



Rentabilitetsanalyse for batterier til AF23

Kontor/afdeling
Systemanalyse og
Innovation

Dato
13. oktober 2023

J nr. 2023 – 2106

ALELO / MIS

Der er foretaget en rentabilitetsanalyse af den fremtidige udbygning med batterier i Danmark. Rentabilitetsanalysen er baseret på beregningen af nettonutidsværdien i forhold til 2024, *NPV*. Ligning 1 viser udregning af *NPV*, hvor C_0 er investeringsomkostningen, C_n er pengestrømme i periode n og r er diskonteringsrenten. Diskonteringsrenten er antaget til at være 8 pct.

Ligning 1: Generel NPV formel

$$NPV = -C_0 + \sum_0^n \frac{c_n}{(1-r)^n}$$

Omkostningsdata for et Litium-Ion batteri er hentet fra Energistyrelsens teknologikatalog for energilagring og kan ses i Tabel 1.

Tabel 1: Omkostningsdata for Litium-Ion batteri.

Investeringsdata	Værdi	Enhed
Effektkomponent	1,4	Mio. kr./MW
Energikomponent	0,5	Mio. kr./MWh
Andre omkostninger	0,7	Mio. kr./ MWh
Faste driftsomkostninger	0,005	Mio. kr./MW/år
Variable driftsomkostninger	0,000017	Mio. kr./MWh
Diskonteringsrente	8	Pct.

Ud over day-ahead marked er der en række markeder for systemydelse, som er relevante for business-cases i batterier. Der tages højde for følgende reservemarkeder i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Reservemarkeder i DK1:

- Frequency Containment Reserve, *FCR*.
- Automatic Frequency Restoration Reserve, *aFRR*.
- Manuel Frequency Restoration Reserve, *mFRR*.

Reservemarkeder i DK2:

- Fast Frequency Reserve, *FFR*.
- Frequency Containment Reserve for Disturbances, *FCR-D*.
- Frequency Containment Reserve for Normal Operation, *FCR-N*.
- Automatic Frequency Restoration Reserve, *aFRR*.
- Manuel Frequency Restoration Reserve, *mFRR*.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

Energinet foretager behovsvurderinger for disse markeder. I Energinets behovsvurdering for systemydelse 2023¹ er det skønnet, at der i 2024 vil være behov for 22 MW kapacitet i FCR markedet, stigende til 25 MW i 2027. Samtidig vurderes behovet for FCR-N til at stige fra 18 MW til 19 MW, imens behovet i FCR-D opregulering vurderes til at stige med 2 MW. Derudover er det vurderet, at behovet for aFFR i DK1 vil stige fra 90 MW til 115 MW.

Den indtægt, batterierne får på reservemarkedet, er baseret på statistiske data fra 2022 og kan ses i Tabel 2. Det antages, at hverken indkøbsprisen eller indkøbstimer ændre sig over tid. Disse reservemarkeder forventes at internationaliseres, hvilket kan påvirke indtjeningen for batterierne.

Tabel 2: Statistiske data for reservemarkeder 2022² samt reservebehovsvurdering.

Marked	Gns. indkøbt kapacitet 2022 [MW]	Forventet kapacitetsbehov 2024 [MW]	Forventet kapacitetsbehov 2027 [MW]	Gns. indkøbspris [DKK/MW/h]	Indkøbstimer [h]	Landsdel
FCR	1	22	25	991	8760	DK1
aFRR	100	90	115	1091	5328	DK1
FFR	6	NA	NA	2412	1534	DK2
FCR-N	5	18	19	483	8760	DK2
FCR-D opregulering	21	44	46	470	8760	DK2
FCR-D nedregulering	24	42	42	331	3240	DK2

Det antages, at fremtidige batterier i DK1 og DK2 vil afsætte hhv. 8 og 12 pct. af deres kapacitet fra 2026, hvilket svarer til ca. 1 MW for hvert reservemarked. Efterfølgende stiger den samlede batterikapacitet frem mod 2050 og andelen til reserver forbliver 8 og 12 pct. af batterikapaciteten. Fremtidige batterier i DK1 byder ind på FCR og aFRR markederne imens fremtidige batterier i DK2 byder ind på FCR-N og FCR-D op- og nedregulering. Mængden af reservekapacitet kan ses i Tabel 3.

Tabel 3: Mængde reservekapacitet MW

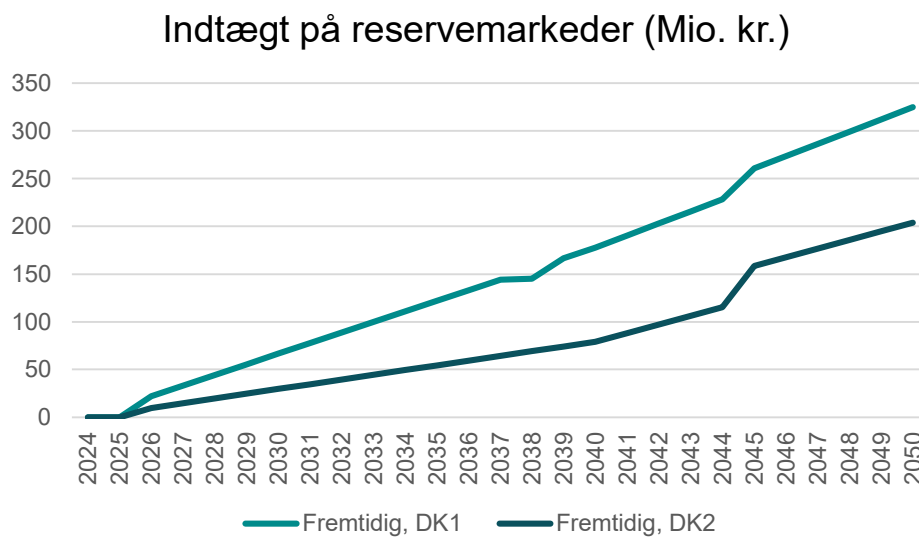
År	FCR (DK1)	aFRR (DK1)	FCR-N (DK2)	FCR-D (DK2)
2027	2	2	2	3
2030	4	4	3	6
2040	12	12	8	16
2050	22	22	22	44

¹ <https://energinet.dk/media/y0whhio4/behovsvurdering-for-systemydelse-2023.pdf>

² <https://energinet.dk/el/systemydelse/indkob-og-udbud/arlig-statistik-for-prisen-pa-reserver/>



På baggrund af antagelserne har fremtidige batterier i DK1 en indtægt på reservemarkedet på 20 Mio. kr. pr. år i 2026 og 325 Mio. kr. pr. år i 2050. I samme periode stiger de fremtidige batterier i DK2s indtægt fra 10 til 203 Mio. kr. pr. år. Indtægten for batterierne på reservemarkederne kan ses i Figur 1. Efter 2050 er indtægten på reservemarkedet antaget til at være flad for den resterende levetid af batterierne.



Figur 1: Udvikling af indtægt på reservemarkedet for batterierne

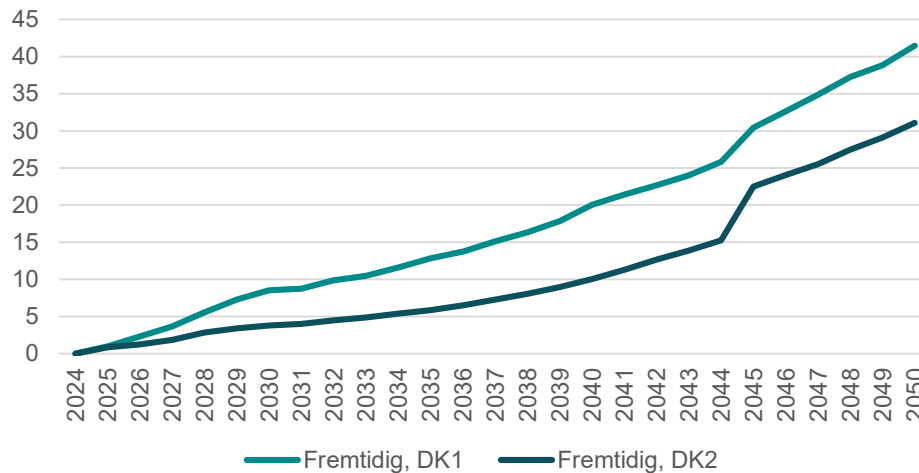
Driften af batterierne i day-ahead markedet er regnet med Energistyrelsens markedsmodel for el- og fjernvarmeområdet, Ramses³. I modellen fastsættes elpriserne efter meritordre metoden, og spotindtægterne beregnes som elindtægterne ved salg minus udgifterne til elkøb. Der er ikke medregnet udgifter til tariffer⁴. Indtægten på spot markedet for batterierne kan ses i Figur 2. Indtægten er opgivet i Mio. kr. pr. år. Ramses regner til 2050, hvorefter spotindkomst fastholdes i resten af batteriernes levetid.

³ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/ramses_energisystemmodel.pdf

⁴ Transmissionstariffen er medtaget i en følsomhedsanalyse.



Spotindkomst (Mio. kr.)



Figur 2: Spotindkomst for batterierne.

Ved en 8 pct. diskonteringsrente har alle batterier en positiv NPV. Dette kan ses i Tabel 4.

Tabel 4: NPV for batterier i Danmark ved 8 pct. diskonteringsrente.

Batteri	NPV (Mio. kr.)
Fremtidige, DK1	106
Fremtidige, DK2	112

Følsomhedsberegninger viser at der med en ændring i diskonteringsrenten stadig er fornuftig økonomi i batterierne.

Tabel 5: Følsomheder for NPV beregninger ved fastholdt kapacitet ved 10, 8, og 6 pct. rente.

Batteri	Pct. Kapacitet	NPV (Mio. kr.)		
		10% rente	8% rente	6% rente
Fremtidige, DK1	8	-46	106	472
Fremtidige, DK2	12	7	112	356

Der er også foretaget en følsomhedsanalyse på transmissionstariffen hvor denne tillægges marginal omkostningen. Transmissionstariffen ændrer marginal ved rentabiliteten af batterierne, men påvirker fuldlasttimerne for batterierne med 95 timer om året i gennemsnit for begge fremtidige batteripakker.

Der er en risiko for, at mange batterier i systemet vil kannibalisere hinandens potentiale og derved ikke få den samme indtægt på reservemarkederne.