

研究ノート

ホルムズ危機の世界ガス市場への影響

2026 年 3 月以降の LNG 需給調整と 2026/27 年冬季シナリオ

杉山大志

キャノングローバル戦略研究所

2026 年 8 月 26 日

本稿は公開情報に基づいて、その整理と視覚化を行ったものであり、分析は暫定的なものである。今後随時更新をする。

目次

要旨	4
1. 世界ガス市場におけるホルムズ通過 LNG の位置づけ	5
2. 供給面：湾岸供給減少と非湾岸供給増加	7
2.1 上期累計と危機発生後の月次動向	8
2.2 地域別価格指標の推移	8
3. 需要面における地域別調整	10
4. 中国：LNG 輸入調整を可能にした需給構造	11
4.1 月次輸入量の急減と回復	11
4.2 ガス需給全体からみた輸入調整	12
5. 欧州と南アジア：輸入減少と国内需給への影響	14
6. 電力部門における燃料代替と需要変化	16
7. LNG 需給調整の地域的移行	19
8. 主要国における長期的な需給構造の変遷	20
8.1 米国：ガス生産の拡大と LNG 輸出国化	20
8.2 EU：ロシア依存の低下と非発電需要	20
8.3 アジア：ガス需要の増加と既存石炭火力	21
9. 2026/27 年冬季の需給・価格シナリオ	23
9.1 厳しい供給不足ケースと分析の順序	23
9.2 最初の大規模な調整手段はアジアの石炭火力	24
9.3 追加的な石炭需要と供給制約	24
9.4 石炭・在庫で吸収した後に残る不足	25
9.5 残余不足を埋める 2022 年型の最終需要減少	25
9.6 2022 年の実績からみたスポット価格の参考範囲	26
9.7 月次で確認すべき指標	27
10. 結論	28
参考文献	29

本稿で用いる bcm は billion cubic metres (10 億立方メートル)を表す。本文では、LNG の積出量、生産量、輸入量、需要量、在庫量を区別する。

要旨

本研究ノートは、ホルムズ海峡をめぐる供給障害が世界のガス市場に及ぼした影響を、世界ガス供給、LNG 貿易、地域別需給の三つの範囲に分けて検討する。2025 年の世界ガス需要は約 4,193 bcm、LNG 貿易は約 603 bcm であり、LNG が占める割合は 14.4%である。平時にホルムズ海峡を通過する LNG は 112 bcm で、世界 LNG 貿易の 18.6%に相当するが、世界ガス供給全体に対しては 2.7%にすぎない。ホルムズ通過量が世界供給の約 2 割に達する石油と比較すると、ガス市場全体への直接的な影響は小さい。ただし、LNG 依存度の高い国およびスポット市場への影響は、この世界平均より大きい。[1][21][22]

供給面では、2026 年 3～6 月のカタールおよびアラブ首長国連邦(UAE)の LNG 積出量が前年同期比 35 bcm 減少した。これに対し、ホルムズ海峡を経由しない供給が 27 bcm 増加したため、世界の LNG 生産量の純減は 8 bcm、4%に縮小した。米国の増加分 13.6 bcm は EIA の 2026 年 1～5 月実績から算出でき、カナダの 6.6 bcm と合わせると北米の増加は 20.2 bcm となる。平時のホルムズ通過量が世界 LNG 貿易の約 2 割を占めることと、危機発生後の世界 LNG 生産量の純減が 4%にとどまったことは、それぞれ潜在的な途絶規模と供給増加による相殺後の実績を示している。[1][16][35]

価格指標は供給障害の影響を明確に示したものの、上昇幅は 2022 年の欧州危機を大幅に下回った。2026 年 3 月の JKM 相当価格は 20.8ドル/MMBtu、TTF は 17.7ドルであり、2022 年 8 月の 54.2ドルおよび 70.0ドルには達していない。日本の LNG 通関価格も 4 月に 15.7ドルへ上昇した後、7 月には 11.8ドルへ低下した。非湾岸供給の増加、危機前に確保された在庫、需要側の調整により、これまでのところ広範な物理的不足は生じていない。[23][24]

需要面では、中国による LNG 輸入量の調整が国際市場の需給緩和に大きく寄与した。2026 年 3～5 月の LNG 輸入量は前年同期比で月平均 0.93 bcm 減少した。だがこれは中国のガス需要全体の 2.7%に過ぎない。国内ガス生産の増加、石炭火力・水力・太陽光発電の増加、在庫の取り崩しによって、輸入量の減少が吸収された。ただし、輸入は 5 月以降回復しており、同規模の輸入抑制を冬季まで継続できるとは限らない。[4][8][16][18]

欧州では、ガス需要の相当部分が建築物の暖房用および産業用であるため、石炭火力による代替可能性は限られる。2026 年春から初夏にかけての LNG 輸入量の減少は、最終需要の大幅な削減ではなく、主として貯蔵施設への注入量の抑制によって調整された。この結果、当面の輸入負担は軽減された一方、冬季に向けた在庫水準は低下した。供給源はロシアから米国、ノルウェー、北アフリカ、英国、アゼルバイジャンなどへ分散したものの、欧州は引き続き追加的な LNG 調達の限界価格を形成する市場である。[17][19][32][46]

日本の 2026 年 1～5 月の発電量は前年同期比 7.25 TWh 減少した。減少は 2～3 月に集中しており、とくに記録的な高温となった 2 月の暖房需要の減少が大きく影響したと考えられる。韓国では原子力および再生可能エネルギーによる発電量が 13.96 TWh 減少したが、これは主として計画予防保全の集中に伴う原子力発電量の 15.21 TWh 減少によるものである。ガス火力はほぼ横ばいで、石炭火力は 15.27 TWh 増加した。[37][42][43]

南アジアでは、LNG 輸入量の減少が電力部門と非電力部門に異なる影響を及ぼした。パキスタンでは、2026 年 1～3 月のガス火力発電量が減少した一方、石炭、原子力、再生可能エネルギーによる発電量が増加し、純発電量は 6.37 TWh 増加した。他方、2025/26 年度 7～3 月の一般産業向けガス供給量は前年同期比 29%減少した。家庭向け供給はほぼ横ばいで、肥料向け供給も維持されたため、供給制約は主として一般産業に及んだ。バングラデシュでも発電用ガスの減少は石炭火力によって部分的に代替されたが、3 月には肥料工場 4 か所が停止し、7～8 月には LNG 受入基地の事故により工場、家庭、発電所への供給が減少した。[37][38][44][45]

今後についての予想であるが、2026 年 9 月～2027 年 2 月の 6 か月について、世界の LNG 供給が大幅に減少する場合を考えると、最初の大規模な調整手段は既存石炭火力によるガス火力の代替である。主要アジア諸国と EU を合計したガス削減可能量は 29～47 bcm であり、このうち中国を含むアジアが 24～38 bcm、約 8 割を占める。中国だけでも 9～14 bcm の削減余地があり、必要な石炭火力発電量の増加は同国の年間石炭火力発電量の 0.9～1.3%に相当する。世界全体で 29～47 bcm を代替するには、石炭火力発電量を 156～253 TWh 増やし、一般炭を約 62～100 Mt 追加的に確保する必要がある。[33][34][40]

厳しい供給不足ケースでは、6 か月間の世界 LNG 需給に 35～65 bcm 程度の不足が生じ得る。石炭火力によるガス火力の代替とガス在庫利用で不足の相当部分を吸収できるが、石炭の供給・輸送や発電設備の運用に制約がある場合には不足が残る。この残余分は、2022 年の欧州で観察されたような産業部門の操業縮小、ガス多消費製品の輸入増加、節約および供給制限によって調整される。2022 年の EU ではガス需要が 55 bcm 減少し、産業用需要 25 bcm のうち約 13 bcm が操業縮小によるものであった。今回の危機では石油供給も制約されるため、当時のガスから石油への転換 7 bcm は調整手段として見込めない。[34][47][50]

石炭火力による発電代替とガス在庫を使い切った後にも不足が残る場合、需要削減が欧州のガス多消費産業、スポット LNG への依存度が高い南アジア諸国など、価格や資金制約の影響を受けやすい部門・国から生じる。2022 年第 3 四半期のアジア LNG 指標と欧州ガス指標は平均 46.7ドルおよび 58.8ドル/MMBtu、同年 8 月は 54.2ドルおよび 70.0ドルであった。したがって、2022 年型の大幅な需要削減が発生する場合の国際スポット価格は概ね 30～60 ドル/MMBtu の水準に入り、一時的にはそれを上回る可能性がある。[23][34][47][50]

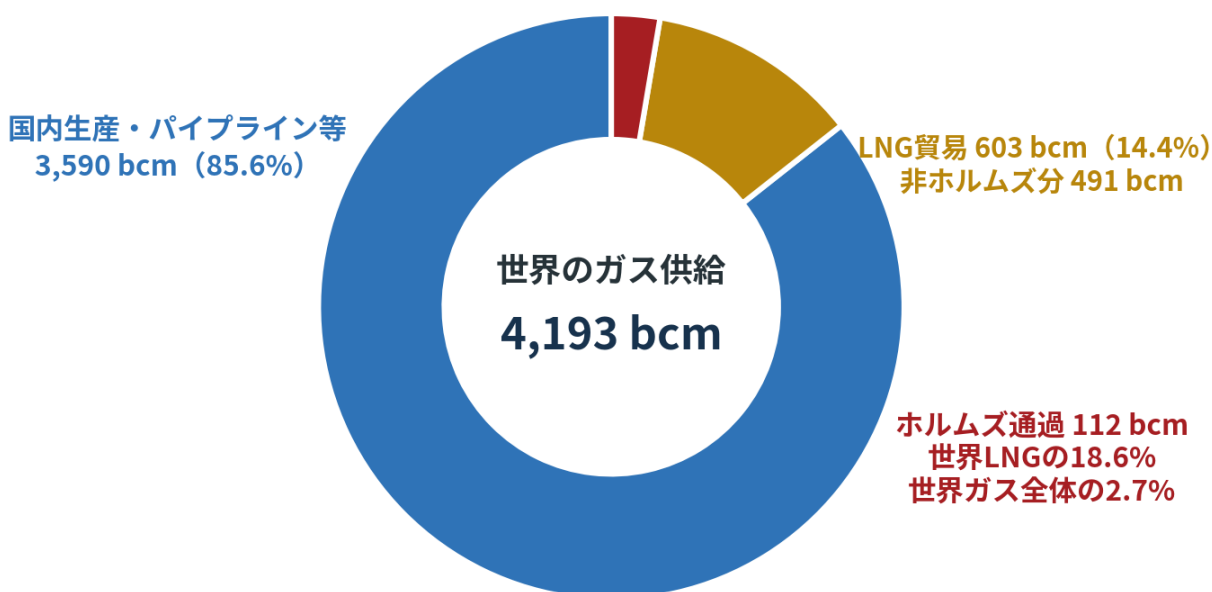
1. 世界ガス市場におけるホルムズ通過 LNG の位置づけ

供給障害の規模を評価するには、比較対象となる市場の範囲を明確にする必要がある。2025 年の世界ガス需要は約 4,193 bcm、LNG 貿易は約 603 bcm であり、LNG の比率は 14.4%である。残る 85.6%は、産ガス国における国内消費と国際パイプラインによる供給で構成される。平時にホルムズ海峡を通過する LNG 112 bcm は世界 LNG 貿易の 18.6%に相当するが、世界ガス供給全体に対する比率は約 2.7%である。[21][22]

この比率が 2.7%と小さいことは、ホルムズ海峡の閉鎖が石油市場とガス市場に及ぼす影響の相違を説明する。ホルムズ海峡を通過する石油は約 20 mb/d で、世界供給の約 2 割、海上貿易の約 4 分の 1 を占める。石油では海峡閉鎖が輸送燃料や石油化学原料の世界的な供給に直結するのに対し、ガス需要の大部

分は国内生産とパイプライン供給によって維持される。ただし、日本、韓国、パキスタンなど LNG 依存度の高い国にとっては、各国が受ける影響は大きくなる。[1]

ホルムズ通過LNGは世界LNGの約2割だが、世界ガス全体では2.7%



注：2025年概算。LNG貿易603 bcmをホルムズ通過112 bcmとその他491 bcmに分けた。
非LNGには産ガス国の国内消費と国際パイプライン供給を含む。

図 1 世界ガス供給に占める LNG と、その内数であるホルムズ通過量 (2025 年概算)

出所:IGU World LNG Report 2026 [21]、IGU/Snam Global Gas Report 2025 [22]、IEA Strait of Hormuz [1]。

危機発生後の供給変化は三つの段階に分けて把握できる。第 1 に、2026 年 3～6 月のカタールおよび UAE の LNG 積出量は前年同期比 35 bcm 減少した。第 2 に、非湾岸地域の供給量が 27 bcm 増加したため、世界の LNG 供給量の純減は 8 bcm となった。第 3 に、この 8 bcm は世界ガス供給全体の約 0.2%に相当する。

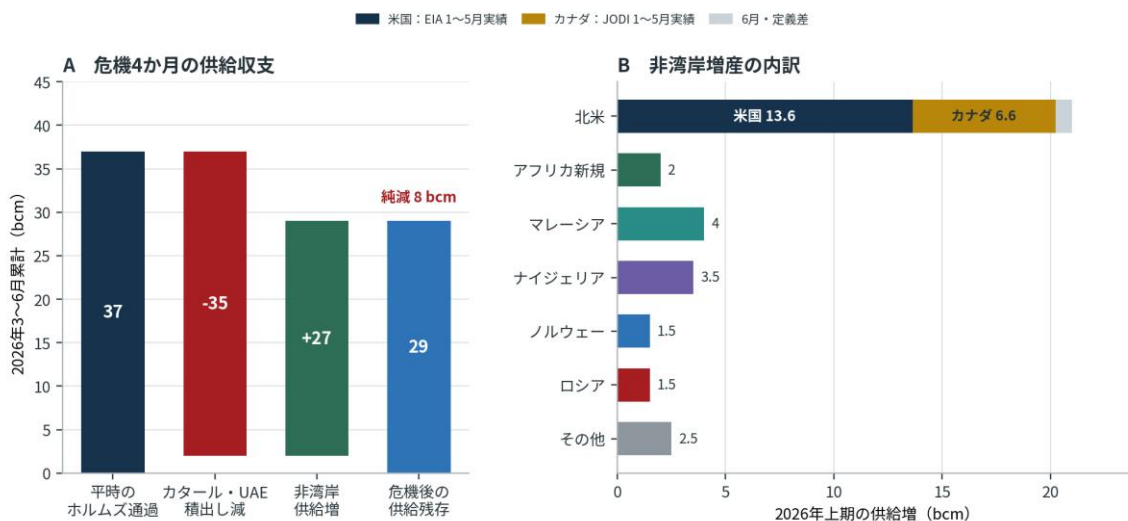
表 1 ホルムズ危機後の LNG 供給収支

層	代表指標	2026 年の実績	評価
潜在的な途絶規模	平時のホルムズ通過量	世界 LNG 貿易の約 20%	海峡閉鎖時に影響を受け得る総量
湾岸地域の供給減少	カタール・UAE 積出量	3～6 月 -35 bcm、前年同期比	湾岸地域で実際に減少した積出量
非湾岸地域の供給増加	非湾岸 LNG 生産量	3～6 月 +27 bcm、前年同期比	北米等の供給増加による相殺
世界全体の純減	世界 LNG 供給量	3～6 月 -8 bcm、-4%	供給増加による相殺後の減少量
貿易量の結果	世界 LNG 貿易量	上期 +2.5 bcm、+1%	危機前 1～2 月の増加を含む上期累計

注:YoY は前年同期比。ガス数量は bcm に統一。

2. 供給面：湾岸供給減少と非湾岸供給増加

湾岸の減少分の77%を非湾岸供給が補った



注：Aは2026年3～6月累計。平時112 bcm/年を4か月換算して37 bcm。Bは上期分額でAと期間が異なる。米国13.6 bcmはEIAの2026年1～5月LNG輸出前年差を直接換算。北米合計との差0.8 bcmは期間・定義差。

図2 平時のホルムズ通過量と危機後の供給変化

出所：IEA Gas Market Report Q3-2026 [1]、EIA [35]、JODI Gas [16]。AとBは期間が異なり合算不可。米国分はEIA実績から直接計算。

ホルムズ湾岸地域の供給減少の相当部分は、北米からの供給増加によって相殺された。IEAは2026年上期の北米における新規LNG供給の増加を21 bcmとしている。EIAの月次実績によれば、米国のLNG輸出量は2026年1～5月に前年同期を481,274 MMcf、すなわち13.6 bcm上回った。カナダはJODIの同期間で6.6 bcm増加しており、両国の公表実績を合計すると20.2 bcmとなる。IEAの上期推計との差0.8 bcmには、6月分および統計定義の差が含まれるため、国別には配分していない。[1][16][35]

既存の供給源からも、2026年上期に約13 bcmの増加が確認された。内訳はマレーシア約4 bcm、ナイジェリア約3.5 bcm、ノルウェーおよびロシアがそれぞれ約1.5 bcmである。これらは地理的に分散し、ホルムズ海峡を経由しない供給である。短期的な供給増加には、新規液化設備の稼働開始だけでなく、既存設備の稼働率上昇も寄与した。

もっとも、この27 bcmを恒常的な供給余力とみなすことはできない。新規設備の稼働開始時には、試運転、保守、フィードガスの制約によって生産量の変動する。既存設備の高稼働も、計画外停止が発生すれば維持できない。2026年3～6月に湾岸地域の供給減少の77%が相殺されたのは、複数地域の供給増加が同時に実現したためであり、将来の供給障害時に同じ割合が再現されるとは限らない。

2.1 上期累計と危機発生後の月次動向

2026 年上期の世界 LNG 貿易量は前年同期比 2.5 bcm、1%増加した。ただし、この結果は危機の影響が限定的であったことを意味しない。危機発生前の 1～2 月に貿易量が 12 bcm 増加し、3～6 月の 9.5 bcm の減少を上回ったためである。[1]

表 2 危機発生前後の世界 LNG 貿易

期間	世界 LNG 貿易量の前年同期差	期間別評価
1～2 月	+12 bcm	米国等の新規供給が危機発生前に増加し、供給余力を形成した。
3～6 月	－9.5 bcm (－5%)	湾岸地域の供給減少を、非湾岸地域の増産では完全に相殺できなかった。
1～6 月	+2.5 bcm (+1%)	危機前の増加と危機発生後の減少を合計した上期累計。

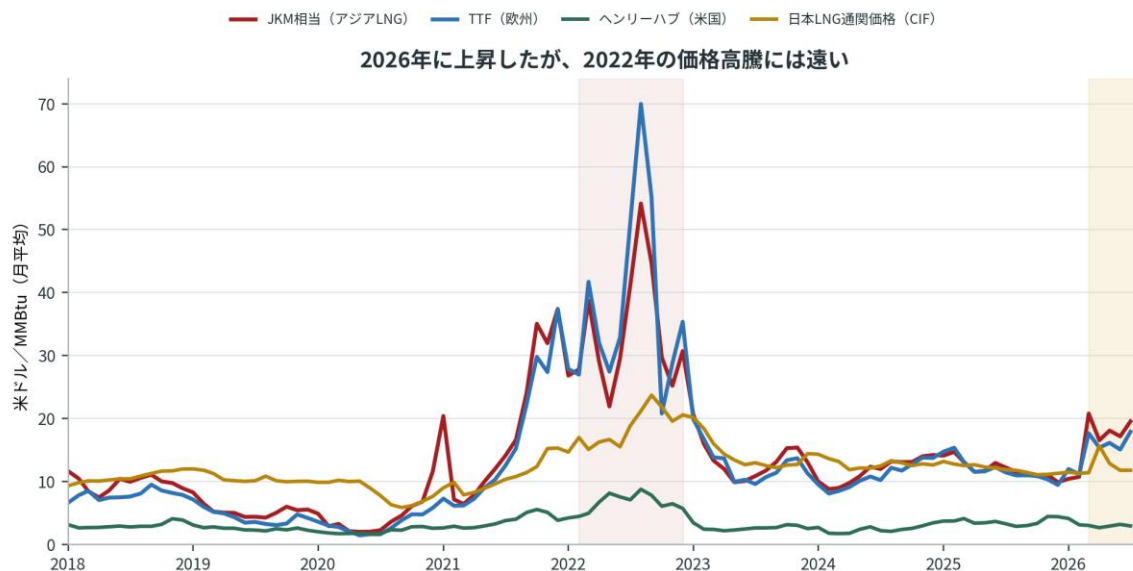
出所: IEA [1]。危機発生前と発生後を区別して集計した。

集計期間の設定によって、需給逼迫の評価は大きく変わる。1～2 月の追加供給と在庫が存在しなければ、3～6 月の現物不足は一段と深刻になった可能性がある。他方、上期累計では、危機発生後 4 か月の減少が危機前の増加によって相殺される。危機の実態を把握するには、年次・半期の集計値に加え、月次の積出量、到着量、在庫量および需要量を併せて確認する必要がある。

価格上昇は、こうした地域間・時点間の需給調整を促した。JKM 相当のアジア LNG 価格は 2026 年 2 月の 10.75 ドル/MMBtu から 3 月には 20.81 ドルへ、TTF は 11.19 ドルから 17.67 ドルへ上昇した。7 月も JKM は 19.56 ドル、TTF は 17.93 ドルで、2025 年平均を大幅に上回った。一方、Henry Hub は 7 月時点で 2.96 ドルにとどまり、国際 LNG 市場の供給障害が米国の国内ガス価格に与えた影響は限定的であった。[23]

2.2 地域別価格指標の推移

2018 年以降の価格推移では、2022 年 8 月の TTF 月平均 70.0 ドル/MMBtu、JKM 相当 54.2 ドル/MMBtu が最も高い。2026 年 3 月には JKM が 20.81 ドル、TTF が 17.67 ドルへ上昇したが、いずれも 2022 年 8 月を大幅に下回り、7 月時点でも 20 ドル前後にとどまった。日本の LNG 通関 CIF 価格は 4 月に 15.65 ドルへ上昇した後、7 月には 11.80 ドルへ低下した。長期契約および原油連動価格の反映時期を考慮しても、日本の通関価格への影響は限定的であり、危機はこれまでのところ広範な物理的不足には発展していない。[23][24]



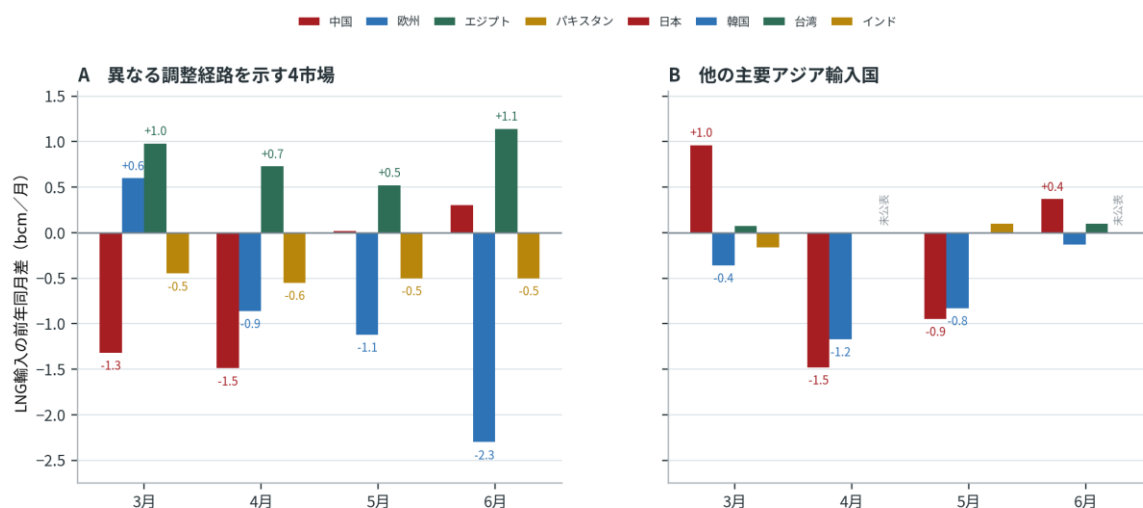
主要点：2022年8月 TTF 70.0、JKM相当54.2。2026年3月 TTF 20.8、JKM相当20.8。
日本CIFは2026年4月15.7まで上昇した後、7月11.8へ低下。数値注記を図外へ移し、系列との重なりを避けた。

図3 主要ガス価格の月次推移(2018年1月～2026年7月)

出所：IMF Primary Commodity Prices (FRED) [23]、World Bank Pink Sheet [24]。単位は米ドル/MMBtu。

3. 需要面における地域別調整

危機後のLNG輸入調整は月ごと・国ごとに異なった



注：Aは中国・欧州の輸入抑制、エジプトの輸入増、パキスタンの調達減という経路の違いを示す。
JODI、UN Comtrade、Eurostat・各国税関を優先。パキスタンは上期総額と船荷情報に整合する月次配分。

図4 危機後の地域別 LNG 輸入変化(2026 年3～6 月、前年同月差)

出所：JODI [16]、UN Comtrade HS271111 [20][36]、Eurostat・中国海関・各国税関、IEA [1]、S&P Global CERA [26]。パキスタンは上期公表総額と通関・LNG 船荷情報に整合する月次配分。

図4は、輸入規模の上位4地域を示したのではなく、性格の異なる需給調整を比較するために中国、欧州、エジプト、パキスタンを取り上げたものである。中国と欧州では輸入抑制が、エジプトでは輸入増加が、パキスタンでは産業向け供給制限が確認された。日本、韓国、台湾、インドも比較対象に加えることにより、危機発生後の数量調整が複数地域で異なる形態を取ったことを示している。[1][16][20][36]

パキスタンでは、LNG 輸入量の減少に対し、発電部門では石炭、原子力、再生可能エネルギーによる代替が進んだ。他方、一般産業向けガス供給量は2025/26年度7～3月に前年同期比29%減少し、工場部門には実際の供給制約が生じた。家庭向けおよび肥料向け供給がおおむね維持されたことから、供給制約による経済的負担は主として一般産業に集中したと判断される。[1][38]

エジプトの2026年上期のLNG輸入量は5.5 bcm増加した。この増加はホルムズ危機のみで説明されるものではない。国内ガス生産量は2023年の59 bcmから2025年には42 bcmへ29%減少しており、Zohrなど成熟ガス田の生産減退、投資の遅延、事業者への支払遅延が影響した。2026年第1四半期にも生産量は9.85 bcmへ8%減少した一方、ガス需要は15.46 bcmへ3%増加し、発電用需要は8.3 bcmへ8%増加した。さらに、イスラエルからのパイプライン輸入量が34%減少し、その不足分をLNG輸入が補った。[28] エジプトでは、国内生産の減少、夏季の電力需要増加、地域パイプライン供給の不安定化が同時に生じた。6月の米国産LNG受入量1.06 Mt(約1.46 bcm)は過去最高となったが、これは在庫形成ではなく、発電用を中心とする供給不足への対応であった。価格上昇下でも輸入削減の余地が小さく、中国や欧州とは反対方向の数量調整が生じた。[25][28]

4. 中国:LNG 輸入調整を可能にした需給構造

4.1 月次輸入量の急減と回復

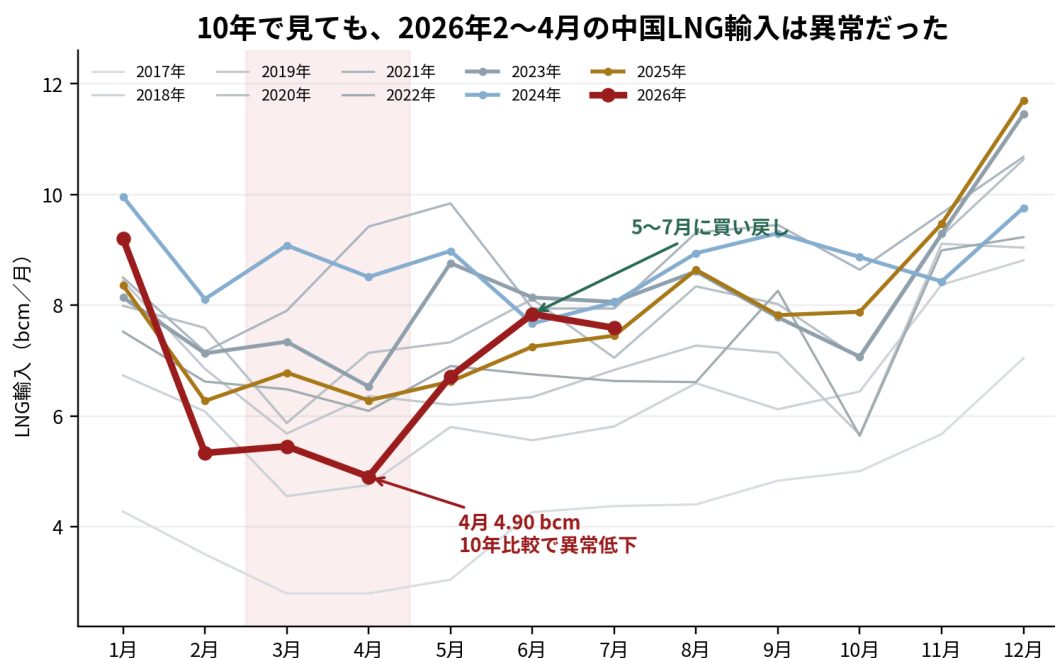


図5 中国の月次 LNG 輸入量(2017～2026 年)

出所: JODI Gas [16]、UN Comtrade (HS 271111) [15]、中国海関総署、Reuters・LNG Prime [8][10][11][12][13]。重量公表値は 1 Mt LNG＝約 1.38 bcm で換算。

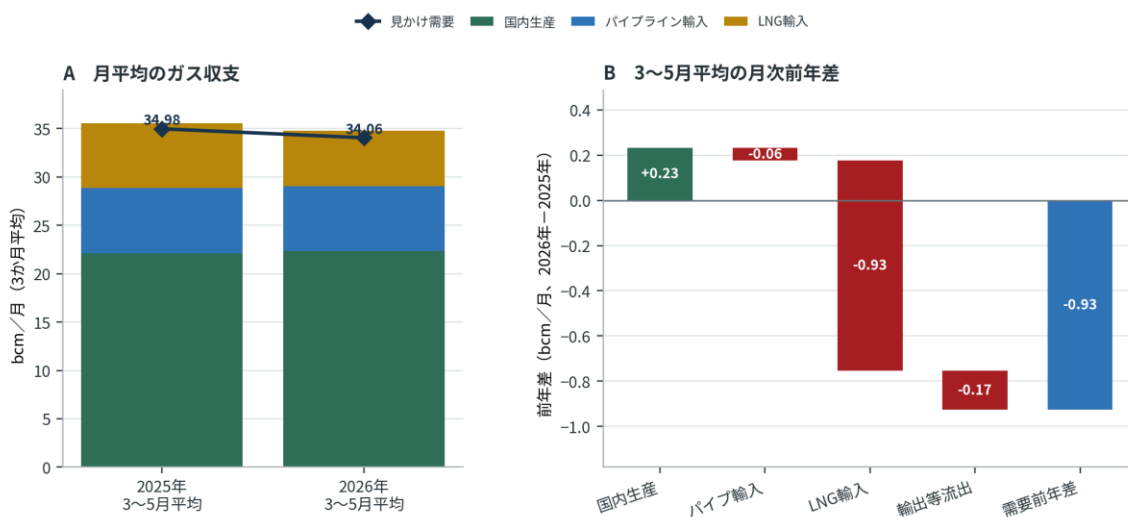
2017 年以降の月次系列によれば、2026 年の輸入減少は、近年の市場拡大傾向から大きく乖離している。市場規模が拡大したため、2017～18 年の絶対量は近年より少ない。それでも、2026 年 2 月の 5.33 bcm、3 月の 5.45 bcm、4 月の 4.90 bcm は 2023～25 年の同月を大幅に下回った。とくに 4 月は、2023 年 6.53 bcm、2024 年 8.51 bcm、2025 年 6.28 bcm に対し、4.90 bcm であった。[11][12][15][16]

ただし、中国の月次輸入量は危機発生前から大きく変動していた。2025 年 12 月には 11.70 bcm まで増加した後、2026 年 1 月は 9.20 bcm、2 月は 5.33 bcm へ減少した。2 月の減少には、春節、暖冬、価格、長期契約に基づく引取量の調整も影響しているため、ホルムズ危機のみを原因とすることはできない。ただし、その後も 3 月 5.45 bcm、4 月 4.90 bcm と低水準が続いた。[10][11][12]

4 月後半以降、中国企業は夏季需要に備えて LNG の購入を再開し、輸入量は 5 月 6.71 bcm、6 月 7.84 bcm へ増加した。7 月も 7.59 bcm となり、前年同月を上回った。ただし、1～7 月累計では前年同期を下回っており、輸入量が危機前の水準へ全面的に回復したとはいえない。[8][13]

4.2 ガス需給全体からみた輸入調整

中国：LNG輸入減0.93 bcm／月は、ガス需要全体の2.7%



注：2025年・2026年とも3～5月の3か月平均。供給－輸出等流出＝見かけ需要。

図6 中国ガス収支：3～5月の月平均と月次前年差(bcm／月)

出所：JODI Gas [16]、IEA [1]。2025年・2026年とも3～5月の3か月平均。単位はbcm／月。JODIの供給・需要・輸出等流出で収支を閉じた。

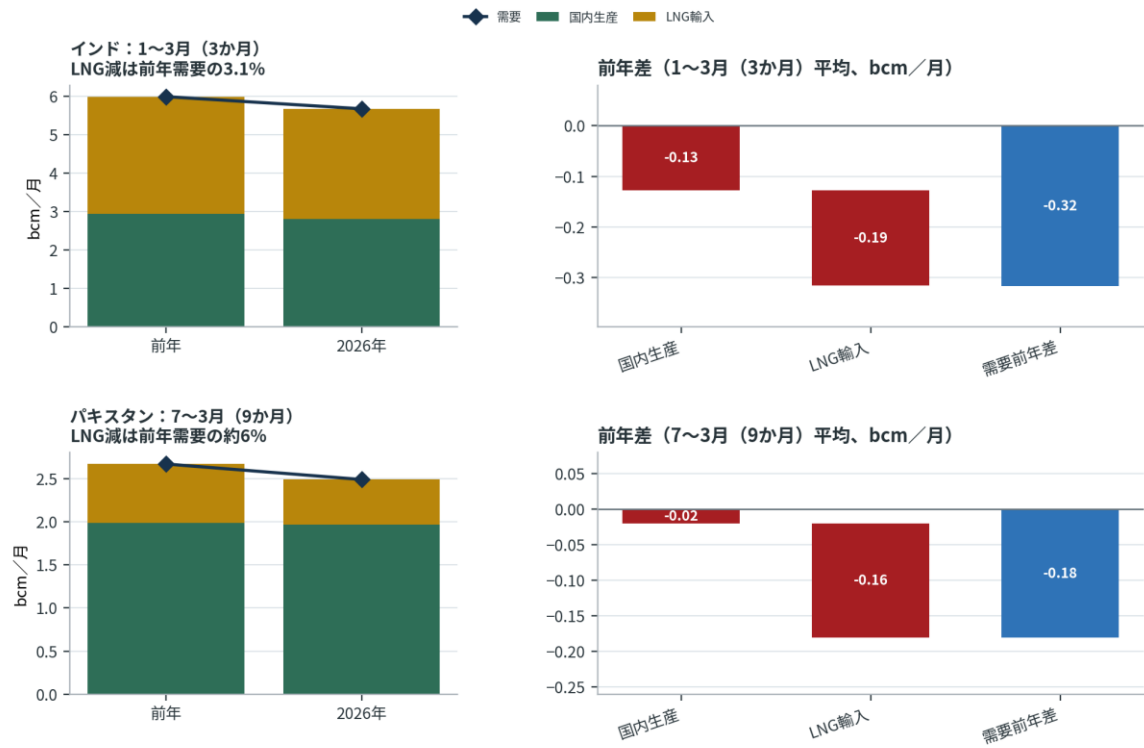
供給・需要項目を月平均に統一して、LNG輸入量の減少が中国のガス需給全体に占める割合を確認する。2026年3～5月の月平均は、国内生産22.33bcm、パイプライン輸入6.70bcm、LNG輸入5.76bcm、見かけ需要34.06bcmであった。前年同期比では、LNG輸入が0.93bcm／月減少し、国内生産が0.23bcm／月増加、パイプライン輸入が0.06bcm／月減少、輸出等の流出が0.17bcm／月増加した結果、見かけ需要は0.93bcm／月減少した。LNG輸入の減少は前年同期のガス需要全体34.98bcm／月の2.7%に相当する。[1][16]

JODIには中国の用途別月次ガス需要が収録されていないため、見かけ需要の減少をすべて発電部門に帰属させることはできない。ただしIEAによれば、2026年上期の中国のガス火力発電量は約4%減少した一方、石炭火力は3%、太陽光は20%以上、水力は9.3%増加した。電力需要は5.3%増加しており、発電部門では電力需要が増加する一方で、燃料・電源構成の変化がガス火力の減少をもたらした。[18]

在庫の取り崩しとLNG船荷の再販売は、需給調整の時点および仕向地を変更した。Kplerは4月の在庫取り崩しを約0.83bcm相当と推計している。また、中国企業は1～3月に19船、約1.81bcm相当のLNGを再販売した。[4][9]

対照例として、パキスタンではLNG輸入量の減少が非電力部門のガス使用量削減を伴った。2026年上期のLNG輸入量は2.4bcm、47%減少し、3月以降の流入量は約70%減少した。発電部門では石炭、原子力、再生可能エネルギーによる代替が進んだが、一般産業向け供給は削減された。[1][38]

インドとパキスタン：LNG輸入減の重みは中国より大きい



注：インドはJODIの2025年・2026年1～3月平均。パキスタンは財務省の2024/25・2025/26年度7～3月平均。
パキスタンの再ガス化LNGは0.68→0.52 bcm／月、総需要は2.67→2.49 bcm／月。

図7 インド・パキスタンのガス需給に占める LNG 輸入

出所：JODI Gas [16]、パキスタン Ministry of Finance, Economic Survey 2025–26 [38]。

5. 欧州と南アジア: 輸入減少と国内需給への影響

欧州の 2026 年 3～6 月の LNG 輸入量は前年同期比 5.5 bcm 減少した。他方、上期の欧州ガス消費量の減少は 1 bcm 未満であった。この差は、LNG 輸入量の減少が主として最終需要の削減ではなく、貯蔵施設への注入口の抑制によって調整されたことを示す。欧州は当期の消費量を大幅に削減する代わりに、冬季に向けた在庫形成を後ろ倒しした。[1]

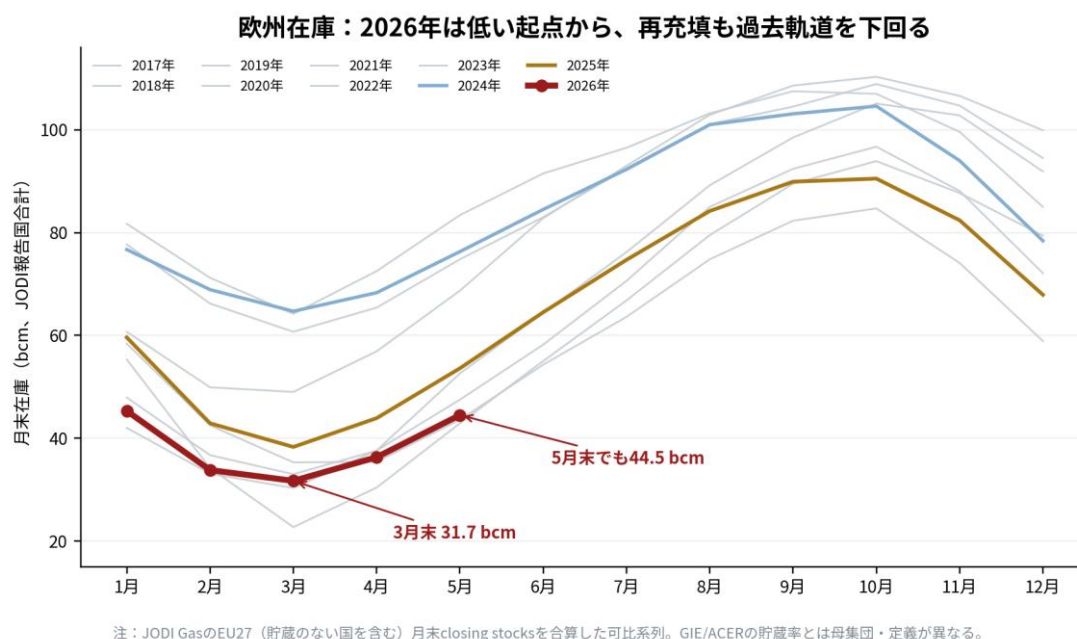


図 8 欧州ガス在庫の月次推移(2017～2026 年)

出所：JODI Gas [16]。水準確認は ACER/GIE [17]、Reuters [19]。JODI と GIE は母集団・定義が異なる。

JODI の比較可能な系列では、2026 年 3 月末の在庫量は 31.7 bcm で、2017～25 年平均を約 12.5 bcm 下回った。5 月末も 44.5 bcm と、同期間の平均を約 15.9 bcm 下回った。ACER/GIE の集計でも、在庫率は 2026 年初の 61.6%から 3 月末には 27.8%へ低下し、8 月初でも 58%弱と、統計開始以来の低い中間期水準にとどまった。[16][17][19]

高価格期に LNG の購入を抑制し、夏季後半または秋季に調達時期を移すことは、短期的には調達費用を抑える可能性がある。しかし、この対応は必要な在庫形成を将来に移すものであり、冬季前の追加調達が中国、日本、韓国などの需要回復と重なれば、価格上昇を増幅する要因となる。

南アジアのLNG輸入は国ごとに異なる：パキスタンの減少が顕著

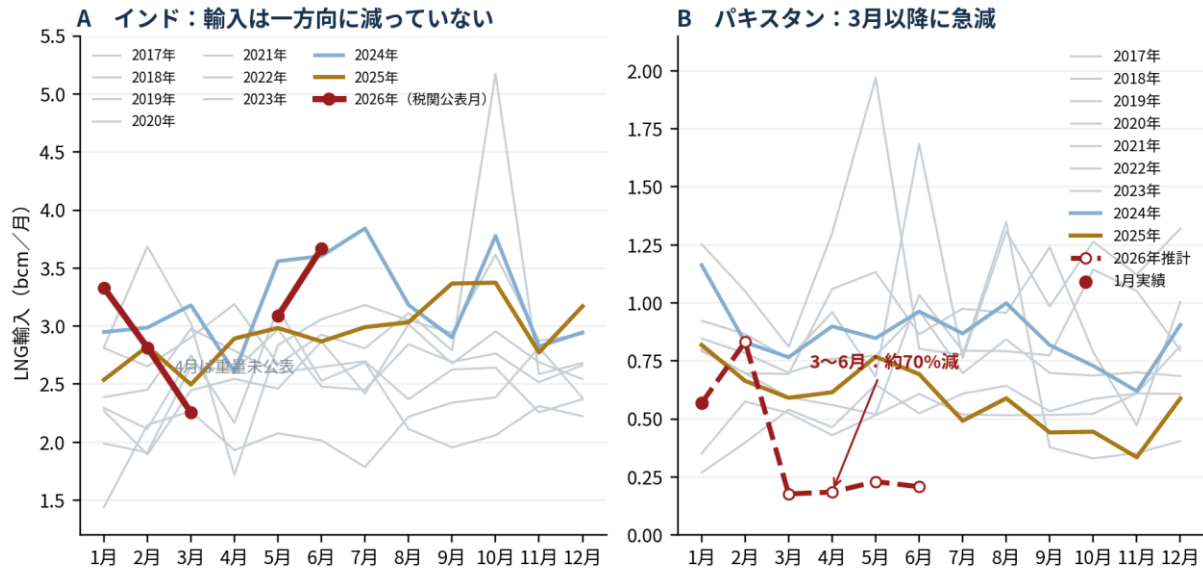


図9 インドとパキスタンの月次LNG輸入量(2017～2026年)

出所：UN Comtrade、HS 271111 [20]、IEA [1]。重量値は1 Mt LNG＝約1.38 bcmで換算。パキスタンの2026年2～6月はIEA上期値に整合する筆者推計。

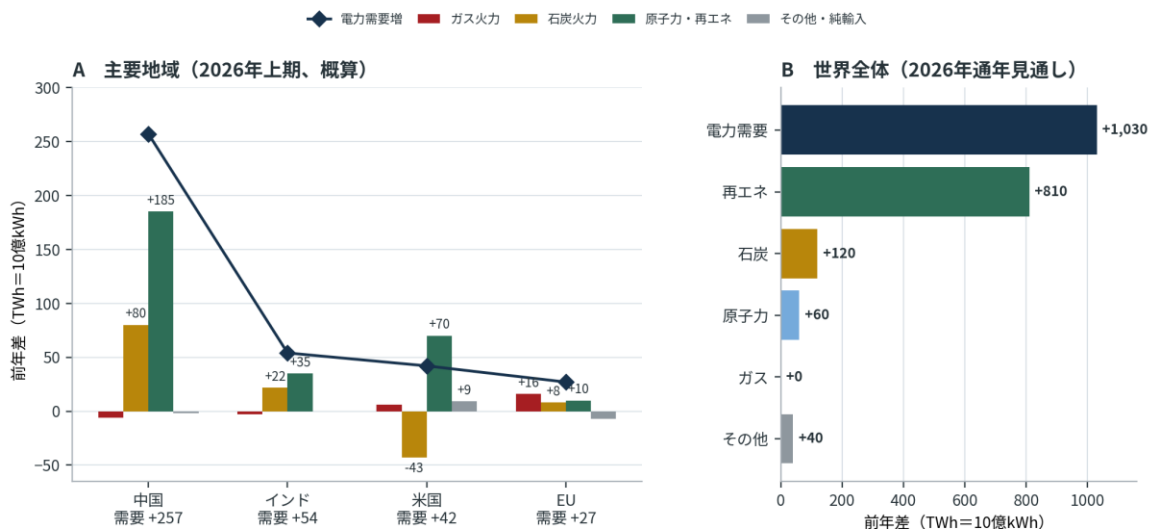
南アジアにおける輸入減少の影響は国によって異なる。インドのLNG輸入量は2026年3月に減少したが、5月には過去10年の季節的な変動範囲に戻った。パキスタンでは上期のLNG輸入量が2.4 bcm、47%減少した一方、発電量は石炭、原子力、再生可能エネルギーによって補われたため、経済的損失は電力需要全体よりも一般産業向けガス供給の削減に表れた。バングラデシュでは、石炭火力によるガス火力の代替と、肥料、産業、家庭へのガス供給制限が同時に生じた。[1][18][20][38][44][45]

表3 地域別の需給調整手段と残存リスク

地域	主な調整手段	短期的な効果	残存するリスク
中国	輸入抑制、再輸出、在庫利用、石炭火力への転換	国際市場に利用可能なLNG船荷を増加	夏季・冬季の追加調達による反転
欧州	貯蔵施設への注入延期、LNG調達の抑制	他地域が利用可能なLNG船荷を増加	冬季前の在庫不足と追加調達競争
パキスタン等	産業・肥料部門への供給制限、発電燃料の代替	国内の物理的需給を調整	生産損失、停電、所得損失
エジプト・南米	価格上昇下でもLNG輸入を増加	電力供給不足を抑制	財政負担・外貨負担の増加

6. 電力部門における燃料代替と需要変化

世界のガス火力は横ばい：減少地域では石炭・原子力・再エネが補った



注：地域値はIEAの増減率を2025年発電量に乗じた概算。世界値はIEAの2026年見通し。

図 10 ガス火力の増減と他電源・電力需要の変化(TWh)

出所：IEA Electricity Mid-Year Update 2026 [18]、IEA/Ember 2025 年発電量。地域値は増減率を基準量に乗じた筆者概算(5 TWh 単位)。

IEA の 2026 年通年見通しでは、世界の電力需要は約 1,030 TWh 増加する。増加分のうち、再生可能エネルギーが約 810 TWh、石炭が約 120 TWh、原子力が約 60 TWh を供給し、ガス火力発電量の前年差はほぼゼロと見込まれている。したがって、世界のガス火力発電量は大幅に減少したわけではないが、電力需要の増加分をほとんど担わなかったことが分かる。[18]

2026 年上期の中国では、ガス火力発電量が約 6 TWh 減少する一方、石炭火力は約 80 TWh、低炭素電源は約 185 TWh 増加したと推計される。インドでも、ガス火力の約 3 TWh 減少に対し、石炭火力が約 22 TWh、低炭素電源が約 35 TWh 増加した。両国の電力需要は合計約 311 TWh 増加しており、ガス火力の減少は電力需要の減少ではなく、他電源による代替によって生じた。[18]

米国ではガス火力発電量が約 6 TWh 増加し、AI・データセンターを含む電力需要の増加を支えた一方、石炭火力発電量は約 43 TWh 減少した。EU では上期のガス火力が約 16 TWh、石炭火力が約 8 TWh 増加したと推計されるが、ホルムズ危機後にはドイツなどでガスから石炭への燃料代替が進んだ。パキスタンとバングラデシュでも発電燃料の代替が確認される。[18][37]

日本の 2026 年 1～5 月の発電量は前年同期比 7.25 TWh 減少した。月別にみると、発電量減少の約 4 分の 3 が 2～3 月に集中している。気象庁によれば、2 月は北日本、東日本、西日本で気温がかなり高く、北日本では 1946 年以降で最も高かった。このため、暖房需要の減少が電力消費量を押し下げたと考えられる。ただし、産業活動などの要因も含まれるため、気象条件のみで減少量のすべてを説明することはできない。[37][42]

韓国では、同期間の原子力・再生可能エネルギーによる発電量が 13.96 TWh 減少した。内訳は原子力が 15.21 TWh 減少し、太陽光が 2.97 TWh 増加している。韓国エネルギー経済研究院は、原子力発電量の減少を計画予防保全の増加に伴う設備利用率の低下によるものと説明している。したがって、これは長期的な原子力発電の縮小ではなく、2026 年上期に保全作業が集中したことによる一時的な減少と考えられる。[37][43]

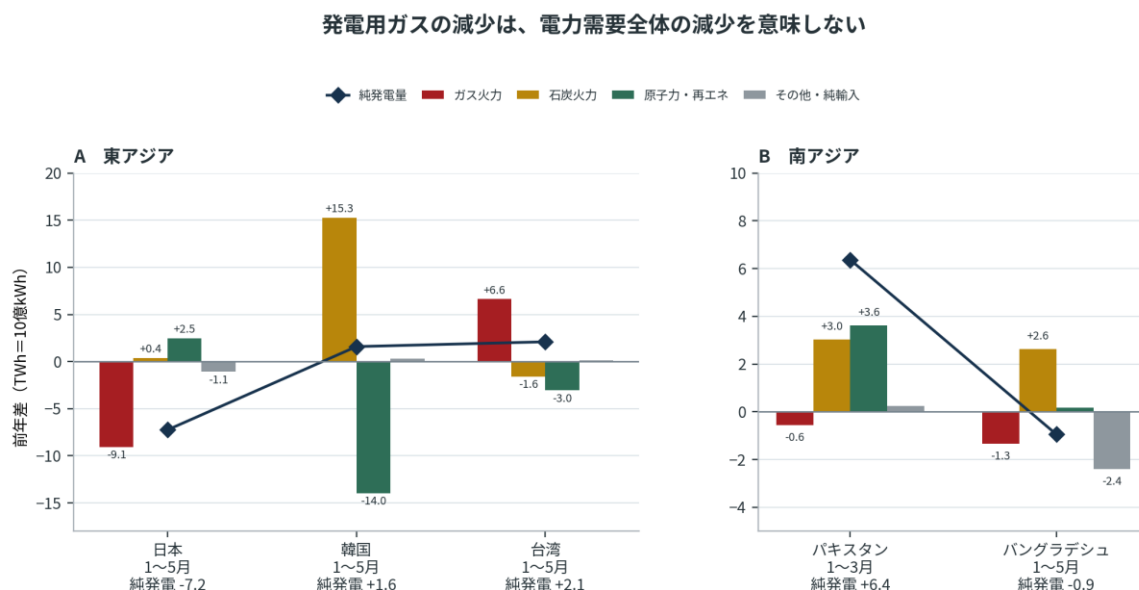


図 11 東アジアと南アジアの発電動向：発電源別前年差と純発電量

出所：IEA Monthly Electricity Statistics、Ember Monthly Electricity Data [37]。期間は図中・注記に明示。

南アジアにおいて、パキスタンでは 2026 年 1～3 月のガス火力発電量が 0.55 TWh 減少した一方、石炭火力は 3.04 TWh、原子力・再生可能エネルギーは 3.63 TWh 増加し、発電量は 6.37 TWh 増加した。発電部門では燃料代替が進み、電力需要は減少していない。他方、財務省統計によれば、2025/26 年度 7～3 月の一般産業向けガス供給量は前年同期比 29%減少した。家庭向けは 0.6%減、肥料向けは横ばいであり、供給制約は一般産業に集中した。[37][38]

バングラデシュでは、2026 年 1～5 月のガス火力発電量が 1.34 TWh 減少したのに対し、石炭火力発電量は 2.63 TWh 増加し、減少分の相当部分を代替した。他方、3 月には長期契約 LNG の供給停止を受けてガスの配給が開始され、発電および必需部門を優先するため国営肥料工場 4 か所が停止した。7 月の LNG 受入基地事故では約 0.39 bcm/月相当の供給が失われ、8 月の部分再開まで発電所、工場、家庭への供給量が減少した。同国では、発電部門における石炭への代替と、肥料・産業・家庭部門への供給制限が併存した。[37][44][45]

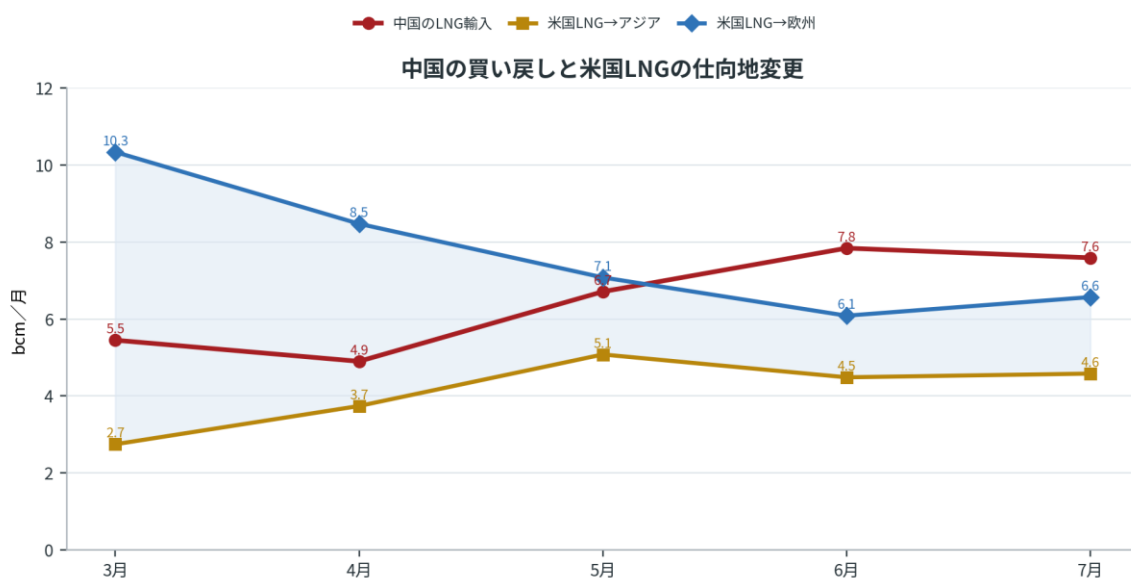
表 4 パキスタンとバングラデシュ：発電燃料の代替と実際のガス供給制限

国	電力部門	工場・家庭等への供給	評価
パキスタン	1～3 月：ガス火力－0.55、石炭＋3.04、原子力・再生＋3.63、純発電＋6.37 TWh	7～3 月：一般産業 0.46→0.33 bcm/月（－29%）。発電－5%、家庭－0.6%、肥料横ばい	電力では燃料代替。実際のガス削減は主に一般産業

国	電力部門	工場・家庭等への供給	評価
バングラデシュ	1～5月:ガス火力-1.34、石炭+2.63、純発電-0.94 TWh	3月に国営肥料工場4か所を停止。7月の基地事故で約0.39 bcm／月を喪失し、工場・家庭にも影響	発電燃料の代替と、非電力部門の供給制限が併存

出所:IEA・Ember [37]、パキスタン Economic Survey [38]、Reuters [44][45]。ガス量はbcm／月へ換算。

7. LNG 需給調整の地域的移行



注：中国は5月から買い戻し。米国の欧州向けは3～6月に4.3 bcm/月減少。LSEG船舶追跡値。

図 12 中国の LNG 輸入と米国 LNG の地域別仕向け(2026 年 3～7 月)

出所：中国海関総署 [8][12][13]、Reuters が報じた LSEG 船舶追跡値 [25]。1 Mt LNG＝約 1.38 bcm で換算。

2026 年 3～4 月には、中国の LNG 購入抑制と再輸出が国際市場の供給不足を緩和した。中国の輸入量は 5.45 bcm から 4.90 bcm へ減少した一方、米国産 LNG の欧州向け輸出量は月 8～10 bcm の規模を維持した。危機発生直後には、欧州が大西洋圏の LNG 船荷の主要な受入先であった。[4][5][25]

5～6 月に中国の輸入量が 6.71 bcm、7.84 bcm へ回復すると、米国産 LNG のアジア向け輸出量は 3 月の 2.75 bcm から 5 月には 5.08 bcm へ増加した。同じ期間に欧州向けは 3 月の 10.34 bcm から 6 月には 6.09 bcm へ減少した。地域間の価格差に応じて、仕向地を変更できる米国産 LNG 船荷がアジアへ振り向けられた。[25]

7 月の米国産 LNG 輸出量は、アジア向け 4.58 bcm、欧州向け 6.57 bcm であり、欧州は引き続き最大の仕向地域であった。中国の輸入回復と欧州の在庫不足による追加調達、同一の柔軟な LNG 船荷をめぐる競争が始めている。[7][25]

8. 主要国における長期的な需給構造の変遷

本章では、主要国のガス需給の長期的な傾向をまとめる。米国では増産と輸出、EU では輸入先の変更と在庫利用、アジアでは国別の需要構造と既存電源構成を確認する。これらは、今後の LNG 市場の調整力と価格形成を左右する。なお 2026 年は年途中であるため、本章では最新の通年値である 2025 年までを用いた。

8.1 米国:ガス生産の拡大と LNG 輸出国化

米国のドライガス生産量は 2005 年の 511 bcm から 2025 年には 1,113 bcm へ増加し、2.2 倍となった。国内需要は 623 bcm から 949 bcm へ増加し、このうち発電用需要は 166 bcm から 370 bcm へ拡大した。同じ期間に LNG 輸出量は 2 bcm 未満から 156 bcm へ増加した。生産量と国内需要・LNG 輸出量との差は、パイプラインによる純輸出入、在庫変動、統計上の差によってほぼ説明される。[31]

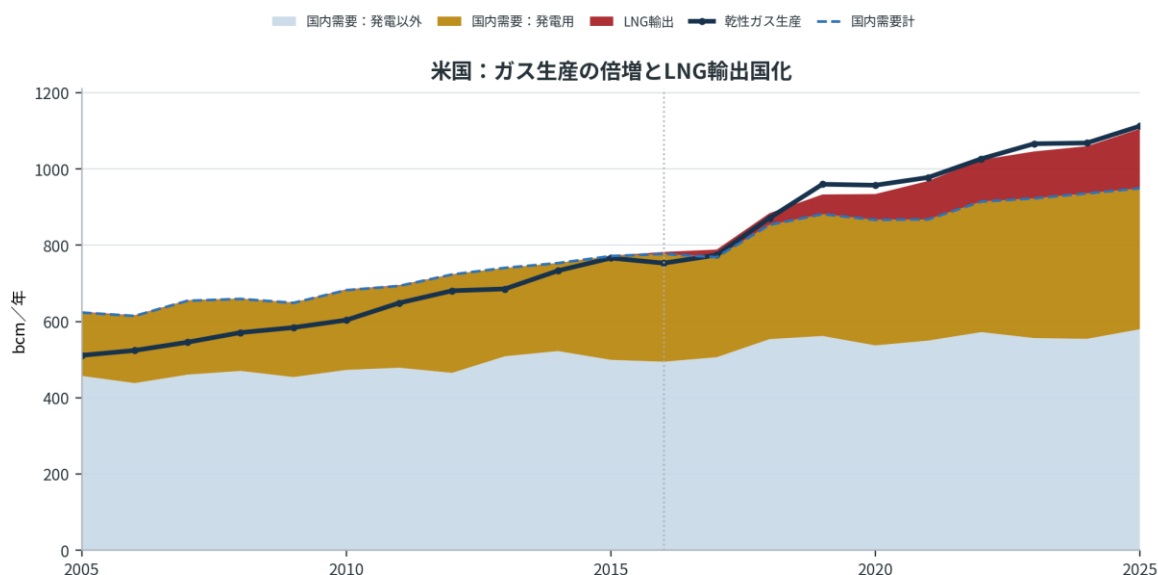


図 13 米国のガス需給と LNG 輸出 (2005～2025 年、通年)

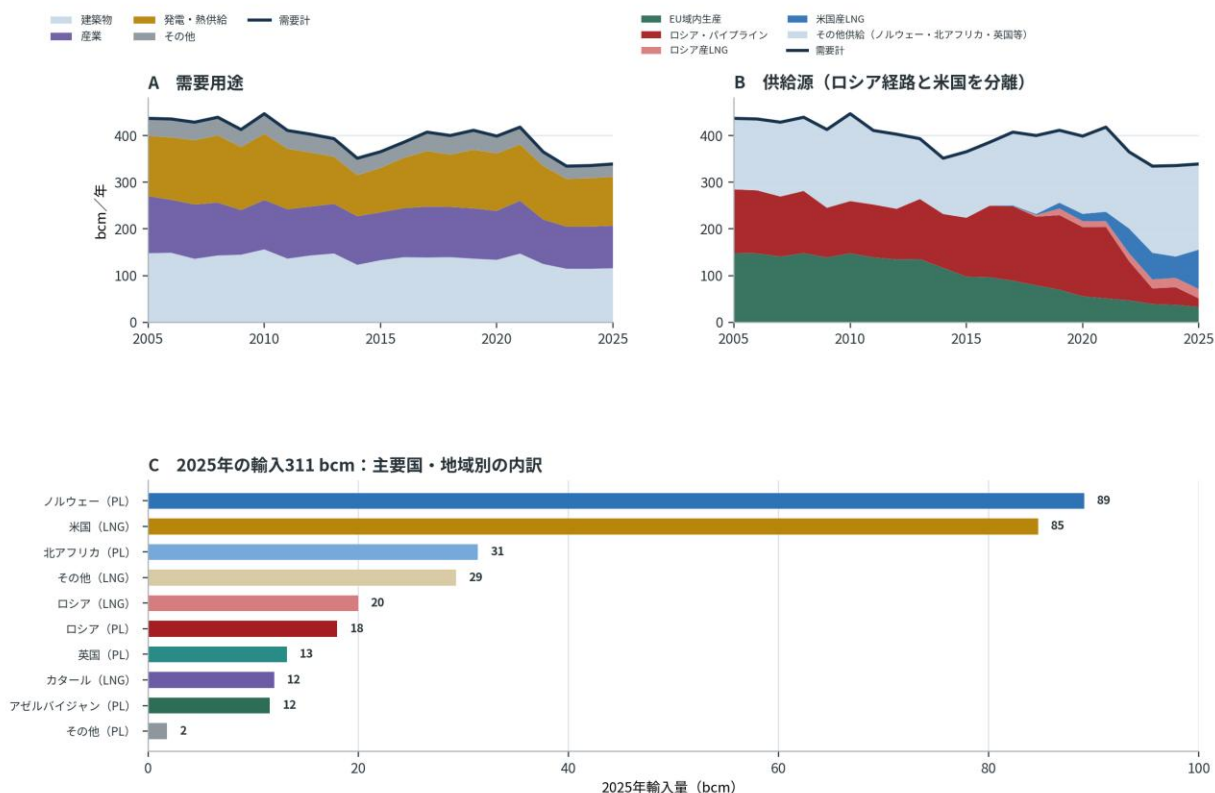
出所：U.S. Energy Information Administration [31]。単位換算は 1 million cubic feet＝0.0000283168 bcm。

8.2 EU:ロシア依存の低下と非発電需要

EU のガス需要は 2005 年の 437 bcm から 2025 年には 339 bcm へ減少したが、域内生産量も 148 bcm から 33 bcm へ縮小した。ロシアからの輸入量は 2021 年の 170 bcm から、2025 年にはパイプライン 18 bcm、LNG 約 20 bcm まで減少した。この減少分は、米国産 LNG に加え、ノルウェー、北アフリカ（主にアルジェリアおよびリビア）、英国、アゼルバイジャンからのパイプライン輸入などによって補われた。[32][46]

EU の短期調整余地は、需要用途によって大きく異なる。2025 年推計では、発電・熱供給向けが約 105 bcm であるのに対し、建築物向け約 116 bcm、産業向け約 91 bcm、その他約 27 bcm である。石炭火力によって直接代替できるのは主として発電用ガスであり、暖房用および産業用ガスの多くは短期的な代替が困難である。2025 年の輸入量 311 bcm の主な内訳は、ノルウェーからのパイプライン輸入約 89 bcm、米国産 LNG 約 85 bcm、北アフリカから約 31 bcm、ロシア産 LNG 約 20 bcm、ロシアからのパイプライン輸入 18 bcm、英国から約 13 bcm である。[32][46]

EU：発電以外の需要が大きく、輸入源はロシアから米国・ノルウェー等へ分散



注：EU27。Aの2025年用途は2024年構成比による推計。Bの「その他供給」はCのノルウェー、北アフリカ（主にアルジェリア・リビア）、英国等を含む。CはACERの輸入計311bcmと欧州委員会の2025年経路別比率から算出した概数。統計定義・丸めによりBとは一致しない。

図 14 EU のガス需要用途・供給源と 2025 年の輸入国別内訳

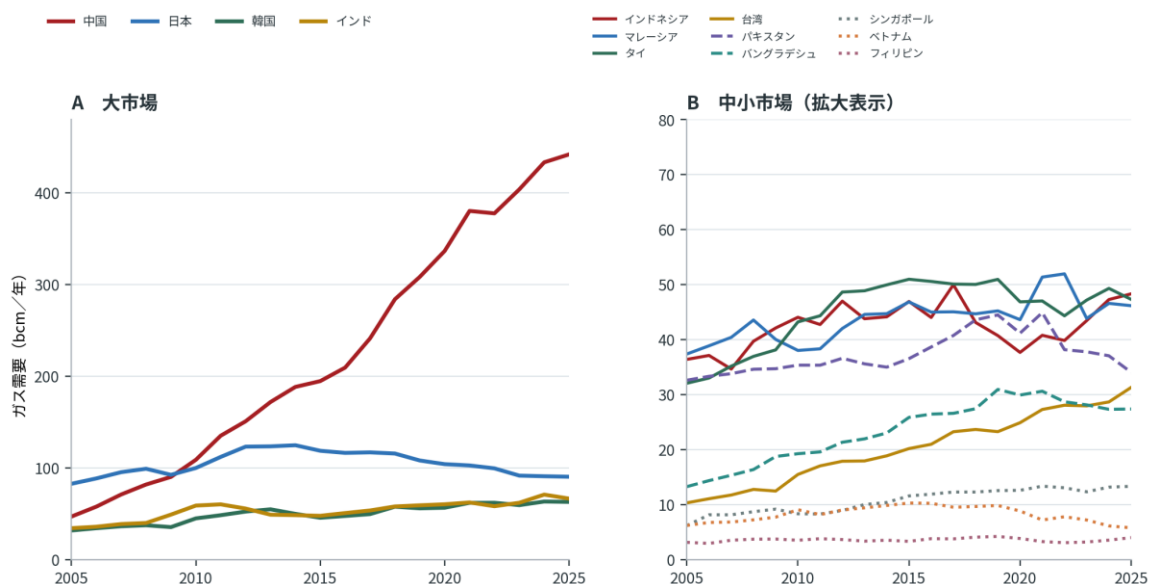
出所：Eurostat、欧州委員会 [32]、ACER LNG Monitoring Report 2026 [46]。2025 年用途内訳は 2024 年構成比による推計。

8.3 アジア:ガス需要の増加と既存石炭火力

LNG 価格との関係が深いアジアの主要市場では、ガス需要が 2005 年の約 373 bcm から 2025 年には約 920 bcm へ増加し、2.5 倍となった。この増加の大部分は中国によるものであり、中国の需要は 47 bcm から 442 bcm へ拡大した。一方、日本は 83 bcm から 90 bcm、韓国は 32 bcm から 63 bcm への増加にとどまり、成熟市場では需要の伸びが比較的小さい。[33]

地域別の電源構成は、LNG 価格上昇時の短期反応を左右する。中国では 2025 年の石炭火力発電量が 5,756 TWh、ガス火力発電量が 338 TWh であり、ガス火力発電量の相当部分を既存石炭火力の増加によって代替できる。日本、韓国、台湾にもガス火力と石炭火力の双方が存在するため、新規設備の建設を待たず、燃料の確保、設備利用率の引上げ、運転時間および環境規制の一時的な変更によって対応できる。インド、パキスタン、バングラデシュでは LNG 価格に対するガス需要の反応がより速いが、停電や産業減産を伴う場合がある。[33][34]

アジア主要国のガス需要：増加の中心は中国、成熟市場はおおむね横ばい

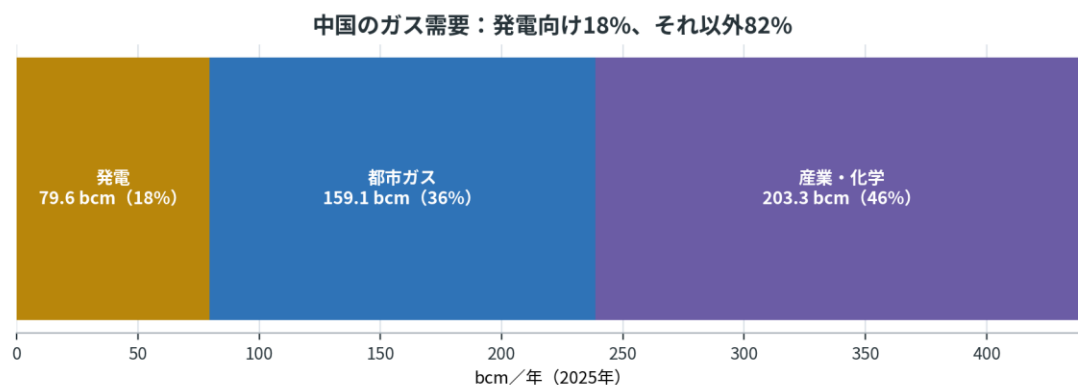


注：2025年までの通年値。凡例を作図領域の外へ移した。

図 15 アジア主要国のガス需要(2005～2025 年、国別)

出所: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2026 [33]。

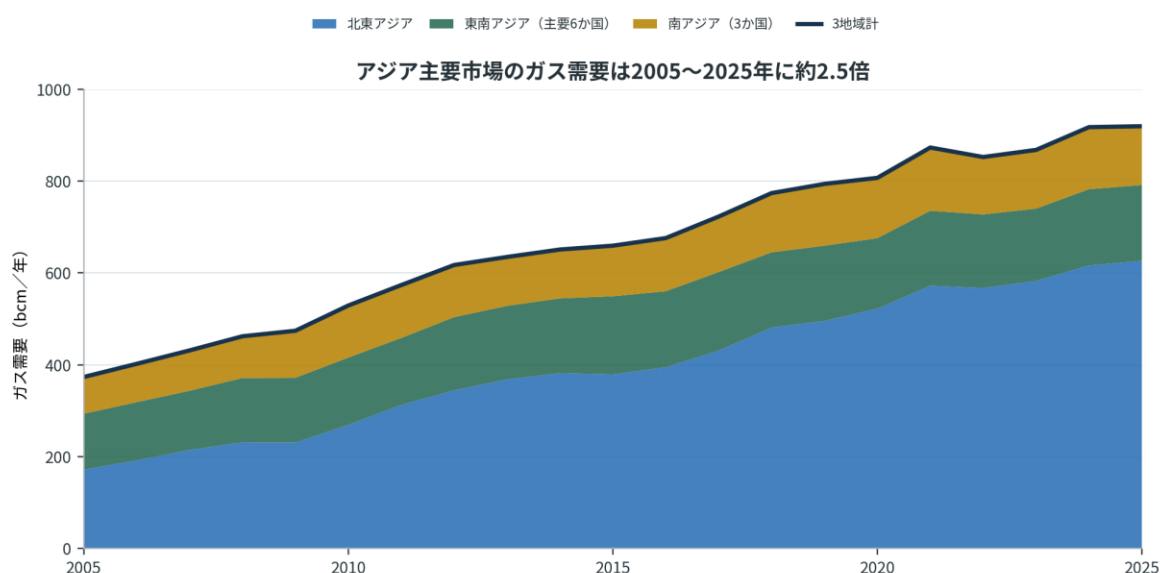
中国の 2025 年ガス需要 442 bcm の用途別構成は、発電向け 18%、都市ガス向け 36%、産業・化学向け 46%である。短期的に石炭火力によって代替しやすいのは、主として発電向けの約 80 bcm である。都市ガスおよび産業・化学向け需要は、石炭によって直接代替できない。したがって、中国には発電用 LNG を削減する余地がある一方、ガス需要全体を同じ比率で削減できるわけではない。[39]



注：短期に既存石炭火力で置き換えやすいのは主に発電向け。都市ガスは民生・業務・交通等を含む。

図 16 中国のガス需要の用途別内訳(2025 年)

出所：中国 Natural Gas Development Report 2026 [39]、Energy Institute [33]。総需要 442 bcm に用途比率を乗じた。



注：北東アジア＝中国・日本・韓国・台湾、南アジア＝インド・パキスタン・バングラデシュ。2025年の中国は442 bcm。

図 17 アジア主要市場のガス需要(2005～2025 年、地域集計)

出所：Energy Institute [33]。北東アジア、東南アジア主要 6 か国、南アジア 3 か国を筆者集計。

9. 2026/27 年冬季の需給・価格シナリオ

9.1 厳しい供給不足ケースと分析の順序

対象期間は 2026 年 9 月から 2027 年 2 月までの 6 か月とする。平時にホルムズ海峡を通過する LNG は年間約 112 bcm であるため、6 か月分は約 56 bcm となる。断続的な通航、非湾岸地域の増産、ロシア産 LNG および船腹の制約を組み合わせると、世界の LNG 需給に生じる不足は 35～65 bcm 程度の幅を持つ

と予想する。35 bcm は通航の一部回復と非湾岸供給の増加が見込める場合である。65 bcm はホルムズ経由の供給停止が長期化し、他地域の追加供給も制約される場合を表す。[1][21][22]

需給調整は、①仕向地を変更できる LNG 船荷の地域間移動、②既存石炭火力によるガス火力の代替、③在庫利用と受入時期の調整、④産業・建築物等の最終需要削減、の順に検討する。なお今回の危機では石油供給の制約がガス以上に大きいため、2022 年に欧州でみられたガスから石油への転換は数量調整に含めない。[34][50]

9.2 最初の大規模な調整手段はアジアの石炭火力

ガス火力発電量 1 TWh を他電源へ代替すると、約 0.186 bcm のガス消費を削減できると仮定する。計算にはガス火力効率 50%、1 bcm 当たりの熱量 10.75 TWh を用いた。2025 年のガス火力発電量に 6 か月間の切替可能性を乗じると、主要アジア諸国と EU における既存石炭火力への転換余地は合計 29～47 bcm となる。[33][34]

表 5 既存石炭火力によるガス削減可能量(2026 年 9 月～2027 年 2 月)

地域	2025 年ガス火力 (TWh)	6 か月の切替率	ガス削減 (bcm)	短期的な対応
中国	338	30～45%	9～14	既存石炭火力の発電量増加、ガス火力の運転順位低下
日本	309	15～25%	4～7	既存石炭火力の稼働率上昇、スポット LNG 調達の削減
韓国・台湾	312	20～30%	6～9	石炭火力の運転制約緩和、燃料在庫の利用
インド・東南アジア	329	15～25%	5～8	既存石炭火力の増加、スポット LNG 購入の抑制
アジア計	1,288	—	24～38	世界全体の削減可能量の約 81～83%
EU	485	10～20%	5～9	予備・延命石炭火力の稼働、運転時間制約の緩和
合計	1,773	—	29～47	設備・燃料・系統制約を考慮した想定範囲

注：発電量は Energy Institute [33]。ガス削減量＝2025 年ガス火力発電量×0.5 年×切替率÷5.375 TWh/bcm。新設設備は含まない。アジアの比率は各範囲の下限同士および上限同士から算出した。

アジアの削減可能量 24～38 bcm は世界全体 29～47 bcm の約 8 割を占める。なかでも中国の 9～14 bcm が最大である。これに必要な石炭火力発電量の増加は約 51～75 TWh であり、中国の 2025 年石炭火力発電量 5,756 TWh の 0.9～1.3%に相当する。国全体の発電量との比較では小さいが、実際の運用には地域別の送電制約、石炭在庫、炭質、発電所の保守状況が影響する。[33][39]

9.3 追加的な石炭需要と供給制約

29～47 bcm のガスを石炭火力で代替するには、石炭火力発電量を 156～253 TWh 増加させ、一般炭を約 62～100 Mt 追加的に確保する必要がある。これは IEA が見込む 2026 年の世界一般炭貿易量 1,053 Mt の約 6～9%に相当し、6 か月分の貿易量と比較すれば約 12～19%となる。ただし、中国・インドでは国内炭と在庫の利用によって石炭輸入量を減らし、その分の海上輸送炭を日本、韓国、台湾、EU などへ振り向けることができる。したがって、必要量の全てを世界の石炭輸出増加で賄う必要はない。[40][41]

表 6 石炭火力への転換を支える供給源と制約

供給源	基準となる規模	短期的な役割	主な制約
中国・インド	中国約 4.8 Gt、インド約 1.1 Gt の国内生産	国内炭・在庫の利用により輸入炭を他市場へ解放	国内輸送、発電所別の炭質、在庫偏在
インドネシア	2024 年一般炭輸出 549 Mt	在庫、高稼働、仕向地変更による追加供給	国内供給義務、輸出統制
オーストラリア	2025 年一般炭輸出 209 Mt	高稼働と仕向地変更	政府見通しは緩やかな輸出減、炭質と港湾能力
米国・コロンビア・南ア等	複数の中規模供給国	供給源の分散、休止能力と在庫の活用	鉄道、港湾、採算、炭質
必要量	一般炭約 62～100 Mt	アジア中心に 156～253 TWh を追加発電	上限側では政策緩和と物流能力の最大限の利用が必要

出所: IEA Coal 2025 / Coal Mid-Year Update 2025 [40]、オーストラリア政府資料およびインドネシア政府発表 [41]。1 TWh の石炭火力発電に一般炭 0.395 Mt(効率 38%、発熱量 24 GJ/t)を仮定。

9.4 石炭・在庫で吸収した後に残る不足

35 bcm の不足であれば、石炭火力への転換 29～47 bcm によってその大部分、条件によっては全量を吸収できる。これに対し、65 bcm の厳しいケースでは、石炭火力を最大限に利用して 47 bcm、在庫を 10 bcm 利用しても 8 bcm が残る。石炭供給が 29 bcm に制約され、在庫を取り崩せない場合には 36 bcm が残る。したがって、ガスの最終需要の大幅な削減が必要になるかどうかは、供給不足の大きさだけでなく、アジアを中心とする石炭火力の実際の運転量と石炭物流によって決まる。

世界の石炭火力、なかでもアジアの既存設備が最初の調整手段となる

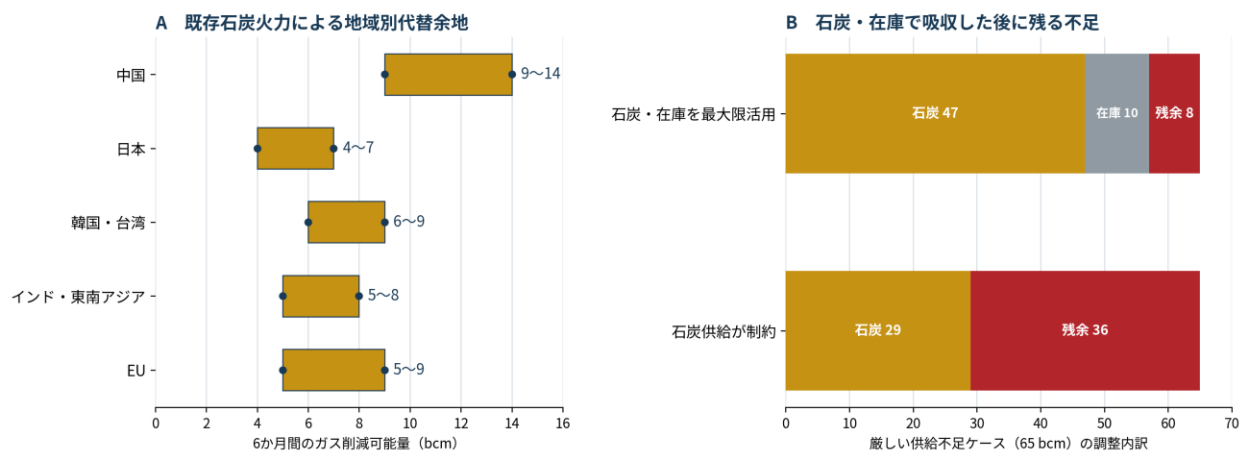


図 18 厳しい供給不足ケースにおける石炭代替と残余不足(6 か月、bcm)

出所: Energy Institute [33]、IEA [34][40]に基づき筆者計算。右図は 65 bcm の不足を固定し、石炭火力とガス在庫利用の上限側・下限側を示したストレステストである。

9.5 残余不足を埋める 2022 年型の最終需要減少

石炭火力と在庫を使っても不足が残る場合、最後の調整手段は最終需要の減少である。本稿では、発電燃料の代替とは区別し、産業部門の操業縮小、ガス多消費製品の輸入増加、建築物における節約および

行政的な供給制限による減少を、以下では需要崩壊と呼ぶ。2022 年の欧州危機は、この規模と内容を考えるための実績を提供する。[34][47]

表 7 2022 年に観察されたガス需要減少と今回への適用

地域・部門	2022 年に観察された変化	今回の危機における位置づけ
EU 産業	需要 25 bcm 減。操業縮小約 13 bcm、ガスから油への転換約 7 bcm、その他約 5 bcm	操業縮小、効率改善、ガス多消費製品の輸入増加は起こり得る。石油転換は見込まない
EU 建築物	需要 28 bcm 減。暖冬の効果は最大 18 bcm、行動変化・燃料転換等 7 bcm 以上、効率改善 3.5 bcm	暖冬は外生条件。価格による短期削減は産業より小さく、供給制限を行う場合も優先順位は低い
中国	総ガス需要約 1%減に対し、LNG 輸入は 22 bcm 超減少	国内生産、パイプライン輸入、石炭火力によるガス火力の代替等によって LNG 輸入を大幅に削減できる
インド・パキスタン・バンラデシュ	LNG 輸入削減、ガス火力の減少、停電・産業向け供給制限	スポット価格と外貨・財政制約の影響を受けやすく、供給制限が早く表面化する
日本・韓国	高いスポット価格に対する最終需要の短期反応は限定的	長期契約と購買力により当初は影響が小さい。発電用 LNG の削減が先行する

出所：IEA [34][47]。EU の数量は 2021 年比。発電用ガスの減少と、産業・家庭等の最終需要減少を区別した。

需要崩壊は各国に同じ割合で生じるものではない。最初に中国・インド等でガス火力から石炭火力への転換とスポット LNG 購入の抑制が進み、次いで欧州の肥料、化学、ガラスなどガス多消費産業の操業が縮小する。南アジアでは、外貨・財政制約から産業向けガス・電力供給の制限が生じやすい。日本・韓国は 2022 年に最終需要の反応が小さかったが、物理的な不足が長期化すれば発電用 LNG の削減、節約要請、産業調整の順に影響が及ぶ。世界の LNG 市場は、こうした地域別調整の合計によって均衡する。[34][47]

9.6 2022 年の実績からみたスポット価格の参考範囲

JKM と TTF は仕向地を変更できる LNG 船荷の裁定によって結ばれている。欧州価格がアジア価格を輸送費等の差を超えて上回れば船荷は欧州へ向かい、逆の場合にはアジアへ向かう。輸送費、再ガス化能力、在庫、航海日数等によって一時的な価格差は生じるが、船荷の移動はその差を縮小させる。[34][50]

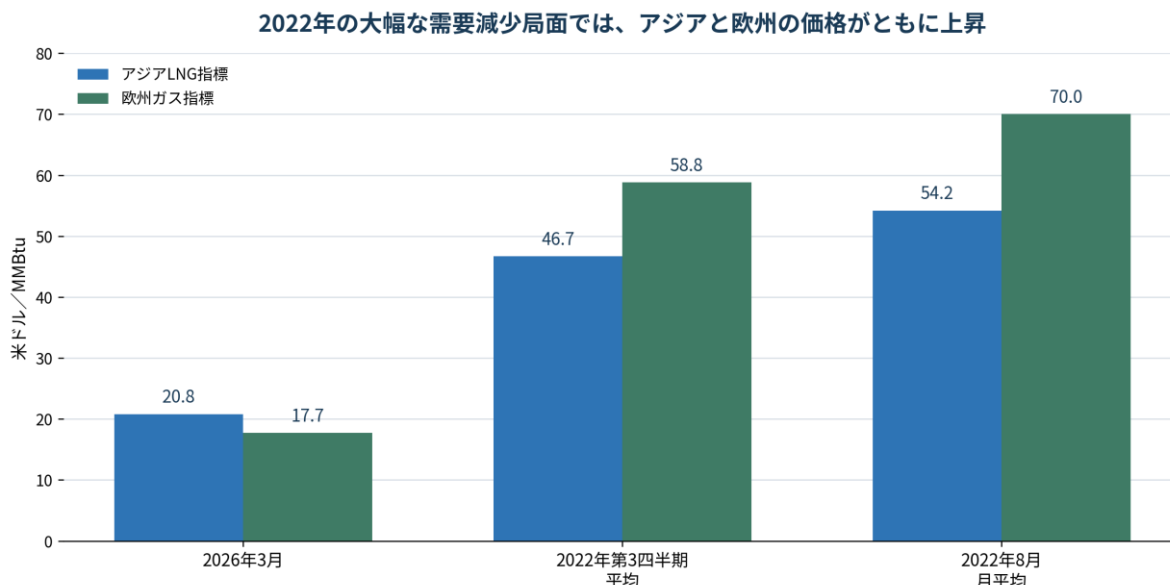


図 19 2022 年の需要減少局面と 2026 年 3 月のアジア・欧州ガス価格

出所: IMF Primary Commodity Prices (FRED) [23]。2022 年第 3 四半期は月次値の平均。アジア系列は Platts JKM そのものではなく IMF のアジア LNG 指標、欧州系列は IMF の欧州ガス指標である。

2026 年 3 月のアジア LNG 指標は 20.8 ドル/MMBtu、欧州ガス指標は 17.7 ドルであった。この水準では、アジアの発電燃料転換や LNG 購入抑制は進んだものの、日本・韓国を含む広範な最終需要の崩壊は生じていない。これに対し、2022 年第 3 四半期の平均はアジア 46.7 ドル、欧州 58.8 ドル、同年 8 月の月平均は 54.2 ドルおよび 70.0 ドルであり、欧州の産業部門では大幅な操業縮小が生じ、アジアの価格に敏感な市場では LNG 輸入とガス需要が減少した。[23][34][47]

以上から、石炭火力と在庫で不足を吸収できる段階では、2026 年に観察された 20 ドル前後でも調整が進み得る。他方、それらを使い切った後にも不足が残り、2022 年型の大幅な需要減少が必要となる場合、国際スポット価格は概ね 30～60 ドル/MMBtu の危機的な水準に入り、一時的にはそれを上回る可能性がある。

9.7 月次で確認すべき指標

表 8 冬季需給の逼迫度を判定する月次指標

区分	月次で確認する指標	逼迫の進行を示す動き
ホルムズ	積荷を積んだ LNG 船の外向き通航量	平時 112 bcm/年に対する回復の遅れ
湾岸供給	カタール・UAE の液化設備稼働率と積出量	再稼働の遅延、修復期間の長期化
非湾岸供給	米国、カナダ、アフリカ、豪州等の積出量	増産の停止、設備障害、保守の集中
アジアの石炭代替	中国・日本・韓国・台湾・インド等の石炭/ガス火力発電量	石炭火力の増加が止まり、ガス火力をさらに減らせない状態
石炭物流	一般炭価格、輸出量、港湾在庫、輸出規制	価格急騰、輸出規制、港湾・鉄道の混雑
欧州	貯蔵率、LNG 受入量、産業用ガス需要	在庫低下と産業用需要減少の同時進行
アジア LNG	中国・南アジアの輸入量、JKM と TTF の価格差	輸入急減、価格差拡大後の船荷の地域間移動

区分	月次で確認する指標	逼迫の進行を示す動き
最終需要	肥料・化学・ガラス等の稼働率、ガス・電力供給制限	操業縮小と供給制限の対象拡大

注：価格だけでなく、石炭火力発電量、石炭物流、在庫、産業稼働率を同時に確認する。石油高が継続する限り、ガスから石油への転換は調整手段に含めない。

10. 結論

本稿の分析から得られる第一の結論は、ホルムズ危機の影響を評価する際には、世界の LNG 貿易と世界のガス供給全体を区別する必要があるという点である。平時にホルムズ海峡を通過する LNG は世界 LNG 貿易の約 2 割を占めるが、世界ガス供給全体に対する比率は約 2.7%である。2026 年 3～6 月には、カタールおよび UAE の LNG 積出量が前年同期比 35 bcm 減少した一方、非湾岸地域の供給量が 27 bcm 増加したため、世界の LNG 供給量の純減は 8 bcm であり、世界ガス供給全体の約 0.2%にとどまった。
[1][16][21][22][35]

もっとも、これはさまざまな調整の結果であった。追加調達が可能な LNG 船荷は減少し、中国では輸入量の削減と LNG 船荷の再販売、欧州では貯蔵施設への注入延期、パキスタンでは発電燃料の代替と一般産業向けガス供給の削減が生じた。危機発生後の需給均衡は、非湾岸地域の供給増加に加え、各地域における輸入時期の変更、在庫利用、発電燃料の代替および供給制限が組み合わされた結果である。
[1][4][16][17][19][28][38]

短期的な調整力には大きな地域差がある。EU ではガス需要の約 7 割が発電以外の暖房用および産業用ガスであり、これは他燃料で代替することはできない。これに対し、アジアでは中国を中心に既存石炭火力の発電量が大きく、発電用 LNG を短期間に代替する余地がある。原子力発電所や再生可能エネルギー設備の新設は、準備期間が異なるため、1 年以内の危機対応には期待できない。
[32][33]

仮に 2026 年 9 月から 2027 年 2 月までの 6 か月に世界の LNG 需給が 35～65 bcm 不足する場合について、どのような短期調整が起きうるか概算を試みた。最初の大規模な調整手段は、世界の既存石炭火力、なかでも中国を含むアジアの石炭火力によるガス火力の代替である。主要アジア諸国と EU を合計したガス削減可能量は 29～47 bcm であり、このうちアジアが 24～38 bcm で約 8 割を占める。中国だけでも 9～14 bcm の削減余地がある。したがって、世界的な LNG 供給不足の相当部分は、まずアジアの電力部門における燃料構成の変更を通じて吸収される可能性が高い。
[33][34]

ただし、この代替量は技術的な上限であり、実現が保証された供給余力ではない。29～47 bcm を代替するには、石炭火力発電量を 156～253 TWh 増加させ、一般炭を約 62～100 Mt 追加的に確保する必要がある。石炭価格、港湾・鉄道能力、発電所ごとの炭質と在庫、保守状況、輸出規制が制約となる。65 bcm の厳しい不足ケースでは、石炭火力とガス在庫を最大限に利用しても 8 bcm が残り、石炭供給と在庫利用が制約される場合には残余不足は 36 bcm に達する。
[33][40][41]

この残余不足を埋める最後の手段は、最終需要の大幅な減少である。2022 年の EU ではガス需要が 55 bcm 減少し、産業用需要 25 bcm のうち約 13 bcm は燃料転換ではなく操業縮小によって生じた。同様の事態が世界規模で生じる場合、欧州の肥料・化学・ガラス等のガス多消費産業、スポット LNG への依存度が高く外貨・財政制約の大きい南アジア諸国などから、操業縮小、ガス多消費製品の輸入増加、節約および

供給制限が広がると考えられる。今回の危機では石油供給の制約がガス以上に大きいため、2022 年に観察されたガスから石油への転換 7 bcm は調整手段として見込まない。[34][47][50]

2026 年 3 月のアジア LNG 指標 20.8 ドル/MMBtu、欧州ガス指標 17.7 ドルの水準では、発電燃料の代替と LNG 購入の抑制は進んだが、広範な最終需要の崩壊は生じていない。これに対し、2022 年第 3 四半期の平均はアジア 46.7 ドル、欧州 58.8 ドル、同年 8 月の月平均は 54.2 ドルおよび 70.0 ドルであり、欧州の産業部門では大幅な操業縮小が生じた。この実績からみれば、石炭火力と在庫を使い切った後にも不足が残り、2022 年型の需要減少が必要となる局面では、国際スポット価格は概ね 30~60 ドル/MMBtu の危機的な水準に入り、一時的にはこれを上回る可能性がある。[23][34][47][50]

参考文献

資料の閲覧・確認日: 2026 年 8 月 25 日。本文中の[番号]は以下の資料に対応する。月次値については、公表時点の確報、速報、船舶追跡値を区別し、対象期間を図中または注記に明示した。

- [1] IEA, Gas Market Report, Q3-2026. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/72079a0a-ec1e-48a1-b8e9-3042160b9378/GasMarketReport%2CQ3-2026.pdf>
- [2] IEA, Gas Market Report, Q2-2026, Executive summary. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2026/executive-summary>
- [3] IEA, Selected supply and demand factors influencing price formation since the closure of the Strait of Hormuz. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/selected-supply-and-demand-factors-influencing-price-formation-since-the-closure-of-the-strait-of-hormuz-june-2026>
- [4] Reuters, In tight global market, China resells record LNG volumes, 1 April 2026. <https://www.reuters.com/business/energy/tight-global-market-well-positioned-china-resells-record-lng-volumes-2026-04-01/>
- [5] Reuters, China's LNG imports plunge, helping Asia adjust to Iran war losses, 23 April 2026. <https://www.reuters.com/markets/commodities/chinas-lng-imports-plunge-helping-asia-adjust-iran-war-losses-2026-04-23/>
- [6] Reuters, LNG demand in Asia recovers from Iran shock as China buys, 9 June 2026. <https://www.reuters.com/commentary/reuters-open-interest/lng-demand-asia-recovers-iran-shock-china-buys-2026-06-09/>
- [7] Reuters, Asia's LNG imports recover, drawing cargoes from needy Europe, 13 July 2026. <https://www.reuters.com/commentary/reuters-open-interest/asias-lng-imports-recover-drawing-cargoes-needy-europe-2026-07-13/>

- [8] Reuters, China's fuel exports edge back towards pre-war levels, 18 August 2026. <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-fuel-exports-edge-back-towards-levels-before-iran-war-as-beijing-eases-curbs-2026-08-18/>
- [9] Kpler, China's continued LNG inventory drawdowns in April shift spot LNG demand upside to early Q3. <https://www.kpler.com/blog/chinas-continued-lng-inventory-drawdowns-in-april-shift-spot-lng-demand-upside-to-early-q3>
- [10] LNG Prime, China's LNG imports slightly up in January–February, 18 March 2026. <https://lngprime.com/lng-terminals/chinas-lng-imports-slightly-up-in-january-february/180656/>
- [11] LNG Prime, China's LNG imports down 19.2 percent in March, 20 April 2026. <https://lngprime.com/lng-terminals/chinas-lng-imports-down-19-2-percent-in-march/183859/>
- [12] LNG Prime, China's LNG imports down 23 percent in April, 18 May 2026. <https://lngprime.com/asia/chinas-lng-imports-down-23-percent-in-april/186804/>
- [13] Baird Maritime / Reuters, Export rules cool down China refined oil shipments in May, 18 June 2026. <https://www.bairdmaritime.com/shipping/tankers/export-rules-cool-down-china-refined-oil-shipments-in-may>
- [14] JOGMEC Journal, Natural gas and LNG related information, April 2026. <https://journal.jogmec.go.jp/oilgas/nglng-en/previous-articles/202604.html>
- [15] United Nations Comtrade Database, China monthly imports of HS 271111 (Natural gas, liquefied). <https://comtradeplus.un.org/TradeFlow/>
- [16] JODI Gas World Database, monthly natural-gas flows and stocks. <https://www.jodidata.org/gas/database/data-downloads.aspx>
- [17] ACER, EU gas storage filling levels, 2017–2026 (based on AGSI GIE). <https://aegis.acer.europa.eu/chest/dataitems/1096/view>
- [18] IEA, Electricity Mid-Year Update 2026. <https://www.iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2026/executive-summary>
- [19] Reuters, Record-low gas stocks expose Europe to risk of price spikes, 6 August 2026. <https://www.reuters.com/business/energy/record-low-gas-stocks-expose-europe-risk-price-spikes-2026-08-06/>
- [20] United Nations Comtrade Database, monthly South Asian imports of HS 271111. <https://comtradeplus.un.org/TradeFlow/>
- [21] International Gas Union, 2026 World LNG Report, 7 July 2026. <https://www.igu.org/igu-reports/2026-world-lng-report>
- [22] IGU/Snam, Global Gas Report 2025. <https://www.igu.org/igu-reports/global-gas-report-2025>
- [23] IMF Primary Commodity Prices via FRED: Asia LNG, Europe gas, Henry Hub (monthly). <https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASJPUSDM> ; <https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASEUUSDM> ; <https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASUSUSDM>
- [24] World Bank Pink Sheet, Japan LNG CIF price (monthly), via FetchSeries. <https://www.fetchseries.com/natural-gas/natural-gas-prices-world-bank-pink-sheets/natural-gas-price-usd-mmbtu-japan-world-bank-pink-sheets-monthly>
- [25] Reuters/LSEG, US LNG exports and destinations, March–July 2026. <https://www.reuters.com/business/energy/us-lng-exports-break-record-high-middle-east-war-disrupts-global-supply-2026-04-01/> ; <https://www.reuters.com/business/energy/us-lng-exports-fall-may-maintenance-asias-take-rises-2026-06-02/> ; <https://www.reuters.com/business/energy/us-lng-exports-europe-decline-asia-prices-surge-2026-07-01/> ; <https://www.reuters.com/business/energy/us-lng-exports-stall-july-despite-higher-lng-prices-2026-08-03/>
- [26] S&P Global Energy CERA, EU LNG imports fall 18% YoY in June, 1 July 2026. <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/natural-gas/070126-eu-lng-imports-fall-18-yoy-in-june-amid-sustained-wartime-strains-cera>
- [27] Reuters, Hormuz shipping and reopening conditions, 18 and 21 August 2026. <https://www.reuters.com/world/middle-east/hormuz-strait-remain-shut-until-us-meets-interim-deal-conditions-iran-says-2026-08-18/> ; <https://www.reuters.com/world/middle-east/hormuz-ship-crossings-hover-single-digits-data-shows-2026-08-21/>
- [28] JODI data summarized by EnterpriseAM, Egypt gas balance Q1 2026, 1 June 2026. <https://enterpriseam.com/egypt/2026/06/01/why-our-gas-sector-is-leaning-heavily-on-lng-imports/>
- [29] KSE Institute, Russian LNG Tracker, 6 May 2026; Al Jazeera, Russian LNG tanker sinking, 4 March 2026. <https://sanctions.kse.ua/en/russia-accounts-for-8-of-global-lng-exports-france-and-china-together-import-42-of-volumes/> ; <https://www.aljazeera.com/news/2026/3/4/russia-accuses-ukraine-of-drone-attack-as-gas-tanker-sinks-in-mediterranean>
- [30] Reuters, China July fuel trade and natural gas data, 18 August 2026. <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-fuel-exports-edge-back-towards-levels-before-iran-war-as-beijing-eases-curbs-2026-08-18/>
- [31] U.S. Energy Information Administration, annual U.S. natural gas dry production, consumption, deliveries to electric power consumers, and LNG exports, release 31 July 2026. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9070us2a.htm> ; <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9140us2a.htm> ; <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3045us2a.htm> ; <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9133us2a.htm>

- [32] Eurostat, Supply, transformation and consumption of gas (nrg_cb_gas); Imports of natural gas by partner country (nrg_ti_gas); European Commission, Gas market reports 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_gas/default/table ; https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_gas/default/table ; https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en
- [33] Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2026, Gas Consumption – Bcm; Gas/Coal inputs – Electricity generation. <https://energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>
- [34] IEA, Gas Market Lessons from the 2022–2023 Energy Crisis (2025); How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023 (2022). <https://www.iea.org/reports/gas-market-lessons-from-the-2022-2023-energy-crisis/impact-analysis-of-the-two-largest-lng-import-regions> ; <https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023/the-need-for-action>
- [35] U.S. Energy Information Administration, U.S. Natural Gas Exports by Country / LNG monthly, release 31 July 2026. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9133us2m.htm>
- [36] United Nations Comtrade API, monthly imports of HS 271111, accessed 22 August 2026. <https://uncomtrade.org/docs/un-comtrade-api/>
- [37] IEA, Monthly Electricity Statistics API; Ember, Monthly Electricity Data, accessed 22 August 2026. <https://api.iea.org/mes> ; <https://ember-energy.org/data/monthly-electricity-data/>
- [38] Pakistan Ministry of Finance, Pakistan Economic Survey 2025–26, Energy chapter. https://www.finance.gov.pk/survey/chapter_26/14_Energy.pdf
- [39] National Energy Administration and partners, China Natural Gas Development Report 2026; English summary. <https://www.lng.cool/en/report/China2026>
- [40] IEA, Coal 2025, Trade; Coal Mid-Year Update 2025, Trade. <https://www.iea.org/reports/coal-2025/trade> ; <https://www.iea.org/reports/coal-mid-year-update-2025/trade>
- [41] Australian Government, Resources and Energy Quarterly, June 2026; ANTARA, Indonesia to tighten coal exports and prioritise domestic supply, 14 March 2026. <https://www.industry.gov.au/publications/resources-and-energy-quarterly-june-2026> ; <https://en.antaranews.com/news/408426/indonesia-to-tighten-exports-of-coal-palm-oil-prabowo>
- [42] 気象庁『2026 年 2 月の天候』。 <https://www.data.jma.go.jp/cpd/longfct/monthly/202602/202602m.html>
- [43] Korea Energy Economics Institute, Energy Brief (2026 年 2 月、原子力発電と計画予防保全); KHNP, Open Nuclear Power Plant Operation Information. https://kesis.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0019&list_no=2503&seq=1 ; <https://npp.khnp.co.kr/>
- [44] Reuters, Bangladesh faces steep rise in LNG prices after Qatar supply halt, 6 March 2026; Bangladesh shuts universities early to save power amid energy crisis, 9 March 2026. <https://www.reuters.com/business/energy/bangladesh-faces-steep-rise-lng-prices-after-qatar-supply-halt-2026-03-06/> ; <https://www.reuters.com/business/energy/bangladesh-shuts-universities-early-save-power-amid-energy-crisis-2026-03-09/>
- [45] Reuters, Bangladesh gas supplies improve after LNG terminal restarts, 6 August 2026; Bangladesh curbs power use as gas shortages worsen, 13 August 2026. <https://www.reuters.com/world/asia-pacific/bangladesh-gas-supplies-improve-after-lng-terminal-restarts-2026-08-06/> ; <https://www.reuters.com/business/energy/bangladesh-curbs-power-use-gas-shortages-worsen-2026-08-13/>
- [46] ACER, Analysis of the European LNG market developments, 2026; European Commission, Liquefied natural gas. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-LNG-Monitoring-Report-2026.pdf> ; https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/liquefied-natural-gas_en
- [47] IEA, Europe's energy crisis: What factors drove the record fall in natural gas demand in 2022?, 14 March 2023. <https://www.iea.org/commentaries/europes-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022>
- [48] Jamissen, D. et al., The price elasticity of natural gas demand of small consumers in Germany during the energy crisis 2022, Energy Efficiency, 2024. <https://doi.org/10.1007/s12053-024-10284-z>
- [49] 経済産業省『ガス事業生産動態統計調査』月次結果。 <https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/gas/ga001/results.html>
- [50] European Central Bank, Energy shock: why oil and gas prices have risen less than expected, 27 July 2026. <https://www.ecb.europa.eu/press/blog/date/2026/html/ecb.blog20260727~1212bdb8f9.bg.html>