Borgarting lagmannsrett
Postboks 8017 Dep.

0030 OSLO

Via Aktørportalen

Referanse: 41936/14482
Ansvarlig advokat: Kjell M. Brygfjeld

4. juli 2022

**PROSESSKRIV**

**TIL**

**BORGARTING LAGMANNSRETT**

Sak: 22-012528ASD-BORG/02

**Saksøker:** Nei til EU
Schweigaardsgt.34 B, 0191 OSLO

**Prosessfullmektig:** Advokat Kjell M. Brygfjeld og
Advokatfirma Endresen Brygfjeld Torall AS
Postboks 155 Sentrum, 4001 Stavanger

**Rettslig medhjelper:** Advokat Bent Endresen, EBT

**Saksøkt:** Staten v/Utenriksdepartementet
Postboks 8001, 0030 OSLO

**Prosessfullmektig:** Regjeringsadvokaten
v/regjeringsadvokat Fredrik Sejersted
Postboks 8012 Dep. 0030 OSLO

**Rettslig medhjelper:** Regjeringsadvokaten
v/advokatfullmektig Lisa-Marie Moen Jünge

**Saken gjelder:** Tvist om brudd på Grunnloven

1
Det vises til rettsbok fra planleggingsmøte 08.03.2022.

2
Når det gjelder spørsmålet om «kumulasjon» så er ankende parts utgangspunkt at retten, i sin vurdering av spørsmålet om omfanget/graden av suverenitetsavståelse må kunne trekke inn elementer fra den del av Energimarkedspakke III (fire forordninger vedtatt innført i norsk rett av Stortinget i 2021) som ikke lå i «pakken» for det opprinnelige stortingsvedtaket, men som ble godkjent av Stortinget på et senere tidspunkt, altså Regjeringsadvokatens alternativ (i) i tilsvaret på side 4.

Innholdet av forordningene var kjent da Stortinget traff sitt vedtak i 2018, og materielt sett ble det anført fra Staten at de siste forordningene ikke medførte ytterligere avståelse av suverenitet, noe ankende part er uenig i.

Nei til EU antar at en slik forståelse av omfanget av prøvingsretten harmonerer godt med den måten Høyesterett har formulert seg på i uttalelsen om Jernbanepakke IV (HR-2021-655-P), jfr. følgende klippet inn fra pkt. 3.10 i uttalelsen:

*Et annet motargument som har vært fremme, er knyttet til det man kan kalle kumulasjonseffekten: Gjennom stadige myndighetsoverføringer som hver for seg anses som «lite inngripende», kan man til slutt stå overfor en myndighetsoverføring som, om den var blitt presentert under ett, ville ha krevd kvalifisert flertall.*

*Læren om lite inngripende myndighetsoverføring er imidlertid ikke til hinder for at man vurderer om man nå er kommet «over grensen», i forbindelse med den enkelte sak. Slik Høyesterett forstår stortingspraksis, stenger den ikke for dette. Høyesterett antar at det må gå en slik grense også ved trinnvise myndighetsoverføringer. Det følger imidlertid ikke av dette at en slik vurdering må baseres på mer eller mindre sikre antakelser om hva neste skritt kan tenkes å bli. Den må primært foretas i tilknytning til den enkelte myndighetsoverføring det er aktuelt å samtykke i.*

Det er altså godt grunnlag for å anføre at Stortinget burde ha vektlagt den samlede suverenitetsavståelse, dvs. inkludert disse fire forordningene, i forbindelse med godkjenningen av EØS-komiteens vedtak i sak 93/2017.

2
I tillegg til den myndighet som ACER/ESA etter regelverket i Energimarkedspakke III har til å treffe vedtak med bindende virkning for norske borgere anføres det at den rolle som Reguleringsmyndigheten (RME) er gitt medfører overføring av suverenitet. EUs

tredje elektrisitetsdirektivet (2009/72/EF) artikkel 35 krever at det opprettes en uavhengig nasjonal reguleringsmyndighet, og den gjennomførte bestemmelse i norsk rett i energilovens § 2-3 lyder slik:

***§ 2-3.(Reguleringsmyndighet og klagenemnd)***

*Departementet utpeker en reguleringsmyndighet og klagenemnd etter denne loven og gir forskrift om organisering, oppgaver og myndighet.*

*Reguleringsmyndigheten og klagenemnda er uavhengige og kan ikke instrueres om utøvelsen av tillagt myndighet. Enkeltvedtak fattet av reguleringsmyndigheten kan bare påklages til klagenemnda.*

*Reguleringsmyndigheten og klagenemnda kan ikke instrueres i disponeringen av tildelte budsjettmidler.*

*Reguleringsmyndigheten skal samarbeide med andre lands reguleringsmyndigheter og internasjonale institusjoner i samsvar med Norges EØS-rettslige forpliktelser.*

RME har en helt uavhengig status i forhold til Storting og forvaltning og kan dermed ikke instrueres i sin funksjon. Etter bestemmelsens siste ledd skal RME blant annet utøve sin myndighet i samsvar med Norges EØS-rettslige forpliktelser. Dette vil formentlig si det materiellrettslige innholdet av de forordninger og direktiver som Stortinget har vedtatt som bindende for Norge og dermed for RME sin virksomhet.

Det er i tillegg et uavklart spørsmål om tvister om RMEs vedtak, evt. klagenemdas vedtak, kan bringes inn for norske domstoler eller om slike tvister skal behandles av EFTA-domstolen.

Vi vedlegger som:

**Bilag 1:** Fra NVE sin hjemside om RME
**Bilag 2:** Fra NVE sin hjemeside om RMEs uavhengighet

3
Som nye bevis i saken vedlegges som

**Bilag 3:** RME – Øyvind Zambrano Lie - I strid med EØS-avtalen å strupe kablene artikkel 23.09.2021
**Bilag 4:** Kopi av masteroppgave om RME datert 10.12.2021

**Bilag 5:** De Facto-rapport nr. 1:2022 «Strømprisen Årsaker og effektive mottiltak» av 20.05.2022
**Bilag 6:** ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design – Rapport april 2022
**Bilag 7:** Bakgrunnsnotat om grensekryssende krafthandel fra Nei til EU (Februar 2022)
**Bilag 8:** Utskrift av skriftlig spørsmål til olje- og energiministeren fra sortingsepr. Kjerstad av 21.12.2021
**Bilag 9:** Oppdatert versjon av Vett 3:2020 datert 22.03.2022

**Bilag 10:** Kopi av artikkel fra Klassekampen 22.12.2021
**Bilag 11:** Kopi av artikkel fra Klassekampen 30.06.2022
**Bilag 12:** Kopi av kronikk fra Klassekampen 03.06.2022 Anders Skonhoft/Rune Skarstein
**Bilag 13:** Kopi av artikkel fra Nettavisen 20.01.2022 – Eli Moen
**Bilag 14:** Kopi av artikkel fra Nettavisen 02.06.2022
**Bilag 15:** Kopi av artikkel fra Nettavisen 28.06.2022

**Bilag 16:** Avgjørelse16/2021 fra ACER
**Bilag 17:** Avgjørelse 2/2022 fra ACER
**Bilag 18:** Avgjørelse 3/2022 fra ACER

**Bilag 19:** Nordpool CACM regulation - Utskrift fra hjemmeside 01.07.2022

Det tas forbehold om ytterligere bevisførsel.

4
Når det gjelder vitneførselen så frafalles vitnene Anders Skonhoft og Kim Olav Johansen.

Som nye vitner varsles:

**Vitne 1:** Tidligere olje- og energiminister Terje Søviknes
**Vitne 2:** Tidligere olje- og energiminister Eivind Reiten
**Vitne 3:** Tidligere olje- og energiminister Marte Mjøs Persen
**Vitne 4:** Utreder i De Facto Isak Lekve
**Vitne 5:** Konsulent, tidl. overingeniør i NVE og avd. dir. i OED, Svein Roar Brunborg
**Vitne 6:** Konserntillitsvalgt i Aker, Atle Tranøy

Det tas forbehold om å endre på vitnetilbudet.

Advokatfirma Endresen Brygfjeld Torall AS

Kjell M. Brygfjeld
Advokat (H) MNA
E-post: kmb@ebtas.no

Prosesskrift legges inn i Aktørportalen.

# 1 Krav til uavhengighet

Tredje energimarkedspakke ble gjennomført i norsk rett 1. november 2019. Her gjelder krav om at reguleringsmyndigheten, innenfor rammer som er gitt av lover, forskrifter og retningslinjer, skal være uavhengig av politiske myndigheter i enkeltsaker.

Reguleringsmyndigheten kan ikke instrueres om utøvelsen av tillagt myndighet og disponeringen av tildelte budsjettmidler. Enkeltvedtak fattet av reguleringsmyndigheten kan påklages til Energiklagenemnda. Energiklagenemnda er utnevnt av OED, men er uavhengig og kan ikke instrueres.

Kravet til reguleringsmyndighetens uavhengighet er likevel ikke til hinder for generelle politiske føringer, for eksempel i forskrifter, som gis av OED. OED har ansvaret for energipolitikken, og det vil være opp til reguleringsmyndigheten å fortolke og praktisere regelverket innenfor rammene som er oppstilt i lover og forskrifter.

Kravet om uavhengighet er heller ikke til hinder for samarbeid med andre relevante nasjonale myndigheter og internasjonale organisasjoner i samsvar med Norges EØS-rettslige forpliktelser.

Ansatte i reguleringsmyndigheten kan ikke ha annet arbeid som er egnet til å svekke tilliten til den ansattes upartiskhet og uavhengighet.

Som et supplement til gjeldende krav etter lover og forskrifter, har Vassdrags- og energidirektøren utarbeidet rutiner for reguleringsmyndighetens saksbehandling og samhandling med øvrige deler av NVE.

Vassdrags- og energidirektøren vil oppdatere dokumentet ved behov.

# 1 Krav til uavhengighet

Tredje energimarkedspakke ble gjennomført i norsk rett 1. november 2019. Her gjelder krav om at reguleringsmyndigheten, innenfor rammer som er gitt av lover, forskrifter og retningslinjer, skal være uavhengig av politiske myndigheter i enkeltsaker.

Reguleringsmyndigheten kan ikke instrueres om utøvelsen av tillagt myndighet og disponeringen av tildelte budsjettmidler. Enkeltvedtak fattet av reguleringsmyndigheten kan påklages til Energiklagenemnda. Energiklagenemnda er utnevnt av OED, men er uavhengig og kan ikke instrueres.

Kravet til reguleringsmyndighetens uavhengighet er likevel ikke til hinder for generelle politiske føringer, for eksempel i forskrifter, som gis av OED. OED har ansvaret for energipolitikken, og det vil være opp til reguleringsmyndigheten å fortolke og praktisere regelverket innenfor rammene som er oppstilt i lover og forskrifter.

Kravet om uavhengighet er heller ikke til hinder for samarbeid med andre relevante nasjonale myndigheter og internasjonale organisasjoner i samsvar med Norges EØS-rettslige forpliktelser.

Ansatte i reguleringsmyndigheten kan ikke ha annet arbeid som er egnet til å svekke tilliten til den ansattes upartiskhet og uavhengighet.

Som et supplement til gjeldende krav etter lover og forskrifter, har Vassdrags- og energidirektøren utarbeidet rutiner for reguleringsmyndighetens saksbehandling og samhandling med øvrige deler av NVE.

Vassdrags- og energidirektøren vil oppdatere dokumentet ved behov.

https://energiteknikk.net/2021/09/rme-i-strid-med-eos-avtalen-a-strupe-kablene/

# RME: I strid med EØS-avtalen å strupe kablene

## Systemoperatørene kan bare redusere overføringskapasitet dersom det er nødvendig av hensyn til driftssikkerheten, ikke for å hindre høye priser.

- Øyvind Zambrano Lie

**TORSDAG 23. SEPTEMBER 2021 - 09:34**

Senterpartiet, Elkem og andre har de siste dagene tatt til orde for å begrense krafteksporten fra Norge. Hvordan dette skal gjøres, har alle vært vage om, men Senterpartiet opplyser at de vil starte lovarbeid for å få det til, og Arbeiderpartiet har kvittert med at det ikke er galt å sjekke handlingsrommet.

Det kan se ut som den utsjekkingen ikke vil ta spesielt lang tid. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i NVE advarer nemlig nå om at kabelstruping for å senke prisene i Norge vil være i strid med EØS-regelverket.

### «I strid med norsk rett og EØS-avtalen»

Etter elektrisitetsforordningen artikkel 16 plikter systemoperatørene (Statnett) å sørge for at maksimal kapasitet i nettet gjøres tilgjengelig for grensekryssende handel, samtidig som det tas hensyn til at grensene for sikker nettdrift ikke overskrides. Det siste betyr at en kabel kan «stenges» hvis den skulle true driftssikkerheten i nettet.

«Det vil ikke være i tråd med dette regelverket at eksporten over kablene reduseres for å oppnå lavere kraftpriser i Norge. Systemoperatørene kan bare redusere overføringskapasitet dersom det er nødvendig av hensyn til driftssikkerheten og er mer effektivt enn å benytte andre mulige avbøtende tiltak i systemdriften», opplyser fungerende direktør for RME, Tore Langset, i en epost til Energiteknikk. Det var Montel som først omtalte saken.

«Styring av eksport av kraft over kablene ut fra andre hensyn enn å ivareta driftssikkerheten, vil være i strid med norsk rett og EØS-avtalen. Ingen land har brutt denne avtalen til nå, og det er derfor vanskelig å forutsi hva slags konsekvenser det kan få», skriver Langset videre.

### Gjensidig samarbeid

Han påpeker at utenlandskablene er et gjensidig samarbeid mellom de to landene som kabelen knytter sammen. I Norge er utenlandskablene regulert gjennom forskrift under Energiloven – nærmere bestemt Forskrift om elektrisk kraft over landegrensene (FOR-2006-12-20-1563).

Forskriften er harmonisert med tilsvarende regelverk i EU – (forordning (EF) nr. 714/2009 (elektrisitetsforordningen etter tredje energimarkedspakke). Dette regelverket skal sikre effektiv og sikker kraftutveksling mellom landene, påpeker Langset.

# EU-rettens krav om uavhengig reguleringsmyndighet for energi

*En studie av europeiseringen av norsk kraftmarkedsregulering*

Kandidatnummer: 101

Antall ord: 37 496 (inkludert 67 ord i figurer)

JUS396 Masteroppgave

Det juridiske fakultet

UNIVERSITETET I BERGEN

10. desember 2021

## Innholdsfortegnelse

**1 INNLEDNING ... 1**

1.1 Temaet, problemstillingen og bakgrunnen ... 1
1.2 Metodiske spørsmål ... 4

**2 UAVHENGIGHETSKRAVETS RETTSLIGE, POLITISKE OG TEORETISKE GRUNNLAG ... 6**

2.1 Uavhengighetskravets rettslige grunnlag og oppbygging ... 6
2.2 Reguleringsmyndighetens oppgaver: Nasjonalt organ for regulering av et integrert kraftmarked ... 11
2.3 Uavhengighetskravets politiske bakgrunn ... 15
2.3.1 Innledning ... 15
2.3.2 Skillet mellom «jus» og «politikk» ... 16
2.4 Uavhengighetskravets historiske utvikling ... 18
2.4.1 Begynnelsen ... 18
2.4.2 EU-kommisjonen innser at markedsåpning krever fullt uavhengig tilsyn ... 19
2.5 Uavhengighetskrav som EU-rettslig fenomen ... 20
2.6 Et sektorovergripende uavhengighetsbegrep? ... 24
2.7 Uavhengige forvaltningsorganer i norsk rett – og møtet med EU-retten ... 26
2.8 Uavhengighetskravets teoretiske forankring: Principal-agent-teorien ... 29

**3 PRIMÆRRETTSLIGE RAMMER FOR UAVHENGIGHETSKRAVET ... 31**

3.1 Innledning ... 31
3.2 EU-pilaren ... 32
3.2.1 TEUF artikkel 114 ... 32
3.2.2 Proporsjonalitet og subsidaritet ... 34
3.2.3 *Meroni*-doktrinen og demokratiprinsippet ... 36
3.3 Overføres de EU-rettslige konstitusjonelle trekkene til EØS-pilaren? ... 39
3.4 Oppsummering ... 42

**4 DIREKTIVETS KRAV TIL ORGANISATORISK UAVHENGIGHET ... 43**

4.1 Innledning ... 43
4.2 Direktivets rettslige utgangspunkter ... 43
4.2.1 «Juridisk adskilt fra …» ... 44
4.2.2 «Under udførelsen af … reguleringsopgaver» ... 45
4.2.3 Oppsummering av direktivets krav ... 46
4.3 Den norske løsningen ... 46

4.3.1 Innledning ... 47
4.3.2 Lovfestingen av uavhengighetskravet i norsk rett ... 47
4.3.3 Kraftforvaltningen frem til etableringen av RME ... 48
4.3.4 Gjennomføringen av tredje energimarkedspakke ... 50
4.3.5 Hvem mente lovgiver at skulle være reguleringsmyndighet i Norge? ... 51
4.3.6 RMEs organisasjon ... 54
4.3.7 Løsningen i enkelte andre land ... 55
4.3.8 Konklusjon ... 58
4.4 Hvilke tiltak må gjøres for å organisere RME i samsvar med direktivets krav? ... 59
4.5 Direktivet tillater en rent formell administrativ underordning under et departement ... 63
4.6 Er RMEs kompetanse begrenset til «omsetning» av kraft? ... 64
4.7 Åpner norsk rett for at RME kan delegeres annen kompetanse enn den er tillagt ved lov? ... 65
4.8 Direktivets krav om finansiell uavhengighet ... 69
4.9 Uavhengighet i relasjon til Statnett/Statkraft ... 70

**5 DIREKTIVETS KRAV TIL FUNKSJONELL UAVHENGIGHET ... 72**

5.1 Innledning ... 72
5.2 Grensen mellom tillatte generelle føringer og ulovlige instrukser ... 74
5.2.1 Innledning ... 74
5.2.2 Grensen mellom instrukser og retningslinjer ... 75
5.2.3 Instruksforbudets konsekvenser for domstolskontrollen med RMEs vedtak ... 79
5.2.4 Kan reguleringsmyndigheten instrueres om prioriteringen av saker? ... 81
5.2.5 Alle elementer i de pliktige regulatoroppgavene må utøves av reguleringsmyndigheten ... 82
5.2.6 Oppsummering ... 84
5.3 Oppgavefordelingen mellom RME og andre organer ... 85
5.3.1 Kan RME utøve andre oppgaver enn regulatoroppgaver? ... 85
5.3.2 Instruksjonsadgangen ved utøvelse av andre oppgaver enn regulatoroppgaver ... 89
5.4 Forholdet mellom RME og politiske myndigheter ved prøving av vedtak fra ACER for EFTA-domstolen ... 90
5.5 Informasjonsutveksling mellom RME og andre organer ... 93
5.6 RMEs bistand fra andre organer ... 95
5.6.1 Adgangen til å få bistand fra andre forvaltningsorganer ... 95
5.6.2 Kan RME og Energiklagenemnda la seg bistå av Regjeringsadvokaten? ... 97
5.7 RMEs fysiske og profilmessige organisering ... 99
5.8 Utnevnelsesprosedyre og særlig stillingsvern for reguleringsmyndighetens ledelse ... 102
5.8.1 Innledning ... 102

5.8.2 Hvem er omfattet av bestemmelsen? ... 103
5.8.3 Direktivets krav til oppnevnelsesprosedyren ... 103
5.8.4 Direktivets krav om særlig stillingsvern ... 106

**6 AVSLUTTENDE REFLEKSJONER ... 111**

**7 LITTERATURLISTE ... 116**

7.1 Regelverk ... 116
7.1.1 Norske lover ... 116
7.1.2 Norske forskrifter ... 117
7.1.3 Traktater ... 117
7.1.4 EU-rettsakter ... 118
7.1.5 EØS-komitéens beslutninger ... 122
7.1.6 Utenlandske lover ... 122
7.2 Forarbeider og andre offentlige dokumenter ... 123
7.2.1 Norske forarbeider og dokumenter ... 123
7.2.2 Europeiske forarbeider og dokumenter ... 132
7.2.3 Utenlandske forarbeider og dokumenter ... 135
7.3 Rettspraksis ... 136
7.3.1 Norske rettsavgjørelser ... 136
7.3.2 Europeiske rettsavgjørelser ... 137
7.3.3 Utenlandske rettsavgjørelser ... 142
7.4 Litteratur ... 142
7.4.1 Bøker og fagartikler ... 142
7.4.2 Avisartikler og debattinnlegg ... 155
7.5 Øvrige kilder ... 158

**VEDLEGG 1 ... 161**

# 1 Innledning

## 1.1 Temaet, problemstillingen og bakgrunnen

EUs tredje energimarkedspakke ble innlemmet i EØS-avtalen i 2018, og i norsk rett i 2019. En sentral del av pakken er det tredje elektrisitetsdirektivet, som inkluderer et krav om å opprette av en uavhengig nasjonal reguleringsmyndighet.[1]

Kravene direktivet stiller til organiseringen av reguleringsmyndigheten, er omfattende og dels tekniske. Overordnet kan kravene deles inn i tre typer: *organisatoriske* og *funksjonelle krav*, og *kompetansekrav*. Disse gruppene av krav vil bli nærmere behandlet i kapittel 2.

Gjennomføringen av direktivets krav ble i Norge gjort ved at Reguleringsmyndigheten for energi (RME), som tidligere var en avdeling i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), ble utskilt som en enhet med særskilt uavhengig status, unntatt instruksjonsmyndighet ved utøvelsen av tillagt myndighet.[2] Videre ble Energiklagenemnda opprettet som uavhengig klageinstans for behandling av klager på RMEs vedtak. Tidligere ble slike klager behandlet av Olje- og energidepartementet (OED).[3] Det ble fra lovgivers side lagt til grunn at denne ordningen oppfylte direktivets uavhengighetskrav.[4]

ESA har i brev til OED i oktober 2020 reist spørsmål ved om Norges gjennomføringsmåte oppfyller direktivets krav.[5] Det er ikke innledet en formell traktatsbruddprosedyre, men en slik henvendelse er i praksis første skritt i en traktatsbruddsak, dersom ESA ikke er fornøyde med svarene fra norske myndigheter.[6]

---

1 Direktiv 2009/72/EF (elmarkedsdirektivet) artikkel 35. I EU gjelder nå uavhengighetskravet i *fjerde* energimarkedspakke (Ren energi-pakken), se direktiv 2019/944 artikkel 57. Se innledningen av kapittel 2.1 for en nærmere redegjørelse for forholdet mellom regelsettene.

2 Jf. energiloven § 2-3.

3 Prop. 5 L (2017–2018), s. 6.

4 Se kapittel 4.3, særlig 4.3.2 til og med 4.3.4.

5 ESA 2020.

6 ODA artikkel 31. Se Fredriksen/Mathisen 2018, s. 233–235.

I denne avhandlingen vil jeg fastlegge innholdet i EU-energirettens krav til organiseringen og tildelingen av kompetanse til nasjonale energiregulatoriske myndigheter, og vurdere om den norske gjennomføringen av kravene er i samsvar med EU-retten.

Kravet om at det skal opprettes en uavhengig regulatorisk myndighet som skal ha ansvaret for visse funksjoner, har sin bakgrunn i overordnede politiske målsetninger i EU om effektivisering (også kalt liberalisering) og integrering av det europeiske kraftmarkedet. Tanken er en idé om et skille mellom den tekniske og rettslige reguleringen av kraftmarkedet og håndhevingen av dette regelverket på den ene siden, og politiske styringsfunksjoner på den andre. Reguleringsmyndighetens oppgave er det førstnevnte.[7]

ACER-forordningen forutsetter at den nasjonale reguleringsmyndigheten skal være ansvarlig for den nasjonale gjennomføringen av vedtakene til EU-byrået Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).[8] Norges tilslutning til ACER utgjorde den største kontroversen ved gjennomføringen av tredje energimarkedsdirektiv i EØS-avtalen. Fra norsk side er nasjonal kontroll over energipolitiske virkemidler ofte vært fremhevet som viktig,[9] og opprettelsen av ACER og RME har blitt hevdet å være en trussel for norske politiske interesser.[10] Dette gjør at spørsmålet om EU-rettens krav til energiforvaltningen, og om norsk rett tilfredsstiller disse, har stor politisk betydning.[11] Som følge av uavhengighetskravet har reguleringsmyndighetene blitt omtalt som «in practice detached from the traditional national public administration and made part of EU-wide regulatory cooperation»,[12] og RME som «ACERs underbruk i Norge».[13] Spørsmålet om hvor langt uavhengighetskravet faktisk går, og hvilke endringer det pålegger Norge, påvirker derfor spørsmålet om hvilken betydning tredje energimarkedspakke har for Norge.[14]

---

7 Forholdet mellom «jus» og «teknikk» på den ene siden og «politikk» på den andre vil være av gjennomgående betydning i oppgaven. Se særlig kapittel 2.3.2.

8 Forordning 713/2009 artikkel 7.

9 Se Dokument 8:172 S (2020–2021), s. 1.

10 Se for eksempel Byrkjeflot 2020.

11 ACERs kompetanse og forholdet mellom ACER og RME vil kun behandles på overflatenivå for sammenhengens skyld, se kapittel 2.2. Disse spørsmålene er inngående behandlet av Hanna Askhaven i hennes avhandling (Askhaven 2019).

12 Bjørnebye 2019, s. 228.

13 Harper 2019.

14 Se om dette, Lovavdelingen 2018, avsnitt 2.5.

Selv om den offentlige debatten i Norge har fokusert på ACER, er byråets kompetansegrunnlag begrenset,[15] og vedtakskompetansen gjelder kun der nasjonale reguleringsmyndigheter ikke blir enige seg imellom.[16] ACERs kompetanse er *subsidiær*, mens de nasjonale reguleringsmyndighetene er de *primære* håndheverne av det regulatoriske EU-rammeverket.[17] En mulig årsak til denne kompetansefordelingen er EUs såkalte *Meroni*-doktrine, som stiller krav om klart definerte og begrensede kompetanser for EU-byråene.[18] Dette systemet gjør at de nasjonale reguleringsmyndighetene er et interessant, om ikke understudert forskningsobjekt.

Dersom man anser kravet om opprettelsen av RME som en myndighetsoverføring, vil rekkevidden av uavhengighetskravet og hvilke kontrollmuligheter som er i behold etter min mening også kunne ha betydning for spørsmålet om tilslutningen til tredje energimarkedspakke innebærer en «lite inngripende myndighetsoverføring» og dermed kan vedtas med alminnelig stortingsflertall.[19] Dette er vurderingstemaet i den såkalte ACER-saken.[20]

For enkelthets skyld vil jeg kun vise til bestemmelsene i elektrisitetsdirektivet,[21] selv om likelydende uavhengighetskrav følger av gassdirektivet.[22] Drøftelsene er derfor også relevante for reguleringen av gassmarkedet.[23]

Jeg kommer i den løpende teksten til å bruke «reguleringsmyndighet», «nasjonal reguleringsmyndighet» og «regulator» om hverandre, med den samme betydningen.

Videre i kapittel 1 vil jeg gå nærmere inn på noen metodiske spørsmål. I kapittel 2 vil jeg redegjøre for det rettslige grunnlaget og bakgrunnen for uavhengighetskravet. I kapittel 3 vil jeg gjøre rede for uavhengighetskravets forhold til overordnede EU- og EØS-rettslige normer. I kapittel 4 og 5 vil jeg nærmere gå inn på henholdsvis organisatoriske og funksjonelle krav til organenes uavhengighet. Behandlingen av kravet til kompetanse vil være begrenset til å belyse

---

15 Se kapittel 2.2 og Askhaven 2019, s. 161–163.

16 Forordning 713/2009 artikkel 8.

17 Delvaux 2013, s. 58 og Askhaven 2019, s. 16.

18 Sak 9/56 *Meroni* og C-98/80 *Romano.* Om hvordan *Meroni*-doktrinen virker inn på kravet om uavhengig reguleringsmyndighet, se kapittel 3.2.3.

19 Jf. Grunnloven § 26 analogisk, og ikke ¾ flertall etter Grunnloven § 115.

20 Høyesterett tillot saken fremmet for domstolene i plenumskjennelsen HR-2021-417-P. Spørsmålet drøftes ikke nærmere her, men se enkelte avsluttende kommentarer i kapittel 6. Saken gikk for Oslo tingrett i november 2021, der saksøkeren tapte.

21 Direktiv 2009/72/EF.

22 Direktiv 2009/73/EF artikkel 39–41.

23 I norsk rett er gassdirektivets uavhengighetskrav gjennomført i naturgassloven § 4, som har en helt lik ordlyd som energiloven § 2-3. Se Prop. 6 L (2017–2018).

sammenhengen med uavhengighetskravet.[24] Bakgrunnen for denne avgrensningen er omfanget av oppgaver som direktivet krever at skal legges til reguleringsmyndigheten. En behandling av samtlige av disse ville vært umulig innenfor begrensningene avhandlingens ordgrense legger.

## 1.2 Metodiske spørsmål

Det sentrale rettskildematerialet for avhandlingens tema er EU-rettslig sekundærrett, og norsk rett som gjennomfører slike regler. Det betyr at det er EU-rettslig metode som vil være styrende for avhandlingens rettsdogmatiske drøftelser.[25] Av særlig relevans for tolkningen av uavhengighetskravet er at en formålsbasert (teleologisk) tolkningsstil er sentralt i EU-retten,[26] i tillegg til kontekstuelle betraktninger der hver bestemmelse må forstås som en del av reglenes og direktivenes hele.[27] Bortsett fra dette redegjør jeg ikke nærmere for innholdet i EU- og EØS-rettslig metode ut over enkelte forhold av særlig betydning for denne avhandlingen, da mitt generelle metodesyn vil fremgå gjennom den rettsdogmatiske fremstillingen.[28]

Den gjennomgående bruken av termen «EU-retten» er bevisst, men skiller seg kanskje noe fra det som tradisjonelt er vanlig i norsk juridisk litteratur. Etter mitt syn er karakteriseringen av de *materielle* forpliktelsene som «EU-rettslige» fremfor «EØS-rettslige» mest presis. Reglene har sitt opphav i EU-retten, og skal for alle praktiske formål praktiseres likt, jf. homogenitetsmålsetningen i EØS artikkel 6. EØS-avtalen er et institusjonelt rammeverk for *gjennomføringen* av forpliktelsene og EFTA-statenes tilknytning til EU, med visse særtrekk. Betegnelsen «EØS-rett/slig» vil forbeholdes eventuelle slike spørsmål.[29]

Jeg vil flere steder i avhandlingen benytte meg av EU-kommisjonens tolkningsnotat til uavhengighetskravet som kilde til tolkningen av de aktuelle reglene.[30] Tolkningsnotatet er ingen autoritativ rettskilde, og i norsk rettskildeteori sammenlignbart med etterarbeider og juridisk

---

24 Se særlig kapittel 5.2.5.

25 EU-primærrettens rammer er styrende for tolkningen av uavhengighetskravet. Jeg går nærmere inn på disse i kapittel 3.

26 Poiares Maduro 2007, s. 5 og Arnesen/Stenvik 2015, s. 29 og 35–37.

27 Arnesen 1995, s. 31 flg.

28 For en tilsvarende tilnærming i doktorgradsavhandlinger, se Øyen 2010, s. 31 og Fredriksen 2013, s. 21.

29 I samme retning Fredriksen/Mathisen 2019, særlig s. 387–390.

30 Kommisjonen 2010.

teori. EU-domstolen siterer i liten grad fra tolkningsnotater i sine dommer. Når jeg likevel trekker det inn, er det fordi det er det grunn til å anta at tolkningsnotatet, særlig i spørsmål uten rettspraksis fra EU-domstolen, vil være styrende for kommisjonens og ESAs vurderinger.[31]

Som jeg skal vise i kapittel 2.5, inneholder EU-retten krav om uavhengige forvaltningsorganer også på andre områder enn energisektoren. I avhandlingen kommer jeg til å vise til rettspraksis om uavhengighetskravene i disse sektorene for å belyse innholdet i uavhengighetskravet i energisektoren. Den nærmere begrunnelsen for dette vil jeg drøfte mer i detalj i kapittel 2.6.

Noen steder vil jeg trekke inn utenlandsk rettspraksis om uavhengighetskravet. Etter min oppfatning er slik rettspraksis – selv om den ikke har noen autoritativ vekt som EØS-rettskilde – relevant for vurderingen av den norske gjennomføringen av uavhengighetskravet. EU- og EØS-retten er et rettsfellesskap der reglene er helt like,[32] og hele poenget er at rettsanvendelsen skal være lik. Det gjør rettspraksis fra andre nasjonale rettsordener godt egnet til å illustrere praktiske problemstillinger. Dessuten kan domspremissene ha en viss argumentasjonsverdi, litt som en underrettsdom i norsk rettskildelære.[33]

Ingen rettsspørsmål kan forstås fullt ut – iallfall ikke i all sin dybde – uten å ha med seg hensynene og formålene reglene hviler på. Uavhengighetskravet som analyseres i denne oppgaven er en regel som i stor grad bygger på politiske og samfunnsøkonomiske overveielser, som folk med annen fagbakgrunn enn jus har vært med på å utforme.[34] Ved tolkningen og anvendelsen av slike bestemmelser må rettsanvenderen derfor være åpen for å ta i betraktning kunnskap fra disse fagfeltene. Derfor vil jeg i denne avhandlingen på enkelte punkter vise til litteratur fra blant annet statsvitere, samfunnsøkonomer og psykologer, da dette av grunnene jeg drøfter over vil bidra til en mer helhetlig og presis forståelse av uavhengighetskravet.

Deler av avhandlingen – særlig kapittel 2.3 til og med 2.8 – kan fremstå noe mindre rettsdogmatisk enn det som er tradisjonen. Etter mitt syn er det nødvendig å forstå det historiske, politiske og teoretiske fundamentet for uavhengighetskravet for å kunne gi en mest mulig presis tolkning og anvendelse av kravet i de mer tradisjonelt rettsdogmatiske kapitlene 3–5. Dette

---

[31] Fredriksen/Mathisen 2019, s. 410.

[32] Med unntak av eventuelle tilpasninger. De eneste tilpasningene av begrenset relevans for oppgaven er at ACERs vedtakskompetanse i tredje energimarkedspakke er lagt til ESA, se EØS-komitéens beslutning 93/2017 og kapittel 2.2.

[33] Høgberg A.P. 2019, s. 272.

[34] Se kapittel 2.3.2, 2.5 og 2.8.

underbygges av at det er regler som stiller *institusjonelle krav* og ikke utelukkende *materielle* bestemmelser vi har med å gjøre, samt en klar, nyere utvikling i EU-retten som ikke ennå fullt ut har blitt belyst fra en norskrettslig synsvinkel. Tilnærmingen kan også bedre grunnlaget for en opplyst rettspolitisk debatt om kontroversielle temaer, nemlig Norges forhold til EU både generelt og på energiområdet spesielt.[35]

# 2 Uavhengighetskravets rettslige, politiske og teoretiske grunnlag

## 2.1 Uavhengighetskravets rettslige grunnlag og oppbygging

Kravet om å opprette en uavhengig reguleringsmyndighet for energisektoren følger av artikkel 35 i tredje elektrisitetsdirektiv.[36] Bestemmelsen sier i nr. 1 at medlemsstatene skal ha «en enkelt national regulerende myndighed på nationalt plan». Alle regulatoroppgavene skal med andre ord ligge til det samme organet. Grunnkravet om uavhengighet følger av bestemmelsens nr. 4. Den gir medlemsstatene en plikt til å «garantere … den regulerende myndigheds uafhængighed og sikre … at den optræder upartisk og gennemskueligt i udøvelsen af dens beføjelser».

I EU gjelder nå uavhengighetskravet i *fjerde* energimarkedspakke (Ren energi-pakken).[37] Denne er ennå ikke innlemmet i EØS-avtalen, men er ansett EØS-relevant, og var på høring i 2020.[38] Fordi denne avhandlingen tar utgangspunkt i gjeldende norsk rett, tar jeg utgangspunkt i reglene i tredje energimarkedspakke. Fjerde pakke endrer

---

35 Se kapittel 6.

36 Direktiv 2009/72/EF.

37 Se direktiv 2019/944 artikkel 57.

38 www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-vedtatt-eu-regelverk-for-elektrisitetsmarkedet-ren-energi-pakken/id2705565/

uansett lite på uavhengighetskravet fra tredje pakke. Unntaket er en uttrykkelig tydeliggjøring av at reguleringsmyndighetens ledelse skal oppnevnes i henhold til gjennomsiktige og objektive kriterier,[39] og at habilitets- og taushetskravene til ledelsen også gjelder etter at den har fratrådt.[40]

EU-domstolen har i en rekke saker utpenslet vilkårene for at en domstol eller annet tvisteløsningsorgan skal kunne anses uavhengig. Dette består av to aspekter. For det *første* kreves det at organet er «helt uafhængigt og uden at være underlagt noget hierarkisk forhold eller stå i afhængighedsforhold til nogen og uden at modtage ordrer eller instrukser fra nogen».[41] Dette er det *formelle* aspektet av uavhengighet. *For det andre* skal organet ha «den samme afstand til tvistens parter og deres respektive interesser for så vidt angår tvistens genstand» og «objektivitet og en fuldstændig mangel på interesse i sagens udfald ud over den strikte anvendelse af retsregler».[42] Dette er den *materielle* uavhengigheten – et krav til uavhengighet i avgjørelsesprosessen.

EU-domstolen har, som jeg skal komme tilbake til, i sin rettspraksis lagt til grunn at denne allmenne uavhengighetsdefinisjonen langt på vei skal legges til grunn også ved forståelsen av kravet til uavhengige *forvaltningsorganer* i sekundærretten.[43]

Selv om bestemmelsen også krever *objektivitet*, *upartiskhet* og *gjennomsiktighet*, vil disse kravene kun i begrenset grad problematiseres her. Å studere reguleringsmyndighetens faktiske upartiskhet og gjennomsiktighet ville krevd en samfunnsvitenskapelig analyse. *Rettslig* oppfyller antakelig forvaltningslovens habilitetsregler og partsinnsynsregler, samt offentlighetslovens innsynsregler direktivets krav.[44] Dels vil imidlertid betraktninger om upartiskhet og gjennomsiktighet inngå i uavhengighetsvurderingen på ulike punkter – det er ikke helt vanntette skott.

Kravet om «gennemskuelig[hed]» finnes kun i denne bestemmelsen i den danske oversettelsen, mens direktivet andre steder krever at for eksempel vilkårene for konsesjon til utbygging skal være «gennemsigtige og ikke-diskriminerende».[45] I den engelske versjonen brukes begrepet «transparent»/«transparency» i begge relasjoner. Gjennomsiktighet kan i en snever forstand handle om befolkningens adgang til innsyn i organets arbeid, eller i en videre forstand at organet også skal treffe sine beslutninger etter noenlunde klare regler. I resten av direktivet ser begrepet

---

39 Direktivets artikkel 57 bokstav e. Se kapittel 5.8.2 i denne avhandlingen.

40 Samme bestemmelse bokstav f.

41 C-64/16 avsnitt 44 (om domstolenes uavhengighet).

42 C-503/15, avsnitt 38 (om domstolenes uavhengighet).

43 Se kapittel 2.6, særlig fotnote 184.

44 Tilsvarende, for Sveriges del, se Prop 2010/11:70, s. 64.

45 Artikkel 7 nr. 1.

ut til å være brukt i den vide forståelsen. Den institusjonelle karakteren av artikkel 35 – som kanskje kan forklare den danske ordlyden – tilsier at kravet omfatter begge former for gjennomsiktighet.

I tillegg til å være et materielt krav, omtales uavhengighet som et «formål» eller «purpose». Medlemsstatene skal «med dette formål», altså myndighetens uavhengighet, sikre at den «er juridisk adskilt fra og funktionelt uafhængig af enhver anden offentlig eller privat enhed».[46]

Kravene retter seg mot «medlemsstatene». Denne ordlyden tilsier at ansvaret for å sørge for tilstrekkelig uavhengighet ikke bare gjelder reguleringsmyndigheten selv, men for alle nasjonale myndigheter. Det betyr at heller ikke regjeringen eller Stortinget som lovgiver kan vedta regler som reduserer reguleringsmyndighetens uavhengighet, og at domstolene også må respektere uavhengighetsprinsippet i sine avgjørelser.[47]

Mens kravet om *uavhengighet* for reguleringsmyndigheten er en selvstendig regel, og den grunnleggende regelen, er resten av bestemmelsen en *detaljering* av hvilke tiltak statene skal gjennomføre for å sikre uavhengigheten. Av disse er «juridisk» og «funksjonell» uavhengighet særlig sentrale. Kravet om juridisk uavhengighet av andre offentlige og private aktører, eller «atskil[lelse]», som er termen direktivet bruker, skal forstås som et krav om *organisatorisk* uavhengighet.[48]

Kravet om *funksjonell* uavhengighet kan også kalles et krav til *operasjonell* uavhengighet.[49] Poenget her er at reguleringsmyndigheten rent faktisk skal være uavhengig i sin daglige myndighetsutøvelse, og ikke bare rent formelt og organisatorisk.

Selv om bestemmelsen etter sin ordlyd består av flere ulike krav, vil det, som *Smith* har pekt på, ikke alltid være lett å skille mellom organisatorisk og funksjonell uavhengighet.[50] Det er også en klar sammenheng mellom de to aspektene: Funksjonell uavhengighet kan være avhengig av en organisatorisk uavhengighet, og omvendt.[51] Dette tilsier at bestemmelsen må leses

---

46 Nr. 4 bokstav a.

47 Dette har betydning for både domstolskontrollen og lovgivers adgang til å påvirke reguleringsmyndighetens kompetanse ved lov, se henholdsvis kapittel 5.2.3 og 5.2.5.

48 Se kapittel 4. Direktivet foreligger ikke i en norsk autentisk språkversjon, og derfor tar jeg utgangspunkt i den danske. Enkelte formuleringer, som «'juridisk' uavhengighet», er imidlertid lite hensiktsmessige å direkte anvende på norsk, og vil omskrives utenom den direkte tolkningen av direktivets ordlyd.

49 Se kapittel 5.

50 Smith 2002, s. 509. I samme retning Sześciło 2021, s. 204.

51 Smith 2002, s. 510.

som en helhet, og i lys av sitt formål.[52] Dette betyr *for det første* at fordi «uavhengighet» er det grunnleggende kravet, vil det rettslige innholdet av begrepet «uavhengighet» være av stor betydning, også ved tolkningen av de mer detaljerte kravene, nettopp fordi disse kravene etter direktivets ordlyd har uavhengighet som «formål». Prinsippet om teleologisk tolkning får her enda større vekt enn i resten av EU-retten. *For det andre* tilsier den nære sammenhengen at kravet til organisatorisk uavhengighet tolkes i lys av kravet om funksjonell uavhengighet, og vise versa, slik at det til en viss grad vil være en overlapp.

I tillegg til kravene om organisatorisk og funksjonell uavhengighet, stiller direktivets artikkel 35 i nr. 4 bokstav b og nr. 5 enkelte enda mer detaljerte krav til tiltak for å beskytte den funksjonelle uavhengigheten.

Statene skal *for det første* sørge for at regulatorens personale og ledelse «handler uafhængigt af enhver markedsinteresse» og ikke «søger eller modtager direkte instrukser fra nogen regering eller anden offentlig eller privat enhed under udførelsen af reguleringsopgaverne».[53] Uavhengighetskravet krever dermed uavhengighet i to relasjoner; både til markedsaktørene og til andre offentlige enheter. Uavhengigheten er ikke et krav til reguleringsmyndigheten alene, men kan bare bedømmes i relasjon til andre aktører og myndigheter. Vi kan, som *Wissmann*, kalle dette et *relativt* uavhengighetskrav.[54] Direktivet tillater imidlertid et «tæt samarbejde» med andre offentlige myndigheter, og «overordnede politiske retningslinjer» fra regjeringen, så lenge dette ikke griper inn i reguleringsmyndighetens utøvelse av regulatoroppgavene etter artikkel 37.

*For det andre* skal regulatoren ha separate budsjettbevillinger og autonomi over disposisjonen over disse, og den skal ha tilstrekkelig finansielle og menneskelige ressurser til å ivareta pålagte oppgaver.[55] I tillegg skal regulatorens styre eller toppledelse være ansatt på åremål, og ha et særlig stillingsvern.[56]

Til en viss grad kan det fremstå som at de mer detaljerte underkravene konsumerer det overordnede uavhengighetskravet. Dette er imidlertid ikke tilfelle. EU-domstolen tar i sin praksis

---

[52] En tilsvarende tilnærming til tolkning av elmarkedsdirektivet, riktignok av en annen bestemmelse, er lagt til grunn i C-771/18, avsnitt 42.

[53] Nr. 4 bokstav b. Se kapittel 5.2.

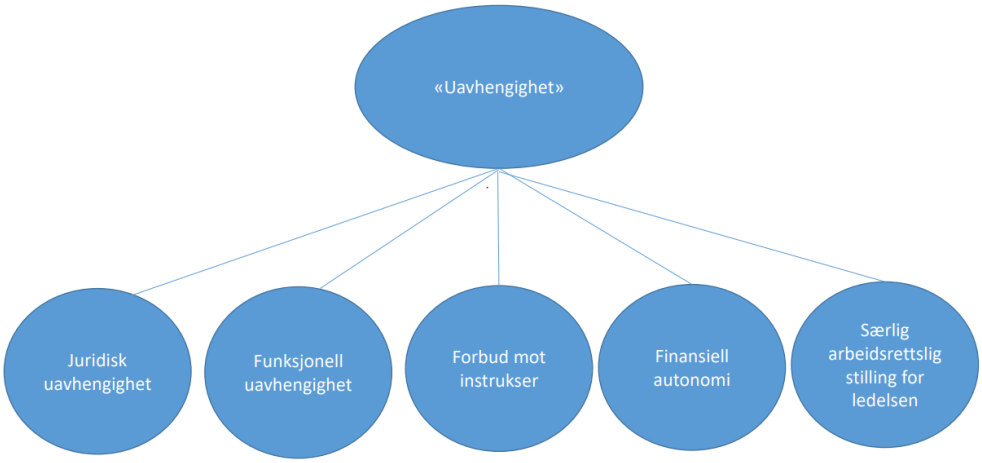
[54] Wissmann 2006, s. 20.

[55] Nr. 5 bokstav a. Se kapittel 4.8.

[56] Nr. 5 bokstav b. Se kapittel 5.8

utgangspunkt i det overordnede uavhengighetsbegrepet.[57] Dette har også rettslig relevante nyanser: Etter sin ordlyd gjelder de mer detaljerte kravene «under udførelsen af de reguleringsopgaver, som dette direktiv og dertil knyttede forskrifter pålægger den».[58] Kravet om uavhengighet gjelder imidlertid *uavhengig* av hvilke oppgaver regulator utfører, og den skal opptre «upartisk og gennemskueligt i udøvelsen af dens beføjelser». Denne forskjellen i ordlyd tilsier at regulator kan utføre andre oppgaver enn de som direktivet krever at den skal utføre, og at forbudet mot å gi instrukser da som utgangspunkt ikke gjelder. Dessuten tilsier sammenhengen at det overordnede uavhengighetskravet imidlertid fortsatt gjelder – selv om terskelen på grunn av at de detaljerte kravene *ikke* gjelder nok er høyere for å konstatere et brudd. Det betyr at også medlemsstatenes regulering av og opptreden overfor regulator *utenfor* utøvelsen av regulatoroppgavene, kan utgjøre et brudd på det overordnede uavhengighetskravet.[59]

Strukturen i uavhengighetskravet kan oppsummeres slik:




*Figur 1: Uavhengighetskravets struktur, med det overordnede uavhengighetskravet og de mer spesifikke forgreningene.*

[57] C-378/19, avsnitt 31–32.
[58] Artikkel 35 nr. 4.
[59] Jeg kommer tilbake til disse spørsmålene i kapittel 5.3.

## 2.2 Reguleringsmyndighetens oppgaver: Nasjonalt organ for regulering av et integrert kraftmarked

I artikkel 37 er det opplistet en lang rekke oppgaver som regulatoren *skal* utføre, og i artikkel 36 målene for regulatorarbeidet. Dette er *kompetansekravene*. Opplistingen er svært detaljert, og fremstår langt på vei som en «oppskrift» på hvordan energimarkedet skal reguleres.

Reguleringsmyndighetens pliktige oppgaver etter direktivet kan i kortform beskrives som regulering av *kraftmarkedet* og aktørene der, med spesielt søkelys på regulering av det *Hammer* beskriver som nettets koordinerende funksjoner.[60] Nettets koordinerende funksjoner knytter seg til kraftnettet som rammen for kraftmarkedet og naturlig monopol, der reguleringen av den fysiske kraftflyten, adgangen til og betalingen (tarifferingen) for bruk av kraftnettet står sentralt.[61]

De konkrete oppgavene regulatoren skal ha, skal utøves i samsvar med de relativt detaljerte målsetningene i artikkel 36. De mest iøynefallende av disse målene, er at regulatoren skal fremme det indre markedet for energi,[62] og ha mål om å bygge ned restriksjoner og kapasitetsbegrensninger på utveksling av kraft.[63] Sett i sammenheng, skal regulatoren gjennom sine oppgaver utøvd etter disse formålene arbeide for et kraftmarked som er *fullstendig* og *reelt* integrert på tvers av landegrenser, i tråd med EUs tre pilarer for kraftpolitikken.[64]

Her skal jeg gi en ikke-uttømmende oversikt over hvordan RMEs oppgaver etter direktivet er gjennomført i norsk rett. Derfor vil fremstillingen på dette punktet være relativt oppsummerende.[65]

Innledningsvis kan det nevnes at direktivet ikke krever at avgjørelser om utbygging av produksjon, nettanlegg og utenlandskabler[66] skal avgjøres av den uavhengige reguleringsmyndigheten. Avgjørelser om konsesjoner, derunder hva som skal bygges, hvor, og med hvilken kapasitet,

---

60 Hammer 1999, s. 31–32 og 45.

61 Hammer 1999, s. 31–32.

62 Bokstav a

63 Bokstav c.

64 Buschle/Jourdan-Andersen 2015, s. 774. Om de tre pilarene, se kapittel 2.3 i avhandlingen.

65 Jeg kommer tilbake til hovedstrukturen i gjennomføringen i norsk rett av direktivets krav til hvilke oppgaver RME skal utføre i kapittel 4.3 og dels 5.2.5.

66 Se petitavsnitt ved fotnote 106–108.

avgjøres fremdeles av NVE og departementet.[67] Dette skyldes at EU-retten som utgangspunkt ikke legger begrensninger på nasjonale myndigheters forvaltning av naturressursene, og i hvilken grad det skal åpnes for utbygging av produksjon og nettanlegg.[68]

Direktivet stiller imidlertid enkelte begrensede *prosessuelle* krav til prosedyren for etablering av ny produksjonskapasitet, derunder at den skal følge objektive, gjennomsiktige og ikke-diskriminerende kriterier.[69]

Etter energiloven fører RME kontroll med overholdelsen av bestemmelser «der den er gitt myndighet etter loven».[70] I NEM-forskriften,[71] systemansvarsforskriften[72] og kontrollforskriften[73] er RME gitt en generell kontroll- og påleggsmyndighet.[74] Dette henger sammen med at mens energiloven også regulerer oppgaver som ligger utenfor RMEs arbeidsområde, regulerer disse forskriftene utelukkende energimarkedet, som er RMEs domene. Ved overtredelse av bestemmelser i forskriftene, og i loven der RME har kompetanse, kan RME trekke tilbake konsesjoner eller tillatelser,[75] og ilegge tvangsmulkt[76] eller overtredelsesgebyr.[77]

I *utbyggingsfasen* har RME en sentral funksjon ved å sørge for tilknytning til nettet for aktører som har fått anleggs- eller nettkonsesjon. RME skal påse at aktører i transmisjons- og distribusjonsnettet oppfyller sin plikt til å knytte til ny produksjon[78] og nye uttakskunder,[79] og avgjøre

---

67 Se energiloven § 3-1 om anleggskonsesjon, § 3-2 om områdekonsesjon, og § 4-2 om utenlandsforbindelser.

68 Dette følger i EU av TEUF artikkel 194 nr. 2, og kommer også tydelig frem i kapittel III om ny produksjonskapasitet i direktiv 2009/72/EF, som ikke legger noen plikter på medlemsstatene til å etablere ny produksjonskapasitet, og kun sier at det er «medlemsstaterne» som er ansvarlige for konsesjonsprosedyren. Artikkel 8 nr. 5 er illustrerende, når den sier at den ansvarlige myndigheten «kan være en regulerende myndighed som omhandlet i artikel 35, stk. 1».

69 Direktiv 2009/72/EF artikkel 7 og 8.

70 Energiloven § 10-1 første avsnitt tredje setning. Jeg foretrekker de enklere begrepene «avsnitt» og «setning» fremfor «ledd» og «punktum», se Graver 2017.

71 § 8-1.

72 § 25.

73 § 18-1.

74 Jf. også de omfattende overvåkningsforpliktelsene i direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 1, og kravet om påleggs- og undersøkelsesmyndighet i bestemmelsens nr. 4 og nr. 14. Se ESA 2020, s. 3, der ESA etterspør om RME har tilstrekkelig vedtaksmyndighet.

75 § 10-2.

76 § 10-3

77 Energiloven § 10-7 andre avsnitt, kontrollforskriften § 18-1a, systemansvarsforskriften § 26a, NEM § 8-3.

78 Energiloven § 3-4a, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 32 nr. 2.

79 Energiloven § 3-4, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 32 nr. 2.

tvister om kostnadsfordelingen mellom kunden og nettselskapet (anleggsbidrag[80] og klassifisering som produksjonsrelatert nett).[81] RME skal også fastsette vilkår for tilgang til utenlandsforbindelser.[82]

Ved *omsetning av energi* har RME ansvar for å gi konsesjon til omsetning av elektrisk kraft,[83] til drift av markedsplass for kraftomsetning (NordPool),[84] og sertifisering av transmisjonsnettsoperatør (Statnett).[85] En sentral del av RMEs regulering av kraftomsetningen, er ved fastsettelsen av nettselskapenes inntektsrammer.[86] Det er RME som fastsetter nettselskapenes årlige inntektsrammer.[87]

RME har også en sentral *tilsynsrolle* i *den tekniske driften* av kraftsystemet og kraftflyten.[88] Det primære ansvaret for den daglige driften av kraftsystemet ligger hos Statnett som systemoperatør.[89] Systemansvarsforskriften legger betydelige rapporteringsplikter på den systemansvarlige overfor RME.[90] Hensikten bak disse pliktene er at RME skal kunne ivareta sin tilsynsfunksjon etter NEM §§ 6-2 og 8-1 og systemansvarsforskriften § 25, noe som også er en del av reguleringsmyndighetens oppgaver etter direktivet.[91] RME har også rolle som overvåker av det finansielle kraftmarkedet, der markedsplassen (NordPool) har tilsvarende rapporteringsplikter.[92] Videre fører RME kontroll med omsetningskonsesjonærene, som må rapportere inn inntekter og kostnader, slik at det kan bekreftes at disse brukes i samsvar med de fastsatte inntektsrammene.[93]

RMEs rolle i *samarbeidet* mellom europeiske reguleringsmyndigheter er kanskje den som har fått størst politisk oppmerksomhet. Ved gjennomføringen av tredje energimarkedspakke ble

---

80 Kontrollforskriften § 16-1, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 6 bokstav a.

81 Kontrollforskriften § 17-1, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 6 bokstav a.

82 Energiloven § 4-2 fjerde avsnitt, NEM § 4-11, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 6 bokstav c.

83 Energiloven § 4-1

84 Energiloven § 4-5

85 Energiloven § 4-10, NEM § 7-1, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 10 nr. 4, jf. forordning (EF) nr. 714/2009 artikkel 3.

86 For en nærmere fremstilling av inntektsrammereglene, se Bibow 2001.

87 Kontrollforskriften § 7-2, jf. direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 1 bokstav a.

88 Den overgripende hjemmelen for RMEs kontrollfunksjon følger av energiloven § 10-1.

89 Mostuen 2018, s. 26 flg.

90 Systemansvarsforskriften § 24.

91 Direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 5.

92 NEM § 5-7.

93 Kontrollforskriften § 2-1.

RME tilsluttet EUs energibyrå ACER («Agency for the Cooperation of Energy Regulators»), men uten stemmerett.[94] RMEs plikt til å samarbeide med andre lands reguleringsmyndigheter og ACER følger av energiloven § 2-3 siste avsnitt, som sier at samarbeidet skal skje «i samsvar med Norges EØS-rettslige forpliktelser». De nærmere EØS-rettslige forpliktelsene følger av detaljerte regler i forordningene 713/2009 og 714/2009. Disse er inkorporert i norsk rett ved forskrift.[95] I tillegg følger en generell samarbeidsplikt av artikkel 38 i elmarkedsdirektivet. Grunnprinsippene er at samarbeidet mellom regulatorer skal sikre integrasjonen i et fellesmarked for energi, og bygge ned hindre for grenseoverskridende kraftflyt.[96] For å sikre dette, er det gitt regler som skal stimulere til nedbygging av forskjeller mellom landene ved at flaskehalsinntekter som hovedregel skal brukes til å øke overføringskapasiteten,[97] og at reguleringsmyndighetene i berørte land kan bli enige om å gi mellomlandsforbindelser unntak fra sentrale konkurransefremmende bestemmelser. Reguleringsmyndighetene kan også bli enige om unntak fra regelen om bruk av flaskehalsinntekter.[98]

Reguleringsmyndighetenes samarbeidsplikt har en side mot ACERs vedtakskompetanse. I tredje energimarkedspakke har ACER myndighet til å treffe vedtak overfor reguleringsmyndigheten i tekniske spørsmål,[99] dersom reguleringsmyndighetene ikke kommer til enighet om bruk av mellomlandsforbindelser,[100] og til å dispensere fra EU-rettslige regler om mellomlandsforbindelser.[101] ACER har først og fremst en støttefunksjon til nasjonale reguleringsmyndigheter, og trer inn først om nasjonale reguleringsmyndigheter ikke kan komme til enighet.[102] Systemet har blitt omtalt som en «regulatory triangle».[103] I EØS er den formelle vedtaksprosedyren at det er ESA som treffer vedtaket med virkning for RME i Norge, ikke ACER direkte.[104]

---

94 Acer Rules of Procedure, artikkel 2.1.

95 Henholdsvis forskrift 24. oktober 2019 nr. 1434, og forskrift 20. desember 2006 nr. 1536.

96 Forordning 713/2009, særlig fortalens punkt 1 og 5 og direktiv 2009/72/EF artikkel 38 nr. 2 bokstav a.

97 Forordning 714/2009 artikkel 16 nr. 5.

98 Samme sted (*loc.cit.*).

99 Forordning 713/2009, artikkel 7

100 Forordning 713/2009, artikkel 8.

101 Forordning 713/2009, artikkel 9, jf. forordning 714/2009, artikkel 17 nr. 5.

102 Delvaux 2013, s. 58.

103 Lavrijsen/Bordei 2012, s. 2, Larouche/Larouche 2006, s. 125–145.

104 EØS-avtalen vedlegg IV, nr. 47, jf. EØS-komitéens beslutning 93/2017. Om mekanismen og konsekvensene den har for kontroll med ACERs avgjørelser, se Rama 2020.

ACERs myndighet til å treffe vedtak er utvidet i fjerde energimarkedspakke (ren energi-pakken) sammenlignet med tredje energimarkedspakke. Her har ACER fått utvidet kompetanse til å fastsette metoder og vilkår, blant annet for bruk av flaskehalsinntekter.[105]

*Ørebech* synes å forutsette at RME kan treffe vedtak om at all kraft i ytterste konsekvens kan eksporteres i utenlandskabler.[106] Jeg er enig med *Bjørnebye* i at RMEs kompetanse klart ikke omfatter å ta avgjørelser om det skal bygges en ny utenlandskabel.[107] Det er heller ikke treffende at RME er et «underbruk av ACER» eller utøver myndighet «på vegne av ACER».[108] Selv om RME forholder seg til EU-retten, har ACER ingen styringsadgang overfor RME og dens myndighetsutøvelse, utenom de begrensede tilfellene nevnt over.

Oppsummeringsvis kan reguleringsmyndighetens oppgaver sammenfattes som håndhevelse av det rettslige rammeverket for tilrettelegging av kraftmarkedet – en *etterlevelseskontroll*.

Reguleringsmyndigheten bestemmer ikke over hvem som har markedsadgang i form av bygging av produksjon og nett, ut over å sørge for at markedsaktørene handler i henhold til markedsprinsippene. Det er først når det er gitt konsesjon og en aktør har trådt inn på markedet at RMEs rolle kommer i forgrunnen. Kontrollen med markedet blir sekundær til utbyggingen av nett og produksjon, som er NVE og departementets ansvar. Det gjør at gjennomføringen av sentrale deler av kraftpolitikken på overordnet nivå fremdeles styres politisk.[109]

## 2.3 Uavhengighetskravets politiske bakgrunn

### 2.3.1 Innledning

I dette underkapittelet skal jeg trekke perspektivet ett nivå opp, og belyse den politiske bakgrunnen for innføringen av et uavhengighetskrav. I de neste underkapitlene skal jeg si noe om den historiske utviklingen av uavhengighetskravet, og litt om uavhengige forvaltningsorganer

---

[105] Forordning 2019/942 artikkel 4 nr. 4, jf. forordning 2019/943 artikkel 19 nr. 4.

[106] Ørebech 2018, s. 179.

[107] Bjørnebye 2019, s. 230, i og ved fotnote 65. Konsesjon til utenlandsforbindelser gis av departementet, jf. energiloven § 4-2.

[108] Steinholt 2021.

[109] Skillet mellom utføring/gjennomføring og etterlevelse er inspirert av det nederlandske innenriksdepartementets rapport *Minder last, meer effect – Zes principes van goed toezicht* (2005) (Mindre belastning, mer effekt – seks prinsipper for godt tilsyn), der det skilles mellom *nalevingstoezicht* (etterlevelsestilsyn) og *uitvoeringstoezicht* (utførelsestilsyn), se s. 14. Se også Winter 2013, s. 158.

i EU-retten og nasjonal rett, før jeg til slutt presenterer en teoretisk modell som uavhengighetskravet bygger på. De poengene jeg skal trekke frem i resten av kapittel 2, vil være nyttige ved den konkrete tolkningen og vurderingen av direktivets uavhengighetskrav.

### 2.3.2 Skillet mellom «jus» og «politikk»

Kravet om at medlemsstatene skal opprette en uavhengig reguleringsmyndighet for energi henger tett sammen med den gradvise liberaliseringen av energisektoren.[110] EUs energipolitikk, som er grunnlaget for dagens fellesskapsenergirett, er basert på fem «dimensjoner»: forsyningssikkerhet, integrert kraftmarked, energieffektivisering, utslippskutt og forskning og innovasjon.[111] Det endelige målet er etableringen av en energiunion, med stor grad av kraftflyt over landegrensene, og minimale prisforskjeller for sluttbrukerne.[112]

Offentlig eierskap og monopol gjennom vertikal integrasjon av produksjon, omsetning og nettdrift i kraftforsyningen har en lang historie i mange europeiske land. Dette kan omtales som *plansystemet*.[113] Den historiske organiseringen av kraftsektoren Norge er et eksempel på det.[114] Som en del av fremveksten av markedsstaten skiftet også rollen til offentlige myndigheter karakter: Fra å ha vært *markedsaktør* skulle offentlige myndigheter ha en rolle som tilrettelegger og overvåker – en *regulator*.[115] Staten skulle «styre», men ikke «ro»,[116] og forvaltning skulle skilles fra forretning.[117]

Betydningen av energipolitikken, særlig en stabil og sikker kraftforsyning til lave priser, henger tett sammen med den generelle velstandsutviklingen.[118] Norge har et av verdens høyeste strømforbruk per innbygger.[119] Forsyningssikkerheten og strømprisene har derfor stor betydning for næringslivet, særlig såkalt kraftkrevende industri, og for enkeltmenneskenes velferd. Når tilgangen til energi blir dårlig, eller prisene høye, som under oljekrisen i 1973, eller høsten og

---

[110] Kommisjonen 2019, s. 116.
[111] COM (2015) 080. Denne nye strategien må ses som en videreutvikling av de tidligere *tre* målsetningene for EUs energipolitikk: Liberalisert marked, bærekraft og forsyningssikkerhet. Se Delvaux 2013, s. 29 flg.
[112] COM (2015) 080 og Buschle/Jourdan-Andersen 2015, s. 774.
[113] Hammer 1999, s. 62 og Wasenden 2007, s. 65–67.
[114] Se kapittel 4.3.3.
[115] De Somer 2017, s. 30–31.
[116] Osborne/Gaebler 1992, s. 25 flg.
[117] Reitan 2014, s. 47.
[118] St.meld. nr. 29 (1998–99), s. 15.
[119] https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/pa-verdenstoppen-i-bruk-av-strom.

vinteren 2021 i Norge, møtes ofte politikerne med krav om handling, noe som øker interessen for politiske inngrep.[120] I nyere tid har også omstilling til fornybar energi på grunn av klimaendringene blitt svært viktig for mange land, derunder flere europeiske land som fremdeles har en stor andel fossile energikilder.[121] Det er derfor innlysende at nasjonale myndigheter har insentiver til å prioritere nasjonale interesser i kraftforsyningen på bekostning av målsetningen om et integrert europeisk energimarked.

At det kan være behov for en uavhengig reguleringsmyndighet som sørger for forutsigbar og upolitisk gjennomføring og håndheving av spillereglene for hvordan kraftmarkedet fungerer, er derfor forståelig. Kravet om en uavhengig reguleringsmyndighet skal sørge for at den tekniske regulatoriske virksomheten isoleres fra den daglige politiske virksomheten, og får økt troverdighet.[122] Likevel ligger det en spenning mellom politiske myndigheters rolle som tilrettelegger for kraftproduksjon og nettutbygging og fastsetter av overordnede mål for kraftpolitikken, og regulatorens rolle som «vaktbikkje» for å sikre at EU-kraftmarkedsrettens mål nås. Hva som naturlig er akseptabelt å unnta fra politisk kontroll, og hva som ikke er det, er ikke alltid klart. Et eksempel er den tyske regulatorens avslag på godkjenning som systemoperatør til det russiskeide selskapet bak gassrørledningen Nord Stream 2 i november 2022. Avgjørelsen var formelt begrunnet med en juridisk spissfindighet, nemlig at selskapet hadde sete i Sveits. Rørledningen er imidlertid politisk høykontroversiell. Mens den kan tilføre Europa mye russisk gass som reduserer strømprisene, er blant annet Ukraina, som roset avgjørelsen om avslag, bekymret for at et bortfall av Russlands behov for å skipe gass gjennom Ukraina vil gjøre det enklere for russerne å legge press i konflikten mellom landene.[123] Her får det som tilsynelatende er juridiske og tekniske regulatoravgjørelser stor geopolitisk betydning.

Å opprettholde klare skiller mellom jus og regelhåndhevelse på den ene siden og politikk og skjønnsutøvelse på den andre, er derfor vanskelig på energiområdet. Det er ikke gitt at skillelinjene er absolutte. Vide fullmakter og begrenset rettslig kontroll med reguleringsmyndighetens avgjørelser kan true legitimiteten av slike organer, mens en begrensning av kompetansen

---

[120] McGowan 1989, s. 548 og Moestue 2021. Se også SVs nestleder Kirsti Bergstø i Dagsnytt 18 på NRK1 20. oktober 2021, der hun snakker om å ta «mer politisk kontroll over krafta». (08.25 av sendingen).

[121] Statene er pålagt EU-rettslige forpliktelser til å redusere sine klimautslipp, se forordning 2018/1999, samt til å øke andelen fornybar energi, se fornybardirektivet (2018/2001).

[122] Craig 2018, s. 152.

[123] Solomon/Sheppard 2021.

kan hindre oppnåelsen av energipolitiske mål. Utfordringen er å sørge for et rettslig og institusjonelt rammeverk som sikrer balansen mellom disse hensynene.[124]

## 2.4 Uavhengighetskravets historiske utvikling

### 2.4.1 Begynnelsen

Utviklingen av et europeisk fellesmarked for energi startet med vedtakelsen av Single European Act i 1986. Selv om denne traktaten ikke nevner energi uttrykkelig, uttrykker kommisjonsdokumentene til traktaten at opprettelsen av fellesmarkedet også skulle omfatte et integrert system for fri flyt av kraft over landegrensene.[125] Den konkrete planleggingen kom i gang i 1988. Dette kan ha hengt sammen med den samtidige utviklingen i Thatchers Storbritannia, der man på 80-tallet hadde påbegynt liberaliseringen av energimarkedet.[126]

Utviklingen av kraftmarkedet i EU speiles langt på vei av en tilsvarende deregulering i Norge tilbake til vedtakelsen av energiloven av 1990, selv om reguleringsmyndighetens politiske uavhengighet ikke var tema i Norge før ved gjennomføringen av tredje energimarkedspakke.[127]

Egne rettsakter i EU med nærmere regler for energimarkedet kom først i 1996 (første elektrisitetsdirektiv[128]) og 1998 (første gassmarkedsdirektiv[129]). Disse direktivene inneholdt kun forpliktelser til å utarbeide «passende og effektive mekanismer med henblik på regulering, kontrol og gennemsigtighed».[130] Dette kunne ikke forstås som krav om å utpeke en egen reguleringsmyndighet.[131]

Det første kravet om opprettelse av en reguleringsmyndighet med særskilte oppgaver kom i andre elektrisitetsdirektiv[132] i den andre energimarkedspakken, som ble vedtatt på EU-nivå i

---

[124] Se kapittel 3.
[125] COM (88) 238, s. 2.
[126] Newbery 2005, s. 43–44.
[127] Om utviklingen av regulatorfunksjonen i Norge og drøftelsen av denne opp mot direktivets krav, se kapittel 4.3.
[128] Direktiv 96/92/EF.
[129] Direktiv 98/30/EF.
[130] Begge direktivers artikkel 22.
[131] Kommisjonen 2019, s. 116.
[132] Direktiv 2003/54/EF.

2003, og tatt inn i EØS-avtalen i 2005.[133] Her var det kun krav om at reguleringsmyndigheten skulle være uavhengig av aktører og interesser i kraftbransjen.[134] Direktivets krav var også et krav om «et eller flere kompetente organer» som reguleringsmyndighet. Regulatorfunksjonene kunne spres på flere hender, noe som også var tilfelle i Norge, der NVE og OED delte på regulatoroppgavene.

### 2.4.2 EU-kommisjonen innser at markedsåpning krever fullt uavhengig tilsyn

EU-kommisjonen mente imidlertid å kunne påvise at en vel så stor utfordring som uavhengighet fra markedsaktørene var at de nasjonale myndighetene i stor grad var integrerte i statsforvaltningen, og opererte ut fra politiske føringer i stedet for markeds- og konkurranseinteresser. Kommisjonen uttalte i forarbeidene til tredje pakke i januar 2007 at «the effectiveness of regulators is frequently constrained through a lack of independence from government and sufficient powers and discretion»[135] og «[t]here is evidence that both TSOs and regulators tend to be over-oriented to short-term national concerns rather than pro-actively trying to develop integrated markets».[136]

I sitt notat viste kommisjonen til at myndighetene i flere land utøvde sterk politisk kontroll med sine reguleringsmyndigheter, mens andre land hadde reguleringsmyndigheter som traff vedtak i større grad ut fra målsetningen om et integrert indre marked.[137] Reguleringsmyndighetene hadde for eksempel i flere tilfeller ikke tilstrekkelig grad av egen styring med fastsettelsen av tariffer, noe som var til hinder for konkurransen og utviklingen av markedet.[138]

Dette ledet frem til at direktivet i tredje pakke fikk det strengere uavhengighetskravet. Det er altså først med vedtakelsen av det tredje elektrisitetsdirektivet og gjennomføringen av det i norsk rett at den norske reguleringsmyndigheten har blitt møtt med krav om organisatorisk og

---

[133] EØS-komitéens beslutning nr. 146/2005.

[134] Direktiv 2003/54/EF, art. 23 nr. 1. Se Cabau 2010, s. 217.

[135] COM (2006) 841, avsnitt 2.2.1.

[136] Samme verk (*op.cit.*), avsnitt 1.4.

[137] Samme verk, s. 12–13.

[138] Samme sted. Problemene består i stor grad fremdeles, jf. Kommisjonen 2019, s. 167. Se også ERRA 2015, s. 62, som i en studie av 26 reguleringsmyndigheter i og utenfor EU slår fast at 25 av de har for stor grad av politisk innblanding til å kunne garantere full uavhengighet.

funksjonell uavhengighet av andre offentlige myndigheter.[139] Med dette mer vidtgående uavhengighetskravet ble også *organiseringen* av forvaltningshierarkiet regulert på EU-nivå, ikke bare *funksjonsfordelingen*.[140]

## 2.5 Uavhengighetskrav som EU-rettslig fenomen

Hovedregelen i EU- og EØS-retten har tradisjonelt vært at det er de ordinære nasjonale forvaltningsorganene som har ansvar for gjennomføringen av EØS-retten, og at organiseringen av den nasjonale forvaltningen er overlatt til statene.[141] I Lisboa-traktaten følger dette av artikkel 4 nr. 2, som pålegger EU å respektere medlemsstatenes nasjonale rettsorden og forvaltningsrettslige autonomi. Bestemmelsen har ikke noe motstykke i EØS-avtalen. Homogenitetsmålsetningen, og det faktum at primær- og sekundærrettens utforming langt på vei er lik i EU og EØS, tilsier at det samme må gjelde i EØS-området.[142] Kravet om en uavhengig reguleringsmyndighet representerer et unntak fra dette utgangspunktet.

I tråd med at forvaltningsorganiseringen som utgangspunkt er medlemsstatenes oppgave, overlater uavhengighetskravet en ikke ubetydelig skjønnsfrihet til medlemsstatene ved gjennomføringen.[143] Det overordnede begrepet om «uavhengighet» er det sentrale, og det er et relativt vagt begrep. Reglene er gitt i direktivs form, der TEUF sier at det ligger «til de nationale myndigheder at bestemme form og midler for gennemførelsen».[144] Skjønnet ved gjennomføringen har imidlertid grenser; EU-domstolen har uttalt at medlemsstatene er forpliktet til å «træffe alle foranstaltninger, der er nødvendige for at sikre direktivet fuld virkning i overensstemmelse med dets formål».[145]

Nasjonale myndigheter har en plikt etter EU- og EØS-retten til å lojalt og effektivt gjennomføre EU-rettslig regelverk. I EØS-avtalen følger lojalitetsplikten av EØS artikkel 3, og kan deles i

---

139 De Somer 2017, s. 43.
140 Nesdam 2007, s. 99.
141 Forente saker 51–54/71, se Fenger 1996, s. 144–145 og Fenger 2004, s. 205.
142 Se Sejersted m.fl. 2011, s. 74 og Eriksen/Fredriksen 2019, s. 47.
143 Nærmere om de metodiske følgene dette har for tolkningen av uavhengighetskravet, se i kapittel 3.2.2.
144 TEUF artikkel 288. Se også EØS artikkel 7 bokstav b.
145 C-378/19, avsnitt 37. Se også Sejersted m.fl. 2011, s. 196.

tre: En *tiltaksplikt* (første avsnitt), en *avståelsesplikt* fra tiltak som hindrer EØS-avtalens målsetninger (andre avsnitt) og en *samarbeidsplikt* (tredje avsnitt).[146] Pliktene gjelder ikke bare gjennomføringen av uavhengighetskravet, men betyr også at statene er forpliktet til å følge de materielle kraftmarkedsreglene uavhengig av forvaltningsorganiseringen. Bryter man kraftmarkedsreglene, kan det håndheves av kommisjonen eller ESA. Det gjør at man kan spørre seg om særskilte uavhengige nasjonale håndhevelsesorganer egentlig er nødvendige.

EU har imidlertid ment at det generelle kravet om lojal gjennomføring av de materielle reglene er utilstrekkelig for å skape trygghet for markedsaktørene og nå effektiv markedsintegrasjon på grunn av de sterke politiske interessene statene har på energiområdet,[147] og at det derfor kreves en uavhengig reguleringsmyndighet.

Energisektoren er imidlertid ikke den eneste sektoren med et EU-rettslig krav om uavhengige tilsynsmyndigheter. Uavhengige institusjoner er et sentralt EU-rettslig virkemiddel for å unngå sammenblanding av nasjonale interesser med fellesskapsinteresser, og slike krav stilles i tiltakende grad.[148] Jeg skal nå gi en kort oversikt over andre områder der EU har stilt slike krav. Oversikten er av relevans for avhandlingen både for å vise at kravet i energisektoren må sees som ledd i en større EU-rettslig utvikling, og fordi uavhengighetskrav på andre sektorer og tilknyttet rettspraksis kan være relevante ved tolkningen av energisektorens krav.[149] Målet er ikke å gi noen fullstendig oversikt over alle områder med krav om uavhengige forvaltningsorganer.[150]

*Alexiadis* og *Pereira Neto* peker på at utviklingen av uavhengige nasjonale regulatoriske organer i EU har vært ledet av den britiske modellen som ble utviklet rundt 1990.[151] Utviklingen i retning av krav om uavhengige forvaltningsorganer minner i stor grad om en utvikling i retning

---

[146] Franklin 2018, s. 186–189.
[147] Se kapittel 2.3.2, 2.5 og 2.8.
[148] Alexiadis/Pereira Neto 2019a, s. 51.
[149] Se særlig kapittel 2.6.
[150] «Funktionelt uafhængig» gir for eksempel treff i 21 rettsakter i Lovdata (17. november 2021).
[151] Samme sted.

av den amerikanske forvaltningsorganiseringen.[152] I amerikansk rett er det lang tradisjon, tilbake til vedtakelsen av Interstate Commerce Act i 1887, for at underordnede forvaltningsorganer (såkalte «agencies») er fullt ut uavhengige av overordnede politiske myndigheter.[153]

Siden 1990-tallet har EU på stadig flere felter stilt stadig strengere krav til nasjonale forvaltningsorganers uavhengighet. Dette kan omtales som en *europeisering av forvaltningsorganiseringen*,[154] men kanskje også – om man tar i betraktning den fremtredende jurisdiksjonen der uavhengige forvaltningsorganer har lang tradisjon – en *amerikanisering*.[155] Utgangspunktet om medlemsstatenes forvaltningsrettslige autonomi blir med andre ord mer og mer som en sveitserost, med en mengde «hull».[156]

Den første sektoren der EU innførte krav om en separat, uavhengig nasjonal reguleringsmyndighet, var *personvernfeltet*, i personverndirektivet av 1995.[157] Begrunnelsen for innføringen av et uavhengighetskrav på dette området, var ikke beskyttelsen av det frie, integrerte markedet, men anerkjennelsen av at staten i mange tilfeller har en interesse i å vite mest mulig om befolkningen for en rekke formål. Disse interessene kommer raskt i konflikt med den grunnleggende retten til respekt for personopplysninger, som fremhevet i punktene 1-4 i fortalen til GDPR.[158] Kravet om uavhengige personvernmyndigheter følger også direkte av primærretten i EU, noe som ikke er tilfelle i andre sektorer.[159]

Cirka på samme tid som innføringen av begrensede uavhengighetskrav i andre energimarkedspakke, var telekommunikasjonssektoren først ute med å stille et markedskontrollbegrunnet krav om en reguleringsmyndighet som var organisatorisk og funksjonelt uavhengig av nasjonale

---

[152] Ludwigs 2011, s. 41 flg.

[153] Miller 1986, s. 41–42.

[154] De Somer 2012.

[155] Ludwigs 2011 peker på likhetene mellom EU-rettens krav og amerikanske «independent agencies».

[156] Egeberg/Trondal 2014, s. 48. Annerledes, men antakelig påvirket av at utviklingen på dette tidspunktet ikke hadde kommet like langt, Fenger 2004, s. 205.

[157] Direktiv 95/46/EF, artikkel 28 nr. 1. Se Alexiadis/Pereira Neto 2019a, s. 65.

[158] Forordning 2016/679.

[159] TEUF artikkel 16 nr. 3 og Charteret artikkel 8 nr. 3. Kravet kom inn i primærretten med virkning fra 1. januar 1999, jf. TEF artikkel 286.

myndigheter, i rammedirektivet av 2002,[160] og senere i bredbåndsdirektivet av 2014.[161] Dette kravet har ledet til traktatsbruddsprosedyrer fra EU-kommisjonen mot en lang rekke medlemsstater.[162] Kravet om en uavhengig nasjonal reguleringsmyndighet ble videreført i ekomdirektivet av 2018,[163] som per november 2021 ennå ikke er gjennomført i EØS-avtalen, men er ansett EØS-relevant.[164]

En tredje sektor som må nevnes er *jernbanesektoren*. Tredje jernbanepakke med direktiv 2012/34/EU etablerer et integrert europeisk jernbaneområde, der jernbanevirksomheten er liberalisert og skilt ut fra politisk kontroll. Direktivet inneholder en bestemmelse som er tilnærmet helt lik den vi kjenner fra energi- og telekommunikasjonssektoren.[165]

Direktivet er ennå ikke gjennomført i EØS-avtalen, og heller ikke fjerde jernbanepakke.[166] Dette skyldes politisk og juridisk strid[167] om at jernbanebyrået ERA[168] er gitt myndighet til å treffe visse vedtak med direkte virkning i Norge.[169] Høyesterett avga i mars 2021 en betenkning som åpner for at Grl. § 26 kan benyttes.[170] Kravet om uavhengig tilsynsmyndighet er imidlertid gjennomført ved siden av andre av direktivets regler, jf. jernbaneloven § 11 b andre avsnitt.[171]

En siste type av organer som må nevnes, er de sektorovergripende nasjonale konkurransemyndighetene, der de samme hensynene som for energisektoren og de andre sektorene som er nevnt

---

[160] Direktiv 2002/21/EF artikkel 3, gjennomført i norsk rett ved at teleloven § 8-1 femte avsnitt andre setning ble videreført i ekomloven § 10-2, som sier at Post- og teletilsynet (nå Nkom) ikke kan «instrueres, verken generelt eller vedrørende den enkelte sak», men kun begrenset til enkelte paragrafer. Uavhengighetskravet er ikke nærmere drøftet i forarbeidene (Ot.prp. nr. 58 (2002–2003)), slik at det ser ut til å ha vært lagt til grunn at norsk rett oppfylte EU-rettens krav på dette punktet. Innføringen i teleloven av den uavhengige stillingen ble begrunnet med «bl.a. Norges forpliktelser etter EØS-avtalen», se Ot.prp. nr. 31 (1997–1998), s. 7. Dette er noe overraskende, ettersom det ikke er vist til noen nærmere bestemmelser i EØS-avtalen, og det neppe foreligger krav til opprettelsen av uavhengige *forvaltningsorganer* utover det sekundærretten oppstiller. Oppgavens avgrensning gir ikke grunnlag for en nærmere drøftelse av om Nkom er organisert i henhold til EU-rettens krav.

[161] Direktiv 2014/61/EU artikkel 10.

[162] Alexiadis/Pereira Neto 2019a, s. 60 og s. 70–71.

[163] Direktiv 2018/1972, artikkel 8.

[164] EØS-notat 30. oktober 2019.

[165] Artikkel 55.

[166] Forordningene 2016/796, 797, 798 og 2338, og direktiv 2016/2370.

[167] *Rettslig* er spørsmålet om Stortinget må benytte prosedyren i Grunnloven § 115, med krav om ¾ flertall. Spørsmålet er imidlertid sterkt preget av dagens politiske landskap, der et kvalifisert mindretall på Stortinget er skeptiske til EUs innflytelse i Norge.

[168] European Union Agency for Railways.

[169] Forordning 2016/796, artiklene 14 og 20–22.

[170] HR-2021-655-P.

[171] Prop. 8 L (2016–2017), s. 5.

over gjør seg gjeldende. Likevel inneholder ikke den gjeldende konkurranseforordningen[172] i EØS noen uttrykkelig uavhengighetsplikt, ut over at artikkel 35 fastsetter at medlemsstatene «udpeger den (de) konkurrencemyndighed(er), der skal have kompetence til at anvende traktatens artikel 81 og 82[173] på en sådan måde, at bestemmelserne i denne forordning efterkommes effektivt». Dette førte til en bekymring hos kommisjonen for at uavhengigheten ikke var godt nok sikret.[174] ECN+-direktivet[175] har derfor en uttrykkelig bestemmelse[176] med et lignende innhold som elektrisitetsdirektivets, likevel uten krav om organisatorisk uavhengighet.[177]

Direktivet er for tiden til behandling for gjennomføring i EØS-avtalen,[178] men Konkurransetilsynet er allerede i dagens lov gjort uavhengig.[179] Departementet uttaler imidlertid i EØS-notatet at det vil være behov for «endringer i konkurranseloven og EØS-konkurranseloven», uten at dette spesifiseres nærmere.[180]

## 2.6 Et sektorovergripende uavhengighetsbegrep?

Et sentralt metodisk spørsmål er om uavhengige forvaltningsorganer som et EU-rettslig krav på stadig flere sektorer gjør at uavhengighetskravene på flere ulike sektorer må gis likt rettslig innhold. Dette har for det første betydning ved tolkningen av uavhengighetskravene, derunder om man kan legge vekt på rettspraksis om kravene på én sektor ved spørsmål om innholdet i kravet på en annen sektor. For det andre kan den praktiske gjennomføringsprosessen i nasjonal rett da også forenkles ved at man bruker reguleringsmyndighetene på andre sektorer som modell.

Om man sammenligner de ulike sektorene, er personvernsektoren den sektoren med det strengeste uavhengighetskravet ut fra *ordlyden* i bestemmelsene som krever uavhengighet. GDPR artikkel 52 sier at reguleringsmyndigheten (Datatilsynet i Norge) skal operere i «fuld

---

172 Forordning 1/2003.
173 Nå artikkel 101 og 102 i TEUF. Artikkel 53 og 54 i EØS-avtalen.
174 Alexiadis/Pereira Neto 2019a, s. 56.
175 Direktiv 2019/1.
176 Artikkel 4.
177 Sześciło 2021, s. 199.
178 EØS-notat 9. juni 2020.
179 Konkurranseloven § 8 andre avsnitt.
180 EØS-notat 9. juni 2020.

uafhængighed». Noe krav om «fuld» – fullstendig – uavhengighet finnes ikke i elektrisitetsdirektivet. Dette har gjort at *Ottow* har beskrevet personvernsektoren som underlagt et «high level of protection of independence», mens energi- og telekomsektoren er underlagt et «medium level».[181] Nyere rettspraksis fra EU-domstolen viser imidlertid at domstolen legger en vidtgående forståelse av uavhengighetsbegrepet til grunn også i energi- og telekomsektorene.[182] EU-domstolen har også vist til dommer som omhandler krav på personvernfeltet, uten å legge til grunn at det er forskjell i rekkevidden til uavhengighetskravet i ulike sektorer.[183] I rettspraksis og litteratur er det også ofte vist til dommer om domstolenes uavhengighet også på forvaltningsorganenes område.[184]

Dette gjør at man kan stille spørsmål ved om uavhengighetsbegrepet er sektorovergripende, med samme rekkevidde på alle sektorene med uttrykkelig krav om uavhengighet. Etter mitt syn er svaret på det langt på vei bekreftende. EU-domstolens metodiske fremgangsmåte viser en tendens der praksis om uavhengighetskravet i én sektor tillegges vekt også på andre sektorer. For eksempel henviser dommer på energiområdet til dommer på telekomområdet.[185] Det er også her bestemmelsene er likest i utforming og rekkevidde etter ordlyden.[186] Mer interessant er det at EU-domstolen i C-378/19 tar utgangspunkt i et krav om uavhengigheten til «offentlige organer» generelt, og viser til en dom om kravet til *domstolenes* uavhengighet.[187] Dette kan tyde på en utvikling i retning av et generelt, sektorovergripende uavhengighetsbegrep i EU-retten. Dette er også noe *Rizzuto* tar til orde for i juridisk teori – nemlig at det nå finnes et enhetlig, autonomt uavhengighetsbegrep i EU-retten med generell anvendelse.[188]

Etter mitt syn kan imidlertid en slik generalisering også ha negative sider. Hver bestemmelse må fremdeles tolkes for seg, og det kan være nyanseforskjeller i hvor vidtgående uavhengighet som kreves, selv om EU-domstolen til en viss grad ser krav i ulike sektorer i sammenheng. Sektorene der det stilles uavhengighetskrav er som vi ser over svært forskjellige, og uavheng-

---

[181] Ottow 2013, s. 155.
[182] Særlig C-718/18.
[183] Se C-718/18, avsnitt 125–127, med henvisninger til C-518/07.
[184] C-378/19, avsnitt 32, C-530/16, avsnitt 67, Winter 2013, s. 159 og Rizzuto 2021, s. 68 og 71–72.
[185] For eksempel C-378/19 som viser til C-424/15.
[186] Ottow 2013, s. 155.
[187] C-530/16.
[188] Rizzuto 2021, s. 75.

ighetskravet kan hvile på forskjellige hensyn. For eksempel på personvernfeltet er uavhengighetskravet etter ordlyden i GDPR strengere, og har sterkere rettslig forankring direkte i EU-traktaten.

Utviklingen i rettspraksis går likevel i retning av et mer enhetlig begrep, slik at gradsforskjeller ikke er til hinder for at man tar utgangspunkt i den samme generelle uavhengighetsformuleringen, men med øye for nyanseforskjellene i rettsaktene. Særlig gjelder dette i sektorer der uavhengighetskravet har en lignende begrunnelse, som elektrisitet og telekom. En slik tilnærming skaper også sammenheng og enklere strukturer i rettsanvendelsen.[189] Samtidig bygger uavhengighetskravene langt på vei på de samme hensynene.[190] Det gjør at det antakelig skal mindre til for å gi en avgjørelse på ett felt rettskildemessig vekt også på et annet, selv om bestemmelsenes utforming skulle ha visse ulikheter.[191] Vi kan snakke om en analogisk anvendelse av uavhengighetsbegrepet med visse trekk av et domstolsskapt rettsprinsipp. Slik *Langenbucher* har fremhevet, er dette ikke fremmed i EU-retten.[192]

## 2.7 Uavhengige forvaltningsorganer i norsk rett – og møtet med EU-retten

Jeg skal her gi en kort redegjørelse for uavhengige forvaltningsorganer i nasjonal norsk rett. Formålet med dette kapittelet er for det første å få frem at EU-rettens uavhengighetskrav må være i samsvar med eventuelle grenser i Grunnloven for opprettelsen av slike organer.[193] For det andre vil måten nasjonal rett regulerer forholdet mellom forvaltningsorganer kunne ha betydning for spørsmålet om EU-rettens uavhengighetskrav er oppfylt.[194] For det tredje er det nyttig å holde organer som er uavhengige på grunnlag av EU-rettslige krav og de som er uav-

[189] Jf. det metodiske prinsippet om en systemorientert tolkning, se kapittel 1.2.

[190] Som redegjort for i kapittel 2.3.2, 2.4 og 2.5.

[191] Se Cabau 2021, s. 238 i note 260, som viser til at rettspraksis om andre uavhengighetskrav er av relevans ved tolkningen av det energirettslige uavhengighetskravet.

[192] Langenbucher 1998, særlig s. 514 flg.

[193] EØS-loven § 2 har ikke forrang foran Grunnloven, jf. Sejersted m.fl. 2011, s. 269–270.

[194] Se særlig sammenligningen med Sverige i kapittel 4.3.7.

hengige etter en ren internrettslig vurdering opp mot hverandre. De har rettslig relevante karakterforskjeller, men også visse likheter som kan gi større grunn til å akseptere slike EU-rettslige organer i et rettspolitisk perspektiv.

Det er i norsk forvaltningsrett lang historie – også uavhengig av EØS-rettens krav – for å opprette såkalte uavhengige forvaltningsorganer. Selv om Grunnloven § 3 sier at den utøvende makt er hos Kongen, har bestemmelsen blitt forstått slik at den ikke begrenser Stortingets mulighet til å ved lov bestemme at et forvaltningsorgan skal være uavhengig av den øvrige forvaltningen.[195]

Det rettslige grunnlaget for denne tolkningen må sies å finnes i Stortingets faste praksis, som må tillegges stor vekt på statsforfatningsrettens område. Høyesterett viser i plenumsbetenkningen i HR-2021-655-P til «alminnelig juridisk metodelære», og at det «[h]er er … vanlig å legge vekt på etablert praksis».[196] Denne helt generelle uttalelsen tar neppe helt opp i seg at myndighetspraksis, i dette tilfellet Stortingets, har en helt særlig stilling på statsforfatningsrettens område, særlig i spørsmål om statsorganenes kompetanse.[197] For det andre er selvsagt ikke Stortingets praksis avgjørende alene ved tolkningen av Grunnloven, heller ikke på dette området, men må tillegges vekt sammen med blant annet grunnlovsbestemmelsenes ordlyd og lovens system.[198] Ved tolkningen av Grunnloven § 3 tilsier imidlertid ingen andre rettskilder at det ikke er hjemmel til å opprette uavhengige forvaltningsorganer.

Mens man har hatt direktorater til å ta seg av de mer faglige, ikke-politiske oppgavene som underlagt departementene helt tilbake til 1814,[199] ble det første prinsipielle initiativet til uavhengige forvaltningsorganer først tatt kort tid etter avslutningen av annen verdenskrig, etter inspirasjon fra forvaltningsorganiseringen i Sverige.[200] Til å begynne med var begrunnelsen først og fremst å avlaste departementenes stadig større arbeidsmengde.[201]

Etter hvert som forvaltningsapparatet vokste, har stadig flere organer fått en mer eller mindre uavhengig status. *Grønlie* peker på at begrensning i instruksjonsadgangen er «et sentralt utviklingstrekk i forvaltningspolitikken».[202] Difi registrerte i 2012 at for ca. 90–100 (av 200) forvaltningsorganer var den politiske ledelsens inngrepsmuligheter på en eller annen måte begrenset,

---

[195] NOU 2019: 5, s. 510, Stavang 1999, s. 221 og Smith 2002, s. 512.
[196] Betenkningens avsnitt 3.10.
[197] Sejersted 2002, s. 65–66 og Høgberg B.M. 2016, s. 82.
[198] Eriksen/Holmøyvik 2021, avsnittet «Høgsterettspraksis = rett».
[199] Direktoratsboka 1993, s. 22.
[200] Grønlie 2009a, s. 164, som også viser til at den norske løsningen kan kalles «delt», i motsetning til den frittstående svenske og mer avhengige danske. Se også kapittel 4.3.7.
[201] St. prp. nr. 121 for 1955, s. 5 og Grønlie 2009a, s. 174.
[202] Difi-rapport 2012:7, s. 11 og Grønlie 2009b, s. 329.

mens 24 hadde formell uavhengighet.[203] For de fleste forvaltningsorganene var begrunnelsen å *tilrettelegge* for at politiske myndigheter skulle konsentrere seg mer om politikk.[204] For andre organer, som påtalemyndigheten,[205] Utlendingsnemnda[206] og domstolene,[207] var begrunnelsen imidlertid den stikk motsatte: Det var ønskelig å *verne* enkeltindividene mot politisk begrunnede avgjørelser. Felles for begge typene var at de faglige og/eller juridiske vurderingene skulle være avgjørende alene.[208]

Mange forvaltningsorganer har kun en begrenset uavhengighet. De kan sies å være *delvis* uavhengige. Det kan argumenteres for at dette er den tradisjonelle norske modellen: Mens den svenske baserer seg på helt uavhengige forvaltningsorganer som ikke svarer til departementet overhodet, er direktorater og andre organer etter tradisjonell dansk ordning en integrert del av departementsapparatet.[209] I Norge har imidlertid en blanding av at enkelte kontrollfunksjoner er i behold, sammen med en viss grad av uavhengighet, tradisjonelt vært normen.[210] Mange organer kan for eksempel være uavhengige ved skjønnsutøvelsen i konkrete saker, mens departementet har adgang til å gi instrukser av mer generell karakter, eller om saksbehandlingen, og omgjøre vedtaket.[211] Den reelle uavhengigheten til mange norske forvaltningsorganer fremstår derfor som relativt uavklart.[212]

Kraftsektoren har i Norge tradisjonelt vært underlagt sterk politisk styring, og vært ansett av stor betydning både privat- og bedriftsøkonomisk og geopolitisk,[213] uten å treffe avgjørelser som griper særlig inn i enkeltindividenes rettssikkerhet. Det er derfor forståelig at uavhengighet for energimyndighetene i Norge ikke er noe man har diskutert på eget initiativ. Markedsintegrasjon er i sammenligning med de grunnene som tradisjonelt har begrunnet en uavhengig stilling for forvaltningsorganer i Norge, en ganske fremmed begrunnelse for uavhengighet.[214]

---

[203] Difi-rapport 2012:7, s. 2.
[204] Samme verk, s. 11.
[205] Påtalemyndighetens uavhengighet ble formalisert i straffeprosessloven § 55 i 2019.
[206] Utlendingsloven § 76 andre avsnitt og § 77.
[207] Grunnloven § 95.
[208] Difi-rapport 2012:7, s. 11.
[209] Grønlie 2009a, s. 174.
[210] Samme sted.
[211] Eckhoff/Smith 2018, s. 157.
[212] Difi-rapport 2012:7, s. 43–44.
[213] Hammer 1999, s. 91–92.
[214] Se kapittel 2.3.2, 2.4 og 2.5.

Dette gjelder særlig når en del av begrunnelsen er en anerkjennelse av at nasjonalpolitiske hensyn kan spille inn ved markedsreguleringen, og at uavhengighetskravet er ment som virkemiddel for å *unngå* nettopp for sterk politisk styring. I Forvaltningslovutvalgets utredning uttales det at det «generelt bør utvises tilbakeholdenhet med å opprette uavhengige organer».[215] Dette fører norsk tankegang unektelig inn i et spenningsforhold med EU-retten, der utviklingen går i en føderalisert retning med nasjonale forvaltningsmyndigheter som en nærmest desentralisert EU-forvaltning, uavhengig av det ordinære nasjonale forvaltningshierarkiet.[216]

En annen i EU-rettslig kontekst, er at den «norske» modellen for organisering av forvaltningen tradisjonelt har basert seg på en blanding der forvaltningsorganene er uavhengige for noen formål, men også underlagt politisk styring for visse funksjoner. Utfordringen oppstår når man antar at den norske modellen uten videre oppfyller EU-rettens krav. Den norske forvaltningsorganiseringen har i liten grad vært preget av overordnede krav eller prinsipiell tenkning om «hvor» uavhengige organene skal være, annet enn hva som har vært ansett hensiktsmessig. Slik sett innebærer de EU-rettslige kravene en form for rettslige krav som er relativt fremmede fra en norskrettslig synsvinkel. Dette både krever særlig nøyaktighet ved gjennomføringen av dem, og gir en risiko for feilimplementering, fordi det ikke er gitt at de EU-rettslige kravene samsvarer med det tradisjonelle norske synet på forvaltningsorganers uavhengighet.

## 2.8 Uavhengighetskravets teoretiske forankring: Principal-agent-teorien

Uavhengighetskravet er som nevnt over ment å være et middel for å sikre at regulatoroppgavene utøves uten innflytelse fra politiske myndigheter. For å kunne begrunne et uavhengighetskrav,[217] og kunne forstå fullt ut *hvordan* forholdet mellom overordnede og underordnede organer fungerer der politiske myndigheter kan tenkes å ville utøve sin innflytelse, er det nyttig å se hen til det som i litteraturen kalles *principal-agent-teorien*.

---

[215] NOU 2019: 5, s. 520.

[216] Lanceiro 2018, s. 81–82.

[217] Se Hancher/Larouche 2011, s. 774, som trekker frem behovet for en teoretisk begrunnelse for uavhengighetskravet.

Teorien har sin bakgrunn i samfunnsøkonomien og statsvitenskapen, der den har blitt brukt for å forklare forholdet mellom en overordnet aktør og en underordnet som handler på den overordnedes vegne.[218] I korte trekk går teorien ut på at der det eksisterer et underordningsforhold, vil forholdet mellom det overordnede og underordnede organet preges av at det underordnede organet vil få en informasjonsfordel som den overordnede vil ønske å ta del i.[219] Samtidig kan utskillelsen av det underordnede organet lede til en bekymring for at den underordnede ikke vil følge samme mål og praksis som det overordnede ønsker.[220] Dette kalles det såkalte «principal-agent problem», der den overordnede, typisk gjennom bevisst eller ubevisst bruk av positive og negative insentiver, prøver å få den underordnede til å handle i henhold til den overordnedes ønsker. I nyere tid har teorien – særlig i USA – også blitt anvendt i juridisk forskning for å studere det rettslige forholdet innad i forvaltningshierarkiet.[221]

Fremveksten av uavhengige forvaltningsorganer må forstås på bakgrunn av ønsket om å *motvirke* at den overordnede søker å utøve slik innflytelse over den underordnede. De sektorene der EU har innført uavhengighetskrav,[222] må sees i lys av at dette er sektorer der statene tradisjonelt har hatt sterke nasjonale interesser i sektorreguleringen som kan komme i konflikt med markedsinteressene som EU-lovgivningen er ment å ivareta.[223] Poenget er da at reguleringsmyndigheten skal opptre uavhengig av politisk påvirkning, og treffe sine avgjørelser med bruk av faglig-juridisk ekspertise, og ikke på bakgrunn av politikernes instrukser.[224] *De Somer* oppsummerer treffende at reguleringsmyndigheten skal være en «agent of EU law», og ikke av nasjonale politiske myndigheter.[225]

På denne måten er uavhengighetskravet også ment å bidra til en *motstandsdyktighet*: Et organ som «danser etter myndighetenes pipe» vil kunne skifte overordnet strategi og praksis i tråd med skifter i politiske flertall og regjeringsmakt. En frykt for at regulatorens opptreden og praksis kan skifte avhengig av de politiske føringene, fører med seg ustabilitet og lite forutberegnelighet. Aktørene må kunne ha tillit til at regulatorenes avgjørelser er fattet på et upartisk og

---

[218] Maggetti/Papadopoulos 2018, s. 172–173.
[219] Stephenson 2006, s. 1043.
[220] Samme sted.
[221] Walker 2015, særlig s. 1000–1001.
[222] Se kapittel 2.5.
[223] Se kapittel 2.3.2.
[224] Kommisjonen 2010 s. 6, Gilardi 2008, s. 28–30 og De Somer 2017, s. 7 og s. 99–100.
[225] De Somer 2018.

forsvarlig markedsmessig grunnlag.[226] Slik tillit vil i seg selv være et bidrag til forutberegnelighet for både eksisterende markedsaktører og mulige nye investorer.

En annen og viktig dimensjon, som etter mitt syn bidrar til å gjøre kravet om organisatorisk og funksjonell uavhengighet til mer enn en formalitet, men som kanskje er underkommunisert, er den psykologiske.[227] Direktivet stiller krav om at reguleringsmyndigheten «handler uafhængigt» og «ikke søger eller modtager instrukser» fra myndigheter og markedsaktører. Dette er i stor grad krav til overveielsesprosessen ved reguleringsmyndigheten og den enkelte tjenestekvinnen eller –mannen. Jo mer vedkommende i sin arbeidshverdag er funksjonelt adskilt, i alt fra hvem som ansetter vedkommende, betaler lønnen, til hvem vedkommende deler kontorlokaler med, desto mindre er risikoen for en følelse av binding som ubevisst kan påvirke beslutningsprosessene i retning av å ivareta politiske mål fremfor markedsintegrasjonsmål. Reguleringsmyndigheten må sikres reell, funksjonell uavhengighet og vern mot mer indirekte påvirkning. I tråd med dette har EU-domstolen uttalt at kun en *risiko* for påvirkning er nok til at reguleringsmyndigheten ikke er tilstrekkelig uavhengig.[228]

# 3 Primærrettslige rammer for uavhengighetskravet

## 3.1 Innledning

Temaet i dette kapittelet er rammene EU-primærretten setter for uavhengighetskravet.

[226] Kommisjonen 2019, s. 24 og 31.
[227] Redmount 1959, s. 472.
[228] C-288/12, avsnitt 53. Se kapittel 5.1 og 5.2.2.

Som en del av sekundærretten må uavhengighetskravet holde seg innenfor primærrettens grenser. Utgangspunktet i EU-retten er at EU ikke kan gå ut over kompetansen den er tildelt i traktatene når den vedtar rettsakter.[229] Dette kalles prinsippet om *kompetansetildeling*.[230] Om regulatorene skal ha nødvendig legitimitet, må det finnes visse rammer for hvilken kompetanse de kan tildeles, og behovet må kunne begrunnes.

En måte å se på kompetansens grenser, er at dersom uavhengighetskravet går for langt sammenlignet med hva primærretten krever, så vil uavhengighetskravet være ugyldig ut fra en *lex superior*-tankegang. En annen tilnærmingsmåte er at man tolker uavhengighetskravet i lys av primærrettens grenser: Rammene primærretten setter, gjør at man ikke kan strekke uavhengighetskravet for langt. En slik mer harmoniserende tolkningstilnærming kjenner vi igjen fra tradisjonell norsk metodelære,[231] men den er også en del av EU-rettslig metodelære.[232]

## 3.2 EU-pilaren

### 3.2.1 TEUF artikkel 114

Tredje energimarkedspakke ble vedtatt i 2009 under henvisning til TEF artikkel 95.[233] Denne bestemmelsen tilsvarer artikkel 114 i någjeldende TEUF.

Den aktuelle delen av TEUF artikkel 114 nr. 1 lyder:

> «Europa-Parlamentet og Rådet, der træffer afgørelse efter den almindelige lovgivningsprocedure og efter høring af Det Økonomiske og Sociale Udvalg, vedtager de foranstaltninger med henblik på indbyrdes tilnærmelse af medlemsstaternes love og administrative bestemmelser, der vedrører det indre markeds oprettelse og funktion».

[229] TEU art. 5 nr. 2.
[230] Craig/De Búrca 2020, s. 103.
[231] Høgberg B.M. 2019, s. 475 flg.
[232] Gútierrez-Fons/Lenaerts 2010, s. 1629–1630 og Fredriksen/Mathisen 2019, s. 396–397.
[233] Fortalen til direktiv 2009/72/EF.

Bestemmelsen er vidt formulert, og gir tilsynelatende EU en langt på vei ubegrenset kompetanse til å gi rettsakter for å sørge for harmonisering av medlemsstatenes lovgivning med sikte på å gjennomføre det indre markedet.[234]

I eldre rettspraksis fra EU-domstolen ble bestemmelsen i enkelte dommer benyttet som en materiell skranke for å underkjenne rettsakter som etter domstolens syn ikke var nødvendige for å bygge ned grensekryssende handelshindringer.[235] Nyere rettspraksis fra domstolen gir imidlertid EU svært vide rammer for å vedta harmoniserende sekundærlovgivning. I C-380/03 (*Tobakksreklamesak II*) uttaler EU-domstolen i tråd med dette at:

> «når der foreligger hindringer for samhandelen, eller det er sandsynligt, at sådanne hindringer vil opstå fremover, fordi medlemsstaterne har truffet eller er ved at træffe forskellige foranstaltninger med hensyn til en vare eller en varekategori, således at der sikres forskellige beskyttelsesniveauer, og således at de pågældende varer af denne grund forhindres i at bevæge sig frit i Fællesskabet, indeholder artikel 95 EF en bemyndigelse for fællesskabslovgiver til at gribe ind og vedtage de nødvendige foranstaltninger».[236]

I fortalen til direktiv 2009/72/EF påpekes det at erfaringene før vedtakelsen av direktivet viser at «reguleringens effektivitet ofte hæmmes af, at reguleringsmyndighederne ikke er tilstrækkelig uafhængige af regeringen og ikke har tilstrækkelige beføjelser og handlemuligheder».[237] Disse erfaringene stammer antakelig fra nasjonale undersøkelser som ble foretatt i samarbeid med kommisjonen i tiden frem til vedtakelsen av tredje energimarkedspakke, som er vist til i kommisjonens notat i forkant av arbeidet med tredje pakke.[238]

Med de vide rammene EU-domstolen har oppstilt i sin praksis, kan det neppe være tvil om at det foreligger slike potensielle hindringer på den grenseoverskridende kraftflyten at uavhengighetskravet ligger innenfor rammene av TEUF artikkel 114.[239] Bestemmelsen gir imidlertid en påminnelse om behovet for å tolke uavhengighetskravet i tråd med formålet om nedbygging av

---

[234] Craig/De Búrca 2020, s. 123.

[235] C-376/98, særlig avsnitt 99 flg.

[236] C-380/03, avsnitt 41. I samme retning, se C-377/98, C-491/01, C-210/03, C-380/03, C-301/06, C-518/07, C-58/08, C-574/14 og C-549/15.

[237] Fortalens punkt 33.

[238] COM (2006) 841. Se nærmere i kapittel 2.3.2.

[239] I samme retning EU-domstolen i C-518/07, avsnitt 48-51. Se Bjørnebye 2010, s. 178, som reiser spørsmålet.

handelshindre, og at uavhengighet i seg selv ikke er formålet.[240] Der det er snakk om forhold som er av mindre betydning for fungeringen av det deregulerte kraftmarkedet, for eksempel at reguleringsmyndigheten må følge økonomireglementer som regjeringen fastsetter,[241] vil det være naturlig å gi statene videre rammer for å regulere reguleringsmyndighetens arbeid i nasjonal lovgivning eller praksis.

Selv om uavhengighetskravet neppe er uhjemlet, kan det nevnes at EU-kommisjonen med fordel likevel kan se på uavhengighetskravet med et kritisk blikk. *Craig og De Búrca* peker på at såkalt «impact assessment» er nyttig for å finne ut av om behovet for inngående harmoniseringsrettsakter faktisk er til stede.[242] Det er verdt å studere nærmere om innføringen av kravet og økt uavhengighet for reguleringsmyndighetene faktisk *har* ledet til en styrking av det europeiske kraftmarkedet – eller kun er en byråkratisering som potensielt kan skape problemer for legitimiteten til kraftmarkedet. Det har nå gått elleve år siden tredje energimarkedspakke trådte i kraft i EU, slik at tiden er moden for en slik evaluering. Som nevnt innledningsvis,[243] er det etter mitt syn behov for samfunnsvitenskapelige studier av den faktiske forekomsten av politisk kontroll – ikke bare samfunnsøkonomiske, juridiske og politiske betraktninger. I kommisjonens impact assessment til fjerde pakke ble kravet om uavhengig reguleringsmyndighet knapt nevnt,[244] noe det etter mitt syn helt klart burde vært.

### 3.2.2 Proporsjonalitet og subsidaritet

I EU-retten gjelder det et generelt prinsipp om proporsjonalitet, som sekundærretten må holde seg innenfor. Dette kan utledes av TEU artikkel 5 nr. 4, som sier at EUs kompetanseutøvelse ikke kan gå «videre end nødvendigt for at nå målene i traktaterne». Det nærmere innholdet i proporsjonalitetsbegrepet er imidlertid ikke fastlagt i EU-traktatene, heller ikke i protokollen om anvendelsen av prinsippet.[245] Innholdet i prinsippet må derfor utledes av EU-domstolens praksis.[246]

---

[240] Formålsrettet tolkning kan dermed muligens stå enda sterkere her enn generelt i EU-retten, se kapittel 1.2.
[241] Se kapittel 4.8.
[242] Craig/De Búrca 2020, s. 123–124.
[243] Se kapittel 1.2.
[244] SWD (2016) 0410.
[245] Protokoll nr. 2 til TEU.
[246] Craig 2018, s. 643.

Proporsjonalitetsprinsippet har sitt utspring i tysk rett, og inneholder tre bestanddeler: tiltaket må være (i) egnet til å nå formålet det er ment å forfølge, (ii) nødvendig for å nå formålet, og (iii) forholdsmessig i snever forstand (*stricto sensu*).[247]

Ved siden av grunnprinsippet om proporsjonalitet, gjelder det også et prinsipp om *subsidaritet*. Med subsidaritet menes at EU bare kan gi regler der målene ikke kan nås like godt ved nasjonal regelgivning. Dette følger av TEU artikkel 5 nr. 3, som sier at EUs kompetanse er begrenset til «hvis og i det omfang målene for den påtænkte handling ikke i tilstrækkelig grad kan opfyldes af medlemsstaterne på centralt, regionalt eller lokalt plan, men på grund af den påtænkte handlings omfang eller virkninger bedre kan nås på EU-plan». Proporsjonalitet og subsidaritet henger nært sammen, og behandles derfor samlet her. Langt på vei er de to sider av samme sak: Subsidaritetsprinsippet er et krav om at EU skal avstå fra å gi visse regler, mens proporsjonalitetsprinsippet er et krav om at *vedtatte* regler ikke skal gå lengre enn nødvendig.[248]

Terskelen for å kjenne en rettsakt ugyldig under henvisning til proporsjonalitets- eller subsidaritetsprinsippet er etter EU-domstolens praksis høy.[249] Imidlertid kan det tenkes at prinsippene må tas i betraktning ved den konkrete tolkningen av uavhengighetskravet.[250] EU-domstolens praksis om uavhengighetskravet viser i flere saker at domstolen bruker formuleringer som at direktivene «i princippet ikke er til hinder» for enkelte løsninger innenfor uavhengighetskravets ramme.[251] Dette kan forstås som en metodisk tilnærming der proporsjonalitets- og subsidaritetssynspunkter ligger bak: EU-domstolen viker tilbake fra å inngående regulere hvordan statene i detalj velger å gjennomføre mindre vesentlige deler av uavhengighetskravet. Ettersom uavhengighetskravet i seg selv er inngripende, og en sterk detaljregulering ville vært et stort innhugg i nasjonal suverenitet, bidrar denne tilnærmingen til en balanse mellom harmonisering og skjønnsfrihet. De situasjonene der domstolen gjør en mer inngående prøving, er punkter med en mer direkte betydning for utøvelsen av reguleringsmyndighetens tiltenkte oppgaver.[252] Dette

---

[247] Samme sted. Det er i EU-rettslig litteratur debatt om proporsjonalitetskravet i EU-retten kun består av de to første vilkårene, eller om det også gjelder et krav om forholdsmessighet i snever forstand, se Craig 2018, s. 643–644. En fullstendig redegjørelse faller utenfor rammene for denne avhandlingen.

[248] Tridimas 2006, s. 176.

[249] Den aktuelle rettspraksisen er langt på vei den samme som den som er nevnt over i fotnote 236.

[250] Som generelt eksempel kan det vises til C-114/01, avsnitt 56–57.

[251] C-424/15, avsnitt 36. I C-378/19 tar domstolen en lignende tilnærming: Den snakker om «rammerne af de beføjelser» som direktivet overlater til medlemsstatene, men at det overordnede uavhengighetskravet må respekteres, se avsnitt 26–27.

[252] Særlig oppgavene i direktivets artikkel 37.

vises særlig i sakene om fastsettelsen av tariffer,[253] der prøvingsintensiteten er langt større enn i spørsmålene av mer formell eller prosessuell karakter, som hvem som skal ha kompetansen til å utnevne reguleringsmyndighetens leder,[254] eller om reguleringsmyndigheten kan være «innbakt» i konkurransemyndigheten.[255]

Et mulig argument til støtte for at proporsjonalitets- og subsidaritetssynspunkter har vekt i et spørsmål som dette, som handler om EU-rettslige krav til forvaltningsorganiseringen, er autonomihensynet: Det som har vært omtalt som utgangspunktet i EU-retten om at den konkrete organiseringen av forvaltningsmyndighetene er en nasjonal oppgave.[256] Det er etter mitt syn uklart i hvilken grad dette fremdeles kan opprettholdes, og i hvilken grad det har betydning ved proporsjonalitetsvurderingen. Utviklingen i EU har gått i retning av stadig større deling av forvaltningsmyndigheten, og det synes som det er en etablert oppfatning om at hensynet til medlemsstatenes autonomi må vike når det kan komme i veien for realiseringen av det indre markedet, i favør av en større sentralisering av administrasjonen i EU.[257] Det er på det rene at EU i vid utstrekning har kompetanse til å gi denne type regler. Da må utgangspunktet tas i EU-lovgivers vilje og formål, og det kan det neppe etableres som noen regel ut over de grensene proporsjonalitets- og subsidaritetsprinsippene setter at uavhengighetskravet skal tolkes snevrest mulig av hensyn til nasjonal autonomi.

### 3.2.3 *Meroni*-doktrinen og demokratiprinsippet

Et annet spørsmål er om det vidtgående kravet til uavhengige reguleringsmyndigheter, slik det er forstått som et forbud mot enhver innblanding i utøvelsen av direktivets regulatoroppgaver både på lovgivnings- og myndighetsnivå, er i strid med det såkalte *Meroni*-prinsippet.

*Meroni*-doktrinen er den grunnleggende begrensningen i adgangen til å delegere myndighet til såkalte EU-byråer utenfor kommisjonsnivået. I *Meroni*-saken fra 1958 uttalte domstolen at adgangen til delegasjon var begrenset til «clearly defined executive powers» der avgjørelsene kunne prøves basert på objektive kriterier, mens mer skjønnsmessig myndighetsutøvelse ikke

[253] C-718/18 og C-767/19.
[254] C-378/19. Se kapittel 5.8.2.
[255] C-424/15. Se kapittel 4.3.7.
[256] Eriksen/Fredriksen 2019, s. 46–47.
[257] Ottow 2013, s. 139, Craig 2018, s. 57 og NOU 2019: 5, s. 791.

var tillatt.[258] Rettssetningen er tradisjonelt ansett for å ha blitt fulgt opp i *Romano*-saken fra 1980.[259] I den akademiske litteraturen ble det imidlertid argumentert stadig sterkere for at *Meroni* og *Romano* legger færre begrensninger på EU-lovgiver enn tidligere antatt, spesielt i kjølvannet av at EU etter vedtakelsen av Lisboa-traktaten i 2007 beveget seg i retning av en rettsorden med konstitusjonelle trekk.[260] I tråd med dette fant EU-domstolen i storkammer at å overlate kompetanse av skjønnsmessig karakter til ESMA (European Securities Markets Agency) til å regulere shortsalg av finansielle instrumenter var innenfor EU-rettens grenser.[261] Domstolen la vekt på at kompetansen var begrenset til å kun gjelde på nærmere bestemte vilkår, selv om disse var skjønnsmessige.[262] EU-domstolen la også vekt på at ESMA, i motsetning til institusjonene i Meroni-saken, var EU-organer opprettet i kraft av EU-rettens konstitusjonelle bestemmelser, og underlagt det alminnelige EU-rettslige systemet for prøving av beslutningene til organet.[263] Selv om opprettelsen av ESMA ble ansett gyldig, er domspremissene tydelige på at det fremdeles gjelder grenser, i form av avgrenset kompetansetildeling som er underlagt domstolskontroll på grunnlag av klare og objektive kriterier.[264]

Denne rettspraksisen gjelder såkalte byråer på EU-nivå, og ikke spørsmålet om *Meroni*-doktrinen også begrenser adgangen til å kreve at nasjonale reguleringsmyndigheter skal være uavhengige. Dette spørsmålet ser ikke ut til å ha vært behandlet i EU-domstolens praksis før sak C-718/18 mot Tyskland. Saken gjaldt spørsmålet om Tysklands lovregulering i Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der departementet var gitt myndighet til å gi forskrift om hvordan nettleien skulle beregnes, mens den konkrete fastsettelsen ble gjort av reguleringsmyndigheten (Bundesnetzagentur), var i strid med direktivets uavhengighetskrav. Domstolen kom til at det var tilfelle, i kraft av en tolkning av kravene om kompetansetildeling i artikkel 37, lest i lys av det overordnede uavhengighetskravet.[265] Tyskland hadde imidlertid anført at en så streng forståelse av uavhengighetskravet, som i praksis påbød overføring av lovgivningskompetansen fra lovgiver og regjering til en uavhengig reguleringsmyndighet, ville være i strid

---

[258] Sak 9-56, på s. 152.
[259] Sak 98-80. Se Van Cleynenbreugel 2014, s. 80.
[260] Gabbi 2014, s. 261.
[261] C-270/12.
[262] C-270/12, avsnitt 45. Se forordning 236/12, artikkel 28.
[263] C-270/12, avsnitt 53.
[264] C-270/12, særlig avsnitt 53.
[265] Se nærmere om det materielle aspektet av problemstillingen i kapittel 5.2.5.

med «demokratiprinsippet» og *Meroni*-prinsippet.[266] Argumentet går langt på vei ut på det samme: EU-lovgiver hadde ikke gitt tilstrekkelig presise angivelser av kompetansene og deres grenser, og da måtte det være en sak for det nasjonale demokratiet å angi grensene. Noe annet ville ifølge Tyskland vært i strid med *Meroni*-doktrinens forbud mot skjønnsmessig kompetanseangivelse uten tilstrekkelig grunnlag for rettslig prøving.

EU-domstolen avviste imidlertid argumentet, særlig under henvisning til ESMA-saken og de vide rammene den satte for kompetansetildeling.[267] Den synes likevel ikke å utelukke at *Meroni*-doktrinen også gjelder ved tildeling av kompetanse til nasjonale reguleringsmyndigheter.[268]

Etter mitt syn er det gode grunner til å gi *Meroni*-doktrinen anvendelse også ved kompetansetildeling til uavhengige nasjonale myndigheter. Det kan stilles spørsmål ved om domstolen i sin avgjørelse tar for lett på de betenkelige sidene ved slik kompetansetildeling. Begrunnelsen for å akseptere uavhengighetskravet er kort, og baserer seg på en forutsetning om at reguleringsmyndighetene treffer avgjørelser etter en «teknisk-specialiseret vurdering af virkeligheden», og at kompetanseutøvelsen er «underlagt principper og regler, der er fastsat i en sådan detaljeret retlig ramme på EU-plan, som begrænser deres skøn og forhindrer dem i at træffe politiske valg».[269]

Forutsetningen om at reguleringsmyndighetens arbeid er rent faglig og upolitisk, baserer seg på en dikotomi mellom «fag» og «politikk» som neppe er holdbar.[270] Det holder å vise til Tysklands argument i saken om at regulering av hvordan nettleien skulle fastsettes var et sentralt virkemiddel for å sørge for en kostnadseffektiv avvikling av kjernekraft.[271] Nettleien har også vært et tema i Norge, særlig i distriktspolitiske spørsmål der utjevning av nettleie i hele Norge er et sentralt tema.[272] Nylig har RMEs varsling av «betydelig» økning av nettleien i 2022 også vakt oppsikt.[273]

---

[266] C-718/18, avsnitt 124 flg.
[267] C-718/18, avsnitt 131.
[268] Samme sted.
[269] C-718/18, avsnitt 132.
[270] Se kapittel 2.3.2 over.
[271] C-718/18, avsnitt 91.
[272] Se RME Høringsdokument 1/2019, og nylig den nye regjeringen i VG 20. oktober 2021 (Fjellanger/Røsvik 2021).
[273] Bugge 2021.

Selv om EU-domstolen synes å forutsette noe annet, er de spørsmålene der dommen krever total avståelse fra enhver form for lov- eller forskriftsregulering unektelig av politisk og ikke kun faglig karakter. På mange punkter har reguleringsmyndigheten stort skjønn, med relativt standardiserte og selvfølgelige krav om for eksempel «gjennomsiktighet» som eneste begrensning.[274] Slike vilkår er lite egnet for en reell og effektiv kontroll med kompetanseutøvelsens grenser, selv om direktivet sier at reguleringsmyndigheten skal begrunne sine avgjørelser med henblikk på domstolskontroll.[275]

Dersom dommen følges opp i senere praksis, vil det foreligge en mulighet for EU til å omgå *Meroni* ved å fritt kunne kreve uavhengighet kombinert med svært vide fullmakter til nasjonale myndigheter, uten annen EU-tilknytning enn organisering i et samarbeid som har begrensede kompetanser (ACER), nettopp i kraft av *Meroni*-doktrinen.[276] Disse institusjonelle legitimitetsbekymringene kommer på toppen av at dommen kan hindre velbegrunnede ønsker om å forfølge særlige mål i nasjonal energipolitikk innenfor rammen av de materielle bestemmelsene i EU-energiretten. Dette kan svekke legitimiteten av regelverket ytterligere. I likhet med en rekke tyske kommentatorer, er jeg derfor kritisk til domsresultatet.[277] Dommen må likevel tillegges vekt ved tolkningen av uavhengighetskravet, og det må konstateres at *Meroni*-prinsippet legger færre begrensninger enn den tidlige forståelsen av EU-domstolens rettspraksis skulle gi grunn til å tro.

I tillegg kommer det faktum at store deler av dommens begrunnelse vanskelig er overførbar til en EØS-kontekst. Se neste underkapittel, og kapittel 6 for en drøftelse av disse konsekvensene.

## 3.3 Overføres de EU-rettslige konstitusjonelle trekkene til EØS-pilaren?

[274] For eksempel tariffastsettelsen i artikkel 37 nr. 1 bokstav a.

[275] Direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 16. Se også drøftelsen av prøvingsintensiteten med RMEs avgjørelser i norsk rett i petitavsnitt på s. 81.

[276] Askhaven 2019, s. 40.

[277] Se flere tyske energirettseksperters uttalelser i Ströder 2021, der dommen omtales som «epokal» og en trussel mot Tysklands arbeid med energiomstilling (*Energiewende*).

I dette kapittelet er spørsmålet om, og i så fall hvordan, de EU-rettslige utgangspunktene jeg har redegjort for over spiller inn ved anvendelsen av uavhengighetskravet i EØS-avtalen.

De EU-rettslige rammene som er drøftet i dette kapittelet, kan kalles *konstitusjonelle* rammer for uavhengighetskravet.[278] EU-retten er et normhierarki der EU-organene utøver kompetanse tildelt av medlemsstatene.[279] EØS-retten er imidlertid en folkerettslig avtale. Ved vedtakelsen av EØS-avtalen var det en forutsetning at det konstitusjonelle systemet i EU, og da særlig lovgivningskompetansen, ikke skulle overføres til EU.[280] De materielle reglene som gjennomføres i EØS-avtalen, er imidlertid like. I EU begrenses og tolkes disse i lys av de EU-rettslige skrankene for lovgivers kompetanse.

Spørsmålet som reiser seg, og som ikke har vært drøftet i EØS-litteraturen, er hvordan de EU-rettslige skrankene av konstitusjonell karakter spiller inn i EØS. Om EFTA-domstolen, og norske domstoler når de anvender EU-rettens uavhengighetskrav, skal kunne legge vekt på *Meroni*-synspunkter, kreves det en særlig EØS-rettslig begrunnelse.

En ren språklig lesning av EØS-avtalen gir ikke grunnlag for en hjemmelskontroll med rettsakter som er inntatt i EØS-avtalen. TEUF artikkel 114 har for eksempel ingen tilsvarende bestemmelse i EØS-avtalen. I norske EØS-notater er det prinsipielle spørsmålet om hjemmelsgrunnlaget for gjennomføring av rettsakter i EØS-avtalen kun etter hva jeg kan se vurdert én gang: Ved gjennomføringen av PSI-direktivet om viderebruk av informasjon i offentlig sektor. Her uttaler det daværende Fornyingsdepartementet at

> «det generelle utgangspunkt er at EUs hjemmelsgrunnlag ikke er avgjørende for vurderingen av hva som faller innenfor EØS-avtalens saklige virkeområde: Det er EØS-avtalen som angir det folkerettslige grunnlaget for EØS-komiteens plikt til å vurdere nye rettsakter for innlemmelse, ikke EUs traktater.»[281]

I EØS-avtalen følger hjemmelsgrunnlaget for gjennomføring av rettsakter av artikkel 102 nr. 1. Bestemmelsens ordlyd gir ingen indikasjoner på at EØS-komiteen skal drive legalitetskontroll av rettsaktene det er aktuelt å gjennomføre. Tvert imot synes bestemmelsen å forutsette at

---

[278] Fredriksen/Mathisen 2018, s. 28.
[279] Schütze 2016, s. 259.
[280] St.prp. nr. 101 (1991–1992), s. 316. Se Bull 2002, s. 77–78 og Fredriksen 2010, s. 265–267.
[281] EØS-notat 11. desember 2013.

rettsakter som er aktuelle for gjennomføring har et tilstrekkelig EU-rettslig hjemmelsgrunnlag og skal gjennomføres uten videre, og den angir ikke nærmere grenser for kompetansen til EØS-komiteen, så lenge man er innenfor det saklige virkeområdet til EØS-avtalen.[282]

En tilnærming som det imidlertid *er* rom for å følge i EØS, og som iallfall i resultatet kan kompensere for karakterforskjellene i systemene, er at EFTA-domstolen tolker de *materielle* reglene i lys av de EU-rettslige grunnreglene og grunnprinsippene. Som nevnt over,[283] er det langt på vei en smakssak om man anser primærrettens krav som absolutte skranker, eller tolkningsfaktorer ved fastleggelsen av sekundærrettens – i dette tilfellet uavhengighetskravets – rammer. I EØS-retten vil det imidlertid kun være tolkningsveien som er aktuell. Den påvirkningen av uavhengighetskravet som blant annet subsidaritetsprinsippet og *Meroni*-doktrinen fører til, må anses som en del av innholdet i den materielle rettsregelen. Det er den EU-rettslige regelen som er gjennomført i EØS-avtalen, og når den tolkes i lys av EU-primærretten, må det samme skje i EØS. Her kommer homogenitetsprinsippet inn med full styrke. På planet for den materielle regelen er det snakk om «identiske» regler,[284] og da må tolkningen også være lik.[285]

Det blir derfor i praksis neppe noen forskjell i resultat i EØS og EU, selv om EU-primærrettens skranker kommer inn tolkningsveien og ikke direkte. Rent formelt består imidlertid muligheten for at et EU-direktiv er ugyldig etter EU-retten, mens det må opprettholdes i EØS.[286] Dette er et paradoks, spesielt når EØS-avtalen er forutsatt å være et mindre omfattende samarbeid enn EU. Man vil forutsette EU-rettslig hjemmel ved gjennomføringen i EØS-avtalen, og bestemmelsene gjennomføres for å skape et materielt rettsfellesskap med EU. Om rettsakten kjennes ugyldig i EU, faller også forutsetningen for anvendelsen i EØS. I praksis må det forventes at dette fører til en endring i EØS-avtalen,[287] men dette er en *politisk* mekanisme, ikke en rettslig. Problemstillingen blir neppe mindre aktuell etter hvert som stadig flere rettsakter vedtas i EU og gjennomføres i EØS-avtalen, samtidig som EØS-avtalen ligger fast, mens EU-traktatene utvikler seg («widening gap»).[288]

---

[282] EFTA-domstolen har imidlertid ansett seg kompetent til å prøve komitéens beslutninger opp mot *EØS-avtalens* skranker, jf. E-6/01, avsnitt 33.

[283] Se kapittel 3.1.

[284] EØS artikkel 6.

[285] Wennerås 2018, s. 211–212.

[286] Bull 2002, s. 84.

[287] Samme verk, s. 85.

[288] Fredriksen 2012, s. 868.

## 3.4 Oppsummering

I dette kapittelet har jeg drøftet hvilke rammer primærretten setter for uavhengighetskravets innhold. Selv om uavhengighetskravet neppe kommer i konflikt med noen av primærrettens bestemmelser, påvirker den skrevne og uskrevne primærretten hvordan uavhengighetskravet skal tolkes.

*For det første* gjør TEUF artikkel 114 at uavhengighetskravet må tolkes i tråd med markedsintegrasjonsformålet.[289] Det betyr at uavhengighetskravet legger sterkere begrensning på adgangen til styring av reguleringsmyndigheten i spørsmål som har større og mer direkte betydning for fungeringen av det deregulerte kraftmarkedet enn for eksempel rent administrative forhold.

*For det andre* legger også EU-rettens proporsjonalitets- og subsidaritetsprinsipper lignende begrensninger.[290] Det sentrale i denne sammenheng er at EU- og EFTA-domstolen vil anlegge en mindre inngående prøvingsintensitet, og overlate detaljene i gjennomføringen av uavhengighetskravet til medlemsstatene, så lenge reguleringsmyndighetens juridiske uavhengighet og den funksjonelle uavhengigheten ved utøvelsen av kjerneoppgavene respekteres.

For det tredje må også de begrensningene *Meroni*-doktrinen legger på EU-byråene, derunder ACER, gjelde når man fastlegger kompetansen til de nasjonale reguleringsmyndighetene.[291] Det betyr at reguleringsmyndighetens myndighet skal være klart definert, og ikke kan være for skjønnsmessig. Det er imidlertid uklart hvor strenge, for ikke å si reelle, disse begrensningene er. EU-domstolen går i den nylige dommen mot Tyskland langt i å avvise at *Meroni* har betydning for grensene for reguleringsmyndighetens kompetanse, etter min mening for langt.[292]

Til slutt har jeg i kapittel 3.3. påvist at EU-primærrettens rammer ikke får direkte anvendelse i EFTA-pilaren, men at det i praksis neppe blir noen forskjell, fordi de materielle bestemmelsene må tolkes på samme måte som i EU, selv om dette kan anses som en prinsipielt uheldig

---

[289] Kapittel 3.2.1.
[290] Kapittel 3.2.2.
[291] Kapittel 3.2.3.
[292] C-718/18.

løsning. Når primærretten påvirker tolkningen av det materielle EU-rettslige uavhengighetskravet, gjør det at den indirekte får en tilsvarende betydning i EØS.

# 4 Direktivets krav til organisatorisk uavhengighet

## 4.1 Innledning

I dette kapittelet skal jeg ta stilling til innholdet i direktivets krav til *organisatorisk* uavhengighet,[293] mens kravet til *funksjonell* atskillelse skal behandles i kapittel 5 nedenfor. Med «juridisk» atskillelse sikter jeg ikke bare til den juridiske statusen av forvaltningsorganet, men også de *organisatoriske* forholdene. Bakgrunnen for dette er, som jeg vil redegjøre for under, at rent formelle betraktninger om rettssubjektivitet etter modell av den privatrettslige sammenslutningsretten ikke er egnet til å beskrive organisering av forvaltningsvirksomheten.

## 4.2 Direktivets rettslige utgangspunkter

Direktivet stiller krav til medlemsstatene om å utpeke «en enkelt national regulerende myndighed», som «under udførelsen af de reguleringsopgaver, som dette direktiv og dertil knyttede forskrifter pålægger den … er juridisk adskilt fra … enhver anden offentlig og privat enhed».[294] Kravet om å utpeke en enkelt reguleringsmyndighet er ikke til hinder for en nærmere oppdeling eller inndeling av reguleringsmyndigheten, så lenge hver enkelt del av den oppfyller uavhengighetskravet i direktivet.[295]

Formuleringen i bestemmelsen reiser to spørsmål. *For det første* oppstår spørsmålet om hva som menes med «juridisk adskilt fra … enhver anden offentlig og privat enhed». *For det andre*

[293] I den danske versjonen av direktivet kalt «juridisk [adskillelse]».
[294] Direktiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 1 og 4 bokstav a.
[295] Cabau 2021, s. 270.

er det et spørsmål om hvilken betydning det har at uavhengighetskravet etter ordlyden kun gjelder «under udførelsen af … reguleringsopgaver».

### 4.2.1 «Juridisk adskilt fra …»

Ordlyden «juridisk adskilt fra … enhver anden offentlig og privat enhed» tilsier at det kreves at reguleringsmyndigheten skilles ut som et eget rettssubjekt. EU-domstolen presiserer dette i den engelske domsteksten i C-424/15 som et krav om «separate legal identity».[296] Det samme uttaler kommisjonen i sitt tolkningsnotat, der det fremkommer at enheten skal være en «separate and distinct legal entity»[297] Det gjelder imidlertid ikke noe krav om at reguleringsmyndigheten ikke kan være en del av en uavhengig myndighet som også utøver andre oppgaver, for eksempel et konkurransetilsyn.[298] Dette kan forklares av subsidaritets- og proporsjonalitetsprinsippet: Så lenge man har sikret at reguleringsoppgavene utøves av en myndighet som er organisatorisk uavhengig, er den nærmere organiseringen et statlig anliggende.[299]

I motsetning til i den alminnelige selskaps- og sammenslutningsretten, er staten etter norsk tradisjon ansett som ett og samme rettssubjekt, på tvers av enhetene. Dette gjelder også underliggende forvaltningsorganer, derunder de tradisjonelt «uavhengige» forvaltningsorganene.[300] Legger man den norske forståelsen til grunn, må man enten opprette en ny form for rettssubjekt i norsk rettsorden – eller så må det aksepteres at organet ikke *formelt* er et eget rettssubjekt.

Ordlyden i direktivets artikkel 35 nr. 4 sier at kravet «juridisk atskilt» skal sikres «med dette formål».[301] «Formålet» i denne betydningen viser til det overordnede uavhengighetskravet, som skal sikre faglig og teknisk regulering av det integrerte kraftmarkedet, uten risiko for politisk innblanding.[302] Kravet om formålstolkning og subsidaritetsprinsippet tilsier at den rent formelle klassifiseringen av hva som er et eget rettssubjekt i nasjonal rett ikke er avgjørende.[303] Slike formelle betraktninger om hva som er ett og samme rettssubjekt etter nasjonal rett er i liten grad

---

[296] C-424/15, avsnitt 32. Den danske språkversjonen bruker det vagere «retligt adskilt».
[297] Kommisjonen 2010, s. 6.
[298] C-424/16, avsnitt 36.
[299] Se kapittel 3.2.2.
[300] NOU 1995: 21, s. 72.
[301] Direktiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 4.
[302] Se kapittel 2.1 og 2.6.
[303] Se kapittel 3.2.2.

egnet til å sikre reell uavhengighet og allmennhetens tillit, og vil dessuten variere fra land til land. I et spørsmål om detaljer som dette som i stor grad avhenger av hver enkelt medlemsstats utforming og organisering av grunnleggende forfatningsmessig karakter, som ikke er harmonisert på EU-nivå, vil statene ha større valgfrihet ved den formelle organiseringen.

Kravet om «juridisk» uavhengighet blir derfor et tydelig autonomt EU-rettslig begrep. Formålsinnretningen på tolkningen tilsier at de *organisatoriske* forholdene og hvordan organet opptrer utad vil ha betydelig vekt. Rettspraksis fra EU-domstolen gir i denne sammenheng støtte for at et sentralt moment er om reguleringsmyndigheten er organisert slik at den er en selvstendig organisasjon, der direktøren for reguleringsmyndigheten er den øverste beslutningstakeren, uten noe hierarkisk underordningsforhold der andre har faktisk eller formell adgang til å innvirke på noen del av regulators virksomhet.[304] Det følger av domstolens praksis at reguleringsmyndigheten kan drive med andre oppgaver og regulere andre sektorer enn bare energi,[305] men den kan ikke under noen omstendighet være del av en kommandolinje som involverer politisk styring. Kommisjonens tolkningsnotat er etter mitt syn treffende når det står:

> «Notwithstanding national administrative rules, it is the sole responsibility of the NRA to determine how it operates and is managed, including staffing-related matters. These provisions thus seem to rule out any hierarchical link between the NRA and any other body or institution».[306]

### 4.2.2 «Under udførelsen af … reguleringsopgaver»

Ordlyden «under udførelsen af de reguleringsopgaver, som dette direktiv og dertil knyttede forskrifter pålægger den» er til dels både uklar og forvirrende i relasjon til kravet om organisatorisk uavhengighet. Formuleringen kan i utgangspunktet tilsi at direktivets uavhengighetskrav også er oppgavebestemt, slik den norske gjennomføringen legger til grunn.[307] Bestemmelsen lest i sin helhet går imidlertid lenger; det gjelder et krav om organisatorisk og funksjonell uavhengighet. Som nevnt over er kravet om organisatorisk uavhengighet et krav om at reguleringsmyndigheten skal være en selvstendig organisatorisk eller juridisk enhet eller rettssubjekt. Det

---

[304] C-614/10, avsnitt 43.
[305] C-424/15, avsnitt 38.
[306] Kommisjonen 2010, s. 6.
[307] Se kapittel 4.3.4.

gir da liten mening å si at kravet om organisatorisk uavhengighet kun gjelder for bestemte formål. Rettssubjektivitet betyr at organet som utgangspunkt er en egen «juridisk person» eller selvstendig organisatorisk enhet. Dette er noe varig, og ikke avgrenset hverken etter tid eller hvilke oppgaver organet utfører.

Hvis det ligger noen begrensning i ordlyden «under udførelsen af … reguleringsopgaver» må det i så fall relatere seg til den *funksjonelle* uavhengigheten. Her gir det større mening å snakke om en mer *oppgavebestemt* uavhengighet, der adgangen til å ta instrukser og samarbeide med andre organer er bredere utenfor utøvelsen av regulatoroppgaver.[308] Det gir også større mening: Utførelsen av regulatoroppgaver kan skilles fra andre funksjoner og handlinger, mens rettssubjektiviteten eller organisasjonen ikke kan deles opp på samme måte. Den eneste logiske løsningen er at reguleringsmyndigheten må skilles ut som et eget *permanent organ*, og at en løsning der reguleringsmyndigheten er én del av et politisk styrt forvaltningsorgan som er uavhengig ved utøvelsen av regulatoroppgaver, ikke er tilstrekkelig.[309]

### 4.2.3 Oppsummering av direktivets krav

Oppsumert krever direktivet utpekelsen av én reguleringsmyndighet, som skal være en organisatorisk uavhengig enhet med en egen øverste leder, som ikke er underlagt politisk styring hverken reelt eller formelt. Den nærmere organiseringen etter dette må, i tråd med hva EU-domstolen har lagt til grunn, i stor grad være overlatt til statenes skjønn, så lenge disse utgangspunktene respekteres.[310] Det betyr i praksis at det som utgangspunkt ikke er noe til hinder for at regulator er en del av en annen myndighet, så lenge denne som klar hovedregel har status som uavhengig og unntatt politiske organers instruksjonsmyndighet.[311] En grense må da antakelig trekkes mellom konkurransemyndigheter og øvrige uavhengige regulatorer, og organer som er ordinære politisk styrte forvaltningsorganer.

## 4.3 Den norske løsningen

---

[308] Se kapittel 5.3 og 5.6.

[309] Det kan argumenteres for at dette er ordningen i Norge i dag, se under. Enda klarere er dette på *Island*, se kapittel 4.3.7.

[310] Sześciło 2021, s. 213.

[311] C-424/15.

### 4.3.1 Innledning

Spørsmålet i dette underkapittelet er om RME oppfyller kravene om organisatorisk uavhengighet etter direktivet slik jeg har redegjort for over. Bakteppet for drøftelsen er at ESA i sitt brev til Norge 16. oktober 2020 etterspør hvordan uavhengigheten og adskillelsen mellom RME og NVE blir sikret.[312] Som ledd i denne analysen vil jeg gå gjennom den historiske organiseringen av kraftforvaltningen i Norge, frem til etableringen av RME og gjennomføringen av tredje energimarkedspakke i norsk rett. Dette er nødvendig for å forstå bakgrunnen for hva slags organ RME er, og hvilken rettslig status enheten faktisk har i dag.

### 4.3.2 Lovfestingen av uavhengighetskravet i norsk rett

Gjennomføringen av uavhengighetskravet i energiloven skjedde ved at lovens § 2-3 ble endret til å lyde slik:

> «Departementet utpeker en reguleringsmyndighet og klagenemnd etter denne loven og gir forskrift om organisering, oppgaver og myndighet.
>
> Reguleringsmyndigheten og klagenemnda er uavhengige og kan ikke instrueres om utøvelsen av tillagt myndighet. Enkeltvedtak fattet av reguleringsmyndigheten kan bare påklages til klagenemnda.
>
> Reguleringsmyndigheten og klagenemnda kan ikke instrueres i disponeringen av tildelte budsjettmidler.
>
> Reguleringsmyndigheten skal samarbeide med andre lands reguleringsmyndigheter og internasjonale institusjoner i samsvar med Norges EØS-rettslige forpliktelser»

Gjennomføringen i loven synes å ha skjedd ved en rent formell knesetting av RME som «uavhengig», og angivelse av tre deler av uavhengigheten i energiloven § 2-2:

Unntak fra instruksjonsmyndighet (andre avsnitt, første setning), utskiftning av departementet med Energiklagenemnda som klageinstans (andre avsnitt, andre setning), og fri disposisjon over budsjettmidler (tredje avsnitt). Ut over dette sier loven ingenting om hvordan RME organisatorisk og funksjonelt er uavhengig av NVE og andre politiske myndigheter.

[312] ESA 2020, s. 1–2.

I forarbeidene legger departementet likevel til grunn at endringene i energiloven skulle «sikre[r] gjennomføring» av direktivets krav til reguleringsmyndigheten fullt ut.[313] Forskriftshjemmelen i første avsnitt kan sies å være nøkkelen i denne forbindelse. Nærmere regler om organiseringen av RME ble imidlertid først nedtegnet i NEM-forskriften, som trådte i kraft 1. november 2019.[314]

### 4.3.3 Kraftforvaltningen frem til etableringen av RME

I Norge har reguleringen av kraftforsyningen tradisjonelt vært gjenstand for sterk politisk kontroll, fra lenge før etableringen av NVE i 1921.[315] Statskraftverkene og NVE var en integrert virksomhet; det var ikke noe skille mellom regulator, utbygger og operatør.[316] Deregulering og markedsreform i kraftsektoren skjedde først ved vedtakelsen av energiloven i 1990.[317] Selv om andre land var tidligere ute, har Norge blitt beskrevet som et «foregangsland» i deregulering.[318]

Fra å opptre som eier i et planøkonomisk system, endret statens rolle seg til å være en regulator og tilrettelegger.[319] Den politiske kontrollen med regulatorfunksjonen ble imidlertid videreført. Finanskomitéen foreslo en begrenset omorganisering av NVE, og uttalte at «NVE [skulle] fortsatt være et ordinært forvaltningsorgan underlagt Olje- og energidepartementet».[320]

NVE fortsatte med andre ord å være underlagt sterk departemental styring. Etter hvert ble betydelig myndighet etter energiloven delegert fra departementet til NVE.[321] Departementet tok imidlertid et klart forbehold:

---

313 Prop. 5 L (2017–2018), s. 18.

314 NEM-forskriften kapittel 2, særlig § 2-1.

315 Austvik/Claes 2011, s. 10 og Reitan 2014, s. 46. For en nærmere historie, se Hammer 1994, s. 6–23 og Claes/Vik 2011, s. 99–102.

316 Reitan 2014, s. 46.

317 Hammer 1999, s. 394 og Ot.prp. nr. 43 (1989–90).

318 Reitan 2014, s. 46.

319 Hammer 1999, s. 184.

320 Innst. S. nr. 244 (1989–90), s. 40.

321 Hammer 1999, s. 399–400.

> «Det er en forutsetning for delegasjonen at saker av prinsipiell karakter eller med betydelige motstridende samfunnsinteresser avgjøres av Olje- og energidepartementet».[322]

*Hammer* peker imidlertid på at departementet i tiden som fulgte spilte en «relativt tilbaketrukket rolle» i spørsmål om markedsregulering, der det først og fremst ga utenlandskonsesjoner og avgjorde klager på tariffering.[323] Departementet utøvde sin politiske styring av regulatorfunksjonen gjennom generelle regler om tariffering og nettvirksomhet, og som klageinstans.

Som nevnt i kapittel 2.4, ble de første kravene til reguleringsmyndighetens uavhengighet i EU-retten innført i andre energimarkedspakke. I proposisjonen fra 2006 som gjennomfører energimarkedspakken i norsk rett er imidlertid ikke kravet om uavhengighet av bransjeaktører nevnt.[324] Dette må bety at problemstillingen enten har blitt oversett, eller at man anså NVE for å oppfylle kravet. Det hadde imidlertid i tiden før vært diskutert om tilsynsmyndighetene i konkurranseutsatte sektorer skulle i større grad være uavhengige, både av departementene og markedsaktørene, i en stortingsmelding om temaet i 2003.[325] I stortingsmeldingen uttales det at det var «viktig … å øke deres uavhengighet»,[326] og det drøftes inngående hvilke virkemidler som kan tas i bruk for å sikre en reell uavhengighet.[327] Reguleringsmyndighetens uavhengighet *kunne* antakelig vært drøftet ved gjennomføringen av andre energimarkedspakke, men dette må ses i sammenheng med at den norske organiseringen på dette tidspunktet antakelig oppfylte de begrensede uavhengighetskravene i direktivet.[328]

Spørsmålet om reguleringsmyndighetens uavhengighet ser ut til å ha fått liten oppmerksomhet, selv etter vedtakelsen av de strengere uavhengighetskravene i tredje energimarkedspakke på EU-nivå i 2009. Rett etter vedtakelsen av tredje energimarkedspakke skrev *Sødal og Mellingen* i sin avhandling at det «åpenbart» måtte «gjøres omfattende endringer i den norske organiseringen».[329] *Claes og Vik* skrev på sin side at det var «vanskelig nå å si hvordan dette vil slå ut», men at «formuleringene i pakken om dette [kunne] potensielt føre til noen mindre endringer i

---

322 Kgl. res. 18. januar 1991 nr. 24.
323 Hammer 1999, s. 401.
324 Ot.prp. nr. 61 (2005–2006).
325 St.meld. nr. 17 (2002–2003), særlig s. 33–38.
326 Samme verk, s. 10.
327 Samme verk, s. 33–38.
328 Høringsnotat 2013, s. 20 og Koefoed 2005, s. 58. Antakelig motsatt Sødal/Mellingen 2009, s. 183.
329 Sødal/Mellingen 2009, s. 188.

NVEs organisasjon».[330] Uklarhetene og de ulike oppfatningene tilsier at spørsmålet hadde fortjent større oppmerksomhet.

NVE gikk tidlig i gang med å forberede implementeringen av energimarkedspakken i EØS-avtalen, og som en forberedelse ble det som senere skulle bli til RME, Elmarkedstilsynet, opprettet som en egen fagavdeling i direktoratet i 2013.

Opprettelsen av Elmarkedstilsynet skjedde ved en intern omorganisering.[331] Spørsmålet om enhetens uavhengighet ser ikke ut til å ha vært tatt opp på dette stadiet, selv om formålet med opprettelsen var å forberede gjennomføringen av tredje energimarkedspakke. En evaluering fra Menon Economics fra 2016 beskriver at «[f]or å sikre tilstrekkelig uavhengighet er de organisatoriske grensene mellom Elmarkedstilsynet og NVE skarpere enn mellom andre avdelinger».[332] Likevel beskrives det også et «uklart grensesnitt mellom Elmarkedstilsynet og Energiavdelingen på noen områder»,[333] og Elmarkedstilsynets «samarbeid» med, «bistand» fra og «arbeidsfordelingen» mellom andre avdelinger, særlig Energiavdelingen, nevnes flere steder i rapporten.[334] Den konkrete gjennomføringen av det EU-rettslige uavhengighetskravet ser med andre ord ikke ut til å ha vært et tema i NVE på dette tidspunktet. Det må imidlertid nevnes at Norge på dette tidspunktet ikke var forpliktet til å ha en regulator som var uavhengig av politiske myndigheter, da tredje energimarkedspakke ennå ikke var gjennomført.

### 4.3.4 Gjennomføringen av tredje energimarkedspakke

I mai 2017 fattet EØS-komiteen beslutning om å innlemme tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen.[335] Energimarkedspakken var gjenstand for betydelig politisk debatt, særlig på grunn av tilslutningen til ACER.[336] På tross av de uklare konsekvensene for organiseringen av NVE som

---

330 Claes/Vik 2011, s. 112.

331 NVE årsmelding 2013, s. 41.

332 Menon Economics 2016, s. 53.

333 Samme verk, s. 26.

334 Samme verk, s. 26, 31, 52, 54, 61 og 63. Særlig interessant er tabellen på s. 54, som viser at Elmarkedstilsynets ansatte i gjennomsnitt ikke er avvisende til samarbeid med andre avdelinger, selv om de i mindre grad enn ansatte i andre avdelinger sier dette er ønskelig.

335 EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017. Rettsaktene er inntatt i EØS-avtalens vedlegg IV nr. 47 bokstav d.

336 Gullberg 2019.

ble påpekt i litteraturen rundt 2010, fikk spørsmålet om uavhengig reguleringsmyndighet liten oppmerksomhet.

Forklaringen ligger antakelig i de større implikasjonene tilslutningen til ACER ble hevdet å ha for Norges forhold til EU. Det ble argumentert for at tilslutningen til Acer ville innebære en betydelig suverenitetsavståelse,[337] noe som den generelle oppfatningen synes å være at ikke stemmer.[338] RMEs uavhengighet og at ESA gis kompetanse til å treffe vedtak med virkning for RME, ble i mindre grad nevnt. Unntaket er i en uttalelse fra Lovavdelingen i mars 2018, som uttaler at ESAs kompetanse, sammen med RMEs uavhengighet, innebærer «et ytterligere element av myndighetsoverføring», men at dette har «begrenset selvstendig betydning for den konstitusjonelle vurderingen» av om det foreligger en tillatt myndighetsoverføring, og om riktig prosedyre er fulgt.[339]

Stortinget ga sitt samtykke til gjennomføring av tredje energimarkedspakke ved vedtak etter Grunnloven § 26 den 22. mars 2018.[340] Samme dag, som del av samme sak, ble det gjennomført endringer i energiloven for å tilpasse norsk rett til energimarkedspakkens krav.[341]

### 4.3.5 Hvem mente lovgiver at skulle være reguleringsmyndighet i Norge?

Gjennomføringen av tredje energimarkedspakke skaper på flere punkter uklarhet i om lovgiver mente å opprette RME som et selvstendig organ – eller om NVE fremdeles skulle være reguleringsmyndighet.

Da energimarkedspakken ble gjennomført 22. mars 2018, hadde RME allerede blitt etablert, med virkning fra 1. januar 2018. I OEDs budsjettproposisjon fremgår det at RME skulle være en «videreutvikling av Elmarkedstilsynet i NVE».[342] På NVEs nettsider ble imidlertid nyheten presentert slik (min kursivering):

---

[337] Ørebech 2018, s. 190.
[338] Askhaven 2019, s. 162 og Bjørnebye 2020, s. 20.
[339] Lovavdelingen 2018, avsnitt 2.5.
[340] Prop. 4 S (2017–2018) og Innst. 178 S (2017–2018).
[341] Prop. 5 L (2017–2018) og Innst. 175 L (2017–2018).
[342] Prop. 1 S (2017–2018) (Olje- og energidepartementet), s. 56.

> «Elmarkedstilsynet i NVE har *skiftet navn* til Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) med virkning fra 1. januar 2018 ihht. Prop. 1S (2017–2018) …»[343]

I den senere proposisjonen der uavhengighetskravet gjennomføres i energiloven, viser departementet til denne omorganiseringen av NVE, og opprettelsen av Elmarkedstilsynet. Her «foreslår [departementet] at [Elmarkedstilsynet] videreføres som en egen enhet i NVE, som betegnes som 'Reguleringsmyndigheten for energi' (RME)».[344]

Det fremstår derfor som om etableringen av RME ikke var annet enn at Elmarkedstilsynet skiftet navn. Det er få tegn til andre endringer i organisasjonen enn navneskiftet 1. januar 2018. Det betyr at RME fremdeles på dette tidspunktet synes å ha vært en vanlig avdeling i NVE, slik Elmarkedstilsynet hadde vært.[345]

En ting som er påfallende, er departementets begrepsbruk i proposisjonen. Departementet legger flere steder til grunn at *NVE* fremdeles vil være reguleringsmyndighet for energi. Formuleringer som «reguleringsmyndigheten bevares innenfor NVE»[346], «NVE som reguleringsmyndighet»,[347] «når NVE opptrer som uavhengig reguleringsmyndighet»[348] og «når NVE fatter vedtak som uavhengig reguleringsmyndighet»[349] er egnet til å forvirre. Slike formuleringer gir inntrykk av at man mente at NVE fremdeles skulle være reguleringsmyndigheten.

En annen formulering som reiser spørsmål, er at «[d]en foreslåtte modellen gjør ikke NVE funksjonelt uavhengig fra departementet ved utførelse av oppgaver som ikke er regulatoroppgaver».[350] Dette gir inntrykk av at departementets tanke var at *NVE* skulle være uavhengig når den handler *som regulator* – ikke at NVE skulle være «juridisk atskilt» fra OED; slik direktivet krever.[351]

---

[343] https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/elmarkedstilsynet-blir-reguleringsmyndigheten-for-energi/.
[344] Prop. 5 L (2017–2018), s. 18.
[345] Se kapittel 4.3.3.
[346] Prop. 5 L (2017–2018), s. 16.
[347] Samme verk, s. 18.
[348] Samme sted.
[349] Samme sted.
[350] Samme sted.
[351] Se kapittel 4.2.2.

Proposisjonen viser i liten grad til ordlyden i de konkrete og detaljerte bestemmelsene om gjennomføringen av uavhengighetskravet i direktivet. Den manglende forankringen i direktivteksten preger etter mitt syn drøftelsen av innholdet i kravet til uavhengighet, og kan forklare den «oppgavebestemte» tilnærmingen til uavhengighetskravet, og at organisatoriske og funksjonelle kriterier i mindre grad er trukket inn enn hva direktivet legger opp til.[352]

Uklarheten i om reguleringsmyndigheten fortsatt ligger hos NVE, eller om det er opprettet en egen selvstendig reguleringsmyndighet, illustreres klart av oppsummeringen av lovvedtaket på Stortingets nettsider:

> «NVE skal fortsatt være reguleringsmyndighet, men det skal organiseres en uavhengig nasjonal reguleringsmyndighet, 'Reguleringsmyndigheten for energi' (RME).»[353]

Selv om dette ikke er noen autoritativ tekst, er det dette noe av det første den som søker informasjon om hva som faktisk ble vedtatt vil finne. Sitatet fremstår som en selvmotsigelse, og viser de problemene som oppstår når det søkes etter en mellomløsning som oppfyller direktivets minimumskrav, samtidig som RME skal inngå i NVE.

Oppsummeringsvis fremstår endringene som ble gjort i energiloven for å gjennomføre uavhengighetskravet som gjort ut fra et ønske om en ren minimumsharmonisering og et kompromiss mellom oppfyllelse av et kontroversielt uavhengighetskrav og en viss politisk kontroll. Formuleringene i forarbeidene, sett i sammenheng med forhistorien, tyder på at departementets forutsetning var at NVE fortsatt skulle være reguleringsmyndighet, men at enheten RME, som en ren videreføring av Elmarkedstilsynet, skulle være uavhengig av resten av NVE og unntatt instruksjonsmyndighet ved utførelsen av *regulatoroppgaver* etter direktivet. Enhetens organisering og hvordan den funksjonelt skulle være uavhengig av NVE og OED, ser ut til i liten grad å ha vært gjenstand for oppmerksomhet. Til departementets forsvar må det nevnes at direktivet på dette punktet til en viss grad er vanskelig tilgjengelig og uklart, spesielt når det ses i sam-

[352] Se kapittel 4.2.

[353] https://www.stortinget.no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=70037.

menheng med adgangen til å gi reguleringsmyndigheten andre oppgaver enn regulatoroppgaver.[354] Rettskildene tilsier imidlertid relativt klart at det stilles krav om en organisatorisk utskillelse som et *selvstendig forvaltningsorgan*.[355]

### 4.3.6 RMEs organisasjon

RME er i dag organisert som en enhet innad i NVE. Den er en del av NVEs organisasjon, men forutsettes å opptre uavhengig ved utøvelsen av regulatoroppgavene. Gjennomgangen over viser at det i begrenset grad skjedde en organisatorisk utskillelse av RME, bortsett fra opprettelsen av en egen enhet internt i organisasjonen, som så ble tillagt kompetanse i energiloven med forskrifter og gitt en uavhengig status i loven. I NVEs organisasjonskart er RME angitt som en enhet sideordnet med NVEs øvrige avdelinger, med vassdrags- og energidirektøren med lederansvaret.[356] I RMEs rutinebeskrivelse uttales det at det er «Vassdrags- og energidirektøren (VED) som er ansvarlig for RMEs virksomhet».[357] Den mest nærliggende oppfatningen av NVEs organisasjon *utad*, med forbehold for eventuelle interne regler og instrukser, er at det formelle øverste ansvaret for RMEs virksomhet og beslutninger ligger hos vassdrags- og energidirektøren, på samme måte som de andre avdelingenes avgjørelser. RMEs direktør er i dagens modell ansatt i NVE og underordnet vassdrags- og energidirektøren.[358] I en rekke pressemeldinger og medieoppslag fra den siste tiden opptrer vassdrags- og energidirektør Kjetil Lund som talsperson for RME utad.[359]

Direktivet krever som nevnt at reguleringsmyndigheten skal være en separat organisatorisk enhet som er selvstyrende både formelt og praktisk. Departementet viste i proposisjonen til hø-

---

354 Se kapittel 5.3.

355 Se kapittel 4.2.1.

356 Se NVE Organisasjonskart.

357 https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/var-virksomhet/rutiner-for-saksbehandling-og-samhandling/.

358 Stillingen som direktør i RME etter Ove Flataker ble utlyst i september 2021. I stillingsannonsen omtales NVE som «arbeidsgiver», og det står at «[d]irektøren for RME inngår i NVEs ledergruppe» (https://e24.no/ledige-stillinger/s/47blaV/samfunnskritisk-og-strategisk-lederrolle).

359 Se Hovland 2020, Hovland 2021 og https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/atte-tiltak-skal-rydde-opp-hos-stromselskapene/ og https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/foreslar-a-gi-statnett-sterkere-insentiver-til-effektiv-drift/.

ringsnotatet, der det ble lagt til grunn at «NVE som et statlig direktorat må anses som en selvstendig juridisk enhet i direktivets forstand».[360] Dette har imidlertid ingen forankring i direktivets ordlyd eller andre rettskilder.

Problemet er for det første at reguleringsmyndigheten etter energilovens ordlyd ikke er plassert hos NVE, men hos *RME*, som er forutsatt å være den uavhengige aktøren. Uavhengighetskravet bør her også forstås i lys av kravet om utpekelse av «en enkelt national regulerende myndighed». Det betyr at den enheten som utpekes til å utøve regulatoroppgaver, må være identisk med den enheten som skal være organisatorisk uavhengig. Det er neppe grunnlag for å si at reguleringsmyndigheten skal ligge hos en underavdeling av den organisatorisk uavhengige enheten, da dette i praksis ville gjort at *to* organer blir å anse som reguleringsmyndighet.

Uklarheten ved gjennomføringen gjør at man for det andre kan stille spørsmål ved om *NVE* oppfyller kravet om organisatorisk uavhengighet. I og for seg er NVE en selvstendig organisatorisk enhet, slik departementet legger til grunn.[361] Utfordringen med dette er at NVE i seg selv er et «ordinært forvaltningsorgan underlagt Olje- og energidepartementet».[362] Kravet om organisatorisk uavhengighet må tolkes i lys av det overordnede uavhengighetskravet og det funksjonelle uavhengighetskravet, derunder kravet om unntak fra instruksjonsadgang.[363] Bindingen mellom NVE og OED og muligheten for instruksjoner og annen politisk påvirkning gjør det derfor vanskelig å anse NVE som tilstrekkelig organisatorisk uavhengig.

### 4.3.7 Løsningen i enkelte andre land

I *Sverige* hadde man frem til 2008 en løsning som lå tett på den vi i dag har i Norge, med en regulator (Energimarknadsinspektionen) integrert i myndigheten med ansvar for gjennomføring av kraftpolitikken (Statens energimyndighet). Det interessante i denne sammenheng er at Energimyndigheten, i tråd med svensk forfatning, var uavhengig og ikke instruerbar i enkeltsaker, på linje med andre ikke-departementale organer.[364] Den funksjonelle uavhengigheten til

[360] Prop. 5 L (2017–2018), s. 15 og 19.
[361] Høringsnotat 2013, s. 22.
[362] Innst. S. nr. 244 (1989–90), s. 40.
[363] Se kapittel 1.2, 2.1 og 4.2.
[364] Regeringsformen 12 kap. 2 §.

svenske forvaltningsorganer er derfor som utgangspunkt sikret gjennom at den følger av forfatningen. I en rapport fra Statskontoret (ekspertmyndigheten for forvaltningspolitikk) fra 2003 ble det imidlertid pekt på at Energimyndighetens rolle som utøver av energipolitikken, derunder omstilling av kraftsektoren og fordelaktig behandling av visse kraftslag, skapte en «inneboende rollkonflikt».[365] På denne bakgrunn foreslo man en deling av Energimyndigheten i to: En energipolitisk del, og en tilsynsdel.[366] Oppdelingen ble imidlertid ikke fullt ut gjennomført, men organisert i en modell med Energimarknadsinspektionen som en delvis uavhengig del av Energistyrelsen, ganske likt dagens norske organisering.[367]

I en ny Statskontoret-rapport fra 2007 ble det imidlertid beskrevet hvordan Energimarknadsinspektionen i denne modellen var «behäftad med oklara ansvarsförhållande samt problematiska roll- och målkonflikter».[368] Som et eksempel ble det trukket frem at «generaldirektören har det yttersta ansvaret för hela myndighetens verksamhet, men att han i stora delar saknar inflytande över det arbete som bedrivs inom Energimarknadsinspektionen. Detta samtidigt som generaldirektören även är ansvarig för Energimarknadsinspektionens del av årsredovisningen och budgetunderlag».[369] De uklare skilleinjene fikk hard medfart: «Trots att Energimarknadsinspektionen har en viss självständighet kan tillsynens trovärdighet enligt regeringen påverkas negativt av att Energimyndigheten förknippas med rollen som främjare och stödjare av vissa energislag och energiteknik. Utifrån ett förvaltningspolitiskt perspektiv kan man dessutom ifrågasätta lämpligheten i att ha tillsyns- och främjandefrågor inom samma myndighet. Argument finns för tydlig renodling av dessa funktioner».[370]

Statskontoret uttalte også at det dessuten var «tveksamt om den nuvarande konstruktionen uppfyller de krav som ställs i EU:s el- och gasmarknadsdirektiv, där det föreskrivs att nationella tillsynsmyndigheter för el- och gasmarknaderna skall vara oberoende».[371] Synspunktet er ikke nærmere begrunnet i rapporten, og kan synes overraskende sett hen til at det på dette tidspunktet

---

[365] Statskontoret 2003: 27, s. 90.
[366] Samme verk, s. 12 flg.
[367] Statskontoret 2007: 10, s. 11.
[368] Samme sted.
[369] Samme sted.
[370] Samme sted.
[371] Samme sted.

kun gjaldt krav om uavhengighet av bransjeaktører, ikke av politiske myndigheter. Dette ble som kjent først innført i tredje energimarkedspakke, som ikke ble vedtatt før i 2009.[372]

Resultatet ble at Energimarknadsinspektionen ble opprettet som en ny forvaltningsmyndighet, helt løsrevet fra den øvrige forvaltningen og med en egen direktør fra 1. januar 2008. Det svenske «caset» med tilhørende rapporter er interessant også i en norsk kontekst. Dette gjelder både fordi den løsningen som ligner på dagens norske ble ansett som lite hensiktsmessig, men også fordi utskillelsen synes å ha vært motivert av EU-rettslige uavhengighetskrav. Sveriges valg underbygger at en ren *funksjonell* eller *oppgavebestemt* uavhengighet, som i dette tilfellet fulgte av konstitusjonen, ikke er tilstrekkelig til å oppfylle direktivets krav. Det kreves i tillegg en *organisatorisk* atskillelse med et selvstendig organisasjonshierarki. Erfaringene fra Sverige tilsier at organiseringen i Norge ikke er i samsvar med direktivet, på grunn av den nære tilknytningen mellom regulatoren RME, og NVE som et organ underlagt Olje- og energidepartementet. For det andre bør svenskenes erfaringer være av nytte for evalueringen av den norske modellen *uavhengig* av de rettslige kravene, og i så måte et ytterligere argument for en omorganisering.

Ser man på Europa og ACER-medlemsbyråene som helhet, er det kun Norge og Island etter den svenske omorganiseringen som har beholdt reguleringsmyndigheten som en delvis uavhengig enhet integrert i en ordinær energimyndighet.[373] På Island er reguleringsmyndigheten heller ikke skilt ut som en egen enhet i energimyndigheten. Det ordinære energiforvaltningsorganet Orkustofnun er forutsatt å opptre uavhengig ved utøvelsen av regulatoroppgavene.[374] I forarbeidene fremkommer det at den islandske løsningen var ment å kopiere den norske, selv om man ikke opprettet en egen enhet som var ment å utføre regulatoroppgaver.[375]

Noe som er interessant, er at Norge og Island utmerker seg som to land der gjennomføringen av tredje energimarkedspakke var svært kontroversiell.[376] Dette forsterker hypotesen om at

---

372 Se kapittel 2.4.

373 Se vedlegg 1.

374 Gr. 1, Lög um Orkustofnun.

375 Þingskjal 1242 – 782. mál, s. 4 og Árnadóttir 2018, s. 6.

376 En undersøkelse i 2018 viste at 80% av spurte islendinger var motstandere av tredje energimarkedspakke, se Vermes 2018.

motstanden mot å unnta reguleringsmyndigheten fra det ordinære forvaltningshierarkiet henger sammen med den betydelige motstanden mot tredje energimarkedspakke som sådan.

### 4.3.8 Konklusjon

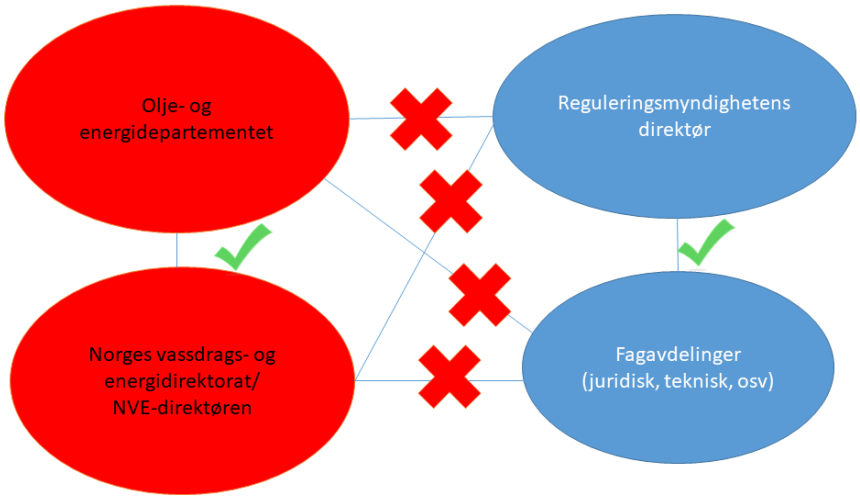
Utskillelsen av RME som egen enhet som gis en rettslig status som særlig uavhengig, men fortsatt er en del av NVEs organisasjon underlagt vassdrags- og energidirektøren, er ikke tilstrekkelig til å oppfylle kravet om uavhengighet. Organiseringen gjør det både uklart om det er utpekt «en enkelt» reguleringsmyndighet slik direktivet krever, og om regulatoren er «juridisk adskilt» fra andre offentlige myndigheter. Situasjonen har klare likhetstrekk med eksempelet *Cabau* trekker frem på en ikke tillatt organisering, nemlig at reguleringsmyndigheten organiseres som en egen avdeling i et departement.[377] Etter mitt syn oppfyller NVE/RME dermed i dagens organisering ikke direktivets krav om uavhengighet.[378]

Denne konklusjonen gir opphav til nye spørsmål på siden av temaet for denne avhandlingen. Et av disse er hvilken betydning for gyldigheten av RMEs vedtak det vil ha at de er fattet av et organ som ikke oppfyller EØS-rettens krav til organisering. Et praktisk viktig spørsmål er om feilen «smitter over» på gyldigheten av vedtaket selv om RMEs vedtak materielt er korrekt, og om den EU-rettslige plikten til å reparere konsekvensene av et brudd på EU-retten kan oppfylles ved at vedtaket lovliggjøres gjennom Energiklagenemndas klagebehandling og/eller en domstolsprøving.[379]

Man kan også tenke seg at private parter lider tap på grunn av vedtak fattet av en ikke tilstrekkelig uavhengig RME, for eksempel på grunn av ulovlige instrukser eller annen innblanding. Da kan det offentligrettslige erstatningsansvaret på grunnlag av brudd på EU-retten være aktuelt. Dette forutsetter imidlertid at vilkårene for slikt ansvar er til stede.[380]

---

[377] Cabau 2021, s. 276.
[378] Tilsvarende Eriksen/Fredriksen 2019, s. 184.
[379] Se blant annet C-201/02, avsnitt 64, C-261/18, avsnitt 75 og C-24/19, avsnitt 83.
[380] Se nærmere E-9/97 og Fredriksen 2013.




*Figur 2: Illustrasjon av hvilke styringsrelasjoner som er tillatte og hvilke som ikke er det: RMEs direktør må være øverste «herre i eget hus», og de formelle og organisatoriske båndene mellom RME, OED og NVE må brytes.*

## 4.4 Hvilke tiltak må gjøres for å organisere RME i samsvar med direktivets krav?

Når det gjelder hvilke tiltak som må og bør gjøres, er det flere alternativer som kan gjøre regulatorfunksjonen uavhengig både organisatorisk og av kommandolinjene fra politiske myndigheter.[381] For det første kan NVE gjøres uavhengig av de politiske kommandolinjene, og uttrykkelig ha reguleringsmyndigheten. Dette vil det kunne være adgang til, selv om NVE også utøver andre oppgaver enn regulatoroppgaver. Med dagens organisering av NVE ville dette imidlertid betydd at også de andre funksjonene i NVE, derunder konsesjonsmyndigheten og de generelle samfunnssikkerhetsfunksjonene måtte unntas fra politisk kontroll. Det ville vært en overdrevet og lite hensiktsmessig løsning.

Et annet alternativ er å legge RME inn under et annet organ som er en egen organisasjonsmessig enhet – og samtidig uavhengig. Da kunne man eksempelvis lagt regulatoroppgavene til dagens

[381] Se vedlegg 1 for en oversikt over løsningene som er valgt i hjemstatene til ACERs øvrige medlemsbyråer.

Konkurransetilsyn, som allerede er underlagt uavhengighetskrav etter konkurranselovgivningen.[382] En tilsvarende modell er valgt i blant andre Nederland og Spania.[383] På mange måter har regulatoroppgavene en del til felles med Konkurransetilsynets oppgaver. Kraftmarkedsretten kan ses på som en form for spesiell konkurranserett, der regulatorens oppgave er å hindre nettselskapenes konkurransevridende opptreden og misbruk av dominerende stilling.[384] EU-kommisjonen har til en viss, kanskje økende, grad anvendt de generelle konkurransereglene i TEUF artikkel 101 og 102[385] i energisektoren.[386] Disse sakene preges av relativt tekniske forhold, for eksempel *TenneT*-saken der den tyske TSOen TenneT etter EU-kommisjonens syn begrenset kraftflyten i en mellomlandskabel mellom Danmark og Tyskland i strid med TEUF artikkel 102.[387] I slike saker kunne konkurransetilsynet tjent på energikompetansen til RME. Konkurranseloven åpner heller ikke for at RME eller andre myndigheter enn Konkurransetilsynet og enkelte andre organer kan håndheve loven.[388] Et annet argument i denne retningen er at sekretariatet for Energiklagenemnda er samorganisert med Konkurranseklagenemnda, som behandler klager på Konkurransetilsynets vedtak. Det foregår med andre ord allerede en samordning på feltet.

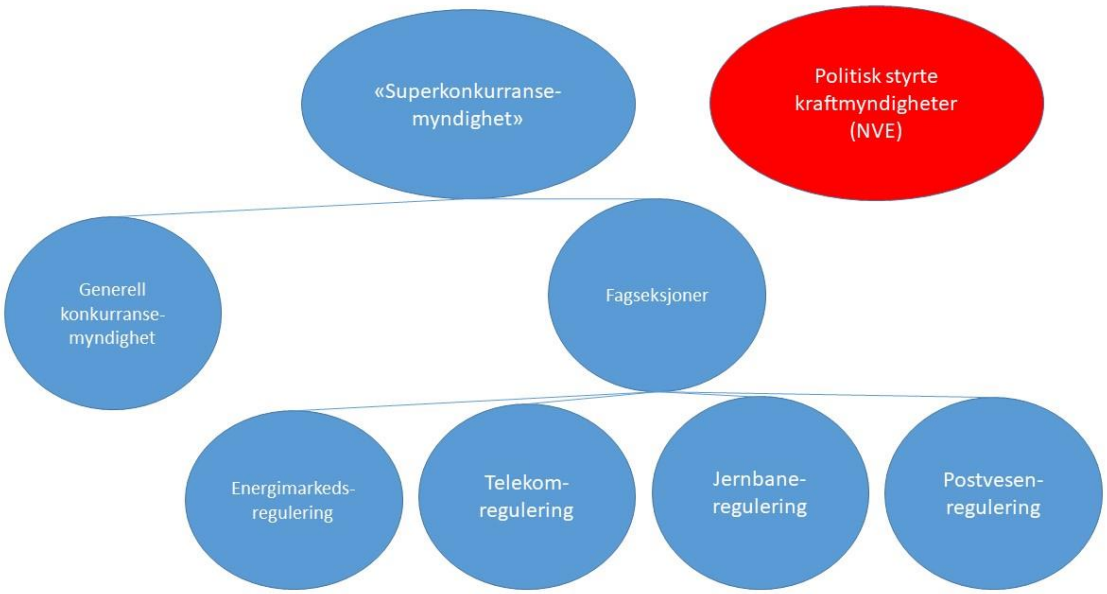
På den andre siden har regulatorens rolle visse forskjeller fra konkurransemyndighetens. Konkurransemyndigheten opererer i stor grad gjennom atferds*kontroll*, der kontroll av fusjoner,[389] konkurransebegrensende samarbeid[390] og utilbørlig utnyttelse av dominerende stilling[391] er sentralt, samt *etterfølgende* sanksjonering i form av pålegg, nektelser av fusjoner og overtredelsesgebyr. Selv om energiregulatoren også har overtredelsesgebyr som virkemiddel,[392] driver den i større grad med sektorspesifikk *atferdsregulering*, det vil si tilrettelegging og forhåndskontroll.[393] Samtidig konsumerer de stadig mer omfattende energirettslige reglene de generelle

---

382 Se kapittel 2.5.
383 Nederlandske ACM og spanske CNMC.
384 Nesdam 2007, s. 486.
385 Sml. EØS artikkel 53 og 54.
386 Se eksempler i Whish/Bailey 2021, s. 1021–1022.
387 AT.40461.
388 Konkurranseloven § 8 første avsnitt.
389 Konkurranseloven §§ 16-21.
390 Konkurranseloven §§ 10 og 14.
391 Konkurranseloven § 11.
392 Se kapittel 2.2.
393 COM (2001) 125, s. 38 og Nesdam 2007, s. 101. Se RMEs årsrapport for 2020, særlig s. 18, der det fremgår at man ikke ga overtredelsesgebyr i 2020.

konkurranserettslige. I *TenneT*-saken følger for eksempel plikten til å maksimere overførings-kapasiteten av forordning 714/2009,[394] som RME kan håndheve. Ytterligere forsterkninger av RMEs kompetanse følger av de såkalte metodeforordningene, der RME er gitt kompetanse til å godkjenne metoder og vilkår for bruk av grensekryssende overføringsinfrastruktur.[395] Synergieffektene mellom RME og konkurransetilsynet kan langt på vei ivaretas gjennom samarbeid. Slikt samarbeid er tillatt etter direktivet,[396] og NVE og Konkurransetilsynet har i lang tid hatt en samarbeidsavtale.[397]

*Nesdam* mener å kunne påvise en forutsetning fra EUs side om at regulator skal være uavhengig også av konkurransemyndighetene.[398] Selv om det kan være gode grunner til å skille sektorreguleringsmyndighetene fra konkurransemyndighetene, jf. ovenfor, er det neppe noen *rettslig hindring* for en «superregulator», så lenge uavhengighetskravene respekteres, noe EU-domstolen slo fast i C-424/15.[399] Et slikt krav måtte i så fall fulgt uttrykkelig av direktivteksten. En analogi til telekomdirektivet støtter dette; i kommisjonens forslag var et forbud mot overlappende regulatorer inntatt, [400] men dette ble ikke fulgt opp i det endelige direktivet.[401]




394 Artikkel 16 nr. 3.

395 Forordningene 2015/1222, 2016/1719, 2017/1485 og 2017/2195. Disse er foreslått gjennomført ved endringer i energiloven, jf. Prop. 199 LS (2020–2021).

396 Se kapittel 5.3 og 5.6, og Kommisjonen 2019, s. 47.

397 Hope 2000, s. 16 og Prop. 5 L (2017-2018), s. 26. Se også NEM § 2-4.

398 Nesdam 2007, s. 102.

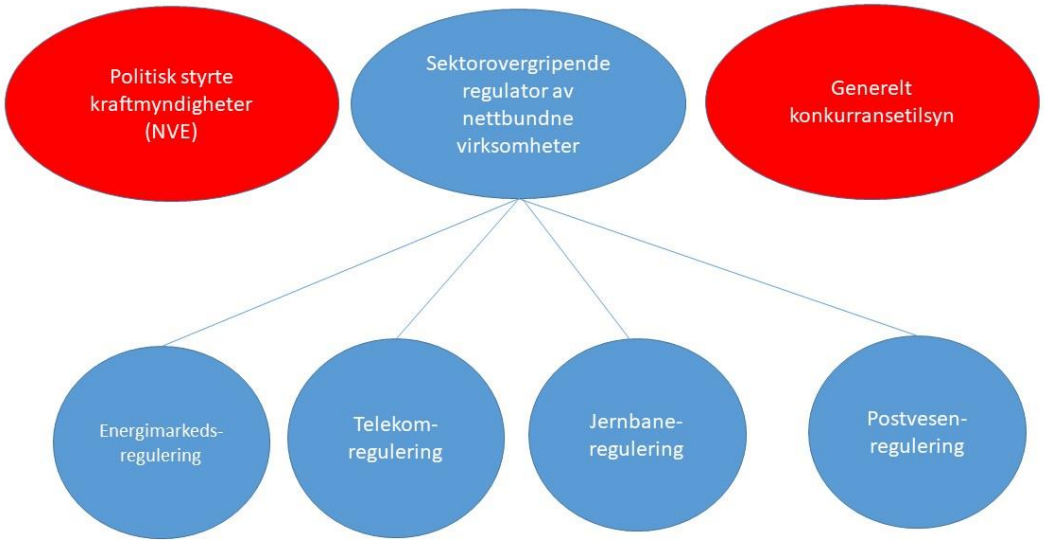
399 Avsnitt 36.

400 COM (2000) 393, artikkel 3 nr. 4.

401 Direktiv 2002/21/EF.

*Figur 3: Den nederlandske/spanske modellen, der reguleringen av de monopolbaserte sektorene er innbakt i konkurransemyndigheten. Mellomvarianter kan tenkes, for eksempel norske Nkom som regulator for både telekom og post.*

Et annet alternativ, som antakelig ville krevd langt større utredning, er å opprette en sektorovergripende reguleringsmyndighet for alle nettbundne sektorer som er naturlige monopoler, derunder telekom, post og jernbane. Dette er den tyske løsningen.[402] Fordelen med en slik «superregulator» er at reguleringen av de ulike sektorene i stor grad har fellestrekk kan gjøre en felles organisering både lønnsom og hensiktsmessig.[403] Sektorenes faktiske og rettslige fellestrekk har vært trukket frem av *Falch*,[404] og den generelle konkurransemyndigheten skiller seg såpass fra den mer tekniske sektorreguleringen, slik at stordriftsfordelene ved samordning neppe vil oppnås fullt ut i et slikt tilfelle.[405]

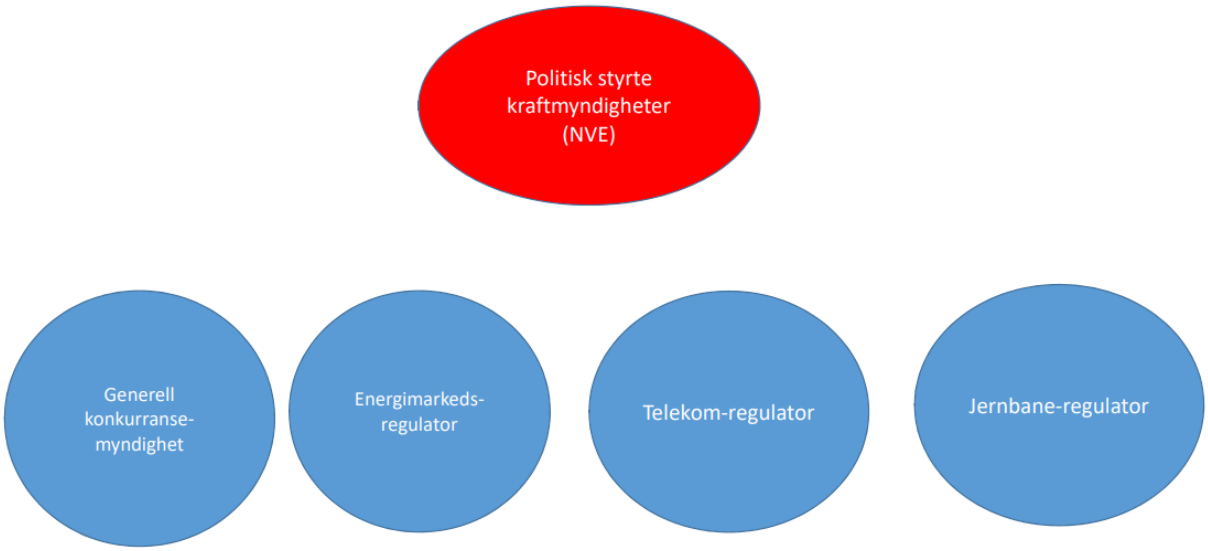



*Figur 4: Den tyske «Bundesnetzagentur»-modellen, der man oppretter en sektorovergripende reguleringsmyndighet for de nettbundne sektorene, men opprettholder et generelt konkurransetilsyn.*

---

402 Bundesnetzagentur.
403 Falch 2004, s. 13–14 og Beltran/Chambouleyron 2020.
404 Falch 2004, særlig s. 219–221.
405 Beltrán/Chambouleyron 2019.

Den siste – og kanskje enkleste løsningen – er å løsrive RME fra NVEs organisasjon fullt og helt.[406] Dette kan kalles den nordiske modellen. En modell med full separasjon av hver enkelt sektormyndighet kan også ha fordeler.[407] Det betyr at RME får status som et helt selvstendig forvaltningsorgan, der RMEs direktør er den øverste lederen reelt og formelt, uten det underordningsforholdet til vassdrags- og energidirektøren som finnes i dag. RME ville da blitt en myndighet på linje med Nkom, Statens jernbanetilsyn og Datatilsynet, etter modell av det man har gjort i Sverige[408] og Danmark.[409]




*Figur 5: «Standardløsningen» med sektorregulatorer, politisk styrte myndigheter og den generelle konkurransemyndigheten som selvstendige og atskilte aktører.*

## 4.5 Direktivet tillater en rent formell administrativ underordning under et departement

[406] Se figur 2 på side 59.
[407] Alexiadis/Pereira Neto 2019b.
[408] Energimarknadsinspektionen.
[409] Forsyningstilsynet.

ESA etterspør i sitt brev hvordan den administrative underordningen av RME under Olje- og energidepartementet (OED) virker, og hvordan det virker inn på uavhengigheten.[410] Legger man en streng forståelse av direktivets ordlyd til grunn, kan man si at enhver form for plassering i det ordinære forvaltningshierarkiet gjør at et organ ikke er «juridisk adskilt» fra politiske myndigheter. Tar man i betraktning at uavhengighetskravet skal sikre reell, praktisk uavhengighet og fravær av muligheter for påvirkning, kan det imidlertid neppe strekkes så langt at enhver formell tilknytning er utelukket. I Norge er alle forvaltningsorganer, også de uavhengige, formelt underlagt et departement. Dette gjøres fordi de uavhengige forvaltningsorganene er finansiert gjennom statsbudsjettet, og statsbudsjettet er inndelt departementsvis. Så lenge det er snakk om en utelukkende formell tilknytning, skaper den ikke noe avhengighetsforhold og neppe noen opplevd følelse av tilknytning som kan begrunne at en slik ordning er i strid med uavhengighetskravet.[411]

## 4.6 Er RMEs kompetanse begrenset til «omsetning» av kraft?

Etter NEM-forskriften § 2-1 første avsnitt er RME «reguleringsmyndighet for *omsetning* av elektrisk energi og naturgass». ESA har i sitt brev stilt spørsmål ved om ordlyden i denne bestemmelsen gjør at RMEs kompetanse er begrenset til *bare* å omfatte «sale» av kraft, og ikke andre deler av kraftforvaltningen.[412]

Ordlyden ESA legger til grunn i oversettelsen – «sale» – og det norske «omsetning» kan naturlig forstås som å referere seg til salg av kraft til sluttbruker. Hva RME reelt har kompetanse til, avgjøres imidlertid ikke av denne bestemmelsen. Bestemmelsen viser til energiloven § 2-3 og naturgassloven § 4, som ikke begrenser RMEs kompetanse til å gjelde omsetning av kraft og gass.

---

[410] ESA 2020, s. 2.
[411] Sml. kapittel 4.2.
[412] ESA 2020, s. 4.

RMEs konkrete kompetanse følger av kompetansebestemmelsene. Av disse følger det at RME for eksempel har adgang til å avgjøre tvister om nettilgang,[413] og skal føre tilsyn med systemansvarlig[414] og leveringskvaliteten i kraftsystemet.[415] I den grad NEM § 2-1 første avsnitt har betydning, er det som angivelse av reguleringsmyndighetens arbeidsoppgaver i den grad de ikke følger av energiloven eller forskriftene. I så måte kan man si at den begrensede ordlyden er uheldig. I praksis er dette neppe et stort problem, ettersom RMEs kompetanse etter forskriftene er gitt både i detaljerte bestemmelser, og relativt vide tilsynsfullmakter. Ordlydens formulering kan også sies å ha en naturlig forklaring: Oppgavene reguleringsmyndigheten skal ha etter direktivet, kan i stor grad oppsummeres som å relatere seg til omsetning av kraft på en eller annen måte. Dette kan kontrasteres med å regulere *utbygging av produksjon* av kraft, et område som fremdeles er underlagt politisk kontroll.[416]

Konklusjonen er at RMEs kompetanse etter norsk rett ikke er begrenset til omsetning av kraft, på tross av den noe uheldige ordlyden i NEM-forskriften § 2-1 første avsnitt.

## 4.7 Åpner norsk rett for at RME kan delegeres annen kompetanse enn den er tillagt ved lov?

Forvaltningen av kraftsektoren i Norge har, sammen med andre sektorer, i lang tid vært preget av en stor grad av delegasjon av oppgaver fra departementsnivå til underordnede organer. Et søk på Lovdata 15. november 2021 ga 11 treff på vedtak om delegasjon av myndighet til NVE siden 1991. Delegasjonen er også omfangsrik: ifølge det siste delegasjonsvedtaket er NVE tildelegert «all myndighet» etter energiloven, riktignok med flere unntak.[417]

Innføringen av tredje energimarkedspakke førte som nevnt over til at en rekke oppgaver måtte legges til reguleringsmyndighetens kompetanse.[418] Dette førte til at RME ved lov ble tillagt

[413] Energiloven §§ 3-4 og 3-4a.
[414] Systemansvarsforskriften § 25.
[415] Leveringskvalitetsforskriften § 5-1.
[416] Se kapittel 2.2.
[417] FOR-2019-10-31-1455.
[418] Se kapittel 2.2. og 5.2.5.

kompetanse som loven tidligere var taus om hvem som skulle utføre, slik at den var omfattet av delegasjonsvedtaket, og i praksis ble utøvd av NVE.[419]

Ved den praktiske organiseringen av forvaltningen kan det imidlertid fremdeles tenkes å oppstå situasjoner der departementet eller NVE mener at det er hensiktsmessig at RME utøver myndighet i stedet for dem. Et eksempel som *Dyrby* trekker frem, er at RME kan tenkes å følge opp vedtak fra ACER (via ESA) ved forskrift rettet mot en ubestemt krets av markedsaktører, i stedet for ved enkeltvedtak rettet bare mot systemoperatøren Statnett.[420] Spørsmålet er om det etter *norsk* rett er adgang til en slik delegering av forskriftskompetanse, eller om RME bare kan gis kompetanse ved lov.

Utgangspunktet i norsk forvaltningsrett er at regjering og departement står fritt til å delegere sin kompetanse videre til *underordnede* organer.[421] Den vanlige oppfatningen er at et organ som har fått tildelt kompetanse ved delegasjon, også kan delegere denne kompetansen videre.[422] Høyesterett har slått fast at også et underordnet organ kan, i motsetning til det som tidligere ble hevdet,[423] delegere til andre organer på samme nivå, såkalt sideordnet (sub)delegasjon.[424]

Den alminnelige oppfatningen i nyere juridisk teori er imidlertid at delegering til uavhengige organer – organer som ikke er underlagt instruksjonsmyndighet – ikke kan skje.[425] Begrunnelsen for dette er at det overordnede organets instruksjonsadgang langt på vei begrunner at delegeringen kan aksepteres, fordi den overordnede da kan sørge for at kompetansen utøves i tråd med forutsetningene, eller omgjøre vedtaket eller ta tilbake kompetansen om den utøves i strid med forutsetningene for delegeringen.[426] *Røsvoll* formulerer treffende vurderingstemaet ved om delegering kan aksepteres som et spørsmål om hvilken grad av *styringsadgang* den overordnede har, og at det alltid må skje en vurdering av om delegering er forsvarlig.[427] I tråd med denne

[419] For eksempel § 4-1 (omsetningskonsesjon).
[420] Dyrby 2021, s. 84.
[421] NOU 2019: 5, s. 208.
[422] Backer 1986, s. 56 og Graver 2019, s. 198.
[423] Rt. 1930 s. 241 og Eckhoff 1966, s. 347–350.
[424] Rt. 1986 s. 46, Rt. 1993 s. 808 og Backer 1986, s. 58–60.
[425] Backer 1986, s. 59 flg. og Røsvoll 2020, s. 241. Motsatt Smith 1976, s. 386–387.
[426] NOU 2019: 5 s. 208.
[427] Røsvoll 2020, s. 263 flg.

oppfatningen går Forvaltningslovutvalget inn for at delegering til uavhengige organer og andre organer som ikke kan instrueres kun skal kunne skje ved lov.[428]

Utgangspunktet etter energiloven § 2-3 er at RME er «uavhengig og kan ikke instrueres om utøvelsen av tillagt myndighet». Den uavhengige statusen og fraværet av instruksjonsmyndighet skulle tilsi at det ikke er adgang til å delegere myndighet til reguleringsmyndigheten, i tråd med de utgangspunktene jeg har lagt til grunn.

Imidlertid oppstår spørsmålet om denne uavhengigheten og fraværet av instruksjonsmyndighet etter norsk rett også gjelder *utenfor* utøvelsen av de pliktige regulatoroppgavene etter direktivets artikkel 37 – og hvis ikke, om dette gjør at adgangen til å delegere myndighet til RME likevel er mer omfattende. Spørsmålet er praktisk viktig, ettersom det nettopp vil være andre oppgaver enn regulatoroppgaver det vil være aktuelt å tildele RME ved delegering.

Problemstillingen må forstås på bakgrunn av at direktivet – så lenge det overordnede uavhengighetskravet respekteres – ikke legger begrensninger på adgangen til å tildele regulator andre oppgaver enn de pliktige regulatoroppgavene,[429] og at EU-retten her åpner for en viss instruksjonsadgang.[430] Dette aktualiserer spørsmålet om RMEs uavhengige status unndratt instruksjonsmyndighet etter norsk rett er *absolutt*, eller om det her foreligger en slik instruksjonsadgang.

Ordlyden i energiloven § 2-3 andre avsnitt er tvetydig. Når det sies at reguleringsmyndigheten «er» uavhengig, kan dette tilsi at det er snakk om en *permanent* status. At instruksjonsmyndigheten er avskåret ved «utøvelsen av tillagt myndighet» er imidlertid mer tvetydig. Formuleringen «tillagt myndighet» kan både forstås som regulatoroppgavene direktivet viser til – og som uavhengighetskravet skal gjennomføres på bakgrunn av – eller som *all* myndighet, inkludert eventuelle oppgaver som *ikke* er regulatoroppgaver, også den som er tillagt ved delegasjon. I forarbeidene uttaler departementet at instruksjonsmyndigheten er avskåret «i enkeltsaker», noe som skulle tilsi at unntaket fra instruksjonsmyndighet gjelder uavhengig av hvilke oppgaver som utføres.[431]

---

[428] NOU 2019: 5, s. 221.

[429] Se kapittel 5.3.1.

[430] Se kapittel 5.3.2.

[431] Prop. 5 L (2017–2018), s. 66.

Departementet uttaler imidlertid videre i forarbeidene at bestemmelsen er «ment å sikre direktivets krav om at reguleringsmyndigheten fatter selvstendige beslutninger uavhengig av politiske myndigheter».[432] Dette tilsier at man ikke mente å avskjære instruksjonsmyndigheten i hverken mindre eller større grad enn direktivet tillater, og at energiloven her må tolkes i tråd med grensene som direktivet setter for instruksjonsmyndigheten. Det betyr at muligheten til å instruere RME er i behold i den grad direktivet åpner for det.[433]

Selv om energiloven gir hjemmel for instruksjonsmyndighet ved delegering av kompetanse, betyr dette imidlertid ikke at delegeringen uten videre kan aksepteres. For det *første* vil RMEs status som et som hovedregel uavhengig organ gjøre det problematisk å si at den styringsrelasjonen som man må kreve for å akseptere delegering er til stede. *Røsvoll* peker på at den rettslige styringsadgangen «bør ikke … være det eneste relevante».[434] Dersom det overordnede organet ikke kan bestemme over prioriteringen av saker, pålegge rapportering, med mer, tilsier det at delegeringen ikke er forsvarlig.[435] Dette vil nettopp være funksjoner som er problematiske at departementet eller NVE utøver overfor RME. Situasjonen som oppstår, aktualiserer det *andre* problemet med slik delegering, nemlig at en delegering av myndighet kan uthule RMEs uavhengighet – og potensielt komme i strid med det overordnede uavhengighetskravet etter EU-retten.[436]

Selv om det – på samme måte som for RMEs bistand til eller bruk av bistand fra andre organer[437] – kan være slik at hver enkelt kompetansetildeling ikke kommer i strid med det overordnede uavhengighetskravet, må det være slik at EU-rettens uavhengighetskrav tas i betraktning ved vurderingen etter norsk rett av om delegeringen er forsvarlig og derfor kan aksepteres. At RME som hovedregel *skal* være uavhengig, kan også skape en tilbakeholdenhet med å utøve instruksjonsmyndigheten selv utenfor regulatoroppgavene, noe som ytterligere tilsier at delegering ikke er forsvarlig.

---

[432] Samme sted.
[433] Se kapittel 5.2 og 5.2.3.
[434] Røsvoll 2020, s. 263.
[435] Samme sted.
[436] Røsvoll 2020, s. 262, Dyrby 2021, s. 86 og NOU 2019: 5, s. 213–214.
[437] Se kapittel 5.6.

Konklusjonen er derfor at delegering av annen myndighet til RME enn den er tillagt ved lov neppe kan tillates etter norsk forvaltningsrettslig delegasjonslære.[438]

## 4.8 Direktivets krav om finansiell uavhengighet

I henhold til elektrisitetsdirektivet artikkel 35 nr. 5 bokstav a skal reguleringsmyndigheten ha «separate årlige budgetbevillinger med autonomi i forbindelse med gennemførelsen af det tildelte budget og tilstrækkelige menneskelige og finansielle ressourcer til at varetage dens opgaver». Jeg går ikke nærmere inn på kravet om tilstrekkelige menneskelige og finansielle ressurser, da dette forutsetter en større innsikt i om arbeidsmengden for RME er håndterbar med dagens dimensjonering.

Det følger av energiloven § 2-3 tredje avsnitt at reguleringsmyndigheten «ikke [kan] instrueres i disponeringen av tildelte budsjettmidler». RME har sin egen post i statsbudsjettet.[439] Denne er separat fra NVEs øvrige virksomhet, og RME disponerer over sitt budsjett selv. NVE eller RME kan ikke omdisponere midlene til andre formål.[440] Det betyr at direktivets uttrykkelige krav er oppfylt.

Imidlertid må også det offentliges finansieringsvirksomhet respektere det overordnede uavhengighetskravet. Et relevant spørsmål å stille er hvor direktivets grenser går på dette punktet.

Ifølge punkt 34 i fortalen til direktivet må «nationale lovgivers godkendelse af reguleringsmyndighedens budget» aksepteres innenfor uavhengighetskravets ramme. Det er når lovgiver eller andre myndigheter i større grad blander seg inn i budsjettfastsettelsen og -disponeringen at grensespørsmål i større grad oppstår. EU-domstolen trakk opp grensene for hvor stor grad av kontroll myndighetene kan føre med reguleringsmyndighetens budsjetter i forhåndsavgjørelsen i C-240/15. Spørsmålet var om en italiensk lovregel som omfattet telekomregulatoren AGCOM, som påla regulator å begrense sine utgifter, var i strid med uavhengighetskravet.

---

438 Det som da i norsk rett vil være et spørsmål om tildeling av andre oppgaver til RME *ved lov* behandles i kapittel 5.2.5.

439 Se supplerende tildelingsbrev til RME fra OED.

440 Prop. 5 L (2017–2018), s. 21.

Domstolen uttalte at det ikke var «noget i disse bestemmelser, der angiver, at overholdelsen af disse krav i princippet udelukker, at en national tilsynsmyndighed er omfattet af bestemmelser om offentlige finanser og i særdeleshed af bestemmelser om begrænsning og rationalisering af de offentlige myndigheders udgifter som de i hovedsagen omhandlede».[441] Med «disse bestemmelser» siktes det til det overordnede uavhengighetskravet og til kravet om tilstrekkelig bemanning og finansiering. EU-domstolen viste til at det avgjørende spørsmålet kun var om regulator var tilstrekkelig finansiert og bemannet, noe som det var opp til den nasjonale domstolen å ta stilling til.[442]

Dommen klargjør at det er adgang til å underlegge reguleringsmyndigheten normale regler for budsjett- og økonomistyring som gjelder for andre deler av forvaltningen, så lenge dette ikke går ut over deres kapasitet til å skjøtte sine regulatoroppgaver etter artikkel 37. I Norge må dette bety at RME for eksempel fremdeles kan underlegges reglement for økonomistyring i staten. Slike regler er, så lenge reguleringsmyndigheten klarer å utøve sin funksjon, av relativt liten betydning for oppnåelsen av de formålene uavhengighetskravet skal hensynta, og en begrensning ville vært så inngripende at det ikke ville vært i samsvar med subsidaritets- og proporsjonalitetshensynene.[443] Som *Sześciło* peker på, er reguleringsmyndighetene fremdeles en del av forvaltningshierarkiet, og de politiske myndighetene har adgang til å utøve skjønn over fastsettelsen av årlige budsjetter.[444] Ser man med norske øyne på direktivets krav, skaper vår ordning neppe problemer i relasjon til uavhengighetskravet i kraft av de klare reglene om RMEs frie budsjettdisposisjonsrett uten instruksjonsadgang.[445]

## 4.9 Uavhengighet i relasjon til Statnett/Statkraft

Det som kan kalles det «opprinnelige» uavhengighetskravet i andre pakke var et krav om at regulator skulle være «totalt uafhængige af interesser i elektricitetsindustrien», men ikke nødvendigvis av politiske myndigheter.[446] Dette kravet består fremdeles i dag, men med en noe

[441] C-240/15 avsnitt 36.
[442] C-240/15 avsnitt 40.
[443] Se kapittel 3.2.
[444] Sześciło 2021, s. 211–212. I samme retning Kommisjonen 2010, s. 9.
[445] Energiloven § 2-3 tredje avsnitt.
[446] Direktiv 2003/54/EF, artikkel 23.

annen formulering: Regulatoren skal være «juridisk adskilt fra og funktionelt uafhængig af enhver anden … privat enhed». Formuleringer i kommisjonens tolkningsnotat tilsier at det ikke var tilsiktet noen realitetsendring på dette punktet.[447] Formålet med kravet er å unngå såkalt «regulatory capture».[448] Dette betyr, i snever forstand, at en aktør som et organ er ment å regulere, urettmessig får innflytelse på myndighetens avgjørelse.[449]

Den norske staten fungerer som en aktør i kraftmarkedet som eneeier av statsforetaket Statkraft SF. Statkraft er et kraftprodusentkonsern som opererer i konkurranse med private. Et annet statsforetak, Statnett SF, har monopolrollen som systemansvarlig (TSO). Mens Statnett er underlagt OED, er Statkraft underlagt Nærings- og fiskeridepartementet.[450] Det gjør at det oppstår spørsmål om RME er tilstrekkelig uavhengig av Statnett og Statkraft.

EU-domstolen har uttalt at om staten bevarer eierskap eller kontroll over markedsaktører i en sektor underlagt uavhengighetskrav til regulatoren, må staten sikre «reel strukturel adskillelse mellem myndighedernes tilsynsfunktion og aktiviteter, der er knyttet til ejerskab eller kontrol».[451]

Hva som nærmere ligger i dette, og hvordan det slår ut for forholdet mellom RME og Statnett og Statkraft, er uklart. I juridisk teori har det blitt lagt til grunn at regulator ikke kan utøve eierkontroll over selskaper i elektrisitetssektoren.[452] Antakelig betyr Statkrafts innordning under Næringsdepartementet, mens NVE/RME er underordnet OED, at RMEs uavhengighet i relasjon til Statkraft neppe er problematisk.[453]

Mer uklar er relasjonen til Statnett, som ligger under samme departement som NVE og RME. Selv om eierstyringen ikke utøves av NVE/RME selv, har EU-domstolen uttalt at forskjellige direktorater i samme administrasjon ikke er uavhengige i relasjon til hverandre.[454] Dersom man i større grad skiller RME fra NVE og dermed også departementets organisasjon slik direktivet krever, løses antakelig denne problemstillingen langt på vei av seg selv, selv om RME fortsatt

---

[447] Kommisjonen 2010, s. 5–6.
[448] Verra 2001, s. 179.
[449] Dal Bó 2006, s. 203.
[450] NOU 2004: 7, s. 60 og statens eierrapport 2020, s. 11.
[451] C-82/07, avsnitt 14.
[452] Bjørnebye m.fl. 2007, s. 31.
[453] I samme retning EU-kommisjonens avgjørelse overfor Latvias telekommunikasjonsmyndighet, IP/11/412.
[454] C-69/91, avsnitt 16.

vil være administrativt underlagt OED.[455] I dagens organisering er et sentralt moment at statsforetaksloven § 38 første avsnitt begrenser departementets myndighetsutøvelse over foretaket til foretaksmøtet. I forarbeidene er det forutsatt at mer uformell myndighetsutøvelse utenfor foretaksmøtet er i strid med lovens forutsetning.[456] Selv om departementet gjennom foretaksmøtet sitter med en ikke ubetydelig innflytelse over Statnett, blir relasjonen til NVE og RME et skritt fjernere – selv om begge er underlagt samme departement. Kombinert med at statsforetaksloven begrenser styringsmulighetene, blir en del av de bekymringene *Nesdam og Sødal/Mellingen* trekker frem i relasjon til *departementet*s forhold til Statnett ivaretatt ved at NVE/RME fungerer som reguleringsmyndighet.[457] Når reguleringsmyndigheten ikke skal kunne styres politisk i sin myndighetsutøvelse, er det større grunn til å akseptere en formell innordning av en markedsaktør under samme departement.

Konklusjonen er derfor at RME er tilstrekkelig uavhengig av Statnett og iallfall av Statkraft, særlig om de tiltakene jeg drøfter i kapittel 4.4. for å skille RME i større grad fra NVE gjennomføres.

# 5 Direktivets krav til funksjonell uavhengighet

## 5.1 Innledning

Kravet om at reguleringsmyndigheten skal være funksjonelt uavhengig av enhver annen offentlig eller privat enhet følger av direktivets artikkel 35 nr. 4 bokstav a.

Som nevnt i kapittel 2.1, inneholder kravet om funksjonell uavhengighet en rekke mer detaljerte krav, derunder at personalet handler uavhengig av utenforstående interesser og ikke skal ta instrukser fra politiske myndigheter, og at ledelsen skal ha et særlig arbeidsrettslig vern. Denne detaljerte operasjonaliseringen av kravet om funksjonell uavhengighet – sammen med at det

[455] Se kapittel 4.5.
[456] NOU 1991: 8, s. 12.
[457] Nesdam 2007, s. 110 og Sødal/Mellingen 2009, s. 180–183.

overordnede uavhengighetskravet har et ganske fastlagt rettslig innhold,[458] kan tilsi at det ikke er så stort behov for å ta stilling til hva som ligger i begrepet «funksjonelt» uavhengig. Ordlyden tilsier at det er det *operasjonelle* aspektet som er det sentrale – som en kontrast til det *formelle* og *organisatoriske*.[459] Reguleringsmyndigheten må opptre uavhengig i «gavnet», ikke bare i «navnet». Langt på vei vil dette sammenfalle med innholdet i det overordnede uavhengighetsbegrepet. I en avgjørelse der spørsmålet for EU-domstolen var om den ungarske personvernmyndigheten oppfylte uavhengighetskravet, uttalte domstolen imidlertid at den funksjonelle uavhengigheten «består i, at medlemmerne heraf ikke er bundet af nogen instrukser i forbindelse med udøvelsen af deres funktioner».[460]

Denne uttalelsen kan tyde på at instruksforbudet står i en særstilling ved spørsmålet om funksjonell uavhengighet.[461] Selv om avgjørelsen er fra personvernområdet, er det etter mitt syn grunn til å fremheve instruksforbudet også på vårt felt: At reguleringsmyndigheten handler uavhengig av instrukser fra politiske myndigheter, kan kalles selve kjernedefinisjonen på et uavhengig forvaltningsorgan. Dette er også en helt sentral del av det overordnede uavhengighetsbegrepet, også i relasjon til definisjonen av domstolenes uavhengighet.[462]

Overordnede organers påvirkningsmuligheter står også sentralt i principal-agent-rammeverket som uavhengighetskravet er ment å bryte ut av.[463] I tillegg til de mer direkte instruksene, kan påvirkning av reguleringsmyndigheten skje på mer indirekte måter. EU-domstolen har uttalt at «[d]en uafhængighed, som kræves …, har til formål at udelukke ikke alene direkte indflydelse i form af instrukser, men også … enhver form for indirekte indflydelse, der vil kunne påvirke tilsynsmyndighedens afgørelser».[464] Dette er i tråd med alminnelig EU-rettslig metode, der formålsrettet tolkning står sentralt.[465]

I sin kjerne synes kravet om funksjonell uavhengighet derfor å bestå av forbudet for overordnede organer til å gi, og for regulator til å motta, instruksjoner, og et forbud mot andre former

---

[458] Jf. kapittel 2.1.

[459] Jf. kapittel 4 om organisatorisk uavhengighet.

[460] I samme retning, men for *påtalemyndighetens* uavhengighet, Forente saker C-508/18 og C-82/19, avsnitt 22, 31 og 74.

[461] Tilsvarende, i norsk rett, NOU 2019: 5, s. 517.

[462] Se kapittel 2.1 og 2.6.

[463] Se kapittel 2.8.

[464] C-614/10, avsnitt 43. Dommen omhandler personvernfeltet, men illustrerer et generelt poeng.

[465] Se kapittel 1.2.

for indirekte utøvelse av innflytelse over reguleringsmyndigheten. De øvrige, mer detaljerte kravene fremstår som mer spesifikke regler som utgjør *ytterligere garantier* for at reguleringsmyndigheten ikke bare ikke tar instrukser, men er fri for insentiver til å handle i politiske myndigheters interesse. Hvor grensen går mellom de ulovlige instruksjonene og generelle føringene, er derfor et sentralt vurderingstema å ta stilling til (5.2).

Videre i kapittelet skal jeg redegjøre for hvordan direktivet, slik det har blitt tolket av EU-domstolen, innebærer at reguleringsmyndigheten selv må utøve alle deler av de pliktige regulatoroppgavene i artikkel 37 (5.2.4). I kapittel 5.3. til 5.6 skal jeg drøfte ulike spørsmål som knytter seg til RMEs forhold til andre offentlige organer. Til slutt skal jeg drøfte to sentrale, men mer detaljerte spørsmål, nemlig om hvilken grad av likhet og samordning av reguleringsmyndighetens profil og lokalisering (logo, kontorlokaler) som tillates (5.7), og hvilken grad av arbeidsrettslig stillingsvern direktivet krever at ledelsen skal ha (5.8).

## 5.2 Grensen mellom tillatte generelle føringer og ulovlige instrukser

### 5.2.1 Innledning

Direktivet artikkel 35 nr. 4 bokstav b ii) slår fast at medlemsstatene har en plikt til å sørge for at reguleringsmyndighetens ansatte

> «ikke søger eller modtager direkte instrukser fra nogen regering eller anden offentlig eller privat enhed under udførelsen af reguleringsopgaverne. Dette krav berører ikke et tæt samarbejde, når det er hensigtsmæssigt, med andre relevante nationale myndigheder eller overordnede politiske retningslinjer fra regeringen, som ikke vedrører de reguleringsopgaver og -beføjelser, der er omhandlet i artikel 37.»

I norsk rett er instruksjonsforbudet gjennomført i energiloven § 2-3 andre avsnitt første setning. Det betyr at det også direkte etter norsk rett gjelder et uttrykkelig instruksjonsforbud, slik at RME ikke vil være forpliktet til å følge instrukser. Prinsippet om EØS-konform tolkning gjør

imidlertid at det ikke er grunn til å gjøre en selvstendig analyse av hva som regnes som instrukser etter norsk rett. Bestemmelsen er ment for å gjennomføre EU-rett, og da er det de grensene EU-retten trekker for instruksjonsadgangen som må legges til grunn.

Jeg skal i dette kapittelet si noe om hva som menes med instrukser i bestemmelsens forstand. Spørsmålet om grensene for regulatorens samarbeid med andre myndigheter skal jeg drøfte nærmere i kapittel 5.3–5.6.

### 5.2.2 Grensen mellom instrukser og retningslinjer

Direktivbestemmelsen trekker et sentralt skille mellom «direkte instrukser», som ikke er tillatt, og «overordnede politiske retningslinjer», som direktivet tillater. Ordlydens forbehold om at de politiske retningslinjene ikke skal «vedrøre de reguleringsopgaver og -beføjelser, der er omhandlet i artikel 37», tilsier imidlertid at det er utelukket selv med overordnede retningslinjer om utøvelsen av regulatoroppgavene. Dette gjør at det oppstår spørsmål om hvorvidt politiske myndigheter i det hele tatt kan gi slike generelle instrukser om regulators utøvelse av reguleringsoppgavene – for eksempel ved å gi uttrykk for ønsker om hvordan reguleringsmyndigheten skal utøve sine regulatoroppgaver.[466]

Bestemmelsens ordlyd taler med stor tyngde mot dette. Adgangen til å gi generelle politiske føringer er også nærliggende å klassifisere som en unntaksregel som gir åpning for en viss, begrenset innblanding i regulators kompetanseutøvelse. Det er sikker EU-rettslig metode at en slik unntaksregel skal tolkes snevrest mulig.[467]

Denne snevre forståelsen av unntaket er også lagt til grunn i EU-domstolens dom i C-378/19,[468] og i C-718/18.[469] Sistnevnte dom gir en indikasjon på at adgangen til overordnede retningslinjer knytter seg til energipolitiske mål på det aller øverste nivået. I sitt forslag til avgjørelse, som EU-domstolen langt på vei fulgte, uttalte generaladvokat Pitruzzella at «enhver forhåndsstrukturering (Vorstrukturierung) af [reguleringsmyndighetens] funktion fra den nationale lovgivers

[466] Sześciło 2021, s. 207.
[467] Fredriksen/Mathisen 2019, s. 412 og forente saker C-203 og 698/15, avsnitt 88–89.
[468] Avsnitt 52.
[469] Avsnitt 116.

side ikke må berøre udøvelsen af de centrale beføjelser, som direktiverne tildeler dem».[470] Denne forståelsen understøttes av kommisjonens tolkningsnotat, der det vises til at medlemsstatene kan definere «the policy framework within which the NRA must operate», og deretter til en rekke eksempler om forsyningssikkerhet, fornybarandeler og energieffektivitetsmål.[471]

Grensen mellom en konkret instruks og overordnede retningslinjer i direktivet fremstår som relativt abstrakt, og kan i en del tilfeller skape avgrensningsproblemer. En mulig utfordring oppstår der departementet gir det som objektivt sett fremstår som en nøytral retningslinje – som at reguleringsmyndigheten i sin saksbehandling nå skal legge stor vekt på forbrukerhensyn, men som gis i tilknytning til en stor og kontroversiell sak som RME har til behandling. En annen mulig situasjon er at nasjonale myndigheter ønsker at reguleringsmyndigheten skal legge mer vekt på miljøhensyn eller distriktspolitiske hensyn når den utøver regulatoroppgavene. Spørsmålet som skal drøftes, er om denne typen normeringer er ulovlige instrukser, eller tillatte retningslinjer.

Det som klart er forbudt etter direktivet, er konkrete instrukser fra politiske myndigheter i enkeltsaker om utøvelsen av regulatoroppgaver etter direktivet. Dette følger direkte av ordlyden i artikkel 35 nr. 4 bokstav b nr. ii. I tillegg til direkte *instrukser*, har EU-domstolen også uttalt at utenforstående heller ikke kan utøve «indflydelse på individuelle beslutninger» som reguleringsmyndigheten fatter.[472] Dette følger ikke direkte av direktivteksten, men kan utledes når instruksforbudet leses i sammenheng med det overordnede uavhengighetskravet. Kommisjonen legger også en vid forståelse av instruksbegrepet til grunn i sitt tolkningsnotat: «An instruction in this context is any action calling for compliance and/or trying to improperly influence an NRA decision and thus includes the use of pressure of any kind on NRA's staff or on the persons responsible for its management».[473] Selv om det ikke gis direkte instrukser, vil et organ som handler etter utenforstående myndigheters innflytelse, eller der slike myndigheter *forsøker* å utøve slik innflytelse, vanskelig kunne kalles «uavhengig». *Rizzuto* har i tråd med dette lagt til

---

[470] Avsnitt 122 i generaladvokatuttalelsen. Premissene i en generaladvokatuttalelse har neppe samme rettskildevekt som dommen, selv om resultatet samsvarer med uttalelsen. I dette tilfellet er det snakk om en grundig generaladvokatuttalelse som fremstår velbegrunnet, der dommen fremstår som en ren omskrivning av uttalelsen. Da må generaladvokatuttalelsen kunne tillegges en viss vekt. Se Fredriksen/Mathisen 2019, s. 416–417.

[471] Kommisjonen 2010, s. 7.

[472] C-557/10. Dommen gjelder uavhengighetskravet i jernbanedirektiv 91/440/EØF.

[473] Kommisjonen 2010, s. 7.

grunn at uavhengighetskravet også oppstiller et forbud mot mer *uformelle måter* å omgå uavhengighetskravet på enn direkte instrukser.[474]

Hvor de nærmere grensene går for den ulovlige innblandingen, er det neppe mulig å svare klart på, ut over at grensedragningen i stor grad må skje ved en konkret vurdering i det enkelte tilfelle. I et tilfelle der departementet eller regjeringens opptreden skjer i tilknytning til en konkret sak, vil betraktninger om uformelle og reelle instrukser lettere kunne gjøre at man kan anse uavhengighetskravet som krenket.

Et sentralt kriterium vil være en vurdering av styringsdirektivenes *karakter*. En viss veiledning kan kanskje finnes i generaladvokat Pitruzzellas utkast til avgjørelse i sak C-718/18, der han uttaler at «specifikke indikationer eller regler, som indeholder udførlige indikationer, sikkert [er] uforenelige med direktiverne».[475] Generaladvokatens utkast ble langt på vei lagt til grunn i begrunnelse og resultat av domstolen, og unntaket for generelle politiske retningslinjer kunne ikke begrunne utførlige regler gitt av den tyske regjeringen om hvordan tariffene skulle fastsettes.[476]

Ut fra dette kan det utledes at *graden av detaljering* står sentralt ved vurderingen av om man har med en tillatt retningslinje eller en ulovlig instruksjon å gjøre. Dette er relativt rett fram; detaljerte regler eller mål vil i praksis kunne gjøre at reguleringsmyndigheten legger ulovlige føringer på utøvelsen av regulatoroppgavene. Dette er særlig praktisk i spørsmål om tariffastsettelsen.[477]

En forfatter som har gitt en redegjørelse for innholdet i begrepet «retningslinje» som er anerkjent i norsk rettsteori, er *Nils Kristian Sundby*. En «retningslinje» er i Sundbys terminologi en rettsnorm på linje med en regel, men den «determinerer ikke avgjørelsen, den nøyer seg med å være en viss pekepinn for avgjørelsens innhold».[478] Man kan også si at retningslinjer «angir (eller forutsetter) hva som er relevante … faktorer i en avveining».[479] Dette illustrerer en side ved grensedragningen som etter min mening er vel så sentral som graden av detaljering; nemlig

---

474 Rizzuto 2021, s. 71.

475 Generaladvokat Pitruzzellas forslag til avgjørelse i sak C-718/18, avsnitt 122. Om vekten av denne uttalelsen, se fotnote 470.

476 C-718/18, avsnitt 110.

477 For eksempel i C-718/18 og C-767/19.

478 Sundby 1974, s. 198 og Eckhoff/Sundby 1976, s. 130. Noe annerledes i Eckhoff/Sundby 1991, s. 111–112.

479 Eckhoff/Sundby 1991, s. 109.

at det som kjennetegner retningslinjer er at de ikke styrer *hva* som skal bestemmes, men gir noen føringer på hva reguleringsmyndigheten kan, bør eller skal legge vekt på.[480] Selv om Sundbys analyse er rettsfilosofisk og forankret i det norske rettssystemet, ikke EU-retten, er det snakk om en generell analyse som kan gis anvendelse uavhengig av rettssystemer. Grunnlaget er generell normteori som er systemuavhengig, ikke rettskildelæren som er rettssystem*avhengig*.[481] Antakelig vil også en *målrettet* retningslinje mot regulatoroppgavene eller enkeltoppgaver etter denne definisjonen være utenfor det tillatte, men for eksempel en nøytral formålsangivelse i energiloven av politiske målsetninger av generell vekt rettet mot *samtlige myndigheter* vil kunne være tillatt.

Skillet mellom bestemmelse av innhold på den ene siden og helt generelle angivelser på overordnet nivå om hva som er relevant ved *avgjørelsesprosessen* når man skal gruppere handlingene fra politiske myndigheter i de tillatte og forbudte, er særlig fruktbar i relasjon til et uavhengighetskrav som her. Selv om det kan være en tett overlapp med detaljeringsnivået, kan også lite detaljerte bestemmelser være formulert som absolutte normer som legger direkte føringer på innholdet i reguleringsmyndighetens avgjørelse. Et eksempel her er en avgjørelse fra den nederlandske forvaltningsdomstolen for handel og industri (CBb). Departementet hadde her fastsatt kapitalkostnaden for gassnettet ved forskrift, og selv om fastsettelsen av tariffene var reguleringsmyndighetens oppgave, anså domstolen dette som en ulovlig instruksjon, fordi kapitalkostnaden ved nettet var en svært sentral del av tariffastsettelsen.[482] Saken har klare likhetstrekk med C-718/18 mot Tyskland. Det essensielle i relasjon til grensedragningen mellom lovlige instrukser og tillatte retningslinjer er at det synes ikke å ha vært detaljrikdommen ved reguleringen som var problemet, men at departementet hadde gitt en absolutt regel som innskrenket reguleringsmyndighetens skjønnsfrihet.[483]

---

[480] Skillet mellom hva reguleringsmyndigheten «kan» og «bør» vektlegge og hva den «skal» vektlegge er sentralt ved tolkningen og domstolskontrollen, se kapittel 5.2.3.

[481] Eckhoff/Sundby 1991, s. 44.

[482] ECLI:NL:CBB:2010:BM9470.

[483] En mer åpen holdning til spørsmålet ble lagt til grunn av tysk høyesterett i sin dom i samme sakskompleks (EnVR 58/18), der den anerkjenner at generelle forskriftsreguleringer kan begrense reguleringsmyndighetens skjønn, men at de tyske reglene kun regulerte enkelte aspekter («einzelne Gesichtspunkte») av regulatorens inntektsrammefastsettelse, og fremdeles overlot skjønnsfrihet til reguleringsmyndigheten (avsnitt 81). Domstolen holdt det åpent om løsningen stred mot direktivets uavhengighetskrav, i påvente av EU-domstolens avgjørelse.

Politiske myndigheter kan derfor ikke gi føringer som virker bestemmende på *innholdet* i reguleringsmyndighetenes avgjørelser. Instruksforbudet har da også en side mot kravet om at regulatoroppgavene fullt ut skal utføres av regulator alene.[484] Direktivet krever at skjønnsfriheten til reguleringsmyndigheten skal begrenses av EU-retten, ikke av nasjonal rett. Dette gir god sammenheng med at direktivet tillater et «tæt samarbejde» med andre myndigheter, så lenge det ikke er snakk om utøvelse av regulatoroppgaver.[485] Slikt samarbeid vil typisk ta sikte på bistand med informasjonsinnhenting og utveksling av kompetanse gjennom innspill og forespørsler. Helt generelle føringer eller retningslinjer fra overordnede myndigheter som ikke er ment som instrukser om et bestemt avgjørelsesinnhold, har mer til felles med uformelle samarbeidsformer der det rettslige hierarkiet og instruksjonsmyndigheten i praksis blir irrelevant, og disse må være tillatte, selv om det er fastsatt i lovs form. Direktivet er et *elmarkedsdirektiv*, og ikke ment å legge andre begrensninger på energi- og naturressurspolitikken enn de som er nødvendige for et fungerende kraftmarked.[486]

Et eksempel på bruk av «retningslinjer» i energisektoren er departementets «Retningslinjer for revisjon av konsesjonsvilkår for vassdragsreguleringer» etter vassdragsreguleringsloven § 8. Vassdragsreguleringsretten er ikke omfattet av tredje energimarkedspakke eller RMEs kompetanse, men dette dokumentet er egnet som illustrerende eksempel. På tross av navnet inneholder dokumentet «retningslinjer» av en karakter som neppe ville vært tillatt etter direktivet. Dokumentet er for det første på overordnet nivå antakelig for spesifikt. Angivelse av retningslinjer for de enkelte reguleringsoppgavene vil antakelig være for detaljert til å oppfylle direktivets krav. Et eksempel på retningslinjer som er mer problematiske på grunn av sitt saklige innhold, er kapittel 8 om prioritering av revisjonssaker. I kapittel 9 redegjøres det imidlertid relativt nøytralt for hvilke hensyn (miljø, klima, økonomiske forhold, og så videre) som bør inngå i avveiningen ved revisjon. Denne typen av retningslinjer ville kunne vært akseptable på overordnet nivå som målsetninger for kraftpolitikken og reguleringsmyndighetens virksomhet.

### 5.2.3 Instruksforbudets konsekvenser for domstolskontrollen med RMEs vedtak

Selv om noe er formulert som en generell retningslinje, kan det hende at det kan *tolkes* slik at det legger sterkere føringer på vedtaksprosessen enn ordlyden tilsier. Dette kommer særlig på spissen om det ved domstolskontrollen med reguleringsmyndighetens vedtak, anføres at reguleringsmyndigheten har lagt for lite vekt på en formålsbestemmelse eller andre politiske føringer. Når plikten til å respektere uavhengighetskravet ligger til «medlemsstatene», omfatter

[484] Se kapittel 5.2.5.

[485] Direktiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 4 bokstav b nr. ii).

[486] Se kapittel 2.2.

dette alle offentlige myndigheter, derunder domstolene. Spørsmålet blir derfor om direktivet setter begrensninger for om en formålsbestemmelse eller andre retningslinjer (for eksempel i forarbeider eller andre dokumenter) kan tolkes som et *pliktig hensyn* for reguleringsmyndigheten etter nasjonal rett, slik at vedtak kan bli ugyldig om det ikke er vektlagt korrekt.[487]

Et krav om å vektlegge et bestemt hensyn i sitt arbeid – som for eksempel forsyningssikkerhet eller distriktshensyn – skiller seg på vesentlige punkter fra instrukser om å avgjøre saker med et bestemt resultat, som er det instruksforbudet som nevnt først og fremst retter seg mot. Reguleringsmyndigheten beholder skjønnsfriheten til å fatte politisk uavhengige avgjørelser som direktivreguleringen legger opp til. Subsidaritetsprinsippet tilsier også at nasjonale myndigheter og domstoler selv skal kunne avgjøre rettsvirkningene av at reguleringsmyndigheten ikke har forholdt seg korrekt til en frihet som direktivet uttrykkelig har gitt statene.[488]

Samtidig kan klare, rettslig bindende forventninger om retningen på reguleringsmyndighetens arbeid lett sies å gripe så hardt inn i avgjørelsen av konkrete saker som regulator etter direktivet skal ha ansvaret for,[489] at man kan si at de «vedrører de reguleringsopgaver og -beføjelser, der er omhandlet i artikel 37». Her er det som kjent ikke tillatt å gi retningslinjer, på tross av at de er utformet som generelle mål for regulatorens arbeid. Antakelig ville EU- eller EFTA-domstolen i en eventuell forhåndsavgjørelse etter en balansering av subsidaritetsprinsippet og uavhengighetskravets bærende hensyn konkludert med at det ikke er noe i veien for formålsangivelser, så lenge nasjonale myndigheter og domstoler ikke pålegger reguleringsmyndigheten å vektlegge dem i konkrete avgjørelser som hører inn under regulatoroppgavene. Her vil forrangsbestemmelsen i EØS-loven § 2 gjøre at domstolen vil vike tilbake fra å vektlegge lovgivers formålsangivelse slik den kunne tenkes å gjøre etter ren norsk forvaltningsrett, fordi uavhengighetskravet i energiloven § 2-3 som gjennomfører direktivets uavhengighetskrav går foran.

Denne situasjonen er et klart eksempel på at uavhengighetskravet ikke bare retter seg mot den utøvende og lovgivende myndighet, men også virker inn på domstolskontrollen med RMEs vedtak. Det er de EU-rettslige reglene som setter rammene for domstolskontrollen, ikke nasjonale politiske myndigheters føringer og prinsipper for energipolitikken. Griper domstolen for

---

[487] Om «pliktige hensyn» i norsk forvaltningsrett, se Moen 2019, s. 309–312.

[488] Se kapittel 3.2.2.

[489] Jf. artikkel 37.

hardt inn i reguleringsmyndighetens skjønn og slår fast at bindende retningslinjer ikke er fulgt ved regulatoroppgavene, gjør domstolen en nøytral retningslinje i praksis om til en ulovlig instruks om hvor stor vekt man plikter å tillegge et hensyn. Dette ville det krenket uavhengighetskravet.[490]

Noe annet som kan få betydning for domstolskontrollen med RMEs avgjørelser, er den *norske* forvaltningsrettslige læren om at domstolene utviser tilbakeholdenhet ved gyldighetsprøvingen av vedtakene til organer med særlig fagkompetanse.[491] RME og Energiklagenemndas vedtak kan slik sett tenkes å være kandidater for en begrenset prøvingsintensitet. Flere forfattere har imidlertid påpekt at EU-rettens regler innebærer en mer inngående prøving med forvaltningsskjønnet.[492] Dette gjelder likevel kun at domstolen skal prøve fullt ut om vedtaket samsvarer med *direktivets krav* – derunder om det er fattet etter ulovlig instruks eller annen påvirkning. EU-retten vil derfor kreve at domstolsprøvingen med om direktivet er *krenket* er mer inngående enn der man hevder at vedtaket *går for langt sammenlignet med hva direktivet krever*. I den sistnevnte relasjonen stiller ikke EU-retten krav, slik at prøvingsintensiteten her vil være et spørsmål om hva som følger av nasjonal rett.[493] Når direktivet og norsk rett overlater skjønnsfrihet til regulator, ender man raskt opp med tilbakeholden prøving med RME og Energiklagenemndas avgjørelser.

### 5.2.4 Kan reguleringsmyndigheten instrueres om prioriteringen av saker?

Et annet spørsmål er om instruksforbudet også medfører et forbud mot å instruere regulator til å prioritere enkeltsaker, eller enkelte typer saker. Ordlyden «under udførelsen af reguleringsopgaverne» tilsier isolert sett at instruksforbudet kun gjelder det materielle innholdet i avgjørelsene reguleringsmyndigheten fatter. Energiloven og NEM-forskriftens uavhengighetsbestemmelser sier ingenting om adgangen til denne typen instrukser. En instruks om at enkelte saker skal prioriteres foran andre kan imidlertid langt på vei utgjøre et like stort inngrep i regulatorens uavhengighet som en instruks i de konkrete sakene, og ha like store, om ikke enda større påvirkning på reguleringen av energisektoren, og ha potensielt markedsvridende effekter.

Reguleringsmyndigheten kunne for eksempel fått instruks om å prioritere de ukontroversielle sakene, mens sakene som er av stor betydning for forsyningssikkerhet og kraftmarkedets

---

[490] Se også drøftelsen av prøvingsintensiteten med RMEs avgjørelser i petitavsnitt på s. 39.

[491] Vangsnes 2014, s. 131. Se også kapittel 3.2.3 om forutsetningene om domstolskontroll som EU-domstolen la til grunn i C-718/18.

[492] For eksempel Graver 2002, s. 93 og Fenger 2004, s. 814–816.

[493] Fenger 2004, s. 813.

fungering kunne nedprioriteres, for eksempel fordi saken er politisk kontroversiell fordi den medfører en kostnadsøkning for forbrukerne. En åpning for at myndighetene kan instruere reguleringsmyndigheten om prioriteringen av saker vil lett uthule det grunnleggende formålet med uavhengighetskravet, nemlig et stabilt, faglig ledet regulatorisk miljø som har mål om å realisere den felles energipolitikken. Konklusjonen må derfor være at det antakelig ikke er rom for instrukser om prioriteringen av saker.

### 5.2.5 Alle elementer i de pliktige regulatoroppgavene må utøves av reguleringsmyndigheten

Direktivets artikkel 37 lister opp de oppgavene som medlemsstatene plikter å la være reguleringsmyndighetens ansvar. En særlig sentral plikt er plikten til å bestemme eller godkjenne tariffer for bruk av kraftnettet (nettleie), eller metoder for nettselskapenes nettleiefastsettelse.[494] Ettersom utøvelsen av denne og en rekke andre av pliktene overfor nettselskaper og forbrukere krever hjemmel i lov i kraft av lovprinsippet (legalitetsprinsippet) i nasjonal forvaltningsrett, oppstår det spørsmål om hvilke rammer som gjelder for lovgivers adgang til å regulere reguleringsmyndighetens kompetanseutøvelse i loven.

Mens drøftelsen over dreier seg om *instruksjoner*, som direktivet uttrykkelig forbyr, handler dette spørsmålet om hvorvidt lovgiver er forpliktet til å gi reguleringsmyndigheten en «blankofullmakt» til å utøve pliktene som den selv vil etter eget skjønn, eller om den ved lov eller forskrift kan regulere enkelte elementer i kompetansebestemmelsen. Formelt sett er det da det overordnede uavhengighetskravet, lest i lys av direktivets plikt til å legge oppgaver til reguleringsmyndighetens enekompetanse, som kommer til anvendelse. I utgangspunktet kunne man tenke seg at lovgiver beholder en adgang til en viss lovregulering, så lenge reguleringsmyndigheten utøver det faglige skjønnet og treffer vedtakene uten påvirkning. Subsidaritets-, proporsjonalitets- og demokratiprinsippene[495] kunne i utgangspunktet tilsi en slik tolkning. Det sentrale formålet med uavhengighetskravet er å sikre tilliten til reguleringsmyndighetens myndighetsutøvelse og fravær av politisk innblanding i *enkeltsaker*. Generelle rammeverk vedtatt av lovgiver eller etter fullmakt fra lovgiver, for eksempel i forskrift, har liten påvirk-

[494] Artikkel 37 nr. 1.
[495] Kapittel 3.2.2. og 3.2.3.

ning på forutberegneligheten for markedsaktørene, og styrker samtidig hensynet til subsidaritet og demokrati. Direktivets fortale sier også uttrykkelig at «parlamentstilsyn» av regulator er tillatt.[496] Departementet synes i forarbeidene ved gjennomføringen av uavhengighetskravet å ha lagt til grunn at slik forskriftsregulering vil anses som «generelle politiske føringer» som direktivet tillater.[497]

Praksis fra EU-domstolen viser imidlertid at der det er snakk om det rettslige rammeverket for utøvelsen av de pliktige regulatoroppgavene, legger domstolen en svært streng tilnærming til grunn, og krever at lovgiver avstår fra å legge føringer på eller overlate noen del av kompetansen reguleringsmyndigheten selv skal utøve til andre enn reguleringsmyndigheten selv. Det innebærer at der departementet for eksempel fastsetter elementer som inngår i beregningen av nettselskapenes inntekter i forskrift, vil dette være i strid med direktivets krav til kompetansetildeling.[498]

Dette kommer frem i dommen i sak C-718/18. Selv om EU-domstolen har uttalt at parlamentene kan føre *kontroll* med reguleringsmyndigheten,[499] kan de ikke, slik EU-domstolen uttaler, «tildele … forbundsregeringen en række beføjelser, som udelukkende er forbeholdt de nationale regulerende myndigheder, [og tildele] forbundsregeringen beføjelsen til at bemyndige den nationale regulerende myndighed til at udøve disse beføjelser».[500] Det var dette som var problemet ved reguleringen i den tyske EnWG[501] § 24, da det var regjeringen som ved forskrift bestemte omfanget av reguleringsmyndighetens kompetanse.

Det samme synspunktet fremgår av EU-domstolens dom i C-767/19 mot Belgia. Her hadde konkurransemyndighetene blitt tillagt kompetansen til å treffe tiltak for å fremme konkurransen i energimarkedet, og vilkårene for blant annet tilknytning til nettet var fastsatt ved en teknisk forskrift vedtatt av Kongen. EU-domstolen mente dette var i strid med direktivet. At reguleringsmyndigheten kunne levere rapporter, innstillinger og anmeldelser til konkurransetilsynet, var ikke tilstrekkelig, og det at det var Kongens oppgave å fastlegge den tekniske for-

---

496 Fortalens punkt 34.
497 Prop. 5 L (2017–2018), s. 66.
498 Direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 1.
499 C-518/07, avsnitt 42, 43 og 46 og C-718/18, avsnitt 126.
500 C-718/18, avsnitt 115.
501 Energiewirtschaftsgesetz.

skriften, innebar at de belgiske reglene etter domstolens mening at «kongens indgreb [fratager] ved fastlæggelsen af flere af de betingelser, som i henhold til direktiv 2009/72 og 2009/73 bør fastsættes og godkendes af kommissionen for energi- og gasregulering selv, denne myndighed de reguleringskompetencer, som bør tilkomme den».[502]

EU-domstolens praksis viser med andre ord at det ikke er tilstrekkelig at reguleringsmyndigheten reelt utøver kompetansen i enkeltsaker, eller at reguleringsmyndigheten har fått tillagt kompetanse gjennom en hjemmelskjede kontrollert av regjeringen. Hverken regjering eller parlament kan gjennom lov eller forskrift si noe om hvordan regulatoren skal utøve sine oppgaver, selv ikke gjennom generelle bestemmelser.

Det er derfor verdt å stille spørsmål ved om den nærmest tilsvarende norske reguleringen i energiloven § 4-11, som gir «departementet» hjemmel til å gi «forskrift om at Reguleringsmyndigheten for energi kan gi forskrift» om fastsettelse av inntektsrammer for nettselskaper er i samsvar med direktivets vidtgående krav, i lys av EU-domstolens rettspraksis. Dersom man legger dommene jeg har drøftet over til grunn, kan jeg vanskelig se at dette er tilfelle uten at forskriftskompetansen legges direkte til RME.  Dette må i kraft av disse dommene gjelde selv om konstruksjonen i praksis er en ren formalitet, der departementet velger å avstå fra å blande seg inn i RMEs kompetanseutøvelse.

Et annet spørsmål som i lys av EU-domstolens dom mot Tyskland er verdt å drøfte, er om man i Norge har gått for langt i å regulere metodene for beregning av nettselskapenes inntektsrammer i forskrift. Kontrollforskriftens kapitler 7–12 inneholder relativt detaljerte regler om hvordan RME skal beregne inntektsrammer. Å ta stilling til om dette er i samsvar med direktivet forutsetter en drøftelse som ville gått ut over rammene for denne avhandlingen. Reglene er også av så teknisk og økonomisk karakter at en vurdering av hvor mye skjønn som er igjen til RME bør være tverrfaglig, og se på RMEs faktiske praksis ved inntektsrammefastsettelsen, noe jeg ikke har forutsetninger for å gjennomføre.

### 5.2.6 Oppsummering

[502] C-767/19, avsnitt 109.

EU-domstolens praksis og drøftelsen i dette kapittelet viser at grensene for hvor langt man kan gå i å begrense regulators skjønnsrom ved lov, forskrift, instruks eller annen uformell påvirkning er snevre. En grense kan antakelig trekkes mellom rene overordnede ønsker om hvordan reguleringsmyndigheten skal arbeide, som må være tillatt, og forpliktende krav og normeringer som sier noe om hva reguleringsmyndigheten skal vektlegge eller gjøre, som ikke er tillatt. Spesielt strengt er dette innenfor de fastsatte regulatoroppgavene, og under enhver omstendighet kan instruksen ikke rette seg mot enkeltsaker. Det praktiske resultatet er at det antakelig bare er fastsettelsen av prinsipper og mål for energiforvaltningen som *helhet*, derunder reguleringsmyndigheten, som er tillatt.

Eventuelle retningslinjer må derfor være overordnede i formen og ha karakter av «top-level» energistrategiske og politiske mål. Det er vanskelig å se for seg at slike retningslinjer, med de eksemplene kommisjonen gir i tolkningsnotatet, kan være målrettet mot reguleringsmyndighetens arbeid. På den andre siden gjør dette det relativt enkelt å gå klar av uavhengighetskravets grenser, ved for eksempel å si at målsetningene skal gjelde en «helhetlig energi- og ressurspolitikk» eller for «alle myndigheter i energiforvaltningen», ikke bare regulatorvirksomheten. Et vedtak om at reguleringsmyndigheten for eksempel skal legge vekt på å verne sluttbrukerne mot høye kostnader når den fastsetter tariffer, ville på den andre siden utgjort et ulovlig inngrep i utøvelsen av regulatoroppgaver, på tross av en generell formulering.

Åpningen for generelle, overordnede føringer, samtidig som at normeringer av reguleringsmyndighetens håndtering av reguleringsoppgavene ikke er tillatt, gjør at lovgiver og andre regel- og instruksgivende myndigheter balanserer på en knivsegg når man beveger seg inn på oppgavene som regulator etter direktivet har ansvaret for.[503] Rommet for hva man kan regulere er begrenset.

## 5.3 Oppgavefordelingen mellom RME og andre organer

### 5.3.1 Kan RME utøve andre oppgaver enn regulatoroppgaver?

[503] I samme retning Cabau 2021, s. 275.

Opprettelsen av RME ledet til at en rekke bestemmelser der NVE tidligere hadde forskriftskompetanse, ble trukket tilbake til departementet.[504] RMEs nye rolle som uavhengig regulator har blitt beskrevet som en rolle som primært går ut på å tolke og håndheve regler vedtatt av andre, enn å være en regelprodusent selv.[505] Ser man på de pliktige regulatoroppgavene som direktivet nevner, har disse i stor grad preg av å være tilsyns- og kontrollfunksjoner.[506] Det gjør at man kan si at det fremstår som direktivets forutsetning at reguleringsmyndigheten i mindre grad skal drive regelgivning på overordnet nivå, utenom forskrifter om inntektsrammer og nøytral opptreden av netteier, der RME har beholdt sin forskriftskompetanse.[507]

I Norge benyttes RME imidlertid i en del sammenhenger av departementet til utrednings- og regelverksutformingsarbeid. Eksempler på dette er at RME på oppdrag fra departementet har utredet innføring av tariff for tilknytning til overføringsnettet,[508] bedre utnyttelse av nettet gjennom aggregering,[509] og gjennomført høring og fremmet forslag til departementet om forskriftsendringer om blant annet selskapsmessig og funksjonelt skille i nettselskaper,[510] og nettleiestruktur.[511]

At RME skulle brukes som samarbeidspartner i departementets regelutviklingsarbeid, var en bevisst forutsetning fra norske myndigheter. I innstillingen fra energi- og miljøkomitéen til gjennomføringen av tredje energimarkedspakke i energiloven het det at

> «Flertallet sier seg enig i at reguleringsmyndigheten (RME) må kunne foreslå regelverksendringer samt å bistå i utarbeidelsen av disse. Det er imidlertid viktig at selve forskriftskompetansen fortsatt må ligge i departementet. For å ivareta hensynet om politisk kontroll over rammevilkårene og samtidig respekten for RMEs uavhengighet vil dette i noen tilfeller bety at departementet eller NVE må besitte selvstendig kompetanse på enkelte av de områdene som ivaretas av RME. Selv om tett samspill i det daglige vil

---

504 Høringsnotat NEM s. 8.
505 Prop. 5 L (2017–2018), s. 20, Innst. 175 L (2017–18), s. 5 og Støle/Naas-Bibow 2021.
506 Direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 1 bokstav a.
507 Energiloven § 4-11.
508 Meld. St. 36 (2020–21), s. 63 og 65.
509 Meld. St. 36 (2020–21), s. 68.
510 RME rapport nr. 1/2020.
511 RME rapport nr. 6/2020. Det er et spørsmål for seg om den type regler denne forskriftsendringen gjelder uansett etter direktivet ligger til regulatorens enekompetanse, se kapittel 3.2.3 og 5.2.5.

> være ønskelig og sannsynlig, kan ikke politiske myndigheter gjøre seg avhengige av et uavhengig organ i håndhevelsen av sentrale sider ved norsk energipolitikk»[512]

Komitéen peker her på at et *for* nært samarbeid mellom RME og departementet kan utfordre RMEs uavhengighet. Spørsmålet er om direktivets regler setter grenser for at RME kan samarbeide om regelverksendringer med departementet, og i så fall hvor denne grensen går.

Direktivet legger etter sin ordlyd ikke direkte begrensninger på RMEs adgang til å utføre andre oppgaver enn regulatoroppgaver, der politiske organer samtidig vil kunne ha instruksjonsmyndighet.[513] Dette er fulgt opp i EU-domstolens og kommisjonens praksis.[514] Samtidig sier direktivet uttrykkelig at et «tæt samarbejde, når det er hensigtsmæssigt, med andre relevante nationale myndigheder» er tillatt.

Systemet i reglene som utgjør bestanddelene av uavhengighetskravet kan også sies å bygge på en forutsetning om at regulator kan utøve andre oppgaver enn reguleringsoppgaver.[515] Adgangen til å gi overordnede retningslinjer som ikke gjelder regulatoroppgaver ville ikke gitt mening dersom regulator *bare* kunne utøvd regulatoroppgaver. Oppfyllelsen av regulatoroppgavene er heller ikke avhengig av at reguleringsmyndigheten begrenser seg til å *kun* utøve de pliktige regulatoroppgavene. Dette er langt på vei et spørsmål om reguleringsmyndighetens kapasitet og organisering av arbeidet, og i direktivbestemmelsene inneholder et uttrykkelig krav om tilstrekkelig finansiering og bemanning til å ivareta regulatoroppgavene.[516]

Hva som ligger utenfor regulatoroppgavene, vil først og fremst avgjøres av opplistingen i artikkel 37. Direktivet nevner imidlertid at de særlig strenge uavhengighetskravene også gjelder ved utøvelsen av reguleringsoppgaver som «dertil [til direktivet, min anm.] knyttede forskrifter pålægger den» (engelsk: «related legislation»). Kommisjonen nevner i sitt tolkningsnotat at dette skal forstås som pliktene etter gassdirektivet,[517] men viser også til reguleringsoppgaver

---

[512] Innst. 175 L (2017–18), s. 6. Se også Prop. 5 L (2017–2018), s. 20, der det uttales at «[r]eguleringsmyndigheten bør kunne bistå departementet med fagkompetanse».

[513] Cabau 2021, s. 273.

[514] Kommisjonen 2019, s. 45 og C-424/15, avsnitt 38.

[515] I samme retning, men basert på andre elmarkedsdirektiv, Nesdam 2007, s. 100.

[516] Direktiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 5 bokstav a).

[517] Direktiv 2009/73/EF, artikkel 41.

som ikke omfattes av artikkel 37, som plikten til å godkjenne nettselskaper (TSOer).[518] Eksempler på regler som faller utenfor «related legislation» er ifølge *Cabau* forordningen om markedsatferd (REMIT),[519] energieffektiviseringsdirektivet[520] og forordningen om transeuropeisk energiinfrastruktur.[521] Disse rettsaktene er ikke gjennomført i EØS-avtalen, men iallfall REMIT-forordningen er vurdert som EØS-relevant.[522] Dermed kan RME i fremtiden komme til å tildeles flere oppgaver, der adgangen til å gi den instruksjoner kan være mer omfattende.

Selv om det ut fra dette er vide rammer for RMEs adgang til å samarbeide med andre myndigheter, derunder departementet om regelverksutforming, setter det overordnede uavhengighetskravet på vanlig måte også begrensninger for adgangen til å gi RME andre oppgaver enn regulatoroppgavene. Selv om statene i tråd med EU-domstolens praksis vil ha en vid skjønnsfrihet på dette punktet,[523] vil det kunne tenkes en situasjon der regulator jevnlig og i stort omfang utøver ordinære forvaltningsoppgaver i form av utrednings- og regelverksarbeid som er ment å munne ut i vedtak på departementsnivå, eller utøver myndighet etter øvrig EU-rettslig regelverk under sterk politisk kontroll. I en slik situasjon vil det kunne oppstå et så stort interessefellesskap mellom regulator og de myndighetene som instruerer at tilliten til reguleringsmyndighetens uavhengighet kan trekkes i tvil, i tillegg til at grensene lett kan bli flytende. Det er dette komitéen ser ut til å ha vært klar over i sitatet over. Om regelverket i praksis er laget av RME, men formelt vedtas av departementet, kommer RME lett i en posisjon som departementets «underbruk», der departementet benytter seg av RMEs som «sin egen» fagkompetanse, fremfor å ha kompetansen internt. Da havner man lett i en insentiveringssituasjon der RMEs tjenestepersoner kan føle at de er gitt oppdrag av departementet for å *handle i departementets interesser*, som er nettopp det man ønsker å motvirke gjennom uavhengighetskravet.[524]

På den andre siden vil RME typisk ha en rolle som «faglig sekretariat» for OED, der OED gjennomarbeider forslaget og sender det på full høring. Det reduserer RMEs preg av å utføre oppgaven «for» OED. RME har imidlertid fremdeles en sentral rolle i utarbeidelsen av regelverk som til slutt skal vedtas av OED, slik at det antakelig får mindre vekt om bistanden er rent

---

[518] Direktiv 2009/72/EF, artikkel 10.
[519] Forordning (EU) 1227/2011
[520] Direktiv 2012/27/EU
[521] Forordning (EU) 347/2013.
[522] EØS-notat 28. mai 2019.
[523] C-389/08, avsnitt 25 flg.
[524] Se kapittel 2.3.2 og 2.5.

faglig eller ansvaret for produktet ligger hos OED. Selv om et slikt samarbeid ikke gjelder utøvelsen av regulatoroppgaver, er dette eksempelet et bilde på hvordan relasjonene mellom RME og overordnede politiske organer *utenfor* utøvelsen av regulatoroppgavene kan smitte over på uavhengigheten ved utøvelsen *av* regulatoroppgavene – eller i det minste allmennhetens tillit til uavhengigheten.

Disse punktene tilsier, på samme måte som andre inngrep fra lovgiver og andre myndigheter overfor regulator i form av føringer, at man er tilbakeholden med å i for stor grad gi regulator andre oppgaver enn de man etter direktivet har plikt å legge til regulator. Hvor grensen går, må avgjøres konkret i hver enkelt sak. Antakelig er det slik at hver samarbeidshandling for seg neppe går ut over grensene for det tillatte, men at spørsmålet blir mer tvilsomt dersom *summen* av samarbeid er av rettslig relevans. Som i spørsmålet om myndighetsoverføring etter Grunnloven § 115, har det sistnevnte perspektivet lett for å forsvinne. Slik vår rettsorden og prosessrett er, vil rettsanvendelsen fokusere på spørsmålet om hjemmelen til *hver enkelt handling* fremfor flere forhold sett i sammenheng. Det har blitt reist kritikk i litteraturen mot at summen av stortingsvedtak som overfører myndighet ikke har blitt ansett rettslig relevant etter § 115,[525] og spørsmålet om hvilken grad av oppgaver som kan overlates til reguleringsmyndigheten er etter mitt syn et annet illustrerende eksempel på hvordan en enkeltvis tilnærming lett fører til uheldige resultater.

### 5.3.2 Instruksjonsadgangen ved utøvelse av andre oppgaver enn regulatoroppgaver

Over har jeg konkludert med at det etter omstendighetene vil være adgang til å gi RME andre oppgaver enn regulatoroppgaver. Her vil jeg kort drøfte adgangen til å instruere RME når den utøver slikt «ekstraarbeid».

Ifølge ordlyden i artikkel 35 nr. 4 bokstav b ii) er instruksjonsforbudet begrenset til utøvelsen av regulatoroppgaver. Det betyr at andre myndigheter som utgangspunkt står fritt til å instruere reguleringsmyndigheten utenfor regulatoroppgavene, noe som også underbygges av at direktivet uttrykkelig åpner for et «tæt» samarbeid utenfor området for disse oppgavene.[526]

---

[525] Holmøyvik 2011, s. 468 og Ørebech 2018, s. 190.

[526] I samme retning den østerrikske øverste forvaltningsdomstolen i Ro 2016/04/0013, avsnitt 28.

Dette betyr imidlertid ikke at det er uproblematisk å gi instruksjoner til reguleringsmyndigheten om andre forhold enn regulatoroppgavene.[527] Kravet om å garantere reguleringsmyndighetens «uafhængighed» gjør at en utstrakt kontakt og bruk av instruksjoner i forholdet mellom regulator og andre myndigheter kan skape en situasjon der myndighetene har en slik innflytelse over regulator at det oppstår en fare for et *de facto* underordningsforhold som ikke kan aksepteres etter direktivet.[528] Jo tettere kontakten blir, og jo mer omfattende og hyppige instruksjonene er, desto enklere kan myndighetenes opptreden tenkes å komme i konflikt med uavhengighetskravet, selv om terskelen nok er en del høyere utenfor kjernen av regulatoroppgavene. Hvor grensene det overordnede uavhengighetskravet setter, er det vanskelig å si noe generelt om, slik at det må gjøres en konkret vurdering fra sak til sak.

Regulatoroppgavene etter direktivet er mange, og etter sin ordlyd vidtgående.[529] Rommet for å gi instrukser er med andre ord allerede av denne grunn lite. I tillegg kan det ikke utelukkes at begrepet «reguleringsoppgaver» både i artikkel 35 og de konkrete regulatoroppgavene i artikkel 37 må gis en vid tolkning, i tråd med direktivets formål.[530]

Samlet sett kan det sies at det overordnede uavhengighetskravet legger begrensninger på adgangen til å instruere og på annen måte styre reguleringsmyndigheten også utenfor regulatoroppgavene, selv om handlingsrommet neppe er *like* begrenset her.[531]

## 5.4 Forholdet mellom RME og politiske myndigheter ved prøving av vedtak fra ACER for EFTA-domstolen

Der ACER via ESA treffer vedtak med virkning for RME, har nasjonale myndigheter adgang til å angripe vedtaket for EFTA-domstolen på grunnlag av ODA artikkel 36.[532] Dette reiser

---

527 I samme retning, se kapittel 4.7.

528 C-614/10 avsnitt 43.

529 Jf. artikkel 37

530 Wahlhäuser 2019, s. 1092.

531 *Østerrike* er et eksempel på et land som har tatt konsekvensen av de uklare linjene, og like greit slått fast at regulatoren E-control er uavhengig og uinstruerbar med unntak av spesifikke forpliktelser utover regulatoroppgavene, jf. E-Controlgesetz § 5 andre og fjerde avsnitt.

532 Jf. også artikkel 6 første ledd i den nye protokoll 8 til ODA-avtalen. Et annullasjonssøksmål for *EU-domstolen* kan også tenkes fra norske myndigheter, jf. TEUF artikkel 263 fjerde avsnitt. Av politiske grunner skal det likevel sannsynligvis mye til for at denne adgangen brukes fremfor adgangen til saksanlegg for EFTA-domstolen. Se Eriksen/Fredriksen 2019, s. 168.

spørsmål om forholdet mellom politiske myndigheter, i praksis OED og resten av regjeringen, og RME der det blir aktuelt å anlegge slik sak.

Et sentralt spørsmål er om uavhengighetskravet påvirker hvilke myndigheter som har adgang til å anlegge sak på grunnlag av ODA artikkel 36. Et praktisk tilfelle er at RME ønsker å angripe et vedtak fra ESA. Kan RME gjøre det? Bestemmelsens første avsnitt sier at en «EFTA-stat» kan reise sak om et ESA-vedtak. Det er ikke tvilsomt at dette gir regjeringen adgang til å anlegge annullasjonssøksmål for EFTA-domstolen.

Om et uavhengig forvaltningsorgan som RME er omfattet, er imidlertid uklart.[533] Et regelsett som kan gi veiledning, er folkerettens alminnelige regler om hvem som representerer en stat utad. Utgangspunktet er at dette er noe statene selv bestemmer.[534] I vårt tilfelle er det imidlertid både upraktisk og uønsket at staten griper inn eller slutter seg til et saksanlegg fra RME, siden det ville kunne uthule reguleringsmyndighetens uavhengighet. I Wien-konvensjonen om traktatretten (VCLT), som langt på vei anses som folkerettslig sedvanerett,[535] og som EU-domstolen ved flere anledninger har henvist til,[536] anses statsoverhodet, statsministeren og utenriksministeren som kompetente i kraft av sin stilling til å inngå traktater.[537] Bestemmelsen gjelder traktatinngåelse, og ikke hvem som skal anses for å representere en stat i prosessuelle spørsmål under en traktat. Den gir likevel en klar indikasjon om at en underliggende, frittstående etat som RME neppe kan anses for å representere staten Norge på selvstendig grunnlag overfor EFTA-domstolen.

I ODA artikkel 36 andre avsnitt er likevel «[e]nhver fysisk eller juridisk person» gitt en utvidet søksmålskompetanse, så lenge søksmålet gjelder en avgjørelse som er «rettet» mot vedkommende. ACERs vedtak mot RME er åpenbart «rettet» mot RME. Mer usikkert er det om RME er en «fysisk eller juridisk person». RME er et forvaltningsorgan, og selv om bestemmelsen bruker ordet «enhver», er det noe anstrengt å snakke om et forvaltningsorgan som en «juridisk person». Den samme formuleringen er også brukt i artikkel 6 i den nye protokoll 8 om EU-byråvedtak i EFTA-pilaren. Bestemmelsen er imidlertid vidt formulert, noe som taler

---

533 Se Christiansen 2018, s. 1042 og tilsvarende for TEUF artikkel 263, Kotzur 2015, s. 879. Ingen av forfatterne problematiserer spørsmålet.

534 Fleischer 2005, s. 79 og Ruud/Ulfstein 2018, s. 172.

535 C-162/96, avsnitt 24 og Ruud/Ulfstein 2018, s. 86.

536 C-162/96, avsnitt 24, C-344/04, avsnitt 40, T-338/08, avsnitt 72, T-396/09, avsnitt 61 og C-224/16, avsnitt 62.

537 VCLT artikkel 7 nr. 2 bokstav a.

for at man har ment å gi en bred adgang til domstolsprøving, og ikke utelukke organer som RME. Mye kan derfor tilsi at RME er omfattet av begrepet «juridisk person» og har søksmålskompetanse. Spørsmålet er likevel ikke helt avklart.

En annen situasjon er at regjeringen ønsker å angripe et vedtak fra ESA som RME *ikke* ønsker å angripe. Da oppstår det spørsmål om hvordan uavhengigheten i en slik situasjon mellom RME og resten av statsforvaltningen skal opprettholdes.

Det som iallfall må være utelukket, er at regjeringen eller OED instruerer RME til å ta ut søksmål for EU-domstolen, og på denne måten opptrer som regjeringens representant. Gjennomføringen av ACERs vedtak er en del av reguleringsmyndighetens pliktige oppgaver.[538] Her gjelder det nærmest et totalforbud mot instrukser eller innblanding i utøvelsen av denne kompetansen og plikten.[539] Det betyr at et eventuelt saksanlegg fra regjeringen må gjøres av regjeringen selv, uten å gå veien om RME.

Det som det imidlertid må være rom for, er at departementet innhenter RMEs mening om et søksmål og diskuterer spørsmålet med representanter fra reguleringsmyndigheten. Et annulasjonssøksmål fra regjeringen alene faller utenfor regulatoroppgavene, og da gir direktivet rom for et «tæt samarbejde».[540] Utøves det direkte eller indirekte press eller forespørsler til RME om å bidra i et saksanlegg, for eksempel ved å utarbeide forslag til stevning, kommer man imidlertid raskt inn i utrygt farvann når det gjelder å opprettholde tilstrekkelig uavhengighet.

I praksis vil antakelig Regjeringsadvokaten ha en sentral rolle i et slikt saksanlegg mot et ESA-vedtak, iallfall ved saksanlegg fra departementet. Det er imidlertid neppe, særlig på grunn av prinsippet om advokatens uavhengighet, noe til hinder for at Regjeringsadvokaten bistår RME i en slik sak.[541] Dette må imidlertid forutsette at det opprettholdes en «chinese wall» mot departementet og resten av regjeringen i saken. Bistår Regjeringsadvokaten RME – eller departementet – kan embetet neppe i samme sak representere den andre.

Til slutt kan det også tenkes at *både* RME og OED ønsker å angripe ESAs vedtak. I et slikt tilfelle vil forening av sakene være praktisk.[542] Der *RME* velger å anlegge sak først, har staten

---

538 Direktiv 2009/72/EF artikkel 37 nr. 1 bokstav d.
539 Se kapittel 5.2.
540 Direktiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 4 bokstav b ii).
541 Se kapittel 5.6.2.
542 Rettergangsordning for EFTA-domstolen, artikkel 46 nr. 1.

mulighet til å tre inn som intervenient i saken.[543] Det gjør det i en slik situasjon ikke nødvendig med et eget saksanlegg fra statens side. Om det er *staten* som først anlegger sak, må imidlertid RME anlegge sin egen sak for å få partsstilling for EFTA-domstolen. Intervensjonsadgangen for andre enn statene gjelder ikke i saker «mellom EFTA-stater og EFTAs overvåkningsorgan».[544] En intervensjon til støtte for RME, eller forent behandling av så å si likelydende stevninger, kommer neppe i seg selv i strid med uavhengighetskravet. En utstrakt kontakt og samarbeid mellom regjering og RME i saksforberedelsen kan imidlertid kunne tenkes å være problematisk.[545]

## 5.5 Informasjonsutveksling mellom RME og andre organer

Det neste spørsmålet jeg skal drøfte, er om og i hvilken grad direktivet legger begrensninger på adgangen til utveksling av informasjon og rapportering fra reguleringsmyndigheten til andre organer, og da særlig overordnede politiske myndigheter.

Problemstillingen er særlig relevant fordi ESA i sitt brev[546] problematiserer at RME i norsk lov og forskrift er pålagt vidtgående rapporteringsplikter til OED, som kan kreve redegjørelse for «ethvert forhold innenfor sitt eget ansvarsområde»,[547] samt til resten av NVE.[548]

Direktivet pålegger medlemsstatene å gi reguleringsmyndigheten plikt til å gi årlige rapporter til «de relevante myndigheder i medlemsstaterne», i tillegg til ACER og kommisjonen, om sin virksomhet og oppfyllelsen av sine plikter etter direktivet.[549] Fortalen til direktivet sier at uavhengighetskravet ikke er til hinder for «parlamentstilsyn».[550] Bortsett fra dette sier direktivet ikke noe om adgangen til å gi slike rapporteringspålegg. Det betyr at en slik adgang må vurderes opp mot det overordnede uavhengighetskravet.

---

543 ODA protokoll 5 artikkel 36 første avsnitt.
544 ODA protokoll 5 artikkel 36 andre avsnitt.
545 Etter lignende synspunkter som de som drøftes i kapittel 5.3. og 5.6.
546 ESA 2020, s. 4.
547 NEM § 2-3 andre avsnitt.
548 Systemansvarsforskriften § 25 tredje avsnitt.
549 Direktiv 2009/72/EF, artikkel 37 nr. 1 bokstav e).
550 Fortalens punkt 34.

Ser man hen til hensynene som begrunner uavhengighetskravet, vil omfattende rapporterings- og informasjonsdelingskrav lett kunne tenkes å skape en uønsket *agency*-situasjon.[551] En slik virkemiddelbruk vil kunne skape et overvåkingsforhold der politiske myndigheter i praksis kan utøve sterk indirekte påvirkning på reguleringsmyndighetens arbeid.[552] Selv om det kan tenkes at direktivet ikke stenger for en adgang til å kreve informasjon i visse situasjoner, må det antakelig gjøres en mer helhetlig vurdering av overordnede myndigheters atferd overfor reguleringsmyndigheten. Om kravene om rapportering ledsages av en mer løpende dialog og evaluering av RMEs arbeid eller innspill til utøvelsen av regulatoroppgavene, vil man enklere kunne konkludere med at det foreligger en så tydelig påvirkningsfare at opptredenen krenker uavhengighetskravet.

En tilsvarende bestemmelse som den norske fantes i den østerrikske E-Controlgesetz (loven om reguleringsmyndigheten E-Control).[553] I en sak for den øverste forvaltningsdomstolen ble det anført at denne bestemmelsen i seg selv var i strid med uavhengighetskravet. Domstolen viste til at reguleringsmyndigheten etter østerriksk rett også utførte andre oppgaver enn regulatoroppgaver etter direktivet, der instruksjonsforbudet ikke gjaldt.[554] Hjemmelen til å kreve informasjon og rapportering var derfor ikke i strid med direktivet. Senere ble den aktuelle bestemmelsen i østerriksk rett endret til å gjøre unntak fra rapporteringsadgangen der dette kommer i strid med uavhengighetskravet, i tråd med uttalelsene i dommen.

Dommens skille mellom regulatoroppgaver og ikke-regulatoroppgaver fremstår som velbegrunnet, selv om det er grunn til å utvise en viss varsomhet også utenfor regulatoroppgavene for å ikke skape en situasjon som kan smitte over og skape en avhengighetsrelasjon også ved utøvelsen av regulatoroppgavene.[555]

En annen faktor som kan være egnet som vurderingskriterium, er om det er snakk om *løpende* informasjonsutveksling og rapportering knyttet til enkeltsaker, eller kun en etterfølgende og rapportering om reguleringsmyndighetens arbeid, særlig i form av generaliserte og/eller jevnlige rapporter. Den sistnevnte formen for rapporter er i mindre grad egnet til å gi innvirkninger på uavhengigheten i det daglige arbeidet enn om reguleringsmyndigheten, spesielt i pågående

---

551 Se kapittel 2.8.
552 Krawiec 2005, s. 598. Se kapittel 5.2.2, ved fotnote 474.
553 E-Controlgesetz § 5 nr. 3.
554 Ro 2016/04/0013, avsnitt 27.
555 Se kapittel 2.8.

saker, blir forpliktet til å gi opplysninger til overordnede myndigheter. Særlig problematisk er det om informasjonskravene knytter seg til selve kompetanseutøvelsen og vurderingene reguleringsmyndigheten gjør. Om myndighetene på denne måten stiller spørsmål ved eller forsøker å overvåke reguleringsmyndighetens løpende arbeid, havner man lett inn i en situasjon som kan klassifiseres som ulovlig indirekte påvirkning.

## 5.6 RMEs bistand fra andre organer

### 5.6.1 Adgangen til å få bistand fra andre forvaltningsorganer

I kapittel 5.3 over har jeg drøftet adgangen for RME til å *selv* bistå andre myndigheters arbeid. I sitt arbeid kan det også hende at myndigheten anser det tjenlig å innhente bistand *fra* andre myndigheter. Særlig praktisk er det at RME samarbeider med andre avdelinger i NVE. For dette samarbeidet har RME utviklet skriftlige rutiner.[556]

Spørsmålet her er hvilke begrensninger direktivet setter på slikt samarbeid. Utgangspunktet etter direktivet er det samme for mottak av bistand som det å gi bistand; direktivet sier uttrykkelig at et «tæt samarbejde» med andre myndigheter er tillatt.[557] Dette gjelder etter ordlyden uavhengig av hvilken myndighet det er snakk om å samarbeide med.

En begrensning som er særlig sentral ved RMEs mottak av bistand, er at adgangen til samarbeid ikke kan vedrøre reguleringsoppgavene etter artikkel 37. Dette må leses i lys av forbudet mot instrukser eller annen myndighetspåvirkning. Denne koblingen tilsier at RME må utøve sin kompetanse alene; andre myndigheter kan ikke bestemme noe eller foreta seg noe som er et ledd i utøvelsen av regulatoroppgavene, for eksempel ved at departementet ved forskrift fastsetter metodene for beregning av nettselskapenes inntektsrammer.[558] Den *beslutningsmessige* uavhengigheten må respekteres.[559]

---

556 https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/var-virksomhet/rutiner-for-saksbehandling-og-samhandling/.

557 Direktiv 2009/72/EF, artikkel 35. nr. 4 bokstav b ii).

558 Se kapittel 5.2.5. om tvilen om den norske modellen tilfredsstiller uavhengighetskravet, med henvisninger til rettspraksis.

559 C-378/19, avsnitt 65.

Noe annet enn å få bistand til å *utøve* regulatoroppgavene, er at andre organer bistår med informasjon eller ekspertise som RME kan ha nytte av, også ved utøvelsen av regulatoroppgavene. Så lenge RME selv utøver et skjønn over hvilke hensyn og hvilken informasjon man skal legge vekt på, ville det ikke ivaretatt hensynene til samfunnsøkonomisk, miljømessig og forsyningssikker drift av kraftsystemet[560] om RME i det daglige ikke kunne samarbeide med andre organer som sitter på ekspertise om RMEs kjerneoppgaver. Dette kan, i tillegg til konkrete forespørsler om informasjon, analyser, data og så videre, også være høringer eller konferanser der man mottar innspill fra andre offentlige myndigheter. Slikt samarbeid kan være av stor nytte for reguleringsmyndigheten, og føre til en bedre og mer legitim utøvelse av regulatoroppgavene.[561]

Imidlertid kan det tenkes også her at kontakten mellom RME og andre organer blir så sterk at det kan komme i konflikt med det overordnede uavhengighetskravet. Etter mitt syn må det likevel en del mer til for at RMEs bistand *fra* andre organer kommer i strid med kravet, enn ved RMEs bistand *til* andre. Bakgrunnen for det, er at RME ved å gi bistand til andre organer beveger seg vekk fra regulatorfunksjonen den skal ha, til å i større grad bli et ordinært forvaltningsorgan. Ved bistand *fra* andre organer holder RME seg på «hjemmebane» og utøver de oppgavene de skal utøve, i tillegg til å være i maktposisjonen. Mens RME da selv bestemmer hva de vil legge vekt på av innspill, vil man ved å gi bistand til andre organer lett komme i den uønskede «agent»-situasjon der man påvirkes av å ville tilfredsstille den man bistår, noe som kan smitte over på utøvelsen av regulatoroppgavene og iallfall gi et inntrykk av at man ikke er tilstrekkelig uavhengig.

Som kommisjonen trekker frem i sitt tolkningsnotat, bør det finnes klare retningslinjer for reguleringsmyndighetens samarbeid med andre myndigheter.[562] Slike retningslinjer er også utarbeidet av RME i Norge.[563] Selv om et fravær av slike retningslinjer i seg selv neppe kommer i strid med uavhengighetskravet, vil det at samarbeidet er basert på klart definerte retningslinjer gjøre at man enklere kan opprettholde uavhengigheten enn ved et med «ad hoc»-basert samarbeid. Dette gjelder i og for seg både der RME gir og der RME mottar bistand. Styring etter klart definerte regler er et grep som er godt egnet til å sikre tilstrekkelig uavhengighet.[564]

---

[560] Se kapittel 2.3.2.
[561] I samme retning, C-378/19, avsnitt 65.
[562] Kommisjonen 2010, s. 8.
[563] Se fotnote 556.
[564] Forente saker C-83/19 m.fl., avsnitt 198.

### 5.6.2 Kan RME og Energiklagenemnda la seg bistå av Regjeringsadvokaten?

Et særlig spørsmål knyttet til RMEs adgang til å la seg bistå av andre myndigheter, oppstår der et vedtak fra RME eller energiklagenemnda bringes inn for domstolene. Det vil fremdeles være slik at rette saksøkte er «staten ved RME» – på samme måte som «staten ved Konkurransetilsynet»[565] eller «staten ved Personvernnemnda».[566] I dette tilfellet vil den vanlige ordningen være at RME lar seg bistå av Regjeringsadvokaten. Fordi Regjeringsadvokaten formelt er et statlig organ, administrativt underlagt Statsministerens kontor,[567] oppstår spørsmålet om slik bistand er i strid med uavhengighetskravet.

Selv om Regjeringsadvokatens bistand normalt vil knytte seg til at RME eller Energiklagenemndas vedtak i kraft av sine regulatoroppgaver angripes, altså der uavhengighetskravet gjelder, er det antakelig å strekke uavhengighetskravet for langt dersom adgangen til å la seg bistå av Regjeringsadvokaten er avskåret.

For det første vil Regjeringsadvokatens bistand skje der et vedtak allerede er fattet av det uavhengige RME. Prosessoppdraget er ikke myndighetsutøvelse. Det betyr at de hensynene til mulig påvirkning av forvaltningsmyndigheten som begrunner begrensninger i adgangen til utveksling av bistand mellom RME og andre organer, ikke slår til i samme utstrekning.[568] Så lenge Regjeringsadvokaten eller andre statlige organer ikke har vært involvert i forbindelse med utarbeidelsen av vedtaket, er man utenfor situasjonen for «udførelsen af … reguleringsopgaver», som er der de mest vidtgående uavhengighetskravene gjelder.

For det andre gjelder det et prinsipp om at advokaten er uavhengig og ikke skal identifiseres med sin klient, som EU-retten også anerkjenner.[569] Ved prøving av vedtak fra RME eller Energiklagenemnda vil RME og nemnda av nødvendighet trenge juridisk bistand fra en advokat til

---

565 For eksempel Rt. 2012 s. 1556.

566 LB-2020-18230.

567 Instruks for Regjeringsadvokaten.

568 På samme måte som ved *etterfølgende* informasjonsutveksling, se kapittel 5.5.

569 Direktiv 98/5/EF (advokatdirektivet), fortalens punkt 15, Statuttene for EU-domstolen artikkel 19, forente saker C-515/17 og C-561/17 avsnitt 62, og grunnprinsipp a) i den europeiske advokatforeningens (CCBE) «Charter of Core Principles». Disse stedene benyttes begrepet «uavhengighet», noen regel som i den norsk RGA punkt 1.2 nr. 3 ser ikke ut til å finnes direkte i EU-kildene. Etter mitt syn kan det samme imidlertid inn-

å representere seg i retten. Dersom det at Regjeringsadvokaten bistår RME skulle vært ansett som problematisk sett opp mot uavhengighetskravet, ville det samtidig betydd en identifikasjon mellom klient og advokat som ikke er heldig.

En del av begrunnelsen for uavhengighetskravet er som kjent å sikre allmennhetens tillit til at regulator opptrer uavhengig av offentlige myndigheter. Ved et advokatoppdrag bygger man på en *forutsetning* om advokatens uavhengighet av klientens virksomhet. Selv om Regjeringsadvokatembetet står i en annen stilling enn andre advokater ved at det kun representerer staten og er formelt underlagt Statsministerens kontor, må denne forutsetningen også gjelde for embetet.[570] Dette har også Høyesterett lagt til grunn i Rt. 2009 s. 459. Dommer Coward var alltid inhabil i saker Regjeringsadvokatembetet førte, på grunn av hennes samboerskap med tidligere regjeringsadvokat Sven Ole Fagernæs.[571] Spørsmålet var om hun var inhabil i spørsmål om den norske juryordningen var i strid med menneskerettighetene, fordi Regjeringsadvokaten i tilfelle saken ble brakt inn for EMD eller FNs menneskerettighetskomité ville føre saken for Norge, og slik kunne sies å ha en interesse i saken som begrunnet inhabilitet. Høyesterett kom til at dommer Coward var habil, og førstvoterende uttalte:

> «Jeg tilføyer at selv om staten skulle ha en bestemt interesse i utfallet av en sak, følger det ikke automatisk at regjeringsadvokaten har en sammenfallende interesse så lenge regjeringsadvokaten ikke har fått noe oppdrag i saken».[572]

Regjeringsadvokatens bistand til RME betyr derfor ikke en tilslutning til at RMEs myndighetsutøvelse er uttrykk for statens syn eller politikk. Dette underbygges av at Regjeringsadvokaten har plikt til å påta («skal») seg de oppdragene som myndighetene gir den.[573] Det kan innvendes

---

fortolkes: I kommentarene til CCBEs charter (s. 9) vises det til advokatens egne plikter, men også til samfunnets, derunder til å «guarantee» advokatens uavhengighet, og at «in unfree societies lawyers are prevented from taking their clients' cases, and may suffer imprisonment or death for attempting to do so». I dette ligger det at advokaten har krav på å bli ansett for å ikke ha interessefelleskap med klienten i den underliggende saken.

570 I samme retning Advokatforeningens leder Jon Wessel-Aas, se Kolsrud 2020.

571 Rt. 1996 s. 520. Søket «Coward» + «Regjeringsadvokaten» i Lovdata gir ingen treff på saker der dommer Coward dømte og Regjeringsadvokaten førte saken.

572 Avsnitt 13.

573 Instruks for regjeringsadvokaten § 2 første avsnitt. Bestemmelsen nevner kun «anmodning fra regjeringen eller et departement», men i praksis opererer Regjeringsadvokaten også som advokat for underliggende og uavhengige statlige forvaltningsorganer.

at iallfall en del av allmennheten vil identifisere Regjeringsadvokaten med det synet den fremmer på vegne av klienten mer enn andre advokater, men dette er en oppfatning som rettsordenen ikke kan legge særlig vekt på, av de grunnene jeg har nevnt.

En annen mulig innvending er at kildene over er nasjonale, mens uavhengighetsbegrepet er EU-rettslig og autonomt. Prinsippet om advokatenes uavhengighet i EU-retten må imidlertid tilsi at de argumentene som er fremhevet over, også er relevante ved anvendelsen av uavhengighetsbegrepet i EU-retten.

Konklusjonen er at Regjeringsadvokatens bistand til RME og Energiklagenemnda i tvistesaker ikke strider mot uavhengighetskravet.

Det som er sagt over, kan imidlertid ikke tolkes som at det er fritt frem for *departementet* eller andre myndigheter til å involvere seg ved en rettslig prøving av RMEs vedtak. Kontakten mellom RME/Energiklagenemnda og Regjeringsadvokaten må i så fall være mellom disse organene alene, og Regjeringsadvokaten kan i en slik situasjon neppe bistå andre enn RME/Energiklagenemnda i samme sak.[574] Det gjelder også dersom departementet skulle være uenig i RMEs vedtak. En slik innblanding vil kunne skape en følelse av at departementet vil gripe inn om RME ikke forholder seg til departementets ønsker, som kan utgjøre en sterk indirekte påvirkning på RMEs senere avgjørelser.[575]

## 5.7 RMEs fysiske og profilmessige organisering

RME har pr. desember 2021 kontorer i en egen gang i NVE-bygget på Majorstua i Oslo,[576] deler logo med NVE («NVE-RME»), og de ansatte har e-postadresser som slutter med @nve.no.[577]

[574] I samme retning, se kapittel 5.4.
[575] Se kapittel 2.8 og 5.2.
[576] Flataker 2021.
[577] Se for eksempel https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/om-oss/presserom/.

*Figur 6: Logoen til NVE-RME (november 2021).*

Dette reiser spørsmål ved om en så sterk grad av fysisk samlokalisering og profilmessig likhet er forenlig med direktivets krav om uavhengighet. Direktivteksten stiller ikke direkte krav om reguleringsmyndighetens profilering og lokalisering. Problemstillingen knytter seg først og fremst til det overordnede uavhengighetskravet, da den har lite med den funksjonelle uavhengigheten ved kompetanseutøvelsen å gjøre.

Et punkt direktivet imidlertid direkte omtaler, er krav om at *nettselskaper* (DSOer) av en viss størrelse må «i sin kommunikasjon og merkevarestrategi ikke skape usikkerhet med hensyn til den separate identiteten av forsyningsdelen av det vertikalt integrerte foretaket».[578] I Norge har man gitt relativt vidtgående regler som dels går lengre enn direktivets krav, som blant annet krever at nettselskap i sin «markedsføring og kommunikasjon [skal] skille seg klart» fra kraftprodusenter, med krav om «foretaksnavn, andre forretningskjennetegn og varemerke» som skiller seg fra produksjonsselskapet.[579] Reglene er gitt for å styrke konkurransen og unngå forveksling og utnyttelse av nettselskapets anseelse.[580] Disse reglene hviler derfor på andre hensyn enn uavhengighetskravet til reguleringsmyndigheten, som skal sikre at myndigheten handler uten politisk innflytelse, i tillegg til at et slikt krav har direkte forankring i direktivteksten. Da er det ikke gitt at det kan stilles samme krav til organiseringen av reguleringsmyndigheten. Det må i så fall begrunnes i at en profilmessig likhet og fysisk samlokalisering kan true reguleringsmyndighetens uavhengighet.

578 Direktiv 2009/72/EF art. 26 nr. 3 andre setning.
579 NEM § 4-18 første avsnitt.
580 NVE høringsdokument nr. 8/2019 s. 10–11, RME rapport nr. 1/2020, s. 53 og Egeland 2021, s. 57.

Kommisjonen uttaler i sitt tolkningsnotat at «[t]he Commission's services are of the opinion that e.g. sharing personnel and sharing offices between the NRA and any other (public or private) body is, in principle, not in line with [the directive]».[581] Uttalelsen er ikke nærmere begrunnet. Det oppstår også klare grensedragningsspørsmål – kan man ha kontorer i samme store bygg, som i dag, eller i tilstøtende bygg?

Selv om rettskildegrunnlaget er spinkelt, og det er vanskelig å ta et klart standpunkt, er det klare betenkeligheter ved den norske fysiske samlokaliseringen og profilmessige likheten i et uavhengighetsperspektiv. Dette må sees i lys av at de endringene Norge gjennomførte ved opprettelsen av RME, ikke var særskilt omfattende.[582] Når man kombinerer dette med at man beholder kontorlokaler i samme bygg, og har samme logo og samme e-postadresse som før, kan man argumentere for at arbeidssituasjonen for RMEs ansatte i liten grad er annerledes fra da man var fullt og helt i departementets og NVEs kommandolinje, selv om omorganiseringen direktivet krever skal skape garantier for at man handler i kraftmarkedets interesse, og ikke i nasjonale politiske interesser.

Et aspekt som bør vektlegges i denne forbindelse, er det psykologiske. Når de ansatte i det daglige arbeider i et miljø der de er tett på NVE, og opptrer utad på en måte som gir inntrykk av en sterk grad av fellesskap med NVE, kan det potensielt gjøre beslutningstagningen mindre uavhengig.[583] I alle fall er de manglende endringene egnet til å skape usikkerhet for omverdenen om disse forholdene. En markedsaktør som mottar en e-post med et vedtak fra en ansatt med e-postadresse @nve.no og logoen «NVE-RME», vil vanskelig kunne ha full tillit til at det dreier seg om et vedtak som er fattet av RME alene, som en myndighet uavhengig av NVE.

Også her er Island det eneste landet som deler denne organiseringsformen med Norge.[584] I Sverige valgte man for eksempel ved utskillelsen av Energimarknadsinspektionen fra Energimyndigheten å gi reguleringsmyndigheten egen logo og egne kontorer 200 meter unna, i den lille byen Eskilstuna.

For å oppsummere, er det gode grunner som i et uavhengighetsperspektiv taler for å gjennomføre et tydeligere skille av NVE og RME, med blant annet en egen logo, lokaler et annet sted

---

581 Kommisjonen 2010, s. 6. Se også Johnston/Block 2012, s. 128.
582 Se kapittel 4.3.
583 Se om principal-agent hensyn i kapittel 2.8.
584 Se 4.3.6 og vedlegg 1.

enn i NVE-bygget, og egne e-postadresser til de ansatte, sammen med de øvrige organisatoriske endringene som kreves. Dette er antakelig også nødvendig for å oppfylle direktivets uavhengighetskrav.

## 5.8 Utnevnelsesprosedyre og særlig stillingsvern for reguleringsmyndighetens ledelse

### 5.8.1 Innledning

Direktivet stiller i artikkel 35 nr. 5 bokstav b krav om at «medlemmerne af den regulerende myndigheds bestyrelse eller, hvor der ikke findes en bestyrelse, af den regulerende myndigheds topledelse, udnævnes for en fast periode på fem til syv år, der kan forlænges én gang». Dette er et krav om at reguleringsmyndighetens ledelse skal utnevnes på åremål, og ha et *særskilt arbeidsrettslig vern*. Bestemmelsen har som formål at ledelsen av reguleringsmyndigheten skal kunne utøve sitt arbeid uten frykt for å sitte på politiske myndigheters «nåde», og dermed skape et indirekte avhengighetsforhold.[585] Ledelsens stillingsvern har særlig vært trukket frem som en sentral uavhengighetsgaranti i amerikansk litteratur.[586]

I Norge ansettes *vassdrags- og energidirektøren* for åremålsperioder på 6 år, som kan fornyes én gang. Derfor la man i forarbeidene til grunn at norsk rett på dette punktet var i samsvar med direktivets krav.[587] RMEs direktør er imidlertid en vanlig ansatt i NVE, ikke på åremål.[588] Dette bygger antakelig på at man har ansett dagens organisering av NVE/RME for å oppfylle direktivets krav.[589] Jeg har imidlertid over konkludert med at dette neppe er riktig, og at den eneste praktiske løsningen er å fullstendig løsrive RME fra NVEs organisasjon.[590] Det er da direktøren for *RME* som må være ansatt på åremål.

---

585 Cabau 2021, s. 280–281.

586 Marshall/Edles 2015, s. 160.

587 Prop. 5 L (2017–2018), s. 15, jf. Høringsnotat 2013, s. 23–24.

588 Dette fremkommer av utlysningen av stillingen som RME-direktør i august 2021, samt personlig samtale med nå avgått RME-direktør Ove Flataker i april 2021. Se i fotnote 358.

589 I Norges «table of correspondence» til ESAs brev vises det både til at RME er «the designated regulatory authority» (s. 3), og at «the Director» er ansatt på åremål (s. 5). «[T]he Director» kan ikke forstås som annet enn vassdrags- og energidirektøren. Se også kapittel 4.3.5.

590 Kapittel 4.4.

Statsansatteloven § 10 første avsnitt sier at åremål kan benyttes «når det følger av lov eller stortingsvedtak». Andre avsnitt sier imidlertid at «[d]et enkelte departementet kan bestemme at øverste leder i en virksomhet skal ansettes på åremål». I kraft av *lex specialis*-prinsippet har departementet her adgang til å uten nærmere lov eller stortingsvedtak ansette øverste leder på åremål. Direktøren av RME må sies å være omfattet av personkretsen «øverste leder i en virksomhet».

Jeg skal her drøfte tre spørsmål: Først åremåls- og stillingsvernkravets personelle rekkevidde, det vil si spørsmålet om *hvem* direktivet krever at skal være omfattet. Deretter skal jeg drøfte om direktivet stiller krav til hvordan oppnevnelsen skal skje, og hvem som skal oppnevne ledelsen for reguleringsmyndigheten. Til slutt skal jeg drøfte innholdet i det særlige stillingsvernet ledelsen etter direktivet har.

### 5.8.2 Hvem er omfattet av bestemmelsen?

Direktivets artikkel 35 nr. 5 bokstav b gir nasjonale myndigheter mulighet til å velge mellom to organiseringsmåter: Enten gjennom et styre som skal oppnevnes på åremål, eller en «topledelse» som skal være det. Styrealternativet er ikke aktuelt i Norge, og spørsmålet er derfor hva som menes med «topledelsen».

Ordlyden i bestemmelsen tilsier at det er den *øverste* ledelsen i kommandolinjen som må være utnevnt på åremål. Kommisjonen viser i sitt tolkningsnotat til at bestemmelsen omfatter «persons within the NRA having the power to take binding decisions». At bestemmelsen viser til «topledelsen» og ikke «toplederen», indikerer at man kan tenke seg et system med en delt øverste ledelse, der det ikke er en enkeltperson som har det øverste ansvaret for virksomheten. Da må alle på dette nivået være utnevnt på åremål. I den norske ordningen med én direktør for RME som står alene øverst i kommandolinjen, som har en stab og ansatte under seg, er det dermed kun vedkommende som må være utnevnt på åremål, og er underlagt de særlige stillingsvernsreglene i bestemmelsen. Når øvrige ansatte er underlagt vedkommendes ledelse og arbeidsrettslige styringsrett, er det kun for direktøren hensynene bak bestemmelsen slår til på en måte som kan begrunne reglenes anvendelse.

### 5.8.3 Direktivets krav til oppnevnelsesprosedyren

Det neste spørsmålet er hvilke krav direktivet stiller til prosedyren som må følges ved oppnevnelsen av ledelsen i reguleringsmyndigheten.

Ordlyden i direktivet stiller ingen uttrykkelige krav til hvordan utnevnelsen av ledelsen for reguleringsmyndigheten skal foregå, annet enn at medlemsstatene skal sikre «en passende rotationsordning for bestyrelsen eller topledelsen».[591] Det overordnede uavhengighetskravet gjelder imidlertid, og det er opplagt at en sterk politisering av utnevnelsen av reguleringsmyndighetens ledelse er egnet til å svekke tilliten til myndighetens uavhengighet.[592]

I Norge har prosedyren vært at vassdrags- og energidirektøren oppnevnes på åremål av regjeringen gjennom Kongen i statsråd.[593] Jeg har over konkludert med at det er *RME*s direktør som må oppnevnes på åremål – men spørsmålet om måten å oppnevne direktøren på kan opprettholdes, består fortsatt. Spørsmålet er lite drøftet i norsk juridisk litteratur, annet enn at Lovavdelingen i sin tolkningsuttalelse i myndighetsoverføringsspørsmålet legger til grunn at utnevnelse i statsråd fremdeles er tillatt.[594]

I avgjørelsen C-530/16 behandlet EU-domstolen spørsmålet om uavhengighetskravet var oppfylt ved at det polske samferdselsdepartementet oppnevnte ledelsen av jernbaneulykkeskommisjonen, som i henhold til et EU-direktiv skulle være uavhengig.[595] Avgjørelsen har overføringsverdi til RME i Norge, fordi EU-domstolen anså det som en kompliserende faktor at samferdselsdepartementet hadde bestemmende kontroll over et infrastrukturselskap og et jernbaneselskap.[596] Direktøren for NVE utnevnes i statsråd, etter innstilling fra OED.[597] OED har som kjent en viss kontroll over Statnett – et helt sentralt reguleringsobjekt for RME.[598] Domstolen uttalte at det likevel ikke var noe til hinder for den polske utnevnelsesprosedyren, så lenge ansettelsesmyndigheten «er forpligtet til at træffe beslutninger på grundlag af objektive kriterier, som er klare, afgrænsede og kan efterprøves».[599]

---

591 Direktiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 5.

592 En naturlig parallell er til dommerutnevnelser, der EU-domstolen har uttalt at det må «findes regler for udnævnelse af dommere», se C-824/18, avsnitt 121, jf. 117.

593 Offisielt fra statsråd 19. oktober 2018.

594 Lovavdelingen 2018, avsnitt 3.7.

595 Direktiv 2004/49/EF artikkel 21 nr. 1.

596 C-530/16, avsnitt 86.

597 Etter reglene om embetsmenn, jf. statsansatteloven § 1 andre avsnitt.

598 Se kapittel 4.9.

599 Samme sted.

Under henvisning til denne avgjørelsen, la EU-domstolen i saken om den slovakiske energiregulatoren (C-378/19) den nøyaktig samme rettssetningen til grunn ved vurderingen på energiområdet.[600] Domstolen uttaler også at det, så lenge disse prosessuelle garantiene er overholdt, ikke er noe til hinder for at regjeringen oppnevnte reguleringsmyndighetens ledelse.[601]

Det må derfor anses som sikker rett at regjeringen kan oppnevne reguleringsmyndighetens ledelse, men at prosedyren må være styrt etter objektive kriterier. Det nærmere innholdet i disse reglene sier EU-domstolens praksis lite om, og dette vil antakelig i stor grad være opp til nasjonale myndigheters skjønn.[602] I den nevnte avgjørelsen viste domstolen til at Slovakia ved lov hadde fastsatt formelle krav til utdanning og yrkeserfaring til reguleringsmyndighetens leder, og nedfelt hvilke personlige egenskaper vedkommende skulle ha.[603]

Jeg har ikke klart å finne lov- eller forskriftsfestede krav til NVEs eller RMEs direktør. Statsansatteloven inneholder imidlertid relativt detaljerte krav til prosedyren for utnevnelse av embetsmenn og andre statsansatte.[604] Selve ansettelsen er likevel ikke regulert av annet enn det alminnelige kvalifikasjonsprinsippet ved ansettelse i staten.[605] Prinsippet sier at ansettelsen skal baseres på de kriteriene som nevnes i statsansatteloven § 3 andre avsnitt, det som i forarbeidene omtales som «objektive og dokumenterbare forhold som utdanning og erfaring, samt subjektive forhold som gjelder personlige egenskaper hos søkeren».[606] Dette gir iallfall en viss regelstyring av utnevnelsesprosessen.

Mens for eksempel Slovakia – og Norge for dommere[607] har mer detaljerte kvalifikasjonskrav, er dette fraværende ved utnevnelsen av direktøren for NVE/RME. Kombinert med at ansettelsen gjøres av Kongen i statsråd direkte, ikke av et uavhengig innstillingsråd som for dommere,[608] skaper dette en risiko for politisering og tvil om uavhengigheten. Ut fra EU-domstolens

---

600 C-378/19, avsnitt 35.
601 C-378/19, avsnitt 39. Tilsvarende C-718/18, avsnitt 127.
602 I samme retning, C-378/19, avsnitt 45.
603 Zákon č. 250/2012, § 7 nr. 7, jf. § 5 nr. 5.
604 Statsansatteloven §§ 3-14
605 Statsansatteloven § 3.
606 Prop. 94 L (2016–2017), s. 78.
607 Domstolloven § 55.
608 Domstolloven § 55 a.

praksis, og at statsansatteloven i det minste gir noen føringer, er imidlertid den norske prosedyren neppe i strid med direktivets krav.

I praksis har politisering av slike oppnevnelser i liten grad vært et tema i Norge sammenlignet med enkelte andre land,[609] og i likhet med *Tverberg* kan man si at «noen må nødvendigvis ha til oppgave å utnevne»[610] en ledelse for reguleringsmyndigheten. Uansett prosedyre kan man vanskelig garantere at lederen ikke vil føle en lojalitet til den eller de som har utnevnt vedkommende. Til tross for dette, har vi ingen garanti i det lange løp for at den upolitiske holdningen til slike roller vil bestå, og det kan derfor være hensiktsmessig med en ordning som sikrer minst mulig grad av politisering av slike oppnevnelser. Likhetene reguleringsmyndigheten har med en dømmende, uavhengig virksomhet,[611] gjør oppnevnelsen en av få mulige måter å utøve kontroll på, som det ikke er utenkelig at enkelte politikere vil søke å utnytte. I den såkalte vinterpakken (fjerde energimarkedspakke) er det innført mer detaljerte regler for utnevnelsesprosedyren.[612] Uavhengig av om det blir aktuelt å gjennomføre denne i EØS-avtalen eller ikke, kan det være hensiktsmessig å regulere prosedyren for utnevnelse av RMEs direktør i større detalj i loven.

På bakgrunn av det ovennevnte, særlig rettspraksis fra EU-domstolen som tillater at regjeringen oppnevner, er etter mitt syn neppe tvilsomt at også prosedyren for oppnevning av *Energiklagenemnda* i utgangspunktet er i samsvar med direktivet. Klagenemndas medlemmer er oppnevnt i statsråd etter innstilling fra OED.[613] Vervene ble utlyst offentlig av departementet, og det ble redegjort for kvalifikasjonskrav og hva som ville vektlegges.[614] For nemndas leder er det også fastsatt i forskrift at hun eller han må ha «juridisk embetseksamen, mastergrad i rettsvitenskap, eller mastergrad eller tilsvarende i økonomi».[615] For de øvrige medlemmene er det ingen slike krav. Prosedyrene i Norge oppfyller antakelig transparenskravene EU-domstolen har stilt, selv om de generelle kravene også her kunne vært tydeligere lov- eller forskriftsfestet, og ikke bare fremgått av utlysningsteksten.

### 5.8.4 Direktivets krav om særlig stillingsvern

---

609 Thatcher 2005, s. 356–357.

610 Tverberg 2014.

611 Smith 1993, s. 218.

612 Direktiv 2019/944, artikkel 57 nr. 5.

613 https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/oed/nyheter/2019/energiklagenemnda-er-oppnevnt/id2680488/.

614 https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/oed/nyheter/2019/olje--og-energidepartementet-soker-etter-leder-og-medlemmer-til-energiklagenemnda/id2669013/.

615 Forskrift om energiklagenemnda § 2 andre avsnitt.

Direktivet sier at «[m]edlemmerne af bestyrelsen, eller … topledelsen, kan kun afsættes i deres embedsperiode, hvis de ikke længere opfylder de betingelser, der er fastsat i denne artikel, eller er fundet skyldige i tjenesteforseelse i henhold til national ret».[616] Med «betingelser, der er fastsat i denne artikel» vises det åremålsbegrensningene.

Direktivet setter dermed snevre rammer for adgangen til å avsette ledelsen for reguleringsmyndigheten. Begrunnelsen er åpenbar: En trussel om å bli avsatt er et av de sterkeste insentivene en arbeidsgiver eller overordnet kan bruke for å få reguleringsmyndigheten til å treffe ønskede avgjørelser, og unngå uønskede avgjørelser. Særlig i amerikansk tradisjon har et særlig stillingsvern blitt ansett som en av de aller mest grunnleggende uavhengighetsgarantiene.[617] Også i Norge har politisk innblanding ved oppsigelse av ledere av organer som skal være uavhengige vært kritisert, som ved oppsigelsen av direktøren for Statistisk Sentralbyrå etter at finansminister Siv Jensen ikke lenger hadde tillit til henne.[618]

Spørsmålet her er hvilken terskel for å avsette reguleringsmyndighetens ledelse som direktivet krever, og hvordan dette samsvarer med gjeldende norsk rett.

Etter direktivteksten er adgangen til oppsigelse eller avskjed begrenset til en «tjenesteforseelse» (i den engelske språkversjonen: «misconduct») i henhold til nasjonal rett. Ordlyden indikerer at det må være snakk om et pliktbrudd fra arbeidstakerens side, men ikke noe nærmere om hva slags karakter eller alvorlighet pliktbruddet må ha. Henvisningen til nasjonal rett tilsier at statene i utgangspunktet har en relativt vid skjønnsmargin til å vurdere hva som er gyldig avskjeds- eller oppsigelsegrunn.

I kommisjonens tolkningsnotat uttales det imidlertid at «the possibility to remove a member of the board during his or her term will apply in special cases only, such as fraud, bribery and breaches of the independence or impartiality of the NRA».[619] Dette er en vesentlig snevrere grense enn det som følger av ordlyden. Ordlyden må imidlertid forstås i lys av det overordnede uavhengighetskravet og formålet, og disse tilsier at medlemsstatene ikke kan stå fritt til å hjemle

---

616 Direktiv 2009/72/EF, artikkel 35 nr. 5 andre avsnitt.

617 Vermeule 2013, s. 1165.

618 Steinfeld 2017.

619 Kommisjonen 2010, s. 11. Selv om det siterte ordrett gjelder for *styremedlemmer*, uttaler kommisjonen i neste avsnitt at det samme gjelder ansatt ledelse.

avskjed eller oppsigelse for alt som i en bred arbeidsrettslig kontekst kan kalles pliktbrudd. Dette gjør at vilkåret for oppsigelse eller avskjed får et særegent EU-rettslig innhold.

Det de oppsigelses- og avskjedsgrunnene som kommisjonen nevner har til felles, er at de omfatter handlinger som svekker tilliten til reguleringsmyndighetens arbeid for å gjennomføre de generelle EU-kraftpolitiske målsettingene om reell valgfrihet for forbrukerne, grensekryssende krafthandel, likebehandling, forsyningssikkerhet og bærekraft,[620] og de mer spesifikke målkravene for regulatorarbeidet.[621] En formålsbasert tolkning av avsettelsesbestemmelsen tilsier at om opptredenen er i strid med disse formålene og kravene er sentralt ved vurderingen av om fjerningen av ledelsen er tillatt etter direktivet. De handlingene kommisjonen nevner, er relativt åpenbare avskjedsgrunner. Samtidig fremstår de kun som eksempler («such as»), slik at også andre avskjedsgrunner kan være aktuelle. Det er antakelig særlig her at direktivformålene kan være av betydning.

Slik kommisjonen uttaler seg, og systemet i uavhengighetsreglene er bygget opp, vil det imidlertid være vanskelig å tenke seg særlig mange andre grunnlag for oppsigelse eller avskjed enn grove pliktbrudd eller manglende ivaretakelse av reguleringsmyndighetens uavhengighet. Et mulig typetilfelle kan være der reguleringsmyndighetens ledelse – på tross av reell og formell uavhengighet – ikke følger EU-energirettens materielle regler, noe som kan være aktuelt ved skiftende politisk styre. Dersom reguleringsmyndigheten for eksempel nekter å følge opp ACERs vedtak om metoder og vilkår for bruk av mellomlandsforbindelser,[622] må det være adgang til å avsette reguleringsmyndighetens direktør. At terskelen må være lavere i et slikt tilfelle følger av en tolkning i lys av formålet og den alminnelige lojalitetsplikten.[623] Holdningen i EU-retten har tradisjonelt vært at brudd på sekundærretten ikke i seg selv samtidig utgjør brudd på lojalitetsplikten, men at forpliktelser i sekundærretten kan anses som mer spesifikke utslag av den generelle lojalitetsplikten.[624] Uavhengighetskravene er stort sett formulert som innsatsforpliktelser for medlemsstatene, ved bruk av ordene «garanterer»,[625] «sikrer»[626] og «sørger

[620] Direktiv 2009/72/EF, fortalens punkt 1.
[621] Direktiv 2009/72/EF, artikkel 36.
[622] Forordning 713/2009, artikkel 8.
[623] EØS artikkel 3.
[624] Klamert 2014, s. 234–235, C-48/89 og C-374/89.
[625] Direktiv 2009/72/EF, artikkel 35 nr. 4.
[626] Artikkel 35 nr. 4 og 5

for».[627] I denne handleplikten må det også ligge en plikt til å i ytterste fall avsette en ledelse som vanskeliggjør oppfyllelsen av direktivforpliktelsene.

Et typisk eksempel på et tilfelle som sannsynligvis ikke er tillatt som oppsigelses- eller avskjedsgrunn, er om reguleringsmyndigheten etter statens mening ikke forholder seg til de overordnede retningslinjene som politiske myndigheter kan gi.[628] Det følger av direktivet at retningslinjene ikke kan omhandle utøvelsen av regulatoroppgavene, og at de ikke kan være bestemmende på avgjørelsene til reguleringsmyndigheten.[629] Dette gjør at det er vanskeligere å si at manglende oppfyllelse av energipolitiske retningslinjer utgjør pliktbrudd. En uenighet om oppfyllelsen av energipolitiske retningslinjer er langt på vei et politisk og skjønnsmessig spørsmål som ligger et stykke unna hva som er naturlig å karakterisere som en «tjenesteforseelse». Å gi adgang til oppsigelse eller avskjed i slike situasjoner ville nettopp åpnet for en politisering av reguleringsmyndighetens arbeid som bestemmelsen er ment å motvirke.

Norsk rett inneholder ingen særskilte stillingsvernregler for reguleringsmyndighetens leder, og spørsmålet er ikke drøftet i forarbeidene til gjennomføringen av uavhengighetskravet.[630] Isolert sett er det heller ikke behov for dette, da statsansattelovens regler om oppsigelse og avskjed begrenser adgangen til å avsette, og gir hjemmel for det i nødvendige tilfeller.[631] Selv om det særskilte oppsigelsesvernet ikke er gjennomført i norsk rett, må lederen av RME kunne påberope seg det i tilfelle av en eventuell oppsigelsessak. Ordlyden i oppsigelses- og avskjedsreglene i statsansatteloven må tolkes i lys av direktivet i kraft av presumsjonsprinsippet og prinsippet om direktivkonform tolkning,[632] og dermed innskrenke adgangen til slike avgjørelser i tråd med direktivets snevre rammer. Som en tydeliggjøring kunne man imidlertid tatt inn klare særkriterier også i norsk rett av det særlige stillingsvernet RMEs leder skal ha.[633]

---

627 Artikkel 37 nr. 4 og 17.

628 Artikkel 35 nr. 4 bokstav a nr. ii).

629 Se kapittel 5.2, særlig kapittel 5.2.3 om at domstolene ikke skal vurdere om RME har tatt lagt for lite vekt på de hensynene lovgiver eller overordnede myndigheter ønsker at den skal vektlegge i sitt arbeid.

630 Forskrift om energiklagenemnda § 2 andre avsnitt sier imidlertid at *nemndas* medlemmer bare «kan fratas vervet dersom de ikke er i stand til å utføre det på en forsvarlig måte, eller dersom de ved gjentatte tilfeller, og på tross av en skriftlig advarsel, ikke utfører vervet på en forsvarlig måte». Nemndsmedlemmene utfører ikke sine verv som statsansatte, og statsansatteloven gjelder derfor ikke for dem, jf. lovens § 1 første avsnitt.

631 Statsansatteloven §§ 20 og 26.

632 Rt. 2000 s. 1811, på s. 1828 flg.

633 Jf. også anbefalingene i Kommisjonen 2019, s. 131.

I den norske GDPR-kommentaren uttales det at kravet i Grunnloven § 22 andre avsnitt om at embetsmenn kun kan avsettes ved dom oppfyller tilsvarende krav i GDPR som i elektrisitetsdirektivet.[634] Dette kan etter mitt syn ikke være riktig. Grunnloven § 22 andre avsnitt er en prosessuell regel, og gir ikke materielle vilkår for avskjed eller oppsigelse.[635] De materielle vilkårene følger av direktivet og statsansatteloven, og direktivet krever ikke at den omfattede personkretsen skal avsettes på en bestemt måte.

[634] Skullerud mfl. 2019, s. 407.
[635] Jakhelln 2021, s. 321.

# 6 Avsluttende refleksjoner

Denne avhandlingen har vist at kravet om uavhengig reguleringsmyndighet for energi av EU-domstolen har blitt gitt en vid tolkning i EU-domstolens praksis, og har mange nyanser med et relativt stort antall bestanddeler og krav til organiseringen og etatsstyringen av reguleringsmyndigheten. Norge har ved gjennomføringen av direktivet ikke sett ut til å ha tatt tilstrekkelig høyde for alle disse nyansene ved uavhengighetskravet, med det resultat at gjennomføringen etter mitt skjønn ikke har skjedd i samsvar med direktivets krav. De «omfattende endring[ene] i den norske organiseringen» som *Sødal og Mellingen* rett etter vedtakelsen av direktiv 2009/72/EF skrev at måtte gjøres, har i liten grad skjedd.[636] Den norske gjennomføringen har særlig svakheter ved at RME ikke er tilstrekkelig organisatorisk uavhengig av NVE, men også at OED gjennom energiloven § 4-11 fungerer som portvakt for RMEs kompetanse til å gi forskrift om metoder for beregning av inntektsrammer. I lys av EU-domstolens nye dom i C-718/18 mot Tyskland, kan dette ikke opprettholdes: Kompetansen må legges til reguleringsmyndigheten alene.[637]

En spørsmål som ligger på et annet plan enn om *direktivets* krav er oppfylt, er om selve uavhengighetskravet går for langt *vis à vis* EU-rettslige hjemmelsbestemmelser og grunnprinsipper.[638] Etter mitt syn står de vide og skjønnsmessige kompetansene direktivet pålegger medlemsstatene å gi til reguleringsmyndigheten i et problematisk forhold til hensynet til demokratiet og at kompetanser som skal være unntatt politisk styring, må være klart definerte, slik det kommer til uttrykk i *Meroni*-doktrinen.[639] EU-domstolens drøftelse i C-718/18 går svært langt, slik jeg ser det for langt, i å avskrive reguleringsmyndighetens kompetanse som en avgrenset regelhåndhevingsfunksjon. Særlig problematisk er dette i en EØS-kontekst, der man ikke har det rent konstitusjonelle rammeverket som i EU for domstolskontroll med rettsakter. I tillegg er denne type vidtgående uavhengighetskrav et utviklingstrekk av relativt nyere dato i EU-retten. Da EØS-avtalen ble vedtatt i 1992, kunne man neppe sett for seg en utvikling i denne retningen.[640] EØS har ikke hengt med i utviklingen av EUs konstitusjonelle utforming blant

[636] Sødal/Mellingen 2009, s. 188.
[637] Se kapittel 5.2.5.
[638] Se kapittel 3.2.
[639] Se kapittel 3.2.3.
[640] For en oppsummering av rettstilstanden på midten av 90-tallet, se Fenger 1995, s. 144–145.

annet i Lisboa-traktaten. Her kommer den problematiske situasjonen med «widening gap» mellom EU og EØS for fullt til syne.[641] Problemet i vår sammenheng er såkalt «creeping competence», der EU-byråer og nasjonale forvaltningsorganer som skal tjene EU-rettens interesser får stadig utvidet myndighet på grunnlag av den underliggende EU-retten. Det er når disse reglene, som hviler på et EU-rettslig omdiskutert kompetansegrunnlag uten nærmere drøftelse innføres i EØS-avtalen, at legitimitetsutfordringen oppstår. Slik blir også EFTA-statene en del av det *Egeberg og Trondal* kaller «creeping supra-nationalization» (overnasjonalitet).[642] Dette er ekstra betenkelig når EØS-avtalen i utgangspunktet var ment som en avtale med mindre grad av overnasjonalitet enn EU.[643]

Skillet mellom «jus» og «teknikk» på den ene siden som reguleringsmyndighetens oppgave, atskilt fra «politikk» på den andre siden, er vanskelig, om ikke umulig å opprettholde. Det er en kjensgjerning at politiske føringer spiller inn på forvaltningsoppgaver, selv der myndighetens rolle er tiltenkt å være faglig og uavhengig. Man kan si at *alt* til syvende og sist handler om politikk, på linje med *Shapiro*, som uttaler at «insisting that 'information' and 'technical decisions' somehow lie in a cradle of scientific harmony above and beyond the clash of interests and the exercises of discretion in the face of uncertainty that we call politics».[644] Dette forsterkes enda mer av den tiden vi er inne i, med svingninger i strømprisene og behov for global energiomstilling. I mange sammenhenger er det derfor naturlig at politikerne er skeptiske til å gi fra seg kontroll med reguleringen av energimarkedet.[645] Her kommer hensynet til forsyningssikkerhet og utvikling av fornybar energi i en viss konflikt med optimaliseringen av kraftmarkedet etter markedsprinsippene.[646]

Å sørge for at regulatoroppgavene utøves på en måte som er fullt uavhengig av utøvelsen av myndighetenes politisk pregede tilretteleggerrolle, kan med andre ord fremstå som en utopi. Hvor mye reguleringsmyndighetene kan få gjort for å integrere kraftmarkedet, er også begrenset. Den sentrale forutsetningen for utbygging av grensekryssende kraftinfrastruktur er imidlertid nasjonale vedtak om slik utbygging, og her har reguleringsmyndigheten ingen innflytelse.[647]

---

641 Egeberg/Trondal 2017, s. 681.
642 Samme sted.
643 NOU 2012: 2, s. 820.
644 Shapiro 1997, s. 289.
645 Lavrijsen 2018, s. 3.
646 Direktiv 2009/72/EF, fortalens punkt 1.
647 Se kapittel 2.2.

Dette begrenser unektelig betydningen for *kraftflyten* av at reguleringsmyndigheten er uavhengig. Samtidig kan det ikke underslås at der statene *åpner* for slik utbygging, kan en styrket uavhengighet skape et mer attraktivt og trygt landskap for investorer, noe som er egnet til å styrke og økonomisere kraftflyten.

Til tross for at kravet om en uavhengig reguleringsmyndighet har visse problematiske sider, kan man si at det er en forutsetning for et velfungerende deregulert energimarked, likt et sektorovergripende konkurransetilsyn. Det sentrale er ikke at reguleringsmyndigheten skal være *mest mulig* uavhengig, eller uavhengig for enhver pris; uavhengighetskravet styres av målet om å sørge for *god nok* ivaretakelse av det indre markedet, og er mer et middel enn et mål i seg selv.[648] Om kraftsystemet skal styres etter markedsprinsipper eller ikke, er et politisk spørsmål, der behovet for en mindre grad av offentlig styring kan være et argument som kan vris den ene eller andre veien. Man kommer ikke unna at nasjonale regulatoriske myndigheter er grunnsteinen i rammeverket for den daglige håndhevelsen av den europeiske kraftmarkedsretten, og det er derfor viktig å treffe tiltak som er egnet til å sette dem i stand til å utøve denne rollen best mulig. At disse organene er uavhengige av politiske myndigheter, har blitt beskrevet som «the factor most frequently identified as likely to lead to a better promotion of competition law objectives».[649] Kommisjonens studie fra 2019 kan også tyde på at uavhengighetskravet har hatt ønskede virkninger: «[A]nother conclusion from the field research is that, over time, the legal framework in the Member States seems to be developing in the desired direction, giving more safeguards for independence from both political and market actors».[650]

Velger man først et liberalisert kraftmarked, kan man finne argumenter for at det er mulig å forene målsetningen om politisk uavhengig, markedsbasert regulering av kraftmarkedet med prinsippene om demokrati og legitimitet.[651] Det at fjerning av all politisk kontroll i praksis er umulig, kan også, slik *Lavrijssen* trekker frem, brukes som argument for å akseptere slike organer.[652]

En uavhengig regulatorisk myndighet kan nemlig i mange tilfeller *forbedre* og effektivisere rettsanvendelsesprosessen, ved at det treffes beslutninger på et faglig og økonomisk grunnlag,

---

648 Sześciło 2021, s. 214.
649 Alexiadis/Pereira Neto 2019a, s. 49 og OECD 2016, s. 6.
650 Kommisjonen 2019, s. 67.
651 Lavrijssen 2018, s. 13–15.
652 Samme verk, s. 14.

med mindre grad av ineffektiviserende og faglig ubegrunnet politisk påvirkning – og dermed maksimere de effektene lovgiver har ønsket ved praktiseringen av reglene.[653] *Tortola* argumenterer i denne forbindelse for at uavhengige reguleringsmyndigheter er «teknokratier» som har en mellomposisjon mellom full politisering og helt upolitisk virksomhet – den er *avpolitisert.*[654] Dette kan være særlig fordelaktig i et markedsperspektiv, der legitimiteten av reguleringsmyndighetens myndighetsutøvelse i stor grad avhenger av tillit til at myndigheten handler i markedets interesse, og ikke ut fra de skiftende interessene til politiske aktører,[655] noe som også kan tiltrekke investeringer og fremme utbyggingen av fornybar energi.

Lavrijssen fremhever dessuten at offentlig deltakelse gjennom høringer, klagerett og søksmålsadgang kan forsterke demokratihensynet.[656]

Ved fastsettelse av *forskrifter*, som er den vedtakstypen som normalt vil ha bred samfunnsinteresse, gjelder det en begrenset høringsplikt.[657] For enkeltvedtak gjelder kravet om partskontradiksjon før vedtak fattes,[658] og en klageadgang til Energiklagenemnda. Denne er imidlertid begrenset til parter og andre med rettslig klageinteresse.[659] Organisasjoner med tilstrekkelig fast struktur som er en «naturlig representant» for berørte interesser vil ha rettslig klageinteresse, jf. Rt. 2003 s. 833.[660] Av samme dom følger det at de også normalt vil oppfylle kravene til partsevne og tilknytning for å anlegge søksmål.[661] Det vil ikke bare være adgang til å gå til søksmål om enkeltvedtak; også forskrifter kan angripes, jf. HR-2021-417-P, avsnitt 153-154. Det er derfor grunn til å si at norsk rett gir et relativt godt fungerende rammeverk for private parters rettigheter overfor RME. Tilsvarende søksmålsrettigheter for offentlige organer, derunder departementet, finnes neppe. Uavhengighetskravet gjør at RMEs vedtak ikke har betydning for eller tilknytning til – og skal ikke ha betydning – for det offentliges rettsstilling på en slik måte at det kan begrunne en rettslig interesse, og det skal det heller ikke ha.[662]

---

653 Samme sted.

654 Tortola 2020, s. 63.

655 Gilardi 2005, s. 140.

656 Lavrijssen 2018, s. 14.

657 Forvaltningsloven § 37 andre avsnitt.

658 Forvaltningsloven § 16 første avsnitt.

659 Forvaltningsloven § 28 første avsnitt, jf. forskrift om Energiklagenemnda § 1 fjerde avsnitt.

660 Selv om dommen gjaldt spørsmålet om tvistelovens søksmålsvilkår var oppfylt, er det lagt til grunn i litteraturen at vurderingen er dekkende også for spørsmålet om rettslig klageinteresse etter forvaltningsloven, se Graver 2019, s. 492–493.

661 Tvisteloven §§ 1-3 og 1-4.

662 Jf. tvisteloven § 1-3 andre avsnitt og Skoghøy 2017, s. 426. Tvisteloven § 1-4 andre avsnitt gir en viss utvidet søksmålsadgang til «[o]ffentlige organer med oppgave å fremme særskilte interesser». Forarbeidene nevner imidlertid mer avgrensede myndigheter som Forbrukerrådet og ombudene som aktører som bestemmelsen typisk vil omfatte, se Ot.prp. nr. 51 (2004–2005), s. 367. I prosessuell forstand regnes staten og departementene som ett og samme rettssubjekt, og kan derfor ikke anses som en myndighet «med oppgave å fremme

Skal man ta med seg noe på overordnet nivå, er det at det vidtgående kravet om en særlig uavhengig stilling for reguleringsmyndigheten for energi, og for så vidt på andre sektorer,[663] aktualiserer prinsipielle debatter både på EU-nivå og på EØS-nivå om forholdet mellom EU-retten og nasjonale forvaltningshierarkier. Disse spørsmålene ble bare i liten grad løftet ved gjennomføringen av tredje energimarkedspakke, og ble kun behandlet på overflaten i Forvaltningslovutvalgets utredning.[664] Går utviklingen i retning av at stadig flere nasjonale forvaltningsmyndigheter skal være uavhengige, ender man raskt opp med stadig sterkere føderale trekk i Europa, og begrensninger i makten til nasjonale regjeringer og parlamenter. For EU-statene, som har en plass i EU-rådet og Parlamentet, kan man si at dette er deres eget valg. For Norges del, som passivt blir folkerettslig bundet til å gjennomføre de samme endringene og i praksis bli en del av et føderalt Europa, vil det bli vanskelig å komme unna spørsmålet om EØS-avtalen kan bestå med et Brussel som med stadig sterkere overnasjonale trekk griper inn i norsk forvaltning.[665] En mulig vei å gå, som andre land har valgt, er at nasjonale domstoler setter foten ned for økt makt til EU og EU-organer.[666] Norske domstoler har muligheten til dette i ACER-søksmålet, der første runde gikk for Oslo tingrett fra 1. til 5. november 2021.[667] At norske domstoler vil gjøre som blant annet sine danske og tyske kolleger har gjort før den, er imidlertid lite sannsynlig. Høyesterett sluttet seg til prinsippet om «lite inngripende myndighetsoverføring» i plenumsbetenkningen i jernbanesaken, og ACER-saken innebærer neppe noen stor nok myndighetsoverføring til å falle utenfor denne læren.[668] En annen sak er *symbolverdien* av saken som et opprør mot en uønsket utvikling, men kampen må nok føres politisk. Da bør også utviklingen av uavhengige *nasjonale* reguleringsmyndigheter vurderes med et prinsipielt blikk.

---

særskilte interesser». Se Skoghøy 2017, s. 266. Statnett SF vil imidlertid ha rettslig interesse og klagerett etter tvisteloven § 1-3 ved vedtak som retter seg mot statsforetaket, eller har betydning for deres rolle som systemoperatør.

[663] Se kapittel 2.5.

[664] NOU 2019: 5, s. 516, men i noe mer detalj i en egen utredning fra Christoffer Eriksen og Halvard Fredriksen som var vedlegg til utvalgets utredning. Både den «separate» tilnærmingen her og de mangelfulle analysene ved vedtakelsen av energiloven reflekterer i stor grad NAV-utvalgets funn om behovet for større integrering av EØS-retten i lovarbeidet, jf. NOU 2020: 9, s. 119.

[665] NOU 2012: 2 s. 820 flg.

[666] For eksempel dansk høyesterett i *Ajos* (UfR. 2017.824 H) og den tyske konstitusjonsdomstolen i *Maastricht* (BVerfGE 89, 155).

[667] 18-167528TVI-TOSL/06. Tingrettsbehandlingen endte med tap for saksøkeren Nei til EU.

[668] HR-2021-655-P. I samme retning, Bekkedal 2021.

# 7 Litteraturliste

## 7.1 Regelverk

### 7.1.1 Norske lover


1814 Lov 17. mai 1814 Kongeriket Norges Grunnlov (Grunnloven)

1915 Lov 13. august 1915 nr. 5 om domstolene (domstolloven)

1917 Lov 14. desember 1917 nr. 17 om regulering og kraftutbygging i vassdrag (vassdragsreguleringsloven).

1967 Lov 10. februar 1967 om behandlingsmåten i forvaltningssaker (forvaltningsloven).

1981 Lov 22. mai 1981 om rettergangsmåten i straffesaker (straffeprosessloven).

1990 Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).

1991 Lov 30. august 1991 nr. 71 om statsforetak (statsforetaksloven).

1993 Lov 11. juni 1993 nr. 100 om anlegg og drift av jernbane, herunder sporvei, tunnelbane og forstadsbane m.m. (jernbaneloven).

1995 Lov 23. juni 1995 nr. 39 om telekommunikasjon (teleloven).

2002 Lov 28. juni 2002 nr. 61 om felles regler for det indre marked for naturgass (naturgassloven).

2003 Lov 4. juli 2003 nr. 83 om elektronisk kommunikasjon (ekomloven).

2004 Lov 5. mars 2004 nr. 11 om gjennomføring og kontroll av EØS-avtalens konkurranseregler mv. (EØS-konkurranseloven).

2004 Lov 5. mars 2004 nr. 12 om konkurranse mellom foretak og kontroll med foretakssammenslutninger (konkurranseloven).

2005 Lov 17. juni 2005 nr. 90 om mekling og rettergang i sivile tvister (tvisteloven).

2006 Lov 19. mai 2006 nr. 16 om rett til innsyn i dokument i offentleg verksemd (offentleglova).

2008 Lov 15. mai 2008 nr. 35 om utlendingers adgang til riket og deres opphold her (utlendingsloven).

2017 Lov 16. juni 2017 nr. 67 om statens ansatte mv. (statsansatteloven).

### 7.1.2 Norske forskrifter

1962 Instruks for Regjeringsadvokaten. Fastsatt ved kgl.res. 9. mai 1962.

1999 Forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomheten) [kontrollforskriften].

2002 Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet [systemansvarsforskriften].

2004 Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet [leveringskvalitetsforskriften].

2006 Forskrift 20. desember 2006 nr. 1563 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene.

2019 Forskrift 24. oktober 2019 nr. 1413 om nettregulering og energimarkedet [NEM].

2019 Forskrift 24. oktober 2019 nr. 1420 om Energiklagenemnda.

2019 Forskrift 24. oktober 2019 nr. 1434 om gjennomføring i norsk rett av EØS-avtalen vedlegg IV nr. 47 [forordning (EF) nr. 713/2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter].

2019 Forskrift 31. oktober 2019 nr. 1455 om delegering av myndighet etter energiloven til Norges vassdrags- og energidirektorat.

### 7.1.3 Traktater

1957 *Traktat om Det europeiske økonomiske fellesskap*. Roma, 25. mars 1957 [TEF/Roma-traktaten].

1969 *Vienna Convention on the Law of Treaties.* Wien, 23. mai 1969 [VCLT].

1986 *Single European Act.* Luxembourg/Haag, 17. februar og 26. februar 1986.

1992 *Traktat om Den europeiske union.* Maastricht, 7. februar 1992 [Maastricht-traktaten].

1992 *Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde.* Oporto, 2. mai 1992 [EØS-avtalen].

1992 *Avtale mellom EFTA-statene om opprettelse av et overvåkningsorgan og en domstol* [ODA].

2000 *Den Europæiske Unions charter om grundlæggende rettigheder*. 2. oktober 2000 [Charteret].

2007 *Traktat om Den europeiske union.* Lisboa, 13. desember 2007 [TEU/Lisboa-traktaten].

2007 *Traktat om Den europeiske unions virkemåte.* Lisboa, 13. desember 2007 [TEUF].

### 7.1.4 EU-rettsakter

**Direktiver**

| | |
|---|---|
| Direktiv 91/440/EØF | Rådsdirektiv 91/440/EØF av 29. juli 1991 om utvikling av Fellesskapets jernbaner. |
| Direktiv 95/46/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 95/46/EF av 24. oktober 1995 om beskyttelse av fysiske personer i forbindelse med behandling av personopplysninger og om fri utveksling av slike opplysninger |
| Direktiv 96/92/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 96/92/EF av 19. desember 1996 om felles regler for det indre marked for elektrisitet [eldirektiv I]. |
| Direktiv 98/5/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 98/5/EF av 16. februar 1998 om lettelse av adgangen til å utøve advokatyrket på permanent grunnlag i en annen medlemsstat enn staten der den faglige kvalifikasjonen er ervervet [advokatdirektivet]. |
| Direktiv 98/30/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 98/30/EF av 22. juni 1998 om felles regler for det indre marked for naturgass. |
| Direktiv 2002/21/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 2002/21/EF av 7. mars 2002 om felles rammebestemmelser for elektroniske kommunikasjonsnett og -tjenester [rammedirektivet]. |

| | |
|---|---|
| Direktiv 2003/54/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 2003/54/EF av 26. juni 2003 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 96/92/EF [eldirektiv II]. |
| Direktiv 2004/49/EF | Europaparlaments- og rådsdirektiv 2004/49/EF av 29. april 2004 om sikkerhet på Fellesskapets jernbaner og om endring av rådsdirektiv 95/18/EF om lisenser til jernbaneforetak og direktiv 2001/14/EF om fordeling av jernbaneinfrastrukturkapasitet, innkreving av avgifter for bruk av jernbaneinfrastruktur og sikkerhetssertifisering [jernbanesikkerhetsdirektivet]. |
| Direktiv 2009/72/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF [eldirektiv III]. |
| Direktiv 2009/73/EF | Europaparlamentets- og rådsdirektiv 2009/73/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for naturgass og om oppheving av direktiv 2003/55/EF. |
| Direktiv 2012/27/EU | Europaparlaments- og rådsdirektiv 2012/27/EU av 25. oktober 2012 om energieffektivitet [energieffektiviseringsdirektivet]. |
| Direktiv 2014/61/EU | Europaparlaments- og rådsdirektiv 2014/61 av 15. mai 2014 om tiltak for å redusere kostnadene ved etablering av høyhastighets elektronisk kommunikasjonsnettverk. |
| Direktiv (EU) 2016/2370 | Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2016/2370 av 14. desember 2016 om endring av direktiv 2012/34/EU hva gjelder åpning av markedet for nasjonal jernbanepassasjertransport og forvaltning av jernbaneinfrastrukturen. |
| Direktiv (EU) 2018/1972 | Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2018/1972 av 11. desember 2018 om fastsettelse av et europeisk regelverk for elektronisk kommunikasjon. |
| Direktiv (EU) 2018/2001 | Europaparlamentets- og rådsdirektiv (EU) 2018/2001 av 11. december 2018 om fremme av anvendelsen av energi fra fornybare energikilder. |
| Direktiv (EU) 2019/1 | Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2019/1 av 11. desember 2018 om styrking av de nasjonale konkurransemyndigheders forutsetninger for å håndheve konkurransereglene effektivt og sikring av et velfungerende indre marked. |

| | |
|---|---|
| Direktiv (EU) 2019/944 | Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common riles for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) [eldirektiv IV]. |

**Forordninger**

| | |
|---|---|
| Forordning 1/2003 EF | Rådsforordning (EF) nr. 1/2003 av 16. desember 2002 om gjennomføring av konkurransereglene i traktatens artikkel 81 og 82. |
| Forordning 713/2009 EF | Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 av 13. juli 2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter. |
| Forordning 714/2009 EF | Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009/EF av 13. juli 2009 om betingelser for adgang til nettverket for grensekryssende elektrisitet. |
| Forordning 1227/2011 EU | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) nr. 1227/2011 av 25. oktober 2011 om integritet og gjennomsiktighet i energimarkedene [REMIT-forordningen]. |
| Forordning (EU) 236/2012 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) nr. 236/2012 av 14. mars 2012 om shortsalg og visse sider ved kredittbytteavtaler. |
| Forordning (EU) 347/2013 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) nr. 347/2013 av 17. april 2013 om retningslinjer for den transeuropeiske energiinfrastruktur. |
| Forordning (EU) 2015/1222 | Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering. |
| Forordning (EU) 2016/679 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2016/679 av 27. april 2016 om vern av fysiske personer i forbindelse med behandling av personopplysninger og om fri utveksling av slike opplysninger samt om oppheving av direktiv 95/46/EF (generell personvernforordning) [GDPR]. |

| | |
|---|---|
| Forordning (EU) 2016/796 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2016/796 av 11. mai 2016 om Den europeiske unions jernbanebyrå og om oppheving av forordning (EF) nr. 881/2004. |
| Forordning (EU) 2016/797 | Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2016/797 av 11. mai 2016 om samtrafikkevnen i Den europeiske unions jernbanesystem (omarbeiding). |
| Forordning (EU) 2016/798 | Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2016/798 av 11. mai 2016 om jernbanesikkerhet (omarbeiding). |
| Forordning (EU) 2016/896 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2016/796 av 11. mai 2016 om Det europeiske jernbanebyrået og om oppheving av forordning (EF) nr. 881/2004. |
| Forordning (EU) 2016/1719 | Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om etablering av en retningslinje for langsiktig kapasitetstildeling. |
| Forordning (EU) 2016/2338 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2016/2338 av 14. desember 2016 om endring av forordning (EF) nr. 1370/2007 med hensyn til åpning av markedet for innenlands persontransport med jernbane. |
| Forordning (EU) 2017/1485 | Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om etablering av en retningslinje for systemdrift. |
| Forordning (EU) 2017/2195 | Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft. |
| Forordning (EU) 2018/1999 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) av 11. december 2018 om forvaltning av energiunionen og klimainnsatsen, om endring av Europaparlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 663/2009 og (EF) nr. 715/2009, Europaparlamentets og Rådets direktiv 94/22/EF, 98/70/EF, 2009/31/EF, 2009/73/EF, 2010/31/EU, 2012/27/EU og 2013/30/EU, Rådets direktiv 2009/119/EF og (EU) 2015/652 og om opphevelse av Europaparlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 525/2013. |

| | |
|---|---|
| Forordning (EU) 2019/942 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2019/942 av 5. juni 2019 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter. |
| Forordning (EU) 2019/943 | Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2019/943 av 5. juni 2019 om det indre marked for energi. |

### 7.1.5 EØS-komitéens beslutninger

| | |
|---|---|
| EØS-komitéens beslutning 146/2005 | EØS-komiteens beslutning nr. 146/2005 av 2. desember 2005 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi). |
| EØS-komitéens beslutning 93/2017 | EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi). |

### 7.1.6 Utenlandske lover

**Island**

| | |
|---|---|
| Lög um Orkustofnun | Lög um Orkustofnun 2003 nr. 87 26. Mars. |

**Slovakia**

| | |
|---|---|
| Zákon č. 250/2012 | Zákon č. 250/2012 z 31. júla 2012 o regulácii v sieťových odvetviach. |

**Sverige**

| | |
|---|---|
| Regeringsformen | Kungörelse (1974: 152) om beslutad ny regeringsform. |

**Tyskland**

| | |
|---|---|
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist. |

**USA**

| | |
|---|---|
| Interstate Commerce Act | Interstate Commerce Act of 1887, Pub. L. 49-104, 24 Stat. 379. |

**Østerrike**

| | |
|---|---|
| E-ControlG | Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG). |

## 7.2 Forarbeider og andre offentlige dokumenter

### 7.2.1 Norske forarbeider og dokumenter

**Offentlige utredninger**

| | |
|---|---|
| NOU 1991: 8 | *Lov om statsforetak.* |
| NOU 1995: 21 | *Organisering av forbrukerapparatet* |
| NOU 2004: 7 | *Statens forretningsmessige eierskap — Organisering og forvaltning av eierskapet.* |
| NOU 2012: 2 | *Utenfor og innenfor — Norges avtaler med EU.* |
| NOU 2019: 5 | *Ny forvaltningslov — Lov om saksbehandlingen i offentlig forvaltning (forvaltningsloven).* |

| | |
|---|---|
| NOU 2020: 9 | *Blindsonen — Gransking av feilpraktiseringen av folketrygdlovens oppholdskrav ved reiser i EØS-området.* |

**Proposisjoner**

| | |
|---|---|
| St.prp. nr. 121 for 1955 | *Om tiltak for å lette den administrative arbeidsbyrden for statsrådene.* |
| Ot.prp. nr. 43 (1989–1990) | *Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (energiloven).* |
| St.prp. nr. 101 (1991–1992) | *Avtale om samtykke til ratifikasjon av a) en avtale mellom Efta-statene om opprettelse av et overvåkingsorgan og en domstol, og b) en avtale om Efta-statenes faste komite, begge undertegnet i Oporto 2. mai 1992* |
| Ot.prp. nr. 31 (1997–1998) | *Om lov om endringer i lov 23 juni 1995 nr 39 om telekommunikasjon.* |
| Ot.prp. nr. 58 (2002–2003) | *Om lov om elektronisk kommunikasjon (ekomloven).* |
| Ot.prp. nr. 51 (2004–2005) | *Om lov om mekling og rettergang i sivile tvister (tvisteloven).* |
| Ot.prp. nr. 61 (2005–2006) | *Om lov om endringer i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).* |
| Prop. 8 L (2016–2017) | *Endringer i jernbaneloven og jernbaneundersøkelsesloven (gjennomføring av direktiv 2012/34/EU mv.).* |
| Prop. 94 L (2016–2017) | *Lov om statens ansatte mv. (statsansatteloven).* |
| Prop. 1 S (2017–2018) (Olje- og energidepartementet) | *Statsbudsjett for budsjettåret 2018 under Olje- og energidepartementet : Utgiftskapitler: 1800–1840, 2440 og 2490 Inntektskapitler: 4800–4825, 5440, 5490, 5582, 5680 og 5685.* |

| | |
|---|---|
| Prop. 4 S (2017–2018) | *Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken.* |
| Prop. 5 L (2017–2018) | *Endringer i energiloven (tredje energimarkedspakke).* |
| Prop. 6 L (2017–2019) | *Endringer i naturgassloven (tredje energimarkedspakke).* |
| Prop. 199 LS (2020–2021). | *Endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet) og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet.* |

**Innstillinger**

| | |
|---|---|
| Innst. S. nr. 244 (1989–90) | *Innstilling fra finanskomiteen om gjennomføring av det finanspolitiske opplegget for 1990.* |
| Innst. 175 L (2017–18) | *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Endringer i energiloven (tredje energimarkedspakke).* |

| | |
|---|---|
| Innst. 178 S (2017–2018) | *Innstilling til Stortinget fra energi- og miljøkomiteen om Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken.* |

**Representantforslag**

| | |
|---|---|
| Dokument 8:172 S (2020–2021) | *Representantforslag om at Norge må trekke seg ut av EUs energibyrå (ACER).* |

**Kongelige resolusjoner**

| | |
|---|---|
| Kgl. res. 18. januar 1991 nr. 24 | *Kongelig resolusjon av 18. januar 1991 nr. 24 om delegering av myndighet til Olje- og energidepartementet etter energiloven.* |

**Stortingsmeldinger**

| | |
|---|---|
| St.meld. nr. 29 (1998–99) | *Om energipolitikken – Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 19. mars 1999, godkjent i statsråd samme dag.* |
| St.meld. nr. 17 (2002–2003) | *Om statlige tilsyn – Tilråding fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet av 24. januar 2003, godkjent i statsråd samme dag (Regjeringen Bondevik II).* |
| Meld. St. 36 (2020–21) | *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser.* |

**Høringsnotater**


| | |
|---|---|
| Høringsnotat NEM | *Høringsnotat, forslag til ny forskrift om nettregulering og energimarkedet, samt endringer i energilovforskriften, forskrift om kraftomsetning og nettjenester, forskrift om kontroll av nettvirksomhet, forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, forskrift om rapporteringsplikt for kraftleveringsavtaler, forskrift om energiutredninger og forskrift om planlegging og gjennomføring av rekvisisjon av kraft og tvangsmessige leveringsinnskrenkninger ved kraftrasjonering.* Olje- og energidepartementet, https://www.regjeringen.no/contentassets/6ea2b5407c3142a7ac8c221dee7247a2/horingsnotat-1-l975313.pdf, besøkt 17. november 2021. |
| Høringsnotat 2013 | *Høringsnotat, forslag til endringer i energiloven (gjennomføring av Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF (tredje elmarkedsdirektiv), Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (om grensekryssende krafthandel) og Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 (om opprettelsen av et byrå for samarbeid mellom energiregulatorene).* Tilgjengelig her: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/hc3b8ringer/hoeringsnotat_tredje_energimarkedspakke.pdf, besøkt 6. november 2021. |

**EØS-notater**


| | |
|---|---|
| EØS-notat 11. desember 2013 | EØS-notat: Endringsdirektiv PSI. Fornyings-, administrasjons- og kirkedepartementet, 11. desember 2013. https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2013/sep/endringsdirektiv-psi/id2433362/, besøkt 17. november 2021. |
| EØS-notat 28. mai 2019 | EØS-notat: Energieffektiviseringsdirektivet. Olje- og energidepartementet, 28. mai 2019. https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2011/sep/energieffektiviseringsdirektivet/id2433307/, besøkt 17. november 2021. |
| EØS-notat 30. oktober 2019 | EØS-notat: Ekomdirektivet. Kommunal- og moderniseringsdepartementet, sist behandlet i spesialutvalg 30. oktober 2019. https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2016/nov/ekomkodeksen/id2555877/, besøkt 17. november 2021. |
| EØS-notat 9. juni 2020 | EØS-notat: Direktiv om nasjonale konkurransemyndigheters prosessuelle håndhevingskompetanse, uavhengighet og ressurser. Nærings- og fiskeridepartementet, 2. juni 2020. https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2017/juni/direktivforslag-om-nasjonale-konkurransemyndigheters-prosessuelle-handhevingskompetanse-uavhengighet-og-ressurser/id2563819/, besøkt 17. november 2021. |

**Lovavdelingens tolkningsuttalelser**

| | |
|---|---|
| Lovavdelingen 2018 | *§ 26 – Tredje energimarkedspakke – grunnlovsvurdering*. Referanse: 16/2442 EO ATV/IH. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/tredje-energimarkedspakke---grunnlovsvurdering/id2594207/, besøkt 27. oktober 2021. |

**RMEs rapporter**

| | |
|---|---|
| RME rapport nr. 1/2020 | *Oppsummering av høringsinnspill og forslag til endring i forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM)*. Nr. 1/2020. Reguleringsmyndigheten for energi (RME), Oslo: Februar 2020. https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2020/rme_rapport2020_01.pdf, besøkt 6. november 2021. |
| RME rapport nr. 6/2020 | *Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen*. Nr. 6/2020. Reguleringsmyndigheten for energi (RME), Oslo: August 2020. https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2020/rme_rapport2020_06.pdf, besøkt 6. november 2021. |

**NVEs høringsdokumenter**

| | |
|---|---|
| NVE høringsdokument nr. 8/2019 | *Høringsdokument : Forslag til endringer i energilovforskriften*. Nr. 8/2019. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oslo: Juni 2019. |

https://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2019/hoeringsdokument2019_08.pdf, besøkt 6. november 2021.

**Andre NVE- og RME-dokumenter**

NVE Organisasjonskart — *Kart over NVE*. https://www.nve.no/media/11308/org-kart-mseksjoner_uledere_0101-3103_2020_b.pdf, besøkt 27. oktober 2021.

NVE årsmelding 2013 — *Årsmelding 2013*. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_30.pdf, besøkt 27. oktober 2021.

RME årsmelding 2020 — *Årsrapport 2020*. https://www.nve.no/media/11964/versjon-per-29-april-a-rsrapport-2020-for-rme.pdf, besøkt 15. november 2021.

**Andre dokumenter fra sentralforvaltningen**

Direktoratsboka 1993 — *En orientering om arbeidet i direktoratene og om direktoratenes forhold til Regjering, Storting og andre forvaltningsorganer*. Administrasjonsdepartementet, Oslo: Februar 1993.

Difi-rapport 2012: 7 — *Uavhengig eller bare uavklart? Organisering av statlig myndighetsutøvelse*. Direktoratet for forvaltning og IKT (Difi, nå: Direktoratet for forvaltning og økonomistyring, DFØ). Oslo: Mai 2012. https://dfo.no/rapporter-og-statistikk/rapporter/uavhengig-eller-bare-uavklart-organisering-av-statlig-myndighetsutovelse, besøkt 17. november 2021.

Offisielt fra statsråd 19. oktober 2018 — *Offisielt fra statsråd 19. oktober 2018*. https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/offisielt-

| | |
|---|---|
| | fra-statsrad-19.-oktober-2018/id2616340/, besøkt 6. november 2021. |
| Reglement for økonomistyring i staten | *Reglement for økonomistyring i staten. Bestemmelser om økonomistyring i staten*. Finansdepartementet, Oslo: 12. desember 2003, sist endret 31. august 2021. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/reglement_for_okonomistyring_i_staten.pdf, besøkt 6. november 2021. |
| Retningslinjer for revisjon av konsesjonsvilkår for vassdragsreguleringer | *Retningslinjer for revisjon av konsesjonsvilkår for vassdragsreguleringer*. Olje- og energidepartementet, Oslo: 25. mai 2012. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/2012-0606_retningslinjer_for_revisjon_25mai_siste.pdf, besøkt 27. oktober 2021. |
| Statens eierrapport 2020 | *Statens eierrapport – Statens direkte eierskap i selskaper*. Nærings- og fiskeridepartementet, Oslo: 8. juni 2021. https://www.regjeringen.no/contentassets/ca3c0a55b6b041ff8be7d04cf6b0a3cd/statens_eierrapport_2020_nett_oppslag_v2.pdf, besøkt 17. november 2021. |
| Supplerende tildelingsbrev til RME fra OED | *Supplerende tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2021 – Reguleringsmyndigheten for energi for 2021*. https://www.regjeringen.no/contentassets/c329995a4ad64648bc574543c5f682f4/supplerende-1.pdf, besøkt 27. oktober 2021. |

### 7.2.2 Europeiske forarbeider og dokumenter

**EU-kommisjonens forarbeider**


| | |
|---|---|
| COM (88) 238 | *The internal energy market. Commission working document.* EU-kommisjonen, Brüssel: 2. mai 1988. |
| COM (2000) 393 | *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on a common regulatory framework for electronic communications networks and services.* EU-kommisjonen, Brüssel: 19. desember 2000. |
| COM (2001) 125 | *Communication from the Commission to the Council and the European Parliament completing the internal energy market. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives 96/92/EC and 98/30/EC concerning common rules for the internal market in electricity and natural gas. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity.* EU-kommisjonen, Brüssel, 13. mars 2001. |
| COM (2006) 841 | *Prospects for the internal gas and electricity market. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament.* EU-kommisjonen, Brüssel: 10. januar 2006. |
| COM (2015) 080 | *A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*. EU-kommisjonen, Brüssel: 25. februar 2015. |

SWD (2016) 0410 *Commission Staff Working Document Impact Assessment : Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector*. EU-kommisjonen, Brüssel: 30. oktober 2016.

**EU-kommisjonens tolkningsnotater**

Kommisjonen 2010 *Commission Staff Working Paper : Interpretative note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas : The regulatory authorities*. EU-kommisjonen, Brüssel: 22. januar 2010.

**EU-kommisjonens utredninger**

Kommisjonen 2019 *Assessing the independence and effectiveness of national regulatory authorities in the field of energy*. EU-kommisjonen, Spark, Trinomics og University of Groningen: 14. juni 2019.

**EU-kommisjonens avgjørelser**


| | |
|---|---|
| IP/11/412 | *Digital Agenda: Latvia ensures independence of national telecoms regulators; Commission closes infringement case*. EU-kommisjonen, Brüssel: 6. april 2011. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_11_412, besøkt 17. november 2021. |
| AT.40461 | *CASE AT.40461 – DE/DK Interconnector : Antitrust procedure. Council Regulation (EC) 1/2003*. EU-kommisjonen, Brüssel: 7. desember 2018. https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf, besøkt 17. november 2021. |


**Dokumenter fra EFTAs overvåkningsorgan (ESA)**


| | |
|---|---|
| ESA 2020 | *Request for Information concerning Directives 2009/72 and 2009/73's provisions related to national regulatory authorities for Norway*. EFTAs overvåkningsorgan, Brüssel: 16. oktober 2020. https://www.eftasurv.int/cms/sites/default/files/documents/gopro/Request%20for%20Information%20concerning%20Directives%202009_72%20and%202009_73%27s%20provisions%20related%20to%20national%20regulatory%20author.pdf, besøkt 17. november 2021. |
| «Table of correspondence» til ESA | *Table of correspondence of Directive 2009/72 provisions related to national regulatory authorities for Norway*. EFTAs overvåkningsorgan, Brüssel: 13. mai 2020. Utleveres på forespørsel. |

**EU-domstolens regelverk**

Statuttene for EU-domstolen (Statute of the Court of Justice of the European Union).

**EFTA-domstolens regelverk**

Rettergangsordning for EFTA-domstolen (Rules of procedure).

**Dokumenter fra Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)**

Acer Rules of Procedure.

### 7.2.3 Utenlandske forarbeider og dokumenter

**Svenske forarbeider**

| | |
|---|---|
| Prop 2010/11: 70 | *Regeringens proposition 2010/11:70 : Tredje inremarknadspaketet för el och naturgas.* |
| Statskontoret 2003: 27 | *Effektivare tillsyn över energimarknaderna.* Statskontoret, Stockholm: 23. november 2003. |
| Statskontoret 2007: 10 | *Energimarknadsinspektionen – organisation och samverkan*. Statskontoret, Stockholm: 24. september 2007. |

**Islandske forarbeider**

| | |
|---|---|
| Þingskjal 1242 – 782. mál | *149. löggjafarþing 2018–2019. Þingskjal 1242 – 782. mál. Stjórnarfrumvarp.* |

**Nederlandske regjeringsdokumenter**

Minder last, meer effect – Zes principes van goed toezicht. Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, 2005. https://www.inspectie-jenv.nl/binaries/inspectie-venj/documenten/protocollen/2013/01/10/de-zes-principes-van-goed-toezicht/De+zes+principes+van+goed+toezicht.pdf, besøkt 27. oktober 2021.

**Tyske regulatoravgjørelser**

BK7-21-056 *Antrag der Nord Stream 2 AG auf Zertifizierung gemäß §§ 4a, b, 10 ff EnWG.* Bundesnetzagentur, 16. November 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2021/BK7-21-0056/BK7-21-0056_Antrag.html, besøkt 28. november 2021.

## 7.3 Rettspraksis

### 7.3.1 Norske rettsavgjørelser

**Høyesteretts dommer og kjennelser**

Rt. 1930 s. 241.

Rt. 1986 s. 46.

Rt. 1993 s. 808.

Rt. 1996 s. 520.

Rt. 2000 s. 1811

Rt. 2003 s. 833.

Rt. 2009 s. 459.

Rt. 2012 s. 1556.

HR-2021-417-P.

**Høyesteretts betenkninger**

HR-2021-655-P.

**Lagmannsrettenes dommer og kjennelser**

LB-2020-18230.

**Tingrettenes dommer og kjennelser**

18-167528TVI-TOSL/06.

### 7.3.2 Europeiske rettsavgjørelser

**EU-domstolen (før 2009: EF-domstolen)**

| | | |
|---|---|---|
| Sak 9-56 | *Meroni & Co., Industrie Metallurgiche, SpA v High Authority of the European Coal and Steel Community* [Meroni]. | ECLI:EU:C:1958:7 |
| Forente saker 51-54/71 | *International Fruit Company NV and others v Produktschap voor groenten en fruit*. | ECLI:EU:C:1971:128 |
| Sak 98-80 | *Giuseppe Romano v Institut national d'assurance maladie-invalidité* [Romano]. | ECLI:EU:C:1981:104 |

| | | |
|---|---|---|
| C-48/89 | *Commission of the European Communities v Italian Republic.* | ECLI:EU:C:1990:255 |
| C-374/89 | *Commission of the European Communities v Kingdom of Belgium.* | ECLI:EU:C:1991:60 |
| C-69/91 | *Criminal proceedings against Francine Gillon, née Decoster.* | ECLI:EU:C:1992:240 |
| C-162/96 | *A. Racke GmbH & Co. v Hauptzollamt Mainz.* | ECLI:EU:C:1998:293 |
| C-376/98 | *Federal Republic of Germany v European Parliament and Council of the European Union* [Tobakksreklamesak I]. | ECLI:EU:C:2000:544 |
| C-377/98 | *Kingdom of the Netherlands v European Parliament and Council of the European Union.* | ECLI:EU:C:2001:523 |
| C-114/01 | *Proceedings against AvestaPolarit Chrome Oy, formerly Outokumpu Chrome Oy.* | ECLI:EU:C:2003:448 |
| C-491/01 | *The Queen v Secretary of State for Health, ex parte British American Tobacco (Investments) Ltd and Imperial Tobacco Ltd.* | ECLI:EU:C:2002:741 |
| C-201/02 | *The Queen, on the application of Delena Wells v Secretary of State for Transport, Local Government and the Regions.* | ECLI:EU:C:2004:12 |
| C-210/03 | *The Queen, on the application of: Swedish Match AB and Swedish Match UK Ltd v Secretary of State for Health.* | ECLI:EU:C:2004:802 |
| C-380/03 | *Federal Republic of Germany v European Parliament and Council of the European Union.* | ECLI:EU:C:2006:772 |

| | | |
|---|---|---|
| C-344/04 | *The Queen, on the application of International Air Transport Association and European Low Fares Airline Association v Department for Transport.* | ECLI:EU:C:2006:10 |
| C-301/06 | *Ireland v European Parliament and Council of the European Union.* | ECLI:EU:C:2009:68 |
| C-82/07 | *Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones v Administración del Estado.* | ECLI:EU:C:2008:143 |
| C-518/07 | *European Commission v Federal Republic of Germany.* | ECLI:EU:C:2010:125 |
| C-58/08 | *The Queen, on the application of Vodafone Ltd and Others v Secretary of State for Business, Enterprise and Regulatory Reform.* | ECLI:EU:C:2010:321 |
| C-389/08 | *Base NV and Others v Ministerraad.* | ECLI:EU:C:2010:584 |
| C-557/10 | *European Commission v Portuguese Republic.* | ECLI:EU:C:2012:662 |
| C-614/10 | *European Commission v Republic of Austria.* | ECLI:EU:C:2012:3801 |
| C-288/12 | *European Commission v Hungary.* | ECLI:EU:C:2014:237 |
| C-270/12 | *United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland v European Parliament and Council of the European Union* [ESMA]. | ECLI:EU:C:2014:18 |
| C-547/14 | *Philip Morris Brands SARL and Others v Secretary of State for Health.* | ECLI:EU:C:2016:325 |
| C-203/15 og C-698/15 (forente saker) | *Tele2 Sverige AB v Post- och telestyrelsen and Secretary of State for the Home Department v Tom Watson and Others.* | ECLI:EU:C:2016:970 |
| C-240/15 | *Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni v Istituto Nazionale di Statistica – ISTAT and Others.* | ECLI:EU:C:2016:608 |

| | | |
|---|---|---|
| C-424/15 | *Xabier Ormaetxea Garai and Bernardo Lorenzo Almendros v Administración del Estado.* | ECLI:EU:C:2016:780 |
| C-503/15 | *Ramón Margarit Panicello v Pilar Hernández Martínez.* | ECLI:EU:C:2017:126 |
| C-549/15 | *E.ON Biofor Sverige AB v Statens energimyndighet.* | ECLI:EU:C:2017:490 |
| C-64/16 | *Associação Sindical dos Juízes Portugueses v Tribunal de Contas.* | ECLI:EU:C:2018:117 |
| C-224/16 | *Asotsiatsia na balgarskite predpriyatia za mezhdunarodni prevozi i patishtata (Aebtri) v Nachalnik na Mitnitsa Burgas.* | ECLI:EU:C:2017:880 |
| C-530/16 | *European Commission v Republic of Poland.* | ECLI:EU:C:2018:430 |
| C-515/17 P og C-561/17 P (forente saker) | *Uniwersytet Wrocławski and Republic of Poland v Research Executive Agency.* | ECLI:EU:C:2020:73 |
| C-261/18 | *European Commission v Ireland.* | ECLI:EU:C:2019:955 |
| C-508/18 og C-82/19 (forente saker) | *Minister for Justice and Equality v OG and PI.* | ECLI:EU:C:2019:456 |
| C-718/18 | *European Commission v Federal Republic of Germany.* | ECLI:EU:C:2021:662 |
| C-771/18 | *European Commission v Hungary.* | ECLI:EU:C:2020:584 |
| C-824/18 | *A.B. and Others v Krajowa Rada Sądownictwa and Others.* | ECLI:EU:C:2021:153 |
| C-24/19 | *A and Others v Gewestelijke stedenbouwkundige ambtenaar van het departement Ruimte Vlaanderen, afdeling Oost-Vlaanderen.* | ECLI:EU:C:2020:503 |
| C-83/19, C-127/19, C-195/19, C-291/19, C-355/19 og C-397/19 (forente saker) | *Asociația «Forumul Judecătorilor din România» and Others v Inspecția Judiciară and Others.* | ECLI:EU:C:2021:393 |

| | | |
|---|---|---|
| C-378/19 | *Proceedings brought by Prezident Slovenskej republiky.* | ECLI:EU:C:2020:462 |
| C-767/19 | *European Commission v Kingdom of Belgium.* | ECLI:EU:C:2020:984 |

**Generaladvokatenes forslag til avgjørelser**

| | | |
|---|---|---|
| C-718/18 | *Opinion of Advocate General Pitruzzella delivered on 14 January 2021. European Commission v Federal Republic of Germany.* | ECLI:EU:C:2021:20 |

**Underretten**

| | | |
|---|---|---|
| T-338/08 | *Stichting Natuur en Milieu and Pesticide Action Network Europe v European Commission.* | ECLI:EU:T:2012:300 |
| T-396/09 | *Vereniging Milieudefensie and Stichting Stop Luchtverontreiniging Utrecht v European Commission.* | ECLI:EU:T:2012:301 |

**EFTA-domstolen**

| | | |
|---|---|---|
| E-9/97 | *Erla María Sveinbjörnsdóttir v The Government of Iceland.* | |
| E-6/01 | *CIBA Speciality Chemicals Water Treatment Ltd and Others v the Norwegian State* | |

### 7.3.3 Utenlandske rettsavgjørelser

**Danmarks Højesteret**

UfR 2017.824H (Ajos)

**Den nederlandske forvaltningsdomstolen for handel og industry (CBb)**

| | |
|---|---|
| ECLI:NL:CBB:2010:BM9470 | AWB 09/162, 09/163, 09/164, 09/168, 09/169 en 09/170 en 09/417 29 juni 2010. 18400 Gaswet. |

**Den østerrikske øverste forvaltningsdomstolen (Verwaltungsgerichtshof)**

| | |
|---|---|
| Ro 2016/04/0013 | Dom avsagt 23. november 2016 (Unabhängigheit der E-Control). |

**Tysklands forfatningsdomstol (Bundesverfassungsgericht)**

BVerfGE 89, 155 (Maastricht).

**Tysklands høyesterett (Bundesgerichtshof)**

EnVR 58/18

## 7.4 Litteratur

### 7.4.1 Bøker og fagartikler


| | |
|---|---|
| Alexiadis/Pereira Neto 2019a | Alexiadis, Peter og Caio Mário da Silva Pereira Neto. *Competing architectures for regulatory and competition law governance*. Florence School of Regulation, 14. juni 2019. https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/63285, besøkt 26. oktober 2021. |

| | |
|---|---|
| Alexiadis/Pereira Neto 2019b | Alexiadis, Peter og Caio Mário da Silva Pereira Neto. «Merging of ex ante and ex post functions in a 'super-regulator': Pros and Cons». Florence School of Regulation, 29. juli 2019. https://fsr.eui.eu/merging-of-ex-ante-and-ex-post-functions-in-a-super-regulator-pros-and-cons/, besøkt 26. oktober 2021. |
| Árnadóttir 2018 | Árnadóttir, Ragna. «Áhrif innleiðingar þriðja orkupakka ESB í íslenskan rétt» («Virkningen av implementeringen av EUs tredje energipakke i islandsk rett»). *Úlfljótur*, 14. juli 2018. |
| Arnesen 1995 | Arnesen, Finn. *Introduksjon til rettskildelæren i EF*. 3. utgave, Oslo: Senter for EF-rett, 1995. |
| Arnesen/Stenvik 2015 | Arensen, Finn og Are Stenvik. *Internasjonalisering og juridisk metode : Særlig om EØS-rettens betydning i norsk rett.* 2. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2015. |
| Askhaven 2019 | Askhaven, Hanna Bjørhus. «Energimarkedsbyrået ACER». *MarIus* nr. 521, 2019. |
| Austvik/Claes 2011 | Austvik, Ole Gunnar & Claes, Dag Harald. «EØS-avtalen og norsk energipolitikk». I *Europautredningen*, rapport nr. 8. Oslo, 2011. |
| Backer 1986 | Backer, Inge Lorange. «En utvikling i delegasjonslæren?». I *Samfunn, rett og rettferdighet – festskrift til Torstein Eckhoff på 70-årsdagen*, Anders Bratholm, Torkel Opsahl og Magnus Aarbakke (red.), Oslo: Tano, 1986, s. 55–67. |
| Bibow 2001 | Bibow, Jens F. [Naas-Bibow]. *Inntektsregulering av kraftnettselskaper*. Oslo: Cappelen, 2001. |
| Bjørnebye m.fl. 2007 | Bjørnebye, Henrik, Finn Arnesen, Ivar Alvik og Ola Mestad. «EØS-rettslige rammer for revisjon av energiloven», utredning til Olje- og energidepartementet, 9. juli 2007. |
| Bjørnebye 2010 | Bjørnebye, Henrik. *Investing in EU Energy Security. Exploring the regulatory approach to tomorrow's electricity production*, Alphen aan den Rijn: Kluwer Law International, 2010. |

| | |
|---|---|
| Bjørnebye 2019 | Bjørnebye, Henrik. «The impact of the third energy market package on national resource management», *MarIus* nr. 482, 2019. |
| Bjørnebye 2020 | Bjørnebye, Henrik. «Hva betyr EUs ren energi-pakke for Norge?» Norsk Klimastiftelse rapport nr. 03/2020. https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/hva-betyr-eus-rene-nergi-pakke-for-norge/, besøkt 26. oktober 2021. |
| Bull 2002 | Bull, Henrik. *Det indre marked for tjenester og kapital*, Oslo: Universitetsforlaget, 2002. |
| Buschle/Jourdan-Andersen 2015 | Buschle, Dirk og Birgitte Jourdan-Andersen. «Energy Law». I *The Handbook of EEA Law*. Carl Baudenbacher (red.) Cham: Springer International Publishing Switzerland, 2015, s. 773–805. |
| Cabau 2010 | Cabau, Emmanuel. «National Regulatory Authorities». I *EU Energy Law: The Internal Energy Market.* Christopher Jones (red.), 3. utgave, Deventer: Claeys & Casteels, 2010, s. 217–256. |
| Cabau 2021 | Cabau, Emmanuel. «National Regulatory Authorities». I *EU Energy Law: The Internal Energy Market.* Christopher Jones (red.), 5. utgave, Deventer: Claeys & Casteels, 2021, s. 265–320. |
| Christiansen 2018 | Christiansen, Per. «Article 36 – Action for annulment». I *Agreement on the European Economic Area – A commentary*, Finn Arnesen m.fl. (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2018, s. 1041–1046. |
| Claes/Vik 2011 | Claes, Dag Harald og Amund Vik. «Kraftsektoren: fra samfunnsgode til handelsvare». I *Forretning eller fordeling? Reform av offentlig nettverkstjenester*, Dag Harald Claes og Per Kristen Mydske (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2011, s. 98–121. |
| Craig 2018 | Craig, Paul. *EU Administrative Law*. 3. utgave, Oxford: Oxford University Press, 2018. |

| | |
|---|---|
| Craig/De Búrca 2020 | Craig, Paul og Gráinne De Búrca. *EU Law : Text, Cases and Materials*. 7. utgave, Oxford: Oxford University Press, 2020. |
| Dal Bó 2006 | Dal Bó, Ernesto. «Regulatory Capture: A Review». *Oxford Review of Economic Policy*, volume 22, number 2, summer 2006, s. 203–225. |
| Delvaux 2013 | Delvaux, Bram. *EU law and the development of a sustainable, competitive and secure energy policy – opportunities adn shortcomings*, Antwerpen: Intersentia, 2013. |
| De Somer 2012 | De Somer, Stéphanie. «The Europeanisation of the Law on National Independent Regulatory Authorities from a Vertical and Horizontal Perspective», *Review of European Administrative Law*, volume 5, number 2, 2012, s. 93–130. |
| De Somer 2017 | De Somer, Stéphanie. *Autonomous Public Bodies and the Law: A European Perspective*, Cheltenham: Edward Elgar Publishing, 2017. |
| De Somer 2018 | De Somer, Stéphanie. «The powers of national regulatory authorities as agents of EU law». *ERA Forum*, volume 18, 2018, s. 581–595. |
| Dyrby 2021 | Dyrby, Sophia Alexis. *Den rettslige statusen til vedtak om metoder og vilkår («TCM»)*. Masteroppgave i rettsvitenskap, Universitetet i Oslo, 2021. https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/88573/204.pdf?sequence=1&isAllowed=y, besøkt 26. oktober 2021. |
| Eckhoff 1966 | Eckhoff, Torstein. «Delegasjon av avgjørelsesmyndighet i forvaltningen». I *Rettferdighet og rettssikkerhet*, Torstein Eckhoff, Oslo: Johan Grundt Tanum forlag, 1966, s. 313–356. |
| Eckhoff/Sundby 1976 | Eckhoff, Torstein og Nils Kristian Sundby: *Rettssystemer*. 1. utgave, Oslo: Tanum-Norli, 1976. |
| Eckhoff/Sundby 1991 | Eckhoff, Torstein og Nils Kristian Sundby: *Rettssystemer*. 2. utgave, Oslo: Tano, 1991. |
| Eckhoff/Smith 2018 | Eckhoff, Torstein og Eivind Smith. *Forvaltningsrett*. 11. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2018. |

Egeberg/Trondal 2014 — Egeberg, Morten og Jarle Trondal. «Mot en felles europeisk forvaltning?». *Stat & Styring* 24, nr. 2, 2014, s. 48–50.

Egeberg/Trondal 2017 — Egeberg, Morten og Jarle Trondal. «Researching European Union Agencies: What Have We Learnt (and Where Do We Go from Here)?». *Journal of Common Market Studies*, Volume 55, Issue 4, 2017, s. 675–690.

Egeland 2021 — Egeland, Nina. *Regulering av integrerte foretak i kraftsektoren. Selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet etter energiloven §§ 4-6 og 4-7.* Masteroppgave i rettsvitenskap, Universitetet i Oslo, 2021. https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/88402/205.pdf?sequence=1&isAllowed=y, besøkt 26. oktober 2021.

Eriksen/Fredriksen 2019 — Eriksen, Christoffer Conrad og Halvard Haukeland Fredriksen. *Norges Europeiske forvaltningsrett : EØS-avtalens krav til norske forvaltningsorganers organisering og saksbehandling*. Oslo: Universitetsforlaget, 2019.

Eriksen/Holmøyvik 2021 — Eriksen, Christoffer Conrad og Eirik Holmøyvik. «Ugrei utgreiing frå Høgsterett. Kommentar til Høgsteretts betenkning til Stortinget (HR-2021-655-P)». Juridika.no, 5. april 2021. https://juridika.no/innsikt/kommentar-til-h%C3%B8yesteretts-betenkning-om-eus-jernbanepakke, besøkt 26. oktober 2021.

Falch 2004 — Falch, Ingvald. *Rett til nett – Konkurranse i nettbundne sektorer*. Oslo: Universitetsforlaget, 2004.

Fenger 1995 — Fenger, Niels. «Fællesskabsretlige begrænsninger for de nationale forvaltningers styringsmuligheder». I Fredrik Sejersted (red.), *Nordisk forvaltningsrett i møte med EF-retten*. Oslo: Universitetsforlaget, 1995, s. 141.

Fenger 2004 — Fenger, Niels. *Forvaltning og fællesskab: Om EU-rettens betydning for den almindelige forvaltningsret: Konfrontation og frugtbar sameksistens*. København: Jurist- og Økonomforbundets Forlag, 2004.

| | |
|---|---|
| Fleischer 2005 | Fleischer, Carl August. *Folkerett*. 8. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2005. |
| Franklin 2018 | Franklin, Christian. «Article 3 – Principle of loyalty». I *Agreement on the European Economic Area – A commentary*, Finn Arnesen m.fl. (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2018, s. 180–196. |
| Fredriksen 2010 | Fredriksen, Halvard Haukeland. «Hvem avgjør tolkningen av EØS-avtalen? – noen betraktninger om størrelsen 'gjeldende EØS-rett'». *Tidsskrift for Rettsvitenskap* 2010, s. 247–287. |
| Fredriksen 2012 | Fredriksen, Halvard Haukeland. «Bridging the Widening Gap between the EU Treaties and the Agreement on the European Economic Area». *European Law Journal* 2012, s. 868–886. |
| Fredriksen 2013 | Fredriksen, Halvard Haukeland. *Offentligrettslig erstatningansvar ved brudd på EØS-avtalen*. Bergen: Fagbokforlaget, 2013. |
| Fredriksen/Mathisen 2018 | Fredriksen, Halvard Haukeland og Gjermund Mathisen. *EØS-rett*. 3. utgave, Bergen: Fagbokforlaget, 2018. |
| Fredriksen/Mathisen 2019 | Fredriksen, Halvard Haukeland og Gjermund Mathisen. «EU-rett som norsk rettskilde». I *Juridisk metode og tenkemåte*, Alf Petter Høgberg og Jørn Øyrehagen Sunde (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2019, s. 386–419. |
| Gabbi 2014 | Gabbi, Simone. «The Principle of Institutional (Un)balance after Lisbon». *European Journal of Risk Regulation* 2014, s. 259–266. |
| Gilardi 2005 | Gilardi, Fabrizio. «The Formal Independence of Regulators: A Comparison of 17 Countries and 7 Sectors». *Swiss Political Science Review* 2005, s. 139–167. |
| Gilardi 2008 | Gilardi, Fabrizio. *Delegation in the Regulatory State. Independent Regulatory Agencies in Western Europe*. Cheltenham: Edward Elgar, 2008. |

| | |
|---|---|
| Graver 2002 | Graver, Hans Petter. *Forvaltningsrett i markedsstaten : Studier i europeisering av forvaltningsretten*. Bergen: Fagbokforlaget, 2002. |
| Graver 2017 | Graver, Jenny. «En språkviters møte med offentlighetsloven». *Lov og rett* 2017, s. 63–66. |
| Graver 2019 | Graver, Hans Petter. *Alminnelig forvaltningsrett*. 5. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2019. |
| Grønlie 2009a | Grønlie, Tore. *Sentraladministrasjonens historie etter 1945. Bind 1, Ekspansjonsbyråkratiets tid, 1945–1980*. Bergen: Fagbokforlaget, 2009. |
| Grønlie 2009b | Grønlie, Tore. *Sentraladministrasjonens historie etter 1945. Bind 2, Den nye staten? Tiden etter 1980.* Bergen: Fagbokforlaget, 2009. |
| Gullberg 2019 | Gullberg, Anne Therese. «ACER-debatten – Fortellingen om da debatten om EUs energiunion kom til Norge». Tankesmien Agenda, 2019. https://tankesmienagenda.no/uploads/documents/post/Notat-om-Acer-Anne-Therese-Gullberg.pdf, besøkt 26. oktober 2021. |
| Hammer 1994 | Hammer, Ulf. «Omorganisering av kraftmarkedet». *MarIus* nr. 204, 1994. |
| Hammer 1999 | Hammer, Ulf. *Tilrettelegging av kraftmarkedet*. Oslo: Cappelen akademiske forlag, 1999. |
| Hancher/Larouche 2010 | Hancher, Leigh og Pierre Larouche: «The Coming of Age of EU Regulation of Network Industries and Services of General Economic Interest». *Tilburg Law School Legal Studies* Research Paper No. 014/2010. |
| Holmøyvik 2011 | Holmøyvik, Eirik. «Grunnlova § 93 og læra om 'lite inngripende' myndigheitsoverføring i lys av nyare konstitusjonell praksis». *Lov og Rett* 2011, s. 447–471. |
| Hope 2000 | Hope, Einar. *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*. Bergen: Fagbokforlaget, 2000. |
| Høgberg A.P. 2019 | Høgberg, Alf Petter. «Domstolspraksis som rettskildefaktor». I *Juridisk metode og tenkemåte*, Alf Petter Høgberg og |

Jørn Øyrehagen Sunde (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2019, s. 259–292.

Høgberg B.M. 2016 — Høgberg, Benedikte Moltumyr. *Statsrett: kort forklart*. 2. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2016.

Høgberg B.M. 2019 — Høgberg, Benedikte Moltumyr. «Harmonisering og motstrid». I *Juridisk metode og tenkemåte*, Alf Petter Høgberg og Jørn Øyrehagen Sunde (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2019, s. 475–501.

Jakhelln 2021 — Jakhelln, Henning. «§ 21». I *Grunnloven, historisk kommentarutgave 1814-2020*. Ola Mestad og Dag Michalsen (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2021, s. 294–311.

Johnston/Block 2012 — Johnston, Angus og Guy Block. *EU Energy Law*. Oxford: Oxford University Press, 2012.

Klamert 2014 — Klamert, Marcus. *The Principle of Loyalty in EU Law*. Oxford: Oxford University Press, 2014.

Koefoed 2005 — Koefoed, Karl. *Regulators uavhengighet i elektrisitetssektoren*. Masteroppgave i rettsvitenskap, Universitetet i Oslo, 2005. https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/20519/Absoluttendeligversjonoppgave24nov2005.pdf?sequence=1&isAllowed=y, besøkt 26. oktober 2021.

Kotzur 2015 — Kotzur, Markus. «Article 263 – Action for annulment». I *European Union Treaties*, Rudolf Geiger, Daniel-Erasmus Khan og Markus Kotzur (red.), München: C.H. Beck og Hart, 2015.

Krawiec 2005 — Krawiec, Kimberly D. «Organization Misconduct: Beyond the Principal-Agent Model». *Florida State University Law Review* 2005, s. 571–615.

Lanceiro 2018 — Lanceiro, Rui Tavares. «The implementation of EU law by national administrations: Executive federalism and the principle of sincere cooperation». *Perspectives on Federalism*, Vol. 10, issue 1, 2018, s. 71–102.

| | |
|---|---|
| Langenbucher 1998 | Langenbucher, Katja. «Argument by Analogy in European Law». *The Cambridge Law Journal* Vol. 57, No. 3, 1998, s. 481–521. |
| Larouche/Larouche 2006 | Larouche, Pierre og Maartje Larouche [de Visser]. «The Triangular Relationship between the Commission, NRAs and National Courts Revisited». *Communications & Strategies*, No. 64, 2006, s. 125–145. |
| Lavrijssen/Bordei 2012 | Lavrijssen, Saskia og Irina Bordei: «ACER: Demystifying the European Energy Supervisor from a Consumer Perspective». *Oil, Gas and Energy Law*, Vol. 10, issue 5, 2012, s. 1–26. |
| Lavrijssen 2018 | Lavrijssen, Saskia. «Independence, Regulatory Competences and the Accountability of National Regulatories in the EU». *TILEC Discussion Paper No. 2018–038*. |
| Gútierrez-Fons/Lenaerts 2010 | Gútierrez-Fons, José A. og Koen Lenaerts, «The constitutional allocation of powers and general principles of EU law». *Common Market Law Review* Volume 47, Issue 6, 2010, s. 1629–1669. |
| Ludwigs 2011 | Ludwigs, Markus. «Die Bundesnetzagentur auf dem Weg zur Independent Agency? Europarechtliche Anstöße und verfassungsrechtliche Grenzen». *Die Verwaltung*, Vol. 44, issue 1, 2011, s. 41–74. |
| Maggetti/Papadopoulos 2018 | Maggetti, Martino and Yannis Papadopoulos. «The Principal-Agent Framework and Independent Regulatory Agencies». *Political Studies Review*, Volume 16, Number 3, 2018, s. 172–183. |
| Marshall/Edles 2015 | Breger, Marshall J. og Gary J. Edles. *Independent Agencies in the United States: Law, Structure, and Politics*. Oxford: Oxford University Press, 2015. |
| McGowan 1989 | McGowan, Francis. «The single energy market and energy policy: conflicting agendas?». *Energy Policy*, Vol. 17, No. 6, 1989, s. 547–553. |
| Mellingen/Sødal 2009 | Sødal [Marstad], Ellen Karina og Karen Mellingen. «Elektroner på utenlandsreise : Det norske konsesjonsregimet for |

utveksling av elektrisitet – særlig i lys av EØS-avtalen». *MarIus* nr. 386, 2009.

Miller 1986 — Miller, Geoffrey P. «Independent Agencies». *The Supreme Court Review*. 1986, s. 41–97.

Moen 2019 — Moen, Olav Haugen. *Forvaltningsskjønn og domstolskontroll*. Oslo: Gyldendal, 2019.

Mostuen 2018 — Mostuen, Gro Grytli. *Statnett og nettselskapene*. Masteroppgave i rettsvitenskap, Universitetet i Oslo, 2018. https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/64300/5/223.pdf, besøkt 26. oktober 2021.

Nesdam 2007 — Nesdam, Anne Karin. *Det indre transportmarkedet : En analyse av virkemiddelbruken i den fellesskapsrettslige energimarkedslovgivningen*. Avhandling for graden dr. juris, Universitetet i Oslo, 2007.

Newbery 2005 — Newbery, David. «Electricity liberalisation in Britain: The quest for a satisfactory wholesale market design». *The Energy Journal* Vol. 26, Special Issue: European Electricity Liberalisation, 2005, s. 43–70.

Osborne/Gaebler 1992 — Osborne, David og Ted Gaebler. *Reinventing Government: How the Entrepreneurial Spirit Is Transforming the Public Sector*. New York: Addison-Westley, 1992.

Ottow 2013 — Ottow, Annetje. «The different levels of protection of national supervisors' independence in the European landscape». I *On Judicial and Quasi-judicial Independence*. Suzanne Comtois og Kars de Graaf (red.), Den Haag: Boom Juridische uitgevers, 2013, s. 139–155.

Poiares Maduro 2007 — Poiares Maduro, Miguel. «Interpreting European Law: Judicial Adjudication in a Context of Constitutional Pluralism». *European Journal of Legal Studies*, Volume 1, Number 2, 2007.

Rabben 2021 — Rabben, Jon. Lovkommentarer til energiloven. Karnov/Lovdata Pro, 2021.

Rama 2020 — Rama, Isa. *Protection of Rights in the EEA : Avenues for ex post Control of Agency Decisions in the EFTA Pillar*. Masteroppgave i rettsvitenskap, Universitetet i Oslo, 2020. https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/79583/218.pdf?sequence=5, besøkt 26. oktober 2021.

Redmount 1959 — Redmount, Robert S. «Psychological Views in Jurisprudential Theories». *University of Pennsylvania Law Review* Vol. 107, 1959, s. 472–513.

Reitan 2014 — Reitan, Marit. «Miljø og kraft – en gjenvisitt». I *Politikk i grenseland – festskrift til Øyvind Østerud*. Dag Harald Claes, Knut Heidar og Cathrine Holst (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2014, s. 41–58.

Rizzuto 2021 — Rizzuto, Franco [Francesco]. «The Independence of National Regulatory Authorities: Is There now an Autonomous EU Law concept of Independence of General Application? Case Comment: Judgment of the Court 11 June 2020 in Case C-378/19 The President of the Slovak Republic». *European Competition and Regulatory Law Review*, Volume 5, Issue 1, 2021, s. 64–75.

Ruud/Ulfstein 2018 — Ruud, Morten og Geir Ulfstein. *Innføring i folkerett*. 5. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2018.

Røsvoll 2020 — Røsvoll, Tarjei Ellingsen. «Delegering i forvaltningsretten – et spørsmål om styring?». *Jussens Venner*, vol. 55, nr. 4, 2020, s. 234–264.

Schütze 2016 — Schütze, Robert. *European Constitutional Law*. 2. utgave, Cambridge: Cambridge University Press, 2016.

Sejersted 2002 — Sejersted, Fredrik. *Kontroll og konstitusjon. Statsrettslige studier i Stortingets kontrollvirksomhet*. Oslo: Cappelen Damm, 2002.

Sejersted m.fl. 2011 — Sejersted, Fredrik m.fl., *EØS-rett*. 3. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2011.

Shapiro 1997 — Shapiro, Martin. «The problems of independent agencies in the United States and the European Union». *Journal of European Public Policy*, Volume 4, Issue 2, 1997, s. 276–291.

| | |
|---|---|
| Skoghøy 2017 | Skoghøy, Jens Edvin A. *Tvisteløsning*. 3. utgave, Oslo: Universitetsforlaget, 2017. |
| Skullerud m.fl. 2019 | Skullerud, Åste Marie Bergseng mfl. *Personopplysningsloven og personvernforordningen (GDPR) – Kommentarutgave*. Oslo: Universitetsforlaget, 2019. |
| Smith 1976 | Smith, Eivind. «Delegasjon av forvaltningsmyndighet til private og uavhengige organer». *Tidsskrift for Rettsvitenskap*, 1976, s. 360–390. |
| Smith 1993 | Smith, Eivind. «Forvaltningsdomstoler i Norge?». *Lov og Rett*, 1993, s. 217–218. |
| Smith 2002 | Smith, Eivind. «Den konstitusjonelle adgang til å legge vedtaksmyndighet til 'uavhengige' organer». I Eivind Smith, *Stat og rett : artikler i utvalg 1980–2001*. Oslo: Universitetsforlaget, 2002, s. 509–524. |
| Stavang 1999 | Stavang, Per. *Storting og regjering. Om instruksar frå Stortinget til regjeringa*. Bergen: Alma Mater Forlag AS/ Fagbokforlaget, 1999. |
| Stephenson 2006 | Stephenson, Matthew C. «Legislative Allocation of Delegated Power: Uncertainty, Risk, and the Choice between Agencies and Courts». *Harvard Law Review*, Volume 119, Number 4, 2006, s. 1035–1070. |
| Sundby 1974 | Sundby, Nils Kristian. *Om normer*. Oslo: Universitetsforlaget, 1974. |
| Støle/Naas-Bibow 2021 | Støle, Frode og Jens Naas-Bibow. «Mens vi venter på Høyesterett i ACER-saken». Enkommafem.no, 8. januar 2021. https://enkommafem.no/en/posts/mens-vi-venter-paa-hoeyesterett-i-acer-saken, besøkt 27. oktober 2021. |
| Sześciło 2021 | Sześciło, Dawid. «Challenging Administrative Sovereignty: Dimensions of Independence of National Regulatory Authorities Under the EU Law». *European Public Law*, Volume 27, Issue 1, 2021, s. 191–216. |
| Thatcher 2005 | Thatcher, Mark. «The Third Force? Independent Regulatory Agencies and Elected Politicians in Europe». *Governance*, Volume 18, Number 3, 2005, s. 347–373. |

Tortola 2020 — Tortola, Pier Domenico. «Technocracy and Depoliticization». I *The technocratic challenge to democracy*, Eri Bertsou og Daniele Caramani (red.), Abingdon: Routledge, 2020, s. 61–74.

Tridimas 2006 — Tridimas, Takis [Panagiotis]. *The General Principles of EU Law*. 2. utgave, Oxford: Oxford University Press, 2006.

Tverberg 2014 — Tverberg, Arnulf. «Domstoler, maktfordeling og uavhengighet». Lovdata, 26. september 2014. https://lovdata.no/artikkel/domstoler_maktfordeling_og_uavhengighet/1468, besøkt 27. oktober 2021.

Van Cleynenbreugel 2014 — Van Cleynenbreugel, Pieter. «Meroni Circumvented? Article 114 TFEU and EU Regulatory Agencies». *Maastricht Journal of European and Comparative Law*, Volume 21, Issue 1, 2014, s. 64–88.

Vangsnes 2014 — Vangsnes, Jørgen. «Om den såkalte tilbakeholdenhet i domstolsprøvingen». *Tidsskrift for Rettsvitenskap*, nr. 2, 2014, s. 131–205.

Vermeule 2013 — Vermeule, Adrian. «Conventions of Agency Independence». *Columbia Law Review*, Volume 113, Number 5, 2013, s. 1163–1238.

Verra 2001 — Verra, Anastasia K. «The Question of the National Regulatory Authorities' (NRAs) Independence in the Telecommunications Sector». *European Business Law Review*, 2001, s. 175–185.

Wahlhäuser 2019 — Wahlhäuser, Jens. «§ 61 Veröffentlichung allgemeiner Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie». I *Energiewirtschaftsgesetz*, 2. utgave, Martin Kment (red.), Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2019, s. 1089–1092.

Walker 2015 — Walker, Christopher J. «Inside Agency Statutory Interpretation». *Stanford Law Review*, Volume 67, Issue 5, 2015, s. 999–1079.

Wasenden 2007 — Wasenden, Odd-Harald B. *Energimarkedsrett : Om informasjonsplikt og markedsatferd i det finansielle kraftmarkedet.* Oslo: Cappelen akademisk forlag, 2007.

Wennerås 2018 — Wennerås, Pål. «Article 6. Homogeneity». I *Agreement on the European Economic Area – A commentary*, Finn Arnesen m.fl. (red.), Oslo: Universitetsforlaget, 2018, s. 209–248.

Whish/Bailey 2021 — Whish, Richard og David Bailey. *Competition Law*. 11. utgave, Oxford: Oxford University Press, 2021.

Winter 2013 — Winter, H.B. «Regulatory Enforcement in the Netherlands: Struggling with Independence». I *On Judicial and Quasi-judicial Independence*, Suzanne Comtois og Kars de Graaf (red.), Den Haag: Boom Juridische uitgevers, 2013, s. 157–166.

Wissmann 2006 — Wissmann, Martin. «EU-Regulierungsrahmen». I *Telekommunikationsrecht – Praxishandbuch*, Martin Wissmann (red.), Frankfurt am Main: Verlag Recht und Wirtschaft GmbH, 2006, s. 13–29.

Ørebech 2018 — Ørebech, Peter. «Grunnloven § 1 og EU – med særlig vekt på implementeringen av vedtak truffet av EU-kommisjonen og EUs energibyrå ACER : Er det grunn til å lytte til professor Johs. Andenæs?». *Lov og Rett* 2018, s. 170–190.

Øyen 2010 — Øyen, Ørnulf. *Vernet mot selvinkriminering i straffeprosessen*. Bergen: Fagbokforlaget, 2010.

### 7.4.2 Avisartikler og debattinnlegg

Bekkedal 2021 — Tarjei Bekkedal. «Derfor bør Høyesterett la Nei til EU få fremme sin sak». DN.no, 13. januar 2021. https://www.dn.no/innlegg/energi/acer/jus/innlegg-derfor-bor-hoyesterett-la-nei-til-eu-fa-fremme-sin-sak/2-1-943757, besøkt 27. oktober 2021.

Beltrán/Chambouleyron 2020 — Leonardo Beltran og Andrés Chambouleyron. «Pros and Cons of a Super Regulator – The case of the Spanish Regulator». Ipsnews.net, 20. juli 2020. http://www.ips-news.net/2020/07/pros-cons-super-regulator-case-spanish-regulator/, besøkt 27. oktober 2021.

Bugge 2021 — Stella Bugge. «NVE: Neste år kommer nettleien til å øke 'betydelig'». E24.no, 10. november 2021. https://e24.no/norsk-oekonomi/i/ALx0AM/nve-neste-aar-kommer-nettleien-til-aa-oeke-betydelig, besøkt 17. november 2021.

Byrkjeflot 2020 — Arne Byrkjeflot. «Trussel mot norsk industri». Neitileu.no, 16. november 2020. https://neitileu.no/aktuelt/trussel-mot-norsk-industri, besøkt 15. november 2021.

Fjellanger/Røsvik 2021 — Runa Fjellanger og Eirik Røsvik. «Strømprisene: Lover billigere nettleie». vg.no, 20. oktober 2021. https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/qWmaA0/stroemprisene-lover-billigere-nettleie, besøkt 8. november 2021.

Harper 2019 — Morten Harper. «Mye mer ACER». Neitileu.no, 13. juli 2019. https://neitileu.no/aktuelt/mye-mer-acer, besøkt 27. oktober 2021.

Hovland 2020 — Kjetil Malkenes Hovland. «NVE pålegger ti selskaper å avvikle strømavtaler: – Bryter med regelverket». E24.no, 1. november 2020. https://e24.no/olje-og-energi/i/M33aLM/nve-paalegger-ti-selskaper-aa-avvikle-stroemavtaler-bryter-med-regelverket, besøkt 27. oktober 2021.

Hovland 2021 — Kjetil Malkenes Hovland. «Foreslår innstramminger i strømbransjen». E24.no, 24. juni 2021. https://e24.no/olje-og-energi/i/OQLyxA/foreslaar-innstramminger-i-stroembransjen, besøkt 27. oktober 2021.

Kolsrud 2020 — Kjetil Kolsrud. «– Regjeringsadvokaten står ikke i noen særstilling». Rett24.no, 19. november 2020. https://rett24.no/articles/-regjeringsadvokaten-star-ikke-i-noen-saerstilling, besøkt 27. oktober 2021.

Moestue 2021 — Herman Moestue. «Eksperter tror EØS kan hindre struping av krafteksport». Montelnews.com, 21. september 2021. https://www.montelnews.com/no/news/1257284/eksperter-

tror-e%C3%B8s-kan-hindre-struping-av-krafteksport, besøkt 27. oktober 2021.

Ruhkamp 2021 — Christoph Ruhkamp. «Superbehörde Netzagentur». Boersenzeitung.de, 2. september 2021. https://www.boersen-zeitung.de/meinung-analyse/superbehoerde-netzagentur-17768e2c-0b55-11ec-871d-f696389bcf24, besøkt 27. oktober 2021.

Solomon/Sheppard 2021 — Erika Solomon og David Sheppard. «Germany suspends certification of Nord Stream 2 pipeline». Ft.com, 16. november 2021. https://www.ft.com/content/a5141b69-0655-48b2-a53a-76d841b02702, besøkt 28. november 2021.

Steinfeld 2017 — Dag Steinfeld. «Krenkelsen av SSBs uavhengighet og Meyers stillingsvern». Aftenposten.no, 27. november 2017. https://www.aftenposten.no/meninger/kronikk/i/nggLb5/krenkelsen-av-ssbs-uavhengighet-og-meyers-stillingsvern-dag-steinfe, besøkt 27. oktober 2021.

Steinholt 2021 — Jan R. Steinholt. «Redusert nettleie? Det var før, det.». Neitileu.no. 18. november 2021. https://neitileu.no/aktuelt/redusert-nettleie-det-var-for-det, besøkt 19. november 2021.

Ströder 2021 — Martin Ströder. «Experten sprechen von ‘epochalem Urteil’». Juve.de, 2. september 2021. https://www.juve.de/verfahren/eugh-zur-bundesnetzagentur-experten-sprechen-von-epochalem-urteil/, besøkt 27. oktober 2021.

Vermes 2018 — Thomas Vermes. «Islandsk bombe under EUs energibyrå ACER». Abcnyheter.no, 18. mars 2018. https://www.abcnyheter.no/nyheter/politikk/2018/03/18/195380869/islandsk-bombe-under-eus-energibyra-acer, besøkt 27. oktober 2021.

## 7.5 Øvrige kilder

**Advokatetiske regler**

Charter of Core Principles fra CCBE (den europeiske advokatforeningen). https://www.ccbe.eu/NTCdocument/EN_CCBE_CoCpdf1_1382973057.pdf, besøkt 6. november 2021.

Regler for god advokatskikk (RGA). https://www.advokatforeningen.no/advokatetikk/god-advokatskikk/kommentarutgaven/, besøkt 6. november 2021.

**Nettsteder**

https://e24.no/ledige-stillinger/s/47blaV/samfunnskritisk-og-strategisk-lederrolle, besøkt 27. oktober 2021.

https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/elmarkedstilsynet-blir-reguleringsmyndigheten-for-energi/, besøkt 27. oktober 2021.

https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/om-oss/presserom/, besøkt 27. oktober 2021.

https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/var-virksomhet/rutiner-for-saksbehandling-og-samhandling/, besøkt 27. oktober 2021.

https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/atte-tiltak-skal-rydde-opp-hos-stromselskapene/, besøkt 27. oktober 2021.

https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/foreslar-a-gi-statnett-sterkere-insentiver-til-effektiv-drift/, besøkt 27. oktober 2021.

www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-vedtatt-eu-regelverk-for-elektrisitetsmarkedet-ren-energi-pakken/id2705565/, besøkt 6. november 2021.

https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/oed/nyheter/2019/energiklagenemnda-er-oppnevnt/id2680488/, besøkt 2. november 2021.

https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/oed/nyheter/2019/olje--og-energidepartementet-soker-etter-leder-og-medlemmer-til-energiklagenemnda/id2669013/, besøkt 2. november 2021.

https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/pa-verdenstoppen-i-bruk-av-strom, besøkt 27. oktober 2021.

https://www.stortinget.no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=70037, besøkt 27. oktober 2021.

**Personlig samtale**

| | |
|---|---|
| Flataker 2021 | Ove Flataker (daværende direktør i RME), 16. april 2021 (via Microsoft Teams). |

**Private utredninger**

| | |
|---|---|
| ERRA 2015 | Energy Regulators Regional Association: *ERRA Survey: Independence of the national regulatory authorities*. Juni 2015. https://erranet.org/wp-content/uploads/2016/03/ERRA-Survey-Regulatory-Independence_OPEN_final.pdf, besøkt 27. oktober 2021. |
| Menon Economics 2016 | Menon Economics: *Rapport – Evaluering av NVE.* Menon-publikasjon 23/2016. 24. april 2016. https://evalueringsportalen.no/evaluering/evaluering-av-nve/evaluering-av-nve-sluttrapport-24--april-2016.pdf/@@inline, besøkt 27. oktober 2021. |

OECD 2016 — OECD: *Independence of competition authorities – from designs to practices*. DAF/COMP/GF(2016)5. https://one.oecd.org/document/DAF/COMP/GF(2016)5/en/pdf, besøkt 27. oktober 2021.

**TV-programmer**

Dagsnytt 18, NRK1, 20. oktober 2021.

## Vedlegg 1

| Land | Organ | Egen organisa-torisk enhet | Egne kontor-lokaler | Egen nett-side | Del av konkurranse-myndigheten | Del av sektor-overgripende regulator |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Østerrike | Energie Control Austria (E-Control) | x | x | x | | |
| Belgia | Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) | x | x | x | | |
| Bulgaria | Energy and Water Regulatory Commission | x | x | x | | x |
| Kroatia | Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA) | x | x | x | | |
| Kypros | Cyprus Energy Regulatory Authority (CERA) | x | x | x | | |
| Tsjekkia | Energy Regulatory Office (ERO) | x | x | x | | |
| Danmark | Forsyningstilysnet | x | x | x | | |
| Estland | Konkurentsiamet | x | x | x | x | |
| Finland | Energiavirasto | x | x | x | | |
| Frankrike | Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) | x | x | x | | |
| Tyskland | Bundesnetzagentur | x | x | x | | x |
| Hellas | Regulatory Authority for Energy (RAE) | x | x | x | | |
| Ungarn | Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (MEKH) | x | x | x | | x |
| Island | Orkustofnun | | | | | |
| Irland | Commission for Regulation of Utilities (CRU) | x | x | x | | x |
| Italia | Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) | x | x | x | | x |
| Latvia | Public Utilities Commission (PUC) | x | x | x | | x |
| Litauen | National Energy Regulatory Council (NERC) | x | x | x | | |
| Luxembourg | Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) | x | x | x | | x |
| Malta | Regulator for Energy & Water Services (REWS) | x | x | x | | x |
| Nederland | Autoriteit Consument & Markt (ACM) | x | x | x | x | |
| Norge | Norges vassdrags- og energidirektorat/Reguleringsmyndigheten | | | | | |
| Polen | Urząd Regulacji Energetyki (URE) | x | x | x | | |
| Portugal | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) | x | x | x | | |
| Romania | Antoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) | x | x | x | | |
| Slovakia | Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (URSO) | x | x | x | | x |
| Slovenia | Agencija za energijo | x | x | x | | |
| Spania | Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) | x | x | x | x | |
| Sverige | Energimarknadsinspektionen (Ei) | x | x | x | | |

*Oversikt over de nasjonale reguleringsmyndighetene som er medlemmer i ACER.*

De Facto-rapport 1:2022

DE FACTO
KUNNSKAPSSENTER FOR FAGORGANISERTE

Isak Lekve & Idar Helle

# Strømpriskrisen

## Årsaker og effektive mottiltak

# Forord

I denne rapporten presenteres en analyse av bakgrunnen for vinterens strømpriskrise. Det gjøres ved å kritisk diskutere mulige forklaringer på strømpriskrisen. Basert på analysen følger også en rekke forslag til politiske grep som kan gjøres for å få kontroll over strømpriskrisen.

Det direkte utgangspunktet for rapporten var den nye Arbeiderparti-Senterparti-regjeringens egen energikommisjon, som ble nedsatt 11. februar. Mye tyder på at denne *ikke* kommer til å analysere vinterens strømpriskrise. I stedet besluttet regjeringen å gjennomgå denne selv, under strengere kontroll.

De Facto og våre oppdragsgivere i Industriaksjonen, har på vår side ment at det var nødvendig med en ekstern analyse. Denne rapporten svarer på den utfordringen.

I tillegg til initiativtakerne i Industriaksjonen, har Nei til EU, Innherrad Fagforening avd 108, Verkstedklubben Aker Verdal, Bygningsarbeidernes Fagforening avd 600 og Industri Energi-klubben ved Washington Mills bidratt med finansiering av rapporten. Den er utarbeidet av Isak Lekve og Idar Helle i De Facto. Tusen takk for alle innspill og bidrag.

Bergen, 20. mai 2022

Isak Lekve
De Facto

Idar Helle
De Facto

# Innholdsfortegnelse

POLITISKE ANBEFALINGER……6

SAMMENDRAG……8

1. INNLEDNING: STRØMPRISEN OG NORSK INDUSTRI……12

1.1 DEN KRAFTFOREDLENDE INDUSTRIEN I NORGE……12

1.2 STRØMPRISENES BETYDNING FOR NORSK INDUSTRI……14

1.3 STRØMPRISENE OG FORNYBARNÆRINGENE……15

1.4 HVA SOM STÅR PÅ SPILL……19

2. STRØMPRISKRISEN VINTEREN 2021-2022……23

2.1 REGJERINGENS POLITISKE SVAR ……24

2.2 EN PERFEKT STORM?……26

2.3 STRØMPRISENE OG NASJONALE MARKEDSFORHOLD……29

2.4 STRØMPRISENE OG INTERNASJONALE FORHOLD……32

2.5 MOT EN NY NORMAL ……38

3. TILTAK ……42

3.1 REGULERE OG BEGRENSE KRAFTEKSPORTEN ……44

3.2 REFORHANDLE BETINGELSENE I KABELAVTALENE ……44

3.3 TRE UT AV ACER OG GRENSEHANDELSFORORDNINGER ...46

3.4 POLITISK STYRING AV RME ……48

3.5 KORTSIKTIGE TILTAK ……49

3.6 LO-KONGRESSEN OG STRØMPRISENE……51

## Politiske anbefalinger

Denne De Facto-rapporten gjennomgår ulike perspektiver på vinterens strømpriskrise, og konkluderer med at det er den stadig tettere integrasjonen i et europeisk kraftmarked med betydelig høyere priser enn det norske, som er hovedårsaken til vinterens strømpriskrise. Dermed er det svært sannsynlig at krisen ikke bare vil være et engangstilfelle, men snarere signaliserer inngangen til en ny normal også for norske strømkunder.

Dette er kritisk for både forbrukere – ikke noe EU-land har sin oppvarming bygd på strøm slik vårt kalde land har. Men også for norsk industri – ikke noe EU-land har så stor andel av sin industri bygd på tilgang til rimelig, fornybar strøm.

Billig kraft er, og vil alltid vært avgjørende for vår kraftforedlende industri. Dette gjelder også for nye industrietableringer, ikke minst innen grønne næringer som batterier, karbonfangst, og -lagring og hydrogen.

Ingen land i verden har sikret en bedre forvaltning av egne naturresurser en nettopp Norge. Utbygging og foredling av vannkraften representerer den største industrielle bragden gjennom tidene. At vi har klart å bygge opp en verdensledende industri, og samtidig sikret oss kontroll og eierskap over kraftressursene er takket være kloke og nødvendige politisk vedtak.

Nå trenger vi en energipolitikk som videreføre våre fortrinn, og samtidig gir stabile og lave strømpriser for våre industribedrifter. Basert på dette, har Industriaksjonen følgende anbefalinger til større strukturelle grep som må tas i kraftmarkedet:

- Bruke EØS-avtalens beskyttelsesklausul (artikkel 112) for å regulere krafteksporten ut fra hensynet til et lavt og konkurransedyktig prisnivå på strøm i hjemmemarkedet.
- Forhandle med Tyskland og Storbritannia om endringer i volum og tidspunkter for eksport av norsk kraft i avtalene for mellomlandskablene NordLink (Tyskland) og North Sea Link (England).

- Ta energibyrået Acer og grensehandelsforordningen (EF 714/2009) ut av EØS-avtalen.
- Norske myndigheter skal ha full politisk styring med Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

I tillegg mener Industriaksjonen at følgende umiddelbare grep kan avhjelpe situasjonen noe og derfor må fattes umiddelbart:

- Gjøre vedtak i Stortinget som endelig stopper NorthConnect-kabelen.
- Eksportstans av norsk vannkraft ved lav fyllingsgrad i norske vannmagasiner.
- Stanse elektrifisering av sokkelen ved kraft fra land, og generelt gå videre med andre tiltak som bidrar til å styrke den innenlandske kraftbalansen som videre utbygging av havvind og solkraft og å øke produksjonen gjennom oppgradering og utvidelser av eksisterende vannkraftanlegg. I tillegg bør energieffektivisering prioriteres, og en bør prioritere kraft til de industriprosjektene som gir størst varig sysselsettingseffekt, som innebærer å si nei til kraftintensive prosjekter som for eksempel datasentre for utvinning av kryptovaluta.
- Innføre makspris på kraft til industrien, eventuelt i sammenheng med et flernivåsystem for pris som kan bidra til energiøkonomisering.
- Tydelig avklare at nettleien ikke skal øke.

Sauda, 20. mai 2022

Remy Penev

Leder i Industriaksjonen

## Sammendrag De Facto-rapport 1/2022

Når LO-kongressen samles i Folkets hus på Youngstorget 30. mai – 3. juni vil mye handle om energipolitikk. Alvoret kan vanskelig overvurderes: I løpet av det siste året har strømprisene nådd et nivå som truer investeringer og fortsatt drift innen industri og næringsliv i Sør-Norge.

*Strømprisene og norsk industri:* Mange steder i landet er næringsvirksomhet og lokalsamfunn bygget opp omkring lokal, forutsigbar og rimelig kraftproduksjon. Den kraftforedlende industrien eksporterer eksempelvis for 200 milliarder kroner i året. Den står for 17000 arbeidsplasser direkte, i tillegg til at den er med på å sikre sysselsetting i tjenestevirksomhet og offentlig sektor i distriktene.

Også de industrielle fornybarnæringene knyttet til batteriproduksjon, hydrogen / ammoniakk og karbonfangst, og -lagring vil være fullstendig avhengige av tilgang til ren og rimelig kraft om investeringer, arbeidsplasser og produksjon skal bli en realitet i den størrelsesorden

Formålet med denne De Facto-rapporten er å finne hovedårsakene til strømpriskrisen og på bakgrunn av det legge fram de mest effektive tiltakene for å løse problemet – både på kort og lengre sikt. Her snur vi på rekkefølgen og tar tiltakene først.

*Tiltak for å få ned strømprisene:* Blant de umiddelbare tiltakene foreslår vi blant annet stans i krafteksport ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene, stans av elektrifisering av sokkelen med kraft fra land, og tydelige avklaringer om at nettleien ikke skal øke, samt å sørge for NorthConnect-kabelen til Skottland aldri blir bygd.

Slike kortsiktige tiltak vil ha effekt. Vi har imidlertid vært enda mer opptatt av å finne fram til strukturelle tiltak som griper inn i organiseringen og styringen av norsk energipolitikk og sikrer muligheten for politisk styring med våre aller viktigste naturressurser. Vi foreslår fire hovedtiltak som forutsetter et politisk linjeskifte fra Ap/Sp-regjeringens side. De innebærer å:

- Bruke beskyttelsesklausulen i EØS-avtalen for å regulere krafteksporten ut fra hensynet til et lavt og konkurransedyktig prisnivå på strøm i hjemmemarkedet.
- Forhandle, og om nødvendig si opp gjeldende avtaler med Tyskland og Storbritannia, for å få til endringer i volum og tidspunkter for eksport av norsk kraft i avtalene for mellomlandskablene NordLink og North Sea Link.
- Ta energibyrået Acer og grensehandelsforordningen (EF 714/2009) ut av EØS-avtalen.
- Sikre at norske myndigheter skal ha full politisk styring med Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i Norges vassdrags- og energidirektorat.

*Tåkelegging av strømdebatten:* Utad er alle markedsaktører og alle politiske partier enige om viktigheten av å vende tilbake til en situasjon med forutsigbare og lave norske strømpriser. I regjeringens mandat til sin egen energikommisjon står det at «tilgang til ren og rimelig kraft har i årtier vært den norske industriens fremste konkurransefortrinn». Regjeringen ser også for seg dette også i framtida skal være et fortrinn for norsk industri. Men skal en lansere effektive og langsiktige mot de høye strømprisene, er en også avhengig av at analysen som ligger til grunn for årsakene til strømprisutviklingen er god nok.

På dette området har regjeringen, kraftbransjen og fagmyndigheter som NVE bidratt med mer tåkelegging enn klarhet. For det første har de framstilt energisituasjonen i Europa som en ekstrem unntakstilstand, mens realiteten er at kontinentet nå går inn i en langvarig situasjon med forsyningssvikt og høye energipriser. For det andre har de lagt vekt på innenlandske markedsforhold i Norge, der lite nedbør og lav fyllingsgrad i vannmagasinene har forskjøvet forhold mellom tilbud og etterspørsel i retning høyere priser. Dette blir igjen brukt som politisk begrunnelse for at vi trenger ekstra my utbygging av nye energikilder både på land og til havs. At massiv utbygging av mer vindkraft,

vannkraft og nye forsyningslinjer vil ha økonomiske kostnader som igjen bidrar til høye strømpriser, i tillegg til naturinngrepene de fører med seg, blir det snakket mindre om.

*Strømpriskrisens årsaker:* Funnene i De Facto-rapporten er krystallklare: Det er økningen av den norske eksportkapasiteten til europeiske energimarkeder med høye energipriser som utgjør hovedårsaken til den norske strømpriskrisen. Norge eksporterte ikke mer kraft til utlandet i 2021 enn i 2020, da prisene var uvanlig lave også i norsk sammenheng. Forskjellen er at vi eksporterte vesentlig mer kraft til land med høyere energipriser, nemlig Tyskland og framfor alt Storbritannia, enn til land med energipriser nærmere vårt eget normale nivå, som Danmark og Sverige.

Norge har hatt kraftkabler til utlandet siden 1960. Fram til i fjor vår hadde vi i alt 15 utenlandskabler til Sverige, Danmark, Finland, Russland og Nederland. Med åpningen av kablene NordLink til Tyskland i mai 2021 og North Sea Link til England noen måneder seinere traff to suksessive etterspørselssjokk det norske kraftmarkedet. Med åpningen av disse to kablene økte den norske eksportkapasiteten til 80 TWh (terrawattimer), vel halvparten av en samlet normalårsproduksjon på 155 TWh. Effekten på strømprisene var umiddelbar og svært kraftig. Da NordLink ble åpnet, steg strømprisene i Oslo og prisregion NO1 til det dobbelte fra juni til september, fra 55 øre per kilowattime (KWh) til 110 KWh. Så, da North Sea Link kom i drift på høsten i fjor, skjedde det en ny prisdobling. Fra november i fjor til januar i år steg strømprisene i Oslo fra 110 til 220 KWh.

Det kan virke paradoksalt at det ikke primært er omfanget av krafteksport, men snarere hvilke land og markeder som eksporten går til, som i størst grad ser ut til å forklare strømprisene. Forklaringen her er knyttet til prisdannelsen på den nordiske energibørsen Nord Pool. For kraftprodusentene vil det være gunstig å selge til høyeste tilbyder, som typisk befinner seg i høyprismarkeder som Tyskland og Storbritannia. Samtidig er også de norske kraftselskapene avhengige av å kunne levere kraften, og for å få til det er de avhengig av

tilstrekkelig utvekslingskapasitet med markedene de helst vil selge til. Om det ikke er kapasitet til å transportere elektrisk kraft til Tyskland og Storbritannia, blir de nødt til å selge i det norske eller nordiske markedet med lavere priser.

Det er altså ikke først og fremst eksporten i seg sjøl som skaper de høye prisene, men den økte kapasiteten til høyprismarkeder hvor kraften kan selges. Dette kalles 'alternativpris', som tilsvarer det kraften kunne blitt solgt for. Når norske privatkunder eller bedrifter som likevel kjøper kraften, fordi de trenger den, så blir de nødt til å betale det samme som om kraftprodusenten solgte til høyeste tilbyder i det tyske eller britiske markedet.

Av den grunn er det åpningen av de to siste utenlandskablene NordLink og North Sea Link som har vært helt utslagsgivende for de høyere norske strømprisene fra i fjor sommer og fram til i dag.

# 1. Strømprisen og norsk industri

Fredag 11. februar 2022 nedsatte regjeringen Støre sin nye energikommisjon. Dette var et lenge etterlengtet tiltak etter vinterens strømpriskrise, og nedsettelsen ble i all hovedsak tatt godt imot i norsk offentlighet. Utvalget er bredt sammensatt, og deres mandat åpner for å analysere en rekke viktige problemstillinger.[1]

Likevel er det også talende hva kommisjonen ikke selv skal gjøre. For samme dag som utvalget ble nedsatt annonserte regjeringen også at den *selv* skal gjennomgå kraftsituasjonen i 2021 og 2022.[2] Dette arbeidet skal gjøres i Olje- og energidepartementet og i NVE, og også få hjelp av ekspertutredninger – og arbeidet skal gjøres tilgjengelig for kommisjonen. Det er vanskelig å tolke dette på annen måte enn at regjeringen selv ønsker å ha strengere kontroll over nettopp denne delen og derfor ikke overlot oppgaven til en kommisjon som tross alt står mer uavhengig fra regjeringen.

Kommisjonen skal levere sine anbefalinger i desember 2022. Men for norsk industri og forbrukerne haster det å få både en evaluering og mulige tiltak lenge før neste vinter. Den følgende rapporten forsøker nettopp å svare på denne utfordringen, og vil derfor gjennomføre eksterne analyser som supplerer de regjeringens eget embetsverk utfører.

## 1.1 Den kraftforedlende industrien i Norge

Kraftintensiv, kraftforedlende eller kraftkrevende industri – kjært barn har mange navn – har vært helt sentralt i norsk økonomi siden vannkraften ble

[1] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/oppnevning-av-energikommisjonen/id2900748/

[2] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-skal-gjennomga-kraftsituasjonen-i-2021-og-2022/id2900788/

bygget ut mot slutten av 1800-tallet.[3] Hydros kunstgjødselproduksjon, smelteverkene i tilknytning til gruver og malmutvinning kysten rundt, og sagbruks- og papirindustri ved fossefallene utgjorde kjerneelementer i industrialiseringen i første halvdel av 1900-tallet, mens etter krigen kom den kraftforedlende metallindustrien – med aluminium og stål - i en særstilling.

Det var industrien selv som bygde ut de første store vannkraftanlegg for å sikre kraft til industrien, og ettersom de egnede fossefall lå spredt, ga dette også den kraftforedlende industrien en spredt karakter. Slik har den kraftforedlende industrien ikke bare sikret verdiskaping, arbeidsplasser og eksportinntekter. Den har også vært helt sentral for at det skulle være mulig å opprettholde spredt bosetning.

Også i dag produseres det kunstgjødsel, aluminium, stål, legeringer, papir og elektrokjemiske produkter i selskaper som Elkem, Alcoa, Boliden, Celsa Armeringsstål, Eramet, Finnfjord, TiZir Titanium, Norske Skog, Glencore, Norsk Hydro og Yara, avanserte bedrifter spredt over hele landet, basert på den samme grunnleggende forutsetningen – tilgang på rimelig elektrisk vannkraft.[4]

---

[3] Disse navnene benyttes i hovedsak overlappende. SSB bruker betegnelsen kraftintensiv industri. I den følgende rapporten benyttes likevel begrepet kraftforedlende for å understreke både avhengigheten til kraften, men også foredlingsdimensjonen. Sånn sett opplever rapportforfatterne at navnet ganske enkelt bedre kaprer innholdet i hva industrien gjør. I tillegg kommer begrepet prosessindustri, som ofte blandes sammen med de ulike betegnelsene for kraftforedlende industri. Kort sagt kan en si at all kraftforedlende industri er prosessindustri, men ikke all prosessindustri er kraftforedlende, om vi følger SSB sine inndelinger. For en nærmere drøfting, se Isak Lekve *Kraftintensiv industri, delrapport 5 av framtidas industrinæringer*. Del av Manifest Tankesmies «Grønn Industri 21»-prosjekt. Side 10.

[4] Ettersom rimelig er et relativt begrep, mener vi egentlig rimelig*ere* enn i andre land, altså de landene vi konkurrerer med. Det er altså denne prisforskjellen som er det egentlige konkurransefortrinnet. Dette gjelder for så vidt hver gang begrepet om «rimelige» eller «lave» strømpriser opptrer, så menes det lavere enn prisene i de landene vi konkurrerer med.

## 1.2 Strømprisenes betydning for norsk industri

Kraftkostnadene utgjør gjerne mellom 20 til 50 prosent av produksjonskostnadene i noen bedrifter, og de siste årene har prisen på både kraft og nettleie økt markant. De fleste av bedriftene det gjelder har dekket mellom 70 og 90 prosent av energiforbruket sitt med lengre kontrakter, og er dermed ikke like direkte utsatt for svingningene i markedet.

Selv om disse kontraktene går over noe tid, er det likevel stadig kontrakter som går ut, og dermed skal reforhandles, og da vil de rådene markedsforholdene *på forhandlingstidspunktet* og framskrivningene av kraftprisen være avgjørende. Ettersom det stadig er slike kontrakter som skal reforhandles, betyr det altså at variasjonene i kraftprisen her og nå, likevel har stor innvirkning på fremtidige utgifter til den kraftforedlende industrien.

Den gjennomsnittlige strømprisen i perioden 2010-2020 var 33 øre per kilowattime, og kontraktene i den kraftforedlende industrien ligger stort sett rundt dette nivået, på rundt 30 øre per kilowattime. I 2021 endte imidlertid gjennomsnittsprisen på 76 øre per kilowattime. De siste tre månedene av 2021 var snittprisen i Sør-Norge på 126 øre per kilowattime.

Norsk Industri, bransjeforeningen som organiserer de fleste av bedriftene, hevder at en økning på 1 øre per kilowattime tilsvarer en årlig merkostnad for prosessindustrien på 400 millioner.[5] Jan Haugen, tillitsvalgt ved hjørnestensbedriften i Orkland Washington Mills, leder for elektrokjemisk komite i Industri Energi, og tidligere leder for Industriaksjonen, peker på sin side på at det er en «tommelfingerregel i bransjen at ti øre økt kraftpris svekker

[5] Se https://www.norskindustri.no/dette-jobber-vi-med/energi-og-klima/aktuelt/gronn-vekst-eller-kabler/

overskuddet eller øker underskuddet med rundt ti prosentpoeng (..) og at det er jo veldig få som har over ti prosent margin.»[6]

De Facto har tidligere utformet en rapport som analyserer konsekvensene for kraftforedlende industri i Norge ved en ytterligere økning i strømprisen på 10 øre/kWh, og funnet at dette vil øke energikostnadene med ca 3,7 milliarder kroner, og på kort sikt true 400 arbeidsplasser i stålindustrien, 600 i ferrolegeringsindustrien og 800 innen treforedling, i tillegg til ringvirkninger. Totalt beløper det seg til 4-5 000 arbeidsplasser. [7]

Men forskjellen på gjennomsnittlig strømpris i perioden 2010-2020 og gjennomsnittet i 2021 var altså hele 46 øre, og opp mot de siste tre månedene var den hele 93 øre. Enten vi legger Norsk Industri, Industriaksjonen eller De Factos analyser til grunn, så vil **en gjennomsnittspris som i 2021 i praksis utradere hele den kraftforedlende industrien.** Det er heller ikke noen som er uenig i en slik virkelighetsbeskrivelse. Den kraftforedlende industrien i Norge lever av forutsigbar tilgang til rimelig kraft.

### 1.3 Strømprisen og fornybarnæringene

Den 21. januar i år, annonserte den britiske regjeringen at de vil investere £100 millioner i oppstartsselskapet Britishvolts foreslåtte «gigafabrikk» for bilbatterier.[8] Fabrikken skal etter planen skape 3000 arbeidsplasser i selve fabrikken, i tillegg til over 5000 arbeidsplasser i indirekte roller i

---

[6] Se Magnus Marsdal og Astrid Haugen Rambøl: *Det store strømsjokket. Om hva som gikk galt og hva vi kan gjøre med det.* Manifest forlag 2022. Side 22.

[7] Se De Facto-rapporten «EU, strømpriser og industri» 1/2019

[8] https://www.britishvolt.com/news/britishvolt-powers-ahead-with-plans-to-build-transformational-uk-battery-gigaplant-to-meet-ev-demand/

distribusjonskjeder og lignende, og skal slik kunne produsere nok celler hvert år for 300 000 elektriske batteripakker.

Det mest interessante fra et norsk perspektiv, er likevel plasseringen av fabrikken. Den skal legges til Cambois, i Northumberland i nordøst-England. Dette er tilfeldigvis *akkurat* her strømkabelen North Sea Link kommer i land. Slik kan fabrikken drives på 100 prosent fornybar energi, som i stor grad leveres fra Norge.

Også i Schleswig-Holstein i Nord-Tyskland tenkes det stort om batterier. Her planlegger det svenske selskapet Northvolt en batterifabrikk av lignende volum. Tilfeldigvis ikke langt fra der kraftkabelen Nordlink fra Tonstad i Norge kommer i land.[9]

Men også i Norge bygges det batterifabrikker. Både Rolls-Royce, Corvus (begge i Bergen) og Siemens (i Trondheim) har åpnet fabrikker for produksjon av maritime batterier i Norge de siste årene. Disse er i stor grad automatiserte, men Raufoss-selskapet Intek Engineering har levert robotene som brukes både hos Corvus og Siemens. Norge er i dag verdensledende på produksjon av slike batterier.

Agder Energi planlegger i samarbeid med investor Bjørn Rune Gjelsten og med kompetanse fra Eyde-klyngen, en fabrikk for batterier til bilindustrien og skip, og har i den sammenheng etablert selskapet Morrow Batteries. Fabrikken skal etableres i Eyde Energipark i Arendal, hvor det forventes at det vil kunne skape 2 500 arbeidsplasser.

I Mo i Rana planlegger det nyetablerte selskapet Freyr en fabrikk for litiumbatterier. Selskapets grunnleggere har bakgrunn fra blant annet Aker Yards, Norsk Hydro og større selskaper internasjonalt. Freyr vil rette seg inn mot

[9] Se https://www.nrk.no/nordland/gigantiske-batterifabrikker-i-europa-skal-drives-av-norsk-strom-1.15895097

blant annet maritim sektor, bilindustrien og energilagring. Til sammen skal også dette kunne skape 2 500 arbeidsplasser direkte.

Sintef har beregnet at det globale battericellemarkedet alene vil være verdt 900 milliarder NOK per år i 2040.[10] Sintef beregner at verdiskaping knyttet til batterier kan stige fra om lag 800 millioner NOK i 2019, til 10 milliarder NOK i 2030 og videre til 50 milliarder NOK i 2050. Eksportandelen vil etter disse estimatene øke fra 200 millioner NOK i 2019, til 7 milliarder NOK i 2030 og 40 milliarder NOK i 2050, mens arbeidsplassanslagene går fra rundt 100 i 2019, til 7000 i 2030 og 15 000 i 2050. NHO har på sin side estimert et omsetningspotensial på 90 milliarder NOK i året i 2030 og 18 milliarder NOK i året i 2050 om en lykkes med battericelleproduksjon i Norge.[11]

Også Hydro og Equinor planla lenge en batterifabrikk i Norge som skulle gi 2000 nye arbeidsplasser. Denne ble imidlertid skrinlagt i november 2021. Selv om det ikke ble sagt eksplisitt, er det sannsynlig at en av årsakene nettopp var den strømpriskrisen vi stod midt i. **For også batteriproduksjon er avhengig av billig kraft.** Ettersom mye av poenget med batterier er å bidra til elektrifisering av bilparken og andre kjøretøyer, slik at en kutter utslipp, er det også et kjernepoeng at kraften er produsert av fornybare kilder. Her har Norge som kjent også en viktig konkurransefordel.

Slik er det også med karbonfangst, og -lagring,[12] og hydrogen/ammoniakk. Grønt hydrogen, som er den politisk minst kontroversielle formen for hydrogen,

---

[10] Beregningene er egentlig 90 milliarder euro, her omregnet for flyt i teksten. Se Sintef-rapporten «Nye muligheter for verdiskaping i Norge», 2019

[11] Se NHO-rapporten «Grønne elektriske verdikjeder» fra juni 2020 side 52. Også her er tallene gitt i euro, men i teksten ovenfor omregnet til NOK for konsistens.

[12] Karbonfangst og lagring forkortes også CCS som betyr Carbon Capture Storage. I tillegg er det vanlig å skrive om CCUS som står for Carbon Capture Utilization and Storage, altså karbonfangst, -bruk og -lagring. I det følgende bruker vi av enkelhets skyld betegnelsen karbonfangst, og -lagring selv når vi (som ved arbeidsplassestimater) også mener CCUS.

utvinnes nettopp gjennom å bruke elektrisitet til å spalte vann i hydrogen og oksygen. Her er elektrisiteten – og dermed strømprisene – så å si den eneste innsatsfaktoren av betydning.

Men også ved blått hydrogen kreves det store mengder kraft. Da er det for å drive karbonfangstprosessen en trenger elektrisiteten (eller annen energi, men hele poenget forsvinner om en benytter fossile kilder). Dette gjelder også i andre anvendelser av karbonfang, -bruk og -lagring. Det er energiintensive prosesser, som må benytte ren elektrisitet om det skal gi en klimaeffekt.

Hydrogen har blitt hypet som en av de virkelig store grønne nye næringene. Sintef estimerer at produksjon av hydrogen fra naturgass med CO2-håntering vil kunne gi 25 000 til 35 000 arbeidsplasser. Sintef estimerer også at et europeisk hydrogenmarked vil kunne nå 1 200 milliarder NOK i 2050. Om Norge produserer like mye naturgass som i dag, men omdanner 80 % til hydrogen for salg til dette europeiske markedet, vil det kunne utgjøre en markedsverdi opp mot 220 milliarder NOK. Dette er omtrent like mye som eksportverdien av all norsk naturgass i 2017.

At det er en slik direkte sammenheng mellom strømpriser og mulighetene for ny industri anerkjennes sågar av Mahmoud Farahmand, stortingsrepresentant for Høyre. Han skriver at «flere industriledere har i løpet av høsten 2021 gitt klart uttrykk for at dages strømpriser ikke taler for nyetableringer av kraftkrevende industri på Sør-Østlandet. Dette er nokså paradoksalt all den tid nettopp prosessindustrien i blant annet Telemark skulle være en av motorene i det «Grønne skiftet».[13]

Det er altså ikke bare eksisterende kraftforedlende industri som rammes av høye strømpriser. **Både batterier, hydrogen/ammoniakk og karbonfangst- og**

[13] Se https://www.nettavisen.no/norsk-debatt/dagens-strompriser-fra-en-motor-i-det-gronne-skiftet-til-et-batteri-for-andre-nasjoner/o/5-95-368208

**lagring fremheves stadig som viktige fremtidsnæringer for Norge. Alle tre vil de være helt avhengig av tilgang på ren og rimelig kraft.**

### 1.4 Hva som står på spill

I dag eksporterer den kraftforedlende industrien for 200 milliarder. Dette er over halvparten av den totale norske eksporten av det vi kan kalle tradisjonelle industriprodukter,[14] og industrien er dermed svært viktig for norske statsfinanser og dermed mer indirekte, **finansieringen av velferdsstaten.**

I tillegg sysselsetter industrien i dag om lag 17 000, og om en tar med at hver direkte arbeidsplass genererer minst 1,5 arbeidsplasser i lokalsamfunnet, representerer den kraftforedlende industrien rundt **40 000 arbeidsplasser** – i all hovedsak lokalisert på mindre industristeder som Finnsnes, Sørfold, Glomfjord, Mo i Rana, Mosjøen, Skogn, Orkanger, Bremanger, Sunndal, Årdal, Høyanger, Sauda, Odda, Bjølvefossen, Husnes, Karmøy, Lista og Herøya – i tillegg til større steder som Kristiansand og Sarpsborg.

Betydningen av denne industrien er altså betydelig i form av sysselsetning – men enda større når en reflekterer over hvor viktig den er for disse stedene. Hydro Sunndal sysselsetter eksempelvis 700. Av en total befolkning på 4000. Det sier seg selv at Sunndal og lignende steder går en tung tid i møte uten den kraftforedlende industrien samfunnet er bygget opp rundt.

Så kommer den mulige betydningen for ny grønn industri. Manifest Tankesmie har gjennom prosjektet «Grønn Industri 21» sammenfattet en del estimater på dette. Potensialet for batterier ble for 2050 estimert til 15 000 arbeidsplasser. For hydrogen/ammoniakk til 30 000, mens karbonfangst, og -lagring ifølge Sintef vil skape mellom 6000 og 20 000 arbeidsplasser, og bidra til å styrke

[14] Se Idar Helle, Isak Lekve, Christian Anton Smedshaug og Roar Eilertsen: *Framtidens industri. Ansvar og muligheter.* De Facto Kunnskapssenter for fagorganiserte. Rapport 5:2021

konkurransekraften til mellom 80 000 og 90 000 eksisterende arbeidsplasser innen prosessindustri, naturgassvirksomhet og sjøfart. Om en regner sammen alle disse tallene, og forutsetter at hver arbeidsplass genererer minst 0,5 arbeidsplasser i lokalsamfunnet, snakker vi om en potensiell betydning – gjennom å styrke konkurransekraften til eksisterende og skape nye arbeidsplasser – **over 200 000 arbeidsplasser.** Om vi bruker det mer «vanlige» estimatet på at hver arbeidsplass genererer 1,5 arbeidsplasser, snakker vi om så mye som nærmere **400 000 arbeidsplasser** totalt sett. Alt knyttet til fortsatt lav strømpris.

I tillegg kommer konsekvensene for husholdninger, bønder, norske kommuner, bønder, annen industri og næringslivet generelt. Her er det svært mange aktører som allerede sliter med de nye strømprisene, og som vil få store problemer med å overleve om det blir en ny normal.

Så må også klimaeffekten nevnes. Det er åpenbart at produkter som hydrogen og batterier, som produseres nettopp for sin klimaeffekt, vil ha en betydning. Men også norsk metallproduksjon bør nevnes. For produkter produsert i Norge innen den kraftforedlende industrien, har mye lavere CO2-avtrykk enn tilsvarende produkter produsert andre steder. Så lenge norsk kraft i hovedsak er produsert med lave CO2-utslipp, så vil enhver flytting av produksjon fra land med kraft som i større grad er produsert fra fossile energikilder, bidra til å redusere internasjonale klimagassutslipp. Potensialet for en større norsk kraftforedlende industri er dermed også et potensial for lavere klimagassutslipp globalt.

Prosessindustrien har mellom 1990 og 2014 redusert sine utslipp med 40 % samtidig som produksjonen økte med 37 %, og slipper årlig ut om lag 9,4 millioner tonn CO2-ekvivalenter, noe som utgjør om lag 18 % av Norges totale utslipp.[15] Industrien har selv en målsetning om nullutslipp i 2050. **I et globalt**

[15] Se Sintef-rapporten «Energi og Industri» side 24, 2019. Tallene er fra 2017.

**perspektiv, er et av de beste klimatiltaket vi kan gjøre, å sørge for at mer kraftforedlende industri flytter til Norge.**[16]

Et eksempel som illustrerer det siste poenget, er at aluminium produsert i Norge vil ha klimaavtrykk på under 3,5 tonn CO2 per tonn aluminium, mens produksjon i Kina basert på kullkraft vil ha et avtrykk nærmere 20 tonn CO2 per tonn aluminium.[17] Det globale gjennomsnittet er 16 tonn.[18] Aluminiumsproduksjon i Norge slipper altså ut under 20 % sammenlignet med utslippene knyttet til produksjon internasjonalt.

Sist vil vi legge til for egen regning. Høsten 2021 vant venstresiden valget med et rekordsterkt mandat basert på en enorm entusiasme for en ny politikk. Det er selvsagt ulike meninger om akkurat hva som ligger i mandatet fra velgerne, men vi tror det er ganske sannsynlig at en Arbeiderparti-ledet regjering som ikke klarer å videreføre egne sosialdemokratiske tradisjoner, og sørge for å sikre norske arbeidsplasser og grønn omstilling vil slite svært med å bli gjenvalgt – og få alvorlig svekket troverdighet i lang tid fremover.

Så hvis vi skal oppsummere hva som står på spill:

- En betydelig del av grunnlaget for velferdsstaten.
- 40 000 arbeidsplasser i og rundt kraftforedlende industri.
- Selve eksistensen til et titalls industristeder spredt utover hele landet.

---

[16] Se rapporten «Grønn konkurransekraft» fra Elektroforum, levert til regjeringens ekspertutvalg for grønn konkurransekraft. https://www.gronnkonkurransekraft.no/nyheter/elektrobransjens-innspill-om-gronn-konkurransekraft/ side 38

[17] Se rapporten "Veikart for prosessindustrien" fra 2016. https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf Side 14.

[18] Se rapporten "Veikart for prosessindustrien" fra 2016. https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf Side 36

- Konkurransekraften til eksisterende industri, og mulige nyetableringer innen nye grønne næringer, med de indirekte arbeidsplassene disse gir. De mest optimistiske estimatene peker mot flere hundre tusen arbeidsplasser direkte og indirekte arbeidsplasser.
- Økonomien i husholdninger og lønnsomheten i et ikke-tallfestet antall bedrifter.
- Store klimagassutslipp
- Og kanskje hele venstresidens troverdighet.

Det var konsesjonslovene tidlig på 1900-tallet som sikret offentlig kontroll med vannkraften, og som gjorde det mulig å etablere en nasjonal politikk for forvaltning av kraften slik at denne ble en innsatsfaktor i et industrieventyr. I dag står vi ovenfor lignende politiske veivalg som vil ha enorme betydninger også langt utover den kraftforedlende industrien.

Heldigvis er det i dag tilnærmet tverrpolitisk enighet om viktigheten av å opprettholde de særnorske lave strømprisene. Som mandatet til energikommisjonen uttrykker det så er «tilgang til ren og rimelig kraft har i årtier vært den norske industriens fremste konkurransefortrinn», og «regjeringen ønsker at dette også i fremtiden skal være fortrinnet for norsk industri.»

Betydningen av strømprisen for norsk industri er altså ikke kontroversiell. Men skal en lansere riktige tiltak, trenger en også riktig analyse. Den følgende rapporten er et forsøk på å gi denne analysen – slik at politiske aktører kan iverksette tiltak som nettopp videreføre denne særnorske konkurransefordelen. Men da må vi starte med den analysen regjeringen selv ville ha kontroll over - en analyse av bakgrunnen for den ekstreme strømprisen vinteren 2021-2022.

## 2. Strømpriskrisen vinteren 2021-2022

Vintersolverv 21. desember er de fleste år den dagen hvor solen går sin korteste ferd over himmelen – og dermed også gir den korteste daglengden. Slik er dagen både årets mørkeste – men markerer også inngangen på noe nytt, gradvis lysere dager. I 2021 var dagen imidlertid ekstra mørk i deler av Norge. Denne dagen satte nemlig strømprisen i region Sørvest-Norge ny rekord med hele 395,41 øre per kilowattime i gjennomsnitt. På det høyeste var den helt oppe i 612 øre per kilowattime. Dette er henholdsvis 34 og 53 ganger høyere enn gjennomsnittsprisen bare ett år før, i 2020.

Strømpriskrisens betydning for forbrukerne har allerede vært grundig dekket i norsk offentlighet. Den tvang studenter til å ta opp forbrukslån for å betale strømregningene,[19] den har ført til en rekordmange inkassosaker,[20] og den har tvunget noen til å selge hunden sin for å betale strømregningen.[21] Og i innledningen beskrev vi også de potensielt enorme konsekvensene for norsk industri.

Hva skyldes de rekordhøye strømprisene? Det som er helt sikkert, er at de ikke skyldes produksjonskostnadene. Norsk vannkraft er for lengst nedbetalt og produseres til svært lave priser av hovedsakelig offentlig eide selskaper. Olje- og energidepartementet beregner den gjennomsnittlige produksjonsprisen til 11,57 øre per kilowattime i 2022. Den tilsvarende prisen for 2021 var 11,4 øre.[22]

---

[19] https://www.nrk.no/innlandet/studenter-ma-ta-opp-forbrukslan-for-a-betale-hoye-stromregninger-1.15668116

[20] https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/Ord3LE/inkassokrav-paa-stroem-oeker-kraftig-det-er-helt-enormt

[21] https://www.aftenposten.no/norge/i/WjxApd/karoline-bratlien-solgte-hunden-for-aa-betale-stroemregningen-naa-er-hun-skuffet-over-regjeringens-julepakke

[22] https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2022-er-fastsatt/id2892973/

Ingen aktører argumenterer heller for at det er en direkte sammenheng mellom produksjonskostnad av norsk kraft, og markedsprisen.

I det følgende hovedkapittelet i rapporten vil vi analysere bakgrunnen for strømpriskrisen. Ettersom det presumtivt vil være en sterk sammenheng mellom virkemiddelbruk og analyse, vil vi starte med å gjennomgå regjeringens politiske svar på strømpriskrisen (2.1), og hvilken analyse disse baserer seg på (2.2). Videre vil vi gjennomføre en egen analyse av sentrale utviklingstrekk i det innenlandske strømprismarkedet (2.3), og gå over til en analyse som også ser utviklingen opp mot tilkoblingen til det europeiske strømmarkedet (2.4). Basert på gjennomgangen spør vi avslutningsvis i kapittelet (2.5) om de rekordhøye prisene muligens markerer inngangen til en ny normal for norske kraftkunder.

## 2.1 Regjeringens politiske svar

Da regjeringen Støre ble utnevnt i statsråd 14. oktober 2021, var det med stor entusiasme og et rekordstort mandat i ryggen. Riktignok var en del stemmer skuffet over at SV ble holdt utenfor, men den generelle stemningen på venstresiden og i norsk offentlighet var likevel at det både var gledelig og på tide med ny retning etter åtte år med blåblå regjering. Det ble imidlertid ingen hvetebrødsdager for regjeringen, som ble preget av skandaler og kriser omtrent fra dag 1, og i skrivende stund våren 2022, er regjeringen den som gjennom tidene har mistet oppslutning raskest – og det er igjen borgerlig flertall på meningsmålingene.

En av de viktigste krisene den fikk i fanget var nettopp strømpriskrisen. Strømprisen hadde allerede steget til rekordnivåer gjennom forsommeren, da flere analytikere også advarte om at de kom til å fortsette å stige. For Senterpartiet i regjering ble derfor en svært viktig prioritering å senke elavgiften i tilleggsproposisjonen til statsbudsjettet.[23] Dette grepet, som kostet 2,9

[23] Se https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-1-s-tillegg-1-20212022/id2885048/

milliarder og i hovedsak ble frontet av finansminister og partileder Trygve Slagsvold Vedum selv, ble imidlertid fordelt flatt, og dermed kraftig kritisert for å forfordele de med høyest strømforbruk.

Det neste grepet som ble tatt kom bare måneder senere, og ga inntrykk av en regjering på etterskudd. Strømprisene hadde fortsatt oppover, og kuttet i elavgiften fremstod nå som en dråpe i havet når prisene som på førsommeren hadde ligget rundt 40 øre endte på 177 øre i gjennomsnitt i desember. Dermed ble regjeringen tvunget til å annonsere en midlertidig strømstøtte den 11. desember, som kom på toppen over allerede bevilgede krisestøtte til studenter og bostøtte. Ordningen ble presentert slik at regjeringen betaler halvparten av de ekstra kostnadene på strømregningene til husholdningene etter 70 øre. Så ved en strømpris på 100 øre, ville husholdningene selv betale hele prisen av de første 70 øre, og så halvparten av de neste 30 ørene + alle avgifter.[24] Det første anslaget gikk på at dette ville koste 5 milliarder, så 14 milliarder, men ganske raskt ble det økt til 55 prosent, i januar til 80 prosent og i april til 90 prosent over de 70 ørene. I skrivende stund er ordningen – som skulle vare ut mars 2022 – forlenget ut mars 2023 og ligger an til å koste det mangedoblete.[25]

Det tredje grepet kan man si kom på nyåret i 2022. Den 9. februar ble det annonsert en storstilt utbygging av havvind, og avdemping av prisene ble gitt som eksplisitt begrunnelse for satsingen. «Målet vårt er at me skal ha låge straumprisar for folk i Noreg» sa finansminister Vedum til regjeringens eget kommunikasjonsapparat.[26] Dermed sørget de også for at ny strøm fra denne havvindsatsingen skal gå tilbake til Norge, og takket slik nei til såkalte «hybridkabler» - som ville gitt havvindanleggene muligheten til å eksportere strømmen direkte til Europa. I tillegg har det også kommet signaler fra Olje- og

[24] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-med-milliardpakke-i-stromstotte/id2891839/

[25] Se https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/regjeringens-stromtiltak/id2900232/

[26] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/storstilt-satsing-pa-havvind/id2900436/

energiminister Terje Aasland om at det må lages et system som sørger for mer utbygging av vindkraft på land. Også for å avdempe priskrisen.[27]

Det fjerde grepet er altså det som allerede er nevnt i innledningen og som danner utgangspunkt for denne rapporten, oppnevnelse av en energikommisjon. Deres mandat knytter seg til fem overordnede temaer

1. Hvordan Norge påvirkes av energimarkeder i rask endring
2. Perspektiver for utviklingen i kraftforbruket
3. Potensialet for samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon
4. Perspektiver for forsyningssikkerheten
5. Sentrale interessemotsetninger i energipolitikken.

I tillegg er det eksplisert at energieffektivisering skal være en viktig del av kommisjonens mandat.

## 2.2 En perfekt storm?

Tiltakene til regjeringen peker egentlig i litt ulike retninger. Mens de midlertidige tiltakene jo er midlertidige, og dermed signaliserer enten at en tror krisen er midlertidig, eller at en skal komme tilbake med mer permanente tiltak på et senere tidspunkt, så er kuttet i elavgiften permanent, men både usosialt og lite målrettet.

Likevel er det nok de to andre tiltakene som sier mest om analysen bak. Mandatet til energikommisjonen sier det egentlig i klartekst, at kraftprisen i hovedsak skyldes markedsforholdene *i Norge* gjennom en analyse om at det «ligger an til en sterkere vekst i kraftbehovet i takt med økende elektrifisering» og at dette skal avdempes gjennom «økt energiproduksjon med mål om at Norge fortsatt

[27] Se for eksempel https://www.nrk.no/vestland/sinne-og-glede-etter-nye-vindkraft-planar-1.15926868

skal ha overskuddsproduksjon av kraft.» Det økte fokuset på økt utbygging av havvind og vindkraft til lands, peker i samme retning.

Uttrykket «en perfekt storm» brukes for å betegne en situasjon hvor en rekke uforutsette hendelser tilfeldigvis opptrer samtidig, og det var dette bildet daværende Olje- og energiminister Marte Mjøs Persen brukte da NVE-direktør Kjetil Lund 30. november instruerte ministeren om fremtidsutsiktene for strømprisen.[28] Dette skal signalisere at dette både var umulig å forutse, og at det er noe som kommer til å opptre sjeldent.

Det som grovt sett trekkes frem som bakgrunnen til den perfekte stormen er det som ble sagt på av Persen på pressekonferansen da strømstøtten ble lagt frem 11. desember:

> Vi er vant til at værforholdene påvirker prisene her vi bor, men nå står også hele Europa i en situasjon med rekordhøye priser på energi.
>
> Gasspriser, kullpriser og CO2-priser har økt på en måte ingen forventet. Det har gjort det dyrt å produsere kraft i landene rundt oss. Her hjemme er samtidig magasinfyllingen på svært lave nivåer i deler av landet som følge av en tørr sommer blant annet.[29]

Værforhold i Norge, magasinfylling (som henger sammen med dette), og europeiske forhold altså. Også Høyre-nestleder og tidligere Olje- og energiminister Tina Bru brukte metaforen om den perfekte storm.[30] «Det skyhøye strømprisnivået skyldes en slags «perfekt storm» i verden i forbindelse med koronapandemien (…) Nå er økonomien globalt på vei full fart ut av en krise, alle starter opp igjen, og det går bedre enn det har gjort etter en lang

---

[28] Se https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/47xegR/nve-sjefen-venter-svaert-hoeye-kraftpriser-i-vinter

[29] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/innlegg-strom/id2891843/

[30] Se https://www.nettavisen.no/nyheter/innenriks/olje-og-energiministeren-lover-tiltak-etter-rekordhoye-strompriser/s/12-95-3424192289

nedstengning med pandemi. Derfor ser vi skyhøye gasspriser og CO2-priser. Og det vil også være noe prissmitte inn til Norge fordi vi er forbundet med landene rundt oss» sa Bru.

Kraftbransjens egen interesseorganisasjon Energi Norge publiserte i februar en artikkel som skulle forklare de ekstremt høye strømprisene. Her skriver de at «Alt tyder på at dette er en midlertidig priskrise, som bør løses med midlertidige tiltak», og de pekte på fire faktorer som virket sammen.

1. Høye energipriser på kontinentet
2. Lite nedbør
3. To nye kraftkabler til Europa
4. En kald vinter[31]

En perfekt storm altså.

Det vi kan lese ut av kombinasjonen av analyse og tiltak fra nåværende og tidligere regjering, er for det første et fokus på markedsforholdene *innenlands* i tiltak, men en anerkjennelse av markedsforholdene *mellomlands* i analysene. Videre fremstår de ekstraordinære prisene mer som en tilfeldighet, og noe som hverken kunne vært forutsett eller kommer til å gjenta seg. Selv om markedsforholdene mellomlands anerkjennes både hos Persen, Bru og Energi Norge – og for så vidt også av finansminister Vedum når han er krystallklar i å avvise både hybridkabler og «gravlegge NorthConnect-kabelen til Skottland for godt»[32] - er det altså ikke her en vil legge inn tiltak. I tillegg må det legges til. Det viktigste tiltaket, prisstøtten, gjelder for husholdninger. Industrien er ikke dekket av dette.

---

[31] Se https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/derfor-er-stromprisen-hoyere-i-ar-enn-i-fjor/

[32] Se https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/8Q7qLx/stort-nyttaarsintervju-vedum-lover-deg-mer-penger

## 2.3 Strømprisen og nasjonale markedsforhold

Regjeringens tiltak peker mot de innenlandske markedsforholdene. Så la oss se litt nærmere på hvordan prisen har utviklet seg over tid og i hvilken grad dette kan henge sammen med innenlandske tilbud og etterspørsel.

Vi stadfestet ovenfor at produksjonskostnaden har minimal innvirkning på prisen. I stedet er kjøp og salg av strøm, som de fleste andre varer, organisert som et slags marked hvor prisen varierer etter tilbud og etterspørsel. Argumentet for dette, er at det vil føre til mer effektiv ressursbruk og strømsparing i tider med lite nedbør.

Grunntrekkene i systemet ble innført med Energiloven av 1990 som omdannet kraftverkene til kommersielle bedrifter (oftest aksjeselskap), skilte produsenter og distributører, ga kunder mulighet til å velge kraftleverandør i et marked, og innførte en børs for omsetning av kraftkontrakter.[33] At dette systemet har fungert med relativt små endringer i over 30 år, uten at det har gitt ekstreme priser før i 2021, tyder på at markedsstyringen *i seg selv* ikke kan være en hovedårsak til priskrisen.[34]

Men innføringen av Energiloven peker mot markedsmekanikkene for å forstå strømprisutviklingen. Så hva har skjedd med disse de senere år som kan forklare de ekstreme prisene? Et sted å se kunne være på produksjonen av kraft, altså tilbudet av kraft. Regjeringens tiltak peker også i denne retning. Om denne er blitt redusert, kunne en forvente økte priser. Men faktum er at kraftproduksjonen har vært *sterkt økende* de siste årene. Dette skyldes i hovedsak utbyggingen av vindkraft på land, som har gitt over 15TWh ny kraft. Dette tilsvarer omtrent 10

---

[33] Se Knut Endresen (Red.): *Vår vidunderlige vannkraft. Fredrik Vogt og norsk vannkraftutbygging*. Universitetsforlaget 1992.

[34] Dette er også konklusjonen i en nylig utgitt pamflett fra Manifest Tankesmie. Se Magnus Marsdal og Astrid Haugen Rambøl: *Det store strømsjokket. Om hva som gikk galt og hva vi kan gjøre med det.* Manifest forlag 2022.

prosent av den totale årlige kraftproduksjonen på 155TWh.[35] Selv i 2021, med rekordhøye priser, var produksjonen økt sammenlignet med året før.[36] Det er med andre ord ikke i tilbudssiden en kan lete etter svarene på krisen.

Hva så med etterspørselssiden? Riktignok ble det satt en ny rekord med forbruk på 135TWh i 2021, men alle de ti siste årene har forbruket vært mellom 129 og 135 TWh, og det er derfor riktig å si at også etterspørselssiden fremstår rimelig stabil.

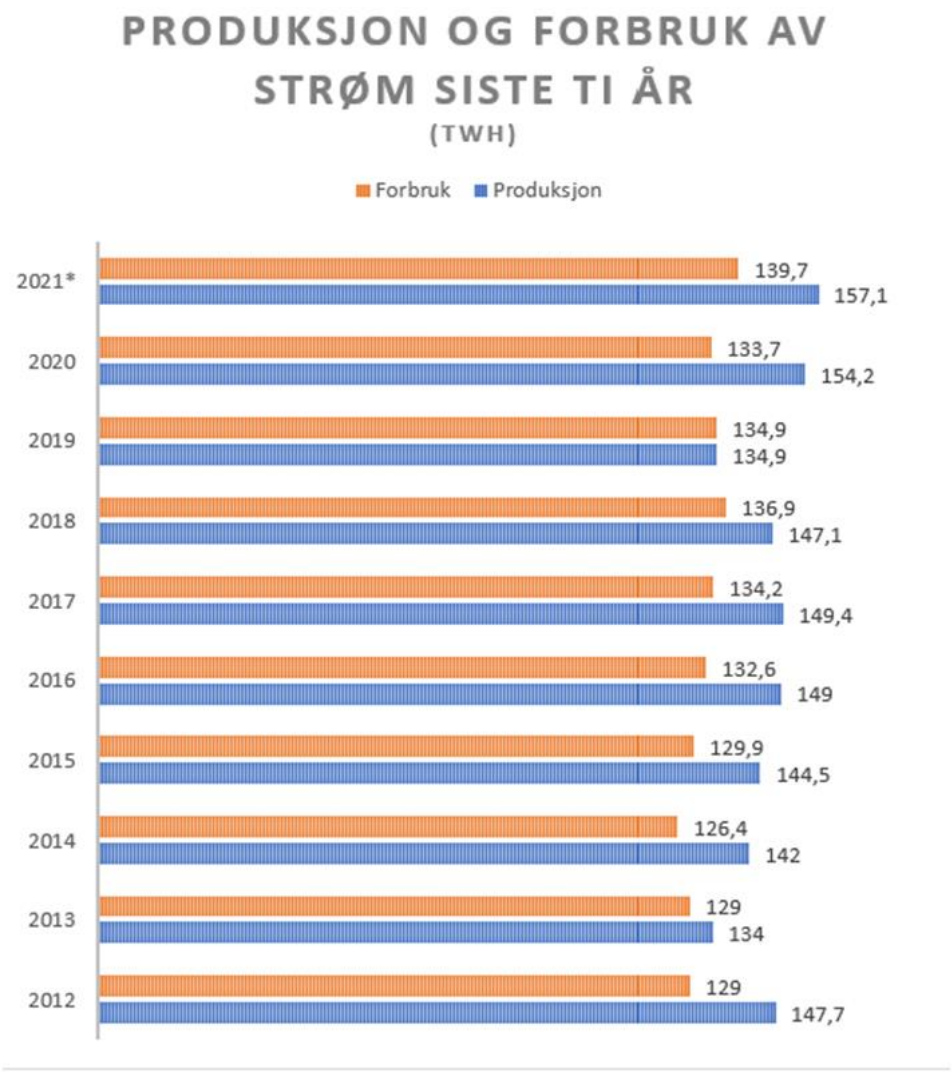
En tredje mulighet er å se på kraftbalansen over tid, og det er nok denne som skulle gitt den mest riktige indikatoren på prisutviklingen i et fullstendig lukket marked. I 2021 hadde vi altså et forbruk på 135 TWh, mot en produksjon på 155 TWh. Dette gir et overskudd på 20TWh.[37] Statnett, som opererer med noe andre tall enn NVE har laget følgende oversikt over utviklingen i kraftbalansen.

---

[35] Tallene er fra NVE. Se for eksempel https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/?ref=mainmenu

[36] Se oversikt hos SSB. https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/stor-kraftproduksjon

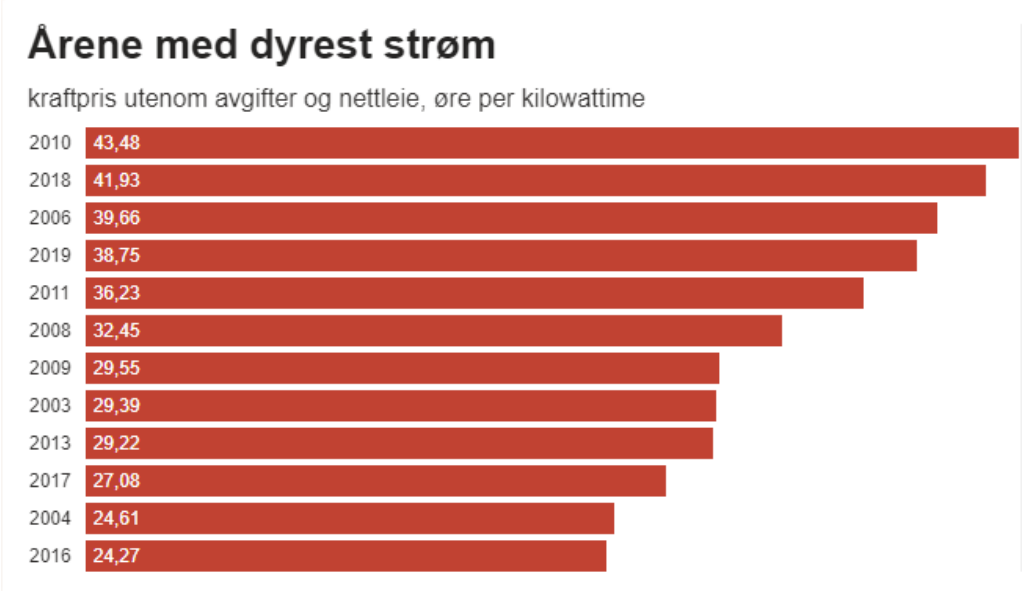
[37] Se https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf




*Figur 1. Produksjon og forbruk av strøm siste ti år. Kilde: Statnett.*

I henhold til denne tabellen burde særlig 2019, men også flere av de andre årene hatt høyere strømpris enn 2021. Strømprisen i 2019 var 39 øre per kilowattime, altså langt under nivået i 2021. Differansen mellom produksjon og forbruk skiller seg ikke nevneverdig ut i 2021, snarere tvert imot. Om en ser isolert på produksjonsoverskuddet, skulle 2021 vært et av de rimeligste årene.

Nord Pool, selskapet som kontrollerer den norske strømbørsen, har laget følgende oversikt over årene med de dyreste strømprisene før 2021:




*Figur 2: Årene med dyrest strøm. Kilde: Nord Pool.*

Hva er spesielt med 2010, året med de dyreste strømprisene før 2021? Da brukte vi ifølge NVE 126 TWh og produserte 124 TWh, og hadde altså et underskudd på 2TWh, som altså ga rekordhøy strømpris. Den var likevel langt unna den gjennomsnittlige prisen for 2021 på 76 øre per kilowattime.

Tilbud og etterspørsel innenlands har betydning på strømprisene. Sammenligningen mellom 2010 – et år med underskudd på kraftbalansen – og 2021 – et år med stort overskudd – viser likevel at dette er langt fra tilstrekkelig for å forklare prisutviklingen. **Strømprisen kan ikke forstås utelukkende som en funksjon av innenlandske markedsforhold.** I stedet må vi lete etter andre forklaringer.

### 2.4 Strømprisen og internasjonale forhold

Hvordan dekket vi kraftunderskuddet i 2010? Jo, det ble *importert* fra andre land. De fleste andre år går imidlertid strømmen andre veien. Da *eksporterer* vi overskuddskraften. Faktisk har vi hatt netto strømeksport alle årene etter 2010, så også i 2021.

Siden vi i 1960 fikk vår første utenlandskabel til Järpströmmen i Sverie, har det blitt bygget totalt 17 utenlandskabler. 8 av disse går til Sverige, en hver til Russland og Finland, fire sjøkabler til Danmark, hvorav den nyeste kom i 2014, en til Nederland (2008), en til Tyskland (2021) og en til England (2021). I tillegg er det planlagt en sjøkabel mellom Eidfjord i Hardanger og Skottland – NorthConnect - men selv om kabelen ikke er blitt endelig avvist av Stortinget (til tross for gjentatte forslag fra opposisjonen), så er den midlertidig lagt i en skuff hos OED. Arbeiderpartiets krav om at kabelen skal eies av Statnett og at det skal høstes erfaringer med andre kabler, er ingen garanti mot at den ikke blir bygget.

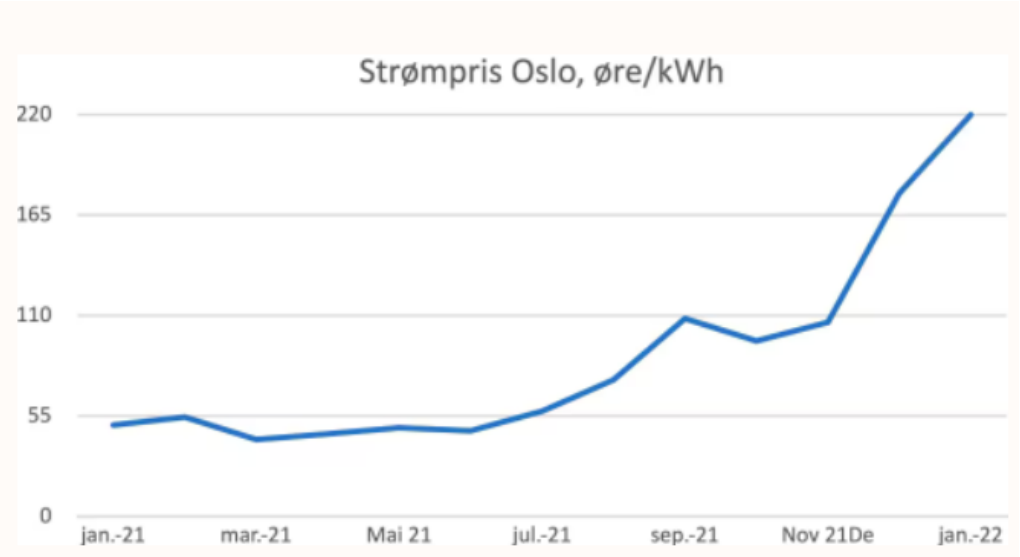
Men de to kablene til Tyskland og England åpnet altså i 2021, og det kan være fornuftig å analysere prisutviklingen i sammenheng med åpningen av disse kablene. De to kablene økte total eksportkapasitet til 80 TWh av en total normalårsproduksjon på om lag 155 TWh. Om NorthConnect bygges vil eksportkapasiteten gå opp i nærmere 90 TWh.

Betyr så åpningen av de to nye kablene at det var ekstraordinært høy strømeksport i 2021, og at dette kan forklare kraftprisen? Statnett har laget følgende figur som illustrerer krafteksporten de siste ti år:

*Figur 3. Netto eksport siste ti år (TWh). Kilde: Statnett.*

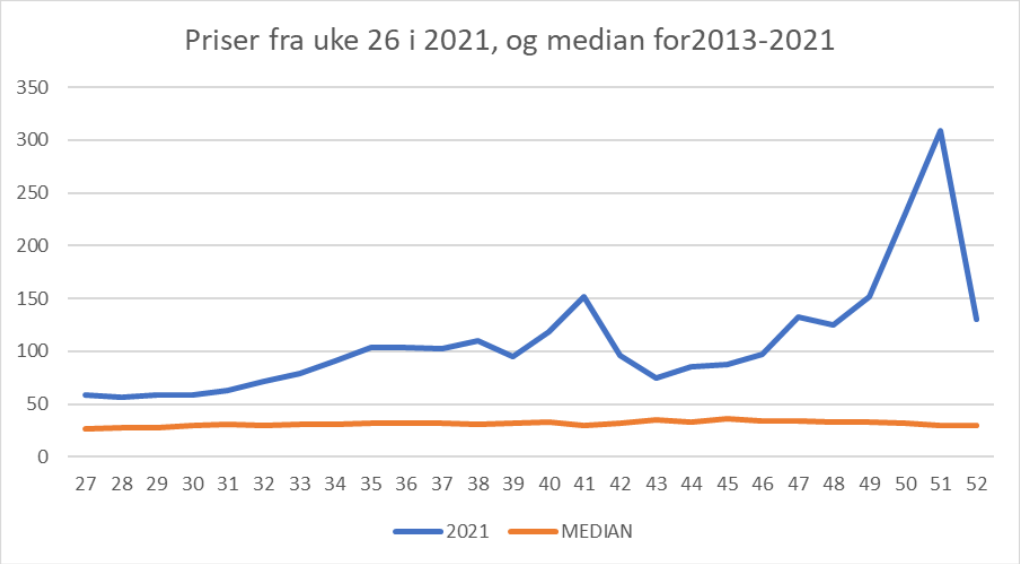
Vi ser at nettoeksport i 2021 var relativt høy – men faktisk lavere enn i det motsatte rekordåret 2020. Og selv med eksporten burde en hatt mer overskudd av kraft i 2021 enn i mange andre år.

Hva annet skjedde så i 2021? Som vi nevnte ovenfor, har vi nå 17 utenlandsabler, og to av disse kom i drift i løpet av 2021. North Sea Link til England kom i prøvedrift 1. oktober 2021, og Nordlink til Tyskland åpnet 27. mai 2021. En analyse av prisutviklingen bør derfor særlig se på hva som skjer fra juni, og hva som skjer fra oktober i fjor, da de to kablene altså kom i drift.



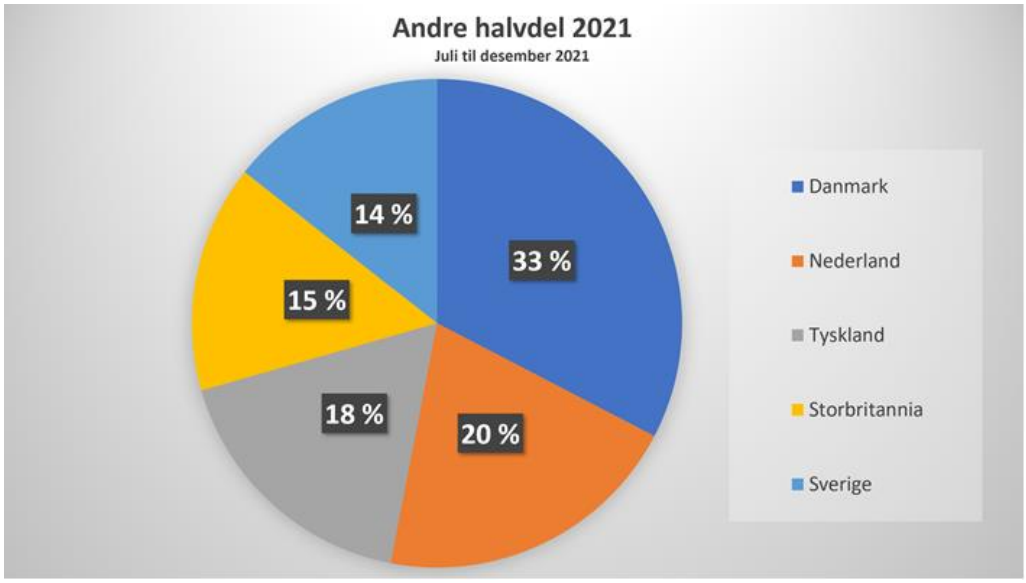

*Figur 4. Utvikling av strømpris Oslo 2021. Kilde: Montel.*

Vi ser at prisen økte gradvis gjennom året, med et særlig hopp mot slutten av året. Men hvis vi skal si noe om hvorvidt dette skyldes de nye kablene, eller vanlige årlige variasjoner, bør vi sammenligne med et slags gjennomsnitt. Tidligere stortingsrepresentant for SV, Ådne Naper har laget en illustrerende graf som viser dette:




*Figur 5. Priser fra uke 26 i 2021 sammenlignet med median for 2013-2021. Kilde: Ådne Naper.*

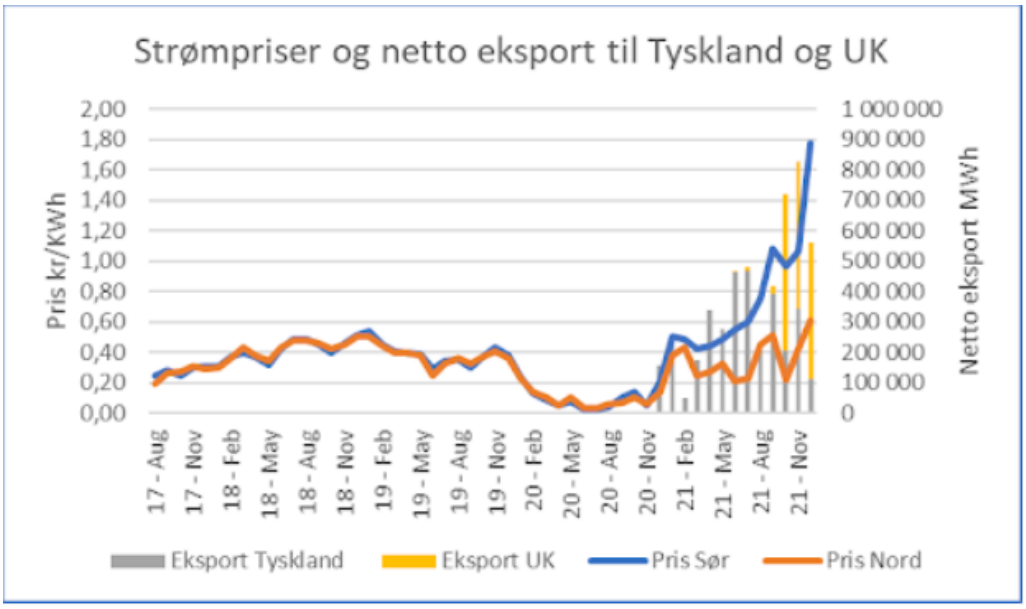
Vi ser at medianen er forholdsvis jevn, og at endringene gjennom året i 2021 ikke kan tilskrives vanlig sesongbasert variasjon. Så hvor mye av kraften ble eksportert gjennom de nye kablene?




*Figur 6. Hvilke land eksporterte vi kraft til i andre halvdel av 2021. Kilde: Statnett.*

Vi ser at til tross for bare tre måneders drift, så eksporterte vi betydelig til Storbritannia, og at også Tyskland fikk mye norsk kraft i andre halvdel av 2021.

Men det ble altså ikke eksportert en større totalsum enn i fjor, da en større del av kraften gikk til Danmark og Sverige. Hva er så hovedforskjellen mellom Storbritannia og Tyskland på den ene siden, og Danmark og Sverige på den andre siden? *Betydelig høyere strømpris*. Det ser altså ut som om prisen smitter over selv om det ikke skjer noen endringer i kraftbalansen i Norge. Hvis vi sammenligner prisutviklingen med når eksporten kom i gang til de to landene ser vi dette tydeligst:



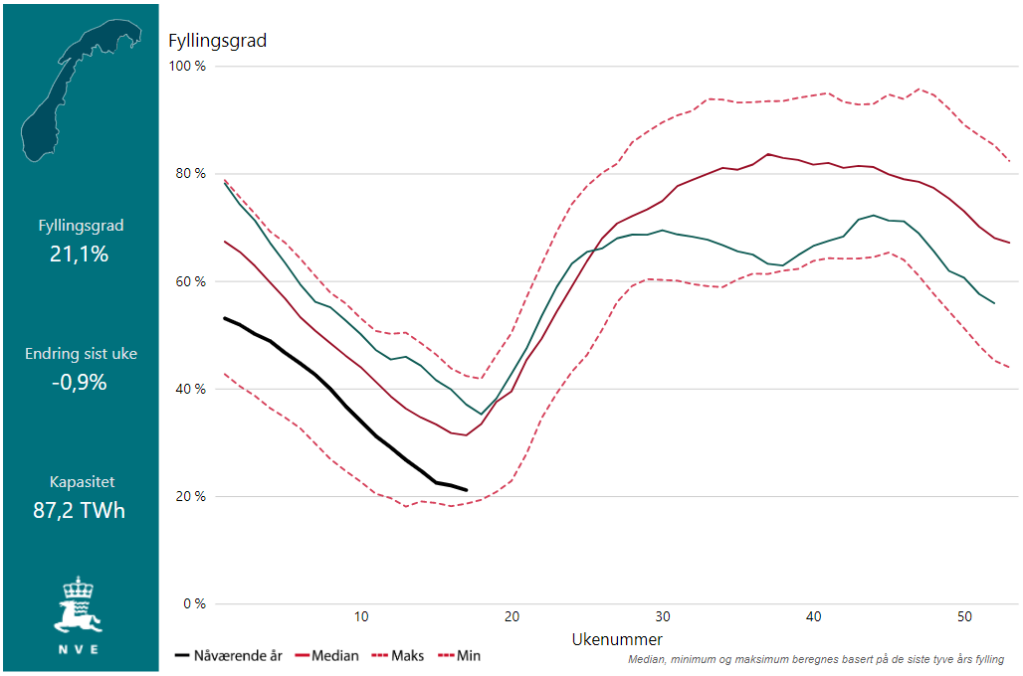

*Figur 7. Strømpriser og netto eksport til Tyskland og UK. Kilde: Nord Pool.*

Vi ser altså en helt tydelig sammenheng mellom prisøkningen i Sør-Norge som er knyttet til disse to markedene – og eksporten.

Det kan synes som noe av et paradoks at det ikke er omfanget av eksporten, men hvilke land eksporten går til som ser ut til å forklare strømprisene. Forklaringen på dette finner vi om vi går nærmere inn på hvordan prisdannelsen skjer på Nord Pool-børsen. For kraftprodusentene vil det være gunstigst å selge denne til høyeste tilbyder, som typisk befinner seg i de markedene med høyest strømpris som Tyskland og England. Men samtidig må de også kunne levere kraften, og det er avhengig av *utvekslingskapasitet*. Om det ikke er kapasitet til å transportere strømmen til Tyskland, kan den heller ikke selges der, og må i stedet tilbys i markedet med lavere pris. Det er altså ikke eksporten i seg selv som

skaper de høye prisene, men den økte kapasiteten til markeder med høyere pris hvor kraften kan selges høyere. Dette kalles *alternativpris*, som tilsvarer det kraften kunne blitt solgt for. Når norske kunder så likevel kjøper kraften, av nødvendighet siden de trenger den til oppvarming og lignende uavhengig av markedsforholdene, så må de betale det samme som produsenten kunne fått om de solgte kraften til høyeste tilbyder. Slik henger det altså sammen at kraftkablene egentlig ikke fører til økt eksport, men likevel må anses som hovedforklaring på de økte strømprisene.

Det som så langt ikke er tatt opp er fyllingsgraden i vannmagasinene. Denne har, på bakgrunn av mindre nedbør, blitt stadig lavere.




*Figur 8. Fyllingsgrad i norske vannmagasiner. Kilde: NVE..*

Den blå streken på tabellen er fyllingsgraden i 2021, mens den røde er medianen de siste tyve år. De to striplede linjene er minimums- og maksimumsfyllingsgrad, mens den svarte er til nå i 2022. Vi ser at dette året ligger betydelig under både 2021 og medianen, noe som kan være et dårlig tegn for resten av året. 2021 lå faktisk over medianen helt til uke 25, men etter det ble differansen stadig større. Dette skyldes åpenbart været, men samtidig fortsatte eksporten ufortrødent videre. I et tidligere år med lavere utvekslingskapasitet,

kunne en sett for seg at vannmagasinene ble tappet og prisene økte, men i betydelig mindre grad, fordi en ikke samtidig kunne produsere like mye for eksport. Dermed ville ikke tappingen gått like langt ned som i 2021. Vi skrev ovenfor at eksporten i 2021 i totale volum ikke var ekstraordinært høy, men om en ser den i sammenheng med den stadig synkende fyllingsgraden i norske vannmagasiner, fremstår den faktisk som svært spesiell.

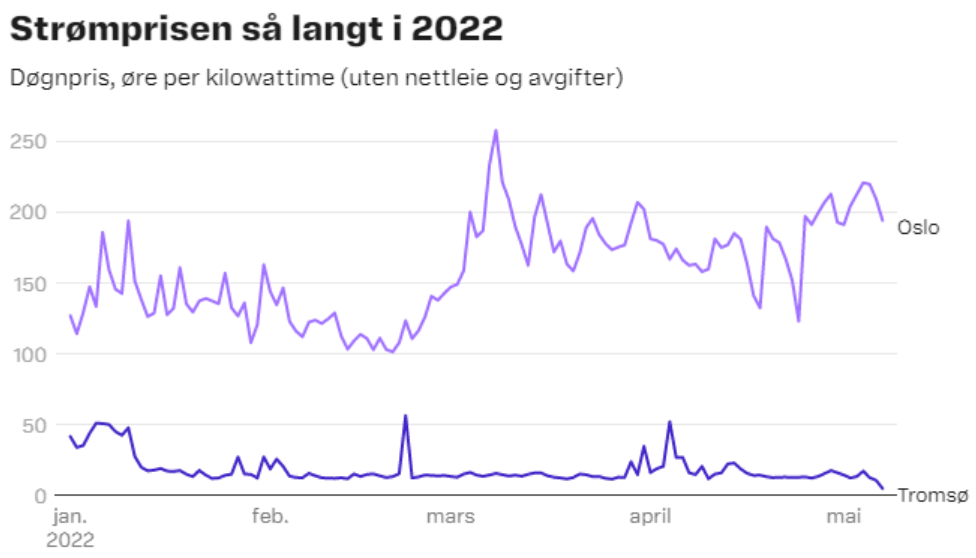
### 2.5 Mot en ny normal

Så er også de europeiske energiprisene nå ekstraordinære. Det skyldes nedlegginger av kjernekraftverk. Det skyldes høye priser på CO2-kvoter. Og ikke minst skyldes det den tragiske krigen i Ukraina. Men faktum er altså at de nye kraftkablene knytter den norske prisdannelsen tett til slike faktorer som tidligere bare påvirket våre europeiske naboland. Er den særnorske, lave strømprisen borte for godt?

Ikke helt viser det seg. Nord-Norge har fremdeles lav strømpris. Norge er delt inn i fem ulike strømregioner, med ulik prisfastsettelse slik det fremkommer av figur 9.

*Figur 9. Regioninndelingen av det norske kraftmarkedet. Kilde: Statnett*

De tre regionene i sør er likevel såpass tett integrert, at prisen vanligvis følger hverandre der, mens overføringskapasiteten mellom de tre sørlige og de to i nord (dvs den ene i Trøndelag og den som gjelder for Nord-Norge) er så lav at de to lever delvis sine egne liv. Dette betyr også at de to nordlige regionene *ikke* ble videre påvirket av strømpriskrisen i 2021.




*Figur 10. Strømprisen i henholdsvis Oslo og Tromsø så langt i 2022. Kilde Nord Pool*

Dette fremgår av figur 8 som viser prisutviklingen så langt i 2022. Her ser vi en markant forskjell mellom Sør-Norge – som altså er koblet til Europa med kraftkabler – og Nord-Norge – som ikke er det. Og prisforskjellene mellom de tre sørlige regionene og de to nordlige ser bare ut til å bli større – mens strømmen er rekordbillig i nord er den i tråd med argumentet ovenfor fortsatt rekorddyr i sør også inn i 2022. Dette fører til at «Bedrifter legger investeringer i Sør-Norge på is på grunn av den høye strømprisen, og flere bygger nye fabrikker lenger nord der strømmen koster en brøkdel.» som Dagens Næringsliv skriver 9. mai 2022.[38]

Det vil i så fall være resultat av en ønsket politikk. Kanskje ikke fra norske politikere sin side, men i hvert fall fra EU. Et flertall på Stortinget har vedtatt at Norge skal bli en del av EUs energiunion (ACER). I mars 2018 vedtok man at forordningene og direktivene i EUs tredje energipakke skal inn i norsk lov.

[38] Dagens Næringsliv 9.mai 2022, tilgjengelig digitalt på https://www.dn.no/energi/stopper-investeringer-i-sor-norge-helt-umulig-a-bygge-ny-produksjonslinje-med-de-stromprisene-vi-har-na/2-1-1208903

Gjennom dette binder vi oss til EUs regelverk for utvikling av et felles, integrert energimarked i Europa.

En fjerde energipakke ble vedtatt i EU i 2019, og skal komme til behandling i Stortinget, men har blitt forsinket av politisk strid og juridiske betenkeligheter. Med denne pakken mener en at et helhetlig regelverk for energiunionen skal være på plass. Gjennom en storstilt plan for opprustning, utbygging og sammenkobling av nettverkene i alle EU-land skal strøm kunne flyte fritt mellom land i hele unionen, basert på rendyrkede markedsbetingelser. Markedet skal sørge for at strømmen flyter dit etterspørselen og prisen er høyest, og nok mellomlandsforbindelser skal føre til prisutjevning og at vi gradvis nærmer oss en felles europeisk strømpris. Forordningen og direktivene flytter makt over markedsregler og styring av energipolitikken opp på unionsnivå i EU. Ingen land skal kunne gripe inn i energimarkedet for å ivareta egne, nasjonale interesser. Den fjerde energipakken inneholder klare regler for hvordan strømmen skal flyte gjennom kablene, og det slås fast at det er markedsbetingelser som skal styre.[39]

Dette betyr ikke at norske politikere er maktesløse mot de høye strømprisene. Men det betyr at det hele er resultat av en ønsket politikk. Og at **mangel på handling vil gjøre strømpriskrisen til den nye normalen for norsk industri.**

[39] For mer om Acer, se tidligere De Facto-rapporter av Roar Eilertsen, som *Mot en ny Acer-strid. Konsekvenser av EUs fjerde energimarkedspakke.* De Facto-rapport 1/2021.

## 3. Tiltak

Analysen av strømpriskrisen vinteren 2021-2022 som ble gjort ovenfor, tyder å at regjeringens virkemidler, som hovedsakelig går ut på å øke kraftproduksjonen i Norge og avdempe prisøkningene til privatkundene, ikke er gode nok hverken på kort eller lang sikt for den kraftforedlende industrien. Regjeringen er egentlig fullt klar over dette selv. I sin egen melding om konsesjonskraftprisen for 2022 rapporterer de en forventet strømpris for 2022 på rundt 90 øre per kilowattime.[40] Altså skyhøyt over medianen. NVE nøyer seg med å be folk forvente høyere strømpriser gjennom året.[41] En ny normal altså.

Det er heller ikke krafteksporten i seg selv som er problemet, men den økte *kapasiteten* for krafteksport, som igjen gir *import av høye* priser. I det følgende vil vi foreslå noen mulige tiltak som kan avdempe situasjonen for norsk industri, på kort og lang sikt. Foruten helt umiddelbare grep som kan tas innenfor rammen av dagens regelverk og det europeiske energimarkedets rammeverk, vil vi trekke fram fire strukturelle virkemidler som innebærer et oppgjør med den blinde markedstilpasningen som preger regjeringen og norsk energipolitikk i øyeblikket:

- Bruke EØS-avtalens beskyttelsesklausul (artikkel 112) for å regulere krafteksporten ut fra hensynet til et lavt og konkurransedyktig prisnivå på strøm i hjemmemarkedet (3.1).
- Forhandle med Tyskland og Storbritannia om endringer i volum og tidspunkter for eksport av norsk kraft i avtalene for mellomlandskablene NordLink (Tyskland) og North Sea Link (England) (3.2).

---

[40] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2022-er-fastsatt/id2892973/

[41] Se https://www.nrk.no/norge/nve-varsler-hoye-strompriser-ut-aret-1.15844598

- Ta energibyrået Acer og grensehandelsforordningen (EF 714/2009) ut av EØS-avtalen (3.3).
- Norske myndigheter skal ha full politisk styring med Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (3.4).

I tillegg foreslår vi fem kortsiktige tiltak som kan iverksettes umiddelbart (3.5), som vil ha mindre effekt, men som også kan avdempe situasjonen noe:

- Gjøre vedtak i Stortinget som endelig stopper NorthConnect-kabelen.
- Eksportstans av norsk vannkraft ved lav fyllingsgrad i norske vannmagasiner.
- Stanse elektrifisering av sokkelen ved kraft fra land.
- Innføre makspris på kraft til industrien, eventuelt i sammenheng med et flernivåsystem for pris.
- Tydelig avklare at nettleien ikke skal øke.

Hovedfunnene i denne rapporten viser at det er hvor, når og i hvilke volum Norge eksporterer kraft til våre europeiske naboland som langt på vei definerer og fastsetter strømprisene i prisområde 1, 2 og 5 i Sør-Norge. For å komme løs fra denne eksporttvangen og gjeninnføre rimelige strømpriser, er det nødvendig å styre produksjon, forsyninger og eksport av norsk kraft politisk. Det forutsetter at Norge utfordrer og om nødvendig bryter med energimarkedspakkene i EUs energiunion og EUs energibyrå Acer.

Fram til det måtte bli et politisk flertall i Stortinget for dette, er det mulig og påkrevd med fire tiltak som EØS-avtalen kan gi rom for.

### 3.1 Regulere og begrense krafteksporten.

Artikkel 112 i EØS-avtalen er en nødbrems som kan tas i bruk «dersom alvorlige økonomiske, samfunnsmessige eller miljømessige vanskeligheter som kan vedvare, er i ferd med å oppstå i en sektor eller innen et distrikt». Både kraftkrevende industri og energisystemet som helhet er i dag alvorlig rammet.

I en slik situasjon slår EØS-avtalen fast at en avtalepart (i dette tilfellet Norge) ensidig kan «treffe egnede tiltak på de vilkår og etter den fremgangsmåte som er fastsatt i artikkel 113». Artikkel 113 beskriver så varslingsplikt og forhandlingsplikt i EØS-komiteen.

Det er likevel viktig å være klar over at slike beskyttelsestiltak er begrenset med hensyn til omfang og varighet. Prinsippet er at avtalepartene orienteres umiddelbart og at rådslagninger innledes i EØS-komiteen «med sikte på å finne en løsning som kan godtas av alle parter». Ethvert land underlagt avtalen kan til enhver tid be EØS-komiteen om å gjennomgå tiltakene på ny.

### 3.2 Reforhandle betingelsene i kabelavtalene

Norge har i 60 år hatt kraftutveksling med utlandet. Det er den store kapasitetsøkningen i de to nyeste kablene, til energimarkeder med langt høyere strømpriser enn i Norge, som har gjort situasjonen akutt. Overføringskablene NordLink til Tyskland og North Sea Link til Nord-England er i realiteten *eksportkabler* (hhv. 78 og 97 prosent eksport), ikke *kraftutvekslings*kabler.

Det er ulike synspunkter på hvorvidt vi unilateralt kan begrense flyten i kablene[42], og da Tyskland på et tidligere tidspunkt ønsket å begrense kapasiteten i kablene, grep Acer inn og påla Tyskland en minsteflyt. Det har likevel vist seg

[42] Se for eksempel https://www.tu.no/artikler/kan-norge-strupe-kablene/513173

mulig for Tyskland å begrense flyten i kabelen de første fem årene, noe som har skapt misnøye hos den norske motparten i Statnett.[43]

Situasjonen kan fra et norsk ståsted forbedres ved å gå inn for å reforhandle betingelsene i kabelavtalene med Tyskland og Storbritannia. Målet bør være å sikre at eksportkapasiteten ikke er så stor at den bidrar til import av høyere strømpriser. Det forutsetter at Olje- og energidepartementet og NVE går inn for å endre konsesjonsvilkårene for begge kablene.

I avtalen mellom Norge og Storbritannia for North Sea Link står det: «Partene skal i god tro søke å løse alle tvister i forbindelse med gjennomføring, tolkning og anvendelse av denne avtalen gjennom konsultasjoner i samarbeidsgruppen for elektrisitetshandel, med det formål å komme fram til en omforent løsning».[44] Hvis forhandlinger ikke fører fram, kan avtalen med Storbritannia sies opp. Avtalen kan om nødvendig «termineres enten ved at den ene av partene sier opp avtalen med 12 måneders skriftlig varsel til den andre eller ved en felles skriftlig enighet mellom partene om en dato for terminering av avtalen».[45] **En slik oppsigelse av kabelavtalen vil sikre at vi kommer i forhandlingsposisjon om nye vilkår.**

For både North Sea Link og NordLink til Tyskland gjelder konsesjonen i 30 år fra konsesjon ble gitt. Begge konsesjonene gir departementet rett til å endre konsesjonsvilkårene dersom allmenne hensyn gjør dette nødvendig. Videre følger det at alminnelige forvaltningsrettslige regler at konsesjonsvedtak kan

---

[43] Se https://www.tu.no/artikler/norge-og-tyskland-har-funnet-en-kabellosning-vi-er-grunnleggende-skuffet-skriver-statnett/498450?key=Ut1aQz90

[44] Avtale mellom Kongeriket Norge og Det Forente Kongerike Storbritannia og Nord-Irland om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser, artikkel 8.1, https://www.regjeringen.no/contentassets/68f7cf55304a47eebdad5453c0fbcd5b/avtale-mellom-kongerike-norge-og-det-forente-kongerike-storbritannia-og-nord-irland-om-samarbeid-innen-elektrisitet.pdf

[45] Samme sted, artikkel 9.

omgjøres dersom forutsetningene for vedtaket endrer seg vesentlig. Dette er uttrykkelig presisert i konsesjonsvilkårene gitt Statnett.[46]

Det er ulike oppfatninger om hvor god forhandlingsposisjon Norge vil ha i en slik reforhandling. Ofte argumenteres det med som om «lille Norge» er helt maktesløs mot «store Europa» - og at vi egentlig bare skal være glade til over at vi overhodet får de betingelsene vi får. Norge er selvsagt et lite land både globalt og i europeisk sammenheng, men **som energileverandør er Norge en stormakt** – og dette er aktualisert av krigen mellom Russland og Ukraina som gjør europeiske land desperate etter andre energikilder. Vi tror Norge vil ha svært gode kort på hånden for å reforhandle disse avtalene. Både generelt – men spesielt nå som krigen har vist for en hel verden for viktig stabile forsyninger av energi er.

Når det kommer til avtalen med Storbritannia, er det et tilleggspoeng at landet ikke lengre er medlem av EU. Dermed vil ikke kraftavtalen reguleres av hverken Acer eller andre europeiske byråer. Dette burde gjøre avtalen med Storbritannia enda et hakk enklere å få reforhandlet.

### 3.3 Tre ut av Acer og grensehandelsforordninger

En nærmere analyse av de energipolitiske bindingene mellom Norge og EU viser at det er grensehandelsforordningen, EF-forordning 714/2009, som er den av rettsaktene i tredje energimarkedspakke som langt på vei parkerer norsk forvaltning og norske politiske myndigheter.[47] Problemene i kraftmarkedet vil

[46] Konsesjonsbrevet fra OED om godkjenning av North Sea Link av 13.10.2014. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/utenlandskabler/vedtak_om_utenlandskonsesjon_storbritannia.pdf?id=2291935

[47] Internnotat 'Hvordan løsrive norsk strømpris fra gassprisen i EU?', Nei til EU og De Facto, mars 2022.

etter vårt syn bestå inntil forordningen tas ut av norsk lov og forhandles ut av EØS-avtalen slik avtalens §§ 97 og 102 åpner for.[48]

Forordningens artikkel 12.2. spesifiserer at «Operatørene av overføringsnett skal fremme driftsordninger som sikrer optimal forvaltning av nettet, og fremme utviklingen av kraftbørser, en samordnet tildeling av samkjøringskapasitet over landegrensene gjennom markedsbaserte løsninger som ikke innebærer forskjellsbehandling […]».

Ettersom en langt mer slagkraftig nasjonal politisk styring med kraftpolitikken vil være en forutsetning for å gjenopprette forutsigbare og rimelige strømprisnivåer i Norge, kan en ikke samtidig være underlagt energibyrået Acer som har som hovedoppgave å sørge for at EUs markedsbaserte energiunion videreføres og styrkes. Å tre ut av tilslutningen til energibyrået og oppheve Acers makt over norsk energipolitikk vil fremdeles være strategisk avgjørende for å ta tilbake politisk kontroll og sikre konkurransedyktige strømpriser for norsk industri og næringsliv. [49]

---

[48] EØS-avtalen art. 97: «Denne avtale **berører ikke den enkelte avtaleparts rett til å endre sin interne lovgivning** på de områder som omfattes av denne avtale, med forbehold for prinsippet om ikke-diskriminering og etter å ha underrettet de andre avtaleparter, dersom EØS-komiteen fastslår at den endrede lovgivning ikke medfører at avtalen ikke vil virke tilfredsstillende, eller dersom fremgangsmåten omhandlet i artikkel 98 er fullført» (vår utheving). EØS-avtalen art. 102.3: «Avtalepartene skal bestrebe seg på å komme til enighet i saker som er relevante for denne avtale. **EØS-komiteen skal særlig bestrebe seg på å finne frem til en gjensidig godtagbar løsning dersom det oppstår et alvorlig problem på et område som i EFTA-statene hører inn under den lovgivende myndighets kompetanse»** (vår utheving).

[49] Se også Nei til EUs bakgrunnsnotat om grensekryssende krafthandel, 14.02.22, https://neitileu.no/aktuelt/bakgrunnsnotat-om-grensekryssende-krafthandel

### 3.4 Politisk styring av RME

Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) er navnet på avdelingen i NVE som har fått som primæroppgave å utføre energiunionen i EU sin politikk slik den kommer til uttrykk i tredje – og den kommende fjerde – energimarkedspakken, og så formidles videre til Norge gjennom energibyrået Acer og kontrollorganet ESA. Både Elektrisitetsdirektivet og Grensehandelsforordningen i EØS slår fast at det er forbudt for RME å motta råd eller instrukser fra myndighetene. Et vedtak hos RME kan bare omgjøres av den norske energiklagenemnda eller energibyrået Acer i EU.

I internnotatet De Facto har gjort sammen med Nei til EU skriver vi: «RME regulerer nettselskapene. RME lager ny nettleiemodell. RME regulerer og godkjenner kraftbørser. Når vi framover får kamp om tilgang til strøm og ikke minst nett, så mener ESA at også her er det RME som skal bestemme. Om NVE eller Statnett mener det er feil å bygge ut nettet for kryptovaluta, skal klagen rettes til RME og RME avgjør. RME må godkjenne om Statnett kan bruke deler av flaskehalsinntektene fra utenlandsforbindelsene til å sette ned nettleia. RME skal påse at disse inntektene i all hovedsak brukes til nettutvikling i tråd med EU-forordningene om krafthandel, og bare i beskjeden grad til reduksjon av nettleia. Og bak RME står ACER».[50]

Med de vidtgående fullmaktene RME er gitt, er de fleste former for politisk styring av kraftmarkedet ikke lenger tillatt. Fram til Norge eventuelt har gått ut av energimarkedspakke 3 og reversert tilslutningen til Acer, er det den nevnte beskyttelsesklausulen artikkel 112 i EØS avtalen som kan benyttes. Den kan brukes til å sette RME under direkte administrasjon av Olje- og energidepartementet og inntil videre suspendere forpliktelsene som følger av grensehandelsforordningen (714/2009) og ar El-markedsdirektivet (72/2009) sine artikler 35 til 39.

[50] Sitat fra internnotat Nei til EU og De Facto, mars 2022.

### 3.5 Kortsiktige tiltak

Analysen ovenfor peker på den økte kapasiteten til markeder med høyere strømpris som den absolutt viktigste årsaken til økt strømpris i Norge. Et første umiddelbart grep som kan og bør gjøres for å sende et tydelig signal til norsk industri, investorer og andre, vil da være å gjøre et **endelig vedtak om å gravlegge NorthConnect-kabelen til Skottland**. Denne er i skrivende stund utsatt på ubestemt tid, men Olje- og energidepartementets ledelse – også i fremtiden når det potensielt har kommet ny politisk ledelse der - kan når som helst ta den frem igjen å gi den konsesjon uten å gå veien innom Stortinget, noe som skaper evig usikkerhet for den kraftforedlende industrien. Her bør regjeringen legge frem en melding for Stortinget som avviser den en gang for alle.

Et andre helt sentralt grep som bør gjøres umiddelbart, er å **innføre regler som sikrer stans i krafteksport ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene**. EØS-avtalen og EUs tredje energimarkedspakke trenger ikke være til hinder for at norske politiske myndigheter kan fastsette regler for om dette langt tydeligere enn i dag. Myndighetene og NVE bør fatte vedtak om at det ikke skal finne sted netto eksport av strøm dersom fyllingsgraden faller vesentlig under normalen for årstiden. Konsesjoner som er gitt for kraftproduksjon og kraftforsyning kan så endres i tråd med dette.

Vi avklarte under 2.3 ovenfor at tilbud og etterspørsel innenlands ikke er nok til å forstå bakgrunnen for de høye strømprisene, men at det likevel har betydning. Det betyr at grep som endrer markedsbalansen innenlandsk kan ha noe effekt. NVE har beregnet at vi vil øke innenlands til 165 TWh frem mot 2040,[51] mens Statnett på sin side mener vi vil bruke rundt 185TWh i 2040.[52] Begge scenariene

[51] NVE, 2020: Langsiktig kraftmarkedanalyse 2020-2040.

[52] Statnett, 2019: Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm

er usikre og avhengig av en rekke forutsetninger, hvor mye åpenbart er positivt og vanskelig å endre, men hvor andre ting kan stilles spørsmålstegn ved. Den største enkeltdriveren av økt elektrisitetsforbruk i begge disse scenariene, er elektrifisering av sokkelen med kraftkabler til land, som vil kreve 10-15 TWh og dermed spille en betydelig rolle i en endret innenlandsk kraftbalanse. **Her kan regjeringen umiddelbart signalisere at elektrifisering av sokkelen ikke skal skje med kraft fra land**, men potensielt med utbygging av havvind.

Et annet grep som kan gjøres er å innføre **en makspris på strøm til industrien, for eksempel på 35 øre**. Det er uklart hvor enkelt dette vil la seg innføre direkte, og mange peker på at det vil være brudd på EØS-avtalen ettersom det vil bety å gripe direkte inn i kraftmarkedet, men en ordning som ligner på strømstøtteordningen som allerede er gitt til husholdninger, vil muligens kunne gi en garantert makspris *i praksis*. Dette grepet bør kunne innføres og utprøves umiddelbart og uten utredning mens en venter på større endringer, og sikrer industrien bedre forhandlingsposisjon når de skal reforhandle avtaler. I den forbindelse kan en også vurdere et slags flernivåsystem på strømprisen, som sikrer industri og forbruk inntil et visst punkt, men sørger for at større forbruk ikke blir subsidiert.

Siste punkt handler om fremtidig nettleie. Vanligvis er det slik at nettleien øker når strømprisene stiger, men det er ikke gitt at en må ha et slikt system også i fortsettelsen. I forbindelse med statsbudsjettet for 2022, ga regjeringen egentlig tillatelse til at nettselskapene kunne øke nettleien fra 1. januar 2022. Dette ble først utsatt, men i desember ble regjeringen enig med SV om at dette ikke skulle tre i kraft, og det er nå innført en overgangsordning på to år, samt en del andre begrensninger som trer i kraft fra 1. juli 2022.[53] Det er imidlertid fremdeles uklart hvordan denne modellen vil bli seende ut, ettersom Reguleringsmyndigheten for energi (RME) skal foreta en evaluering av systemet. Her kan **regjeringen**

[53] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/justerer-innforingen-av-ny-nettleiemodell/id2911788/

**umiddelbart gå ut med et tydelig budskap om at nettleien ikke skal øke**, hverken i år eller i 2024, slik at både privatkunder og industrien får et tydelig signal.

I tillegg til dette tror vi det er klokt å gå videre med regjeringens planer for havvind, og gjerne også bygge ut andre fornybare energikilder som solkraft og lignende, og øke produksjon av vannkraft gjennom oppgradering og effektivisering – i tillegg til generell energieffektivisering. Selv om markedsforholdene ikke er avgjørende for prisene, har de en (begrenset) betydning, og alle slike tiltak vil derfor ha en positiv effekt. Andre tiltak som peker i samme retning, er å prioritere kraft til de industriprosjektene som gir størst varig sysselsettingseffekt, og dermed si nei til kraftintensive, arealkrevende prosjekter som datasentre som også har begrenset sysselsettingsverdi.

Analysene gjort ovenfor av misforholdet mellom analyse og tiltak hos regjeringen, tyder imidlertid på at disse tiltakene uansett ikke vil bli innført av seg selv, men at det kreves press fra en av regjeringens viktigste støttespillere – Landsorganisasjonen i Norge. Derfor avslutter vi rapporten med noen generelle betraktninger inn mot dennes høyeste organ – LO-kongressen.

### 3.6 LO-kongressen og strømprisene

Nettopp fordi en fryktet konsekvensene av Norges tilslutning til Acer og EUs tredje energipakke, førte det til stor debatt i LO og ulike forbund i 2018, frem til Stortinget – med stemmene fra Arbeiderpartiet, Høyre, Frp, V, Krf og Mdg mot mindretallet fra Sp, Sv og Rødt som ønsket utsettelse - ga sin tilslutning.[54] Den gangen gikk både Fellesforbundet, Industri Energi og Fagforbundet sentralt ut mot Acer, etter at spredte vedtak i stadig flere samarbeidskomiteer i Industri

[54] For oversikt over stortingsbehandlingen, se https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=70037

Energi og avdelinger i Fellesforbundet hadde bedt Stortinget om å legge ned veto.[55] Etter hvert gikk over 100 ordførere fra Arbeiderpartiet mot Acer,[56] og like før stortingsbehandlingen 18. mars 2018 gjorde også LO-sekretariatet et enstemmig vedtak om å si nei til Acer og den tredje energimarkedspakken.

Likevel forsvant dette ut både av uttalelsene og handlingsprogrammet på LO-kongressen litt over en måned senere, der logikken kanskje var at dette allerede var avgjort på Stortinget. Slik ligger det også an med årets utkast til handlingsplan fra LO-sekretariatet. Her er hverken Acer, noen av energimarkedspakkene, utenlandskablene eller spørsmålet om nasjonal kontroll med vannkraften nevnt overhodet – men paradoksalt nok ligger det inne et forslag (som riktignok er en videreføring fra tidligere handlingsplaner) om å oppruste og modernisere linjenett som vil gi en prisutjevning mellom de ulike kraftmarkedsregionene.[57] I praksis sørnorsk pris i Nord-Norge altså. Når vi ser at investeringer i kraftforedlende industri raskt flyttes fra Sør-Norge til Nord-Norge, virker en slik utjevning som raskeste vei mot å sørge for at de norske konkurransefordelene forsvinner fra enda større deler av landet – uten at det i praksis løser noe for industri eller forbrukere i sør.

LOs sekretariat legger altså til grunn en underliggende aksept av europeiske strømpriser i Norge framover. Det er etter vårt syn en energipolitisk posisjon som ikke er til å leve med for arbeidsfolk og tillitsvalgte i industrien og det norske næringslivet forøvrig.

---

[55] Fellesforbundets andre vedtak så for eksempel slik ut: «Nei til norsk deltagelse i EUs energiunion ACER – Stans av all videre utbygging av kabler til andre EU land. Norge må si nei til Norsk deltagelse i EUs energiunion ACER – Stans av all videre utbygging av kabler til andre EU land. Allerede fattede vedtak om ACER må reverseres, og Fellesforbundet må støtte et faglig initiativ til å utrede om Stortingets vedtak i ACER saken er i strid med grunnloven, det vil si i strid med kravet om ¾ dels flertall når nasjonal selvråderett skal avstås.»

[56] Se https://www.nrk.no/nyheter/over-100-ap-ordforere-med-acer-nei-1.13956546

[57] Se linje 659-660 i utkastet til handlingsplan fra LO-sekretariatet.

Skal strømprisene temmes bør fagbevegelsen finne tilbake til den store enigheten fra mars 2018, da et samlet LO sa nei til at Norge skulle tilslutte seg energibyrået Acer og EUs tredje energimarkedspakke. De Facto har i denne rapporten vist hva som er hovedårsaken til det siste årets høye strømpriser og foreslått fire strukturelle tiltak som tar problemet ved roten.

Mot denne implisitte aksepten av europeiske kraftpriser som den nye normalen som LO-sekretariatet her legger opp til, har ulike forbund og avdelinger på sin side en rekke forslag til handlingsplanen som innebærer å konkretisere kritikken av de høye strømprisene som også innebærer konkrete løsningsforslag. Basert på overstående analyse, tror vi det vil være svært uheldig for norsk industri om ikke LO-sekretariatet de neste tre årene føler en sterk forpliktelse for å jobbe konkret for noen av de overstående forslagene for lavere nasjonal strømpris, og vil derfor anbefale at dette konkretiseres i LOs handlingsplan og i eventuelle uttalelser.

ACER

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

# ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design

April 2022

ACER

# Executive Summary

The current energy crisis is in essence a gas price shock, which also impacts electricity prices. With the economic recovery in 2021, global gas demand bounced back to pre-pandemic levels and outstripped supply. Despite increasing LNG deliveries to Europe (linked with the rise in gas prices), sharply decreasing Russian gas pipeline supplies and the related geopolitical uncertainty put strong upward pressure on prices. In 2022, Russia's invasion of Ukraine heightened the crisis resulting in unprecedentedly high gas and electricity prices that severely impact consumers, retail suppliers, market participants and others.

Whilst this ACER assessment is likely to be read against the backdrop of the current energy crisis, its main focus is a somewhat longer-term perspective on the EU's wholesale electricity market design, in line with the original task assigned to ACER by the European Commission. Well before the height of the current crisis, the EU's wholesale electricity market design has been the subject of debate (in technical, academic as well as policy circles), in particular as to whether the current market design is fit-for-purpose given the significant changes needed to deliver the clean energy transition or whether, and if so, to what extent, the market design would need further adjustment.

***"The current energy crisis is in essence a gas price shock, which also impacts electricity prices."***

## Need for improvements to the current market design?

In its 'Toolbox' Communication of October 2021, the European Commission tasked ACER with assessing the benefits and the drawbacks of the EU's current wholesale electricity market design and with providing recommendations for its improvement. This report seeks to deliver on that mandate.

ACER finds that the current wholesale electricity market design ensures efficient and secure electricity supply under relatively 'normal' market conditions. As such, ACER's assessment is that the current market design is worth keeping. In addition, some longer-term improvements are likely to prove key in order for the framework to deliver on the EU's ambitious decarbonisation trajectory over the next 10-15 years, and to do so at lower cost whilst ensuring security of supply.

Whilst the current circumstances impacting the EU's energy system are far from 'normal', ACER finds that the current electricity market design is not to blame for the current crisis. On the contrary, the market rules in place have to some extent helped mitigate the current crisis, thus avoiding electricity curtailment or even blackouts in certain quarters.

***"... ACER finds that the current electricity market design is not to blame for the current crisis. On the contrary, the market rules in place have to some extent helped mitigate the current crisis ..."***

The electricity market design is, however, not designed for the 'emergency' situation that the EU currently finds itself in. The ongoing political discussions on various exceptional interventionist measures bear witness to this.

Whilst not the primary focus of this assessment, ACER nevertheless offers some views on select interventionist measures contemplated in the current emergency situation and their respective risks. ACER also offers reflections on possible structural measures to hedge electricity customers against possible future periods of sustained high energy prices.

## Ill-designed emergency measures could endanger hard-earned benefits of electricity market integration

Over the last decade, cross-border trade and the major efforts undertaken to further integrate electricity markets in Europe have delivered significant benefits for consumers. These benefits are estimated to be approximately 34 billion Euros a year. The benefits are due to the structure of the wholesale energy market enabling cross-border trade between Member States and improving security of supply across a larger geographical area. The electricity market design also facilitates the significant uptake of renewable generation, the acceleration of which is likely to prove a prerequisite for achieving the EU's ambitious decarbonisation trajectory at pace. Ongoing initiatives to further implement the current market design via a number of existing EU rules and regulations will deliver additional benefits.

Conversely, ill-designed emergency measures or distorting price signals by interfering in market price formation may roll back EU market integration and overall competition, thereby endangering the benefits achieved up until now and possibly increasing the overall cost of the energy transition up ahead, as further expanded below.

## Future-proofing the electricity market design to help deliver the energy transition

***"... Whilst increased energy independence vis-à-vis (particular) third-countries is a policy objective of growing importance, realising this may well depend on enhanced energy inter-dependence amongst EU Member States."***

Going forward, the EU's ambitious decarbonisation trajectory requires fast and massive transformation across sectors. Given enhanced electrification of energy demand is amongst the most cost-efficient ways to drive down emissions from the wider economy, this trajectory is likely to be driven in large part by the decarbonisation of the electricity sector.

Electricity market integration across EU Member States will be key to pursue such power sector decarbonisation at lower cost, in turn ensuring security of supply by being able to draw on neighbouring jurisdictions in times of need. Put differently, whilst increased energy independence vis-à-vis (particular) third-countries is a policy objective of growing importance, realising this may well depend on enhanced energy inter-dependence amongst EU Member States.

What implications will this have for the current wholesale electricity market design?

The market design will need to facilitate a massive rollout of low-carbon generation, and in particular renewable generation characterised by high upfront investment costs, while ensuring that flexible resources complement intermittent renewable production where and when needed. Related to this, price volatility in the electricity system is likely to increase in the years ahead, indicating increasing flexibility needs of the system. Hence the market design will need to send adequate price signals to meet flexibility needs going forward, again where and when needed.

All in all, this ACER assessment identifies several areas where policy makers could put further emphasis to future-proof the current electricity market design. These fall under 6 broad headings:

**1. Making short-term electricity markets work better everywhere:** Overall, short-term markets are working well. In order to realise further benefits, Member States and national regulatory authorities should implement what has already been agreed in EU legislation and beyond. ACER highlights four such areas relevant for enhanced EU market integration: meeting the minimum 70% cross-zonal capacity target by 2025 (thus enhancing electricity trade between Member States); rolling out flow-based market coupling in the Core and Nordic regions as soon as possible; integrating national balancing markets; and reviewing the current EU bidding zones to improve locational price signals.

***"... This ACER assessment identifies several areas [...] to future-proof the current electricity market design."***

**2. Driving the energy transition through efficient long-term markets:** Long-term markets and improved hedging instruments need more attention to drive the massive investments needed up ahead. Currently, such long-term markets lack liquidity, particularly beyond three years in the future. ACER highlights that access for smaller market participants to Power Purchase Agreements (PPAs) could be improved (e.g. through public guarantees); that liquidity could be further stimulated via so-called 'market-making' efforts to help independent companies, traders etc. compete with large established firms (e.g. via tenders, mandatory measures or financial incentives); that national forward markets should be further integrated; and that collateral requirements imposed on market participants could benefit from being reviewed. Market-based centralised procurement could complement long-term electricity markets to address market failures (e.g. the procurement of ancillary services) or to speed up the deployment of specific technologies.

**3. Increasing the flexibility of the electricity system:** Enhanced flexibility resources, covering also for example seasonal flexibility needs, will be key for the electricity system going forward. Here, freely determined and competitive price signals are invaluable instruments for showing true system flexibility needs. These price signals should thus be preserved in order to drive relevant investment efficiently. Hence, national regulatory authorities and system operators should focus on removing barriers to the use of such flexibility resources.

**4. Protecting consumers against excessive volatility whilst addressing inevitable trade-offs:** Targeted measures to protect vulnerable consumers should be considered in times of sustained high prices, whilst not limiting the ability of e.g. energy communities or aggregators to provide innovative energy services for the benefit of the system and thus also consumers. Preserving some price signalling to incentivise desired behaviour remains important. In addition, Member States should strike a balance between ensuring the financial responsibility of retail energy suppliers for the benefit of consumer confidence, market stability etc., and keeping the market open for new responsible suppliers to reduce costs for consumers.

**5. Tackling non-market barriers and political stumbling blocks:** Member States should consider enhanced coordination of approaches to and plans for large-scale generation and grid infrastructure deployment, as a likely prerequisite for the efficient and accelerated roll-out of such investment. This in turn will rely on greater attention being paid to cross-border perspectives and needs, supplementing more national perspectives. In addition, addressing barriers and recurrent delay factors to infrastructure roll-out remains key.

**6. Preparing for future high energy prices in 'peace time'; being very prudent towards wholesale market intervention in 'war time':** The need for interventions in market functioning should be considered prudently and carefully in situations of extreme duress and if pursued should, ideally, seek to tackle 'the root causes' of the problem (currently gas prices). Additionally, ACER points to a few structural measures for hedging, which might be considered to alleviate possible concerns about future periods of sustained high energy prices.

## Exceptional emergency measures currently under debate

The current energy price crisis is exceptional in nature. Many Member States have introduced short-term measures to alleviate the impact of the high prices. In addition, governments across the EU debate whether additional interventionist measures should be taken, what the relative benefits and risks of such measures are, and how such measures may jeopardise (or not) the current benefits resulting from electricity market integration across the EU.

Whilst such measures are not the primary focus of this ACER assessment, Section 5 below lists a spectrum of such measures, all of them proposed or hinted at by different quarters across the EU. These range from less interventionist measures that safeguard wholesale market functioning (such as targeted support for vulnerable customers) to the more interventionist (e.g. taxing windfall profits through to capping the price of the electricity market). As a rule of thumb, ACER considers that the more interventionist the approach, the higher the potential to distort the market, especially in the medium to long-term. Such distortions imply that wrong investment choices are likely to be made vis-à-vis future needs and/or that much-needed innovations to address changing system needs are less likely to happen. Furthermore, measures that are more interventionist may dampen private sector investment, influence perceptions of political risk and/or inadvertently exacerbate supply shortages.

Accordingly, when contemplating extraordinary measures here and now, policy makers should carefully consider the potential for negative consequences in the medium and long-term. This is further accentuated by the fact that much effort over many years has been put into creating the current electricity market framework. If it were to be suddenly 'uprooted', as opposed to further improved or enhanced, it could have significant implications for the ability of the electricity market to deliver on key policy objectives over the coming decade. ACER cautions to consider prudently the need for interventions in electricity market functioning in the current circumstances, and if pursued for policymakers to tackle the root cause of the problem (currently gas prices) rather than the electricity market framework itself.

Hence, if Member States consider such a 'root cause' intervention necessary, it would seem relevant to pursue measures that accelerate gas demand reduction (efficiency efforts, fuel switching etc.) and/or deploy additional efforts that can put downward pressure on gas prices (e.g. new supply or lower-price supply coming to Europe), whilst retaining prices that still secure needed liquified natural gas (LNG) deliveries. The latter effort would likely require intense dialogue between governments in the EU and key gas suppliers.

Finally, regarding more structural measures for the future, ACER points to a few options being debated in academic circles for hedging against future periods of sustained high energy prices. These are not immediate options to alleviate the current extraordinary prices, but may alleviate possible concerns about future energy price shocks. One such measure is a 'temporary relief valve' when wholesale electricity prices change unusually

rapidly to high levels over a sustained period. Another is a financial option (sometimes dubbed 'affordability option') whereby pre-identified consumer groups are hedged against sustained high prices occurring over a longer period above a certain threshold. ACER points out that each such measure has advantages and drawbacks.

## Gas markets require our focus in the coming years

Given the renewed impetus towards diversifying the EU's gas supply, gas prices are likely to be determined increasingly by the global LNG market in the coming years. Accordingly, this ACER assessment considers some of the key developments impacting the LNG market. In particular, ACER suggests for policy makers and others to pay close attention to mechanisms that can limit gas price exposure and secure additional gas supply to offset decreasing supplies of Russian gas. Such measures include for example enhanced long-term contracting and higher gas storage stocks, noting however that both come at a cost. As a result, long-term and short-term gas contracts are likely to coexist for some years to come. Gas storage will increasingly support security of supply, whilst also assisting flexible operation of the energy system.

## This assessment is not 'the full story'. As the energy transition unfolds, new challenges are likely

This ACER assessment focuses primarily on the current wholesale electricity market design, looking at what the design is called upon to deliver over the next 10-15 years. In the conclusions section, ACER sets out an overview of the measures it puts forward for consideration by EU policymakers, these numbering 13 in total (a summary infographic is provided below).

This assessment does not seek to be 'the full story' of how energy systems in Europe may evolve over this time frame. By way of example, some of the evolutionary trends not so readily tackled in this assessment are: (a) the increased integration of the energy system across energy carriers, transport, buildings and other sectors (implying e.g. that energy system-wide benefit assessments and planning will become more complex); (b) the application of 'energy efficiency first' principles in an evolving system (likely drawing on enhanced resource sharing and balancing energy savings solutions with low-cost capacity additions); or (c) the relative weight of more centralised, utility-scale solutions vis-à-vis smaller and more localised solutions (the latter possibly bringing enhanced resilience and lower price volatility at the consumer-level whilst perhaps raising questions of overall system costs).

Notwithstanding the considerable breadth of measures put forward, it is likely that new regulatory challenges and opportunities will appear as the clean energy transition further unfolds. Hence, it will be key for governments and regulators to detect and address such challenges early on and to tackle them in a coordinated manner across the EU.

ACER

## In summary, ACER puts forward the following 13 measures for the consideration of policymakers

**13 measures** for the consideration of policymakers, **future-proofing** the EU wholesale electricity market design

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

**1.** Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed

**2.** Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs)

**3.** Improve the efficiency of renewable investment support schemes

**4.** Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets

**5.** Better integrate forward markets

**6.** Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements

**7.** Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility

**8.** Shield those consumers that need protection the most from price volatility

**9.** Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right

**10.** Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is built at pace

**11.** Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes'

**12.** Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks

**13.** Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels

**Want to learn more?**

Check out the full report on ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

www.acer.europa.eu linkedin.com/company/eu-acer/ twitter.com/eu_acer

ACER

# Table of contents


**1. Introduction ... 9**

1.1. Background to this assessment ... 9

1.2. Structure of this assessment ... 9

**2. Price levels and drivers ... 11**

2.1. 'Roller coaster gas prices': High global LNG prices followed by restricted Russian gas flows send gas prices soaring ... 11

2.2. High gas prices drive up electricity prices ... 14

2.3. Energy prices will likely remain high in the near term ... 15

2.4. Households and industrial consumers are heavily impacted ... 16

**3. EU wholesale electricity market design: benefits and remaining implementation challenges ... 17**

3.1. Some fundamentals (liquidity, price formation, carbon price signals) ... 18

3.2. Dispelling some myths about the 'pay-as-bid' vs 'pay-as-clear' market design model ... 19

3.3. The current EU electricity market design delivers major benefits ... 20

3.3.1. Cross-border trade delivered 34 billion Euros of benefits in 2021 while helping to smoothen price volatility ... 21

3.3.2. The EU electricity market design enhances each Member State's security of supply and its resilience to price shocks ... 23

3.4. Further potential benefits ... 25

3.4.1. Increasing cross-zonal capacity and using the capacity provided more efficiently ... 25

3.4.2. Improving the accuracy of price signals to make better investment decisions ... 26

3.4.3. Removing barriers to the entry of innovative market participants ... 28

**4. Ways to improve the EU wholesale electricity market ... 29**

4.1. Flexible resources are needed to address increased volatility of the power system ... 29

4.2. Investments in low-carbon generation need a massive ramp-up ... 34

4.3. Boosting competitive long-term markets will help hedge against risks and stimulate investments ... 37

4.4. Which measures for policy makers to consider to further future-proof the EU's electricity market design? ... 42

4.4.1. Consider promoting and facilitating wider access to Power Purchase Agreements ... 42

4.4.2. Consider improving the efficiency of renewable investment support schemes, limiting their use to the needs assessed ... 43

4.4.3. Consider improving the liquidity of forward power markets ... 44

4.4.4. Consider tackling non-market barriers and political stumbling blocks for enhanced coordination ... 46

4.5. Consider structural measures that enhance the hedging potential of the system, thus helping to shoulder future periods of sustained high energy prices ... 47

**5. Extreme price shocks leading to considerations of temporary, targeted measures ... 50**

5.1. Differing political approaches to possible temporary measures ... 51

5.2. A different possible route; tackling the root causes (gas markets) rather than the symptoms (electricity prices)? ... 56

5.3. Getting better prepared for possible future supply or price shock events ... 57

**6. Mid-term prospects of gas markets ... 58**

6.1. EU gas prices will become increasingly dependent on global LNG supply ... 58

6.2. The EU's 'pay as clear' electricity market design helps attract cleaner technologies, including low-carbon gas ... 59

6.3. What mechanisms can best limit gas price exposure whilst securing supply? ... 61

6.3.1. Long-term bilateral contracts will coexist with hub-trading ... 61

6.3.2. Higher gas storage stocks will benefit security of supply and flexible system operation ... 61

**7. Retail energy markets and consumers ... 63**

7.1. Record-high energy prices have negatively impacted consumers and retail suppliers ... 63

7.2. Options to shield consumers from unwanted price volatility impacting affordability ... 65

7.2.1. Consumer risks, consumer contracts and time-differentiated tariffs ... 67

7.2.2. Lessons learned from resorting to the Supplier of Last Resort ... 69

7.3. Pro-actively support demand-side response to help address volatility and solve system needs ... 70

**8. Conclusions ... 74**

# 1. Introduction

## 1.1. Background to this assessment

The recent energy price surge sparked a call by some to reform the EU electricity market design. The European Commission in October 2021, in its 'Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support' Communication (hereafter 'Toolbox' Communication), tasked ACER with assessing the benefits and drawbacks of the EU's current wholesale electricity market design and with providing recommendations for its improvement.

ACER published a Preliminary Assessment in November 2021. In that report, ACER made clear that the root of the problem was the rise in global gas prices for various supply and demand dynamics prevalent at the time. Other factors also played a role such as Europe's lower-than-average gas storage stocks; limited additional pipeline gas imports to the EU; rising Emissions Trading System (ETS) allowance prices; and somewhat unusual weather patterns in Europe in 2021 affecting both generation and demand. Since then, a number of developments have significantly impacted gas and thus also electricity prices most notably Russia's invasion of Ukraine in February, leading to high uncertainty as to the near-term outlook for gas supply to the EU.

This report is ACER's final assessment, delivering on the European Commission's mandate.

## 1.2. Structure of this assessment

This assessment confirms that the current EU electricity market design is based on relevant and enduring principles and that as such, in ACER's view, it should be preserved. However, looking to the future, the current market design should be complemented to support the policy objectives set for the EU as a whole, in particular to deliver on the EU's ambitious decarbonisation trajectory.

Section 2 explains the steep rise in European energy prices over the past year. It describes the evolution of the price shock and illustrates how markets reacted to it. It briefly touches upon the consequences for consumers (addressed in further detail in Section 7), as well as the latest market outlook for energy prices throughout 2022 and into the first quarter of 2023.

Section 3 explains how the current market design works both in 'normal' times and as a mitigating factor during more extreme events such as the current energy price shock. The section describes the relevance of certain market design fundamentals, giving examples of the benefits provided by the current market design and overall EU electricity market integration. Finally, it shows why completing a number of already-decided, but still-to-be-implemented market integration priorities remains key.

Section 4 examines ways to improve the current market design in light of the EU's ambitious decarbonisation trajectory and the resulting changes in the power system. Elements outlined include for example improvements to long-term markets and the availability of hedging instruments (e.g. on enhanced forward markets and wider access to PPAs) as well as the better use of flexibility resources. The section also touches upon the benefits of further coordination amongst Member States as regards generation and grid infrastructure roll-out.

Section 5 notes the calls for temporary interventions in electricity market functioning given the current extreme price shocks. ACER offers certain considerations for policy makers ahead of taking such intervention decisions, suggesting a possible different route that targets the root cause of the current situation (gas prices)

rather than the symptoms (electricity prices). Finally, this section points to a few structural measures relevant for 'insuring' or hedging against possible future periods of sustained high energy prices.

Section 6 takes a closer look at the outlook for gas markets, relevant for the EU's attempts to further diversify its gas supply in the coming years. It adds perspectives on likely gas contracting models and the role of gas storages across Member States in the years ahead.

Section 7 focuses on limiting the undesirable impacts of increased price volatility on energy consumers. It considers options that balance the respective interests of retail suppliers, consumers and society as a whole. In addition, it lists some of the learnings from last year's application in many Member States of the so-called Supplier of Last Resort mechanism. Finally, it points to the facilitation of demand-side response as a measure for enhanced system benefit and for the alleviation of unwanted price volatility.

Section 8 concludes with a summary of the 13 measures that ACER puts forward for policy makers' consideration.

# 2. Price levels and drivers

## 2.1. 'Roller coaster gas prices': High global LNG prices followed by restricted Russian gas flows send gas prices soaring

Energy prices reached record high levels across 2021 and hit their highest point in the first weeks of March 2022. The price surge can be split into three distinct phases (see Figure 1 below):

- Phase 1 ('the first price crunch') across Summer and Fall 2021, when scarce LNG imports and narrow pipeline flows led to the first wave of price rise;
- Phase 2 ('market-response from LNG'), from late 2021 through early 2022, when high gas prices attracted extra LNG, while Russian pipeline supplies decreased; and
- Phase 3 ('war emergency') from late February 2022, when the Russian invasion of Ukraine further aggravated the price surge.

**Figure 1: Overview of events and market fundamentals driving EU gas prices, TTF month-ahead contract (EUR/MWh), (May 2021 - April 2022)**

*Source: ACER based on ICIS Heren's price data.*

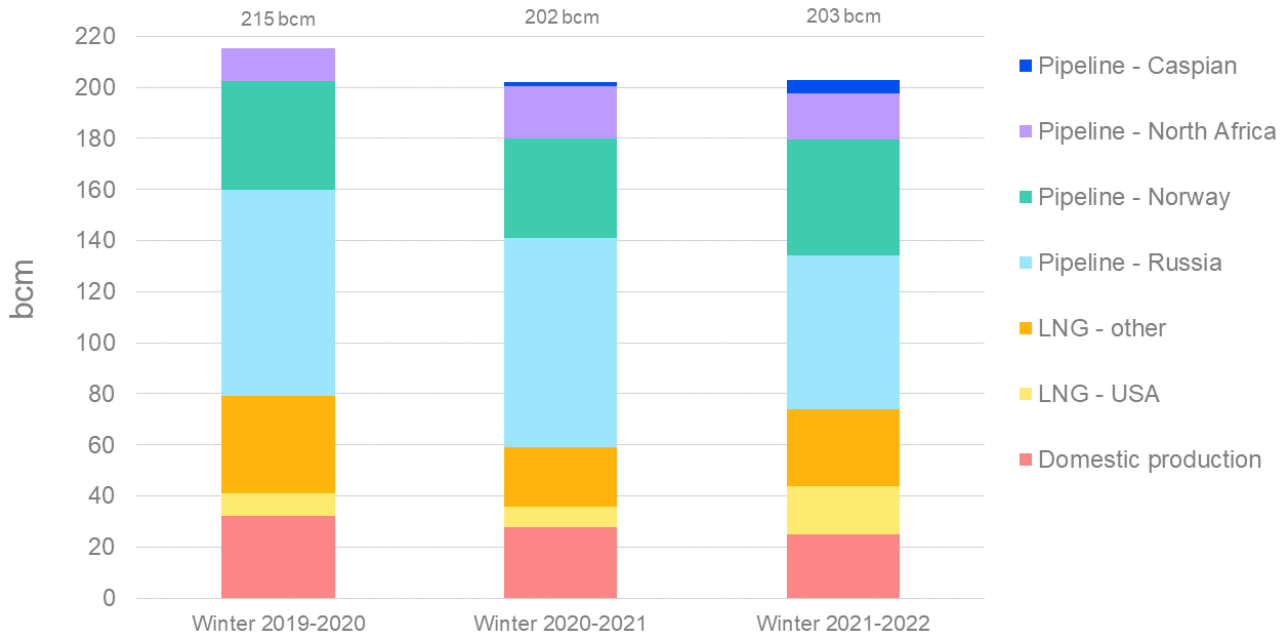
The main price drivers in Phase 1 were increased EU gas demand together with tight global gas supply; this occurring amidst a global rebound in economic activity and unexpected gas production outages. During Phase 2, EU LNG imports (which had decreased in Phase 1 because spot LNG cargoes had been attracted to higher-priced Asian markets) recovered due to stronger EU gas hub price signals. Phase 3 is the period from late-February 2022 onwards when the Russian invasion of Ukraine led to an immediate and sharp rise in gas prices.

*"... The current price shock and very significant price volatility would seem to stem less from physical shortages and more from perceived risks of potential significant disruption of Russian gas flows going forward."*

Looking more closely at this latest phase, it would seem that price developments are significantly influenced by the extreme uncertainty as to the near-term outlook for gas supplies to the EU. As shown in Figure 2, so far this year, physical gas supplies to the EU have remained close to historical levels, with LNG deliveries replacing Russian gas pipeline flows to a considerable extent. Hence, the current price shock and very significant price volatility would seem to stem less from physical shortages and more from perceived risks of potential significant disruption of Russian gas flows going forward.

As the outlook for such disruptions remains very uncertain for market participants, day-to-day price volatility is unusually high. This in turn has knock-on effects on market functioning, leading e.g. to rising collateral needs[1] for market participants vis-à-vis financial institutions given the latter's concerns about the former's ability to manage the increased price risks and their fluctuations in the very near-term[2].

**Figure 2: Evolution of EU gas supply sourcing origins - bcm (Winters 2019 - 2022)**




*Source: ACER based on ENTSOG and Refinitiv.*

*Note: Winter season is the sum of Q4 year 1 and Q1 year 2 (i.e. Winter 2021-2022 sums the flows across Q4 2021 and Q1 2022). The assessment does not include storage withdrawals.*

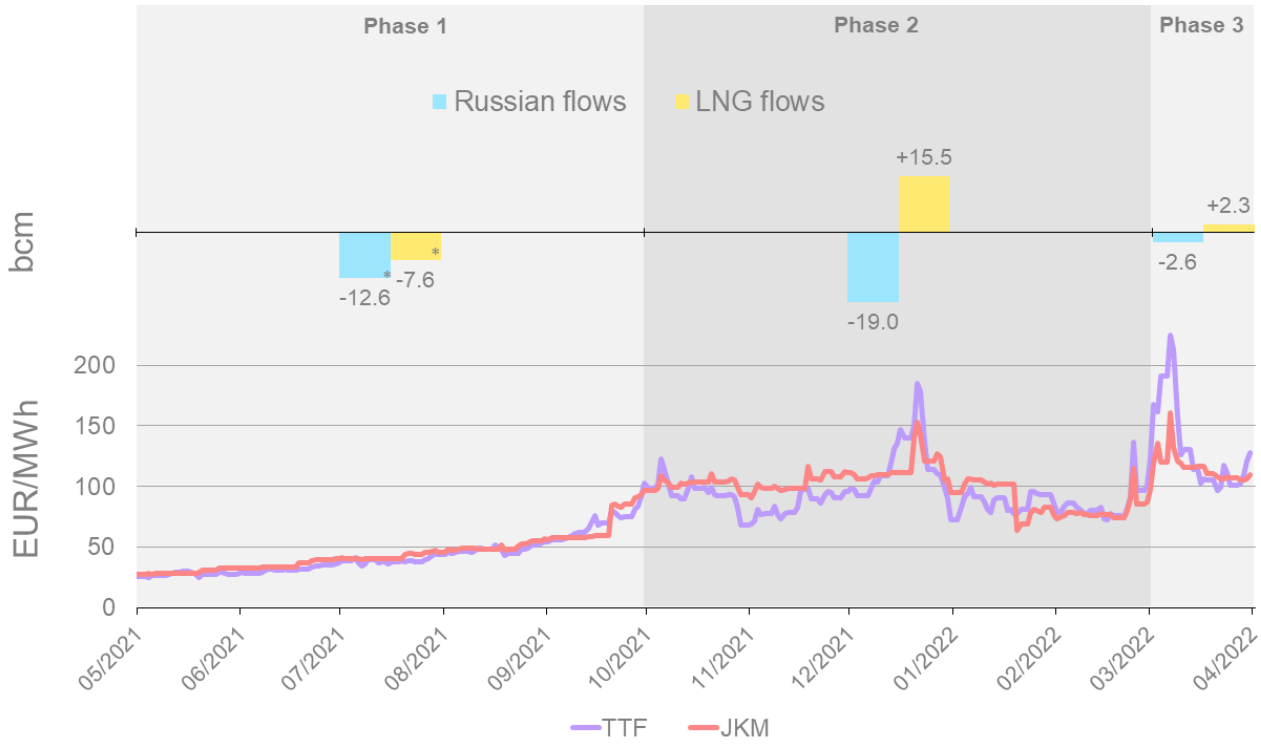
[1] Collateral refers to money put aside as a guarantee by the buyer and seller of forward products. This guarantee covers the risk of failure of one of the counterparties.

[2] From the strict point of view of market functioning (whilst of course acknowledging the many other factors and political priorities in play), if greater up-front clarity could be provided as to the intentions of EU governments vis-à-vis Russian gas imports for the rest of the year, it would likely have a price volatility-dampening impact.

Figure 3 below traces the evolution of EU prices (represented by the Dutch TTF hub) and Asian gas prices (represented by the Japan Korea Market price Index) relative to the year-on-year changes in EU LNG (shown in yellow) and Russian pipeline imports (shown in blue) across these three phases. The recovery of LNG imports in Phase 2 demonstrates the value of retaining price signalling as significant volumes of flexible LNG cargoes were redirected towards the EU (attracted by the higher prices). However, the increase in LNG supplies were insufficient to fully offset the overall effect on prices of the limited Russian pipeline flows (as Gazprom did not offer additional volumes at EU hubs beyond its long-term supply commitments). Below-average underground gas storage stocks (attributable to a large extent to limited Gazprom injections) further exacerbated the high gas price environment in Europe. The result was a further tightening of the European gas market and continuous upward pressure on prices.

Going forward, with the outbreak of war and given Russia's role as a major energy and commodity exporter, Europe (like Asia or other gas importing jurisdictions) are likely to face high energy and commodity prices in the near term, see further below.

**Figure 3: Comparison of EU and Asian gas prices (EUR/MWh) and year-on-year changes in EU LNG and Russian pipeline imports (bcm) across three phases (May 2021 - April 2022)**




*Source: ACER based on ICIS Heren, ENTSOG and GIE.*

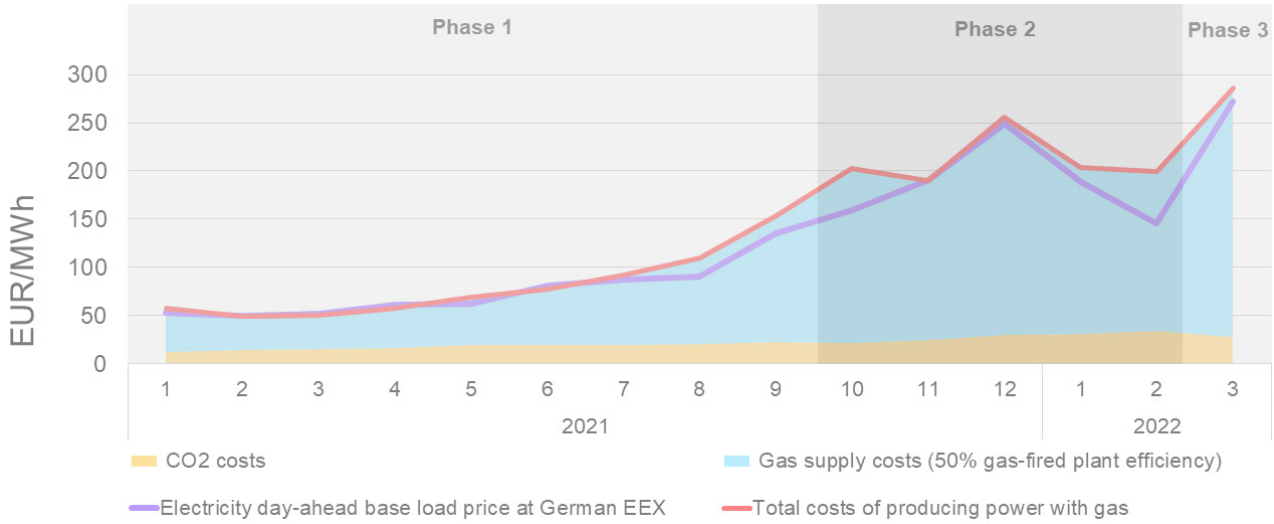
*Note: The relative year-on-year changes for Phase I are referenced against the May-September period of the year 2019. The imports across the May-September period of 2020 were non-typical, due to Covid-19 impacts on demand.*

## 2.2. High gas prices drive up electricity prices

The rising costs of gas-fired power generation drove up electricity prices, due to the strong influence of gas-fired plants in setting electricity prices in the short-term EU power markets[3].

Additional factors such as unfavourable wind conditions, maintenance on nuclear reactors and growing emission allowance prices under the ETS further amplified electricity prices[4]. Figure 4 illustrates the main drivers underlying the record-high electricity prices traded on the German EEX market (which serves as a reference for European electricity markets), with spiralling gas prices being the primary driver (compared for example to the price of emission allowances).

**Figure 4: Electricity price development in Germany and breakdown of the costs (EUR/MWh) of producing electricity from gas (May 2021 - March 2022)**




*Source: ACER based on ICIS Heren.*

Besides reaching high overall levels, the volatility of electricity and gas prices also reached record-high levels across the EU (e.g. spot-priced gas more than doubled the ten-year average, rising by a factor of four in December 2021). Prices varied with LNG and pipeline supply estimates, weather forecasts (including renewable generation prospects) and in the last phase, with increased geopolitical risks.

The high-risk environment also impacted the liquidity of forward markets. From Q4 2021 some traders found it difficult to maintain their financial positions which worsened by Q1 2022; this in turn affected the ability of companies to hedge their future price risks. Indeed, as prices rose so did the financial guarantees (collaterals) required for trading. Some counterparties were priced out and some became increasingly risk averse. This led some traders and industry representatives to seek potential mitigating measures from public authorities so as to facilitate continuous energy trade, including e.g. reducing or backing-up collaterals or waiving trading cancellation fees. Solutions to mitigate volatility and excessive price spikes are discussed further in Section 4.

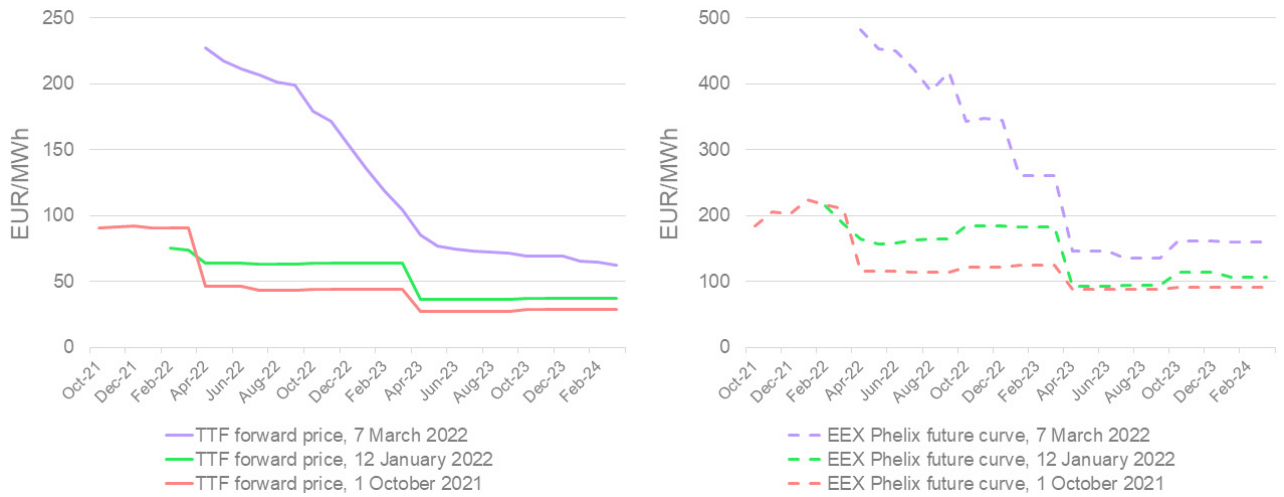
[3] Gas-fired plants often set marginal electricity prices in EU power markets. When hydro plants act as price setting-units instead, they optimise their yearly production and thereby tend to relate their opportunity cost to the costs of generating electricity with gas. Bidding at opportunity costs is thus an integral part of competitive electricity markets. To prevent and address market abuses, ACER and national regulatory authorities (NRAs) closely monitor trading activity under the EU-wide REMIT framework. For further details on the electricity (pay-as-clear) marginal pricing mechanism, see ACER's Preliminary Assessment (November 2021).

[4] These additional factors had a distinct bearing in different time periods. Renewable power generation was particularly low in Q1 and Q2 2021, whilst the nuclear outages experienced in France were more significant from Q4 2021 onwards. ETS prices rose since the end of Q1 2021 and at a faster pace from the end of Q3 2021 when gas-to-coal switches created upward pressure.

## 2.3. Energy prices will likely remain high in the near term

The latest market estimates indicate that energy prices will remain high for the rest of 2022 and into 2023; this not least in view of the ongoing tension and uncertainty around near-term gas supply. As seen in the electricity and gas forward curves in Figure 5, market participants anticipate a gradual downward trend from Q2 2023, though noting as a general word of caution that forward price estimates can be subject to rapid changes under the current stressed market conditions (spot prices' rapid variations also influence forward prices to some extent). Figure 5 also shows the evolution of forward prices across the three previously identified price phases.

**Figure 5: Evolution of gas (TTF) and electricity (EEX) forward prices (EUR/MWh), comparing the contractual outlook (October 2021 and March 2022)**




*Source: ACER based on ICIS Heren.*

***"The latest market estimates indicate that energy prices will remain high for the rest of 2022 and into 2023 ..."***

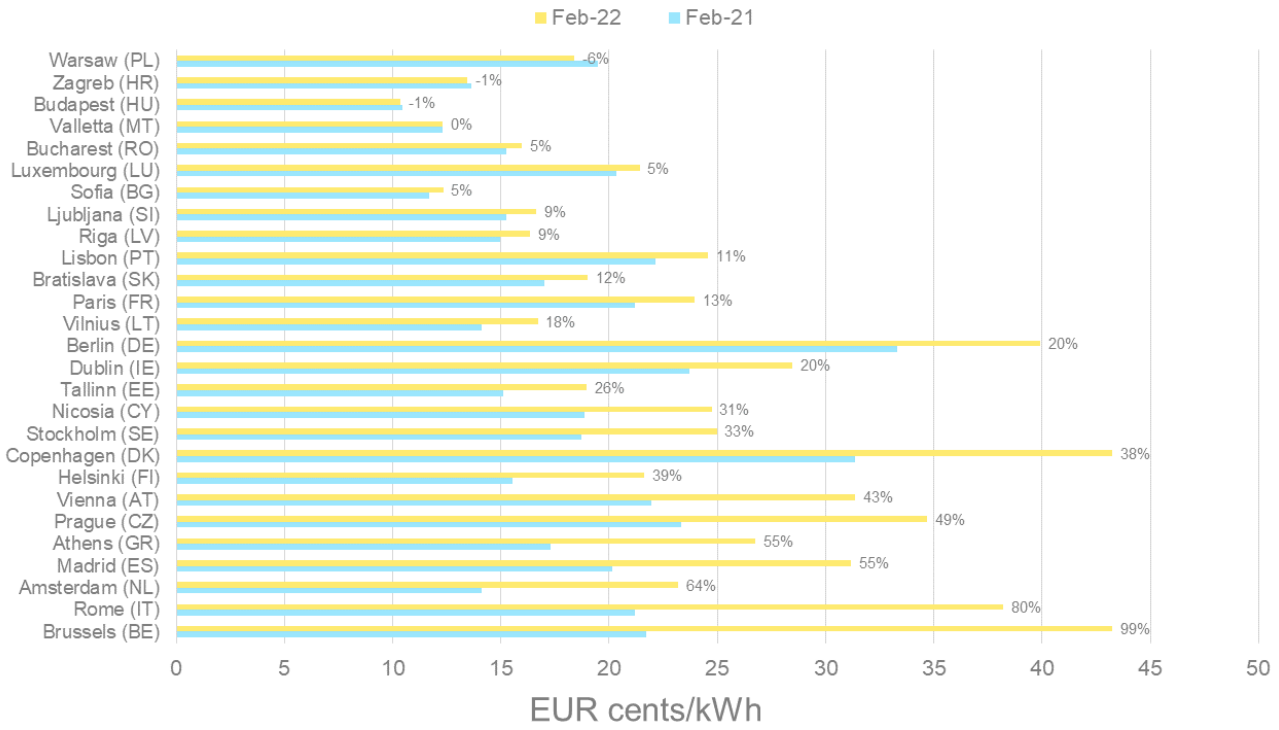
While mid-term electricity and gas prices are highly correlated via gas-fired power generation often setting the marginal price of electricity, a few specific factors explain the different shapes of their respective forward curves. These factors include (among others) seasonal demand patterns, different storage capabilities, gas storage restocking needs and the intermittency of renewable electricity generation[5].

[5] By way of example, renewable electricity production is usually higher relative to demand in the summer, thereby lowering electricity prices. Interestingly, in 2021 despite the record-high average electricity prices, the occurrence of negative electricity prices continued to increase, becoming more frequent than in pre-COVID years (see the most recent ACER Market Monitoring Report data for the year 2021). This results from expanding renewable generation capacity (with negative prices more common when the national subsidy scheme in place is detached from price signals reflecting the system needs) coupled with a lack of cost-efficient storage solutions. The prevalence of negative prices might also indicate additional interconnection capacity needs and, more generally, underlines the need to adequately reward flexibility services (negative prices are more common in market zones with less flexible assets).

## 2.4. Households and industrial consumers are heavily impacted

The high energy prices led to significantly higher bills, adversely affecting European consumers. Up to February 2022, retail electricity prices rose by 30% on average (65% for retail gas) from February 2021 to February 2022, though with significant variation amongst Member States as seen in Figure 6. The impacts on individual households varied according to the types of contracts and pricing mechanisms as well as the short-term mitigating measures taken by national governments. Unusually, lower prices were recorded in a few Member States in February 2022 compared to the previous year. The highest rise in household electricity prices (99%) was in Belgium.

**Figure 6: Evolution of household electricity prices (EUR cents/kWh) and % year-on-year (Feb 2021 - Feb 2022)**



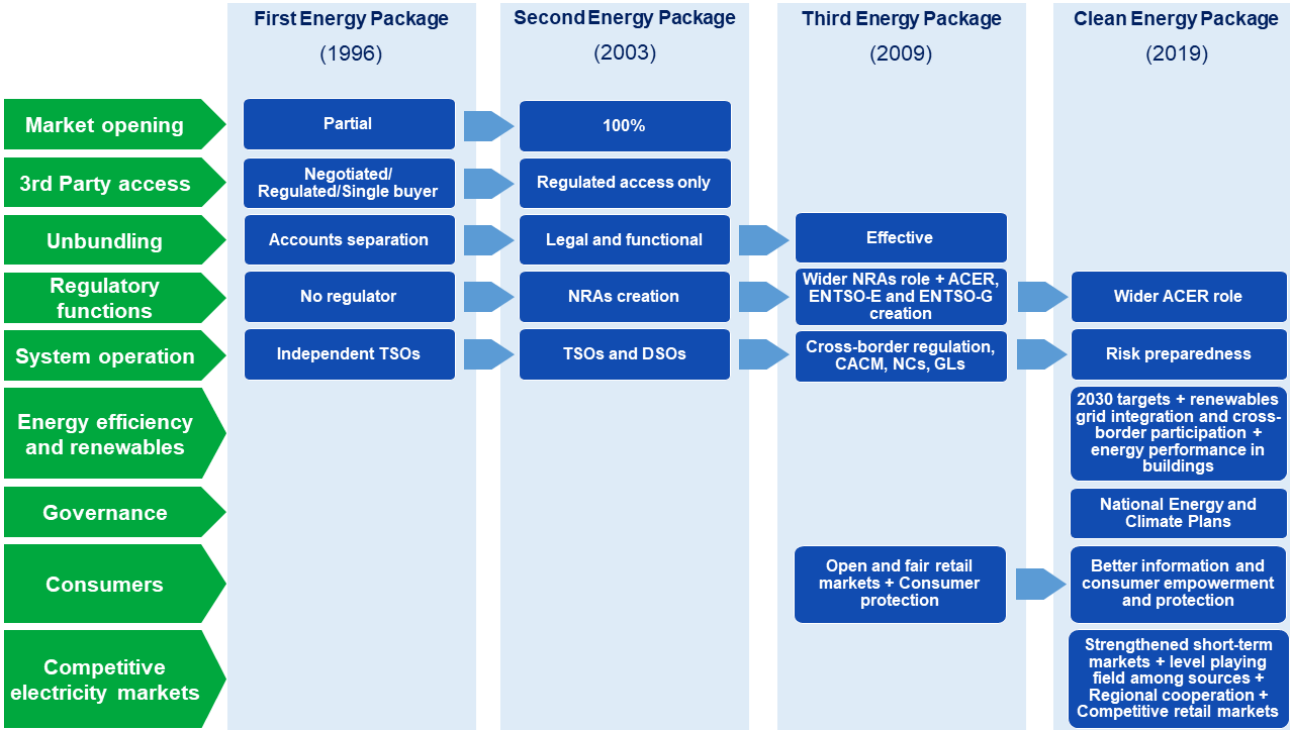

*Source: ACER based on Vaasa ETT.*

Continued high energy prices could further impact industrial activity. EU industrial gas demand dropped year-on-year by -6% in Q4 2021 and by -9% in Q1 2022, some of this due to reduced production by parts of energy-intensive industry. High gas prices have also triggered a rise in inflation and impacted economic recovery efforts after the COVID-19 pandemic.

# 3. EU wholesale electricity market design: benefits and remaining implementation challenges

The liberalisation of national electricity markets across Europe and their integration into a single European market (often called the EU's 'Internal Electricity Market') is a massive project which has evolved over the past twenty years (Figure 7).

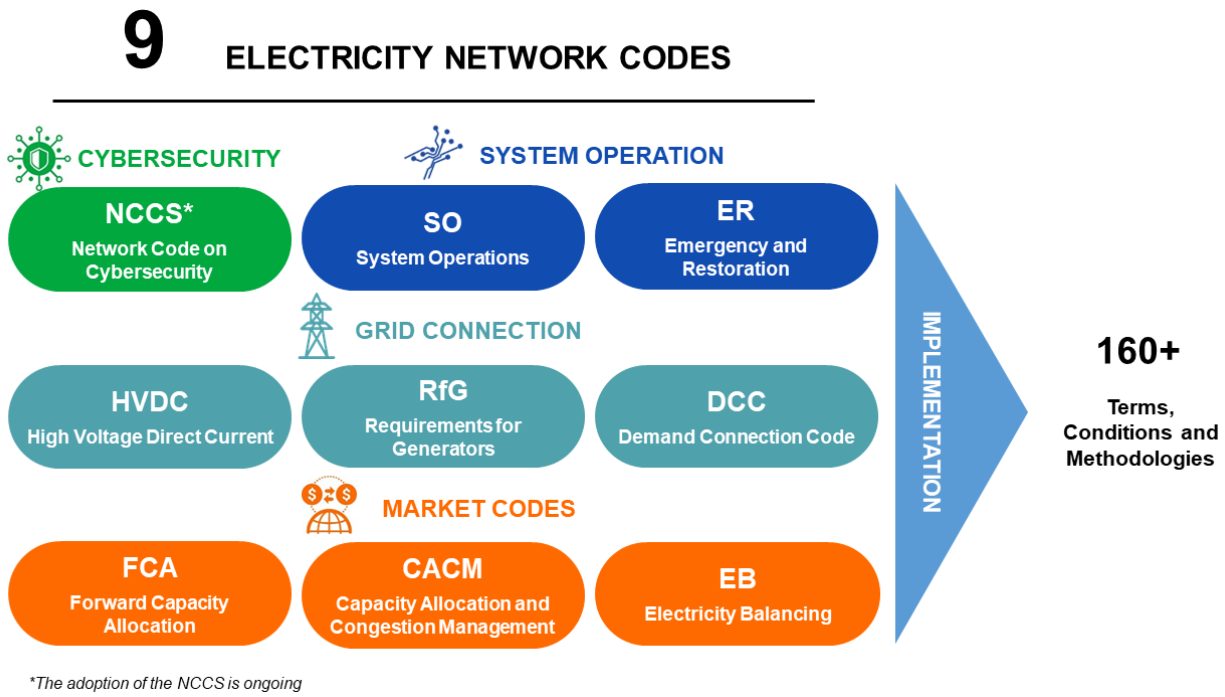
**Figure 7: Evolution of EU energy legislation to build the market and support the clean energy transition**




*Source: ACER elaboration.*

For EU electricity market integration to progress at pace, harmonisation of national markets and their integration need to go hand in hand. This is achieved by adopting and implementing the same rules across the EU. This is the role of EU-wide legally-binding rules called 'network codes'. Figure 8 below provides an overview of the range of aspects regulated by EU network codes today.

**Figure 8: Overview of the legally-binding EU electricity network codes**




*Source: ACER.*

The alignment and coordination of national policies and rules is key for Europe's integrated market model to deliver on key objectives such as competitive prices, security of supply and decarbonisation. The continued integration of European energy markets will be critical to deliver the EU's ambitious decarbonisation trajectory.

## 3.1. Some fundamentals (liquidity, price formation, carbon price signals)

The EU electricity market design is influenced by both the characteristics of electricity (e.g. that it cannot be stored easily) and broader policy goals. A few features are noteworthy.

First, markets (from long-term to short-term) need to be sufficiently 'liquid' (i.e. with sufficient buyers and sellers) to function well. The short-term electricity markets aim at optimising operational decisions, whereas the long-term markets focus on hedging risks related to investments. European regulation has so far mainly focused on short-term markets because, among other reasons, strong coordination here is necessary to ensure efficient cross-border trading close-to-real-time.

Long-term markets have received less attention possibly because, in the past, managing uncertainty was slightly less critical compared to today. Whatever the reason, currently there seems to be a mismatch between the increasing levels of price uncertainty and the liquidity observed in long-term horizons, particularly beyond 3 years ahead of delivery. Consequently, long-term markets (including bilateral PPAs) and hedging instruments deserve increased attention. While hedging instruments have been available for many years, their liquidity is very different in different markets. A key question therefore is whether there is a need for measures to strengthen long-term markets and, if so, how. These issues are addressed in Section 4.

Second, in the current EU electricity market design, market prices are freely formed by demand and supply. This ensures not only an optimal market outcome but also a level-playing field across the EU. By contrast,

when electricity wholesale prices are regulated, e.g. by introducing price caps, undesired effects including security of supply concerns or market exit issues may arise.

Third, the current electricity market design takes account of the carbon emission pricing signal from the ETS. Fossil fuels (e.g. coal) are rendered more expensive because of the ETS price. Hence, the current market design and ETS taken together incentivise efficient investment in lower-carbon technologies.

Overall, any market design will need to consider the special fundamental characteristics of electricity as a commodity, the evolving challenges of the system as it incorporates a growing share of renewables, the different needs of market participants and the policy objectives set for what the market should deliver. The market design can then be tuned to meet these objectively efficiently and at lower cost.

## 3.2. Dispelling some myths about the 'pay-as-bid' vs 'pay-as-clear' market design model

***"Past analyses tend to reach similar conclusions, namely that in day-ahead markets, a 'pay-as-clear' approach is more efficient than a 'pay-as-bid' approach."***

The current price shock situation has led to calls in certain quarters to re-examine the pricing methods in electricity markets. For example a 'pay-as-bid' model was proposed by some as an alternative to the current 'pay-as-clear' model.

Different pricing methods currently coexist for the different electricity market timeframes in the EU. In particular, the 'pay-as-clear' model currently applies for the day-ahead market, the overall reference market for other markets, and will soon apply to pan-European intraday auctions. However, other pricing models apply in other market timeframes, in long-term markets and in intraday (continuous) markets. The 'pay-as-clear' model maximises the social welfare benefits from cross-border electricity trading. In Europe, such trading mostly takes place in the day-ahead and increasingly in the intraday markets.

Whenever electricity prices rise considerably, one sees increased debate over the prevalent market model and pricing system. Past analyses tend to reach similar conclusions[6], namely that in day-ahead markets, a 'pay-as-clear' approach is more efficient than a 'pay-as-bid' approach.

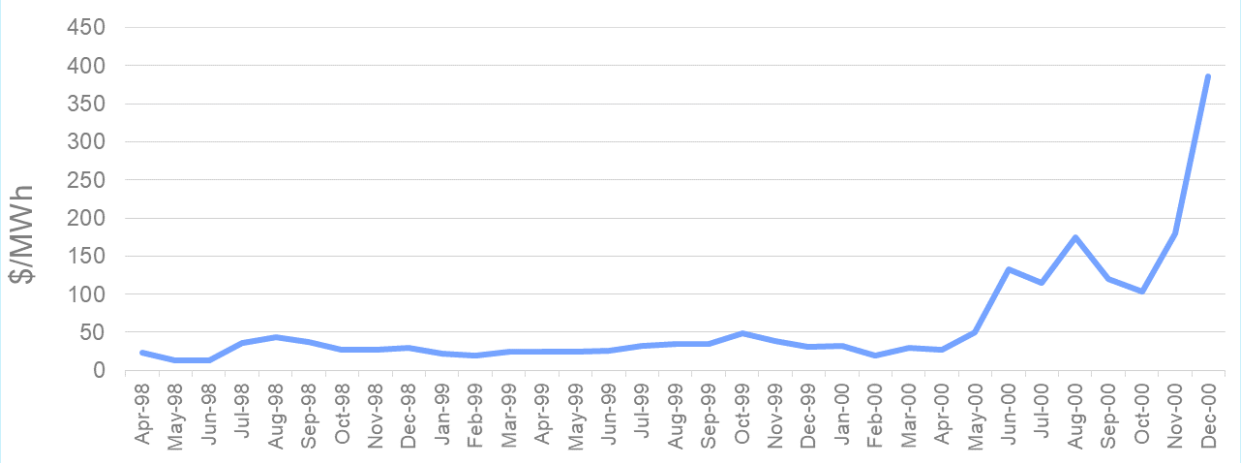
**Case: The pricing model and high electricity prices in California (2000) and Great Britain (2001)**

In California, wholesale electricity prices increased by 500% between the second half of 1999 and the second half of 2000 (as illustrated in Figure 9 below). In November 2000, the California Power Exchange assessed whether implementing pay-as-bid auctions in the day-ahead market could improve market performance. Experts concluded that such measure would be counter-productive[7]. In particular, the measure was thought to introduce inefficiencies in dispatch and weaken competition amongst generation sources. Instead, experts suggested measures to incentivise new generation, combined with market-based mechanisms to limit energy prices in the spot market.

[6] See e.g. the Florence School of Regulation's policy brief on Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition.

[7] Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond, Alfred E. Kahn, Peter C. Cramton, Robert H. Porter, Richard D. Tabors.The Electricity Journal Volume 14, Issue 6, July 2001, Pages 70-79.

**Figure 9: Average day-ahead prices ($/MWh) in California (April 1998 - December 2000)**



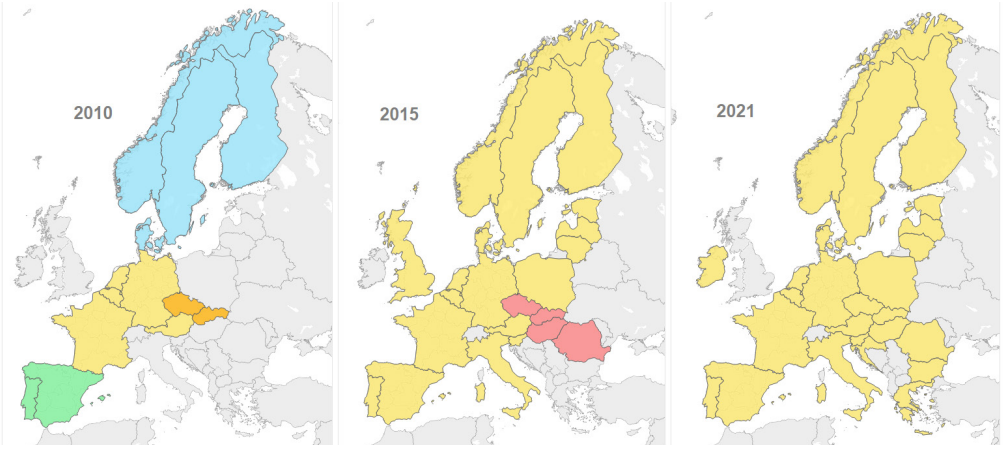

*Source: ACER.*

Similarly, the UK energy regulator, Ofgem, when considering changes in the New Electricity Trading Arrangements ('NETA') back in 2001, concluded that a 'pay-as-bid' auction would be inappropriate for a day-ahead market[8].

## 3.3. The current EU electricity market design delivers major benefits

While the EU market design envisages the integration across borders of all electricity market timeframes, short-term markets (specifically day-ahead and intraday) have been the focal point of EU market integration up until now. Their integration relies on a coordinated process that efficiently sets local prices and quantities exchanged across borders, known as 'market coupling'. Figure 10 shows the evolution of the geographical scope of day-ahead market coupling since 2010.

**Figure 10: Evolution of EU wholesale electricity day-ahead market coupling (2010 - 2021)**




*Source: ACER.*

*Note: The different colours represent the different initiatives that coexisted before their integration into the single day-ahead market coupling.*

[8] Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference? Susan F. Tierney, Ph.D., Todd Schatzki, Ph.D., Rana Mukerji, March 2008.

### 3.3.1. Cross-border trade delivered 34 billion Euros of benefits in 2021 while helping to smoothen price volatility

Day-ahead market integration delivers cheaper electricity across Europe and facilitates the growth of renewables while increasing overall welfare. In particular, market coupling ensures that electricity generally flows from areas with low prices to areas with high prices. When there are limited amounts of wind and solar electricity generated locally, Member States benefit from relatively cheaper electricity (including renewable electricity) produced elsewhere in Europe. Similarly, market coupling enables Member States to benefit from their neighbours' flexibility and adequacy (i.e. ability to guarantee desired security of supply levels) solutions, including back-up generation, storage, or demand-side response. Such solutions will be increasingly necessary to balance the fluctuating generation patterns of wind and solar power plants.

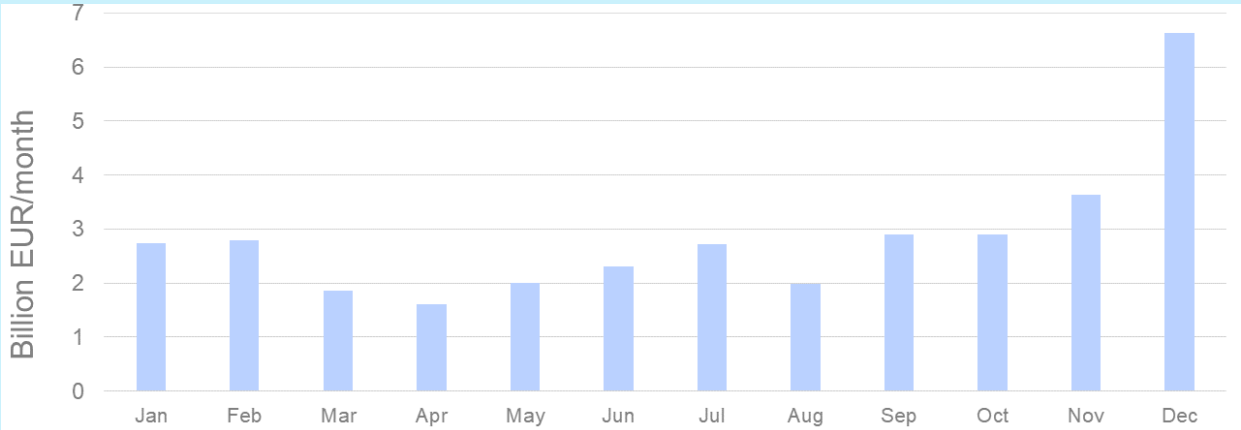
***"Day-ahead market integration delivers cheaper electricity across Europe and facilitates the growth of renewables while increasing overall welfare."***

In addition, market integration keeps price volatility lower than would otherwise be the case, as confirmed by analysis carried out by the Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) at the request of ACER (see case study below).

**Case: Cross-border trade delivers substantial benefits and mitigates price volatility**

To estimate the benefits from cross-border electricity trading in Europe in 2021, ACER asked the European NEMOs to conduct an analysis for 2021. It compared actual 2021 market results ('historical' scenario) with a scenario where all cross-border capacities were set to zero (the 'zero scenario', implying no electricity trade across Member State borders)[9]. The difference in welfare benefit between the historical and the zero scenario (see Figure 11) is a proxy for the yearly welfare benefits currently obtained from cross-border trade in day-ahead markets. The benefits of cross-border electricity trading amounted to around 34 billion Euros in 2021 (source: ACER based on NEMOs). More than one third of these benefits correspond to the last quarter of 2021, when power prices were at their highest.

**Figure 11: Estimated monthly welfare benefits (Billion EUR) from cross-border electricity trade in 2021**

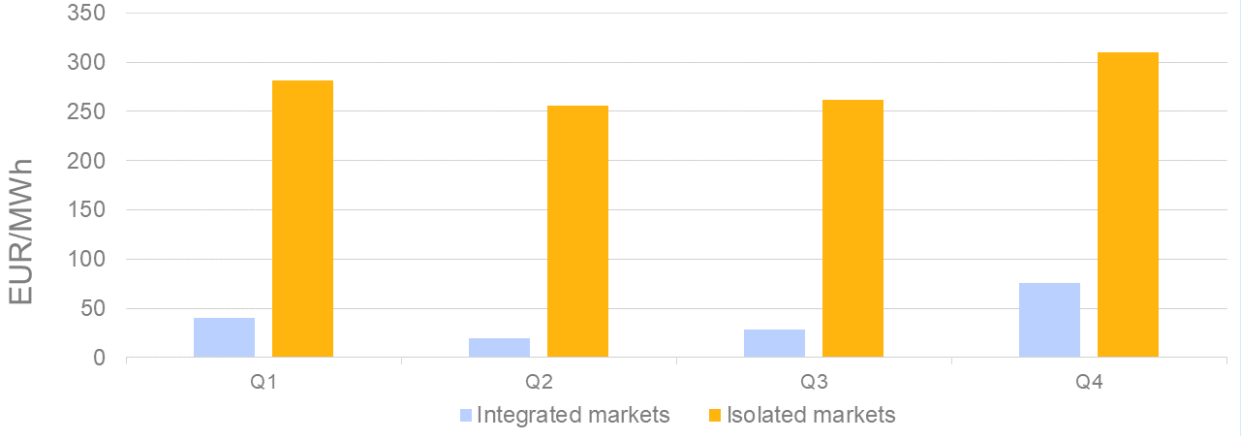



*Source: ACER based on NEMOs' simulations.*

[9] The geographical scope of this analysis is the countries and borders integrated through single day-ahead market coupling (see Figure 10). The main assumption of the analysis is that for the two scenarios, all elements (market bids, market rules, etc.) except cross-zonal capacities remain unaltered.

In addition to the considerable savings associated with the current level of market integration, the analysis shows that this integration also reduces significantly price volatility. Figure 12 displays the differences in average price volatility between the two scenarios. It shows that price volatility would have been considerably higher (around seven times as high) if national markets were isolated.

**Figure 12: Price volatility (EUR/MWh) in integrated and isolated electricity markets in the EU in 2021**




*Source: ACER based on NEMOs simulations.*

*Volatility was estimated by using the standard deviation of day-ahead wholesale prices. The standard deviation was calculated per bidding zone for the whole year, then averaged out across the EU.*

***"Overall, in 2021, cross-border trade delivered an estimated 34 billion Euros of benefits while helping to smoothen price volatility."***

Overall, in 2021, cross-border trade delivered an estimated 34 billion Euros of benefits while helping to smoothen price volatility. Additional benefits from higher market integration and cross-zonal capacities include enhanced cross-border competition and a reduced scope for market power, which helps lower the energy bill in the long-run. As further elaborated in Section 5, intervening to significantly alter the current market design may put a substantial share of the above benefits at risk, to the detriment of consumers.

It should be emphasised that these benefits represent the overall value of cross-border trade compared to isolated national markets, rather than the benefits from the implementation of market coupling as such (the latter is accounted for in the afore mentioned benefits[10]). In fact, before market coupling was introduced, cross-border trade (though sometimes limited and inefficient) was already taking place. Market coupling enables the efficient use of interconnectors and renders more than one billion Euros of benefits per year.

[10] See paragraph 288 of the Wholesale Electricity Market Volume of the ACER-CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Wholesale Markets in 2013 (hereafter the Electricity Wholesale Market Volume of the ACER-CEER 2013 Market Monitoring Report (or '2013 MMR')).

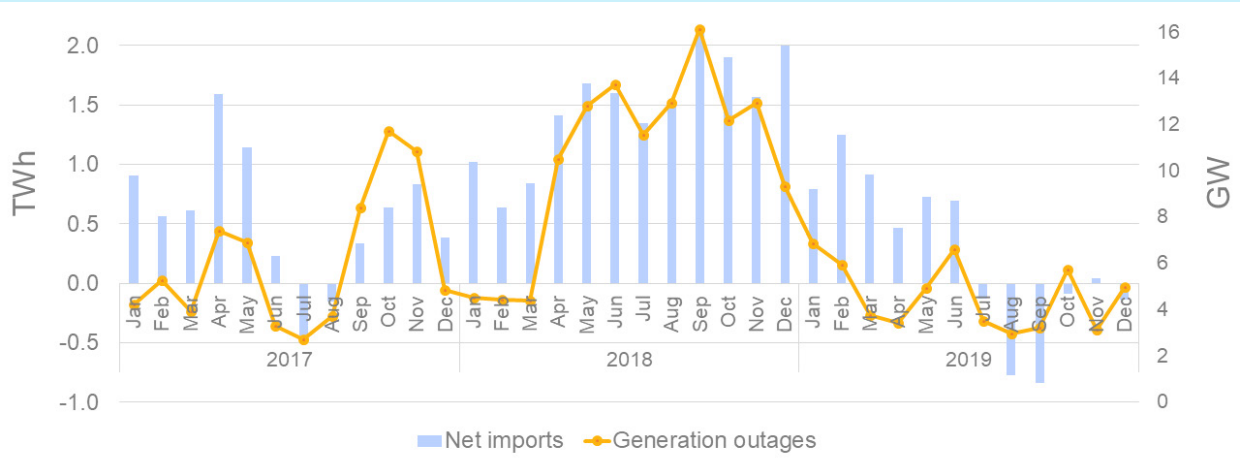
### 3.3.2. The EU electricity market design enhances each Member State's security of supply and its resilience to price shocks

Another key benefit of EU electricity market integration is that it enhances security of supply and leads to better resilience to short-term price shocks. The two examples below illustrate this.

**Case: Belgium imports electricity to meet the shortfall in its own generation (2018-2019)**

The first example of how market integration alleviates supply shortage refers to the situation in Belgium in winter 2018-2019. Unplanned and unusually large nuclear power plants outages in Belgium led to a shortage of generation to meet demand. The Belgian Transmission System Operator (TSO) and its neighbours jointly maximised import capacity into Belgium. Subsequently, Belgium's imports allocated through day-ahead market coupling increased sharply, as illustrated in Figure 13. More specifically, Belgium's hourly imports reached almost 2.5 GWh on average in the last quarter of 2018 compared to less than 0.85 GWh for the same months of 2017, thus alleviating the local shortage of generation capacity.

**Figure 13: Evolution of net imports and average generation outages (MWh and MW) in Belgium (2017 - 2019)**




*Source: ACER based on ENTSO-E Transparency Platform.*

**Case: France moves from net exporter to net importer during nuclear power outages (2021)**

The second case refers to the evolution of exports and imports in France in 2021 (see Figure 14).

During the first ten months of 2021, as electricity prices in France were lower than in the neighbouring markets, France was a net exporter (as indeed has frequently been the case in the past). In November and December, however, the situation reversed as France faced significant nuclear power plant outages. For many days during these two months the French power system became a net importer, mitigating the sharp increase of electricity prices in France and enhancing French security of electricity supply.

**Figure 14: Evolution of net imports (MW) in France (2020 – 2021)**

*Source: ACER based on the ENTSO-E Transparency Platform.*

The two examples above (Belgium's shortfall of generation and France's nuclear outages) illustrate how the notion of 'resource-sharing' (through market integration) benefits Member States. Without this inter-dependency approach, the security of electricity supply of different Member States could have come under stress in such periods. Similarly, as further highlighted in Section 5, the introduction of interventionist measures might put such resource-sharing approaches at risk to the extent cross-border flows are negatively impacted.

Recent national adequacy assessments also highlight the increasing reliance on neighbouring jurisdictions to address security of supply issues. For example, in a 2021 report[11] by TenneT, the Dutch TSO, the issue of whether the Netherlands has enough production capacity to meet national electricity demand was analysed. Among other conclusions, the report found that to cope with increasing uncertainty until 2030, coordination amongst Member States would prove increasingly important to ensure resource adequacy in the Netherlands and neighbouring countries. These findings reiterate the importance of increasing coordination both of underlying policies and deployment of infrastructure (see also Section 4.4.4 for further considerations on the need for better coordination).

In this respect, the European Resource Adequacy Assessment – a seminal new mechanism for enhanced EU electricity market integration introduced via the EU's Clean Energy Package - aims at detecting adequacy concerns in a consistent and coordinated manner across the EU. Once fully implemented, it will enhance coordination in the area of security of electricity supply.

Finally, there are additional benefits in the area of security of supply to be garnered by further enhancing cross-border coordination. One example is safer and more reliable and efficient operation of the power system; aiming e.g. to avoid and/or mitigate incidents similar to the so-called power 'system split' of 8 January 2021, which caused a large drop in the frequency of part of the Continental Europe Synchronous Area[12]. ACER considers that an enhanced framework, to ensure a more coordinated and robust reaction when coping with similar incidents in the future, would be beneficial for EU Member States.

[11] See TenneT's Monitoring Security of Supply 2021 report commissioned by the Dutch Ministry of Economic Affairs & Climate Policy.
[12] On 8 January 2021, a significant operational incident led to a split of the electricity network of Continental Europe. The investigation into the incident revealed uncoordinated approaches to ensuring operational electricity system security across the EU.

## 3.4. Further potential benefits

Beyond the benefits that EU electricity market integration currently yields, there is significant scope to further improve market integration efforts, in particular regarding:

- The amount of capacity available for cross-zonal electricity trade and the way it is used, and implementing ongoing projects, some of which are delayed;
- The accuracy of price signals to ensure efficient short-term decisions, e.g. related to the daily planning of generation and consumption, and long-term decisions, e.g. related to seasonal maintenance or investment; and
- The barriers to market entry that should be removed to attract innovative and more efficient energy providers, and barriers to efficient price formation that should be removed to lower the overall cost of the energy transition.

### 3.4.1. Increasing cross-zonal capacity and using the capacity provided more efficiently

***"... The amount of interconnection capacity made available for trade with neighbouring jurisdictions needs to increase significantly [...] a prerequisite for being able to fundamentally rely on cross-border trade for one's needs."***

Adequate interconnection levels, and ensuring that the related interconnection capacity is made available for cross-zonal trade, are indispensable for a well-functioning EU Internal Electricity Market. In particular, the provision of sufficient cross-zonal capacity to trade across all market timeframes is an essential prerequisite for reaping the market integration benefits; these benefits include the ones described in Section 3.3, and the ones described below. In its so-called '70% monitoring report', ACER finds that the amount of interconnection capacity made available for trade with neighbouring jurisdictions needs to increase significantly in line with the binding 'minimum 70% target'[13]. At its core, this is a prerequisite for being able to fundamentally rely on cross-border trade for one's needs. As such, it is a key component of an integrated electricity market, likely of increasing importance in the years ahead.

Two flow-based market coupling projects in the so-called Core[14] and Nordic regions seek to improve the way cross-zonal capacity is used in the day-ahead timeframe. Unfortunately, both are facing recurrent delays. These projects are essential to ensure the optimal use of cross-zonal capacity in a highly interconnected and interdependent EU power system.

Other ongoing projects are key for the integration of the intraday and balancing markets across the EU. Given the expected increase in renewables in the EU electricity mix, intraday and balancing markets will become increasingly important. Hence, further integration of intraday and balancing markets would seem crucial to facilitate the EU's decarbonisation trajectory.

***"... Further integration of intraday and balancing markets would seem crucial to facilitate the EU's decarbonisation trajectory."***

[13] The Clean Energy Package requires that at least 70% of physical capacity of critical network elements is made available for cross-zonal trade.

[14] The flow-based market-coupling project in the Core region involves thirteen Member States of Central Europe. Project implementation has been facing recurrent delays, with another delay announced in April 2022.

Intraday markets are key for renewable generators as they can adapt their trading positions closer to real time, based on more accurate information (e.g. in response to weather pattern updates or short-term availability issues). The progressive integration of intraday markets across Europe through the so-called 'single intraday coupling' enables market participants' access to a larger variety of bids and offers to manage their adjustment needs. Concerning the balancing timeframe, market integration contributes to ensure that supply continuously meets demand at a lower cost across the EU. For example, the ongoing integration of balancing energy markets, through the establishment of pan-European balancing platforms, is expected to yield more than 1.3 billion Euros of yearly benefits to consumers[15].

Work is ongoing to upgrade the rules governing the use of cross-zonal capacities. For example, ACER recently issued a recommendation on amendments to the network code governing Capacity Allocation and Congestion Management (the so-called CACM network code). A similar amendment process is expected to update the network code governing Forward Capacity Allocation. This leads to certain considerations as to how this update might help further improve overall market design functioning, see Section 4 below.

### 3.4.2. Improving the accuracy of price signals to make better investment decisions

An important element of the current market design is the accuracy of price signals, i.e. that electricity prices precisely inform generators and customers when and where power is cheap or expensive. This is often referred to as 'time and space granularity' of electricity markets.

In particular, spatial granularity requires that electricity prices reflect the underlying network congestions. This implies that a bidding zone with supply scarcity would have a higher price than a market area with excess supply. An adequate configuration of bidding zones is widely understood to incentivise efficient operational and investment decisions. The better the bidding zone configuration reflects the physical congestions, the more efficient the price signals.

**Case: Accurate price signals enable better investment decisions in Norway and Sweden**

Norway and Sweden comprise five and four bidding zones, respectively. These bidding zones are an approximation of the underlying congestions in the grid. Different bidding zones may have different wholesale prices, reflecting the local supply and demand.

For example, prices observed in Norway and Sweden in December 2021 (see Figure 15) illustrate the relevance of accurate locational price signals. During this period, the prices of the bidding zones located in the South were around three times higher than the prices of the bidding zones in the Northern bidding zones.

[15] See footnote 348 and paragraph 582 of the Electricity Wholesale Market Volume of the ACER-CEER 2014 Market Monitoring Report (or '2014 MMR').

**Figure 15: Average electricity prices (EUR/MWh) in the Nordic area in December 2021**

*Source: ACER based on the ENTSO-E Transparency Platform.*

These price differences are an important input both in the short-term (e.g. for planning the next days' generation or consumption), and in the long-term (e.g. for seasonal planning of maintenance or investment decisions related to power plants or large consumption units). Current price differentials incentivise generators to be located in the South and large consumers to be located in the North, something that is taken into account when considering the need for network investments[16].

Ignoring these incentives would aggravate the existing grid congestions. Consequently, the perceived needs to invest in network infrastructure would increase, investments may be inefficiently located, and such increased (and partly avoidable) costs would ultimately be borne by consumers.

***"... An adequate definition of bidding zones brings substantial savings in the long run ..."***

All in all, an adequate definition of bidding zones brings substantial savings in the long run, not only because generation and demand assets would be incentivised to be located where they are needed, but also because it would be easier to identify the most valuable network investments. Whether and how locational market signals may drive a more cost-effective decarbonisation of the energy system is currently subject to debate in a number of jurisdictions, including beyond the EU; such debate includes the possibility of implementing locational marginal pricing, often referred to as nodal pricing[17].

[16] Indeed, when considering grid development for the Nordic area, the Nordic TSOs take into account the expectation of more consumption to be situated in the northern parts of the Nordics, see e.g. the 'Nordic Grid Development Perspective (2021)'.

[17] See for example the conclusions of a recent presentation published by National Grid.

### 3.4.3. Removing barriers to the entry of innovative market participants

In its latest Market Monitoring Report[18], ACER identified numerous barriers to market entry and price formation across the different Member States. Those barriers reduce overall welfare. Removing such barriers would allow more market players, such as those offering demand-side response services, to compete on an equal footing. In 2022, ACER will develop a framework guideline setting principles for the participation of demand-side flexibility (amongst other resource providers) in electricity markets; such a guideline will serve as basis for the preparation of EU regulation in this area.

In sum, the accomplishment of the 'minimum 70% target', the completion of the aforementioned integration projects and the removal of barriers to efficient price formation and barriers to entry of new market players are key in ACER's view for maintaining or increasing the substantial welfare benefits described in Section 3.3. In this respect, ACER's Preliminary Assessment from November 2021 showed that continued and strengthened efforts in the areas identified could deliver more than 300 billion Euros[19] in benefits over the next decade. Those efforts and benefits outlined rely on the current market design and its fundamentals. As such, deviating significantly from the current market design may put at risk the benefits already obtained as well as those currently being pursued.

Besides ongoing initiatives to further harness the benefits from EU electricity market integration, the electricity system will face new challenges up ahead as it is called upon to deliver on the EU's ambitious decarbonisation trajectory. The next section describes these challenges and the measures ACER deems relevant to further future-proof the EU wholesale electricity market design in light of these challenges.

[18] See the Electricity Wholesale Market Volume of the ACER-CEER 2020 Market Monitoring Report (or '2020 MMR').
[19] See Section 4.4, in particular Figure 10, of ACER's Preliminary Assessment.

# 4. Ways to improve the EU wholesale electricity market

The EU power system faces new challenges to deliver on the EU's ambitious decarbonisation objectives. These challenges, and the recent energy price shocks, raise the question of whether the current market design can fully address these challenges and if not, how then to improve the market design.

This section focuses on the following key 'asks' of the current market design going forward:

- First, the need to drive substantial investments in low-carbon generation; and
- Second, the challenges in complementing increasing shares of intermittent renewable electricity, not least via tackling rising price volatility and enhancing the flexibility of the power system.

## 4.1. Flexible resources are needed to address increased volatility of the power system

The EU needs massive additions of low-carbon electricity generation to reach its decarbonisation objectives. This jump in low-carbon electricity generation is a paradigm shift for the power system and market. As a result, price volatility is likely to be a dominant feature of the energy transition.

Volatility is a natural feature of well-functioning electricity markets. It is the result of frequent and/or sudden changes of market fundamentals and other variables such as weather conditions. Volatility can refer to short-term movements or long-term structural swings. The following elements will likely push volatility upwards:

- Numerous market entries and exits;
- The impact of intermittent generation on the system; and
- Volatility of other underlying market fundamentals.

First, the energy transition is likely to trigger numerous exits especially regarding more carbon-intensive power plants. It will also trigger market entries for generation (not least renewables) and for demand (via increased electrification). A lack of coordination on these elements is likely to significantly affect electricity prices. It is thus crucial that Member States manage these entry and exits to maintain the supply/demand balance throughout the energy transition.

Second, a vast share of new renewable generation is intermittent. At the same time, some dispatchable technologies (such as coal generation) will be phased out. As a result, electricity prices will be low for many hours, but high in other hours when cheaper renewable resources are scarce. As such, price volatility is bound to rise.

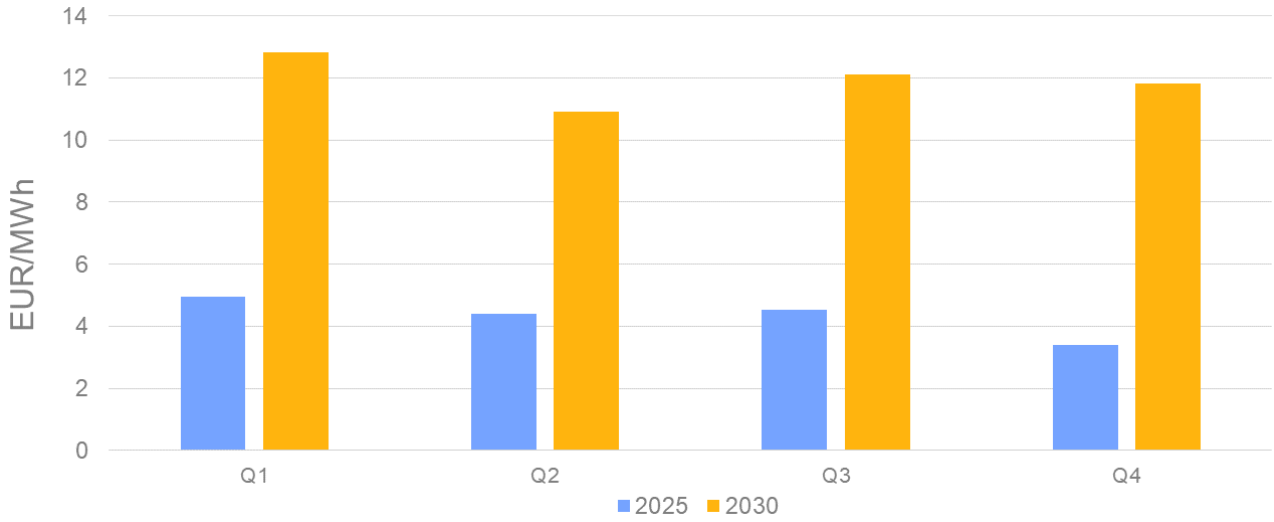
Third, other factors will drive price volatility as well. These include changing fuel and ETS prices, varying availability of dispatchable assets and demand, and changes in bidding behaviour. Extreme events (fuel supply crisis, economic crisis, extraordinary cold spells etc.) affect these factors and can lead to extreme volatility. Precisely because such events can occur, price shocks are difficult to rule out in the future.

There will also be factors that potentially mitigate volatility such as:

- Increases in demand-side response due e.g. to enhanced digitalisation and lower transaction costs;
- Electrification of transport and heating sectors; and
- Lower cost and wider availability of short-term and long-term electricity storage.

Figure 16 illustrates the expected increase in price volatility in 2030 compared to 2025 based on the scenarios used.

**Figure 16: Expected evolution of price volatility (EUR/MWh) in 2025 and 2030**




*Source: ACER based on simulations made by the Joint Research Centre.*

*Note: For 2025 and 2030, ENTSO-E's Ten-Year Network Development Plan scenarios were adapted to reflect the penetration of intermittent renewable generation envisaged in the MIX scenario of the Fit-for-55 Package. Volatility was estimated by using the standard deviation of day-ahead wholesale prices. The standard deviation was calculated per bidding zone for the whole year, then averaged out across the EU. The figure aims to show volatility trends, however the absolute values shown in this figure are not directly comparable with the values shown in Figure 12 referring to 2021 when prices were exceptionally high. Moreover Figure 12 relies on historical bids and prices while this figures relies on simulated bids.*

The power system will need significant and diverse flexible resources to optimise the value of growing shares of intermittent generation and to smoothen the increased volatility.

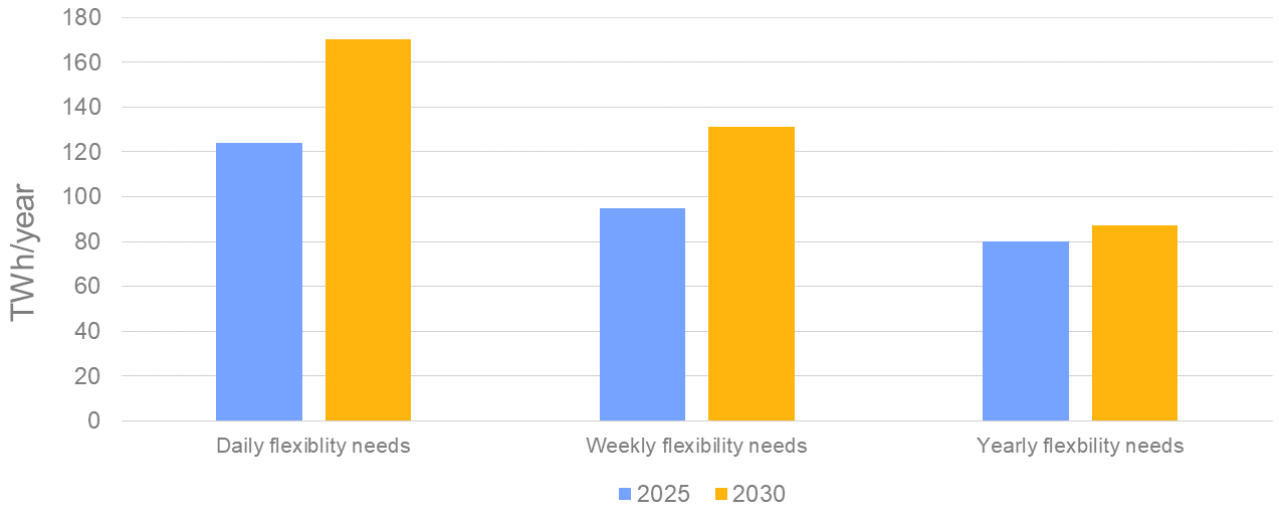
Flexibility is the ability of the power system to adapt to changing needs. Flexible resources enable the safe operation of the system and mitigate price volatility. With sufficient flexible resources, the power system can provide firm capacity to the market, meaning that it can confidently deliver electricity in line with time- and location-specific needs.

***"The power system will need significant and diverse flexible resources ..."***

Flexibility needs arise at every possible timeframe, from seconds to weeks to years. Similarly, flexible resources operate on the short and/or the long run. Generation, storage, demand and grid infrastructure (such as transmission lines or grid-enhancing technologies) all provide flexibility, each with different characteristics. To manage the major changes highlighted above, the power system will need a combination of flexible resources, noting that efficient grid development and operation, energy efficiency and enhanced sector integration[20] can reinforce the impact of flexible resources or even substitute them. Figure 17 illustrates an increasing trend in flexibility needs towards 2030.

[20] Sector integration implies linking the various energy carriers - electricity, heating, cooling, gas, solid and liquid fuels - with each other and with the end-use sectors, such as buildings, transport or industry.

**Figure 17: Expected evolution of flexibility needs (TWh/year) in the EU in 2025 and 2030**

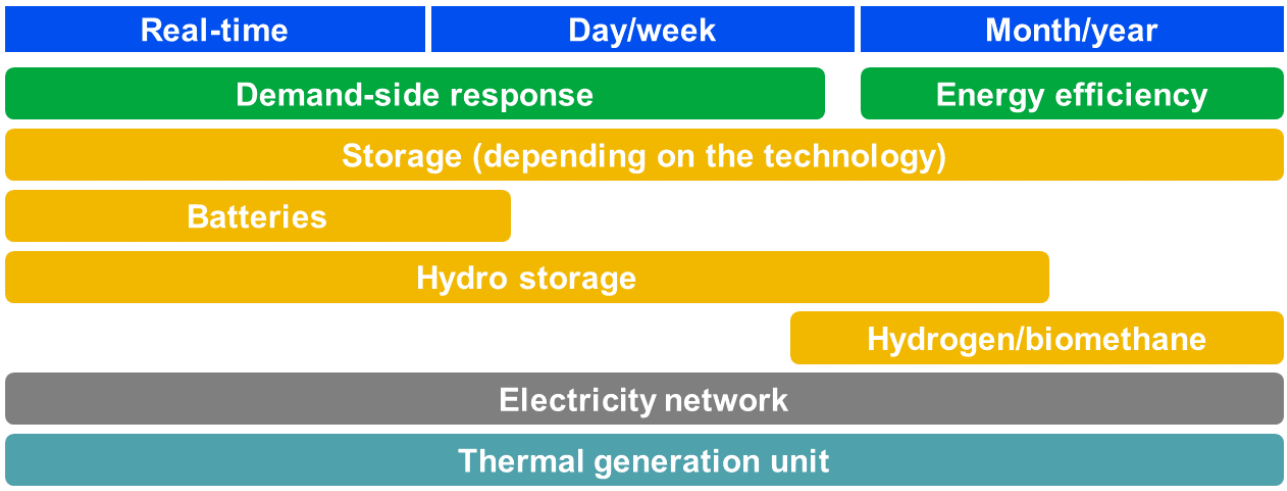



*Source: ACER based on simulations made by the Joint Research Centre.*

*Note: The estimation of the flexibility needs was based on the methodology described in section 2.2.1 of the European Commission report Mainstreaming RES Flexibility portfolios - Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables as tasked by the European Commission. Compared to the original methodology, some simplifications were applied, e.g. to calculate the residual load, only information on load and wind and solar generation was used, as information on other intermittent renewable sources and must-run generation was not available to ACER.*

A market participant's own resources or short-term market trading are the common sources to tackle short-term flexibility needs, ranging from seconds to several days. Dispatchable generation units (such as gas-fired turbines), batteries, pumped hydro storage and demand-side response are typical examples of short-term flexible resources. Electrification of industry and transportation also offer increased potential for demand-side response to tackle short-term flexibility needs.

**Figure 18: Flexibility services provided by various technologies**




*Source: ACER.*

*Note: The list of technologies is non-exhaustive (with e.g. the storage category covering several different technologies). As mentioned, coupling electricity with other energy sectors (sector integration) may provide significant flexibility services.*

Figure 18 above illustrates different flexibility services provided by different technologies, across different time-frames.

**A key focus area for the coming decade:**

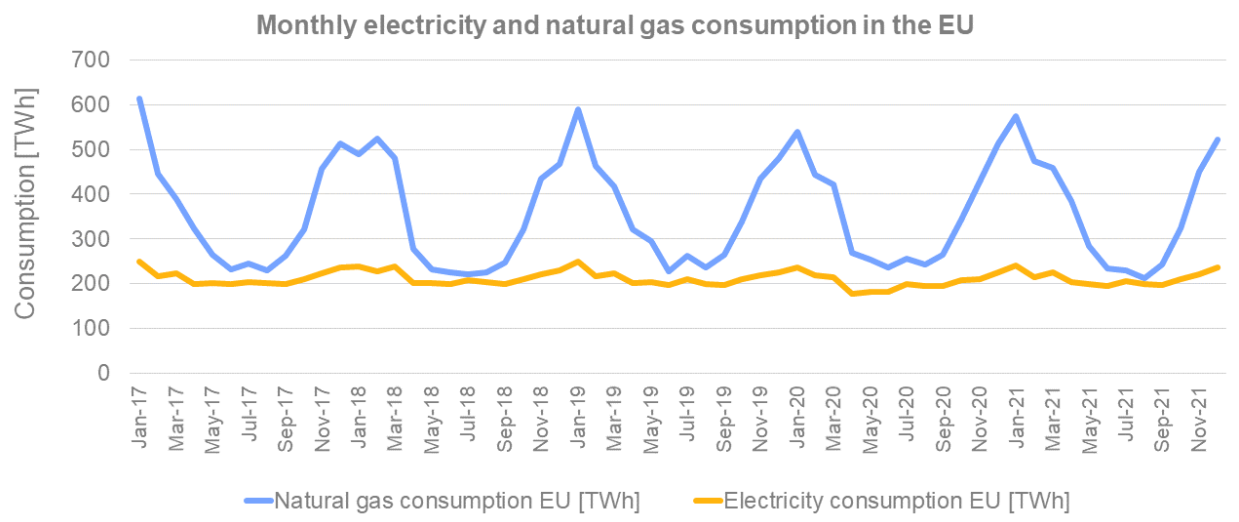
**More long-term flexibility is needed for when demand is high or supply is low**

A key challenge with increasing volatility is the need for longer-term flexibility (from weeks to several months). Indeed, seasonal demand peaks (possibly exacerbated by further electrification of heating, especially beyond 2030) or long periods with lower renewable generation require longer-term flexible resources.

As shown in Figure 18, fossil fuel power plants (such as gas and coal fired power plants) and hydro power plants with large reservoirs provide seasonal flexibility. When phasing out fossil fuels, alternatives to provide this type of flexibility will be needed. Such alternatives could include low-carbon fuels (such as low-carbon hydrogen, bio-methane and biomass) or more flexible renewables. Increased storage of (renewable) gases, diversification of resources and better interconnections for electricity and (renewable) gases can enhance the potential of these new technologies for providing flexibility.

This challenge is likely to become further acute if policy makers across the EU deem it necessary to transition away from natural gas more rapidly, a key provider of seasonal flexibility needs up until now (noting that further electrification of heating for example, whilst reducing overall gas demand, may shift seasonal swings from the gas system to the electricity system, thereby significantly increasing seasonal flexibility needs in the electricity system). This is also illustrated by Figure 19 below.

**Figure 19: Comparing seasonal swings in electricity and natural gas demand in the EU from January 2017 to July 2021**




*Source: Eurostat data, based on an International Energy Agency (IEA) concept.*

A clear price signal is essential to attract investment in flexible resources. Conversely, removing price signals may discourage market entry, in particular of flexibility providers, thus leading to more costly integration of intermittent generation in the long-run.

Thus, the current wholesale market design's ability to attract sufficient longer-term (including seasonal-level) flexibility commensurate with the broader balancing needs of the power system is linked to its ability to indicate an appropriate price for meeting such needs. In the absence of such a price signal, innovation in new technologies or solutions, which currently might not always be price-competitive with fossil fuels (although price evolutions in 2021 and 2022 have temporarily shifted the balance in some respects), will be hampered or may not materialise at all. Hence, the need to retain clear price signals, complementing e.g. upstream research & development support.

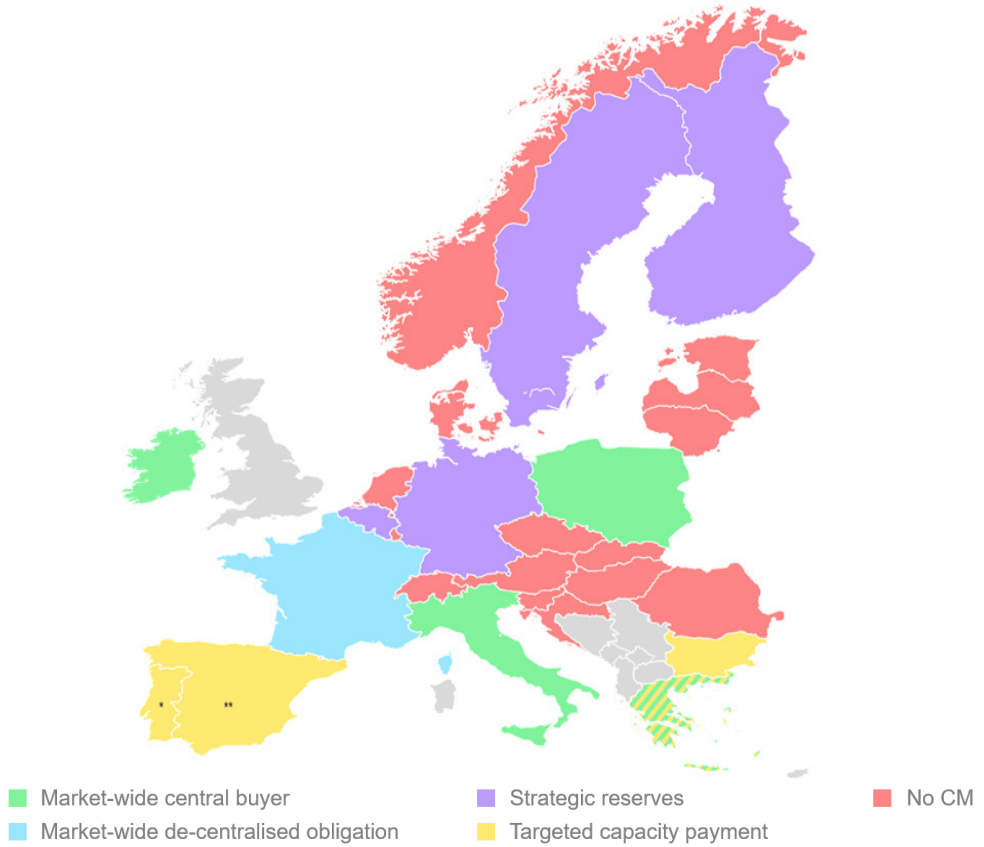
The increasing flexible resources entering the power system need market places where their contribution can be recognised and traded. Introducing products that better reflect a changing reality (e.g. products linked with renewable generation or net demand) could offer better hedging solutions and stimulate trading and the related investments in flexible resources. The most straightforward incentive to invest in flexible resources remains the price signal. Indeed, expected price volatility sends a clear investment signal of the need for flexible resources.

Scarcity pricing and capacity mechanisms are two tools that can further trigger investments in flexible resources. Scarcity pricing gives an explicit value to reserves being available in times of scarcity, thereby giving extra incentives to all possible sources (including storage and demand-side response) to offer energy to the market.

Capacity mechanisms support generation, storage and demand-side response to address adequacy concerns by ensuring the availability of enough firm capacity (meaning the electricity is available when and where it is needed). As a result, capacity mechanisms indirectly support investments in flexibility resources, although they do not usually differentiate between flexible and less flexible resources. Figure 20 gives an overview of the different capacity mechanisms in the EU.

By default, capacity mechanisms are national. Coordination at the EU level can achieve more efficient outcomes also in terms of flexible resources (noting the European Resource Adequacy Assessment as a key instrument to drive such enhanced alignment, as mentioned in Section 3 above).

**Figure 20: Capacity mechanism in EU Member States in 2020**



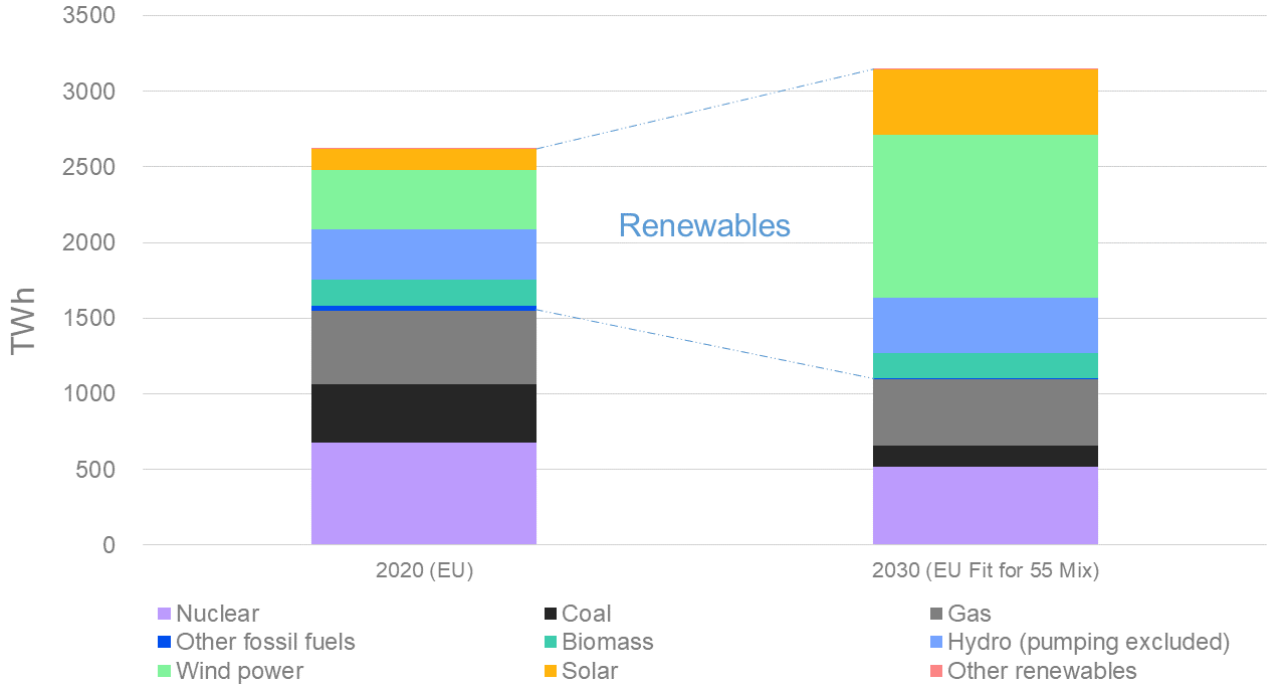

*Source: ACER-CEER Market Monitoring Report 2020.*

## 4.2. Investments in low-carbon generation need a massive ramp-up

Significant new investments are needed to deliver the EU's decarbonisation trajectory.

Figure 21 below illustrates the magnitude of this task, taking as point of departure the targets envisaged in the European Commission's 'Fit-for-55' package (seeking a 55% reduction in greenhouse gas emissions by 2030 and carbon neutrality by 2050). It shows the substantial change in the generation mix expected for the next decade. This change will need to happen at speed. A sizeable share of this renewable generation will be connected to distribution grids. As mentioned above, the ETS plays a critical role to incentivise investments in low-carbon technologies.

**Figure 21: Expected evolution of the EU-27 electricity generation mix (TWh) in 2020 and 2030**




*Source: ACER based on European Commission data in the context of the Fit-for-55 Package. For 2030 the European Commission's MIX scenario was used.*

Competitive long-term electricity markets play a key role in managing risk, thus supporting investments that carry risk. Furthermore, many EU Member States have introduced different schemes to support investments. These schemes usually aim at supporting renewable energy sources by providing long-term hedging or complementing revenues or they have sought to improve security of supply.

The following government support schemes are used in different Member States:

- Feed-in-Tariff: provides a fixed payment per MWh of electricity produced;
- Constant Feed-in-Premium: complements the electricity market price with a fixed payment, sometimes supplemented by a cap and a floor;
- Sliding Feed-in-Premium: tops up the electricity market price to a reference price, when the market price stays below this reference. The asset owner keeps the market price when it is above the reference price;
- Contracts for Difference (CfD): A CfD pays the asset operator the difference between the market price and a reference price. When the market price exceeds the reference price, the asset owner pays back the difference. The effect of a CfD is similar to a Feed-in-Tariff.
- Other support schemes also exist. These include direct subsidies, tax reductions, exemptions on certain market rules (such as balancing responsibilities), or free grid connection.

***"Competitive long-term electricity markets play a key role in managing risk ..."***

Tenders or auctions often facilitate the above support schemes as a tool to identify adequate levels of financial support, e.g. by ensuring that prices are set competitively.

Some Member States consider centralised measures to speed up the energy transition, such as the systematic and centralised procurement of energy or capacity whereby regulatory or other public authorities directly procure electricity from specific low-carbon generators. Others allow a fixed regulated price for certain technologies.

Centralised specific measures are sometimes seen as a possible solution to alleged market failures (e.g. the procurement of public goods such as ancillary services) or to kick-start immature markets. As the targets are not necessarily set by the market, the deciding authority (rather than the competitive market) could end up defining the technology mix to pursue. Such centralised approaches therefore need to ensure investments are efficient, to preserve price signals and to strike a balance between technologies.

Support for investments can also originate from the market. A commercial PPA is a long-term contract (e.g. of 5-20 years) between a generator (often a renewable power plant) and a private entity (e.g. a utility, trader or large electricity consumer) purchasing the energy from the generator. Unlike the schemes previously mentioned that involve the government or a public entity as a key procurer or intermediary, a PPA is purely commercial.

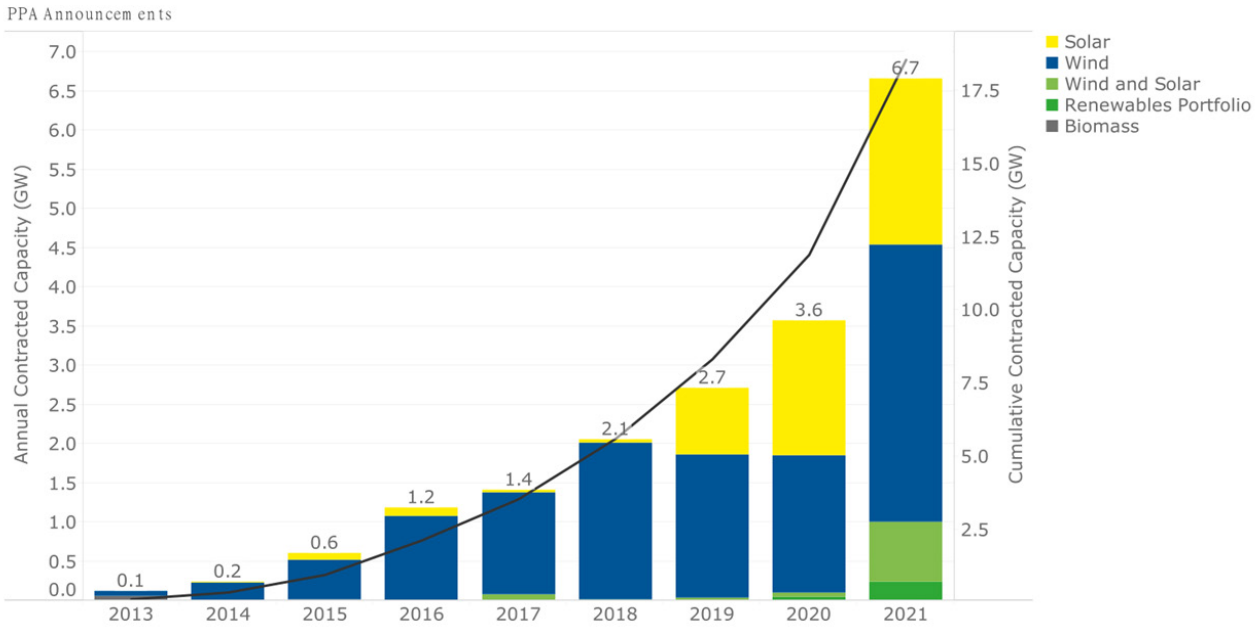
PPAs already play a significant role today. By providing some visibility about the financial viability of a project, PPAs make it easier for renewable project developers to secure funding. To ensure that the long-term commitments are met throughout the contract lifetime, even if the counterparty defaults, market participants may hedge the counterparty risk associated with entering into the PPA.

Many low-carbon generation sources, such as on-shore and off-shore wind farms and solar parks, have in the past benefitted from government-driven support mechanisms. Several such support schemes often coexist in the same country, for example with older plants falling under a Feed-In Tariffs system and new plants supported by more market-based systems like Feed-In Premiums. Subsidising renewables comes at significant cost to consumers. The ACER-CEER Market Monitoring Report (for 2020)[21] shows that on average these subsidies accounted for 12% of consumers' bills.

Several renewable technologies are now mature, accounting for a significant share of generation, and their costs have lowered significantly. In 2018 and 2019, for the first time, several offshore wind farms won auctions without any direct subsidies being awarded. This illustrates how market-based solutions can drive investments in low-carbon generation, maintain a competitive environment and ensure efficient allocation of resources. Figure 22 illustrates the growth in commercially-driven PPAs from 2013 to 2021.

[21] See page 81 of the Energy Retail Markets and Consumer Protection Volume of the ACER-CEER Market Monitoring Report (or '2020 MMR'.

**Figure 22: Annual and cumulative contracted PPA capacity in Europe (2013 - 2021)**




*Source: RE-Source (2021).*

The allocation of and investment in certain low-carbon generation sources is incrementally shifting towards PPAs and centralised competitive tenders (e.g. auctions for renewable energy sources). An important question is whether commercial instruments are sufficient to drive the investment needs ahead or whether a mix of subsidy-driven and commercially-driven approaches will coexist. A study commissioned by the European Investment Bank (EIB) and the European Commission estimates that, by 2030, PPAs will cover a range of 10% -23% of combined solar and wind generation[22].

## 4.3. Boosting competitive long-term markets will help hedge against risks and stimulate investments

Many wholesale market participants (traders, retail suppliers, energy-intensive companies, etc.) hedge against risks as a fully integrated part of their business activities. They use advanced hedging strategies and trade energy over different timeframes to smooth out financial flows.

***"Many wholesale market participants [...] hedge against risks as a fully integrated part of their business activities."***

When considering future costs or revenues, electricity generators and suppliers face significant volume and price risks. They can hedge this risk by trading electricity in advance, in forward markets. Hedging through long-term bilateral contracts (such as multi-year PPAs) are also a means to secure long-term financing for investors (e.g. renewable producers) as the price is set long into the future.

22 Final Report by Baringa 'Commercial Power Purchase Agreements. A market study including an assessment of potential financial instruments to support renewable energy Commercial Power Purchase Agreements (2022)'.

**Hedging: How does it work?**

Example: A generator may be interested in hedging its revenues from producing electricity in a given year. If this market participant sells 100 MWh of electricity for every hour of a year at say 50 EUR/MWh in a forward market, it will hedge against the risk of prices (and thus revenues) dropping to say 30 EUR/MWh. On the other hand, it will also give up potential additional revenues if prices were to increase to say 100 EUR/MWh.

At the same time, an electricity-intensive consumer will also wish to hedge its costs. If the consumer buys that annual 100 MWh contract for 50 EUR/MWh, it avoids the risk of losing money if prices increase to 100 EUR/MWh, but gives up on the potential of lower costs of 30 EUR/MWh.

The recent high energy prices have drawn attention to measures that could shield consumers from perceived excessive levels of price volatility that impact affordability. Forward electricity markets enable buyers and sellers to contract at a price well in advance of when the electricity is actually produced or consumed, hence cushioning them from subsequent price volatility. This in turn allows some retailers to offer consumers more predictable prices over a longer period of time. Market participants are free to decide whether to hedge against risks or not and the type of hedging instrument (e.g. how far in advance to lock in a price) that best suits their needs.

Hedging may help cushion the impact of price shocks but it does not remove them. This is mainly due to two factors. First, a perfect hedge might not exist or be too expensive[23]. Second, in line with financial regulation, hedging via trading in forward and futures markets requires collateral. When prices jump and volatility rises, collateral requirements also significantly grow, increasing the financial guarantee that market participants need in order to hedge for future years. Central clearing counterparties (regulated financial institutions that manage the trading parties' credit risk) require high-quality collateral, whilst collateral provision of market participants to banks depends on the participant's credit scores and therefore on the economic situation of a country, thereby adding to the complexity.

**Increase in Collateral Requirements**

The price evolutions in 2021 and 2022 have resulted in steep increases in collateral requirements and increased awareness about the constraints they can impose on energy suppliers. A survey launched by ACER[24] confirmed the steep increase in the amount of cash tied up in collateral requirements. All but one respondent reported that the total amount of collateral requirements in their markets at least doubled (with some seeing the total amount of collaterals growing more than four-fold) between 21 August 2021 and 21 December 2021.

[23] In general, the forward risk premium tends to be positive. A large part of the risk can be attributed to the electricity sector per se - risk aversion to scarcity, volatility and extreme events.

[24] ACER conducted this survey in 2022 amongst market surveillance experts of power exchanges and brokers, in the framework of ACER's so-called 'Market Surveillance Forum'.

Such extraordinary increases translate into difficulties in sourcing cash, as reported by market participants.

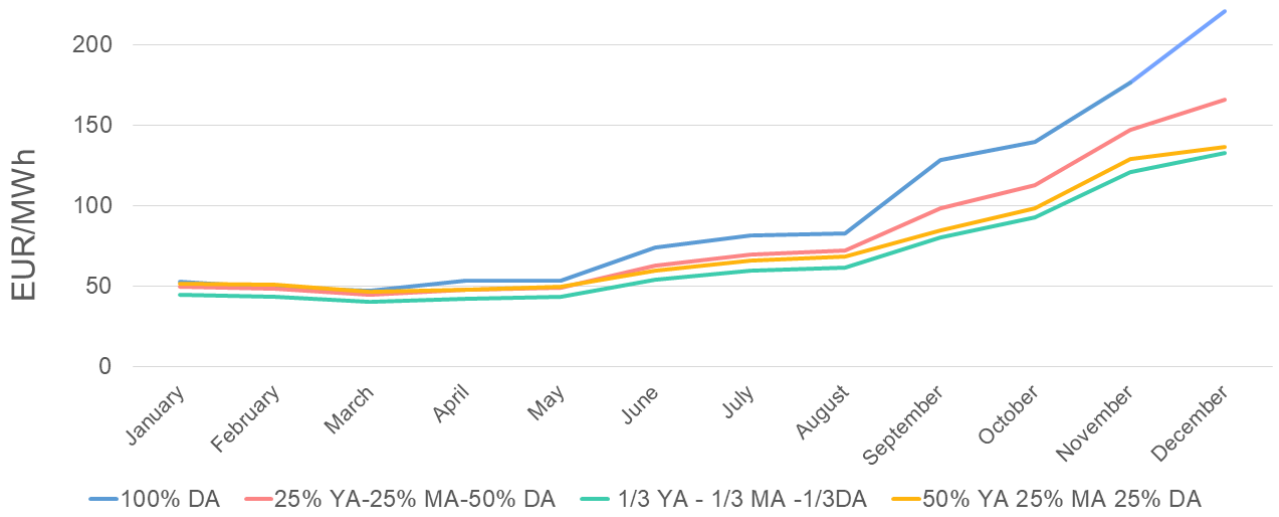
By way of example, at the beginning of January 2022, Uniper, a large German utility, reportedly had to secure liquidity backing in the order of 10 billion EUR in order to cover the collaterals for its trading in electricity and gas. Uniper had to obtain loans from its parent company Fortum and the German KfW IPEX-Bank. Similar liquidity issues were also raised by other (large) market participants. Ensuing developments in the market has lead the German government in the first half of April 2022 to enact broader liquidity coverage measures[25].

Figure 23 displays different procurement strategies that a retailer could have followed in the German electricity market in 2021. The strategies range from fully procuring electricity in day-ahead markets to procuring different shares of month- or year-ahead contracts. The example illustrates that hedging the procurement smoothens the impact of the high prices recorded since September 2021. The longer the hedge, the smoother the price increase observed by the retailer and its customers. Importantly, volatility does not necessarily increase the average cost that the consumer pays over time. Similarly, the long-term procurement in this example does not shield consumers from the price increase over time; it only cushions them from the immediate impact of the high price and spreads the impact of the increase over a longer period of time.

***"Hedging may help cushion the impact of price shocks but it does not remove them."***

Importantly, forward contracting facilitates planning and avoids the costs of unexpected changes in prices. It allows business to set prices and make forward sales secure in the knowledge of their cost structure, and consumers to plan their budgets. However, forward contracting also fixes those costs. It reduces the ability to take advantage of lower energy costs.

**Figure 23: Unit procurement costs (EUR/MWh) of a supplier using diverse hedging strategies in the German electricity market in 2021**




*Source: ACER based on Platts.*

[25] The German government announced a EUR 100 billion financing instrument to assist energy companies having liquidity issues in their hedging.

A key issue is whether the hedging instruments that are available today are sufficient to meet the needs of the various market participants. These needs may be split into:

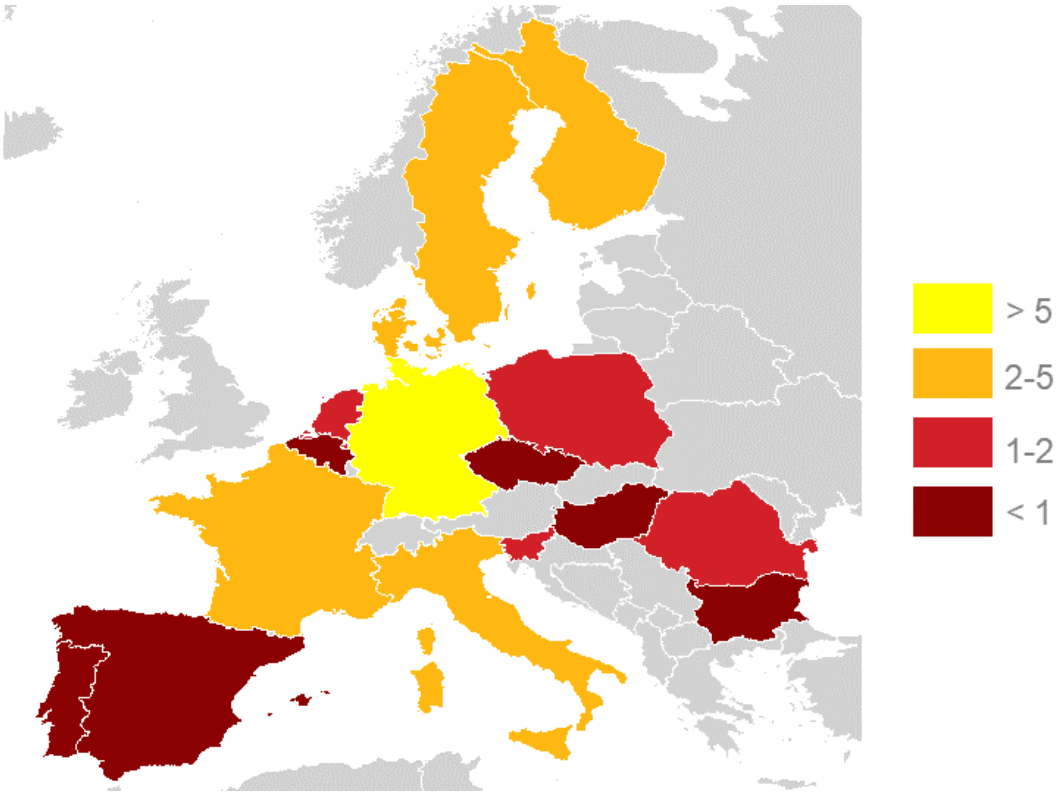
- short-term and medium-term hedging, related to operational needs and seasonal variations; and
- long-term hedging, related to the predictability of the profitability of an asset.

Liquidity is key to ensuring efficient hedging[26]. In some Member States, forward markets offer a relatively liquid platform to trade standard products of up to 1-3 years ahead of delivery. However, further in the future, forward markets are illiquid. Investors, which typically take a 20-year horizon to amortise their investments, will therefore face difficulties to hedge over this time horizon. Illiquid hedging tools may therefore create a hurdle for investments in low-carbon generation or flexibility sources. Hedging through long-term bilateral contracts (such as multi-year PPAs) is thus a commonly-used option to secure long-term financing for investors in some markets.

***"... Volatility does not necessarily increase the average cost that the consumer pays over time."***

Figure 24 shows varying liquidity in major European forward markets from 2016-2020, as expressed by the respective churn factors[27].

**Figure 24: Liquidity of forward markets in major European forward markets (2016 - 2020)**




*Source: ACER-CEER Market Monitoring Report 2020.*

*Note: The figure includes only volumes traded or cleared at power exchanges and volumes traded through brokers. Colours are linked with the following churn factors: yellow – 5; orange - 2; red – 1; dark red – below 1.*

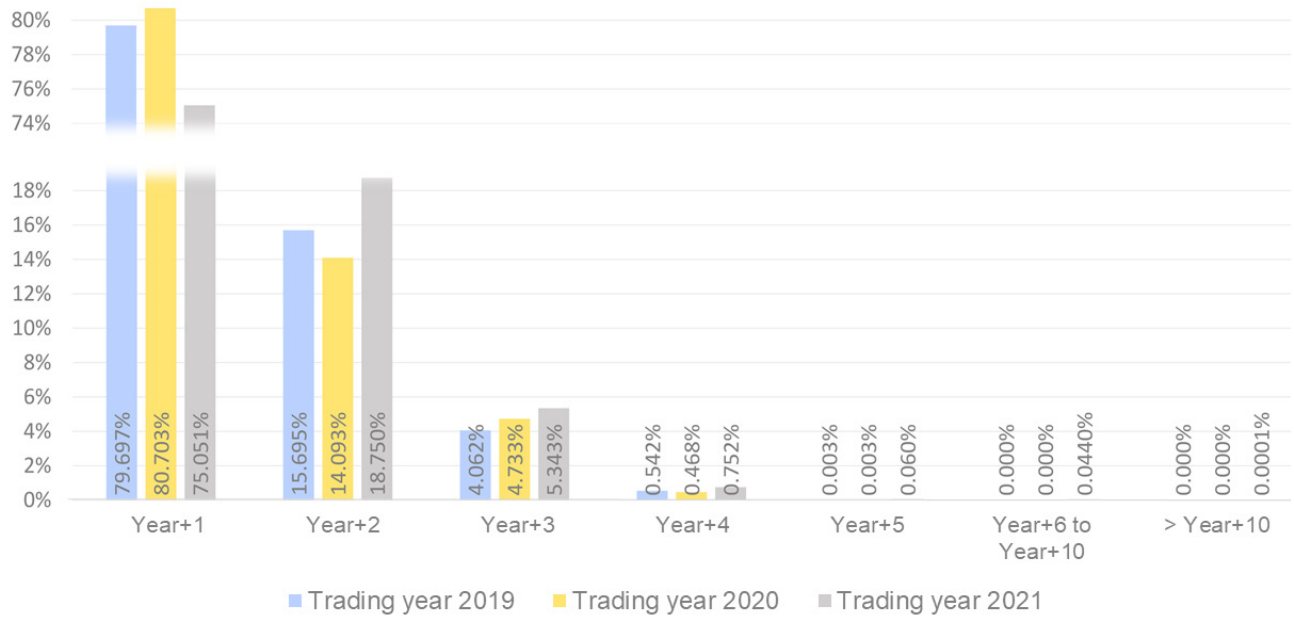
[26] Liquidity refers to a sufficient amount of buyers and sellers regularly making transactions in a market.

[27] The churn factor represents the overall volume traded through exchanges and brokers expressed as a multiple of physical consumption. It constitutes a common measure of liquidity.

As can be seen from the map, only Germany is averaging relatively high levels of liquidity. Another question though is the duration of the forward contracts on offer (irrespective of whether the market is liquid or not).

Figure 25 shows for Germany the long-term trading over products ranging from 1-20 years in the future. It shows that German market participants mainly trade up to two years in the future. Year-ahead trading accounts for over three-quarters of the traded volumes, with a slow increase in trading of longer-term products from 2019 to 2021.

**Figure 25: Relative shares of trading volume per year in the future in Germany (2019 - 2021)**




*Source: ACER data.*

*Note: The blue, yellow and grey bars respectively sum up to 100% (over all timeframes). For 2020 (respectively 2021), Year +1 means products for delivery in 2021 (respectively 2022).*

Beyond the liquidity of national markets, it is also crucial to ensure liquidity of cross-border hedging products to enable market participants to trade energy across borders in the long-term. Moreover, liquidity in long-term markets benefits from reducing market barriers (e.g. transaction costs).

Finally, in order to ensure properly functioning long-term markets, market participants need to trust the market to yield fair and competitive prices. The application of REMIT (the framework for detecting market manipulative behaviour across the EU) provides the necessary surveillance and enforcement across Europe to achieve this.

## 4.4. Which measures for policy makers to consider to further future-proof the EU's electricity market design?

Implementing key market integration measures that have already been agreed in EU legislation and beyond is vitally important (see Section 3 above). In addition, because of the changes ahead (e.g. accelerated investment needs and enhanced flexibility services provision) a number of measures should be put forward, in ACER's view, for consideration by policy makers.

### 4.4.1. Consider promoting and facilitating wider access to Power Purchase Agreements

Power Purchase Agreements (PPAs) are typically open to large investors (e.g. vertically integrated incumbents) and are mainly national. Enabling other actors to enter into such agreements would enlarge the PPA market, thereby stimulating investments in low-carbon generation and flexible resources.

Small suppliers often have limited access to PPAs, as they have difficulties to demonstrate their bankability and their ability to last over a long time period. They might also have varying time horizons or needs in terms of volumes to offtake. Opening PPAs up to a multitude of different actors would bring at least two benefits. First, developers would more easily sell the energy from their projects, as more possible buyers would be able to bid. Furthermore, smaller suppliers would benefit from the price predictability and hedging that PPAs enable.

Governments, other authorities and commercial entities can each play a role in improving the accessibility of PPAs. The EU's Renewable Energy Directive asserts that Member States need to remove regulatory and administrative barriers to long-term renewables PPAs and to describe in their national energy and climate plans how they will facilitate PPAs.

One way to ease access to PPAs would be to pool smaller sellers and buyers. For example, participation in PPAs could be opened up to groups of smaller consumers or suppliers. This approach would allow more market participants access to electricity, mostly from low-carbon generation, at a fixed price. In this case, the pool of buyers could be jointly responsible to tackle counterparty risk.

Supporting guarantees could be another way to stimulate PPAs. By taking over part of the guarantee and thus reducing risk and collateral requirements for private entities, a government could facilitate PPAs between smaller actors. Obviously, reducing the risk of high collateral requirements needs to be balanced with the risk of defaulting on the PPA's requirements themselves. Such guarantees should not discriminate or give price support specific to local industry. The box below describes credit guarantee schemes in Norway and Spain.

**Case: The Norwegian credit guarantee scheme and the Spanish reserve fund for energy**

The Norwegian Export Credit Guarantee Agency (GIEK) offers guarantees for PPAs. These guarantees support investments in renewable energy and enhance industrial companies' access to PPAs.

A guarantee to the electricity seller hedges against the risk of a buyer's failure to honour the agreement. A guarantee to the banks or other lenders hedges against the risk of the buyer defaulting on the repayment of loans. The guarantees are reserved for buyers registered in Norway active in wood processing, metal production or the production of chemical products.

Source: http://www.eksfin.no/en/produkter/power-guarantee

The Spanish Export Credit Insurance Company (CESCE) manages a guarantee reserve fund for electro-intensive entities (FERGEI). The fund gives a payment guarantee to large consumers who purchased at least 10% of their annual electricity demand via a renewable energy PPA. A guarantee to the electricity seller hedges against the risk of a buyer's failure to honour the agreement. Earlier this year, Spain approached the European Investment Bank to enquire as to whether the bank could consider providing similar financial guarantees for PPAs.

Source: https://www.cesce.es

### 4.4.2. Consider improving the efficiency of renewable investment support schemes, limiting their use to the needs assessed

When considering measures to underpin accelerated investment in renewable generation capacity, the choice and thus design of the support framework obviously matters.

There is no one-size-fits-all approach to such support frameworks. However, given the evolution of the electricity sector and the capacity needs further ahead, some rules-of-thumb seem warranted.

Based on the experience gained in the recent past, when designing mechanisms to steer renewable energy projects in particular, there seems to be a trade-off between promoting such projects ('build at scale and speed') and efficiently integrating them ('get the most out of the support rendered'). Also, based on even more recent experience, there seems to be a political premium in some quarters on ensuring that the revenue certainty provided to private operators by virtue of the support mechanism to underpin their investment is counterbalanced by mechanisms for feeding back unusually high market prices into the economy (e.g. to alleviate the impact of such prices for consumers). This is akin to an ex-ante excessive or 'windfall' profit taxation scheme.

Hence, if governments prioritise the build-out of new low-carbon generation at scale and at speed, whilst at the same time prioritising an overall ceiling on revenue that the generators thus supported can legitimately earn, opting for production-oriented schemes that remunerate equally each MWh produced would seem appropriate. This could be achieved e.g. by means of CfDs, noting the outcome could be somewhat equivalent to Feed-in-Tariff schemes.

If governments on the other hand prioritise the most efficient integration of new low-carbon capacity without necessarily considering ceilings for generators in times of high prices, opting for capacity-oriented schemes would seem more appropriate. This would mean, all things equal, that the support framework is less oriented towards the amount of electricity produced and more towards system value. When the emphasis is not only on total production, developers will take decisions at the time of the investment that increase the alignment between production and demand profiles in light of the market signals in place. Simply put, the most valuable projects would not necessarily be those that produce more electricity in total; the projects favoured would be those that produce more, where and when it is most valuable for the system. For systems with increasingly dominant shares of renewable generation, the rationale for moving in this direction seems strong.

Irrespective of which of the two approaches is favoured, there is a strong case for reviewing and, where relevant, updating the support scheme(s) in place commensurate with the broader objectives sought. The sheer volume of new generation investment needed across the EU to meet the decarbonisation goals will require not only a lot of investment, but also investment that is spent wisely, meaning on projects that deliver actual decarbonisation at scale (as opposed to generation that is curtailed or subject to vast network congestion) and that keep prices affordable for end-consumers. For both approaches, centralised auctions or tenders could be deployed as a tool to enhance competitiveness amongst offers.

### 4.4.3. Consider improving the liquidity of forward power markets

As explained above, liquid forward power markets help both buyers and sellers manage risks. Because of the benefits that hedging brings, increasing forward market liquidity (particularly beyond three years) is an important element to support investments in low-carbon and enhanced flexibility solutions.

Power exchanges have recently started to offer longer-term forward products on their markets, suggesting there may be demand for such products. Yet, additional efforts would seem to be needed to improve liquidity for these products. This can be achieved by further standardisation of products across Member States, by removing barriers for market participants to trade in forward markets (such as high fees) and by stimulating so-called 'market making'[28] in otherwise illiquid (long-term) markets. Such market making stimulation ideally originates from the power exchanges and brokers (for example by reducing fees for market makers), alternatively from governments or regulatory authorities. New Zealand offers one such example of market making stimulation.

[28] 'Market making' refers to certain traders submitting at the same time orders to buy and sell, in order to increase the amount of orders in the market. These orders will spur trading.

**Case: Market making services in New Zealand**

ASX, the wholesale market forward trading platform for New Zealand, introduced market making services on its platform in 2010. In the ASX New Zealand market, the four largest generator-retailers each provide market making services on a voluntary basis. In April 2021, the New Zealand Electricity Authority introduced a permanent mandatory backstop to the market making activities, meaning market making becomes mandatory when certain conditions are not fulfilled.

More specifically, the generators sign a contract with ASX to provide these services. ASX incentivises the market makers primarily through reductions on the platform's transaction fees. The New Zealand Electricity Authority monitors the market making.

Source: https://www.ea.govt.nz/

Governments could play a role in building up the necessary market liquidity. Such a role may take different forms. For example, regulators or other public authorities could open a call for tenders to designate a market maker for illiquid markets or by mandating market making. Governments and legislators could also mitigate the impact of very high collateral requirements which can act as a deterrent against engaging in longer-term markets. With unprecedented high prices, such collateral can represent substantial amounts of money and drives liquidity away from markets. Criteria to meet collateral requirements could be reviewed in light of such prices (e.g. criteria for market participants towards their banks). Moreover, in case of perceived market failure, central entities can also provide financial guarantees to reduce the costs related to collateral.

Products that enable the trade of electricity across borders, such as long-term transmission rights, may also provide an opportunity to improve liquidity in forward markets. Today, these products provide access to alternative hedging possibilities for market participants in smaller bidding zones with illiquid forward markets. This means that market participants can procure forward products in larger and more liquid markets, with transmission rights bridging the difference to their home market. However, such a hedging strategy may also lead to further shifts in liquidity from smaller to larger bidding zones, which is not necessarily optimal.

ACER believes that mandating TSOs to allocate long-term cross-zonal capacities in a way that enables the 'coupling' of national forward markets (as in the single day-ahead and intraday coupling), may provide an efficient pooling of liquidity in forward markets. Extending the time horizon for the allocation of cross-zonal capacities beyond one year would also stimulate liquidity in forward markets in longer horizons. A possible review by the European Commission of the Forward Capacity Allocation regulation could take on board such considerations. Finally, TSOs should maximise the long-term cross-zonal capacity, as a prerequisite for well-functioning and integrated forward markets.

### 4.4.4. Consider tackling non-market barriers and political stumbling blocks for enhanced coordination

Irrespective of the particular market design applied, tackling key non-market barriers will also be crucial. Enhanced grid infrastructure, such as transmission lines, will be key to enable the energy transition, e.g. connecting renewables generation and flexibility resources across wide geographic areas.

Numerous issues, especially related to permitting and local opposition, have delayed infrastructure rollout. For example, ACER's latest monitoring of the Projects of Common Interest finds that more than 40% of delays for electricity projects relate to permit granting. Part of the European Commission's REPowerEU Communication of March 2022 explicitly targets infrastructure bottlenecks, with the Commission calling for a simplification and shortening of permitting procedures.

Efficient grid development and operation, as well as energy efficiency measures, can reinforce the impact of flexibility sources or even substitute them (within and between Member States). Coordinated infrastructure planning, likely becoming increasingly complex in line with greater energy system integration, will thus become ever more important.

This challenge is not unique to grid deployment. A successful energy transition trajectory will rely on holistic policies that target both demand and supply and that focus on both the short-term and long-term.

Major decisions around power generation options, whether for new-build or retirement, can have major implications and create opportunities for other Member States. They may also impact significantly major investment decisions for electricity-consuming industry. Hence, enhanced coordination including across borders, visibility of planning and proactive involvement would seem to be a necessary feature of electricity generation policy going forward.

One pertinent illustration of such enhanced coordination needs is represented by the huge offshore wind resource endowments in the North Sea and the expressed desire to exploit these for sizeable shares of electricity demand across the European continent.

**Offshore wind power: Scaling it up requires increased Member State collaboration**

The countries in the North Seas Energy Cooperation (NSEC) recognise the importance of regional energy cooperation on a wide range of issues such as maritime spatial planning, grid planning, support schemes and tendering, financing, and the development and implementation of concrete projects[29].

[29] North Seas Energy Cooperation: 'Political Declaration on energy cooperation between the North Seas Countries and the EC on behalf of the Union', December 2021.

By way of example, the EU Energy Commissioner has expressed the importance of cooperation for the success of the project:

*"NSEC is an outstanding example of how regional cooperation at sea basin level contributes to reach the EU Green Deal objectives, by setting a common direction and working together on ambitious cross-border offshore wind projects."* (Ms Kadri Simson, EU Commissioner for Energy)

Recently, a Joint statement of European governments, power transmission operators, and industry on the expansion of offshore wind in Europe, signed on 6 April 2022, further emphasises the need for accelerating offshore wind deployment through coordination, proposing e.g. further visibility of respective offshore projects pipelines, removing barriers and streamlining consenting, coordination on planning, investing in research etc..

Coordination efforts amongst and between TSOs, Member States, regulators, project developers and others has built up over the past two decades. These include, but are not limited to, actions taken in the context of implementing the Ten-Year Network Development Plan, the EU-wide Network Codes and the European Resource Adequacy Assessment. Such coordination needs to be further enhanced. In an EU-wide context, coordination at the bilateral, regional or EU level can optimise investment decisions (such as the desired locations of renewables, flexibility or transmission assets), provide visibility about likely market entries and exits, and remove hurdles for speedy and efficient investments. Beyond the electricity sector, diversifying fuel supply would also likely require coordination, e.g. regarding where to build, how to operate LNG facilities as well as to ensure that they are connected to downstream markets.

***"... Coordination at the bilateral, regional or EU level can optimise investment decisions [...] and remove hurdles for speedy and efficient investments."***

## 4.5. Consider structural measures that enhance the hedging potential of the system, thus helping to shoulder future periods of sustained high energy prices

***"... ACER points to a few options … [that] may alleviate concerns that even with an improved and adjusted electricity market design …, one might need additional 'insurance' against future energy price shocks."***

Finally, as a more structural measure for the future, ACER points to a few options being debated in academic circles for enhancing the hedging potential of the current system. These are measures that policy makers may want to consider to guard against future periods of sustained high energy prices. Such measures are not immediate options to alleviate the extraordinary price pressures experienced here and now, but may alleviate concerns that even with an improved and adjusted electricity market design fit for the coming decade, one might need additional 'insurance' against future energy price shocks.

Two specific measures are further explored below, namely a regulatory intervention inspired by financial hedging, and a 'relief valve' inspired by measures prevalent in certain electricity markets outside of the EU. In order for measures such as these to offer high degrees of regulatory stability, they should be implemented in a clear and transparent way, well in advance of those high energy price periods which they are designed to mitigate against. Should policy makers wish to move in this direction, ACER points out that each such measure has advantages and drawbacks, and advises that further analysis be done as to how they best fit with the jurisdiction in question.

Measures that exclude extreme risks from materialising, or mitigate the effects thereof if they do, can serve as insurance for certain groups of consumers. For example, a regulatory or other public entity may buy long-term hedging instruments on behalf of (groups of) consumers. This transfers the risk from consumers (who are usually risk-averse and have little means or knowledge to hedge properly) to electricity producers who can provide the hedge. Such a transfer, in turn, creates a need for producers to hedge themselves (for example by building flexible resources), thereby in turn increasing liquidity in long-term markets. Reliability options, 'affordability options' and cap-and-floor mechanisms constitute examples of such measures. They obviously come with a cost (no insurance is free), the allocation of which could be subject to different political considerations.

**Reliability Options and Affordability Options**

Reliability options, such as those implemented in Ireland or Italy, constitute a contract between capacity providers and a buyer (here a TSO). Each time the established reference market price rises above the strike price of the option, the seller pays the difference between the reference price and the strike price to the buyer. The main purpose of reliability options is for buyers to benefit from enhanced security of supply (adequacy). At the same time, the reliability option serves as a hedge against price spikes. Sellers of reliability options receive a regular payment for keeping capacity available.

So-called 'affordability options'[30] are measures introduced in anticipation of or as hedging against extreme price shocks in the future. They are subject to a centralised auction for long-term options, the execution of which depends on the average market price over a pre-defined period (e.g. a month)[31]. Only when the average price over the period exceeds the strike price, will the option be executed. Such options therefore maintain the exposure of consumers to shorter-term market signals but hedge them against sustained high prices and correspondingly high electricity bills.

[30] The 'affordability option' is described in Batlle et al (2022), Power Price Crisis in the EU: Unveiling Current Policy Responses and Proposing a Balanced Regulatory Remedy and in Batlle et al (2022), Power Price Crisis in teh EU 2.0+: Desparate times call for desperate measures. The measure proposes that a regulatory entity buys long-term Asian call options (which has a pay-off depending on the average over a time period rather than a single expiration date) from generators on behalf of the targeted consumers.

[31] These are also referred to as 'Asian call options'. Contrary to so-called 'European options' or 'American options' where the payment linked to the execution of the option depends on the price of the underlying asset at a specific point in time, the execution of 'Asian options' depends on the average market price over a pre-defined period.

A different mechanism which policy makers could also consider is the establishment ex ante of a temporary price limitation mechanism, triggered under clearly specified conditions (e.g. unusually high electricity price rises in a short period of time), the effect being to pause a return to full price formation for a specified period of time (e.g. a few weeks or a month). The measure would need to ensure that sufficient revenue is earned by generators and would require a compensation mechanism for those generators who are able to prove sourcing costs above the limitation ceiling[32].

Such a mechanism could prove a significant intervention in price formation, As such, it carries risks. However, this risk is partly mitigated by the advantage of giving regulatory stability provided the measure is implemented well in advance of the triggering events and provided its defining characteristics are clear and transparent. Should such a measure be deemed desirable, it would benefit from being coordinated at EU level, drawing on lessons from the jurisdictions where it has been implemented.

**Temporary Relief Valve Mechanisms**

So-called 'relief valve' mechanisms such as ERCOT's 'Peaker Net Margin' (Texas, United States) or 'Cumulative Pricing Threshold' in the National Electricity Market[33] (Australia) constitute examples of such a measure. Both markets foresee a normal market clearing, with regular price signals, including from price spikes, up to the point where sustained high prices have reached the mechanism's pre-defined threshold.

The ERCOT 'Peaker Net Margin' measure calculates the accumulated profits over a year as a difference between the operating costs, defined by natural gas, and the real-time electricity price. The threshold is set at three times the cost of new entry of new generation plants. When the threshold is reached, the maximum price on the market is temporarily lowered and then, according to certain criteria, automatically raised again later on ensuring full price formation.

The Australian National Electricity Market imposes a so-called 'Administered Price Period' when the sum of the spot prices for the previous seven days reaches the 'Cumulative Pricing Threshold' (CPT) or when the sum of the ancillary service prices for a market ancillary service in the previous seven days exceeds six times the CPT. In 2019-2020, the CPT was equivalent to an average spot price of 658.04 AUD/MWh. The administered price cap during the administered price period is set at 300 AUD/MWh. The 'Administered Price Period' ends when the cumulative price has fallen below the CPT.

[32] See as an example of a 'temporary relief valve' M Hogan et al (2022), Price shock absorber: temporary electricity price relief during times of gas market crisis.

[33] See for example the Operation of the administered price provisions in the national electricity market briefing paper from the Australian Energy Market Operator (AEMO), July 2019.

# 5. Extreme price shocks leading to considerations of temporary, targeted measures

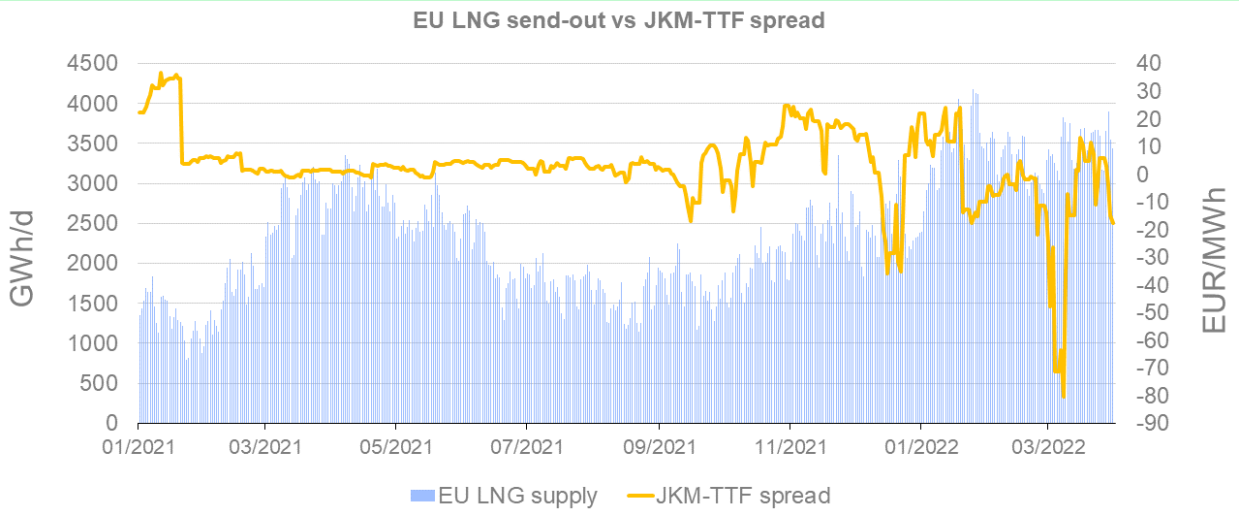
The extreme price situation as of end February 2022, described above as Phase 3 ('war emergency'), is the result of a rare, unexpected and difficult-to-mitigate energy price shock. It is exacerbated by high geopolitical tension and significant uncertainty around the energy supply outlook; this obviously linked to Russia's war against Ukraine and its possible consequences. The threat of war and the subsequent invasion gave rise to significant price rises and high price volatility, the former leading to increased LNG deliveries to Europe, as illustrated in the text box below.

**Price signals delivered more spot LNG cargoes since the end of December 2021**

In 2021, LNG volumes traded on a spot and short-term basis accounted for 38% of global LNG trade[34]. Spot LNG tends to flow to the region with the highest price. Due to growing, but still limited, contractual and end-point flexibilities, LNG cargoes are subject to short-term redirections and price arbitrages, making LNG deliveries more price responsive than in the past.

From December 2021 to March 2022, total LNG supply to Europe has significantly risen (+65% year-on-year, for the average of the fourth months) driven by the high European gas prices. This is exemplified in Figure 26, which compares the evolution of EU LNG supplies against the price spread between the European (TTF) and Asian (JKM) gas regions. The analysis shows that when, at the end of 2021, EU hub prices started to become higher than Asian ones (i.e. JKM-TTF price spread is negative in the graph), the total LNG supplies into the EU increased[35].

**Figure 26: Total LNG supply to Europe (GWh/day) vis-à-vis European-Asian spot price (EUR/MWh) spreads (January 2021 - March 2022)**



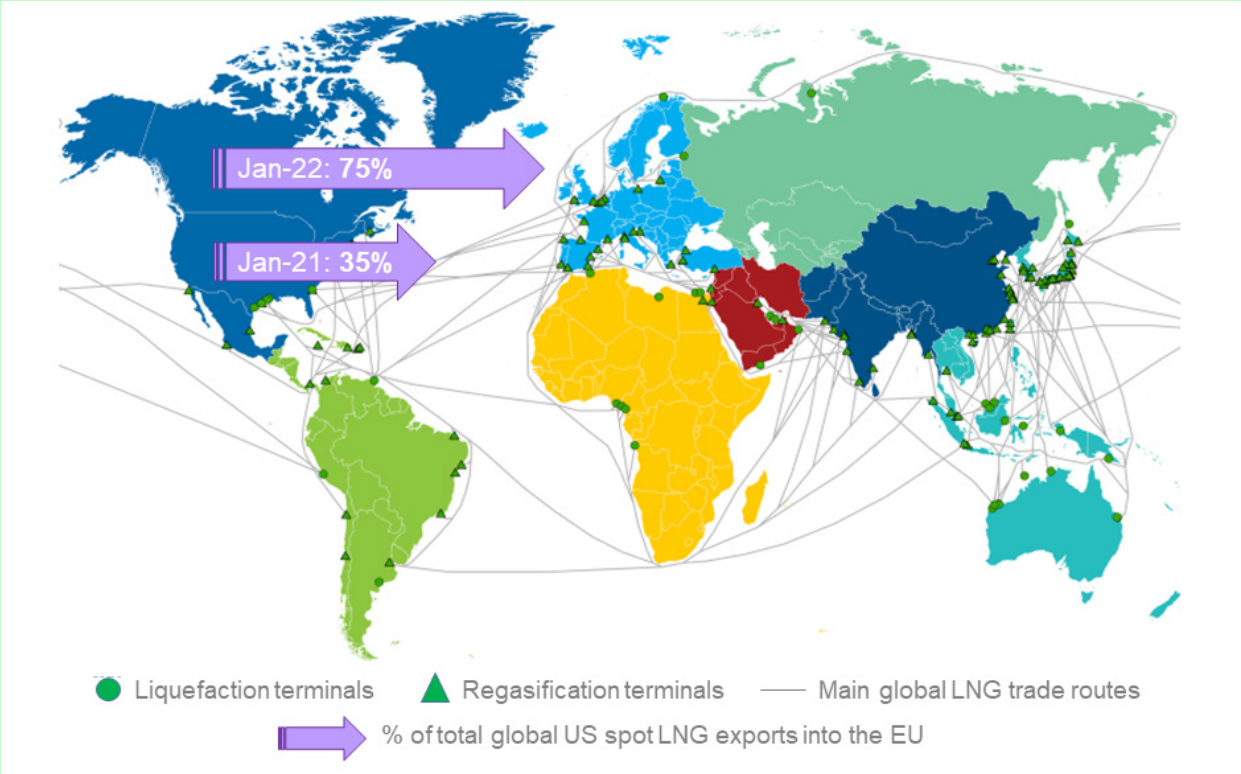

*Source: International Gas Union and ICIS Heren.*

[34] The figure refers to LNG volumes delivered up to three months from the transaction date. According to IEA estimates, that share was 30% in 2019.

[35] LNG supplies – i.e. gas regasified from the LNG terminals into the network - tend to relate well to total LNG imports, with some days of time-gap.

The major part of the increased EU LNG imports came from the US, which is the largest global spot LNG seller, accounting for 30% of total global spot LNG sales. As illustrated in Figure 27 below, 75% of the total global US spot LNG sales reached the EU in January 2022 (attracted by the higher European prices) in contrast to 35% one year earlier. In March 2022, US LNG deliveries accounted for 44% of total EU LNG imports, compared to 28% in 2021.

**Figure 27: Share of global US spot LNG deliveries that reached the EU (January 2021 vs January 2022)**




*Source: International Gas Union and ICIS Heren.*

With significant geopolitical tension and increased risk of gas supply impacts, EU prices have soared above Asian hub premium prices. As mentioned in Section 2, the current energy price shock and very significant price volatility stem less from physical shortages and more from perceived risks of and lack of clarity on potential significant disruptions of Russian gas flows going forward. This current situation has also given rise to decisions seeking to rapidly decrease the considerable reliance of many EU Member States on Russian gas and other energy commodities.

## 5.1. Differing political approaches to possible temporary measures

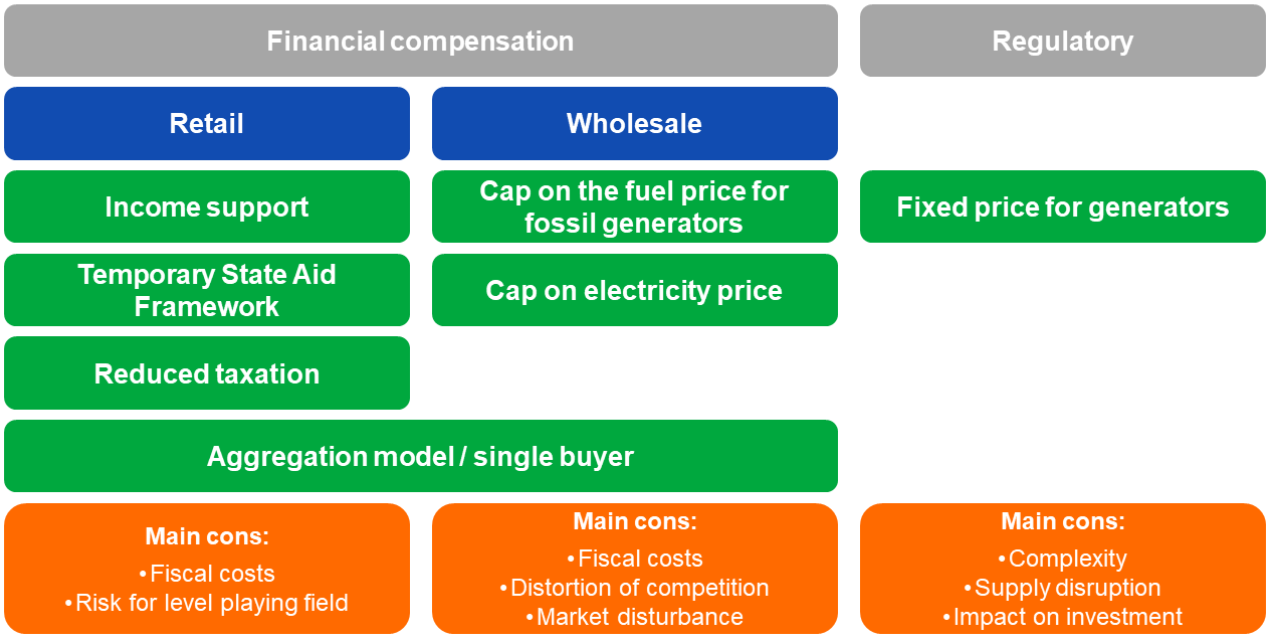
Well before the current emergency situation, over the autumn of 2021, several Member States introduced a variety of national measures to mitigate the effects of rising energy prices on households and businesses. These measures were in part informed by the European Commission's 'Toolbox' Communication of October 2021.

On 10 – 11 March 2022, following Russia's invasion of Ukraine, the EU heads of state invited the European Commission to propose a plan to phase out the EU's dependency on Russian fossil fuels. On 8 March, the Commission published its 'RePowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy Communication'. This Communication outlined tentative measures to respond to rising energy prices in Europe and the need to replenish gas stocks ahead of next winter. It also pointed to the need to diversify the EU's sources of gas supply, to speed up the roll-out of renewable electricity sources as well as renewable gases, and to replace gas in heating and power generation. The Commission is expected to publish its detailed RePowerEU plan in May 2022. This will likely include options to optimise the electricity market design, following the publication of this ACER assessment.

On 23 March 2022, the Commission adopted a follow-up Communication, touching upon e.g. common gas purchases and minimum gas storage obligations within the EU. It included a legislative proposal establishing a gas storage policy for the EU, seeking to ensure gas storage is filled to a minimum of 80% capacity by 1 November 2022, rising to 90% minimum gas storage obligations in the following years. In addition, the Communication grouped a number of ideas for short-term emergency measures as had been put forward by certain Member States to limit high electricity prices (see Figure 28 below). These ideas include intervening in the wholesale electricity market (e.g. via a cap on electricity prices or introducing a fixed price for fossil generators), intervening at retail level (e.g. via direct support or reduced taxation for specific consumer groups) or via introducing a so-called 'single buyer model' acting as intermediary between supply and demand.

**Figure 28: European Commission's overview of short-term options to address high electricity prices (as per their 23 March 2022 Communication)**

**The short-term options on the electricity price can be broadly grouped in two categories:**




*Source: European Commission Communication of 23 March 2022: 'Security of supply and affordable energy prices: Options for immediate measures and preparing for next winter', COM/2022/138 final.*

The European Commission's Communication makes clear that all of the options outlined have costs and drawbacks. It concludes that the root cause of the electricity price crisis is the recent gas supply shock and its impact on gas prices. As such, it sets out options for interventions in the gas markets such as capping gas prices (or setting a price band) as well as ideas for an EU-level negotiation strategy with relevant suppliers so as to lower prices for LNG and/or pipeline gas deliveries.

In line with the European Commission's original tasking back in October 2021, this ACER assessment focuses on the benefits and drawbacks of the EU electricity market design, not least in terms of its ability to deliver the EU's decarbonisation trajectory over the next 10-15 years. At the same time, ACER of course acknowledges the significant political debate as to whether targeted extraordinary measures are needed on a temporary basis (e.g. to cushion the adverse impacts of high prices for particular groups and/or to structurally intervene in the energy market in the current emergency situation). Whilst the ACER assessment did not set out to tackle such issues, ACER takes the opportunity to offer its considerations on the use of such measures in order to address the current high energy price situation in the EU.

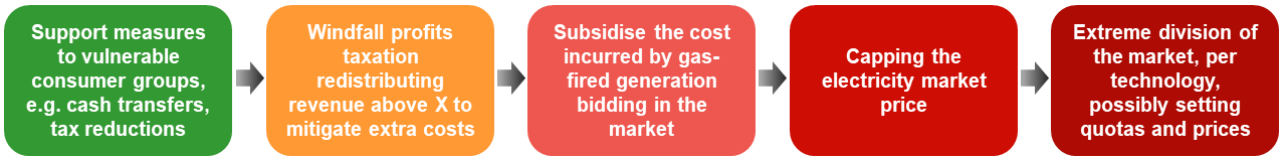
A spectrum of possible intervention measures are being tabled by different EU Member States. These range from the less interventionist measures that safeguard wholesale market functioning (such as targeted support for vulnerable customers) to the more interventionist (e.g. taxing windfall profits through to capping the price of the electricity market). As a rule of thumb, ACER considers that the more structural-interventionist a measure, the higher the potential to distort the market, especially in the medium to long-term. Hampering security of supply, distorting cross-border trade, jeopardising investor confidence are some of the risks ensuing from the more structural-interventionist measures being considered. Hence, prudent and careful consideration by policy makers at EU and national level would seem warranted before embarking upon such measures.

Firstly, interventionist measures carry the risk of rolling back, or perhaps even abolishing, the significant benefits already achieved by EU electricity market integration over the past many years (for details, see Section 3 above). Secondly, significant structural interventions in the market may make it more difficult to achieve the EU's ambitious decarbonisation objectives in the medium-term, especially if private investor confidence in an appropriate and stable market framework were to be negatively impacted. This is because lower private investor confidence would likely lead to a rise in 'political risk' premiums, making the decarbonisation trajectory more costly.

***"As a rule of thumb, ACER considers that the more structural-interventionist a measure, the higher the potential to distort the market, especially in the medium to long-term."***

Figure 29 is a stylised depiction of the spectrum of energy measures currently contemplated and/or advanced by different Member States across the EU. These measures are ranked according to the impact and level of structural interventionism.

**Figure 29: Spectrum of possible structural-interventionist measures relevant for the EU electricity market (non-exhaustive)**




*Source: ACER.*

*Note: the further a measure is depicted to the right, the deeper the level of intervention and/or alteration of the market framework in ACER's view.*

The first and least distortive category of measures (on the left hand side of the spectrum) are national measures to protect vulnerable consumers (e.g. through energy vouchers or direct cash transfers, efforts to reduce the overall energy bill, or to stimulate energy efficiency). As stated in ACER's Preliminary Assessment published in November 2021, such measures will be more effective if directed towards more vulnerable consumer groups, including the energy poor. Some Member States have opted for broad-based measures (e.g. lowering tax, lump sum payments) for all (or nearly all) consumers. Whilst of course in the end reflecting a political choice, such less-targeted measures generally end up being more costly and less effective.

A second category seeks to recover possible 'excessive' (also referred to as 'windfall') profits in a period of very high energy prices. Under some schemes in place in the EU today, companies are subject retrospectively to specific taxes on alleged 'windfall' profit, seeking to redistribute the impact of high prices from those who are deemed to earn the most to those who are suffering the most. The notion of excessive profit is the difference between the revenues from extraordinarily high electricity prices, and the 'standard profit' that a market participant could reasonably have expected (e.g. based on its generation costs, original investment costs, various risks and overall return-on-investment expectations).

Whilst redistributing welfare from generators to consumers in times of extreme high prices might intuitively seem fair and justified, such measures carry significant implementation challenges, as already witnessed in some jurisdictions. In particular, it is difficult to assess profits made vis-à-vis pre-contracted power volumes already sold at lower prices, e.g. through long-term markets. It might well be that generators did not earn the 'profits' being targeted, in which case the tax may render a loss for the generators in question. As a result, in such cases, 'windfall profit' interventions may risk jeopardising investor confidence or act as a disincentive to invest. Nonetheless, if such schemes manage to tackle genuinely extraordinary profits, the level of structural intervention seems lower than capping prices per se.

Whilst not necessarily framed as a 'windfall' profit redistribution scheme, other national measures may have similar effects and could thus have similar drawbacks. An example is mandatory long-term contracts for specific generators. If these aim at offering below-market prices for consumers (through administratively-set prices or limited competition on the buying side), they may well result in profit redistribution as well[36].

[36] Some have argued that this type of measure would be appropriate in a market characterised by one or a few firms holding a dominant position. However, such measures may still lead to undesired effects ranging from an increase of perceived risks, in turn leading e.g. to higher financing costs, and to non-recoverable welfare losses for the system as a whole.

In principle, one could also envisage measures that target the price of gas power plants in the electricity merit order (the third box in Figure 29); this in light of the fact that gas can often be the price-clearing technology in the market, in particular in times of lower-renewable output. Lowering the bid price of gas-fuelled power plants (whilst still covering separately the higher gas sourcing costs for those power plants who end up in the merit order) would in principle reduce the impact of high gas prices on electricity prices. Such measures could be designed in different ways, all of them however carrying significant risks.

For example, besides numerous implementation challenges, these measures may jeopardise security of supply should cost-recovery be perceived as a risk; may significantly distort cross-border flows (as the artificially lowered prices may no longer reveal full scarcity); and would likely lead to inefficient dispatch decisions. In addition, such a measure carries significant direct costs, namely the difference between the (capped) bid price of the gas-fuelled power plant in question and its sourcing costs; costs which need to be carried by the government budget and thus indirectly paid for either by the taxpayer or the electricity consumer. Accounting for, monitoring and paying for these additional costs would also entail significant administrative burden.

In practice, and by way of comparison with the fourth box in Figure 29, lowering the bid price of gas-fuelled power plants would limit the electricity price for many hours, whenever the gas-fuelled units set the electricity price; however a direct cap on the electricity price would limit the electricity price for all hours, irrespective of the marginal technology. This would thus seem an even more extreme intervention in the market carrying greater risks.

Finally, one could imagine an even more structurally-interventionist measure in the form of a division of the electricity market into distinct technologies (the fifth box in Figure 29), perhaps with administratively-set production quotas and prices for each technology. ACER is not aware of any jurisdiction where such a mechanism has been recently implemented, in essence being more akin to ‘war-time’ measures (the analogy being e.g. manufacturing industry directed in war-time to produce certain equipment deemed essential with a certain revenue level being allowed). ACER has serious doubts as to whether such a model would be feasible in an EU context and whether it could secure supply, short of a quasi-nationalisation of the energy industry in question.

Broadly speaking, an important consideration of the measures briefly introduced above is how much they discriminate between generation technologies and/or among consumer segments. When a measure targets certain technologies only, it risks fragmenting the market, compromising competition and creating regulatory uncertainty about the potential for similar measures in the future. The more structurally ingrained a measure, the more likely it is to hamper innovation in future technologies and offerings, and accordingly the less likely it is to support investor confidence in new low-carbon investments. Moreover, if Member States implement such measures in a non-coordinated or non-aligned way, this might exacerbate the adverse impacts on cross-border trade and flows.

Overall, when addressing short-term needs, policy makers need to be careful about the negative medium- and long-term implications of the measures contemplated, such as the regulatory risk involved, the impact on future financing costs for private operators and the retention (or loss) of benefits hitherto accrued by way of current market functioning. In any case, Member State transparency on the measures being contemplated and a clear end-date or end-criteria for their expiry would seem particularly important. This reduces uncertainty and as such would likely have an immediate effect on longer-term market prices.

## 5.2. A different possible route; tackling the root causes (gas markets) rather than the symptoms (electricity prices)?

The aforementioned structural measures interfere in the EU wholesale electricity market, with those from the middle and towards the right of the spectrum outlined above likely having major distortive effects.

> ***"Targeting the gas market and its price dynamics may well prove less distortive, given such a measure would not directly intervene in the electricity wholesale market functioning."***

Should policy makers see a need to take immediate structural action under the current extraordinary energy price circumstances, a different possible route would be to target 'the root causes' of the situation, namely the very high price of gas, resulting from the considerable risk of and uncertainty around a severe gas supply shortage or disruption in the coming months; this rather than targeting 'the symptoms' (i.e. the high electricity prices).

Targeting the gas market and its price dynamics may well prove less distortive, given such a measure would not directly intervene in the electricity wholesale market functioning. Should governments seek to intervene in wholesale gas price-setting, they would need to make sure that the EU gas market remains sufficiently supplied (as otherwise, supply concerns and thus overall high price levels would risk being further exacerbated).

This means in particular that the EU market needs to remain attractive for flexible LNG shipments subject to increasing global competition (see also Section 6 below). Attracting sufficient LNG is of particular importance, as this is the main supply alternative to offset lower Russian supply over the coming months and years. Such a 'root cause' intervention would seem to require extensive dialogue with the main gas suppliers outside of the EU.

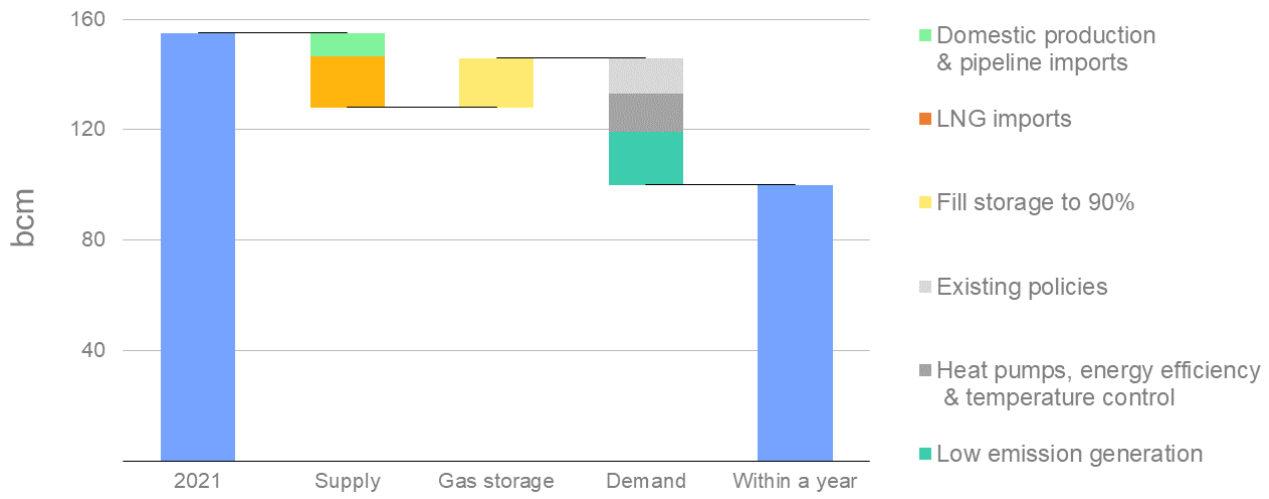
Finally, ACER notes that the current political debate has brought suggestions from some quarters to accompany this focus on gas market intervention with a particular price cap on gas being sold in the EU. At first glance, ACER finds it not fully clear what such a cap would contribute additionally to the aforementioned discussions with the main gas suppliers to the EU, noting once more the need in particular for LNG prices to remain competitive vis-à-vis alternative destinations for such cargoes.

Given that broader gas wholesale market functioning is not part of the European Commission's tasking in the aforementioned 'Toolbox' Communication, we will not pursue this avenue further in the context of this ACER assessment.

## 5.3. Getting better prepared for possible future supply or price shock events

Recent IEA analysis (depicted in Figure 30) has pointed to a number of near-term measures that could contribute significantly to lower EU dependency on Russian gas, thereby partly mitigating the impact of lower or uncertain future Russian gas supply on EU gas prices. No-regret measures to reduce dependency on Russian gas should include demand-side measures, fuel-switching efforts e.g. towards accelerated renewables deployment, and the diversification of gas supply sources. If implemented, such measures would also help the EU be better prepared for possible supply or price shocks in the future.

**Figure 30: Breakdown of various measures lowering near-term EU gas supply dependency on Russia**




*Source: IEA.*

Notwithstanding such near-term measures, the current extraordinary circumstances in which the EU finds itself, with adverse impacts on many consumer groups, suggests there is value in considering 'insurance options' to mitigate possible future periods of sustained high energy prices. These are not immediate options to alleviate the current extraordinary prices, but may alleviate concerns about future energy price shocks.

As further elaborated in Section 4 above, one such measure to be considered is a 'temporary relief valve' for when wholesale electricity prices rise unusually rapidly to high levels over a sustained period. Such a measure features in certain electricity markets outside of the EU. Another such measure is a financial option whereby pre-identified consumer groups via a regulatory intervention are hedged against sustained high prices occurring over a longer period above a certain threshold.

# 6. Mid-term prospects of gas markets

This section assesses the mid-term prospects of gas markets relevant for the likely impact on electricity prices over the coming years. In turn, this leads to some considerations about EU gas market design and contracting models going forward.

## 6.1. EU gas prices will become increasingly dependent on global LNG supply

The latest gas market outlook of the IEA[37] shows that under normal weather conditions EU gas demand is expected to decline by 6% in 2022, as an outcome of the high energy prices hampering economic activity alongside reinforced energy efficiency efforts and gas to coal switches in power generation.

LNG supplies will likely remain strong, as some previously offline capacity returns to the market along with the EU securing additional shipments (plus European forward prices remaining at premium to Asia through the rest of 2022). In this respect, the European Commission and Member States have stepped up their collective efforts to jointly acquire LNG from a variety of global gas producers and secure gas from more diversified sources (an EU Energy Purchase Platform has been set, to voluntarily coordinate common gas procurement[38]). For example, following a recent high-level EU-US agreement, the United States will strive to make available at least 15 bcm of additional LNG to Europe in 2022, with volumes expected to increase going forward.

***"... In the absence of strong policies to curb demand, global gas supply tightness could well persist."***

While this additional supply should help put moderate downward pressure on prices, it will not fully mitigate concerns about possible Russian supply disruptions. The need to refill depleted EU gas storages up to 80% by November of this year will create additional price pressures during the injection season, as also captured by the forward price curves in Figure 5.

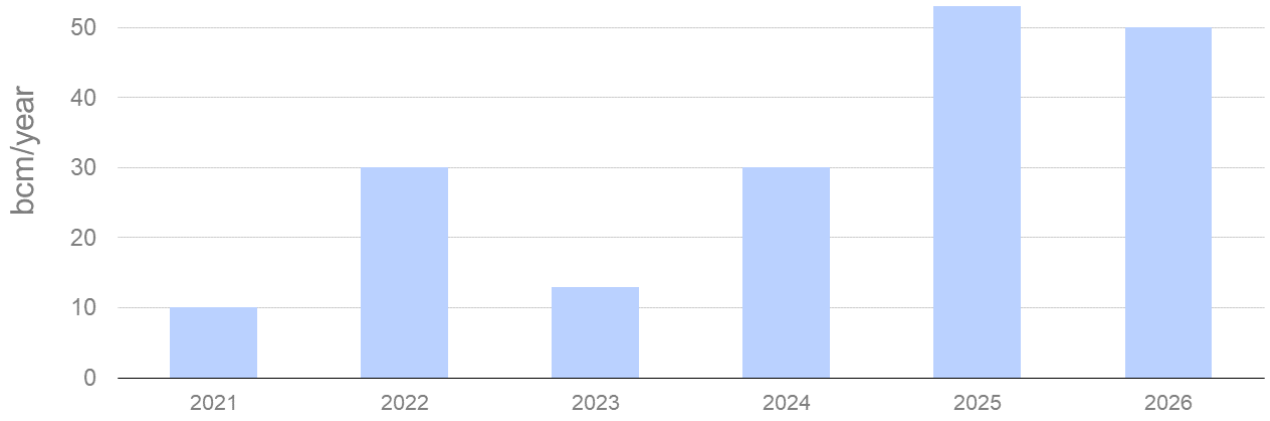
Over the coming years, as EU markets gradually shift away from Russian gas to more diversified supply sources, EU gas prices will be increasingly affected by regional and global price dynamics. Global gas demand is projected to grow steadily across the coming decade, with gas taking a leading role in meeting the growing energy needs of emerging economies, whilst helping to decarbonise their power sector, hitherto often reliant on coal generation.

[37] See the IEA's 'Gas Market Report, Q2 2022'.
[38] The EU Energy Purchase Platform will ensure cooperation in areas such as demand pooling, efficient use of infrastructure and international outreach.

As the EU aims at reducing its gas supply dependency from Russia, it will need to substantially increase LNG imports (with notional European Commission estimates referring to an additional 50bcm per year, approximately 10% of today's total LNG global supply[39]). Therefore, the IEA cautions that in the absence of strong policies to curb demand, global gas supply tightness could well persist[40].

A key factor in this regard is the expansion rate of LNG export capacity in the coming years. As Figure 31 shows, the bulk of this new LNG capacity is expected from 2025 onwards. Moreover, some of the additional supply coming online is likely to be more expensive than current gas pipeline supply originating from Russia, thus putting upward pressure on EU gas prices compared to 'normal' years in the recent past.

**Figure 31: Start-up year of forthcoming global LNG (bcm/year) capacity (2021 - 2026)**




*Source: IEA.*

## 6.2. The EU's 'pay as clear' electricity market design helps attract cleaner technologies, including low-carbon gas

The gradual phase-out of coal-fired power plants across the EU could further increase the prevalence of gas prices as a key driver of electricity prices in the coming years. In spite of recently announced life-time extensions of the nuclear fleet (e.g. in Belgium) or considerations to bring back otherwise mothballed or held-in-reserve coal-fired generation in some Member States, the impact of gas prices on electricity prices is likely to remain until various energy efficiency measures and/or new electricity capacity additions have taken hold.

That said, high gas prices and thus high electricity prices provide strong incentives for other solutions, such as demand-side response offerings and energy storage solutions, to participate in the electricity market. Such solutions, alleviating both gas demand and broader electricity system flexibility needs, would 'outcompete' gas by virtue of their increasingly competitive price bids in the electricity merit order should gas prices remain high. This is also discussed in Section 4 above.

[39] The figure is notionally assessed on the basis of the unused EU regasification terminals' and cross-border pipeline capacities in 2021. The extent to which these projections materialise will depend on the availability of additional global LNG and on the interplay of regional price signals. IEA's estimates halve the amount of LNG likely to be sourced to the EU, at least in 2022. Moreover, gas flows will need to substantially reroute if the EU system becomes increasingly independent from Russian supply, requiring reassessment of system operation and targeted infrastructure investment.

[40] The IEA estimates that global gas upstream spending is lower than what is required to achieve the most ambitious global decarbonisation scenarios. Despite the current record-high prices, new investments are still low relative to assessed needs; this not least due to investor uncertainty about the role of gas in the energy transition (a factor also leading to higher costs of investment capital).

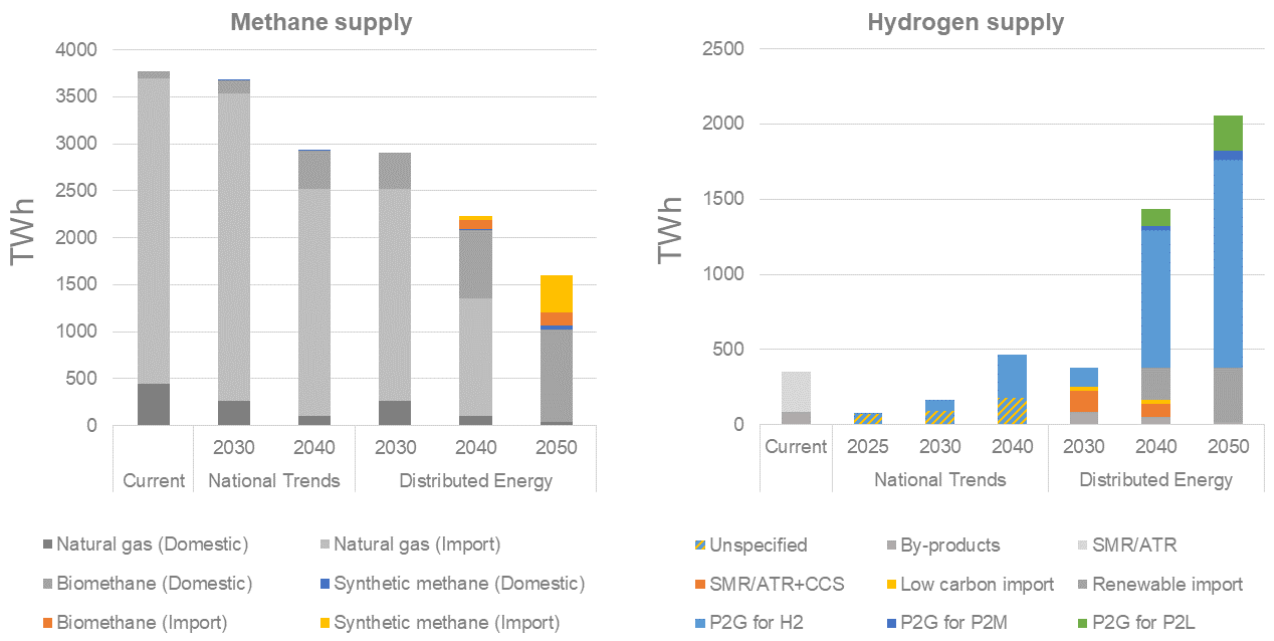
Importantly, the opposite is also likely to hold true. Without such a price incentive, the 'innovation or deployment incentive' for such technologies, competing with gas as to what ultimately clears at the margins and thus sets the overall clearing price, would be lower, thus impacting the uptake of these technologies.

Herein lies an important reason for policy makers, when contemplating extraordinary interventionist measures here and now, to consider prudently and carefully potential negative consequences of such measures in the medium- and long-term.

With the EU's ambitious decarbonisation trajectory, EU gas demand and supply patterns are likely to change. EU gas consumption is expected to decrease in the coming decades, driven not least by strong expansion of low-carbon electricity capacity and lower gas-based space heating requirements due to the electrification of heat, coupled to broader energy efficiency efforts. These pursuits have been given extra impetus by Russia's invasion of Ukraine and the ensuing need to lower the EU's energy dependency on Russia[41].

On the supply side, the transition towards domestically produced renewable and low-carbon gases will decrease the EU's external gas supply dependency. Cost reductions in technology (together with more efficient feedstock gathering and cheaper renewable power input) would make decarbonised gases more competitive. Nonetheless, their cost range is expected to be higher in the next couple of years compared to conventional natural gas prices of past years (though they may be competitive vis-à-vis the current record-high prices). Figure 32 shows two of the latest ENTSOG scenarios for bio-methane and hydrogen penetration. While there is ample technical potential to upscale such production, the cost-competitiveness of these technologies relative to conventional gas will be a crucial factor for their uptake rate. On balance, the EU's reliance on external gas supply is likely to remain high at least until 2040, amidst declining conventional EU domestic natural gas production.

**Figure 32: EU methane and hydrogen supply (TWh/year) prospects (2030 - 2050)**




*Source: ENTSOG Ten-Year Network Development Plan 2022. Various scenarios.*

[41] As an example, the European Commission's 'RePowerEU' Communication of March 2022 lists a 35 bcm biogas target in 2030, which would be equal to 25% of Russian piped gas supplies in 2021.

Gas supply patterns are also likely to evolve, mostly due to the more flexible operation of gas-fired power plants, meeting peak and/or seasonally contingent electricity demand as intermittent renewable generation increasingly dominates the electricity mix. In turn, this will likely reduce the revenues of gas-fired power plants over the longer-term. Hence, some of the current generation fleet might exit from the market, requiring other solutions and technologies to undertake that role. Once again, the price-setting mechanism of the current electricity market design provides relevant economic incentives in this respect.

## 6.3. What mechanisms can best limit gas price exposure whilst securing supply?

### 6.3.1. Long-term bilateral contracts will coexist with hub-trading

The current gas price situation in the EU has led to debates on the significance and structure of long-term gas supply contracts going forward. Despite the fact that these contracts have declined in recent years and will likely continue to do so, they still account for 75% of EU gas demand. Around 40% of these long-term volumes are signed with Gazprom.

When scarce flexible supply led to record-high gas prices in recent months, not only short-term hub prices but also the price of long-term supply contracts rose. This is because long-term contracts typically, though not exclusively, are linked to various hub-price references (the specific price increase being dependant on the time-lags and price formulas of the contract in question). Under the assumption that enhanced hub liquidity and competition puts downward pressure on prices, and to mitigate high energy prices for consumers, gas producers could further increase the supply volumes directly offered at hubs (hub prices are also crucial because they are the key reference used to determine the opportunity prices of the electricity bids of gas-fired power generators). Enhanced hub forward liquidity would help to better hedge prices and reduce price exposure.

ACER acknowledges, however, that views on this matter may differ. Several producers - as well as some buyers - could prefer to hold bilateral long-term contracts in order to ensure a secure return on production investments and/or lock deliveries in at possibly more stable prices. To the extent that new contracts are linked to the development of new gas fields and/or associated with substantial new infrastructure development (a well-established driver of long-term contracting), the prevalence of long-term contracts may remain.

All in all, the relative weight of long-term contracted versus direct hub-based supplies will be set by market participants' preferences, drawing lessons from the current tense supply situation. Individual portfolios are likely to contain mixed hedging strategies and price references and, on average, more diversified supply sourcing origins.

### 6.3.2. Higher gas storage stocks will benefit security of supply and flexible system operation

Another issue attracting attention relates to the future role of underground gas storages, key both to securing supply to meet seasonal demand swings (thus exerting downward pressure on prices during tight supply situations) and to supporting flexible system operation. The concerns about security of supply worsened in the aftermath of Russia's invasion of Ukraine, given uncertainty about Russian gas flows going forward. Such concerns have reinforced the supply security role of gas storage sites across the EU.

A key focus area here are the so-called Summer-Winter spreads which in the current high price situation provide little to no financial incentive for companies to fill storages over the summer. This is also acknowledged in the European Commission's Security of Supply and Affordable Energy Prices Communication of March 2022, which calls for EU storage sites to be filled to at least 90% of their capacity by 1 November each year (the target for the year 2022 being 80%, although some Member States may set it higher)[42].

Currently, underground gas storages are a key provider of seasonal flexibility for gas and for electricity (by way of example, storage withdrawals cover around 25% of gas consumption in winter). As such, storages are a crucial asset for hedging related forward prices. Moreover, the role of gas storage in enabling flexible short-term operation in both the gas and power system may increase in the coming years with the increase in intermittent renewable power generation. Hence, gas storages will need to find an optimal balance between these two operational time frames and market roles, i.e. between the provision of seasonal flexibility and shorter-term market balancing (noting this balance will also be influenced by the physical characteristics of the storage site in question).

Over time, low-carbon hydrogen – through storage and offtake of (renewable) electricity production – will likely complement the flexibility currently offered by underground gas storages, though views differ as to the expected rate of hydrogen uptake.

[42] The European Commission's legislative proposal for a regulation on gas storage, accompanying the aforementioned Communication in March, requires Member States to set a certain filling trajectory and measures to achieve the threshold. Discussions are taking place to determine the most effective approaches, taking into consideration solidarity principles but also the differences between Member States in terms of their respective storage availabilities relative to national demand.

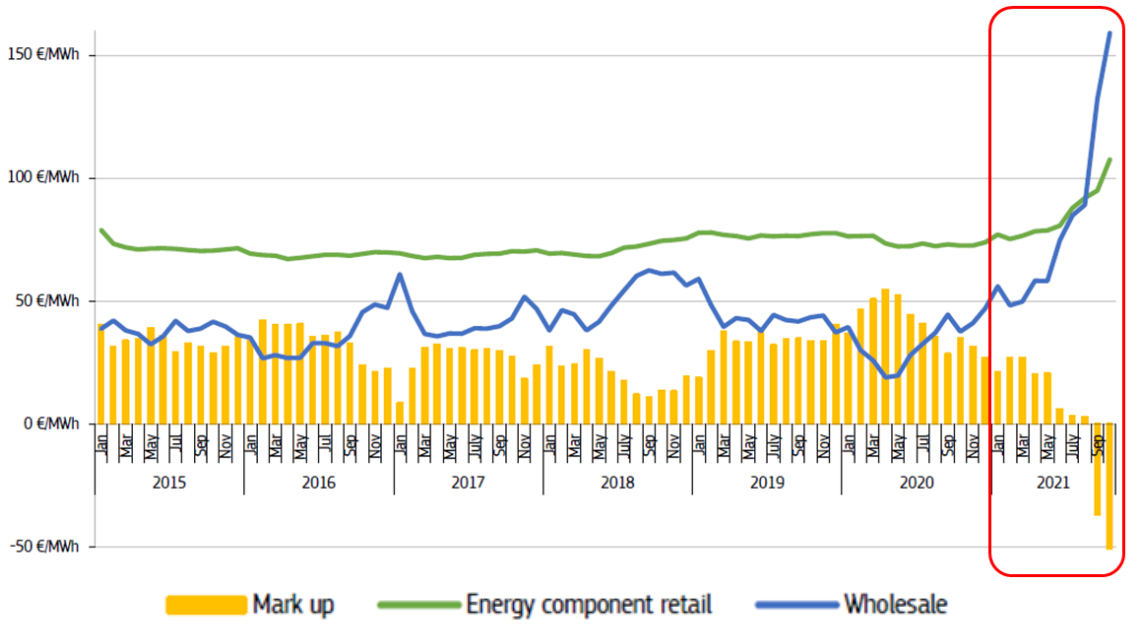
# 7. Retail energy markets and consumers

## 7.1. Record-high energy prices have negatively impacted consumers and retail suppliers

Following wholesale energy price increases of 200% (electricity) and 400% (gas), household energy prices in Europe increased sharply in 2021, reaching record levels (see Figure 33 below). Unfortunately, these price figures do not reveal the full story as it will continue to unfold.

As Figure 33 indicates, wholesale costs have been higher than the retail energy component. Ultimately, when wholesale costs are high over time, consumer prices must cover the costs of supply. Higher wholesale prices will ultimately be reflected in retail prices, although this may take time to pass through as retail suppliers may well have hedged or consumers may have signed fixed price contracts for a certain time period. Nonetheless, such differentials are unsustainable for suppliers in the longer term and it would thus seem likely that many energy consumers will see significant price increases in 2022.

**Figure 33: European wholesale and retail electricity component prices (EUR/MWh) (2015 – 2021)**

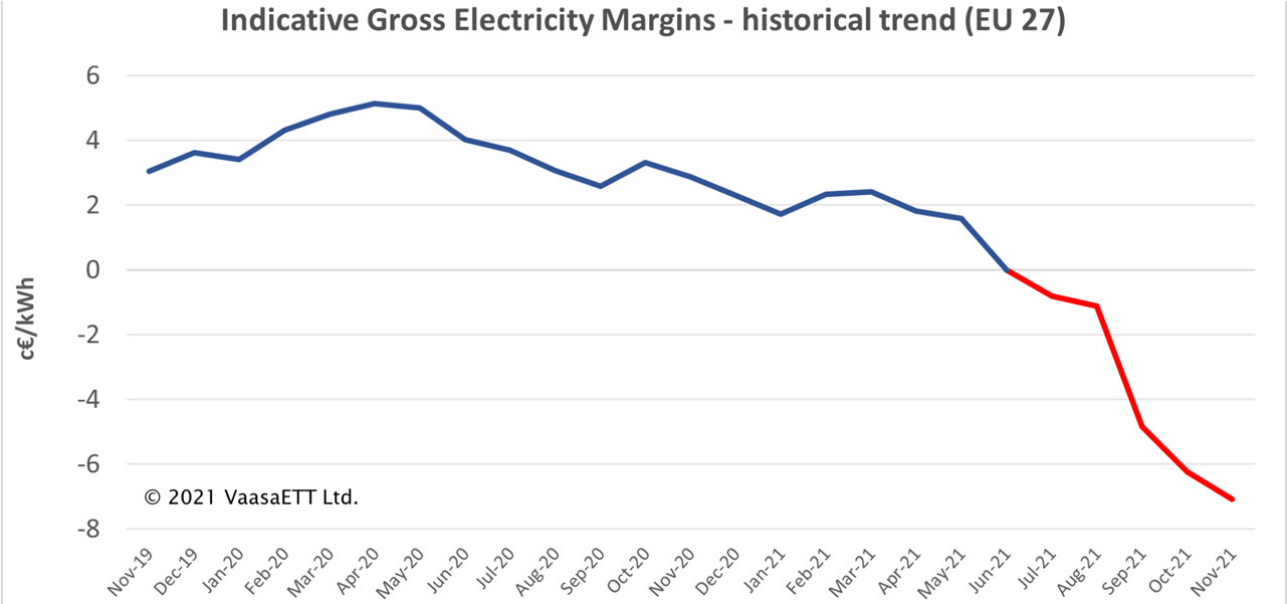



*Source: European Commission: '[Quarterly Report on European Electricity markets Q3 2021]'.*
*Note: Mark-up refers to the difference between the wholesale energy component and the retail energy component.*

Besides consumers, the increase in energy prices has significantly affected electricity and gas retail suppliers. With many retail suppliers exiting the market, and consumers concerned about their energy supply, the so-called Supplier of Last Resort mechanisms have been activated in many national markets. This mechanism is a reactive measure, which moves consumers to a fall-back supplier in the event of a supplier's exit. While the mechanism ensures continued supply to consumers, it does not protect them from facing higher costs associated with this transfer. The risk of a cost increase is particularly high in a period of high wholesale energy prices, as the new supplier has to buy the additional volumes of supply to secure demand for the transferred consumers; and this would be done (all things equal) at those higher prices. Some lessons from the workings of the Supplier of Last Resort mechanism in recent months are set out below.

In response to wholesale electricity price increases, retail profit margins have been negative since June 2021 on aggregate (see Figure 34 below). This shows the significant financial pressures placed on energy suppliers, leading to many retail supplier bankruptcies across Europe. While this pressure may have been mitigated by hedging efforts of certain suppliers, as with any business, consistently negative profit margins are unsustainable in the longer term.

**Figure 34: Indicative supplier profit margin (Jan 2020 – Jan 2022)**




*Source: https://www.vaasaett.com/european-retail-energy-prices-reach-record-levels/.*

*Note: Indicative supplier gross-margins assess the difference between the energy price charged to household consumers and the actual power-procurement costs for retailers. Retailers' costs depend on procurement strategies. The financial losses are higher when solely considering short-term power purchasing.*

Some EU consumers felt the impact of rising energy prices more rapidly depending on their retail tariff structure. In some cases, cost increases were immediately passed onto final consumers (via so-called dynamic-price contracts) whereas in other cases (fixed-price contracts), consumers were faced with price increases at a much slower rate. The opposite has also been true in the past: In some instances, those on dynamic price contracts immediately saw cost decreases when wholesale prices came down while those on fixed-price contracts were locked into a higher price for a period of time.

By way of example, in Spain during 2021, consumers on dynamic tariffs (PVPC tariff) were impacted immediately and significantly by increasing wholesale energy costs. On the other hand, prior to 2021, the PVPC tariff delivered an average of 12% savings to consumers when compared to the standard domestic rate[43].

[43] See table 16 of the '2019 Retail Electricity Market Monitoring Report' by CNMC.

## 7.2. Options to shield consumers from unwanted price volatility impacting affordability

With a few exceptions, retail energy consumers traditionally have little or no interaction with wholesale energy markets. Even if consumers today have more choice with regard to their energy supplier, many are unable to understand complex energy market risks. More self-consumption and aggregation may impact this dilemma as market interaction patterns may change, at least for some electricity consumers.

All in all, the past months of high energy prices provide a particular backdrop for considering the balance of risk between retail suppliers and retail consumers going forward. In particular, some measures could be considered that would reduce the likelihood of retail supplier failure and/or to mitigate the consequences of such failure.

Measures to reduce the likelihood of supplier bankruptcies could include introducing hedging requirements for retail suppliers. While the recent wholesale price increases are unprecedented, it is clear that some energy suppliers were quite unprepared for significant wholesale price volatility. This lack of financial resilience resulted in supplier bankruptcies in some Member States, transfer of consumers to a Supplier of Last Resort, and consumers seeing an increase in their energy price.

Hedging limits a supplier's exposure to price increases and thus lowers their risk of going bankrupt, which in turn can protect consumers from sudden price increases and contract terminations. Hedging also ensures some predictability regarding consumers' energy bills. Similarly, a minimum level of financial robustness (akin to MiFID-like requirements for financial markets) could be required for retail suppliers. Such considerations would benefit from further discussions between energy and financial regulators.

***"... Some measures [...] would reduce the likelihood of retail supplier failure and/or ... mitigate the consequences of such failure."***

As regards possible measures to mitigate the consequences of retail supplier failures, one could consider upfront financial guarantee requirements for suppliers. An alternative could be a broader consumer levy socialising the costs of certain suppliers exiting the market.

More specifically, requesting upfront financial guarantees or financial security from retail suppliers means that these guarantees could be used to mitigate negative consequences for energy consumers in the event of a sudden supplier exit from the market. Equally, in the event of a market exit without negative impacts on other suppliers or energy consumers, the guarantee would be returned to the exiting supplier.

A consumer levy mechanism could consist of common contributions to a fund to reduce the impact of cost increases borne by consumers impacted by a sudden supplier exit. In the event of a Supplier of Last Resort being appointed, such a fund would be drawn upon to limit the impact of cost increases on those consumers transferred to that new supplier. A consumer levy is not without significant costs and as such, may not be the most appropriate option for consideration.

**Enhancing supplier responsibility: Financial Responsibility Principle - United Kingdom**

The Financial Responsibility Principle (FRP) is an enforceable overarching rule requiring suppliers to minimise the costs to be borne by competitors in the event of failure. The FRP aims to ensure that suppliers act in a more financially responsible manner and take steps to bear an appropriate share of their risk.

The FRP expects that the supplier provides evidence that it has:

- plans in place to meet its financial obligations;
- effective processes, that are consistent with existing licence requirements, for example setting direct debit levels and for checking and returning customer credit balances;
- sustainable pricing approaches that allow it to cover its costs over time, or if it is pricing below cost that the risk sits with investors and not consumers;
- robust financial governance and decision-making frameworks; and
- the ability to meet its financial obligations while not being overly reliant on customer credit balances for its working capital.

Introducing this new principle allows Ofgem (the energy regulator) further regulatory powers, along with other tools such as milestone and dynamic assessments, to take enforcement action against irresponsible behaviours in the market. The FRP will help to ensure that suppliers adopt sensible practices in managing their costs.

Whatever the mechanism considered, it is important to recognise the trade-offs involved. Increased consumer protection comes at a cost, ultimately likely to be borne by consumers themselves.

By way of example, expanding certain requirements for retail suppliers would likely limit entry of new market entrants and/or possibly hamper the introduction of innovative retail contracts. Under such approaches, vertically-integrated and more established suppliers will be in a stronger position to withstand additional financial requirements. Hence, a relatively closed supplier market of established (and likely big) incumbents would seem a probable development.

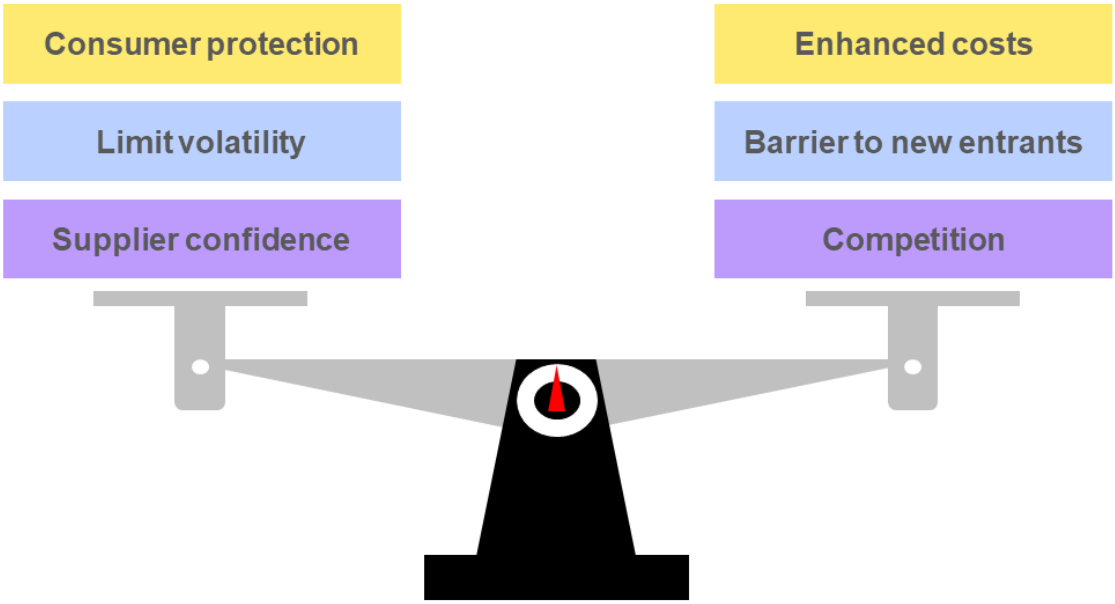
Similarly, broad-based consumer levies would socialise the cost of a poorly-managed supplier, perhaps giving undesirable (perverse) incentives towards unduly aggressive market behaviour, undertaken in the knowledge that a socialised fund would lower the risk of such behaviour. Hence, the drawbacks of such a measure likely outweigh the benefits.

***"... It is important to recognise the trade-offs involved. Increased consumer protection comes at a cost, ultimately likely to be borne by consumers themselves."***

There is thus a balance to be struck between on the one hand measures to enhance protection and confidence of consumers in case of high price volatility impacting affordability, and on the other hand to secure a competitive market for retail offerings, allowing new market players to enter without unnecessarily high barriers. This balance is more likely to be struck at national level

rather than at EU level, given the different regulatory and market traditions prevalent across the EU. In any case, given the pressures energy suppliers currently face, it may be prudent to reflect on the appropriate timing to introduce additional measures, where deemed necessary.

**Figure 35: Considering a balanced approach to protect consumers against price volatility impacting affordability**




*Source: ACER.*

### 7.2.1. Consumer risks, consumer contracts and time-differentiated tariffs

In some ways, consumers are at the centre of the energy transition and are expected to take a more active role in their energy consumption. However, it is important that the consumer is both ready, capable, and willing to do so. Expecting that all domestic consumers will be active participants in their energy consumption may not be reasonable. While some consumers may be willing to become truly active, many consumers will likely manage their consumption (or generation) less actively.

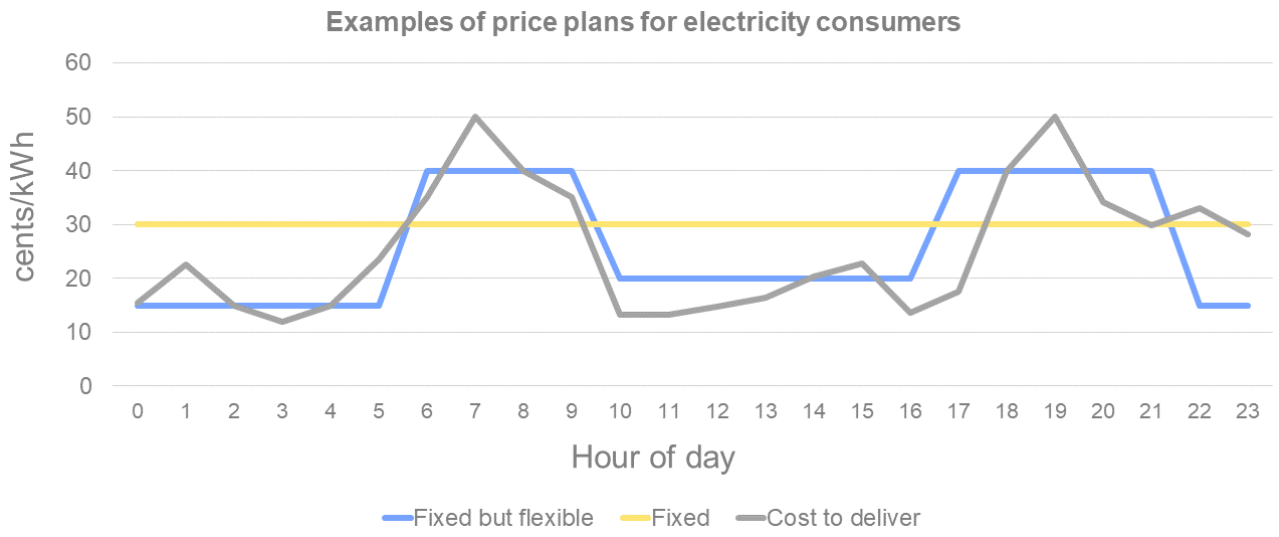
Similarly, consumers have access to a wide range of information. However, having access to such information does not necessarily mean that consumers are fully informed of the risks associated with each supply contract. While a consumer may decide upon the cheapest available contract, they may not be fully aware that they may be exposed to significantly higher bills in the event of an increase in wholesale energy costs. Even though information may in principle be fully available, it would seem appropriate not to operate with a 'default contract' containing significant risk. Rather, it may be seen as more acceptable to provide a level of predictability for certain categories of consumers and to approach 'default contract' options with this in mind.

Given the above, it may be appropriate to require, before a consumer subscribes to more flexible electricity supply contracts (e.g. contracts indexed to day-ahead market outcomes), that suppliers ensure that consumers are fully informed of the risks and benefits associated with such contracts. Where consumers are on dynamic-price contracts, it might also be appropriate for suppliers to provide regular updates regarding price variations. Such information could be provided via text messaging or similar, enhancing consumer awareness of both their consumption and current costs of energy.

Many consumers may wish to have a simple fixed price for the energy they consume, notwithstanding the cost of delivering energy varies over time. The costs to deliver energy to a home vary throughout the day based on the type of generation used to meet the consumer demand. As such, going forward, it is important to consider what retail pricing structures are most appropriate from a system point of view. Just operating with a default contract offering consumers a fixed price may not be the most appropriate in the future where the cost to deliver varies significantly. Such default pricing structures might of course differ for larger industrial energy users and smaller/domestic energy users.

Figure 36 below compares two potential price plans for electricity consumers[44]. Both provide consumers with a level of predictability regarding their energy consumption. Under the fixed price plan (yellow line), the consumer always pays the same price. The supplier also receives some certainty about future energy requirements. However, fixed prices do not 'nudge' the consumer towards adjusting their consumption patterns in line with the costs of delivering the energy at different times during a day (grey line). This can result in the system operators calling upon less efficient generation during periods of peak energy demand, increasing the cost of electricity. The fixed price contract should thus reflect this additional cost.

**Figure 36: Fixed but flexible price example v fixed price example**




*Source: ACER.*

On the other hand, a default fixed tariff that flexes (blue line) during the traditional peak hours of the day and for which the hourly price remains stable over a few months or years[45], could provide a balance between the flexibility needs of the system and the desire of the consumer for predictability. Consumers would be nudged towards consuming when it is more beneficial for the system as a whole, thus delivering significant savings.

[44] Default pricing structures may also differ between Member States. In some Member States the customer can chose the type of contract, including the supplier of last resort. Hence, where consumer choice exists, a fully fixed tariff contract should not be the default contract.
[45] The tariff may also consider predefined higher prices during a few days per year, in order to help manage system stress.

Overall, for less active customers who invest limited effort in adjusting consumption, a 'system friendly' default tariff could combine:

- Some predictability of the tariff into the future, providing certainty; and
- Some time-variation of the tariff, triggering demand-side response.

Finally, there is significant variation in the frequency of energy bills across the EU ranging from every two months to once a year. Suppliers and national regulatory authorities could encourage consumers to establish a monthly payment plan to manage their energy expenditure. This would reduce the impact of energy price volatility, e.g. in the winter heating period by spreading annual cost via a monthly payment. While such payment plans would not have prevented consumers being impacted following the wholesale price increases in 2021, they could cushion some of the price volatility for the consumer going forward.

### 7.2.2. Lessons learned from resorting to the Supplier of Last Resort

Numerous supplier exits over the past months have put the mechanism of Supplier of Last Resort to a considerable 'stress test'. It is thus appropriate to draw some initial lessons.

With the rise in energy prices, some suppliers refused to become the Supplier of Last Resort, thereby also refusing additional customers, arguing that this would represent too big a challenge in current market circumstances. In other instances, the appointed Supplier of Last Resort in turn went bankrupt, meaning the consumers involved were transferred to yet another such last-resort supplier.

Timing issues are key with regard to the transfer of consumers under this mechanism. In particular, it would seem essential to ensure that the Supplier of Last Resort is responsible for supplying energy (and paying the related grid tariff) from the time the previous supplier exits the market to avoid costs incurred not being unaccounted for vis-à-vis the system operators.

While the Supplier of Last Resort mechanism overall seems to have worked, it did cause an economic burden on many designated last-resort suppliers due to the massive influx of new customers. Some national regulatory authorities report that consumers transferred to such a last-resort supplier faced higher prices than those paid by existing consumers of that supplier. While such increases were perhaps unavoidable in some instances given the wholesale cost increases which the last-resort supplier would need to cover, the strengthening of retail supplier resilience might limit the occurrence and impact of such developments.

Not surprisingly, given the different retail market approaches across the EU, experiences vary from one Member States to another. One particularly difficult phase of supplier exits occurred in the Czech Republic.

**Case: Managing the transfer to a Supplier of Last Resort – ERU, the energy regulatory authority of the Czech Republic**

In 2021, 16 energy suppliers failed in the Czech Republic resulting in 960,000 customers being transferred to a Supplier of Last Resort. This represented approximately 10% of the total energy consumers, an unprecedented amount for that mechanism. While the transfers overall were successful, some issues were observed during the process.

Customers faced extremely high prices as the supplier of last resort had to procure energy on a prompt basis; also, as the supply of last resort fell on the winter months, the bulk of heating customers' costs were spread across six months as opposed to the usual twelve months as amounts owed for consumption needed to be recouped within the time-limit for last resort supply. As a result, consumers saw an immediate and significant increase (4-5 fold) in their energy costs.

Furthermore, the extremely high and volatile wholesale prices limited the available offers for new customers and delayed the on-boarding of some consumer groups. This further prolonged the period for which consumers were faced with high energy costs.

In response to the sudden supplier market exit and subsequent transfer of consumers, ERU (the energy regulator) is reflecting on the balance between the risks shared by energy suppliers and consumers. For instance, the contract between the supplier and the consumer may give the supplier an undue advantage in changing supply conditions more easily. Another example is considerations as to who should bear the costs of supplier failings, including whether it is reasonable for those consumers losing their supplier to pick up all the costs.

## 7.3. Pro-actively support demand-side response to help address volatility and solve system needs

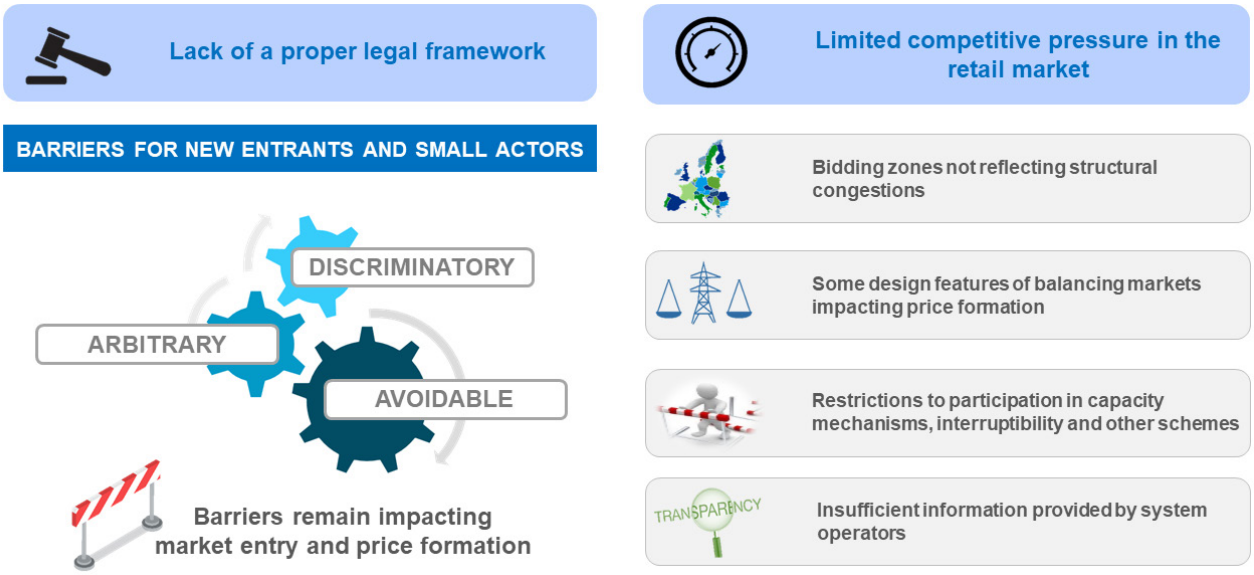
The EU's electricity market will face new challenges as it seeks to deliver on Europe's ambitious decarbonisation trajectory. One objective of energy policy and supportive energy markets should be to allow consumers to avoid consuming during periods of higher prices, shifting demand instead to periods of lower prices. This allows consumers to lower their costs, and at the same time reduces overall system costs, facilitating the energy transition.

As further developed in Sections 3 and 4, with new intermittent generation capacity being added, the electricity system will be required to manage higher levels of volatility. Demand-side response should increase to assist energy systems in enabling enhanced renewable penetration. Demand-side response measures are currently in place in many Member States across the EU. However, most existing measures focus on the utilisation of demand-side response in specific circumstances, such as helping to tackle security of supply concerns.

To address this, Member States should consider focusing on the removal of barriers currently preventing the uptake of demand-side response. The most recent ACER-CEER Electricity Wholesale Market Monitoring Report provides an extensive overview of barriers to new market entry and small actor participation that are

relevant for the further enhancement of demand-side response[46]. While barriers vary across Member States, barriers that limit retail competition, market entry and price formation are stifling the opportunities that demand-side response can provide to the power system and consumers. The removal of barriers is required to ensure the kick-starting of demand-side response products and services.

**Figure 37: Overview of barriers possibly impeding demand-side response products and services**



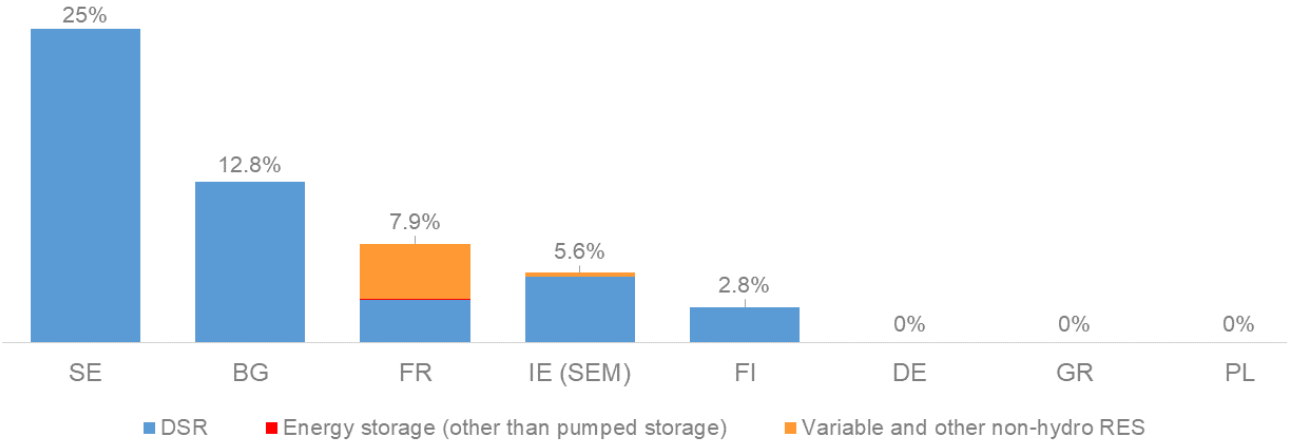

*Source: ACER-CEER Electricity Wholesale Market Monitoring Report 2020.*

By way of example, ACER identified that even though some national capacity mechanisms are theoretically open to demand-side response, certain requirements effectively hinder their entry and participation[47]. Figure 38 below shows the degree of demand-side response, energy storage and renewables remunerated through capacity mechanisms in 2020[48]. As can be seen, limited demand-side response is being awarded, showing scope for improvement in the coming years.

***"The removal of barriers is required to ensure the kick-starting of demand-side response products and services."***

[46] See Section 7 of the Electricity Wholesale Market Volume of the ACER-CEER Market Monitoring Report for the year 2020 (or '2020 MMR').
[47] See page 98 of the Electricity Wholesale Market Volume of the ACER-CEER Market Monitoring Report for the year 2020 (or '2020 MMR').
[48] See page 99 of the Electricity Wholesale Market Volume of the ACER-CEER Market Monitoring Report for the year 2020 (or '2020 MMR').

**Figure 38: Capacity of demand-side response, RES generation, and energy storage remunerated through capacity mechanisms in Member States**




*Source: ACER-CEER Wholesale Electricity Market Monitoring Report 2020.*

Lessons from certain jurisdictions outside Europe could prove instructive. As an example, the Australian demand-side response model provides an opportunity for large energy users to earn revenues while reducing their consumption during periods of peak demand, thus delivering a service to the electricity system.

**Case: Demand-side response – Australia**

Australia approved a wholesale demand-side response mechanism in June 2020, opening up the demand response market to consumers and aggregators as of October 2021. The focus is mainly on large customers (such as industry) capable of curtailing demand.

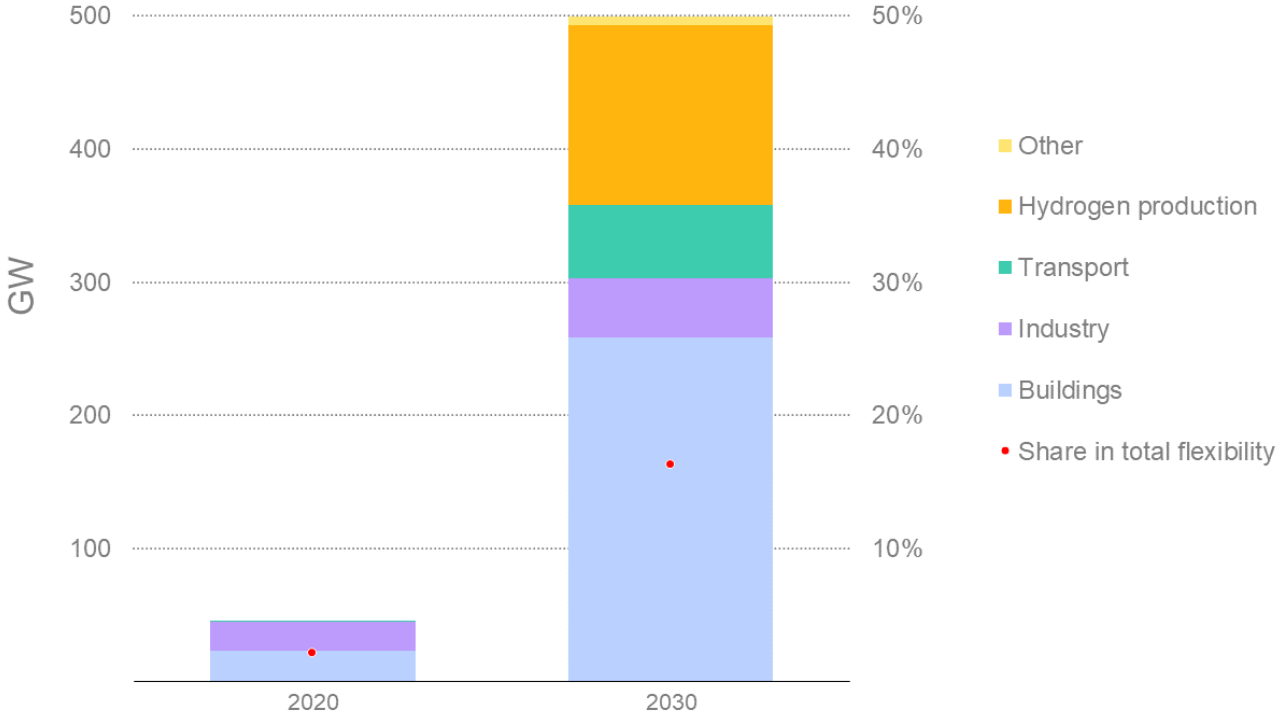
The wholesale demand-side response mechanism allows consumers to bid their willingness to consume electricity at different prices into the wholesale market, thus reducing dispatch costs. The mechanism requires consumer loads to be controllable for the purposes of scheduling and predictable for the purposes of baselines.

For small customers, a number of opportunities emerge under the current arrangements. However, it was decided that extending this mechanism to small customers would significantly increase complexity (and thus cost and implementation time) of the mechanism, while providing limited additional benefits at this stage.

It is no coincidence that the Australian model focuses on large consumers. As previously identified by the IEA, industrial and large commercial customers today represent the majority of demand-side response capacity available for use[49]. Figure 39 shows the potential opportunities for demand side response as identified by the IEA.

[49] See the IEA 'World Energy Outlook 2018'.

**Figure 39: Worldwide potential for demand-side response**




*Source: IEA[50].*

While smaller consumers should be permitted to participate in demand-side response, the larger potential in the near- to medium-term is likely to remain with the bigger energy usage segments (industry, buildings, and increasingly transportation, including aggregators of such segments). Given the limited roll-out of smart metering for smaller electricity consumers in some Member States, it may well be more appropriate for the purpose of facilitating demand-side response at scale to focus on larger energy consumers initially.

The increased electrification e.g. of transport and heating needs will further change the electricity demand curve in the future. The impacts of such changes are likely to be managed both by policies and by behavioural shifts. Businesses and households should be incentivised e.g. to avoid charging electric vehicles during peak demand periods to reduce peak loads, network congestion and the requirement for network reinforcement. The implementation of time-differentiated distribution network tariffs can be an important tool in this regard.

At present, average EU electricity consumption is 3,500KWh per household per year. In contrast, where electrification of heat and transport is more widespread (e.g. in some Nordic countries), average domestic consumption is close to 16,000KWh per annum. While at present, there may be limited opportunities for the household consumer to participate in demand response, in the future the potential benefits for consumers in reducing costs will likely be substantially higher. Tariffs can play a role in this as discussed above.

[50] A significant majority of the buildings-related potential comes from space heating, water heating or cooling (see 'IEA Demand Response Tracking Report' (November 2021).

# 8. Conclusions

This ACER assessment examines the benefits and drawbacks of the current EU electricity market design. It seeks to determine whether the current market design is fit-for-purpose in order to deliver on the EU's ambitious decarbonisation trajectory over the next 10-15 years.

Overall, ACER finds that whilst the current market design is worth keeping, some longer-term improvements are likely to prove key in order for the framework to deliver on this decarbonisation trajectory, and to do so at lower cost whilst ensuring security of supply.

As such, the assessment identifies several areas where policy makers could put further emphasis to ensure the EU wholesale electricity market design is fit for purpose. These areas fall under 6 broad headings, covering a combined total of 13 measures, each having various advantages and drawbacks. An overview of these measures is captured in the following table.

**Table 1: ACER's assessment of the key challenges, measures for policy makers to consider and their respective advantages and drawbacks**

| Challenge | Measures to consider | Advantages and drawbacks |
|---|---|---|
| **Making short-term electricity markets work better everywhere** | | |
| Currently, only a share of the potential benefits of EU electricity market integration are realised | **1. Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed:**<br>National regulatory authorities and Member States should implement what is already agreed, focusing in particular on four areas:<br>i) meet the 'minimum 70% target' (for enhancing electricity trade between Member States) by 2025;<br>ii) roll out flow-based market coupling in the Core and Nordic regions as soon as possible;<br>iii) finalise the integration of national balancing markets;<br>iv) review the current EU bidding zones to improve locational market price signals, leading to a decision in 2023.<br>See Section 3.3. | + The listed measures contribute to mitigate price volatility, enable efficient cross-border trade and enhance security of supply.<br>- Meeting the 70% target (action i) is a pre-condition to unlock most of the benefits underlying actions ii and iii. Currently, uncoordinated approaches and varying degrees of commitment to meet the 70% target exist. |
| **Driving the energy transition through efficient long-term markets** | | |
| Trigger massive investments in low-carbon generation | **2. Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs):**<br>Member States should improve access to PPAs provided commercially in the market, e.g. through public guarantees or pooling smaller sellers and buyers.<br>See Section 4.4.1. | + Reduces costs for smaller renewable developers by making it easier to secure funding. Access to long-term contracts helps smaller developers manage their risks.<br>+ A public guarantee covers the counter-party risk, thereby reducing the risk premium covered by market participants.<br>+ Moves more renewables away from (costlier) support mechanism and towards commercially-driven PPAs.<br>+ The long-term contract hedges consumers against future price volatility.<br>- Managing smaller actors with access to PPAs increases complexity and raises need for coordination.<br>- Public guarantees do not solve the risk that some actors might default on the PPA requirements. |

| Challenge | Measures to consider | Advantages and drawbacks |
|---|---|---|
| How to get best value for money when driving investments | **3. Improve the efficiency of renewable investment support schemes:**<br>Member States should decide whether and how to support particular technologies. Member States should review and, where relevant, update the support scheme(s) in place per their broader objectives. Prioritising build-out of new generation at scale and at speed, whilst prioritising a revenue ceiling for generators, may well point to 'Contracts for Difference'-type schemes. On the other hand, if most efficient integration of new low-carbon capacity is the priority, opting for capacity-oriented schemes may be more appropriate.<br>See Section 4.4.2. | + Centrally-steered support speeds up investment, whereas market-led investments drive efficiency and competition between technologies.<br>+ Hedges against some price volatility.<br>- Risk that certain contracts, e.g. based on fixed remuneration for the energy produced, unduly limit exposure to market prices, negatively impacting short-term efficiency and demand-side response<br>- Centralised procurement may transfer too much risk to the central entity |
| Limited liquidity in long-term markets, in particular beyond three years | **4. Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets:**<br>Member States, power exchanges and brokers should consider stimulating liquidity through 'market-making' in an effort to help independent companies, traders etc. compete with large established firms e.g. via tenders, mandatory measures or (financial) incentives.<br>See Section 4.4.3. | + Market-making improves electricity market liquidity which in turn attracts more entrants, increases competition and ensures a level-playing field between vertically integrated companies and independent companies.<br>- Market-making can be costly to incentivise. |
| | **5. Better integrate forward markets:**<br>The European Commission should consider reviewing the Forward Capacity Allocation regulation with a view to further integrate forward markets, thereby enhancing liquidity in these markets.<br>See Section 4.4.3. | + More efficient, wider access to hedging.<br>- Heavy implementation and operational efforts (similar to those undertaken for coupling short-term markets). |
| | **6. Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements:**<br>The European Commission should, together with the European Securities and Markets Authority (ESMA), financial regulators, etc. monitor needs for potentially reducing certain collateral requirements for trading in long-term wholesale electricity markets, particularly in times of rapidly increasing requirements.<br>See Sections 4.3. and 4.4.3. | + Frees up cash flow for the actual trading of electricity.<br>- Increases the risk of being exposed to market participants failing on their obligations.<br>- In extreme situations, possibly aggravates contagion risks. |
| **Increasing the flexibility of the power system** | | |
| Need for increased flexibility in the system | **7. Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility:**<br>Free, competitive price signals best denote true flexibility needs, and are thus efficient instruments for driving investments in flexibility resources, including those providing seasonal flexibility. Hence, national regulatory authorities and system operators should focus on the rapid removal of barriers to utilising such resources.<br>See Sections 4.1. and 7.3. | + Eases market integration of intermittent renewable generation and helps deliver on the EU's decarbonisation trajectory.<br>- None. |

| Protecting consumers against excessive price volatility whilst addressing inevitable trade-offs | | |
|---|---|---|
| Shield consumers from excessive price volatility | **8. Shield those consumers that need protection the most from price volatility:**<br>Member States and national regulatory authorities should protect vulnerable consumers in times of high prices, where needed, whilst not limiting the ability of e.g. energy communities or aggregators to provide innovative energy services for the benefit of the system and consumers.<br>Furthermore, Member States and national regulatory authorities should ensure that retail suppliers provide consumers with simple and clear information about their retail contract, in particular regarding the risks and benefits related to dynamic contracts.<br>See Sections 7.2.1 and 7.3.1. | + Protects the consumers most in need.<br>+ Enables consumers to take informed decisions.<br>- Broader measures may prove inefficient and result in retail market concentration. |
| Mitigate the negative impact of retail energy supplier bankruptcies on end consumers | **9. Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right:**<br>Member States and national regulatory authorities should strike a balance between ensuring the financial responsibility of retail energy suppliers, and keeping the market open for new responsible suppliers.<br>See Section 7.2. | + Retains consumer confidence throughout the energy transition.<br>+ Supports responsible supplier behaviour.<br>- Increasing retailers' collateral/hedging responsibilities increases costs, which ultimately are paid by consumers.<br>- Difficult balance to strike, potentially jeopardising retail services innovation. |
| **Tackling non-market barriers and political stumbling blocks** | | |
| Need for enhanced coordination and communication | **10. Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is build at pace:**<br>Member States should consider enhanced coordination and an increased focus on cross-border perspectives, as a prerequisite for efficient and accelerated roll-out of low-carbon generation and grid infrastructure, and for supporting security of supply.<br>See Section 4.4.4. | + Leads to more efficient decisions in the longer-term and faster deployment of projects.<br>- Requires increased investment and greater attention to cross-border perspectives and needs, supplementing national perspectives |
| **Preparing for future high energy prices in 'peace time'; being very prudent towards wholesale market intervention in 'war time'** | | |
| Keep bills relatively affordable during periods of sustained high energy prices | **11. Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes':**<br>Member States should accelerate gas demand reduction (efficiency efforts, fuel switching) and deploy efforts that put downward pressure on gas prices (e.g. new supply or cheaper supply coming to Europe, considering the use of the new common Energy Purchase Platform), whilst retaining prices that secure LNG delivery.<br>See Section 5.2. | + Retains the benefits of current electricity market functioning.<br>+ Promotes savings of the fuel source aggravating the current situation.<br>+ Tackles the 'root cause' and mitigates potentially negative knock-on effects.<br>- Can be difficult to deploy in a coordinated manner in a short period of time. |

| | | |
|---|---|---|
| | **12. Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks:**<br>Taking inspiration from financial options, Member States could consider an intervention whereby predefined consumer groups are hedged against sustained high wholesale prices (above a certain threshold, dubbed 'affordability options').<br>See Section 4.5. | + Hedges vulnerable consumers against sustained high prices arising in the future.<br>+ May create cascading needs to hedge (as generators providing the hedging tools would likely need to hedge their own positions), thereby increasing the liquidity of long-term markets.<br>- Hedging comes with a cost for the ones who pay for the option.<br>- It might be difficult to identify sufficient generators that would provide such hedging at moderate cost. |
| | **13. Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels:**<br>Member States could consider establishing ex-ante a temporary price limitation mechanism kicking in automatically under clearly specified conditions (e.g. unusually high electricity price rises in a short period of time), pausing the return to full price formation for a specified period of time (e.g. a few weeks or a month). The measure would need to ensure significant revenue is earned by generators and would retain compensation for generators who can prove sourcing costs above the limitation ceiling.<br>See Section 4.5. | + Predefined threshold and framework for normal and temporary relief conditions.<br>+ Limits the impact of sustained high prices, thus indirectly also setting boundaries for perceived excessive profits.<br>- Risks market exit or requests for financial compensation.<br>- Threshold-setting may prove difficult.<br>- Risks endangering security of supply, if generators who prove sourcing costs above the limitation ceiling are not compensated adequately.<br>- Risks dampening signals for demand-side response. |

ACER

# EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)

ACER, the EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators, contributes to Europe's broader energy objectives, including the transitioning of the energy system at lower cost, by:

- Developing competitive, integrated energy markets across the EU via common rules and approaches, thereby enabling reliable and secure energy supply at lower cost;
- Contributing to efficient trans-European energy infrastructure and networks, enabling energy to move across borders, thus enabling energy choices at lower cost and furthering the integration e.g. of renewables;
- Monitoring the well-functioning and transparency of energy markets, deterring market manipulation and abusive behaviour.

ACER was established in March 2011 and is headquarted in Ljubljana, Slovenia, with a small liaison office in Brussels. Over time, the Agency has received additional tasks and responsibilities relevant for the further integration of the European internal energy market and for monitoring how energy markets are working.

Each energy National Regulatory Authority (NRA) in the EU Member States participates in ACER and is a voting member of the Agency's Board of Regulators. Regulatory oversight is shared between the Agency and NRAs, whilst enforcement is done at national level.

## Want to find out more about ACER?

ACER's public documents are free on our website.

Sign up for the ACER infoflash news.

www.acer.europa.eu

linkedin.com/company/eu-acer/

twitter.com/eu_acer

# Notat om grensekryssende krafthandel

*Med særlig vekt på forordning (EF) 714/2009 med vedlegg, del av tredje energimarkedspakke. Februar 2022.*

## Innholdsfortegnelse


**Sammendrag** 2

**Om forordning 714/2009 (Grensehandelsforordningen)** 3
- ENTSO-E og ACER 4
- Om flaskehalsinntekter og bruken av dem 4

**Om vedlegget til forordningen** 6
- Retningslinjer for forvaltning og tildeling av tilgjengelig overføringskapasitet i forbindelsesledninger mellom nasjonale nett 6

**Koblingen til elmarkedsdirektivet 72/2009** 7
- Reguleringsmyndighetens uavhengighet 7
- Landbasert kraftforsyning til sokkel og hybridkabler 9

**Mer om Reguleringsmyndigheten for Energi** 9
- RME overstyrer politikk og forvaltning 10
- EFTA-bekymring i 2008 10
- ESA stiller spørsmål ved uavhengigheten 11

**Tilhørende kommisjonsforordninger** 11
- Detaljstyring i kommisjonsforordningene 12
- CACM-forordningens retningslinjer for kapasitetstildeling 12

**Om kraftbørser** 13

**Konklusjoner og forslag** 14
- Hva Norge kunne gjøre 14
- Prinsipielt og langsiktig: 14
- Kortsiktige tiltak: 15
- Hastetiltak for å gjenopprette nasjonal kontroll: 16
- Andre aktuelle nasjonale tiltak til vurdering 17

# Sammendrag

**Forordningen om grensekryssende krafthandel 714/2009** (del av tredje energimarkedspakke) hindrer Norge i å disponere kraftressursene ut fra nasjonale behov og allmenne samfunnshensyn.

Forordningen fremmer bl.a. utviklingen av kraftbørser, definerer nasjonale nettutviklingsplaner, gir pålegg om at maksimal overføringskapasitet i mellomlandsforbindelser skal stilles til rådighet for markedsaktører i inn- og utland, definerer tillatt bruk av flaskehalsinntekter og gir vide fullmakter til EU-kommisjonen for å presisere regelverket ytterligere på detaljnivå.

**Vedlegget til forordningen** gir mer detaljerte instrukser på nevnte områder.

**Flere kommisjonsforordninger** hjemlet i EF 714/2009 er tatt inn i EØS-avtalen sommeren 2021. En av disse er Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), (EU) 2015/1222. Den åpner for at ikke bare én, men flere kraftbørser kan operere i Norge. Slik blir markedet enda mer uoversiktlig enn det allerede er. Med CACM lovfestes metoder for kapasitetstildeling, metode for fordeling av flaskehalsinntekter mellom systemoperatører, og utforming av diverse markedsregler.

**Det moderne Norge er bygd på vannkraft** og rimelig strøm. Norsk lov slår fast at «landets vannkraftressurser tilhører og skal forvaltes til beste for allmennheten». Dagens realiteter er imidlertid at et flertall på Stortinget har overdratt forvaltning av disse ressursene til kraftbørser og et EU-integrert marked helt fristilt fra politisk kontroll.

Forordning 714/2009 med vedlegg og underliggende forordninger er nå norsk lov i form av forskrifter. Konsekvensene er allerede i ferd med å bli katastrofale for land, folk og industri.

**Disse forskriftene må ut av lovverket og EØS-avtalen** for at Norge skal gjenvinne nasjonal styring med kraftformidling og igjen sikre en permanent lav og forutsigbar strømpris for forbrukere (basisforbruk) og industri. Det er også nødvendig å reforhandle andre avtaler som forplikter Norge på en måte som setter samfunnsmessige hensyn i fare.

**Reguleringsmyndigheten for energi (RME)** har til oppgave å håndheve regelverket. RME kan ikke og skal ikke forholde seg til nasjonale myndigheter, men til energibyrået ACER og EU-kommisjonen (via ESA). Reguleringsmyndighetens forpliktelser og uavhengighet slås fast i Elmarkedsdirektivet (EF 72/2009). **Norske myndigheter kan ikke utøve noen reell styring over kraftmarkedet med mindre RME igjen blir en vanlig avdeling i NVE og underlagt direkte politisk og forvaltningsmessig kontroll fra staten ved OED.** Gjenoppretting av slik kontroll er derfor akutt nødvendig.

**Som et krisetiltak vinteren 2022** er det nødvendig å suspendere Grensehandelsforordningen og andre deler av Tredje energimarkedspakke, slik EØS-avtalens beskyttelsesklausul gir anledning til (art. 112). Dette gir imidlertid ingen varig løsning.

**Elektrisitet skal ikke være en fritt omsettelig vare eller tjeneste.** Et av Norges få naturgitte fortrinn er rikelige kraftressurser som kan ytes til innbyggere og næringsliv til kostpris med et rimelig påslag. Selvpålagte forbud mot en slik utnyttelse av våre ressurser gjennom EØS-forpliktelser er en absurditet med skjebnesvangre følger som nå utspiller seg.

I den grad det i det hele tatt er behov for en «markedsplass» for strøm, bør den kun benyttes til utveksling av overskuddskraft, primært med våre naboland.

**Nei til EU fremmer en rekke konkrete forslag** til hva som kan gjøres for å løse strømpriskrisa på kort og lang sikt. En reell makspris på strøm som griper direkte inn i engrosleddet og kraftbørsens svingninger, er ett av disse forslaga. Beskyttelsesklausulen i EØS-avtalen må tas i bruk for gjennomføring av nødvendige hastetiltak.

# Om forordning 714/2009 (Grensehandelsforordningen)

Formålet med forordningen «er å fastsette rettferdige regler for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og dermed øke konkurransen på det indre marked for elektrisk kraft, idet det tas hensyn til de nasjonale og regionale markeders særtrekk».

Forordning (EF) 714/2009 har bestemmelser som gir EU-kommisjonen hjemmel til å vedta bindende regelverk som utfyller og supplerer bestemmelsene i forordningen, såkalte nettkoder og retningslinjer. Kodene skal vedtas etter en prosess som involverer ACER og ENTSO-E[1]. Formelt har kodene form av forordninger som inneholder mer detaljerte bestemmelser om marked, tilknytning og systemdrift mv.

Prosedyren for å vedta nettkoder og bindende retningslinjer er regulert i forordningens artikkel 6. Innenfor prioriterte saksområder gitt av Kommisjonen, skal ACER gi retningslinjer om rammene for utarbeidelse av nærmere regelverk. Kommisjonen ber deretter ENTSO-E om å utarbeide et forslag til nettkoder, som ACER gjennomgår og gir en uttalelse til. Nettkodene vedtas av Kommisjonen etter prosedyren for komitologi, jf. artikkel 23.

«Nasjonale reguleringsmyndigheter skal sørge for at reglene i denne forordning og de retningslinjer som vedtas på grunnlag av forordningen, overholdes» (fortalen 25).

[1] ENTSO-E er samarbeidsorganet for europeiske systemoperatører, der Statnett er med. Her deltar også flere land på Balkan som ikke er medlemmer av EU/EØS.

## ENTSO-E og ACER

Artikkel 5 omhandler **opprettelsen av ENTSO-E** som samarbeidsorganet for systemoperatører (TSO). ACER har utarbeidet vedtektene som igjen er godkjent av Kommisjonen. Kommisjonen utarbeider en årlig liste over prioriterte oppgaver for ENTSO.

ENTSO har særlig til oppgave å utvikle **felles nettregler og en felleseuropeisk nettutviklingsplan**. Reglene gjennomgås av ACER som oversender dem Kommisjonen for endelig vedtak.

Oppgavene er nærmere beskrevet i artikkel 8. Nettreglene (art. 8.6) omfatter blant annet d) regler om datautveksling og avregning; e) regler om interoperabilitet; g) regler om kapasitetstildeling og håndtering av kapasitetsbegrensninger; h) regler om handel i forbindelse med teknisk og operativ levering av nettadgangstjenester og systembalansering.

Den europeiske nettutviklingsplanen skal bygge på nasjonale nettutviklingsplaner, som skal være utarbeidd i overensstemmelse med artikkel 22[2] i direktiv 2009/72/EF (elmarkedsdirektivet). Er ikke dette gjort, henstiller ACER til den kompetente nasjonale reguleringsmyndighet at denne krever endring av den nasjonale tiårige nettutviklingsplanen i overensstemmelse med artikkel 22, stk. 7, i nevnte direktiv og underretter Kommisjonen. I Norge er den nasjonale reguleringsmyndigheten Reguleringsmyndighet for Energi (RME). RME kan ikke instrueres av norske myndigheter, men er forpliktet av ACERs vedtak (formelt gjennom kopivedtak i ESA).

ACERs øvrige overvåkingsoppgaver er definert i artikkel 9. Byrået overvåker at ENTSO utfører oppgavene, påtaler det som ikke er fulgt opp og rapporterer videre til Kommisjonen.

**Etter EØS-tilpasninger har ACER full rett til å delta i arbeidet til ESA og ESAs forberedende komiteer, riktignok uten stemmerett.**

Art. 12 2. spesifiserer at «Operatørene av overføringsnett skal fremme driftsordninger som sikrer optimal forvaltning av nettet, og **fremme utviklingen av kraftbørser, en samordnet tildeling av samkjøringskapasitet over landegrensene gjennom markedsbaserte løsninger som ikke innebærer forskjellsbehandling**, som tar behørig hensyn til de særskilte fordelene ved implisitte auksjoner for kortsiktige tildelinger, og integrasjon av ordninger for utjevning og reservekraft.»

## Om flaskehalsinntekter og bruken av dem

Flaskehalsinntekter på mellomlandsforbindelser oppstår fordi prisene som regel er forskjellige mellom to prisområder. Systemoperatørene i hver ende av kabelen (f.eks. norske Statnett og danske Energinet) deler inntektene likt, likegyldig om de importerer eller

[2] Art. 22 i 2009/72 Nettutvikling og beføyelser til å treffe investeringsbeslutninger. Beskriver reguleringsmyndighetens oppgaver og myndighet til å effektuere utbygging i tråd med planen.

eksporterer. Det er snakk om mange milliarder kroner på årsbasis. I 2021 var Statnetts andel omkring 4 milliarder. Normalen i tidligere år har vært rundt en milliard.

Artikkel 16 beskriver alminnelige prinsipper for håndtering av overbelastning (flaskehalser):

- «2. Framgangsmåter for **begrensning av transaksjoner skal brukes bare i nødssituasjoner** der operatøren av overføringsnett må handle raskt og omfordeling eller motkjøp ikke er mulig. Slike framgangsmåter skal anvendes uten forskjellsbehandling.

  Bortsett fra ved force majeure skal markedsdeltakere som er tildelt kapasitet, få godtgjøring for en eventuell begrensning av denne.

- **3. For de forbindelseslinjene og/eller overføringsnettene som har betydning for grensekryssende strømmer, skal størst mulig kapasitet stilles til markedsdeltakernes rådighet**, samtidig som det tas hensyn til sikkerhetsstandardene for nettdrift.»

- **6.** beskriver hva **flaskehalsinntektene** kan og skal brukes til.[3]

  Statnett sier at kundene får lavere nettleie på grunn av eksporten og importen av strøm. I en pressemelding i september i fjor skrev de i en pressemelding: Statnetts tariffer for 2022 holdes nede av handelsinntekter.

  Hvis denne fremstillingen overfor et norsk publikum var sann, ville det være et brudd med forordningens krav. Bare en liten brøkdel av inntektene kan gå til å redusere/refundere nettleie, og det forutsetter at Statnett ikke er i stand til å bruke inntektene til nyinvesteringer og vedlikehold. Sjøl da måtte Statnett holde tilbake en del av inntektene på «sparekonto». Men utbyggingstakten er nå så stor at alle inntekter forsvinner i investeringssluket.

  Dermed oppfyller Statnett kravet om inntektene skal gå til å betale for kabelinvesteringene og driften av kablene, men later samtidig som om kundene *egentlig* får flaskehalsrabatt.

  «Etter regelverket skal Statnett primært bruke flaskehalsinntektene til å opprettholde eller øke kapasiteten mellom Norge og nabolandene», skrev reguleringsmyndighetene da de godkjente Statnetts bruk av inntektene fra kablene i 2020.[4]

[4] Se også sak på NRK.no
https://www.nrk.no/norge/utlendinger-far-halve-gevinsten-av-omstridt-stromeksport-1.15813458

# Om vedlegget til forordningen

Vedlegg 1 gir enda tydeligere instrukser.

Retningslinjer for forvaltning og tildeling av tilgjengelig overføringskapasitet i forbindelsesledninger mellom nasjonale nett

«1. Alminnelige bestemmelser

- 1.1 Operatører av overføringsnett skal bestrebe seg på å godta alle kommersielle transaksjoner, **herunder slike som innebærer handel over landegrensene.**
- 1.2 Dersom det ikke foreligger noen overbelastning[5], **skal tilgangen til forbindelsesledningen ikke begrenses.** Der det vanligvis ikke foreligger noen overbelastning, er det ikke nødvendig med en fast alminnelig framgangsmåte for tildeling av tilgang til en overføringstjeneste over landegrensene.

- 1.5 Metodene som fastsettes for håndtering av overbelastning, skal gi effektive økonomiske signaler til markedsdeltakerne og operatørene av overføringsnett, fremme konkurranse og være egnet for regional anvendelse og anvendelse i hele Fellesskapet.
- 1.6 Ved håndtering av overbelastning **skal det ikke gjøres noen forskjell på grunnlag av transaksjoner.**
- 1.7 Ved fastsettelse av de egnede nettområdene håndteringen av overbelastning skal anvendes i og mellom, skal operatørene av overføringsnett følge prinsippene om kostnadseffektivitet og minst mulig negative virkninger på det indre marked for elektrisk kraft. **Operatørene av overføringsnett skal ikke begrense samkjøringskapasiteten for å redusere overbelastningen i sitt eget kontrollområde**, unntatt av ovennevnte grunner og av hensyn til driftssikkerheten.

2. Metoder for håndtering av kapasitetsbegrensninger

- 2.1 Metodene for håndtering av overbelastning **skal være markedsbaserte for å fremme effektiv handel over landegrensene**. Med sikte på dette skal kapasiteten tildeles bare ved hjelp av eksplisitte (kapasitet) eller implisitte (kapasitet og energi) auksjoner. Begge metodene kan anvendes samtidig på samme forbindelsesledning. For handel flere ganger om dagen kan kontinuerlig handel anvendes.

[5] Den offisielle norske oversettelsen bruker ordet «overbelastning» i stedet for kapasitetsbegrensning eller flaskehals.

- 2.4 For å fremme en effektiv konkurranse skal operatører av overføringsnett **øke graden av fast kapasitet mest mulig, idet det tas hensyn til forpliktelsene og rettighetene til de berørte operatørene og markedsdeltakerne**.
- 2.10 I prinsippet skal alle potensielle markedsdeltakere kunne delta i tildelingsprosessen uten begrensninger. **For å unngå å skape eller forverre problemer i forbindelse med en markedsdeltakers mulige utnyttelse av en dominerende stilling, kan den relevante regulerings- og/eller konkurransemyndighet, dersom det er hensiktsmessig, innføre allmenne begrensninger eller begrensninger for et enkelt selskap** som følge av at det har en dominerende stilling på markedet.
- 6.2 De nasjonale reguleringsmyndighetene skal åpent redegjøre for anvendelsen av inntekter fra tildelingen av samkjøringskapasitet.
- 6.3 Inntektene fra overbelastning skal deles mellom de berørte operatører av overføringsnett i **henhold til kriterier som de berørte operatører av overføringsnett er blitt enige om**, og som skal **revideres av de respektive reguleringsmyndighetene.**
- 6.5 Senest 31. juli hvert år skal reguleringsmyndighetene offentliggjøre en rapport som inneholder opplysninger om beløpet av de inntektene som er opptjent i tidsrommet på tolv måneder fram til 30. juni samme år, og om bruken av disse inntektene, sammen med en bekreftelse på at denne bruken er i samsvar med denne forordning og disse retningslinjer, og at de samlede inntektene fra overbelastning brukes til ett eller flere av de tre fastsatte formålene.
- 6.6 Bruk av inntekter fra overbelastning til investering for å opprettholde eller øke samkjøringskapasiteten **skal fortrinnsvis forbeholdes bestemte forhåndsdefinerte prosjekter** som bidrar til å avhjelpe disse foreliggende overbelastningene,» (Våre uthevinger)

# Koblingen til elmarkedsdirektivet 72/2009

Det er en indre sammenheng mellom alle direktiver og forordninger i tredje energimarkedspakke (her ser vi bort fra gassdelen). Henvisningene til ACER og reguleringsmyndigheten (RME i Norge), er mange og gjensidige.

Artiklene 35 til 39 i Elmarkedsdirektivet beskriver Reguleringsmyndighetens uavhengige rolle og oppgaver inngående.

## Reguleringsmyndighetens uavhengighet

Artikkel 35.4. sier: «Medlemsstatene skal **sikre reguleringsmyndigheten uavhengighet** og skal sikre at den utøver sin myndighet på en upartisk og åpen måte. For dette formål skal medlemsstatene sikre at reguleringsmyndigheten, når den utfører reguleringsoppgavene den er gitt i henhold til dette direktiv og relevant lovgivning,

- a) er juridisk atskilt og funksjonelt uavhengig av ethvert annet offentlig eller privat foretak,
- b) sikrer at dens ansatte og personer som har ledelsesansvar
    - i) opptrer uavhengig av enhver markedsinteresse, og
    - ii) **ikke søker eller mottar direkte instrukser fra noen regjering eller noe offentlig eller privat organ** i utførelsen av sine reguleringsoppgaver. Dette kravet er ikke til hinder for et nært samarbeid med andre relevante nasjonale myndigheter der det er aktuelt, eller for generelle politiske retningslinjer utstedt av en regjering og som ikke vedrører reguleringsmyndighetens myndighet og oppgaver i henhold til artikkel 37.»

I art. 36 er det slått fast at reguleringsmyndigheten i samarbeid med Byrået skal

> «c) **fjerne restriksjoner på handel med elektrisk kraft medlemsstatene imellom**, herunder utvikle hensiktsmessig kapasitet for overføring over landegrensene for å dekke etterspørselen og **øke integrasjonen av nasjonale markeder som kan legge til rette for strømmer av elektrisk kraft** i Fellesskapet,»

Artikkel 37 beskriver Reguleringsmyndighetens oppgaver og myndighet inngående.

*A propos midlertidig subsidiering (strømpakker) er det verdt å notere seg følgende oppgave(r):*

«f) forhindre **kryssubsidiering** mellom overførings-, distribusjons- og forsyningsvirksomhet, (…)
j) overvåke graden og effektiviteten av markedsåpning og konkurranse på grossist- og sluttbrukernivå, ***herunder på kraftbørser, priser til privatkunder***, herunder ordninger for forskuddsbetaling, andel av kunder som bytter leverandør, andel av kunder som frakoples forsyningen, avgifter for og utførelse av vedlikeholdstjenester, klager fra privatkunder og eventuell vridning eller begrensning av konkurransen, herunder framlegging av alle relevante opplysninger, og legge alle relevante saker fram for konkurransemyndighetene, »

«4. Medlemsstatene skal sørge for at reguleringsmyndighetene gis myndighet til å utføre oppgavene omhandlet i nr. 1, 3 og 6 på en effektiv og rask måte. For dette formål skal reguleringsmyndigheten minst ha myndighet til å

- a) treffe beslutninger som er bindende for elektrisitetsforetak,
- b) foreta undersøkelser av elektrisitetsmarkedenes virkemåte og fastsette og innføre nødvendige og forholdsmessige tiltak for å fremme effektiv konkurranse og sikre at markedet virker tilfredsstillende.

> Ved behov skal reguleringsmyndigheten også ha myndighet til å **samarbeide med den nasjonale konkurransemyndigheten og reguleringsmyndighetene for finansmarkedene** eller Kommisjonen dersom undersøkelsen gjelder konkurranselovgivningen,» (Våre uthevinger)

### Landbasert kraftforsyning til sokkel og hybridkabler

Det er i EØS-tilpasningsteksten presisert at elmarkedsdirektivet «*ikke* får anvendelse for elektrisitetskabler og tilhørende anlegg på land som brukes til kraftforsyning til anlegg for produksjon av petroleum. Slike kabler («kraft fra land») er gjerne på høyt spenningsnivå, og strekker seg over lengre avstander. Direktivets bestemmelser er ikke skrevet med sikte på denne typen kraftforsyning. Bakgrunn for tilpasningen er å unngå eventuell tolkningstvil rundt eksempelvis klassifisering av slike kabler som transmisjon.»

Merk at strømavtalen mellom Norge og UK av september 2021[6] har som formål å «legge til rette for hybride overføringsforbindelser, som kombinerer grensekryssende overføringsforbindelser og vindkraft til havs». (Art. 5 c))
Avtalen kan sies opp med 12 måneders varsel.

## Mer om Reguleringsmyndigheten for Energi

Som det framgår ovenfor har reguleringsmyndigheten en rekke spesifikke og sentrale oppgaver. Slik beskriver den norske Reguleringsmyndigheten (RME) sine forpliktelser:

> «RME sørger for at aktørene overholder regelverket som sikrer like konkurransevilkår i kraftmarkedet og et effektivt drevet strømnett. Reguleringsmyndigheten for energi regulerer nettselskapene, som har monopol på utførelse av nettjenester.
>
> Reguleringsmyndigheten for energi regulerer nettselskapene økonomisk gjennom fastsettelse av årlige inntektsrammer som setter en øvre begrensing på hvor mye selskapene kan ta betalt for overføring av elektrisk kraft.
>
> Reguleringsmyndigheten for energi regulerer også de fysiske kraftmarkedene og skal gjennom dette bidra til en sikker og effektiv omsetting av energi. Gjennom engrosmarkedet kan kraftprodusenter, kraftleverandører, større industriforetak og andre større aktører fritt kjøpe og selge kraft i konkurranse med tilsvarende aktører i markedet.»[7]

---

[6] Avtale mellom Kongeriket Norge og Det Forente Kongerike Storbritannia og Nord-Irland om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser. https://www.regjeringen.no/contentassets/68f7cf55304a47eebdad5453c0fbcd5b/avtale-mellom-kongerike-norge-og-det-forente-kongerike-storbritannia-og-nord-irland-om-samarbeid-innen-elektrisitet.pdf

[7] Hvem er Reguleringsmyndigheten for energi? NVE/RME sine nettsider, oppdatert pr. 8.12.2021.

For alle praktiske formål er det kort sagt RME som overvåker og kontrollerer hvordan kraftomsetninga i Norge foregår, og at dette skjer i henhold til EU-regelverket.

RME het tidligere Elmarkedstilsynet, men fikk et mer EU-klingende navn allerede 1. januar 2018, dvs. nesten tre måneder før Stortinget med alminnelig flertall vedtok norsk tilslutning til EUs tredje energimarkedspakke.

Om NVE eller Statnett mener det er feil å bygge ut nettet for kryptovaluta, skal klagen rettes til RME og RME avgjør. Og RME må godkjenne om Statnett kan bruke flaskehalsinntektene fra utenlandsforbindelsene til å sette ned nettleia. For RME er det de strenge føringene i forordning 2009/714 og ACERs vurdering som avgjør, ikke hva Statnett eller norske myndigheter måtte mene.

## RME overstyrer politikk og forvaltning

De eneste som kan omgjøre et vedtak fra RME er Energiklagenemnda eller ACER. Energiklagenemnda er på samme måte som RME «uavhengig, og kan ikke instrueres om utøvelsen av tillagt myndighet eller disponeringen av tildelte budsjettmidler».

**Det er umulig å styre det norske kraftmarkedet politisk så lenge RME ikke fratas denne suverent uavhengige rolla.** I realiteten er det RME som styrer utenlandsk og innenlandsk kraftforsyning på vegne av et regelverk utformet i EU og på instruks fra et overnasjonalt forvaltningsorgan (ACER) og EU-kommisjonen.

Teknisk foregår dette ved en kreativ omgåelse av EØS-avtalens intensjon om at EU aldri skal ha lovgivende og direkte forvaltningsmessig myndighet overfor en EFTA-stat. Dette er gjort gjennom en konstruksjon der EØS-organet ESA kopierer vedtak fra EU og ACER og videresender dem til RME.

Artikkel 19 i forordning 2009/714 gir strenge føringer for RME:

> «Når reguleringsmyndighetene utfører sine oppgaver, skal de sikre samsvar med denne forordning og retningslinjene vedtatt i henhold til artikkel 8. Ved behov skal reguleringsmyndighetene, for å nå målene i denne forordning, samarbeide med hverandre og med Kommisjonen og Byrået i samsvar med kapittel IX i direktiv 2009/72/EF.» Byrået refererer her til energibyrået ACER.

## EFTA-bekymring i 2008

Allerede i 2008 var EFTA-statene bekymret for at en slik reguleringsmyndighet kunne bli en slags stat i staten. I sine kommentarer til framlegget til en tredje energimarkedspakke ba de tre EFTA-landa EU spesielt klargjøre hva som menes med at reguleringsmyndigheten «ikke skal søke eller motta direkte instrukser fra noen regjering eller noe offentlig eller privat organ…».

EFTA-statene i EØS «bemerker at de fleste regulatorer opererer innenfor et rammeverk med en eller annen form for politikk, retningslinjer eller instrukser fra regjeringshold».[8] Formuleringene ble imidlertid stående i rettsaktene under tredje energimarkedspakke som EU vedtok i 2009.

### ESA stiller spørsmål ved uavhengigheten

RME har allerede demonstrert at organet opererer helt fristilt fra norske myndigheter. I forbindelse med Stortingets vedtak om å utsette innføring av en ny nettleietariff ved årsskiftet 2021/22, gjorde RME-sjefen det klart at nettselskapene slett ikke var forpliktet til å følge et stortingsvedtak som krevde utsettelse. «Det å utsette forskriftsendringen vil ikke bety et forbud om å gjennomføre det nettselskapene har planlagt å gjøre», sa Tore Langset til nettstedet Europower 11. desember 2021. Det er for øvrig RME som har utarbeidet den aktuelle forskriften, med utgangspunkt i en metodologi anbefalt av ACER.

Ikke desto mindre har EØS-tilsynet ESA satt spørsmålstegn ved om RME er tilstrekkelig uavhengig. Det er forståelig, ettersom norske myndigheter later til å ville kamuflere RMEs faktiske rolle.

RME framstår utad som en underavdeling av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). RME deler kontorbygg med NVE og har ikke engang egne nettsider. NVE-sjefen bidrar til å forsterke inntrykket gjennom å hevde at han også er sjef for RME, slik NVE-sjef Ketil Lund sa da han vitnet i ACER-søksmålet i Oslo tingrett seinhøsten 2021.[9]

ESA spør om dette gir RME den uavhengigheten RME er pålagt å ha, og om overføring av informasjon er innenfor avtalen. EØS-tilsynet vil ha svar når det gjelder informasjonsdeling med NVE, «etterforskningsmyndighet» og manglende speiling av EU-lovverket.[10]

## Tilhørende kommisjonsforordninger

Nye kommisjonsforordninger i medhold av Energipakke 3 og forordning 714/2009 ble vedtatt av Stortinget sommeren 2021.

I vårt høringssvar av februar 2020 skreiv vi:

---

[8] EEA EFTA Comments to the Commission's Proposal for the third energy market package (24.01.2008). https://www.efta.int/media/documents/eea/eea-efta-comments/2008/24-01-08-comment-third-energy-market.pdf

[9] Se «Kortslutter kraftkontrollen» av Morten Harper, Klassekampen 6. november 2021. https://neitileu.no/aktuelt/kortslutter-kraftkontrollen

[10] ESA stiller spørsmål om RMEs uavhengighet, EU/EØS-nytt 4. november 2020. https://www.stortinget.no/no/Hva-skjer-pa-Stortinget/EU-EOS-informasjon/EU-EOS-nytt/2020/eueos-nytt---4.-november-2020/esa-stiller-sporsmal-om-uavhengigheten-til-rme/

> «Nei til EU mener samarbeid over landegrensene fortsatt skal skje ved samarbeid mellom de ulike nettselskap på fritt grunnlag. At Norge ved Statnett faktisk kan bli nedstemt ved uenighet om flyt over utenlandskabler kan ikke godtas, heller ikke at det er ACER som bestemmer ved uenighet. Vi frykter at innføring av regionale sikkerhetskoordinatorer er første skritt på veien til å overføre forsyningssikkerhet fra nasjonale myndigheter.»

## Detaljstyring i kommisjonsforordningene

Kommisjonsforordningene handler om retningslinjer for kapasitetstildeling og håndtering av flaskehalsinntekter (CACM), langsiktig kapasitetstildeling kalt FCA, Forward Capacity Allowance, om balansetjenester kalt EB, Electricity Balancing og om hvordan nettet skal fungere kalt SOGL, System Operation Guidelines.

SOGL innfører en ny enhet som kalles regionale sikkerhetskoordinatorer. Forordningen sier at dette er første skritt på veien til en tettere regional styring.

ACER har allerede fattet en anbefaling om at minst 70% av mulig kapasitet skal avsettes til det langsiktige FCA-markedet. Samme krav er inntatt i EUs fjerde energimarkedspakke.

## CACM-forordningens retningslinjer for kapasitetstildeling

CACM åpner for flere konkurrerende kraftbørser og styrer hvordan uenigheter mellom NEMO-er (kraftbørser) og systemoperatører (TOS) skal løses når de internt er uenige om vilkår og metoder for kraftflyten.

Som TSO kan Statnett bli overkjørt av andre nordeuropeiske systemoperatører. «I de regionale beslutningene består et kvalifisert flertall av TSOer som representerer minimum 72 prosent av medlemslandene som er berørt, og minst 65 prosent av befolkningen i den aktuelle regionen.» Det vises også til at ACER kan fatte vedtak ved uenighet.

Forordningen fastsetter budområder og tidsfrister, løpende beregning av tilgjengelig kapasitet, detaljerte retningslinjer for tildeling av kapasitet på tvers av budområder, regler og mekanismer for kjøp og motkjøp osv.

Forordningen pålegger TSO-ene som eier overføringsforbindelsen der flaskehalsinntektene oppstår å finne metoder for fordeling av disse inntektene. Priskoblingsalgoritmen som ligger i forordningen har som siktemål «å maksimere det økonomiske overskudd for den felles day-ahead-kobling i den priskoblede region for det påfølgende handelsdøgnet». (Art. 38 om målene for prisalgoritmen).

Gjennom sitt forslag til revidert CACM-forordning vil ACER ha en enda mer detaljert metodologi for å realisere kapasitetsmålet.

**Vedtaket om innlemming av disse kommisjonsforordningene i EØS-avtalen skjedde med henvisning til forordning 714/2009.**

Island og Liechtenstein er begge unntatt CACM-forordningen i EØS-tilpasningsteksten.

# Om kraftbørser

Energiloven eller EU-regelverket sier ikke eksplisitt at det *skal* opprettes egne kraftbørser, men klare formaninger i 714/2009 art. 12 om å *fremme* utviklinga av kraftbørser går vel nesten ut på det samme. Det ligger som en forutsetning at kraft skal omsettes på en **markedsplass**. I praksis er det kraftbørser som er NEMO[11]-er i det overveldende flertallet av EU-land.[12]

Og det er RME som gir konsesjon til NEMO-er og børser.

«Uten konsesjon fra reguleringsmyndigheten kan ingen andre enn staten forestå organisering eller drift av markedsplass for omsetning av elektrisk energi. Reguleringsmyndigheten avgjør i tvilstilfelle om konsesjonsplikt foreligger.» (Energiloven § 4-5 og NEM-forskriften)

Departementet beskriver det slik:

> «NVE v/RME skal utpeke markedsoperatører og kan fastsette eller godkjenne ytterligere vilkår for disse og for handel på slike markedsplasser. Det gjelder også for markedsoperatører utpekt i et annet EØS-land, som skal kunne tilby tjenestene sine i Norge. Departementets vurdering er at forslaget ikke vil ha store konsekvenser for NVEs virksomhet og organisering. CACM vil i større grad legge til rette for at flere kraftbørser kan operere i Norge, og er vurdert å medføre behov for endringer i energiloven § 4-5 om markedsplasskonsesjon.»[13]

I CACM ligger det implisitte krav om kraftbørs(er): «NEMOer skal fungere som kraftbørser i nasjonale eller regionale markeder og gjennomføre day-ahead- og intradagmarkedskobling i samarbeid med TSOer (artikkel 7).» (EØS-notat)

Forordningen legger opp til **konkurranse mellom børser**, i motsetning til tidligere system der Nord Pool[14] var eneste aktør med markedsplasskonsesjon for omsetning av kontrakter for fysiske kraftleveranser i Norden. Nord Pool har nå fått følge av EPEX Spot SE.

---

[11] NEMO = Nominated Electricity Market Operators, Oppnevnte operatører på strømmarkedet.
[12] ACER-oversikt over NEMO-er pr. 16.12.2021.
https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Pub_Docs/NEMO%20list.pdf
[13] EØS-notat 20.01.2020. t.ly/yfsn
[14] Nord Pool eies I dag av den nederlandske børsen Euronext (66%) og TSO Holding (34%). Opprinnelig ble Nord Pool etablert av Statnett Marked og Svenska Kraftnät i 1996 etter liberalisering av energimarkedet i begge land. Nord Pool Spot ble i 2001 skilt ut som eget selskap og den resterende virksomheten solgt til den finansielle kraftbørsen Nasdaq OMX Commodities AS (Nasdaq OMX) hvor kraft omsettes som «finansielle produkter». Nord Pool er kraftbørsen for fysisk krafthandel i Norden og Baltikum.

# Konklusjoner og forslag

Store deler av dette samlede regelverket knytta til Grensehandelsforordningen skal kontrolleres og håndheves av Reguleringsmyndigheten for Energi (RME), med eller uten anbefalinger eller vedtak fra ACER.

**Vedlegget til forordningen gjør det klart at det er forbudt å begrense tilgangen til og kapasiteten i overføringskablene, utover begrensninger som ligger i flaskehalsene** (samt reine sikkerhetshensyn)**. Det er forbudt å prioritere overføringskapasitet i eget område. Handelen skal være markedsbasert og ikke diskriminere noen aktører. RME har overoppsynet med regelverket. (**Om vedlegget til forordningen**)**

Elmarkedsdirektivet spesifiserer reguleringsmyndighetens oppgaver og kravet til uavhengighet. Artikkel 35 krever at «reguleringsmyndigheten kan treffe selvstendige beslutninger uavhengig av noe politisk organ». Alle oppgavene og forpliktelsene som er pålagt RME gjennom forordning 714/2009 m/vedlegg betyr at nasjonal politisk styring opphører.

## Hva Norge kunne gjøre

**Norges prinsipielle syn må være at elektrisitet ikke er å betrakte som en fritt omsettelig vare eller tjeneste.**

Spesielt vannkrafta er en nasjonal ressurs som tilbys innbyggere og næringsliv som en samfunnsmessig ytelse med et beskjedent påslag på kostprisen. Overskytende kraft vil som tidligere tilbys våre nærmeste handelspartnere i form av langsiktige avtaler, som volumbytte eller på rent kommersielle vilkår.

Norske lovtekster slår fast at «overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte» (Energiloven) og at «Landets vannkraftressurser tilhører og skal forvaltes til beste for allmennheten» (Vannfallrettighetsloven). Ikke desto mindre har tidligere regjeringer foretatt endringer i deler av Energiloven som er i strid med lovens overordna intensjon. Et fritt kraftmarked har også vist seg å ha miljømessige konsekvenser på grunn av store og uforutsigbare endringer i vannstand og vannføring som kan være i strid med Vannressursloven.

## Prinsipielt og langsiktig:

- Elektrisitetsforsyning er grunnleggende infrastruktur. Det norske synet bør være at innenlandsk disponering av norsk vannkraft og strømforsyning er en offentlig *ytelse* (verken en vare eller en tjeneste), og dermed konkurransereglene i EØS-avtalen uvedkommende.

- På dette grunnlag vil Norge fjerne noen eller alle henvisninger til EP3 i sin interne lovgivning på energiområdet, slik EØS-avtalens art. 97 åpner for. Dette stadfestes i EØS-komiteen.
- Norge vil fortsette å dele overskuddskraft gjennom eksisterende mellomlandsforbindelser. Vilkårene for dette er gjenstand for reforhandling eller i form av nye bilaterale avtaler. Norge ønsker å prioritere nordiske naboland med slik overskuddskraft. Hvorvidt kraftutvekslingen av et stipulert årsvolum av overskuddskraft skal skje på markedsvilkår eller gjennom volumbytte, er åpent for forhandlinger.
- Energivedlegget (vedlegg IV) i EØS-avtalen må tilpasses i tråd med dette.

### Kortsiktige tiltak:

- For på kort sikt å gjenvinne nasjonal kontroll og direkte styring med RME, må Norge som et minimum suspendere artiklene 35 til 39 i Elmarkedsdirektivet 72/2009 og endre Energiloven tilsvarende, f.eks. slik:
  *«Reguleringsmyndigheten er en integrert del av norsk energiforvaltning og direkte underlagt de(t) relevante departement(er). Reguleringsmyndigheten skal overvåke at grensekryssende krafthandel ikke påfører allmenne nasjonale interesser skade i form av ustabile og urimelige priser, og skal om nødvendig intervenere direkte i engrosmarkedet for å forhindre dette.»*
- Staten organiserer en egen omsetningsentral for elektrisk energi i regi av Statnett utenom kraftbørsen. Det er hjemmel for dette i eksisterende Energilov, uavhengig av RME, jf. Energiloven § 4-1 *(Omsetningskonsesjon)*. Statkraft og kommunalt eide kraftverk er forpliktet til å stille 90 prosent av produksjonen som ikke er omfattet av langsiktige kontrakter til rådighet for den statlige omsetningssentralen til en forhåndsbestemt (lav) pris. Statnett sørger for distribusjon via nettselskapene.
- Statnett og Statkraft skal ikke ha maksimal fortjeneste som formål, selskapsstruktur og formålsparagrafer endres om nødvendig i tråd med dette.
- Overskytende kraft omsettes eller utveksles på tidligere eller nye omforente vilkår.
- Hvis det er urealistisk å eliminere kraftbørsens rolle, er muligheten for at Statnett kjøper tilbake NordPool fra Euronext, noe å undersøke. Lovligheten ved intensjonsavtalen Statnett inngikk med Nasdaq i 2008 bør likeledes undersøkes. Omtalt i Stortingsmelding Meld. St. 13 (2010 – 2011) Aktivt eierskap 6.4.20.
- Det innføres øyeblikkelig lovforbud mot salg av andeler i nettselskaper til private og utenlandske aktører.[15]
- Forordning 714/2009 med vedlegg og tilhørende Kommisjonsforordninger må primært forhandles ut av EØS-avtalen, sekundært at Norge – med eventuell støtte fra Island – krever en EØS-tilpasning der forordningen omskrives til en ikke-bindende anbefaling.

[15] Flere store nettselskaper melder om dårlig likviditet og kan fristes til å selge seg helt eller delvis til f.eks. verdipapirfond o.l.

- Dette kan teoretisk gjøres ved å reforhandle EØS-tilpasningsteksten med henvisning til avtalens artikler 97 eller 102: «EØS-komiteen skal særlig bestrebe seg på å finne frem til en gjensidig godtagbar løsning dersom det oppstår et alvorlig problem på et område som i EFTA-statene hører inn under den lovgivende myndighets kompetanse.»
- *ACER-forordningen (713/2009) gjenstår enn så lenge. Men med et politisk styrt RME som ikke lenger er pliktig til å håndheve 714/2009 med vedlegg og retningslinjer fra Kommisjonen, mister 713/2009 mye av sin kraft. («Søsterforordningen» 715/2009 for gassektoren blir uberørt og følgelig ACER-regulert. Dette har foreløpig liten betydning for Norge med ubetydelig nedstrømsaktivitet.)*

### Hastetiltak for å gjenopprette nasjonal kontroll:

- Norge påberoper seg EØS-avtalens art. 112[16] (beskyttelsesklausulen) for å sette forpliktelsene som følger av 714/2009 m.v. midlertidig ut av kraft.
- Reguleringsmyndigheten for Energi settes midlertidig under administrasjon fra OED.
- Norge varsler EØS-komiteen om at CACM-forordningens retningslinjer for kapasitetstildeling må ut av EØS-avtalen, da Island og Liechtenstein allerede har unntak og forordningen forårsaker kaos på det norske strømmarkedet.
- Konsesjonsvilkårene for kablene til UK og Tyskland kan etter vanlige forvaltningsmessige regler omgjøres når forutsetningene for vedtaket endrer seg vesentlig.[17] OED reviderer vilkårene.
- Statnett tar initiativ til at primærretning i kablene Nord Link og NSL snus eller balanseres slik at maksimal eksport er halvparten av kabelkapasiteten eller mindre. *Dette er allerede gjort i avtale mellom Statnett og danske Energinet.*
- Artikkel 4 i strømavtalen med Storbritannia[18] om effektiv bruk av overføringsforbindelser innen elektrisitet må reforhandles og presiseres.
- Bilaterale strømavtaler med Storbritannia og felleserklæringen om leveringsgarantier med et utvalg europeiske land[19] reforhandles, presiseres eller sies opp. *Den nevnte felleserklæringen skaper for ordens skyld ikke rettslig bindende forpliktelser.*
- Såkalte hybridkabler, som er et nyord for utenlandskabler, skrinlegges.
- RME, Konkurransetilsynet og/eller Finanstilsynet pålegges å ilegge kraftprodusentene bøter når de holder tilbake vann utelukkende for å holde det norske prisnivået høyt,

---

[16] «1. Dersom alvorlige økonomiske, samfunnsmessige eller miljømessige vanskeligheter som kan vedvare, er i ferd med å oppstå i en sektor eller innen et distrikt, kan en avtalepart ensidig treffe egnede tiltak på de vilkår og etter den fremgangsmåte som er fastsatt i artikkel 113.»
https://lovdata.no/lov/1992-11-27-109/eøsl/a112

[17] Dette er uttrykkelig presisert i konsesjonsvilkårene gitt Statnett 13.10.2014: «Konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Storbritannia».
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/utenlandskabler/vedtak_om_utenlandskonsesjon_storbritannia.pdf?id=2291935

[18] Jf. Avtale om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser t.ly/ObWG

[19] Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market (2015). Lenke: t.ly/zng7

og dermed manipulerer markedet. (*Dette forekommer hyppig ved import av vindkraft fra kontinentet.)*

## Andre aktuelle nasjonale tiltak til vurdering

- Makspris på engrosleddet +/- kr 0,50
- Børshandel suspenderes automatisk i 24 timer når neste dags bud *(day ahead)* overstiger eks. 70 ø/kWh. Prisvariasjoner som overstiger 50 prosent samme dag, utløser automatisk handelsstopp på markedsplassen. Leveringsplikt til dagens laveste timepris består.
- Toprissystem for husholdninger innføres[20]
- Høyeste pris ved forbruk over et fastsatt nivå kan ligge rundt 70 ø/kWh inkludert avgifter, uten moms.
- Mva-fritak for privatkunder over hele landet vurderes innført (Nord-Norge har i dag unntak).

*Jan R. Steinholt, politisk rådgiver i Nei til EU.*
*2. februar 2022.*

Dette notatet står for forfatterens egen regning.

---

[20] Kan f.eks. være en månedlig fastpris med tillegg når effektbruk (overforbruk) overstiger 5 kW. (5 000 W tilsvarer omtrent effekten av tre panelovner og tørketrommel som brukes samtidig.)

# Skriftlig spørsmål fra Birgit Oline Kjerstad (SV) til olje- og energiministeren

## Spørsmål

Birgit Oline Kjerstad (SV): Statsråden har i ulike sammenhengar vist til at det finst internasjonale forpliktelsar som hindrar at det kan innførast grenser for krafteksporten over utenlandskablane. Kva konkrete avtaler og korleis sett desse skranker for det norske handlingsrommet i kraftpolitikken for å regulere pris og eksport?

## Begrunnelse

Dei historisk høye strømprisane skaper uro og økonomiske problem både for husstander og næringsliv. Norge er kobla til det nordiske og europeiske strømmarknaden gjennom fleire utenlandskabler, der den totale kapasiteten har auka kraftig med dei nye kablane til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (North Sea Link). Desse nye kablene har i hovedsak eksportert strøm ut av Norge, også medan vi har hatt svært høge straumpriser i Norge og lav fyllingsgrad i vassmagasina.
For å redusere strømprisen og gi bedre forutsigbarhet har flere tatt til orde for å regulere krafteksporten, for eksempel ved å kreve stans i krafteksporten ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene.
Statsråden har i media uttrykt bekymring for at en slik regulering kan bli møtt med motreaksjoner og at Norge har internasjonale forpliktelser som hindrer at det kan innføres begrensninger i krafteksporten.
I sitt svar til Dokument 15:16 (2021-2022) skriver statsråden: «Dersom Norge skulle begrense handelen over utenlandsforbindelsene i et forsøk på å påvirke kraftprisen, vil det være i strid med våre forpliktelser...» (besvart 18.10.2021).

## Svar

Marte Mjøs Persen: Handel med elektrisk kraft er regulert i internasjonale avtaler som EØS-avtalen, frihandelsavtalen mellom EØS-landene og Storbritannia, og kraftavtalen mellom Norge og Storbritannia. I tillegg har Statnett inngått egne avtaler med sine partnere om utenlandsforbindelsene. I dag omfatter EØS-avtalen om lag 100 rettsakter på energiområdet.

Statnett som systemansvarlig setter til enhver tid den kapasiteten på utenlandsforbindelsene som er forsvarlig ut fra driften av nettet i Norge. Eventuelle begrensninger i overføringskapasiteten gjøres av driftsmessige hensyn, ikke for å påvirke strømprisene. EØS-rettslige rammer for kapasitetsfastsettelse på overføringsforbindelser mellom land fremgår blant annet av forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel, som er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett.

Elektrisk kraft defineres som en vare i EØS-avtalen og frihandelsavtalen, og omfattes derfor av avtalenes bestemmelser om varehandelsrestriksjoner. EØS-avtalen artikkel 12 innebærer forbud mot å innføre kvantitative restriksjoner på eksport av strøm som en vare. En tilsvarende bestemmelse finnes i frihandelsavtalen artikkel 2.12 mellom EØS-landene og Storbritannia. Det er likevel oppstilt noen unntak fra forbudet mot restriksjoner, men disse unntakene er snevre.

EØS-avtalen artikkel 13 er en unntaksbestemmelse som åpner for restriksjoner på import og eksport av varer dersom dette kan begrunnes ut fra blant annet hensynet til offentlig sikkerhet. EØS-avtalens artikkel 112 er en beskyttelsesklausul som gjelder generelt for alle deler av EØS-avtalen, men som det er en svært høy terskel for å benytte.

I konsesjonsvilkårene har Olje- og energidepartementet forbeholdt seg retten til å endre vilkårene i konsesjonen i konsesjonsperioden dersom allmenne hensyn gjør dette nødvendig. Dette vilkåret må praktiseres i tråd med Norges internasjonale forpliktelser og de nevnte begrensningene som følger av EØS-avtalen. Dersom Norge skulle begrense handelen på en måte som er i strid med våre forpliktelser, ville vi risikert at vi ikke er sikret tilgang på import av kraft når vi virkelig trenger det.

Regjeringen tar den ekstraordinære situasjonen i strømmarkedet på det største alvor. Stortinget har sluttet seg til forslaget om en midlertidig stønadsordning for å kompensere husholdninger som følge av ekstraordinært høye strømutgifter. Formålet med ordningen er å avhjelpe de økonomiske konsekvensene av situasjonen for husholdninger i hele landet. Regjeringen har også redusert elavgiften, økt bostøtten og støtten til studentene, i tillegg til ordninger for landbruk, gartneri og en økning av overføringene til kommunene for økt sosialhjelp. Videre er det naturlig at vi evaluerer årets situasjon, for å finne læringspunkter for senere år. Det er også viktig å se på langsiktige tiltak. Det framgår bl.a. av Hurdalsplattformen at vi vil sette ned en energikommisjon og utrede hvordan norsk krafteksport påvirker norsk forsyningssikkerhet og norske strømpriser, og hvilke konkrete tiltak som kan bidra til å sikre at norsk fornybar kraft forblir et konkurransefortrinn for norsk industri.

https://neitileu.no/aktuelt/brutte-acer-forutsetninger-oppdatert

# Sju av åtte ACER-vilkår er ikke oppfylt

Forutsetningene som lå til grunn for Stortingets ACER-vedtak i 2018 er brutt.

22. mars 2022

Fakta Kunnskapsbank Energi og naturressurser ACER

Stortinget vedtok 22. mars 2018 at Norge skal innordne seg under EUs tredje energimarkedspakke og energibyrået ACER. Beslutningen var etter vår oppfatning i strid med Grunnloven, derfor gikk Nei til EU til sak mot staten ved den daværende regjeringa Solberg. Neste rettsrunde skjer i Lagmannsretten seinhøsten 2022.

Selv med bare alminnelig flertall var Solberg-regjeringa avhengig av støtte fra Ap. Men motstanden i folket og innad i Arbeiderpartiet var enorm. Derfor var det nødvendig å roe gemyttene med en serie forutsetninger og «garantier» om fortsatt nasjonal kontroll med vår energiforsyning.

Det ble inngått et forlik mellom Ap, MdG og H/V/Frp som også skulle formidles til EU (noe som har rent symbolsk verdi). Forutsetningene i dette forliket er kjent som Aps «åtte ufravikelige krav». En del av avtalen var at forutsetningene skulle innarbeides i Energiloven.

## Bare ett av åtte krav er innfridd fire år etter vedtaket

Punktene i avtalen mellom flertallspartiene og de kravene som Arbeiderpartiets landsstyre vedtok var ikke helt identiske på alle punkter. Aps eget vedtak om suverene beslutninger om utenlandskabler sa at ingen nye kabler kunne vurderes før erfaringene med de to kablene som er underbygging var gjennomgått. Det vil si at konsesjonsbehandling av Northconnect-kabelen skulle avbrytes. Men det skjedde først ved utgangen av 2021. Det var Aps opprinnelige krav som ga et knapt flertall i partiets stortingsgruppe, og derfor er denne forutsetningen vurdert i oversikten.

*Etter at de forlot regjeringskontorene har Fremskrittspartiet angret på sin støtte til ACER-vedtaket.*

Først i 2021 ble forutsetningene delvis tatt inn i Energiloven. Men loven legger til grunn at «krav som følger av EØS-avtalens regler om grensekryssende krafthandel», en viktig del av EUs tredje

energimarkedspakke, «må være oppfylt». Det betyr enkelt sagt at det er markedet som rår, ikke nasjonale interesser.

Som vår faktaboks nedenfor viser, er de aller fleste forutsetningene brutt – eller på vei til å bli brutt fire år etter det fatale ACER-vedtaket. Fargene indikerer hva som er status. Gul farge betyr at svaret på spørsmålet er uavklart eller åpner for fortolkning. Vi har valgt å gi gul farge også til felter som klart heller mot rødt, dvs. ikke innfridd.

Bare ett av åtte krav er helt innfridd, nemlig det offentlige eierskapet til vannkrafta. Legg merke til at det aldri har vært en forutsetning at vindkraft også skal være i offentlig eie. ESA valgte i september 2021 ikke å utfordre det norske systemet for tildeling av vannkraftkonsesjoner, i denne omgang.

Kan det norske folket og Stortinget akseptere at forutsetningene som lå til grunn for et konstitusjonelt uholdbart vedtak, er brutt? Det gir Stortinget anledning til å ta hele saken opp til ny behandling.

*Denne teksten ble opprinnelig publisert i 2019, den er oppdatert 21. mars 2022.*

## Brutte forutsetninger

| Åtte «ufravikelige krav» for at Stortinget sa ja til ACER | *Dette er realiteten*<br>*Status pr. mars 2022* |
|---|---|
| 1. Det skal være nasjonal og samfunnsmessig kontroll over vannkraftressursene. | *Eierskapet består, men kontrollen over eksport/import av kraft forsvinner.* |
| 2. Det offentlige eierskap til norske vannkraftressurser skal ligge fast, og minst to tredjedeler skal være offentlig eid. | *Dette er tilfellet i dag, og blir inntil videre ikke utfordra av EU og ESA.*<br><br>*Vindkraft er ikke nevnt. Her er det ingen krav til offentlig eierskap eller hjemfall.* |
| 3. Norsk fornybar kraftproduksjon skal bidra til økt verdiskaping og | *Krafteksporten har økt dramatisk med to nye kabler til Tyskland og* |

| | |
|---|---|
| sysselsetting i Norge og til å erstatte fossil energi med fornybar energi. | *England siden ACER-vedtaket. Import av europeisk strømpris truer tusenvis av arbeidsplasser i kraftkrevende industri og har allerede rammet husholdningene hardt. Mer kraftutveksling betyr også økt import av kullkraft.* |
| 4. Norske myndigheter skal ha selvstendig kontroll over alle avgjørelser med betydning for energisikkerheten i Norge, herunder avgjørelser knyttet til industri og utkobling av kraft. | *NVE og departementet (OED) beholder kontrollen på enkelte områder (som flomsikring), men frasier seg den på andre. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) styrer kraftbørsen og kraftflyten. RME står bare til ansvar overfor ACER og ESA, ikke NVE og OED.* |
| 5. Beslutninger om eventuelle nye utenlandskabler skal fortsatt være en suveren beslutning fattet av norske myndigheter og erfaringene med de to kablene som nå bygges gjennomgås før nye utenlandsforbindelser kan vurderes. | *Stortinget sa i november 2019 nei til å stanse konsesjonsbehandlinga av NorthConnect-kabelen til Skottland. I desember 2021 sa regjeringa Støre at kabelen ikke vil bli bygd likevel. Men prosjektet er ikke nødvendigvis skrinlagt for all framtid.* |
| 6. Eventuelle nye kabler skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. | *På EU-nivå vil enhver kabelforbindelse framstå som lønnsom, uten at den lønner seg for Norge. NVE hevdet i 2019 at NorthConnect var «samfunnsøkonomisk lønnsom». For enkelte kommuner med egne kraftselskaper kan en forbindelse isolert sett være «samfunnsøkonomisk lønnsom»* |

| | |
|---|---|
| | *p.g.a. økt strømpris, men industri og forbrukere i landet for øvrig vil tape. Et norsk kabel-nei begrunnet i manglende samfunnsmessig lønnsomhet kan være i strid med bl.a. statsstøttereglene i EØS-avtalen fordi det hindrer kraftomsetning på «markedsmessige vilkår».* |
| 7. Statnett skal eie og drifte alle framtidige mellomlandsforbindelser. Dette skal inntas i energiloven. | *Lovendringen som kom i juni 2021 krever bare at Statnett har «dominerende innflytelse». Det gir en åpning for andre deleiere sammen med Statnett.* |
| 8. Flaskehalsinntektene skal fortsatt kunne benyttes til å redusere nettariffene så vel som til vedlikehold og utbygging av det norske strømnettet. | *Mindre deler av flaskehalsinntektene kan benyttes til å redusere nettleia. Men dette er en unntaksbestemmelse.*<br><br>*Hovedregelen er at inntektene går til nettutbygging og vedlikehold. I den reviderte elektrisitetsforordningen (energipakke 4) gjøres unntaksmulighetene enda mer begrenset.* |

Bjørn S. Kristiansen | Jonas Henmo
Maria Dyrhol Sandvik | Aleksander Åsnes
politikk@klassekampen.no

# POLITIKK

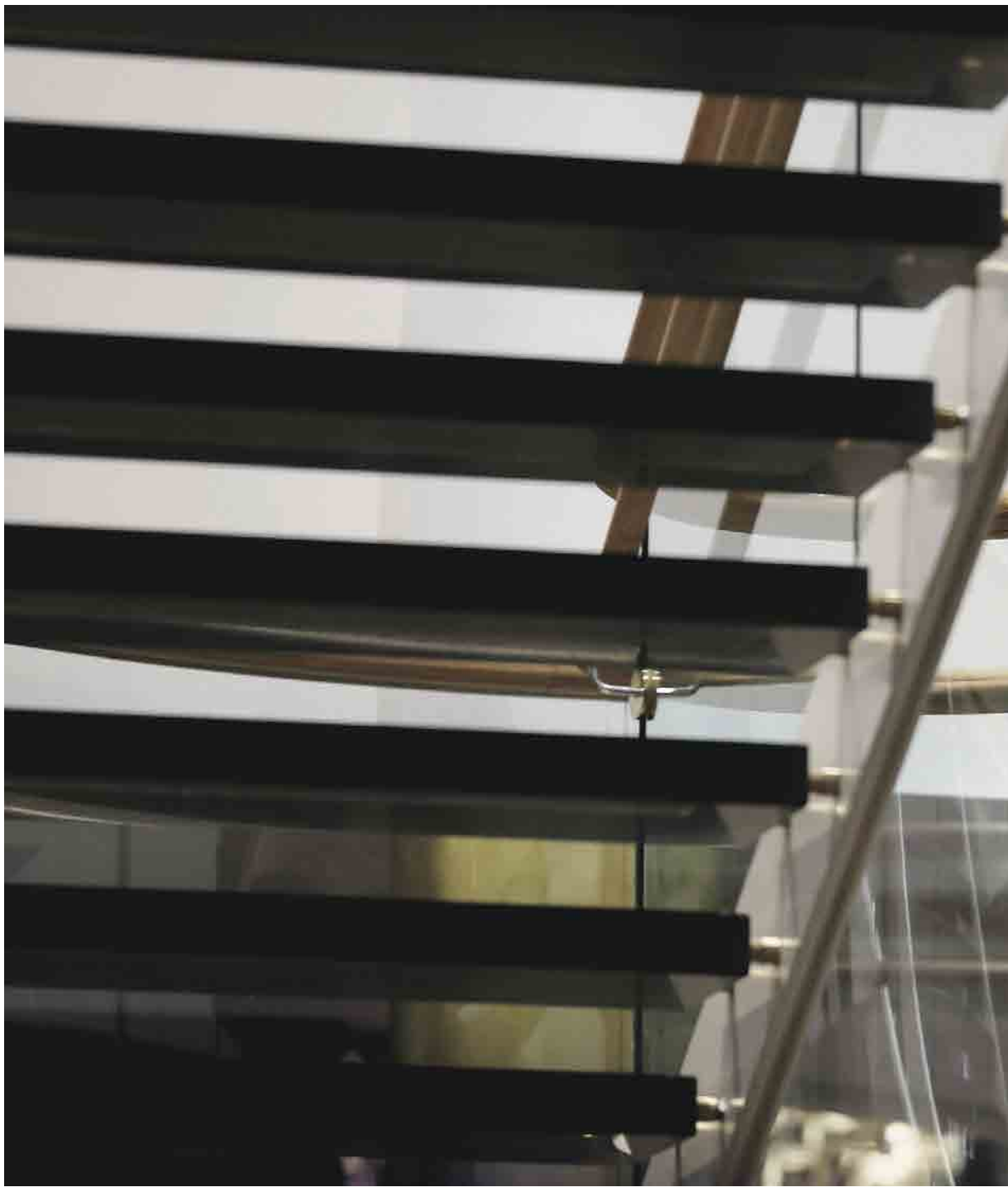
## Gir Gjerdrum millionbeløp

**BEVILGNING:** Kommunal- og distriktsminister Bjørn Arild Gram (Sp) besøkte i går skredgropa i Ask i Gjerdrum. Med seg hadde han et millionbeløp. Til sammen får Gjerdrum kommune 171 millioner kroner, melder TV 2 – 81 millioner kroner utover det Stortinget har bevilget, ifølge kanalen. Pengene skal brukes til å ordne opp og reparere skadene, ifølge Gram. Det er snart ett år siden kvikkleireskredet, hvor ti personer omkom. – Det gjør veldig stort inntrykk å komme hit og se dimensjonene. Det som er viktig for meg å si, er at når et lokalsamfunn som dette blir rammet av en slik hendelse, er det en viktig sak for hele landet å stille opp, sier Gram til TV 2. ©NTB

Norsk Industri mener EUs kraftpolitikk truer kraftfored

# Går inn for å ref

**NYTT:** Kraftpolitikken i Europa må reforhandles så land i større grad kan sikre egen energiforsyning, mener Stein Lier-Hansen, direktør i Norsk Industri.



## STRØMKRISE

**Av Jo Røed Skårderud, Trondheim**

Overgangen fra fossil til fornybar energi har skapt en europeisk strømpriskrise. Norge, som er blitt stadig tettere koplet på det felles europeiske kraftmarkedet via utenlandskabler, er blitt med i dragsuget.

Det mener direktør i Norsk Industri Stein Lier-Hansen at tida er inne for å endre på. Vi må tenke nytt om den norske og europeiske kraftpolitikken, mener han.

– Energi er ikke en vare som øl, poteter eller bananer. Det er en strategisk ressurs som ikke kan overlates til å styres av reine markedsmekanismer, sier Lier-Hansen.

### Fri flyt av kraft

Han mener betingelsene i kraftavtalene mellom land må reforhandles.

– Den ekstreme situasjonen vi har nå, vil bety at alle land vil fokusere på egen energiforsyning. Vi må ha en gjennomgang av avtalene med andre land for å sikre at vi har tilstrekkelig kontroll over energien, sier Lier-Hansen.

EUs kraftpolitikk er basert på ideen om at Europa skal integreres i et felles energimarked, hvor krafta flyter dit strømprisen er høyest.

Norge er med på planene og ble med i EUs energiunion og Acer, EUs energibyrå, i 2018.

Samarbeidet med EU og kraftavtaler med Storbritannia gjør at Norge ikke har lov til å begrense krafteksporten for regulere ekstreme priser eller av hensyn til industrien.

Som Klassekampen skrev forrige uke, skaper høye og ustabile kraftpriser på sikt en farlig situasjon for kraftkrevende industri. Dette fordi industrien har trygg tilgang på billig rein kraft som sitt viktigste konkurransefortrinn.

*– Så Norge bør ta mer kontroll over eksporten gjennom utenlandskablene?*

**– Vi kan ikke ensidig bryte avtaler, men på sikt må vi ha et annet regime som gir det enkelte land mer kontroll over egne energiressurser. Det er en diskusjon som må skje i hele EU, sier Lier-Hansen.**

I påvente av nye regler mener han norske myndigheter ikke må tillatte flere utenlandskabler.

### Urolig for «vårknipa»

Ifølge Lier-Hansen er strømkrisa i Europa et resultat av at man ikke har tatt hensyn til behovet for forutsigbar tilgang på kraft i overgangen fra fossil til fornybar energi.

– En hel region industriland kan ikke basere energiforsyningen på sol- og vindkraft. Da har man ikke kontroll, sier han.

Lier-Hansen tror dagens krise vil føre til en renessanse for atomkraft i store deler av Europa. Selv om deler av industriens kraftforbruk er skjermet mot de verste svingningene i strømprisen gjennom langvarige kraftkontrakter, skaper dagens situasjon bekymring. Lite regn og ivrig eksport har ført til at fyllingsgraden i vannmagasinene er på bare 62 prosent. Normalt skal den være på over 75 prosent på denne tida av året, ifølge tall fra NVE.

Situasjonen er verst i sørvest hvor det bare er 55 prosent vann i magasinene.

– Det som uroer oss mest nå, er hvordan vi skal komme oss gjennom vårknipa. Hvis det blir sein snøsmelting, kan det ta tid før vannmagasinene fylles. Hvis det da er lite vind i Europa i vår, kan vi havne i en situasjon hvor kraftkrevende industri må redusere sin produksjon, sier Lier-Hansen.

### Kan bli varig

På lengre sikt er frykta at høye kraftpriser og usikkerhet blir den nye normalen.

NVE har spådd at høye og ustabile kraftpriser blir normen fram til i hvert fall 2030.

**FAKTA**

**Strømkrise:**

- En kombinasjon av høye priser på $CO_2$-utslipp og gass gir rekordhøye strømpriser i Europa.
- Norge er koplet på det europeiske energimarkedet gjennom 17 utenlandskabler og smittes av prisøkningen. Effekten blir ekstra stor fordi det er lite vann i de norske magasinene.
- Norsk Industri er den største landsforeningen i NHO og organiserer all fastlandsindustri i Norge, med unntak av næringsmiddelindustrien.

Taper stort på strømsjokk

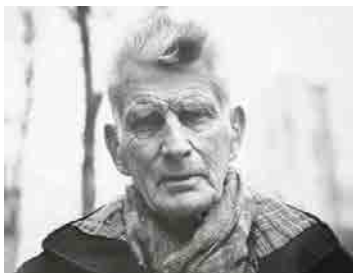
Klassekampen 18. desember

## Ber om innrømmelse

**KLAR TALE:** På NRKs Politisk kvarter i går sa **Erna Solberg** (H) at finansminister Trygve Slagsvold Vedum (Sp) har skapt inntrykk av at Esa kom med avgrensinger, og at han «enkelt kunne sagt at vi gjorde en grov feil, og at vi har informert feil». – Jeg tror Erna Solberg bevisst hører med det kritiske øret, svarte Vedum, som avviser å ha gjort noe feil. ©NTB

## Onsdag 22. desember 2021

**DAGEN I DAG**



**MENS VI VENTER:** Den irske forfatteren **Samuel Beckett** (f. 1906) døde på denne dagen i 1989. Han skrev på engelsk og fransk i de fleste sjangere, hvorav «Mens vi venter på Godot» regnes som gjennombruddet. Han fikk nobelprisen i 1969 for et beksvart forfatterskap som på nyskapende vis saumfarer språket og menneskets grunnvilkår. Da han på dødsleiet ble spurt hva i livet som hadde vært verdt ferden, svarte han: «svært lite!» Ingar og Ingemar er dagens navn. RR

# lende industri og vil ha nye avtaler:

# forhandle

**FOR NYE AVTALER:** Stein Lier-Hansen, direktør i Norsk Industri, mener kraftavtalene mellom europeiske land bør reforhandles for å sikre økt kontroll over egne energiressurser. FOTO: ØRN E. BORGEN, NTB

En fersk rapport fra Statnett viser at det norske kraftoverskuddet vil være spist opp innen 2026 – hvis ikke man får ny fornybar kraft.

**– Vi er veldig bekymret for den langsiktige tilgangen på kraft til fornuftige priser. Hvis kraftoverskuddet blir borte, vil det ha store konsekvenser for industrien, sier Lier-Hansen.**

Han mener politikerne må ta raske grep for å sikre mer kraft og har ønskelista klar:

- Modernisering og oppgradering av eldre vannkraft, som kan sikre 8 til 10 terawatt med kraft.
- Forsterket arbeid med energieffektivisering.
- Rask utvikling av havvind, med en forutsetning om at man sikrer at krafta kommer industri og forbrukere til gode.

*– Du nevnte ikke landbasert vindkraft?*

– Vi støtter absolutt gode vindkraftprosjekter på land, men vi må ha ekte løsninger som gir kraft i store volum. Det er mye strid om vindkraft på land. Det kom nylig en høyesterettsdom. Hvis folk er dønn imot, nytter det ikke. Vi kan ikke gå til krig mot folket. Da ender vi med krangel i stedet for kraft, sier Lier-Hansen.

jos@klassekampen.no

**FORSIKTIG:** Direktør Camilla Stoltenberg i Folkehelseinstituttet vil ikke være så veldig optimistisk selv om smittetallene nå ser ut til å gå ned. FOTO: TORSTEIN BØE, NTB

# Koronatiltak kan ha redusert smittetallet

**BEDRING:** Både FHI og Espen Nakstad tror at koronatiltakene kan ha bidratt til nedgang i registrert smitte. Men Camilla Stoltenberg vil være forsiktig med å være optimistisk.

**KORONA**

**Av Oda Ertesvåg, NTB**

Det siste døgnet er det registrert 4041 koronasmittede i Norge. Det er 823 færre enn samme dag i forrige uke.

I snitt de siste sju dagene er det registrert 4531 koronasmittede per dag. Tilsvarende snitt for sju dager siden lå på 4733, så trenden er synkende.

### Kan ha hatt effekt

På spørsmål på NRK Nyhetsmorgen om dette gir grunn til optimisme, svarer FHI-direktør Camilla Stoltenberg:

– Dét vil jeg være forsiktig med.

Hun mener det er for tidlig å konkludere, men at det er mulig at det har kommet en effekt av tiltakene som ble iverksatt 8. desember. Av tiltakene som ble iverksatt 13. desember, er FHI-direktøren enda mer i tvil.

– Men også de kan ha virket fordi folk begynte å oppføre seg annerledes før de kom, sier Stoltenberg.

Hun advarer samtidig mot at den mulige nedgangen kan gjelde for deltavarianten, men peker på at omikronvarianten ennå ikke har tatt ordentlig av.

Til sammen var det mandag påvist 3394 omikrontilfeller i Norge.

### Nakstad: Mulig effekt

Assisterende helsedirektør Espen Rostrup Nakstad mener også at de nye tiltakene trolig har bidratt til en utflating av koronasmitten og antall innleggelser etter flere kraftige hopp i forrige uke.

Toppen var fredag 17. desember da 383 koronapasienter var innlagt. Mandag var 373 koronapasienter innlagt på sykehus. Det var 17 flere enn dagen før.

Nakstad sier til VG at det ser ut til at Norge har bedre kontroll enn for noen uker siden. ©NTB

Åpningstider julen 2021

24/12 – 26/12: Stengt

27/12 – 30/12: kl. 8.30 – 15.30

31/12 – 2/1: Stengt

Vi ønsker våre lesere en god jul og et godt nytt år!

KLASSEKAMPEN

# Kraftselskapa trassar faresignal frå Statnett:

# Styrer mot krise

**EKSPORT:** Aldri før er det selt meir kraft til utlandet enn i fjor. Norsk Industri-sjef Stein Lier-Hansen fryktar full krise til vinteren.

**KRAFT**

**Av Anne Kari Hinna, Bergen, og Jo Skårderud, Trondheim**

– Dette er konsekvensen av at me opna nye kablar i fjor, seier Stein Lier-Hansen, administrerande direktør i Norsk Industri.

I går kom Statistisk sentralbyrå (SSB) med ferske tal som viser at det aldri før er eksportert meir kraft til utlandet enn i 2021. Nivået var 30 prosent høgare enn gjennomsnittet for dei siste fem åra, ifølge SSB. Heile 25,8 TWh kraft gjekk i fjor ut av landet, mens det blei importert 8,2 TWh. Det gir ein nettoeksport på 17,6 TWh, som er om lag like mykje som Stor-Oslo bruker på eit heilt år.

– Dei nye kablane blir reine eksportkablar. Det er ikkje overraskande, men understrekar alvoret i situasjonen, seier Lier-Hansen, som trur hausten og vinteren 2022 og 2023 kan bli krevjande.

## Venter krise

– Neste vinter kan bli krise. Me får ikkje gjort så mykje på kort sikt. Men me må vera førebudd på det verste, seier Lier-Hansen.

– *Kva er det verste?*

– Får me store utfordringar, kan delar av industrien måtte stenga ned for at hushaldningane og sjukehus skal få kraft.

**Industrien er varsla om at det kan bli aktuelt å ta i bruk Saks-ordninga. Det er ei ordning der myndigheitene kan skru av kraftforsyninga til bedrifter i periodar. Det kan bli naudsynt. Trass straumpriskrisa og lite vatn i magasina har krafteksporten så langt i 2022 gått for fullt.**

For fem veker sidan innførte Statnett «gult nivå» på vasskraftreserva i Sør-Noreg på grunn av frykt for kraftmangel neste vinter. Dette er eit av få verktøy styresmaktene har til å be produsentane spara vatn. Heller enn å spara, auka kraftprodusentane eksporten etter farevarselet frå Statnett, skreiv Nettavisen i går.

## Må gjera endringar

Lier-Hansen er tydeleg på at det etter kvart må komma store endringar i reguleringa av kraftmarknaden.

**– Over tid når me får forslaga frå Energikommisjonen, er det viktig med ein skikkeleg politisk debatt. Då er det grunnlag for å sjå på store endringar, i både struktur og marknadsdesignen, seier Lier-Hansen.**

Han har store forventningar til Energikommisjonen som skal komme med sine forslag i desember.

På kort sikt ber han kraftprodusentane ta samfunnsansvar og tenka på kraftproduksjonen som meir enn ein sjanse til å få store inntekter.

## Vanskeleg å stoppa

Fungerande seksjonsleiar for kraftsituasjon og ressursar i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) Mette Henriksen seier at dei saman med Statnett følger situasjonen tett.

Kraftbransjen har fått beskjed om å ta samfunnsansvar, men i kva grad dei kjem til å halda igjen på krafta i 2022 er vanskeleg å svara på.

– Dei har fått beskjed om at dei har eit ansvar og må forvalta ressursane riktig. Men kvar kraftprodusent bestemmer til dagleg korleis dei vil bruka vassverdiane. No når prisen er høg i Tyskland, tener dei meir på å produsera og eksportera, seier ho, men legg til at heller ikkje kraftselskapa er interessert i å ha for lite vatn i magasina, seier Henriksen.

## Vil ta grep

Fleire på Stortinget reagerer på praksisen til kraftselskapa.

– Oppførselen er mildt sagt urovekkande. Her må kraftprodusentane forstå ansvaret dei har for å sikra norsk befolkning og industri, seier Gro Anita Mykjåland, medlem i energi- og miljøkomiteen for Senterpartiet.

Ho meiner at kraftprodusentane ikkje er sitt ansvar bevisst når dei ikkje ser ut til å ta åtvaringane frå Statnett på alvor. I likskap med Lier-Hansen forventar ho at Energikommisjonen ser på tiltak.

– Forsyningstryggleiken er heilt avgjerande for norske hushaldningar og industri. Gitt dagens situasjon må Energikommisjonen vurdera om staten og NVE skal få sterkare verktøy til å regulera krafteksporten, seier ho.

Også Sofie Marhaug, energipolitisk talsperson i Raudt, reagerer.

– Det kjem til å bli full krise for mange familiar til vinteren, seier ho, som ikkje har tru på at kraftbransjen sjølv vil ta grepa som må til for å hindra ei endå verre straumpriskrise i vinter.

**– Andre land tar aktivt politisk grep om eigen forsyningstryggleik. I Noreg seier regjeringa nei til alle forslag om politisk styring og lar dei økonomiske interessene til kraftselskapa styra, seier Marhaug.**

Ho meiner det må stillast strenge krav til vasstand i magasina, kombinert med eit tak på straumprisane.

– *Noreg har vel ei av dei rausaste straumstøtteordningane i Europa?*

– I sør har me hatt eit prissjokk på straum av ei anna verd. Ser ein kva folk betalar samanlikna med før, er det ingenting raust ved dei ordningane, seier Marhaug.

innenriks@klassekampen.no

**STORM:** Mannskap frå Haugaland Kraft var i januar i Førland i Haugesund for å rette straumbruddfeil etter ein storm. Det kan òg bli storm til vinteren, då straumprisane er venta å bli rekordhøge.

FOTO: JAN KÅRE NESS, NTB

**«Dei nye kablane blir reine eksportkablar. Det er ikkje overraskande, men understrekar alvoret i situasjonen»**

STEIN LIER-HANSEN, ADMINISTRERANDE DIREKTØR I NORSK INDUSTRI

**FAKTA**

**Krafteksport:**

- Tal frå Statistisk sentralbyrå viser at Noreg aldri har eksportert meir kraft enn i 2021. Noreg eksporterte 25,8 TWh, 30 prosent høgare enn snittet dei siste fem åra.
- SSB forklarer den auka eksporten med høge kraftprisar i Europa og opninga av fleire nye utanlandskablar.
- Så langt i 2022 har Noreg vore stor nettoeksportør av kraft. Statnett har åtvara kraftprodusentane om fare for kraftkrise i vinter, men signala har ikkje hatt nokon effekt.

# KRONIKK &DEBATT

**KRONIKK:**
Maks 5000 tegn inkludert mellomrom.
Legg ved portrettfoto.

**DEBATT:**
Innlegg: 3000 tegn inkludert mellomrom.
Replikk/kortinnlegg: 1000 – 2000 tegn.

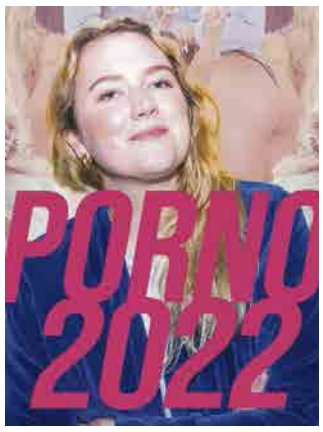
E-post: **debatt@klassekampen.no**
Redaksjonen forbeholder seg retten til å forkorte innlegg.

**Tollef Mjaugedal**
tollefm@klassekampen.no
**Kronikk- og debattredaktør**

**Carline Tromp**
carlinet@klassekampen.no
**Redaksjonssekretær**

**Hedda Lingaas Fossum**
heddaf@klassekampen.no
**Redaksjonssekretær**

Klassekampen honorerer normalt ikke innsendt stoff. Innsenderens e-postadresse blir trykt med mindre innsenderen reserverer seg mot dette.




**IKKE-MORALISERENDE:** NRK.

## Liv og lære

**PROSTITUSJON**
**Bjørg Norli og Astrid Renland**

**I Klassekampen** 1. juni går redaktør Mari Skurdal hardt ut og anklager NRK for å være himmelropende naiv i sin formidling av det hun selv beskriver som «salg av seksuelt innhold på nett» – og hun regelrett fnyser av NRKs standpunkt om at det ikke er deres oppgave å være moraliserende.

Som journalist, skriver hun, er det en dødssynd å være naiv. Man kan ikke ensidig stole på det kildene sier. Som journalist må man vurdere det kildene sier, opp mot annen kunnskap om verden og menneskene.

**Artig at dette** kommer fra Klassekampen og Mari Skurdal. I deres verden kan det ikke finnes frivillighet hverken i prostitusjon eller i pornoindustrien og de har i mange, mange år vært en megafon for den radikalfeministiske forståelsen av disse fenomenene, hvor kvinner (alltid kun kvinner) er offer for menns vold og storkapitalens grådighet.

Man skal lete med lys og lykte for å finne den journalisten i Klassekampen som har vurdert sine radikalfeministiske kilder, eller analysert radikalfeministisk teori opp mot annen kunnskap om verden og menneskene. For den finnes i stort monn, men det er som kjent vanskelig å leve som man prediker.

**Bjørg Norli,**
leder, ProSenteret
**Astrid Renland,**
PION (sexarbeidernes interesseorganisasjon i Norge)
bjorg.norli@vel.oslo.kommune.no

Regjeringen kan og bør straks innføre regulering for bruk

# Gi folket strøm

**KRONIKK**
**Anders Skonhoft og Rune Skarstein**

**Fortsatt er det** stor uenighet om årsakene til «strømkrisa» og den høye prisen på strøm i Sør-Norge siden 2021. Statnett insisterer på at de nye kablene til Tyskland og England ikke har påvirket prisen på strøm i Sør-Norge i særlig grad. I sin konsesjonssøknad for Englands- og Tysklandskabelen i 2013 kalkulerte Statnett at kablene ville gi en økning i de norske strømprisene på bare tre-fire øre/KWH. I en oppdatert analyse fra mars i år hevder de at kablene bare har bidratt med ti prosent av prisøkningen den senere tiden. Vi mener at også dette er et altfor lavt anslag.

De to nye utenlandskablene til Tyskland og England og kabelen til Nederland løper direkte fra sone NO2 i NVEs klassifikasjon. NO2 omfatter den sørlige del av Viken, størstedelen av Vestfold, Telemark, Agder, Rogaland og sørlige del av Vestland. Fra NO2 til sonene NO1 (østlige del av Østlandet fra Viken og nordover) og NO5 (midtre del av Vestland) er det god overføringskapasitet. Derimot er det lav kapasitet i strømutvekslingen til NO3 (Trøndelag/Midt-Norge) og NO4 (Nord-Norge). Det er derfor ikke overraskende at NO1 og NO5 har hatt den samme prisutviklingen som NO2.

**Med unntak av** svært korte perioder er prisen på strøm i Tyskland betydelig høyere enn i Norge. I England er den konstant høyere. Og fordi kraftmarkedet fungerer slik at kraftprodusentene søker å selge strømmen der prisen er høyest, vil strømmen i stor grad flyte fra sone NO2 til utlandet. Disse nye utenlandskablene har derfor nærmest fungert som rene eksportkabler det siste året. Nettoeksporten via kabelen til Nederland var 3,3 TWh i 2021. De tilsvarende tallene for englandkabelen var 1,5 TWh og tysklandskabelen 3,3 TWh (Meld. St. 11 (2021-2022). Til sammen ga dette en nettoeksport på over 8 TWh fra NO2 i 2021, selv om englandskabelen ikke kom i drift før i oktober.

**Figuren illustrerer** prisutviklingen. Her er den ukentlige gjennomsnittlige spotprisen fra 1.1.2019 (uke 1) til 31.12 2021 (uke 156) for sonene NO2 (Sør-Norge) og NO3 (Trøndelag/Midt-Norge) vist. Tallene er basert på data fra Statnett bearbeidet av masterstudent ved NTNU Ingeborg Løkka. Spotprisen er engrosprisen på strøm, og er den prisen strømleverandørene betaler kraftprodusentene. Prisen strømkundene (husholdninger og bedrifter) betaler (detaljprisen) omfatter i tillegg påslaget fra strømleverandørene, dessuten avgiftene.

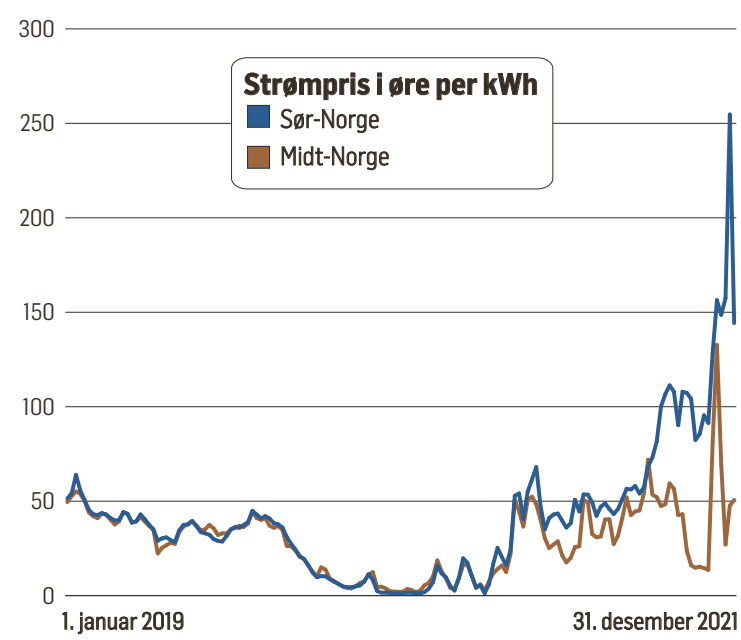
> Politikerne har latt seg lure av teknokratene i Statkraft og Statnett.

Her er det flere ting å merke seg. For det første viser figuren at prisene var svært like i begge sonene og fulgte samme mønster fra 1. januar 2019 (uke 1) helt fram til 1. januar 2021 (uke 104). For det andre var prisene fram til 1. januar 2021 svært lave sammenliknet med ukene etterpå. For det tredje blir det en merkbar prisforskjell mellom NO2 og NO3 det siste året. For det fjerde øker denne forskjellen påfallende mye i de siste ukene av 2021. Det blir også økende variasjoner i prisene, men størst i NO2. En stor del av endringene følger derfor tidspunktene etter at kablene til Tyskland og England har kommet i gang.

**Det er åpenbart** at disse nye kablene har betydd mye for prisøkningen i NO2 (følgelig også i NO1 og NO5) utover i 2021, og den langt sterkere prisveksten i prissone NO2 enn i NO3. En helhetlig analyse krever naturligvis at det kontrolleres for andre faktorer som kan ha endret seg. Nedbørforhold og fyllingsgraden i magasinene er slike faktorer. En prioritert forklaring fra Statnett og NVE på de høye prisene i NO2 er at det gjennom 2021 var «lite tilsig til sørnorske vannmagasiner».

Hvis vi bruker nedbøren i Agder som et tilnærmet mål på nedbøren som bestemmer tilsiget i NO2, viser det seg at den var til dels langt over normalen i årene 2017–2020 og rekordhøy i 2020 (Met. Inst., Vær og klima. Agder siden 1900, 20. januar 2021). Det betyr at tilsiget burde ha sikret fulle magasiner ved utgangen av 2020. I 2021 var gjennomsnittsnedbøren ved 26 målestasjoner i Agder 82 prosent av normalen (Met info, nr. 13/2021), som slett ikke var spesielt lavt. Men selv om nedbøren sank under normalen, var nettoeksporten av strøm nesten like høy som i toppåret 2020. Som resultat av høy nettoeksport og nedbør under normalen sank den gjennomsnittlige fyllingsgraden i magasinene i NO2 fra 52 prosent medio april 2021 til 19 prosent i ved utgangen av april 2022.

**Ifølge** Olje- og energidepartementet er den gjennomsnittlige produksjonskostnaden for strøm i Norge drøye 11 øre per KWH i inneværende år. Selv med en salgspris på bare 50 øre per KWH ville kraftsel-




AGER

## OVERHØRT

Vi har ingen virkemidler til å regulere eksporten.

**Seksjonssjef Ann Myhrer Østenby fra NVE i Nettavisen**

Det brenner på dass, men å kutte utenlandskablene vil forverre problemet

**Helena Mellison i Nettavisen**

Nå som kommentarfelt stenges, litt etter litt – godter jeg meg. For hvis Gunn (45) og Harald (58) har lyst til å påpeke at jeg bare er en liten dum unge – så må de enten skrive personlig brev eller bruke Nettavisenes meningssider.

**Amalie Andersen i Tønsbergs Blad**

Har i årevis bidratt med uredde og skarpt fuglekritiske tweeter, men etter den siste tids aggressive adferd og regelrett neddriting fra måkemiljøet, ser jeg meg nødt til å tone ned virksomheten. Den personlige belastningen blir rett og slett for stor.

**Kjersti Bjørkmo på Twitter**

Jeg skulle ønske at vi heller kunne hylle folk som gjør en stor innsats for en sunn og veltrent kropp.

**Martin Nipedal (22) på NRK Ytring**

MER DEBATT NESTE SIDE »

av strømkablene til Tyskland og England.

# men tilbake

skapene høste eventyrlige profitter. Utenlandskablene har åpnet nye muligheter for enorm inntjening både innad i Norge som følge av høyere priser og inntekter fra utlandet via eksporten. I første kvartal i år håvet Statnett dessuten inn seks milliarder kroner i såkalte flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntektene deles likt mellom Statnett og kabelpartnerne i utlandet. Partnere i utlandet tjener med andre ord gode penger på den billigere strømmen i Norge, mens norske hushold og etter hvert stadig flere bedrifter må betale for dette gildet.

Det politiske oppstyret da prisen på strøm til husholdningene i Sør-Norge steg til 200 øre per KWH, tyder på at politikerne har latt seg lure av teknokratene i Statkraft og Statnett. Gjennom politiske vedtak har kraftselskapene fått frie hender til å sørge for at elektrisitetsforsyningen ikke lenger blir betraktet som en infrastruktur på linje med vannforsyning, veier osv., men hvor strømmen er en vare som skal selges på et internasjonalisert marked til høyest mulig pris, uten hensyn til særegenhetene ved elektrisitetsforsyningen i Norge.

De politiske makthaverne har seg selv å takke for den situasjonen som nå har oppstått, og som vil vare ved uten betydelige politiske inngrep.

ILLUSTRASJON: KNUT LØVÅS, KNUTLVAS@GMAIL.COM

**Kabelavtalen** mellom Statnett og partnerne i Tyskland er underlagt EØS-avtalens tillegg (forordning) av 2004 og Norges tilslutning til EUs energibyrå, ACER. I forordningen blir det slått fast at «et virkelig indre marked for elektrisitet» skal «fremmes gjennom en intensivering av handelen med elektrisk kraft, som for tiden er underutviklet sammenlignet med andre økonomiske sektorer.» Selv om forordningen er et tillegg til selve EØS-avtalen, er det sannsynligvis ikke enkelt for Norge trekke seg fra den sammen med den skadebringende ACER-tilslutningen.

**Avtalen om** englandskabelen av september 2021 kan derimot sies opp med tolv måneders varsel. Skal propagandaen om «kraftutveksling» og «balansekraft», ha noen troverdighet, bør regjeringen straks innføre regulering for bruk av tysklands- og englandskablene.

Et mulig strakstiltak kan være å sette begrensninger for ubalansen i handelen gjennom kablene. Det kan for eksempel være at ved et norsk handelsoverskudd på 1 TWh stoppes eksporten inntil balanse i er gjenopprettet. En slik begrensning må selvsagt også gjelde for tysk/britisk elektrisitetseksport til Norge.

**Anders Skonhoft,**
professor i samfunnsøkonomi
**Rune Skarstein,**
førsteamanuensis
i samfunnsøkonomi
rune.skarstein@ntnu.no

POLITIKK

Endrer navn til Belarus

30. mai 2022

Ingrid Fiskaa (SV) trur ikkje at fleire i partiet no har blitt tilhengjarar av Nato:

**Har trua på utmelding**

Reise bort i sommer?

Ta med deg papiravisa på ferie!

Klassekampen 30. mai

# SV og Nato – hvor blir det av debatten?

**SV**
**Vegard Bye**

**Ingrid Fiskaa** sier i Klassekampen 30. mai selvsikkert at hun tror Nato-motstanden i SV «er omtrent like stor som før» (det vil si før Russlands Ukraina-invasjon og før Sverige og Finland søkte seg inn i Nato).

Jeg vet ikke hvem Fiskaa snakker med utenfor sitt eget ekkokammer. Som SV-medlem siden partiet ble starta, og kanskje litt over snittet interessert i utenrikspolitikk, har jeg i hvert fall aldri blitt spurt om dette. Leder av det internasjonale utvalget som partiet visstnok holder seg med, hevder at de som er for Nato nå «alltid (har) vore tilhengarer».

> Hvor f*** har de disse påstandene fra?

Hvor f*** har de disse påstandene fra?

**Så sies det at** partiledelsen ikke vil ta standpunkt før landsmøtet neste år. Det syns jeg (i motsetning til Petter Eide) er helt greit. Siste meningsmåling jeg har sett (TV2 1. mars) sier at 96 prosent av det norske folk vil stå i Nato, så SVs Nato-standpunkt er neppe noen fare for norsk sikkerhet. Men ledelsen har jo åpenbart tatt stilling, om jeg skal dømme etter fungerende leder Kirsti Bergstøs deltakelse i Debatten på NRK nylig (pluss Fiskaa, Skaar og flere andre som uttaler seg på partiets vegne).

Det ble neppe flere Nato-motstandere i Norge av Bergstøs TV-opptreden, men kanskje en god del oppgitte SV-medlemmer og -velgere.

**Om partiledelsen** ikke vil ta innover seg at det har skjedd noe dramatisk i Europa som tvinger fram en ny debatt om Norges plass der og i Nato, og faktisk inviterer til en bred debatt i partiet om det, kan vi – med våre stolte internasjonalistiske tradisjoner – i hvert fall glemme å benytte denne enestående sjansen til å gjenreise disse tradisjonene og bli tatt på alvor.

Når det denne uka kom meldinger om at LO vil ha oss inn i regjering og at partiledelsen er åpen for å diskutere dette, syns jeg faktisk først at det må åpnes for en seriøs partidebatt også om hva slags utenriks- og sikkerhetspolitiske føringer vi skal ta med oss inn for å få ei hånd på rattet.

**«Nei til Nato»** er dødfødt i så måte. Nytenkning rundt hva slags Nato vi skal ha i framtida tror jeg derimot det er plass til, om vi sammen med meningsfeller i resten av Europa utvikler troverdige alternativer.

**Vegard Bye,**
medlem av Sankthanshaugen SV
vbye@norlat.no

- Strømpriser

# Strømgalskapen: En enøyd og grisk politikk

STRØMPOLITIKK: – Når man skuer rekkevidden av hva som foregår, er det vanskelig ikke å se for seg det kjente maleriet av Brueghel Dulle Griet. Med en enøyd og grisk politikk går det rett utfor, skriver professor Eli Moen i dette debattinnlegget. Foto: Museum Mayer van den Bergh

**Strømgalskapen er kort sagt en fiffig måte å få mer penger inn i statlige kasser, skriver professor Eli Moen.**

Åpne deleknapper for artikkelen

- FacebookDel på Facebook
- TwitterDel på Twitter
- EpostSend lenke til artikkelen på epost

20.01.22 06:03
Eli Moen, professor (em) International Management, Handelshøyskolen BITips meg

***Debattinnlegget*** *gir uttrykk for skribentens meninger.*

Strømpriser hinsides hva man for kort tid siden ikke kunne forestille seg, har skapt sinne og raseri i befolkningen. Politikerne er forbauset, de så ikke dette komme, og det produseres forklaringer på løpende bånd: lite nedbør, lite vind, kulde, gasspriser også videre. Så langt har regjeringen forsøkt å ri av den folkelige stormen med almisser. Den virkelige årsaken til strømgalskapen unngås.

Grunnen er at strømgalskapen er en villet politikk. Den er kort sagt en fiffig måte å få mer penger inn i statlige kasser.

Gjennomføringen har skjedd skrittvis over tid. Som vist i min bok «Hva vi skal leve av etter oljen?» er fornybar energi pekt ut som en framtidig inntektskilde lansert i stortingsmelding nr. 25 (2015-2016): Kraft til endring. Den slår fast at Norge ikke bare skal bli verdensledende innenfor utvikling av miljøvennlig energi, landet skal også bli en ledende eksportør av fornybar energi. Det vil si eksport av vannkraft i tillegg til planlagt produksjon av vind- og havvindkraft.

Bakgrunnen for å gjøre vannkraft til en eksportvare var den store oppdagelsen av at 'våre energiressurser skaper store verdier'. Meldingen slår også fast at markedet vil være avgjørende for hvor 'store verdier' som kan skapes. Som det heter «Velfungerende markeder skal gi effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser». Første skritt mot effektiv utnyttelse var å 'øke utenlandsforbindelsene', en beslutning som allerede var tatt.

**Klikk her for å abonnere på nyhetsbrev fra Norsk debatt**

## Europas grønne batteri

Utenlandskablene til Tyskland og Storbritannia, som fikk konsesjon i 2014, ble politisk 'solgt' som forsyningssikkerhet. Bekymringer fra norske forbrukere ble avvist med at det knapt ville føre til økte priser. Da den nye

energipolitikken Kraft til endring ble lagt fram for Stortinget i 2016 handlet det ikke bare om forsyningssikkerhet. Norsk krafteksport ble 'solgt' som intet mindre enn Europas grønne batteri.

Stortingsmeldingen ble vedtatt i samsvar med innstillingen. Agnet om det grønne batteriet ble slukt i en slik grad at vannkraft som markedsvare omtrent ikke ble problematisert. Regjeringen ble rett nok bedt om å redegjøre for konsekvensene av energiunionen for Norge, men samtidig bad MDG og SV om en rask utbygging av nye kabler, dersom erfaringene med nye utenlandskabler var gode.

Neste skritt var en aktiv europapolitikk for å knytte norsk energi stadig tettere til de europeiske markedene, og fordi 'flere viktige rammer for vår energisektor fastsettes i EU'.

**Les også: Hun sitter med ansvar for strømkrisen, men nekter å svare på spørsmål**

## Tilslutning til EUs energiunion – en garanti for maksimal profitt

Stortinget vedtok tilslutningen til EUs energiunion, ACER, som er EUs byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter, i 2018. Det har en nøkkelrolle for integrering av unionens ulike energiformer. Tilslutningen ble vedtatt med simpelt flertall bestående av regjeringspartiene støttet av Ap og MDG. Sp, SV og Rødt stemte imot.

For Norge innebærer ACER-avtalen at energipolitikken i praksis er overlatt til EU. Behovet for lave og stabile priser for norske forbrukere og for norsk kraftkrevende industri er ikke nevnt i avtaleteksten. Utover det å beslutte å bygge kraftkabler eller la være, er det fint lite norske politikere kan gjøre. Er først kablene der, kan ikke myndighetene gripe inn for å stanse eksporten eller, uten videre, gjøre noe til fordel for egne innbyggere. Vedtaket ble begrunnet med at det ville være lite inngripende for kompetanseoverføringen i henhold til Grunnloven § 26. Men i virkeligheten har politikerne som Odyssevs bundet oss til masten, og som vi har hørt til det kjedsommelige: 'Vi kan ikke gjøre noe'.

Hovedprinsippet i energiunionen er minst mulig regulering; det er markedet som skal løse alle problemer. Strømmen skal flyte fritt og omsettes på energibørser der markedsprisen avgjøres av de dyreste tilbyderne. Saken er imidlertid at strømmen ikke flyter fritt, men påvirkes både av ustabilitet i

strømproduksjonen og av flaskehalser i kraftnettet. For prisdannelsen spiller særlig flaskehalsene en viktig rolle. Flaskehalser refererer til lav overføringskapasitet, og for å sikre forsyning, skapes det prisforskjeller mellom land og mellom landsdeler.

Dette var vel forstått fra norsk side. Som beskrevet i stortingsmeldingen: 'Store og hyppige prisforskjeller' vil være avgjørende for det 'samfunnsøkonomiske' grunnlaget.

Debattforfatter Eli Moen er professor i International Management på Handelshøyskolen BI og forfatter av boken «Hva vi skal leve av etter oljen?» . Foto: Handelshøyskolen BI

## Gjennomslag for særinteresser

Hovedleverandør til regjeringens energipolitikk er Energi21, et strategiorgan for Olje- og Energidepartementet. Kraftbransjen har rik representasjon i organet, og Solberg-regjeringen ga i 2014 organet utvidet mandat til også å omfatte økonomiske og næringspolitiske betraktninger. Stortingsmeldingen Kraft til endring er basert på 2014-innstilling fra Energi21.

For kraftbransjen var markedsmulighetene i Europa på det tidspunktet åpenbare. Tyskland hadde i 2011 vedtatt Energiwende, som innebærer å erstatte atom- og kullkraftverk med vind- og solkraft. Statkraft, som hadde

vært i det tyske energimarkedet siden 2005, så hvilke muligheter dette skapte. Overgangen til vind- og solenergi ville føre til ustabilitet i forsyningen. Som nevnt var konsesjon til utenlandskabler gitt allerede i 2014. Faktisk hadde flere utenlandskabler vært et mål siden bransjen ble deregulert i 1990.

Innenlandsk har de store selskapene også gjort det de kan for å sikre maksimal profitt. Ved å holde tilbake utbygging av nettet i Norge er det skapt flaskehalser. Som kjent er overføringskapasiteten mellom Sør- og Nord-Norge forholdvis liten, noe som har skapt store prisforskjeller mellom landsdelene og som er blitt tydeliggjort de siste månedene.

Strømprisen kan også påvirkes gjennom måten vannmagasinene disponeres på. Ved å spare på vannet i magasinene, kan kraften selges når prisene går opp. Som en representant for bransjen sier: «Vi disponerer vannkreftene for å få høyest verdi over tid».

**Les også: Rasende strømkunder mobiliserer til protester mot regjeringen i flere byer**

## Tidenes overskudd og lønnsfest

Med en gjennomsnittlig produksjonskostnad på 12 øre KWh har strømpriser på opptil flere kroner gitt en fortjeneste som selv de villeste finansspekulanter kan få vann i munnen av. Bare i løpet av første halvår 2021, før kabelen til England ble satt i drift, håvet Statkraft inn 13 milliarder i overskudd. Som en direktør for Statkraft sier: «Dette er robuste lønnsomme prosjekter som AS Norge tjener mye penger på».

Ledere og aksjonærer i kraftselskapene har i hvert fall tjent mye penger. Det rapporters om lønnsfest i bransjen, og lønn og bonuser for direktørsiktet når stadig nye høyder. Ifølge bransjen er dette nødvendig for å tiltrekke seg de beste.

At det er vanskelig å rekruttere ledere til denne bransjen er vanskelig å forstå. Vi har å gjøre med en bransje der selskapene selv ikke betaler for kostnader eller løper noen risiko. Det er det forbrukerne som har gjort og gjør gjennom nedbetalte kraftverk og gjennom nettariffen for finansiering av kablene. I tillegg sikrer ACER-avtalen maksimal profitt.

## «Genial» politikk

Ved å gjøre vannkrafta om til et spekulasjonsobjekt, opptrer den norske staten som den råeste kapitalist, på samme måte som kraftselskapene, og langt fra sosialdemokratiske idealer. Staten casher inn fra statsselskapene, fra utenlandskablene, moms og nettleieavgift fra forbrukerne. Men hva vinner staten og samfunnet på denne politikken?

Bortsett fra grønnvasking, er det likevel 'småpenger' hvis vi ser på hvilke behov staten har for å få dekket økende utgifter. Selv om man bygger ut det som er igjen av norske vannfall og teppedekker landet med vindmøller, vil det langt fra være nok til å dekke framtidige utgifter.

En sak er å flå befolkningen med skatter uten omfordelingshensyn. En annen er en svekkelse av næringslivet, men det verste er at energipolitikken betyr et nakkeskudd for den kraftkrevende industrien. Det som har tatt et hundre år å bygge opp basert på komparative fortrinn, er nå nærmest tilintetgjort i løpet av få år.

**Les mer fra Norsk debatt her**

En følge er at landet vil ende som en ren råstoffeksportør i enda større grad enn tilfelle er nå. Det er velkjent at land som baseres på råstoffeksport ikke klarer å komme ut av fattigdomsfella. Tallene fra industrien, som framkommer i boka «Parterapi», kan illustrere dette: For en gitt kraftmengde kan Elkem generere åtte milliarder i omsetning, 1530 egne arbeidsplasser pluss ringvirkninger. Å selge den samme kraftmengden, vil kun gi 1,8 milliarder i cash og nesten ingen arbeidsplasser.

Når man skuer rekkevidden av hva som foregår, er det vanskelig ikke å se for seg det kjente maleriet av Brueghel Dulle Griet. Med en enøyd og grisk politikk går det rett utfor.

https://www.nettavisen.no/okonomi/varsler-fare-for-knapphet-pa-strom-kan-bli-anstrengt/s/5-95-513385

# Varsler fare for knapphet på strøm: - Kan bli anstrengt

LITE VANN: Flere vannmagasiner i Sør-Norge har nå har historisk lav fyllingsgrad. Bildet er fra Osvatnet i Torbudalen, ved Sunndalsøra, og er tatt et annet år. Foto: Kallestad, Gorm / NTB Scanpix

**Det kan bli mangel på strøm hvis ikke værgudene holder med Norge.**

Åpne deleknapper for artikkelen

- FacebookDel på Facebook
- TwitterDel på Twitter
- EpostSend lenke til artikkelen på epost

02.06.22 06:11 02.06.22 09:07
Morten Solli

Statnett har nylig endret sin beskrivelse kraftsituasjonen i Sør-Norge fra normal til «stram».

Det er stor usikkerhet i de europeiske energimarkedene, og dette kan påvirke forsyningssikkerheten for kraft i Norge, skriver Statnett i en artikkel om situasjonen. Historiske lavnivåer i norske vannmagasiner er den andre hovedårsaken til at situasjonen er «stram».

Samtidig kan eksporten av kraft fortsette uberørt av den stramme situasjonen. I dagene med lave priser før helgen var det netto-import i utenlandskablene - denne uka eksporterer vi tre ganger så mye som vi importerte før helga, mens prisene er mangedoblet.

I prinsippet kan eksporten fortsette til det er helt tomt i magasinene:

- Vi har ingen virkemidler til å regulere eksporten, sier seksjonssjef Ann Myhrer Østenby i NVE (Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE).

## - Usikkerhet kan gi store utslag

«Tilgang på regulerbar vannkraft og muligheter for import fra landene rundt sikrer tilgangen til kraft i Norge i de fleste situasjoner. Den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge er imidlertid svakere enn normalt for årstiden, med mindre vann i magasinene og mindre snø i fjellet i deler av Sør-Norge. Krigen i Ukraina har også bidratt til uvanlig høye gasspriser, samtidig som det er usikkerhet rundt de langsiktige gassleveransene», skriver Statnett.

**Les også:** [Vi trenger flere vindmøller, ikke i uberørt natur, men nær der folk bor og industrien er]
I den ukentlige rapporten fra NVE, som kom onsdag ettermiddag, gjentas bekrymringen:

«Vedvarande uro i energimarknadane bidreg til store variasjonar og høg uvisse rundt både kraftprisane og brenselsprisane for tida. Russland sin invasjon av Ukraina og uvisse rundt konsekvensar av dette kan gje store utslag på prisane i energimarknadane framover», skriver NVE i rapporten.

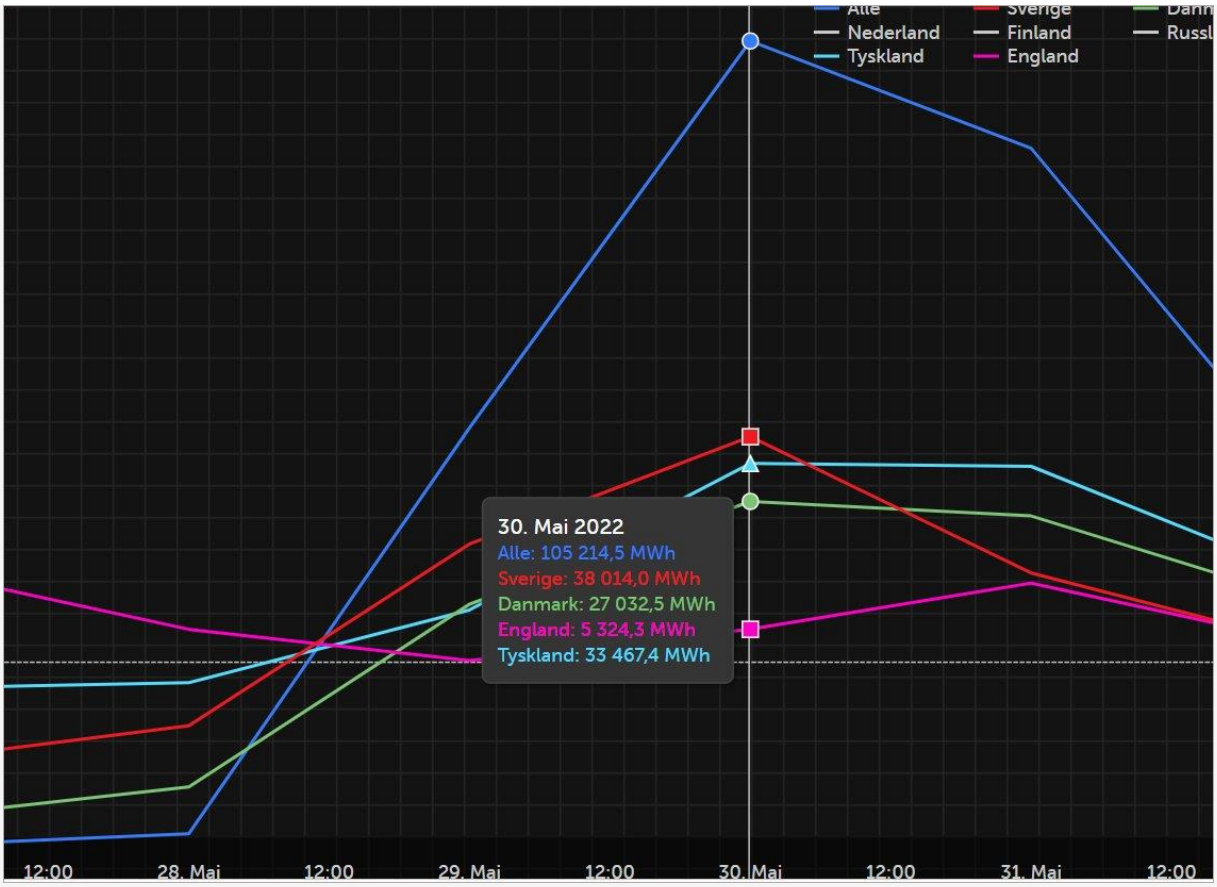
MINDRE VANN: Eksporten av norsk vannkraft påvirkes ikke av at mange vannmagasiner har langt mindre vann enn normalt for årstiden. Bildet viser Sysendammen i Eidfjord kommune - i vannmagasinene i Vest-Norge er det nå mer enn 30 prosent mindre vann enn normalt. Foto: Statnett

## Massiv eksport på de dyreste dagene

Eksporten av kraft ut av landet er upåvirket av situasjonen. Det går tydelig fram av kraftbalansen at import drar prisene ned - eksport drar prisene kraftig opp, viser tallene fra Statnett:

Da prisene var på det laveste, 27. mai, importerte vi 31.000 MWh (megawattimer) netto - hvorav 4700 mWh fra Tyskland. Markedsprisen for en kilowattime var da 48 øre i Sør-Norge - 3,7 øre i den billigste timen.

Mandag 30. mai eksporterte vi 105.000 MWh - hvorav 33.500 MWh til Tyskland. Da var prisene tilbake på det høye nivået - en kilowattime kostet 1,70 kroner i snitt og 2 kroner på det høyeste - før avgifter og nettleie.



MASSIV EKSPORT: Som grafikken fra Statkraft viser, snudde importen i slutten av uke 21 til tre ganger så mye eksport i starten av uke 22. Samtidig mangedoblet kraftprisen seg. Statkraft varsler nå at Norge trenger «betydelig» netto-import senere i år for å unngå en kritisk kraftsituasjon.

## - Trenger masse import

Høy eksport gir nå gode inntekter og skyhøye strømpriser, men bidrar til å tappe vannmagasinene, og Statnett er bekymret:

«Dersom det blir lavere tilsig enn normalt det kommende halve året og en kald og tørr vinter, viser Statnetts beregninger behov for betydelig nettoimport til Norge for å ha tilstrekkelig energisikkerhet fram til snøsmeltingen starter våren 2023», skriver Statnett, og peker videre på konsekvenser av krigen i Ukraina:

«Det er en risiko for at Europas evne til å eksportere kraft kan påvirkes dersom krigen og konflikten med Russland eskalerer ytterligere og det blir rasjonering på gass i Europa. Denne usikkerheten kommer i tillegg til at det alltid er en risiko for nedetid på en eller flere av mellomlandsforbindelsene.»

**Les også:** [Nå blir det forbudt å installere vanlig ladekontakt til elbilen]

Derfor er vurderingen av kraftsituasjonen for Sør-Norge (prisområdene NO1, NO2 og NO5) endret for kommende tappesesong fra normal (grønn) til stram (gul).

Statnett ber produsentene ta høyde for at muligheten for import kan bli mindre i neste tappesesong - altså fra i høst/vinter.

## - Det kan vi ikke gjøre noe med

I Norge er det RME, som er organisert som en uavhengig enhet i NVE, som er den regulerende myndigheten. Seksjonssjef Ann Myhrer Østenby i NVE bekrefter at situasjonen i vannmagasinene har vært uvanlig:

- Vi har fulgt dette med økt årvåkenhet siden i fjor høst, da vi nærmet oss et historisk minimum i Sør-Norge, sier Østenby.

**Les også:** **Kabler får skylda for strømprisene: - Det er grunnleggende feil**
Oversikten over fyllingsgraden i vannmagasinene viser at nivået har vært *under* det historisk lavnivået i det viktige området Vest-Norge, der det ligger mange store vannmagasiner.

- Vi har fulgt dette svært tett, og snøsmeltingen kom i gang sent. Akkurat nå er vannmagasinene i ferd med å fylle seg opp. Så situasjonen nå er god, og vi forventer at snøen fra fjellet fyller opp magasinene framover i perioder med økt varme. Og så vil været framover avgjøre hvordan dette blir når magasinene skal begynne å tappes igjen.

*- Hvor stram må kraftsituasjonen være for at eksporten kan reguleres ned?*

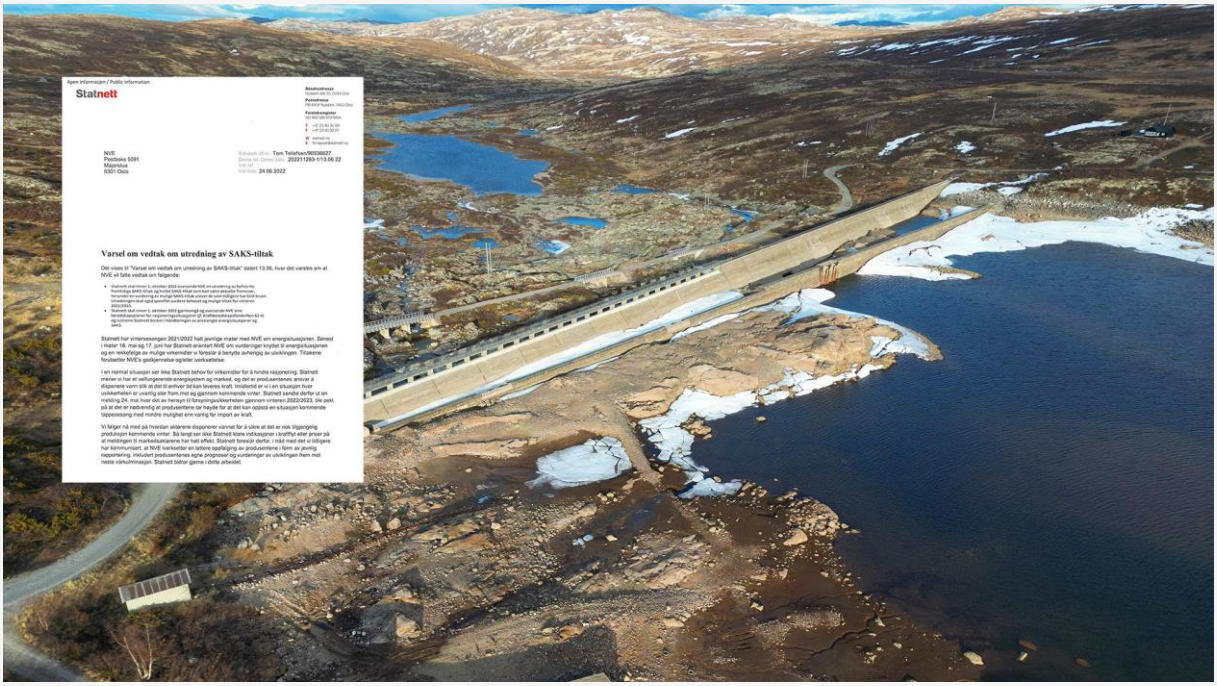
- Vi har ingen virkemidler til å regulere eksporten. Den er regulert i bilaterale avtaler med landene vi handler med. En eventuell regulering av eksporten vil i så fall være en politisk avgjørelse. Vi er vant med et væravhengig kraftsystem i Norge. Det nye er at også landene vi samarbeider med har fått en mer væravhengig energiproduksjon. Det utgjør en markant forskjell, som gjør at vi må regne med langt mer variasjon i prisene i årene framover, sier Østenby.

Med andre ord, vi skal ha både massivt regnfall i Norge og veldig mange dager med kraftige vindkast i Tyskland for å å unngå å havne i den skvisen Statnett beskriver i sin rapport.

**Les også:** **Varsler massiv industridød: - 400.000 jobber i fare**

https://www.nettavisen.no/okonomi/full-eksport-tross-vannmangel-na-har-statnett-slatt-alarm/s/5-95-551203

# Full eksport tross vannmangel: Nå har Statnett slått alarm




VARSEL: Statnett er bekymret for at vannkraftproduksjonen fortsatt er høy, og at det er lite vann i magasinene. De varsler derfor at det kan bli aktuelt med historisk strenge SAKS-tiltak i vinter. SAKS er byråkratisk for «svært anstrengt kraftsituasjon». Bildet er fra Kalhovdfjorden på Hardangervidda i starten av juni. Foto: Ørn E. Borgen / NTB

**Eksporten gikk rett til himmels - tross tunge bekymringer. Nå forberedes en mulig strømrasjonering.**

Åpne deleknapper for artikkelen

- FacebookDel på Facebook
- TwitterDel på Twitter
- EpostSend lenke til artikkelen på epost

28.06.22 14:27 30.06.22 08:16
Magnus Blaker

For fem uker siden hevet Statnett farenivået i hele Sør-Norge til gult nivå. Det betyr opptil 20 prosent risiko for strømrasjonering.

Årsak: De fryktet at Norge ikke ville ha nok strøm til vinteren, og at et Europa i energikrise ikke vil være i stand til å tilby eksport til Norge.

## Har ikke hatt ønsket effekt

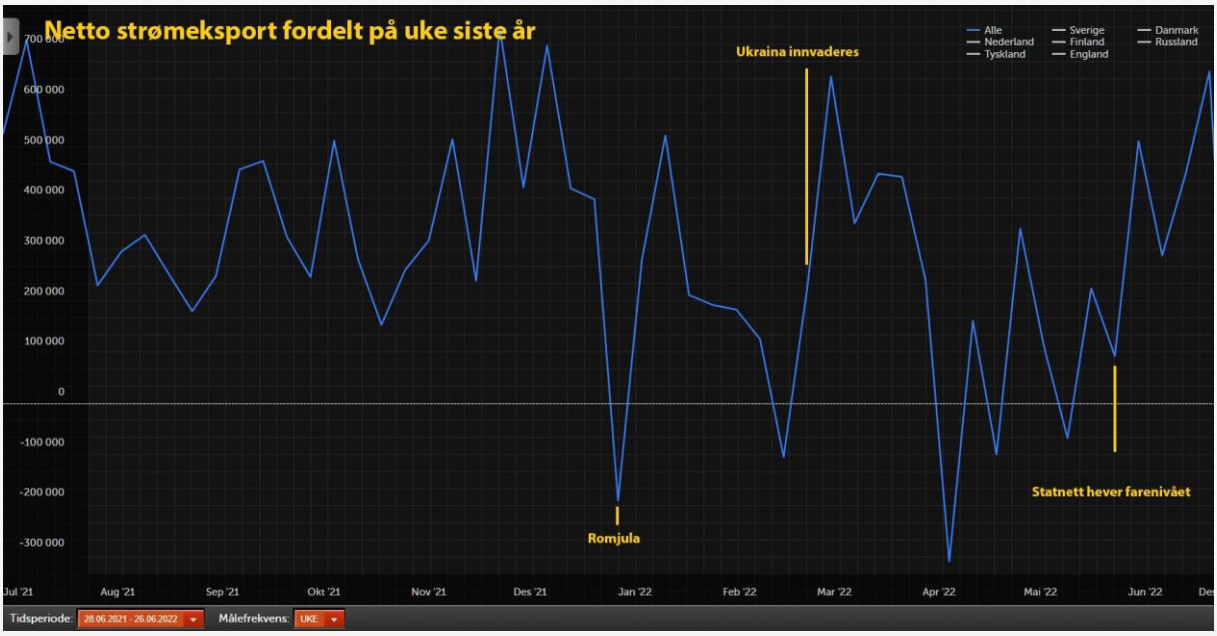
Statnett har ansvaret for forsyningssikkerheten for elektrisitet i Norge, og det å heve farenivået er i praksis det eneste verktøyet de har for å påvirke strømprodusentene før en eventuell kraftkrise er et faktum.

**Nå varsler Statnett at dette ikke har hatt ønsket effekt, og at de nå forbereder seg på muligheten for historisk sterke virkemidler i kraftmarkedet - såkalte SAKS-tiltak (svært anstrengte kraftsituasjoner). Det inntrer når det er mer enn 50 prosent risiko for kraftrasjonering.**

*Mer om dette lenger ned.*

## Eksportrekord til Tyskland

Etter at Statnett valgte å heve farenivået for hele Sør-Norge, var det en tydelig utvikling i strømeksporten: Den gikk rett i taket.




Tall fra Statnett viser følgende:

- April: 111 GWh netto eksport
- Mai: 563 GWh netto eksport
- Juni (frem til 28.): 1880 GWh netto eksport (1,88 TWh)

Én GWh (gigawatt-time) tilsvarer 1 million kWh.

**I løpet av det siste året har det bare vært tre uker hvor det har blitt eksportert mer kraft enn i forrige uke (uke 25) - dette til tross for at kabelen til Nederland midlertidig er ute av drift.**

Det ble blant annet satt eksportrekord: Aldri før har det blitt sendt så mye strøm til Tyskland i løpet av én måned - og det før måneden faktisk er ferdig.

Eksporten til Danmark har ikke vært høyere siden september i fjor.

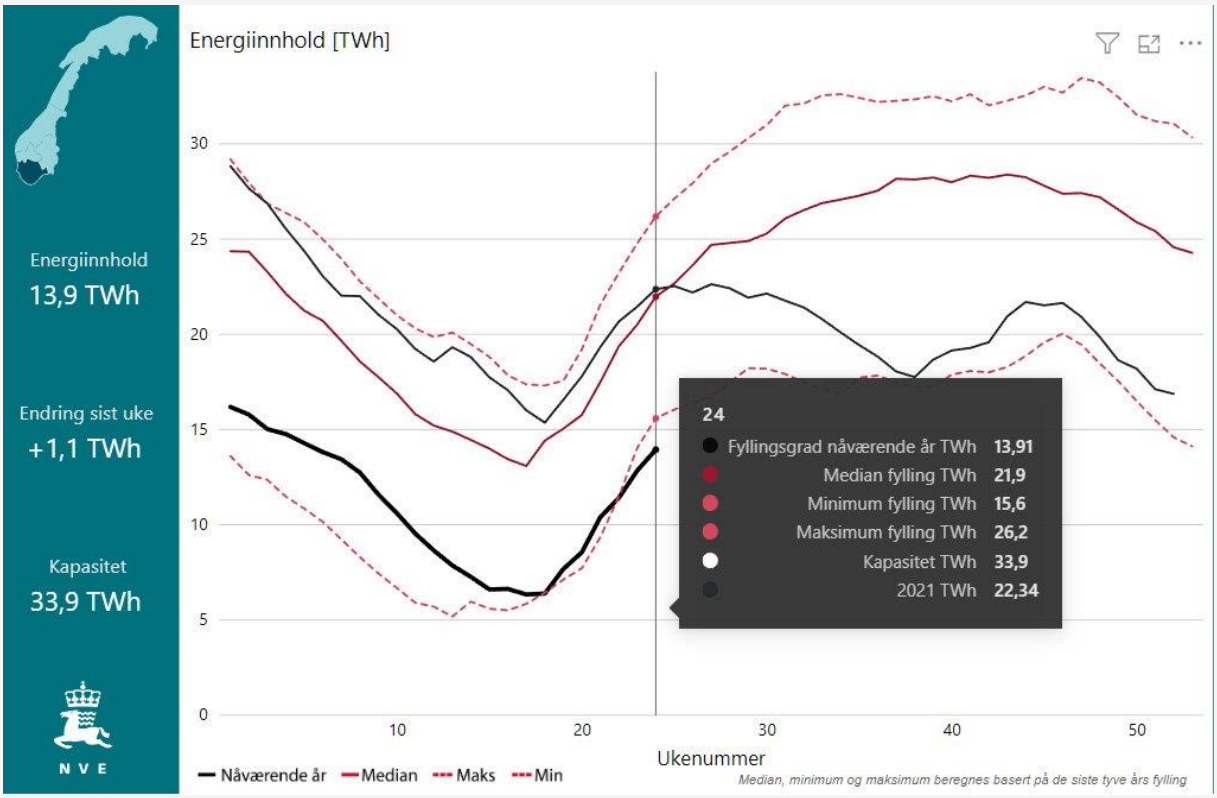
Grafen viser strømeksporten dag for dag siden farenivået ble hevet. Den har nesten aldri gått motsatt vei.

Ifølge Statnett har 80 prosent av all bruk av alle utenlandskabler siden farenivået ble hevet vært eksport. Den siste dagen Norge hadde netto import av strøm var 6. juni.

## Fra lite vann til historisk lavnivå

All eksport til kontinentet og England skjer fra det sørligste prisområdet vi har i Norge, kalt NO2. Dette er det området med klart mest vannkraftproduksjon, og huser blant annet Norges største vannmagasin, Blåsjø.

To dager før Statnett økte farenivået, viser statistikk fra NVE at det var 10,6 prosent mer vann i sør *enn det laveste som noen gang var målt* på den tiden av året.




Det har aldri vært målt så lite vann i magasinene på Sørlandet på denne tiden av året før.

Ved siste tilgjengelige statistikk (målt forrige søndag), var mengden vann 11 prosent *lavere* enn det som noen gang var målt på samme tid. Og i forrige uke uke ble eksporten økt.

Oppdatert statistikk publiseres onsdag ettermiddag.

## Statnett gjør seg nå klar for kraftrasjonering

Nettavisen kontaktet tirsdag Statnett for spørsmål om hvordan de oppfatter at strømprodusentene har tatt signalene.

**De svarer ved å sende over et brev som ble sendt til NVE på fredag. Der forteller de at kraftprodusentene ikke ser ut til å ha endret praksis, og at det nå forberedes på såkalte SAKS-tiltak (svært anstrengte kraftsituasjoner).**

Apen informasjon / Public information

Statnett

**Besøksadresse**
Nydalen allé 33, 0484 Oslo

**Postadresse**
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

**Foretaksregister**
NO 962 986 633 MVA

T +47 23 90 30 00
F +47 23 90 30 01

W statnett.no
E firmapost@statnett.no

NVE
Postboks 5091
Majorstua
0301 Oslo

Saksbeh./tlf.nr.: Tom Tellefsen/90536827
Deres ref./Deres dato: 202211283-1/13.06.22
Vår ref.:
Vår dato: 24.06.2022

# Varsel om vedtak om utredning av SAKS-tiltak

Det vises til "Varsel om vedtak om utredning av SAKS-tiltak" datert 13.06, hvor det varsles om at NVE vil fatte vedtak om følgende:

- Statnett skal innen 1. oktober 2022 oversende NVE en utredning av behov for fremtidige SAKS-tiltak og hvilke SAKS-tiltak som kan være aktuelle fremover, herunder en vurdering av mulige SAKS-tiltak utover de som tidligere har blitt brukt. Utredningen skal også spesifikt vurdere behovet og mulige tiltak for vinteren 2022/2023.
- Statnett skal innen 1. oktober 2022 gjennomgå og oversende NVE sine beredskapsplaner for rasjoneringssituasjoner (jf. Kraftberedskapsforskriften §2-4) og rutinene Statnett bruker i håndteringen av anstrengte energisituasjoner og SAKS.

Statnett har vintersesongen 2021/2022 hatt jevnlige møter med NVE om energisituasjonen. Senest i møter 18. mai og 17. juni har Statnett orientert NVE om vurderinger knyttet til energisituasjonen og en rekkefølge av mulige virkemidler vi foreslår å benytte avhengig av utviklingen. Tiltakene forutsetter NVE's godkjennelse og/eller iverksettelse.

I en normal situasjon ser ikke Statnett behov for virkemidler for å hindre rasjonering. Statnett mener vi har et velfungerende energisystem og marked, og det er produsentenes ansvar å disponere vann slik at det til enhver tid kan leveres kraft. Imidlertid er vi i en situasjon hvor usikkerheten er uvanlig stor fram mot og gjennom kommende vinter. Statnett sendte derfor ut en melding 24. mai hvor det av hensyn til forsyningssikkerheten gjennom vinteren 2022/2023, ble pekt på at det er nødvendig at produsentene tar høyde for at det kan oppstå en situasjon kommende tappesesong med mindre mulighet enn vanlig for import av kraft.

Vi følger nå med på hvordan aktørene disponerer vannet for å sikre at det er nok tilgjengelig produksjon kommende vinter. Så langt ser ikke Statnett klare indikasjoner i kraftflyt eller priser på at meldingen til markedsaktørene har hatt effekt. Statnett foreslår derfor, i tråd med det vi tidligere har kommunisert, at NVE iverksetter en tettere oppfølging av produsentene i form av jevnlig rapportering, inkludert produsentenes egne prognoser og vurderinger av utviklingen frem mot neste vårkulminasjon. Statnett bidrar gjerne i dette arbeidet.

Brevet er et svar på at NVE har fattet følgende vedtak:

*«Statnett skal innen 1. oktober 2022 oversende NVE en utredning av behov for fremtidige SAKS-tiltak og hvilke SAKS-tiltak som kan være aktuelle*

*fremover,* ***herunder en vurdering av mulige SAKS-tiltak utover de som tidligere har blitt brukt****. Utredningen skal også spesifikt vurdere behovet og mulige tiltak for vinteren 2022/22.*

*Statnett skal innen 1. oktober gjennomgå og oversende NVE sine beredskapsplaner for rasjoneringssituasjoner og rutinene Statnett bruker i håndteringen av anstrenge energisituasjoner og SAKS».*

SAKS-tiltak er inngrep som kan gjøres for å håndtere en «svært anstrengt kraftsitusjon», noe som kan innebære alt fra nedstenging av industri, til rasjoneringstariffer og rullerende blackout.

Les også

Hvis Norge rammes av strømkrise, slår en kriseplan inn. Den er hemmelig

## - Varselet har ikke hatt effekt

I brevet skriver Statnett at kraftprodusentene ikke har reagert på signalene de har sendt tidligere, der kraftprodusentene blir bedt om å ta høyde for en ekstra vanskelig vinter:

«Vi følger nå med på hvordan aktørene disponerer vannet for å sikre at det er nok tilgjengelig produksjon kommende vinter. Så langt ser ikke Statnett klare indikasjoner i kraftflyt eller priser på at meldingen til markedsaktørene har hatt effekt. Statnett foreslår derfor, i tråd med det vi tidligere har kommunisert, at NVE iverksetter en tettere oppfølging av produsentene i form av jevnlig rapportering, inkludert produsentenes egne prognoser og

vurderinger av utviklingen frem mot neste vårkulminasjon. Statnett bidrar gjerne i dette arbeidet.»

**De avslutter med å si at de ønsker tett kontakt og samarbeid med NVE «om både behovet for fremtidige SAKS-tiltak og planlegging av en rasjoneringssituasjon.»**

## - En meget uvanlig situasjon

Konserndirektør for Systemdrift, Peer Østli

Konserndirektør for systemdrift i Statnett, Peer Østli, kommenterer brevet på denne måten:

- Varselnivået holdes likt, men vi ønsker å understreke igjen at vi er i en situasjon der den store usikkerheten i det europeiske kraftmarkedet kan påvirke forsyningssikkerheten her hjemme når høsten og vinteren kommer. Vi skal se på hvilke tiltak som kan være aktuelle, men det er opptil NVE å godkjenne eller iverksette tiltak. Nå har vi også foreslått overfor NVE at de følger opp kraftprodusentenes prognoser og vurderinger, og tilbudt å bidra i dette arbeidet. Det er uvanlig å be om, men vi står også i en meget uvanlig situasjon, skriver han i en uttalelse til Nettavisen.

## NVE ber kraftprodusentene holde igjen

NVE er reguleringsmyndighet for kraftmarkedet i Norge, og har så langt i strømkrisen vært tilbakeholdne med å blande seg i debatten. De sitter på lite reell makt når det kommer til disponering av vannkraften og eksport, og pleier å henvise til regjeringen i de fleste saker.

For et par uker siden intervjuet Nettavisen NVE-sjef Kjetil Lund om den anstrengte situasjonen. Han var da så ordknapp at vi til slutt droppet å lage sak.

Men mandag morgen gikk han svært langt i å kritisere norske strømprodusenter i en kronikk i Aftenposten.

ANSVARLIG: Kjetil Lund er sjefen for Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE), som blant annet er reguleringsmyndighet for strømmarkedet. Foto: Javad Parsa

**«Et markedsbasert kraftsystem overlater svært mye ansvar til kommersielle selskaper. Legitimiteten til systemet avhenger av at selskapene tar inn over seg at de er gitt tillit og ansvar for å forvalte ikke bare en handelsvare, men en samfunnskritisk ressurs.**

**Hva kan kraftprodusentene gjøre? De kan ta inn over seg det endrede risikobildet når de disponerer vannet. I praksis betyr det å holde tilbake vann slik at magasinfyllingen til høsten er tilstrekkelig høy til å takle uforutsette hendelser neste vinter og vår.»**

## Regjeringen: - Forstår veldig godt at dette er noe som opptar folk

Nettavisen har spurt Olje- og energiminister Terje Aasland (Ap) om hva som skal til for at han griper inn, og om han kan garantere at det ikke blir strømrasjonering til vinteren:

- Jeg forstår veldig godt at dette er noe som opptar folk. Det er riktig at magasinfyllingen i Sør-Norge er på et nær historisk minimum, og at det ligger an til høye strømpriser også denne vinteren. Samtidig er det slik at NVE vurderer sannsynligheten for ressursknapphet neste vinter er lav på nåværende tidspunkt. Men dette avhenger av regnvær, tilsig av vann fra snøsmelting og importmuligheter for å nevne noe, skriver Aasland i en epost.

Olje- og energiminister Terje Aasland (Ap) under en pressekonferanse om havvind i Marmorhallen i Oslo. Foto: Lise Åserud

- På nåværende tidspunkt vurderer NVE at det ikke behov for umiddelbare tiltak. NVE vil fortsette å overvåke situasjonen tett og jeg har bedt om en oppdatert vurdering av situasjonen over sommeren.

Han mener man har grep man kan ta hvis det blir nødvendig:

- Det er ikke riktig at man ikke har en verktøykasse dersom situasjonen krever det. På generell basis kan det nevnes at systemansvarlig har en rekke virkemidler for å håndtere anstrengte kraftsituasjoner, regulert gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, skriver Aasland.

Oppfordringen til Statkraft og de andre kraftprodusentene er derimot klar:

- Jeg har også tiltro til at kraftprodusentene nå er sitt ansvar bevisst, og tar høyde for den usikkerheten som er framover. Vi har også varslet at vi vil følge situasjonen framover nøye, og vi gjennomgår nå kraftsituasjonen med flere utredninger, med tanke på videre oppfølging utover høsten.

## Eksporten fortsetter på onsdag

Nye tall fra strømbørsen NordPool for onsdagen viser at eksporten fortsetter både til Sverige, Danmark, Tyskland og England.

*Nettavisen har stilt spørsmål til Statkraft om hva de tenker om brevet og utviklingen. De har ikke umiddelbart kunnet svare.*

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

**PUBLIC**

# DECISION No 16/2021
# OF THE EUROPEAN UNION AGENCY
# FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS

## of 17 December 2021

## on the TSOs' proposal for amendment of the congestion income distribution methodology

THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS,

Having regard to the Treaty on the Functioning of the European Union,

Having regard to Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators ('ACER')[1], and, in particular, Article 5(2)(b) and Article 5(6) thereof,

Having regard to Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management[2], and, in particular, Article 9(5), Article 9(6)(m) and Article 9(13) thereof,

Having regard to the outcome of the consultation with the concerned regulatory authorities and transmission system operators ('TSOs') and the European Network of Transmission System Operators for Electricity ('ENTSO-E'),

Having regard to the outcome of the consultation with ACER's Electricity Working Group ('AEWG'),

Having regard to the favourable opinion of the Board of Regulators of 15 December 2021, delivered pursuant to Article 22(5)(a) of Regulation (EU) 2019/942,

Whereas:

[1] OJ L158, 14.6.2019, p. 22.
[2] OJ L 197, 25.7.2015, p. 24, as amended by Commission Implementing Regulation (EU) 2021/280 of 22 February 2021, OJ L 62, 23.2.2021, p. 24.

## 1. INTRODUCTION

(1) Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (the 'CACM Regulation') laid down a range of requirements for cross-zonal capacity allocation and congestion management in the day-ahead and intraday markets in electricity. In particular, pursuant to Article 73(1) of the CACM Regulation, all transmission system operators ('all TSOs') must jointly develop a methodology for distributing among them the congestion income, i.e. revenues received from the capacity allocation within the single day-ahead and intraday coupling. The congestion income distribution methodology (the CID methodology) has been developed in 2017, and submitted to all the regulatory authorities, who, due to a lack of agreement between them, ultimately referred it to ACER for decision. On 14 December 2017, ACER approved the CID methodology.[3]

(2) Since the entry into force of Regulation (EU) 2019/943, in order to streamline the regulatory approval process, Union-wide terms and conditions or methodologies that are developed under the network codes and guidelines (such as the CID methodology), and any amendments thereof, are now directly submitted to ACER for approval.[4]

(3) The go-live of the Core flow-based capacity calculation methodology planned for early 2022, the advancement of intraday coupling, in particular the implementation of the intraday auctions, require a number of amendments to the existing CID methodology. In particular, a multi slack hub approach is introduced for regions applying flow-based capacity calculation and the congestion income sharing is extended to the future intraday auctions. Furthermore, where necessary, the CID methodology is aligned with principles as defined by the congestion income distribution methodology according to Article 57 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 to ensure consistency across timeframes.

(4) Accordingly, on 9 July 2021, all TSOs submitted to ACER a proposal for amendment of the CID methodology, which incorporates all the necessary changes given the developments described in paragraph (3) ('the Proposal').

(5) This Decision is issued following ACER's review and amendment of the Proposal, and includes the following annexes:

Annex I sets out the methodology for the distribution of congestion income, as amended and approved by ACER.

[3] Decision No 07/2017 of 14 December 2017: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2007-2017%20on%20CIDM.pdf

[4] See Article 5(2)(b) of Regulation (EU) 2019/942.

Annex Ia provides a track-changed version of the Proposal, reflecting ACER's amendments, for information.

## 2. PROCEDURE

(6) On 9 July 2021, ENTSO-E submitted the Proposal on behalf of all TSOs to ACER for approval. Additionally, the TSO Baltic Cable AB submitted the same Proposal, thereby joining all TSOs' request for approval, and also expressed its support for the Proposal.[5]

(7) Between 9 July 2021 and 30 September 2021, ACER engaged in discussions with the TSOs, ENTSO-E and the regulatory authorities. These discussions involved numerous conference calls and electronic exchange of documents, allowing ACER to gather information and form its preliminary position on the Proposal. In particular, these discussions focused on:

(i) ACER's assessment framework as described in section 6;

(ii) the current developments regarding the existing CID methodology, thereby examining whether the Proposal is practical and would not impede ongoing processes;

(iii) reaching a common understanding or exchanging views on certain aspects of the Proposal.

(8) Between 1 October and 15 October 2021, ACER consulted all TSOs, ENTSO-E and all regulatory authorities on its preliminary position, by sharing an updated version of the Proposal setting out its suggested amendments and the reasoning for these amendments. The consulted parties provided their views by 15 October 2021. These views are summarised in section 5.1.

(9) ACER considered all the written comments received on its preliminary position, and further discussed them with the individual parties, where necessary. No oral hearings were requested by the consulted parties. Following this process, ACER introduced further amendments to the Proposal to take into account some issues raised by the consulted parties.

(10) The AEWG was consulted between 9 November 2021 and 17 November 2021, and provided its advice on 19 November 2021 (see section 5.2).

[5] Letter of 13 September 2021. ENTSO-E has not submitted the Proposal on behalf of Baltic Cable AB, since, at the time of the submission (9 July 2021), Baltic Cable AB had not yet been allocated formal voting powers among the German TSOs under Article 9 of the CACM Regulation.

(11) On 15 December 2021, ACER's BoR issued a favourable opinion pursuant to Article 22(5)(a) of Regulation (EU) 2019/942.

## 3. ACER'S COMPETENCE TO DECIDE ON THE PROPOSAL

(12) Pursuant to point (b) of Article 5(2) of Regulation (EU) 2019/942, ACER shall approve proposals for common terms and conditions or methodologies for the implementation of those network codes and guidelines adopted before 4 July 2019 and which require the approval of all regulatory authorities.

(13) Pursuant to Article 9(6)(m) of the CACM Regulation, which has been adopted as a guideline before 4 July 2019, the proposal for the congestion income distribution methodology in accordance with Article 73(1) of the CACM Regulation, and any amendments thereof, shall be subject to approval by ACER.

(14) Pursuant to the second sentence of Article 9(13) in joint reading with Article 9(6)(m) and Article 73(1) of the CACM Regulation, TSOs responsible for developing the proposal for the congestion income distribution methodology (i.e. all TSOs) may propose amendments to the methodology. The proposals for amendments must be submitted to ACER for approval.

(15) Pursuant to Article 5(6) of Regulation (EU) 2019/942 and Article 9(5) of the CACM Regulation, ACER, before approving the terms and conditions or methodologies, shall revise them where necessary, after consulting the respective TSOs and ENTSO-E, in order to ensure that they are in line with the purpose of the network code or guideline and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market. ACER shall take a decision on the approval within the period specified in the relevant network codes and guidelines.

(16) On 9 July 2021, ENTSO-E, on behalf of all TSOs, submitted the Proposal to ACER for approval. ACER is competent to decide on the Proposal based on Article 5(2)(b) of Regulation (EU) 2019/942, Article 9(6)(m) and Article 9(13) of the CACM Regulation.

## 4. SUMMARY OF THE PROPOSAL

(17) The Proposal of 9 July 2021 includes a submission letter from ENTSO-E, the proposed congestion income distribution methodology (Annex 1) with applicable sharing keys (Annex 2), a supporting document summarizing further explanations of the contents (Annex 3) and a list of TSOs on which behalf the Proposal is submitted (Annex 4).

(18) The proposed CID methodology described in Annex I of the Proposal includes a 'whereas' section and the following titles setting out the named content:

Title 1 General provisions
Title 2 Calculation of congestion income and distribution to the bidding zone borders
Title 3 Congestion income distribution on the bidding zone border
Title 4 Transparency of information

Title 5 Final provisions

(19) In order for the CID methodology to be compatible across timeframes as required by Article 73(d) of the CACM Regulation, the Proposal introduces provisions for its applicability to the intraday timeframe. The intraday timeframe combines a continuous market with implicit auctions. The continuous trading does not create congestion income and therefore does not need to be considered in the CID methodology. Therefore, the CID methodology only covers the distribution of congestion income created by the intraday auctions ('IDA').

(20) The Proposal provides for the following three layers of congestion income distribution. In the first layer, the congestion income is collected from the central counterparties and separated into congestion income generated by electricity exchanges within each capacity calculation region ('CCR'). In the second layer, the congestion income of a CCR is allocated to each bidding zone border of the CCR (or to an external flow where applicable) based on the absolute value of the product of commercial flows and market spread. Third, the congestion income on each bidding zone border is distributed to TSOs on the bidding zone border using the default 50-50 % sharing key or specific keys in case of different investment costs or ownership shares of the interconnector.

(21) With regard to the calculation of commercial flows, the Proposal describes the calculation in case of the flow-based approach via the application of the multi slack hub approach which, after simulations for the Core CCR, showed to allocate less congestion income to external flows compared to having only one slack hub as provided for in the existing CID methodology.

(22) The Proposal includes several flexibilities which the TSOs may take into account, where relevant, (i) allocation constraints, (ii) regional specificities for CCRs without the occurrence of unintuitive flows (meaning flows against prices differences) and network losses, (iii) the redistribution of congestion income for flow-based regions such that the sum of congestion income shares allocated to bidding zone borders in a CCR matches the total congestion income generated within a CCR. Furthermore, the Proposal includes rules for the sharing of negative congestion income for specific cases due to specificities of the coupling algorithm.

(23) With regard to the sharing of congestion income on a bidding zone border, the Proposal is changed to reflect the principles as described in the congestion income distribution methodology according to Article 57 of Commission Regulation (EU) 2016/1719.[6] The default sharing key is defined as 50%-50%. Sharing keys different from 50%-50% may

[6] Approved by all regulatory authorities pursuant to all regulatory authorities' agreement of 22 May 2019, available at https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/86f76687-934c-1626-8245-d7efa406545e. The TSOs proposal as approved is available at https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/TSOs%202nd%20proposal.pdf.

be based on different ownership or investment cost shares, exemption decisions[7] or decisions on cross-border cost allocation[8] by competent regulatory authorities or ACER. The sharing keys for these specific cases are to be published in a common document by ENTSO-E on its web page for information purposes only. This document is to list all these specific cases with the name of the interconnector, the bidding zone border, the involved TSOs/Parties, the specific sharing key applied and the motivation/reasons for the deviation from the 50%-50% sharing key. The document is to be updated and published promptly as soon as any changes occur. Each publication is to be announced in an ENTSO-E's newsletter.

(24) The Proposal provides that all TSOs will implement the CID methodology at the date of implementation of the capacity calculation methodology within their respective CCR in accordance with Article 20 and Article 21 of the CACM Regulation, or at the date of the implementation of the IDA for the intraday timeframe.

## 5. SUMMARY OF THE OBSERVATIONS RECEIVED BY ACER

### 5.1. Consultation on ACER's preliminary position

(25) The following paragraphs provide a summary of views on ACER's preliminary position received during the hearing phase between 1 and 15 October 2021. ACER only received written comments from ENTSO-E on behalf of all TSOs. No oral hearings were requested by the consulted parties. Section 6.2 further describes the concerns raised and explains how ACER has taken them into account of them.

(26) In their written response, ENTSO-E stated that with regards to the overall planning and work load of TSOs in the next year, it seems challenging to achieve sufficiently mature solutions for a new amendment of the present CID methodology within 12 months as requested by ACER in its preliminary position. TSOs expect four amendments for FCA methodologies for which the sets of experts overlap. Furthermore, the issue of advanced hybrid coupling has not yet been assessed which could lead to more complex discussions among TSOs. In addition, the main data source (Core flow-based) might be insufficient. ENTSO-E also explained that TSOs suggest to modify the wording of the paragraph requesting the future amendment of the CID methodology by including only a general reference without explicit specification on the content of the amendment.

(27) With regards to ACER's preliminary position on Article 5 on the distribution of negative congestion income in specific cases, ENTSO-E provided some additional explanations

[7] Exemption decision granted to these entities by relevant competent Authorities in accordance with article 63 of Regulation (EU) 2019/943.
[8] Decisions on cross-border cost allocation granted to these entities by relevant competent Authorities or ACER in accordance with article 12(4) or 12(6) of Regulation (EC) 347/2013.

including exemplary calculations and suggested to change the distribution key (TSOs or bidding zones, instead of bidding zone borders).

### 5.2. Consultation of the AEWG

(28) The AEWG provided its advice on 19 November 2021, broadly endorsing ACER's draft Decision on the Proposal.

(29) One regulatory authority expressed concerns about potential inconsistency of Article 1(a) of the Proposal with the definition of 'interconnector' provided in Article 2(1) of Regulation (EU) 2019/943. Article 1(a) of the Proposal states that the CID methodology shall cover the congestion income distribution for '*all existing and future bidding zone borders and interconnectors within and between Member States, to which the CACM Regulation applies and where congestion income is collected*.' Pursuant to Article 2(1) of Regulation (EU) 2019/943, 'interconnector' means a transmission line which crosses or spans a border between Member States and which connects the national transmission systems of the Member States. The regulatory authority proposed to remove '*within and*' from Article 1(a) of the Proposal in order to reflect the definition in Article 2(1) of Regulation (EU) 2019/943. This proposal, however, met with disagreement by another regulatory authority. In view of the discussion at the AEWG meeting, AEWG asked ACER to outline in the Decision its legal position regarding the internal bidding zone borders.

(30) In ACER's view, the application of the CID methodology to '*all bidding zone borders and interconnectors within and between the Member States*', is indeed consistent with the applicable legal framework, considering the following definitions and their contextual interpretation:

(31) The CID methodology governs the distribution of congestion income among the TSOs. Pursuant to Article 2(16) of the CACM Regulation, 'congestion income' means the revenues received as a result of capacity allocation. 'Capacity allocation' is defined in Article 2(66) of Regulation (EU) 2019/943 as the attribution of cross-zonal capacity, and, according to Article 2(70) of this Regulation, 'cross-zonal capacity' means the capability of the interconnected system to accommodate energy transfers between bidding zones. For the definition of 'interconnected system', Article 2(57) of Regulation (EU) 2019/943 refers to Article 2(40) of Directive (EU) 2019/944, which defines 'interconnected system' as a number of transmission and distribution systems linked together by means of one or more interconnectors. Article 2(39) of the Directive defines 'interconnector' broadly, as equipment used to link electricity systems.

(32) Considering the above, if 'cross-zonal capacity' is defined by reference to Article 2(40) of Directive (EU) 2019/944, it is consistent to interpret the terms of that Article 2(40), absent any explicit cross-references, also in the light of the definitions of Directive (EU) 2019/944, and not merely of those of Regulation (EU) 2019/943. Accordingly, Article 1(a) of the Proposal should be understood as referring to interconnectors in the meaning of 'equipment used to link electricity systems', regardless of whether the 'link' is within or between Member States.

(33) Moreover, according to Article 2(65) of Regulation (EU) 2019/943, 'bidding zone' is the largest geographical area within which market participants are able to exchange energy without capacity allocation.

(34) Thus, where the bidding zones are within one Member State, the allocation of cross-zonal capacity for energy transfers between such bidding zones naturally concerns the interconnected system within the relevant Member State.

(35) For all those reasons, ACER considers Article 1(a) of the Proposal as correctly defining the scope of the CID methodology, comprising all bidding zone borders and interconnectors where capacity allocation takes place and congestion income is collected, including cases where such allocation and collection takes place within the Member States. In ACER's view, the wording of the Proposal does not require amendments in this respect.

## 6. ASSESSMENT OF THE PROPOSAL

### 6.1. Legal framework

(36) According to the second sentence of Article 9(13), in joint reading with Article 9(6)(m) of the CACM Regulation, TSOs responsible for developing a proposal for the CID methodology may propose amendments to the methodology to ACER. Pursuant to Article 73(1) of the CACM Regulation, the TSOs responsible for developing the CID methodology are all TSOs.

(37) According to Article 73(2) of the CACM Regulation, the CID methodology shall:

(i) facilitate the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and the efficient operation of the electricity market of the Union;

(ii) comply with the general principles of congestion management provided for in Article 16 of Regulation (EC) 714/2009;[9]

(iii) allow for reasonable financial planning;

(iv) be compatible across timeframes; and

(v) establish arrangements to share congestion income deriving from transmission assets owned by parties other than TSOs.

[9] ACER notes that Regulation (EC) 714/2009 has been repealed by Regulation (EU) 2019/943. The general principles of congestion management are retained under Article 16 and Article 19 of Regulation (EU) 2019/943 (see correlation table in Annex III to Regulation (EU) 2019/943).

(38) Pursuant to Article 9(9) of the CACM Regulation, all proposals for terms and conditions or methodologies, i.e. including the proposal referred to in Article 73(1) of that Regulation, shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of the CACM Regulation. These objectives are listed in Article 3 of the CACM Regulation.

(39) Pursuant to Article 5(6) of Regulation (EU) 2019/942 and Article 9(5) of the CACM Regulation, before approving the proposal regarding congestion income distribution methodology, ACER shall revise it where necessary, after consulting the respective TSOs and ENTSO-E, in order to ensure that it is in line with the purpose of the CACM Regulation and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market.

## 6.2. ACER's assessment and amendments

(40) This section outlines ACER's amendments to the Proposal, taking into account the legal requirements (see section 6.1) and comments on ACER's preliminary position (see section 5.1) and AEWG's advice (see section 5.2).

### 6.2.1. Assessment of the Proposal in view of legal requirements

(41) The Proposal fulfils the requirements of Article 9(13), second sentence, Article 9(6)(m) and Article 73(1) of the CACM Regulation, as all TSOs jointly developed the Proposal and submitted it to ACER for revision and approval.

#### *6.2.1.1. Assessment against the requirements of Article 73(2) of the CACM Regulation*

(42) The recitals of the Proposal contain a partial assessment against the requirements established in Article 73(2) of the CACM Regulation.

(43) ACER notes that the requirement of Article 73(2)(a) of the CACM Regulation to facilitate the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and the efficient operation of the electricity market of the Union, is in essence very similar to the objective set out in Article 3(g) of the CACM Regulation, against which the Proposal is assessed in its Recital 9. ACER agrees with the TSOs' assessment which is further discussed in section 6.2.1.2.

(44) The Proposal only addresses the distribution of congestion income but not its use. Therefore, in ACER's view, the Proposal alone does not have any negative impact on the general principles of congestion management provided for in Article 16 and Article 19 of Regulation (EU) 2019/943.[10] Therefore, the Proposal complies with the requirement of Article 73(2)(b) of the CACM Regulation.

[10] Former Article 16 of Regulation (EC) 714/2019 (see footnote **Error! Bookmark not defined.**).

(45) The Proposal does not provide a fully predictable framework for congestion income distribution and therefore does not enable a reasonable financial planning for TSOs and national regulatory authorities as required by Article 73(2)(c) of the CACM Regulation. This is because the Proposal suggests a discretionary application of unclear rules by TSOs for (i) regional implementations in Article 3(4) and (ii) the sharing of negative congestion income for specific cases due to the set-up of the coupling algorithm in Article 5(5). The Proposal thus needs to be amended with clearer rules, which ensure legal certainty at any point in time. The specific amendments related to this concern are presented in sections 6.2.2 and 6.2.4.

(46) The Proposal establishes the congestion income distribution methodology for the day-ahead and intraday timeframes. Its compatibility with the congestion income distribution methodology for the forward timeframe has been assessed in the supporting documents. The Proposal reflects the wording, principles and rules of sharing as used in the corresponding methodology in accordance with Article 57 of Regulation (EU) 2016/1719. Its compatibility with the methodologies relevant for the balancing timeframe cannot be evaluated at this stage as they are not fully developed until now. Nevertheless, ACER does not see specific concerns, which would call into question the general compatibility of the Proposal with the future methodologies, in line with Article 73(2)(d).

(47) With regard to the arrangements to share congestion income deriving from transmission assets owned by parties other than the TSOs, the Proposal clearly identifies the cases where interconnectors may be owned by other parties and establishes that, in such cases, those parties shall be entitled to receive all or a part of the congestion income. The Proposal is therefore in line with the requirement set out in Article 73(2)(e) of the CACM Regulation.

*6.2.1.2. Assessment of the expected impact on the objectives of the CACM Regulation*

(48) Recitals (7) to (12) of the Proposal aim to describe the expected impact of the Proposal on the objectives listed in Article 3 of the CACM Regulation. Therefore, the Proposal complies with the requirement in Article 9(9) of the CACM Regulation.

(49) As regards the substance of the described impact, ACER generally agrees with the assessment of the objectives listed in Article 3 of the CACM Regulation. However, with regard to the objective of fair and non-discriminatory treatment (i.e. Article 3(e) of the CACM Regulation), ACER considers that the Proposal fails to ensure non-discriminatory treatment of all TSOs: the Proposal and the current CID methodology do not address the transfer of congestion income among different CCRs in case of unintuitive flows. As described by TSOs in the supportive documents of the Proposal and discussed during the meetings with TSOs and regulatory authorities, the CID methodology does not sufficiently address and solve the issue of unintuitive flows as the congestion income is calculated as the absolute value of the product of the market spread and the commercial flows on a bidding zone border (and by that converting the negative congestion income from unintuitive flows to positive). Furthermore, it is based on the calculation of congestion income at a CCR level. This approach does not reflect that within the market

coupling - being one market optimisation for all bidding zones – also elements between adjacent CCRs can be influenced. A correct consideration of interdependent bidding zone borders would therefore need to be based on a broader, EU-wide, approach. This is specifically relevant for allocation constraints applied in bidding zones with borders in different CCRs and the application of advanced hybrid coupling (AHC). For both, the social welfare maximisation in the market coupling may create unintuitive flows by increasing the congestion income of a bidding zone border in one CCR and unintuitive flows (meaning flows against prices differences) with negative congestion income on other borders in other CCR(s). According to the current CID methodology, such distorted congestion income is socialised within respective CCRs and not across CCRs. TSOs are currently working and developing more appropriate solutions but were not yet able to propose sufficiently mature solutions within this Proposal, which mainly focuses on the changes necessary for the Core flow-based go-live and the inclusion of IDAs in the CACM CID methodology. Therefore, ACER has amended the Proposal as described in section 6.2.3.

*6.2.1.3. Proposed timescale for implementation*

(50) The Proposal meets the requirements of Article 9(9) of the CACM Regulation on the inclusion of a proposed timescale for implementation, as Article 8 of the Proposal specifies the timeline for its implementation.

6.2.2. Amendment on regional implementation with allocation constraints applicable

(51) As described in the assessment of the Proposal in section 6.2.1.1, the TSOs proposed to allow for deviations from the CID methodology at regional level without specifying such deviations in Article 3(4) of the Proposal. These deviations would reflect allocation constraints within a CCR and could adapt the calculation steps of the CID methodology in case of coordinated NTC approach by adopting the scope of the congestion income calculation of the CCR. ACER has amended this provision to prohibit discretionary application leading to legal uncertainty but to allow for voluntary regional agreements for redistribution of congestion income among the TSOs, whose congestion income share is distorted by unintuitive flows due to the application of allocation constraints, until general solutions are found (cf. 6.2.3). In any case, the amendment provides for legal certainty also in the meanwhile since either a regional agreement is found or the CID methodology as adopted applies without changes.

(52) During the discussions, TSOs also highlighted that with regard to the on-going discussions within the Core CCR and affected neighbouring TSOs, respective agreements might only be concluded after the go-live of the flow-based capacity calculation in early 2022. This would lead to a temporary distortion of congestion income when applying the CID methodology as adopted until the conclusion of the agreements. Therefore, ACER included a provision allowing for flexibility of the concluding TSOs to apply agreements retroactively, but not earlier than the date of issuance of this decision by ACER.

6.2.3. Amendment introducing Article 8(3) on solutions addressing unintuitive flows and cross-CCR transfer

(53) Following the assessment of the Proposal against the objectives of the CACM Regulation (cf. 6.2.1.2), ACER has introduced a new Article 8(3), which requires TSOs to submit a proposal for amendment of the present CID methodology no later than 18 months after the date of issuance of this decision. This proposal should provide solutions addressing unintuitive flows irrespective of their causes and also including the transfer of congestion income between CCRs. In its preliminary position, ACER initially proposed a timeline of 12 months. After receiving ENTSO-E's input to the hearing phase, the timeline was extended to 18 months to reflect TSOs' concerns and reasoning with regard to the necessary time for the development of sufficiently mature solutions as further explained in section 5.1. By this, the implementation for Core flow-based is not put at risk but without undermining future work on the necessary solutions.

(54) The second suggestion to the content of Article 8(3) expressed by ENTSO-E in the hearing phase was to delete the requirement and reasoning of the request for amendment after 18 months (to address intuitive flows irrespective of their causes). This would, however, lead to a request for amendment without any specific reasoning and justification, undermining the very purpose of this provision. Pursuant to Article 9(13) of the CACM Regulation, ACER may request proposals for amendments to the CID methodology at any time, so including such a request in the CID methodology, without specifying the content of the requested amendment, would be redundant. Therefore, ACER has decided to keep the reasons and requirements for this future amendment.

6.2.4. Amendment on the distribution of negative congestion income for specific cases due to specificities of the single day-ahead market coupling algorithm

(55) As set out in section 6.2.1, Article 5(5) of the Proposal introduces unclear and vague rules for the distribution of negative congestion income for specific cases due to specificities of the single day-ahead market coupling algorithm. First, ACER has amended the wording and inserted further details to better and more clearly define those cases. Second, as the initial Proposal of TSOs only defined the sharing at bidding zone level and thereby lacking clarity for bidding zones with more than one TSO, ACER has clarified the sharing key to provide for legal certainty. In its preliminary position, ACER has proposed a sharing based on bidding zone borders of the relevant CCR. ENTSO-E's input to the hearing phase further clarified the impact of such sharing leading to unequal treatment of TSOs (e.g. for the Core CCR). As the distribution of negative congestion income for such specific cases should be equally distributed among all TSOs, ACER has reassessed and changed the initially proposed sharing key to an equal sharing among all TSOs whose biding zone borders are assigned to the relevant CCR.

6.2.5. Editorial amendments

(56) ACER has introduced a number of editorial amendments to improve clarity, conciseness, consistency and readability of the Proposal, while preserving the intended meaning of

the content. These editorial amendments generally relate to amendments of wording and improvements of structure.

(57) This includes the amendment of the definition of (i) slack hub by deleting the specific requirements and principles for their application and usage in the definition and inserting them in the respective Article 4 dealing with the calculation of commercial flows for the flow-based approach (new paragraph 5) and (ii) virtual hub to better reflect its application in the modelling where it represents a connecting node of an interconnector that is included in the flow based approach and the cross-zonal exchange over such interconnector is represented as net position of such virtual bidding zone.

## 7. CONCLUSION

(58) For the above reasons, ACER considers that the amendments detailed in section 6.2 are necessary in order to ensure that the Proposal is in line with the purpose of the CACM Regulation and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market.

(59) Therefore, ACER approves the Proposal subject to the necessary substantive and editorial amendments. Annex I to this Decision sets out the congestion income distribution methodology, as amended and approved by ACER,

HAS ADOPTED THIS DECISION:

*Article 1*

The congestion income distribution methodology pursuant to Article 73(1) of the CACM Regulation is approved as set out in Annex I to this Decision.

*Article 2*

This Decision is addressed to the following TSOs:

50Hertz - 50Hertz Transmission GmbH
Amprion - Amprion GmbH
APG - Austrian Power Grid AG
Augstsprieguma tīkls - AS Augstsprieguma tīkls
Baltic Cable - Baltic Cable AB
ČEPS - ČEPS a.s.
CREOS Luxembourg - Creos Luxembourg S.A.
EirGrid - EirGrid plc
Elering - Elering AS
ELES - ELES, d.o.o.

Elia - Elia Transmission Belgium SA/NV
Energinet - Energinet
ESO - Electroenergien Sistemen Operator EAD
Fingrid - Fingrid Oyj
HOPS - Croatian Transmission System Operator Ltd
IPTO - Independent Power Transmission Operator S.A.
Kraftnät Åland - Kraftnät Åland Ab
LITGRID - Litgrid AB
MAVIR ZRt. - MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság ZRt.
PSE - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
REE - Red Eléctrica de España S.A.
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RTE - Réseau de Transport d'Electricité, S.A.
SEPS - Slovenská elektrizačná prenosovú sústava, a.s.
SONI - System Operator for Northern Ireland Ltd
Svenska Kraftnät - Affärsverket svenska kraftnät
TenneT GER - TenneT TSO GmbH
TenneT TSO - TenneT TSO B.V.
Terna - Terna Rete Eletrica Nazionale S.p.A.
Transelectrica - National Power Grid Company Transelectrica S.A.
TransnetBW -TransnetBW GmbH
VÜEN - Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH

Done at Ljubljana, on 17 December 2021.

***- SIGNED -***

*For the Agency*
*The Director*

C. ZINGLERSEN

Annexes:

Annex I Congestion income distribution methodology

Annex Ia Congestion income distribution methodology (track-change version, for information only)

*In accordance with Article 28 of Regulation (EU) 2019/942, the addressees may appeal against this Decision by filing an appeal, together with the statement of grounds, in writing at the Board of Appeal of the Agency within two months of the day of notification of this Decision.*

*In accordance with Article 29 of Regulation (EU) 2019/942, the addressees may bring an action for the annulment before the Court of Justice only after the exhaustion of the appeal procedure referred to in Article 28 of that Regulation.*

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

PUBLIC

# DECISION No 02/2022
# OF THE EUROPEAN UNION AGENCY
# FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS

## of 22 February 2022

## on the European Resource Adequacy Assessment for 2021

THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS,

Having regard to the Treaty on the Functioning of the European Union,

Having regard to Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)[1], and, in particular, Article 9(1)(a) thereof,

Having regard to Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (Electricity Regulation)[2], and, in particular, Article 23(7) and Article 27 thereof,

Having regard to the outcome of the consultation with the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E),

Having regard to the outcome of the consultation with ACER's Electricity Working Group (AEWG),

Having regard to the favourable opinion of the Board of Regulators of 17 February 2022, delivered pursuant to Article 22(5)(a) of Regulation (EU) 2019/942,

Whereas:

## 1. INTRODUCTION

(1) The European Resource Adequacy Assessment (ERAA) is a pan-European monitoring assessment of power system resource adequacy of up to 10 years ahead aiming to model and analyse possible events which can adversely impact the balance between supply and

[1] OJ L 158, 14.6.2019, p. 22.
[2] OJ L 158, 14.6.2019, p. 54.

demand of electric power. The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) carries out the ERAA on an annual basis.

(2) The purpose of the annual ERAAs is to identify resource adequacy concerns, and to provide a robust and objective basis for policy decisions, in particular when assessing the need for capacity mechanisms. As such, the ERAA is expected to have a major role in resource adequacy policies, and to be more advanced than ENTSO-E's former monitoring assessment for the ten-year timeframe, i.e. the Mid-term Adequacy Forecast (MAF).

(3) Annual ERAAs must be based on the methodology for the European resource adequacy assessment (ERAA methodology),[3] which was developed by ENTSO-E pursuant to Article 23 of the Electricity Regulation, and approved by ACER on 2 October 2020. The ERAA methodology is expected to be fully implemented by ERAA 2024.

(4) On 16 November 2021, ENTSO-E submitted to ACER its first ERAA based on this new methodological framework and comprising scenarios, sensitivities, assumptions and the results as required by Article 23(7) of the Electricity Regulation (collectively ERAA 2021).

(5) This Decision is issued following ACER's assessment of the ERAA 2021, and is structured as follows, including annexes:

**Section 2** **Procedure**
describes the key steps leading to this decision, including engagement before the formal submission to ACER

**Section 3** **ACER's competence to decide on the ERAA 2021**
sets out the legal basis for this Decision

**Section 4** **Summary of the submission**
lists the key elements of ENTSO-E's submission

**Section 5** **Summary of the observations received by ACER**
outlines the observations received by ACER during the decision-making procedure

**Section 6** **Assessment of the ERAA 2021 and recommendations for the ERAA 2022**
describes the applicable legal framework, ACER's assessment of the ERAA 2021 against this framework followed by conclusions, as well as outlines ACER's recommendations for the next ERAA

**Section 7** **Conclusion**

[3] Annex I to ACER Decision No 24/2020: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf.

summarises ACER's decision

The Decision contains the following annexes:

**Annex I** **Technical annex**
supplements ACER's assessment in section 6 by providing a comprehensive technical review of the ERAA 2021

**Annex II** **Summary of ACER's recommendations (for information only)**
provides a table summarising ACER's recommendations for the ERAA 2022 and beyond

## 2. PROCEDURE

### 2.1. Engagement with ENTSO-E and other parties concerned before the submission of the ERAA 2021

(6) ACER started to engage with ENTSO-E on the ERAA 2021 in late 2020, shortly after the approval of the ERAA methodology. This scoping phase lasted until the formal submission of the ERAA 2021 in November 2021, and involved numerous discussions and information exchanges between ACER and ENTSO-E. These discussions and information exchanges allowed ACER to provide input at an early stage of the ERAA development and also review key parts of the draft ERAA 2021 in preparation for its assessment following the formal submission.

(7) In parallel, ACER held regular discussions with the regulatory authorities about the ERAA 2021 in the context of ACER's related Task Force. In particular, the Task Force developed a document setting out ACER's and the regulatory authorities' minimum expectations for the ERAA 2021. Recognising the four-year timeframe for the implementation of the ERAA methodology, the document outlined the most essential parts of the methodological framework which ENTSO-E should take into account in the ERAA 2021 in order to appropriately reflect the key requirements of the Electricity Regulation. At the same time, the document described simplifications that would be acceptable during the first year of implementation to ensure the feasibility of the assessment, without being legally binding. The purpose of this document was to support the prioritisation of tasks for ENTSO-E for the ERAA 2021 and to steer the four-year implementation of the ERAA methodology.

(8) In determining their minimum expectations, ACER and the regulatory authorities consulted extensively with ENTSO-E throughout February and March 2021 and took its views into account in the final version of the document, which was shared with ENTSO-E on 19 April 2021.

(9) During this phase, ACER also engaged with the Member States through the Electricity Coordination Group (ECG). In particular, on 18 June 2021, ACER presented to the ECG its assessment framework of the ERAA 2021 and the expected timeline for ACER's decision on this matter.

### 2.2. Proceedings following the submission of the ERAA 2021

(10) On 16 November 2021, ENTSO-E submitted the ERAA 2021 to ACER for approval.

(11) On 23 November 2021, ACER issued a public notice and invited interested parties to submit observations by 7 December 2021.

(12) On 23 November 2021, ACER requested ENTSO-E to provide all input data for the ERAA 2021. On 2 December 2021, ENTSO-E provided ACER with access to the pan-European market modelling database (PEMMDB) and the assumptions for the economic viability assessment (EVA).

(13) On 29 November 2021, ACER requested ENTSO-E to provide quantitative information in order for ACER to assess compliance of the ERAA 2021 with specific requirements of the Electricity Regulation.[4] On 6 December 2021, ENTSO-E responded to ACER's request of 29 November 2021 that providing the necessary information would require either an extensive new data collection across transmission system operators (TSOs) or performing additional quantitative analysis, and that neither approach would be feasible.

(14) On 2 December 2021, ACER shared its draft preliminary assessment of the ERAA 2021 with the regulatory authorities participating in ACER's Task Force, and invited comments by 8 December. This was followed by discussions at the Task Force meeting on 9 December 2021, allowing ACER to consider the regulatory authorities' views in finalising its preliminary position on the matter.

(15) On 13 December 2021, ACER notified ENTSO-E, the regulatory authorities (via AEWG) and the Member States (via ECG) of its preliminary position, by sharing the draft Decision and the draft Technical annex for review and comments. The consulted parties provided their views by 7 January 2022. These views are summarised in section 5.

(16) ACER considered all written comments received on its preliminary position, and further discussed them with individual stakeholders, where necessary. In particular, on 11 January 2022, ACER held an oral hearing with ENTSO-E.

(17) The AEWG was consulted on the draft ACER Decision on the ERAA 2021 between 26 January and 1 February 2022, and provided its advice on 2 February 2022 (see section 5.3).

(18) On 17 February 2022, ACER's Board of Regulators issued a favourable opinion pursuant to Article 22(5)(a) of Regulation (EU) 2019/942.

[4] For more information on the relevant requirements of the Electricity Regulation, see paragraph (67) of the Decision.

## 3. ACER'S COMPETENCE TO DECIDE ON THE ERAA 2021

(19) Pursuant to Article 9(1)(a) of Regulation (EU) 2019/942, ACER shall approve and amend, where necessary, the proposals for methodologies and calculations related to the ERAA pursuant to Article 23(7) of the Electricity Regulation.

(20) Pursuant to Article 23(7) of the Electricity Regulation, the ERAA's scenarios, sensitivities, assumptions and results shall be subject to the prior consultation of Member States, the ECG and relevant stakeholders and approval by ACER under the procedure set out in Article 27 of the Electricity Regulation.

(21) Pursuant to Article 27(3) in joint reading with Article 23(7) of the Electricity Regulation, ACER has three months from the submission date to either approve or amend the ERAA. In the latter case, ACER shall consult ENTSO-E before approving the amended ERAA.

(22) On 16 November 2021, ENTSO-E submitted the ERAA 2021 (including scenarios, sensitivities, assumptions and results) to ACER for approval. ACER is competent to decide on the ERAA 2021 based on Article 9(1)(a) of Regulation (EU) 2019/942 as well as Article 27 of the Electricity Regulation.

## 4. SUMMARY OF THE SUBMISSION

(23) ENTSO-E submitted the ERAA 2021 to ACER on 16 November 2021. The submission consisted of an Executive Report describing the purpose of the assessment, its main findings and a roadmap for implementing the ERAA methodology, the ERAA 2021 input dataset and related guidelines, and a number of annexes (altogether the Report), including:

Annex 1 Assumptions

Annex 2 Detailed Results

Annex 3 Methodology

Annex 4 Flow-Based Market Coupling (FBMC) – Proof of Concept

Annex 5 Country Comments

Annex 6 Results Benchmarking

Annex 7 Definitions & Glossary

(24) The Report, additional methodological documentation and data are available on ENTSO-E's website.[5] ENTSO-E published the Report on its website on 23 November 2021.

## 5. SUMMARY OF THE OBSERVATIONS RECEIVED BY ACER

### 5.1. Observations from interested parties

(25) In response to its public notice of 23 November 2021, ACER received feedback from 15 stakeholders. The feedback received is summarised by ACER in paragraphs (26) to (30).[6] The paragraphs below reflect the main comments received related to the decision and are organised according to the respective topic.

(26) In relation to the EVA, the majority of stakeholders highlighted that the EVA should be extended beyond 2025, covering the full economic lifetime of the relevant assets, and include an assessment of revenue streams year-by-year over the entire lifetime of each asset. Several stakeholders remarked that there are apparent inconsistencies between the risk indicator results and expected revenues results (as captured by the EVA) that need to be further investigated and explained. One stakeholder questioned why the model does not invest in more new capacity or retain existing capacity in a number of central European countries despite the level of envisaged adequacy risks. Two stakeholders remarked that reducing the number of simulations undermines the models' ability to account for variable climate conditions and recommended that revenues should instead be assessed for all possible climate conditions. Two stakeholders suggested that an integrated approach to modelling the EVA would be better suited for the purposes of the assessment and be more efficient, computationally. Finally, a number of stakeholders commented that the use of a price cap of 15 k€/MWh should be properly justified.

(27) A number of stakeholders highlighted that the EU's fit-for-55 legislative package is expected to have a significant impact on the demand and supply side, and that the assessment should be updated to account for these changes. Furthermore, some stakeholders suggested that the assessment should examine Member States' National Energy and Climate Plans (NECPs) and not consider that these will be achieved by default, especially for 2025. Some stakeholders observed that considering the significant impact of fuel and carbon prices on the EVA results combined with the volatility in those markets, it is valuable to model sensitivities for these input parameters. One stakeholder recommended that future ERAAs include a sensitivity analysis on future demand levels, considering the expected increased levels of electricity demand driven by electrification of the energy system.

[5] https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/eraa-downloads/.

[6] ACER acknowledges the comment by several stakeholders about the limited time given to submit observations in response to ACER's public notice on the ERAA 2021. ACER will consider how to extend the available time for stakeholders to provide feedback on future ERAAs, without undermining the requirement to decide on the ERAA within three months from the submission date.

(28) Some stakeholders suggested that the ERAA should reflect currently-available cross-zonal capacities instead of being forward-looking, for example by simulating objectives such as the minimum 70% cross-border capacity target required by Article 16(8) of the Electricity Regulation. Regarding the flow-based approach to assessing cross-zonal capacity, two stakeholders urged for its immediate implementation in the ERAA, whereas one stakeholder commented it is not a priority and should only have limited impact on the results.

(29) Some stakeholders commented that more details are necessary about demand-side response (DSR) and storage, and that the ERAA assumptions on DSR, particularly for economically viable DSR, should be properly justified. One respondent recommended that the ERAA only considers existing volumes of DSR. One respondent suggested that the assessment could be further improved by considering emergency generators, and flexibility of electric vehicles and heat pumps, that will progressively become more important.

(30) Regarding the transparency of the ERAA 2021, several stakeholders pointed to the need for greater transparency. Several stakeholders suggested further information and clarifications are necessary on the methodology, assumptions and results to understand the ERAA 2021 and be able to constructively contribute to its development. Respondents highlighted the topics of the EVA, DSR and price caps, as of particular interest for more information. Two respondents suggested that the underlying models and data should be available, to enhance transparency and enable stakeholders to replicate the analysis and undertake additional analysis if desirable. Some stakeholders commented that it would be beneficial to publish more outputs of the model, such as energy prices, the loss of load expectation (LOLE) results of the EVA model and sensitivities, and the baseload and peak demand projections per bidding zone.

### 5.2. Consultation on ACER's preliminary position

(31) This section summarises the views of ENTSO-E, the regulatory authorities and the Member States consulted on ACER's preliminary position.

#### 5.2.1. Feedback from ENTSO-E

(32) ENTSO-E highlighted that its feedback reflects mainly future ERAAs.

(33) In relation to the ERAA 2021, ENTSO-E commented that the ERAA 2021 represents an undeniable leap forward, compared to past adequacy assessments, and a first substantial step towards the intended target of the full ERAA methodology implementation for the ERAA 2024.

(34) ENTSO-E acknowledged that ACER's methodological approach for the review of the ERAA 2021 is clear.

(35) ENTSO-E highlighted that it strongly disagrees with ACER's views that the ERAA 2021 is not sufficiently transparent and that ACER is unable to assess certain areas of the ERAA 2021 in relation to the requirements of the Electricity Regulation. ENTSO-E

further stated it considers that ACER has the legal means to request any further information it deems proportionate and necessary in order to perform its tasks. ENTSO-E asserted that the ERAA 2021 provides clear context to readers and the Report as a whole is intended to support understanding by the reader in a fair and transparent manner.

(36) ENTSO-E highlighted that it values ACER's feedback in the form of minimum expectations and recommendations for upcoming ERAAs. Nevertheless, ENTSO-E believes that these minimum expectations and recommendations should not be used as requirements to evaluate the ERAA's compliance with the legal framework and ultimately affect the approval of future ERAAs. ENTSO-E highlighted that the ERAA methodology (Articles 12(1) and 12(2) in particular) allows ENTSO-E to gradually implement the substantive requirements of the methodology, which is a technical and practical necessity to achieve its full implementation by the end of 2023 (i.e. for the ERAA 2024). In this spirit, ENTSO-E asserted that in its ERAA 2021 submission, it has sought to comply with the key requirements of (i) the Electricity Market Regulation, in terms of being based on the ERAA methodology; and of (ii) the ERAA methodology, since it respects the gradual implementation process up to the end of 2023. In addition, ENTSO-E expressed its view that the ERAA methodology does not contain any minimum expectations for the ERAA 2021, ERAA 2022 or ERAA 2023 or any other specific restrictions for ENTSO-E in the interim years until the end of 2023, in order to achieve this full implementation in the most efficient and flexible way by the ERAA 2024. [7] Finally, ENTSO-E highlighted that ACER's minimum expectations and recommendations are not legally binding on ENTSO-E and that it has not endorsed them.

(37) Finally, ENTSO-E highlighted the need for well-interlinked processes and enhanced cooperation between ACER and ENTSO-E for future ERAAs.

#### 5.2.2. Feedback from the regulatory authorities

(38) Several national regulatory authorities expressed their support to the preliminary position.

#### 5.2.3. Feedback from the Member States

(39) ACER received feedback from one Member State that supported the preliminary position and the reasoning underlying it, as well as the areas of critical concern identified by ACER.

### 5.3. Consultation of the AEWG

(40) This section summarises the views of the regulatory authorities consulted on the draft ACER Decision on the ERAA 2021. The AEWG endorsed the draft ACER Decision on

[7] These points essentially reiterate ENTSO-E's views on the ERAA 2021 minimum expectations as expressed in a letter to ACER, dated 6 October 2021.

the ERAA 2021. One regulatory authority made a suggestion to add a recommendation for ERAA 2022 that was addressed through a minor amendment to the Decision.

# 6. ASSESSMENT OF ERAA 2021

## 6.1. Legal Framework

(41) The relevant provisions governing the ERAA, and therefore also the ERAA 2021, are set out in the Electricity Regulation and the ERAA methodology. Section 6.1.1 describes the intended purpose of ERAA, which is explained in the recitals of the Electricity Regulation and implemented through the relevant provisions of Chapter IV of that Regulation. The ERAA's role must be also read in light of the Electricity Regulation's objectives and key principles. Sections 6.1.2 and 6.1.3 outline substantive and procedural requirements for the ERAA, which are provided in Article 23 of the Electricity Regulation and then taken into account and further specified in the ERAA methodology.

### 6.1.1. Purpose of the ERAA

(42) Pursuant to Recital (43) and Recital (44) of the Electricity Regulation, ENTSO-E should carry out a robust ERAA to provide an objective basis for the assessment of resource adequacy concerns. The ERAA is mainly used to identify resource adequacy concerns and to assess the need for capacity mechanisms. As such, the resource adequacy concern that capacity mechanisms address should be based on the ERAA, but the ERAA may be complemented by national resource adequacy assessments.

(43) Accordingly, Article 20(1) of the Electricity Regulation requires Member States to monitor resource adequacy within their territory on the basis of the ERAA, and allows them to carry out their national assessments to complement the ERAA.

(44) Pursuant to Article 20(2) and Article 20(3) of the Electricity Regulation, where the ERAA or the national assessment identifies a resource adequacy concern, the Member State concerned shall identify any regulatory distortions or market failures that caused or contributed to the emergence of the concern, and then develop and publish an implementation plan with a timeline for adopting measures to eliminate any identified regulatory distortions or market failures as a part of the State aid process. When addressing resource adequacy concerns, the Member States shall in particular take into account the principles regarding the operation of electricity markets listed in Article 3 of the Electricity Regulation, and shall consider the following measures:

(a) removing regulatory distortions;

(b) removing price caps in accordance with Article 10 of the Electricity Regulation;

(c) introducing a shortage pricing function for balancing energy as referred to in Article 44(3) of Regulation (EU) 2017/2195;

(d) increasing interconnection and internal grid capacity with a view to reaching at least their interconnection targets as referred in point (d)(1) of Article 4 of Regulation (EU) 2018/1999;

(e) enabling self-generation, energy storage, demand side measures and energy efficiency by adopting measures to eliminate any identified regulatory distortions;

(f) ensuring cost-efficient and market-based procurement of balancing and ancillary services;

(g) removing regulated prices where required by Article 5 of Directive (EU) 2019/944.

(45) Article 21(4) of the Electricity Regulation provides that Member States shall not introduce capacity mechanisms where both the ERAA and the national assessment, or just the ERAA in the absence of a national assessment, have not identified a resource adequacy concern.

(46) With respect to existing capacity mechanisms, Article 21(6) of the Electricity Regulation requires that no new contracts are concluded under these mechanisms in case both the ERAA and the national assessment, or just the ERAA in the absence of a national assessment, have not identified a resource adequacy concern.

(47) Pursuant to Article 24(1) and Article 24(3) of the Electricity Regulation, national assessments shall be based on the ERAA methodology. In case the national assessment identifies a resource adequacy concern that was not identified in the ERAA, the Member State shall justify the divergence between the two assessments, and ACER shall provide an opinion on whether the divergence is justified.

(48) The role of the ERAA in monitoring resource adequacy and identifying resource adequacy concerns should be understood in the context of broader EU objectives, which are referred to in Article 1 of the Electricity Regulation. In particular, pursuant to point (a) of Article 1, the Electricity Regulation aims to set the basis for an efficient achievement of the objectives of the Energy Union and in particular the climate and energy framework for 2030 by enabling market signals to be delivered for increased efficiency, higher share of renewable energy sources, security of supply, flexibility, sustainability, decarbonisation and innovation. The ERAA is expected to provide insights for decisions, which are relevant for achieving these objectives.

(49) The purpose of the ERAA should be also understood in the context of the general principles of electricity market operation, which are listed in Article 3 of the Electricity Regulation. In fact, the ERAA should consider the relevant market trends which are and will be driven by these principles, such as market integration, free price formation, decarbonisation of the electricity system through the deployment of renewable energy and energy efficiency, increased system flexibility and development of DSR including consumer empowerment.[8] The ERAA should also consider that pursuant to these

[8] Points (c), (d), (e), (f), (g), (j), (l) and (m) of Article 3 of the Electricity Regulation.

principles, barriers to cross-zonal electricity flows will progressively be removed.[9] Finally, according to these principles, market entry and exit should be based on undertakings' assessments of the economic and financial viability of their operations.[10]

6.1.2. Substantive requirements for the ERAA

(50) Pursuant to Article 23(1) of the Electricity Regulation, first sentence, the ERAA shall identify resource adequacy concerns by assessing the overall adequacy of the electricity system to supply current and projected demands for electricity at Union level, at the level of the Member States, and at the level of individual bidding zones, where relevant. This requirement is reflected in Article 1 of the ERAA methodology.

(51) Pursuant to Article 23(1) of the Electricity Regulation, second sentence, the ERAA shall cover each year within a period of 10 years from the date of that assessment. This requirement is reflected in Article 4 of the ERAA methodology defining the study time period.

(52) Pursuant to Article 23(5) of the Electricity Regulation, the ERAA shall be based on the ERAA methodology, which shall be transparent and ensure that the assessment:

(a) is carried out on each bidding zone level covering at least all Member States;

(b) is based on appropriate central reference scenarios of projected demand and supply including an economic assessment of the likelihood of retirement, mothballing, new-build of generation assets and measures to reach energy efficiency and electricity interconnection targets and appropriate sensitivities on extreme weather events, hydrological conditions, wholesale prices and carbon price developments;

(c) contains separate scenarios reflecting the differing likelihoods of the occurrence of resource adequacy concerns which the different types of capacity mechanisms are designed to address;

(d) appropriately takes account of the contribution of all resources including existing and future possibilities for generation, energy storage, sectoral integration, demand response, and import and export and their contribution to flexible system operation;

(e) anticipates the likely impact of the measures referred to in Article 20(3) of the Electricity Regulation (listed in paragraph (44) above).

(f) includes variants without existing or planned capacity mechanisms and, where applicable, variants with such mechanisms;

(g) is based on a market model using the flow-based approach, where applicable;

(h) applies probabilistic calculations;

[9] Point (h) of Article 3 of the Electricity Regulation.
[10] Point (n) of Article 3 of the Electricity Regulation.

(i) applies a single modelling tool;

(j) includes at least the indicators referred to in Article 25 of the Electricity Regulation, i.e. expected energy not served (EENS) and LOLE;

(k) identifies the sources of possible resource adequacy concerns, in particular whether it is a network constraint, a resource constraint, or both;

(l) takes into account real network development;

(m) ensures that the national characteristics of generation, demand flexibility and energy storage, the availability of primary resources and the level of interconnection are properly taken into consideration.

(53) The requirements for the ERAA set out in Article 23(5) of the Electricity Regulation are reiterated in Article 1(2) of the ERAA methodology. These requirements are further specified in the subsequent Articles of the ERAA methodology, in particular:

(a) Article 4 defines the spatial granularity of the modelled zones and Article 1 requires that explicitly modelled systems are those covering at least the region composed of the EU TSOs, in line with Article 23(5)(a) of the Electricity Regulation.

(b) Article 3 sets out the scenario framework and defines central reference scenarios and sensitivities. In particular, it requires that the baseline data for the ERAA is based on national forecasts reflecting national policies and that the EVA is carried out for each central reference scenario. Article 6 specifies how to perform the EVA, implementing the requirement of Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation.

(c) Article 3 defines two types of central reference scenarios, with and without capacity mechanisms, in consistency with Article 23(5)(c) of the Electricity Regulation. In addition, it allows for additional scenarios and/or sensitivities with EU relevance.

(d) Article 4 specifies requirements for modelling of supply, demand and the network, in line with Article 23(5)(d) of the Electricity Regulation.

(e) Article 3 requires that the assumptions of the central reference scenarios are aligned with the measures and actions defined by the Member States pursuant to Article 10(5) of Electricity Regulation and with the Member States' implementation plans, reflecting the requirement of Article 23(5)(e) of the Electricity Regulation.

(f) Article 3 requires that the ERAA is based on two central reference scenarios, with and without existing or planned capacity mechanisms, in line with Article 23(5)(f) of the Electricity Regulation.

(g) Article 4 relates to capacity calculation. In particular, it specifies the requirements for computations based on flow-based approach, where applicable, in line with Article 23(5)(g) of the Electricity Regulation.

(h) Article 4 requires the ERAA to use probabilistic calculations as specified therein, in line with Article 23(5)(h) of the Electricity Regulation.

(i) Article 4 requires that the assessment is based on a single modelling tool, in line with Article 23(5)(i) of the Electricity Regulation.

(j) Article 4 requires that resource adequacy is assessed using EENS and LOLE and further defines the two indicators, in line with Article 23(5)(j) of the Electricity Regulation.[11]

(k) Article 8 requires that ENTSO-E identifies the possible source (or sources) of each resource adequacy concern identified in the ERAA and specifies how these should be assessed, in line with Article 23(5)(k) of the Electricity Regulation.

(l) Article 3 specifies that the baseline data for the ERAA draws from TSOs' national outlooks which include estimates regarding the state of their national networks, taking into account ENTSO-E's ten-year network development plan (TYNDP) and the most recent national network development plans, reflecting the requirement of Article 23(5)(l) of the Electricity Regulation.

(m) Article 4 sets out a number of requirements relating to demand, supply, energy storage and network, which ensure that the national characteristics of generation, demand flexibility and storage, as well as the availability of primary resources and the level of interconnection are properly taken into consideration in the ERAA, in line with Article 23(5)(m) of the Electricity Regulation.

#### 6.1.3. Procedural requirements for the ERAA

(54) Pursuant to Article 23(2) and the second subparagraph of Article 23(4) of the Electricity Regulation, the ERAA shall be conducted by ENTSO-E on an annual basis. This requirement is reiterated in Article 1 of the ERAA methodology. Article 10 of the ERAA methodology further requires that the ERAA is submitted to ACER by 1 November each year.

(55) Pursuant to the first subparagraph of Article 23(4) of the Electricity Regulation, TSOs shall provide ENTSO-E with the data it needs to carry out the ERAA. Pursuant to the second subparagraph of Article 23(4) of the Electricity Regulation, producers and other market participants shall provide the TSOs with data regarding expected utilisation of the generation resources, taking into account the availability of primary resources and appropriate scenarios of projected demand and supply. The data collection process is further specified in Article 5 of the ERAA methodology, stating the relevant obligations of the TSOs and market participants.

(56) Pursuant to Article 23(7) of the Electricity Regulation, the ERAA's scenarios, sensitivities and assumptions on which they are based, and the results shall be subject to

[11] According to the ERAA methodology, LOLE means that in a given modelled zone and in a given time period, the expected number of hours in which resources are insufficient to meet the demand; EENS means that in a given modelled zone and in a given time period, the expected ENS, where the expected ENS means, for a given Market Time Unit and modelled zone, the energy which is not supplied due to insufficient capacity resources to meet the demand.

the prior consultation of Member States, the ECG and relevant stakeholders and approval by ACER under the procedure set out in Article 27 of the Electricity Regulation.

(57) Pursuant to Article 27(2) in joint reading with Article 23(7) of the Electricity Regulation, before the submission of the ERAA to ACER, ENTSO-E shall carry out a consultation involving all relevant stakeholders, including regulatory authorities and other national authorities. It shall duly take the results of that consultation into consideration.

(58) In relation to this, Article 41(2) of the Electricity Regulation requires that ENTSO-E operates in full transparency towards stakeholders and the general public. Article 31, in joint reading with Article 30(1)(c) of the Electricity Regulation, specifies consultation requirements for the ERAA. Pursuant to Article 31(1) of the Electricity Regulation, ENTSO-E shall conduct an extensive consultation process which enables it to accommodate stakeholder comments before the final adoption of the ERAA and in an open and transparent manner, involving all relevant stakeholders. ENTSO-E's consultation shall also involve regulatory authorities and other national authorities, supply and generation undertakings, system users including customers, distribution system operators, including relevant industry associations, technical bodies and stakeholder platforms. It shall aim at identifying the views and proposals of all relevant parties during the decision-making process. Pursuant to Article 31(2) of the Electricity Regulation, ENTSO-E shall make public all the documents and minutes related to its consultation. Pursuant to Article 31(3) of the Electricity Regulation, before adopting the ERAA, ENTSO-E shall indicate how the observations received during the consultation have been taken into consideration, and provide reasons where observations have not been taken into account. The degree of stakeholder involvement required for each ERAA is further specified in Article 9 of the ERAA methodology, including the establishment of adequate stakeholder interaction channels at different stages of the ERAA development process.

(59) Pursuant to Article 27(3) in joint reading with Article 23(7) of the Electricity Regulation, ACER has three months from the submission date to either approve or amend the ERAA. In the latter case, ACER shall consult ENTSO-E before approving the amended ERAA. ACER shall publish the approved ERAA on its website within three months of the date of receipt of the submission.

#### 6.1.4. Implementation of the ERAA methodology

(60) Article 12 of the ERAA methodology allows for a progressive implementation of the ERAA methodology until the end of 2023. In particular, as stated in Article 12(2), the ERAA methodology may be implemented through a gradual process, whereby 'proof of concept' testing and impact assessment of the different methodological elements should ensure that they are mature enough before they become an integral part of the ERAA. Such an approach strikes a balance between accuracy and feasibility of the targeted improvements.

(61) As further explained in Recital 12 of the ERAA methodology, this gradual approach is intended to allow for some temporary (and properly justified) methodological

simplifications during the implementation phase, in order to help ENTSO-E to continuously learn and gain experience over time and thus ensure efficient implementation of the ERAA methodology in the longer run.

### 6.2. Assessment of the ERAA 2021

(62) This section sets out ACER's assessment of the ERAA 2021 in light of the applicable legal framework as described in the previous section. This assessment covers both content-related (i.e. substantive) and procedural aspects and, for ease of reading, groups them into thematic categories listed in the first column of Table 1. Each category is then discussed in more details in subsections 6.2.1.2 to 6.2.2.3 and some of them are further developed in the Technical annex (i.e. Annex I to this Decision).

(63) The Electricity Regulation defines the purpose of the yearly ERAAs and sets out high-level requirements primarily in Article 23, as described in sections 6.1.2 and 6.1.3, for their content and development process. The ERAA methodology details what these requirements mean in technical terms in order for the ERAA to serve its intended purpose, i.e. to become an exemplary monitoring assessment for objective, evidence-based decision-making. ACER acknowledges the complexity and the level of effort involved in producing an ERAA, which fully meets this high methodological standard. With this eventual goal in mind, ACER has allowed for a gradual implementation of the ERAA methodology by 2023, expecting that the first assessments demonstrate progressive implementation of the methodological framework, reaching the full standard in the ERAA 2024 at the latest. However in any case, even if only gradual, the implementation of the ERAA methodology has to be consistent with the legal purpose of the yearly ERAAs and the legal high-level requirements for their content and development process. The ERAA to be conducted by ENTSO-E in accordance with the ERAA methodology has to be assessed in light of this purpose and those high-level requirements.

(64) Considering that the ERAA 2021 is the first deliverable in this four-year implementation phase, ACER recognises that, in gradually implementing the ERAA methodology, certain methodological simplifications are unavoidable this year. ACER mainly checks this year whether the ERAA 2021 considers all high-level requirements of Article 23 of the Electricity Regulation and meets the intended purpose of an ERAA. This approach is consistent with ACER's and the regulatory authorities' minimum expectations for the ERAA 2021, communicated to ENTSO-E in April 2021 (see paragraph (7)).[12]

(65) While simplifications in the ERAA 2021 are expected, and in many cases ACER considers those applied by ENTSO-E as justified and acceptable, they inevitably affect, to some degree, the quality of the assessment and the robustness of its results. ACER

[12] The framework may evolve for future ERAA approvals, in line with the progressive implementation of the ERAA methodology and ACER's recommendations.

recognises the salient role of the ERAA in monitoring resource adequacy in Europe and, in particular, in providing robust and objective findings for important policy decisions pursuant to Chapter IV of the Electricity Regulation (see section 6.1.1). In particular, the ERAA is expected to support decisions regarding new capacity mechanisms, the phase-out or prolongation of existing ones, as well as market reforms envisaged in the national implementation plans.[13] Also for the high-level compliance check, it is therefore necessary to carefully assess whether, and to what extent, such simplifications may actually undermine the purpose of the ERAA as intended in Chapter IV of the Electricity Regulation. Therefore, in case of simplifications or deviations from the methodological framework, ACER considers their potential impacts on the functionality of the assessment in terms of its relevance for policy-making. In particular, ACER examines whether such simplifications or deviations compromise the robustness of the assessment to the extent that they would materially affect the accuracy and reliability of its results, leading to incorrect findings of resource adequacy concerns, and by extension, incorrect policy decisions.

(66) Considering the above, ACER has assessed the ERAA 2021 against the applicable legal framework based on a combination of three factors: (1) the ERAA 2021 should have regard to the objectives and requirements of the Electricity Regulation, in particular it should reflect the requirements of Article 23; (2) certain methodological simplifications may be allowed in this period; and (3) any such simplifications may not however render the assessment unfit for its intended purpose. The conclusions from ACER's assessment are provided in the fourth column of Table 1, and the colours used are explained below.

[13] As of 2020, 12 Member States had capacity mechanisms in place, such as strategic reserves and market-wide capacity mechanisms. The costs of capacity mechanisms are expected to double from 2020 to 2022 to over 5 bln €. For more information, see Chapter 6 of ACER-CEER's Market Monitoring Report – Electricity Wholesale Volume, available on: https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf

**Table 1: Summary of ACER's assessment of the ERAA 2021**

Colour coding:

| | |
|---|---|
| | Compliance with the applicable requirements. |
| | Simplification acceptable in 2021 given that impacts on the ERAA's purpose are limited. |
| | Simplification or deviation unacceptable given material impacts undermining the ERAA's purpose. |
| | Unable to assess due to limited information available. |

| Aspect of the ERAA 2021 (relevant section) | Applicable requirements (ER[14], ERAAM[15]) | Full compliance with requirements[16] | ACER's assessment |
|---|---|---|---|
| **Geographical scope** (section 6.2.1.1) | Art. 23(1) ER<br>Art. 23(5)(a) ER<br>Art. 1 ERAAM<br>Art. 4 ERAAM | YES | Compliant with the requirements. |
| **Temporal scope** (section 6.2.1.2) | Art. 23(1) ER<br>Art. 4 ERAAM | NO | Simplification acceptable in 2021.<br>Impact: Limited value for identification of resource adequacy concerns since only two years are modelled. |
| **Scenario framework** (section 6.2.1.3) | Art. 23(5)(b) ER<br>Art. 23(5)(f) ER<br>Art. 23 (5)(c) ER<br>Art. 3 ERAAM | NO | Compliant for 2025, but incompliant for 2030.<br>Impact: Lack of central reference scenarios for 2030 means that the ERAA 2021 cannot be used to identify resource adequacy concerns for this year. |
| **Scenario framework and greenhouse gas (GHG) target** (section 6.2.1.4) | Art. 23(5)(b) ER<br>Art. 3 ERAAM | YES | Compliant with the requirement since the EU GHG target has been updated when the ERAA 2021 was already in development.<br>However, there are impacts of not considering the most recent target.[17] |
| **Energy efficiency measures** (section 6.2.1.5) | Art. 23(5)(b) ER<br>Art. 3 ERAAM | ? | Unable to assess due to limited information. |

[14] Applicable paragraphs of Article 23 of the Electricity Regulation.
[15] Applicable provisions of the ERAA methodology which implement a given requirement of the Electricity Regulation.
[16] Full compliance with the applicable legal requirements is expected by the ERAA 2024.
[17] The forecast is not aligned with the most recent GHG target, which undermines the robustness of scenarios and results.

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Economic viability assessment (EVA)** (section 6.2.1.6) | Art. 23(5)(b) ER<br>Art. 23(5)(d) ER<br>Art. 3 ERAAM<br>Art. 4 ERAAM<br>Art. 6 ERAAM<br>Art. 7 ERAAM | NO | Simplification unacceptable due to considerable impacts on the ERAA's results.<br>The EVA fails to appropriately reflect risks and opportunities, leading to overestimation of resource adequacy risks. |
| **Storage** (section 6.2.1.7) | Art. 23(5)(d) ER<br>Art. 23(5)(m) ER<br>Art. 4 ERAAM | NO | Broadly consistent with the applicable framework, however, lack of information prevents comprehensive review.<br>Any potential impacts of the approach on the purpose of the ERAA are expected to be limited. |
| **Interconnection and network development** (section 6.2.1.8) | Art. 23(5)(b) ER<br>Art. 23(5)(l) ER<br>Art. 23(5)(m) ER<br>Art. 3 ERAAM<br>Art. 4 ERAAM | ? | Unable to assess due to limited information available. |
| **Cross-zonal capacity calculation** (section 6.2.1.9) | Art. 23(5)(g) ER<br>Art 23(5)(d) ER<br>Art. 4 ERAAM | NO | Simplification unacceptable due to considerable impacts on the ERAA's results.<br>The simplification leads to overestimation of adequacy risks and incorrect description of the characteristics of such risks. |
| **Demand-side response and sectoral integration** (section 6.2.1.10) | Art. 23(5)(d) ER<br>Art. 23(5)(m) ER<br>Art. 4 ERAAM | NO | Simplification unacceptable due to considerable impacts on the ERAA's results.<br>Underestimation of DSR and the level of flexibility in the assessment leading to overestimation of adequacy risks. |
| **Implementation plans** (section 6.2.1.11) | Art. 23(5)(e) ER<br>Art. 3 ERAAM | ? | Unable to assess due to limited information available. |
| **Probabilistic assessment** (section 6.2.1.12) | Art. 23(5)(h) ER<br>Art. 23(5)(j) ER<br>Art. 4 ERAAM | NO | Minor simplification of the applicable requirements.<br>Impact: simplifications expected to have limited impact. |
| **Single modelling tool** (section 6.2.1.13 | Art. 23(5)(i) ER<br>Art. 4 ERAAM | NO | Compliant for central reference scenarios.<br>Deviation for the flow-based proof of concept, acceptable in 2021.<br>Impact: The use of different tools for the economic dispatch and EVA in the flow-based proof of concept likely leads to inconsistent results, however with impacts solely on the proof of concept. |
| **Out-of-market capacity resources** (section 6.2.1.14) | Art. 23(5)(d) ER<br>Art. 7 ERAAM<br>Art. 8 ERAAM | NO | Simplification acceptable in 2021.<br>Impact: Some limited impact on the accuracy of identification of resource adequacy concerns as ignoring out-of-market measures overestimates the risks of consumer disconnections. |
| **Identification of sources of resource adequacy concerns** (section 6.2.1.15) | Art. 23(5)(k) ER<br>Art. 8 ERAAM | NO | Simplification unacceptable due to considerable impacts on usefulness of the assessment as an input for policy-making. |
| **Transparency** (section 6.2.1.16) | Art. 41 ER<br>Art. 11 ERAAM | NO | Level of transparency unacceptable due to considerable impacts on stakeholder engagement, ACER's approval process and usefulness of the assessment as an input for policy-making. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Timeline for submission** (section 6.2.2.1) | Art. 23(4) ER<br>Art. 10 ERAAM | NO | Compliant with the requirement of the annual ERAA. Slightly delayed submission had limited impact on this year's assessment. |
| **Data collection** (section 6.2.2.2) | Art. 23(4) ER<br>Art. 5 ERAAM<br>Art. 10 ERAAM | YES | Compliant with the requirements. |
| **Stakeholder engagement** (section 6.2.2.3) | Art. 31 ER<br>Art. 23(7) ER<br>Art. 27 ER<br>Art. 9 ERAAM<br>Art. 10 ERAAM | NO | Process acceptable for 2021 only.<br>Impact: To some extent mitigated for the ERAA 2021 since ENTSO-E considered input from consultation on the ERAA methodology in developing key aspects of the ERAA 2021. |

(67) ACER was able to assess 16 out of 19 aspects of the ERAA 2021 listed in Table 1. Due to limited information provided, ACER was not in a position to assess: (1) energy efficiency measures, (2) interconnection and network development, and (3) consideration of national implementation plans.[18] Out of the remaining 16 aspects:

(a) **three aspects are marked "green"**, indicating that they comply with the applicable requirements. These aspects include: (1) geographical scope, (2) scenario framework and GHG target and (3) data collection.

(b) **seven aspects are marked "yellow"**, indicating that they represent acceptable methodological simplifications, since their impacts are limited enough not to undermine the ERAA's purpose and therefore are currently consistent with the applicable legal requirements. In other words, despite their impacts, these aspects of the ERAA 2021 are sufficiently robust to be relied upon for policy-making. These aspects include: (1) temporal scope, (2) storage, (3) probabilistic model, (4) single modelling tool, (5) consideration of out-of-market capacity resources, (6) timeline for submission, and (7) stakeholder engagement.

(c) **six aspects are marked "red"**, indicating that they do not comply with the applicable legal requirements and represent a deviation from the methodological framework or a simplification which cannot be accepted by ACER due to its material impacts on the functionality of the ERAA (and the accuracy and reliability of its results, in particular) to the extent that it undermines the purpose of the assessment. These aspects include: (1) scenario framework, (2) EVA, (3) cross-zonal capacity calculation, (4) consideration of DSR and sectoral integration, (5) identification of resource adequacy concerns, and (6) transparency of the assessment.

[18] ENTSO-E communicated that the ERAA 2021 fully reflects these three aspects and complies with the Electricity Regulation. ACER requested quantitative information, in order to assess compliance with them. For more information on ACER's request, see paragraph (13) of the Decision. ENTSO-E was unable to provide the relevant information within such reasonable time that would have allowed ACER to undertake the respective evaluation with this Decision.

(68) ACER's assessment of the above aspects is discussed in more detail in the next sections. Where applicable, ACER refers to the Technical annex for further details.

### 6.2.1. Assessment of substantive requirements

#### *6.2.1.1. Geographical scope of the ERAA 2021*

(69) Article 23(1) of the Electricity Regulation provides that adequacy is assessed at Union level, at the level of the Member States, and at the level of individual bidding zones, where relevant. Article 23(5)(a) of the Electricity Regulation further requires that the ERAA is carried out on each bidding zone level covering at least all Member States. This requirement is further specified in Article 1 and Article 4 of the ERAA methodology.

(70) The ERAA 2021 includes all EU-27 Member States based on the current bidding zone delineation, and provides results for individual Member States and bidding zones, and in this respect complies with the applicable requirements. The ERAA 2021 also considers a larger geography, covering the entire area of ENTSO-E's membership, including among others the United Kingdom, Norway and the Energy Community countries.

#### *6.2.1.2. Temporal scope of the ERAA 2021*

(71) Article 23(1) of the Electricity Regulation requires that the ERAA covers each year within a period of ten years from the date of that assessment; this essentially means the period 2022-2031 for the ERAA 2021. Article 4 of the ERAA methodology implements this requirement by defining the study time period and requiring to simulate each target year in this period.

(72) Within the study time period, the ERAA 2021 models two years, 2025 and 2030. The ERAA 2021 also includes a qualitative assessment by the TSOs, describing key changes in the power systems of their respective Member States and the potential evolution of resource adequacy risks across the entire ten-year horizon. Overall, this is a simplified approach to reflect the requirement of the Electricity Regulation.

(73) This simplification has some impact on the functionality of the ERAA 2021. The Electricity Regulation prescribes that a Member State may only introduce a capacity mechanism or sign new contracts in an existing mechanism, if the ERAA or a national assessment identifies a resource adequacy concern (see paragraphs (45) and (46) above). Pursuant to Article 8(1) of the ERAA methodology, a resource adequacy concern is identified for a given target year if the resource adequacy risk is greater than the reliability standard set by the Member State. Therefore, the ERAA 2021 can only identify resource adequacy concerns for years modelled in detail, i.e. 2025 and 2030, but cannot do it for the remaining eight years. As such, the value of the ERAA 2021 for identifying resource adequacy concerns is rather limited, however with no impact on the accuracy of the

results for the modelled years alone.[19] Therefore, ACER considers this simplification acceptable in the first year of the implementation period.

*6.2.1.3. Scenario framework*

(74) Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation requires that the ERAA is based on appropriate central reference scenarios. Article 23(5)(c) requires that the assessment contains separate scenarios reflecting the differing likelihoods of the occurrence of resource adequacy concerns which the different types of capacity mechanisms are designed to address. Article 23(5)(f) of the Electricity Regulation requires that the assessment includes variants without existing or planned capacity mechanisms and, where applicable, variants with such mechanisms. These requirements are reflected in Article 3 of the ERAA methodology, which specifies, in particular, that the ERAA must rely on two central reference scenarios, with and without capacity mechanisms.

(75) The ERAA 2021 treats the two modelled years in a different manner with regard to central reference scenarios. For 2025, the assessment considers two central reference scenarios, which is consistent with the requirements of Article 23(5)(b) and Article 23(5)(f) of the Electricity Regulation and Article 3 of the ERAA methodology. The two central reference scenarios reflect the differing likelihoods of the occurrence of resource adequacy concerns, which the different types of capacity mechanisms are designed to address, and hence meet the requirement of Article 23(5)(c) of the Electricity Regulation and Article 3 of the ERAA methodology. For 2030, the assessment does not consider any central reference scenario, and therefore fails to consider this requirement, not even in a simplified manner.

(76) Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation also requires that the ERAA is based on appropriate sensitivities on extreme weather events, hydrological conditions, wholesale prices and carbon price developments. Article 3 of the ERAA methodology allows for the assessment to consider additional scenarios and sensitivities. These scenarios and sensitivities can reflect a range of elements, such as different economic and policy trends, including variations on fuel and carbon prices, and uncertainties in network investments. The consideration of additional scenarios and sensitivities in the ERAA 2021, such as the National Estimates scenarios and the sensitivity on $CO_2$ prices, is thus in line with the applicable requirements.

(77) The lack of central reference scenarios for 2030 means that the ERAA 2021 can identify resource adequacy concerns only for one year, namely 2025. Given that the main purpose of the ERAA is to identify resource adequacy concerns over a ten-year time horizon, ACER considers that restricting this purpose to one year only has such a material impact on the functionality of the assessment that it cannot be accepted.

[19] The intertemporal scope of the ERAA is important for the robustness of the EVA. This point is further discussed in section 6.2.1.6.

*6.2.1.4. Scenario framework and the greenhouse gas emissions reduction target*

(78) Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation requires that the ERAA is based on appropriate central reference scenarios of projected demand and supply. Article 3 of the ERAA methodology further specifies that the central reference scenarios must be in line with national objectives and targets, and the National Energy and Climate Plans.

(79) The current EU greenhouse gas emissions target for 2030 is to reduce emissions levels by at least 55% from 1990 levels. This new target has been recently introduced by the European Climate Law[20] which entered into force in July 2021, at the time when the ERAA 2021 was already in development. The ERAA 2021 considers previous climate legislation with a lower target for 2030, namely a reduction of at least 40% from 1990 levels.[21]

(80) As this new binding target was set late in the process for developing the ERAA 2021, ENTSO-E could not have taken it into account in this year's assessment. In this respect, the ERAA 2021 complies with Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation and Article 3 of the ERAA methodology, as it is based on scenarios of projected demand and supply which were appropriate at the time of its development.

(81) Having said that, ACER expects that the new target of 55% will result in increased deployment of renewable energy sources, storage and energy efficiency measures, among others. These measures, in turn, will have a material impact on the EU electricity system both on the demand and supply side, with considerable implications for adequacy risks. Therefore, by not reflecting this new target, the ERAA 2021 is clearly misaligned with the current European and national climate policies for the next ten years. This misalignment, which increases the further out in the future, impacts the scenarios and the robustness of the results, particularly for 2030 and to a lesser extent for 2025.

*6.2.1.5. Energy efficiency measures*

(82) Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation requires that the central reference scenarios include measures to reach energy efficiency targets. Article 3 of the ERAA methodology further specifies that the central reference scenarios need to reflect Member States' NECPs, including national objectives, targets and contributions, and other projections related to energy efficiency.

[20] Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law'), OJ L 243, 9.7.2021, p. 1.

[21] Legislation implementing the 40% target (agreed in 2014) consisted, inter alia, of the EU Emission Trading Scheme (Directive 2003/87/EC), Regulation (EU) 2018/842 introducing national targets for reduction of greenhouse gas emissions by 2030, and Regulation (EU) 2018/841 requiring Member States to balance greenhouse gas emissions and removals from land use, land use change and forestry.

(83) The Report contains limited information on energy efficiency measures. This information is restricted to some TSO statements that energy efficiency measures are considered in the projections for energy demand. It is unclear whether energy efficiency measures are considered for all Member States, in consistency with their NECPs, and how. The Report does not provide any quantification of the impacts of energy efficiency measures on the assumptions.

(84) Based on the limited information set out in the submitted documentation, ACER is not able to appropriately assess whether the ERAA 2021 complies with the applicable requirements regarding energy efficiency measures, even in a simplified manner, and what are the impacts of the approach taken by ENTSO-E in terms of the ERAA's purpose. Despite ACER's request, ENTSO-E was unable to provide the relevant information within such reasonable time that would have allowed ACER to undertake the respective evaluation with this Decision.[22]

*6.2.1.6. Economic viability assessment (EVA)*

(85) Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation requires that the central reference scenarios include an EVA. Article 23(5)(d) of the Electricity Regulation requires that the ERAA appropriately considers the contribution of all existing and potentially future resources. The EVA-related requirements are further specified in Articles 3 to 7 of the ERAA methodology.[23]

(86) The EVA approach in the ERAA 2021 is based on a minimisation of overall system costs, a simplification which is in line with Article 6 of the ERAA methodology. The assessment applies the EVA for 2025 only, meaning that investment decisions are based on the economic viability of resources for this single year. As such, the assessment only considers a subset of potential decisions, namely market entry and exit,[24] for a subset of possible resources.[25] An appropriate assessment of economic decisions for capacity resources needs to consider the expected revenues and costs of the relevant assets over their economic lifetime.[26] In summary, applying the EVA for a single year has by default

[22] For more information on ACER's request see paragraph (13) of the Decision.
[23] Beyond the central reference scenarios, the EVA is optional for additional scenarios and sensitivities. None of the additional scenarios consider an EVA, while some of the sensitivities consider an EVA.
[24] The EVA does not include the options of mothballing and de-mothballing, or prolongation of the lifetime of resources as per Article 6(7) of the ERAA methodology.
[25] The EVA includes investment decisions only for two types of gas fired generation units (open cycle and combined cycle) and for explicit DSR resources. It also includes decommissioning of existing coal, lignite, oil and gas fired capacity (on top of any existing phase out policies). Renewables and nuclear generation technologies are considered as technologies driven by national policies. Batteries and CHPs are not considered as possible candidates for entry or exit, since major routes of revenues for this technologies (i.e. heat and ancillary services respectively) are not taken into account in the EVA, according to the Report.
[26] In this regard, the EVA may also reflect the costs and revenues beyond the ten year study period of an ERAA, as per Article 6(16) of the ERAA methodology.

significant limitations, thereby substantially reducing confidence in the results of the ERAA 2021.

(87) Besides, the EVA uses generic economic parameters, including hurdle rates, across all modelled zones. Pursuant to Article 6(10) and Article 5(10) of the ERAA methodology, economic and technical data shall be estimated per modelled zone, while the cost of capacity shall be consistent with the CONE calculations performed (at least) at the Member State level.[27]

(88) As stated in the Report, due to the complexity of performing a comprehensive EVA, the ERAA 2021 applies a number of simplifications to make this exercise computationally manageable. These simplifications include the consideration of a limited number of climate years and the modelling of forced outages in a deterministic way.[28] Due to these simplifications, the EVA diverges significantly from the economic dispatch, used to assess the risks to resource adequacy.[29]

(89) ACER's analysis (based on ENTSO-E's data) shows that the adequacy risks perceived by the EVA are generally significantly lower than the risks reported by the assessment (the outcome of the economic dispatch). Effectively, this means that the EVA does not consider a representative set of expected prices, which is required by Article 6 of the ERAA methodology. The resulting resource mix of the EVA underestimates the available resources in 2025 and leads to an overestimation of the risks to resource adequacy in the ERAA 2021. Due to these impacts, ACER considers that the level of simplification of the EVA in the ERAA 2021 is not acceptable.[30]

*6.2.1.7. Storage*

(90) Article 23(5)(d) of the Electricity Regulation requires that the assessment appropriately takes account of the contribution of energy storage, including its contribution to flexible system operation. Article 23(5)(m) of the Electricity Regulation requires that the assessment ensures that the national characteristics of energy storage are properly taken into consideration. These requirements are reflected in Article 4 of the ERAA methodology.

[27] At the time of development of the ERAA 2021, however, implementation of the calculation of CONE was in progress in some Member States and results were not readily available.
[28] The EVA only considers 7 climate years and a single forced outage profile, while the economic dispatch considers 35 climate years combined with a high number of Monte Carlo simulations to reflect forced outages of generation and network assets. Overall, the EVA considers 7 simulations for target year 2025, while the economic dispatch considers more than 700 simulations.
[29] As an example the ERAA 2021 LOLE indicators for Belgium, Germany and France are 4 hr/year, 7 hr/year and 4 hr/year respectively while the same indicators from the EVA are 0.3 hr/year, 0.1 hr/year and 0.0 hr/year respectively.
[30] See Chapter 3 of the Technical annex for details.

(91) The ERAA 2021 considers pumped-storage hydro and battery storage, in line with Article 4(5) of the ERAA methodology. The ERAA 2021 aims at dispatching storage when electricity prices are expected to be high and storing energy when prices are expected to be low, thus reflecting their flexible use. Overall, the approach to optimising the use of storage is broadly consistent with the applicable framework of the Electricity Regulation. The Report lacks information to allow for a comprehensive review of the approach for taking the contribution of storage into account. Nevertheless, ACER considers that the ERAA 2021 sufficiently reflects the requirement of Article 23(5)(d) of the Electricity Regulation regarding the consideration of storage in the assessment, potentially with limited impacts on the accuracy of the results.[31]

*6.2.1.8. Interconnection and network development*

(92) Pursuant to the Electricity Regulation, the ERAA must properly take into consideration the level of interconnection, interconnection targets, and real network development (requirements of Article 23(5)(m), Article 23(5)(b) and Article 23(5)(l) respectively). Article 3 of the ERAA methodology specifies that the assessment must reflect best estimates about the future state of the network based on the latest national development plans and ENTSO-E's TYNDP. Article 4 of the ERAA methodology specifies the modelling framework for the electricity network.

(93) The ERAA 2021 offers limited information about the assumed network development for 2025 and 2030 within the country comments provided by the TSOs. The Report does not include any comprehensive section explaining the future state of the network, the interconnectivity levels and consistency with the relevant plans. The assessment provides information about the net transfer capacity (NTC) values assumed (and flow-based domains in the proof of concept analysis). It is however not possible to derive the assumed network configuration from these assumptions. As a result, ACER is unable to evaluate whether the assessment fulfils the relevant requirements of the Electricity Regulation related to interconnection levels, interconnection targets and network development, based on the available information in the Report, nor examine whether the approach taken by ENTSO-E has a material impact on the purpose of the ERAA. Despite ACER's request, ENTSO-E was unable to provide the relevant information within such reasonable time that would have allowed ACER to undertake the respective evaluation with this Decision.[32]

*6.2.1.9. Cross-zonal capacity calculation*

(94) Pursuant to Article 23(5)(g) of the Electricity Regulation, the ERAA must be based on a market model using the flow-based approach, where applicable. Pursuant to Article23(5)(d) of the Electricity Regulation, the ERAA must appropriately take into account the contribution of imports and exports to adequacy, by accurately reflecting the

[31] See section 2.4.4 of the Technical annex for details.
[32] For more information on ACER's request see paragraph (13) of the Decision.

capacity calculation approach used on each bidding zone border. These requirements are further specified in Article 4 of the ERAA methodology.

(95) Two capacity calculation regions (CCRs) are expected to apply the flow-based capacity calculation approach in 2025 (and 2030): the Core and the Nordic CCRs. The central reference scenarios of the ERAA 2021 however do not reflect this approach, for neither of the two CCRs nor the two modelled years. Instead, ENTSO-E has only conducted a proof of concept, which applies the flow-based approach in the Core CCR in 2025 for part of the modelling. In this proof of concept, the EVA relies on the NTC capacity calculation approach and one modelling tool, and the economic dispatch relies on the flow-based approach and another modelling tool.[33] Compared to the NTC approach, the flow-based approach would allow to better depict situations of simultaneous scarcity among bidding zones, and would likely affect the EVA. Furthermore, the flow-based proof of concept relies on different approaches for the different sets of flow-based domains used, hampering the consistency and comparability of the results for this proof of concept.

(96) Besides, ACER considers that the approach used in the ERAA 2021 does not appropriately reflect the minimum 70% cross-border capacity target required by Article 16(8) of the Electricity Regulation, thereby underestimating the volume of capacity available for cross-zonal trade.[34] As a result, ACER considers that the ERAA 2021 overestimates resource adequacy concerns on some bidding zone borders.[35] This overestimation, in turn, undermines the purpose of the ERAA 2021, as it may lead to incorrect policy choices such as introducing capacity mechanisms where they are not needed. Further details on ACER's assessment of the ERAA 2021 in terms of capacity calculation are provided in the Technical annex.[36]

(97) ACER's assessment of the capacity calculation approach in the ERAA 2021 is based on incomplete information. In particular, the documentation submitted to ACER lacks information regarding differences between the grid models used for the TYNDP and for the ERAA, and justifications for key parameters underlying flow-based calculations.[37] In addition, information on how NTCs were calculated, e.g. whether they reflect applicable capacity calculation methodologies, is also missing from the submission. ACER was

[33] See section 6.2.1.13 for single modelling tool.
[34] Particularly on alternative current borders, see section 2.4.5.2 of the Technical annex. Furthermore, the ERAA 2021 did not model the impact of this minimum target on the countertrading and redispatching needs of the system, thus ignores instances when capacity resources are set aside from the wholesale electricity market, in order to provide countertrading or redispatching services. This assumption tends to slightly alleviate the overestimation of resource adequacy concerns.
[35] On bidding zone borders where NTC forecasts for 2025 are below 2020 NTCs, the ERAA 2021 overestimates concerns. Furthermore, the modelling of the minimum 70% target would likely lead to a reduction of resource adequacy concerns, but it may also lead to increase concerns in some cases, e.g. due to high redispatching requirements to ensure the minimum target.
[36] See section 2.4.5 of the Technical annex for details.
[37] See Chapter 5 of the Technical annex for details.

unable to undertake a comprehensive assessment based on the ERAA 2021 and further information provided by ENTSO-E. The information provided in the submission is however sufficient for ACER to establish with a high degree of confidence that the ERAA 2021, by simplifying the approach to capacity calculation, overestimates resource adequacy concerns in certain aspects, thus affecting its purpose in a material way.

*6.2.1.10. Demand-side response (DSR) and sectoral integration*

(98) The Electricity Regulation requires that the assessment appropriately takes account of the contribution of all resources including demand response, and properly reflects national characteristics of demand flexibility (requirements of Article 23(5)(d) and Article 23(5)(m) of the Electricity Regulation respectively). Article 4 of the ERAA methodology further specifies this requirement. In particular, Article 4(3) of the ERAA methodology requires that the ERAA considers both implicit and explicit demand-side response (DSR). In addition, Article 23(5)(d) of the Electricity Regulation requires that the assessment appropriately takes account of the contribution of sectoral integration, including its contribution to flexible system operation.

(99) The ERAA 2021 relies on simplifications and assumptions that underestimate DSR. This approach disregards the fact that promoting DSR lies within the key objectives of the Electricity Regulation [38] and that market rules must promote its development. [39] Underestimation of DSR potential results in an overestimation of resource adequacy risks, thereby affecting the purpose of the ERAA.

(100) Regarding sectorial integration, the assessment considers electric vehicles and heat pumps.[40] Both technologies are considered on the demand side and their operation (e.g. charging of electric vehicles) is determined exogenously from the model, i.e. it is pre-determined by ENTSO-E or TSOs, and does not respond to market prices. For electric vehicles, the assessment implicitly exploits their inherent flexibility to some degree, whereby charging is performed outside peak hours to a greater or lesser extent. On the other hand, the ERAA 2021 omits the potential for flexible operation of heat pumps.

(101) Due to these impacts, ACER considers that the level of simplification for the consideration of DSR and sectoral integration is not acceptable. The Technical annex sets

[38] Article 1(d) of the Electricity Regulation

[39] Market rules must foster the development of demand flexibility and consumer empowerment in the energy market and energy transition (Article 3(c) and Article 3(d) of the Electricity Regulation).

[40] The ERAA 2021 does not consider other sectoral integration technologies, such as technologies for power-to-gas and power-to-hydrogen conversions. ACER notes that such technologies are expected to play a role in the later years of the ten-year horizon of the assessment and especially in the longer-term development of the energy sector. See for example: Sectorial integration: Long-term perspective in the EU energy system: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a0868328-4f06-11eb-b59f-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search.

out ACER's assessment of the DSR approach (including electric vehicles) in the ERAA 2021.[41]

*6.2.1.11. National implementation plans*

(102) Article 23(5)(e) of the Electricity Regulation requires that the ERAA anticipates the likely impact of the measures referred to in Article 20(3) of the Electricity Regulation, which are set out in Member States' implementation plans (see paragraph (44) above).[42] This requirement is further specified in Article 3 of the ERAA methodology, which requires that the assumptions of the central reference scenarios are aligned with the actions and measures taken to eliminate restrictions to wholesale price formation[43] and with the Member States' implementation plans.

(103) By the time ENTSO-E started working on the ERAA 2021 (in October 2020), some Member States had already adopted their implementation plans (Belgium, Ireland, Lithuania and Poland) and some published their draft versions at around the same time (Italy and Finland). It is unclear which of these implementation plans are reflected at all in the ERAA 2021 assumptions, and how.[44] The Report does not provide any quantification of the impacts of the national implementation plans on the assumptions.

(104) Similarly, the ERAA 2021 does not consider any reforms that would directly affect price formation in the market (and its modelling in the ERAA), such as the implementation of a shortage pricing function for balancing energy. ACER notes that some Member States have committed in their plans to implement an administrative shortage pricing function (Poland and Lithuania) and provided timelines for this implementation.

(105) Based on the limited information set out in the submitted documentation, ACER is not able to appropriately assess whether the ERAA 2021 complies with the applicable requirements, even in a simplified manner. Despite ACER's request, ENTSO-E was unable to provide the relevant information within such reasonable time that would have allowed ACER to undertake the respective evaluation with this Decision.[45]

*6.2.1.12. Probabilistic assessment*

(106) Article 23(5)(h) of the Electricity Regulation requires that the ERAA applies probabilistic calculations. Article 23(5)(j) of the Electricity Regulation requires that the

[41] See section 2.4.2 of the Technical annex for details.
[42] Information on the implementation plans pursuant to Article 20(3) of the Electricity Regulation is available on: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
[43] These measures and actions are defined by the Member States pursuant to Article 10(5) of Electricity Regulation, and aim to eliminate or mitigate those measures or policies which restrict wholesale price formation.
[44] In some cases, the Report explicitly asserts that the implementation plan is reflected in the assumptions, without providing any further information (e.g. Belgium). In other cases, the Report is silent on whether the implementation plans have been reflected in the assumptions or not (e.g. Ireland).
[45] For more information on ACER's request see paragraph (13) of the Decision.

ERAA includes at least the two indicators – LOLE and EENS. These requirements are further specified in Article 4 of the ERAA methodology.

(107) The ERAA 2021 uses a probabilistic approach to assess the risks to resource adequacy. The approach encompasses climate years, which are consistent sets of climate-dependent input variables, such as demand, wind and solar availability. These climate years are combined with multiple sets of random outages for generation and interconnector assets. The latter represent the probability that these assets might be forced out of operation for a certain amount of time due to a failure. The combination of climate years with random outages of generation and interconnector assets form the so-called Monte Carlo sample years.

(108) The aforementioned construct produces LOLE and EENS, which are the two key outputs of the probabilistic assessment. The assessment runs a high number of Monte Carlo sample years for each modelled year (e.g. 2025) to ensure the convergence (or stability) of the risk indicators. This convergence is monitored through the so-called 'coefficient of variation', which measures how much the results change between subsequent Monte Carlo sample years. The ERAA 2021 uses a simplified way to confirm model convergence.[46] However, it appears that the different scenarios have converged sufficiently, with some exceptions, based on the information provided in the Report.

(109) Based on the above, ACER considers that the ERAA 2021 broadly meets the requirement for a probabilistic assessment, with the current minor simplifications expected to have a limited impact at most on the accuracy of the results.

*6.2.1.13. Single modelling tool*

(110) Article 23(5)(i) of the Electricity Regulation requires that the assessment applies a single modelling tool, which is then reflected in Article 4 of the ERAA methodology.

(111) The ERAA 2021 uses the same modelling tool for all scenarios and sensitivities except for the flow-based proof of concept, where ENTSO-E relies on different tools for the EVA and economic dispatch. The difference in the tools used for this proof of concept, combined with other methodological differences,[47] leads to major inconsistencies between the EVA and economic dispatch in the proof of concept.

(112) In addition, the ERAA 2021 uses four additional modelling tools to run the central reference and other scenarios, in order to validate the results. ACER is not able to assess

[46] Article 4(2) of the ERAA methodology prescribes that the ERAA uses a criterion for stopping the probabilistic assessment after a sufficiently large number of Monte Carlo years and under the condition that the relative increment of α is below a given threshold value. The ERAA 2021 does not utilise a stopping criterion and hence is not compliant with the methodology. However, it appears that the different scenarios have converged sufficiently based on the information provided in the Report.

[47] E.g. the tool used for the economic dispatch is combined with additional constraints underlying capacity allocation (adequacy patch, see Chapter 5 of the Technical annex).

the added value of the validation exercise without further information on the differences between the methodological approaches used by the models, and more information and interpretation on the differences of the results.

(113) Overall, the ERAA 2021 broadly meets the requirement of a single tool, with a deviation regarding the flow-based proof of concept. For the latter, the use of different tools for the EVA and economic dispatch may lead to inconsistent results, but this impact is limited to the proof of concept and thus does not to undermine the purpose of the assessment as a whole.

*6.2.1.14. Out-of-market capacity resources*

(114) Article 23(5)(d) of the Electricity Regulation requires that the assessment appropriately considers the contribution of all resources. In this respect, Article 7(10) of the ERAA methodology requires that the assessment projects the risks in the absence of any out-of-market capacity resources and after their activation. Moreover, pursuant to Article 8(1) of the ERAA methodology, the assessment can only identify resource adequacy concerns after considering the impacts of out-of-market resources.

(115) The Report explains relevant resources and measures that the TSOs have at their disposal for dealing with supply shortfalls in real-time.[48] ACER highlights the usefulness of the ERAA 2021 in enhancing transparency around the availability of out-of-market resources to the TSOs. In ACER's view, it is highly important to provide clear and transparent information about the tools available to system operators to avoid consumer disconnections. ACER considers that the list of out-of-market measures is incomplete, however.[49]

(116) Having said that, the ERAA 2021 does not appropriately consider out-of-market capacity resources when estimating the adequacy risk indicators. In the first year of the ERAA implementation, this simplified approach to out-of-market measures may still be considered acceptable, as it is expected to have limited impact on the accuracy of identification of resource adequacy concerns.[50]

---

[48] These measures include, for example, strategic reserves (i.e. type of capacity mechanism where resources are kept outside the market), voltage regulation, a TSO operational practice, as well as bilateral emergency contracts between TSOs. For details, see section 1.2 and Appendix 1 of Annex 1 of the Report.

[49] For example, the German TSOs can use a large share of the Frequency Restoration Reserves (FRR) prior to resorting to other measures, such as the use of strategic reserves and eventually consumer disconnections. This consists of 100% of manual FRR and 60% of automatic FRR. For more information, see: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/auswirkungen-der-deutschen-kapazitaetsreserve-auf-die-benachbarten-mitgliedsstaaten.html. The latest German National Resource Adequacy Assessment assumes 1.3 GW of balancing capacity being available for this purpose. Available on: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/monitoring-the-adequacy-of-resources-in-the-european-electricity-markets-2021.html

[50] This will depend on the existence of such capacities in a Member State, the need to resort to these capacities and their availability in real-time.

(117) Specifically, ACER notes that ignoring these measures may overestimate the risks of consumer disconnections. Therefore, incorporating these mitigating measures in future ERAAs would give a more accurate assessment of these risks and improve the validity of the ERAA results in this respect.

*6.2.1.15. Identification of sources of resource adequacy concerns*

(118) Article 23(5)(k) of the Electricity Regulation requires that the assessment identifies the sources of possible resource adequacy concerns, in particular whether it is a network constraint, a resource constraint, or both. Article 8 of the ERAA methodology elaborates on the potential drivers to be assessed, including methodological approaches for carrying out the assessment.

(119) The ERAA 2021 includes limited analysis of the simultaneity of supply shortfalls between the neighbouring Member States, i.e. periods during which supply does not meet demand. The analysis does not consider the individual drivers leading to shortfalls (e.g. high demand levels or generation outages), but rather their collective impact as reflected by the risk indicators in each Member State. While it is difficult to identify the drivers of simultaneous scarcity, the analysis enables understanding how such periods correlate between the Member States. ACER notes the limited scope and usefulness of this analysis and considers that it is a significant oversimplification of the applicable methodological framework. ACER cannot accept this simplification as consistent with the legal requirements since it has considerable impacts on the usefulness of the assessment as an input for policy decisions.

*6.2.1.16. Transparency*

(120) Article 41(2) of the Electricity Regulation requires that ENTSO-E operates in full transparency towards its stakeholders. Article 11 of the ERAA methodology sets out requirements ensuring that the ERAA is a transparent assessment and that the Report facilitates stakeholders' understanding of the assessment, including inputs, data, assumptions and scenario development.

(121) Regarding publication of data, the ERAA 2021 meets the requirements to a significant degree. For example, the Report contains the Pan-European Climate Database, the high-level scenario assumptions, such as fuel and $CO_2$ prices, and the LOLE and EENS results. On the other hand, ENTSO-E has not published certain required data items,[51] or has published them with a different (lower) level of granularity.[52]

[51] For example, ENTSO-E has not published the assumptions underlying the measures pursuant to Article 20(3) of the Electricity Regulation and the distribution of LOLE and EENS across all Monte Carlo simulations.
[52] Such as DSR potentials per bidding zone and simultaneous ENS situations at regional level.

(122) Regarding the level of information provided, the ERAA 2021 represents a significant improvement to its predecessor, the mid-term adequacy forecast (MAF) 2020. The Report includes new chapters and sections (e.g. assumptions chapter, out-of-market measures section) and offers additional information regarding other aspects of the assessment. At the same time, however, the Report fails to provide essential information to enable a comprehensive understanding of the assessment. For example, the ERAA 2021 does not sufficiently explain:[53]

(a) the methodological approaches used for different parts of the model (e.g. the EVA and flow-based approaches) and the reasons for certain methodological choices (e.g. choices for estimating DSR potentials and associated costs);

(b) how the assumptions are derived in certain cases (e.g. NTCs for cross-zonal capacities, forced outage rates) and how certain statements (e.g. consideration of national implementation plans) are supported with quantitative information;

(c) how to interpret the results of the assessment (e.g. the underlying reasons that lead to market entry and exit of resources, the risk indicator results of the EVA and simultaneous ENS results).

(123) Insufficient information on the ERAA impedes the understanding of its results and their key drivers. Ensuring full transparency is important at all stages of the ERAA process, namely:

(a) when developing the ERAA, it enables effective stakeholder engagement (section 6.2.2.3);

Given that stakeholder engagement on the ERAA 2021 was limited in the first place (see section 6.2.2.3), ACER considers that providing complete and clear information to stakeholders in the Report should be even more important, since this is the primary source of information for stakeholders. This is essential as ENTSO-E runs a consultation on the ERAA 2021 after its publication, with the main purpose of feeding into the development of the ERAA 2022. In the context of ACER's public notice, several stakeholders highlighted the need for greater transparency in order to understand the assumptions, methodology and results of the ERAA 2021 among others and to provide constructive feedback for the development of future ERAAs.[54]

(b) when approving the ERAA, it enables ACER to appropriately assess the ERAA and take an informed decision;

Insufficient information provided in the Report and during the approval process has impeded ACER's assessment of key aspects of the ERAA 2021, and has a bearing on ACER's decision (see section 6.3).

[53] References to specific aspects of the ERAA 2021 which lack sufficient explanations are provided under the respective headings of section 6.2 and in the Technical annex.
[54] For more information, see paragraph (30).

(c) when using the ERAA, it increases stakeholders' confidence in the results and enables policy-makers to appropriately interpret the ERAA's findings;

Insufficient information in the Report would hamper the understanding of the ERAA 2021's results and thus undermine the usefulness of the assessment for informed policy-making.

(124) In light of these consequences, and considering ENTSO-E's obligation to operate in full transparency towards stakeholders and the general public,[55] ACER considers that the level of transparency in this year's ERAA is not acceptable.

### 6.2.2. Assessment of the procedural requirements

#### *6.2.2.1. Timeline for submission*

(125) The ERAA 2021 complies with Article 23(2) of the Electricity Regulation, requiring assessments on an annual basis. The ERAA 2021 presents the first of the annual ERAAs, and has been developed by ENTSO-E approximately within one year following the adoption of the ERAA methodology. ENTSO-E submitted the ERAA 2021 15 days after the deadline of 1 November set out in Article 10(2) of the ERAA methodology. This is not a substantial delay and was communicated to ACER with sufficient notice. Therefore, ACER considers this delay as acceptable for the first year of implementation.

#### *6.2.2.2. Data collection requirements*

(126) Article 23(4) of the Electricity Regulation requires TSOs to provide ENTSO-E with the data it needs to carry out the ERAA. Article 5 and Article 10 of the ERAA methodology specify that ENTSO-E must provide national TSOs with data collection guidelines to ensure coherency of the input data across the assessment and publish these guidelines, respectively. ENTSO-E has collected data from national TSOs for the ERAA 2021 and has published the data collection guidelines alongside the Report. The ERAA 2021 is therefore in line with these requirements.

#### *6.2.2.3. Stakeholder engagement*

(127) Article 31 in joint reading with Article 30(1)(c) of the Electricity Regulation requires that ENTSO-E conducts an extensive consultation process and takes into consideration stakeholders' comments when finalising the annual ERAAs. Article 23(7) of the Electricity Regulation requires that the ERAA is subject to the prior consultation of Member States, the ECG and relevant stakeholders before it is submitted to ACER for approval. Article 27 of the Electricity Regulation requires ENTSO-E to consult relevant stakeholders, including regulatory authorities and other national authorities. ENTSO-E shall duly take the results of that consultation into consideration. The requirements are further specified in Article 9 of the ERAA methodology. In particular, ENTSO-E is

[55] Article 41(2) of the Electricity Regulation.

required to establish adequate interaction channels (such as public consultations, workshops and webinars) to enable stakeholders to contribute at every step of developing the ERAA in a way that is transparent, open, accessible, inclusive, efficient and well-structured.

(128) For the ERAA 2021, ENTSO-E has consulted the ECG on the high-level scenario framework and assumptions. This consultation lasted around 6 weeks, between 18 June and 30 July, and included the initial TSOs' estimates on the available resource mix, assumptions on fuel and emission prices and the high-level approach to the EVA, among others.[56]

(129) ACER also understands that ENTSO-E heavily relied on inputs from its recent public consultation on the ERAA methodology when developing the scenarios, sensitivities and assumptions for the ERAA 2021. Given close proximity of that consultation in time and scope to ENTSO-E's work on the ERAA 2021, and considering that the ECG consultation took place, ACER accepts this approach on an exceptional basis. However, ACER notes that this level of stakeholder engagement is not acceptable in the long run in view of ENTSO-E's consultation obligations according to the Electricity Regulation. Going forward, ENTSO-E must provide sufficient opportunities for all relevant stakeholders to get involved and feed into developing the annual ERAAs.

### 6.3. ACER's conclusions

(130) This section provides ACER's conclusions in light of its assessment described in the previous section.

(131) Article 27(3) in joint reading with Article 23(7) of the Electricity Regulation provides that within three months of the date of receipt of the ERAA 2021, ACER either approves it, or amends it and, following a consultation of ENTSO-E, approves the amended ERAA 2021. Considering these options, ACER has come to the conclusion that it can neither approve the ERAA 2021 as submitted nor amend it in such way that it can approve an amended ERAA 2021, for the following reasons:

#### 6.3.1. ACER cannot approve the ERAA 2021

(132) ACER acknowledges that the ERAA 2021 represents a significant improvement to MAF 2020. Most notably, the ERAA 2021 includes an EVA and explores the application of a flow-based approach through a proof-of-concept. The ERAA 2021 also considers the impacts of climate change on temperatures and subsequently on demand.[57] ACER recognises that the development of an EVA is a highly challenging undertaking,

[56] ENTSO-E did not consult on detailed elements of the assessment such as the EVA and DSR modelling (e.g. sources for determining DSR potential and relevant costs).
[57] For more information, see section 2.4.6 of the Technical annex.

compounded by the size and interconnectivity of the geographical area considered in the ERAA 2021. Moreover, the ERAA 2021 is the first assessment that considers the application of a flow-based capacity calculation approach across the Core region,[58] which is a complex exercise particularly in the absence of real-life experience with flow-based in the entire region. Both developments therefore represent significant first steps towards the full implementation of the ERAA methodology.

(133) ACER also acknowledges that the ERAA methodology has a four-year implementation period. As such, the ERAA 2021 is not (and should not be) expected to fully comply with this methodology, and certain methodological simplifications should be allowed, in particular at this early implementation stage.

(134) However, as shown in Table 1 (see paragraph (66)), ACER considers that some simplifications of, and deviations from, the methodological framework taken by ENTSO-E in the ERAA 2021 compromise the accuracy and reliability of the assessment to the extent that they undermine its purpose as intended in Chapter IV of the Electricity Regulation and therefore do not comply with the applicable legal requirements.[59] In particular, ACER considers that the ERAA 2021 overestimates resource adequacy concerns by underestimating the level of resource adequacy that the interconnected wholesale markets would likely deliver. In ACER's view, using the ERAA 2021 for the purpose of Chapter IV of the Electricity Regulation would thus be ill-considered. It would also be inconsistent with the objectives of the Electricity Regulation, in particular in that it would not provide appropriate market signals for increased efficiency and security of supply.[60] Indeed, incorrect identification of resource adequacy concerns would send incorrect signals and could lead to misplaced regulatory interventions in the market, such as capacity mechanisms. Implementing unnecessary national capacity mechanisms could lead to fragmentation of the single electricity market and subsequently slow down market integration across Europe, raise obstacles for market entry and participation of new and flexible resources in the market, increase the costs for end-consumers and hamper the reduction of GHG emissions.

(135) In addition to that, ACER is not able to assess three aspects which may also have potentially significant impacts on the ERAA's results.[61] The level of information provided to ACER is insufficient to take an informed decision on these aspects, and thus on the ERAA 2021 as a whole.

---

[58] Previous adequacy assessments, such as the Pentalateral Energy Forum's Generation Adequacy Assessment 2020, considered the flow-based approach across a sub-region of Core, Central-West Europe.
[59] These aspects include: (1) scenario framework, (2) EVA, (3) cross-zonal capacity calculation, (4) consideration of DSR and sectoral integration, (5) identification of resource adequacy concerns, and (6) transparency of the assessment.
[60] Article 1(a) of the Electricity Regulation.
[61] These aspects include: (1) energy efficiency measures, (2) interconnection and network development, and (3) consideration of national implementation plans.

(136) For the above reasons, ACER cannot approve the ERAA 2021 as submitted.

6.3.2. ACER cannot amend the ERAA 2021 and approve an amended ERAA 2021

(137) The reason why ACER also cannot amend the ERAA 2021 is twofold:

(a) First, amending the ERAA 2021 would not be feasible within the required decision-making timeframe of three months, given the extensive scope of the amendments necessary to make the ERAA 2021 fit for purpose. At minimum, ACER would need to amend the six 'red' aspects from Table 1, where simplifications or deviations have material impact on the ERAA's purpose. This would involve far-reaching changes in the methodology of the ERAA 2021, requiring significant time and resources.

For example, amending the EVA to make it fit for purpose would imply identifying the causes for the significant divergences of risks between the EVA and economic dispatch. This identification would require investigating the EVA results in detail and testing the effects of different simplifications on the results, followed by re-running the model with amendments to these simplifications until consistency between the EVA and economic dispatch is achieved.[62] It is uncertain how much time this process might require.[63] ACER would need to request ENTSO-E to re-run the model, as ACER has neither access to it nor the required expertise for running such simulations. Similarly, enhancing transparency would require expanding significantly the content of the Report, by providing, for example, comprehensive explanations of the methodological approach followed for different parts of the model in the ERAA 2021. By default, ACER lacks the necessary information and is not in a position to enhance transparency without inputs from ENTSO-E and the TSOs. The level of complexity in amending the ERAA 2021 is exemplified by ENTSO-E's plan to enhance a number of these elements for the ERAA 2022 and over a longer timeline, as communicated in the Report.[64]

(b) In addition, even if ACER were to disregard the prescribed three-month decision-making period, ACER considers it not certain that it could deliver, with ENTSO-E's necessary involvement, an improved ERAA 2021 within a period that would be still feasible to use the yearly ERAA for its purpose. Any such amended ERAA 2021

[62] ACER understands that one of the simplifications leading to the significant divergences between the EVA and economic dispatch results is the limited number of climate years used in the former (7 climate years) compared to the latter (35 climate years). ENTSO-E has communicated that doubling the number of climate years would require at least twice as much time to run the model and possibly more, and that the overall time required to run the ERAA 2021 required more than a month, including validation of the results.

[63] ACER notes that achieving greater consistency between the EVA and economic dispatch is one of the key aims for the ERAA 2022, according to ENTSO-E.

[64] As part of the roadmap for the long-term implementation of the ERAA methodology, ENTSO-E intends to enhance the modelling for DSR, implement Flow-Based at least in the Core region, and undertake a more comprehensive analysis for identifying the sources of resource adequacy for the ERAA 2022, among other goals. Separately, ENTSO-E has communicated that it plans to improve the consistency of the EVA and economic dispatch.

would have very limited actual value, as the assessment could only be used to identify resource adequacy concerns for a single year, i.e. 2025.[65] Also, any such amended ERAA 2021 would be based on outdated data, given the recently adopted European Climate Law and other developments. As explained in section 6.2.1.4, the ERAA 2021 misalignment with the current European and national climate policies impacts the scenarios and the robustness of the results. Finally, ENTSO-E has already started working on the ERAA 2022 and is in the early stages of developing the following assessment, collecting data and developing methodological improvements to the assessment (e.g. modelling of DSR). Focusing ACER's and ENTSO-E's resources on improving certain aspects of the 2021 assessment would not only compromise the development of a significantly more ambitious ERAA 2022, but may also risk delaying the further implementation of the ERAA methodology.

(138) Accordingly, ACER is also not able to approve the submitted ERAA 2021 in an amended form.

### 6.4. Recommendations for the ERAA 2022

(139) In order to facilitate the preparation of the ERAA 2022, and to avoid that the same or similar shortcomings as identified in this Decision occur also for the ERAA 2022, ACER considers it appropriate to provide recommendations to ENTSO-E on how to further develop the assessment, and to engage with ENTSO-E throughout the development of the ERAA 2022.

(140) This section provides recommendations for the ERAA 2022. While these recommendations are not legally binding, they reflect ACER's key expectations for progressive alignment with the methodological framework in the second year of the implementation phase. Further recommendations, also going beyond 2022, are specified in the Technical annex (i.e. Annex I). For convenience and clarity, Annex II provides a table summarising all the recommendations, differentiating between those relating specifically to the ERAA 2022 and subsequent ERAAs. ENTSO-E should dedicate, and be provided with sufficient resources to deliver on these recommendations. Where the ERAA 2022 cannot meet a recommendation, ACER invites ENTSO-E to clearly explain the reasons and the challenges faced, and justify the alternative approach taken, alongside its implications on the purpose of the ERAA. ACER will engage closely with ENTSO-E to determine appropriate solutions where challenges arise in implementing the recommendations for the ERAA 2022.[66]

#### 6.4.1. Consistency of inputs and assumptions across the TSOs

[65] Amending target year 2030 would require substantial efforts, in light of the lack of central reference scenarios.
[66] In the context of this Decision, ENTSO-E has confirmed that the majority of these recommendations are within the scope of ENTSO-E's plan for the ERAA 2022. ENTSO-E has also highlighted the risk of meeting a limited number of recommendations, such as fully reflecting the new GHG emissions target across the European Union and the implementation of the flow-based approach for the Nordics region.

(141) The scenarios for the ERAA 2021 largely depend on inputs and assumptions submitted by the TSOs. Aside a small number of assumptions that apply uniformly across the assessment (e.g. $CO_2$ and fuel prices), the TSOs are responsible for deciding on the rest of the assumptions.

(142) ACER notes that TSOs often derive these assumptions based on their own uncoordinated methodologies. This approach might lead to inconsistencies within the ERAA and impair the assessment's coherency, which can hinder realising one of the key potential benefits of performing a European assessment.

(143) On this basis, ACER considers there would be significant value in investigating existing TSO practices and the scope for further aligning them, to improve consistency across the assessment. ACER invites ENTSO-E and the TSOs to consider harmonisation of methodologies for determining national assumptions, where appropriate. Such harmonisation should not however compromise the appropriate consideration of national objectives and targets and national energy market specifics.

#### 6.4.2. Modelled years and scenario framework

(144) ACER welcomes ENTSO-E's commitment to model four years in the ERAA 2022. In light of ERAA's central role for decisions on capacity mechanisms, ACER expects the assessment to cover at least four years, including key years related to these decisions, i.e. for the application of capacity mechanisms in the short-term (next one to two years) and medium-term (next three to five years). Having this in mind, ACER suggests that the next ERAA models 2024 and 2027, in addition to 2025 and 2030.

(145) Doubling the number of modelled years would be in line with the intended gradual increase of the number of modelled years in forthcoming ERAAs towards the full implementation of the ten-year horizon by the end of 2023. Given the amount of work involved in modelling additional years (e.g. collecting data), ACER considers this gradual increase of modelled years in subsequent assessments to be a reasonable and feasible course of action towards meeting the requirement for the temporal scope.

(146) In addition, ACER expects the ERAA 2022 to consider central reference scenarios for all modelled years. ACER invites ENTSO-E to consider the inclusion of relevant and meaningful additional scenarios and sensitivities in line with the ERAA methodology (i.e. Article 3), in consultation with stakeholders and taking into account recent trends and developments.

#### 6.4.3. Scenario framework and emissions reduction target

(147) As explained in section 6.2.1.4 of the Decision, the European Climate Law adopted in 2021 sets a new binding target for a reduction of net greenhouse gas emissions (emissions after deduction of removals) by at least 55% by 2030 compared to 1990. The new target represents a significant increase in ambition compared to the previous target.

(148) ACER thus expects that the ERAA 2022 reflects this new target, to ensure consistency with the EU climate policies. Bearing in mind that the fine details of how to achieve the

55% target are yet to be determined, the ERAA 2022 may consider simplifications for reflecting the target.[67]

(149) Moreover, in the course of 2021, Member States established or developed national recovery and resilience plans, as part of the Recovery and Resilience Facility that was established earlier in the year.[68] The Member States have allocated a significant share of the funding for climate purposes and the energy transition (a minimum of 37%), such as the development of renewables and storage, and renovation of buildings.[69] These measures are highly relevant for the evolution of the power system and adequacy, particularly in the short- to medium-term.[70] ACER thus expects the ERAA 2022 to reflect Member States' recovery and resilience plans, possibly in a simplified manner.

#### 6.4.4. Single modelling tool

(150) As highlighted in section 6.2.1.13, the ERAA 2021 uses a single modelling tool for the bulk of scenarios and sensitivities, and additional modelling tools for validation of the results.

(151) It is key that the ERAA uses a single modelling tool to report the risk indicators, for consistency purposes within a year's assessment but also from one ERAA to the next. Applying the single modelling tool is of importance for decision-making purposes too. The single modelling tool must be able to incorporate both the EVA and economic dispatch in a consistent manner. Finally, ACER notes that the use of four additional modelling tools for the validation of the results requires significant resources that may undermine progress in other areas of the assessment. ACER therefore invites ENTSO-E to reassess the need for such an extensive validation exercise.

#### 6.4.5. Cross-zonal capacity calculation

(152) In order to improve transparency of cross-zonal capacity calculation in the ERAA, ACER first expects that ENTSO-E provides more information about the state of the network expected for the various years modelled in detail. In particular, ACER expects information about the commissioning and decommissioning of the network elements that

---

[67] For example, the ERAA 2022 can consider the modelling results of the scenarios developed by the European Commission for delivering the European Green Deal, available on: https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/policy-scenarios-delivering-european-green-deal_en

[68] For more information, see the European Commission's Recovery and Resilience Facility, available here: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility_en.
As of 5 October 2021, the European Commission assessed and approved the Recovery and Resilience plans of 22 Member States. More information, available on:
https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/state_of_the_energy_union_report_2021.pdf

[69] Ibid. Member States with approved plans were planning at least EUR 177 billion for climate-related investments, and to foster necessary reforms to support the climate and energy transition.

[70] Financing for reforms and investments is available until the end of 2026, in the context of Recovery and Resiliency facility.

significantly affect cross-zonal capacity. Furthermore, ACER expects ENTSO-E to detail and justify the main differences underlying the TYNDP and ERAA grid models.

(153) The Electricity Regulation requires that the ERAA uses a flow-based approach, where relevant. Therefore, ACER expects the ERAA 2022 to fully apply the flow-based approach across all target years and for the Core and Nordic CCRs.[71] The flow-based approach should also rely on a single modelling tool (for both the EVA and economic dispatch), to ensure overall consistency of the results. This improvement would ensure a more realistic representation of available cross-zonal capacities in the model.

(154) ENTSO-E used two different approaches for Core flow-based modelling with the proof of concept. In order to ensure consistency and comparability of results, ENTSO-E should rely on a single flow-based approach for Core.

(155) The ERAA 2022 must also reflect the impact of the minimum 70% target on cross-zonal capacities, i.e. cross-zonal capacities should reflect the minimum target and expected action plans and derogations for each modelled year. ACER also expects more transparency about the methodology that ENTSO-E uses to model the minimum 70% target.

(156) In order to improve the robustness of the EVA and economic dispatch modelling, ACER expects ENTSO-E to consider the adequacy patch in at least all central reference scenarios. This modelling should ensure a realistic forecast of energy not served and consistency with other assumptions used within the economic dispatch.

#### 6.4.6. Economic viability assessment (EVA)

(157) The EVA in the ERAA 2021 considers a single year to make decisions about market entry and exit. As commented in section 6.2.1.6, this approach represents a major simplification with considerable impacts on the ERAA results. In reality, market players take decisions based on expectations over a longer period of time, especially when these decisions relate to significant upfront costs and long-lived assets. In this sense, capturing a longer period in the EVA is important.

(158) ACER welcomes ENTSO-E's intention to model a multi-year EVA in the ERAA 2022. The EVA should consider all the years that are explicitly modelled in the assessment, in line with ACER's recommendation on the number of modelled years (section 6.4.2), to better reflect decision-making in the sector. Eventually, the EVA will have to consider costs and revenues across the entire ten-year horizon, and possibly beyond. A multi-year EVA will enable considering all decision-making options pursuant to Article 23(5)(b) of the Electricity Regulation and Article 6(7) of the ERAA methodology. In addition, the

[71] For target year 2030, which is currently outside the decision-making period related to capacity mechanisms, ENTSO-E may use the NTC approach for FB CCRs, as a simplification to ensure feasibility of the ERAA 2022.

ERAA 2022 should consider storage as a potential candidate for market entry, and ideally renewables too, without prejudice to any developments linked to policy objectives

(159) To the extent that ENTSO-E will continue to use the simplified approach for the EVA, the risks perceived by the EVA should align with those considered in the economic dispatch. In this respect, the ERAA should ideally consider the same Monte Carlo years. If this is not possible, a more representative set of climate years and (probabilistic) forced outage patterns should be used. An ex-post evaluation of the profitability of the capacity mix (based on the economic dispatch results and considering all revenues as per Article 6(9) of the ERAA methodology) may be used to assess the need to re-consider the simulated Monte Carlo years.

(160) ACER expects the ERAA 2022 to assess the economic parameters (e.g. fixed costs, hurdle rates) used in the EVA at least per Member State, in order for the EVA to reflect differences in economic decision-making across the modelled zones. Pursuant to Article 6(6)(a) and Article 6(10) of the ERAA methodology, ENTSO-E should ensure consistency between the cost assumptions (including WACC) used in the ERAA and the assumptions used in the calculation of CONE/CORP in the Member States, where applicable.

(161) ENTSO-E should consider reviewing the simplified EVA approach taken in the ERAA 2021 evaluating the advantages and disadvantages against alternative EVA methods, especially against the EVA approach described in Article 6(2)(a) of the ERAA methodology. ENTSO-E should communicate the findings to ACER and stakeholders according to Article 6(19) of the ERAA methodology.

#### 6.4.7. Demand-side response

(162) One of the key objectives of the EU climate and energy framework for 2030, reflected also in the Electricity Regulation, is to place consumers at the centre of the energy transition.[72] DSR, currently largely untapped, is widely recognised as a significant resource to meet future system needs, including for securing supplies.

(163) ACER expects ENTSO-E to make significant progress on the topic of DSR for the ERAA 2022. Ideally, the 2022 assessment would rely on a comprehensive methodology for assessing DSR potential and cost parameters in every Member State. In the absence of such a methodology, the assessment should rely on the best available information to model DSR, including detailed national studies on DSR. Considering the characteristics of DSR, the ERAA 2022 should ensure consistency with the studies conducted by the Member States to set their reliability standard (in particular regarding CONE and VOLL), as required by the ERAA methodology (e.g. Article 5(10)). The ERAA 2022 should also

[72] See, in particular, Article 1(b), Article 3(d) and Article 3(e) of the Electricity Regulation.

fully reflect any existing capacity mechanism-related contracts for DSR, in line with the ERAA methodology (i.e. Article 3).

(164) Finally, the ERAA 2022 should consider implicit DSR as envisaged in the ERAA methodology. In ACER's view, the assessment should preferably use a combination of information to derive the expected impact of implicit DSR, such as information about: (1) the levels of current implicit DSR and effects of retail tariffs; (2) the rate of adoption of retail tariffs, including new, dynamic tariffs and other time-varying tariffs; and (3) analysis of the effects of dynamic tariffs on consumer behaviour, coupled with information about the adoption of smart technology. ACER invites ENTSO-E to investigate thoroughly these aspects for the ERAA 2022 and beyond, jointly with relevant stakeholders, such as policymakers and regulatory authorities, consumer associations, aggregators and technology providers (e.g. e-mobility service providers).

(165) In the absence of a detailed methodology and as a simplification, the ERAA 2022 may rely on published work assessing demand elasticity at the day-ahead stage, in line with the ERAA methodology. The ERAA 2022 could use the same methodological approach as the bidding zone review for this purpose.[73]

(166) For new, flexible uses, such as electric vehicles and heat pumps, ACER considers that the assessment's assumptions should capture their inherent flexibility to the maximum extent in the central reference scenarios. In addition, the assessment could consider sensitivities with different assumptions about the charging of electric vehicles and use of heat pumps. This approach would allow to better understand the effects of their potential use on resource adequacy.

#### 6.4.8. Out-of-market capacity resources

(167) As explained in section 6.2.1.14, the ERAA 2021 usefully summarises out-of-market capacities available to system operators to deal with supply shortfalls, but does not consider any of these capacities when assessing resource adequacy concerns.

(168) The ERAA 2022 should go one step further and consider out-of-market capacities in the assessment.[74] These capacities should include any capacity mechanism-related resources held outside the market (such as strategic reserves)[75] and measures that are explicitly defined in national legislation. Beyond these, ACER expects ENTSO-E to consider

[73] More specifically, Article 5(g) of Annex I to ACER Decision No 29/2020: https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2029-2020_Annexes/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20BZR%20-%20Annex%20I%20_%20%20BZR%20methodology.pdf

[74] The ERAA methodology prescribes that the annual ERAAs must report the risk indicators before and after the activation of out-of-market capacity resources for each scenario and sensitivity (Articles 7 and 11).

[75] Any CM-related resources should be considered for the scenario with CMs only if the scenario without CMs identifies a resource adequacy concern (without prejudice to any already signed contracts that should be reflected in both central reference scenarios of the assessment).

thoroughly which out-of-market measures would likely be activated before consumer disconnections and reflect them appropriately in the assessment, in order to ensure a robust and consistent identification of resource adequacy concerns.

#### 6.4.9. National implementation plans

(169) The ERAA 2021 is unclear and lacks transparency with regard to the consideration of national implementation plans. The ERAA 2022 should provide concrete and quantitative information about how the measures set out in the national implementation plans affect the assumptions or modelling, or both.

(170) On top of this, ACER expects the ERAA 2022 to consider the implementation of a shortage pricing function for balancing energy where relevant. A shortage pricing function for balancing energy can have a significant impact on the price signals to market players, including on their hedging strategies and revenues. Currently, the ERAA model sets prices (and thereafter revenues) based on the short-run marginal cost of the marginal unit clearing the market. The implementation of a shortage pricing function means that wholesale prices would be expected to deviate significantly from this principle when the system is getting tight; that is, when the system cannot fully meet the demand for energy and reserves. This behaviour in turn is expected to have a sizable effect on the economic viability of resources.

(171) For the ERAA 2022, ACER expects the assessment to include a sensitivity considering the implementation of shortage pricing function where it is already planned (e.g. Poland) as per the national implementation plans of the relevant Member States or other related initiatives and decisions. Where the concrete parameters of the function itself are still unclear, the assessment may use a generic formulation of the function, taking into consideration the VOLL estimate of the Member State. This sensitivity would pave the way for implementing a shortage pricing function for balancing energy, as soon as it becomes concrete policy in a given Member State.

#### 6.4.10. Stakeholder engagement

(172) ACER is of the view that extensive stakeholder engagement is essential to ensure a robust ERAA. This is all the more important in these early stages of the assessment, because ENTSO-E needs to decide on many key choices for the implementation of the ERAA methodology. In particular, appropriate stakeholder engagement would help to explore available expertise and knowledge. Going forward, ACER expects ENTSO-E to establish a formal process to engage and consult with the relevant stakeholders and publicly inform them about it. This process should enable appropriate consideration of stakeholders' views, as required by the Electricity Regulation.

(173) For the ERAA 2022, ACER expects ENTSO-E to consult properly and in a timely manner on the assessment's methodology, scenarios and assumptions, and to consider stakeholders' feedback prior to finalising the respective elements. ENTSO-E has consulted on the ERAA 2021 after its publication; this included the current methodological approach, scenarios and assumptions, and the roadmap for the full

implementation of the ERAA methodology. ACER understands that the responses to this consultation will be used to inform the ERAA 2022. As noted in section 6.2.1.16 of the Decision, the Report provides insufficient information to appropriately assess and provide meaningful feedback on the ERAA 2021, which may undermine the usefulness of this consultation for developing the ERAA 2022.

(174) According to the Report, ENTSO-E plans to conduct a separate consultation on the scenarios and assumptions for the ERAA 2022, in May 2022. The timing of the consultation should allow ENTSO-E to consider feedback from stakeholders prior to finalising the inputs for the assessment. ACER understands that ENTSO-E needs to start the model runs for the ERAA 2022 by June 2022. It is therefore unclear whether the May 2022 consultation can achieve the goal of feeding into the final ERAA 2022 scenarios and assumptions. ACER invites ENTSO-E to consider conducting this consultation at an earlier time to allow for sufficient time between receiving stakeholders' feedback and finalising the scenarios and assumptions for the ERAA 2022.

(175) It is essential that the consultation enables the review of a comprehensive set of the ERAA assumptions, thus promoting the effective engagement of stakeholders. Article 9(4)(a) of the ERAA methodology determines a minimum set of assumptions for the public consultation of the scenarios, sensitivities and assumptions for forthcoming assessments.

(176) ACER also expects that ENTSO-E engages closely with stakeholders regarding the methodology for the EVA and DSR, as a minimum, in the run-up to finalising the ERAA 2022. These aspects represent two of the most important aspects of the assessment that are currently under development. ACER acknowledges that ENTSO-E is planning to host ad-hoc webinars on the methodological approaches to the EVA and DSR. However, the Report provides insufficient information about the scope of these webinars. ACER expects that this engagement ensures stakeholders are aware of the way ENTSO-E has considered comments received during the public consultation for the ERAA 2021, the different options considered and ENTSO-E's proposed approach on the way forward. The engagement should also allow stakeholders to provide feedback and comments to the proposed approach, and to propose alternatives. Finally, after this engagement, ENTSO-E should explain how it took stakeholders comments into account for the ERAA 2022.

(177) Overall, ACER expects ENTSO-E to further enhance stakeholder engagement and consultation for the ERAA 2022, in line with ENTSO-E's obligation to operate in full transparency towards stakeholders and the general public, and in line with ENTSO-E's consultation requirements in the Electricity Regulation.[76]

[76] Article 23(7), Article 27(2), Article 31 and Article 41(2) of the Electricity Regulation.

6.4.11. Transparency

(178) Despite the increased transparency of the ERAA 2021 in comparison to MAF, ACER still sees significant scope to enhance transparency of the assessment.[77] ACER expects ENTSO-E to provide complete information in the ERAA 2022 regarding the high-level requirements of the Electricity Regulation for which ACER was unable to assess compliance of the ERAA 2021.[78] In addition, ACER expects that the ERAA 2022 provides a comprehensive description of the methodology used and level of alignment with the ERAA methodology (including any simplifications thereof) and an explanation of the methodological choices made. The ERAA 2022 should also offer more information about the sources and analyses used to derive the assessment's assumptions and a more comprehensive and detailed explanation and interpretation of the results.

## 7. CONCLUSION

(179) The ERAA 2021 is the first assessment in the four-year implementation period of the ERAA methodology, and inevitably includes a number of methodological simplifications. While being a significant improvement to its predecessor, in ACER's view, certain simplifications or deviations from the methodological framework compromise the robustness of the assessment to the extent which materially affects the accuracy and reliability of its results, leading to incorrect identification of resource adequacy concerns. This undermines the purpose of the ERAA as envisaged in Chapter IV of the Electricity Regulation. Approving the ERAA 2021 could lead to incorrect policy decisions, in particular regarding capacity mechanisms, and would be inconsistent with the Electricity Regulation's objectives. Therefore, in view of ACER's assessment, ACER cannot approve the ERAA 2021.

(180) Amending the ERAA 2021 would not be feasible within the required decision-making timeframe of three months and would require significant time and efforts to address the critical issues identified by ACER. Amending the ERAA 2021 would expectedly compromise the delivery of a significantly more ambitious ERAA 2022, and potentially delay the implementation of the ERAA methodology, while being of limited added benefit for the purpose of the ERAA 2021.

(181) ACER considers it appropriate to provide recommendations on how to eliminate these shortcomings in the following assessment, and to steer the implementation process so that subsequent ERAAs are progressively consistent with the methodological framework until the full implementation by the ERAA 2024. ACER therefore invites ENTSO-E to follow the recommendations for the ERAA 2022 to facilitate next year's approval process

[77] Detailed recommendations for enhanced transparency are provided across the Technical annex.
[78] Namely, these high-level requirements include the following three aspects: (1) energy efficiency measures, (2) interconnection and network development, and (3) consideration of national implementation plans.

and also to consider ACER's recommendations beyond 2022 for the timely implementation of the full ERAA methodology,

HAS ADOPTED THIS DECISION:

*Article 1*

ACER does not approve the ERAA 2021 as submitted, nor is able to amend it and approve an amended ERAA 2021.

*Article 2*

This Decision is addressed to ENTSO-E.

Done at Ljubljana, on 22 February 2022.

***- SIGNED -***

*For the Agency*
*The Director*

C. ZINGLERSEN

Annexes:

Annex I – Technical annex
Annex II (for information only) – Summary of ACER's recommendations

*In accordance with Article 28 of Regulation (EU) 2019/942, the addressee may appeal against this Decision by filing an appeal, together with the statement of grounds, in writing at the Board of Appeal of the Agency within two months of the day of notification of this Decision.*

*In accordance with Article 29 of Regulation (EU) 2019/942, the addressee may bring an action for the annulment before the Court of Justice only after the exhaustion of the appeal procedure referred to in Article 28 of that Regulation.*

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

**PUBLIC**

# DECISION No 03/2022
# OF THE EUROPEAN UNION AGENCY
# FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS

## of 25 February 2022

## on the amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process

THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS,

Having regard to the Treaty on the Functioning of the European Union,

Having regard to Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators[1], and, in particular, Article 5(2)(b) and Article 5(6) thereof,

Having regard to Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing[2], and, in particular, Article 5(1), Article 5(2)(f) and Article 6(3) thereof,

Having regard to the outcome of the consultation with the respective regulatory authorities and transmission system operators ('TSOs') and the European Network of Transmission System Operators for Electricity ('ENTSO-E'),

Having regard to the outcome of the consultation with ACER's Electricity Working Group ('AEWG'),

Having regard to the favourable opinion of the Board of Regulators of 26 January 2022, delivered pursuant to Article 22(5)(a) of Regulation (EU) 2019/942,

Whereas:

[1] OJ L 158, 14.6.2019, p. 22.
[2] OJ L 312, 28.11.2017, p. 6.

## 1. INTRODUCTION

(1) Commission Regulation (EU) 2017/2195 ('EB Regulation') lays down a range of requirements for electricity balancing, platforms for the exchange of balancing energy as well as pricing and settlement of balancing energy. In particular, Article 30(1) of the EB Regulation requires all TSOs to develop a proposal for a methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids for the frequency restoration process pursuant to Articles 143 and 147 of Commission Regulation (EU) 2017/1485, and the reserve replacement process pursuant to Article 144 and Article 148 of the same Regulation ('pricing methodology'). Pursuant to Article 30(3) of the EB Regulation, the pricing methodology must also include a methodology for pricing of cross-zonal capacity used for exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process.

(2) In 2019, all TSOs developed a proposal for the pricing methodology, and submitted it to all the regulatory authorities, which, due to a lack of agreement between them, ultimately referred it to ACER for decision. On 24 January 2020, ACER approved the pricing methodology.[3]

(3) Pursuant to Article 6(3) in joint reading with Article 5(2)(f) of the EB Regulation, all TSOs may propose amendments to the pricing methodology.

(4) Since the entry into force of Regulation (EU) 2019/943, in order to streamline the regulatory approval process, Union-wide terms and conditions or methodologies that are developed under the network codes and guidelines (such as the pricing methodology), and any amendments thereof, are now directly submitted to ACER for approval.[4]

(5) Pursuant to Article 30(2) of the EB Regulation, in case TSOs identify that technical price limits are needed for efficient functioning of the market, they may jointly develop, as part of the proposal for the pricing methodology, a proposal for harmonised maximum and minimum balancing energy prices, including bidding and clearing prices, to be applied in all scheduling areas.

(6) Accordingly, on 26 August 2021, ENTSO-E, on behalf of all TSOs, submitted to ACER a proposal for amendment to the pricing methodology ('Proposal').

(7) This Decision is issued following ACER's review and amendment of the Proposal, and includes the following annexes:

Annex I sets out the amendment to the pricing methodology, as amended and approved by ACER.

[3] Annex I to ACER Decision 01/2020 of 24 January 2020.
[4] Article 5(2)(b) of Regulation (EU) 2019/942.

| | |
|---|---|
| Annex Ia | provides a track-changed version of the Proposal, reflecting ACER's amendments, for information. |
| Annex II | provides a summary of responses to ACER's public consultation on the Proposal, for information. |

## 2. PROCEDURE

(8) On 26 August 2021, ENTSO-E, on behalf of all TSOs, submitted the Proposal to ACER for approval.

(9) Between 13 October and 10 November 2021, ACER publicly consulted on the Proposal (see section 5.1).

(10) Between 16 September 2021 and 22 November 2021, ACER engaged in discussions with the TSOs and regulatory authorities. These discussions concerned ACER's assessment described in section 6 and involved numerous conference calls and exchanges of documents, allowing ACER to gather information and form its preliminary position on the Proposal.

(11) Between 22 November and 6 December 2021, ACER consulted all TSOs, ENTSO-E and the regulatory authorities on its preliminary position, by sharing an updated version of the Proposal setting out its suggested amendments and reasoning for these amendments. The consulted parties provided written comments which are summarised in section 5.2. ACER also held oral hearings with CRE and CREG on 1 and 2 December 2021.

(12) ACER has considered all the written and oral comments on its preliminary position. Following this process, ACER has introduced further amendments to the Proposal to take into account some issues raised by the consulted parties.

(13) The AEWG was consulted between 14 December 2021 and 3 January 2022, and provided its advice on 27 December 2021 (see section 5.3).

(14) On 26 January 2022, ACER's BoR issued a favourable opinion pursuant to Article 22(5)(a) of Regulation (EU) 2019/942.

## 3. ACER'S COMPETENCE TO DECIDE ON THE PROPOSAL

(15) Pursuant to Article 5(2)(b) of Regulation (EU) 2019/942, ACER shall approve proposals for common terms and conditions or methodologies for the implementation of those network codes and guidelines adopted before 4 July 2019 and which require the approval of all regulatory authorities.

(16) Pursuant to Article 5(2)(f) of the EB Regulation, which has been adopted as a guideline before 4 July 2019, the proposal for the pricing methodology, and any amendments thereof, shall be subject to approval by ACER.

(17) Pursuant to the second sentence of Article 6(3) in joint reading with Article 5(2)(f), TSOs responsible for developing the proposal for the pricing methodology (i.e. all TSOs) may propose amendments to this methodology to ACER.

(18) ACER, before approving the proposal for amendment to the pricing methodology, shall revise it where necessary, after consulting the respective TSOs and ENTSO-E, in order to ensure that it is in line with the purpose of the EB Regulation and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market. [5]

(19) Since ENTSO-E, on behalf of all TSOs, submitted the Proposal to ACER for approval, ACER is competent to decide on the Proposal based on Article 5(2)(b) of Regulation (EU) 2019/942 as well as Article 5(2)(f) in joint reading with Article 6(3) of the EB Regulation.

## 4. SUMMARY OF THE SUBMISSION

(20) The submission of 26 August 2021 consisted of a letter from ENTSO-E and the following annexes:

| | | |
|---|---|---|
| Annex I | 'External study' | Justification and Specification of Maximum and Minimum Balancing Energy Prices<br>Report commissioned by ENTSO-E, May 2021 |
| Annex II | 'Explanatory document' | Explanatory document on proposal for amending the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process |
| Annex III | 'Proposal' | Amendment of methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process in accordance with Article 30(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing |
| Annex IV | | ENTSO-E's answer to the comments received during the public consultation on all TSOs' pricing methodology amendment in accordance with Article 30(1) of Commission Regulation (EU) |

[5] Pursuant to Article 5(1) in joint reading with Article 5(2)(f) of the EB Regulation as well as Article 5(6) in joint reading with Article 5(2)(b) of Regulation (EU) 2019/943.

| | |
|---|---|
| | 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing, 26 August 2021[6] |
| Annex V | List of the TSOs on behalf of which ENTSO-E submitted the Proposal |

(21) The Proposal (Annex III) consists of the following elements:

| | |
|---|---|
| Whereas | describes the expected impact of the Proposal on the objectives of the EB Regulation and Regulation (EU) 2019/943 ('Electricity Regulation')[7]; |
| Article 1 | General Principles<br>outlines the proposed amendments to Article 3 of the pricing methodology setting out general principles for determining the prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids for the frequency restoration and the reserve replacement processes; |
| Article 2 | Implementation Timeline<br>sets out the implementation timeline for the Proposal; |
| Article 3 | Publication of the Amendment<br>relates to the publication of the Proposal; |
| Article 4 | Language<br>relates to the language of the Proposal; |

## 5. SUMMARY OF THE OBSERVATIONS RECEIVED BY ACER

[6] Marked as confidential
[7] OJ L 158, 14.6.2019, p. 54.

### 5.1. Public consultation

(22) Annex II to this Decision summarises all comments received in the consultation and provides ACER's responses to these comments. Stakeholders' responses are published on ACER's consultation page.[8]

### 5.2. Consultation of all TSOs, ENTSO-E and regulatory authorities

(23) ACER worked closely with the TSOs and the regulatory authorities in assessing the merits of the Proposal. In particular, ACER aimed to understand the need for lowering the technical price limit and discussed a number of possible approaches in this respect.

(24) ACER consulted all TSOs, ENTSO-E and the regulatory authorities on its preliminary position, which included the following key amendments proposed by ACER:

(a) No change to adopted technical price limits of 99,999 €/MWh and -99,999 €/MWh pursuant to the ACER decision 01/2020.

(b) An introduction of transitional price limits during the transitory period of 48 months from the implementation date of each of the European balancing platforms in accordance with Articles 19, 20, 21 and 22 of the EB Regulation ('European platforms');

(c) For the first 24-month period of operating the European platforms, transitory price limits were proposed to be introduced at 15,000 €/MWh and -15,000 €/MWh, and for the second 24-month period at 22,940 €/MWh and -22,940 €/MWh;

(d) An introduction of additional reporting requirements during the transitory period.

(25) The following Recitals provide a summary[9] of the key comments on ACER's preliminary position, submitted by the consulted parties. Section 6.2 discusses these and additional comments in more detail, in the context of ACER's assessment.

(26) ENTSO-E, on behalf of all TSOs, submitted a joint all TSOs' response to ACER's preliminary position. In addition, ACER received written comments from the following regulatory authorities:

(a) DUR (Denmark);

(b) ARERA (Italy);

[8] PC/2021/E/09, see ACER's consultation page: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2021_E_09.aspx

[9] This is ACER's summary of key concerns and not to be considered a complete representation of the comments received.

(c) E-CONTROL (Austria);

(d) ILR (Luxembourg);

(e) CRE (France);

(f) CREG (Belgium);

(g) ACM (Netherlands);

(h) CNMC (Spain);

(i) BNetzA (Germany);

(j) NVE-RME (Norway);

(k) URSO (Slovakia);

(27) DUR provided their concerns regarding the existing technical price limit of 99,999 €/MWh and -99,999 €/MWh and proposed to set the new technical price limit to the highest Value of Lost Load ('VoLL') among Member States or slightly higher.

(28) ARERA also provided their concerns regarding the existing technical price limit of 99,999 €/MWh and -99,999 €/MWh and proposed that each TSO shall be able to express their willingness to pay in the European platforms by allowing elastic demand up to the VoLL. This should in their view be addressed in the Implementation Frameworks of the respective European platforms in accordance with Articles 20 and 21 of the EB Regulation. They support to relate the maximum technical price limit after the transitional period to the maximum VoLL.

(29) Similar to DUR's and ARERA's response, E-CONTROL raised concern with existing technical price limits of 99,999 €/MWh and -99,999 €/MWh, and proposed to set the lower technical price limits permanently.

(30) ILR proposed wording improvements to the Proposal.

(31) During the oral hearing with ACER, CRE suggested to accept all TSOs' proposal for the new technical price limit of 15,000 €/MWh and -15,000 €/MWh and keep it for an indefinite period of time, and only raise it following an increase of the harmonised maximum clearing price for single intraday coupling ('ID limit') in accordance with Article 54(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management ('CACM Regulation').[10]

(32) According to CRE, the liquidity of balancing markets is by nature low which provides opportunities for balancing service providers ('BSPs') to bid unreasonably high prices. For this reason, CRE supports a permanent technical price limit which follows the ID limit. In addition to the adjustment mechanism linked to the ID limit, CRE would support

[10] OJ L 197, 25.7.2015, p. 24.

an adjustment mechanism linked to balancing energy market, as long as it is designed in a way that an increase is stopped in case there is a reasonable concern about market manipulation, in order to allow time for an investigation.

(33) During the oral hearing with ACER, CREG proposed to set the technical price limit to 10,000 €/MWh, which is only slightly above the ID limit, in order to avoid situations where BSPs withhold their capacity from the market with a significantly lower technical price limit (e.g. intraday market) to keep it for the market with a significantly higher technical price limit (e.g. balancing market).

(34) ACM supported ACER's amendments to the Proposal.

(35) CNMC objected to ACER's amendments and supported the introduction of a permanent technical price limit, which should be set as close as possible to the maximum and minimum ID limit.

(36) BNetzA expressed concerns about ACER's proposed level and duration of the transitory technical price limit and proposed to set its level at 15,000 €/MWh until the next amendment of the pricing methodology.

(37) NVE-RME proposed to keep 15,000 €/MWh as suggested in the Proposal until the TSOs carry out further assessments as to what an efficient technical price limit should be, reflecting a robust calculation of an appropriate VoLL for the common European market.

(38) URSO supported to set a reasonable technical price limit as an efficient ex-ante mechanism to prevent any potential manipulative and speculative behaviour on the balancing energy markets.

(39) All TSOs welcomed ACER's amendment allowing for a transitional price limit at the level of the one initially proposed by them and the duration of transitory period. However, the TSOs raised concerns about:

(a) proposal to increase this limit after 24 months;

(b) rejection of all TSOs' proposal to introduce lower technical price limits;

(c) proposed application of an automatic adjustment mechanism linked to the ID limit after 24 months and the symmetrical update of the negative transitory price limit;

(d) proposed reporting requirements during the transitory period;

### 5.3. Consultation of the AEWG

(40) On 27 December 2021, the AEWG has broadly endorsed the draft ACER Decision advising that:

(a) the proposed compromise of a transitional price limit of 15,000 €/MWh for a transitory period of 48 months seem to be acceptable for most of the NRAs. ACER and regulatory authorities should agree in due time on the detailed procedure from

the TSO assessment to the potential amendment of the methodology in order to provide a timely new decision, if needed, to avoid a gap after the transitory period; and

(b) a clarification on the start of the transitory period related to early implementation should be included.

(41) Seven regulatory authorities provided individual comments during the consultation phase. All comments received advocate for a lower technical price limit than the one in the approved pricing methodology (99,999 €/MWh), specifically after the transitional period of 48 months when a limit of 15,000 €/MWh would apply. Most comments point in the direction of having a permanent lower technical price limit instead of a transitory price limit. The range of the proposed limits includes the actual outcomes of the intraday market (ERO), a value close to the intraday limit (CRE, CNMC), the proposed transitory value (BNetzA) and a value slightly higher than the highest VoLL among Member States (DUR). In addition, few specific aspects were stressed by the regulatory authorities in their comments:

(a) ARERA highlighted the fact that TSOs are currently forced to buy balancing energy at any price and proposed to introduce the possibility for a more price-elastic TSO demand for balancing energy. This topic might need further discussion as it would impact several methodologies.

(b) BNetzA requested to clarify that the transitory phase starts with the (early) implementation of the platforms and ends 48 months after the deadline for the implementation of the platforms.

(c) CRU stated that some markets (with new interconnectors) might join the platforms after the 48 months period without any opportunity for a transitory period.

(42) ACER has considered AEWG's advice and the individual comments in finalising this Decision.

## 6. ASSESSMENT OF THE PROPOSAL

### 6.1. Legal framework

(43) Pursuant to Article 30(2) of the EB Regulation, in case TSOs identify that technical price limits are needed for efficient functioning of the market, they may jointly develop, as part of the proposal for the pricing methodology, a proposal for harmonised maximum and minimum balancing energy prices, including bidding and clearing prices, to be applied in all scheduling areas. In such a case, harmonised maximum and minimum balancing energy prices take into account the maximum and minimum clearing price for day-ahead and intraday timeframes pursuant to the CACM Regulation.

(44) Pursuant to its Article 3(1)(e), the EB Regulation aims at ensuring that the procurement of balancing services is fair, objective, transparent and market-based, and that it avoids undue barriers to entry for new entrants, fosters the liquidity of balancing markets while preventing undue distortions within the internal market in electricity.

(45) Pursuant to its Article 3(1)(f), the EB Regulation also aims at facilitating the participation of demand response including aggregation facilities and energy storage while ensuring they compete with other balancing services at a level playing field and, where necessary, act independently when serving a single demand facility.

(46) Pursuant to Article 3(a) of the Electricity Regulation, market rules shall ensure that prices shall be formed on the basis of demand and supply.

(47) Pursuant to Article 3(b) of the Electricity Regulation, market rules shall encourage free price formation and shall avoid actions which prevent price formation on the basis of demand and supply.

(48) Pursuant to Article 3(c) of the Electricity Regulation, the market rules shall facilitate the development of more flexible generation, sustainable low carbon generation, and more flexible demand.

(49) Pursuant to Article 10(1) of the Electricity Regulation, there shall be neither a maximum nor a minimum limit to the wholesale electricity price. This provision shall apply, inter alia, to bidding and clearing in all timeframes and shall include balancing energy and imbalance prices, without prejudice to the technical price limits which may be applied in the balancing timeframe and in the day-ahead and intraday timeframes in accordance with paragraph (2) of the same Article.

(50) As a general requirement, Article 5(5) in conjunction with Article 6(3) of the EB Regulation requires that all proposals, including proposals for amendments, must include a proposed timescale for their implementation.

(51) Pursuant to the second sentence of Article 6(3) in joint reading with Article 5(2)(f) and Article 30(1) of the EB Regulation, all TSOs may propose amendments to the pricing methodology to ACER. Pursuant to the third sentence of Article 6(3) of the EB Regulation, the proposals for amendments shall be submitted to consultation in accordance with the procedure set out in Article 10 of the EB Regulation, and approved in accordance with Article 4 and Article 5 of the EB Regulation.

(52) Pursuant to Article 10(1), Article 10(2) and Article 10(3), in joint reading with Article 5(2)(f), Article 6(3) and Article 30(1) of the EB Regulation, all TSOs shall publicly consult with stakeholders, including the relevant authorities of each Member State, at European level for a period of not less than two months.

(53) Pursuant to Article 10(6) in joint reading with Article 5(2)(f), Article 6(3) and Article 30(1) of the EB Regulation, all TSOs shall duly consider the views of stakeholders resulting from the consultation on the draft Proposal before its submission to ACER. In all cases, a sound justification for including or not including the views resulting from the

consultation shall be provided together with the submission to ACER and published in a timely manner before or simultaneously with the publication of the Proposal.

## 6.2. Assessment of legal requirements

### 6.2.1. Expected impact on the objectives of the EB Regulation

(54) The recitals of the Proposal (i.e. the 'whereas' section) provide a description of the expected impact of the Proposal on the objectives of the EB Regulation and the principles regarding the operation of electricity markets listed in Article 3 of the Electricity Regulation. Since ACER has substantially revised the amendment initially proposed by the TSOs, the expected impact of the final (i.e. revised and approved) amendment on these objectives and principles has changed. ACER has therefore deleted the recitals referring to the impacts of the initial TSO proposal and considers that the amendment, as revised and approved by ACER, has no negative impact on the objectives of the EB Regulation and the market operation principles laid down in the Electricity Regulation.

### 6.2.2. The need to introduce technical price limits in the balancing markets

#### *6.2.2.1. Considerations related to the efficient functioning of the market*

(55) Pursuant to Article 10(1) of the Electricity Regulation, there shall be neither a maximum nor a minimum limit to the wholesale electricity price including balancing energy and imbalance prices, without prejudice to the technical price limits which may be applied in the balancing timeframe. Pursuant to Article 30(2) of the EB Regulation, in case TSOs identify that technical price limits are needed for efficient functioning of the market, they may jointly develop, as part of the proposal for the pricing methodology, a proposal for harmonised maximum and minimum balancing energy prices, including bidding and clearing prices, to be applied in all scheduling areas. In such a case, harmonised maximum and minimum balancing energy prices shall take into account the maximum and minimum clearing price for day-ahead and intraday timeframes pursuant to Regulation (EU) 2015/1222.

(56) Article 1 of the Proposal suggests to lower the technical price limits from 99,999 €/MWh and -99,999 €/MWh to 15,000 €/MWh and -15,000 €/MWh respectively. As stated in the Explanatory document, the TSOs have identified that technical price limits are needed for efficient functioning of the market, based on their observations of the developments on the EU balancing energy markets. According to the Explanatory document and the External study, the imbalance settlement price shall guarantee a reliable incentive for balance responsible parties ('BRPs') to remain balanced by procuring the quantities on the wholesale energy markets to balance their position. Therefore, the imbalance settlement price is intended to reflect the real-time value of energy which requires that balancing energy prices are true scarcity prices. According to the TSOs, the reasons for strong deviations of balancing energy bids from their energy provision costs result from applying marginal pricing principle in the balancing energy market and from the characteristics of balancing energy markets. As stated by the TSOs in the Explanatory document, the heterogeneous structures of the balancing energy markets bring the fact that the BSPs with market power are present which brings the risk of market abuse and

may lead to exaggeratedly high balancing energy bids to be submitted and activated in the European platforms as well. Balancing energy prices that exaggerate the real-time value of energy distort price signals and incentives to market participants. TSOs claim that this may lead to disruptive imbalance settlement prices, not reflecting the real-time value of energy anymore. According to the TSOs, BRPs and customers would be exposed to these prices under the current EU target design for balancing energy markets to an unacceptable extent. The TSOs are concerned that BRPs might be driven into bankruptcy through no fault of their own which does not represent an efficient functioning of the market. Thus, the TSOs are suggesting to lower the technical price limits in order to limit the exposure of BRPs to exaggeratedly high imbalance prices.

(57) Based on the reasoning presented by the TSOs, ACER understands that the technical price limit is proposed by the TSOs as a risk mitigation measure, by capping the balancing energy prices which the TSOs expect to be high due to the market design elements analysed in the External study. ACER considers that the design elements referred to in the External study as the reasons for the alleged inefficient functioning of the market (and the reason for the expected high prices) are either elements from the national markets, which do not apply to the market design of the European platforms, or are inherent to all electricity markets.

(58) More specifically, regarding the elements of the national energy markets that would not apply to the European platforms, ACER notes the following:

(a) In section 4.1, the External study further describes the belief-dependent aspect of bids and refers to a study of a national balancing energy market with the pay-as-bid principle, while concluding that by analogy, similarly high bids would be observed in the European platforms, where the principle of marginal pricing will be applied. ACER considers that the incentives for BSPs under the pay-as-bid principle and the marginal pricing principle are considerably different. The principle of marginal pricing incentivises truthful bidding based on the BSPs own marginal cost (including opportunity costs), so ACER does not see how the example provided for in the External study could apply to the European platforms.

(b) Section 2 of the External study describes the set up for the theoretical analysis that follows. In section 2.1 of the External study, the framework for the determination of the balancing energy prices is described, and among others it is stated: '*A possible design element is the release of non-awarded energy bids for energy bids belonging to bids awarded in the balancing capacity auction. If this design element is used, it creates incentives to increase the energy bids for BSPs with infra-marginal generation units that have the opportunity to sell their energy on, e.g., the intraday market'*. ACER understands that, in this exemplary national balancing energy market, there is a longer window to release the balancing energy bids to participate in the intraday markets. This long window might indeed provide an incentive to submit higher balancing energy bids reflecting the opportunity cost of not trading in the intraday market up to several hours. However, such a long window will not exist in the European platforms as the gate closure time will be set 25 minutes before the real-time and the release

of balancing energy bids will be only allowed for the bids not forwarded to the platforms after the balancing energy gate closure time and subject to an impact assessment by all TSOs pursuant to Article 29(11) of the EB Regulation.

(59) The External study also refers to elements which are inherent to all electricity markets, such as the repetitive nature of electricity auctions or the multi-part bids. ACER notes that these elements alone do not justify high prices, and that the concerns raised by the TSOs are rather linked to BSP market power and potential market abuse[11]. ACER understands these concerns, but notes that there are appropriate legal frameworks in place to effectively address them, namely competition law and the Regulation (EU) 1227/2011 of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency('REMIT'). If the issues related to market power and market abuse are not appropriately addressed, they might still cause high balancing energy prices, even though their impact would be reduced due to the lower technical price limit in place. In addition, contrary to the TSOs' view, ACER considers that the European target model for the balancing market includes design aspects – such as shorter products, closer to real-time gate closure time, shorter imbalance settlement period, single imbalance price linked to the balancing energy price – that will mitigate the concerns raised by TSOs once properly implemented.

(60) Finally, ACER considers that the heterogeneity of market structures raised by the TSOs as creating a risk of market abuse, is not a risk in itself or a reason for high prices. Heterogeneity, understood as referring to varied or diverse market structures, is exactly the reason why there is an added value in integrating the balancing markets, as this would allow to increasingly benefit from the different qualities each national market possesses. The proposed target model design for balancing energy actually gives each party, large or small, diversified or not, the possibility to participate on equal terms in balancing energy markets.

(61) In general, ACER understands that efficient market functioning is based on free price formation on the basis of demand and supply. Article 10(1) of the Electricity Regulation explicitly states that there shall be no maximum nor minimum limit to the wholesale electricity price including balancing energy and imbalance prices, except for technical price limits if they are needed for the efficient functioning of the market.[12] This reflects some of the key market operation principles, according to which market rules shall be formed on the basis of demand and supply, encourage free price formation and shall avoid actions which prevent price formation on the basis of demand and supply (Articles 3(a) and (b) of the Electricity Regulation). In accordance with these provisions, efficient price formation occurs when bid prices are allowed to reflect underlying costs of the

[11] The TSOs stated that '*the BSPs with market power are present which brings the risk of market abuse*'. For clarification, market power does not necessarily lead to market abuse under the REMIT Regulation and vice versa. REMIT prohibits market manipulation under Article 5, competition law prohibits agreements between companies which prevent, restrict or distort competition in the EU and which may affect trade between Member States. A company does not need to engage in agreements on the sale or purchase of wholesale energy prohibited by competition law to be in breach of Article 5 of REMIT.

[12] Article 10(1) of the Electricity Regulation in joint reading with Article 30(2) of the EB Regulation.

supply and the willingness to pay of demand and an optimal outcome is achieved when market prices are allowed to reflect marginal costs of electricity provision, including opportunity costs. In balancing markets this is ensured through the application of the marginal pricing principle and a clear separation between procurement of balancing capacity and balancing energy. The balancing energy prices should have a signalling effect that incentivises both BSPs and BRPs to adjust their behaviours as a response to market conditions. This is reflected in the balancing settlement principles. In particular, pursuant to Article 44(1)(c) of the EB Regulation, the imbalance settlement shall provide incentives to BRPs to be in balance or help the system to restore its balance. The optionality ('or') in this provision reflects the national choice between the EU target model of a single imbalance pricing or the allowed option of the dual imbalance pricing when implementing the methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement pursuant to Article 52(2) of the EB Regulation[13] . An incentive for BRPs to help the system to restore its balance applies in case all BRP imbalances are settled against a single imbalance price, as BRPs are then incentivised to have an imbalance opposite to the direction of the total system imbalances and as such reduce the BRPs overall payment for imbalances or even get paid by the TSO. An incentive for BRPs to be in balance, meaning having a zero BRP imbalance, only applies in case both positive and negative imbalances of each BRP are payable to the TSO and, according to Table 2 of the EB Regulation, for this they need to be settled against different imbalance prices, which is the dual imbalance price system. Moreover, Article 44(1)(f) and Article 44(1)(h) of the EB Regulation require that incentives are provided to BSPs to offer and deliver balancing services to TSOs and that distortive incentives to BSPs and BRPs should be avoided. If the costs are not allowed to be correctly reflected in the market price, then the prices do not reflect the real-time value of energy, and incentivise behaviour that does not lead to the most efficient use of the resources and the most efficient development of the electricity sector. Furthermore, pursuant to its Article 3(f), the EB Regulation aims at facilitating the participation of demand response including aggregation facilities and energy storage while ensuring they compete with other balancing services at a level playing field. Similarly, in accordance with the principles of the electricity market operation, and in particular Article 3(c) of the Electricity Regulation, market rules shall facilitate the development of more flexible generation, sustainable low carbon generation, and more flexible demand. In order to facilitate the development and investment in these new technologies, it is important that prices are not restricted and that there are no undue barriers to entry for new entrants as required by Article 3(e) of the EB Regulation. Thus, and in accordance with the above-mentioned provisions of the EB Regulation and Electricity Regulation, the correct incentives for efficient functioning of the market are ensured both in short and long term if there are no technical price limits or if technical price limits are sufficiently high so that they cannot be reached. The level of 15,000 €/MWh as suggested by the TSOs, as the new technical price limit, would restrict the free price formation and would as such not result in efficient functioning of the market. Given the above, in its preliminary position ACER argued that

[13] Annex I of ACER Decision 18/2020 of 15 July 2020

the justification provided by the TSOs has not demonstrated that the introduction of a technical price limit other than the one set out in the current pricing methodology[14] is needed for the efficient functioning of the market (explained in Recitals (57) to (59)). However, ACER has proposed to address any concerns linked to the first years of the operation of the platforms through transitional arrangements as described in section 6.2.2.2.

(62) In its response to ACER's preliminary position (see section 5.2), BNetzA raised concerns that the protection of BRPs against high prices is essential for the efficient functioning of the market. The regulatory authority claimed that the market is not limited to the balancing energy market but rather reflects the efficiency of the entire energy market. According to BNetzA, BRPs will pass on high imbalance settlement prices to their customers or, in case that this is not possible, will go bankrupt. This particularly affects BRPs with a volatile portfolio, which by nature cannot be forecasted as accurately as conventional portfolios. If these BRPs were not protected from excessively high imbalance settlement prices, there would be a risk of substantially increasing the cost of renewable energy, which would impede the efforts of the EU to promote renewable energy sources. In addition, as argued by BNetzA, not all BRPs in all Member States are also BSPs. BRPs which are not BSPs are therefore exposed to high risks without being able to benefit from high balancing energy prices at the same time. In its response to ACER's preliminary position (see section 5.2), CNMC argued that, in scarcity situations, whether the scarcity is real, forced by BSPs or caused by errors, balancing markets are likely to be inefficient because BRPs are not flexible and cannot participate in the price formation, which is determined solely by the bids of BSPs. In these circumstances, BSPs are not given the incentive to submit cost-efficient bids but see the possibility of maximizing their profits.

(63) ACER understands the above concerns in the context of the ongoing integration of the balancing markets, but notes that the target model for balancing markets as envisaged in the EB Regulation addresses those issues, as it identifies the complementary nature of the balancing energy market and the imbalance settlement. As already explained in Recital (60), providing non-distortive incentives to both BSPs and BRPs is required by Article 44 of the EB Regulation, and ACER considers this essential for the success of the target model. Moreover, Article 18(4)(d) of the EB Regulation stresses the link between BSPs and BRPs requiring that each balancing energy bid from a BSP is assigned to one or more BRPs. Additionally, the methodology for the harmonisation of imbalance settlement pursuant to Article 52(2) of the EB Regulation[15] provides the appropriate incentives for BRPs to reduce system imbalance, thus also limiting their exposure to high imbalance prices. Regarding the volatile portfolios, the target model provides the incentives for developing diverse portfolios which would allow BRPs to handle their imbalances. However, ACER understands that the implementation of the target model is

[14] I.e. 99,999 €/MWh and -99,999 €/MWh.
[15] Annex I of ACER Decision 18/2020 of 15 July 2020

not to be expected in the next couple of years, and this is the reason why ACER has allowed for a transitional period to mitigate the above concerns (see section 6.2.2.2).

(64) In their responses to ACER's preliminary position (see section 5.2), ARERA, CRE, CREG, CNMC, NVE-RME and URSO also raised concerns regarding REMIT stating that the mechanisms under REMIT are rather an ex-post measure than ex-ante and that it could take long time to perform an investigation which might not always result in a breach of REMIT.

(65) ACER understands that investigations related to market manipulation or attempted market manipulation are ex-post measures. However, the objective of REMIT is not only to detect but also to deter market abuse.[16] Deterrence does work ex-ante via the efficient functioning of all interacting elements of the REMIT framework. It includes advocacy of the REMIT transparency and integrity principles, e.g. via the ACER Guidance on REMIT[17] that puts forward a non-exhaustive list of types of practices that could constitute market manipulation also relevant in the context of the European platforms[18]. Another key element is the existence of effective market surveillance directly at the platform level under Article 15 of REMIT by person(s) professionally arranging transactions. Further, market surveillance at ACER can contribute to detect and deter market abuse in balancing energy products subject to transaction data availability under Article 8 of REMIT. Via a proper implementation and application of the legislative framework, REMIT will contribute to maintain that prices set on the European platforms reflect a fair interplay between supply and demand.

(66) In conclusion, the Proposal is inconsistent with the principles of the electricity market operation pursuant to Article 3(a) and (b) of the Electricity Regulation (explained in Recital (60)) as the TSOs suggest to introduce a technical price limit which could restrict the free price formation. Furthermore, the TSOs have tried to justify that the technical price limits are needed for efficient functioning of the market, as required by Article 30(2) of the EB Regulation, but they provided no evidence which demonstrates it. The design elements used as the reasons for the alleged inefficient functioning of the market have either been part of national design elements or are inherent to all electricity markets (as explained in Recitals (58) and (59)). Lastly, REMIT and the competition law are the appropriate means to deal with the market abuse and market power potential concerns raised by the TSOs, rather than the introduction of technical price limits (as explained in Recitals (57) and (65)). Therefore, ACER amended the Proposal to keep the existing technical price limits in place[19] and introduced other changes to the Proposal as further explained in sections 6.2.2.2 and 6.2.2.3.

---

[16] market manipulation and insider trading

[17] ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency 6th Edition

[18] E.g.: cross-product manipulation, manipulative capacity withholding, abusive squeeze, trash and cash, pump and dump, creating a misperception through specific actions, dissemination of false or misleading information

[19] The technical price limits of 99,999 €/MWh and - 99,999 €/MWh in accordance with ACER Decision 01/2020

*6.2.2.2. Transitional price limits*

(67) As explained in Recitals (57) and (60) above, ACER is of the view that the TSOs' concerns with respect to market behaviour are linked with the first years of the operation of the European platforms, as they pertain to the market structure, rather than market design per se.

(68) In particular, all TSOs have raised concerns regarding transitory risks related to the start of operation of the European platforms. On one hand, market participants need time to adjust to the new market rules and to anticipate the new market conditions. On the other hand, the TSOs also need time to become operationally familiar with the new processes to be established. This may lead to transitory effects such as significant mark-ups on bids submitted by BSPs, limited competition on the balancing platforms due to high number of derogations expected to be granted in accordance with Article 62(2)(a) of the EB Regulation, higher risk of IT issues which could result in artificially scarcity situations. Additionally, the TSOs state that there are historically evolved and heterogeneous structures of the energy markets in all EU Member States which makes it very difficult to predict which effects will emerge at the European platform level by introducing an EB Regulation-compliant balancing energy market design in each Member State. Moreover, as stated in the Explanatory document, the TSOs state that the EB Regulation requires that there is a critical mass of BSPs via the connecting TSOs or contracting TSOs on each balancing energy platform for the market to function effectively and efficiently. All TSOs are concerned that this requirement would not be met by the deadline for the implementation of the European platforms. This is due to the expected derogations to be granted to several TSOs based on Article 62(2)(a) of the EB Regulation. The TSOs stated that the technical price limit should be within the range between the maximum ID limit and the highest VoLL among Member States, which, according to the ACER study on the estimation of the value of lost load of electricity supply in Europe[20] ('ACER study on VoLL'), was estimated to be 22,940 €/MWh. As an average approach, ENTSO-E considered a VoLL of 15,000 €/MWh as a base case for the European resource adequacy assessment and therefore, all TSOs concluded that a maximum technical price limit of 15,000 €/MWh is appropriate and does not unduly limit the efficient functioning of the market.

(69) ACER notes that Article 62(2)(a) and Article 62(9) of the EB Regulation indeed provide the possibility for a derogation for up to two years for the TSOs to join the European platforms. However, ACER does not agree that there is a requirement in the EB Regulation for a critical mass of BSPs on the European platforms as there is no threshold set in the EB Regulation on the number of the BSPs or participating TSOs on the European platforms, nor any specific requirement related to that in Article 30 of the EB Regulation for implementing the pricing methodology or the marginal pricing principle. Nevertheless, ACER understands the concerns linked to the start of the operation of the European platforms, and wants to ensure timely and successful connection to the

[20] CEPA study on the estimation of value of lost load of electricity supply in Europe

European platforms. ACER agrees with the TSOs that there are currently heterogeneous structures of the balancing markets in different Member States and understands that the connection of each TSO to the European platforms is a transitory process where market parties need time to adapt to the new market model and conditions.

(70) However, once the integration and harmonisation of the balancing markets through the European platforms and other implementation steps[21] are achieved, this historical heterogeneity will fade out. Hence ACER considers that the relevant concerns raised in the Explanatory document and the External study will not be applicable anymore. Furthermore, ACER considers, as also observed by the TSOs in their Explanatory document, that it is not clear what effects, if any, will indeed emerge on the European platforms. For this reason, ACER considers that, once the European platforms are operational, TSOs should closely monitor the European balancing markets and, based on factual data, the TSOs would then be better equipped to assess and identify if technical price limits are indeed needed for efficient functioning of the market.

(71) While ACER considers that the justifications brought forward by the TSOs do not warrant a change in the technical price limits in accordance with Article 30(2) of the EB Regulation, as explained in Recitals (57) and (60) above, ACER also deems it important to ensure there is safe and timely connection of all TSOs to the European platforms. Therefore, in order to provide a safeguard linked to the first years of the operation of the European platforms, ACER introduced a transitional price limit as a temporary measure for mitigating the risks in this initial phase and allow time for TSOs to gather experience on the functioning of European platforms and perform an analysis of the balancing markets, as explained in the previous Recital.

(72) According to the latest accession roadmaps for MARI[22] and PICASSO[23] platforms[24], many TSOs will join these platforms only at the legal deadline of the expiration of these derogations (which is 24 months after the implementation deadline of European platforms). The regulatory authorities were supportive during early discussions of having a longer transitory period in order to provide time to gather real data and gain more operational experience once all TSOs have joined the European platforms. In order to address these concerns, ACER proposed in its preliminary position the duration of the transitional period of up to 48 months in total. ACER considers that the additional 24 months after the expiration of all the derogations should be sufficient for further analysis

[21] E.g. the imbalance settlement harmonisation methodology pursuant to Article 52(2) of the EB Regulation and the implementation of a single imbalance settlement period of 15 minutes pursuant to Article 53(1) of the EB Regulation.

[22] https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2021/MARI_Accession_roadmap_October_2021_Update_FV3.pdf

[23] https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/211029_PICASSO_4th_Accession_roadmap.pdf

[24] Published by ENTSO-E on 29 October 2021.

of the market with all TSOs being part of the European platforms, and for amending the pricing methodology, in case it is demonstrated that technical price limits are needed for the efficient functioning of the market.

(73) In its preliminary position, with regards to the level of the transitional price limits, ACER supported the TSOs' proposed limit of 15,000 €/MWh and -15,000 €/MWh for the first 24 months from the deadline for implementing the European platforms, followed by an increased transitional price limit of 22,940 €/MWh and -22,940 €/MWh for the following 24 months. As explained in Recital (68), the TSOs proposed the highest VoLL among Member States as the upper bound of technical price limit, which is in accordance with ACER study on VoLL[16], 22,940 €/MWh.

(74) In their response to ACER's preliminary position (see section 5.2), ARERA and DUR supported linking the technical price limit to the value of the highest VoLL among the Member States. ARERA considers VoLL as representing the value of the last resource that the TSOs would be willing to activate. In ARERA's view, also expressed during the consultation of the AEWG as described in section 5.3, forcing TSOs to buy balancing energy to cover the TSO demand at a price above VoLL could result in an inefficient market clearing, as a large part of inelastic consumers might be faced with a price higher than their willingness to pay. As setting the reliability standard is the responsibility of each Member State, and the ACER-approved methodology[25] allows for the necessary implementation flexibility to better reflect specific national circumstances, ARERA considers that each TSO should be able to express their willingness to pay for balancing energy in the European platforms by allowing elastic demand up to the VoLL level. According to ARERA, the proposed change should be addressed in the Implementation Frameworks of the respective European platforms in accordance with Articles 20 and 21 of the EB Regulation. In the pricing methodology, they support to relate the maximum technical price limit after the transitional period to the maximum VoLL among the Member States, instead of keeping it at the original level of 99,999 €/MWh. In its response to ACER's preliminary position and during the consultation of the AEWG as described in section 5.3, DUR also suggests to set the new technical price limit to the highest VoLL among Member States or slightly higher. In its response to ACER's preliminary position, DUR agreed that the technical price limit of 15,000 €/MWh as proposed by the TSOs has not been justified and needs to be changed. The regulatory authority raised concerns about setting the limit to 99,999 €/MWh after the transitional phase. According to DUR, no demand elasticity would be allowed in the European platforms and the TSOs, who buy electricity on behalf of BRPs, cannot stop buying electricity even if the price hit above their VoLL. For this reason, DUR prefers to have a transitional price limit of 22,940 €/MWh or slightly higher and keep this price limit also after the transitional period. In case a higher VoLL is calculated or the ID price limit goes above 22,940 €/MWh, the upper limit should also be adjusted, in DUR's view.

[25] Annex I to ACER Decision no. 23/2020 of 2 October 2020.

(75) ACER sees merit in ARERA's comment related to forcing TSOs to buy balancing energy to cover the TSO demand at any price with an inelastic demand and that setting a technical price limit above VoLL level could result in an inefficient market clearing, as a large part of inelastic consumers might be faced with an imbalance price higher than their willingness to pay. However, ACER understands that this issue is not only in the scope of this Decision but would also need further discussion under the scope of other methodologies, namely the Implementation Frameworks of the respective mFRR and aFRR platforms in accordance with Articles 20 and 21 of the EB Regulation. For this reason, no changes were made to address ARERA's comment received during the consultation of the AEWG.

(76) ACER also understands in principle the suggestion by DUR to link the technical price limit to the level of highest VoLL among Member States or slightly higher. However, this suggestion was not accepted by ACER for the following reasons:

(a) As explained in section 6.2.2.1, for changing the technical price limit, sufficient evidence would need to be provided that the new technical price limits would be needed for the efficient functioning of the market;

(b) Numerous concerns were raised by both regulatory authorities and the stakeholders in their response to the public consultation with respect to how the VoLL values are calculated, to the fact that there is no single value of VoLL for the whole EU as VoLL differs per Member States, and to the purpose of the VoLL calculation (i.e. if the VoLL calculated for the purpose of resource adequacy would be fit for the purpose of being used as the technical price limit). Therefore, setting a technical price limit at any of those values (without an adjustment mechanism) would constitute a breach (in principle) of the rule of not having a limit to the price formation.

(77) In their response to ACER's preliminary position (see section 5.2) and in the consultation of the AEWG (see section 5.3), some regulatory authorities stated that, in their view, the technical price limits as proposed by the TSOs, as close as possible to the ID limit, or at the level of the actual outcome of the intraday market should remain in place for an indeterminate period. In the consultation of the AEWG (see section 5.3), ERO suggested that the price cap on balancing energy could be ideally derived from the actually achieved intraday prices rather than from the price cap on intraday prices. In particular, in their response to ACER's preliminary position, CREG and CNMC considered that the technical price limits should be as close as possible to the ID limit. In the oral hearing, CREG asked ACER to reduce the technical price limit to 10,000 €/MWh and to add, in addition to the proposed increase of technical price limit following the ID limit change[26], an automatic increase of the technical price limit in the balancing timeframe if the set ID limit is expected to be reached. BNetzA, E-CONTROL, CRE, and NVE-RME were of the view that the technical price limit of 15,000 €/MWh as proposed by the TSOs should

[26] Annex I to ACER Decision no. 5/2017 of 14 November 2017.

be in place permanently or until it is demonstrated by the TSOs that a higher technical price limit is needed.

(78) In its response to ACER's preliminary position (see section 5.2), CRE mentioned that various balancing energy market designs are compliant with the EB Regulation and that the liquidity of balancing markets is, by nature, low due to dimensioning of the reserves which may require the TSO to activate all or most of the reserves several times a year. The regulatory authority acknowledged that on the European platforms, the bids from other Member States can provide energy at the times of higher demand, however it considered that the availability of cross zonal capacity is not reliable enough especially in times of high demand: when the demand is usually the highest, cross-zonal capacities in the balancing timeframe are the lowest which could provide incentive for market participants to submit bids at unreasonably high prices.

(79) In its response to ACER's preliminary position (see section 5.2), NVE-RME considered that the possibility of reaching market clearing prices of 99,999€/MWh, which is far beyond the maximum VoLL of any Member State, cannot be justified from an economic point of view given the inelastic demand of TSOs. Reaching a price of 99,999 €/MWh due to a market failure or unforeseen events could have severe implications for the trust in the common European markets and would most likely lead to bankruptcies and market exits of BRPs resulting from the liabilities caused by extreme prices and BRPs not being able to fulfil the TSOs' collateral requirements. NVE-RME agreed with the TSOs' approach for average VoLL and raised concerns regarding linking the technical price limit to the VoLL of a single Member State as there are great discrepancies between Member States as to how VoLL values are calculated and may not always be an entirely correct reflection of the BRPs' willingness to pay. Thus, the regulatory authority considered the TSOs' proposal of using a weighted average of VoLL values in Europe to be more intuitive and robust as a starting point, before further assessments can be conducted.

(80) As explained in Recital (57), ACER understands that the regulatory authorities have concerns linked to national market design aspects or the market structure, but considers that the elements of the target model implemented in the European platforms will address some of them. With respect to the economic justification of the technical price limit levels, as explained in Recital (60) above, ACER considers that the efficient functioning of the market is ensured by the free price formation, since no inefficiencies have been identified in the target model design. ACER considers that setting the technical price limit to a fixed level, which does not change when it is expected to be reached in the balancing timeframe, restricts the free price formation, as explained in section 6.2.2, and would not be compliant with the principles regarding the operation of the electricity market which require that market rules encourage free price formation and avoid actions which prevent price formation on the basis of demand and supply.

(81) However, in order to address regulatory authorities' concerns related to the start of the operation of European platforms, ACER has amended its preliminary position by keeping the transitory price limit of 15,000 €/MWh in place for the whole 48-month period from the implementation deadline of the European platforms.

(82) In addition, ACER agrees with the comments related to the need of having an assessment of the functioning of the market before the end of the transitional period, therefore ACER has introduced a requirement for all TSOs to assess the market 36 months after the implementation deadline of the European platforms (which includes at least one year with all TSOs participating in the platforms). This would allow the TSOs to identify if different technical price limits than the ones already approved by ACER Decision 01/2020 are needed for the efficient functioning of the market, and propose an amendment to the pricing methodology accordingly.

(83) In the consultation of the AEWG (see section 5.3), CRE provided a wording suggestion in paragraph 6 of Article 3 of Annex I that the TSOs perform an assessment of the functioning of the balancing market and, instead of investigating whether different technical price limits are needed for efficient functioning of the market, they investigate whether transitory price limits shall be removed.

(84) As transitional price limits are only linked to the start of the operation of the European platforms and transitional period following this start of operation, ACER considers that extending the duration of the transitional price limits would not be justified. Rather, ACER considers that, after more operational experience of the European platforms is gathered, the focus of the TSOs' assessment should be on whether different technical price limits than the ones already approved by ACER Decision 01/2020 are needed.

(85) As explained in section 5.3, ACER received an advice in the consultation of the AEWG to agree with regulatory authorities on the detailed procedure from the TSOs' assessment to the potential amendment of the pricing methodology in order to provide a timely new decision, and if needed, to avoid a gap after the transitory period. ACER defines in this methodology the starting point of the process, being a requirement for TSOs to perform an assessment 36 months after the implementation of the platforms; however, defining the subsequent steps towards the submission of an amendment would pre-empt the outcome of the assessment and/or restrict TSOs' flexibility on timings and process for the submission of a proposal for amending the pricing methodology. In any case, pursuant to Article 6(3) of the EB Regulation, ACER can also request the TSOs to re-submit this Methodology if needed for fulfilling the objectives of the EB Regulation and the Electricity Regulation. This request to submit the new proposal does not need to be limited to the pricing methodology only, but could also include other relevant terms and conditions or methodologies stemming from the EB Regulation (e.g. Implementation Frameworks in accordance with Article 19 to Article 22 of the EB Regulation) in order to address overarching topics, which were also highlighted by some regulatory authorities in their comments, and to ensure that a consistent approach is used across all European platforms.

(86) In the consultation of the AEWG (see section 5.3), CRU stated that some markets with new interconnectors might join the platforms only after the 48 months period without any opportunity to transition. For example, SEM ('Single Electricity Market' of Ireland) is only expected to physically connect to the rest of Europe once Celtic interconnector becomes operational (this is expected in 2026).

(87) ACER considers that SEM could benefit from the experience of other TSOs of the rest of Europe gained with the European platforms until the connection of new interconnectors. Furthermore, as explained in recital (82), another re-submission of the proposal is expected before the expiration of the transitional period where ACER can address this issue there if there will be need for it.

(88) Article 1(1)(d) of the Proposal includes an automatic adjustment mechanism designed in a way that, in case ID limits are increased (and decreased, respectively), the technical price limits in the balancing timeframe would also increase (and decrease, respectively, for minimum technical price limit) by that same amount. For this transitional period, ACER has accepted an automatic adjustment mechanism for the transitional price limit linked to ID limit as the TSOs proposed, for positive balancing energy. As the question of the symmetry of maximum and minimum technical price limits was raised by a stakeholder in the Market European Stakeholder Committee, ACER noted that the second sentence of Article 1(1)(d) of the Proposal referring to the adjustment of the minimum technical price limit linked to ID limit[27] is incorrect and inconsistent with the methodology on the harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling,[28] which does not envisage any automatic decrease of the minimum clearing price. In general, the price limits define the range of bidding and clearing prices of all balancing energy bids (both positive and negative balancing energy). Therefore, pursuant to Table 1 in Article 46 of the EB Regulation for the payment of balancing energy, the positive price limit provides the maximum payment to a BSP for positive balancing energy, while the negative price limit provides the maximum payment to a BSP for negative balancing energy. relea

*6.2.2.3. Reporting on market efficiency and potential distortions during the transitional period*

(89) As explained in the previous section, ACER understands the concerns raised by the TSOs in the Explanatory document related to the implementation of significant changes in the balancing market design. These concerns are based on the high prices that were observed in national balancing markets and in the European platform for the exchange of balancing energy from replacement reserves.[29] Since the regulatory authorities have also expressed concerns that these high prices might be seen in other European platforms, ACER has decided to introduce additional quarterly reporting requirements. In particular, ACER has required the TSOs to report on monthly average values of used and available cross zonal capacity, on the percentage of both submitted and activated standard balancing energy bids per product and per direction with prices exceeding the threshold of 50%, 75%, 90%, 95% and 99% of the upper/lower transitional price limits and the volume

[27] The second sentence of Article 1(1)(d) of the Proposal reads: *If the harmonised minimum clearing price for single intraday coupling in accordance with Article 54(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 is decreased by a certain amount below -9 999 €/MWh, the minimum balancing energy price defined in Recital 3 of this Article shall be automatically decreased by this same amount.*
[28] Annex I to ACER Decision 05/2017 of 14 November 2017.
[29] Established pursuant to Article 19 of the EB Regulation.

weighted average price of the most expensive 5% of the volume of submitted standard balancing energy bids.

(90) In addition, the TSOs raised concerns in the Explanatory note and the External study with regards to market concentration levels and potential market manipulation.

(91) ACER considers it very important to also report on performance indicators related to possible inefficiencies and distortions on balancing markets. During weekly discussions with the TSOs and regulatory authorities, ACER asked the TSOs to include in quarterly or yearly reporting requirements the indicators on market concentration levels (e.g RSI index, HHI index), but the TSOs explained that the European balancing platforms only have anonymised bids, so a separate data collection process should be developed by each TSO on each BSP providing balancing energy bids, which could be time-consuming. ACER understands it might be burdensome for the TSOs to report on quarterly basis on these indicators, especially since the TSOs at the beginning of the operation of the platforms would have to allocate resources to ensure successful connection and operation of the European platforms. Considering this, ACER proposed in its preliminary position that the TSOs would only perform such analysis on the basis of the occurrence of an event which would require further investigation ('incident-based reporting'). More specifically, ACER's preliminary position envisaged that the TSOs submit a report to ACER within a month, in case the cross-border marginal price reaches 50% or higher of the upper transitional price limit (or 50% or lower in case of the lower transitional price limit). According to ACER's preliminary position, this report would include an analysis of the occurrence of high prices and indicators on market concentration levels for the balancing energy bids provided by the participating TSOs.

(92) In their response to ACER's preliminary position, BNetzA suggested to include in the incident-based reporting as explained in Recital (91), in addition to RSI and HHI indices, an indicator on market shares of the 5 largest BSPs for the BSPs for which the participating TSOs have forwarded balancing energy bids. As ACER considers this indicator very relevant to assess market concentration levels, ACER has included it in the TSO report.

(93) In their response to ACER's preliminary position, the TSOs claimed that monitoring obligations are now centralised pursuant to Article 32(1) of the Electricity Regulation, in that it is ENTSO-E's task, not all TSOs or the individual TSOs, to provide information to ACER. The TSOs claimed that ACER has no competence to put additional reporting obligations directly on the TSOs. The TSOs also consider that ACER has no legal basis to introduce incident-based reporting following the occurrence of price spikes on the platforms. Following the current formulation of Recital 5 in Annex I of ACER's preliminary position, there is a requirement for data calculations on the TSO level as the link must be done between a bid and the corresponding BSP. All TSOs see no legal basis for such an incident-based reporting obligation as proposed by ACER and they claim that all REMIT-related analysis must stay at the national level, within the prerogatives of national authorities.

(94) ACER notes that there are different reporting and monitoring obligations set by different regulatory frameworks, which do not replace each other. Article 32 of the Electricity

Regulation specifies the monitoring obligations of ACER linked with the tasks of ENTSO-E and the implementation of the network codes; however, the reporting obligations set in this methodology are linked to the content of the specific methodology, and the requirement for its compliancy with the EB Regulation and the Electricity Regulation. Pursuant to Article 30(2) of the EB Regulation, a prerequisite, for amending the pricing methodology with respect to the technical price limit, is the assessment of the efficient functioning of the market by the TSOs, in line with the objectives of the EB Regulation and the Electricity Regulation. ACER, as responsible for approving this methodology and for requesting amendments to it when necessary (pursuant to Article 6(3) of the EB Regulation), needs to be provided with the relevant data in the context of this methodology, in order to ensure that it is still compliant with the requirements of the EB Regulation (or to request an amendment if this is not the case). Therefore, the TSOs are responsible to provide this data to ACER, as set by the reporting obligations included in the methodology. With respect to the frequency of reporting obligations, ACER considers it relevant to be informed of the effects of all the aspects of the functioning of the market for the purpose of any potential subsequent requests for re-submission.

(95) With regards to the reference of the TSOs that REMIT-related analysis shall stay at national level, ACER assumes that they mean the obligation covered by Article 15 of the REMIT Regulation where such 'incident' is different than the one introduced by ACER in Recital 5 of Article 3 of Annex I.

*6.2.2.4. Reporting proposed by the TSOs*

(96) Article 1(1)(b) and Article 1(1)(c) of the Proposal propose the monitoring and reporting requirements of the TSOs.

(97) As explained in section 6.2.2.2, ACER has decided to allow for a transitional price limit only during transitory period in parallel to the currently foreseen technical price limit. Thus, ACER, in agreement with the TSOs and the regulatory authorities, has deleted Article 1(1)(b) of the Proposal on the extensive report to be submitted to ACER as the transitory period is clearly determined, and there is no future evolution of the technical price limits, hence there is no need to justify whether the maximum and minimum technical price limits should be maintained or amended.

(98) Regarding reporting obligation Article 1(1)(c) of the Proposal, ACER further amended it (as explained in section 6.2.2.3) and moved it to the Article on the implementation timeline.

*6.2.2.5. Proposed timescale for implementation*

(99) The Proposal meets the requirement Article 5(5) of the EB Regulation, as it provides a timeline for the implementation of the Proposal in its Article 2.

(100) The implementation deadline as proposed by the TSOs is linked to the publication of the decision by ACER on this Proposal. Since the pricing methodology implementation deadline has been set to the implementation deadlines of the European platforms, ACER removed from Article 2 of Annex I the sentence that the TSOs proposed.

(101) In the consultation of the AEWG (see section 5.3), BNetzA asked ACER to clarify that the transitional price limit applies from the moment in time a platform is implemented in a Member state, which is understood as the point in time when the TSO(s) of that Member State connect to the platform. In the case that the implementation of the European platforms would happen ahead of the legal implementation deadline, it should be, in BNetzA's view, avoided that it could be read that the transitional price limit only applies from this legal implementation deadline and not earlier than that.

(102) The current wording of paragraph 1 of Article 9 of the pricing methodology indicates that the TSOs shall implement the methodology when implementing the European platforms. Therefore, ACER would like to clarify that as soon as the TSOs in question have implemented the European platforms, the pricing methodology (including this amendment) is applicable. In case of early implementation, this means that the transitional price limits can be applied as soon as the European platforms are implemented in those specific Member States, which in this case would mean - ahead of the legal implementation deadline. Accordingly, ACER updated paragraph 3 of Article 3 of Annex I to make this explicit.

*6.2.2.6. Requirements related to the development of the Proposal*

(103) The Proposal complies with Article 6(3) in joint reading with Article 5(2)(f) and Article 30(1) of the EB Regulation, as all TSOs jointly developed the Proposal and submitted it to ACER for approval.

(104) In developing this Proposal, all TSOs complied with consultation requirements set out in Article 10 of the EB Regulation. In particular, ENTSO-E, on behalf of all TSOs, publicly consulted on the draft Proposal at the European level for a period of two months, between 2 June and 2 August 2021[30]. In addition, all regulatory authorities were regularly informed about the development of the Proposal.

(105) All TSOs considered the views of stakeholders resulting from the consultation on the draft Proposal before its submission to ACER on 26 August 2021. ENTSO-E's responses to the comments received during the public consultation were included in the submission (as Annex IV). In this document, ENTSO-E provides justification for including or not including the views resulting from the public consultation. A non-confidential version of this document was published on ENTSO-E's website on 25 August 2021, after the publication of the Proposal[31].

## 7. CONCLUSION

(106) Considering the above, ACER has revised the Proposal, where necessary, in order to ensure that it is in line with the purpose of the EB Regulation and contribute to market

[30] https://consultations.entsoe.eu/markets/proposal-for-amendment-of-pricing-methodology/.
[31] https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/210826_Pricing%20methodology_answers%20to%20public%20consultation_public.pdf

integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market.

(107) ACER approves the Proposal subject to the necessary amendments. Annex I to this Decision sets out Proposal, as amended and approved by ACER,

HAS ADOPTED THIS DECISION:

*Article 1*

The amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process in accordance with Article 30(1) of Regulation (EU) 2017/2195 is adopted as set out in Annex I to this Decision.

*Article 2*

This Decision is addressed to all TSOs:

50Hertz Transmission GmbH,
Amprion GmbH,
AS Augstspriegumatïkls,
Austrian Power Grid AG,
C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.,
ČEPS a.s.,
Creos Luxembourg S.A.,
EirGrid plc,
Elektroenergien Sistemen Operator EAD,
Elering AS,
ELES, d.o.o.,
Elia System Operator SA/NV,
Energinet,
Fingrid Oyj,
HOPS d.o.o.,
Independent Power Transmission Operator S.A.,
Kraftnät Åland Ab,
Litgrid AB,
MAVIR ZRt,
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
Red Eléctrica de España S.A.,
Rede Eléctrica Nacional S.A.,
Réseau de Transport d'Electricité S.A.,
Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.,
Svenska Kraftnät,
System Operator for Northern Ireland Ltd,

TenneT TSO B.V.,
TenneT TSO GmbH,
Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A.,
TransnetBW GmbH and
VÜEN-Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH.

Done at Ljubljana, on 25 February 2022.

***- SIGNED -***

*For the Agency*
*The Director*

C. ZINGLERSEN

Annexes:

| | |
|---|---|
| Annex I | Amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process in accordance with Article 30(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing |
| Annex Ia | Amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process in accordance with Article 30(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing – with track changes - (For information only) |
| Annex II | Evaluation of responses to the public consultation on the amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process in accordance with Article 30(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing - (For information only) |

*In accordance with Article 28 of Regulation (EU) 2019/942, the addressees may appeal against this Decision by filing an appeal, together with the statement of grounds, in writing at the Board of Appeal of the Agency within two months of the day of notification of this Decision.*

*In accordance with Article 29 of Regulation (EU) 2019/942, the addressees may bring an action for the annulment before the Court of Justice only after the exhaustion of the appeal procedure referred to in Article 28 of that Regulation.*

https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/cacm-regulation/

*nedlastet 01.07.22*

# CACM regulation

This is EU Regulation 2015/1222 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

The CACM regulation is a key piece of legislation for the single market in electricity. It sets out minimum harmonised rules for the ultimate single day-ahead and intraday market coupling.

The purpose is to provide a clear legal framework for an efficient and modern capacity allocation and congestion management system, facilitating union-wide trade in electricity. This allowes more efficient use of the network and increases competition, for the benefit of consumers.

CACM provides the legal basis for the designation of nominated electricity market operators (NEMOs), outlines their tasks associated with market coupling and provides a framework for their cooperation with TSOs.

## MCO plan

All European National Regulatory Authorities (NRAs) have agreed to approve the all NEMO proposal for the Market Coupling Operator Plan (MCO Plan). The MCO Plan sets out how NEMOs shall set up and perform the MCO functions.

The MCO Plan was unanimously approved by all Regulatory Authorities on 26 June 2017.

## CACM Methodologies

Under article 9 (6) of the CACM Regulation, NEMOs are obliged to propose to ACER certain terms and conditions or methodologies. The methodologies mentioned below have been approved by all regulatory authorities and have also been subject to public consultations in line with Article 12 of the CACM Regulation.

## Harmonized max and min clearing prices

On 14 November 2017, ACER published its decisions 04/2017 and 05/2017 on the NEMOs' proposals for harmonised maximum and minimum clearing

prices to be applied in all bidding zones participating in single intraday coupling and single day-ahead coupling.

In accordance with Article 41 (2) and 54 (2) of the CACM Regulation ACER set the maximum and minimum clearing price for single day-ahead coupling (SDAC) to 3,000 and -500 EUR/MWh respectively, and for the single intraday coupling (SIDC) to 9,999 and -9,999 EUR/MWh respectively.

In the event that the clearing price exceeds 60 percent of the harmonised maximum clearing price for SDAC, the latter shall be increased by 1,000 EUR/MWh the next day and shall be applied in bidding zones five weeks later.

## Day-ahead and intraday products

The day-ahead products proposal for products that can be taken into account by NEMOs in single day-ahead coupling were approved by all NRAs on 24 January 2018, in accordance with Article 40 of the CACM Regulation.

On 30 January 2020, ACER approved with decision 05/2020 an updated Intraday Products Methodology which includes - in addition to products to be included in continuous trading - also products that can be taken into account by NEMOs in Day-ahead Auctions.

## Back-up

The Back-up methodology, developed by NEMOs in cooperation with TSOs, for single day-ahead and intraday coupling was approved by all NRAs on 24 January 2018.

## Algorithm

On 30 January 2020 with decision 4/2020, ACER adopted the updated version of the Algorithm Methodology which was first approved in July 2018.

The methodology for the price coupling algorithm, the continuous trading matching algorithm and the intraday auction algorithm incorporates also a set of requirements to, and methodologies for monitoring of, the algorithms.

The newest version of the Algorithm methodology includes in addition to the main document:

Annex 1: Common set of requirements for the price coupling algorithm
Annex 2: Common set of requirements for the continuous trading matching

algorithm and the intraday auction algorithm.
Annex 3: Algorithm monitoring methodology for single day-ahead coupling
Annex 4: Algorithm monitoring methodology for single intraday coupling

## Useful documents and links

- 2020 Algorithm Methodologies (.zip file)
- 2017 All NEMOs' proposal for the MCO Plan
- 2017 All NEMOs' proposal for the back-up methodology
- 2017 All NEMOs' proposal for products that can be taken into account by NEMOs in single day-ahead process
- 2020 ACER's decision on intraday products
- 2017 ACER Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with CACM Regulation
- 2017 ACER Harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling in accordance with CACM Regulation
- All ACER decisions