

Driftoptimering av vattenkraftverken i Helgeå

Optimization of hydro power production operations in Helgeå

Petra Hugoson

Matematiska vetenskaper

Chalmers Tekniska Högskola

Göteborg

Examensarbete 2003—2004

Sammanfattning

Detta examensarbete handlar om att ta fram en matematisk modell för att lösa problematiken kring driftoptimering av en mängd sammankopplade vattenkraftstationer, som i detta arbete är de åtta stationer som ligger nedströms Osbysjön i Helgeå. Målet är att med utgångspunkt från vattentillgång, prognosen för elpriset, turbinernas verkningsgrader samt kostnaden för ett start-och-stopp av ett turbinaggregat skapa ett förslag till veckodriften av kraftstationerna för att maximera det ekonomiska utfallet.

För att erhålla en lösbar matematisk modell av driftoptimeringsproblemet gjordes förenklingar av olinjäriteter och diskontinuiteter – den resulterande modellen är en linjär optimeringsmodell med heltalskrav på vissa variabler – vilket gjorde modellen lösbar. Modellen är ett s k linjärt heltalsproblem och den implementerades i modelleringsspråket AMPL, som använder lösaren CPLEX för att lösa problemet. Det visade sig att planeringen av en veckas drift av kraftstationerna i Helgeå skulle ta över en vecka att lösa till optimalitet. För att inom rimlig tid få fram ett resultat användes ett färdigt kommando i CPLEX, som avslutar beräkningarna då det relativa felet understiger ett önskat värde.

Jag valde att använda och testplanera min optimeringsmodell för data från vecka 44 år 2003 och sedan jämföra denna driftoptimerade körning med den verkliga körningen samma vecka. Med ett relativt fel på 5 % fick jag fram en skillnad i intäkt på 35.000 kronor mellan den driftoptimerade och verkliga körningen.

Modellen kan användas på två olika sätt: För det första kan användas för att analysera verksamheten såväl i varje kraftstation som i en känslighetsanalys med avseende på turbinteknik och elpris. För det andra kan modellen efter justeringar och effektiviseringar av algoritmen användas som beslutsunderlag för att optimera produktionen.

Abstract

The purpose of this masters degree project was to formulate a mathematical model to solve a problem regarding the optimization of the production operations in several connected hydro power stations. In this project we consider the eight stations located downstream Osbysjön in Helgeå. For this system we have information about the water supply, forecasts of the electricity price, the efficiency of the turbines and also the cost connected with the start-and-stop of a turbine aggregate. Given this information, the goal of this project is to create a tool for decision support for the weekly operation of the power stations, which to maximize the economical outcome.

In order to obtain a solable mathematical model of the production operations, simplifications of nonlinearities and discontinuities were made, resulting in a linear optimisation model with integrality constraints on a subset of the variables. The model was implemented in the modeling language AMPL and solved by the solver CPLEX. The model turned out to be too large to solve to optimality within a reasonable computational time. Therefore, I implemented a termination criterion based on the relative objective error.

I chose to test my optimization model with data from week 44 in 2003 and compare the result to the production plan actually implemented for this specific week. With a relative error of 5% I managed to increase the economical outcome by 35.000 SEK compared to the one implemented.

The model can be used for two different purposes: First, it can be used to analyze current operation practice in each hydro power station as well as to perform sensitivity analyses with respect to turbine technology and electricity prices. Second, after adjustments of the model and the replacement of the current standard algorithm with a more efficient, adapted one the model can be used in a decision support tool for production operations.

Förord

Detta arbete är ett 20-poängs examensarbete på civilingenjörsprogrammet i Teknisk Fysik vid Chalmers i Göteborg. Arbetet har utförts på uppdrag av Sydkraft Vattenkraft AB i Malmö och handlar om att driftoptimera ett vattenkraftverksbestånd för att maximera det ekonomiska utfallet under en veckas körning. Arbetet har pågått under tiden september 2003 till mars 2004 och avslutades med en redovisning på ett kompetensgruppmöte i Malmö för den södra regionen av Sydkraft Vattenkraft AB.

Jag vill varmt tacka min handledare och examinator Tekn Dr Ann-Brith Strömberg för ett otroligt stöd och god hjälp i arbetet med den matematiska modellen. Ann-Brith har hela tiden funnits till hands och har verkligen jobbat för att jag skulle uppnå bästa möjliga resultat. Jag vill även tacka min andra handledare, professor Michael Patriksson, som hjälpte mig mycket i arbetet med rapportskrivningen och som offrade en hel dag på mig genom att åka till Malmö för att vara med och stötta mig under min redovisning.

Jag vill också rikta ett stort tack till min handledare på Sydkraft Vattenkraft AB, Joakim Holfelt, som hjälpte mig med uppstarten av examensarbetet och varit ett stort stöd och frågeplank under arbetets gång. Jag vill dessutom tacka all övrig personal på Sydkraft Vattenkraft AB i Malmö som har hjälpt mig att hålla humöret uppe under den mörka och tuffa hösten. Framförallt ett stort tack till Leif Larsson som ordnade kontakten mellan mig och Sydkraft Vattenkraft och Arne Nilsson som antog mig som examensarbetare. Även tack till min rumskamrat Ingela Fransson som fick stå ut med mina suckar och stön och som alltid ställde upp för mig när mina hjärnceller strejkade.

Till sist ett tack till de personer på driftcentralen i Laholm och Sydkraft Energy Trading AB som ställt upp och svarat på alla mina frågor.

Malmö 2004-03-12

Petra Hugoson

Innehållsförteckning

1. Inledning	3
1.1 Bakgrund	3
1.1.1 Vattenkraften i Sverige.....	3
1.1.2 Sydkraft AB	4
1.1.3 Sydkraft Vattenkraft AB	4
1.1.4 Helgeå	5
1.2 Syfte	8
1.3 Problemställning	8
2. Vattenkraftproduktion	9
2.1 Vattenkraften och dess omgivning	9
2.1.1 Allmänt om vattenkraft	10
2.1.2 Så fungerar ett vattenkraftverk	10
2.2 Vattenturbiner	11
2.2.1 Kaplanurbiner	11
2.2.2 En turbins verkningsgrad	12
2.3 Den svenska elmarknaden	12
2.3.1 En avreglerad marknad	12
2.3.2 Energibörsen Nord Pool	14
2.3.3 Elspotmarknaden	14
2.3.4 Vad är det som styr elpriset?	16
2.3.5 Sydkraft Energy Trading AB	17
2.4 Problemformulering och definitioner av begrepp	18
2.5 Förutsättningar	20
3. En matematisk modell av problemet	20
3.1 Avgränsningar och konstanter	21
3.1.1 Kostnader för start av ett vattenkraftaggregat	21
3.1.2 Fallhöjden	23
3.1.3 Tidsfördröjningen	24
3.1.4 Tidskonstanterna	24
3.1.5 Tillrinning och mellantillrinning	24
3.1.6 Prisprognos	26
3.1.7 Vattenvärde	26
3.2 Väsentliga variabler	27
3.2.1 Vattenbalans	27
3.2.2 Magasinvolym	27
3.2.3 Flödesfördelningen	29
3.2.4 Verkningsgradskurvor	32
3.2.5 Den effektiva flödesfunktionen	33
3.2.6 Startkostnaden	33
3.3 Beskrivning av den kompletta modellen	34
4. En implementering av modellen	35
4.1 Hjälpvariabler	36
4.1.1 Flödesfördelningen	36
4.1.2 Startkostnaden	39
4.2 Linearisering av den effektiva flödesfunktionen	39
4.3 Kompletta modell	42
4.4 Analys	43

5. Numeriska experiment	44
5.1 Syfte	44
5.2 Tillförlitlighet hos indata	45
5.3 Justeringar av modellen	46
5.4 Lösningametod	48
5.5 Resultat	50
5.6 Analys	55
5.7 Reflektioner från redovisningen	56
6. Slutsatser och möjliga fortsättningar	56
6.1 Sammanfattning av analys	56
6.2 Användning av den matematiska modellen	57
6.3 Möjliga förbättringar av modellen	57
7. Referenser	60

APPENDIX

1. Inledning

Vattenkraften är en energikälla med unika egenskaper; den är förnybar, billig, har hög verkningsgrad och har förmågan att lagra vatten och producera energi när den som bäst behövs. Tack vare god regleringsförmåga kan vattenkraften användas för att balansera elsystemet så att det klarar de snabba svängningarna i samhällets energiförbrukning. Vattenkraften är, trots sin påverkan av livsmiljöerna för många arter, en av de mest miljövänliga energikällorna och den är, med sitt stora utbredningsområde, pålitlig och kraftsystemet drabbas inte av avbrott i enskilda vattenkraftverk.

Detta första kapitel inleds med en introduktion av företaget Sydkraft AB och Sydkraft Vattenkraft AB och sedan följer en kartläggning av vattenkraftsituationen i Helgeå, som är optimeringsobjektet i detta arbete. Kapitlet avslutas med en redogörelse för syftet med examensarbetet och dess problemställning.

1.1 Bakgrund

Uppdragsgivaren för detta examensarbete är Sydkraft Vattenkraft AB som är ett helägt dotterbolag till Sydkraft AB. Driftoptimeringen har utförts för Helgeå som har sin uppstart i Älmhult i Småland, rinner söderut genom Skåne och slutligen mynnar ut i Kristianstadstrakten. Valet av Helgeå beror på att detta arbete är en fortsättning av ett tidigare examensarbete, "Optimal upprustning av vattenkraft i Helgeån" [1], i vilket det för Helgeå finns bra data för bl a kraftstationernas flödesfördelning och turbinernas verkningsgrader. Kraftstationerna i Helgeå tillhör dessutom en kategori kraftverk som Sydkraft Vattenkraft AB i ett utvecklingsprojekt försöker minska resurserna och administrationen för. Målet med detta projekt är alltså att minska den manuella driftplaneringen och istället försöka att klara denna planering m h a matematiska optimeringsverktyg.

1.1.1 Vattenkraften i Sverige

Den svenska vattenkraften står för ungefär hälften av den totala elproduktionen i Sverige. Sveriges två största kraftproducenter, Vattenfall och Sydkraft AB, stod år 2001 för 69 % av den totala energiproduktionen i landet och dessa två dominerar, tillsammans med Fortum, även elhandelsmarknaden med cirka 70 % av slutkundsförsäljningen [2].

Det hydrologiska kretsloppet driver vårt vattenkraftssystem och det är enorma vattenmängder och stora krafter som omsätts i detta kretslopp. Solens värme får ytvattnet i hav, sjöar och vattendrag att avdunsta. Vattenångan stiger, kondenseras och bildar moln, som förs in över land och ger nederbörd i form av regn och snö, och naturens kretslopp är slutet. Vattnet återförs till vattendragen och en del samlas upp i vattenkraftverkens magasin och kan utnyttjas för kraftproduktion.

Vattenmängden i åar och älvar och landskapets höjdskillnader skapar förutsättningar för elproduktion i vattenkraftverk, vilket ger Sverige och framförallt Norrland goda möjligheter till stor vattenkraftproduktion. Den energi som kan utvinnas ur ett kraftverk står i direkt

förhållande till fallhöjden gånger vattenmängden, vilket gör att vattendrag med hög fallhöjd och/eller stort vattenflöde är mest lämpade för kraftproduktion.

1.1.2 Sydkraft AB

Sydkraft AB grundades 1906 under namnet Sydsvenska Kraftaktiebolaget och blev Sydkraft AB 1977. Bolaget bildades för att bygga ut Lagans vattenkraftverk och förse de större sydsvenska städerna med elektricitet, och 1909 stod den första kraftstationen klar [3]. Idag är Sydkraft AB ett storföretag med 5300 medarbetare och ett 35-tal rörelsedrivande dotterbolag. I koncernen finns företag som arbetar med el, naturgas, gasol, värme, kyla, vatten och avlopp, energi- och materialåtervinning ur avfall, energihandel och kommunikationslösningar. Sydkraftaktien noterades på Stockholms fondbörs 1966. Företaget är verksamt i Norden och Polen och hade år 2002 en omsättning på 19 383 miljoner kronor [4].

Sydkraft ingår sedan maj 2001 i den tyska E.ON-gruppen, som är noterad på börserna i Frankfurt och New York. Aktierna ägs till 55 % av E.ON och 45 % av Stakraft, som ägs av norska staten. I E.ON-gruppen ingår ett 50-tal underkoncerner och dotterbolag i Europa och USA. Huvudkontoret ligger i Düsseldorf och koncernen har drygt 100 000 anställda och omsätter ca 750 miljarder kronor. E.ON är Europas största privata energibolag med runt 25 miljoner kunder inom främst el, gas och vatten [4].

Sydkrafts strategi innefattar bl a en fortsatt tillväxt genom att delta i konsolideringen av den nordiska elmarknaden. I november 2003 började uppköpet av energibolaget Gräninge AB och sedan januari 2004 äger Sydkraft/E.ON 97,5 % av aktierna i bolaget. Sydkraft har, liksom E.ON, varit delägare i Gräninge i sju år under vilka Gräninge utvecklats mycket väl. Företaget är känt som ett mycket miljöengagerat bolag. Gräninges 30-tal svenska vattenkraftanläggningar är geografiskt belägna i nära anslutning till ett flertal av Sydkrafts och detsamma gäller en stor del av Gräninges elnät. Dessa förhållanden skapar goda möjligheter till samordning av verksamheterna. Därtill har Gräninge en framgångsrik etablering i Stockholmsregionen, som kompletterar Sydkrafts övriga etableringar i Sverige [5].

1.1.3 Sydkraft Vattenkraft AB

Sydkraft Vattenkraft AB är ett helägt dotterbolag till Sydkraft AB och dess verksamhet omfattar elproduktion och fjärrvärme. Elproduktionen sker i huvudsak i mellersta Norrland, södra Sverige och Bergslagen. Huvudkontoret ligger i Sundsvall men företaget har även medarbetare i Laholm, Malmö, Umeå, Göteborg och Nora. Verksamheten sker i en processororienterad organisation, vilket innebär att verksamheten leds av processägare och kompetensledare. Processägarens uppgift är att leda och utveckla verksamheten, medan kompetensledarens är att leda och utveckla medarbetarna samt att svara för att processerna har tillgång till rätt kompetens [4]. År 2002 var nettoomsättningen 1 792 miljoner kronor och medelantalet anställda 107 [6].

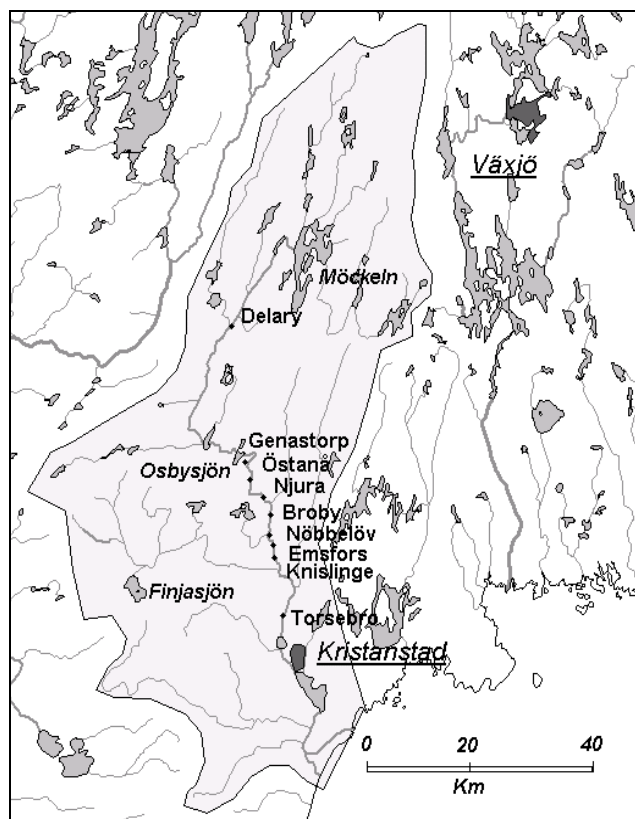
Sydkraft Vattenkraft AB svarar för all vattenkraftproduktion i Sydkraftkoncernen, vilket motsvarar ungefär en tredjedel av koncernens totala elproduktion. Den sammanlagda effekten i Sydkrafts 105 vattenkraftverk är ca 2300 MW och normalårsproduktionen är ca 10,6 TWh. Större delen av produktionen – nästan 9 TWh – sker i norrländska kraftverk. Dessa ligger

främst längs Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven och Ljungan, vilka styrs och övervakas från Sundsvall. De sydsvenska kraftverken finns främst längst Lagan, Nissan och Ätran vilka styrs och övervakas från driftcentralen i Laholm.

Ute på kraftstationerna har Sydkraft Vattenkraft ingen egen personal, utan skötseln av kraftverken görs av externa entreprenörer. Tjänsterna som upphandlas är av karaktären skötsel, tillsyn, felavhjälpning och beredskap [3].

1.1.4 Helgeå [1]

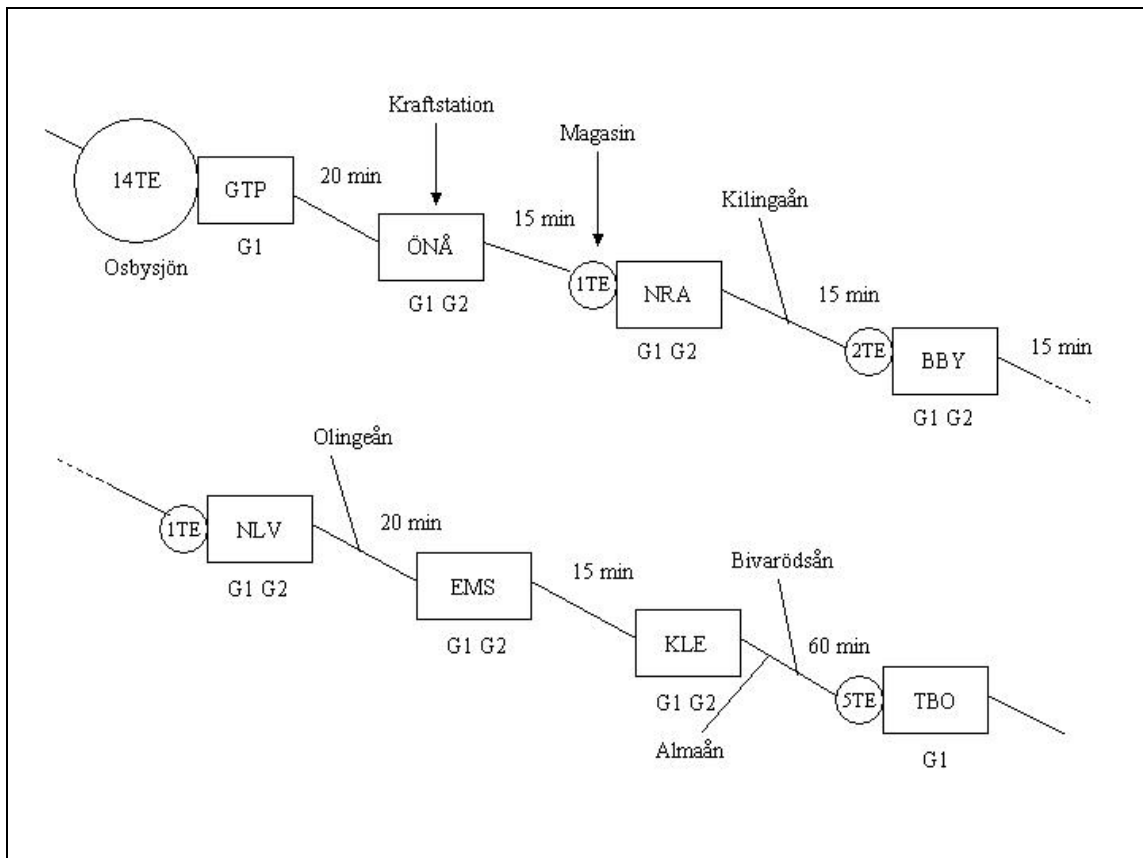
Helgeå är med sin längd på ca 14 mil och fallhöjd på 136 m Skånes största vattendrag. Ån har sitt ursprung i det småländska höglandet, i sjön Möckeln norr om Älmhult, rinner nästan rakt söderut och mynnar ut i två armar i Hanöbukten vid Yngsjö söder om Åhus. Antalet sjöar och vattendrag som mynnar ut i ån är stort och efter halva sträckan genomrinner Helgeå Osbysjön, varifrån den kvarvarande sträckan ned till Hanöbukten vattenflödet i Helgeå kan regleras. Uppströms Torsebro tillkommer biflödena Bivarödsån och Almaån, varav den senare är störst och avvattnar Finjasjön, sydväst om Hässleholm. Före utloppet genomrinner ån också några mindre sjöar, varav Araslövssjön och Hammarsjön är de största. Helgeås totala avrinningsområde (dräneringsområde) är cirka 4780 km², där det största bidraget kommer från området söder om Osbysjön. Nederbördsområdet för Genastorp är 2138 km² och för Torsebro 3673 km². Denna stora skillnad beror på alla biflöden, där de största Bivarödsån och Almaån totalt bidrar med 1146 km².



Figur 1.1: Karta över avrinningsområdet och placeringen av kraftverken längs i Helgeå.

Sydkrafts vattenkraftsutbyggnad i Helgeå består av nio kraftverk, varav åtta ligger söder om Osbysjön. Dessa är, nedströms räknat, Genastorp, Östanå, Njura, Broby, Nöbbelöv, Emsfors, Knislinge och Torsebro, vilka ska tillgodogöra sig det vatten och den fallhöjd på 70 m som finns att tillgå därifrån. I ån finns ingen dam för årsreglering vilket medför att tillrinningen till Osbysjön är helt oreglerad. I sjön finns dock ett dygns- och veckomagasin med en reglerhöjd på 35 cm, vilket motsvarar en magasinvolym på $1,7 \text{ Mm}^3$. Magasinkapaciteten är 14 TE/cm (timenheter per centimeter), vilket innebär att om nettotillrinningen eller nettotappningen under en timme är $14 \text{ m}^3/\text{s}$ höjs respektive sänks vattenytan med en centimeter.

Hela sträckan nedströms Osbysjön är utbyggd och samtliga kraftverk ägs av Sydkraft Vattenkraft AB. Tillsammans producerar de cirka 110 MWh under ett normalår och har en maximal effekt på ungefär 28 MW. Kraftverken styrs och övervakas från driftcentralen i Laholm, som ser till att ett 60-tal vattenkraftverk i södra Sverige utnyttjas på bästa sätt. Kraftverken kan generellt klassas som rena strömkraftverk vilket innebär att vattenregleringsmöjligheterna i de enskilda kraftverksdammarna är små och styrs främst från kraftverket i Genastorp. Det finns dock ett visst utrymme för separat dygns- eller timreglering i Njura, Broby, Nöbbelöv och Torsebro (se Figur 1.2). Kraftverken i Helgeå kan regleringsmässigt betraktas som endast två; ett på sträckan Genastorp – Knislinge, som i regel alltid går med samma vattenföring, och ett i Torsebro. Tillrinningen från Bivarödsån och Almaån spelar stor roll för Torsebro, vars vattenföring kan bli avsevärt mycket större än de övriga. Utbyggnadsvattenföringen, d v s det maximala flödet, där är $70 \text{ m}^3/\text{s}$ medan det i de övriga kraftverken ligger mellan 40 och $50 \text{ m}^3/\text{s}$. Vattenföringen från Osbysjön genom Genastorp styr alltså nästan helt hur flödet genom kraftverken nedströms blir, med undantag av Torsebro. Vattnets gångtid från Genastorp till Torsebro är drygt 2,5 timmar, vilket har betydelse för hur uppstarten av kraftverken måste se ut. Efterhand som vattnet når respektive station startas anläggningen upp och dess producerade kraft fasas in på elnätet. Torsebro, som har ett eget lite större magasin, kan dock sättas igång tidigare med avseende på vattnets gångtid från Genastorp. Maximal produktion kan i gynnsammaste fall uppnås efter 35 minuter, men det förutsätter att samtliga magasin tas i bruk i startögonblicket.



Figur 1.2: Schematisk bild över Helgeås kraftstationer, dess magasin och biflöden samt vattnets gångtid mellan de olika stationerna.

Utnyttjandet av vattnet i Helgeå styrs, förutom av ovan nämnda fysiska begränsningar, även av vattendomar. I domen regleras hur Sydkraft Vattenkraft AB får bygga och driva kraftverken och dammarna samt hur magasinerna får utnyttjas och vattnet regleras. Domarna tar hänsyn till både behovet av el och hur kraftverken påverkar samhälle och miljö. Den dom som finns för Helgeå säger bl a att vattenframrinningen på sträckan Osbysjön – Torsebros kraftverk får variera mellan 0 och 45 m³/s, med undantag under tiden 1 december – 31 januari, under totalt 100 timmar, då den tillfälligt får öka till 50 m³/s. En annan dom begränsar reglerhöjden för magasinet i Osbysjön till 35 cm. I Helgeås aggregatuppsättning finns inbyggda begränsningar i tre av de åtta kraftstationerna i form av propellerturbiner. Dessa styr hur vattnet kan tappas från Osbysjön utan onödigt spill, vilket gör att vattendomen i praktiken inte påverkar den normala driften av kraftstationerna [1].

Kraftstation/ Anläggning		Antal aggregat	Effekt [MW]	Fallhöjd [m]	Normalårs- produktion [GWh]	Utbyggnads- vattenföring [m ³ /s]	Medel- vattenföring [m ³ /s]
Genastorp	GNA	1	6,7	16,3	25	45	23
Östanå	ÖNÅ	2	2,2	6,4	7,5	47	23
Njura	NRA	2	2,4	5,5	8,5	50	24
Broby	BBY	2	3,8	9,0	14	50	25
Nöbbelev	NLV	2	4,4	10,7	16	48	26
Emsfors	EMS	2	1,9	5,8	8	41	27
Knislinge	KLE	2	1,1	4,3	4	38	27
Torsebro	TBO	1	6,0	10,5	24	70	38
	Totalt	14	28,5	68,5	107		

Tabell 1.1: En översikt av samtliga kraftstationer nedströms Osbysjön i Helgeå.

1.2 Syfte

Syftet med examensarbetet är att ta fram en modell för att lösa problematiken kring en driftoptimering av ett antal sammankopplade vattenkraftstationer. Vattenkraften i Sverige är till största delen helt utbyggd, vilket innebär att möjligheten till nyproduktion och ytterligare utbyggnad nästan helt försvunnit. Utvecklingen har därför främst koncentrerats på förvaltningen av de befintliga kraftverken och det har blivit allt viktigare att optimera driften av dessa.

En upprustning eller effektivisering av befintliga kraftverk kan göras genom många olika typer av åtgärder. En effektivisering kan vara en förbättrad strategi då det gäller vattenplanering och driftsätt. Vattenkraften är en energiform där man har goda regleringsmöjligheter, vilket gör att driftoptimering baserad på vattentillgång, kraftverksbestyckning och energipris är väldigt viktig. Vi kommer därför att i detta examensarbete utveckla en modell för optimering av vattenkraftverk, som tar hänsyn såväl till elpris, startkostnaden för ett turbinaggregat, tillgången på vatten som till egenskaper hos de enskilda kraftstationernas turbiner.

1.3 Problemställning

Uppgiften är att ta fram en modell för att driftoptimera ett vattenkraftverksbestånd, som i det här fallet utgörs av de åtta kraftverk som ligger nedströms Osbysjön i Helgeå. Det har tidigare gjorts flera examensarbeten inom Sydkraft Vattenkraft som berört olika delar av problematiken kring optimering av driften i ett vattenkraftverk. Några av dessa är:

- Driftplanering för vattenkraftverk [19];
- Startkostnader för vattenkraftaggregat [20];
- Optimal upprustning av vattenkraft i Helgeån [1].

Meningen med mitt exjobb är nu att binda ihop dessa delar till ett mer generellt och heltäckande instrument för driftoptimering och att sedan med hjälp av en matematisk modell och en optimeringsalgoritm maximera det ekonomiska utbytet över en planeringsperiod som i detta fall kommer att vara en vecka.

Optimeringen skall främst göras med avseende på vattentillgång och elpris men ska alltså även beröra verkningsgrad och start- och stopp-problematik. De intressanta och styrande delarna i optimeringen är att förutspå prisprognosen på elenergi och att modellera reglermagasinet med dess viktiga parametrar såsom tillrinning, reglerhöjd och magasinvolym. Även verkningsgradsberoendet kommer att byggas in i modellen.

Även om detta examensarbete kommer att utgå från Helgeå och dess förutsättningar är målet att den matematiska modellen ska vara så flexibel och generell att den kan appliceras på andra vattendrag.

2. Vattenkraftproduktion

Den svenska vattenkraftproduktionen har varit och är fortfarande väldigt viktig för det svenska näringslivet. Att få billig el levererad i rätt tid på rätt plats är av avgörande betydelse för att lyckas på världsmarknaden. Den nordiska avregleringen av elmarknaden har lett till helt nya förutsättningar för energibranschen och det har blivit allt viktigare för energiföretagen att finna kostnadsminskningar och intäktsökningar för att öka sin lönsamhet och konkurrenskraft.

Handeln med el sker numera i stor utsträckning på den nordiska elbörsen, Nord Pool, och elpriset följer utvecklingen på spotmarknaden, som är Nord Pools fysiska elhandelsplats. Det finns ett tydligt samband mellan elspotpriset och fyllnadsgraden, d v s den mängd vatten som finns lagrad i de nordiska vattenmagasinen, vilket innebär att ju högre fyllnadsgrad desto lägre spotpris. Då magasinerna är välfyllda finns det möjlighet att producera stora mängder energi och därför finns det ett stort utbud på marknaden, vilket alltså leder till ett lägre pris.

Detta kapitel innehåller en kartläggning av den svenska vattenkraftproduktionen, där koncentrationen ligger på hur ett vattenkraftverk fungerar. Sedan redogörs för den svenska elmarknaden, energibörsen och vattenkraftproduktionens inverkan på elpriset. Kapitlet avslutas med en diskussion om detta arbetes förutsättningar och en verbal formulering av problemet, där begrepp och definitioner som återkommer genom hela arbetet förklaras.

2.1 Vattenkraften och dess omgivning

All elproduktion har någon form av miljöpåverkan även om driften av ett vattenkraftverk i jämförelse med andra produktionsapparater har en mycket liten sådan. Den ger inte upphov till föroreningar eller utsläpp utan är en inhemsk och förnybar energikälla. Byggandet av dammar och magasin har dock förändrat förutsättningarna för många sjöar och vattendrag. Byggandet, och regleringen av vattnet, påverkar livsmiljöerna för växter, djur och människor. Vissa arter, t ex laxen, som är direkt beroende av strömmande vatten påverkas negativt. Denna påverkan på miljön kompenseras på olika sätt genom avgifter och åtgärder. Kraftbolagen betalar bl a bygge- och fiskeavgifter som kan användas längs de utbyggda vattendragen för olika ändamål som är till nytta för samhälle och miljö.

2.1.1 Allmänt om vattenkraft

Vattenkraft för elproduktion i Sverige startade i Halland, där den första generatoren snurrade igång i Viskan år 1882. Konsten att använda vatten som energikälla är dock mycket äldre än så. Redan under antiken användes vattenhjul för att utföra mekaniska arbeten. Vattenkraften har haft stor betydelse för det svenska samhällets utveckling. Tillgången på säker och billig el har spelat och spelar fortfarande stor roll för svensk industris framgångar på världsmarknaden.

Många av Sydkrafts vattenkraftverk byggdes under 1900-talets första decennier och är idag etablerade delar av kulturmiljöerna längs åar och älvar. Sveriges totala energiförbrukning per år är ca 400 TWh varav 140 TWh är elenergi. I Sverige finns omkring 1400 vattenkraftverk, varav 700 är småskaliga anläggningar. Den svenska definitionen på småskalighet är vattenkraftverk som kan leverera en effekt om maximalt 1,5 MW. Under ett år med normal tillrinning finns i Sveriges vattenkraftverk kapacitet att producera 64,2 TWh, vilket motsvarar ungefär 45 % av landets totala elproduktion. Den högsta årsproduktionen hittills uppnåddes år 2001 med 78,4 TWh. Vattenkraftsproduktionen kan variera kraftigt beroende på tillrinning och magasininnehåll. Det finns dock möjlighet att lagra vatten i magasin under kortare eller längre tid, och den maximala lagringsvolymen i de svenska vattenmagasinen motsvarar en produktion på 33,6 TWh [2]. Som referens kan nämnas att en eluppvärmd villa under ett år förbrukar ungefär 25 MWh el.

Redan på 60-talet beslutade Sveriges Riksdag att fyra älvar, Vindelälven, Torne älv, Pite älv och Kalix älv, ska förbli outbyggda. Även i älvar och åar med befintliga vattenkraftanläggningar är utbyggnadsmöjligheterna starkt begränsade.

El är en färskvara som produceras och levereras i samma ögonblick som den används och den enda lagringsmöjligheten är i batterier. De ständiga variationerna i elförbrukningen måste följas upp av motsvarande variationer i elproduktionen, vilket vattenkraften klarar. En annan styrka hos vattenkraften är dess tillgänglighet. Genom att produktionsresurserna är fördelade på många kraftverk påverkas det totala kraftsystemet inte nämnvärt av tillfälliga avbrott i enskilda vattenkraftverk [7].

2.1.2 Så fungerar ett vattenkraftverk [8]

Vattenkraften är en del av naturens kretslopp. Värme från solen gör att vatten avdunstar från hav och sjöar och blir till moln. När vattenångorna stiger till atmosfären ökar dess lägesenergi. Från molnen faller regn och snö och när det regnar, och när snön smälter, rinner vattnet i bäckar och små åar ner till de stora älvarna och ut i sjöar och hav och kretsloppet är slutet. Det mesta av nederbördens lägesenergi förbrukas under fallet men en del återfinns i form av läges- och rörelseenergi i vattendrag, sjöar och hav. Det är denna läges- och rörelseenergi som utnyttjas i vattenkraften.

Vattenkraften bygger på att vattnets lägesenergi via ett antal steg omvandlas till elektrisk energi. Lägesenergin utnyttjas på bästa möjliga sätt genom att regn- och smältvattnet samlas upp i kraftverkens magasin. För att utvinna energin utnyttjar kraftverket sedan höjdskillnaden - fallhöjden - mellan vattenytorna i magasinen direkt uppströms och direkt nedströms kraftstationen. Vattnets kraft får turbinen att snurra och när vattnet faller genom turbinen omvandlas lägesenergi till rörelseenergi. Turbinen driver generatoren som slutligen omvandlar

rörelseenergin till elektrisk energi, som via transformatorn transporteras ut genom ledningsnätet till samhället.

Vattnet strömmar in till kraftstationen genom intaget, vars inlopp är täckt av gallergrindar som förhindrar drivved, is, grenar och andra föremål att passera. Med turbinpådraget bestämmer man sedan hur mycket vatten som ska passera kraftstationen. En vattenkraftstation kan ligga direkt i vattendraget eller en bit vid sidan om. I strömkraftverk, d v s stationer som ligger i vattendraget och där vattenregleringsförmågan är mycket begränsad, leds vattnet direkt från intaget in i turbinen. Många av Sveriges kraftstationer ligger bredvid vattendraget eller helt under jord, och då leds vattnet genom kanaler, tunnlar och/eller tuber fram till turbinen.

Vattnet från turbinen leds sedan via sugröret tillbaka till ån genom en utloppstunnel. Sugerörets uppgift är att sänka vattenhastigheten så att rörelseenergin kan tas till vara och på så sätt öka den effektiva fallhöjden över turbinen. Dessutom ska flödet i de flesta fall avlänkas från att komma uppifrån turbinen i vertikal riktning till att flöda ut horisontellt i det nedre magasinet. När vattnet har strömmat ut ur sugröret flyter det vidare i vattendraget, ner till nästa kraftstation eller ut i havet.

I vattenkraftsdammar finns även dammluckor, som är placerade framför den ursprungliga älvfäran. På våren och hösten, när det är mycket vatten i älven, kan det hända att dammluckorna måste öppnas för att inte dammen ska svämma över. En del av vattnet kommer då att forsa genom dammen utan att passera kraftverket, s k spillvatten.

2.2 Vattenturbiner

Det finns olika typer av turbiner och vilken typ som väljs beror på en kraftstations kapacitet, fallhöjd och utbyggnadsvattenföring. De vanligaste typerna är Pelton-, Kaplan- och Francisturbiner. Samtliga turbiner i kraftstationerna nedströms Osbysjön är Kaplanturbiner.

En stor del av turbintekniken går ut på att modellera och testköra olika typer av turbiner. Tillförlitliga metoder för modellprovning har utarbetats och det är med utgångspunkt från modelldata som turbintillverkare specificerar och sätter garantinivåer på turbinens kapacitet. Proven görs p g a kostnadsskäl på modeller som till storleken är mycket mindre än de verkliga turbinerna och förutsättningen för att detta ska fungera är att geometrisk likformighet råder mellan modellsituationen och den verkliga turbinen. Transformationen från modelldata till verklig situation är väl använd och validerad och feluppskattningar finns tabellerade för olika turbintyper [1].

2.2.1 Kaplanturbiner

Kaplanturbinen uppfanns år 1913 av den österrikiska ingenjören Viktor Kaplan. Dessa turbiner fungerar som stora propellrar där vattnet flödar axiellt genom turbinen och speciellt utmärkande för dem är att propellerbladen kan vridas och därmed anpassas till varierande flöden. Kaplanturbinen används vid låga fallhöjder, upp till 70 m, och är en reaktionsturbin där vattnets energi före turbinen utgörs av rörelseenergi och tryckenergi. Vattenmassan ovanför turbinen trycker vattnet genom turbinen och får den på så vis att rotera. Vattnets tryckenergi överförs alltså till rörelseenergi på den roterande turbinaxeln [8].

Det finns fyra olika varianter av kaplanturbinen. Den vanligaste är den traditionella kaplanturbinen med reglerbara ledskenor och löphjulskovlar, s k fullkaplan. De andra typerna är varianter där antingen ledskenorna är fasta med reglerbara löphjulskovlar - semikaplan - eller där löphjulskovlarna är fasta och ledskenorna är rörliga - propellerkaplan. Fallet med fasta ledskenor och fasta löphjulskovlar är väldigt ovanligt och har därför inget namn. De olika typerna skiljer sig åt både kostnadsmässigt och verkningsgradsmässigt. I fallet med många rörliga delar, ökas energiutbytet för ett större driftområde samtidigt som också tillverkningskostnader och underhållskostnader ökar [1].

Aggregatuppsättningen i kraftstationerna nedströms Osbysjön i Helgeå består enbart av kaplanturbiner. Majoriteten av dessa är av typen fullkaplan men några är av olika anledningar av propellertyp. Flertalet av kraftverken byggdes under 1950-talet och utrustades då med två likadana aggregat. I början av 80-talet byggdes Östanå kraftverk ut och fick ett andra aggregat, en propellerkaplan, och p g a ett haveri i Emsfors under 1999 stelopererades en fullkaplanturbin till att fungera som en propellerkaplan. Båda aggregaten i Knislinge är propellerturbiner [1].

2.2.2 En turbins verkningsgrad

Alla nu använda turbiner har likartade egenskaper genom att de alla bygger på samma energiomvandlingsprincip och beskrivs av turbinekvationerna. Samtliga turbiner har strömningsförluster och därmed verkningsgrader under 100 %. Erfarenhet har visat att dessa förluster minskar med ökad storlek på aggregatet och med ökad fallhöjd. Vidare kan det i turbiner uppstå ett fenomen som kallas kavitation som uppkommer när det statiska trycket i vattnet blir lågt på grund av egenskaper i strömningen. Trycksänkningen i vätskan kan leda till en kallkokning då vattnet övergår i gasform och ångblåsor bildas. Dessa blåsor tar större plats än vattnet och minskar strömningen och sänker därmed verkningsgraden. När ångblåsorna imploderar, d v s återgår till vatten, bildas tryckstötter som kan leda till utnötning av materialet i turbinen vilket också sänker turbinens verkningsgrad [9].

2.3 Den svenska elmarknaden

Den svenska elmarknaden öppnades för konkurrens 1996 och i oktober år 2000 var drömmen om en helt nordisk elmarknad, med undantag av Island, uppfylld. Den nordiska elhandeln domineras fortfarande av s k bilaterala avtal men elspotmarknaden, som nu utgör ungefär en tredjedel av all elhandel inom Nord Pool-området, ökar hela tiden och det är detta elpris som styr den övriga elhandeln.

2.3.1 En avreglerad elmarknad

Den första januari 1996 avreglerades den svenska elmarknaden genom att en ny lag infördes. Syftet med den nya lagen var att öka konkurrensen på elmarknaden, öka valfriheten för konsumenterna och skapa förutsättningar för en effektiv prisbildning genom öppen och ökad handel med el. Konkurrens infördes alltså för handel och produktion av el medan nätverksamheten – överföringen av el – förblev ett reglerat monopol.

Den svenska elmarknaden före 1996 bedrevs i princip som en verksamhet under monopol. Inom varje geografiskt område fanns endast ett distributionsföretag och kraftproduktionen dominerades av ett fåtal stora företag. Den gamla ellagens bestämmelser om eldistribution byggde på ett system med koncessioner, d v s tillstånd från myndigheter. Det var då inte tillåtet att bygga eller använda starkströmsledningar utan särskilt tillstånd, en s k koncession. För att mildra effekten av den monopolsituation som koncessionssystemet medförde var koncessionsinnehavaren skyldig att reglera pris och villkor för leverans, samt överföring och inköp av ström. Vidare hade innehavaren mottagningsplikt, d v s var tvingad att köpa el som producerades i mindre kraftanläggningar inom koncessionsområdet [2].

I och med den nya lagen blev elmarknaden öppen för alla aktörer och konsumenterna kunde fritt välja sin egen elleverantör. Dock gällde, ända fram till den första november 1999, systemet med timmätning, vilket innebar att konsumenten mot en kostnad, var tvungen att installera en särskild mätare vid byte av leverantör. Konkurrenssituationen hårdnade för de svenska kraftproducenterna och energibranschen förändrades markant. Nya aktörer etablerades och en konsolidering av ägandet inleddes då de stora kraftbolagen köpte upp mindre konkurrenter för att öka sina marknadsandelar. Idag är elproduktionen i hög grad åter igen koncentrerad till ett fåtal företag. De sex största elproducenterna står för ca 93 % av landets elproduktion.

Sydkraft befann sig fram till 1996 i en lokal/regional monopolsituation där de själva kunde sätta elpriserna för de kunder som befann sig inom sitt geografiska verksamhetsområde. Efter lagens införande ändrades detta och numera sker produktion och försäljning av el i konkurrens med övriga aktörer i energibranschen. Den nya konkurrenssituationen har lett till en begränsad möjlighet att påverka intäkterna och istället har de enskilda produktionsanläggningarnas lönsamhet blivit en avgörande faktor för om företaget på lång sikt ska behålla sin position som en av de ledande elproducenterna i Sverige [3].

Norge var först av de nordiska länderna att avreglera sin elmarknad, vilket gjordes i januari 1991. Grunden för de övriga ländernas avreglering lades i ”The new Energy Act” som uppfördes 1990. Norge och Sverige blev ett gemensamt energimarknadsområde 1996 då det nya svenska regelverket infördes. Finland gick med 1998 och västra Danmark i juli 1999. Visionen om en helt nordisk elmarknad, med undantag av Island, blev verklighet i oktober 2000 då östra Danmark gick med i samarbetet [10]. Norden är det område i Europa som kommit längst i sin strävan att avreglera elmarknaden. Även Storbritannien och Tyskland ligger långt framme i detta arbete. Enligt EU:s direktiv ska alla länder inom unionen ha öppnat sina marknader för konkurrens senast 2007 [11].

Avgifterna för att skicka el över landsgränserna är nu helt borttagna och alla nordiska länder utom Island deltar idag på den nordiska elbörsen. Elnäten är öppna för alla som vill handla med el och nätverksamheten regleras och övervakas av nätmyndigheten i respektive land, i Sverige av Affärsverket Svenska Kraftnät. För att säkerställa att den konkurrenssatta verksamheten (produktion och handel) inte blandas med monopolverksamheten (överföringen av el) måste dessa bedrivas i separata juridiska enheter. Det är alltså inte tillåtet för en och samma juridiska person att bedriva produktion och handel med el respektive överföring av el. Detta underlättar för elhandeln och nätverksamheten så att dessa strukturellt och ägarmässigt kan utvecklas oberoende av varandra.

Vinnarna på den svenska avreglerade elmarknaden var i början kunden och staten. I slutet av 1990-talet var elpriset mycket lågt och slutkunderna kunde köpa sin el för en mycket billig

slant. Men den prissänkning som den fria marknaden åstadkom har snabbt ätits upp av de skattehöjningar som genomförts. Det låga elpriset har gett staten utrymme att höja skatterna och sedan avregleringen 1996 har skatten höjts med 134 % (oktober 2003). Den totala kostnaden för hushållskunder har ökat medan industrikunder, som är befriade från skatter, har fått en lägre kostnad [2].

Fördelarna med en nordisk elbörse är att de nordiska kraftanläggningarna kan utnyttjas på ett ekonomiskt bra sätt. I första hand kör man de anläggningar som är billigast i drift, d v s vattenkraftverk och kärnkraftverk, vilket också gynnar miljön. När vi behöver mer el, måste de kraftanläggningar som drivs med fossila bränslen startas, vilket är dyrare och har en större miljöpåverkan [2].

2.3.2 Energibörsen Nord Pool

Nord Pool AS är den nordiska elbörsen där aktörer från Sverige, Norge, Danmark och Finland kan handla med el. Elproducenterna som vill sälja el möter här leverantörerna som i sin tur köper el och säljer vidare till slutkunder. Vissa slutkunder, t ex stora industrier, handlar själva på elbörsen och går inte via en leverantör [12]. Nord Pool AS bildades 1993 och ägs till 50 % vardera av de nationella nätverken Statnett SF i Norge och Affärsverket Svenska Kraftnät i Sverige. Nord Pool är världens enda multinationella börs för handel med elektrisk energi. Företaget har över 90 anställda på huvudkontoret i Oslo och på filialerna i Stockholm, Helsingfors och Odense [10].

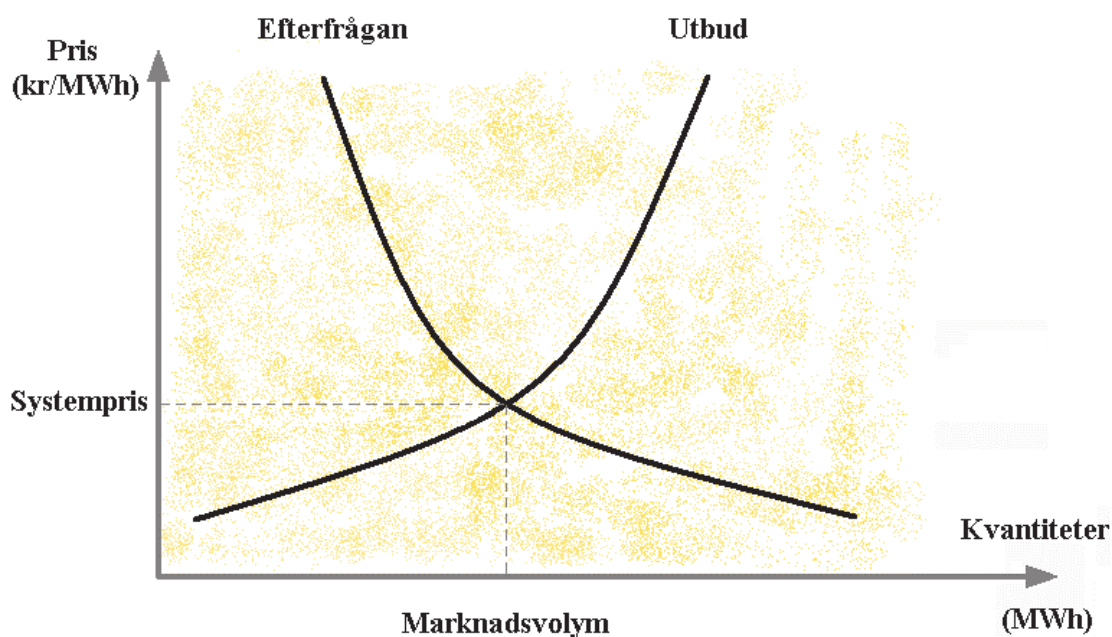
Elhandeln mellan de nordiska länderna skedde tidigare endast genom bilaterala avtal, d v s direkta överenskommelser mellan två parter om köp och försäljning av el. Sedan Nord Pool öppnades går alltmer av försäljningen genom denna marknadsplats, där priset bestäms av utbud och efterfrågan. Köparen av el lägger sedan på en marginal för försäljningsomkostnader, kundadministration, risk och vinst, vilket ger slutpriset, exklusive skatt, för konsumenterna. Den avreglerade marknaden kan innebära stora prisfluktuationer, precis som inom andra branscher där priset på råvaran, i det här fallet el, styr priset på slutprodukten.

Nord Pool organiserar handel med el på en fysisk marknad – elspotmarknaden – på en finansiell marknad – elterminsmarknaden – samt erbjuder clearingtjänster. På elspotmarknaden köps och säljs elkraft som i princip gäller omedelbara fysiska elleveranser. Elterminsmarknaden är en helt finansiell marknad för prissäkring och riskstyrning. Tidshorisonten är upp till fyra år och kontrakten är indelade i dygn, veckor, block, säsonger och år. Clearing innebär att Nord Pool reducerar risken i ett kontrakt genom att själv gå in som en kontraktspart [2].

2.3.3 Elspotmarknaden

Nord Pools fysiska elhandel i Norden, spotmarknaden, förvaltas numera av Nord Pool Spot AS, som etablerades som företag den 2 januari 2002. Företaget ägs av Nord Pool AS, Statnett, Svenska Kraftnät och Fingrid med vardera 20 % medan resterande 20 % delas lika mellan de två danska systemansvariga företagen Eltra på Jylland och Elkraft System på Själland [10].

Den fysiska elhandeln omfattar överenskommelser om kontrakt rörande elleveranser det påföljande dygnet. Handeln på spotmarknaden kan liknas vid en auktion. Senast klockan tolv dagen innan det dygn handeln gäller, måste börsens medlemmar, köpare och säljare, lägga sina bud där de anger hur mycket de vill köpa eller sälja vid olika prisnivåer timme för timme under hela det kommande dygnet. Baserat på dessa bud, konstruerar Nord Pool utbuds- och efterfrågekurvor för varje timme och skärningspunkten dem emellan utgör systempriset för el (se figur 2.1). Eftersom avtal kan slutas mellan parter i hela Norden, måste det emellertid finnas tillräcklig överföringskapacitet för att leveranser från den ena parten till den andra ska kunna utföras. Systempriset beräknas under antagandet att det inte förekommer några begränsningar i överföringskapaciteten mellan länderna. Om det visar sig att kapaciteten är otillräcklig, justeras priset i de aktuella länderna genom en kapacitetsavgift. Denna avgift utgör skillnaden mellan systempriset och prisområdespriset i de områden mellan vilka kapaciteten är otillräcklig. Avgiften justerar ned priset i områden med överskottsproduktion och justerar upp priset i områden med underskottsproduktion. Detta är orsaken till att elpriserna inte alltid är de samma mellan de nordiska länderna. Eftersom el som ska distribueras enligt bilaterala kontrakt också transporteras i elnätet, måste säljaren i ett sådant kontrakt anmäla försäljningen som ett köp i det land kunden befinner sig. På så sätt säkerställs att överföringskapaciteten är tillräcklig, och dessa avtal hanteras härvid som en eltermin [3].



Figur 2.1: Schematisk bild över beräkningen av systempriset.

Vid budgivningningen kan varje aktör använda sig av en budstege med upp till 64 olika prisintervaller mellan 0 norska kronor och 16 500 norska kronor per MWh. Under sommarhalvåret sänks dock pristaket till 5 000 norska kronor per MWh [13]. Priskänsligheten är förstås påtaglig. Om priset överstiger ett visst pris kanske det lönar sig att dra igång det egna kraftverket och bara köpa lite el via börsen. Om priset blir riktigt högt kanske köparen, d v s leverantören, övergår till att bli säljare, producent, av el. Transaktionskostnaden på spotmarknaden ligger på 0,25 norska öre per MWh [13]. Elspotmarknaden omsatte år 2002 drygt 124 TWh vilket är nära en tredjedel av den totala elhandeln i Norden. Fortfarande består alltså handeln framförallt av direkta avtal mellan två parter. En fördel med börshandeln är att

transaktionskostnaderna är lägre jämfört med handel via bilaterala avtal [2]. Spotmarknaden utgör en prispreferens för Nord Pools terminsmarknad och den övriga elmarknaden.

Sydkrafts kraftverk säljer den största delen av sin elproduktion till Nord Pool-priser och de är en av 250 europeiska aktörer som dagligen är med och sätter priset på elbörsen. Spotmarknaden är bara öppen för nordiska kunder medan terminsmarknaden är tillgänglig för alla. Sydkrafts försäljningsbolag köper alltså in sin el till detta Nord Pool-pris. Sydkrafts försäljningsbolag kan liknas vid ett grossistföretag som lever på den marginal som utgör skillnaden mellan inköpspris och försäljningspris. Elen säljs sedan vidare till en Sydkraftkund och priset beror av vilket avtal kunden vill ha [14]. Trots att Sydkraft är en stor elproducent så var dess marknadsandel på elbörsen under 2001 inte större än 7 – 8 procent [15].

2.3.4 Vad är det som styr elpriset?

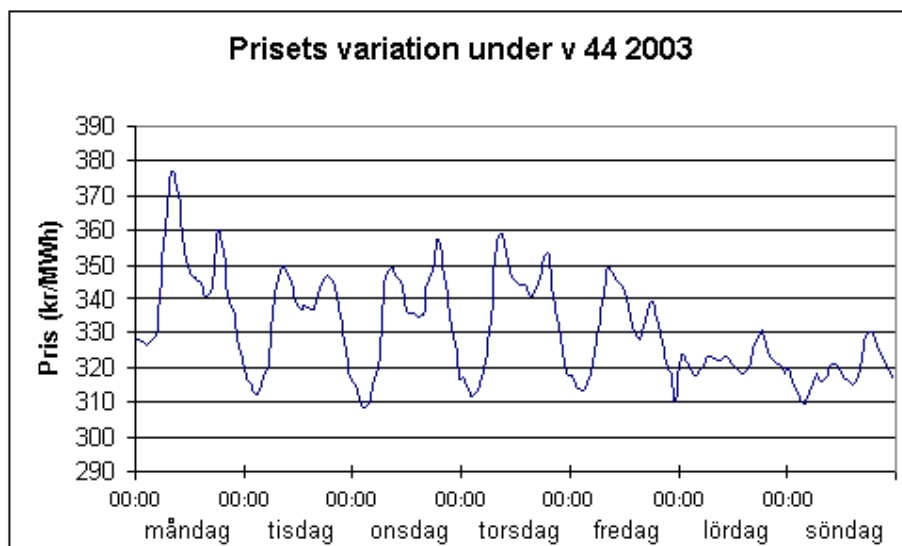
Först måste innebörden av begreppet elpris klargöras. Det sammanlagda pris slutkunden får betala är ett pris för elenergi, en nätavgift och skatterna samt elhandelsbolagens vinstmarginal. Det som behandlas här är endast den förstnämnda komponenten, d v s elpriset för energi, eftersom det är detta pris som kommer elproducenten tillgodo. Den 1 januari 2003 stod priset på elenergi för 40 %, nätavgifterna för 20 % och skatterna för 40 % av det totala elpriset för en kund med eluppvärmd villa. Idag står skatten för över 50 % av totalpriset och det är ungefär en tredjedel av det totala elpriset som går att påverka genom ett aktivt val av elleverantör och avtal. Moms på elenergi uppgår till 25 % och läggs på elpriset inklusive energiskatten. Industrinäringen, gruvnäringen, växthusnäringen, jordbruk, skogsbruk och vattenbruk undantas helt från elskatt.

Som tidigare sagts är det marknaden som styr priset, d v s utbudet och efterfrågan på el. Efterfrågan styrs på kort sikt av temperaturen och på lång sikt av den allmänna ekonomiska situationen i det geografiska område som utgör elmarknaden. Utbudet påverkas på kort sikt av nederbördsmängden och på lång sikt av den kapacitet som finns i produktionsanläggningarna [3].

Mängden energi som kan produceras i vattenkraftverk är fullständigt beroende av tillrinningen i vattendragen, vilket i sin tur beror på väderförhållandena under året. De år då nederbördsmängden är stor, s k våtår, är tillgången på vatten i kraftverkens magasin givetvis större än när nederbördsmängden är mindre, s k torrår. Extrema torrår, t ex 1996, kan produktionen vara så låg som 51 TWh, medan den våta år kan uppgå till drygt 78 TWh [2]. Under hösten år 2002 var tillrinningen i de svenska och norska vattenmagasinen de lägsta på 50 år och med anledning av denna vattenbrist ökade elpriserna på den nordiska elbörsen under slutet av året markant.

Det svenska kraftsystemet bygger på en mix av vattenkraft, kärnkraft och övriga energikällor. År med låg vattentillrinning produceras mer el i kärnkraftverken vilket ger en ökad produktionskostnad. De rörliga kostnaderna inklusive skatt för vattenkraften uppskattas till mellan 3 och 7 öre/kWh och för kärnkraften till ungefär 8 öre/kWh [2]. Större delen av vattenkraften finns i Norrland medan kärnkraft och övriga energikällor koncentrerats till södra Sverige, där den största elförbrukningen finns. Kapaciteten är totalt sett anpassade till när behovet är som störst, d v s kalla vinterdagar [7].

Förbrukningen av el varierar kraftigt under året och dygnet. För Sydkrafts del behövs ungefär fyra gånger så mycket el en mörk, kall och blåsig vinterdag än en sommarnatt i juli. Det är stor skillnad mellan vardag och helgdag, liksom mellan dygnets olika timmar. Vintertid gör varje grads skillnad i temperaturen 400 MW skillnad på effektuttaget [2]. En lindring av kylan dämpar efterfrågan och sänker elpriset. Figur 2.2 visar prisets variation under vecka 44, d v s från måndagen den 27 oktober till den 2 oktober 2003. Medelpriset för veckan var 331,34 kr/MWh och priset nådde sitt maximum måndag morgon mellan klockan 8 och 9 med 376,76 kr/MWh och minimum onsdag natt mellan klockan 2 och 3 med 308,26 kr/MWh. Prisvariationen följer i stort sett efterfrågekurvan, där behovet av el är störst under morgontimmarna i början av veckan och minst under helgen då de flesta industrier och arbetsplatser är stilla. Vi kan också se tydliga toppar runt 18–19-tiden på kvällarna då svenska folket äter kvällsmat och tittar på TV.



Figur 2.2: Prisets variation under vecka 44 år 2003.

Nämnas måste också att all handel på Nord Pool sker i den norska valutan, vilket ger dyrare el så länge den svenska kronan är svag i förhållande till den norska. Elförbrukningen har i Norden sedan 1990 ökat med ungefär 1,4 % per år och så länge efterfrågan ökar pressas elpriset upp. Det som eventuellt skulle kunna sänka dagens höga elpris är rikliga mängder nederbörd, men trots att det i Sverige år 2001 regnade mer än normalt var det förhållandevis torrt i Norge vilket ledde till stigande priser på elbörsen [2].

2.3.5 Sydkraft Energy Trading AB

I Sydkraftkoncernen ingår Sydkraft Energy Trading AB, SETAB, som bedriver portföljförvaltning och handel med energiråvaror åt kunder och för egen räkning. Främst rör denna förvaltning el men även andra energislag som olja, naturgas och propan. Portföljförvaltning innebär att man bygger upp energiportföljer, en uppsättning finansiella kontrakt, som sedan löpande byggs på eller om för att säkra energipriset framåt. Portföljförvaltning innehåller analyser, rådgivning, handel, riskanalys, riskhantering, bevakning och avräkning. Elpriset säkras genom kontinuerlig handel med finansiella instrument som terminer och optioner. Prognoser för prisutvecklingen, utbudet, mandat och

strategival avgör hur väl man lyckas med att säkra sitt energipris. Företaget är auktoriserat som värdepappersbolag av Finansinspektionen [16].

Det är alltså SETAB som förutspår det framtida priset på el. Företaget har en egen analysavdelning som arbetar med informationsinsamling, metodutveckling och analys inom energiområdet. Avdelningen Analys levererar väderprognoser och prognoser av elpriset både på kort sikt, för en vecka framåt, och på lång sikt, som är upp till några år fram i tiden. De kortsiktiga prognoserna görs med underlag från framförallt Nord Pool och SMHI, som SETAB ständigt är uppkopplade mot. Som nämnts tidigare så är det vattenkraften och dess tillgång på vatten tillsammans med temperaturen som styr elpriserna. Prognoserna för elpriset på lång sikt tar även hänsyn till förbrukningsutvecklingen, det allmänna ekonomiska läget, den hydrologiska utvecklingen och produktionskapaciteten i de anläggningar som finns att tillgå [17].

I dagsläget får driftcentralen i Laholm en prisprognos varje tisdagseftermiddag från SETAB. Denna prognos sträcker sig till nästkommande söndag, d v s en och en halv vecka framåt, och är presenterad med timupplösning. På tisdag eftermiddag, när prognosen görs, är priserna för onsdagen klara och priset för varje timme denna dag är framräknat av SETAB:s analysavdelning. För att fastställa timpriset för de resterande dagarna, utgår de från dygnspriser och lägger ut timprofiler för varje dag. Detta arbete görs väldigt hantverksmässigt och profilerna baseras på de senaste dagarna och erfarenhet från tidigare år. Exakt hur detta görs är beroende av operatörens egen erfarenhet. Hur väl stämmer då dessa ”framräknade” timpriser överens med verkligt pris? Enligt hydrolog Stefan Söderberg, SETAB, är ingen riktig utvärdering av detta gjord men han säger att timprofilerna i nuläget i alla fall är bättre än att gissa sig till dem. Förhoppningen är att dessa timprognoser ska bli ännu bättre; på analysavdelningen pågår just nu ett projekt som ska leda fram till att de själva, istället för planerarna, i framtiden ska göra timprognoserna för kommande vecka. Detta kommer dock att ske tidigast i maj 2004 [18].

2.3 Problemformulering och definitioner av begrepp

Målet med examensarbetet är att ta fram en modell för driftoptimering av ett antal sammankopplade vattenkraftverk. Med utgångspunkt från vattentillgång, prognosen för elpriset, turbiners verkningsgrad samt kostnaden för ett start-och-stopp av en turbin kan vi med modellens hjälp skapa förslag till planer för veckodriften av ett vattenkraftverksbestånd för att maximera det ekonomiska utbytet under en veckolång planeringsperiod längs Helgeå. Hänsyn måste alltså tas till samtliga kraftstationer längs med ån, och driften optimeras både inom varje kraftstation och mellan kraftstationerna, så att alla stationer och turbinaggregat i drift har vatten nog för att köras på bästa möjliga verkningsgrad. I första hand är det dock efterfrågan, och därmed priset på den producerade energin, som styr optimeringen av vattenkraften. Det gäller alltså att med det vatten man har placera in drifttimmarna under veckan så att man får ett maximalt ekonomiskt utfall. Idealiskt hade varit att, med ett större antal start och stopp av turbinerna, kunna köra kraftverken vid de tider då man har det absolut högsta kraftpriset under veckan. Problemet är dock att start och stopp av turbinaggregaten medför en extra kostnad som kanske inte kompenseras av att köra vid de tider då priset är högst. Begränsningarna i problemet ligger i hur mycket vatten som finns tillgängligt. Det antal timmar som kraftverken kan köras under veckan beror på hur stor tillrinningen är och hur mycket vatten det finns i magasinen. Inparametrarna i modellen kommer att vara den förväntade tillrinningen, mellantillrinningen och det aktuella vattenbeståndet i

kraftverksmagasinen, prognosen för elpriset, turbinernas verkningsgrad samt startkostnaden för ett turbinaggregat.

Optimeringsmodellen maximerar intäkterna för en veckas körning i ett vattenkraftverksbestånd som består av en mängd, I , av *kraftverk* och med veckan indelad i T tidsperioder, $t = 1, \dots, T$. I min modell kommer I att innehålla åtta stycken kraftverk ($I = \{1, \dots, 8\}$) och $T = 672$ tidsperioder, vilket är en vecka indelad i 15-minutersperioder. Kraftstationerna består av ett eller två turbinaggregat och G_i anger uppsättningen aggregat, enbart $G1$ eller både $G1$ och $G2$, i kraftstation i , d v s $G_i = \{G1\}$ eller $G_i = \{G1, G2\}$.

En kraftstations *mellantillrinning*, $w_{i,t}$, är det vatten som tillförs station i och dess eventuella magasin externt, d v s genom nederbörd och biflöden, och en kraftstations *tillrinning*,

$w_{i,t} + \sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t}$, är mellantillrinningen plus det vatten som tillkommer från ovanstående

station. Helgeås mellantillrinning är mycket liten och består främst av nederbörd.

Vattenbeståndet i kraftverksdammarna är den mängd vatten som kraftverket har att använda för kraftproduktion. *Flödet* genom en turbin definieras som det vatten som passerar genom turbinen och producerar energi. Det vatten som passerar turbinerna utan att energi produceras eller faller genom dammluckorna kallas *spillvatten*.

Priset på el i tidsperiod t , σ_t , förutspås av Sydkraft Energy Trading AB och levereras till de avdelningar inom Sydkraft som önskar få denna information. Priset är baserat på rapporter från energibörsen Nord Pool och SMHI och anges i kronor per megawattimme (kr/MWh). Än så länge levereras kommande veckas pris i dygnsupplösning, d v s med ett genomsnittligt pris per dygn för påföljande vecka, men så småningom kommer en prognos för varje timme att ställas vilket kommer att vara en förutsättning för att modellen i detta examensarbete ska ge ett vettigt resultat. Prisprognosen på elektrisk energi gäller för *systempriset*, som är elpriset för hela Norden, d v s där ingen hänsyn tagits till överföringskapaciteten mellan de nordiska länderna (se vidare i avsnitt 3.1.6).

En turbins *verkningsgrad*, η_i^g , anges i procent och är förhållandet mellan tillförd energi och den energi som verkligen produceras av turbin g i kraftstation i . Målet är att ha en verkningsgrad på 100 % men så är aldrig fallet. Turbinerna i Helgeå ligger i bästa fall på verkningsgrader mellan 85 % och 93 %.

Att reglera vattenkraftverk innebär att man försöker samla överskottsvatten i magasin under tider med bra mellantillrinning och liten efterfrågan på el, för att kunna tappa ur vattnet då efterfrågan och därmed elpriset är högt. Magasinen skapas först och främst i naturliga sjöar men i sjöfattiga vattendrag kan det bli aktuellt att skapa konstgjorda sjöar m h a dammbyggnationer. *Dämningsgränsen* motsvarar det högsta och *sänkingsgränsen* det lägsta vattenstånd som får förekomma i en damm. *Magasinvolymen*, v_i , är den volym vatten som ryms mellan dämningsgräns och sänkingsgräns i magasinet tillhörande station i , medan *reglerhöjden* är nivåskillnaden mellan dessa gränser.

Varje turbin g i kraftstation i har ett *maximalt* och ett *minimalt* värde på *flödet*, \bar{Q}_i^g respektive \underline{Q}_i^g , och med en kraftstations *utbyggnadsvattenföring* menas det maximala flöde, d v s \bar{Q}_i^g , som kan nyttiggöras i kraftstationen.

Uppstarten av en kraftverksturbin är inte alltid helt problemfri och kan medföra kostnader. En del av en turbins underhållskostnad kan härledas till dess starter och stopp och i startögonblicket finns risken att något går fel. En turbin som startas måste förr eller senare stoppas och därför är det möjligt att hänföra även stoppkostnader till starten. I begreppet *startkostnad*, c , inkluderas hädanefter kostnaden för både start och stopp av ett turbinaggregat.

Bruttofallhöjden, H_b , i en kraftstation definieras som skillnaden mellan det övre magasinets vattennivå vid dämningensgränsen och det nedre magasinets vattennivå vid normalvattenstånd. Begreppet normalvattenstånd är i reglerade vattendrag något oklart, vilket avspeglas i att man i Sydkraft Vattenkrafts arkiv kan hitta olika värden på bruttofallhöjden i en och samma kraftstation. I detta arbete kommer vi i beräkningarna att använda *nettofallhöjden*, h_i , som är en konstant för varje kraftstation och beräknas som bruttofallhöjden minus fallförlusterna. Dessa förluster uppkommer i vattenvägarna till och från turbinerna i form av friktion, krökar och sektionsändringar.

2.4 Förutsättningar

Vattenkraftstationerna i Helgeå består av antingen endast ett kraftverk eller ett magasin och ett kraftverk. Dessa magasin är mycket små med undantag av Osbysjön, som reglerar vattenflödet i nedre delen av Helgeå. Vattenytan i dammarna och regleringen av kraftstationerna bestäms av vattendomar som anger hur mycket vattenytan får variera. Reglerhöjden är angiven i meter över havet och för t ex Njura kraftstation måste vattenytan ligga mellan 47,00 och 48,00 m ö h. Denna reglerhöjd motsvarar enligt Kraftindustrins gemensamma dammregister 0,6 Mm³, vilket betyder att magasinvolymen i Njura kraftstation får variera mellan 0 och 0,6 Mm³. På motsvarande sätt finns magasinvolymerna angivna för Genastorp, Broby, Nöbbelöv och Torsebro, som alla ligger i anslutning till dammagasin. De övriga stationerna saknar magasin och utrymmet framför dessa stationer antas endast bestå av åfåra. ”Magasinvolymen” för dessa kraftverk är beräknade utifrån en karta, där vi m h a längden, bredden och reglerhöjden för en station har fått fram en grovt uppskattad magasinvolym.

Varje turbin i kraftstationerna har ett maximalt och ett minimalt värde på det flöde som kan passera genom dem; flöden som är större än maxtappningen och mindre än mintappningen kommer därför att spillas förbi kraftstationen.

Målfunktionen i vår modell ska maximera intäkterna från produktionen under en vecka och självklart kommer då alla magasin att vara tömda på sitt innehåll vid planeringsperiodens slut. För att ha vatten kvar i magasinen till påföljande vecka, måste vattnet som finns kvar i systemet efter planeringsperiodens slut ha ett värde. Detta värde kallas vattenvärde och bestämmer alltså om det är värt att tappa mer vatten denna vecka eller om det är mer lönsamt att hålla det kvar till nästa veckas produktion.

3. En matematisk modell av problemet

Ämnesområdet optimeringslära är en gren av den tillämpade matematiken som omfattar användning av matematiska modeller och metoder för att finna bästa handlingsalternativ i olika beslutssituationer. Ordet optimering kommer från latinets ”optimus” som betyder ”det bästa”, d v s optimeringslära kan sägas vara läran om att göra det bästa eller snarare att göra

något så bra som möjligt. Detta examensarbete handlar om att optimera driften av ett antal sammankopplade vattenkraftverk, där vi utifrån ovan nämnda förutsättningar ska formulera en matematisk modell som maximerar intäkterna från en veckas energiproduktion.

Utgångspunkten för att kunna använda en optimeringsmodell är att det finns något i problemställningen som kan varieras, vilket definierar problemets variabler. I optimeringen bestäms sedan bästa möjliga värden på variablerna givet det mål som specificeras. Målet uttrycks med en målfunktion som beror av variablerna och som vi vill maximera eller minimera. Begränsningarna i valet av värden på variablerna ges av ett eller flera bivillkor. Beroende på hur vi specificerar målfunktionen och dess bivillkor kommer vi att erhålla ett optimeringsproblem tillhörande någon problemklass, t ex linjärprogrammeringsproblem, ett icke-linjärt problem eller ett heltalsproblem, vars lösningar har varierande svårighetsgrad. I ett linjärprogrammeringsproblem är alla ingående funktioner linjära och alla variabler kontinuerliga; dessa problem är konvexa problem (se Appendix), som betraktas som relativt lättlösta. Önskan är därför att i vår modell ha linjära funktioner, vilket vi kommer att uppnå med approximationer och hjälpvariabler. Eftersom start-och-stopp av turbinerna måste modelleras med diskreta variabler kommer vi också att ha heltalskrav på vissa variabler. Problemet kommer således att vara ett linjärt heltalsproblem, även kallat blandat heltalsproblem.

I detta kapitel formuleras en matematisk optimeringsmodell och dess ingående konstanter, variabler och avgränsningar.

3.1 Avgränsningar och konstanter

Det verkliga problemet är ofta mycket komplext sammansatt och det finns nästan alltid faktorer som man av olika skäl inte kan eller vill inkludera i en optimeringsmodell. Det gäller att identifiera vad som är det väsentliga i problemställningen, vad som är irrelevant och försumbart, vilken ambitionsnivå man ska ha och göra lämpliga avgränsningar och förenklingar.

Vid modellering av ett vattenkraftverks energiproduktion är antalet parametrar som styr och påverkar produktionen många, vilket gör situationen väldigt komplex. Antalet frihetsgrader för systemet är stort och vid beräkningar och analyser av en produktionsapparat såsom denna måste verkligheten förenklas mer eller mindre. Inom ramen för detta examensarbete har förenklingar gjorts så att modellen ger en rimlig beskrivning av problemet men som samtidigt blir hanterbar och ger en god lösbarhet. Både storleken och strukturen på modellen påverkar lösbarheten. Hänsyn måste även tas till vilka data som finns tillgängliga och till tillförlitligheten i dessa data. Som grund för modellen ligger enkla och allmänt vedertagna energi- och effektekvationer. Nedan följer de storheter som i detta arbete antas vara konstanter.

3.1.1 Kostnader för start och stopp av ett vattenkraftaggregat

Det kostar att starta och stoppa ett turbinaggregat och denna kostnad är i detta arbete satt till en konstant. Med hänvisning till tidigare examensarbeten, referens [19] och [20], och samtal med driftcentralen i Laholm [21], finns fem viktiga faktorer som orsakar startkostnader. Dessa är

- kostnaden för försämrat utnyttjande av vattnet vid underhåll,
- slitage av lindningarna p g a temperaturförändringar under starten,
- slitage av mekanisk utrustning under start och stopp,
- fel i kontrollutrustningen under start samt
- förlorat vatten under starten.

Vid underhåll och revision av ett aggregat kan vattnet inte utnyttjas lika bra som normalt i stationen, vilket kan leda till spill, produktion vid dålig verkningsgrad samt ökad produktion under tid med lägre elpris. Det gäller dock att planera upprustningen så att avställningen sker vid det mest gynnsamma tillfället, d v s under låglastsäsong, och att inkomstbortfallet blir så litet som möjligt. Livslängden hos generatorlindningarna förkortas p g a kraftiga förändringar i temperaturen då olika utvidningskoefficienter hos koppar, isolering och plåt orsakar mekaniska och termiska spänningar i isolationsskiktet. Detta slitage kan minskas med hjälp av en reglerutrustning för kylvattnet som under driftuppehållet ser till att temperaturen är konstant. Det mekaniska slitaget på vattenkraftsaggregat uppkommer främst vid start och stopp varför underhåll och revision måste genomföras med kortare mellanrum. Kostnaderna för fel i kontrollutrustningen består av personal- och otillgänglighetskostnader. Personalkostnaderna är kostnaden för att skicka en reparatör till kraftverket för att åtgärda felet och otillgänglighetskostnaden beror på skillnaden i elpris mellan perioden med otillgänglighet och den period då vattnet istället används. I värsta fall måste detta vatten spillas. Uppstarten av ett turbinaggregat kostar dessutom en del vatten eftersom ett aggregat inte körs optimalt från start utan ”förlorar” vatten tills bästa verkningsgrad uppnåtts.

Dessa faktorer inverkan på startkostnaden beror till stor del på aggregattyp och dess nominella effekt. De faktorer som orsakar de största kostnaderna och som bör tas med i beräkningarna är underhållskostnader p g a slitage av generatorlindningarna samt kostnader p g a fel i kontrollutrustningen. Övriga kostnader kommer att försummas i mina beräkningar med hänvisning till tidigare gjorda arbeten, referens [19] och [20].

Kostnaden för ett fel som uppstår vid startsekvensen består av personalkostnader och otillgänglighetskostnader. Reparationsarbete sker ofta på övertid och kostnaden ska inkludera lön, arbetsgivaravgift och transportkostnad. En uppskattning av denna kostnad är 500 kr per timma och en reparation antas ta cirka sex timmar, vilket ger en strulcostnad på i genomsnitt 3.000 kronor [21]. Under dessa sex timmar avbrottet varar kan vattnet lagras för att senare tappas till ett 40 kronor lägre pris, som är den ungefärliga skillnaden mellan dag- och nattpris. Medeleffekten för turbinaggregaten i Helgeå är 2 MW vilket ger en kostnad för otillgänglighet på 480 kronor. Kostnaden för ett fel i kontrollutrustningen blir således strulcostnaden plus otillgänglighetskostnaden multiplicerad med sannolikheten att ett fel inträffar. Felfrekvensen för kraftstationerna i Helgeå finns inte tillgänglig direkt utan det krävs mycket tid och arbete för att hitta dessa data. Kostnaden för ett fel i startsekvensen kommer därför att vara tabellerad (se tabell 3.1) för olika felfrekvenser så att driftingenjören som kör lätt ska kunna gå in i programmet och ändra startkostnaden.

Slitaget av generatorlindningarna gör att deras livslängd minskar vid ökat antal start och stopp av ett turbinaggregat. En start antas minska lindningarnas livslängd med 15 timmar; två olika fall kommer att jämföras. I det första fallet antas livslängden vara 40 år och i det andra fallet 31,5 år, där skillnaden beror på att det senare innehåller 150 starter fler per år än det förra [20]. Beräkningarna är baserade på att ett turbinaggregat i genomsnitt startas och stoppas tre

gångar per vecka. Kostnaden för en start beräknas sedan genom att skillnaden i årlig kostnad mellan fallen divideras med skillnaden i antalet starter. Enligt anläggningsansvarig Bengt Johnsson på Sydkraft Vattenkraft AB i Malmö kostar det cirka tre miljoner kronor att byta generatorlindningar i en turbin av Helgeås kraftaggregats storlek. Den årliga kostnaden för respektive fall kan nu beräknas med hjälp av investeringskalkylering och annuitetsmetoden, som innebär att nuvärdet sprids ut på lika stora belopp under investeringens livstid. Sydkrafts uppskattade kalkylränta är 6,4 %, utan inflation, men för att underlätta beräkningarna antas den vara 6,5 %. Kostnaden per start av ett turbinaggregat på grund av slitage av generatorlindningarna kan nu beräknas med hjälp av tabellerade annuitetsfaktorer och ger följande kostnad:

$$\text{Kostnad per start för slitage av lindningarna} = \frac{3 \cdot 10^6 \cdot 0,0754 - 3 \cdot 10^6 \cdot 0,0707}{150} = 94 \text{ kronor.}$$

Startkostnaden för ett turbinaggregat antas i detta arbete endast bestå av personalkostnaden och otillgänglighetskostnaden när fel uppstår i startsekvensen och kostnaden för slitage av generatorlindningarna. Nedan följer en sammanställning av startkostnaden för olika felfrekvenser.

Felfrekvens	Struktkostnad	Otillgänglighets-kostnad	Felkostnad	Kostnad för slitage	Total startkostnad
1/10	3000	480	348	94	442
1/15	3000	480	232	94	326
1/20	3000	480	174	94	268
1/25	3000	480	139	94	233
1/30	3000	480	116	94	210
1/35	3000	480	99	94	193
1/40	3000	480	87	94	181

Tabell 3.1: Den uppskattade kostnaden för ett start och stopp av ett turbinaggregat vid olika felfrekvenser.

Startkostnaden som används i mina beräkningar är 268 kronor, $c = 268$, där jag antar att felfrekvensen är ett fel på 20 starter.

3.1.2 Fallhöjden

Fallhöjden är i detta examensarbete satt till en konstant för varje kraftstation trots att den i alla högsta grad är variabel och beroende. Fallhöjden är i denna modell direkt proportionell mot effekten och energiuttaget och vi har endast tagit hänsyn till de fallförluster som uppstår i vattenvägarna till och från turbinen. Konstanten, nettofallhöjden h_i , beräknas genom att fallförlusterna subtraheras från bruttofallhöjden. Dess värde i beräkningarna är hämtade ur ett tidigare examensarbete (referens [1]) och finns att avläsas i tabell 3.5. Nettofallhöjden antas vara samma för samtliga turbiner i en kraftstation.

Fallhöjden i en vattenkraftstation är egentligen flödesberoende men för att modellera sambandet dem emellan krävs att noggranna mätningar görs, vilket kräver mycket tid och resurser. Vi kan i alla fall konstatera att strömningsförluster och fallförluster ökar med ökat flöde, där fallhöjden minskar med ökat flöde.

3.1.3 Tidsfördröjningen

Kraftstationerna nedströms Osbysjön i Helgeå ligger relativt tätt med bara några kilometers avstånd mellan varje station, men fördröjningen av vattnet mellan stationerna är ändå betydelsefull. Vattnets gångtid från första stationen Genastorp till Torsebro, som är slutstationen, är cirka 2 timmar och 40 minuter (se figur 1.2) och tidsfördröjningen från en station till nästa är i stort sett multipler av 15-minuters perioder. Detta gör att tidsupplösningen i modellen kommer att vara i 15-minuters perioder och att fördröjningen av vattnet, τ_i , i ekvation (3.2) kommer att vara 1 eller 4 tidsperioder. I de fall det tar 20 minuter för vattnet att gå mellan stationerna approximeras detta med 15 minuter, d v s en period.

3.1.4 Tidskonstanterna

Tidsupplösningen i modellen kommer att vara i 15-minuters perioder, vilket medför att vissa inparametrar, t ex tillrinning, mellantillrinning och flöde, måste multipliceras med en konstant $t_s = 900$ s, för att anta rätt enhet, m^3 . En annan tidskonstant, $t_p = 0,25$, finns med i målfunktionen, eftersom mängden producerad energi är lika med effekten multiplicerad med tiden som ju i det här fallet är en kvarts timme.

3.1.5 Tillrinning och mellantillrinning

En kraftstations tillrinning eller mellantillrinning utgör tillsammans med prisprognosen och nettofallhöjden inparametrarna i modellen. Nettofallhöjden är en konstant för varje kraftstation (se tabell 3.5) medan värdena på elpriset, tillrinningen samt mellantillrinningen är prognoser för framtiden. Prognoserna utarbetas av Sydkraft Energy Trading AB (se avsnitt 2.3.5) och prisprognoser finns att läsa om i avsnitt 3.1.6. Bra väder- och tillrinningsprognoser ger ett försprång gentemot konkurrenter och analysavdelningen har därför, sedan några år tillbaka, specialistkompetens inom hydrologi och meteorologi.

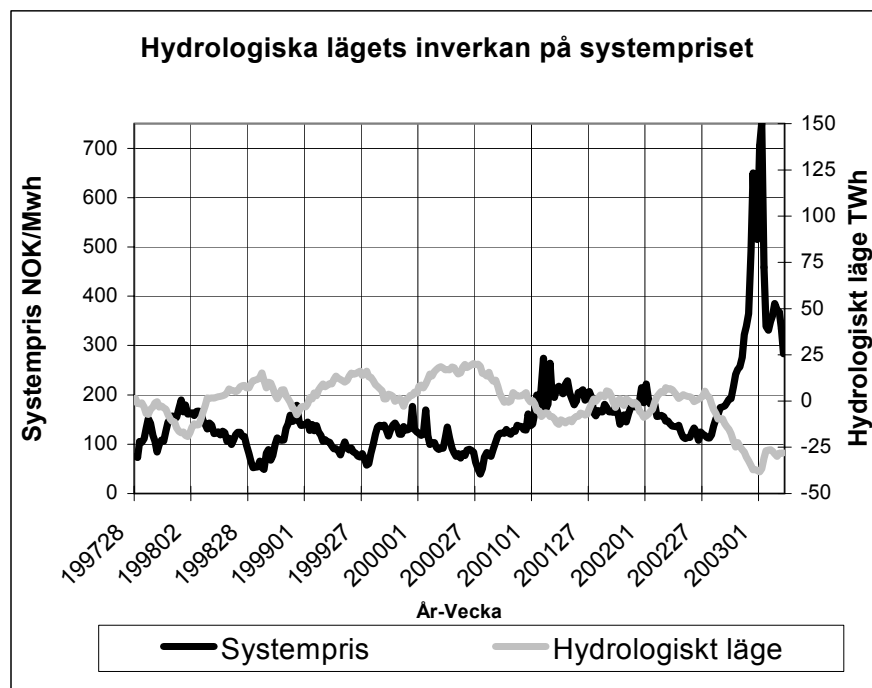
Det hydrologiska läget beskriver den potentiella energin i form av vatten i och utanför magasinen som en dag kommer att kunna utnyttjas för vattenkraftproduktion. Definitionen av hydrologiskt läge är $HL = \text{magasin} + \text{snö} + \text{markvatten}$. Enligt hydrolog Stefan Söderberg, SETAB, är väderprognosen tillsammans med det hydrologiska läget utgångspunkten för tillrinnings- och mellantillrinningsprognoserna. De använder hydrologiska modeller som beaktar den tröghet som finns i marken från att nederbörden når markytan tills att den nått vattenmagasinet vid kraftverket [4]. En mycket grov tumregel är att ungefär halva nederbörsmängden blir tillrinning och mellantillrinning i landets södra och mellersta delar medan förhållandet i fjälltrakterna är $\frac{3}{4}$ eller däröver [9].

För att få fram en kraftstations tillrinning eller mellantillrinning, måste man ha tillgång till dess tappning, d v s det totala flödet genom stationen, magasinets kapacitet och vattenytans höjd. Tillrinningen avser allt vatten som kommer till en kraftstations magasin medan mellantillrinningen enbart avser nederbörd och tillskott från biflöden. Mellantillrinningen definieras för station i vid tiden t som

$$w_{i,t} = \sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t} - TE_i \cdot (y_{i,t-1} - y_{i,t}), \quad (3.1)$$

där $w_{i,t}$ = mellantillrinning till magasin och/eller station i under tidsperiod t [m^3/s];
 $Q_{i,t}^g$ = flödet genom turbin g i station (och magasin) i under tidsperiod t [m^3/s];
 $s_{i,t}$ = spill från station (och magasin) i under tidsperiod t [m^3/s];
 TE_i = magasinkapaciteten i timenheter per centimeter för station i [TE/cm];
 $y_{i,t}$ = vattenytans höjd i magasin och/eller station i under tidsperiod t [cm].

Priset på el beror till stor del av tillgången på vatten. Om det hydrologiska läget ritas upp liknande kurvan i figur 2.2, som visar elprisets variation under en vecka, får vi en helt spegelvänd kurva. Elpriset är alltså högt när tillgången på vatten är mycket liten och lågt när vattentillgången är stor, vilket illustreras i figur 3.1.



Figur 3.1: Systempriset på el jämfört med det hydrologiska läget.

Efter många diskussioner med min handledare på Sydkraft Vattenkraft beslutade jag mig för att försumma mellantillrinningen i alla kraftstationer utom i den sista stationen, d v s i Torsebro. Med hjälp av ekvation 3.1 räknade jag m h a data ur driftcentralens databas fram ett medelvärde på tillrinningen i Genastorp och mellantillrinningen i Torsebro för varje dygn (se tabell 3.2).

Veckodag	GTP	ÖNÅ	NRA	BBY	NLV	EMS	KLE	TBO
Måndag	4,47	0	0	0	0	0	0	9,23
Tisdag	4,71	0	0	0	0	0	0	9,16
Onsdag	4,23	0	0	0	0	0	0	2,43
Torsdag	5,03	0	0	0	0	0	0	4,06
Fredag	4,62	0	0	0	0	0	0	2,44
Lördag	5,03	0	0	0	0	0	0	8,40
Söndag	4,94	0	0	0	0	0	0	18,08

Tabell 3.2: I modellen använda värden på tillrinningen i Genastorp och mellantillrinningen i övriga kraftstationer.

3.1.6 Prisprognos

Prognosen för priset på elektrisk energi utförs av SETAB och prognoserna gäller för systempriset. Spotpriset på Nord Pool utgörs av flera priser: systempris och prisområdespriser där de olika prisområdena är Sverige, Jylland, Själland, Sydnorge, Nordnorge och Finland. Systempriset är ett tänkt pris för samtliga områden utan hänsyn tagen till överföringskapaciteter. Detta innebär att de dagar då överföringskapaciteten mellan länderna räcker till, d v s då ”flaskhalsar” saknas, blir alla prisområden identiska med systempriset. I annat fall blir priset i några prisområden lägre och några högre än systempriset [17].

Varför SETAB:s prisprognoser gäller för systempriset beror till stor del på att terminsmarknaden, Nord Pools finansiella marknadsplats, bygger på systempriset och att det är svårt att förutspå eventuella begränsningar i överföringskapaciteten. Oftast är det väldigt små skillnader mellan Sverige- och systempriset och då kan SETAB:s prognoser användas utan vidare. Enligt Tommy Persson, SETAB, kommer troligtvis prognoser för Sverige-priset att finnas inom en snar framtid [17].

3.1.7 Vattenvärde

Vid planering av hur vattnet i kraftstationernas magasin ska användas i olika tidsperioder är det viktigt att uppskatta vattenvärdet, d v s hur mycket vattnet i de olika magasinerna är värt under olika tidsperioder och olika magasinvolym. Vattenvärde bestämmer alltså om det är värt att tappa mer vatten denna timme, dag eller vecka eller om det är mer lönsamt att hålla kvar det till framtida produktion.

Vattenvärdesberäkningar görs kontinuerligt i de norrländska magasinerna för att hela tiden förädla produktionen. Vattenvärdet fastställs med hjälp av en utnyttjandetid i procent vilken definieras som planerad medeltappning av magasinet dividerad med maximal möjlig tappning. Genom att använda Forwardkurvan, en långsiktig elprisprognos, nedbruten i timupplösning som ger alla timpriser för aktuell period sorterade i fallande ordning, en s k varaktighetskurva, kan man för önskad % av utnyttjandetiden få fram vad den billigaste timmens produktion är värd. Detta pris är då vattenvärdet och för alla timmar med minst detta pris ska stationen producera. Vattenvärdesberäkningar gör alltså att elproduktionen flyttar från en timme med lägre pris till en med högre [22].

3.2 Väsentliga variabler

Innan den kompletta modellen kan redovisas måste en del variabler nämnas och förklaras. Flödet $Q_{i,t}^g$ är definierad som den mängd vatten per sekund som passerar genom turbin g i kraftstation i under tidsperiod t och ger upphov till energiproduktion. Flödet är en mycket viktig variabel i driftoptimeringen eftersom det är denna variabel som styr hur stor produktionen blir. Nedan följer hur flödet modelleras och hur de fortsatta tankegångarna leder oss fram till den kompletta modellen.

3.2.1 Vattenbalans

Flödet $Q_{i,t}^g$ är definierat som det vatten som passerar genom turbinerna. Detta flöde modelleras med hjälp av vattenbalanskvationen

$$v_{i,t} = v_{i,t-1} - \left(\sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t} - w_{i,t} \right) \cdot t_s + \left(\sum_{g \in G_i} Q_{i-1,t-\tau_i}^g + s_{i-1,t-\tau_i} \right) \cdot t_s, \quad (3.2)$$

där

$v_{i,t}$ = innehåll i station (och magasin) i i slutet av tidsperiod t [m^3];

$Q_{i,t}^g$ = flödet genom turbin g i station (och magasin) i under tidsperiod t [m^3/s];

$s_{i,t}$ = spillvatten från station (och magasin) i under tidsperiod t [m^3/s];

$w_{i,t}$ = mellantillrinning till station (och magasin) i under tidsperiod t [m^3/s];

t_s = tidskonstant som anger längden av tidsperioderna [s];

τ_i = det antal tidsperioder som det tar för vattnet att rinna från station $i-1$ (närmsta station (och magasin) direkt uppströms) till station (och magasin) i .

Multiplikationen med tidskonstanten t_s görs för att alla storheterna ska anta samma enhet. Utflöde, spill, tillrinning och mellantillrinning anges i m^3/s medan magasinens volyminnehåll anges i m^3 , varför de förra måste multipliceras med tidskonstanten t_s .

3.2.2 Magasinvolym

I Helgeå, nedströms Osbysjön, finns förutom själva Osbysjön ytterligare fyra magasin. Dessa är små men kan vid behov utnyttjas för viss dygns- eller timreglering. Mängden vatten som får användas i kraftproduktion styrs av vattendomar, i vilka det är angivet en dämningssgräns och en sänkningssgräns, som anger den högsta respektive lägsta nivån vattenytan får ha. Volymen mellan dessa två gränser utgör den tillgängliga mängden vatten som kan användas för produktion av el. Gränserna i vattendomen finns endast angivna i meter över havet men för att kunna använda dessa i modellen behöver vi veta vilken volym denna vattenmängd motsvarar. Vattenytans nivå mäts m h a en mätsticka, en s k pegel, som är placerad framför kraftstationernas intagsluckor.

Överföringen av gränserna i meter över havet till volymer görs vanligtvis genom uppförande av magasinkurvor och magasintabeller. Dessa fås genom att man stoppar upp vattnet i ovanförliggande station, tappar en konstant mängd från den aktuella stationen och sedan

mäter sänkningshastigheten i magasinet. Utifrån detta kan sedan magasininnehållet för olika nivåer beräknas. Kapaciteten hos ett magasin brukar anges i timenheter per centimeter (TE/cm). Till exempel har Osbysjön kapaciteten 14 TE/cm, vilket innebär att om det under en timme tappas $14 \text{ m}^3/\text{s}$ mer än vad det rinner till, sjunker vattenytan 1 cm. Problemet med storheten TE/cm är att den inte tar hänsyn till magasinets geometriska form, d v s om det är rektangulärt eller konformat, vilket gör att upprättningen av kurvor och tabeller är nödvändiga för att få korrekt reglervolym [23].

För stationerna med magasin, GTP, NRA, BBY, NLV och TBO, finns magasinvolymerna för respektive kraftverk tabellerade i vattenkraftindustrins gemensamma dammregister (se tabell 3.3). Det kan tyckas konstigt att NRA, BBY och NLV har samma magasinvolym trots olika reglerhöjd och magasinkapacitet, men detta beror på att magasinens geometriska form skiljer sig åt. För att få fram reglervolymerna hos de övriga stationerna, de utan magasin, sökte jag hjälp på Driftcentralen i Laholm. Utrymmet framför dessa stationer ses endast som en åfåra eller ett dike och i dessa kraftstationer sker ingen som helst reglering. Beräkningsmodellen kräver dock en reglervolym även för dessa små kraftverk som ju trots allt har en volym att ”spela på”. Problemet löstes genom att driftingenjörerna på en karta med upplösningen 1:50000 mätte åfårans längd och bredd, vilket tillsammans med reglerhöjden gav oss en grovt uppskattad reglervolym. För t ex Östanå kraftstation uppmättes åfåran vara 1 mm bred och 6 cm lång, som i verkligheten motsvarar 50 respektive 3000 m. Med reglerhöjden 24 cm blir då reglervolymen $50 \cdot 3000 \cdot 0,24 = 36 \cdot 10^3 \text{ m}^3$.

Kraftstation	Regleryta (m ö h)	Reglerhöjd (cm)	Magasin- kapacitet (TE/cm)	Magasinvolym (Mm ³)
GTP	71,50 – 71,85	35	14	1,7
ÖNÅ	54,24 – 54,48	24	-	0,036
NRA	47,00 – 48,00	100	2	0,6
BBY	41,00 – 42,00	100	1	0,6
NLV	31,25 – 32,75	150	2	0,6
EMS	22,12 – 22,32	20	-	0,05
KLE	15,73 – 16,20	47	-	0,035
TBO	11,50 – 11,94	44	5	0,35

Tabell 3.3: Dimensionering av kraftstationernas magasin.

I modellen kommer en undre respektive en övre gräns att anges för varje kraftstation, där den undre gränsen för samtliga är 0 m^3 och den övre enligt kolumn Magasinvolym i tabell 3.3 för respektive kraftstation. Vidare kommer magasinvolymen att anges för varje kraftverk vid periodens start respektive slut, där reglerytan i meter över havet måste räknas om till en volym. Vattenytan vid periodens början respektive slut i tabell 3.4 är alltså vattenytans läge vecka 44 år 2003 enligt driftcentralens databas.

Kraftstation	Vattenyta vid periodens början (m ö h)	Vattenyta vid periodens slut (m ö h)	Magasinvolym vid periodens början (m ³)	Magasinvolym vid periodens slut (m ³)
GTP	71,718	71,581	1.059.780	395.274
ÖNÅ	54,218	54,224	0	980
NRA	47,785	47,890	471.066	533.928
BBY	41,734	41,885	440.652	530.826
NLV	32,616	32,636	546.400	554.396
EMS	22,133	22,231	3.250	27.750
KLE	-	-	3.500	17.500
TBO	11,881	11,856	303.068	282.983

Tabell 3.4: Dimensionering av kraftstationernas magasin.

Kraftstationen i Knislinge, KLE, finns inte med i databasen men eftersom KLE och EMS är likartade i storlek och vattenföring antar jag att vattenytan i KLE är på samma nivå som EMS. Anmärkningsvärt är också att vattenytan i Östanå kraftstation ligger under sänkningsgränsen, vilket inte är tillåtet. Jag ringde upp Lennart Olsson ([21]) på driftcentralen i Laholm för att fråga hur denna situation kunde uppstå. Svaret jag fick var att det antingen är ett fel i mätutrustningen vid denna tidpunkt eller har en särskild ansökan om dispens inlämnats om en tillfällig sänkning av vattenytan.

3.2.3 Flödesfördelningen

Samtliga kraftstationer nedströms Osbysjön består av två turbinaggregat med undantag av den första och sista stationen, Genastorp respektive Torsebro. I fallet med två turbinaggregat, G_1 och G_2 , är det viktigt att fördelningen av flödet $Q_{i,t}^g$ mellan de två aggregaten blir rätt.

Önskan är att denna flödesfördelning ska vara så jämn som möjligt, med tanke på man vill ha ett jämnt slitage på turbinerna och att de bör vara i drift under en så stor del av tiden som möjligt [1].

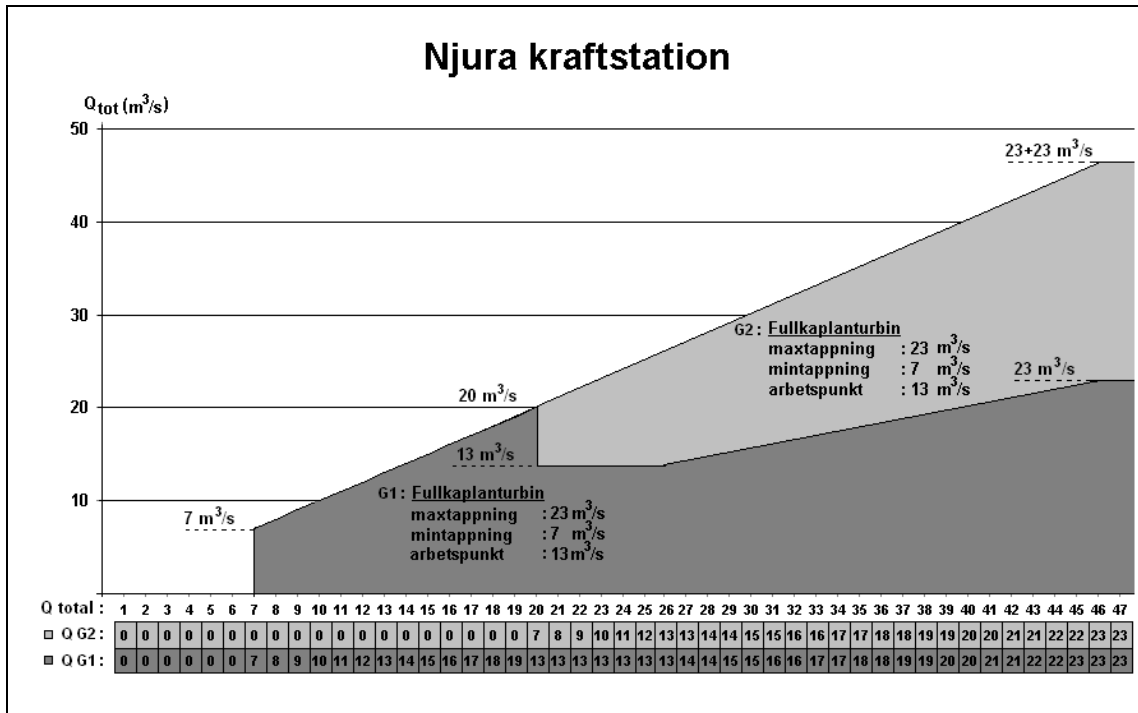
För varje turbin finns tre olika flöden specificerade: max- och mintappning samt arbetspunkt (se tabell 3.5). Max- och mintappningen är det största respektive minsta flöde som turbinen klarar av att sluka. Arbetspunkten betyder olika saker beroende på vilka aggregat som används. I fallet med två fullkaplanturbiner bestämmer arbetspunkten vid vilket flöde som lasten ska delas lika mellan aggregaten och i fallen med en fullkaplanturbin och en propellerkaplanturbin eller två propellerkaplanturbiner anger arbetspunkten det flöde där propellerturbinerna har sina maximala verkningsgrader. Vid start av en propellerturbin gäller det att snabbt komma upp till turbinens arbetspunkt och hela tiden ligga på den stabila sidan av arbetsområdet, d v s laster från arbetspunkten och cirka 20–25 % över. De flöden som ligger över detta område ger en sämre uteffekt, vilket innebär en mindre energiproduktion och därmed en minskad intäkt [1].

Kraftstation	Aggregat	Typ	Maxtappning (m ³ /s)	Mintappning (m ³ /s)	Arbetspunkt (m ³ /s)	Nettofallhöjd (m)
Genastorp	G1	Full	45	15	-	16,5
Östana	G1	Full	23	7	13	6
	G2	Propeller	25	9	22	6
Njura	G1	Full	23	7	13	6
	G2	Full	23	7	13	6
Broby	G1	Full	25	8	13	9
	G2	Full	25	8	13	9
Nöbbelev	G1	Full	22	7	13	10
	G2	Full	22	7	13	10
Emsfors	G1	Full	22	7	13	5,8
	G2	Propeller	22	7	19	5,8
Knislinge	G1	Propeller	10	10	10	4
	G2	Propeller	10	10	10	4
Torsebro	G1	Full	70	15	-	10,5

Figur 3.5: Översikt av Helgeås kraftstationer och dess turbinuppsättning.

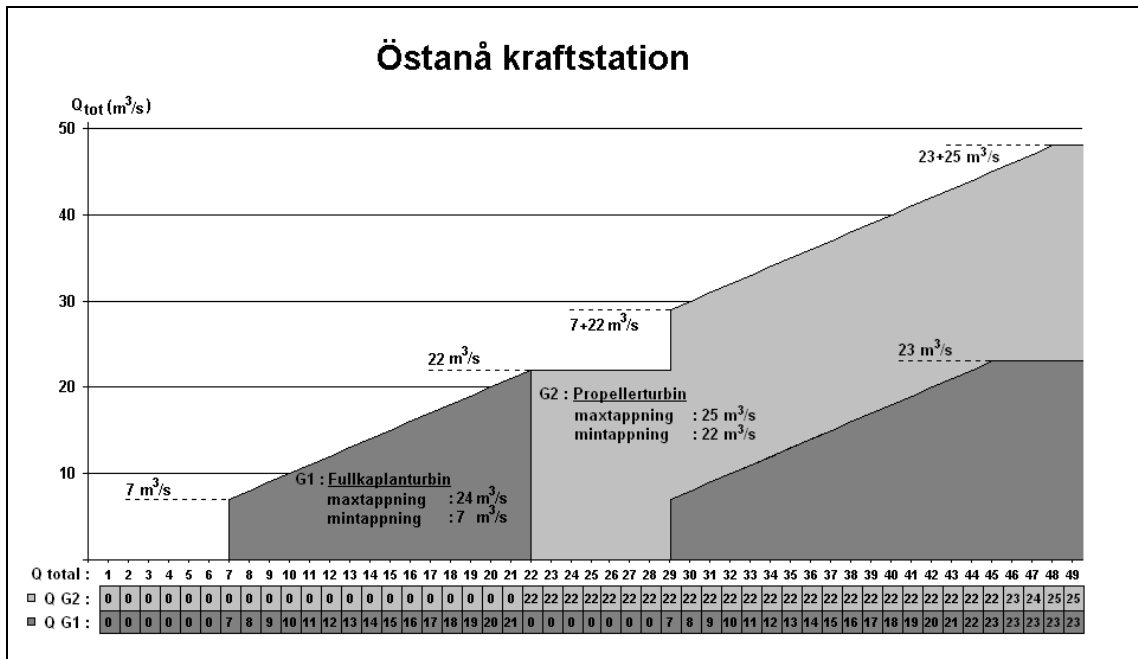
För varje kraftstation, med ett eller två aggregat, ska flödesfördelningen bestämmas. Flödet $Q_{i,t}^g$ varierar kraftigt beroende på behovet av el och vattentillgången i kraftstationerna. Allt oftare under de senaste åren har bristen på vatten varit så stor att det ibland inte lönat sig att starta upp båda aggregaten, utan endast ett har varit igång och producerat energi m h a den lilla vattenmängd som funnits. I denna situation och i fallet med endast en turbin fördelas alltså allt vatten till denna enda turbin. I fallet med större vattenflöde och två turbinaggregat blir situationen mera komplicerad och $Q_{i,t}^g$ bestäms då av ett schema för fördelningen av flödet mellan aggregat G1 och G2 så att körningen blir optimal. Det gäller alltså att kombinera verkningsgrad, maxeffekt och energiproduktion för att få bästa möjliga utfall.

Flödesfördelningen i detta arbete är hämtad direkt ur ett tidigare examensarbete ([1]) och bygger på att kraftstationen hela tiden ska köras på bästa möjliga verkningsgrad. Detaljnivån på flödet har där valts till heltal vilket inneburit vissa avrundningar av indata. I figur 3.2 nedan beskrivs hur flödesfördelningen ser ut för Njura kraftverk, som består av två fullkaplanturbiner.



Figur 3.2: Flödesfördelningen i Njura kraftstation, som består av två fullkaplanturbiner.

På motsvarande sätt är flödesfördelningen i Östanå kraftstation, som består av en fullkaplanturbin och en propellerkaplanturbin, enligt figur 3.3.

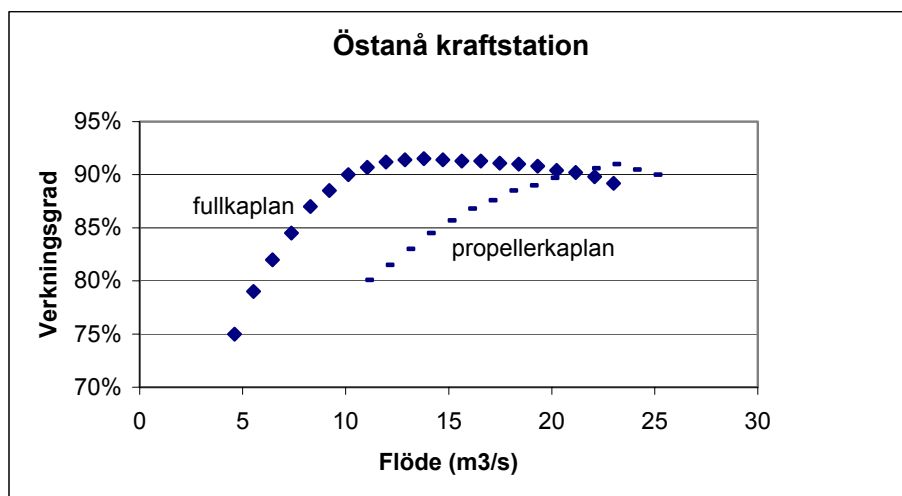


Figur 3.3: Flödesfördelningen i Östanå kraftstation, som består av en fullkaplanturbin och en propellerkaplanturbin.

3.2.4 Verkningsgradskurvor

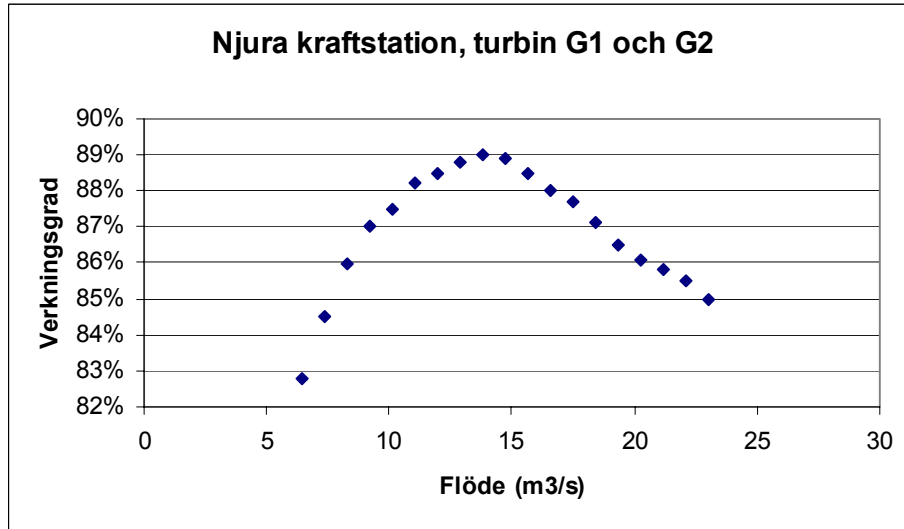
Av de fjorton turbinerna i kraftstationerna nedströms Osbysjön är tio fullkaplanturbiner, där alltså ledskenor och löphjulskovlar är reglerbara. Resterande fyra turbiner är av propellerkaplantyp. I fullkaplanturbinerna ska turbinpådraget (d v s flödet genom turbinen), ledskenornas öppning och vinkeln på löphjulskovlarna kombineras så att högsta möjliga verkningsgrad uppnås. Denna kombinerings sköts med automatik och är baserad på de modelldata som turbintillverkaren fastställt genom olika prover. En verifiering av tillverkarens data görs vid drifttagningen av en station genom att ett fullständigt turbinprov utförs. Med jämna mellanrum görs sedan kombineringsprov för att se till att aggregatet hela tiden jobbar på ett optimalt sätt då mekanik och material är levande och egenskaperna ändras med tiden.

Vid en jämförelse av verkningsgradskurvorna mellan en fullkaplan- och en propellerkaplanturbin ser vi i figur 3.4 att fullkaplanen har en hög verkningsgrad för ett stort antal driftpunkter medan propellerkaplanen har en mycket spetsig kurva med ett högt maxvärde för endast ett specifikt flöde.



Figur 3.4: Verkningsgradskurvan för fullkaplanturbinen respektive propellerkaplanturbinen i Östanå kraftstation.

Under arbetets gång kommer Njura kraftstation att följas och vara exempelstationen i alla steg som ska leda till den kompletta modellen och nedanstående figur 3.5 visar verkningsgradskurvan för Njuras båda fullkaplanturbiner.



Figur 3.5: Verkningsgradskurvan för Njura kraftstations båda fullkaplanturbiner.

3.2.5 Den effektiva flödesfunktionen

Den slutgiltiga målfunktionen, d v s den funktion som ska maximeras, består av en effektiv flödesfunktion multiplicerad med konstanter så att den beskriver intäkter som funktion av flödet och slutligen intäktsavdrag för startkostnader hos aggregaten. Den effektiva flödesfunktionen är produkten av en turbins flöde $Q_{i,t}^g$ och dess verkningsgrad $\eta_i^g(Q_{i,t}^g)$ samt konstanter. Den effektiva flödesfunktionen i aggregat g i kraftstation i under tidsperioden t är $Q_{i,t}^g \cdot \eta_i^g(Q_{i,t}^g)$. Mer om detta i avsnitt 4.1.1.

3.2.6 Startkostnaden

Det som nu återstår är att bygga in kostnader för start och stopp av turbiner i modellen. För att göra detta inför vi binära variabler $u_{i,t}^g$, som anger huruvida turbin g (d v s $G1$ eller $G2$) i kraftverk i är igång i tidsperiod t . En binär variabel kan endast anta värdena 0 eller 1. Om turbin g i kraftverk i kostar c kronor att startas och stoppas, modelleras startkostnaden enligt

$$c \cdot \max\{u_{i,t}^g - u_{i,t-1}^g, 0\} \quad (3.3)$$

där

$$u_{i,t}^g = \begin{cases} 1, & \text{om turbin } g \text{ i kraftstation } i \text{ är igång under tidsperiod } t, \\ 0, & \text{annars.} \end{cases}$$

Startkostnaden blir c kronor i den eller de tidsperioder t då turbinen startas eftersom då $u_{i,t}^g = 1$ medan $u_{i,t-1}^g = 0$, vilket ger att $\max\{u_{i,t}^g - u_{i,t-1}^g, 0\} = 1$, så att kostnaden är c i den tidsperiod t då aggregat g startas.

3.3 Beskrivning av den kompletta modellen

Längs ett vattendrag ger fallhöjden och vattenflödet upphov till en natureffekt vars storlek är

$$P_n = g \cdot \rho \cdot H_b \cdot Q \quad [\text{W}], \quad (3.4)$$

där g = jordaccelerationen [m/s^2];

ρ = vattnets densitet [kg/m^3];

H_b = bruttofallhöjden [m];

Q = vattenflödet [m^3/s].

I en vattenkraftstation erfordras en vattenväg till och från turbinen vilken kan utgöras av en kanal, tunnel eller tub. I dessa vattenvägar uppkommer förluster i form av friktion, krökar och sektionsändringar. Dessa förluster och andra fallhöjdsförluster kallas fallförluster, H_f .

Nettofallhöjden som turbinaggregatet kan tillgodogöra sig blir således

$$h = H_b - H_f \quad [\text{m}], \quad (3.5)$$

och uttrycket för den i turbinen erhållna effekten beskrivs av

$$P = g \cdot \rho \cdot h \cdot Q \cdot \eta(Q) \quad [\text{W}], \quad (3.6)$$

där till skillnad från uttrycket för natureffekten ytterligare en faktor finns med, nämligen kraftstationens verkningsgrad η . För turbinen, generatoren och transformatorn kan specificeras verkningsgrader och då dessa multipliceras med varandra fås stationens totala verkningsgrad. I detta arbete bortses från förlusterna i generator, transformator och andra komponenter och all fokus ligger därmed på turbinens verkningsgrad.

I våra beräkningar används överslagsräkningar, där värdet på gravitation respektive vattnets densitet sätts till

$$g = 9,82 \text{ [m/s}^2\text{]};$$

$$\rho = 1000 \text{ [kg/m}^3\text{]};$$

vilket ger effektekvationen

$$P = 9,82 \cdot 1000 \cdot h \cdot Q \cdot \eta \text{ [W]} = \left\{ \frac{1000}{102} \approx 9,82 \right\} = \frac{h(Q) \cdot Q \cdot \eta(Q)}{102} \text{ [MW]}. \quad (3.7)$$

Täljarens tre faktorer beror korsvis av varandra. Både nettofallhöjden och verkningsgraden är flödesberoende medan flödet är beroende av tiden. Fallhöjdens flödesberoende är svår att modellera och kräver omfattande mätningar, vilka tar mycket tid och resurser. Detta

flödesberoende är därför borttaget i denna modell och i beräkningarna används en konstant, h_i , för fallhöjden i varje kraftstation. Förhållandet mellan verkningsgrad och flöde är däremot bättre dokumenterat då turbintillverkare genom modellprover specificerar turbinens verkningsgrad. Flödet varierar med tiden och bestäms ur den sk vattenbalans ekvationen (se ekvation 3.2).

Den energi som ett kraftverk producerar under en viss tid är

$$E = P \cdot t_p \quad [\text{MWh}], \quad (3.8)$$

där $P = \text{effekt} \quad [\text{MW}];$
 $t_p = \text{tid} \quad [\text{h}].$

Energi anges ofta i MWh men även med andra prefix, t ex kWh, GWh och TWh, beroende på energins storleksordning.

I detta arbete är det intressant att veta hur mycket energi samtliga kraftstationer längs ett vattendrag producerar. Om vi har en planeringsperiod indelad i tidsperioderna $t = 1, \dots, T$, kraftverken indexerade med $i \in I$, och vart och ett av dessa kraftverk i har en mängd turbiner G_i , fås den totala energiproduktionen som

$$E = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} \sum_{g \in G_i} \frac{h_i \cdot Q_{i,t}^g \cdot \eta_i^g(Q_{i,t}^g)}{102} \cdot t_p \quad [\text{MWh}]. \quad (3.9)$$

Om elpriset, σ_t [kr/MWh], är givet för tidsperioden t och det ekonomiska utfallet för en planeringsperiod T ska maximeras, fås följande målfunktion:

$$\text{maximera} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} \sum_{g \in G_i} (\sigma_t \cdot \frac{h_i \cdot Q_{i,t}^g \cdot \eta_i^g(Q_{i,t}^g)}{102} \cdot t_p) \quad [\text{kr}]. \quad (3.10)$$

Slutligen ska startkostnaderna för turbinerna vara med i målfunktionen. Dessa kostnader ska minimeras och subtraheras därför från kraftstationernas produktionsintäkt. Målfunktionen får nu följande utseende:

$$\text{maximera} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} \sum_{g \in G_i} (\sigma_t \cdot \frac{h_i \cdot Q_{i,t}^g \cdot \eta_i^g(Q_{i,t}^g)}{102} \cdot t_p - c \cdot \max\{u_{i,t}^g - u_{i,t-1}^g, 0\}) \quad [\text{kr}], \quad (3.11)$$

och den grundläggande modellen är nu komplett.

4. En implementering av modellen

Modellen som beskrevs i föregående avsnitt är en matematiskt korrekt beskrivning av driftoptimeringsproblemet men för att kunna lösa den måste några hjälpvariabler införas och lineariseringar göras. Detta kapitel beskriver hur och varför dessa förändringar görs.

4.1 Hjälpvariabler

För att kunna beskriva modellen med enbart linjära ekvationer och olikheter och undvika icke-linjära samband behöver vi införa hjälpvariabler i startkostnadsfunktionen och för flödesfördelningen. Vi kommer att använda binära och kontinuerliga hjälpvariabler för att beskriva flödesfördelningen medan det för startkostnaden endast är nödvändigt att införa binära variabler. Båda fallen fungerar på liknande sätt men med den skillnaden att flödesfördelningen kommer att maximeras medan startkostnaden minimeras (denna är en negativ term i målfunktionen, som ska maximeras; se Appendix under Optimeringslära).

4.1.1 Flödesfördelningen

Flödesfördelningen är enkel i enaggregatsstationerna Genastorp och Torsebro och i övriga stationer i de fall då endast ett av stationens två aggregat är igång, i vilket fall allt flöde passerar genom denna enda turbin. Problematiken uppstår när två turbiner ska dela på samma flöde eftersom flödesfördelningen är diskontinuerlig. Detta löser vi genom att som tidigare låta $Q_{i,t}^{G1}$ och $Q_{i,t}^{G2}$ vara flödet genom turbin $G1$ respektive $G2$ i station i under tidsperiod t . Vi definierar för varje $i \in I$ och $t = 1, \dots, T$

$$\sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t} = \sum_{k=1}^K q_{i,t}^k, \quad (4.1)$$

där variablerna $q_{i,t}^k$ begränsas enligt

$$\begin{aligned} (r_i^{k+1} - r_i^k) \cdot z_{i,t}^{k+1} &\leq q_{i,t}^k \leq (r_i^{k+1} - r_i^k) \cdot z_{i,t}^k, \quad k = 1, \dots, K-1, \\ 0 &\leq q_{i,t}^K \leq M \cdot z_{i,t}^K, \end{aligned} \quad (4.2)$$

och $z_{i,t}^k$ är binära variabler enligt

$$z_{i,t}^k \in \{0,1\}, \quad k = 1, \dots, K. \quad (4.3)$$

Vidare är

r_i^k = brytpunkter i flödet där flödesfördelningen ändras ”olinjärt” och eventuellt diskontinuerligt,

$q_{i,t}^k$ = den del av det totala flödet $\sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t}$ som befinner sig mellan

brytpunkterna r_i^k och r_i^{k+1} ,

$z_{i,t}^k$ = en binär variabel som anger mellan vilka brytpunkter det totala flödet

$\sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t}$ ligger,

$s_{i,t}$ = spillvattnet i kraftstation i under tidsperiod t , samt

M = ett mycket stort positivt tal.

Vi kommer att sätta M till något som är större än det största tillåtna flödet, för säkerhets skull till ungefär tio gånger över deras maximala flöde. En diskontinuerlig förändring av flödesfördelningen i en turbin innebär att flödet gör ett ”hopp”, som t ex vid totala flödet $7 \text{ m}^3/\text{s}$ i figur 3.2 och figur 3.3 då flödet i turbin $G1$ ökas från 0 till $7 \text{ m}^3/\text{s}$. En ”olinjär” förändring av flödet sker t ex vid totala flödet $26 \text{ m}^3/\text{s}$ i figur 3.2.

Flödet genom en turbin kan nu uttryckas m h a binära och kontinuerliga variabler, $z_{i,t}^k$ och $q_{i,t}^k$, som

$$Q_{i,t}^g = \sum_{k=1}^K (\psi_i^{g,k} \cdot z_{i,t}^k + \kappa_i^{g,k} \cdot q_{i,t}^k), \quad (4.4)$$

där $\psi_i^{g,k}$ och $\kappa_i^{g,k}$ är konstanter som är oberoende av tidsperiod t . Spillvattnet ges av

$$\begin{aligned} s_{i,t} &= \sum_{k=1}^K q_{i,t}^k - Q_{i,t}^{G1} - Q_{i,t}^{G2} \\ &= \sum_{k=1}^K (-[\psi_i^{G1,k} + \psi_i^{G2,k}] \cdot z_{i,t}^k + [1 - \kappa_i^{G1,k} - \kappa_i^{G2,k}] \cdot q_{i,t}^k). \end{aligned} \quad (4.5)$$

Genom att definiera

$$\psi_i^{s,k} = -[\psi_i^{G1,k} + \psi_i^{G2,k}] \quad (4.6)$$

och

$$\kappa_i^{s,k} = 1 - \kappa_i^{G1,k} - \kappa_i^{G2,k} \quad (4.7)$$

erhålls

$$s_{i,t} = \sum_{k=1}^K (\psi_i^{s,k} \cdot z_{i,t}^k + \kappa_i^{s,k} \cdot q_{i,t}^k). \quad (4.8)$$

Exempel

För att illustrera denna matematiska modell av flödesfördelningen implementerar vi den i Njura kraftstation som har två fullkaplanaggregat och en flödesfördelning enligt figur 3.2. I Njura har vi fem brytpunkter där fördelningen är ”olinjär” eller diskontinuerlig vilket ger $k = 1, \dots, 5$. Storleken på konstanterna och flödet i brytpunkterna finns i nedanstående tabell 4.1.

k	r_{NRA}^k	$\psi_{NRA}^{G1,k}$	$\kappa_{NRA}^{G1,k}$	$\psi_{NRA}^{G2,k}$	$\kappa_{NRA}^{G2,k}$	$\psi_{NRA}^{s,k}$	$\kappa_{NRA}^{s,k}$
1	0	0	0	0	0	0	1
2	7	7	1	0	0	-7	0
3	20	-7	0	7	1	0	0
4	26	0	$\frac{1}{2}$	0	$\frac{1}{2}$	0	0
5	46	0	0	0	0	0	1

Tabell 4.1: Konstanter i den matematiska modellen av flödesfördelningen för Njura kraftstation ($i = NRA$).

vilket medför att

$$Q_{i,t}^{G1} = 7z_{i,t}^2 + q_{i,t}^2 - 7z_{i,t}^3 + \frac{1}{2}q_{i,t}^4; \quad (4.9)$$

$$Q_{i,t}^{G2} = 7z_{i,t}^3 + q_{i,t}^3 + \frac{1}{2}q_{i,t}^4; \quad (4.10)$$

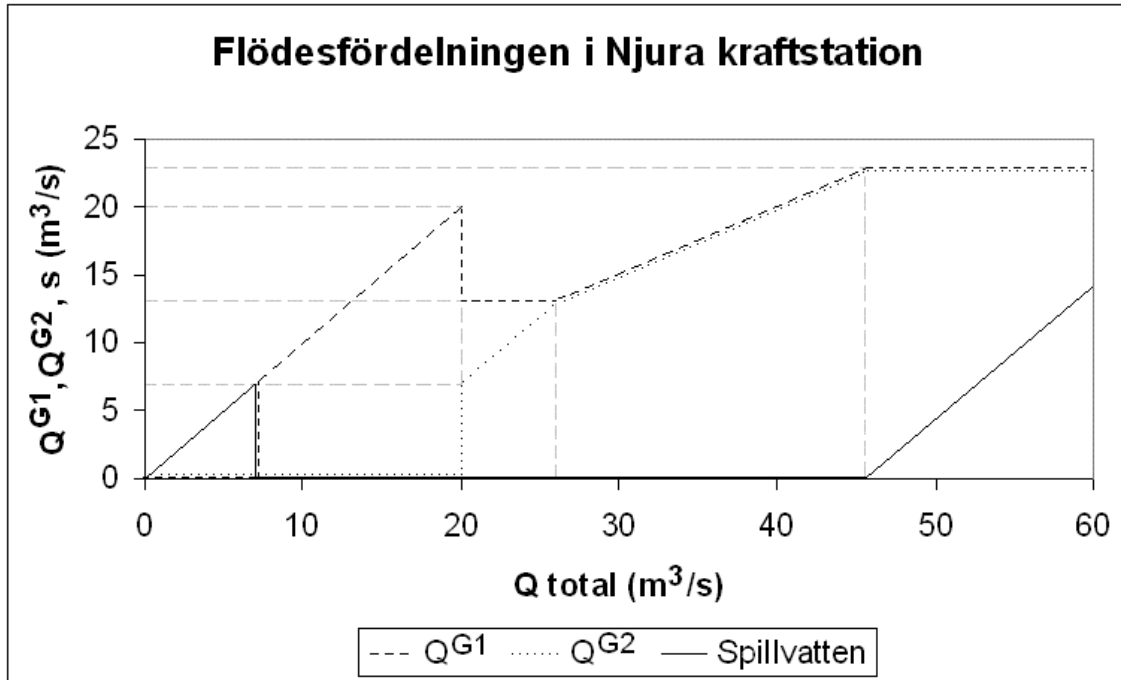
$$s_{i,t} = q_{i,t}^1 - 7z_{i,t}^2 + q_{i,t}^5; \quad (4.11)$$

och

$$7z_{i,t}^2 \leq q_{i,t}^1 \leq 7z_{i,t}^1, \quad 13z_{i,t}^3 \leq q_{i,t}^2 \leq 13z_{i,t}^2, \quad 6z_{i,t}^4 \leq q_{i,t}^3 \leq 6z_{i,t}^3, \quad (4.12)$$

$$20z_{i,t}^5 \leq q_{i,t}^4 \leq 20z_{i,t}^4, \quad 0 \leq q_{i,t}^5 \leq 500z_{i,t}^5, \quad z_{i,t}^k \in \{0,1\}, \quad k = 1, \dots, 5.$$

Flödesfördelningen i Njura kraftstation visas schematiskt i figur 4.1.



Figur 4.1: Schematisk bild över flödesfördelningen i Njura kraftstation

4.1.2 Startkostnaden

I föregående kapitel infördes en startkostnad $c \cdot \max\{u_{i,t}^g - u_{i,t-1}^g, 0\}$ (se ekvation 3.3), som beskriver kostnaden att starta och stoppa turbin g i kraftstation i . Maxoperatoren kan elimineras med hjälp av en binär hjälpvariabel, $\theta_{i,t}^g$, och två olikhetsvillkor; låt

$$\theta_{i,t}^g = \begin{cases} 1, & \text{om turbin } g \text{ i kraftstation } i \text{ startas i början av tidsperiod } t \\ 0, & \text{annars.} \end{cases}$$

Startkostnadsfunktionen kan då skrivas som

$$c \cdot \theta_{i,t}^g, \quad (4.13)$$

där

$$\theta_{i,t}^g \geq 0; \quad (4.14)$$

$$\theta_{i,t}^g \geq u_{i,t}^g - u_{i,t-1}^g. \quad (4.15)$$

Eftersom funktionen $c \cdot \theta_{i,t}^g$ ska minimeras kommer variabeln $\theta_{i,t}^g$ i en optimallösning endast anta värdena 0 och 1, eftersom $u_{i,t}^g$ -variablerna endast får anta värdena 0 och 1. Detta innebär att vi kan ta bort heltalskraven på $\theta_{i,t}^g$:

$$\theta_{i,t}^g \in \{0,1\} \Rightarrow \theta_{i,t}^g \in [0,1]. \quad (4.16)$$

Denna relaxation är enligt definition ”en förändring av ett problem som innebär att det tillåtna området blir större (får fler tillåtna lösningar), alternativt blir oförändrat” [24]. I det här fallet innebär det också en förenkling av optimeringsproblemet eftersom ett heltalskrav försvinner.

För att koppla ”igång”-variablerna till flödesvariablerna, $Q_{i,t}^g$, behöver vi en beteckning \bar{Q}_i^g för största möjliga flöde genom turbin g i kraftstation i . För t ex Njura kraftverk gäller att $\bar{Q}_i^{G1} = \bar{Q}_i^{G2} = 23$. Om vi inför bivillkoren

$$Q_{i,t}^g \leq \bar{Q}_i^g \cdot u_{i,t}^g, \quad \forall i,t \quad (4.17)$$

så anger vi att inget flöde kan passera turbin g i station i under tidsperiod t utan att turbinen är igång, vilket innebär att den måste startas, vilket i sin tur ger upphov till en startkostnad enligt ovan.

4.2 Linearisering av den effektiva flödesfunktionen

Utgångspunkten för modellen i detta examensarbete är uttrycket för turbinens erhållna effekt (ekvation 3.6):

$$P = g \cdot \rho \cdot h \cdot Q \cdot \eta(Q) \quad [\text{W}],$$

där g = jordaccelerationen [m/s^2];
 ρ = vattnets densitet [kg/m^3];
 h = bruttofallhöjden [m];
 Q = vattenflödet [m^3/s];
 η = turbinens verkningsgrad vid ett visst flöde Q .

Denna ekvation kan skrivas som

$$P(Q) = \alpha \cdot \beta(Q), \quad (4.18)$$

där $\alpha = g \cdot \rho \cdot h$ är en konstant och $\beta(Q) = Q \cdot \eta(Q)$ är den effektiva flödesfunktionen. För en turbin g i kraftstation i har vi i tidsperiod t den effektiva flödesfunktionen

$$\beta_i^g(Q_{i,t}^g) = Q_{i,t}^g \cdot \eta_i^g(Q_{i,t}^g), \quad (4.19)$$

som approximativt kan sägas vara en styckvis linjär funktion. Funktionen

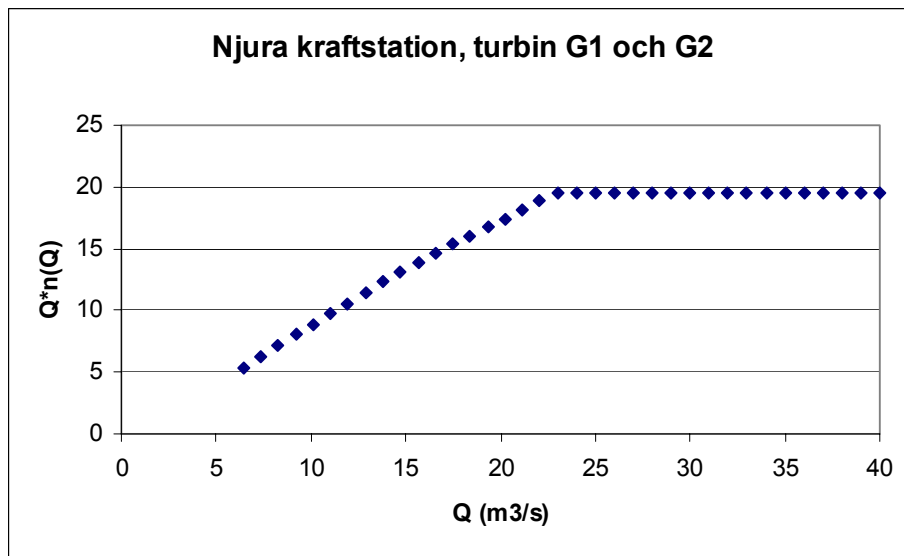
$$\min_{j=1,\dots,J} \{ \gamma_i^{g,j} \cdot Q_{i,t}^g + \delta_i^{g,j} \} \quad (4.20)$$

där $\gamma_i^{g,j}$ och $\delta_i^{g,j}$ är konstanter och J antalet segment i funktionen, är styckvis linjär, kontinuerlig och konkv. Om vi låter $\beta_{i,t}^g$ vara en kontinuerlig variabel och istället inför olikhetsvillkoren

$$\beta_{i,t}^g \leq \gamma_i^{g,j} \cdot Q_{i,t}^g + \delta_i^{g,j}, \quad j=1,\dots,J, \quad (4.21)$$

så kommer vid maximering av $\beta_{i,t}^g$, sambandet $\beta_{i,t}^g = \min_{j=1,\dots,J} \{\gamma_i^{g,j} \cdot Q_{i,t}^g + \delta_i^{g,j}\}$ att uppfyllas.

Den effektiva flödesfunktionen $\beta_i^g(Q_i^g)$ ska bestämmas för varje turbin och p g a att några stationer endast har ett aggregat och att några har två identiska aggregat ger detta oss tio olika effektiva flödesfunktioner. För t ex Njura kraftstation, som består av två likadana fullkaplanturbiner med en utbyggnadsvattenföring på vardera 23 m³/s, ser den effektiva flödesfunktionen ut som i figur 4.2.

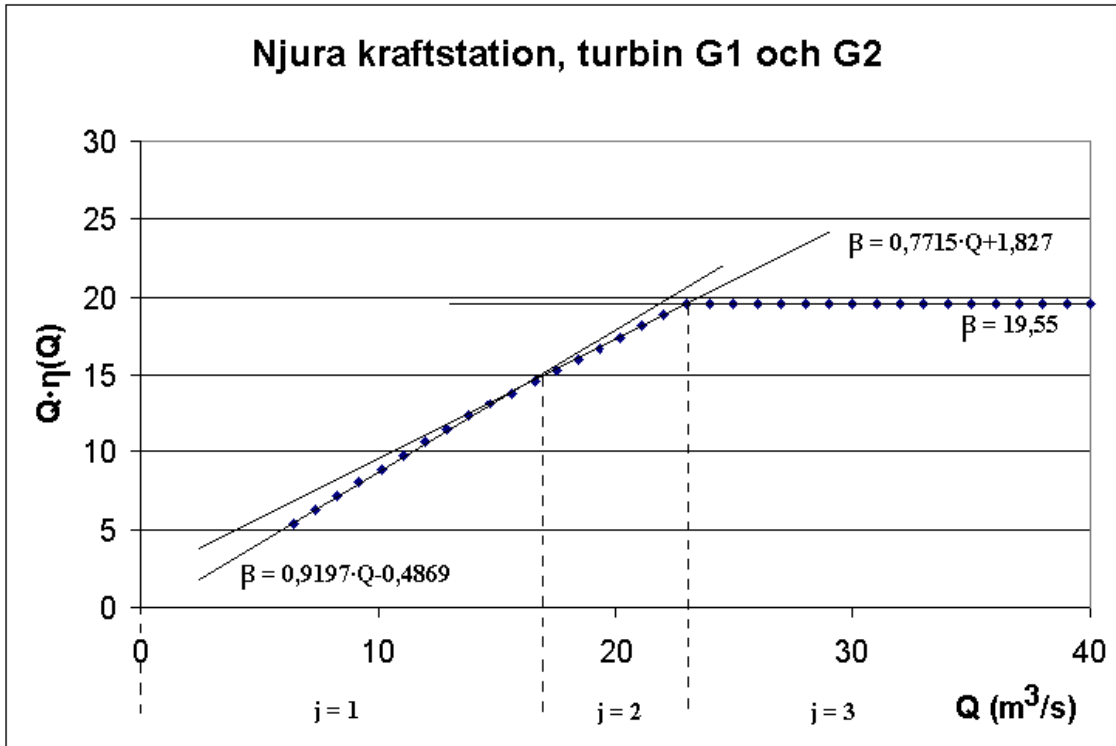


Figur 4.2: Den effektiva flödesfunktionen β för såväl turbin G1 som G2 i Njura kraftstation.

Som vi ser i figuren ovan kan det vara rimligt att dela in funktionen i tre linjära segment, d v s att $J=3$, vilket ger oss tre styckvis linjära funktioner. Lineariseringen är gjord i Excel som beräknar anpassningen m h a minsta kvadratmetoden för en linje som representeras av $y = k \cdot x + m$, där k är linjens lutning och m är skärningspunkten med y-axeln. Lineariseringen gav oss följande lösning för Njura kraftstations båda turbiner:

$$\left[\gamma_{NRA}^{g,j} \right]_{j=1}^3 = \begin{bmatrix} 0,9197 \\ 0,7715 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ och } \left[\delta_{NRA}^{g,j} \right]_{j=1}^3 = \begin{bmatrix} -0,4869 \\ 1,827 \\ 19,55 \end{bmatrix}. \quad (4.22)$$

Vid en jämförelse mellan de verkliga punkterna och denna linearisering ser vi i figur 4.3 att approximationen är bra.



Figur 4.3: Linearisering av den effektiva flödesfunktionen i Njura kraftstations två fullkaplanturbiner.

Samtliga effektiva flödesfunktioner är konkava funktioner. Maximering av en konkav funktion under linjära bivillkor bildar ett konvext problem och är ur optimeringssynpunkt relativt lätt att lösa. I ett konvext problem är varje lokalt optimum även ett globalt optimum. Definitionerna och de matematiska tolkningarna av ovan beskrivna begrepp finns samlade under Grundläggande konvexitetsteori i Appendix.

4.3 Kompletta modell

Nu återstår att sätta ihop målfunktionen och bivillkoren till en komplett matematisk modell. Variablerna i modellen är $Q_{i,t}^g$, $\beta_{i,t}^g$, $\theta_{i,t}^g$, $u_{i,t}^g$, $v_{i,t}$, $s_{i,t}$, $q_{i,t}^k$ samt $z_{i,t}^k$. Vi har som målfunktion

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} \sum_{g \in G_i} \left(\sigma_t \cdot \frac{h_i \cdot \beta_{i,t}^g}{102} \cdot t_p - c \cdot \theta_{i,t}^g \right),$$

där $t = 1, \dots, T$ är tidsindelningen, $i \in I$ indexerar kraftverken, $g \in G_i$ står för aggregat g ($G1$ eller $G2$) i kraftverk i och vi har som bivillkor

$$\beta_{i,t}^g \leq \gamma_i^{g,j} \cdot Q_{i,t}^g + \delta_i^{g,j}, \quad j = 1, \dots, J;$$

$$\theta_{i,t}^g \geq 0, \quad \theta_{i,t}^g \geq u_{i,t}^g - u_{i,t-1}^g, \quad u_{i,t}^g \in \{0, 1\}.$$

$$Q_{i,t}^g \leq \bar{Q}_i^g \cdot u_{i,t}^g \quad \text{samt} \quad \underline{v}_i \leq v_{i,t} \leq \bar{v}_i.$$

Flödet $Q_{i,t}^g$ ges av vattenbalanskvationen

$$v_{i,t} = v_{i,t-1} - \left(\sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t} - w_{i,t} \right) \cdot t_s + \left(\sum_{g \in G_i} Q_{i-1,t-\tau_i}^g + s_{i-1,t-\tau_i} \right) \cdot t_s,$$

där t_s är en tidskonstant, dammnivåerna, $v_{i,t}$, i den första tidsperioden är givna, samt mellantillrinningarna, $w_{i,t}$, är givna. Alla flödes- och spillvariabler är icke-negativa, och för Torsebro gäller dessutom att spillet måste vara minst $2 \text{ m}^3/\text{s}$;

$$Q_{i,t}^g, s_{i,t} \geq 0, \quad s_{TBO,t} \geq 2.$$

Det totala flödet som passerar station i skrivs som summan av flödena i de olika flödesintervallen;

$$\sum_{g \in G_i} Q_{i,t}^g + s_{i,t} = \sum_{k=1}^K q_{i,t}^k,$$

där

$$(r_i^{k+1} - r_i^k) \cdot z_{i,t}^{k+1} \leq q_{i,t}^k \leq (r_i^{k+1} - r_i^k) \cdot z_{i,t}^k, \quad k = 1, \dots, K-1;$$

$$0 \leq q_{i,t}^K \leq M \cdot z_{i,t}^K;$$

$$z_{i,t}^k \in \{0,1\}, \quad k = 1, \dots, K;$$

Schemat för flödesfördelningen ger flödet genom turbin g i kraftstation i som

$$Q_{i,t}^g = \sum_{k=1}^K (\psi_i^{g,k} \cdot z_{i,t}^k + \kappa_i^{g,k} \cdot q_{i,t}^k)$$

samt spillflödet

$$s_{i,t} = \sum_{k=1}^K (\psi_i^{s,k} \cdot z_{i,t}^k + \kappa_i^{s,k} \cdot q_{i,t}^k).$$

4.4 Analys

Optimeringsmodellen för att lösa problematiken kring driftoptimering av en mängd sammankopplade vattenkraftverk är nu komplett och det som återstår är att lösa modellen. Liksom min modell ger optimeringstillämpningar ofta upphov till mycket stora modeller och datamängder och det är i praktiken omöjligt att analysera och lösa dessa utan tillgång till effektiva beräkningsprogramvara. Antalet möjliga lösningar i problemställningen är mycket stort och det krävs att man utnyttjar speciella optimeringsmetoder för att finna den bästa lösningen.

Driftoptimeringsmodellen innehåller nu endast linjära samband samt heltalskrav på vissa variabler, vilket gör modellen lösbar. Heltalsprogrammering skiljer sig från linjärprogrammering och icke-linjär programmering i det att man behandlar problem med diskreta variabler eller heltalsvariabler istället för problem med enbart kontinuerliga variabler. Det betyder att alla eller vissa variabler endast får anta vissa, diskreta värden. Detta gör problemen betydligt svårare att lösa.

5. Numeriska experiment

Optimeringsmodellen som har tagits fram i detta examensarbete är implementerat i modelleringspråket AMPL. Detta språk är en programvara som erbjuder en syntax som liknar det sätt man normalt använder för att matematiskt beskriva ett optimeringsproblem och som är designat för att effektivt kunna hantera stora problem. För att sedan lösa modellen används lösaren CPLEX som är integrerad med AMPL och är en av de bästa lösarna för linjära heltalsproblem som finns på marknaden.. Programvarorna når jag genom att koppla upp mig mot servern persephone på Matematiskt Centrum på Chalmers och uppkopplingen sker m h a ssh-klienten SecureCRT.

Målet med denna del av examensarbetet var att kunna planera en veckas körning av en mängd sammankopplade kraftstationer och ur denna få största möjliga ekonomiska utfall. Det visade sig dock att antalet heltalsvariabler i modellen blev för stort och att lösa endast fem timmars planerad körning tog över fyra timmar för datorn att lösa. Komplexiteten hos algoritmen ökar inte proportionellt med antalet parametrar utan relationen mellan lösningstiden och antalet heltalsvariabler n i modellen kan vara så stor som 2^n , vilket gör att lösningstiden snabbt växer till ofantlig längd.

I detta kapitel redovisas resultaten av de numeriska experiment som genomförts. Vidare görs en utvärdering av tillförlitligheten av använda data, testkörningar med ändrade inparametrar och slutligen en analys av resultatet.

5.1 Syfte

Med optimeringsmodeller kan verkligheten simuleras, vilket kan ge underlag och riktlinjer för beslut rörande problemställningen. De numeriska experimenten syftar till att jämföra driftcentralens planerade körningar med den körplan modellen i detta arbete frambringar. Körs de små kraftverken på ett optimalt sätt eller finns det annorlunda och mer effektiva sätt att köra kraftverken på? Är dagens sätt att köra kraftverken helt korrekt eller bör driftingenjörerna kanske ändra strategi?

Före 1995 kördes Helgeå enbart efter timpriserna, vilket enkelt kan beskrivas med att kraftstationerna kördes på dagen då priset på el är högt och stod stilla på natten och helgen då elpriserna är lägre. Magasinkurvan i Osbysjöns magasin såg alltså ut som en sågtand under veckodagarna och steg sedan under helgen för att vara proppfull måndag morgon klockan sex. Under 1995 började det så räknas på vad det kan tänkas kosta att starta och stoppa ett turbinaggregat och resultatet visade att så kallad blockkörning är ekonomisk lönsamt. Detta innebär att stationerna körs så länge det finns vatten i magasinet och sedan står stilla tills det är fullt igen.

Helgeå kan både köras som ett vattendrag med enbart strömkraftverk och regleras men båda fallen har vid tillrinningar mellan cirka $20 \text{ m}^3/\text{s}$ och $34 \text{ m}^3/\text{s}$ i Genastorp tillämpningsbegränsningar i form av vattendomar, hög mellantillrinning och liten reglerhöjd. En annan begränsning är de fyra stelopererade aggregaten i stationerna i Östanå, Emsfors respektive Knislinge, och för att slippa störningar och spill tenderar driftcentralen att undvika flödesområdet $20\text{--}33 \text{ m}^3/\text{s}$. Detta görs genom att t ex köra Genastorp med $34 \text{ m}^3/\text{s}$ tills magasinet är tomt för att därefter övergå till cirka $17 \text{ m}^3/\text{s}$ tills dämningensgränsen är nådd och då återgå till $34 \text{ m}^3/\text{s}$ och så vidare.

I dagens samhälle har det blivit allt viktigare för företag att öka sina intäkter och minska kostnaderna, för att överhuvudtaget kunna leva vidare. Sydkraft Vattenkraft AB:s interna utredningar har visat att ekonomisk optimering av vattenkraftproduktionen har blivit allt viktigare. De största kraftverken, som räknas till 21 stycken, står för 75 % av det rörliga täckningsbidraget som är till kraftverket knutna intäkter minus kostnader. Detta visar att de mindre kraftverken, t ex de nedströms Osbyjön i Helgeå, ger ett litet täckningsbidrag, d v s kostnaderna är stora i förhållande till dess intäkter. Ett sätt för dessa små kraftverk att minska kostnaderna är att försöka göra driftplaneringen datoriserad, att istället för att manuellt planera kommande veckas drift låta en dator göra jobbet. Modellen i detta examensarbete kan vara ett förstadium till framtidens datoriserade driftplanering?

5.2 Tillförlitligheten hos indata

När man ska använda optimeringslära och optimeringsmodeller för att analysera en problemställning och lösa ett beslutsproblem i en given tillämpning är en av förutsättningarna att de indata som används är tillförlitliga. Är inte dessa data verklighetstroga kan ju inte heller resultatet bli det.

En viktig parameter i optimeringsmodellen är volymen i respektive kraftstations magasin eller åfåra. Mängden vatten som kan användas till kraftproduktion eller lagras för senare användning spelar en central roll i modellen. Magasinvolymen för de fem kraftverk som ligger i anslutning till ett magasin är hämtad från Kraftindustrins gemensamma dammregister och får betraktas som relativt trovärdiga. Utrymmet framför övriga tre kraftverk anses endast bestå av en åfåra och reglervolymer i dessa ”magasin” är uppmätt m h a en karta. Åfårans uppmätta längd och bredd multipliceras med den av vattendomen bestämda reglerhöjden, vilket ger en uppskattad reglervolym för dessa magasin. Detta är en grov uppskattning och tillförlitligheten i dessa data kan diskuteras.

Värdena på tillrinningen och mellantillrinningen jag använder i modellen för vecka 44 är framräknade enligt ekvation (3.1) i avsnitt 3.1.5. I denna ekvation behövs tillgång till det totala flödet genom en station, dess magasins kapacitet och den övre vattenytans läge. Magasinkapaciteten är tillgänglig i Kraftindustrins gemensamma dammregister medan det totala flödet och vattenytans läge finns tillgänglig i driftcentralens databas. Problemet är att det inte finns data för alla stationer och att de data som finns inte alltid är tillförlitliga. De data som gäller kraftverken i Helgeå är tagna ur driftcentralens databas och är timbaserade. Övervakningen och uppmätningen av data sker på tre olika sätt; ”online”, uppringda eller larmsändarövervakade, vilket både kvantitativt och kvalitativt ger varierande värden. För stationerna GTP, NRA, BBY, NLV och TBO, som är ”online”, finns väl dokumenterade och pålitliga data. De uppringda stationerna, ÖNÅ och EMS, har sämre upplösning på värdena

och färre mätningar, medan KLE, som är larmsändarövervakad, inte finns med i driftdatorsystemet överhuvudtaget. Många av värdena i driftcentralens databas är inte absoluta mätvärden utan är beräknade utifrån bl a intagsluckans respektive spilluckans öppningsvinklar, turbineffekt, magasinkapacitet och fallhöjd. Dessa beräkningar görs i driftdatorsystemet och storleken på felen är svåra att uppskatta.

Verkningsgradkurvorna i detta arbete är plockade direkt från ett tidigare examensarbete, referens [1]. För en del av stationerna finns information om verkningsgraden från väl genomförda och dokumenterade turbinprov medan den för andra endast finns gömd i andra typer av kurvor och diagram, vilket ger en viss osäkerhet i indata. I de fall där informationen funnits indirekt är den önskade informationen manuellt extraherad och uppförd på ett standardiserat sätt. All dokumentation som är underlag för framtagandet av kurvorna har funnits i Sydkraft Vattenkrafts egna arkiv. Det är svårt att utvärdera hur stor tillit som ska tillskrivas de befintliga kurvorna med hänsyn till att de är framtagna för många år sedan, i vissa fall 35–40 år sedan. Efter att författaren till det tidigare examensarbetet diskuterat frågan med sakkunniga blev slutsatsen och antagandet att den befintliga informationen ger bäst fingervisning om verkningsgradsnivåerna för turbinerna och ska ligga till grund för beräkningarna [1]. Examensarbetaren använde i sina beräkningar det relativa flödet, vilket gjorde att jag, för att få det aktuella flödet $Q_{i,t}^g$ fick multiplicera det relativa flödet med turbinens utbyggnadsvattenföring enligt tabell 1.1.

Även flödesfördelningen i min optimeringsmodell är plockad direkt ur detta tidigare examensarbete [1], där detaljnivån på flödet har valts till heltal vilket inneburit vissa avrundningar i indata. Fördelningen mellan turbinerna är beräknade för att kraftstationen hela tiden ska köras på bästa verkningsgrad och förutsättningen att detta ska bli korrekt är att verkningsgradskurvorna är tillförlitliga, vilket dem enligt sakkunniga anses vara.

Fallhöjden är endast en konstant i modellen trots att den i allra högsta grad är en flödesberoende variabel. De tabellerade värdena för nettofallhöjden som används i beräkningarna är hämtade från ett tidigare examensarbete ([1]) om Helgeå och hur tillförlitliga dessa är är svårt att svara på. Värdena på brutto- och nettofallhöjderna i kraftstationerna är olika beroende på var man tittar. Dessa data finns tillgängliga i många olika dokument och beroende på mätmetod och tidpunkt tabelleras självklart olika värden.

Som jag tidigare berättat får driftcentralen i Laholm prisprognosen för kommande vecka med timupplösning från SETAB. Men denna timprognos är baserad på dygnsprognoser som m h a en planerares erfarenhet och timprofiler från priskurvan den senaste veckan räknas om till timpriser. Hur väl dessa framräknade timpriser stämmer överens med verkligt pris har inte utvärderats men hydrolog Stefan Söderberg konstaterar att dygnspriserna fångar riktningen på prisutvecklingen väl men att nivåprecisionen varierar en del. Ett projekt på SETAB ska så småningom leda fram till att analysavdelningen istället för planerarna ska utföra dessa timprognoser och förhoppningen är att de ska bli ännu bättre [18].

5.3 Justeringar av modellen

Vid alla typer av modellering är det viktigt att validera sin modell och göra en rimlighetskontroll av de värden man får ut. Efter några testkörningar av modellen upptäckte jag att en del felaktigheter uppstått i överföringen mellan den matematiska och

programmerade modellen. Ett fel var att trots inget vatten kördes, d v s $Q_{i,t}^g = 0$, blev målfunktionsvärdet ändå inte 0. Detta berodde på konstruktionen av den effektiva flödesfunktionen, $\beta_i^g(Q_{i,t}^g)$, som för aggregat G2 i Emsfors är positiv och för alla övriga stationers aggregat är negativ då $Q_{i,t}^g = 0$. I t ex Njura kraftstation är, för $j = 1$, $\beta_{NRA,t}^g = 0,9197 \cdot Q_{i,t}^g - 0,4869$, vilket då $Q_{i,t}^g = 0$ ger att $\beta_i^g(Q_{i,t}^g) = -0,4869$. Problemet löstes genom en konstruktion med hjälp av den binära variabeln $z_{i,t}^k$. I exemplet ovan, i avsnitt 4.2.2, är flödet i aggregat G1 i Njura kraftstation $Q_{NRA,t}^{G1} = 0$ då $z_{NJA,t}^2 = 0$ och $Q_{NRA,t}^{G1} \geq 7$ då $z_{NRA,t}^2 = 1$. Detta gör att följande kompensations-term måste införas i målfunktionen:

$$\beta_{NRA,t}^{G1} - (1 - z_{NRA,t}^2) \cdot \delta_{NRA}^{G1,1}, \quad (5.2)$$

som alltså gör att bidraget från den effektiva flödesfunktionen $\beta_{NRA}^{G1}(Q_{NRA,t}^{G1}) = 0$ då $Q_{NRA,t}^{G1} = 0$. I aggregat G1 i Njura kraftstation är det alltså $z_{NRA,t}^2$, d v s $k = 2$, som bestämmer huruvida $Q_{NRA,t}^{G1} = 0$. För att rätt $z_{i,t}^k$ -variabel används för respektive aggregat g införs en vektor, $kk(i,g)$, som anger mellan vilka brytpunkter r_i^k och r_i^{k+1} som aggregat g i kraftstation i är igång (se figur 4.1). Kompensations-termen i det generella fallet blir därför:

$$\beta_{i,t}^g - (1 - z_{i,t}^{kk(i,g)}) \cdot \delta_i^{g,1}. \quad (5.3)$$

Ett annat fel var att då flödet $Q_{i,t}^g = 0$ var ”igång-variablerna” $u_{i,t}^g = 1$ vilket innebär att trots att turbinerna inte kör något vatten är de ändå igång, d v s de går på tomgång. Vid en närmare titt på modellen löstes detta med att ersätta $u_{i,t}^g$ -variablerna med $z_{i,t}^{kk(i,g)}$ -variablerna. Detta är möjligt enligt följande resonemang:

$$\begin{aligned} u_{i,t}^g = 1 &\Leftrightarrow 0 \leq Q_{i,t}^g \leq \bar{Q}_i^g \Leftrightarrow z_{i,t}^{kk(i,g)} = 1; \\ u_{i,t}^g = 0 &\Leftrightarrow Q_{i,t}^g = 0 \Leftrightarrow z_{i,t}^{kk(i,g)} = 0; \\ \Rightarrow u_{i,t}^g &= z_{i,t}^{kk(i,g)}. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Dessutom upptäcktes att det inte finns någon kostnad kopplad till $z_{i,t}^1$ och att denna variabel varken påverkar målfunktionsvärdet eller fyller någon annan funktion. Om $q_{i,t}^1 > 0$ måste $z_{i,t}^1 = 1$ men om $q_{i,t}^1 = 0$ kan antingen $z_{i,t}^1 = 0$ eller $z_{i,t}^1 = 1$, vilket gör att denna variabel kan sättas till 1 och modellen innehåller $I \cdot T$ färre heltalsvariabler.

Vid testkörningar av modellen visade det sig att det i brytpunkterna, r_i^k , i flödesfördelningen finns två lösningar. I fallet Njura kraftstation finns t ex i brytpunkten r_{NRA}^2 , då $Q_{NRA,t}^{G1} + Q_{NRA,t}^{G2} + s_{i,t} = 7 \text{ m}^3/\text{s}$, följande två lösningar:

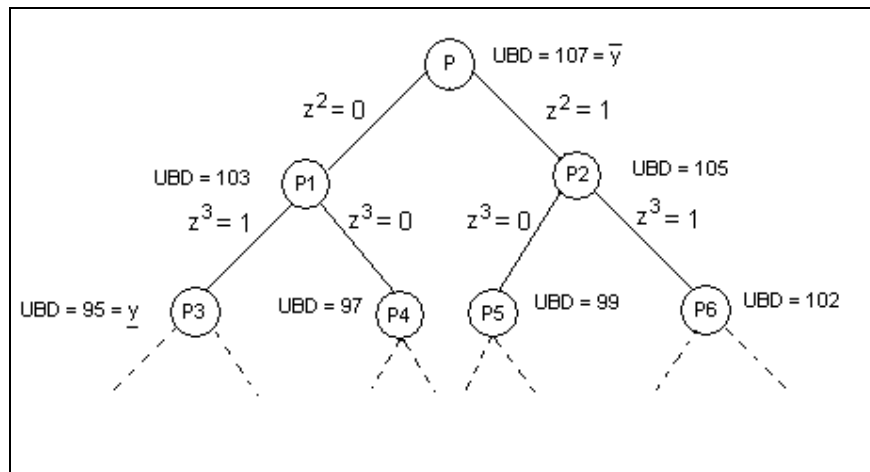
$$\begin{cases} Q_{NRA,t}^{G1} = 7, & Q_{NRA,t}^{G2} = 0, & s_{i,t} = 0; \\ Q_{NRA,t}^{G1} = 0, & Q_{NRA,t}^{G2} = 0, & s_{i,t} = 7. \end{cases} \quad (5.5)$$

Vilken av dessa lösningar som väljs beror på startkostnaden c , om det lönar sig att starta upp aggregatet eller om startkostnaden är så hög att modellen väljer att spilla vattnet istället. Modellen är alltså känslig för värdet på startkostnaden.

Efter denna kontroll av att alla parametrar och variabler uppträder som de ska göra, t ex att start-och-stopp-variabeln $\theta_{i,t}^s$ är 1 i de tidsperioder en turbin startas och 0 i övriga tidsperioder och att $z_{i,t}^k$ - och $q_{i,t}^k$ -variablerna beter sig som förväntat. Allting i modellen verkar nu, efter ovanstående justeringar, fungera precis som den ska.

5.4 Lösningmetod

I optimeringsproblem som innehåller heltalsvariabler, använder CPLEX trädsökningsmetoden (branch-and-bound) för att hitta den optimala lösningen. Denna optimeringsalgoritm räknar upp alla möjliga lösningar genom att successivt dela upp problemet i linjära delproblem. Huvudsyftet är dock att göra en ofullständig uppräknig av de möjliga lösningarna på ett intelligent sätt, så att lösning av de delproblem som inte leder till optimum i så stor utsträckning som möjligt ska undvikas. Proceduren måste göras så säker att det inte finns någon risk att missa optimallösningen. Uppdelningen kan liknas vid ett träd som förgrenar sig nedåt, se figur 5.1.



Figur 5.1: En grafisk beskrivning på trädsökningsmetoden.

Varje nod i trädet innehåller ett linjärt delproblem som ska lösas och sedan, om ingen tillåten lösning hittats, förgrena sig i ytterligare delproblem. Algoritmen börjar alltid med att lösa den översta noden, roten (P-problemet i figur 5.1), vars delproblem är en relaxation av heltalsproblemet, d v s det linjärprogrammeringsproblem som återstår när alla heltalskrav är borttagna. Om denna relaxation har en heltalslösning, är denna den optimala lösningen till heltalsproblemet. Troligtvis innehåller denna första relaxerade lösning något fraktionellt värde

på heltalsvariabler. Någon av dessa fraktionella variabler väljs sedan som förgreningspunkt och två nya delproblem, med snävare gränser för förgreningsvariabeln, uppstår. Om t ex förgreningsvariabeln är binär, kommer den ena grenens delproblem att fixera denna variabel till 0 och i den andra grenen kommer den att fixeras till 1. I trädet är de två nya delproblemen representerade av två nya noder, som är sammankopplade med roten. Mest troligt kommer även dessa delproblem att innehålla fraktionella variabler och förgreningsprocessen upprepas tills heltaliga lösningar hittats i alla grenar.

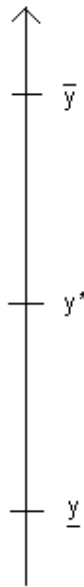
Trädsökningsmetoden för heltalsproblem fungerar alltså så att heltalskraven tas bort, d v s bivillkoren försummas, och ju längre ner i trädet desto fler bivillkor adderas till beräkningarna. I och med att bivillkor försummas ges i maximeringsproblem lösningar vars målfunktionsvärden är större än det optimala värdet, y^* , och denna lösnings värde kallas övre gräns (upper bound, UBD). Denna övre gräns blir lägre ju längre ner i trädet beräkningen kommer, d v s UBD för P1 kan aldrig bli större än P och så vidare. När inga aktiva noder finns kvar och trädet inte kan delas sig mer är CPLEX klar med beräkningarna och skickar över den optimala lösningen, y^* , till AMPL. Observera att y här betecknar det optimala målfunktionsvärdet, icke att blanda ihop med vattennivån y_i i avsnitt 3.1.5.

Det ursprungliga problemet löses genom att trädet avsökes, d v s de skapade noderna undersöks en efter en. När alla bildade delproblem har undersökts och alla grenar i trädet kapats, d v s ingen ytterligare förgrening är intressant, är problemet löst. Det är viktigt att detta sker på ett metodiskt och effektivt sätt. Därför behövs strategier för hur delproblemen ska skapas och i vilken ordning de ska undersökas. För att göra dessa strategier meningsfulla krävs det att de olika delproblemen kan värderas, vilket görs genom att ta fram optimistiska uppskattningar av vilka optimala målfunktionsvärden de olika delproblemen kan ge eller leda fram till. Dessa optimistiska uppskattningar jämförs också med de pessimistiska uppskattningar av det optimala målfunktionsvärdet för det ursprungliga problemet, som fås varje gång en tillåten (d v s heltalig) lösning erhålls. Om en optimistisk uppskattning för ett visst delproblem är sämre än den aktuella pessimistiska uppskattningen, kan delproblemet inte ge en bättre lösning och behöver inte undersökas mer. En nod kan alltså kapas ifall motsvarande delproblem saknar lösning, har en optimallösning som är tillåten i det ursprungliga problemet, d v s är en kandidat till optimal lösning, en pessimistisk uppskattning, eller har ett optimalt målfunktionsvärde, $y^R \leq y$, där y är målfunktionsvärdet hos någon känd tillåten lösning. I inget av dessa tre fall kan en tillåten lösning till det ursprungliga problemet, med ett högre målfunktionsvärde än det bästa kända, återfinnas efter en ytterligare förgrening i nod R och grenen kan alltså kapas.

I min optimeringsmodell visade det sig att antalet heltalsvariabler blev så stort att modellen tog alldeles för lång tid att lösa i CPLEX. Vid testkörningar tog fem timmars (20 tidsperioder) planerad körning över fyra timmar för datorn att lösa och eftersom antalet möjliga noder i trädet ökar exponentiellt som 2^n , där n är antalet heltalsvariabler, är det bara att inse att en optimallösning till en veckas planerad körning, d v s 168 timmar och 672 tidsperioder, inte går att få fram inom rimlig tid. För att få fram en lösning utnyttjade jag ett färdigt kommando i CPLEX, ”mipgap = r2”, som innebär att beräkningarna avslutas då det relativa felet understiger ett tal $r2 = [1 \cdot 10^{-9}, 1]$. Det relativa felet är differensen mellan värdet av den bästa hittills funna övre gränsen och värdet av den bästa hittills funna tillåtna lösningen dividerat med värdet av den bästa hittills funna tillåtna lösningen, d v s

$$\text{relativa felet} = \frac{\bar{y} - \underline{y}}{\underline{y}}. \quad (5.6)$$

Den lösning som fås fram via detta kommando är en tillåten lösning vars värde är lägre än värdet av den optimala lösningen, d v s $\underline{y} < y^*$, vilket är skissat i figur 5.2.



Figur 5.2: Schematisk bild över en funktions övre gräns, optimala värde och bästa tillåtna lösning.

Om det relativa felet accepteras till 0,13 och y^* i figur 5.1 ovan skulle vara 96, skulle $\underline{y} = 95$ vara en tillåten lösning.

5.5 Resultat

Resultaten som redovisas i detta kapitel är framtagna med ett relativt fel på 5 % och beräkningarna tog ungefär ett dygn för datorn att lösa. Antalet noder, d v s grenar i trädsökningen (se figur 5.1) i denna lösning var 10.702. Med värdena på tillrinning, mellantillrinning, magasinvolymen vid veckans början respektive slut, elpris, startkostnad och konstanter enligt ovan ger CPLEX AMPL en lösning som ger en intäkt på 211.788 kronor av en planerad körning för vecka 44 år 2003. Denna intäkt är alltså beräknad med ett 5 % relativt fel, vilket innebär att intäkten kan ligga på upp till 222.377 kronor. Nedanstående jämförelse baseras dock på att intäkten är 211.788 kronor. För att kunna jämföra denna framräknade intäkt med den verkliga körningen och intäkten plockade jag ur Sydkraft Vattenkrafts interna databaser ut värdena på den verkliga produktionen denna vecka. Produktionsnettot multiplicerat med elpriset under denna veckan minus antalet starter av turbinaggregaten multiplicerat med startkostnaden för ett aggregat gav då en intäkt på 144.477 kronor, vilket är en skillnad på 67.311 kronor jämfört med den av min modell framräknade intäkten.

Denna skillnad mellan verklig och driftoptimerad intäkt kan tyckas väldigt stor så det första jag gjorde efter att fått fram detta resultat, var att jämföra vattentillgången i verkligt respektive driftoptimerat fall. Resultatet av denna jämförelse kan ses i nedanstående tabell 5.1. Omsättningen av vatten var störst i det verkliga fallet medan vattnet som används i produktionen är störst i driftoptimeringen. Det senare beror på att Emsfors kraftstation stod helt stilla denna vecka och allt vatten spilldes förbi denna station.

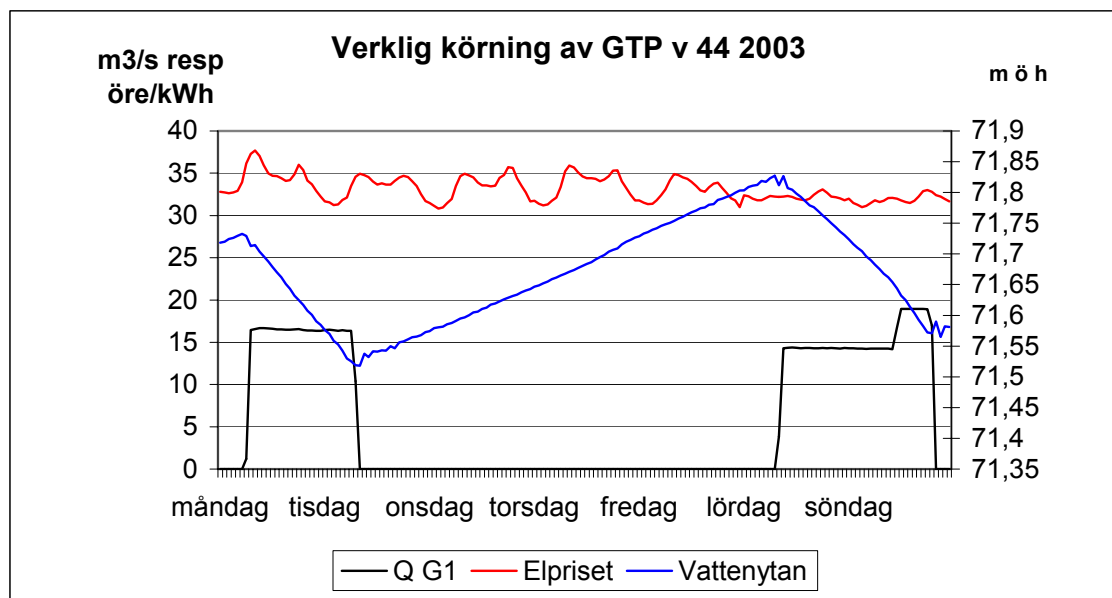
	Verklig körning	Driftoptimerad körning
Intäkt – startkostnad (kr)	144.477	211.788
Totalt flöde (Mm ³)	31,5	31,1
Flöde för produktion (Mm ³)	25,1	29,7
Intäkt per Mm ³ (kr)	5756	7131

Tabell 5.1: Jämförelse mellan verklig och driftoptimerad körning vecka 44 2003.

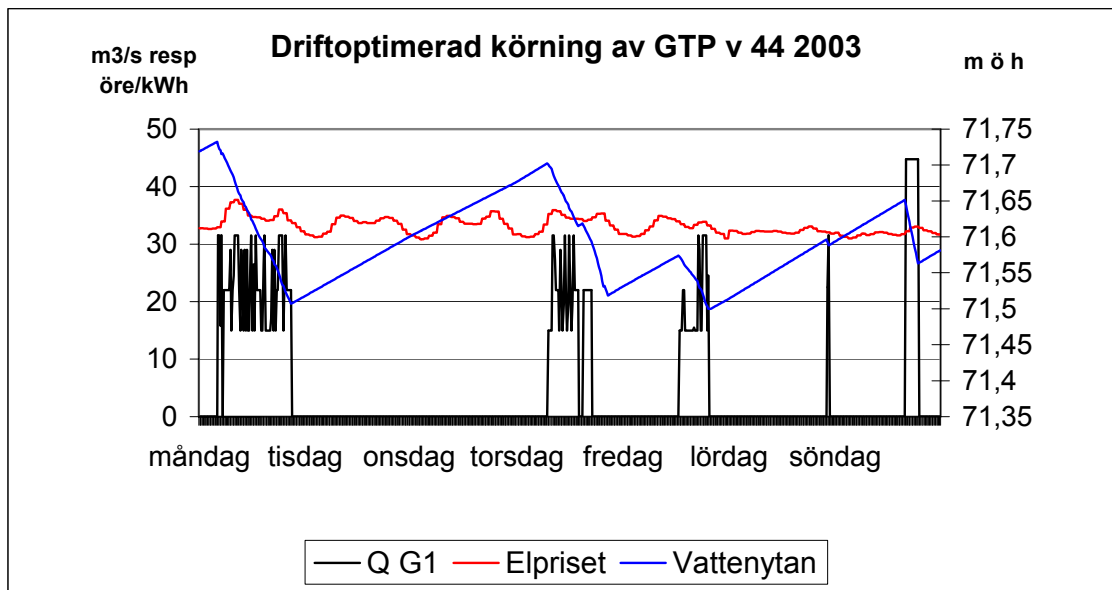
För att kunna göra en rättvis jämförelse mellan den verkliga och driftoptimerade intäkten beräknar jag en intäkt per Mm³ och multiplicerar sedan verkligt flöde med driftoptimerat kr/Mm³, vilket ger en intäkt på

$$25,1 \cdot 7131 = 178.988 \text{ kr}, \quad (5.7)$$

som ger en skillnad på $178.988 - 144.477 = 34.511$ kronor för en veckas körning. Den verkliga och driftoptimerade körningen i Genastorp, Njura respektive Torsebro kraftstation visas grafiskt nedan i figur 5.3 – 5.9.

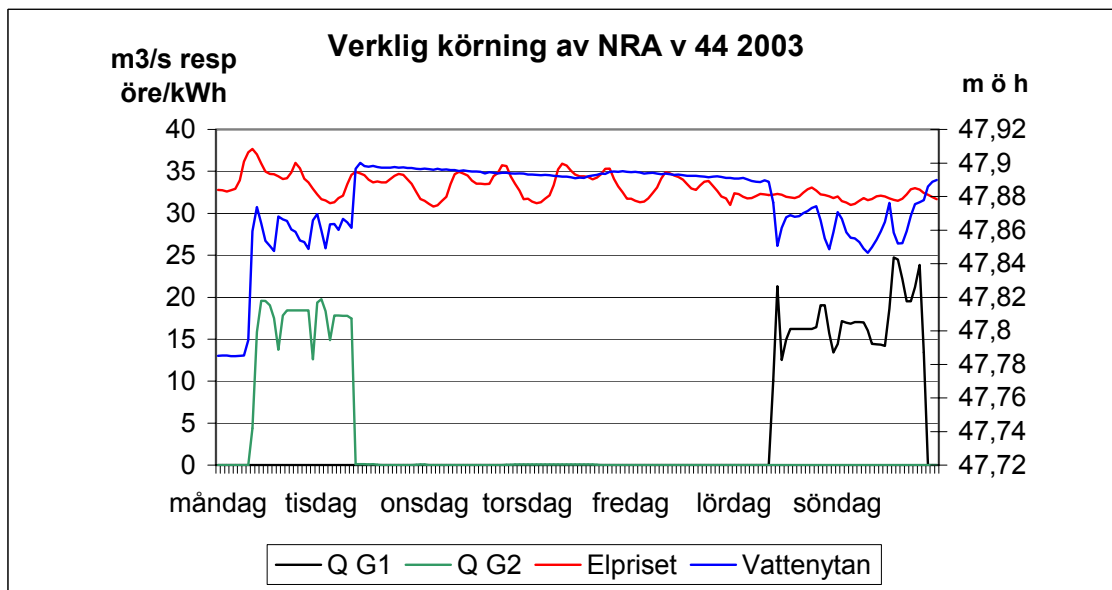


Figur 5.3: Verklig körning av Genastorp kraftstation under vecka 44 år 2003.

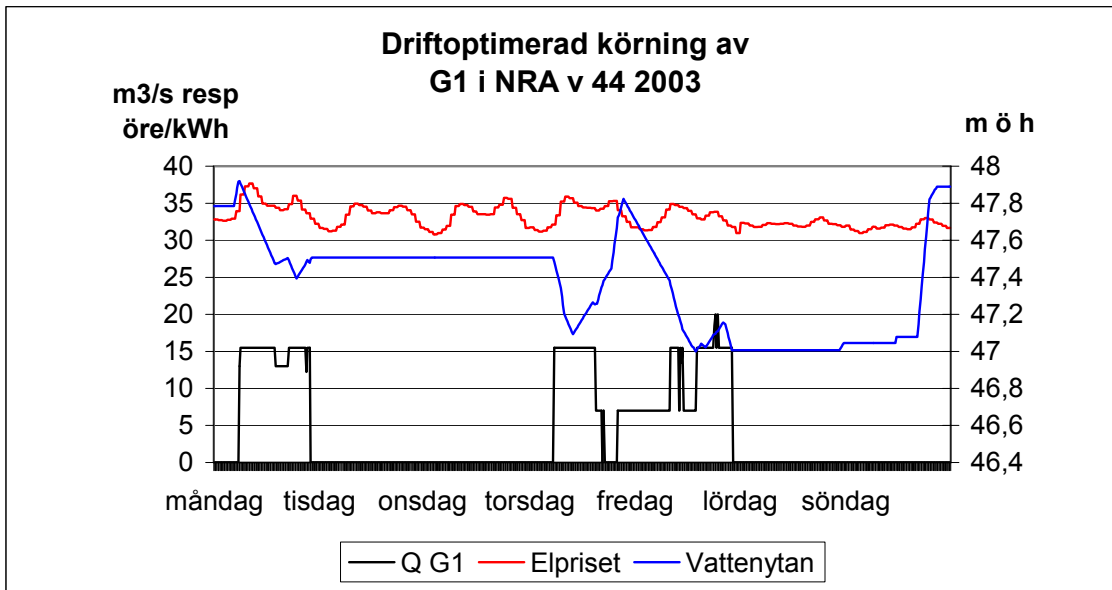


Figur 5.4: Driftoptimerad körning av Genastorp kraftstation under vecka 44 år 2003.

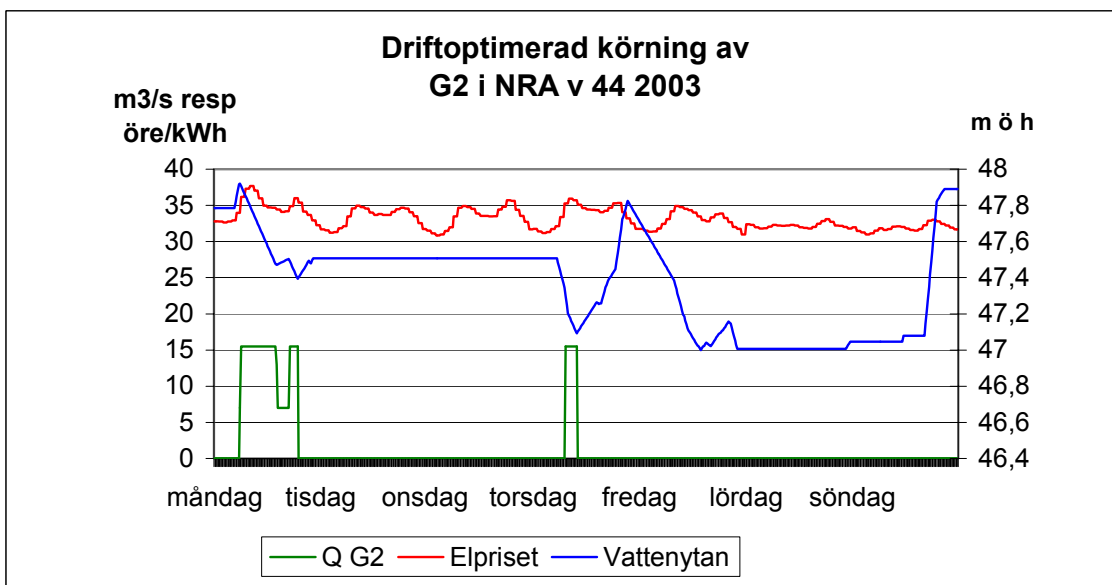
Kraftstationen i Genastorp är endast utrustad med ett turbinaggregat och skillnaden mellan dess utnyttjning i verkligt och driftoptimerat fall är, precis som i övriga stationer, att det sker fler start-och-stopp av turbinen i det driftoptimerade fallet. I det verkliga fallet sker två start-och-stopp medan det i driftoptimeringen är inplanerat fem starter. En annan skillnad är att flödet $Q_{i,t}^g$ i driftoptimeringen hela tiden fluktuerar kraftigt, vilket inte skulle vara möjligt i verkligheten.



Figur 5.5: Verklig körning av Njura kraftstation under vecka 44 år 2003.

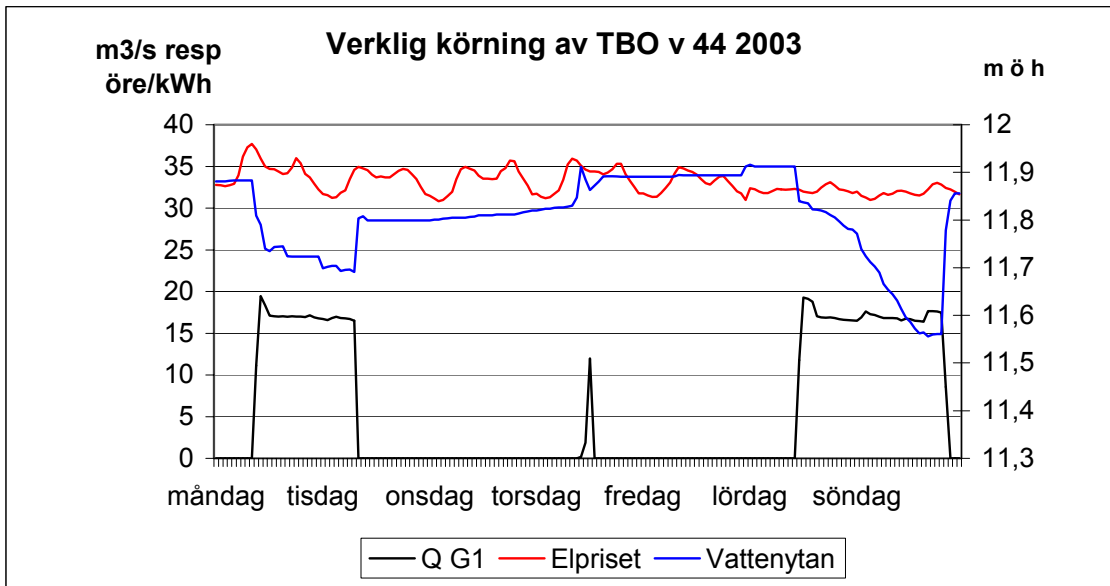


Figur 5.6: Driftoptimerad körning av turbinaggregat G1 i Njura kraftstation under vecka 44 år 2003.

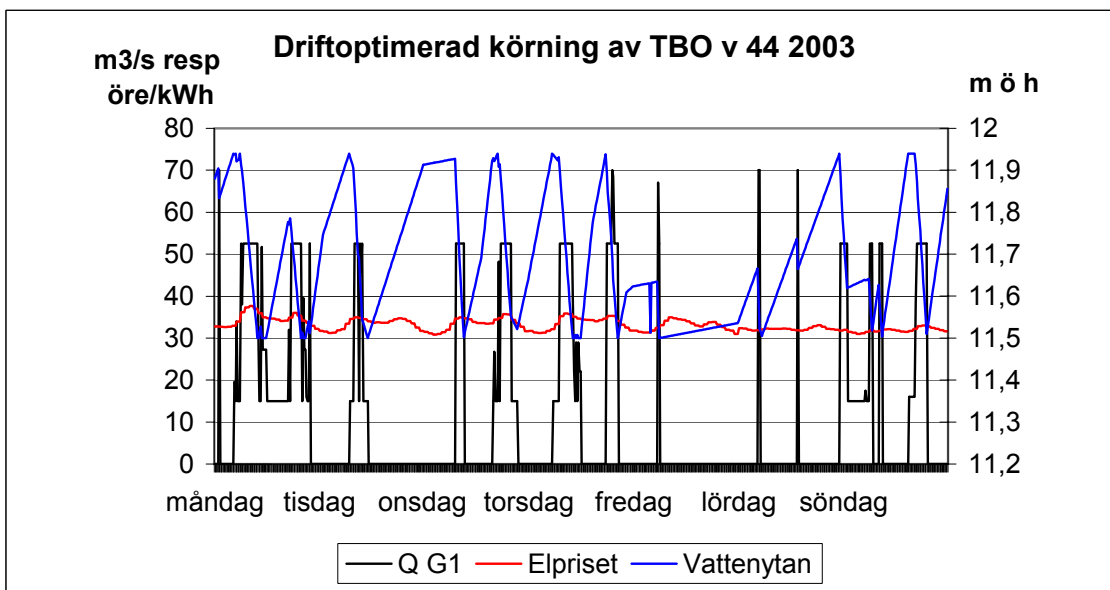


Figur 5.7: Driftoptimerad körning av turbinaggregat G2 i Njura kraftstation under vecka 44 år 2003.

Njura kraftstation är utrustad med två likvärdiga turbinaggregat och på grund av överlappningen av G1 och G2 i den driftoptimerade körningen återfinns dessa i varsin graf. Den verkliga körningen använde i början av veckan endast aggregat G2 för att i slutet av veckan endast använda G1 medan driftoptimeringen alltså under vissa tidsintervall utnyttjar båda samtidigt.



Figur 5.8: Verklig körning av Torsebro kraftstation under vecka 44 år 2003.



Figur 5.9: Driftoptimerad körning av Torsebro kraftstation under vecka 44 år 2003.

Torsebro kraftstation består endast av ett turbinaggregat, som har så hög utbyggnadsvattenföring som $70 \text{ m}^3/\text{s}$ (att jämföra med övriga aggregats $38 - 50 \text{ m}^3/\text{s}$). Det driftoptimerade fallet innehåller nio starter fler än det verkliga, vilket dels beror på den höga mellantillrinningen i Torsebro dels på att den höga utbyggnadsvattenföringen och fallhöjden ger en stor intäkt i förhållande till kostnaden att starta upp aggregatet. En vidare analys av dessa körningar följer i avsnitt 5.6.

5.6 Analys

I graferna på de verkliga och driftoptimerade körningarna i avsnitt 5.5 ser vi att den driftoptimerade körningen är mer aktiv, d v s innehåller fler start-och-stopp av turbinerna än den verkliga körningen. I den verkliga körningen sker 20 starter medan det i den driftoptimerade körningen sker så många som 45 starter. De flesta av dessa start-och-stopp, 45 %, sker i turbinerna i Genastorp och Torsebro, som är enaggregatstationer och är de enda som har tillrinning respektive mellantillrinning. Orsaken till så många starter är dels att startkostnaden är låg i förhållande till pengarna som finns att tjäna genom att köra turbinerna vid högt elpris, dels att tillrinningen i Genastorp och mellantillrinningen i Torsebro gör att dämningensgränsen snabbt nås och turbinerna måste startas.

Troligtvis ligger värdena på mellantillrinningen i Torsebro något högt, men enligt beräkningarna i resultatdelen (avsnitt 5.5) är omsättningen av vatten större i verkligheten än i min modell, så den totala tillrinningen är inte för hög. Kanske vore det mer korrekt att sprida ut mellantillrinningen på mellanstationerna. Utbyggnadsvattenföringen är störst i Torsebro och effektuttaget i denna station är högre än i övriga stationer, vilket innebär att intäkten blir större i denna station. Om mellantillrinningen i Torsebro varit lägre skulle troligtvis den totala intäkten varit mindre.

Värdena på flödet, $Q_{i,t}^g$, är i flödesfördelningen (se avsnitt 3.2.3 och 4.1.1) avrundade till heltal p g a att mindre noggrannhet skulle vara svårt att hantera. Utdata för flödet i min modell anges med fyra decimaler, vilket ger oss lite problem. När det gäller avrundning till heltal för tal i storleksordningen 100 eller större blir det relativa felet mindre än 1 %, vilket är helt acceptabelt. Men flödena i Helgeås kraftstationers turbinaggregat ligger mellan 6 och 70 m³/s och en avrundning till heltal skulle ge ett alltför stort fel. Avrundning av flödena påverkar balansekvationen (ekvation 3.2), som måste vara uppfylld för att inget vatten ska försvinna på vägen. Detta innebär att om ett flöde i en tidsperiod avrundas, påverkar det hur flödet i nästa tidsperiod ska avrundas och så vidare. Sedan måste det nya avrundade flödet kontrolleras för att se om det är tillåtet och ett nytt målfunktionsvärde räknas ut. En avrundning av mina flödesutdata till heltal skulle alltså inte fungera. Istället gör jag en avrundning till ”kvartstal”, d v s till fjärdedels flöden, vilket med något förbättrad teknik skulle kunna vara en möjlig noggrannhetsnivå.

Kraftverken i Helgeå, nedströms Osbysjön, kan generellt klassas som strömkraftverk, vilket innebär att vattenregleringsmöjligheten i enskilda kraftverksmagasin är mycket begränsad och styrs främst från en och samma punkt, i detta fall från Genastorp. Helgeå regleras alltså endast från Osbysjön och det lilla utrymme som finns för separat dygns- eller timreglering i Njura, Broby, Nöbbelöv och Torsebro används sällan. Det vatten som flödar genom stationerna är alltså det vatten som släpps från Osbysjön och vattenytorna i stationerna nedströms ligger på en konstant nivå. I min modell går det inte att hålla en konstant övre vattenyta eftersom magasinvolymen är en variabel som ingår i vattenbalans ekvationen, ekvation 3.2. Vattenytan måste tillåtas variera under körningen men däremot kan start- och slutvärdet på magasinvolymen vara detsamma.

Det verkliga problemet är ofta mycket komplext sammansatt och det finns nästan alltid faktorer som man av olika skäl inte kan eller vill inkludera i en optimeringsmodell. För att problemet ska vara lösbart gäller det att göra lämpliga avgränsningar och förenklingar. En förenkling i min modell är storheten fallhöjd, som är flödesberoende och direkt proportionell mot effekten och energiuttaget, ingår som en konstant för varje kraftverk. Detta gör att

vattenytans läge, som ju minskar med ökat flöde, inte påverkar resultatet av körningen utan ger samma energiuttag trots att vattenytan höjs eller sänks. Som jag berättade ovan styrs oftast Helgeå från Osbysjön och Genastorp vilket innebär att vattennivån i övriga magasin håller sig konstant. Optimeringsmodellen i detta arbete utnyttjar istället allt vatten som finns tillgängligt, vilket gör att vattenytan i magasinen sänks som i sin tur skulle ge ett lägre energiuttag ifall fallhöjdsberoendet varit inkluderat i modellen.

5.7 Reflektioner från redovisningen

Redovisningen av mitt examensarbete skedde den elfte februari 2004 på ett kompetensgruppsmöte i Malmö med deltagare från framförallt den södra regionen av Sydkraft Vattenkraft AB. Genomgången av min modell och mitt resultat mottogs positivt och uppfattades som spännande och intressant. Jag fick några kommentarer och reflektioner som måste nämnas och diskuteras.

En slutsats i jämförelsen mellan den verkliga och driftoptimerade körningen var att den senare är mer aktiv, d v s innehåller fler start-och-stopp av turbinaggregaten. En av mina tankar var att min startkostnad kanske är för låg, men under diskussionerna på kompetensgruppsmötet framkom det från olika håll att det snarare är tvärtom, alltså att min startkostnad rentav är för hög.

En annan viktig reflektion var att jag i mina beräkningar endast tar hänsyn till turbinens verkningsgrad och helt bortser från förlusterna i generator, transformator och andra komponenter. Enligt Lennart Olsson (referens [21]) handlar det om ett 3 – 5 % lägre värde på uteffekten, vilket skulle ge en något lägre intäkt i den driftoptimerade körningen.

Jag fick också förfrågningar om jag hade gjort en känslighetsanalys för att se hur olika parametrar påverkar den driftoptimerade körningen och intäkten. Svaret är att en sådan analys inte går att genomföra inom ramen för detta examensarbete eftersom modellen tar alltför lång tid att lösa, men det är naturligtvis möjligt att genomföra en sådan analys i ett fortsättningsprojekt.

6. Slutsatser och möjliga fortsättningar

I detta kapitel görs sammanfattning av analysen i avsnitt 5.6, en diskussion om användningen av den matematiska modellen och en eventuell utvidgning av den.

6.1 Sammanfattning av analys

Sammanfattningsvis kan jag bara konstatera att det lönar sig att vara mer aktiv i körningen av kraftverken i Helgeå. Mina beräkningar visar att det, trots att det kostar pengar varje gång en turbin startas, lönar sig att köra kraftverken när elpriset är högt. Startkostnaden för ett turbinaggregat är alltså låg i jämförelse med hur mycket pengar det finns att tjäna på att använda fler start-och-stopp.

6.2 Användning av den matematiska modellen

Optimeringsmodellen är inte direkt användbar i sin nuvarande form men vi har kommit mycket nära ett praktiskt planeringsverktyg och med vissa förändringar och omstruktureringar kan den bli ett framtida verktyg för driftoptimering av vattenkraftverk. För att kunna använda modellen måste den bli mer användarvänlig med lätt utbytbara indata och redovisning av utdata men framförallt måste beräkningstiden minskas avsevärt. Som det är idag tar modellen ungefär ett dygn att lösa och för att den ska kunna användas i det dagliga arbetet bör maxtiden vara högst några timmar. Idéer och förslag till möjlig fortsättning och utvidgning av modellen följer i avsnitt 6.3.

6.3 Möjliga förbättringar av modellen

I början av modelleringen bestämdes det att fallhöjden skulle sättas till en konstant och så förblev det. För att ta reda på fallhöjdens verkliga flödesberoende, skulle det krävas att noggranna mätningar görs vilket skulle kosta mycket tid och stora resurser. En lösning skulle dock vara att uppskatta beroendet med någon form av kurva där fallhöjden minskar med ökat flöde.

Ett alternativ till avrundning av flödet är att i modellen kräva att $Q_{i,t}^g$ måste vara heltalig.

Troligtvis skulle modellen bli än mer tungberäknad men det kan också tänkas att balansekvationerna ”fortplantar” heltaligheten så att tiden att lösa modellen inte skulle bli så mycket längre än den är nu.

Tillförlitligheten hos vissa indata i modellen kan diskuteras och en av dessa är magasinvolymen för respektive kraftverk. Några data är hämtade från vattenkraftindustrins gemensamma dammregister och hur väl uppmätta dessa volymer är har jag inte kunnat få något riktigt svar på. För att verkligen få veta exakt volym i samtliga magasin skulle man i kraftstation i kunna sänka vattenytan till sänkningsgränsen, dämna upp magasinet, släppa på vatten i ovanförliggande station och mäta upp hur många m^3/s som flödar under tiden tills magasinet i kraftstation i nått dämningensgränsen. Dessa mätningar skulle kräva en del tid och arbete men rätt uppskattade magasinvolymen är en förutsättning för att driften verkligen ska bli optimal.

Prognoser för tillrinning och mellantillrinning används i dagsläget endast uppe i Norrland, från Dalälven och norrut, där den tid och de resurser som krävs för att göra hydrologiska modeller är mer motiverade än här nere i söder. Den typ av hydrologisk modell som används i de norrländska kraftstationerna använder uppmätt nederbörd och temperatur samt höjd- och areauppgifter för det område som ska modelleras. Vid kalibrering används även uppmätta tillrinningar och mellantillrinningar. Varje älv är indelad i 4-5 delområden och i Sverige finns det totalt 68 delområden. Möjligheten finns att göra hydrologiska modeller för t ex Helgeå men modellen kräver en viss mängd och kvalitet på data som i sin tur kräver helautomatiska mätstationer med hög mätnoggrannhet vilket kanske är lite svårmotiverat att investera i här nere i södra Sverige. Tillrinnings- och mellantillrinningsprognoserna i Norrland är dygnsbaserade och finare upplösning än så vore svårt att finna tillförlitlighet i [18].

Beräkningen av kostnaden för ett start och stopp av ett turbinaggregat är i detta arbete väldigt förenklat. Jag utgick från två gamla arbeten men på grund av tidsbrist var jag tvungen att försumma flera av faktorerna som orsakar startkostnader. Enligt Lennart Olsson [21] använder driftingenjörerna idag ett av dessa gamla arbeten, [19], för att uppskatta ett aggregats startkostnad. Kanske det skulle vara möjligt att samköra denna beräkning med min modell för att få en bättre uppskattad startkostnad?

I samband med ett start och stopp av ett turbinaggregat bör kanske en minsta tid för hur länge en turbin måste vara på eller av införas. Om ett aggregat startas i tidsperiod $t = 1$ kan det kännas onödigt att stänga av det då $t = 2$ och för att skona turbinerna och inte starta och stoppa dem för ofta kan man konstruera bivillkor för de binära $u_{i,t}^s$ -variablerna som säger att om ett aggregat startas måste det vara på under minst ett visst antal tidsperioder. Se [25]

Vid en fortsatt diskussion av ett start och stopp av ett turbinaggregat kan man fråga sig vad som händer under startsekvensen. Hur lång tid tar det för ett aggregat att komma upp i tänkt kraftproduktion, d v s till dess aggregatet jobbar ”för fullt”? Denna tid är svår att uppskatta men troligtvis handlar det bara om någon minut, om ens det, och efter att ha diskuterat frågan med driftcentralen i Laholm bestämde jag mig för att försumma detta produktionsbortfall. I arbeten om startkostnader, [19] och [20], uppskattas kostnaden för förlorat vatten under starten. Den förlorade mängden vatten beräknades till ungefär $11 \cdot \bar{Q}_i^s$, vilket motsvarar maximal tappning under 11 sekunder. Om man räknar på ett aggregat med effekten 6,7 MW, vilket motsvarar det största aggregatet i Helgeå, och det prognostiserade kraftpriset är 330 kr/MWh, blir kostnaden för förlorat vatten cirka 6,75 kronor per start. Denna kostnad är försumbar jämfört med övriga startkostnader.

Jag har skrivit en hel del om energibörsen och tillvägagångssättet när elprisprognoser utförs. Priset på energi prognostiseras genom att Nord Pool timme för timme konstruerar utbuds- och efterfrågekurvor, där skärningspunkten dem emellan utgör priset på el för varje timme. Optimeringsmodellen i detta arbete producerar så mycket energi som möjligt och ingen hänsyn tas till efterfrågan. I fallet med kraftverken av den storleken som finns i Helgeå efterfrågas nog all den el som produceras men vid tillämpning av liknande modeller i större kraftverk bör nog hänsyn även tagas till efterfrågan på el.

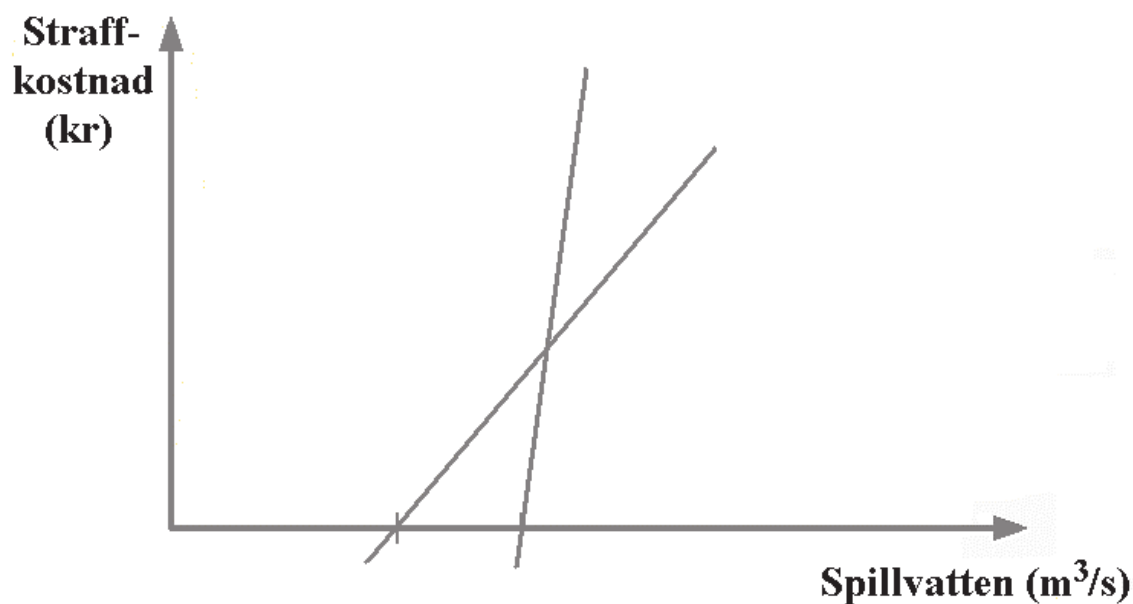
På programmeringsfronten finns det mycket kvar att utveckla och effektivisera. Som det är nu körs kraftstationernas turbiner alltid enligt den förutbestämda flödesfördelningen och om en turbin skulle vara ur funktion går det inte att på ett smidigt sätt ta bort denna turbin ur min modell för driftoptimering. Själv ser jag ingen lätt lösning på detta men för en duktig programmerare skulle det nog inte vara några problem att fixa till. Detsamma gäller för inmatning av data. Vid körning av kraftverken i en vecka indelad i 15-minuters perioder blir det många värden att mata in och ett smidigt sätt att implementera dessa i AMPL:s datafil skulle spara mycket tid.

Tidsindelningen i 15-minutersperioder är kanske onödigt detaljerad för den binära $z_{i,t}^k$ -variabeln; för att minska antalet heltalsvariabler och därmed även beräkningstiden skulle man för denna variabel t ex kunna införa bivillkoret att $z_{i,t}^k = z_{i,t-1}^k$ för alla jämna t .

Vid körningar av optimeringsmodellen finns det en tendens att vilja spilla lite för mycket vatten. Detta gäller framförallt i de mindre kraftstationerna utan magasin, vilket dock kan bero

på att "magasinvolymer" i dessa åfåror är för snävt uppskattade. För att undvika onödigt spill borde en straffkostnad för spillvatten upprättas, vilken kan konstrueras m h a styckvis linjär funktion med utseende enligt figur 5.9.

Spillvattenfunktion



Figur 5.9: Skiss på hur en eventuell straffkostnadsfunktion för spillvatten kan se ut.

Hur stor denna straffkostnad borde vara är svårt att säga men värdet på spillvattnet kan beräknas för varje turbinaggregat m h a dess effekt och maximala vattenföring.

På liknande sätt kan straffkostnader införas för magasinvolymen. Volymgränserna jag jobbar med, maximal respektive minimal volym, är bestämda av vattendomar och får inte överskridas. I dagsläget finns det utrustning i varje kraftstation som ger ut signaler då vattennivån i ett magasin närmar sig någon av dessa gränser. Dessa signaler skulle kunna byggas in i modellen i form av säkerhetsnivåer med en eventuell fiktiv straffkostnad vid överskridande av denna säkerhetsgräns.

REFERENSER

- [1] Holfelt, Joakim, 2003, *Optimal upprustning av vattenkraft i Helgeån*, Examensarbete vid Fysikinstitutionen, Uppsala Tekniska Högskola
- [2] *Elmarknaden 2002*, 2002, Statens Energimyndighet, Ordförandet Bertil Örtenstrand AB
- [3] Forsén, Andreas, et al, 2000, *Småskalig vattenkraft på en avreglerad marknad*, Examensarbete vid Företagsekonomiska institutionen, Ekonomihögskolan vid Lunds Universitet
- [4] <http://www.sydkraft.se>
- [5] www.inte.sydkraft.se/wmww/index.asp
- [6] *Sydkraft Vattenkraft AB Årsredovisningen 2002*, 2003, Sydkraft Vattenkraft AB
- [7] *Vattenkraft – svarar för en betydande del av Sydkafts elproduktion*, 2000, I + j ab/Richard Lehmann AB på uppdrag av Sydkraft AB, Koncernledningsfunktion Information
- [8] Strand, Kerstin, 2003, *Energiförluster och potential i vattenvägarna i befintlig svensk vattenkraft*, Examensarbete vid Institutionen för teknikvetenskaper, Elektricitetslära och åskforskning, Uppsala Universitet
- [9] STF Ingenjörutbildningar, 2001. *Vattenkraftteknik - för små och stora kraftstationer*, Kurslitteratur nr 3767:06.
- [10] <http://www.nordpool.com>
- [11] <http://extratjanster.fortum.com/elmarknaden/Historik/historik.htm>
- [12] <http://extranettjanster.fortum.com/elmarknaden/Aktorer/aktorer.htm>
- [13] Bengtsson, Peter, Sydkraft Energy Trading AB, Malmö, Personlig intervju
- [14] <http://intra.sydkraft.se/wmww/index.asp>, Uttalande 2001-08-29 av Lars Frithiof, Koncernchef Sydkraft AB
- [15] http://intra.sydkraft.se/wmww/lander/filer/se/elpris_010913_apgb.htm
- [16] <http://www.sydkraft.se/index.asp?FIRSTPARENT=74792&SECONDPARENT=77709&THIRDPARENT=78107&OBJECTID=78111>
- [17] Persson, Tommy, Sydkraft Energy Trading AB, Malmö, Personlig intervju
- [18] Söderberg, Stefan, Sydkraft Energy Trading AB, Malmö, Personlig intervju
- [19] Andersson, Mikael, 1996, *Driftplanering för vattenkraftverk*, Examensarbete vid Institutionen för Industriell Elektroteknik och Automation, Lunds Tekniska Högskola
- [20] Nilsson, Olof, 1995, *Startkostnader för vattenkraftaggregat*, Examensarbete vid Avdelningen för Elektriska Energisystem, Institutionen för Elkraftteknik, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm
- [21] Olsson, Lennart, Sydkraft Vattenkraft AB, Driftcentralen i Laholm, Personlig intervju
- [22] Haine, Hans-Erik, Sydkraft Energy Trading AB, Intervju via mail
- [23] Norrman, Olof, Sydkraft Vattenkraft AB, Driftcentralen i Laholm, Intervju via mail
- [24] Lundgren, Jan, et al, 2001, *Linjär och icke linjär optimering*, Studentlitteratur, Lund
- [25] W.K. Klein Haneveld, M.H. van der Vlerk, *Optimization electricity distribution using two-stage integer recourse models*, i S. Uryasev and P.M. Pardalos (eds.) *Stochastic Optimization: Algorithms and Applications*, Kluwer Academic Publishers, 2001, sidorna 137-154, och SOM Research Report 00A26, 2000, (<http://www.ub.rug.nl/eldoc/som/a/00A26/>).

APPENDIX

Grundläggande konvexitetsteori [24]

Vid lösning av ett optimeringsproblem kan en unik optimallösning hittas eller kan det finnas alternativa optimallösningar. För att förklara detta följer är ett antal definitioner och satser.

Definition av globalt optimum

En tillåten punkt $\mathbf{x}^{(k)}$ är ett globalt optimum om det inte finns någon annan tillåten punkt med bättre målfunktionsvärde, d v s om

$$f(\mathbf{x}^{(k)}) \leq f(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in X \quad (\text{vid minproblem})$$

$$f(\mathbf{x}^{(k)}) \geq f(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in X \quad (\text{vid maxproblem})$$

Definition av lokalt optimum

En tillåten punkt $\mathbf{x}^{(k)}$ är ett lokalt optimum om det i en liten omgivning $N(\mathbf{x}^{(k)})$ till $\mathbf{x}^{(k)}$ inte finns någon annan tillåten punkt med bättre målfunktionsvärde, d v s om

$$f(\mathbf{x}^{(k)}) \leq f(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in X \text{ och } \mathbf{x} \in N(\mathbf{x}^{(k)}) \quad (\text{vid minproblem})$$

$$f(\mathbf{x}^{(k)}) \geq f(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in X \text{ och } \mathbf{x} \in N(\mathbf{x}^{(k)}) \quad (\text{vid maxproblem})$$

Definition konvex mängd

En mängd $X \subseteq R^n$ är en konvex mängd om det för varje val av punkter $\mathbf{x}^{(1)}, \mathbf{x}^{(2)} \in X$ och $0 \leq \lambda \leq 1$ gäller att

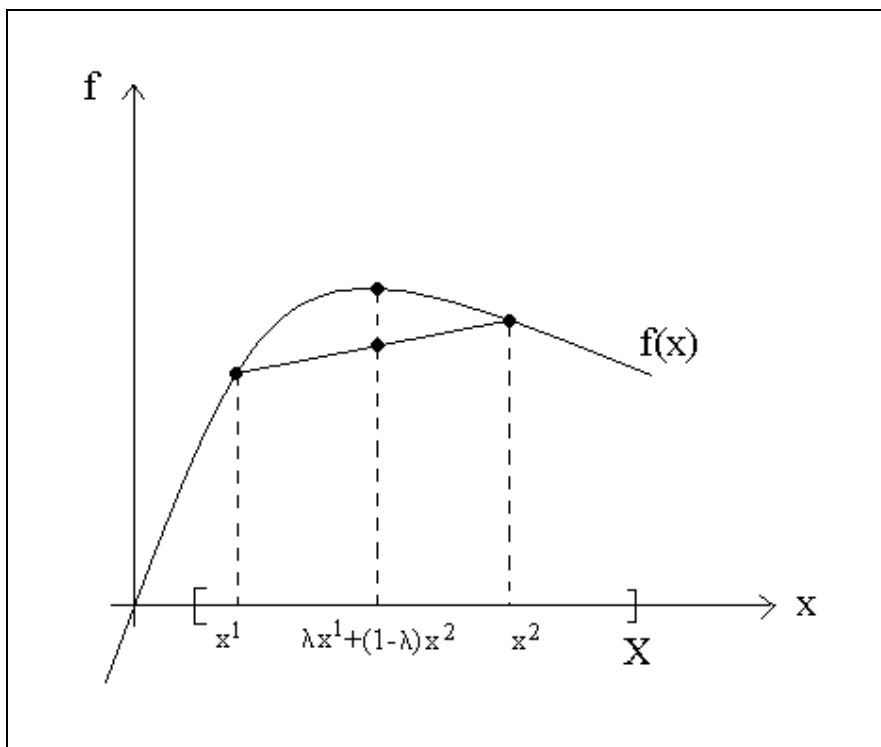
$$\mathbf{x} = \lambda \mathbf{x}^{(1)} + (1-\lambda)\mathbf{x}^{(2)} \in X$$

I ett konvext område finns alltså en tillåten riktning från varje punkt till varje annan punkt i området.

Definition av konkav funktion

Funktionen f är en konkav funktion på det tillåtna området X om det för varje val av punkter $\mathbf{x}^{(1)}, \mathbf{x}^{(2)} \in X$ och $0 \leq \lambda \leq 1$ gäller att

$$f(\lambda \mathbf{x}^{(1)} + (1-\lambda)\mathbf{x}^{(2)}) \geq \lambda f(\mathbf{x}^{(1)}) + (1-\lambda)f(\mathbf{x}^{(2)}).$$



Figur A.1: Grafisk beskrivning av definitionen av en konkav funktion.

Funktionen f är en konvex funktion om funktionen $-f$ är en konkav funktion. Definitionen på konvex funktion fås alltså om vi ersätter det sista \geq -tecknet i definitionen ovan med ett \leq -tecken.

Definition

Problemet

$$\begin{aligned} &\min f(\mathbf{x}) \\ &\text{då } \mathbf{x} \in X \end{aligned}$$

är ett konvext problem om f är en konvex funktion och X är en konvex mängd. Ett problem är också konvext om det är ett maxproblem där f är en konkav funktion och X en konvex mängd.

Sats

Om f är konkav på X och X är en konvex mängd, då gäller att om $\mathbf{x}^* \in X$ är lokalt optimum till problemet att maximera $f(\mathbf{x})$ över $\mathbf{x} \in X$ så är det ett globalt optimum.

Optimeringslära

Beroende på hur funktionerna i ett optimeringsproblem specificeras och problemets form i övrigt ser ut, erhålls olika problemklasser. Nedan nämns de vanligaste klasserna.

Problemklasser inom optimeringslära

Ett optimeringsproblem kan formuleras generellt som

$$(P) \quad \begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{då } \mathbf{x} \in X \end{array}$$

där f är en målfunktion som beror av variablerna $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)^T$. Mängden X definierar de tillåtna lösningarna i problemet. Vanligtvis uttrycks X med hjälp av bivillkor och en alternativ formulering av (P) är

$$\begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{då } g_i(\mathbf{x}) \leq b_i, \quad i=1, \dots, m \end{array}$$

där g_1, \dots, g_m är funktioner som beror av \mathbf{x} , och b_1, \dots, b_m är givna konstanter.

En lösning till $\mathbf{x} \in X$ som minimerar $f(\mathbf{x})$ kallas en optimallösning och brukar betecknas \mathbf{x}^* . Det optimala målfunktionsvärdet betecknas ofta med $z^* = f(\mathbf{x}^*)$.

Problemet (P) är formulerat som ett minimeringsproblem men kan lika gärna formuleras som ett maximeringsproblem. Att maximera $f(\mathbf{x})$ är ekvivalent med att minimera $-f(\mathbf{x})$.

Beroende på hur funktionerna f, g_1, \dots, g_m specificeras och på vilka antaganden som görs avseende tillåtna värden på variablerna \mathbf{x} , erhålls olika problemklasser.

Problemet (P) är ett linjärprogrammeringsproblem (LP-problem) om

- alla funktioner f, g_1, \dots, g_m är linjära funktioner
- alla variabler är kontinuerliga (kan anta reella värden), d v s $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$.

Ett LP-problem kan skrivas på följande allmänna form

$$(LP) \quad \begin{array}{l} \min z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \text{då } \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i, \quad i=1, \dots, m \\ \quad \quad \quad x_j \geq 0, \quad j=1, \dots, n. \end{array}$$

Problemet (P) är ett icke-linjärt problem om

- minst en av funktionerna f, g_1, \dots, g_m är en icke-linjär funktion.
- alla variabler är kontinuerliga, $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$.

Problemet (P) är ett heltalsproblem om en delmängd av variablerna är definierade som diskreta mängder. De kan t ex vara definierade att enbart kunna anta heltaliga värden, $x_j \in \{0, 1, 2, \dots\}$, eller som binära variabler, $x_j \in \{0, 1\}$. I heltalsproblem görs i (LP) tillägget att x_j ska vara heltal för $j = 1, \dots, n$. Oftast är problemet formulerat med enbart linjära

funktioner och vi har då ett linjärt heltalsproblem. Om samtliga diskreta variabler har egenskapen $x_j \in \{0,1\}$ handlar det om kombinatorisk optimering.

Många optimeringsproblem kräver heltalsprogrammeringsmodeller, speciellt sådana som behandlar produktion och transport eller annan hantering av stora odelbara enheter, t ex maskiner, bilar, byggnader eller material i stora odelbara förpackningar. Dessa diskreta problem är generellt sett svårare att lösa och ska i högsta mån försöka undvikas.

Programmeringskod

Nedan följer den i AMPL programmerade koden som består av en modellfil, en datafil och en kommandofil. Vissa parametrars data i datafilen är förkortade p g a dess storlek.

```
#-----  
# Modellfil: vatten5.mod  
#-----  
  
set I ordered;                # mängden kraftverk  
  
set G{I};                     # mängden aggregat i kraftverken  
set K{I} ordered;            # mängden intervall i flödesfördelningen  
param kk{i in I,G[i]};      # konstant som anger ordningen av z för att få B=0  
  
set T ordered;               # mängden tidsperioder  
param J;                     # antal intervall i effektiva flödesfördelningen  
  
param prisprognos{t in T} >= 0; # elprisprognosen  
param w{i in I,t in T} >= 0;   # tillrinning  
param r{i in I,K[i]};         # intervall i flödesfördelningen  
param h{I} >= 0;             # nettofallhöjden  
param tp >= 0;               # tidskonstant i målfunktionen  
param ts >= 0;               # tidskonstant i bla vattenbalanskvationen  
param tau{i in I} >= 0;      # tidsfördröjningen  
param M >= 0;                # konstant i modelleringen av effektiva  
                               # flödesfunktioner  
  
param Q_ovre{i in I,G[i]} >= 0; # max flöde genom G1/G2  
  
param gamma{i in I,G[i],1..J}; # konstant i effektiva flödesfunktioner  
param delta{i in I,G[i],1..J}; # konstant i effektiva flödesfunktioner  
param psi{i in I,G[i],K[i]};   # konstant i flödesfördelningen  
param kappa{i in I,G[i],K[i]}; # konstant i flödesfördelningen  
  
param startkostnad;          # startkostnad  
  
param v_ovre{i in I};        # max magasinvolym  
param v_undre{i in I};      # min magasinvolym  
param v_slut{i in I};       # magasinvolym vid tidsperiodens slut  
param v_borjan{i in I};     # magasinvolym vid tidsperiodens början  
param spillvatten{i in I} >= 0; # min spillvatten i TBO  
  
var Q{i in I,G[i],t in T} >= 0; # flödet  
var beta{i in I,G[i],t in T};  # effektiva flödesfunktioner  
var v{i in I,t in T} >= 0;     # magasinvolym  
  
var teta{i in I,G[i],t in T} >= 0, <= 1; # hjälpfunktionen i startkostnaden  
var z{i in I,K[i],t in T} >= 0 binary; # variabler som anger flödets brytpunkter  
var q{i in I,K[i],t in T} >= 0; # hjälpvariabler i flödesfördelningen
```

```

var s{i in I,t in T} >= 0; # spillvatten
var totalt_spillvatten{i in I,t in T} >= 0; # summa spillvatten (inkl min spill i TBO)

```

```
# Målfunktionen
```

```

maximize y:
    sum{i in I,g in G[i],t in T} (prisprognos[t]*h[i]*(beta[i,g,t]
    - (1 z[i,kk[i,g],t])*delta[i,g,1])*tp/102 - startkostnad*teta[i,g,t]);

```

```
# Vattenbalanskvationen
```

```

subject to vattenbalans{i in I,t in T}:
    (if t = first(T) then v_borjan[i] else v[i,prev(t)]) - (sum{g in G[i]} Q[i,g,t] +
    totalt_spillvatten[i,t] - w[i,t])*ts + (if i = first(I) then 0 else (if (t-tau[i]) <= 0
    then 0 else (sum{g in G[prev(i)]} Q[prev(i),g,t-tau[i]] +
    totalt_spillvatten[prev(i),t-tau[i]])*ts)) = v[i,t];

```

```
# Effektiva flödesfunktioner
```

```

subject to effektiva_flodet{i in I,g in G[i],t in T,j in 1..J}:
    gamma[i,g,j]*Q[i,g,t] + delta[i,g,j] >= beta[i,g,t];

```

```
# Flödesfördelningen
```

```

subject to totalt_flode{i in I,t in T}:
    sum{k in K[i]} q[i,k,t] = sum{g in G[i]} Q[i,g,t] + totalt_spillvatten[i,t];

```

```
# Heltalsvariabeln z^1 sätts till ett, uppfyller nämligen ingen funktion
```

```

subject to z_1{i in I,t in T}:
    z[i,first(K[i]),t] = 1;

```

```
# Villkoren för det totala flödet
```

```

subject to lilla_q_ovre{i in I,k in K[i] diff {last(K[i])},t in T}:
    q[i,k,t] >= (r[i,k+1] - r[i,k])*z[i,k+1,t];

```

```

subject to lilla_q_undre{i in I,k in K[i] diff {last(K[i])},t in T}:
    q[i,k,t] <= (r[i,k+1] - r[i,k])*z[i,k,t];

```

```

subject to lilla_q_sista{i in I,t in T}:
    q[i,last(K[i]),t] <= M*z[i,last(K[i]),t];

```

```

# Flödet uttryckt mha binära och kontinuerliga variabler

subject to flodesfordelningen {i in I, g in G[i], t in T}:
    sum {k in K[i]} (psi[i,g,k]*z[i,k,t] + kappa[i,g,k]*q[i,k,t]) = Q[i,g,t];

# Hjälpfunktionen teta som anger om turbin g i kraftverk i startas i tidsperioden t

subject to hjalpfunktion_teta {i in I, g in G[i], t in T}:
    z[i,kk[i,g],t] - (if t = first(T) then 0 else z[i,kk[i,g],t-1]) <= teta[i,g,t];

# Bivillkor som gör att inget flöde kan passera turbin g i kraftstation i utan att det kostar något i startsekvensen

subject to koppla_ihop {i in I, g in G[i], t in T}:
    Q_ovre[i,g]*z[i,kk[i,g],t] >= Q[i,g,t];

# Maxflöde i flödesfördelningen genom turbin g i kraftverk i

subject to max_flode {i in I, g in G[i], t in T}:
    Q[i,g,t] <= M;

# Min volym i kraftverksmagasin i

subject to max_min_volym_undre {i in I, t in T}:
    v[i,t] >= v_undre[i];

# Max volym i kraftverksmagasin i

subject to max_min_volym_ovre {i in I, t in T}:
    v[i,t] <= v_ovre[i];

# Kontroll av totalt spillvatten inkl det min spillvatten i TBO på 2 m3/s

subject to spill_TBO {i in I, t in T}:
    totalt_spillvatten[i,t] = s[i,t] + spillvatten[i];

# Volym i kraftverksmagasin i vid periodens slut

subject to volym_vid_periodens_slut {i in I}:
    v[i,last(T)] = v_slut[i];

```

```

# -----
# Datafil: vatten5.dat
# -----

# kraftverken

set I := GTP ONA NRA BBY NLV EMS KLE TBO;

# uppsättning aggregat i varje station

set G[GTP] := G1;
set G[ONA] := G1 G2;
set G[NRA] := G1 G2;
set G[BBY] := G1 G2;
set G[NLV] := G1 G2;
set G[EMS] := G1 G2;
set G[KLE] := G1 G2;
set G[TBO] := G1;

# antal intervall i flödesfördelningen i varje station

set K[GTP] := 1 2 3;
set K[ONA] := 1 2 3 4 5 6;
set K[NRA] := 1 2 3 4 5;
set K[BBY] := 1 2 3 4 5;
set K[NLV] := 1 2 3 4 5;
set K[EMS] := 1 2 3 4 5 6;
set K[KLE] := 1 2 3;
set K[TBO] := 1 2 3;

# konstant som anger ordningen av z för att få beta=0

param kk : G1 G2 :=

GTP 2 .
ONA 2 3
NRA 2 3
BBY 2 3
NLV 2 3
EMS 2 4
KLE 2 3
TBO 2 .;

# tidsperioderna

set T := 1 2 3 ... 671 672;

```



```

# antal intervall i effektiva flödesfördelningen

param J := 3;

# prisprognosen

param prisprognos := 1 327.9 2 327.9 3 327.9 ... 671 316.68 672 316.68;

# tillrinning och mellantillrinning

param w : 1 2 3 ... 671 672 :=

GTP 4.47 4.47 4.47 ... 4.94 4.94
ONA 0 0 0 ... 0 0
NRA 0 0 0 ... 0 0
BBY 0 0 0 ... 0 0
NLV 0 0 0 ... 0 0
EMS 0 0 0 ... 0 0
KLE 0 0 0 ... 0 0
TBO 9.23 9.23 9.23 ... 18.08 18.08;

# brytpunkter i flödet i flödesfördelningen för respektive station

param r: 1 2 3 4 5 6 :=

GTP 0 15 45 . . .
ONA 0 7 22 29 46 48
NRA 0 7 20 26 46 .
BBY 0 8 21 26 50 .
NLV 0 7 20 26 44 .
EMS 0 7 19 26 42 44
KLE 0 10 20 . . .
TBO 0 15 70 . . .;

# nettofallhöjden

param h := GTP 16.5 ONA 6 NRA 6 BBY 9 NLV 10 EMS 5.8 KLE 4 TBO 10.5;

param tp := 0.25;           # tidskonstant i målfunktionen
param ts := 900;          # tidskonstant i vattenbalansekvationen

```

```

# tidsfördröjningen

param tau := GTP 0 ONA 1 NRA 1 BBY 1 NLV 1 EMS 1 KLE 1 TBO 4;

param M := 500;                # konstant i flödesfördelningen, max flöde

# Kostnad för ett start och stopp i samtliga aggregat

# param startkostnad := 442;    # Felfrekvens 1/10
# param startkostnad := 326;    # "-"      1/15
param startkostnad := 268;    # "-"      1/20
# param startkostnad := 233;    # "-"      1/25
# param startkostnad := 210;    # "-"      1/30
# param startkostnad := 193;    # "-"      1/35
# param startkostnad := 181;    # "-"      1/40

# max resp min volym i respektive stations magasin

param v_ovre :=

GTP 1700000
ONA 36000
NRA 600000
BBY 600000
NLV 600000
EMS 50000
KLE 35000
TBO 350000;

param v_undre :=

GTP 0
ONA 0
NRA 0
BBY 0
NLV 0
EMS 0
KLE 0
TBO 0;

# volymen i magasinen vid körningens start

param v_borjan :=

GTP 1059780
ONA 0
NRA 471066

```

BBY 440652
NLV 546400
EMS 3250
KLE 3500
TBO 303068;

volymen i magasinen vid körningens slut

param v_slut :=

GTP 395274	# 71.50-71.85, 0.35 m, 1,7 Mm3
ONA 980	# 54.24-54.48, 0.24 m, 0.036 Mm3
NRA 533928	# 47.00-48.00, 1 m, 6 Mm3
BBY 530826	# 41.00-42.00, 1 m, 6 Mm3
NLV 554396	# 31.25-32.75, 1.5 m, 6 Mm3
EMS 27750	# 22.12-22.32, 0.2 m, 0.05 Mm3
KLE 17500	# 15.73-16.20, 0.47 m, 0.035 Mm3
TBO 282983;	# 11.50-11.94, 0.44 m, 0.35 Mm3

konstant, min spillvatten i TBO

param spillvatten := GTP 0 ONA 0 NRA 0 BBY 0 NLV 0 EMS 0 KLE 0 TBO 2;

max flöde genom G1/G2

param Q_ovre : G1 G2 :=

GTP 45 .
ONA 23 25
NRA 23 23
BBY 25 25
NLV 22 22
EMS 22 22
KLE 10 10
TBO 70 .;

gamma och delta: konstanter i effektiva flödesfunktionerna

param gamma:=

[GTP,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.879 0.755 0

[ONA,*,*]: 1 2 3 :=

G1 1.0255 0.8828 0
G2 1.0159 0.785 0

[NRA,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.9197 0.7715 0
G2 0.9197 0.7715 0

[BBY,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.9407 0.7554 0
G2 0.9407 0.7554 0

[NLV,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.9453 0.7941 0
G2 0.9453 0.7941 0

[EMS,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.8904 0.7659 0
G2 0.762 0.551 0

[KLE,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.9544 0.8216 0
G2 0.9544 0.8216 0

[TBO,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0.9525 0.7821 0 ;

param delta:=

[GTP,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -0.2855 3.6069 37.35

[ONA,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -1.2968 0.44 20.516
G2 -2.3894 2.8767 22.5

[NRA,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -0.4869 1.827 19.55
G2 -0.4869 1.827 19.55

[BBY,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -0.5498 2.5497 21.25
G2 -0.5498 2.5497 21.25

[NLV,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -0.4905 1.945 19.36
G2 -0.4905 1.945 19.36

[EMS,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -0.3617 1.5435 18.282
G2 1.6262 5.8291 17.82

[KLE,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -0.2597 0.6403 8.8
G2 -0.2597 0.6403 8.8

[TBO,*,*]: 1 2 3 :=

G1 -1.2109 7.7235 62.51;

psi och kappa: konstanter i flödesfördelningen

param psi:=

[GTP,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0 15 0

[ONA,*,*]: 1 2 3 4 5 6 :=

G1 0 7 -22 7 0 0
G2 0 0 22 0 0 0

[NRA,*,*]: 1 2 3 4 5 :=

G1 0 7 -7 0 0
G2 0 0 7 0 0

[BBY,*,*]: 1 2 3 4 5 :=

G1 0 8 -8 0 0
G2 0 0 8 0 0

[NLV,*,*]: 1 2 3 4 5 :=

G1 0 7 -7 0 0

G2 0 0 7 0 0

[EMS,*,*]: 1 2 3 4 5 6 :=

G1 0 7 0 -12 0 0
G2 0 0 0 19 0 0

[KLE,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0 10 0
G2 0 0 10

[TBO,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0 15 0 ;

param kappa :=

[GTP,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0 1 0

[ONA,*,*]: 1 2 3 4 5 6 :=

G1 0 1 0 1 0 0
G2 0 0 0 0 1 0

[NRA,*,*]: 1 2 3 4 5 :=

G1 0 1 0 0.5 0
G2 0 0 1 0.5 0

[BBY,*,*]: 1 2 3 4 5 :=

G1 0 1 0 0.5 0
G2 0 0 1 0.5 0

[NLV,*,*]: 1 2 3 4 5 :=

G1 0 1 0 0.5 0
G2 0 0 1 0.5 0

[EMS,*,*]: 1 2 3 4 5 6 :=

G1 0 1 0 1 0 0
G2 0 0 0 0 1 0

[KLE,*,*]: 1 2 3 :=

```
G1 0 0 0
G2 0 0 0

[TBO,*,*]: 1 2 3 :=

G1 0 1 0 ;
```

```
# -----
# Kommandofil: vatten5.run
# -----
```

```
reset;
reset data;
```

```
model vatten5.mod;
data vatten5.dat;
```

```
option cplex_options 'mipgap=0.05';
```

```
solve;
```

```
display y;
```