

Forum for systemtjenester 2021

27. oktober, kl. 8:30-13, Teams

Formålet med møtet

Invitere aktørene til dialog rundt problemstillinger knyttet til betaling for systemtjenester etter forskrift om systemansvaret § 27 og utvikling av nye markedsløsninger og produkter

Temaer på agendaen for møtet

- Kommende endringer de neste 12 månedene
- Involvering av bransjen ifm. neste års utvikling
- Nye regulatoriske rammebetingelser for utvikling av systemtjenester
- Vedtak for levering og betaling av systemtjenester jf. fos §27

Klokka	Varighet	Tema
08:30	5 min	Velkommen og praktisk informasjon om møteform
08:35	60 min	Del 1: Introduksjon og orientering
	15 min	Innlegg om forretningsområde Systemdrift++
	15 min	Drifts- og reservesituasjonen
	30 min	SMUP
09:35	5 min	pause
09:40	1t 25 min	Del 2: Utvikling siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
	5 min	Nytt marked FFR
	5 min	Énpris
	20 min	EB GL/SO GL – Endelig norsk lov – Hva nå?
	40 min	NBM – mFRR EAM
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> - Tjenesteutvikling inn mot energi- og balansemarkedene
11:05	20 min	Pause
11:25	20 min	Del 3: Pågående aktiviteter neste 12 måneder
		Statusoppdatering: <ul style="list-style-type: none"> - FCR utvikling av tekniske krav og marked - Tilpasse vilkår og avregningssystemer til nye markedsroller (BRP/BSP) - Stasjonsgruppeinndeling
11:45	60 min	Del 4: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2022
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> – Kostnader for slitasje på produksjonsenheter
		Varsel om vedtak for 2022
12:40	10 min	Oppsummering og evaluering



Det grønne taktskiftet

Statnett

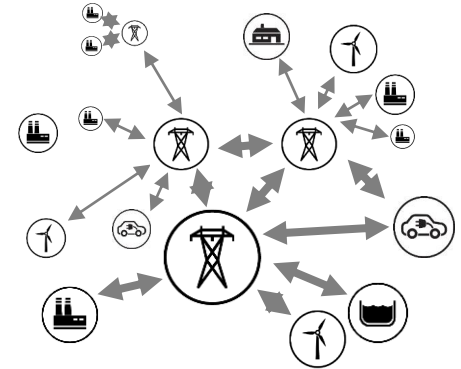


Store endringer i kraftsystemet



Nullutslippssamfunnet gir radikale endringer av kraftsystemet i Europa og Norge

Tettere integrasjon mellom land og sektorer



Ny teknologi og digitale løsninger gjør omstillingen mulig

Det grønne taktskiftet

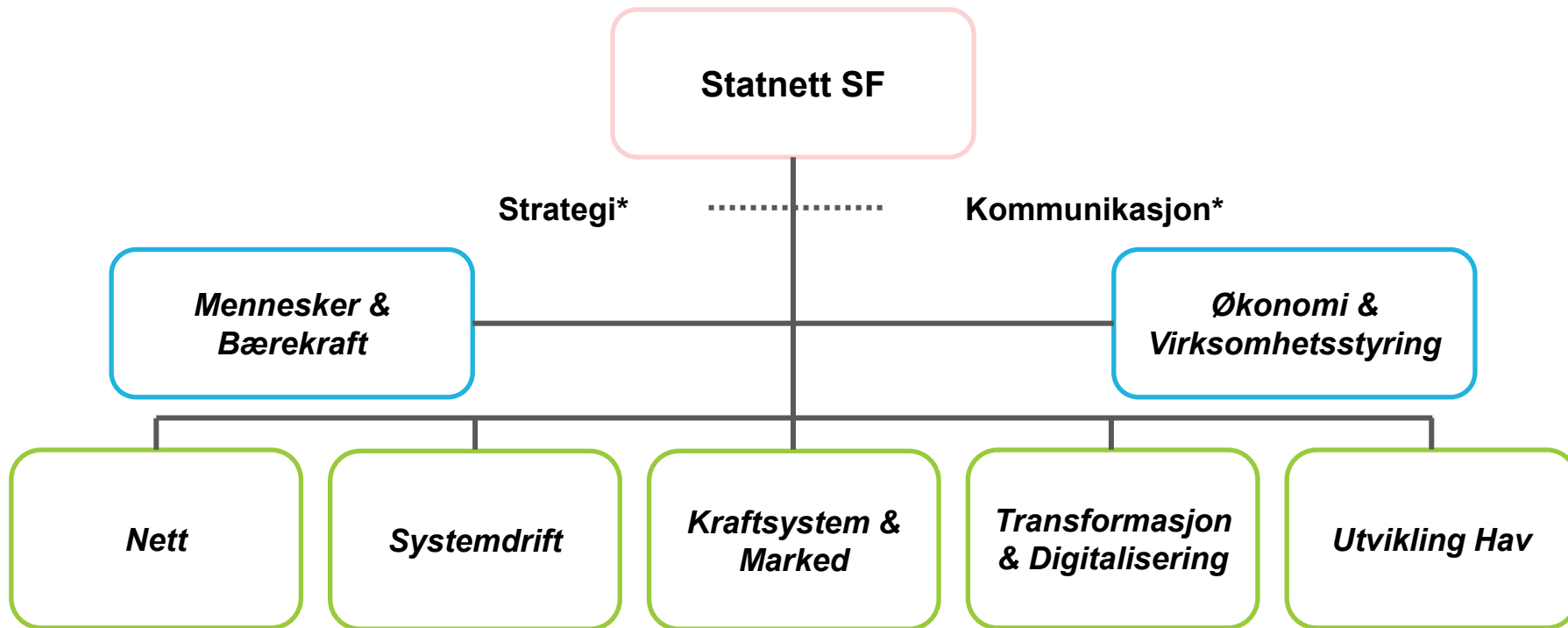
Statnett skal være en drivkraft for nullutslipp i 2050 ved å legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping. Vi skal sørge for en sikker drift og effektiv kraftforsyning ved å utvikle fremtidens nett, markeds- og driftsløsninger på en fortsatt samfunnsmessig rasjonell måte



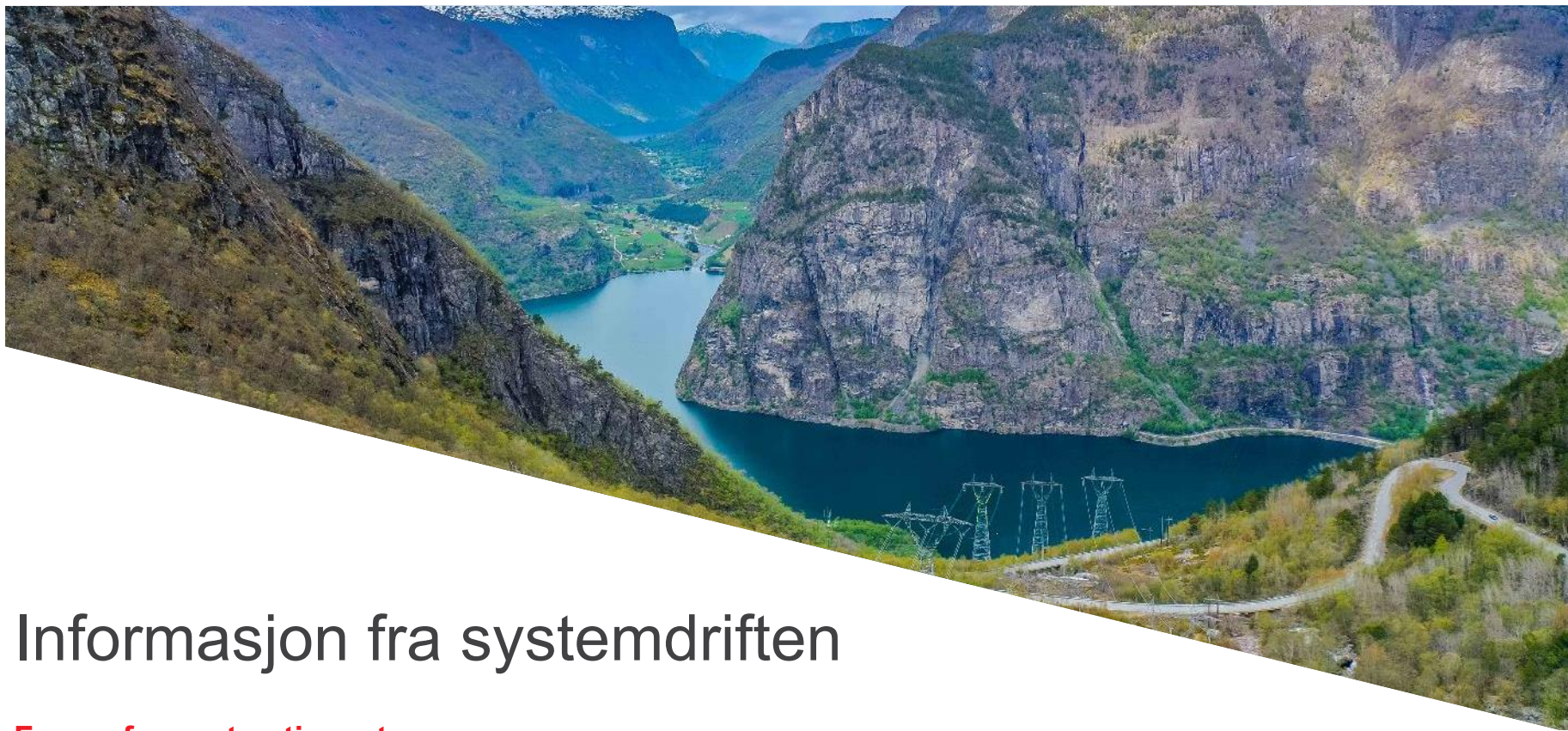
Statnetts oppdrag: **Sikker strømforsyning og bærekraftig verdiskaping**

Statnett tar grep gjennom **Det grønne taktskiftet**

- **Opp mot 220 TWh i 2050**
- **Forsere 420 kV**
- **Automatisert balansering og systemdrift**
- **Nordisk balanseringsmodell og flytbasert markedskobling**
- **Etablere nordisk selskap for driftskoordinering**
- **Sikre tilgang på reserver og fleksibilitet**
- **Innovasjon og digitalisering**
- **Systematisere tilknytningsprosess**
- **Helhetlig kraftsystemutviklingsprosess: Områdeplaner, aktiv og tydelig planrolle**
- **Havvind 2030**
- **Aktivt samarbeid for å understøtte bransjens utviklingsarbeid**



* Direkterapporterende



Informasjon fra systemdriften

Forum for systemtjenester

27. oktober 2021, Pål Kristian Vormedal, Landssentralen

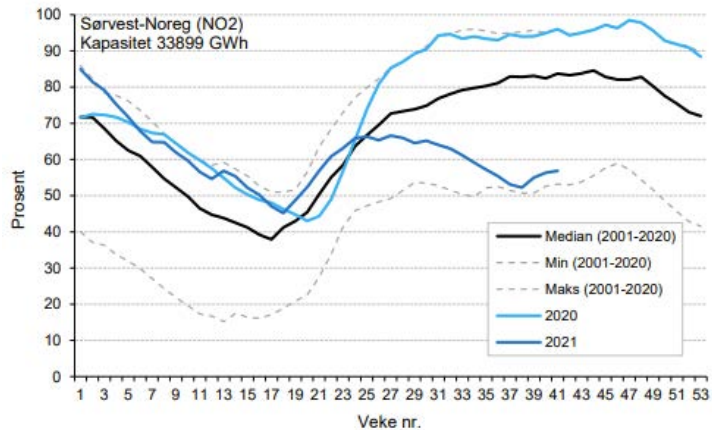
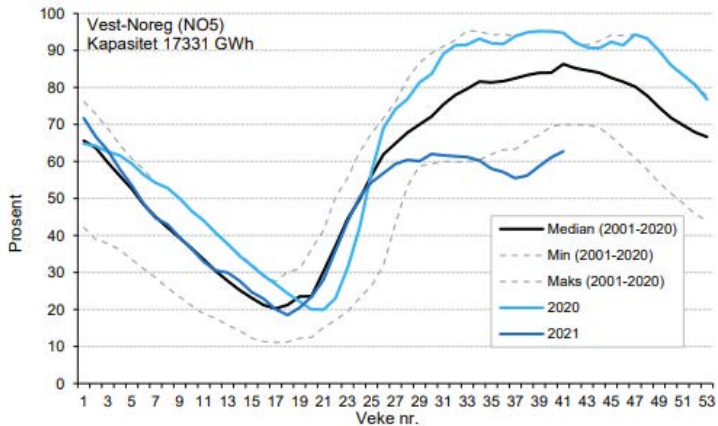
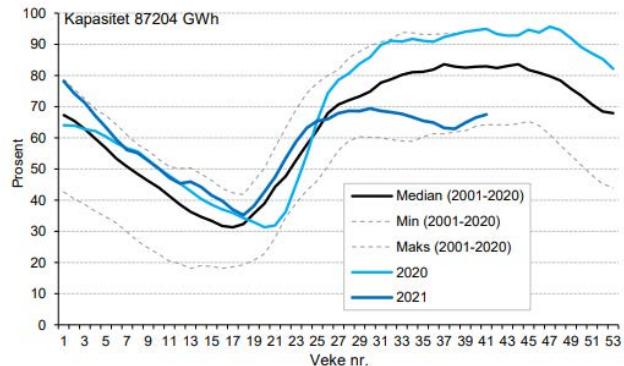
Temaer

1. Energisituasjonen
2. Handelskapasiteter 2021
3. Erfaringer med NSL og NordLink
4. Reservesituasjonen og ubalanser

Energisituasjonen

- Statnett har fulgt energisituasjonen tett fra midten av august grunnet lav fyllingsgrad for årstiden i kraftmagasinene i Sør-Norge. Spesielt lavt har det vært på Vestlandet.
- Fra 3. september har Statnett og NVE hatt jevnlige møter om energisituasjonen.
 - Presentasjon av simuleringer, både fra analysemiljøet til Statnett og fra analysemiljøet til NVE.
 - Diskusjoner rundt situasjonsforståelse, simuleringene og informasjonsutveksling.

Figur 1: Fyllingsgraden til vassmagasina i Noreg. Prosent. Kjelde: NVE



Stram situasjon i lokale/regionale områder

- Statnett meldte stram situasjon i NO2 og NO5 den 27. september.

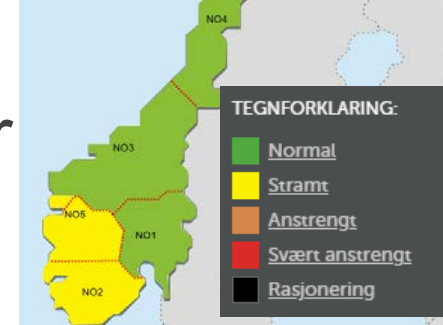
(27.09.2021)

Så langt i år har det kommet betydelig mindre tilsig til mange av vannkraftmagasinene i Sør-Norge, enn det som er normalt. Vestland og Rogaland er blant områdene som har hatt svikt i tilsiget, og fyllingsgraden til mange magasiner i disse området er nå på sitt laveste nivå på 20 år. Samtidig har landene som er tilknyttet Sør-Norge de siste månedene hatt **høyere kraftpriser, og dette har medført at eksporten er opprettholdt til tross for lav fyllingsgrad**. Netto eksport så langt i år har vært normal, sammenlignet med de siste årene.

Nettutbygging mellom og internt i elspotområdene, og økt overføringskapasitet mellom Norge og utlandet, gjør det norske kraftsystemet godt rustet for å håndtere perioder med lite tilsig til det norske vannkraftsystemet. **Betydelig tilsigssvikt i lokale/regionale områder med begrenset overføringskapasitet og/eller for rask nedtapping av viktige magasiner, kan føre til en krevende/sårbar driftssituasjon i disse områdene.**

Statnett melder nå stram situasjon i NO2 og NO5, med gult nivå. Dette gjøres med bakgrunn i det lave tilsiget og den negative magasinutviklingen som har vært i disse elspotområdene. Det er nå meget lav fyllingsgrad, for årstiden, i mange av magasinene i disse elspotområdene, og i områder som ligger tett opp mot disse elspotområdene. **Dette har ført til at enkelte lokale/regionale områder internt i, og på grensen mot, disse elspotområdene har mindre fleksibilitet når det kommer til å håndtere fortsatt lite tilsig eller langvarige feil.** Det er viktig for forsyningssikkerheten inn i vinteren at det er god tilgjengelighet på utvekslingskapasitet innad i Norge og mellom Norge og andre land.

Statnett følger situasjonen nøye for utsatte områder/regioner. Statnett vurderer og anvender ordinære virkemidler i driften og innfører ingen særskilte tiltak nå.



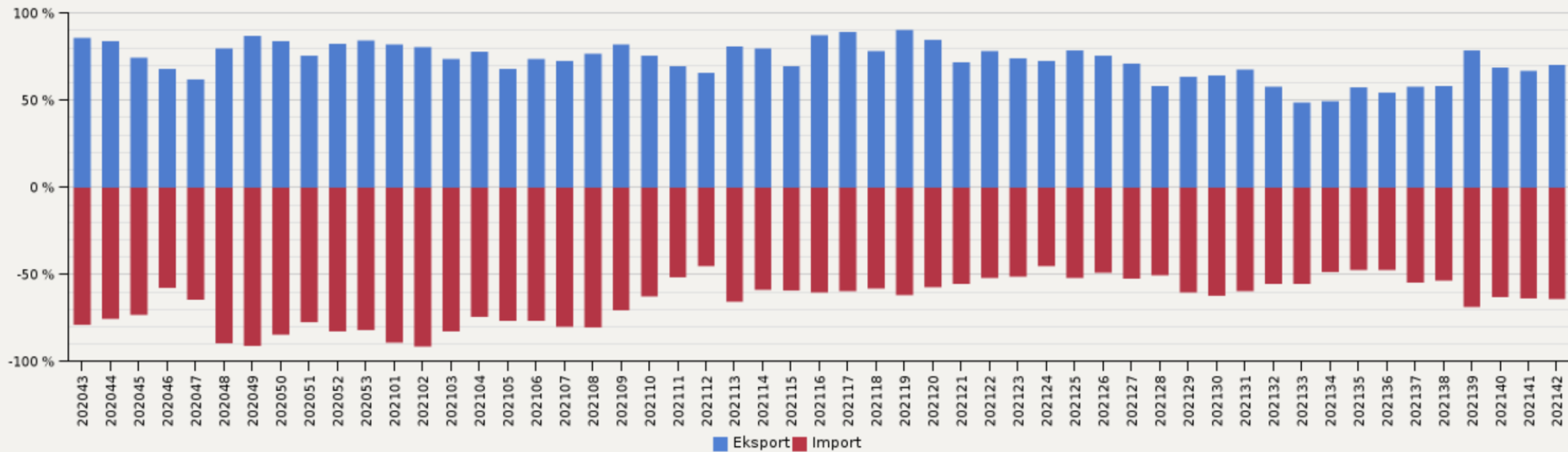
Status og forenklet analyse 27. oktober

- Fyllingsgraden i Norge, og i hvert enkelt budområde, har i tiden etter at Statnett meldte om stram kraftsituasjon i NO2 og NO5 (grunnet lokale/regionale utfordringer) hatt en positiv utvikling. Den positive utviklingen skyldes høyere tilsig enn normalt, grunnet mer nedbør enn normalt.
- Forventningen om uvanlig høye priser gjennom vinteren, både i Sør-Norge og i landene vi er knyttet til, gir sterke insentiver til høy produksjon og betydelig eksport frem mot våren. Som følge av dette forventer vi at fyllingsgraden i NO2 og NO5 vil holde seg relativt lave frem mot snøsmeltingen til våren.
- Systemansvarlig forventer at produsentene ikke bare fokuserer på pris, men at deres agering vil gjenspeile det samfunnsansvaret som ligger i å være en vannkraftprodusent i det norske kraftsystemet.

[– Tomme magasiner en fallitterklæring - Tu.no](#)

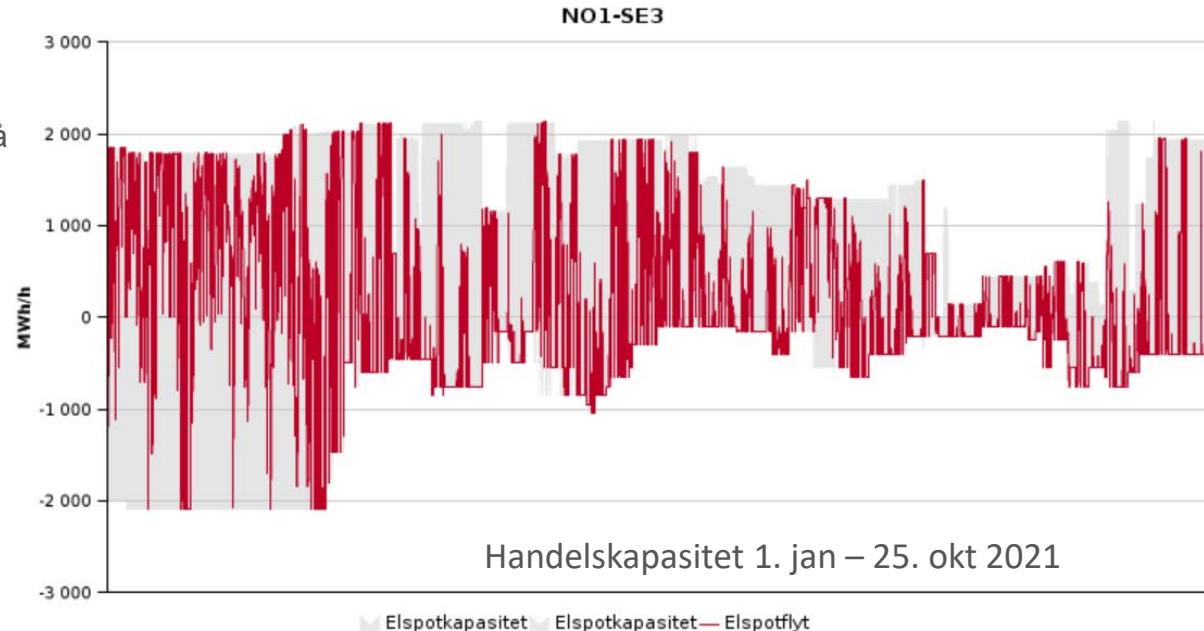
Handelskapasiteter

Total handelskapasitet mot utlandet per uke



NO1 – SE3

- Svenska kraftnät har i 2021 hatt veldig store reduksjoner i importkapasiteten i Hasle (SE3 → NO1) for å ivareta operasjonell sikkerhet knyttet til nye flytmønstre i Sverige. De svenske begrensningene har konsekvenser for kapasitetene mot alle nordiske land. Kapasiteten varierer med produksjon og forbruksmønstre i SE3 samt driftsstanser. Svk har gjort noen mindre tiltak, men nå må det investeres i nett for å øke kapasiteten ytterligere, og begrensningene vil vedvare i lang tid.
- Eksportkapasiteten NO1 → SE3 har også vært redusert mye fra midten av juni til slutten av september grunnet planlagte driftsstanser i begge land.



HVDC og NO4

- På grunn av arbeid med prosjektet Vestre Korridor har det vært noe reduksjon på alle HVDC-kablene.
- NordLink har helt fra idriftsettelse hatt tidvis store reduksjoner i eksportkapasiteten pga. begrensninger i nettet på tysk side.
- For å gradvis bygge erfaring med NSL vil kapasiteten begrenses til 700 MW (1400 installert) fra oppstart av "trial operation" 1. oktober.
- NO4 har hatt store begrensninger i handelskapasiteten i hele sommer grunnet planlagte driftsstanser. Statnett og Svk koordinerer sine planlagte driftsstanser godt. Kapasitetsbegrensningene og stort kjøpeønske full eksport og lavere priser i NO4 i sommer.

Erfaringer med økt HVDC-kapasitet

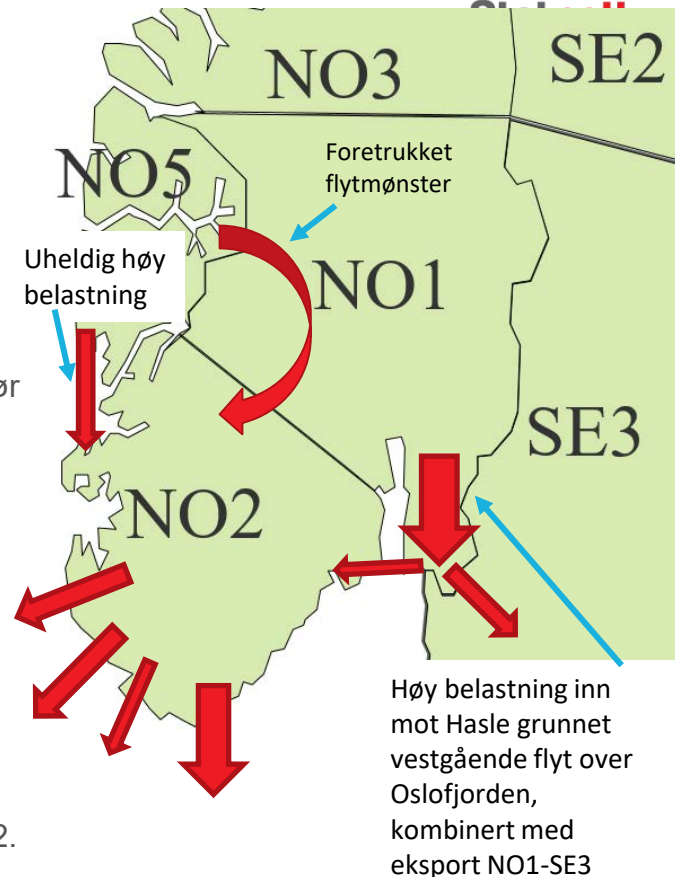
- Med både NordLink og NSL på drift det siste året har installert HVDC-kapasitet mer enn doblet seg fra 2332 MW til 5132 MW.
- Økt HVDC-kapasitet gir store og raske endringer i flytmønstrene, og vi må håndtere nye flaskehalsar og økt belastning på allerede kjente nettbegrensninger. Kompleksiteten i systemdriften og kapasitetsfastsettelsen på handelskorridorene (både AC og HVDC) er blitt mer avhengig av produksjonsfordelingen mellom budområdene og internt i NO2.
- Det er mye vanskeligere å fastsette gode handelskapasiteter fordi usikkerheten og avhengighetene er større.
- Mer anstrengt reservesituasjon (mFRR) i begge retninger. Dyrere anskaffelse og mer usikkerhet i forventede reservevolum, som er avhengig av HVDC-flyt og tilhørende produksjonsnivå.

HVDC - utveksling

- Økt HVDC-eksport har gitt høy produksjon i NO5, og kraftflyten mot kablene øker belastningen både på Vestlandet (BKK, SKL, NO5 → NO2) og inn mot Hasle nordfra. Håndteres med spesialregulering, endringer i koblingsbildet og kapasitetsreduksjoner.
- Høy eksport på HVDC-kablene i kombinasjon med lav (vind)kraftproduksjon sør i NO2 medfører intern snittproblematikk i NO2, og behov for spesialregulering opp på Sørlandet for å opprettholde kapasiteten på kablene.

Ved import er også produksjonsfordelingen viktig:

- Det er ugunstig med produksjon sør i NO2
- Skjevflyt på Vestlandet ved nedkjøring i SKL og BKK
- Skjevflyt på østre korridor ved nedkjøring i SE3.
- HVDC-importkapasiteten er også avhengig av produksjonsfordelingen i NO2.
- PFK tilgjengelighet påvirker eksportkapasiteten i Hasle.

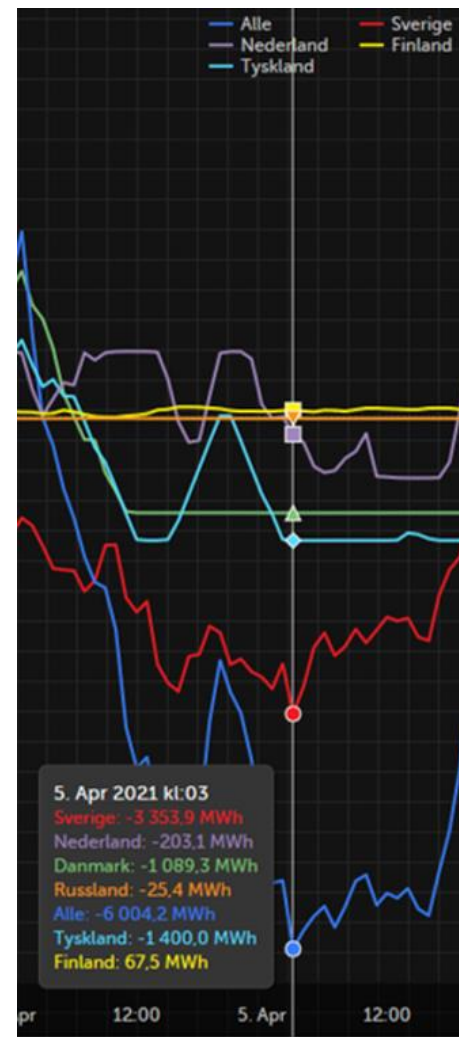


Rekorder i 2021

- Vinteren 2020/2021 var preget av langvarig kulde, som resulterte i høye priser, perioder med store norske ubalanser og en krevende reservesituasjon.
- Tre nye forbruksrekorder og en ny produksjonsrekord i Norge, se tabell. Økningen i topplast (745 MW) er betydelig.
- Natt til mandag 5. april var det veldig høy vindkraftproduksjon både i Norden og kontinentet, med negative priser i alle områder utenom Norge og Nederland. I time 3 fikk Norge ny importrekord med 6004 MWh/h. Forrige rekord 5978 MWh/h (25.12.2018).
- Sør-Norge har også opplevd prisrekorder i 2021, både på time, døgn og månedsnivå.

Dato	Forbruk
21.01.2016, time 9	24 485 MWh
15.01.2021, time 9	24 536 MWh
04.02.2021, time 9	25 146 MWh
12.02.2021, time 10	25 230 MWh

Dato	Produksjon
14.12.2018, time 9	27 513 MWh
16.01.2021, time 18	27 697 MWh

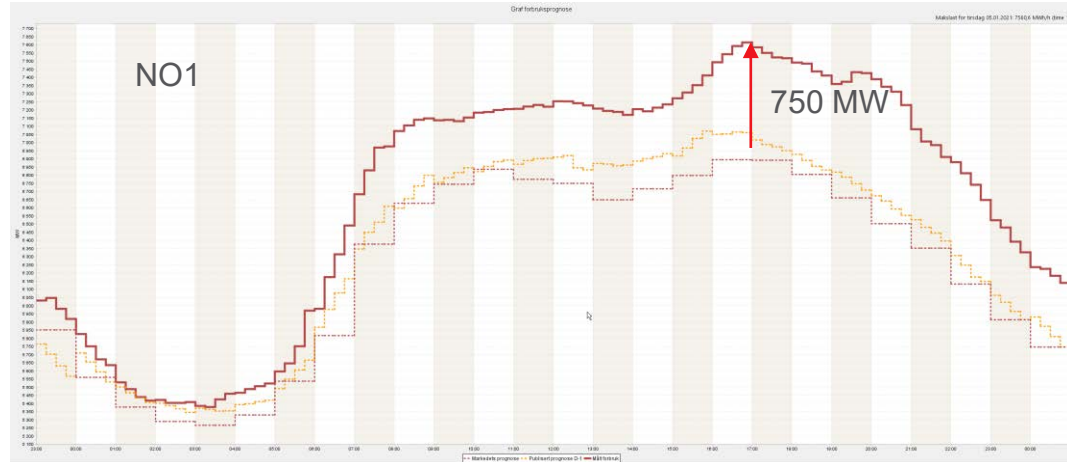
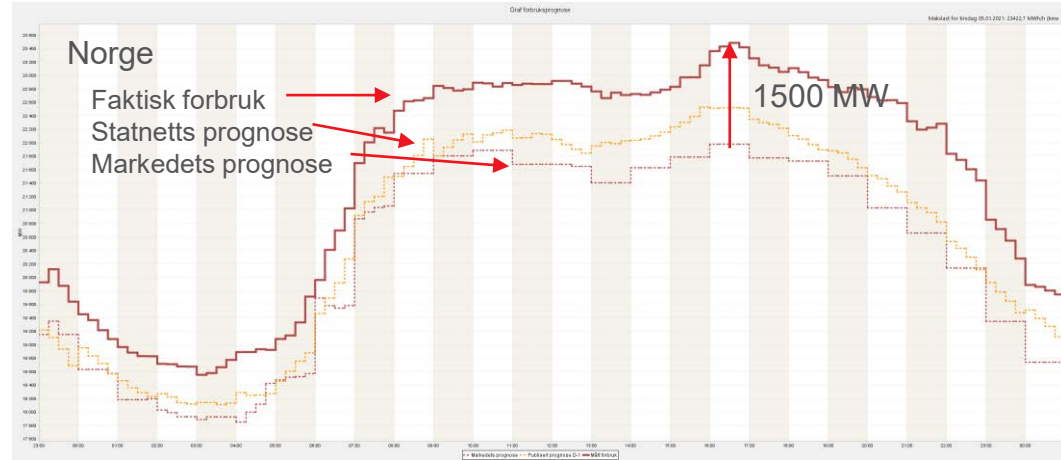


Krevende reservesituasjon i Sør-Norge

- Landssentralen sikrer sine krav til manuelle reserver for å håndtere dimensjonerende feil og ubalanser gjennom kjøp i RegulerKraftOpsjonsMarkedet (RKOM – uke og sesong). Historisk har vannkraft og større industri gitt god tilgang på reserver.
- Økt eksportkapasitet kombinert med høye priser på kontinentet, revisjonsarbeid i vannkraftverk og lite vann i magasinene gjør at situasjonen nå er forverret.
- Noen uker opplever vi utilstrekkelig likviditet og rekordkostnader i RKOM, som har marginalprising. Nye nordiske dimensjoneringskrav og NBM EAM kommer snart, og vil øke behovet for reserver.

Store ubalanser

- I vinter hadde norske aktører tidvis store, langvarige ubalanser.
- Nasjonale ubalanser > 1500 MW er utfordrende både mht. aktivering av bud og anskaffelse av reserver.
- En stor del av reservene som sikres er RKOM-B, med begrensninger i varighet og hviletid. De egner seg godt til å håndtere feilhendelser, men ikke langvarige ubalanser.
- Vi er helt avhengige av at aktørene i kraftsystemet gjør en god jobb med å planlegge seg i balanse.



RKOM-uke kostnader:

Uke	Opp			Ned	
	Hverdag	Helg	Spesialkjøp	Hverdag	Helg
1	3 993 935	949 586			
2	8 669 800	7 803 772			
3	11 380 266	640 758			
4	13 836 080	868 721			
5	10 997 017	617 077			
6	10 434 137	680 498			
7	10 568 137	75 141			
8	961 188	58 198			
9	242 146	0			
10	2 949 450	0			
11	844 888	0			
12	972 516	0			
13	166 250	0			
14	548 080	0			
15	356 309	990 849	392 000		
16	8 210 373	0			
17	3 285 709	0	741 000		
18	2 708 660	224 464			
19	2 407 838	392 923			
20	1 691 687	0			
21	851 193	0			
22	1 645 693	0		0	21 600
23	0	0		0	5 000
24	333 000	0		0	122 400
25	0	0		0	0
26-32	0	0	0	0	521 000
33	313 107				

Kostnader for innkjøp av RKOM langtid/sesong kommer i tillegg

Slutt på RKOM sesong (962 MW), etter uke 15.

Sum: 112 633 344

12.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Primærreserver (FCR), herav	199	98	135	104	104	85	87	114	134	98
• <i>Grunnleveranse</i>	25	24	30	21	21	21	21	19	21	19
• <i>Marked</i>	200	84	147	103	130	97	105	164	162	93
• <i>Salg</i>	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70	-49	-14
Sekundærreserver (aFRR)	12	62	20	29	7	13	32	47	44	
Tertiærreserver (mFRR)	31	65	87	34	46	75	66	106	52	38
Spesialregulering	173	124	104	275	173	146	110	121	88	104

Uke	Opp			Ned	
	Hverdag	Helg	Spesialkjøp	Hverdag	Helg
33	313 107	0		0	0
34	2 183 709	0			
35	10 491 000	100 395			
36	18 433 000	197 849			
37	16 776 264	63 493			
38	4 993 440	0			
39	295 042	0		0	0
40	1 503 392	0			
41	1 519 906	0			
42	9 325 462				
43					
44					
45					
46					

Sum: 66 196 059

Rekordkostnader i primærkjøp D-1 for 03.10

- Rekordhøy kostnad, ca. 14 MNOK.
- Mye vind og høy import medfører lav vannkraftproduksjon i Norge. Aktører må starte kraftverk for å levere reserver som igjen gir høye priser

- Lavere tilbudt volum [MW] for 03.10 enn for 02.10
- Tyskland, Nederland, Danmark, NO1 og NO2 har minuspriser på natt

Leveringsperiode 02.10.2021

Marked Primær dagn Primær D-2

Handlinger Områdegruppering... Start klarering... Opphev budvalg

Oversikt Produkttype NO1, NO2, NO3, NO4, NO5
 FCR-N Vis bud
 FCR-D Opp Vis bud

Kjøp Kjøp og publiser Opphev kjøp
 Kjøp ble publisert 01.10.2021 - 18:12

Total kostnad [EUR] 58 605,28

Kjøp FCR-N for NO1, NO2, NO3, NO4, NO5 med leveringsperiode 02.10.2021 - 00:00:00 til 02.10.2021 - 24:00:00

Leveransenhet	Område	Budpris	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tilbudt [MW]			346,0	352,0	325,0	340,0	336,0	330,0	372,0	439,0	459,0	440,0	430,0	451,0	450,0	403,0	410,0	404,0	407,0	432,0	409,0	445,0	410,0	369,0	315,0	302,0
Netto reservebehov [MW]			144,0	151,0	145,0	145,0	144,0	151,0	146,0	151,0	151,0	151,0	150,0	148,0	152,0	152,0	152,0	145,0	147,0	152,0	152,0	152,0	152,0	150,0	152,0	152,0
TSO-handel [MW, - = salg]			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-35,0	-50,4	-46,0	-43,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-40,0	-47,9	-54,1	-24,0	0,0	0,0	0,0
Valgte bud [MW]			144,0	151,0	145,0	145,0	144,0	151,0	146,0	151,0	151,0	186,0	201,0	194,0	195,0	152,0	152,0	145,0	147,0	192,0	200,0	207,0	176,0	152,0	150,0	152,0
Markedspris [EUR]			11,83	17,90	21,90	17,90	8,00	14,69	7,89	5,00	5,00	7,89	8,87	8,87	8,00	8,00	7,89	7,89	8,00	8,87	17,25	8,87	10,00	17,25	37,30	94,40
Kostnad [EUR]		58 605,28	1 703,52	2 702,90	3 175,50	2 595,50	1 152,00	2 218,19	1 151,94	755,00	755,00	1 467,54	1 782,87	1 552,00	1 560,00	1 199,28	1 199,28	1 160,00	1 159,83	1 703,04	3 450,00	1 836,09	1 760,00	2 622,00	5 595,00	14 348,00

Leveringsperiode 03.10.2021

Marked Primær dagn Primær D-2

Handlinger Områdegruppering... Start klarering... Opphev budvalg

Oversikt Produkttype NO1, NO2, NO3, NO4, NO5
 FCR-N Vis bud
 FCR-D Opp Vis bud

Kjøp Kjøp og publiser Opphev kjøp
 Kjøp ble publisert 02.10.2021 - 18:48

Total kostnad [EUR] 1 379 973,10

Kjøp FCR-N for NO1, NO2, NO3, NO4, NO5 med leveringsperiode 03.10.2021 - 00:00:00 til 03.10.2021 - 24:00:00

Leveransenhet	Område	Budpris	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tilbudt [MW]			269,0	244,0	263,0	242,0	241,0	244,0	240,0	260,0	266,0	244,0	244,0	251,0	270,0	252,0	241,0	256,0	272,0	280,0	287,0	300,0	292,0	282,0	290,0	271,0
Netto reservebehov [MW]			147,0	141,0	141,0	143,0	143,0	141,0	138,0	152,0	152,0	152,0	152,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	147,0	151,0	147,0	148,0	148,0	148,0
TSO-handel [MW, - = salg]			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valgte bud [MW]			147,0	141,0	141,0	143,0	143,0	141,0	138,0	152,0	152,0	152,0	152,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	147,0	151,0	147,0	148,0	148,0	148,0
Markedspris [EUR]			618,70	698,50	658,60	618,70	618,70	658,60	658,60	778,30	778,30	499,00	538,90	349,30	379,20	379,20	349,30	139,70	99,80	94,80	84,90	59,90	59,90	64,90	99,80	129,80
Kostnad [EUR]		1 379 973,10	90 948,00	98 488,00	92 862,00	88 474,00	88 474,00	92 862,00	90 886,00	118 300,00	118 300,00	75 848,00	81 912,00	52 395,00	56 880,00	56 880,00	52 395,00	20 955,00	14 970,00	14 220,00	12 480,00	9 044,90	8 805,30	9 605,20	14 770,00	19 210,00

Verdien av reserver og regulerbarhet har økt,
og vil fortsette å øke fremover.

Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030

Forum for systemtjenester, 2021-10-27

Kristin L Munthe, direktør Systemdrifts- og markedsutvikling

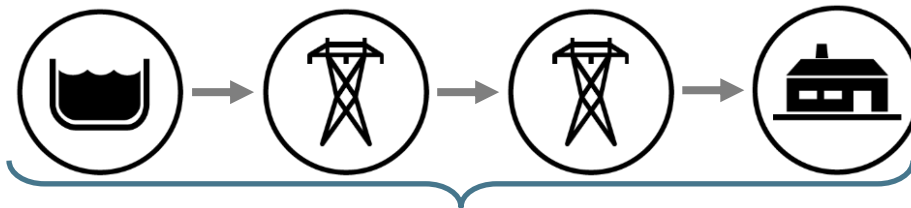


Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030

- SMUP kommuniserer omstillinger i kraftsystemet, konsekvenser og prioriterte tiltak
 - Omfattende endringer i kraftsystemet krever nye løsninger
 - Usikkerheter kan endre planen – løsninger under utvikling
 - Oppdatert tiltaksplan publiseres desember 2021
- Sentrale leveranser siden SMUP 2017
 - Handel på NordLink og NSL
 - Besluttet 15 min avregning
 - 'Single-price' implementering
 - Klargjort for parallellkjøring for flytbasert kapasitetsberegning
 - Besluttet metode for aFRR kapasitetsmarked og target-model mFRR aktiveringsmarked
 - Godkjent design for intradag-auksjoner
 - Nytt marked for hurtige reserver (FFR) etablert
 - Test av nye aktører med 1 MW bud i mFRR (eFleks)



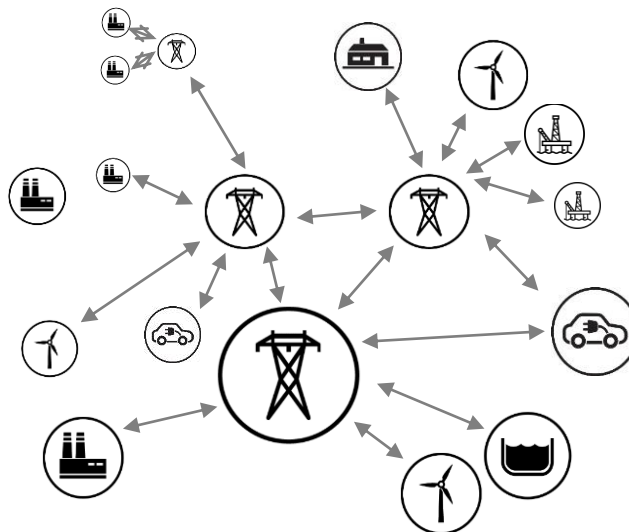
Et kraftsystem i endring – treffer alle nettnivå



Norge knyttes stadig tettere til det nordiske og europeiske energisystemet

Markeds- og regelverksendringer – nasjonalt og internasjonalt

Nye aktører



Elektrifisering – et større og mer integrert kraftsystem som leverer flere tjenester

Store nettinvesteringer (på alle nettnivå) – muligheter for tilknytning på vilkår

Digitalisering og automatisering i bransjen

➔ **Behov for fundamentale endringer av systemdriften og markedsløsningene**

Vi gjør et kjempeløft for å etablere en ny plattform for systemdriften frem mot 2025

Energimarkeder som i større grad tar hensyn til «fysikken» i kraftsystemet

Bedre drifts-koordinering – nasjonalt og nordisk

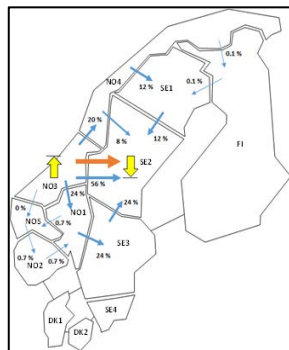
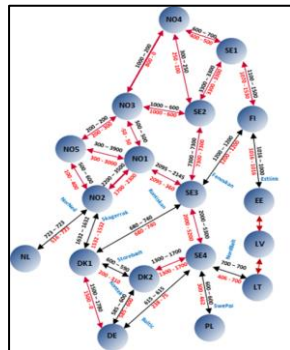
Automatisering og digitalisering av systemdriften

Effektiv bruk av fleksibilitet i balanseringen og for å sikre god nettutnyttelse

Havnett – markeds-løsninger, funksjonalitet og tilknytning landnett

Energihandelsløsninger nærmere "fysikken" (1:2)

- **Flytbasert markedskobling** for å gi større mulighetsrom for handel
 - Ekstern paralleldrift fra tidlig 2022, implementert 12 mnd senere.
 - Innføres i døgnet, deretter intradag
 - RSC utvikler IT-verktøy for beregning



- **15 min i markedene for å redusere ubalanser og muliggjøre økt handel**
 - Nov 2022: 15 min handel med manuelle reserver
 - Mai 2023: 15 min ubalanseavregning
 - Mai 2023: 15 min handel i intradag
 - 2024: 15 min handel i døgnet



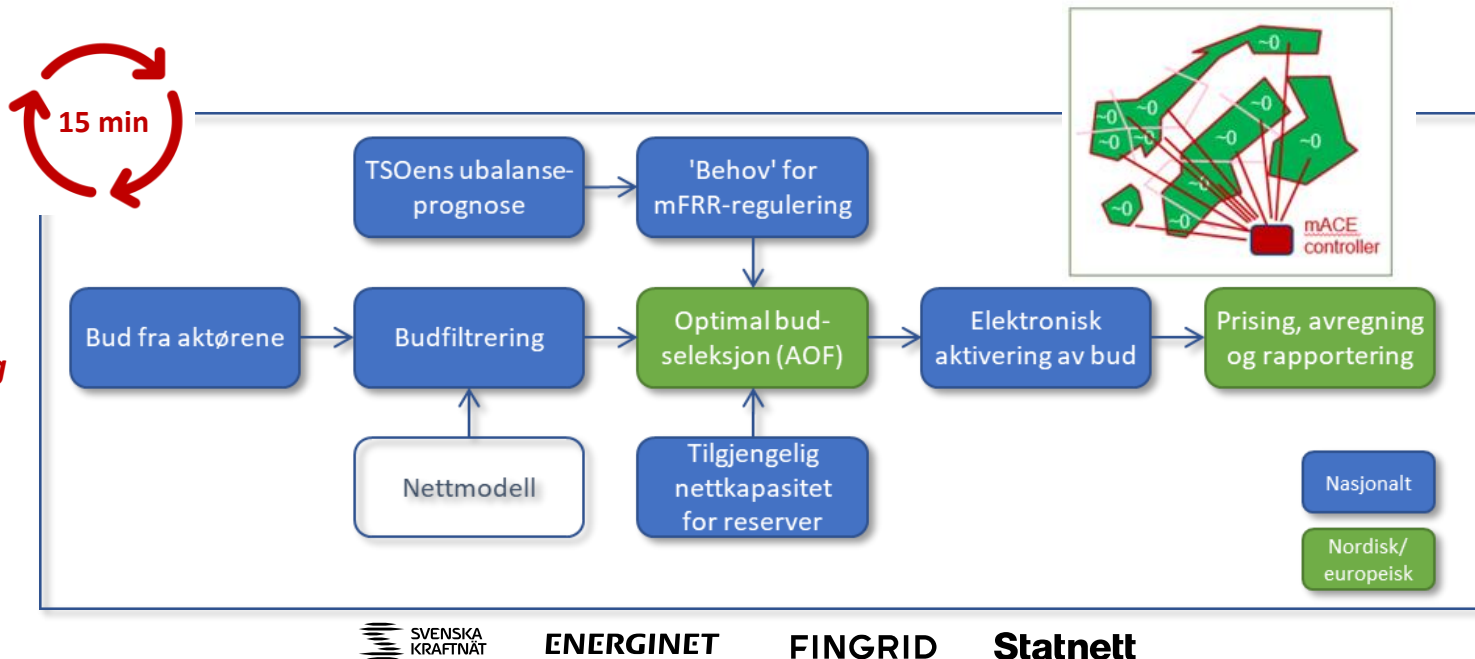
Tilgang og bruk av **fleksibilitet** stadig mer sentralt – økt behov og nye muligheter

	Aktørenes marked	TSO ansvar
Balansering	<ul style="list-style-type: none"> • Handle seg i balanse i elspot og i intradag (inkl. auksjoner) 	<ul style="list-style-type: none"> • Økt behov for (og nye) frekvensreserver (FFR, FCR, aFRR og mFRR)
Flaskehals	<ul style="list-style-type: none"> • Budområder • Nettilknytning på vilkår (både TSO og DSO) • Regionale fleksibilitetsmarkeder? 	<ul style="list-style-type: none"> • Spesialregulering regional flaskehals (mFRR/RK)

➔ *Viktig å stimulere til økt fleksibilitet – samt sikre effektiv bruk på tvers av nettnivå og formål*

Omfattende digitalisering og automatisering – berører også aktørene, eks.

Automatisert, felles-nordisk prosess for valg og aktivering av mFRR



Vi vil planlegge for et helhetlig kraftsystem også til havs

Havbasert vindkraft blir sentralt i omleggingen av det europeiske energisystemet, og mye av utbyggingen vil skje i Nordsjøen.

I planlegging og drift må kraftsystemet på land og til havs sees på som ett kraftsystem, utviklet i sammenheng og i rett rekkefølge for å sikre norsk verdiskapning og høy forsyningssikkerhet.

Systemdriften til 'lands og til vanns' må sees i sammenheng – det må til enhver tid være balanse i det samlede systemet.



- **Avklare rolle som systemansvarlig**
- **Vi vil delta aktivt i kunnskaps- og teknologiutvikling samt regelverksutforming – nasjonalt og internasjonalt**



Tett samarbeid med hele bransjen nødvendig for å lykkes

- Nye løsninger gir økte markedsmuligheter – flere produkter/tjenester samt større, internasjonalt markeder
- Både netteiere, produsenter og forbruksaktører berøres, eks.:
 - Heve kvaliteten på kraftsystemdata
 - Tilrettelegge for finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene
 - Bidra til økt automatisering av sentrale prosesser, i første omgang i balanseringen
 - Hyppigere innkjøp av reserver nærmere driftsdøgnet
 - Tilpasse endrede funksjonskrav og spesifikasjoner, samt prekvalifisering for deltakelse i markedene
- Manuelle prosesser fungerer ikke lenger



• Åpen informasjon / Public information

	2022	2023	2024	2025-2030	
Videreutvikle handelsløsninger		<ul style="list-style-type: none"> ◆ Flytbasert markedsklarering i spotmarkedet ◆ 15 min tidsoppløsning for manuelle reserver (mFRR) ◆ 15 min tidsoppløsning i intradagmarkedet ◆ 15 min avregningsperiode ◆ Intradagauksjoner 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Flytbasert markedsklarering i intradag ◆ 15 min tidsoppløsning i spotmarkedet ● Intradagløsning for NSL 	<ul style="list-style-type: none"> ● Kapasitetsmarked for reserver på kablene ● Handelsløsning for reserver for NSL 	<h2 style="color: red;">Ambisjon og målsetting</h2> <ul style="list-style-type: none"> ● Ivareta høy driftssikkerhet og handelskapasitet i det grønne kraftsystemet. ● Markedsdesign for å fremme verdiskaping og effektiv utnyttelse av ressursene. ● Automatisering av arbeidsprosesser, deling av data og data-drevne beslutninger. ● God driftskoordinering med andre TSOer, nettselskaper, produsenter og forbrukere. ● En aktiv rolle til havs.
Effektiv bruk av fleksibilitet	<ul style="list-style-type: none"> ■ Nordisk kapasitetsmarked for automatiske reserver (aFRR) ◆ Nye typer tilknytningsavtaler 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Nordisk kapasitetsmarked for manuelle reserver ● Skille tjenestetilbyder og balanseransvarlig (BSP- og BRP-rollen) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Tilknytning til europeiske balanseplattformer (MARI og PICASSO) ● Uavhengig aggregering av raske reserver (FFR, FCR-D) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Uavhengig aggregering for alle produkter ◆ Fleksregister ● Verifisering av leveranser 	
Automatisere systemdriften	<ul style="list-style-type: none"> ■ Automatisert balansering ved manuelle reserver (mFRR) 		<ul style="list-style-type: none"> ● Bruk av dynamisk kapasitetsfastsettelse i driftsplanlegging og tilknytningssaker 	<ul style="list-style-type: none"> ● Automatiserte systemvern i Bergensområdet ● Automatiserte systemvern i hele landet ◆ Probabilistiske driftskriterier 	
Bedre driftskoordinering	<ul style="list-style-type: none"> ■ Etablere funksjonalitet og tjenester for nordisk driftskoordinering ◆ Etablere Regional Coordination Centre (RCC) ◆ Områdeplaner for tilknytning, driftskoordinering og fleksibilitet 				
Havvind				<ul style="list-style-type: none"> ● Drift- og markedsløsninger for tilknytning av havvind 	

◆ *Regulatorisk frist*

■ *Nordisk eller europeisk milepæl*

● *Statnett-milepæl*

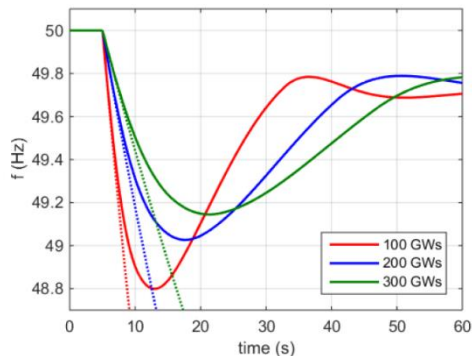
Klokka	Varighet	Tema
08:30	5 min	Velkommen og praktisk informasjon om møteform
08:35	60 min	Del 1: Introduksjon og orientering
	15 min	Innlegg om forretningsområde Systemdrift++
	15 min	Drifts- og reservesituasjonen
	30 min	SMUP
09:35	5 min	<i>pause</i>
09:40	1t 25 min	Del 2: Utvikling siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
	5 min	Nytt marked FFR
	5 min	Énpris
	20 min	EB GL/SO GL – Endelig norsk lov – Hva nå?
	40 min	NBM – mFRR EAM
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> - Tjenesteutvikling inn mot energi- og balansemarkedene
11:05	20 min	<i>Pause</i>
11:25	20 min	Del 3: Pågående aktiviteter neste 12 måneder
		Statusoppdatering:
		- FCR utvikling av tekniske krav og marked
		- Tilpasse vilkår og avregningssystemer til nye markedsroller (BRP/BSP)
		- Stasjonsgruppeinndeling
11:45	60 min	Del 4: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2022
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> – Kostnader for slitasje på produksjonsenheter
		Varsel om vedtak for 2022
12:40	10 min	Oppsummering og evaluering

Kristian Wang Høiem, Systemutvikling

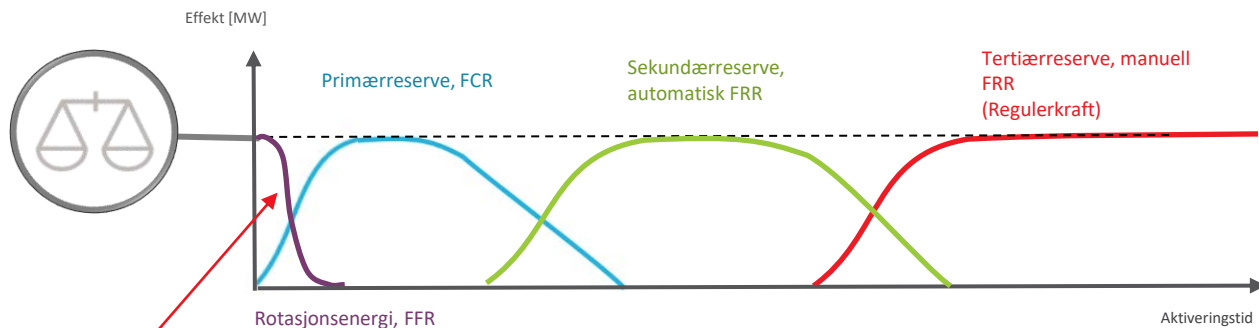
FAST FREQUENCY RESERVES – NYTT MARKED

Fast Frequency Reserves – behov for raske reserver

- Mer fornybar produksjon, økt overføringskapasitet til kontinentet → lav roterende masse (inertia) → skaper utfordringer for frekvensstabiliteten
 - Inertia er viktig for systemets evne å motstå frekvensendringer
 - Effektiv drift av kabler og vindkraft krever nye løsninger
- Fast Frequency Reserves (FFR) er vurdert til å være et kostnadseffektivt virkemiddel



Statnett ønsker å benytte markeder som verktøy for å håndtere systemdrift



Nordiske krav til responstid for FFR

Alternative kombinasjoner:

- 1,3 sekunder responstid ved 49,7 Hz
- 1,0 sekunder responstid ved 49,6 Hz
- 0,7 sekunder responstid ved 49,5 Hz

Demonstrasjonsprosjekt for FFR 2021

- Demoprojektet i 2021 ga oss den erfaringen vi og bransjen trengte
- Statnett valgte sesongmarked med en fast profil av FFR-leveringen og en fast mengde som kunne bestilles daglig ved behov
 - 50 MW FFR Profil til en uniform markedspris på 112 NOK/MW/time. Tre tilbud for FFR Profil ble akseptert.
 - 87 MW FFR Flex til en uniform markedspris på 495 NOK/MW/time. Seks tilbud for FFR Flex ble akseptert.
- Minste budvolum var satt til 1 MW
- Behov for forlengelse av sesongen

Klar for å etablere nytt marked for FFR!

- Markedsvilkårene* ble oversendt RME til godkjenning 1.10.
- Statnett inviterer til aktørmøte om deltakelse for neste sesong.
- Kjernesesongen varer fra mai til ut september.
- Behov for en vintersesong for å dekke potensielle FFR behov.
- Vi ønsker å være en aktiv samarbeidspartner for leverandører
 - Vi har gjerne bilaterale samtaler om muligheter for å levere FFR
 - Vi ønsker å være hjelpsomme med å avdekke avhengigheter og muligheter på tvers av reserveproduktene, eks. FCR-D
 - Spørsmål og henvendelser kan sendes til FFR@statnett.no

- Tekniske krav gjelder for hele Norden
- Størst behov natt og helg
- Norsk kapasitetsbehov 126 MW
- Maksimal budkvantum 50 MW
- Minimal budkvantum,
 - Profil: 1 MW
 - Flex: 5 MW
- Betaling for kapasitet og aktivering

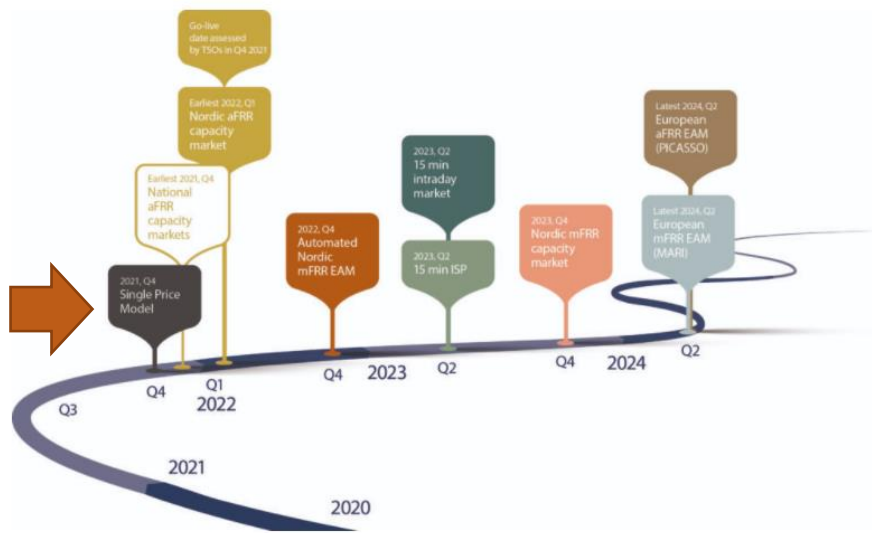
*[Høring om oppdaterte retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret \(21-2\) | Statnett](#)

Cecilie Seem

ÉNPRIS FRA 1. NOVEMBER 2021



First project in NBM program to go-live



Updated 23 September 2021

Go-live date:
**Monday 1. November
2021 00:00 CET**

New imbalance model in short

Current imbalance settlement

$$\text{Production} - \text{Planned production} = \text{Production imbalance adjustment} = \text{Production imbalance power}$$

Dual price

$$\text{Consumption} + \text{Planned production} - \text{Trade} = \text{Consumption imbalance adjustment} + \text{MGA imbalance} = \text{Consumption imbalance power}$$

Single price



Future imbalance settlement

$$\text{Consumption} + \text{Production} - \text{Trade} = \text{Imbalance adjustment} + \text{MGA imbalance} = \text{Imbalance power}$$

Single price

Fra 1.11 blir ubalanseprisen for alle ubalanser, både kjøp og salg, lik mFRR-prisen i dominerende retning (samme som dagens ubalansepris for forbruk og handel)

Kilder til bakgrunnsinformasjon

NBM

- <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/single-price-model/>

eSett

- <https://www.esett.com/projects/single-balance/>

Endringer i datapublisering

- Minner gjerne om siste nyhetssak med informasjon om endringer i publisering
 - <https://nordicbalancingmodel.net/data-publication-from-the-go-live-of-single-price/>

Imbalance [?]
Imbalance Prices [17.1.G]
Total Imbalance Volumes [17.1.H]

Area Market Balance Area

Day and Time Range < 01.11.2021

Area

Area

IBAINO1

Imbalance settlement period	[17.1.G]		Status	[17.1.H]		
	+ Imbalance price [Currency/MWh]	- Imbalance price [Currency/MWh]		Total Imbalance		
00:00 - 01:00	-	-	-	n/e	n/e	n/e
01:00 - 02:00	-	-	-	n/e	n/e	n/e
02:00 - 03:00	-	-	-	n/e	n/e	n/e

Imbalance [?]
Imbalance Prices [17.1.G]
Total Imbalance Volumes [17.1.H]

Area Market Balance Area

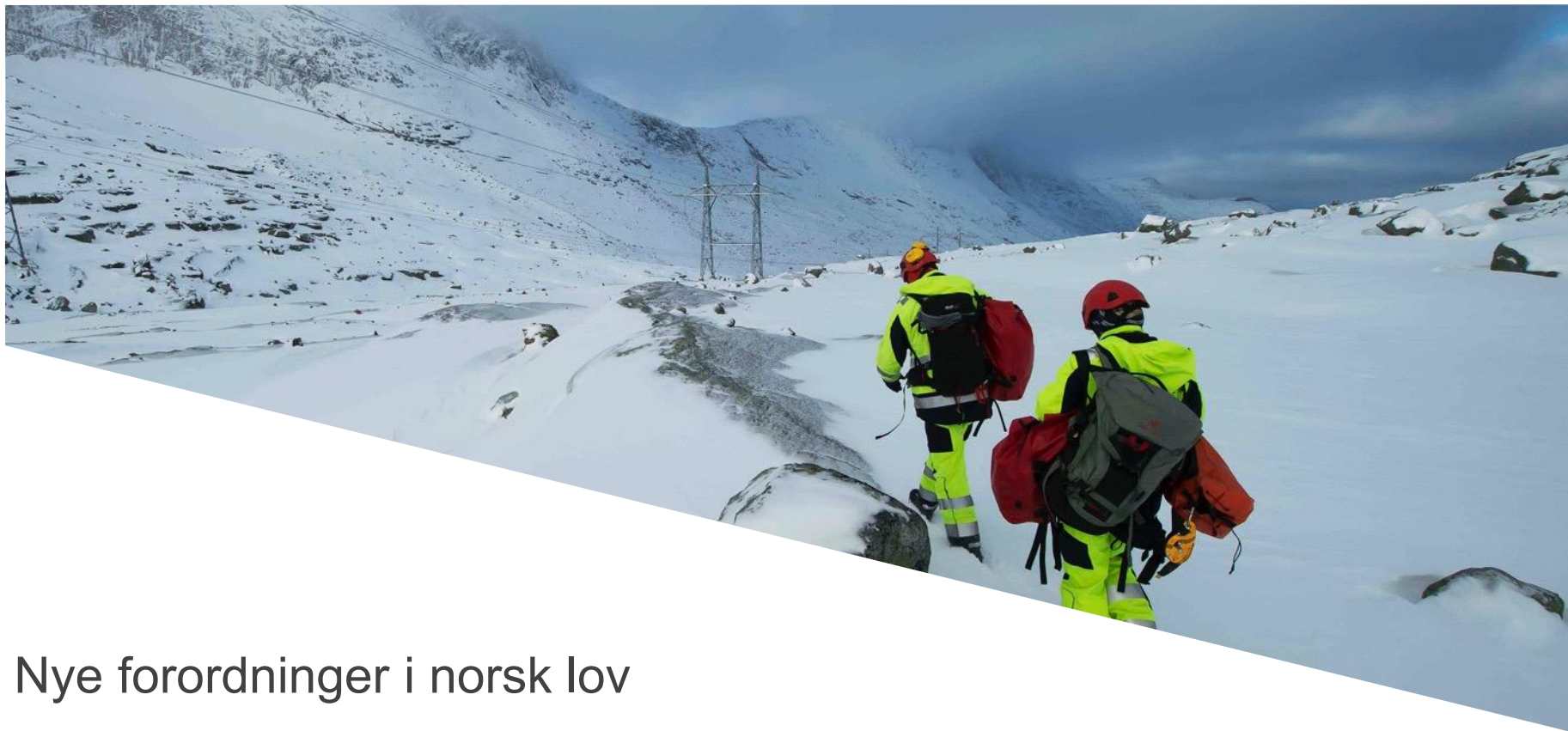
Day and Time Range < 01.11.2021

Area

Area

IBAINO1

Imbalance settlement period	Price for consumption [Currency/MWh]	Status	[17.1.H]			
			Volume [MWh]	Difference [MWh]	Situation	Status
00:00 - 01:00	n/e	n/e	-	-	-	-
01:00 - 02:00	n/e	n/e	-	-	-	-



Nye forordninger i norsk lov

Forum for systemtjenester 27. oktober 2021

Statnett 27.10.2021 / Ingrid Eivik, Lill Sandvik, Stine Haugland

Hva skal du huske om EBGL, SOGL etter presentasjonen?

- Nå er de europeiske forordningene blitt **norske forskrifter**
- Endringene vil medføre **endringer for alle** i kraftsystemet – både nettbrukere, nettselskap, produsenter og Statnett
- Reglene medfører at vi går fra relasjonelle ordninger basert på tillit, til **transaksjoner, avtaler og et presisjonsnivå tilpasset IT**

Nytt felleseuropeisk regelverk er innlemmet i norsk lov

- Nye felleseuropeiske forordninger ble 1. august i år tatt inn i norsk lov under energiloven
 - CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) [Lovdata - Energiloven CACM](#)
 - FCA (Forward Capacity Allocation) [Lovdata - Energiloven FCA](#)
 - EBGL (Electricity Balancing GuideLine) [Lovdata - Energiloven EBGL](#)
 - SOGL (System Operation GuideLine) [Lovdata - Energiloven SOGL](#)
- Felles europeisk lovverk legger til rette for felleseuropeiske energi- og balansemarkeder, og ivaretar driftssikkerheten der det er grensekryssende påvirkning
- Lovverket har med dette blitt betydelig mer omfattende og detaljert!
- Forordningene er i hovedsak rettet mot TSO og overnasjonale løsninger, men
 - gir også noen direkte krav og rettigheter til DSO og SGUer (betydelige nettbukere)
 - medfører indirekte konsekvenser for nasjonale løsninger som påvirker hele bransjen
- Iht krav i forordningene har TSOene og NEMOer utarbeidet en rekke metoder
 - Metodene er godkjent europeisk / regionalt, men vil bli behov for oppdateringer
 - Statnett oversender nå metodene for godkjenning nasjonalt i Norge av RME (høst 2021/vår 2022)

Forordningene og nasjonale forskrifter skal leve side om side

Forskrift om systemansvaret (FOS)

- spenning, datautveksling, driftsstanskoordinering etc.

Energilovforskriften

- anleggsdata

Forskrift om leveringskvalitet (FOL)

- spenning

Forskrift om sikkerhet og beredskap

- kraftsensitiv info

SOGL, EBGL

Regulerer overnasjonal koordinering og TSO-samarbeid, men også nasjonale forhold som påvirker overnasjonal koordinering

- Forordningene og fos har **ulike formål og virkeområder**:
 - Fokus på overnasjonal koordinering og regulerer forhold med påvirkning over landegrenser
- Rent nasjonalt lovverk vil bestå og tilpasses der det er nødvendig (jf OED / RME).
 - Noen nye/endrede roller og ulike begreper, f.eks SGU, DSO, TSO, scheduling agent
 - Fos er overordnet og vi ser ikke større konflikter mellom regelverkene

Nye forordninger medfører omfattende endringer

- Dagens systemdrifts- og markedsløsninger skal gjennom omfattende endringer for å kunne møte fremtidens kraftsystem og etterleve europeisk regelverk
- Implementeringen pågår i felles europeiske og regionale samarbeidsprosjekter, og mye må også endres rent nasjonalt
- Omfanget av endringer for Statnett og bransjen i kombinasjon med høy kompleksitet og Norges særegne utfordringer gjør at endringene vil ta tid
 - Det norske systemet er komplekst å drifte med mange komponenter og mange flaskehalser internt i budområdene på r- og t nettsnivå

SOGL

- SOGL implementeres i stor grad i nordiske samarbeidsprosjekter, som har konsekvenser nasjonalt. En god del er også ren nasjonal implementering.

Nordisk

Driftssikkerhet / driftsplanlegging

- Dynamisk stabilitet
- Nettmodeller CGM
- Driftssikkerhetsanalyse
- Tilstrekkelighet
- Driftsstanskoordinering

Frekvensregulering, inkl nordisk driftsavtale

- Frekvenskvalitet
- Frekvensregulering
- Reserver; dimensjonering, minstekrav, prosesser, deling
- Ramping

Nasjonalt

• Nasjonale tilpasninger iht nordisk utvikling

- Nettmodell IGM
- Spenningsregulering
- Datautveksling
- Testing av anleggsdeler
- Opplæring
- Transparens

Frekvensregulering:

- Prekvalifisering
- DSOers rett til å sette grenser for leveranser
- Overvåke leveranser iht krav

- SOGL stiller krav til løsninger og prosesser, overnasjonalt/regionalt mellom TSOer og i noen grad også nasjonalt
 - Medfører nye løsninger og produkter, utvikling av IT-systemer, endringer i prosesser

Endringene treffer også aktørene – DSOer og SGUer/Betydelige nettbrukere

SOGL krav med tilhørende endringer får konsekvenser for aktørene, f.eks:

- **Spenningsregulering:** *Bli enige (avtale) grenser/parametere (netteier). Samordne mellom TSO netteier - DSO*
- **Datautveksling nasjonalt, TSO-DSO-SGU:** *Data til DSO. Data fra forbruk. Prosess for å komme til enighet (nasjonal metode). Data til systemansvarlig er hjemlet i fos.*
- **Datamodeller/IGM:** *Kan bli behov for tidligere informasjon*
- **Driftsstanskoordinering:** *Driftsstanser for "relevant" forbruk. Vurdere prosess for koordinering også nasjonalt.*
- **Minstekrav til FCR:** *Oppfylle nye tekniske minstekrav, dokumentere og prekvalifisere*
- **Ny prosess for balansering – NBM:** *Ny automatisert prosess, nye vilkår, tilpasse IT-løsninger og egne prosesser*
- **Prekvalifisering av leverandører av reserver, FCR, aFRR, mFRR:** *Teste / dokumentere at krav oppfylles. DSO involveres, prosess utvikles i samarbeid TSO-DSO.*
- **Grenser for levering av reserver:** *DSO kan sette grenser i eget nett. Prosess utvikles i samarbeid TSO-DSO.*
- **Overvåking av at krav til reserver overholdes**

EBGL krav vil påvirke markedene for balansetjenester – mye er allerede dekket i **NBM**

- Vilkår og retningslinjer for BSP og BRP (skilte roller)
- Fasilitere deltakelse fra forbrukerfleksibilitet
- Felleseuropeiske plattformer - integrerte balanseenergimarked
- Utveksling av balansekapasitet og deling av reserver mellom budområder
- Felles budliste
- Standardiserte balanseprodukter
- Automatisk aktivering
- Balansering så tett opptil sanntid som mulig
- 15 minutters balanseavregningsperiode
- Samarbeid TSO/DSO

EBGL implementering – oppsummering

Vi følger stort sett fremdriften i de europeiske/nordiske implementeringsprosessene, men vil også søke om utsettelse iht. EBGL for enkelte punkter. Enkelte nasjonale tidsfrister overskrides

- Roller for balanseansvarlig og balansetjenestetilbyder (BRP/BSP) – planlagt 01.01.2023
- Innføring av én-pris i ubalanseoppgjøret - implementeres 1.11.2021
- 15 min. ubalansepris – utsatt til 22.05.2023 (Nordisk)
- Nordisk kapasitetsmarked for aFRR – planlagt tidligst Q1-2022 (ny dato kommer Q4-2021)
- Nordisk kapasitetsmarked for mFRR – planlagt tentativt Q4-2023
- Europeiske plattformer – søkt om utsatt tilknytning senest 24.07.2024
 - Europeisk aktiveringsmarked for aFRR (PICASSO)
 - Europeisk aktiveringsmarked for mFRR (MARI)
- Harmoniserte metoder for allokering av overføringskapasitet for utveksling av reserver

EBGL – nye prosesser for vilkår og roller

- Innføring av roller for leverandør av balansetjenester og balanseansvarlig (BSP/BRP)
- Endring i prosesser fra dagens
 - Dagens prosess (fos): Høring 3 måneder, innsending til RME to ganger i året - 1. apr/ 1. okt
 - EBGL: Kortere høringsperiode (min. én måned) før innsending til RME for godkjenning
- Nye vilkår må avstemmes med retningslinjer for utøvelse av systemansvaret (fos) for ryddig overgang
- Ulike alternativer for implementering
 - Planlegger innføring av nye vilkår fra jan. 2023

Erik Alexander Jansson, Eivind Lindeberg

NORDIC BALANCING MODEL – KOMMENDE ENDRINGER

Agenda

1. Overordnet tidslinje for NBM m/introduksjon
2. Automatisert balansering (mFRR EAM) i praksis
 - Store endringer for dere og oss!
3. Hvordan fornye mFRR markedet på en måte som gjør at vi får de systemtjenestene vi trenger?
4. Diskusjonspunkt: Det er nå det skjer og vi vil ha med alle!

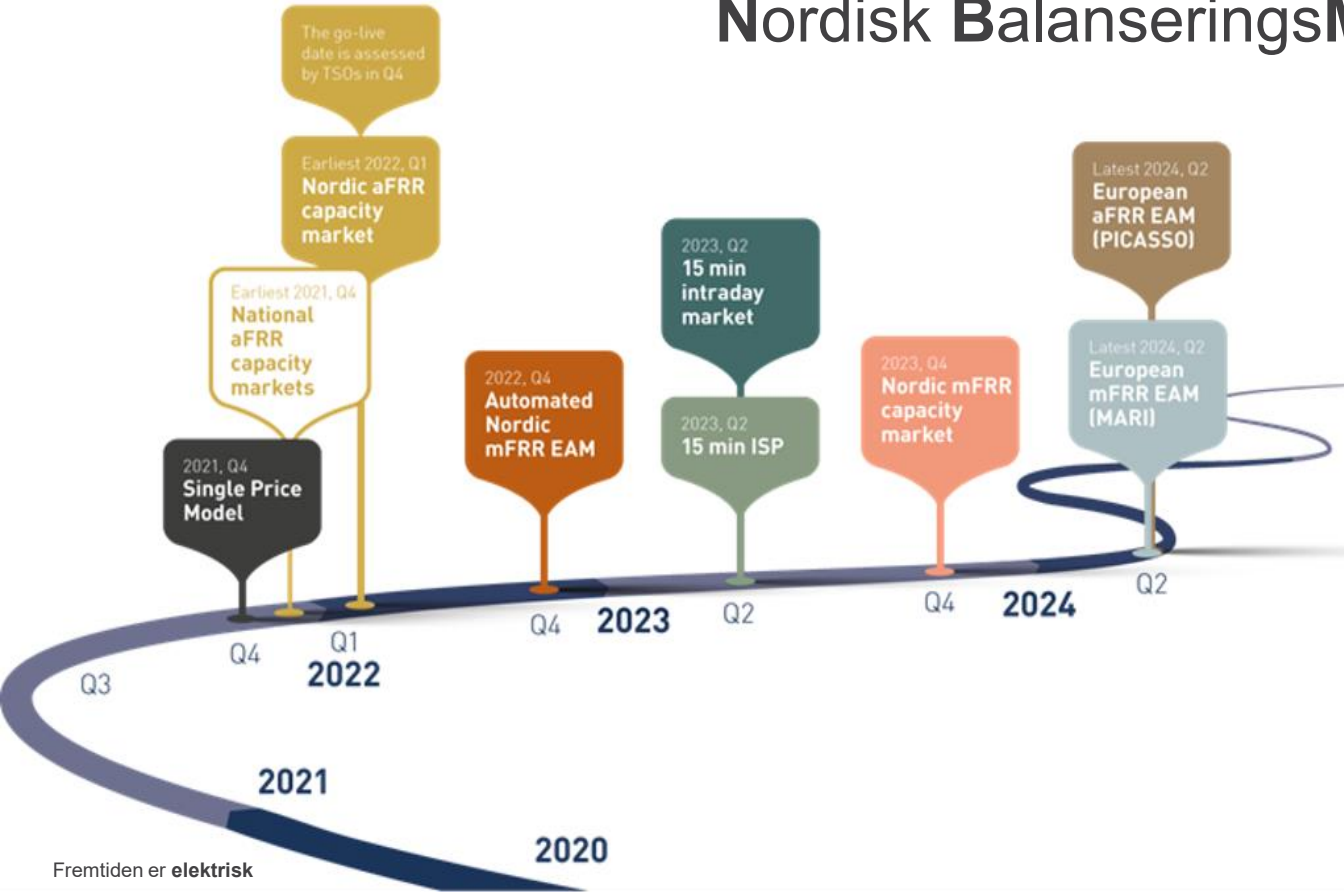
Overordnet tidslinje for NBM m/introduksjon

Forum for systemtjenester, 2021-10-27

Erik Alexander Jansson, Programleder NBM – Nordic Balancing Model



Veikart for NBM – Nordisk BalanseringsModell



Omfattende endringer med flere avhengigheter

Nødvendige forberedelser tar tid – både hos Statnett og aktører

Vi trenger å få med alle aktører videre i nytt mFRR aktiveringsmarked

Midlertidig dispensasjon for tilknytning til europeiske plattformer for mFRR og aFRR

- Tilknytning til **europeiske plattformer** for handel med balanseenergi innen juli 2022.
- Norden planlegger å søke om **midlertidig dispensasjon** for tilknytning:
 - *I tråd med hva som er kommunisert med bransjen tidligere*
 - *Automatisering av mFRR → 15minISP → MARI*
 - *PICASSO - omfattende endringer trengs*
- **Gjennomføringsplan** - vi legger opp til følgende
 - MARI: tilkobling **så fort det lar seg gjøre** etter at 15 min ISP er innført, Q4 2023 – Q1 2024
 - PICASSO: Om lag 6 måneder etter MARI, senest Q2 2024.

- MARI - mFRR
- PICASSO - aFRR

- Søker formelt om utsettelse til Q2'24
- Pågående høring!

- Gjennomføringsplan
- Store endringer, usikkerheter i tidsplaner

Status aFRR kapasitetsmarked

- Testing av felles nordisk plattform → fullført
- Market trial → gjennomføres i perioden 25.10 - 08.11
- GoLive dato for **norsk** aFRR kapasitetsmarked → **29. november**
 - Første oppkjøpsdag er 5.desember
 - Første leveransedag er 6.desember
- Hva med **nordisk marked**?
 - Avhengig av implementering av flytbasert markedsklarering i day ahead
 - Forventer ny golive dato kommunisert når ny plan for flytbasert er på plass
 - Ramp up plan aFRR [timer,volum] - under evaluering



Automatisert balansering (mFRR EAM) i praksis

Forum for systemtjenester, 2021-10-27

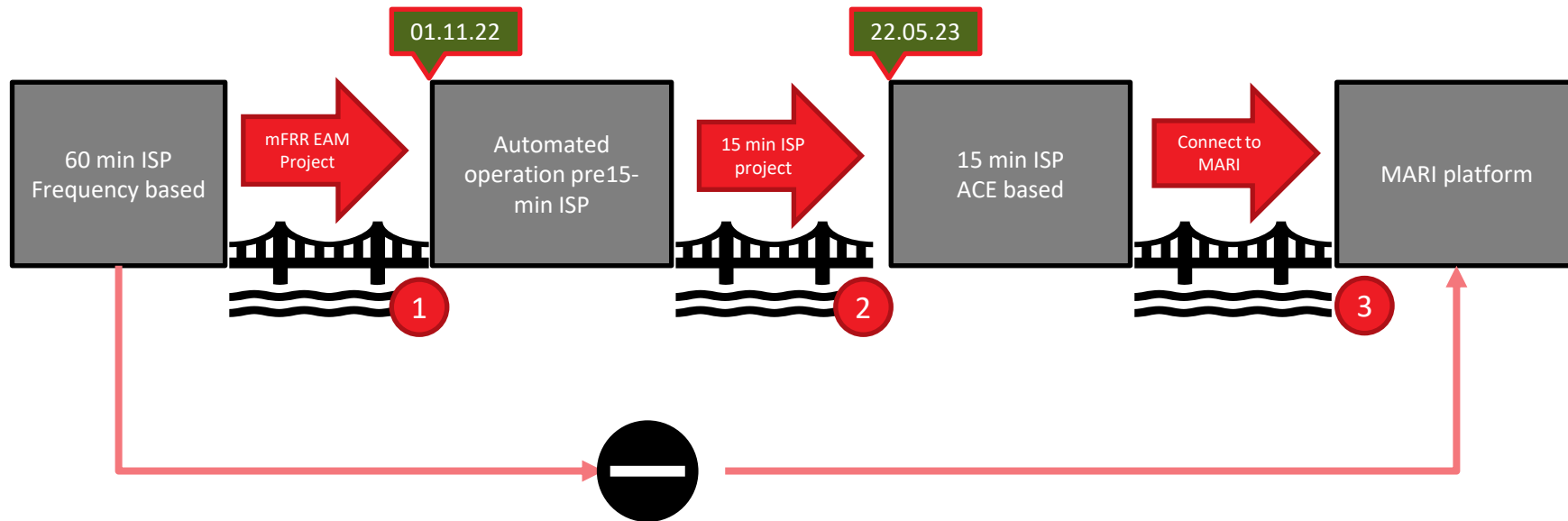
Eivind Lindeberg



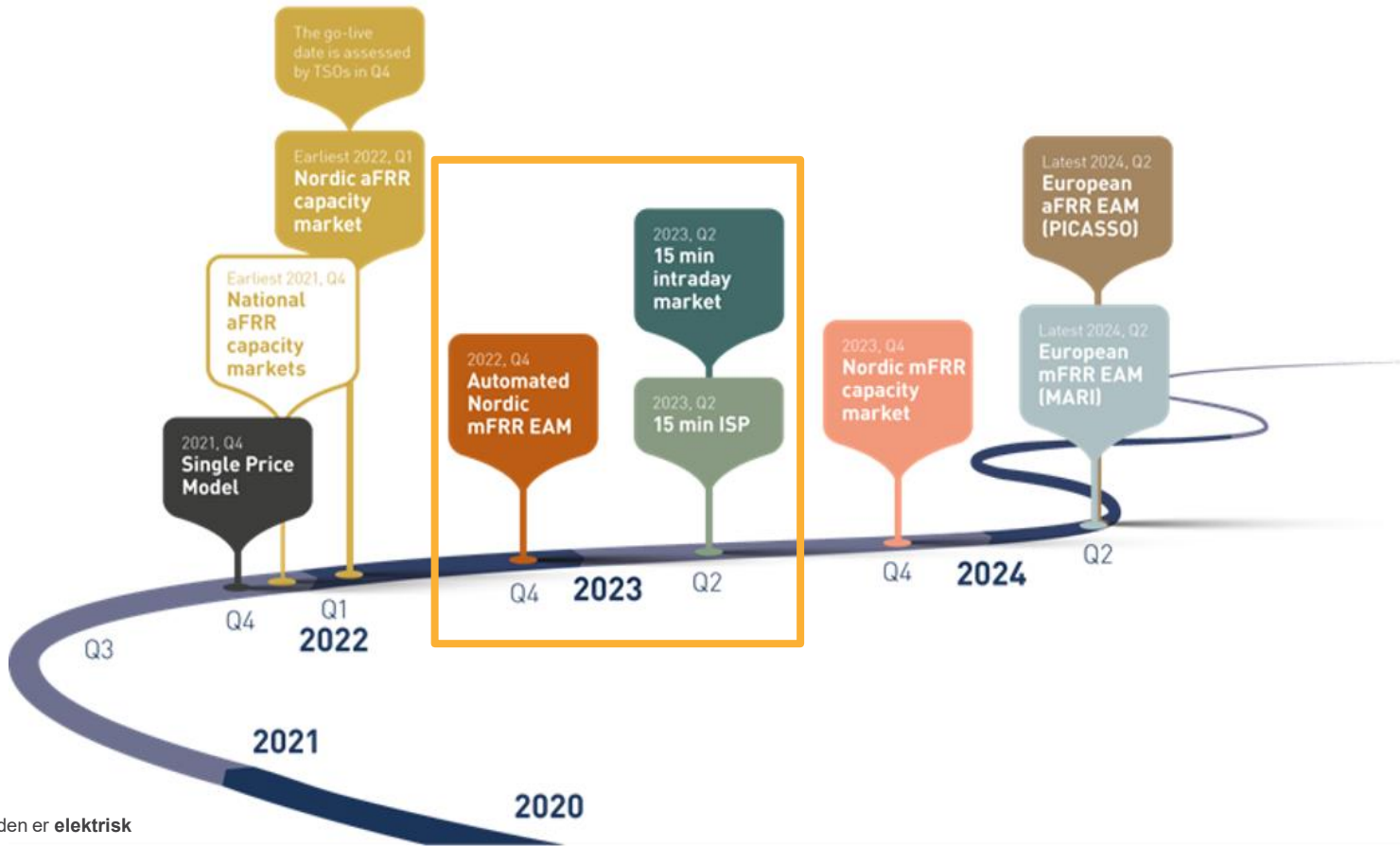
Kort om Automatisert balansering

- Omfattende endringer i balanseringsprosessen i Norden
- Hvorfor:
 - Manuell operatør-sentrert balansering ikke lenger mulig
 - 15 min tidsoppløsning
 - Nødvendige endringer for å delta på europeiske plattformer
- Hva:
 - Betydelig automatisering
 - Område-balansering per budområde (ACE)
 - Felles optimalisering for å utveksle aktiveringer og sikre at vi aktiverer effektivt
 - Først mFRR, så aFRR

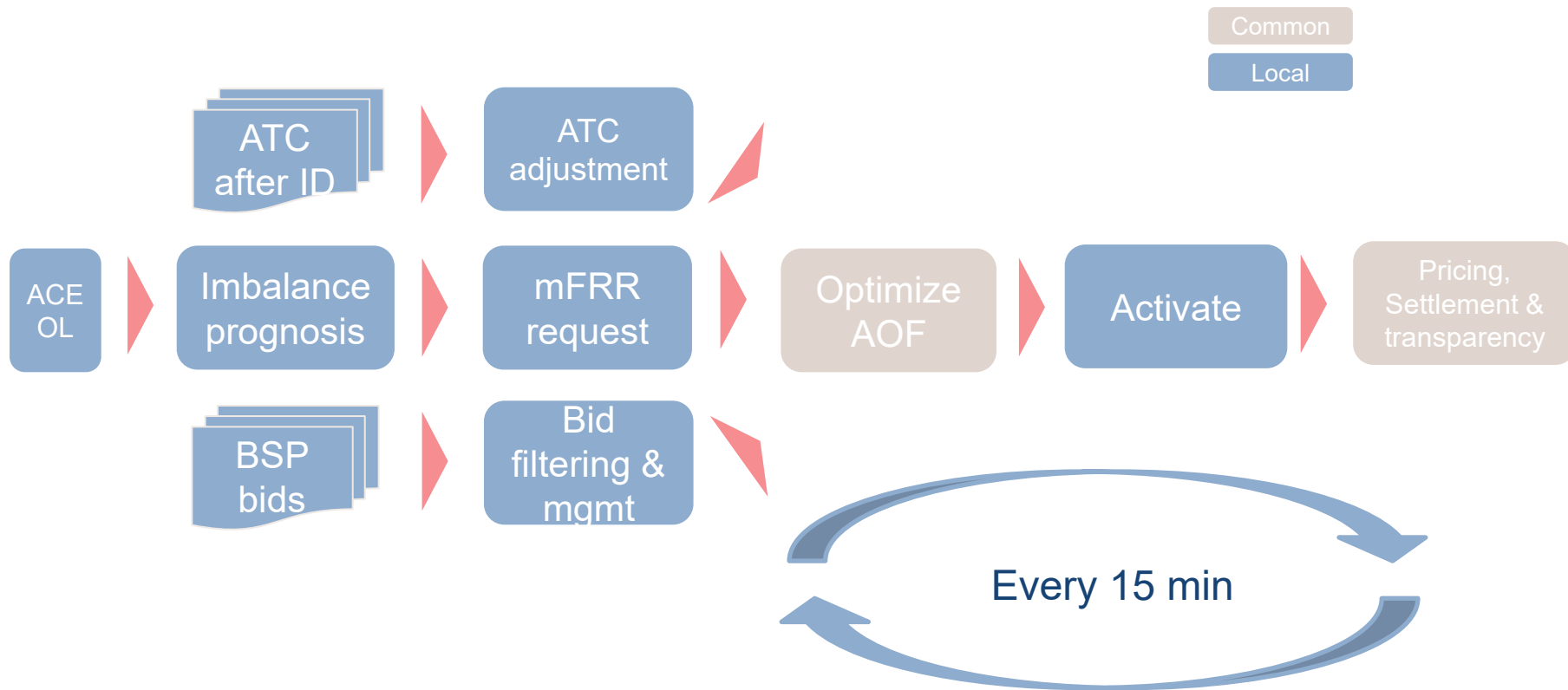
Vi trenger noen steg på veien fra dagens drift til et felles-europeisk balansemarked



Automatisert mFRR EAM



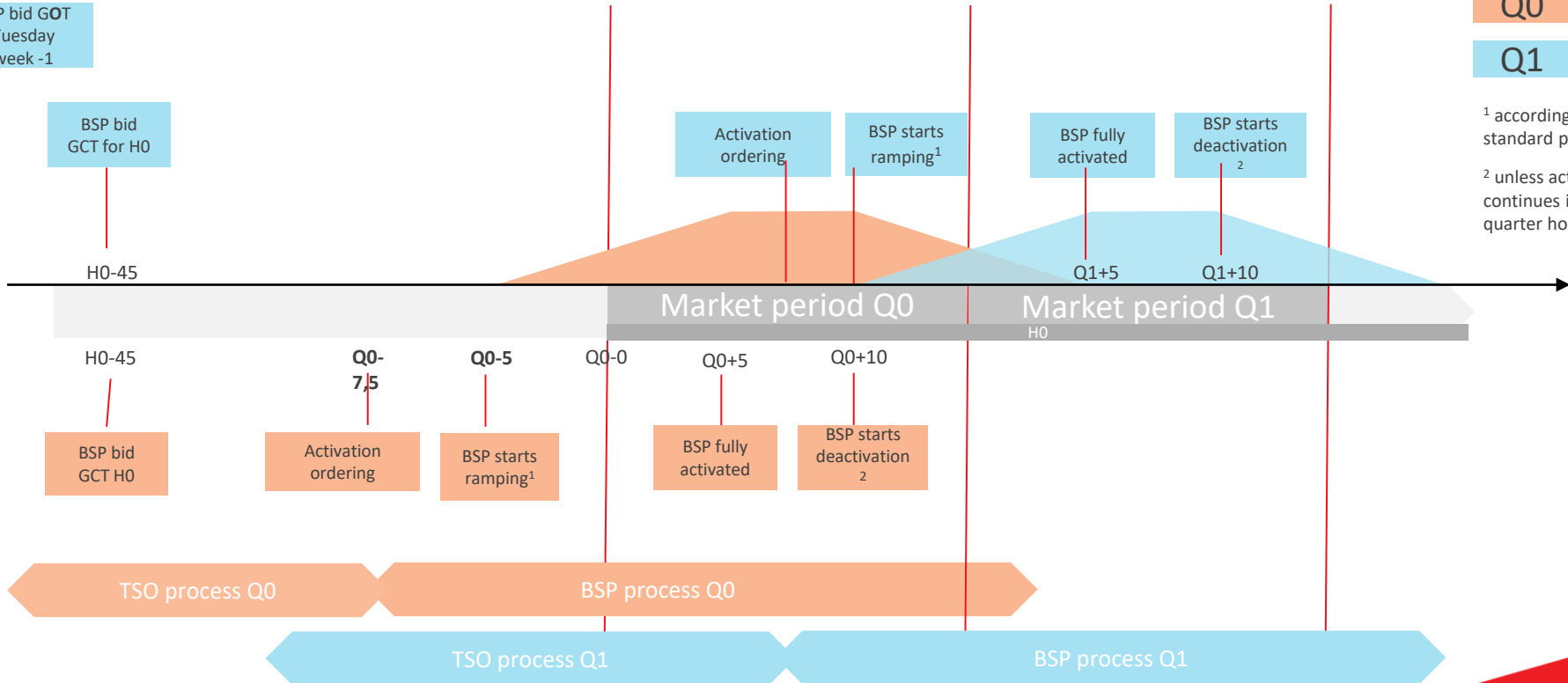
Balanseringsprosessen i NBM



Activation process

"Automated operation pre 15 min ISP"

BSP bid GOT
Tuesday
week -1



Q0

Q1

¹ according to standard product

² unless activation continues in next quarter hour

Planlagte og direkte aktiveringer

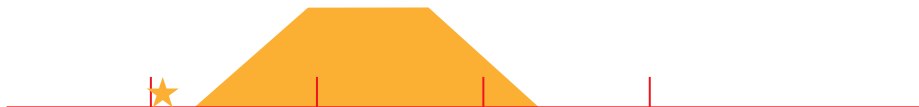
Scheduled
Planlagt aktivering

- Aktivering per kvarter
- Fast rytme på aktiveringene
- Synkronisert for alle BSPer og TSOer
- Kan ha flere aktiveringsårsaker



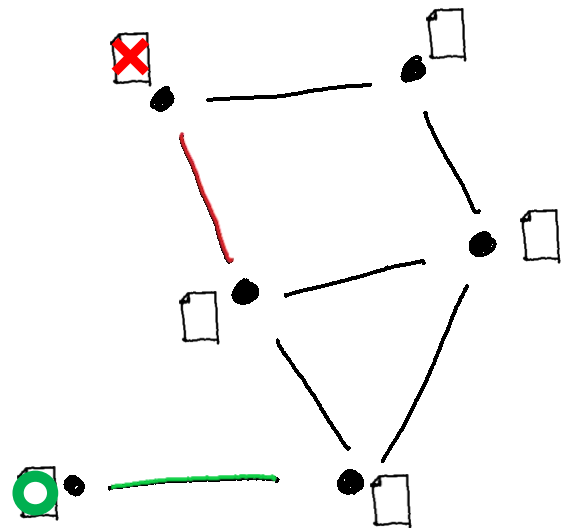
Direkte aktivering

- Aktiveringer som skjer plutselig, ut over den fast rytmen
- Ett aktiveringsbehov av gangen
- Nedramping i samsvar med planlagt/scheduled aktivering



Flaskehalshåndtering

- Before sending bids to the Nordic Platform the TSOs must address the operational security
 - If there are (predicted) congestions in the grid, some bids might be activated to resolve these
 - If some bids can cause a congestion if they are activated, they should be marked as unavailable for activation in the AOF
- This challenge varies significantly between the TSOs. Particularly important in Norway.
- Advanced grid analysis tools will be developed to perform this process. Decisions will be taken with some degree of uncertainty.



Overview – common Nordic bid attributes

	Bid attribute	Description
Simple bids One bid, one price	Minimum offered volume	Can be applied to set a minimum volume to be activated even though the bid is divisible.
	Indivisible Bids	Bid which cannot be activated partially.
Complex bids Combination of simple bids	Exclusive Group Order	Group of bids where solely one of the bids can be activated.
	Multipart (Parent/child)	Group of bids that must be activated in strict price order, from less expensive to more expensive.
Bids linked in time Between consecutive quarter hours	Technical linking	Linking of bids in subsequent quarter hours to indicate that two bids belong to the same underlying asset. This link can ensure that a bid in QH0 is not available for clearing if the bid in the previous quarter hour was activated in direct activation
	Conditional linking	Linking of bids in two or three subsequent quarter hours to consider the activation outcome in preceding quarter hours QH-1 and/or QH-2.
Activation type	Direct	Bid is available for direct activation.

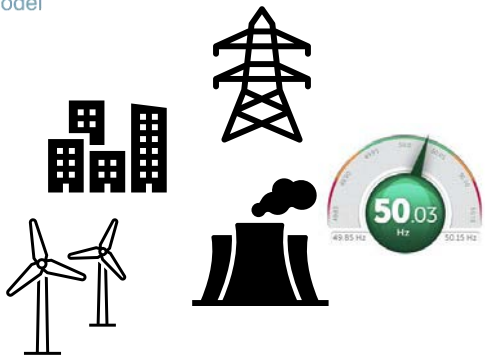
Overview – National bid attributes

Bid attribute	Description	Supported by
Maximum duration	BSPs include information on the technical limitations regarding how long a bid can be activated. This attribute is necessary to allow BSP to send in bids in advance so that they do not need to update bid if they are activated.	Statnett, Svenska Kraftnät, (Energinet)
Resting time	The BSP can add information on the required minimum duration between the end of deactivation and the following activation.	Statnett, Svenska Kraftnät, (Energinet)
Inclusive bids	If one bid is activated, another bid (e.g. a resource downstream) must also be activated.	Statnett, Svenska Kraftnät
Locational information	More detailed location on where the resources in the bid are situated, than bidding zone (e.g. on station level).	Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet, Fingrid
Slower activation time	Indicate activation time that is longer than 15 min FAT. The attribute indicates that the product is non-standard and cannot be activated through Nordic activation optimization.	Svenska Kraftnät, Energinet
Faster activation time	Indicate a possible activation time that is shorter than 12,5 min. Faster activation will only be used for direct activation and only to handle grid problems. Bids with this attribute can also be selected for normal scheduled or direct activation.	Statnett
Period shift attribute	Indicate that the bid can be used for Period Shift. The bid can be selected for activation for only the start of or the end of the quarter hour. Bid selection for period shift be done after the AOF and will therefore not affect the bid selection in the AOF. Bids with this attribute can also be selected for normal scheduled or direct activation. Use of period shift will replace the use of the existing products "kvartersflytting" and "kvartsaffär".	Statnett, Svenska Kraftnät

Dette innebærer store endringer for alle!

- Aktiveringsprosessen vil endre seg betydelig
 - Budinformasjon brukes bokstavelig
 - Det er behov for nye prosesser hos både aktører og TSOer
 - Det vil bli kortere aktiveringer – 15 min av gangen + direkteaktivering
- *Alle* aktører må være med på nye løsninger – det er ikke et alternativ at noen blir igjen på gammel løsning
- Det er nå det skjer!
 - Nye vilkår har vært på høring og er sent til RME
 - Implementasjonsguide

Observations



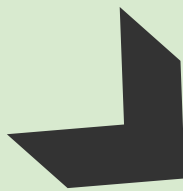
Existing
TSO balancing



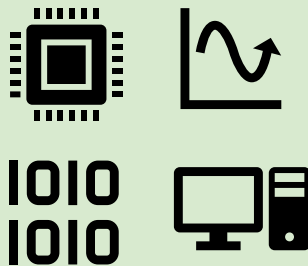
Send regulations
to BSPs



"Shadow
operation"



Real-life
observations



New TSO
processes



Analyse the results.
Compare with existing

Benefits of Shadow operation

For the TSOs

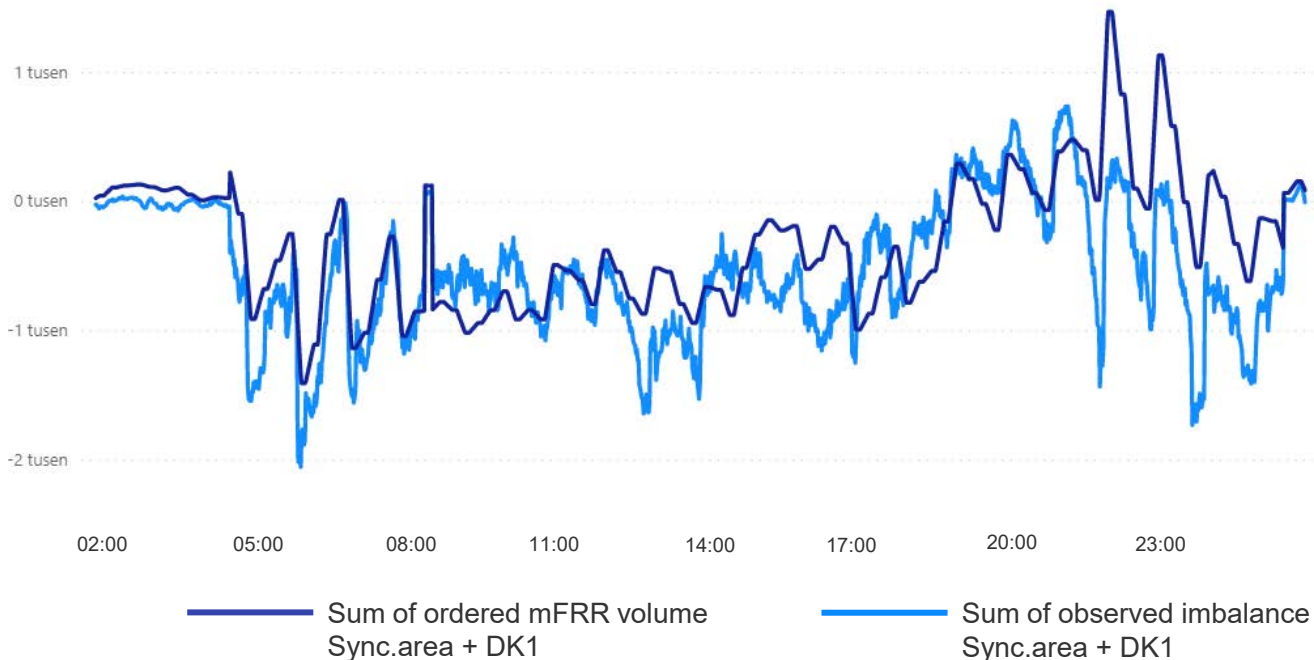
- Enables stepwise implementation
- Test with real data
- Build trust in new systems before go-live

For the BSPs

TSOs can share concrete results with BSPs on

- TSO progress
- Difference between existing and new balancing

The TSO are able to forecast the required balancing volumes *quite well*



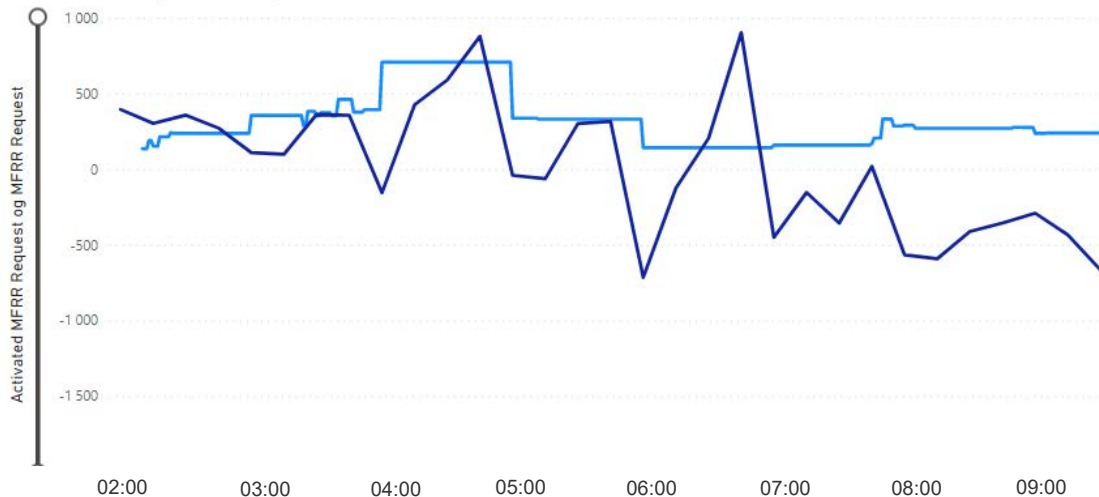
The **balancing error** or **rest imbalance** is below the sum of FCR and aFRR volumes – most of the time

Still room for improvements, and we are working on that going forward

More aggressive balancing – accurate, but different

Nordic MFRR Requests

● Activated MFRR Request ● MFRR Request



Sum of ordered mFRR volume
Sync area + DK1

Sum of activated mFRR in existing balancing
Sync.area + DK1

Comparing **activated volumes in today's balancing**, the **sum of balancing volumes in shadow operation** – the activations follows the quarter-by-quarter imbalances more closely

The balancing volumes follows the imbalances well, but the pattern is different from today

BSPs must prepare for this

Demonstration

En sniktitt på hvordan budvalget vil virke

Hvordan fornye mFRR-markedet på en måte som gjør at vi får de systemtjenestene vi trenger?

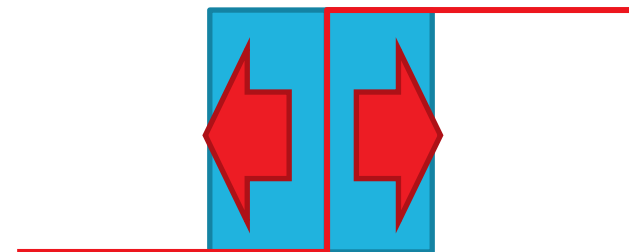


Hvordan fornye mFRR-markedet så vi får de systemtjenester vi trenger?

- Grunnleggende sett er det **samme type problemer** vi skal løse fremover som vi har løst før
- Fortsatt skal det løses gjennom **fleksibilitet fra de samme tilbyderne** men i større grad gjennom budegenskaper (budattributter) for mFRR EAM
- Standardproduktet er utgangspunktet, men i tillegg har vi en del budattributter som skal gjøre tilgjengelig enda mer fleksibilitet til nødvendige systemtjenester

Viktige budegenskaper i mFRR EAM for systemtjenester

- "Periodeskift" erstatter "produksjonsflytting"
 - Statnett må kunne håndtere store strukturelle ubalanser rundt timeskift -> kvartersskift også etter overgang til Automatisert balansering
 - Gjennom FoS har Statnett som systemansvarlig mulighet til å pålegge justeringer av produksjonsplanen og praktiserer i dag dette med produksjonsflytting
 - Dagens produksjonsflytting lar seg ikke kombinere med automatisert mFRR.
 - I automatisert balansering er vi avhengige av at aktører melder inn denne periodeskift-egenskapen som en del av budgivingen i mFRR
- Produksjonsflytting er fortsatt i verktøykassa - såvidt
 - Muligheten til å pålegge justering av produksjonsplan består (FoS §8b)
 - Tilbakemeldinger fra aktører på at det er vanskelig for dem å beholde både gammel produksjonsflyttingsløsning og den nye periodeskift-løsningen
 - Vi ser derfor på muligheten for å bruke samme, nye tekniske løsning (periodeskift) for både frivillig deltagelse i periodeskift og når det er pålagt justering av produksjonsplan.
 - Viktig at periodeskift støttes av alle som deltar i mFRR-markedet



The BSP will indicate that the bid can be used for Period Shift in the start and/or in the end of the quarter hour. The bid can be selected for activation for only the start of or the end of the quarter hour. Bid selection for period shift be done after the AOF and will therefore not affect the bid selection in the AOF. Bids with this attribute can also be selected for normal scheduled or direct activation.

Viktige budegenskaper i mFRR EAM for systemtjenester

• "Raskere aktivering"

- Bud kan i spesielle situasjoner aktiveres med raskere aktiveringstid enn standardproduktet
- Gjør oss i stand til å raskt håndtere overlast ved feil og hendelser i nettet
- Utnytter at mange norske BSPer kan regulere betydelig raskere enn hva som er aktiveringsprofilen for standardproduktet

The BSP will indicate a possible activation time that is shorter than 12,5 min. Faster activation will only be used for direct activation and only to handle grid problems. Bids with this attribute can also be selected for normal scheduled or direct activation.

• Presis informasjon om plassering i nettet

- Flaskehalshåndtering automatiseres og det stiller større krav til å vite hvor i nettet reservene befinner seg
- Behov for å endre stasjonsgruppeinndeling for å få mer presis informasjon inn i prosessen for automatisk håndtering av flaskehalser

More detailed location on where the resources in the bid are situated, than bidding zone (e.g. on station level).

Statnett trenger fortsatt tilgang på alle reserver – også de som ikke oppfyller krav til standardprodukt

- Statnett trenger fleksibilitet, reserver og systemytelser.
- I overgangen til automatisert mFRR EAM er det viktig for oss å sikre at vi ikke mister noe på veien. **Automatisering stiller nye krav**
- Kapasitetsmarkedet er viktig for å sikre reserver. **Krav til aktivering må være oppfylt for å kunne delta i kapasitetsmarkeder.**
- Vi har mye og tett dialog med aktører i disse dager for å støtte dere i overgangen, og for å finne gode løsninger på utfordringer vi avdekker i arbeidet.

Likebehandling

Automatisering

Standardisering

Leveransequalität



Nok reserver

Fysiske
egenskaper

Virkemidler i
spesielle situasjoner

Det er nå det skjer og vi vil ha med alle!





Agenda

- Transition challenges
- Tibber the digital energy company
- Untapping demand flexibility
- Delivering demand flexibility

Challenges we're facing

Complexity

In the market & for the end user

Volatility

Covid & current energy crisis -
new norm?

Transformation

Engineering challenge

Transformation

Decarbonisation

Decentralisation

Digitisation

Transformation

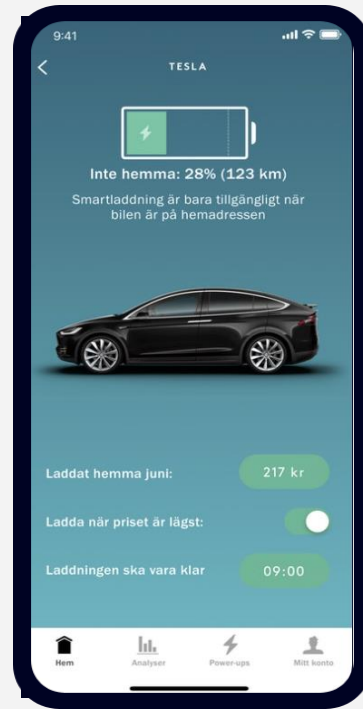
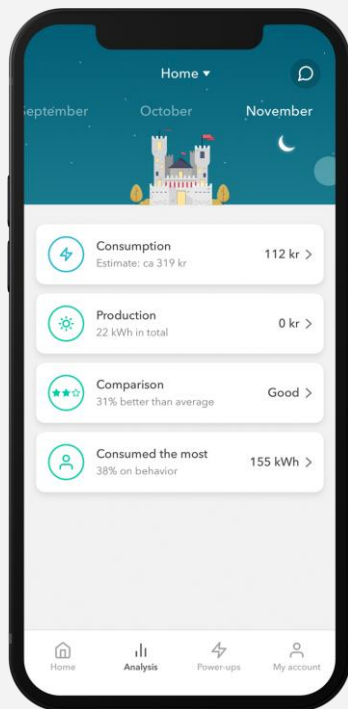
Decarbonisation

Decentralisation

Digitisation

Democratisation

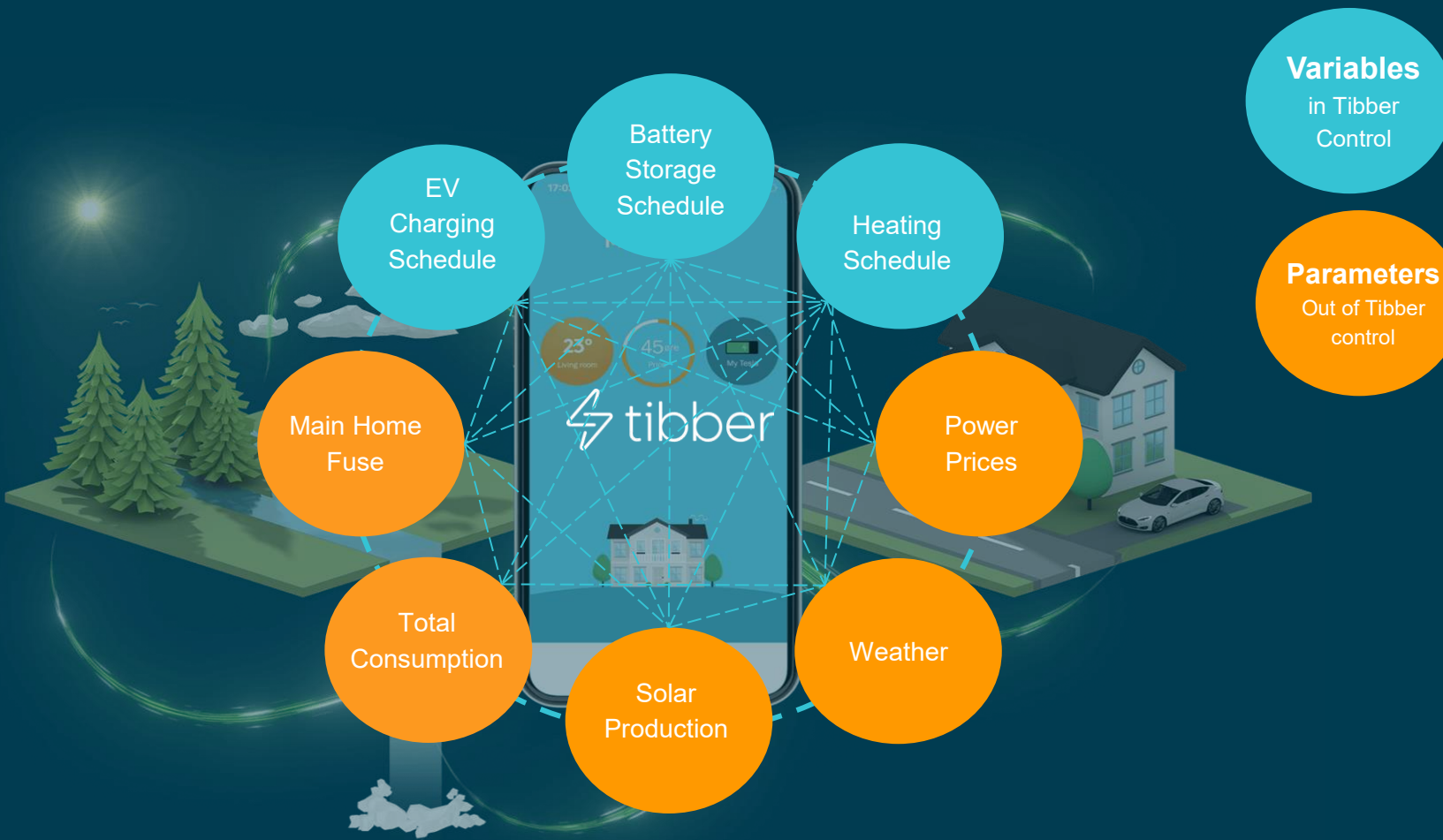
The digital energy company



Complexity

Simplifying it





Variables

in Tibber Control

Parameters

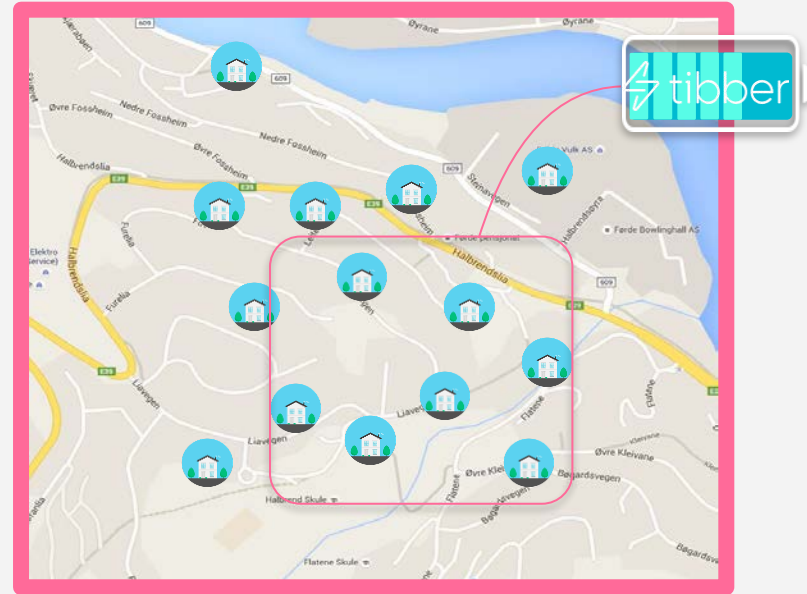
Out of Tibber control

Untapping demand flexibility

with digitisation

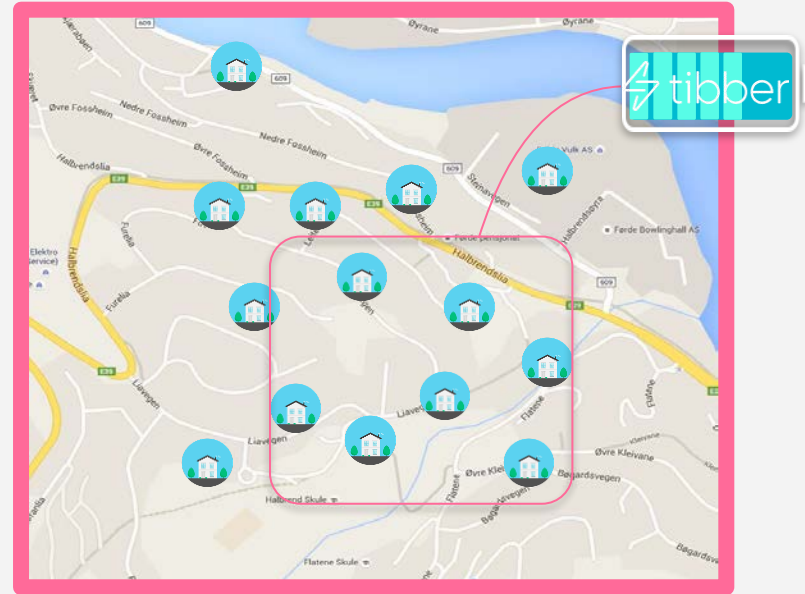
Insert buzz word here

- Communication with and control of hundreds of thousands of distributed devices.
- Portfolio of assets with various characteristics, presented as a single resource.
- Ultimate Value: Optimization of portfolio for different use cases simultaneously.
- Missing piece in the puzzle: and the most efficient



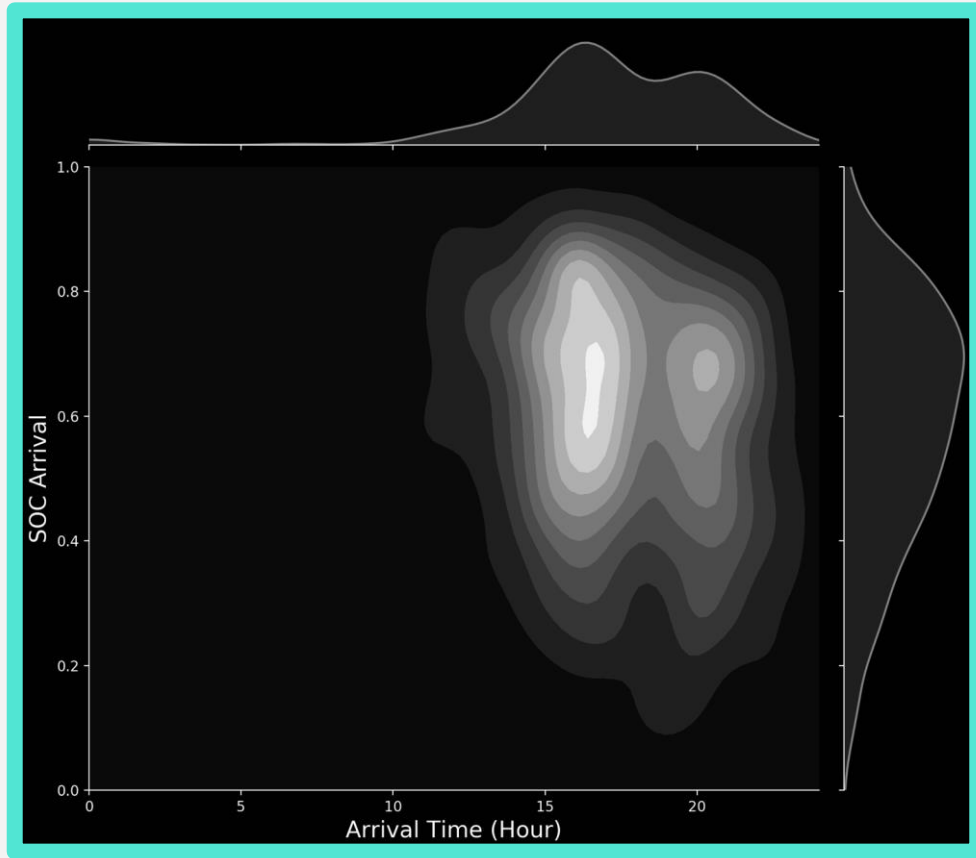
VPP, DERs, Aggregated fleet

- Communication with and control of hundreds of thousands of distributed devices.
- Portfolio of assets with various characteristics, presented as a single resource.
- Ultimate Value: Optimization of portfolio for different use cases simultaneously.
- Missing piece in the puzzle: and the most efficient



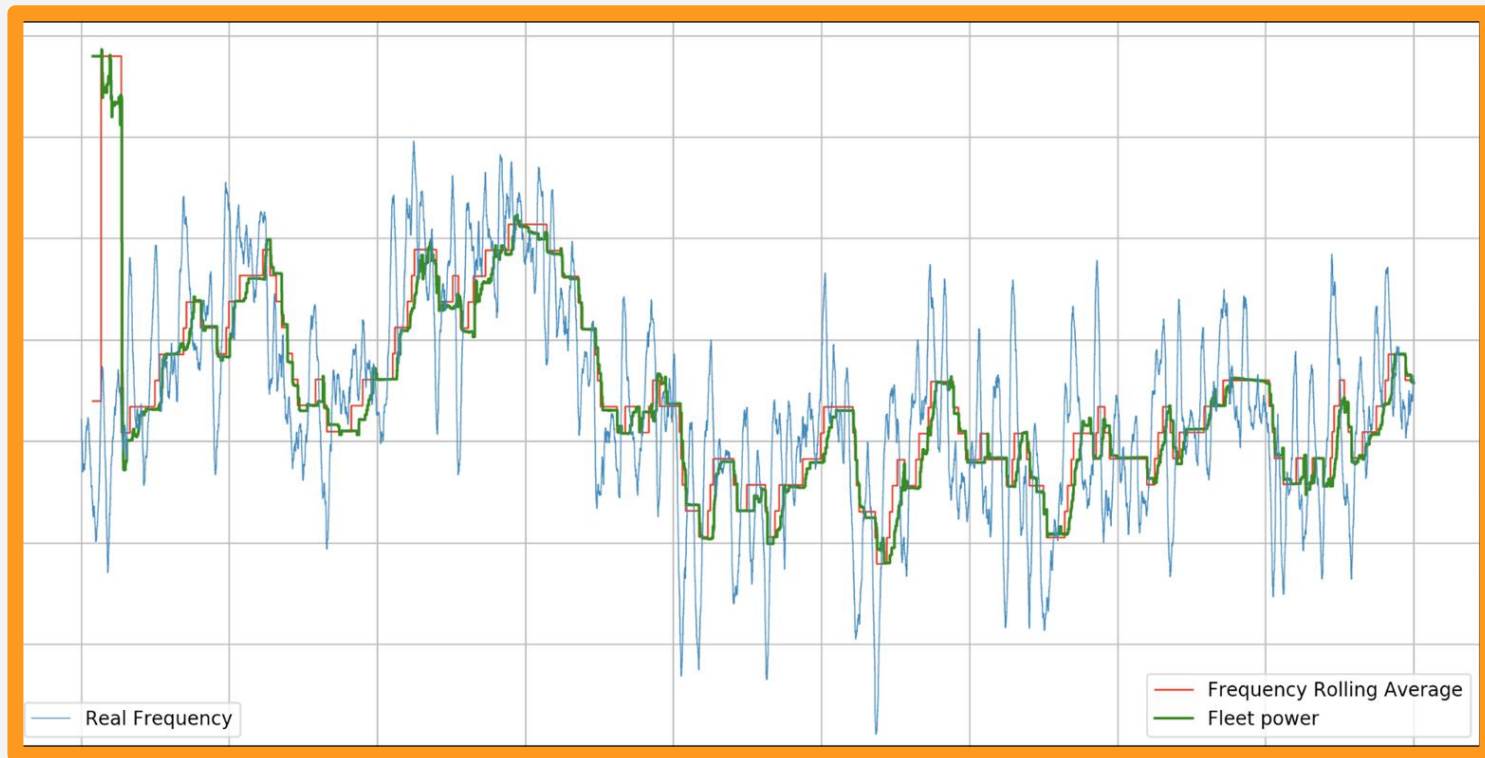






Delivering demand flexibility

for real



Delivering flexibility

And its challenges

National

- Nordic Transmission System Operators (TSOs)
- Sweden: FCR-D & FCR-N
- Norway: mFRR
- European TSOs

Local

- NODES marketplace
- Norflex & Sthmflex

Tibber

- Portfolio optimization

WANTED:
bright minds up for a challenge

Thanks!



Klokka	Varighet	Tema
08:30	5 min	Velkommen og praktisk informasjon om møteform
08:35	60 min	Del 1: Introduksjon og orientering
	15 min	Innlegg om forretningsområde Systemdrift++
	15 min	Drifts- og reservesituasjonen
	30 min	SMUP
09:35	5 min	<i>pause</i>
09:40	1t 25 min	Del 2: Utvikling siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
	5 min	Nytt marked FFR
	5 min	Énpris
	20 min	EB GL/SO GL – Endelig norsk lov – Hva nå?
	40 min	NBM – mFRR EAM
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> - Tjenesteutvikling inn mot energi- og balansemarkedene
11:05	20 min	<i>Pause</i>
11:25	20 min	Del 3: Pågående aktiviteter neste 12 måneder
		Statusoppdatering: <ul style="list-style-type: none"> - FCR utvikling av tekniske krav og marked - Stasjonsgruppeinndeling - Tilpasse vilkår og avregningssystemer til nye markedsroller (BRP/BSP)
11:45	60 min	Del 4: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2022
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> – Kostnader for slitasje på produksjonsenheter
		Varsel om vedtak for 2022
12:40	10 min	Oppsummering og evaluering

Anne Sofie Ravndal Risnes, Systemutvikling

PÅGÅENDE AKTIVITETER - STATUS

Frequency Containment Reserve (FCR)

- Utvikling av nye tekniske krav til FCR
 - Pilot gjennomføres nå for å teste kravene før de blir ferdigstilt.
 - Planlagt implementering starter i midten av 2022. Det jobbes med en handlingsplan for implementering av de nye kravene og prekvalifisering av enheter som ønsker å levere FCR.
 - Kravene som testes i piloten og veikart for implementering finnes på Statnett sine [nettsider](#).
- Avskaffelse av grunnleveransen
 - Grunnleveransen er sterkt knyttet til håndtering av separatudrift.
 - Jobbes med en plan for avvikling som også sikrer separatudriftsegenskaper i nettet.
- Nytt FCR-produkt ved årsskiftet hos alle de nordiske TSOene: FCR-D Ned
 - Statnett kommer ikke til å starte med oppkjøp av dette umiddelbart.

Roller og prosesser i balansemerkene

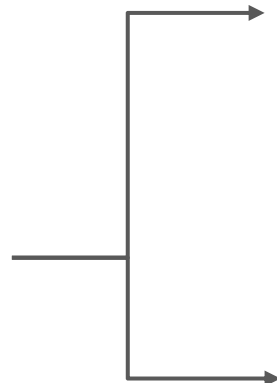


Foreslått konsept er å dele dagens stasjonsgruppeobjekt i to

Dagens stasjonsgrupper brukes både for planer/systemdata og budgivning/aktivering



I fremtiden sendes produksjonsplaner og bud inn på ulike nivåer



'Planobjekt' - produksjonsplaner / systemdata

- som hovedregel en enkeltkomponent i nettet, for eksempel en generator. Det kan i noen tilfeller aggregeres opp til en "samlekomponent" som for eksempel et sett med vindmøller med samme innmatingspunkt. I de tilfeller gjelder det at "samlekomponenten" får en referanse, og vil i Statnett bli modellert som én komponent

- MarketCode for GeneratingUnit som ID

'Budobjekt' - budgivning og aktivering

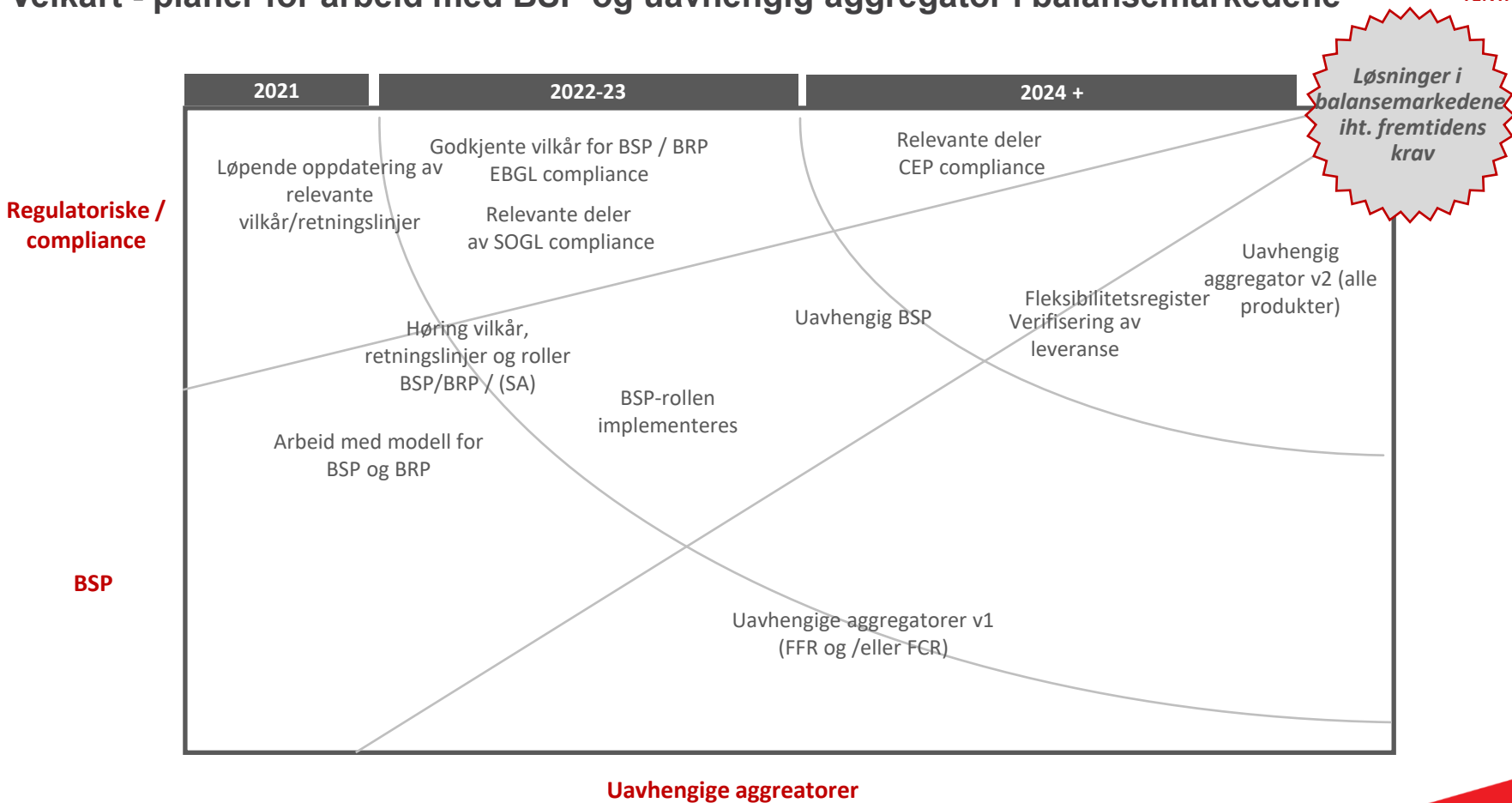
- som hovedregel en samling av planobjekter i ett prisområde med samme innmatingspunkt (som regel én kraftstasjon). Det kan gis noen unntak til denne regelen, for eksempel småkraft under en viss størrelse. Formålet er at et budobjekt skal kunne levere en plan og bud med høy nok geografisk oppløsning til at lastflyt skal kunne kjøres for å beregne kapasitet på flaskehals

- MarketCode for dagens stasjonsgruppe som ID

Status - arbeid med stasjonsgrupper, plan- og budobjekt

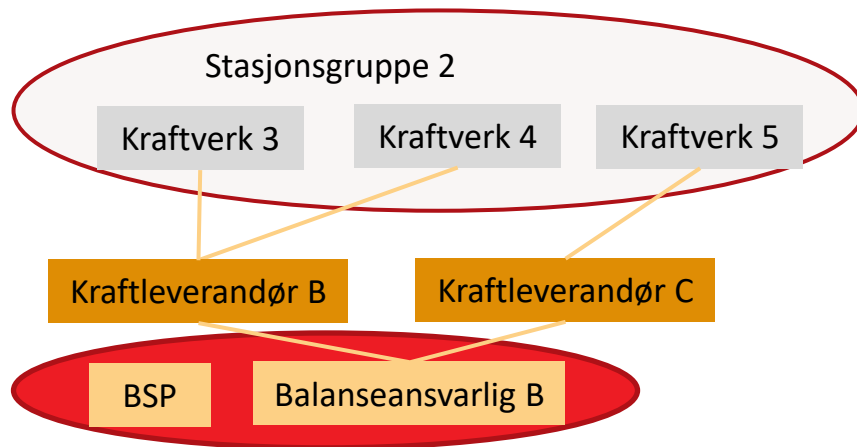
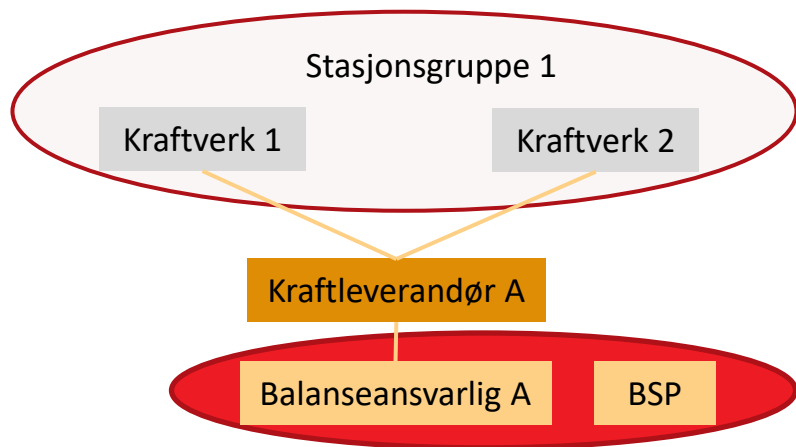
- Europeiske regelverket gjør at endringene må avklares for utvikling av IT-systemer hos DSO, TSO og nettbukere
 - SOGL/KORRR
 - EB GL
- Single-price model fra Q2/2021 : produksjonsplaner brukes ikke lenger som avregningsgrunnlag
- Endring av balanseringmodell / NBM medfører behov for å prioritere endringer i noen grupper uten endringer i vilkår og prosesser for alle
 - Gjennomført splitting av 4 stasjonsgrupper hos 4 aktører.
 - Avtalt splitting i november med en aktør og gjelder flere stasjonsgrupper
 - Planlagt én splitting i Q1/2022
 - Utsatt splitting av 4 stasjonsgrupper, mest pga. manglende funksjonalitet for linking av bud

Veikart - planer for arbeid med BSP og uavhengig aggregator i balansemarkedene



Forslag til BSP modell (første steg)

- BSP må være BRP for ressursen som leverer balansetjenestene
- Det må være samme balanseansvarlig og BSP for alle ressurser i en stasjonsgruppe
- At BSP må være BRP for ressursen sikrer konsistens i handler og planer



Modeller i Norden

	Danmark	Finland	Sverige
FFR	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP	?
FCR-D	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP	?
FCR-N	BSP må ha avtale med BRP. Det er BRP som er aktøren i markedet	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP	?
aFRR	BSP må ha avtale med BRP. Det er BRP som er aktøren i markedet	BSP må være BRP for ressursen eller ressurseieren	BSP må samarbeide med BRP, men det er ingen krav om avtale
mFRR	BSP må ha avtale med BRP. Det er BRP som er aktøren i markedet	BSP må være BRP for ressursen eller ressurseieren	BSP må samarbeide med BRP, men det er ingen krav om avtale

Modeller i Norge

	Nå	Plan for Steg 1 (Innføring av BSP)	Steg X?	Etter CEP?
FFR	Leverandører må enten ha egen balanseavtale med Statnett for reguleringsobjektet som tilbys, eller få samtykke fra den balanseansvarlige	Kan tenkes en løsning hvor BSP opererer uten samtykke fra ressursens BRP, men BRP må informeres. BSP må være BRP?	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP. BSP må være BRP?	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP BSP må være BRP?
FCR-D	Leverandør må være ressursens BRP	BSP må være BRP for ressursen (eller ressurseier og ha en BRP?)	BSP kan aggregere fritt og operere uten samtykke fra kraftleverandør eller BRP. BSP må være BRP?	
FCR-N				
aFRR			BSP må være BRP for ressursen (eller ressurseier og ha en BRP?)	
mFRR				
RKOM	Leverandører må enten ha egen balanseavtale med Statnett for reguleringsobjektet som tilbys, eller få samtykke fra den balanseansvarlige		BSP må være BRP for ressursen (eller ressurseier og ha en BRP?)	

* Det må være samme BSP for alle balansetjenester levert av en ressurs/reguleringsobjekt

Klokka	Varighet	Tema
08:30	5 min	Velkommen og praktisk informasjon om møteform
08:35	60 min	Del 1: Introduksjon og orientering
	15 min	Innlegg om forretningsområde Systemdrift++
	15 min	Drifts- og reservesituasjonen
	30 min	SMUP
09:35	5 min	<i>pause</i>
09:40	1t 25 min	Del 2: Utvikling siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
	5 min	Nytt marked FFR
	5 min	Énpris
	20 min	EB GL/SO GL – Endelig norsk lov – Hva nå?
	40 min	NBM – mFRR EAM
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> - Tjenesteutvikling inn mot energi- og balansemarkedene
11:05	20 min	<i>Pause</i>
11:25	20 min	Del 3: Pågående aktiviteter neste 12 måneder
		Statusoppdatering:
		- FCR utvikling av tekniske krav og marked
		- Tilpasse vilkår og avregningssystemer til nye markedsroller (BRP/BSP)
		- Stasjonsgruppeinndeling
11:45	60 min	Del 4: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2022
	15 min	<i>Eksternt innlegg</i> – Kostnader for slitasje på produksjonsenheter
		Varsel om vedtak for 2022
12:40	10 min	Oppsummering og evaluering



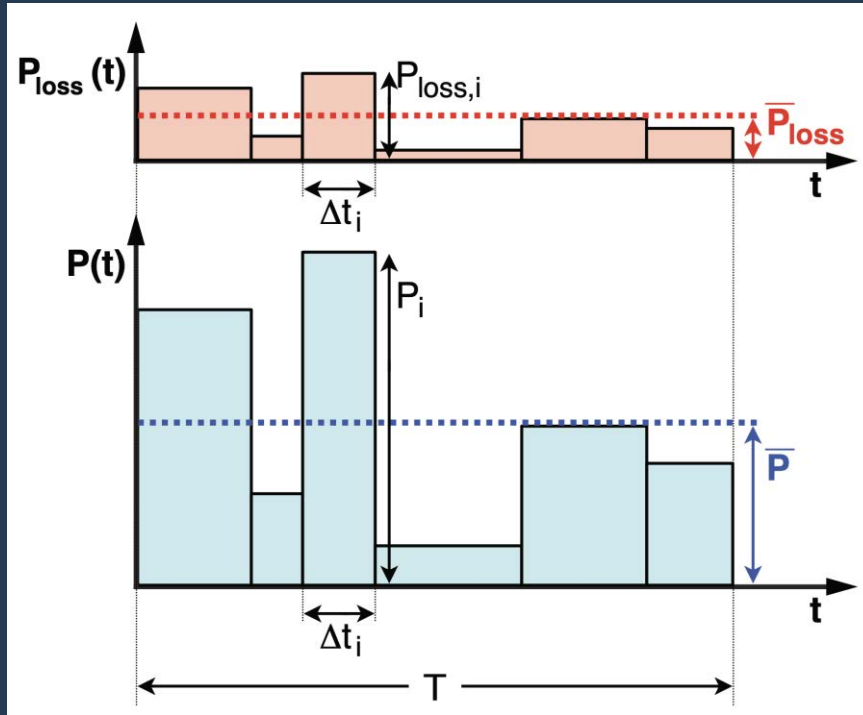
Kunnskap for en bedre verden

Innlegg om vannkraftgeneratorer

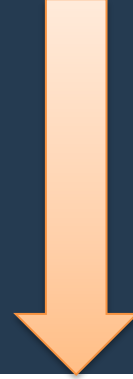
Forum for systemtjenester 2021

Jonas Kristiansen Nøland | Institutt for elkraftteknikk

Akkumulering av tapt energi

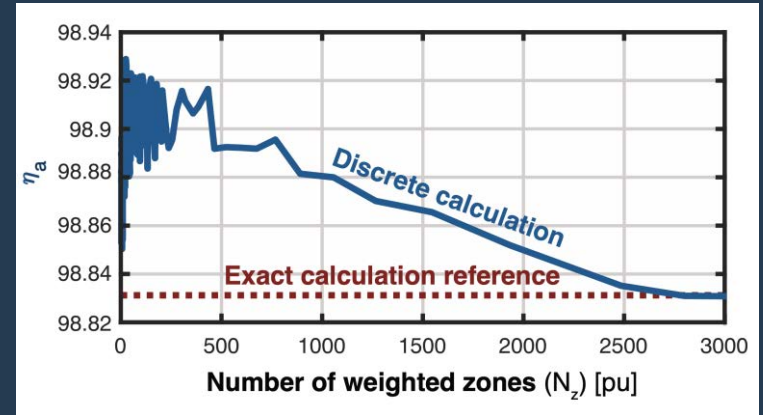
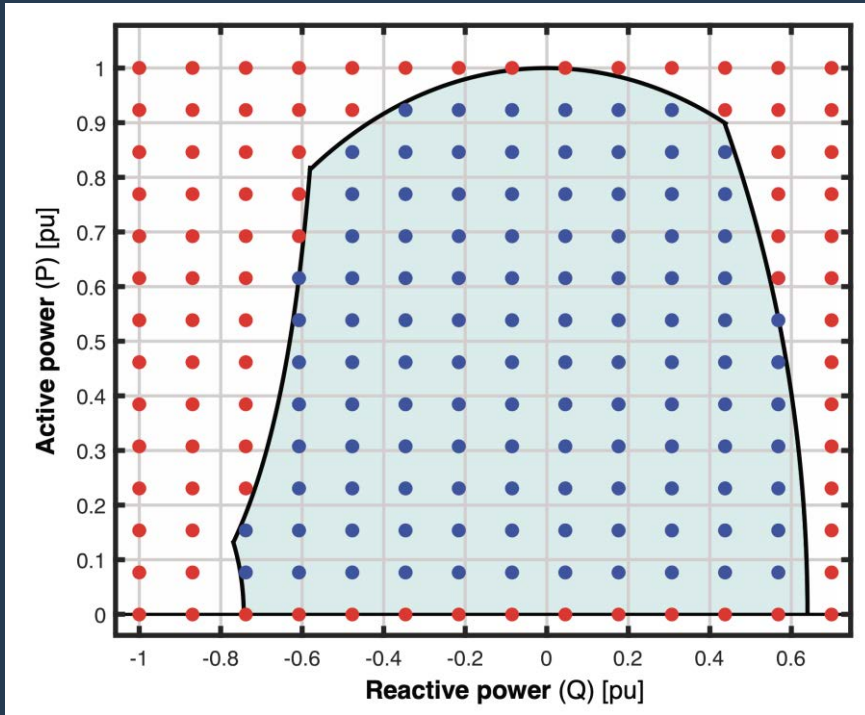


$$\eta = \frac{P}{P + P_{loss}}$$

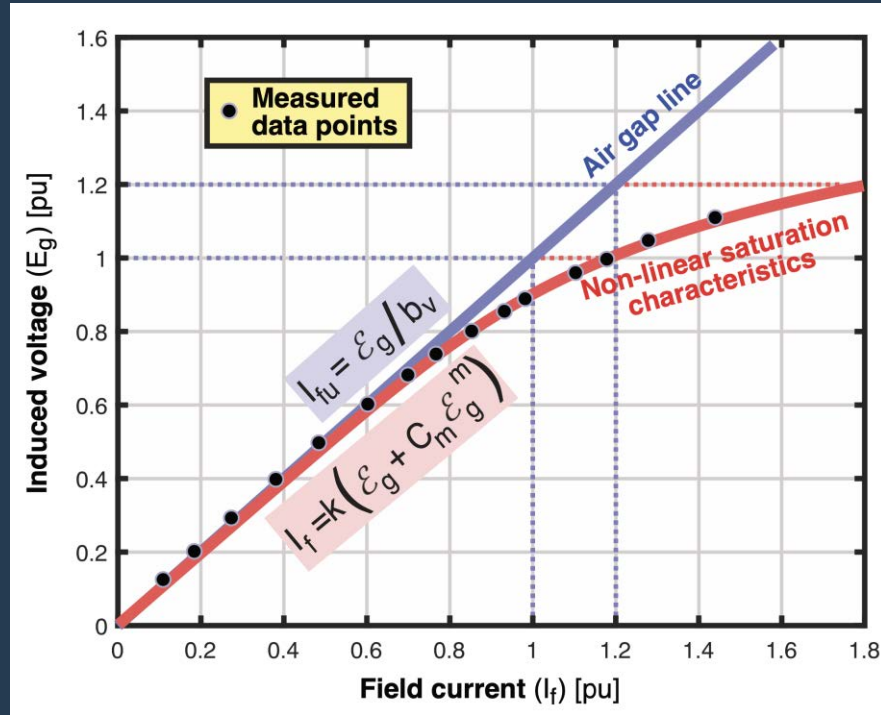


$$\eta_a = \frac{E}{E + E_{loss}}$$

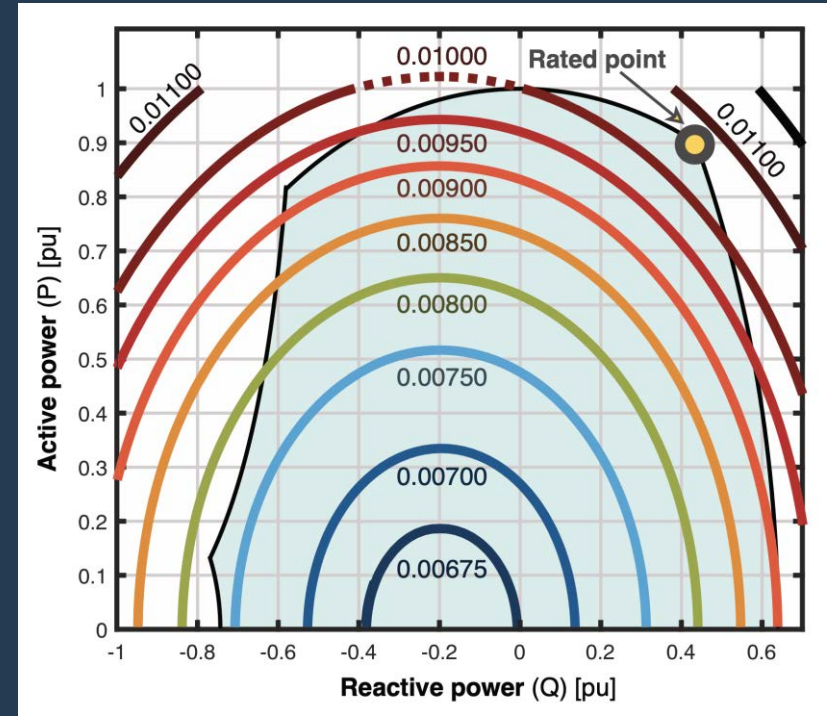
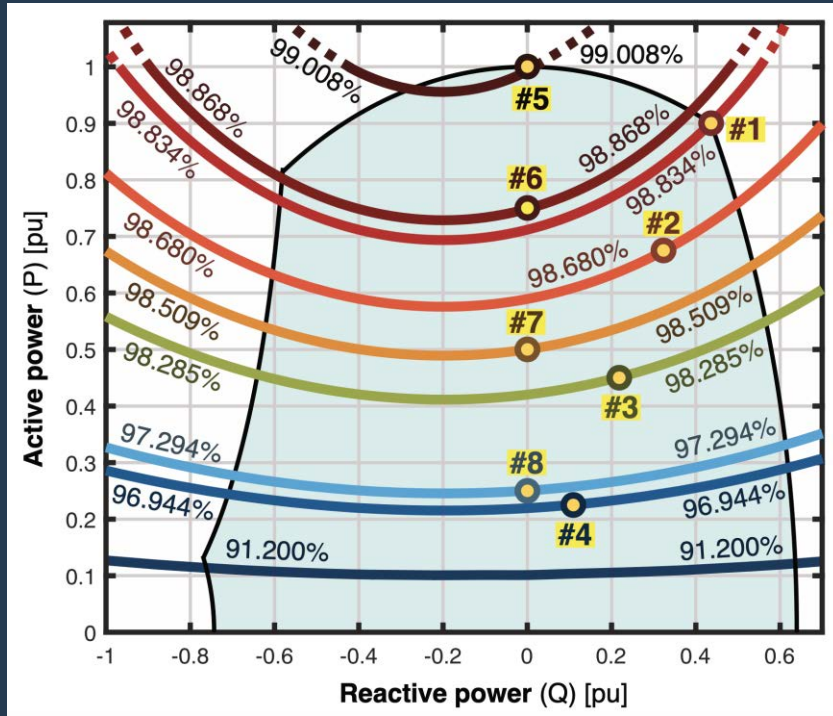
Kapabilitetsdiagrammet



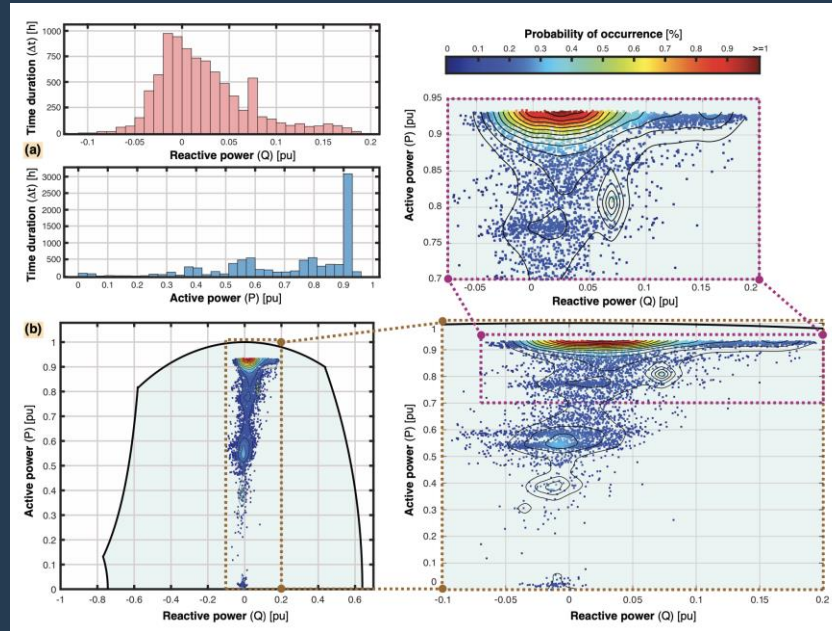
Metning gir mer rotortap



Virkningsgradskart

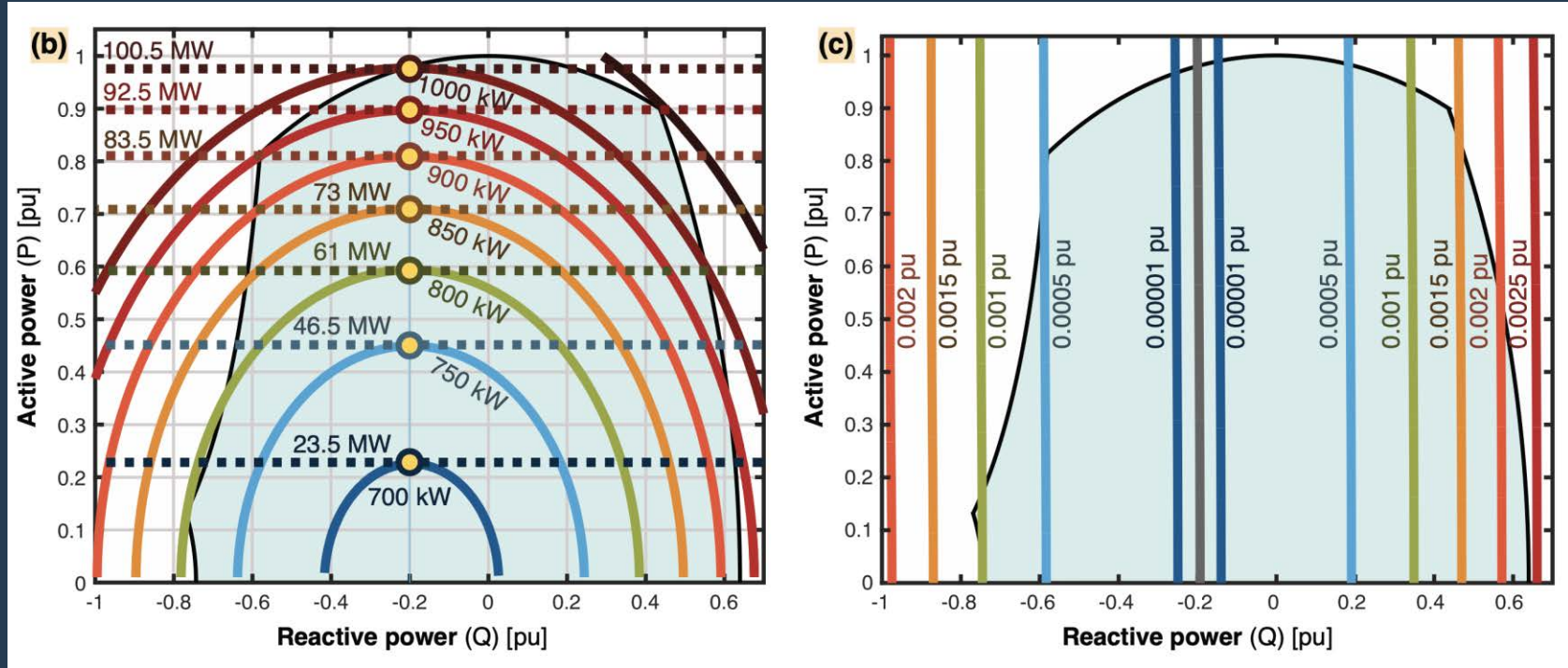


Ett års driftsmåling

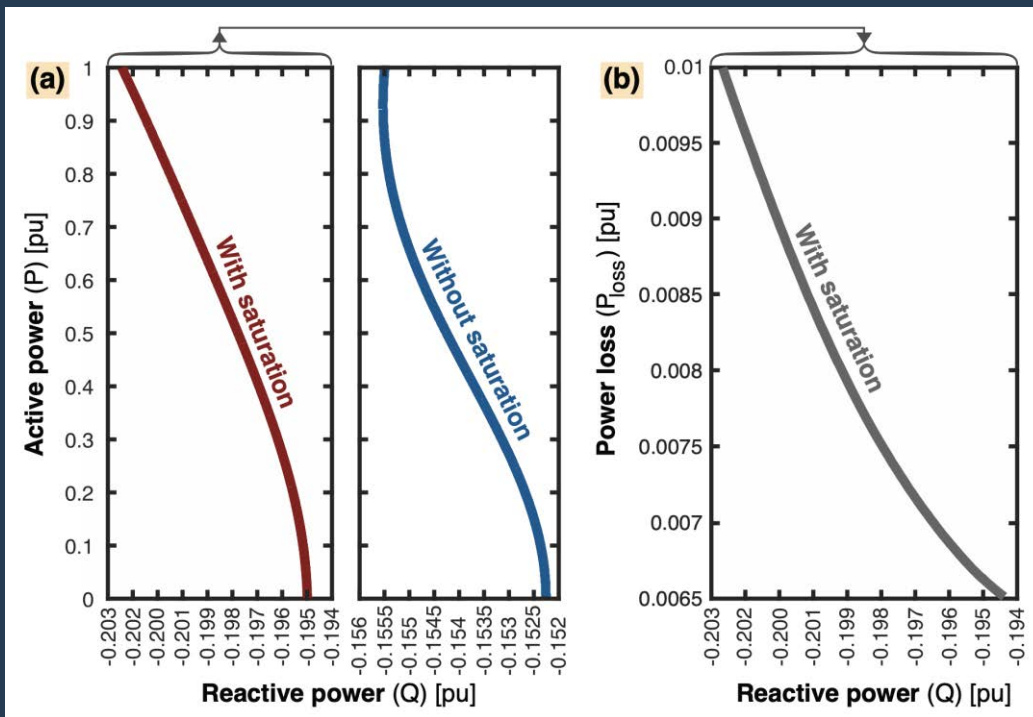


E	E_{loss}	\bar{P}	\bar{P}_{loss}	η_w	η_a	$\eta_a - \eta_w$
652.175 GWh	7.715 GWh	0.7354 pu	0.0087 pu	98.17 %	98.83 %	+0.67 %

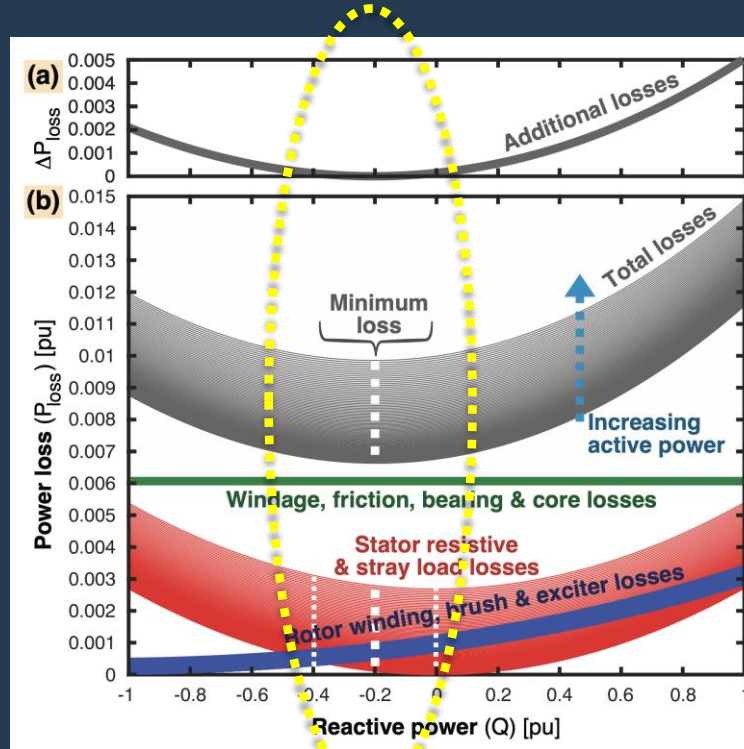
Optimal reaktiv effekt



Optimal reaktiv effekt



Tapskostnad for reaktive tjenester



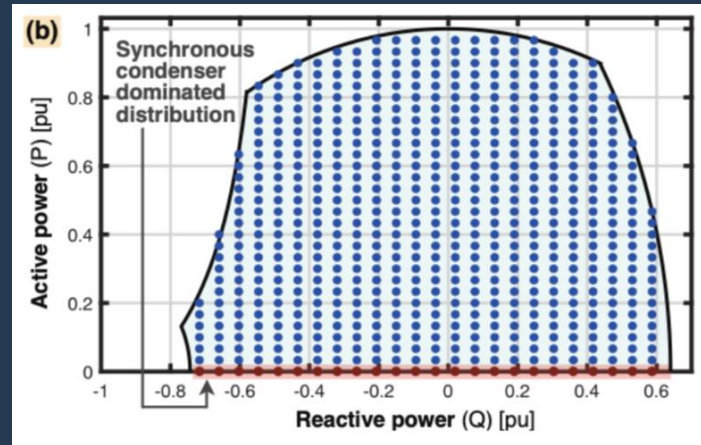
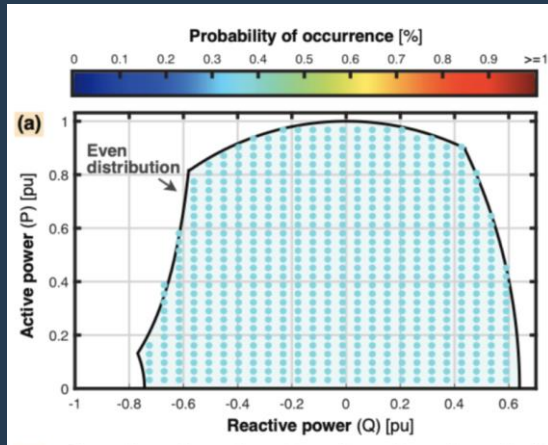
Er reaktiv effekt fra vannkraftgeneratoren billig å produsere?

TABLE II

THE INCOME, COST AND PROFIT FOR SIX DIFFERENT LOAD POINTS AT SAME POWER LEVEL, $P = 0.9$ pu

Point	#1	#2	#3	#4	#5	#6
Reactive power (Q)	-0.40 pu	-0.20 pu	0.00 pu	0.20 pu	0.40 pu	0.60 pu
Additional loss (ΔP_{loss})	1.31×10^{-4} pu	0 pu	1.36×10^{-4} pu	5.441×10^{-4} pu	0.0012 pu	0.0022 pu
Production income	9881.80 \$/h	9881.80 \$/h	9881.80 \$/h	9881.80 \$/h	9881.80 \$/h	9881.80 \$/h
Loss cost	102.90 \$/h	101.50 \$/h	102.95 \$/h	107.4 \$/h	114.95 \$/h	125.56 \$/h
Net profit	9778.90 \$/h	9780.30 \$/h	9778.90 \$/h	9774.4 \$/h	9766.9 \$/h	9756.3 \$/h

Jevn utsmørt drift



Distribution	E	E_{loss}	\bar{P}	\bar{P}_{loss}	η_w	η_a	$\eta_a - \eta_w$	N
Concentrated load distribution ¹ (measured)	652.175 GWh	7.715 GWh	0.7354 pu	0.0087 pu	98.17 %	98.83 %	+0.67 %	8610
Uniform load distribution ²	412.11 GWh	7.25 GWh	0.457 pu	0.0080 pu	96.84 %	98.27 %	+1.43 %	641
Synchronous condenser-dominated distribution ³	165.98 GWh	6.82 GWh	0.1840 pu	0.0076	62.87 %	96.05 %	+33.18 %	623

Videre forskning



“System Optimization between power producer and grid owners for more efficient system services” (SysOpt)

KSP-K ref: 326673

Granted by the Norwegian Research Council (NFR) 2021.

Skal lage guidelines og rammeverk for utnyttelse av det tekniske konseptet SysOpt

Varsel om vedtak om

LEVERING OG BETALING FOR SYSTEMTJENESTER

Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2022

- Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2022 etter fos §§ 9 og 27 og varsel om vedtak om betaling for systemvern, produksjonsfrakobling 2022, etter fos § 27, er sendt ut til relevante aktører og er tilgjengelig på Statnett sine [nettsider](#).
- Aktører er invitert til å gi kommentarer og innspill til varselet, og innspill til utviklingen.
- Innspill / kommentarer oversendes skriftlig til systemansvarlig firmapost@statnett.no, **innen 5. november**. Systemansvarlig fatter endelig vedtak i etterkant av dette.

Varsel om vedtak om levering av systemtjenester

- Systemansvarlig fattet vedtak om levering av systemtjenestene regulerstyrke og reaktiv effekt 07.12.2020, iht. fos § 9 og § 15 for alle konsesjonærer med vannkraftanlegg med aggregat ≥ 10 MVA.
- Vedtaket fattes årlig sammen med vedtak om betaling for systemtjenester for å ha en oppdatert oversikt over hvem som er omfattet av vedtaket og berøres av nye retningslinjer for praktisering av systemansvaret.
- Det foreslås å endre begrepet **vannkraftanlegg med aggregat** til **produksjonsanlegg** da dette begrepet også kan inkludere vindkraftkonsesjonærer iht. NVF. Vindkraft er likevel foreslått unntatt kravet til grunnleveranse for frekvensregulering.
- Det foreslås å ikke fatte eget vedtak om levering av systemtjenesten reaktiv effekt da alle produksjonsenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet uansett skal bidra med produksjon av reaktiv effekt iht. fos og gjeldende retningslinjer.

Varsel om vedtak om betaling for systemtjenester omfatter:

1. Produksjonsflytting
 - Tjenesten og betalingen av denne er samordnet i Norden.
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2022 med informasjon om at periodeskiftattributt i mFRR-markedet planlegges innført fra Q4 2022
2. Restleveranse
 - Kompensasjon for restleveranse som ikke er tilbudt i markedet eller som ikke har fått tilslag i markedet (grunnleveranse)
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2022 med tekstlige justeringer
3. Reaktiv effekt
 - Fast betalingsmodell etter generatorytelse og variabel betalingsmodell ved bidrag utover krav
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2022 med tekstlige justeringer
4. Systemvern
 - Enkeltvedtak om betaling for systemvern, PFK/BFK, fos § 21
 - Faste satser for betaling for utløsning av PFK videreføres for 2022 etter KPI-justering.

Spenningsregulering er et netteieransvar – systemansvarlig kan gripe inn

Rammene er gitt av lovverket: FOL, FOS m/tilhørende godkjente retningslinjer og NVF, SOGL

- Konesjonær er selv ansvarlig for spenningsnivå og reguleringen av reaktiv effekt i egne kraftstasjoner og eget nett, samt å sørge for egen reaktiv balanse.
- Produksjonsenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet skal bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger. Konesjonær skal varsle systemansvarlig dersom grense ikke kan overholdes.
- Spenningsregulering på generatorer skal virke fritt og uten unødig begrensning
 - Spenningsregulatorer skal normalt være i modus spenningsregulering.
 - Bruk av andre moduser, herunder MVAR- eller $\cos \phi$ -regulering, kan kun iverksettes etter vedtak fra systemansvarlig.
- Funksjonskrav er gitt av nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF 2021, inngår i retningslinjene)

Netteier avtaler prinsipper og parametere, innenfor rammene av lovverket og vedtak

- Avtale grenser – settpunkt, spenningsintervaller mm.
- SGUer skal angi sin spenningskapasitet og kapabilitet
- TSO og t-tilknyttet DSO kan bruke sine reaktive ressurser innenfor gitte rammer og avtalen
- TSO skal samordne med t-tilknyttet DSO når relevant

Systemansvarlig kan fatte vedtak ved behov, iht fos og tilhørende retningslinjer

- Kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i reg-/transmisjonsnettet.
- Kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonsenheter i reg-/t-nett.
- Samordne tiltak på forespørsel eller eget initiativ
- Systembehov – sikre tilgang til reaktive reserver

Vedtak om betaling for reaktiv effekt

- Fos § 15 fjerde ledd: Systemansvarlig skal betale for pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grenser som er fastsatt av systemansvarlig. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser og et normalnivå på de ekstra påførte fysiske tap som produsenten blir påført.
- **Tidligere betalingsmodell, fast og variabel, opprettholdes for 2022**

Fast betalingsmodell:

Produksjonsanlegg ≥ 10 MVA tilknyttet regional- og transmisjonsnettet som bidrar med reaktiv effekt:

$$\text{Betaling} = Y (\text{installert ytelse, MVA}) \times S (\text{vedtatt sats kr 250 per installert ytelse, MVA})$$

Variable betalingsmodell:

- Forutsetter spesifikt vedtak fra systemansvarlig om høy reaktiv leveranse.
- Forutsetter at det foreligger målinger for beregningen som oversendes som underlag

$$\text{Betaling} = k (\text{tapskoeffisient, MW/MVAr}) \times Sp (\text{systempris, kr/MWh}) \times L (\text{reaktiv leveranse, MVArh})$$

k: Generell tapskoeffisient for levering og uttak av reaktiv effekt.

- For leveranser til nettet (kapasitivt) estimert til 0,012.
- For uttak fra nettet (induktivt) 0,007.

Sp: Gjennomsnittlig systempris i døgnet fra foregående år.

L: Reaktiv leveranse (MVAr) ut over fastsatte grenser (ut over +40 og -20 % av faktisk aktiv produksjon). Basert på målinger av faktisk reaktiv ytelse, og beregnet volum ut over fastsatte grenser.

Aktuelt å revurdere betalingsordningen for reaktiv ytelse (?)

- Sett i lys av økt tydeliggjøring av at spenning er et netteieransvar.
- Spenning tas nå inn i nettavtalen mellom Statnett og kundene. Egen prosess på dette
 - I nettavtalen legges det opp til at det ved høy reaktiv ytelse skal gjøres vurderinger / analyser og at tiltak skal vurderes. Ett av flere mulige tiltak kan være økonomisk kompensasjon.
- Systemansvarlig vil ved behov fatte vedtak om spesifikke spenningsgrenser eller grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnett dersom driftssituasjonen tilsier det.
- Betalingen fra systemansvarlig er naturlig å knytte opp mot spesifikke vedtak fra systemansvarlig om særskilt / høy leveranse
 - Ordningen med fast betaling basert på installert ytelse er en svært forenklet tilnærming. Har ikke direkte sammenheng med reaktive leveranser (fysiske tap / kostnader)
- En eventuell ny / bedre betalingsmodell er avhengig av at produsentene bidrar med underlag som dokumenterer kostnadene ved reaktive leveranser

Evaluering





Fremtiden er elektrisk