Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
13. august 2026

Forfatter:
HEP/MAWAM

FORKLARINGSDOKUMENT: JUSTERET INDKØB AF mFRR-KAPACITET I DK1 OG DK2 – DOKUMENTATION AF BEREGNINGER

1. Indledning

I dette notat dokumenteres de beregninger, der har været foretaget i relation til forslaget om justeret indkøb af mFRR-kapacitet i DK1 og DK2[1].

2. Beregningsforudsætninger

Beregningerne er foretaget for februar og marts måned 2026, og omfatter virkningerne i:

- mFRR-kapacitetsmarkedet
- Day ahead markedet
- mFRR EAM-markedet

Beregninger omfatter *ikke* de økonomiske konsekvenser for:

- aFRR CM/EAM-markedet
- Intraday markedet

3. Beregningsresultater

Der er foretaget to sæt af beregninger. En base case med op til 10% reservation på Storebæltsforbindelsen (nuværende situation) og en alternativ beregning med op til 20% reservation på Storebæltsforbindelsen (forslag om justeret indkøb).

3.1 mFRR-kapacitetsmarkedet

Beregningerne er foretaget med det værktøj, der sædvanligvis bruges til at bestemme kapacitetsmarkedsclearingen. Fremgangsmåden indebærer, at der kun foretages reservationer af transmissionskapacitet på Storebælt, hvis gevinsten ved udveksling af mFRR-kapacitet overstiger den forventede prisforskel i day ahead markedet mellem DK1 og DK2, inkl. mark-up mv[2].

Beregningerne, som er udført for hele det nordiske område, har givet følgende resultat:

Februar 2026	Opregulering	Nedregulering	TOTAL
Op til 10% reservation	31,6	10,4	42,0
Op til 20% reservation	30,1	6,8	36,9
Forskel	-1,5	-3,6	-5,2

Marts 2026	Opregulering	Nedregulering	TOTAL
Op til 10% reservation	36,2	16,4	52,6
Op til 20% reservation	25,1	13,9	39,0
Forskel	-11,1	-2,5	-13,7

Tabel 1: *Omkostninger til mFRR kapacitetsindkøb i Norden (alle beløb i mio. EUR)*

Det fremgår tydeligt at tabel 1, at gevinsten ved at operere med forhøjet reservationsprocent på Storebælt er klart størst ved opregulering og i marts måned, hvor det østdanske system var

[1] Metodebeskrivelsen findes i dok.nr. 21/09452-22.

[2] Der henvises til den detaljerede beskrivelse i: "Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR".

presset som følge af udetid for KYV-transformeren og deraf reduceret indkøb i mFRR-månedsauktionen.

Dette resultat bruges som argument for, at metoden med justeret indkøb kun skal anvendes, når systemet er presset – dvs. når udbuddet i mFRR-månedsauktionen er mindre end 100 MW.

Det fremgår videre af tabel 1, at der opstår samfundsøkonomiske gevinster ved både op- og nedregulering. Gevinsterne ved nedregulering falder primært i Nordsverige, mens langt hovedparten af gevinsten ved opregulering falder i Danmark (knap 80 mio. DKK).

Den samfundsøkonomiske gevinst ved forslaget er sammenlagt opgjort til 13,7 mio. EUR – dvs. ca. 100 mio. DKK.

De detaljerede gevinstfordelinger, som er fremkommet ved beregningerne, er vist i bilag 1.

3.2 Day ahead markedet

Beregningerne er foretaget med værktøjet "Simulation Facility", der genkører day ahead markedet helt forfra med ændrede forudsætninger omkring den tilgængelige kapacitet på Storebæltsforbindelsen – dvs. Simulation Facility får input omkring reservationer af transmissionskapacitet fra kapacitetsmarkedsclearingen.

Beregningerne er tilrettelagt på den måde, at modellen opgør tabet ved at gå fra base case (op til 10% reservation) til alternativ beregning (op til 20% reservation).

Beregningerne har givet følgende resultat:

Alle beløb i mio. EUR	Februar 2026	Marts 2026
Forskel	-0,1	0,1

Tabel 2: *Tab ved yderligere reservation i Day Ahead markedet*

Det fremgår af tabel 2, at der stort set ikke kan registreres ændringer fra base case (10%) til alternativ beregning (20%). Det skyldes givet vis, at der er tale om en meget lille ændring af den tilgængelige handelskapacitet i et stort, sammenhængende elspotområde.

Resultatet af begningerne tolkes således, at en beskeden ændring af reservationsomfanget ikke giver nævneværdige konsekvenser for day ahead markedet.

3.3 mFRR EAM-markedet

Beregninger er foretaget med værktøjet LIBRA, der sædvanligvis bruges til at bestemme markedsclearingen i energiaktiveringsmarkedet i det nordiske område.

Beregningerne er tilrettelagt på den måde, at modellen opgør gevinsten ved at gå fra base case (op til 10% reservation) til alternativ beregning (op til 20% reservation), og gevinsten opstår ved den større udvekslingsmulighed over Storebæltsforbindelsen.

Beregningerne har givet følgende resultat:

Alle beløb i mio. EUR	Februar 2026	Marts 2026
Forskel	0	0,4

Tabel 3: *Gevinst ved yderligere reservation på Storebæltsforbindelsen*

Det fremgår af tabel 3, at der stort set ikke kan registreres gevinster ved at gå fra base case (10%) til alternativ beregning (20%). Det skyldes givet vis, at der er tale om en meget lille ændring af den tilgængelige udvekslingskapacitet på Storebælt set i forhold til udvekslingskapaciteten i det sammenhængende, nordiske område.

Resultatet af begningerne tolkes således, at en beskeden ændring af reservationsomfanget ikke vil give mærkbare gevinster for mFRR energiaktiveringsmarkedet.

4. Perspektivering

Ovenstående beregninger vedrører to måneder (februar og marts) i 2026. I marts 2026 blev der kun indkøbt 76 MW i mFRR-månedsauktionen. Det skyldes, at KYV-transformeren var ude til ombygning i perioden 18.-31. marts, hvilket indebar, at Kyndby-anlæggene ikke var til rådighed i månedsauktionen.

Det er normalt, at Kyndby-anlæggene er ude til revision én gang årligt – typisk i oktober måned. Herudover optræder der undertiden omfattende netarbejder på transmissionsnettet i Østdanmark, som yderligere kan begrænse deltagelsen i månedsauktionen.

Forventningen er således, at den nye procedure med justeret indkøb af mFRR-kapacitet kommer i anvendelse 1-2 måneder om året, og derved kan generere en samfundsøkonomisk gevinst på 100-200 mio. DKK årligt, hvoraf langt hovedparten vil falde i Danmark.

BILAG 1: Fordeling af omkostninger til mFRR-kapacitetsindkøb på de nordiske lande i henhold til de foretagne beregninger

ENERGINET

SAMMENLIGNING AF OMKOSTNINGER - OP

Omkostninger per område for hele perioden



ENERGINET

SAMMENLIGNING AF OMKOSTNINGER - NED

Omkostninger per område for hele perioden

