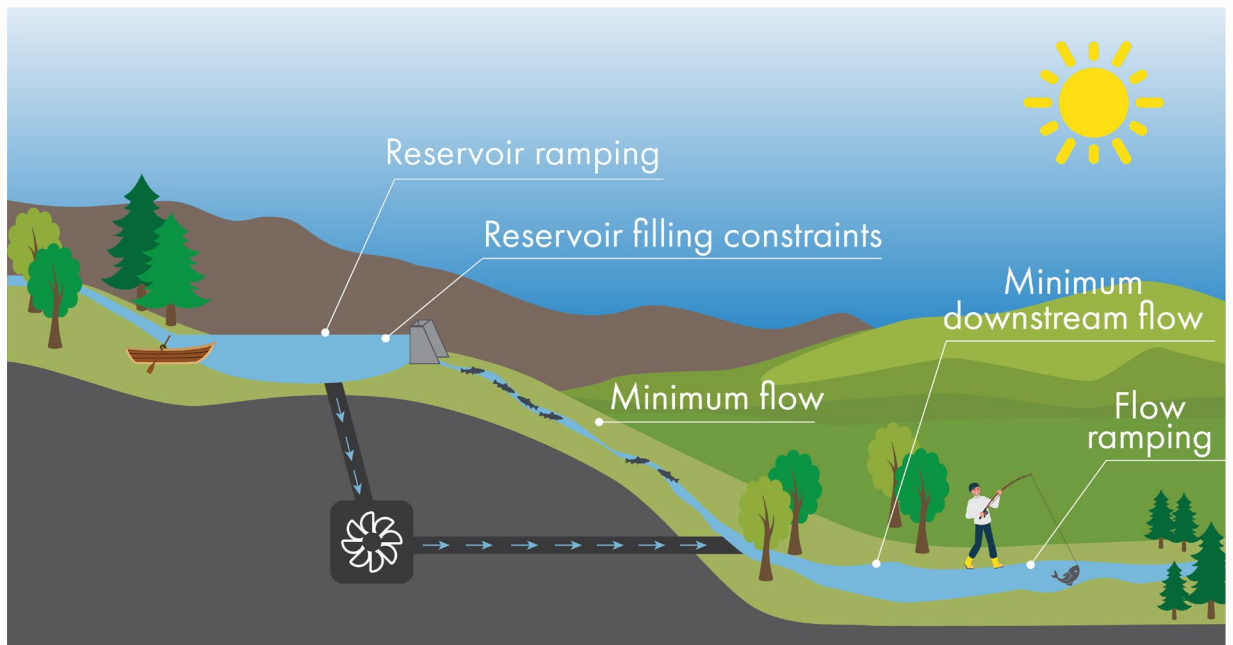


Environmental constraints in stochastic hydropower scheduling for long planning horizons

Short summary of PhD thesis



FORFATTER

Linn Emelie Schäffer

PROSJEKT I HYDROCEN

WP 3, 3.4

DATO

16.06.2023

PHD-veiledere

Magnus Korpås, Arild Helseth, Tor Haakon Bakken

Mål

Doktorgradsstudiet i WP 3.4 har analysert innvirkningene av miljørestriksjoner på fleksible vannkraftverk i stokastiske, vannkraftplanleggings modeller med lang planleggingshorisont. Det overordnede målet med forskningen har vært å få en dypere forståelse av hvordan miljørestriksjoner påvirker den økonomiske driften av vannkraftverk og kraftsystemer ved hjelp av forbedret modelleringen av komplekse miljørestriksjoner.

Bakgrunn

Miljøbestemmelser er nødvendig for å beskytte lokale økosystemer og andre interessenter. Likevel reduserer slike reguleringer ofte vannkraftverkernes driftsfleksibilitet og er derfor også forbundet med en kostnad. Å forstå implikasjonene av hvordan miljømessige begrensninger endrer driften av vannkraftverk, og dermed kraftverkernes evne til å bidra med fleksibilitet til kraftsystemer, er avgjørende for å effektivt planlegge driften av vannkraftdominerte kraftsystemer.

I doktorgradsarbeidet har virkningene av ulike typer miljøbegrensninger blitt evaluert fra perspektivet til en profittmaksimerende kraftprodusent som opererer i et konkurranseutsatt marked og fra et kostnadsminimerende systemperspektiv. Totalt har fire ulike typer miljørestriksjoner blitt vurdert: en myk magasinrestriksjon (vannstandsavhengig vannføringsrestriksjon), en rampingbegrensning på magasinnivå, en minste driftsvannførings restriksjon og en rampingbegrensning på vannføring. Det ble lagt spesiell vekt på modellering og evaluering av magasinrestriksjoner som er formulert som vannstandsavhengige restriksjoner på vannføring (også ofte kalt myke magasinrestriksjoner). Denne typen restriksjoner er spesielt relevante for det norske kraftsystemet.

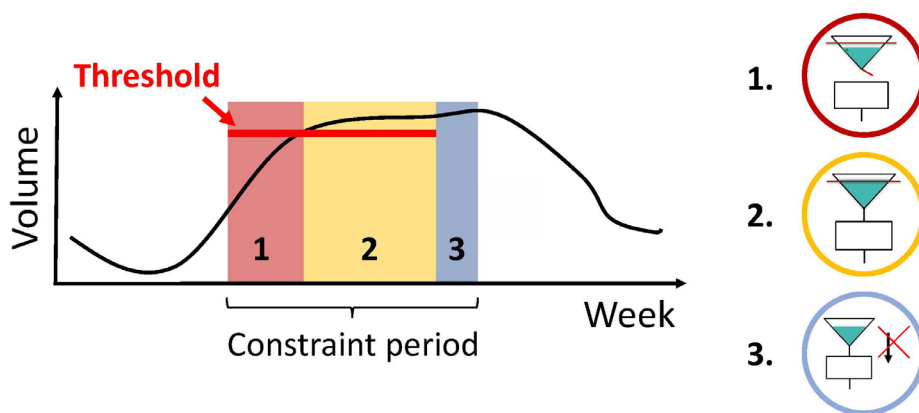


Figure 1. Illustrasjon av en myk magasinrestriksjon. I en gitt periode tillates det ikke vannslipp fra magasinet (sone 1) hvis vannstanden i magasinet er under en viss terskel. Når/dersom terskelen nås, tillates utslipp så lenge vannstanden holder seg over terskelen (sone 2). Videre kan det også være en periode hvor vannstanden i magasinet ikke kan reduseres (sone 3).

To stokastiske optimaliseringsmodeller er utviklet, en for driftsplanlegging av et vannkraftsystem fra perspektivet til en enkelt produsent, og en for driftsplanlegging av en vind- og vannkraftdominert region i et kraftsystem. Modellene er basert på stokastisk dynamisk programmering (SDP) og inkluderer en nøyaktig modellering av tilstandsavhengige (miljørestriksjoner som endres avhengig av vannstanden i magasinet). Modellene er brukt til å undersøke innvirkningen av miljørestriksjonene på driften av vannkraftverk, viktigheten av å inkludere slike restriksjoner i den strategiske planleggingen av vannkraftmagasiner og til slutt, samspillet mellom miljøbegrensninger og reservekapasitetskrav.

Funn/resultater

Våre resultater viser at miljørestriksjoner kan ha betydelige konsekvenser for sesongplanlegging av drift av vannkraftmagasiner, og at det under visse forhold er en økonomisk fordel ved å inkludere myke magasinrestriksjoner i langtidsplanleggingen. Videre viser resultatene at vannstandsavhengige restriksjoner kan gi en ikke-konkav forventet fremtidig profittfunksjon og endre den forventede marginale verdien av å lagre vann (vannverdi kurvene) betydelig i enkelte perioder.

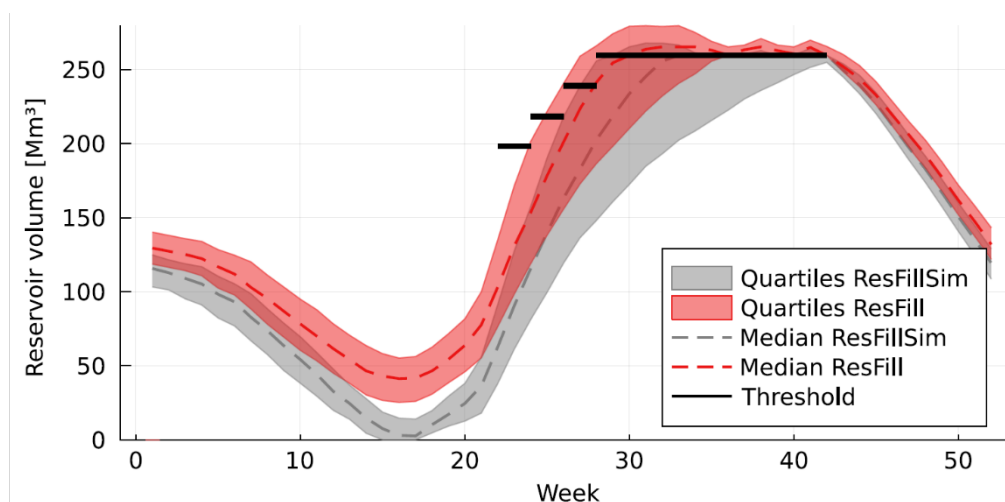


Figure 2. Eksempel fra en av casestudiene på hvordan magasinutfyllingen endres når den myke magasinrestriksjonen vurderes i den langsiktige planlegging (rød) sammenlignet med når restriksjonen kun inkluderes i slutt-simuleringen (grå).

Verdien av å inkludere vannstandsavhengige (derav tilstandsavhengige) restriksjoner i langtidsplanleggingen er avhengig av forventet kraftpris, egenskapene til vannkraftsystemet og utformingen av restriksjonen. Våre funn indikerer at det kan være en anstendig økonomisk verdi i å innlemme myke magasinrestriksjoner i sesongplanleggingen for kraftprodusentene, spesielt hvis modellforbedringene kan oppnås til en rimelig pris. I våre casestudier ble det oppnådd en økonomisk forbedring på opptil 1,4 % (\$0,16 MEUR) og 2,6 % (0,66 MEUR) for to ulike vannkraftsystemer. De største økonomiske forbedringene ble funnet for prissier med høy prisvariasjon og forskjøvet sesongpris, dvs. relativt høye priser om sommeren. Hvis restriksjonene er svært strengt formulert (f.eks. et ønsket fyllingsnivå som er svært vanskelig å nå), kan det operasjonelle handlingsrommet være såpass begrenset at det er liten verdi av å planlegge for restriksjonen.

Videre viser resultatene at oppnåelsen av ønsket fyllingsnivå i magasinet (terskelnivået definert i den myke magasinrestriksjonen) også er sensitiv for kraftprisen. Dette forsterkes når kraftprodusentene inkluderer restriksjonen i den langsiktige planleggingen. Oppnåelsesgraden av ønsket vannstand er høyere for casene med en høy forventede kraftpriser i restriksjonsperioden. I disse tilfellene ser vi både økt verdi av å planlegge for restriksjonen og forbedret effektivitet av restriksjonen. På den annen side kan lave forventede kraftpriser i restriksjonsperioden utløse en raskere nedtapping av magasinet før restriksjonen blir aktiv, noe som igjen kan føre til at terskelnivået nås på et senere tidspunkt.

Arbeidet diskuterer også implikasjonene av tre forskjellige typer restriksjoner på vannføring (vannstandsavhengig vannføringsrestriksjon, minste driftsvannføring og rampingrestriksjoner på vannføring) på den tilgjengelige fleksibiliteten i et vannkraftdominert område av et kraftsystem. Resultatene viser at evnen til å møte etterspørselen etter elektrisitet og reservekapasitetskrav avhenger av utformingen av miljørestriksjonene. Noen restriksjoner reduserer hovedsakelig tilgjengelig effekt, mens andre også reduserer mengden regulerbar energiproduksjon.

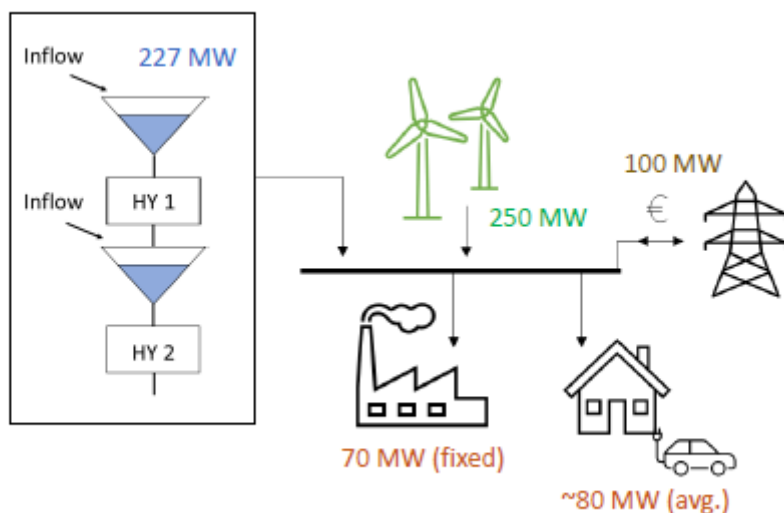


Figure 3. Illustrasjon av casestudien brukt for å vurdere samspillet mellom miljørestriksjoner på vannkraftverk og reservekapasitetskrav i et vind- og vannkraftdominert kraftsystem.

Generelt sett blir systemet mer begrenset når miljørestriksjoner og reservekapasitetskrav inkluderes, noe som fører til høyere systemkostnader. Reservekapasitetskravene ga også økt curtailment av vindkraftproduksjon og lavere nettoeksport av energi. Alle miljørestriksjonene påvirket marginalkostnadene for å møte etterspørselen for elektrisitet i den mest ressursbegrensede perioden av året, nemlig sen vinteren. Videre fant vi at de myke magasinrestriksjonene faktisk kan forbedre både energi- og effektsituasjonen på sen vinteren fordi mer vann holdes tilbake for å nå terskelnivået for vannfylling på våren. Tilgjengeligheten på effekt reduseres imidlertid når magasinrestriksjonen blir aktiv (og vannstanden er under terskelen), noe som fører til en mer stresset situasjon frem til ønsket vannstand er nådd. Kravet om minste driftsvannføring reduserer tilgjengeligheten av regulerbar energi i systemet, noe som fører til høyere kostnader for å møte etterspørselen for elektrisitet og oppreguleringsreserver (spesielt om vinteren). Samtidig reduseres tilgjengelig kapasitet for nedreguleringsreserver (gjennom året), som igjen øker kostnadene for å oppfylle kravene til slike reserver betydelig. Rampingrestriksjonen begrenser tilgjengelig effekt i systemet. For moderate reservekapasitetskrav viser det seg at dette har liten innvirkning på driften av systemet. Derimot reduseres mengden reservekapasitet som kan gjøres tilgjengelig betydelig, noe som reduserer systemenes evne til å møte høyere reservekapasitetskrav.

Nyttiggjøring/verdiskapning

Forskningen er svært relevant for regulatorer og vannkraftprodusenter i det nordiske kraftsystemet. Doktorgradsarbeidet har bidratt med ny innsikt i hvordan miljørestriksjoner, og spesielt tilstandsavhengige miljørestriksjoner, påvirker den operasjonelle fleksibiliteten til vannkraftverk og betydningen av å hensynta slike begrensninger i langsiktig driftsplanlegging. Dette er spesielt relevant ettersom konsesjonene til en stor andel av de norske vannkraftverkene skal revideres, og nye eller tilpassede miljørestriksjoner kan bli pålagt. Revisjonsprosessen vil sette rammene for driften av vannkraftverkene de neste tiårene. Eventuelle miljørestriksjoner som pålegges driften må ivareta økologiske behov i årene som kommer, men uten å begrense driftsfleksibiliteten i kraftsystemet vesentlig.

English version:

Objective

The PhD in WP 3.4 has investigated the implications of environmental constraints on flexible hydropower plants in stochastic scheduling models with long planning horizons. The overlying goal of the research has been to deepen the knowledge of how environmental constraints affect the economic operations of hydropower plants and power systems through improved modelling of complex environmental constraints.

Background

Environmental regulations are necessary to protect local ecosystems and stakeholders. Nevertheless, such regulations often reduce the operational flexibility of the hydropower plants and are therefore also associated with a cost. Understanding the implications of how environmental constraints change the operation of hydropower plants, and thereby the plants' capability to provide flexibility to power systems, is imperative to effectively plan the operation of hydropower-dominated power systems.

In the thesis, the impacts of different types of environmental constraints have been evaluated from the perspective of a profit-maximising power producer operating in a competitive market and from a cost-minimising system perspective. In total, four different types of environmental constraints have been considered: a soft reservoir filling constraint (reservoir-level dependent discharge limitation), a reservoir ramping constraint, a minimum release constraint and a ramping constraint on discharge. A special emphasis was put on the modelling and evaluation of reservoir-filling constraints that are formulated as reservoir-level dependent discharge limitations (soft reservoir-filling constraints). These constraints are particularly relevant to the Norwegian power system.

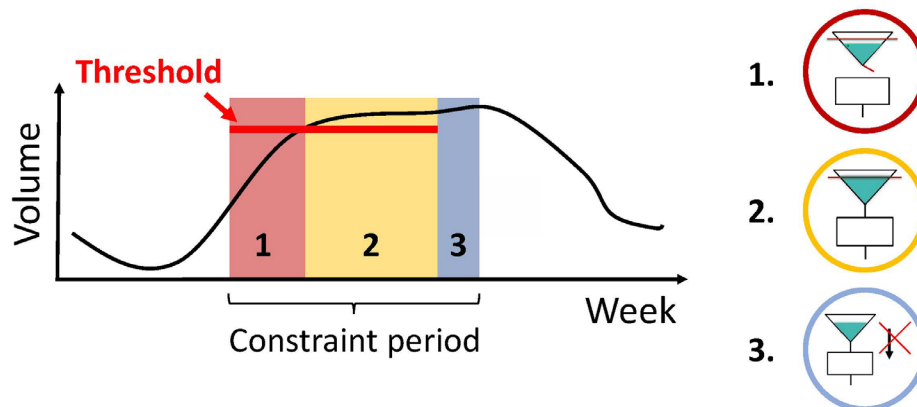


Figure 4. Illustration of a soft reservoir filling constraint. For a given period, no discharge is permitted from the reservoir (zone 1) if the water level in the reservoir is below a certain threshold. When/if the threshold is reached, discharge is permitted as long as the water level stays above the threshold (zone 2). Furthermore, there may also be a no draw-down period (zone 3).

Two stochastic optimisation models have been developed, one for the scheduling of a hydropower system from the perspective of a single producer and one for the scheduling of a wind- and hydropower-dominated region in a power system. The models are based on stochastic dynamic programming (SDP) and include an accurate modelling of reservoir-level dependent environmental constraints. The models are used to investigate the implications of environmental constraints on the operation of hydropower plants, the importance of including such constraints in the strategic scheduling of hydropower reservoirs and, finally, the interplay between environmental constraints and reserve capacity requirements.

Results/Findings

We find that environmental constraints may have considerable impacts on seasonal reservoir management and that, under certain conditions, there is an economic benefit in planning for soft reservoir filling constraints in advance. Furthermore, the results show that reservoir-level dependent constraints may induce a non-concave expected future profit function and significantly change the expected marginal value of storing water in some periods.

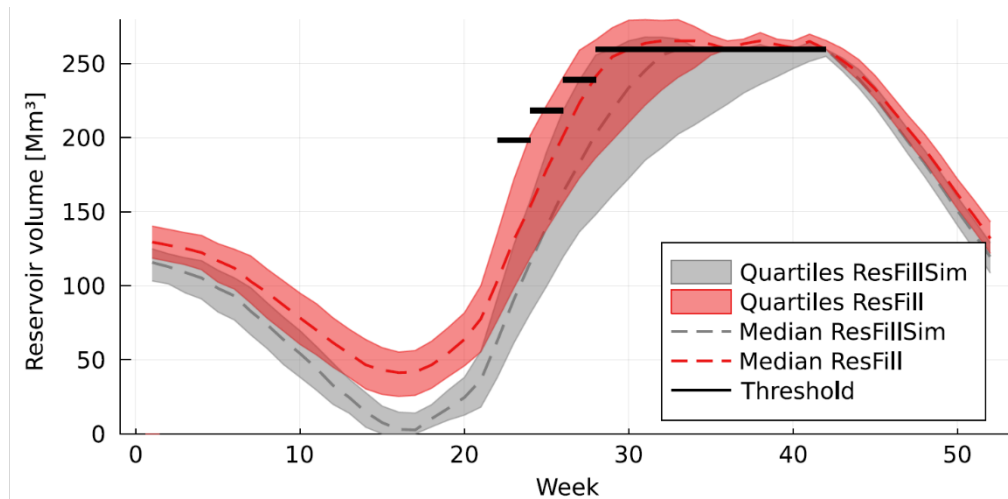


Figure 5. Example from one of the case studies of how the reservoir management change when the soft reservoir filling constraint is considered in the long-term planning (red) compared to when the constraint only is considered in the final simulation (grey).

The value of planning for reservoir-level dependent constraints depends on the expected power price, the characteristics of the hydropower system and the strictness and design of the constraints. Our findings indicate that there can be a decent economic value in incorporating the soft reservoir filling constraint in the medium-term hydropower scheduling for the power producers, especially if the model improvements can be obtained at a reasonable cost. In our case studies, an economic improvement of up to 1.4 % (\$0.16 MEUR) for HPS 1 and 2.6% (0.66 MEUR) for HPS 2 was obtained. The largest economic improvements were found for price series with high price variability and (potentially) shifted seasonal price, i.e., relatively high prices in the summer. If the constraints are very strictly formulated (e.g., a reservoir threshold that is very difficult to reach), the operational leeway may be limited and thereby also the value of planning for the constraint.

The attainment of the reservoir threshold (as defined in the soft reservoir filling constraint) is also found to be sensitive to the power price. This is intensified when the power producers plan for the constraint in advance. The attainment of the reservoir threshold increases with higher expected power prices within the constraint period, and in such situations, the value of planning for the constraint coincides with improved effectiveness of the constraint. On the other hand, low expected power prices in the constraint period may trigger a more rapid down-drawing of the reservoir before the constraint period, which again may result in the target threshold being met at a later point in time.

The work also investigates and discusses the impacts of three different types of discharge constraints (i.e., reservoir-level dependent discharge limitations, minimum release requirements and ramping restrictions on discharge) on the available flexibility in a hydro-dominated region of a power system. The results show that the capability to meet the demand for electricity and reserve capacities requirements depends on the characteristics of the environmental constraints. Some constraint mainly reduces the available power capacity, while others also reduce the amount of regulated energy production.

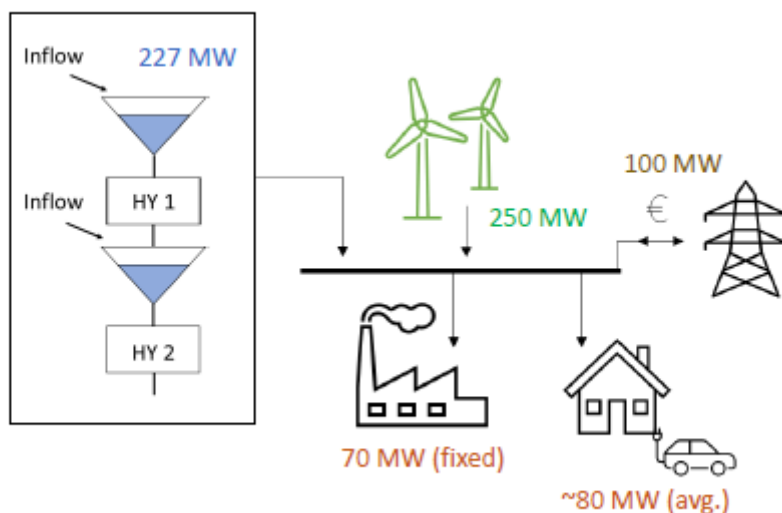


Figure 6. Illustration of the case study used to assess the interplay between environmental constraints on hydropower plants and reserve capacity requirements in a wind- and hydro-dominated power system.

In general, the system becomes more constrained when environmental constraints and reserve capacity requirements are included, which leads to higher system costs. Furthermore, the reserve capacity requirements result in higher curtailment of wind power generation and lower net export of energy. All the constraints were found to impact the marginal costs of meeting demand in the most resource-constrained period of the year, namely the late winter. The soft reservoir filling constraints may actually improve both the energy and power situation in the late winter period because more water is held back in order to meet the reservoir threshold in the spring. However, the power capacity is reduced as the discharge limitation becomes active, leading to a more stressed situation until the threshold is met. The minimum release constraint reduces the availability of regulated energy in the system, which leads to higher costs of meeting demand and providing upwards reserve capacity (especially in the winter). At the same time, the available power capacity for providing downwards reserves is reduced (throughout the year), which significantly increases the costs of meeting the requirements for such reserves. Finally, the ramping constraint tightens the power situation in the system. For moderate reserve capacity requirements this may only have small implications for the system. Nevertheless, the ramping constraint significantly reduces the amount of reserve capacity that can be made available, which may limit the systems capability to meet higher reserve capacity requirements.

Relevance/utilizationS

The research is highly relevant for regulators and hydropower producers in the Nordic power system. The licenses of a large share of the Norwegian hydropower fleet are up for revision, and new or adapted environmental constraint may be imposed. This process is crucial to preserve valuable ecologic and local stakeholder interests and will set the limitations for operation of the power plants for the coming decades. The constraints must be designed to meet ecological requirements in the years to come, but without limiting the operational flexibility in the power system substantially. This research contributes with new insight on how environmental constraints, and especially state-dependent environmental constraint, impact the operational flexibility of hydropower plants and the implications of including such constraints in the long-term planning.

References

The full thesis is available on **NTNU Open** and consist of the following articles:

1. L. E. Schäffer, A. Adeva Bustos, T. H. Bakken, A. Helseth and M. Korpås, "Modelling of environmental constraints for hydropower optimization problems – a review", 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm, Sweden, 2020, pp. 1-7. DOI: 10.1109/EEM49802.2020.9221918
2. L. E. Schäffer, A. Helseth and M. Korpås, "A stochastic dynamic programming model for hydropower scheduling with state-dependent maximum discharge constraints", *Renewable Energy*, vol. 194, pp. 571-581, 2022. DOI: 10.1016/j.renene.2022.05.106
3. L. E. Schäffer, T. H. Bakken, A. Helseth and M. Korpås, "Optimal operation of hydropower systems with environmental constraints on reservoir management", under review in *Water Resour Manage.*, submitted March 2023.
4. L. E. Schäffer, M. Korpås and A. Helseth, "Optimal operation of hydro-dominated power systems with environmental constraints", 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-6. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921058.
5. L. E. Schäffer, T. H. Bakken and M. Korpås, "Implications of environmental constraints in hydropower scheduling for a power system with limited grid and reserve capacity", *Energy Systems*, 2023. <https://doi.org/10.1007/s12667-023-00594-z>