

欧州における卸電力価格の高騰

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力・新エネルギーユニット 担任補佐・研究理事

小笠原潤一

欧州月別卸電カスポット価格

€/MWh

250

200

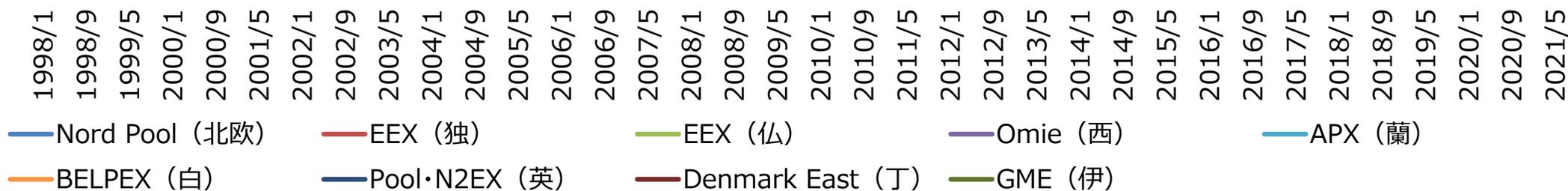
150

100

50

0

2005年から2008年までは卸電カスポット価格が高水準となり、発電設備を多く所有することで収益性が向上したため買収・合併により国際的電力ガス事業者が誕生した。その後、卸電カスポット価格低迷により大手電力会社はネットワーク部門・再生可能エネルギー発電投資に重点を置くようになった。現在の卸電カスポット価格は過去に例の無い歴史的な高価格となっている。

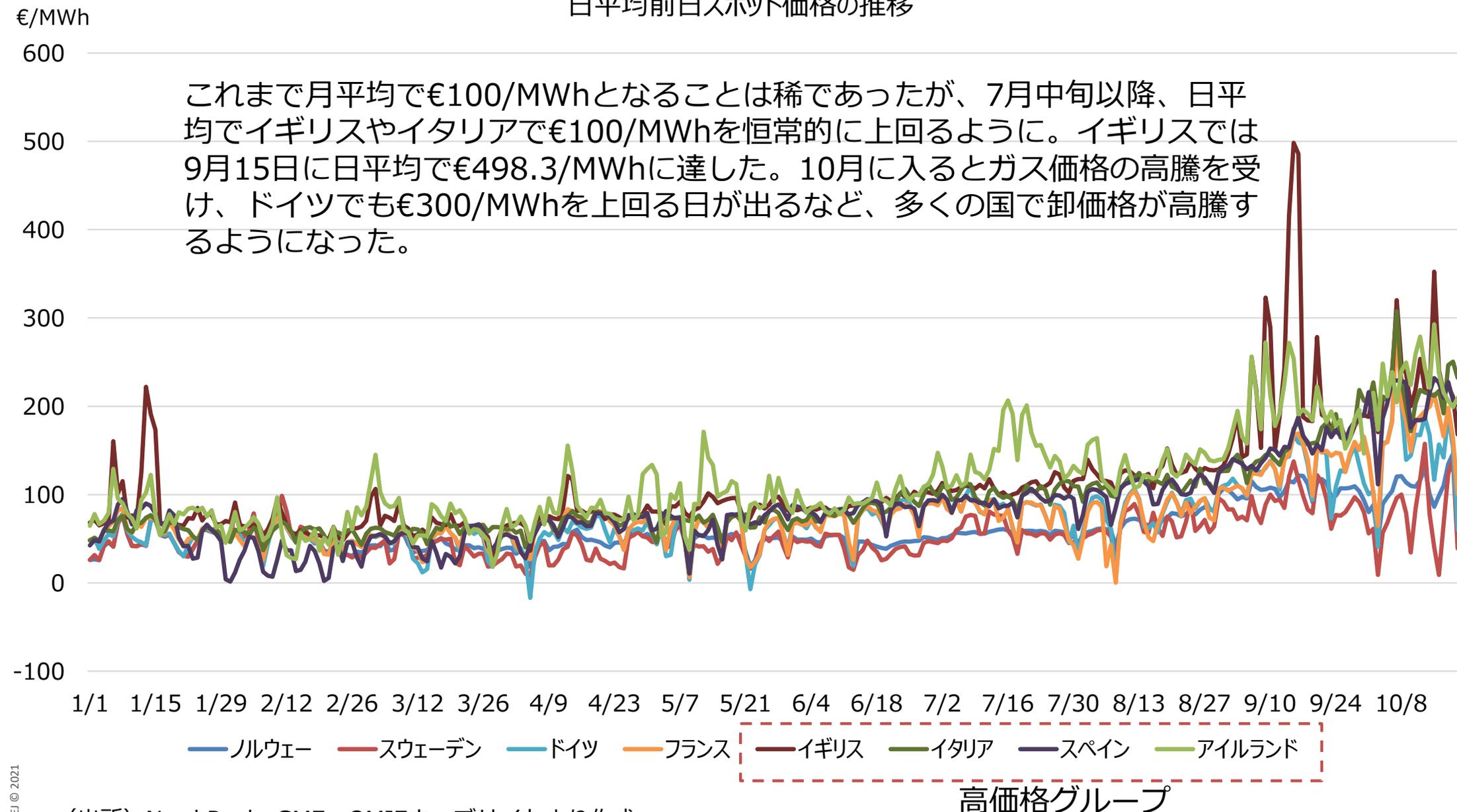


(出所) 各取引所ウェブサイトより作成

欧州各国における前日スポット価格

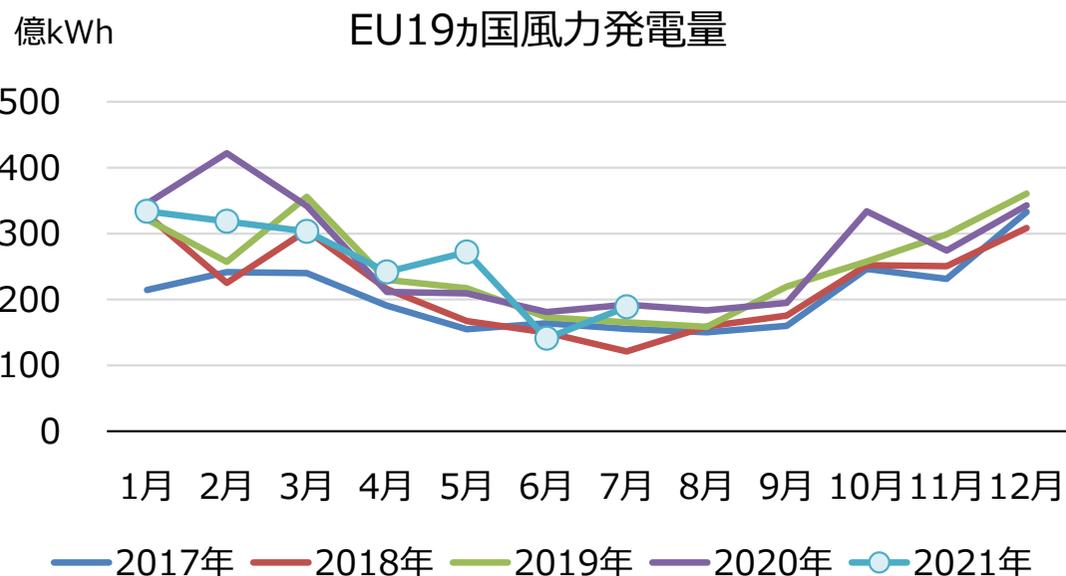
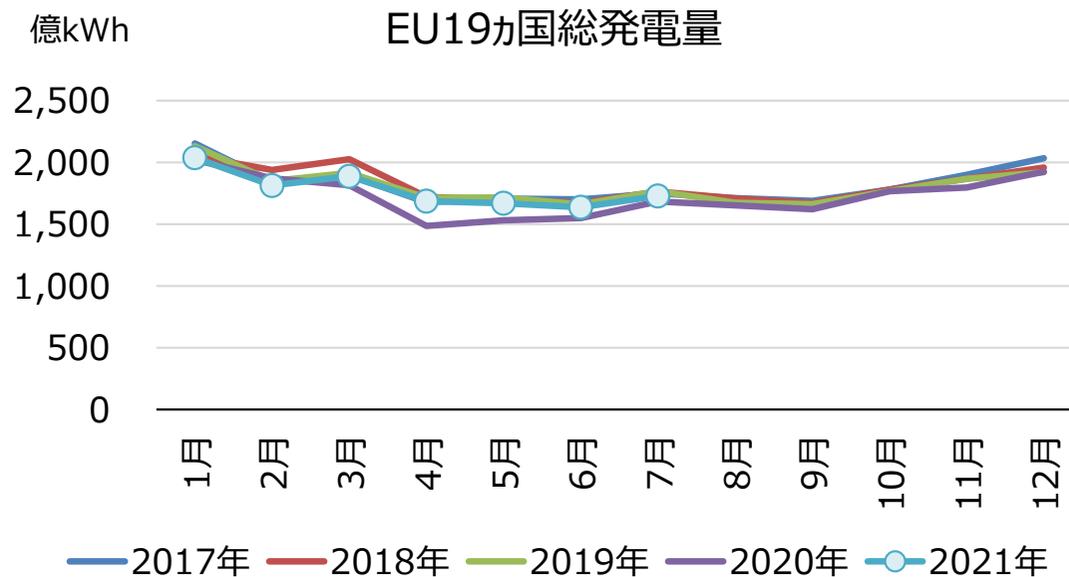
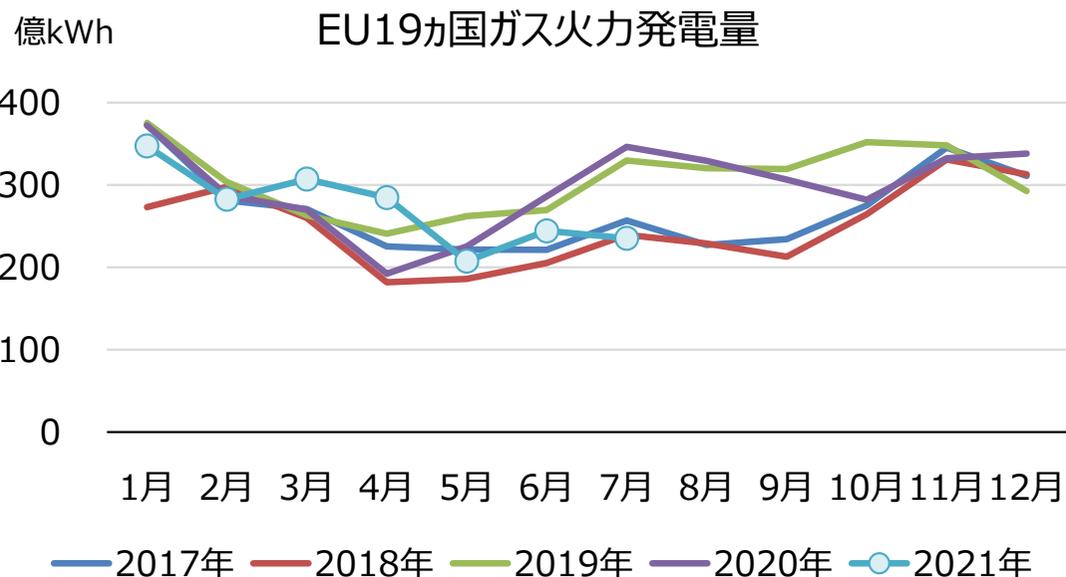
日平均前日スポット価格の推移

これまで月平均で€100/MWhとなることは稀であったが、7月中旬以降、日平均でイギリスやイタリアで€100/MWhを恒常的に上回るように。イギリスでは9月15日に日平均で€498.3/MWhに達した。10月に入るとガス価格の高騰を受け、ドイツでも€300/MWhを上回る日が出るなど、多くの国で卸価格が高騰するようになった。



(出所) Nord Pool、GME、OMIEウェブサイトより作成

過去と比較したガス火力・風力発電量



- 7月までの実績では2021年はガス火力及び風力発電は過去と比較して大きく異なる水準ではなかった。
- 1月～7月までの累積発電量では、ガス火力発電は2020年比96%、風力発電は同95%で、これら電源の発電量減少分を補っていたのは石炭火力（同131%）、原子力（同108%）であった。

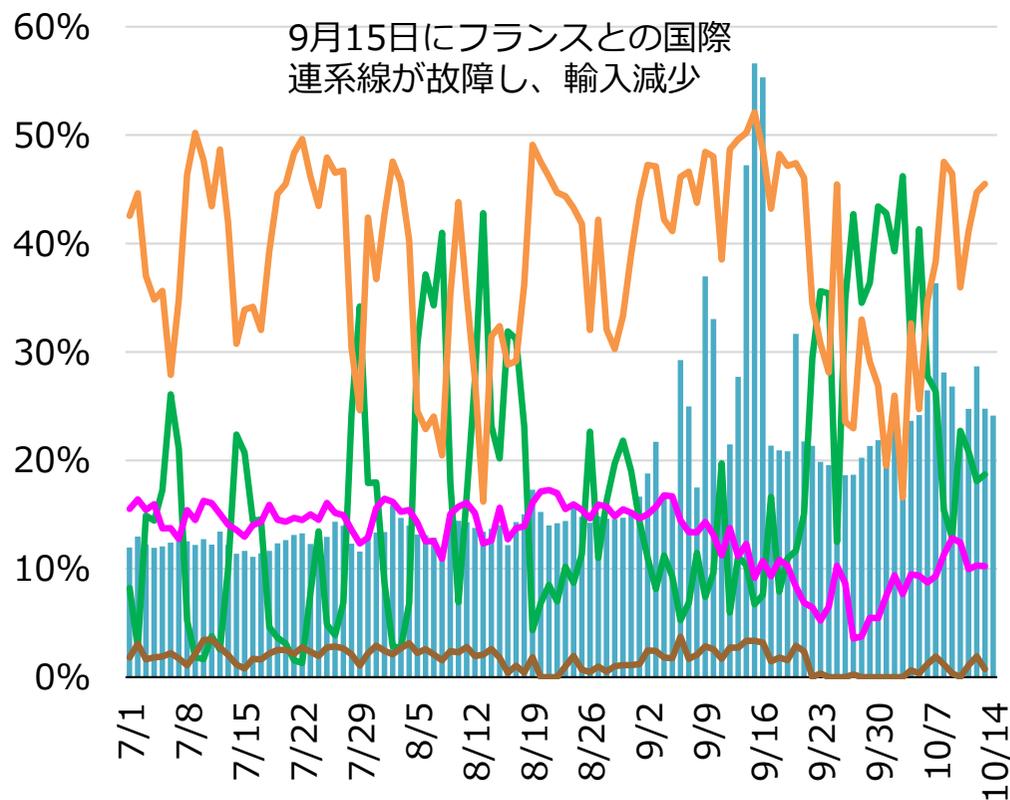
(出所) Eurostat, "Net electricity generation by type of fuel - monthly data"より作成

イギリスの状況

- イギリスでは風力発電が低出力となった日に需給がタイト化し、卸価格が高騰した。9月に入ってから受渡1時間前で供給予備力が少なく、停電確率がプラス値となった日が頻発した。イギリスの小売料金にはプライスカップが課されているため、調達費用が高額になったことで倒産・撤退する小売会社が増加した（9月7日、9日及び15日にはインバランス料金が最高で£3,000/MWhを超えたことも影響）。

発電シェアとスポット価格

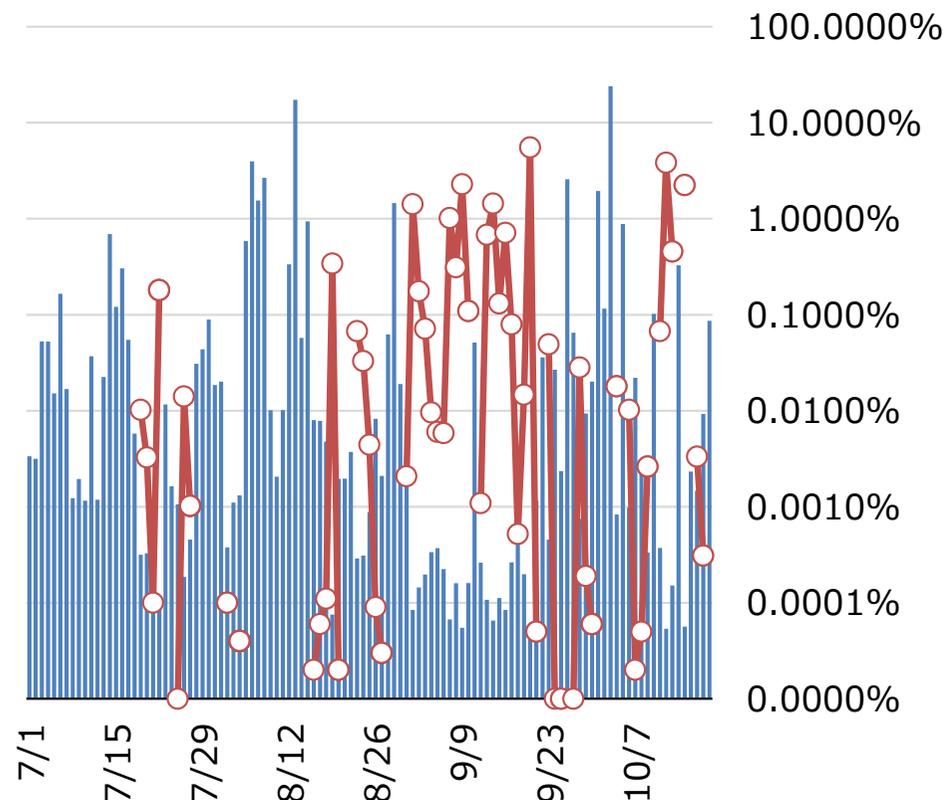
£/MWh 万kW



■ 前日スポット価格 ■ 風力 ■ 輸入 ■ 石炭火力 ■ ガス火力

(出所) National Grid ESO, "Historic Generation Mix & Carbon Intensity"とNord Poolウェブサイトより作成

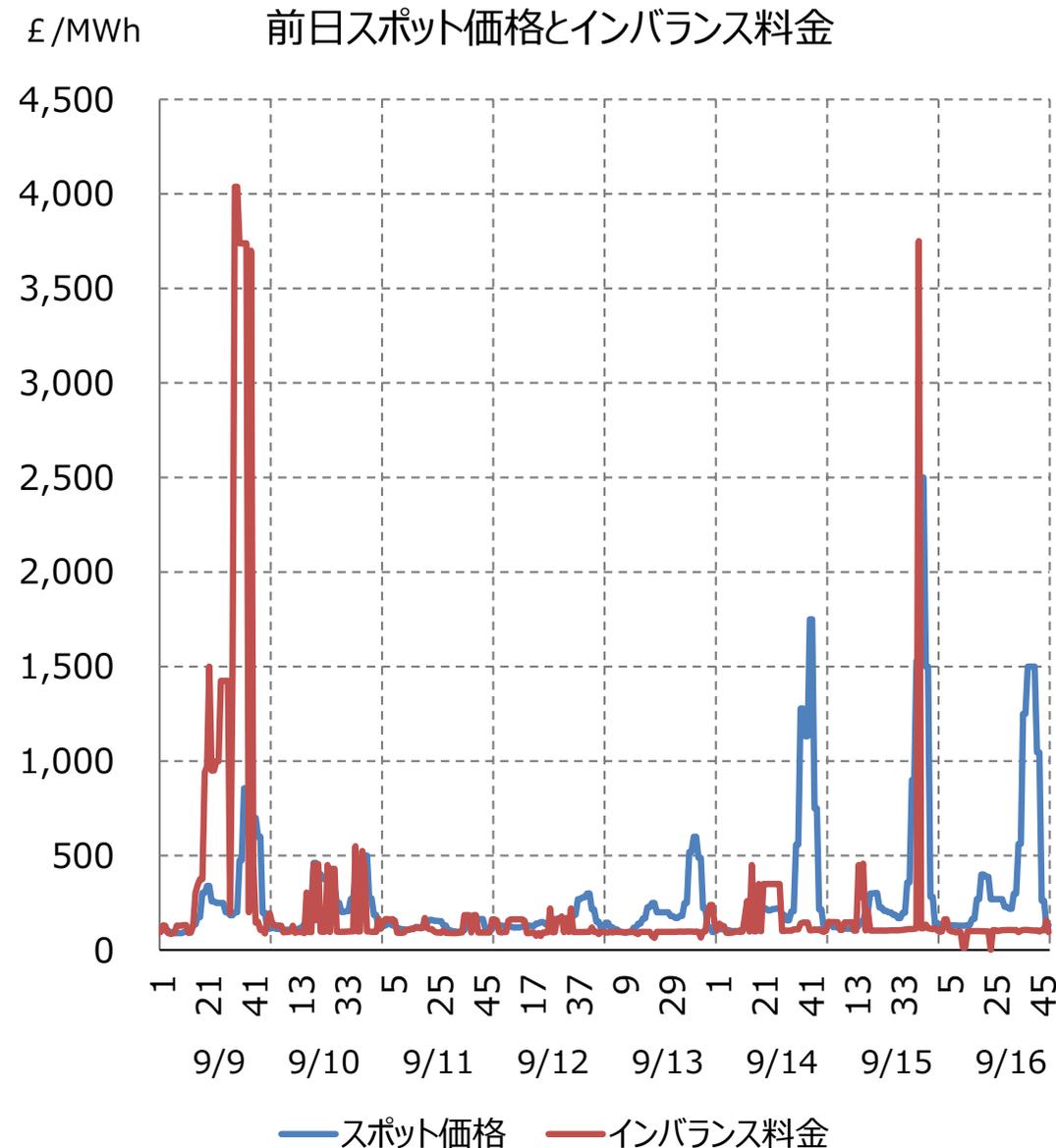
1時間前マージンと停電確率



■ 1h前マージン ■ 1h前LOLP

(出所) Elexon, "Loss of Load Probability (LoLP) and De-rated Margin" より作成

【参考】 イギリスにおけるスポット価格高騰の背景

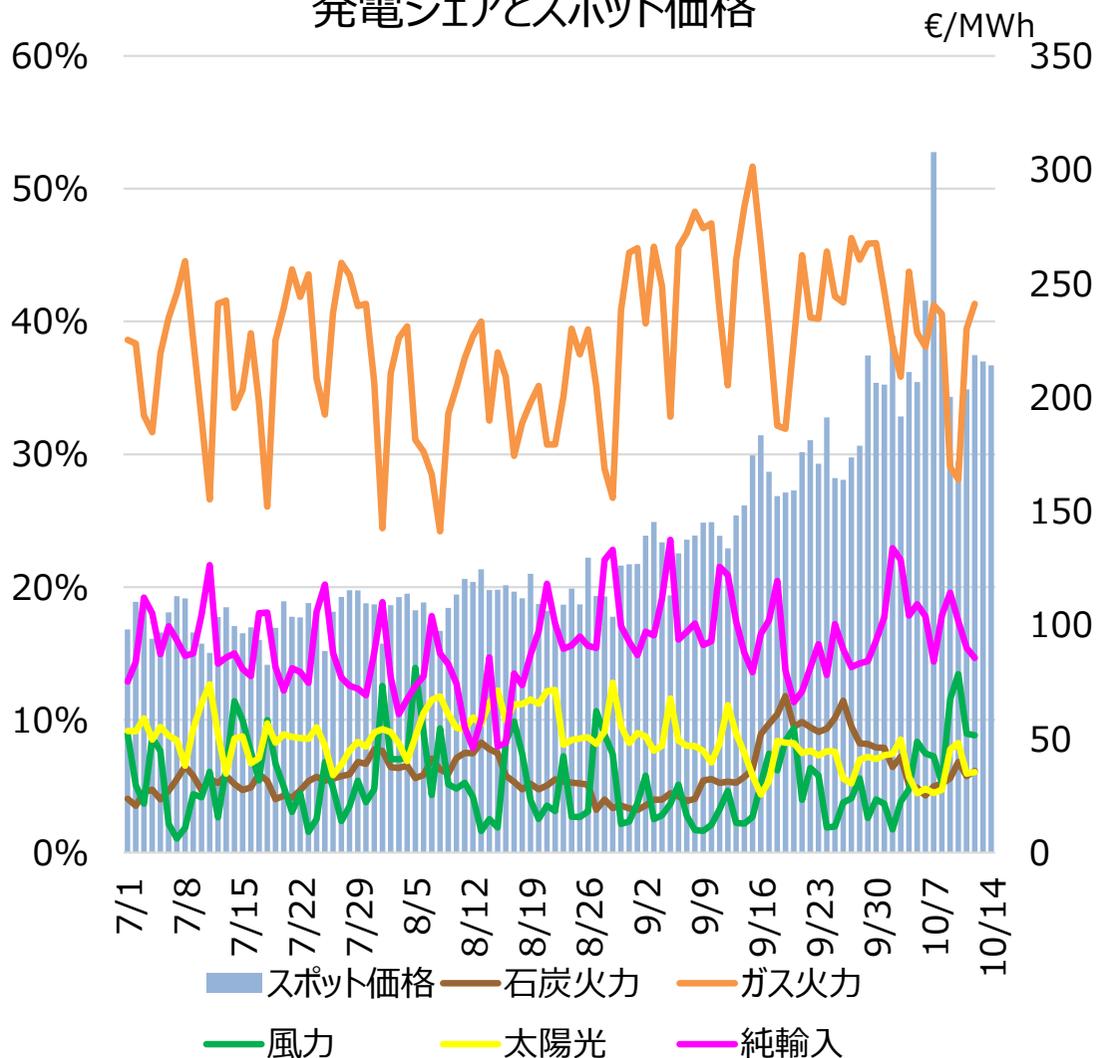


- イギリスでは需給ひっ迫時（短期運転予備力を行使）にインバランス料金を高額に設定するScarcity Pricingが採用されている。
- 9月には9月7日、9日及び15日にはインバランス料金が最高で£3,000/MWhを超えており、インバランス料金課金を回避するために前日スポット市場での調達価格を引き上げた事業者が存在した可能性がある。
- その他の欧州諸国ではイギリスのような需給ひっ迫時に極端な水準までインバランス料金を引き上げる制度を採用していないため、スポット価格の動きが他国と異なっていたと考えられる。

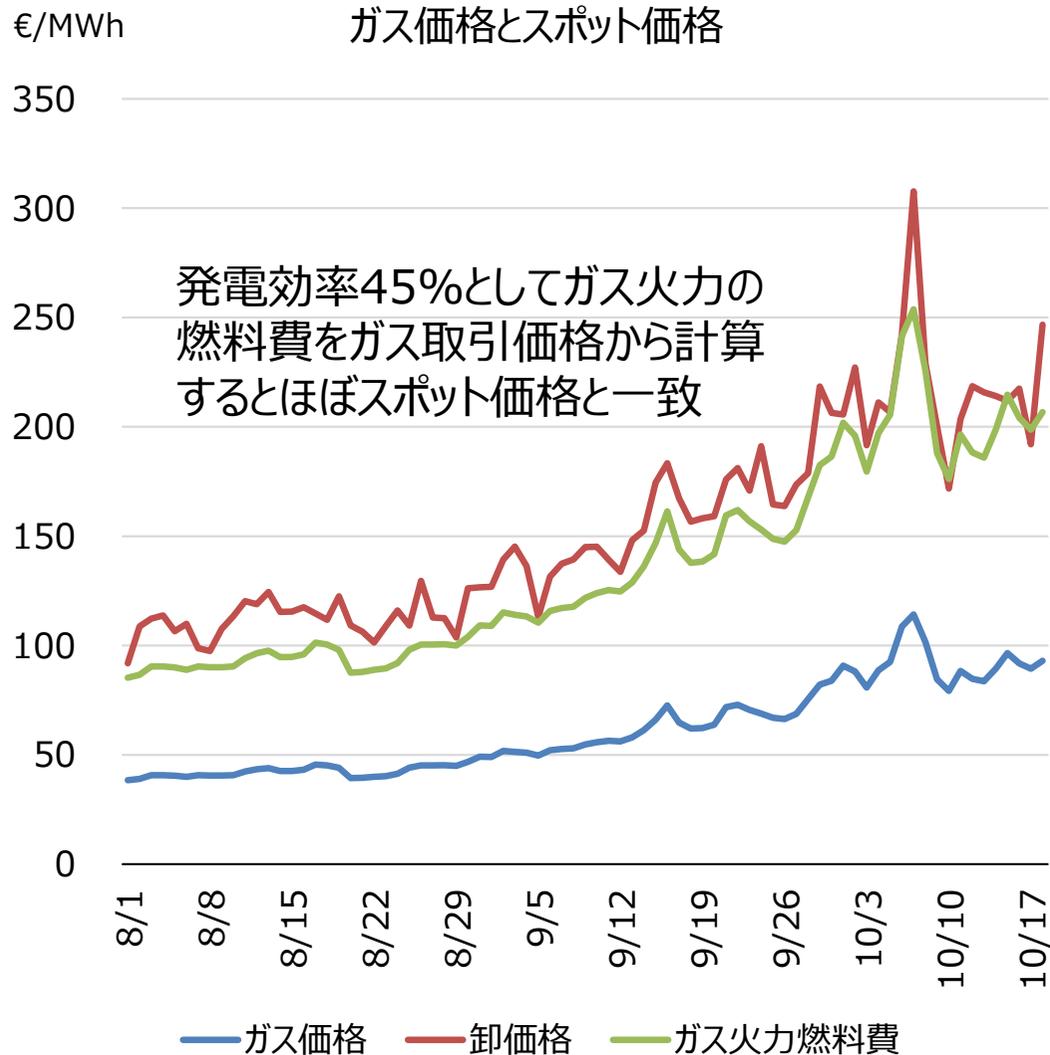
イタリアの状況

- イタリアでは8月頃からガス取引価格が€40/MWhを付ける日が増え、9月以降も上昇傾向にある。これと共に卸電カスポット価格も上昇した。風力が低出力時にはガス火力を炊き増し。

発電シェアとスポット価格



ガス価格とスポット価格



発電効率45%としてガス火力の燃料費をガス取引価格から計算するとほぼスポット価格と一致

(出所) 発電量はENTSO-E Transparency Platform、スポット価格とガス価格はGMEウェブサイトより作成

スペインの状況

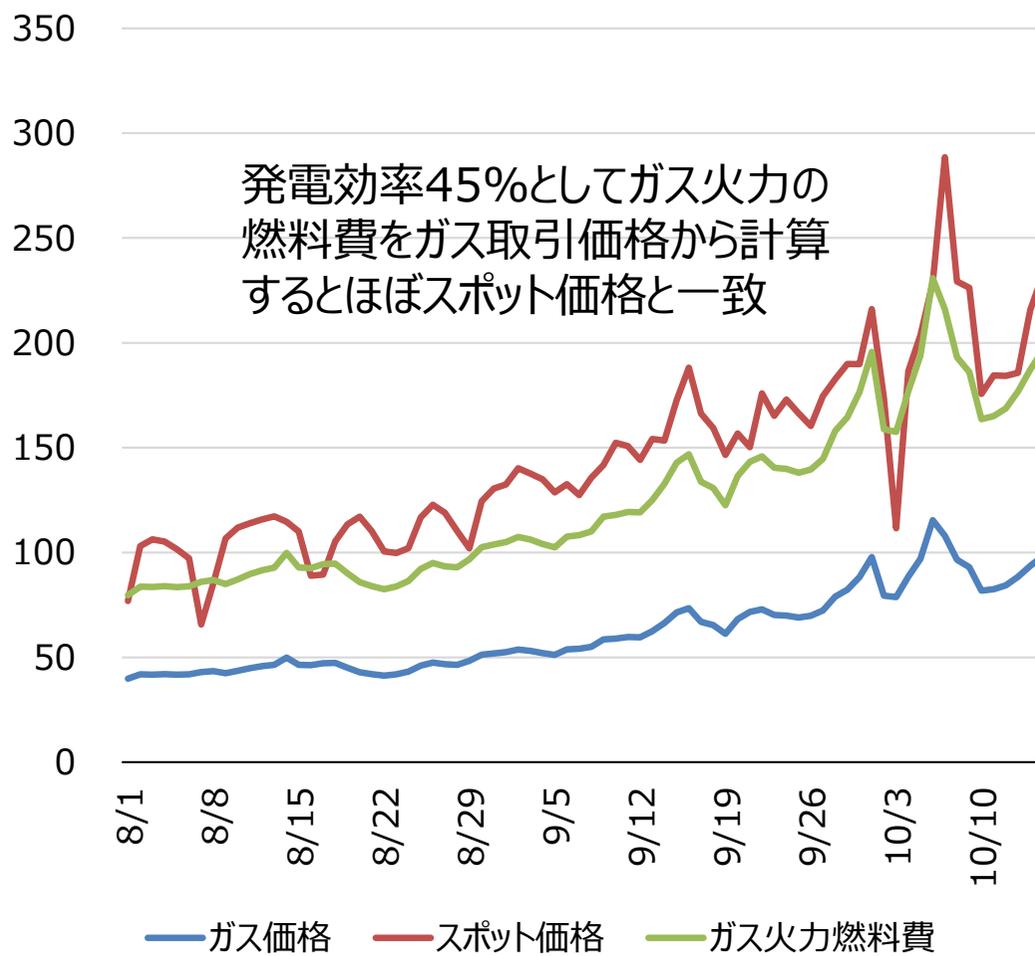
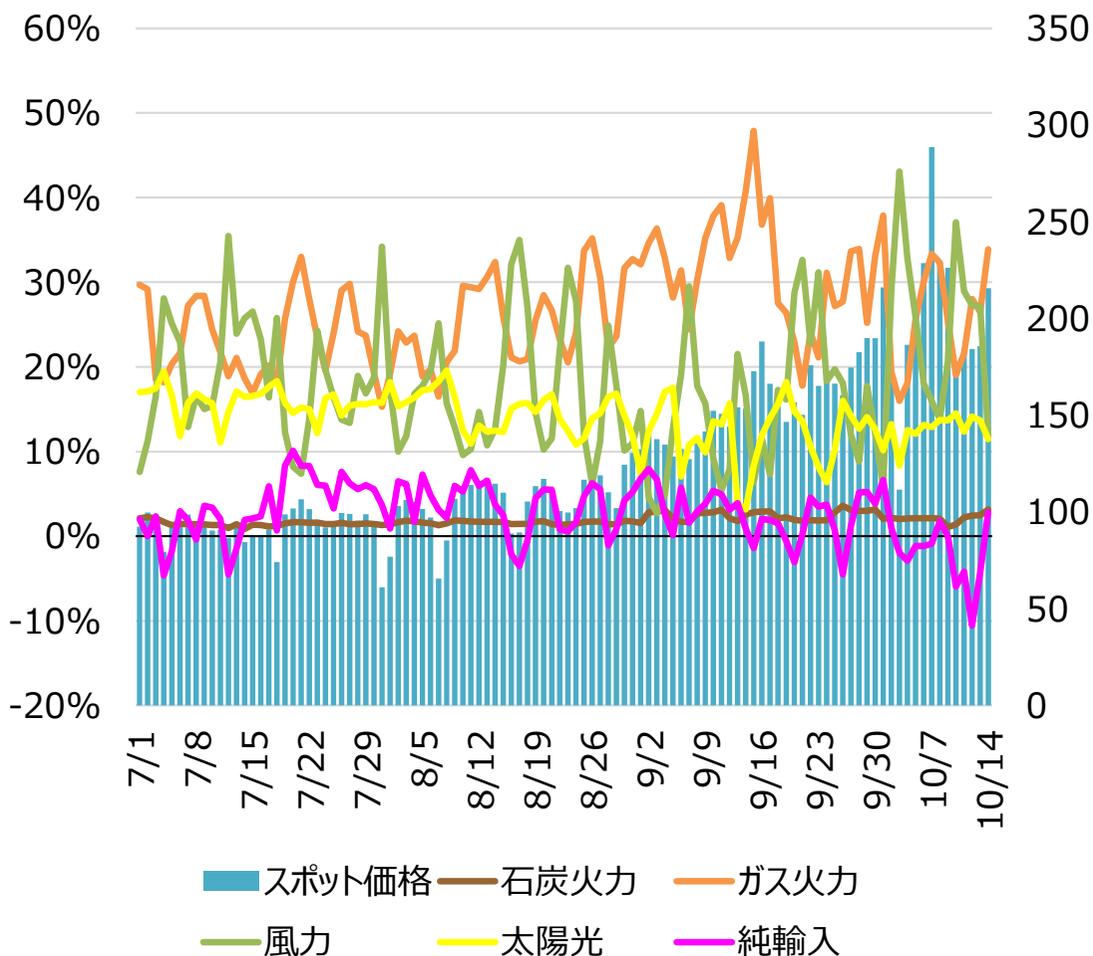
- スペインでは8月頃からガス取引価格が€40/MWhを超える日が増え、9月以降も上昇傾向にある。これと共に卸電力スポット価格も上昇した。風力が低出力時にはガス火力を炊き増し。

発電シェアとスポット価格

€/MWh

€/MWh

ガス価格とスポット価格



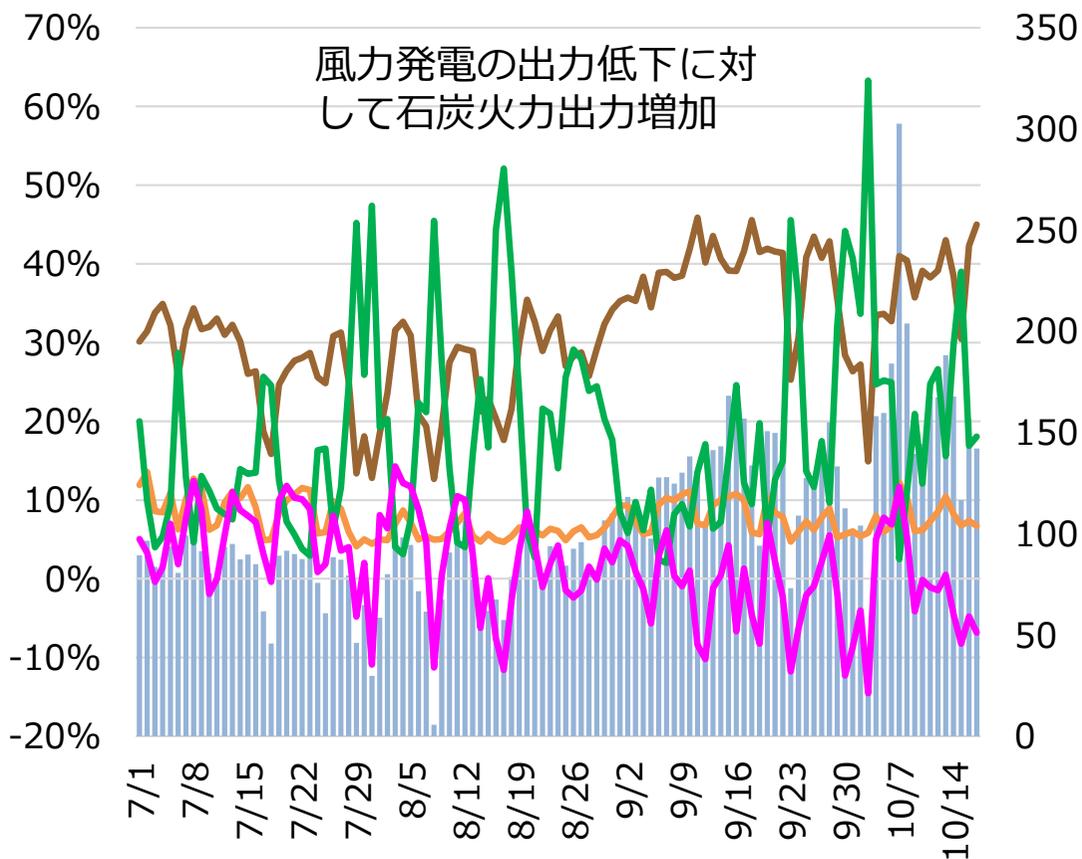
(出所) 発電量はENTSO-E Transparency Platform、スポット価格はOMIE、ガス価格はMIBGASウェブサイトより作成

ドイツの状況と主要国の風力発電出力

- ドイツでは風力発電の出力低下で輸入に転じている日が増加しているものの、ガス火力も低出力となっており、需給はタイト化していない模様。7月から9月半ばにかけて風力発電が低出力だった日が多かった模様。

発電シェアとスポット価格

€/MWh

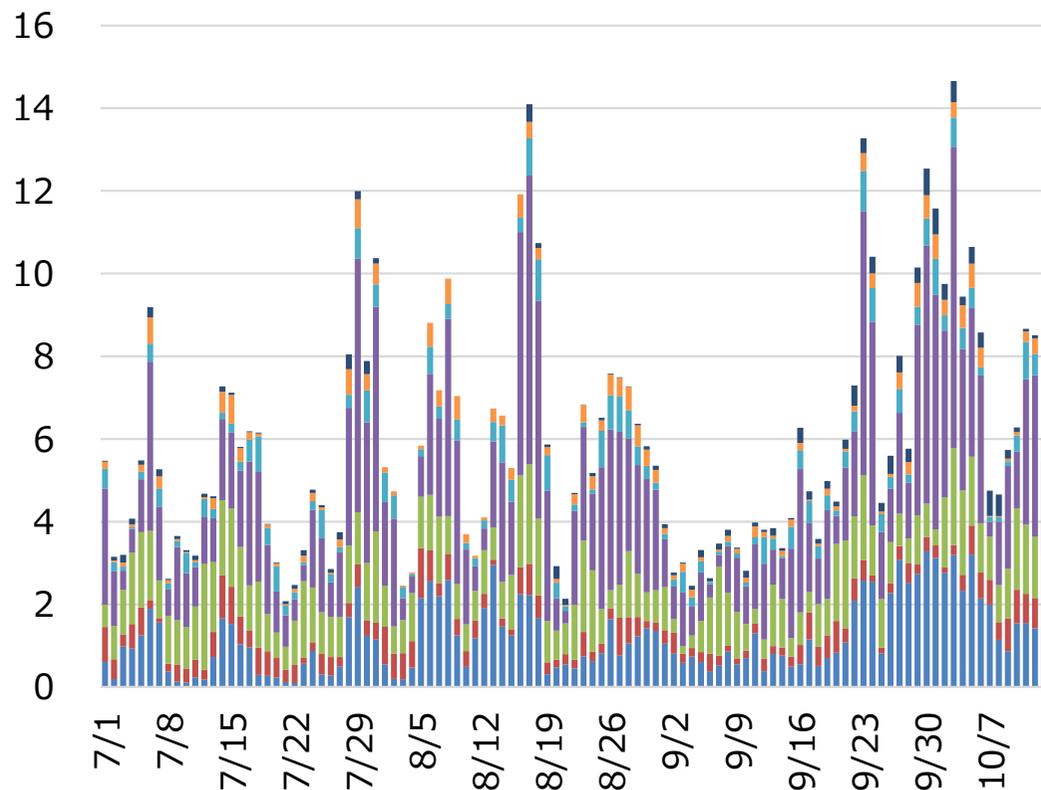


■ スポット価格 ■ 石炭火力 ■ ガス火力 ■ 風力 ■ 純輸入

(出所) 発電量はENTSO-E Transparency Platform、スポット価格はNord Poolウェブサイトより作成

主要国風力発電量

億kWh



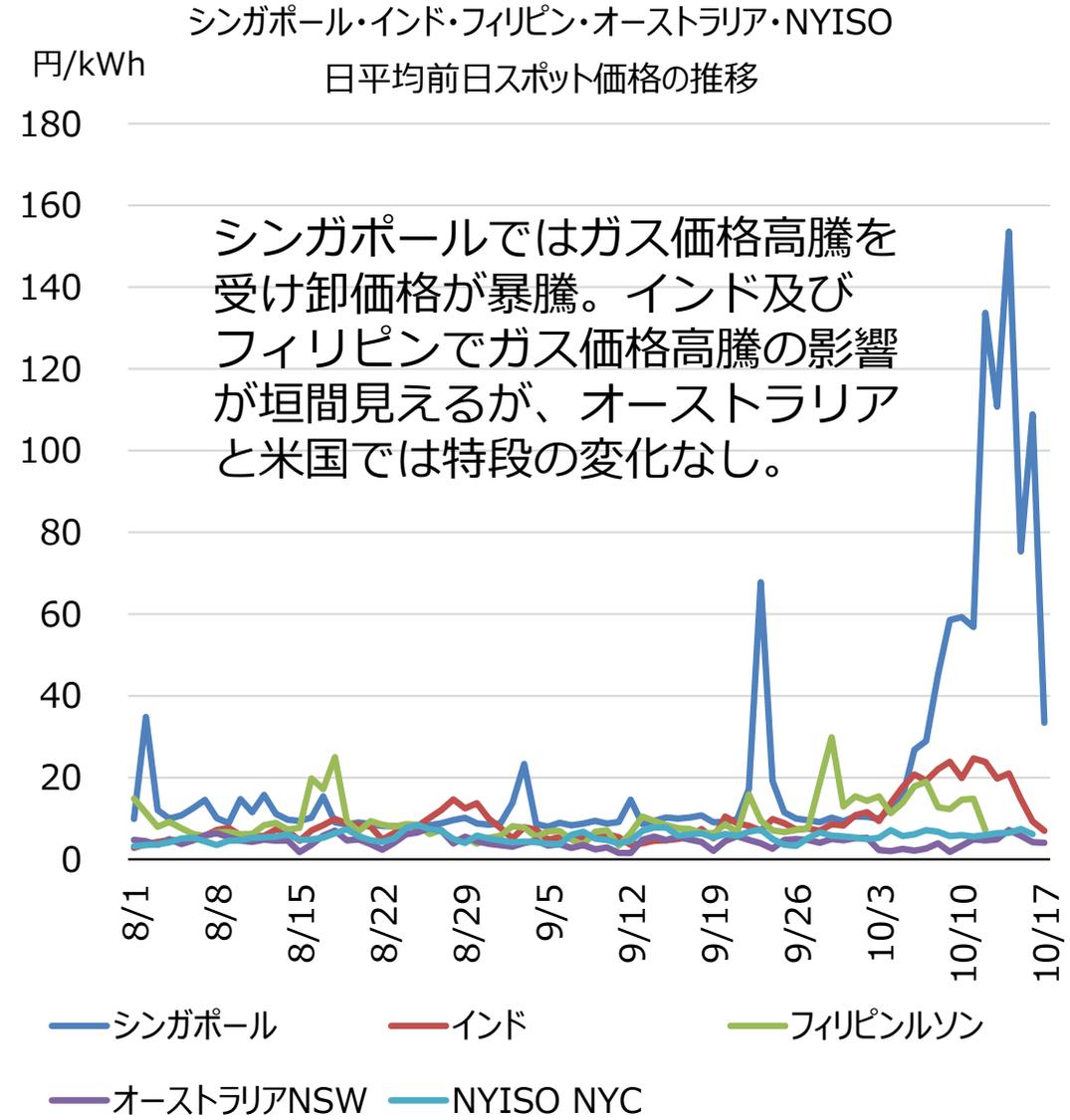
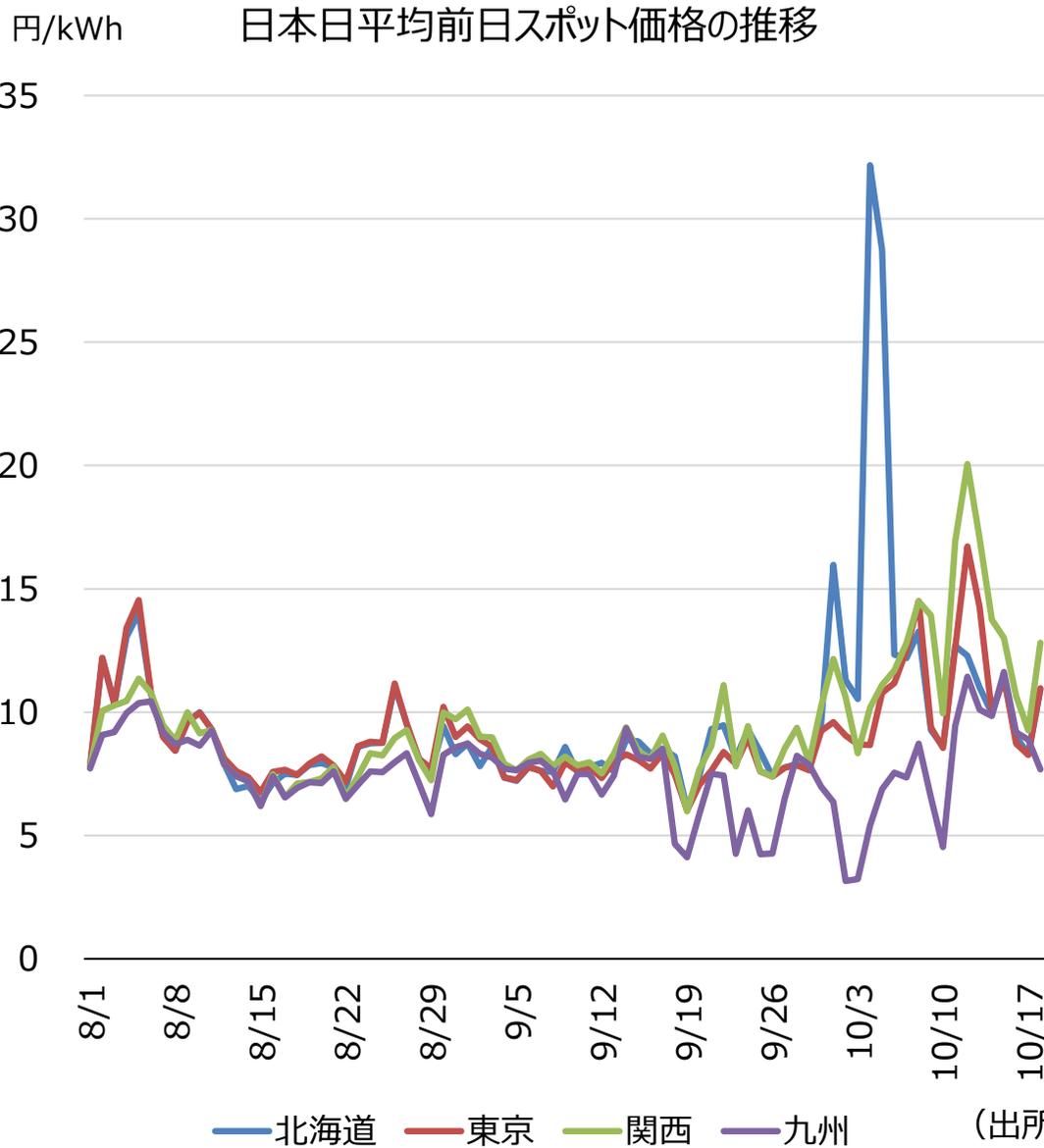
■ イギリス ■ イタリア ■ スペイン ■ ドイツ ■ デンマーク ■ オランダ ■ アイルランド

(出所) 発電量はENTSO-E Transparency Platform、アイルランドはEirgridウェブサイト (8/1~15はデータ欠落)

まとめ

- イギリスでは風力発電の出力低下に伴い供給マージンが減少し（但し警報は出されていない）、9月に卸価格が激しく高騰したことで、小売料金へのプライスカップ規制（上限価格設定）により、小売会社の倒産や撤退が相次いだ。
- 一方で欧州全体でのガス需要の増加に伴い天然ガス価格が8月頃から徐々に上昇し、大陸欧州でも前日スポット価格の日平均が€100/MWhを上回る日も珍しくなくなった。大陸欧州では需給ひっ迫の兆候は見られないが、卸価格の高騰が続く場合には電気料金への影響が懸念される。
- ドイツとイタリア・スペインを比較するとドイツは風力発電の出力減少に対し、ガス火力は低出力のまま石炭火力の出力増加で対応している一方、イタリア・スペインは石炭火力依存が低く、需要の変動等にはガス火力や輸入で対応しているため卸価格がガス価格連動となり、ドイツに比べて卸価格が高水準になっている（アイルランドも同様）。石炭火力の少ない国（原子力や水力の豊富なフランス・北欧を除く）で、今回卸価格の高騰が激しくなった。
- 脱炭素に向け石炭火力の縮小が指摘される中、電源構成がガス火力や風力発電など特定のエネルギー源に偏ることのデメリットを露出される結果となった。

【参考】日本とその他地域のスポット価格



(出所) シンガポールはEnergy Market Company, "Daily Trading Reports"、インドはIndian Energy Exchangeウェブサイト、フィリピンはIEMOP, "Market Report"、オーストラリアはAEMO "DATA DASHBOARD"、NYC (ニューヨーク市) はNYISO "Pricing Data"より作成