

5. 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析

5.1 賦課金の推計について

5.1.1 賦課金推計の考え方

賦課金は、再生可能エネルギーの電源の種類別・導入時期別の発電電力量に対して導入時期に対応した調達価格を乗じた上で、回避可能費用単価に発電電力量乗じた額を控除することで推計した。賦課金推計にあたっての、電源毎の条件設定は表 5-1 のとおりとした。太陽光発電及び中小水力発電は本調査で推計した新たな導入見込量を用いて推計した。その他の電源は導入見込量の見直しは行っていないが、規模区分、調達価格及び調達期間は我が国の固定価格買取制度に合わせた上で推計を行った。

表 5-1 電源別の賦課金推計の考え方

太陽光発電	<ul style="list-style-type: none">先に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金レベルを推計する。
風力発電	<ul style="list-style-type: none">導入量は長期的な目標から設定したため見直しはせず、調達価格、調達期間をFIT条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する（陸上／洋上（着床式）／洋上（浮体式）の区分は設けず、全て陸上風力の調達単価を適用した）。ただし、20kWによる仕切りは、簡単のため本推計では全て20kW以上案件であると読み替える（賦課金は多少控えめに計算される）。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none">先に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金レベルを推計する。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。
地熱発電	<ul style="list-style-type: none">導入量は長期的な目標から設定したため見直しはせず、規模区分、調達価格、調達期間をFIT条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する。ただし、簡単のため1.5万kW未満の条件は温泉発電のみに適用する（賦課金は多少控えめに計算される）。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。
バイオマス発電	<ul style="list-style-type: none">導入量は長期的な目標から設定したため見直しはせず、バイオマス資源区分、調達価格、調達期間をFIT条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する。ただし、下水汚泥は全てガス化発電として取り扱った（賦課金は多少多めに計算される）。また、従来食品系バイオマス資源はメタン発酵ガス化発電を想定していたが、FIT条件に合わせて固形燃料燃焼発電として取り扱った。その上で、バイオマス資源区毎の導入見込量から調達単価の加重平均を算出して推計。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。

5.1.2 回避可能費用単価の考え方

固定価格買取制度の費用負担調整機関である一般社団法人低炭素投資促進機構が表 5-2 のとおり公表している毎月の回避可能費用（全電源平均可変費単価の加重平均値）（一般社団法人低炭素投資促進機構, 2013）の単純平均値を 2012 年度の回避可能費用単価とした。

翌年度以降の回避可能費用単価は、コスト等検証委員会で用いた将来の燃料費単価をもとに火力平均単価の上昇率を求め、同率で回避可能費用単価が上昇するものとして図 5-1 のとおり推計した。

なお、この回避可能費用単価には、本来電力会社が負担すべき環境価値分が含まれていないこと、太陽光発電によるピークカット効果への配慮も行っていないことに留意が必要であ

る。

表 5-2 電力会社別及び全国平均の月別回避可能費用単価 (円/kWh、税込み)

	2012/7	2012/8	2012/9	2012/10	2012/11	2012/12	2013/1	単純平均
北海道	6.86	6.99	6.86	6.52	6.23	6.18	6.24	6.55
東北	6.81	6.95	6.86	6.66	6.49	6.42	6.34	6.65
東京	9.25	9.5	10.97	10.85	10.71	10.58	10.32	10.31
中部	8.4	8.55	8.52	8.52	8.48	8.4	8.12	8.43
北陸	5.31	5.39	5.28	5.04	4.83	4.79	4.82	5.07
関西	5.85	5.96	5.91	5.79	5.69	5.64	5.54	5.77
中国	7.46	7.58	7.46	7.22	7.01	6.93	6.84	7.21
四国	5.38	5.45	5.36	5.15	4.97	4.93	4.95	5.17
九州	5.97	6.06	6.04	5.93	5.84	5.79	5.68	5.90
沖縄	9.36	9.53	9.3	8.82	8.38	8.29	8.35	8.86
全国	7.54	7.7	8.11	7.98	7.85	7.76	7.6	7.79

2012年度回避可能費用単価:7.42円/kWh(税抜き)

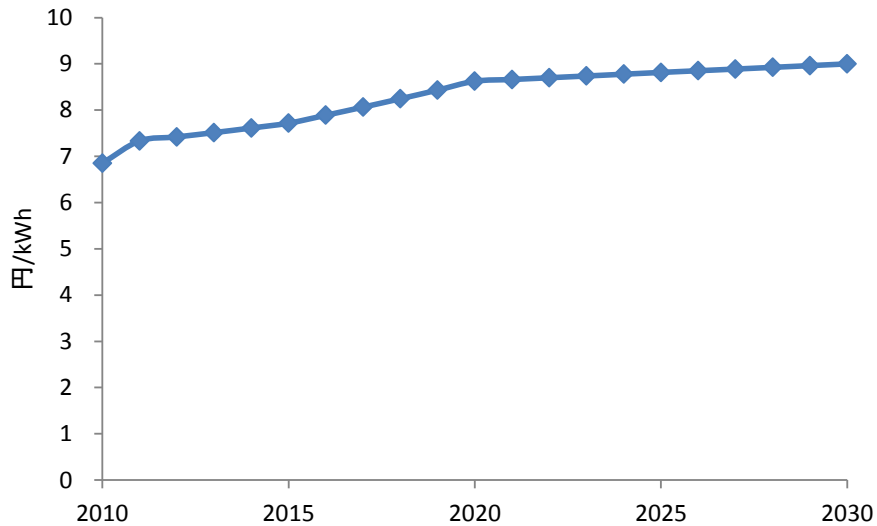


図 5-1 将来の回避可能費用単価 (円/kWh、税抜き)

5.1.3 回避可能費用単価の検証

東京電力(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会, 2012a)、関西電力(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会, 2012b)及び九州電力(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会, 2012c)は、電気料金値上げの申請を行っており、電気料金審査専門委員会にて燃料費単価の情報が公開されている。公開の燃料費単価と回避可能費用単価の比較を表 5-3 に示す。

東京電力の場合、現行の回避可能費用単価(全電源平均可変費単価)は公開の燃料費単価と比較して妥当なレベルであるが、関西電力及び九州電力は、公開の燃料費単価の方が高いことから回避農費用単価が今後上昇するものと考えられる。

表 5-3 電力会社別の燃料費単価と回避可能費用単価の比較

	燃料費	発電電力量	単価	回避可能費用単価※
東京電力 (H24～26)	24,704億円	2,550億kWh	9.69円/kWh	10.31円/kWh
関西電力 (H25～27)	9,321億円	1,287億kWh	7.24円/kWh	5.77円/kWh
九州電力 (H25～27)	4,818億円	724億kWh	6.65円/kWh	5.90円/kWh

※回避可能費用単価は 2013/01 の税込値

5.1.4 回避可能費用単価の法令上の定義

回避可能費用単価の法令上の定義は以下のとおりであるが、詳細な算定方法は定められていない。

■ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(経済産業省, 2012a)

第九条 前条第一項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、特定契約ごとの第一号に掲げる額から第二号に掲げる額を控除して得た額の合計額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

- 一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量(キロワット時で表した量をいう。)に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額
- 二 当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額

■ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則(経済産業省, 2012b)

第十六条 法第九条第二号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当す

る量の電気の発電又は調達に要することとなる一キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額（以下「回避可能費用単価」という。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

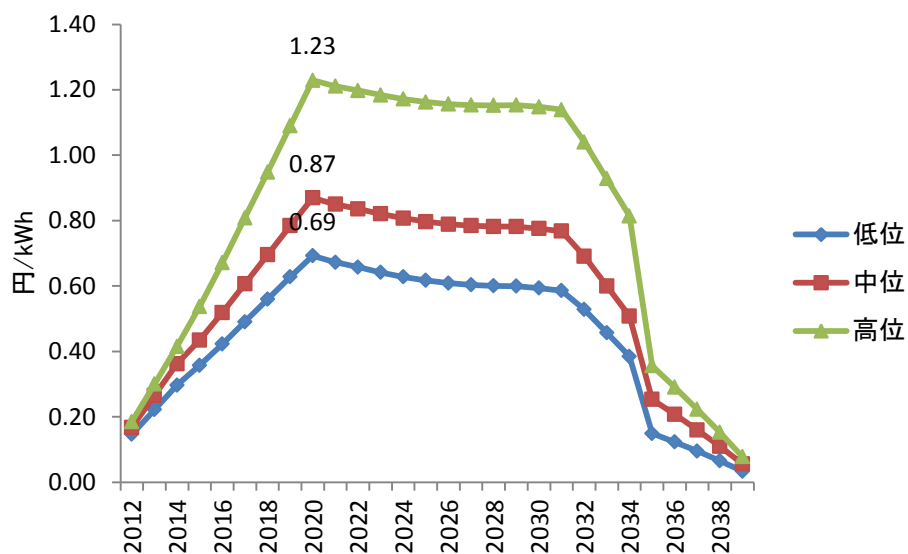
■ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則(経済産業省, 2012b) 附則

第四条 平成二十四年九月二日以後最初に一般電気事業者が電気事業法第十九条第一項又は第三項の規定に基づき変更した料金が適用されるまでの間における当該一般電気事業者についての第十六条の規定の適用については、同条中「乗ずる方法」とあるのは、「乗じて得た額に、当該電気事業者の料金に係る原価に含まれている太陽光発電設備（法第六条第一項の認定を受けた設備に限る。）により発電された電気の調達に要する費用に相当する額（当該太陽光発電設備により発電された電気の調達をしなかったとしたならば当該太陽光発電設備により発電された電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用に相当する額を除く。）及び当該電気事業者の料金に係る原価に含まれている再生可能エネルギー電気の調達に要する費用（法の施行の日前に再生可能エネルギー電気の発電を開始した再生可能エネルギー発電設備（法第六条第一項の認定を受けた設備に限る。）に係るものに限り、太陽光発電設備により発電された電気に係るものを除く。）に相当する額（当該再生可能エネルギー発電設備に係る電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー発電設備に係る電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用に相当する額を除く。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額をそれぞれ十二で除して得た額を加える方法」とする。

5.1.5 賦課金単価の推計結果と標準世帯への影響（2020年まで）

2020年までの導入量に対する賦課金単価は、図5-2に示すとおり2020年時点で0.69～1.23円/kWhと見込まれた。標準世帯（月の使用電力量が300kWh）への影響は、図5-3に示すとおり208～369円/月であり、現状の電力料金を前提とした場合、約3～5%の増加となる。

なお、これらの推計には、RPS対象設備からの移行の影響は含まれていないが、賦課金単価への影響は0.1円/kWh程度と見込まれている(経済産業省, 2012c)。本来回避可能費用単価に含まれるべき環境価値分については、感度分析にて考慮する。



※2020年時点の年間の電力需要量は9,000億kWhと想定。

図5-2 2020年までの導入見込量に対する賦課金単価の推計

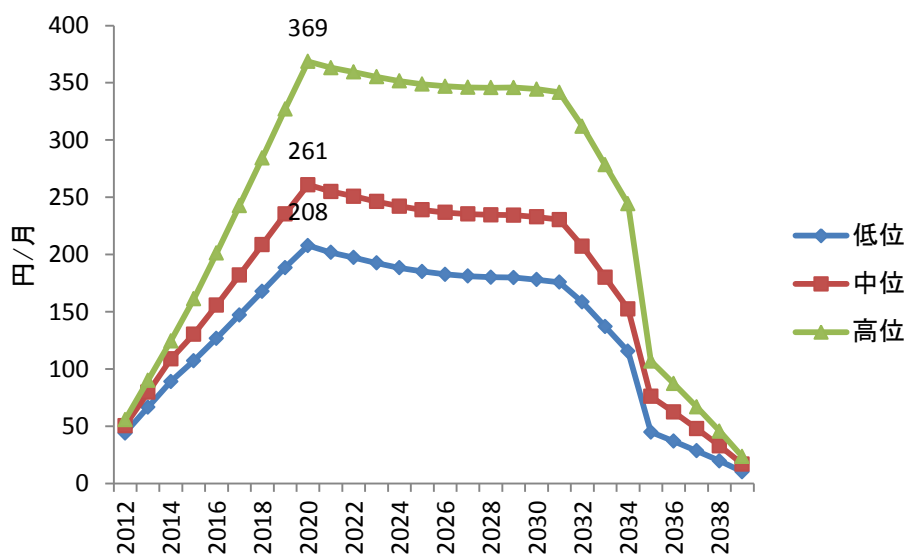


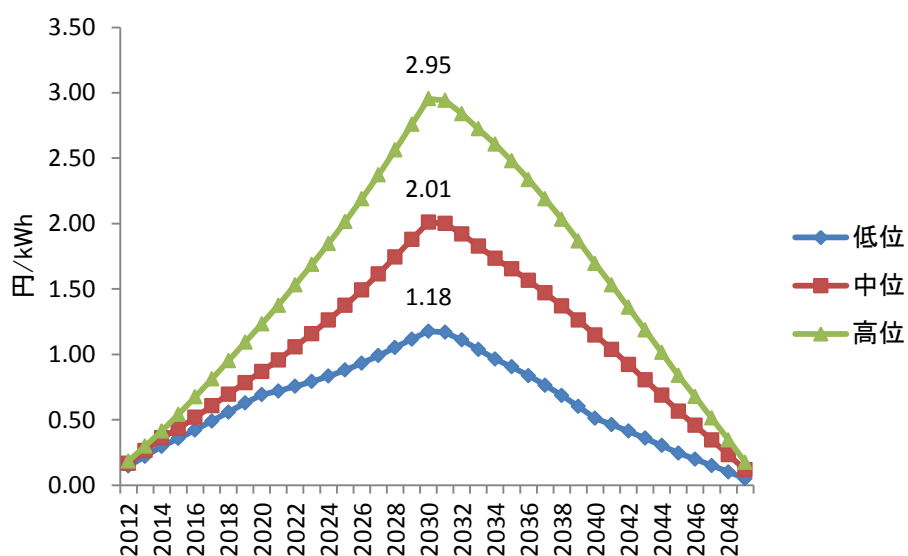
図5-3 標準世帯の月あたり負担額推移

5.1.6 賦課金単価の推計結果と標準世帯への影響（2030年まで）

2030年までの導入量に対する賦課金単価は、図 5-4 に示すとおり 2030年時点で 1.18～2.95 円/kWh と見込まれた。ただし、これは 2030年まで固定価格買取制度が継続することが前提となっている。

標準世帯（月の使用電力量が 300kWh）への影響は、図 5-5 に示すとおり 353～886 円/月であり、現状の電力料金を前提とした場合、約 5～13%の増加となる。

なお、2020年までの分析と同様、これらの推計には、RPS 対象設備からの移行の影響は含まれていない。本来回避可能費用単価に含まれるべき環境価値分については、感度分析にて考慮する。



※2030年時点の年間の電力需要量は 8,500 億 kWh と想定。

図 5-4 2030年までの導入見込量に対する賦課金単価の推計

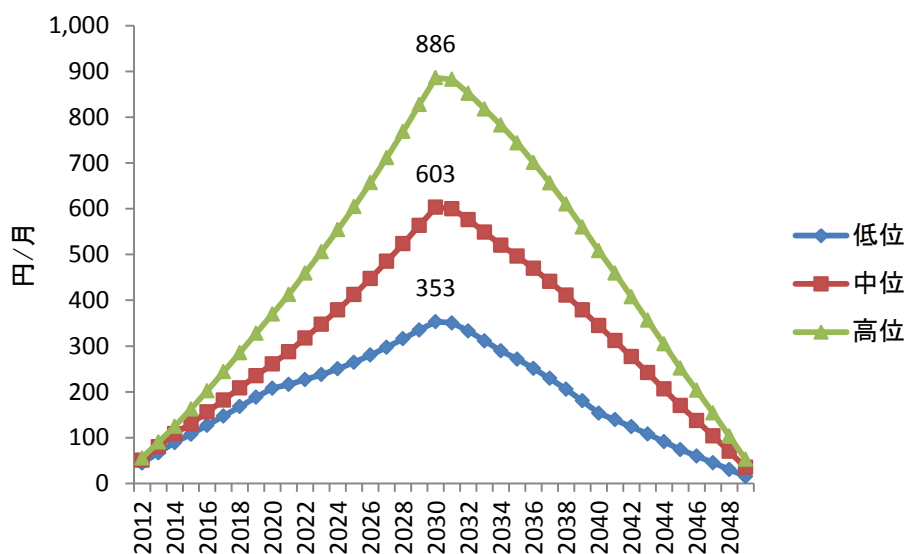


図 5-5 標準世帯の月あたり負担額推移

5.1.7 賦課金単価に関する感度分析

回避可能費用単価に、本来含まれるべき環境価値分を考慮した場合に、賦課金単価及び標準世帯への影響がどの程度変動するか、感度分析を行った。感度分析に用いた回避可能費用単価と環境価値単価を図 5-6 に示す。

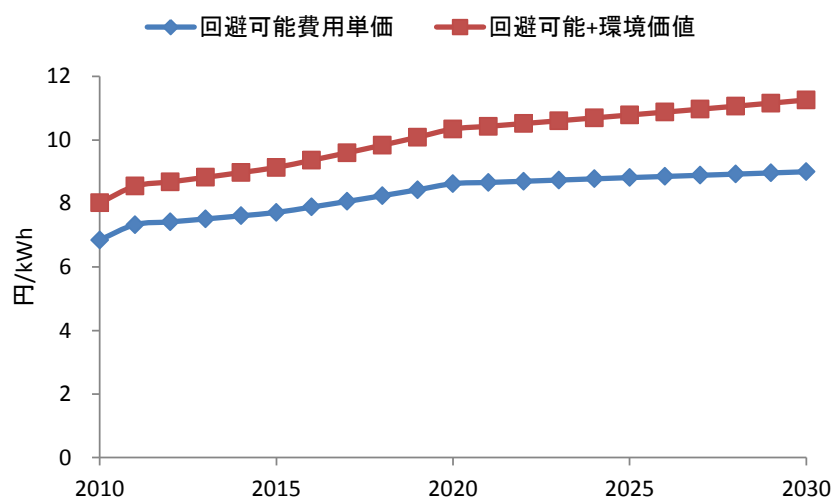


図 5-6 感度分析に用いた回避可能費用単価と環境価値単価

感度分析の結果を表 5-4 に示す。環境価値込みとすることで、賦課金単価は 2020 年時点の高位で 0.17 円/kWh、2030 年時点の高位では 0.58 円/kWh 引き下がる。世帯への影響としては、2020 年時点の高位で 51 円/月・世帯、2030 年時点の高位で 174 円/月・世帯引き下がる。

表 5-4 感度分析結果

		2020年までの導入量に対する2020時点		2030年までの導入量に対する2030時点	
		可変費のみ	環境価値込み	可変費のみ	環境価値込み
賦課金単価 [円/kWh]	低位	0.69	0.64	1.18	0.97
	中位	0.87	0.71	2.01	1.54
	高位	1.23	1.06	2.95	2.37
標準世帯への影響 [円/月・世帯]	低位	208	191	353	290
	中位	261	213	603	461
	高位	369	318	886	712

参考：昨年度の賦課金推計(環境省, 2012)からの主な変更点

昨年度に賦課金推計を行った際は、2030年までの導入量に対する買取制度による負担額は、標準世帯で156～553円/月・世帯であった。

今年度の分析結果は353～886円/月・世帯であり、1.5～2.3倍もの開きが生じている。これは、主に以下に示す要因が影響している。

- ・ 昨年度は調達価格を導入量を満たすために必要な価格として置いていたが、実際の調達価格はいずれの設備区分でも昨年度想定より高かった(表4-36)。
- ・ 昨年度は火力平均単価+CO₂対策費用で回避可能費用単価を設定し、さらに太陽光はピークカット効果を考慮して割高な単価を設定した。これに対し、実際の回避可能費用単価は全電源平均可変費単価で設定された。

5.2 再生可能エネルギー導入による便益

5.2.1 経済波及・雇用創出効果の推計方法の見直しポイント

従来、再生可能エネルギーの導入見込量推計結果を踏まえた経済波及・雇用創出効果の推計は以下の方針で行ってきた。

- ・ 再生可能エネルギーの種類毎に、毎年の生産量(太陽光以外は国内導入フローに一致)に対して、設備単価と工事費等単価を設定し、国内需要額を推計。
- ・ 当該需要額を、再生可能エネルギーの種類に応じて産業連関表の適切な部門に振り分け、第2次波及効果までを推計し、雇用係数を用いて雇用者数を推計した。
- ・ 再生可能エネルギー電力の発電電力量に応じて、既存の電力部門での需要額が減少するものとし、負の影響も考慮した。
- ・ 2020年時点での雇用効果は、2020年までの推計期間中の毎年の雇用者数の平均値とした。

上記方針の場合、設備導入後の維持管理部分での波及効果・雇用創出効果は推計対象外となっていた。そこで、東京都が実施した「再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査」(東京都, 2012a)を参考に、維持管理部分での波及効果・雇用創出効果の推計を検討した。

5.2.2 維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計方法

「再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査」(東京都, 2012)における維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計方法は以下のとおり。

- ・ 再生可能エネルギーのうち太陽光発電部門(非住宅・住宅)、風力発電部門(陸上・洋上着床)を組み込んだ産業連関表を作成し、分析対象年におけるこれらの発電額を需要として投入した際の波及効果を産業連関分析により算定する。
- ・ 生産誘発額とともに雇用者数への波及効果についても算出する。各再生可能エネルギー部門の雇用者数については Institute for Sustainable Futures の” Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis” が想定する雇用者数から雇用者係数を求め、算出する。
- ・ 産業連関表は表 5-5 の手順で修正する

表 5-5 産業連関表の修正手順

①	ベースとなる産業連関表として最新の全国産業連関表（190部門表）を用いる。
②	電力部門への中間投入額として各再生可能エネルギー発電部門（FIT導入後の設備を対象）の発電額を組み込む。 ✓ 発電額については設備導入量、発電量、売電単価の事務局推計値から算出する。
③	各再生可能エネルギー部門に対する中間投入としては維持管理の費用を下記の通り想定する。 a. 太陽光発電 ⇒ 「住宅建設」部門に1/3（定期点検費用）、「産業用電気機器」部門に2/3 b. 風力発電 ⇒ 「機械修理」部門 また、粗付加価値部門については対象設備の減価償却費を資本減耗引当に想定し、残りの粗付加価値部門については、電力部門と同等の構成比とする。 ✓ 維持管理の費用については事務局推計の建設費単価、コスト等検証委員会設定のモデルプラントにおけるコスト構成に基づいて算出する。 ✓ 減価償却費についてはコスト等検証委員会設定の償却年数に基づき、定額法により算出する。
④	各再生可能部門から電力部門への中間投入は発電のための原燃料の削減により相殺されるものと考え、「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門の粗利益部門の「営業余剰」について系統電力が再生可能発電に代替される額に比例して減額調整する。
⑤	電力部門の投入構造（列）の調整の結果、減額された「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門については、行列和の調整のため、減額相当分を移輸入額を減らして調整する。

※下線部は再生可能エネルギー発電の導入により中間投入が発生する部門を示す

5.2.3 維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計結果

産業連関表による算定により、4. 再生可能エネルギーの導入見込量で示した中位の導入見込量のケースにおける太陽光発電、風力発電の維持管理段階での経済波及・雇用効果として表 5-6 の結果が得られた。また、表 5-7 は太陽光発電、風力発電それぞれにおける生産誘発額、粗付加価値額、雇用創出の内訳と設備費・工事費等による効果との比較である。2020年、2030年においては、太陽光発電では維持管理段階の経済波及効果・雇用効果が設備費・工事費等に起因する効果の約10%～60%となる。一方、風力発電においては、雇用創出は設備費・工事費等に起因する効果の約30%～40%であるが、生産誘発額、粗付加価値額は約50%～100%となる。これは風力発電の設備は輸入に依存するケースが多く、設備費・工事費等に起因する国内への経済効果が維持管理段階の効果と比べて相対的に小さいためと考えられる。

表 5-6 維持管理段階での経済波及効果・雇用創出効果の推計結果

● 2020年と2030年の太陽光発電、風力発電における維持管理段階での生産誘発額、粗付加価値額、雇用創出の合計と設備費・工事費に起因する効果に対する割合はそれぞれ以下の通りである。
【生産誘発額】
2020年：13,406億円（33.2%）⇒ 2030年：33,235億円（52.9%）
【粗付加価値額】
2020年：8,418億円（48.5%）⇒ 2030年：20,625億円（77.7%）
【雇用創出】
2020年：30,658人（15.9%）⇒ 2030年：75,909人（26.5%）

表 5-7 太陽光発電及び風力発電の維持管理段階での経済波及・雇用効果

		2020年		2030年	
		太陽光	風力	太陽光	風力
生産誘発額(億円)	維持管理	8,651	4,755	20,044	13,191
	設備費・工事費等	33,245	7,125	46,318	16,537
粗付加価値額(億円)	維持管理	5,353	3,066	12,031	8,594
	設備費・工事費等	14,160	3,183	19,376	7,174
雇用創出(人)	維持管理	21,112	9,547	50,128	25,782
	設備費・工事費等	152,432	39,857	198,968	87,554

5.2.4 再生可能エネルギー導入による便益

2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果は表 5-8 のとおり（現時点で定量評価可能なもののみを示した）。

なお、特に中小水力、地熱及び風力は東北地方で豊富なポテンシャルを有しており、被災地を含む東北地方での雇用創出にも繋がると考えられる。

表 5-8 再生可能エネルギー導入による便益

温室効果ガスの削減	2020年に3,400～6,800万t-CO ₂ の削減 ¹⁾ 2020年までの累積効果は3,900～7,800億円 (CO ₂ クレジット価格20～30\$/t-CO ₂ 、割引率3%で2010年価値換算)
エネルギー自給率の向上	2020年に少なくとも7～9%程度又はそれ以上 (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5%程度
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020年に4,600～1兆1,200億円/年 ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%
産業の国際競争力の強化	2012～2020年平均で生産誘発額4～6兆円、粗付加価値額2～3兆円 (いずれも割引率3%で2010年価値換算) ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出入分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。
雇用の創出	2012～2020年平均で25～37万人 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出入分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。

1) 直近年から増加した分の再生可能エネルギーが、火力発電や化石燃料起源の熱を代替した効果として試算した。

2) 生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出については、大規模火力で考慮した負の影響の他に、エネルギー価格上昇による他産業への影響、産業の海外移転等の影響が生じる可能性がある。

5.3 電力システム影響分析

5.3.1 電力システム影響分析の実施内容

平成 23 年度調査(環境省, 2012)では、再生可能電源の大量導入が電力システムの需給運用に与える影響を定量評価可能なモデルを構築し、2030 年時点における電力システム影響を分析した。一定の仮定に基づく分析の結果、需給バランスおよび調整力の確保対策として、広域融通による一体運用は大きなポテンシャルを有すること、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、再生可能電源の出力抑制の必要量の低減が可能なこと等の示唆を得た。

今年度は、平成 23 年度に構築したモデルを活用し、主に以下の観点から分析を実施した。

- ・ 再生可能エネルギー導入見通しの推計結果、エネルギー環境を巡る国の議論等を踏まえ、各種前提条件を見直し。
- ・ 2030 年に加えて、2020 年の分析を実施することにより、経年的な対策必要量を検証。

5.3.2 電力システム影響分析モデルの全体像

再生可能エネルギーの導入に応じた電力システムの将来見通しを検討した。再生可能エネルギーの導入制約および対策シナリオを、以下の点から定量的に評価した。

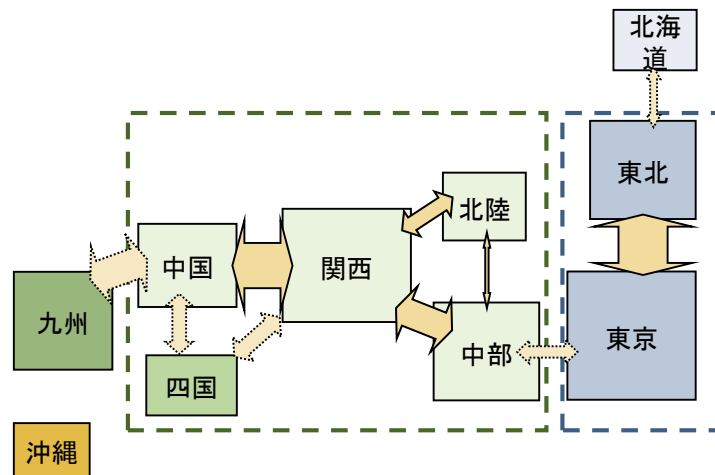
- 1) 需給調整に関する対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか
- 2) 需給調整に関する対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか

分析モデルの全体像を図 5-7 に示す。主な特徴は以下のとおりである。

- ① 太陽光発電と風力発電の両者が大規模に導入された状況を想定。
- ② 再生可能エネルギー導入や電源構成等の地域差を考慮するため、全国大ではなく地域ブロック別に分析。広域融通による一体運用を想定し、図 5-8 に示す 5 つの地域ブロックを設定。
- ③ 1 時間レベルでの需給バランスおよび時々刻々の変動に対する調整力の観点から、系統運用上の制約を分析。(電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は対象外)
- ④ 需給調整対策として、再生可能電源の出力抑制に加えて、電気自動車の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機のマネジメント等による需要の能動化、揚水の活用などの実施を想定し、必要となる対策量を試算。

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し
<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力需要・自然変動電源(太陽光、風力)出力の時刻パターンを想定 ■ 系統側から見た負荷(=自然変動電源出力を控除した需要)を推計
系統電源の運用:火力発電の運用分析
<ul style="list-style-type: none"> ■ 一次配分:1時間レベルでの需給バランス確保の観点から、火力発電の運用をモデル化(経済負荷配分)。 ■ 二次配分:時々刻々の変動に対する調整力の確保状況を検証。必要に応じて、火力発電の出力抑制、ユニット追加により調整力を増強。
対策必要量の検証
<ul style="list-style-type: none"> ■ 火力発電の運用だけでは需給バランスおよび調整力が確保できない場合、系統負荷の平準化によりバランスを確保することを想定。 ■ 需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の必要量を試算。

図 5-7 分析フローの概要



※同一ブロック内では、連系線を活用した一体的運用を想定（解析では地域間連系線の容量制約は考慮しない）

図 5-8 地域ブロック

5.3.3 需給バランス・調整力バランスの検証の考え方

需給バランス・調整力バランスの検証の全体フローを図 5-9 に示す。再生可能エネルギー電源の出力控除後の需要に対して、原子力発電、一般水力発電、火力発電による負荷配分を実施し、1 時間レベルでの需給バランス、短周期変動に対する調整力の確保状況を検証した。火力発電の運用改善のみでは需給バランス・調整力が確保できない場合には、需要能動化、揚水発電の利用、再生可能エネルギー電源の出力抑制の順に対策を実施した。

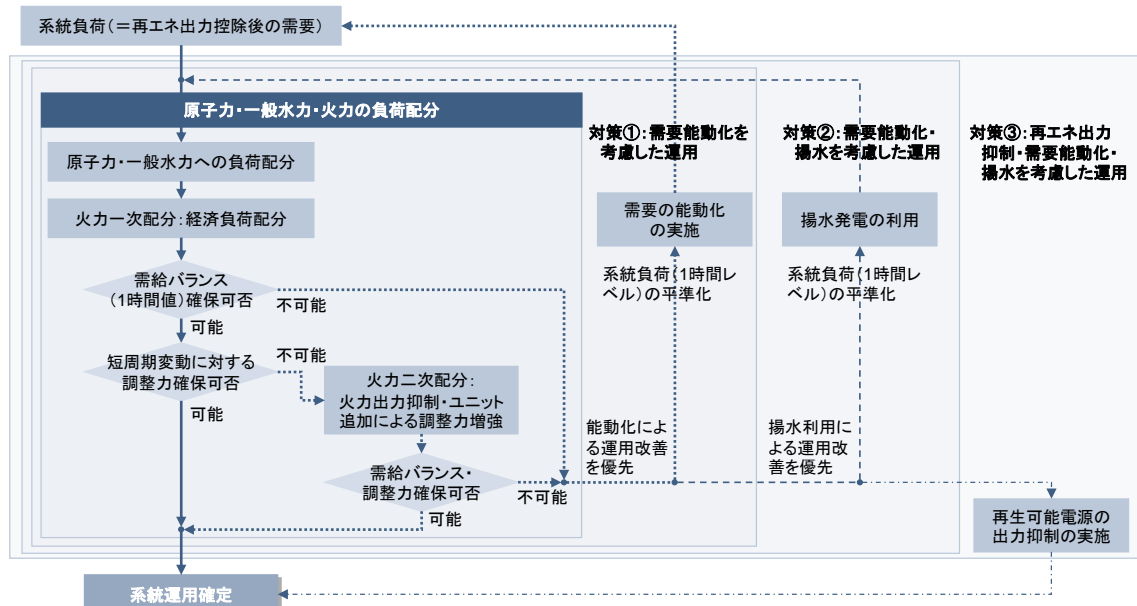


図 5-9 需給バランス・調整力バランスの検証フロー

原子力発電、一般水力発電、火力発電による負荷配分の具体的な手順は図 5-10 のとおりである。

- ・ 各時刻について、原子力発電、一般水力発電に負荷配分を行う (① - 1)。原子力発電への依存度低減が見込まれる中で、下げ代不足の課題が顕在化するかどうかを検証する。
- ・ 次に、発電単価の安い順に火力発電を稼働させ (火力一次配分)、1 時間レベルで需給バランスが確保できるか否かを確認する (① - 2)。同時に、各時刻における系統電源の保有調整力、必要調整力を推計する。
- ・ 調整力不足時には、新たに火力発電ユニットを稼働することにより調整力確保を目指す (③ - 1)。その際、発電単価が高いユニットから順に出力を絞り、需給バランスを保つ (③ - 2)。(火力二次配分)
- ・ 需給バランスを保った必要調整力が確保できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能エネルギー電源の出力抑制の順に対策を実施する (④ - 1、④ - 2)。

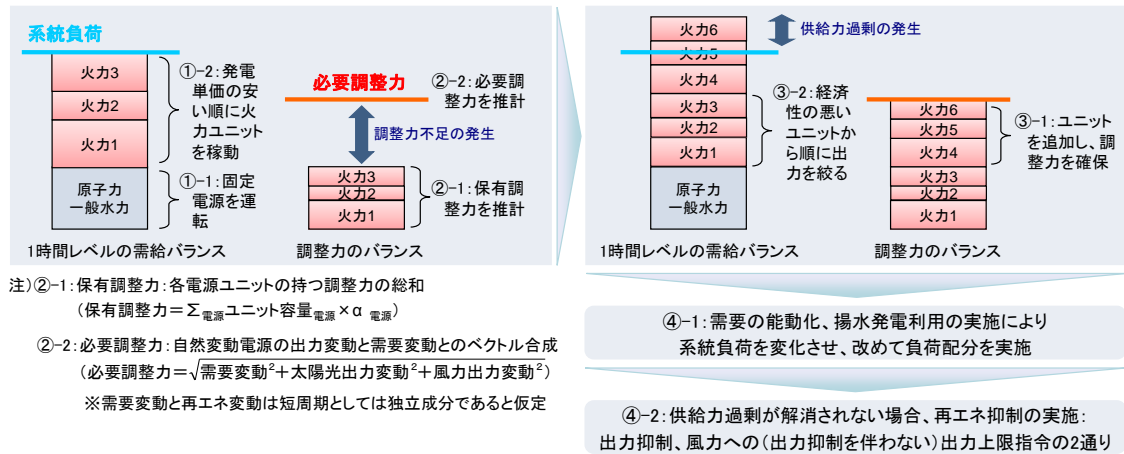


図 5-10 需給バランス及び調整力バランス確保の考え方

出典) (荻本 他, 2012a) の手法に基づき系統運用を模擬

5.3.4 分析の前提条件

2020年および2030年を想定し、北海道、東日本（東京+東北）、中日本（中部+北陸+関西+中国+四国）、九州、沖縄の5地域ごとに需給状況の検証を行った。その際、東日本及び中日本では、地域内での広域融通による一体運用を想定した。

(1) 電源構成に関するケース設定

太陽光発電、風力発電の大量導入が電力システムの需給運用に与える影響を検証する上では、電力需要および、太陽光発電、風力発電以外の電源も含めた電源構成の見通しを、地域ブロック別に検討する必要がある。本分析では、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15シナリオ」（エネルギー・環境会議，2012a）等を参考に、表 5-9 のとおり各要素の見通しを設定した。

なお、水力発電、太陽光発電、風力発電を除く再生可能エネルギー電源（地熱発電、バイオマス発電等）については、本検証では考慮していない。

表 5-9 電源構成に関するケース設定

		2020年	2030年	
電力 需要		■ ベース需要+能動化機器分	■ ベース需要+能動化機器分	
	ベース需要	■ 2010年比5%減	■ 2010年比10%減	
	能動化機器	■ 家庭用ヒートポンプ給湯機:1,100万台 ■ 電気自動車:207万台 ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	■ 家庭用ヒートポンプ給湯機:1,600万台 ■ 電気自動車:590万台 ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	
発電 設備	コジェネ	■ 640億kWh ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	■ 1,500億kWh ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	
	再生 可能 エネ	太陽光	■ 3,440万kW（高位ケース） ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	■ 8,608万kW（高位ケース） ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分
		風力	■ 1,150万kW（高位ケース） ⇒導入ポテンシャル等を基に機械的に地域配分	■ 3,250万kW（高位ケース） ⇒導入ポテンシャル等を基に機械的に地域配分
	水力	流込	■ 現状設備	
		揚水	■ 現状設備+建設中発電所	
	原子力	■ 需要量比約22%	■ 需要量比約15%	
	火力	■ 現状設備+一定の設備増強を考慮 （供給予備率5%の確保）	■ 現状設備+一定の設備増強を考慮 （供給予備率5%の確保）	

1) 電力需要の見通し

能動化機器として想定した家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車を除く電力需要については、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15シナリオ」（エネルギー・環境会議，2012a）を参考に、各地域とも2020年、2030年には2010年比5%減、10%減の節電が進展するものと想定した。

家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車の導入見込量については、それぞれ「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15シナリオ」（エネルギー・環境会議，2012b）および環境省 次世代自動車普及戦略検討会による普及目標（次世代自動車普及戦略検討会，2009）の全国見通しを採用し、これを2010年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。

2) コジェネレーションの見通し

コジェネレーションの全国発電量については、「エネルギー・環境に関する選択肢」（エネ

ルギー・環境会議, 2012a) の見通しを採用し、これを 2010 年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。

3) 太陽光発電、風力発電の見通し

太陽光発電、風力発電の全国導入量については、本報告書の 4.2 にて推計した導入見込量のうち高位ケースを想定した。ここで、4.2 で推計した導入見込量は必ずしも地域別に展開されたものではないため、本節では、需給調整の検証のための太陽光発電および風力発電の地域別導入量を想定した。

太陽光発電については、推計した全国見通しを、2010 年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。風力発電については、JWPA 資料を参考に導入ポテンシャル等により機械的に地域按分することにより、地域別の見通しを想定した。

地域別導入量の想定結果は表 5-10 のとおりである。

表 5-10 風力発電、太陽光発電の地域電源構成に関するケース設定

単位: 万kW

	2020年		2030年	
	風力	太陽光	風力	太陽光
北海道	81	123	204	307
東日本	553	1,427	1,657	3,572
中日本	304	1,530	857	3,827
九州	191	332	493	831
沖縄	19	29	41	71
全国計	1,147	3,440	3,252	8,608

4) 原子力発電の見通し

原子力発電については、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15 シナリオ」(エネルギー・環境会議, 2012a) の全国発電量見通しを参考とし、各プラントの運転開始年を踏まえ、地域別の発電量見通しを想定した。

5) 水力発電の見通し

流れ込み式水力発電については、現在の設備規模が維持されるものと想定した。揚水発電については、建設中の発電所を考慮し、表 5-11 のとおり地域別容量を想定した。

表 5-11 揚水発電の容量に関する設定

	全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
揚水発電	2,999	100	1,440	1,230	230	0	現状設備+建設中発電所
[万kW] 可変速	265	30	148	64	120	0	

6) 火力発電の見直し

電力需要に対して地域別に少なくとも 5%の供給予備力が確保されるように設備形成が行われるものと想定し、必要に応じて地域別に仮想的な火力発電ユニットを追加した。

(2) その他の主な前提条件

需給変動特性等、各種の前提条件を表 5-12 のとおり設定した。

表 5-12 検証にあたっての主な前提条件

需要	需要パターン	■ 地域別×1時間別の現状実績＋能動化機器分
	能動化機器	■ ヒートポンプ給湯機、電気自動車とも、導入台数のうち各3割が能動化の対象
	短周期変動	■ 当該時刻需要比3%
再生可能電源	出力パターン	■ 太陽光: 2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均 ※利用率推計値の出典: 大関, Joao, 高島, 荻本「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム合同研究会(2011年)
		■ 風力: 将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値 ※出典: 荻本, 池上, 片岡, 斉藤「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」電気学会全国大会(2012年) ※2010年全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき、将来の大規模導入時における均し効果を含めた電力システム別の風力合計発電量の想定
	短周期変動	■ 太陽光: 当該時刻出力比10% ■ 風力: 設備容量比15%
従来電源	調整力	■ 火力: 定格容量比5% ■ 揚水: 発電時出力比20%(可変速機は揚水時にも調整力あり)

1) 電力需要の1時間別パターンの見直し

能動化機器として想定した家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車を除く電力需要については、各電力会社の24時間365日の実績データを設定した(図 5-11)。

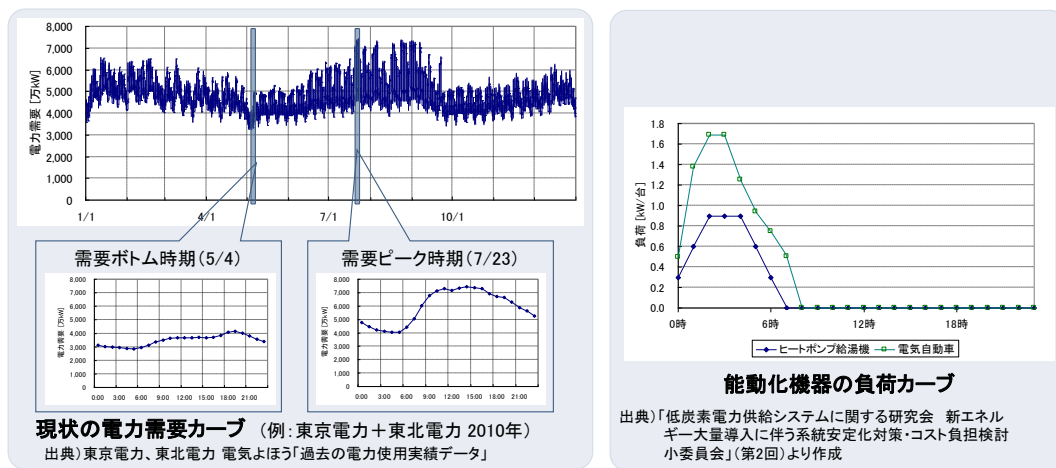


図 5-11 電力需要の1時間別パターンの設定

2) 太陽光発電、風力発電の1時間別出力パターンの見通し

太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による出力の均し効果を考慮し、24時間365日の地域ブロック別の出力パターンを設定した。太陽光発電の出力データは、2010年における全国約1,000地点の気象データ実績値から推計されたものである。また風力発電の出力データは、2010年における全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき作成されたものである。一例として、東日本における太陽光発電、風力発電の出力パターンの推計結果をそれぞれ図5-12、図5-13に示す。

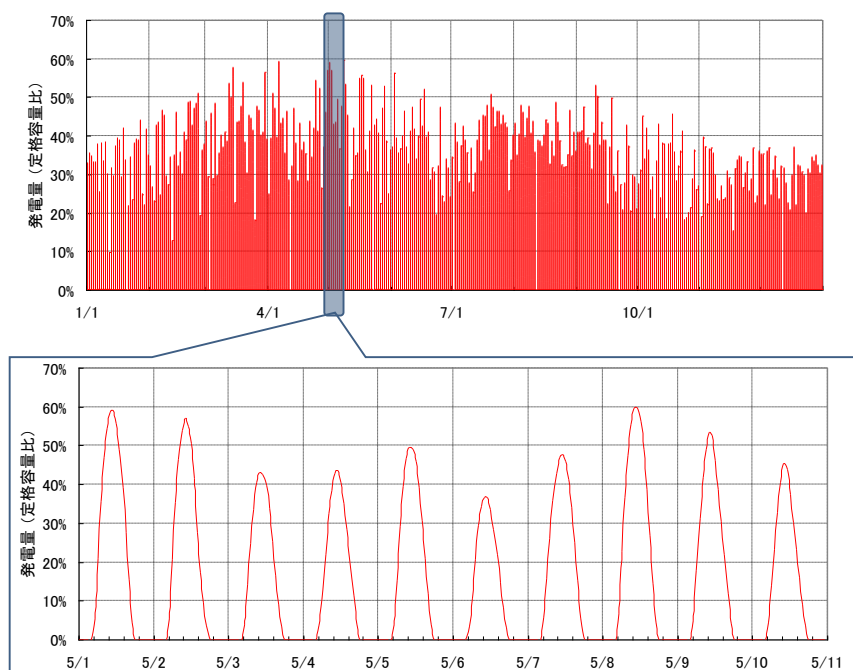


図 5-12 太陽光発電の1時間別出力パターンの設定：東日本

出典) (大関 他, 2011)による都道府県別出力推計値を、都道府県別の補助金累積交付容量で加重平均することにより算出

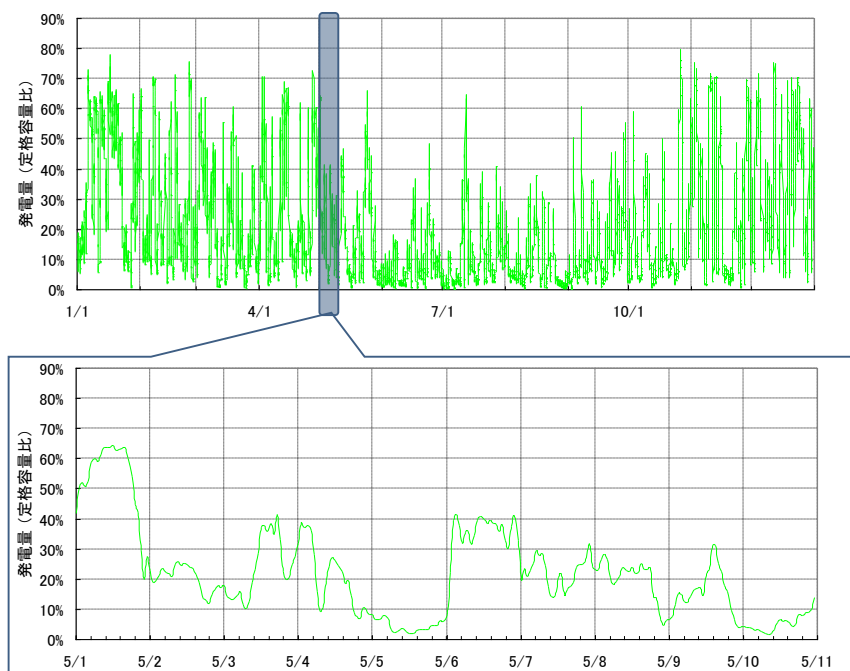


図 5-13 風力発電の 1 時間別出力パターンの設定：東日本

出典) (荻本 他, 2012b)より作成

3) 需要、太陽光発電・風力発電の出力の短周期変動、火力発電・揚水発電の調整力

短周期変動として、需要は当該時刻の需要比 3%、太陽光発電の出力は当該時刻の出力比 10%、風力発電の出力は設備容量比 15%の変動を想定した。

火力発電、揚水発電は、それぞれ運転中ユニットの容量比 5%、20%の調整力を持つものと想定した。

5.3.5 分析結果：基本ケース

(1) 2020 年時点

2020 年時点における再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-14 に示す。必要抑制量は、全国では、無対策で 1.8%と低い水準であると見込まれた。しかし、風力発電・太陽光発電比率が高く、調整力を有する火力発電比率が低い北海道では、特段の対策を講じない場合には再生可能エネルギー電源の出力を約 3 割抑制する必要があると見込まれた。これに対して、需要の能動化、揚水発電の積極活用を行うことにより、北海道では再生可能エネルギー電源の出力抑制率を 5%程度まで軽減できると見込まれた。この場合全国では、需要の能動化により 1.7%、揚水発電の活用により 0.3%まで軽減できると見込まれた。

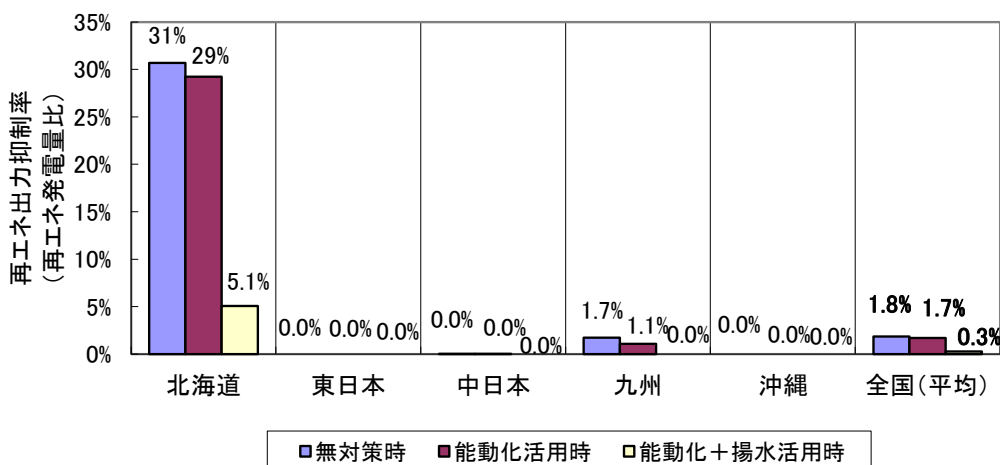


図 5-14 再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量：基本ケース（2020 年）

(2) 2030 年時点

2030 年時点における再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-15 に示す。再生可能エネルギー電源の導入拡大や、需要の減少及び（モデル上調整力を考慮していない）コジェネの拡大に伴い、需給調整の安定運用の課題が全国で顕在化すると見込まれた。需要の能動化、揚水発電の積極活用を実施した場合においても、必要となる再生可能エネルギー電源の出力抑制量は全国では 4.8%であるが、北海道、九州、沖縄では、それぞれ 36%、7%、30%などと 5%を超えることが見込まれた。

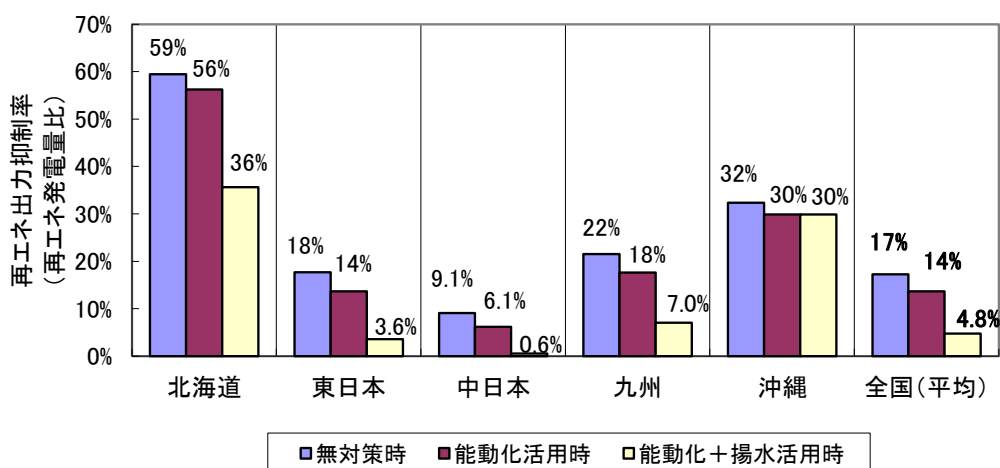
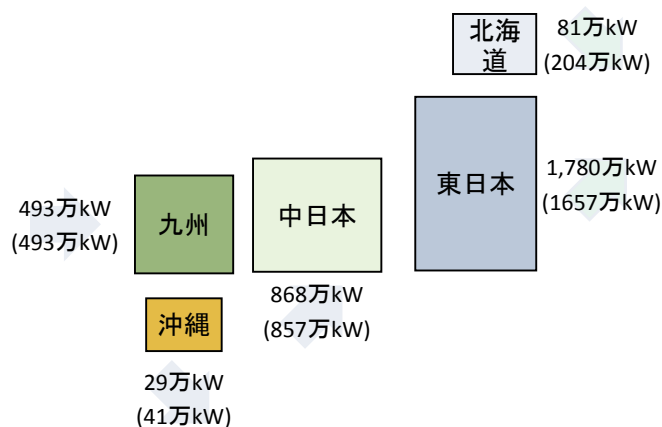


図 5-15 再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量：基本ケース（2030 年）

5.3.6 分析結果：風力発電導入地域に関する感度分析

需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等に基づき機械的な計算で設定したものである。そこで、需給調整の安定運用の課題が全国で顕在化する結果となった 2030 年を対象として、風力発電の導入地域の違いによる影響を検証した。

一例として、風力発電の全国総導入量は基本ケースと等しいが、需給調整制約の厳しい北海道、沖縄では風力発電の導入拡大が鈍化し、これを補う形で東日本、中日本への風力発電の導入が進展する状況を想定した。具体的には、北海道の導入量は2020年時点相当である81万kW、沖縄は2025年時点相当である29万kWに留まるのに対して、東日本、中日本では各々1,780万kW、868万kWへと導入量が拡大するケース（図5-16）を想定した。



注)カッコ内は基本ケースでの2030年風力導入量の設定

図 5-16 風力発電の導入見込量の地域配分：2030年、感度分析ケース

この場合、図5-17に示すとおり、需要の電動化、揚水発電の積極活用後に必要となる再生可能エネルギー電源の出力抑制量は、北海道では約11%、沖縄は約9%へと低減するのに対して、東日本は約5%、中日本は0.6%と微増に留まり、日本全体での出力抑制量を低減することができると見込まれた。

この結果から、再生可能エネルギー電源の大量導入を実現するには、第一には需給調整問題を考慮して最経済的な再生可能エネルギー電源の地域導入量を計画すること、その上での選択肢として需給調整制約の厳しい地域から東日本や中日本への高圧送電線の敷設、需給調整制約の厳しい地域に工場やデータセンター等の立地を促すような需要創出施策の検討を行うことも有用と考えられる。

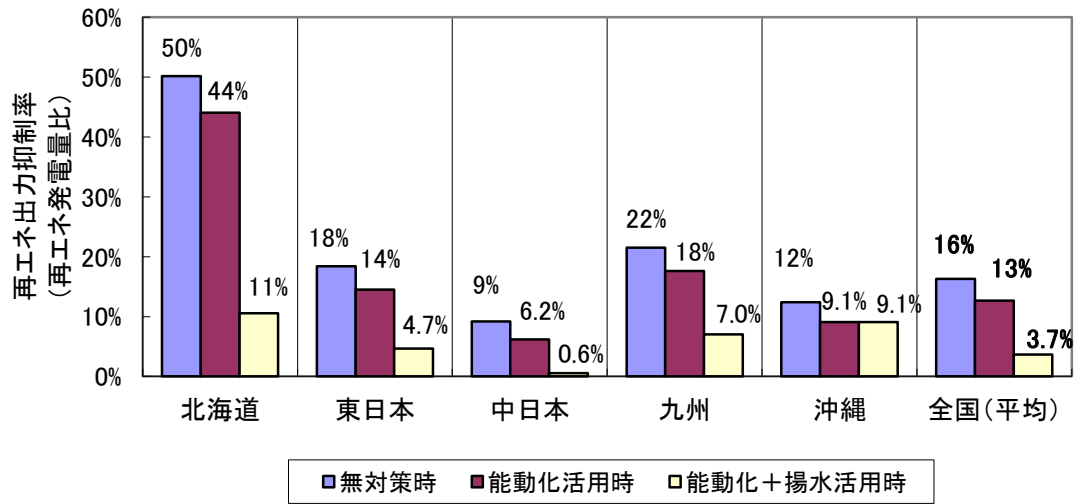


図 5-17 風力発電の導入地域の見直し結果 (2030 年)

5.4 参考文献

Institute for Sustainable Futures (2009). Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis.

(<https://secured.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/binaries/2009/9/energy-sector-jobs-to-2030.pdf>)

一般社団法人低炭素投資促進機構 (2013). 回避可能費用のお知らせ.

(http://www.teitanso.or.jp/fit_Notification)

エネルギー・環境会議 (2012a). エネルギー・環境に関する選択肢 電源構成に関する詳細データ (<http://www.npu.go.jp/sentakushi/pdf/shousai-data%20ver1.04.xls>)

エネルギー・環境会議 (2012b). エネルギー・環境に関する選択肢 省エネルギー関連資料

荻本 他 (2012a). 長期の電力需給計画における再生可能エネルギー大量導入の課題解決の可能性検討. エネルギー・資源学会エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス

荻本 他 (2012b). 電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析. 電気学会全国大会

環境省 (2012). 平成 23 年度 低炭素社会構築に資する再生可能エネルギー導入見通し並びに当該導入の制約となる事項とその克服のための基礎的調査.

経済産業省 (2012a). 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法.

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/2011kaitori.pdf>)

経済産業省 (2012b). 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則.

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/dl/2012hourei01.pdf>)

経済産業省資 (2012c). 再生可能エネルギーの固定価格買取制度について (平成 24 年 5 月時点版) .

次世代自動車普及戦略検討会 (2009). 次世代自動車普及戦略

(<https://www.env.go.jp/air/report/h21-01/index.html>)

総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会 (2012a). 第 4 回資料「資料 5-1 燃料費」.

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denkiriyokin/pdf/004_05_01.pdf)

総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会 (2012b). 第 12 回資料「資料 10-1 燃

料費（関西電力）」。

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denkiryoukin/pdf/012_10_01.pdf)

総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会（2012c）. 第12回資料「資料11-1 燃料費（九州電力）」。

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denkiryoukin/pdf/012_11_01.pdf)

東京都（2012）. 再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査.