

Abstract

From the perspective of owners of hydropower assets, the rapidly transforming power sector gives rise to complex large-scale stochastic optimization problems that need to be formalized and solved. Various aspects are considered in the papers of this thesis, and each paper contributes with novel insights. We first demonstrate how to coordinate the planning of a portfolio of possible performance-enhancing activities for deteriorating production assets under price uncertainty, and that a real options perspective on maintenance activities is valuable.

Our analysis highlights the importance of having several performance-enhancing activities under consideration when prices are uncertain. We further study whether the seasonal production schedule of a hydropower producer be improved by considering the co-dynamics between the level of available resources and prices in electricity markets dominated by hydropower. We find that producers underestimate their marginal water value if the negative relationship between prices and resource availability is ignored, which means that current water has a higher expected value in the future if co-movements are properly accounted for.

Nevertheless, the potential gain of considering co-movements when establishing the operational policy is modest with 0.17% improvement in case study. Next, we examine the value of short-term hydropower flexibility and how does it affect long-term capacity installments. We assess the performance of operational policies obtained from a heuristic that allows a straightforward integration of seasonal planning and intraweek scheduling and demonstrate that larger within-week price variations accelerate investments and tend to increase capacity installments. Finally, we study how to make decisions regarding plant renewal and capacity investment under limited long-term information about market prices. The analysis and results provide valuable insights and can be implemented and used by owners of hydropower assets.

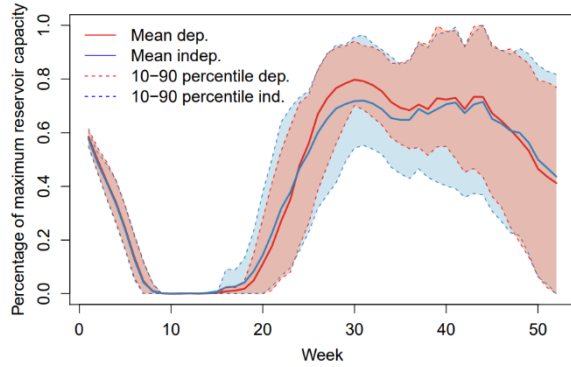
Scope and objectives

Many hydropower plants rely on old technology from the large-scale hydropower projects in the mid-20th century. In addition to an aging hydropower fleet, most of the economically viable hydropower potential in developed regions, such as Europe, Canada, and the United States, is already exploited. Upgrading existing hydropower plants may therefore be more profitable than building new ones. To support decisions regarding renewal and upgrading projects of hydropower facilities, accurate and reliable mathematical models and methods are crucial. The main objective of the PhD is to develop models and methods for the calculation of future revenues for hydropower to support decisions for investment in upgrading and expansion projects.

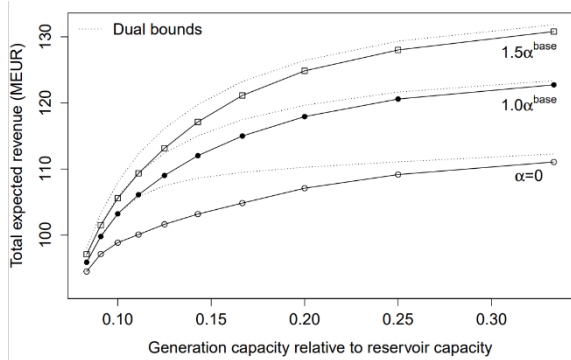
Methods and findings

Investment and operational planning in hydropower plants is affected by several uncertain factors and numerous physical constraints. Investment projects and plant operations interact and should therefore be coordinated. From a quantitative business analysis point of view, in a competitive market-based setting, owners of hydropower assets typically aim at finding a coordinated schedule that maximizes the market value of existing and potentially new assets (Wallace and Fleten, 2003). To represent, solve, and analyse the different aspects considered in the papers, we apply well-known tools from operations research and finance. In particular, we develop stochastic models for the evolution of exogenous factors which governs decision making (Schwartz and Smith, 2000), and we use concepts from robust optimization (Ben-Tal et al. 2009). Moreover, we formulate the planning problems as Markov decision processes (MDPs), which is a

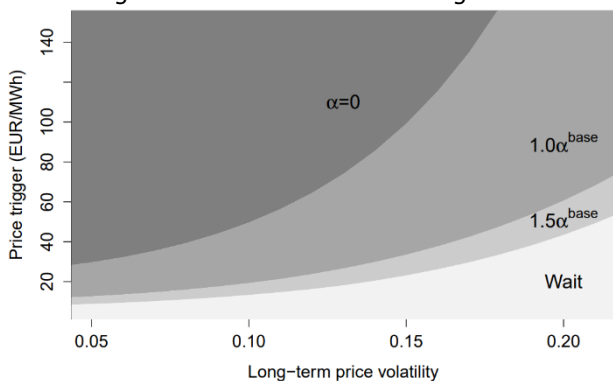
framework for sequential decision making under uncertainty. Finally, based on structural properties of the MDPs, we employ real options analysis to obtain closed-form solutions, or approximate dynamic programming (ADP) for solving the MDPs near-optimally (Bertsekas, 2007; Powell, 2011). To assess the quality of ADP solutions, we compute bounds for the optimal MDP value using established theory. Below are some illustrations of results from case studies in the papers.



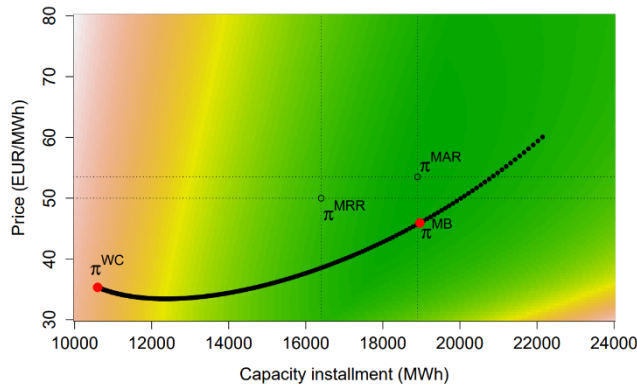
Reservoir trajectories based on the assumption of independent price and inflow (blue) and dependent (red). The expected reservoir trajectory based on the independence assumption lies slightly lower during the fall and the confidence intervals are wider.



Upper and lower bound on the value of operational policies under different assumptions on within-week price variations, using a simple and intuitive heuristic for combining intra-week price variations and scheduling with and seasonal scheduling.



Long-term price threshold (y-axis) for undertaking capacity upgrade investment in existing hydropower plants under different assumptions on within-week price variations. The dark area has zero within-week price variation, and the light grey area has 1.5 times the historically observed variations during the latest 5 years. The x-axis is the volatility of long-term prices.



Price plotted against capacity installment. The black points illustrate the threshold above which it is optimal to invest immediately under different stochastic models. MB (model-based) is the optimal policy under a stochastic model calibrated to most recent years. WC (Worst-case), MRR (minimax relative regret), and MAR (minimax absolute regret) are robust policies. The heat map illustrates the maximum regret of different policies.

Discussion and conclusion

The analysis and results of the thesis provide novel insights which can be utilized by hydropower producers. The papers present and address various aspects of the problem of planning preventive maintenance tasks, operations, upgrades and renewals in hydropower plants. The papers specifically address real options, computational challenges, and challenges related to economic risks, heterogeneous data and stochastic modelling. The thesis demonstrates that a real options perspective on maintenance activities is valuable, and that long-term electricity price expectations can be used as a basis for deciding when and which activity to choose. The analysis highlights the importance of having several performance-enhancing activities under consideration when prices are uncertain, which hydropower producers can relate to. Next, the thesis shows how the correlation between price and resource availability affects water values. Our numerical case study indicates that the potential expected gain is modest. Given these results and the complications that arise when incorporating this in commercial software, we are hesitant in advising practitioners to explicitly model the relationship between local inflow, system hydrology and prices. Furthermore, the thesis shows how short-term operational models can be combined with long-term market price movements to evaluate investment alternatives, and we propose a robust investment framework. This framework focuses on downside risk and analyzes different decision criteria for establishing investment policies when the parameters of the stochastic model are unknown. Our analysis shows that our approach may reduce the variability of the cashflow associated with an irreversible long-term investment. The model and methods developed in this thesis can be implemented and used by owners of hydropower assets. The work in the thesis can be extended in several ways. An example of an aspect that has not been considered is the endogenous effect from operations on efficiency deterioration and failure probabilities, and thus investment policies. With an increased industry focus on condition monitoring of the mechanical state of generation assets and data collection, this could be an interesting future extension to the models in this thesis. A second possibility is to extend the models and analysis to imperfectly competitive electricity markets and incorporate an endogenous electricity price.

References

Wallace, S. W. and Fleten, S.-E. (2003). Stochastic programming models in energy. *Handbooks in operations research and management science*, 10:637–677.

Schwartz, E. and Smith, J. E. (2000). Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. *Management Science*, 46(7):893–911.

Brown, D. B., Smith, J. E., and Sun, P. (2010). Information relaxations and duality in stochastic dynamic programs. *Operations Research*, 58(4-part-1):785–801.

Powell, W. B. (2011). *Approximate Dynamic Programming: Solving the Curses of Dimensionality*. Wiley Series in Probability and Statistics. Wiley, 2nd edition.

Bertsekas, D. (2007). *Dynamic Programming and Optimal Control*, volume 2. Athena scientific.

Ben-Tal, A., El Ghaoui, L., and Nemirovski, A. (2009). *Robust Optimization*, volume 28. Princeton University Press.

Norsk versjon

Sammendrag

Fra perspektivet til eiere av vannkraftverk gir den raskt transformerende kraftsektoren opphav til komplekse storskala stokastiske optimeringsproblemer som må formuleres og løses. Ulike aspekter er vurdert i artiklene i denne avhandlingen, og hver artikkel bidrar med ny innsikt. Vi demonstrerer først hvordan man kan koordinere planleggingen av en portefølje av mulige ytelsesfremmende aktiviteter for maskineri under prisusikkerhet, og at et realopsjonsperspektiv på vedlikeholdsaktiviteter er verdifullt. Vår analyse fremhever viktigheten av å ha flere aktiviteter under vurdering når prisene er usikre. Vi studerer videre om sesongproduksjonsplanen til en vannkraftprodusent kan forbedres ved å ta hensyn til samdynamikken mellom nivået på tilgjengelige ressurser og priser i kraftmarkeder dominert av vannkraft. Vi finner at produsenter undervurderer sin marginale vannverdi dersom det negative forholdet mellom priser og ressurstilgjengelighet ignoreres, noe som betyr at dagens vann har en høyere forventet verdi i fremtiden dersom sambevegelser er tatt hensyn til. Likevel er den potensielle gevinsten ved å ta hensyn til sambevegelser ved etablering av produksjonsplanen er beskjedent med 0,17 % forbedring i vårt casestudie. Deretter undersøker vi verdien av kortsiktig vannkraftfleksibilitet og hvordan det påvirker langsiktige kapasitetsinvesteringer. Vi vurderer ytelsen til en produksjonsplan fra en heuristikk som tillater en enkel integrering av sesongplanlegging og planlegging innenfor uken, og vi viser at større prisvariasjoner innad i uken fremskynder investeringer og øker kapasitetsinvesteringer. Til slutt studerer vi hvordan man kan ta beslutninger om anleggsfornyelse og kapasitetsinvesteringer under begrenset langsiktig informasjon om markedspriser. Analysen og resultatene gir verdifull innsikt og kan implementeres og brukes av eiere av vannkraftverk.

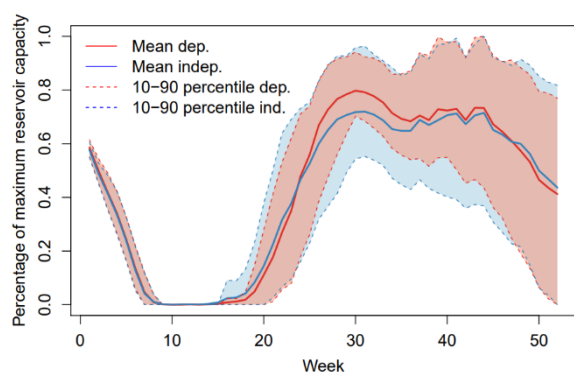
Innledning

Mange vannkraftverk er basert på gammel teknologi fra de store vannkraftprosjektene på midten av 1900-tallet. I tillegg til en aldrende vannkraftflåte, er det meste av det økonomiske vannkraftpotensialet i utviklede regioner, som Europa, Canada og USA, allerede utnyttet. Oppgradering av eksisterende vannkraftverk kan derfor være mer lønnsomt enn å bygge nye. For å støtte beslutninger om fornyelse og oppgradering av vannkraftanlegg, er nøyaktige og pålitelige matematiske modeller og metoder avgjørende. Hovedmålet med doktorgraden er å utvikle modeller og metoder for beregning av fremtidige

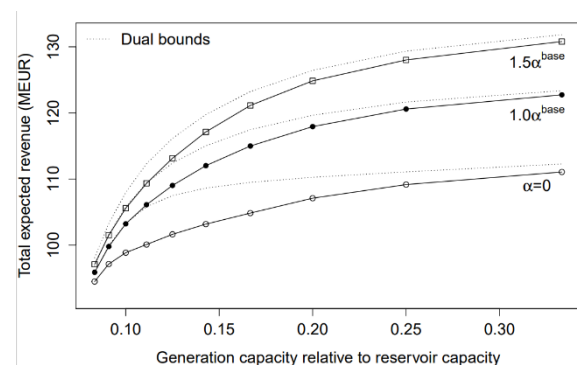
inntekter for vannkraft for å støtte beslutninger om investeringer i oppgraderings- og utvidelsesprosjekter.

Metode og resultater

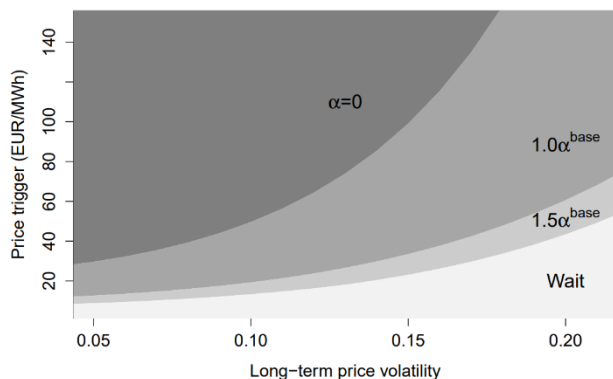
Investering og driftsplanlegging i vannkraftverk påvirkes av flere usikre faktorer og mange fysiske begrensninger. Eiere av vannkraftverk har ofte som mål å finne en koordinert tidsplan som maksimerer markedsverdien til eksisterende og potensielt nye eiendeler (Wallace og Fleten, 2003). For å representere, løse og analysere de ulike aspektene som vurderes i artiklene i denne doktorgraden, bruker vi kjente verktøy fra operasjonsanalyse og finans. I tillegg utvikler nye stokastiske modeller for utviklingen av eksogene faktorer som styrer beslutningstaking (Schwartz og Smith, 2000), og vi bruker konsepter fra robust optimering (Ben-Tal et al. 2009). Vi formulerer planleggingsproblemene som Markov-beslutningsprosesser (MDP), som er et rammeverk for sekvensiell beslutningstaking under usikkerhet. Til slutt, basert på strukturelle egenskaper til MDP-ene, bruker vi realopsjonsanalyse for å oppnå analytiske løsninger, eller approksimert dynamisk programmering (ADP) for å løse MDP-ene nesten optimalt (Bertsekas, 2007; Powell, 2011). For å vurdere kvaliteten på ADP-løsninger, beregner vi grenser for den optimale MDP-verdien ved å bruke etablert teori. Nedenfor er noen illustrasjoner av resultater fra casestudier i artiklene.



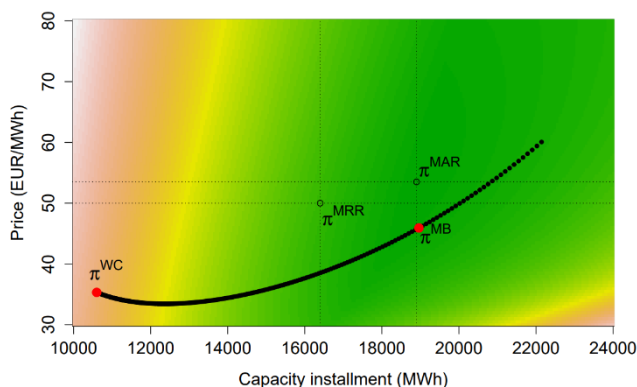
Magasinbaner basert på antakelsen om uavhengig pris og tilsig (blå) og avhengig (rød). Den forventede reservoarbanen basert på uavhengighetsforutsetningen ligger noe lavere fra sommeren og konfidensintervallene er bredere.



Øvre og nedre grense for verdien av produksjonsplaner under ulike forutsetninger om prisvariasjoner innenfor en uke.



Langsiktig pristærskel (y-akse) for å gjennomføre kapasitetsoppgraderingsinvesteringer i eksisterende vannkraftverk under ulike forutsetninger om prisvariasjoner innenfor en uke. Det mørke området har null prisvariasjon innen uke, og det lysegrå området har 1,5 ganger de historisk observerte variasjonene de siste 5 årene. X-aksen er volatiliteten til langsiktige priser.



Pris plottet mot kapasitetsvalg når en investerer. De svarte punktene illustrerer terskelen hvor det vil være optimalt å investere umiddelbart under ulike stokastiske modeller. MB (modellbasert) er den optimale beslutningsregelen under en stokastisk modell som kalibrert til de siste årene med data. WC (Worst-case), MRR (minimax relativ regret) og MAR (minimax absolute regret) er robuste beslutningsregler. Varmekartet illustrerer maksimal regret tilhørende beslutningsreglene.

Diskusjon og konklusjon

Analysen og resultatene av doktorgraden gir ny innsikt som kan brukes av vannkraftprodusenter. Artikkelen presenterer og tar for seg ulike aspekter ved problemet med planlegging av forebyggende vedlikeholdsoppgaver, drift, oppgraderinger og fornyelser i vannkraftverk. Artikkelen tar spesifikt for seg realopsjoner og utfordringer knyttet til økonomisk risiko, heterogene data og stokastisk modellering. Oppgaven viser at et realopsjonsperspektiv på vedlikeholdsaktiviteter er verdifullt, og at langsiktige strømprisforventninger kan legges til grunn for å bestemme når og hvilken aktivitet man skal velge. Analysen fremhever viktigheten av å ha flere prestasjonsfremmende aktiviteter under vurdering når prisene er usikre. Deretter viser oppgaven hvordan korrelasjonen mellom pris og ressurstilgjengelighet påvirker vannverdiene. Vårt casestudie indikerer at den potensielle forventede gevinsten er beskjeden. Gitt disse resultatene og komplikasjonene som oppstår ved inkorporering av dette i kommersiell programvare, er vi nølende med å råde produsenter til å eksplisitt modellere samhandlingen mellom lokalt tilsig, systemhydrologi og priser. Videre viser oppgaven hvordan kortsiktige driftsmodeller kan kombineres med langsiktige markedsprisbevegelser for å evaluere investeringsalternativer, og vi foreslår et robust investeringsrammeverk. Dette rammeverket fokuserer på nedsiderisiko og analyserer ulike beslutningskriterier for investeringer når parametrene til den stokastiske modellen er ukjente. Denne tilnærmingen kan redusere variasjonen i den forventede kontantstrømmen knyttet til en irreversibel langsiktig investering. Modellen og metodene utviklet i denne doktorgraden kan implementeres og brukes

av eiere av vannkraftverk. Arbeidet i doktorgraden kan utvides på flere måter. Et eksempel på et aspekt som ikke er vurdert er effekten fra drift på sviktsannsynligheter som videre påvirker beslutninger knyttet til investeringer. Med et økt bransjefokus på tilstandsovervåking på marskineri og datainnsamling, kan dette være en interessant fremtidig utvidelse av modellene i denne oppgaven.

Referanser

- Wallace, S. W. and Fleten, S.-E. (2003). Stochastic programming models in energy. *Handbooks in operations research and management science*, 10:637–677.
- Schwartz, E. and Smith, J. E. (2000). Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. *Management Science*, 46(7):893–911.
- Brown, D. B., Smith, J. E., and Sun, P. (2010). Information relaxations and duality in stochastic dynamic programs. *Operations Research*, 58(4-part-1):785–801.
- Powell, W. B. (2011). *Approximate Dynamic Programming: Solving the Curses of Dimensionality*. Wiley Series in Probability and Statistics. Wiley, 2nd edition.
- Bertsekas, D. (2007). *Dynamic Programming and Optimal Control*, volume 2. Athena scientific.
- Ben-Tal, A., El Ghaoui, L., and Nemirovski, A. (2009). *Robust Optimization*, volume 28. Princeton University Press.