

Småskalig Vattenkraft

Anna Ranmarker

Thesis for the Degree of Master of Science

Division of Efficient Energy Systems
Department of Energy Sciences
Faculty of Engineering
Lund University
P.O. Box 118
SE-221 00 Lund
Sweden



Småskalig vattenkraft

Reglering av elproduktion efter elpris

Anna Ranmarker

Lunds Tekniska Högskola
Civilingenjörsutbildning Maskinteknik
Institutionen för energivetenskaper
2008

Handledare: Lennart Thörnqvist
Examinator: Jurek Pyrko

Sammanfattning

I arbetet utreds möjligheten att i ett småskaligt vattenkraftverk reglera produktionen efter priset på el. Detta innebär att man ska kunna producera elektricitet när elpriset är högt, och istället lagra vatten under timmar när elpriset är lägre. Vad man kan konstatera är att det tekniskt sett är väl tillrättalagt för denna typ av reglering. Förutsättningen för en sådan reglering är att vattendraget har en naturlig insjö som man kan dra nytta av för regleringen. Är denna tillräckligt stor kan man fort få många tusen kubikmeter att använda för magasinering från en timme till en annan. Det krävs också en del förarbete och extrautrustning för att få en sådan reglering att fungera. Det största problemet är svårigheten att uppskatta flödet uppströms och den stora osäkerheten som ligger i de mätvärden man får fram när det gäller flödesmätning. En väldigt detaljerad mätning kräver dyr utrustning som inte lämpar sig för denna typ av småskaliga projekt där kostnaderna måste begränsas.

I teorin kan man under ett normalår, öka sina inkomster med mellan 2-3 % om dammen är relativt liten, för ett kraftverk på strax under 1 MW. I reella tal innebär detta ca 18-21 000 NOK. Med en större damm som kan lagra vatten för ett dygns produktion, kan man istället öka inkomsten med ca 5 %. Som jämförelse kan det nämnas att den totala intäkten från elen under ett normalår uppgår till ca 800 000 NOK för ett kraftverk i denna storleken (dessa tal tar utgångspunkt i elpriserna från 2006). Trots positiva siffror kan det ifrågasättas om inkomstökningen verkligen kan försvara den extra investeringen som är nödvändig. Slutsatsen är att man med dagens elpris kan ha svårt att motivera en reglering av produktionen efter elpriset. Morgondagens elpris med större variationer över dygnet kan dock bidra till att göra detta lönsamt nog.

Abstract

This essay analyses the possibility to regulate small scale hydro production considering the electricity price. This means the possibility to produce when prices are high, and store water during hours with low electricity prices. One can argue that technically, the conditions for implementing this model are good. It requires the existence of a lake to be used for regulation. If the lake is big enough, one can easily store thousands of cubic with water, from one hour to the next. Some extra equipment as well as reasonable man hours has to be invested in when implementing this. The biggest problem is the difficulties in specifying the water flow upstream and the big uncertainty within the flow measurements. Detailed measurement requires expensive equipment which might not be suited for this type of small scale hydropower developments where costs have to be limited.

In theory, during a year with normal flow, you can increase the profit with between 2-3 % for a hydropower station just below 1 MW, if the dam is relatively small. This means an increase of 18 000-21 000 NOK. A dam with water storage for 24 hours, can increase the profit with around 5 %, which is around 40 000 NOK. As comparison, the total income from power sales for a hydro station of this size is around 800 000 NOK (with electricity prices from 2006) Despite positive numbers it is likely that the profit will not cover the costs of implementing the system neither cover the costs for maintenance. The conclusion is that with today's electricity prices it is hard to motivate the implementation of regulation of water considering electricity price. Tomorrow's electricity price however, with bigger fluctuations might make the system profitable enough to implement.

Förord

Ett tack riktar jag till de anställda på GreenStream network samt Terje Dyrstad på Rovas som har gett mig en god förståelse för de grundläggande mekanismerna i ett småskaligt vattenkraftverk. Ett tack också till min handledare Lennart Thörnqvist.

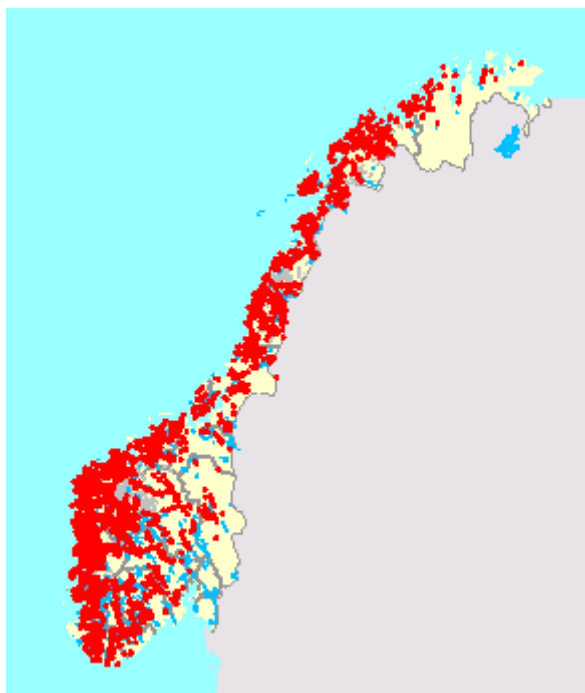
Innehållsförteckning

1	<i>Bakgrund och Inledning</i>	1
2	<i>Syfte</i>	3
2.1	Metod	3
2.2	Målgrupp	3
3	<i>Avgränsning</i>	4
4	<i>Teknik – definitioner och begrepp</i>	5
4.1	Damm	5
4.2	Vattenvägar	6
4.3	Turbin	8
4.4	Exempel	11
5	<i>Elmarknaden</i>	15
5.1	Avregleringen	15
5.2	Trender i elpriset	16
6	<i>Reglering av kraftverk</i>	18
6.1	Vad innebär reglering?	18
6.2	Tekniska förutsättningar	18
6.3	Avtalsmässiga förutsättningar	21
7	<i>Modellering</i>	22
7.1	Referensscenario	26
7.2	Optimeringsscenario	26
8	<i>Scenarioanalys</i>	28
8.1	Projektbeskrivning	28
8.2	Resultat	28
8.2.1	Förluster	32
9	<i>Diskussion och slutsatser</i>	35
10	<i>Referenser</i>	37

1 Bakgrund och Inledning

Bakgrunden för denna uppsatsen, varför den blev genomförd, men också en förklaring till varför ämnet är aktuellt beskrivs närmare i detta stycke.

Förutsättningarna i Norge är utmärkta för en utbyggnad av småskalig vattenkraft. Detta har främst två orsaker. Den ena är de naturliga förutsättningarna, såsom topografin och den stora tillgången på vatten. Norges västkust med sina många fjordar, höga toppar och sin frekventa nederbörd gör landet unikt i fråga om vattenkraftpotential. Den andra faktorn är den möjligheten varje markägare har att bygga ut kraftverk i egen regi. För ett antal år sedan byggdes vattenkraftverk ut i regi av de lokala energibolagen och markägaren fick en kompensation i form av en engångssumma. I dag, i och med den avreglerade elmarknaden och det faktum att det är markägaren som själv äger rätten till fallet (fallrätten) kan han välja att bygga ut i egen regi. Att bygga ett småskaligt vattenkraftverk kostar flera miljoner kronor, men dagens höga energipriser gör investeringen lönsam. Detta har också lett till ett ökat intresse för utbyggnad, och gårdsbrukare ser möjligheten att bygga ett kraftverk som en lösning för att göra gårdsbruket mera lönsamt. Norge har också en lång bakgrund av att bygga vattenkraft även om det då främst rör sig om storskalig sådan. Totalt kommer ca 99 % av Norges elproduktion från vattenkraften, vilket kan jämföras med Sverige som har ca 50 % av total produktion från vattenkraften. Norges Vassdrags och Energidirektorat (NVE) utförde 2004 en kartläggning för att visa vilken potential den småskaliga vattenkraften har i Norge. Figur 1 visualiserar denna potential som teoretiskt sett uppgår till ca 25 TWh. Detta är en fjärdedel av den totala elproduktionen i Norge. Av dessa är det ca 5 TWh som NVE anser vara realiserbara över en 10-års period. NVE har också gett ut en vägledning för utbyggnad av småskalig vattenkraft som noggrant beskriver alla steg i projekteringen av ett kraftverk, detta för att hjälpa privatpersoner att komma igång med en utbyggnad. Denna vägledning går att ladda ner från den Den Norska Energimyndighetens hemsida.



Figur 1: Kartan visar potentialen för småskalig vattenkraftverk i Norge. Varje röd prick utgör ett potentiellt krafverk [4]

Ofta är utbyggnad av småskalig vattenkraft positiv för den lokala näringsverksamheten. Det är vanligt att det är lokala entreprenörer som tas i anspråk under byggfasen. Detta ökar den lokala sysselsättningen i området och stimulerar den lokala ekonomin. Det innebär också en tilläggsnäring för lantbruket. För kommunen innebär utbyggnaden även en starkare ekonomi i form av ökade skatteintäkter. Det statliga organet NVE medverkar aktivt och har ordnat seminarier runt om i landet, där småskalig vattenkraft är temat. Där ges råd och tips till dem som är intresserade av att sätta igång med att bygga ut. Ofta inbegriper seminariet även ett studiebesök på en färdig kraftstation. Även bankerna engagerar sig aktivt och visar stor välvilja att låna ut pengar till en bra ränta. Sammantaget kan det konstateras att småskalig vattenkraft är en verksamhet under stark utveckling i Norge. Detta gör småskalig vattenkraft intressant och högst aktuell.

Rovas är ett företag som jobbar med projektering och utveckling av småskaliga vattenkraftanlägg. De ser på möjligheten att utveckla sitt regleringssystem. I dag är det vanligt att ett regleringssystem endast har som funktion att varna om något går fel, och övervaka hur stor produktionen är momentant. Rovas önskar att se på möjligheten för att också kunna reglera sin produktion efter elpriset. Man hoppas på det sättet kunna vara mer konkurrenskraftiga på marknaden samtidigt som man då kan erbjuda kunden en lösning som ökar intekterna från produktionen. Denna studie är ämnad som ett beslutsunderlag för en sådan systemutveckling.

2 Syfte

Examensarbetets syfte är att utvärdera möjligheten att i ett småskaligt vattenkraftverk, reglera energiproduktionen efter elpriset. Är det praktiskt genomförbart? Vad är det som är avgörande för att det ska vara lönsamt?

2.1 Metod

För att kunna analysera lönsamheten har det skapats en beräkningsmodell som ska visa den ekonomiska potentialen av regleringen efter elpriset. Modellen är gjord i Visual Basic. I Scenarioanalysen appliceras modellen på ett verkligt kraftverk. Slutligen görs en sammanställning och en bedömning av resultaten.

2.2 Målgrupp

Målgrupp för arbetet är en möjlig vattenkraftutbyggare med relativt god förståelse för de tekniska och ekonomiska aspekterna av en utbyggnad.

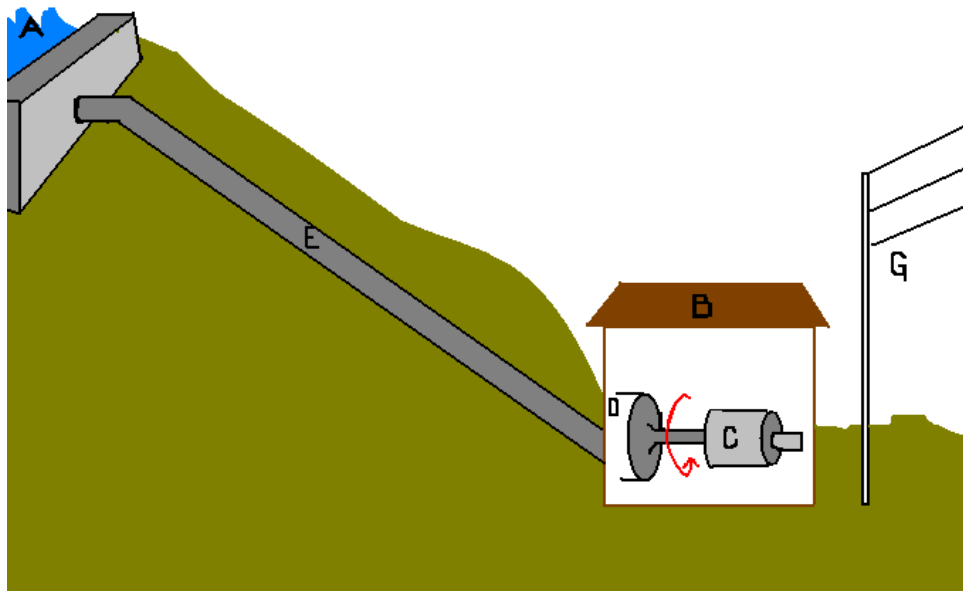
3 Avgränsning

Examensarbetet behandlar småskalig vattenkraft. Småskalig vattenkraft innebär kraftverk med en effekt under 10 MW. Beskrivningarna av de tekniska aspekterna av ett vattenkraftverk är främst övergripande och är tänkta som underlag för att bättre förstå problemställningen. Examensarbetet är utfört i Norge och utgår från Norska förhållanden. Då varje projekt har väldigt olika förutsättningar är det omöjligt att ta fram någon allmän kostnadsberäkning. Rapporten avgränsar sig därför till att hantera intäktssidan och hur den förändras i och med en reglering av produktionen.

4 Teknik – definitioner och begrepp

Energien från ett vattenkraftverk får man genom att utnyttja höjdskillnaden mellan två nivåer. Potentiell energi omvandlas då till kinetisk energi. Den kinetiska energin används sedan för att driva en turbin. Turbinen är i sin tur kopplad till en generator vars uppgift är att omvandla den roterande energin i turbinen till elektrisk energi som går att transportera ut i elnäten. Energien man kan få ut ur ett kraftverk är en produkt av flöde (q), gravitation (g), verkningsgrad (η) och höjdskillnad (h) enligt formel 1

$$(1) \quad P = g \cdot \eta \cdot q \cdot h$$



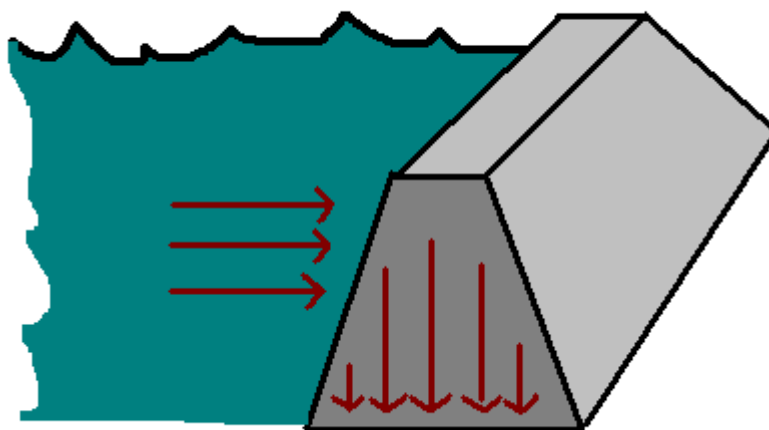
Figur 2 vattenkraftverk A – Vattenmagasin, B – Turbinhus, C – Generator, D – Turbin, E – Vattenrör, G – Kraftkabel

4.1 Damm

En damm kan ha många olika utformningar och funktioner. I vissa fall har den som enda uppgift att fylla upp vatten framför intaget i kraftverket för att se till att intaget hela tiden befinner sig under vatten och att ingen luft kommer in i röret. En damm kan också ha till uppgift att öka fallhöjden i ett vattenkraftverk. Detta kräver dock ett större ingrepp i naturen och är vanligare i Sverige där fallhöjderna generellt sett är lägre.

Ofta ska man i dammen ha en lucka för minimitappning. Minimitappning är ett krav från myndigheterna. För att de negativa miljökonsekvenserna ska mildras är en viss minimimängd vatten tvunget att ledas förbi kraftverket och föras ner i den vanliga vattenfåran. Intaget är den öppning där vattnet förs vidare ned till kraftstationen för produktion av el. Dammen tjänar dessutom flera syften. En av funktionerna är att samla

upp vatten framför intaget så att intaget blir ordentligt nedsänkt. Därmed kan det hållas rent från is och grenar som istället hamnar på ytan. Dammen hjälper också till att reducera vattnets hastighet, vilket ger en mer kontrollerad strömning och leder till minskade förluster i röret. Själva dammkonstruktionen kan ha många olika utseenden. Vilken konstruktion man väljer beror på förutsättningarna. En vanlig konstruktion vid småskaliga kraftverk är gravitationsdammar. Dessa ska med sin egen tyngd klara att stå emot kraften från vattenmassorna. Dammarna gjuts vanligtvis i betong direkt på berget [Fig 3]. Kraften med vilken vattenmassorna pressas mot betongen hjälper till att trycka konstruktionen ner i marken.



Figur 3 gravitationsdamm

4.2 Vattenvägar

Vattenvägens uppgift är att föra vattnet från intaget och ner till kraftstationen. Beroende på terrängen i området för man vattnet ner till kraftstationen antingen via rör eller via en tunnellostning där man spränger sig ner i berget. Det sistnämnda är dyrt men kan vara en lösning i fall där terrängen är svår och vägen är väldigt brant. Det är viktigt att röret hela tiden är fyllt med vatten. Kommer det luft in i vattenvägen kan detta orsaka stor skada på turbinen. Kostnadsmässigt utgör vattenvägarna en stor del av investeringskostnaden. Det rör sig om 10-15% av de totala kostnaderna [2]. En tunnel blir oftast dyrare. De höga kostnaderna på vattenvägarna, ger en utbyggare incentiv till att dra ner på investeringskostnaden genom att välja ett mindre eller ett kortare rör. Det är dock ett beslut som slår tillbaka på ägaren över tid i form av minskade intäkter. Underdimensionering av rör leder förutom produktionsbortfall också till ökade friktionsförluster. Friktionsförlusterna bildas mellan vattnet och rörväggen då vattnet transporteras i röret. Ett större rör innebär att förlusterna minskar. Å andra sidan innebär det kraftigt ökade investeringskostnader. Merkostnaden för att välja ett större rör, måste täckas av intäktsökningen från produktionen över kraftverkets livslängd.

Rör

Det är tre faktorer som påverkar förlusterna. Dessa är längden på röret, diametern och den invändiga ytråheten. Röret dimensioneras vanligtvis utifrån val av turbin och med utgångspunkt i det genomsnittliga flödet genom turbinen över året. Rördiametern uttryckt i meter beräknas enligt:

$$(2) \quad D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{V_{\max} \cdot \pi}}$$

Den maximala hastigheten i röret får man genom att dela det maximala flödet genom turbinen (Q) med tvärsnittsarean i röret (A)

$$(3) \quad V = \frac{Q}{A}$$

Många av de matematiska teorierna inom strömningsläran har tagits fram genom experiment och empiriska metoder. Att få fram några exakta matematiska beskrivningar är komplicerat och det finns många teorier som konkurrerar. En teori som beskriver tryckförlusterna i ett rör är Darcy-Weisbachs ekvation för raka rör med konstant cirkulärt tvärsnitt och fullt utbildad strömning:

$$(4) \quad \Delta p_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2}$$

Denna ekvation kan istället räknas om i höjdförluster. Genom att sätta förlusterna i relation till bruttohöjden kan man lättare få ett begrepp om storleken på förlusterna

$$(5) \quad hf = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

λ – Friktionskoefficient	[-]
L – Rörlängd	[m]
D – Rördiameter	[m]
C – Vattenhastighet	[m/s]
g – gravitationen	[9,81 m/s ²]
ρ – densitet	[kg/m ³]

Friktionskoefficienten skiljer sig beroende på vilken sorts rör man använder, den går ofta att få tag på från tillverkaren. Även engångsförluster uppkommer i fogar, skarvar och i svängar, dessa är dock relativt små i relation till friktionsförlusterna mot rörväggen. Vanligtvis försöker man undvika allt för kraftiga krökar i röret.

Tunnel

Väljer man att leda vattnet genom en tunnel måste man först bygga en tunnel vågrätt in i bergväggen i höjd med kraftstationen, nästa steg är att borra ett lodrätt schakt upp till intaget. Fördelarna med en tunnel är att den inte fryser om vintern, att den har låga

underhållskostnader och att friktionsförlusterna blir mindre. Nackdelen är att det ofta är en kostbar lösning.

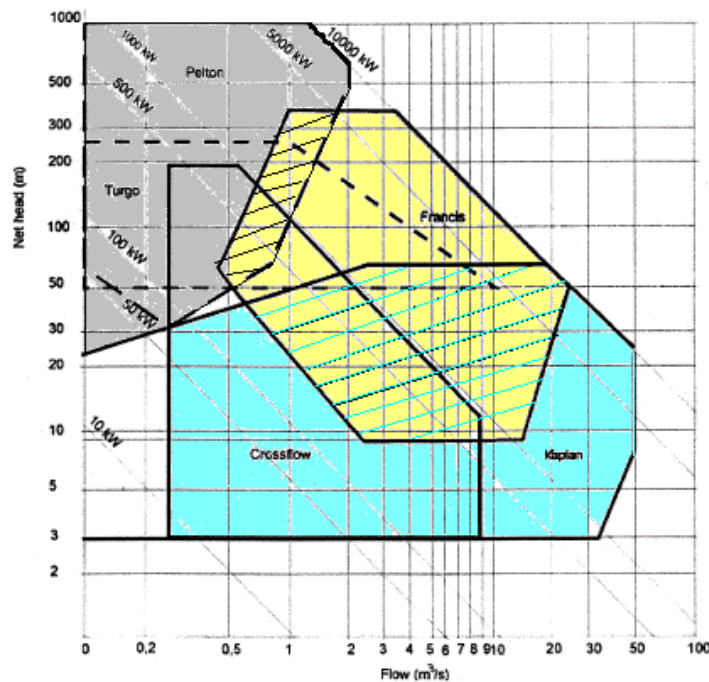
Friktionsförlusterna i en tunnel går att räkna på enligt ekvation 6:

$$(6) \quad h_f = \frac{L \cdot Q^2}{M^2 \cdot A^2 \cdot R^{4/3}}$$

Q – Flöde genom turbin	[m ³ /s]
L - Längden på tunneln	[m]
M – Mannings friktionskoefficient, ca 33	[-]
A – Tvärsnittet på tunneln	[m ²]
R – Hydraulisk radie = A/O	[m]
O – Våt omkrets	[m]

4.3 Turbin

Turbinens uppgift är att omvandla energin i vattnet till en mekanisk rotationsrörelse. Det är främst tre typer av turbiner som dominerar marknaden i Norge, Peltonturbinen, Francisturbinen och Kaplanturbinen. Vilken man väljer beror främst på fallhöjd och vattenmängd, figuren nedan visualiserar detta. Utifrån en given vattenmängd och höjd kan man i figuren läsa sig till vilken typ av turbin som lämpar sig bäst. Peltonturbinen fungerar till exempel bäst under förhållanden med höga fallhöjder och låga flöden medan Francisturbinen lämpar sig bättre där fallhöjden är lägre och flödet större. Även verkningsgradskurvan är viktig när man väljer vilken turbin man skall ha. Denna varierar dels med vilken typ av turbin man väljer, men även samma typ av turbin kan skilja i verkningsgrad beroende på tillverkare.



Figur 4: Indelning av turbin efter flöde och fallhöjd [2]

Peltonturbinen som är anpassad för relativt små flöden och höga fallhöjder, lämpar sig bra för de Norska förhållandena. Bilden nedan visar hur vattnet förs i en båge runt själva turbinen och fördelar sig jämt över ett antal munstycken försedda med ventiler. Vattnet lämnar munstyckena i en fri stråle som träffar skovlarna och får hjulet att snurra.



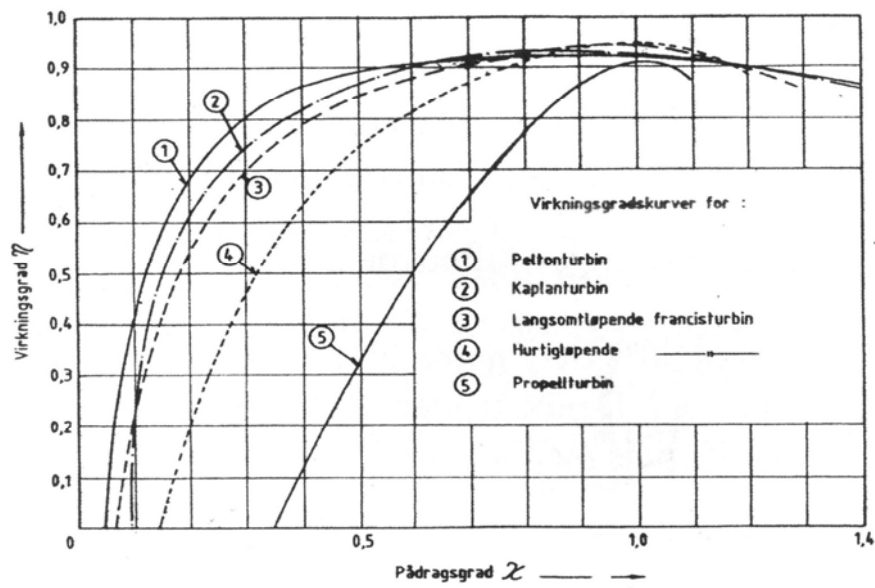
Figur 5: Del av en peltonturbin med fem ventiler

Peltonturbinens utformning med munstycken som kan tas i bruk ett efter ett beroende på storleken på flödet gör att man kan producera på en rimlig verkningsgrad även vid låga flöden.

Francisturbin används där vattenföringen är medelstor i förhållande till fallhöjden. Här leds vattnet in till turbinen via ett spirallrör som fördelar vattnet jämt över ledskovlarna och vidare in till hjulet. Ledskovlarna är reglerbara och kan användas för att reglera vattenmängden in på hjulet. Francisturbinen har ett mer definierat maximum på sin verkningsgradskurva jämfört med Peltonturbinen, och omvandlingsförlusterna är stora vid låga flöden.

Kaplanturbinen används där flödet är stort i förhållande till fallhöjden. Den liknar Francisturbinen i sin utformning med skillnaden att drivhjulet här är format som en propeller med vridbara skovlar. Detta gör att turbinen kan användas i älvar där flödet och fallhöjden varierar kraftigt över året.

Bilden nedan visar skillnaden i verkningsgrad för de olika turbinerna. Peltonturbinen är den turbin som har bäst verkningsgrad vid låga flöden. Francisturbinen har betydligt sämre verkningsgrad och det kan ibland krävas att man installerar två stycken francis turbiner, en med lägre och en med högre effekt, för att inte allt för mycket energi ska gå förlorad vid låga flöden.



Figur 6 Verkningsgradskurvor för Pelton, Kaplan och Francis turbiner. [2]

4.4 Exempel



Figur 7: En älv i de norska fjällen

Älvarna i Norge är många, och ofta med relativt höga fallhöjder. Samtidigt är de ett fint inslag i naturen. Meningen är att den småskaliga vattenkraften inte ska innebära några större ingrepp i naturen. Det stora tryck som just nu finns på utbyggnaden av småskalig vattenkraft innebär dock att myndigheterna måste ta större miljöhänsyn. Därför uppmanas alla fylken (Landskap) att utarbeta en plan som listar vilka områden som borde skyddas mot en utbyggnad.



Figur 8: Rörgata

Att anlägga en rörgata är en process som kräver stora insatser. Med helikopters hjälp lyfts rören på plats. Det är viktigt att rören förankras ordentlig i jorden. Det är enorma krafter som verkar inne i röret när kraftverket är igång. För att kraftverket ska ha en lång

livslängd krävs därför noggrant projekteringsarbete innan man påbörjar arbetet. Hur man väljer att lägga röret beror på terrängen i området. Man försöker att undgå för mycket grävningsarbete vilket ofta är kostsamt. Samtidigt vill man ha en så kort väg som möjligt för att undvika stora friktionsförluster och höga investeringskostnader.



Figur 9: Övervakningsskärm för kraftverket

Inne i Kraftverket kan man på övervakningsskärmen kontrollera driftstatus. Idag går det också att ordna så att övervakningen kan ske via Internet.



Figur 10: Vattenrör och turbinhus

Rörgatan går direkt in i turbinhuset där energin i vattnet omvandlas till elektricitet.



Figur 11: damm

Den naturliga platsen för en insjö kan vara ett bra utgångsläge för att anlägga en damm. Det som krävs är fundament för att hålla vattnet på plats i magasinet och som ger en möjlighet att reglera vattenmängden. Den reglerbara vattenvolymen kan bli avsevärd om dammen har en stor ytareal.



Figur 12: En rörgata modell äldre.

Ett äldre rör ingjutet i betong vid sidan av den riktiga älven. Vanligtvis brukar man, när man räknar på ekonomin för ett kraftverk, anta en livslängd på ca 40 år. Det finns dock kraftverk i drift som idag är mer än 100 år gamla.



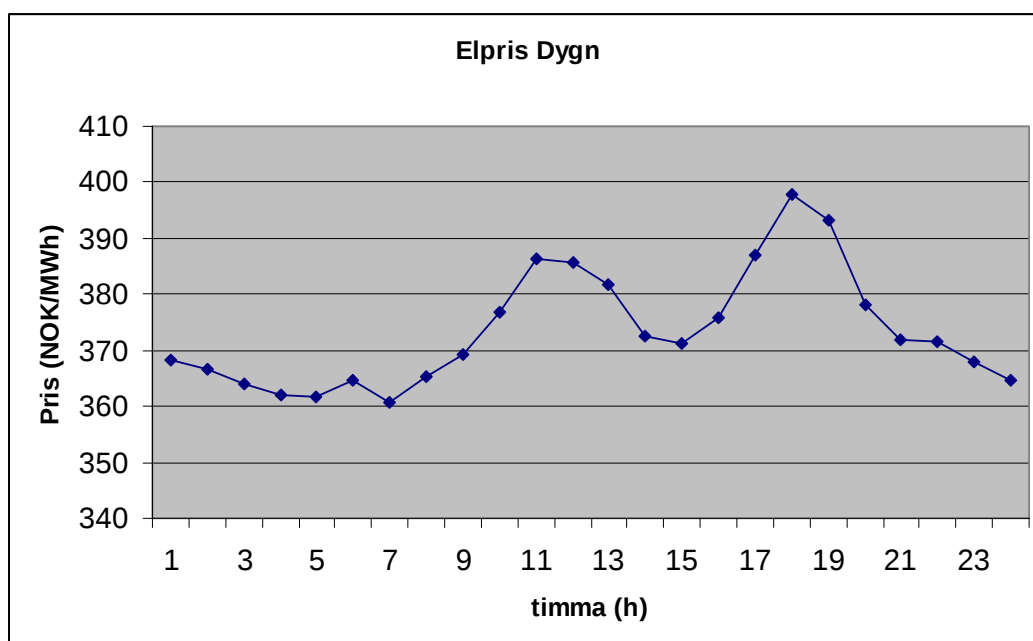
Figur 13: Turbinhus med en peltonturbin

Kraftstationen kan se ut på många olika sätt. Viktigt är dock att det smälter in i omgivningen och att isoleringen är god. Ljudet från kraftverket kan ibland upplevas störande av omgivningen

5 Elmarknaden

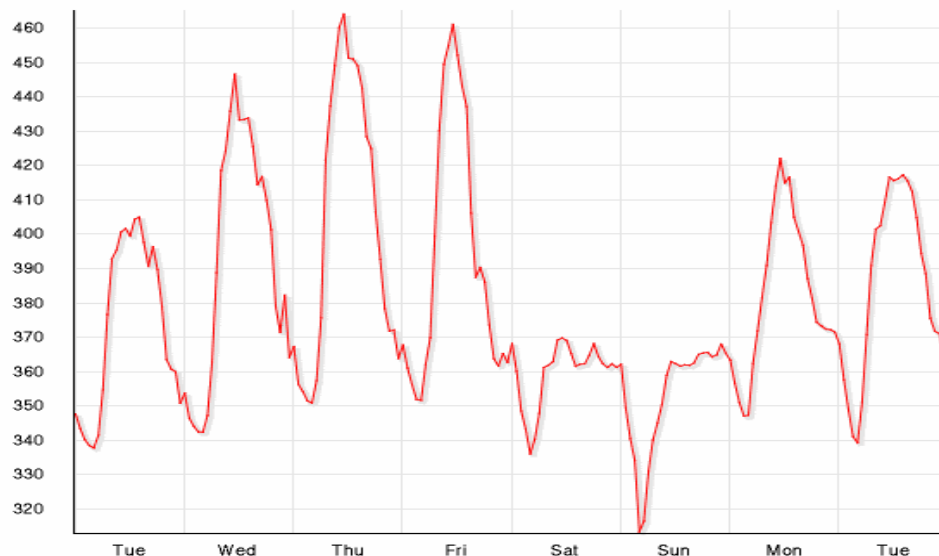
5.1 Avregleringen

Sedan några år tillbaka har vi en avreglerad energimarknad i Norden. Detta innebär att priset på el inte längre är reglerat av staten utan styrs av utbud och efterfrågan. Den marknadsplats, börs, där detta sker heter NordPool och är lokaliserad till Oslo. Aktörerna på marknaden, de som säljer och de som köper el, lägger in bud de anser rimliga. Utifrån dessa bud upprättas sedan en utbuds- och efterfrågekurva och priset för morgondagen sätts där utbud och efterfrågan möts. Varje enskild timme har ett nytt pris och följaktligen sätts tjugofyra olika priser för nästkommande dygn.



Figur 14 Dygnsvariationen av elpriset [4]

En högre efterfrågan innebär att priset höjs. Detta är orsaken till att priset är som lägst under natten för att sedan stiga markant under dagen. Svängningarna är dessutom oftast större under veckodagarna och mindre under helgerna. En prisdifferens på ca 100 NOK/MWh under ett och samma dygn hör inte till ovanligheterna. Det är alltså dessa prisvariationer som en elproducent kan använda sig av för att öka sina intäkter från försäljningen av el.



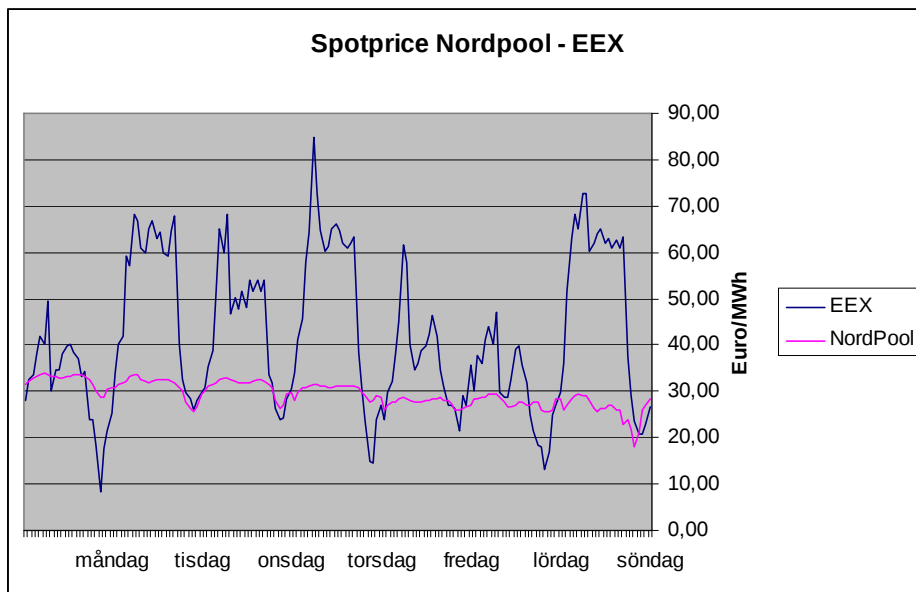
Figur 15 Elpriset under en vecka i juli 2006, priserna är i NOK/MWh [4]

Vattenkraften spelar en viktig roll på energimarknaden på grund av möjligheten att anpassa sin produktion efter förbrukningen. Ett stort problem i dag är svårigheten att lagra energi på ett kostnadseffektivt sätt. Genom vattenkraften finns det en möjlighet att lagra energi genom att dämma upp vatten i magasinen. På detta sätt kan man spara vatten från en timma till en annan eller från en säsong till en annan och på så sätt utnyttja magasinet som en form av batteri. Eftersom vattenkraften står för en relativt sett stor andel av energiproduktionen i Norden ger detta goda möjligheter att möta de effekttoppar som uppstår när elkonsumenterna är höga. I Tyskland, där man inte har tillgång till billig vattenkraft måste istället dyrare kraftverk tas i bruk och priserna är därmed högre. Elpriserna i Tyskland ligger en bra bit över de nordiska elpriserna.

5.2 Trender i elpriset

Om man ser på elpriset från en elproducentens synvinkel så innebär ett högt elpris bättre lönsamhet för elkraftproducenten. Ett kraftverk som tidigare varit olönsamt att bygga ut kan därmed få en lönsamhet som gör en utbyggnad möjlig rent ekonomiskt. De flesta prognoser pekar på att elpriset kommer att stiga i framtiden, vilket också är vad de flesta rapporter i ämnet konkluderar med. En av orsakerna tros vara de högre elpriserna i övriga Europa som i och med fler överföringskablar mellan Norden och övriga Europa i hög grad kommer att påverka de nordiska priserna.

För den reglering som studeras närmare i denna rapport, reglering av elproduktionen efter elpriset, är det prisförändringarna över dygnet som spelar en avgörande roll. Redan idag kan man se en tydlig skillnad i pris mellan till exempel dag och natt. Det finns också starka indikationer på att dessa skillnader kommer att öka framöver. Som illustration kan man i Figur 16 se skillnaden i pris, under en vecka i november, mellan den nordiska börsen NordPool och den tyska börsen EEX.



Figur 16. Elpriset första veckan i november 2005, [4, 5]

Elmarknaden är en komplex marknad och många olika faktorer spelar roll för prissättningen. Den påverkas indirekt av priset på andra energivaror som olja och kol. Även handeln med utsläppsrätter har under det senaste året spelat en avgörande roll för priset på el. När priset på utsläppsrätterna ökar, ökar även priset på el. Figur 17 visar hur prisutvecklingen har sett ut från år 1996 och fram till nu. Då detta endast är veckopriser går det inte att utläsa något om prisförändringarna över dagen. Man kan dock konstatera att priset stabiliserat sig på en högre nivå från och med år 2001. De extremt höga priserna år 2003 berodde främst på en extrem torrårssituation med väldigt låg fyllnadsgrad i de större magasinen.



Figur 17 Elpris 1996-2005, löpande veckopriser [1]

6 Reglering av kraftverk

6.1 Vad innebär reglering?

Reglering av ett kraftverk innebär att vattnet samlas upp i ett magasin som ligger i anslutning till kraftverket. Magasinet används för lagring av vatten från en tidpunkt till en annan. Det kan finnas flera skäl till varför man väljer att reglera sin produktion. Det kan till exempel vara frågan om att säkerställa ett jämnare flöde över tiden, eller möjligheten att använda den producerade elen till egen förbrukning. Vilket gör att produktionen måste styras efter konsumtionen.

Det är viktigt att förstå dynamiken i vattenflödet över året. Störst tillgång på vatten finns under vårfloeden, den tidpunkt då snön smälter och allt vatten som legat lagrat uppe på bergen i form av snö och is, samlas i vattendragen. Trycket i älvarna kan bli enormt och stora mängder vatten måste släppas förbi kraftverket, då turbinen inte har kapacitet nog att ta hand om allt. Under vintern fryser istället många vattendrag och tillgången minskar drastiskt. Flödet kan även skilja sig väldigt mycket från år till år. Man talar ofta om torrår, då tillgången på vatten över lag är väldigt låg. Denna oförutsägbarhet gör att magasinerna tjänar stor nytta när det gäller att reglera energiproduktionen. Med riktigt stora magasin finns möjligheten att lagra vatten från ett år till ett annat eller från en säsong till en annan. Detta kräver betydande ingrepp i naturen och stor påverkan på djur och växtliv. En del av poängen med småskalig vattenkraft är att ingreppet i naturen är, och ska vara, litet. Detta är orsaken till varför ansökningsproceduren är relativt enkel och ska i utgångspunkten gå ganska fort. Ett mindre vattendrag kan dock redan innehålla en eller flera naturliga dammar eller insjöar som, om placeringen är gynnsam, kan tas i bruk som magasin till kraftverket. Att använda sig av dessa naturliga magasin innebär inga större ingrepp i naturen, förutom viss inverkan på djur och växtliv längs med strandkanten. Denna inverkan måste därför utredas. Dammarna ger möjligheten för producenten att:

- Välja att producera sin energi under tider på dygnet när priset på elen är högt
- Ta tillvara på mer av den årliga nederbörden.
- Köra kraftverket på en mer optimal driftspunkt

En negativ påverkan kan, som påpekats innan, vara de förändringar i vattennivån som följer av en reglering. Dessa variationer påverkar det växt- och djurliv som lever vid strandkanten. Det är svårt att hantera de snabba växlingarna mellan låg och högvatten. Skadorna kan dock begränsas genom att sätta en låg regleringshöjd i magasinet (den nivå mellan vilket vattenståndet varierar). Detta är gränser som sätts av NVE under tillståndsprocessen.

6.2 Tekniska förutsättningar

Vad är det då som krävs för att reglering av en älv ska vara möjlig? Först och främst krävs det vissa terrängmässiga förutsättningar för att ett magasin ska vara möjligt att anlägga. Utöver denna grundläggande förutsättning krävs teknisk reglerutrustning för att kunna styra produktionen. Sådan teknik finns färdigutvecklad och i arbete i de flesta större produktionsanläggningar i dag. Däremot är det svårt att finna dess motsvarighet inom den småskaliga vattenkraften. De senaste fem till tio åren har det hänt en del inom

teknologiutvecklingen för småskaliga kraftverk. Det går att dra en klar skiljelinje mellan privat och offentligt ägda småkraftverk. Den senare formen av ägandeskap var vanligare för ca tio år sedan. Det faktum att fler och fler väljer att bygga ut sin fallrätt i privat regi har inneburit en liten revolution för småkraftteknologin. Det är inte längre aktuellt att bygga upp driftcentraler från vilka man kan styra och övervaka sitt kraftverk. Ekonomin har blivit en allt viktigare faktor. Utvecklingen har anpassats till det faktum att det nu är privata ägare som dominerar, vilket har drivit fram andra lösningar. Till exempel finns nu möjligheten att hämta informationen via Internet, telefon eller genom ett enkelt SMS till mobilen. Har man därför tillgång till en telefon eller Internetuppkoppling finns det alltid en möjlighet att övervaka kraftverkets status. Via övervakningssystemen kan man kontrollera att vattennivån i magasinet inte understiger intagets höjd. Detta kan nämligen medföra att luft kommer in i röret vilket kan vara förödande för turbinen. Systemet varnar dessutom om maskineriet i kraftverket överhettas. Detta sätt att via fjärrstyrning övervaka sitt kraftverk blir allt vanligare och de flesta kraftverk med en effekt över 1 MW byggs idag med den sortens styrsystem. Denna utveckling som gör övervakningen mer flexibel och lättillgänglig, är positiv för ändamålet att integrera dygnsreglering i systemet. De tekniska förutsättningarna för denna typ av reglering finns redan på plats. Det behövs därför bara en modifiering och anpassning av dagens befintliga övervakningssystem för att möjligheten med reglering efter elpriset ska bli verklighet.

Mätning

För att kunna reglera produktionen efter elpriset är det viktigt att veta hur stort flödet uppströms är. Det är nödvändigt att hela tiden veta hur mycket vatten man har att hushålla med. Flödesmätning är dock ganska komplicerat. Till och med de mest sofistikerade mätmetoderna har en felmarginal på några procent. Dessutom är många instrument väldigt dyra och därmed inte aktuella för denna typ av småskaliga projekt, vars budget måste hållas nere för att vara lönsamma. Sättet man väljer att mäta flödet på begränsas alltså av, som i så många andra fall, ekonomin i projektet. Dessutom kan det vara andra omständigheter som komplicerar. Det kan t.ex. röra sig om en insjö där flera vattendrag strålar samman. Att mäta flödet i vart och ett av dessa blir i de flesta fall en dyr process. Ett alternativ är att med utgångspunkt från tillgänglig data på flöde, vattennivå i magasinet m.m. räkna sig fram till det aktuella flödet i vattendraget.

$$(7) \quad q_{in} = q_{ut, turbin} + q_{ut, tapp} - \Delta V$$

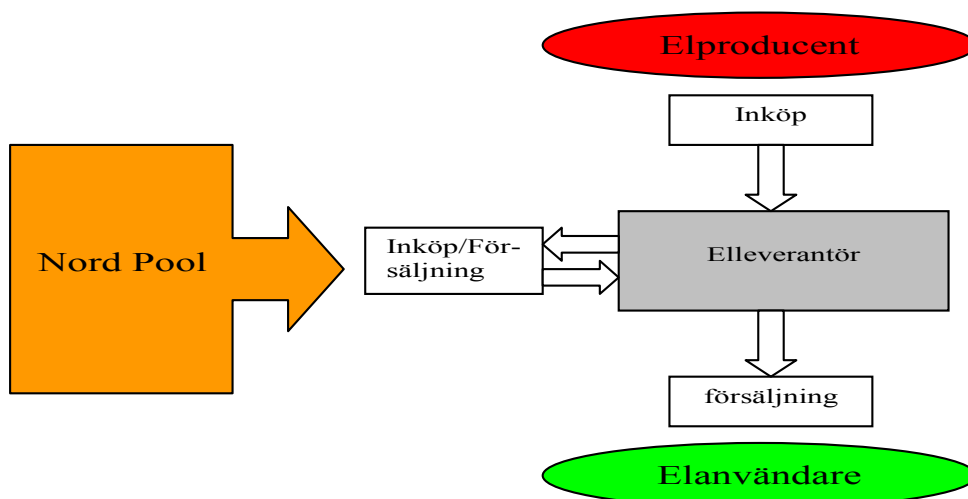
q_{in} – Flöde in i magasinet	$[m^3/s]$
$q_{ut, turbin}$ – flöde genom turbinen	$[m^3/s]$
$q_{ut, tapp}$ – Flöde som tappas förbi kraftverket	$[m^3/s]$
ΔV – Variation av vattenståndet i dammen omräknat i m^3/s	$[m^3/s]$

Resultatet blir, genom detta sätt att räkna, behäftat med mycket osäkerhet. Störst noggrannhet har parametern $q_{ut, turbin}$, eftersom denna bygger på uppmätta data från kraftproduktionen. Förlusterna som uppkommer i rören måste dock tas i beaktande. Tappningen, $q_{ut, tapp}$, sker rent praktiskt genom en öppning i kraftverksdammen där vattnet fritt kan strömma ut. Denna parameter måste därför bygga på ett antagande om ett troligt medelflöde ut genom öppningen. ΔV får man genom att upprätta en nivåkurva över dammen, där volymen som funktion av höjden mäts upp med största möjliga noggrannhet. Eftersom de flesta dammar redan har en kontrollanordning för mätning av vattenståndet i magasinet kan detta med hjälp av nivåkurvan översättas till en volym. Då dammen ofta är anlagd i en bergsformation med mycket variabelt tvärsnitt, kan även det vara en källa till felberäkningar.

De flesta mätmetoder är mer eller mindre osäkra. Vad har då detta för inverkan på regleringen efter elpriset? Man talar om två flöden. Dels det faktiska flödet, det som verkligen flyter i vattendraget, dels det modellerade flödet, det flödet som räknas fram baserat på de tillståndsdata som hämtas in om kraftverket. Vad händer alltså om det modellerade flödet skiljer sig från det faktiska flödet? I realiteten innebär det att om det modellerade flödet är lägre än det faktiska flödet kommer modellen att ha mindre vatten att disponera över dygnet. Detta i sin tur innebär att mer vatten än beräknat kommer att finnas kvar i magasinet vid periodens slut (perioden är 24 timmar). Uppskattas å andra sidan ett för högt modellerat flöde sker det omvända. Som följd av felmätningarna sker alltså en omfördelning av produktionen som kan inverka negativt på intäkterna. Å andra sidan kommer denna felmängd som uppkommer på grund av ett för lågt modellerat flöde fortfarande att användas för produktion under timmar med högt pris nästkommande dag.

6.3 Avtalsmässiga förutsättningar

En annan viktig aspekt är avtalen som finns mellan elproducent och elleverantör. Samverkan mellan dessa tydliggörs i figur 18.



Figur 18: Samverkan mellan elleverantör, elproducent, elanvändare och NordPool.

Det finns många olika sätt ett kraftverksägar kan välja att organisera sig på när det gäller finansieringen av kraftverket och försäljningen av sin el. Under förutsättning att det finns kapacitet på kraftnätet och att kraftverket har möjlighet att knyta sig på är det fritt fram för kraftverksägaren att sälja elen var han vill. Rent teoretiskt skulle ägaren av kraftverket kunna ansluta sig till Nordpool och själv styra över sin egen försäljning. I praktiken är detta dock allt för kostbart och det kräver dessutom mycket administration. Istället kan producenten (kraftverksägaren) välja att sälja sin kraft till en elleverantör. Elleverantören räknar då in denna produktion i sin egen volym och tar på så vis på sig ansvaret för försäljningen till Nordpool. Ett avtal upprättas mellan producenten och leverantören och utformningen på dessa avtal kan variera stort. Banken har här en central roll. Dess uppgift är i grund och botten att låna ut pengar för att finansiera projektet. Som vilket annat lån som helst så vill banken vara säker på att den får igen sina pengar. Dessutom är deras kompetens när det gäller energimarknaden i allmänhet och vattenkraft i synnerhet, i flera fall ganska begränsad. Av dessa orsaker ställer bankerna ibland särskilda krav på avtalet mellan producent och leverantör. I vissa fall måste kraftverksägaren binda upp sig mot ett fast elpris. Detta innebär att ett avtal skapas där kraftverksägaren förbinder sig att sälja kraften till leverantören för ett fast pris över en viss tidsperiod. Det kan röra sig om allt mellan 5-20 år. På detta sätt blir producenten, och därmed banken, skyddade mot nedgångar i elpriset, men de får heller inte ta del av eventuella uppgångar. Oavsett om priset sjunker eller stiger kommer producenten då att sälja sin el för ett fast pris till leverantören. Denna typ av avtal har varit relativt vanliga under en längre tid men trenden har de senaste åren kraftigt förändrats. Att använda sig av rörligt pris, så kallade "spotpris-avtal" har blivit allt vanligare. Detta har antagligen att göra både med dagens höga elpriser och med den allt större medvetenheten som växer fram hos allmänhet och näringsliv i takt med att fler kraftverk byggs ut. Det finns i dag över 100 olika leverantörer att förhålla sig till bara i Norge, både när det gäller köp och försäljning av el. Dessa elleverantörer ställer olika krav på och ger olika förutsättningar till kunderna. Vissa har stor erfarenhet av

småskalig vattenkraft och andra har det inte. De långivande bankerna kan generellt delas in i två grupper. De banker som är dåligt insatta i denna typ av investeringar har en tendens att vilja knyta upp avtalet mot fastpris, medan de banker som tidigare har haft erfarenhet av liknande projekt visar sig vara mer positiva till rörligt pris.

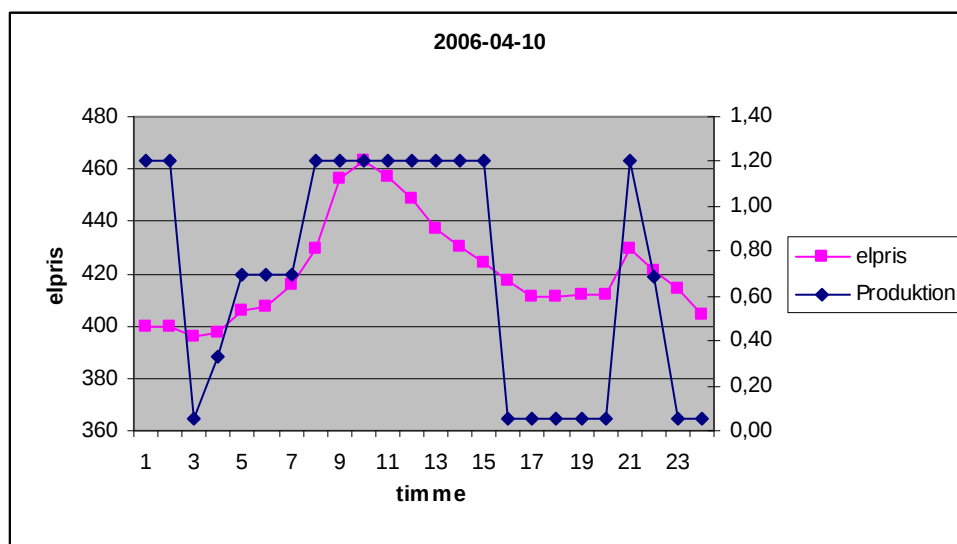
7 Modellering

Modellen i denna rapport baserar sig på historiska data av både elpris och flöde. Enkelt beskrivet skulle man kunna se på elpriset under en dag, låt säga att det ser ut enligt tabell 1

Tabell 1: Elpriset under ett dygn i april 2006

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
399	399	396	397	406	407	416	429	456	463	457	449	437	430	424	418	411	411	412	412	429	421	415	404

Vi förutsätter att flödet i vattendraget är känt, liksom det maximala flödet som kan gå genom turbinen. Mängden vatten som rinner i vattendraget under ett dygn kan då, genom att se på tabell 1 placeras ut på de timmar som betalar bäst. Vid extremt låga flöden är det möjligt att vattnet endast räcker till för produktion på max effekt under en timma, vilket i detta fall skulle vara timma 10. Ju högre flöde, desto fler timmar kan flödet distribueras över. Enligt tabellen kommer de i tur och ordning distribueras över timma 10, 11, 9, 12 osv. Detta är dock en omständlig process som tar alldeles för lång tid att göra manuellt om man ska räkna på ett helt år. Genom att formulera problemet i matematiska termer, kan man istället med datorns hjälp ta fram ett produktionsschema som justeras efter elpriset, figur 19 visar två grafer, den ena är elprisets variation över dygnet och den andra är produktionen från ett kraftverk som anpassar sig efter elpriset. Man ser här hur produktionen pendlar mellan max och minimum kapacitet som en följd av elpriset.



Figur 19 Visualisering av produktionens anpassning efter priset på el.

För att kunna analysera en längre period, formulerar man en funktion som ska maximeras eller minimeras under beaktande av vissa bivillkor. Målfunktionen är den funktion som ska maximeras eller minimeras.

Maximera: inkomst från såld energi + värdet på lagrat vatten

$$(8) \quad \gamma \sum_{t=0}^{24} P_t \cdot Q_t + \gamma \cdot P_f \cdot M(24)$$

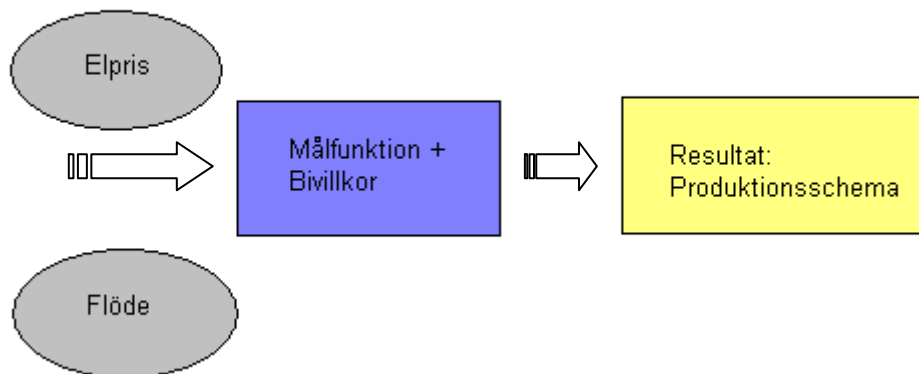
$$(9) \quad \gamma = \frac{H_{\max}}{Q_{\max}}$$

	[MW/HE]	
P_t	Elpris timme t	[NOK]
P_f	Elpris timme 24	[NOK]
Q	Flöde timme t	[HE]
$M(24)$	Mängden lagrat vatten timme 24	[HE]
$Q_{\max}$	Max flöde genom turbinen	[HE]
$H_{\max}$	Effekt vid $Q_{\max}$	[MW]

HE står för Hour Equivalence (tim ekvivalent). Målfunktionen (ekv 8) ska anta ett så stort värde som möjligt. Detta gör man genom att förändra de parametrar som ingår i funktionen. Parametrarna är mängden vatten i dammen ($M(24)$) och flödet genom turbinen ($Q_{\max}$). För att göra denna beräkning används funktionen Solver i Excell, Hur Solver fungerar förklaras på sidan 24. Med Solvers hjälp ska målfunktionen bli så stor som möjligt. För att undvika att lösningen blir oändligt stor läggs begränsningar, även kallade bivillkor in.

Bivillkor:

- Max flödet genom turbinen
- Min flöde genom turbinen
- Max förvaring i dammen
- Min förvaring i dammen
- Max minimitappning
- Min minimitappning
- Mängden vatten som kommer in i dammen uppströms, mängden vatten som töms ut ur dammen nedströms och förändringen av nivå i dammen måste vara i jämvikt



Figur 20: visualisering av beräkningsgången.

För att hantera olika scenarion med högt och lågt flöde måste flera scenarion läggas in i modellen. Ett scenario är det fall där flödet uppströms inte är tillräckligt för att driva turbinen runt. Här läggs det in en begränsning som säger att flödet genom turbinen i detta fall ska vara noll och allt vatten ska användas för minimitappningen. Ett andra scenario är perioder med extremt stora flöden, när flödet uppströms överstiger maximalt flöde genom turbinen. Under dessa perioder är regleringen onödig eftersom dammen är fylld och det optimala är att producera på max effekt. Det tredje scenariot är när flödet uppströms ligger innanför det dimensionerade flödet för turbinen. Modellen har då begränsningarna att flödet genom turbinen aldrig får överstiga turbinens maximala eller understiga turbinens minimala kapacitet. Det är också i detta scenario som regleringen har sin största betydelse, och möjligheten att omfördela produktionen beroende på elpriset är som störst.

Solver

Solver är den funktion som modellen använder sig av för att få fram resultat. Det är en Excel funktion som använder sig av iteration. Detta innebär att den ändrar värdena i en grupp med celler för att påverka resultatet i målfunktionen (ekv 8, sid 23), som är direkt eller indirekt relaterad till dessa celler. Till sin hjälp har man också möjlighet att lägga in bivillkor, vilket innebär att man lägger begränsningar på målfunktionen. Det går också att begränsa hur många iterationer som Solver ska göra innan man kommer fram till den slutliga lösningen. Detta är relaterat till hur snabbt och effektivt man önskar att programmet ska arbeta. I detta fall användes ett maximum på 100 iterationer. Flera iterationer innebär att det tar längre tid att utföra varje beräkning. Det finns också andra variabler man kan förändra vilket påverkar noggrannheten i resultatet men också tiden det tar att komma fram till ett svar. Dessa variabler är beskrivna nedan, och inom parentes står det vad som är valt i modellen. Dessa siffror är baserade på tester. Tiden är den begränsande faktorn men det visar sig att dessa begränsningar nedan ger en tillräckligt noggrann lösning för ändamålet med detta arbete.

- Tiden för iterationen och antalet iterationer. (tiden: 500 sek, iterationer:100)
- Graden av precision. (0,001)

- Tolerans, hur stort fel kan resultatet tillåtas att ha (5%)
- Graden av konvergens, visar hur stor relativ förändring som tillåts under de fem sista iterationerna. (0,001)

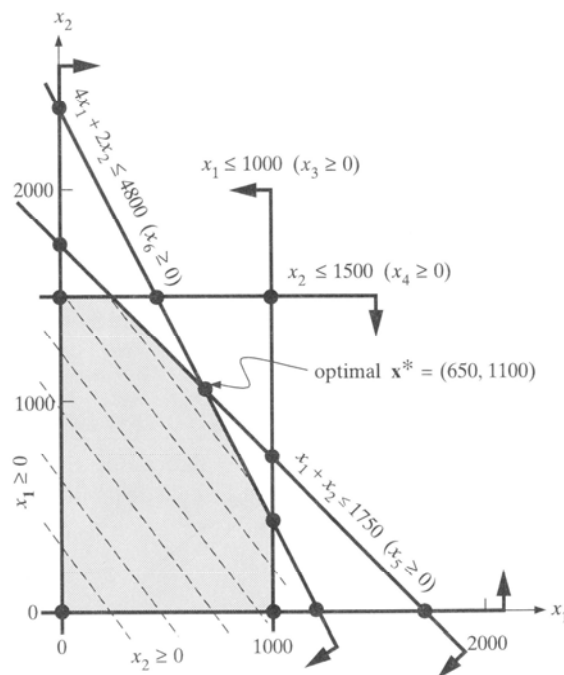
Simplex metoden

Solver använder sig av Simplex metoden för att lösa ett linjärt optimeringsproblem. Ett optimeringsproblem består av en målfunktion och vissa givna begränsningar:

Illustrationsexempel:

Målfunktion: $12x + 9y$

Begränsning: $x \leq 1000$
 $y \leq 1500$
 $x+y \leq 1750$
 $4x+2y \leq 4800$
 $x, y \geq 0$



Figur 21 Grafisk framställning av illustrationsexemplet ovanför [6]

Simplex metoden [6] kräver att optimeringsproblemet är linjärt.

Linjaritet gäller om:

1. Funktionen är kontinuerlig
2. Problemet endast har en målfunktion.
3. Alla begränsningar består av linjära likheter eller olikheter.

Illustrationsexemplet ovan är ett linjärt problem. Området som är skuggat i figuren är det område inom vilket en lösning är tillåtet och randen är de yttergränserna som

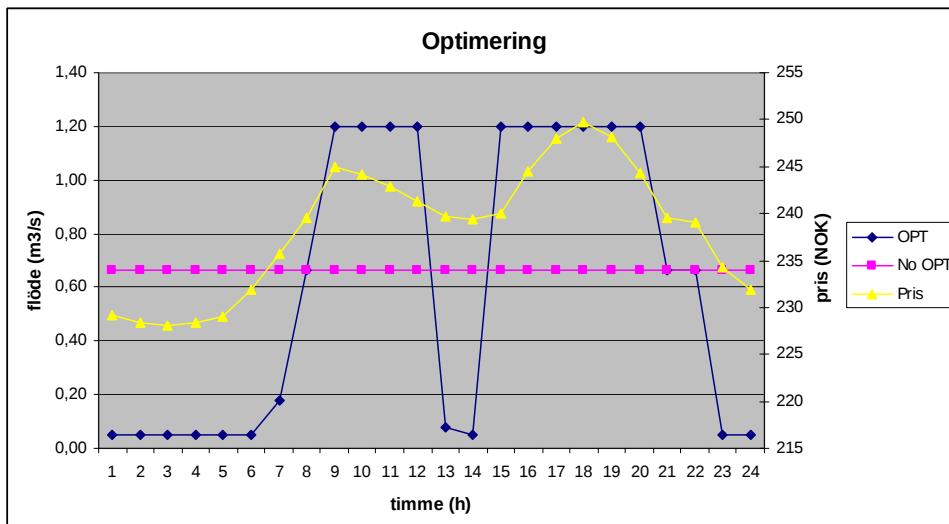
omsluter lösningssområdet. Simplexmetoden löser problemet på följande sätt: Den utgår från ett slumpvis valt ställe på randen, och jobbar sig därefter hela tiden åt det håll på randen som ger den största förändringen av funktionsvärdet. Kommer man till en extrempunkt (i exempelvis ovan en hörnpunkt) väljer man återigen de värden som ger den största förändringen och jobbar sig på så sätt vidare längs med randen tills man kommer till en punkt där ett större funktionsvärde inte längre går att uppnå (förutsatt att det rör sig om ett maximeringsproblem). Denna punkt utgör den ändliga lösningen på optimeringsproblemet, och det faktum att problemet är linjärt säkerställer att lösningen är ett globalt och inte bara ett lokalt maximum. Det är anledningen till varför linjära optimeringsproblem är så mycket enklare att lösa än icke linjära. Alla lokala optimum är också globala optimum. Det faktum att Simplexmetoden enbart väljer värden längs med randen gör den till en effektiv metod för att lösa linjära optimeringsproblem.

7.1 Referensscenario

För att analysen ska ha någon relevans måste de resultat man får fram kontrolleras mot ett referensscenario. Det är det alternativa sättet att köra kraftverket om man inte reglerar efter elpriset. I många kraftverk regleras magasinen ofta till att producera på en konstant vattennivå. Detta görs med hjälp av en trycktransmitter som avläser trycket i röret och vidarebefordrar detta i form av en signal till kontrollanordningen i kraftverket. Rent tekniskt är det en mekanisk avkänning i ett metallmembran som indikerar tryckförändringen. Mätutrustningen ställs in genom att dämna upp dammen till max och därefter läsa av tryckmätaren. Målet är att bibehålla maxnivån i dammen under det att kraftverket är i drift och se till att intaget till röret alltid ligger under vatten. Det innebär att det inte finns utrymme för att lagra vatten från en period till en annan. Kraftverket producerar vid varje tidpunkt att bero på den mängd vatten som tillförs magasinet uppströms. Referensscenariot baserar sig alltså på att magasinet inte har möjlighet att lagra vatten. Lagring av vatten hade inneburit en större produktion över året.

7.2 Optimeringsscenario

Modelleringen tar i detta avseende hänsyn till elpriset och reglerar/producerar för att maximera intäkterna. I optimeringsscenariot kommer dammen även att användas som ett förvaringsmagasin. Nivån i magasinet kommer inte längre att vara konstant utan höjs och sänks beroende på pris och produktion. Högt elpris men litet flöde innebär att reserven i magasinet måste utnyttjas. Den rosa grafen visar ett kraftverk som är modellerat utan reglering efter elpriset, den blå grafen visar hur modelleringen ser ut med en reglering och den gula visar elprisets variation över dygnet. Man ser här tydligt hur produktionen vid reglering anpassar sig efter elpriset.



Figur 22 Produksjonen reglerad efter elpriset kontra produktionen utan reglering.

8 Scenarioanalys

8.1 Projektbeskrivning

Det projekt som analyseras har möjligheten att reglera sin produktion efter elpriset. Projektet är beläget i Hemnes kommun i Norge. Detta är en kommun med stor potential för småskalig vattenkraft enligt kartläggningen som NVE har gjort. Två ägare delar på den så kallade "fallrätten" och de har valt att bilda ett aktiebolag som skall stå som ägare av kraftverket. Alla inkomster och utgifter kommer då att tillfalla aktiebolaget, och vinsten får delas mellan delägarna enligt på förhand uppgjorda avtal. Detta är ett normalt tillvägagångssätt när ett kraftverk ska byggas. Flödesdata för kraftverket har tagits fram för ett representativt område och sedan bearbetas för att passa till det aktuella fältet i fråga. Data över flödet sträcker sig från år 1919 och fram till och med år 2004. En studie av dessa data visar att det torraste året med en medelvattenföring på $0,42 \text{ m}^3/\text{s}$ är år 1960. 1989 är det våtaste året med en medelvattenföring på $1,36 \text{ m}^3/\text{s}$. Kraftverket är utrustat med två peltonturbiner med en max effekt på 868 kW och en max vattengenomströmning på $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$. Anledningen till varför man väljer att ha två mindre turbiner istället för en stor, är att man då kan producera över ett större effektspann. Röret är ca 1000 meter långt och har en fallhöjd på 98 meter. Röret är tillverkat i glasfiber. Enligt leverantören är det rimligt att använda sig av en friktionsfaktor (f) på 0,15 under beräkningarna. Diametern på röret är 0,8 m för den övre halvan av röret och 0,7 m för den nedre halvan.

8.2 Resultat

Det finns endast två parametrar som påverkar resultatet av regleringen. Dessa är elpris och flöde. Med resultat menas här:

Intäkter optimeringsscenario - intäkter referensscenario = resultat

Det resultat som analyseras är skillnaden i intäkter mellan optimeringsscenario och referensscenario under ett helt år. I teorin kan detta resultat vara större än eller lika med noll. I praktiken är det dock osannolikt att resultatet är noll. Man kommer alltid att tjäna mer pengar på att reglera efter elpriset, frågan är hur mycket mer? Intressant är också vilka parametrar som har störst inverkan på resultatet. Under förutsättningen att dimensionerna i kraftverket inte går att ändra på finns det två parametrar som starkt påverkar resultatet av regleringen efter elpriset – flödet under året samt priset på el. Har skillnaderna i pris varit stora över dygnet kommer detta att ge ett positivt utslag på resultatet. Om dessutom flödet varit lägre än max flöde genom turbinen under stora delar av året, har även detta en positiv inverkan. Om däremot flödet har varit maximalt eller större än så, kommer regleringen att ge mindre effekt eftersom kraftverket då måste köra på max effekt och därför inte har samma möjlighet att omfördela produktionen. För att få en uppfattning om dessa parametrars inverkan har flera scenarion analyserats och jämförts. Karakteristiken för flödet kan ses i tabell 2 på nästa sida.

Tabell 2 Karakteristik för flödet i scenariot

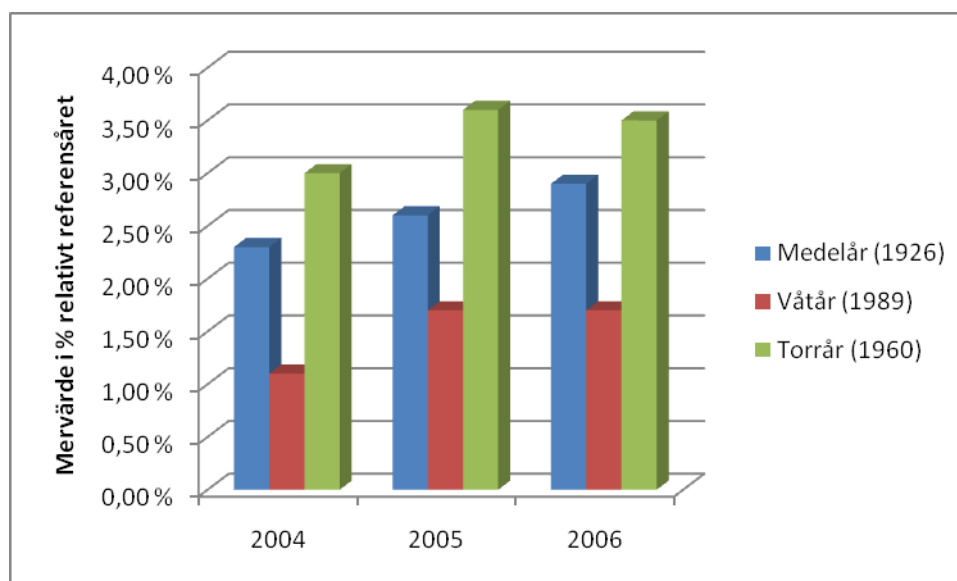
	Torraste år	Medelår	Våtaste år	Alla år	enhet
Medelflöde	0,42	0,86	1,36	0,87	m ³ /s
Högsta flöde	3,65	6,55	13,89	12,57	m ³ /s
Lägsta flöde	0,02	0,05	0,17	0,01	m ³ /s
Flöde > max flöe genom turbin	34	87	120		dagar
flöde < minimitapning	64	0	0		dagar

I tabellen har tre av de 85 åren valts ut; det våtaste året, det torraste året och ett såkallat medelår som bygger på medianen. Dessa data visar karaktäristiken för flödet under de utvalda åren. Av siffrorna i tabell 2 kan man dra slutsatsen att flödesfördelningen över året har stor inverkan på regleringen efter elpriset. Under det våtaste året har ca 30 % av årets dagar ett så pass högt flöde att regleringen inte har någon verkan, vattnet rinner istället över dammen. Under det torraste året är det ca 9 % av dagarna då flödet är högre än max flödet genom turbinen och under ett medelår rör det sig om ca 20 %. Under resterande 80 % av årets dagar är det alltså möjligt att, under ett normalår, omfördela produktionen och producera kraft när priset är högt.

Under analysen läggs karaktäristiken för kraftverket in varav storleken på dammen är en viktig parameter. De första nio analyserna har gjorts med en relativt liten dammstorlek. Den är ca 15000 m³ stor och räcker till ca 3 timmars produktion på max effekt. För att se vilken inverkan magasinvolymen har på regleringen görs därefter en analys där alla förutsättningar är lika men där magasinstorleken ökas till 100 000 m³, vilket räcker för produktion under ett helt dygn.

Tabell 3: Procentuel ökning av intekterna rel. Referensåret; magasinvolym 15 000 m³

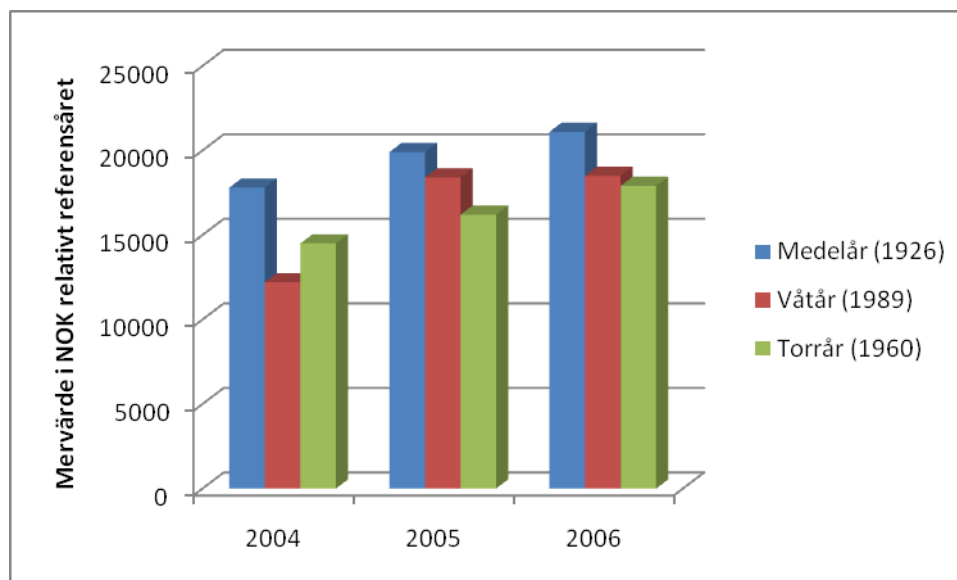
	2004	2005	2006
Medelår (1926)	2,30%	2,60%	2,90%
Våtår (1989)	1,10%	1,70%	1,70%
Torrår (1960)	3,00%	3,60%	3,50%



Figur 23 Resultat i procent: magasinvolym 15 000 m³

Tabell 4: Resultat i NOK, magasinvolym 15 000 m³

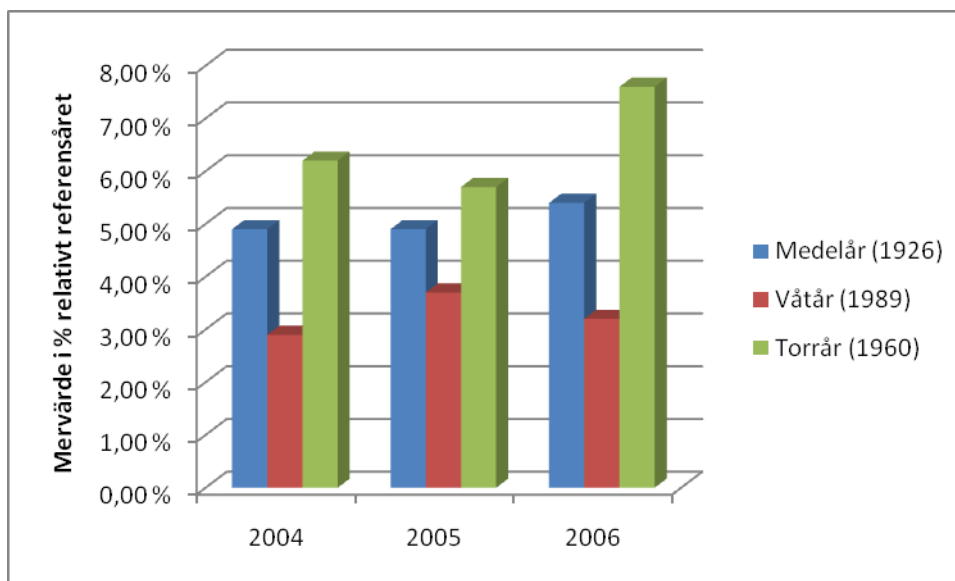
	2004	2005	2006
Medelår (1926)	17 800	19 900	21 100
Våtår (1989)	12 200	18 400	18 500
Torrår (1960)	14 500	16 200	17 900

**Figur 24 Resultat i NOK; magasinvolym 15 000 m³**

18 scenarion har analyserats. Ur tabell 3 kan man utläsa att vattenflödet har en stor relativ inverkan på produktionen. Under år 2004 innebär regleringen en 3 procentig ökning av intäkterna under ett torrår jämfört med 1,1 % under ett våtår och 2,3 % under ett normalår. I tabell 4 är det istället de reella intäkterna som presenteras. Här kan man utläsa att regleringen under 2004 innebär en ökning av intäkterna på 14 500 kr under ett torrår, en ökning på 12 200 under ett våtår och en ökning på 17 800 under ett normalår. En procentuell framställning av resultatet kan ge en något skev bild. Under ett torrår kommer en reglering procentuellt sett att ha en stor betydelse eftersom produktionen i utgångspunkten är relativt låg. Det är istället under ett medelår som man får den största vinsten med regleringen räknat i kronor. Under ett medelår när totala intäkter från försäljningen av elen är ca 780 000 NOK, ökar intäkterna med hjälp av regleringen med ca 18 000 – 21 000 NOK beroende på vilket år man väljer att analysera.

Tabell 5: Resultat i procent; magasinvolym 100 000 m³

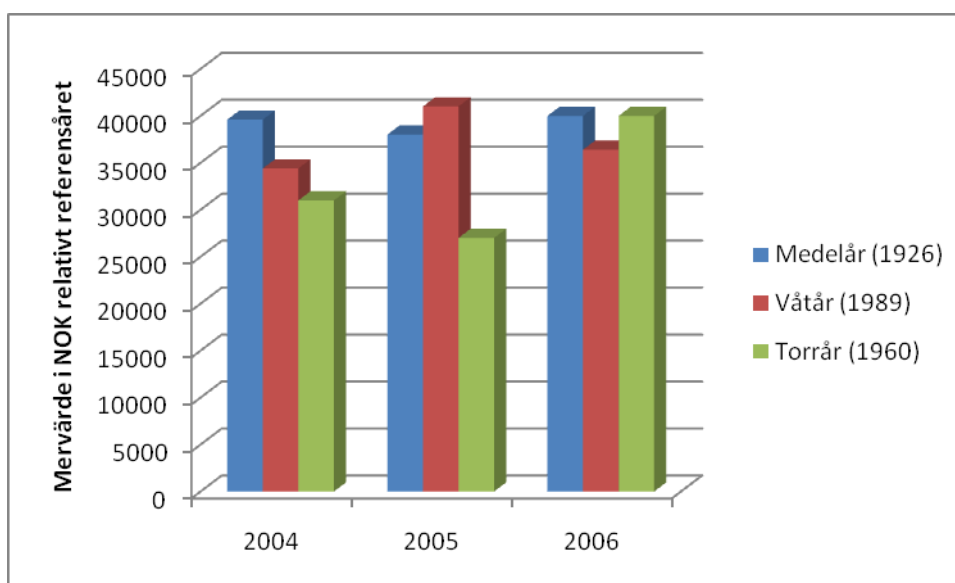
	2004	2005	2006
Medelår (1926)	4,90%	4,90%	5,40%
Våtår (1989)	2,90%	3,70%	3,20%
Torrår (1960)	6,20%	5,70%	7,60%



Figur 25 Resultat i procent; magasinvolym 100 000 m³

Tabell 6: Resultat i NOK; magasinvolym 100 000 m³

	2004	2005	2006
Medelår (1926)	39 600	38 000	40 000
Våtår (1989)	34 400	41 000	36 400
Torrår (1960)	31 000	27 000	40 000



Figur 26; Resultat i NOK, magasinvolym 100 000 m³.

Med en större damm ser man en tydlig förbättring av resultaten. Dammen har då ökat från 25 000 m³ till 100 000 m³ vilket också ger ett kraftigt utslag på resultatet. Dammens storlek har alltså en avgörande inverkan på lönsamheten av regleringen. Det förbättrade resultatet beror också på den ökade lagringskapaciteten som uppstår med en större damm. Prisförändringarna under de senaste åren har i sig inte haft en så stor inverkan på resultatet. Men som tidigare diskuterats i rapporten kommer priserna allt

mer att närma sig de europeiska priserna som är både högre och dessutom har en större variation över dygnet.

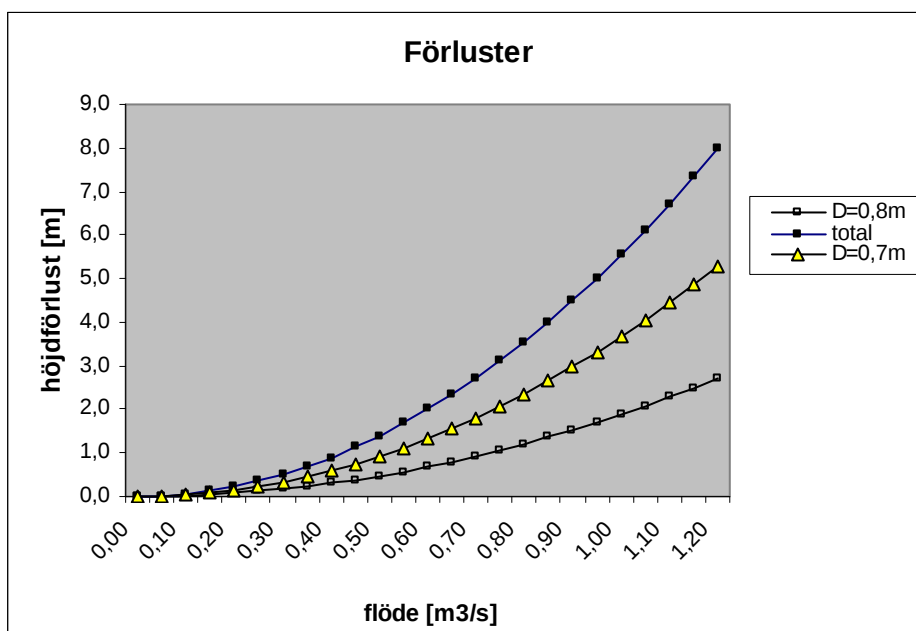
Tabell 7: Jämförelse av lönsamheten mellan Nordiska och Tyska elpriser

	liten damm	stor damm
EEX priser 2005	7,50 %	12,30 %
Nordpool priser 2005	2,50 %	5,00 %

För att få en föräning om hur regleringen kan se ut med framtidens priser har en analys gjorts mot de tyska priserna som under kapitel 5 har beskrivits som högre och mer volatila än de nordiska elpriserna. Resultatet blev då att lönsamheten under ett normalår ökade med 7,5 % med en liten damm och 12,3 % med en stor damm. Att jämföra med resultatet från de nordiska priserna där ökningen med en liten damm låg runt 2,5 % och med en stor damm runt 5,0 %

8.2.1 Förluster

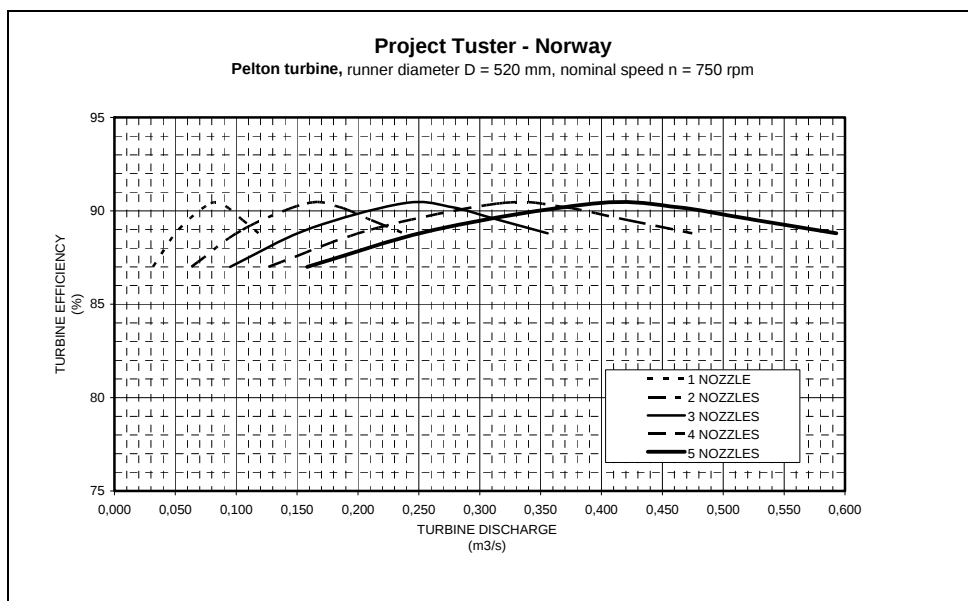
Modellen är som tidigare påpekats förenklad. Förluster som uppkommer på grund av friktion i rör och omvandling i turbin är inte medtagna i modelleringen. Därför måste förlusternas inverkan på resultaten analyseras. Det projekt som har beskrivits tidigare i kapitlet har enligt ekvation 5 sid 7, friktionsförluster som kan likställas med ett minskat fall på ca 8 m.



Figur 27 Friktionsförlusterna i rören uttryckt i meter fallhöjd.

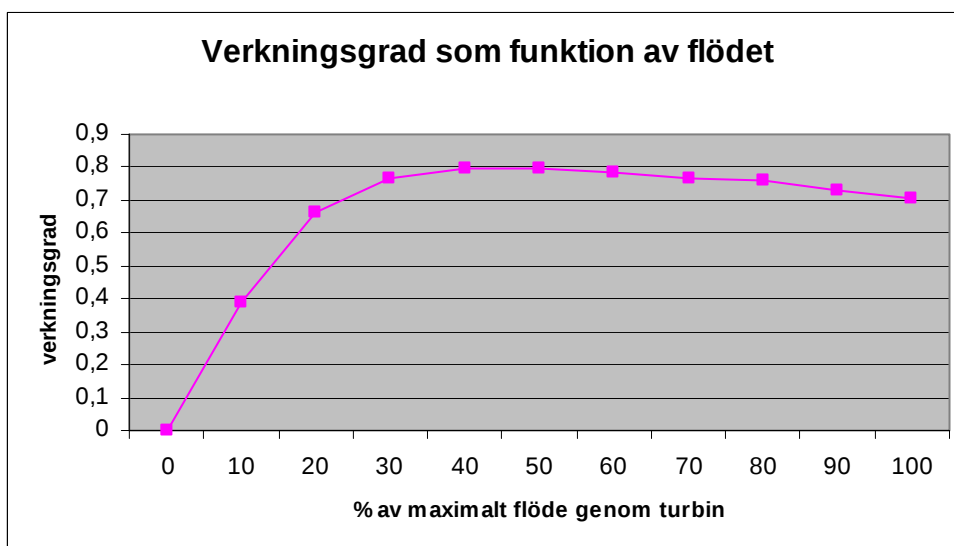
Figur 27 visar friktionsförlusterna i rören. Eftersom röret har en större dimension på den övre halvan och en mindre på den nedre halvan måste dessa räknas på var för sig och därefter läggas ihop till en totalsumma. Den översta grafen visar också, som nämnts innan, att förlusterna vid maximalt flöde är ekvivalent med 8 meters fallhöjd. Dessa avtar sedan ner mot noll allt eftersom flödet minskar. Andra förluster som det talas om i samband med vattenkraftproduktion är förlusterna som uppkommer i turbinen. Dessa

ser olika ut beroende på turbin typ men för Peltonturbinen, som är aktuell i detta fall, ser verkningsgradskurvan ut så enligt figur 28 Även dessa förluster är beroende av flödet. Vad figuren visar är verkningsgraden för varje enskild ventil allt eftersom dessa tas i bruk.



Figur 28 Verkningsgradskurvan för en Peltonturbin (3)

Friktionsförlusterna i rör och turbinförlusterna är de förluster som har störst inverkan på verkningsgraden. Figur 29 visar hur dessa förluster beror av storleken på flödet genom turbinen. Optimal driftspunkt befinner sig någonstans runt 50 % av maximalt flöde. Därefter går kurvan långsamt ner mot en 70 procentig verkningsgrad. Vid riktigt låga flöden är verkningsgraden närmare noll.



Figur 29 Samlad verkningsgrad med avseende på friktions och turbinförluster.

Verkningsgraden i kraftverket är alltså starkt sammankopplat med flödet genom turbinen. Genom att reglera produktionen efter elpriset är det just flödet genom turbinen man förändrar. Frågan är om regleringen då innebär en genomsnittligt större eller

mindre verkningsgrad. Optimeringen efter elpriset innebär att man vill köra kraftverket på största möjliga flöde vid höga elpriser. Högst verkningsgrad har kraftverket dock då flödet är hälften av max flödet genom turbinen (se figur 29).

En analys av ett år visade att de totala förlusterna över året minskar om man reglerar efter elpriset jämfört med utan någon reglering. Detta trots att man då aldrig kör på optimal verkningsgrad utan istället pendlar mellan högsta och lägsta flöde. En anledning till detta kan vara att kraftverket, vid reglering efter elpris, en stor del av tiden kör på väldigt låga flöden. Även om verkningsgraden då är låg så resulterar det å andra sidan i relativt små förluster. Utan regleringen efter priset kan flödet mycket väl befinna sig var som helst inom spannet på 0 - 0,3 m³/s. En verkningsgrad på 5 % med ett flöde på 0,05 m³ ger mindre totala förluster, än en verkningsgrad på 80 % med ett flöde på 0,3 m³/s. Detta kan vara orsaken till att förlusterna i sin helhet, sett över ett helt år, blir något lägre med regleringen.

9 Diskussion och slutsatser

Studien inleddes med en relativt god förhoppning om att det finns mycket pengar att tjäna på att reglera elproduktionen efter elpriset. Dessvärre visar resultatet en inte fullt så entydig bild. Att döma av de resultat som jag kommit fram till i denna rapport är regleringen efter elpriset är marginellt lönsam. Det rörde sig i mitt exempel om en intäktsökning på ca 20 000 NOK under ett normalår då totala inntekter uppgår till ca 800 000 kr. Även om det inte krävs någon särskild extra utrustning för att regleringen ska bli möjlig krävs det ändå ett visst förarbete. Regleringen måste anpassas till de särskilda förhållanden som gäller för varje speciellt projekt i form av programmering och uppmätning av nödvändig data. Dessa kostnader kan, enligt uppgifter från en totalleverantör av småkraftverk, snabbt komma upp i 20 000 NOK. Dessutom krävs en viss årlig avgift för att upprätthålla den internetbaserade websidan som ska användas för att styra kraftverket. Kostnaden här behöver heller inte vara särskilt stor men ett par tusen NOK är en inte helt orimlig summa. Sett över ett större antal år kan det trots allt bli en lönsam investering, men erfarenhet visar att alla sådana här åtgärder innebär komplikationer till en början. Komplikationer innebär i sin tur extra utgifter och frågan är om det i slutändan verkligen lönar sig ekonomiskt.

Det finns dock en annan aspekt av att reglera sin elproduktion efter elpriset. Det faktum att den procentuella ökningen blir som bäst under torrare år gör att optimeringen efter elpriset kan vara ett sätt att få en stabilare produktion, även under år då tillflödet är lågt. Ofta sammanfaller även torra år med ett högt elpris vilket är ytterligare en positiv aspekt som inte återspeglas i resultatet i denna rapport. Genom att reglera efter elpriset och under torrare år ha möjlighet att sälja sin el till ett högt pris blir risken att gå med förlust mindre.

Ytterligare en möjlig positiv aspekt är trenderna i elpriset. Det är en internationell önskan att alla länder ska sträva efter en gemensam europeisk energimarknad. De höga priserna i övriga Europa kommer så småningom att ge genomslag även här i Norden trots vår stora tillgång på vattenkraften. Att priserna kommer att bli lika höga och lika volatila som i Tyskland är kanske inte så troligt, men att de kommer att gå i den riktningen är enligt många marknadsanalytiker ganska sannolikt. Därför ger resultatet från det scenario som gjordes med priserna från den tyska börsen en viss positiv indikation. Det visar att en sådan förändring kommer att ge nya dimensioner till frågeställningen: ”är det ekonomiskt fördelaktigt att reglera elproduktionen efter elpriset?”

Det har under arbetets gång blivit allt tydligare att det i många fall inte bara är rationellt ekonomiskt tänkande som ligger till grund för de beslut som en kraftverksägare tar. I många situationer kan det snarare vara magkänsla, eller den ”enklaste lösningen” som gör att ett visst alternativ verkar mera lovande än ett annat. Det är en stor och relativt komplicerad process att vara med och bygga ett vattenkraftverk, och för en gårdsbrukare, som det ofta handlar om, är det mycket nytt att förhålla sig till.

Modellen som har utarbetats är generell. Det finns både fördelar och nackdelar med detta. Fördelen är att den går att använda på ett valfritt projekt för att därigenom få en

indikation om lönsamheten. Nackdelen är att den inte blir fullt så noggrann. Ett förslag på vidare arbete är att i modellen ge möjlighet att lägga in personliga kunskaper av t.ex. flödet. Om det på nyheterna framåt vårkanten varslas att vädret ska bli mildare ska man på ett enkelt sätt kunna lägga in data om denna information i styrsystemet som då ska rätta sig efter detta nya besked. En annan nackdel med modellen är att omfördelningen av produktionen sker även om det endast rör sig om mycket små förändringar i elpriset. Därför är en annan möjlighet till fortsatt arbete att i modellen lägga in en begränsning som gör att väldigt små svängningar i priset inte påverkar driften av kraftverket. Vad som ytterligare kan studeras är dammstorleken. Finns det någon kritisk storlek på dammen under vilken reglering inte längre än lönsam? Det kan vara svårt att här komma fram till en absolut siffra men kan ändå vara värt att undersöka och kan i sig utgöra ett eget examensarbete.

10 Referenser

Böcker/Rapporter

1. STEM, *Prisbildning och konkurrens på elmarknaden* (Eskilstuna: Energimyndighetens förlag, 2006).
2. Norconsult/NVE, *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk* (Oslo: NVE:s hustryckeri, 2003).
3. Internt arbetsmaterial från Rovas
4. Nordpool Elspotpriser
5. EEX Elspotpriser
6. Rardin Ronald L., *Optimization in Operations Research* (USA: Prentice Hall, Upper River, New Jersey 07458, 1998)

Internet

7. NVE Spesielt om små vannkraftverk
URL:http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=6010, hämtad 2008-05-08

Andra intresanta källor

8. STEM, *Prisutvecklingen på el och utsläppsrätter samt de internationella bränslemarknaderna - en del av energimyndighetens omvärldsanalys* (Eskilstuna: Energimyndighetens förlag, 2005).
9. Söder Lennart & Amelin Mikael, *Efficient Operation and Planning of Power System* (Stockholm: KTH Electrical engineering, Royal institute of Technology, Electric Power System, 2006).
10. Melkersson Marcus & Söderberg, Sven-Olof, *Dynamiska elpriser – elprissättning på en integrerad europeisk elmarknad* (Linköping: Examensarbete vid Linköpings universitet, avdelningen för energisystem, inst. För konstruktions- och produktionsteknik 2005)
11. STEM, *Elmarknadsrapport 2003:1: Säkerhetskraft vid handel på nordpool* (Eskilstuna:, Energimyndighetens förlag, 2003)
12. Lees Sven, *Investeringar i småskalig vattenkraft vid befintliga dammar - En studie av teknik-, ekonomi- och miljöfrågor* (Linköping: Examensarbete vid Linköpings universitet, Department om Mechanical Engineering, Institute of Technology, 2006)
13. Olsson Magnus, *Optimal regulating power market bidding strategies in hydropower systems* (Stockholm: Examensarbete på KTH, Royal Institute of Technology, Department of Electrical systems, 2005)

14. Conejo, Antonio J & Arroyo, José Manuel & Contreras, Javier & Villamor, Apolinar, *Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market* (IEEE Transaction on power systems, 2002 – (vol. 17, no. 4))
15. Nimelä Sami, *Short term procurement optimization in deregulated energy markets* (Helsingfors: Exxamensarbete på Helsinki university of technology, Department of Engineering Physics and Mathematics, 2005)
16. Nordel working group, *Activating price elastic demand at high prices - A report* prepared by Nordel Working Group in the project on Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market, 2004
17. NTNU, Sigmund, *Miljøtillpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i ditrikts-norge* (midtre gauldal kommune, 2001)

Internet

18. Meteorologiskt institut, klimatet i Norge URL: http://met.no/met/klima_norge/index.html, hämtad 2008-05-08
19. Hydraulisk flödesräknare, URL: www.flowtite.com/default.asp?V_DOC_ID=656, hämtad 2008-05-08
20. Nordpools hemsida URL: <http://www.nordpool.no/>, hämtad 2008-05-08
21. Vann og energi i 100 år, NVE, URL: <http://www.nve.no/100aar/3.htm>, hämtad 2008-05-08
22. Småkraftforeninga – foreninga for norske småkraftverk BA, URL: <http://kraftverk.net/>, hämtad 2008-05-08
23. SRF – småkraftverkens riksförening, URL: <http://www.sero-srf.se/>, hämtad 2008-05-08
24. Fyllingsdammer, energifakta
URL: <http://www.energifakta.no/documents/Vannkraft/Fyllingsdam.htm>, hämtad 2008-05-08
25. Damsäkerhet-egenkontroll och tillsyn, Svenska Kraftnät, 2003
URL: http://www.svk.se/upload/3556/DAMSAK_CC.pdf, hämtad 2008-05-08
26. Norges geotekniske institut,
URL: <http://www.ngi.no/showimage.asp?image=1C68E677A8D64BF7985B241FAF8F496D>, hämtad 2008-05-08
27. Hydrualic Flow Calculator från Flowtite,
URL: <http://www.flowtite.com/default.aspx?id=1023>, hämtad 2008-05-08