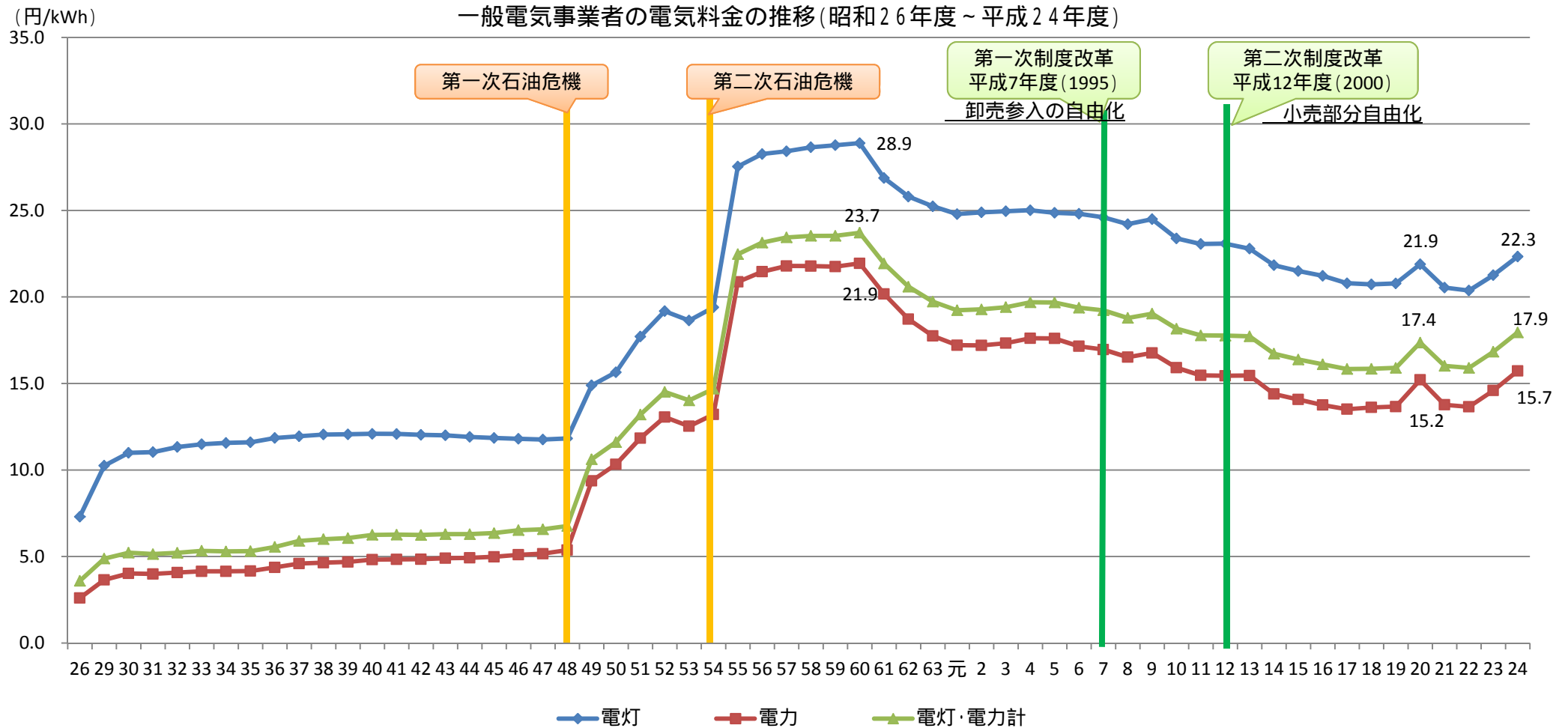


電気料金と電力システム改革について

平成26年2月21日
資源エネルギー庁

一般電気事業者の電気料金の推移

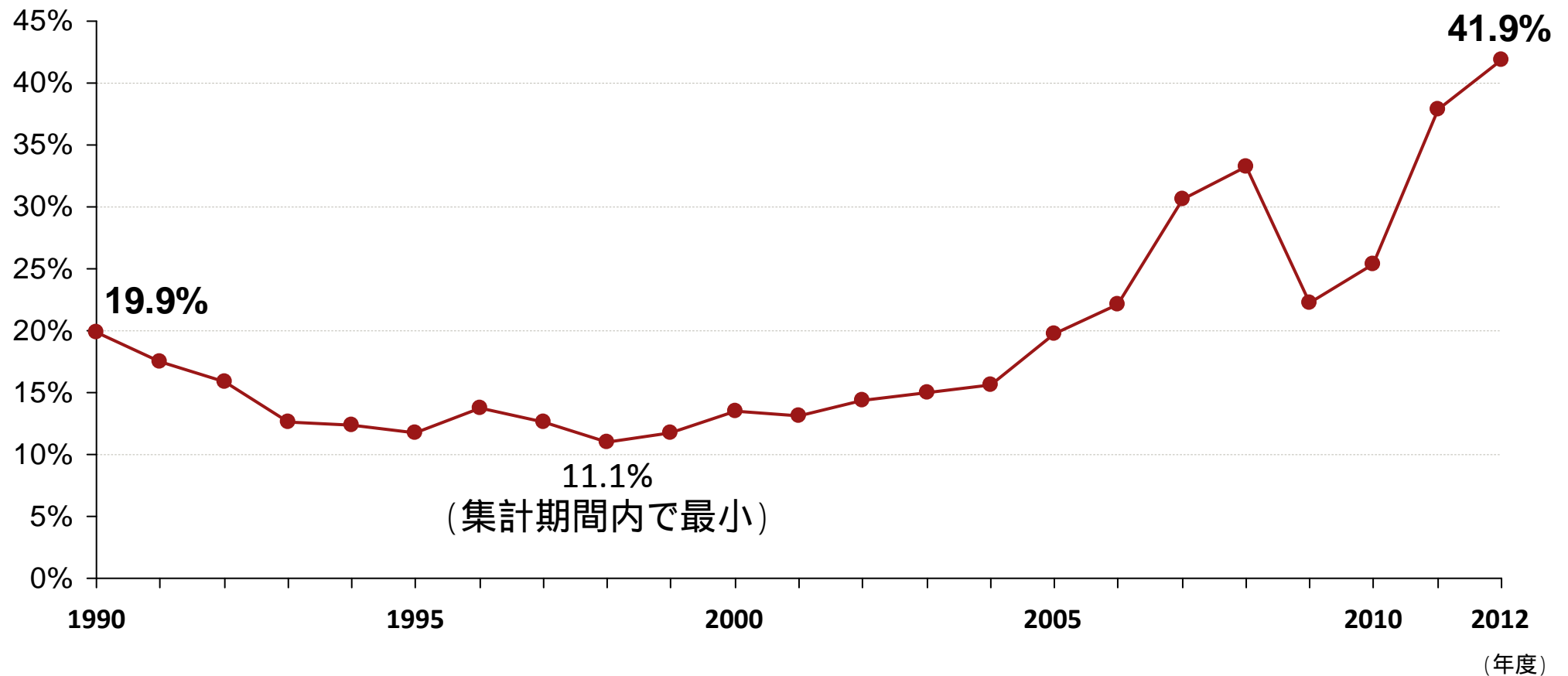
- 電気料金は2度の石油危機により急騰。平成7年(1995年)の電気事業制度改革開始以降、近年まで、電気料金は低下傾向。
平成7年の制度改革の内容:卸売参入の自由化
- 近年は、燃料価格上昇や、原発の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しを背景に、電気料金が上昇。



電灯料金は、主に一般家庭部門における電気料金の平均単価で、電力料金は、自由化対象需要分を含み、主に工場、オフィスビル等に対する電気料金の平均単価。平均単価の算定方法は、電灯料収入、電力料収入をそれぞれ電灯、電力(自由化対象需要分を含む)の販売電力量(kWh)で除したものの。

- 電気料金に占める燃料費の比率は、燃料価格上昇を背景に最近増加。
- さらに、原発の停止により燃料費の割合は更に高まっており、2012年度では約41.9%にまで高まっている。

電気料金に占める燃料費比率の推移(一般電気事業者10社計)



震災以降の電力各社の料金値上げの状況

- 原発の稼働停止に伴う火力燃料費等の増加等を受け、一般電気事業者7社が料金値上げを申請。
- 値上げを行った各社は原発の再稼働を織り込んで料金原価を算定している。

		値上げ幅		申請日	実施日	料金算定上の 原発再稼働の想定
		申請	認可			
東京電力	規制部門	10.28%	8.46% (1.82%)	24.5.11	24.9.1	柏崎刈羽1・5・6・7号機 平成25年4月以降 柏崎刈羽3・4号機 平成26年7月
	自由化部門	(16.39%)	(14.90%) (1.49%)	-	24.4.1 ~	
関西電力	規制部門	11.88%	9.75% (2.13%)	24.11.26	25.5.1	高浜3・4号機 平成25年7月 (大飯3・4号機は稼働継続)
	自由化部門	(19.23%)	(17.26%) (1.97%)	-	25.4.1 ~	
九州電力	規制部門	8.51%	6.23%(2.28%)	24.11.27	25.5.1	川内1・2号機 平成25年7月 玄海4号機 平成25年12月 玄海3号機 平成26年1月
	自由化部門	(14.22%)	(11.94%) (2.28%)	-	25.4.1 ~	
東北電力	規制部門	11.41%	8.94% (2.47%)	25.2.14	25.9.1	東通1号機 平成27年7月
	自由化部門	(17.74%)	(15.24%) (2.50%)	-	25.9.1 ~	
四国電力	規制部門	10.94%	7.80%(3.14%)	25.2.20	25.9.1	伊方3号機 平成25年7月
	自由化部門	(17.50%)	(14.72%) (2.77%)	-	25.7.1 ~	
北海道電力	規制部門	10.20%	7.73% (2.47%)	25.4.24	25.9.1	泊1号機 平成25年12月 泊2号機 平成26年1月 泊3号機 平成26年6月
	自由化部門	(13.46%)	(11.00%) (2.46%)	-	25.9.1 ~	
中部電力	規制部門	4.95%		25.10.29	(26.4.1)	浜岡3号機 平成28年1月 浜岡4号機 平成29年1月
	自由化部門	(8.44%)		-	(26.4.1 ~)	

- 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焼き増しによる2013年度の燃料費の増加は、**約3.6兆円**と試算される。
- これは、電力9社の2012年度決算における総コスト(約18.1兆円)から当該年度における燃料費増の試算額(約3.1兆円)を除いた、**燃料費増加が無いとした場合の総コスト(15.0兆円)の、約24%**に当たる。

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	18.6兆円 + α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.5兆円 + α
うち原発停止による燃料費増(試算)	-	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.2兆円	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	+3.6兆円 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合(%)	-	13.6%	17.1%	19.4%
原子力利用率	66.8%	25%	3.9%	2.3%

【参考】コストの諸元	LNG	石油	石炭	原子力
燃料費(2013年度)	13円/kWh	18円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
焼き増し分の発電電力量(2013年度)	1,327億kWh	1,175億kWh	153億kWh	-

1 2013年度の火力発電焼き増し量は、2008年度～2010年度平均の原子力発電電力量から2013年度の原子力稼働分を除いて試算。
原子力代替となる焼き増し比率は、直近1年間の焼き増し実績から石炭5.8%、石油44.3%、LNG50.0%と試算。
試算に用いたH25年4～8月の燃料価格の平均為替レートは約98円/\$。

2 上記は原子力代替による火力燃料費の増加を試算したものであり、2010年度と比較した節電による電力需要量の減少効果(402億kWh)による燃料費の削減額は、約0.6兆円と試算。(減少効果は2012年度と同等と仮定)

安定供給を確保するための措置

1. 送配電事業者(一般電気事業者の送配電部門)による措置

- 需給バランス維持の義務付け(周波数維持義務)
- 送配電網の建設・保守を義務付け
- 最終保障サービスの義務付け
- 離島のユニバーサルサービスの義務付け

2. 小売電気事業者による措置

- 需要を賄うために必要な供給力を確保することを義務付け(空売り規制)

3. 広域的運営推進機関による措置

- 将来的に日本全体で供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして、広域的運営推進機関が発電所の建設者を公募する仕組みを創設

改革による電気料金の抑制効果

1. 地域独占や総括原価方式の問題点の改善
2. 新規参入の促進
3. 需要抑制の工夫
4. 広域的な電源利用

■ 震災を契機に判明した課題について、地域独占や総括原価方式の問題点の改善、新規参入の促進、需要抑制の工夫、広域的な電源利用などの対応を行い、安定供給を確保しつつ電気料金の抑制を目指す。

効果の概要

実現の方策

定量的イメージ

1. 地域独占・総括原価方式の問題点の改善

地域独占や総括原価方式(投資回収保証)のマイナスの側面として指摘されてきた高コスト構造の是正

- 小売への参入規制(地域独占)の撤廃
- 総括原価方式による料金規制の廃止(経過措置は継続)
- 卸電力市場活性化の取組・モニタリング

- 過去の部分自由化では**17%**(燃料費を除けば**30%**)程度料金が低下
- 内閣府の試算では、過去の部分自由化で消費者余剰が**6.3兆円**増大
- 過去のIPP入札では調達費用が約**1~3割**低下(仮に一般電気事業者の火力電源すべてで同様の効果が得られるとすれば、全体の電気料金を5~16%程度抑制する効果)

(参考)電力市場の規模(2012年度)は約16.3兆円(一般電気事業者10社の電気事業営業収益)

2. 新規参入・越境競争

よりコスト競争力のある事業者(新規参入者や他エリアの電力会社)が参入することで、電気料金を抑制

- 規制料金を経過措置で残す(割高な価格での参入は考えにくい)
- 卸電力市場の活性化の取組・モニタリング
- 需要家が選択しやすくする基盤整備(スマートメーター導入、スイッチングの円滑化、情報提供等)
- 越境供給を促す託送料金制度
- 中立性の高い託送制度の構築

3. 需要抑制

デマンドレスポンス等の需要抑制の工夫により、ピーク時にしか稼働しない電源のためのコストを削減

- 自由な料金メニュー設定を可能に
- スマートメーター等の導入による電力消費の「見える化」

- ピーク需要を5%抑制できれば年間**約1千~2千億円**の固定費削減効果
- 実証実験では**2割**のピークカットを実現。支払う電気料金も家庭の平均的な電気料金支払額より**3割**程度安くなり消費者にもメリット

4. 広域的な電源利用

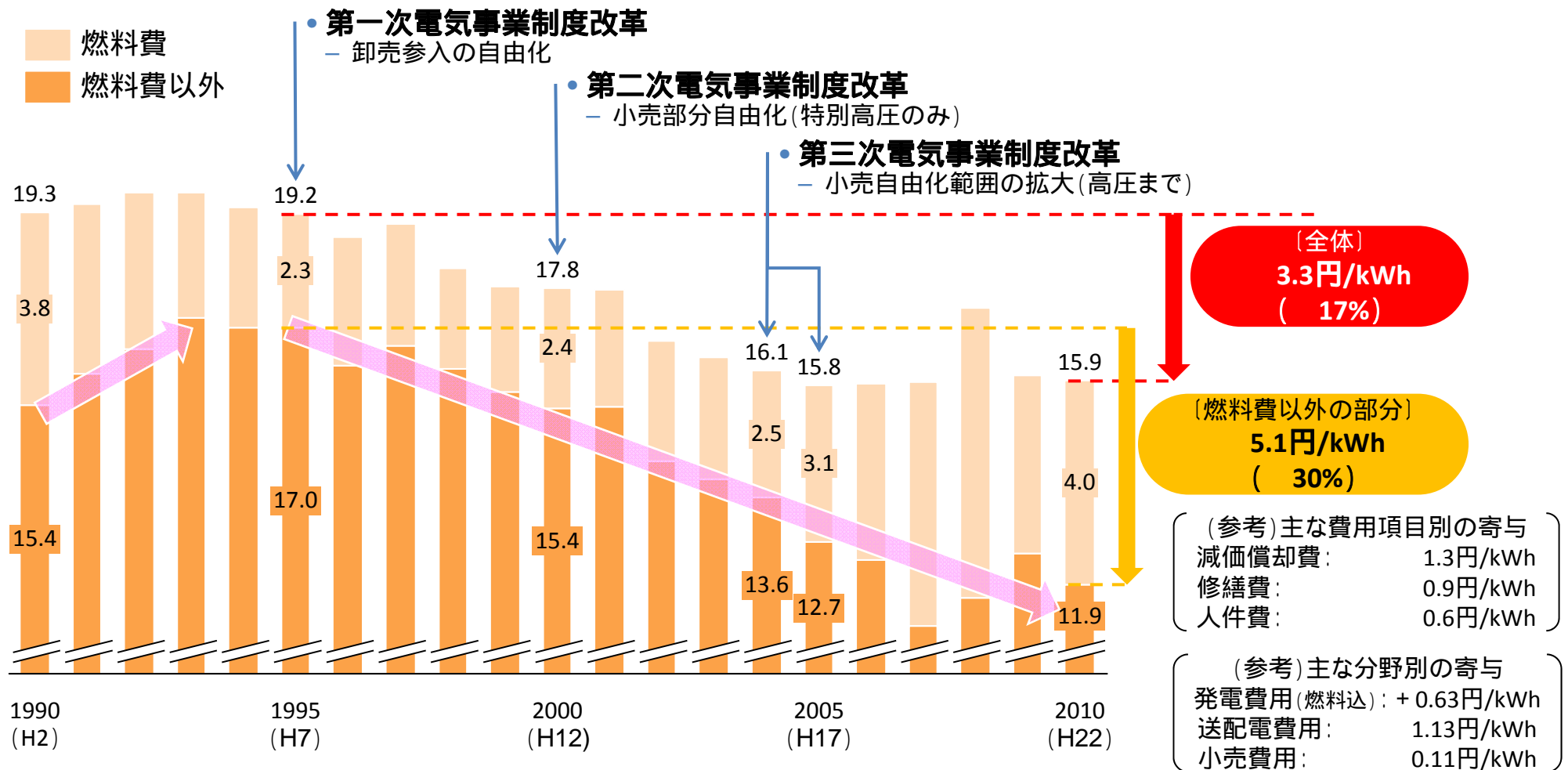
広域的に最も経済的な電源から順に利用すること(広域メリットオーダー)で、全国大で効率的な電源利用を実現

- 地域独占の下で地域ごとに供給力を確保する仕組みの見直し
- 卸電力市場の活性化の取組・モニタリング
- 広域機関創設による広域系統運用拡大(周波数変換設備、地域間連系線等の増強等)

- 広域メリットオーダーが実現した場合には、年間**1,700億円**程度の燃料費等のコスト削減効果

- 1995年度(平成7年度)の第一次電気事業制度改革前は、電気料金は上昇又は高止まりしていたが、第一次電気事業制度改革以降、段階的に電気料金を抑制。
- 震災前の2010年度(平成22年度)までに、減価償却費、修繕費、人件費等の燃料費以外の部分が約30%低下することにより、燃料費の上昇にも関わらず、電気料金は約17%抑制されている。

電気料金(電灯・電力)の推移(円/kWh)



- 内閣府の推計によると、1995年度から2008年度までに約6兆3000億円の利用者メリット(消費者余剰)が発生。

電力分野の規制・制度改革による利用者メリット(内閣府試算)

年度	2005	2008
利用者メリット	52,619	62,648
2005年度から2008年度にかけての増加	10,030	

(単位: 億円)

(備考) 電気事業制度改革開始の前年である1994年度からの変化を基準として試算。

(出所) 内閣府「規制・制度改革の経済効果」(平成22年10月)

(参考1)内閣府の分析の概要

内閣府の分析では、高圧以上の需要の自由化や効率化を促進する料金査定など、一連の電気事業制度改革により利用者のメリットがどの程度生じていたのかを計算し、1994年度以降2008年度までに約6兆2,648億円の効果があったと推計している。なお、推計に当たっては、燃料費調整制度による価格変動等、制度変更以外の要因は除外している。

(参考2)利用者メリット(消費者余剰)について

電気料金の低下により、それまでより支払いが減ったことによるメリットと、より多く電気を購入できることになったことによるメリットを合計したもの。

- 過去の火力入札制度(IPP入札)の実施時(1996-2002年度)には、入札の結果、上限価格(ガイドラインに従って算定された回避可能原価)より**1割~3割程度**低い価格で独立発電事業者(IPP事業者)が落札。
- 一般電気事業者ではないIPP事業者(独立発電事業者)であってもコスト競争力のある電源を建設することは可能であり、その結果、電源調達費用の低減につながっている。

過去の卸電力入札の結果(1996年度実施分)

	募集 (万kW)	応札 (万kW)	落札 (万kW)	上限価格 からの乖離率
北海道電力	10.0	24.5	10.0	-
東北電力	15.5	85.0	18.0	2割弱
東京電力	100.0	386.0	109.99	2割半ば
中部電力	20.0	115.3	27.05	1割弱
関西電力	100.0	358.0	112.25	2割半ば
九州電力	20.0	102.5	27.4	3割半ば
合計	265.5	1081.3	304.69	

1~3割程度低い価格で
IPP事業者が落札

(注)落札電力には、落札後に需給契約を解約した案件(約55万kW)が含まれる。

出所:電気事業審議会基本政策部会基本政策小委員会中間報告関係資料集(1997年12月5日)

(参考)昨年(2013年)、東京電力はベース火力電源の入札を実施(2~5月に募集)。東京電力の石炭火力の建設費の実績値等を基に算定された上限価格(9.53円/kWh)を下回る価格で、中部電力、新日鐵住金、電源開発の3社が落札(同年7月に落札者決定)。

(備考)石炭火力の発電単価:9.5~9.7円/kWh(コスト等検証委員会報告書の2010年モデルプラント)

- デマンドリスポンスやピークシフト料金等、需要側の工夫により、ピーク需要を5%抑制することができれば、電気事業者にとっては、その分の年間約1千~2千億円の固定費のコスト削減が実現すると考えられる。

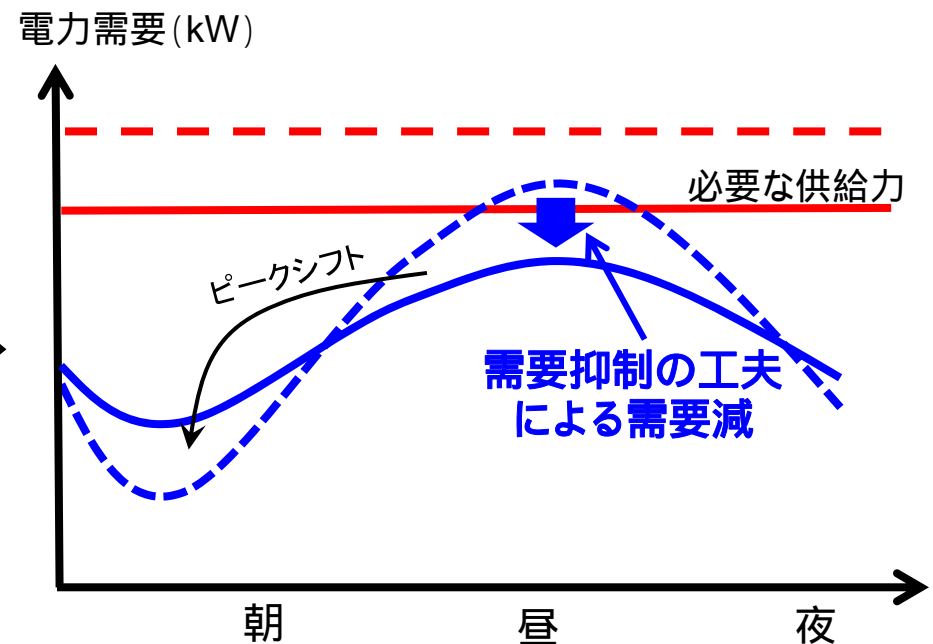
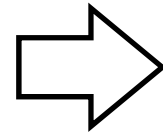
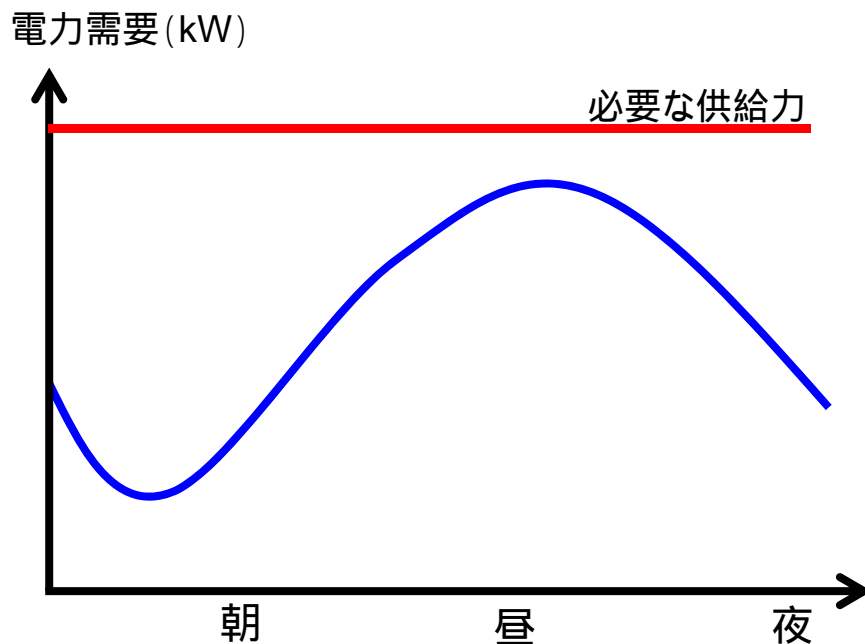
デマンドリスポンス：電気料金の設定方法の多様化や需要抑制を行うことに対する報酬の支払いによって、需要家サイドの消費パターンを変化させること

(参考) 試算の考え方

電気事業者は年間で最もピークとなる需要に合わせて供給力を保有しているが、2012年に最もピークの5%の需要が発生したのは年間で平均80時間程度にすぎない。仮に5%のピークカットができればその分の発電設備(約1,200万kW)が不要となり、全国で年間約1千億円(LNG火力の場合)~2千億円(石油火力の場合)のコスト削減に相当(ピーク電源の固定費削減効果のみを勘案した粗い試算)。

【需要抑制を活用しない場合】

【需要抑制を活用する場合】



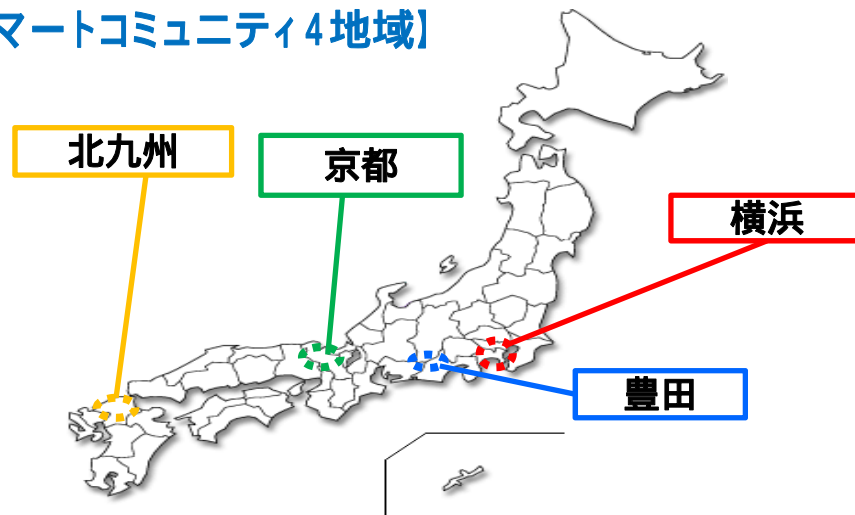
- 経済産業省が豊田市や北九州市などで実施した実証実験では、スマートな需要抑制により**2割程度**のピークカットを実現。
- 支払う電気料金も家庭の平均的な電気料金支払額より**3割程度**安くなり、消費者にもメリット。

(参考) スマートコミュニティにおけるデマンドレスポンスの実証実験

デマンドレスポンスの効果を定量的に把握するため、国内4地域(横浜市、豊田市、けいはんな学研都市、北九州市)において、幅広い住民の参画を得て、実証実験を実施。

例えば北九州市では、通常料金15円/kWh、夜間料金6円/kWhで供給する一方(通常電気料金約23円/kWhに比べて安い)、ピーク時間帯に、翌日の需要予測に応じて電気料金を最大150円/kWhまで変動。昨年度の結果として電気料金の変動(電気料金型デマンドレスポンス)によって2割のピークカットが可能であることを確認。

【スマートコミュニティ4地域】

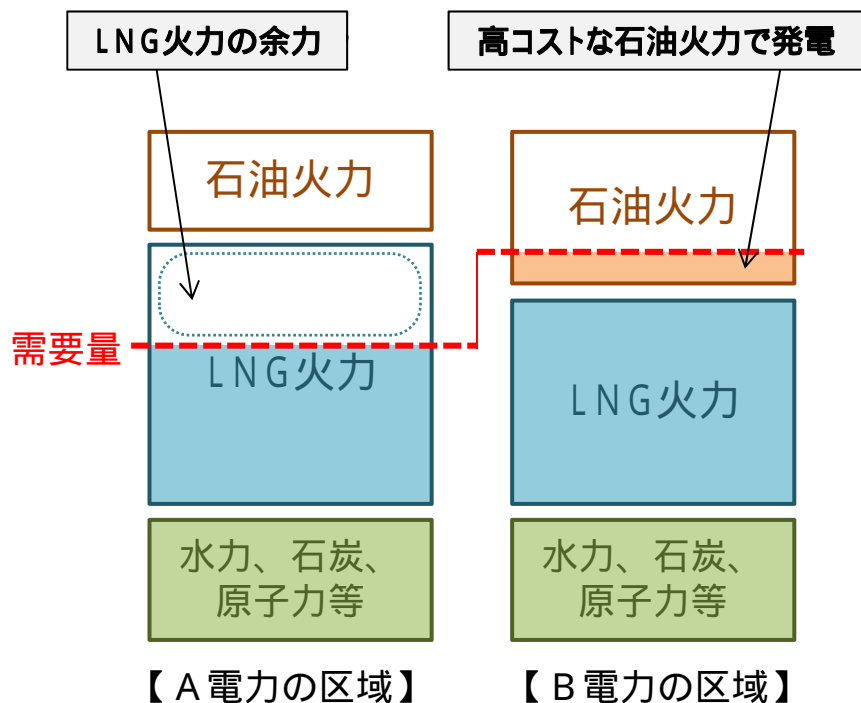


北九州のスマートコミュニティのコントロールセンター

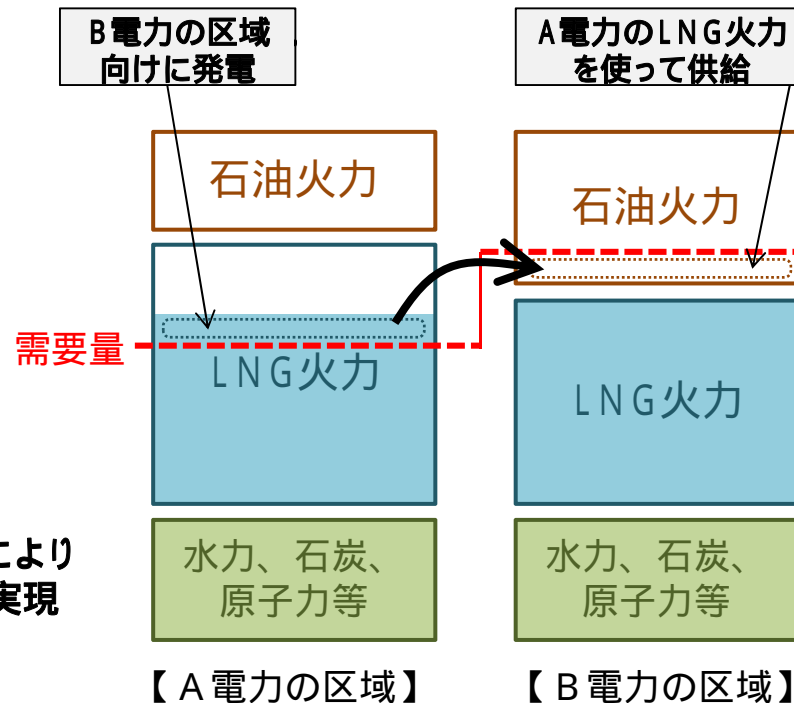
- メリットオーダーとは、最も価格競争力のある電力から順番に使用することで発電の最適化を図ること。
- 日本全体として効率的な電源利用を実現するためには、各電力会社が自社電源の運転においてメリットオーダーを行うだけでなく、一般電気事業者の供給区域(エリア)を超えて、広域的に最も経済的な電源から順に利用すること(広域メリットオーダー)が必要。
- なお、電力コストの削減に加え、全国的な需給ギャップの緩和という面でも効果が期待される。

現状

現状では、あるエリア(A電力の区域)ではLNG火力の余力がある一方で、他のエリア(B電力の区域)ではより高コストな石油火力が稼働しているといった状況が存在。



広域メリットオーダー実現後



卸電力市場の活用等により
広域メリットオーダーを実現

「エリアごとの最適化」から、区域(エリア)を超えた「全国大での全体最適化」へ

- 現状では、区域(エリア)単位で効率的な電源利用が行われているが、全国大で見ると、例えばある区域(エリア)ではLNG火力が停止している一方で、他の区域(エリア)ではより高コストな石油火力が稼働しているといった状況が存在。
- 一般電気事業者の供給区域(エリア)を超えて、広域的に最も経済的な電源から順に利用すること(広域メリットオーダー)が実現した場合には、日本全体として効率的な電源利用が図られるため、燃料費等のコストを年間1,700億円程度削減できると試算される(連系線制約を考慮すると年間約1,100億円)。

