

## Optimal control of variable speed hydropower

Utilising model predictive control and virtual inertia for delivering power system services

PhD Thesis summary

FORFATTER	Tor Inge Reigstad, SINTEF Energy Research, <a href="mailto:toringe.reigstad@sintef.no">toringe.reigstad@sintef.no</a>
PROSJEKT I HYDROCEN	WP 2
DATO	22.06.2021
PHD SUPERVISOR AND CO-SUPERVISOR	Kjetil Uhlen, Arne Nysveen

Norsk oppsummering .....	2
Innledning.....	3
Metode og resultater .....	3
Diskusjon og konklusjon .....	4
Referanser .....	4
English summary .....	5
Scope and objectives.....	5
Methods and findings.....	6
Discussion and conclusion .....	7
References.....	7

## Norsk oppsummering

Overgangen til et mer bærekraftig energisystem krever at termiske kraftverk med stor svingmasse og dermed høy treghet erstattes av omformerbasert fornybar energi. Dette forårsaker en reduksjon av den totale tregheten i kraftsystemet, noe som utfordrer systemstabiliteten, spesielt frekvensstabiliteten, men også rotorvinkelstabiliteten.

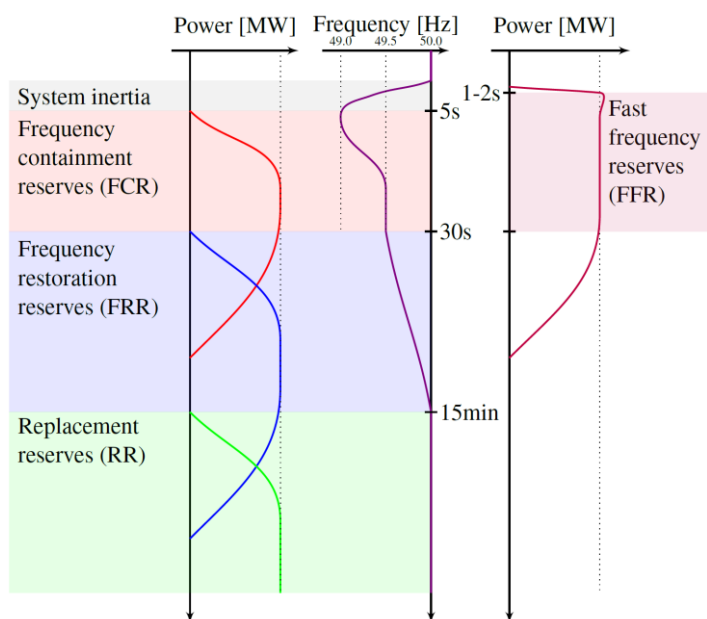
Vannkraftverk med variabel hastighet drift (forkortelse VSHP, variable speed hydropower) kan bidra til sikker og fleksibel drift av kraftsystemet. Avhandlingen fokuserer på systemtjenester knyttet til kraftbalansering og frekvensregulering for å håndtere redusert treghet i kraftsystemet. Ved å utnytte fleksibiliteten til omformerkontrollsystemet og den kinetiske energien til den roterende massen i generatoren og turbinen, kan VSHP tilby systemtjenester som virtuell (syntetisk) treghet, demping av oscillasjoner og fast frequency reserves (FFR, Figur 1).

Virtuell treghetsregulering av VSHP vil reagere på frekvensavvik innen millisekunder for å redusere frekvensendringer. På denne måten vil den øke den totale tregheten i kraftsystemet og bidra til demping. I motsetning til konvensjonelle vannkraftanlegg, er VSHP med virtuell treghetsregulering rask nok til å levere til det nordiske markedet for FFR, som er under demonstrasjon. I dette markedet er det krav om at leverandørene skal kunne aktivere reservene innen omtrent 1 sekund, noe som er raskere enn eksisterende frekvensreserver (Figur 1).

Avhandlingen presenterer et nytt reguleringssystem for VSHP som tar sikte på å forbedre systemets frekvensstabilitet og øke dempingen av effektoscillasjoner. Det foreslåtte reguleringssystemet tillater levering av systemtjenester, som FFR. Salg av disse systemtjenestene kan bidra til å øke inntektene og derigjennom øke lønnsomheten av VSHP.

Deler av reguleringssystemet kan også brukes i konvensjonelle vannkraftanlegg for å redusere trykksvingninger og øke ytelsen til hastighetsregulatoren. Et naturlig neste trinn vil være å implementere og verifisere de foreslåtte regulatorne i et laboratorieoppsett.

En enkel forklaring av bakgrunn, viktigere begrep og resultat kan finnes i en populærvitenskapelig artikkel i Energiteknikk, se Kapittel 8 Referanser.



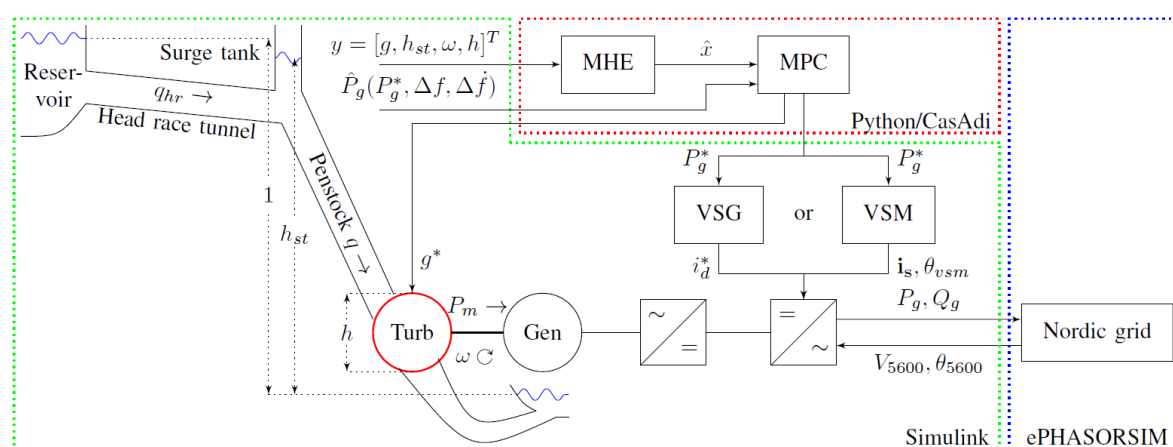
Figur 1: Kraftsystemrespons og involverte frekvensreserver

## Innledning

Hovedmålet med avhandlingen er å foreslå et reguleringsystem for optimalisert kontroll av VSHP for levering av systemtjenester, som virtuell (syntetisk) treghet, FFR og demping av effektoscillasjoner. Samtidig må reguleringsystemet ta hensyn til de interne begrensningene til VSHP, både i det elektriske og det hydrauliske systemet.

## Metode og resultater

Et innovativt reguleringsystem, som vist i Figur 2, er utviklet for å optimalisere systemtjenester levert av VSHP til kraftsystemet. Den nettilkoblede omformerer bruker virtuell treghetsregulering for å motvirke frekvens-avvik og dempe svingninger. To lovende regulatorer er analysert og sammenlignet: virtual synchronous generator (VSG) som følger nettfrekvensen og virtual synchronous machine (VSM) som også kan operere alene i et nett. Videreutvikling av VSM har vært nødvendig for å forbedre frekvensreguleringen.

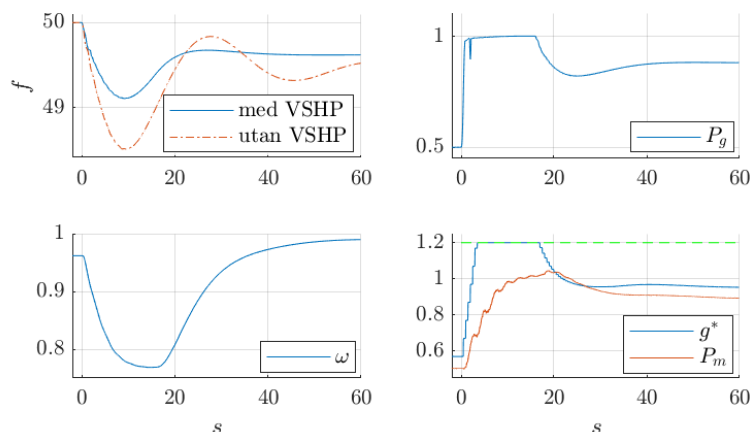


Figur 2: Oversikt over VSHP med reguleringsystemet og benyttede simuleringssystemer

En modell prediktiv regulator (MPC) er utviklet for å optimalisere reguleringen av kraftverket og koordinere reguleringen av turbinen med den virtuelle treghetsregulatoren. Regulatoren tar hensyn begrensningene i både det hydrauliske og det elektriske systemet for å forhindre skade på systemet. Dermed kan den regulere turbinens rotasjonshastighet raskere for å maksimere turbinens virkningsgrad samtidig som den minimere operasjon av ledeskovlene. Dette reduserer slitasje, og i tillegg svingninger i vannveiene. MPC-regulatoren regulerer først og fremst ledeskovlåpningen  $g$  for å justere turbinens rotasjonshastighet  $\omega$ . I ekstreme tilfeller justerer den også effektreferansen  $P_g^*$  til den virtuelle treghetsregulatoren for å unngå at turbinens rotasjonshastighet overskrider sine grenser.

Nye og nøyaktigere modeller av VSHP var nødvendig, både for simuleringer og for design av MPC-regulatoren. Dette innebar utviklingen av en detaljert VSHP-modell for nettintegrasjonsstudier, inkludert en avansert hydraulisk modell. Den hydrauliske modellen er basert på Eulers turbinligninger og en en-dimensjonal modell av vannveiene. Som et resultat er turbineffekten en ikke-lineær funksjon av både turbinens vannstrøm, rotasjonshastighet og ledeskovlåpning.

En dynamisk analyse av det nordiske kraftsystemet viser at VSHP med det foreslåtte reguleringsystemet gir en betydelige reduksjoner i frekvensavviket etter forstyrrelser. Reduksjonen er på 40%, som vist i Figur 3. I dette tilfellet er den nominelle effekten til VSHP-kraftverkene kun 5% av den totale produserte effekten i kraftsystemet. Både transient- og småsignalanalyser viser at korrekt parametersetting av VSG'en reduserer effektssvingninger. Småsignalanalyser demonstrerer også at det kun er små, ubetydelige svingninger mellom det hydrauliske og det elektriske systemet. Følgelig kan den virtuelle treghetsregulatoren innstilles uten å ta hensyn til utfordringer med småsignalstabilitet relatert til det hydrauliske systemet, synkrogeneratoren eller omformerer tilkoblet generatoren.



Figur 3: Dynamisk forløp av VSHP i det nordisk kraftsystemet etter utfall av generator i Sverige

## Diskusjon og konklusjon

Reguleringssystemet som er foreslått i denne avhandlingen, kan være til nytte for både frekvensregulering av det moderne kraftsystemet og utviklingen av pumpekraftverk med variabel hastighet. Ved å utnytte rotasjonsenergien til generatoren og turbinen, kan virtuell treghetsregulering av omformeren forbedre stabiliteten i kraftsystemets. Dermed kan VSHP øke inntektene ved å selge virtuell treghet og / eller FFR til kraftsystemoperatøren, og øke lønnsomheten av nye prosjekter, forutsatt at markedsløsninger eller andre økonomiske initiativer er på plass. Samtidig tillater systemtjenestene som VSHP tilbyr videre utbygging og integrering av fornybare energikilder, som vind og sol.

## Referanser

Resultatene i doktorgradsavhandlingen er presentert i:

**Paper I** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Modelling of variable speed hydropower for grid integration studies', *IFAC-PapersOnLine*, vol. 53, issue 2, 2020

**Paper II** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Variable speed hydropower conversion and control', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, no. 1, pp. 386–393, March 2020

**Paper III** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Virtual inertia implementation in variable speed hydropower plant', *Presented on the Modern Electric Power System conference (MEPS'19)*, September 9-12, 2019, Wroclaw, Poland,

**Paper IV** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Variable speed hydropower plant with virtual inertia control for provision of fast frequency reserves', *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 35, no. Volume 41, issue 2, 2021

**Paper V** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Optimized control of variable speed hydropower for provision of fast frequency reserves', *Electric Power System Research, Special issue: Proceedings of the 21st Power Systems Computation Conference (PSCC 2020)*, vol. 189, 2020

**Paper VI** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Nonlinear model predictive control of variable speed hydropower for provision of fast frequency reserves', *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107 067, 2021

**Paper VII** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Stability properties of non-linear model predictive control of variable speed hydropower', *IET Renewable Power Generation*, vol. 14.19, p. 4019-4028, 2021

**Paper VIII** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Variable speed hydropower for provision of fast frequency reserves in the nordic grid', *IEEE Transaction on Power Systems*, 2021

**Avhandling:** T. I. Reigstad, 'Optimal control of variable speed hydropower Utilising model predictive control and virtual inertia for delivering power system services', *NTNU*, 2021

**Populærvitenskapelig artikkel:** 'Variabel hastighet i kraftverk', *Energiteknikk*, Nr. 2 – mars 2020 – 133.årg

## English summary

The shift towards a more sustainable energy system demands thermal power plants with high inertia to be replaced by converter-based renewable energy. This causes a reduction of system inertia which challenges system stability, especially frequency stability but also the rotor angle stability.

Variable speed operation of hydropower plants can be of benefit to the security and flexibility of power system operation. The thesis focuses on system services related to power balancing and frequency control to counteract the reduction of system inertia. By utilising the flexibility of the converter control system and the kinetic energy of the rotating generator and turbine, variable speed hydropower (VSHP) plants can provide system services like virtual (synthetic) inertia, damping and fast frequency reserves (FFR), see Figure 1. Virtual inertia control of VSHP will react to frequency deviations within milliseconds to oppose frequency changes. In this way, it will increase the total inertia in the system and contribute to damping. As opposed to conventional hydropower plants, VSHP with virtual inertia is fast enough to deliver FFR. A market for FFR is currently demonstrated in the Nordic power system, and the providers should be able to activate the reserves within approximately 1 second, which is faster than the existing frequency reserves.

In the thesis, a new VSHP control scheme is developed, aiming at significantly improving system frequency stability and increased damping of power oscillations. The proposed control system allows for the delivery of system services, such as FFR. These can contribute to increasing the revenues and thereby boost the development of VSHP. Parts of the control system can also be utilized for conventional hydropower plants to reduce pressure oscillations and increase the performance and speed of the governor. A natural next step will be to implement and verify the proposed controllers in a laboratory setup.

Tor Inge Reigstad, SINTEF Energy Research, [toringe.reigstad@sintef.no](mailto:toringe.reigstad@sintef.no)

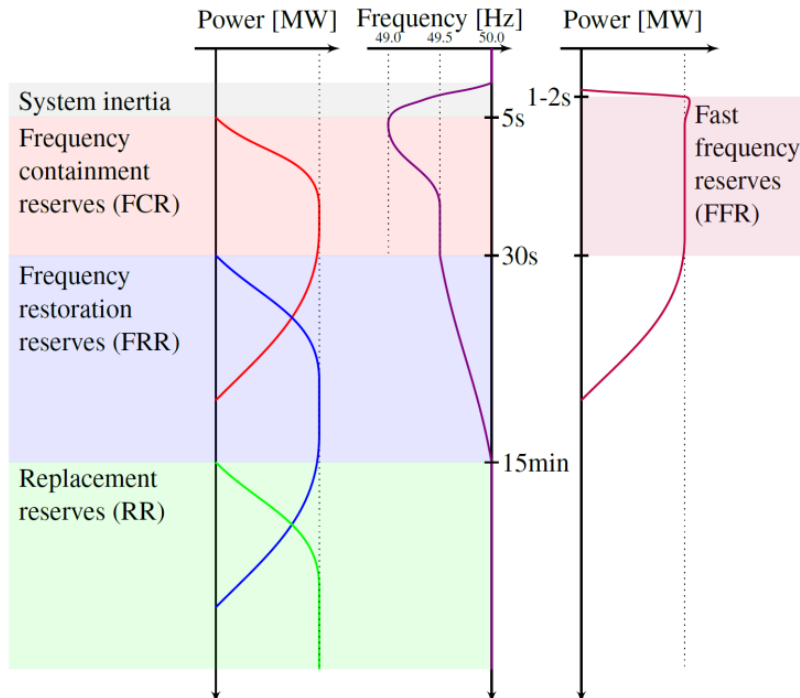


Figure 1: General frequency system response and controllers involved.

## Scope and objectives

The main objective of the thesis is to propose a control scheme for optimized control of VSHP for delivery of auxiliary services, like virtual (synthetic) inertia, FFR and to damp power oscillations. At the same time, the control system must consider the internal constraints of the VSHP in both the electric and hydraulic systems.

## Methods and findings

An innovative control scheme is proposed in this thesis to optimise VSHP system services, as shown in Figure 2. Virtual inertia control is implemented on the grid-connected converter to counteract frequency deviations and damp oscillations. Two promising control schemes are analysed and compared: the grid-following virtual synchronous generator (VSG) and the grid-forming virtual synchronous machine (VSM). Further development of the VSM has been necessary to improve its frequency containment reserves supply.

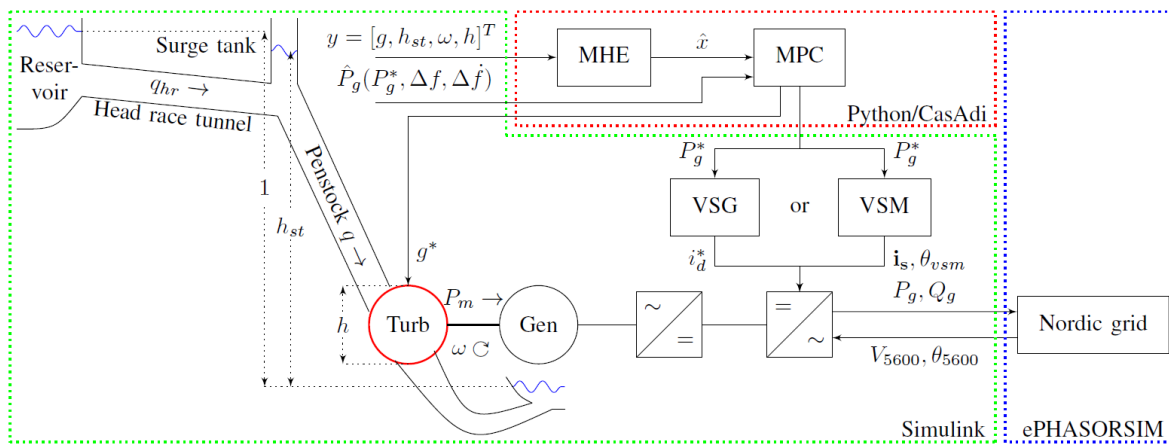


Figure 2: VSHP plant layout including control structure and simulation programs.

A model predictive controller (MPC) is developed to optimise the control of the VSHP and coordinate the turbine control with the virtual inertia control. The MPC considers the constraints in both the hydraulic and electric systems to prevent damage to the system. Thus, it can optimise the turbine rotational speed to maximise the efficiency and minimise the guide vane operation. This reduction of the guide vane operation limits oscillations in the hydraulic system and reduces wear and tear. The MPC primarily controls the guide vane opening  $g$  to adjust the turbine rotational speed  $\omega$ . However, in extreme cases, it also adjusts the power reference  $P_g^*$  of the virtual inertia controller to avoid the turbine rotational speed exceeding its limits.

Precise models of the VSHP were needed, both for simulations and for designing the MPC dynamic model. These comprised the development of a detailed VSHP model, including an advanced hydraulic model for grid integration studies. The hydraulic model is based on the Euler turbine equations and the 1-D momentum and continuity balance for a water-filled elementary pipe. As a result, the turbine power is modelled as a non-linear function of both the turbine flow, the turbine rotational speed and the guide vane opening.

A transient analysis of a VSHP with the proposed control system shows the potential for significant reductions in frequency deviation after disturbances in the Nordic power system; a 40% reduction when the rated power of the VSHP power plants equals 5% of the total produced power in the power system, shown in Figure 3. In addition, both the critical fault clearing times and the damping of oscillations are increased. Small-signal analysis verifies how appropriate tuning of the VSG reduces power oscillations. It also demonstrates negligible dynamic interaction between the hydraulic system and the electrical system. Consequently, the virtual inertia controller can be tuned without considering small-signal stability issues related to the hydraulic system, synchronous generator or generator-connected converter.

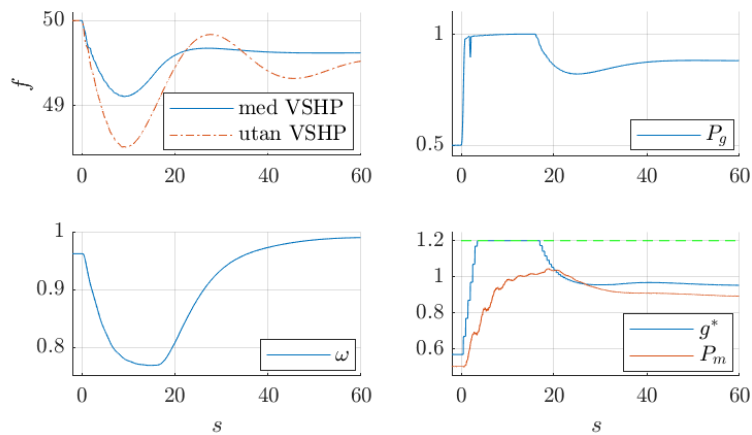


Figure 3: Transient behaviour of VSHP after loss of generator in the Nordic power system

## Discussion and conclusion

The control scheme proposed in this thesis can benefit both the frequency control of the modern electrical power system and the development of a pump storage hydropower plant with variable speed operation. By utilising the rotational energy of the generator and turbine, virtual inertia control of the converter can improve the power system stability. With economic initiatives, VSHP can profit by providing virtual inertia and/or FFR to the power system operator, thereby increasing the gain of new projects. At the same time, the system services provided by VSHP allows for further integration of renewable energy sources, such as wind and solar.

## References

The results in this PhD work are published in:

- Paper I** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Modelling of variable speed hydropower for grid integration studies', *IFAC-PapersOnLine*, vol. 53, issue 2, 2020
- Paper II** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Variable speed hydropower conversion and control', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, no. 1, pp. 386–393, March 2020
- Paper III** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Virtual inertia implementation in variable speed hydropower plant', *Presented on the Modern Electric Power System conference (MEPS'19)*, September 9-12, 2019, Wroclaw, Poland,
- Paper IV** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Variable speed hydropower plant with virtual inertia control for provision of fast frequency reserves', *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 35, no. Volume 41, issue 2, 2021
- Paper V** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Optimized control of variable speed hydropower for provision of fast frequency reserves', *Electric Power System Research, Special issue: Proceedings of the 21st Power Systems Computation Conference (PSCC 2020)*, vol. 189, 2020
- Paper VI** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Nonlinear model predictive control of variable speed hydropower for provision of fast frequency reserves', *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107 067, 2021
- Paper VII** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Stability properties of non-linear model predictive control of variable speed hydropower', *IET Renewable Power Generation*, vol. 14.19, p. 4019-4028, 2021
- Paper VIII** T. I. Reigstad and K. Uhlen, 'Variable speed hydropower for provision of fast frequency reserves in the nordic grid', *IEEE Transaction on Power Systems*, 2021
- PhD thesis:** T. I. Reigstad, 'Optimal control of variable speed hydropower Utilising model predictive control and virtual inertia for delivering power system services', *NTNU*, 2021