

## 米国の発電所 CO<sub>2</sub> 排出規制による米エネルギー市場への影響

### —EPA による規制影響分析レポートを中心に—

ガスグループ 主任研究員 杉野 綾子

#### はじめに

6月2日に環境保護庁(EPA)が発表した既設発電所のCO<sub>2</sub>排出基準案は、オバマ大統領のエネルギー政策方針「All of the Above」に倣えば、あらゆる手段を選択肢に含め、取捨選択を州政府に委ねる、柔軟で自主性を尊重した規則案である。

今後、パブリックコメント期間中に、エネルギー産業・製造業の企業や業界団体、州および自治体政府、環境団体、消費者団体など大量のコメントが寄せられ、それを受けての規則案の修正や手続の遅延が予想される。さらに、最終規則が公布された後に各州政府が実施計画を策定し、連邦EPAの承認を得るまでは、実際にどのようなCO<sub>2</sub>排出削減措置が採られるのかは不明である。

EPAの規則制定と州による実施計画策定が計画どおりに進んだ場合でも、本規則に基づく削減措置の開始は最も早くても2017年7月以降であり、この間には手続面、政局面およびエネルギー価格(特に石炭と天然ガスの相対価格)面で多くの不確定要素がある。

ところで、米国では、行政機関は規則制定を行うにあたって当該規則に関する費用対効果を分析し、「社会的費用を正当化し得るだけの社会的便益が見込まれる」こと及び「複数の政策手段の中から、社会的費用が最小かつ社会的便益が最大の手法を選択した」ことを示さなければならない。EPAが規則案に添えて公表した規制影響分析(Regulatory Impact Analysis、以下RIA)によれば、本規則の実施により、2030年時点で米国全体で年間74～88億ドルの費用負担が見込まれるが、気候変動の緩和及び健康面の便益は90億ドルにのぼる。他方、EPAの規則案公表に先立ち、米国商工会議所は本規則の年間コストが500億ドルに達するとの分析を発表し、規則案そのものの内容が示される前から舌戦が始まっていた。

EPAの分析は、各州がどのような排出削減措置を採用するかが不明な状況で、EPAが合理的と考える措置が選択されるという想定に基づいている。実際には各州にそれぞれ育成したい産業や守りたい雇用が存在し、それらを考慮した上で政策が議論されているのであり、各州の合理的選択の結果、規制の費用便益はEPAの分析から大きく振れる可能性がある。

また、2017年にも米国産LNGの輸入を開始しようとしている日本にとって、この問題は対岸の火事とは言えない。規制に伴い長期的に米国の電力供給の安定性が損なわれた場合、天候変化や設備の事故に伴って卸電力価格がこれまで以上に乱高下することが懸念される。天然ガスも、ピーク電源の位置づけにあるため価格が一層不安定化する可能性があり、その影響を、日本も免れ得ないためである。そこで本稿では、本規制の米国経済及びエネルギー市場への影響について、EPAのRIA分析を中心に整理する。

構成

1. EPAによる規制影響分析の概要
  - －電力市場への影響、燃料需給・価格への影響
  - －CO<sub>2</sub>排出抑制による社会的便益
2. 商工会議所による経済影響分析
3. 送電系統への影響分析
4. まとめ

## 1. EPAによる規制影響分析(RIA)<sup>1</sup>

今回発表されたEPAの規則案は、2030年時点の既設発電所からのCO<sub>2</sub>排出量を2005年比で30%削減することを目標に、電源構成や資源の賦存状況等を考慮して、各州が達成すべき排出削減目標(rate-base goals:原単位目標)を設定したものである。そして同時に、各州が実施計画を作成するにあたってのガイドラインが示されている<sup>2</sup>。2015年6月に最終規則が公布された後、各州政府は2016年6月までに実施計画を策定してEPAに提出し、EPAは12カ月以内に計画の審査を行う予定となっている。

州政府は、実施計画に盛り込む削減措置として、以下の4つの手法が認められている。

- ①対象となる火力発電所の熱効率改善<sup>3</sup>、
- ②CO<sub>2</sub>を多く排出する燃料/発電所から低排出の燃料/発電所への転換、
- ③再生可能エネルギーおよび原子力発電の拡大を通じた火力発電電力量の抑制、
- ④省エネ・電力需要削減を通じた火力発電電力量の抑制

本RIAでは、Case 1として排出削減手段が円滑に普及し2030年の目標が達成される場合、Case 2として削減手段の普及が緩慢で、中期目標(各州が2020-29年の間に達成すべき数値)が2025年に達成される場合、を想定している。また、Case Aとして各州が個別に達成する場合、Case Bとして地域送電機関のエリアに沿った地域ブロック毎に連携して達成する場合を想定している。以降では、これら4パターンのうち、Case 1とCase Aの試算を中心に整理する。

下表は、EPAが本規制に伴う費用と便益を金銭価値で評価した結果である。2030年時点

<sup>1</sup> U. S. EPA “Regulatory Impact Analysis for the Proposed Carbon Pollution Guidelines for Existing Power Plants and Emission Standards for Modified and Reconstructed Power Plants”, June 2014

<sup>2</sup> 規則案の概要については、田中鈴子『米国EPAが既存発電所からのCO<sub>2</sub>排出規制案を公表(速報)』日本エネルギー経済研究所ホームページ、2014年6月6日掲載を参照。

<sup>3</sup> 本規則の対象となる発電設備は、2014年1月8日までに運転開始した発電所で、ボイラー、石炭ガス複合発電(IGCC)、タービン(シングルタービン及びコンバインドサイクル)を含み、燃焼容量2.5億Btu以上、入熱量の10%以上が化石燃料で、年間電力販売量21.9万kWh以上または定格容量の3分の1以上を販売する発電所、である。設備容量25万kW以上の発電所が該当し、バイオマス発電設備も含まれる。

で460～840億ドルの純便益が見込まれる結論となっている。以下では、まず本規制に起因する社会経済的な費用の分析内容を整理し、次いで、本規制によりグローバルな気候変動の進行が緩和されることに伴う期待便益の評価手法と分析結果について述べる。

表1 金銭価値で評価した費用便益(各州独自の取組により2030年目標が達成される場合)

(10億ドル, 2011年基準)	2020年		2030年	
	割引率3%	割引率7%	割引率3%	割引率7%
世界的な気候変動の進行緩和 (割引率5%)	\$4.9		\$9.5	
同(3%)	\$18		\$31	
同(2.5%)	\$26		\$44	
同(3%の95パーセンタイル値)	\$52		\$94	
CO <sub>2</sub> 以外の汚染削減(健康増進)	\$17-\$40	\$15-\$36	\$27-\$62	\$24-\$56
遵守コスト	\$7.5		\$8.8	
<b>規制による純便益</b>	<b>\$27-\$50</b>	<b>\$26-\$46</b>	<b>\$49-\$84</b>	<b>\$46-\$79</b>
金銭的に把握できない便益	SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , 水銀による影響の減少 生態系および景観に関する事項		SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , 水銀による影響の減少 生態系および景観に関する事項	

#### (1) 規則の遵守費用：電力市場への影響

発電所に対するCO<sub>2</sub>排出基準による直接の費用は、2030年までの電力供給を賄うために必要とされる追加的費用として推計されている。

2012年時点で、米国の電力消費量は38.32億MWh、発電電力量は38.9億MWh、電源構成は石炭38.57%、天然ガス29.12%、原子力19.78%、水力6.91%、再生可能5.03%であった。発電設備容量は1,063GWであり、石炭火力はこのうち309.7GW、本規則の対象となる25MW以上の石炭火力は307.8GWであった(天然ガスは422.4GW)。

また、2012年の発電所由来のCO<sub>2</sub>排出量は20.2億トン(うち15.1億トンが石炭火力)、2005年は24.5億トンであった。

2030年に2005年比30%という削減目標を達成するために、米国の電力部門全体で直接的に発生する費用は、2030年時点で年額88億ドル(2011年ドル基準、以下全て同じ)、2020年時点では74億ドルの見込みである(下表中\*1)<sup>4</sup>。ここには、2017～2030年にかけて年率1-2%の電力需要増に対応するための設備投資と、既設発電所の熱効率改善への投資、燃料転換に伴って生じる新規の発電設備投資および付随費用(ガスパイプライン建設等)、設置済みの排出削減装置の更新費用、省エネ措置に要する費用が含まれる<sup>5</sup>。これらの合計額から、電力需要削減による発電コストの減少分を差し引いたものが上記の年額88億ドルという金額となっている。

<sup>4</sup> モニタリング、記録の作成・保管等に要する行政コストを除く

<sup>5</sup> 各排出削減措置に要する資本費および運転費は、U.S. EPA “Documentation for EPA Base Case v. 5.13 Using the Integrated Planning Model”, November 2013 において詳細に分析されている。

省エネについては、最も省エネの進んでいる12州が実際に達成したか、法的拘束力をもつ義務として制定している電力需要削減目標をもとに、全州において2017-2030年の期間中に年率1.5%の電力需要抑制が可能、と見込んでいる。全州が一律1.5%/年の省エネを行うことを想定した結果、各州は2030年時点で、BAU比で9.95~12.48%の電力需要削減を達成すると推計されている。省エネに要するコストとしては、電力会社側のメーター設置・交換等の設備費用と、需要家側の高効率機器の導入等の設備費用を見込んでいる。

既設発電所の熱効率改善は、2020年までに、25MW以上の石炭火力のうち累計179GWについて6%の効率改善が行われる見込みであり、資本費は100ドル/kWを想定している。

燃料転換は、石炭火力発電所の閉鎖と天然ガスコンバインドサイクル（NGCC）の新設という設備の転換と、既設石炭火力の稼働率低下・既設NGCCの稼働率向上という運用面の転換に分かれる。まず、石炭火力発電所の閉鎖は、BAUケースで2020年までに65GWが見込まれるが、CO<sub>2</sub>排出規制の実施により追加的に49GWが閉鎖され、2020年時点で設備容量は195GWとなる推計である（2030年は191GW、表中\*2）。この存続する石炭火力発電所は、2030年時点でも73%の稼働率が見込まれる（BAUでは79%）。

NGCCの新設は、省エネにより電力需要の伸びが鈍化するため、2020年までに34.7GW（BAUでは11.9GW）と加速するが、次の10年では16.9GW（同71.9GW）と大幅に鈍化する（表中\*3）。また既設NGCCの稼働率は、BAU比で大幅に上昇する。

水力を除く再生可能エネルギーによる発電設備容量は2020年までに12GW（BAU比67%増）、2030年までに8GW（同24%増）の追加が見込まれる。

なお、これらの設備構成の変化は、省エネ効果を加味した電力需要の伸びと、EPAが産業界等からのヒアリングを踏まえて推計した熱効率改善、燃料転換および再エネ投資の費用想定を前提とし、かつ電力供給信頼度、地域送電機関が求める予備率が確保されるようモデル推計を行った結果である。

表2 各州の独自の取組により2030年目標が達成される場合の費用および電源構成の見通し

	BAU ケース		削減目標達成ケース		備考
	2020年	2030年	2020年	2030年	
省エネ・需要削減幅 (全米、BAU比%)			-3.04%	-11.13%	
省エネ対策費用 (10億ドル)			\$10.2	\$42.7	
発電費用総額 (同)	\$177.8	\$224.7	\$175.0 (-\$2.8)	\$190.7 (-\$34.0)	省エネ効果
遵守コスト計(同)*1			\$7.4	\$8.8	差引のコスト
発電設備容量総計 (GW)	1,005	1,095	970	992	省エネ進展で設備容量 増加ペースが鈍化
石炭 *2	244 (24.3%)	240 (21.9%)	195 (20.1%)	191 (19.3%)	規制により廃棄加速 2030年にBAU比-21% うち179GWは熱効率改善

既設 NGCC	219 (21.8%)	219 (20.0%)	217 (22.4%)	217 (21.9%)	
新設 NGCC *3	12 (1.2%)	84 (7.7%)	35 (3.6%)	52 (5.2%)	規制により 2020 年以前の 設置加速、以後鈍化
ガスタービン	146 (14.5%)	156 (14.2%)	143 (14.7%)	145 (14.6%)	規制により 2020 年以降 新設されない
石油/ガス火力	83 (8.3%)	82 (7.5%)	66 (6.8%)	66 (6.7%)	規制により廃棄加速
再生可能 (除水力)	93 (9.3%)	107 (9.8%)	105 (10.8%)	101 (10.2%)	規制により 2020 年以前の 普及加速、以後鈍化
発電電力量総計 (TWh)	4227	4557	4100	4051	省エネ進展で電力需要 増加ペースが鈍化
石炭	1,665 (39.4%)	1,668 (36.6%)	1,302 (31.8%)	1,216 (30.0%)	高稼働が続くが 2030 年 BAU 比-23%
既設 NGCC	1,003 (23.7%)	810 (17.8%)	1,065 (26.0%)	961 (23.7%)	稼働率上昇し電源構成中の シェア拡大
新設 NGCC	85 (2.0%)	599 (13.3%)	248 (6.0%)	384 (9.5%)	計算上、80%以上の 高稼働率
ガスタービン	19 (0.4%)	23 (0.5%)	33 (0.8%)	31 (0.8%)	
石油/ガス火力	52 (1.2%)	23 (0.5%)	14 (0.3%)	12 (0.3%)	
再生可能 (除水力)	299 (7.1%)	350 (7.7%)	323 (7.9%)	356 (8.8%)	
設備稼働率					
石炭	78%	79%	76%	73%	
既設 NGCC	52%	42%	56%	51%	

## 【疑問点】

RIAは、あくまで本規制の実施による追加的な費用便益の分析である。表2にあるとおり、本規制のコストとしては、省エネ対策費用と、省エネによる電力需要削減分の差である2020年74億ドル、2030年88億ドルしか計上されていない。省エネの効果が大きいため、NGCC及び再生可能エネルギーによる発電の拡大幅は2030年時点でBAUケースを下回っており、本規制に起因する追加コストは無い、と分析されたものと類推される。

しかし2020年断面で見れば、NGCCおよび再生可能エネルギーの設備容量と発電電力量はBAU比で大幅増が見込まれる。予定された投資の前倒しであるとしても、資機材の需給逼迫に伴うコスト増やガスパイプライン敷設等を、遵守費用として計上する必要があると思われる。

また、前述のとおりRIAでは、地域送電機関が要求する供給予備率が確保されることを想定している。しかし、風力や太陽光発電等の不安定な電源が大量に導入されることに伴う電力システムの不安定化は数年来指摘されており、本規制により再生可能電力の導入が一層加速する場合、地域送電機関が予備率水準を引き上げる可能性も考えられる。その場合、追加的調整電源としてRIAの推計を上回るガス火力が必要となり、上記設備投資の見

通しや、次に述べるガス価格への影響も異なってくる。逆に、再生可能エネルギーによる電力の導入加速にも拘らず適切な予備率水準に関する検討が進まない場合には、電力供給が不安定化し、天候要因等により頻繁に電力/ガス価格の乱高下が起きることも懸念される。

## (2) エネルギー価格への影響

CO<sub>2</sub>排出30%削減の対策に伴うエネルギー価格への影響は、次のように分析されている。

電力小売価格は、2020年時点でBAU比7%、2030年時点で3%上昇する。家計の電気代支出は2020年に3%増加するが、2030年には省エネ進展を背景に9%減が見込まれる。

発電用の石炭生産量は、熱効率改善、電力需要減少、燃料転換の相乗効果で、BAU比で2020年時点で27%減少、2030年時点で32%減少する。影響が大きいのはアパラチア(BAU比-35%)と西部(同-34%)であり、中部(同-11%)は比較的影響が小さい<sup>6</sup>。発電所の石炭調達価格は、2020年時点でBAU比-17%、2030年時点で-18%となる。

発電用ガス需要は2020年時点で1.2Tcf拡大(2012年実績から4.7%増)するが、以後は省エネ進展により鈍化し、2030年時点の需要は2020年を下回る見通しである。発電所のガス調達価格は2020年時点でBAU比12%上昇するが、2030年時点では殆ど変わらない。

ガス火力発電の拡大に伴い、ガスパイプラインの建設も加速する。2020年までにパイプライン輸送能力はBAU比8%の拡大が見込まれるが、それ以降は拡大が鈍化する。

エネルギー価格の変化による、産業活動・物価への影響については、「製造業のコストや物価水準は様々な要素により左右されるものであり、エネルギー多消費産業はそれなりの影響を被ると考えられる」と指摘するに留まっている。また、雇用への影響についても、熱効率改善、発電所の新設、省エネ及び高効率な機器の製造等に関連した雇用増を推計しているが、石炭産業における雇用減少等については言及していない。この点は、後で触れるとおりに産業界が最も強く懸念する点である。

表3 CO<sub>2</sub>排出削減の取組によるエネルギー価格への影響

(ドル, 2011年基準)	削減目標達成ケース		対BAU比増減	
	2020年	2030年	2020年	2030年
電力小売価格(全米、セント/kWh)	1.1	11.3	+6.5%	+3.1%
家計の電気代支出総額	-	-	+3.2%	-8.4%
発電用石炭生産量(百万トン)	616	-	-27%	-32%
石炭山元価格(ドル/MMBtu)	1.45	1.70	-16%	-17%
発電用石炭価格	2.18	2.44	-17%	-18%
発電用天然ガス消費量(兆立米)	9.54	9.61	+14.3%	-2.9%
ヘンリーハブガス価格(ドル/MMBtu)	5.61	6.07	+12.5%	+1.2%
発電用ガス価格(ドル/MMBtu)	5.98	6.39	+11.5%	0.0%

<sup>6</sup> アパラチアはペンシルバニア、ウェストバージニア州を中心に位置する。西部はコロラド、ワイオミング、モンタナ、ノースダコタ等であり、中部は、インディアナ、イリノイ、ケンタッキー州等である。

### (3) 世界的気候変動の進行緩和に関する経済的評価

今回の発電所 CO<sub>2</sub> 排出規制が実施された場合、CO<sub>2</sub> 排出が抑制され、中長期的に大気中の CO<sub>2</sub> 濃度の上昇ペースの緩和が期待される。また、CO<sub>2</sub> に加えて二酸化硫黄 (SO<sub>2</sub>)、二酸化窒素 (NO<sub>2</sub>) と粒子状物質 (PM<sub>2.5</sub>) の排出抑制効果も期待されている。

この、CO<sub>2</sub> 排出減少によるメリットの金銭的価値を算出するにあたり、EPA は、大気中に排出された炭素 1 トンが一定期間大気中に残存する間に引き起こすであろう損害を経済的に評価した「炭素の社会的費用」(Social Cost of Carbon: SCC) と呼ばれる指標を用いている。SCC が織り込む損害は、グローバルな農業生産性の変化、人類の健康への影響、洪水リスクの上昇に因る資産価値の下落低下、エネルギーシステムへの影響(暖房費節減と冷房費増大等)である。将来的に見込まれるこれらの損害額について、一定の割引率を用いて現在価値を算出したものが各年の SCC である<sup>7</sup>。

SCC は、オバマ政権下で「炭素の社会的費用に関する省庁間作業グループ」を設置し、2006 年以降に EPA が行ってきた様々な規則制定の過程で、パブリックコメント等を通じて得られた科学的知見を総合して推計が行われた。

下表に抜粋したとおり、本規則案の実施により 2020 年までに米国内の発電所から排出削減が見込まれる CO<sub>2</sub> 量は 3.83 億トンであり、この量の CO<sub>2</sub> が大気中に残存することにより、グローバルな規模でもたらされる損害額は、2020 年時点の割引現在価値で 49~520 億ドルと推計されている。2030 年時点では同様に削減量が 5.55 億トンであり、割引現在価値は 95~940 億ドルという推計である。

また RIA では PM<sub>2.5</sub> とオゾン(原因物質である SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>) の排出削減による米国内の居住者にとっての健康面の便益の総量も、PM とオゾンの独自のモデルを用いて推計している。便益は、若年死や心臓病、肺病の発生率低下と、それに伴う直接的な医療費支出として分析されている。

なお、CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM 他の汚染物質削減による便益評価の課題として、EPA は、①CO<sub>2</sub> が長期的に引き起こす損害には科学的に解明されていない点があること、②過去に排出された CO<sub>2</sub> と併せた累積効果の推計が出来ていないこと、③健康影響について年齢構成等を加味した経済的評価が不十分なこと、④農業資源以外の生態系保全や景観の保全、病気の発症率抑制による間接的なメリットを把握しきれていないこと、等を挙げている。

こうした課題以外にも、例えばグローバルな気候変動の緩和に資する対策の費用をなぜ米国の消費者が負担するのか、という反論が、本規則案へのパブリックコメントや、今年 11 月の議会中間選挙、2016 年の大統領・議会・知事選挙と、それに向けた選挙運動の過程で提起される可能性がある。

<sup>7</sup> Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, "Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866", May 2013

表4 炭素の社会的費用と、米国内発電所からの削減分の経済的価値

※ドルはすべて2011年基準	モデルで推計される平均的な損害額想定に対し			過酷な損害に対し
	割引率 5%	割引率 3%	割引率 2.5%	割引率 3%
2015年時点の費用 (ドル/CO <sub>2</sub> -トン)	\$12	\$39	\$61	&116
2020年(同)	\$13	\$46	\$68	\$137
2030年(同)	\$17	\$55	\$80	\$170
2050年(同)	\$28	\$76	\$104	\$235
既設発電所 CO <sub>2</sub> 規制により2020年までに削減が見込まれる累計 CO <sub>2</sub> 排出量 : 3.83 億トン				
上記削減量の2020年時点の 価値=削減メリットの経済価値	\$4.9 billion	\$18 billion	\$26 billion	\$52 billion
既設発電所 CO <sub>2</sub> 規制により2030年までに削減が見込まれる累計 CO <sub>2</sub> 排出量 : 5.55 億トン				
上記削減量の2030年時点の 価値=削減メリットの経済価値	\$9.5 billion	\$31 billion	\$44 billion	\$94 billion

これまで整理してきた CO<sub>2</sub>排出抑制の費用(表2)と便益(表4)を比較したものが前出の表1であり、本規制は純便益が大きいとして、規則制定の正当性を説明している。

## 2. 商工会議所による分析<sup>8</sup>

米国最大の産業界団体である米国商工会議所(U.S. Chamber of Commerce)は5月28日、傘下のシンクタンク「21世紀エネルギー研究所」(XXI Institute)を通じて、オバマ政権が進めようとしている電力部門の温室効果ガス(GHG)排出規制により米国経済と雇用に深刻な打撃が見込まれる、とのレポートを発表した。

同研究所とエネルギーコンサルティング会社 IHS が共同で作成したレポートは、オバマ政権の掲げる、国内 GHG 排出量を2030年時点で2005年比-42%という削減比率が、全産業に均等に課されると想定している。従って、EPA の既設発電所排出基準の実際の削減率(-30%)よりも厳しい想定となっている。

さらに、パブリックコメントを受けて検討中である新設火力発電所を対象とした CO<sub>2</sub>排出基準(NSPS)が、2022年には一層強化されることを想定している。検討中の NSPS は、新設火力発電所に、現在商業化されている天然ガスコンバインドサイクル並みの CO<sub>2</sub>排出原単位を要求する内容である。従って、石炭火力は実質的に炭素回収・貯留(CCS)技術の導入を義務付けられるが、その CCS 技術は未だ商業化に程遠い、というのが産業界の反対の最大の根拠となっている。

XXI Institute は、この NSPS が2022年に一層強化され、新設天然ガス火力発電所にも CCS 導入が義務付けられることを想定している<sup>9</sup>。

<sup>8</sup> Institute for 21st Century Energy, U.S. Chamber of Commerce, "Assessing the Impact of Potential New Carbon Regulations in the United States", June 2014

<sup>9</sup> XXI が用いたこれらの既設発電所排出規制の内容に関する想定は、環境団体 NRDC : Natural Resources



このように XXI の想定は実際の規則案と内容的にかけ離れており、XXI の経済影響試算を EPA の RIA と比較する意義は少ない。但し、EPA が省エネ・再生可能電力のポテンシャルや、石炭からガスへの移行（必要投資の確保）について過度に楽観的な見通しを抱いていないか、という注意喚起のレポートとして読む場合、特に次の点が注目される。

#### ① 省エネポテンシャルの評価

XXI は、42%削減達成のため電力需要抑制のための投資が進む、と分析している。しかし、42%削減に向けた省エネ対策を加味しても、2013～2030 年にかけて年率 1.2%の電力需要増が見込まれる。規制が実施されない基準ケースでは年率 1.4%増の見込みであり、省エネポテンシャルは年率 0.2%に留まるとしている。

これは、環境団体 NRDC が年率 2.0%の需要抑制が可能、と提言しているのと大きく乖離している。さらに前述のとおり、EPA も、先進的な州の実績を基に全米で年率 1.5%の省エネを想定しており、人口増や気象条件（熱波、寒波）及び産業立地を考慮した場合、省エネポテンシャルをどの様に見積もるのが適正か、という疑問を提起する。

#### ② 石炭の将来への見方

XXI は、42%削減が実施されない基準ケースの場合で、2011-20 年に 58GW、2011-25 年では 70GW、2011-30 年では 85GW の石炭火力発電所が閉鎖されると推計している。42%削減の実施により、追加的な閉鎖は 2030 年までに 114GW に達し、2030 年時点で国内の石炭火力の設備容量は 126GW、としている（EPA の RIA と比較すると-33%）。

RIA との差は主に排出削減幅の差に因るが、既設発電所の規制を行わないケース間で比較しても、XXI は 2020～30 年の石炭火力の廃止について EPA より悲観的である。ここには、EPA が実施済あるいは検討中の他の規制による累積的影響への懸念が現れている<sup>10</sup>。

RIA は、あくまで今回策定しようとしている既設発電所 CO<sub>2</sub> 規制による費用効果を分析するものである。実施済または検討中の他の規制との累積的な効果も、規制導入の背景として考慮されているとは推測するものの、電力供給、石炭及びガス市場、製造業全体への波及効果のうち、捨象されているものが多々ある可能性が考えられる。

なお、XXI は雇用、GDP と所得への影響も分析しており、特に産炭地域の雇用が、42%削減を実施した場合に大幅に落ち込むことを指摘している。EPA の RIA が、石炭需要と石炭価格の下落を見込みながら産炭地域の雇用影響を分析していない点について、今後のパブリックコメント等の過程で指摘されよう。

---

Defense Council が 2014 年に独自の発電所 GHG 排出規制の提言として発表したものを使用している。

<sup>10</sup> 水銀排出規制、東部 25 州を対象とする SO<sub>x</sub>・NO<sub>x</sub> 排出規制の強化、石炭灰処理の規制、炭鉱における排水・固形廃棄物処分に関する規制、Mountaintop Mining 鉱法（露天掘りの一種）の原状回復に関する規制、発電所を含む産業施設の冷却水システムに関する規制、等である。

### 3. 送電系統への影響

米国の石炭火力発電所は老朽化が進んでおり<sup>11</sup>、2012年に施行された水銀排出規制をはじめ近年の環境規制が重要な要因となって、今後多くのプラントが閉鎖予定である。

今回の既設発電所CO<sub>2</sub>排出規制は、石炭火力の閉鎖を加速する措置であり、短期間に大量の発電能力が失われる結果、電力供給の信頼度が損なわれる、との懸念が指摘されている。例えば、議会上院のエネルギー・天然資源委員会の Murkowski 共和党筆頭議員は、早くも2011年5月にFERC（連邦エネルギー規制委員会）に対し、当該規制が電力供給信頼度に与える影響を調査するよう要請した<sup>12</sup>。同議員は、今回の規則案の発表を受けて6月5日にも、既設発電所への規制が石炭火力の大量閉鎖を招き、ベースロード電源および系統運用サービス（周波数や電圧調整、予備力確保）が失われることへの危機感を表明した。

このように、既に3年にわたり電力安定供給への懸念と対策の必要性が指摘されてきたが、この問題に関する分析は限定的である。以下では、入手可能な3つの報告を簡潔に紹介する。

#### (1)シンクタンク Bipartisan Policy Center による「環境規制と電力供給信頼度」報告<sup>13</sup>

Bipartisan Policy Center は、2011年6月に“Environmental Regulation and Electric System Reliability”と題するレポートを発表した。当時、施行から間もないか、EPA が規則制定の手中または策定予定であった環境規制を網羅的に整理し、各規制が実施された場合に設備廃棄が予想される発電設備容量の積み上げを行っている。しかし、分析の内容としては、電力供給信頼度に関する連邦電力法（Federal Power Act）に基づく連邦エネルギー省とFERCの権限、各州の公益事業委員会の権限と、FERCのオーダーに基づく地域送電機関の役割を整理し、これらの機関の連携の重要性を指摘するに留まっている。

#### (2)PJM による石炭火力の大量廃止可能性に関する評価報告<sup>14</sup>

ペンシルバニア、ニュージャージーを中心に米国北東部を制御エリアとする地域送電機

<sup>11</sup> EPA の RIA によれば、現在の石炭火力設備容量の84%を占める250MW超のプラント432基の平均経過年数は36年、250MW未満のプラントでは約45年している

<sup>12</sup> 2011年9月、FERCの5人の委員は下院の公聴会で証言を行った。Wellinghoff委員長（当時）は、FERCは電力供給信頼度に責任を負う機関だが、マンパワー不足等の理由からEPA規制による信頼度への影響に関する十分な調査を実施できていない、と述べた。発電事業者による設備廃止の影響を評価するには、当該設備の稼働状況に関する詳細な情報が必要で、事業者はそれをFERCに開示することを好まないため、供給信頼度への影響評価は地域送電機関が行うのが適切、と証言した。

<sup>13</sup> Bipartisan Policy Center は名前が表すとおり超党派の（政党に関わりなく、偏らない現実的な）政策提言を行うことを旨とするシンクタンクである。エネルギー・環境政策に関する提言は、気候変動が起きており、人間活動が原因となっていることを前提として、経済的負担にも考慮した対策を講じる、という路線に立っていて、民主党の中道派と共和党の穏健派に受け入れられ得るものである。

<sup>14</sup> PJM Interconnection, “Coal Capacity at Risk for Retirement in PJM: Potential Impacts of the Finalized EPA Cross State Air Pollution Rule and Proposed National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants”, August 2011

関 PJM は、2011 年 8 月、エリア内の石炭火力発電所 78GW のうち 20GW が、EPA 規制とガス価格下落を背景とした稼働率低迷という経済要因により閉鎖される可能性があるとして、当該閉鎖による域内電力市場への影響分析を行った<sup>15</sup>。20GW の内訳は、450MW は 2011 年の時点で既に 2014-15 年供給分のオークションに不参加、事業者が廃止を公表したものが 7GW 分、他に約 11GW が「閉鎖の可能性が高い」プラントである。

この「閉鎖の可能性が高い」プラントは、PJM が、既存発電所が脱硫/水銀除去装置を設置するための資本費、運転費増分と、石炭・ガスの燃料価格想定を基に、環境規制対応を行った場合の石炭火力発電所と、ガス火力との発電コストを推計し、それと将来の電力需要想定をもとに、石炭火力発電所の稼働率および収入を推計し、採算を備えない石炭火力発電の設備容量を推計したものである。

分析を踏まえて PJM は、2014-15 年時点で、確定した 7GW の石炭火力廃止を織り込んでも、エリア全体での供給予備率は 15.3%以上が維持される、ただしこのことは、PJM 制御エリア内で局所的な信頼度不足が生じないことを保証するものではない、と結論付けている。

### (3)NERC による長期的な電力供給信頼度評価<sup>16</sup>

FERC により電力信頼度機構として認定され、電力信頼度基準を定める役割を担っている北米電力信頼度機関 (NERC) は、今後の電源構成の変化と安定供給に関する 2 つの報告書を公表している。

EPA の環境規制による信頼度への影響を分析した 2011 年の報告では、EPA が検討中の規制に起因して廃止が見込まれる石炭火力と、期待される NGCC 新設を積み上げて、2018 年までに最大 59GW の設備容量減少が見込まれるとしている<sup>17</sup>。この場合の各地域送電機関の制御エリア別の予備率確保の見通しを推計した結果、地域によっては予備率不足に陥り、供給信頼度が損なわれる懸念ありと結論付けた。その上で政策提言としては、事業者が設備投資対応をできるだけ、時間的余裕をもったタイミングで環境規制が実施される必要性を指摘した。他方、発電設備の廃止や新設は民間事業者の判断であり、個々の発電設備の運転計画 (発電電力量と稼働/停止のタイミング) に至っては地域送電機関が知り得ない情報であるため、設備容量の総量が足りているか、という予備率の評価はできても、電力供給不足のリスクを評価することは困難なことを指摘している。

今後、発電設備構成に占めるガス比率が高まることによる影響を分析した 2013 年の報告

<sup>15</sup> 2015 年までに施行が見込まれる規制が検討されており、この時点では SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> と水銀の排出規制が含まれた。GHG 規制をも視野にいれば、閉鎖が見込まれる発電所はさらに上積みされた可能性が高い。

<sup>16</sup> NERC: North American Electric Reliability Corporation は、定期的に短期と長期の電力供給信頼度評価を行っている。本稿では、2011 年 11 月に公表された環境規制の影響分析と、2013 年 5 月に公表された電源構成のガス依存上昇による影響分析の内容を整理する。NERC, "Potential Impacts of Future Environmental Regulations: Extracted from the 2011 Long-Term Reliability Assessment", November 2011 および Accommodating an Increased Dependence on Natural Gas for Electric Power", May 2013。

<sup>17</sup> 検討されたのは SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、水銀、石炭灰と冷却水システムの規制であり、CO<sub>2</sub> 規制は含まれていない。

では、電力の供給信頼度維持のための課題として以下の点を挙げている。

- ① 天然ガスは、石炭や重油と比較して発電所内での貯蔵が難しく、発電所の出力の増減に応じてタイムリーにパイプライン網からのガス供給が確保されることが重要
- ② 天然ガスの用途は発電以外にも様々であり、特に冬場には民生用ガス需要が拡大する。他の用途との競合が、発電所におけるガス供給確保に重大な影響を及ぼす
- ③ 長期契約による（家庭用、商業用等の）ガス供給・託送契約は、（発電所の追加調達のニーズよりも優先されるため）発電所の燃料供給に対しリスクを与える
- ④ 再生可能電力の拡大に伴い、ガス火力には、不安定な再生可能電力を補完する供給源としての役割がますます期待されるようになる

以上の問題意識のもと、今後の電力の供給信頼度評価には、天然ガスの供給信頼度評価も加えてリスク評価を行うよう提言している。

#### 4. まとめ

本稿では、6月2日にEPAが既設発電所のCO<sub>2</sub>排出規制案に添えて公表した「規制影響分析」を中心に、同規制を実施した場合の米国エネルギー市場への影響について、産業界の見方を交えて整理してきた。EPAの分析による主な結論は以下であった。

- 省エネの進展している12州を基準に、全州が2017-2030年にかけて1.5%/年の電力需要抑制を達成できると想定
- 規制の実施に伴い石炭火力発電所の廃止が進むが、並行して天然ガスコンバインドサイクル（NGCC）の新設が進み、また既存NGCCの稼働率が向上
- 電力需要削減と、NGCCによる発電電力量増加、再生可能電力の導入加速により、電力供給の安定性は確保される
- 規制の遵守コストは2030年時点で年額88億ドルに留まり、電力価格の上昇は省エネ効果で相殺され家計の電気代負担は軽減、天然ガス価格も2030年時点ではBAU比で影響を受けない
- 石炭については、需要減少と価格下落が見込まれる
- グローバルな気候変動の進行が緩和されることの経済的価値は、規制の遵守コストをはるかに上回り、本規制の実施は正当化される

ただし、以上の結果を評価するにあたっては、冒頭でも述べたとおり、各州が実際にどのような排出削減措置を採用するかは現時点では不明であり、EPA自身も分析の限界として指摘している点に留意する必要がある。一方、産業界による影響分析については本論で述べたとおりであり、今後、公表された規則案の内容に対応して試算を再検討したうえで、EPAの推計が予定調和的であり、GDPと雇用、家計負担への影響が大きいことを訴えていくものと予想される。

他方、石炭火力発電所の大量廃止に伴って発電能力が減少し、またNGCCが新設される場

合でも既存石炭火力と立地が異なるため、電力の潮流が変化することが予想される。これによる電力システムへの影響は長らく懸念されているものの、検討が進んでいない。この点に関しては、現時点は、発電事業者が環境規制対応投資を行うか設備を廃止するかを検討している段階であり、最終規則が公布されれば順次事業者が判断を下すため、不透明感が和らぐとも考えられる。

しかし、事業者が廃止を公表した場合でも、当該発電所の稼働実績に関する情報が得られなければ、送電システムへの影響分析は困難である。自由化された電力市場において、規制機関が入手できる情報には限りがあり、多数の発電事業者がそれぞれに合理的経営判断を行った場合の統合的な影響を見積もることは至難の業である。

ところで、電力供給の安定性については、廃止石炭火力を代替する発電設備投資が確保されるか、という点に集中しがちだが、NERC 報告が示唆するとおり、NGCC の建設が進んで設備容量が確保され、併せてパイプライン建設も進んだとしても、十分とはいえない。

最大のガス産出州でありガス火力発電所が多数立地するテキサス州では、2006年10月、ガス事業を監督する鉄道委員会 (Railroad Commission) の諮問機関 Natural Gas Pipeline Competition Advisory Committee が、州内パイプラインの開放 (オープンアクセス) の必要性を含む勧告を行った<sup>18</sup>。同州では、ガス供給事業者が供給契約を満たすに十分なパイプライン輸送能力を確保しており、寒波等で電力需給が逼迫した際に発電事業者がガス火力の稼働を引き上げようとしても、パイプライン・アクセスの不足から発電所までガスを運べないという事態がしばしば起きてきた。2006年の勧告以降もパイプライン開放を義務付ける政策的対策は進まず、他にも多くの州が類似した状況にある。今後、NGCC の建設が進みパイプライン輸送能力の逼迫感が高まると予測される状況下では、現に輸送能力を確保している事業者がこの放出に同意する可能性は低く、政治的解決は困難であろう。

CO<sub>2</sub> 排出規制は、こうした構造的問題がある中で実施されようとしている。議会では、共和党議員が EPA の規則制定の中止を命じる法案を提出しているが、規則制定の阻止に成功する見込みは低い。パブリックコメントにより追加的検討が必要になるとしても、数カ月の遅延に留まるだろう。従って、本規則案が最終規則として公布された後の各州による実施計画策定の段階で、州政府が計画策定を拒否する、或いは州内事業者による州政府への訴訟が起きる可能性が、CO<sub>2</sub> 排出規制の実施に向けた最大の不確定要因となる。

日本からは、既に多くの企業が米国内で事業所等を構えているが、米国産 LNG 輸入が開始されれば、日本全体が発電所 CO<sub>2</sub> 排出規制政策の利害関係者となる。将来の米国ガス価格の不安定化を招き得る問題として、本規制の実施に関する詳細な分析を進める必要がある。

お問い合わせ : report@tky. ieej. or. jp

---

<sup>18</sup> "Comments by Texas Independent Energy, LP Regarding the Railroad Commission of Texas' Natural Gas Pipeline Competition Advisory Committee Report", October 30, 2006