

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Veckoplanering av vattenkraft i elsystem med stora volymer varierande elproduktion	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Weekly planning of hydro power in systems with large volumes varying power generation	
Universitet/högskola/företag Kungl. Tekniska högskolan	Avdelning/institution Avd. för elkraftteknik
Adress Teknikringen 33, 100 44 Stockholm	
Namn på projektledare Mikael Amelin	
Namn på ev övriga projektdeltagare Charlotta Ahlfors	
Nyckelord: 5-7 st Vattenkraft, planering, optimering, dynamisk programmering, stokastiska modeller	

## Förord

Projektet har huvudsakligen finansierats av Energimyndigheten inom ramen för forskningsprogrammet SamspeL. Projektet har också fått stöd från KTH, Vattenfall och Fortum.

## Innehållsförteckning

Sammanfattning .....	1
Summary .....	2
Inledning/Bakgrund .....	3
Genomförande .....	4
Resultat .....	4
Diskussion.....	4
Publikationslista.....	5
Referenser, källor.....	6
Bilagor .....	6

## Sammanfattning

I ett elsystem med stor andel varierande elproduktion (t.ex. vindkraft och solenergi) behövs flexibla resurser, som vid behov kan öka eller minska elproduktionen eller elkonsumtionen, så att balansen i elsystemet kan upprätthållas. Vattenkraften kan snabbt öka och minska elproduktionen och kan dessutom lagra energi i vattenmagasinen och är därför värdefull som reglerresurs i elsystemet.

Tidigare har den stora osäkerheten för vattenkraftsproducenterna varit hur tillrinningen kommer att se ut på lång sikt (ett eller flera år), vilket avgör hur mycket vatten som ska sparas i magasinen från en vecka till nästa. Med ett ökat inslag av varierande elproduktion tillkommer även betydande osäkerheter på kortare sikt – kommer vädret att bli blåsigt (d.v.s. högre vindkraftsproduktion) de närmaste dagarna eller inte? Detta har framför allt betydelse för de mindre vattenmagasinen i ett vattenkraftssystem. Om vattenkraften ska kunna dra ner produktionen för att vindkraftsproduktionen är hög måste det finnas tillräckligt med utrymme i vattenmagasinen för att lagra det vatten som inte används. Omvänt måste det finnas tillräckligt med vatten i magasinen om dessa kraftverk ska kunna öka produktionen ifall vindkraftsproduktionen blir lägre än vad man förväntat sig. Det finns därför ett behov av att studera hur man på ett effektivt sätt ska planera driften av vattenkraften i ett tidsperspektiv från några dagar upp till ett par veckor.

Detta projekt har studerat hur sådana modeller kan formuleras och hur detaljerade modeller man kan använda. Två varianter har testats; dels då man utgår från en enda prognos för framtiden och dels då man har flera olika scenarier (där varje scenario kan ges en viss sannolikhet). En lösningsmetod har utvecklats för att hantera sådana problem utan att beräkningsbördan blir orimligt hög för standarddatorer. Lösningsmetoden bygger på s.k. dynamisk programmering, vilket innebär att ett stort planeringsproblem bryts ned i mindre bitar som kan lösas var för sig och sedan fogas samman till en lösning för hela problemet.

## Summary

A power system with a large share of variable electricity generation (for example wind power and solar energy) needs flexible resources, which can increase or decrease the generation or consumption when needed in order to maintain the balance of the power system. Hydro power plants can quickly increase or decrease their generation and can also store energy in the hydro reservoirs; therefore, hydro power is a valuable balancing resource in the system.

Earlier, the large uncertainty for the hydro power producers was the inflow over longer time periods (one year or more), which determines how much water that should be stored in the reservoirs from one week to the next. As the share of variable electricity generation increases, there will also be a considerable uncertainty in a shorter time perspective—will the weather be windy (i.e., higher wind power generation) the coming days or not? This is in particular important for the smaller reservoirs in a hydro power system. If the hydro power generation should be decreased due to high wind power generation then there must be sufficient margins in the reservoirs to store the water that is not used. Conversely, there needs to be enough water stored in the reservoirs if the hydro power plants are to increase the generation when the wind power generation is less than expected. Consequently, there is a need to study how to efficiently plan the operation of hydro power plants in a time perspective ranging from some days up to a few weeks.

This project has studied how such models can be formulated and how detailed models that can be used. Two options have been tested; first when the planning considers one single forecast of the future and then planning for several different scenarios (where each scenario is given a certain probability). A solution method has been developed to manage such problems without unreasonable execution times when running on a standard computer. The solution method is based on so-called dynamic programming, which means that a large planning problem is divided in smaller parts, which can be solved separately and then merged into a solution to the entire problem.

## Inledning/Bakgrund

Elproduktionen från vindkraft och annan väderberoende elproduktion (t.ex. solenergi) varierar kontinuerligt och måste balanseras av övriga kraftverk eller genom åtgärder på förbrukningssidan. I det nordiska elsystemet har denna balansering historiskt till största delen utförts av vattenkraften. Nu pågår en utveckling där fossila bränslen ersätts med koldioxidfria alternativ inom t.ex. industri- och transportsektorerna. Detta förväntas leda en väsentligt ökad elförbrukning [1], men även till att möjligheterna att styra elförbrukningen ökar (t.ex. genom att styra vätgasproduktion och laddning av elbilar till perioder då tillgången på el är god och att vid behov använda lagrad vätgas eller ladda ur elbilar då systemet är i stort behov av att tillföras ytterligare effekt). Men även om fler alternativ för att balansera elsystemet blir tillgängliga kommer vattenkraften ändå att fortsätta vara betydelsefull för elsystemets förmåga att balansera varierande elproduktion. Det är därför viktigt med planeringsverktyg som gör det möjligt att utnyttja vattenkraften så effektivt som möjligt.

Både vattenkraft och vindkraft är förenade med stora osäkerheter om framtida elproduktion. Vindkraftsproduktionen varierar kontinuerligt och är dessutom svår att förutsäga med god precision mer än några timmar fram i tiden. Vattenkraften är beroende av tillrinningen till vattenmagasinen och denna kan uppvisa stora variationer både mellan år och inom ett visst år. Utmaningen med att använda vattenkraft för att balansera vindkraft är därför att med hänsyn till dessa osäkerheter bestämma hur man ska fördela det tillgängliga vattnet med hänsyn till tillrinning och lagringskapacitet i vattenmagasinen. Det finns flera sätt att lösa detta planeringsproblem och olika vattenkraftsproducenter använder olika verktyg för detta. Principen är dock att planeringen görs i flera steg, där både tidsperspektivet och tidsupplösningen skiljer sig åt mellan stegen.

Säsongspaneringen görs typiskt för ett eller ett par år framåt och har en tidsupplösning på t.ex. en vecka. Från säsongspaneringen får man en ungefärlig plan för hur mycket vatten som ska finnas sparad i vattenmagasinen i början och slutet på varje vecka. Nästa steg är att bestämma hur det tillgängliga vattnet ska fördelas en eller ett par veckor fram i tiden. Slutligen följer en dygnsplanering, där man i detalj planerar hur vattenkraftverken ska användas under det kommande dygnet. Syftet med detta projekt har varit att studera metoder för att planera vattenkraft med ett tidsperspektiv på upp till ett par veckor.

Projektet har genomförts vid KTH, Skolan för elektroteknik och datavetenskap, Avdelningen för elkraftteknik i samarbete med Vattenfall och Fortum. Energimyndigheten har stått för den största delen av finansieringen, men projektet har också fått stöd av KTH, Vattenfall och Fortum. Projektet inleddes i juni 2017 och avslutades december 2020.

## Genomförande

Det huvudsakliga arbetet i projektet har genomförts av en doktorand vid KTH. Doktoranden har också haft möjlighet att samarbeta med Vattenfall och Fortum, vilket bland annat resulterade i en längre praktik vid Vattenfall.

Följande delmoment har genomförts i projektet:

- **Litteraturstudie.** Den vetenskapliga litteraturen om långtids- och korttidsplanering av vattenkraftsystem har gått igenom.
- **Deterministisk modell.** En linjärprogrammeringsmodell för att planera elproduktionen i vattenkraft har utvecklats. Modellen klarar av att modellera enskilda turbiner i vattenkraftverken och har en tidsupplösning på en timme. Planeringen kan sträcka sig över en planeringsperiod på en till två veckor. Resultatet blir ett mycket stort optimeringsproblem och för att lösa detta problem på ett effektivt sätt används dynamisk programmering.
- **Stokastisk modell.** Den deterministiska modellen har även vidareutvecklats för att man i planeringen ska kunna beakta flera olika prisprognoser för planeringsperioden.

## Resultat

Då man modellerar vattenkraftsproduktion över planeringsperiod på upp till ett par veckor med en tidsupplösning på en timme får man mycket stora optimeringsproblem att lösa. Dessa problem blir ännu större om man dessutom tar hänsyn till osäker information, t.ex. i form av flera möjliga prisscenarier för planeringsperioden. Stora optimeringsproblem kan förstås lösas genom att använda superdatorer, men för att ett planeringsverktyg ska vara praktiskt användbart bör det kunna köras på en dator som ingenjörer kan använda i sitt dagliga arbete, vilket i praktiken innebär en välutrustad persondator. Det viktigaste resultatet i detta projekt är därför en lösningsmetod baserad på dynamisk programmering, vilket innebär att ett stort planeringsproblem bryts ned i mindre bitar som kan lösas var för sig och sedan fogas samman till en lösning för hela problemet. Projektet har visat att denna metod kan tillämpas både på deterministiska och stokastiska problem.

## Diskussion

I det tidsperspektiv som beaktas i det här projektet sker den största delen av balanseringen mellan vattenkraft, andra flexibla resurser och varierande

elproduktion resp. konsumtion genom spotmarknaden. De timmar då utbudet av varierande elproduktion är högt i jämförelse med efterfrågan får man ett lägre elpris, vilket ger en signal till vattenkraften att det är bättre att spara vattnet till ett senare tillfälle. På motsvarande sätt får man vid hög efterfrågan jämfört med den varierande elproduktionen högre elpriser, vilket visar att vattenkraften här kan komma till nytta och t.ex. ersätta elproduktion i dyrare reservkraftverk (som än så länge i stor utsträckning använder fossila bränslen). Det är alltså elpriset som är kopplingen mellan vattenkraftsproduktionen och elproduktionen från t.ex. vindkraft. Ju mer varierande elproduktion man får in i systemet, desto större variationer förväntas det bli i elpriserna. Eftersom prognoserna för vindkraft och solenergi är osäkra – särskilt om man beaktar en planeringsperiod som sträcker sig flera dagar framåt i tiden – så får man även en större osäkerhet i prisprognoserna.

Att planera med stokastiska planeringsmodeller (där man faktiskt beaktar att framtiden är osäker) ger ett bättre resultat än att använda deterministiska planeringsmodeller (där man utgår från ett enda scenario för framtiden), men leder som nämnts ovan till betydligt större optimeringsproblem. Man behöver därför göra en avvägning mellan att använda större modeller (som beaktar prognososäkerheter, men som kräver att man samlar in mer data och som använder mer datorkraft för att lösas) och att använda enklare modeller och det är inte självklart vilken metod som är att föredra. I projektet har det gjorts några utvärderingar av hur mycket bättre resultat man kan få med en stokastisk modell jämfört med en deterministisk, men dessa resultat är inte tillräckliga för att kunna dra några generella slutsatser.

En förutsättning för att stokastiska planeringsmodeller ska vara användbara är att man har bra metoder för att ta fram prisprognoser. Just nu sker det utvecklingsarbete på att använda artificiell intelligens och maskininlärning för olika prognoser relaterade till elsystemet, men det kommer att behövas ytterligare forskning för att kunna ta fram prisprognoser som är användbara i stokastiska planeringsmodeller för elmarknaden. Detta är en fråga som inte enbart berör vattenkraftsplanering, utan även all annan styrbar elproduktion, energilager och styrbar elförbrukning.

Hur man på bästa sätt ska hantera osäkerheterna då man planerar vattenkraftsproduktion för de närmaste dagarna eller veckorna är således ännu en öppen fråga. Projektet har visat att det är möjligt att använda stokastiska modeller utan att beräkningstiden blir orimligt lång. De lärdomar som har dragits under projektets gång kommer att inkluderas i utbildning om planering av elsystem på KTH och kommer därmed att bidra till att de nyutbildade ingenjörerna inom elkraftteknik står bättre rustade att på ett effektivt sätt hantera drift och planering på en framtida elmarknad med ett stort inslag av varierande elproduktion.

## Publikationslista

Preliminära resultat från projektet har presenterats vid två konferenser:

- ”Comparison of a deterministic and a stochastic optimisation model for weekly planning of hydropower”, Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets, Stavanger, Norge 2018.
- ”Weekly planning of hydropower in systems with large volumes and varying power generation: A literature review”, PowerTech 2021, Madrid 2021.

### **Referenser, källor**

- [1] ”Långsiktigt marknadsanalys 2021”, ärendenr SvK 2019/3305, Svenska kraftnät, 2021. [Tillgänglig på [www.svk.se](http://www.svk.se)]

### **Bilagor**

- Administrativ bilaga