

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									
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								
	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>陸上</td> <td>洋上</td> </tr> <tr> <td>B 66力所程度</td> <td>1,714基</td> </tr> <tr> <td>C 38力所程度</td> <td>1,000基</td> </tr> <tr> <td>D,E 16力所程度</td> <td>428基</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							
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									
3% (選択肢D,Eに対応)	陸上 (225億kWh、1,286万kW)									
	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)	設備容量の想定: 陸上: 洋上 = 6:1								

課題と対策(例)

- 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

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。

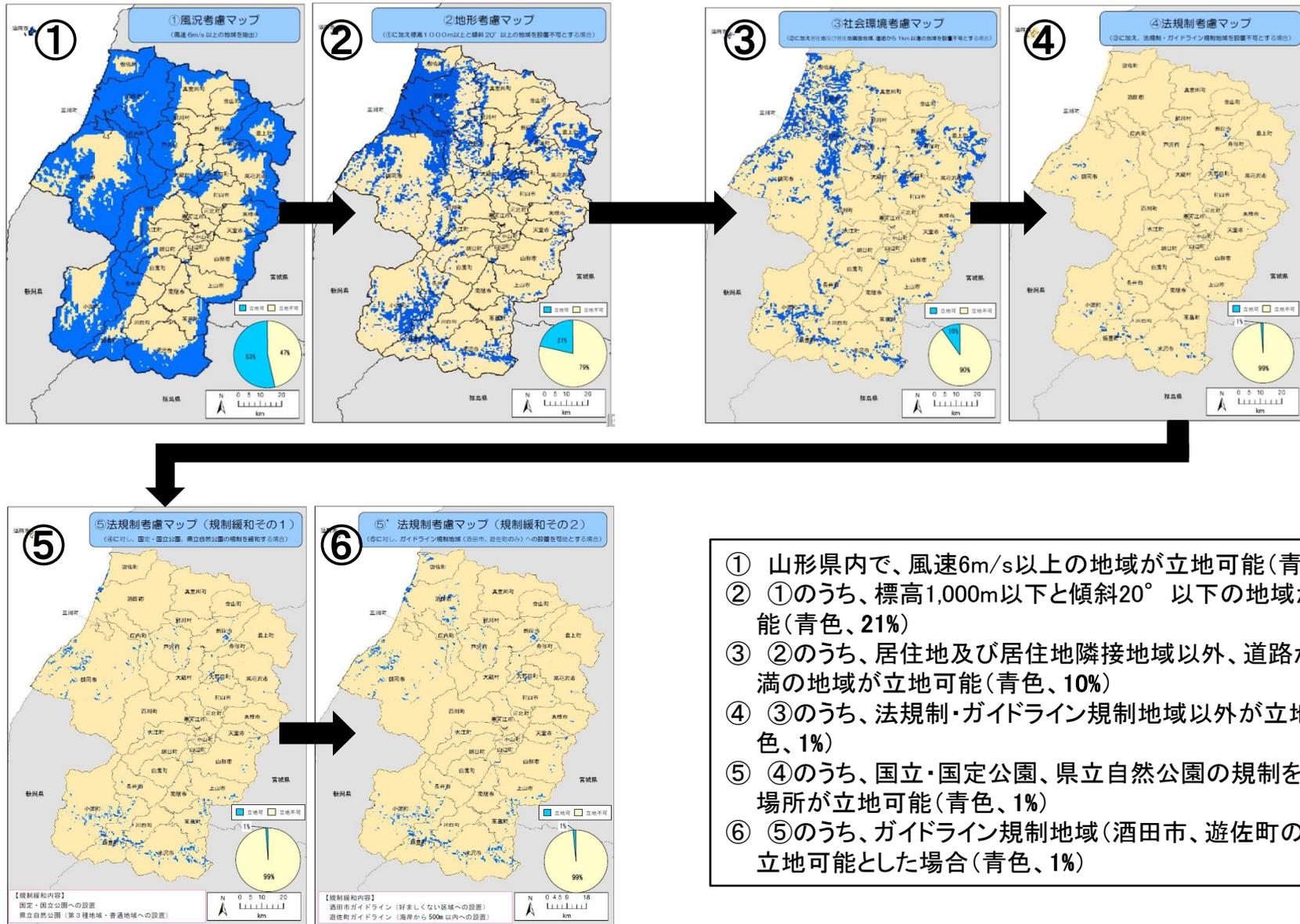
北海道電力管内	対策後の連系可能量	現在の連系可能量	既連系量	増強費用試算
嵐山開閉所までは既存系統の強化を前提に、北西部のポテンシャルを活かす方法	約217万kW	約20万kW(注1)	約10万kW	約1,450億円
北東部のポテンシャルを活かす方法	約102万kW	約0.5万kW	約0.5万kW	約900億円
留萌及びオホーツク地域について相対的に短距離の送電網強化	約74.5万kW	約8.5万kW	約5.5万kW	約550億円
合計	約393.5万kW	約29万kW	約16万kW	約2,900億円

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、大規模農地における立地に期待。
- 風車のための転用面積は小さく、実体上農業との両立は十分可能。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
- ・ 農地面積(全体) 230ha
- ・ 風車のための転用面積 1.32ha
 - － 農地全体の1%未満(約0.6%)とごくわずか
- ・ 風車の下では、布引高原大根等の野菜栽培を展開。

●農業のメリット

- ① 地代収入
- 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



(出所)日本風力発電協会(JWPA)資料等を基に作成。

➡ 布引高原風力発電所のように、かつては、自治体による柔軟な法運用により第1種農地における風力発電開発は可能であったが、農地転用規制の運用強化により、現在では転用不可能となっている。

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)	<561億kWh、5,340万kW>注1 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 <我が国の一戸建て総数:約2,700万戸>
	2. 非戸建(141億kWh、1,340万kW) 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 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 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
現状 (2010年実績)	戸建 30億kWh、288万kW 非戸建 8億kWh、74万kW
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)

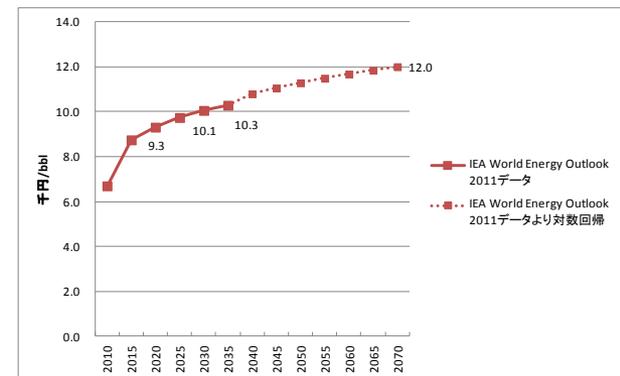
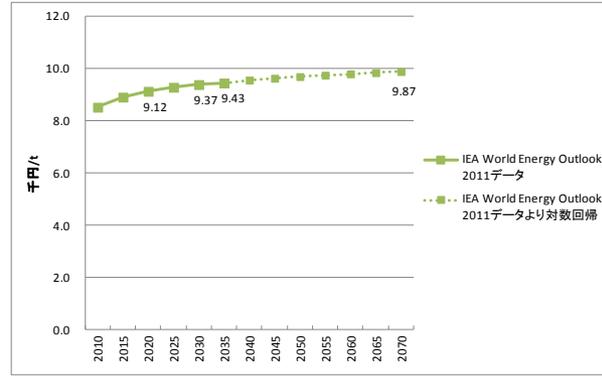
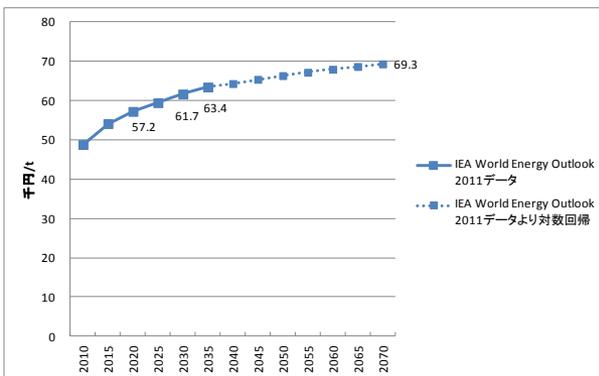
	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年
IEA World Energy Outlook 2011	48.8	54.1	57.2	59.4	61.7	63.4

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

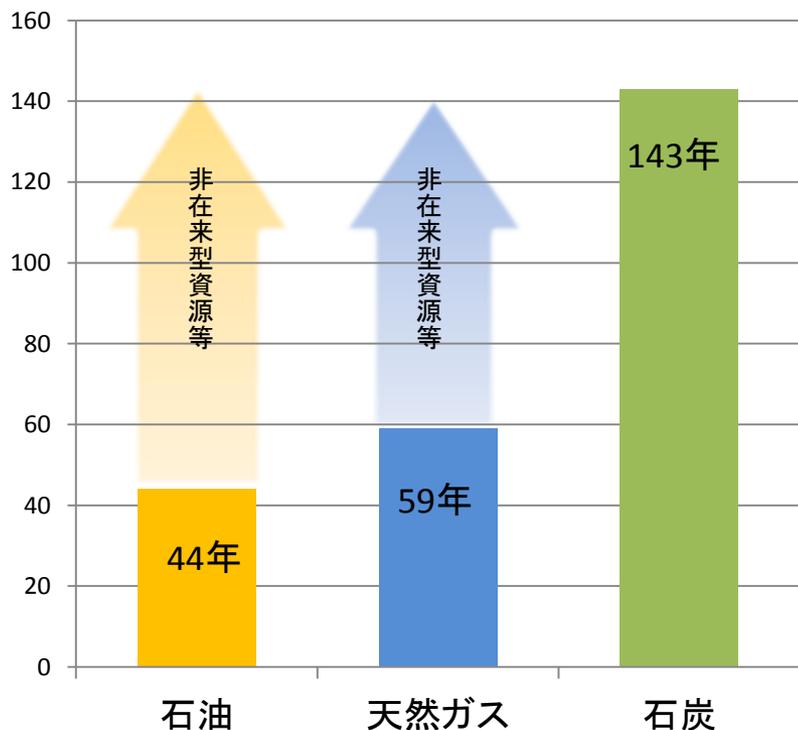
火力電源ごとのメリット・デメリット

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

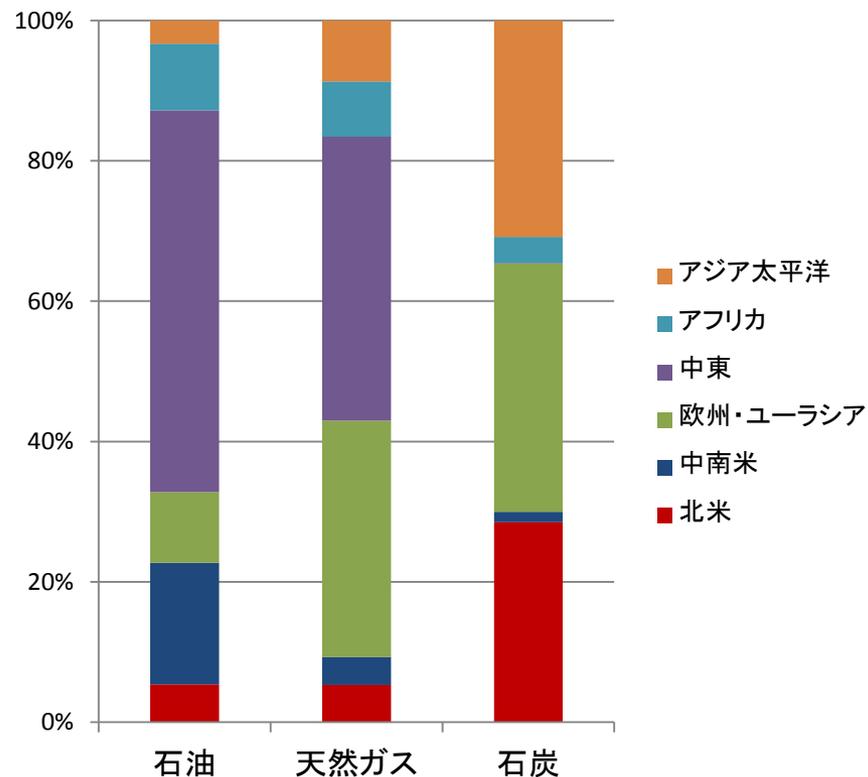
- (1) 石炭は確認可採埋蔵量が豊富で可採年数が長い。石油、天然ガスについては、非在来型のシェールオイルやシェールガスの埋蔵量が確認されている。
- (2) 石油は中東に偏在しているが、石炭は世界に広く分布している。

資源の可採年数

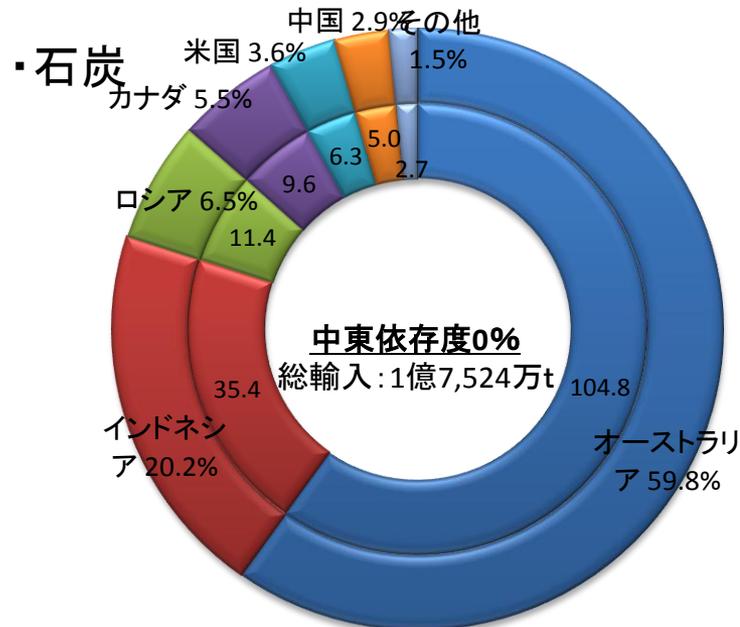
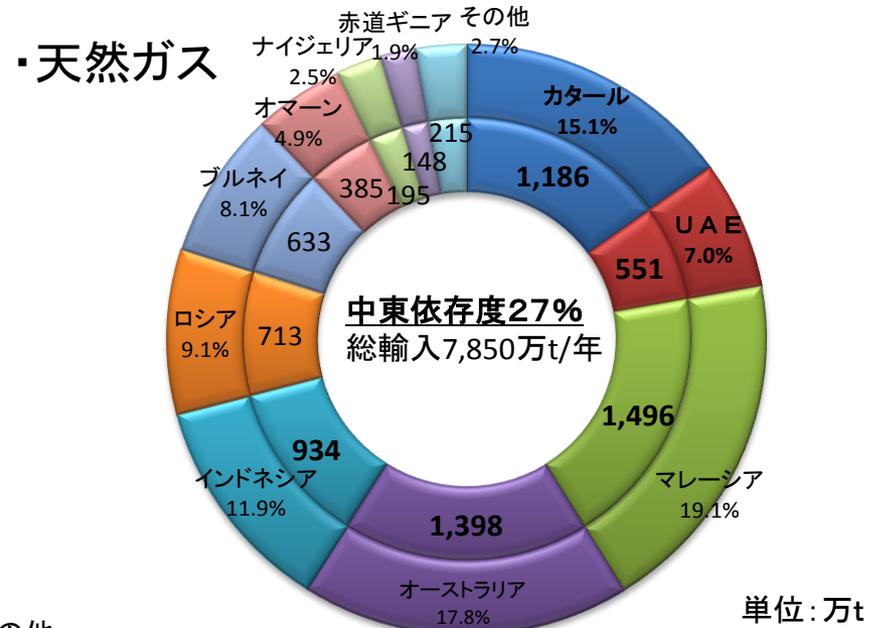
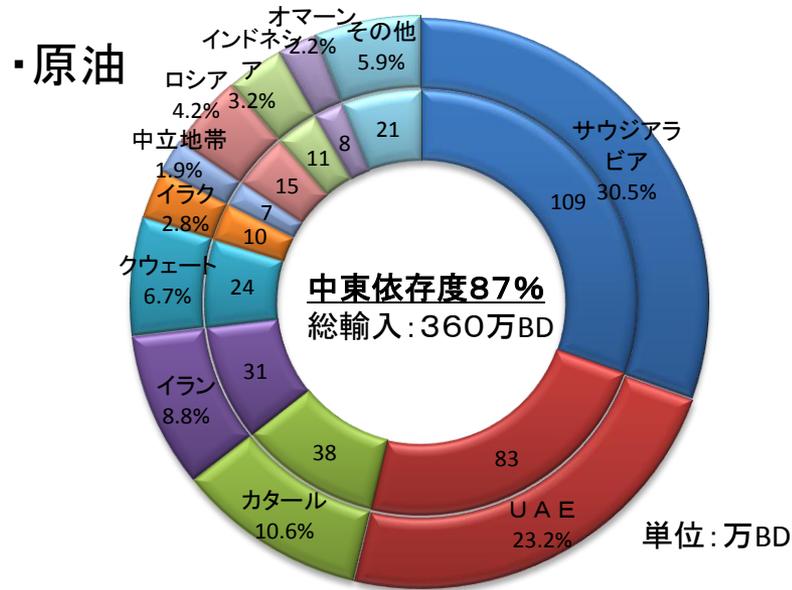


(注) 確認可採埋蔵量について記載

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)