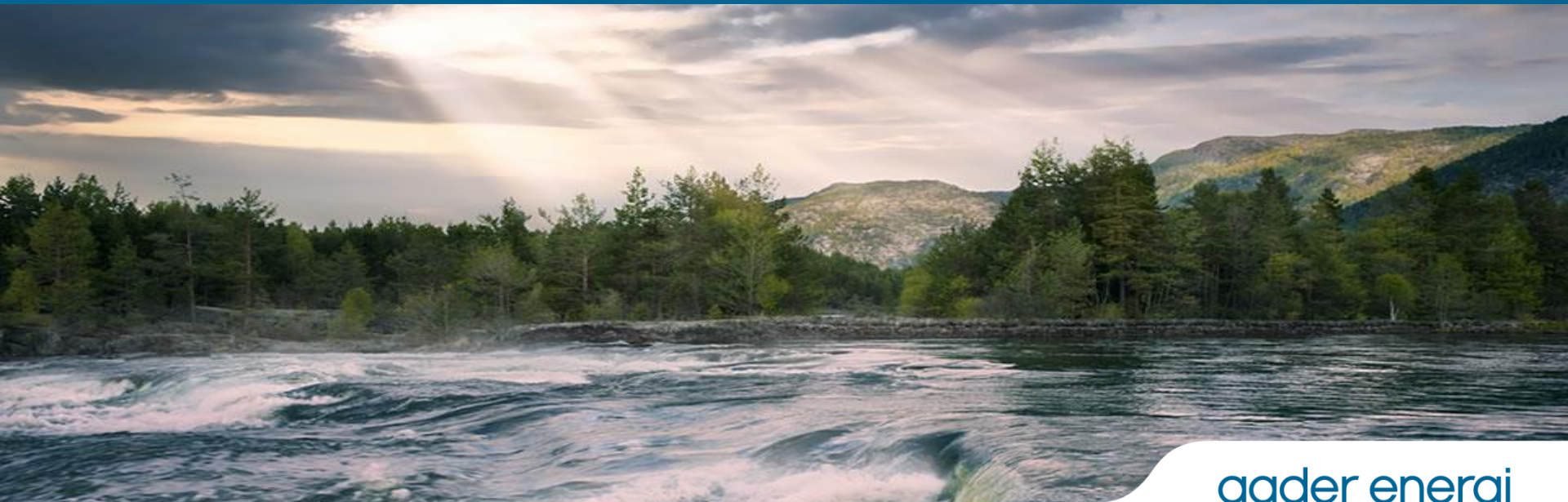


RfG – Konsekvenser store produsenter

Fokus på vannkraftverk med installert effekt fra 10 MW og høyere

Øivind Håland, Agder Energi Vannkraft AS, IEEE-PES Norge seminar, Oslo 16.11.2017



agder energi

Agder Energi Vannkraft AS (AEVK)

- AEVK er et heleid datterselskap til Agder Energi AS. Kommunene i Agder eier til sammen 54,5 prosent av aksjene i Agder Energi. De resterende 45,5% prosent eies av Statkraft Regional Holding AS
- AEVK ivaretar utbygging, drift og vedlikehold av kraftstasjoner og reguleringsanlegg i Aust- og Vest-Agder, samt i sørvestre Telemark.
- Selskapet eier 33 kraftverk og er deleier i ytterligere 16 kraftverk/pumpestasjoner.
- Samlet installert ytelse er rundt 1700 MW, med årlig midlere produksjon på ca. 8,1 TWh (pr.01.01.2017).

Overordnede rammevilkår for AEVK

- Vannkraft fra 10 MW og oppover er omfattet av en særlig vannressursbeskatning i tillegg til eiendomsbeskatning mv. Marginalskatt på rundt 58 % er typisk. Det må dermed kunne hevdes at bransjen yter sitt til samfunnet i tillegg til at bransjen er omfattet av strenge regulerings- og miljøkrav (eksisterende, revisjon/nye og selvpålagt krav til miljødesign).
- AEVK (og bransjen for øvrig) har typisk en anleggspark fra 1920-, 30-, 50- og 80-tallet og står foran betydelige reinvesteringer og oppgraderinger av anleggene pga. alder/tilstand og nye lovpålagte krav. «Ny damforskrift» er et eksempel på nye krav, hvilket innebærer milliard investeringer i Norge, og som i ettertid er blitt gjenstand for diskusjon om faktisk kost/nytteverdi. AEVK finner det derfor hensiktsmessig å være proaktiv ifm. implementering av ny krav.
- I tillegg til lovpålagte krav legger AEVK til grunn forretningsmessige vurderinger for investeringer i nyanlegg og fornyelse av eksisterende anlegg.
- Knapphet på ny kapital medfører behov for streng prioritering av investeringstiltak.

Forventet endringer i anleggsparken til AEVK de neste årene

- Hovedaktiviteten de neste årene forventes å bli reinvestering og oppgradering av eksisterende installasjoner med damanlegg, elektromekaniske installasjoner, aggregater, generatorer, generatortransformatorer og kontrollanlegg mv.
- Det kan i tillegg bli aktuelt med utbygging av noen få nye kraftverk.

Dagens krav til utbyggere og eier av store vannkraft produksjonsanlegg

Må ha konsesjon etter vannressursloven og etter energiloven. Plikter bl.a. gitt i konsesjonene og energilovforskriften må følges:

§ 3-5. Plikter ved konsesjon for elektriske anlegg

a) Drift, vedlikehold og modernisering

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at

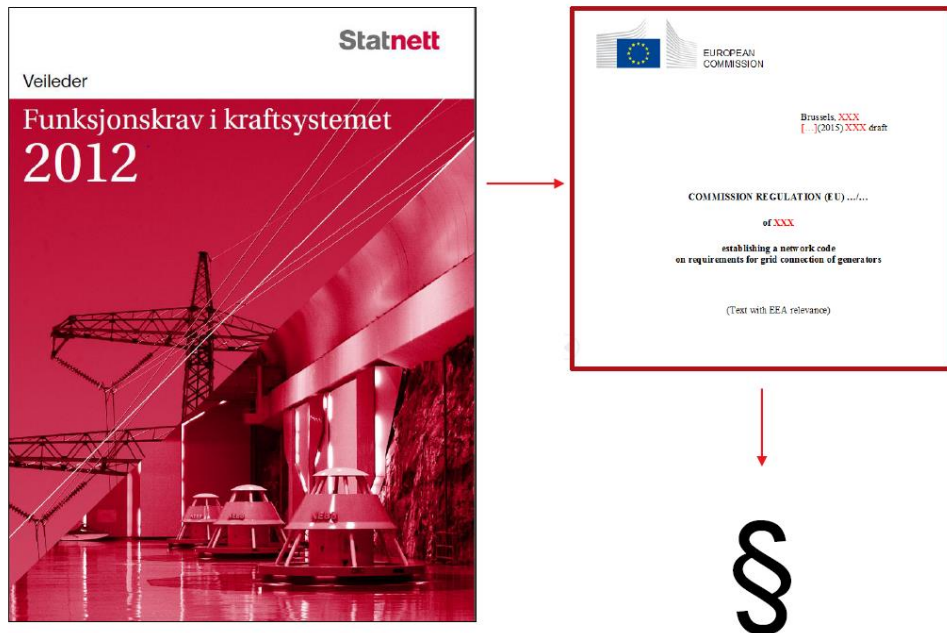
1. det utarbeides planer for systematisk vedlikehold av anlegg og planer for modernisering av sentral- og regionalnettsanlegg. Planene skal oppdateres minimum hvert annet år.
2. det foreligger systemer og rutiner for kontroll for å fastslå anleggenes tilstand.
3. normer vedtatt av Norsk Elektroteknisk Komité (NEK) og Standard Norge om drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg følges, med mindre det kan dokumenteres at andre metoder gir tilfredsstillende driftssikker stand.
4. det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden.
5. det foreligger oppdatert dokumentasjon for planlagte og gjennomførte tiltak i henhold til § 3-5 bokstav a. All dokumentasjon skal oppbevares i konsesjonsperioden.

FOS § 14. Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet, må følges:

- Konsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye anlegg eller endring av egne anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet, når andre konsesjonærer blir berørt av dette.
- Systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg før disse kan idriftsettes.

Implementering av RfG-forordningen i Norge innebærer et regimeskifte

Fra veileder og vedtak til faste krav



- RfG-forordningen vil bli hjemlet i EØS-lovgivningen og vil overstyre energiloven med tilhørende forskrifter.
- Det kan dermed bli behov for endringer i «energilovsforskriften» og «Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FOS)» inkl. FOS § 14.
- RfG innebærer overgang til avtale/forskriftsbaserte krav som må legges til grunn i tilknytningsavtale mellom Produsent og Netteier for hvert kraftverk som tilknyttes.

Store produksjonsenheter fra 10 MW og større vil bli omfattet av RfG både for etablering av nyanlegg og ved vesentlig endring av i eksisterende anlegg

- Virkeområde for RfG forordningen er primært nyanlegg, og eksisterende produksjonsenheter er ikke underlagt forordningen med unntak av:
 - §4-1(a) **produksjonsenheter av type C og D som har blitt endret i en slik grad at vesentlige deler av tilknytningsavtalen må revideres i henhold til følgende prosedyrer..... (i,ii, iii), eller,**
 - §4-1(b) Hvis regulerende myndighet (NVE) eller, der det er aktuelt, medlemslandet, bestemmer at **en eksisterende produksjonsenhet** skal følge alle eller noen av kravene i forordningen, etter forslag fra systemansvarlig i henhold til tredje, fjerde og femte ledd.

I praksis innebærer dette at all ny produksjon og eksisterende produksjon fra 10 MW og oppover, samt alle kraftverk tilknyttet nett med spenning fra 110 kV og oppover, automatisk omfattes av prosedyre og krav gitt i §4-1 (a) (i,ii, iii).....og kan i tillegg utvides til å omfatte eksisterende type A og B enheter etter vedtak av regulerende myndighet.

Prosedyre gitt i RfG §4-1 (jf. Statnetts utkast til oversettelse 07.11.2017)

(a) Produksjonsenheter av type C eller D som har blitt endret i en slik grad at vesentlige deler av tilknytningsavtalen må revideres i henhold til følgende prosedyre:

- (i) konsesjonærer for produksjonsanlegg som planlegger å modernisere et anlegg/kraftverk eller skifte ut utstyr som vil påvirke de tekniske egenskapene til produksjonsenheten skal i forkant melde fra om planene til aktuell systemoperatør;
 - (ii) dersom aktuell systemoperatør anser at omfanget av moderniseringen eller utskiftingen av utstyr er slik at det vil være behov for en ny tilknytningsavtale, skal aktuell systemoperatør melde fra til Norges vassdrags- og energidirektorat eller, der det er aktuelt, medlemslandet; og
 - (iii) Norges vassdrags- og energidirektorat eller, der det er aktuelt, medlemslandet, skal avgjøre om den eksisterende tilknytningsavtalen må revideres eller om det kreves en ny tilknytningsavtale samt hvilke krav i denne forordningen som skal gjelde; eller
- (b) Norges vassdrags- og energidirektorat eller, der det er aktuelt, medlemslandet, bestemmer at en eksisterende produksjonsenhet skal følge alle eller noen av kravene i denne forordningen, etter forslag fra systemansvarlig i henhold til tredje, fjerde og femte ledd.

Positive konsekvenser ved overgang til RfG slik AEVK vurderer situasjonen nå

- RfG legger til rette for harmonisering og standardisering av krav til produksjonsanlegg og tilknytning i Norge og EU.
- Det stilles tydelige krav til gjennomføring av prosess og krav til alle berørte aktører.
- RfG åpner opp for innsyn og forutsetter at kost/nytte-vurderinger skal legges til grunn for anvendelse på eksisterende anlegg (§38).
- RfG åpner opp for avvikshåndtering basert på kost/nytte-vurderinger (§62-2d).
- Prosessen med implementering og bestemmelse av paragrafer med nasjonalt handlingsrom (f.eks. FRT-krav), utgjør en mulighet til å kvalitetssikre og tilpasse disse kravene til norske forhold basert på kost/nytte-vurderinger og hva som faktisk er teknisk mulig.

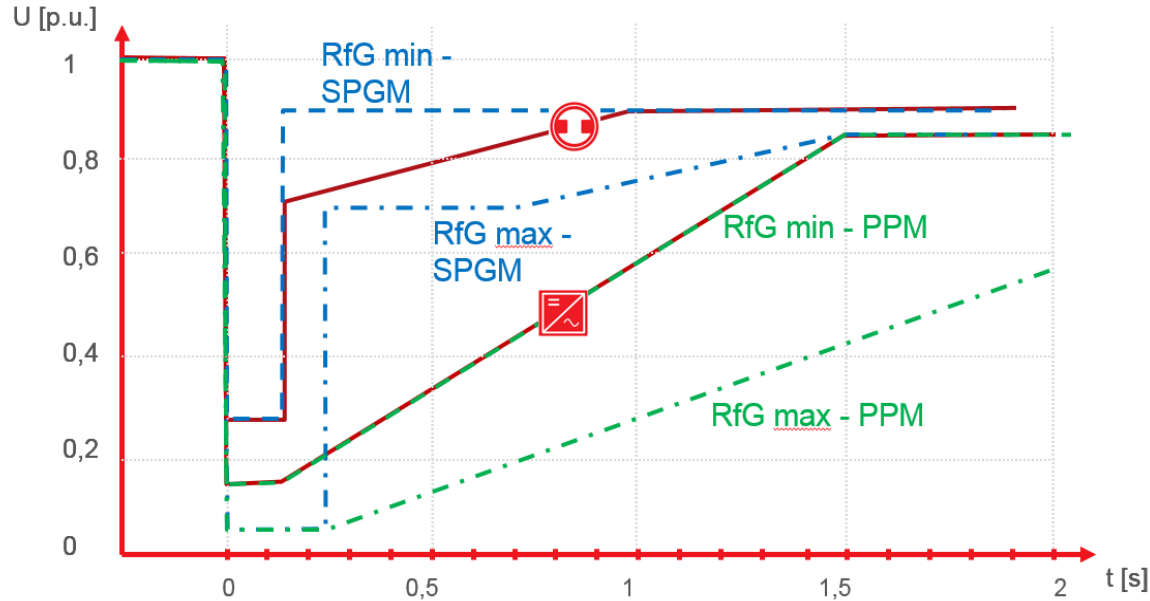
Utfordrende konsekvenser ved overgang til RfG slik AEVK vurderer situasjonen nå

- Overgang fra veiledende funksjonskrav i kraftsystemet og Systemansvarliges FOS §14-funksjonsvedtak til RfG-forordningen med forskrifts/avtalebaserte faste krav, innebærer en vesentlig endring av krav til: prosess, ansvar/roller, dokumentasjon og kompetanse for berørte konsesjonærer, aktuell system operatør, systemansvarlig og NVE.
- Det er grunn til å anta at utøvelsen av rollen til «aktuell systemoperatør», og utvidet rolle til NVE, vil kunne innebære at kompetanse og personellressurser her kan bli en skranke/begrensning.
- Det er lite sannsynlig at alle dagens 140 nettselskaper vil håndtere rollen som «aktuell systemoperatør» i RfG. Det må dog antas at systemansvarlig (Statnett) i dag har kompetanse og personellressurser til delvis å fylle denne rollen.
- Tilsvarende må det forventes at håndtering av RfG også vil bli krevende for produsentene mht. kompetanse og forståelse/oppfølging av kravene.
- Det må forventes at overgang RfG vil gi økt saksbehandlingstid og saksbehandlings kostnader for produsentene spesielt ved endringer i eksisterende anlegg.

Funksjonskrav i RfG-implementeringen som AEVK og bransjen for øvrig vurderer som viktige å ha fokus på

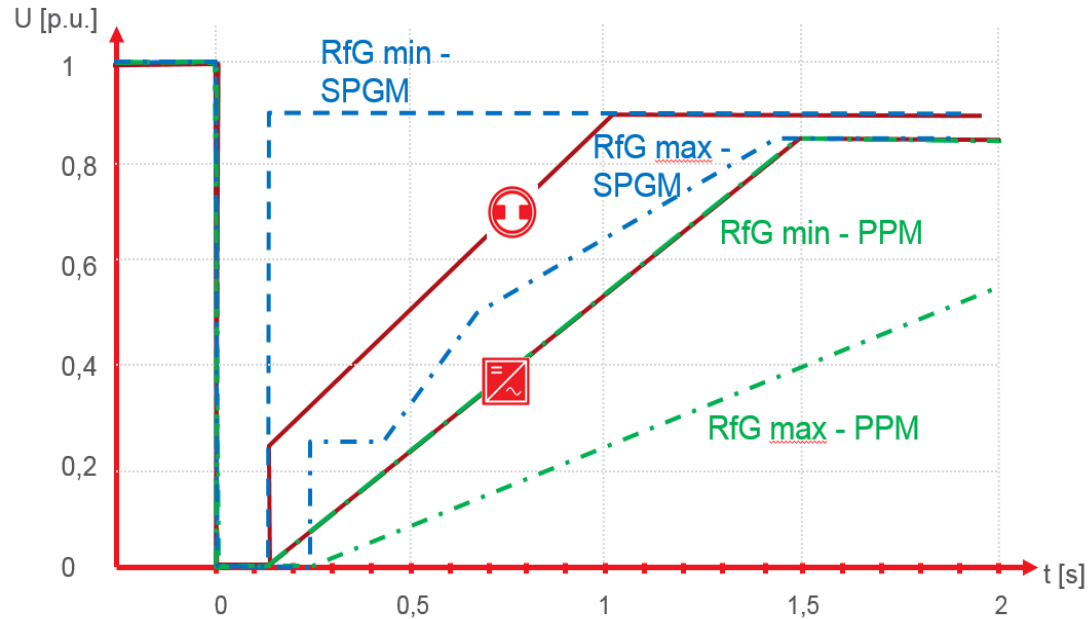
- Implementeringen av RfG-forordningen er i hovedsak en oversettelsesjobb da RfG er en EU-forordning, men.. Det er noen få krav med rom for nasjonal implementering..
- Dette er bl.a. krav til FRT, U-Q/P, eventuelt krav til svartstart/øydriфт.
- Det har så langt i arbeidet med utkast til RfG vært spesielt fokus på identifikasjon av hensiktsmessige krav til FRT for type D-vannkraftverk. Rapporter fra Norconsult og vurderinger til Statkraft viser at det for vannkraftaggregater ikke er teknisk/økonomisk forsvarlig legge til grunn FRT-kurver med frakopling på 400ms typisk for feil i 2.sonen på tilknyttet nett. Bruk av vern-kommunikasjon tillater frakopling på 150ms, hvilket er teknisk gjennomførbart og samfunnsøkonomisk forsvarlig.

FRT-krav for Type B (og C)-produksjonsenheter



Statnett sitt forslag til spenning-tid-profil for produksjonsenheter av type B for synkrone produksjonsenheter og kraftparkmoduler. Maks og min grenser i NC-RfG illustrert for synkrone produksjonsenheter (blå) og kraftparkmoduler (grønn)

FRT-krav for Type D-produksjonsenheter

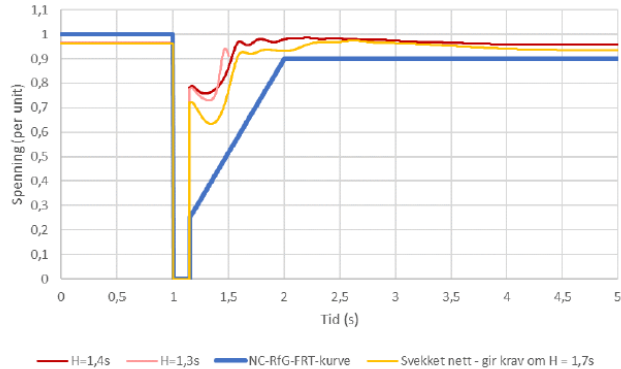


Statnett sitt forslag til spenning-tid-profil for produksjonsenheter av type D, både synkroner produksjonsenheter og kraftparkmoduler. Maks og min grenser i RfG illustrert for synkroner produksjonsenheter (blå) og kraftparkmoduler (grønn)

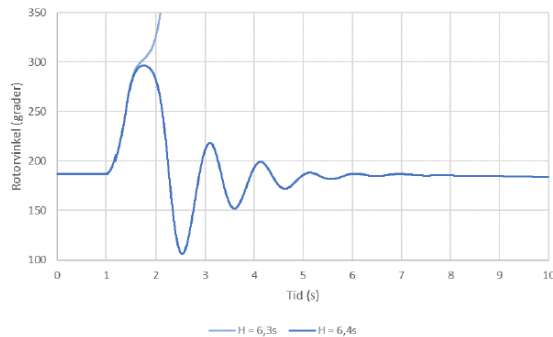
Screening av FRT-egenskaper til AEVKs eksisterende vannkraftaggregater av type C og D

- Av totalt 70 aggregater har AEVK har 38 stk aggregater som omfattes av type D FRT-kravene for synkroner enheter.
- Disse varierer fra 140 MVA med 420 kV tilknytning til 12,5 MVA med 132 kV tilknytning.
- Høyeste H-verdi er 3,3 s og laveste H-verdi er 1,76 s.
- AEVK har engasjert Norconsult til utførelse av en foreløpig screening av disse med hensyn til om de håndterer FRT-kravene eller ikke. Det vil bli utført følsomhetsanalyser for å avklare faktorer av betydning i denne sammenhengen.
- I tillegg er det gjennomført en kontrollberegning på et nytt 120 MVA /103 MW anlegg til AEVK som nå er under utbygging.

Eksempel fra RfG-kontrollberegning på Skjerka kraftverk med nytt 120 MVA aggregat G2



Figur 7: Innvirkning av svekket nett etter feilklareringstidspunktet

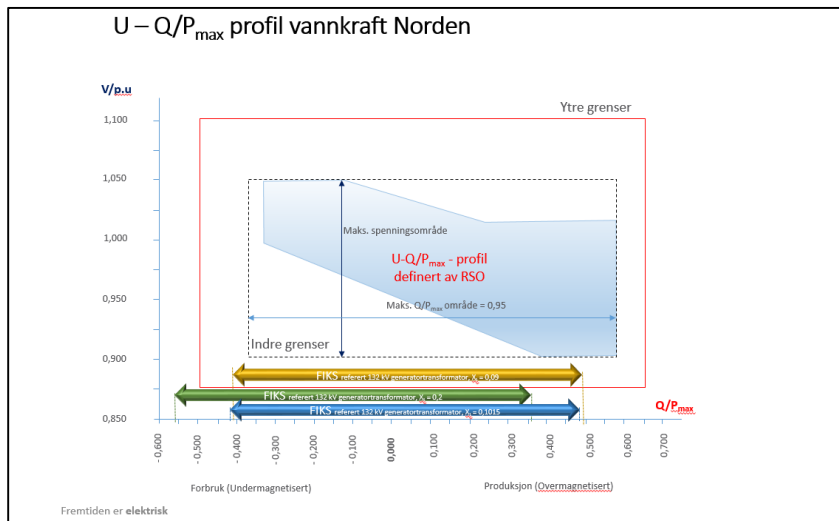


Figur 8: Rotorvinkelforløp for Skjerka G2 ved simulering 5. Stabil forløp ved H=6,4s

- I forbindelse med AEVKs planlegging av nytt aggregat på Skjerka har AEVK tidligere engasjert Norconsult til å utføre stabilitetsberegninger i vannvei og dynamiske nettberegninger jf. FIKS 2012 kravene.
- AEVK har nå fått Norconsult til å utføre en kontrollberegning på krav til FRT jf. RfG. (Se vedlagte utklipp figur 7 og 8). Det fremgår i figur 7 at H-verdien økes når det hensynstas et svekket nett.
- Beregningen viser at det for dette anlegget er krav til stabilitet i vannveien som er dimensjonerende for aggregatet mht. krav til H-verdi som er på 3,2s.
- Beregningen viser dog at med alternativ FRT-krav med frakopling 400 ms og restspenning 15% gir H-verdi på 6,4s, hvilket ikke er teknisk gjennomførbart. (Se figur 8).

Endret krav til reaktiv effekt med U-Q/P-profil i RfG

- I RfG legges det til grunn en fast ytre grense med en maks tillatt Q/Pmax område på 0,95 PU og maks spenningsområde 0,15 PU.
- RfG forutsetter at aktuell systemoperatør definerer indre grense med plassering og profil i samarbeid med systemansvarlig.
- Statnett anbefaler at dette kravet «operasjonaliseres» og fastsettes av «Aktuell systemoperatør»/Netteier i samarbeid med Systemansvarlig, med grunnlag i systembehov i hver enkelt tilknytningspunkt innenfor rammen gitt i NC-RfG forordningen. Dette er ikke helt ulikt slik dette håndteres i dag ved at produksjon avklarer med berørte netteier krav til spenningsbånd som produksjon må kunne operer innen for. **AEVK anser dette som en hensiktsmessig RfG-implementering, men det må avklares nærmere hva dette innebærer. F.eks. tillates omkopling i spenningsløs tilstand? Hvis ikke vil det bli behov for en fordyrende lastkobler som vil bli lite brukt og vil utgjøre en fordyrelse og en potensiell feilrisiko.**



Eksempel på U-Q/P profil. Ikke gjeldende.

- NC-RfG kravet skiller seg fra gjeldende «FIKS-krav» til vannkraftanlegg ved at kravet relateres til tilknytningspunktet, hvilket innebærer at man må ta hensyn til reaktive tap i generatortransformatoren.

Hvorfor bør ikke-obligatorisk krav til øydriftskapasitet i RfG, fortsatt være ikke-obligatorisk, slik AEVK vurderer denne kapasiteten

- Det er normalt satt strenge miljøkrav til regulering av vannvei med krav til minstevannføring ofte differensiert vinter/sommer. Det er variabelt tilsig i løpet av vinter, vår, sommer og høst. Magasinregulering har krav til HRV og LRV, ofte differensiert sommer/vinter av miljøhensyn.
- Drift og regulering av (vann) reguleringsanleggene er i utgangspunktet krevende nok! Oppstart/drift av aggregater til øydrift krever ofte utkalling av ekstra driftspersonell med nødvendig kompetanse.
- Det er ingen garanti for at tilgjengelig vann i magasinet er over LRV. Størrelse på inntaksmagasin er avgjørende. Det er få magasiner med lagring for mer enn ett år. Typisk er det behov for tømming ned til LRV flere ganger i løpet av året for å sikre at det ikke blir vanntap ved høst- og vårflom.
- Elvekraftverk og kraftverk med små inntaksmagasiner er lite egnet for momentan øydrift da det ofte er lang transporttid på vannvei fra overliggende reguleringsmagasin til inntaksmagasinet til elvekraftverket. Pga. snø/is kan det dessuten forventes lengre transporttid i vinterhalvåret. I vintermånedene med lite tilsig vil vannføringen typisk være iht. konsesjonsgitt krav til minstevannføring, og lastuttaket i nettet vil typisk være høyest. Således er det stor sannsynlighet for at aktuell produksjonseffekt ikke klarer å dekke opp uttakseffekten ved overgang til øydrift, og forutsetninger for momentan øydriftskapasitet foreligger ikke.
- I tillegg til at det må være tilgjengelig vann i magasinet, må aggregatene ha tilstrekkelig effektkapasitet og reguleringsegenskaper. Lokalisering i forhold til nett og uttak er også viktig.
- **Med grunnlag i nevnte forhold kan det argumenteres at det kun er noen få (ofte store) produksjonseenheter som er egnet for øydrift, basert på kost/nytteanalyser. Leveranse av systemtjenester med øydriftskapasitet er dermed hensiktsmessig at baseres på markedsbaserte løsninger tilsvarende Frequency Containment Reserves (FCR-N/D og FCRI).**

Eksempel på en mindre og en vesentlig endring i eksisterende vannkraft produksjonsenheter mht. kapasitet og grunnlag for RfG-virkeområde

- Det planlegges løpehjulsskifte med marginalt økt virkningsgrad og marginalt økt nominell aktiv effekt på aggregatene (typisk 1% økning av nominell effekt), uten å øke slukeevnen. (Eksempel Finså kraftverk økning fra 22 MW til $22 \times 1,01 = 22,22$ MW ved kun løpehjulsskifte).
 - En slik endring vil ikke kreve ny konsesjon etter vannressursloven, men kan kreve ny tilknytningsavtale hvis berørt netteier anser dette nødvendig.
 - Alternativt kan konsesjonær velge å beholde eksisterende maksimale aktive effekt.
 - **I begge tilfeller vil konsesjonær for tiltaket kunne argumentere med at tiltaket ikke innebærer vesentlig endring av anleggets kapasitet inkl. eksisterende FRT- og Q/P-kapasitet. Gjenstående spørsmål da er om aktuell systemoperatør er av samme oppfatning ?**
- For noen aggregater vil det i tillegg bli aktuelt med noe økt slukeevne og tilhørende økt nominell aktiv effekt (Eksempel Finså kraftverk fra 22 MW til 24,5 MW med rundt 11% økning). For noen aggregater kan det dessuten være aktuelt med økt trykkehøyde pga. økt HRV.
 - En slik endring vil normalt kreve endret konsesjon etter vannressursloven.
 - Hvis tiltaket i tillegg medfører behov for økt kapasitet mht. konsesjonsgitt ytelse etter energiloven, og økningen har betydning for andre rettighetshavere, natur og miljø, samt andre samfunnsinteresser, så vil det i tillegg normalt bli nødvendig med en ny konsesjon etter energiloven.
 - En slik endring vil antagelig kreve behov for revisjon av tilknytningsavtale med berørt netteier og vil kunne medføre endret/svekket FRT- og Q/P-kapasitet. **Tiltaket vil dermed jf. RfG §4.1 kunne bli underlagt RfG prosedyre/krav. Hvilke RfG-krav skal da anvendes?**

Spørsmål?

Takk for meg!