

EU における石炭火力発電に関する政策の立て直しについて

化石燃料・電力ユニット

石炭グループ

伊藤葉子

本稿では、石炭火力発電に関する EU の動向を概観し、石炭火力発電の削減に向けた政策の立て直しと、そうした中での CCS 等関連技術の位置づけについて整理する。はじめに EU における石炭火力発電の利用状況と今後の電源構成の見通しについて概観し、続いて、エネルギー・環境政策の枠組みとこれまでの流れを整理する。その上で、石炭火力発電に関する具体的な施策として、1) EU 排出量取引制度 (EU Emissions Trading Scheme (EU ETS)、以下排出量取引制度)、2) 環境規制 (産業排出指令 (Industrial Emissions Directive) 以下 IED)、3) 国家補助、4) 炭素の貯留・回収 (Carbon Capture and Storage、以下 CCS) 及び、5) 研究開発 (以下 R&D) を取り上げ、各々の進捗と課題及び今後の方向性について述べる。各施策の概要等は巻末に補足する。

1 EU における石炭火力発電の利用状況

1-1 EU における電源構成の推移

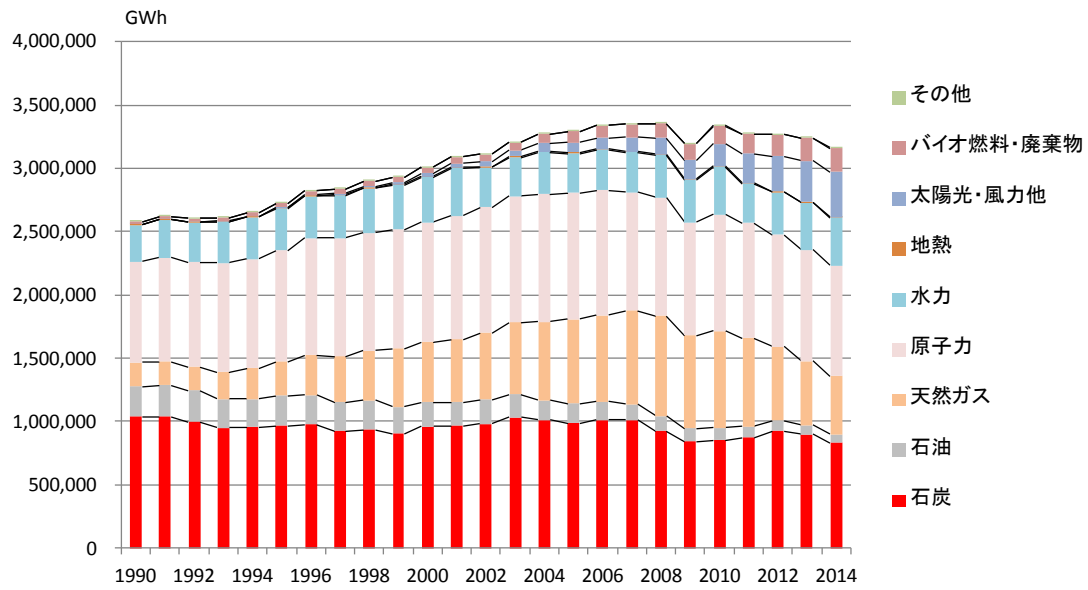
EU 全体の発電電力量 (2014 年) は 3 兆 1,592 億 kWh であり、うち石炭火力発電電力量は 8,311 億 kWh¹と電源構成全体の 26.3%を占める²。

EU は 2003 年に排出量取引制度を導入する等、気候変動対策を推進してきたが、電力需要が増大する中、石炭火力発電電力量は目立った減少を示さなかった (図 1)。世界的な経済活動の減退を背景に 2009 年に 8,403 億 kWh に落ち込んだ後は、米国の“シェール革命”等を背景に安価な石炭が流入したこと等から、2012 年には 9,243 億 kWh に上昇した。その後 2013 年、2014 年は連続して減少した。

近年は、太陽光・風力発電の急増等を背景に、発電全体に占めるシェアは低下しており (図 2)、2014 年には再生可能エネルギー発電のシェア (28.5%) を下回る水準となった。

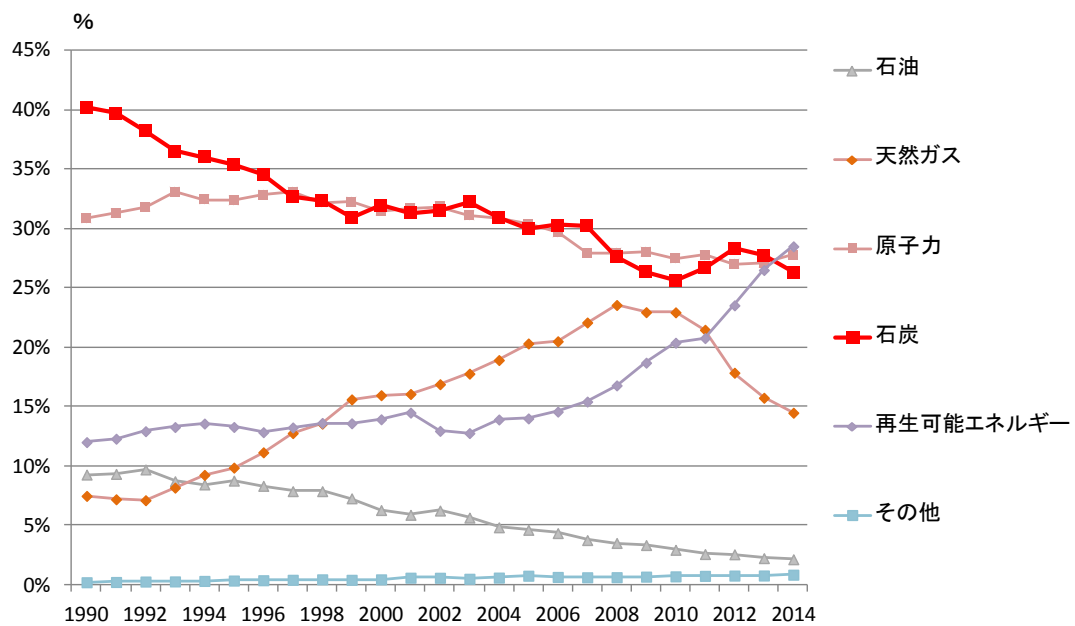
¹ 欧州環境庁 (European Environment Agency, EEA) の推計によれば、2014 年時点の域内の石炭火力発電設備容量は 147GW である。Transforming the EU power sector: avoiding a carbon lock-in, EEA, 2016

² World Energy Statistics 2016, IEA



出所：World Energy Statistics 2016, IEA より作成

図 1 EU におけるエネルギー源別発電電力量の推移



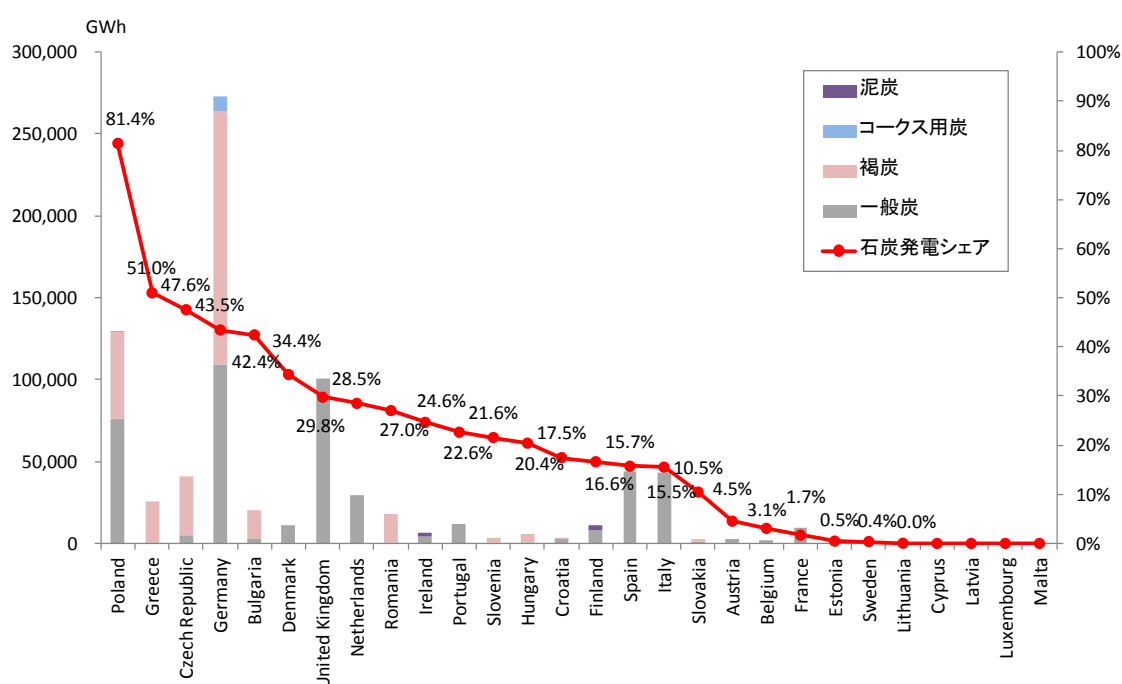
出所：World Energy Statistics 2016, IEA より作成

図 2 EU におけるエネルギー源別発電電力量シェアの推移

1-2 EU 加盟国における石炭火力発電の位置づけ

EU 加盟各国（2014 年）の石炭火力発電電力量（自家発電及び CHP を含む）と各国の電源構成に占めるシェアを図 3 に示す。

石炭火力発電電力量は、ドイツ（2,728 億 kWh）が群を抜いて多く、次いでポーランド（1,295 億 kWh）、イギリス（1,008 億 kWh）、スペイン（438 億 kWh）、イタリア（435 億 kWh）等となっており、これら上位 5 カ国で EU 石炭発電量（7,957 億 kWh）³の 74.2% を占める。



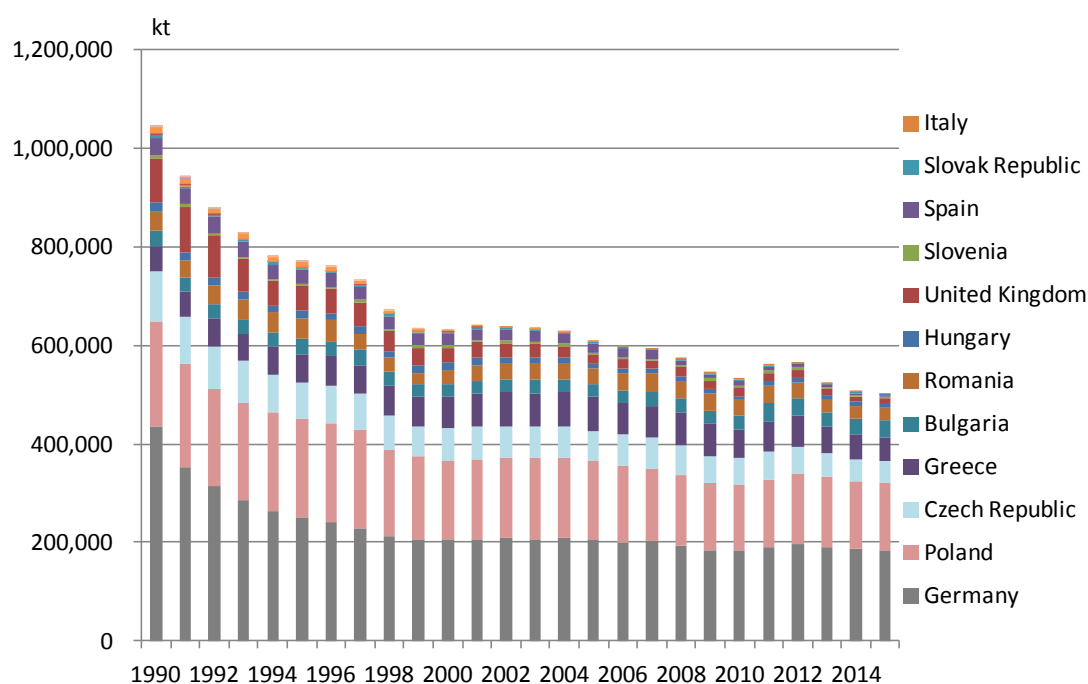
注：自家発電及び CHP を含む

出所：Eurostat より作成

図 3 EU における国別炭種別石炭火力発電電力量及びシェア（2014 年）

³ IEA 統計とは数値に差異があり、EU 全体の石炭火力発電電力量は、Eurostat（褐炭、無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、コークス用炭及び泥炭の合計）では 7,957 億 kWh、IEA（石炭及び石炭製品合計）では 8,311 億 kWh。

電源構成における石炭火力発電のシェアでは、ポーランドが 8 割超と最も高く、石炭生産の多い国（図 4）を中心に重要な電源となっている。西欧では、ドイツ（43.5%）、イギリス（29.8%）、オランダ（28.5%）等、石炭火力発電の廃止を表明している国（表 1）で高い水準となっている⁴。各国の動向については稿を改めることとするが、EU レベルで見た効率的な電力市場のあり方は現在検討中であり、そうした議論に先立って加盟国が急激な“脱石炭”を進めた場合の意義については、慎重な検討が必要である。例えばオランダでは、石炭火力発電の廃止に伴う需給ギャップを埋めるために、ドイツからの電力輸入が増大すると見られている⁵。



出所：Coal Information 2016, IEA より作成

図 4 EU における国別石炭生産量の推移

⁵ 2015 年 11 月 24 日付ロイター

<http://www.reuters.com/article/climatechange-summit-netherlands-idUSL5N1202RZ20151124http://p.hys.org/news/2015-11-dutch-lawmakers-coal-power.html>

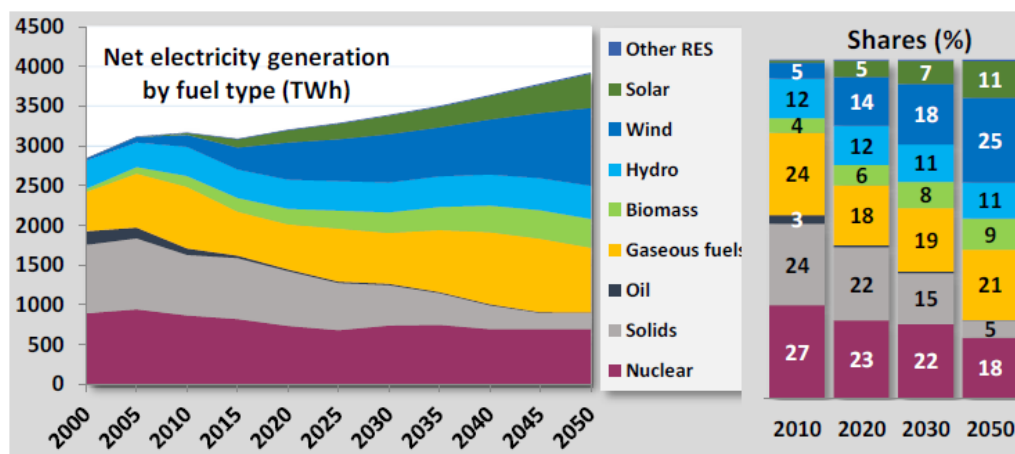
表 1 EU 加盟国の石炭火力発電の廃止方針（例）

イギリス	2015 年 11 月、政府発表:国内の石炭火力発電所(15 ヲ所)の利用を 2023 年から制限、2025 年までに閉鎖 - CCS 付帯の場合の扱い等、詳細は今後のコンサルテーションを通じ検討⁶
ドイツ	2015 年 10 月、電力市場改革案(Strommarkt 2.0)閣議決定:褐炭発電所 8 ヲ所(2.7GW)の卸電力市場への供給を停止、戦略的予備力として設備容量あたりの対価を支払うが、2019 年 10 月までにすべてを閉鎖
オランダ	2015 年 11 月、法案可決:国内のすべての石炭火力発電所を 2020 年までに閉鎖。 1980 年代に建設された石炭火力発電所 4 ヲ所(3,500MW)が 2016-2017 年に廃止予定だったが、政府は気候変動対策を強化する義務があるとの判決(2015 年 6 月)を受け、1990 年代建設の 3 ヲ所および 2015 年建設の 3 ヲ所(合計 4,700MW)も廃止へ(これら 10 ヲ所のうち 5 ヲ所は 2016 年 10 月時点で閉鎖済み)。
ベルギー	2016 年 3 月:すべての石炭火力発電所の閉鎖を完了

出所：政府・EU プレスリリース及び報道記事等により作成

1-3 電源構成の長期見通し

EU が 2016 年 7 月に発表したエネルギーの長期見通し（以下「レファレンスシナリオ 2016」）⁷によれば、石炭火力発電（solid fuel⁸）の割合は、2020 年で 22%、2030 年で 15%、2050 年には 5%と、今後大幅に低下する見通しとなっている（図 5）。



出所：EU Reference Scenario 2016

図 5 EU における電源構成の見通し（レファレンスシナリオ 2016）

⁶ 2016 年 6 月 3 日付 Telegraph 紙報道

⁷ EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, European Commission

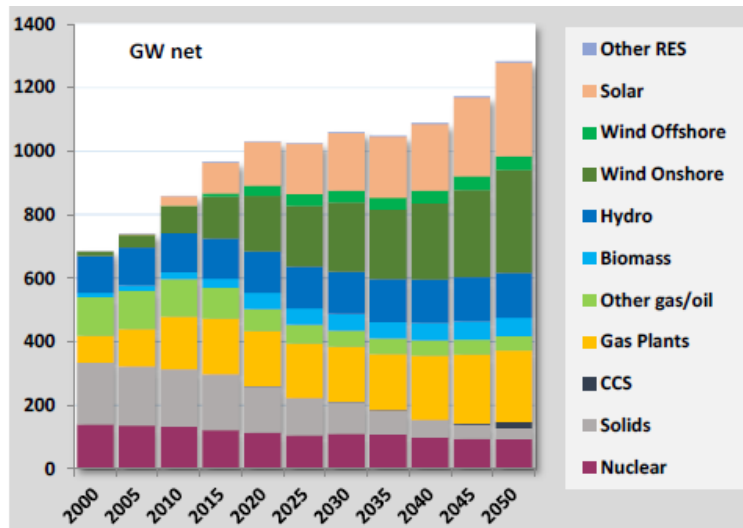
⁸ 各種石炭、コークス用炭の他、BKB (brown coal briquettes)、泥炭、オイルシェール、オイルサンドを含む（Eurostat）。

2013 年に発表された見通し（以下「レファレンスシナリオ 2013」）では、同じく 2020 年 20%、2030 年 12%、2050 年 7%となっており、今般の見通しでは、石炭火力発電の縮小のペースがやや鈍化するものの、長期的なシェアはさらに低下している。

石炭火力発電の見通しが下方修正された背景には、化石燃料発電の継続にとり必須と位置付けられてきた CCS の開発の遅れ（後述）も一因として挙げられる。EU における CCS の見通しは順次後退している。2011 年に発表された「エネルギーロードマップ 2050」では、2035 年までに 32GW、2050 年までに 190GW（発電電力量の約 25%）の CCS 付帯設備が導入される見通し等が示されたが⁹、「レファレンスシナリオ 2013」では、2020 年までに 3 ヶ所（イギリス、オランダ及びポーランド）で実証プラントを建設、2050 年時点の CCS 付帯設備は 38GW（同 7%）とされた。さらに「レファレンスシナリオ 2016」では、CCS 実証プラントの導入は 2020～2025 年、さらなる導入は 2040 年以降となり、2050 年時点の容量は 17GW（同 4%）と推計している（図 6）。

今後は商業ベースでの再生可能エネルギー電力（風力及び太陽光）の大幅な増大が見込まれるが、長期的にはバックアップはガス火力発電が担い、石炭火力発電の新設への投資案件はほとんど発生しないとしている。

次に政策動向について述べる。



出所：EU Reference Scenario 2016

図 6 EU における発電設備容量の見通し（レファレンスシナリオ 2016）

⁹ 4つの低炭素化オプション（エネルギー効率、再生可能エネルギー、原子力及び CCS）を組み合わせたシナリオ分析が示され、このうち供給技術多様化シナリオの値。COM(2013) 180

2 エネルギー・環境政策の基本的枠組みと変遷

2-1 気候変動対策の基盤

EU のエネルギー・環境政策は、気候変動対策の推進と、エネルギーの安定供給や経済性を高めるための統一的なエネルギー市場（European Single Market）の実現（以下、単一エネルギー市場）の二つを主たる目標としている。いずれにおいても市場メカニズムが重視され、単一エネルギー市場政策では段階的に発送電分離やエネルギー部門の自由化が進められた¹⁰。気候変動対策においても EU は、気候変動枠組条約（UNFCCC）締約国会議（Conference of the Parties、以下 COP）において京都メカニズム¹¹の導入に向けた議論を牽引する等、市場メカニズムの活用を重視する立場を示し、諸外国に先行し排出量取引制度を導入した。

並行して、再生可能エネルギーや CCS の支援策等、低炭素化に向けた施策を実施し、中・長期の温室効果ガス（以下、GHG）の排出削減目標を順次策定した（表 2）。エネルギー政策は、気候変動対策と一体的な政策課題として位置づけられ、2008 年の「エネルギーと気候変動に関する包括的な政策パッケージ」では、2020 年を期限とした GHG 排出削減目標及び、省エネルギー・再生可能エネルギーの目標¹²が加盟国ごとに義務付けられた。

表 2 EU における温室効果ガスの排出削減目標

期限	GHG 削減目標	政策・策定年
2020 年	1990 年比 20%削減	2008 年 「エネルギーと気候変動に関する包括的な政策パッケージ」
2030 年	1990 年比 40%削減 (2015 年パリ協定)	2014 年 「2020 年から 2030 年までの気候・エネルギーの政策枠組み」
2050 年	1990 年比 80-95%削減	2011 年 「低炭素経済ロードマップ 2050」及び「エネルギーロードマップ 2050」

出所：欧州委員会資料に基づき作成

もとよりエネルギー政策は、加盟国の主権が尊重される政策分野であり、EU は加盟国のエネルギー供給源の選択について介入しないことを原則としている¹³。しかし EU は、設立¹⁴当初から欧州議会の権限を強化する等、EU レベルでの立法及び政策の執行力を高めてき

¹⁰ 1996 年「域内電力市場の共通規則に関する指令（第 1 次）」、2003 年「域内電力市場の共通規則に関する指令（第 2 次）」、2009 年「域内電力市場の共通規則に関する指令（第 3 次）」。

¹¹ 排出削減量を取引可能なクレジットとして発行し、各国の GHG 排出削減目標を達成するための補助的手段として活用する仕組み。

¹² いわゆる“トリプル 20”の数値目標（GHG 排出 1990 年比 20%削減、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー割合 20%、エネルギー効率 20%改善）を策定。

¹³ EU ホームページ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=URISERV%3Aai0024>

¹⁴ マーストリヒト条約、1992 年

た。中でも 2009 年に発効した「リスボン条約」¹⁵は、環境目的を達成するために必要な法規制が全会一致で採択される場合には、加盟国のエネルギー政策に対する EU の介入を可能とし¹⁶、また、EU レベルでの政策執行が加盟各国の個別対応よりも効率的とみなされる場合にも EU 機関が権限を持ち介入できることを定めた¹⁷。特に気候変動問題は、EU が連帯して取り組むべき課題のひとつとして明示され¹⁸、EU 及び加盟各国のエネルギー政策において気候変動対策が重みを増す法的基盤となった。

とはいえ、EU の強制力と加盟国の主権とのバランスに関して加盟各国の立場は一様ではなく¹⁹、次に述べるように、これまでの気候変動対策中心の政策を見直し、エネルギー政策へ軸足を戻す動きが出ている。

2-2 エネルギー政策の見直し

近年 EU は、エネルギー分野において様々な課題や懸念に直面した。エネルギー安全保障の面では、ロシアからの天然ガス輸入を巡る確執や、再生可能エネルギー急増による電力系統の不安定化が問題となった。経済面では、“シェール革命”による米国とのエネルギーコストの格差や、再生可能エネルギー導入の経済負担による国際競争力の悪化が懸念されるようになった。

こうした中で 2014 年に発表された「2020 年～2030 年の気候・エネルギーの政策枠組み」（前出表 2）は、気候変動対策だけでなく、エネルギーの安定供給や費用の抑制を重要な政策課題として強調する内容となった。とりわけ、手厚い政府補助を受けた再生可能エネルギーの急増は、域内の電力市場を歪め、電気料金の上昇をもたらしたとの反省から、今後の気候変動対策は、経済性を高め電力市場と整合的に推進するべきとの考えがあらためて示された。

また、2015 年 2 月には「エネルギー同盟（Energy Union）」と銘打った新たなエネルギー戦略が合意され、エネルギーの安定供給に向け域内の協力体制を高めることや、エネルギー供給の経済性・多様性に資する単一エネルギー市場の推進等を、低炭素化とあわせ、EU の戦略の柱とする政策文書が採択された²⁰。

¹⁵ EU の新たな基本条約であり、第 194 条にエネルギー分野における具体的な法的基盤が与えられている。
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=URISERV%3Aai0024>

¹⁶ リスボン条約第 192 条

¹⁷ EU ホームページ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=URISERV%3Aai0024>

¹⁸ リスボン条約第 191 条、及び欧州委員会プレスリリース、2009 年 12 月 1 日
http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-09-531_en.htm?locale=en

¹⁹ 2030 年までの再生可能エネルギー導入目標の策定（2014 年）に際し、イギリスや東欧を中心に、温室効果ガス排出削減の目標達成を前提に、電源構成については各国の裁量に委ねるべきとの意見が強まり、国別目標の策定は見送られた。

²⁰ COM(2015) 80 final, ENERGY UNION PACKAGE イギリス、フランス、オランダ及びポーランドは、石炭を含め国産エネルギーの活用等、エネルギー源の選択に関する国家の裁量を重視する立場を示したが、（Euractive, 2015 年 3 月 17 日付
<https://www.euractiv.com/section/uk-europe/news/member-states-reassert-sovereignty-over-energy-mix-ahead-of-eu-summit/>）最終文書では、石炭火力発電については直接的な言及はなく、再生可能エネルギ

そうした流れから、EU は現在、電力市場改革に取り組んでおり²¹、再生可能エネルギー電力の大量導入等をふまえた今後の電力市場及び電力供給システムに関する対応や、市場の効率を高め経済性を改善するための方策が検討されている。

以上のように、近年 EU では、気候変動対策に注力しつつも、エネルギーの安定性・経済性を確保するため、電力市場の効率やエネルギー安全保障を重視する方向へと政策が切り替わっている。しかしながら、以下で見るように、石炭火力発電については、そうした方向性からも切り離し、抑制に乗り出している。

3 石炭火力発電に関する諸施策

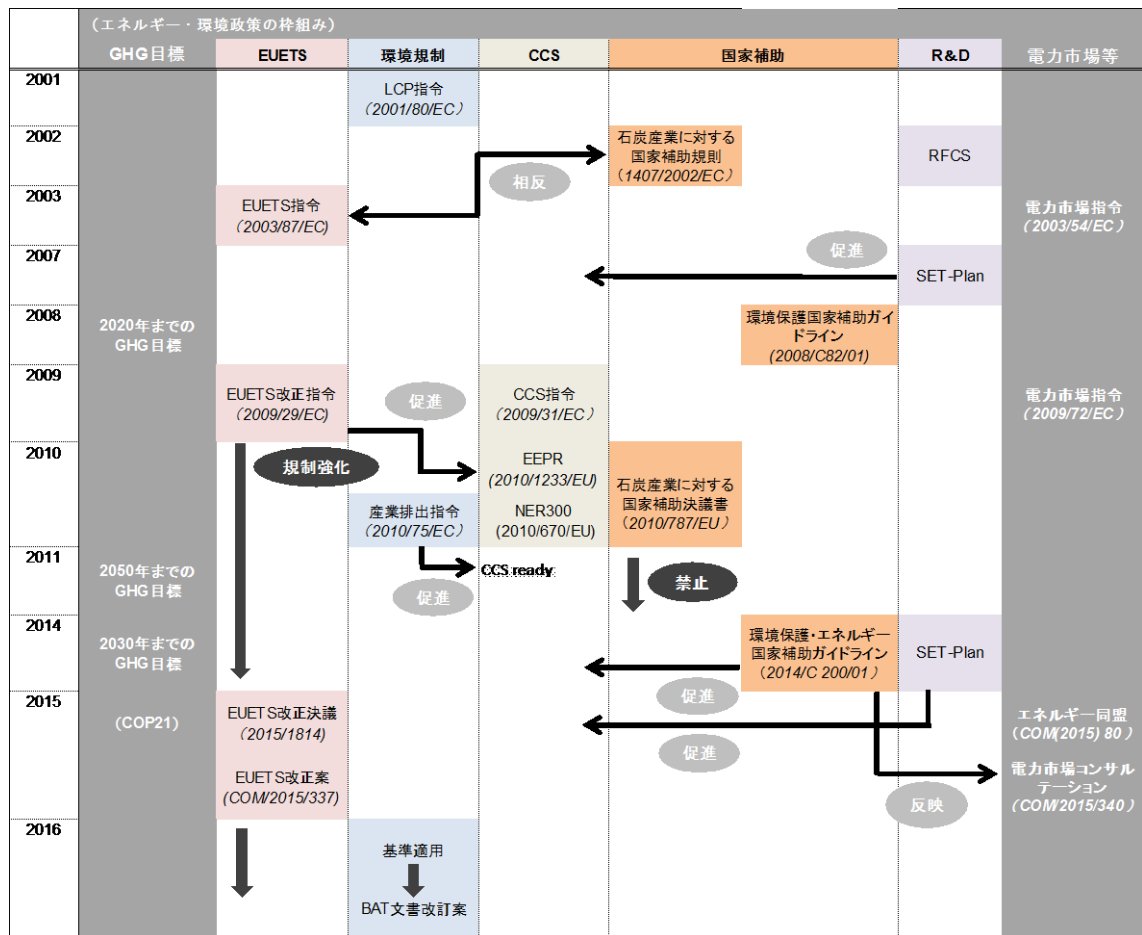
以下では、石炭火力発電に係る施策として、1) 排出量取引制度 (EU ETS)、2) 環境規制 (IED)、3) 国家補助、4) CCS、及び、5) R&D を取り上げる。

図 7 にこれら施策の概観を示す。排出量取引制度は、気候変動対策の中心に位置づけられているものの、2010 年までは石炭産業への国家補助策が並存する等、施策間の整合性に課題があり、排出量取引制度下の炭素価格（以下、排出枠価格）が低迷していることから、低炭素化の実効性が発揮されていないのが現状である。このため近年は、石炭火力発電に関する政策の立て直しが進められている。具体的には、国家補助の禁止や、排出量取引制度における政策的介入、環境規制の強化等が決定された。中でも、産業設備等に対する環境規制 (IED) は、今後の石炭火力発電所の操業の可否に大きく影響を及ぼすと見られている。そうした中で CCS は、促進に向けた規定が各種施策に盛り込まれ、国家補助の必要性も認められる等、石炭火力発電の継続利用を可能にする切り札として位置づけられてきたが、排出量取引制度の機能不全が大きく影響し、投資動向や政策強化のいずれの面でも停滞している。

以下に、各々の進捗と課題及び今後の方向性について述べる。

一及び“在来型の燃料”は輸入依存の軽減に資すると述べるにとどまっている。

²¹ 2015 年 7 月～10 月にコンサルテーションを実施。



注：LCP: Large Combustion Plant, BAT: Best Available Technology, EEPR: European Energy Programme for Recovery, NER: New Entrants Reserve, RFCS: Research Fund for Coal and Steel, SET: Strategic Energy Technology

出所：欧州委員会等資料より作成

図 7 石炭火力発電に関連する施策の導入の時系列と相互関係

3-1 排出量取引制度 (EU ETS)

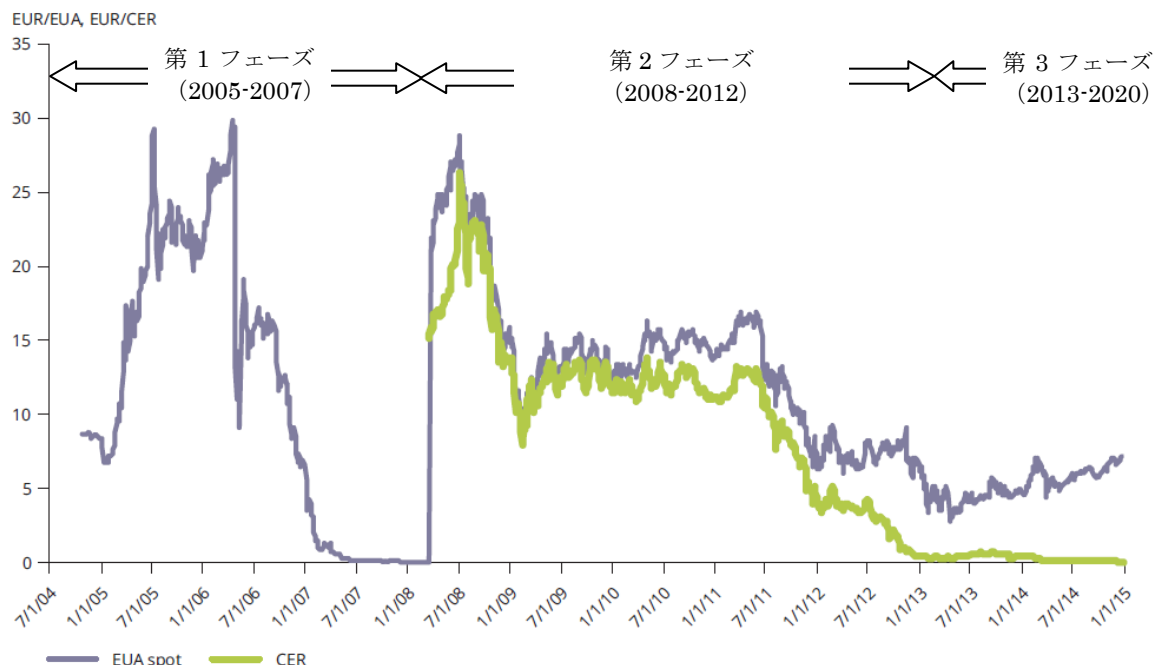
排出量取引制度は2005年に始動、現在(2013年～2020年を対象とした第3フェーズ)はEUのGHG排出量全体の約45%が制度対象となっている²²。

欧州環境庁(European Environment Agency, EEA)によれば、2020年までのGHG排出削減目標(1990年比20%減)は達成見込みだが²³、排出量取引制度が狙い通りに温室効果ガスの排出削減に機能したとは言い難いのが実情である。制度導入当初、排出枠価格(図8)は25～30ユーロ/tCO₂であったが、景気後退・経済活動の低下により排出枠の供給過多が顕著となり、第2フェーズ開始間もない2009年に価格が下落、さらに、その際に余剰となった排出枠が現第3フェーズに繰り越されている影響等から、現在も5ユーロ/tCO₂程度

²² 欧州委員会ホームページ http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm

²³ Trends and projections in Europe 2015, Tracking progress towards Europe's climate and energy targets, EEA 2015

となっている²⁴。



注：

- 1) EUA 及び CER は 1tCO₂ あたりの価格
 - 2) 2005-2007 年の排出枠は 2008 年以降に持ち越すことができないため、価格が暴落した。
 - 3) CER は UNFCCC 下で管理される排出削減クレジット。第 2 フェーズでは EUETS 下での利用が認められおり、排出枠のさらなる余剰をもたらした。第 3 フェーズ以降では CER の利用は認められていない。
- 出所: Trends and Projections in the EU ETS in 2015, European Environment Agency, October 2015 一部加筆

図 8 EU の排出量取引制度における排出枠価格の推移

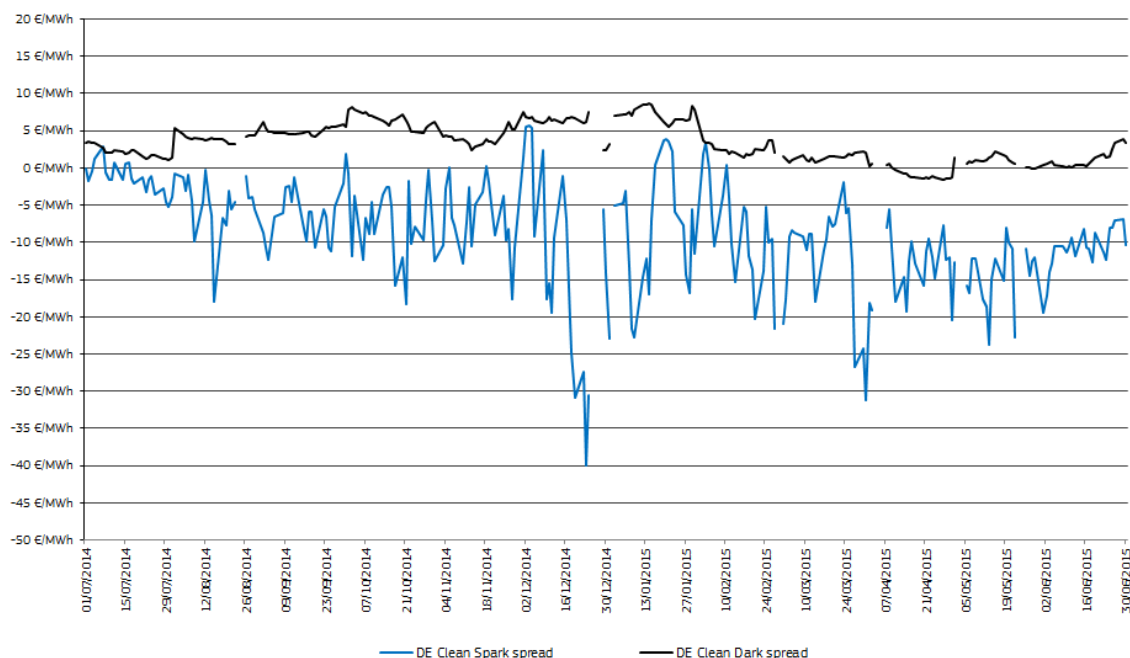
排出量取引制度導入後の電力市場では、電力の市場価格と燃料コストの差（スプレッド）から、さらに排出枠のコストを差し引いた差額（石炭では **Clean Dark Spread**、天然ガスでは **Clean Spark Spread**）が各電源の収益性の指標となり、その経済性に応じて火力発電のメリットオーダー（電力市場へ供給される順序）が決まることになる²⁵。燃料コストの面で価格競争力が高い石炭火力発電は、排出枠価格がスプレッドに反映されることで優位性が低下することが想定された。

しかし排出枠価格の低迷により、実際の電力市場で火力発電の経済性を逆転させる効果は実現されなかった。例えばドイツでは、再生可能エネルギー電力が急増し卸電力の市場価格が低下したが、そうした中でも石炭火力発電のスプレッドはプラスが維持された（図 9）。他方、天然ガス発電はスプレッドがマイナスとなる状況が多発し、市場からの退出を

²⁴ Argus European Emissions Markets, 3 October 2016

²⁵ クリーン・ダーク・スプレッドでは、石炭取引が米ドル建てで行われるため為替レートの変動の影響も大きく、また、発電効率や稼働時間によっても個々のプラントのスプレッドに差異が生じる。

余儀なくされる状況が続いた。近年、採算性の改善が見られるが、天然ガス価格の下落に起因することが指摘されている²⁶。



出所：Quarterly Report on European Electricity Markets, 2015 Q2, European Commission DG Energy

図 9 ドイツにおける石炭火力発電及び天然ガス発電のスプレッド推移

こうした中で欧州委員会は、2009 年及び 2015 年の制度改正により、下記の排出枠価格の引き締め策を導入した：

① 排出枠に対する年間通減率の導入：

- 2013 年～2020 年の排出枠は毎年 1.74%引き下げ²⁷（図 10）、2021 年以降（案）は 2.2%とする²⁸。

② 排出枠の市場流入量の調整

- 2014 年～2016 年の排出枠の供給量を削減するとともに²⁹、今後市場に流通する排出枠の量を自動的に調整するための「市場安定化リザーブ（Market Stability Reserve, MSR）」³⁰を 2018 年に創設。

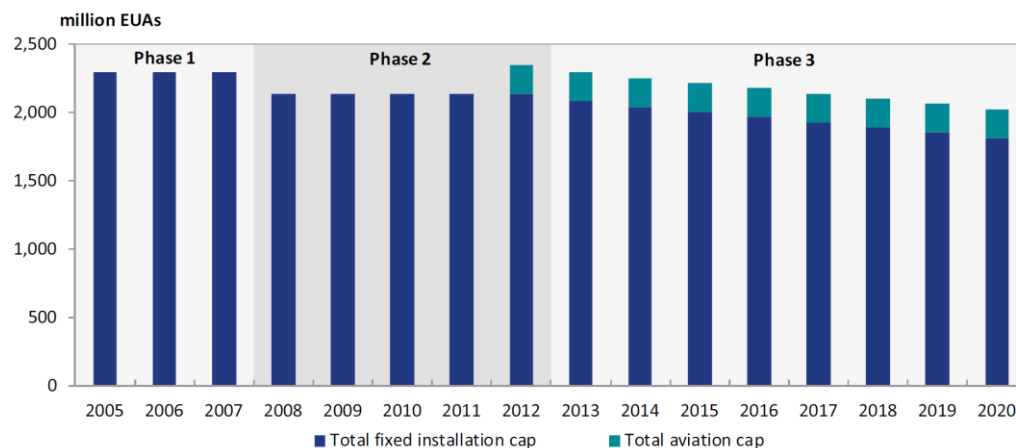
²⁶ Quarterly Report on European Electricity Markets, 2015 Q4-2016Q1, European Commission DG Energy

²⁷ 2009/29/EC、第 9 条

²⁸ COM (2015) 337

²⁹ 2014-2016 年にオークションを通じ配分予定であった排出枠のうち 9 億 t 分を控除。

³⁰ 市場の排出枠流通量があらかじめ決められた一定の基準を超えた場合にはリザーブに充当、逆の場合にはリザーブから放出する仕組み。



注) 2013 年以降の排出枠はそれまでに対象外であった施設の排出枠を積み増した値となっている。EU ETS Handbook, p22

出所 EU ETS Handbook

図 10 EU 排出量取引制度の排出枠割当

また、発電部門については、2013 年以降の排出枠割当を有償化した。発電事業者は、自社の排出量に応じた排出枠をこれまでの無償割当に代わり、政府のオークション等で購入することが義務化された³¹。これにより、炭素比率の高い発電の費用負担の上昇を通じ、低炭素化への価格シグナルの強化が見込まれる。ただし、発電部門の近代化が必要な中東欧諸国については、2019 年まで無償割当が認められ³²、石炭火力発電の多い国々の懸念に譲歩する形となった。これらの国の政府は、発電部門のインフラ整備等の近代化やエネルギーミックスの多様化等に取り組むことが義務付けられている。

このように、排出量取引制度においては政策的な介入が炭素価格の下支えとなっている。さらに、石炭火力発電に対しては、排出枠価格による誘導とは別に、次項に述べる環境規制を介しより直接的な投資抑制に乗り出している。

3-2 産業排出指令 (Industrial Emissions Directive, IED)

IED は、発電所等の大規模燃焼設備や、鉄鋼、化学等域内の約 50,000 カ所にのぼる設備を対象とした環境規制である³³。欧州委員会は、域内の大気汚染源として最も有害な設備 30 カ所のうち、石炭火力発電所が 26 カ所を占めると見ており³⁴、石炭火力発電は、IED が定義する大規模燃焼設備 (Large Combustion Plant, LCP、熱投入の定格容量が 50MW 超の設備) の一環として主たる規制対象となっている。

³¹ 2009/29/EC、第 10 条 EUETS では有償割当を原則としている。発電以外の産業分野では、生産拠点 (及び排出源) の域外移転 (カーボン・リーケージ) の懸念から、有償割当を約 2 割程度に限定している。

³² 2006 年の一人当たり GDP が EU 平均の 50% 以下であること等が条件 (2009 年指令第 10 条 (a))。8 カ国 (ブルガリア、キプロス、チェコ、エストニア、ハンガリー、リトアニア、ポーランド及びルーマニア) で当該規定が適用される。2009 年以前に運転を開始した発電施設が対象。

³³ GHG は、EU ETS との整合性を前提とした上で加盟国の任意。IED、第 9 条

³⁴ Eleventh Coal Dialogue, July 2015

具体的には、LCP を対象とした大気汚染物質の排出上限値（表 3）が 2016 年 1 月より適用され、既設設備であっても 2020 年までに対策を完了させるか、対策を行わない場合には、猶予期間³⁵の後、閉鎖することが義務付けられている。

表 3 大規模燃焼設備に対する大気汚染物質の排出上限値

出力(MW)	(mg/Nm ³)					
	既設(2013年1月7日までの認可設備)			新設(2013年1月7日以降の認可設備)		
	SO ₂	NO _x	粉塵	SO ₂	NO _x	粉塵
50-100	400	300(450)	30	400	300(450)	20
100-300	250	200	25	200	200	20
>300	200	200	20	150(200)	150(200)	10

NO_xの()は褐炭の微粉炭燃焼の場合の値、SO₂の()は循環流動床・加圧流動床の場合の値

注：

- 1) 遵守の要件として、月間平均排出量が表の値を超えないこと、一日当たり排出量が表の値の 110%を超えないこと等が定められている（付属書 V、パート 4）
- 2) 運転開始時期に応じた例外規定も別途定められている。またピーク運転のみを行う設備に対しても別途緩やかな基準が定められている。

出所：IED、付属書 5、パート 1 及びパート 2 より作成

欧州環境庁（EEA）の推計によれば、域内の LCP（ただし 200MW 未満の設備は除く）は 504 ヲ所あり、このうち 2012 年時点で上記基準値を超えている設備が 158 ヲ所（112.9GW）となっている。ガス火力発電所では、基準を満たしていないプラントは 7%（容量ベース）に過ぎないが、石炭火力発電所では 63%（同）となっている（表 4）。

これら設備は、基準を遵守するため設備投資を行うか閉鎖するかを選択を迫られることになり、EEA は、閉鎖されるプラント容量は LCP 全体で 37GW と試算している。しかし長期的に見れば、22～30GW 相当の石炭火力発電所が 2030 年時点で過剰となるリスクがあるとして、現行の環境基準に準じた設備更新等の投資について慎重な判断を呼びかけている³⁶。

実際に、LCP に対する環境基準は今後間もなく再び厳格化する可能性がある。IED では、大気汚染物質等の排出上限値は、政府、産業関係者、環境 NGO 等多様なステークホルダーが参加する協議プロセスを通じ認定された BAT（Best Available Techniques）に基づき策定される。LCP の BAT について、上記環境基準の適用開始から間もない 2016 年 6 月に見直し案が発表された³⁷。業界団体は、現行の IED の基準を達成するべくすでに多額の投資を行ってきたことから、短期間での基準見直しの可能性に強く反発している。また、新た

³⁵ 2016 年以降の運転時間が 17,500 時間、または 2023 年末までのどちらか早い方に到達した時点。IED、第 33 条

³⁶ Transforming the EU power sector: avoiding a carbon lock-in, EEA, 2016

³⁷ <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

な BAT により想定される環境基準は、コストを度外視した現実性を欠く水準であるため、大量の発電容量が急速に失われるリスクがあると指摘している³⁸。

欧州委員会もまた、IED 規制下では設備更新は採算性が取れず、石炭火力発電所の廃止が進むと見ているが³⁹、今後の供給力確保については、天然ガス発電に対する支援を織り込んだ電力市場改革を推進する方針を示している（後述、3-3（3））。

表 4 IED 基準に照らした発電所件数等

	石炭			ガス		
	プラント数	シェア (プラント数ベース)	シェア (容量ベース)	プラント数	シェア (プラント数ベース)	シェア (容量ベース)
適合	71	42%	37%	280	92%	93%
非適合	98	58%	63%	26	8%	7%
合計	169	100%	100%	306	100%	100%

注：上表の算定のベースとなっている設備容量は原典に記載がないが、2014 年時点の設置容量は石炭 147GW、ガス 135GW となっている。

出所：Transforming the EU power sector: avoiding a carbon lock-in, EEA, 2016 より作成

なお、IED はまた、発電事業者に対し、CCS の実施可能性評価及び、CCS 設備の追加的な設置が可能なよう対策を求める“CCS-ready”の規定を導入している。具体的には、定格設備容量 30 万 kW 以上の発電所で、2009 年に策定された「CO₂ 地中貯留指令⁴⁰」（以下、「CCS 指令」）（後述）導入後に許認可を受けたものを対象に下記の対応を求めている⁴¹：

- ① CCS の実施可能性として、適切な貯留サイトの有無、輸送施設の技術的経済的なフィージビリティ、及び、CO₂ 回収設備の技術的経済的なフィージビリティを評価すること、及び、
- ② CCS の実施が可能な場合は、将来、回収技術を導入するための十分な用地が確保されていること。

ただし、事業者が上記評価の結果、CCS の実施可能性がないと判断した場合、発電所の新設が認められないとの規定はない⁴²。CCS ready の要件に鑑み IED の許認可要件を満たしているかは、加盟各国の規制当局の判断に委ねられており⁴³、CCS 導入の強制力とはなっていない。

³⁸ Euracoal Annual Report 2015

³⁹ Eleventh Coal Dialogue, July 2015

⁴⁰ 2009/31/EC

⁴¹ IED、第 36 条 1

⁴² 経済産業省資料

http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/sangi/ccs_kondankai/pdf/001_03_00.pdf

⁴³ IED、第 36 条 2

3-3 国家補助

(1) 直接補助

EU では、特定の産業や事業に政府が優位性を与える国家補助は原則として禁止されている⁴⁴。ただし石炭は近年まで、農業、漁業等と同様に、別途個別にルールが定められる産業分野となっていた。

「石炭産業に対する国家補助規則 (1407/2002/EC)」は、競争力のない石炭鉱山に対する国家補助を認めるものであり、EU ETS 指令策定 (2003 年) の前年 (2002 年) に導入された。これにより、排出量取引制度をはじめとする低炭素化政策と並行して、石炭生産による赤字 (生産コストが販売価格を上回る場合の差分) を政府が補填する政策が施行されてきた。

同規則は 2010 年末に期限切れとなり、新たな決議書 (2010/787/EU)⁴⁵が採択された。同決議書は、域内のエネルギーミックスにおける石炭の貢献度は低く⁴⁶、また、EU における低炭素化政策に鑑み、そうした国家補助を継続する正当性はないとの判断を示した。

このため従前の補助 (2009 年末時点で生産活動を行っていた鉱山を対象) は、2018 年末を最終期限とした閉山計画を欧州委員会に提出することを条件に、継続可能とされた。また、補助額は規定に従い急速に減額すること⁴⁷、期限までに閉山しない場合には、欧州委員会が補助を全額回収すること等が定められた。

石炭産業関係者は、同規定により、一時的に補助を受けた事業者が、事業性の回復により操業の継続が可能となった場合にも補助額を返還しなければならない、事業継続の足枷となっているとして、見直しを求めている⁴⁸。

上記決議書により現在は、石炭産業に対する国家補助は、閉山に向け発生するコスト (環境修復費用、労働者の社会保障関連費用等) を除き、原則として禁止されている⁴⁹。しかし、次に述べるように「電力市場指令」にはこうした方針と矛盾する側面が残されている。

(2) 石炭火力発電に対する優先給電

「電力市場指令 (2009/72/EC)」は、単一エネルギー市場の理念に基づき域内の電力市場について定めているものの、国内炭を利用した発電に対しては、一定割合の優先給電を認める規定が盛り込まれている⁵⁰。

具体的には、加盟各国において、エネルギーの安定供給確保のために必要とみなされる

⁴⁴ Treaty on the Functioning of the European Union、第 107 条

⁴⁵ 2010/787/EU

⁴⁶ IEA 統計によれば、2010 年時点の EU における石炭の割合は一次エネルギー供給で 16.2%、発電電力量で 24.6%である。(Energy Balance of OECD Countries, 2015, IEA)

⁴⁷ 当該の補助総額は、2011 年に執行された補助額に対し、2013 年末までに 25%以上、2015 年末までに 40%、2016 年末までに 60%、2017 年末までに 75%減額すること。第 3 条 (f)

⁴⁸ Eleventh Coal Dialogue, July 2015

⁴⁹ 他の分野で要求される国家補助ルールを適用した上で補助の可否が判断される。

⁵⁰ 電力指令 (2009/72/EC 第 15 条 (4) なお従前の電力市場指令 (2003/54/EC) にはこうした規定はない。

場合には、当該国の電力消費をまかなうために必要な発電用一次エネルギー（任意の一年間分）の 15%までに限り、国内で産出された一次エネルギー資源による電力の優先給電を認めるとしている。

これに基づきスペインでは、国内で再生可能エネルギー電力が増大し、電力の安定供給上バックアップ電源の確保が必要との理由から、国内の 10 の発電事業者に対し、国内で生産された石炭を用いた発電については優先給電の対象としている⁵¹。

こうしたスペイン政府の措置について、2010 年及び 2014 年⁵²に法的係争が発生したが、EU の一般裁判所は、国家補助ルールには抵触しないとの判決を下した⁵³。しかしその後も、欧州議会から欧州委員会に対する書面質問（2015 年 4 月）で、国家補助や CO₂ 対策の観点から見たスペイン政府の措置に対し疑義が示される等⁵⁴、問題となっている。

（3）環境保護・エネルギーに関する国家補助ガイドライン

上記例も示唆するように、エネルギー・環境分野の国家補助のあり方について再整理が必要となっている⁵⁵。欧州委員会（競争総局）は、2008 年に「環境保護に関する国家補助ガイドライン」（以下、「2008 年ガイドライン」）⁵⁶、2014 年に「環境保護・エネルギーに関する国家補助ガイドライン」（以下、「2014 年ガイドライン」）⁵⁷を発表した。法的拘束力はないものの、閣僚レベルで採択された EU の重要な指針として、加盟各国に対応を求めている⁵⁸。

特に、政策支援を受けた再生可能エネルギー電力の大量導入により、電力市場に歪みをもたらしたことや、排出量取引制度市場においても排出枠需要を押し下げ、価格低迷の一因となったこと等から、「2014 年ガイドライン」では、再生可能エネルギー電力に対する国家補助を抑制し、競争入札制度を導入するための具体策や実施スケジュール等が示され、市場に与える影響の是正が図られた。

また同ガイドラインでは、CCS 及び電力の供給力確保（容量メカニズム⁵⁹）が取り上げられ、これらについては国家補助を容認する考え方が示された。ただし、具体的な支援のあり方には踏み込まず大枠を示すにとどまり（巻末参照）、このうち容量メカニズムに関しては、電力市場における公平性等の観点から、欧州委員会が別途調査を実施することとな

⁵¹ State aid rules in the coal sector and linked energy sector under the Energy Community Treaty and European Law, Péter Staviczyk and Phendon Nicolaides, June 2015

⁵² 原告はガス会社（Castelnou Energía）及び環境 NGO（Greenpeace）。

⁵³ State aid rules in the coal sector and linked energy sector under the Energy Community Treaty and European Law, Péter Staviczyk and Phendon Nicolaides, June 2015

⁵⁴ 欧州議会、Parliamentary questions, 21 April 2015

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=WQ&reference=E-2015-006408&language=EN>

⁵⁵ EU では国家補助の近代化（State Aid Modernization, SAM）があわせて進められている。

⁵⁶ 2008/C 82/01

⁵⁷ 2014/C 200/01 2020 年末まで有効。

⁵⁸ 欧州駐日代表部 <http://eumag.jp/feature/b0712/>

⁵⁹ 電力供給力を確保するために各国が導入もしくは計画している各種取組（新規電源の競争入札、キャパシティ・ペイメント、戦略的リザーブ等）の総称。

った⁶⁰。

国家補助の観点も含め、容量メカニズムのあり方は、電力市場改革の一環として重要な課題でもあり、現時点では EU としての具体的な対応方針は定まっていない。ただしイギリスでは、すでに EU の承認を受け 2014 年 7 月に容量市場を導入、一部の石炭火力発電に対する補助が決定した。ドイツでも、戦略的予備力として特定の褐炭発電所を期限付きで補助する措置を発表し（前出表参照）、2016 年 5 月に EU の承認を受けている⁶¹。

以上 3-1～3-3 に見たように、EU は国家補助の禁止や排出量取引制度への政策的介入、環境規制の強化等、コマンド&コントロール型の規制を通じ、石炭火力発電の抑制に乗り出している。供給力確保に向け検討が進められている容量メカニズムにおいては、石炭火力発電に対しても補助を認める事例（イギリス及びドイツ）が出ているものの、主たる狙いは天然ガス発電の長期的な確保であり、石炭火力発電に対する補助は、閉鎖計画を前提とした暫定的な救済措置と考えられる。そうした中、EU において石炭火力発電が将来的にも一定の役割を担うためには CCS の開発が必須だが、以下に述べるように、その取組は停滞している。

3-4 CCS

(1) CCS に関する政策措置

EU では、2007 年に「戦略的エネルギー技術計画（Strategic Energy Technology Plan, SET-Plan）」⁶²を導入し、低炭素化に向けた技術開発及び加盟国間協力のプラットフォームが構築された。CCS は、SET-Plan 策定当初から戦略的技術のひとつに挙げられ、2020 年の GHG 削減目標⁶³の達成に向け、産業規模での実証を通じた CCS の商業化が目標とされた。

そのための法規制整備として、「CCS 指令」が 2009 年に策定され、EU 域内及び経済海域、大陸棚にて CO₂ の地下貯留を実施する際に求められる許認可諸手続きやモニタリング、報告義務等の要件が定められた⁶⁴。また、2010 年の IED では、CCS ready が盛り込まれた（前述）。

資金面での支援策としては、欧州エネルギー復興プログラム（European Energy Programme for Recovery, EEPR）⁶⁵の一環として、CCS 実証に向け総額 10 億ユーロ（1,240 億円）の予算措置が 2009 年に決定した⁶⁶。

⁶⁰ 容量メカニズムを実施または計画している 11 カ国を対象、2015 年 4 月開始、2016 年 4 月中間報告を発表。

⁶¹ Press Release, European Commission, 27 May 2016

⁶² COM/2007/723 final

⁶³ エネルギーと気候変動に関する包括的な政策パッケージ、2008 年（前出）

⁶⁴ COM/2009/31/EC 巻末補足参照。

⁶⁵ 欧州経済再建計画（2008 年）の一環として創設。電力・ガスのインフラ整備、洋上風力発電及び CCS を対象とした支援プログラム。

⁶⁶ Regulation (EC) No 663/2009、Regulation (EU) No 1233/2010 にて改正。

そうした中でも CCS に関し中心的な政策手段として位置づけられているのは排出量取引制度である⁶⁷。現行の制度（2013 年～2020 年）以降、CCS により永続的に地中貯蔵された CO₂ が排出削減とみなされる等⁶⁸、CCS は排出量取引制度の対象として規定されている。また、加盟国政府は排出枠のオークション（前述）による収入の少なくとも 50% を CCS や再生可能エネルギー等の支援に充てるよう求められている⁶⁹。排出枠の売却収入の一部を原資とした EU レベルでの資金援助プログラム（NER300）⁷⁰ は 2010 年より運用されており、排出量取引制度の次期フェーズ（2021 年以降）においても同様の支援プログラムが維持される見込みである。

こうした施策により、2015 年末までに商業規模の CCS プロジェクトを最大 12 件支援する⁷¹としていたものの、目標に反し CCS の取組は大幅に遅延している。

（2）EU における CCS の進捗

現在、世界で稼働中の大型 CCS 案件は 15 件あり（CO₂ 回収容量は合計約 2,870 万トン/年⁷²）、うち 10 件が北米に位置し、石炭火力発電所における商業規模の CCS 案件も出ている⁷³。一方、欧州では、ノルウェーを除き稼働中のプロジェクトはなく、オランダで 1 件、イギリスで 3 件（CO₂ 回収容量は合計 920 万トン/年）、計画・建設段階のプロジェクトが報告されている（表 5）⁷⁴。このうちオランダの ROAD プロジェクト及びイギリスの Don Valley プロジェクトは EEPR（上述）の支援案件である⁷⁵。

EU で CCS の取組が停滞した背景には、CCS の促進が排出量取引制度と関連づけられていたという要因がある。排出枠価格の下落は、CCS の採算性を大きく低下させ企業の投資意欲を阻害した。このため NER300 の支援総額 210 億ユーロ（約 2.6 兆円）のうち、CCS の支援対象に挙げた案件はイギリスの White Rose プロジェクト 1 件に対する 3 億ユーロ（372 億円）のみにとどまった⁷⁶。また NER300 は、原資となる排出枠価格を 20-30 ユーロ/トンと想定していたために、排出枠価格の下落により、実際の予算規模は大幅に縮小した⁷⁷。

⁶⁷ COM(2013) 180 及び COM/2015/576

⁶⁸ 2009 年改正指令、第 12 条 (b) 3a また、CCS 設備からの排出に対し排出枠の有償購入を義務付け。

⁶⁹ 2009 年改正指令、第 10 条 3

⁷⁰ EUETS では、全排出枠のうち一定割合を新規事業者が市場に参入する際に割当可能な排出枠（新規参入者リザーブ（New Entrants Reserve, NER））として留保する仕組みがあり（2003/87、第 10 条）、このうち 3 億トン（300 百万トン）分までの排出枠の売却収入を CCS 及び再生可能エネルギーの実証事業の費用に充てる仕組みが 2010 年に導入された（2010/670/EU）。

⁷¹ 2009 年改正指令、第 10 条 3

⁷² CO₂ の注入停止中の案件 1 件を含む。

⁷³ Global CCS Institute, CCS Project Database 2016 年 10 月 12 月時点。

⁷⁴ 小規模の CCS 実証プロジェクトは欧州でも多数存在するが中止・停止中の案件も目立つ。マサチューセッツ工科大学データベース <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index.html>

⁷⁵ COM/2015/576

⁷⁶ 残りは再生可能エネルギー支援（38 件）にあてられた。COM/2015/576

⁷⁷ COM(2013) 180

その White Rose プロジェクトも、現在は中止となっている。イギリスの石炭発電事業者である Drax⁷⁸と重電大手 Alstom 等がコンソーシアムを形成し立ち上げたもので、超々臨界（USC）の石炭火力発電所（44.8 万 kW）を新設し、発電所から排出される CO₂の回収並びに海底貯留を行う計画であった⁷⁹。英国政府は、建設費 20 億ポンド（約 2,686 億円⁸⁰）に対し 10 億ポンドの支援を行う意向を示し、EU に対しても NER300 による支援を取り付ける等していたが、2015 年 11 月に急遽支援の中止を発表した。こうした動向は CCS に対する投資の信頼を大きく損なう結果となった⁸¹。

表 5 EU 域内の大規模 CCS 案件

プロジェクト	国	運転開始年	施設	CO ₂ 回収能力 (百万トン/年)	段階
Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratie (ROAI)	オランダ	2019-20	発電	1.1	計画
Caledonia Clean Energy Project	イギリス	2022	発電	3.8	計画
Don Valley Power Project	イギリス	2020	発電	1.5	計画
Teesside Collective Project	イギリス	2020's	その他	2.8	計画

出所：Global CCS Institute, データベース（2016 年 10 月 12 日時点）より作成

(3) 今後の対応

欧州委員会は、CCS 指令の見直しに関する報告書を 2015 年 11 月に発表したが⁸²、上述のように CCS の取組にはほとんど進展がないため、具体的な見直しは時期尚早とされた。今後は、排出量取引制度の規制強化や NER300 に続く支援プログラム⁸³等を通じ、研究開発の予算措置を継続する等して低炭素技術の進展を図ると述べるにとどまり、CCS に特化したインセンティブや規制強化の方向性は示されなかった。

ただし、2014 年の国家補助ガイドライン（前出）は CCS について、これまでの停滞をふまえ、排出量取引制度実施によってもなお残る“市場の失敗”に対処するために、国家補助が有用との考え方を示している。また次に述べる新たな SET-Plan（2014 年）でも重点分野として引き続き CCS が取り上げられ、今後の具体的な対応が注目される。

⁷⁸ 英国最大の石炭火力発電所（6 基、合計 396 万 kW）を所有・運転する電気事業者。

⁷⁹ 発電所（北ヨークシャー州 Selby 近郊）から発生する CO₂全体の 90%を回収、年間 200 万トンの CO₂をパイプラインにて輸送し、北 Yorkshire 州の沖合 70km の地点で北海海底に圧入・貯留する計画。Global CCS Institute データベース

⁸⁰ 1 ポンド＝134 円で計算

⁸¹ ガーディアン紙、2015 年 11 月 25 日

<https://www.theguardian.com/environment/2015/nov/25/uk-cancels-pioneering-1bn-carbon-capture-and-storage-competition>

⁸² COM/2015/576

⁸³ COM (2015) 337

3-5 R&D

EU では石炭及び鉄鋼に焦点をあてた研究基金（Research Fund for Coal and Steel, RFCS）が 2002 年より運用されている⁸⁴。予算規模は年間約 5,000 万ユーロ（約 62 億円⁸⁵）であり、2015 年の石炭関連の予算は約 1,297 万ユーロ（約 16 億円）となっている。①炭鉱、②石炭の加工、及び、③燃焼、クリーン・効率化、CO₂回収の 3 分野において、公募により研究プロジェクトが実施されている⁸⁶。

また、SET-Plan（前出）が 2014 年に改訂され、エネルギー供給の信頼性及び費用効率性を高める取組が重要との考え方が示され、石炭火力発電に関しては、超々臨界（USC）技術による高効率化や、CCS、再生可能エネルギー電力の増大を背景とした負荷追随性の向上に関する産業規模の実証等が重要テーマとして挙げられている。また、世界的に石炭火力発電が広く利用されている現状をふまえ、これらの技術を通じ、持続可能なエネルギーシステムの構築に貢献できるとの考え方も示されている。

なお、石炭産業に対する国家補助を禁止する決議書（前出）は、域内の市場政策と整合することを前提に、研究開発やイノベーションにおいては石炭関連分野の支援⁸⁷が容認されることを示唆している⁸⁸。

他方、「エネルギー同盟」（前出）はエネルギーシステムの効率化等の R&D を重点政策分野のひとつに挙げているが、クリーンコール技術には言及していない。ここに挙げた R&D 政策を除いては、石炭火力発電の高効率化は EU の政策メニューとして明示的に取り上げられていないのが現状である。

4 まとめ（サマリー）

本稿では、石炭火力発電に関する EU の動向を概観し、石炭火力発電の削減に向けた政策の立て直しと、そうした中での CCS 等関連技術の位置づけについて整理した。

EU では排出量取引制度導入（2003 年）以降、CO₂排出に課される価格シグナルを低炭素化の中心的な施策としてきたが、その一方で、石炭産業に対する国家補助を容認し、また近年には、多くの加盟国が再生可能エネルギー電力に対する厚遇策を独自に実施してきた。その結果、エネルギー・環境政策の整合性が削がれ、電力市場に歪みが生じるとともに、電力供給の経済性や安定性にも懸念がもたれるようになった。

そうした背景から近年は、市場原理を高めコストを抑制する方向でエネルギー・環境政策が見直されている。石炭産業への国家補助は禁止され、再生可能エネルギー発電の助成

⁸⁴ 欧州石炭・鉄鋼共同体（European Coal and Steel Community, ECSC、1952 年-2002 年）体制下の課徴金が原資となっている。http://ec.europa.eu/research/industrial_technologies/rfcs_en.html

⁸⁵ 1 ユーロ＝124 円で計算

⁸⁶ Eleventh Coal Dialogue, July 2015

⁸⁷ 石炭火力発電に関する分野としては、エネルギー・環境保護に関するガイドラインの他に地域支援に関するガイドライン（Guidelines on regional state aid for 2014-2020 (2013/C 209/01)）にも該当するケースが想定される。

⁸⁸ 2010/787/EU、前文 11

には競争入札を導入することとなった。今後の CO₂ 対策は、そうした市場の歪みや政策の整合性の問題を改善した上で、排出量取引による市場メカニズムを引き続き活用する方針となっている。

しかしこうした中でも、石炭火力発電に限っては、コマンド&コントロールによる抑制へと政策の要が切り変わっている。排出量取引制度においては、炭素価格（石炭火力発電コスト）を政策的に上昇させるために、様々な介入策が講じられている。また、本年（2016年）から適用開始となった大気汚染物質等の環境規制（Industrial Emissions Directive）は、新設・リプレースともに石炭火力発電の投資抑制につながることが見込まれている。

一方、石炭火力発電の継続利用の切り札とされた CCS は、低炭素化のインセンティブが排出量取引制度に委ねられてきた結果、投資が著しく停滞し、高効率化技術を含め、石炭火力発電の有効利用に向けた真摯な検討の機会が失われている。

以上のように EU では、排出量取引制度に期待された低炭素化に向けた市場メカニズムが機能せず、その反動ともいえる政策的介入や環境規制の強化等を通じ、石炭火力発電の抑制を急ぐこととなった。一方、再生可能エネルギー電力の急増等に伴い、安定的な電源の確保が重要性を増しているが、その方途は電力市場改革の一環として現在も検討課題として残されている。そうした中で石炭火力発電の市場退出が先行することで、電力供給の経済性・安定性の確保が困難さを増すことも予想される。

我が国でも、完全自由化後の電力市場における競争の促進と気候変動対策の両立が重要な課題だが、欧州における“脱石炭”の実効性に注視しつつ、多様なリスクに対応可能な電源ポートフォリオの構築を目指した政策の舵取りが求められる。

補足

(1) 排出量取引制度 (EU ETS)

排出量取引制度は、GHG 排出の価格づけ (EU ETS 下では 1 トンあたりの排出枠価格) により、環境コストを内部化させることで排出削減を誘導する政策手段である。

EU ETS では、発電事業者をはじめ、鉄鋼、セメント等のエネルギー多消費産業の施設 (熱入力 20MW 以上の燃焼施設) に対し、GHG の排出上限 (キャップ) を設定、キャップに相当する分の排出枠 (EU Allowance、EUA) を各対象事業者に配分し、対象事業者に対し、毎年、各々の排出量と同量の排出枠の提出を義務付けている⁸⁹。対象事業者は、各自の排出削減により排出量をキャップ内に収めるか、他の事業者による排出削減等により生じた排出枠の取引 (トレード) を通じキャップを達成することも可能である。全体の排出枠は、EU 全体の GHG 排出削減目標とも歩調を合わせ、段階的に削減される。

こうしたキャップ&トレードの仕組みにより、制度対象者の GHG 排出量をキャップ総量の範囲に抑え、キャップを政策的に順次引き下げることでさらなる排出削減を促し、同時に、排出枠の取引という市場メカニズムを活用することで、費用効率的に GHG 排出を削減する狙いがある。

制度は期間 (フェーズ) を区切り実施されている。現在は第 3 フェーズ (2013-2020 年) にあり、対象施設数は約 11,000、EU 全体の GHG 排出量の 45%をカバーしている⁹⁰。

表 6 EU ETS の各フェーズのルール概要

	第 1 フェーズ 2005-2007 年	第 2 フェーズ 2008-2012 年	第 3 フェーズ 2013-2020 年	第 4 フェーズ 2021-2030 年
キャップ	国別に積み上げ 約 2058 百万 tCO ₂ ⁹¹	国別に積み上げ 約 2,039 万 tCO ₂ ⁹²	EU 全体のキャップ 約 2,084 百万 tCO ₂ ⁹³ (2013 年) から毎年 1.74%削減	EU 全体のキャップ を設定し毎年 2.2% 削減
主たる割当方法	国別は無償割当	国別は無償割当	発電部門は有償割 当 (オークション)	発電部門は有償割 当 (オークション)
バンキング	不可	可能	可能	可能
罰則	罰金 40 ユーロ /tCO ₂ 、 削減義務の翌年・時 期フェーズへの持 ち越し、及び 事業者名の公表	罰金 100 ユーロ /tCO ₂ 、 削減義務の翌年・時 期フェーズへの持 ち越し、及び 事業者名の公表	同左	同左

注) 第 2 フェーズのキャップは期間中の平均値。第 4 フェーズは提案段階。バンキングは排出枠の次期フェーズへの繰越を指す。

出所：欧州委員会資料より作成

⁸⁹ 欧州委員会ホームページ http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm

⁹⁰ 欧州委員会ホームページ http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm

⁹¹ EUETS Handbook, p19

⁹² 欧州委員会プレスリリース http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-10-513_en.htm

⁹³ 欧州委員会ホームページ http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/index_en.htm 及び
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/faq_en.htm

制度ルールは 2003 年の指令策定（2003/87/EC）以降、順次精密化しており⁹⁴、現在、第 4 フェーズ（2021-2030 年予定）の制度設計が進められており（2015 年 7 月に素案発表⁹⁵）、排出枠の売却収入を原資としたイノベーションファンド（450 百万の排出枠分）及び東欧諸国（10 カ国）を対象とした近代化ファンド（310 百万の排出枠分）の創設が提案されている。また、第 3 フェーズ中に導入予定の市場安定化リザーブも引き続き運用される見込みである。

（2）IED

IED は、発電所等の大規模燃焼設備や、鉄鋼、化学、食品等各種の産業設備等、域内の約 50,000 ヲ所にのぼる設備を対象とし、総合的な環境規制として、それまでの 7 つの法規制を集約し 2010 年に導入された⁹⁶。大気、水、土壌、廃棄物等の環境汚染物質の排出基準や、産業分野によっては原材料消費、エネルギー効率、騒音、事故防止、設備閉鎖後のサイトの復旧等についても遵守すべき内容を規定している。GHG は、EU ETS との整合性を前提とした上で加盟国の任意としている⁹⁷。

IED が定める環境汚染物質の排出上限値は、新規設備だけでなく既存の設備にも適用され（適用時期は産業活動等により異なる）、既設設備も、一定の猶予期間のうちに対応できなければ、活動許認可（パーミット）を取得・更新することができない。

また IED は、将来の排出上限値の策定方法についても定めており、必要な場合には BAT をベースに、技術的進展等を反映し規制を更新することを求めている。BAT は、産業分野ごとに欧州委員会、加盟国政府、産業界だけでなく、環境 NGO 等も含めた意見交換に基づき欧州委員会が策定し⁹⁸、最低でも 8 年ごとに見直しが行われる⁹⁹。合意された BAT は BREF（BAT reference documents）と呼ばれる文書に示され、加盟各国が BRFE の内容よりも厳しい国内基準を課すことも可能である¹⁰⁰。

LCP BREF は、これまでの規則や取組により 2006 年に取りまとめられた文書¹⁰¹が採用されていたが、IED 施行を受け見直しが行われており、2016 年 6 月に最終ドラフトが公表された。

⁹⁴ 排出枠の割当方法の統一化、産業部門の排出割当の基準（ベンチマーク）設定、域外への生産拠点の移転（カーボンリーケージ）等の課題があり、欧州委員会が対応を進めている。

⁹⁵ COM (2015) 337

⁹⁶ 欧州委員会ホームページ <http://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/legislation.htm>

⁹⁷ IED、第 9 条

⁹⁸ IED、第 13 条

⁹⁹ 欧州委員会の一機関である European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB、拠点セビリア) が中心となり作業を進める（通称“セビリア・プロセス”）。

¹⁰⁰ IED、第 14 条 4

¹⁰¹ Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, July 2006, European Commission

(3) 国家補助

EU は、EU 加盟各国に対し、国家補助（State Aid）、すなわち特定の産業や事業に政府が優位性を与えることを EU 憲章（第 107 条）により原則として禁止している¹⁰²。具体的には、政府による資金提供、利率・租税優遇、ギャランティ、株式保有、優遇条件での財やサービスの供与等が想定され、国家補助に関する EU の諸規制（以下、EU ルール）は、そうした特定の産業や企業への政策支援により域内の競争環境に歪みが生じることを防止している。所管は欧州委員会の競争総局（分野によっては漁業総局または農業総局）である。

EU 加盟各国が事業投資等に対する補助を行おうとする際には、欧州委員会に対する事前通知手続き（notification）及び事前審査を経ることが義務付けられており、欧州委員会は、EU ルールに適合しない補助を承認しないだけでなく、これまでに給付された補助金を回収（recover）する権限を有する。ただし、例外規定もあり、欧州委員会の承認を得た場合には、国家補助とみなされる場合であっても政策支援の実施が認められる分野やケースもある¹⁰³。

欧州委員会（競争総局）は、エネルギー・環境分野の政府支援の拡大から、国家補助ガイドラインを策定している。法的拘束力はないものの、閣僚レベルで採択された EU の重要な指針として位置づけられている¹⁰⁴。下記に 2014 年の「環境保護・エネルギーに関する国家補助ガイドライン」¹⁰⁵（2020 年末まで有効）に盛り込まれた CCS 及び容量メカニズムに関するガイドラインの概要を示す：

1) CCS¹⁰⁶

- CO₂ の回収・輸送及び貯蔵設備またはその一部を備えた発電所（化石燃料またはバイオマス）や他の産業施設に対し補助することができる。ただし CO₂ を排出する設備ではなく、CCS プロジェクトによる費用を補助対象とすること。
- 補助は排出される CO₂ の回収・輸送・貯蔵のための追加コストのみを対象とする。CCS の付帯は仮想的（counterfactual）であるため、補助の対象費用は、すべての収入（EU ETS の排出枠の購入費用や、NER300 や EEPR の資金など）を勘案した資金ギャップに対するものであること。
- 運転補助、投資補助のいずれも可能とする。
- 市場競争を歪める影響については、他の分野における国家補助と同様に、知見の共有が図られているか、設備への第三者のアクセスが可能か等を勘案し審査する。

¹⁰² Treaty on the Functioning of the European Union

¹⁰³ http://ec.europa.eu/competition/state_aid/overview/state_aid_procedures_en.html

¹⁰⁴ 欧州駐日代表部 <http://eumag.jp/feature/b0712/>

¹⁰⁵ 2014/C 200/01

¹⁰⁶ 2008 年に策定されたガイドラインでは、具体的な基準や要件等を定めるには時期尚早とされた。ただし、気候変動対策としての戦略的な重要性から、欧州委員会は CCS 案件への支援を肯定する考えを示した。

2) 容量メカニズム

- 化石燃料を含め環境負荷が大きい発電を段階的に廃止するとの目的と矛盾しないよう、デマンドサイドマネジメントや連系容量の増大などを優先して検討すること。
- 供給力確保の課題が発生する時期や場所を欧州送電事業者ネットワーク（ENTSO-E）と整合的な分析・手法により明確化すること。
- 国家補助の必要性について、供給力確保の課題と要因に基づき定量的な分析とその算定方法を提示すること。
- 同様に、市場を通じて供給力を確保することができない理由を示すこと。
- 補助は、容量の利用可能性（MW への対価）のみを対象とし、運転支援（MWh への対価）は含まないこと。デマンドサイドレスポンスや電気の貯蔵など、発電所設置以外の技術にも適用可能とし、これらのインセンティブを阻害しないこと。

(4) CCS 指令の概要

「CO₂ 地中貯留指令（CCS 指令）」（2009/31/EC）は、EU 域内及び経済海域、大陸棚にて CO₂ の地下貯留を実施する際に求められる許認可諸手続きやモニタリング、報告義務等を定めている。また、CO₂ 貯留後の責務についても規定し、CCS のライフサイクル全体をカバーした法規制の策定を加盟各国に義務付けている。

モニタリングについては、モニタリング方法の決定手順を定めるとともに、漏洩リスクや、環境、人体の健康へのリスク、また新たな科学的知見や最善の技術（BAT）に変化が生じることもふまえて、最低でも 5 年ごとにモニタリング計画を見直すこと等を定めている（第 13 条）。

また、貯留サイト閉鎖後については、事業者は引き続きモニタリング、報告、是正措置の義務を負うが（第 17 条）、閉鎖後の計画をあらかじめ策定し、計画の遂行後は、漏洩がないことや、貯留サイトが長期的な安定に向かっていること示す等の条件を満たした上で規制当局に当該義務が移管される等としている（第 18 条）。

資料（主な EU 法規制）

政策の枠組み

- 8.3.2011 COM(2011) 112 final, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050
- 15.12.2011 COM(2011) 885 final, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Energy Roadmap 2050
- COM (2014), 15final, European Commission, January 22, 2014

レファレンスシナリオ

- EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050, REFERENCE SCENARIO 2013, European Commission,
- 15.7.2015, COM(2015) 339 final, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Delivering a New Deal for Energy Consumers

エネルギー同盟

- 25.2.2015 , COM(2015) 80 final, ENERGY UNION PACKAGE, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK, A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy

SET-Plan

- European Commission, "Communication "A European strategic energy technology plan (SET Plan) - Towards a low carbon future"(COM/2007/723 final)
- European Commission, "Communication ""Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)""(COM/2009/519 final) （ロードマップ）
- Strategic Energy Technology (SET) Plan, 2014COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Energy Technologies and Innovation, /* COM/2013/0253 final */

電力指令

- DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC

EU ETS

- DIRECTIVE 2009/29/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community

- DECISION (EU) 2015/1814 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 6 October 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC
- COM(2015) 337 final, Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments, 15.7.2015

CCS 指令・報告書

- DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006
- Report on review of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, COM/2015/576
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on the Future of Carbon Capture and Storage in Europe, COM(2013) 180 final, March 27, 2013

国家補助

- COUNCIL REGULATION (EC) No 1407/2002 of 23 July 2002 on State aid to the coal industry
- COUNCIL DECISION of 10 December 2010 on State aid to facilitate the closure of uncompetitive coal mines (2010/787/EU)

EEPR

- Regulation (EC) No 663/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing a programme to aid economic recovery by granting Community financial assistance to projects in the field of energy

NER300

- COMMISSION DECISION of 3 November 2010 laying down criteria and measures for the financing of commercial demonstration projects that aim at the environmentally safe capture and geological storage of CO₂ as well as demonstration projects of innovative renewable energy technologies under the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community established by Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (2010/670/EU)

IED

- Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)