Øget fleksibilitet i elnettet via en udvidelse af Energinets eksisterende mFRR-system

Baggrund om forslaget

Af
Amjad Anvari-Moghaddam, professor ved Aalborg Universitet og leder af centret for intelligente energisystemer og fleksible markeder
Tooraj Jamasb, professor i energiøkonomi ved CBS og direktør for Copenhagen School of Energy Infrastructure
Brian Vad Mathiesen, professor i energiplanlægning og vedvarende energisystemer ved Aalborg Universitet
Henrik Madsen, professor ved DTU og leder af centret for IT-intelligente energisystemer
samt CIP Foundations sekretariat

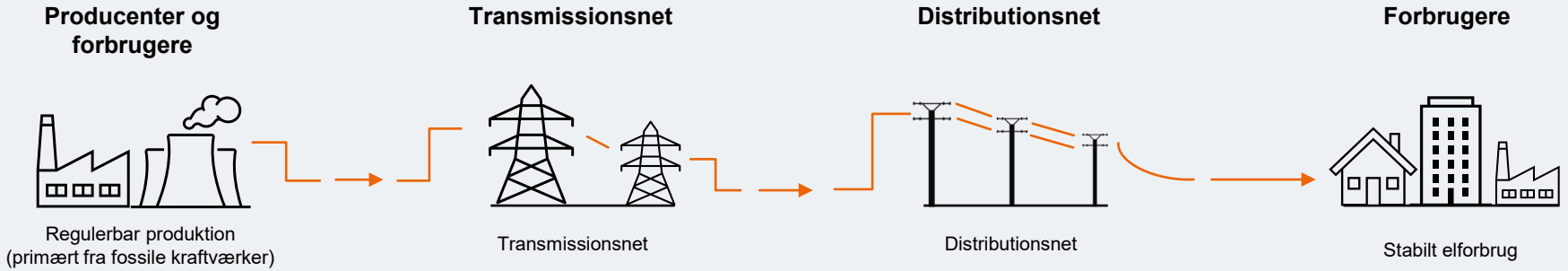




Elnettet befinder sig i et paradigmeskifte. Øget koordinering mellem TSO- og DSO-niveau kan øge benyttelsesgraden og frigøre netkapacitet

CIP foundation

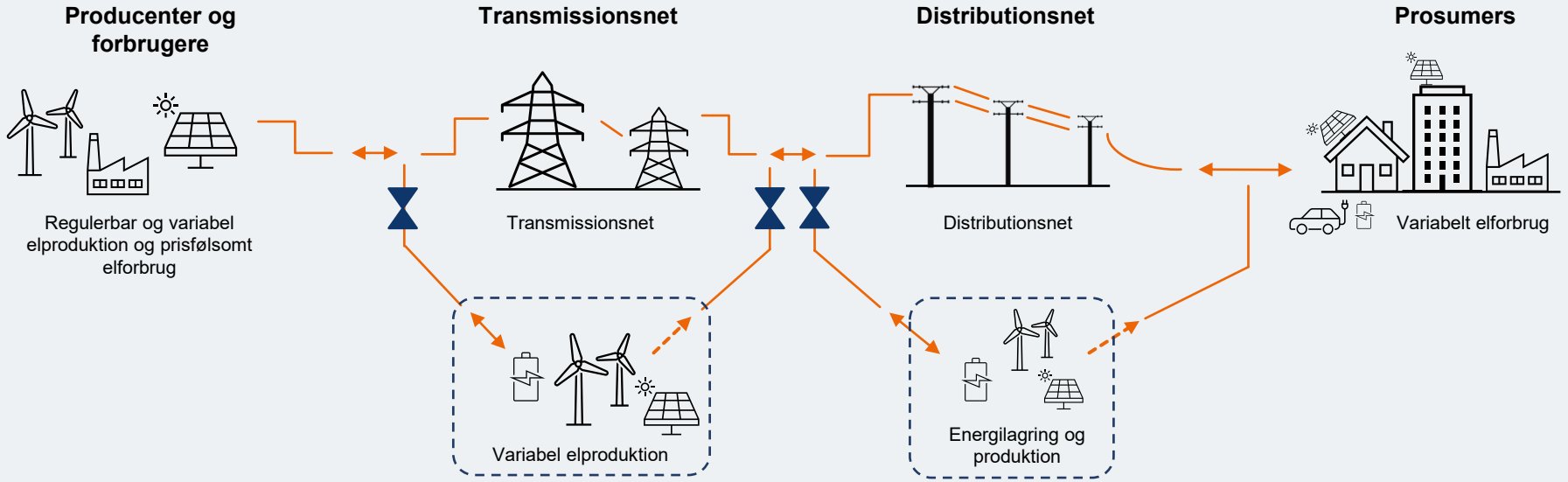
Et traditionelt elsystem



1990: Envejsbaseret strømflow

Transmissions- og distributionsnettet udgør tilsammen et integreret elsystem, der leverer strøm til forbrugerne. Strømmen falder som vand i én retning, og der er ikke kapacitetsbegrænsninger.

Et fremtidssikret elsystem



2030: Strømflow i flere retninger

I 2030 flyder strømmen i flere retninger, da der produceres og forbruges strøm flere steder. Elsystemet er blevet mere decentralt og komplekst, hvilket sætter nye krav til øget koordinering mellem transmissions- og distributionsniveau.

Flaskehals: et overbelastet knudepunkt i elnettet, der spærrer for fleksibel kapacitet, så fleksibiliteten fra mFRR-bud ikke kan aktiveres, og buddet springes over i auktionen.

Forslaget kort fortalt I

Baggrund

Det er velkendt, at det er et stort samfundsmæssigt problem, at det kniber med kapaciteten til at slutte nye brugere til elnettet.
Vi ved også, at uanset om procedurer for godkendelse o.lign. bliver strammet op, vil det tage en rum tid at udbygge med ny kapacitet. Derfor må vi på den korte bane søge andre veje.

Den gode nyhed er, at vores elnet i gennemsnit langt fra er fuldt udnyttet. Det meste af tiden er der tværtimod rigtig god plads i de bestående ledninger. På grund af spidsbelastninger, risiko for nedbrud mv. holdes der reservekapacitet tilbage i elnettet. Det giver mening. Men opgaven her og nu er at finde nye veje til at udnytte det eksisterende elnet bedre. Det er der et stort potentiale i.

En mulig løsning er styrket overblik gennem det trafiklys, der beskrives i det følgende, og som kan guide en udvidet brug af balancemarkedet og fjerne presset fra de mest belastede perioder, så flere brugere kan komme på nettet.

To typer effekter

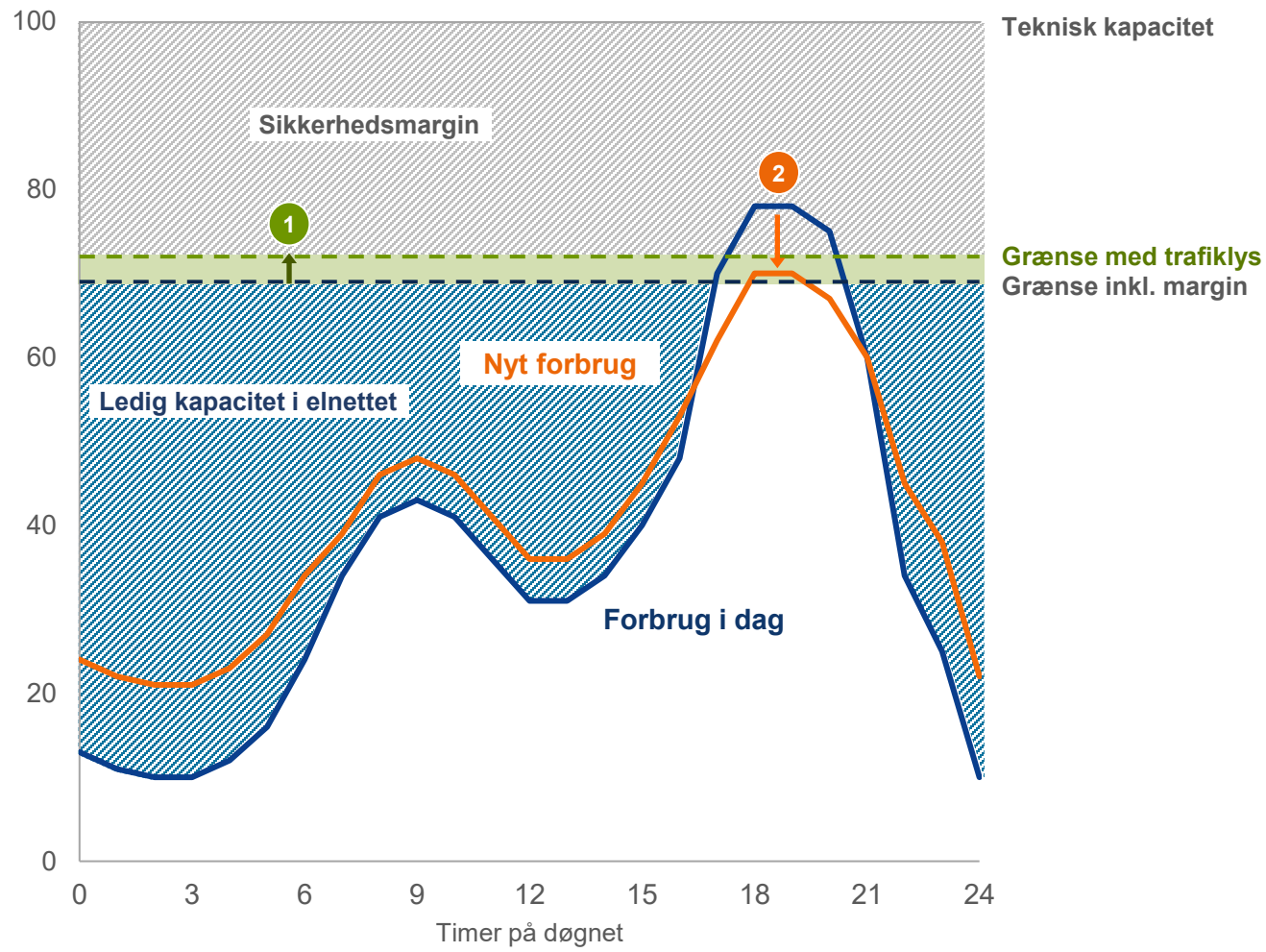
1 Trafiklys

Styrket overvågning og bedre prognoser vil, alt andet lige, reducere behovet for sikkerhed og bufferkapacitet.

2 Balancemarkedet

Ved at Energinet får indsigt i distributionssystemets belastning, kan overbelastninger som følge af energiaktiveringer undgås.

Figur 1: Kapacitetsudnyttelse i elnettet over et døgn, pct.



Forslaget kort fortalt II

Problemet

Transmissionsnettet har kapacitetsbegrænsninger

Transmissionsnettet har flaskehalse, som forhindrer strømmen i at flyde frit. Samtidig risikerer Energinets balancemarked at forværre belastningen på distributionsniveau. Ved at inddrage dette aspekt kan man frigøre fleksibilitet i elnettet.

Løsningen

Skru op eller ned, når der er behov, og det ikke belaster

Når Energinet har behov for frekvensydelser, aktiveres anlæg, der enten kan tænde eller slukke. Det sikrer elsystemets balance. Systemet tager dog i dag ikke højde for overbelastninger på distributionsniveau ved aktivering. Dette forslag afhjælper problemet.

Det nye

Samme marked, nu med lokal adresse

Energinets eksisterende balancemarked (mFRR) anvendes, men den lokale hovedstation indgår også, så Energinet kan se, hvor buddene kommer fra, og overbelastning undgås. De lokale netselskabers belastningsprofiler indgår i dag ikke i mFRR-markedet.

Sådan virker det i praksis

Netselskabet melder et trafiklys pr. lokal station

- **Grøn:** intet problem
- **Gul:** begrænset
- **Rød:** flaskehals

Holdes tilbage: bud, der belaster elnettet

Går videre: bud, der ikke giver anledning til overbelastning

Princip: først det lokale net, dernæst balancen i hele elsystemet.

Udrulning i tre trin

1. Energinet og netselskaberne anmelder ændringen af mFRR-markedet til godkendelse hos Forsyningstilsynet.
2. Geotags placeres på lokale netstationer, og stations-id opdateres i DataHub.
3. Netselskaberne deler viden om tilgængelighed under hovedstationerne. Budvindere byder ind i mFRR EAM.

Eksempel. Lokale trafiklys sikrer en bedre netudnyttelse

I dag

Energinet kan i dag ikke se lokale flaskehalse

Energinet beder fleksible anlæg som batterier, elkedler og varmepumper om at skrue op eller ned. Det sker i mFRR-markedet. Alle bud har en adresse (et geotag), men Energinet har ikke viden om hovedstationerne i distributionsnettet. Energinet kan derfor ikke se, om en aktivering belaster en lokal station, der i forvejen er presset.

Med forslaget

Et lokalt trafiklys styrer aktiveringen

- **Grøn:** intet problem
- **Gul:** begrænset
- **Rød:** flaskehals

Holdes tilbage: bud, der forværrer en presset station

Aktiveres lokalt: bud, der aflaster stationen

Går videre: resten indgår i den normale nordiske balancering

Eksempel

Undgå at gøre det værre

En sen eftermiddag mangler Energinet effekt og beder om opregulering. Et stort batteri bag en lokal transformerstation ville være billigst, men stationen er allerede over sin grænse og har rødt lys.

I dag: buddet kan blive aktiveret alligevel.

Med forslaget: buddet holdes tilbage, og Energinet henter effekten et andet sted.

Executive summary: Proaktiv regulering via mFRR med lokal adresse kan frigøre netkapacitet på kort sigt

Problemet

- Kapacitetsmangel bremser nye nettilslutninger, og udbygning tager tid.
- **Nettet er sjældent fuldt udnyttet:** kapacitet bindes af planlægningskriterier og reserver, mens overbelastning kun opstår i få knaphedstimer.
- **mFRR-aktiveringer kan i dag forværre lokale flaskehalse**, fordi geotag kun findes på transmissionsstationer.

Forslaget

- **Udvid Energinets eksisterende mFRR-system** med geotag på 60/10 kV-stationer og et lokalt trafiklys (grøn/gul/rød) med grænse i MW fra netselskabet.
- **Én fælles budliste med to filtre:** (1) bud, der forværrer en presset station, tilbageholdes, og afhjælpende bud aktiveres lokalt; (2) resten går til nordisk balancering.
- **Princip: først net, dernæst systembalance.** Energinet er fortsat eneste aktiveringsmyndighed.

Evidens og grundlag

- **Byggeklodserne findes:** geotag er metodegodkendt (2021) og obligatorisk på mFRR og aFRR (2023).
- **Forskningen peger på tæt TSO-DSO-koordinering.** I et svensk helårsstudie reducerede fleksibilitet netselskabets omkostninger med 38–52 %.
- **EU-regler og dansk ret** (bl.a. elmarkedsdirektivet art. 32 og elforsyningslovens § 45 b) understøtter modellen.

Anbefalinger

1. Fælles metodeanmeldelse fra Energinet og netselskaberne til Forsyningstilsynet.
2. Stations-id i DataHub og stamdataregister som første leverance.
3. Afgør seks designspørgsmål eksplicit, bl.a. strategisk budgivning, baseline og netselskabernes incitamenter.

Tre ting mangler

- Geotag på 60/10 kV-niveau
- Anmodningsret for netselskaberne
- Kapacitetslag, der giver planlægningssikkerhed

Tidsramme

Modellen skal være på plads før tilslutning til MARI (forventet okt. 2027).

Indhold

Problemet	Behov for proaktiv regulering og anvendelse af mFRR-ressourcer
mFRR i dag	Markedets struktur og geotag-metoden
Forskningen	Koordinationsmodeller og empirisk evidens
Implementeringsmodellen	Designprincipper, aktiveringssekvens, NC DR og lovgrundlag

Problemet

Problemet	Behov for proaktiv regulering og anvendelse af mFRR-ressourcer
mFRR i dag	Markedets struktur og geotag-metoden
Forskningen	Koordinationsmodeller og empirisk evidens
Implementeringsmodellen	Designprincipper, aktiveringssekvens, NC DR og lovgrundlag

En udvidelse af Energinets eksisterende mFRR-system vil frigive en øget grad af netfleksibilitet på TSO-niveau

Elnettet er primært fastlåst af planlægningskriterier, ikke af den faktiske belastning. Driftsikkerhedskriterierne N-1-1 til elforbrug på højspændingsniveau og N-1 på mellemspændingsniveau samt kapacitetsreservation til planlægningsusikkerhed, herunder den såkaldte kategori 1 i prioriteringsbekendtgørelsen, binder kapacitet i elnettet, som kun sjældent bruges. En effektiv og administrerbar mulighed for at skaffe mere TSO-kapacitet på kort sigt er at udnytte muligheden for en mere proaktiv regulering som alternativ til kapacitetsreservation til planlægningsusikkerhed.

Byggeklodserne findes allerede. Energinet har siden 2021 haft en metodegodkendt ordning, hvor mFRR-bud kan bære et geotag og aktiveres eller tilbageholdes efter deres virkning på transmissionsflaskehalse. Siden 2023 er geotag obligatorisk på alle mFRR- og aFRR-bud.

Forskningslitteraturen understøtter tilgangen. Fælles eller tæt koordinerede TSO-DSO-markeder giver de laveste omkostninger og den mindste markedsmagt.

Eksisterende og kommende lovgivning understøtter udviklingen. Kommissionens udkast til elmarkedsforordning har til hensigt at sikre en bedre udnyttelse af eksisterende elnet. Art. 18 stiller bl.a. krav om bedre incitamenter til netvenlig adfærd, og tarifmetoderne skal også indeholde lokaliseringssignaler og må ikke modvirke aggregering eller fleksibelt forbrug. Gældende ret kræver allerede, at netselskaberne overvejer at anskaffe fleksibilitet og indarbejder det i netudviklingsplaner. Network Code on Demand Response (NC DR) er endnu ikke trådt i kraft, men ACERs udkast sikrer bl.a. markedsadgang for fleksible ressourcer, forenklet kvalificering, gennemsigtighed ift. indkøb af lokale ydelser samt en styrket TSO-DSO-koordinering. Electricity Balancing Guideline (forordning (EU) 2017/2195) underbygger også tilgangen, herunder art. 15, der pålægger TSO-DSO-koordinering, så enheder i distributionsnettet kan levere balanceringsydelser, og netselskabet kan fastsætte grænser for aktivering i eget net.

Tre ting mangler: Geotag på 60/10 kV-niveau, en anmodningsret for netselskaberne og et kapacitetslag, der giver planlægningssikkerhed. Energinet forbliver eneste aktiveringsmyndighed.

Anbefalinger

1. Fælles metodeanmeldelse fra Energinet og netselskaberne om justering af systemet
2. Stations-id i DataHub og stamdataregister som første leverance

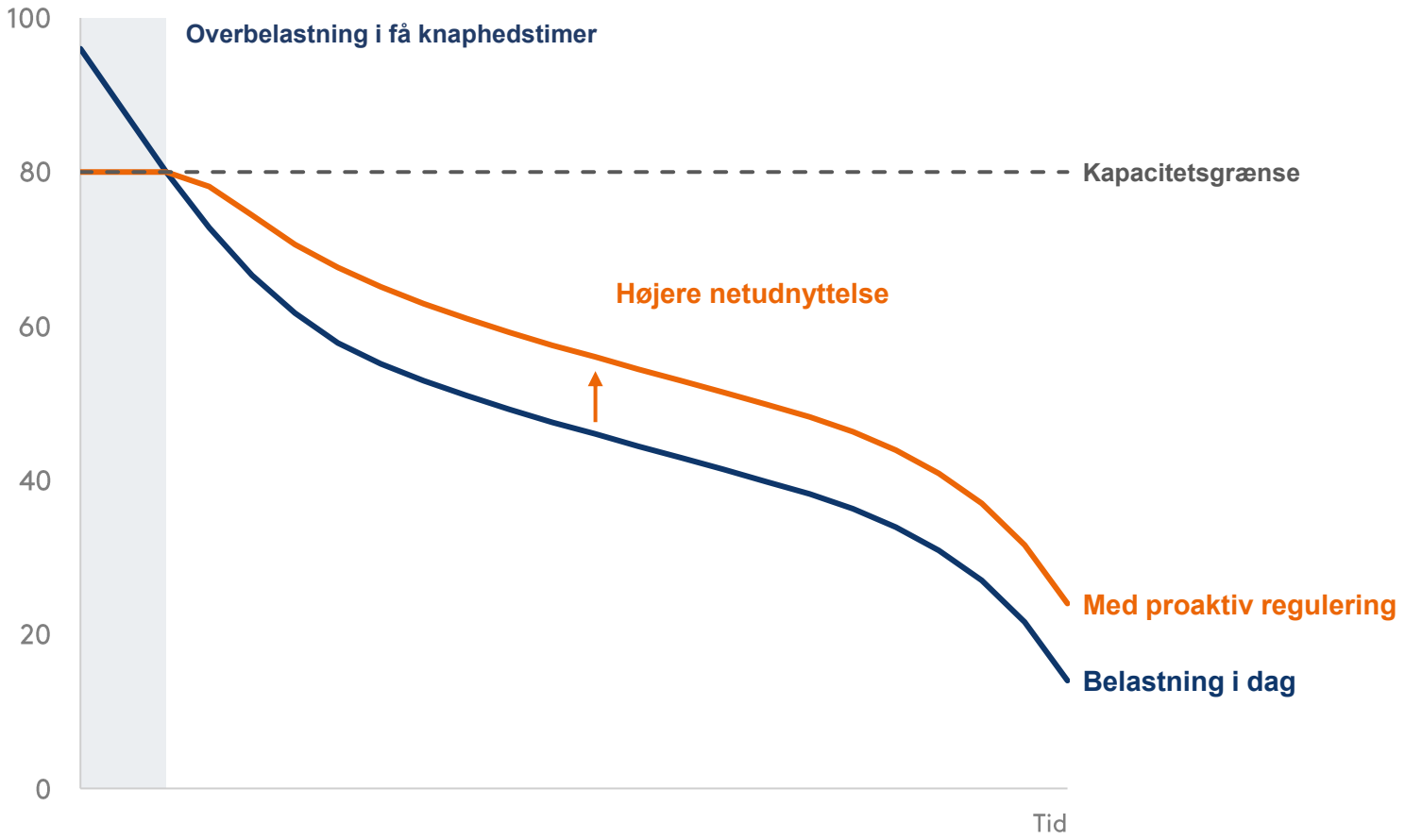
Formelle krav

Forsyningstilsynet skal godkende anmeldte metoder, såsom metoden for indkøb af mFRR, før ibrugtagning. Tilsynet godkendte i 2020 Energinets metode for indkøb af mFRR i DK2 og metodeændringerne i 2022, 2023 og 2024.

Tilsynet skal bl.a. tage stilling til, om metodeændringer sikrer en effektiv drift af elnettet, og om der anvendes gennemsigtige, ikke-diskriminerende, markedsbaserede metoder til anskaffelse af fleksibilitetsydelserne.

Overbelastning består af få knaphedstimer. De kan forholdsvis nemt reguleres bort, og netudnyttelsen hæves

Figur 2: Kapacitetsudnyttelse over tid



Rammebetingelser

Krav
Energinets og netselskabernes netdimensioneringskriterier hviler på N-1-1 for elforbrug på højspændingsniveau og N-1 på mellemspændingsniveau, selektiv beskyttelse, dynamisk stabilitet og systembalance ved udfald af største enhed.

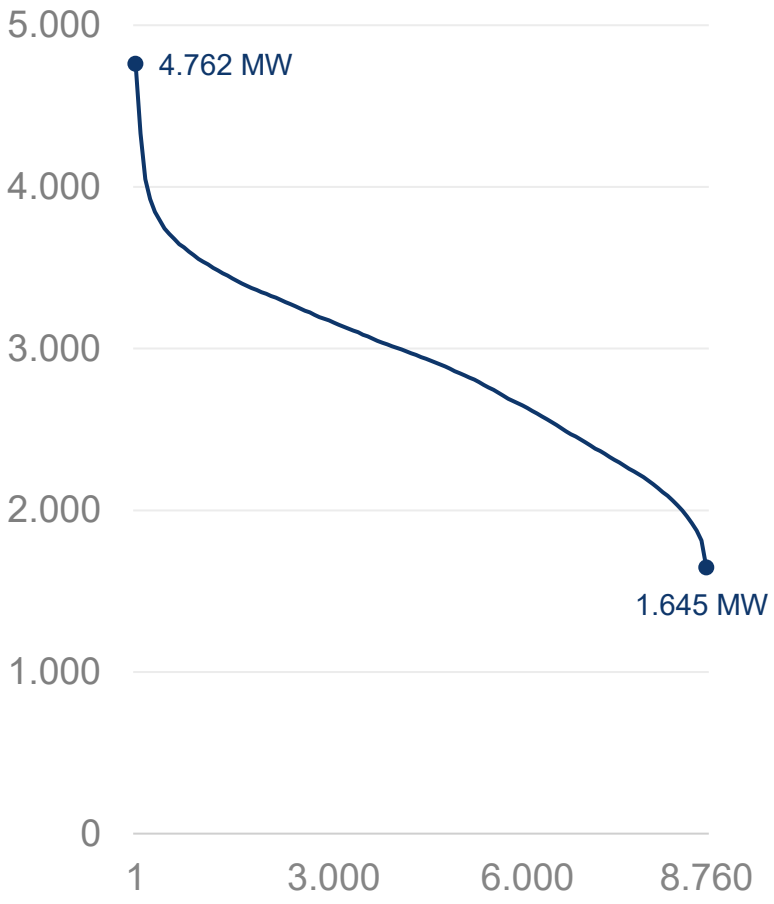
Allerede indregnet
Belastningsprofiler, 125–180 pct. korttidsoverlast, systemværn, varighedskurver med modhandel, BNA og flowbaseret day-ahead.

Fysikken
Netbegrænsninger er lokale, og kun enheder bag det belastede knudepunkt kan afhjælpe, så enhver løsning skal bære geografisk information.

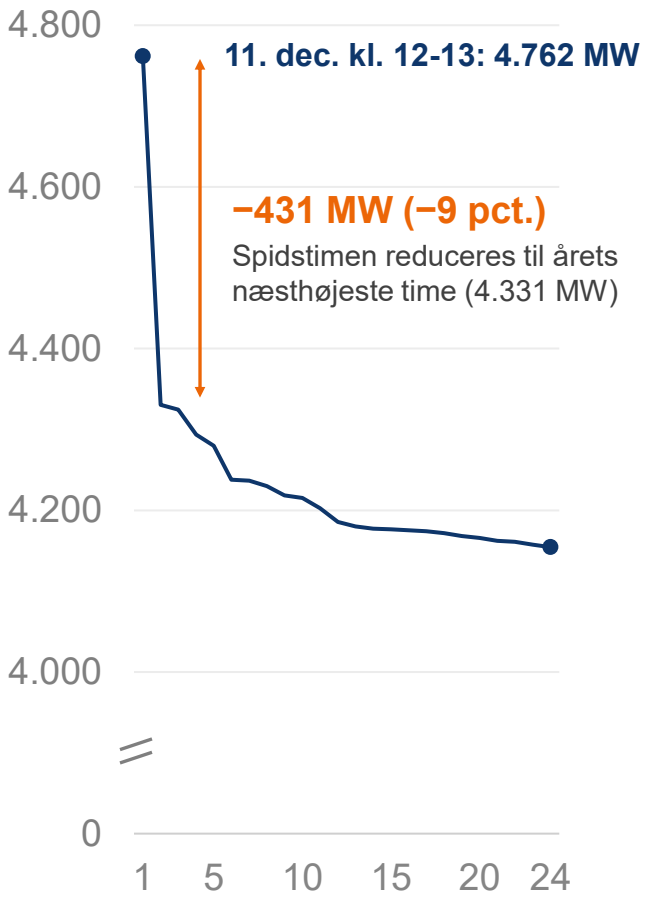
Manuelle reserver
Begrebet ”manuelle reserver” dækker over den kapacitet, som markedsaktørerne efter aftale med Energinet reserverer til manuel balancering af systemet i selve driftstimen. Aktører, der leverer manuelle reserver, dvs. aktører, som får rådighedsbetaling for at reservere kapacitet, er forpligtet til at indgive bud på aktivering af denne kapacitet på energiaktiveringsmarkedet.

Regneeksempel på kapacitetsfrigørelse

Figur 3: Varighedskurve for elforbruget i DK1, MW



Figur 4: Årets 24 mest belastede timer i DK1, MW



Hvad er en varighedskurve?

En kurve over årets elforbrug, hvor forbruget er sorteret efter antal timer med det højeste forbrug først. Punktet til venstre viser antal timer med det absolut maksimale forbrug på et år. Det fortæller, hvor stor kapacitet elnettet skal kunne håndtere for, at strømmen ikke svigter på de mest travle tidspunkter. Da elnettet er dimensioneret til at kunne håndtere perioder med spidsbelastning, er det derfor indlysende, at man kan frigøre betydelig kapacitet, ved at reducere trækket på elnettet i disse få timer.

Det viser også, hvorfor forbrugsfleksibilitet er så afgørende og effektivt et redskab. Det er billigere at betale udvalgte forbrugere for at reduceret trækket i disse perioder frem for at bygge nyt net til at håndtere spidsbelastningen eller udskyde elektrificeringen yderligere.

Hvad får man for 431 MW ekstra?

- Husholdningernes kapacitet i Ringkøbing-Skjern Kommune
- 20 gange Skagen Havn (elektrificeringsbehov på 20 MV)
- 48 gange Læsøfærgen (elektrificeringsbehov på 9 MV)

Anm: Under antagelse af at en reduktion af spidsbelastning frigør en tilsvarende netkapacitet til nyt elforbrug, så ville reduktionen af den mest belastede time i DK1 i 2025 kunne frigøre 431 MW.

Styringsprincip: først net, dernæst systembalance

Figur 5: Kilder til effektændringer i skillefladen mellem net

Markedshandler	Systemydelser	Netregler	Udfald
• Day-ahead • Intraday • BRP'ernes porteføljeoptimering	• aFRR og mFRR • FCR i DK1 • FCR-N, FCR-D og FFR i DK2	• LFSM-O/U • Systemværn • Frekvensaflastning	• Produktion i DSO-net • Forbrug i DSO-net • Netkomponenter

Figur 6: Reguleringsværktøjer før og efter driftsøjeblikket



Forskellige trin i elmarkedet

1. Markedsbud. Elnettets begrænsninger afhjælpes først med frivillige, prissatte bud.

2. BNA og beordring. Dernæst regulerede indgreb.

3. Systemværn. Til sidst automatiske, forudprogrammerede indgreb og udkobling.

Hvad proaktiv regulering kræver

Data og prognoser. Køreplaner, state estimation og contingency-analyse.

Likvide markeder. Nok bud tæt på driftstimen til, at aktivering er realistisk.

Afregning. Aktivering af bud, baseline og afregning, der holder.

Hvorfor det betyder noget

Kapacitet. Proaktiv regulering erstatter reservation til planlægningsusikkerhed.

Økonomi. Samfundsøkonomisk fleksibilitetsaktivering frem for BNA.

Princip. Først net, dernæst systembalance.

Geotag-metoden er metodegodkendt, men udnytter ikke det fulde potentiale

Figur 7: Distributionsnettets begrænsninger i dag og behovet fremadrettet

Begrænsning	I dag	Behov
Granularitet	Geotag på transmissionsstation (132/150 kV)	Geotag på 60/10 kV-station og eventuelt 10 kV-radial
Aktiveringsret	DSO kan kun sige nej via nødprocedure	DSO kan anmode om aktivering i markedet
Planlægning	Rent energiprodukt uden netreservation	Kapacitetslag, der sikrer tilgængelighed og afspejler fysisk knaphed

Konsekvens for markedsdesign

Modsatrettede aktiveringer. En netaktivering kan ophæves af en balanceaktivering i den modsatte retning.

Ét system. Netfleksibilitet og balancering skal koordineres i samme aktiveringslogik, ikke i to parallelle markeder.

Tidshorisonter. Netfleksibilitet har et kort sigt (mFRR med geotag tæt på driftsøjeblikket) og et langt sigt, som kræver andre løsninger, herunder nye netprodukter og markeder.

Kontrollen er begrænset

Kun en delmængde. DSO og TSO kontrollerer kun den del af effektændringerne, der går gennem egne instrumenter.

Resten er spontant. Markedshandler, netregler og udfald ændrer flowet uafhængigt af netoperatørens behov.

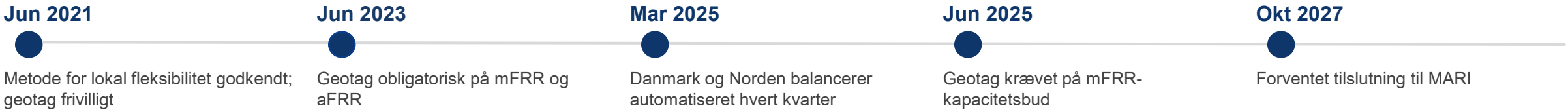
Princippet. *"Først net, dernæst systembalance" betyder*, at netbegrænsninger skal respekteres, før budområdet balanceres. Netselskabernes flaskehalse føjes til geotag, hvorefter bud bag en distributionsflaskehals tilbageholdes, og afhjælpende bud aktiveres lokalt (filter 1). Resten går til den nordiske optimering (filter 2), indtil MARI træder i kraft.

mFRR i dag

Problemet	Behov for proaktiv regulering og anvendelse af mFRR-ressourcer
mFRR i dag	Markedets struktur og geotag-metoden
Forskningen	Koordinationsmodeller og empirisk evidens
Implementeringsmodellen	Designprincipper, aktiveringssekvens, NC DR og lovgrundlag

mFRR er gået fra et manuelt timemarked til et automatiseret, nordisk kvartersmarked med geotag på alle bud

Figur 8: Milepæle for mFRR og lokal fleksibilitet i Danmark og Norden



Kapacitetsmarkedet

Reservation. Energinet betaler for reserveret effekt. Vinderne forpligtes til at byde ind på energiaktiveringsmarkedet.

Frivillige bud. Energibud uden kapacitetskontrakt er også mulige.

Energiaktiveringsmarkedet

Fællesnordisk. Automatiseret aktivering pr. budområde i 15-minutters opløsning.

Tidskrav. Ordre 7,5 minutter før driftskvarteret. Fuld aktivering inden 12,5 minutter.

Budstørrelse. Minimum 1 MW.

Relevans for netfleksibilitet

Automatisering. Uden geotag kunne automatiske aktiveringer forværre lokale flaskehalse.

Infrastruktur. Budformat, aktivering, prækvalifikation og afregning findes allerede.

EU. MARI-tilslutning kræver en national løsning for interne flaskehalse.

Forskningen

Problemet	Behov for proaktiv regulering og anvendelse af mFRR-ressourcer
mFRR i dag	Markedets struktur og geotag-metoden
Forskningen	Koordinationsmodeller og empirisk evidens
Implementeringsmodellen	Designprincipper, aktiveringssekvens, NC DR og lovgrundlag

Litteraturen skelner mellem forskellige koordinationsmodeller. Danmark bør bevæge sig mod en kombineret model

Figur 9: Fem koordineringsmodeller ordnet efter netselskabets rolle

	Markedsoperatør	Netselskabets rolle	Første ret til fleksibilitet
1. Centraliseret marked	TSO	Netprækvalifikation	TSO
2. Lokalt marked	TSO centralt, DSO lokalt	Driver lokalt marked og sender resten til TSO	DSO
3. Delt balanceansvar	TSO og DSO hver for sig	Lokalt marked mod aftalt profil ved grænsefladen	Kun DSO
4. Fælles TSO- og DSO-marked	TSO og DSO sammen	Driver markedet med TSO	Laveste samlede omkostning
5. Integreret fleksibilitetsmarked	Uafhængig operatør	Køber på lige fod med andre	Højeste betalingsvilje

Opsummering

- **Den centrale model** svarer til Energinets filtrering af mFRR-bud med netprækvalifikation, nu udvidet med netselskabernes grænser (filter 1).
- **Den lokale model** svarer til lokale fleksibilitetsmarkeder, hvor ubrugte bud videresendes til mFRR.
- **De øvrige modeller** kræver enten eksklusiv DSO-adgang, en fælles optimering med delte netmodeller eller en ny uafhængig markedsplads. Ingen af dem er realistiske før MARI.
- **Anbefalingen** kombinerer de to øverste modeller. Rækkefølgen udtrykker stigende rolle for netselskabet og øget koordinering mellem TSO og DSO.

Ingen model er bedst på alle kriterier, hvilket taler for en kombination af et fælles og integreret marked

Figur 10: Vurdering af de fem modeller på syv kriterier

Kriterium	Central	Lokal	Delt	Fælles	Integreret
Brug af eksisterende kanaler og data	Høj	Middel	Middel	Lav	Middel
Respekt for distributionsnettets grænser	Lav	Høj	Høj	Høj	Høj
TSO-adgang til ressourcer i distributionsnettet	Høj	Middel	Lav	Høj	Høj
Anerkendelse af netselskabets nye rolle	Lav	Høj	Høj	Høj	Høj
Mulighed for lave driftsomkostninger	Høj	Lav	Lav	Høj	Høj
Likviditet	Middel	Lav	Lav	Middel	Høj
Stordriftsfordele	Middel	Lav	Lav	Høj	Høj

Opsummering

- **Den centrale model er stærk på drift.** Den bruger eksisterende kanaler, har lave driftsomkostninger og giver TSO adgang til ressourcerne, men respekterer ikke distributionsnettet uden en separat DSO-kontrol.
- **Den lokale model er stærk på nettet.** Den respekterer distributionsnettets grænser og netselskabets rolle, men kan have lav likviditet og få stordriftsfordele.
- **Kombinationen dækker hullerne.** Filtrering via mFRR giver den centrale models drift og likviditet. Fælles og integrerede markeder scorer højt, men kræver nye institutioner og delte netmodeller.

Sverige har demonstreret, at bud fra lokale fleksibilitetsmarkeder kan videresendes til mFRR i en sekventiel kæde

Figur 11: Den sekventielle kæde i CoordiNet-demonstrationen



Designvalg

- **Multi-level market model** separate, sekventielle markeder, hvor styringsprincippet var netselskabet først, dernæst TSO.
- **Syv koordineringsmodeller** klassificeret efter behov, køber, antal markeder og adgang til ressourcer.
- **Kun prækvalificerede bud** kunne videresendes til mFRR.

Markedsmekanik

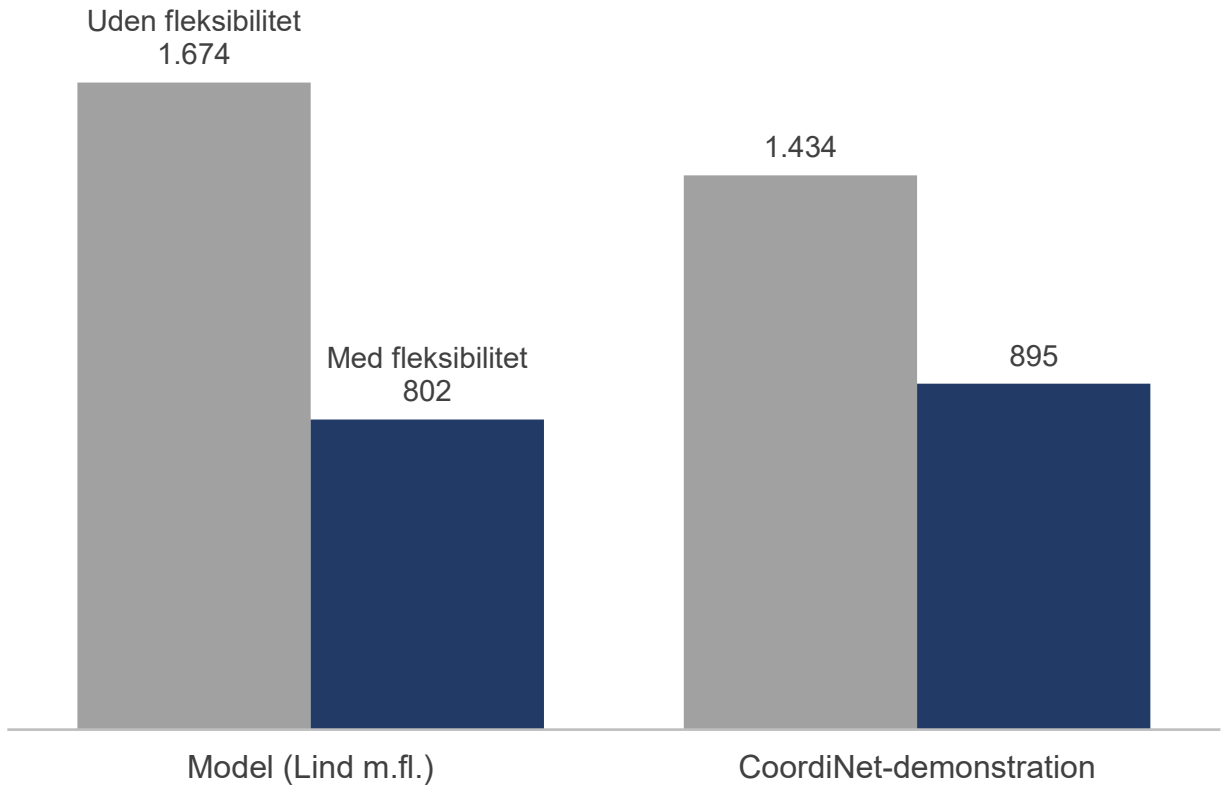
- **Statiske impact factors** mellem 0 og 1 oversatte et buds effekt til flow i stationen. Dynamiske faktorer krævede klassificerede netdata.
- **Først til mølle** mellem regionalt og lokalt netselskab. Herefter gælder princippet, at den, der køber, betaler.
- **Netbegrænsninger** blev kontrolleret i planlægningen, ikke i clearingen.

Erfaringer

- **Rådighedsbetaling** var nødvendig. Rene aktiveringsbud var for usikre til, at aktører investerede.
- **Strengere krav i mFRR** end lokalt var en barriere for at deltage i begge.
- **Timing** mellem markeder er afgørende. Både day ahead og intraday er nødvendige.

Fleksibilitet reducerede netselskabets omkostninger med 38–52 % i et svensk helårsstudie, og fælles markeder begrænser strategisk overbud

Figur 12: Netselskabets årlige omkostninger



Kilde: Lind, Cossent og Frías (2023); CoordiNet, EU Horizon 2020-projekt nr. 824414 (2019–2022), demonstration i Uppsala, cordis.europa.eu/project/id/824414

Hvad forskningen viser

Fælles model er billigst. Marques m.fl. (2023) finder de laveste anskaffelsesomkostninger i den fælles model. Andre modeller kan nærme sig, hvis grænsefladeflowet prissættes korrekt.

Fragmentering inviterer til overbud. Marques og Sanjab (2024) viser, at udbydere byder over marginalomkostningen, især ved knap kapacitet, begrænset grænsefladekapacitet og fragmenterede markeder.

Nordisk evidens. Lind, Cossent og Frías (2023) modellerer 70 kV-nettet i Uppsala over et helt år med data og viser, at et fælles TSO-DSO-marked producerer de laveste samlede omkostninger ift. indkøb af fleksibilitet.

Maskede net. Sekventielle modeller mister effektivitet, når der er flere grænseflader, fordi flowet bliver svært at forudsige.

Uden koordinering risikerer to parallelle markeder at forværre flaskehalse, splitte likviditeten og øge aktørernes omkostninger

Figur 13: Fire koordineringsdimensioner og de konkrete risici i dansk kontekst

Dimension	Hvad skal sikres	Risiko uden koordinering i Danmark
Mellem markeder	Ressourcer bruges der, hvor de skaber størst værdi	Samme ressource sælges i to markeder uden fælles regler. Aktører må vælge og likviditeten splittes
Mellem systemoperatører	Flaskehalse og driftsgrænser håndteres på tværs af grænsefladen	En mFRR-aktivering bag en 60/10 kV-station kan forværre netselskabets flaskehalse
Mellem indkøbsmekanismer	Harmoniserede aktiveringsprocesser uden modstridende signaler	Energinet og netselskab sender modsatrettede signaler til den samme aggregator i samme kvarter
Mod afledte effekter	En lokal løsning må ikke skabe problemer andre steder	En DSO-aktivering flytter energi og påvirker BRP'ens ubalance, som Energinet skal udligne via mFRR

Konsekvenser

- **Koordinering er ikke valgfrit.** Elmarkedsdirektivets (2019/944) art. 32 pålægger netselskaberne at indkøbe fleksibilitet markedsbaseret og koordinere med Energinet, og art. 31(5)–(7) kræver gennemsigtige, ikke-diskriminerende regler for indkøb af ikke-frekvensrelaterede systemydelser i samråd med TSO. Elforordningens (2019/943) art. 40(5)–(6) stiller tilsvarende krav til Energinet. I dansk ret er kravene gennemført i elforsyningslovens § 45 b og BEK 1655/2023. Network Code on Demand Response (NC DR) videreudvikler denne tilgang.
- **Det er billigst at koordinere før, ikke efter.** Markedsmodel 3.0 anbefalede koordinering allerede i 2021.
- **Aktørernes omkostninger tæller.** To prækvalifikationer, to IT-integrationer og to budformater er en barriere, især for mindre aggregatorer.

Implementeringsmodellen

Problemet	Behov for proaktiv regulering og anvendelse af mFRR-ressourcer
mFRR i dag	Markedets struktur og geotag-metoden
Forskningen	Koordinationsmodeller og empirisk evidens
Implementeringsmodellen	Designprincipper, aktiveringssekvens, NC DR og lovgrundlag

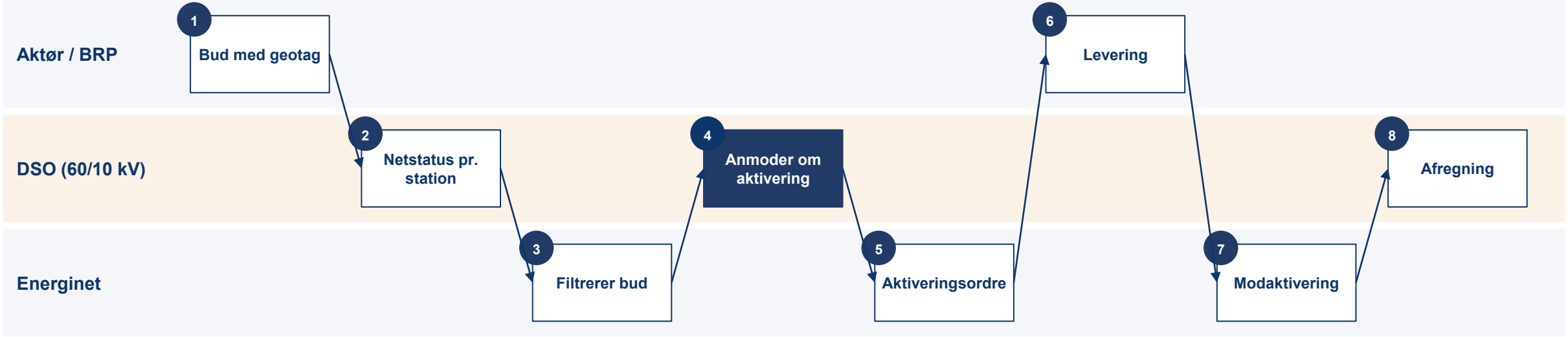
Relevante designprincipper kan anvendes med mFRR-markedets eksisterende komponenter

Figur 14: Fem designprincipper for implementeringsmodellen

Princip	Indhold	Begrundelse
1 Ét bud, flere anvendelser	Samme mFRR-bud kan aktiveres til balancering, transmissionsflaskehalse og på DSO'ens anmodning. Aktøren får besked om aktiveringstypen.	VPP-erfaring indikerer, at værdien øges, når samme portefølje sælger til flere formål
2 Hierarkisk geotag	Transmissionsstation, 60/10 kV-station. Aktøren angiver det fineste niveau, hvorefter Energinet og DSO aggregerer opad.	Under 60/10 kV er nettet typisk radialt og påvirkningen 1:1. Sekventiel koordination mister effektivitet i maskede net (Lind m.fl. 2023)
3 Netsikker aktivering	Bud, der forværrer en rød station i TSO- eller DSO-net, tilbageholdes fra balancering. DSO leverer netstatus pr. station.	Offentliggjort netstatus lader udbyderne se deres virkning
4 Kaskade før beordring	Markedsbud først, dernæst BNA og beordring, og dernæst systemværn som bagstopper.	Kaskaderingsprincippet og trafiklyskonceptet
5 Prisdisciplin	Pay-as-cleared (marginalprisafregning)	Overpris på netbud koster samtidig balanceaktiveringer (Marques og Sanjab 2024)

En netaktivering forløber i otte trin, hvor DSO'en anmoder, og Energinet aktiverer og modaktiverer for at bevare balancen

Figur 15: Aktiveringssekvens for en DSO-anmodet netaktivering



1. Bud. Aktøren indsender mFRR-bud med hierarkisk geotag fra dagen før til 45 minutter før.

2. Netstatus. Netselskabet melder grøn, gul eller rød pr. station senest to timer før drift.

3. Filtrering. Energinet fjerner bud, der ville forværre en belastet station.

4. Anmodning. Netselskabet anmoder om netaktivering med MW, station og retning.

5. Ordre. Energinet sender aktiveringsordre 7,5 minutter før, mærket som netaktivering.

6. Levering. Aktøren leverer inden 12,5 minutter*.

7. Modaktivering. Energinet henter balanceenergi uden for stationen i den normale merit order.

8. Afregning. Pay-as-cleared (marginalprisafregning).

Undtagelser

Rød efter budfristen. Melder netselskabet rød 45 minutter før, kan Energinet kun tilbageholde bud (filter 1). Ny anmodning er ikke mulig. Netselskabet falder tilbage på BNA og beordring.

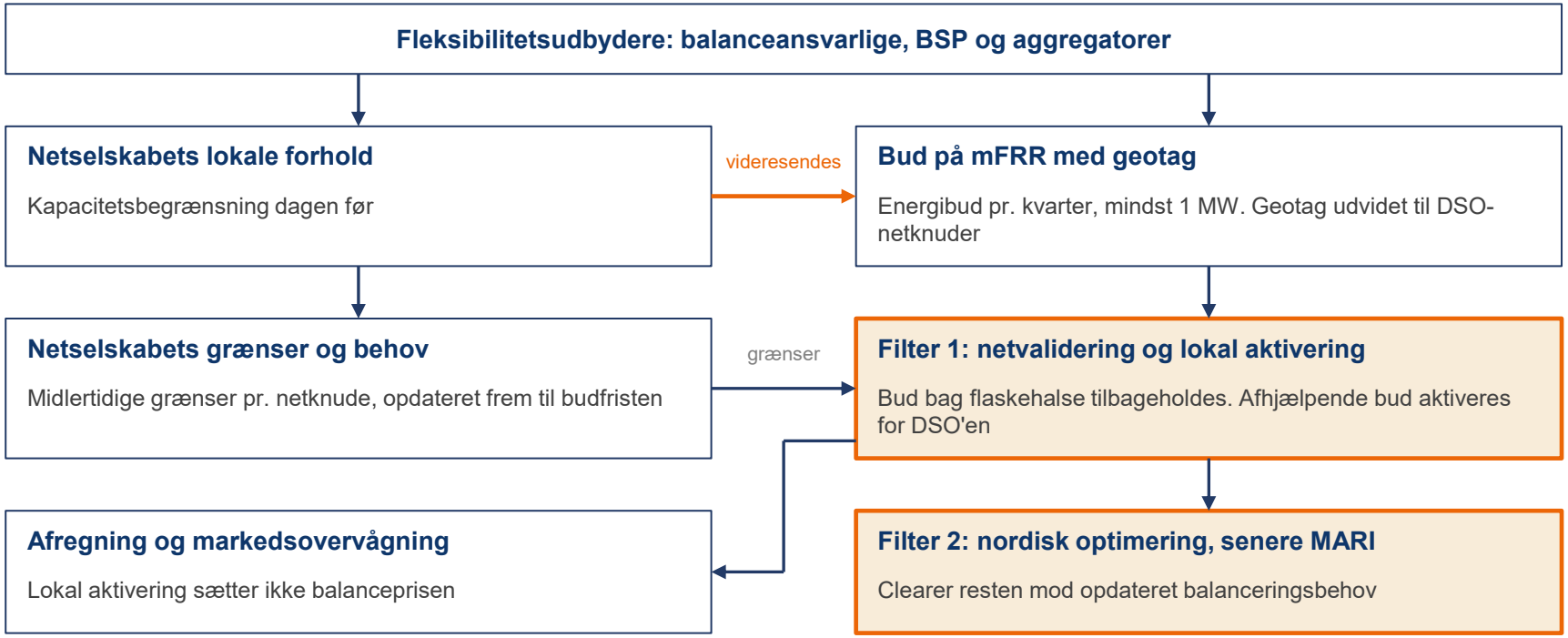
Ingen afhjælpende bud. Er der ingen bud bag stationen, anvender netselskabet i stedet BNA.

Dokumentation. Netselskabet logger behov, anmodning og udfald pr. kvarter til Forsyningstilsynets overvågning.

*Fuld aktivering inden for 12,5 minutter betyder også, at selve opreguleringen kan overbelaste en station.

En fælles budliste med to filtre, hvor netselskabets grænser kommer før den nordiske balancering

Figur 16: Arkitektur for koordinering mellem Energinet og netselskaberne



Fælles register over enheder, netknuder og prækvalifikation, indbygget i DataHub

Fire principper

- **Netselskabet først i eget net.** Netselskabet indmelder egne behov før den nordiske optimering kører.
- **Én budliste, ingen ny markedsplads.** Alle mFRR-bud passerer netvalideringen. Aktører byder ét sted med ét format.
- **Netmodellen bliver hjemme.** Energinet modtager netknuder, retning og grænser, ikke netselskabets model.
- **Adskilt prisdannelse.** Lokale aktiveringer sætter ikke balanceprisen, og netselskabet betaler for de ubalancer, det udløser.

Filter 1 kræver kun, at netselskabet leverer netknuder, retning og grænser. Netmodellen forbliver hos netselskabet

Figur 17: Trafiklys pr. netknude og den dataudveksling, filtret kræver

Grøn: ingen begrænsning

Alle bud med geotag i netknuden går videre til den nordiske optimering.

Gul: begrænset

Bud, der helt eller delvist forværrer flaskehalsen, tilbageholdes. Aktøren får besked om årsagen.

Rød: aktiv flaskehals

Bud, der forværrer netsituationen, tilbageholdes.

Datafelt	Indhold	Leveres af	Frekvens
Netknude og geotag	Hovedstation 60/10 kV eller netstation 10/0,4 kV, koblet til et geotag	Netselskab	Ved ændring i nettet
Tilknytning	Hvilke målepunkter og styrbare enheder ligger bag netknuden	Netselskab via DataHub	Løbende
Begrænset retning	Op, ned eller begge	Netselskab	Pr. kvarter
Grænse (MW)	Maksimal aktivering i retningen uden overbelastning	Netselskab	Dagen før, opdateret til budfrist
Status	Grøn, gul eller rød	Netselskab	Pr. kvarter
Tilbagemelding	Tilbageholdte og lokalt aktiverede bud pr. netknude	Energinet	Pr. kvarter
Offentliggørelse	Netknuder med behov for lokal fleksibilitet	Energinet	Pr. kvarter

Filter 2 holder lokale aktiveringer ude af balanceprisen, og netselskabet har første ret i eget elnet

Figur 18: Regler for samspillet mellem lokal aktivering og nordisk balancering

Regel	I dag for transmissionsflaskehalse	Forslag for DSO-flaskehalse
Pris	Specialregulering bliver ikke prissættende for balanceprisen. Lokale bud planlagt afregnet efter budpris, dog mindst marginalprisen	Netselskabet betaler for lokalt aktiverede bud, med loft ud fra alternativ netinvestering
Ubalance	Ubalancen fra lokal aktivering lægges til det nordiske balanceringsbehov	Netselskabet bærer omkostningen ved genbalancering
Gennemsigtighed	Aktør informeres om tilbageholdte bud. Berørte områder offentliggøres pr. kvarter	Udvides til DSO-netknuder. Volumen og pris pr. netknude offentliggøres
Overvågning	Ingen systematisk DSO-dimension	Forsyningstilsynet overvåger adfærd og mængden af filtrerede bud

Prioritet

- **Netselskabet har første ret i eget net.** De lokale distributionsselskaber får ret til at købe fleksibilitet, hvorefter TSO'en kan bruge den fleksibilitet, der ikke er aktiveret.
- **Modsatrettede behov skal have en regel.** Når Energinet og netselskabet har brug for det samme bud i modsat retning, afgøres det efter en offentliggjort regel, ikke af operatøren i øjeblikket.
- **Værdistabling er tilladt, betaling er entydig.** Et bud, der hjælper både netselskab og TSO, betales af den, der aktiverer det.

Roller

- **Energinet** driver den fælles budliste, udfører filter 1 og 2 og aktiverer lokalt på netselskabets vegne.
- **Netselskaberne** leverer netknuder, grænser og status og ejer egne produkter til planlagte behov.
- **DataHub** bliver fælles register for enheder, målepunkter og prækvalifikation.
- **Forsyningstilsynet** godkender metoder og overvåger filtrering og priser.

Seks designspørgsmål, der skal afgøres eksplicit

Figur 19: Designspørgsmål, hvorfor de betyder noget, og anbefalet løsning

Spørgsmål	Hvorfor det betyder noget	Anbefalet løsning	Hvem afgør / hvornår
Strategisk budgivning	Strukturelle og forudsigelige flaskehalse samt betaling efter budpris	Rådighedsaftaler til strukturelle behov og mFRR kun til driftsnære rester; loft ud fra investeringsomkostning; overvågning	Forsyningstilsynet via metodegodkendelse og løbende overvågning; fastlægges i første metodeanmeldelse
Verifikation og baseline	mFRR måler mod køreplan. For mindre ressourcer bag én måler kan anden adfærd modvirke leverancen	Valideringspunkt pr. kunde og kapacitetsbegrænsende produkter mod prisloft	Energinet sammen med netselskaberne. Afventer NC DR art. 14 om baselineregister
Ubalancer og balanceansvar	En DSO-aktivering flytter energi; uden korrektion havner ubalancen hos den balanceansvarlige eller Energinet	Aktiveringer via mFRR håndteres som i dag. Netselskabet bærer genbalanceringen	Energinet i markedsforskrifterne i samråd med de balanceansvarlige
Tidslinjer	Budfristen er 45 minutter før kvarteret, og aktivering sker cirka 7,5 minutter før; intet rum til korrektion	DSO clearer dagen før og melder grænser løbende frem til budfristen, derefter kun filtrering	Energinet og netselskaberne. Skal være på plads før MARI-tilslutning
Likviditet og budstørrelse	Minimum 1 MW i mFRR.	Aggregeringszoner pr. netknude og lavere minimum i DSO-produkter samt én prækvalifikation hos Energinet	Energinet (fælles prækvalifikation) og netselskaberne. NC DR sætter loft på 0,1 MW
Netselskabernes incitamenter	Fleksibilitet er drift, netudbygning er forrentet investering. MAF-omkostninger indberettes som drift.	Det skal sikres, at indtægtsrammen understøtter fleksibilitet, herunder IT-udvikling, samt TSO-DSO koordinering.	Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Forsyningstilsynet via indtægtsrammebekendtgørelsen

Network Code for Demand Response (NC DR) flytter rammen i retning af forslaget med fælles baselineregler og lavere budstørrelser

Figur 20: Proces for NC DR og elmarkedsreformens fleksibilitetskrav



Dansk retsgrundlag

Elmarkedsdirektivets artikel 32. DSOer skal indkøbe fleksibilitet markedsbaseret, hvor det er billigere end udbygning.

Elforsyningslovens § 45 b og BEK 1655/2023. Metoder skal være gennemsigtige, ikke-diskriminerende, markedsbaserede og koordinerede med Energinet.

Centrale NC DR-bestemmelser

Artikel 14. Register over baselinemetoder; én baseline pr. bud.

Artikel 51. Lokale aktiveringer mellem day-ahead og intraday gate closure må ikke undergrave markedspositioner.

0,1 MW. Rammeretningslinjen kræver et minimumsbud på højst 0,1 MW for første bud.

Fleksibilitetsbehov

Behovsvurdering. Nationale vurderinger efter ACERs metode inden juli 2026.

Mål. Vejledende nationale mål for ikke-fossil fleksibilitet inden januar 2027.

Dansk anvendelse. Vurderingen bør indregne distributionsnettets behov pr. station som grundlag for kapacitetslaget.