

EUs arbeid med reform av elektrisitetsmarkedet

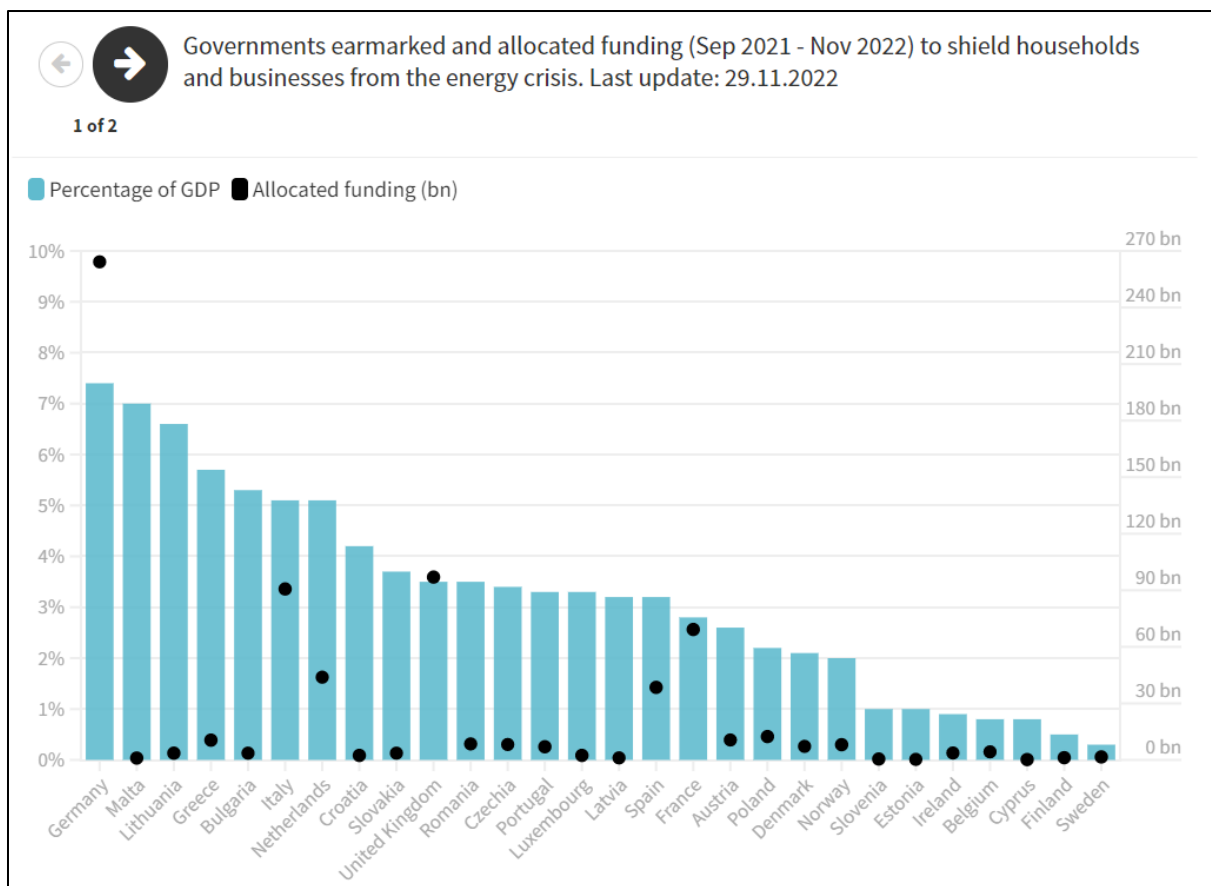
Det er ventet at Kommisjonen vil legge frem forslag til endringer i EUs elektrisitetsmarked (elmarked-design) første kvartal 2023. I forkant gjennomføres det en høring om temaet. Under følger en oversikt over status.

Kommisjonen har arbeidet med tiltak mot høye energipriser siden 2021

De høye energiprisene har vært høyt på agendaen i EU de siste to årene. Medlemslandene har innført en rekke tiltak for å håndtere situasjonen, og i oktober 2021 la Kommisjonen fram en [«verktøykasse»](#) med ulike tiltak medlemslandene kunne vurdere å iverksette.

Tenketanken Bruegel har en god [oversikt](#) over ulike tiltak som er innført i de ulike EU-landene:

Country / Policy	Reduced energy tax / VAT	Retail price regulation	Wholesale price regulation	Transfers to vulnerable groups	Mandate to State-owned firms	Windfall profits tax / regulation	Business support	Other
Austria	✓	✓		✓			✓	✓
Belgium	✓	✓		✓		✓	✓	✓
Bulgaria	✓	✓		✓		✓	✓	
Croatia	✓			✓			✓	✓
Cyprus	✓			✓	✓			
Czech Republic	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
Denmark	✓	✓		✓				✓
Estonia	✓	✓		✓			✓	
Finland	✓			✓			✓	✓
France	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Germany	✓	✓		✓		✓	✓	✓
Greece	✓			✓	✓	✓	✓	
Hungary	✓	✓				✓	✓	
Ireland	✓			✓		✓	✓	✓
Italy	✓			✓		✓	✓	
Latvia	✓			✓			✓	
Lithuania		✓		✓			✓	✓
Luxembourg	✓	✓		✓			✓	
Malta			✓		✓			
Netherlands	✓	✓		✓		✓		
Norway	✓			✓		✓	✓	
Poland	✓	✓		✓		✓		
Portugal	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Romania	✓	✓		✓		✓	✓	
Slovakia		✓		✓	✓	✓	✓	
Slovenia	✓			✓		✓	✓	
Spain	✓	✓	✓	✓		✓	✓	
Sweden	✓			✓				✓



ACER har vurdert at el-markedet fungerer godt, men at det ikke er egnet for nødsituasjoner

På oppdrag fra EU-kommisjonen la ACER fram en [foreløpig markedsrapport](#) i november 2021. I april 2022 kom [ACERs endelige rapport](#), med en beskrivelse av hvordan elmarkedet fungerer samt forslag til eventuelle tiltak.

I rapporten viser ACER til at det europeiske el-markedet ga en gevinst på 34 milliarder euro for forbrukerne i 2021. Årsaken er at land kan importere billigere strøm fra nabolandene i situasjoner der nasjonal produksjon er utilstrekkelig eller dyrere. Produsentene får på sin side et større marked, og kan derfor fortsette å produsere strøm i tilfeller der forbruket nasjonalt er dekket. På denne måten blir ressursene utnyttet mest mulig kostnadseffektivt.

ACER viser til at EUs elmarkedsdesign fungerer godt for forsyningssikkerhet og effektive markeder under normale forhold. Dagens markedsdesign er imidlertid ikke designet fullt ut for nødsituasjoner.

ACER-rapporten vurderer ulike tiltak for å håndtere den akutte situasjonen, men advarer mot inngripende markedstiltak som kan få langvarige negative konsekvenser.

13 measures for the consideration of policymakers, future-proofing the EU wholesale electricity market design

 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.

Kommisjonens melding om el-markedet (mai 2022)

Som en del av REPowerEU-pakken fra mai 2022, la Kommisjonen fram en [melding](#) om kortsiktig inngripen i energimarkedet – samt forslag til langsiktige forbedringer av elektrisitetsmarkedet. I meldingen viser Kommisjonen til en rekke tiltak som allerede hadde blitt foreslått i Kommisjonens «verktøykasse» for høye energipriser.

Meldingen viser også til ACER-rapporten, og utfordringene som ble beskrevet der, både knyttet til risikohåndtering, likviditetsstyring og tilstrekkelige investeringer. Det påpekes at økt markedsintegrasjon er viktig. Arbeidet skal beskytte sluttbrukere og levere rimelig elektrisitet både på kort og lang sikt, sørge for at systemet er tilpasset desentralisert produksjon og variabel fornybar energi, og underbygge gjennomføringen av Europas grønne giv.

Kommisjonen viste blant annet til følgende problemstillinger, som de ønsket å følge opp videre:

- **Elektrisitet som en grunnleggende rettighet for sårbare kunder.**
Tilgang på tilstrekkelig varme, kjøling og lys, samt elektrisitet til apparater er essensielle tjenester, og er en del av EUs sosiale pilar. De høye energiprisene øker energifattigdommen. Det kunne foreslås endringer som gjør at sluttbrukere får tilgang på et slikt essensielt (elektrisitets)forbruk til rimeligere priser, på tross av situasjonen i markedene. Kommisjonen går ikke i detalj på hvordan en slik mekanisme skulle fungere.
- **Beskyttelse av sluttbrukere mot høye priser og stor volatilitet både på kort og lang sikt.**
Å sikre seg mot prissvingninger i fremtiden ved prissikring (hedging) er et viktig verktøy for å redusere risiko. Langsiktige kontrakter til faste priser er en slik mulighet, det er også det å kjøpe elektrisitet i fremtidsmarkedene. For mange av disse markedene er det imidlertid dårlig likviditet langt frem i tid, slik at et slikt alternativ ikke nødvendigvis er mulig. Det foreslås også å se på muligheten for å pålegge selgere å prissikre deler av kraften de tilbyr.

Et annet alternativ er markedsinstrumenter som slår inn over visse prisnivå, som en forsikring mot høye prisnivåer. En del eksisterende kontrakter i kapasitetsmarkedene fungerer på denne måten. Det er også et behov for et vern av sluttbrukere som er nødt til å

bytte tilbydere etter konkurser.

- **Tilstrekkelige investeringer i lavkarbon-kraftproduksjon**

En må se videre på kapasitetsmekanismer, og vurdere om disse må bli en langsiktig del av kraftmarkedet. Slike mekanismer må sørge for tilstrekkelige investeringer, til rimelige priser. I tillegg ser en behovet for å kunne sørge for både tilstrekkelige investeringer samtidig som man ikke får voldsomme overskudd i perioder med høye priser. Høye inntjeningsmarginer for fornybar produksjon gir også redusert aksept for utbygginger. Toveis-differansekontrakter kan bidra til å redusere dette problemet, der produsenten er garantert en viss pris, men at ekstraordinære overskudd fanges opp.

- **Etterspørselsside-respons, og fleksibilitet for å redusere pristoppene.**

Mer fleksibilitet i markedet til å respondere på pris/produksjonsvariasjoner vil redusere kostnadene, og bidrar til å kunne inkludere mer fornybar energi i energimiksen. Kommisjonen skal også øke tempoet med utviklingen av en nettkode for etterspørselsrespons.

- **Tilrettelegging for innovasjon i elektrisitets- og gassinfrastruktur.**

Kapasiteten i mellomlandsforbindelser bør økes der det er nødvendig. I tillegg er det et forbedringspotensiale i modellene knyttet til kostnads- og prosjektstyring i slike prosjekter, som ikke gir tilstrekkelige incentiver til å se på innovative løsninger.

- **Reduksjon av kostnader og ekstraordinær profitt gjennom prisområder.**

I ACERs markedsrapport er lokale markedssignaler et viktig element for å få på plass tilstrekkelig markedsfunksjon. Dette gir mer effektive prissignaler, og reduserer systemkostnader.

Flere krisetiltak fra Kommisjonen (september 2022)

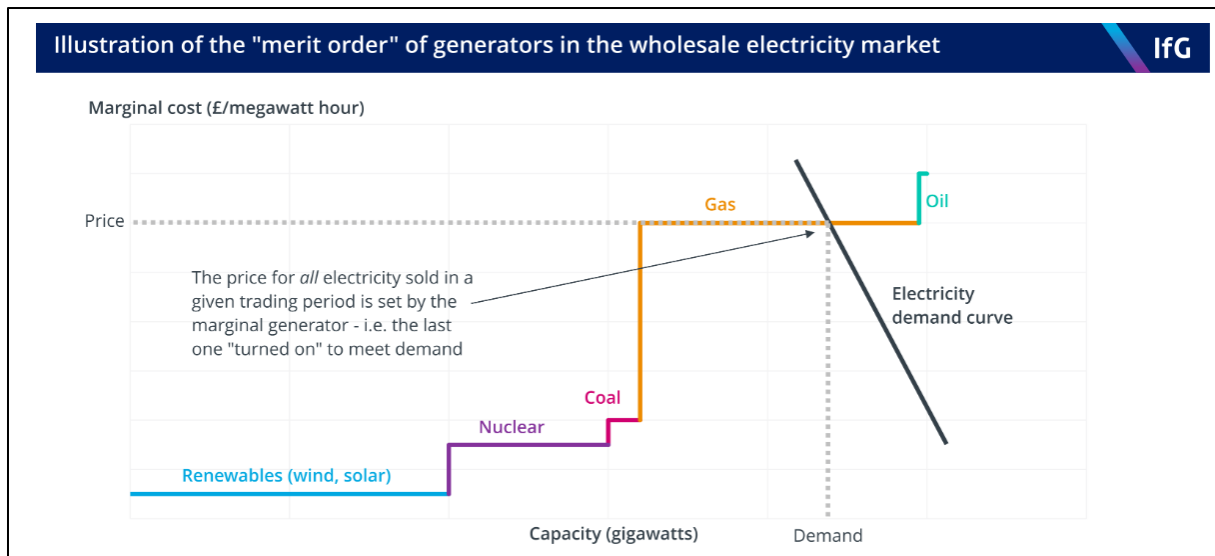
Kommisjonens kriseforslag fra 14. september la blant annet opp til å redusere strømforbruket i «peak hours», og foreslo et obligatorisk sparemål på fem prosent. I tillegg ble det foreslått et mål om å redusere det generelle elektrisitetsforbruket med minst ti prosent. Ved å redusere strømforbruket særlig i «peak hours», vil gassprisens påvirkning på strømprisen reduseres.

Kommisjonen foreslo også et midlertidig inntektstak for elektrisitetsprodusenter med lave operasjonskostnader («inframarginal electricity producers»). Dette inntektstaket ble satt til 180 euro per MWh. Ved en høyere strømpris vil mellomlegget gå til medlemslandene, som dermed kan bruke inntektene til å støtte forbrukere som sliter med høye strømmregninger. Kommisjonen la samtidig fram forslaget om et «solidaritetsbidrag» fra olje-, gass-, kull- og raffiniseriktoren.

Tiltakene ble hjemlet i EU-traktatens artikkel 122, og trengte derfor bare Rådets tilslutning.

[Forslagene ble vedtatt](#) på energirådsmøtet 30. september 2022, og er midlertidige.

Hvorfor har man marginalprising på strøm?



Figur hentet fra IfG

Logikken bak marginalprising av strøm, handler om å få dekket etterspørselen av elektrisitet på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Fordelen med systemet er at de billigste og mest klimavennlige energiteknologiene, er de som leverer først inn i systemet.

Vindkraft og solenergi har lave operasjonskostnader, og vil være konkurransedyktige ved relativt lave priser. Kjernekraft trenger noe høyere priser for å være konkurransedyktig. Deretter følger kull, mens gass trenger en enda høyere pris for å være lønnsom. Det er relativt enkelt å starte/stoppe produksjonen ved et gasskraftverk, så disse kraftverkene vil ofte dekke etterspørselen i timer av døgnet med spesielt høy etterspørsel.

Problemet er at når gasskraftverkene brukes, vil det også være gasskraft som «setter prisen» i markedet. Når gassprisen er dyr, vil dermed elektrisitetsprisen også bli høy. Flere av forslagene knyttet til framtidig markedsdesign handler om å redusere gassprisens påvirkning på strømprisen.

Samtidig øker behovet for å utvikle mer kortsiktige markeder for strøm, ettersom økende innslag av variabel fornybar produksjon er avhengig av markeder som kan reflektere produksjonssituasjonen på kort sikt. Dette fordi det kan være utfordrende for vind- og solkraftprodusenter å garantere nøyaktig hvor mye, og når, de kan levere til markedet.

Dette forklarer igjen svingningene man ser i spotmarkedet, hvor man selv i løpet av en vinter med høye gasspriser og utfordringer for kjernekraftproduksjon i Europa har hatt episoder med negative kraftpriser. I perioder med høy vindkraftproduksjon presses de dyre produksjonskildene ut, og prisene faller.

Det norske kraftsystemet er en del av et større nord-europeisk system, hvor gasskraft spiller en sentral rolle. I et vannkraftsystem med regulerbarhet, slik som det norske, er det viktig at den tilgjengelige vannmengden forsjoneres utover i tid. Prisene i våre naboland påvirker kraftutvekslingen, og dermed verdien av å spare eller bruke vann til kraftproduksjon. Det påvirker igjen norske priser.

EU har diskutert alternativer til marginalprising

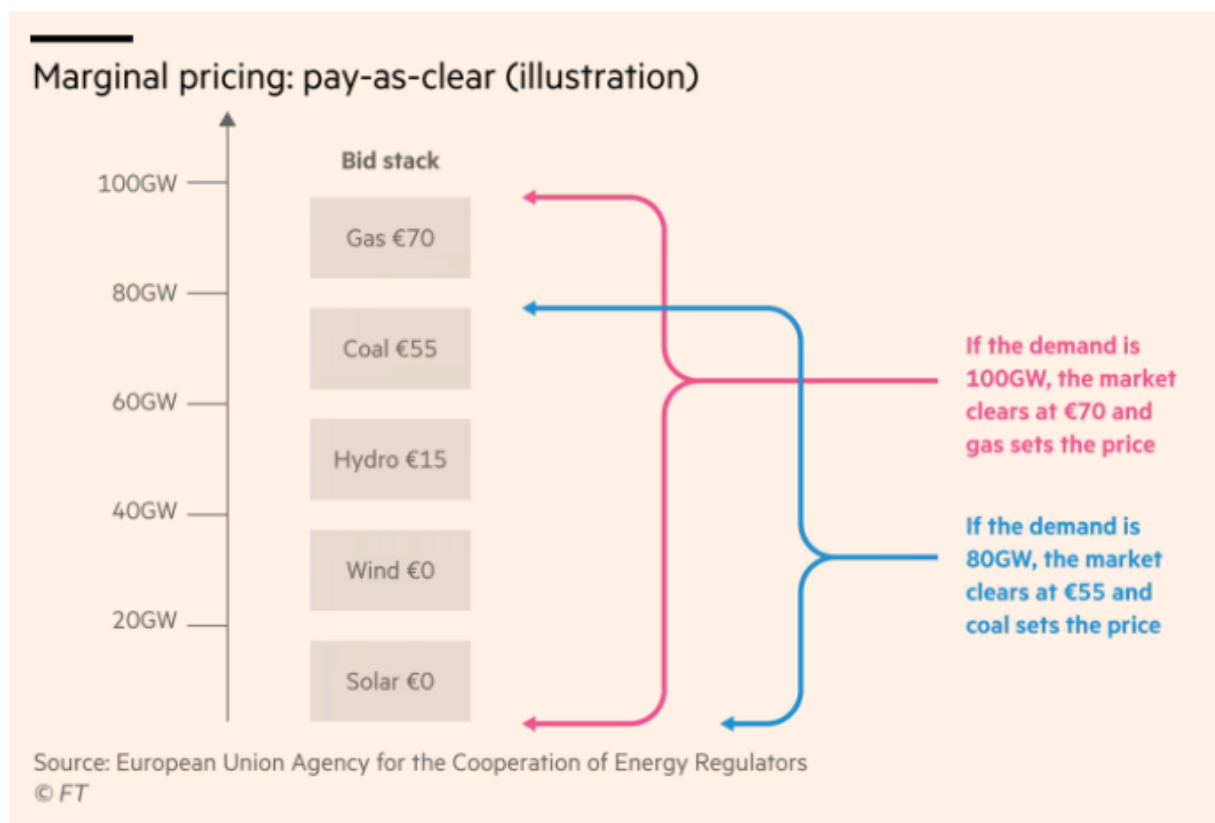
Spotmarkedet benytter i dag en metode for marginalprising kjent som «pay as clear». Dette er en mekanisme som gjør at produsenten som tilbyr de siste kilowattimene for å møte etterspørselen i en enkelt time, setter prisen for alle de andre produsentene i den timen.

I spotmarkedet settes prisene time for time, en dag i forkant, basert på denne modellen. Spotprisen fungerer også som referanse for andre strømmarkeder, for eksempel intradag-markedet og langtidsmarkedet, selv om disse som regel benytter andre modeller for å fastsette pris, særlig langtidsmarkedet.

Alternativer til marginalprising har vært diskutert i EU gjennom energikrisen. En alternativ modell som har vært nevnt er en såkalt «pay as bid»-modell, dette vil si at hver enkelt produsent får betalt den prisen de har tilbudt markedet. Se «bud-stabelen / bid stack» i figuren nedenfor.

«Pay as bid»-modellen blir omtalt i markedsrapporten fra ACER fra april 2022, hvor de viser til at man både i California og Storbritannia på tidlig 2000-tallet vurderte denne modellen. I begge tilfeller ble dette funnet å være en mindre samfunnsøkonomisk lønnsom modell.

ACER mener at prisdannelsen vil bli mer komplisert og det er usikkert om det faktisk vil føre til lavere priser, da selv de rimeligste kraftprodusentene vil være motivert til å tilby en pris som ligger så nært som mulig det de gjetter er prisen til den marginale produsenten.



Figur hentet fra FT

Påvirkningen av marginalprising på husholdninger er særlig stor i Norge

Norge har en svært stor andel av husholdningskundene på spotprisavtaler, sammenlignet med andre europeiske land hvor fastprisavtaler er mer vanlig. Dette gjør norske husholdninger unikt eksponert mot prisdannelsen i spotmarkedet, og gjør at effekten av økte spotpriser slår umiddelbart inn i husholdningsbudsjettene.

Bakgrunnen for dette er at det over tid har lønt seg for husholdningene å følge spotprisen, som i flere perioder de siste 20 årene har vært svært lav og med relativt lite volatilitet. Unntak har vært tørrår som 2002 og 2010. De fleste fremskrivninger for kraftsystemet i Europa sier at med klimaendringer og mer variabel kraftproduksjon, vil volatiliteten i spotmarkedet øke.

En utfordring under energikrisen har vært at tilbudet av fastprisavtaler som et alternativ til spotpris har blitt betydelig begrenset både i Norge og i EU. Man kan derfor forutsette at Kommisjonens forslag til reform av elmarkedet vil inneholde tiltak for å bedre tilgangen på fastprisavtaler for forbrukerne.

Ulike posisjoner til nytt markedsdesign

I Brussel sirkulerer det nå ulike diskusjonspapirer, der ulike aktører prøver å trekke debatten i deres retning. Tradisjonelt har nordiske EU-land vært sterke forsvarere av et markedsbasert elmarked, basert på erfaringene med det nordiske elektrisitetsmarkedet. Søreuropeiske land trekker ofte i motsatt retning, med større grad av politisk inngripen i markedet. Disse konstellasjonene ser vi også i den pågående debatten. Bransjeorganisasjonen Eurelectric har også engasjert seg, og la frem et [posisjonspapir](#) i desember.

Kommisjonens signaler ifm. forslag til reform

Ifølge Kommisjonens [kalender](#) for kommende halvår, planlegger Kommisjonen å legge frem forslaget til reform av elektrisitetsmarkedet i mars. I mellomtiden gjennomfører Kommisjonen en [høring om temaet](#). Denne ble åpnet 23. januar 2023, og høringsinnspill må sendes inn før 13. februar.

Kommisjonen har så langt vært varsom med å si noe om innholdet i reformen, men har likevel gitt noen overordnede signaler. De har blant annet vist til at forslagene i stor grad vil bygge på ACER-rapporten fra april, og Kommisjonens melding fra mai (omtalt over).

Fokuset vil i stor grad være på rimeligere energi for sluttbrukere, og å bedre funksjonen på markedene fremover i tid. Et annet tema som vil bli tatt opp er muligheten til toveis differansekontrakter, som bidrar til en fordeling av kostnader og inntekter mellom myndighetsaktører og kraftprodusenter.

Kommisjonen har vært tydelig på at elmarkedsreformen vil bli behandlet på ordinær måte i EU-systemet (dvs. *ikke* artikkel 122 i EU-traktaten). Dette innebærer at både Rådet og Parlamentet vil bli involvert, og at vedtaksprosessen vil måtte ta noe tid. Men siden både Kommisjonen og EU-parlamentets mandatperiode utløper i 2024, vil et vedtak i realiteten måtte være på plass innen påske 2024.

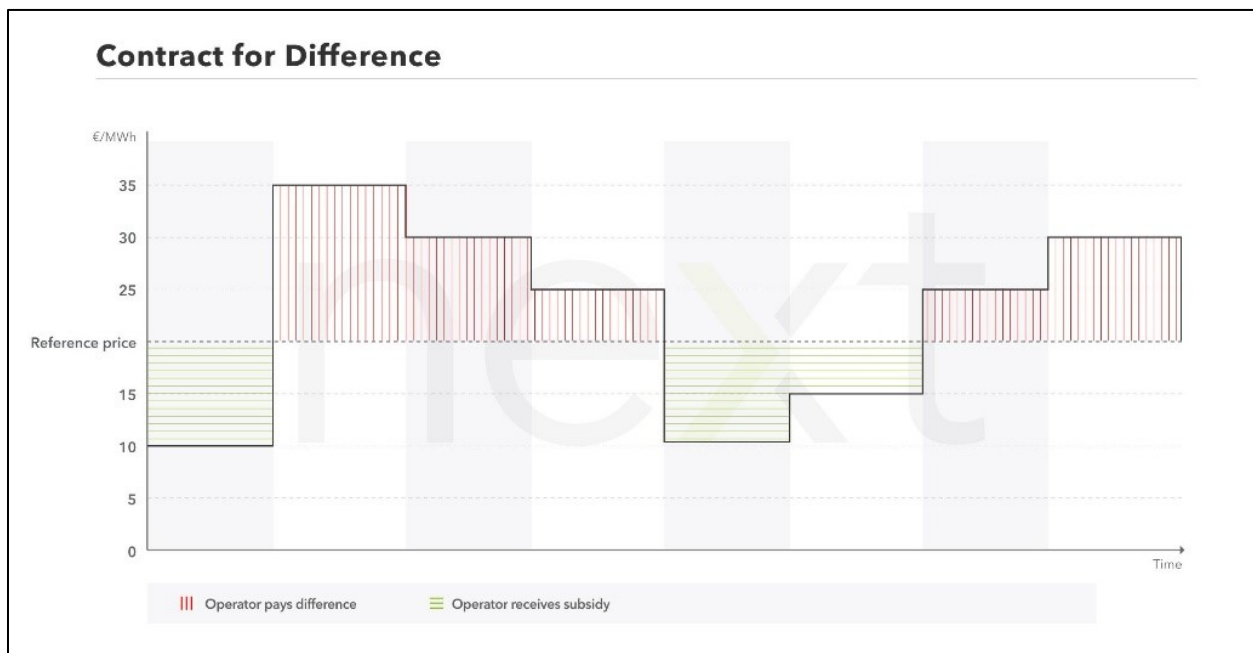
Høringen om fremtidig elmarkedsdesign

23. januar åpnet altså Kommisjonen en høring om fremtidig elmarkedsdesign (høringen var i utgangspunktet ventet før jul, men ble forsinket). I Kommisjonens høringsdokument vises det til at dagens elmarkedsdesign ikke har greid å beskytte husholdninger, bedrifter og industri mot volatilitet og svært høye energiregninger. Målet er å i større grad skjerme disse gruppene fra de store svingningene i prisene. Rent konkret vil dette gjøres i form av revideringer i elektrisitetsdirektivet (direktiv 2019/944), elektrisitetsforordningen (2019/943) og REMIT-forordningen (1227/2011).

I høringsdokumentet viser Kommisjonen til at det trengs bedre insentiver til bruk av langsiktige kontrakter. Dette kan enten være kraftkjøpsavtaler eller toveis differansekontrakter.

Når det gjelder kraftkjøpsavtaler (power purchase agreements), er det en utfordring at disse har en lav markedsandel i dag. Økningen av denne typen avtaler er konsentrert i enkelte medlemsland, og i stor grad brukt av større selskaper.

Toveis differansekontrakter (two-way contracts for difference, «two-way CfDs») brukes typisk når det er behov for offentlig støtte til investeringer. Kontraktene innebærer at produsentene får en sikker inntekt uavhengig av det kortsiktige markedet. Skulle elektrisitetsprisen bli høy, vil den overskytende inntekten tilfalle staten (se figur under). Det er nå en mulighet til å integrere differansekontrakter i EUs framtidige elmarkedsdesign.



EU-høringen omfatter også alternativer til gass for å balansere de europeiske strømmarkedene. Dette kan blant annet innebære å styrke konkurransevilkårene i markedet for forbruker-fleksibilitet og energilagring.

I fjor høst vedtok EU blant annet midlertidige regler om et inntektstak for elektrisitetsprodusenter med lave operasjonskostnader (omtalt over). I høringen ønsker Kommisjonen tilbakemelding på om elementer av krisereglene skal bli en permanent del av EUs elmarkedsdesign.

Så langt ser det ikke ut til å bli lagt opp til forslag om store inngrep i selve engrosmarkedet, slik det fungerer i dag.

Skrevet av energiråd Ragnar Semundseth, med god hjelp av kollegaer i Oslo og Brussel.



Ragnar Semundseth
Counsellor for Energy
Norges delegasjon til EU – Mission of Norway to the EU
Office: +32 (0)2 238 7445
Mobile: +32 (0)474 98 30 25 / +47 918 03 950
[www \(NO\)](#) - [www \(EN\)](#) - [Facebook](#) - [Twitter](#) - [Instagram](#)