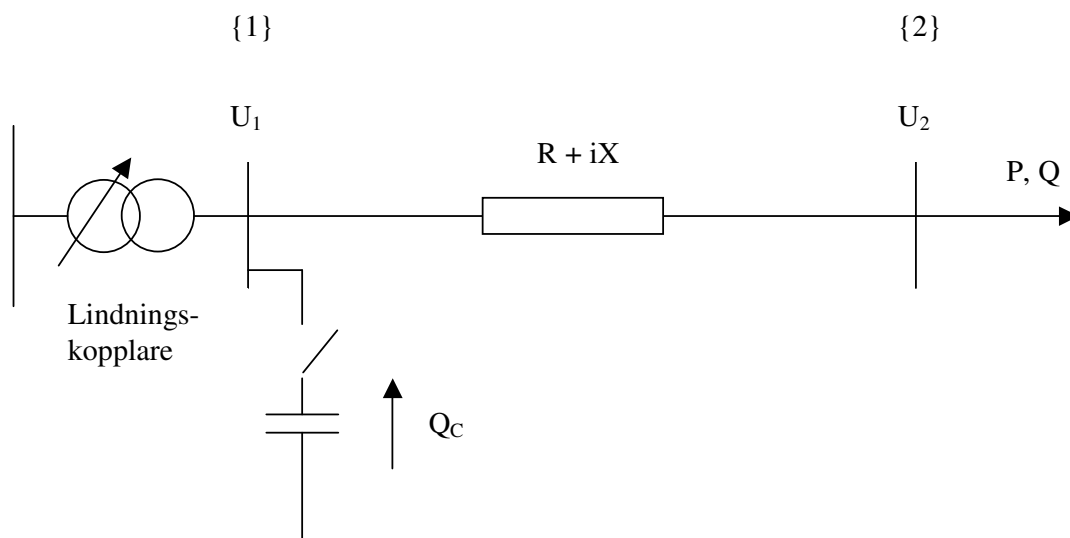
Notera att mängden C hade varit konvex om det inte funnits ett horisontellt ”gap”. Antag att x_1 är den liggande och x_2 den stående koordinataxeln. Då innebär gapet att x_1 *men inte* x_2 tillåts variera kontinuerligt över mängden. x_2 gör alltså ett diskret ”hopp” och förstör möjligheten att få konvexa egenskaper.

Konvexitet hos funktioner kommer inte att diskuteras ingående här. Som exempel nämns bara då funktionen är två gånger deriverbar:

Låt $f \in C^2$ på S , öppen och konvex mängd.
 f konvex på $S \Leftrightarrow \nabla^2 f(\mathbf{x})$ positivt semidefinit för alla $\mathbf{x} \in S$

5.4 Ett optimeringsexempel

Betrakta figur 5.4.1. En konstant last P, Q ska tillgodoses samtidigt som de aktiva förlusterna P_f i ledningen minimeras. Ledningen matas via en 130/40 kV transformator med lindningskopplare. Vid transformatorn finns också ett kondensatorbatteri som fritt kan kopplas in eller ur efter behov.



Figur 5.4.1: Transformator med lindningskopplare försörjer lasten P, Q över en ledning med impedans R, X .

Från avsnitt 2.4 är uttrycket för P_f känt. Vid reglering av U_1 och konstant last fås:

$$P_f = \frac{R}{U^2} \cdot (P^2 + Q^2) \Rightarrow P_f \approx \frac{R}{U_1^2} \cdot (P^2 + Q^2) = \frac{k}{U_1^2}$$

där k är en konstant > 0 . Minimal förlust kräver alltså högsta möjliga spänning. Två sätt att höja spänningen U_1 finns: med lindningskopplare eller genom injektion av reaktiv effekt Q_c . Lindningskopplarna arbetar i steg om $\pm 1.67\%$ och inkoppling av batteriet höjer spänningen 3% . Spänningen antas vara 45 kV som startvärde. Högsta tillåtna spänning är 46 kV.

Ovanstående beslutsproblem är ett exempel på hur optimering kan användas. Låt $\mathbf{x} = [x_1, x_2]$ där x_1 anger lindningskopplarläget i $\%$ och x_2 anger spänningshöjning i $\%$ som orsakas av tillförd reaktiv effekt. För att exemplet ska bli tydligare sätts lindningskopplarnas ändlagen vid $\pm 5\%$. Vidare används omskrivningen

$$P_f \approx \frac{k}{U_1^2} \approx \frac{k}{\left[45 + 45\left(\frac{x_1 + x_2}{100}\right)\right]^2} = \frac{K}{\left(1 + \frac{x_1 + x_2}{100}\right)^2} = f(x)$$

där K är en ny konstant > 0 . Batteriets spänningsbidrag beräknas nu alltid på startvärdet 45 kV, men felet kan försummas. Högsta tillåtna spänning 46 kV medför också att ett bivillkor ges av

$$45 + 45 \left(\frac{x_1 + x_2}{100} \right) \leq 46 \Rightarrow \frac{45}{100} \cdot (x_1 + x_2) \leq 1 \Rightarrow x_1 + x_2 \leq 2.22$$

Ett liknande bivillkor kan tecknas för lägsta tillåtna spänning, men vi väljer att bortse från detta. Nu studeras vad som hänt om x_1 och x_2 *kunnat varieras kontinuerligt!*

1) Kontinuerligt exempel

$$\text{Minimera } f(\mathbf{x}) = \frac{K}{\left(1 + \frac{x_1 + x_2}{100}\right)^2}$$

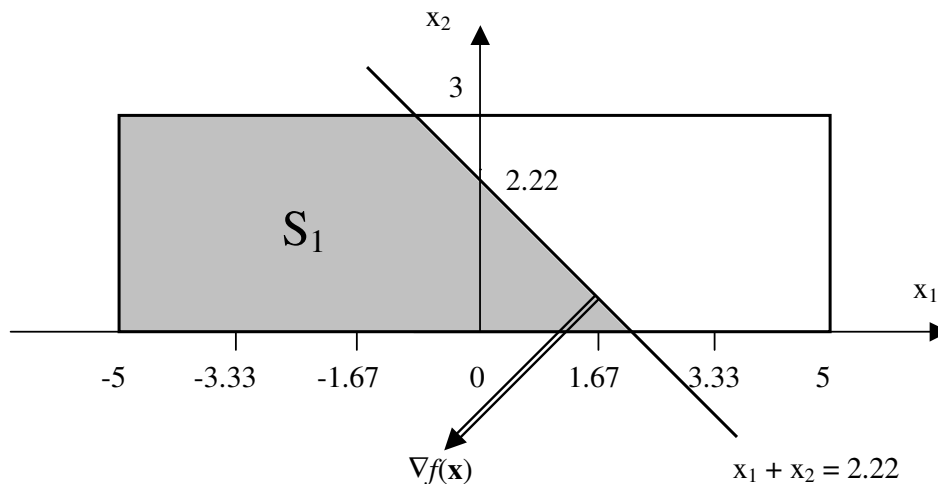
då

$$-5 \leq x_1 \leq 5$$

$$0 \leq x_2 \leq 3$$

$$x_1 + x_2 \leq 2.22$$

Bivillkoren definierar en mängd " S_1 " dit en lösning måste höra. Se figur 5.4.2 och



Figur 5.4.2: Kontinuerliga x -värden och den konvexa mängden S_1 .

notera att S_1 är konvex. Detta optimeringsproblem kan lätt lösas grafiskt om man känner målfunktionens gradient. Gradienten $\nabla f(\mathbf{x})$ anger åt vilket håll effektförlusterna ökar snabbast och ges av

$$\nabla f(\mathbf{x}) = \left[\frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_1}, \frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_2} \right] \text{ där}$$

$$\frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_1} = \frac{\partial [K \cdot g(\mathbf{x})^{-2}]}{\partial x_1} = -2K \cdot g(\mathbf{x})^{-3} \cdot \frac{\partial g(\mathbf{x})}{\partial x_1} = \frac{-2K \cdot g(\mathbf{x})^{-3}}{100} = \frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_2}$$

Gradienten visas i figuren ovan. Poängen är att *dess riktning* är densamma för alla $\mathbf{x} \in S_1$, vinkelrät mot linjen $x_1 + x_2 = 2.22$. Optimeringsproblemets bästa lösning måste alltså ligga på denna linje. Eftersom S_1 är konvex finns *möjligheten* att hela problemet kan uppfylla fundamentalteoremet i avsnitt 5.2. Då behöver även konvexiteten hos $f(\mathbf{x})$ undersökas. Tyvärr är det "riktiga" problemet inte kontinuerligt:

2) Icke-kontinuerligt exempel

$$\text{Minimera } f(\mathbf{x}) = \frac{K}{\left(1 + \frac{x_1 + x_2}{100}\right)^2}$$

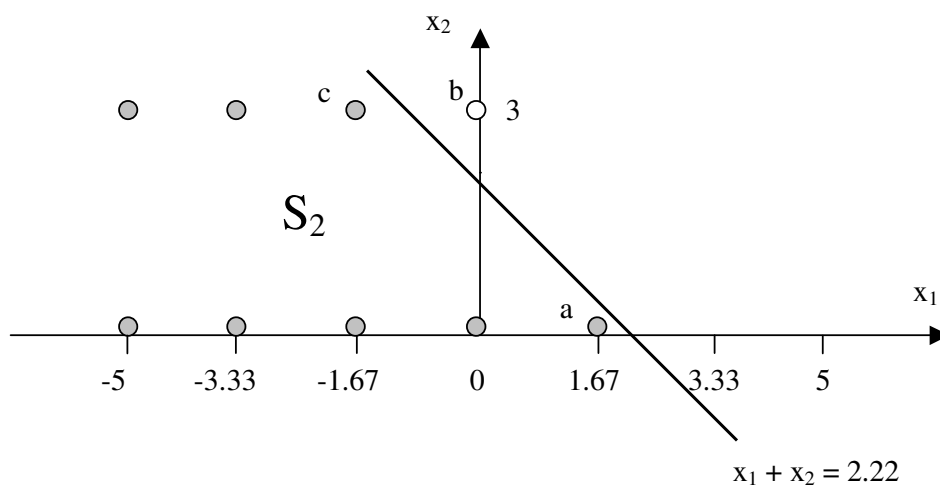
då

$$x_1 \in \{-5, -3.33, -1.67, 0, 1.67, 3.33, 5\}$$

$$x_2 \in \{0, 3\}$$

$$x_1 + x_2 \leq 2.22$$

Bivillkoren definierar denna gång en mängd S_2 som består av åtta punkter.



Figur 5.4.3: Den icke-konvexa mängden S_2 markerad som grå punkter. Punkt b är ej en tillåten lösning.

Mängden S_2 är inte konvex så optimeringsproblemet kan omöjligt uppfylla fundamentalteoremet. Tack vare exemplets enkelhet kan det lätt lösas grafiskt. Analogt med det kontinuerliga exemplet finns den bästa lösningen i punkt a, eftersom den ligger närmast linjen $x_1 + x_2 = 2.22$. Tydligt bör inte kondensatorbatteriet kopplas in.

Här uppenbaras ett verkligt reglerproblem. Om batteriet *hade* kopplats in manuellt (flytt från [0,0] till punkt b) så hade lindningskopplarnas automatik reagerat på överspänningen. Resultatet hade blivit en rörelse till punkt c, dvs en sämre lösning än optimallösningen!

Det kontinuerliga fallet skiljer sig från det icke-kontinuerliga i ett enda avseende: man har släppt kraven att x_1 och x_2 ska variera i "språng". Denna teknik används ibland för att lösa icke-kontinuerliga optimeringsproblem. Här var syftet att göra läsaren bekant med optimeringsproblematik, framför allt att inse hur icke-kontinuerliga variabler försvårar problemet avsevärt. Fundamentalteoremet kan inte användas för att kontrollera om bästa lösningen har hittats, problemet är inte konvext. Här såg man ändå att en punkt var den bästa. Men möjligheten att lösa ett optimeringsproblem grafiskt försvinner tyvärr då $\mathbf{x} = [x_1, x_2, x_3 \dots x_n]$ är av högre ordning.

6. DATORPROGRAM

6.1 Databasen för timvärdesanalys

Vattenfalls databas för timvärdesanalys (TVA) användes för att leverera lastdata till simuleringarna. TVA består av mätvärden fördelade på ett dussintal databaser. En användare uppkopplad mot TVA-servern kan beställa specificerade mätvärdesserier. Mätvärdena anger huvudsakligen förbrukad elenergi per timme. Eftersom kWh/h = kW utgör varje sådant *timvärde* ett grovt mått på effektförbrukning. Timvärden av högre och lägre kvalitet finns. Från sk uttagpunkter fås högkvalitativa värden som utgör grund för fakturering. Bara denna typ av mätvärden har använts i rapporten. Dessutom innehåller TVA också mindre noggranna värden från övervakningssystem för nätdriften.

6.2 Programmet PSS/E

Power System Simulator for Engineers (PSS/E) version 29.4.0 användes vid simuleringarna. Detta verktyg för nätberäkningar från Power Technologies Inc. har funnits sedan 1976. När ett kraftnät ska analyseras börjar man med att bygga en modell av det. Anta sedan att nätets totala aktiva och reaktiva förluster vid ett lastfall är intressanta. Då kan programmet utföra traditionella Power Flow-beräkningar och stega sig fram till ett svar med någon iterativ metod, t ex Newton-Raphson.

En kort beskrivning av programmet finns i bilaga A. Där nämns även hur användaren kan styra PSS/E med sk IPLAN-programmering.

6.3 Programmet OPF

Optimal Power Flow är ett begrepp som används inom nätberäkning. Vissa storheter, t ex spänningar, tillåts variera inom intervall och bästa lösningen på ett optimeringsproblem sökes. Med Optimal Power Flow (OPF) menas däremot i denna rapport alltid *ett datorprogram* från samma företag som skapade PSS/E.

Programmet finns som en modul till PSS/E och kan använda dess modeller. Det arbetar alltså i PSS/E-miljö. Med OPF kan ytterligare data kan läggas till, t ex intervall inom vilka spänningen i olika noder tillåts variera. Istället för att bara finna *en lösning* utifrån kända data påstås OPF kunna hitta *den bästa lösningen* för hur nätet ska drivas. Försiktigare uttryckt kan man åtminstone få en bättre lösning än vad PSS/E ensamt ger. Det rör sig alltså om en förfining av beräkningsmodellen där ett kraftsystem kan *optimeras i något avseende*. I detta arbete gavs programmet friheten att styra kondensatorbatteriernas från- och tillslag, jämte lindningskopplare, för att söka minimera nätets aktiva och reaktiva förluster vid varje enskilt lastfall.

En kortfattad beskrivning av grunderna i OPF och några funktioner som använts vid simuleringarna finns i bilaga B.

6.4 Regionnätmodell

Den befintliga TGSK-modellen för PSS/E omfattar Vattenfalls nät. Modellnätet innehåller totalt 830 noder. Av dessa har 308 st last och 23 st kraftgenerering. Mellan noderna finns totalt 861 inkopplade AC-förbindelser. Modellnätet omfattar spänningsnivåer på 20-130kV. Underliggande lokala distributionsnät med 10kV spänning representeras som laster.

TGSK-modellen används som dimensionerande fall vid utveckling av nätet. Den innehåller de aktiva lasternas maxvärden från 1997 och dito abonnerad reaktiv belastning. Sammanlagd aktiv och reaktiv last var då 5272 MW och 1069 MVar. Modellens laster representeras som rena PQ-laster, dvs är ej ström- eller spänningsberoende.

Några detaljer kan tilläggas angående arbete med TGSK-modellen. Ett antal ”areor” finns med olika spänningsnivåer. Area 1 består av ett imaginärt 400 kV-nät med swing-bus. Area 5-8 består av det maskade 130 kV-nätet. Slutligen består area 10 och uppåt av de radiella 40 kV-näten.

7. MODELLKONSTRUKTION

7.1 Simuleringsidé

Timvis simulering av ett års nät drift var det högt satta målet. Det skulle innebära att PSS/E måste load flow-beräkna nätets förluster 8760 ggr, utifrån den aktuella timmens laster och inkopplade EK-batterier. Ett simuleringsfall, nutidsfallet, skulle härma dagens styrning av batterierna. Det andra fallet skulle tillåta samtliga kondensatorbatterier att koppla varje timme. Att då försöka skapa en enkel modell blev en utmaning i sig. Vidare skulle en smart konstruktion av modellen, uppdelad på ett överskådligt antal datafiler, göra uppdateringar och modellförbättringar möjliga.

Eftersom syftet var att *jämföra* två sätt att styra nätet vid exakt samma last behövde inte modellen innehålla *uppmätt, verklig last*. En sådan verklig last skulle ändå alltid bero av väderleken det specifika året och inte upprepas följande år. Viktigare var att lasten i varje nod skulle vara av rimlig storlek och ha en dygns- och årstidsvariation så lik verkligheten som möjligt. Då skulle den efterfrågade *omfördelningen av nätets aktiva och reaktiva effektflöden* under tid kunna studeras. En *skapad last* kunde uppfylla dessa krav men vara lättare att modellera.

Den befintliga TGSK-modellen för PSS/E innehåller alltså de aktiva effektlasternas maxvärden från 1997. Idéen var att använda denna last som ett begynnelsevärde för en mycket kall vinterdag, en tidpunkt då industrierna kan antas köra för fullt. Med kunskap om hur olika typer av last brukar variera under året kunde maxvärdena skalas ned och en belastningsfördelning i TGSK-nätet skapas för varje timme under året. Fyra typer av lastvariationer ansågs räcka för att efterlikna lastomfördelningarna i nätet under tid. Varje last i nätmodellen kunde klassas som en av följande typer:

- 1) Industrilast
- 2) Borgerlig last (bostäder)
- 3) Mixad last (städer med industri)
- 4) Säsongslast (kustbebyggelse, sommarstugeområden)

Det tycktes vettigt att använda samma OPF-lösare för båda simuleringsfallen. Då skulle inte algoritmlikheter påverka resultatet. Manövreringen av EK-batterier kunde ske enligt nedan:

- Nutid:
 - OPF styr batterier i 130kV-nätet varje timme.
 - OPF styr dygnskopplade batterier 2 ggr/ dag, låses övrig tid.
 - OPF styr veckokopplade batterier 2 ggr/ vecka, låses övrig tid.
 - Alla säsongskopplade batterier kopplas in samtidigt en given höstdag och kopplas ur samtidigt en sommardag.
- Framtid:
 - OPF styr alla kondensatorbatterier varje timme.

7.2 Förenklingar

Grundtanken var att skillnaden mellan de två fallen skulle begränsa sig till *hur ofta* manövreringen av batterier <70kV sker. Några problem uppstod:

1. Första problemet gällde att bestämma hur **det reaktiva utbytet med 400kV-nätet** skulle hanteras. Programmet kan inte lägga restriktioner på *reaktivt* utbyte mellan olika områden. Reaktiv nollförbrukning från stamnätet valdes.
2. Det andra problemet gällde svårigheten att simulera mänskliga beslut vid koppling av EK-batterier. Lösningen blev att låta OPF-lösaren ta alla beslut om kopplingar i både nutids- och framtidsfallet. I nutidsfallet antas alltså **en operatör som styr alla EK-batterierna optimalt** när de får manövreras! Detta är naturligtvis orealistiskt och sker aldrig. Om man i framtiden investerar i nya brytare och *kan styra* alla EK-batterier optimalt så blir besparingarna därför större än de simulerade.
3. **Lindningskopplarna** kunde låsas alternativt optimeras av OPF-lösaren. Här valdes återigen samma metod för båda fallen. Det som fungerade bäst var att tillåta optimeringen. Detta innebär att lindningskopplarna ställer in sig så att hela nätets förluster minimeras, istället för att som i verkligheten styras efter den lokala spänningen.
4. **Den reaktiva lasten** simulerades som en enkel funktion av den aktiva lasten. Se avsnitt 7.5.
5. Simuleringarna **bortser från alla spänningsproblem** vid in- och urkoppling av EK-batterier. Batterier har endast inordnats i någon av kategorierna tim-, dygns-, vecko- eller säsongskopplade. Noteringar om att ett specifikt batteri orsakar spänningsproblem hos kunder har alltså lagts åt sidan. I framtiden kan man tänka sig att dela upp ”stora” batterier och lösa kopplingsproblemen med elektroniska brytare.
6. Under arbetets gång lades **fokus på resulterande aktiva förluster**. Huvudskälet: att reaktiva uttag och förluster *i sig själva* saknar en prissättning idag.

7.3 Testmodell

Vardera simulering skulle omfatta ett års timvärden, totalt 8760 st. Nutids- och framtidsfallet kunde simuleras parallellt eller som separata körningar. Separat körning valdes därför att ett arbete uppdelat i två block borde bli enklare: En simuleringskörning skulle inte ta så lång tid och programkoden bli mer lättläst. Framtidsfallet var enklare att modellera, alltså verkade det vettigt att börja där. Modellidéen implementerades på försök så här för framtidsfallet:

I TGSK-filen ersattes samtliga fasta shuntar med switchade, inkopplade shuntar. Lasterna delades in i lasttyper enligt 1)-4) ovan. Detta gjordes genom att använda PSS/E:s ägarbegrepp `owner` så att alla laster gavs en ägare = lasttyp.

Det hela sparades som CASE-filen `TGSK030_switch.sav`, vilken också innehöll OPF-data som t ex begränsande villkor för knutpunktspänningar och att switchade shuntar skulle få kopplas. Simuleringsloopen sköttes av en IPLAN-fil, `test.ip1`.

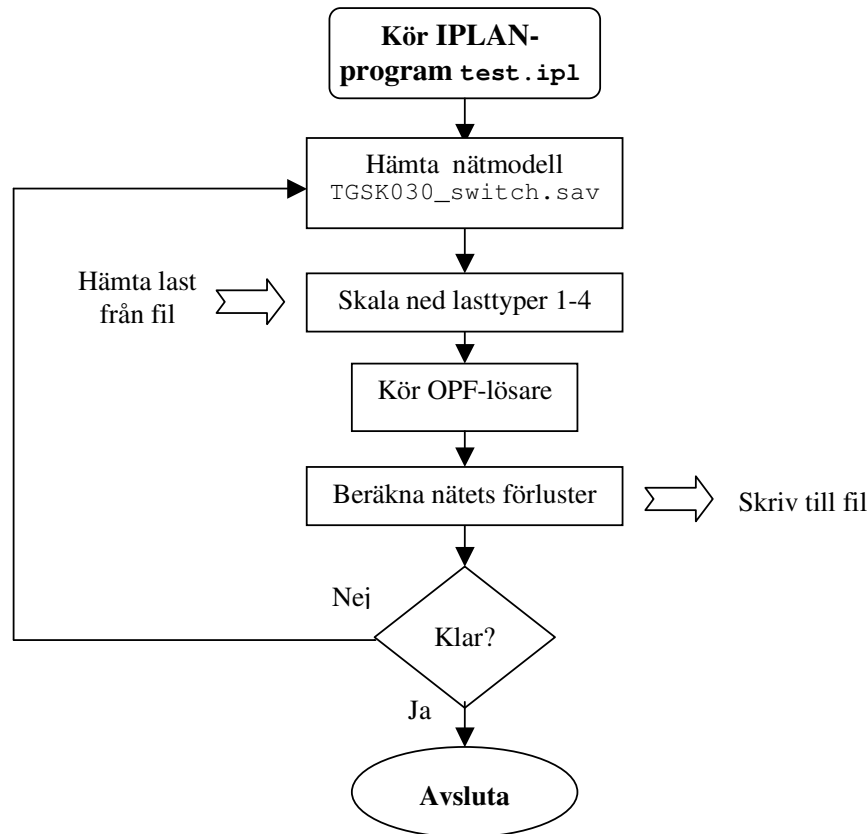


Fig. 7.3.1: Flödesschema för testmodellen

Orsaken till att nätmodellen hämtas på nytt är att nedskalade laster ska ersättas av ursprungliga maxvärden. Simuleringen fungerade tillfredsställande, men vissa felaktigheter i nätmodellens värden upptäcktes och korrigerades. Denna testmodell blev förlagan till de två skarpa simuleringsmodellerna.

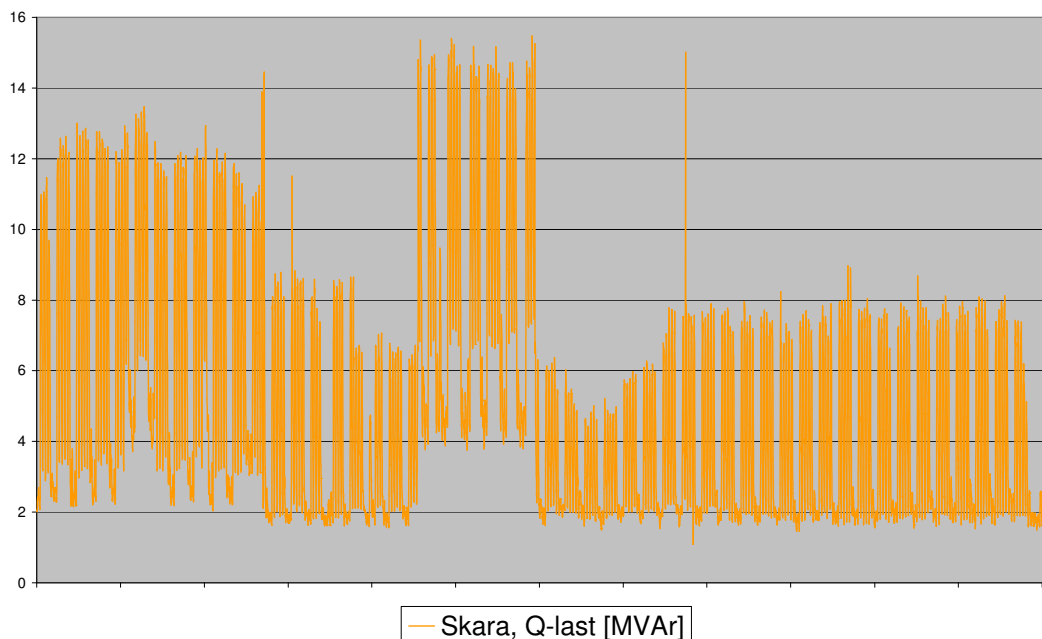
7.4 Tidsperiod

Lastvariationerna beräknades med år 2001 som underlag. Enligt SMHI var klimatet då väldigt likt ett normalår räknat på perioden 1961-1990. Detta år var också väl dokumenterat i TVA.

7.5 Antaganden om lastvariationer

Simulering med 2001 års verkliga last i varje knutpunkt bedömdes som alltför svårhanterligt. Istället delades nätets laster in i kategorierna industri-, borgerlig-, mixad- och säsongsberoende last. Fyra serier om vardera 8760 lastvärden skapades, där varje serie representerade en lasttyps variation under 2001. Lastvärdena var relativa, dvs uttryckte med hur många procent ett timvärde skulle avvika från årets maxvärde. Vilka antaganden som gjordes och hur kurvorna räknades fram redovisas nedan.

Endast kurvor för aktiv effektförbrukning togs fram. Det fanns två skäl till detta. För det första störcdes TVA:s uppgifter om reaktiv förbrukning ofta av kundernas in- och urkopplingar av egna batterier. Ett typiskt *mönster för reaktiv effektförbrukning* var svårt att upptäcka. Figuren nedan visar ett exempel på detta.



Figur 7.5.1 Reaktiv förbrukning i Skara, jan-dec 2001.

För det andra är den teoretiska kunskapen om hur dagens reaktiva last varierar idag begränsad. Istället antogs att den reaktiva lasten följer den aktiva men med något mindre variation. Om lasten P sjunkit med x % från P_{\max} antogs lasten Q endast ha sjunkit med $0.85 \cdot x$ % från Q_{\max} . Faktorn 0.85 är en uppskattning. Förlusternas känslighet för ändringar av denna faktor undersöks i avsnitt 8.6. Det kan invändas att Q -

lastens nivå borde bli något hög. Men eftersom trenden tycks gå mot ökande reaktiv förbrukning så slår i så fall felet åt ”rätt håll”.

Variationerna i den aktiva effektförbrukningen erhöles genom att ta medelvärden av laster som bedömts vara av samma typ. I tabell 7.5.2 redovisas de lastdata från TVA som utgjort underlaget.

Tabell 7.5.2: Dataunderlag för lastkurvor		
Lasttyp	Lastserier	TVA-nr
1) Industri	Kättilstorp	7963
	Timboholm	7776
	Önum-Volvo	7778
2) Borgerlig	Hällstad	7918
	Liared	7714
	Siene	7738
	Ängarna	8139
3) Mixad	Skara	8033
	Skövde	8045
	Säffle	8067
	Trollhättan	9234
	Uddevalla	9230
4) Säsong	Berg	7802
	Fiskebäckskil	7859
	Marstrand	7993
	Orust	8013
	Tullboden	8093

För att t ex ta fram kurvan för hur en typisk industrilast varierat under året användes följande arbetsgång:

1. Hitta maxlasten för varje serie
2. Normera lastserien genom att dela varje timvärde med maxlasten
3. Räkna ut medelvärdet av de tre kundernas normerade lastserier
4. Räkna om till procentuell förändring

Steg 4 görs för att anpassa siffrorna till PSS/E. De fyra färdiga lastkurvorna syns i figur 7.5.3 och 7.5.4 i normerad form.

Se figur 7.5.3. Helårets kurva visar tydligt industrilastens ”rektangulära” form med dippar vid helg och semester. Den borgerliga lasten däremot uppvisar ett klart temperaturberoende. Säsongslasten följer den borgerliga, men är högre under sommar och jul/nyår. Slutligen noteras att städernas mixade last ligger någonstans mellan industri- och bostadslast, vilket är i sin ordning.

Maxlasten i samtliga städer från underlaget till den mixade lastkurvan inträffade den 5:e februari mellan kl 9.00-11.00. Hos övriga lasttyper saknas denna entydighet. Kurvorna bedömdes som tillräckligt bra och användes vid simuleringarna.

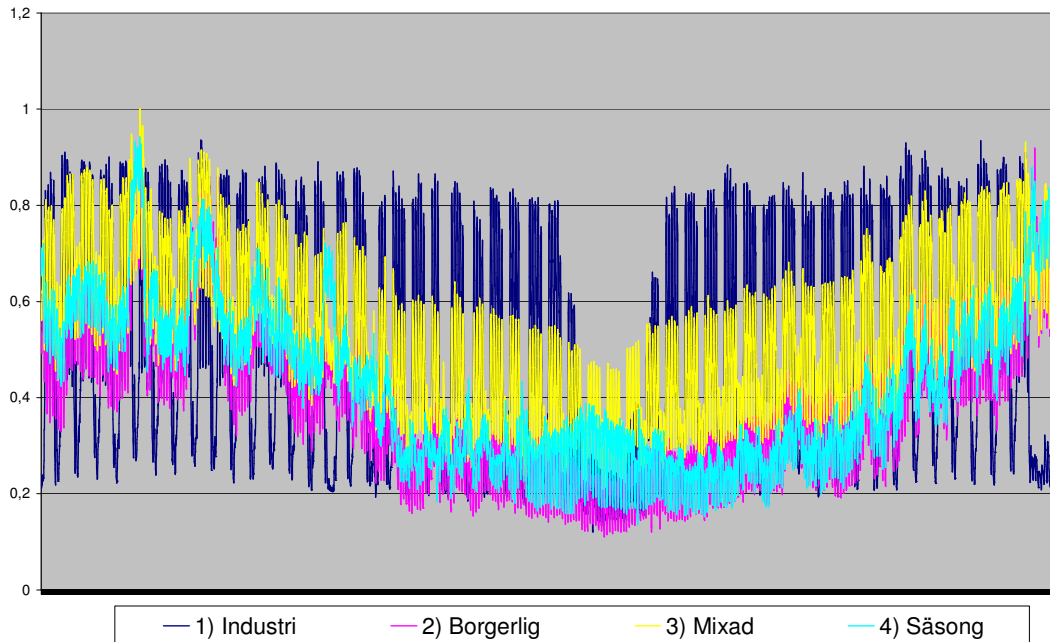


Fig. 7.5.3: Lastvariationer för jan-dec 2001.

Figur 7.5.4 visar lastvariationerna i detalj under en höglastperiod. Notera särskilt de fem toppar som markerar måndag-fredag och helgdagarnas lägre förbrukning.

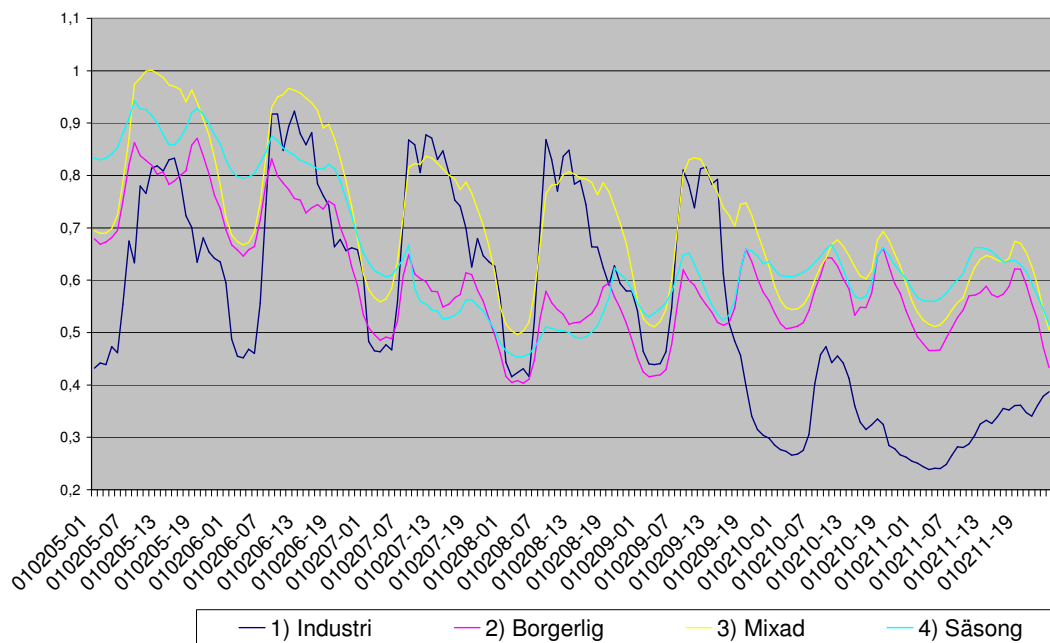


Fig. 7.5.4: Lastvariationer under vecka 6.

7.6 Modifiering av regionnätmodell

Den befintliga nätmodellen `TGSK030.sav` modifierades för att kunna användas av simuleringsprogrammen. Bl a måste transformatordata korrigeras, laster typindelas och fasta shuntar bytas mot switchade. Därefter lades alla shuntar till som tidigare funnits ”gömda” som reducerad reaktiv last hos ett flertal kunder. Önskade spänningsintervall och lösningsinställningar till OPF:n sparades också i detta CASE. Hela arbetet blev tämligen omfattande och finns beskrivet i detalj i bilaga C.

Det färdiga resultatet blev ett CASE med 178 st EK-batterier fördelade på totalt 227 ”steg”. Ett batteri kan vara uppdelat på flera kondensatorsteg som i princip kan kopplas oberoende av varandra. Hela listan över shuntarna finns i bilaga D.

8. SIMULERING

8.1 Modell för framtidsfallet

Modellen bestod av ett IPLAN-program som kördes i PSS/E. Programkoden omfattade ca fem A4-sidor skrivna för att vara lättlästa. Efter variabeldeklarationer följer i princip bara ett kort huvudprogram på 25 rader och en samling procedurer. Upplägget var till strukturen identiskt med testmodellens (se tidigare flödesschema) förutom att ett antal ”utfyllnader” gjordes. Se programkod i bilaga E.

Som nämnts använde IPLAN-programmet ett CASE vilket beskrev regionnätet. Programmet anropade dessutom en infil med ett års lastposter, mer exakt 8760 rader med skalningsfaktorer i procent för de fyra lasttyperna. Simuleringen inleds med att användaren väljer vilket datumintervall som ska studeras. Sedan hämtas Svenska Kraftnäts prisuppgifter (se tabell 8.1.1) för årets timmar och lagras i minnet.

Tabell 8.1.1:

Svenska Kraftnäts prislista för stamnätet 2004, rev 2

Höglast vardag	Nov-mars, kl 6-22	300 SEK/MWh
Höglast övr tid	- " - , natt och helg	270 SEK/MWh
Låglast vardag	April-okt , kl 6-22	250 SEK/MWh
Låglast övr tid	- " - , natt och helg	210 SEK/MWh

Därefter startar huvudloopen som i tur och ordning skalar ned laster, kör OPF-lösare och beräknar effektförluster. Varje varv i loopen motsvarar en timme under 2001. I framtidsfallet tillåts OPF manövrera samtliga shuntar varje timme. Förlusterna lagras i en utfil för att senare lätt kunna klistras in i ett Exceldokument.

Körningen avslutas med en kort rapport på skärm där aktiva förluster uttryckta i MWh och SEK framgår. Dessa uppgifter läggs också till i en separat loggfil. Där framgår om det är framtids- eller nutidsfallet och vilka datumintervall som undersökts.

Program och samtliga in- och utfiler har samlats i en mapp, ett sk simuleringpaket, och är tänkta att fungera hos godtycklig användare.

8.2 Modell för nutidsfallet

IPLAN-programmet från framtidsfallet kunde kopieras nästan i sin helhet för skapandet av nästa modell. Programkoden kompletterades för att kunna hantera shuntar som kopplas dygns-, vecko- eller säsongsvis. Se flödesschemat nedan.

Skillnaderna mot framtidsfallets modell är till att börja med att en slags kopplingsalmanacka används. Denna är en separat fil och läses in vid simuleringens början för

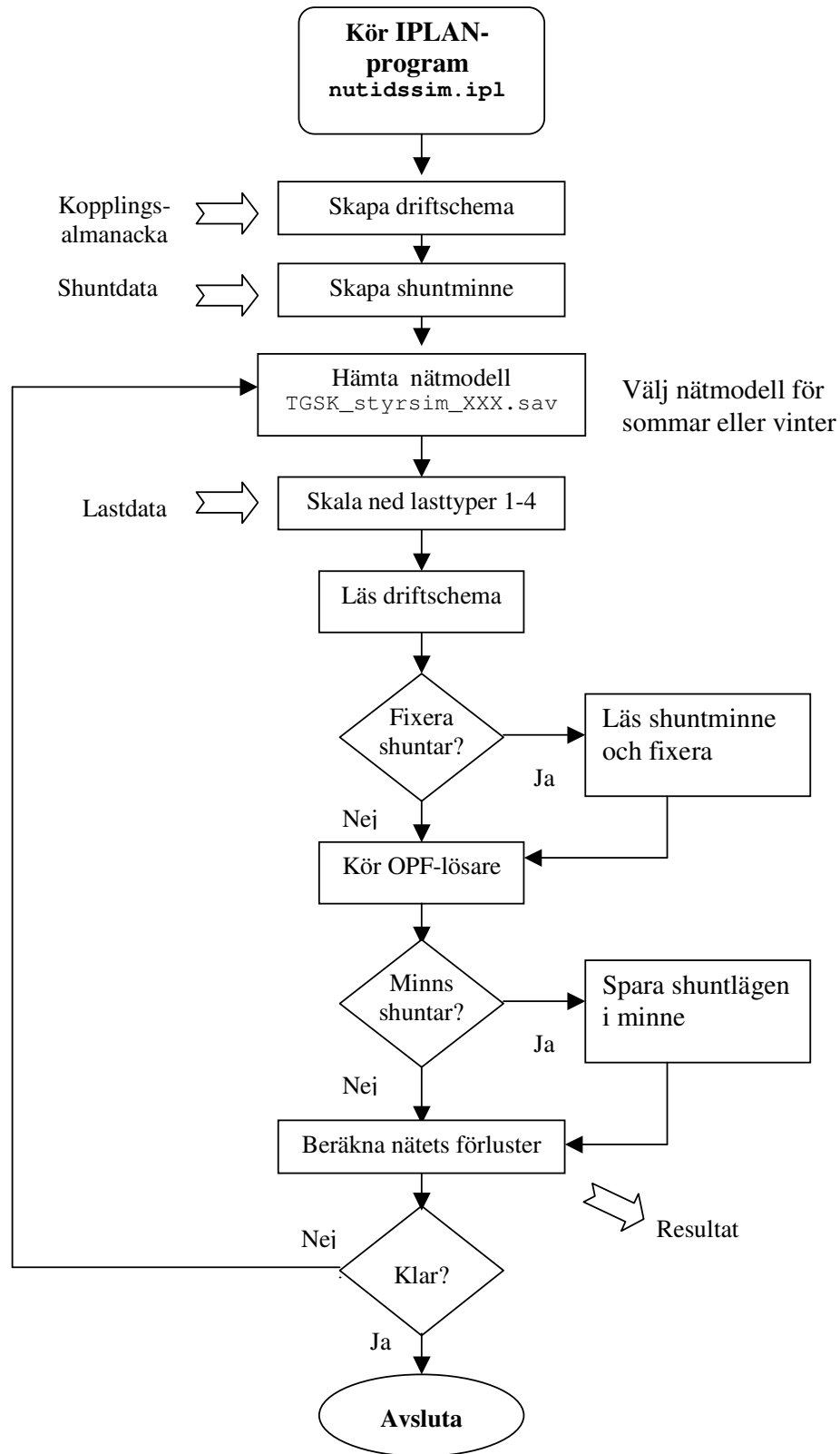


Fig. 8.2.1: Flödesschema för nutidsmodellen

att lagras i minnet som ett internt driftschema. Där finns uppgifter om datum och tid när koppling får ske, samt om det är dygns-, vecko- eller säsongskoppling. Om säsongskoppling sker så skiftar programmet CASE. Ett sommar-CASE har de berörda shuntarna urkopplade och ett vinter-CASE har dem fixerade i inkopplat läge.

Vid simuleringens början läses också en separat shuntlista. Där finns uppgifter om shuntarnas knutpunktsnummer, ägare, nominella spänning, storlek och kopplingsfrekvens. Från denna väljs vecko- och dygnsshunt ut och lagras i ett "shuntminne". Programmets huvudloop skiljer sig sedan från framtidsfallet genom att driftschemat styr kopplingarna. Om driftschemat säger "0", vilket är det vanligaste, så ska dygns- och veckoshuntarna fixeras. Det innebär helt enkelt att de ska ställas i samma läge (in-/urkopplad) som vid loopens förra timvärde. Om däremot driftschemat säger att dygnskoppling ska ske så fixeras endast veckoshuntarna i sina tidigare lägen. Informationen om vilka lägen shuntarna stod i förra timmen finns i shuntminnet. Vid samtidig vecko- och dygnskoppling, t ex vanliga måndagsmorgnar, kan OPF-lösaren köras direkt. *Vid simulering av ett eget datumintervall bör en sådan tidpunkt väljas som start* för att lagra korrekta startlägen i shuntminnet. I kopplingsalmanackan anges samtidig vecko- och dygnskoppling med "VDK".

Alla timkopplade shuntar optimeras varje timme och berörs inte av hanteringen ovan. Efter utförd OPF-lösning lagras eventuella nya shuntlägen i minnet. Därefter beräknas effektförlusterna och programmet fortsätter precis som den enklare modellen för framtidsfallet. Se programkod i bilaga E.

Almanackan försöker efterlikna driftcentralens kopplingar under 2001. Detta gjordes med följande förenklingar:

- Året börjar med en vecko- och dygnskoppling för att skapa vettiga startlägen åt shuntminnet.
- Veckokoppling sker kl 7 morgon efter helg, samt eftermiddag före helg då lasten sjunkit till 89% av dygnsmax. Procentsatsen erhöles genom att studera lastkurvor och uppskatta den nivå som "säkert" visar att lasten är sjunkande för dagen.
- Dygnskoppling sker kl 7 vardagsmorgon, samt vardagseftermiddag då lasten sjunkit till 89% av dygnsmax.
- Säsongskoppling sker 15/6 och 17/9 då samtliga berörda batterier kopplas.
- Ingen koppling sker under helger. Detta eftersom helglasternas variation inte tycks entydiga nog för att ge enkla in- och urkopplingskriterier.

8.3 Nutida förluster

Dagens energiförluster, givet de redovisade förenklingarna, uppgick till 222 000 MWh per år. Omräknat till energipriserna i tabell 8.1.1 motsvarade detta 59,4 Mkr.

Notera att övergången mellan resonemang om effekt eller energi "ger sig själv". Alla kurvor visar en effekt i MW varje timme. Om man nöjer sig med förenklingen att detta är medeleffekten under timmen så fås energin i MWh.

Sett över året varierar de aktiva förlusterna enligt bild 8.3.1. En större bild med x-axelns datum och båda simuleringarna finns i bilaga F. Den svarta kurvan i bakgrunden anger hur nätets totala aktiva last P_{tot} varierade. P_{tot} beräknades av PSS/E och visar hur de fyra typerna av lastvariation påverkar nätet totalt. För att de två kurvorna ska hamna på ungefär samma nivå har 1 % av P_{tot} plottats. I kapitel 2 visades hur förlusterna ökar kvadratisk med lasten. Här antyds vid den röda kurvans max och min att detta stämmer.

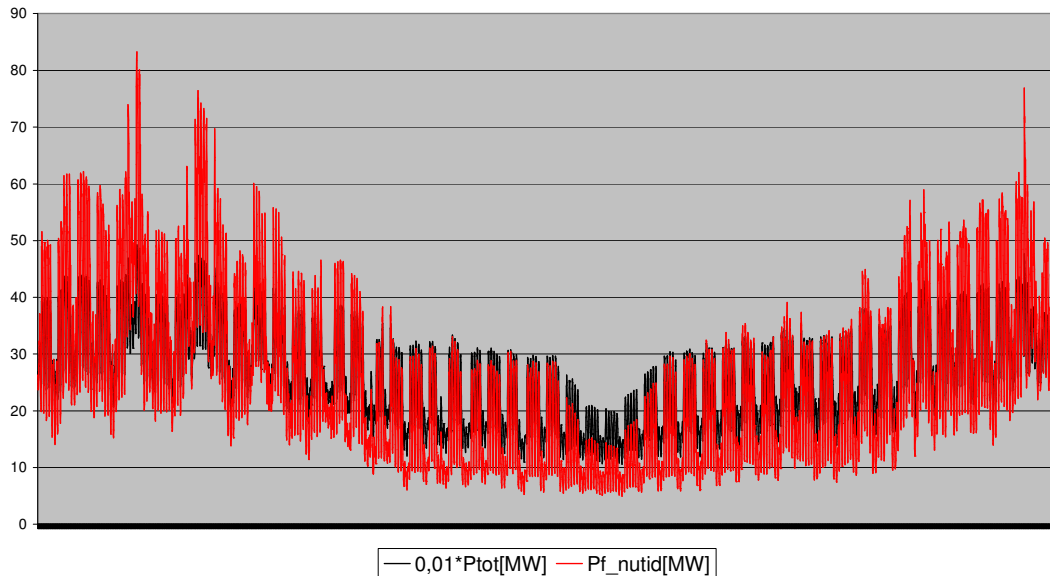


Fig. 8.3.1: Förluster jan-dec enligt den nutida styrmodellen.

De reaktiva förlusterna följde i princip de aktivas, men var ca 10 gånger större. Totalt uppgick de till 2 660 000 MVar-timmar.

8.4 Framtida förluster

Energiförlusterna med den framtida styrmodellen uppgick till 207 000 MWh per år. Omräknat till 2004 års energipriser för uttag från stamnätet motsvarade detta 55,6 Mkr.

De reaktiva förlusterna uppgick här till 2 530 000 MVar-timmar. De följde de aktiva förlusterna analogt med nutidsfallet.

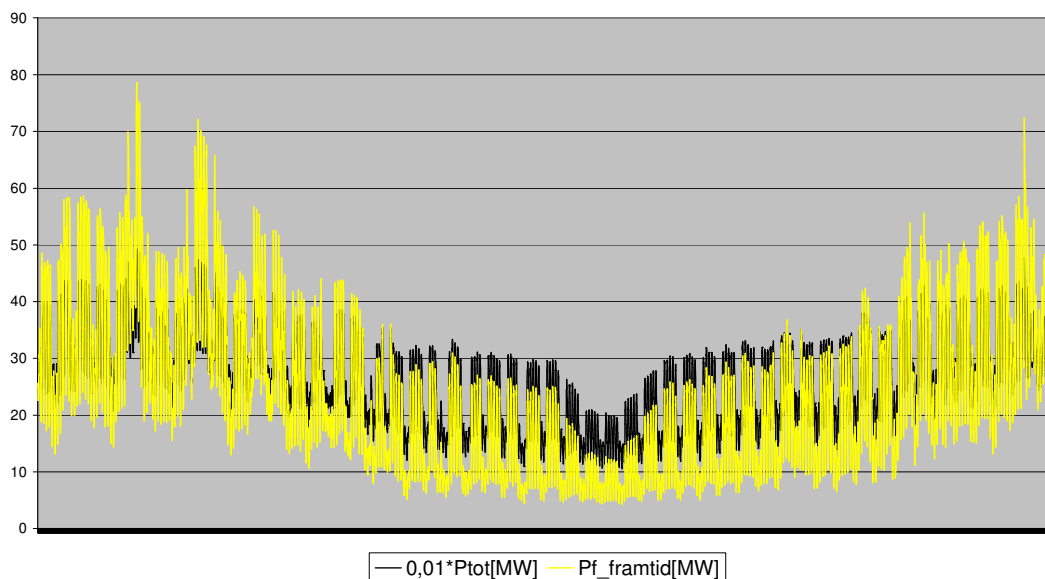


Fig. 8.4.1: Förluster jan-dec enligt den framtida styrmodellen.

8.5 Jämförelser

Energidifferansen mellan styrmodellerna blev 14 700 MWh per år. Kostnadsmissigt blev skillnaden 3,81 Mkr per år. Då har förlusterna prissatts individuellt varje timme enligt tabell 8.1.1. Detta belopp kan alltså sparas vid byte till den framtida styrmodellen.

Hur den möjliga energibesparingen varierade över året syns i figur 8.5.1. Kurvan visar $\Delta P_f = P_{f, \text{nutid}} - P_{f, \text{framtid}}$ [MW], alltså hur många MW som kan sparas. Man kan se att ΔP_f tycks följa lastens variation över året. Undantaget är de sommarmånader då säsongkopplingen gjorts. De nedåtgående ”spikarna” visar när kombinerad vecko- och dygnskoppling (VDK) sker i nutidsmodellen. Dessa inträffar typiskt måndag morgon och fredag eftermiddag. Vid dessa tidpunkter är olikheten mellan nutida och framtida drift minst.

Den sparade energins snittpris låg på $3810/14,7 = 259$ kr/ MWh. Då detta jämförs med SvK:s priser tycks man hamna ungefär i mitten av tabellen. Skillnaden i reaktiva förluster blev 132 000 MVar-timmar.

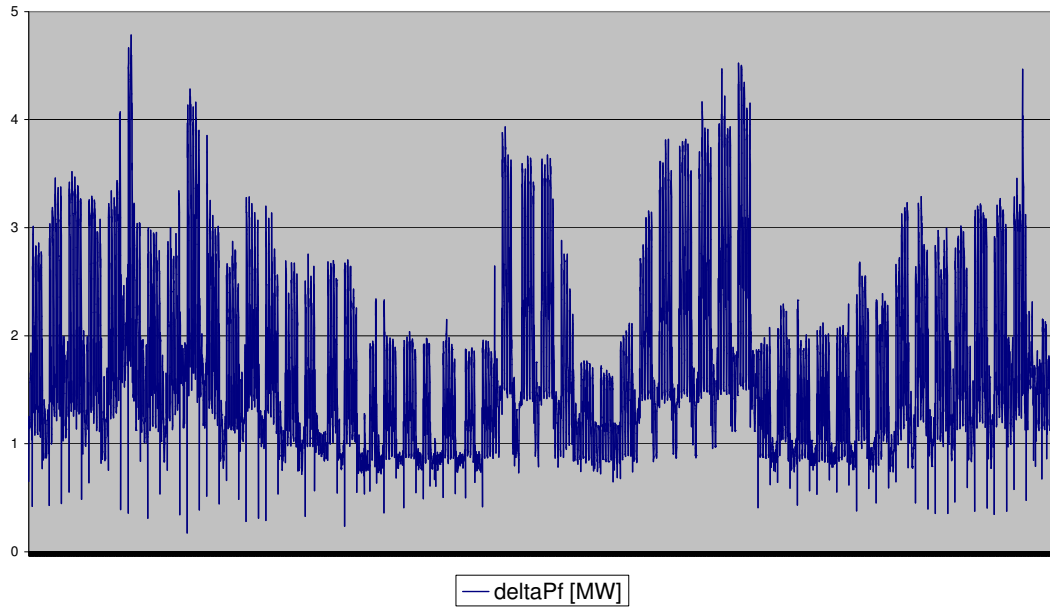


Fig. 8.5.1: Differensen mellan nutida och framtida förluster: ΔP_f .
Kurvan visar när ett byte av styrmodell ger störst effektvinster.

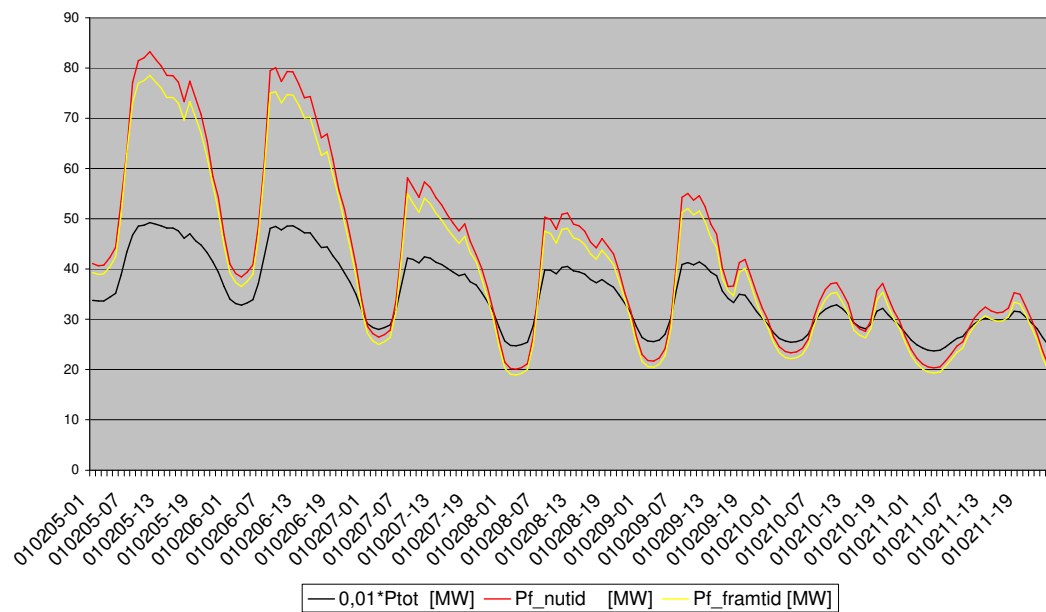


Fig. 8.5.2: Förluster vecka 6. Årets maxlast inträffade strax före lunch, måndagen 5/2.

8.6 Ökad reaktiv förbrukning

En analys gjordes av de aktiva förlusternas känslighet för ändring av reaktiv förbrukning. I simuleringsmodellerna skalades ju Q-lasten ned enligt samma kurvor som de aktiva P-lasterna. Skillnaden var att P-lasten skalades ned x % från P_{\max} medan Q-lasten skalades ned $0.85 \cdot x$ % från Q_{\max} . Faktorn 0.85 kallas nu "qs" och anger alltså till vilken grad Q-lasten skalas ned då P-lasten skalas ned.

Jämförelsen gjordes mellan $q_s = 0.85$ och $q_s = 0.1$. Ett värde på 0.1 motsvarar att den reaktiva lasten i princip alltid ligger nära maxvärdet. Då t ex P-lasten sjunker 70 % från max så sjunker Q-lasten endast $0.1 \cdot 70 = 7\%$. Syftet var att testa en extremt hög reaktiv belastning och erhålla en borte gräns för energiförlusterna. Framtidsfallet användes för att jämföra q_s påverkan under ett dygn av hög last respektive låg last. Se tabell 8.6.1.

Tabell 8.6.1				
Q-lastens skalning, framtidsfallet:				
Extremvärden vid hög- och låglast.				
	Höglastdygn 010205		Låglastdygn 010729	
Faktor q_s	0.85	0.1	0.85	0.1
Energiförlust E_f [MWh]	1489	1519	152	201
Kostnad k_f [SEK]	438 000	447 000	32 000	42 000
Förlustökning ΔE_f	2 %		32 %	

Vid tabellens två datum uppkom årets högsta respektive lägsta last under dygnet. Tabellens resultat ger alltså en uppfattning om extremvärdena för ΔE_f vad gäller framtidsmodellen. Som väntat påverkade q_s -faktorn förlusterna mest då lasten var låg, dvs skalats ned mest.

Därefter gjordes helårssimuleringar på fram- och nutidsfallet med inställningen² $q_s = 0.1$. I tabell 8.6.2 nedan jämförs resultaten med orginalsimuleringarna, $q_s = 0.85$. Δk_f anger den procentuella ökningen av kostnaderna då hänsyn tagits till förlusternas olika prissättning under året.

² Simuleringspaketet: STYRSIM/ VERKTYG/ TESTER.

Tabell 8.6.2				
Q-lastens skalning, nutids- och framtidsfallet:				
Simulering av hela året.				
	Nutidsfall		Framtidsfall	
Faktor q_s	0.85	0.1	0.85	0.1
Energiförlust E_f [MWh]	222 000	261 000	207 000	224 000
Kostnad k_f [SEK]	59.4 milj	69.0 milj	55.6 milj	59.8 milj
Förlustökning ΔE_f	18 %		8 %	
Kostnadsökning Δk_f	16 %		8 %	

ΔE_f kan ses som ett mått på nätets förmåga att kompensera för hög reaktiv förbrukning. Intressant nog var förlustökningen klart mindre i framtidsfallet. Eftersom de reaktiva lasterna i stort sett låg vid abonnerat maxvärde under samtliga årets timmar är bara 8 % ökning imponerande. Rent allmänt bör nätet som huvudsakligen är radiellt kunna klara spänningsregleringen tillfredsställande med lindningskopplarna. I framtidsfallet hade nätet dessutom möjlighet att använda samtliga batterier varje timme.

Storleksordningen på ΔE_f tycks visa att simuleringsmodellen är relativt okänslig för nivån på den reaktiva lasten. Skillnaderna mellan fram- och nutidsfallet antyder också den framtida styrmodellens styrka vid ökande reaktiv förbrukning.

9. ANALYS

9.1 Rimlighetskontroll

Förlusternas *nivåer* i nu- och framtidsfall ser rimliga ut om man studerar figur 8.3.1 och 8.4.1. I båda fallen ligger nivån runt någon procent av nätets totala aktiva last.

Förlusternas *variation* följer lastkurvan. I avsnitt 2.4 visades att sambandet

$$P_f = \frac{R}{U^2} \cdot (P^2 + Q^2)$$

gäller för en ledning med resistans R /fas då P och Q överförs. Då man istället vill studera förluster i ett stort nät, kan uttrycket tjäna som en slags rimlighetskontroll. Se figur 8.5.2. Efter fem vardagar följer två helgdagar där förlusternas kvadratiska beroende av lasten syns mycket tydligt. Både ”dalar” och ”toppar” hos lastkurvan har förstärkts hos förlusterna. Eftersom simuleringsmodellen konstruerats så att Q varierar med P bör förlustvariationen vara rimligt.

Förlustkurvornas *inbördes förhållanden* syns tydligast i figur 8.5.1. ΔP_f har genomgående rätt tecken, dvs framtida förluster är alltid mindre än nutida. Man kan fråga sig varför skillnaden ΔP_f aldrig blir noll. Som nämnts tidigare syns nutidsmodellens kombinerade vecko- och dygnskoppling som nedåtgående spikar i figuren. Där har båda simuleringsmodellerna tillgång till tims-, dygns- och veckokopplade shuntar. Skillnaden är att de säsongkopplade 10 kV-shuntarna alltid är låsta i nutidsmodellen. Att ΔP_f aldrig blir noll under den kalla årstiden kan således bero på att någon eller några av dessa batterier kan minska förlusterna om de kopplas ur. Se optimerings-exemplet, avsnitt 5.4.

Den sammanlagda minskningen av energiförlusterna från 222 000 till 207 000 MWh motsvarar ca 7 %. Som framgår av uttrycket för P_f ovan är möjligheterna att minska aktiva förluster begränsade. Antag att U redan är högsta tillåtna spänning och att R och P inte kan påverkas. Antag också att ledningen transporterar dubbelt så mycket aktiv effekt som reaktiv. Förhållandet mellan P och Q blir då 2:1. Bland elkraftfolk säger man också att $\tan \varphi = Q/P = 0.5$ (en hög reaktiv belastning). Man minskar nu överföringen av reaktiv effekt Q genom att koppla in kondensatorbatterier.

Uttrycket ovan ger att $P^2 + Q^2 = 2^2 + 1^2 = 5$. En fullständig reducering av överförd Q minskar förlusterna med 1/5. Alltså: P_f kan *som mest minska med 20 %*. Brytpunkten då 7 % minskning precis kan nås genom full reducering av överförd reaktiv effekt ges av

$$P^2 + Q^2 = \frac{1}{0,07}, (Q = 1) \Rightarrow P = \sqrt{\frac{1}{0,07} - 1} \approx 3,65 \Rightarrow P : Q = 3,65 : 1$$

Detta motsvarar en normal reaktiv belastning, $\tan \varphi = 0.27$. Resonemanget talar för att 7 % minskning inte är omöjlig.

9.2 Tekniska slutsatser

Några slutsatser summeras:

- Simuleringsmodellerna fungerade tillfredsställande och gav rimliga resultat.
- Den framtida styrmodellen ger störst effektbesparing vid höglast, men även en märkbar besparing då lasten är som lägst under dygnet.
- Den framtida styrmodellen kan ge stor effektbesparing under sommarperioden då man idag säsongskopplar.
- Styrningen av EK-batterier och lindningskopplare för att minimera förluster är långt ifrån trivial. Kopplingsförslag kan fås genom att modellera nätet som ett optimeringsproblem, men det är i princip omöjligt att veta om lösningen är den bästa.
- Simuleringarna visade potentialen hos möjliga besparingar. De säger inget om de praktiska problem som uppstår vid drift av *ett verkligt* nät.

9.3 Ekonomiska slutsatser

Besparingen i det Västsvenska regionnätet beräknas bli 3,81 Mkr per år om dagens styrning av kondensatorbatterier ersätts med den framtida modell som redovisats. Siffran grundas endast på reduceringen av aktiva effektförluster.

I kapitel 7 behandlades uppbyggnaden av modellen. De förenklingar som gjordes (se 7.2) leder till frågan om hur siffran 3,81 Mkr ska tolkas. En lista över faktorer som ökar (+) respektive minskar (-) denna summa kan se ut enligt nedan:

- + Antag att ett framtida automatiserat styrsystem som ges tillgång till lindningskopplare och EK-batterier kan konstrueras. Antag också att dess kopplingsförslag, baserade på någon optimeringsmetod, är märkbart bättre än dagens drift.
- + Antag att uttag av reaktiv effekt från stamnätet kommer att prissättas.
- + Antag att EK-batterierna kan manövreras oftare än varje timme.
- Antag att den reaktiva lasten i framtiden blir mycket lägre än den simulerade.

I avsnitt 8.5.5 beräknades ett snittpris på 259 kr/ MWh för den energi som kan sparas. Priset antyder hur stor andel energi som sparas under hög- respektive lågkostnadstid. Man kunde ha väntat sig ett högre snittpris med tanke på att de största förlusterna (och möjliga besparingarna) borde finnas under de dyra höglasttiderna. Två orsaker tycks finnas. Kurva 8.5.2 visar att skillnaden mellan förlustkurvorna visserligen är stor vid höglast, men också på natten när energipriset är lågt. Den andra orsaken påverkar förmodligen snittpriset mer: se figur 8.5.1. Mycket energi kan sparas vid sommarens säsongskoppling. Eftersom energipriserna på sommaren är låga dras snittpriset ned.

Eftersom relativt stora besparingar tycks möjliga under sommaren kunde en tänkbar ”spin-off” av rapporten vara att försöka spara pengar på säsongkopplingen.

9.4 Diskussion

Det vore intressant att jämföra det simulerade resultatet med verklig drift. Ett steg på vägen vore att föra loggbok över kopplingar av EK-batterier. Förhoppningsvis kunde det arbetet automatiseras.

En fråga kan vara om man *bör* försöka driva ett kraftnät enligt någon slags hel- eller halvautomatisk optimeringslösning? Att försöka överblicka och styra ett verkligt nät på det sättet, med driftstörningar och pågående arbeten, ställer säkerligen höga krav på styrsystemet. En rimlig utgångspunkt vore att bara försöka automatisera normaldrift och lämna alla övriga driftfall därhän. Då uppkommer omedelbart ett antal frågor om driftsystemets säkerhet. Till att börja med kan man ifrågasätta att alltför många driftuppgifter samlas i ett ”globalt” system som kan slås ut. Vid simuleringarna har t ex lindningskopplarna optimerats globalt, istället för att som idag styrs av lokal automatik.

Hur ser i så fall vägen till en framtida optimerad nät drift ut? En idé är att testa ”global styrning” av lindningskopplare med syfte att minimera effektförluster.

Principen kunde vara att kraftnätet ska vara ”självgående” om styrsystemet havererar. För exemplet med lindningskopplarna skulle detta innebära att lokal automatik alltid finns redo att ta över styrningen.

LITTERATUR

- [1] *ERA nr 8-94: Spänningskvalitet i svenska elsystemet*, Norberg P., Svenska Elverksföreningen, Stockholm 1994.
- [2] *Reaktiv effekt - teknik och kostnader*, Lundén L. m fl., Svenska Elverksföreningen, Stockholm 1988.
- [3] *PSS/E OPF Manual: ver. 29*, Power Technologies Inc., New York 2002.
- [4] *Allmänna avtalsvillkor för nyttjande av stamnätet/2002-12-02*, SvK-M, www.svk.se.
- [5] *Om elkraften i väster*, Hansson L-E., Kulturvårdskommittén Vattenfall, Stockholm 1999.
- [6] *Voltage Control and Short Circuits in Power Systems*, Bollen M., Chalmers Tekniska Högskola: Avd för elteknik, Göteborg 2002.
- [7] *Elkraftshandboken: Elkraftsystem 2*, Almgren m fl, Liber AB, Stockholm 1997, ISBN 91-47-00065-1.
- [8] *Linear and Nonlinear Programming*, Nash S. G. & Sofer A., McGraw-Hill Book Co., Singapore 1996, ISBN 0-07-114537-0.
- [9] *PSS/E-26, Program Application Guide: Volume I*, Power Technologies Inc., New York 1998.
- [10] *Computer Methods in Power System Analysis*, Stagg G. W. & El-Abiad A. H., McGraw-Hill Inc., USA 1968, Library of Congress C.C. No 67-12963 07-060658-7.

BILAGA A: PSS/E

Programmet bygger på ekvationer för *noder* och *förbindelser*. I noderna samlas kraftgenerering, laster och shuntelement, oftast kondensatorbatterier. Vid beräkningar skiljer man på tre typer av noder utifrån vilka storheter som är kända, eller med andra ord *fasta*. De storheter som (något förenklat) är okända brukar kallas *fria*. Se tabell A.1. $|U|$ anger den komplexa spänningens belopp, ψ dess vinkel.

Tabell A.1 Nodtyper		
Namn	Fasta storheter	Fria storheter
Lastnod (PQ-nod)	P,Q	$ U , \psi$
Generatornod (PU-nod)	P, $ U $	Q, ψ
Referensnod (Swingbus)	$ U _{\text{ref}}, \psi_{\text{ref}} = 0^\circ$	P,Q

Förbindelserna utgörs av luftledningar, eller undantagsvis kablar, med specificerade serieimpedanser.

När ett kraftnät ska analyseras börjar man med att bygga en modell av det, ett sk CASE. Programmet utför sedan traditionella Power Flow-beräkningar på modellen. Ett antal iterationer utförs, med villkoret att den effekt som förbrukas i varje nod ska motsvaras av nodens genererade och tillförda effekt. Beräkningarna inskränker sig i huvudsak till att finna *en lösning* utifrån kända data om nätet. Efter slutförd beräkning presenteras samtliga spänningar och effektflöden i nätmodellen. Reaktiva och aktiva effektförlusterna kan ses direkt.

Körningar med PSS/E kan automatiseras. *Responsfiler* bestående av en följd kommandon kan skapas. En responsfil är av funktionstyp och kan alltså föras med indata vid anropet. *IPLAN-filer*³ är kompletta program där loopar, variabler etc kan användas. Ett IPLAN-program kan alltså beordra PSS/E att utföra en serie uppgifter, t ex genomföra en lång, tidskrävande simulering.

³ Filextension .ipl

BILAGA B: OPF

Tre filtyper (format) kan användas för att läsa in eller lagra data vid OPF-beräkningar. Se tabellen nedan.

Tabell B.1 Filformat vid OPF-användning			
Namn	Extension	Beskrivning	Användning
Case-fil	.sav	PSS/E-nätmodellen med noder, förbindelser, installationer och laster. Även begränsande villkor och lösningsinställningar för OPF sparas om de definierats. Lagras binärt.	Lagrar en hel PSS/E-modell <i>och all OPF-information</i> i en fil.
OPF-rådatafil	.rop	Begränsande villkor för OPF-problemet. Lagras som ASCII-tecken.	Lagrar endast de villkor, t ex spänningsintervall, som <i>begränsar</i> möjliga lösningar.
OPT-fil	.OPT	Lösning- och målfunktionsinställningar. Lagras binärt.	Lagrar endast inställningar om <i>vad</i> som ska optimeras, samt uppgifter om lösningsmetoden.

Exempel på programmets funktioner:

- Läs/ skriv OPF-rådatafil.
- Editera busdata:
 - sätt spänningsgränser i en nod och välj hur ”hårda” de ska vara.
- Ändra lösningsparametrar, fem huvudtyper:
 1. Målfunktionen definieras
 2. Allmänt om vilka friheter programmet ges vid optimeringen
 3. Toleranser
 4. Specialkontroller
 5. Rapportering

BILAGA C: UPPBYGGNAD AV SIMULERINGS-CASE

Tre CASE används vid fram- och nutidssimuleringarna. Dessa hittas i simuleringspaketet med filnamnen STYRSIM\INVTGSK_styrsim.sav, TGSK_styrsim_som.sav och TGSK_styrsim_vin.sav. Den första CASE-filen tillhör framtidsfallet och de två sista nutidsfallet. Nutidsfallet kräver ett sommar- och ett vinter-CASE.

Ett befintligt CASE med namnet TGSK030.sav var utgångspunkten för skapandet av dessa nya CASE. Det hade varit möjligt att modifiera TGSK030.sav manuellt, dvs ta bort fasta shuntar, lägga till switchade shuntar, sätta spänningsgränser mm. Nackdelen hade blivit en brist på överblick och kontroll. Eventuella fel hade också blivit svårt och tidskrävande att hitta och åtgärda. Istället valdes en lösning med IPLAN-programmering.

Originalfilen TGSK030.sav innehöll felaktiga data om ett antal transformatorer. Rättade data lästes in (se STYRSIM\VERKTYG\CASEPROD\transformatordata) och ett CASE sparades med samma namn. Om en fil med namn TGSK030.sav öppnas i PSS/E så framgår av titelraden om den är korrigerad. Nu påbörjades skapandet av CASE mha IPLAN-program. Modifieringen skedde i tre separata steg. Varje steg producerade ett nytt CASE som sedan användes i nästföljande steg. Ett visst ”överlapp” förekom mellan olika steg eftersom bilden av det önskade slutresultatet klarnade successivt. Se mappen STYRSIM\VERKTYG och schemat nedan.

Tabell C.1: Uppbyggnad av CASE i tre steg.

STEG 1	
IPLAN-program:	STYRSIMVERKTYG\DO_1_MAKESWITCHED
Använder CASE:	STYRSIMVERKTYG\CASEPROD\TGSK030.sav (korrigerad)
UTFÖR:	
<p>Stegar igenom alla bussar med <code>NXTBUS</code>. Om <code>BUSDT2</code> ser en fast shunt som producerar ≥ 0.01 MVAR så tas den bort mha <code>'CHNG'</code>. Därefter läggs en switchad shunt till med <code>'BAT_SWITCHED_SHUNT_DATA'</code>. Den switchade shunten har samma Q_c som den fasta och läggs till som "1 steg". Slutligen flyttas tre switchade shuntar till angränsande bussar med <code>'MOVE'</code>. Detta görs för att OPF inte tycker om shuntar som skiljs åt med nollimpedans, t ex på A- och B-skena. Flytt: <code>'1133' > '1132'</code>, <code>'1521' > '1511'</code>, <code>'2002' > '2001'</code>.</p>	
Producerar CASE:	STYRSIMVERKTYG\CASEPROD\TGSKsw1.sav

STEG 2	
IPLAN-program:	STYRSIMVERKTYG\DO_2_ADDSHUNTS
Använder CASE och filer:	STYRSIMVERKTYG\CASEPROD\TGSKsw1.sav STYRSIM\IN\shuntlista.txt
UTFÖR:	
<p>Begär att spänningar visas i p.u. Läser in en lista med alla sw shuntar som ska läggas in, inkl deras ägare, nominella U_c, nominell Q_c och kopplingstyp (tim-, säsong- etc). Här justeras Q_c till de driftspänningar som kan förväntas:</p> <p>10 kV-shunt => faktor 1.047 20 kV-shunt => faktor 1 40 kV-shunt => faktor 1 > 129 kV => faktor $(135/U_c)^2$</p> <p>I listan syns hur batteriet fördelas på olika steg. Kollar om sw shunt redan finns i CASE. Lägger till sw shunt i korrekt antal steg (max 5st). Existerande sw shunt från steg 1 skrivs bara över. Ökar reaktiv last (1) i knutpunkten om shuntägaren är annan än Vattenfall. Alternativt ökas lasten om shunten <i>inte</i> fanns i CASE och $Q_{last} < 0.5 * Q_c$.</p>	
Producerar CASE:	STYRSIMVERKTYG\CASEPROD\TGSKadd2.sav

STEG 3	
IPLAN-program:	STYRSIMVERKTYG \DO_3_LOADS_ETC
Använder CASE och filer:	STYRSIMVERKTYG\CASEPROD\TGSKadd2.sav STYRSIMVERKTYG\CASEPROD \lastlista.txt STYRSIMVERKTYG\CASEPROD \reglerlista.txt STYRSIMIN\shuntlista.txt
UTFÖR:	
<p>Användaren väljer typ av spänningsgränser till OPF-lösaren. Läser in en lastlista med bussnr, last-ID (1,2,3..) och lasttyp T (borgerlig, industri..). Lägger till lasttyp som en 'owner' mha BAT_LOAD_DATA. Ett fåtal gamla laster raderas (T=0). Läser in en lista med nr på alla spänningsreglerade bussar. Typ av spänningsgräns registreras. Vmax, Vmin sätts enligt punktens basspänning [p.u.]: (α)</p> <p>11 kV: 1, 0.9091 22 kV: 1.1, 0.9 44 kV: 45/44, 1 55 kV: 1.1, 0.9 135 kV: 145/135, 143/135 400 kV: 1.1, 0.9 Swingbus: 1.0375, 1 (Hård gräns)</p> <p>OPF lösningsdata sätts. Minimera aktiva och reaktiva förluster med viktningen 50:1.</p> <p>Tillåt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Round transformer tap ratios • Round sw shunt vars • Automatically adjust bus voltages for feasibility <p>Ett framtids-CASE sparas och två nutids-CASE skapas: Läser in shuntlistan. I sommar-/vinterCASE fixeras säsongsshuntarna från- resp tillslagna. Samtliga CASE löstes med FNSL, OPT 1,,,1 och sparades.</p>	
Producerar CASE:	STYRSIMINVTGSK_styrsim.sav, TGSK_styrsim_som.sav, TGSK_styrsim_vin.sav

BILAGA D: SHUNTLISTA

Tabell D.1: Shuntlista							
Matande 130kV station	Area	Knut- punkt nr	Namn	Ägare	Spän kV	Effekt MVA _r	Koppling 1=tim, 2=dygn, 3=vecko, 4=säsong
		507	STENKUB1 135	NV	145	76	1
		511	TENHUL.1 135	NV	143	78	1
		511	TENHUL.1 135	NV	143	39	1
		516	TIMMER.1 135	NV	143	60	1
		548	BOHUS..1 135	NV	143	35	1
		552	LÄRJE.A1 135	NV	145	52	1
		552	LÄRJE.A1 135	NV	145	26	1
		553	LÄRJE*B1 135	NV	145	52	1
		553	LÄRJE*B1 135	NV	145	26	1
		572	VARGÖ*.1 135	NV	145	47	1
		572	VARGÖ*.1 135	NV	145	23	1
		917	JÖNKÖP.1 135	NV	143	39	1
		924	SJÖMAR.1 135	NV	143	52	1
		924	SJÖMAR.1 135	NV	143	26	1
		926	ULRICE.1 135	NV	143	36	1
		927	GISLAV.1 135	NV	143	39	1
		927	GISLAV.1 135	NV	143	20	1
		932	FÄRLEV.1 135	NV	143	39	2
		938	SÄFFLE.1 135	NV	143	39	1
		938	SÄFFLE.1 135	NV	143	13	1
Ej DCT-lista		1282	BJURUM.111.0	NV	10	0.620821	4
		1503	KORSBE.111.0	NV	10	2.865329	4
		1523	HJOVSK.111.0	NV	10	1.040115	4
		2914	HULTAF.111.0	NV	10	1.289398	4
		2972	ERIKST.111.0	NV	10	2.578796	4
		2974	BOLLEB.111.0	NV	10	1.289398	4
		2976	RÄVLAN.111.0	NV	10	1.289398	4
		2978	HÄLLIN.111.0	NV	10	1.289398	4
		2985	OLOFSE.111.0	NV	10	1.432665	4
		2988	TOLLER.111.0	NV	10	1.289398	4
		2990	INGARE.111.0	NV	10	2.148997	4
		3014	VISKAF.111.0	NV	10	1.604584	4
		3033	KINNAH.111.0	NV	10	2.168099	4
		3035	FINABO.111.0	NV	10	1.203438	4
		3038	SVANEH.111.0	NV	10	1.432665	4
		3044	KINNAM.111.0	NV	10	2.406877	4
		3056	BROKVA.111.0	NV	10	1.203438	4
		3058	MJÖBÄC.111.0	NV	10	1.203438	4

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

		3082	HYSSNA.111.0	NV	10	1.203438	4
		3800	BILLERC111.0	NV	10	3.295129	4
		3882	SVANEH.66.60	??	60	4.32	3
		4252	SKENE..111.0	NV	10	2.168099	4
		4256	HEDBO..111.0	NV	10	1.432665	4
		4275	LEKVAD.111.0	NV	10	1.079274	4
		4279	ISTORP.111.0	NV	10	2.406877	4
OT02 Lextorp	35	3514	HÖGSTO.111.0	NV	10	3.0	4
		3514	HÖGSTO.111.0	NV	10	3.0	4
		3512	SJUNTO.111.0	NV	10	2.0	4
		3512	SJUNTO.111.0	NV	10	2.0	4
		3518	LÖDÖSE.111.0	NV	10	3.0	4
OT09 Pettersberg	0	564	PETTERA1 135	Thn_Energi	10	5.0	4
		565	PETTERB1 135	Thn_Energi	10	5.4	4
OT11 Grästorp	10	1001	GRÄSTO.444.0	NV	40	10.0	3
		1010	ODENSL.444.0	GELF	10	1.8	4
		1010	ODENSL.444.0	GELF	20	0.9	3
		1024	HÅKANT.111.0	NV	10	2.0	4
OT21 Ramseröd	31	3101	RAMSERA444.0	NV	40	12	2
		3101	RAMSERA444.0	NV	40	6	2
		3102	RAMSERB444.0	NV	40	12	2
		3102	RAMSERB444.0	NV	40	12	2
		3116	BERG...111.0	NV	10	1.8	4
		3155	FÄRGEL.111.0	NV	10	4.0	4
		3157	HÖGSÄT.111.0	NV	10	2.0	4
OT23 Färlev	32	3201	FÄRLEVA444.0	NV	40	10.0	2
		3202	FÄRLEVB444.0	NV	40	10.0	2
		3237	FISKEB.111.0	NV	10	1.0	4
		3262	KUNGSH.111.0	NV	10	2.0	4
		3252	TOSSEN.111.0	NV	10	2.7	4
		3226	MUNKED.111.0	NV	10	2.0	4
OT28 Munk. Br.	58	5893	MBRUS2.111.0	Munkedals_B ruk	10	5.5	4
OT47 Kåbäcken	22	2201	KÅBÄCKA222.0	NV	20	5.0	3
		2201	KÅBÄCKA222.0	NV	20	8.0	3
		2202	KÅBÄCKB222.0	NV	20	5.0	3
		2202	KÅBÄCKB222.0	NV	20	8.0	3
		2824	LANDVE.222.0	NV	20	3.0	3
OT48 Råda	28	2803	RÅDAEKP222.0	NV	20	7.2	2
		2803	RÅDAEKP222.0	NV	20	7.2	2
OT51 Alingsås	23	2301	ALINGSA444.0	NV	40	12.0	2
		2326	SOLLEB.111.0	NV	10	3.0	4
		2355	VÅRGÅR.111.0	NV	10	3.6	4
		2302	ALINGSB444.0	Alingsås_Ene	40	4.5	3

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

		2302	ALINGSB444.0	Alingsås_Energi	40	2.3	3
		2302	ALINGSB444.0	Alingsås_Energi	40	4.5	3
		2302	ALINGSB444.0	Alingsås_Energi	40	2.3	3
OT52 Sjömarken	24	2432	LINDEB.111.0	NV	10	1.8	4
		2462	TOARP..111.0	NV	10	2.7	4
		2435	GINGRIP444.0	NV(VVG)	10	7.0	4
OT53 Gislaved	27	2701	GISLAVA444.0	NV	40	16.0	2
		2702	GISLAVB444.0	NV	40	16.0	2
		2731	GNOSJÖ.444.0	NV	40	4.0	3
		2731	GNOSJÖ.444.0	AHG_Energi	40	6.0	3
		2731	GNOSJÖ.444.0	AHG_Energi	40	2.4	3
		2761	ANDERS.444.0	Gislaved_Energi	40	6.0	3
		2761	ANDERS.444.0	AHG_Energi	40	6.0	3
		2761	ANDERS.444.0	AHG_Energi	40	2.7	3
		2723	HESTRA.444.0	AHG_Energi	40	2.8	3
OT55 Tranemo	25	2534	GRIMSÅ.444.0	NV	40	4.0	3
		2522	LIMPLM.111.0	NV	10	2.7	4
		2523	LIMMAR.111.0	NV	10	2.7	4
		2511	RÖSERE.111.0	NV	10	2.0	4
		2514	TORSBO.111.0	NV	10	3.0	4
		2533	TRANEM.111.0	NV	10	3.0	4
		2553	SVENLJ.111.0	NV	10	2.0	4
		2553	SVENLJ.111.0	NV	10	2.0	4
OT60 Barnarp	18	1801	BARNRPA444.0	NV	40	8.0	3
		1802	BARNRPB444.0	NV	40	8.0	3
		1823	TORSVI.444.0	JENAB	10	2.7	4
		1836	TABERG.444.0	JENAB	10	2.05	4
		1832	NHAMBR.444.0	JENAB	10	2.7	4
OT61 Naum	11	1152	VEDUM..111.0	NV	10	1.5	4
		1162	FÅGLUMA111.0	NV	10	3.0	4
		1132	NOSSEBA111.0	NV	10	1.8	4
		1132	NOSSEBA111.0	NV	10	1.8	4
		1153	HERRLJB444.0	NV	10	4.0	4
		1157	LJUNG..111.0	NV	10	1.8	4
		1127	JUNG...444.0	Kvänums_Energi	10	1.7	4
		1126	KVÄNUM.444.0	Kvänums_Energi	10	0.9	4
OT62 Falköping	12	1202	FALKÖPB444.0	NV	40	12.0	3
		1231	FALBY43444.0	FEAB	10	0.9	4
		1262	TIDAHV.444.0	Tidaholm_Elv	10	2.7	4

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

		1263	TIDEK46444.0	NV	40	4.4	3
		1221	FALBY42444.0	FEAB	10	0.9	4
		1272	STENST.111.0	FEAB	10	1.5	4
		912	FALKÖP.1 135	??	143	35	2
		912	FALKÖP.1 135	??	143	17	2
		912	FALKÖP.1 135	FEAB	20	5.4	2
OT63 Ulricehamn	26	2601	ULRICEA444.0	NV	40	8.0	3
		2601	ULRICEA444.0	UPONOR	40	2.7	3
		2617	DALUM..111.0	NV	10	0.9	4
		2645	GINGEK.444.0	NV	40	4.0	3
		2615	HÄLLST.111.0	NV	10	0.9	4
		2642	HÖKERU.111.0	NV	10	1.8	4
		2621	LIARED.111.0	NV	10	0.9	4
		2636	VEGBY..111.0	NV	10	1.8	4
		2640	ÖLSREM.111.0	NV	10	1.8	4
OT66 Vaggeryd	19	1941	SKILLR.111.0	Skillingar_El v	10	4.7	4
		1920	STÖDSTP444.0	NV	40	3.6	3
		1931	MON.53P444.0	Vaggeryds_E lv	10	3.6	4
OT69 Jönköping	17	1701	JÖNKÖPA444.0	NV	40	7.2	2
		1702	JÖNKÖPB444.0	NV	40	7.2	2
		1751	HUSKVAR444.0	JENAB	40	4.05	3
		1710	LJUNGAB444.0	JENAB	40	4.05	3
		1761	VÄSTRAB444.0	JENAB	40	5.0	3
		1764	RYHOV..444.0	JENAB	40	5.4	3
		1765	MUNKSJÖ444.0	JENAB	40	2.7	3
OT72 Skövde	16	1602	SKÖVDEA222.0	NV	20	10.0	3
		1603	SKÖVDEB222.0	NV	20	10.0	3
		1603	SKÖVDEB222.0	Skövde_Ener gi	10	3.0	4
		1603	SKÖVDEB222.0	Skövde_Ener gi	10	3.0	4
		1604	SKÖVDEC222.0	Skövde_Ener gi	10	3.6	4
		1623	NYKVAR.111.0	NV	10	0.9	4
		1651	CEMENTA222.0	Cementa	20	3.0	3
		520	SKÖRYD.1 135	Skövde_Ener gi	10	3.6	4
OT73 Skövde-Ryd	0	520	SKÖRYD.1 135	Skövde_Ener gi	10	1.8	4
OT76 Tibro	14	1469	KARLSB.111.0	NV	10	2.7	4
		1469	KARLSB.111.0	NV	10	2.7	4
		1471	TIBROV.444.0	Tibro_Elv.	10	2.0	4
		1471	TIBROV.444.0	Tibro_Elv.	10	2.0	4
		1471	TIBROV.444.0	Balteryd	10	3.0	4
OT77T Timboholm	0	525	TIMBOV.1 135	Volvo	0.4	9.0	3
OT78	15	1501	KORSBEA444.0	NV	40	6.9	3

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

Korsberga							
		1502	KORSBEB444.0	NV	40	6.9	3
		1502	KORSBEB444.0	NV	10	3.0	4
		1555	BORGUN.111.0	NV	10	0.9	4
		1532	GÄLLÖ1 11.0	NV	10	0.9	4
		1511	HJO...B444.0	NV	40	4.5	3
		1522	HJOELV.111.0	NV	10	0.9	4
		1541	TIDAHÖ.444.0	Tidaholm_El v.	10	3.0	4
		1541	TIDAHÖ.444.0	NV	40	4.4	3
OT90 Båberg	0	574	BÅBERG.1 135	Thn_Energi	10	3.0	4
OT91 Vänersborg	0	570	VÄNERS.1 135	NV(VBD)	10	5.4	4
		570	VÄNERS.1 135	NV(VBD)	10	5.4	4
OT93 Mellerud	36	3676	BRÅLAN.111.0	NV	10	2.2	4
		3604	BÖN....111.0	NV	10	2.0	4
		3667	FRÄNDE.111.0	NV	10	2.0	4
		3663	GRINST.111.0	NV	10	2.0	4
		3644	UPPERU.111.0	NV	10	2.0	4
		3646	ÅNIMSK.111.0	NV	10	2.0	4
		3622	ÅSENSB.222.0	Håfreström_AB	20	2.0	3
		3622	ÅSENSB.222.0	Håfreström_AB	20	2.0	3
OT95 Säffle	38	3803	SÄFFLEA222.0	NV	20	4.5	2
		3804	SÄFFLEB222.0	NV	20	4.5	2
		3824	ESKILS.111.0	NV	10	1.0	4
		3881	SVANEH.555.0	NV	20	2.0	3
		3881	SVANEH.555.0	NV	20	2.0	3
		3895	ÅMÅL...222.0	NV(VBD)	20	5.4	3
		3899	BILLERB111.0	Petterson_AB	10	7.0	4
OT97 Billingsfors	37	3701	BILLINA222.0	NV	20	9.0	3
		3715	BENGTS.111.0	NV	10	3.0	4
		3715	BENGTS.111.0	NV	10	2.0	4
		3733	B.BRUK1222.0	NV	20	3.0	2
		3733	B.BRUK1222.0	NV	20	3.0	2
		3732	B.BRUK2222.0	NV	20	3.0	2
		3732	B.BRUK2222.0	NV	20	3.0	2
		3722	K.GÄRD.111.0	NV	10	3.0	4
		3726	LÅNGED.222.0	NV	20	3.0	3
OT98 Ed	40	4002	ED.....111.0	NV	10	3.0	4
		4002	ED.....111.0	NV	10	2.0	4
		4012	BÄCKEF.111.0	NV	10	2.0	4
ZT11 Alafors	21	2101	ALAFORA222.0	NV	20	8.4	3
		2102	ALAFORB222.0	NV	20	8.4	3
		2125	BOHUS..111.0	NV	10	1.8	4
		2185	MARSTR.111.0	NV	10	0.9	4
		2152	ÄLVÄNG.111.0	NV	10	2.0	4

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

ZT12 Stenungsund	34	3401	STENUNA444.0	NV	40	30	3
		3402	STENUNB444.0	NV	40	30	2
ZT25 Kärrarp	0	533	KÄRRAR.1 135	JENAB	10	5.85	4
		533	KÄRRAR.1 135	JENAB	10	6.75	4
		533	KÄRRAR.1 135	JENAB	10	5.4	4
ZT26 Klerebo	20	2001	KLEREBA444.0	NV	40	6.0	3
		2041	MULLSJ.444.0	VSK	10	2.9	4
		2051	HABO...444.0	Habo_Kraft	10	1.5	4
		2051	HABO...444.0	Habo_Kraft	10	0.75	4
ZT31 Lepa	0	545	LEPA...1 135	Edet_AB	10	4.0	4
		545	LEPA...1 135	Edet_AB	10	4.0	4
ZT71 Stallbacka	41	4102	STALL.A111.0	NV	10	11	4
		4103	STALL.B111.0	NV	10	10	4
		4107	VOLVO..111.0	Volvo_Aero	10	4.9	4
		4107	VOLVO..111.0	Volvo_Aero	10	4.1	4
		569	SAAB...1 135	SAAB_AB	10	12.0	4
		569	SAAB...1 135	SAAB_AB	10	12.0	4
ZT84 Lyse	33	3301	LYSE..A444.0	NV	40	12.0	3
ZT85 Orust	39	3912	BUA....111.0	NV	10	1.5	4
		3912	BUA....111.0	NV	10	1.5	4
ZT91 Skara	13	1375	ARDALA.444.0	NV	40	2.4	3
		1378	AXVALLA111.0	NV	10	2.0	4
		1311	SKARAN1444.0	Skara_Energi	10	4.0	4
		1311	SKARAN1444.0	Skara_Energi	10	4.0	4

Summa = 227 steg

BILAGA E: SIMULERINGSPROGRAM

```
PROGRAM FRAMTIDSSIM
/*
    Program som testar framtida, timsvis styrning av
    alla EK-batterier i västra regionnätet.

    Ett exjobb av Tor Johansson
*/

!_____Variabler_____

INTEGER    POST, LASTTYP, IERR1
REAL       PSKALN(4), PF, QF, PTOT, QTOT, MISMATCH, MWH, KR
STRING*9   DATUM, DAT1, DAT2
STRING     ADRESS, INFIL, UTFIL, CASEFIL, LOGFIL, RAPFIL, OPPNACASE
STRING     SIMVAL, SIMDAT, SIMBESKR, TID1, TID2, INFO
LOGICAL    DIALOG, BRYT, INTERVALL
REAL       PRIS(8760)

POST       = 0
MWH        = 0.0
KR         = 0.00
MISMATCH   = 0.0

DIALOG     = TRUE
BRYT       = FALSE
INTERVALL= FALSE           ! Sker simulering på ett
datumintervall?

ADRESS     = 'H:\PSSE\' ! Defaultadress till STYRSIM-mapp. Kan ändras;)
INFO       = ' '
SIMDAT     = GETDATE(0)

!_____Användarens val/ Fallspecifikt_____

PERFORM HANTERAADDRESS
UTFIL      = ADRESS + 'STYRSIM\UT\framtid.txt'
SIMBESKR= 'Framtid'
PERFORM SIMULERINGSVAL

!_____Huvudprogram_____

RAPFIL     = ADRESS + 'STYRSIM\UT\OPFrapport.DAT'
PERFORM DIALOG_AVPA
PERFORM FILHANTERING1
PERFORM HANTAPRIS

TID1=GETTIME(0)

HUVUDLOOP:
    POST=POST+1
    PERFORM SKALNING
    QPUSH 'BAT_NOPF 0 1'           ! OPF-lösning
för alla bussar
    PERFORM FORLUSTER
    IF (RND(10)<3) THEN PERFORM STICKPROV ENDIF
    IF ((RND(100)==1) AND (INTERVALL==FALSE)) THEN PERFORM
OPFABORT ENDIF
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
        IF (POST==8760) THEN GOTO AVSLUTA ENDIF
        IF (BRYT==TRUE) THEN GOTO AVSLUTA ENDIF
        IF ((INTERVALL==TRUE) AND (DATUM==DAT2)) THEN GOTO AVSLUTA
ENDIF
GOTO HUVUDLOOP

AVSLUTA:
TID2=GETTIME(0)

PERFORM LOGGBOK
PERFORM FILHANTERING2
PERFORM DIALOG_AVPA
PERFORM RAPPORT
END

!_____Hantera adress till filer

PROCEDURE HANTERAADDRESS
IF (EXISTF(ADRESS + 'STYRSIM\framtidssim.ipl')==TRUE) THEN RETURN
ENDIF
NYADDRESS:
PRINT ' '
PRINT '>>> Ange adressen till mappen STYRSIM (t ex "C:\MinaExjobb\")
'
INPUT ADDRESS
IF (EXISTF(ADRESS + 'STYRSIM\framtidssim.ipl')==FALSE) THEN
    PRINT '>>> Fel adress! Hittar ej filer!'
    GOTO NYADDRESS
ENDIF
PRINT ' '
PRINT '>>> Tack!'
END

!_____Användarens val av simulering

PROCEDURE SIMULERINGSVAL
PRINT ' '
PRINT '>>> Simulera hela året 2001? (J/N) '
INPUT SIMVAL
IF ((SIMVAL=='J') OR (SIMVAL=='j') OR (SIMVAL=='')) THEN
    SIMBESKR = SIMBESKR + ', helår '
    RETURN
ENDIF
NYADATUM:
PRINT ' '
PRINT '>>> Hoppa över lastfall t o m datum och timme? (ÅÅMMDD-TT) '
INPUT DAT1
PRINT ' '
PRINT '>>> Avsluta datum och timme? (ÅÅMMDD-TT) '
INPUT DAT2
IF (TOINT(SUB(DAT1,1,6))>TOINT(SUB(DAT2,1,6))) THEN
    PRINT '>>> Felskrivet datumintervall!'
    GOTO NYADATUM
ENDIF
IF ((TOINT(SUB(DAT1,8,9))>24) OR (TOINT(SUB(DAT2,8,9))>24)) THEN
    PRINT '>>> Dygnet har ju bara 24 timmar!!'
    GOTO NYADATUM
ENDIF

UTFIL = SUB(UTFIL,1,LEN(UTFIL)-4) +DAT1 + '_' +DAT2 + '.txt'
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
SIMBESKR = SIMBESKR + ', ' + DAT1 + '/' + DAT2
INTERVALL= TRUE
END

!_____ Dialogen i PSSE av/på

PROCEDURE DIALOG_AVPA

IF (DIALOG==TRUE) THEN          ! Stäng av dialogen
    PRINT ' '
    PRINT ' '
    PRINT '>>> DIALOG MED PSS/E AVBRYTS...'
    QPUSH 'PDEV'
    QPUSH '2'
    QPUSH 'DIASLASK1.EEE'
    QPUSH 'ODEV'
    QPUSH '2'
    QPUSH 'DIASLASK2.EEE'
    QPUSH 'OPEN'
    QPUSH '2 0 1'
    QPUSH RAPFIL
    DIALOG=FALSE
ELSE                               ! Sätt på dialogen
    QPUSH 'PDEV'
    QPUSH '1'
    QPUSH 'ODEV'
    QPUSH '1'
    IF (EXISTF('DIASLASK1.EEE')==TRUE) THEN DELETE
'DIASLASK1.EEE' ENDIF
    IF (EXISTF('DIASLASK2.EEE')==TRUE) THEN DELETE
'DIASLASK2.EEE' ENDIF
    PRINT ' '
    QPUSH 'CLOS'
    DIALOG=TRUE
ENDIF
END

!_____ Inställningar, öppna filer

PROCEDURE FILHANTERING1
! Tillåt överskrivning av filer utan att fråga:
QPUSH 'OPT'
QPUSH '12'
QPUSH '0'
QPUSH '0'
! Bestäm CASE-fil, indatafil...:
CASEFIL = ADRESS + 'STYRSIM\IN\TGSK_styrsim.sav'
INFIL   = ADRESS + 'STYRSIM\IN\last.txt'
LOGFIL  = ADRESS + 'STYRSIM\UT\autologg.txt'
! Öppna:
OPPNACASE = 'case ' + CASEFIL
OPEN INFIL ON 1 FOR 'R'
OPEN UTFIL ON 2 FOR 'W'
OPEN LOGFIL ON 3 FOR 'A'
! Skapa dokumenthuvud:
WRITE 2; 'Datum ', ' ', '0.01*Ptot [MW]', ' ', 'Pf_framtid[MW]', '
', 'Qf_framtid[MVA]', ' ', 'Mismatch[MVA]'
IF (INTERVALL==TRUE) THEN PERFORM SPOLAINFIL ENDIF
END
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
!_____Spola fram infil till 1:a
last

PROCEDURE SPOLAINFIL
LOOP UNTIL (DATUM==DAT1)
    READ 1;DATUM,PSKALN(1),PSKALN(2),PSKALN(3),PSKALN(4)
    POST=POST+1
ENDLOOP
END

!_____Skala ned laster

PROCEDURE SKALNING
QPUSH OPPNACASE
READ 1;DATUM,PSKALN(1),PSKALN(2),PSKALN(3),PSKALN(4)
QPUSH 'scale owner'           ! Owner: lasttyp
LOOP LASTTYP=1,4
    QPUSH (LASTTYP)
    QPUSH 2
    QPUSH (PSKALN(LASTTYP))
    QPUSH ' '
    QPUSH 3
    QPUSH (0.85*PSKALN(LASTTYP))    ! QSKALN
ENDLOOP
QPUSH ' '
END

!_____Förluster

PROCEDURE FORLUSTER
CALL SYSTOT('LOAD',PTOT,QTOT,IERR1)
CALL SYSTOT('LOSS',PF,QF,IERR1)           ! Hämta
CALL SYSMSM(MISMATCH)
WRITE 2;DATUM,' ',0.01*PTOT,' ',PF,' ',QF,' ',MISMATCH! Skriv
MWH=MWH+PF
KR=KR+PF*PRIS(POST)
END

!_____Radera växande OPF-rapport

PROCEDURE OPFABORT
IF (EXISTF(RAPFIL)==TRUE) THEN
    DELETE RAPFIL
ENDIF
END

!_____Kontroll av "tändstift"

PROCEDURE STICKPROV
IF (EXISTF(ADRESS + 'STYRSIM\MINNE\tändstift.txt')==TRUE) THEN
    RETURN
ELSE
    BRYT=TRUE
    INFO ='>>> PÅ ANVÄNDARENS BEGÄRAN:
(STYRSIM\MINNE\tändstift.txt saknas)'
ENDIF
END

!_____Skriv i loggboken

PROCEDURE LOGGBOK
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
IF (BRYT==TRUE) THEN
    SIMBESKR='AVBRUTEN: ' +SIMBESKR
ENDIF
WRITE 3; SIMDAT, ' ', SIMBESKR, ' ', NINT(MWH), ' ', NINT(KR)
END

!_____Stäng filer

PROCEDURE FILHANTERING2
CLOSE 1
CLOSE 2
CLOSE 3
IF (INTERVALL==FALSE) THEN
    ! Radera resterna av den 0.5 GByte stora filen
    PERFORM OPFABORT
ENDIF
END

!_____Slutrapport

PROCEDURE RAPPORT
PRINT ' '

IF (BRYT==TRUE) THEN
    PRINT INFO
    PRINT '    SIMULERING AVBRUTEN VID ' + DATUM
ELSE
    PRINT '>>> SIMULERING KLAR! '
ENDIF

PRINT ' '
PRINT '    Förluster = ' +TOSTR(NINT(MWH)) +' MWh'
PRINT '    Kostnader = ' +TOSTR(NINT(KR)) +' kr'
PRINT ' '
PRINT '    Starttid ' +TOSTR(TID1)
PRINT '    Avslutad ' +TOSTR(TID2)
PRINT ' '
PRINT '>>> Detaljresultat skrivet till ' +UTFIL
PRINT ' '
PRINT '    Simulering antecknad i loggbok ' +LOGFIL
BEEP
END

!_____Hämta timpriser**
!** I nutidssimuleringen sköts det i proceduren Almanacka

PROCEDURE HAMTAPRIS
STRING    ALM, S1, S2, S3
INTEGER   A

ALM = ADRESS + 'STYRSIM\IN\almanack.txt'
OPEN ALM ON 4 FOR 'R'

LOOP A=1,8760
    READ 4;S1, S2, S3, PRIS(A)
ENDLOOP

CLOSE 4
END
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
PROGRAM NUTIDSSIM
/*
    Program som testar den nutida styrningen av
    EK-batterierna i västra regionnätet.
    "*" anger att procedur från framtidssim modifierats.

    Ett exjobb av Tor Johansson
*/

!_____Variabler_____

INTEGER    POST, LASTTYP, IERR1
REAL       PSKALN(4), PF, QF, MISMATCH, MWH, KR
STRING*9   DATUM, DAT1, DAT2
STRING     ADRESS, INFIL, UTFIL, CASEFIL, LOGFIL, RAPFIL, OPPNACASE
STRING     SIMVAL, SIMDAT, SIMBESKR, TID1, TID2, INFO
LOGICAL    DIALOG, BRYT, INTERVALL
REAL       PRIS(8760)

!_____Nutidsvariabler_____

INTEGER    NR(100), TYP(100), SMAX
STRING     DRIFT(8760)
STRING*9   DAT(8760)
REAL       QC(100)
LOGICAL    SOMMAR

SOMMAR     = FALSE
!_____

DIALOG     = TRUE
BRYT       = FALSE
INTERVALL= FALSE           ! Sker simulering på ett
datumintervall?

POST       = 0
MWH        = 0.0
KR         = 0.00
MISMATCH   = 0.0

ADRESS     = 'H:\PSSE\' ! Defaultadress till STYRSIM-mapp. Kan ändras;)
INFO       = ' '
SIMDAT     = GETDATE(0)

!_____Användarens val/ Fallspecifikt_____

PERFORM HANTERAADDRESS
UTFIL      = ADRESS + 'STYRSIM\UT\nutid.txt'
SIMBESKR   = 'Nutid'
PERFORM SIMULERINGSVAL

!_____Huvudprogram_____

RAPFIL     = ADRESS + 'STYRSIM\UT\OPFrappport.DAT'
PERFORM DIALOG_AVPA
PERFORM FILHANTERING1
PERFORM ALMANACKA
PERFORM SKAPAMINNE

TID1=GETTIME(0)
```


Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
HUVUDLOOP:
    POST=POST+1
    IF (DRIFT(POST)=='SK_0') THEN SOMMAR=TRUE  ENDIF
    IF (DRIFT(POST)=='SK_1') THEN SOMMAR=FALSE ENDIF
    PERFORM SKALNING
    IF (DRIFT(POST)<>'VDK') THEN PERFORM FIXERASHUNTAR ENDIF

    QPUSH 'BAT_NOPF  0  1'                ! OPF-lösning
för alla bussar

    IF ((DRIFT(POST)=='DK') OR (DRIFT(POST)=='VDK')) THEN
PERFORM MINNSSHUNTAR ENDIF
    PERFORM FORLUSTER
    IF (RND(10)<3) THEN PERFORM STICKPROV ENDIF
    IF ((RND(100)==1) AND (INTERVALL==FALSE)) THEN PERFORM
OFFABORT ENDIF

    IF (POST==8760) THEN GOTO AVSLUTA ENDIF
    IF (BRYT==TRUE) THEN GOTO AVSLUTA ENDIF
    IF ((INTERVALL==TRUE) AND (DATUM==DAT2)) THEN GOTO AVSLUTA
ENDIF
GOTO HUVUDLOOP

AVSLUTA:
TID2=GETTIME(0)

PERFORM LOGGBOK
PERFORM FILHANTERING2
PERFORM DIALOG_AVPA
PERFORM RAPPORT
END

!_____Hantera adress till filer

PROCEDURE HANTERAADDRESS
IF (EXISTF(ADRESS + 'STYRSIM\nutidssim.ipl')==TRUE) THEN RETURN ENDIF
NYADDRESS:
PRINT ' '
PRINT '>>> Ange adressen till mappen STYRSIM (t ex "C:\MinaExjobb\")
'
INPUT ADDRESS
IF (EXISTF(ADRESS + 'STYRSIM\nutidssim.ipl')==FALSE) THEN
    PRINT '>>> Fel adress! Hittar ej filer!'
    GOTO NYADDRESS
ENDIF
PRINT ' '
PRINT '>>> Tack!'
END

!_____Användarens val av
simulering*

PROCEDURE SIMULERINGSVAL
INTEGER  SOMDAT, VINDAT
SOMDAT = 010615
VINDAT = 010917

PRINT ' '
PRINT '>>> Simulera hela året 2001? (J/N) '
INPUT SIMVAL
IF ((SIMVAL=='J') OR (SIMVAL=='j') OR (SIMVAL=='')) THEN
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
        SIMBESKR = SIMBESKR + ', helår          '
        RETURN
ENDIF

NYADATUM:
PRINT ' '
PRINT '>>> Hoppa över lastfall t o m datum och timme? (ÅÅMMDD-TT) '
INPUT DAT1
PRINT ' '
PRINT '>>> Avsluta datum och timme? (ÅÅMMDD-TT) '
INPUT DAT2
IF (TOINT(SUB(DAT1,1,6))>TOINT(SUB(DAT2,1,6))) THEN
        PRINT '>>> Felskrivet datumintervall!'
        GOTO NYADATUM
ENDIF
IF ((TOINT(SUB(DAT1,8,9))>24) OR (TOINT(SUB(DAT2,8,9))>24)) THEN
        PRINT '>>> Dygnet har ju bara 24 timmar!!'
        GOTO NYADATUM
ENDIF

UTFIL      = SUB(UTFIL,1,LEN(UTFIL)-4) +DAT1 + '_' +DAT2 + '.txt'
SIMBESKR = SIMBESKR + ', ' +DAT1 + '/' +DAT2
INTERVALL= TRUE

IF ((TOINT(SUB(DAT1,1,6))>=SOMDAT) AND (TOINT(SUB(DAT1,1,6))<VINDAT))
THEN
        SOMMAR = TRUE
ENDIF
END
```

! _____ Dialogen i PSSE av/på

```
PROCEDURE DIALOG_AVPA
```

```
IF (DIALOG==TRUE) THEN          ! Stäng av dialogen
        PRINT ' '
        PRINT ' '
        PRINT '>>> DIALOG MED PSS/E AVBRYTS... '
        QPUSH 'PDEV'
        QPUSH '2'
        QPUSH 'DIASLASK1.EEE'
        QPUSH 'ODEV'
        QPUSH '2'
        QPUSH 'DIASLASK2.EEE'
        QPUSH 'OPEN'
        QPUSH '2 0 1'
        QPUSH RAPFIL
        DIALOG=FALSE
ELSE                                ! Sätt på dialogen
        QPUSH 'PDEV'
        QPUSH '1'
        QPUSH 'ODEV'
        QPUSH '1'
        IF (EXISTF('DIASLASK1.EEE')==TRUE) THEN DELETE
'DIASLASK1.EEE' ENDIF
        IF (EXISTF('DIASLASK2.EEE')==TRUE) THEN DELETE
'DIASLASK2.EEE' ENDIF
        PRINT ' '
        QPUSH 'CLOS'
        DIALOG=TRUE
ENDIF
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
END

!_____Inställningar, öppna filer*

PROCEDURE FILHANTERING1
! Tillåt överskrivning av filer utan att fråga:
QPUSH 'OPT'
QPUSH '12'
QPUSH '0'
QPUSH '0'

INFIL   = ADRESS + 'STYRSIM\IN\last.txt'
LOGFIL  = ADRESS + 'STYRSIM\UT\autologg.txt'

OPEN INFIL  ON 1 FOR 'R'
OPEN UTFIL  ON 2 FOR 'W'
OPEN LOGFIL ON 3 FOR 'A'
! Skapa dokumenthuvud:
WRITE 2;'Datum   ',' ','Pf_nutid[MW]',' ','Qf_nutid[MVAr]','
','Mismatch[MVA]'
IF (INTERVALL==TRUE) THEN PERFORM SPOLAINFIL ENDIF
END

!_____Spola fram infil till 1:a
last

PROCEDURE SPOLAINFIL
LOOP UNTIL (DATUM==DAT1)
      READ 1;DATUM,PSKALN(1),PSKALN(2),PSKALN(3),PSKALN(4)
      POST=POST+1
ENDLOOP
END

!_____Skala ned laster*

PROCEDURE SKALNING
CASEFIL = ADRESS + 'STYRSIM\IN\TGSK_styrsim_vin.sav'
IF (SOMMAR==TRUE) THEN
      CASEFIL = ADRESS + 'STYRSIM\IN\TGSK_styrsim_som.sav'
ENDIF
OPPNACASE = 'case ' + CASEFIL
QPUSH OPPNACASE

READ 1;DATUM,PSKALN(1),PSKALN(2),PSKALN(3),PSKALN(4)
QPUSH 'scale owner'           ! Owner: lasttyp
LOOP LASTTYP=1,4
      QPUSH (LASTTYP)
      QPUSH 2
      QPUSH (PSKALN(LASTTYP))
      QPUSH ' '
      QPUSH 3
      QPUSH (0.85*PSKALN(LASTTYP))      ! QSKALN
ENDLOOP
QPUSH ' '
END

!_____Förluster skrivs till fil

PROCEDURE FORLUSTER
CALL SYSTOT('LOSS',PF,QF,IERR1)
CALL SYSSM(MISMATCH)
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
WRITE 2;DATUM,' ',PF,' ',QF,' ',MISMATCH
MWH=MWH+PF
KR=KR+PF*PRIS (POST)
END
```

!_____Radera växande OPF-rapport

```
PROCEDURE OPFABORT
IF (EXISTF (RAPFIL)==TRUE) THEN
    DELETE RAPFIL
ENDIF
END
```

!_____Kontroll av "tändstift"

```
PROCEDURE STICKPROV
IF (EXISTF (ADRESS + 'STYRSIM\MINNE\tändstift.txt')==TRUE) THEN
    RETURN
ELSE
    BRYT=TRUE
    INFO ='>>> PÅ ANVÄNDARENS BEGÄRAN:
(STYRSIM\MINNE\tändstift.txt saknas)'
ENDIF
END
```

!_____Skriv i loggboken

```
PROCEDURE LOGGBOK
IF (BRYT==TRUE) THEN
    SIMBESKR='AVBRUTEN: ' +SIMBESKR
ENDIF
WRITE 3; SIMDAT, ' ', SIMBESKR, ' ', NINT (MWH), ' ', NINT (KR)
END
```

!_____Stäng filer

```
PROCEDURE FILHANTERING2
CLOSE 1
CLOSE 2
CLOSE 3
IF (INTERVALL==FALSE) THEN
    ! Radera resterna av OPF-rapporten
    PERFORM OPFABORT
ENDIF
END
```

!_____Slutrapport

```
PROCEDURE RAPPORT
PRINT ' '

IF (BRYT==TRUE) THEN
    PRINT INFO
    PRINT '    SIMULERING AVBRUTEN VID ' + DATUM
ELSE
    PRINT '>>> SIMULERING KLAR! '
ENDIF

PRINT ' '
PRINT '    Förluster = ' +TOSTR (NINT (MWH)) +' MWh'
PRINT '    Kostnader = ' +TOSTR (NINT (KR)) +' kr'
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```
PRINT ' '
PRINT '      Starttid ' +TOSTR(TID1)
PRINT '      Avslutad ' +TOSTR(TID2)
PRINT ' '
PRINT '>>> Detaljresultat skrivet till ' +UTFIL
PRINT ' '
PRINT '      Simulering antecknad i loggbok ' +LOGFIL
BEEP
END

!_____NUTIDSPROCEDURER
!_____Skapa almanacka

PROCEDURE ALMANACKA
STRING      AFIL,ADAG
INTEGER     A
AFIL= ADRESS+ 'STYRSIM\IN\almanack.txt'
OPEN AFIL ON 4 FOR 'R'

LOOP A=1,8760
      READ 4;DAT(A),ADAG,DRIFT(A),PRIS(A)
ENDLOOP

CLOSE 4
END

!_____Skapa shuntminne
!
      för dygns- & veckoshuntar

PROCEDURE SKAPAMINNE
STRING      SFIL,SNAMN
REAL        KV,MVAR,P,Q
INTEGER     S,SNR,GAMNR,KOPPL,IERR2

SFIL= ADRESS+ 'STYRSIM\IN\shuntlista.txt'
OPEN SFIL ON 5 FOR 'R'
QPUSH 'case ' + ADRESS + 'STYRSIM\IN\TGSK_styrsim.sav'

      S=0
      SNR=0
      SLOOP:
          S=S+1
          GAMNR=SNR
          READ 5;SNR,SNAMN,KV,MVAR,KOPPL
          IF ((KOPPL<>2) AND (KOPPL<>3)) THEN
              S=S-1
              SMAX=S
              ON EOF(5) GOTO SLUTA
              GOTO SLOOP
          ENDIF
          CONDITIONAL
          (SNR==GAMNR)
              S=S-1
              SMAX=S
              ON EOF(5) GOTO SLUTA
              GOTO SLOOP
          (OTHERWISE)
              NR(S) =SNR
              TYP(S)=KOPPL
              CALL BUSDT2(SNR,'YSW','NOM',P,Q,IERR2)
```

Examensarbete: Optimerad styrning av kondensatorbatterier

```

                                IF (IERR2<>0) THEN GOTO FEL ENDIF
                                QC(S)=Q
                                ENDCOND
                                SMAX=S
                                ON EOF(5) GOTO SLUTA
GOTO SLOOP

FEL:
PERFORM DIALOG_AVPA
PRINT ' '
PRINT '>> Fel i shuntlistan! Se ' +SFIL + ' , knp nr ' +TOSTR(SNR)
STOP

SLUTA:
END

!_____Läs in och fixera shuntar

PROCEDURE FIXERASHUNTAR
INTEGER I,J
IF (DRIFT(POST)=='DK') THEN GOTO DKRUTIN ENDIF

! NOLLRUTIN:
QPUSH 'CHNG'
QPUSH '9'
LOOP I=1,SMAX
    QPUSH NR(I)
    QPUSH '1'
    QPUSH '0,,, ' + TOSTR(QC(I))
    QPUSH ' '
ENDLOOP
QPUSH '-1'
RETURN

DKRUTIN:
QPUSH 'CHNG'
QPUSH '9'
LOOP J=1,SMAX
    IF (TYP(J)==2) THEN NEXTLOOP ENDIF          ! Rör ej
dygnsshuntar
    QPUSH NR(J)
    QPUSH '1'
    QPUSH '0,,, ' + TOSTR(QC(J))
    QPUSH ' '
ENDLOOP
QPUSH '-1'
END

!_____Minns shuntlägen

PROCEDURE MINNSSHUNTAR
INTEGER I,J,IERR3
REAL P,Q
IF (DRIFT(POST)=='VDK') THEN GOTO VDKMINNE ENDIF

! DKMINNE:
LOOP I=1,SMAX
    IF (TYP(I)==3) THEN NEXTLOOP ENDIF
    CALL BUSDT2(NR(I), 'YS', 'NOM', P,Q, IERR3)
    IF (IERR3<>0) THEN GOTO FELIMINNE ENDIF
    QC(I)=Q

```

```
ENDLOOP  
RETURN
```

```
VDKMINNE:
```

```
LOOP J=1, SMAX
```

```
    CALL BUSDT2(NR(J), 'YS', 'NOM', P, Q, IERR3)
```

```
    IF (IERR3<>0) THEN GOTO FELIMINNE ENDIF
```

```
    QC(J)=Q
```

```
ENDLOOP
```

```
RETURN
```

```
FELIMINNE:
```

```
PERFORM DIALOG_AVPA
```

```
PRINT ' '
```

```
PRINT '>>> Sorry! Fel i shuntminne, knp ' +TOSTR(NR(I))
```

```
STOP
```

```
END
```

BILAGA F: UTDRAG UR RAPPORT TILL STEM (dec -03)

1. INTRODUCTION

Circuit breakers are one of the most critical components in an electrical distribution system. The breakers task is to safely and reliable connect and disconnect parts of the grid both for planned events and unexpected events such as clearing of a short circuit. During a long time semiconductor based solutions were considered as a way to improve technical performance and reduce environmental impact compared to conventional circuit breakers. ABB has found solutions for a semiconductor based circuit breaker showing very good characteristics during high power tests in laboratories. To guarantee the function of the semiconductor based circuit breaker, also tests and evaluations have to be made in real network conditions. Collaboration has therefore been started with ABB, Vattenfall and Swedish Energy Agency to verify the new possibilities and functionality in a substation.

1.1 Description of the concept

The concept offers arc-free interruption in air. This is made possible as a semiconductor interrupts the current and the contact system needs only to open an insulation gap. Furthermore, the concept employs an electronically synchronized contact movement using a motor drive. Figure 1 shows a Mechatronic breaker mounted in an enclosure.

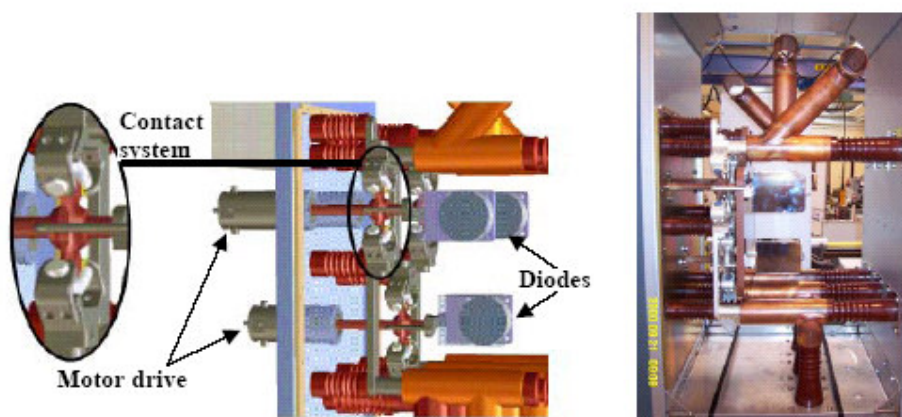


Figure 1. 3-D drawing of a Mechatronic breaker and a breaker mounted in a cubicle.

The Mechatronic concept is based on a rotating system of contacts in an H bridge, with motor drive and control electronics. The bridge is shown in Figure 2.

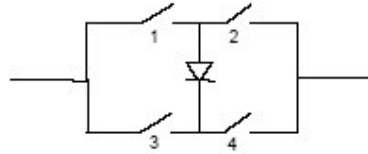


Figure 2. H-bridge layout of the contact system.

1.2 Opening Sequence

The opening sequence is shown in Figure 3. During the closed state all the contacts are closed. At opening, the direction of the current is detected and determines the order in which the contacts are opened. If the current flows as in Figure 3, contacts 2 and 3 open first. When the current changes direction the diode blocks and the current is interrupted. Contacts 1 and 4 then open creating the open circuit. If the interruption takes place in the opposite direction, the contacts open in the reverse order.

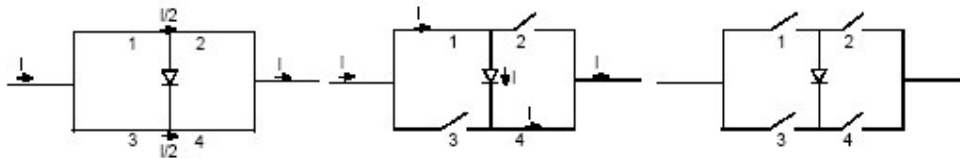


Figure 3. Opening sequence of the H-bridge's contacts.

1.3 Energization Sequence

On energization, the opposite sequence is followed as compared to the opening sequence. The voltage across the contacts is measured and the movement of the contacts is synchronized with respect to the voltage.

The closing sequence is shown in Figure 4 a-d. The open contacts first isolate the circuit a). Right after a voltage zero, the first contacts are closed so that the diode is connected in a blocking mode b). After the next zero crossing the diode begins to conduct, as it is forward biased c). The last contacts are then closed providing an alternative path for the current to that through the diode, d). This results in an arc free making of the contact at zero voltage.

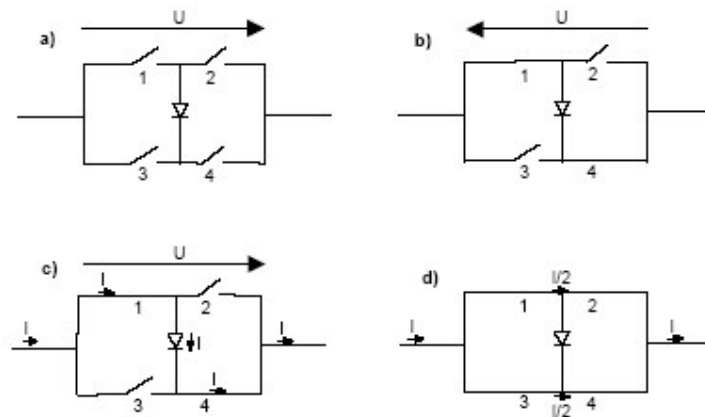


Figure 4 a-d show the contacting sequence on energization.

1.4 Design of the contact system

The H-bridge is achieved with a rotating system of contacts. Figure 5 shows the opening sequence with equivalent contact status as seen in Figure 3.

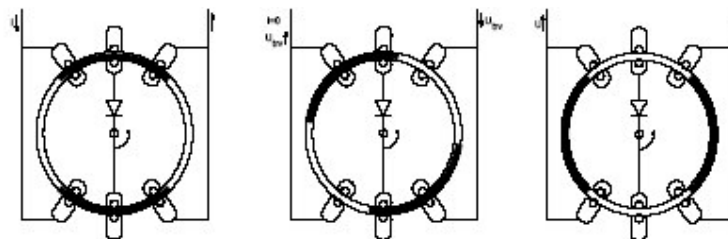


Figure 5. Rotating system of contacts during an opening sequence.

This system of contacts is a much simpler construction than that found in today's circuit breakers. Figure 6 shows the contact system in an open and a closed position.

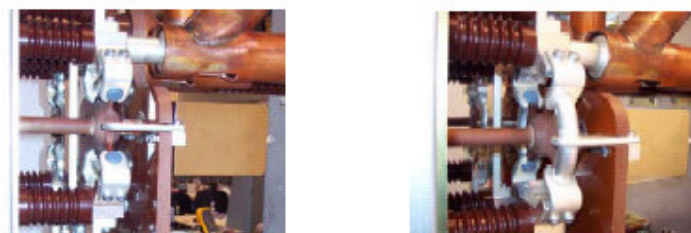
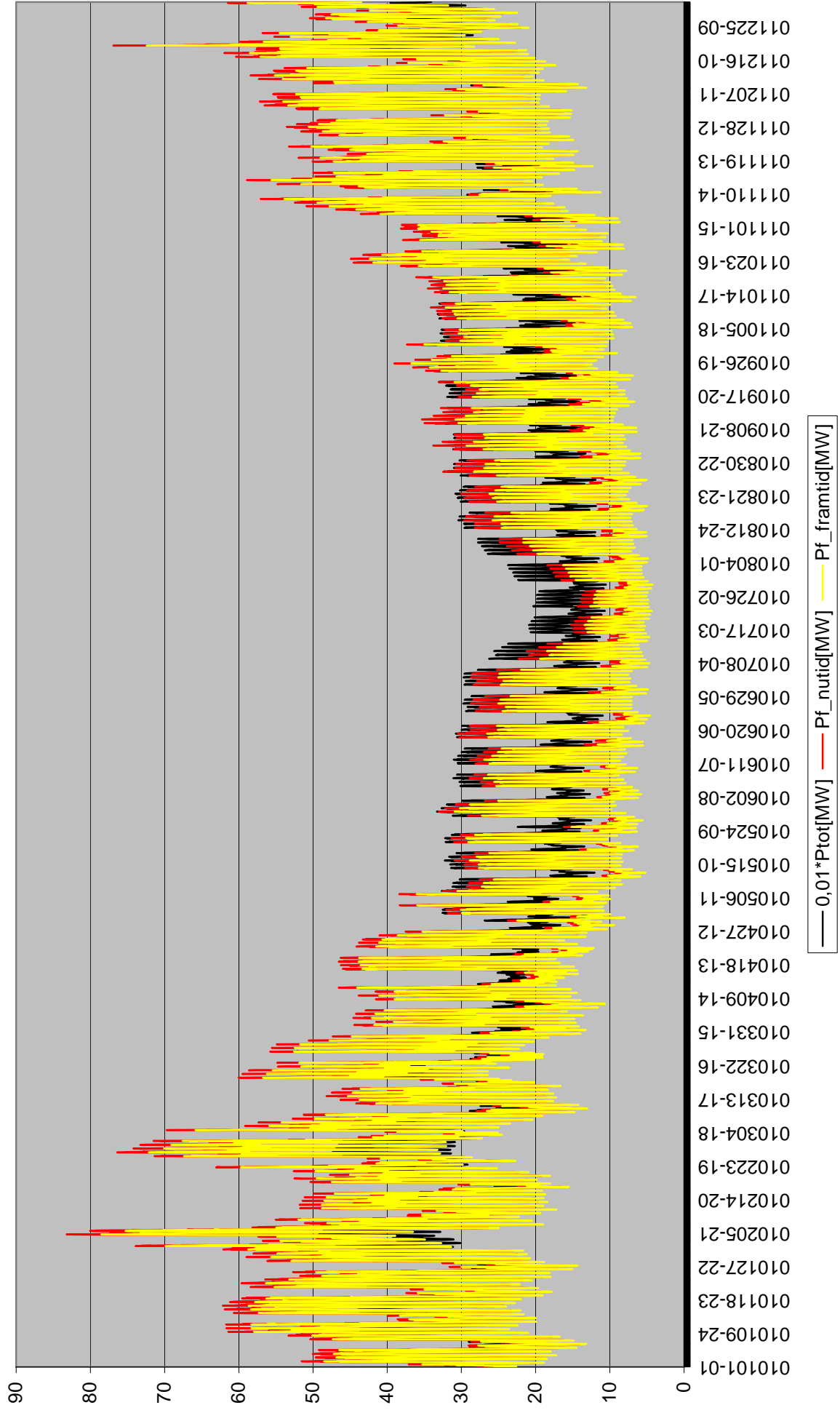


Figure 6. Contact system in an open position (left) and a closed position (right).

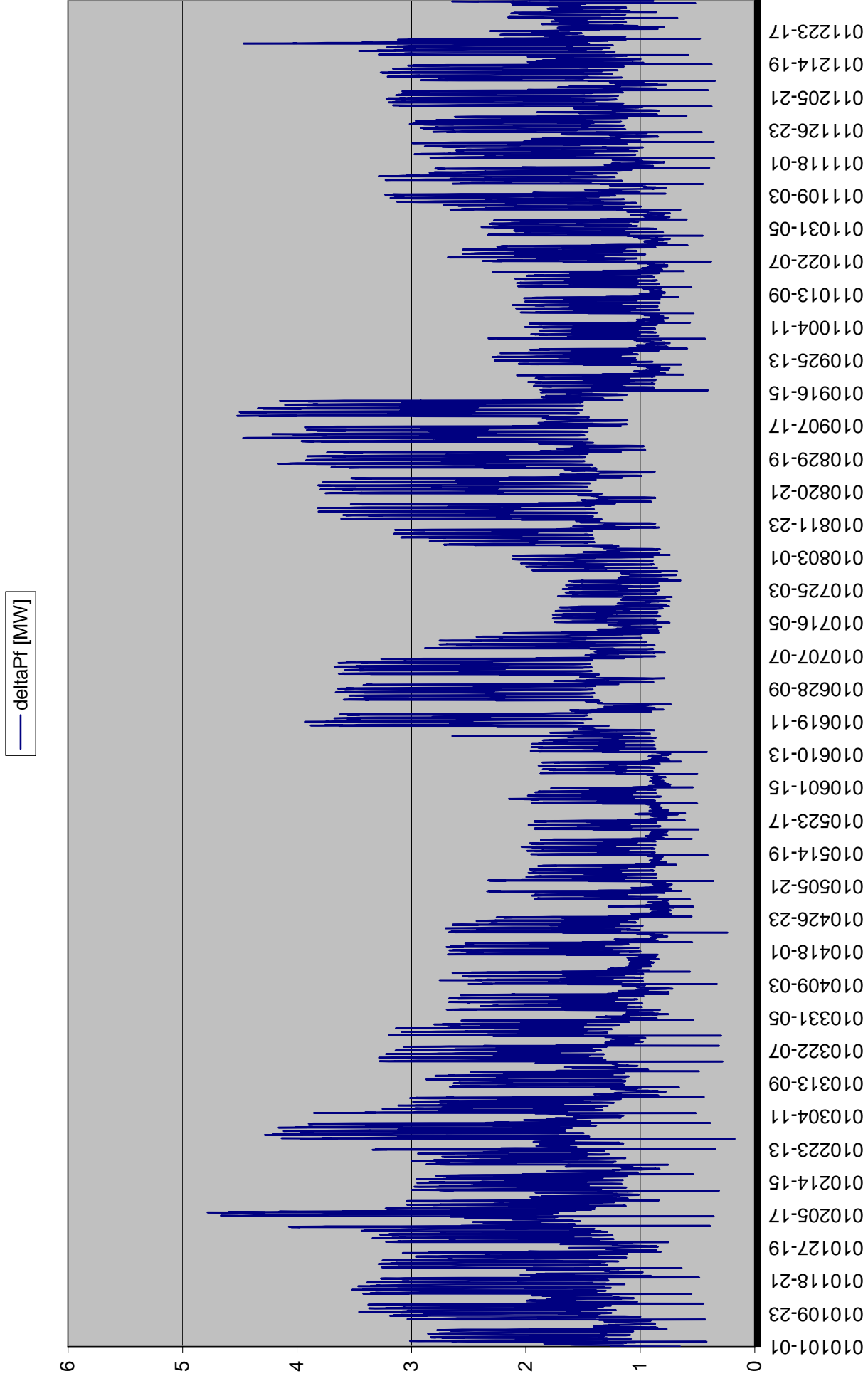
1.5 Self monitoring

The Mechatronic concept allows an integrated monitoring feature. The complete chain from tripping to verify micro-movement of the contact system can be performed without disturbance for the customer. This self-test can be performed at regular basis for instance, weekly, daily or at time specified by the user.

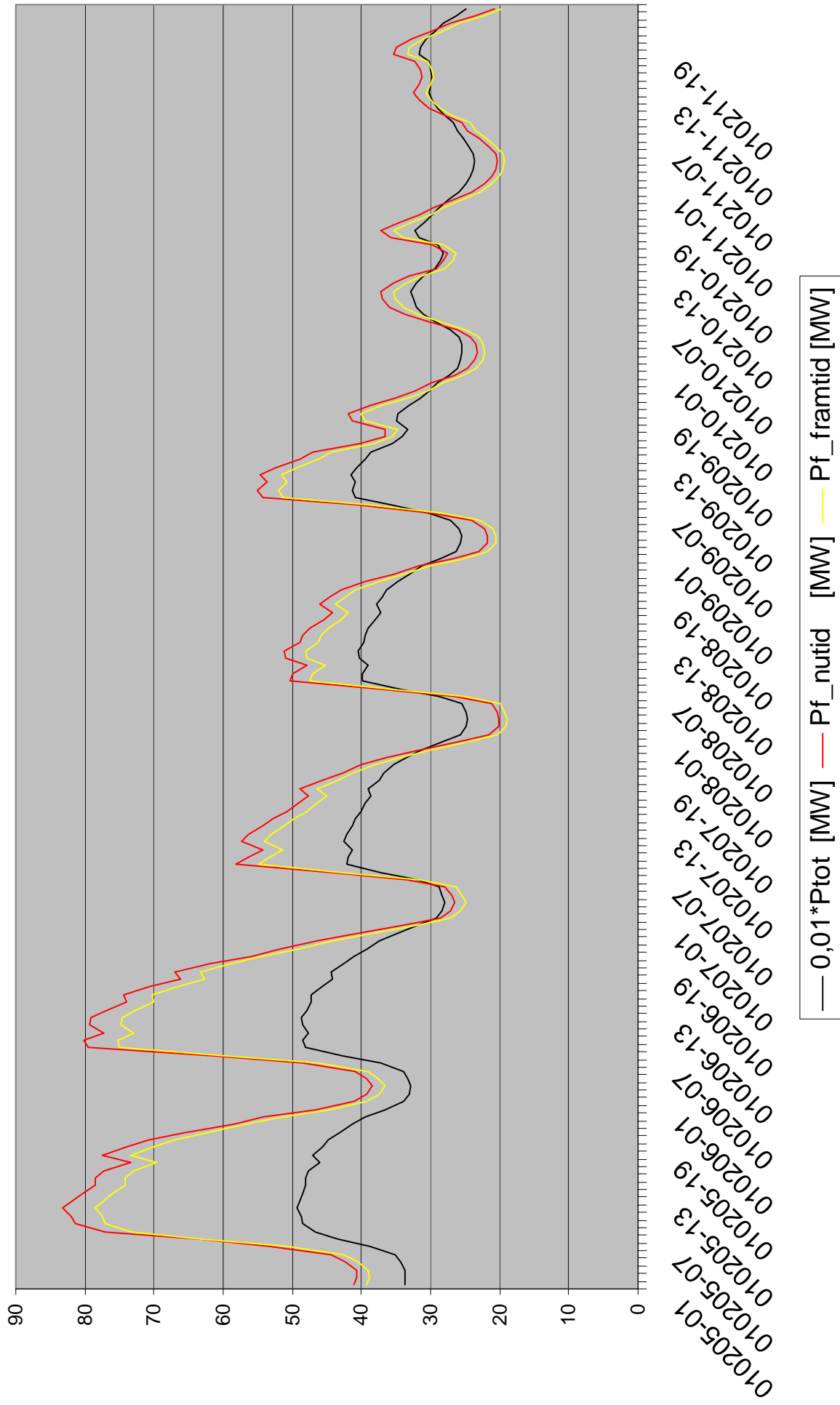
BILAGA G: SIMULERINGSRESULTAT



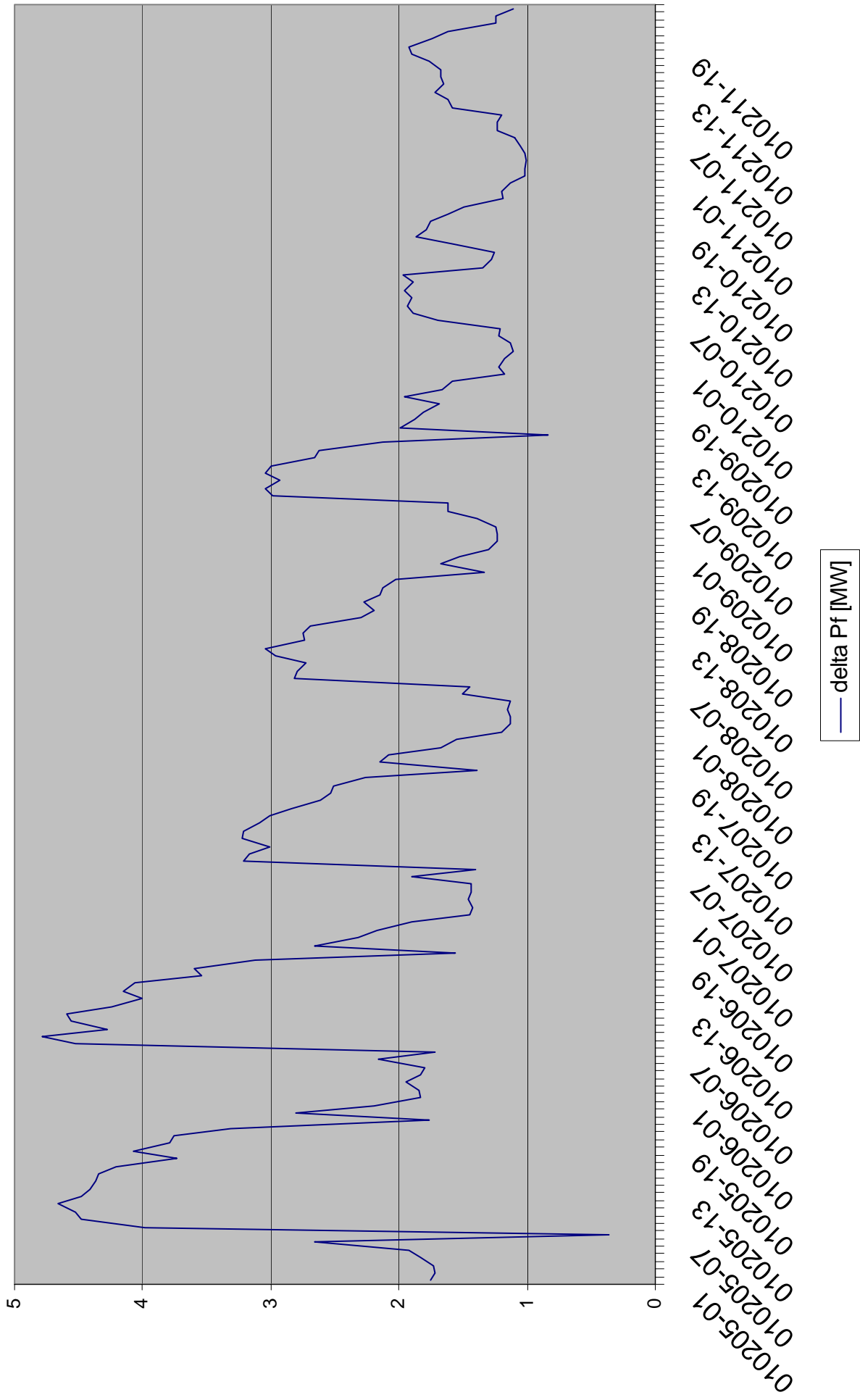
Figur F.1: Resultat av nutids- och framtidssimulering. Svart referenskurva visar 1 % av total last.



Figur F.2: Differensen mellan nutida och framtida förluster: ΔP_f .
 Kurvan visar när en framtida styrmodell kan ge störst effektvinster.



Figur F.3: Förluster mån-sön vecka 6.



Figur F.4: Skillnaden i förluster mån-sön vecka 6.