Finere tidsoppløsning og Balansering

Referansegruppemøte

Statnett

Nydalen, 30.11.2018

Deltagere

- Hydro: Inger Kristin Holm
- E-Co: Geir Jevnaker
- Statkraft: Aslak Mæland
- Agder Energi: Øystein Bosdal Andreassen (fravær)
- Energi Norge: Anders Sivertsgård (fravær)
- Norsk Olje & Gass: Bjørn Harald Martinsen
- Energi Salg Norge: Espen Fjeld
- Distrikts Energi: Arvid Bekjorden (fravær)

Deltagere Statnett (på ulike tema)

- Kristian Bernseter
- Gerard Doorman
- Lars Olav Fosse
- Anders Gisnås
- Anders Moe
- Finn E. Pettersen
- Olga Ingrid Steinsholt
- Tor Bjarne Heiberg (Elhub)

Agenda

- **09:00-09:30 Roadmap for kommende endringer (Olga Ingrid)**
    - Fra både Finere tidsoppløsning og nytt balanseringskonsept
- **09:30-10:00 Status aFRR kapasitetsmarked (Anders G, Finn)**
    - Status for implementeringen (Anders G)
    - Status forslag til metode (Finn)
- **10:00- 10:15 Status mFRR kapasitetsmarked (Finn) 15 min**
    - Forventet design
- **10:15-10:45 mFRR aktiveringsmarked (Anders G, Finn)**
- **10:45-11:00 Kaffepause**
- **11:00-12:00 Hva er viktig for aktørene i gjennomføringen av alle endringene vi står ovenfor? – (innlegg fra aktør)**
    - Forslag fra aktør(er) + Diskusjon
- **12:00-13:00 HTR**
    - HTR status
    - Elhub – innføring av 15 min avregning (Tor)
- **13:00 – 14:00 Lunsj i Statnetts kantine (for de som har anledning)**

Roadmap for endringer NBM og HTR

Olga Ingrid M. Steinsholt

Statnett

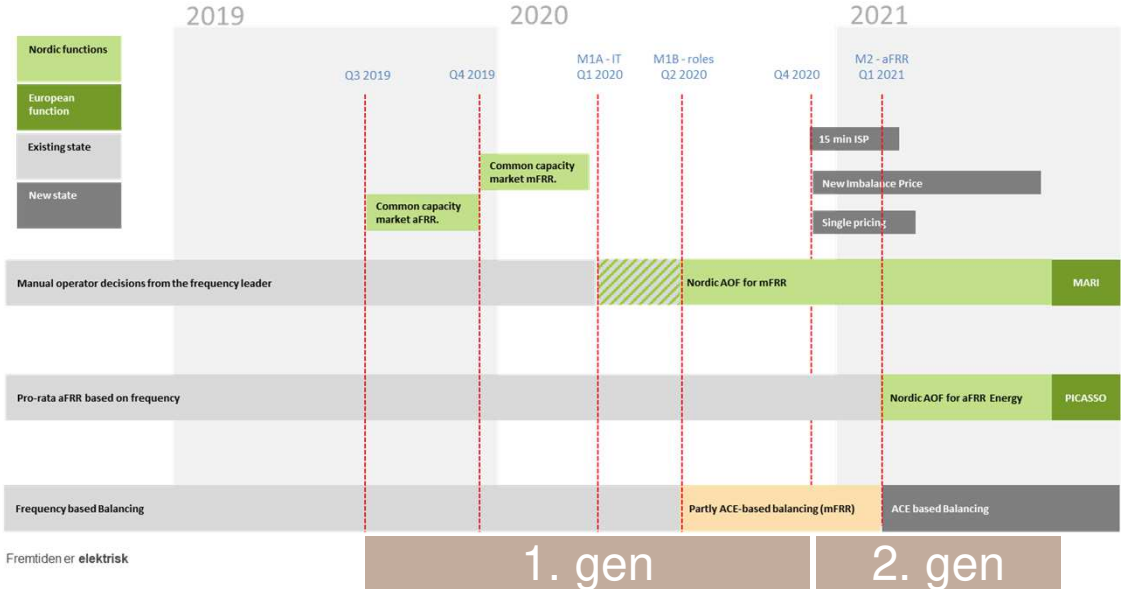
Oslo, 30.11.2018

Statnett

Aktørkommunikasjon på tre plan

- Europeiske prosesser
- Nordisk (design og implementering nordiske markeder og prosesser - NBM)
- Norsk/svensk og nasjonalt (Fifty og lokale "spesialiteter")

Nordisk Roadmap NMB og HTR



- http://nordicbalancingmodel.net/

Hva innebærer dette for meg?

- Europeiske prosesser
- Nordisk (NBM)
- Norsk/svensk og nasjonalt

Status aFRR kapasitetsmarked

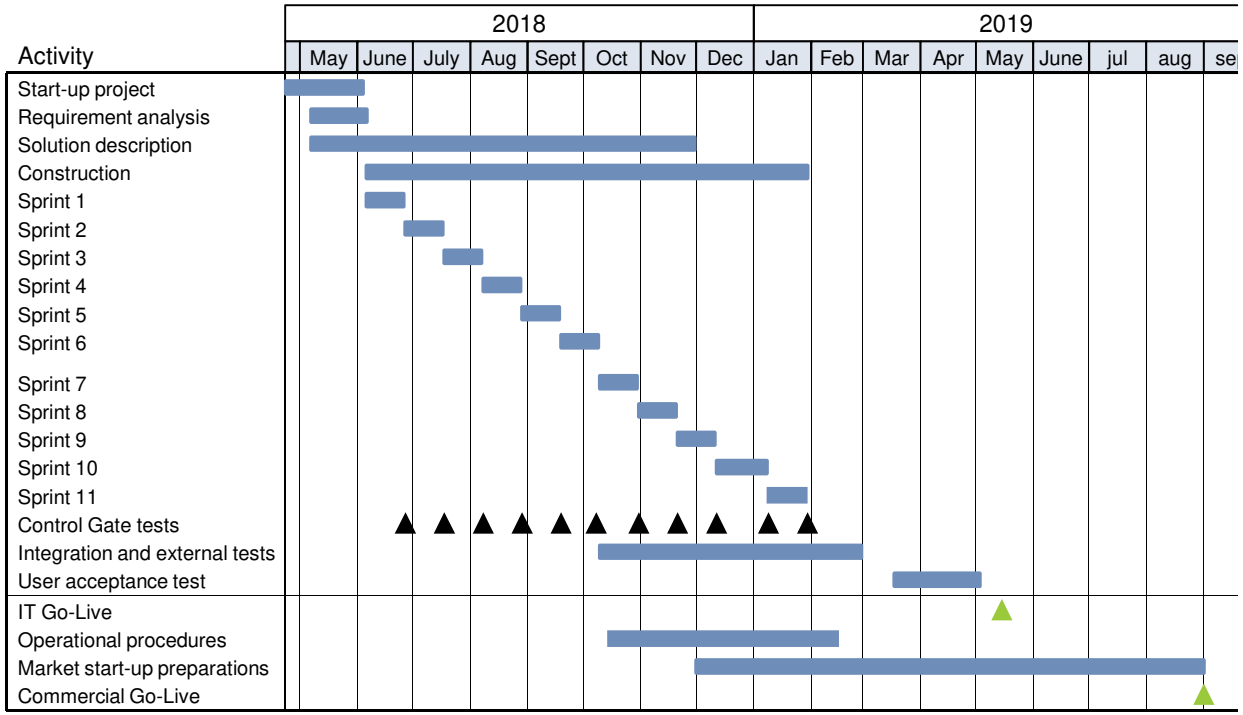
Anders Gisnås og Finn Pettersen

Statnett

Oslo, 30.11.2018

Status aFRR kapasitetsmarked - implementering

- Planlagt go-live Q3 2019
- IT-utvikling i henhold til plan (sprint 9 av 11)
- Ønsker deltagelse i integrasjonstester i februar (ende-til-ende test med både webgrensesnitt og maskinelt ECP/CIM grensesnitt)
- Fordeler med å benytte maskingrensesnitt:
  - Kan i større grad automatisere budgivning og mottak av resultater
  - Avansert budgivning vil være krevende å håndtere manuelt og innebære større risiko for feil
  - Web vil være en "backup" kanal
  - Forberede for markeder som kommer de neste årene



Status forslag til Nordisk aFRR kapasitetsmarked

Statnett

- Høring er gjennomført og shadow opinion fra regulatorer er mottatt
- Prosjektet arbeider nå med revisjon av metodeforslagene for allokering av overføringskapasitet og kapasitetsmarked basert på tilbakemeldinger
- Planlegger å sende forslag rundt årsskiftet

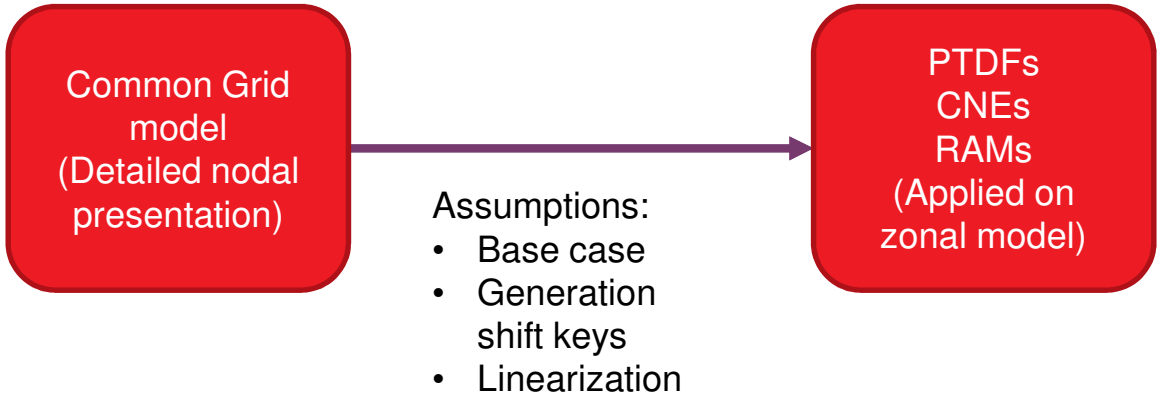
Statnett

Regulatorenes shadow opinion

- Usikkerheter knyttet til legalt grunnlag
  - **EBGL art 38(5):** *"TSOs may allocate cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves only if cross-zonal capacity is calculated in accordance with the capacity calculation methodologies developed pursuant to Commission Regulation (EU) 2015/1222 and pursuant to Commission Regulation (EU) 2016/1719"*
  - Metodeforslag vil bli omskrevet til å være i tråd med flowbased (godkjent CCM iht CACM)
  - TSOene vil argumentere for at allokering i henhold til NTC kan benyttes som løsning i en mellomfase
- Forslaget bør inkludere en analyse som viser hvorvidt effektene av foreslått design er i tråd med målene for markedet
  - Simuleringer
  - Samfunnsøkonomisk effekt
  - Vise at referansedagkonseptet med påslag på 1 EUR/MWh er rimelig

Statnett

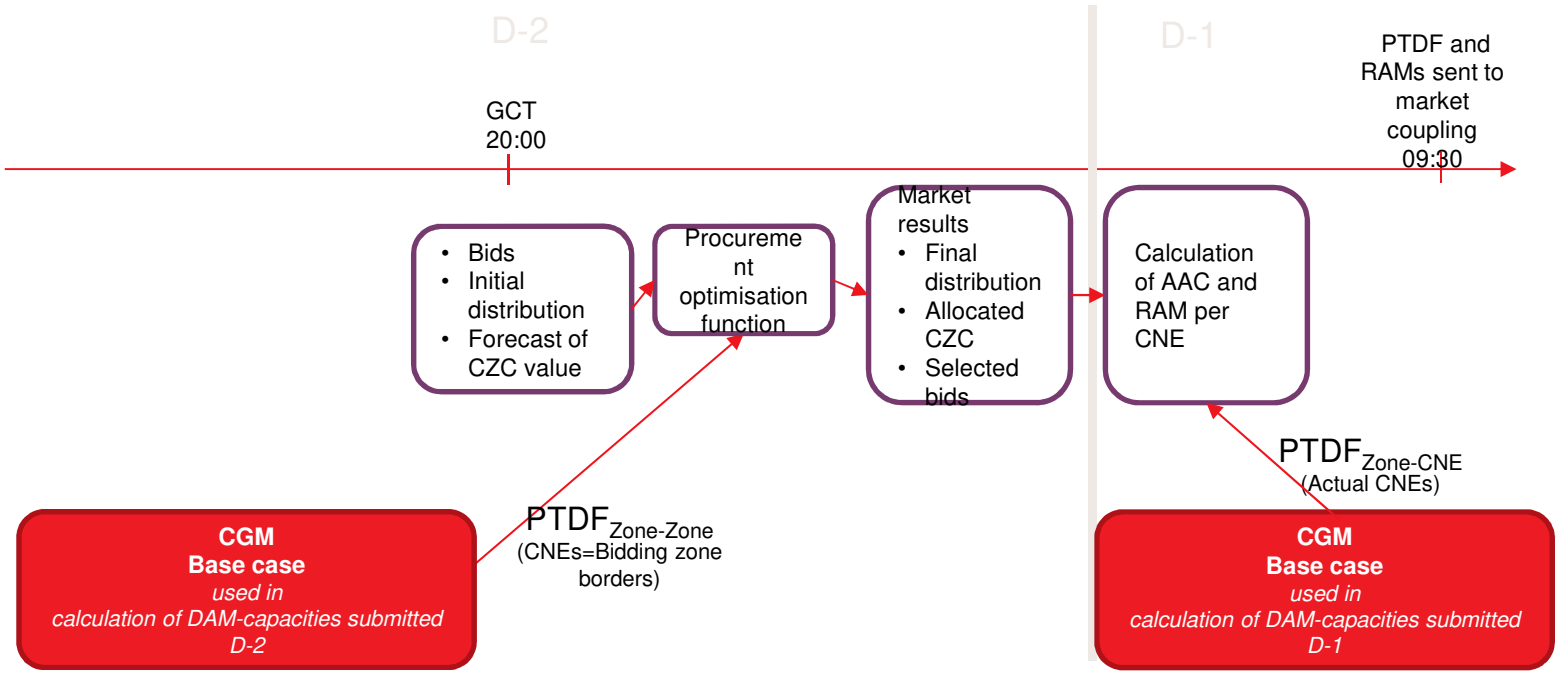
From NTC to flow-based



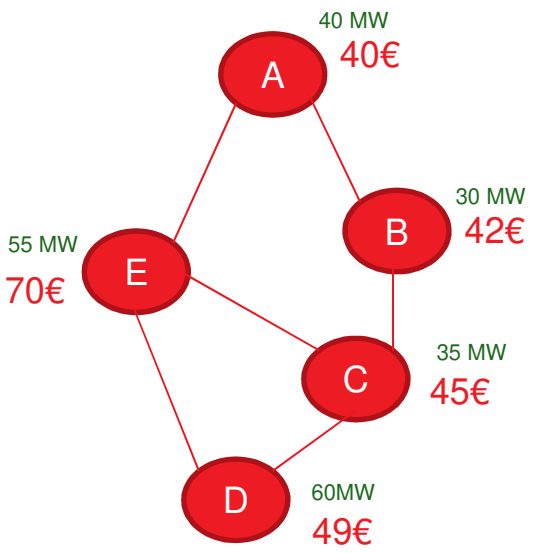
Implementation of FB does **not** affect the methodology for determining the market value of CZC for exchange for energy – reference day method can still be applied!

Statnett

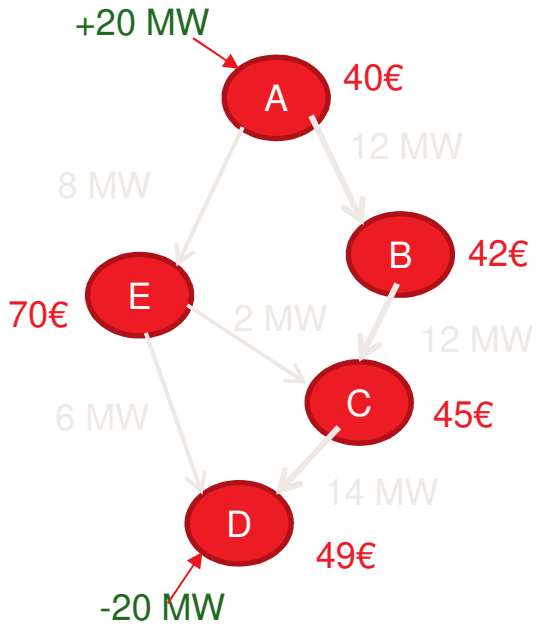
From NTC to flow-based



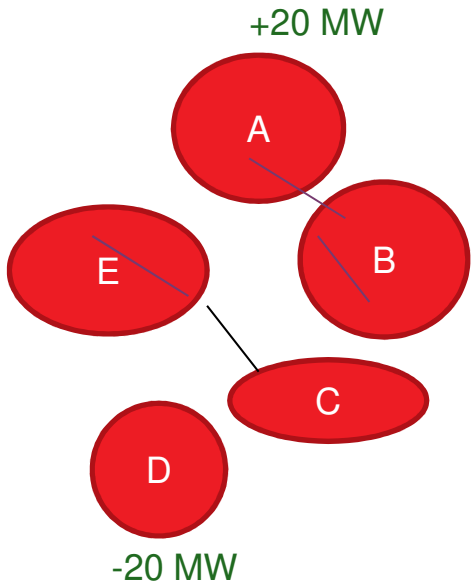
Procurement volume
Forecasted energy
market price



Procurement volume = initial distribution
No allocation of CZC is required



Zone to zone PTDF for D-2 used in procurement optimisation function.
20 MW aFRR upward capacity exchanged from A ➔D



AAC is calculated with actual PTDF of D-1 for all critical NTCs and results in actual RAM of the CNEs.

Statnett

Tilbakemelding fra aktører

- Blandede tilbakemeldinger på allokering av overføringskapasitet til utveksling av reserver
  - Norske svar generelt positive

- Motstand mot Pay-as-bid

Status mFRR kapasitetsmarked

Anders Gisnås og Finn Pettersen

Statnett

Oslo, 30.11.2018

Statnett

mFRR kapasitetsmarked

- Hypotesen er at løsning vil ligne på aFRR kapasitetsmarked
  - Ingen formelle beslutninger er tatt mht hvilket markedsdesign forslag skal baseres på

- Ulike eksisterende nasjonale ordninger for sikring av reserver og ikke alle kan erstattes med nordisk marked fra starten av

Statnett

mFRR kapasitetsmarked

- Mulige designvalg:
  - Ha mFRR kapasitetsmarked etter aFRR kapasitetsmarked D-2
  - Bruke den delen av overføringskapasiteten (10% av forventet NTC) som ikke er benyttet til utveksling av aFRR kapasitet
  - Samme budformat og linking som aFRR
  - BSPer skal kunne sende linkede bud til begge markeder samtidig
    - Tilgjengeligheten av mFRR bud blir automatisk basert på aFRR oppkjøpet
  - Marginalprising

Statnett

mFRR kapasitetsmarked - implementering

- Planlagt go-live Q4 2019
- IT-utvikling vil starte tidlig i 2019
- Vil i stor grad benytte samme løsninger som aFRR kapasitetsmarked
- Samme webgrensesnitt og maskinelt grensesnitt, inkl. samme meldingsformater for budgivning og resultater

Status mFRR aktiveringssmarked

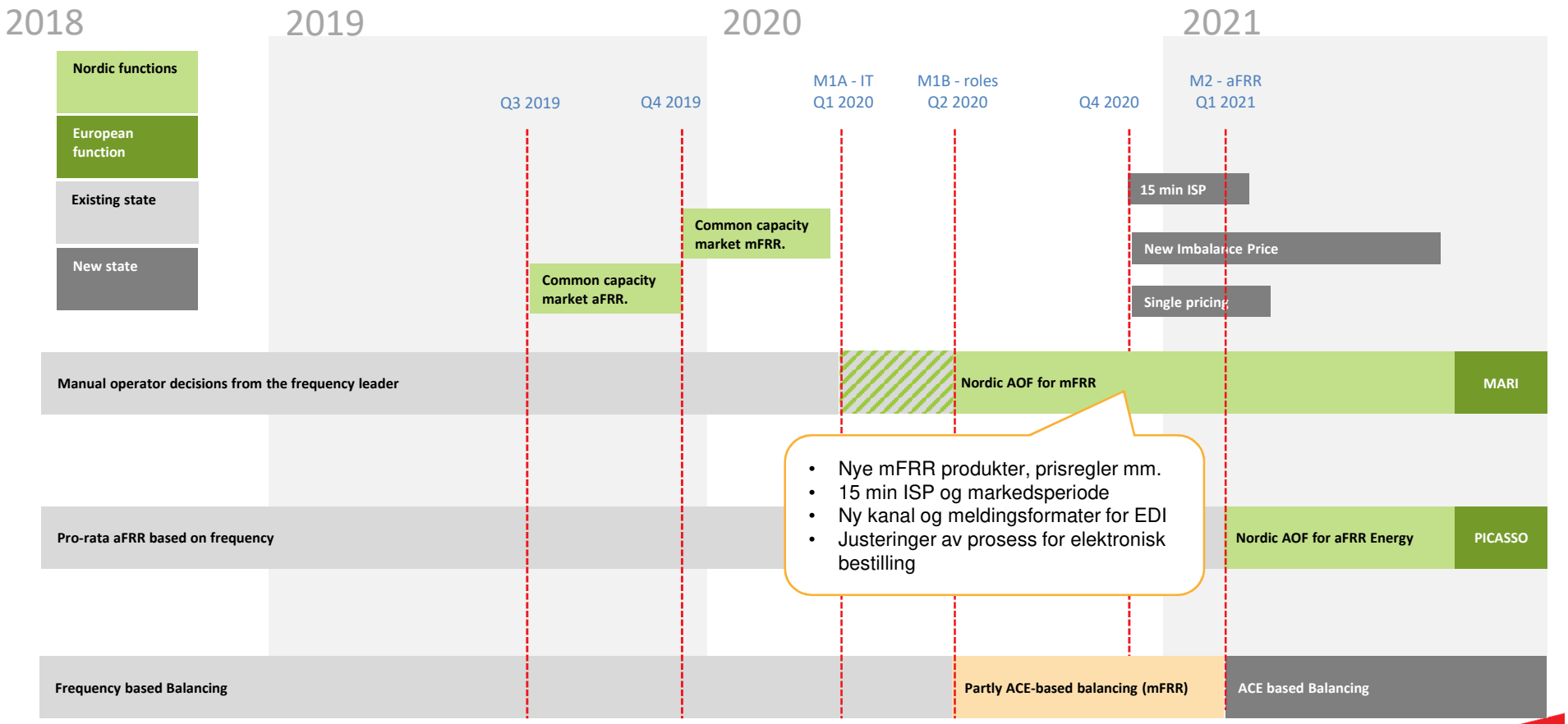
Anders Gisnås og Finn Pettersen

Statnett

Oslo, 30.11.2018

NBM roadmap

Statnett



- Nye mFRR produkter, prisregler mm.
- 15 min ISP og markedsperiode
- Ny kanal og meldingsformater for EDI
- Justeringer av prosess for elektronisk bestilling

Statnett

Fra forrige møte

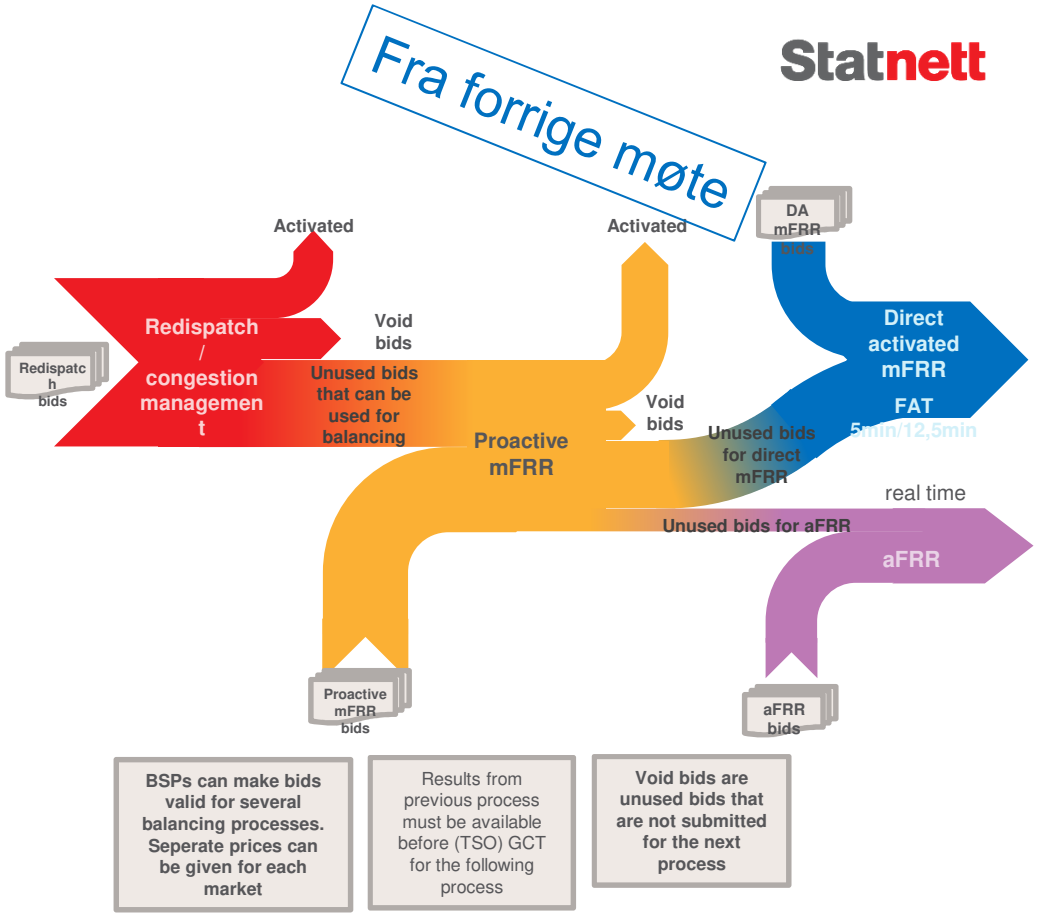
Aktiveringsprodukter

- Mange produkter er nødvendig
  - Europeiske standardprodukter
    - mFRR scheduled activation
    - mFRR direct activation
    - aFRR
  - Nordiske spesielle behov ikke dekket av standardproduktene
    - Et raskere mFRR-produkt
    - Reserver for å håndtere flaskehalser
    - Reserver til å håndtere timeskift/kvarterskift (produksjonsflytting eller en etterfølger)
- Linking mellom bud forhindrer oppsplitting av markedene
  - Samme fleksibilitet/reserve kan benyttes i flere markeder

- Spørsmål til referansegruppen
  - Er det bra med frihet til å by all fleksibilitet i alle markeder; eller
  - Virker dette unødvendig komplisert?

Aktiveringsprodukter

Mulig produkt	Mulig GCT	FAT	Aktiverings-tidspunkt
Flaskehalsprodukt/ "redispatch"	T-50	12,5?	T-40?
mFRR standardprodukt m/ Scheduled activation	T-25	12,5 min	T-7,5
mFRR standardprodukt m/ Direct activation	T-25	12,5 min	Når som helst etter T-7,5
mFRR 5 min produkt	T-25	5 min	Når som helst
Produksjonsflyttingsprodukt	T-25	NA	T-7,5?
aFRR	T-25	5 min	Kontinuerlig



Statnett

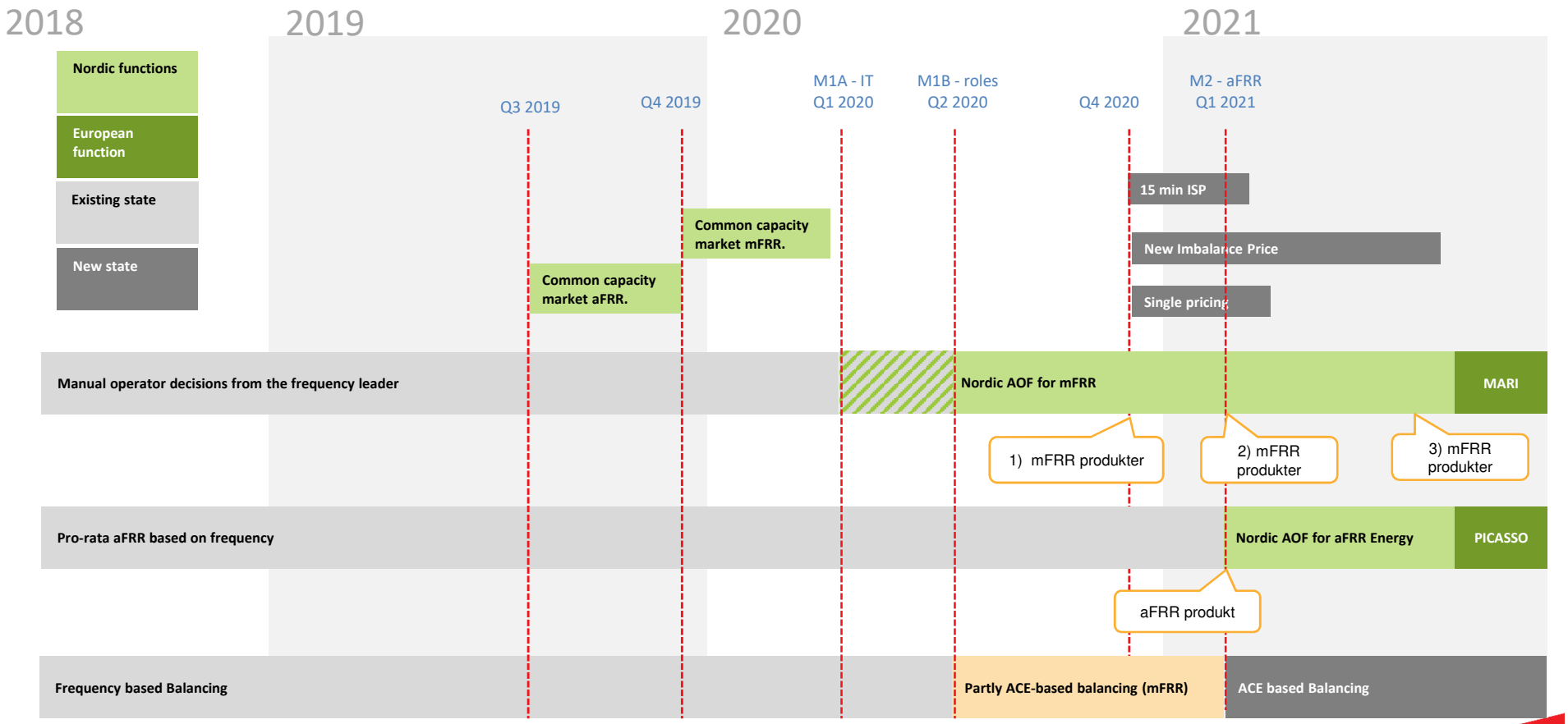
Innføring av nye produkter

- Overgang til mACE vil være omfattende for TSOene. Målet er at overgangen skal kreve lite av aktørene i første omgang.
- Nye produkter må innføres før tilknytning til MARI og PICASSO
- Nye produkter innebærer nye markedsrammer, blant annet:
  - Skille mellom bud for direkte og "skedulert" aktivering og øvrige produkttyper, nye prisingsregler, mer avanserte budtyper, krav til rampingprofiler, aktiveringstid etc.
- Ved innføring av nye produkter er det er naturlig å samtidig gå over til budgivning på ECP/MADES og CIM-format
- Vi ser tre alternativer for innføring av nye produkter for mFRR:
  1. Samtidig med innføring av høyere tidsoppløsning (15 min ISP), eller like etter
  2. Samtidig med innføring av aFRR aktiveringsmarked
  3. Etter aFRR aktiveringsmarked, men før tilknytning til MARI

- Hvordan ser referansegruppen på de ulike alternativene?

NBM roadmap

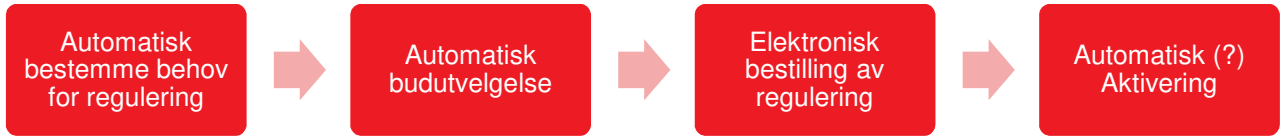
Statnett



Statnett

Sammenheng og avhengigheter mellom NBM og HTR

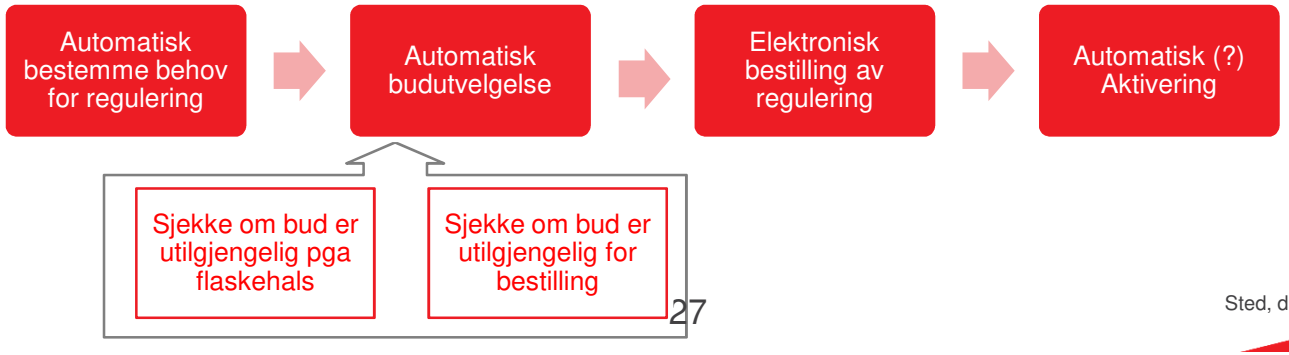
- I utgangspunktet uavhengige initiativer
- Begge fører til finere oppløsning for balansering (flere tidsperioder, flere områder)
- Begge krever automatisering av beslutninger og utførelse
- NBM innebærer nødvendig automatisering både for NBM og HTR (sett fra Landssentralens side)
- Første generasjon NBM må derfor være klar før HTR skal innføres



Statnett

mFRR aktivering - elektronisk bestilling

- Den faste 15 minutters aktiveringsprosessen (SA) vil være helautomatisk
- Det er behov for tettere oppfølging av tilgjengelighet for bestilling. Hvis aktør ikke er tilgjengelig for bestilling vil budene ikke bli med i neste budutvelgelse.
- Manuelle korrigeringer vil i mindre grad bli mulig



Hva er viktig for aktørene ifbm endringer fremover?

Statnett

Oslo, 30.11.2018

Statnett

Spørsmål til aktørene i forkant:

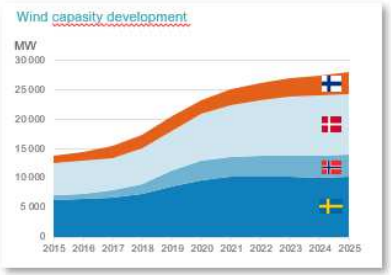
- Hva kreves hos deg for å implementere?
  - Helt konkret – små og store endringer
  - Kom gjerne med eksempler
- Hva skal til for å få gjennomført nødvendige endringer (IT og annet) hos deg i tide?
- Hva mener du er det viktigste Statnett kan bidra med?
- Hva kan dere aktører selv gjøre?

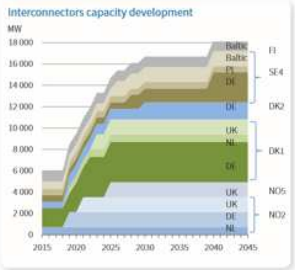
Utfordringer ved fremtidig endring av kraftmarkedene

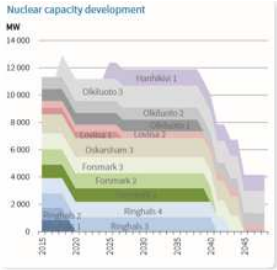
Geir Jevnaker

ECO
100 % REN ENERGI

Fremtidsutsikter







Kraftmarked i endring

- Startet prosjekt finere tidsoppløsning
- Anskaffe utstyr for måling og avregning 15 min
- Automatisk aktivering av reserver
- ML/algotrading ID
  Automatiserte prosesser
- Ferdigstille prosesser og it system for 15 min markeder
- Go Live 15 min markeder for balansering og ID
- Produksjonssentral 24/7 I

2019 → 2020 → 2021 → Europeisk marked for balansering 2021

Balancing Consept Roadmap

Nytt markedsdesign

- Kapasitetsmarked automatiske reserver
- Kapasitetsmarked manuelle reserver
- Aktiveringsmarked manuelle reserver
- Aktiveringsmarked automatiske reserver

Tidsoppløsning

- Uke kapasitetsmarked
  60 min ID Xbid og balansemarkeder
- 48 t kapasitetsmarked
  60 min ID Xbid og balansemarkeder
- 24 t kapasitetsmarked
  60 min ID Xbid og balansemarkeder
- **15 min avregningsperiode**, ny ubalanse prising 1 pris , markeder på 15 min, ID auksjoner

ECO
100 % REN ENERGI

Problemstillinger vi ser i E-CO

- Økt datamengde

- Innsamling av måleverdier
  - Ny målerutrustning
  - Nye behov knyttet til hastighet på måleverdiinnsamling
- Ny oppløsning på tidsserier
  - Omlegging av databaser fra time til kvarter
  - Koble om modeller til nye tidsserier
  - Trenger alle prosesser å gå på kvarter? Eksempelvis Vannhusholdning, HBV, Shop
- Visualisering
  - 24 verdier kan håndteres med tabell, 96 verdier stiller andre krav til visualisering
  - Må bort fra manuelle kontrollrutiner.

E-CO
100 % REN ENERGI

Problemstillinger vi ser i E-CO

- Nye markeder

- Flere markeder med finere tidsoppløsning
  - Trenger nye verktøy for å anmelde markedene
  - Avhengig av bedre beslutningsstøtte
    - Se markedene i sammenheng
    - Håndtere mer komplekse budmatriser
  - Hyppigere handler i Intradag markedet

- Håndtere forpliktelser
  - I dag: Stasjonsnivå
  - I fremtiden: Generatornivå
  - SCADA må videreutvikles

- Kommunikasjon
  - Effektiv kommunikasjon mot markedsplattformer og SCADA
  - APIer
  - EDIEL → ECP

E-CO
100 % REN ENERGI

Nøkkelord for å håndtere utfordringene

- E-CO
  - Legge om arbeidsprosesser
  - Automatisere
  - Vurdere bemanning
  - Samarbeid med systemleverandør

- Statnett
  - Fortsette å være tidlig ute med informasjon om utvikling
  - Tilstrekkelig tid fra teknisk krav er bestemt til Go Live
  - SCADA hjelp?
  - Rydde opp i informasjonskanaler?
    - Live timeline for planlagt utrulling av nye markeder på nettside

E-CO
100 % REN ENERGI

Takk for meg ☺

100 % REN ENERGI

E-CO forbereder seg på et kraftmarked i endring !

- Målere for 15 min. oppløsning

  Innsamling av måleverdier, kompetanse deling med Hafslund Nett

  Ny målerutrustning, kompetanse deling med Hafslund Nett

  Nye behov knyttet til hastighet på måleverdiinnsamling

- Flere markeder med finere tidsoppløsning

  Nye verktøy for å anmelde markedene

  Utvikle bedre beslutningsstøtte

  Prioritering mellom markeder

  Håndtere komplekse budmatriser

  Hyppigere handler i intradag markedet

- Kompetanse

  Automatisere arbeidsprosesser

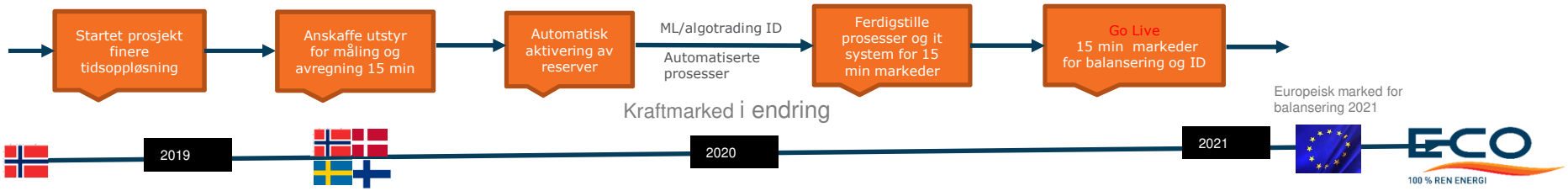
  Bemanningsvurdering

  Samarbeid med systemleverandører

- Markedstilpasse E-CO`s produksjonsystem

  Aurland 1 kraftstasjon: 3 x 280 MW hurtig regulering

  Oppgraderes i årene som kommer for å møte nye markedsmuligheter som bl.a. raskere ramping



Status Finere tidsoppløsning

Anders Moe / Tor Bjarne Heiberg

Statnett

Oslo, 30.11.2018

Statnett

Regulatorprosesser

- Finsk regulator har publisert "ikke-vedtak".
  - Betyr at 18/12-2020 er dato for 15 min avregning i Finland
- De øvrige regulatorer har sagt i møter at de er på samme linje.
- NVE vil publisere sitt standpunkt før jul

- Konklusjon: 18/12-2020 vil etter alle solemerker bli dato for felles nordisk implementering av 15 min avregning

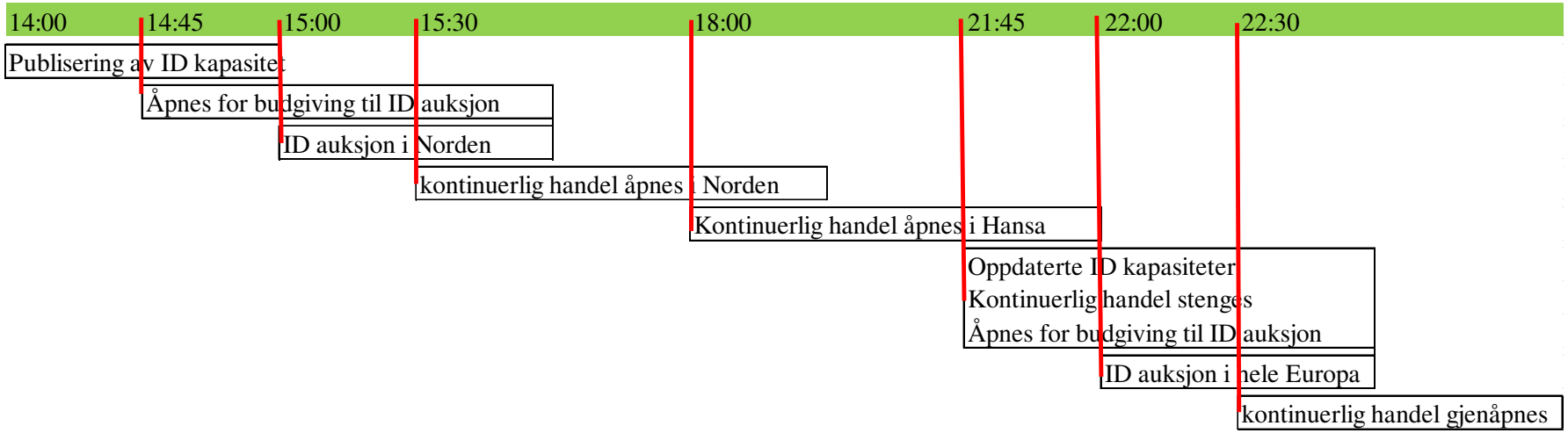
Statnett

Intradagmarkedet

- XBID
  - Vi jobber nå med en nordisk "change request"
  - Dialog med TenneT for 15 min handel på NorNed og NordLink

- Intradag auksjon
  - ACER kom med "draft decision" på intraday capacity pricing mechanism 26/11
    - Foreslår ID auksjoner kl 15:00 og kl 22:00 i D-1
    - Svært usikkert hvor lang tid som trengs for å sette i gang slike auksjoner

Fremtidig tidslinje for intradaghandel i D-1



elhub

Innføring av 15 min i Elhub ihht EBGL

Bakgrunn

elhub

- Guideline on electricity balancing (EBGL) ble gjeldende i EU fra 18. desember 2017, og stiller krav om at alle systemoperatører som hovedregel skal innføre en avregningsperiode med 15 minutters oppløsning innen tre år etter at regelverket blir gjeldende i EU, dvs. innen 18. desember 2020. Det primære er at balanseavregning endres til 15 min oppløsning slik at aktørene gjøres økonomisk ansvarlig for egne disposisjoner og balanseringskostnader innenfor hvert 15 min intervall. Da må som et minimum deler av målingen være på 15 min. oppløsning

- NVE kartlegger hvilke forskriftsendringer som vil måtte gjennomføres for å innføre 15 minutters avregningsperiode.

- Innføring av EBGL vil påvirke Elhub som skal sammenstille underlag til balanseavregningen samt foreta korreksjonsoppgjør

- Elhub håndterer både målepunkt som er profilmålte og timemålte (AMS). Profilmålte vil måtte håndteres utover 2020 (NVE's unntaksbestemmelser).

Initielle vurderinger fra Elhub (i)

elhub

- Prioriteringer og planer for Elhub Go-live 18. feb. 2019 skal ikke endres
- Elhub er i utgangspunktet utviklet for å håndtere enten timeverdier eller kvartersverdier og ikke en kombinasjon av de to. For Elhub er det således enklere å håndtere en løsning med kvartersmåling på alle målepunkt. I en løsning der Elhub skal håndtere både kvartersverdier og timesverdier, vil kompleksitet og omfang avhenge av valgt tilnærming.
- To alternative tilnærminger:

Tilnærming	**Påvirker markedsaktørene ift Elhub**
1. Håndtere av en miks av time og 15'	15 min oppløsning på måling av produksjon, utveksling og stort forbruk. Øvrig forbruk på 60 min. Teknisk sett skal alle typer tidsserier kunne håndteres på 15' i Elhub. Et større implementasjons, innførings og sertifiseringsprosjekt. Kostnadene vil i hovedsak være endringer i Elhub for å håndtere kombinert oppløsning, profilering og et større testprogram for Elhub enn tilnærming 2.
2. Ren 15' på alt	Alle typer tidsserier skal kunne håndteres på 15' Et større innførings og sertifiseringsprosjekt hvis alle målepunkt skal gå over til 15' på samme dato. Kostnadene vil i hovedsak være knyttet til verifikasjon og testing av kvartersavregning, rapportering til eSett og markedstester/sertifisering

Initielle vurderinger fra Elhub (ii)

elhub

- Hvis alternativ 1 innføres først og alternativ 2 senere vil kostnaden ved alternativ 2 kunne reduseres vesentlig dersom alternativ 2 kan innføres gradvis, dvs. at ikke alle målepunkt vil skifte oppløsning på en bestemt dato, men f.eks. i løpet av et år eller to.
- Ved vurdering av Elhub kostnader må en også vurdere alternativet uten Elhub, dvs. at alle nettselskaper implementerer støtte for 15 min oppløsning utover det å bare rapportere 15' for det enkelte målepunkt hvor det er påkrevd. Med Elhub slipper nettselskapene all profilering og håndtering av ubalanser og korreksjonsoppgjør.

- Hvis implementering av ny tariffmodell og en-regning slås sammen med kvartersavregning, i forhold til å kjøre to sekvensielle utviklingsprogram, vil en kunne oppnå en vesentlig redusert totalkostnad knyttet til prosjektorganisasjonen, regresjonstesting og forberedelser for markedsaktørene.

Føringer for Elhub

elhub

- Balanseavregningen (eSett) mottar alle data med kvartersoppløsning
  - Enkelte data er faktiske handler eller målerverdier per kvarter, mens andre data potensielt tillates beregnet ut ifra timesverdien
- Ubalanser beregnes per 15min og avregnes til ubalansepriser per 15min
- Krav om måling per kvarter av all utveksling, produksjon og minimum forbruk over en gitt grense
- Innføring av 15min avregningsperiode vil kreve utskifting av en god del målere
  - Utskifting av målere tar tid – må påstartes så snart som mulig
- Det kan være hensiktsmessig å innføre kvartersmåling også for lite forbruk
  - Dette er strengt tatt ikke nødvendig for å oppnå ønsket nytte av 15min avregning i systemdriften
  - Men man unngår å gjeninnføre profilering etter full utrulling av AMS
  - Slipper å støtte kvarters- og timesverdier i parallell i IT-systemer, Elhub m.m
- Regulator har signalisert at det ikke er sikkert at det på sikt blir krav om 15 min måling for alt forbruk. En løsning må derfor reflektere at den kan bli langsiktig

15’ – alternative profileringer

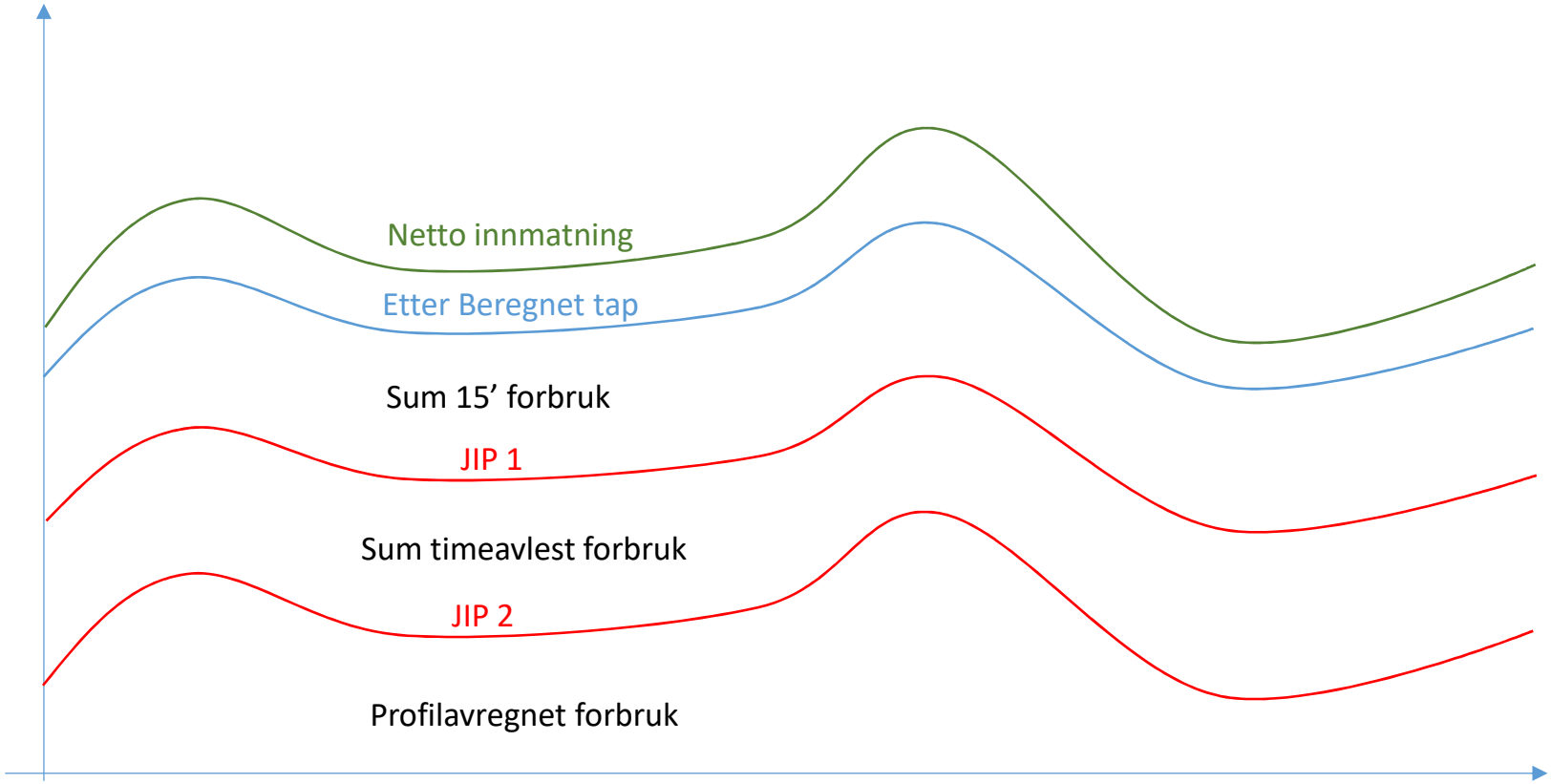
Bakgrunn

- Raskest mulig opp med en 15’ løsning
- En enklest mulig overgangsløsning fra time til 15’
- Minst all produksjon og utveksling må være på 15’
- Helst også større forbruk
- Løsningen må støtte en gradvis overgang til 15’ på alle forbrukspunkt
- Regulerkraftpris på 15’ fra starten
- Spotpris per time frem til alt/mesteparten er på 15’

Alternativ 1 – profilering av time til 15’

- Profilering som i dag, men med 2 steg
  - Beregne JIP1 = netto innmating – 15’ forbruk - tap
  - Profilere Time til 15’ basert på JIP1
  - Beregne JIP2 = JIP1 - sum timeprofilerte
  - Profilere profilavregnede til 15’ basert på JIP2
- Alle målepunkt får en 15’ serie som lagres og distribueres
- Alle kraftleverandørene må avregne 15’ serier
- Gir konsistent avregning
  - Gir ikke «balanseavvik» per 15’ som ender på tapet
- Gir størst endring i Elhub (beregningene, m.m.)
- Kan oppleves uforståelig for en balanseansvarlig som ikke har 15' forbruk og som ikke har ubalanse på timenivå (vil allikevel få RK oppgjør)

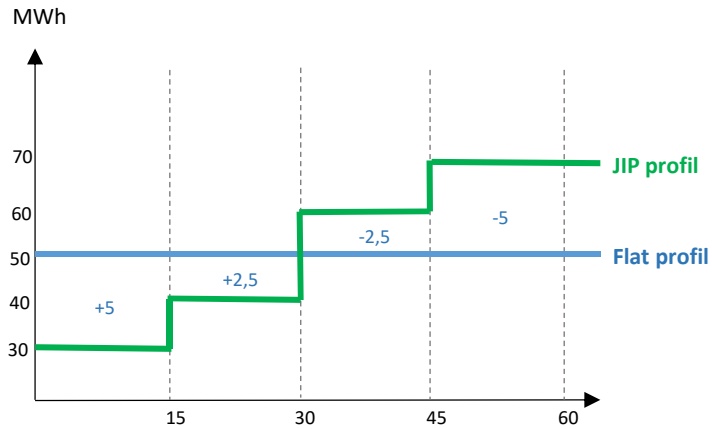
Alternativ 1 med profilavregnede målepunkt



Alternativ 2 – flat fordeling av time

- Eneste forenkling som ikke fører til andre kostdrivene bieffekter
  - F.eks. vil en individuell profil bety detaljaggregering for hvert målepunkt til balanseavregning og mer komplisert avviksoppgjørsberegning
- Kun reelt 15’ avleste lagres og videresendes som 15’
- Timeavregning og profilavregning fortsetter som i dag
  - Enklere for kraftleverandørene
  - 1/5 av lagringsbehov og meldingsstørrelse ift alt 1
  - EPV, estimering av periodevolum, en kompleks funksjon, trengs da ikke endres
- Time/profil legges inn i 15’ balanseavregningen med flat fordeling
  - Fordeler flatt på aggregerte nivå per kraftleverandør per nettområde
  - Forutsigbar ift anmelding
  - Kan uansett ikke bidra inn i 15’ regulering
  - Kan utvides til å støtte nettområder der utveksling/produksjon fremdeles er timesavlest
- Dette gir en «intertime ubalanse» / avvik som havner på tapet
- Betydelig mindre endring i beregningene i Elhub enn alt 1
- Gir ikke insentiv for balanseansvarlig uten 15’ forbruk å tilpasse seg intra-dag markedet.

Eksempel



RK pris	10	20	30	40	**SUM**
Oppgjør Flat	125	250	375	500	**1250**
Oppgjør Profil	75	200	450	700	**1425**
Differanse	50	50	-75	-200	**-175**

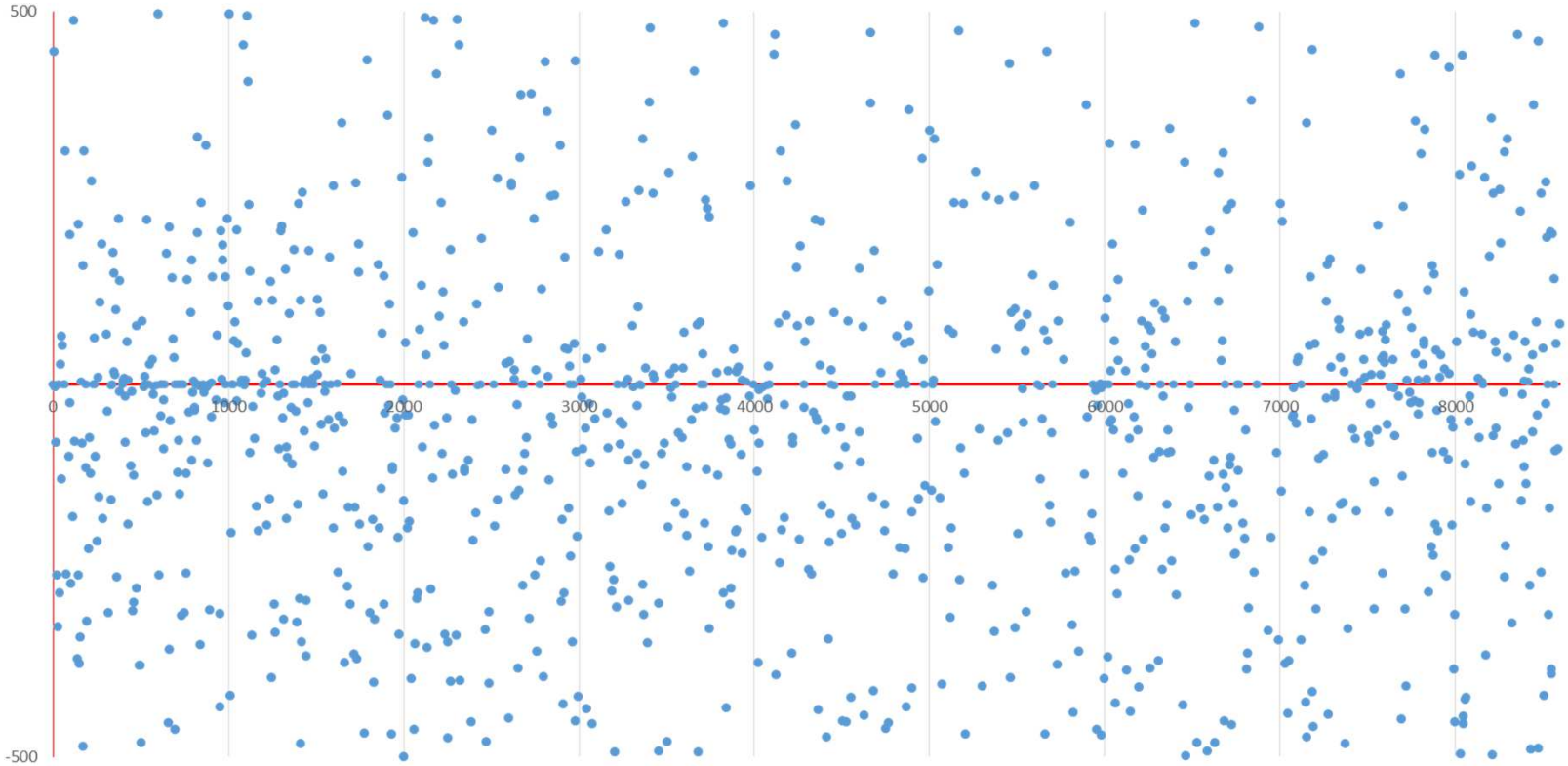
Vi har simulert forskjellen mellom alt1 og alt2

- Brukt reelle timetapserier med reelle regulerkraftpriser
- Vi bruker Totalt forbruk (netto innmating minus tap)
- Slått sammen 4 og 4 timer i en ny serie
- De opprinnelige timesseriene representerer nå 15’ serie med 15’ priser
- «4 timers blokk» serien representerer nå en timesserie med timepriser
- 3 faktorer tilsier at de reelle forskjellene blir mindre enn simuleringen
  - Vi bør kunne starte med stort forbruk på 15’, og over tid går andelen 15’ opp
    - Simuleringen er basert på at 100% av forbruket er flatfordelt.
  - Sprangene i prisene bør bli mindre med 15’ enn dagens timepriser
  - Endringen i forbruk er sannsynligvis 4x raskere enn en reell 15’ serie
  - Så lenge det finnes spotpris per time, så vi tapet bestå at en 15’ komponent og en timekomponent. Hvis både timeavregnede og profilavregnede avregnede skal gjøres opp med spotpris, så blir det ikke reelle prisavvik

Resultater av simulering 1

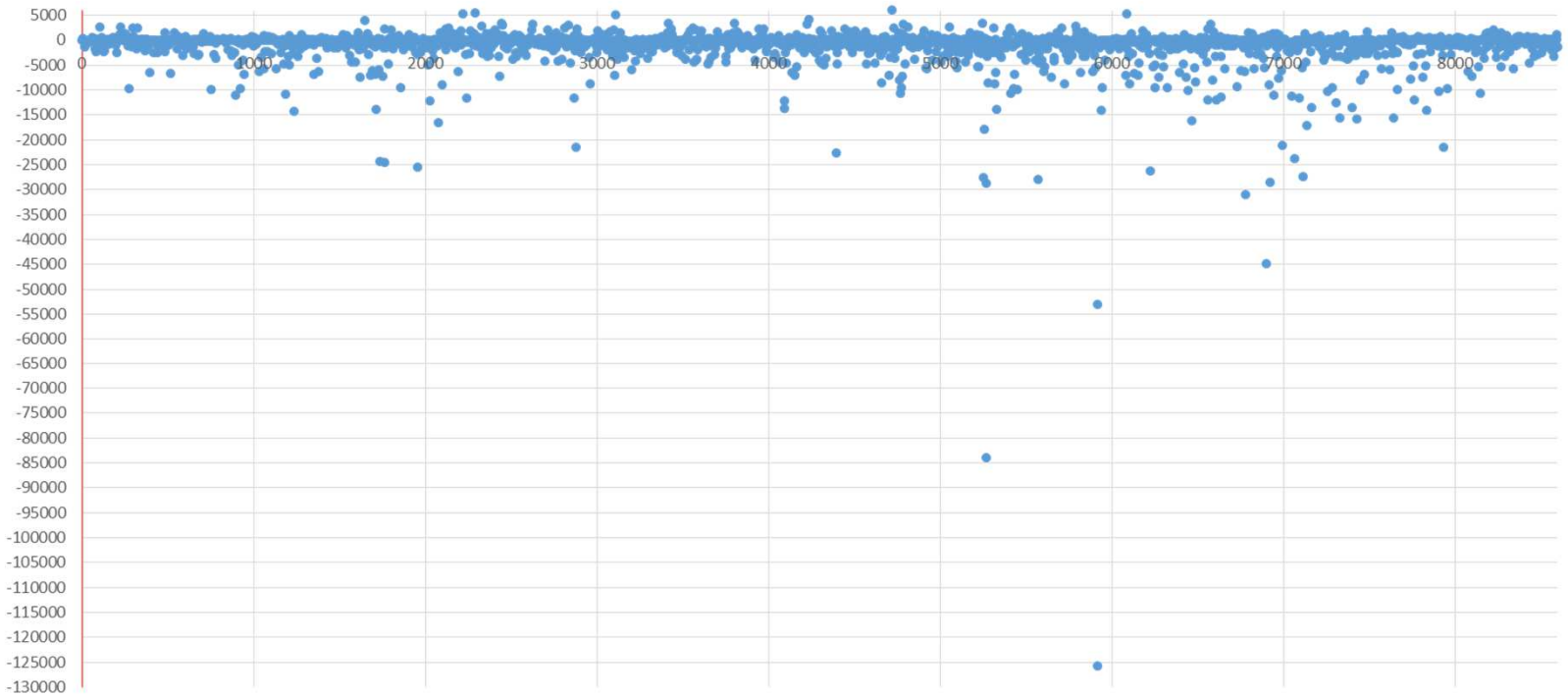
- Alle nett fra NO1-N05 vi har tall for er med, slik at en ser spredningen.
- Avviket i pris for alt 2 i simuleringen ligger på rundt 1,2 promille for hele Norge.
  - Alt 1 følger 15' innmatingen, og vil ikke ha dette avviket
- Kronebeløpene er worst case og viser effekten på tapet hvis 100% av forbruket er avlest på time og avregnet på 15'.
  - Simuleringen bruker en raskere endring i forbruk og pris enn en reelle serier, avviket i promille er mest sannsynlig lavere.
  - Worst case dekker i praksis 1 års forbruk og utgjør ca 40 MNOK per år når 100% forbruk i alle nett har avvik
  - Liten sannsynlighet for worst case, derfor en simulering 2 for å dekke «best case»

De fleste avvikene ligger rundt 0



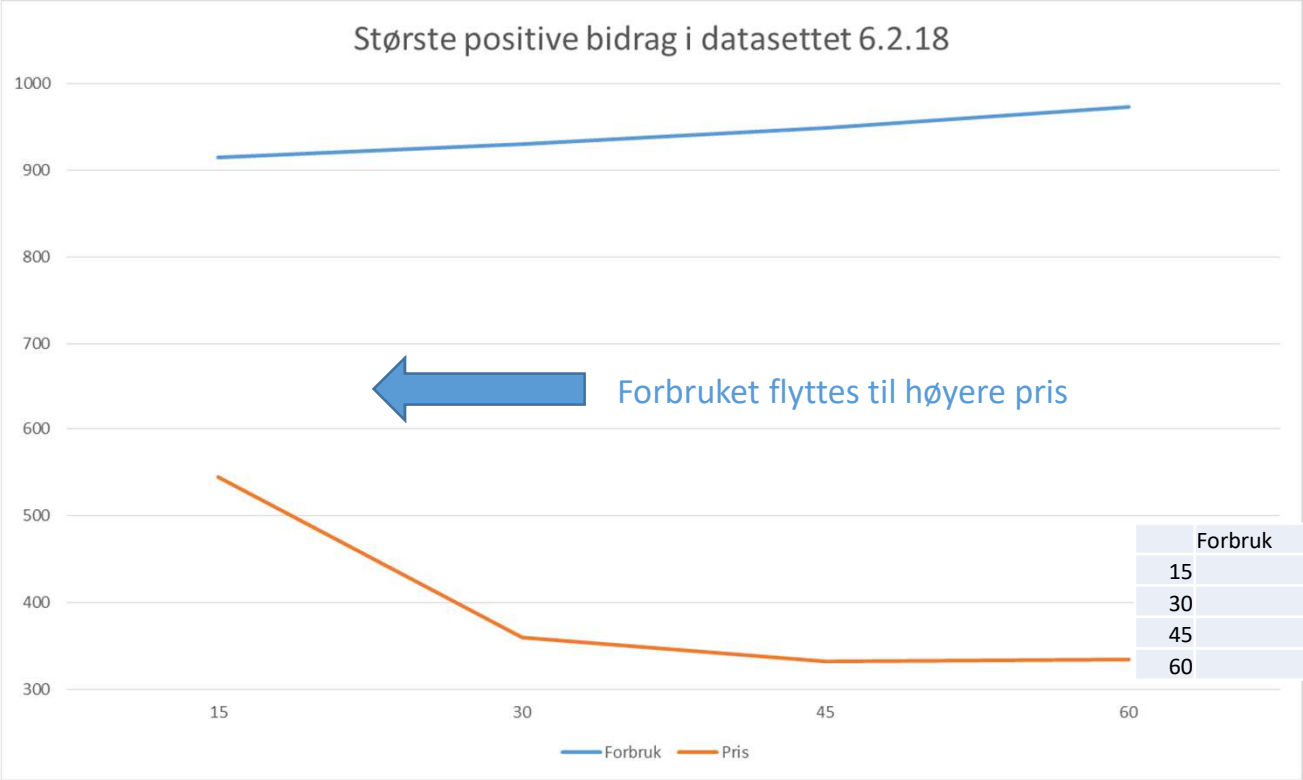
1 års avvikskurve for største nett – simulering 1

(Flere og større negative avvik er iboende i forbruk vs pris i Norge)



Eksempel på positive avvik

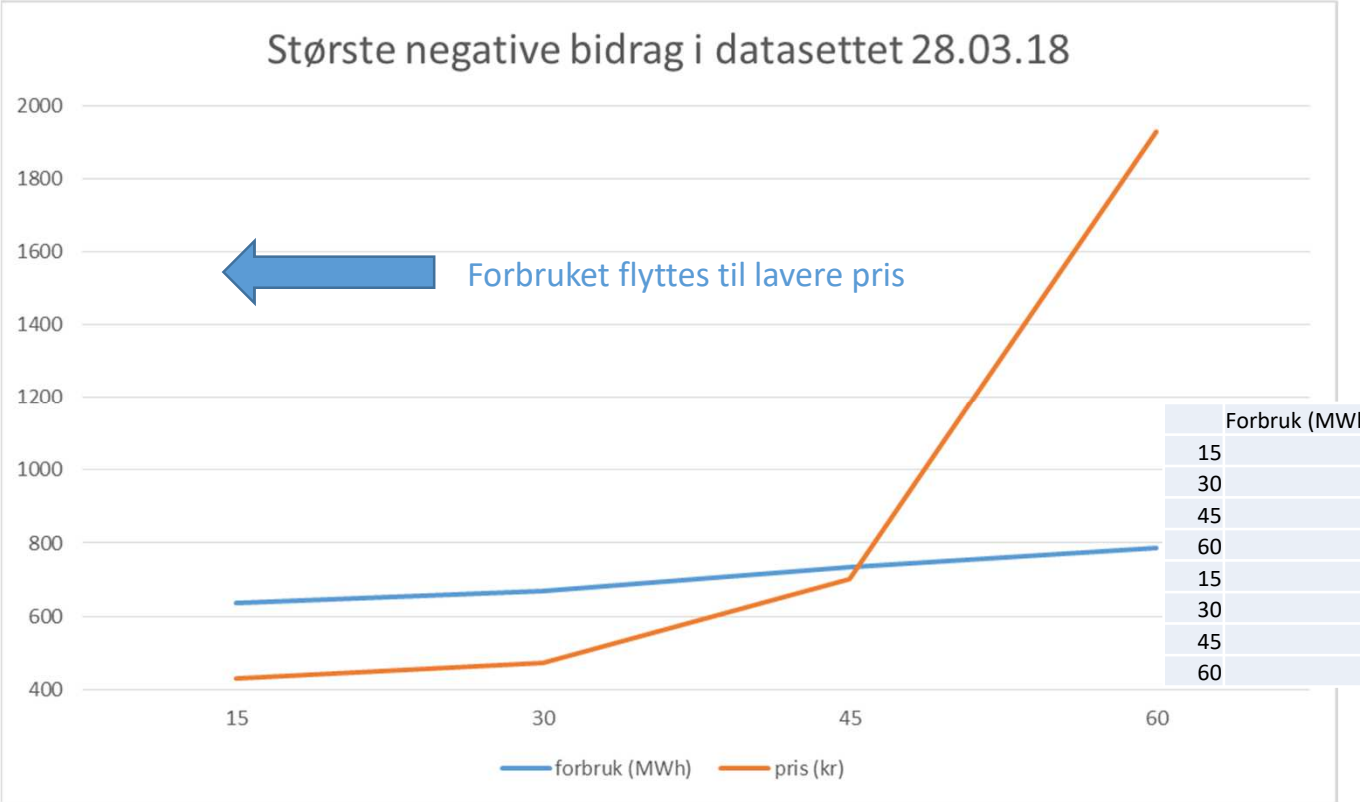
(prisen går ned mens forbruket går opp, gir høyere pris for flat profil)



	Forbruk	Flatfordeling	Pris	Prisdiff
15	915	942	545	14916
30	930	942	360	4334
45	949	942	332	-2187
60	973	942	335	-10435

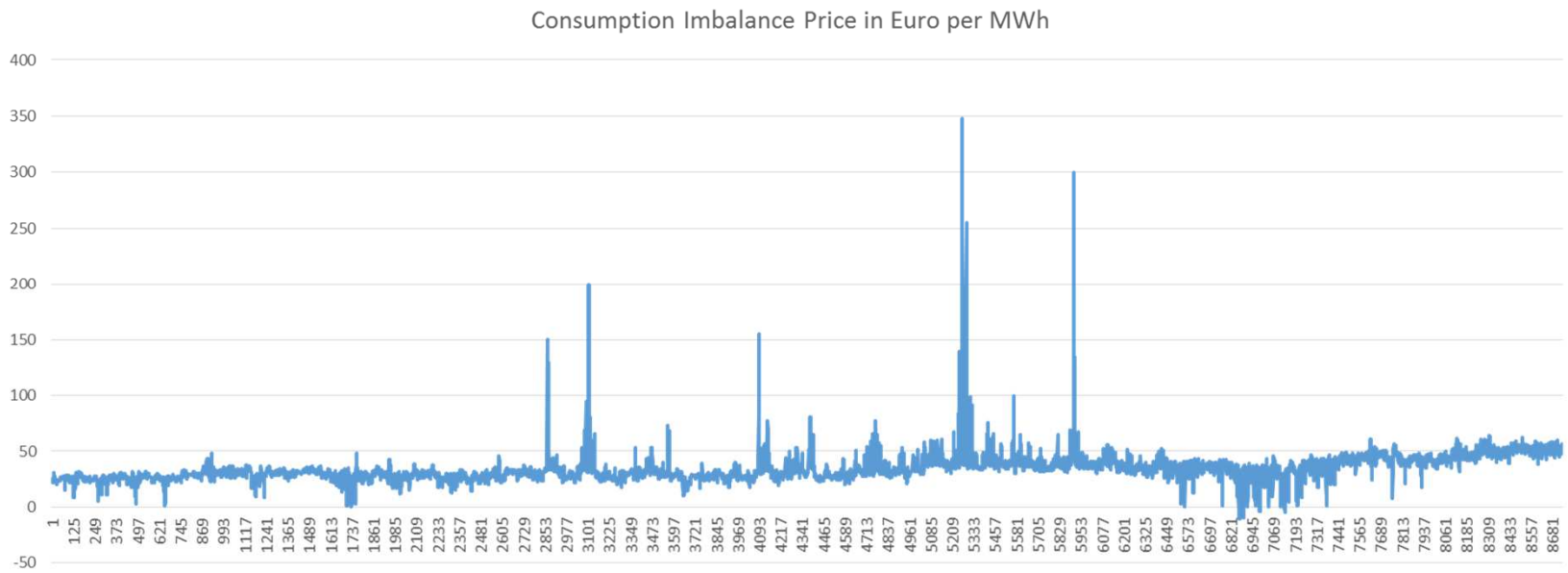
Eksempel på negative avvik

(prisen dobles, mens forbruket går opp, gir lavere pris for flat profil, flere og større enn de positive)

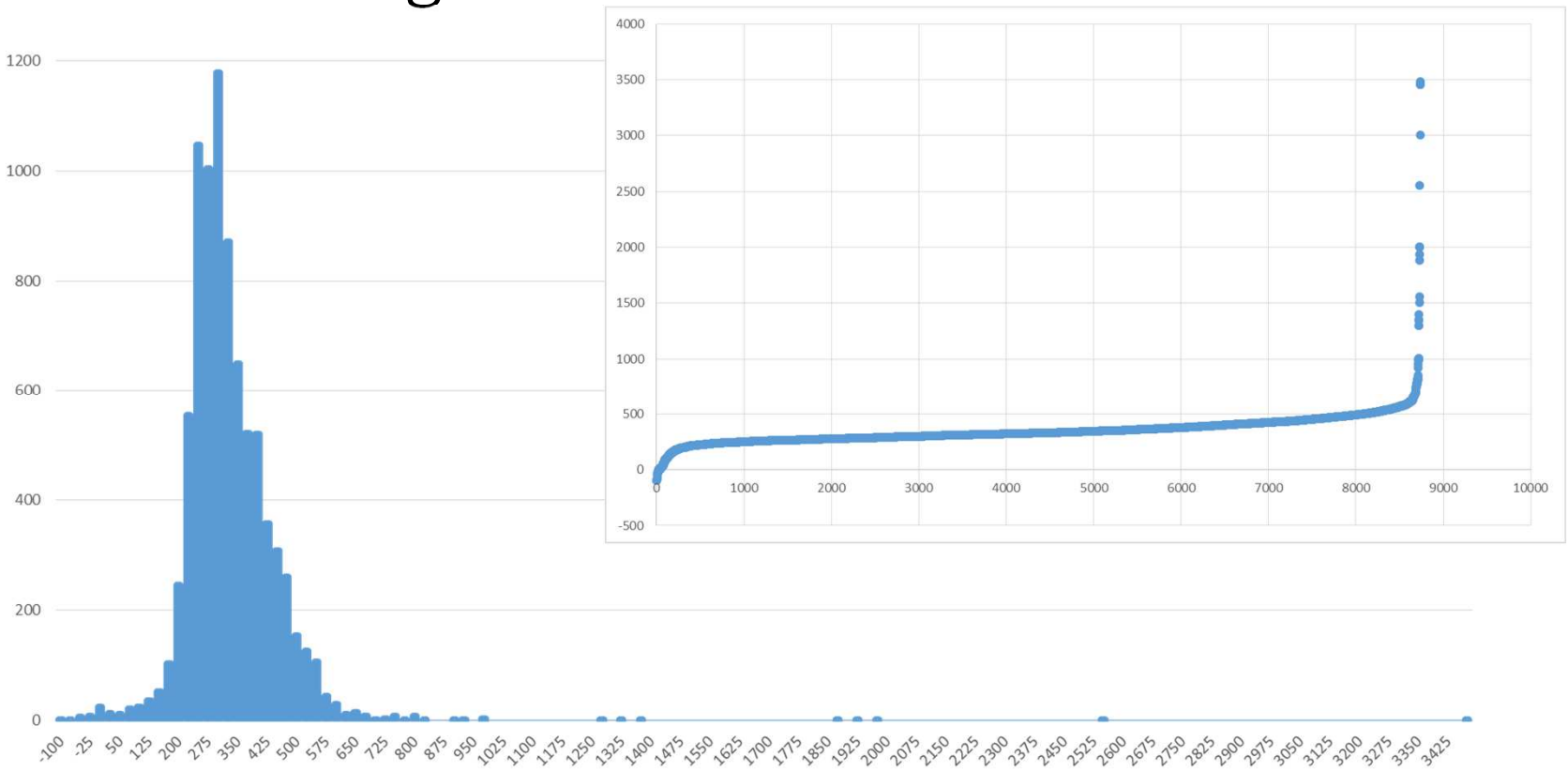


	Forbruk (MWh)	Flatfordeling	Pris (kr)	PrisDiff
15	637	707	429	29824
30	670	707	471	17200
45	736	707	700	-20058
60	788	707	1930	-155581
15	805	783	3000	-64934
30	798	783	1347	-19981
45	777	783	1341	8617
60	754	783	750	21843

Prisfluktuasjoner i perioden (1 år)



Prisfordeling



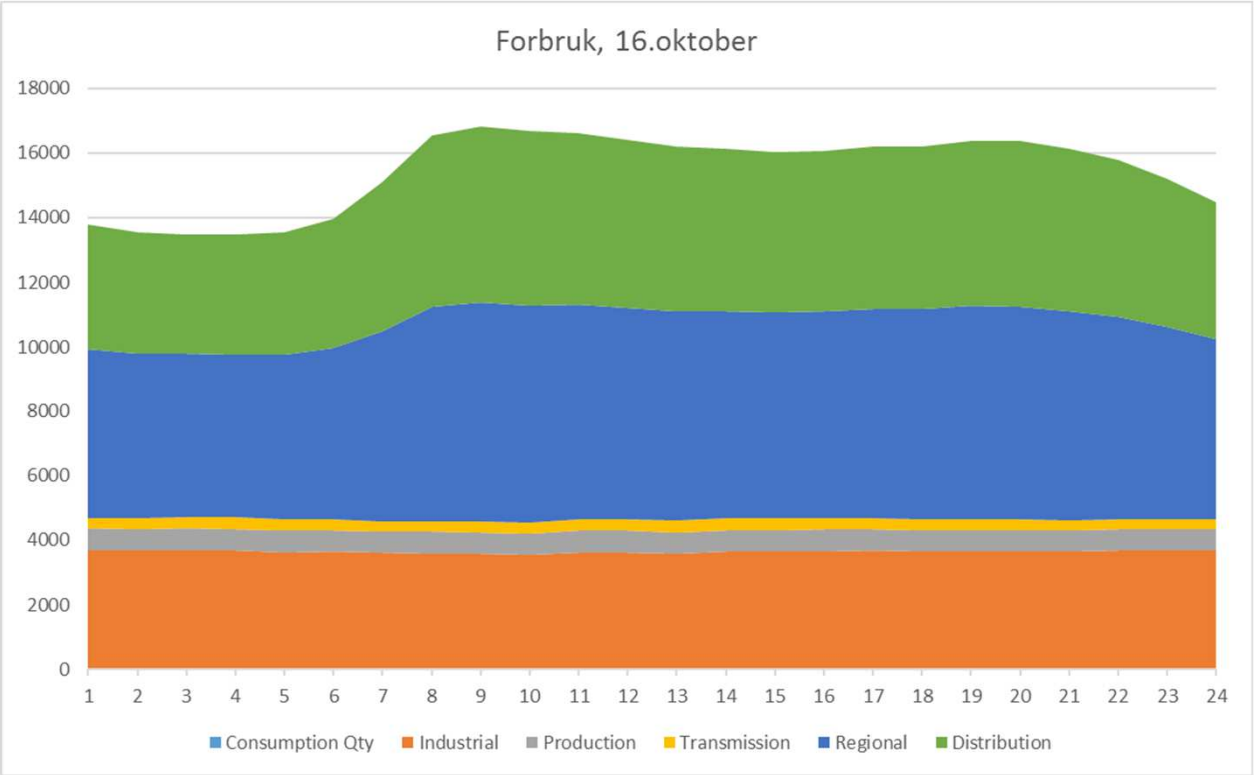
Simulering 2

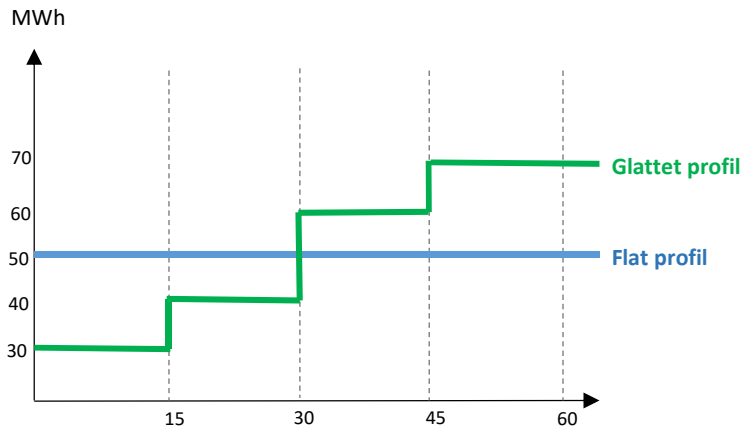
- Interpolering av både forbruk og pris
  - Linært interpolerte 15’ verdier mellom 2 timeverdier.
  - KWh verdiene totalt sett tilsvarer simulering 1
- Lite realistisk i andre enden av skalaen, men gir et bedre bilde av utfallsrommet

Resultater av simulering 2

- Alle nett fra NO1-N05 vi har tall for er med, slik at en ser spredningen.
- Avviket i pris for alt 2 i simuleringen ligger på rundt 0,12 promille.
- Kronebeløpene er best case og viser effekten på tapet hvis 100% av forbruket er avlest på time og avregnet på 15'.
  - Simuleringen bruker en langsommere endringer i forbruk og pris enn en reelle verdier, avviket i promille er mest sannsynlig høyere.
  - Best case dekker i praksis 1 års forbruk og utgjør ca 4 MNOK per år når 100% forbruk i alle nett har avvik
- Basert på simulering 1 og 2, antar vi at avviket ved 100% flatfordeling i alle nett blir på mellom 4 – 40 MNOK.
- Gitt at 50% av forbruket er 15' avlest, er et sannsynlig maks avvik totalt per år i Norge ca 10 MNOK (50% av 20MNOK)

Men en langsiktig løsning bør gi insentiv for at også lite forbruk "handles" i balanse på 15 min



Jobber med et tredje alternativ

- Individuell profilering til 15 min per målepunkt vha glattingsfunksjon
  - Aggregert 24 timers serie for en leverandør per nettområde glattes til 96 kvartersverdier ved minimering av differensen mellom kvarterene gitt at sum kvarter = timeverdi
  - Ingen "JIP beregning"
  - Lave avvik ift alternativ 1
  - Utfordring med korreksjonsoppgjøret
    - Korreksjon på en time gir konsekvenser for flere andre timer
    - Alternativt korreksjonsoppgjør på timenivå?