



Rapport utarbeidet for Umhvørvis- og vinnumálaráðið og Umhvørvisstovan

Prosjekt: Reform av kraftsystemet på Færøylene

## Rapport

Forfattere  
Hanne Staff Goldstein  
Stian Hackett  
Petter Longva

Dato  
22/01/2021

E-post  
hanne.goldstein@afry.com

Prosjekt ID  
125000809-001

Rapport ID  
R-2021-001

ISBN: 978-82-8232-242-3

Kunde  
Umhvørvis- og vinnumálaráðið og Umhvørvisstovan

## Reform av kraftsystemet på Færøyene

## Innhold

1	Introduksjon.....	8
1.1	Det færøyske kraft- og energisystemet i dag.....	8
1.1.1.	Energi- og kraftforbruk.....	8
1.1.2.	Kraftproduksjon.....	9
1.1.3.	Nett.....	10
1.1.4.	Organisering av kraftsystemet.....	10
1.2	Planer for omlegging av kraft- og energisystemet.....	11
1.3	Tidligere studier.....	11
1.3.1.	Produksjonssammensetning i 2030.....	11
1.3.2.	Strømnett og systemstabilitet i 2030.....	12
1.4	Målet med omorganisering.....	13
2	Designprinsipper for kraftmarkeder.....	14
2.1	Overordnede mål og prinsipper.....	14
2.2	Oversikt over kraftsektoren.....	16
2.3	Rammer for markedet.....	17
2.3.1.	Tredjepartstilgang og konkurranse.....	17
2.3.2.	Skille mellom konkurranseutsatt virksomhet og monopol.....	18
2.3.3.	Reguleringsmodell for monopoler.....	18
2.3.4.	Eierskap.....	19
2.4	Markeder og prissetting.....	20
2.4.1.	Engrosmarkedet for kraft.....	20
2.4.2.	Detaljmarkedet.....	22
2.4.3.	Nettariffer.....	23
2.5	Virkemidler for politiske målsettinger.....	25
2.5.1.	Virkemidler for avkarbonisering.....	25
2.5.2.	Betaling for kapasitet og forsyningssikkerhet.....	26
3	Et fremtidig kraftmarked på Færøyene.....	28
3.1	Oppsummering og oversikt.....	28
3.2	Roller og rammer for markedet.....	31
3.2.1.	Netteierskap.....	31
3.2.2.	Økonomisk reguleringsmodell.....	31
3.2.3.	Systemdrift og eierskap av produksjonsressurser.....	32
3.2.4.	Sektormyndighet.....	34
3.2.5.	Investeringsbeslutninger.....	34
3.2.6.	Handelsfunksjon.....	34
3.3	Markeder og drift.....	35
3.4	Priser til produsenter og forbrukere.....	37
3.4.1.	Produsentpriser.....	37
3.4.2.	Leveranse og priser til slutt kunder.....	37
3.5	Nettariffer.....	39
3.6	Veien videre: Mot full avkarbonisering.....	41

## Sammendrag

Det er et politisk mål å gå bort fra fossile brensler og over til fornybare energikilder på Færøyene. Det pågår nå et arbeid med å utforme en ny energi- og klimapolitikk som skal gjelde frem til 2030, med sikte på å redusere de samlede utslippene av klimagasser med omkring 50% i forhold til i dag. Dette skal oppnås gjennom en omlegging til elektrisitet i alle sektorer, noe som ifølge Umhvørvisstovans framskrivning vil medføre en økning i kraftforbruket fra i underkant av 400 GWh i dag til nærmere 1 TWh i 2030. I tillegg skal den termiske kraftproduksjonen fases ut gjennom storstilt utbygging av vind-, sol- og pumpekraft.

Kraftsystemet på Færøyene er i dag dominert av ett kommunalt eid selskap, Eifelagið Streymoy-Eysturoy-Vágar (SEV). I tillegg til å være netteier og systemoperatør, eier også SEV det meste av kraftproduksjon på Færøyene, bestående av seks vannkraftverk med magasin, fire dieselkraftverk og tre vindkraftverk<sup>1</sup>. De ulike produksjonstypene står for henholdsvis ca. 30%, 50-60% og 15% av den totale produksjonen.

Myndighetene har fastsatt mål for hvor mye vindkraft som skal bygges ut. Dette legges ut på anbud, og aktuelle utbyggere konkurrerer om kontrakten basert på en omvendt auksjon der tilbyderer med lavest kraftpris vinner. Den som vinner auksjonen, vil få en avtale om en fast pris på produsert energi som varer i 20 år. Sluttbruker betaler også en fast pris på strøm, som fastsettes av SEV én gang i året. Prisene er fordelt etter ulike kundegrupper. Det er også SEV som selger/fordeler strøm til sluttbruker.

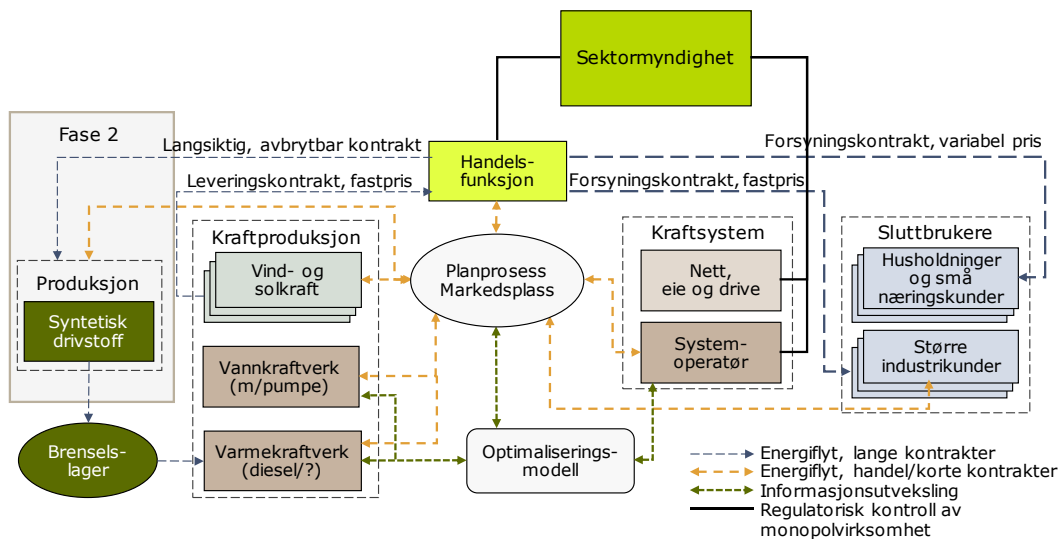
Omleggingen av det færøyske kraftsystemet vil redusere klimagassutslippene og dermed hjelpe Færøyene til å oppnå sine klimamålsettinger, og er i tillegg forventet å føre til lavere energikostnader. I utgangspunktet krever ikke en slik omlegging en samtidig omorganisering av kraft- og energisystemet, men omleggingen vil kreve store investeringer der en ønsker tilgang på privat kapital. Ønsket om omorganisering er i tillegg basert på en forventning om at organisering etter markedsprinsipper – i hvert fall innenfor enkelte deler av systemet – vil føre til økt innovasjon, mer effektiv utbygging og dermed lavere og mer transparente priser for sluttbrukerne.

Vi kan se på reformen i den færøyske kraftsektoren i to faser. I første fase benyttes de samme ressursene som nå, det vil si i hovedsak vannkraft og dieselkraftverk, til balansering av kraftsystemet. Maritim transport og fiskeflåten benytter fortsatt fossilt drivstoff. Etter hvert som man går videre mot en full avkarbonisering av det færøyske samfunnet, må imidlertid også dette drivstoffet skiftes ut. Det blir da nødvendig å enten importere flytende drivstoff basert på fornybare kilder, eller å investere i slik produksjon på Færøyene. Dette er et strategisk valg som potensielt kan ha stor innvirkning på kraftsystemet. Dersom man velger produksjon av grønt drivstoff på Færøyene, vil det åpne for og langt på vei nødvendiggjøre en videreutvikling av systemet fra den første fasen. Hvor tidlig en må ta slike strategiske beslutninger er avhengig av tempoet i prosessen. Vi har fokusert primært på den første fasen, men mener at de foreslåtte løsningene er robuste for en videre utvikling, uansett hvilken strategi som velges.

I forhold til de fleste markedene som er opprettet, er forbruket på Færøyene veldig lite. Det betyr at en kan få problemer med å etablere mange nok bedrifter og institusjoner som har en tilstrekkelig størrelse, kompetanse og finansiell styrke til å fungere godt innenfor en «standard» markedsmodell. En får også utfordringer med at hver enkelt produksjonseenhet er stor i forhold til totalmarkedet og noen ganger må drives med en lastfaktor som ikke er optimal. Vi mener likevel at det er grunnlag for en stegvis reform som vil gi en bedre ressursutnyttelse. Første steg vil være å åpne for fri handel mellom uavhengige aktører ved å etablere funksjoner og strukturer som stiller aktørene likt i konkurransen.

<sup>1</sup> Det ene av disse vindkraftverkene, Vestmanna kraftverk (2 MW), er eid av det private selskapet Røkt. Det ble også installert 6,3 MW vindkraft på Suðuroy i 2020 som ikke er med i denne oversikten.

Figur 1 gir en oversikt over rolleinnelingen og oppgavene i den foreslåtte modellen<sup>2</sup>.



Figur 1: Oversikt over foreslått markedsmodell.

Den sentrale styringen som Umhvørvisstovan har, bør styrkes. Det bør vurderes om funksjonen skal skilles ut som en egen sektormyndighet med overordnet ansvar for blant annet energistrategi, reformprosess, utvikling av fornybar kapasitet, godkjenning av større investeringer, etablering av markeder og prispolitikk.

Systemoperatøren bør få ansvar for å drifte, styre og eie alle de regulerbare produksjonsressursene, det vil si vannkraftverk og dieselmotorkraftverk, i tillegg til drift og balansering av kraftsystemet. I driften av et kraftsystem med stor variasjon i tilgangen på vind- og solkraft og på pumpekapasitet, hvor en også tar hensyn til at dieselmotorkraftverkene skal brukes så lite som mulig, må det tas daglige beslutninger om driftsstrategi: Skal vannkraftverkene produsere eller pumpe, og skal dieselmotorkraftverkene brukes eller ei? Systemoperatøren må altså løpende vurdere om de ulike regulerbare ressursene skal brukes til produksjon og/eller reservehold. Det blir svært vanskelig å lage fleksible nok driftsavtaler med tredjepart som ikke innebærer en ren leasing. Dessuten vil systemoperatøren gjennom driften se behov for videreutvikling av anleggene, og da er en leasingavtale også vanskelig å etablere. Hvis disse kraftverkene eies av andre enn systemoperatør, vurderer vi det slik at dette kan svekke effektiviteten av både drifts- og investeringsprosessene.

Med denne organiseringen vil systemoperatøren få en dominerende posisjon, selv om en selger ut all vindkraften. Dette kan dempes ved å eventuelt skille ut rollen som eier og vedlikeholder av kraftnettet. Systemoperatøren blir da en såkalt Independent System Operator (ISO), noe som er vanlig praksis utenom Europa.

Videre bør det etableres en offentlig institusjon, her kalt en handelsfunksjon, i nært samarbeid med sektormyndigheten. De formidler kraft på kontrakter, men har ingen operative funksjoner, og skal i minst mulig grad ta kommersiell risiko. Handelsfunksjonen skal fremme utviklingen av markedet for langsiktige kontrakter og legge til rette for direkte salg av kraft fra produsenter til forbrukere. Handelsfunksjonen etablerer kontrakter med utbyggere av ny fornybar energi (som vind- og solkraft) gjennom auksjoner. En ny prismodell vil ikke gjelde gamle kontrakter, men det kan ordnes hvis en bruker auksjon i restruktureringen av eksisterende vindkraft i forbindelse med omstruktureringen av

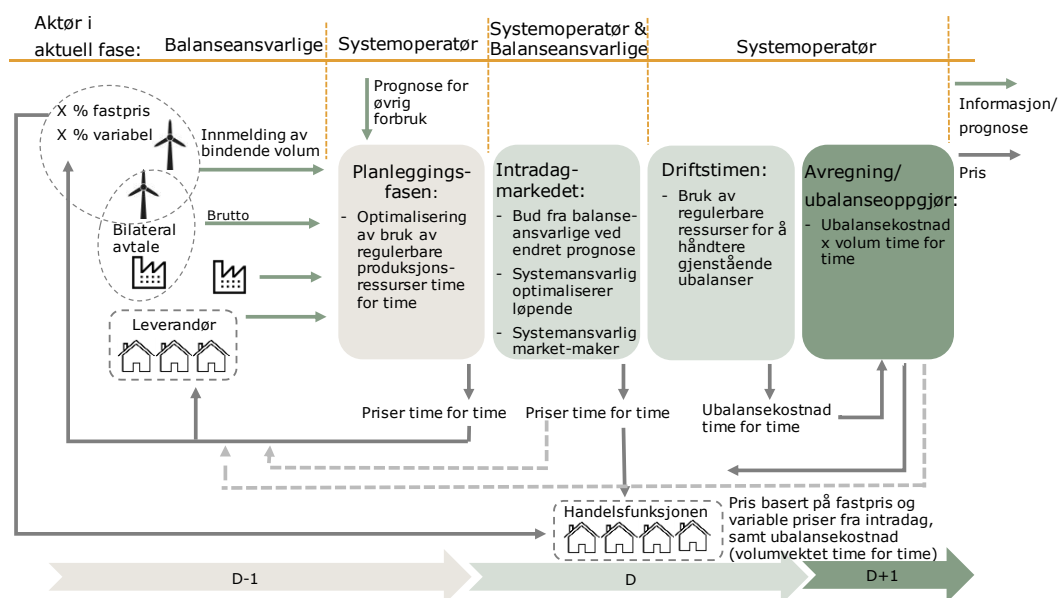
<sup>2</sup> Hvert rektangel representerer en funksjon (en oppgave) som kan dekkes av ulike institusjoner, mens hver farge representerer én institusjon eller type institusjon. I figuren innehas dermed rollene systemoperatør og produsent av vannkraft og termisk kraft av samme institusjon.

funksjonene. Utbyggere<sup>3</sup> tilbys langsiktige fastpriser ved investeringsbeslutning, men kun for en del av volumet hver time (opp til f.eks. 70 % av installert produksjonskapasitet). Produksjon utover dette vil få variable priser som er beregnet gjennom systemoperatørens optimalisering time for time.

Uavhengige produsenter må være balanseansvarlige. Balanseansvaret innebærer at de plikter å produsere eller forbruke kraft i henhold til en plan som meldes inn til systemoperatøren, for eksempel dagen før driftsdøgnet. Store forbrukere og aktører som opptrer på vegne av mindre kunder kan også være balanseansvarlige.

Det bør i prinsippet åpnes for muligheten til å etablere seg som uavhengig strømleverandør. Uavhengige leverandører kan bidra til bedret konkurranse, et lavere prisnivå, og et større utvalg av prisprodukter for forbrukerne (fastpris, timesvarierende pris, maksprisgaranti, etc.) Samtidig ser vi betydelige utfordringer med å finne en levedyktig modell for rene strømleverandører i et så lite system. For å gjøre terskelen lavere kan uavhengige produsenter med balanseansvar levere kraft direkte til forbrukere, og leveransen inngår da i produsentens ubalanseoppgjør. På grunn av utfordringene med å etablere slike ordninger kan det tenkes at mange forbrukere ikke vil være knyttet til en uavhengig kraftleverandør. Disse vil da få kraft levert gjennom handelsfunksjonen. Kraftprisen for disse er foreslått å være kostnadsbasert og inkludere ubalansekostnader. Den forventes å variere noe time for time, men ikke like mye som en variabel spotpris i et normalt kraftmarked.

På Færøyene er det ikke mulig å etablere et troverdig døgnmarked. Når prisen ikke er null, vil det alltid være systemoperatøren som er den marginale leverandøren og dermed setter prisen. Vi foreslår derfor at planleggingen skjer ved at produsentene og balanseansvarlige forbrukere melder inn prisuavhengige volumer uten en forutgående beregning av markedspriser. Figur 2 viser den løpende, daglige prosessen, kalt 'planprosess, markeds plass' i Figur 1. Her er det systemoperatøren og de balanseansvarlige som deltar.



Figur 2: Den løpende, daglige prosessen

Proessen starter med at de balanseansvarlige melder inn bindende planer for produksjon og forbruk per time i kommende døgn. Som figuren viser kan balanseansvarlige være

<sup>3</sup> Hvem som helst vil i denne modellen kunne bygge ut kraft for å bruke den selv eller selge den direkte til forbrukere og bruke intradagmarkedet til å balansere porteføljen. En konsesjonsordning må derfor være uavhengig av kontraktene. Datasystemenes evne til å håndtere målinger fra små enkeltkunder kan gi en begrensning i muligheten for direkte salg til dem.

uavhengige produsenter, eventuelt med bilaterale avtaler med andre aktører, store forbrukere eller kraftleverandører (med eller uten egen produksjon).

Deretter planlegger systemoperatøren bruk av de regulerbare ressursene basert på de innmeldte planene, en prognose for kunder som ikke har balanseansvarlig, magasinbeholdning, værmelding, etc. Valget av strategi, og særlig bruken av pumpekraftverkene, er beslutninger som krever komplekse og tidskritiske analyser som neppe kan utføres tilfredsstillende uten avansert beslutningsstøtte. Systemoperatøren bør derfor få utarbeidet en optimaliseringsmodell av stokastisk dynamisk type som kan benyttes til dette.

Modellberegningene vil også gi et sett av skyggepriser, dvs. priser som systemoperatøren ville være villig til å kjøpe og/eller selge kraft for i hver time framover. Prisene danner grunnlaget for intradagmarkedet, som er den eneste markedsplassen i dette forslaget. Systemoperatøren vil være market-maker<sup>4</sup>, spille en avgjørende rolle i intradagmarkedet, og vil trolig være motpart i de fleste transaksjonene. Markedet åpner når systemoperatøren kunngjør resultatet fra produksjonsplanleggingen, inkludert modellresultater.

Prisene fra optimaliseringen ved åpningen av døgnet gis til vindkraftprodusentene for produksjon ut over terskelen på f.eks. 70%. De vil fremdeles ha insentiv til å produsere mest mulig og tilby produksjonen til markedet, men når det er overskudd på kraft, og prisen er forventet å være lav, er insentivet svakt. Da kan de heller velge å holde tilbake produksjon, og vente på bedre vindprognoser. En kan, uten stor risiko og med håp om bedre intradagpriser, vente med å selge, og hvis det blåser mindre enn forventet, vil en unngå betaling for ubalanse. Den viktigste grunnen til å innføre et slikt system med markedspris på marginen<sup>5</sup>, er imidlertid at systemoperatøren ikke får store utlegg til tilbakekjøp når det er et overskudd. Samtidig reduseres investeringsrisikoen for vindkraftprodusentene, siden investeringen kan sikres gjennom fastpriskontrakten.

Intradagmarkedet er et kortsiktig marked, der de balanseansvarlige aktørene gis anledning til å korrigere forpliktelsene sine, for eksempel hvis værprognosene endrer seg. Intradagprisene vil bli justert løpende etter hvert som ny informasjon kommer inn fram til markedet stenger før driftstimen. Gjennom rollen som market-maker blir systemoperatørens prispolitikk helt transparent. De må til enhver tid publisere de prisene de er villig til å kjøpe og selge for, og begrensningen i spread gjør at myndighetene kan kontrollere hvor mye de tjener på å handle. Dette gjør det vanskeligere for dem å misbruke den dominerende posisjonen de har.

Etter at intradagmarkedet er stengt, er det systemoperatøren som ivaretar den momentane balansen mellom forbruk og produksjon i systemet. Ubalanser kan oppstå både fordi produksjon og forbruk ikke ble nøyaktig som prognosert, eller grunnet feil i nettet, på produksjonsenheter eller hos store forbrukere. Etter driftsdøgnet må de balanseansvarlige aktørene kompensere systemoperatøren for kostnadene med å korrigere slike ubalanser.

I tillegg til kraftprisen, må aktører som er tilknyttet nettet betale nettatiffer og eventuelle avgifter. Vi mener at det er gode argumenter for at produsenter ikke betaler tariffen eller anleggsbidrag – iallfall ikke før behovet for etablering av ny kraftproduksjon i stor grad er fylt opp. Ett mulig unntak er energiledd for å dekke lokalt nettap. Vi anbefaler videre at det innføres en regel om anleggsbidrag, men med et betydelig bunnfradrag som sikrer at bare svært dyre tilknytninger bidrar til å betale for egne nettinvesteringer.

Forbrukere – både små og store – må derimot betale nettleie. Nettleien kan brukes aktivt til å styre forbruk og produksjon til perioder som er gunstig både med tanke på belastning i nettet og balansen i systemet. Dette kan redusere behovet for energilagring, og blir særlig viktig når prissignalet fra kraftmarkedet er svakt. Vi er i favør av en modell som i begrenset

<sup>4</sup> En market-maker stiller salgs- og kjøpspriser som de andre markedsdeltakerne kan handle på.

<sup>5</sup> Det vil si at alle aktørene får samme pris, normalt satt av den siste produksjonsressursen som må til for å dekke forbruket

grad tar sikte på å forsterke insentivene til omlegging fra fossilt til fornybar kraft, men som i størst mulig grad tar sikte på å gi riktige prissignaler om bruken av nettet. Insentiver til for eksempel bygging av solkraftanlegg på eget tak, bør heller gjøres eksplisitt gjennom direkte ordninger. Dette betyr at en forholdsvis stor andel av tariffen for sluttbrukere bør knyttes til kundenes effekt i systemets makslasttime. En vanlig måte å utforme effektledet på er såkalt time-of-use (TOU) tariff, hvor prisen pr kWh/h varierer over døgnet og mellom sesonger.

Det vil være nødvendig med overordnede rammer og økonomisk regulering av monopolvirksomhetene, og da særlig nettselskapet. Vi foreslår å etablere en økonomisk reguleringsmodell som både a) begrenser lovlig inntekt og beskytter kundene, men som samtidig gir nettselskapet økonomisk evne til å investere i nødvendig nytt nett, og b) inkluderer en effektivitetsvurdering. Hva gjelder sistnevnte, kan både benchmarking, nettnyttmodell og forhandling være relevant, også i kombinasjon. Det vil åpenbart ikke være mulig å gjennomføre en benchmarking for nett på Færøyene alene. Imidlertid kan man sammenligne netteieren med nettselskaper i andre land, for eksempel ved å gjennomføre en skyggeberegning mot norske nettselskaper i NVEs effektivitetsmodell. Kostnader og lovlig inntekt knyttet til systemoperatøren bør behandles separat. Kostnadene for systemdrift omfatter personell, systemkostnader, kostnader for kjøp av balanse og systemtjenester, samt ordinære driftskostnader. Vi mener at det vil være mest hensiktsmessig å basere lovlig inntekt for systemdrift på forhandlinger mellom sektormyndigheten og systemoperatøren.

Som nevnt vil produksjon av flytende drivstoff på Færøyene åpne for og langt på vei nødvendiggjøre en videreutvikling av systemet fra den første fasen. Det kan bli nødvendig å etablere en daglig auksjon i forkant av produksjonsplanleggingen, siden valget mellom pumping og brenselproduksjon bestemmes av en pris som ikke så lett kan estimeres av systemoperatøren. Det blir også viktigere å mobilisere fleksibilitet fra vindkraft og sluttbrukere av elektrisitet. Når det er stort overskudd i en enkelt time, kan vindkraften være med på å sette (en veldig lav) pris. I en underskuddssituasjon kan forbrukere være marginal leverandør og sette (veldig høye) priser gjennom forbruksreduksjon. I mange timer vil imidlertid dieselkraftverkene eller vannkraftverkene<sup>6</sup> fremdeles være den marginale leverandøren og sette prisen. Dette involverer flere aktører og forutsetter en planlegging som ikke kan vente til intradagmarkedet. Det mest naturlige vil være en døgnmarkedsauksjon midt på dagen, slik som i det europeiske markedet, der en også prøver å integrere bruken av fornybar produksjonskapasitet til reservehold.

---

<sup>6</sup> Vannverdien i vannkraftverkene magasiner speiler marginalkostnaden i de andre kraftkildene i de timene en kan regne med å produsere.



# 1 Introduksjon

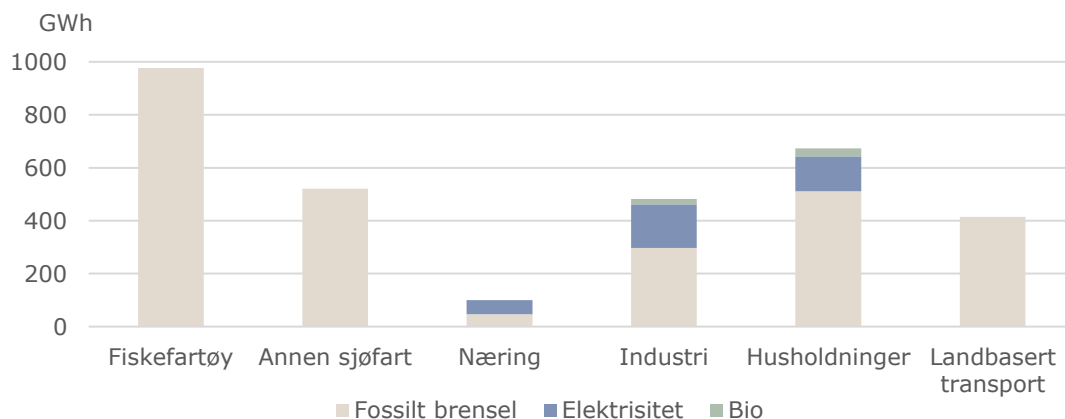
I dette kapittelet gjennomgår vi først det færøyske kraft- og energisystemet slik det ser ut i dag. Deretter redegjør vi kort for planene om omlegging av kraft- og energisystemet fra å være basert i stor grad på fossile brenslers, til å bli et betydelig grønnere og mer fornybart system. Vi oppsummerer også noen tidligere studier som er gjort av hva en slik omlegging innebærer. Til slutt oppsummerer vi målet med omorganiseringen og noen sentrale spørsmål som man må ta stilling til i det videre. Hensikten er å berede grunnen for en god diskusjon av aktuelle løsninger på Færøyene i senere deler av rapporten.

## 1.1 Det færøyske kraft- og energisystemet i dag

Kraftforsyningen på Færøyene i dag basert på omtrent 50-60 % oljefyrte termiske kraftverk, omkring 15% vindkraft og omtrent 30 % vannkraft. Det er imidlertid gode vindressurser, og planer om storstilt utbygging av vindkraft for å fase ut den termiske kraftproduksjonen<sup>7</sup>. I tillegg er bruken av fossile brenslers høy i alle sektorer, inkludert transport, industri, fiskeri, sjøfart og til romoppvarming i bygg. Planene om avkarbonisering av det færøyske samfunnet inkluderer dermed en omlegging til elektrisitet basert på fornybar kraftproduksjon i alle sektorer.

### 1.1.1. Energi- og kraftforbruk

Totalt energiforbruk på Færøyene var ca. 3 200 GWh i 2019, hvorav litt over 90% ble dekket av fossilt brensel. Figur 3 viser energiforbruket fordelt på fossilt brensel, bioenergi og elektrisitet innenfor ulike sektorer<sup>8</sup>. Fiskeri utgjør en stor næring på Færøyene, og fiskeflåten representerer det største forbruket av fossilt brensel.



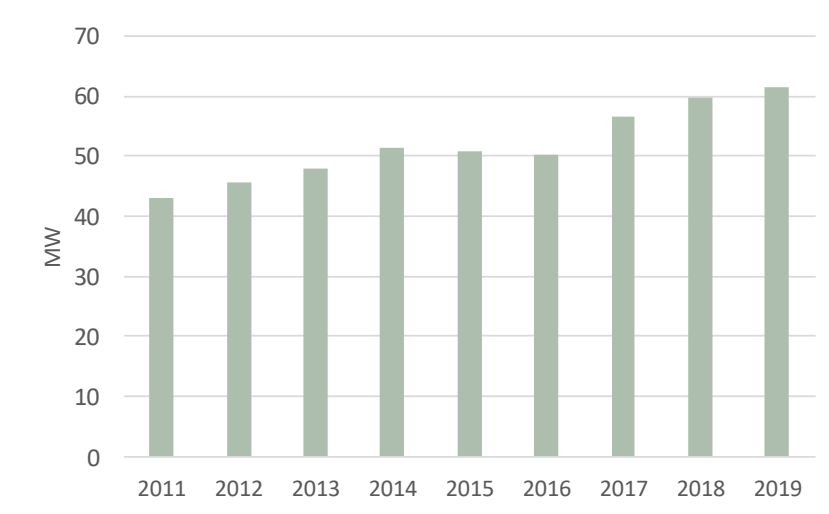
Figur 3: Energiforbruket i 2019 innenfor næring-, industri-, bolig- og transportsektorene fordelt på energibærere. Ca. 60 % av elektrisiteten produseres fra fossile kilder.

Kraftforbruket på Færøyene har steget jevnt de siste årene, og var i 2019 på rundt 350 GWh. Kraftforbruket er typisk høyere på høsten og vinteren enn på våren og sommeren. I 2019 lå forbruket på rundt 35 GWh per måned i september-januar, rundt 30 GWh per måned i februar-mai, og rundt 27 GWh per måned i juni-juli. Også makslasten, dvs. det maksimale kraftforbruket som inntreffer på en og samme tid, har vært økende. I 2019 var

<sup>7</sup> I perioden 2020-2022 blir det installert 42 MW vindkraft, hvorav 6 MW ble installert i 2020. Dette er forventet å øke vindkraftproduksjonen fra ca. 60 GWh/år i dag til omkring 200 GWh/år i 2022, eller øke andelen vindkraft fra omkring 15% til omkring 50% av total kraftproduksjon.

<sup>8</sup> Tall fra Umhvørvisstovan.

makslasten i hovedsystemet<sup>9</sup> (Meginøkið) på like i overkant av 60 MW i desember måned<sup>10</sup>. Figur 4 viser største registrerte kraftforbruk i hovedsystemet i perioden 2011-2019.



Figur 4: Største registrerte kraftforbruk i hovedsystemet (Meginøkið).

### 1.1.2. Kraftproduksjon

I likhet med forbruket har kraftproduksjonen på Færøyene vært stigende de siste årene, og var i 2019 på totalt 385 GWh.

Omtrent 30 % av kraftproduksjonen kommer fra de totalt seks vannkraftverkene på Færøyene. Tabell 1 viser en oversikt over vannkraftverkene med installert effekt per turbin, samt midlere årsproduksjon. Totalt installert vannkraftproduksjon er altså 39,3 MW, med en midlere årsproduksjon på ca. 114 GWh, ifølge SEVs oversikt. Alle vannkraftverkene har lagringsmulighet i vannmagasin, totalt 13 GWh til sammen<sup>11</sup>. Det klart største kraftverket er Eiði med sine tre turbiner og totalt 21,1 MW installert effekt, samt 6 GWh magasinkapasitet.

Navn	Turbin 1 (MW)	Turbin 2 (MW)	Turbin 3 (MW)	Middelproduksjon/år (GWh, totalt)	Magasinkapasitet (GWh)
Fossá	2,1	4,2		21,8	2,7
Heyga	4,8	-		12,4	0,6
Mýru	2,4	-		11,9	2,4
Eiði	6,7	6,7	7,7	60,4	6,0
Strond	1,4	-	-	2,7	0,02
Botni	1,1	2,2	-	4,6	0,4

Tabell 1: De seks vannkraftverkene på Færøyene er alle eid av SEV.

Produksjonen fra vannkraft varierer fra år til år, blant annet avhengig av tilsig gjennom regn og snøsmelting. I 2014 og 2015 var kraftproduksjonen fra vannkraft på henholdsvis 121 GWh og 134 GWh, tilsvarende henholdsvis 39 og 42 % av total kraftproduksjon, mens den i 2019 var på kun 104 GWh, tilsvarende 27 % av total kraftproduksjon.

I tillegg til vannkraften, er det foreløpig bygd ut tre vindkraftverk på Færøyene: Vestmanna vindkraftverk (2 MW) fra 2003, Neshagi vindkraftverk (4,5 MW) fra 2012 og Húshagi vindkraftverk (12 MW) fra 2014. Disse har siden 2015 utgjort omtrent 17 % av den totale kraftproduksjonen, dvs. ca. 60 GWh i gjennomsnitt per år. I tillegg ble det

<sup>9</sup> Det færøyske kraftsystemet består av 7 isolerte enheter, hvorav det sentrale systemet (Meginøkið) utgjør ca. 90%, Suðuroy ca. 10% og 5 små øyer utgjør under 1% av forbruket.

<sup>10</sup> I materialet vi har fått oversendt mangler det tall for januar-mars i 2019.

<sup>11</sup> <http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1250846/FULLTEXT01.pdf>

installert 6,3 MW vindkraft på Suðuroy i 2020<sup>12</sup>. Kraftproduksjon fra vindkraft er ikke regulerbar, og vindkraftverkene produserer når det blåser. I likhet med vannkraften er produksjonen størst i vintermånedene og lavere om sommeren. Vindkraften er i likhet med vannkraften eid av SEV, med unntak av Vestmanna kraftverk som er eid av det private selskapet Røkt.

Øvrig kraftproduksjon kommer i hovedsak fra fire oljefyrte termiske kraftverk – to i hovedsystemet og to på Suðuroy<sup>13</sup>. Disse utgjør omtrent 50-60 % av den totale kraftproduksjonen, dvs. fra ca. 150 GWh til nærmere 230 GWh i året siste ni årene. I enkeltår har produksjonen vært lavere, slik som i 2015 da den var nede i 126 GWh. Den termiske kraftproduksjonen kan tilpasses øvrig produksjon, og har typisk vært noe høyere på sommeren enn på vinteren. Dette til tross for at forbruket som nevnt er lavest i sommermånedene, men skyldes altså at vind- og vannkraft står for en større andel av produksjonen i vinterhalvåret. Det største oljefyrte kraftverket ligger i Sund. Dette har totalt 47 MW installert effekt fordelt på seks generatorer, hvorav de to største generatorene har 12,4 MW hver<sup>14</sup>.

### 1.1.3. Nett

Distribusjonsnettet på Færøyene er i hovedsak driftet på 60, 20 og 10 kV spenningsnivå, pluss noe på 6 kV. I tillegg kommer lavspentnettet på 400 V som fordeler strømmen til husholdninger og næringskunder. Suðuroy og hovedsystemet Meginøkið er ikke sammenkoblet per i dag, men det foreligger planer om slik sammenkobling. Kraftsystemet er isolert fra omverden, uten mulighet til å overføre kraft til eller fra øygruppen.

### 1.1.4. Organisering av kraftsystemet

Kraftsystemet på Færøyene er i dag dominert av ett selskap. Dette selskapet heter SEV, ble stiftet i 1946 og er eid av alle de 29 kommunene på Færøyene. SEV er per i dag netteier, systemoperatør, og samtidig største (og omtrent eneste) kraftprodusent. I tillegg fastsetter SEV strømpriser og selger/fordeler strøm til sluttbrukere. SEV eier også 50 % av fjernvarmenettet i Tórshavn, som benytter spillvarme fra det kommunale søppelforbrenningsanlegget i Tórshavn, Sundsverket og Biogassverket FÖRKA.

Opgaven som systemoperatør innebærer blant annet å balansere forbruk og produksjon for å opprettholde stabil frekvens på 50 Hz til enhver tid, samt å overvåke og håndtere overføringsbegrensninger i nettet. For å løse disse oppgavene planlegger SEV produksjonen for å matche forbruket, og regulerer produksjonen opp eller ned gjennom driftsdøgnet ved behov. Regulerkraft<sup>15</sup> leveres i dag av oljekraftverkene på Sund (Sundsværkið) og i Vági (Vágsverkið) og fra vannkraftverkene i Vestmanna, Eiði og Suðuroy. Det er i tillegg planer om utbygging av pumper tilknyttet vannkraftverket i Vestmanna og muligvis Suðuroy, for å benytte overskuddskraft til å pumpe vann fra lavere til høyere liggende magasin. I forbindelse med vindkraftutbyggingen installeres det også noen batterier, samt en synkronkompensator på Suðuroy. Dette skal bidra til å stabilisere nettet.

I tillegg til å være netteier og systemoperatør, eier også SEV det meste av kraftproduksjon på Færøyene. Unntaket er vindkraftverket i Vestmanna (2 MW) som eies av det private selskapet Røkt. Myndighetene har, i tett samarbeid med SEV, fastsatte mål om hvor mye vindkraft som skal bygges ut. Dette legges ut på anbud, og aktuelle utbyggere konkurrerer om kontrakten basert på en omvendt auksjon der tilbyderen med lavest kraftpris vinner.

<sup>12</sup> Tilknyttet batteri og synkronkompensator vil bli installert i 2021.

<sup>13</sup> Hvorav den ene, Trongisvágur, kun har 2 MW installert effekt.

<sup>14</sup> <http://www.sev.fo/Default.aspx?ID=152>

<sup>15</sup> Regulerkraft benyttes av systemoperatøren (SEV på Færøyene), og inkluderer både raske, automatiske primærreserver, som benyttes til å holde frekvensen i kraftsystemet stabil, og tregere sekundær- og tertiærreserver, som både benyttes til å avlaste primærreservene, til å hindre overbelastninger i nettet i eller tett opp mot driftsøyeblikket, og til å balansere forbruk og produksjon i planleggingsfasen opp mot driftstimen.

Den som vinner auksjonen, vil få en avtale om en fast pris på produsert energi som varer i 20 år. Sluttbruker betaler også en fast pris på strøm, som fastsettes av SEV én gang i året.

## 1.2 Planer for omlegging av kraft- og energisystemet

Det er et politisk mål å gå bort fra fossile brensler og over til fornybare energikilder på Færøyene. Oljekjeler til romoppvarming skal fases ut og erstattes med elektrisk oppvarming, hovedsakelig basert på varmepumper. Bilparken skal skiftes ut og gjøres elektrisk. Industriprosesser skal legges om fra fossile energikilder til grønn energi. Samtidig har Landsstyret satt et konkret mål om at all kraftproduksjon skal være fossilfri innen 2030.

Det pågår nå et arbeid med å skrive en ny energi- og klimapolitikk på Færøyene, som skal gjelde frem til 2030. Målet vil bli å redusere de samlede færøyske utslipp av klimagasser med omk. 50% i 2030 i forhold til i dag. Ifølge Umhvørvisstovans framskrivning vil dette medføre en økning i kraftforbruket fra i underkant av 400 GWh i dag til nærmere 1 TWh i 2030. Den største veksten er forventet å komme fra landbasert transport og fra omlegging av industrien inkludert vekst, men også omlegging av oppvarming fra olje til strøm via varmepumper vil medføre stor vekst i kraftforbruket.

Veksten og omleggingen skal møtes gjennom utbygging av vind- og solkraft, samt pumpekraft tilknyttet eksisterende vannkraftverk. Dette vil på sin side kreve forsterkninger av strømmettet. Tidligere studier har pekt på at det også vil være behov for fleksibilitet på forbrukersiden, muligens batterier for lagring og balansering, samt å beholde noen dieselgeneratorer som back-up i tilfelle feil på andre produksjonsenheter. Disse kan bruke fornybart drivstoff, eventuelt etter ombygging.

## 1.3 Tidligere studier

Det er blitt utført en rekke studier som har sett på ulike aspekter ved omleggingen. Disse er oppsummert i Dansk Energis dokument «Energilagring på Færøerne Teknisk opsamlingsrapport» fra 2018.

Blant annet er det sett på ulike teknologier for energilagring, alternative produksjonsformer og fleksibilitet i strømforbruket. Pumpekraftverk synes å være den mest aktuelle formen for energilagring i første omgang. Etter hvert kan elbiler og solcelleanlegg kombinert med batterianlegg i husholdninger spille en rolle. Når det kommer til alternative produksjonsformer, er både solceller og tidevannsturbiner vurdert som attraktive teknologier på Færøyene, men tidevannsturbiner krever mer teknologisk utvikling. Elbiler, varmepumper og fjernvarmesystemer vil alle kunne bidra til fleksibilitet med tidsintervaller fra noen timer opp til uker, og elbiler vil etter hvert kunne bidra til å opprettholde systemstabiliteten<sup>16</sup>.

I tillegg er det gjort modellbaserte analyser av produksjonssammensetningen, nettbehov og systemstabilitet frem mot 2030. Vi oppsummerer disse kort under.

### 1.3.1 Produksjonssammensetning i 2030

Norconsult og Ea Energy Analyses gjorde to separate studier i 2018, som begge vurderte behov for å utvide Mýrarna og Heygadal vannkraftverk<sup>17</sup> (inkludert magasinene og pumping mellom dem), gitt ulik andel vind- og solkraft i 2030. I begge analysene er det lagt til grunn full elektrifisering av oppvarming og landbasert transport, samt 2 % årlig vekst i øvrig strømforbruk. Dette medfører at kraftbehovet øker fra ca. 315 GWh (i 2015) til ca. 600 GWh i 2030<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> Dansk Energi, 2018. Energilagring på Færøerne Teknisk opsamlingsrapport

<sup>17</sup> I Norconsults studie er det i tillegg lagt inn utvidelser av Eiðisverkið og Fossáverkið vannkraftverk.

<sup>18</sup> Veksten som er lagt til grunn stemmer bra med tidligere estimater fra det færøyske Handel- og Industridepartementet (2011), men er altså lavere enn de siste estimatene vi har fått fra færøyske myndigheter.

Norconsult har benyttet en modell som respekterer reelle begrensninger og tar hensyn til at fremtiden er ukjent, men der driften må basere seg på kjøreregler. Modelleringen er dermed en produksjonssimulering av tenkte tilfeller basert på historiske data for tilsig, vind og sol<sup>19</sup>. Norconsults hovedalternativ innebærer utbygging av 235 MW vindkraft, 39 MW solenergi og 134 MW vannkraft. 184 GWh/år brukes til pumping av vann, som kommer i tillegg til øvrig kraftforbruk. Hovedalternativet medfører videre at 283 GWh/år går til spille, primært på grunn av vannmangel<sup>20</sup>, noe som tilsvarer 33 % av produksjonen fra sol- og vindkraft.

Norconsult har i tillegg sett på en rekke alternative utbyggingsscenarioer, de fleste med samme mengde pumping og minst like mye spill av sol- og vindkraft. Den laveste investeringskostnaden (2,8 mrd. NOK, mot 4,1 mrd. NOK i hovedalternativet) er estimert for et scenario kalt «Alt. 1a uten damøkning». I dette scenarioet er fornybarandelen 92,3 % (mot 100 % i hovedalternativet). Mengden vind- og solkraft er den samme som i hovedscenarioet, men i tillegg gjenstår 79 MW termisk kraftproduksjon som produserer 46 GWh/år. Pumpekraften er omtrent halvparten av den i hovedscenarioet, men til gjengjeld går desto mer av sol- og vindkraft, hele 42 %, til spille.

Ea Energy Analyses har på sin side benyttet en modell for økonomisk optimalisering som heter Balmorel. Hovedalternativet deres innebærer utbygging av 141 MW vindkraft, 75 MW solenergi og 48,5 MW vannkraft (inkludert 7 GWh økt magasinkapasitet). I tillegg kommer et pumpekraftverk på 58 MW. Simulert vannkraftutbygging er altså betydelig mindre enn i Norconsults hovedalternativ. Ea Energy Analyses forklarer dette med at Balmorel-modellen kun ser på ett år med normalt tilsig uten behov for eller mulighet til å lagre vann mellom år. Norconsults modell tar derimot hensyn til variasjoner i vær, og behov for å lagre vann fra et vått år til et tørt år. Dessuten muliggjør Balmorel-modellen investering i kontinuerlige (små) trinn, mens investeringer i Norconsults modell utføres i trinn tilsvarende hele anlegg. Både utbyggingsvolum og tilhørende investeringskostnad er derfor vesentlig lavere i Ea Energy Analyses sin studie enn i Norconsult sin.

### 1.3.2. Strømnett og systemstabilitet i 2030

Dansk Energi gjorde i 2017 en studie av behovet for investeringer i strømmettet, samt tiltak for å ivareta systemstabiliteten. Til dette benyttet de en modell av det færøyske kraftsystemet i simuleringverktøyet Power Factory. Simuleringer er gjort for situasjoner med lite og mye forbruk i henholdsvis 2025 og 2030 (maks 92 MW i 2030), samt antakelser om produksjon fra sol, vind og tidevann (totalt opptil 134 MW i 2030). Det er også lagt inn et pumpekraftverk i 2030 med 60 MW som enten kjøres i pumpe- eller i generatormodus.

Simuleringene viser at det vil bli behov for en rekke forsterkninger i nettet frem mot 2030 for å hindre overbelastning av komponenter. Ved utfall av forbruksenheter er det antatt at systemstabiliteten kan opprettholdes gjennom utkobling av tilsvarende mengde kraftproduksjon. Videre er systemstabiliteten testet ved utfall av største produksjonsenhet i de mest krevende driftssituasjonene. Dansk Energi konkluderer med at systemet vil være stabilt, også etter utfall. Det er imidlertid en rekke forutsetninger som må ivaretas<sup>21</sup>:

- Pumpekraftverket kan levere aktiv effekt på linje med et vannkraftverk både når det er i pumpemodus og i generatormodus.
- I mange situasjoner må flere vannkraftverk være i drift for å oppnå nok reservekapasitet i tilfelle utfall.

<sup>19</sup> Norconsult, 2018. 100 % fornybar kraft.

<sup>20</sup> Vi tolker vannmangel som situasjoner der pumpekraftverkets nedre magasin ikke kan tappes lenger ned. Dette kan oppstå i perioder med høy produksjon fra sol- og vindkraft relativt til forbruket, der mye vann allerede er pumpet opp fra nedre til øvre magasin. I tillegg kan perioder med lite nedbør og dermed lite tilgjengelig vann til pumping være problematisk.

<sup>21</sup> Dansk Energi, 2017. Stabilitet og utbygning af elnettet.

- For å hindre systemkollaps i de mest krevende driftssituasjonene vil det i tillegg kreves enten utkobling av forbruk eller dieselgeneratorer i drift.
- Variasjoner innenfor timen kan kreve at mer enn én dieselgenerator er i drift for å ivareta systemstabiliteten etter et utfall.

## 1.4 Målet med omorganisering

Et overordnet mål i færøysk energipolitikk er som nevnt å legge om det færøyske energisystemet fra å være basert på en høy andel fossile brensler i dag, til å bli et fornybart energisystem basert primært på sol- vind- og vannkraft. Dette vil både redusere klimagassutslippene og dermed hjelpe Færøyene til å oppnå sine klimamålsetninger, og er i tillegg forventet å føre til lavere energikostnader.

Dette er reflektert i eksisterende færøysk lovgivning på feltet, nærmere bestemt Lagtingslov No. 59, datert 7 Juni 2007 om produksjon, overføring og leveranse av elektrisitet (Electricity Production Act). Et sentralt mål i lovgivningen er at strømprisen ikke skal være høyere enn nødvendig. Bruk av fornybare energikilder skal fremmes, samtidig som forsyningssikkerheten blir ivaretatt.

I utgangspunktet krever ikke en slik omlegging en samtidig omorganisering av kraft- og energisystemet. Ønsket om omorganisering er basert på en forventning om at økt konkurranse – i hvert fall innenfor enkelte deler av systemet – vil føre til økt innovasjon, mer effektiv utbygging og dermed lavere og mer transparente priser for sluttkundene.

I elektrisitetsplanen fra 2011<sup>22</sup> stiller Handels- og Industridepartementet spørsmål ved hvordan man med dagens organisering, der SEV har monopol på overføring og salg av strøm samtidig som de eier brorparten av kraftproduksjonen, kan ivareta blant annet behovet for konkurranse, transparens og effektiv drift. I planen foreslår departementet derfor følgende endringer i lovgivning og organisering (utvalgte punkter oversatt fra engelsk):

- Krav om at alle nye produksjonsenheter basert på vann- og vindkraft eller andre fornybare kilder skal legges ut på anbud.
- Gi en tredjepart særlig tillatelse til å etablere et pumpekraftverk i tilknytning til en av SEVs vannkraftverk.
- Overdra nett og systemansvar fra kommunene (som eier SEV) til en sentral myndighet.
- Overføre systemansvaret, samt utbygging og drift av strømmettet til et uavhengig selskap.

---

<sup>22</sup> Comprehensive Plan for Electric Energy in the Faroe Islands, 2011

## 2 Designprinsipper for kraftmarkeder

Kapittel 1 beskrev kraft- og energisystemet på Færøyene slik det fungerer i dag, samt planer for omlegging og målet med en omorganisering. I dette kapittelet gjennomgår vi på et overordnet nivå noen av de ofte siterte prinsippene for organisering av kraftsektoren, og beskriver utvalgte trekk ved organiseringen av særlig det nordiske kraftsystemet<sup>23</sup>.

Hensikten er å presentere både prinsipper for og eksempler på ulike design for kraftsektoren som kan være relevante for Færøyene, og peke på noen sentrale dilemmaer. Selv om mange forutsetninger opplagt er forskjellige i et lite og isolert system, er det også mange muligheter til å trekke på erfaring og ideer forbundet med «vanligere» systemer. De politiske målsetningene på Færøyene om lavere kostnader, lavere og mer transparente strømpriser, innovasjon, forsyningssikkerhet og avkarbonisering er svært gjenkjennelig fra mange andre land, inkludert de nordiske.

Kapittel 2.1. er en kort beskrivelse av prinsipper for organisering av kraftsektoren som gjerne forbindes med disse målsetningene. Kapittel 2.2 gir et overblikk over rollene i kraftsektoren og diskuterer relevante valg. Videre går vi gjennom rammene for et kraftmarked (2.3) markedsløsninger og prissetting (2.4) og økonomiske virkemidler for å nå politiske målsettinger (2.5).

### 2.1 Overordnede mål og prinsipper

Den europeiske energipolitikken har over lang tid vært basert på tre overordnede mål:

- Samfunnsøkonomisk effektivitet<sup>24</sup> i produksjon, overføring, distribusjon, handel og forbruk
- Kort- og langsiktig balanse og sikkerhet i energiforsyningen
- Miljøpolitiske mål

Disse målene overlapper i stor grad med det som er beskrevet for Færøyene og er typisk for mange land, selv om hvilke som vektlegges mest kan variere. Det kan også på noen områder variere hvilke organisatoriske prinsipper man mener er viktigst i arbeidet for å nå målene, mens det er bredere enighet om andre.

Målet om *samfunnsøkonomisk effektivitet* handler i stor grad om å oppnå en optimal ressursbruk, dvs. både fordelingen av ressurser mellom kraftsektoren og andre sektorer og innen sektoren. Europeiske land har prøvd å legge til rette for dette på ulike måter. De kanskje mest relevante tilnærmingene i denne konteksten er hypotesene om at økt konkurranse og markedsløsninger, samt «riktigere», mer kostnadsreflekterende kraftpriser, vil bidra til besparelser.

I Norden benyttes konkurranse og markedsløsninger i kraftsektoren i flere ulike former i dag; ikke bare i engrosmarkedet og detaljmarkedet, men også i form av konkurransebaserte insentivsystemer som for eksempel reguleringsmodellen for nettselskaper og det svensk-norske elsertifikatmarkedet. I flere europeiske land har kompetitive auksjoner («tenders») etter hvert også blitt den foretrukne metoden å subsidiere inn ny fornybar kapasitet, og dette har antageligvis bidratt til å presse ned utbyggingskostnadene for spesielt vind- og solkraft.

Hypotesen om betydningen av «riktige» kraftpriser handler på sin side om at den marginale kostnaden for elektrisitet kan variere mye med sted og tidspunkt, og at å la prisene variere

<sup>23</sup> Vi benytter det nordiske systemet som hovedeksempel både fordi vi kjenner det godt, fordi det allerede har en stor og voksende andel fornybar energi, og fordi det ofte regnes som å ha lykket godt med å implementere markedsløsninger.

<sup>24</sup> Samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk, dvs. arbeidskraft og kapital brukes der den gir best avkastning.

i tråd med dette sender de riktigste signalene om når og hvor ressurser burde allokeres<sup>25</sup>. For eksempel vil varierende kraftpriser skape et insentiv til å forbruke kraft på en mer fleksibel måte<sup>26</sup>. Priser som varierer med tid og sted kan også i teorien bidra til å signalisere hvor ny produksjon, forbruk og nettutvikling helst bør lokaliseres, men det er da snakk om hvilke priser som forventes på lang sikt, med den usikkerheten det innebærer for investorer. Når det kommer til nye investeringer er dermed et velfungerende finansielt marked og/eller et marked for langsiktige kraftkjøpsavtaler også en viktig del av prosessen med å skape prissignaler som kan føre til god ressursallokering.

I hvilken grad det er mulig å faktisk realisere en riktigere prissetting (i.e. et velfungerende marked som kan bidra til samfunnsøkonomisk effektivitet) vil komme an på flere ulike forhold. Noen av dem som ofte trekkes fram er:

1. Fri inngang i og utgang av markedet
2. Lave transaksjonskostnader og salgskostnader til kunder
3. Fritt valg av leverandører og handelsmotparter
4. Adgang til risikoreduerende transaksjoner (prissikring)
5. Transparente markedsmekanismer og markedspriser
6. Transparente politiske prosesser og lav reguleringsrisiko

Dette er ikke alltid enkelt. Noen av punktene vil for eksempel gi økte reguleringskostnader. Idealet om riktigst mulige priser må derfor i alle tilfeller veies mot kostnadene ved å realisere det og andre uønskede virkninger, for eksempel fordelingseffekter.

Målet om *forsyningsikkerhet* vurderes gjerne på en litt annen måte enn målet om optimal ressursbruk i normale situasjoner, som beskrevet over. Kraftsystemer har behov for ulike typer reserve som kan benyttes i ulike situasjoner, fra roterende reserver som bidrar til å holde frekvensen stabil til energireserver (i Norden tørrårsreserver) for sjeldne situasjoner. Energireserven kan for eksempel bestå av produksjonskapasitet som ikke er væravhengig, kabelforbindelse til et annet land eller region, eller til en viss grad forbruk med mulighet for langvarig utkobling. Spørsmålet er imidlertid om markedsmekanismer, og i tilfelle hvilke, som kan sikre at en tilstrekkelig energireserve er tilstede på det kritiske tidspunktet, som kanskje oppstår sjelden (for eksempel hvert femte eller tiende år). Kapasitetsmekanismer (markedsbaserte eller regulatoriske) settes ofte inn der myndighetene tviler på at energimarkedet alene gir tilstrekkelig insentiv til å bygge ut kapasitet som kan brukes i svært sjeldne, ekstreme situasjoner.

Diverse *miljøpolitiske mål* dreier seg i flere tilfeller om problemstillinger markedet ikke forutsettes å løse alene, med CO<sub>2</sub>-utslipp som et av de mest aktuelle eksemplene. Mange europeiske land har laget langsiktige, noen ganger relativt detaljerte, planer for full eller delvis avkarbonisering av kraft- eller energisystemet over en lang tidshorison. Virkemidlene varierer en del, men de to hovedtilnærmingene i Europa har i de siste femten årene bestått av et CO<sub>2</sub>-kvotemarked og diverse nasjonale subsidieordninger for fornybar energi<sup>27</sup>. I økende grad har markedsprinsipper også blitt anvendt i tildelingen av disse subsidiene, i form av spesielt auksjoner (for eksempel i Finland) og sertifikatmarkeder (Norge og Sverige).

<sup>25</sup> Prisen en sluttbruker ser, består av både energiprisen og nettleien, samt eventuelle avgifter. Dynamikken i prisingen er ganske forskjellig, og ikke nødvendigvis korrelert. Vi diskuterer nettleien i kapittel 2.4.3 og 3.5.

<sup>26</sup> Sluttbrukerleveransene har imidlertid ofte faste priser. Dette er erkjent som et problem, og det pågår mange forsøk for å få til en mer fleksibel kundeatferd.

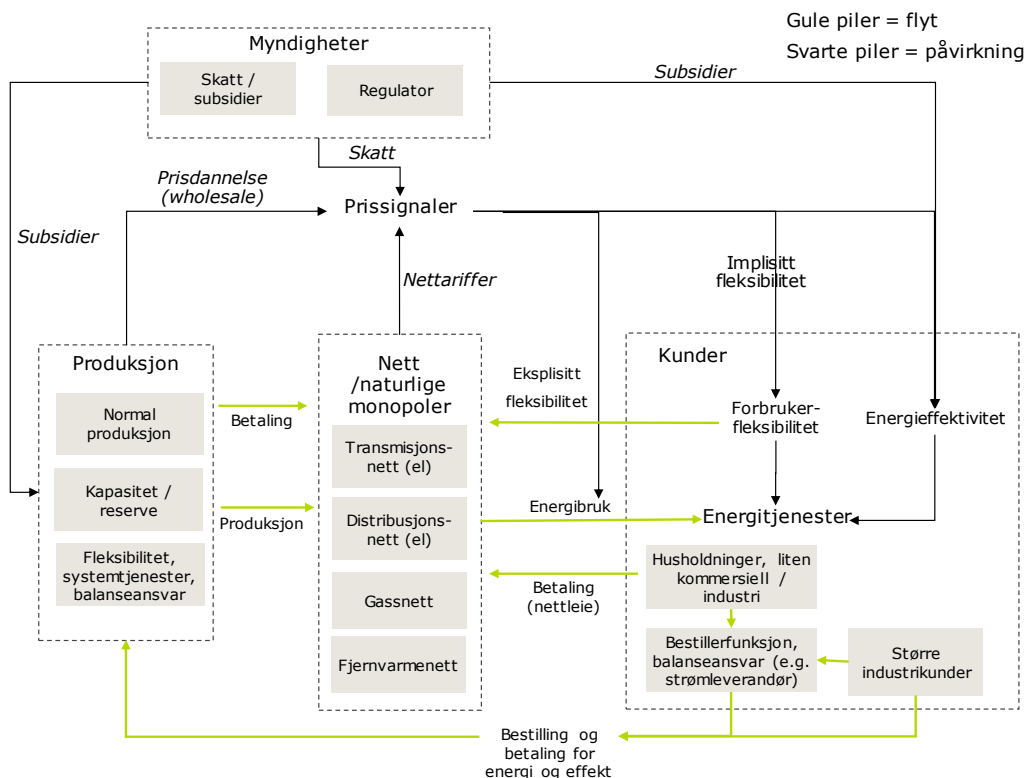
<sup>27</sup> Disse to mekanismene motvirker hverandre: Subsidiert utbygging av fornybar energi reduserer kraftprisene, mens hensikten med kvotemarkedene er å øke dem.



## 2.2 Oversikt over kraftsektoren

Det er til dels stor variasjon i hvordan kraftsektoren er organisert i ulike land og regioner. Det gir derfor ikke alltid mening å snakke om helhetlige «modeller», og å oppsummere dem kan være vanskelig. En annen tilnærming er å indentifisere og beskrive en rekke alternativer for ulike aspekter av organiseringen, der ulike systemer kan skille seg fra hverandre.

Samtidig er det også nyttig å se valgene i sammenheng. Dette er hensikten med figuren vist under, som fremstiller et energisystem med et overliggende organisatorisk rammeverk.



Figur 5. Skjematisk framstilling av et energisystem med overliggende organisasjon. De gule pilene representerer flyt (energi, betalinger etc. per tidsenhet) mens de svarte pilene representerer påvirkningseffekter. Boksene viser roller i systemet, som ikke nødvendigvis innehas av forskjellige selskaper eller institusjoner (et monopol kan for eksempel ha rollen som både produsent og nettselskap).

Figuren viser en inndeling i tre hovedgrupper av roller: energiprodusenter, nettverksbaserte naturlige monopolvirksomheter (kraftnett, fjernvarmenett, etc.), og sluttkunder. I kategorien «sluttkunder» er det imidlertid flere varianter, ettersom noen kunder vil interagere direkte med produsenter og nettselskap mens andre (de fleste) kun vil forholde seg til et mellomledd som sørger for, selv eller gjennom andre mellomledd, funksjonene som bestiller av energi og eventuelt som balanseansvarlig. Et viktig poeng i figuren er at det er roller eller funksjoner som vises i de grå boksene, ikke nødvendigvis ulike selvstendige enheter.

Valgene kan inndeles i fire hovedkategorier:

1. *Rammer for et kraftmarked.* Dette handler om forutsetningene for å ta i bruk markedsløsninger og en «arbeidsdeling» i kraftsektoren på en hensiktsmessig måte. Med andre ord handler det i stor grad om fordelingen av rollene i Figur 5. Det ene ytterpunktet er et monopol som fyller alle eller tilnærmet alle roller, mens det motsatte innebærer potensielt mange konkurrerende aktører i hver rolle (e.g.

mange kraftprodusenter). Mellom disse ytterpunktene finnes det mange ulike varianter.

2. *Markeder og prissetting.* Dette handler om hva slags markedsplasser som skal benyttes for ulike produkter i kraftsektoren, hvilke produkter som skal handles mellom hvem, og mekanismene for prisdannelsen.
3. *Priser for slutt kunder.* Som det fremgår av Figur 5 er sluttkundenes priser en funksjon av både energipriser, nettleie og potensielt skatter og subsidier. Hvordan prisene struktureres vil påvirke insentivene for kundene til å eventuelt ta en mer aktiv rolle i markedene.
4. *Virkemidler for å skape insentiver som kraftmarkedet selv ikke sørger for.* Dette kan blant annet handle om subsidier for å bygge ut fornybar energi. Mekanismene kan være markedsbaserte, for eksempel gjennom auksjoner for fornybar energi.

De neste avsnittene gjennomgår disse temaene. I tillegg kan det være elementer som ikke nødvendigvis passer inn i disse kategoriene, for eksempel om det skal åpnes for systemansvar på lavere nettnivå, og hvordan dette i så fall skal praktiseres<sup>28</sup>. Med ett nettselskap som kontrollerer alle nettnivåer på Færøyene er det i utgangspunktet ikke behov for utvikling av en egen DSO-rolle og et definert grensesnitt mellom DSO og TSO. Vi vil derfor ikke forfølge dette i det videre, men bemerker at behovet for mer aktiv systemdrift på lavere nettnivåer også kan gjøre seg gjeldende etter hvert som mer fornybar energi bygges ut.

## 2.3 Rammer for markedet

En forutsetning for markedsløsninger og konkurranse på ulike steder i kraftsektoren er at det finnes flere uavhengige aktører. Hvis de fleste rollene i kraftsektoren i utgangspunktet innehas av et monopol, er det behov for å skille ut noen av dem som selvstendige enheter og åpne for at andre, nye aktører også kan delta.

To viktige avgjørelser for å komme i gang med markedsløsninger dreier seg dermed om 1) hvor i systemet (i hvilke funksjoner) det skal åpnes for uavhengige aktører, og 2) hvordan man sikrer tilstrekkelig nøytralitet der det gjøres. Det sistnevnte dreier seg i stor grad om å skille konkurranseutsatt og monopolbasert virksomhet fra hverandre og unngå kryss-subsidiering av konkurranseutsatt virksomhet. I tillegg vil spørsmålet om eierskap også være aktuelt, selv om det ikke nødvendigvis berører markedsdesignet.

### 2.3.1. Tredjepartstilgang og konkurranse

Ettersom nettverksvirksomhet (kraft, fjernvarme og gassnett) er naturlige monopoler<sup>29</sup>, dreier spørsmålet her seg hovedsakelig om det åpnes for uavhengige aktører på produksjonssiden, på kundesiden, eller begge. Spørsmålene dreier seg dermed hovedsakelig om det er muligheter for mer enn én produsent, hva som i tilfelle bør gjøres for å sikre gode konkurranseforhold og unngå markedsrett, og om det skal tillates å etablere uavhengige leverandører som kan håndtere bestillerfunksjon og balanseansvar for sluttkundene.

I tillegg kan det være aktuelt å vurdere i hvilken grad sluttkundene selv skal kunne delta aktivt i markedene med egen produksjon eller fleksibilitet, enten på egen hånd (for større kunder) eller gjennom mellomledd som strømleverandører, uavhengige aggregatorer eller

<sup>28</sup> Nettverkskodene fra EU tilsier at mer aktiv drift skal legges til lavere nettnivåer, med andre ord at dagens Distribution Network Operators (DNOs) skal utvikles til Distribution System Operators (DSO).

<sup>29</sup> I et forsyningssystem for kraft går gjennomsnittskostnadene ned når volumet øker. Uten regulering vil det utvikle seg et monopol. Fallende gjennomsnittskostnader er kriteriet for det som kalles et naturlig monopol. Dette gjelder også andre systemer der distribusjonsmekanismen består av langvarig infrastruktur (gass og fjernvarme)

energitjenesteselskaper (ESC).<sup>30</sup> I tilfelle blir det aktuelt å vurdere regulatoriske spørsmål om skillelinjen mellom produsent og kunde, for eksempel hvordan avregning håndteres og hvilke krav som skal stilles til omsetningskonsesjon og balanseansvar.

Både monopoler og markeder har styrker og svakheter. Når det vurderes å gå vekk fra et monopol, begrunnes det gjerne med følgende argumenter, som tilsier at et svakt marked kan være å foretrekke framfor et velfungerende monopol:

- Et monopol med profittmotiv vil ha insentiv til å holde tilbake investeringer i produksjonskapasitet for å øke knappheten og muligheten for å ta høye kraftpriser.
- Et monopol med kostnadsbaserte priser vil ha insentiv til å bygge for stor kapasitet (et overdimensjonert nett) for å forenkle driften. Dette gir for høye kostnader.
- Et monopol vil også ha et tilnærmet monopol på relevant informasjon, og vil være vanskelig å styre for reguleringsmyndighetene.

### 2.3.2. Skille mellom konkurranseutsatt virksomhet og monopol

I et fritt marked må det være kontraktsfrihet, altså at uavhengige aktører har rett til å inngå kontrakter med hverandre. Dette innebærer at monopolet først må skille ut nettvirksomheten og deretter deles opp i flere uavhengige produksjonsenheter.

Forutsatt at det åpnes for konkurranse mellom uavhengige produsenter, må man ta stilling til spørsmålet om i hvilken grad funksjoner forbundet med et naturlig monopol (f.eks. kraftnett eller fjernvarmenett) skal kontrollere eller kan kontrolleres av konkurranseutsatte funksjoner, for eksempel kraftproduksjon. En viktig hensikt med et skille er at ikke monopolvirksomheten har anledning til, og/eller økonomiske interesser av, å gi spesielle fordeler til aktører som er i konkurranse med andre. Den europeiske modellen skiller strengt mellom konkurranseutsatt virksomhet (produksjon og handel) på den ene siden og monopolvirksomhet (netteierskap og systemdrift) på den andre, av grunner som er forklart ovenfor.

På Færøyene er SEV systemoperatør, netteier og største kraftprodusent, og distribuerer i tillegg strøm til sluttkundene. I vurderingen av mulighetene for å skille disse rollene, blir et av de viktige spørsmålene om det vil medføre at all eller nesten all den regulerbare produksjonen tilhører én produsent, og hvilke utfordringer det eventuelt vil medføre.

### 2.3.3. Reguleringsmodell for monopoler

Det er ikke aktuelt med mer enn ett nettselskap på Færøyene. Nettvirksomhet er et naturlig monopol, som det er aktuelt å regulere via bruk av økonomiske modeller for å unngå høyere kostnader enn nødvendig.

Reguleringen av nettselskapet må ivareta tre hovedhensyn:

- Sikre at det bygges ut tilstrekkelig nettkapasitet, og unngå at det naturlige monopolet optimerer egen profitt slik at tilbudet av nettkapasitet er for lavt<sup>31</sup>
- Sikre at monopolet ikke setter prisen for bruk av nettet for høyt, verken ved å utøve sin monopolmakt, eller ved å bygge ut eller drifte ineffektivt
- Sikre at nettselskapet har tilstrekkelig midler til å dekke sine kostnader inkludert avkastning, gitt en rasjonell drift og utvikling av nettet

Vi går her ikke i detalj inn på regulering av at det bygges tilstrekkelig nettkapasitet. Dette forholdet kan håndteres gjennom at nettselskapet har tilknytningsplikt, gjennom konsesjonsprosesser og gjennom fastsettelse av vedtekter for selskapet.

<sup>30</sup> «Aktive kunder» inkluderer her automatiske styringssystemer eid eller benyttet av kundene. For de fleste kunder vil en stor grad av automatisering være nødvendig for å faktisk reagere fleksibelt på for eksempel priser eller andre signaler om tilstanden i kraftsystemet.

<sup>31</sup> En egenskap ved monopoler er at de vil tilby lavere volum til kundene enn det som vil være tilfellet i en frikonkurranseløsning. Dette reduserer den samfunnsmessige nytten, og monopoltilpasning bør derfor unngås

Det andre punktet handler om hvilken regulatorisk metode som benyttes for å insentivere kostnadseffektivitet for monopolvirksomhet og lave kostnader for deres kunder. Valgene spenner fra direkte myndighetskontroll og godkjenning av investeringsprosjekter og kostnadsnormer, til «kost pluss»-modeller og benchmarkingsmodeller. Modellene omfatter gjerne to trinn, først en analyse av nettselskapets effektivitet, og deretter hvordan effektivitetsanalysen benyttes i fastsettelsen av en lovlig inntekt. I tillegg kan myndighetene gi regler for hvordan lovlig inntekt skal fordeles mellom ulike kunder og kundegrupper gjennom tariffutformingen.

Et første trinn ved etablering av en reguleringsmodell for nettselskapet, er å skaffe en oversikt over databehov, og hvordan relevante data kan fremskaffes. Da den norske reguleringsmodellen ble etablert på første halvdel av 1990-tallet, brukte den norske reguleringsmyndigheten (NVE) flere år på dette arbeidet. I mellomtiden la man til grunn en såkalt avkastningsregulering, dvs. at nettselskapet fikk en lovlig inntekt lik faktiske kostnader pluss x% avkastning på bokført kapital. Dette er en enkelt praktiserbar modell, men gir sterke insentiver til å investere og ingen insentiver til å effektivisere driften. Vi ser ikke at denne modellen er hensiktsmessig for fremtidig regulering av nettselskapet på Færøyene.

Fra 1996 har NVE praktisert en modell der alle selskapene med unntak av TSOen Statnett måles mot hverandre i en benchmarkingsanalyse. Lovlig inntekt settes deretter med ulik vekt på faktiske kostnader (hittil 40%) og deres effektive kostnader (60%). Samlet inntekt for alle nettselskaper til sammen tilsvarer summen av alle faktiske kostnader. Lite effektive selskaper får en lav avkastning på nettkapital og har dermed et insentiv til å redusere kostnader for å styrke effektiviteten. TSOen i Norge har hittil fått sin effektivitet fastsatt av NVE basert på en samling av elementer, som kostnadsoppfølging, tilsyn og benchmarking mot andre europeiske TSOer. Denne modellen har vært vanskelig å bruke, og regulatoren la ut et forslag før jul der den norske TSOen skal måles mot seg selv som et rullerende snitt over tid. Deltagelse i europeiske benchmarkingsanalysen vil samtidig fortsettes for å sikre at metoden leverer og bidra til å styrke TSOens effektivitet. Benchmarking er nå en utbredt modell for regulering i mange land, med ulike modellmessige metoder i bunnen.

Det er to andre hovedtilnærminger som er benyttet i praksis;

- Effektivitetsmåling basert på en nettnyttemodell, hvor det fysiske nettet sammenlignes med en ideell utforming, og faktiske kostnader sammenlignes med normkostnader. En slik modell ble blant annet benyttet i Sverige, men ble etterhvert forlatt pga. vesentlige utfordringer med tanke på realistiske data og utsagnskraft.
- Inntektsfastsettelse etter forhandling mellom regulator og nettselskap, slik det blant annet har vært praktisert i UK. Dette krever mye innsikt fra regulator, og er åpenbart best egnet i land med få nettselskaper. En vesentlig utfordring ved modellen er informasjonsskjevhet, siden selskapet alltid vil ha bedre informasjon enn regulator.

Selve fastsettelsen av lovlig inntekt baseres normalt ikke på en effektivitetsanalyse alene. Aktuelle tilnærminger kan være en fast vektning mellom effektive kostnader (kostnadsnorm) og faktiske kostnader, effektivitet vektet mot budsjetter, og forhandlede løsninger hvor kostnadsnormen er et element i forhandlingene. Vi har også sett modeller der nettselskapet får lovlig inntekt basert på en viss innhenting av effektivitetsgapet over for eksempel en femårsperiode.

#### 2.3.4. Eierskap

Dette handler om hvem som tillates å eie og kontrollere ressurser, produsenter og distributører, etc. I tidligere kraftmarkedsreformer i Europa har ulike land valgt forskjellige løsninger, mens de fleste norske kraftprodusenter og nettselskaper er i dag aksjeselskaper

som hovedsakelig er eid av lokale kommuner. Dette er i stor grad et politisk spørsmål som vi ikke vil gå videre inn på i denne rapporten.

## 2.4 Markeder og prissetting

### 2.4.1. Engrosmarkedet for kraft

Engrosmarkedet for kraft er markedet for finansiell og fysisk krafthandel. Aktørene som handler er selv ansvarlige for å balansere sine porteføljer, og kalles derfor balanseansvarlige. Dette skiller engrosmarkedet fra markedet for slutt kunder (detaljmarkedet), der balansekostnadene er inkludert i kraftprisen.

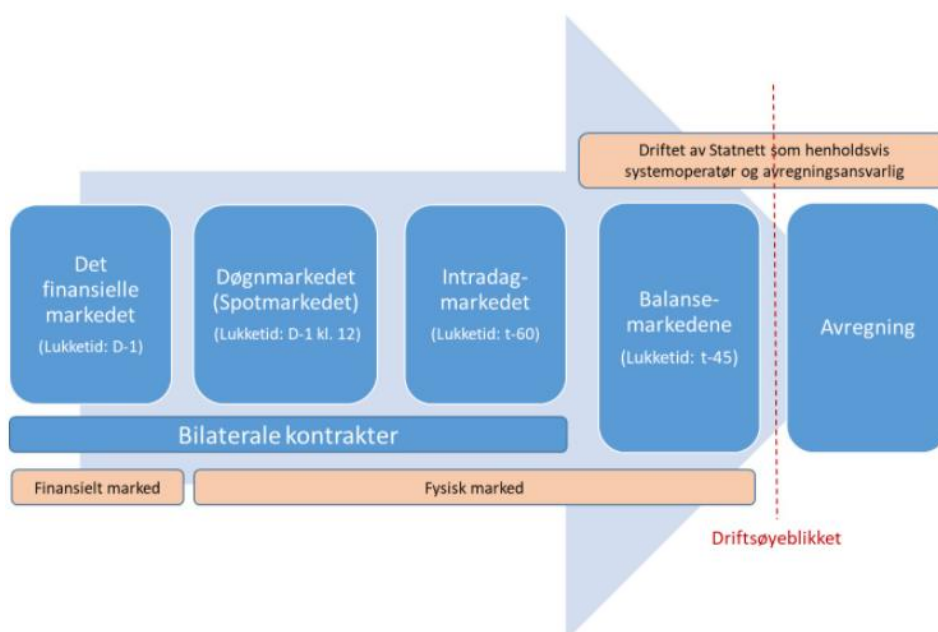
#### 2.4.1.1 Aktører

I et markedsdesign må man velge om kraftpriser skal settes gjennom direkte myndighetskontroll, gjennom bilaterale forhandlinger eller på felles markedsplasser av ulike slag. Her kan det også være spørsmål om hvem som skal ha tilgang til de ulike markedene, både på selger- og kjøpersiden.

I et innkjøpsmonopol (kalt single buyer modell), selger uavhengige produsenter kraften til én enkelt aktør, som selger kraften videre til distributører og store slutt kunder. Det er da ingen kontrakter direkte mellom produsenter og distributører. Alternativt kan det etableres rammebetingelser (nettariffer og balanseavtale) som gjør det mulig å avtale leveranser direkte fra produsent til kunde utenom innkjøpsmonopolet. Vi har da et marked der det i prinsippet er mulig å utfordre det etablerte systemet, et såkalt "contestable market", som ifølge teorien kan bidra til å disiplinere den dominerende aktøren, selv uten at konkurransen er etablert. Det en kan lære av dette er at selv svake markeder kan ha en positiv betydning for forbrukerne.

#### 2.4.1.2 Markedssegmenter

I Norge og Norden er engrosmarkedet for kraft delt inn i ulike markedssegmenter som følger hverandre i tiden frem mot driftsøyeblikket<sup>32</sup>, som vist i figuren under.



Figur 6: Engrosmarkedet for kraft i Norge med de ulike markedssegmentene. Kilde: Reguleringsmyndigheten for Energi (RME).

<sup>32</sup> <https://www.nve.no/engrosmarkedet/markedssegmentene/>

Det finansielle markedet (det første leddet i figuren) gir mulighet for prissikring på lang sikt. Prissikring vil ta utgangspunkt i en referansepris fra det fysiske markedet<sup>33</sup>, som dermed er en forutsetning for det finansielle. Finansielle markeder kan være satt opp av det offentlige, men er som oftest organisert privat med konkurranse seg imellom. Det er heller ikke uvanlig med lange fysiske kontrakter som er avtalt bilateralt eller i auksjoner.

Døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene er fysiske markeder<sup>34</sup> mellom balanseansvarlige. I planleggingsfasen klareres markedet først i døgnmarkedet, og inn mot driftstimen bruker de balanseansvarlige intradagmarkedet til å rette opp ubalanser som oppstår underveis. Balansemarkedet<sup>35</sup> brukes av systemoperatøren (Statnett i Norge) til å anskaffe ressurser til å regulere frekvensen og håndtere flaskehals i nettet. I tillegg danner balansemarkedet grunnlag for å sette ubalanseprisen<sup>36</sup>, som er en del av den endelige avregningen av de balanseansvarlige.

Målet med ubalanseoppgjøret er å redusere planfeilen ved inngangen til driftstimen så mye som mulig. Den bør derfor gi insentiver til alle balanseansvarlige aktører til å redusere sine ubalanser eller, hvis mulig, opparbeide en ubalanse som går imot ubalansen i systemet<sup>37</sup>. Den daglige prosessen gjennomføres vanligvis slik i den europeiske modellen:

1. Anmelding i markedet: Balanseansvarlige aktører gir anmelding i døgnmarkedet for hver time i kommende driftsdøgn (frist kl. 12.00), og får en leverings- eller avtaksforpliktelse tilbake fra markedet.
2. Basert på markedsforpliktelsene<sup>38</sup> leverer balanseansvarlige bindende plantall for forbruk og/eller produksjon til systemoperatør, som utarbeider en produksjonsplan.
3. Justering (i perioden fram til start av hver driftstime): Aktørene korrigerer sine forpliktelser mot hverandre eller mot markedet).
4. Leveranse (i driftstimen): Balanseavviket (forpliktelse minus leveranse) regnes ut for hver enkelt aktør og for systemet. Marginalkostnaden for å korrigere det regnes ut.
5. Ubalanseoppgjør: De som har bidratt til ubalansen må betale sin andel (volum\*marginalkostnad), mens de som har motvirket ubalansen får betalt en tilsvarende sum.

Når det gjelder systemoperatørens reserver som benyttes i driftstimen, er et av de sentrale spørsmålene på Færøyene om denne skal eie egne ressurser eller benytte seg av balansemarkeder for å anskaffe og aktivere dem. I sistnevnte tilfelle blir det også aktuelt å vurdere hvordan disse produktene er strukturert og hva som er minstekravene til ressursene som vil delta. I større systemer som det nordiske, bruker systemoperatørene et auksjonsbasert balansemarked for å handle inn reserver med ulikt volum og responstid, inkludert et opsjonsmarked for å sikre reserver på lengre sikt. Både produksjon og forbruk kan delta, men det stilles krav til minimum budstørrelse. En lavere minimumsgrense vil

<sup>33</sup> Den mest vanlige produkttypen i et finansielt kraftmarked er Contract for differences. De to partene avtaler et volum og en pris, og knytter dette opp mot den løpende prisen i et likvid fysisk marked, der en antar at begge parter kan håndtere sine fysiske volumer. På oppgjørstidspunktet kan betalingene gå begge veier, en betaler differansen mellom kontraktspris og referansepris. Dette kan være standardkontrakter handlet på en børs eller bilateralt. Bilaterale kontrakter, finansielle eller fysiske, er de vanligste når de har en løpetid på ti år eller lengre. Volumet kan da være varierende (i en formel eller bestemt av en av partene). Det samme gjelder prisen, som kan være en formel, styrt av indekser, osv.

<sup>34</sup> Skillet mellom fysiske og finansielle markeder er ikke skarpt. Prisene er ofte de samme; den viktigste kommersielle forskjellen er motpartsrisiko. Utestående forpliktelser blir forskjellig hvis kontrakten brytes. I driften er forskjellen at fysiske kontrakter inngår i produksjonsanmeldingen sammen med børnsforpliktelsene, mens finansielle kontrakter ikke har noen plass der.

<sup>35</sup> I Norden har systemoperatørene tradisjonelt greid seg med ressurser som er rekvirert gjennom spesialreguleringer, krav til generatorinnstillingene og en forpliktelse til å stille ressurser som ikke er brukt i døgnmarkedsslutningen til rådighet som reserve. Teknisk sett er det sistnevnte en gratisopsjon, en opsjon som bare utløser betaling hvis den blir innløst. De siste årene er det utviklet en rekke spesialiserte markeder som sikrer systemdriften.

<sup>36</sup> Betaling for avvik mellom planlagt og faktisk leveranse.

<sup>37</sup> Å tillate dette har vært kontroversielt blant systemoperatørene. Mange, både systemoperatører og produsenter har vært imot slik «spekulasjon» fordi det kan føre til overkorreksjon og kan svekke prisingen i ubalansemarkedet. I flere land, bl.a. Nederland, har det vært brukt med stor suksess. I Norge fungerte det også greit til det ble forbudt.

<sup>38</sup> Markedsforpliktelsene er per markedssone, mens plantallene er per produksjonsenhet.

gjøre det enklere for mindre enheter og forbrukerfleksibilitet å delta i balansemarkedene (men fortsatt i de fleste tilfeller via aggregatorer) og utforskes av Statnett i Norge.

#### 2.4.1.3 Prissetting

Prissettingen på felles markedsplasser er enten basert på marginalprising («pay-as-cleared») eller utropspriser («pay-as-bid»). Videre kan prisene differensieres geografisk (f.eks. gjennom nodeprising eller oppdeling i prissoner) og etter ulike tidsintervall for ulike markedsplasser.

I auksjonsmarkeder (slik som døgnmarkedet i Norden) kan en velge begge prisingsmetodene, men marginalprissetting er det vanligste. Marginalprissetting innebærer at alle kjøpere og selgere får den prisen som er satt av den marginale kjøper eller selger – altså det dyreste budet som får tilslag i markedet. Markeder av denne typen gir presis og transparent prissetting, men er samtidig sårbare for markedsdominans, dvs. at én aktør eller en gruppe av aktører kan påvirke prisene på en måte som gjør at de tjener på det ved f.eks. å holde tilbake volumer med marginalkostnad under markedspris.

Det nordiske intradagsmarkedet er derimot et utropsmarked<sup>39</sup> med kontinuerlig handel frem til en time før driftstimen. Her kan aktørene handle seg i balanse etter døgnmarkedet, for eksempel med bakgrunn i ny informasjon om været og lignende. Kontinuerlig handel medfører at hver handel får en egen pris («pay as bid»). Et utropsmarked forutsetter likviditet (dvs. løpende omsetningsvolumer) hvis en ønsker å få ut en transparent prissetting. For å bedre transparensen og likviditeten er det vanlig at børsen betaler sentrale aktører for å være market-maker, dvs. alltid stille kjøps- og salgsbud med liten prisavstand (spread) som de andre aktørene kan handle på eller bruke som retningsgivende for en handel seg imellom.

I tillegg til nettariffer og skatter, er det kraftprisen som skal gi insentiv til ønsket atferd hos aktørene. Døgnmarkedet gir balanseansvarlige aktører insentiv og muligheter til å levere produksjonsplaner som er tilpasset systemets marginalkostnad time for time. Når leveringen nærmer seg har de som nevnt også mulighet til å justere produksjonsplanene, og ubalanseoppgjøret gir dem insentiv til å bidra til å minimere ubalansen ved inngangen til driftstimen.

### 2.4.2. Detaljmarkedet

#### 2.4.2.1 Tilgang til uavhengige leverandører

Som illustrert i Figur 5 er det i de fleste tilfeller behov for et mellomledd mellom kunden og det øvrige kraftsystemet. I de fleste land med markedsbasert kraftforsyning, inkludert Norge, fylles denne rollen av en kommersiell strømlleverandør, mens den i andre systemer kan løses på mange ulike måter. I større systemer har en gjerne mange små forsyningsmonopoler, gjerne med egne nett og egen produksjon. Disse balanserer ofte krafttilgangen sin med leveranser fra et større system, enten et slags engrosmarked eller et monopol med faste forsyningspriser. Prisen til kundene er oftest faste tariffer.

De antageligvis viktigste mulige gevinstene ved å tillate konkurranse på dette feltet er å effektivisere driften av rollen, gi kundene lavere priser, og tilby et større utvalg av produkter<sup>40</sup>. Samtidig er det en del utfordringer knyttet til liberalisering. En av de sentrale er at kundene må være tilstrekkelig engasjerte og faktisk villige til å aktivt bytte mellom leverandører. En annen er at det skapes et behov for sterk regulering, spesielt ettersom elektrisitet er et essensielt produkt for alle. Ressursene som brukes på å utvikle, forvalte og

<sup>39</sup> De fleste aksjebørser er også utropsmarkeder.

<sup>40</sup> Blant annet for å imøtekomme kundenes ulike risikoprofiler. Dette kan være spesielt viktig for større forbrukere som kommersielle bygninger og industri, men også sluttbrukere kan ha ulike preferanser med tanke på kompleksitet og forutsigbarhet.

(for aktørene) tilpasse seg regulering er en samfunnsøkonomisk kostnad som det er naturlig å ta hensyn til, spesielt i et lite system som på Færøyene.

#### 2.4.2.2 Priser for slutt kunder

Som tidligere nevnt kan kraftpriser som reflekterer kostnader og alternative verdier bidra til høyere samfunnsøkonomisk effektivitet. Dette gjelder også de prisene slutt kundene betaler. Teknologien for måling og automatisk effektstyring blir stadig bedre, noe som gjør det mer aktuelt å benytte den fleksibiliteten som kan gjøres tilgjengelig gjennom tilpasning av forbruket.

I land med ambisiøse planer om kraftproduksjon hovedsakelig basert på fornybare og værvhengige kilder som vindkraft og solkraft, blir også behovet for dette stadig større. I dag er det hovedsakelig produsentene som tilpasser seg til forbrukerne, men i et system basert på hovedsakelig vindkraft og solkraft vil dette endre seg.<sup>41</sup> For å realisere fleksibilitetspotensialet på en effektiv måte bør prisene reflektere tilgangen på produksjon og nettkapasitet i større grad enn det som gjerne er tilfelle i dag<sup>42</sup>.

Samtidig kan det være andre politiske hensyn som tilsier at man ikke ønsker fullt ut kostnadsreflekterende priser, for eksempel knyttet til fordelingseffekter: det kan medføre ekstreme priser på noen tidspunkter, og prisforskjeller mellom ulike geografiske områder. I flere land er det et klart ønske om å unngå dette: for eksempel har det i Tyskland vært motstand mot å dele landet i to prissoner selv om de regionale balansene mellom produksjon og forbruk i nord og sør kanskje skulle tilsi det.

Som vist i Figur 3, vil prisene slutt kundene betaler påvirkes av både kraftpriser fra engrosmarkedet, nettleie, og eventuelt skatter og avgifter<sup>43</sup>. Når det skal tas valg om hvilke priser kundene til slutt betaler vil totalen av disse ha betydning, selv om en mer transparent strømgning inndelt i ulike elementer i teorien vil gjøre forbrukerne bedre i stand til å tilpasse forbruket på en hensiktsmessig måte. Selv om ett av elementene i regningen er kostnadsreflekterende og transparent i seg selv, er det viktig å tenke helhetlig for å unngå at det ene insentivet overstyrer av det andre. Sluttbrukerprisene vil på den ene siden inkludere marginalkostnadene ved produksjon og distribusjon (nett). Samtidig vil skatt og inndekning av nettets faste kostnader potensielt gi uheldige insentiver. For eksempel kan priser som påløper per kWh, for eksempel et energiledd i nettleien eller en energiskatt, skape et insentiv til energisparing og egenproduksjon på tidspunkter der det egentlig er et overskudd på kraft og/eller god kapasitet i nettet.

De aktuelle dilemmaene for å fastsette priser for sluttbrukere handler dermed i stor grad om å veie hensynet til kostnadseffektivitet mot andre hensyn, kanskje særlig knyttet til fordelingseffekter og et ønske om forutsigbare og «ukompliserte» priser blant forbrukerne. I tillegg er det flere forutsetninger som må være på plass for å realisere en slik prissetting, som tidligere beskrevet i dette kapitlet. Å legge til rette for disse har også kostnader.

#### 2.4.3. Nettariffer

Nettselskapet vil hente inn sin lovlige inntekt gjennom nettariffer. Uttakskunder (forbrukere) vil alltid betale for bruk av nettet, og i mange land vil også innmatingskunder (produsenter) betale for bruk av nettet. Det er vanlig å legge til grunn noen fundamentale prinsipper for regulering av hvordan tariffer skal fastsettes:

<sup>41</sup> Man kan argumentere med at unntaket vil være et fornybart system basert på store mengder lagret energi, for eksempel power-to-gas eller power-to-liquids. Men med mindre alt dette er importert, må fortsatt noen i systemet tilpasse seg til den værvhengige produksjonen.

<sup>42</sup> Hovedproblemet i dag er prisformatene i leveringen til mindre forbrukere. Selv om de ser prisvariasjonene og kan reagere på dem, har de ikke insentiv til å gjøre det, for fordelen tilfaller andre.

<sup>43</sup> I tillegg kan prisen inkludere mer "frivillige" elementer som for eksempel betaling for opprinnelsesgarantier eller tilleggsprodukter fra strømleverandører.



- Tariffene skal være transparente for alle kunder
- De skal være ikke-diskriminerende. Forskjeller i tariffen mellom kundegrupper skal være nettmessig begrunnet (slik som for eksempel uttak på ulikt spenningsnivå)
- De skal være kostnadsreflekterte, dvs i rimelig grad speile sammensetningen av nettselskapets faktiske kostnadsstruktur

Nettkunder kan grovt sett plasseres i tre kategorier, ordinære kunder, industrikunder og produksjonsenheter.

Grunnlaget for tariffavregning av ordinære kunder er normalt fordelt på fastledd, energi og effekt. Ulike utforminger av tariffen vil gi ulike insentiver. Spesielt er det verdt å merke seg betydningen av overgang fra energibaserte tariffen (som historisk har vært dominerende for mindre sluttbrukere) til effektbaserte tariffen for kunder med solcelle på taket, hvor redusert energiledd direkte reduserer lønnsomheten i eget solkraftanlegg. Det samme gjelder til dels kunder med elbil i garasjen, og aktører som vil sette opp hurtigladedestasjoner for elbiler. Tariffutformingen blir dermed en delikat avveining mellom ønsket om å stimulere til ulike tiltak for dekarbonisering, og hensynet til rimelig kostnadsfordeling mellom nettkunder. Vi diskuterer denne problemstillingen i kapittel 2.5.1.

Industrikunder tariffes tradisjonelt etter hvor mye effekt de trenger (effektledd) og et mindre energiledd som ofte gjenspeiler marginaltap i nettet, med hensyn til å sende lokaliseringssignaler.

Tariffene kan også gis en tidsdimensjon, slik at de reflekterer belastningen i nettet eller systemet. Dette er egnet for å gi prissignaler til sluttbrukere om å flytte last bort fra de timene som har høyest belastning. Dette kan enten være statisk (eks. høyere priser om vinteren) eller dynamisk som i Frankrike, et land der tariffen varierer basert på belastning i nettet.

En annen, ofte konfliktfylt avveining er hvorvidt innmatingskunder (produksjon) skal betale tariff eller ikke. Produksjonsenheter får svært ulike tariffen i Europa, og dekker fra 0% av inntektsrammen i mange europeiske land til 20-40% i nordiske land. Her er de tariffert etter en form for abonnement, historisk produksjon eller mer komplekse modeller som i Storbritannia der tariffen er knyttet til mange ulike elementer som skal gjenspeile kostnader produsenter skaper for systemet, samt et bidrag til nettselskapenes inntektsramme. Likevel ser vi at de fleste land i Norden praktiserer en innmatingstariff. I tillegg betales det en pris for beregnet nettap, som i det norske systemet kan være både positiv eller negativ. Produsenter eller forbrukere som bidrar til å redusere overføringstapet i det aktuelle tilknytningspunktet vil få en negativ marginaltapssats, altså et fratrekk i nettleien som gir et lokaliseringssignal.

I et lukket system som på Færøyene kan en argumentere med at tariffen uansett vil bli overveltet i sin helhet til kraftkundene gjennom kraftprisene. Imidlertid kan valget påvirke fordelingen av nettleien mellom ulike typer forbrukere. Dersom kraftprodusenter må betale nettleie, og det fører til høyere kraftpris, vil naturlig nok en kunde som bruker mye strøm bære mer av denne nettleien enn en kunde som bruker lite strøm. Dette gjelder uavhengig av de to kundenes maksimale effektuttak. Med andre ord vil kunder med høy brukstid ta en større andel av nettkostnadene, selv med en effektbasert tariff.

Et siste element er spørsmålet om hvor langt nettet som fellesgode strekker seg. I mange regimer er det vanlig at nye kunder, eller kunder som krever nettförsterkning, betaler et anleggsbidrag eller en tilknytningsavgift. Dette betyr at hele eller deler av investeringskostnaden i en radial bæres av den enkelte kunden, og ikke sosialiseres gjennom nettariffen. Her benyttes det ulike modeller. På Island er det innført en type anleggsbidrag der kunden betaler for nye komponenter frem til nærmeste nett. I Norge gjelder anleggsbidrag også försterkninger av nettet høyere opp i systemet. Hensikten med anleggsbidrag er å gi signaler som kan påvirke etterspørselen etter nettkapasitet og/eller

lokaliseringen av nye kunder, samt gjøre at den som utløser nettinvesteringer dekker kostnadene.

## 2.5 Virkemidler for politiske målsettinger

Forsyningssikkerhet og utfasing av fossil energi i kraftsektoren er uttalte mål på Færøyene, som i de fleste europeiske land. Selv et velfungerende og liberalisert marked vil ikke nødvendigvis føre til at disse målene blir nådd, og det er behov for å vurdere hvilke virkemidler som er mest hensiktsmessig å benytte. Disse diskuteres nedenfor.

### 2.5.1. Virkemidler for avkarbonisering

Det finnes et bredt utvalg virkemidler for å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp, men noen er tydelig mer utbredt enn andre. Hovedtilnærmingene er enten å straffe eksisterende utslippskilder og dermed skape insentiver til omlegging, eller å støtte omleggingstiltak direkte. Det europeiske kvotehandelsystemet er det fremste eksempelet på det første. Systemet har hatt en rekke positive virkninger, men har også hatt betydelige utfordringer. En har i store perioder hatt lave kvotepriser, noe som gjør at systemet ligner mer på en CO<sub>2</sub>-avgift. Samtidig har overveltningen av CO<sub>2</sub>-avgift i økt kraftpris i seg selv stimulert til mer utbygging av fornybar kraftproduksjon.<sup>44</sup>

Det finnes også mange typer subsidieordninger, inkludert for eksempel direkte investeringsstøtte, feed-in-tariffer, auksjoner for garanterte priser eller prispåslag, og forskjellige kvantitetsbaserte systemer som for eksempel elsertifikatorordningen som er i bruk i Norge og Sverige. I tillegg kan skattefordeler, spesielt gunstige lånebetingelser og spesielle unntak fra nettleie regnes som implisitte subsidier.

I de siste årene har det vært en dreining mot auksjonsbaserte mekanismer i flere europeiske land, der det typisk konkurreres om enten et fast tilskudd per kWh produsert eller et tilskudd formulert som det mellomlegget som trengs for å oppnå en garantert minstepris når det legges sammen med oppnådd kraftpris i markedet (sliding feed-in premium). Hensikten med å benytte auksjoner er å støtte produksjonen med lavest kostnad, samtidig som man kontrollerer hvor mye som blir bygget ut. I flere tilfeller er volumene som auksjoneres ut fordelt etter teknologi; dette betyr at myndighetene ikke bare støtter fornybar energi generelt, men benytter støttesystemet for å påvirke hvordan kraftmiksen skal se ut på lang sikt.

Det tyske systemet benytter for eksempel auksjoner der det meste av volumet er fordelt per teknologi (e.g. solkraft, vindkraft, bioenergi) og kun en liten andel er teknologinøytralt. Andre land har gått inn for (nærmest) full teknologinøytralitet så lenge det er snakk om fornybar energi: for eksempel benytter Norge og Sverige et elsertifikatsystem som gir støtte til vindkraft, vannkraft, bioenergi og solkraft på like vilkår.<sup>45</sup> Det finnes også eksempler på systemer som inndeler volumene basert på definerte egenskaper ved teknologiene; for eksempel har Polen brukt auksjoner der en del av volumet kun er tilgjengelig for fornybare teknologier med en viss årlig kapasitetsfaktor (40%).<sup>46</sup>

To av de viktigste valgene i utformingen av direkte subsidier er dermed hvordan tilskuddet skal utformes (direkte investeringsstøtte, fast tilskudd, sliding premium, elsertifikat, etc.) og i hvilken grad subsidiene skal være teknologinøytrale. Teknologinøytrale subsidier som tildeles per kWh har fordelen at de vil favorisere teknologien med lavest levetidskostnad (levelized cost of energy, LCOE), alt annet likt. Imidlertid gir LCOE ikke nødvendigvis et

<sup>44</sup> Et kvotemarked for CO<sub>2</sub> fungerer på mange måter som en avgift, spesielt når tilgangen aktivt reguleres for å oppnå en ønsket pris.

<sup>45</sup> Det er og har imidlertid vært enkelte små forskjeller, for eksempel knyttet til gebyrhåndtering.

<sup>46</sup> <http://aures2project.eu/2019/08/07/auctions-for-the-support-of-renewable-energy-in-poland/>

fullstendig bilde av systemverdien til teknologien, for eksempel med tanke på hvilke tidspunkter den vanligvis produserer.

Denne utfordringen er redusert dersom subsidiet utformes slik at anlegget er i hvert fall delvis eksponert for markedssignaler. Tilbyderne kan da veie tilskuddet mot både utbyggingskostnadene og en forventning om hvilken oppnådd kraftpris og ubalanseskostnad anlegget vil bli eksponert for over levetiden. Alternativet er at myndighetene fastsetter volumer per teknologi, som implisitt betyr at de selv gjør vurderinger om framtidig systemverdi og ønsket kraftmiks istedenfor å overlate det til utbyggerne. En teknologinøytral auksjon som gir tilskudd per kWh uten noen eksponering for markedsforhold vil derimot kun favorisere lav levetidskostnad, og hensynet til systemverdi som ikke fanges opp av dette blir ikke ivaretatt av verken myndigheter eller utbyggere.

Når det gjelder indirekte subsidier, er installasjon av mindre solkraftanlegg på bygningstak et aktuelt eksempel å trekke frem. Ordningene varierer mellom land, men en ganske typisk tilnærming er at egenprodusert solkraft regnes som redusert forbruk. Det betyr at egenprodusenter unngår ikke bare den delen av kraftprisen som stammer fra engrosmarkedet, men også eventuelle skatter og nettleie som betales per kWh. Denne typen anlegg får dermed en fordel som ikke tilfaller større, bakkemonterte solcelleanlegg eller andre større kraftprodusenter. Det er imidlertid klart at mye av lønnsomheten skyldes et slags indirekte subsidie, blant annet fra andre nettkunder, som sannsynligvis ikke gjenspeiler riktig samfunnsøkonomisk verdi. Nettleien som unngås av en privatkunde med solanlegg må dekkes inn av andre kunder, ettersom installasjonen ofte vil ha lite å si for nettets kostnader (større mengder solkraft kan også øke nettkostnadene). Dette vil i praksis bety en systematisk høyere nettleie for kunder med dårligere forutsetninger for å installere solceller, for eksempel dem med takflater som vender øst-vest istedenfor nord-sør.<sup>47</sup> Jo flere som installerer solceller på tak, jo mer av nettets felles kostnader må dekkes av dem som ikke har like gode muligheter til å gjøre det samme. Effekten vil forsterkes av ordninger med nettoavregning (net metering), altså at overskuddsproduksjon fra anleggene i praksis også behandles som redusert forbruk. Så lenge antallet kunder med solcelleanlegg er relativt få er disse vridningseffektene lite merkbare, men det bør vurderes hva konsekvensene blir dersom utbredelsen blir betydelig.

Det kan være argumenter for å spesielt favorisere solceller på hustak fremfor bakkemonterte anlegg eller anlegg på store næringsbygg, for eksempel dersom nettkostnadene blir kraftig redusert eller hvis det mangler steder å sette opp slike større anlegg på. Samtidig har store, bakkemonterte anlegg gjerne en betydelig lavere levetidskostnad, forutsatt at det finnes arealer som er akseptable å benytte. For å være i tråd med overordnede politiske mål om samfunnsøkonomisk effektivitet er det derfor viktig å vurdere om gevinsten på systemnivå av en løsning med mange små solcelleanlegg nært forbrukerne faktisk er større enn en løsning med større, bakkemonterte anlegg plassert et stykke unna. Det samme gjelder batterilagring, som noen ganger diskuteres i sammenheng med solkraft. Det bør også vurderes hvilke vridningseffekter virkemidler som for eksempel nettoavregning har, i forhold til andre virkemidler.

### 2.5.2. Betaling for kapasitet og forsyningsikkerhet

Det er behov for at et kraftsystem har tilstrekkelig reservekapasitet til «ekstreme» situasjoner av ulike slag. Tradisjonelt er det kraftverk fyrt med fossilt brensel som leverer reservene. Når fornybar kraftproduksjon erstatter kraft fra disse kraftverkene, vil sistnevnte få færre full-lasttimer i året. Etter hvert vil det ikke lenger lønne seg å vedlikeholde dem, og en mister da den kapasiteten som for det første skal fylle ut hullene i forsyningen fra produksjon som varierer med været og som dernest skal levere driftsreservene, dvs.

<sup>47</sup> Samtidig bør en ordning for insentiver til solkraft sørge for at det er de stedene med best forhold for produksjon som benyttes. Det er med andre ord et spørsmål om å finne insentivordninger som er gunstige både for økonomisk effektivitet og for fordelingspolitiske mål.

kompensere for feil som oppstår i produksjon, nett og forbruk for å hindre avbrudd eller vesentlig kvalitetssvikt i leveransen.

Ressurser som er fleksible, men har lang mobiliseringstid (trege ressurser) brukes fortrinnsvis til å følge lasten. Driftsreservene trenger raske ressurser, men raske ressurser har ofte svakheter når det gjelder utholdenhet, dvs. de har et begrenset energilager som tømmes. I de fleste markeder har en derfor en kaskade av energireserver som starter med veldig raske roterende reserver som etter hvert erstattes med tregere, men mer utholdende reserver hvis feilen er langvarig.

Avhengig av kapasitetsmarginene og sammensetningen av produksjonsapparatet, er myndighetene i mange land usikre på om det vil være nok reserver av ulike kategorier til å dekke behovet etter en massiv utbygging av fornybar kraft. Omstillingstiden er kort, og selv om behovet for reserver er tydelig nok for potensielle investorer, er det ikke opplagt at selv et ellers velfungerende marked vil levere tilstrekkelige reserver. Noen aktører har lidd et uventet tap på eksisterende anlegg (stranded assets), og kan dermed ha liten tillit til gjennomføringen av andre planer. Umodne markeder gir lite informasjon om priser og volumer som kan brukes til å vurdere lønnsomheten i reservekraftverk. Investeringer i slike anlegg vil dessuten være ekstra vanskelige å finansiere pga. usikkerheten.

Det er fortsatt diskusjon om et kraftmarked med betaling bare for levert energi vil gi sterke nok investerings signaler til at de nødvendige investeringene blir gjort, og mange land har et eget kapasitetsmarked eller en strategisk reserve<sup>48</sup>. Diskusjonen rundt denne usikkerheten har skapt en forventning om at det vil bli gitt tilskudd til investeringer i fleksibel kapasitet, noe som i sin tur reduserer investeringsviljen uten et slikt tilskudd.

---

<sup>48</sup> Enheter i et kapasitetsmarked deltar i det normale markedet, mens enheter i strategisk reserve er holdt utenfor.

### 3 Et fremtidig kraftmarked på Færøyene

I dette kapitlet gjennomgår vi anbefalinger for organisering av kraftsektoren på Færøyene, med utgangspunkt i de tidligere beskrevne målsetningene. Vi kan se på reformen i to faser. I første fase benyttes de samme ressursene som nå, det vil si i hovedsak vannkraft og dieselkraftverk, til balansering av kraftsystemet. Maritim transport og fiskeflåten benytter fortsatt fossilt drivstoff.

Etter hvert som man går videre mot en full avkarbonisering av det færøyske samfunnet, må imidlertid også dette drivstoffet skiftes ut. Det blir da nødvendig å enten importere flytende drivstoff basert på fornybare kilder eller å investere i slik produksjon på Færøyene. Dette er et strategisk valg som potensielt kan ha stor innvirkning på kraftsystemet. Dersom man velger produksjon av grønt drivstoff på Færøyene, vil det åpne for og langt på vei nødvendiggjøre en videreutvikling av systemet fra den første fasen.

Avsnitt 3.1 gir en kortfattet oversikt over forslaget til omorganisering av færøysk kraftsektor i fase 1. Mer detaljert beskrivelse og drøfting følger i avsnitt 3.2- 3.5. Til slutt drøfter vi videreutviklingen i fase 2 i avsnitt 3.6.

#### 3.1 Oppsummering og oversikt

I denne delen oppsummerer vi de viktigste anbefalingene for fase 1, som gjennomgås i mer detalj i de påfølgende delkapitlene. Forslaget nedenfor bygger på de europeiske markedsløsningene der det er hensiktsmessig, men vil beholde flere sentralstyrte elementer i en overgangsfase. Hovedpunktene er:

1. Selv om den færøyske kraftsektoren har få aktører og størrelsen gjør det vanskelig å utvikle konkurransebaserte markeder, er det grunnlag for en stegvis reform som vil gi en bedre ressursutnyttelse. Første steg vil være å åpne for fri handel mellom uavhengige aktører ved å etablere funksjoner og strukturer som stiller aktørene likt i konkurransen.
2. Den sentrale styringen som Umhvørvisstovan har, bør styrkes. Det bør vurderes om funksjonen skal skilles ut som en egen sektormyndighet med overordnet ansvar for bl.a. energistrategi, reformprosess, utvikling av fornybar kapasitet, godkjenning av større investeringer, etablering av markeder og prispolitikk.
3. Systemoperatøren bør fortsatt ha ansvar for drift og styring av vannkraftverk og dieselkraftverk, i tillegg til drift og balansering av kraftsystemet. Dette vil gi en stor organisasjon med en dominerende posisjon, noe som eventuelt kan dempes ved å skille ut rollen som eier og vedlikeholder av kraftnettet. Dette er vanlig praksis utenom Europa og kan trolig gjøres uten store ulemper for driften.
4. Systemoperatøren bør etablere en produksjonsplanprosess<sup>49</sup> med balanseansvar, der alle balanseansvarlige<sup>50</sup> oppgir bindende volumer og gis anledning til å korrigere forpliktelsene i intradagmarkedet. I etterkant må de kompensere systemoperatøren for kostnadene med å korrigere eventuelle gjenstående ubalanser.
5. Systemoperatøren bør få ansvar for et kortsiktig marked, her kalt intradagmarked, som aktørene kan bruke til å handle seg i balanse time for time dersom produksjon eller forbruk ser ut til å avvike fra plan. Systemoperatøren bør få utarbeidet en optimaliseringsmodell av stokastisk dynamisk type som kan benyttes til planlegging av produksjon og forbruk og til å etablere et sett av differensierte, tidsavhengige priser som aktørene kan handle på i dette markedet.
6. Det etableres en offentlig institusjon, her kalt en handelsfunksjon, i nært samarbeid med sektormyndigheten. De formidler kraft på kontrakter, men har ingen operative

<sup>49</sup> I den europeiske markedsmoellen bygger produksjonsplanen (dispatch) på resultatene fra døgnet. I fase 1 er det neppe hensiktsmessig å etablere et døgnet på Færøyene. Det er lite bruk for slike resultater i planprosessen før en har store aktører som er prisfølsomme, f.eks. produksjon av syntetisk drivstoff.

<sup>50</sup> Balanseansvarlige gis adgang til å handle i markedet. Uavhengige produsenter og større aktører som har langsiktige kontrakter med handelsfunksjonen må være det. Andre aktører (store forbrukere og aktører som opptrer på vegne av mindre kunder) kan være det.

- funksjoner, og skal i minst mulig grad ta kommersiell risiko. Handelsfunksjonen skal fremme utviklingen av markedet for langsiktige kontrakter og legge til rette for direkte salg av kraft fra produsenter til forbrukere.
7. Handelsfunksjonen etablerer kontrakter med utbyggere av ny fornybar energi (som vind- og solkraft) gjennom auksjoner<sup>51</sup>. Utbyggere<sup>52</sup> tilbys langsiktige fastpriser ved investeringsbeslutning, men kun for en del av volumet hver time (opp til f.eks. 70 % av maksimal kapasitet)<sup>53</sup>. Produksjon utover dette vil få intradagpriser, satt ved åpningen av markedet gjennom systemoperatørens optimalisering<sup>54</sup>.
  8. Forbrukere (inkl. husholdninger) skal i utgangspunktet få leveranser direkte fra produsenter eller andre balanseansvarlige aktører<sup>55</sup>. Det vil ta tid å etablere slike leverandørforhold, og for å sikre kraft til alle, tilbyr handelsfunksjonen leveranse til en kostnadsbasert pris (inkl. ubalansekostnader), som varierer fra time til time. Forbrukerne skal i tillegg betale nettariffer og eventuelle avgifter<sup>56</sup>.
  9. Nettleien kan brukes aktivt til å redusere behovet for energilagring ved å styre forbruk til timer som er gunstig for systemet. Nettoavregning av nettleie gir uheldige vridninger i insentivet til produksjon av solkraft på bygninger, og direkte subsidier bør vurderes som et alternativ.
  10. Det vil være nødvendig med overordnede rammer og økonomisk regulering av monopolvirksomhetene, og da særlig nettselskapet. Dette bør inkludere en effektivitetsvurdering, for eksempel basert på en måling mot norske nettselskaper. Vi mener at det vil være mest hensiktsmessig å basere lovlig inntekt for systemdrift på forhandlinger mellom sektormyndigheten og systemoperatøren.

Figur 5 gir en oversikt over rolleinnordningen og oppgavene i den foreslåtte modellen. Som i Figur 5 representerer hvert rektangel en funksjon (en oppgave) som kan dekkes av ulike institusjoner, mens hver farge representerer én institusjon eller type institusjon. I figuren nedenfor innehas dermed rollene systemoperatør og produsent av vannkraft og termisk kraft av samme institusjon.

Figuren inkluderer også hvordan produksjon av fornybart, syntetisk brensel kan passe inn i systemet (i fase 2). Produsentene av dette vil enten kjøpe elektrisk kraft gjennom handelsfunksjonen eller direkte fra kraftprodusenter<sup>57</sup>, og vil kunne tilpasse produksjonen etter prissignalene fra optimeringsmodellen. De vil også kunne tilby eksplisitt fleksibilitet gjennom avtaler med handelsfunksjonen.

<sup>51</sup> En ny prismodell vil ikke gjelde gamle kontrakter, men det kan ordnes hvis en bruker auksjon i restruktureringen av eksisterende vindkraft i forbindelse med omstruktureringen av funksjonene.

<sup>52</sup> Hvem som helst vil i denne modellen kunne bygge ut kraft for å bruke den selv eller selge den direkte til forbrukere og bruke intradagmarkedet til å balansere porteføljen. En konsesjonsordning må derfor være uavhengig av kontraktene. Datasystemenes evne til å handtere målinger fra små enkeltkunder kan gi en begrensning i muligheten for direkte salg til dem. Det ville også være mulig å la produsenter holde tilbake kraft fra auksjonsbasert produksjon ved å skalere ned kontrakten og selge den direkte til forbrukere.

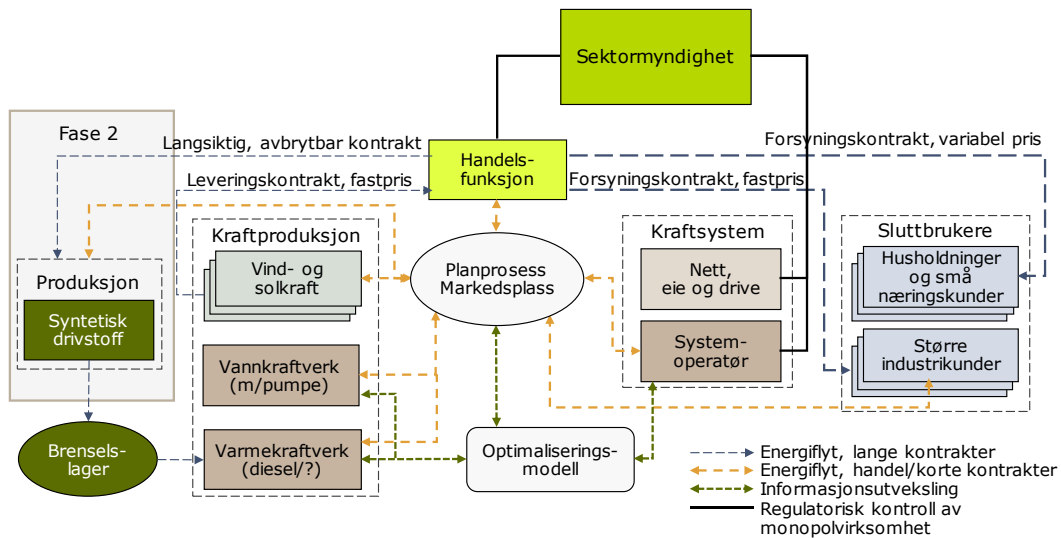
<sup>53</sup> Det kan være mulig å legge til en opsjon i kontrakten om å skalere ned andelen med fastpris. Dette for å åpne for at de uavhengige produsentene senere kan inngå bilaterale avtaler med forbrukere.

<sup>54</sup> Dette vil øke kontraktsprisene noe, men vil samtidig sikre en riktigere prissetting og redusere kostnadene med tilbakekjøp i overskuddssituasjoner.

<sup>55</sup> Større forbrukere kan få forhandlede langtidskontrakter med handelsfunksjonen.

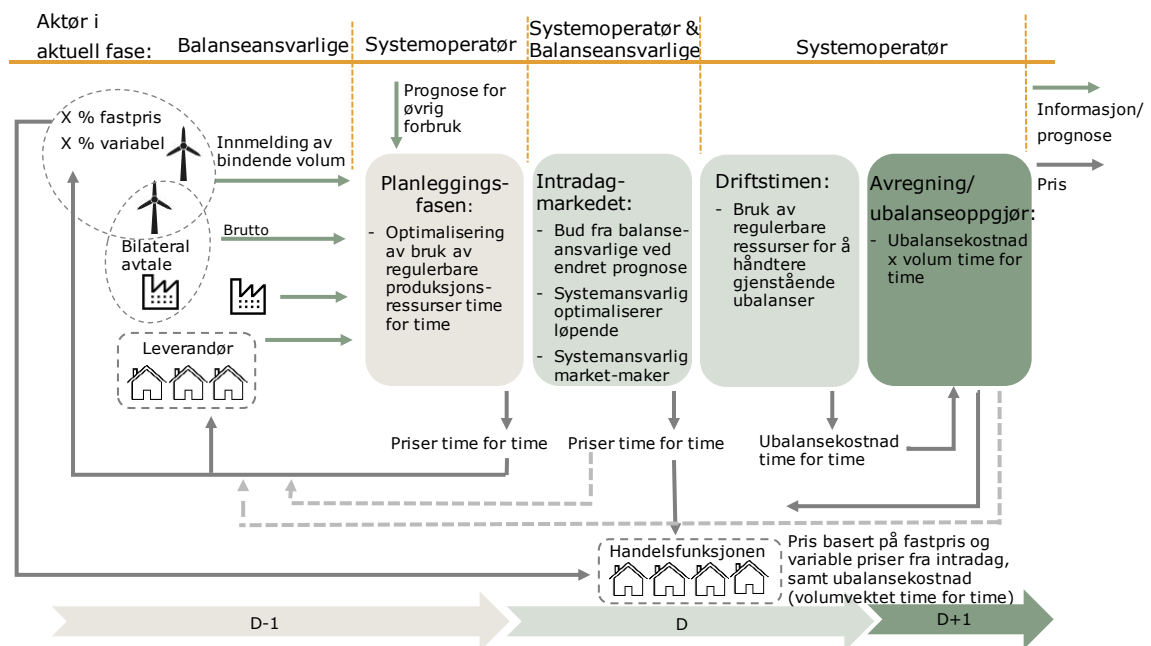
<sup>56</sup> Den totale prisen har lite felles med en teoretisk sett optimal pris, men den vil i det minste variere på samme måten som en optimal pris, høyere når det er underskudd på nett og/eller kraft og lavere når det er overskudd.

<sup>57</sup> Her vil det nok måtte ligge enten et politisk styrt prisnivå eller en direkte subsidie.



Figur 7: Markedsmodell

Figur 8 viser den løpende, daglige prosessen som starter med at de balanseansvarlige melder inn produksjon og eventuelt forbruk til systemoperatøren. Systemoperatøren lager prognoser for kunder som ikke har en egen balanseansvarlig, men som kjøper kraft gjennom handelsfunksjonen. Deretter optimerer systemoperatøren bruken av de regulerbare ressursene, og beregner priser gjennom døgnet. Disse prisene brukes som referanse til intradagmarkedet, der de balanseansvarlige kan handle seg i balanse ved endrede prognoser tett opp mot driftsøyeblikket. En stor ubalanse gir risiko med tanke på ubalanseprisene. Aktørene vil ønske å handle seg i balanse for å kontrollere ubalanserisikoen og/eller fordi de tror at markedsprisene vil være mindre gunstige nærmere driftstimen. Systemoperatør deltar også i dette markedet. Når markedet stenger, for eksempel en time før driftstimen, er det systemoperatør som har ansvar for å stabilisere systemet. Etter driftsdøgnet vil systemoperatør sørge for avregning av ubalanser.



Figur 8: Handels- og driftsprosessen fra planlegging til avregning

## 3.2 Roller og rammer for markedet

### 3.2.1. Netteierskap

Systemoperatøren skal som et minimum drifte systemet, og sørge for den kortsiktige balansen mellom tilbud og etterspørsel. I den europeiske TSO-modellen eier systemoperatøren også nettet og er til en viss grad ansvarlig for den langsiktige balansen, men eier ingen kraftverk.

Et alternativ som må vurderes på Færøyene er en ISO-modell<sup>58</sup>, der systemoperatøren balanserer systemet uten å eie nettet. Denne modellen er valgt flere steder utenom Europa, og er den foretrukne organiseringen i USA<sup>59</sup>.

En ISO-organisasjon er liten og fokusert og gir en helt nøytral avveining om tiltak for å forbedre driftssikkerheten skal legges i nettet, i produksjonsapparatet eller hos kundene. TSO-modellen fokuserer derimot på nettet og integrerer nettutbyggingsprosjekter bedre med driften. På Færøyene er organisasjonene små og i offentlig eie, og nettet lite og oversiktlig, så begge modellene vil fungere. En fordel med en ISO-modell er at systemoperatøren, som i tillegg eier de regulerbare produksjonsressursene, blir mindre dominerende. Dette vil imidlertid medføre økte administrative kostnader ved å operere og styre to separate organisasjoner, og det er ikke sikkert dette kan forsvares i et så lite system som det færøyske.

### 3.2.2. Økonomisk reguleringsmodell

Det vil det være nødvendig med en form for regulering av monopolvirksomhetene, det vil si handelsfunksjonen, systemoperatøren og eventuelt et separat nettselskap. Regulering av selve nettvirksomheten er mest krevende. En omfattende dekarbonisering vil kreve betydelige nettinvesteringer, sett i forhold til verdien av dagens nett. Dette betyr at reguleringsmodellen for nettselskapet må ta høyde for at nettselskapet har tilstrekkelig kontantstrøm og finansieringsevne til å løfte investeringene. Samtidig bør modellen gi insentiver til effektiv utvikling og drift av nettet, slik at nettareffektene ikke blir høyere enn de trenger å være.

Vi foreslår å etablere en økonomisk reguleringsmodell med to hovedelementer:

- En modell for inntektsfastsettelse som begrenser lovlig inntekt og beskytter kundene, men som samtidig gir nettselskapet økonomisk evne til å investere i nødvendig nytt nett
- En effektivitetsvurdering som sikrer at nettselskapet opptrer rasjonelt og ikke pådrar seg kostnader utover det som er nødvendig for en effektiv utvikling og drift av nettet

Mange reguleringsmodeller baserer seg på historiske data for å fastsette lovlig inntekt. Ett eksempel er den norske modellen, som i prinsippet gir nettselskapene en inntekt som tilsvarende inflasjons- og investeringsjusterte kostnader fra to år før, men med justering for målt effektivitet. I en situasjon hvor takten i ny- og reinvesteringer ikke avviker mye fra historien, fungerer en slik modell godt. På Færøyene risikerer man at investeringstakten blir så høy at to år gamle tall vil gi en kraftig underfinansiering av nye nettanlegg. Vi er derfor i favør av en modell som i større grad tar hensyn til fremtidige investeringsplaner.

Hva gjelder vurdering av effektivitet, kan både benchmarking, nettnyttemodell og forhandling (se forklaring i kapittel 2.3.3) være relevant for regulering av nettmonopolet på Færøyene, også i kombinasjon. Det vil åpenbart ikke være mulig å gjennomføre en benchmarking for nett på Færøyene alene. Imidlertid kan man sammenligne netteieren med nettselskaper i andre land, for eksempel ved å gjennomføre en skyggeberegning mot

<sup>58</sup> Independent System Operator

<sup>59</sup> <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/power-sales-and-markets/rtos-and-isos>



norske nettselskaper i NVEs effektivitetsmodell der dataene og modellen er tilgjengelig. Dette er samme tilnærming som er benyttet for en rekke europeiske TSOer, hvor selskaper i ulike land sammenlignes med hverandre.

Historiske data vil fremdeles ha relevans for å vurdere effektivitet, og selvsagt også relevans for deler av kostnadsbasen. Vi vil foreslå følgende modell for fastsettelse av lovlig inntekt:

- Nettselskapet legger frem budsjett for drifts- og investeringskostnader samt kapitalbehov og -kostnader for neste år. Samtidig legges det frem historiske tall med samme detaljering
- Sektormyndigheten gjennomfører en benchmarking eller effektivitetsanalyse basert på historiske tall og på budsjettet. Vi mener det vil være forholdsvis enkelt å etablere et datasett hvor nettselskapet kan sammenlignes med de norske nettselskapene, slik at sektormyndigheten har et håndfast grunnlag for vurdering av nettselskapets effektivitet, både historisk og med fremlagte planer
- Sektormyndigheten og nettselskapet gjennomfører forhandlinger knyttet til de fremlagte planene. Jo større ineffektivitet benchmarkingen viser, jo større grunn vil sektormyndigheten ha til å presse frem effektiviseringstiltak i planene
- Sektormyndigheten gjør vedtak om lovlig inntekt for neste år, som så danner grunnlag for tariffing av kundene (se avsnitt 3.5 om forslag til regulering av tariffer)

Det vil alltid være et visst avvik mellom tillatt inntekt og hvilken inntekt nettselskapet faktisk får inn gjennom tariffer gjennom året. Vi foreslår at dette avviket enten går til fradrag i neste års inntektsramme (for høy inntekt) eller legges til neste års ramme (for lav inntekt).

Kostnader og lovlig inntekt knyttet til systemoperatøren bør behandles separat. Kostnadene for systemdrift omfatter personell, systemkostnader, kostnader for kjøp av balanse og systemtjenester, samt ordinære driftskostnader. Vi mener at det vil være mest hensiktsmessig å basere lovlig inntekt for systemdrift på forhandlinger mellom sektormyndigheten og systemoperatøren.

### 3.2.3. Systemdrift og eierskap av produksjonsressurser

En av de viktigste oppgavene for systemoperatøren er å løpende sikre tilstrekkelig med reserver til å holde systemet kjørende selv om det skjer uventede hendelser. I de fleste markeder kan systemoperatøren sikre driftsreservene ved å enten bruke ledig kapasitet i fleksible kraftverk som ikke er i bruk, eller ved å gjøre avtale i forkant av markedet med kraftprodusenter om å reservere en andel av kapasiteten i kraftverk som er i bruk som driftsreserve. I noen markeder hvor en har lagt ned mye fleksibel kapasitet, er denne løsningen under press, og en ønsker seg markeder for kapasitetsreservasjon. Ingen har etter det vi kjenner til implementert slike markeder.

På Færøyene vil bruken av de fleksible ressurser (vannkraftverk og dieselmotorkraftverk) til reservehold fortsatt være fullstendig integrert i driftsbeslutningene etter en markedsreform. Ikke minst vil vannkraftens rolle vil bli mye viktigere i fremtiden når dieselmotorkraftverkene eventuelt fases ut fra den daglige driften, og energien skal sikres både om vinteren når forbruket er høyt og om sommeren når det ikke blåser. I et slikt system har valg av driftsstrategi stor betydning for den langsiktige energibalansen, og det langsiktige perspektivet må være en integrert del av de kortsiktige beslutningene.

Ikke-optimale, kortsiktige driftsstrategier kan føre til unødig overløp/spill i våte perioder eller forsyningssvikt i tørre perioder. I kraftsystemer hvor vannkraft spiller en sentral rolle, for eksempel Norden, Brasil og Canada, er det viktig å tenke langsiktig og ta høyde for usikkerheten i tilsiget til vannmagasinene. I alle de tre nevnte systemene spiller vannverdier en stor rolle som driftsstyringssignal. Vannverdiene er opsjonsverdien på

vannkraft eller verdien ved å beholde vann i magasinene i stedet for å produsere. Vannverdier beregnes ved å løse et stokastisk optimeringsproblem hvor målet er å finne optimal driftsstrategi for vannkraft gitt hvilken tid på året det er og hvor mye vann som er i magasinene. På Færøyene forventer vi at vannverdier på tilsvarende måte vil bli et essensielt element i driftsstrategien ved å sørge for at vannkraften blir disponert optimalt i forhold til andre energiresurser og også være med til å gi riktige prissignaler til fleksibelt forbruk.

Flere algoritmer er utviklet for å løse vannverdiproblemet, se for eksempel en nylig utgitt oversikt publisert i *Energies*<sup>60</sup>. I Norden har SDP (Stokastisk Dynamisk Programmering) algoritmen vært state-of-the art i flere tiår, og er mest kjent fra Samkjøringsmodellen i det norske vannkraftsystemet<sup>61,62</sup>. Metoden er også implementert i flere kommersielle markedsmodeller, inklusive AFRYs modell BID3.

Systemoperatøren må hver dag bestemme hvor stor del av kapasiteten som skal avsettes til driftsreserve og hvor mye som er tilgjengelig til å dekke forventet forbruk. Etter hvert som andelen vindkraft øker og det bygges ut mer pumpekraft, vil variasjonene i bruken av ressursene øke, og det langsiktige perspektivet blir viktigere. Optimalisering av ressursbruken i kraftsektoren på Færøyene kan ikke gjøres gjennom en ren kortsiktig kostnadsanalyse, og et marked vil ikke kunne være basis for desentraliserte driftsbeslutninger<sup>63</sup>. Hvis de fleksible kraftverkene eies av andre enn systemoperatøren, og bruken av dem skal sikres gjennom avtaler, kan dette svekke effektiviteten av både drifts- og investeringsstrategiene. Dette taler for at systemoperatøren bør eie og kontrollere diesel- og vannkraftverk.

Systemoperatøren vil ha ulike driftsstrategier, blant annet avhengig av balansen mellom forbruk og fornybar produksjon, samt beholdningen i produksjons- og pumpevannsmagasiner. Et sentralt valg i strategien er hvilke enheter som skal levere roterende reserve<sup>64</sup> og andre typer reserve:

- Når det er et stort underskudd av fornybar kraft, vil en produsere både vannkraft og dieselpumpekraft. Begge leverer roterende reserve, og her kommer det langsiktige perspektivet inn. Fordelingen mellom diesel og vannkraft er avhengig av om vannverdien er høyere eller lavere enn de kortsiktige driftskostnadene i dieselpumpeverkene.
- Når underskuddet er mindre, må en kanskje velge en av delene for å unngå drift med lav virkningsgrad, igjen avhengig av kostnadsforholdet mellom diesel og vannkraft.
- Når en er om lag i balanse eller har et lite overskudd, må en kanskje kombinere dieselpumpeverk og pumping.
- Når en har et større overskudd, vil en ønske å pumpe, hvis det er vann i pumpevannsmagasiner.

Ressursene som leverer roterende reserve må også være i stand til å raskt korrigere en større ubalanse ved en feil i kraftsystemet. Tilgjengelig volum må altså minst tilsvare systemets dimensjonerende feil. Enkelte egenskaper ved systemet kan endres ved å gjøre investeringer, f.eks. roterende reserver fra vannkraftverk i pumpemodus og endring av virkningsgraden i dieselpumpeverkene ved lav last (nye, små dieselpumpegeneratorer).

<sup>60</sup> Hammid et al: A Review of Optimization Algorithms in Solving Hydro Generation Scheduling Problems (*Energies*, Vol. 13, Issue 11, 2020)

<sup>61</sup> Fosso et al: Generation Scheduling in a Deregulated System: The Norwegian Case (*IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, Number 1, 1999)

<sup>62</sup> Sintef hjemmeside om EMPS: <https://www.sintef.no/en/software/emps-multi-area-power-market-simulator/>

<sup>63</sup> De fleste land i Europa har desentrale driftsbeslutninger: Aktørene får en volumforpliktelse fra markedet, og kan velge hvordan de skal bruke porteføljen, og evt. ta en ubalanse. Med sentraliserte driftsbeslutninger får aktørene beskjed om hvordan hvert enkelt anlegg skal kjøres.

<sup>64</sup> Roterende reserve skal i utgangspunktet koste lite. Ved å bruke enheter med innebygd fleksibilitet som uansett må være i drift, blir dette enklere og billigere enn å bygge ut ekstra kapasitet gjennom for eksempel synkronkompensatorer og elektroniske enheter.

### 3.2.4. Sektormyndighet

Et marked med ett eller flere monopol trenger en styrket sektormyndighet. Et slikt «energistyre» må videreføre og utvide arbeidet i energidelen av Umhøvrisstovan:

- strategi for og gjennomføring av energireformen;
- etablering av et monopol som eier nettet, med regulering av tariffer, avkastning, utbytte etc.;
- etablering av en systemoperatør (med styring av diesel- og vannkraft), eventuelt som en del av nettmonopolet.

Hvis en velger en TSO-modell, er det et spørsmål om energistyret skal forvalte et statlig (del-)eierskap i nett og/eller strategiske aktiva (pumpekraftverk, dieselpumpekraftverk etc.) for å dempe dominansen av én organisasjon.

I den europeiske modellen er det en regulatormyndighet i tillegg til sektormyndigheten for å hindre at myndighetene i enkeltland forstyrrer konkurransen mellom aktører i ulike land. Det trengs ikke her.

### 3.2.5. Investeringsbeslutninger

Det færøyske markedet vil i starten være ufullstendig, siden det mangler en langsiktig markeds mekanisme som gir insentiv til å etablere ny kapasitet. I en overgangsfase og kanskje på lang sikt, blir planlegging av ny produksjonskapasitet fortsatt en offentlig oppgave. Behovet for ulike typer kapasitet (vind-, sol- og pumpekraft) blir fastsatt med basis i analyser utført av systemoperatøren og investeringene blir gjennomført ved hjelp av auksjoner, insentiver og/eller oppdrag til eierne.

I et fritt marked må det samtidig være like muligheter for alle markedsaktører til å investere i ny kapasitet på egen regning og risiko. For å få til dette må det etableres konsesjons- og støtteordninger som tillater større utbygginger basert på bilaterale kontrakter direkte mellom kunde og leverandør.

### 3.2.6. Handelsfunksjon

For å gi både sektormyndigheten og systemoperatøren avstand og nøytralitet til investeringsbeslutningene, anbefaler vi at myndighetene etablerer en egen handelsfunksjon. Dette er en administrativ enhet uten operative funksjoner som skal foreslå en plan for utbygging av ny produksjonskapasitet for sektormyndigheten og gjennomføre de nødvendige tiltakene for å sette det ut i livet: organisere vindkraft- og eventuelt solkraftauksjoner, foreslå utbyggingsinsentiver for små vind-, sol- og vannkraftenheter, og forhandle med eierne av eksisterende enheter om utvidelser.

En annen viktig rolle for handelsfunksjonen er å redusere finansieringskostnadene for investorene. I et etablert marked med flere store aktører vil disse stille opp som motparter i langsiktige kontrakter og redusere den finansielle risikoen i prosjektet. Mange finansinstitusjoner gir gunstige vilkår til miljøprosjekter med lav risiko, men de stiller strenge krav til finansiell styrke hos kontraktspartneren. Det kan være tvil om det er tilstrekkelig finansiell kapasitet hos aktuelle investorer og motparter på Færøyene.

Handelsfunksjonen skal i tillegg legge til rette for en gradvis utvikling av langsiktige markeder og sørge for bilaterale kontrakter direkte mellom kunde og leverandør. I en tidlig fase vil de fleste sluttbrukere stå uten leverandør. Det vil da være naturlig at handelsfunksjonen tilbyr forbrukerne kontrakter til kostpris (Se kapittel 3.4.2).

Oppsummert er oppgavene til handelsfunksjonen:

- Etablere en plan for utbygging av ny produksjonskapasitet
- Kjøpe produksjon av fornybar energi (vindkraft, solkraft, etc.) langsiktig til fast pris gjennom en omvendt auksjon.

- Leverer kraft videre til kunder (Se avsnitt 3.4.2) til en pris bestemt delvis av de langsiktige kontraktene og delvis av de variable intradagmarkedet,
- Legge forholdene til rette for utvikling av markedet.

Handelsfunksjonen vil ligne på en Single Buyer i den europeiske modellen, men vil ikke ha monopol på krafthandel.

### 3.3 Markeder og drift

Kraftsystemet bør ha priser som både sikrer tilstrekkelige investeringer og bidrar til en samfunnsøkonomisk optimal bruk av ressursene. Siden investeringene på Færøyene for en stor del er direkte styrt av myndighetene, blir hensynet til driften viktigst. Spesielt er det viktig at prisstrukturen bidrar til at en størst mulig del av produksjon og forbruk er prissensitiv i ekstreme situasjoner, dvs. når det ligger an til et stort overskudd eller stort underskudd, blant annet for å utsette kapasitetsøkninger i nettet.

Som tidligere beskrevet er fysisk krafthandel i de europeiske markedene inndelt i tre faser: planlegging gjennom et døgnmarked (spotmarked), justering av porteføljene i et intradagmarked og systembalansering med ulike balansemarkeder (se del 2.4). Denne faseinndelingen vil konseptuelt være den samme på Færøyene, selv om hva som skjer i hver fase vil være noe annet. Oppsummert vil den daglige prosessen gjennomføres slik:

1. Balanseansvarlige leverer bindende plantall for forbruk og/eller produksjon til systemoperatør, som utarbeider en produksjonsplan.
2. Aktørene korrigerer sine forpliktelser mot hverandre eller mot markedet i perioden fram til start av hver driftstime – vi kaller dette porteføljejustering og intradagmarked.
3. Systemoperatøren håndterer gjenstående ubalanser i driftstimen, stort sett gjennom egne ressurser eller gjennom avtaler
4. Etter driftstimen beregnes balanseavviket (forpliktelse minus leveranse) for hver enkelt aktør og for systemet. Enhetskostnaden for ubalanse regnes ut.
5. Ubalanseoppgjøret (volum\*enhetskostnad), regnes ut, og faktura sendes til de balanseansvarlige. De som har bidratt til ubalansen må betale sin andel, mens de som har motvirket ubalansen får betalt en tilsvarende sum.

Vi diskuterer de ulike leddene i den daglige prosessen nedenfor.

#### Produksjonsplan

I den europeiske markedsmodellen er systemoperatøren avhengig av volumene fra døgnmarkedet for å lage produksjonsplanen. Selv om det også på Færøyene ville være mulig å lage et auksjonsmarked som ligner på et europeisk døgnmarked for å få fram planlagt produksjon fra vind- og solkraft og planlagt forbruk fra forbrukere som er balanseansvarlige, vil det i første omgang ha liten hensikt å gjøre det: De balanseansvarlige er så lite fleksible at det ikke ville endre på produksjonsstrategien, og justeringer kan gjøres i etterkant. Selv om balanseansvarlige forbrukere deltar i produksjonsplanleggingen på linje med produsentene, er det de fleste steder bare unntaksvis at forbruksfleksibilitet spiller noen rolle.

Fleksibiliteten fra forbrukere som ikke er balanseansvarlige, kan være viktig på Færøyene, siden kraftprisen er så høy. Spesielt kan lading av en stor flåte av elbiler bety mye for nettbelastningen. Selv om slik forbruksfleksibilitet skulle ha stor betydning for systemet, betyr det mindre for produksjonsplanleggingen. Den ville eventuelt bare påvirke forbruksprognosen som systemoperatøren utarbeider, og ville uansett måtte korrigeres for etter planprosessen.

Produksjonsplanleggingen starter med at de balanseansvarlige melder inn bindende planer for produksjon og forbruk per time i kommende døgn. Deretter planlegger systemoperatøren bruk av de regulerbare ressursene basert på de innmeldte planene, magasinbeholdning, værmelding etc. (se avsnitt 3.2.3). Valget av strategi, og særlig bruken av pumpekraftverkene, er beslutninger som krever komplekse og tidskritiske analyser som neppe kan

utføres tilfredsstillende uten avansert beslutningsstøtte. Systemoperatøren bør derfor få utarbeidet en optimaliseringsmodell av stokastisk dynamisk type som kan benyttes til dette.

Uavhengige produsenter og forbrukere med balanseansvar kan melde inn prisuavhengige planer. Optimeringsmodellen minimerer kostnadene på systemnivå og gir skyggepriser (dualverdier) som benyttes for å sette priser for hver time, som til dels vil påvirke sluttbrukernes og produsentenes priser. I den grad dette påvirker sluttbrukernes atferd, vil forbruksprognosene etter hvert begynne å gjenspeile en prisrespons. Prisene brukes også som referanse for et intradagmarked (se nedenfor).

### **Porteføljejustering og intradagmarked**

Intradagmarkedet er i Europa et korreksjonsmarked for de balanseansvarlige (se del 2.4) Siden intradagmarkedet er et utropsmarked der hver enkelt transaksjon prises for seg, er det mindre utsatt for misbruk av markedsdominans enn en auksjon med marginalprising.

Utviklingen av en markeds plass på Færøyene bør ta utgangspunkt i intradagmarkedet, men med en viktig forskjell. Systemoperatøren kan ikke bare delta, men vil spille en avgjørende rolle som market-maker<sup>65</sup>, og vil trolig være motpart i de fleste transaksjonene. I tillegg kan alle balanseansvarlige delta: uavhengige produsenter, store forbrukere og serviceleverandører som representerer små forbrukere.

Markedet åpner når systemoperatøren kunngjør resultatet fra produksjonsplanleggingen (medregnet modellresultatene). Dette er et kortsiktig marked, der de balanseansvarlige aktørene gis anledning til å korrigere forpliktelsene sine, for eksempel hvis værprognosene endrer seg. Intradagprisene vil bli justert løpende etter hvert som ny informasjon kommer inn, fram til det stenger kort tid før driftstimen. I denne markeds løsningen blir systemoperatørens prispolitikk helt transparent, noe som gjør det vanskeligere for dem å misbruke den dominerende posisjonen de har.

### **Balansering**

I Europa bruker systemoperatørene balansemarkeder til å skaffe seg ressurser som kan brukes til å korrigere frekvensen og løse opp flaskehalsen. Systemoperatøren overtar ansvaret for justeringene etter at aktørene har brukt tiden fram til driftsøyeblikket, for eksempel begynnelsen av driftstimen. På Færøyene har systemoperatøren egne ressurser. Hvis dette ikke er tilstrekkelig, kan de kjøpe opsjoner bilateralt eller i auksjoner.

### **Ubalanseoppgjør**

Markedssystemet på Færøyene trenger et ubalanseoppgjør som sikrer at de balanseansvarlige også er finansielt ansvarlige for de dataene de avleverer. Det sikrer også at de bidrar til å redusere systemoperatørens balansetiltak til det strengt nødvendige. Dette er avgjørende viktig for å sikre forsyningskvaliteten og holde driftskostnadene nede i et kraftsystem som etter hvert vil få større utfordringer med balanseringen. Etter driftstimen beregnes balanseavviket (forpliktelse minus leveranse) for hver enkelt aktør og for systemet.

Enhetskostnaden for ubalanse regnes ut enten ved at 1) prisen i det marginale balansetiltaket brukes, eller 2) den volumveide gjennomsnittsprisen for reguleringstiltakene brukes. Metode 2 er enkel, og gir en nullsum-balansering uten risiko. Metode 1) er teoretisk bedre, men vil gi en netto kostnad eller inntekt over året, mest sannsynlig det siste. I ubalanseoppgjøret ganges volum ubalanse med enhetskostnad, og faktura sendes til de balanseansvarlige. De som har bidratt til ubalansen må betale sin andel, mens de som har motvirket ubalansen får betalt en tilsvarende sum.

<sup>65</sup> En market-maker stiller salgs- og kjøpspriser som de andre markedsdeltakerne kan handle på.

## 3.4 Priser til produsenter og forbrukere

### 3.4.1. Produsentpriser

I et marked uten direkte tilskudd til investeringene er det prisforventningene som skal utløse investeringer. Når myndighetene har en så stor rolle i prisdannelsen som på Færøyene, er det ingen som har markedsbaserte prisforventninger, og da må en ha offentlig kapasitetsplanlegging og mekanismer som gir ønsket kapasitet. Hvis en ønsker investeringer hos uavhengige aktører, må mekanismen tilby full dekning av forventede investerings- og driftskostnader. Dette får en eksempelvis til gjennom omvendte auksjoner (laveste kraftpris vinner). Med mer innovative kontraktstrukturer<sup>66</sup> kan en dessuten oppnå andre mål i tillegg:

- Mer fleksibel tilpasning til systemets behov når det er overskudd
- Fremme konkurransen ved å frigi kraft som kan selges direkte til sluttbruker

Insentiv til fleksibel atferd ved overskudd får en ved at en får en pris som ligger nær systemets marginalkostnad for det marginale leveringsvolumet i overskuddssituasjoner. Det kan en for eksempel få til ved at den fulle kontraktsprisen for time bare gis for produksjon opp til en gitt grense, for eksempel 70 % av anleggets kapasitet. Når det blåser mye, og produksjonsevnen er over 70 % av kapasiteten, er den marginale verdien av produksjon for produsenten lik kraftens marginale verdi i systemet. Hvis det er et overskudd, er prisen lik marginalkostnaden for vindkraft, og produsenten er indifferent om han produserer eller ei, hvis han ikke har en alternativ anvendelse for den.

Ved å gi den faste prisen til f.eks. 70 % av nominell kapasitet (MW) og variabel markedspris for resten (som gitt av systemoperatør, i praksis bestemt i optimeringsmodellen for produksjonsfasen beskrevet overfor), vil det gi produsenten insentiv til å redusere anmeldingen og beholde fleksibilitet i overskuddssituasjoner med lav forventet markedspris<sup>67</sup>. I stedet kan han tilby kraft i intradagmarkedet til en høyere pris, dersom prognosene og prisen forandrer seg frem mot driftstimen. Dette vil også kunne gjøre det lettere for systemoperatøren å etablere avtaler om syntetisk roterende reserve<sup>68</sup> og reservasjon av vindkraftkapasitet til oppregulering<sup>69</sup>.

Myndighetene ønsker å få i gang direkte kraftleveranse fra produsenter til sluttbrukere. Dette kan gjøres ved å gi vindkraftprodusentene rett til å reservere en gitt del av produksjonen til egen bruk (med pro rata reduksjon av volumet som får den høye auksjonsprisen).

### 3.4.2. Leveranse og priser til sluttbruker

Sluttkundernes totale utgifter til elektrisitet kan som tidligere nevnt inndeles i betaling for kraftproduksjon og balansering, betaling for nettilknytning og overføring (nettleie) samt skatter og avgifter. Denne seksjonen dreier seg om kundenes betaling for kraftproduksjon og balansering, mens nettleie behandles i avsnitt 3.5.

Vi anbefaler at det i prinsippet åpnes for at uavhengige strømleverandører kan etableres. Dette kan gi økt konkurranse, lavere pris og tilgang for kunden til mer fleksible prismodeller (fastpris, variabel pris, sesongbasert pris, etc.). Samtidig ser vi for oss at det kan bli

<sup>66</sup> Hvis eksisterende vindkraft skal selges i omstruktureringen, kan en ha en ny auksjon der en kan omstrukturere prisene for å bedre insentivene.

<sup>67</sup> Vindkraft har like mye fleksibilitet som andre kraftverk, men i de fleste tilfeller har de insentiv til å gi fra seg fleksibiliteten, dvs. produsere for fullt uansett pris, i mange tilfeller selv om prisen er negativ.

<sup>68</sup> «Ekte» roterende reserve kommer fra synkrongeneratorer (vannkraft, diesel osv.) Moderne vindkraftverk bruker normalt ikke synkrongeneratorer, men kan ved hjelp av elektronikk levere «syntetisk» roterende reserve, som har noen av de samme egenskapene. Det er mye diskusjon om hvor god denne er i forhold til ulike feilsituasjoner. Med leveranse av roterende reserve får anlegget redusert kapasitet. Hvis alternativkost for den tapte produksjon er en fullkostpris, vil det aldri lønne seg.

<sup>69</sup> I en overskuddssituasjon er forventet markedspris lav. Det lønner seg så vidt å produsere over 70%. Mot en liten sum kan systemoperatøren sikre seg at en vindkraftprodusent ikke produserer mer og beholder beredskap til oppregulering.

vanskelig for dem som ønsker å gjøre dette å etablere en bærekraftig forretningsmodell, gitt systemets størrelse, i et så umodent marked. Slik dette er foreslått her, kan et selskap<sup>70</sup> i prinsippet melde seg som balanseansvarlig og starte leveranser til tredjepart på basis av kjøp i intradagmarkedet<sup>71</sup>. I praksis vil dette neppe skje; risikoen blir for stor.

Sett fra myndighetenes side er det viktig å sikre at de selskapene som tilbyr kraft har en soliditet som avspeiler den risikoen de tar, for å unngå at de går konkurs og utsetter forbrukerne for unødig finansiell risiko. I det europeiske markedet er det innført strenge reguleringer for dem som skal være leverandører til tredje part, bl.a. ulike typer konsesjoner. Dette har gjort at terskelen for å kunne ta en rolle som leverandør er høy. På Færøyene er det mulig å lette på disse, først og fremst ved å tillate at også produsenter og større forbrukere med balanseansvar kan fungere som leverandør for små sluttbrukere.

Hvis en har egenproduksjon er risikoen litt mindre, og det er litt større sjanse for å lykkes. Dette kan en aktør skaffe seg med konsesjoner for vindkraftutbygging utenom auksjonsregimet eller med en rett til å holde en gitt del av produksjonen utenom auksjonen. Selv når det gjøres på denne måten, vil leverandører til mindre forbrukere måtte ta en betydelig risiko. De må først skaffe kraften ved utbygging av egenproduksjon og deretter selge den videre til fast pris eller et annet prisformat som forbrukerne ønsker seg. Leverandøren må treffe med både pris og volum i salgsfasen og siden leveransen til sluttbrukerne inngår i produsentens balanseoppgjør, må leverandøren ta seg en passe stor margin for ubalansekostnadene. Uten likvide forward- og engrosmarkeder er denne risikoen så godt som umulig å avlaste, og det er sannsynlig at størstedelen av forbrukerne blir stående uten en slik løsning.

Det vil i beste fall ta tid å implementere den forsyningsløsningen som er beskrevet ovenfor. Som en overgangsordning og i verste fall en langsiktig løsning kan en gi mindre forbrukere (inkludert husholdninger) leveranser direkte fra handelsfunksjonen til en kostnadsbasert pris, inkludert ubalansekostnader, som varierer fra time til time<sup>72</sup>. Denne løsningen er ikke ideell, men gjenspeiler utfordringene med å implementere fullverdig konkurranse i detaljmarkedet i et veldig lite system. De fysiske volumene leveres da til en pris som er et veid gjennomsnitt av leveransekostnaden, inkludert ubalansekostnader, time for time. Dette vil si at en forbruker som kjøper kraft gjennom handelsfunksjonen i utgangspunktet vil betale priser som varierer per time, pluss en ubalansekostnad. For disse forbrukerne vil ubalansekostnaden per kWh også settes på timebasis i etterkant av leveransen. Ubalanse-kostnaden i en gitt time blir dermed et påslag per kWh som er likt for alle i denne gruppen.

Prisene i den foreslåtte ordningen er ikke optimale i teoretisk forstand, men har likevel noen gunstige egenskaper. For det første blir den økonomiske risikoen for handelsfunksjonen ubetydelig. For det andre vil prisen til en viss grad avspeile knapphet og overskudd på kraft, i og med at intradagprisen og ubalansekostnaden inngår som en del av gjennomsnittet. For det tredje vil det lønne seg for den enkelte forbrukeren, når han vet eller antar at prisen er høy, å redusere forbruket og/eller flytte det til andre timer med lavere pris. Selv om den endelige prisen ikke er kjent før i etterkant, vil det være lett å lage prognoser basert på tall fra produksjonsplanleggingen.

Prisene i ordningen vil gi insentiver til mer fleksibelt forbruk, som trolig vil være mulig å utnytte i større grad nå enn tidligere gjennom automatiske styringssystemer for særlig elbiler og oppvarming. Det er lite trolig at små forbrukere vil tilpasse seg mye uten betydelig automasjon, men et prissignal vil stimulere til investeringer i slike løsninger og kan dermed utløse bedre tilpasning til væravhengig produksjon fra vind- og solkraft på lengre sikt. Dette vil bidra til utslippskutt.

<sup>70</sup> Med nødvendige tillatelser fra myndighetene.

<sup>71</sup> En vil vanligvis trenge konsesjoner osv.

<sup>72</sup> Den totale prisen har lite felles med en teoretisk sett optimal pris, men den vil i det minste variere på samme måten som en optimal pris, høyere når det er underskudd på nett og/eller kraft og lavere når det er overskudd.

De kundene som ønsker seg faste priser eller andre produkter (for eksempel sesong- eller månedsbasert spotpris, maksprisgaranti, etc.) vil måtte gå til uavhengige leverandører som kan tilby prissikring<sup>73</sup>. Fastprisprodukter gir en økonomisk risiko som leverandøren må ta ekstra betalt for. Hvis en ønsker at kundene skal ha adgang til en offentlig fastsatt fastpris, er alternativet å fortsette med offentlig fastsatte priser for alle. Det vil være utfordrende å lage et system som tilbyr et valg mellom flere regulerte produkter. Fastprismodeller svekker insentivet til pristilpasning, og det vil svekke markedet som sådan. Med fastprismodeller blir strukturen i nett-tariffene særlig viktig.

### 3.5 Nettariffer

Nettleien skal dekke nettselskapets kostnader til utbygging og drift av nettet, samt betale for systemdriftskostnader. Kostnadsstrukturen er dominert av fire kostnader, nemlig driftskostnader, nettap, avskrivninger på kapital og avkastning (finansieringskostnader) for kapitalen. Det er en fordel dersom tariffstrukturen i rimelig grad reflekterer den underliggende kostnadsstrukturen – det gjør tariffnivåene mer robuste overfor endringer i nettet – slik som vesentlige nyinvesteringer, som man må regne med som en følge av dekarboniseringen.

Vi vurderer her bruken av tre ulike tariffledd:

- Fastledd, som reflekterer kostnader som i liten grad varierer med kapasitet eller energi (typisk direkte kundekostnader, slik som måling og avregning)
- Energiledd, som reflekterer mengden transportert energi (typisk nettap)
- Effektledd, som reflekterer kapasitetsbehov i høylast (typisk makslast i timer det er kaldt)

I tillegg kommer tilknytningskostnader, gjerne i form av et anleggsbidrag hvor kunder som krever ny eller sterkere nettilknytning, betaler hele eller deler av den nettinvesteringen som kun kommer kunden selv til gode.

Vi ser først på spørsmålet om hvem som bør betale tariff. Uttakskunder (forbrukere) skal åpenbart betale for bruken av nettet. Det er mindre åpenbart at innmatingskunder – produsenter – skal betale. Praksis i europeiske land varierer sterkt på dette området. I Norge betaler produsenter for innmating. På Island signaliserer nå Landsnet at produsenter skal begynne å betale for innmating. Differensierte innmatingstariffer kan gi signaler som styrer lokalisering av produksjon til steder som er gunstig i forhold til nettkapasiteten. I flere land på Kontinentet har en ingen tradisjon for denne typen insentiver, og argumentet om at sluttbrukerne uansett vil ende opp med å betale for innmatingen vinner fram.

På Færøyene skal det bygges mye ny produksjonskapasitet for å dekke et stort underskudd på fornybar kraft. Sannsynligheten for full overveltning av kostnadene ved nettutbygging og innmating er stor, slik at innmatingstariffer og anleggsbidrag vil medføre en tilsvarende økning i auksjonsprisen. Sammen med at måling og avregning av produksjon også vil være en viss administrativ kostnad, mener vi at det er gode argumenter for at produsenter ikke betaler tariffer eller anleggsbidrag – iallfall ikke før behovet for etablering av ny kraftproduksjon i stor grad er fylt opp.

Ett mulig unntak er energiledd for å dekke lokalt nettap. Dette er et visst lokaliserings- og driftssignal, men avhenger også av at nettselskapet beregner og publiserer variasjonene i nettapet på jevnlig basis. Alternativ kan ugunstig lokalisering av ny kraftproduksjon styres gjennom auksjons- og konsesjonsprosessen, det vil si at lokalisering av ny produksjon på steder der bygging av ny nettilknytning er spesielt dyrt, ikke tillates.

Utformingen av tariffer for sluttbrukere må styres av en avveining mellom flere formål:

<sup>73</sup> Større industrikunder vil imidlertid kunne få leveranse direkte fra handelsfunksjonen med et forhandlet format og prisnivå.



- Effektiv bruk av eksisterende og nytt nett, dvs at tariffen gir signaler om flytting av last mellom døgn-tider der kostnaden ved tilpasning er lavere enn kostnaden ved å bygge mer nett. Nettariffene kan også brukes dersom en ønsker å gi sterkere signal om flytting av last for å redusere belastningen på fleksibel produksjon.
- Stimulans til å konvertere fossilt forbruk over til fornybar el, etter hvert som produksjonen av fornybar kraft øker
- En rimelig kostnadsfordeling sett i forhold til hvilke kostnader de enkelte kunder og kundegrupper påfører nettet

Vi er i favør av en modell som i begrenset grad tar sikte på å forsterke insentivene til omlegging fra fossilt til fornybar kraft, men som i størst mulig grad tar sikte på å gi riktige prissignaler om bruken av nettet. Insentiver til for eksempel bygging av solkraftanlegg på eget tak, bør heller gjøres eksplisitt gjennom direkte ordninger.

Dette betyr at en forholdsvis stor andel av tariffen for sluttbrukere bør knyttes til kundenes effekt i systemets makslasttime. Dette blir ekstra viktig når prissignalet som sluttbrukerne får fra kraftmarkedet er svakt. Andelen kan bestemmes av andelen kostnader som påvirkes av bruken av kapasitet – iallfall avskrivninger og kapitalkostnader. I Norge utgjør denne andelen 40-50% av samlede kostnader i nettet. En vanlig måte å utforme effektleddet på er såkalt time-of-use (TOU) tariff – som visuelt er en energitariff, men hvor prisen pr kWh/h varierer over døgnet og mellom sesonger, for å reflektere forskjeller i systembelastning og stimulere til å flytte forbruk fra høylast til lavlast.

Utformingen av tariffen bør undersøkes nærmere for å sikre at den har en gunstig effekt både på nettkostnader og balansen i systemet. For eksempel vil en nettariff som er lavere på natten enn på dagen vri forbruket til natten også i et døgn der det er vindstille om natten og blåser om dagen, hvis prissignalet fra kraftmarkedet er svakt. I dette eksempelet virker tariffen motsatt av det som er ønskelig med tanke på kraftbalansen i systemet. Gitt vanskeligheten med å innføre gode prissignaler kan det bli aktuelt med løsninger for aktiv fleksibilitet, for eksempel innrettet mot elbiler og oppvarming<sup>74</sup>.

Nettøstet utgjør i det norske systemet om lag 10% av nettselskapenes kostnader. Denne kostnaden bør dekkes inn gjennom et energiledd. For sluttbrukere er det neppe hensiktsmessig å differensiere energileddet over tid.

Resten av tariffkostnaden dekkes inn gjennom fastledd. Det vil være naturlig å differensiere fastleddet etter kundegruppe; slik som husholdning/liten næring, større næring og industri (sannsynligvis i flere klasser). Differensieringsgrunnlaget kan være bestemt av årlig energiforbruk, sikringsstørrelse eller lignende.

Et siste spørsmål er hvorvidt kunder som vil ha ny eller sterkere tilknytning bør betale anleggsbidrag, dvs betale hele eller deler av investeringskostnaden ved en ny tilknytning. Færøyene er i en situasjon hvor en omfattende konvertering fra fossilt til fornybar kraft er ønskelig. Det er et uklart, prinsipielt spørsmål hvor nettet som fellesgode slutter, og hvor nettet som privat gode begynner. Vi mener at en utstrakt bruk av anleggsbidrag – slik som det praktiseres for eksempel i Norge – vil være et betydelig hinder for en ønsket omstilling og dekarbonisering. Samtidig vil det faktum at svært mange kunder vil ha behov for forsterket nettilknytning innebære at mange kunder vil betale anleggsbidrag. Man risikerer derfor at omfattende bruk av anleggsbidrag vil ha betydelige negative virkninger for omstilling, men samtidig begrensede omfordelingsvirkninger.

Vi anbefaler at det som hovedregel ikke kreves anleggsbidrag, men at nye tilknytninger inngår som en del av tariffgrunnlaget. Økt omlegging vil også sikre høyere forbruk, som betyr at enhetstariffen (kr/kW, kr/kWh) ikke nødvendigvis øker mye når nettinvesteringene øker. Vi vil likevel anbefale at det innføres en regel om anleggsbidrag, men med et

<sup>74</sup> For eksempel at elbileiere får en avtale om å stille ladefleksibilitet til rådighet mot en fast rabatt i nettleie eller kraftpris. Det finnes så vidt vi forstår allerede en slik ordning på Færøyene i dag.

betydelig bunnfradrag som sikrer at bare svært dyre tilknytninger bidrar til å betale for egne nettinvesteringer.

### 3.6 Veien videre: Mot full avkarbonisering

Etter hvert som man går videre mot en full avkarbonisering av det færøyske samfunnet, inkludert flytende drivstoff basert på fornybare kilder til maritim transport og fiskeflåten, vil det bli nødvendig å enten importere dette eller å investere i slik produksjon på Færøyene. Dette er et strategisk valg som potensielt kan ha stor innvirkning på kraftsystemet. Hvor tidlig en må ta slike strategiske beslutninger er avhengig av tempoet i prosessen. Vi mener imidlertid at de foreslåtte løsningene i den første fasen er robuste for en videre utvikling, uansett hvilken strategi som velges.

Dersom man velger produksjon av grønt drivstoff vil det åpne for og langt på vei nødvendiggjøre en videreutvikling av systemet fra den første fasen. Produksjon av grønt drivstoff er kraftkrevende. Det vil dermed være nødvendig å bygge ut enda større mengder fornybar energi. Etter hvert som kraftoverskuddet i enkelttimer øker, kan optimal bruk av det bli en utfordring. Det kan da være ønskelig å etablere en daglig auksjon i forbindelse med produksjonsplanleggingen, siden en større del av forbruket blir prissensitivt.

Dette vil være en forenklet utgave av det europeiske døgnmarkedet der innmeldingen til produksjonsplanleggingen fra produsenter og forbrukere gjøres prisavhengig: Hver aktør leverer en kurve som viser hvor mye en ønsker å forbruke eller produsere hver time avhengig av prisen, og systemoperatøren regner ut en døgnmarkedspris for hver time, der de også tar med produksjon fra de fleksible anleggene. På samme måten som i det europeiske markedet, er det også mulig å tillate blokkbud: Forbrukere kjøper kraft i en sammenhengende blokk av timer hvis gjennomsnittsprisen er under et visst nivå. Slike budformater kan være spesielt nyttige for prissensitive prosessanlegg som trenger stabil drift.

Svakheten med et slikt marked er diskutert tidligere: De fleksible anleggene, som systemoperatøren eier, vil sette prisen i de fleste tilfellene. Forskjellen er at en større del av forbruket er prisavhengig når en også tar med driften av produksjonsanlegg for hydrogen og/eller syntetisering av brensel. Uten et slikt marked vil systemoperatøren måtte basere seg på veldig usikre antakelser om driften av disse anleggene.

I et forbedret marked blir det lettere å mobilisere fleksibilitet fra vindkraft og sluttbrukere av elektrisitet. Dette vil i sin tur forbedre kvaliteten på prissettingen. Når det ligger an til stort overskudd i en enkelt time, kan vindkraften være med på å sette (en veldig lav) pris. I en underskuddssituasjon kan forbrukere være marginal leverandør og sette (veldig høye) priser gjennom forbruksreduksjon. I de aller fleste timene vil dieselmotorkraftverkene<sup>75</sup> eller vannkraftverkene<sup>76</sup> fremdeles være den marginale leverandøren og sette prisen.

Dette involverer flere aktører og forutsetter en planlegging som ikke kan vente til intradagmarkedet. Det mest naturlige vil være en døgnmarkedsauksjon midt på dagen, slik som i det europeiske markedet, der en også prøver å integrere bruken av fornybar produksjonskapasitet til reservehold. Et marked der systemoperatør er dominerende, må organiseres med sikte på å redusere risikoen for misbruk:

- Separat administrator med overvåkingsansvar
- Transparens i forkant (offentliggjøring av forbruksprognoser, vannverdier, nettstatus osv.)
- Transparens i etterkant (offentliggjøring av systemoperatørens bud og forpliktelser)

<sup>75</sup> Som nå kanskje kjøres på syntetisk diesel, hydrogen eller et annet fossilfritt brensel.

<sup>76</sup> Vannverdien i vannkraftverkene magasinerer speiler marginalkostnaden i de andre kraftkildene i de timene en kan regne med å produsere.

En kabel med import fra Island som dekker store deler av behovet på Færøyene er lagt til side, men en utvekslingskabel til Skottland eller Norge, evt. til plattformer på norsk sokkel bør også vurderes. En slik kabelforbindelse med import eller eksport avhengig av kortsiktige behov gir bedre muligheter til å få full avkarbonisering på land og vil både redusere behovet for fleksible anlegg på Færøyene og øke muligheten for å etablere fleksible markeder.

På mange måter vil selve kabelen bli et marked med aktører i begge ender. Kvaliteten på et slikt marked er derfor avhengig av markedssituasjonen i den andre enden, et stort land med et marked er én ting, en plattform noe annet. På den andre siden vil oljefeltene i Tampenområdet<sup>77</sup> på norsk sokkel kunne være en interessant kraftkunde som også kan levere tilfeldig kraft når det trengs. Equinor og norske myndigheter ønsker å avkarbonisere, men har konkludert med at kabel til land i Norge er for dyrt. De satser derfor på havvind som et supplement til gassturbinene på plattformene. Kostnaden for kraft fra turbinene er høy på grunn av CO<sub>2</sub>-avgifter.

Selv om sannsynligheten for å lykkes ikke er veldig stor, bør mulighetene for en utvekslingskabel avklares relativt raskt. En kabel vil kunne ha innflytelse på strategien i fase 1, og vil bl.a. kunne gi redusert behov for pumpekraft og nye forretningsmuligheter for vindkraft. En kabel vil også kunne påvirke organiseringen, en vil f.eks. kunne satse på en langsiktig prissetting som er mer markedsbasert og utbygging av vindkraft uten auksjoner. Den største hindringen for en slik mindre kabel vil være kostnadene, men det er ikke mulig å vite om den vil være lønnsom sammenlignet med alternativene uten å undersøke det nærmere. Høyspent likestrømsteknologi har utviklet seg mye de siste årene, både når det gjelder endepunktene og selve kablene. Skalaen er mer fleksibel for begge typer enheter, og kostnadene for små systemer med lavere spenning er redusert.

---

<sup>77</sup> Et område med mange oljefelt, bl.a. Statfjord, Gullfaks, Snorre og Visund. Det er bygget et vekselstrømsnett mellom dem.

