

Network Code Demand Response

Webinar 30.10.23



Velkommen til webinar!

- Vi er:

- Glitre Nett: Geir Magne Abusdal
- RME: Alexander Kellerer
- Statnett: Stine Haugland og Bjørg Bogstrand



- Vi ønsker å:

- Orienterere dere om innholdet i regelverket og prosess
- Få innspill fra dere vi kan ta med i det videre arbeidet

- Praktisk informasjon

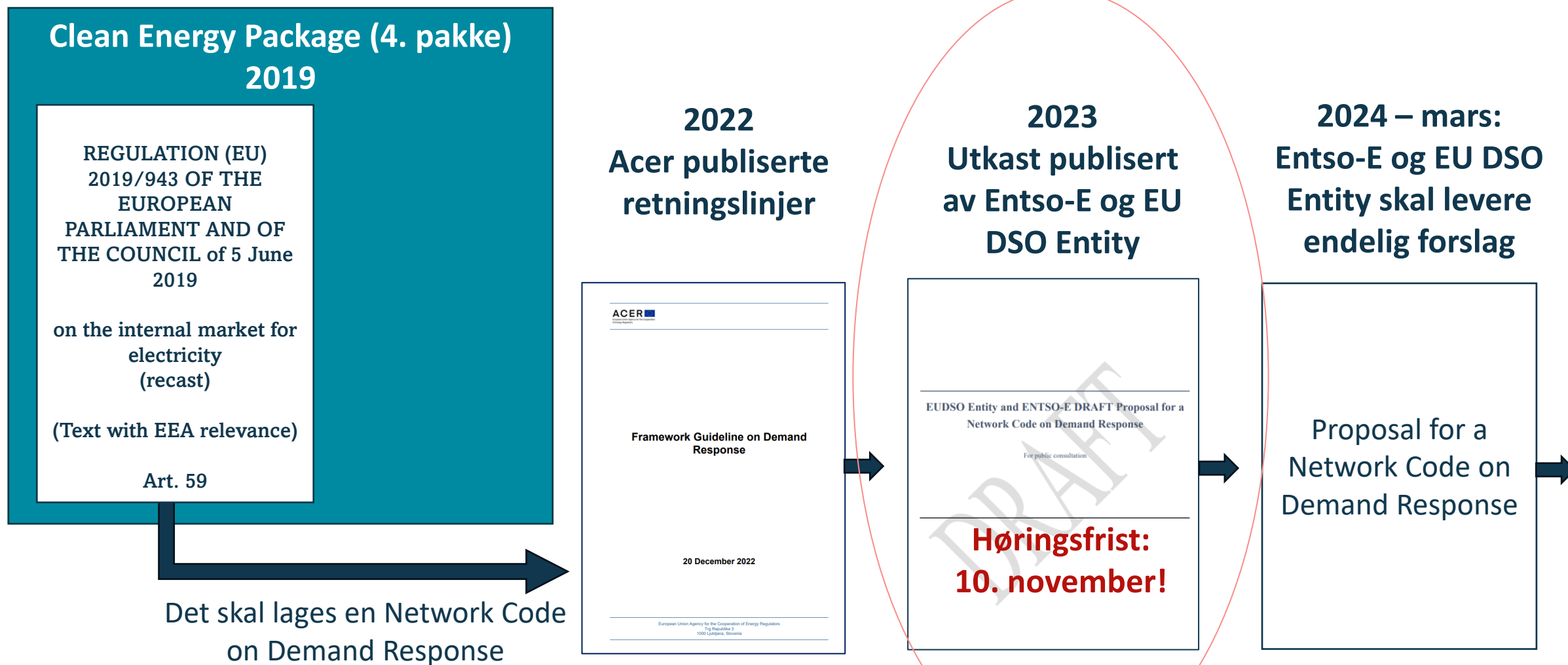
- ✓ Opptak – blir liggende ute i to uker
- ✓ Spørsmålsrunde etter hver hovedbolc – men lov å stille spørsmål underveis



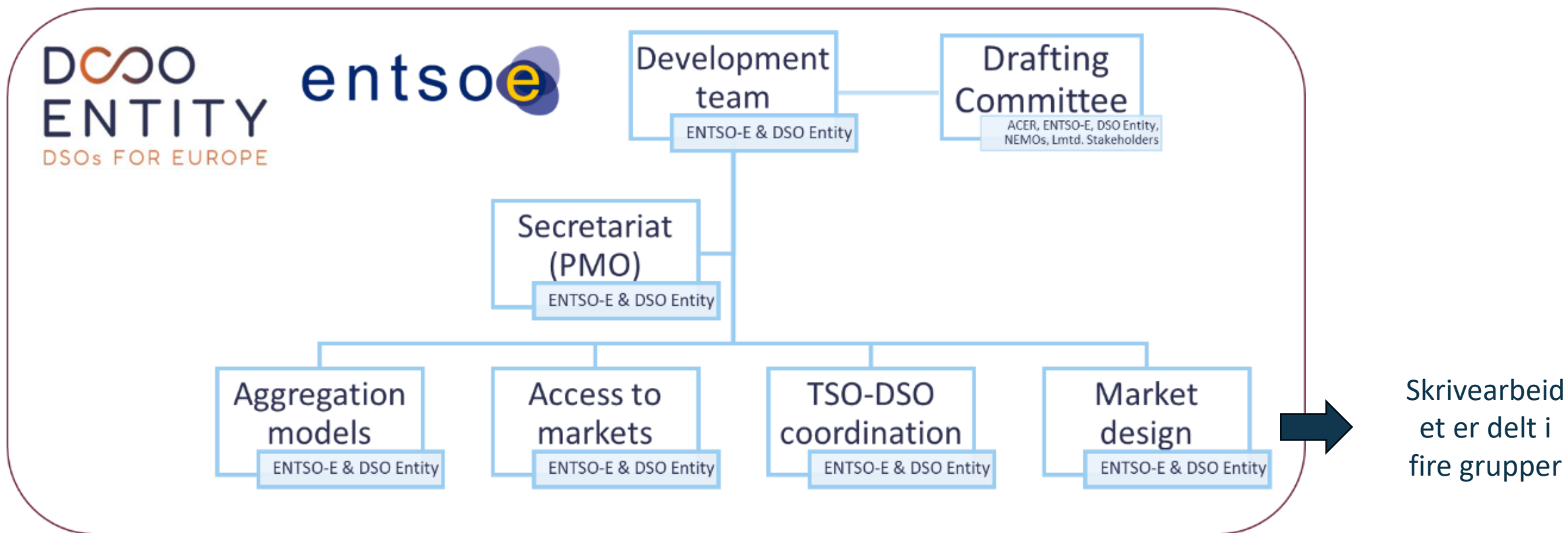
Agenda

Innledning	Velkommen og overordnet om regelverket Tidslinje og berørte aktører Føringer fra ACER og prosess for å lage nasjonale metoder	Statnett, Glitre Nett, RME
	Spørsmål	Alle
Innhold i regelverket	Gruppe 1/Title II: Markedsadgang/aggregering	Statnett
	Gruppe 2/Title III: Prekvalifiseringskrav og prosesser	Statnett
	Gruppe 3/Title IV: Markedsdesign	Glitre Nett
	Gruppe 4/Title VI, VII: DSOers nettutviklingsplaner, koordinering mellom nettselskap, datautveksling, reaktiv effekt	Statnett
	Spørsmål	Alle
Videre prosess	Hvordan og når kan Norge bli berørt?	RME
	Spørsmål og avslutning	Alle

Oversikt – hva slags regelverk er det, hva er tidsplan

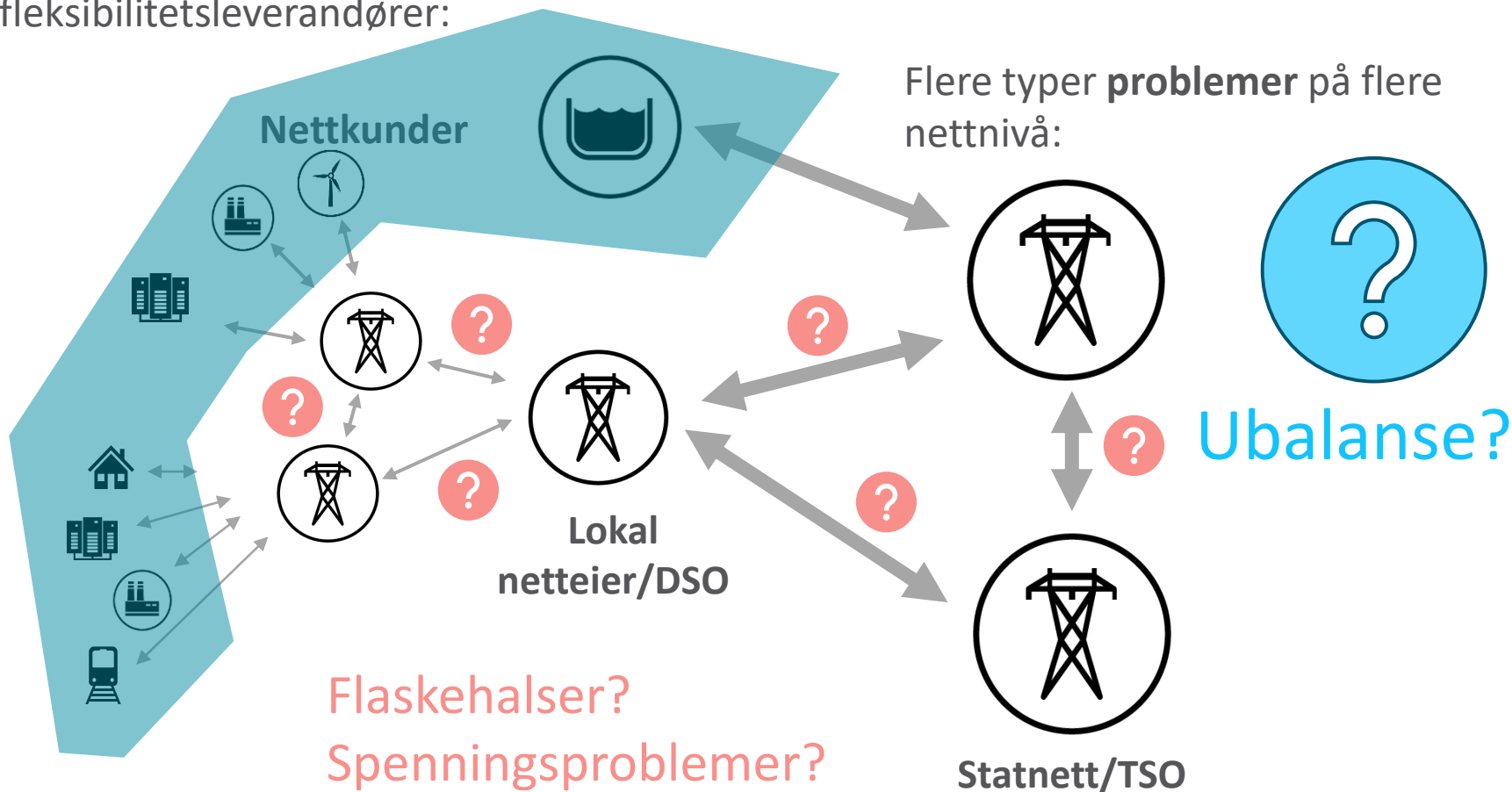


Organisering og inndeling av skrivearbeidet



Regelverket skal lage rammer for et komplekst system

Flere **aktører** – kunder, nettselskaper, kraftleverandører/balanseansvarlige og fleksibilitetsleverandører:



Flere måter å skaffe fleksibilitet på:

Eksisterende markeder – reservemarkedene, ...

Lokale markeder

Annet – for eksempel utkoblbar tariff, bilaterale avtaler, tilknytning med vilkår ...

Hva/hvem retter NCDR seg mot?

- Alle som er tilknyttet eller bruker kraftsystemet
 - Nettselskap (TSO, DSOer)
 - Produsenter
 - Forbrukere
 - Strømlleverandører og aggregatorer
- Tilgang til å delta aktivt på ulike markeder for distribuert fleksibilitet
 - Forbruk
 - Energilagring
 - Distribuert produksjon (sol, vann, vind)
- Fasilitere for markedsbasert kjøp/bruk av tjenester fra DSOer (nytt volum) og TSOer (mer volum) til drift av kraftsystemet



NVE

Reguleringsmyndigheten
för energi – RME

WEBINAR

om Network Code for Demand response



Alexander Kellerer

Seniorrådgiver - RME

Hva er en «rammeretningslinje / framework guideline»?

Rammeretningslinjen er en slags «**håndbok**» fra ACER for hva en ny europeisk nettkode bør inneholde.

- Rammeretningslinjen avgrenser på et overordnet nivå hva nettkoden skal handle om. Ofte er det nødvendig å ekskludere noen problemstillinger for å gjøre det mer håndterbart.
- Når ACER får forslaget fra TSOene/DSOene i mars 2024, vil de sjekke om forslaget er i tråd med kravene fastsatt i rammeretningslinjen.



NVE – RME

Prioriterte områder i rammeretningslinjen

Markedsadgang for mindre fleksibilitetstilbydere

Modeller for Aggregering

Prekvalifisering
i balansemarkedene

Beregning av baselines &
måling av fleksibilitet

Prekvalifisering
i lokale markeder

Endringer i balanseavregningen
& måleverdikjeden

Fleksibilitetsregistre

Minimum budstørrelse i
balansemarkedene

TSO/DSO-koordinering

Ansvarsfordeling
mellom DSO og TSO

Informasjonsutveksling i
driftsfasen

Lokal
nettplanlegging

Informasjonsutveksling i
avregningsfasen

«Lokale fleksibilitetsmarkeder»

Markedsbasert
flaskehalshåndtering

Markedsbasert
spenningsregulering

Grensesnittet
mellom engros- og lokale
markeder

Drift av lokale markeder

Rollen som
lokal markedsoperatør



Temaer som ikke ble tatt med i rammeretningslinjen

- **Implisitt etterspørselsfleksibilitet og dynamiske nettariffer**
- **Økonomiske insentiver for nettselskap til å kjøpe fleksibilitet**

Prosess for å utvikle nasjonale metoder

(ifølge nåværende utkast fra TSOene/DSOene)

I motsetning til andre nettkoder, vil NC DR i hovedsak kreve utvikling av nasjonale metoder istedenfor europeiske eller regionale metoder

Steg 1:

Alle TSOer og DSOer i ett land skal lage et forslag som utpeker enheter som skal få ansvaret for å lage nasjonale metoder. I tillegg skal det fastsettes en prosess for hvordan man kommer til felles enighet.



Steg 2:

De utpekte enhetene skal forberede forslag til nasjonale metoder i tråd med kravene i nettkoden.



Steg 3:

Forslagene skal sendes til den nasjonale reguleringsmyndigheten for godkjenning. Regulatoren kan kreve endringer og sende forslaget tilbake.

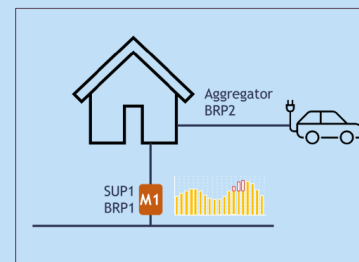
Title II Generelle krav for markedstilgang

- Aggregeringsmodeller - Inndeling basert på måleroppsett
 - Modell A - Ingen submåler/DMD
 - Aktivering = Baseline (plan) AMS måler – AMS måler
 - Én BRP for alle SPs
 - Modell B har submåler/DMD
 - BRP1: AMS måler – (baseline submåler – submåler)
 - BRP2: Baseline submåler – submåler)

- Kompensasjon:
 - SPs aktivering skaper en ubalanse for kraftleverandøren BRP og kraftleverandøren får ikke solgt sin innkjøpte kraft til sluttkunden.
 - Opp til nasjonale regler om vi skal ha en kompensasjonsmodell og metoden. Pris kan være regulert, fastsatt, kalkulert eller bilateralt avtalt. Denne skal godkjennes av NRA

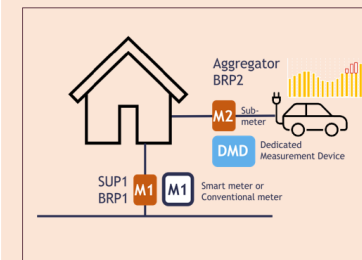
Art	Chapter1. Aggregation Models
19	Aggregation models
20	Energy allocation, balance responsibility in each aggregation model category and imbalance adjustment
21	Roles and responsibilities of market parties and systems operators related to Aggregation Models
22	Financial compensation
23	Costs of suppliers/BRPs and benefits of the independent aggregators to other MP
24	Data exchange process for aggregation models

Model A (Non metered flexibility resource)



- The delivery of the service provider can only be validated by comparing the baseline of the connection point with the M1 measurements.
- No activation: BRP1 delivery volume = M1
- During activation: BRP2 delivery volume = M1 – baseline M1

Model B (Metered flexibility resource)



- The delivery of the service provider can be validated by comparing the baseline of the flexibility resource with the M2/DMD measurements.
- The fact of having two different metering points (measuring the connection point and the flexibility resource) enables to unambiguously assign the imbalances to the relevant parties.
- No activation: BRP1 delivery volume = M1
- During activation:
 - BRP1 deliver volume = M1 – (M2/DMD – baseline M2/DMD)
 - BRP2 delivery volume = (M2/DMD – baseline M2/DMD)

Title II Generelle krav for markedstilgang

- Baseline
 - Metoder skal defineres og innføres nasjonalt. TSO/DSO, SP og tredjeparter kan foreslå nye modeller.
- Avregning:
 - Etablere nasjonal metode for å kalkulere aktiverte volum for produkter for flaskehalshåndtering og spenningskontroll.
 - Ubalanseoppgjør bestemmes nasjonalt. Om BRPs posisjon ikke er korrigert, skal ubalansejustering benyttes
- Granularitet
 - 0,1 MW granularitet for standard balanseprodukter. Veikart skal lages for å redusere budstørrelsen.

Art	Chapter2. Baseline Calculation and Measurement
25	General principles for baselining methods
26	Baselining method: specification and validation
Art	Chapter3. Settlement
27	General principles for settlement of congestion and voltage services and settlement related data exchange
28	Imbalance settlement
Art	Chapter4. Minimum Bid Granularity for standard balancing products
29	Roadmap for the implementation of balancing bids granularity

Title III – Prekvalifiseringskrav og prosesser

- Prequalification vs. verification
- Krav til aktører og produkter
- Tydeliggjøre hvem som har ansvar for prekvalifiseringen
- Den ansvarlige skal dele relevant informasjon med andre systemoperatører
- Fleksibilitetsregister
- Nasjonal metode skal spesifisere detaljer rundt registrering og prekvalifisering

Art	Chapter5. General Requirements
30	Qualification for Service Providers
31	Pre-Conditions and Applicability of the product prequalification and product verification processes
32	Criteria for reassessment of product prequalification and product verification
33	Switching of Controllable Units

Art	Chapter 6. Product Prequalification
34	Requirements for product prequalification
35	Provisions for prequalification for standard and specific balancing products
36	The congestion management and voltage control services product prequalification process

Art	Chapter 7. Product Verification
37	Product Verification Requirements
38	Product Verification Process

Art	Chapter 8. Requirements for Flexibility Master Data Exchange for Prequalification
39	Principles for Governance and Interoperability
40	Principles and requirements for data exchange in the prequalification phase
41	Principles and requirements for operators of flexibility register platforms
42	SP module procedures
43	CU module procedures

Art	Chapter9. National Harmonisation of Market Access Processes
45	Principles for national implementation
46	Table of Equivalences

Market design - overordnet

- **Anskaffelse** av (lokale) tjenester for **flaskehalser** og **spenningsproblemer** skal default være **markedsbasert**
- Systemoperatører skal velge bruk av virkemiddel eller kombinasjon av **virkemidler** basert på hva som er **økonomisk effektivt**.
- Nasjonalt **rammeverk** skal definere hva som er **samfunnsøkonomisk** optimalt
- Alle valg og aksjoner skal være **transparente**

Art	Chapter9. National Harmonisation of Market Access Processes
47	Solutions for congestion and voltage issues through active power
48	National terms and conditions for market design for congestion management and voltage control services through active power
49	Principles for procurement and pricing for market-based congestion management and voltage control services
50	Principles for procuring by tender procedure
51	Principles for applying non-firm connection agreements
52	Publication of information
53	Principles for the coordination and interoperability between local and day-ahead, intraday and balancing markets
54	Requirements for procuring system operators
55	General requirements to local market operators
56	Local market operator(s)
57	Tasks of local market operators
Art	Chapter10. Congestion Management Products
58	List of attributes
59	Requirements for the definition of congestion management products
60	Products from Day-ahead, intraday or balancing markets



48	National terms and conditions for market design for congestion management and voltage control services through active power
49	Principles for procurement and pricing for market-based congestion management and voltage control services

Market design- nasjonal prosess

- **Evaluer**e eksisterende regulering, vilkår og metoder sett i sammen med utvikling og endringer
- DSOer og TSO skal **sammen** foreslå vilkår og metoder
- **Regulator** skal **vedta** forslag til **vilkår og metoder** og eventuelle endringer i regulering
- **Vilkår og metoder for markeddesign** skal inneholde følgende:
 - Roller, ansvar, krav og prosesser for alle aktører
 - Anskaffelsesprinsipper og prismekanismer
 - Krav til publisering av informasjon
 - Koordinering og interoperabilitet mellom markeder og aktører
- Prosess avhenger av om Norge blir «pålagt» eller «frivilling» tar inn NCDR i norsk regelverk



49	Principles for procurement and pricing for market-based congestion management and voltage control services
50	Principles for procuring by tender procedure

Market design- prinsipper for anskaffelse av fleksibilitet

- Teknologinøytral og ikke-diskriminerende
- **Variasjon i prismekanismer** basert på produkter, nettnivå, tidshorisonter, likviditet i markeder, nasjonale tilnærminger og kontraktsfestet kapasitet
- Fleksibilitet som er anskaffet gjennom prosesser for å tilgjengeliggjøre kapasitet skal ved aktivering konkurrere på **lik linje** med fleksibilitet som kun deltar med aktivering.
- Fleksibilitet for bruk til flaskehalser og spenningsproblemer kan ha **forskjellige prismekanismer** enn markedet det er anskaffet i.
- Fleksibilitet kan anskaffes i organiserte markeder eller igjennom regulerte innkjøpsprosesser

Market design- prinsipper for bruk av tilknytning på vilkårsavtaler

- Når tilknytning på vilkårsavtaler brukes i et land skal det reguleres hvordan disse kan brukes med omfang, begrensninger, vilkår og evt. Kompensasjon
- Det blir opp til nasjonale prosesser å bruke følgende prinsipper:
 - Ikke begrense mulighet til deltakelse i andre markeder
 - Vilkår for bruk skal spesifiseres
 - Samhandling mellom marked og avtaler skal spesifiseres



Market design – prinsipper koordinering mellom markeder

- Nasjonale metoder og vilkår skal:
 - Spesifisere om og under hvilke vilkår bud fra DA-, ID- og BA-markeder kan benyttes til flaskehals- og spenningsproblemer
 - Beskrive samhandling mellom markeder
 - Forsikre at design løser flaskehals- og spenningsproblemer på en effektiv måte
 - Gi lov til at bud kan overføres mellom markeder, gitt at de er kvalifisert for det respektive markedet
 - Unngå at samme bud er valgt samtidig i to ulike markeder
 - Unngå mange markeder dersom dette gir ineffektive løsninger

55	General requirements to local market operators
56	Local market operator(s)
57	Tasks of local market operators

Operatør for lokal markedsplass

- Skal opptre nøytral i forhold til kjøper og selger av tjenester
- Kan være TSO eller DSO uavhengig av om den kjøper tjenester eller en tredjepart
- Skal nomineres(velges) i en prosess der regulator kan godkjenne eller fjerne mulighet for å være operatør
- Skal koordinere med andre markeder
- Skal publisere markedresultater
- Kan bli delegert oppgaver som tilhører systemoperatører



Market design - Endringer fra i dag (i Norge)

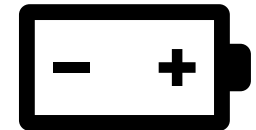
- Konkret rammeverk som regulerer roller, ansvar og krav knyttet til tilgjengeliggjøring og bruk av distribuert fleksibilitet til bruk for flaskehalshåndtering og spenningsproblematikk i kraftsystemet
- Skal gjøre det lettere for distribuert fleksibilitet å delta på flere markeder både aggregert eller enkeltvis
- Standardisering av produkter som kan benyttes på tvers av markeder for flaskehalshåndtering og spenningsproblematikk i kraftsystemet



Title V - Lagring eid av systemoperatørene

- Nettselskapene må kunne vise at den type lagring er den beste måten å løse et problem på, og det ikke er mulig å kjøpe tjenesten.
- Nettselskapene må gjøre oppdaterte vurderinger jevnlig for å fortsatt kunne eie lagring.
- Flere detaljer rundt krav til prosess og myndighetsgodkjenning i regelverket.

Art	
61	Procedure for sharing storage ownership or operations
62	Shared storage ownership and operations agreement
63	Assessing and transferring ownership of systems operators owned storages



Title VI - DSOenes nettutviklingsplaner

- DSOene skal lage nettutviklingsplaner
- Målet er at nettutviklingsplanene skal identifisere fremtidige behov for fleksibilitet og gi informasjon om dette til markedsaktørene
 - Krav til samordning av scenarioer
 - Potensielle behov for fleksibilitet skal beskrives
 - For konkrete prosjekter, skal fleksibilitetsbehov beskrives på mer detaljert nivå – når, hvor og hvilke volumer
- Krav til offentlig høring og myndighetsgodkjenning

Art	Chapter11. Distribution Network Development
64	Process and Content of the Distribution Network Development Plan (DNDP)
65	General principles on the DNDP planning methodology
66	Requirements on development scenario(s)
67	Congestion management and voltage control services in the DNDP
68	DNDP public consultation and publication



Title VII - TSO-DSO og DSO-DSO koordinering

- Flaskehalser og spenningsproblemer i nettet berører ofte flere netteiere --> behov for koordinering mellom nettselskapene
- Hver netteier ansvar for egne flaskehalser
- "Grid prequalification" og "Temporary limits" - begrensninger for bruk av fleksibilitet skal rapporteres til myndighetene
- DSO observability area = definerer de som trenger å utveksle data
- Nasjonal metode skal beskrive krav til koordinering

Art	
69	National implementation and condition for coordination
70	General principles for system operators' coordination
71	Principles for the definition of DSO observability area
72	Principles for forecasting, identifying congestion and voltage control issues through active power
73	Principles for solving congestion and voltage control issues
74	Short-term procedures to account for DSO limits
75	Grid prequalification
76	Data exchange between DSOs-DSOs and DSOs-TSO
77	Ensuring system balance



Art	
78	Organisation, roles, responsibilities and quality of data exchange
79	Data to be provided by service providers of congestion management and voltage control services
80	Data to be provided by grid users

Title VIII – Krav til datautveksling fra nettkunder

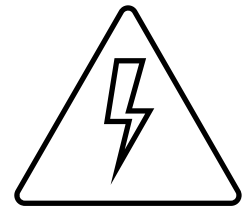
- Skal komplementere kravene i eksisterende EU-regelverk: SOGL og KORRR
- Nasjonal metode skal definere hvordan datautveksling skal skje, og hvor detaljerte dataene skal være.
- Krav til:
 - Strukturelle data
 - Planer og fremskrivninger
 - Sanntidsdata

utover det som er nødvendig for å få kvalifisert aktører og produkter må begrunnes og godkjennes av myndighetene.

Title XI - Spenningskontroll

- Bruk av reaktiv effekt til spenningskontroll – hvis det er behov for å skaffe mer utover regulatoriske krav
- Markedsbaserte løsninger er foretrukket – det skal lages regler som ivaretar det
- Datautveksling

Art	
81	Voltage control services with use of reactive power



Prosess videre

Tidslinje for neste fase

Fase 1

Okt 2021 - Des 2022

Scoping
+
ACERs
rammeretningslinjer
(Avsluttet)

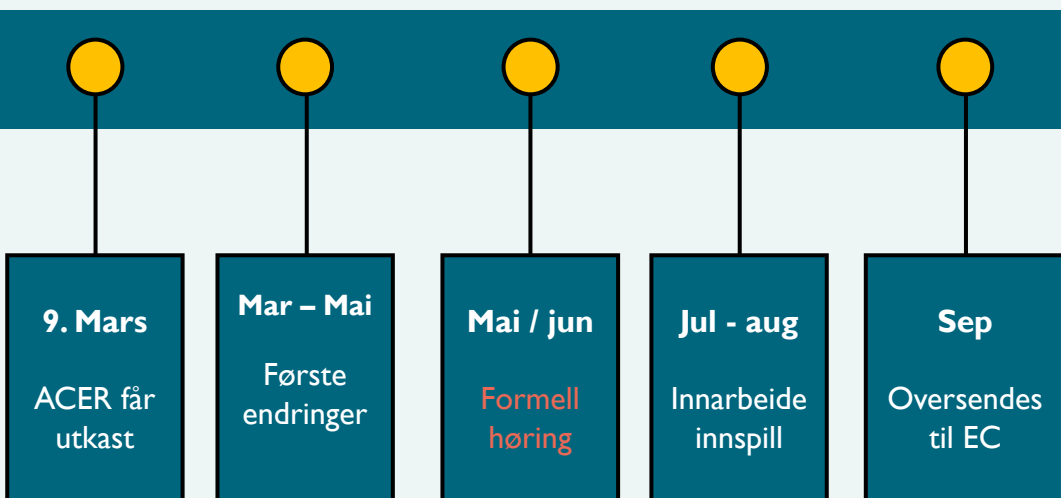
Fase 2

Mar 2023 – Mar 2024

ENTSO-E og DSO-
enheten
forbereder utkast til
ny forordning
(Pågående)

Fase 3

Mar 2024 - Sep 2024



ACER reviderer utkast
+
Sender anbefaling til EC

Fase 4

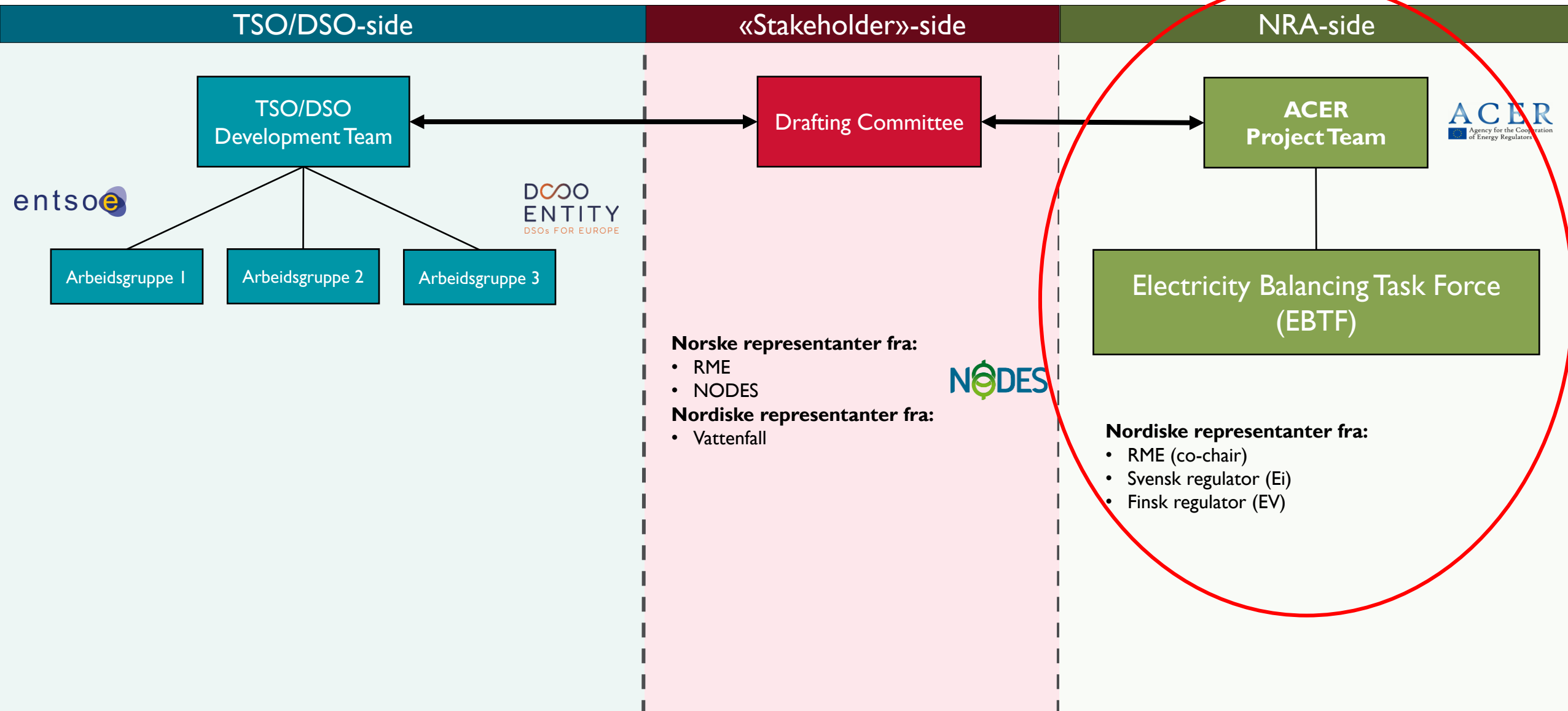
Sep 2024 - ??

EUs
komitologi-prosess

(EC + EU-Rådet +
Europaparlamentet)

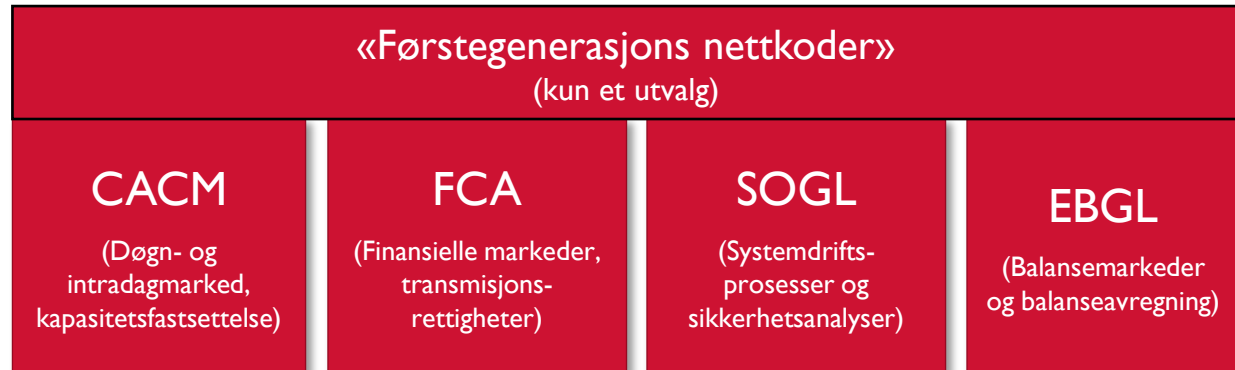
Organisasjon

Her jobbes det videre
med nettkoden etter 9.
mars 2024



Oversikt over det europeiske regelverket

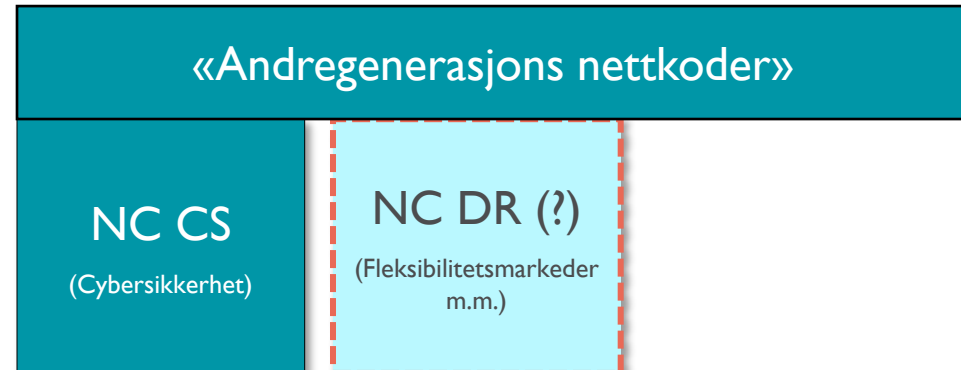
Tredje energimarkedspakke



Trådte i kraft som norske forskrifter 01. august 2021

Gjelder ikke i Norge per i dag

Ren energipakken



Hvordan og når blir Norge berørt?

- Etter ikrafttredelsen i EU skal det først avklares om nettkoden er EØS-relevant. Dette er en separat prosess og vurdering.
- Dersom den innlemmes i EØS-avtalen (Stortinget bestemmer), vil nettkoden gjennomføres i norsk rett på vanlig måte som lov eller forskrift.
- Det er først etter dette, at nettkoden vil kunne gjelde i Norge.
- RME vil fortløpende vurdere om det er behov for endringer i våre gjeldende forskrifter for å legge til rette for mer forbrukerfleksibilitet.

Hvorfor er det lurt å engasjere seg nå?

- Erfaringsmessig er det mer effektivt å påvirke innholdet i reglene tidlig i utviklingsprosessen (mens de fremdeles er under utvikling i EU). Ulike aktører har ulike innganger og må bruke disse.
- Nettkoden vil påvirke hvordan fleksibilitetsløsninger utvikler seg i våre nordiske naboland. Det er flere fleksibilitetstilbydere som ønsker å operere i flere nordiske land samtidig.
- Det etterspørres nå praktiske erfaringer og resultater fra pilotprosjekter for å kunne utforme reglene på en mer hensiktsmessig måte. Norge har mange gode pilot- og forskningsprosjekter som vi kan vise frem som eksempler.
- Norge er generelt et interessant eksempel for Europa fordi vi har gode forutsetninger for å ta i bruk forbrukerfleksibilitet i større grad (høy grad av elektrifisering, AMS/digital infrastruktur, mange forbrukere på spotprisavtaler, kompleks system- og nettdrift osv.)

Takk for oppmerksomheten!

