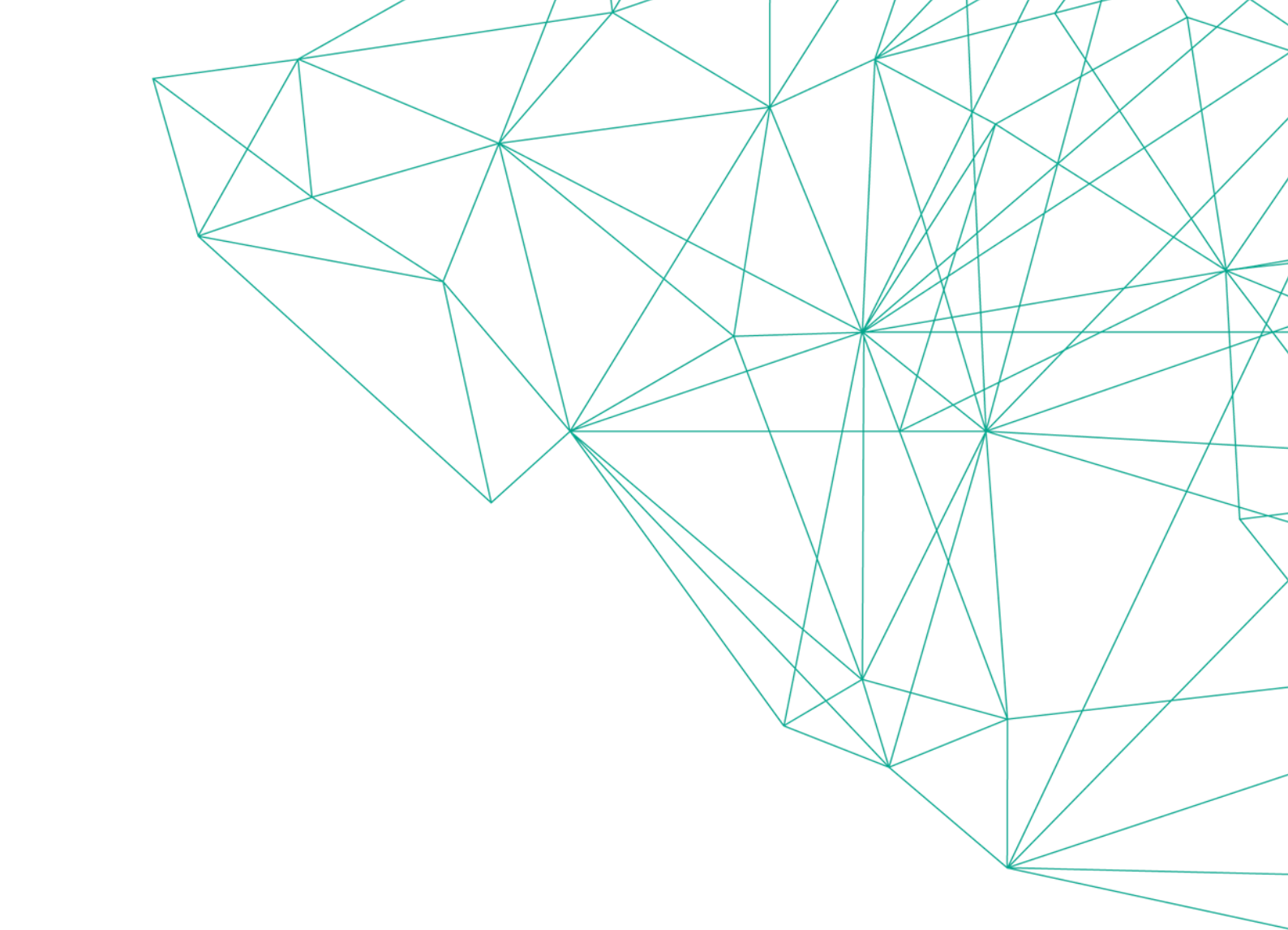




Redegørelse for gasforsyningssikkerhed 2025

Indhold

1. Sammenfatning	3
2. Det forgangne gasår (1. oktober 2024 til 1. oktober 2025)	4
2.1 Vurdering af gasforsyningssikkerhed	4
2.1.1 Ikke-varslede hændelser i det danske gassystem	5
2.1.2 Indkøb af nødlager for 2024/2025	7
2.2 Anvendelse af gastransmissionssystemet	7
2.2.1 Dansk naturgasgasproduktion (Nordsøen)	8
2.2.2 Ellund	9
2.2.3 Baltic Pipe	9
2.2.4 De danske gaslagre	9
2.2.5 Biometan i gassystemet	10
2.2.6 Gasforbrug	11
2.3 Gaskvalitet	12
2.3.1 Biometan i transmissionssystemet	13
2.4 Kilderne til forsyning af det danske gassystem	13
2.5 Gasmarkedet	14
2.5.1 Udvikling i gaspriserne	14
2.5.2 Udvikling på ETF sammenholdt med THE	15
2.5.3 Udvikling på ETF sammenholdt med VTP	16
2.5.4 Handler på den danske gasbørs	17
2.5.5 Kapacitetsanvendelse	17
2.6 Vedligehold	19
2.6.1 Tilrettelæggelse af vedligehold	19
2.6.2 Strategisk vedligehold	20
2.7 IT-hændelser og beredskabsniveau	21
2.7.1 Den hybride trussel mod Danmark	21
3. Vinteren 2025/2026	22
3.1 Forsyningsbilledet 1. oktober til 31. december 2025	22
3.1.1 Gasmarkedet i vinteren 2025/2026	22
3.1.2 Gaslagrenes rolle i vinteren 2025/2026	23
3.2 Indkøb af nødlagerværktøjer for vinteren 2025/2026	24
3.3 Kapacitetsvurdering for M/R-stationer og distributionssystemet	26
3.4 Forventninger til resten af vinteren (1. januar – 1. april 2026)	27
3.5 Flydende naturgas' (LNGs) indflydelse på den europæiske forsyning	27
3.6 Forsyningssikkerhed i EU	29
3.6.1 ENTSOG Winter Supply Outlook 2025	30
3.6.2 EU's tiltag for at sikre gasforsyningen	30
3.6.3 Energistyrelsens tiltag for at sikre forsyningssikkerheden	31
4. Bilag	32
4.1 Regler i EU's Gasforsyningssikkerhedsforordning	32
4.1.1 Beskyttede og ikke-beskyttede kunder	32
4.1.2 Solidaritet	32
4.1.3 Dokumentation af forsyningssikkerhed	33
4.1.4 Risikovurdering	33
4.1.5 Kriseniveauer	33

1. Sammenfatning

Danmarks gasforsyning står fortsat stærk. Derved forstås, at markedet har adgang til tilstrækkelig mængder gas til at kunne forsyne gaskunderne, selv ved et usædvanligt stort forbrug. Der har været hændelser, som har påvirket driften af gassystemet, men hændelserne har ikke udfordret forsyningssikkerheden. Med genetableret produktion fra Tyra-feltet i Nordsøen, stabil biogasproduktion og en robust europæisk infrastruktur er forsyningssikkerheden solid – trods lav mængde gas i gaslagrene, volatile gaspriser og øget geopolitisk pres.

Den gradvis øgede og mere stabile produktion fra Tyra-feltet har styrket den danske gasforsyningssikkerhed i gasåret 2025. Efter genstarten af Tyra-feltet i marts 2024 – og trods enkelte tekniske udfordringer i opstartsfasen – har Tyra-feltet igen udviklet sig til at være en central og stabil forsyningskilde. I løbet af året er der leveret 883 mio. Nm³ til transmissionssystemet, svarende til 2,4 mio. Nm³/dag, med døgnmaksima på 6,6 mio. Nm³, hvilket har styrket den nationale forsyningssituation.

Den øgede tilgængelighed af dansk Nordsøgas fra Tyra-feltet har gjort Danmark mindre afhængig af import og øget fleksibiliteten i det danske gassystem. Samtidig fortsætter en stabil produktion af biometan tilført gassystemet, og det har sammen med et vigende gasforbrug bidraget til en robust national forsyning. Baltic Pipe har fortsat sikret en høj gennemstrømning af gas fra Norge til Polen via Danmark, hvilket har styrket Danmarks rolle som transitland og bidraget til forsyningssikkerheden i Central- og Østeuropa.

Både i Danmark og i resten af Europa har fyldningen af gaslagrene været historisk lav for gasåret 2025, og det samme gør sig gældende i starten af gasåret 2026.

Markedsaktørerne har ændret deres brug af gaslagrene

Markedsaktørerne har brugt gaslagrene mindre end tidligere, fordi forskellen mellem sommer- og vinterpriser har været dårlig. Det har påvirket lagerfyldningen i Nord- og Vesteuropa, og især i Danmark, som er et lille prisområde.

I Danmark har lagrene delvist været brugt til at udligne udsving i både transit og produktionen fra den danske del af Nordsøen. Efter Tyra-feltet er kommet i gang igen, er leverancerne fra Nordsøen blevet mere stabile, og der har været færre afbrydelser på transitruten. Den mere stabile forsyning fra både Tyra og transitruten forventes at mindske behovet for at bruge lagrene til at håndtere pludselige udsving i forsyningen i løbet af driftsdøgnet.

"Dette indikerer, at gaslageret måske kan forventes i mindre grad at blive anvendt til kortsigtet balancerende af uforudsete variationer", udtaler Christian Meiniche Andersen, cheffingeniør i afdelingen Driftsudvikling – Gas i Energinet.

Den danske og europæiske gaslagersituation

Den 1. oktober 2024, der markerer indgangen til den sæson, hvor markedsaktørerne normalt trækker gas ud af gaslagrene, var de danske 65 % fyldt. Den 1. november lå den danske lagerfyldning på 75 %, og Danmark opfyldte dermed ikke EU-lagerfyldningsmålet på 90 % pr. 1. november 2024.

I sommeren 2025 var kun 40 % af volumenkapaciteten i gaslagrene solgt for vinteren 2025/2026. For at sikre en højere lagerfyldning ved indgangen til vinteren 2025/2026 gennemførte Energistyrelsen i sensommeren 2025 et EU-udbud. Her kunne lagerkunder få betaling for at holde en bestemt mængde gas i de danske lagre den 15. november 2025. Der blev købt fyldningsforpligtelser på i alt 4,5 TWh, hvilket svarer til 63,3 % lagerfyldning, hvis nødlageret tælles med.

Ved indgangen til udtrækssæsonen 2025/2026 den 1. oktober 2025 lå den danske lagerfyldning på 50 % og den samlede europæiske lagerfyldning lå på 83 %. Lagerfyldningen i Danmark toppede den 9. november 2025 med 65 %, så Danmark opfyldte ikke EU-lagermålet på 90 %. Den samlede EU-lagerfyldning toppede midt i oktober 2025 på 83 %.

De lave europæiske lagerfyldninger skyldes flere ting. Gaspriserne er steget, blandt andet på grund af en hård global konkurrence om LNG, geopolitisk usikkerhed og et ændret gasflow i Europa. LNG er nu EU's største kilde til gas. Det giver en anden prisudvikling, som påvirker forskellen mellem sommer- og vinterpriser. Når den forskel er lille eller negativ, forsvinder incitamentet for markedsaktørerne til at bruge gaslagrene. Høje LNG-priser og større efterspørgsel om sommeren er med til at drive denne udvikling.

Fortsat robust forsyningssituation på trods af sikkerhedsudfordringer

På trods af de lave lagerfyldninger vurderer både danske og øvrige europæiske myndigheder, at forsyningssituationen fortsat er robust for Danmark og Europa i den resterende del af vintersæsonen 2025/2026.

Som følge af øget geopolitisk spænding i Europa, har gasåret været præget af en forhøjet hybrid trussel mod Danmark. Forsvarets Efterretningstjeneste vurderede i 2025, at risikoen for sabotage og påvirkningsforsøg mod kritisk infrastruktur – herunder energisektoren – var høj. Energinet har derfor opretholdt et forhøjet beredskabsniveau og implementeret en række foranstaltninger for at imødegå truslen, herunder styrket overvågning, tættere myndighedssamarbejde og øget fokus på både fysisk sikkerhed og cybersikkerhed.

Diversitet i gasforsyningen øger forsyningssikkerheden

Biometan udgjorde, hvad der svarer til lidt over 40 % af det danske gasforbrug i 2025. Andelen af biometan forventes at stige i de kommende år, drevet af fald i det danske gasforbrug, udvidelser i eksisterende biogasanlæg og nye konverteringsanlæg. Stabiliteten i gastilførslen fra denne kilde diversificerer forsyningsgrundlaget samtidig med, at biometanen understøtter den grønne omstilling.

Overordnet set vurderer Energinet den danske gasforsyning robust og fleksibel – også i meget kolde vintre – understøttet af stabil produktion fra Tyra, mere biometan, stærk infrastruktur og et tæt integreret europæisk gasmarked.

2. Det forgangne gasår (1. oktober 2024 til 1. oktober 2025)

Dette kapitel har til formål at afrapportere på forsyningssikkerheden det forgangne gasår, det vil sige fra 1. oktober 2024 til 1. oktober 2025. Kapitlet vurderer indledningsvist forsyningssikkerheden. Herefter undersøges gassystemets anvendelse, gasmarkedet og andre emner, der relaterer sig til gassystemet det forgangne år.

2.1 Vurdering af gasforsyningssikkerhed

Gasforsyningssikkerheden er fortsat høj. Derved forstås, at markedet har adgang til tilstrækkelig mængder gas til at kunne forsyne gaskunderne, selv ved et usædvanligt stort forbrug. Der har været hændelser, som har påvirket driften af gassystemet, men hændelserne har ikke udfordret forsyningssikkerheden.

Gasforsyningssikkerheden i Danmark er understøttet af en infrastruktur med forbindelser til de norske og danske produktionsfelter i Nordsøen, gasmarkederne i Polen og Vesteuropa samt den høje egenproduktion af biogas. Den veludbyggede infrastruktur medfører samtidig, at dansk gasforsyningssikkerhed i høj grad følger niveauet for europæisk forsyningssikkerhed. Gasforsyningssikkerheden i Danmark skal derfor ses i lyset af Europas energipolitiske situation.

Energistyrelsen har det overordnede mandat til at fastsætte rammerne for gasforsyningssikkerheden.

Uddrag fra Bekendtgørelse af lov om gasforsyning LBK nr. 1286 af 03/11/2025.

§ 24. Gasforsyningssikkerheden i Danmark påhviler klima-, energi- og forsyningsministeren, gasselskaber og relevante myndigheder. Disse aktører udfører opgaver og bidrager til gasforsyningssikkerheden inden for deres respektive kompetence- og aktivitetsområder.

Stk. 2. Klima-, energi- og forsyningsministeren udpeger den kompetente myndighed for Danmark i medfør af artikel 3, stk. 2, i Europa-Parlamentets og Rådets forordning om foranstaltninger til opretholdelse af gasforsyningssikkerheden.

Stk. 3. Klima-, energi- og forsyningsministeren har det overordnede ansvar for at vurdere gasforsyningssikkerheden og fastsætte og koordinere foranstaltninger og samarbejde med danske myndigheder, gasselskaber og gaskunder for at sikre gasforsyningssikkerheden i Danmark.

Energinet råder over et nødlager af gas (læs mere under afsnit 2.1.2) og fyldningskrav, der er en mængde gas, som markedsaktørerne skal fylde på gaslagrene. Denne mængde gas er kan aktiveres i tilfælde af, at der opstår en nødforsyningssituation (Emergency). Der har ikke siden vinteren 2007 været en nødforsyningssituation i Danmark. Gassystemer har i den efterfølgende periode været gennem betydelige forandringer, og såvel gasmarkedet som infrastrukturen er samlet set blevet styrket til fordel for forsyningssikkerheden.

Gasforsyningssikkerhed:

Gasforsyningssikkerhed er sandsynligheden for, at der er den tilstrækkelige mængde gas til rådighed, tilstrækkelig kapacitet og den nødvendige operationelle funktionalitet i gassystemet til at sikre fuld forsyning af alle danske gasforbrugere.

Nødforsyning:

Energinet er udpeget til at varetage forsyningssikkerheden i tilfælde af, at gassystemet kommer i en nødforsyningssituation (Emergency), hvor gasmarkedets aktører ikke er i stand til at opretholde forsyningen til kunderne. Rammerne for dimensioneringen af behovet for nødlager foreskriver, at alle danske gaskunder kunne forsynes i mindst tre døgn og de beskyttede danske gaskunder i 30 døgn samtidig med, at minimum og maksimum begrænsninger for tryk oprettholdes i det danske gassystem under hændelserne beskrevet nedenfor. De gældende dimensionerende hændelser er:

- N-N hændelsen: alle eksterne forsyningskilder falder ud, og gaskunderne alene skal forsynes ved bio-gasproduktionen samt udtræk fra lagrene.
- Internt rørbrud:
 - Lille Torup lageret skal forsyne det vestlige gassystem i tilfælde af rørbrud nord for Egtved.
 - Stenlille lageret skal forsyne det østlige gassystem i tilfælde af rørbrud øst for Kongsmark.

2.1.1 Ikke-varslede hændelser i det danske gassystem

Der har i det seneste gasår været otte hændelser, der har haft en potentiel betydning for forsyningssikkerheden.

Lokation	Tidspunkt	Hændelse
EPIL-terminalen i Nybro	21. februar 2025	Strømdufald på EPIL-terminalen i Nybro.
Kompressor station Everdrup	20. maj 2025	Emergency Shutdown på kompressor station Everdrup.
Kompressor station Everdrup	08. juli 2025	Emergency Shutdown på kompressor station Everdrup.
EPIL-terminalen i Nybro	13. august 2025	CO ₂ offspec gas fra Norge medførte, at der blev lukket for flowet på EPIL-terminalen i Nybro.

Kompressor station Everdrup	28. august 2025	Ikke-planlagt nedlukning på kompressor station Everdrup.
EPII – og Ørsted-terminalen i Nybro	2. september 2025	Ikke-varslet nedlukning på terminalen i Nybro.
EPII-terminalen i Nybro	6. september 2025	Emergency Shutdown på EPII-terminalen i Nybro.
Dragør Border	18. september 2025	Afbrydelse af netspænding på Dragør Border.

Tabel 1: Oversigt over hændelser, der potentielt kunne have haft betydning for forsyningssikkerheden. Alle hændelserne er indrapporteret til Energistyrelsen.

2.1.1.1 Strømdufald på den centrale modtagerterminal for norsk naturgas – EPII-terminalen – i Nybro

Fredag den 21. februar 2025 var der strømsvigt i få sekunder, som resulterede i, at der blev leveret kold gas. Dette medførte, at flowet ud af EPII-terminalen blev stoppet i to timer. Senere kunne kedlerne starte op igen, og der var gen-etableret fuldt flow 3,5 time efter strømdufaldet.

2.1.1.2 Nødstop – Emergency Shutdown (ESD) på kompressor station Everdrup

Tirsdag den 20. maj 2025 opstod der en Emergency Shutdown (ESD) på kompressor station Everdrup. Dette medførte en midlertidig afbrydelse af flowet mod Polen og efterfølgende en periode med reduceret flow mod Polen ifm. opbygning af differenstryk over kompressorstationen.

2.1.1.3 ESD på kompressor station Everdrup

Tirsdag den 8. juli 2025 blev der udløst en ESD på kompressorstationen i Everdrup. Som følge heraf stoppede gasflowet mod Polen, mens fuldt flow fortsatte ind på EPII-terminalen i Nybro, hvilket hurtigt øgede ubalancen i det danske system. Der blev koordineret med Gassco i Norge om at reducere indgående flow for at begrænse ubalancerne.

Stationen blev genstartet cirka fire timer senere (fra 01:15-05:15). Hændelsen medførte kapacitetsreduktion exit Faxe.

2.1.1.4 CO₂ offspec gas fra Norge medførte, at der blev lukket for flowet på EPII-terminalen i Nybro

Onsdag den 13. august 2025 medførte for høj koncentration af CO₂, at der kl. 08:00 den 14. august 2025 blev lukket for fysisk flow ind i DK gennem EPII indtil. Den kommercielle nominering blev reduceret til 0 i perioden fra kl. 08:00-14:00 af Gassco, hvilket bragte shipperne i ubalance. Gassco var ansvarlig for hændelsen, som medførte begrænsning af shippernes flow ud af det norske gassystem og ind i det danske system via EPII-terminalen.

2.1.1.5 Ikke-planlagt nedlukning af kompressorstation Everdrup

Torsdag den 28. august 2025 var der på grund af en teknisk fejl en ikke-planlagt nedlukning af kompressor station Everdrup. Der var etableret fuldt flow igen på under en time. Hændelsen medførte således kapacitetsreduktion i en time.

2.1.1.6 Ikke-varslet nedlukning på terminalen i Nybro

Tirsdag den 2. september 2025 faldt Ørsteds modtagerterminal i Nybro ud på grund af en ESD. Der blev i forbindelse med hændelsen varslet en kapacitetsreduktion, som dog ikke blev effektueret.

2.1.1.7 ESD på EPII-terminalen i Nybro

Lørdag den 6. september 2025 kl. 14:40 opstod der en ESD på EPII-terminalen. Dette medførte, at gasflowet fra EPII stoppede. Reduktionen havde effekt i en time.

2.1.1.8 Afbrydelse af netspænding på Dragør Border

Torsdag den 18. september 2025 skete der en uventet afbrydelse af netspænding på M/R Dragør og Dragør Border, der forsyner Evida og det svenske Nordion. KontrolCenter Gas' kontrol med stationen blev midlertidigt reduceret, men

forsyningen til Evidas net og Sverige blev bevaret. I denne hændelse var der ingen afbrydelse af gas til kunder og ingen udfald på overvågning af forsyningskritiske systemer.

2.1.2 Indkøb af nødlager for 2024/2025

Energinet foranstalter nødforsyningstiltag for at kunne håndtere en nødforsyningssituation. Disse tiltag består bl.a. af det såkaldte nødlager, der har til formål at sikre forsyningen til de danske gaskunder i en nødforsyningssituation. Nødlageret er dimensioneret efter en hændelse, hvor alle eksterne entry-punkter (dvs. gas fra Tyskland, Norge og den danske Nordsø) afbrydes i en situation med usædvanligt højt gasforbrug svarende til en gennemsnitlig døgntemperatur på -10 grader C (20-års hændelse). Det svarer til det såkaldte N-N kriterie, som er fastsat i forbindelse med den seneste nødplan, der gælder frem til 2027. I en sådan situation skal der være tilstrækkeligt udtrækskapacitet på de danske lagre til, at det danske forbrug kan opretholdes i tre døgn udelukkende ved udtræk fra lagrene samt biogasproduktionen. De indkøbte nødforsyningsværktøjer dækker ligeledes en volumenhændelse, hvor udfordringen er mangel på tilstrækkelig gas til at forsyne alle danske gaskunder. Der er reserveret gas til de beskyttede danske gaskunder i 30 dage med temperaturer og gasforbrug, der er normale for udtrækssæsonen, ligeledes under antagelse af, at forbruget kan dækkes alene ved biogasproduktionen samt udtræk fra lagrene. De beskyttede danske gaskunder er husholdninger, væsentlige samfundsfunktioner, som fx hospitaler samt små og mellemstore virksomheder.

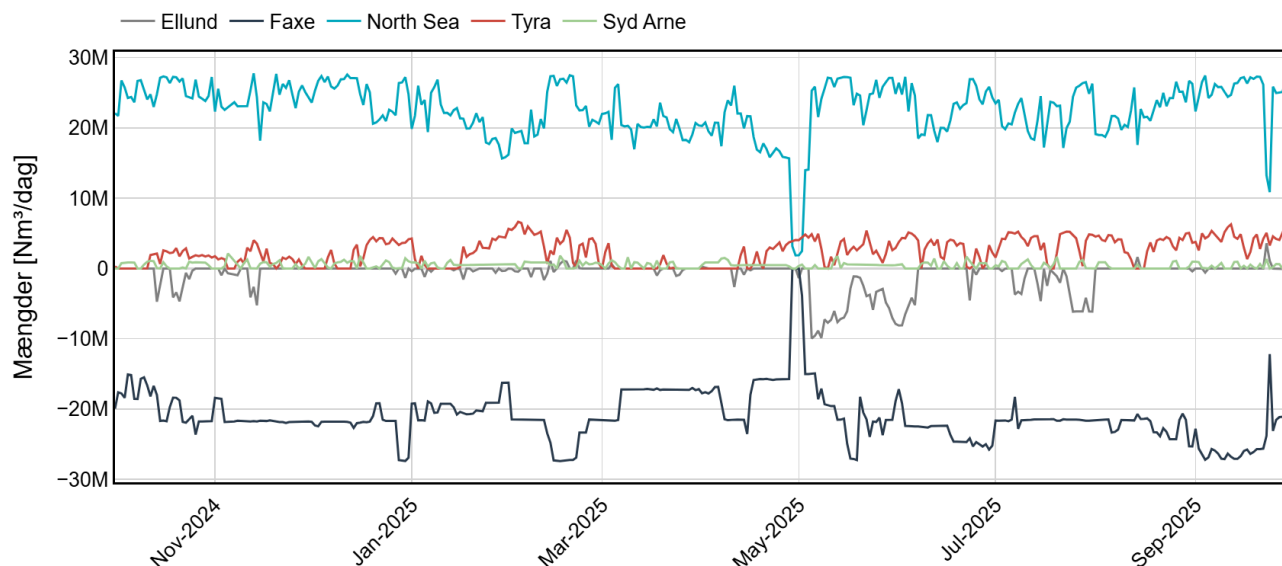
Der er indkøbt 1.700 GWh nødgas og 288 GWh som fyldningskrav.

Gas-år	Nødgas [GWh]	Fyldningskrav [GWh]	Nødforsyningsværktøjer [GWh]
2024/2025	1.700	288	1.988

Tabel 2: Nødlageret består af nødgas, som Energinet ejer og opbevarer i de danske gaslagre samt fyldningskrav, som lagerkunderne ejer og holder på lagre hen over vinteren. Nødgas og fyldningskrav er til dels substituerbare i forhold til at opfylde behovet for nødlager.

2.2 Anvendelse af gastransmissionssystemet

Det danske gastransmissionssystem forbinder naturgasfelterne i den danske del af Nordsøen med de nationale gaslagre, integrerer biometan i gassystemet og forsyningen til de danske gaskunder via Evidas distributionssystem. Desuden forbinder det gassystemer i Sverige, Norge, Tyskland og Polen. Denne sammenhængende struktur gør det muligt at transportere større mængder gas fra Norge til Polen og resten af Central- og Østeuropa via Danmark og understøtter dermed både forsyningssikkerhed og energisamarbejde i Europa samtidig med, at gasforsyningssikkerheden til de danske gaskunder understøttes. Der har været god udnyttelse af kapaciteten i Baltic Pipe, især på North Sea Entry. Flowet til Polen via Faxe udgør ca. 93 % af flowet fra North Sea Entry.

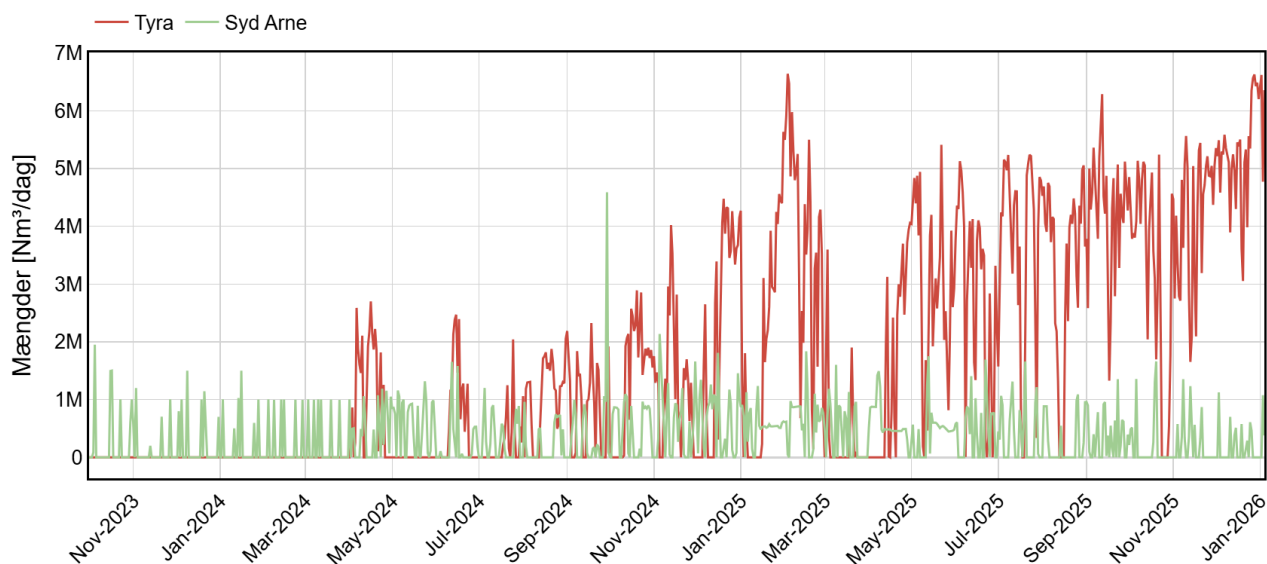


Figur 1: Figuren viser de transporterede mængder pr. dag på punkterne Ellund, Faxe, North Sea Entry og Nybro. Nybro er opdelt på gas fra Tyra og Syd Arne platformene.

2.2.1 Dansk naturgasproduktion (Nordsøen)

I den danske del af Nordsøen er der produktion på ca. 55 platforme fordelt på 21 olie- og gasfelter. Virksomheden TotalEnergies står for produktionen på 16 af felterne, mens INEOS¹ er operatør på tre felter, Hess på ét felt og Wintershall på ét felt.

I marts 2024 genoptog Total Energies gasproduktion fra det nyligt genopbyggede Tyra-anlæg. Anlægget har en teknisk kapacitet på 8,1 mcm/dag.



Figur 2: Produktionen fra Tyra og Syd Arne fra 1. oktober 2023 til 1. oktober 2025. Den maksimale døgnmængde fra Tyra i perioden var på 6.6 mio. Nm³ og blev opnået den 3. februar 2025.

Fra 1. oktober 2024 til 1. oktober 2025 er der leveret 883 mio. Nm³ til gastransmissionssystemet fra Tyra, svarende til 2,4 mcm/dag, og Syd Arne leverede 170 mio. Nm³ til gastransmissionssystemet. For perioden 1. oktober 2023 til 1.

¹ INEOS er en global kemisk producent og driver 194 anlæg i 29 lande. Producent af petrokemikalier, specialkemikalier og olieprodukter.

oktober 2024 blev leveret 115 mio. Nm³ til gastransmissionssystemet fra Tyra, og Syd Arne leverede 99 mio. Nm³. Dette er en stigning fra 2024 til 2025 på hhv. 668 % for Tyra og 72 % for Syd Arne.

2.2.2 Ellund

Ellund er det danske grænsepunkt mod Tyskland, hvor der både kan importeres og eksporteres gas. Markedsaktørernes brug af grænsepunktet er faldet efter åbningen af Baltic Pipe.

Fra 1. oktober 2024 til 1. oktober 2025 har der både været import og eksport af gas over Ellund. I perioden er der blevet importeret 14 mio. Nm³, mens der er blevet eksporteret 337 mio. Nm³. Den maksimale døgnmængde var 10.0 mio. Nm³ eksport til Tyskland.

En del af flowet over Ellund skyldes SWAP. Her omfordes gas via Euro Pipe II mellem modtageterminaler i Tyskland og Danmark. SWAP'en har blandt andet gjort det muligt at gennemføre et større vedligehold i det nordtyske transmissions-system i sommeren 2025. Derved blev de negative konsekvenser for markedsaktørerne reduceret.

2.2.3 Baltic Pipe

Der har i perioden 1. oktober 2024 til 1. oktober 2025 været en høj udnyttelse af North Sea Entry (import fra Nybro EPII-terminalen). I perioden blev der leveret ca. 8.300 mio. Nm³ til gastransmissionssystemet svarende til 83 % udnyttelse af kapaciteten.

Faxe er det danske grænsepunkt mod Polen, hvor der primært eksporteres gas. I det forgangne gasår er der transporteret ca. 7.700 mio. Nm³ til Polen gennem Faxe, svarende til 77 % af kapaciteten. Eksporten via Faxe udgør ca. 93 % af importen fra North Sea Entry.

2.2.4 De danske gaslagre

De europæiske gaspriser har stor indvirkning på, hvornår markedsaktørerne vælger at fylde gas på lager (injicere), og hvornår de vælger at tage gas ud af lagrene (udtræk). Markedsaktørerne kan købe en volumenkapacitet på lager, det vil sige lagerkapacitet, som giver dem retten til at have gas i lageret. Alternativt kan aktørerne benytte afbrydelig kapacitet, som indebærer en risiko for, at der ikke er plads til gassen ved høj lagerfyldning, da lagerkunder med volumenkapacitet har forrang. Det samme er gældende ved injektion og udtræk, hvor markedsaktørerne kan købe kapaciteter eller benytte afbrydelige kapaciteter med risiko for, at den ønskede kapacitet ikke er tilgængelig.

Den danske gaslageransvarlige virksomhed, Gas Storage Denmark (GSD), fastlægger hvert år den maksimale kapacitet på døgnniveau. Kapaciteten udbydes på et virtuelt lager, hvor GSD efterfølgende fordeler gassen mellem de to fysiske gaslagre i Lille Torup i Jylland og i Stenlille på Sjælland. I gasåret 2025 var den maksimale døgnmængde for injektion på gaslager 90,7 GWh, svarende til 7,8 mio. Nm³/d, og for udtræk 156 GWh, svarende til 13,4 mio. Nm³/d.

GSD udbyder løbende kapacitet, indtil kapaciteten er udsolgt. Gaslageråret løber fra 1. april til 1. april, da det passer med markedsprodukterne. Markedsaktørerne anvender typisk den første halvdel af gaslageråret på at opbygge lagerbeholdninger gennem injektion.

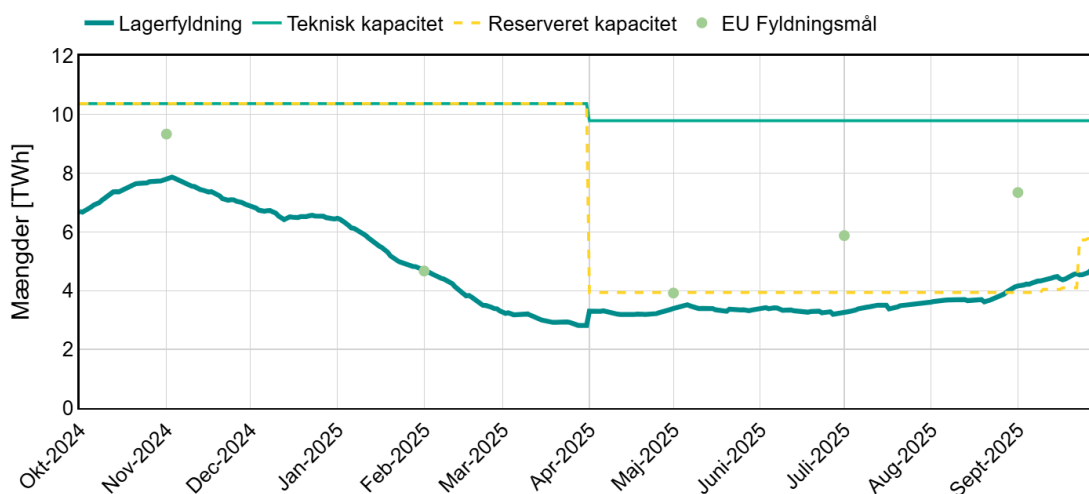
Den maksimale kommercielle injektion var på 84,8 GWh/d, og blev registreret den 10. oktober 2024. Øvrige dage omkring den 10. oktober havde også høje rater af injektion. Udviklingen kan primært tilskrives gunstige markedsforhold koblet med lavere eksport til Polen. I de sidste 15 timer af det pågældende gasdøgn var der overefterspørgsel på injektionskapacitet fra markedsaktørerne, hvorfor den fulde injektionskapacitet blev allokeret i de pågældende timer.

Det maksimale udtræk blev registreret 20. januar 2025 og var på 125,8 GWh/d. Udtrækket var en følge af, at markedsaktørerne var i negativ ubalance i løbet af gasdøgnet, og i nogle timer udenfor balancebåndet. Årsagen til denne ubalance skal primært findes i en nedadgående leverance af gas fra den danske Nordsø samtidig med en relativ kold

vinterdag. De sidste syv timer af det pågældende gasdøgn var der overefterspørgsel på udtrækskapacitet fra markedsaktørerne, og derfor blev den fulde udtrækskapacitet allokeret i de pågældende timer.

Den højeste lagerfyldning blev opnået 3. november 2024, hvor lagerfyldningen var 7.864 GWh. Det svarer til ca. 76 % af både den solgte og tekniske kapacitet, hvilket indikerer, at en del af den købte lagerkapacitet ikke var fuldt udnyttet. Den primære årsag hertil findes i sommeren 2024, hvor der særligt i to perioder var eksport til Polen uden tilsvarende import fra Norge. Denne eksport blev i vidt omfang understøttet af udtræk fra de danske gaslagre, hvilket reducerede lagerfyldningen.

Den laveste lagerfyldning blev nået den 29. marts 2025, hvor lagerfyldningen var 2.811 GWh. Dette svarer til ca. 27 % af den samlede lagerkapacitet, fordelt på ca. 17 % nødgas og 10 % markedsaktørgas. Lagerfyldningen var den laveste siden 2018, hvor en kombination af lav fyldning i de danske lagre og koldt vejr førte til, at den samlede lagerfyldning i Danmark faldt til under 20 % i marts og april 2018.



Figur 3: Den aktuelle lagerfyldning sammenholdt med den reserverede og den tekniske lagerkapacitet. EU-fyldningsmålet for februar 2025 blev opfyldt.

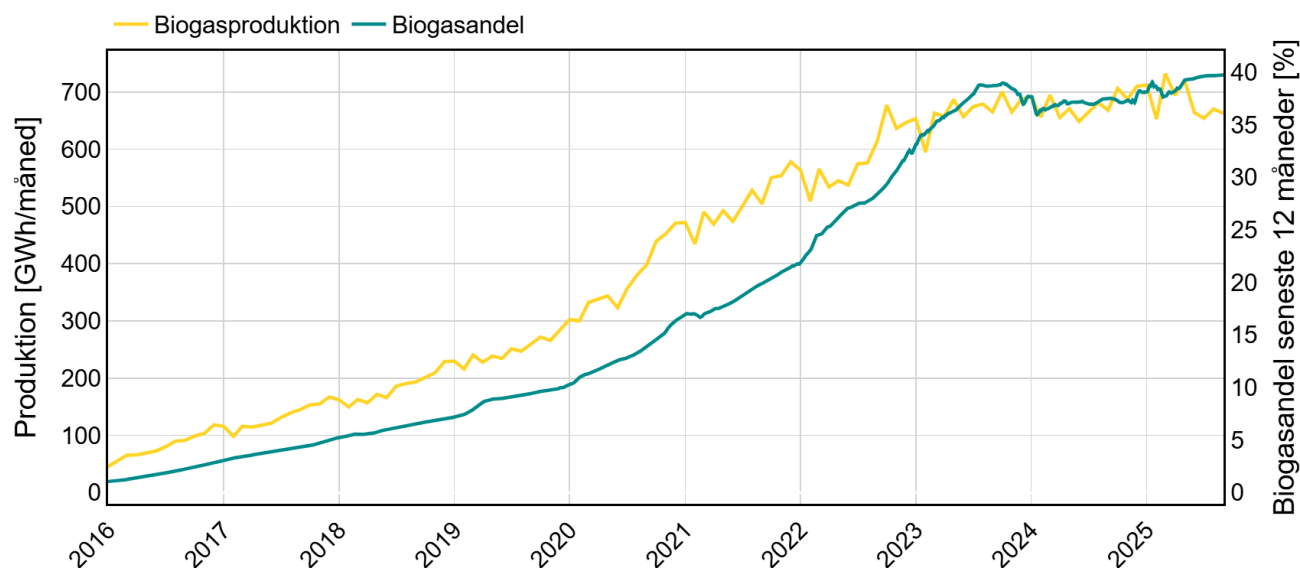
2.2.5 Biometan i gassystemet

Efter et par år med stilstand er andelen af biometan i gassystemet set i forhold til gasforbruget steget cirka 2 % siden sidste gasår, da gasforbruget er faldet med godt 1 TWh, mens produktionen af biogas er steget knap 0,2 TWh.

Der er blevet tilsluttet et enkelt nyt biogasanlæg i slutningen af 2025, og et eksisterende biogasanlæg har udvidet sin produktion betydeligt i starten af 2025. Dette på trods er biogasproduktionen kun steget meget begrænset og ikke svarende til den forøgede produktionskapacitet. Formodningen er, at det skyldes ugunstige priser samt ikrafttrædelse af forbuddet mod brug af majs i produktionen. Andelen af biometan i gassystemet svarer til lige over 40 % af gasforbruget i 2025, mod 38 % 12 måneder tidligere. Biometanandelen beregnes som månedens biogasproduktion ganget med 12 og divideret med de seneste 12 måneders gasforbrug i Danmark.

Der er tilkoblet 59 biogasanlæg til det danske gassystem, hvoraf ét er koblet direkte til transmissionssystemet, et leverer til bygasnettet i København og ét er ophørt med at producere biogas.

Biogasanlæggene har en samlet tilkoblet kapacitet svarende til godt 11 TWh om året. Den faktiske, realiserede produktion lå på knap 8,3 TWh det forgangne gasår.



Figur 4: Figuren viser udviklingen af biogasproduktion og andelen af biometan i gassystemet de seneste 12 måneder tilbage til 2017.

Selvom udviklingen i biogasproduktionen har stået stille de seneste år, så forventes den fremtidige udvikling med vækst i biogasproduktion og fald i gasforbrug at skabe nye biogaslommer i fremtiden. Konkret forventes der i øjeblikket betydelig vækst i biogasproduktion de kommende år, hvor især en række konverteringsanlæg og udvidelser af eksisterende anlæg forventes at forøge biogasproduktionen betydeligt.

En biogaslomme er et geografisk område i distributionssystemet med høj produktion af biogas uden et tilsvarende tilstrækkeligt gasforbrug eller tilstrækkelig infrastruktur til at udnytte biogassen. Der er dermed et overskud af gas i en kortere eller længere periode. Derfor planlægges der i øjeblikket flere nye tilbageførelsesanlæg, som bliver bygget fra 2026 og frem. Udviklingen af gassystemet for at nyttiggøre biogassen analyseres i Energinets Langsigtede Udviklingsplan.

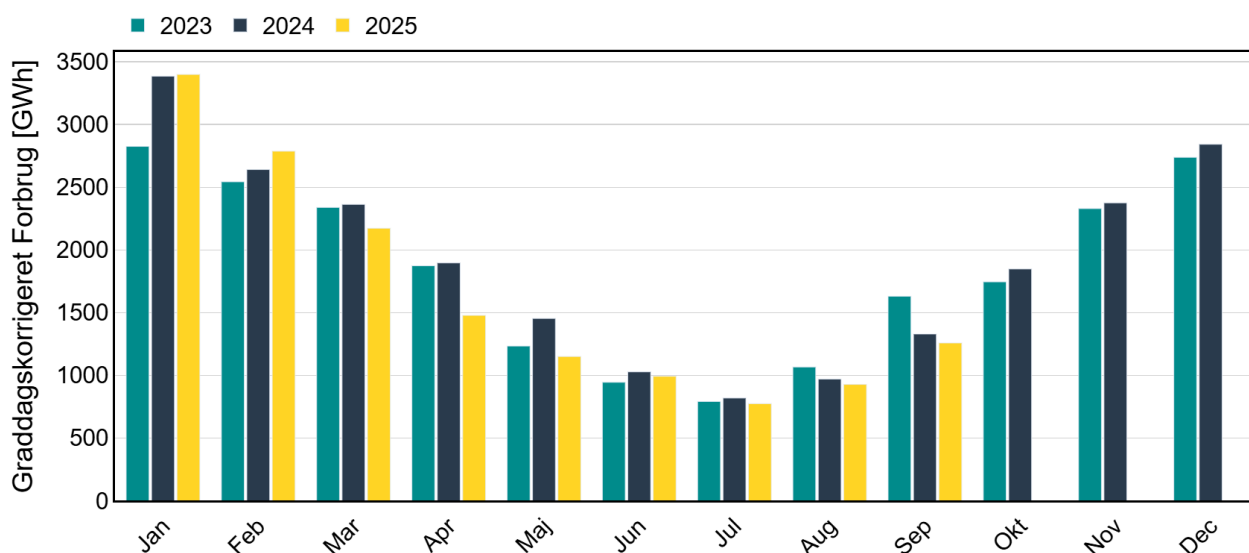
2.2.6 Gasforbrug

Gasforbruget i Danmark og Sverige faldt i det forgangne gasår sammenlignet med forrige gasår. Det danske forbrug oplevede et fald på 5 % for det ikke-temperatur korrigerede forbrug og Sverige et fald på 17 % for det ikke-temperatur korrigerede forbrug. I Danmark var det de små forbrugere (husholdninger mm.) der stod for faldet. Her faldt forbruget med ca. 1 TWh. Forbruget hos de store industrikunder steg derimod en smule i forhold til sidste gasår. Det er ikke muligt at præcisere yderligere, hvordan ændringerne i forbrug fordeler sig mellem de forskellige typer af gaskunder. Faldet skyldes til dels varmere vejr for gasåret 2025 sammenlignet med gasåret 2024 og dermed færre graddage for gasåret 2025. I Sverige er faldet sket jævnt fordelt mellem de store og små forbrugere.

Det danske gasforbrug faldt til ca. 20 TWh (ikke graddagskorrigeret) i gasåret 2022, grundet energikrisen, hvor gasprisen nåede et niveau, der ikke var set før. I 2023 og 2024 er efterspørgslen efter gas steget igen, og forbruget er steget til 21,3 TWh (ikke graddagskorrigeret) i gasåret 2024. I gasåret 2025 er forbruget reduceret til 20,2 TWh og således på niveau med 2022 igen. Det er i høj grad i foråret og sommeren 2025, at reduktionen har fundet sted. I figuren nedenfor vises det graddagskorrigerede forbrug, der tager højde for forskelle i temperaturer. Det må formodes, at relative varme temperaturer har medvirket til faldet i forbruget. De samlede graddagskorrigerede forbrug for gasåret 2025 var på 22 TWh, mens det for gasåret 2024 var på 22,7 TWh. Det maksimale døgnforbrug i Danmark for det forgangne gasår lå på 136 GWh, hvilket blev målt den 8. januar 2025.

Graddagskorrigeret forbrug:

Når et gasforbrug er graddagskorrigeret, betyder det, at forbruget er justeret for at tage højde for forskelle i temperaturer. Dette gøres for at kunne sammenligne gasforbrug på tværs af forskellige perioder uden at blive påvirket af vejret. For eksempel, hvis en vinter er koldere end en anden, vil gasforbruget naturligt være højere på grund af øget opvarmningsbehov. Ved at graddagskorrigere forbruget kan man få et mere retvisende billede af det faktiske forbrugsmønster uafhængig af temperaturvariationer.



Figur 5: Figuren viser det månedlige graddagskorrigerede gasforbrug for 2023, 2024 og 2025. For januar og februar lå forbruget for 2025 højere end forbruget for 2024, mens forbruget var lavere sammenlignet med 2024 for de efterfølgende måneder.

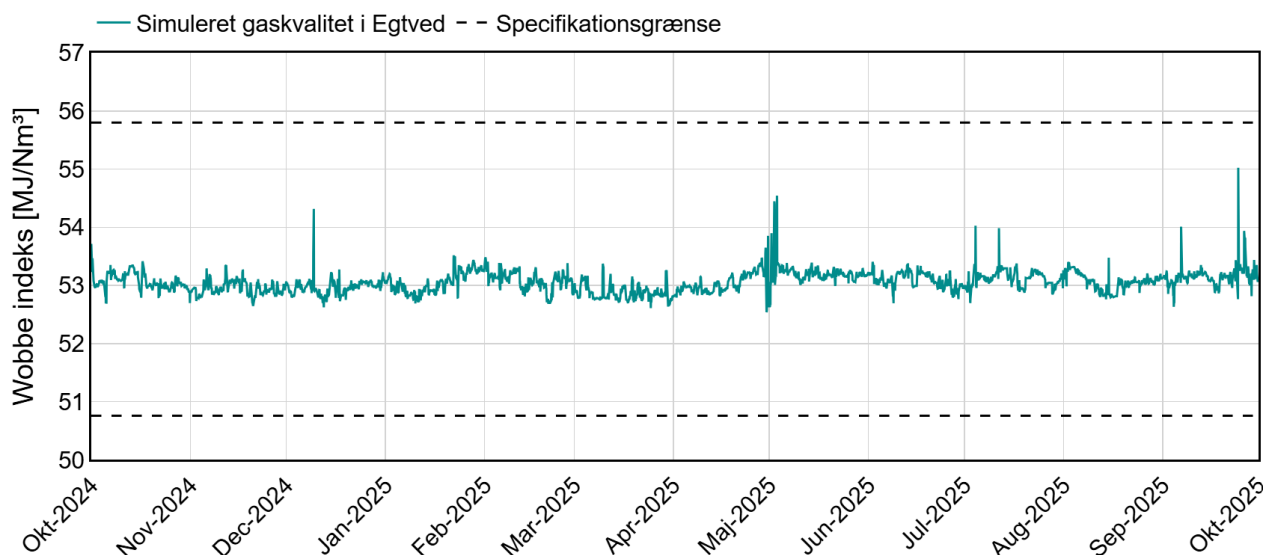
2.3 Gaskvalitet

Gassammensætningen og dermed gaskvaliteten afhænger af, hvilke forsyningskilder der leveres gas fra, og hvor store mængder, der kommer fra hver kilde.

Den danske forsyningssituation er primært præget af lave leverancer fra dansk Nordsøgas, mens gas via EPII dominerer de tilførte mængder. I gasåret 2025 har gaskvaliteten i det danske gassystem derfor været præget af gaskvaliteten for den norske gas; fordelingen af de forskellige forsyningskilder i det danske system kan ses i Figur 7. Dette forventes fortsat at være tilfældet for resten af vinteren 2025/2026.

Kravene til gaskvalitet under normale forsyningsforhold er, at Wobbe-indeks for gassen skal være i intervallet 50,76 til 55,8 MJ/Nm³ (14,1 til 15,5 kWh/Nm³), mens den relative densitet af gassen skal ligge imellem 0,555 og 0,7. Den transporterende gas overholdt kvalitetskravene i det forgangne gasår og har ikke givet anledning til udfordringer hos forbrugerne, hvilket også fremgår af

Figur 6.



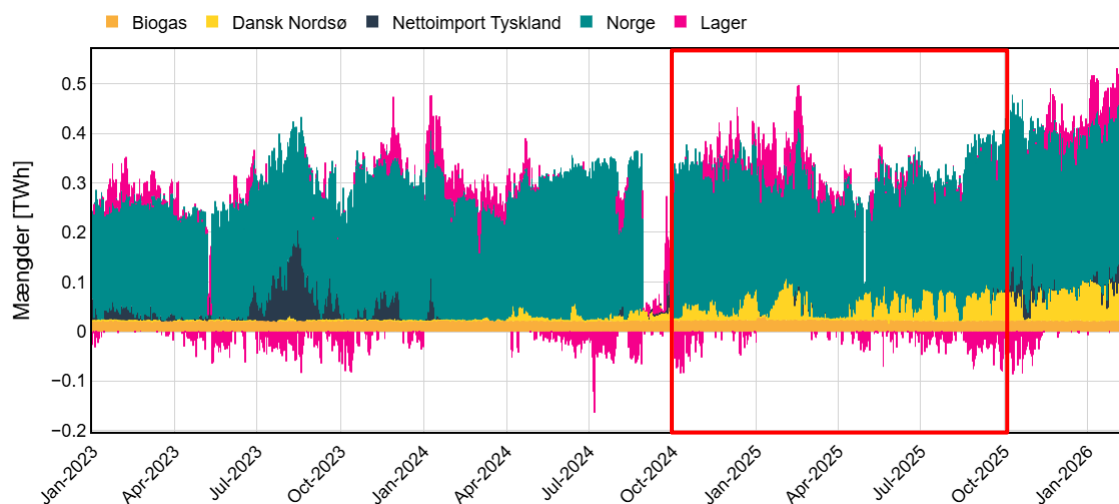
Figur 6: Wobbe-indeks i det danske transmissionsnet simuleret ved Egtved Øst. Af figuren ses det, at Wobbe-indeks ligger inden for specifikation, og at gaskvaliteten har været forholdsvis stabil over året.

2.3.1 Biometan i transmissionssystemet

Ud af de knap 8,3 TWh biogas produceret i 2025, er godt 1 TWh tilført som biometan til transmissionssystemet gennem enten tilbageførelsesanlæg eller direkte tilslutning af biogasopgraderingsanlæg til transmissionssystemet. Iltindholdet i biometan ligger normalt i intervallet 0,05-0,3 mol%, hvilket er under den danske grænseværdi for tilførsel af biometan til gassystemet på 0,5 mol%. Ilt fra biometan i transmissionssystemet bliver fortyndet ved opblanding med naturgas fra de øvrige indfødningskilder, og det gennemsnitlige iltniveau i transmissionssystemet er derfor markant lavere end i rent biometan. Iltniveauet i transmissionssystemet har ikke hindret eksport i det forgangne år, men kan blive en udfordring i fremtiden, efterhånden som biometanandelen stiger, og mere biometan vil blive tilført transmissionssystemet. Energinet arbejder på at sikre, at gaskvalitetsændringer fra biometan ikke udfordrer forsyning, lagring og eksport fremadrettet.

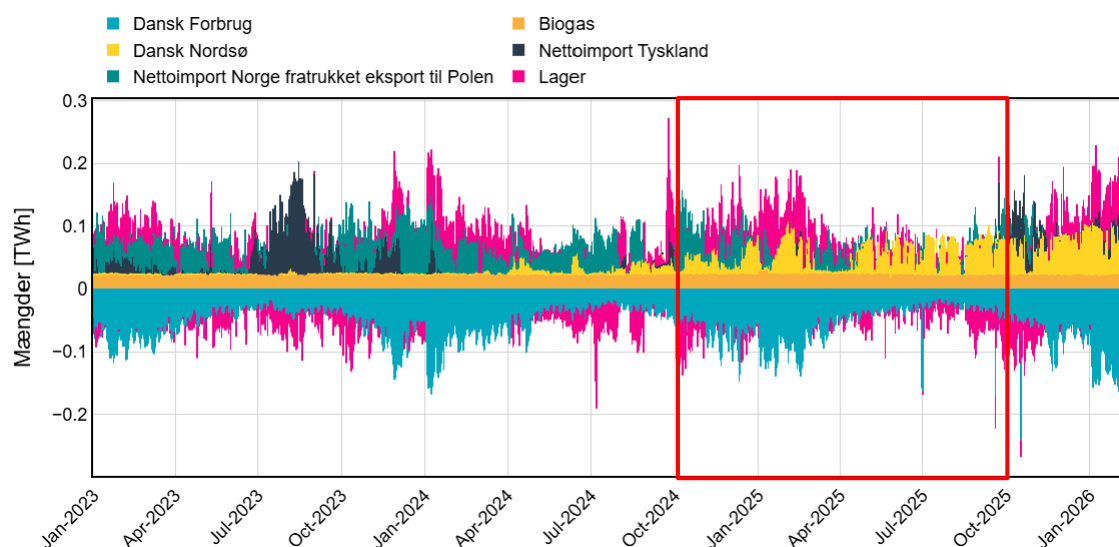
2.4 Kilderne til forsyning af det danske gassystem

Det danske gasforbrug forsynes af gas fra Norge, Nordsøen, Tyskland, biogas samt udtræk fra lagrene. Fordelingen mellem de forskellige forsyningskilder fremgår nedenfor. I figuren er medtaget mængderne, der eksporteres til Polen, og figuren synliggør, hvor meget eksportmængderne til Polen fylder i det danske gassystem.



Figur 7: Fordelingen mellem de forskellige forsyningskilder til det danske gassystem for perioden 1. januar 2023 til 14. februar 2026. Perioden, der udgør gasåret 2025, er fremhævet i rammen.

For at tydeliggøre forsyningen til det danske og svenske marked er eksportmængderne til Polen i nedenstående figur trukket fra, så der kun vises den forsyning, der forsyner Danmark og Sverige sammen med injektion og udtræk fra lagrene. Det danske forbrug er medtaget som reference.



Figur 8: Fordelingen mellem de forskellige forsyningskilder, hvor eksportmængderne til Polen er fratrukket. Perioden der udgør gasåret 2025 er fremhævet i rammen. Der er store variationer i udtræk og injektion til lagrene, og mængderne fra Nordsøen har været stigende siden april 2024.

2.5 Gasmarkedet

2.5.1 Udvikling i gaspriserne

Gasmarkedet har for gasåret 2025 været præget af højere gaspriser sammenlignet med gasåret 2024. Priserne for vinteren 2024/2025 har gennemsnitligt oversteget priserne for vinteren 2023/2024 med 16,37 EUR/MWh.

Gaspriserne steg overvejende fra marts 2024 frem til februar 2025, hvor prisen nåede et maksimum på 59,9 EUR/MWh den 12. februar 2025. Gennemsnitsprisen for gasåret 2025 var ca. 41,0 EUR/MWh. Den laveste pris i perioden på 31,1 EUR/MWh blev registreret den 30. april 2025. Prisudviklingen fremgår af Figur 9.

Sammenlignet med gasåret 2024 var både maksimum- og minimumsprisen højere. I gasåret 2024 nåede den højeste pris 54,8 EUR/MWh den 16. oktober 2023, mens den laveste pris var 23,2 EUR/MWh i perioden 24.–26. februar 2024.

De primære faktorer bag de stigende gaspriser er geopolitiske forhold, fyldning af gaslagre før vinteren, ændring af hvor og hvornår den flydende naturgas tilføres (LNG-strømme) samt ændring af flowmønstre på det europæiske gasmarked.

Reduktionen i gasleverancer fra Rusland til Europa har haft væsentlig betydning for prisudviklingen. EU har besluttet gradvist og permanent at udfase importen af russisk gas. Ifølge gældende aftaler skal importen af russisk LNG ophøre senest den 31. december 2026, mens importen af russisk rørført gas skal ophøre senest den 30. september 2027. Udfasningen bidrager på kort sigt til et højere prisniveau på det europæiske gasmarked.

Ophøret af transitaftalen mellem Ukraine og Rusland den 31. december 2024 har yderligere reduceret gasleverancer til Europa. Der har over gasåret været en øget eksport til Polen igennem det danske gassystem samt en øget polsk eksport til Vest- og Østeuropa som følge af de ændrede europæiske flows. Disse ændringer i flowmønstre har haft en prisunderstøttende effekt på gasmarkedet i Danmark.



Figur 9: Gaspriser på det danske gasmarked (ETF) i gasåret 2025.

Forkortelser

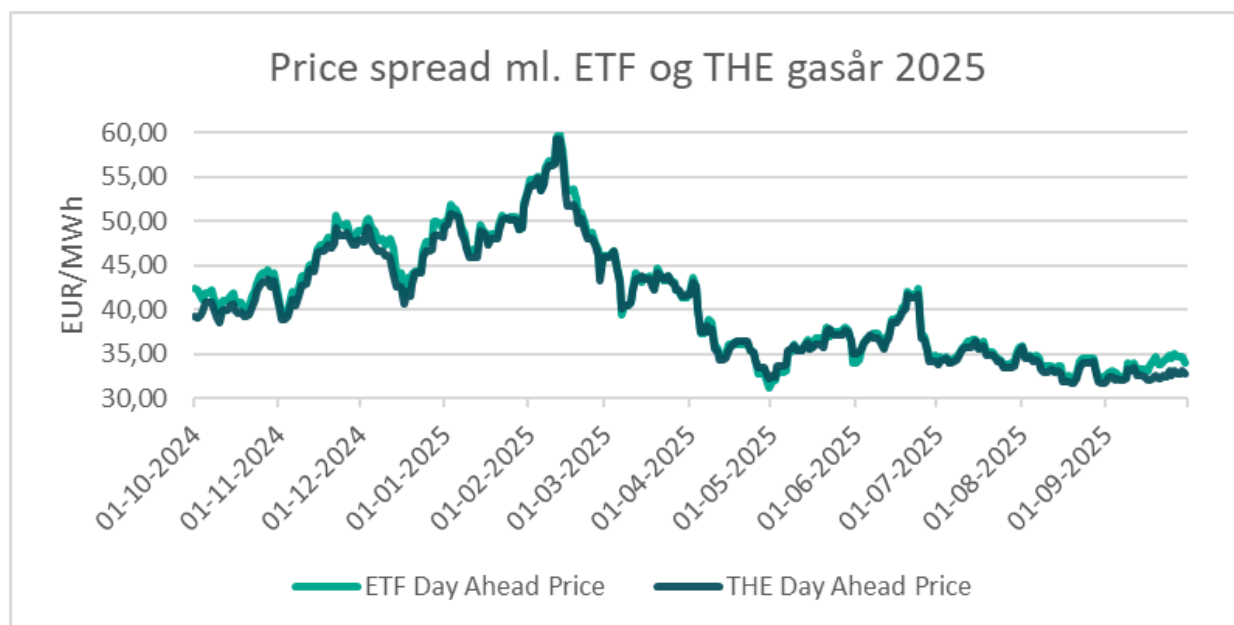
THE: Trading Hub Europe. Gasbørsen i Tyskland.

ETF: Exchange Transfer Facility. Gasbørsen i Danmark.

VTP: Virtual Trading Point. Gasbørsen i Polen.

2.5.2 Udvikling på ETF sammenholdt med THE

Prisforskellen mellem ETF og THE i gasår 2025 var minimal. Den gennemsnitlige prisforskel udgjorde 0,58 EUR/MWh.



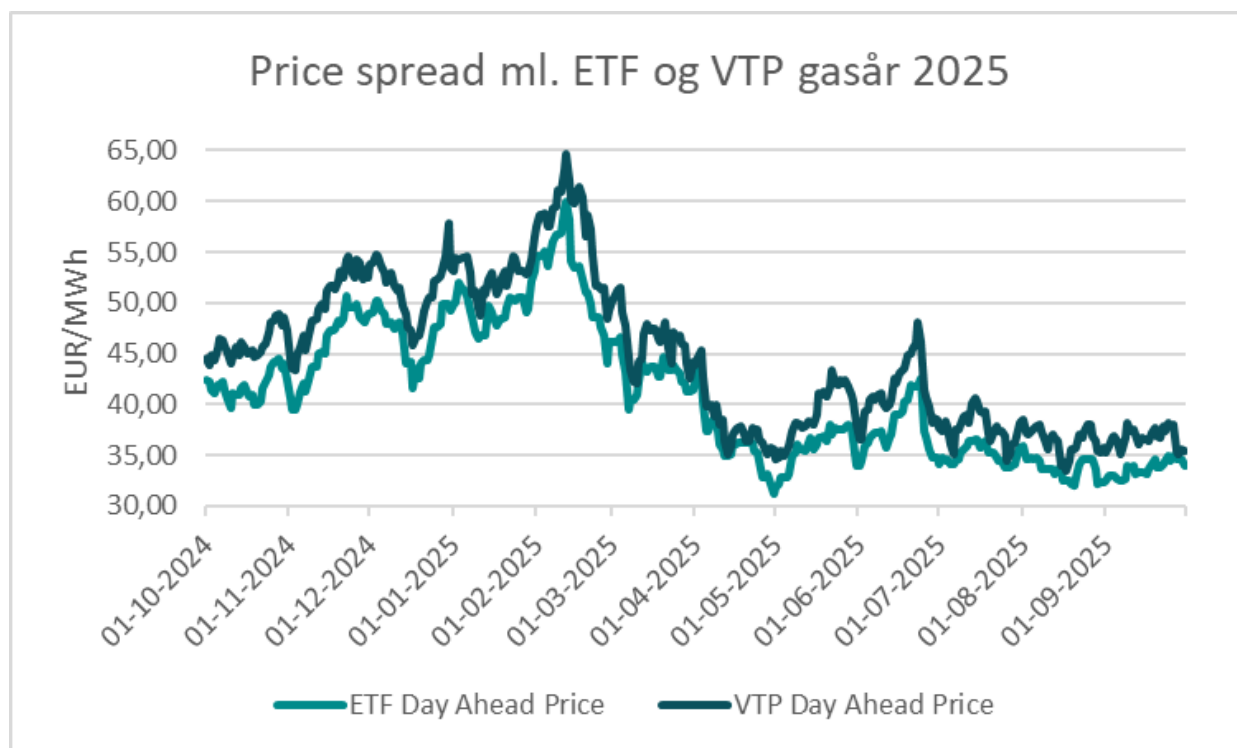
Figur 10: I gasåret 2025 har forskellen mellem EFT og THE i gennemsnit været 0,58 EUR/MWh.

Bortfaldet af den tysk-indførte afgift på eksport af gas den 1. januar 2025 har ikke haft væsentlig effekt på prisforskellen. Mod udgangen af gasåret 2025 blev der dog observeret en stigende forskel mellem priserne på ETF og THE.

Udviklingen kan bl.a. tilskrives lagerfyldningen frem mod vinteren 2025/2026, som medførte et større flow af gas fra Tyskland og ind i Danmark via Ellunden. Den øgede efterspørgsel på det danske marked har bidraget til et højere prisniveau. Hertil har stigende leverancer fra Tyra-feltet i Nordsøen efter den endelige idriftsættelse også haft betydning for markederne.

2.5.3 Udvikling på ETF sammenholdt med VTP

Prisforskellen mellem ETF og VTP var relativt stabil over gasåret 2025. Den gennemsnitlige forskel udgjorde 3,43 EUR/MWh, hvilket er væsentligt højere end prisforskellen mellem ETF og THE.



Figur 11: Prisforskellen mellem ETF og VPT i gasåret 2025.

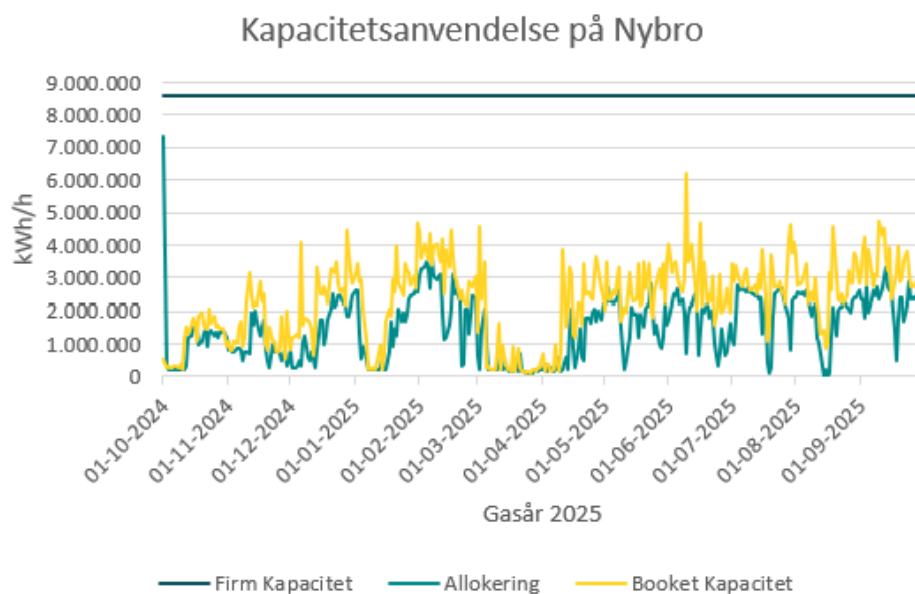
2.5.4 Handler på den danske gasbørs

Den handlede gasmængde på den danske gasbørs (ETF) steg i kalenderåret 2025 med ca. 25 % sammenlignet med kalenderåret 2024. Stigningen kan tilskrives et væsentligt øget gasflow ind og ud af det danske system.

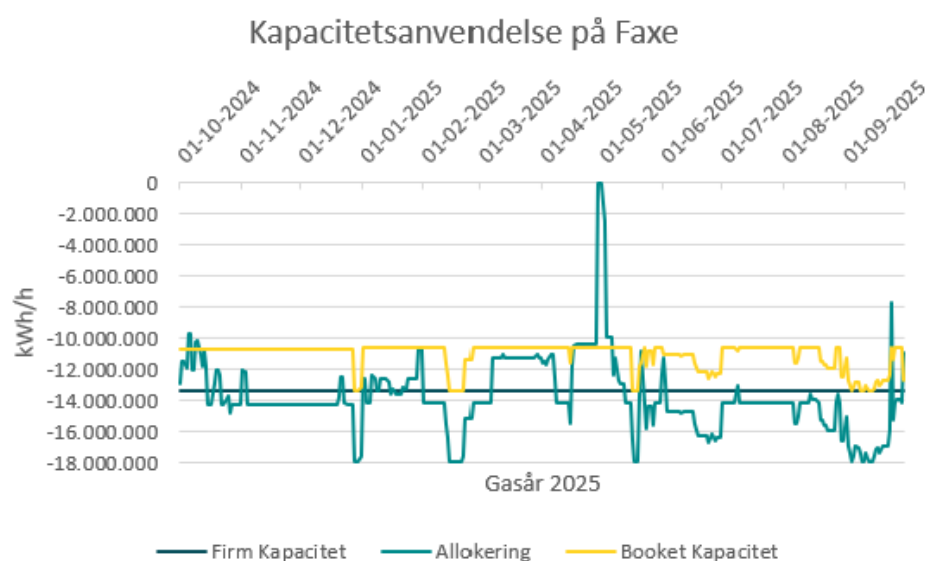
2.5.5 Kapacitetsanvendelse

Energinet offentliggør årligt data for kapacitetsanvendelse på entry- og exitpunkterne i den danske markedsmodel.

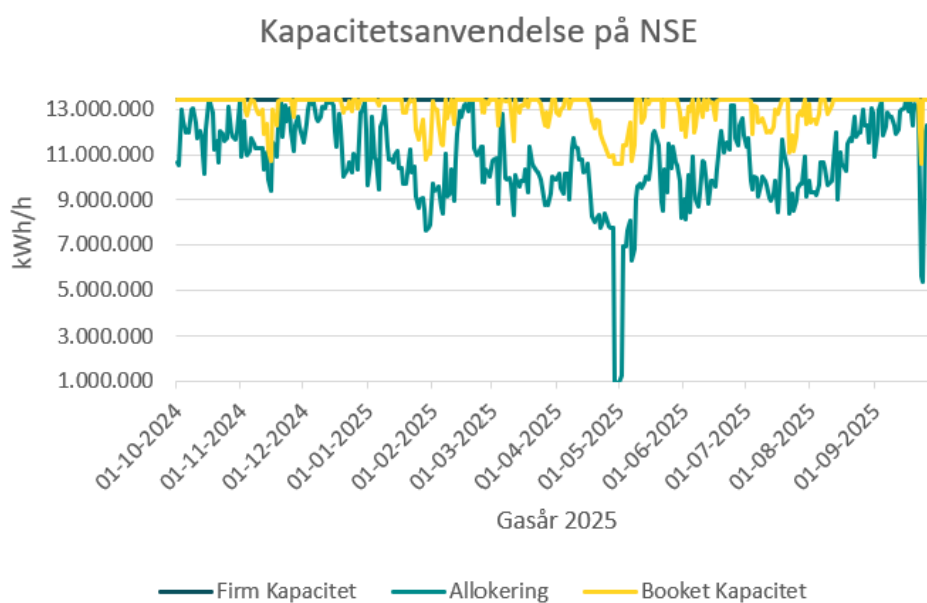
I de følgende figurer er fordelingen af booket kapacitet, teknisk kapacitet samt allokeringer vist for de ovennævnte punkter for gasåret 2025.



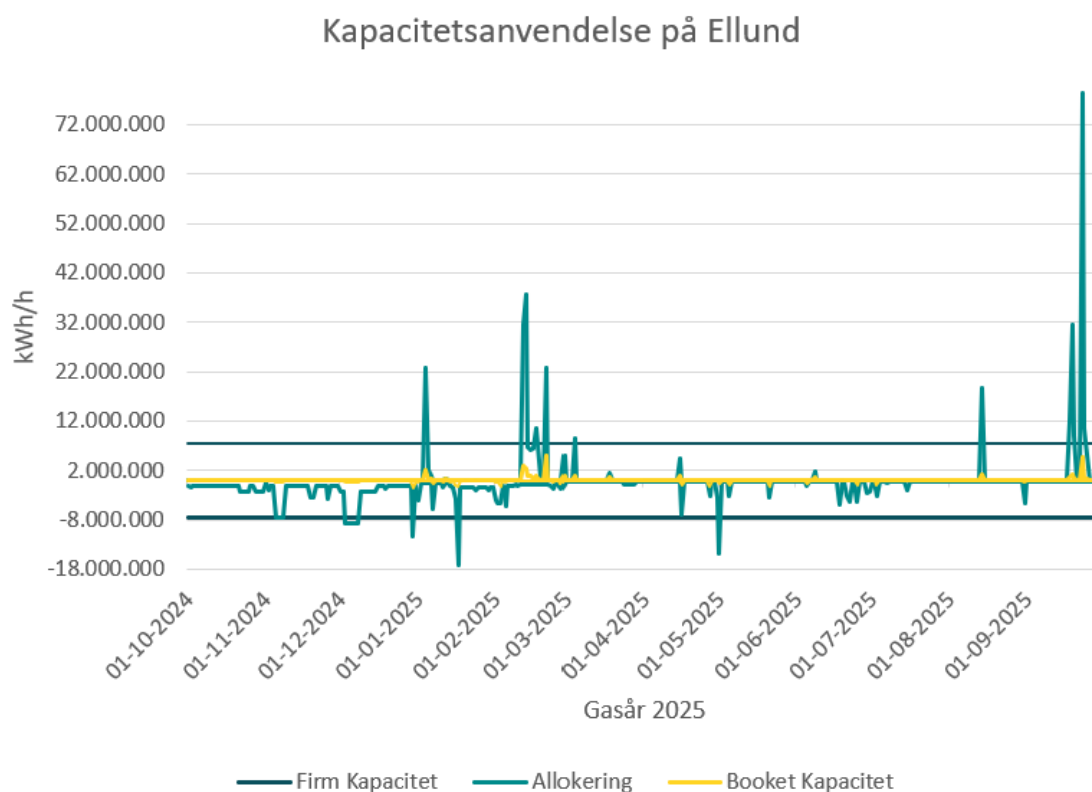
Figur 12: For Gasår 2025 har der været booket 883.035 MWh på Nybro Entry.



Figur 13: For Gasår 2025 har der været booket 4.031.529 MWh på Faxe Exit.



Figur 14: For Gasår 2025 har der været booket 4.769.036 MWh på North Sea Entry.



Figur 15: For Gasår 2025 har der været booket 31.085 MWh på Ellund Entry samt 34.609 MWh på Ellund Exit.

2.6 Vedligehold

2.6.1 Tilrettelæggelse af vedligehold

Energinets strategi for vedligehold

Planlægningen af vedligehold tager afsæt i Asset Management i henhold til ISO 55001. Standarden giver en formel ramme for, at vedligehold udføres systematisk, effektivt og i fuld overensstemmelse med gældende lovgivning og øvrige krav.

Planlægningen af vedligehold baseres på vurderinger af aktivers kritikalitet, tekniske tilstand og relevans for forsynings sikkerheden. På dette grundlag fastlægges prioriteringer og nødvendige ressourcer i form af mandskab, udstyr, entreprenører og reservedele allokeres systematisk. Vedligeholdelsesindsatsen tilrettelægges som en afbalanceret kombination af forebyggende, tilstandsbaserede og afhjælpende aktiviteter. Beslutningsgrundlaget baseres på et TOTEX-perspektiv, hvor driftsudgifter (OPEX) og kapitaludgifter (CAPEX) vurderes samlet for at sikre optimal balance mellem kortsigtede driftsbehov, langsigtet værdiskabelse og anlæggenes samlede livscyklusomkostninger. Reinvesteringer indgår som en integreret del af planlægningsprocessen og prioriteres på baggrund af tilstandsvurderinger, performanceindikatorer og risikovurderinger.

Vedligeholdet udføres i overensstemmelse med **Naturgasanlæg – Vejledning om konstruktion, fremstilling, vedligeholdelse og drift af naturgasanlæg**, udstedt som tillæg til GPTC – Guide for Gas Transmission and Distribution Piping Systems, 1998 (At-vejledning F.0.1, juli 2001) samt øvrige relevante nationale og europæiske reguleringskrav samt Arbejdstilsynets bestemmelser. Disse krav implementeres direkte i planlægningen af aktiviteter og sikrer, at tekniske, sikkerhedsmæssige og regulatoriske forpligtelser efterleves. Efterlevelsen dokumenteres gennem etableret sporbarhed, versionsstyring og løbende opfølgning.

2.6.2 Strategisk vedligehold

Koordineringen af større vedligehold, reinvesterings og udviklingsaktiviteter sker gennem en samlet aktivitetsplan. Planen sikrer, at der tages hensyn til systemets kapacitet, robusthed og forsyningssikkerhed. Aktivitetsplanen samler og skaber overblik over arbejder på tværs af anlæg, geografiske områder og projektfaser. Den fungerer som et centralt styringsværktøj for både interne planlæggere og eksterne interessenter.

Den langsigtede planlægning gør det muligt at afveje investeringer, vedligehold og systemets tilgængelighed. Aktiviteterne beskrives med klare oplysninger om tidsrum, varighed, afhængigheder og kapacitetspåvirkninger. Hvor aktiviteter kan få betydning på tværs af systemet eller for eksterne parter, varsles disse så tidligt som muligt.

Eksterne interessenter informeres løbende om planlagte arbejder, så eventuelle kapacitetspåvirkninger kan håndteres effektivt. Samlet set understøtter denne tilgang et robust og velfungerende transmissionssystem. Planlægningen bygger på principperne i ISO 55001 og sikrer sammenhæng mellem forsyningssikkerhed, økonomi og hensynet til relevante interessenter.

Nedenstående skema viser de større aktiviteter, der er udført i gasåret 2025.

Aktivitet	Beskrivelse	Udført (dato)	Uge (nr.)	Varighed (antal dage)
Pigging	Herning-Skjoldelev	17-02-2025	8	2
Vedligehold	EPII-terminalen	22-02-2025	8	1
Vedligehold	CS Everdrup	20-03-2025	12	1
Vedligehold	CS Everdrup	10-04-2025	15	2
Test	CS Everdrup	02-05-2025	18	4
Test	CS Everdrup	15-05-2025	20	2
Test	EPII-terminalen	16-05-2025	20	3
Vedligehold	CS Everdrup	21-05-2025	21	1
Test	CS Everdrup	26-05-2025	22	21
Vedligehold	CS Everdrup	08-07-2025	28	1
Vedligehold	CS Everdrup	24-07-2025	30	4
Vedligehold	CS Everdrup	13-08-2025	33	1
Off spec. gas	EPII-terminal	14-08-2025	33	1
Vedligehold	CS Everdrup	28-08-2025	35	1
Vedligehold	EPII-terminalen	06-09-2025	36	1
Vedligehold	CS Everdrup	25-09-2025	39	1
Vedligehold	EPII-terminalen	30-09-2025	40	54

Tabel 3: Oversigt over vedligehold på gassystemet for gasåret 2025.

2.7 IT-hændelser og beredskabsniveau

Beredskab

På energiområdet er beredskabets formål at sikre, at de væsentligste dele af samfundets energiforsyning opretholdes og videreføres i krisesituationer. Beredskab adskiller sig dermed fra begrebet forsyningssikkerhed ved ikke at være rettet mod normalsituationen. I gassektoren fokuserer beredskabet også på sikkerheden for omgivelserne. Gas kan antænde og brænde, og det er derfor vigtigt for beredskabsarbejdet at forebygge og reagere hurtigt, så ulykker kan inddæmme. Beredskabshændelser er sjældne, men kan få meget store konsekvenser for samfundet, hvis der ikke reageres hurtigt og hensigtsmæssigt.

Beredskab i den danske el- og gassektor er organiseret i forhold til sektoransvarsprincippet. Det betyder, at den aktør, der til dagligt har ansvaret for en given sektor, også har det i tilfælde af en krise. Beredskabshændelser kræver ofte samarbejde med andre uden for gasforsyningssektoren, fx politi, brandvæsen og det nationale beredskab.

Beredskabsniveauet i Energinets gassystem i gasåret 2025 har været præget af en høj grad af opmærksomhed, øget sektorberedskabsniveau og iværksættelse af beredskabsforanstaltninger som følge af myndighedernes vurderinger og den fortsatte geopolitiske ustabilitet i Europa. Forsvarets Efterretningstjeneste vurderede i oktober 2025, at trusselsniveauet for sabotage var højt og risikoen for, at fremmede aktører udøver hybridkrig mod Danmark er stigende.

2.7.1 Den hybride trussel mod Danmark

Hybrid krig

Hybride virkemidler dækker over metoder og kapaciteter, som starter anvender til at svække og underminere andre stater. Virkemidlerne kan være politiske, økonomiske, informationsmæssige og militære. De kan anvendes hver for sig eller i samspil for at opnå størst mulig effekt.

Hybrid krig er ikke et juridisk begreb forankret i folkeretten. FE bruger betegnelsen 'hybrid krig' til at beskrive et stadie, hvor en stat bruger en kombination af virkemidler, herunder militære, på en meget aggressiv måde til at lægge pres på og underminere en anden stat uden at krydse tærsklen for væbnet konflikt.

En stat kan beslutte at anvende hybrid krigsførelse, hvis den vurderer, at traditionelle diplomatiske midler ikke vil opnå den ønskede effekt, og at en væbnet konflikt samtidig er for risikabel. Det kræver dog, at staten vurderer, at de hybride angreb ikke medfører stor risiko for eskalation til væbnet konflikt.

Hybridkrigens natur gør det vanskeligt at fastslå, hvem der står bag hver enkelt hændelse. FE's vurderinger baseres derfor også på en samlet vurdering af aktørers evne, intention og kapaciteter.

Figur 16: Definition af hybridkrig (Kilde: Forsvarets Efterretningstjeneste).

Energinet følger fortsat myndighedernes vurderinger tæt og har samtidig fokus på omverdens påvirkninger på Energinet og på kritisk infrastruktur. Energinet er derfor særligt optaget af at kunne tilpasse sig omverdens påvirkninger ved at iværksætte relevante initiativer og foranstaltninger rettidigt. Udover foranstaltninger iværksat som følge af det ændrede trusselsniveau, vurderer Energinet løbende hvilke andre foranstaltninger, der skal iværksættes under hensyntagen til både gasforsyning og -drift.

Energinet samarbejder med relevante myndigheder for at sikre, at alle nødvendige foranstaltninger er på plads for at beskytte gasforsyningen. Der er ikke tegn på ændringer i det nuværende trusselsbillede, hvorfor sektorens beredskab fortsat er forhøjet.

I det forgangne gasår har der ikke været IT-hændelser med konsekvens for gasforsyningen. På anbefaling fra Energistyrelsen hævede Energinet beredskabsniveauet i energisektoren den 12. juni 2024 fra grønt til gult. Dette skete ikke på baggrund af en konkret trussel, men for at være forberedt i tilfælde af, at trusselsbilledet skulle ændre sig.

Når sektorens og dermed også Energinets beredskabsniveau hæves til gult betyder det, at vi forbereder os på, at trusselsbilledet kan ændre sig, og at vi skærper vores opmærksomhed på sikkerhed i Energinet og på vores lokationer. Der kan iværksættes en række foranstaltninger afhængig af truslen, hvilket gælder både den fysiske sikkerhed og vores IT-sikkerhed.

Energistyrelsen valgte den 25. september 2025, på baggrund af et ændret hændelsesbillede i energisektoren, at bede Energinet hæve sektorberedskabsniveauet i gassektoren til orange med tilhørende implementering af beredskabsforanstaltninger. Sektorberedskabsniveauet blev reduceret igen til gult den 9. oktober 2025.

3. Vinteren 2025/2026

3.1 Forsyningsbilledet 1. oktober til 31. december 2025

I nedenstående afsnit fokuseres på månederne efter afslutningen på gasåret 2025 og forsyningssituationen for de efterfølgende måneder.

3.1.1 Gasmarkedet i vinteren 2025/2026

Gaspriserne i Danmark faldt fra omkring 35 EUR/MWh i november 2025 til ca. 30 EUR/MWh ved årsskiftet til 2026. Udviklingen skyldes primært et øget udbud af især amerikansk LNG til Europa samt stabile leverancer fra øvrige gasproducenter.

Efterspørgslen i de sidste måneder af 2025 var lavere end normalt for årstiden, blandt andet på grund af milde temperaturer og et generelt lavere dansk gasforbrug. Den øgede danske produktion fra Tyra-feltet bidrog yderligere til at stabilisere markedet og understøttede det lave prisniveau.

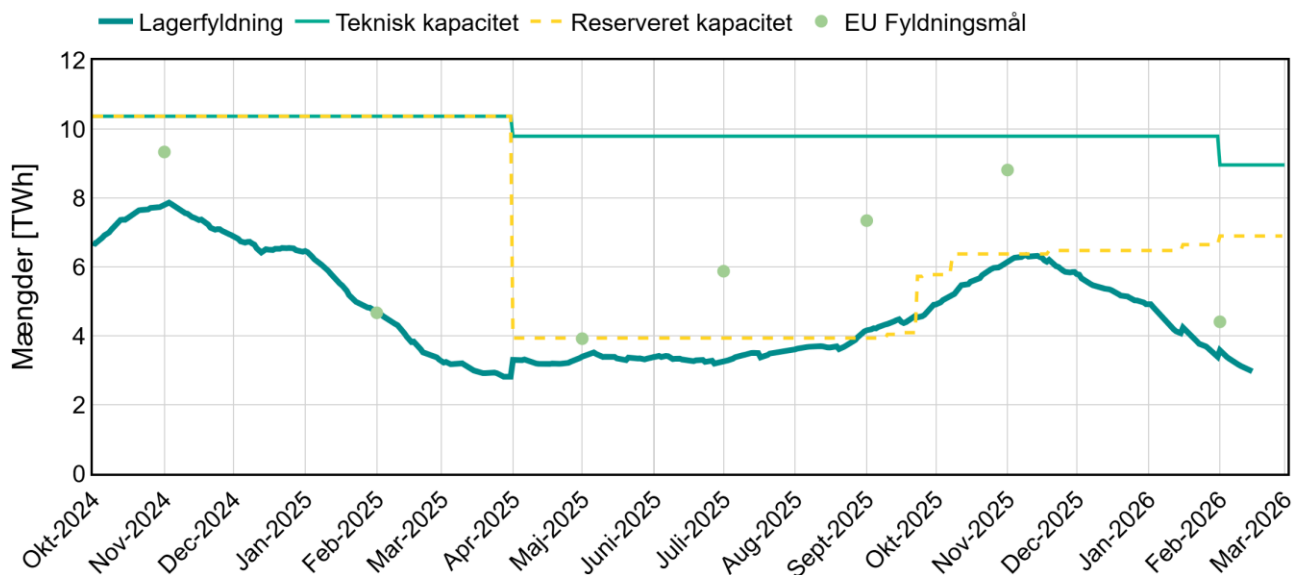


Figur 17: Udvikling i gasprisen fra 1. oktober 2024 til 14. februar 2026. I slutningen af januar 2026 var prisen en overgang oppe på 45 EUR/MWh, drevet af koldt vejr og lave lagerfyldninger i Europa, men i løbet af februar 2026 er prisen faldet til under 40 EUR/MWh.

3.1.2 Gaslagrenes rolle i vinteren 2025/2026

Samlet set gik EU ind i vinteren 2025/2026 med en lagerfyldning på 83 % pr. 1. november 2025 og dermed et rimeligt udgangspunkt for at komme gennem vinteren uden forsyningskriser. Lagerfyldningen i Danmark var på samme tidspunkt 62 %.

I november og december blev der trukket samlet 13 %-point ud af de danske lagre, hvor den samlede lagertømning i EU udgjorde 22 %-point i samme periode. Pr. 1. januar 2026 var lagerfyldningen i Danmark 4.916 GWh, svarende til 50 %, sammenlignet med 62 % lagerfyldning i EU.



Figur 18: Danmark opfyldte ikke de europæiske mål om fyldning pr. 1. juli, 1. september og 1. november. EU-målet for 1. februar blev opfyldt. EU-fyldningsmålet for 1. maj 2025 blev overholdt, da fyldningen var inden for de tilladte 5 %-points afvigelse.

Det er forventningen, at udtrækket fra gaslagre i Danmark vil øges og mere jævnt følge lagertømningen i resten af EU for resten af vinteren 2025/2026. En stor usikkerhed i forhold til brug af lagre i Danmark er udviklingen i gasproduktionen fra Tyra-feltet. I perioder er gassen blevet frigivet til markedet med kort varsel, hvilket har medført, at en betydelig del er endt i dansk gaslager. Samtidig er det observeret, at med mere stabil produktion fra Tyra-feltet, er importen fra Norge reduceret, mens udtræk fra lagre er bibeholdt.

Dette indikerer, at aktørerne i højere grad benytter dansk gaslager til kortsigtet balancerings, og i mindre grad som egentlig stabil forsyningskilde til markedet.

De kommercielle aktører har aktuelt et begrænset incitament til at købe lagerkapacitet. Det skyldes, at prisforskellen på gas mellem sommer og vinter er minimal og til tider negativ. Dette reducerer incitamentet til sæsonlagring og medfører, at aktuelle lagerkunder i vidt omfang forventes at have tømt deres lagre inden udgangen af lageråret pr. 1. april 2026.

For sommeren 2025 var kun 40 % af volumekapaciteten i lager solgt, hvilket bl.a. har været medvirkende til, at Danmark kun opfyldte målet for fyldning af gaslagrene for februar 2025, mens de efterfølgende lagermål ikke blev opfyldt. Energistyrelsen afholdt auktioner for lagerkapacitet i efteråret 2025. Flere lagerkunder forberedte sig på disse auktioner med injektion allerede fra slutningen af august, hvor den første auktion blev afholdt i september. Derfor oversteg lagerfyldningen også den solgte kapacitet i det meste af september måned. Det endelige salg af volumenkapacitet i gaslagrene endte på ca. 65 % af den samlede udbudte kapacitet, hvilket er historisk lavt.

Et tilsvarende billede gør sig gældende for lageråret 2026/2027. Pr. 1. januar 2026 var der solgt eller reserveret ca. 50 % af volumenkapaciteten. En reservation af lagerkapacitet giver lagerkunderne mulighed for at sikre sig adgang mod et begrænset gebyr og afsøge markedet, inden det endelige køb af lagerkapacitet foretages.

3.2 Indkøb af nødlagerværktøjer for vinteren 2025/2026

Der er for vinteren 2025/2026 indkøbt 2.181 GWh nødlagerværktøjer, hvilket er en stigning på 193 GWh, svarende til en ændring på 10 % i forhold til udtrækssæsonen 2024/2025. Nødlagerværktøjerne er fordelt på 1.700 GWh nødgas og 481 GWh fyldningskrav. For nærmere beskrivelse af metode til fastsættelse af behov, se afsnit 2.1.2.

Gas-år	Nødgas [GWh]	Fyldningskrav [GWh]	Nødforsyningsværktøjer [GWh]
2025/2026	1.700	481	2.181

Tabel 4: Nødforsyningsværktøjerne består af nødgas, som Energinet ejer og opbevarer i de danske gaslagre samt fyldningskrav, som lagerkunderne ejer og holder på lagre hen over vinteren. De to produkter er substituerbare.

Energinets vurdering for vinteren 2025/2026

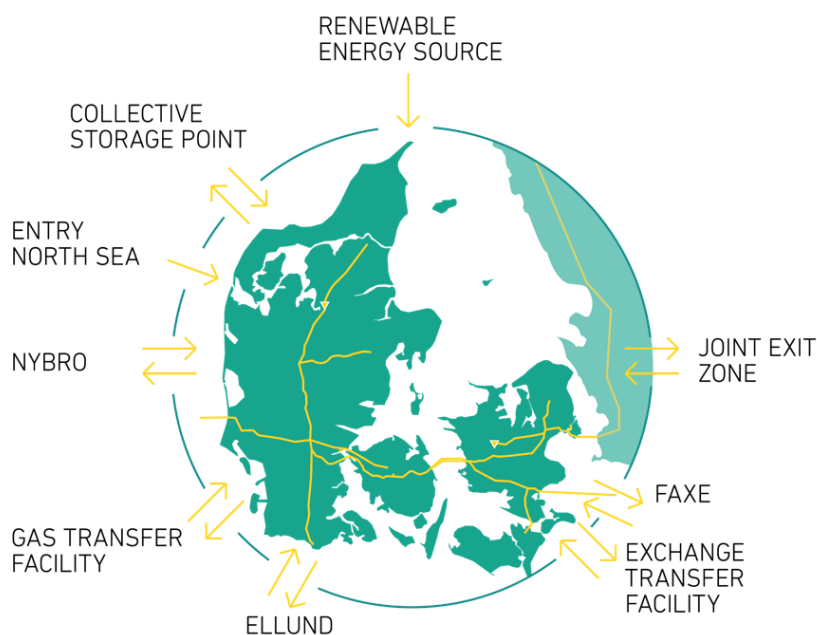
Denne boks indeholder Energinets vurdering for vinteren 2025/2026. Vurderingen tager afsæt i Energinets tal fra egne analyser af nødforsyningsbehovet.

Til vurdering af forsyningssituationen foretages en robusthedsvurdering af gassystemet. I denne vurdering ses der på, hvorvidt kapaciteterne i systemet er i stand til at sikre leverancerne til forbrugere på døgnniveau; det vil sige en vurdering af entry-kapaciteterne, inklusive lager i forhold til forbrug. Winter Supply Outlook-vurderingen ser på, om systemet er i stand til at levere den nødvendige kapacitet til at dække et usædvanligt højt forbrug baseret på en vinterdag med en døgnmiddeltemperatur på minus 10 °C.

Vurdering for den kommende vinter 2025/2026

Vurderingen viser, at der er tilstrækkelig kapacitet i gassystemet til at opfylde efterspørgslen på en meget kold dag.

- **Exitzonen:** Forbruget i Danmark udgør 14 mio. Nm³/døgn. For Exitzonen svarer aftaget til Energinets forventninger ved en døgnmiddeltemperatur på -10 °C. *) fra 2025 er temperaturen for 20 års hændelsen for usædvanligt koldt vejr genberegnet til -10°C)
- **Ellund:** I Ellund importeres netto op til 1,3 mio. Nm³/døgn.
- **Dragør:** I Dragør eksporteres 4,6 mio. Nm³/døgn.
- **BP:** I Faxe eksporteres op til 27,4 mio. Nm³/døgn.
- **Lager:** Det samlede lagerudtræk forudsættes at udgøre 14 mio. Nm³/døgn fordelt med 6 mio. Nm³/døgn i Stenlille og 8,0 mio. Nm³/døgn i Lille Torup. Der anvendes en fordeling af lagerudtrækket, som understøtter det højeste mulige tryk i systemet.
- **Nybro:** Leverancerne i Nybro forudsættes at udgøre 1,3 mio. Nm³/døgn. Dette er den samlede leverance fra Tyra og Syd Arne.
- **RES:** Der leveres 2,3 mio. Nm³ biogas/døgn ind i gassystemet.
- **EP II:** I Nybro importeres op til 27,4 mio. Nm³/døgn.



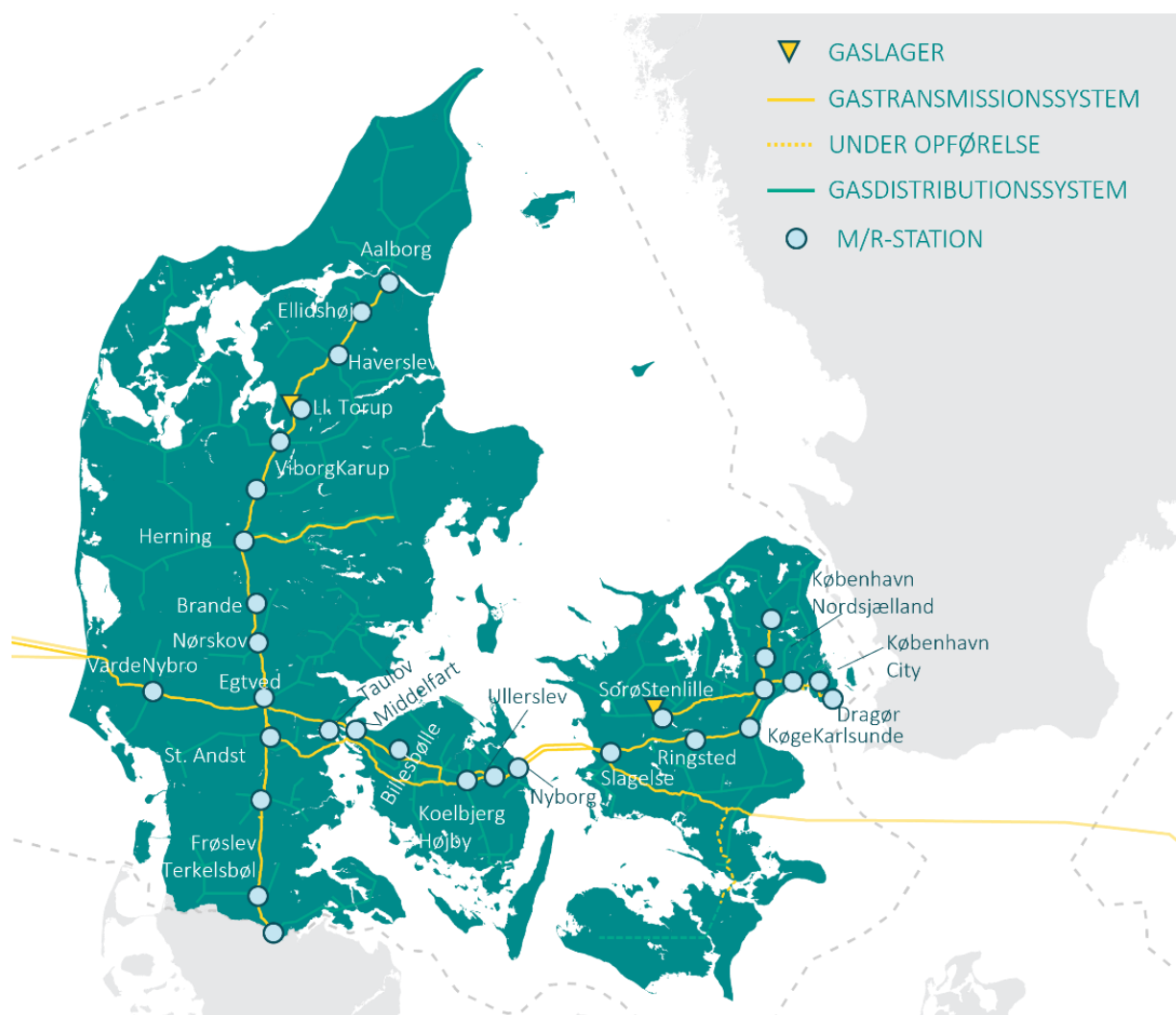
Figur 19: Oversigt over punkter i markedsmodellen.

3.3 Kapacitetsvurdering for M/R-stationerne og distributionssystemet

Gassystemet skal have den nødvendige kapacitet, og leverancerne af gas til de enkelte forbrugere skal kunne opretholdes. Hvis leverancerne ikke kan opretholdes til alle forbrugere, og der er erklæret kriseniveau Emergency, har ikke-beskyttede kunder ikke krav på leverancerne. Det sikres ved en vurdering af gasaftaget fra hver M/R-station, der op- og nedregulerer, så der er tilstrækkelig aftagskapacitet fra M/R-stationerne i hvert område. Vurderingerne er foretaget af Energinet på baggrund af indmeldinger fra distributionsselskabet Evida.

Energinet vurderer, at M/R-stationerne og distributionssystemet i hele Danmark har tilstrækkelig kapacitet til at dække forsyningsbehovet i vinteren 2025/2026.

Det faldende gasforbrug sammenholdt med den øgede mængde biometan i distributionsnettet forventes at reducere behovet for kapacitet i den kommende årrække. Den øgede mængde biogas tilført distributionsnettet har nødvendiggjort udbygning af distributionsnettet for at kunne transportere biometan fra producent til forbruger. Dette medfører også, at M/R-stationer med meget begrænsede leverancer med tiden kan lukkes. Disse analyser udarbejdes i samarbejde med Evida, men det er på nuværende tidspunkt uafklaret, hvor mange M/R-stationer der eventuelt vil kunne lukkes i fremtiden. Konkret planlægger Energinet at lukke tre M/R-stationer; Måløv, Lilballe og Nybro. I 2025 blev der lukket en M/R-station.



Figur 20: Oversigt over de danske M/R stationer.

3.4 Forventninger til resten af vinteren (1. januar – 1. april 2026)

Den relativt lave lagerfyldning i de danske lagre vurderes ikke at medvirke til en nævneværdig forringelse af forsynings-sikkerheden for danske gasforbrugere. Selv hvis der skulle opstå en usædvanlig kold periode i slutningen af vinteren med et højt gasforbrug, vil et velfungerende marked kunne forsyne dansk forbrug fra de tilstødende systemer via den udbyggede infrastruktur til Norge, Tyskland og Polen. Et sådant kuldscenarie kan dog potentielt medføre stigende gas-priser. Herved er den generelt høje lagerfyldning i landene omkring os i højere grad end tidligere med til at understøtte dansk forsynings-sikkerhed. Efter opstarten har Total øget og stabiliseret fra Tyra sammenlignet med sidste vinter, hvilket bidrager til dansk forsynings-sikkerhed.

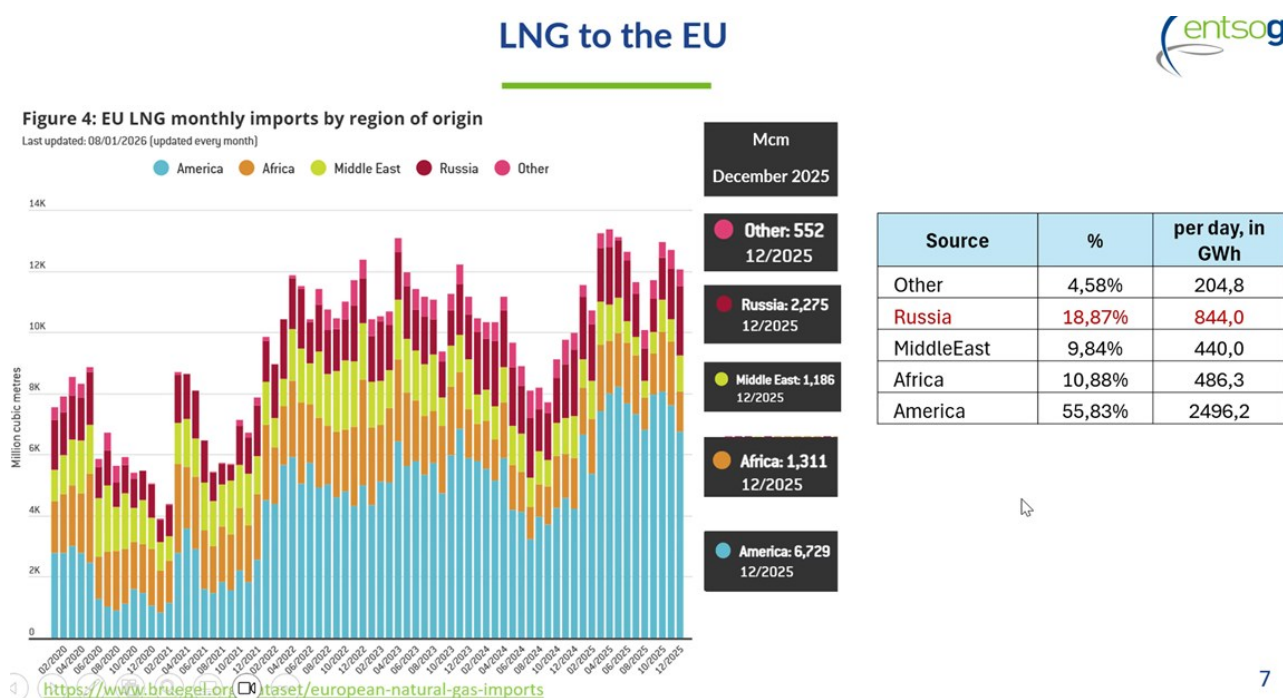
3.5 Flydende naturgas' (LNGs) indflydelse på den europæiske forsyning

Europas gaslagre spiller en afgørende rolle for energiforsyningen, især på kolde vinterdage, hvor op til halvdelen af for-bruget dækkes herfra. Lagrene handler dog ikke kun om at sikre forsyningen i spidsbelastningsperioder; de giver også fleksibilitet til at supplere den relativt konstante rørførte gas med ekstra import af LNG, når markedsprisen er fordelag-tig. Samlet set rummer de europæiske gaslagre over 1.100 TWh, svarende til cirka en fjerdedel af det årlige gas- og LNG-forbrug i Europa. Alligevel er incitamentet til at fylde lagrene faldende, hvilket har fået EU-Kommissionen til at på-lægge medlemslande med gaslagre at sikre, at de bliver fyldt op.

Incitamentet for markedet til at benytte lagrene styres hovedsageligt af prisforskellen mellem sommeren, hvor gasfor-bruget er lavt, og vinteren, hvor det topper – det såkaldte Summer-Winter spread. I de senere år har prisforskellen

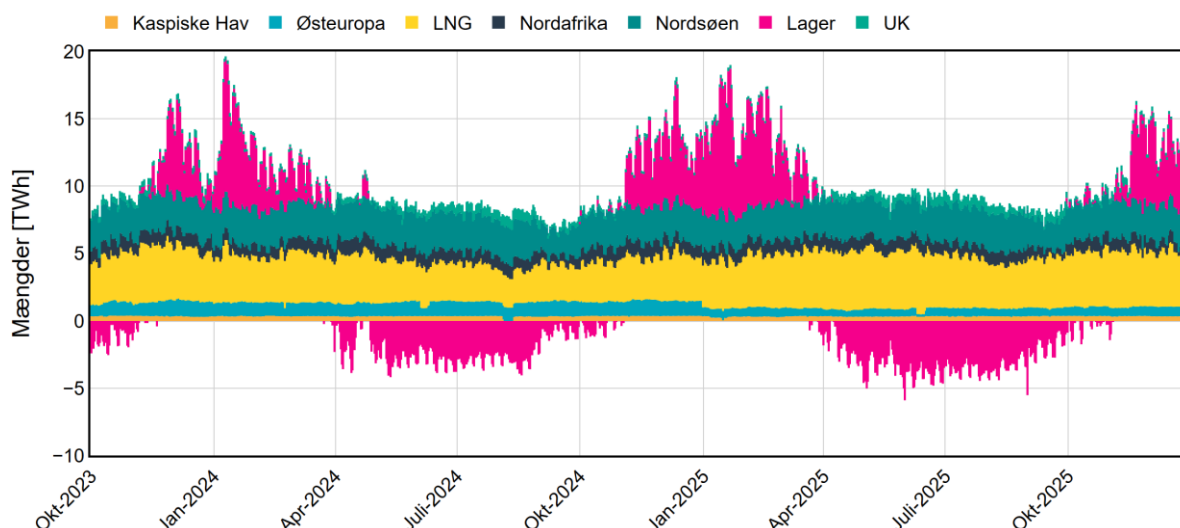
været lav eller ligefrem negativ, hvilket gør det mindre attraktivt at lagre gas om sommeren. Prisen på LNG har fået større betydning for det europæiske gasmarked, hvilket yderligere har reduceret prisforskellen eller endda gjort den negativ. Samtidig kan incitamentsordninger, der skal øge lagring om sommeren, få efterspørgslen – og dermed prisen – til at stige, hvilket yderligere mindsker prisforskellen og dermed markedets motivation for at fylde lagrene.

LNG er blevet en central brik i Europas energiforsyningsikkerhed. Med massive investeringer i eksportkapacitet fra især USA og Australien har udbuddet på verdensmarkedet vokset markant. Efter faldet i russiske gasleverancer er Europa blevet en større importør af LNG, som i 2025 stod for cirka 40 %² af EU's samlede gasimport – en stigning på 9 %-point fra året før. Især Frankrig, Storbritannien, Holland, Spanien og Belgien står for hovedparten af importen, mens konkurrencen i de asiatiske markeder som Japan, Kina og Sydkorea er intens. Samtidig har Europa udvidet kapaciteten med flere LNG-modtageterminaler.



Figur 21: Oprindelse for LNG-mængderne importeret til EU. Kilde: ENTSG.

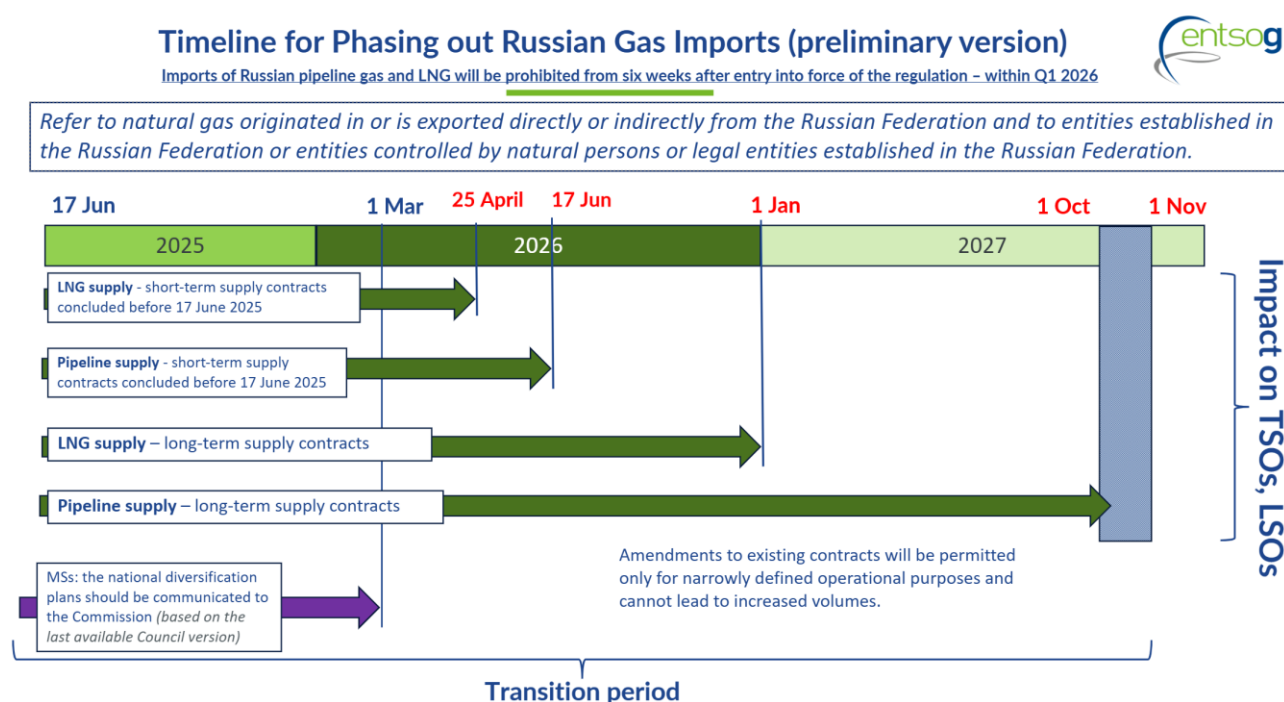
² <https://gasdashboard.entsog.eu/#map-flows>.



Figur 22: Forsyningen til Europa siden oktober 2023 til primo januar 2026 fordelt mellem de forskellige forsyningskilder². Det fremgår, at lagrene har en betydelig rolle i balanceringen af forsyningen med udtræk hen over vinteren og injektion hen over sommeren.

3.6 Forsyningssikkerhed i EU

Danmarks gasinfrastruktur er med forbindelsen til Tyskland og etableringen af Baltic Pipe i 2022 fysisk og markedsmaessigt forbundet til Europas vigtigste gasproduktionsfelter i Norge og de store gasmarkeder i Tyskland og Polen. I praksis betyder det, at den danske forsyningssikkerhed i dag er tæt forbundet til forsyningssikkerheden i EU. Det betyder, at i tilfælde af knaphed i gasforsyningen til EU, vil der i højere grad være et tilsvarende øget pres på forsyningen til Danmark. EU's gasforsyningssikkerhed er efter den russiske invasion af Ukraine og sprængningen af North Stream-ledningerne præget af reduktionen af russisk gasimport, som endnu ikke til fulde er kompenseret med LNG-import. EU-Kommissionen har besluttet gradvist at udfase import af russisk gas og LNG i perioden 1. januar 2026 til november 2027.



Figur 23: Tidsplan for udfasning af gas fra Rusland. Kilde: ENTSG.

3.6.1 ENTSOG Winter Supply Outlook 2025

Aftalen mellem Rusland og Ukraine om transit af russisk gas til Europa gennem Ukraine ophørte i december 2024. Dette medførte et stop for forsyning af de 3-4 % af gasforsyningen til Europa, som transporteres via denne rute. ENTSOG Winter Outlook forudsætter i referencescenariet fortsat transit gennem Ukraine.

I ENTSOG Winter Outlook 2025 konkluderer ENTSOG, at det er muligt at komme igennem vinteren 2025/2026 uden forsyningssvigt og med 41 % lagerfyldning under et gennemsnitligt historisk vinteraftag. Tilsvarende var estimatet for 2024/2025 på 52 %.

Generelt er robustheden i forsyningsscenarier for en referencevinter og en kold vinter reduceret i forhold til året før. Her medvirker en lavere lagerfyldning på 83 % i oktober 2025, i modsætning til fyldningen på 94 % på samme tidspunkt året før, til et forringet udgangspunkt. Den lavere forventning til import af russisk gas samt en forventet nedgang i egenproduktionen trækker i samme negative retning.

Et ekstremt højt gasaftag på grund af lave temperaturer i to uger eller en dag, vil ikke i sig selv udløse forsyningsknaphed på tværs af EU-medlemsstaterne, inklusive Danmark.

Det samlede billede er en øget robusthed i infrastrukturen, men en reduceret forsyning fra Rusland, egenproduktion og lager sammenlignet med ENTSOG Winter Outlook 2024/25.

Winter Demand	RU Supply	Storage Target	LNG Scenario	Demand Reduction Needs	Final UGS Filling Level
REF	Minimised	30%	Ref	No	32%
		Maximum	Ref	No	41%
		30%	Low	No	24%
	Disrupted	30%	Ref	No	32%
		Maximum	Ref	No	32%
		30%	Low	No	16%
COLD	Minimised	30%	Ref	3%	11%
		30%	Low	9%	11%
		30%	High	No	31%
	Disrupted	30%	Ref	7%	11%
		30%	Low	13%	11%
		30%	High	No	26%

Table 1. Winter Supply Outlook Results Summary

Figur 24: Ovenstående tabel er taget fra rapporten "ENTSOG WINTER SUPPLY OUTLOOK 2025/2026", som findes her: [ENTSOG Winter Supply Outlook 2025 - 26 - With Summer 2026 overview 0.pdf](#). Skemaet viser i hvilke scenarier, det vil blive aktuelt at reducere gasforbruget, og hvilket fyldningsniveau EU-lagrene ender på ved udgangen af vinteren.

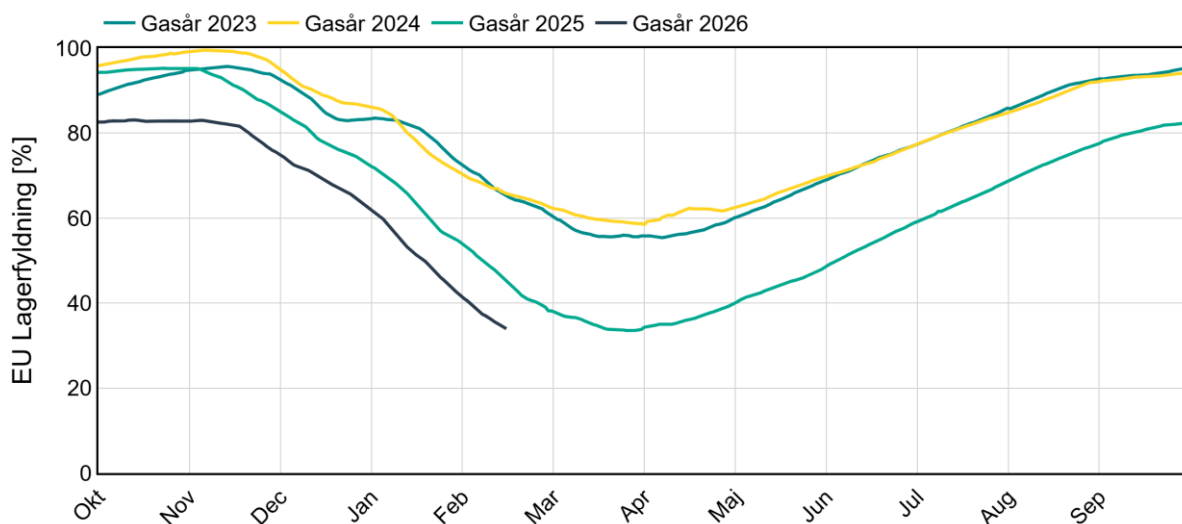
3.6.2 EU's tiltag for at sikre gasforsyningen

Europa Parlamentet og Det Europæiske Råd vedtog i foråret 2022 det politiske tiltag, REPowerEU³, der har til formål at gøre EU uafhængig af russiske fossile brændsler, herunder gas. Som udløber af REPowerEU blev der i sommeren 2022 vedtaget en forordning om fyldning af gaslagre, som bl.a. indeholder regler om, at medlemslande er forpligtede til at

³ EU-forordning 2022/1032.

fylde sine gaslagre 90 % før vinteren og samtidig opfylde delmål frem mod målet på 90 %. EU-Kommissionen har i efteråret 2025 forlænget bestemmelserne om fyldning af gaslagre frem til ultimo 2027⁴. Med forlængelsen af lagerfyldningsmålene er der samtidig indført fleksibilitet i forhold til både tidspunktet for, hvornår målet skal være opfyldt (mellem 1. oktober og 1. december) og fyldningsprocenten, som kan afvige fra de 90 % (fx med op til 10 % point i tilfælde af vanskelige forhold for at fylde lagrene).

Det primære formål med gaslagrene i EU, herunder også de danske gaslagre, er at forsyne gasmarkedet i vinterperioden, hvor gasefterspørgslen er højest på grund af efterspørgslen på gas til opvarmning. Det er derfor af stor betydning for forsynings sikkerheden i EU, at der er gas på lager ved indgangen til vintersæsonen for at kunne bidrage til forsyningen i de kolde vintermåneder. Gaslagerfyldningen i EU har for gasåret 2025 ligget væsentligt under både gasåret 2023 og 2024, jf. figur 25.



Figur 25: EU-lagerfyldning over de seneste tre år [kilde: GIE, [Data Visualisation - AGSI \(gie.eu\)](https://data.gie.eu)]. Figuren viser, at EU's lagerfyldning siden januar 2025 har ligget 15-20 %-point lavere end lagerfyldningen for de foregående to lagerår, ligesom lagerfyldningen for gasår 2026 ligger ca. 10 %-point under lagerfyldningen for gasår 2025.

3.6.3 Energistyrelsens tiltag for at sikre forsynings sikkerheden

Fyldningen af de danske gaslagre lå i foråret og sommeren 2025 på et historisk lavt niveau på mellem 32 % og 42 %. Med oprunding og tilladt 5 % afvigelse opfyldte Danmark det EU⁵ fastsatte delmål på 40 % lagerfyldning pr. 1. maj 2025. Lagerfyldningen var dog væsentligt under delmålet pr. 1. juli 2025 på 60 %, og da der samtidig var booket en lille andel af dansk gaslagerkapacitet for vinteren 2025/2026 på omkring 40 % blev det vurderet at være vanskeligt at nå både delmålet for lagerfyldning på 75 % den 1. september 2025 og det endelige fyldningsmål på 90 % i perioden mellem den 1. oktober og 1. december 2025.

Som følge af den lave danske lagerfyldning besluttede den danske regering i juni 2025 at igangsætte et tiltag, der havde til formål at sikre, at de danske gaslagre blev fyldt tilstrækkeligt; dels for at fremme opfyldelsen af EU-gaslagerfyldningsmål i 2025 i henhold til Danmarks EU-retlige forpligtelser, dels for at bidrage til en robust gasforsynings sikkerhed i Danmark i vinteren 2025–2026.

Tiltaget blev kaldt "Udbud af lagerforpligtelse" og blev gennemført af Energistyrelsen som et EU-udbud. Der blev afholdt i alt tre udbudsrunder – henholdsvis den 9. september 2025, 22. september 2025 og 7. oktober 2025 – hvor lagerkunder mod betaling forpligtede sig til at holde en mængde gas på lager den 15. november 2025. De to første

⁴ EU-forordning 2025/1733.

⁵ Kommissions gennemførelsesforordning (EU) 2024/2995 af 29. november 2024 om fastlæggelse af fyldningsforløbet med mellemliggende mål for 2025 for hver medlemsstat med underjordiske gaslagerfaciliteter, der er beliggende på dens område og direkte sammenkoblet med dens markedsområde.

udbudsrunder blev afholdt efter auktionsmetoden pay-as-bid, mens den sidste udbudsrunder blev afholdt som pay-as-clear. Samlet blev der indgået kontrakter med lagerkunder i udbuddet for en mængde på i alt 4,5 TWh gas på lager pr. 15. november, svarende til en lagerfyldning på 63,3 %, hvis man medregner nødlageret. De danske gaslagre nåede den 15. november 2025 en fyldning på 64,2 %. Den højeste lagerfyldning blev opnået den 9. november 2025 med 64,77 %. Udbud af lagerforpligtelse blev finansieret med statsmidler, og der blev afsat i alt 150,4 mio. DKK til gennemførelse af tiltaget.

4. Bilag

4.1 Regler i EU's Gasforsyningsikkerhedsforordning

4.1.1 Beskyttede og ikke-beskyttede kunder

Det er ikke alle gaskunder, der er garanteret levering af gas, hvis der opstår en nødforsyningsituation i gassystemet. Det fremgår af den europæiske Gasforsyningsikkerhedsforordning⁶. I tilfælde af en nødforsyningsituation i det danske gassystem, hvor Energinet eller Energistyrelsen erklærer kriseniveauet Emergency, kan de såkaldte ikke-beskyttede gaskunder risikere at få afbrudt deres gasforsyning.

Alle husholdninger er beskyttede gaskunder. Beskyttede kunder skal ifølge Gasforsyningsikkerhedsforordningen være sikret gasforsyning ved ekstreme temperaturer i en spidslastperiode på syv dage, i 30 dage ved usædvanlig høj gasefterspørgsel og i 30 dage ved afbrud af den største enkeltstående gasforsyningsinfrastruktur ved gennemsnitlige vintertemperaturer.

Gasforsyningsikkerhedsforordningen gør det også muligt at inkludere andre kundetyper som beskyttede kunder. I Danmark har Energistyrelsen, som kompetent myndighed for forsyningsikkerhed, i Forsyningsikkerhedsbekendtgørelsen fastsat regler om, hvem der udover husholdninger er beskyttede kunder. Ud over husholdninger består beskyttede kunder af væsentlige sociale tjenester (som sygehuse og uddannelsesinstitutioner), små og mellemstore virksomheder, så længe deres forbrug ikke udgør mere end 20 % af det totale danske gasforbrug samt fjernvarmeinstallationer. De beskyttede kunder står for ca. 65 % af det danske forbrug.

For gasåret 2024/2025 var der 176 ikke-beskyttede kunder, mens der for gasåret 2025/2026 er 136 ikke-beskyttede kunder.

4.1.2 Solidaritet

EU har fokus på, at særligt husholdninger altid skal være sikret gas. Det har i Gasforsyningsikkerhedsforordningen ført til et formaliseret solidaritetskoncept mellem landene i EU. Medlemsstaterne kan som sidste udvej i Emergency anmode et naboland om solidaritet. Det giver adgang til ekstra gas i situationer, hvor der er risiko for, at de sårbare gaskunder ikke kan forsynes.

Den medlemsstat, som anmoder om solidaritet, skal betale økonomisk kompensation til det naboland eller de nabolande, der leverer gas under solidaritet. Kompensationen beregnes blandt andet ud fra det tab, virksomhederne måtte lide ved afbrud af deres gasforsyning. Danmark har indgået mellemstatslige aftaler om gassolidaritet med Tyskland og Sverige.

Danmark og Polen har ikke indgået en mellemstatslig aftale om gassolidaritet. Europarådet vedtog i 2022 en forordning indeholdende defaultregler for solidaritet. Disse regler gælder derfor i en nødforsyningsituation, hvor enten Danmark eller Polen anmoder om solidaritet.

⁶ Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2017/1938 af 25. oktober 2017 om foranstaltninger til opretholdelse af gasforsyningsikkerheden og ophævelse af forordning (EU) nr. 994/2010.

4.1.3 Dokumentation af forsyningssikkerhed

Gasforsyningssikkerhedsforordningen stiller krav om, at den enkelte medlemsstat skal udarbejde en række dokumenter om håndtering af krisesituationer; risikovurdering, forebyggende handlingsplan og nødplan. Formålet er at sikre en ensartet håndtering af forsyningskriser i EU.

Dokumenterne skal opdateres efter behov og minimum hvert fjerde år. I 2022 blev risikovurderingen (National risk assessment 2022 – Denmark) opdateret og den forebyggende handlingsplan (Preventive Action Plan 2023 – 2027) og nødplan (Nødforsyningsplan for gas 2023-2027) blev opdateret i 2023.

4.1.4 Risikovurdering

Hver medlemsstat i EU skal udarbejde en national vurdering af alle relevante risici for gasforsyningssikkerheden. Derudover udarbejdes fælles regionale risikovurderinger af de vigtigste grænseoverskridende risici for gasforsyningssikkerheden for de regionale risikogrupper defineret i Gasforsyningssikkerhedsforordningen. I den nationale risikovurdering er resultaterne fra risikovurderingerne i de regionale risikogrupper indarbejdet.

De identificerede hovedrisici i den vurderede periode er hændelser, der kan påvirke forsyningen til Danmark. Geopolitik har et særligt fokus i Europa på grund af krigen i Ukraine såvel som før den russiske invasion. Den ultimative konsekvens af krigen kan blive en gasforsyningskrise i EU.

Andre nævneværdige risici, der potentielt kan påvirke forsyningssikkerheden, kan være IT-relaterede, især set i lyset af et øget niveau af kriminalitet, spionage, aktivisme og terrorisme samt destruktive cyberangreb i kølvandet på den russiske invasion af Ukraine og øgede trusler fra Kina.

4.1.5 Kriseniveauer

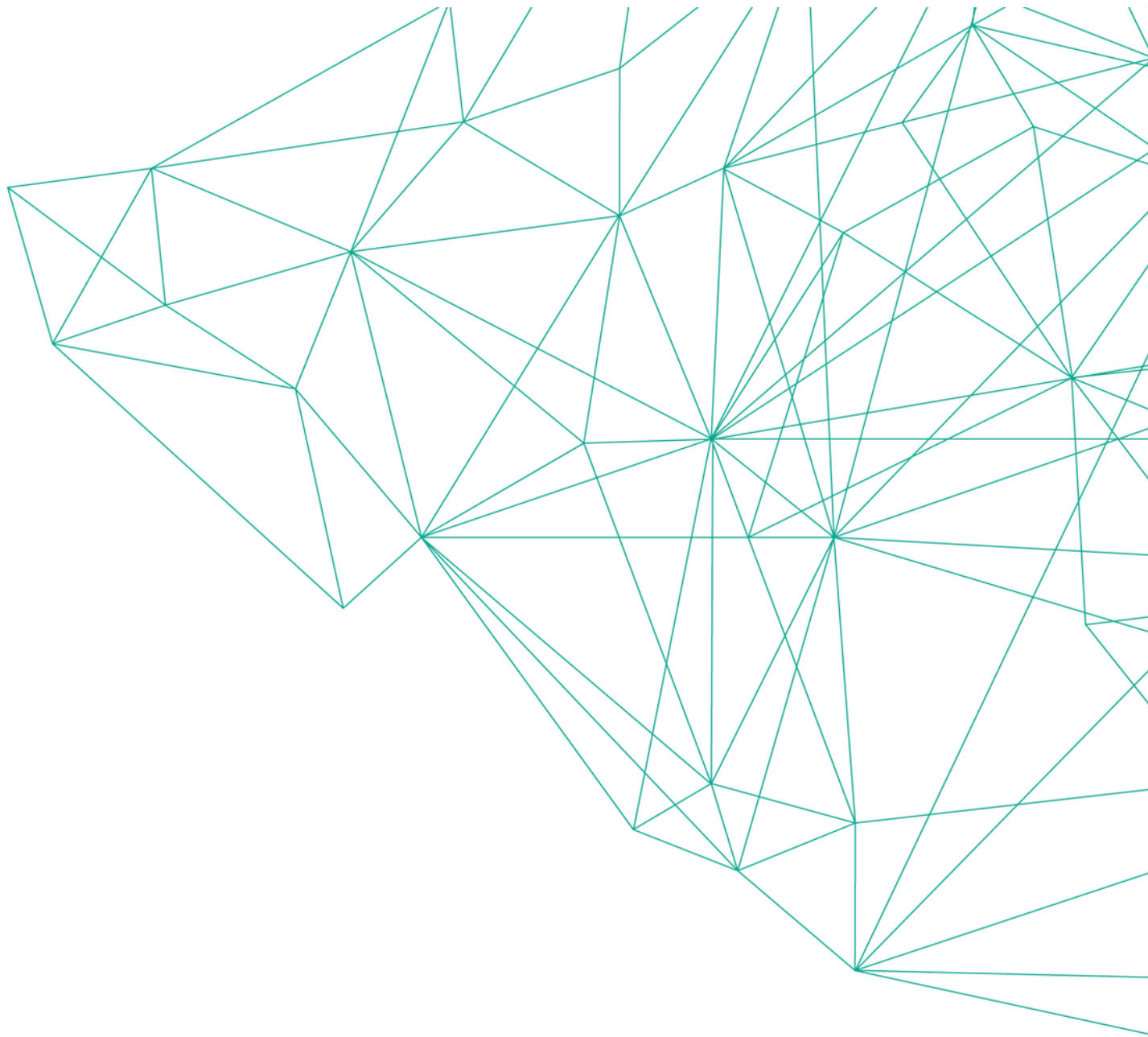
Eskaleringen af en krisesituation, hvor der er risiko for, at gasforbruget ikke kan opretholdes, er opdelt i tre kriseniveauer; Early Warning, Alert og Emergency.

Erklæringen af de tre kriseniveauer afhænger af, hvor pålidelige udsigterne til en forringet forsyningssituation er, og om markedet selv er i stand til at håndtere krisen. Energistyrelsen er som udgangspunkt ansvarlig for at erklære de tre nationale kriseniveauer. Energinet kan erklære et kriseniveau, hvis hændelsen kræver øjeblikkelig handling.

Early Warning erklæres, hvis der er formodning om, at der kan indtræffe en hændelse, som sandsynligvis vil føre til en betydeligt forringet forsyningssituation. Alert erklæres ved en hændelse, som vil resultere i en betydelig forringet forsyningssituation. I Early Warning og Alert er markedet selv i stand til at håndtere krisesituationen, og Energinet og Energistyrelsen kan gøre brug af markedsbaserede værktøjer, der skal støtte markedet.

Forværres krisesituationen i en sådan grad, at markedet ikke selv er i stand til at håndtere krisen, kan Energistyrelsen eller Energinet erklære Emergency. I denne situation er alle relevante markedsbaserede værktøjer blevet gennemført, og gasforsyningen er fortsat utilstrækkelig til at opfylde gasefterspørgslen. I Emergency får Energinet adgang til "ikke-markedsbaserede" værktøjer, der skal hjælpe med at opretholde forsyningen til beskyttede kunder. Brug af nødforsyning og reduktion af ikke-beskyttede gaskunders gasforbrug er eksempler på ikke-markedsbaserede værktøjer.

EU-Kommissionen kan også erklære Emergency på regionalt niveau eller EU-niveau.



ENERGINET
Systemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 25 94 33 25

KOLOFON

Forfatter: BTR
Dato: 18. februar 2026