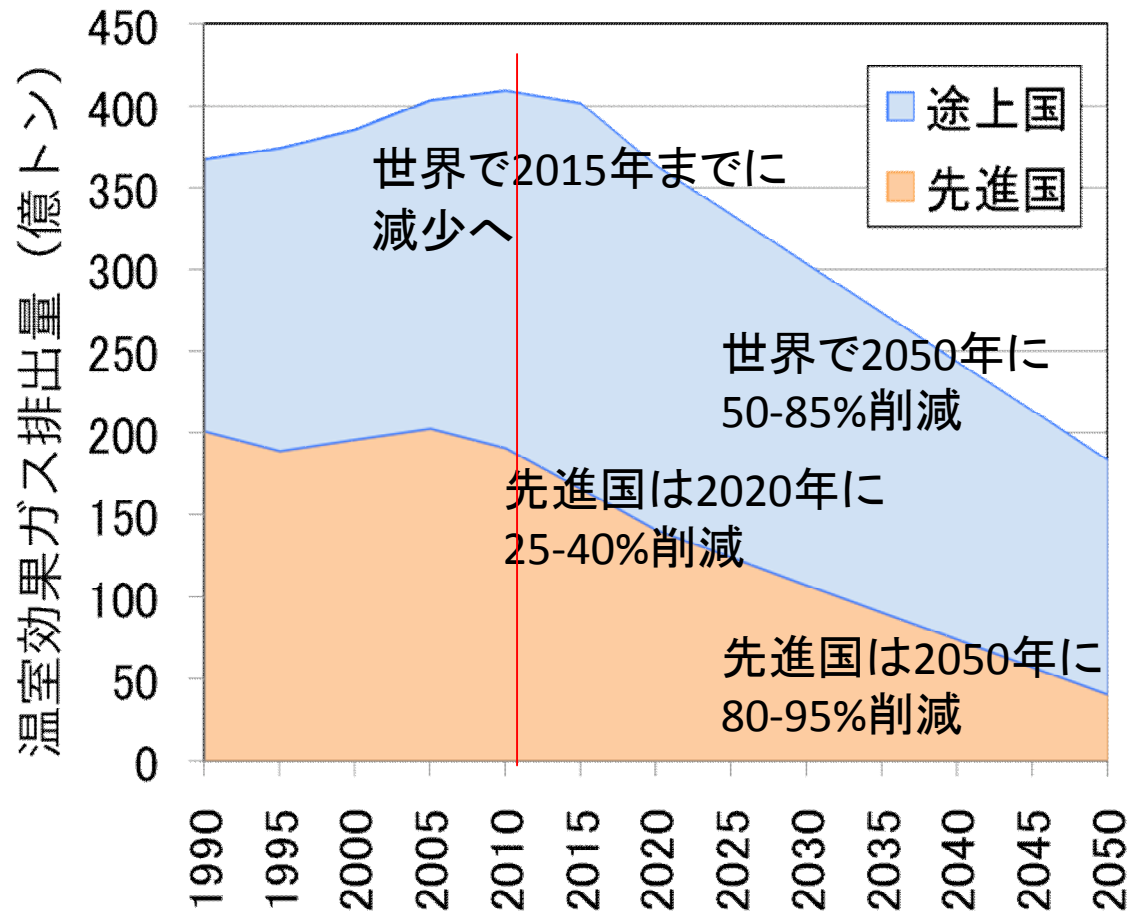


3.11大震災・原発停止 電力需給問題と地球温暖化対策について

2011年11月30日
第9回原子力政策大綱策定会議
浅岡美恵
気候ネットワーク

世界の排出量は自然吸収量の2倍を超える 世界で必要な温室効果ガスの削減



2005年まではIEA統計

日本の2020年に25%削減はこの下限

気温上昇 2°C (ラクイラサミット)
先進国は2020年に25-40%削減、
2050年に80-95%削減(IPCC、条約バリ合意)
世界は2050年に50-85%削減
(IPCC)
途上国2020目標は曖昧だが対策なしの場合より15-30%減としている模様

ほぼすべての原発が止まる可能性

- 世論調査 8割が再稼動に慎重に

(ABC報道ステーション10月12日)

- **TBS調査** 8月6/7日

点検停止中の原発の再稼動

定期検査だけでいい 7%

プラス安全評価が必要 57%

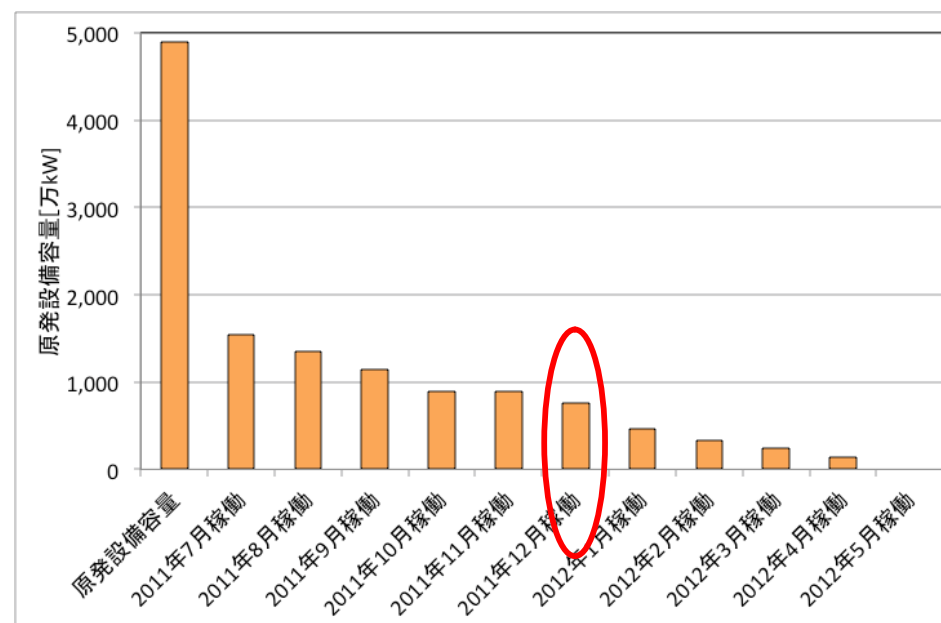
再稼動すべきでない 34%

わからない 3%

- **朝日新聞** 10月17日

夏の節電を継続 86%

運転中の原発



- ✓ 再稼動のハードルは高い。

原因究明、安全基準検証が未了。活断層地震帯に立地、老朽原発・・・

原発停止の影響？

- (全ての)原発が停止し、再稼動がなければ、今夏・冬、来夏も電気が足りなくなる？
- 化石燃料輸入コストの増加を招き、電気料金が上がり、産業の国外流出が加速する？
- 原発を化石燃料で代替すると、CO₂が大幅に増加する？

3.11後の気候ネットワークの対応

1. 特設サイト

「省エネルギー・低炭素社会へ向けて～東日本大震災を受けて～」

発電所ウォッチ: 発電所の稼働状況、原発動向

2. 提言等

・気候ネットワーク提言～省エネと再生可能エネルギーを軸とした低炭素社会への転換を求める～
(2011/3/31)

・「“3つの25”は達成可能だ～震災復興と温暖化対策の多くは共通～ 試算結果【詳細版】」
(2011/4/19)

・「追加試算 全ての原発が停止する場合の影響について」(2011/7/1)

・「追加試算(2) 脱原発の複数シナリオ」(2011/9/8)

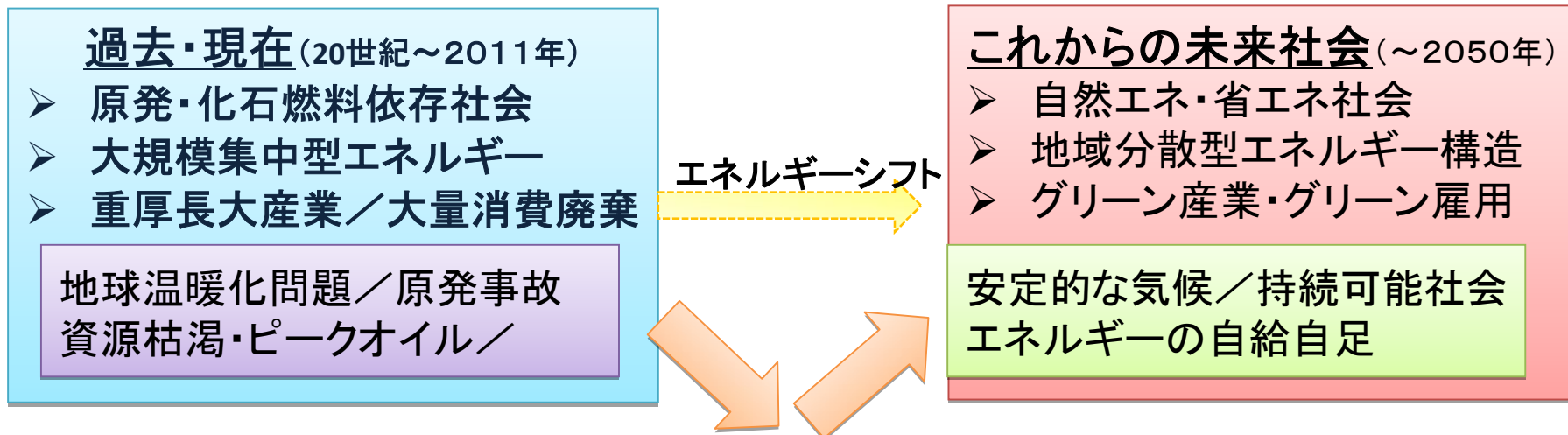
・「追加試算(3) 2020年までの道筋(仮題)」(2011/11/25)

3. 共同作業「エネルギーシナリオ市民評価パネル」

～ISEP、WWF、FoE、CNIC、などと共に

・「発電の費用に関する評価報告書」(2011/10/21)

1. 持続可能なエネルギー社会への方向性



短期・中期(2020年)の気候ネットワーク提案

＜短期:この夏～来年＞

- ・全原発停止でも電力需要を賄える
- ・京都議定書90年比-6%を達成できる

＜中期:2020年＞

- ・「3つの25」(省エネ・再エネ・CO2削減)
- ・全原発停止でも可能
- ・鍵となるのは石炭から「天然ガスシフト」

政策

- ・「再生可能エネルギー調達特別措置法案(FIT法)」の成立
- ・エネルギー政策見直し ・C&T型排出量取引制度＋炭素税の導入
- ・地球温暖化対策基本法の制定 ・電力制度改革

3.11後、全原発停止の現実を受け止め、 「3つの25」の達成で新たな「3つのE」を実現

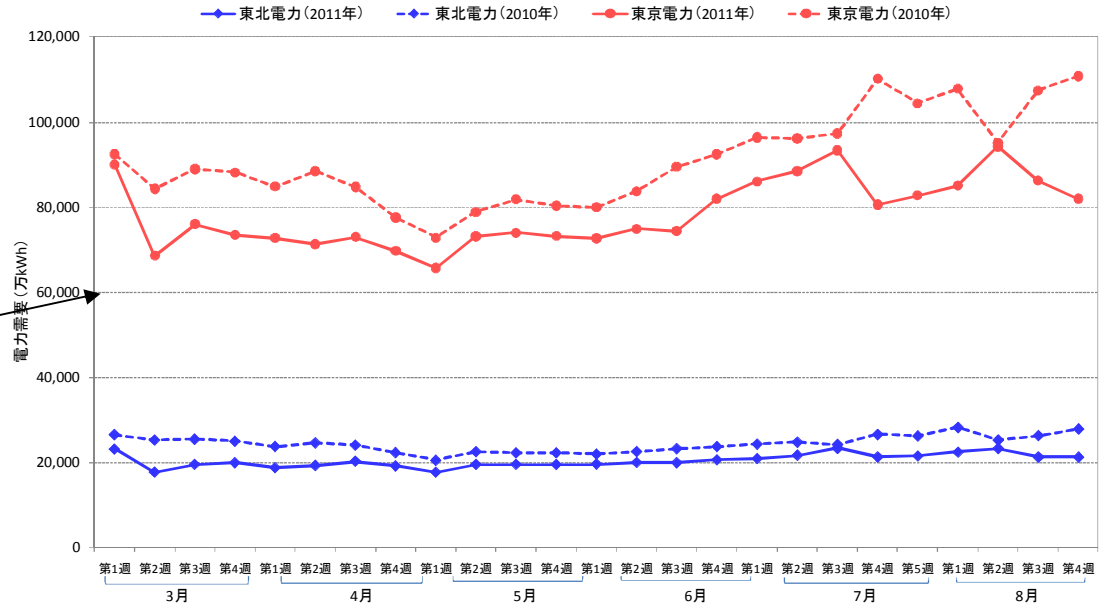
(CO2とエネルギー消費25%削減、再エネ25%拡大)

- 安全安心な生活、持続可能な社会へ
- 新たな「3つのE」の対策3本柱
省エネ、再生可能エネルギー拡大、高効率天然ガスシフト
- 省エネ・需要側対策を前提に、
 - (1)Energy・電力の安定供給
停止の影響の大きい大規模電源→小規模分散型電源の確保
多様な国産自然エネルギーを拡大し、化石燃料依存度を低減
 - (2)Environment(脱原子力依存、温暖化防止)
再生可能エネルギー拡大と高効率天然ガスシフトで
2020年までに90年比25%CO2削減は可能
 - (3)Economy(化石燃料輸入コストを削減)
輸入による国富の流出→国内対策に投資

2. 短期の影響

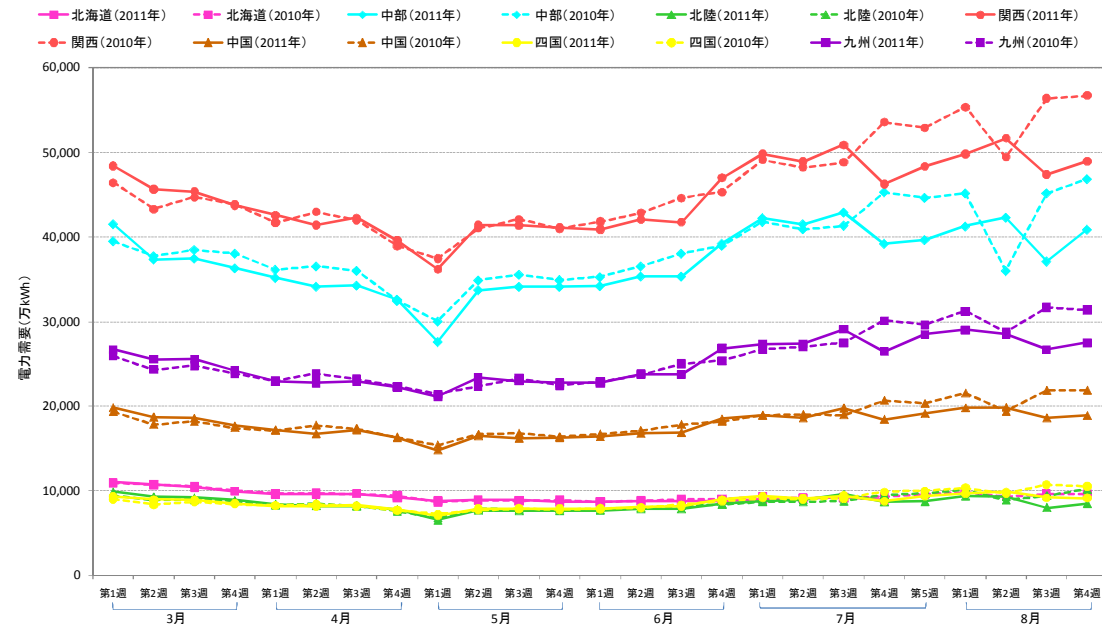
2011年夏電力需給

2011年3~8月
東京・東北電力管内
の電力消費量削減
東京電力16%、
東北電力14%



中部以西

来年の夏は
一層の省電力



地域(支店)別・用途別の電力量実績[1](kWh、7~9月累計分)

○本年及び前年の7~9月累計分電力量実績を弊社支店別・用途別にお示しします。

- ・弊社では、お客さまの毎月の電力使用量について、一律の検針日ではなく、地域別等により設定した検針日単位に順次確認し、7~9月累計分電力量実績は、6月1日~9月30日の中の3ヶ月間の実績です。
- ・弊社の各支店が所管するエリアと各行政区は一致しません。
- ・四捨五入の関係で、合計値が合わない場合があります。

○全社計の対前年比は、家庭用は90.1%、商業用は91.7%、産業用は97.3%となりました。

(なお、電力量実績の変動には様々な要因があり、この数値には気温の影響なども含まれています。)

(単位：千kWh)

大阪北支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	2,649,279	2,362,757	89.2%
商業用	3,859,992	3,541,828	91.8%
産業用	2,399,416	2,278,971	95.0%
その他	80,622	78,827	97.8%
合計	8,989,310	8,262,382	91.9%

大阪南支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	2,495,150	2,247,171	90.1%
商業用	2,860,300	2,629,285	91.9%
産業用	2,971,603	2,980,920	100.3%
その他	70,855	65,366	92.3%
合計	8,397,908	7,922,742	94.3%

京都支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	1,541,395	1,393,465	90.4%
商業用	1,859,650	1,705,830	91.7%
産業用	1,439,556	1,381,790	96.0%
その他	60,897	53,598	88.0%
合計	4,901,497	4,534,683	92.5%

神戸支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	2,096,469	1,875,979	89.5%
商業用	2,385,169	2,200,321	92.3%
産業用	2,376,421	2,260,891	95.1%
その他	74,119	70,350	94.9%
合計	6,932,178	6,407,542	92.4%

奈良支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	776,267	702,721	90.5%
商業用	768,781	695,882	90.5%
産業用	629,146	585,237	93.0%
その他	27,786	25,875	93.1%
合計	2,201,980	2,009,715	91.3%

滋賀支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	750,009	689,899	92.0%
商業用	858,464	789,390	92.0%
産業用	2,235,845	2,165,369	96.8%
その他	58,451	58,058	99.3%
合計	3,902,769	3,702,715	94.9%

和歌山支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	655,768	602,480	91.9%
商業用	680,070	616,665	90.7%
産業用	586,437	557,783	95.1%
その他	28,082	23,791	84.7%
合計	1,950,358	1,800,719	92.3%

姫路支店			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	991,970	898,638	90.6%
商業用	1,053,786	953,384	90.5%
産業用	2,790,503	2,807,467	100.6%
その他	43,272	41,024	94.8%
合計	4,879,530	4,700,513	96.3%

全社計			
	H22.7~9	H23.7~9	対前年比
家庭用	11,956,307	10,773,110	90.1%
商業用	14,326,212	13,132,585	91.7%
産業用	15,428,927	15,018,426	97.3%
その他	446,279	419,557	94.0%
合計	42,157,724	39,343,679	93.3%

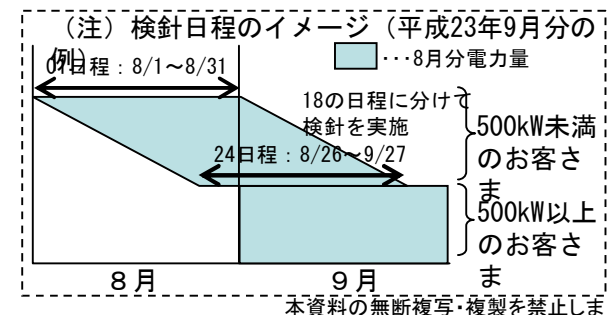
※家庭用：従量電灯A、時間帯別電灯、季節別時間帯別電灯、深夜電力(低圧)。

※商業用：従量電灯B、低圧総合利用契約、低圧電力、低圧季節別電力、業務用電力。

※産業用：高圧電力A、大口電力。

※その他：公衆街路灯、農事用電力、その他電力など。

※各支店合計と全社計は一致しません。



2. 短期の影響

2012年夏電力需給

表3.1 2012年夏の電力需給について（9電力）（単位：万kW）

	気候ネットワーク (7/1)	政府(7/29)	ISEP (10/25)	政府(11/1)
設備容量	18,981		19,140	
供給力	同上	16,297	18,270	16,297
需要予測	16923~17003 (※1)	17,954 (※2)	15,649 (※3)	15,661 (※4)
供給予備力	1978~2058	▲1,657	2,621	636
供給予備率	10~11%	▲9%	17%	4%

- (※1) 各電力会社の予想に基づく
- (※2) 過去の最大需要実績に基づく
- (※3) 2011年夏のピーク実績に基づく
- (※4) 2011年夏のピーク実績に基づく

2. 短期の影響

今夏の節電実績を前提に、供給余力(2012年8月)

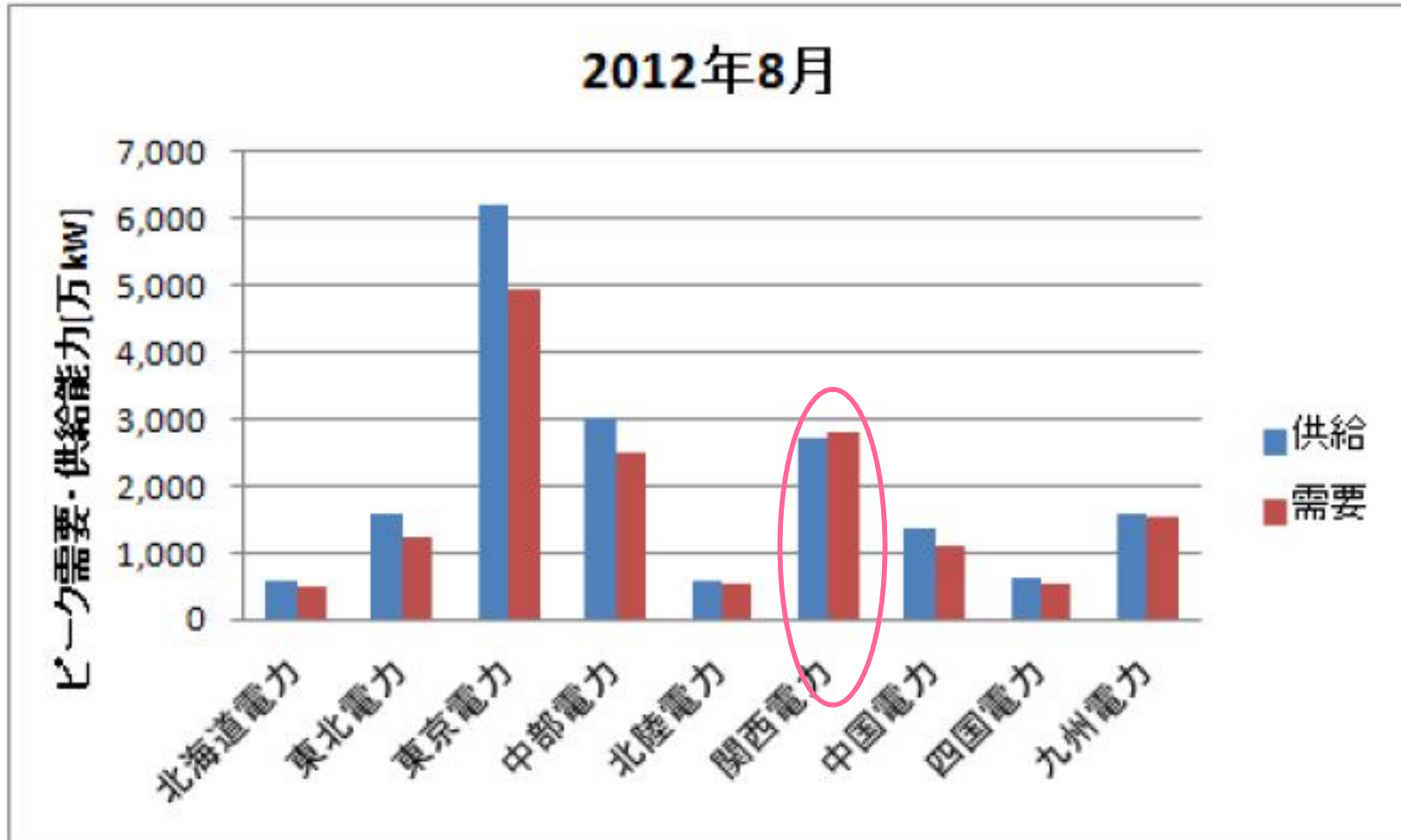
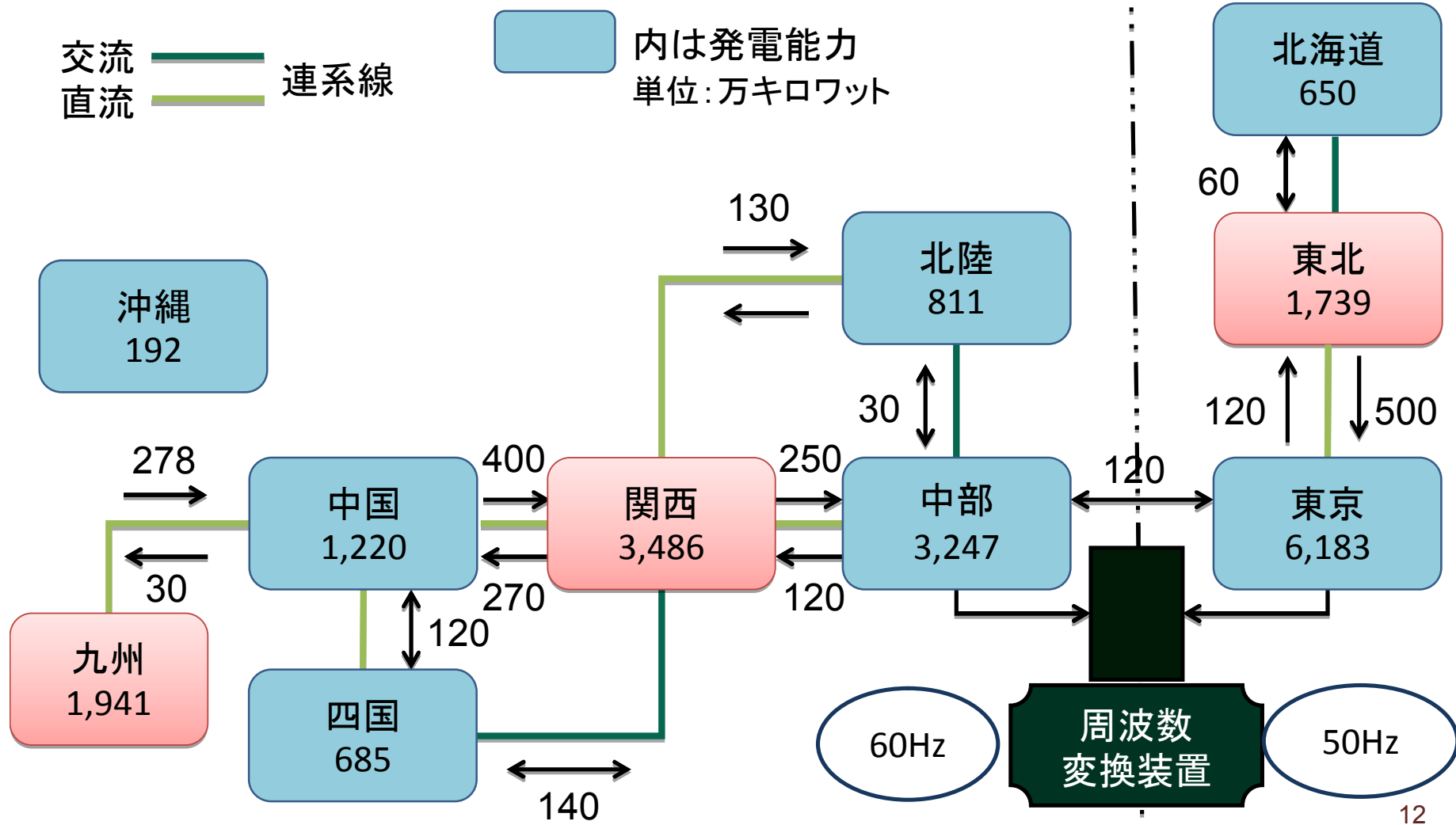


図9:来年の夏(2012年8月)の電力需給(ISEP推計)

大口需要者への電力料金制度、省エネ投資などで需要側対策を強化

2. 短期の影響 地域間融通の可能性

- 不足時の隣接エリアから融通も



2. 短期の影響(燃料コスト ~2013)

試算想定：原発稼働ケースとの比較を行う

(石炭70%稼働、石油31%・26%稼働、LNG75%・60%稼働、原発60%稼働(福島、浜岡、柏崎刈羽、40年以上を除く))

原発を代替する燃料

石炭・石油

石油

LNG

×

燃料削減対策

省エネ・
再エネなし

省エネ・
再エネあり

省エネ対策なし：東北電力・東京電力で5%削減、他1.7%減

省エネ対策あり：東北電力・東京電力で15%削減、他5%削減

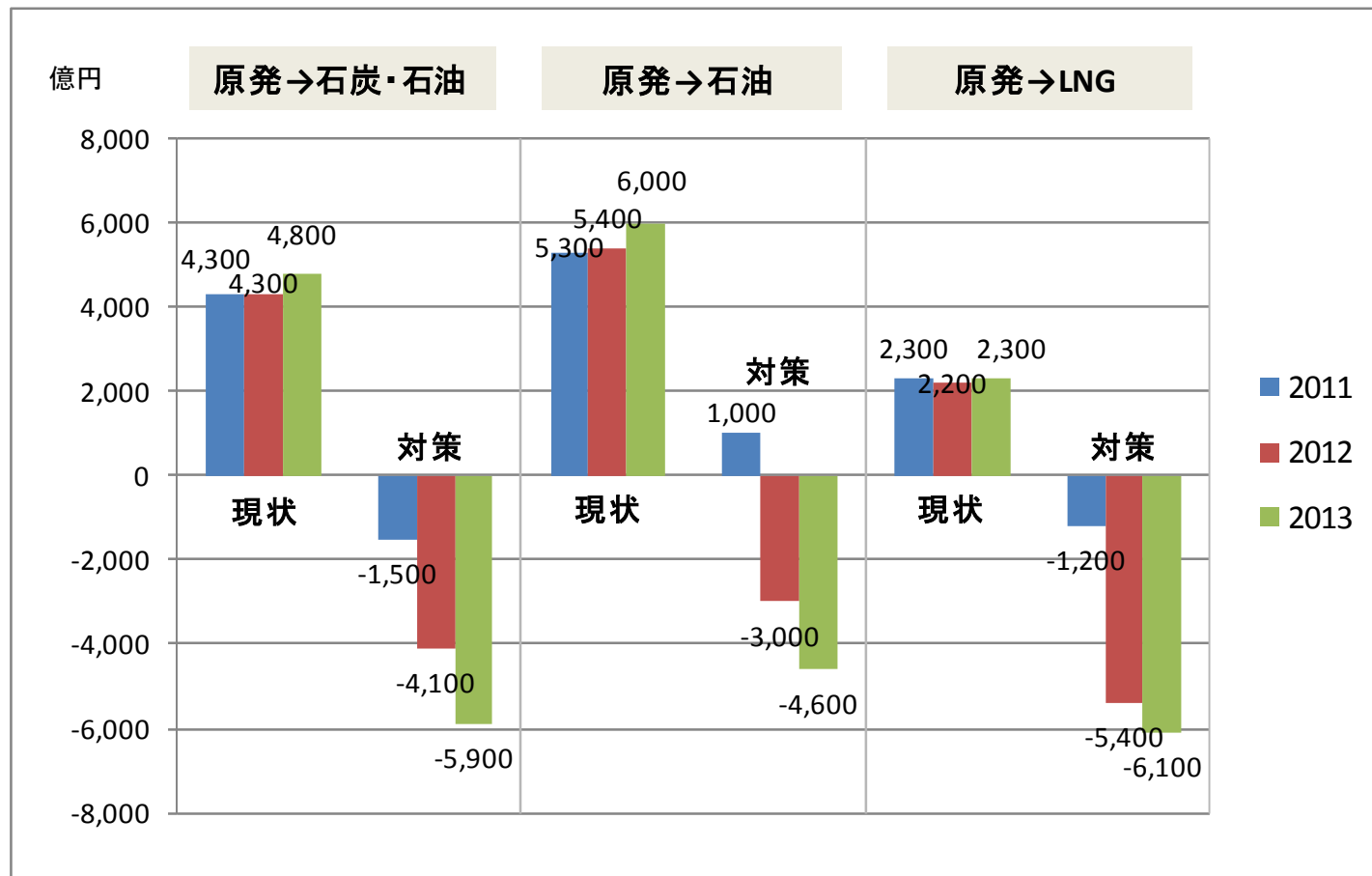
再生可能エネ対策なし：2013年まで年100億kWh増

再生可能エネ対策あり：2013年まで追加的に年100億kWh増

2. 短期の影響(燃料コスト ～2013)

気候ネットワーク試算

- 政府は、「原発停止すると3兆円の負担」と言うが、燃料コストは、**省エネ・再エネ対策**と、**LNG転換**によって、原発稼働時よりも低く抑えることが可能。家庭の電気代上昇は月100円以下。

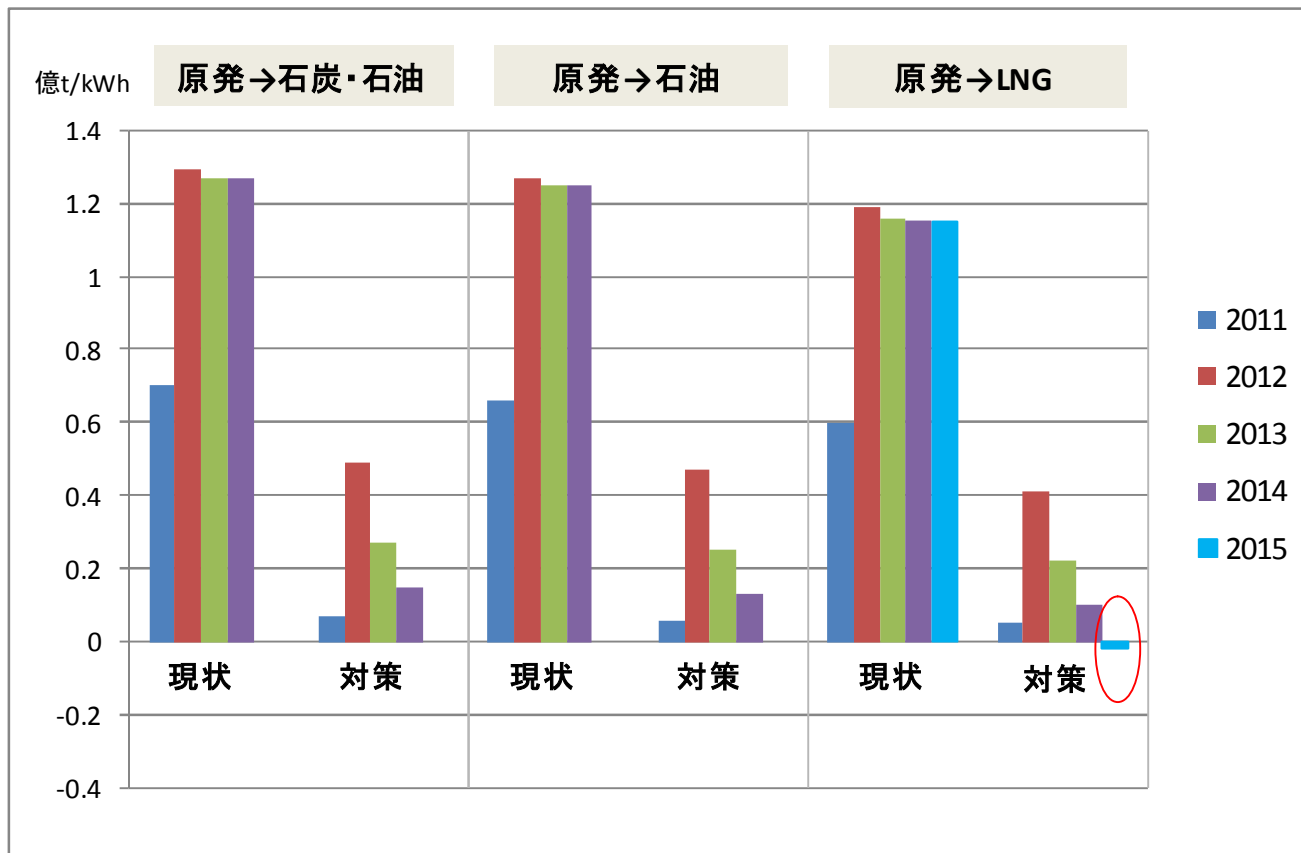


2. 短期の影響CO2排出量 (～2015)

気候ネットワークの試算

対策ケース: CO2排出は一時的に上昇するが、京都議定書の目標は達成できる。
 (クレジット、森林吸収源活用)
 2015年以降には、原発稼働時よりもマイナスに。

発電所のCO2排出量(原発稼働ケースとの差)



3. 2020年目標実現の鍵 その1

さまざまにある省エネの余地とその対策

発電部門

現状	石炭の利用増加、原発依存
削減の可能性	石炭・石油から最新型LNGに転換、設備更新、再生可能エネルギー電力の増加
政策の方向性	キャップ&トレード制度、石炭税、再生可能エネ固定価格買取制度、電力自由化・発送配電分離

大規模事業所・工場

現状	日本の主要排出源だが、CO2原単位やエネルギー効率に大きな差
削減可能性	工場の省エネトップランナー化、石炭・石油から天然ガスへの転換
政策の方向性	キャップ&トレード制度、データの公表 石炭税、設備投資支援(長期融資) 電気料金制度の見直し(ピークシフト)

家庭・小規模事業所/工場:

現状	高まる電力化率、ライフスタイル・業態の多様化
削減可能性	省エネ住宅・機器普及、再生可能エネルギー電力・熱普及
政策の方向性	住宅・建築物の断熱規制、炭素税、需要側管理(スマートメーター等)、省エネ支援・診断アドバイス、意識改革

3. 実現の鍵 その2 再生可能エネルギー 固定価格買取制度の強化

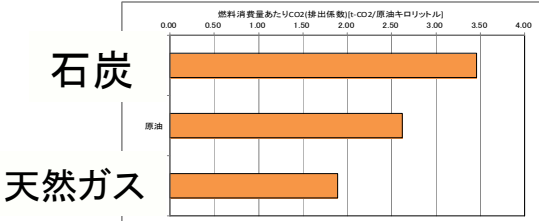
再エネ電気調達特別措置法が成立したが、大幅拡大には
なお、課題が残る。

- 導入目標？
- 買取対象、買取条件の設定
コストベースの価格等の設定が可能となる法案修正がな
されたが、内容は今後の協議に
調達価格等算定委員会人事？
- 電気料金への賦課金に上限？
- 買取・接続の義務化が不可欠
- 発送電分離、電力自由化、市場の統合など

3. 実現の鍵 その3 再生可能エネルギーへの移行期 →発電所等の天然ガスシフト

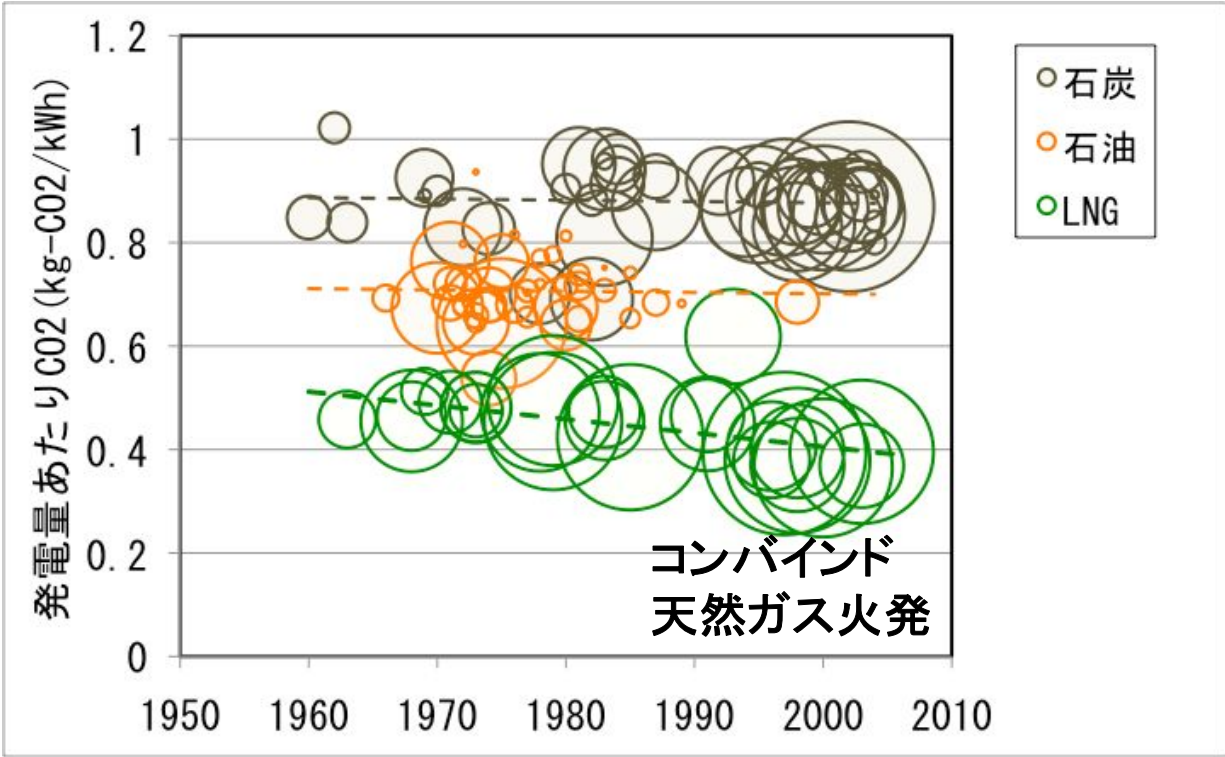
- 燃料転換

石炭・石油→天然ガス



- 高効率利用

低効率の老朽火力発電を最新式に更新



もともと、大型火力発電設備に大幅余剰 とくに、天然ガス火力発電へのシフトに可能性

大型火力発電所の設備利用率

電力会社	大型火力発電の設備利用率		備考
	2010年8月 (記録的猛暑の時)	2010年5月 (通常期)	
北海道電力	22.6%	25.0%	ピークは冬期
東北電力	49.7%	26.9%	
東京電力	63.6%	38.6%	
中部電力	51.2%	36.0%	
北陸電力	58.2%	23.6%	
関西電力	40.9%	28.7%	
中国電力	70.8%	47.3%	この年は原発全停止を経験
四国電力	43.6%	26.1%	
九州電力	46.0%	30.4%	
沖縄電力	58.0%	43.6%	もともと原発なし

資源エネルギー庁電力調査統計

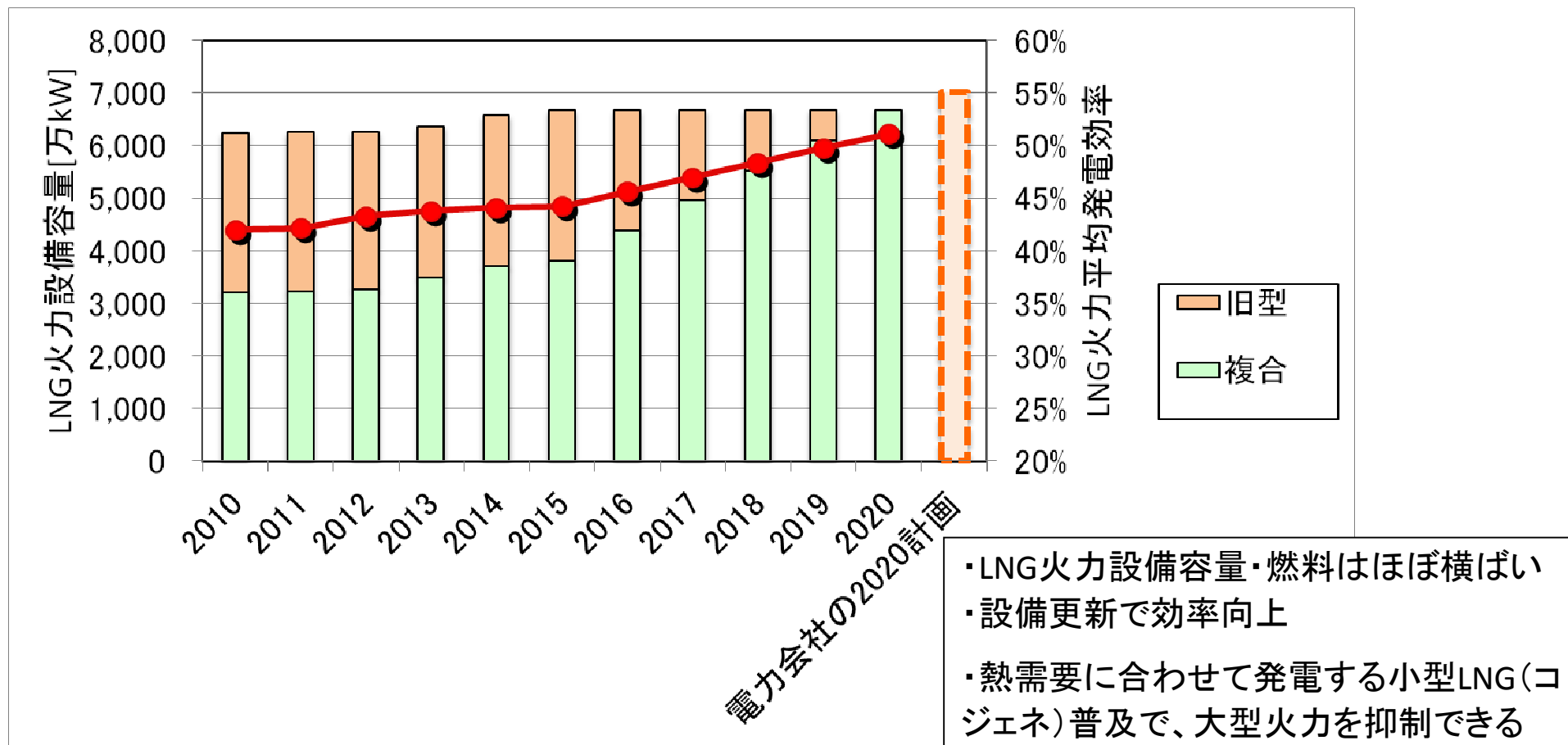
2009年度 (推定実績)

	設備容量	発電量	設備利用率
	万kW	億kWh	
石炭	3,795	2,356	71%
LNG	6,161	2,808	52%
石油等	4,617	727	18%

出典：2010年度電力供給計画

3. 中長期(電力需給、CO2、コスト)の鍵は、 発電所の天然ガスへのシフト

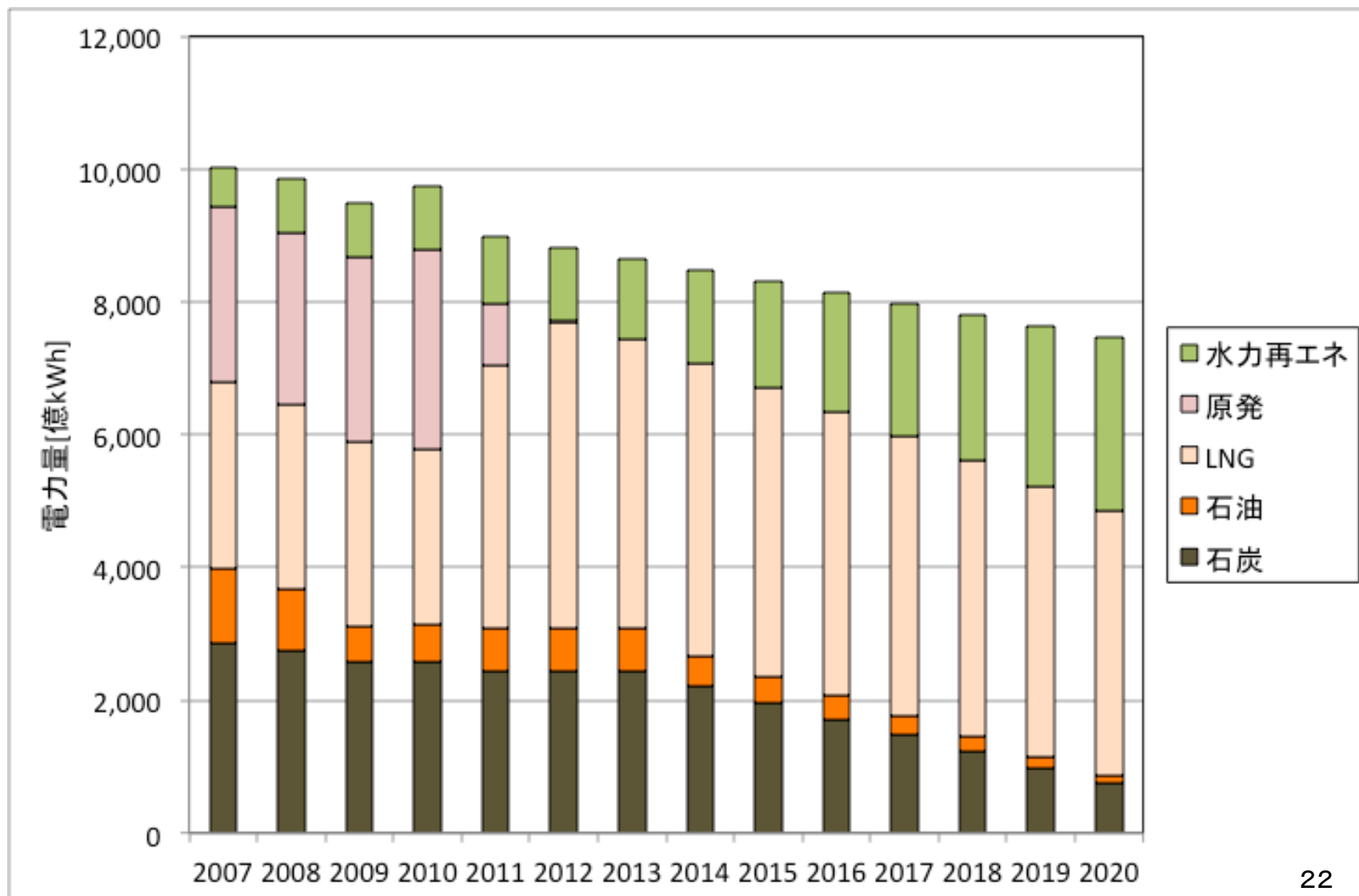
2020年までに天然ガスの割合を過渡的に増加させる
 石炭火力発電・石油火力発電を削減し、LNG火力発電へ
 旧型LNG火力を、最新型LNG、小型LNG(コジェネ)へ(効率41%→50%)



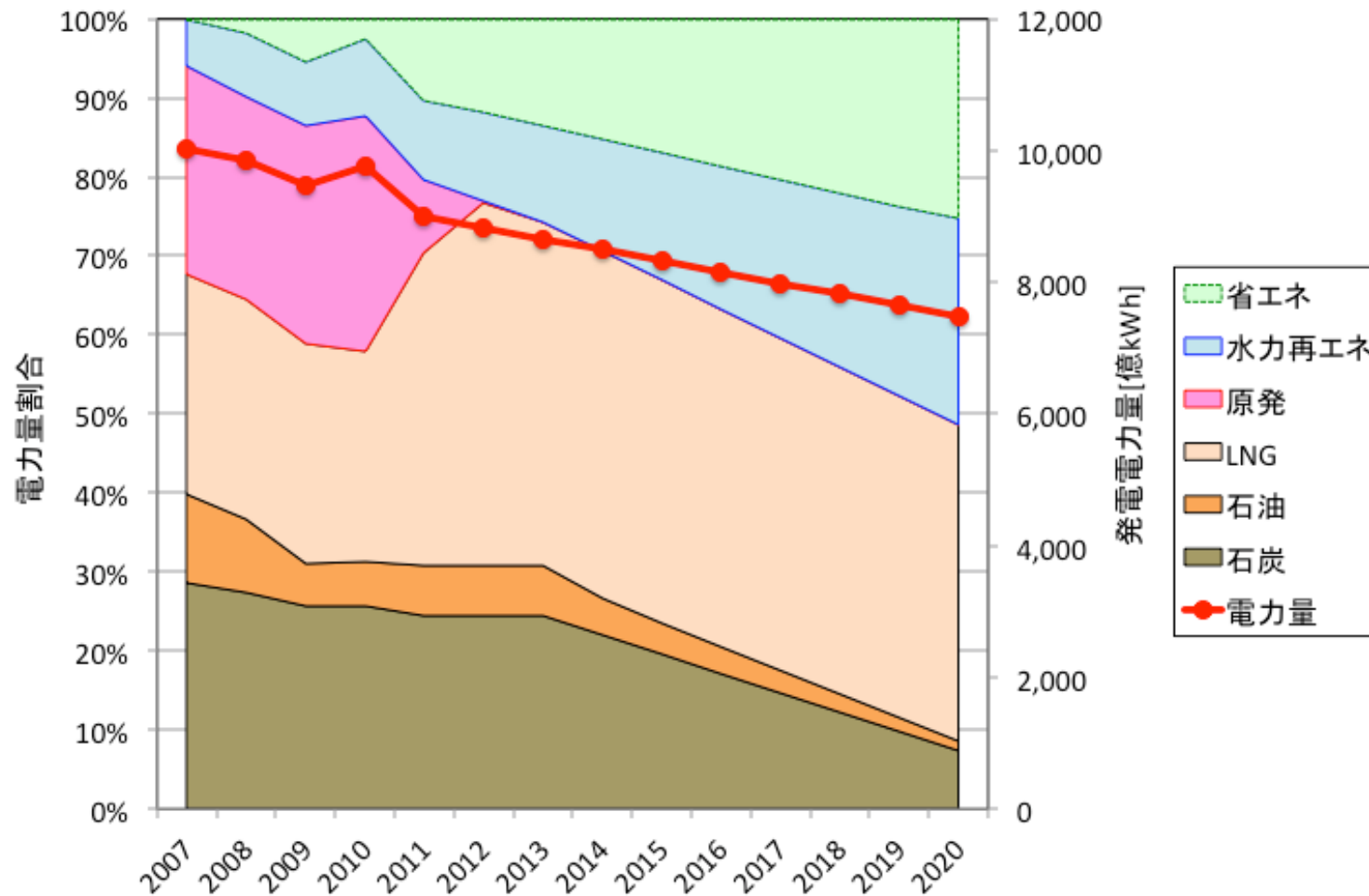
天然ガス火発建替え計画を前倒しで実施。 原発予定地の転換も

			設備容量 万kW	設備内容	運転開始	発電効率
北海道電力	地点名称未発表		50		2021年度以降	
東北電力	新潟	5号	10.9	コンバインド	2011年7月	
	新仙台	3号1軸	49.0	コンバインド	2016年7月	
		3号2軸	49.0	コンバインド	2017年7月	
東京電力	仙台	4号	44.6	コンバインド	2010年7月	
	上越	1号	144.0	コンバインド	2023年度	
		富津	4号系列2	50.7	コンバインド	2009年11月
		4号系列3	50.7	コンバインド	2010年10月	
	川崎	2号1軸	50.0	コンバインド	2013年2月	54%
		2号2軸	71.0	コンバインド	2016年度	
2号3軸		71.0	コンバインド	2017年度		
中部電力	西名古屋	7号	220.0	コンバインド	2019年度	
	上越	1号1軸	59.5	コンバインド	2012年7月	
		1号2軸	59.5	コンバインド	2013年1月	
		2号1軸	59.5	コンバインド	2013年7月	
		2号2軸	59.5	コンバインド	2014年5月	
北陸電力	富山新港	LNG1号	40.0	コンバインド	2018年度	
関西電力	姫路第二	1号	48.65	コンバインド	2013年10月	
		2号	48.65	コンバインド	2014年3月	
		3号	48.65	コンバインド	2014年7月	
		4号	48.65	コンバインド	2014年11月	
		5号	48.65	コンバインド	2015年6月	
		6号	48.65	コンバインド	2015年10月	
	和歌山	1号2号	369.80	コンバインド	2021年度以降	
四国	坂出	2号	28.0	コンバインド	2016年度	
九州	新大分	3号4軸	40	コンバインド	2016年7月	
沖縄電力	吉ノ浦	1号	25.1	コンバインド	2012年11月	
		2号	25.1	コンバインド	2013年5月	
		3号	25.1	コンバインド	2016年5月	

3. ~2020年燃料源別電力量想定

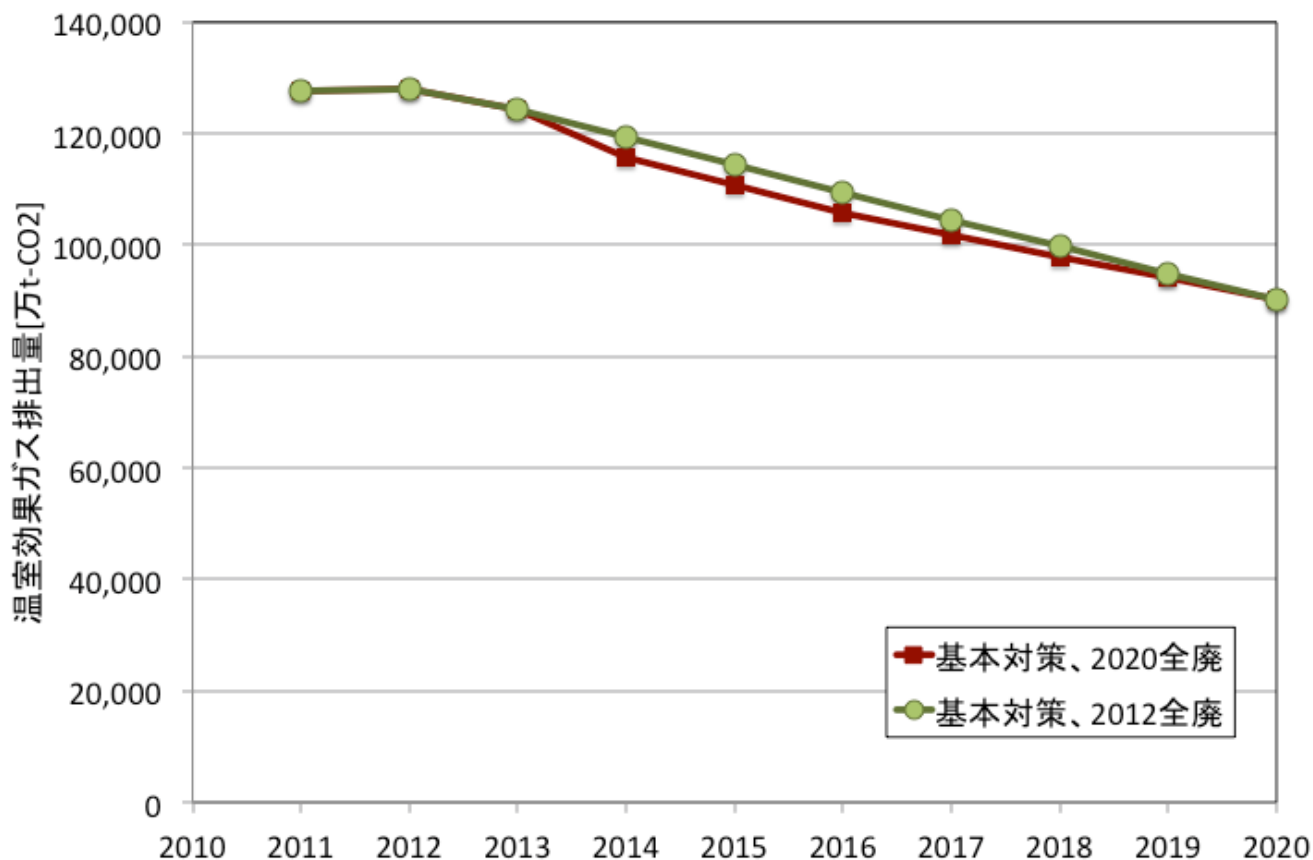


電力供給に対するエネルギー源別割合の推移



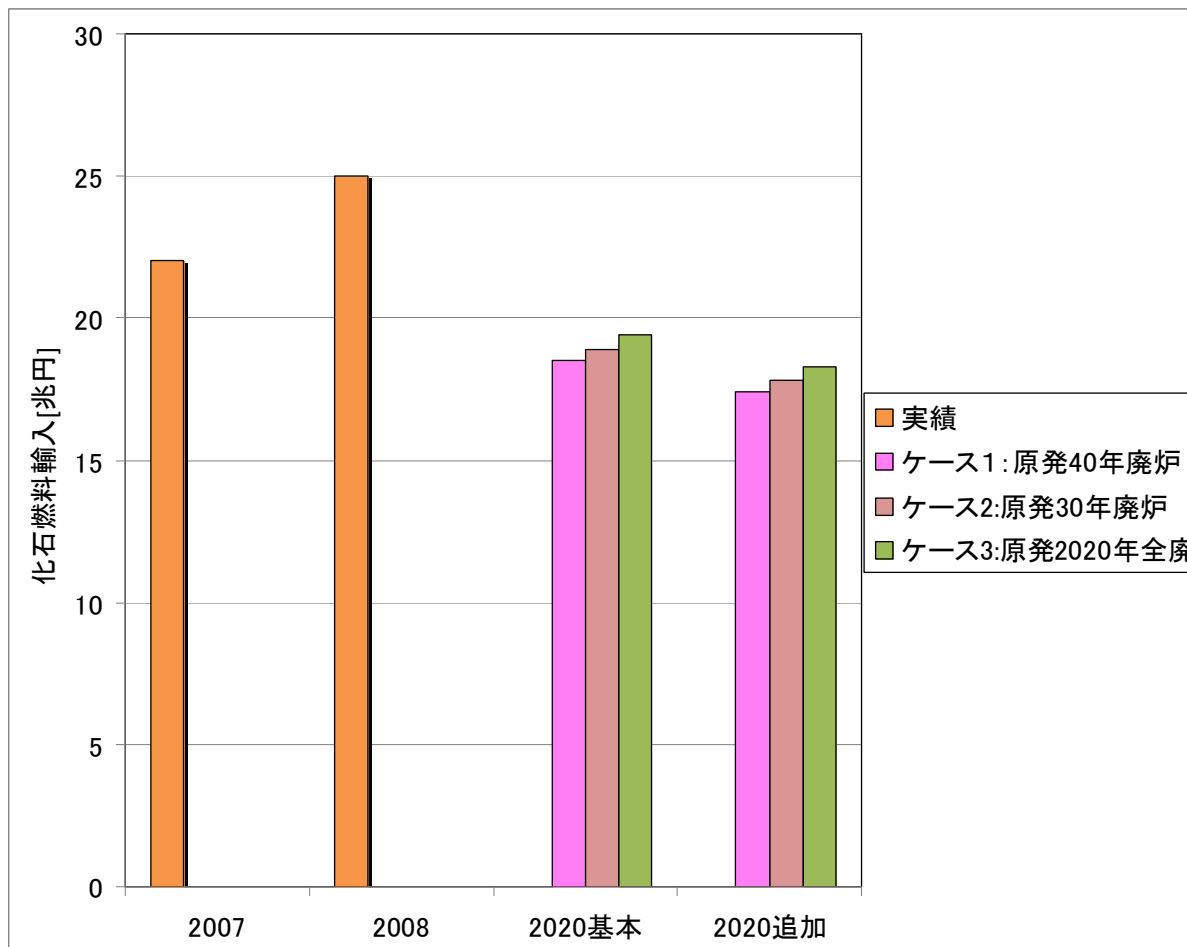
3. ～2020年のCO2排出量 原発再稼働あり・なしの比較

- ・「再稼働なしケース」は、再稼働することなく全ての原発が廃炉になると想定。
- ・「再稼働ありケース(2020年全廃)」は、2014年から一部の原発を再開すると想定。
原発再稼働なし(2012年全廃)と一部再稼働ありで、CO2削減に差はほとんどなし



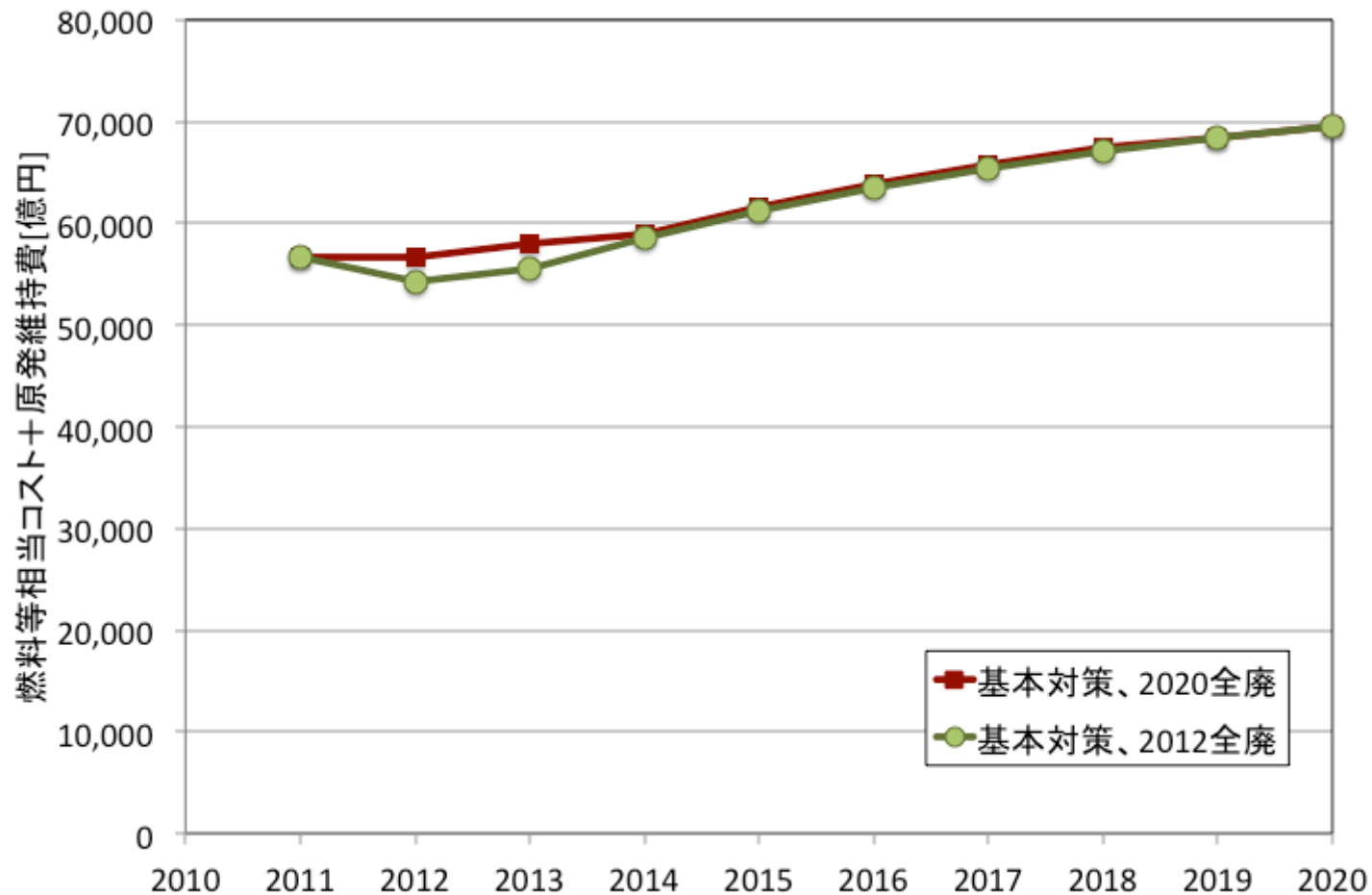
3. ～2020年予測(化石燃料コストの削減)

- ・2007年22.2兆円、2008年24.5兆円の化石燃料輸入コストは、いずれのケースでも減少
- ・省エネの構築・再生可能エネルギーの普及は、国外への資金を子国内投資に還流させる効果



3. ～2020年の燃料コスト 原発再稼働あり・なしの比較

原発再稼働なし(2012年全廃)と一部再稼働ありで、燃料コストの推移減に差はなし



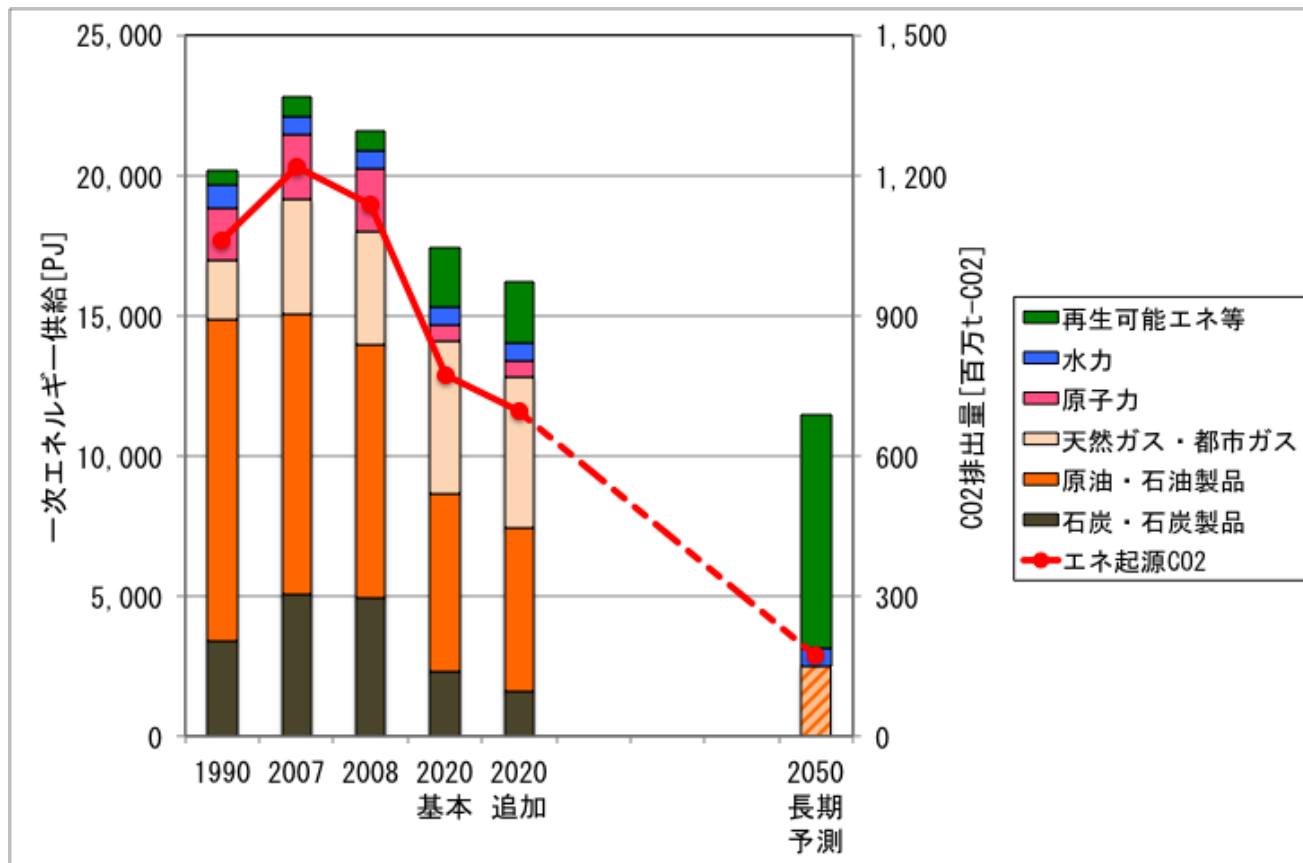
2020年の試算分析 対策想定と試算結果

	2020年対策	ケース1	ケース2	ケース3
原発	廃炉	運転開始後40年のもの+浜岡、柏崎刈羽	運転開始後30年のもの、浜岡、柏崎刈羽	全部
	設備容量(2011.3.11前比)	▲50%	▲76.5%	▲100%
	設備利用率	60%	60%	60%
その他電力	石炭火力発電所電力量(07年比)	▲70%	▲75%	▲83%
	石油火力発電所電力量(07年比)	▲70%	▲90%	▲90%
	LNG火力発電所発電効率	50% (旧型を最新型に)	50% (旧型を最新型に)	50% (旧型を最新型に)
	再生可能エネ電力割合 (うち大規模水力以外)	25%(15%)	30%(20%)	35%(25%)
	再生可能電力量(2020年) (うち大規模水力以外)	1870億kWh (1095億kWh)	約2200億kWh (約1500億kWh)	約2600億kWh (約1900億kWh)
	電力需要(07年比)	▲25%	▲25%	▲25%
電力以外の対策	各種の省エネ対策	本編と同じ	本編と同じ	
活動量など(電力量以外)	基本対策と追加対策	本編と同じ	本編と同じ	

上記の発電部門・再生可能エネルギーの対策強化によって、
温室効果ガス25%削減はいずれのケースでも可能
「政府目標25%削減」の旗は降ろす必要はなく、降ろすべきでない

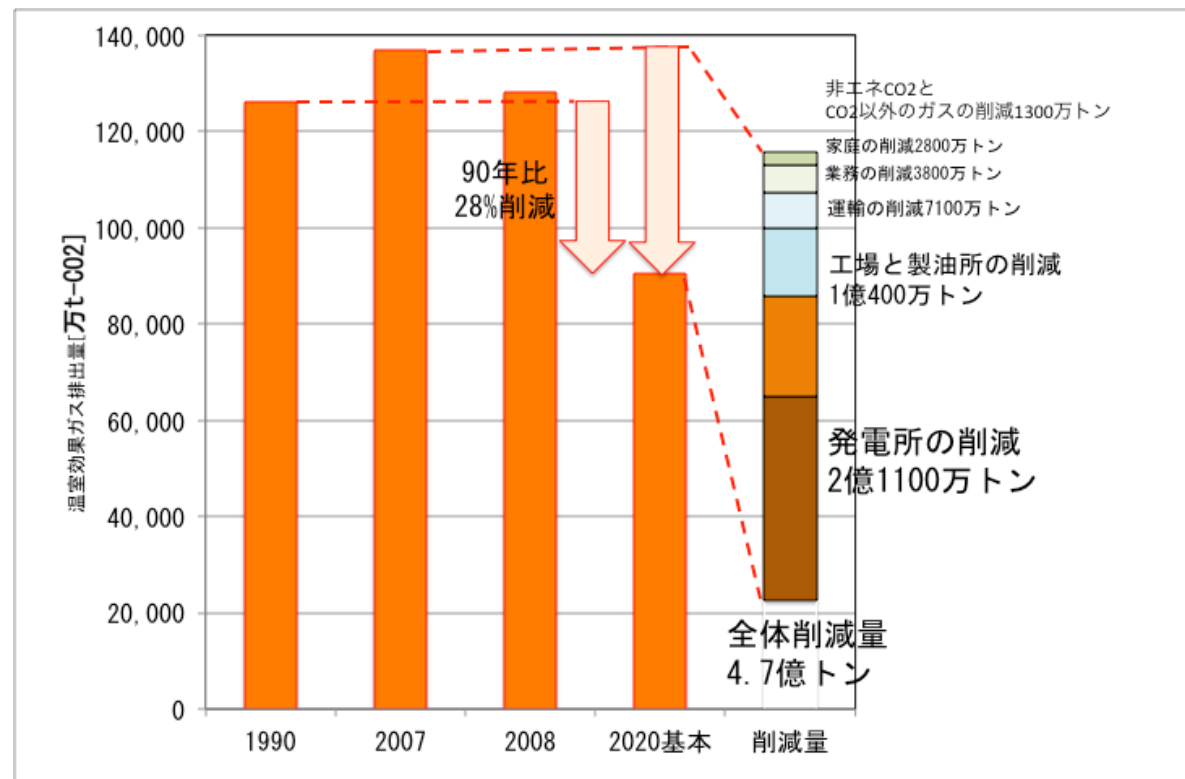
中長期のエネルギー CO2削減と脱原発の両立に向けて

- 気候ネットワークシナリオ: CO2の80%削減への道筋
- 2020年を重要な通過点に



エネルギー・GHG削減分析

- 発電所と工場、その他セクターでの省エネ・燃料転換の徹底
- 発電所：省エネ・高効率化・燃料転換、工場：設備更新・燃料転換
- 制度は排出量取引制度、省エネ税制、石炭税、送電網整備、火力発電の環境アセス等



ま と め

- ・短期のエネルギー需給は乗り切れる。鍵は省エネ、節電。
- ・発電所対策(天然ガスシフトと高効率化更新)と再生可能エネルギー対策の強化によって、40年廃炉シナリオ、30年廃炉シナリオ、2020年全廃シナリオのいずれも、2020年の温暖化対策目標を達成しながらエネルギー需要に対応できる。
- ・LNGへの転換スピードを現在よりも前倒しすることが鍵。
石油依存を減らし、トータルでの化石燃料リスクは低減される。
省エネと再生可能エネルギー投資拡大をあわせ、国産エネルギー割合は、30～35%へ向上。
- ・省エネ投資・再生可能エネルギー投資は、国内経済と雇用にプラスの効果。
- ・現実的判断として、今後10年余の期間で脱原発への道を、気候変動対策と両立しながら取っていくことは可能。