

Reguleringsmyndigheten for energi - RME
rme@nve.no

POWEL AS
Klæbuveien 194
NO-7037 TRONDHEIM
Telefon: +47 73 80 45 00
www.powel.no

Org.nr.: NO 976 574 958 MVA

Deres ref.: 201904507

Vår ref.: Kjetil Storset

Trondheim, 31.8.2020

Høringsinnspill til rapport om driftskoordineringen i Kraftsystemet

Powel AS er datterselskap av Volue AS sammen med selskapene Markedskraft AS, Wattsight AS og Scanmatic AS. Vi er en global leverandør av virksomhetskritiske løsninger for energibransjen, og mener tematikken i denne høringen er viktig for å nå nasjonale og internasjonale mål for klimaarbeid og elektrifisering. Våre innspill er basert på vår forståelse av kompleksitet og modenhet i bransjen, samtidig som vi har forsøkt å distansere oss fra å ta stilling til om DSO skal ha myndighetsoppgaver eller ikke.

Fallende kostnader og redusert forutsigbarhet på produksjonssiden, skyver ansvaret for en sikker og kostnadseffektiv kraftforsyning i økende grad over på nettselskapene og den delen av infrastrukturen som er nærmest sluttkunden. Det blir da viktig at man oppnår best mulig integrasjon mellom ulike nettnivå og ulike aktører og sektorer, slik at offentlig infrastruktur utnyttes sikkert, kostnadseffektivt og samfunnsøkonomisk optimalt. Slik vi ser det, er dette forhold som står sentralt i denne høringen.

Vi ønsker samtidig å benytte denne anledningen til å flagge en bekymring for at de norske DSO'ene undervurderer både kompleksitet og tidspress knyttet til de utfordringer som kommer med økende prisavhengighet i forbruk og store mengder desentral, væravhengig produksjon. Konvensjonelle metoder for utvikling og drift av nettet vil ikke løse fremtidens behov.

Oppsummering

Vi mener en sentralisert netthub med fullstendig utveksling av løpende oppdaterte nettmodeller vil være komplisert og kostbart i forhold til nytteeffekten. Dette representerer samtidig en gammeldags måte å utveksle data på, og en slik modell også være til hinder for innovasjon omkring åpne data.

En modell som er basert på en koordinering i avtalte grensesnitt med fastsatte scenarier samtidig som man etablerer metoder for å håndtere avvik utenfor de fastsatte scenariene vil utnytte lokalkunnskapen til nettselskapene. Vi mener at en tilnærming ala open-banking hvor aktørene tilgjengeliggjør og konsumerer informasjon via standardiserte API, vil være en kostnadseffektiv tilnærming sammenlignet med en tilnærming hvor man etablerer en sentral datahub/netthub for koordinering. En API-tilnærming sørger for at man raskt kommer i gang og det vil være mye enklere å utvide etterhvert som man utvider scope og implementerer løsningen.

Konkrete innspill til rapporten og anbefalingene

Vi har forsøkt å gi direkte innspill til de ulike temaene i rapporten samtidig som vi har gitt en mer helhetlig kommentar til organiseringen av driftskoordineringen under de spesifikke spørsmålene stilt av RME.

Kommentar til visjonen i rapporten: I utgangspunktet er det en god retningslinje at alle nettselskap må ta ansvar for drift av eget nett gjennom dialog med tilknyttede nettselskaper. Det vil imidlertid være mange situasjoner som ikke løses optimalt uten tilstrekkelige incentiver og organisering for optimal drift i det totale bildet (uavhengig av nettnivåer), enten dette er situasjoner som løses mellom sentralnett og regionalt distribusjonsnett eller mellom regionalt og lokalt distribusjonsnett. Nett-tap som følge av uhensiktsmessig reaktiv effektflyt mellom ulike nettnivå er et eksempel på dette.

Kommentarer til de ulike områdene omhandlet:

- **Koblingsbilde:** Konsekvensutredning ved endring av koblingsbilde i regionalt distribusjonsnett blir viktigere etterhvert som kompleksiteten i underliggende nett øker, og dette krever en metodisk tilnærming med egnede verktøy. Hvordan dette gjennomføres, vil være avhengig av hvilken organisering av driftskoordineringen og informasjonsutvekslingen myndighetene legger opp til. Slik vi forstår det, var det dette man prøvde ut på DSO-piloten på Fosen, men manglet autonome verktøy for å simulere kjøreplan for kommende døgn og uke.
- **Spenningsregulering.** Vi støtter forslagene som rapporten legger frem. Spesielt viktig vil det være at det etableres en driftsplan (prognose/antatt behov) for spenningsregulering slik at behovet for spenningsreguleringsressurser i utvekslingspunkter (for eksempel mellom TSO og DSO) synliggjøres. Partene vil på denne måten være i stand til å simulere motpartens innvirkning på egen situasjon og samtidig forberede underliggende ressurser på anvendelse. Større fokus på optimalisering av reaktiv effektflyt og nett-tap ville vært hensiktsmessig under dette punktet. DSO-piloten hos Agder Energi Nett avdekket potensialer for forbedringer på dette området.
- **Driftsstanskoordinering.** Ingen kommentar til rapporten. For modelleringsarbeidet er driftsstans kun et spesielt koblingsbilde med økt risiko.
- **Flaskehalshåndtering.** Mekanisme for filtrering av bud (før MARI) blir viktig. Å angi kapasitet på enkeltlinjer blir for enkelt hvis det er flere aktører som opererer i reservemarkedene. I slike tilfeller må man gjøre beregninger for å vite eksakt tilgjengelig kapasitet. Forslaget om rebalansering i intradag er godt, og samsvarer med måten flere av de nye europeiske markedsplassene for lokal fleksibilitet er utformet. Dette krever at alle bud legges inn med geolokasjon. Spenningsproblemer i lavere nettnivå kan ikke håndteres på samme måte. Ofte vil det være spenning og ikke termisk kapasitet som setter begrensninger i distribusjonsnettet. Da blir ressursenes lokasjon avgjørende for nytteverdien i ulike tiltak og dette må reflekteres i betalingsmodellen og koordineringsverktøyene.
- **Jordstrømskompensering.** Det synes for oss noe kunstig å skille ansvarsområdene geografisk hvis nettene henger sammen. I disse tilfellene bør det defineres driftsavtaler som avklarer ansvaret samt rutiner for koordinering og overgang til andre koblingsbilder. Mange av analysene kan her gjøres på forhånd vha eksisterende verktøy.

Tilbakemeldinger på spesifikke spørsmål i høringen:

1. Andre utfordringer knyttet til driftskoordinering

Gjennomgående minimering av nett-tap henger sammen med spenningsregulering og reaktiv effektflyt, men vi velger å fremheve det som et av punktene man burde hatt høyere fokus på. Det er både mangel på kompetanse men også mangel på virkemidler og samhandlingsverktøy som hindrer en bedre utnyttelse av nettet og ressursene som kan bidra til en slik optimalisering.

2. Organisering av informasjonsutveksling samt forutsetninger for standardisering og harmonisering

Slik vi ser det, er mange mulige modeller for en organisering av informasjonsutvekslingen. Vi har forsøkt å peke på noen mulige alternativer:

- **Sentral netthub:** Et «Norges-NIS» ala EI-hub som inneholder alle data omkring driften løpende (As-operated nettmodell med alle planer). Denne bør være i stand til å kjøre alle relevante simuleringer og lastflytanalyser med planer og prognoser som input til as-operated nettmodell. Som et alternativ kan man tenke seg at Fosweb inneholder nettmodell as-built inkludert normaldele. Da må avvik fra normaldele være tilgjengelig til enhver tid, men en slik modell vil ha begrenset handlingsrom på grunn av mangel på detaljer om driften. Fordelen med en sentral netthub, er at man vil kunne treffe gode og nøytrale samfunnsøkonomiske beslutninger for driften. Ulemper vil være store kostnader, lang tid for utvikling og implementering, samt begrenset mulighet for å utnytte lokalkunnskap og innsikt i underliggende nett.
- **Markedsplass:** En markedsplass for å håndtere flaskehals dynamisk, kan være en mulig tilnærming for driftskoordinering. Her vil netteier definere sine flaskehals og således maskere selve nettmodellen for aktørene. Fordeler vil være uavhengighet til nettmodell og verktøy og at metoden vil være godt egnet for flaskehalsbehandling med termiske begrensninger. Den vil også være egnet for integrasjon mot andre markeder. Ulemper vil være at denne tilnærmingen vil være lite hensiktsmessig i maskede nett og ved spenningsutfordringer, samtidig som den vil kreve en annen rekkefølge for koordineringen enn de andre modellene som er listet opp.
- **Simulation-as-a-service:** API med simuleringstjenester hos hver aktør. Ulike tiltak testes mot et API som kan motta tidsserier for berørte ressurser og komponenter. Dette vil gi svar på om planlagte tiltak (aktivering av reserver eller omlegging av brytere) er mulig å gjennomføre. Alle styrbare ressurser (brytere, produksjon, fleksible laster, lagringsmedier) registreres og vedlikeholdes i et flexibility-register som er tilgjengelig for prekvalifiserte aktører og nettselskaper. Fordelen med denne modellen er kostnadseffektivitet på grunn av lave tilpasningskostnader. Ulemper er relatert til begrensede muligheter for optimalisering.
- **Model-as-a-service:** API med avgrensede modeller og tidsserier/planer. Utveksling med standardiserte protokoller og informasjonsmodeller (Modeller og planer tilgjengeliggjøres i CIM-format, mens nettmålinger kan tilgjengeliggjøres enten via ICCP eller 61850). Her kan man både anonymisere data og redusere modellen til egnet bruk. Denne tilnærmingen vil også kunne fungere mot markedsaktører som ønsker å understøtte lokal nettdrift med fleksible ressurser. Fordeler her vil være et stort rom for spennende innovasjon mot markedssiden for åpne data. Ulemper vil være en noe mer kompleks koordinering enn forrige modell.
- **Trade Permission System (TPS):** API med budfiltrering og trafikklys-modell. Her benytter nettselskapet regler for kapasitet i nettmodellen som filter for bud i reservemarkedene før de aggregeres oppover. Trafikklys-analogien vil også kunne utfylle ulike tariffmodeller ved å løse lokale og regionale effektproblemer. Fordelen med TPS er tydelige regler for hva som er tillatt på ulike nettnivåer samtidig som at tilgjengelig kapasitet fordeles rettferdig. Ulemper er at den ikke håndterer maskede nett uten en bakenforliggende modell og egner seg således best på lavere nettnivå hvis den benyttes alene. TPS ble utviklet og pilotert av blant andre Markedskraft AS gjennom DREM-prosjektet¹ i Danmark.

¹ <http://drem.dk/>

Vi mener at en API-tilnærming, tilsvarende open banking, vil skape flere muligheter, være mindre kostnadskrevede og raskere å komme i gang med sammenlignet med en sentral netthub. Det vil kort sagt gi raskere verdi og man kan komme i gang uten omfattende investeringer og lang implementeringstid. Etter vår mening vil en kombinasjon av et flexibility register, model-as-a-service og TPS gi den beste modellen for hvordan organiseringen av koordinering og informasjonsutveksling bør foregå. Modeller vil kunne tilgjengeliggjøres på standardiserte formater og man vil kunne utvikle innovative grensesnitt mot markedsaktørene som i økende grad vil kunne bidra til en mer aktiv nettdrift.

Når det gjelder standardisering og harmonisering mener vi det er riktig å peke på CIM som utgangspunkt selv om denne har mange ulike delstandarder mot de ulike delene av verdikjeden. CIM er basis for utvekslingen av modeller mellom TSO'er. Man må dog innse at selv denne standardiseringsprosessen har tatt meget lang tid. I den sammenheng vi diskuterer modeller her, må man huske at det er langt flere aktører som skal involveres i prosessene. Anvendelsen av CIM er heller ikke så utbredt blant nettselskapene som blant TSO'ene, selv om vi her i Norge her jobber med standardisering i DigIn (Autofos) og andre.

3. **Utvikling og standardisering av verktøy og rutiner for analyse**

Nettbransjen vil ikke være tjent med å utvikle særnorske løsninger med det begrensede kundegrunnlaget som eksisterer nasjonalt. Myndighetene bør benytte muligheten for å bidra til utvikling av internasjonalt konkurransedyktige norske bedrifter gjennom krisetiltakspakkene også for dette området. For å unngå særnorske løsninger, bør man fokusere på standardisering av grensesnitt og formater heller enn på løsningene. Standardiseringsarbeidet må gjerne støtte seg på analyser omkring anvendelse og brukerbehov. Viktige internasjonale referanser å benytte i arbeidet er USEF², som beskriver roller og rammeverk for fleksibilitetshandel, samt H2020-prosjektet BRIDGE³, som overvåker alle andre EU-prosjekter relevante for TSO/DSO-koordinering. Et viktig bidrag her var den såkalte BRIDGE-rapporten⁴ med et solid overblikk over forskningsstatus på området inkludert piloter og hvordan de utveksler informasjon.

4. **Felles driftskontrollsystem – fremtidige utfordringer samt roller og ansvar**

En nettstruktur hvor det blir flere eiere på laveste nivå med mikronett og muligheter for øydrift, vil føre til et økende behov for tjenester relatert til drift og driftsansvar. En slik modell vil tvinge frem tjenesteavtaler som regulerer ytelseskrav, rolleavklaringer og oppgaver i dette perspektivet, samtidig som det kan utfordre nøytraliteten i forhold til dagens praksis og struktur. Det siste vil spesielt gjelde for selskaper som ønsker å tilby driftssentraltjenester.

5. **Bilaterale avtaler – utforming og anvendelse**

Ved å utforme standardiserte produkter og avtaler som bransjen kan benytte, vil man enklere åpne for nye anvendelser av eksisterende ressurser tilkoblet nettet. Uten at nettselskapet har trygghet for tilgjengelighet, vil det være utfordrende å etablere tillit til løsninger som fokuserer på alternativer til nettutbygging. I denne konteksten vil avtaler være avgjørende inntil man har fått på plass tilstrekkelig robuste fullskala markedsplasser og fasilitatorer. Man bør så langt det lar seg gjøre sørge for at alle aktører har tilgang til alle markeder, gjerne flere samtidig. Avtaler om differensiert leveringskvalitet og KILE kan bli attraktivt både for nettselskap og kunde.

² <https://www.usef.energy/>

³ <https://www.h2020-bridge.eu/>

⁴ https://www.h2020-bridge.eu/wp-content/uploads/2020/01/D3.12.f_BRIDGE-TSO-DSO-Coordination-report.pdf

6. **Driftskoordinering - Prosess og myndighet.**

En regulert innføring med tydelige krav om hva som skal rapporteres, når det skal rapporteres og på hvilken form koordineringen skal skje, vil være hensiktsmessig. En viktig forutsetning her er å legge til rette for automatiserte prosesser, det vil si maskin-til-maskin kommunikasjon. På denne måten kan man unngå at prosessene ikke sinker automatiseringen av reservemarkedene.

Håper med dette at vi har bidratt med nyttige innspill til prosessen videre. Vi stiller gjerne i et møte med RME for å utdype våre erfaringer og synspunkter.

Med vennlig hilsen,
for Powel AS

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Kjetil Storset".

Kjetil Storset
Executive Vice President

kjetil.storset@powel.no

M: 481 64 555