

エネルギーミックスにおける 再生可能エネルギー及び火力発電に係る課題

平成24年4月
資源エネルギー庁

目次

1. 再生可能エネルギー導入に係る課題	3
(1) 慎重ケースにおける再生可能エネルギーの導入内訳	4
(2) 再生可能エネルギーに共通する課題と対策の例	5
(3) 風力発電	6
(4) 太陽光発電	10
(5) 地熱発電	11
(6) 水力発電	12
(7) バイオマス発電・廃棄物発電	12
2. 火力発電	13
(1) 慎重ケースにおける火力発電の構成内訳の試算	14
(2) 火力発電の構成内訳(石炭、LNG、石油)の試算方法について	15
(3) 火力発電に共通する課題と対策の例	16
(4) 火力電源ごとのメリット・デメリット	17
(5) 化石燃料の供給安定性	18
(6) 化石燃料の輸入状況	19

1. 再生可能エネルギー導入に係る課題

以下の資料では、個々の選択肢における再生可能エネルギーの導入量見通しに即して必要な対策を具体化していただく議論の一助として、これまでの委員会での議論を踏まえ、再生可能エネルギー導入拡大に向けて解決すべき課題を改めて整理し記載。

また、必要な対策の強度をご議論いただくため、個々の選択肢における再生可能エネルギーの導入の姿を例示的にお示ししている。

第17回基本問題委員会 配付資料3-2より抜粋

慎重ケースにおける再生可能エネルギーの導入内訳(発電電力量(億kWh)2030年断面)

再生可能エネルギーが 発電電力量 (1.0兆kWh) に占める割合	億kWh (程度)	風力	太陽光	地熱	水力	バイオマス・ 廃棄物
35% (選択肢B)	3,500	12%	6%	4%	11%	3%
30% (選択肢C)	3,000	7%	6%	3%	11%	3%
25% (選択肢D,E)	2,500	3%	6%	3%	11%	3%
【参考1】 現行エネルギー基本計画 20% (1.2兆kWh)	2,318	2%	5%	1%	10%	3%
【参考2】 2010年実績 11% (1.1兆kWh)	1,145	0.4%	0.3%	0.2%	8%	1%

※各再生可能エネルギーの発電電力量に占める割合、発電電力量及び設備容量については、系統安定化対策に係る精査の結果等により、変更があり得る。4

再生可能エネルギーに共通する課題と対策の例

1. 再生可能エネルギーの導入拡大に際しては、その種類を問わず、系統対策、デマンドレスポンス、高コスト抑制・導入インセンティブ、立地確保のために必要な規制の改革と地域との共生、リードタイム等の課題が存在。
2. 導入拡大に向け、
 - ①どのような対策を講じる必要があるのか。
 - ②その対策の実施にどの程度のコストが必要か。
 - ③そのコストを誰が負担するのか。

課題1 系統対策(特に、太陽光、風力)

- 対策: ① 系統増強(政策的支援の検討)
- ② 系統運用広域化
 - ③ 調整電源確保又は蓄電池の設置

課題2 デマンドレスポンス

- 対策: ①需給に応じた柔軟な料金の設定

課題3 高コスト抑制・導入インセンティブ

- 対策: ① 固定価格買取制度
- ② 優先接続・優先給電ルールの整備
 - ③ 税の減免、補助金、出資・債務保証
 - ④ 技術開発(コスト削減、大型蓄電池、燃料電池、スマートコミュニティ等)

課題4 立地確保のために必要な規制の改革(自然公園、農地、保安林等)と地域との共生

課題5 設備設置等に係るリードタイム(特に、風力、地熱)

- 対策: ① 環境アセスメントに係る手続きの簡素化
- ② 系統連系協議

風力発電

各々の選択肢を実現するためにその導入量に応じ

- (1) どのような対策を講じる必要があるのか。
- (2) その対策の実施にどの程度のコストが必要か。
- (3) そのコストを誰が負担するのか。

発電電力量に占める割合	導入の姿のイメージ		課題と対策(例)			
12% (選択肢Bに対応)	陸上 (901億kWh、5,143万kW)	陸上: 米国 テキサス州 Roscoe PJ (現在稼働中の世界最大級のウィンドファーム) 78.2万kW、400km ² との比較 洋上: 1基5,000kWと仮定	課題① 系統増強(再掲)[参考1、注1参照] 課題② 導入の支援(再掲) 課題③ 設備設置等に係るリードタイム(再掲) 課題④ 建設費、電線敷設費等のコスト低減 対策: 技術開発(洋上風力に係る研究開発、実証実験等) 課題⑤ 地理的偏在性[参考2参照] 課題⑥ 環境保全 対策: 環境アセスメント、バードストライクへの対応 課題⑦ 騒音、低周波音対策 課題⑧ 漁業権との調整(洋上風力発電) 課題⑨ 立地確保規制改革(再掲)[参考3] a) 立地規制: 農地法・農振法、国有林野法・会計法、森林法、 b) 安全規制: 建築基準法			
	洋上 (225億kWh、857万kW)					
7% (選択肢Cに対応)	陸上 (526億kWh、3,000万kW)	選択肢 <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr> <td style="width: 50px; height: 20px;">陸上</td> <td style="width: 50px; height: 20px;">洋上</td> </tr> </table>	陸上	洋上	B 66力所程度 1,714基 C 38力所程度 1,000基 D,E 16力所程度 428基	
	陸上		洋上			
洋上 (131億kWh、500万kW)						
3% (選択肢D,Eに対応)	陸上 (225億kWh、1,286万kW)	設備容量の想定: 陸上: 洋上 = 6:1	課題⑦ 騒音、低周波音対策 課題⑧ 漁業権との調整(洋上風力発電) 課題⑨ 立地確保規制改革(再掲)[参考3] a) 立地規制: 農地法・農振法、国有林野法・会計法、森林法、 b) 安全規制: 建築基準法			
	洋上 (56億kWh、214万kW)					
現状 (2010年実績)	(43億kWh、244万kW)					
現行エネルギー基本計画	(176億kWh、1,000万kW)					

注1:【コスト等検証委員会報告書より】「実際には、北海道北部、東北北部などの風況の良い場所では、受け入れ余裕のある電力会社の現状の系統から遠く離れていることが多い。また、従来の系統接続可能量を考慮すると、1,000万kW(約170億kWh)程度が風力の導入可能量ではないかという推計(平成22年度経産省委託調査)あり。」(陸上風力)

※各再生可能エネルギーの発電電力量に占める割合、発電電力量及び設備容量については、系統安定化対策に係る精査の結果等により、変更があり得る。6

(参考1) 北海道・東北地域に風力発電等約500万kWを導入するための概算工事費、工期等

1. 北海道、東北地域に風力発電約500万kWを導入するためには、地域内送電網や地域間連系線等の増強が必要。

＜地域内送電網、地域間連系線等の増強＞

	必要となる送電線の長さ等	工事費	工期	
①北海道系統への270万kW風力発電連系(風力+メガソーラー)	約730km	2,000億円程度	5～15年程度	
②東北系統への320万kW風力発電連系	約350km	700億円程度	5～10年程度	
③地域間連系線増強等	北本連系設備 東北基幹系統 東北東京間連系線	60万kW×3ルート(増強) 450km程度 60km程度	5,000億円程度 3,300億円程度 700億円程度	—
合計	—	1兆1,700億円程度	—	

2. 地域内送電網に限定すると以下のとおり。今後、支援の具体的方策について、検討を進めていくことが必要。

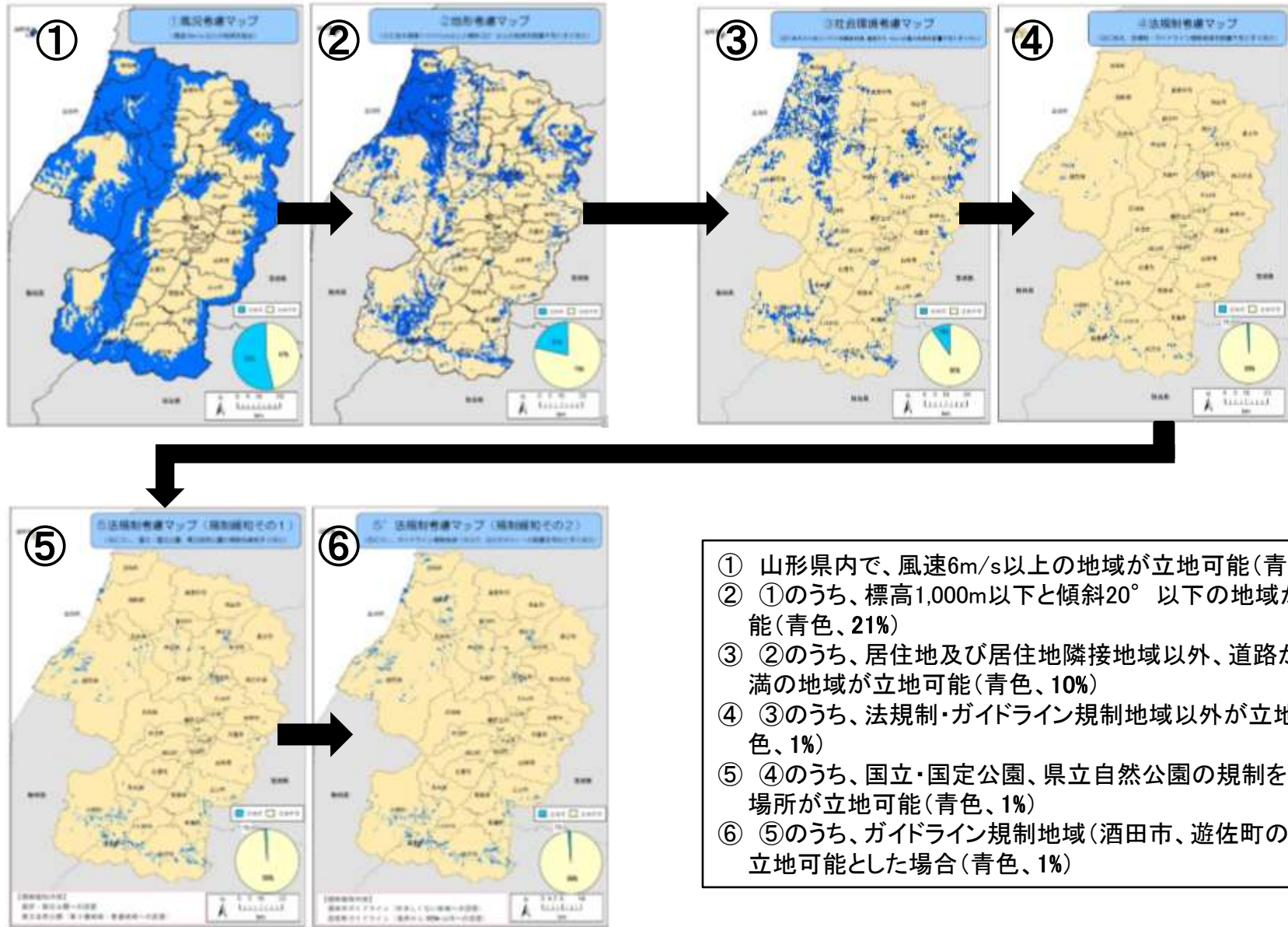
北海道電力管内	対策後の連系可能量	現在の連系可能量	既連系量	増強費用試算
嵐山開閉所までは既存系統の強化を前提に、北西部のポテンシャルを活かす方法	約217万kW	約20万kW(注1)	約10万kW	約1,450億円
北東部のポテンシャルを活かす方法	約102万kW	約0.5万kW	約0.5万kW	約900億円
留萌及びオホーツク地域について相対的に短距離の送電網強化	約74.5万kW	約8.5万kW	約5.5万kW	約550億円
合計	約393.5万kW	約29万kW	約16万kW	約2,900億円

注1: 現在、北西部の連系可能な送電網はないが、西名寄変電所より南の送電線で約10万kW連系可能な送電網があり、これを含めている。

東北電力管内	対策後の連系可能量	現在の連系可能量	既連系量	増強費用試算
下北半島地域におけるポテンシャルを活かす方法	約84.5万kW	約64.5万kW(※1)	約34万kW	約123億円
津軽半島地域におけるポテンシャルを活かす方法	約50万kW	約50万kW	約21万kW	—
秋田県沿岸、酒田地域におけるポテンシャルを活かす方法	約87.5万kW	約79.5万kW	約28万kW	約79億円
合計	約222万kW	約194万kW	約83万kW	約202億円

(総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革委員会の下に設置された「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会」第3回の資料4「ポテンシャルをベースとした地域内送電網強化の在り方について」(新エネルギー対策課)、資料5「北海道・東北地域における平成23年度風力受付応募量全量を導入する場合の系統対策について」(北海道電力株式会社、東北電力株式会社)を基に作成。)

(参考2) 賦存量とポテンシャルの関係性について(例)



- ① 山形県内で、風速6m/s以上の地域が立地可能(青色、53%)
- ② ①のうち、標高1,000m以下と傾斜20°以下の地域が立地可能(青色、21%)
- ③ ②のうち、居住地及び居住地隣接地域以外、道路から1km未満の地域が立地可能(青色、10%)
- ④ ③のうち、法規制・ガイドライン規制地域以外が立地可能(青色、1%)
- ⑤ ④のうち、国立・国定公園、県立自然公園の規制を緩和した場所が立地可能(青色、1%)
- ⑥ ⑤のうち、ガイドライン規制地域(酒田市、遊佐町のみ)への立地可能とした場合(青色、1%)

- 再生可能エネルギーを大量に導入していくためには、風力発電のスケールメリットを追究した事業展開が重要。国土面積の狭い我が国においては、農林地等との利用調整が課題。
- 風車のための転用面積は小さいケースもあり、また、耕作放棄地に設置した場合、農作業用道路の敷設が進む等の農業への利点もある。

布引高原(福島県郡山市)における農業と風力発電の共存事例

●農地の利用状況

- ・ 風車33基、65, 980kW
- ・ 戦後開拓農地(畑) 約200ha
- ・ 風力発電のための転用面積 約1.5ha
- ・ 風車の下では、布引大根等の野菜栽培が、通常通り行われている。

●風力開発による農業へのメリット

- ① 地代收入
- ② 風車用地の管理受託による収入
- ③ 作業用道路の設置による農作業の利便性向上
- ④ 風車の観光資源化、観光施設整備によるメリット



このような事例も参考にしながら、農業と風力発電事業の共存共栄の実現を図っていく必要。



(出所)日本風力発電協会(JWPA)資料等を基に作成。

太陽光発電

- 選択肢を実現するために
- (1) どのような対策を講じる必要があるのか。
 - (2) その対策の実施にどの程度のコストが必要か。
 - (3) そのコストを誰が負担するのか。

発電電力量に占める割合	導入の姿のイメージ
6% (選択肢: B,C,D,E に対応)	<p><561億kWh、5,340万kW>注1</p> <p>1. 戸建(421億kWh、4,000万kW) 太陽光パネルを設置可能な一戸建ての大半約1,000万戸に導入</p> <p><我が国の一戸建て総数: 約2,700万戸></p>
	<p>2. 非戸建(141億kWh、1,340万kW)</p> <p>① 庁舎等(注2) 公的建築物の屋根全て及び公的用地(注3) (50%) (注4)に導入</p> <p>② 事務所ビル、スーパー等の商業施設の屋根(約10%) (注4)を活用</p> <p>③ メガソーラーを導入できる程度の広さを確保でき、日照条件がよく、平らな耕作放棄地の活用 等</p>
現状 (2010年実績)	<p>戸建 30億kWh、288万kW</p> <p>非戸建 8億kWh、74万kW</p>
現行エネルギー基本計画	571億kWh、5,300万kW

- 課題と対策(例)
- 課題① 系統増強(再掲)
- 課題② 導入の支援(再掲)
- 課題③ 戸建住宅への導入促進
- 対策: ①新築: a) 屋根貸し制度(全量買取)、b) 強力な経済的・制度的支援
- ②既築: a) 屋根貸し制度(全量買取)、b) 既築住宅に対する耐震補強支援、c) 建物強度や設置スペース確保の観点から導入可能性チェックへの支援、d) 導入方法についてのコンサルティング機能の充実
- 課題④ 集合住宅・非住宅への導入促進
- 対策: ①新築集合住宅への導入促進: a) 建築主やディベロッパーへの経済的支援、b) 入居者が選択できるシステムの検討
- ②管理組合・居住者の合意形成、屋上設置に係る各戸への配線工事等の困難性克服による既築集合住宅への導入
- ③耕作放棄地やマンション、工場などの壁面など制度制約や効率等の課題が存在する場所での導入促進: a) (設置制約の緩和など) 制度改正、b) (日照条件等の発電条件の悪いところでも) 採算性を持たせる技術・ノウハウの開発
- 課題⑤ 高性能化、コスト低減のための技術開発

注1: 四捨五入の関係で合計値が一致しない場合あり。

注2: 「庁舎等」 庁舎、学校施設(幼稚園、小・中・高等学校等)、医療施設(病院等)

注3: 「公的用地」 工業団地、浄水場、下水処理場、一般廃棄物最終処分場跡地、産業廃棄物処分場跡地、注4: 設置可能面積に対する割合

※各再生可能エネルギーの発電電力量に占める割合、発電電力量及び設備容量については、系統安定化対策に係る精査の結果等により、変更があり得る。

地熱発電

各々の選択肢を実現するためにその導入量に応じ

- (1) どのような対策を講じる必要があるのか。
- (2) その対策の実施にどの程度のコストが必要か。
- (3) そのコストを誰が負担するのか。
- (4) 政府による土地利用規制の制度改革が必要不可欠ではないか。

発電電力量に占める割合	導入の姿のイメージ	
4% (選択肢Bに対応)	385億kWh、550万kW ^{注2}	・2035年までに、対象となる可採資源量 ^{注1} を全て発電に利用し、かつ、低温の温泉発電を最大限開発。
3% (選択肢C,D,Eに対応)	252億kWh、360万kW ^{注2}	2050年までに、対象となる可採資源量 ^{注1} を全て発電に利用し、かつ、低温の温泉発電を最大限開発。
現状 (2010年実績)	26億kWh、53万kW	
現行エネルギー基本計画	103億kWh、165万kW	

課題と対策(例)

- 課題① 建設期間の短縮**
対策: 開発プロジェクトに係る規制緩和の適用の可否を、迅速に行うための仕組みの構築
- 課題② 地域との共生**
対策: ①実効性ある協議会[※]の形成
※自治体・第三者機関、温泉事業者、開発事業者で構成
 ②協議会では、温泉事業者との利害調整の方法を検討
- 課題③ 建設コスト・開発リスクの低減**

注1 可採資源量・・・現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた導入量(発電コストが30円/kWh以下の地点の開発を想定)

注2 2020年頃までに新たに発電所の稼働が見込まれる事業を全て合計すると約25万kW。

※各再生可能エネルギーの発電電力量に占める割合、発電電力量及び設備容量については、系統安定化対策に係る精査の結果等により、変更があり得る。11

水力発電

- 選択肢を実現するために
- (1) どのような対策を講じる必要があるのか。
 - (2) その対策の実施にどの程度のコストが必要か。
 - (3) そのコストを誰が負担するのか。

発電電力量に占める割合	導入の姿のイメージ	
11% (選択肢: B, C, D, Eに対応)	1,174億kWh、6,030万kW	中小水力を中心に、近年の傾向(注1)の5割増程度で導入が進むペース
現状 (2010年実績)	894億kWh、4,667万kW	
現行のエネルギー基本計画	1,139億kWh、5,727万kW	

- 課題と対策(例)
- 課題① 水利権の調整手続きの抜本的改善
対策: 開発申請にかかる手続きの簡素化
 - 課題② 中小水力発電事業の活性化のための見直し
対策: 公営水力発電などの自由な入札の推進
 - 課題③: 中小水力の開発地点の奥地化、規模の小規模化・及び小水力の低コスト化に対する対応
 - 課題④: ダム建設に対する地元調整

注1: 水力発電の導入実績は以下のとおり。ここでは、2005～2010年度の伸びの平均(9.2億kWh/y)を用いた。
(2005年度: 848億kWh 2006年度: 859億kWh 2007年度: 855億kWh 2008年度: 818億kWh 2009年度: 822億kWh 2010年度: 894億)

バイオマス発電・廃棄物発電

- 選択肢を実現するために
- (1) どのような対策を講じる必要があるのか。
 - (2) その対策の実施にどの程度のコストが必要か。
 - (3) そのコストを誰が負担するのか。
 - (4) マテリアル利用との競合、原料の安定供給をどう考えるか。

発電電力量に占める割合	導入の姿のイメージ	
3% (選択肢: B, C, D, Eに対応)	328億kWh、552万kW	近年の傾向(注1)の4割増程度で導入が進むペース
現状 (2010年実績)	144億kWh、240万kW	
現行のエネルギー基本計画	328億kWh、-(注2) 注2: 現行のエネルギー基本計画では設備容量を想定していない	

- 課題と対策(例)
- 課題 高コストの抑制
対策: ①収集・運搬コスト低減化、
②他用途(製紙業等)との考え方の整理
③自治体や地域と連携した取組の強化

注1: バイオマス発電・廃棄物発電の近年の導入実績は以下のとおり。ここでは、2005～2010年度の伸びの平均(6.6億kWh/y)を用いた。
(2005年度: 111億kWh 2006年度: 128億kWh 2007年度: 118億kWh 2008年度: 138億kWh 2009年度: 137億kWh 2010年度: 144億kWh)

※各再生可能エネルギーの発電電力量に占める割合、発電電力量及び設備容量については、系統安定化対策に係る精査の結果等により、変更があり得る。12

2. 火力発電

慎重ケースにおける火力発電の構成内訳の試算(発電電力量(億kWh)2030年断面)

- (1) 火力発電の内訳は、最新のデータに基づく需要カーブ並びに既設及び計画中の発電設備を前提とし、「コスト等検証委員会報告書」(平成23年12月)のコスト計算の諸元(CO2対応コスト含む※次頁参照)に基づき、発電費用が最小化されるように試算(コジェネ・自家発を含めたLNGと石炭の比率は約1:1)
- (2) 災害時等を含む供給安全性、経済性、環境特性、電源毎の運転特性等のバランスの取れた活用が重要であるが、試算結果に何らかの補正を加えるべきか。その場合、いかなる政策を想定すべきか。

火力発電が発電電力量(1.0兆kWh)に占める割合	億kWh(程度)	LNG	石炭	石油	コジェネ・自家発
50% (選択肢B)	5,000	20%	23%	4%	15% (うち天然ガスコジェネ約8%)
35% (選択肢C,D)	3,500	10%	20%	2%	15% (うち天然ガスコジェネ約8%)
25% (選択肢E)	2,500	5%	16%	2%	15% (うち天然ガスコジェネ約8%)
【参考1】 現行基本計画 22.8% (1.2兆kWh)	2,693	11.5%	9.6%	1.7%	12.1% (うち天然ガスコジェネ約4%)
【参考2】 2010年実績 56.9% (1.1兆kWh)	6,209	27%	23%	6.9%	6.2% (うち天然ガスコジェネ約2%)

(注1) 上記試算結果については、災害時等を含む供給安定性、CO2排出量、他の電源構成との整合性確保等の観点からの検証を踏まえて補正の可能性がある。

(注2) 各選択肢において再生可能エネルギー、原子力の割合の決定後に火力を差分から導出しているため、四捨五入等の関係から各電源の割合の合計値が発電電力量に火力発電が占める割合と合わない場合がある。

火力発電の構成内訳(石炭、LNG、石油)の試算方法について

「コスト等検証委員会報告書」(平成23年12月)における為替レート(85.74円/\$ (2010年度平均))及び各電源の(1)建設費、(2)CO2対策費用、(3)燃料費を利用し、発電費用が最小化されるように試算。

(1)各電源の建設費

	建設費
石炭火力	23万円/kW
LNG火力	12万円/kW
石油火力	19万円/kW

(2)CO2対策費用の将来見通し

	2010年	2020年	2030年	2035年
CO2対策費用 (千円/t-CO2)	1.67	2.57	3.43	3.86

(3)燃料価格の見通し

①天然ガス価格見通し(千円/t)

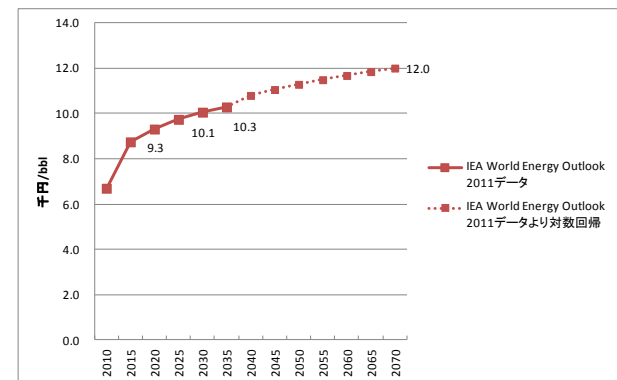
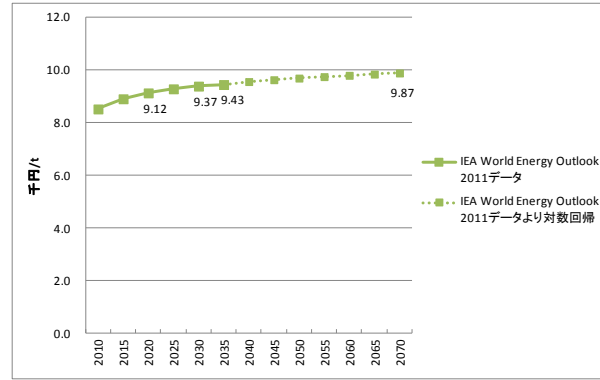
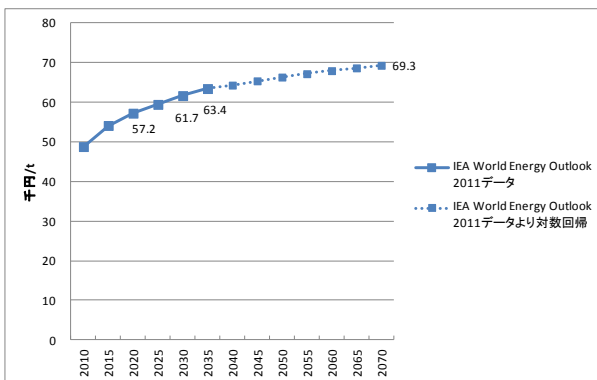
	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年
IEA World Energy Outlook 2011	48.8	54.1	57.2	59.4	61.7	63.4

②石炭価格見通し(千円/t)

	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年
IEA World Energy Outlook 2011	8.5	8.9	9.1	9.3	9.4	9.4

③原油価格見通し(千円/bbl)

	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年
IEA World Energy Outlook 2011	6.7	8.7	9.3	9.7	10.1	10.3



※発電コスト試算に際しては、初年度価格を2010年度平均CIF価格(50千円/t)に単位換算し、次年度以降についてWEOの価格トレンドを適用。

※発電コスト試算に際しては、初年度価格を2010年度平均CIF価格(9.8千円/t)とし、次年度以降についてWEOの価格トレンドを適用。

※発電コスト試算に際しては、初年度価格を2010年度平均CIF価格(7.2千円/bbl)とし、次年度以降についてWEOの価格トレンドを適用。

火力発電に共通する課題と対策の例

地球温暖化への対応、災害などの緊急時への対応、コスト抑制等の課題を踏まえ、必要となる対策メニューについては委員の間で大きな意見の相違はないと考えられるが、本格的な炭素税や排出権取引といった手法を用いるか否かは、見解が分かれているのではないかと考えられる。

課題	対策(例)
①需要カーブや電源毎の運転特性に対応した効率的な活用 (再生可能エネルギーの大量導入に対する負荷追従性の確保を含む)	a) 石炭火力発電(ベース)、天然ガス火力発電(ベース・ミドル・ピーク)、石油火力発電(ピーク・緊急対応)が一定の比率を保つ形で活用。
②地球温暖化問題への対応	a) 地球温暖化対策に関する自主行動計画 b) (本格的な)炭素税や排出権取引制度の導入 ※「地球温暖化対策のための税」については、平成24年度より導入予定 c) 世界最高水準の石炭火力発電の海外への技術輸出・供与 d) 天然ガスシフトのためのインフラ整備(パイプライン網の強化等) e) バイオマス混焼比率の拡大 f) 高効率天然ガス火力発電(コンバインドサイクル)の開発・活用 g) 石炭火力発電技術(超々臨界、IGCC、IGFC等)の研究・開発 h) CCS、CCU(二酸化炭素の再利用技術)等の加速的開発、実用化 i) CO2フリー水素を用いたガスタービン発電の開発
③災害などの緊急時への対応	a) 適正な予備電源の確保 b) 災害対応等のための石油の活用(石油火力発電の確保、供給ネットワークへの国の支援)
④コスト抑制	a) 競争促進によるコスト削減
⑤安定、安価な資源調達	a) 世界各地への分散した権益確保と国による後押し b) 米国からのLNGの輸入 c) サハリンとのガスパイプライン建設 d) メタンハイドレートの開発
⑥長期(約10年)の建設リードタイムや経年化への対応	a) 計画的な設備形成 b) 経年に応じた設備更新

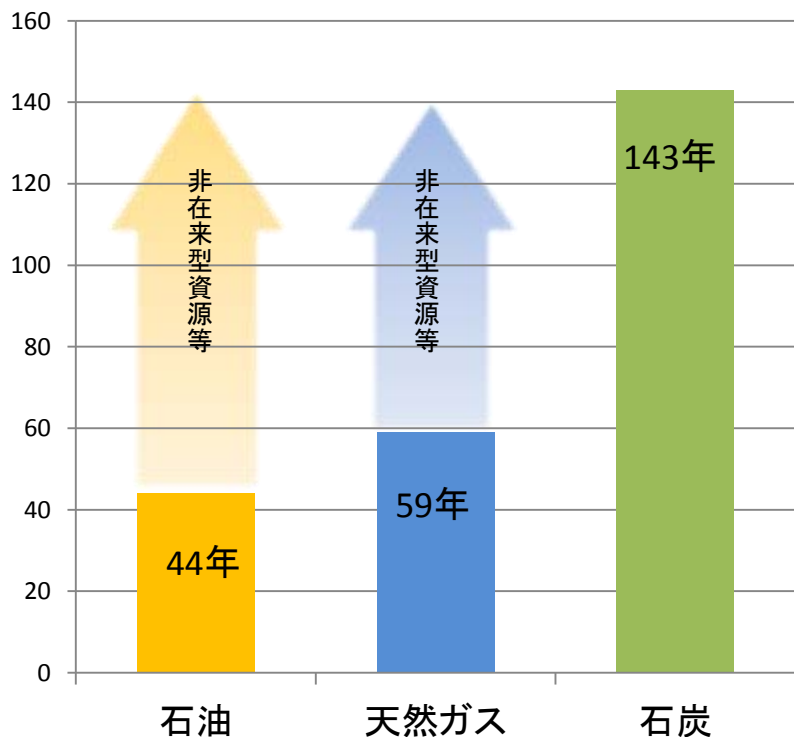
火力電源ごとのメリット・デメリット

電源種	メリット	デメリット
L N G	<ul style="list-style-type: none"> ①燃料の調達先が石油に比べ分散している。 ②CO₂の排出量が少ない。 ③長期契約中心であり供給が安定。 	<ul style="list-style-type: none"> ①インフラ整備が必要。 ②スポット市場が小さい。 ③価格は高め。 ④貯蔵、輸送が難しい。
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> ①資源量が豊富。 ②燃料の調達先が石油に比べ分散している。 ③他の化石燃料と比べ低価格で安定している。 	<ul style="list-style-type: none"> ①発電過程でCO₂の排出量が多い。
石 油	<ul style="list-style-type: none"> ①燃料貯蔵が容易。 ②供給の対応能力に優れる(災害時等に他電源のバックアップとして機能)。 	<ul style="list-style-type: none"> ①価格は高めであり、燃料価格の変動が大きい。 ②中東依存度が高い。(2011年実績87%)

化石燃料の供給安定性

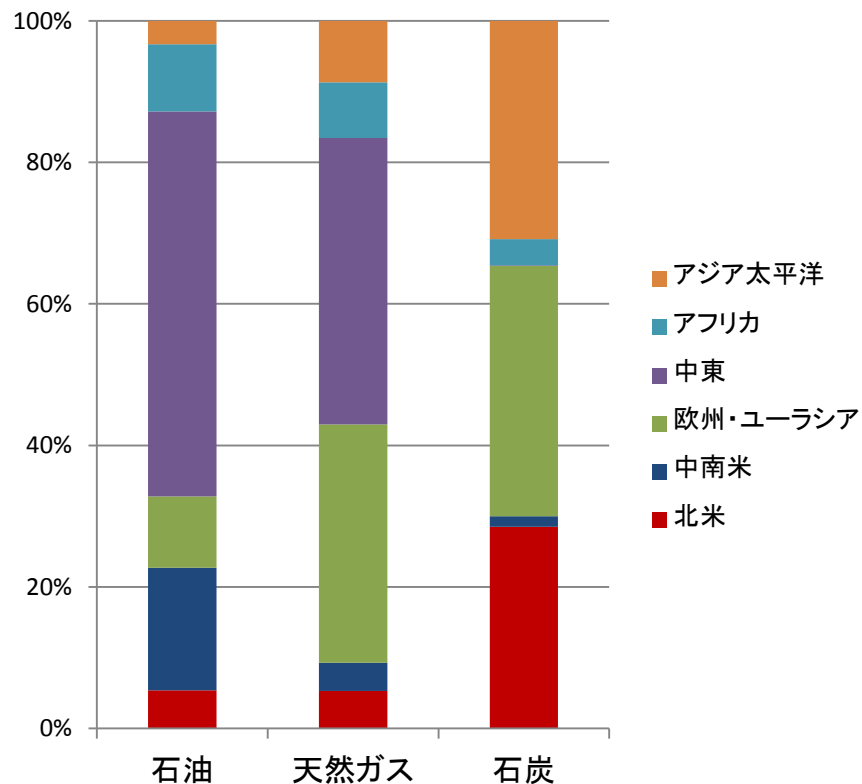
- (1) 石炭は確認可採埋蔵量が豊富で可採年数が長い。石油、天然ガスについては、非在来型のシェールオイルやシェールガスの埋蔵量が確認されている。
- (2) 石油は中東に偏在しているが、石炭は世界に広く分布している。

資源の可採年数

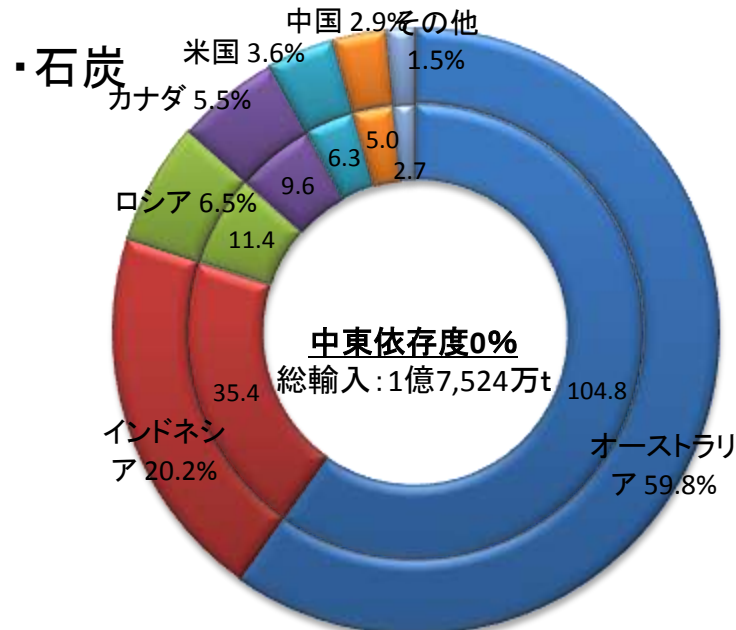
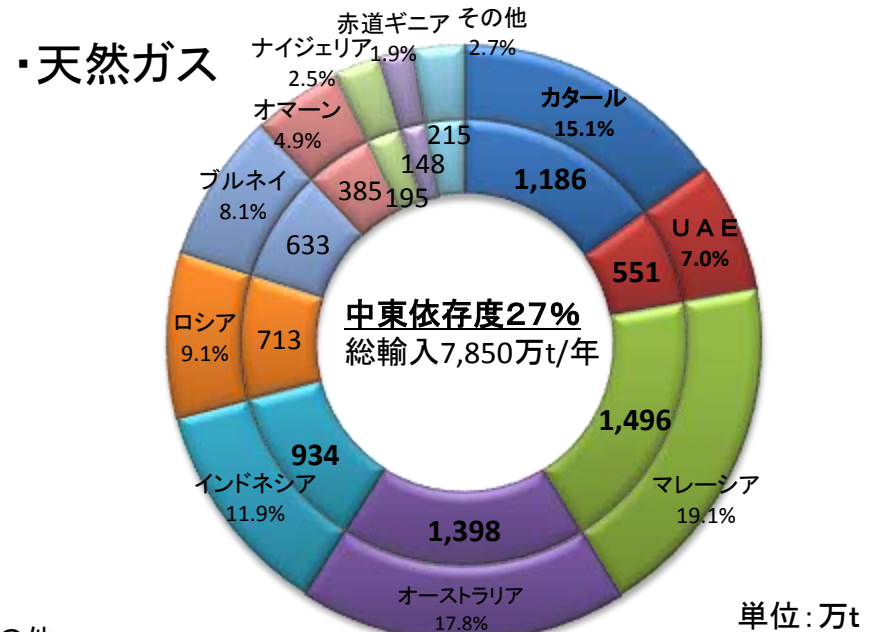
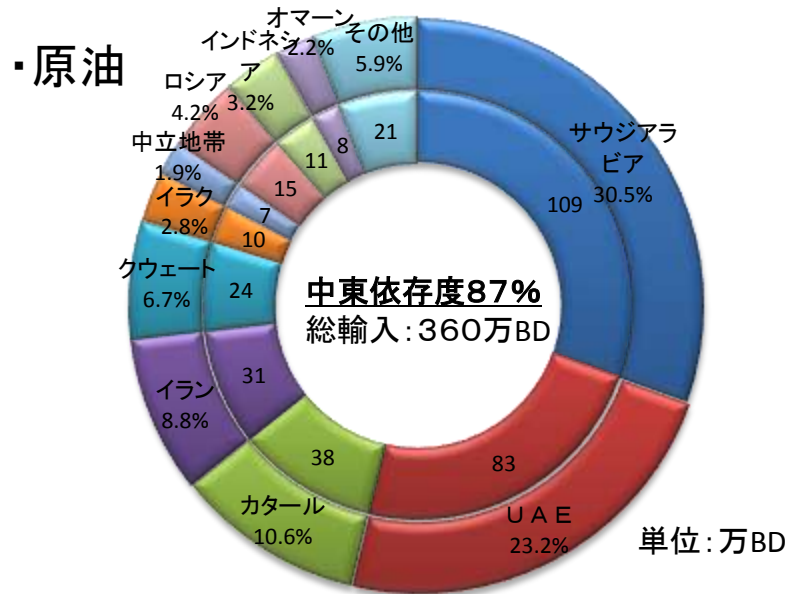


(注) 確認可採埋蔵量について記載

資源の地域別埋蔵量分布



化石燃料の輸入状況



(出典: 原油のみ資源エネルギー統計、他は貿易統計、すべて2011年1月~12月)

再生可能エネルギーの 導入拡大に伴う追加的コスト



平成24年4月
資源エネルギー庁

再生可能エネルギー導入拡大に伴う追加的コスト

1. 送電網の整備（本費用は、コスト等検証委員会で検討されたコストに含まれていない。）

①基幹送電網

- 北本連系線など基幹送電網の弱さが再生可能エネルギー導入拡大の支障。固定価格買取制度が施行されても、この点が制約に。再生可能エネルギー導入拡大に向け基幹送電網の増強が課題。（試算値：1兆1,700億円程度（北海道及び東北地域のみで））

②地内送電網

- 特に風力発電については、風況が良好で、大規模な土地確保が可能な地域が北海道や東北の一部に限定。こうした地域では地内送電網が脆弱。導入拡大に支障。地内送電網の整備が課題。（試算値：3,100億円程度（北海道及び東北地域のみで））

2. バックアップ電源又は蓄電池の整備

（本費用は、コスト等検証委員会で検討されたコストに含まれていない。）

- 発電量が不安定な風力発電や太陽光発電を大量に系統に受け入れるためには、①バックアップ電源の整備か、②変電所における蓄電池の設置が必要。

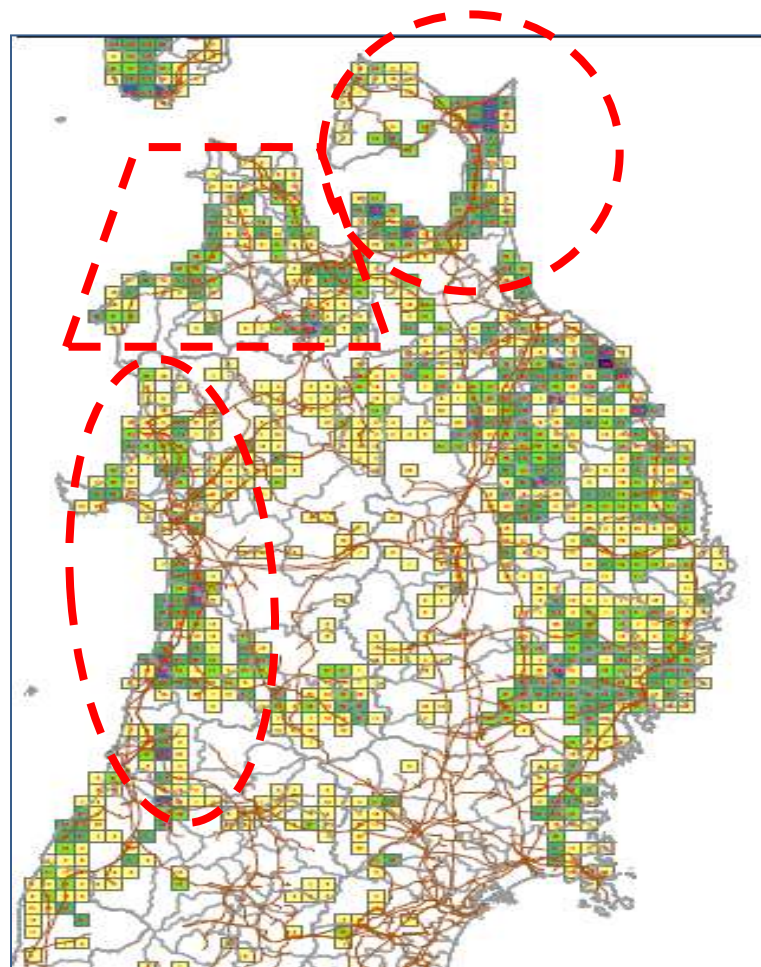
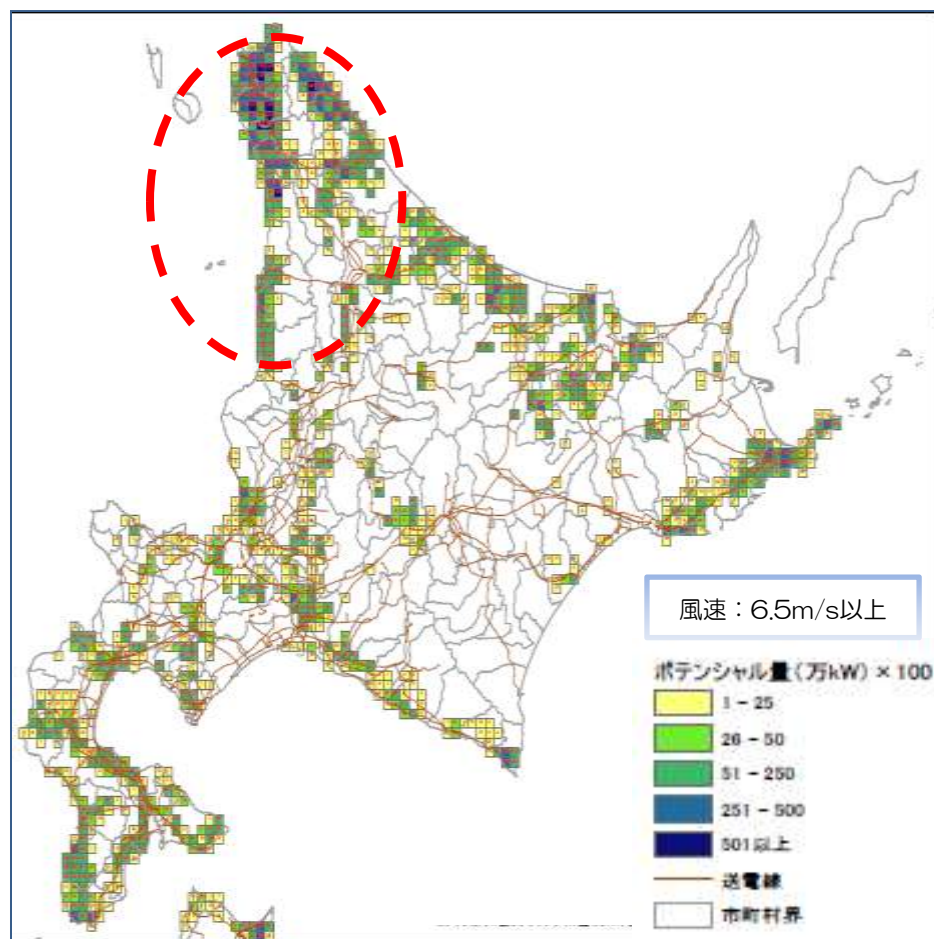
3. 土地の利用可能性（コスト等検証委員会で検討済み）

- 日照や風況など、地点によって発電効率が著しく異なる再生可能エネルギーの場合、自然公園、農地、保安林等、立地確保のために必要な規制改革によって、条件の良い土地の利用が確保できるかどうか、事業としての導入可能性を左右。
 - 例えば、陸上風力の場合、ポテンシャルが約2,700億kWhあっても、送電網の制約や立地制度の制約、経済性などを勘案すると、約170億kWh程度が現実的な導入可能量ではないかとの試算あり（コスト等検証委員会）。

1. 送電網の整備

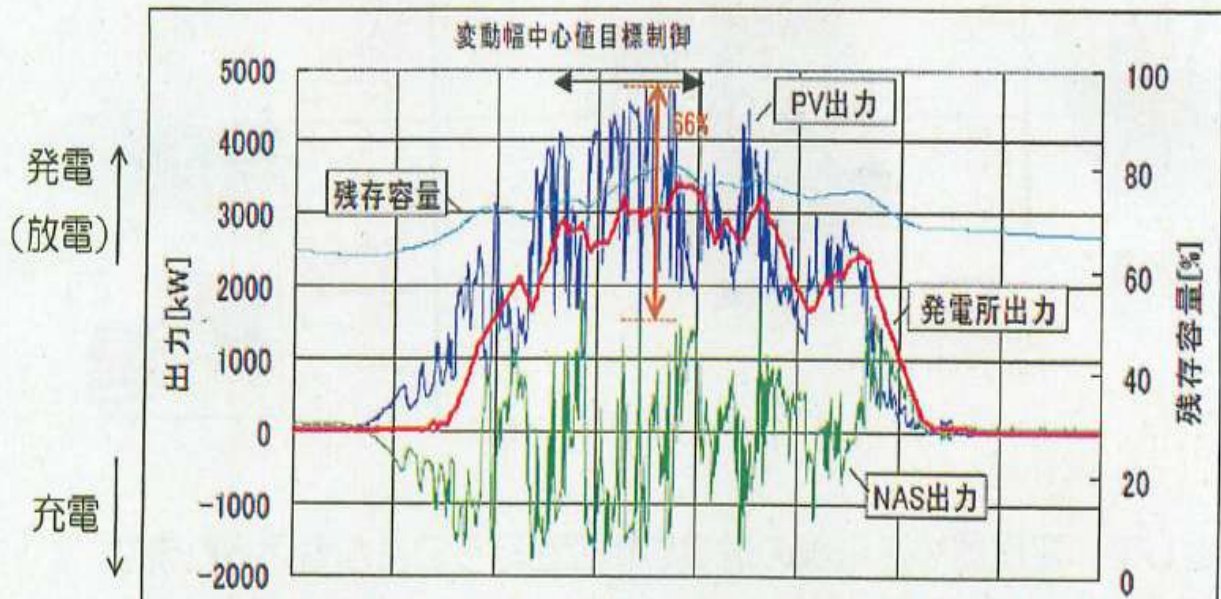
- 北海道や東北では、以下の地域において、風況が良いにもかかわらず地内送電網が脆弱。整備がなければ風力発電の導入拡大は困難。

- 北海道 : 北海道北部（「西名寄地区」等）
- 東北 : 下北半島（青森県）、津軽半島（青森県）、秋田県沿岸・酒田地域



2. バックアップ電源又は蓄電池の整備（1）

- 発電が不安定な風力・太陽光発電が大量に電力系統に導入されると、
①電圧の変動、②周波数の維持が困難、③余剰電力の発生等の問題が発生する。
- これらの課題の解決に当たっては、①ガスコンバインドサイクル発電や揚水発電等のバックアップ電源の整備や、②その代替手段として、蓄電池の変電所における設置が有効な手段。電力会社がこれをいかに進められるかが課題



【現在は、蓄電池設置コストは高い】
蓄電池は、技術的には揚水発電等と代替可能。
しかし、現時点ではコストが課題。

・NAS電池：4万円/kWh
(コスト等検証委員会資料より)

蓄電池による出力変動抑制(北海道・稚内メガソーラーの例)

※太陽光発電の出力(青線)を蓄電池の充放電(緑線)で調整することにより、
発電所トータルでの出力変動を抑制(赤線)。

(太陽光発電の容量：約5,000kW、蓄電池の容量：約1,500kW)

※蓄電池容量比が30%の場合は変動幅を約70%、同比50%の場合は変動幅を約90%、安定化。

2. バックアップ電源又は蓄電池の整備（2）

- 再生可能エネルギーの導入が進んでいるドイツ・スペイン両国では、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、ガスコンバインドサイクル発電や揚水発電等のバックアップ電源を整備。
- 両国とも、特にガスコンバインドサイクル発電の重要性が強調されていたが、再生可能エネルギーの優先的利用により稼働率が低下し、収益性が悪化。新設が困難との問題点も指摘された。スペインではこれに加えて、揚水発電も活用。
- 技術力、コストの問題があり、蓄電技術はそれほど使われていない。

セバスティアン工業観光商務大臣



- 電力の供給力の60%が風力で占められている瞬間があるかと思えば、風が吹かなくなって0%になるということもある。このため、バックアップ電源（天然ガス火力発電、揚水発電）がしっかりしていないといけない。将来的には蓄電技術も重要になる。

モンテス 西電気事業連合会会長



- 再生可能エネルギーによる電力供給の不安定さを大手電力会社が保有する天然ガス火力でバックアップしているが、バックアップの天然ガス火力の稼働率は建設当初よりも低下していることが問題。

ボガス エンデサ社スペイン・ポルトガルGM



- スペインは他国との電力融通にほとんど期待できない。このため、電力供給の3分の1を占める再生可能エネルギーの変動に対応したバックアップ電源が欠かせない。揚水発電と天然ガス火力発電が重要。ただし、コンバインドガス火力は稼働時間が短くなっており、収益性が悪化している。

ポファラ首相府長官



- 再生可能エネルギーの導入拡大のための課題としては、①送電網の拡充、②蓄電技術への投資（ドイツでは地勢上、揚水発電をそれほど建設できない）、③優先的な再生可能エネルギーの利用により稼働率が低下するバックアップ用の火力発電所への投資の確保、が挙げられる。

ミュラー 独エネルギー事業連合会会長



- エネルギーの100%を再生可能エネルギーで賄えるとの主張が一部にあるが、これは、安定供給や産業立国を危うくする危険な考え方。再生可能エネルギーが中核になったとしても、バックアップ電源は必要。

3. 土地の利用可能性（陸上風力）

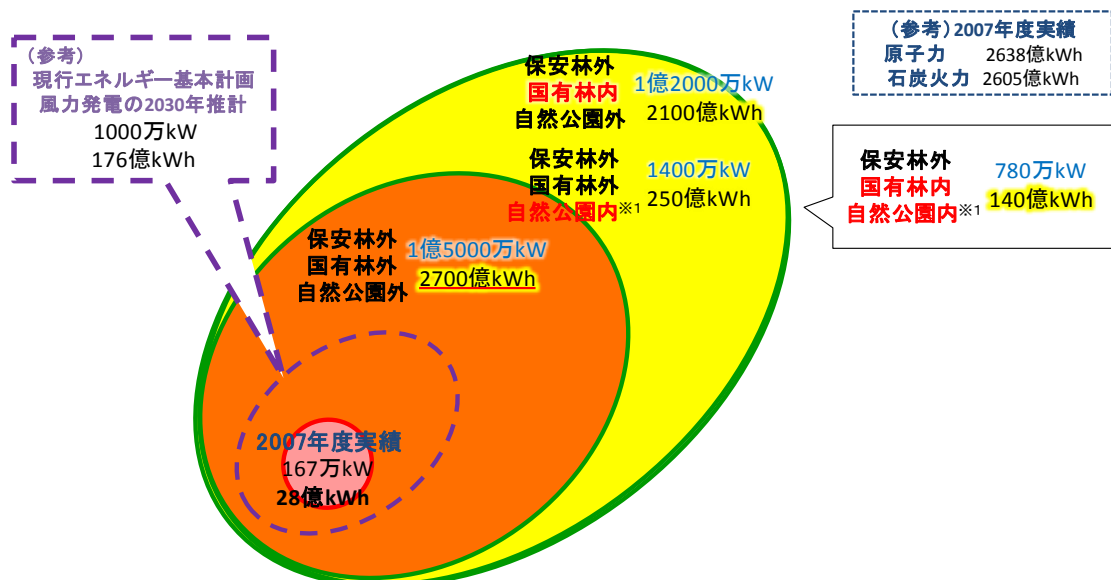
（コスト等検証委員会のレポート）

(1) 陸上風力の導入ポテンシャル(※)は、保安林外・国有林外・自然公園外で約2,700億kWh。

(※)この「導入ポテンシャル」は、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案しておらず、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量。

(2) 風況がより良い場所で、風力発電は、ベース的な電源としての役割の一部を担う可能性があるが、ただし、このポテンシャル量が実際に開発されるためには、系統制約や更なる制度的な制約が解消される必要がある。

(3) 例えば、実際には、北海道北部、東北北部などの風況の良い場所では、受入余裕のある電力会社の現状の系統から遠く離れていることが多い。また、従来の系統接続可能量を考慮すると、1,000万kW(約170億kWh)程度が風力の導入可能量ではないか、との推計もある。

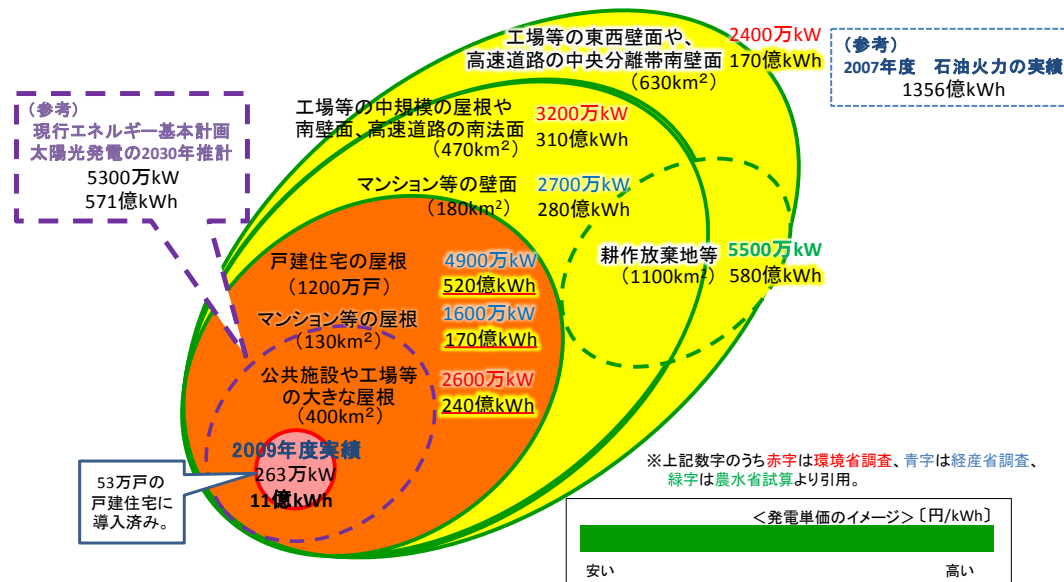


※1:ここで「自然公園内」とは、自然公園の第2種特別地域・第3種特別地域・普通地域を指す。
※2:22年度経産省委託調査においては、電力10社の風力発電の受入を認める系統接続可能量を約1000万kWと推計している。
※上記数字のうち、青字は経産省委託調査より引用。本来、風況によって設備利用率は異なるが、上記図では便宜上、設備利用率を20%と仮定。

(図) 風力発電の導入ポテンシャル

3. 土地の利用可能性（太陽光）（コスト等検証委員会のレポート）

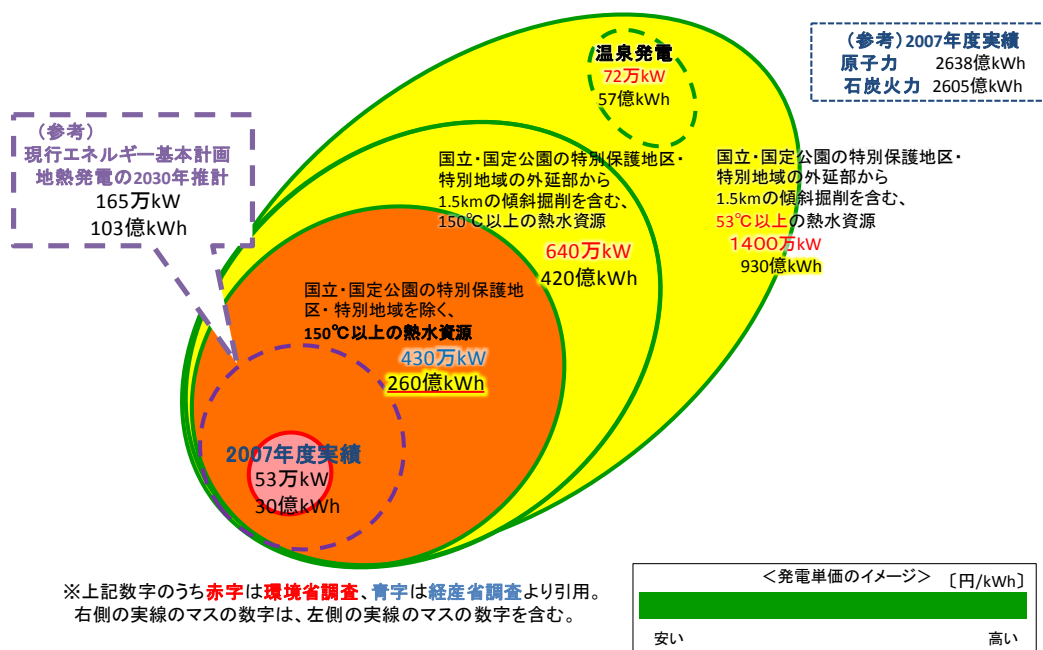
- (1) 太陽光の導入ポテンシャル(※)は、屋根などの比較的条件が良いと考えられる場所で約930億kWh。
 (※)この「導入ポテンシャル」は、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案しておらず、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量である。
- (2) ただし、930億kWhは、一戸建ての家で設置可能なほぼ全ての屋根、及び、現在普及の遅れているマンションや公共施設・工場などでパネルが設置可能なほぼ全ての屋根へのパネルの設置に成功した場合の数値。それを実現するために必要なコスト低減等は考慮されていない。
- (3) ちなみに、設置可能なほぼ全ての住宅用屋根に導入が進み、住宅用と住宅用以外が現状と同程度とした場合の普及量は、5,300万kW(約570億kWh)になる。
- (4) 太陽光発電の普及には、耕作放棄地や、マンション、工場などの壁面などでの設置を進めていくための制度改革、及び、それに採算性を持たせる技術・ノウハウの開発が不可欠。



(図) 太陽光発電の導入ポテンシャル

3. 土地の利用可能性（地熱）（コスト等検証委員会のレポート）

- (1) 日本は世界第三位の地熱資源国であり、その出力安定性も勘案すると、ベース電源の一定の部分を担うことが期待される。
- (2) 地熱発電の導入ポテンシャル(※)は、国立・国定公園の特別保護地区・特別地域外の制約が少なく、かつ、150℃以上の熱水資源が利用できる場所で約260億kWh。
 (※)この「導入ポテンシャル」は、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案しておらず、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量である。
- (3) ただし、立地に当たっての法的制約が課題。
- (4) 地熱の導入可能量拡大には、国立・国定公園内への立地に必要な許可要件の明確化や、地元温泉関係者等との共生強化などの政策的課題の解決が必要。



(図) 地熱発電の導入ポテンシャル

各選択肢における 一次エネルギー供給とエネルギー起源CO₂排出量 の試算

前回(第17回)における、経済成長率、省エネ対策、及び電源構成に関する議論、並びに資料3でお示した火力発電の導入内訳に基づき、エネルギーミックスの選択肢の整理に従って一次エネルギー供給を試算。今後の議論に基づいて、必要に応じて補正を実施。

平成24年4月
資源エネルギー庁

一次エネルギー供給の試算結果 注1

- 「慎重ケース」注2の成長率を前提とし、現行エネルギー基本計画の省エネ対策を追加拡充した場合の2030年度の一次エネルギー供給の試算結果は、原油換算で4.7億kL。(2010年度比▲17%)
- 今回の一次エネルギー供給の試算では、発電電力量の減少、コージェネレーションシステムの導入促進、熱の面的利用等により現行エネルギー基本計画(2010年度比▲9%)以上の省エネを実現。

図 一次エネルギー供給(絶対値)

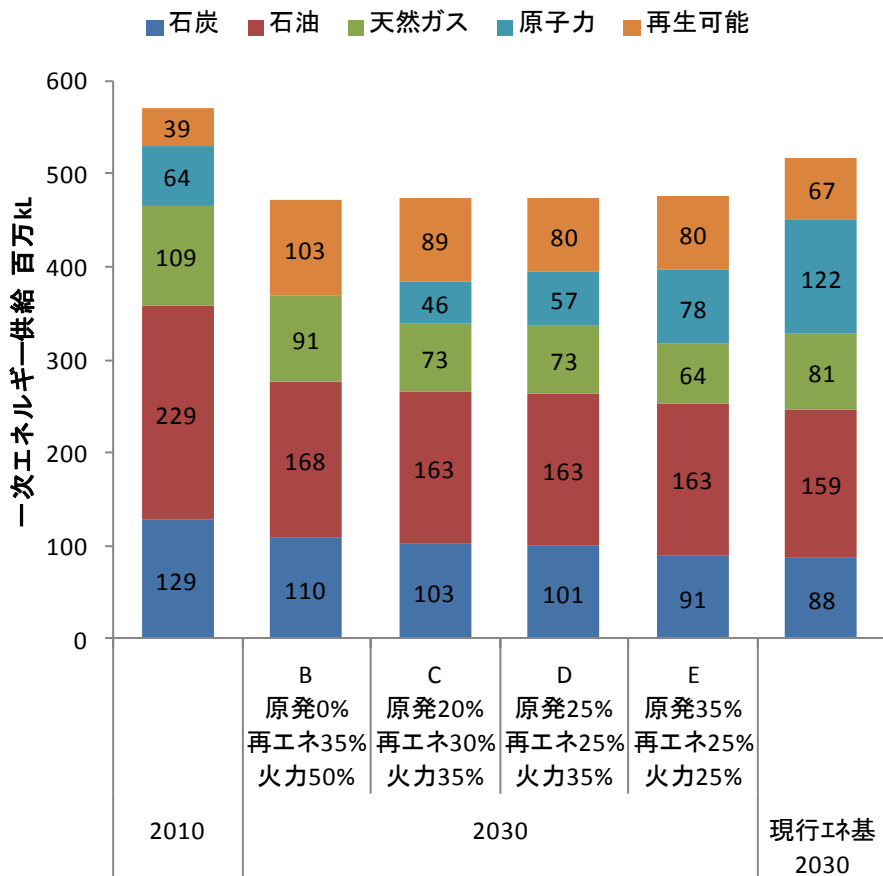
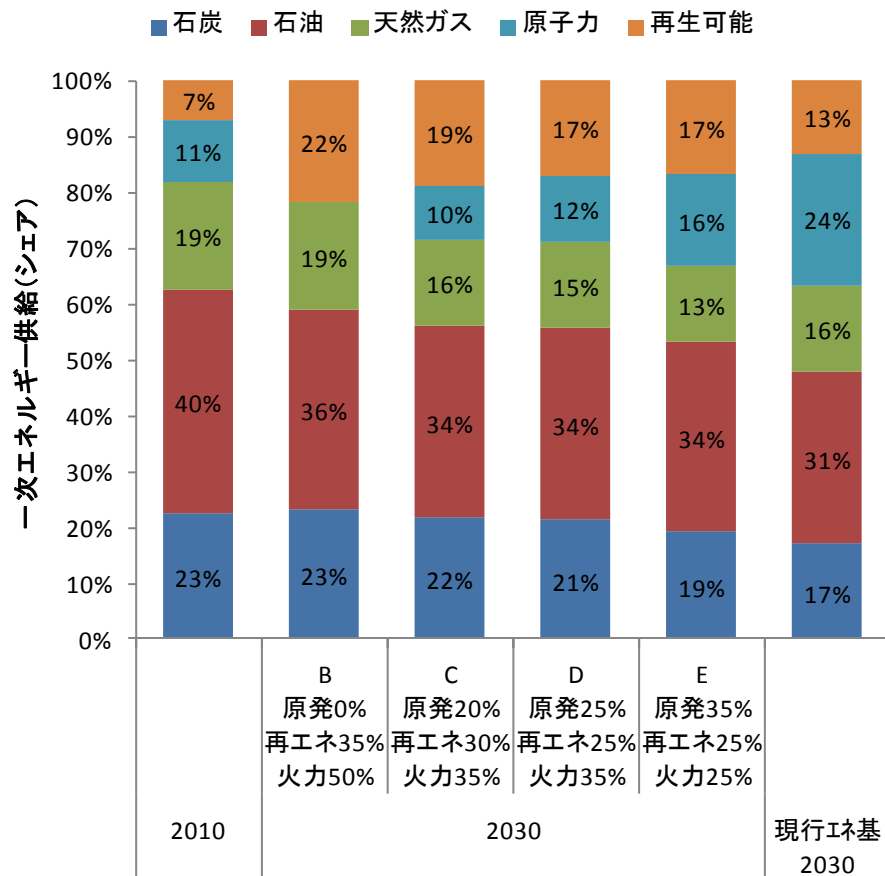


図 一次エネルギー供給(シェア)

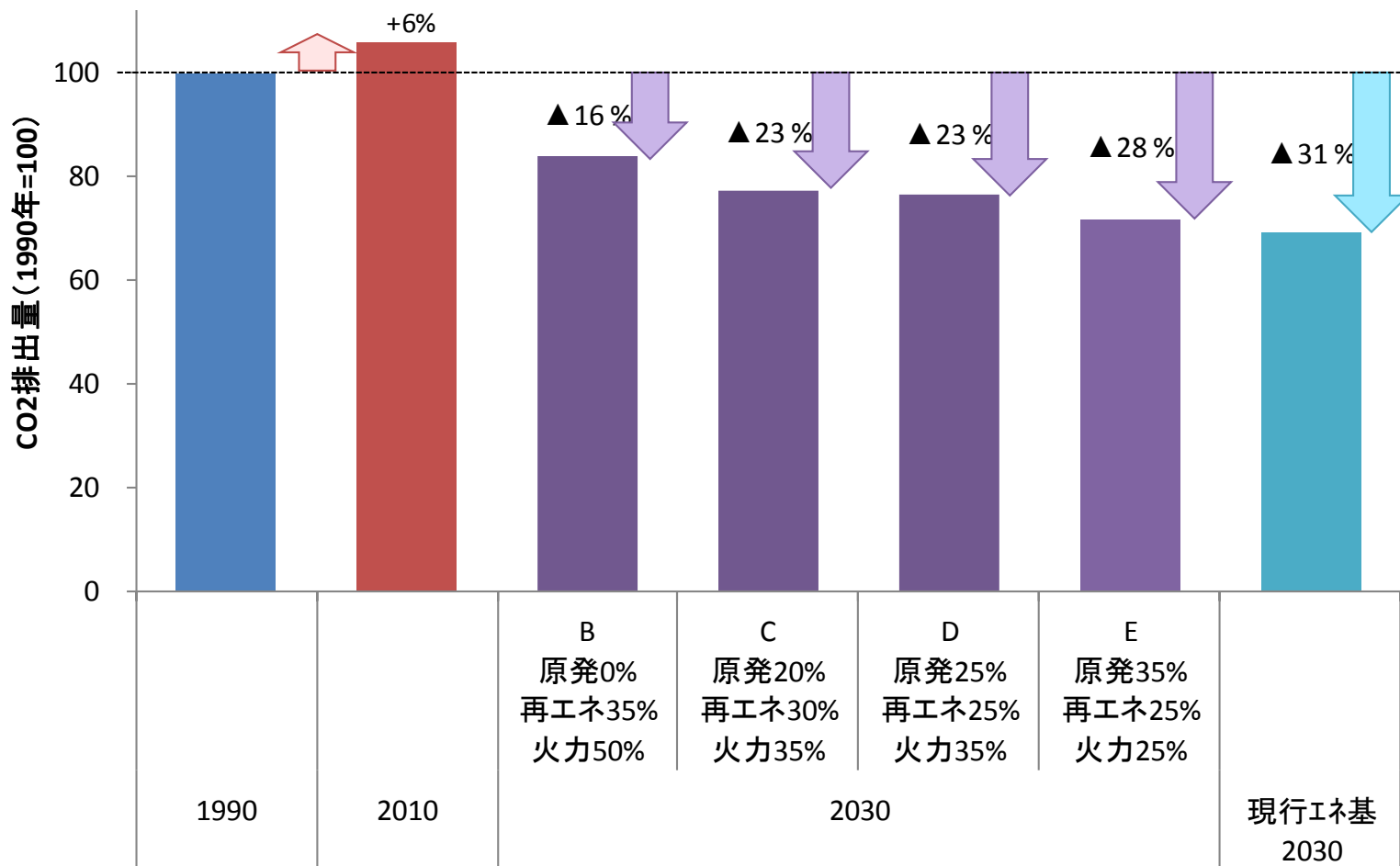


注1 試算結果は暫定値。

注2 慎重ケースは、2010年代のGDP成長率(実質)年率1.1%、2020年代のGDP成長率(実質)年率0.8%

エネルギー起源CO2排出量の試算結果 注1

エネルギー起源CO2排出量は1990年度比で2030年度は▲16%～▲28%
(2010年度実績は1990年度比+6%)



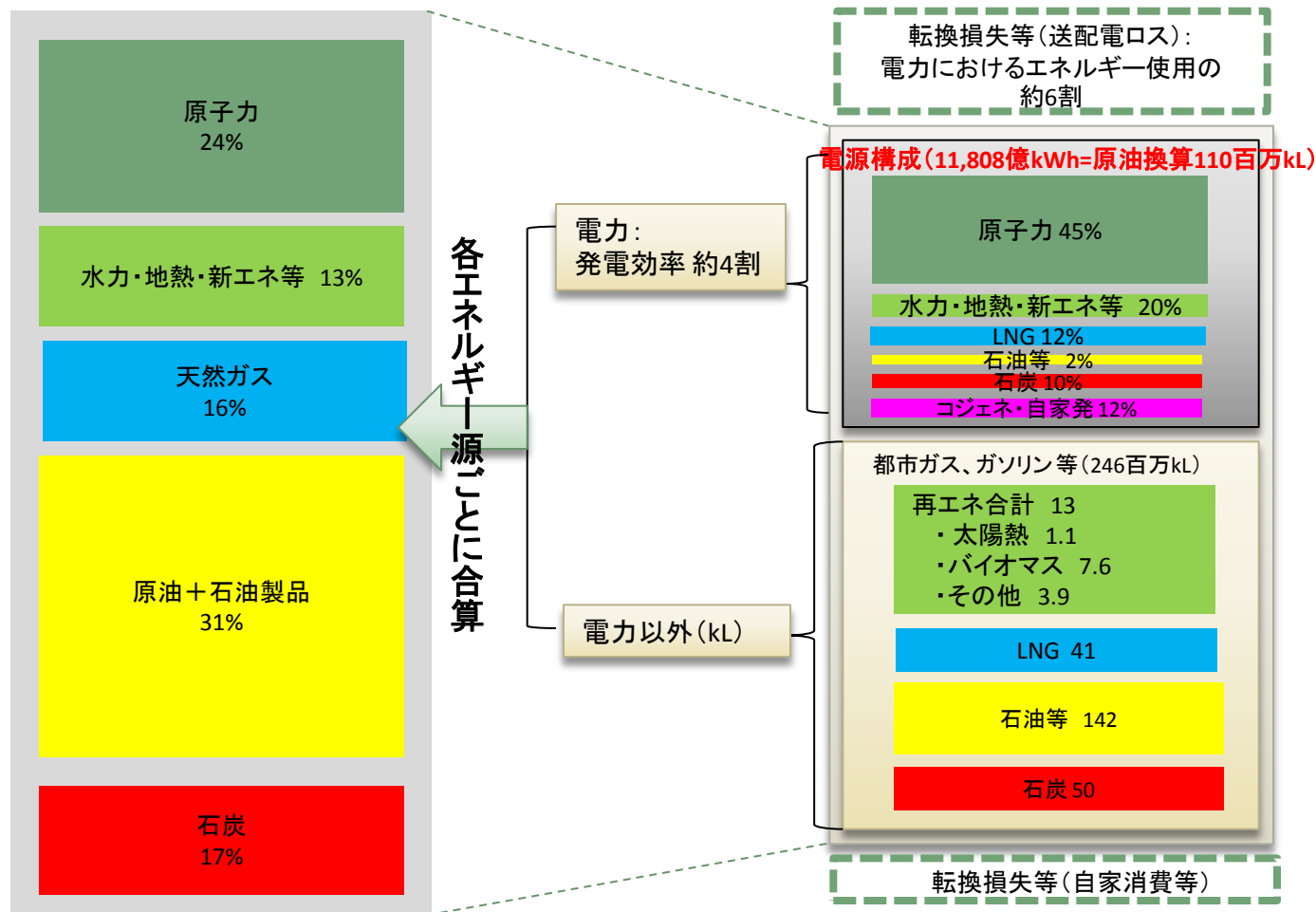
注1 推計結果は暫定値。

一次エネルギー供給と電源構成

1. 原油、石炭、天然ガスなどの各種エネルギーは、電気や石油製品などに形を変える発電・転換部門(発電所、石油精製工場等)を経て、最終的に電気、都市ガス、ガソリン等として消費されている。
2. 仮に電源構成から一次エネルギー供給を算出する場合は、①電力に使用されたエネルギーを一次エネルギーに転換し、②電力以外に使用されたエネルギーと合算することが考えられる。

一次エネルギー供給(原油換算 515百万kL)
(現行エネルギー基本計画の2030年想定)

最終エネルギー消費
(現行エネルギー基本計画の2030年想定)



(注) 本図は一次エネルギー供給と最終エネルギー消費の関係のイメージを示すものであり、転換部門など細かいフローについては表現されていない。