

3-3. 再生可能エネルギーの導入見込量について

- (1) 導入見込量総括
- (2) 中小水力発電の導入見込量について
- (3) 地熱発電の導入見込量について
- (4) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量について
- (5) 太陽光発電の導入見込量について
- (6) 風力発電の導入見込量について
- (7) 海洋エネルギーの導入見込量について
- (8) 太陽熱利用の導入見込量について
- (9) 地中熱利用の導入見込量について

(1) 導入見込量総括

再生可能エネルギーの種類別の前提条件①

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
大規模水力	<p>【共通】平成22年度電力供給計画で着工計画として記載されている3万kW以上の一般水力（15万kW1箇所）を計上。</p>	<p>【共通】2020年のまま増加しないものと想定した。</p>
中小水力	<p>【低位】2020年は全量買取PT取りまとめの増加分を採用。2030年は現状から2020年までの導入ペースが続くと想定。 【中位】高位と低位の中央値を採用。 【高位】現状からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 【共通】支援レベルは、2020年の低位、中位、高位それぞれの導入量に対してIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。 【中位】高位と低位の中央値を採用。 【高位】平成22年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量を全量顕在化させることを想定。</p>
地熱（大規模）	<p>【共通】2020年は計画済地点を、2030年は調査済地点の導入量を設定。支援レベルは計画済地点のIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【共通】150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定。</p>
地熱（温泉発電）	<p>【共通】2020年は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位シナリオ（ベストシナリオ）を採用。2020年以降は2050年の各ケースに向けて直線的に増加するような支援措置を講ずることを想定。支援レベルは導入事例に対し、8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の低位シナリオ（ベースシナリオ）を設定。 【中位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位シナリオ（ベストシナリオ）を想定。 【高位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の高位シナリオ（ドリームシナリオ）を想定。</p>
バイオマス発電	<p>【低位】直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分を加算。 【中位】2020年は高位と低位の中間値と設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加するような支援措置を行うことを想定。 【高位】2020年は京都議定書目標達成計画の目標水準等から設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 【共通】支援レベルはIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】2020年水準のままと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定。</p>

再生可能エネルギーの種類別の前提条件②

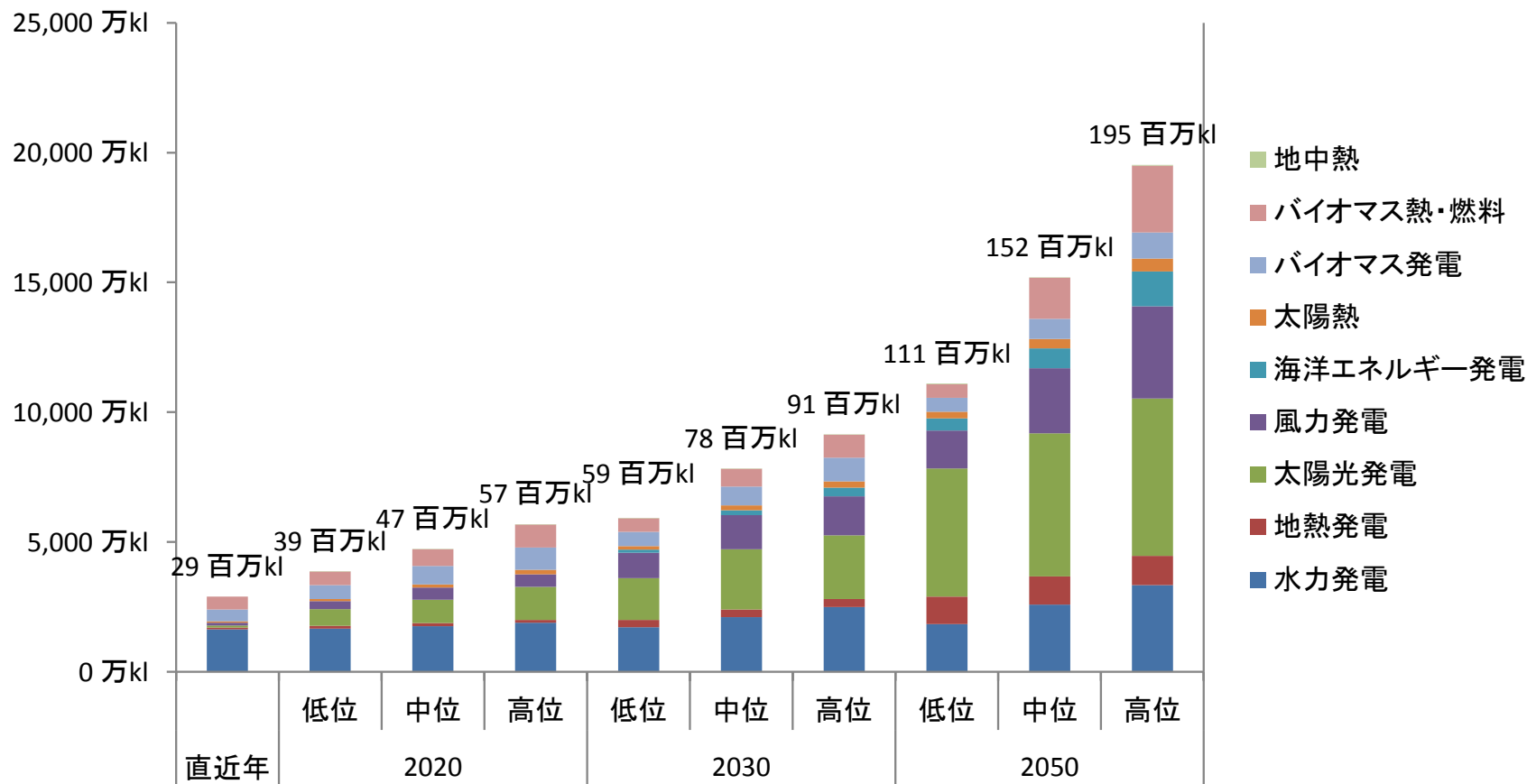
検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
風力	<p>【2020低位】資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定</p> <p>【2020中位】2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線から1,110万kWに達するような支援を行うことを想定。</p> <p>【2020高位】2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWに達するような支援を行うことを想定。</p> <p>【共通】2030は2050年の導入量を見込む普及曲線より木曜に達するような支援を行うことを想定。支援レベルはIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】資源エネルギー庁によるH22年度調査結果より、ポテンシャルに事業性・導入意欲を考慮した場合に導入可能と見込まれる量と更に社会的受容性まで考慮した場合の中間値を想定</p> <p>【中位】風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の40%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の33%以下、同洋上の15%以下で見込まれる量</p> <p>【高位】風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の50%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の50%以下、同洋上の33%以下で見込まれる量</p>
太陽光（住宅）	<p>【低位】新築に対する補助金込投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取</p> <p>【中位・高位】新築に対する補助金込投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取。ただし、当初3年間は初年度の買取価格を維持することを想定。</p>	
太陽光（非住宅）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取を想定。</p>	<p>【低位】NEDO PV2030のポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p> <p>【中位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率を5%向上させることで、ポテンシャルが増加した姿を見込んだ上で、全量を顕在化させることを想定。</p> <p>【高位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率を10%向上させることで、ポテンシャルが増加した姿を見込んだ上で、全量を顕在化させることを想定。</p>
太陽光（公共）	<p>【低位】年間30万kW程度の率先導入を想定</p> <p>【中位・高位】2020年までは低位に同じ。2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200万kW程度）ことを想定。</p>	
太陽光（メガソーラー）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取を想定。</p>	
海洋エネルギー	<p>【低位】2030年以降導入が進むものとし、既存各種資料や有識者意見を踏まえ、2050年の波力発電、潮流・海流発電の導入量を想定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の低位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</p> <p>【中位】潮流・海流発電は低位に同じ。波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の5%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の中位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</p> <p>【高位】潮流・海流発電は低位に同じ。波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の10%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の高位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</p>	

再生可能エネルギーの種類別の前提条件③

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
バイオマス熱利用	<p>【低位】バイオ燃料はエネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLとし、それ以外は京都議定書目標達成計画の値を想定。</p> <p>【中位】2020年はバイオ燃料は70万kLとし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加するよう支援を行うことを想定。</p> <p>【高位】2020年はバイオ燃料は自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加するよう支援を行うことを想定。</p>	<p>【低位】2020年水準のままと設定。</p> <p>【中位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p> <p>【高位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p>
太陽熱利用	<p>【低位】2030年はソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標を踏まえて設定し、2020年はその通過点として設定。</p> <p>【中位】2020年は投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。2020年以降は低位と高位の間と想定。</p> <p>【高位】2020年は投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。2050年までに太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう普及を増加させていくことを目指して支援策を講じることを想定。</p>	<p>【低位】2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。</p> <p>【中位】中位と高位の間と想定。</p> <p>【高位】中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」（2007年（平成19年）3月）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を導入することを想定。</p>
地中熱利用	<p>【共通】戸建住宅は寒冷地の新築住宅に対し、2050年に導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。業務は既存の導入事例や冷暖房需要の大きさを踏まえ、事務所、商業施設、病院・診療所を対象とし、全国の新築建築物に対し、2050年に導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。</p>	

導入見込量総括①(一次エネルギー供給量)

■ 再生可能エネルギーの導入見込量の万kl総括は以下のとおり。



直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

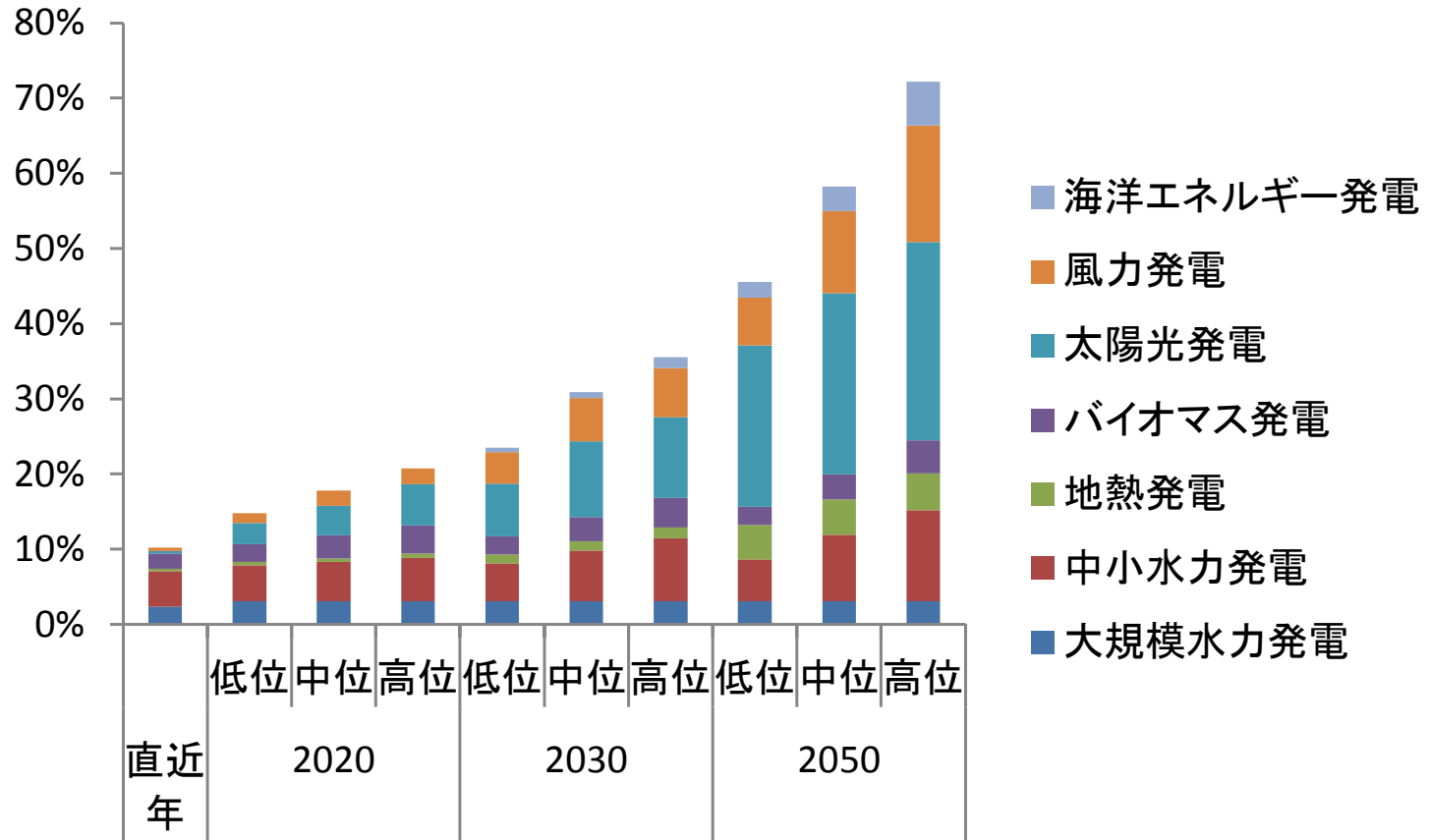
導入見込量総括②(一次エネルギー供給量)

- 再生可能エネルギーの導入見込量の万kl総括は以下のとおり。
- 直近年と比較して、**2020年は1.3~2.0倍、2030年は約2~3倍、2050年は約4~7倍**と推計。
- 2010年度の一次エネルギー国内供給は5億6,900万klであり、**直近年の導入量が5%程度。2050年には少なくとも20~34%以上となる見込み**。(省エネ等により一次エネルギー国内供給が減れば比率は上昇)

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力発電	546万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl
中小水力発電	1,079万kl	1,087万kl	1,191万kl	1,319万kl	1,148万kl	1,534万kl	1,919万kl	1,270万kl	2,020万kl	2,770万kl
大規模地熱発電	76万kl	82万kl	82万kl	82万kl	211万kl	211万kl	211万kl	906万kl	906万kl	906万kl
温泉発電	0万kl	33万kl	33万kl	33万kl	73万kl	85万kl	104万kl	152万kl	172万kl	222万kl
地熱発電【小計】	76万kl	114万kl	114万kl	114万kl	283万kl	296万kl	315万kl	1,059万kl	1,079万kl	1,128万kl
バイオマス発電	462万kl	544万kl	702万kl	860万kl	544万kl	725万kl	907万kl	544万kl	773万kl	1,002万kl
太陽光発電(住宅用)	68万kl	345万kl	350万kl	350万kl	681万kl	685万kl	685万kl	1,839万kl	2,101万kl	2,364万kl
太陽光発電(非住宅用等)	14万kl	296万kl	554万kl	920万kl	929万kl	1,636万kl	1,773万kl	3,092万kl	3,422万kl	3,691万kl
太陽光発電【小計】	82万kl	641万kl	904万kl	1,271万kl	1,610万kl	2,321万kl	2,458万kl	4,931万kl	5,524万kl	6,055万kl
風力発電(陸上)	98万kl	304万kl	436万kl	448万kl	660万kl	884万kl	965万kl	733万kl	1,099万kl	1,425万kl
風力発電(着床)	2万kl	2万kl	18万kl	24万kl	147万kl	183万kl	195万kl	275万kl	397万kl	489万kl
風力発電(浮体)	0万kl	0万kl	6万kl	6万kl	165万kl	250万kl	342万kl	458万kl	1,008万kl	1,649万kl
風力発電【小計】	100万kl	306万kl	460万kl	478万kl	971万kl	1,317万kl	1,503万kl	1,466万kl	2,504万kl	3,563万kl
海洋エネルギー発電	0万kl	0万kl	0万kl	0万kl	126万kl	184万kl	330万kl	467万kl	759万kl	1,342万kl
バイオマス熱利用	491万kl	520万kl	649万kl	887万kl	520万kl	679万kl	887万kl	520万kl	1,579万kl	2,587万kl
太陽熱(住宅用)	55万kl	78万kl	127万kl	170万kl	132万kl	181万kl	224万kl	241万kl	351万kl	451万kl
太陽熱(非住宅用)	0万kl	2万kl	4万kl	8万kl	5万kl	9万kl	18万kl	10万kl	20万kl	39万kl
太陽熱利用	55万kl	80万kl	131万kl	178万kl	137万kl	190万kl	242万kl	251万kl	370万kl	490万kl
地中熱利用	0万kl	6万kl	6万kl	6万kl	11万kl	11万kl	11万kl	22万kl	22万kl	22万kl
合計	2,890万kl	3,864万kl	4,723万kl	5,680万kl	5,918万kl	7,825万kl	9,138万kl	11,096万kl	15,196万kl	19,525万kl
一次エネルギー供給比	5%以上	7%以上	8%以上	10%以上	10%以上	14%以上	16%以上	20%以上	27%以上	34%以上

導入見込量総括③ 発電電力量に対する比率

- 2010年度の発電電力量(9,876億kWh)に対する再生可能電力の発電電力量の種類別比率は以下のとおりであり、**2020年には2割前後、2030年には2割～4割程度**の普及が見込まれる。



直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

導入見込量総括④(設備容量)

■ 再生可能エネルギー電力の導入見込量のkW総括は以下のとおり。

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	1,118万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW
中小水力発電	955万kW	962万kW	1,047万kW	1,152万kW	1,012万kW	1,328万kW	1,643万kW	1,112万kW	1,726万kW	2,340万kW
大規模地熱発電	53万kW	57万kW	57万kW	57万kW	148万kW	148万kW	148万kW	636万kW	636万kW	636万kW
温泉発電	0万kW	23万kW	23万kW	23万kW	51万kW	60万kW	73万kW	107万kW	121万kW	156万kW
地熱発電【小計】	53万kW	80万kW	80万kW	80万kW	199万kW	208万kW	221万kW	743万kW	757万kW	792万kW
バイオマス発電	409万kW	459万kW	556万kW	653万kW	459万kW	571万kW	682万kW	459万kW	600万kW	740万kW
太陽光発電(住宅)	280万kW	1,412万kW	1,434万kW	1,434万kW	2,788万kW	2,805万kW	2,805万kW	7,527万kW	8,600万kW	9,673万kW
太陽光発電(非住宅等)	57万kW	1,213万kW	2,266万kW	3,766万kW	3,803万kW	6,695万kW	7,255万kW	12,653万kW	14,007万kW	15,107万kW
太陽光発電【小計】	337万kW	2,625万kW	3,700万kW	5,200万kW	6,591万kW	9,500万kW	10,060万kW	20,180万kW	22,607万kW	24,780万kW
風力発電(陸上)	241万kW	747万kW	1,070万kW	1,100万kW	1,620万kW	2,170万kW	2,370万kW	1,800万kW	2,700万kW	3,500万kW
風力発電(着床)	3万kW	3万kW	30万kW	40万kW	240万kW	300万kW	320万kW	450万kW	650万kW	800万kW
風力発電(浮体)	0万kW	0万kW	10万kW	10万kW	270万kW	410万kW	560万kW	750万kW	1,650万kW	2,700万kW
風力発電【小計】	244万kW	750万kW	1,110万kW	1,150万kW	2,130万kW	2,880万kW	3,250万kW	3,000万kW	5,000万kW	7,000万kW
海洋エネルギー発電	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	150万kW	207万kW	349万kW	536万kW	823万kW	1,395万kW
合計	3,116万kW	6,000万kW	7,617万kW	9,360万kW	11,665万kW	15,818万kW	17,330万kW	27,154万kW	32,637万kW	38,171万kW

導入見込量総括⑤(発電電力量)

■ 再生可能エネルギー電力の導入見込量のkWh総括は以下のとおり。

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	235億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh
中小水力発電	464億kWh	468億kWh	512億kWh	568億kWh	494億kWh	660億kWh	826億kWh	546億kWh	869億kWh	1,192億kWh
大規模地熱発電	32億kWh	35億kWh	35億kWh	35億kWh	91億kWh	91億kWh	91億kWh	390億kWh	390億kWh	390億kWh
温泉発電	0億kWh	14億kWh	14億kWh	14億kWh	31億kWh	37億kWh	45億kWh	66億kWh	74億kWh	95億kWh
地熱発電【小計】	32億kWh	49億kWh	49億kWh	49億kWh	122億kWh	128億kWh	135億kWh	456億kWh	464億kWh	485億kWh
バイオマス発電	199億kWh	234億kWh	302億kWh	370億kWh	234億kWh	312億kWh	390億kWh	234億kWh	332億kWh	431億kWh
太陽光発電(住宅)	29億kWh	148億kWh	151億kWh	151億kWh	293億kWh	295億kWh	295億kWh	791億kWh	904億kWh	1,017億kWh
太陽光発電(非住宅等)	6億kWh	128億kWh	238億kWh	396億kWh	400億kWh	704億kWh	763億kWh	1,330億kWh	1,472億kWh	1,588億kWh
太陽光発電【小計】	35億kWh	276億kWh	389億kWh	547億kWh	693億kWh	999億kWh	1,058億kWh	2,121億kWh	2,376億kWh	2,605億kWh
風力発電(陸上)	42億kWh	131億kWh	187億kWh	193億kWh	284億kWh	380億kWh	415億kWh	315億kWh	473億kWh	613億kWh
風力発電(着床)	1億kWh	1億kWh	8億kWh	11億kWh	63億kWh	79億kWh	84億kWh	118億kWh	171億kWh	210億kWh
風力発電(浮体)	0億kWh	0億kWh	3億kWh	3億kWh	71億kWh	108億kWh	147億kWh	197億kWh	434億kWh	710億kWh
風力発電【小計】	43億kWh	132億kWh	198億kWh	206億kWh	418億kWh	567億kWh	646億kWh	631億kWh	1,077億kWh	1,533億kWh
海洋エネルギー発電	0億kWh	0億kWh	0億kWh	0億kWh	54億kWh	79億kWh	142億kWh	201億kWh	327億kWh	577億kWh
合計	1,009億kWh	1,402億kWh	1,694億kWh	1,983億kWh	2,259億kWh	2,988億kWh	3,441億kWh	4,433億kWh	5,690億kWh	7,067億kWh

コスト等の試算の前提①

■ 再生可能エネルギー電力については、国家戦略室のコスト等検証委員会の諸元を用いて試算。

電源	風力(陸上)	風力(洋上) ※2020年の諸元	地熱	太陽光 (住宅用)(#)	太陽光 (メガソーラー)
割引率	0、1、3、5%				
モデルプラントの規模 (出力)	2万 kW	15万 kW	3万 kW	4kW	1200kW
設備利用率	○20%	○30%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○12%	○12%
稼働年数	○25年 ○20年	○25年 ○20年	○50年 ○40年 ○30年	○25年 ○20年	○25年 ○20年
建設費	20~35万円/kW ⇒40~70億円	28.3~70万円/kW ⇒425~1050億円	70~90万円/kW ⇒210~270億円	48~55万円/kW ⇒192~220万円	35~55万円/kW ⇒4.2~6.6億円
資本費					
固定資産税率	1.4%	—	1.4%	—	1.4%
水利利用料	—	—	—	—	—
設備の廃棄費用	建設費の5%				
運転維持費					
人件費	1.4%/年(建設費 における比率)	1.4%/年(同左)	1.2億円/年	—	300万円/年
修繕費			2.2%/年(同左)	1.5%/年(同左)	1%/年(同左)
諸費	0.6%/年(建設費 における比率)	0.6%/年(同左)	0.8%/年(同左)	—	0.6%/年(建設費における比率)
業務分担費 (一般管理費)	14.0%/年(直接費 における比率)	14.0%/年(同左)	16.1%/年(同左)	—	14.0%/年(直接費における比率)
初年度価格	—	—	—	—	—
燃料発熱量 (HHV)	—	—	—	—	—
熱効率(HHV)	—	—	—	—	—
所内率	—	—	—	—	—
燃料諸経費	—	—	10%	—	—

コスト等の試算の前提②

■ 再生可能エネルギー電力については、国家戦略室のコスト等検証委員会の諸元を用いて試算。

電源	一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭混焼)
割引率	0、1、3、5%			
モデルプラントの規模(出力)	1.2万kW	200kW	5000kW	75万kW
諸元のベース	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、3基)のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー
設備利用率	○45% <参考情報> *2004年コスト等検討小委員会の試算:45%	○60%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%
稼働年数	○60年 ○40年 <参考情報> 2004年コスト等検討小委員会試算時条件:40年	○40年 ○30年	○40年 ○30年	○40年 ○30年
建設費	85万円/kW	80~100万円/kW ⇒1.6~2.0億円	30~40万円/kW ⇒15~20億円	3~5億円
資本費				
固定資産税率	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
水利利用料	9,974,400円/年 (河川法施行令第18条に定める額)	26万円	—	—
設備の廃棄費用	建設費の5%			
人件費	0.2億円/年	700万円/年	0.7億円/年	0.1億円/年
修繕費	0.5%/年(建設費における比率)	1%/年(同左)	4.4%/年(同左)	1.5%/年(同左)
諸費	0.2%/年(建設費における比率)	2%/年(同左)	(修繕費に含む)	1.5%/年(建設費における比率)
業務分担費(一般管理費)	14.3%/年(直接費における比率)	14.0%/年(同左)	(人件費に含む)	14.0%/年(直接費における比率)
初年度価格(2010年度平均価格)	—	—	7,500~17,000円/t (0.5~1.1円/MJ)	7,500~21,000円/t (0.5~1.4円/MJ)
燃料発熱量(HHV)	—	—	15.0MJ/kg	15.0MJ/kg
熱効率(HHV)	—	—	20%	42%
所内率	—	—	13%	6.2%
燃料諸経費	0.4%	—	400~600円/t (0.027~0.04円/MJ)	(初年度価格に含む)

買取価格の考え方について

- 固定価格買取制度導入の目的は、大きく以下の3点と考えられる。
 - ① 電力需要家の負担により再生可能エネルギーを大量に導入することで、CO2排出削減を進めるとともに、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を高め、2050年80%削減目標の達成や低炭素社会の構築に貢献する。
 - ② 再生可能エネルギーに関連する産業を育成し、国際競争力の向上を図るとともに、地域の資源や人材を活用し雇用創出に貢献する。
 - ③ 化石燃料価格高騰リスクに対応するため、エネルギー自給率を向上させる。
- 上記の目的に鑑み、再生可能エネルギーに対する投資を促進させるための買取価格の考え方として、事業への投資意向を引き出せるような買取価格・期間とすることが必要である。
- さらに、発電コストの変化などに応じて買取価格を柔軟に見直す観点から、技術成熟度やエネルギーの特性を踏まえ、再生可能エネルギーの種類毎に異なる発電コストに応じた買取価格を設定し、普及拡大を図ることが望ましい。

(2) 中小水力発電の導入見込量について

1. 中小水力発電の導入見込量の考え方

- 昨年度までの中小水力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

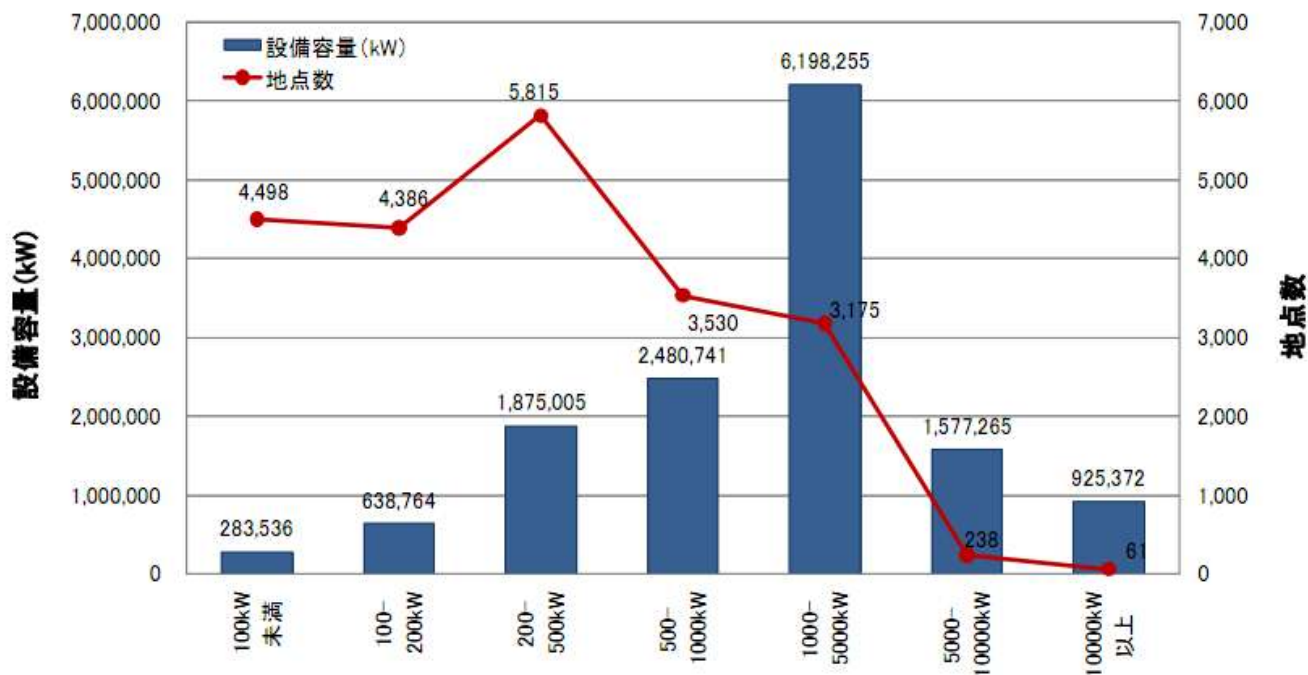
2020年	固定価格買取制度を前提に複数の買取価格（15円/kWh、20円/kWh、25円/kWh）を設定し、その買取価格で20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進むと想定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,500万kW）を全量顕在化と想定。これに開発済の実績を合わせた量とした。

- 今年度は、**規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を想定し、買取価格を分析した。**また、**コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コスト**として織り込んだ。

低位	2020年：全量買取プロジェクトチーム取りまとめの増加分を採用。 2030～50年：現状から2020年までの導入ペースが続くと想定。
中位	高位と低位の中央値を採用。
高位	2020～30年：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 2050年： 平成22年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,428万kW）を全量顕在化 させることを想定。

2. 中小水力発電のポテンシャル

- 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」において、中小水力発電導入には大きなポテンシャルがあることが確認された。

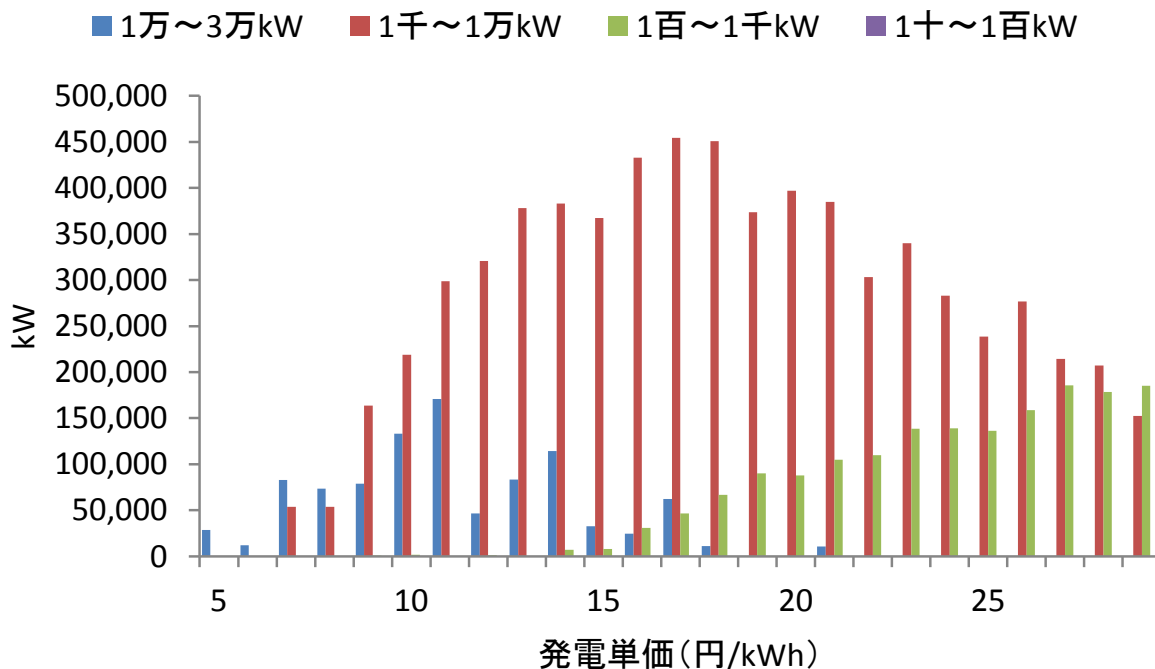


出典:平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

3. 中小水力発電の発電コスト

中小水力発電においては設備規模区分に応じて発電単価が異なる。

- 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」の中小水力の地点別データをもとに、設備規模区分を①1万～3万kW、②1千～1万kW、③1百～1千kW、④10～1百kW、の4区分に分け、発電単価別のポテンシャル量を推計したところ、以下のとおりとなった。なお、ポテンシャル調査では、10kW未満の地点は想定していない。
- ① 1万～3万kW区分では、概ね5～17円/kWhの範囲にポテンシャルが分布しているが、②1千～1万kWではより発電単価が高い範囲にまで分布が広がっている。③1百～1千kWの場合、グラフの範囲外(30円/kWh以上)で221万kW程度のポテンシャルが存在している。④10～1百kWの場合、発電単価が高くほぼ全量がグラフの範囲外であった(ポテンシャル量は29万kW)。

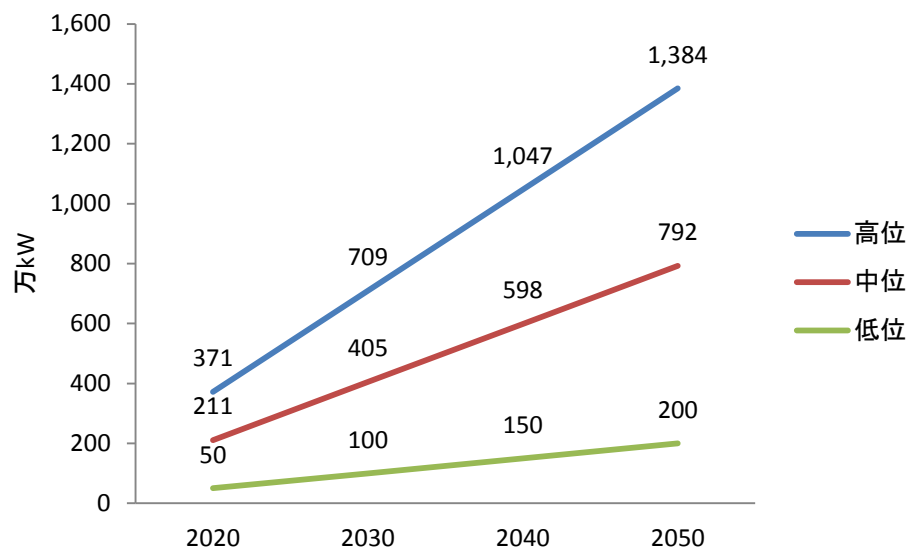


4. 中小水力発電の導入見込量

- 先に示したとおり、環境省ポテンシャル調査を踏まえつつ、以下のとおり高位・中位・低位の導入見込量を想定。

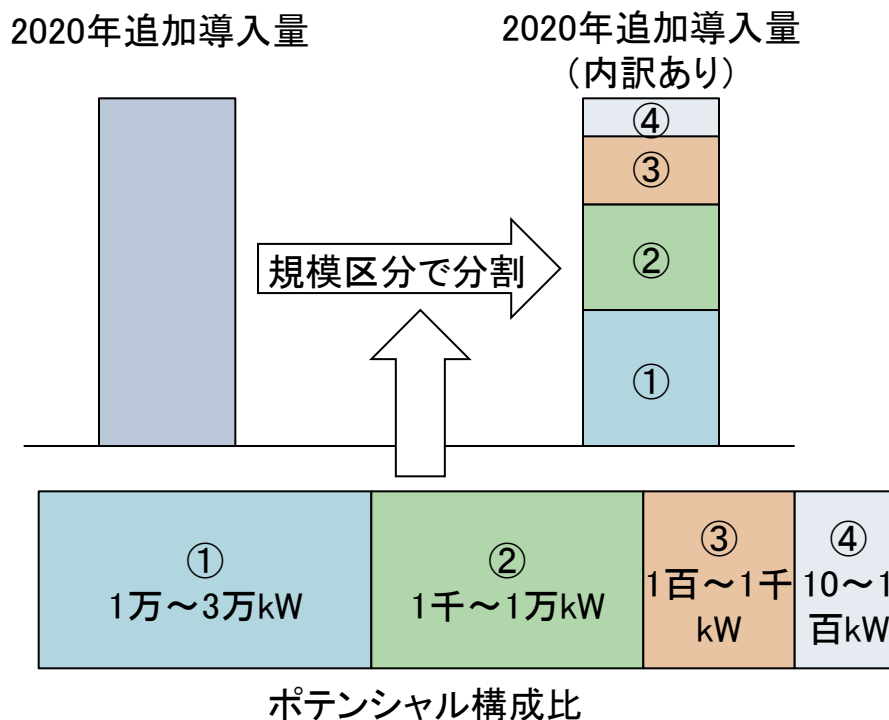
高位	2050年にはポテンシャルを全量（1,428万kW）顕在化させることを想定。2050年まで直線的に導入量が伸びるよう最大限の支援を行うことを想定。
中位	高位と低位の中間と想定。
低位	2020年時点では、経済産業省想定 of 追加導入分（30～70万kW増）の平均値を採用し、以降は同様のペースで導入が進むことを想定。

中小水力の導入見込量（現状からの増加分）



5. 中小水力発電の買取価格(1/2)

- 昨年度までは地点毎の規模区分は考慮せず、ある導入量を満たすために必要なIRRを8%とした場合の、必要買取価格を推計した。
- 例えば**規模区分別に買取価格を設定する場合、規模区分別に目指すべき導入量を設定した上で、その範囲内で最も発電コストが高い地点でもIRR8%を満たすための買取価格を算出**することになる。
- 今年度は、規模区分別の導入量を設定し、必要な買取価格を試算する。
- 規模区分別に事業主体が異なることが考えられる中で偏りなく導入を進める観点から、毎年度の導入量を導入量を規模区分別に分ける際は、ポテンシャルにおける規模別シェアを用いる。
- ただし、低位ケースについては、規模区分別の買取価格は設けず、一律の買取価格とする。
- **買取期間は一律に15年、IRR評価期間は20年間とする。買取期間終了後は回避可能原価での買取とする。**



5. 中小水力発電の買取価格(2/2)

- 高位ケースと中位ケースに対してポテンシャルにおける規模別シェアを用いると、2020年までの追加導入見込量の内訳は以下のとおり。
- 低位ケースは、発電コストの安い順に開発されるものとした。

	①1万~3万kW	②1千~1万kW	③1百~1千kW	④10~1百kW	合計
規模別シェア	7%	56%	36%	2%	100%
高位	23万kW	192万kW	123万kW	7万kW	346万kW
中位	13万kW	110万kW	71万kW	4万kW	198万kW
低位	28万kW	22万kW	0万kW	0万kW	50万kW

- 規模区分ごとに、この導入量を満たすための買取価格を推計すると、以下のとおり。買取期間は15年と仮定し、期間終了後の買取価格は回避可能原価の分析から12円/kWhとした。
- なお、**高位と中位に関して、③1百~1千kWと④10~1百kWの区分の買取価格を②に揃えた場合を示す。この場合、他の支援策なしでは導入見込量が減少するが固定価格買取による負担は減少する。**

	①1万~3万kW	②1千~1万kW	③1百~1千kW	④10~1百kW
高位	14円/kWh	25円/kWh	48円/kWh	118円/kWh
高位'	14円/kWh	25円/kWh (導入量計は346万kW→217万kWに減少)		
中位	11円/kWh	21円/kWh	42円/kWh	110円/kWh
中位'	11円/kWh	21円/kWh (導入量計は198万kW→124万kWに減少)		
低位	15円/kWh			

(3) 地熱発電の導入見込量について

1. 地熱発電の導入見込量の考え方

- 昨年度までの地熱発電及び温泉発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

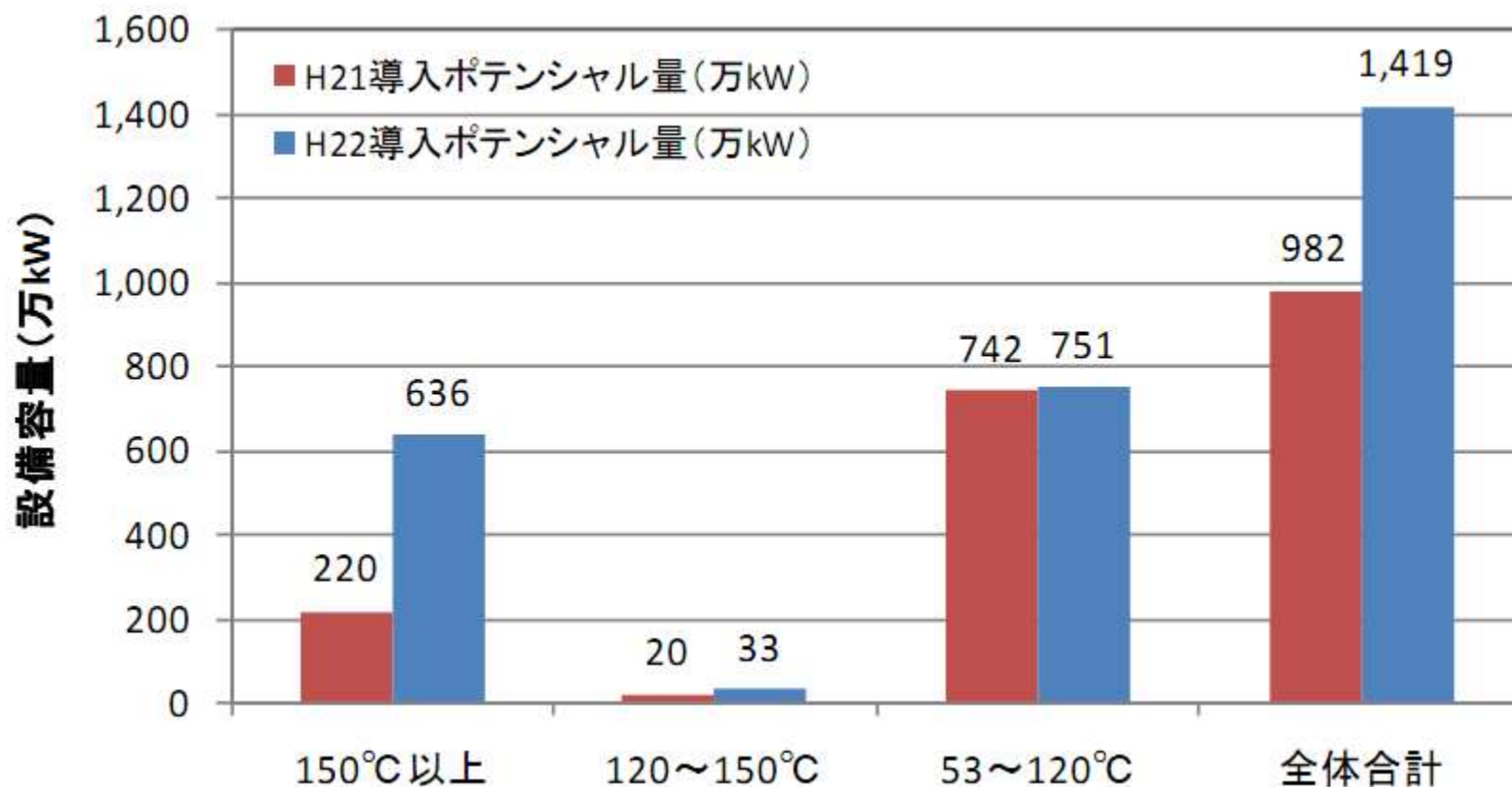
2020年	固定価格買取制度＋補助制度の併用によりIRR8%が確保される範囲（追加導入量95万kW、地熱開発促進調査地点全て）で導入が進むと想定。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオに従うとした（23万kW）。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて227万kW）。温泉発電はベストシナリオの2050年値（134万kW）を採用。

- 今年度は、**開発のリードタイム及び新たなポテンシャル調査結果を踏まえ**、以下のとおりとする。

低位	<p>2020年：現在開発に関する動向が確認されている地点を導入候補地点とし、さらに2020年までに運転開始が見込まれる地点の開発を見込んだ。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位ケース（ベストケース）とした。</p> <p>2030年：地熱開発促進調査地点は全量開発が進むものとし、温泉発電は2050年の低位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。</p> <p>2050年：コントロール掘削を考慮した平成22年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定（導入済みと合わせて636万kW）。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会ので低位シナリオ（ベースシナリオ）を想定。</p>
中位	<p>2020年：2020年までは低位に同じ。</p> <p>2030年：地熱開発促進調査地点は全量開発が進むものとし、温泉発電は2050年の中位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。</p> <p>2050年：コントロール掘削を考慮した平成22年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定（導入済みと合わせて636万kW）。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会ので中位シナリオ（ベストシナリオ）を想定。</p>
高位	<p>2020年：2020年までは低位に同じ。</p> <p>2030年：地熱開発促進調査地点は全量開発が進むものとし、温泉発電は2050年の高位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。</p> <p>2050年：コントロール掘削を考慮した平成22年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定（導入済みと合わせて636万kW）。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会ので高位シナリオ（ドリームシナリオ）を想定。</p>

2. 地熱発電のポテンシャル

- 平成22年度の環境省ポテンシャル調査では、コントロール掘削を考慮して、国立・国定公園等の外縁部から1.5kmの範囲を開発可能としたため、**特に150℃以上の温度区分で導入ポテンシャルが大幅**に増加。
- 今年度は2050年の導入見込量として、まずこの150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定。また、150℃以下の温度区分の顕在化の可能性も検討。

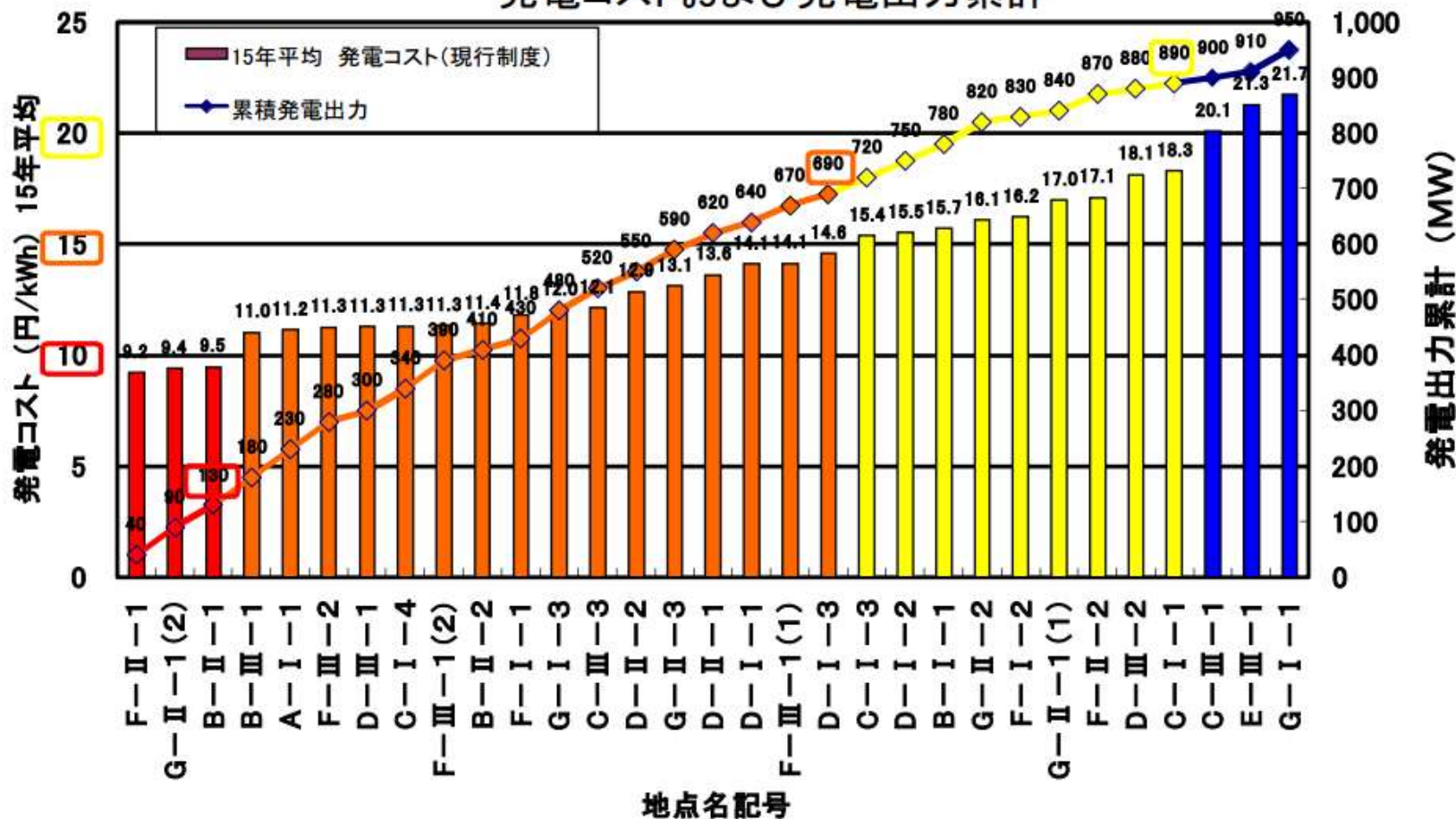


出典：平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

3. 地熱発電の発電コスト

- 地熱開発促進調査地点の発電コスト分布は以下のとおり。**地点によって発電コストに幅がある。**

地熱開発促進調査 開発可能性調査 現行制度コスト試算
 発電コストおよび発電出力累計



出典:地熱発電に関する研究会(第3回) 資料2 地熱開発促進調査結果に基づく開発可能資源量について

4. 地熱発電の導入見込量 (1/3)

- 2020年までには、開発に関する動向が確認されている地点を導入候補地点とする。
- 具体的には以下の地点が候補となる。NEDO調査地点と重なる場合は、想定出力や発電コストを推計可能(最大で39万kW)。

事業主体	開発地点	地熱開発促進調査	進捗状況等
出光興産・国際石油開発帝石	北海道阿女鱒岳地域	B-I-1 (3万kW)	今年度は地表調査予定
	秋田県湯沢市小安地域	—	今年度は地表調査予定(国定公園内)
電源開発・三菱マテリアル・三菱ガス化学	秋田県山葵沢・秋ノ宮地域	D-II-1, D-II-2 (2万kW, 3万kW)	事業化検討中
三菱マテリアル	岩手県安比地域	C-I-4 (4万kW)	調査についてNEDOと調整中
	秋田県菰ノ森地域	C-I-3 (3万kW)	地表調査、立地環境調査および地下構造解析を予定
日鉄鉱業	大霧第二地域(NEDO促進調査「白水越地域」)	G-II-1-(1) (1万kW) or (2) (5万kW)	開発計画の策定、酸性中和の技術的検討、経済性評価を実施中
JFEエンジニアリング・日本重化学工業	岩手県八幡平地域	C-III? (2箇所計5万kW)	来年度からの生産井掘削について現在検討中
JX日鉱日石金属	北海道豊羽地域	B-II-1 (4万kW) or B-II-2 (2万kW)	調査井掘削を実施中
石油資源開発	北海道・道東地域(阿寒、武佐岳、その他)	A-I-1 (5万kW)	調査井掘削を検討中
東北電力グループ	秋田県木地山・下の岱地域	D-I-1 & D-I-2 (5万kW)	国の予算事業で地表調査を実施中

4. 地熱発電の導入見込量 (2/3)

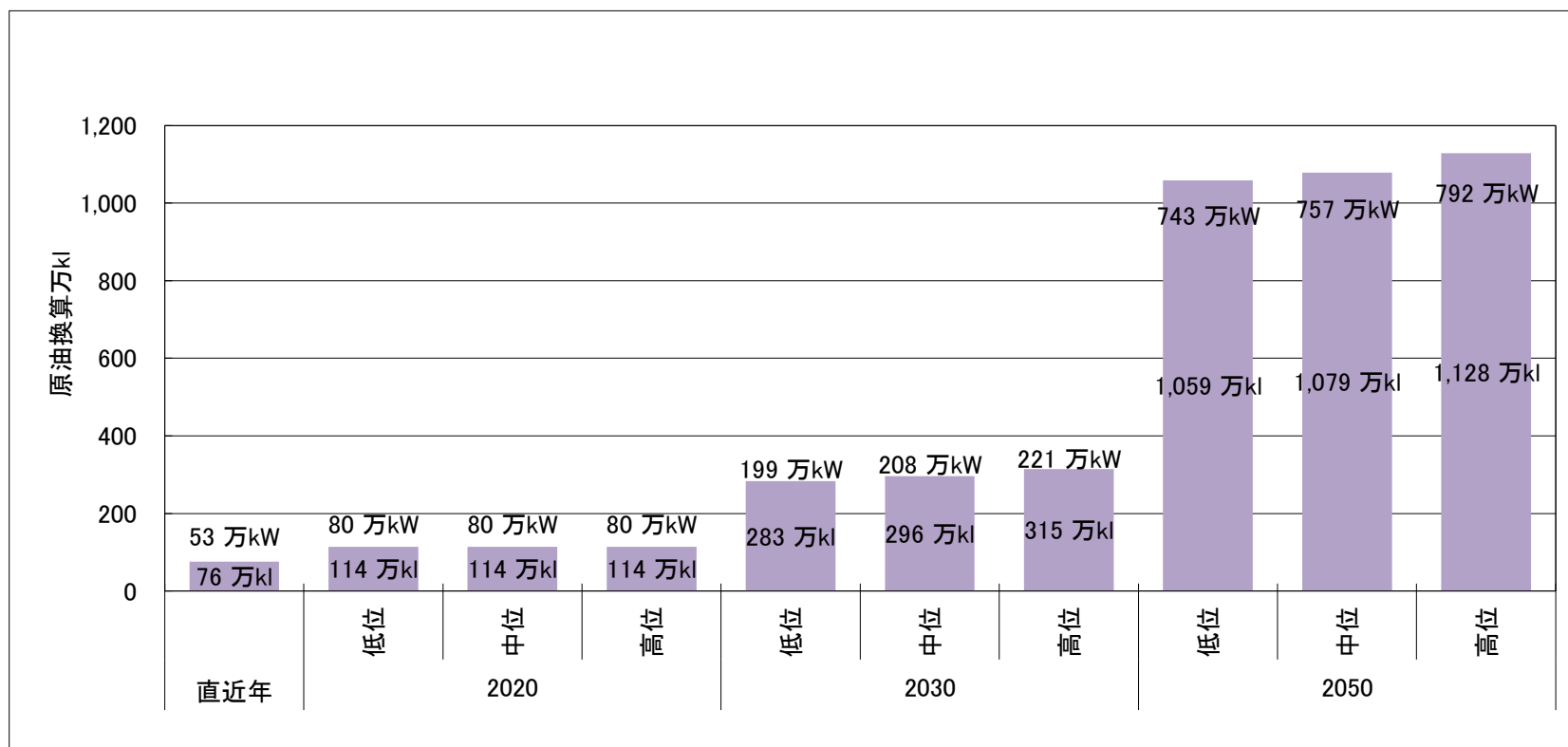
- 前ページの候補地点のうち、2020年までに運転開始が確実視されている地点は山葵沢・秋ノ宮地域のみ（2011年11月に環境影響評価手続き開始済）。
- よって、**2020年時点の導入見込量としては、この地点で見込まれている4.2万kWを見込む**こととした。
- 山葵沢・秋ノ宮地域における計画は以下のとおり。

名称	山葵沢地熱発電所（仮称）
事業主体	湯沢地熱株式会社（電源開発、三菱マテリアル、三菱ガス化学共同出資）
発電出力	42,000kW級
計画地点	秋田県湯沢市高松字高松沢及び 役内字役内山国有林内
工事開始	2015年予定
運転開始	2020年予定



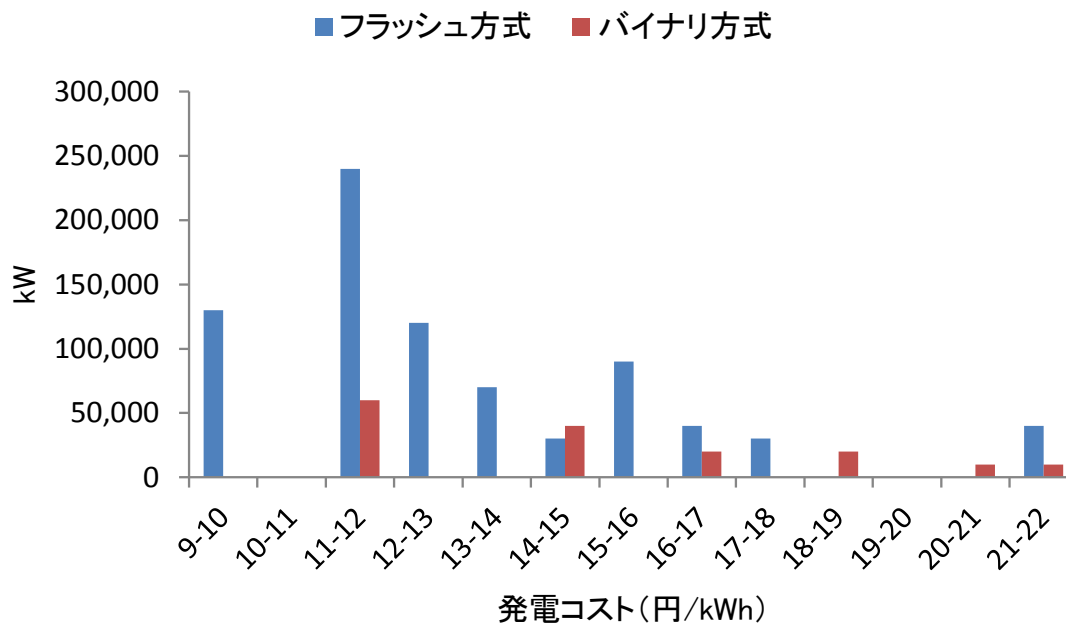
4. 地熱発電の導入見込量 (3/3)

- 2020年、2030年及び2050年それぞれ、先に示した前提に基づき地熱発電及び温泉発電の導入量を推計すると、以下のとおり。
- **2050年には、両者合わせて743～792万kWの導入が見込まれる。**



5. 地熱の買取価格 (1/2)

- 地熱開発促進調査の地点別発電コストと発電方式(フラッシュ方式、バイナリ方式)の関係をみると、フラッシュ方式の方が発電コストが安いゾーンに分布していると言える。
- 出力で加重平均した発電コストは、フラッシュ方式が12.9円/kWh、バイナリ方式が14.8円/kWhである。
- こうした発電コストの差を踏まえ、**買取価格をフラッシュ方式とバイナリ方式で分けることを検討**。
- さらに、温泉発電については、松之山温泉のコスト分析をベースに別途検討。



出典:地熱開発促進調査

5. 地熱の買取価格 (2/2)

- 2020年に運開が見込まれる山葵沢・秋ノ宮地域のコスト分析から、買取期間15年(16年目以降は回避可能原価による買取)、IRR評価期間20年としたときに、IRR8%が確保出来る買取価格を評価すると、20円/kWhとなった。
- バイナリ方式については、平均発電コストが14.8円/kWh程度であるため、これに近い発電コストの地点(大湯、14.57円/kWh)を対象として、IRR8%となる買取価格を設定した。
- 温泉発電については、松之山温泉の発電コストが22円/kWh程度であるため、規模は異なるがこれに近いバイナリ方式発電コストの地点(柳津西山、21.29円/kWh)を対象として、IRRが8%となる買取価格を設定した。

	下位	中位	上位
フラッシュ方式		20円/kWh	
バイナリ方式		23円/kWh	
温泉発電		33円/kWh	

(4) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量について

1. バイオマス導入見込量の考え方①【発電】

- 昨年度までのバイオマス発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

2020年	京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電586万kL＋黒液・廃材等274万kL＝860万kLに設定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	将来の廃棄物発生量の想定から728万kLとし、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kLと設定。

- 今年度は、低位の設定を見なおした。また、**バイオマス資源の調達費用を考慮して、買取価格を分析**した。その際、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

低位	2020年：直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分50万kW（＝82万kL）を加えて544万kLと設定。 2030～50年：2020年水準のままと設定。
中位	高位と低位の中間値と設定。
高位	2020年：京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電586万kL＋黒液・廃材等274万kL＝860万kLに到達するよう最大限の支援を行うことを想定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 2050年： 現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大（※）を想定 してバイオマス発電は728万kL、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kLとし想定し、合計で1,002万kLと想定。

（※現時点においても、「森林・林業計画」（閣議決定）に基づいて間伐等の森林整備が進んだ結果、未利用間伐材等が増加しつつある。）

1. バイオマス導入見込量の考え方②【熱利用及び燃料】

- 昨年度までのバイオマス熱利用の導入見込量の考え方は以下のとおり。

2020年	ア)バイオマス熱利用のうちI)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして70~200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）、II)その他バイオマス熱利用は、京都議定書目標達成計画の2010年値横ばいとして258万kLとし、イ)廃棄物熱利用は同じく201万kL、ウ)黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく228万kLとした。
2030年	バイオ燃料は、100~200万kLを想定し、その他の熱利用は2020年導入目標値を横ばいとした。
2050年	バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,000~1,900万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。

- 今年度は、低位の設定を見なおした。また、**バイオマス資源の調達費用を考慮**して分析した。その際、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

低位	2020年：バイオ燃料は、エネルギー供給構造高度化法の目標に沿って、50万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。 2030~50年：2020年水準のままと設定。
中位	2020年：バイオ燃料は70万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう支援を行うことを想定。 2050年：バイオ燃料は2050年の需要量から推計し、1,000万kLを想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。
高位	2020年：バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は昨年同様に設定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう支援を行うことを想定。 2050年：バイオ燃料は2050年の需要量から推計し、1,900万kLを想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。

注)なお、2020年高位の発電及び熱利用の量を合計すると、導入ポテンシャルのほぼ全てを有効利用している状況となる。

2. バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャル

- バイオマス資源は廃棄物である場合も多いため、基本的に物理的な環境条件のみにより賦存量が規定される太陽光、風力及び地熱等の他の再生可能エネルギーとは異なり、経済社会活動の変化に伴い賦存量が変化する。
- ここでは、農林水産省資料に基づく賦存量データを基本とし、必要に応じてNEDOデータを用いて補足及び按分推計を行ったところ以下のとおり。

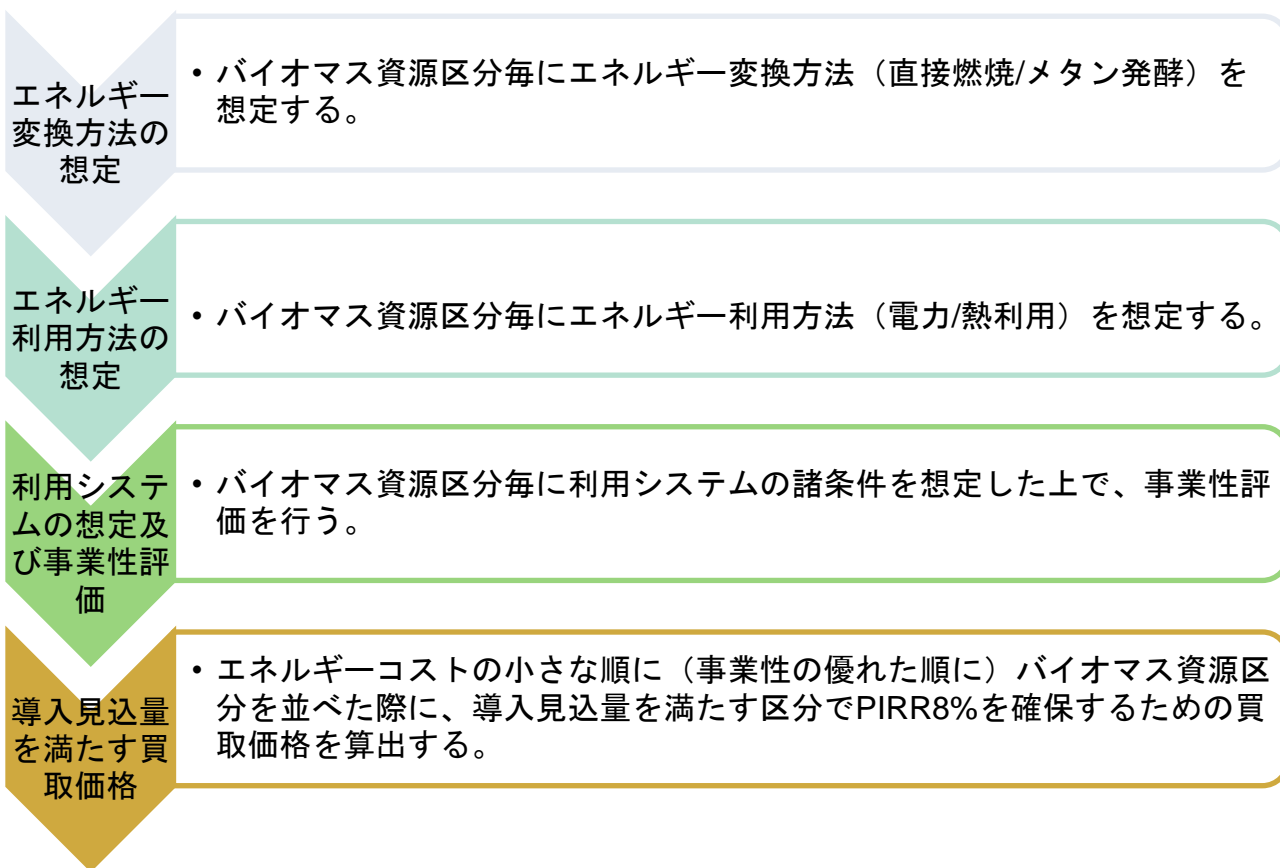
大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱 PJ/年	電気 億kWh/年		発電 kW	熱供給 GJ/h
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430	5%	22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100		5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15	30%	1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470		109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400	70%	799	69.2	45.2	燃焼	150	50
	籾殻			109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700	10%	247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚			265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900	75%	310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類			705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥		7,900	25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50
黒液		7,000	0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50
廃棄紙		3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50
合計					563	281		—	—

注：ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

出典：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」(平成22年3月、低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会)

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト①【考え方】

- バイオマス資源区分毎の特徴を踏まえて、エネルギー変換方法及びエネルギー利用方法を想定した上で、事業性評価を行う。
- 電力及び熱利用それぞれについて、エネルギーコストの小さな順に(事業性の優れた順に)バイオマス資源区分を利用すると想定した上で、導入見込量を満たす区分でPIRR8%を確保するための買取価格を算出する。



3. バイオマス発電及び熱利用のコスト②【変換方法】

- バイオマス資源区分毎の特徴を踏まえて、エネルギー変換方法及びエネルギー利用方法を想定した上で、事業性評価を行う。
- 簡略化のため、エネルギー変換方法を直接燃焼利用とメタン発酵利用の2つに分けて考えた。

大分類	小分類	変換方法 (直接燃焼/メタン発酵)
木質系	林地残材	直接燃焼
	製材所廃材	直接燃焼
	果樹剪定枝	直接燃焼
	公園剪定枝	直接燃焼
	建築解体廃材	直接燃焼
	新・増築廃材	直接燃焼
農業系	稲わら	直接燃焼
	籾殻	直接燃焼
	麦わら	直接燃焼
畜産系	乳用牛	メタン発酵
	肉用牛	メタン発酵
	養豚	メタン発酵
	採卵鳥	直接燃焼
	ブロイラー	直接燃焼
食品系	動植物性残渣	メタン発酵
	生活系厨芥類	メタン発酵
	事業系厨芥類	メタン発酵
下水汚泥	下水汚泥	メタン発酵
黒液	黒液	直接燃焼
廃棄紙	廃棄紙	直接燃焼

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト③【利用形態】

- **バイオマス資源区分ごとにその特性を踏まえ、エネルギー種(電力又は熱)の想定を行った。**「既存の需要」では当該バイオマス資源の発生地(発生事業者)における既存の需要の有無を、「可搬性」では当該バイオマス資源の運搬の容易性及び費用対効果について、そして**「出力規模」では既存の需要及び可搬性を踏まえたエネルギー利用設備の出力規模について整理**している。
- その上で、**電力又は熱利用として想定した。なお、「発電・熱利用」としたバイオマス資源区分については、発電・熱利用のシェアを1/2ずつと仮定した**(実際には、メタンガスを燃料とするコージェネレーションシステムとして導入される場合も多いため、熱利用が以降の試算結果よりも増加する可能性がある)。

大分類	小分類	特徴			本検討で想定する利用方法
		既存の需要	可搬性	出力規模	
木質系	林地残材	なし	有り	大規模	発電(5,000kW)
	製材所廃材	熱	有り	小~大規模	
	果樹剪定枝	なし	有り	大規模	
	公園剪定枝	なし	有り	大規模	
	建築解体廃材	なし	有り	大規模	
	新・増築廃材	なし	有り	大規模	
農業系	稲わら	なし	有り	小・中規模	発電(150kW)
	籾殻	なし	有り	小・中規模	
	麦わら	なし	有り	小・中規模	
畜産系	乳用牛	電力・熱	なし	小・中規模	発電(150kW)・熱利用(5GJ/h)
	肉用牛	電力・熱	なし	小・中規模	
	養豚	電力・熱	なし	小・中規模	
	採卵鳥	なし	有り	大規模	発電(2,000kW)
	ブロイラー	なし	有り	大規模	
食品系	動植物性残渣	電力・熱	有り	小~大規模	発電(150kW)・熱利用(50GJ/h)
	生活系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	発電(2,000kW)・熱利用(50GJ/h)
	事業系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
下水汚泥	下水汚泥	電力・熱	なし	中規模	発電(1,000kW)・熱利用(50GJ/h)
黒液	黒液	電力・熱	なし	大規模	—
廃棄紙	廃棄紙	なし	有り	中・大規模	発電(2,000kW)

注)農業系の「稲わら」、「籾殻」及び「麦わら」は、物理的な可搬性はあるものの、嵩張ることから運搬費が割高になるため、大規模収集は行われないと想定した。また、具体的な出力規模については、グリーン電力及びRPS制度認定設備の既存設備データを基に想定した。

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト④【利用システムの諸条件】

- エネルギー利用システムの諸条件、及び燃料調達費(次ページ)以外のその他の費用については、下表の通り想定した。

項目	内容
発電効率	直接燃焼発電: 10%、メタン燃焼発電: 25%(送電端ベース)
ボイラ効率	直接燃焼: 85%、メタン燃焼: 90%
稼働率	発電: 80%、熱供給: 41%(=12h/d × 300d/y)
建設費用	発電: 40万円/kW、 熱供給: 5万円/MJ@50GJ/h、36万円/MJ@5GJ/h

出典)NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GISデータベース～」(2009年)、NEDO「バイオマスエネルギー導入支援データベース」(2007年)、コスト等検証委員会報告書等を基に想定。

項目	内容
メンテナンス費用	建設費用の3%
人件費	人件費単価を500万円/(人・年)とした上で、設備規模に応じて計上
耐用年数	法定耐用年数: 15年、設備耐用年数(プロジェクト期間): 20年
支払金利	借入期間: 10年間、金利: 4%(元金均等返済)
租税公課	固定資産税(実質建設費-累積減価償却額) × 税率(固定資産税1.4%)
一般管理費	人件費の10%
法人税率	実効税率として40.87%

出典)NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)等を基に想定。

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト⑤【調達単価等】

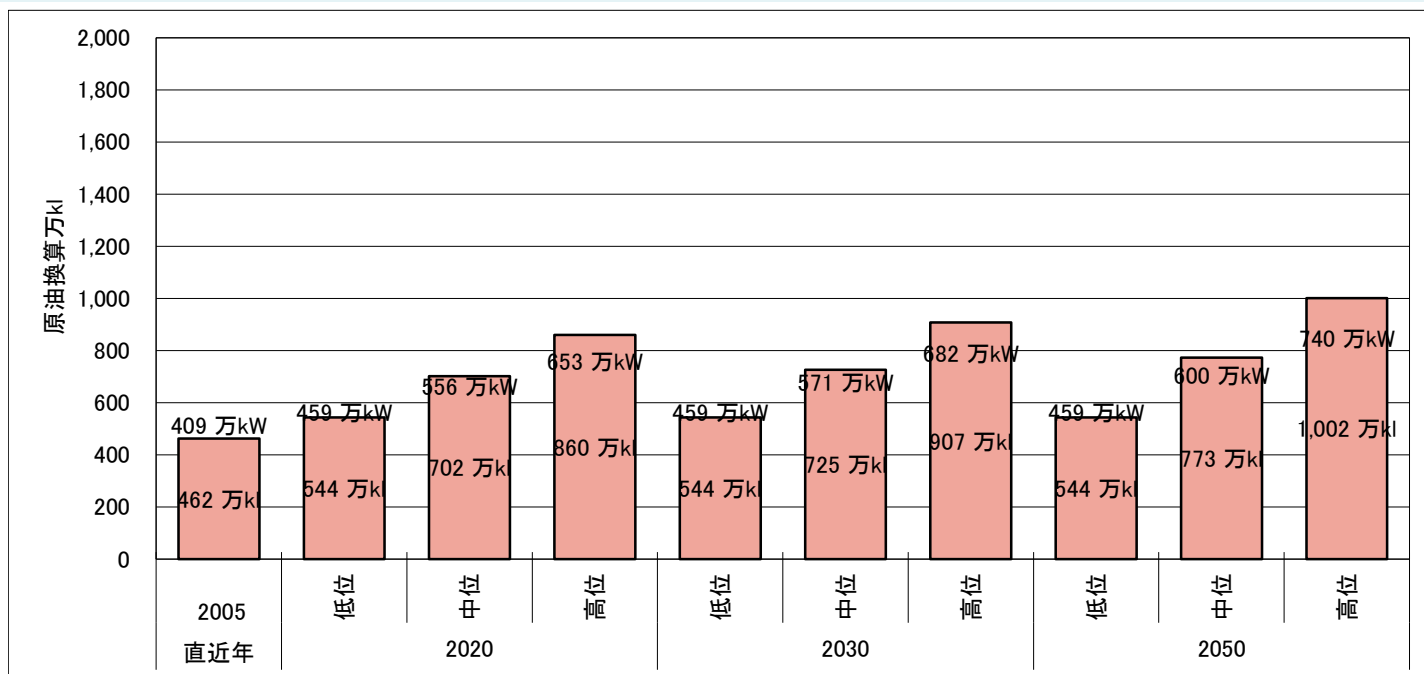
- 従来、バイオマス燃料の調達費用は、地域やバイオマス資源ごとに多種多様であり、且つ必ずしも事業バウンダリーがエネルギー転換に閉じるものではないとして想定していなかった。しかし、ここではエネルギー・環境会議(内閣官房/国家戦略室)の**コスト等検証委員会にて想定された木質バイオマスの燃料調達単価等**を参考に下表の通り想定して評価を行った。

大分類	小分類	燃料調達単価 [万円/t]	運搬単価 [万円/t]
木質系	林地残材	0.79	左に含まれるとした
	製材所廃材	0.79	左に含まれるとした
	果樹剪定枝	0.3	左に含まれるとした
	公園剪定枝	-1.0	左に含まれるとした
	建築解体廃材	-1.0	左に含まれるとした
	新・増築廃材	-1.0	左に含まれるとした
農業系	稲わら	0	0.3
	籾殻	0	0.3
	麦わら	0	0.3
畜産系	乳用牛	0	0
	肉用牛	0	0
	養豚	0	0
	採卵鳥	0	0.3
	ブロイラー	0	0.3
食品系	動植物性残渣	0	0
	生活系厨芥類	0	0.3
	事業系厨芥類	0	0.3
下水汚泥	下水汚泥	0	0
黒液	黒液	0	0
廃棄紙	廃棄紙	0.8	左に含まれるとした

出典)コスト等検証委員会報告書等より作成、オンサイトにて利用するバイオマス廃棄物の調達費用はゼロとした。

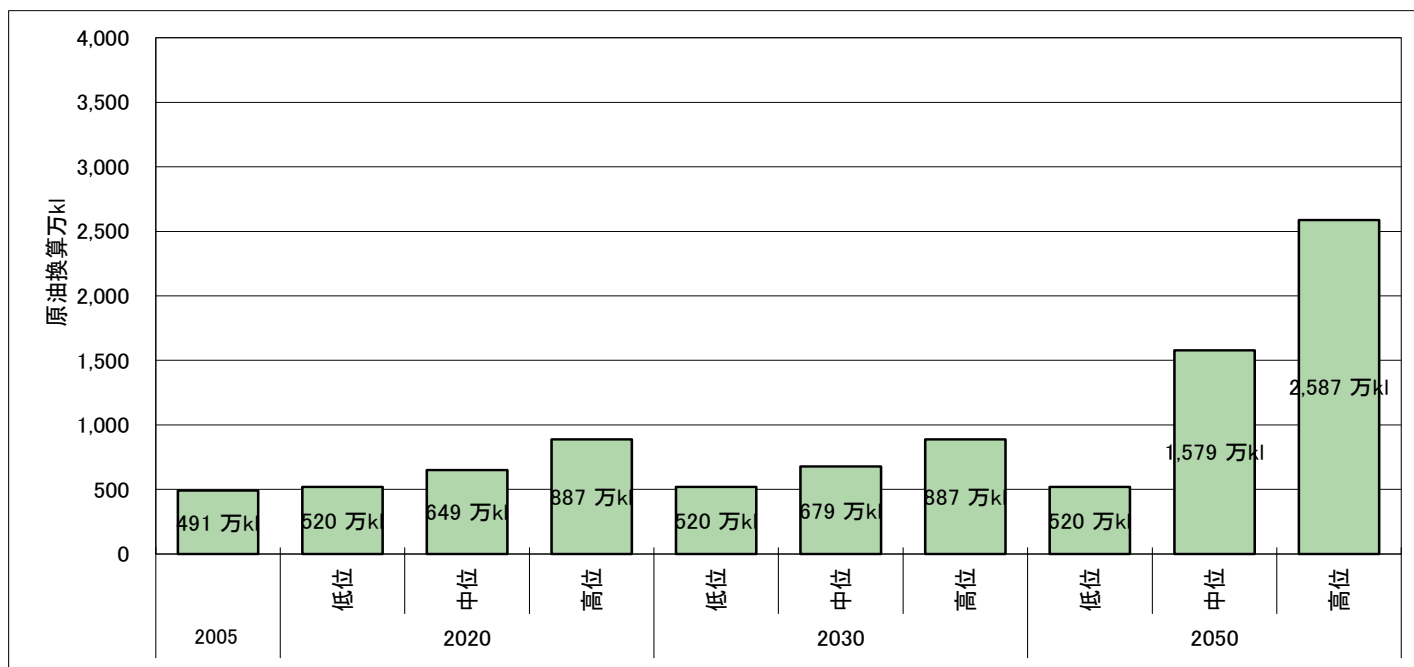
4. バイオマスの導入見込量①【発電】

- 2020年の導入見込量は、高位については、京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電586万kW＋黒液・廃材等274万kW＝860万kWに設定。低位は、直近の実績値に全量買取PT取りまとめの増加分50万kW(＝82万kW)を加えて544万kWと設定。中位は、高位と低位の中間値と設定した。
- 2030年は、2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、線形補間して設定した。
- 2050年は、**高位はバイオマスの現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定して**バイオマス発電は728万kW、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kWとし、合計1,002万kWと想定。低位は、2020年水準のままと設定。中位は、高位と低位の中間値と想定した。



4. バイオマスの導入見込量②【熱利用及び燃料】

- 2020年は、高位は 京都議定書目標達成計画の目標水準を維持するものとして、熱利用(バイオ燃料含む)887万kLに設定。内訳としては、ア)バイオマス熱利用のうちI)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL(内訳:国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL)を、II)その他バイオマス熱利用は、京都議定書目標達成計画の目標水準である258万kLとし、イ)廃棄物熱利用は同じく201万kL、ウ)黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく228万kLとした。中位・低位ケースでは、バイオ燃料の導入見込量はそれぞれ70万kl、エネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLと見込んだ。
- 2030年は、バイオ燃料は高位・中位ケースは自動車用燃料への混合率を向上させることなどにより、それぞれ200万kL、100万kLと想定。低位ケースは2020年から横ばいと想定。その他の熱利用は2020年導入目標値を横ばいとした。
- 2050年は、**バイオ燃料は高位・中位ケースはその時点の需要量から推計して、高位1,900万kL、中位1,000万kL**とし、低位ケースは2020年から横ばいと想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。
 なお、近年、微細藻類及び大型藻類を原料としたバイオ燃料製造に関する研究も進んでいる。バイオ燃料の長期的な調達ポートフォリオについては、今後も国内外の技術動向・生産動向を見極めて行く必要がある。



5. バイオマス発電及び熱利用の導入見込量を満たす買取価格

■ バイオマス発電

- ▶ **低位、中位、高位の各ケースの導入見込量においてIRR8%を確保**するため、全量買取制度上の買取価格は**低位：廃棄物系・木質系：13円/kWh、中位：廃棄物系・木質系：20円/kWh、高位：林地残材等の木質系：30円/kWh、廃棄物系：33円/kWh**となった。

■ バイオマス熱利用

- ▶ 低位、中位、高位の各ケースの導入見込量においてIRR8%を確保するための支援を検討したところ、熱利用(バイオ燃料以外)では熱証書価格は**中位：食品系2円/MJ、高位：食品系：2円/MJ、畜産系15円/MJ**となった。

- なお、**上記の発電及び熱利用の量を合計すると、2020年度導入量において、導入ポテンシャルの大部分を有効利用している状況である。よって、2020年以降は、国産材利用の促進と、これに伴う林地残材の利用を想定した。**

	低位	中位	高位
導入量	459万kW 544万kL	556万kW 702万kL	653万kW 860万kL
買取価格	廃棄物系・木質系： 13円/kWh	廃棄物系・木質系： 20円/kWh	林地残材等の木質系： 30円/kWh 廃棄物系：33円/kWh

	低位	中位	高位
導入量	520万kL	649万kL	887万kL
買取価格	—※1)	食品系：2円/MJ	食品系：2円/MJ 畜産系：15円/MJ※2)

- ※1) 現状+バイオ燃料であって、熱証書による導入促進を特段必要としない。
 ※2) 導入見込量を満たすために必要なバイオマス資源を事業性の良い順に並べた場合の買取価格である。

(5) 太陽光発電の導入見込量について

1. 太陽光発電の導入見込量の考え方(1/2)

- 前年(平成22年)度までの太陽光発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

2020年	低位：太陽光発電に対して投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となるような固定価格買取制度の導入や、公共における率先導入を前提に、太陽光発電の導入が進むと想定。 中位・高位：投資回収年数をそれぞれ9、8年と短縮する経済支援の上乗せを前提に、新築建物等への導入義務付けを想定。
2030年	2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ推計。
2050年	新エネルギー部会（2000年）の物理限界量や、NEDOのPV2030における導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を採用。

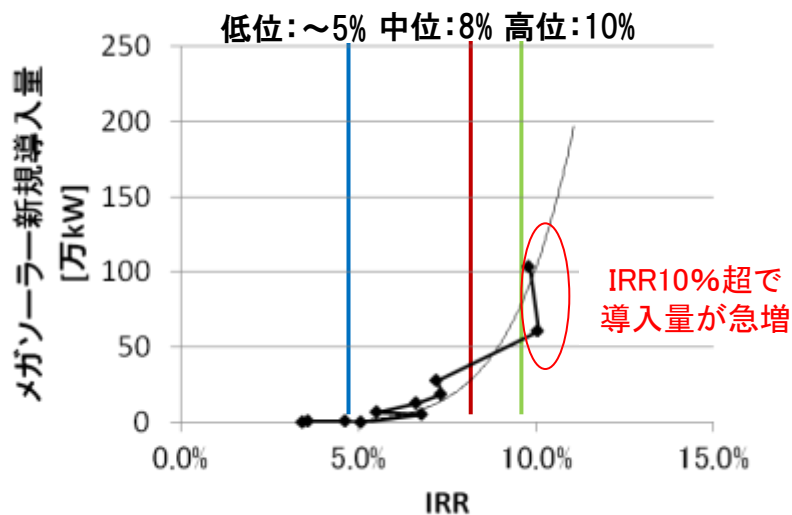
- 太陽光発電のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、**2030年までの導入量は、昨年と同様、固定買取価格などの経済支援策を定め、導入量を推計。2050年の導入量は、導入ポテンシャルを踏まえて想定。**

低位	2020年：住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取。非住宅・メガソーラーはIRR6%を維持する価格での全量買取。公共は年間30万kW程度の率先導入を想定。 2030年：2020年までと同じ考え方。 2050年：NEDO PV2030の導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を全量顕在化させることを想定。
中位	2020年： 住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取 （ただし 当初3年間は初年度の買取価格を維持 ）。非住宅・メガソーラーはIRR8%を維持する価格での全量買取。公共は低位に同じ。 2030年：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から価格が低減して自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。 2050年：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率を5%向上させることにより、設置容量の増加を見込んだ上でポテンシャル全量を顕在化させることを想定。
高位	2020年： 住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取 （ただし 当初3年間は初年度の買取価格を維持 ）。非住宅・メガソーラーは最大限の支援方策としてIRR10%を維持する価格での全量買取。公共は低位に同じ。 2030年：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から価格が低減して自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。 2050年：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が10%向上させることにより、設置容量の増加を見込んだ上でポテンシャル全量を顕在化させることを想定。

1. 太陽光発電の導入見込量の考え方(2/2)

- IRRが10%を超える場合、ドイツの例からも、太陽光発電の市場の継続的な拡大を阻害する可能性があるため、望ましくない。このため、非住宅・メガソーラーへのIRRを10%とした高位シナリオが、現時点では導入スピードの上限と考えられる。

ドイツにおける太陽光発電導入の過熱



ドイツの経験が示すところは、年間売電収入が太陽光システム価格(設備価格+設置コスト+メンテナンス)の10%程度、回収年数が10年以下になれば、飛躍的に普及が進む。この比率が6%以下では、住宅用太陽光発電の普及は進むが、中規模、大規模の発電事業は遅れる。逆に、12%になると、市場は過熱状態になり、太陽光発電機器の供給がひっ迫する。

竹濱朝美「再生可能エネルギー買い取り制度(FIT)の費用と効果」『国民のためのエネルギー原論』第7章、植田和弘・梶山恵司編著、日本経済新聞出版社、2011年

投資回収年数	年間売電収入比率	IRR*
17年	6%	3%
10年	10%	8%
8年	12%	10%

*初期費用を廃棄費用込42万円/kWとし、15年間は投資回収年数・年間売電収入比率に対応する固定価格で買取、その後10年間で回避可能原価で買取が行われる場合の25年IRR。

2. 太陽光発電の発電コスト(1/2)

- 太陽光発電システムの**モジュール価格は、将来的には国際価格に収斂**するものと考えられる。モジュールの国際価格を、累積生産量の増加(EPIA2011, 加速シナリオ)に伴い、進歩率78%で低下すると想定し、国内価格との差は2020年までになくなると想定した。
- その他の部品部分は、将来の世界の累積生産量の増加(EPIA2011, 加速シナリオ)に伴い、進歩率80%でコスト低下が続くと想定した。設置工事費については、国内の累積導入量に伴うコスト低下を想定した。

太陽光発電システムのコスト低減の想定

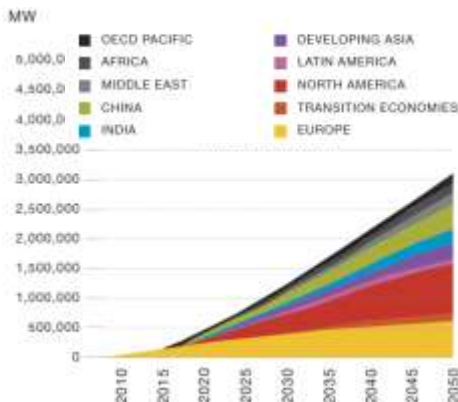
	コスト低下の主な要因	試算における想定
発電モジュール	技術改善、生産の最適化、規模の経済、効率向上、規格や仕様の開発	2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%※1でコスト低下
インバータ	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下
それ以外の付属機器 (ケーブル、架台等)	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	
設置工事費	規格や仕様の開発	累積導入増加に伴い、進歩率96%※2で低下

※1: Solar Generation 6 (EPIA, 2011) ※2: 系統安定化対策コストを考慮した日本における太陽光発電コスト見通し(野中, 2011)

EPIA2011 加速シナリオ

標準的な政策のもと、近年の導入量拡大傾向が継続された場合のシナリオ。

2020年 3億4500万kW
2030年 10億8100万kW

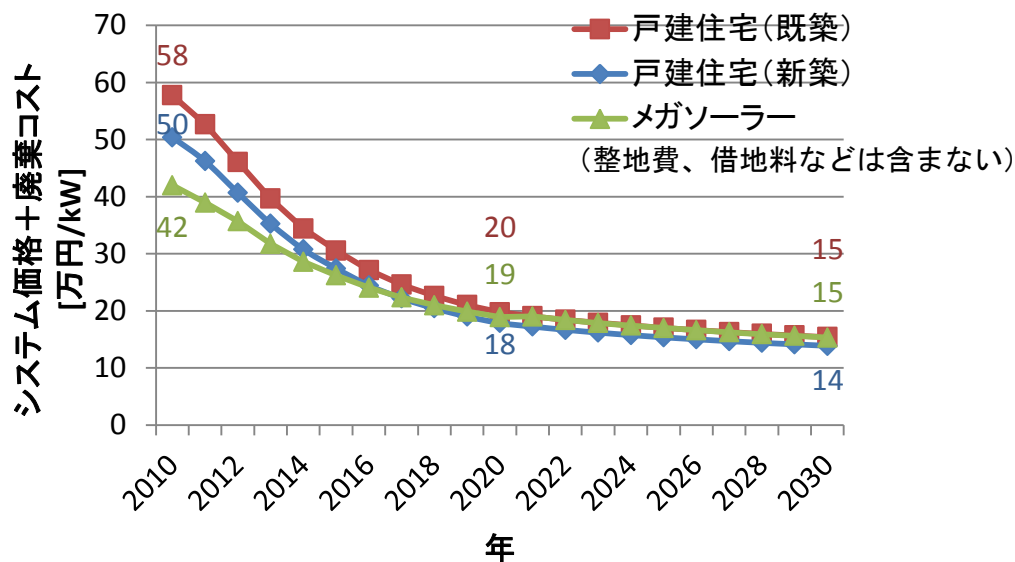


出典：Solar Generation 6 (EPIA, 2011)

2. 太陽光発電の発電コスト (2/2)

- 前頁の前提に基づくと、太陽光発電のシステム価格+廃棄コストは2020年までに、戸建住宅(既築)向けで58万円/kW→20万円/kW、戸建住宅(新築)向けで50万円/kW→18万円/kW、メガソーラーで42万円/kW→19万円/kWに低下する。

システム価格低減の推計結果



発電単価[円/kWh]

	戸建住宅(新築)	メガソーラー
2010	33	34
2020	12	17
2030	9	14

発電単価への換算は、コスト等検証委員会の想定に基づき試算。

- ・割引率3%
- ・稼働年数20年
- ・稼働率12%
- ・廃棄コスト5%
- ・戸建住宅：修繕費率1.5%
- ・メガソーラー：修繕費率1%、諸費率0.6%、業務分担費14%、固定資産税率1.4%、給料手当300万円/年

※システム価格に含まれるのは、発電モジュール価格、インバータ価格、それ以外の付属機器(ケーブル、架台等)、設置工事費。

※廃棄コストを、システム価格の5%とした。

※設置工事費部分は導入シナリオによって価格が変わる。

※メガソーラー設置における整地費、借地料などは含まない。

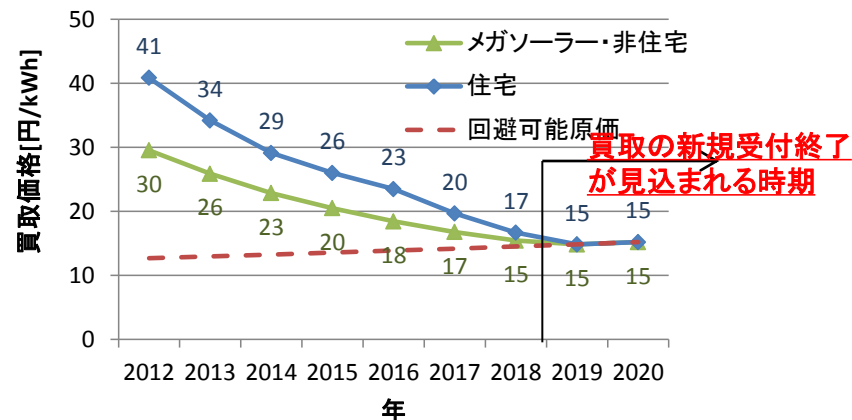
3. 太陽光発電の導入見込量 ①～2030年 低位(1/2)

■ **低位シナリオでは、現状と同程度の支援を継続**することを想定。

部門	補助金	買取
住宅	<ul style="list-style-type: none"> 国：2012年2万円/kW→2016年0まで段階的に縮減 自治体：2012年4万円/kW→2016年支援なしまで段階的に縮減 	新築に対する 補助金込投資回収年数10年 を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定
非住宅	補助金なし	IRR6% を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物	年間30万kW程度の率先導入を行ことを想定	
メガソーラー	補助金なし	IRR6% を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると5.4%となる）

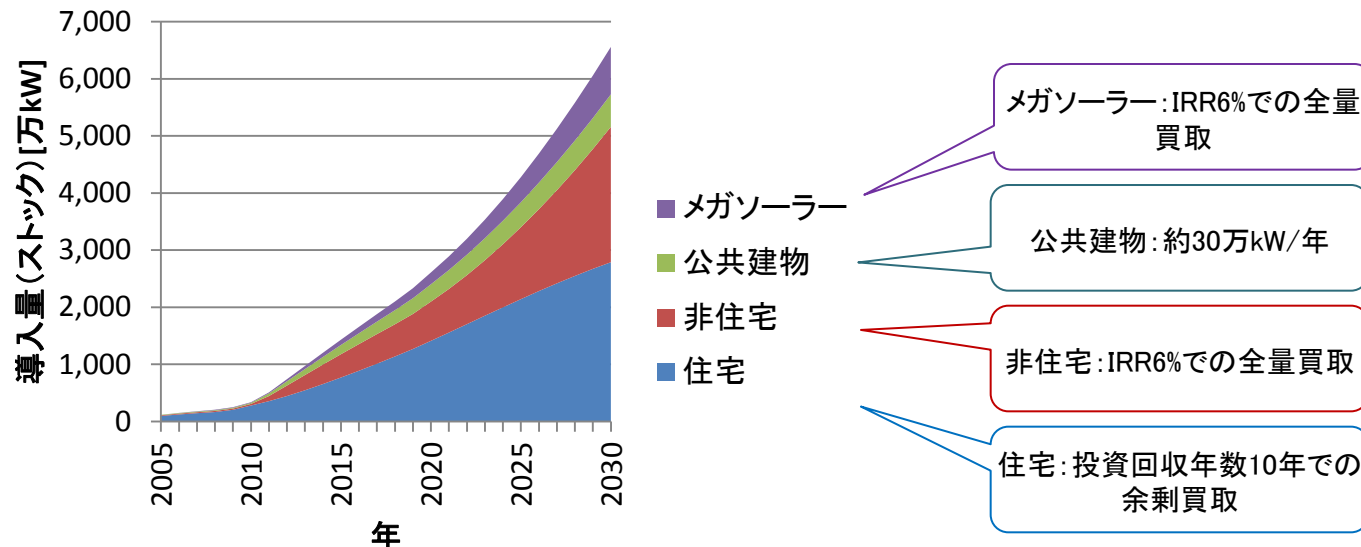
買取価格

- 買取期間は15年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーのIRRは25年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。
- 住宅用は、2019年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数10年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了することが見込まれる。
- メガソーラー・非住宅は、2019年に、回避可能原価での全量買取でIRR6%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了することが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



3. 太陽光発電の導入見込量 ①～2030年 低位(2/2)

- **IRR6%での支援では、2020年の導入量は約2,600万kW、2030年の導入量は約6,600万kW**となることが見込まれる。



万kW	2010	2020	2030
住宅	280	1,412	2,788
非住宅	28	687	2,370
公共	19	320	602
メガソーラー	11	207	830
合計	337	2,625	6,591

設置イメージ (2020年)

戸建住宅400/2500万戸
 集合住宅6/60万棟、工場・倉庫9/30万棟、建物9/60万棟
 建物15万棟
 10MW規模 1県4か所強

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。
 大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

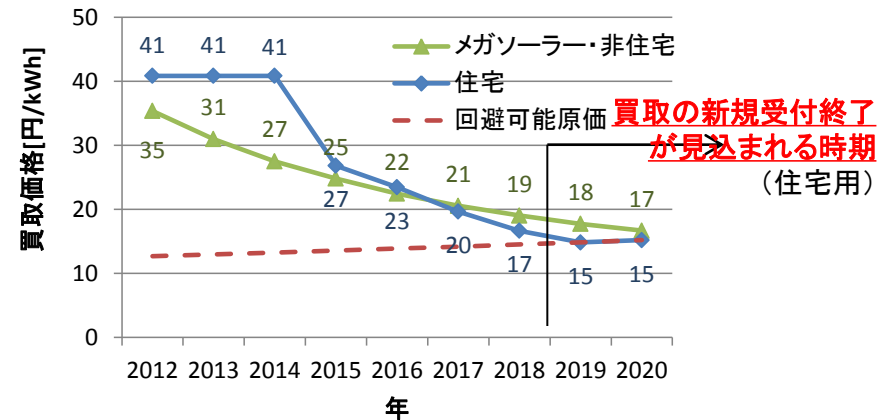
3. 太陽光発電の導入見込量 ②～2030年 中位(1/2)

■ **中位シナリオでは、投資回収年数10年もしくはIRR8%**を目安とした支援を行うことを想定。

部門	補助金	買取
住宅	<ul style="list-style-type: none"> 国：2012年2万円/kW、2013年以降0を想定 自治体：2012年4万円/kW→2016年0まで段階的に縮減 	新築に対する 補助金込投資回収年数10年 を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定 ただし、 当初3年間は初年度の買取価格を維持 する
非住宅	補助金なし	IRR8% を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物	2020年までは年間30万kW程度の率先導入を行うことを想定 2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進むことが見込まれることから、年間200万kW程度の普及を想定	
メガソーラー	補助金なし	IRR8% を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると約7.4%となる）

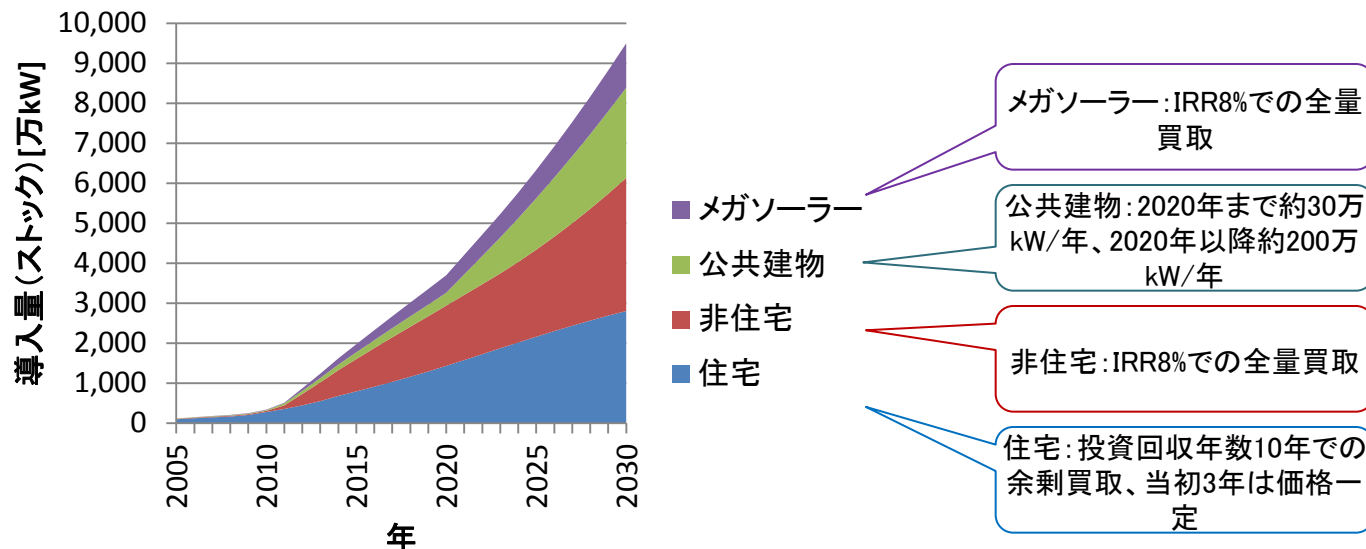
買取価格

- 買取期間は15年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーのIRRは25年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。
- 住宅用は、2019年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数10年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了することが見込まれる。
- メガソーラー・非住宅は、2024年に、回避可能原価での全量買取でIRR8%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了することが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



3. 太陽光発電の導入見込量 ②～2030年 中位(2/2)

- **IRR8%での支援では、2020年の導入量は約3,700万kW、2030年の導入量は約9,500万kW**となることが見込まれる。



万kW	2010	2020	2030
住宅	280	1,434	2,805
非住宅	28	1,506	3,328
公共	19	320	2,254
メガソーラー	11	440	1,112
合計	337	3,700	9,500

設置イメージ (2020年)

戸建住宅410／2500万户
 集合住宅13／60万棟、工場・倉庫19／30万棟、建物20／60万棟
 建物15万棟
 10MW規模 1県10か所弱

※変換効率が12%のままであれば公共のポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善することを見込むと、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

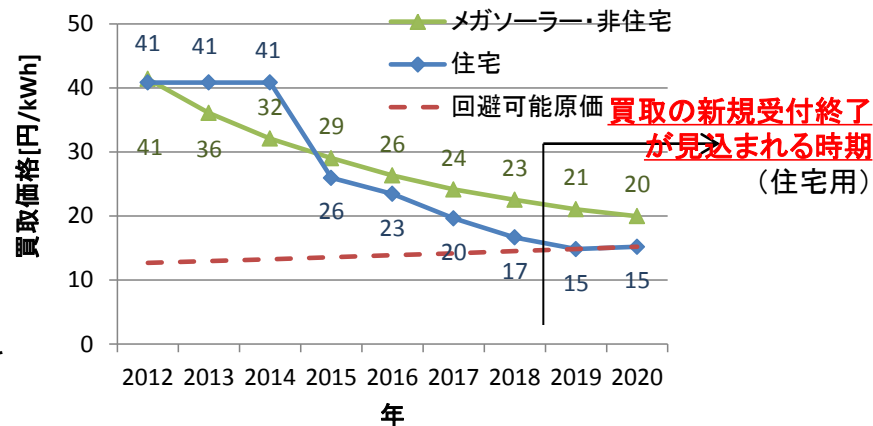
3. 太陽光発電の導入見込量 ③～2030年 高位(1/2)

■ **高位シナリオでは、投資回収年数10年もしくはIRR10%を目安とした支援を行うことを想定。**

部門	補助金	買取
住宅 中位と同じ	<ul style="list-style-type: none"> 国：2012年2万円/kW、2013年以降0 自治体：2012年4万円/kW→2016年0まで段階的に縮減 	新築に対する 補助金込投資回収年数10年 を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定 ただし、 当初3年間は初年度の買取価格を維持 する
非住宅	補助金なし	IRR10% を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物 中位と同じ	2020年までは年間30万kW程度の率先導入を行うことを想定 2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進むことが見込まれることから、年間200万kW程度の普及を想定	
メガソーラー	補助金なし	IRR10% を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると約9.4%となる）

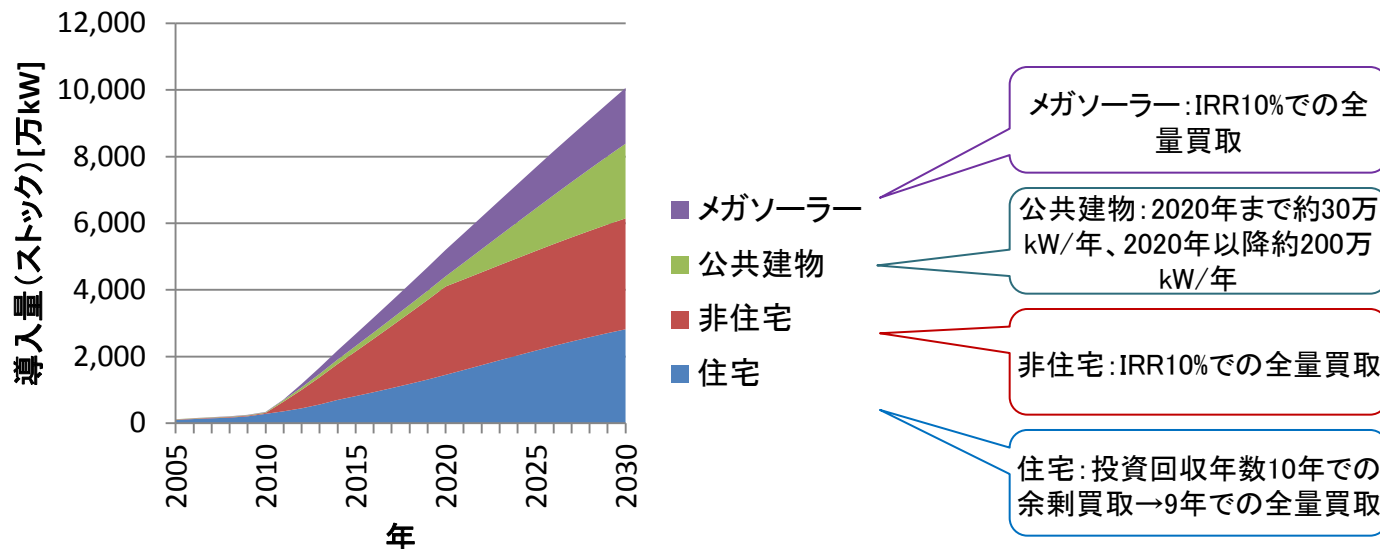
買取価格

- 買取期間は15年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーのIRRは25年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。
- 住宅用は、2019年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数10年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了することが見込まれる。
- メガソーラー・非住宅は、2028年に、回避可能原価での全量買取でIRR10%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了することが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



3. 太陽光発電の導入見込量 ③～2030年 高位(2/2)

- **IRR8%での支援では、2020年の導入量は約5,200万kW、2030年の導入量は約10,060万kW**となることが見込まれる。



万kW	2010	2020	2030
住宅	280	1,434	2,805
非住宅	28	2,651	3,328
公共	19	320	2,254
メガソーラー	11	795	1,672
合計	337	5,200	10,060

設置イメージ (2020年)

戸建住宅410/2500万戸
 集合住宅23/60万棟、工場・倉庫30/30万棟、建物36/60万棟
 建物15万棟
 10MW規模 1県20か所弱

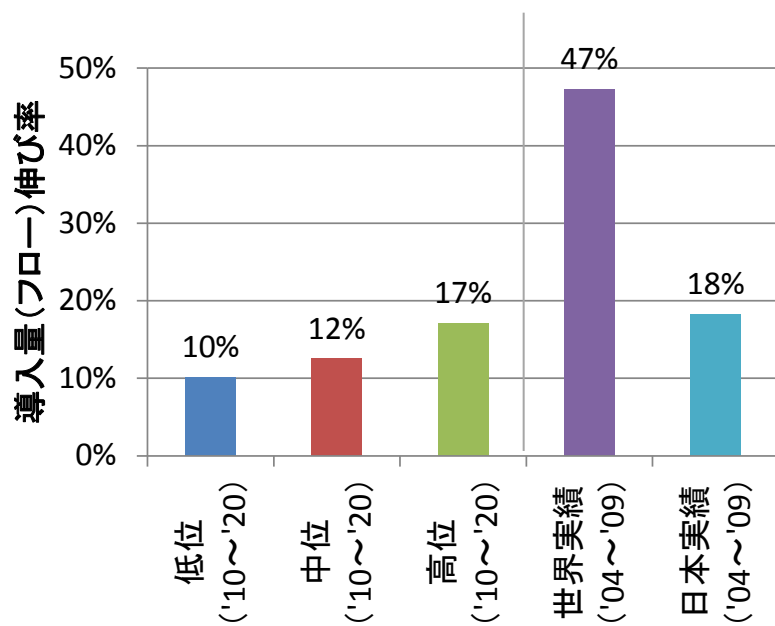
※変換効率が12%のままであれば公共のポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善することを見込むと、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

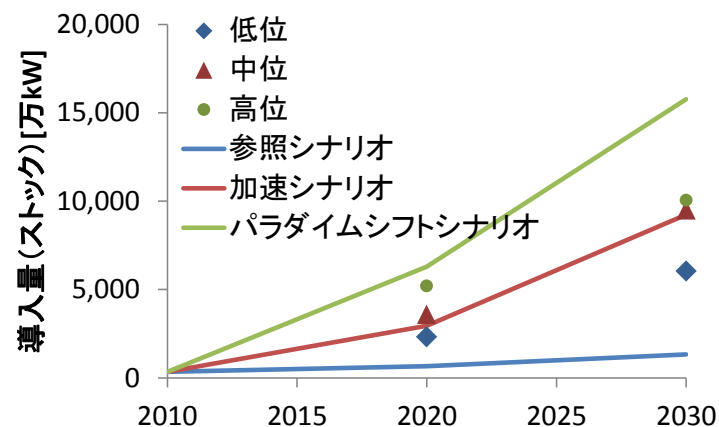
3. 太陽光発電の導入見込量 ④～2030年 比較

- 2004～2009年の世界市場は年率47%で増加していた。同期間の日本の導入量は年率18%で増加。
- 国内の太陽光発電設備産業の技術革新誘発・競争力維持のためには、**一定規模の国内市場の拡大が必要**と考えられる。中位シナリオ・高位シナリオでは、世界市場(導入量フロー)に占める日本市場の割合を2020年頃まで高めていくことにより、国内企業の産業競争力を養成するという戦略が考えられる。
- EPIAの3シナリオでの世界導入量伸び率と比較すると、**低位シナリオでは世界の導入スピードとの差が拡大**していく可能性が見込まれることから、早期に海外市場の開拓が必要と考えられる。

各シナリオにおける市場伸び率



世界導入量伸び率との比較

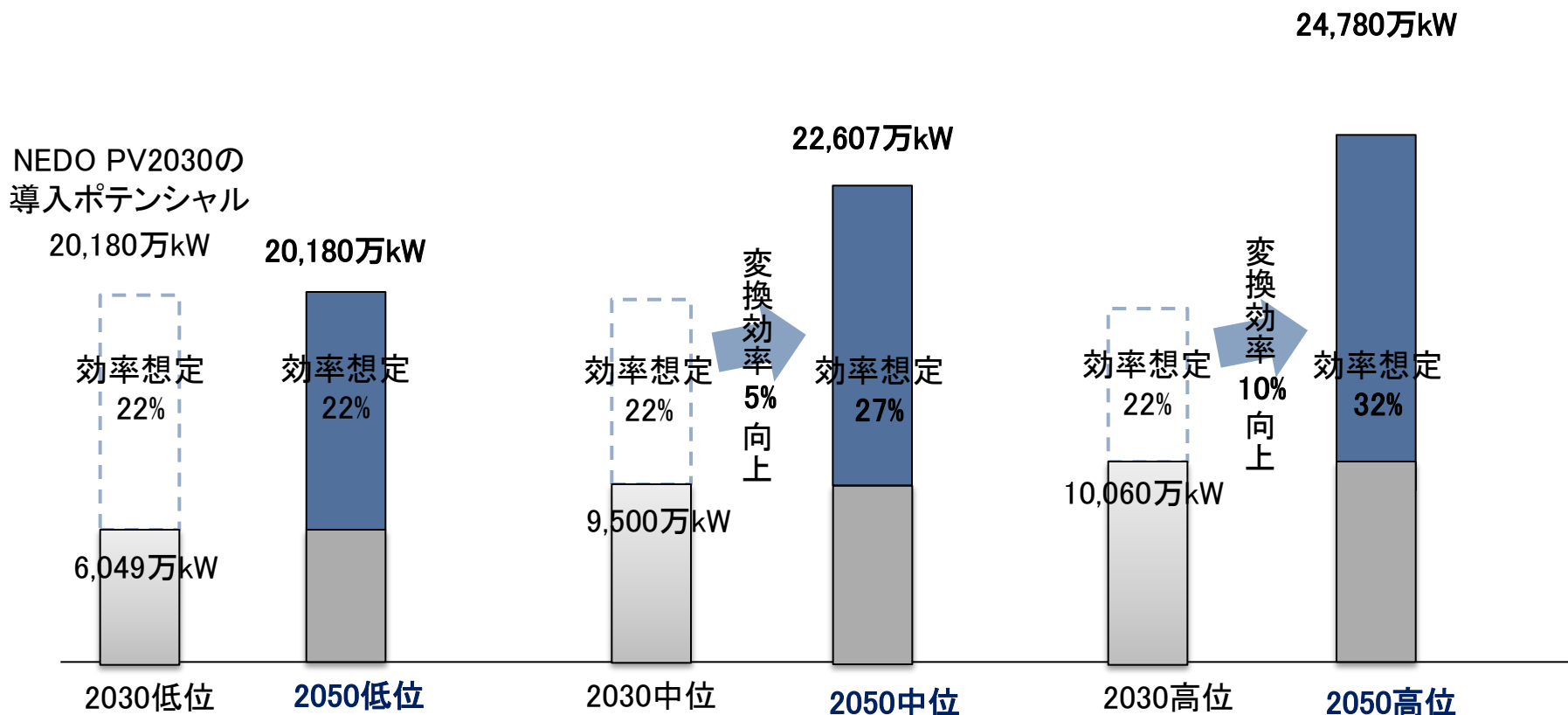


世界導入量の伸び率

EPIA	参照シナリオ	加速シナリオ	パラダイムシフトシナリオ
2010-2020	6.9%	24.2%	34.0%
2020-2030	7.3%	12.1%	9.6%

3. 太陽光発電の導入見込量 ⑤2050年

- 低位では、NEDOのPV2030における2030年の導入量(ケース3) 20,180万kWを目指す。
- 中位・高位では、**技術進歩による変換効率向上により、低位ケースと同じ設置面積でも導入量が増加**することを見込む。低位での2030年～50年の平均変換効率を22%として、
 - 中位：2030年～50年の平均変換効率が、5%向上すると見込んだ。
 - 高位：2030年～50年の平均変換効率が、10%向上すると見込んだ。

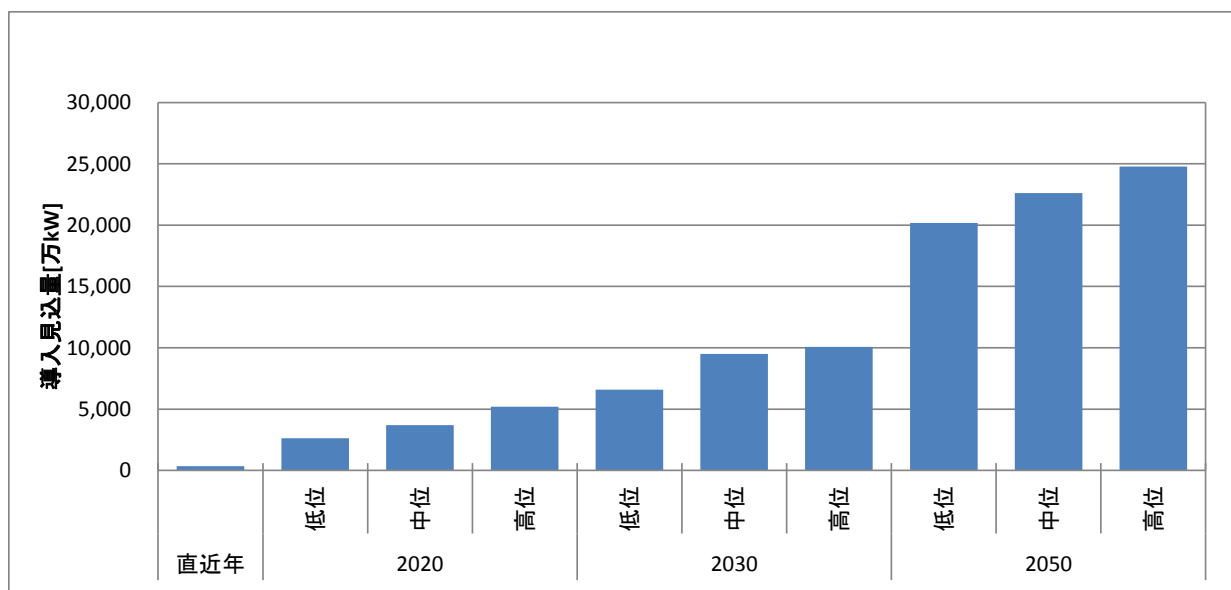


3. 太陽光発電の導入見込量 ⑥まとめ

■ 高位、中位、低位で示した太陽光発電の導入量をまとめると以下のとおり。

万kW

	直近年(2010)	2020	2030	2050
高位	337	5,200	10,060	24,780
住宅	280	1,434	2,805	9,673
非住宅・メガソーラー	57	3,766	7,255	15,017
中位	337	3,700	9,500	22,607
住宅	280	1,434	2,805	8,600
非住宅・メガソーラー	57	2,266	6,695	14,007
低位	337	2,625	6,591	20,180
住宅	280	1,412	2,788	7,527
非住宅・メガソーラー	57	1,213	3,803	12,653



参考(1)太陽光発電導入のポテンシャル(1/2)

- NEDO PV2030においては、技術開発が前倒しで完成して2030年頃には大規模発電の実用化も大規模に実現した場合には、2030年段階における導入量が20,180万kWとなると推定している。

太陽光発電の賦存量および導入ポテンシャル

(単位：MW)

設置場所	ケース1： 技術開発が産業界に任 された場合	ケース2： 技術開発とその実用化 が2030年頃まで本ロード マップにより実施さ れる場合（標準ケー ス）	ケース3： 技術開発が前倒しで完 成して、2030年頃には 大規模発電の実用化も 大規模に実現している 場合	潜在量
戸建住宅	37,100	45,400	53,100	101,000
集合住宅	8,200	16,500	22,100	106,000
公共施設	3,800	10,400	13,500	14,000
大型産業施設	5,100	10,200	53,100	291,000
道路・鉄道	0	14,800	16,400	55,000
民生業務	0	4,600	8,600	32,000
未利用地（水素製造等）	0	0	35,000	7,386,000
合計	54,200	101,900	201,800	7,984,000

潜在量：戸建住宅や集合住宅、公共施設、未利用地等々の設置場所で、物理的に設置可能な導入量

出典：2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書（2004年6月），独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会

著作権者：新エネルギー・産業技術総合開発機構

出典：NEDO「2030年頃までの技術発展を想定したときの国内導入可能量」H17

<http://www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/b/0001b008.html>

出典：平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書（環境省，平成22年3月）

参考(2) 太陽光発電導入のポテンシャル (2/2)

- 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」では、非住宅・メガソーラー用の導入ポテンシャルを精査し、14,900万kW程度が見込めるとした。
 - 導入ポテンシャル: エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量。賦存量の内数。

		導入ポテンシャル[万kW]	2010年度実績[万kW]
非住宅・メガソーラー※1	公共用建築物（学校、市役所等）	2,300	28
	発電所、工場、倉庫等	2,900	19
	低・未利用地	2,700	11
	うち平坦な公共用地※2	(1,300)	
	耕作放棄地（森林化・原野化している等）	7,000	
合計		14,900	58

※1 平坦な公共用地:最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園・海岸のレベル2(屋根20m²以上・南壁面・窓20m²以上に設置・多少の架台設置)での設置可能量。

※2 ここでは、「メガソーラー」は1MW以上、「非住宅」は30~1000kW規模の太陽光発電を想定。

出典:

- 非住宅・メガソーラーのポテンシャルは「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省, 2011)におけるレベル3のポテンシャル。面積あたり設置量は0.0667kW/m²と想定されている(変換効率改善は見込まれていない)。
- 導入実績は、各年の新規導入量(NEF資料、JPEA資料)から寿命20年として推計した値。非住宅の内訳は推計。

参考(3)太陽光発電導入のポテンシャル

■ 低・未利用地の設置ポテンシャル2700万kWのうち、最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園といった公共性の高い用地でのポテンシャルが1300万kW存在する。



廃棄物埋立処分地におけるメガソーラー

出典:東京電力ウェブサイト(浮島太陽光発電所)

<http://www.tepco.co.jp/csr/megasolar/index-j.html>

カテゴリー		設備容量(万kW)		
		レベル1	レベル2	レベル3
低・未 利用 地	最終処分場	3.05	1,086.08	1,098.37
	河川	6.42	33.19	145.63
	港湾施設	70.43	116.14	120.22
	空港	11.75	20.02	37.45
	鉄道	0.00	9.89	332.62
	道路	13.86	239.02	680.40
	都市公園	1.25	9.73	10.98
	自然公園	7.52	40.78	42.22
	ダム	5.40	15.80	19.44
	海岸	12.18	41.41	158.35
	観光施設 (77場)	32.20	48.03	89.32
小計	164.06	1,660.09	2,735.00	

レベル2の設置容量には、レベル1の設置容量が含まれる。

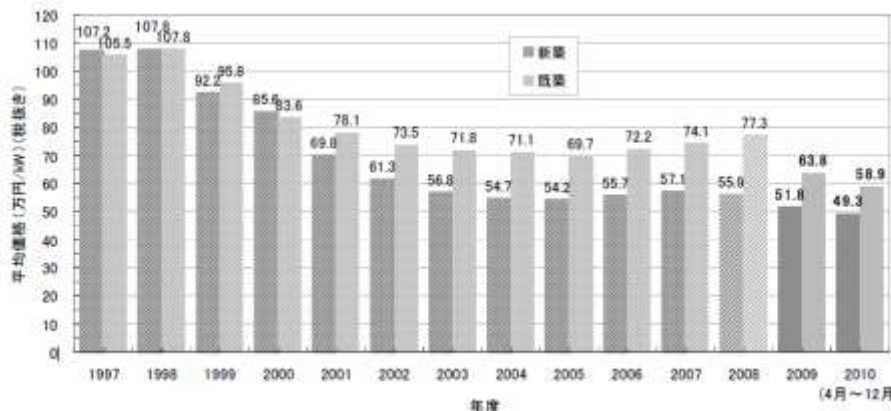
カテゴリー	レベル1	レベル2	レベル3
最終処分場	・管理施設屋根に設置	・管理施設南壁面、駐車場、埋立終了地に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・管理施設東西壁面、浸出水処理設備の50%に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
河川	・堤防の外側南面かつ植栽、人家から離れている場所に設置	・堤北面を除く堤防外側の25%に設置 ・河川敷の遊歩道に設置	・堤防内の通路脇を含む6m幅の50%に設置 ・河川敷の未利用地に設置
港湾施設	・倉庫は除外 ・荷捌き場、事務所、臨海公園管理施設、駐車場施設等の既存屋根150㎡以上に設置	・南壁面・窓に設置 ・駐車場施設の車路以外に設置 ・遊歩道に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・東西壁面・窓に設置 ・未利用地に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
空港	・ターミナルビル屋上に設置	・南壁面面積の50%に設置	・東西壁面面積の50%に設置
鉄道	・駅ビル部分は除外	・駅舎屋根・壁面のうち運行に支障のないと思われる部分に設置	・建替時を想定 ・ホーム屋根を含む駅施設、防音壁・橋梁の一部に設置
道路 (高速・高規格道路)	・SA/PA 施設屋根に設置	・SA/PA 駐車場に設置 ・法面25%(南壁扱い)の50%に設置	・法面50%(東西壁扱い)の50%に設置 ・植栽部25%(南壁扱い)の50%に設置
都市公園	・管理施設屋根に設置	・管理施設壁・窓に設置 ・駐車場に設置	・未利用地に設置
自然公園 (国立・国定公園)	・自然公園内付帯設備屋上に設置	・自然公園内付帯設備南壁面面積の50%に設置	・自然公園内付帯設備東西壁面面積の50%に設置
ダム(堤上)	・管理施設屋根に設置 ・レストハウスに設置	・ダム堤上の歩道部分に設置	・管理施設壁・窓に設置 ・未利用地に設置
海岸(砂浜)	・砂浜に存在する施設屋根に設置	・幅6mの架台の10%に設置	・幅6mの架台の50%に設置
観光施設(77場)	・建物屋根150㎡以上に設置	・建物南壁面の50%に設置 ・駐車場に設置	・建物東西壁面の50%に設置 ・未利用地に設置

出典:「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省, 2011)

参考(4)太陽光発電の発電コスト ①住宅用

- 既築住宅への太陽光発電システム導入価格は、新築住宅への価格に比較し、付属機器コスト・設置工事費などが割高である。
- なお、新築住宅では、「建材一体化型モジュール」を採用することにより、追加的な設置工事費などが不要になる場合がある。国内の太陽光発電パネルメーカーにとっても、建材一体型PVでは海外メーカーよりも有利になる可能性がある。

太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW]



出典：「平成22年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)

2010年	新築	既築	参考 : ドイツ
合計	50	58	28
発電モジュール	32	36	18
インバータ	5	6	3
それ以外の付属機器	4	5	7
設置工事費	7	8	
廃棄コスト	2	3	-

廃棄コストは、他の費用合計の5%とする

出典：

- ・国内 コスト等検証委員会
 - ・ドイツ EEG進捗報告書2011年 (Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG)
- 1€=109.40円で換算

建材一体化型

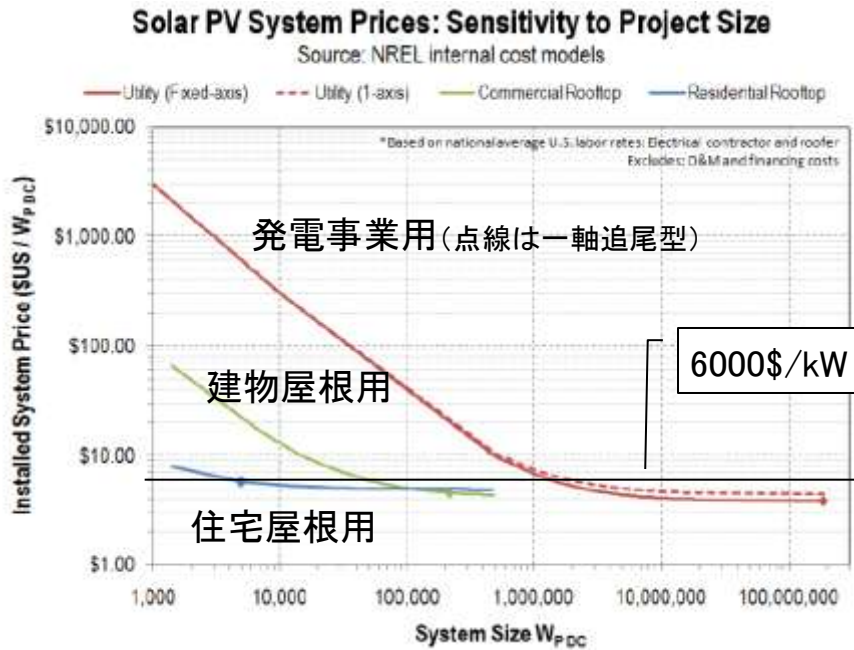


出典：産業技術総合研究所ウェブサイト
http://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2008/pr20080617/pr20080617.html

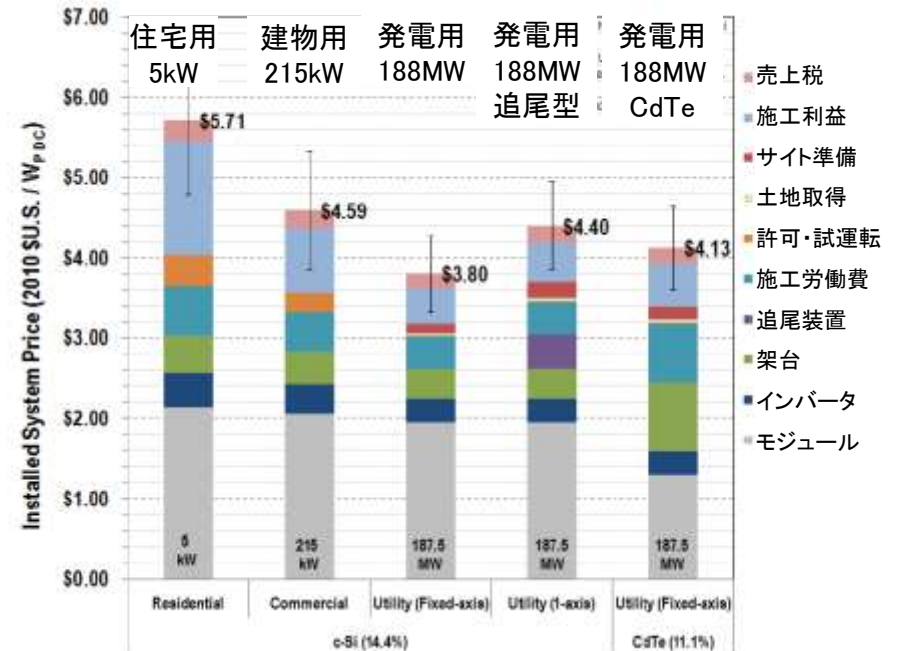
参考(4) 太陽光発電の発電コスト ②メガソーラー (1/2)

- 米国再生可能エネルギー研究所(NREL)によれば、現状の定置型・事業用太陽光発電の設備単価は、1MW程度であれば住宅用と同程度の6000\$/kW、20MW以上になると4000\$/kWまで低下する。
- 国内に設置されるメガソーラーは2MW以下のものが多いと考えられるため、2010年価格は40万円/kWとして設定した。また、設備への固定資産税1.4%も考慮する。

規模による太陽光発電システム価格の変化



各種太陽光発電システム価格の内訳

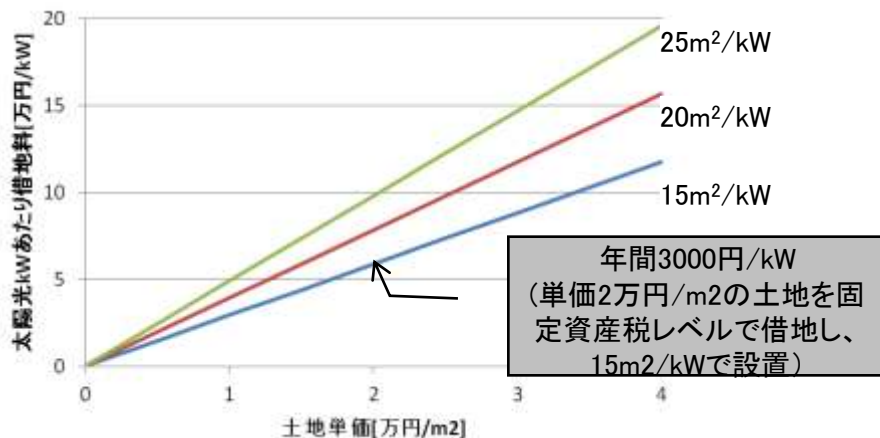


出典: Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices (NREL, 2011)

参考(4)太陽光発電の発電コスト ②メガソーラー (2/2)

- メガソーラーには土地代(借地料)が生じる場合がある。借地料は「固定資産税レベル」として試算した。
- 土地単価が2万円/m²以下程度であれば、借地料は20年間で6万円/kW(年間3000円/kW)以下となる。

メガソーラーの借地料(出力あたり面積別)



$\text{kWあたり固定資産税総額[円/kW]} = 20\text{年} \times \text{土地公示価格[円/m}^2\text{]} \times \text{土地面積[m}^2\text{]} \times \text{固定資産税評価額比率}70\% \times \text{固定資産税率}1.4\% \div \text{容量[kW]}$

都道府県別 土地単価

	最小 [万円/m ²]	平均 [万円/m ²]	最大 [万円/m ²]	2万円/m ² の比率	全件数
神奈川県	1.5	11.2	48	3%	62
山梨県	0.63	1.9	3.7	60%	10
静岡県	0.91	4.7	15	19%	70
愛知県	0.65	6.3	22	5%	110
大阪府	0.26	10.5	33	5%	93
宮崎県	0.52	1.9	2.3	82%	11

出典:国土交通省「土地総合情報システム」より、平成22年第3四半期～平成23年第2四半期の各都道府県の土地取引実績より、工業地の単価を集計。

メガソーラーの出力あたり面積

	敷地面積 [m ²]	出力 [kW]	出力あたり面積 [m ² /kW]
浮島太陽光発電所	11万	7000	16
メガソーラーいいだ	1.8万	1000	18
扇島太陽光発電所	23万	13000	18
関西電力堺市	20万	10000	20
メガソーラー大牟田	8万	3000	27

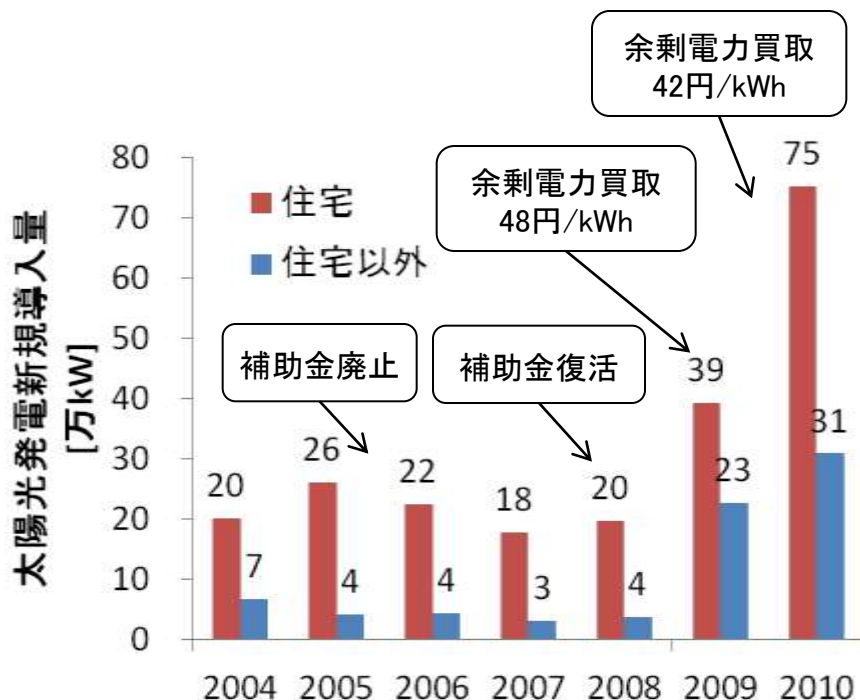
関西電力の堺市臨海部でのメガソーラー計画
<http://www1.kepeco.co.jp/pressre/2008/0623-1j.html>



参考(5)太陽光発電導入の最近の動向

- 太陽光発電に対する各種支援策の開始などを受け、太陽光発電の導入量が拡大している。
 - 導入補助金の復活、「太陽光発電の余剰電力買取制度」の開始後、住宅用導入の拡大
 - 「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の根拠法が2011年8月に成立、非住宅用への伸びの期待、メガソーラー導入の積極的な動き

太陽光発電新規導入量の伸展



出典:住宅用導入量は、年度別・都道府県別住宅用太陽光発電システム導入状況(NEF)、JPEC資料より。国内導入量合計はJPEA「日本における太陽電池出荷量の推移」の国内向け出荷量。住宅以外導入量は差分として推計。

電力会社によるメガソーラー計画

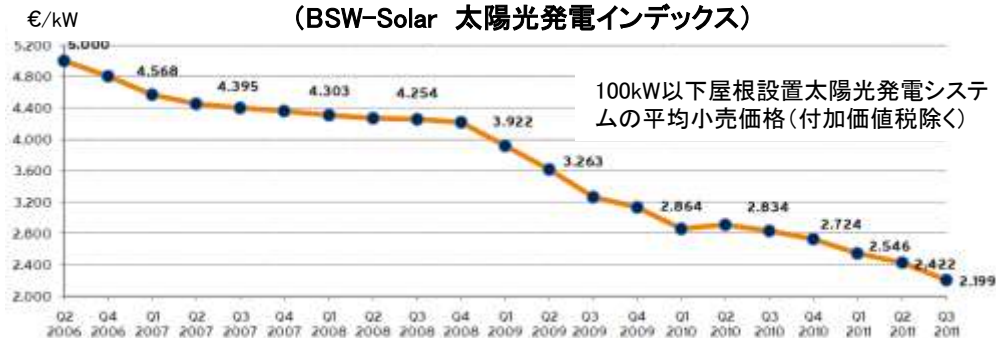
電力会社	容量(MW)	備考
北海道電力	1	伊達火力発電所構内(伊達メガソーラー発電所)
	2	仙台太陽光発電所
東北電力	1.5	八戸太陽光発電所(八戸火力発電所構内)
	1	原町太陽光発電所(原町火力発電所構内)
東京電力	13	厩島太陽光発電所
	7	浮島太陽光発電所
	10	米倉山ニュータウン造成地
中部電力	7.75	メガソーラーたけとよ、武豊火力発電所構内
	1	メガソーラーいいだ
	8	メガソーラーしみず
北陸電力	1	富山火力発電所敷地内(富山太陽光発電所)
	1	珠洲メガソーラー発電所(宝立小学校跡地)
	1	テクノポート福井(三国メガソーラー発電所)
	1	志賀太陽光発電所、能登中核工業団地内
関西電力	18	シャープ堺コンビナート、2010年度に98MW稼働予定
	10	産業廃棄物埋立地、2010年10月2.85MW稼働
中国電力	1	若狭地方、福井県美浜町と高浜町で暴露実験中
	3	埋立地・未利用遊休地(福山太陽光発電所)
四国電力		大野研修所跡地(候補地)
	4.3	松山太陽光発電所の増設、1.74MW(2010)、2.3MW(2020)
九州電力	10	大村火力発電所跡地
	3	
	7	
沖縄電力	4	離島独立型系統新エネルギー導入実証事業

出典:「平成22年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁、2011)より作成

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(1/2)

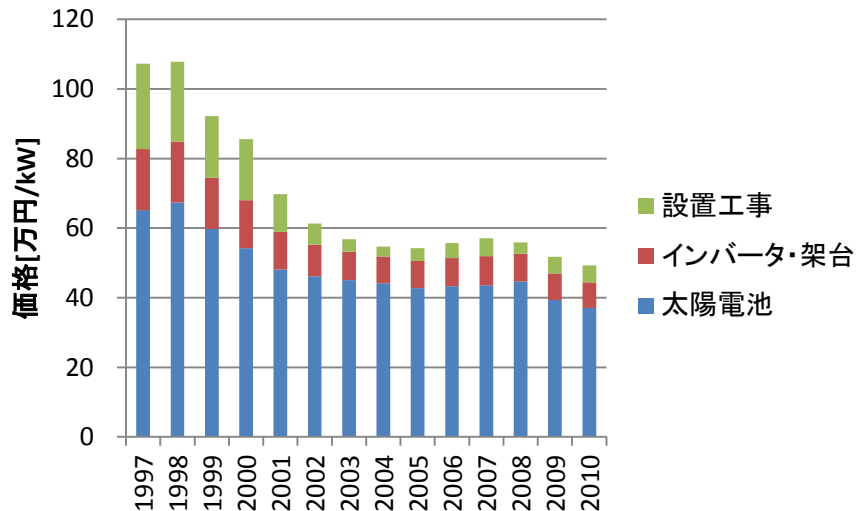
- 中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。
- ドイツでは2006年からの5年間で、太陽光発電システム価格が50%以上下落した。
- 日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

ドイツの太陽光発電システム価格
(BSW-Solar 太陽光発電インデックス)



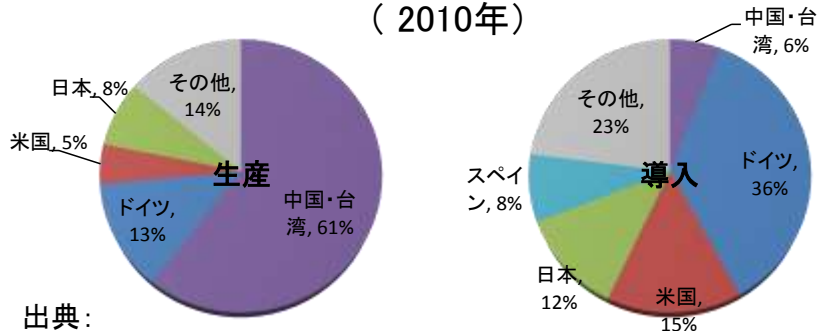
出典: BSW-Solar(ドイツ太陽光発電工業協会)資料

日本の太陽光発電システム価格



出典: 「平成22年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国
(2010年)



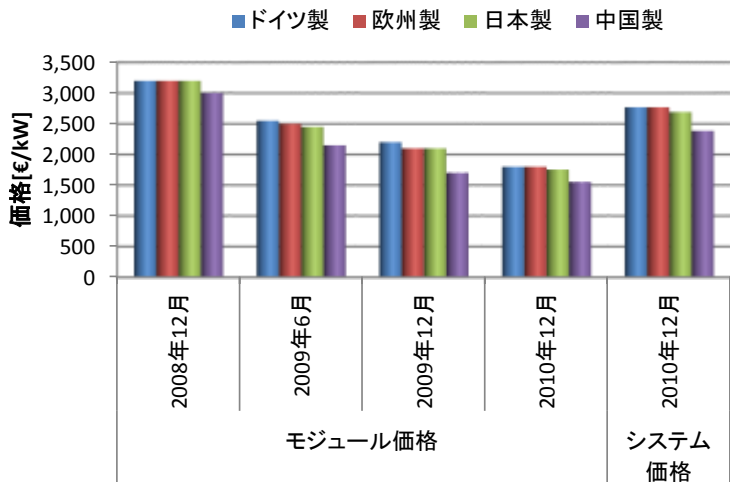
出典:
<http://www.semi.org/en/node/38346?id=sgurow0811z>
http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較 (2/2)

- ドイツのシステム価格が日本より安価である理由として、以下が考えられる。
 - 安価な中国製モジュールが占める割合が高いこと
 - 市場が大きいため設置工事に係るコストなどが低下していること
- 日本の太陽光発電システム価格について、コモディティであるモジュール価格は国際価格に収斂していくことが考えられる。また架台などの費用も、固定価格買取制度の導入による市場確立により低減が見込まれる。

各国製の太陽光発電価格の比較

pvXchangeインデックスの評価では、ドイツの太陽光発電設備は、現在市場にある中で、もっとも高額である。(中略) BSW-Solarの価格インデックスと比較すると、割安に購入できる外国製のモジュールが市場に占める割合が、ドイツでは高いことが確認できる。

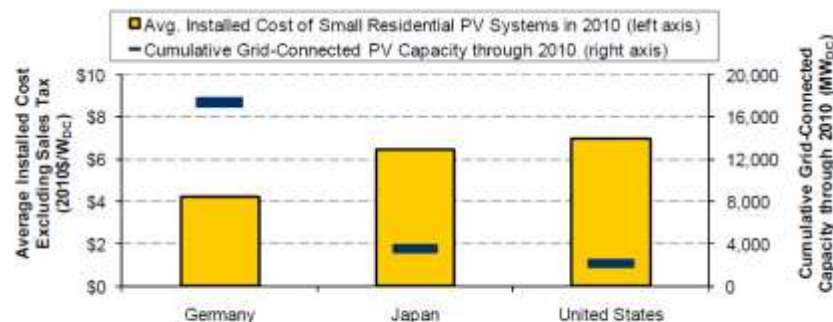


システム価格:モジュール価格にBOS価格35%/65%を加算した額。

出典:ドイツ再生可能エネルギー法(EEG)進捗報告書2011より作成

各国の太陽光発電システム価格の比較

- ・国による違いの一因は、各国市場において系統連系されたPV累積容量の違いによってもたらされているだろう。
- ・諸外国の経験は、米国においても短期間でコスト減少が起こり得ることを示唆している。



Notes: Data for Germany and Japan are based on the most-recent respective country reports prepared for the International Energy Agency Cooperative Programme on Photovoltaic Power Systems. The German and U.S. cost data are for 2-5 kW systems, while the Japanese cost data are for 3-5 kW systems. The German cost data represents the average of reported year-end installed costs for 2009 (\$4.7/W) and 2010 (\$3.7/W).

出典:Tracking the Sun IV -An Historical Summary of the Installed Cost of Photovoltaics in the United States from 1998 to 2010 (G. Barbose et al.(Lawrence Berkeley National Laboratory), 2011)

参考(7)最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察(1/2)

- 平成21年度一般廃棄物処理実態調査結果による埋立処分場の面積と、既存のメガソーラー計画の情報から算出した単位面積当たり設置容量(0.04kW/㎡)から、一般廃棄物処分場における設置可能容量を推計したところ、2030年までに設置可能な容量は165万kWであった。

ステータス	面積 (㎡)	設置可能容量 (kW)
既に埋立終了	12,629,769	505,191
2020年までに埋立終了	22,880,037	915,201
2021～2030年に埋立終了	5,849,768	233,991
合計	41,359,574	1,654,383

- 平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査によると、最終処分場の面積と導入ポテンシャルは以下のとおり。

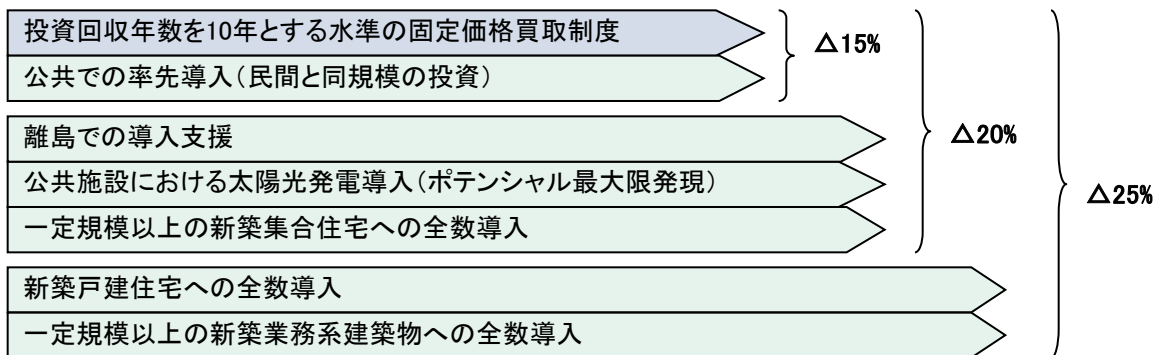
種類	面積 (㎡)	ポテンシャル (kW)
一般廃棄物	44,961,000	3,047,500
産業廃棄物安定型	43,973,000	2,959,600
産業廃棄物管理型	73,099,000	4,976,600
合計	41,359,574	10,983,700

参考(7)最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察(2/2)

- 一般廃棄物の処分場について、実態調査からの推計値とポテンシャル量を比較すると、おおよそポテンシャル量の半分程度が2030年までに実際に顕在化可能と考えられる。
- 仮に産業廃棄物処理施設も同程度の顕在化率とすると、最終処分場で期待される導入量は約550万kWと推計される。
- なお、これらのデータとは別に、「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」にかかる「形質変更に係る指定区域の指定数(廃止された処分場の指定数)」として、平成21年4月1日時点で1,311地点存在している。
- これらの地点に対し、1地点当たりの面積を一般廃棄物処分場と同程度(約2万㎡)と仮定すると、設置可能容量は約100万kWとなる。

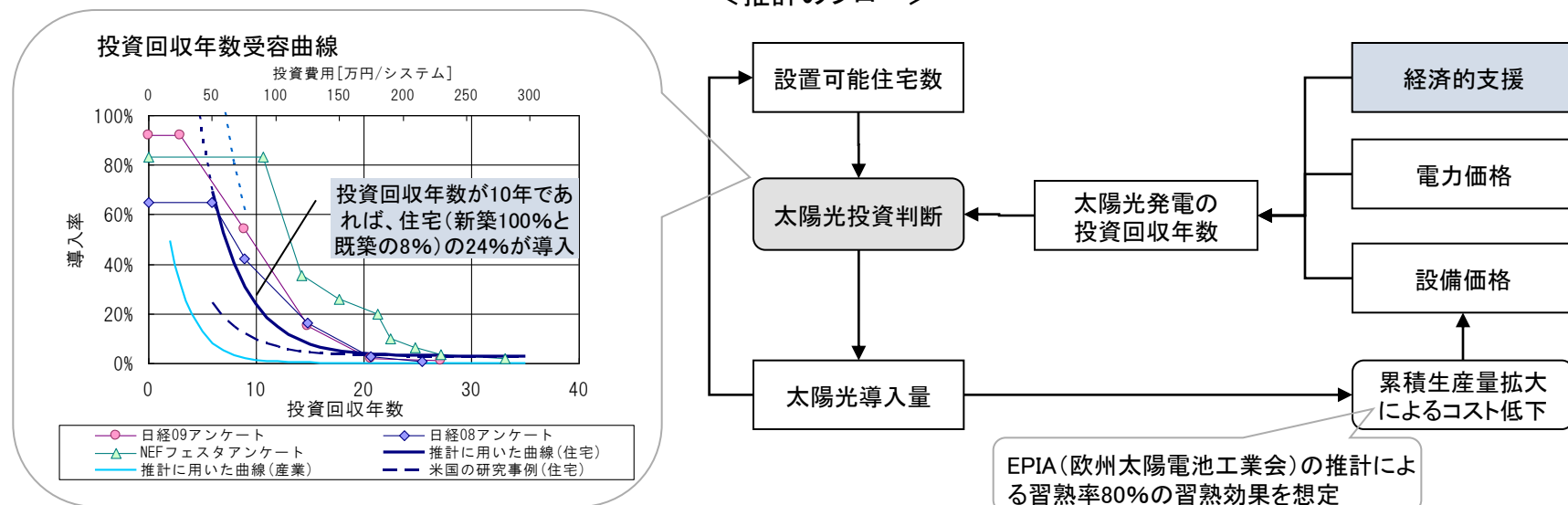
参考(9) 導入見込量試算方法の前年からの変更点(1/2)

- 経済的支援に加え、公共での率先導入や、一定条件を満たす建物への全数導入などにより、導入目標を達成する姿を想定していた。
- 住宅用の太陽光発電利用の導入判断は、導入意向アンケート結果から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計していた。



※ $\Delta 20\%$ 、 $\Delta 25\%$ では、規制的措置も導入するが、それに伴って固定価格買取制度による経済支援の水準も、約9年、約8年と上乘せすることにより、導入者の負担感を軽減することを想定している。

<推計のフロー>

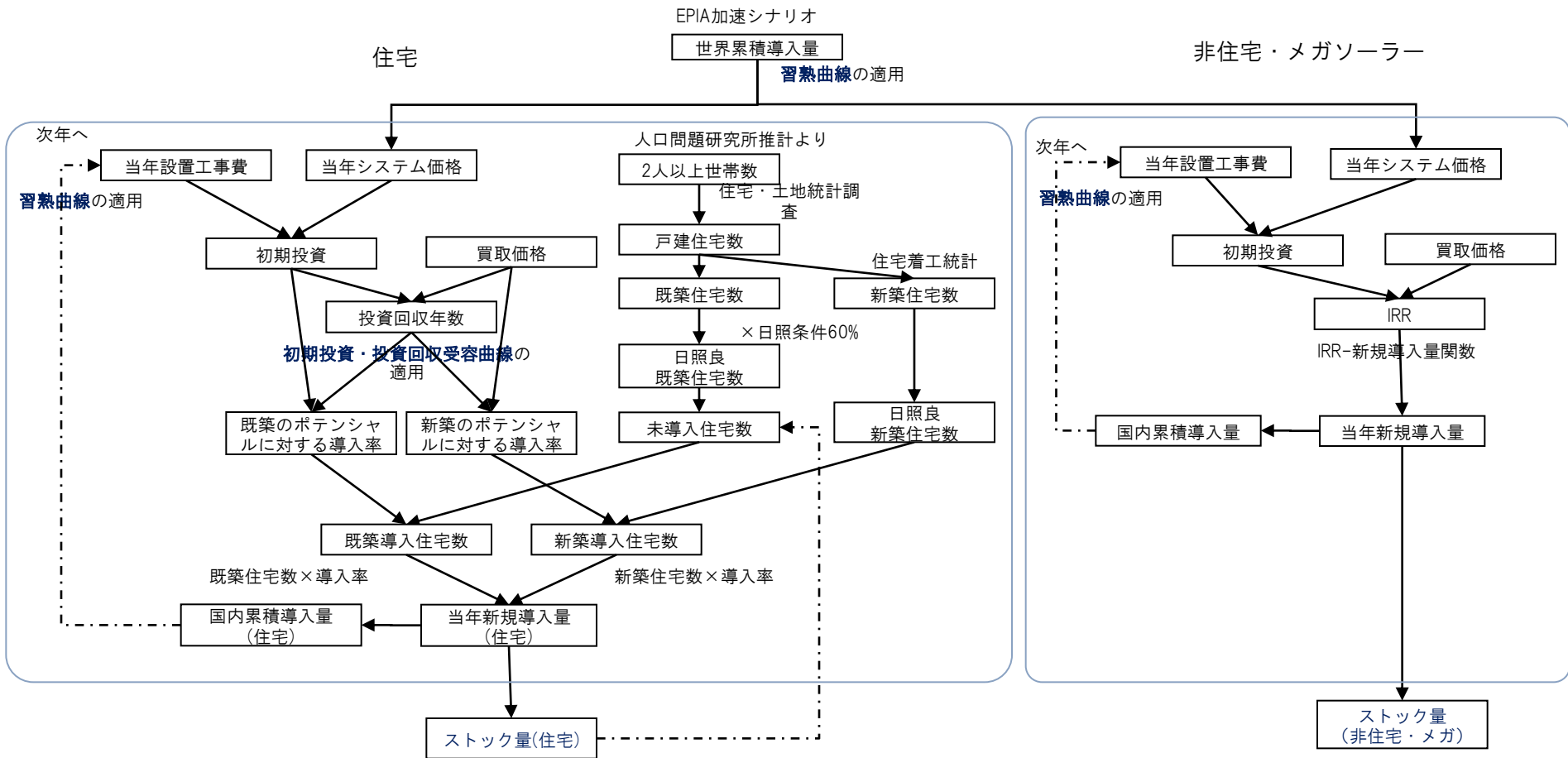


参考(9) 導入見込量試算方法の前年からの変更点(2/2)

- 実績からの受容曲線の再作成
 - 従来は文献値(米国における省エネ機器導入の投資回収)や導入意向アンケート調査結果を適用していたが、これまでの導入実績から再推計した。
 - 投資回収年数に加えて、初期費用に対する受容性についても考慮に入れた。
- 将来コストの外生化
 - 従来は国内導入量から推計した日本企業の太陽光発電生産量の拡大に従ってコストが低下するとしていたが、外生的に与えた世界導入拡大に従いコストが低下するように変更した。
- メガソーラー導入量の明示的考慮
 - 従来は、公共部門(公共建物や遊休地などのメガソーラー)への導入量は住宅・民間建物等への導入量と同量と想定していたが、これを公共建物分(非住宅に含む)とメガソーラー分に分離した。

部門	足元導入量	価格に対する反応関数	将来コスト推計
住宅	2010年まで反映	投資回収年数・初期費用と新規導入率の国内実績から推計	<ul style="list-style-type: none"> ・ パネルは2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%でコスト低下 ・ その他機器は世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下 ・ 設置工事費は累積導入増加に伴い、進歩率96%で低下
非住宅	2010年まで出荷量と他導入量の差から算出し、建物ポテンシャルで按分	IRRと導入量のドイツの実績から推計	
メガソーラー	2011年稼働分まで報道ベースで積み上げ	IRRと導入量のドイツの実績から推計	

参考(10)導入見込量試算モデルの詳細①フロー



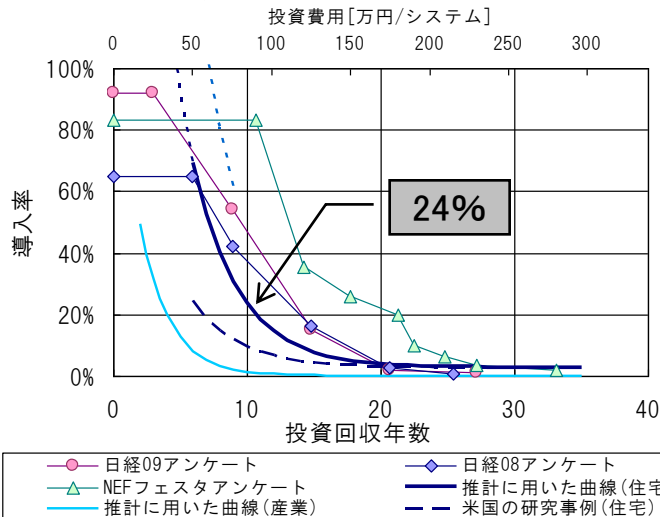
参考(10)導入見込量試算モデルの詳細②住宅用(1/2)

- 2006年～2010年の導入実績から、新築住宅・既設住宅への設置における投資回収年数・初期費用受容曲線を再推計した。
 - 導入率を、「投資回収年数の指数関数」と「初期費用の指数関数」に分解し、係数を推計した。詳細は次頁。

従来モデル

$$\text{導入率} = A_0 \times \exp(-B_0 \times \text{投資回収年数})$$

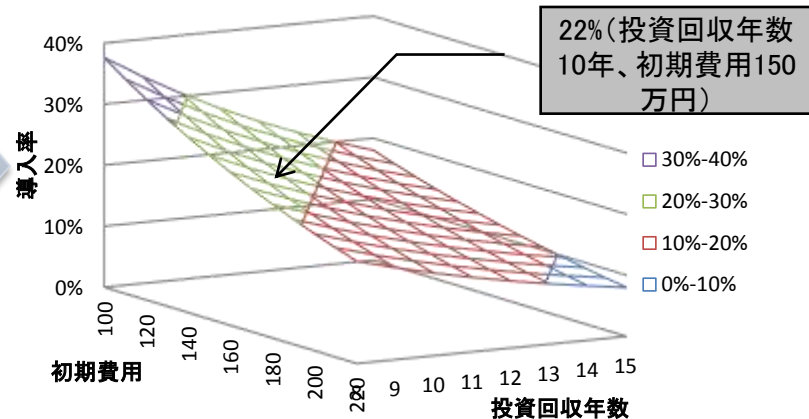
新築住宅への導入率



新モデル

$$\text{導入率} = A_1 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

新築住宅への導入率



出典:「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」(低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会, 2010.3)

※日照条件を満たす住宅(全体の60%)に占める比率

出典:各種資料より作成

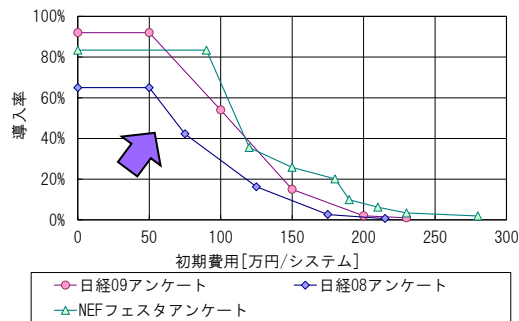
※日照条件を満たす住宅(全体の60%)に占める比率

参考(10) 導入見込量試算モデルの詳細②住宅用 (2/2)

■ 新モデルにおける具体的な導入率は以下のとおり。

アンケート

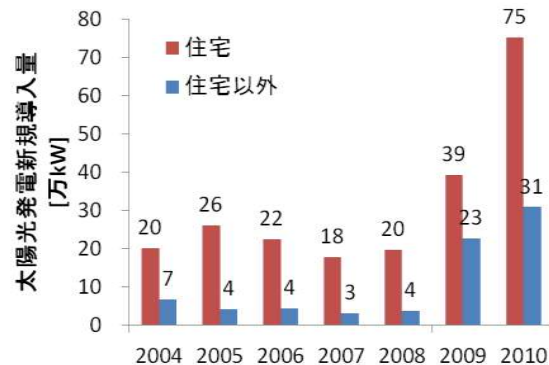
「初期負担額がいくらなら太陽光発電を設置するか」への回答(余剰電力買取価格は23円と見なす)



日経新聞社「日経プラスワン」2008年8月16日掲載、2008年8月調査実施調査

導入実績

2005～2010年の導入実績(単価、容量、毎年の補助金・余剰電力買取価格)、導入率



受容曲線のモデル式に当てはめ

$$\text{新築導入率} = A_1 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

$$\text{既築導入率} = A_2 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

※アンケート回答は新築に対するものと見なす。

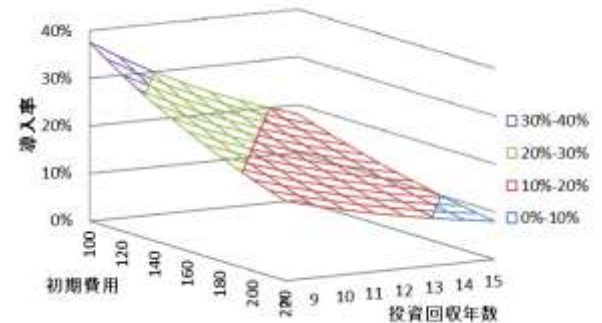
※新築と既築の違いは比例定数A1、A2の部分のみとする。

係数決定

$$\text{新築導入率} = 1.72 \times \exp(-0.105 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-0.00678 \times \text{初期費用})$$

$$\text{既築導入率} = 0.109 \times \exp(-0.105 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-0.00678 \times \text{初期費用})$$

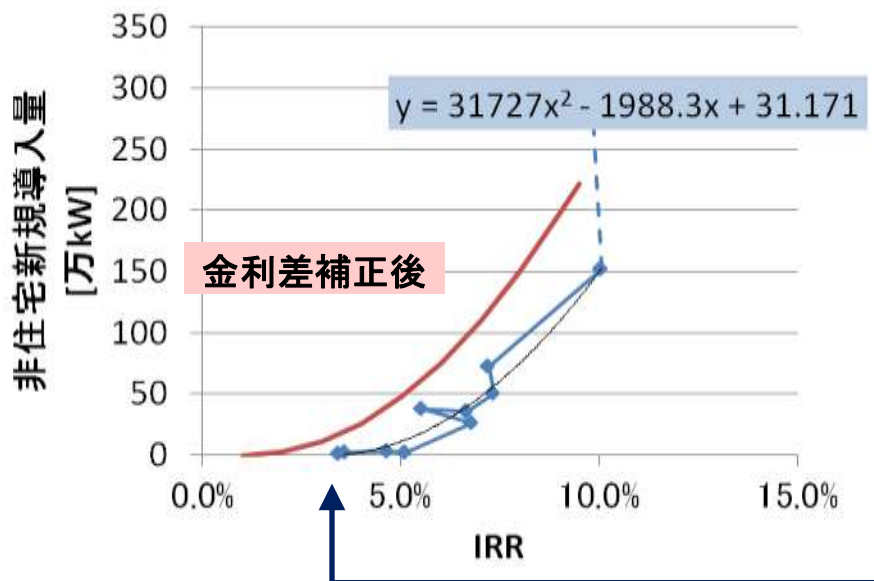
新築住宅の導入率



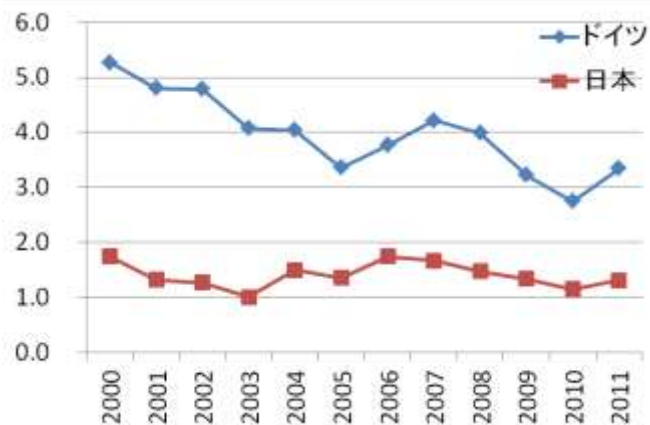
参考(10)導入見込量試算モデルの詳細③非住宅用

- 投資回収年数と新規導入量の関係を、ドイツにおける2000年～2009年の非住宅用(30kW～1000kW)導入実績から定式化した。
 - 非住宅への太陽光発電設置が本格化するのは今後であるため、国内の過去の実績ではなく、ドイツの実績を用いた。
 - ドイツにおいては長期金利が4%程度と日本より2%程度高く、これが投資家がメガソーラーに求めるIRRを引き上げている可能性がある。これを考慮して導入関数を2%シフトさせた。

ドイツにおける非住宅用太陽光新規導入量



ドイツと日本の長期金利の差[%]



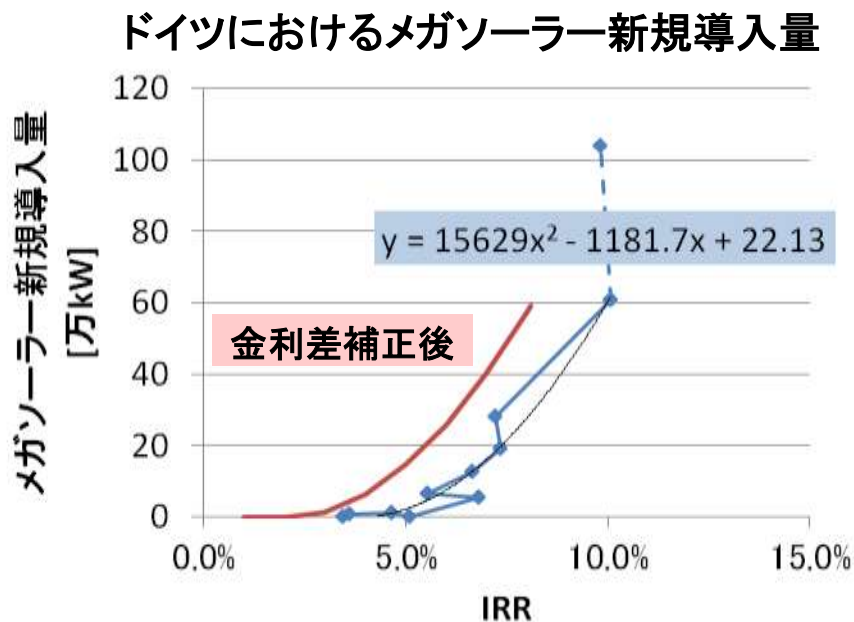
出典：OECD Economic Outlook No. 89

BSW-Solar資料(30～1000kW以上太陽光発電の導入比率)、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」(竹濱朝美, 2011)(投資回収年数)などより作成

※ 2010年は年内に大幅な価格見直しが2度実施されたため、外れ値として推計には用いていない。

参考(10) 導入見込量試算モデルの詳細③メガソーラー

- ドイツにおける2000年～2010年のメガソーラー(1000kW以上)導入量と、太陽光発電投資のIRRの関係を定式化した。
- 非住宅と同様、金利差を考慮して導入関数を2%シフトさせた。



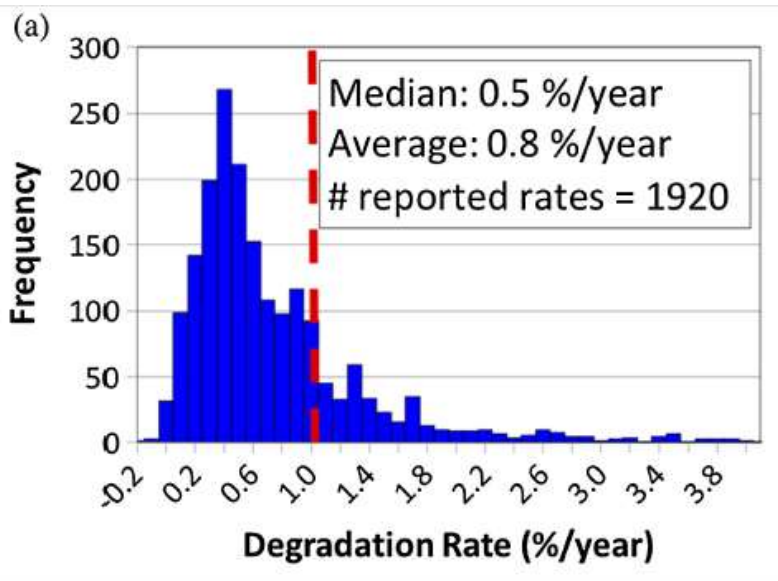
BSW-Solar資料(1MW以上太陽光発電の導入比率)、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」(竹濱朝美, 2011)(投資回収年数)などより作成

※ 2010年は年内に大幅な価格見直しが2度実施されたため、外れ値として推計には用いていない。

参考(11)太陽光発電パネルの品質とリサイクル

- 太陽光発電パネルの効率は、経年により劣化することが指摘されている。固定価格買取制度は発電量に対する支援であるため、太陽光発電パネルの品質保証やメンテナンスがより一層重要となる。
- 資源エネルギー庁は、中古太陽電池モジュールへの性能表示のガイドラインや、適正処理・リサイクルのガイドラインを示している。

太陽光発電効率の劣化率



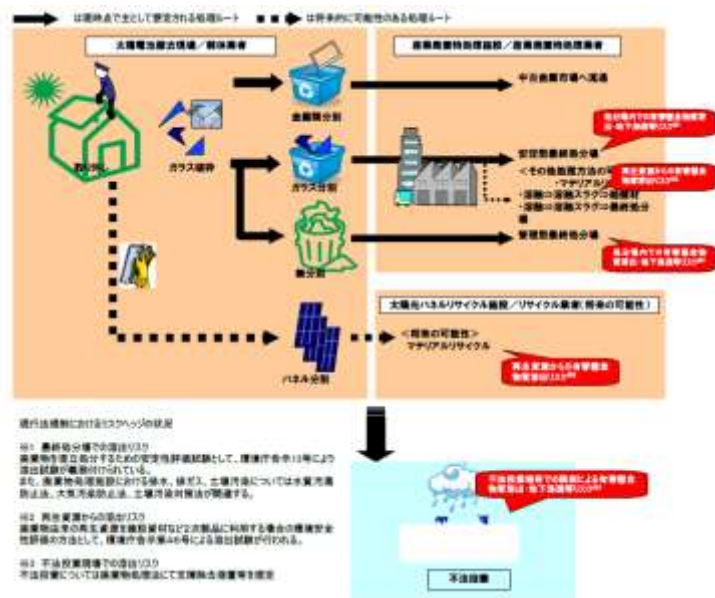
出典: Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review(D. C. Jordan and S. R. Kurtz(NREL), 2011)

劣化率が0.5%/yearであれば、初期の効率が15%の太陽光発電パネルは、20年後には効率13.6%になる。

中古太陽電池モジュールへの性能表示案

【仕様】株式会社●●製(平成12年) 型式:ABC-1 No:1234567
 【現在出力】定格出力 50W 開放電圧 20V 短絡電流 3.8A 最大出力動作電圧 17V 最大出力動作電流 3.3A (2011年1月15日測定)
 【有害物質情報】カドミウム含有 ●●g/m² 破砕・溶融処理を推奨
 【中古流通事業者連絡先】●●電気株式会社

太陽電池の処理において留意すべきリスク



出典:平成23年2月METI委託調査「住宅用太陽光発電システムの普及促進に係る調査報告書」

(6) 風力発電の導入見込量について

1. 風力発電の導入見込量の考え方

- 前年度までの風力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

2020年	導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、陸上：1,110万kW、洋上着床式：20万kW、洋上浮体式：1万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年間の全量買取の買取価格を推計。
2030年	下位、中位及び上位ケースとも、日本風力発電協会の長期導入目標（2030年値）に基づいて設定した。
2050年	日本風力発電協会が『2050年までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の全需要電力量の10%以上とする』という目標に沿って設定した2,525万kW（=5,000万kW）とした。

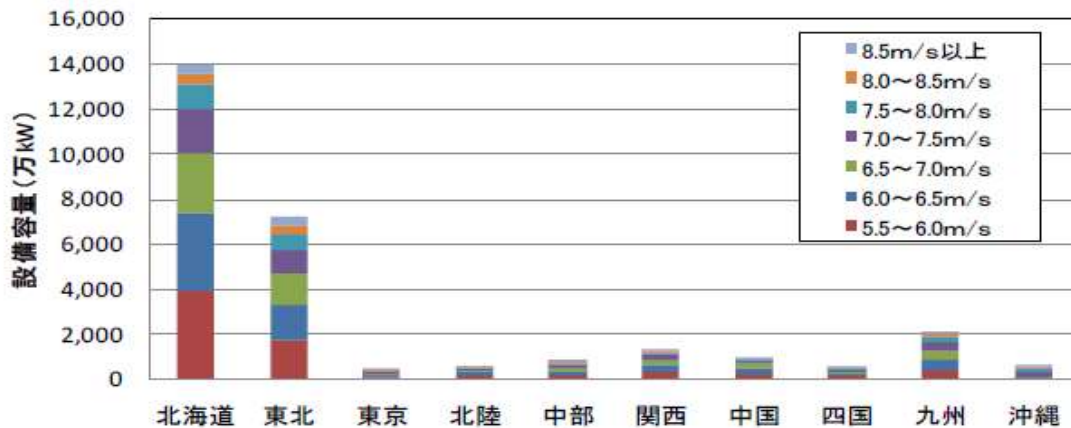
- 今年度は、規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を先に想定し、買取価格を分析した。また、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

低位	2020年：資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定。 2030年：2050年に3,000万kWを見込む際の普及曲線より2,100万kWと設定。 2050年：資源エネルギー庁によるH22年度調査結果より、ポテンシャルに事業性・導入意欲を考慮した場合に導入可能と見込まれる量2,558万kWと更に社会的受容性まで考慮した場合の3,393万kWの中間値として、3,000万kWと設定。
中位	2020年：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より1,110万kWに達するような支援を行うことを想定。 2030年：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より2,800万kWに達するような支援を行うことを想定。 2050年：風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の40%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の33%以下、同洋上の15%以下で見込まれる普及量（5,000万kW）を想定。
高位	2020年：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWに達するような支援を行うことを想定。 2030年：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より3,400万kWに達するような支援を行うことを想定。 2050年：風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の50%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の50%以下、同洋上の33%以下で見込まれる量（7,000万kW）を想定。

2. 風力発電の導入ポテンシャル①【陸上風力】

- **全国の導入ポテンシャル28,294万kWの49%を北海道エリアが占めており、次いで東北エリアが26%、九州エリアが7.4%で続いている。**なお、北海道、東北、九州エリアでは、従来の電力供給能力を上回る導入ポテンシャルが推計されている。(短中期の導入可能量は地域間連携設備能力の限界などを含めた検討が必要である。)

図 陸上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況



		風速区分	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
面積 (km ²)	内訳	5.5m/s以上	28,294	13,966	7,263	411	481	795	1,290	924	491	2,098	574
		5.5~6.0m/s	7,371	3,939	1,720	103	175	209	348	277	149	450	3
		6.0~6.5m/s	6,607	3,459	1,589	91	149	161	310	248	126	447	27
		6.5~7.0m/s	5,464	2,662	1,442	71	93	139	262	189	100	399	105
		7.0~7.5m/s	4,048	1,933	1,001	67	46	118	176	125	66	337	181
		7.5~8.0m/s	2,519	1,111	668	45	16	90	116	62	28	243	140
		8.0~8.5m/s	1,307	471	423	13	2	59	58	22	15	151	93
		8.5m/s以上	977	392	420	21	2	19	20	2	7	71	24
設備容量 (万kW)	内訳	5.5m/s以上	28,294	13,966	7,263	411	481	795	1,290	924	491	2,098	574
		5.5~6.0m/s	7,371	3,939	1,720	103	175	209	348	277	149	450	3
		6.0~6.5m/s	6,607	3,459	1,589	91	149	161	310	248	126	447	27
		6.5~7.0m/s	5,464	2,662	1,442	71	93	139	262	189	100	399	105
		7.0~7.5m/s	4,048	1,933	1,001	67	46	118	176	125	66	337	181
		7.5~8.0m/s	2,519	1,111	668	45	16	90	116	62	28	243	140
		8.0~8.5m/s	1,307	471	423	13	2	59	58	22	15	151	93
		8.5m/s以上	977	392	420	21	2	19	20	2	7	71	24
電力会社別の発電設備容量(万kW)(*)			20,397	742	1,655	6,449	796	3,263	3,432	1,199	667	2,003	192

※電力会社別の発電設備容量は、北陸電力 FACT BOOK 2010 の 2009 年度データを基としている。

表 導入ポテンシャル推計条件(開発不可条件)

区分	項目	平成 22 年度調査における 開発不可条件	参考：平成 21 年度調査に おける開発不可条件	
自然条件	風速区分	5.5m/s 未満	同左	
	標高	1,000m 以上	同左	
	最大傾斜角	20 度以上	同左	
社会条件: 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園(特別保護地区、第1種特別地域) 2) 都道府県立自然公園(第1種特別地域) 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区(国指定、都道府県指定) 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林	1) 国立・国定公園(特別保護地区、第1種特別地域) 2) 原生自然環境保全地域 3) 自然環境保全地域 4) 国指定鳥獣保護区 5) 世界自然遺産地域 6) 保安林	
	都市計画区分	市街化区域	同左	
	土地利用等	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場 ※「その他農用地」、「森林(保安林を除く)」、「荒地」、「海浜」が開発可能な土地利用区分となる	同左
		居住地からの距離	500m 未満	同左

出典)平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

2. 風力発電の導入ポテンシャル②【洋上風力】

- **全国の導入ポテンシャル157,262万kWの29%を九州エリアが占めており、次いで北海道エリアが26%、東北エリアが14%で続いている。**

図 洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

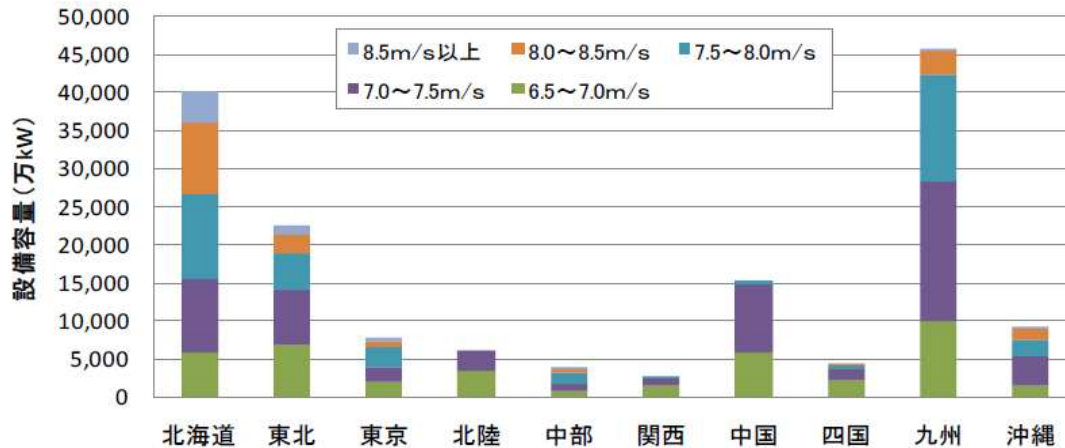


表 導入ポテンシャル推計条件(開発不可条件)

区分	項目	平成22年度調査における 開発不可条件	参考：平成21年度調査に おける開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満	同左
	離岸距離	陸地から 30km 以上	同左
	水深	200m 以上	同左
社会条件: 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園 (海域公園)	同左

	風速条件		全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
	6.5m/s以上	6.5m/s未満	157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074
面積 (km ²)	6.5~7.0m/s	40,561	5,801	6,938	2,037	3,459	921	1,616	5,903	2,270	9,973	1,643	
	7.0~7.5m/s	55,917	9,849	7,105	1,844	2,753	856	856	8,948	1,539	18,374	3,791	
	7.5~8.0m/s	36,852	10,936	4,916	2,628	0	1,426	70	348	358	14,065	2,107	
	8.0~8.5m/s	17,903	9,532	2,514	753	0	560	0	0	0	3,013	1,531	
	8.5m/s以上	6,029	4,197	1,006	676	0	106	0	0	0	43	1	
設備容量 (万kW)	6.5m/s以上	157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074	
	6.5~7.0m/s	40,561	5,801	6,938	2,037	3,459	921	1,616	5,903	2,270	9,973	1,643	
	7.0~7.5m/s	55,917	9,849	7,105	1,844	2,753	856	856	8,948	1,539	18,374	3,791	
	7.5~8.0m/s	36,852	10,936	4,916	2,628	0	1,426	70	348	358	14,065	2,107	
	8.0~8.5m/s	17,903	9,532	2,514	753	0	560	0	0	0	3,013	1,531	
8.5m/s以上	6,029	4,197	1,006	676	0	106	0	0	0	43	1		

図 4-17 洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

3. 風力発電の導入見込量①【～2020年】

- 風力発電の導入見込量としては、短期・中長期それぞれについて、低位・中位・高位の3つのシナリオを見込んだ。
- 2020年の導入見込量は、シナリオ別に以下のとおりとする。
- このとき、買取価格の想定はシナリオ間で異なるものとなり、この導入見込量すべてでIRR8%が確保される買取価格を想定（詳細は後述）。

低位シナリオ	資源エネルギー庁による当初の固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとして、 <u>2020年750万kW</u> を見込む。
中位シナリオ	<u>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、2020年1,110万kW</u> を見込む。
高位シナリオ	<u>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、</u> この中での最大限の導入を見込むとして、 <u>2020年1,150万kW</u> を見込む。

3. 風力発電の導入見込量②【～2050年】

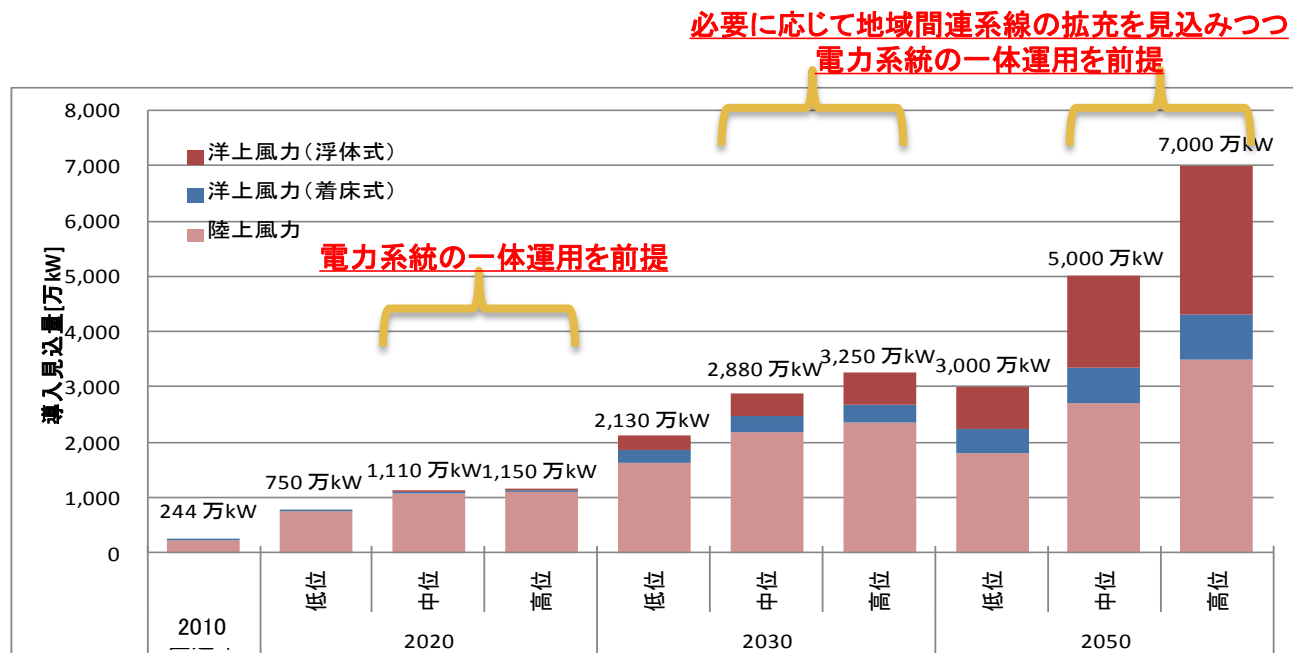
- 2030年及び2050年の導入見込量は、日本風力発電協会の試算を参考に、WGにおいてシナリオ別に以下のとおり設定。なお、**中位・高位シナリオについては、東日本(東北及び東京電力)、西日本(東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力)の電力系統の一体運用を前提**とした。また、2050年については、全国大での一体運用を前提とすれば更に導入量が拡大することが見込まれるが、今後の検討課題である。
- 対発電設備容量割合については、気象予測システムを活用した広域運用、風車制御機能の有効活用(最大出力制限)、電力貯蔵設備(揚水及び蓄電池)、調整電源の新增設(含む更新)などにより欧州並み(現在のスペイン)の運用を想定した。
- 対ポテンシャル開発率は、実際の現地調査結果あるいは社会的制約条件の変化などに伴い、現在の試算結果よりは低下する事が予想されるため、一定程度の上限を設けるとともに、日本全国で設置が進む姿を想定した。

	対発電設備 容量割合 ※1)
低位	40%以下
中位	40%以下
高位	50%以下

	対ポテンシャル開発率※2)	
	陸上風力	洋上風力
低位	33%以下	15%以下
中位	33%以下	15%以下
高位	50%以下	33%以下

※1)陸上風力の導入を優先するとして、陸上風力を加えた上での上限割合として設定。

※2)陸上6.5m/s及び洋上7.5m/s以上に対する開発率。



4. 風力発電の買取価格①【陸上風力の有望地点抽出】

■ 陸上風力発電の有望地点の抽出

- 2020年の導入量については、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ(H22)における陸上風力の事業性マップから、**連続した設置面積(5km²以上)がある地点を導入候補地点として抽出**する。具体的には、次のとおり。
 - その際、既設の風力発電に関しては、風車から半径500m圏内の導入ポテンシャルを控除するものとする。
 - その上で、連続した設置面積5km²未満のエリアも控除する。
※連続した設置面積に関しては、形状等は加味せず単純に100mメッシュが繋がっているか、分断されているかでエリア面積を算出した。
 - 更に、道路距離及び送電線距離を考慮した事業採算性の計算を行い、PIRR8%が成立する買取価格(15円~40円)×15年間のエリアを抽出し面積集計した(後述)。
- なお、**依然として、自然環境(猛禽類等)や必要道路等の関係から、現状の技術等では利用困難な地点を多く含んでいる**点について留意する必要がある。

陸上風力の事業性マップ

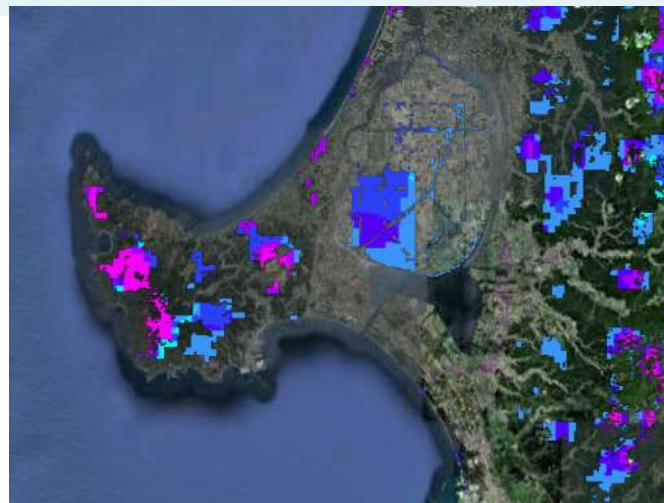
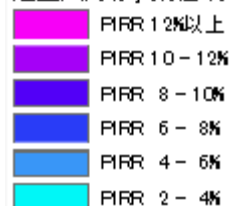


図 男鹿半島付近の風力発電の事業性マップイメージ

4. 風力発電の買取価格②【洋上風力の有望地点抽出】

■ 洋上風力発電の有望地点の抽出

- 2020年の導入量については、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ(H22)における洋上風力の事業性マップから、**連続した設置面積(15km²以上)がある地点を導入候補地点として抽出**する。具体的には、次のとおり。
 - 本土から30km以内とする(交流送電が可能な範囲)。
 - 既設の風力発電は考慮しない(ゼロとして扱う)。
 - 水深50m未満については着床式、50m以上は浮体式と見なす。なお、離岸距離30km以上、水深200m以上は開発不可能条件として控除している。
 - PIRR8%が成立する買取価格(30円~40円)×15年間のエリアを抽出し面積集計した(後述)。
- なお、**実際にはケーブル敷設費用を通じて、事業費に対して大きな影響を及ぼすと考えられる沿岸距離について明示的には考慮できておらず、代わりに水深を指標にして事業費を想定している**点について留意する必要がある。つまり、着床式と浮体式について、現時点では水深で按分していることから、ここではまとめて洋上風力発電として取り扱うこととした。

4. 風力発電の買取価格③【買取価格と有望地点の関係】

- 2020年頃の導入量評価として、前述のとおり、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ(H22)における陸上及び洋上風力の事業性マップから、更に有望地点を抽出したところ下表の通り。

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]					発電設備容量[万kW]	風力設備容量比
	～20	～25	～30	～35	～40		
陸上	6,153	12,127	12,127	12,127	12,127		
1北海道電力	3,424	7,292	7,292	7,292	7,292	742	982.7%
2東北電力	1,838	3,323	3,323	3,323	3,323	1,721	193.1%
3東京電力	60	112	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	0	0	0	0	0	696	0.0%
9九州電力	363	589	589	589	589	2,033	29.0%
10沖縄電力	214	365	365	365	365	192	190.3%
洋上			12,744	26,821	45,204		
1北海道電力			8,564	14,661	19,727	742	2658.6%
2東北電力			2,392	5,903	9,548	1,721	554.8%
3東京電力			512	2,674	3,372	6,499	51.9%
4北陸電力			1	35	1,264	806	156.8%
5中部電力			831	1,860	2,195	3,283	66.8%
6関西電力			1	59	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	23	2,053	1,199	171.2%
8四国電力			2	284	1,292	696	185.6%
9九州電力			443	1,321	5,163	2,033	253.9%
10沖縄電力			0	0	0	192	0.0%
合計	6,153	12,127	24,870	9,911	57,331		
1北海道電力	3,424	7,292	15,856	5,567	27,019	742	3641.4%
2東北電力	1,838	3,323	5,714	1,543	12,871	1,721	747.9%
3東京電力	60	112	623	1,257	3,484	6,499	53.6%
4北陸電力	30	84	84	35	1,347	806	167.2%
5中部電力	110	152	983	981	2,347	3,283	71.5%
6関西電力	71	127	128	17	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	23	2,135	1,199	178.1%
8四国電力	0	0	2	72	1,292	696	185.6%
9九州電力	363	589	1,032	416	5,752	2,033	282.9%
10沖縄電力	214	365	365	0	365	192	190.3%

表 買取価格に応じた累積導入可能量(PIRR8%ベース)

4. 風力発電の買取価格④【導入見込量に応じた買取価格①】

- 2020年頃の導入量評価として、前頁の有望地点から、**電力各社の対発電設備容量上限を安全側に想定して5%あるいは10%と想定した場合**の買取価格と陸上風力の導入可能量(既設分は除く)は下表のとおり。
- 既設の導入量約240万kW(2010年度時点)を考慮すると、低位シナリオ達成のためには**対発電設備容量上限が5%であったとしても18円/kWhの買取価格で約510万kWが追加導入可能**と見込まれる。また、中位シナリオ及び高位シナリオ達成についても対発電設備容量上限を現状議論されている水準の**10%に限定しても20円/kWhで約850万kW、22円/kWhで約950万kWが追加導入可能**と見込まれる。

表 買取価格に応じた累積導入可能量(PIRR8%ベース)

対発電設備容量5%上限

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	~18	~20	~22
陸上	505	582	676
1北海道電力	37	37	37
2東北電力	86	86	86
3東京電力	42	60	79
4北陸電力	18	30	40
5中部電力	90	110	130
6関西電力	51	71	97
7中国電力	35	43	60
8四国電力	35	35	35
9九州電力	102	102	102
10沖縄電力	10	10	10

対発電設備容量10%上限

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	~18	~20	~22
陸上	721	851	953
1北海道電力	74	74	74
2東北電力	172	172	172
3東京電力	42	60	79
4北陸電力	18	30	46
5中部電力	90	110	130
6関西電力	51	71	97
7中国電力	35	43	61
8四国電力	70	70	70
9九州電力	150	203	203
10沖縄電力	19	19	19

5. 風力発電の買取価格④【導入見込量に応じた買取価格②】

- 更に、東日本(東北及び東京電力)、西日本(東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力)の電力系統の一体運用を前提として、電力各社の発電設備容量上限を30%とした場合の買取価格と導入可能量の関係は下表のとおり(陸上>洋上の優先順位で導入されるものと想定)。
- 洋上風力についても、例えば買取価格30円/kWhの場合、陸上風力の導入状況を考慮した上で、PIRR8%を確保する導入可能量(1,588万kW)が導入見込量に対して十分に存在する。

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]				発電設備容量[万kW]	風力設備容量比
	~20	~25	~30	~40		
陸上	1,533	1,928	1,928	1,928		
1北海道電力	223	223	223	223	742	30.0%
2東北電力	516	516	516	516	1,721	30.0%
3東京電力	60	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	209	209	209	209	696	30.0%
9九州電力	214	365	365	365	2,033	18.0%
10沖縄電力	58	58	58	58	192	30.0%
洋上			1,588	3,942		
1北海道電力			0	0	742	0.0%
2東北電力			0	0	1,721	0.0%
3東京電力			512	1,838	6,499	28.3%
4北陸電力			1	158	806	19.6%
5中部電力			831	833	3,283	25.4%
6関西電力			1	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	277	1,199	23.1%
8四国電力			0	0	696	0.0%
9九州電力			245	245	2,033	12.0%
10沖縄電力			0	0	192	0.0%
合計	1,533	1,928	3,517	5,871		
1北海道電力	223	223	223	223	742	30.0%
2東北電力	516	516	516	516	1,721	30.0%
3東京電力	60	112	623	1,950	6,499	30.0%
4北陸電力	30	84	84	242	806	30.0%
5中部電力	110	152	983	985	3,283	30.0%
6関西電力	71	127	128	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	360	1,199	30.0%
8四国電力	209	209	209	209	696	30.0%
9九州電力	214	365	610	610	2,033	30.0%
10沖縄電力	58	58	58	58	192	30.0%

表 買取価格に応じた累積導入可能量(PIRR8%ベース)
※電力各社の発電設備容量30%を上限として設定)

【参考1】風力発電の現状の電力系統への連系可能量

- 2010年時点の各電力会社エリア内における風力発電の連系可能量は下表に示すとおり。東京電力、中部電力、関西電力の3社は連系可能量を設定していないが、下表より、現在の風力発電の連系可能量は、一定条件のもと風力発電の連系を認める「解列枠」、「蓄電池枠」を含めて368.5万kW+ α である。東京電力、中部電力、関西電力を除く各電力会社の連系可能量は発電設備容量のおよそ5%であることから、これら**3社の連系可能量を仮に発電設備容量の5%と設定すると α は約650万kWとなり、仮の連系可能量は約1,018万kW**である。

(連系可能量のうち、()内は発電設備容量に対する5%を想定した場合の数値である)

	連系可能量 (万kW)	公表年度	導入実績(万kW) 2010年3月	発電設備容量 (万kW)	連系可能量/ 発電設備容量	備考
北海道電力	36	2008	25.7	742	4.9%	内、解列枠5万kW
東北電力	118	2008	48.2	1655	7.1%	内、蓄電池枠33万kW
東京電力	(322)	-	24.4	6430	(5%)	
北陸電力	25	2008	9.4	796	3.1%	内、解列枠10万kW
中部電力	(163)	-	17.7	3263	(5%)	
関西電力	(165)	-	6.9	3306	(5%)	
中国電力	62	2008	25.1	1199	5.2%	
四国電力	25	2008	16.6	667	3.7%	内、解列枠5万kW
九州電力	100	2008	28.7	2002	5.0%	
沖縄電力	3	2008	1.4	192	1.6%	
合計	368.5+(650)		204.1	-	-	

解列枠：一般電気事業者の予めの指令により解列することを条件に系統への連系を認めるもの

蓄電池枠：蓄電池の併設を条件に系統への連系を認めるもの

※沖縄については、沖縄本土連系における連系可能量・既連系量を記載

※東北電力の連系可能量及び導入実績には、出力一定制御型の風力発電施設は含まない。

※連系可能量、導入実績：経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 調べ

出典「平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業(風力エネルギーの導入可能量に関する調査)調査報告書(平成23年2月28日、資源エネルギー庁)

注)上記に加えて、現時点では、北海道地域内及び東北地域内における導入拡大に向けた実証実験として、北海道20万kW、東北40万kWが追加されている。

【参考2】北海道のポテンシャルを活用することを想定した試算

- 前述の通り、**北海道における導入ポテンシャルは陸上13,966万kW、洋上40,314万kWと非常に大きい**。そこで、簡易的に導入ポテンシャルを活用することを想定した。
- 水を電気分解して水素を製造し貯蔵し、これを需要地に輸送して消費するというシナリオもありうるが、現状の技術見通しでは貯蔵・運搬コストが割高と考えられるため、ここでは発想を逆転させ、**電力需要家の誘致(安価な電力の供給を訴求した産業誘致)を想定した**。
- 具体的には、陸上についてはポテンシャル開発率を50%、洋上については同10%と想定した。この場合、導入量は、陸上6,983万kW、洋上4,031万kWで**合計約1億1千万kW、約2,300億kWh/年**となる。
- これは、**現状の日本の産業部門の主要な大口電力需要家(約2,000億kWh)と、データセンターの消費電力(今後の大幅な伸びを見込んで200億kWh[現状は約100億kWh程度])を十分に賄い得る量**である。

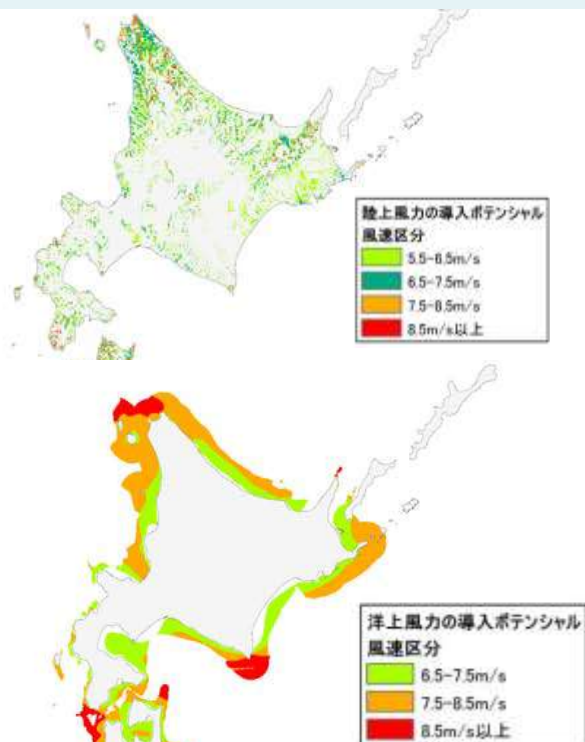
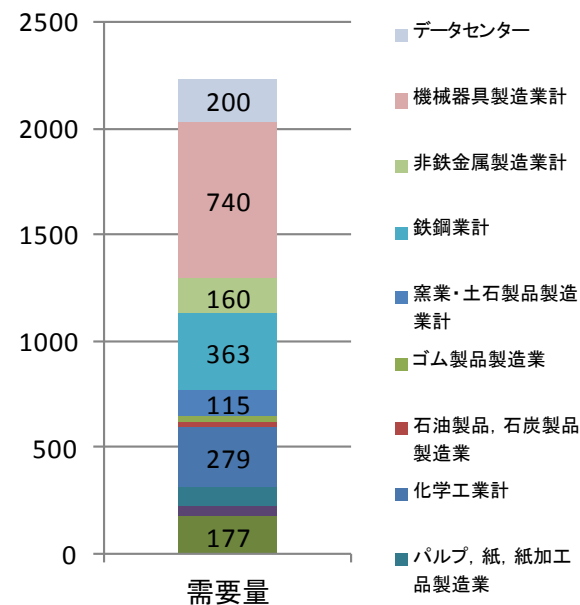
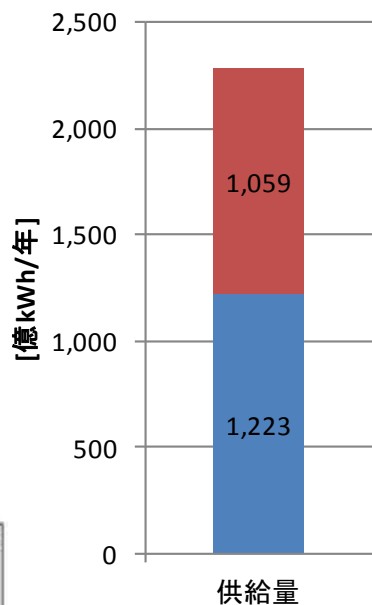


図 北海道の導入ポテンシャル



出典) 平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書、電気事業連合会「電力統計情報(2010年度の大口電力産業別)」より作成

(7) 海洋エネルギーの導入見込量について

1. 海洋エネルギーの導入見込量の考え方

- 波力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

基本方針	<p>【沿岸固定式】 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沿岸域における導入見込量を試算。</p> <p>【沖合浮体式】 洋上風力発電と組み合わせて設置することを想定し、将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沖合における導入見込量を試算。</p>
導入シナリオ	<p>【沿岸固定式】 高位：海岸保全区域延長（海岸線延長の約40%）の10%（約1,420km）に設置することを想定 中位：同5%（約710km）に設置することを想定 低位：同3%（約430km）に設置することを想定 ⇒2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。</p> <p>【沖合浮体式】 高位：2050年までの洋上風力導入量3,000万kWに合わせて発電機を設置することを想定。 中位：同 1,750万kWとの組合せに合わせて発電機を設置することを想定。 低位：同 750万kWとの組合せに合わせて発電機を設置することを想定。 ⇒2030年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。</p>

- 潮流発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

基本方針	現状および将来的に期待される技術水準を前提に、発電効率および設備利用率を設定し、導入見込量を試算。
導入シナリオ	<p>【共通】海図に流速表示のある海峡150地点のうち、流速1[m/s]以上の海峡（88地点）を対象として試算。 ⇒2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。</p>

2. 海洋エネルギーのポテンシャル①(波力発電 1/2)

波力発電の賦存量試算例

- 前田・木下らは、日本造船研究協会の統計を用いて、沖合を含めた日本近海の波力エネルギーを推定。沖合にいくほど波力エネルギー密度は高く、特に太平洋岸の福島、茨城、千葉沖の波力エネルギーが大きいと試算されている。
- また、日本周辺の平均波力エネルギー密度を約10kW/mとし、日本全周(約5000km)で100%吸収するとした場合、約50GWのエネルギーが得られるとしている。
- 高橋らは、全国の主要港に配置された波浪観測網のデータを用いて日本周辺における波力エネルギーを調査し、日本沿岸の平均波力エネルギー密度を7kW/mと試算。日本の総海岸線を5,200kmとした場合、日本沿岸に打ち寄せる波力エネルギーは36GWとなる。

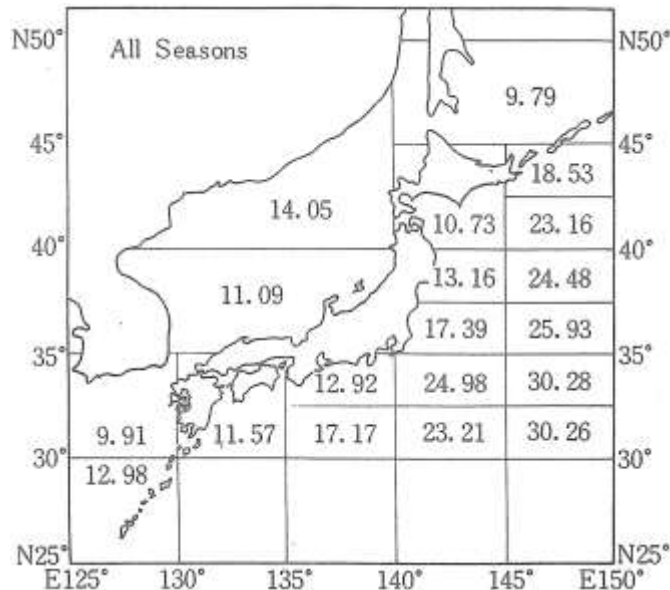


図 日本近海の波力エネルギー(kW/m、通年)

出典)前田久明 木下健「波浪発電」(1979, 生産研究31巻11号)



図 日本沿岸の波力エネルギー(kW/m)

出典)「波力発電の動向について」(2009, OEA-J資料)

2. 海洋エネルギーのポテンシャル②(波力発電 2/2)

波力発電の賦存量試算例

- 平成19年度に行われた波力発電検討会では、沖合いの波エネルギー密度15~20kW/m、沖合線長10,000km、風による復元効果を2倍とした場合、日本の波力エネルギー賦存量は300GW~400GWになると試算している。
- 年間平均の波パワーの大きさより、太平洋側に設置するのが有利であること、経済的には陸地からの近さが決め手になることから、波力発電の適地としては、北方領土の南方沖、銚子沖、房総沖、伊豆小笠原諸島沖全域、南西諸島沖全域が挙げられる。ただし、詳細な海象・波浪解析を実施すれば、波力発電の適地は広がる可能性も高いと報告している。

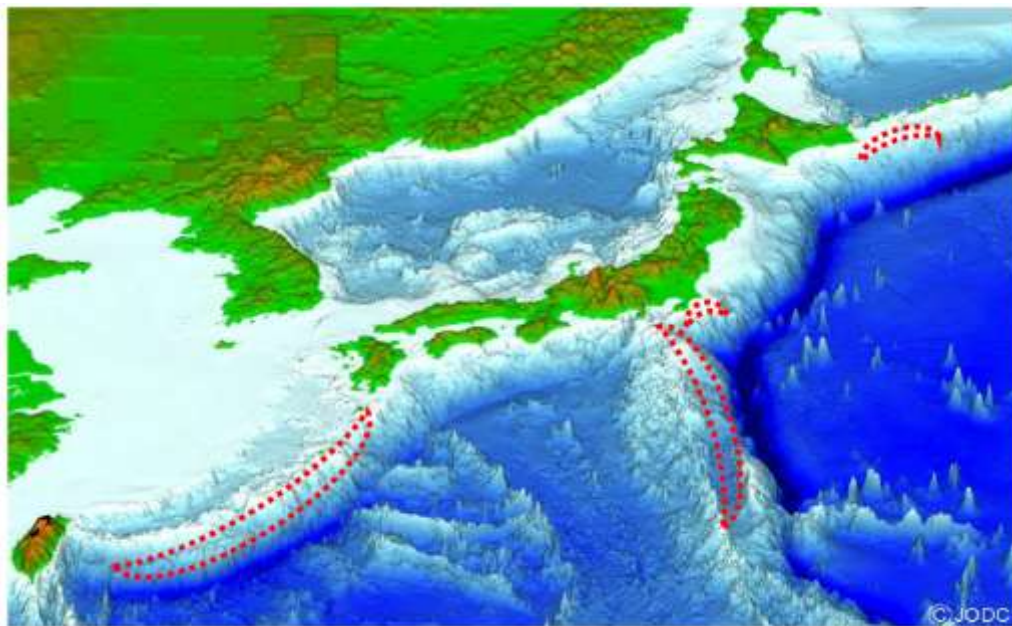


図 日本近海の波力発電の適地

出典) 波力発電検討会報告書(平成22年3月、波力発電検討会)

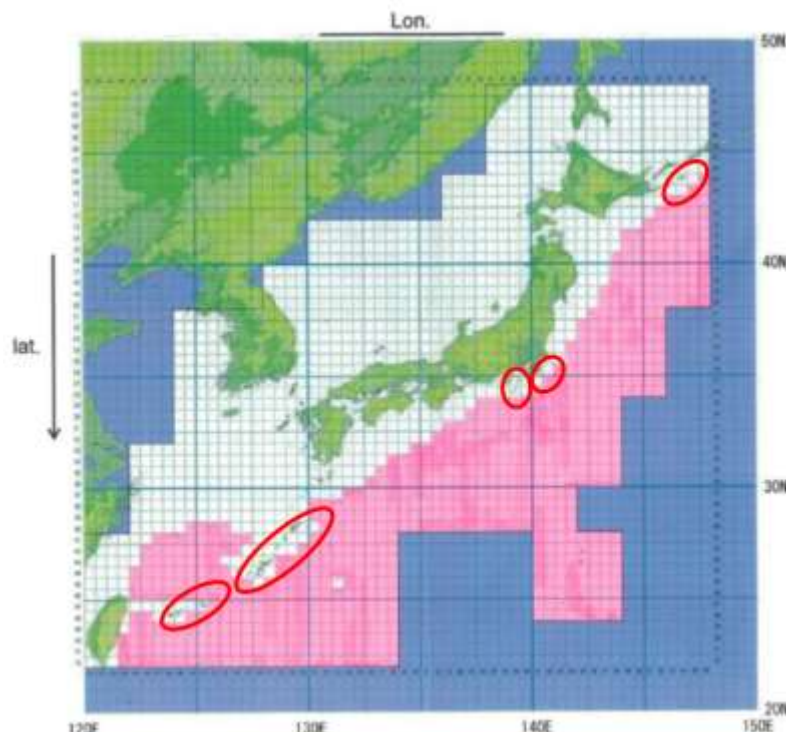


図 日本近海の波パワーの大きい海域(15kW/m以上)

出典) 波力発電検討会報告書(平成22年3月、波力発電検討会)

2. 海洋エネルギーのポテンシャル③(潮流・海流発電)

潮流発電の賦存量試算例

- 日本は島国であり、多くの瀬戸、海峡、水道が存在する。潮流エネルギーは瀬戸や海峡部において集中して大きくなり、特に潮流発電の適地は瀬戸内海以西の西日本において恵まれている。
- 潮流発電の適地と考えられる各海峡、瀬戸の潮流エネルギー賦存量試算値は下表のとおり。

海流発電の全資源エネルギー量試算例

- 日本における海流発電を考えた場合は、黒潮が有望。黒潮の規模は、流量が3,000～5,000万 m^3/s 、流速が0.5～2.5 m/s 。平均流速を0.5 m/s 、流路幅を250 km 、水深1,000 m とすると、黒潮の全資源エネルギー量は約1,600万 kW と試算される。

※木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」を元に取りまとめ。

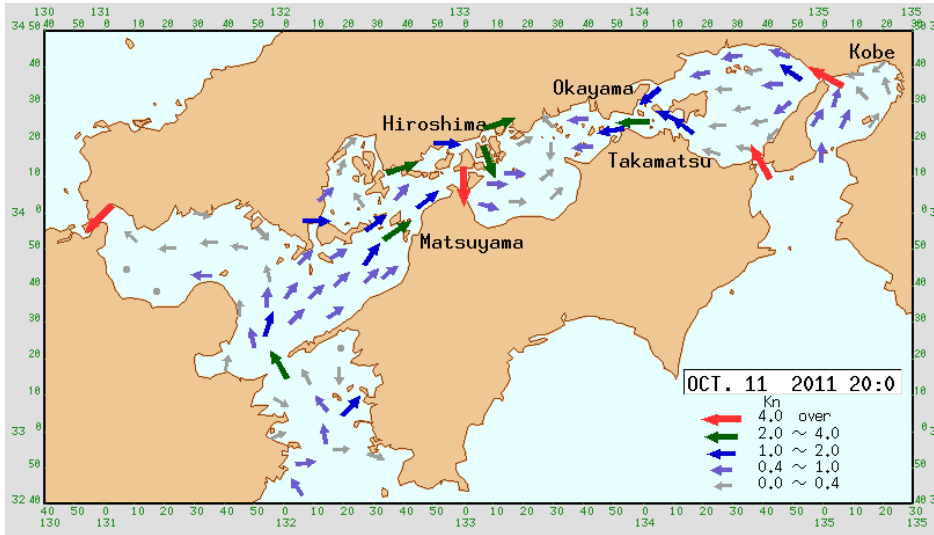


図 瀬戸内海の主要な海峡における潮流推算の例

出典) 第6管区海上保安本部海洋情報部ホームページ

(http://www1.kaiho.mlit.go.jp/KAN6/2_kaisyo/kaisyo.html)

表 日本の代表的な海峡の潮流エネルギー賦存量

地点	最大流速 (m/s)	平均最大 流速(m/s)	断面積 (m^2)	賦存量 (MW)
鳴門海峡	5.1	3.8	93,000	1,110
来島海峡	4.6	3.1	77,000	498
関門海峡	3.5	2.6	12,920	49
大島瀬戸	3.2	2.4	48,300	145
明石海峡	3	2.2	264,000	611
早崎瀬戸	2.8	2.1	286,000	576

出典) 木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」

2. 海洋エネルギーのポテンシャル④(海洋温度差発電)

- 海洋温度差発電で経済性を成立させるためには、平均的に20℃程度の温度差が必要とされており、赤道付近のインド、東南アジア、オーストラリア南部、メキシコ、ブラジル、アフリカ中部等の沖合が、適地とされる。日本では沖縄、鹿児島、小笠原諸島などが適地に挙げられる。本州においても理想的な温度差のもと発電を行うためには、発電所や工場等の温水排熱の活用が有効と考えられる。

海洋エネルギーの全資源エネルギー量試算例

- 海洋温度差発電の全資源エネルギー量は、様々な検討例がある。
 - ✓ 試算例①: 日本の経済水域内の熱エネルギー総量は100,000TWh。
 - ✓ 試算例②: 日本の経済水域内で得られる太陽日射量の1%を利用すると仮定した場合、1.2億kW。

※木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」を元に取りまとめ。

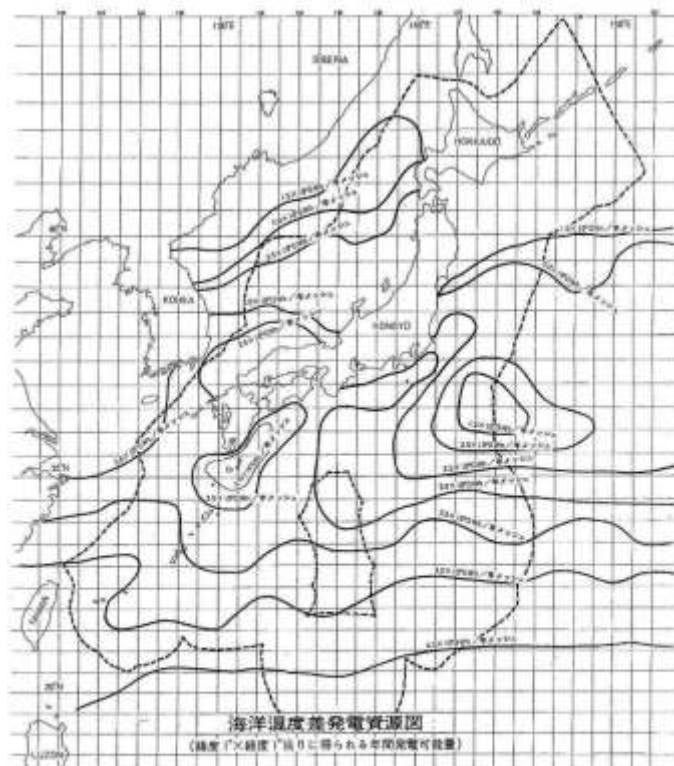


図(上) 世界の海の表層と深層1,000mとの平均温度差分布

出典)佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ

図(右) 日本の経済水域内における賦存量試算例

- ※ 冷水取水深度 600メートル
 - ※ 四季平均温度差より積算
 - ※ 海上保安庁水路部海洋資料センター統計(1923-1971)を基礎としている
- 出典)上原春男「海洋温度差発電読本」(1982年, オーム社)



3. 海洋エネルギーの導入見込量①(波力発電):前提条件 (1/2)

- 沿岸固定式の試算条件は下表のとおり。

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none">● 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沿岸域における導入見込量を試算する。
設置可能域	<ul style="list-style-type: none">● 高位シナリオでは海岸保全区域延長(海岸線延長の約40%)の10%(約1,420km)、中位では同5%(約710km)、低位では同3%(約430km)と設定。 ※海岸保全区域:高潮や波浪による海水が陸岸に浸入するのを防ぎ、海岸の決壊、侵食などに対する対策を必要とする地域 ※なお、2002年時点の海岸堤防の総延長は3,000km程度、離岸堤の総延長は800km、突堤の総延長は400km程度。
波パワー	<ul style="list-style-type: none">● 既往調査結果に基づき、海域8区分ごとに平均入力エネルギー密度を設定。(6.4kW/m～14.9kW/m)
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none">● マイティホエールと同タイプの振動水柱型波力発電装置を想定。
変換効率	<ul style="list-style-type: none">● マイティホエールの実績等から、変換効率36%(1次変換効率(圧縮空気作り)80%、2次変換効率(発電)45%)と設定。
定格容量	<ul style="list-style-type: none">● 年平均期待出力[kW/m](年平均入力エネルギー密度×最終変換効率)を基準に、安全率(2倍に設定)を乗じて設定。
年次展開	<ul style="list-style-type: none">● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させることを想定。

3. 海洋エネルギーの導入見込量②(波力発電):前提条件 (2/2)

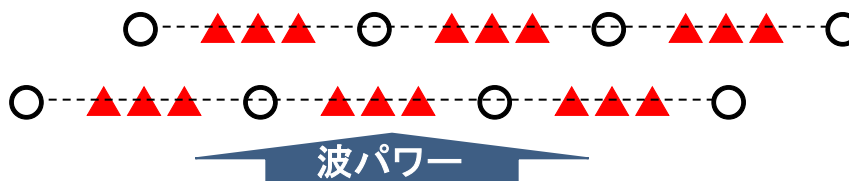
- 沖合浮体式の試算条件は下表のとおり。

項目	前提条件等
基本方針	● 洋上風力発電と組み合わせて設置することを想定し、将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沖合における導入見込量を試算する。
設置可能域	● 洋上風力発電機の上に波力発電装置を並べることを想定。 ✓1サイトあたり、5MW機 20基を2列に配置、風車間隔は直径の3倍に設定。 ✓波力発電機は、各列、風車間距離の50%ずつ設置。 ✓洋上風力の導入見込量は、高位、中位、低位シナリオ、それぞれについて試算。 ✓以下の式により、波力発電の設置距離を算出。
波パワー	● 東京都波力発電検討会による波力マップのうち、洋上風力適地と判断される地点の平均より9.9kW/mと設定。
装置タイプ	● マイティホエールと同タイプの振動水柱型波力発電装置を想定。
変換効率	● マイティホエールの実績等から、変換効率18%(1次変換効率(圧縮空気作り)40%、2次変換効率(発電)45%)と設定。
定格容量	● 年平均期待出力[kW/m](年平均入力エネルギー密度×最終変換効率)を基準に、安全率(2倍に設定)を乗じて設定。
年次展開	● 2030年を起点に2050年に向けて直線的に増加させることを想定。

<設置イメージ>

○: 風力発電機

▲: 波力発電機



3. 海洋エネルギーの導入見込量③(波力発電): 試算結果

- 高位シナリオにおいては、沿岸固定式、沖合浮体式合わせて、**2050年の総設備容量は1,203万kW、総期待発電量は527億kWh**となった。これは、OEA-Jロードマップの2050年目標値に対して、設備容量で164%、発電量で263%の水準。

		設置距離	年平均期待出力	定格出力	総期待発電量	総設備容量
		[km]	[kW/m]	[kW/m]	[億kWh]	[万kW]
沿岸 固定式	高位シナリオ: 海岸保全区域延長の10%	1,417	3.0	6.0	375	856
	中位シナリオ: 海岸保全区域延長の5%	708	3.0	6.0	187	428
	低位シナリオ: 海岸保全区域延長の3%	425	3.0	6.0	112	257
沖合 浮体式	高位シナリオ: 洋上風力3,000万kW	972	1.8	3.6	152	347
	中位シナリオ: 洋上風力1,750万kW	567	1.8	3.6	89	202
	低位シナリオ: 洋上風力750万kW	243	1.8	3.6	38	87
合計	高位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				527 (263%)	1,203 (164%)
	中位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				276 (138%)	630 (86%)
	低位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				150 (75%)	343 (47%)

3. 海洋エネルギーの導入見込量④(潮流発電):前提条件

- 潮流発電は、現在実証試験～実用化の技術開発レベルにある一方、海流発電は日本におけるポテンシャルも大きく、実用化に向けた技術開発が実施されているが、現時点では基礎的研究レベルにとどまりデータ制約等が大きいため、**今回は潮流発電のみ試算対象**とすることとした。
- 平成22年度に、NEDOにより潮流発電を含む海洋エネルギーのポテンシャル試算が成されており、潮流発電の試算条件は下表のとおり。現時点で得られる限られたデータから想定しうる試算条件として妥当と判断し、**基本的にNEDO調査における試算結果を踏襲**することとした。
- NEDO調査では年次展開はされていない。本調査では2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none">● 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、発電効率および設備利用率を設定し、導入見込量を試算する。
設置可能域	<ul style="list-style-type: none">● 海図に流速表示のある海峡150地点のうち、流速1[m/s]以上の海峡を対象とする。海峡は150地点中88地点に限定される。● 海峡幅に対し、D=16mのデバイスを1列に、1/2 Dの間隔を設けて配置すると仮定。なお、流速方向に多段にデバイスを設置することは想定しない。
潮流パワー	<ul style="list-style-type: none">● 海峡ごとに潮流エネルギー密度[W/m²]を算出。
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none">● 日本の潮流に適していると考えられる装置(英国MCT社のSeaGen潮流発電装置)を設置すると設定。
変換効率・設備利用率等	<ul style="list-style-type: none">● 英国SeaGenの実績等から、発電効率30%、設備利用率を36%と設定。
年次展開	<ul style="list-style-type: none">● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。

3. 海洋エネルギーの導入見込量⑤(潮流発電): 試算結果

- **2050年の設備容量は8.7万kW、期待発電量は2.3億kWhとなった。**これは、OEA-Jロードマップの2050年目標値に対して、設備容量で25%、発電量で25%の水準。

順位	海峡	最大流速 [m/s]	海峡幅 [km]	発電 ポテンシャル※ [億kWh/年]	発電量※ [億kWh]	設備 利用率	設置容量 [万kW]
1	豊後水道	1.67	40.00	5.1	5.10	30%	19.40
2	津軽海峡(大間崎沖)	2.26	15.60	4.9	4.93	30%	18.77
3	速吸瀬戸(佐田岬)	2.70	9.00	4.8	4.83	30%	18.39
4	由良瀬戸(友ヶ島水道)	1.75	32.80	4.8	4.79	30%	18.21
5	早崎瀬戸(有明海湾口)	3.40	3.40	3.6	3.64	30%	13.84
6	明石海峡(播磨灘)	3.01	3.60	2.7	2.68	30%	10.18
7	鳴門海峡	5.25	0.60	2.4	2.36	30%	8.99
8	針尾瀬戸(大村湾湾口)	3.55	1.70	2.1	2.08	30%	7.91
9	津軽海峡(龍飛崎沖)	1.54	18.50	1.9	1.85	30%	7.06
10	早鞆ノ瀬戸(関門海峡)	4.63	0.60	1.6	1.62	30%	6.18
11	西水道(対馬海峡)	1.26	23.75	1.3	1.30	30%	4.93
12	長島海峡(八代海湾口)	3.24	1.40	1.3	1.29	30%	4.92
13	中水道(来島海峡)	4.86	0.40	1.3	1.28	30%	4.86
14	田ノ浦瀬戸(五島列島)	2.80	2.10	1.3	1.25	30%	4.77
15	西水道(来島海峡)	3.81	0.83	1.2	1.23	30%	4.67
⋮							
ポテンシャル上位30位計 (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)					58.95 (25.3%)		224.32 (25.3%)

※発電ポテンシャルは、卓越流向の垂直方向に1/2D間隔で1列設置を前提に推計されている

⇒発電量は「発電量=発電ポテンシャル×(1+1/2)×海峡占有率」より試算

3. 海洋エネルギーの導入見込量⑥(まとめ)

- 波力発電、潮流発電を合わせた海洋エネルギー発電の導入見込みは、高位ケースで約1,400万kW、約580億kWh/年。
- 日本海洋エネルギー資源利用推進機構(OEA-J)の2050年見通しと比較すると、電源別内訳では波力が多い結果となっている。

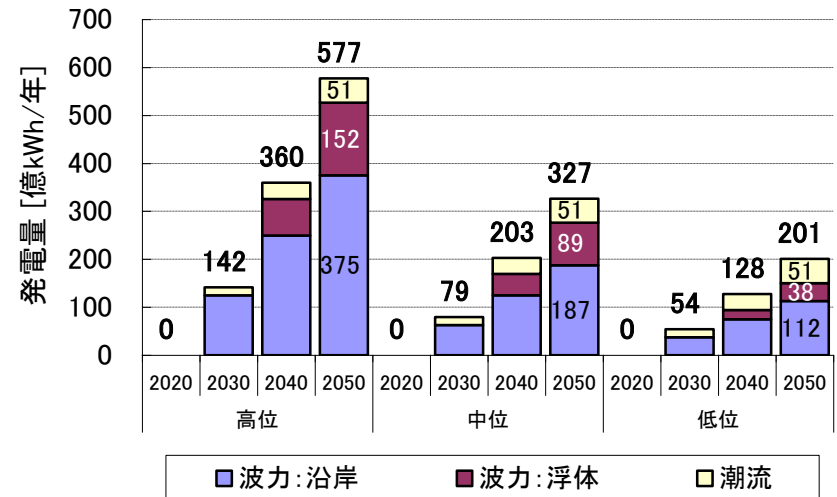
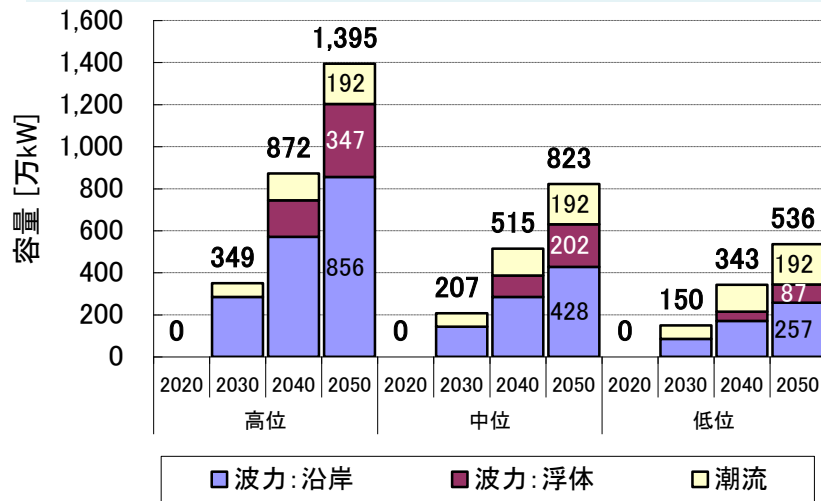


図 海洋エネルギーの導入見込量

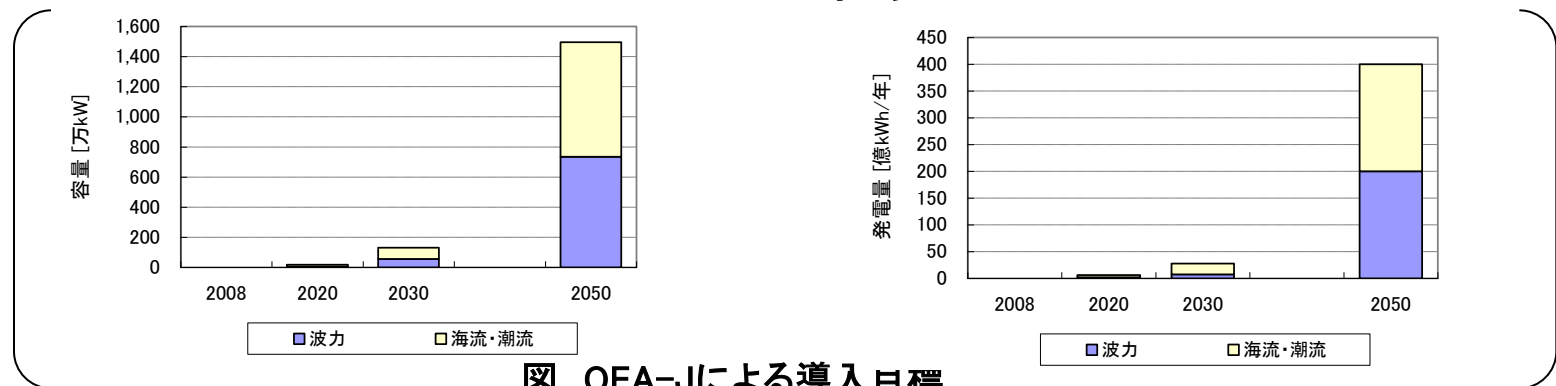


図 OEA-Jによる導入目標

参考(1) 海洋エネルギー技術の概要①(波力発電)

- 波力発電システムは主に以下の3種類に区分される。実用化されているものは少なく、多くが実証試験中。
 - ✓振動水柱型:装置内に空気室を設けて海面の上下動により生じる空気の振動流を用いて、空気タービンを回転させる。
 - ✓可動物体型:波のエネルギーを可動物体を介して機械的な運動エネルギーに変換し、それを動力源として油圧発生装置等のピストンを動かして発電する。
 - ✓越波型:波を貯水池等に越波させて貯留し、水面と海面との落差を利用して海に排水する際に、導水溝に設置した水車を回し発電する。
- 2008年9月に、ポルトガル沖において、可動物体型のPelamis波力発電装置を用いた、総出力2,250kW(750kW機×3基)の、世界初の商用プラントが運転開始。しかし数週間で故障が発生し、運転停止中。
- 米国のOcean Power Technologies社のPower Buoy(可動物体型)は、実証試験で予測計算どおりの出力を確認するなど、順調に進行中。
- 日本独自技術としては、ジャイロ式波力発電装置や、人工筋肉を用いたEPAM波力発電装置などは、従来の発電装置とは異なる原理を用いており、その実用化が期待される。

※NEDO再生可能エネルギー技術白書を元に取りまとめ。



図 Pelamis 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltdホームページ



図 PB150 PowerBuoy
波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltdホームページ



図 ジャイロ式波力発電装置
(4号機:45kW機)

写真提供:(株)ジャイロダイナミクス

参考(1) 海洋エネルギー技術の概要②(潮流・海流発電)

- 潮流・海流発電は、海水の運動エネルギーを利用し、一般的には水車により回転エネルギーに変換させて発電する技術。
- 英国Marine Current Turbines社は、SeaGenプロジェクトにて、1.2MWの潮流発電の商用プラントを稼動中。また、RWE npower社と共同で2011～2012年に運用開始予定の10MW潮流発電プロジェクトを進行中。
- 米国ではニューヨークにおいて、Roosevelt Island Tidal Energy (RITE)プロジェクトと呼ばれる潮流発電プロジェクトが実施され、6基のプロペラ式潮流発電システム(発電出力200kW)により、電力供給が開始されている。最終的には10MW、8,000世帯分の電力供給を目指す。
- 日本においては、来島海峡、生月大橋において潮流発電、津軽海峡において海流発電の実証試験が実施されている。また、(財)エンジニアリング振興協会は、2MWの海流発電システムの事業化を目指し開発を進めている。

※NEDO再生可能エネルギー技術白書を元に取りまとめ。



図 SeaGenシステムイメージ

出典)“Oceans of Energy : Marine Renewable Energy Technologies” (2010, World Future Energy Summit, (Marine Current Turbines Ltd))

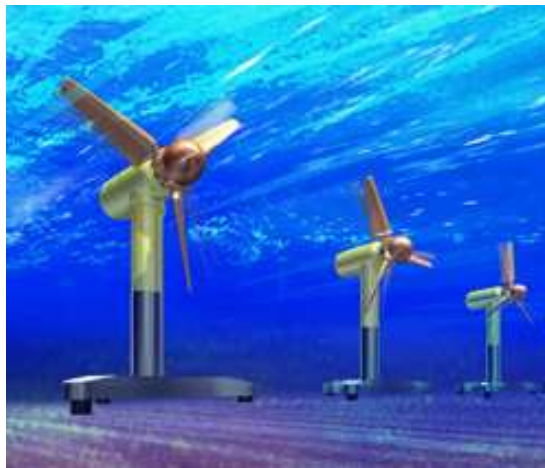


図 潮流発電システムイメージ

出典)川崎重工ウェブサイト

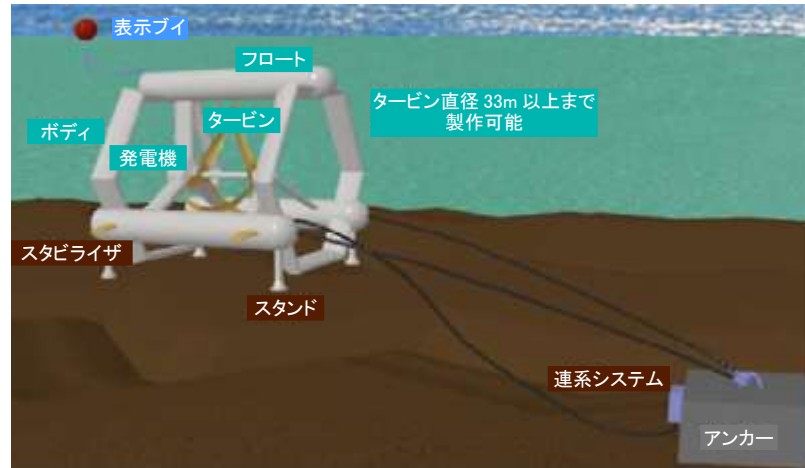


図 MW級海流発電システムイメージ

出典)「メガワット級海流発電システムの実用化に関するフィージビリティスタディ 報告書 一 要旨 一」(2009, (財)機械システム振興協会)より作成

参考(1) 海洋エネルギー技術の概要③ (海洋温度差発電)

- 海洋温度差発電は、表層水と深層水との温度差を利用する発電技術。海洋温度差エネルギーは、昼夜の変動がなく比較的安定したエネルギー源のため、計画的な発電が可能。
- 海洋温度差発電の主な発電方式は、オープンサイクル、クローズドサイクル、ハイブリッドサイクルの3種類。
 - ✓ オープンサイクル: 表層水を蒸発器でフラッシュ蒸発させ、作動流体としてタービンに送り発電する。タービンから出た膨張した水蒸気は凝縮器に入り、汲み上げられた深層水によって冷却され、海に排出される。
 - ✓ クローズドサイクル: 低沸点の作動流体が封入されており、作動流体は蒸発器で表層水から熱を受け取り蒸発する。蒸発した作動流体はタービンに送られて発電した後、凝縮器で汲み上げられた深層水に熱を捨てて液化し、作動流体ポンプにより再び蒸発器に送られる。
 - ✓ ハイブリッドサイクル: オープンサイクルとクローズドサイクルを組合せたシステム
- 日本の海洋温度差発電技術は世界トップレベル。佐賀大学海洋エネルギー研究センターが先導的に研究開発を行い、1994年にウエハラサイクルを開発、現在も世界で唯一稼働している伊万里実験プラントにおいて実証研究を実施中。

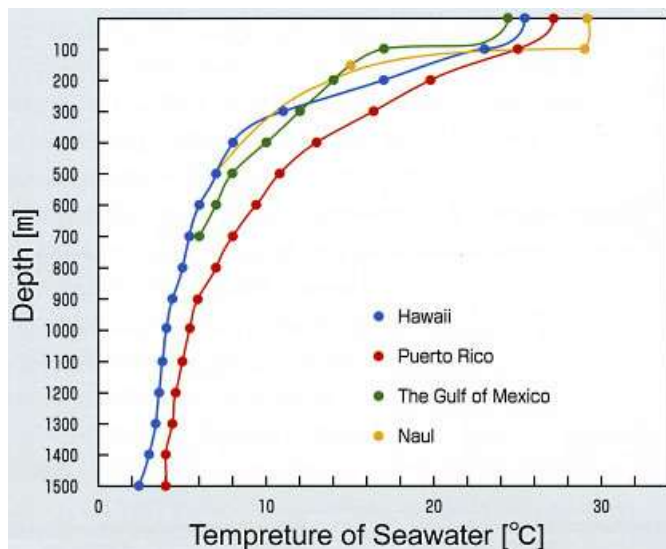


図 熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布
出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ



図 30kW海洋温度差発電システム
出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センター ホームページ

参考(2) 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し

- 日本海洋エネルギー資源利用推進機構(略称 OEA-J)は、2007年の「海洋基本法」および「海洋基本計画」の策定を受けて、2008年に「2050年までの海洋エネルギー資源利用のロードマップ」を策定している。
- 本ロードマップでは、2050年に想定される我が国のエネルギー使用量の10%以上にあたる、1400億kWhをまかなうことを目標とし、バックキャスト的に各年の導入量を設定している。
- 洋上風力、海洋温度差発電が先導し、2030年頃から波力発電、潮流・海流発電の導入が進むと想定されている。2050年の導入量は、波力発電200億kWh、潮流・海流発電200億kWh、海洋温度差発電400億kWhと見込まれている。

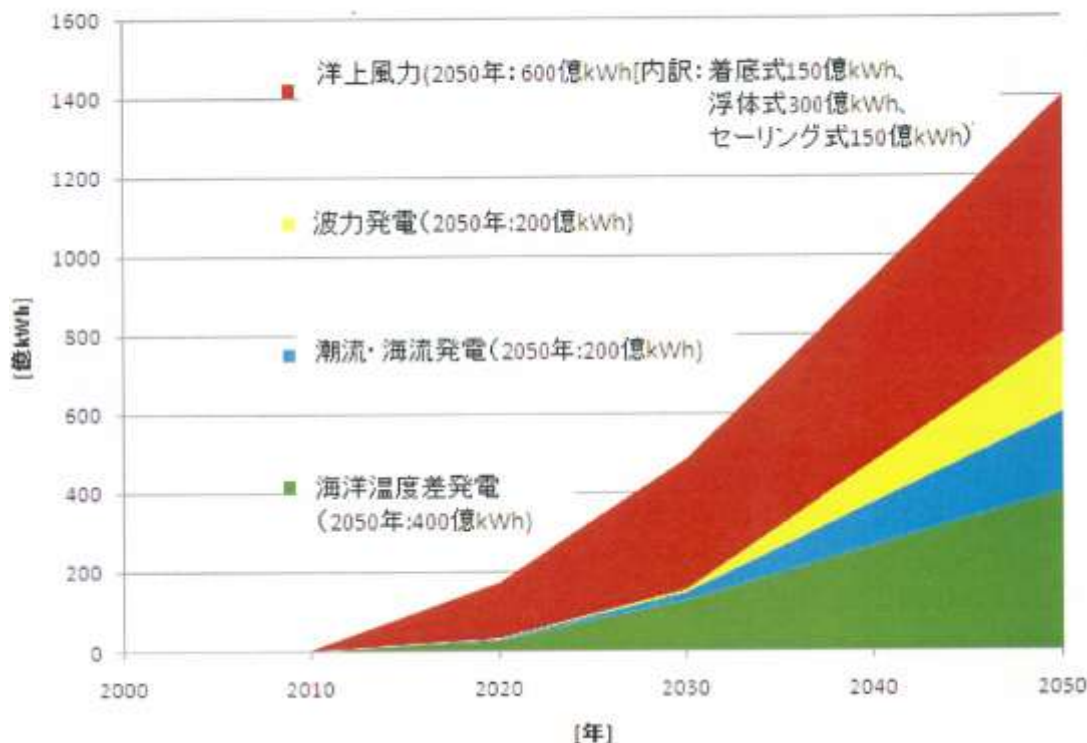


図 2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップ

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料(2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

参考(2) 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し(波力発電)

- OEA-Jが作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、波力発電については2020年までに51MW、2030年までに554MW、2050年までに7,350MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 日本における波力発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 kWh/年	2億kWh/年	7.5億kWh/年	200億kWh/年
想定或いは期待される発電規模	0.02MW	51MW	554MW	7,350MW
(参考)		(0.1MW : 450基) (0.5MW : 10基) (1.0MW : 1基)	(0.1MW : 2,000基) (0.5MW : 600基) (1.0MW : 50基) (2.0MW : 2基)	(0.1MW : 3,000基) (0.5MW : 4,500基) (1.0MW : 3,800基) (2.0MW : 500基)

前提条件1) 日本周辺の波パワーの平均: 7kW/m

前提条件2) 日本沿岸の総延長: 5,000km

前提条件3) 日本周辺の波パワー総量(前提条件1,2より3,500万kW)の利用率: 6.5%

前提条件4) 稼働率: Onshore : 25%、Near-shore : 27%、Offshore : 40%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料(2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

参考(2) 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し(潮流・海流発電)

- OEA-Jが作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、潮流・海流発電については2020年までに130MW、2030年までに760MW、2050年までに7,600MWの発電規模が想定或いは期待されている。

表 日本における潮流・海流発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 kWh/年	4億kWh/年	20億kWh/年	200億kWh/年
想定或いは期待される発電規模	0 MW	130MW	760MW	7,600MW
(参考)		(1MW : 100基) (5MW : 6基)	(1MW : 310基) (5MW : 50基) (10MW : 20基)	(1MW : 600基) (5MW : 200基) (10MW : 600基)

前提条件)稼働率:30%

出典)海洋エネルギー資源フォーラム資料(2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

参考(3) 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し(海洋温度差発電)

- OEA-Jが作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、海洋温度差発電については2020年までに510MW、2030年までに2,550MW、2050年までに8,150MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 日本における海洋温度差発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 TWh/年	2.5TWh/年	12.5TWh/年	40TWh/年
想定或いは期待される発電規模	0 MW	510MW	2,550MW	8,150MW
(参考)		(1MW : 60基) (5MW : 40基) (10MW : 25基)	(1MW : 100基) (5MW : 40基) (10MW : 25基) (50MW : 40基)	(10MW : 40基) (50MW : 55基) (100MW : 50基) :

前提条件) 発電端出力に対する設備利用率: 56%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料(2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

参考(4)NEDO 技術開発ロードマップ

- NEDO再生可能エネルギー技術白書にて、波力発電と海洋温度差発電の技術ロードマップが策定されている。
- またNEDOは、平成23年度次世代海洋エネルギー発電技術研究開発事業において、海洋エネルギー発電システム実証研究を開始しており、技術開発目標として、2015年に40円/kWh、2020年に20円/kWhの達成を掲げている。

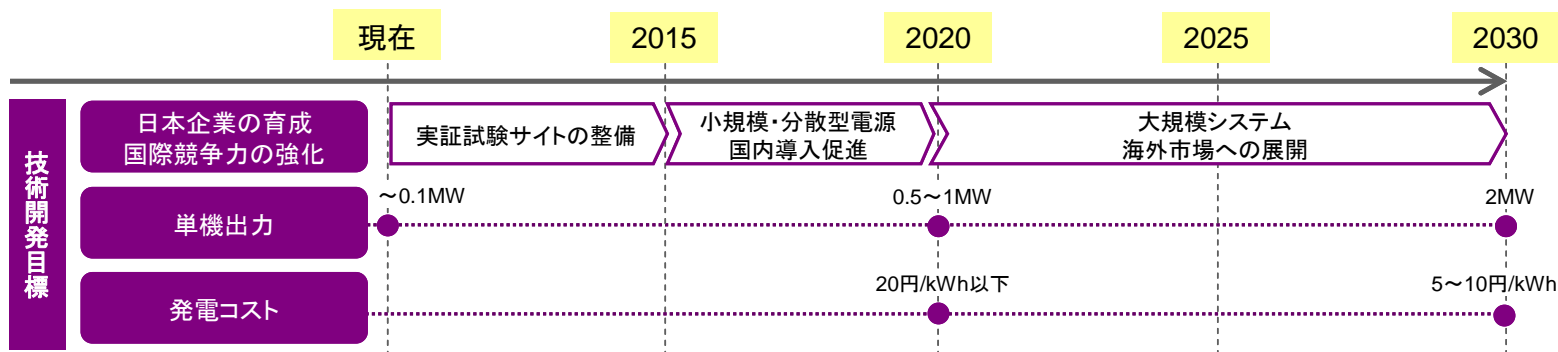


図 波力発電の技術ロードマップ

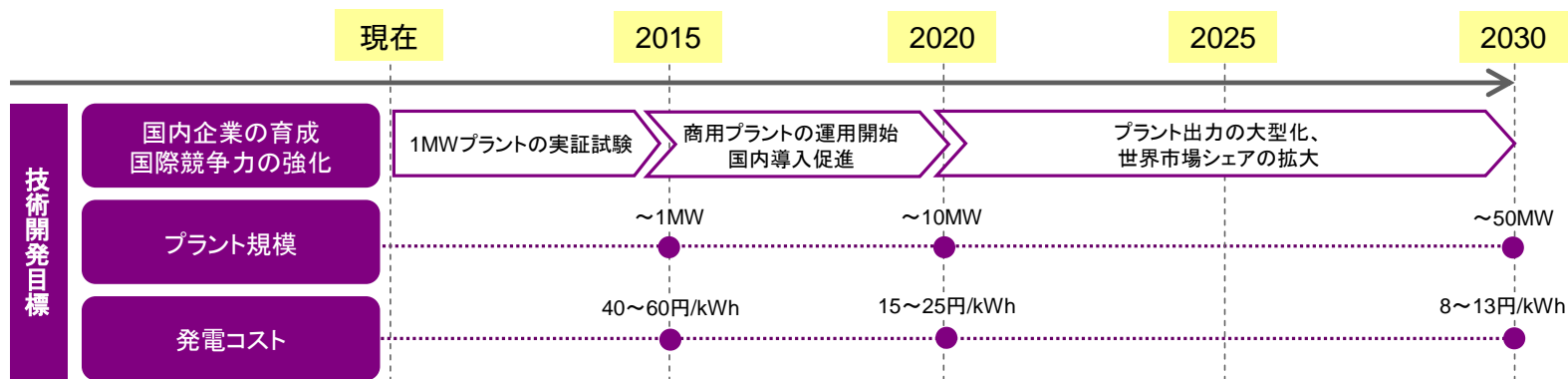


図 海洋温度差発電の技術ロードマップ

参考(5) 沿岸固定式波力の関連データ



図 波パワー計測ポイント

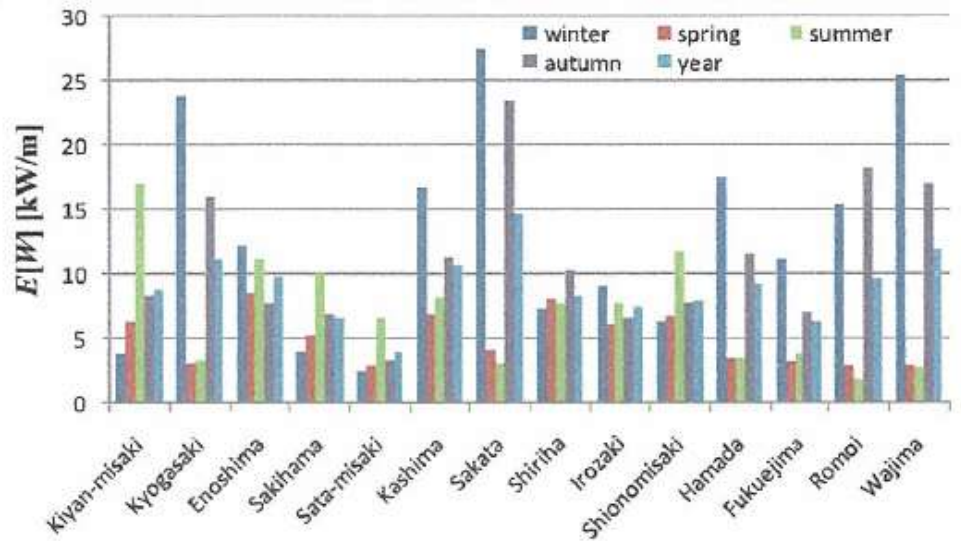


図 エリア別平均入力エネルギー密度

出典)居駒他「人工ハーバー付OWC型波パワー吸収装置の性能に関する研究」(2001年3月)

参考(6) 沖合浮体式波力の関連データ (1/2)



図 日本の海岸線の概況

出典) 国交省資料

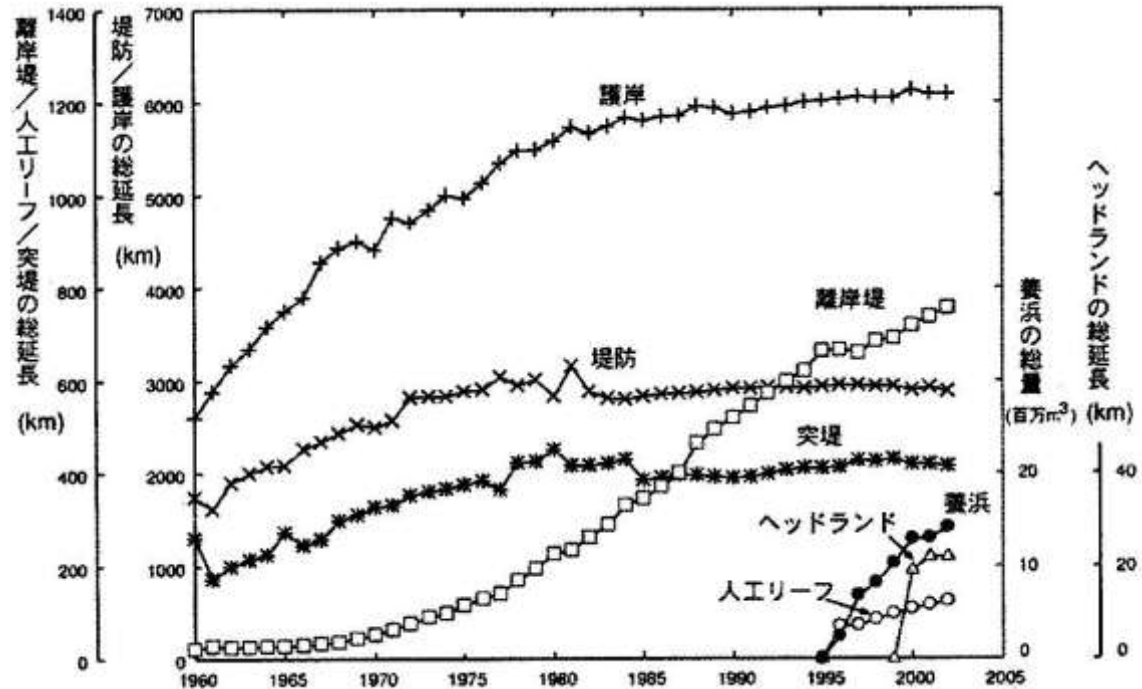


図 日本の海岸保全施設の総延長

出典) 全国海岸協会「海岸50年のあゆみ」(2008年)

(8) 太陽熱利用の導入見込量について

1. 太陽熱利用の導入見込量の考え方

- 昨年度までの太陽熱利用の導入見込量の考え方は以下のとおり。

2020年	高位：投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。 中位：投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。 低位：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。
2030年	中位・高位：2020年の各ケースと2050年の導入量から推計。 低位：ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。
2050年	中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」（2007年（平成19年）3月）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を想定。

- 太陽熱利用のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、2020年までの中位・高位ケースは、**固定買取価格などの経済支援策を定め、導入量を推計**する。その他、**関係団体の目標や導入ポテンシャル**を踏まえて推計。

低位	2020年：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。 2030年：ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。 2050年：2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。
中位	2020年：投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。 2030～50年：低位と高位の中間と想定。
高位	2020年：投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。 2030年：2050年までに太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう普及を増加させていくことを目指して支援策を講じることを想定。 2050年：中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」（2007年（平成19年）3月）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を導入することを想定。

2. 太陽熱利用のポテンシャル

- 中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」(2007年(平成19年)3月)において、住宅での太陽熱利用システムの導入ポテンシャルが試算されている。
- **全国の導入ポテンシャル190,245TJ(492万kL)**は、家庭部門の給湯用エネルギー消費の約30%に相当。

導入ポテンシャル推計の条件

設置可能箇所	全国の戸建住宅、集合住宅のうち、日照条件等を考慮して半数の住戸で導入可能。			
日射量	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全国の都道府県を11区分して日射量を算出。 ・ 集熱器設置条件は下記のとおり。 			
		面積	傾斜角	方位角
	戸建	4m ² /戸	30° (屋根上)	1/3は真南(0°)、 2/3は45°
	集合 (低層)	3m ² /戸	30° (屋根上)	
集合 (高層)	3m ² /戸	90° (ベランダ)		
システム効率	システム全体での太陽熱利用効率は50% (年間集熱量の50%が有効利用可能)			

導入ポテンシャル推計結果

	太陽熱利用量[TJ/年]*1				合計
	戸建住宅	集合住宅			
		低層	中高層	小計	
北海道	6,108	2,253	1,161	3,414	9,522
東北	11,113	2,076	683	2,759	13,872
関東	37,214	14,365	10,620	24,985	62,199
北陸	6,509	966	300	1,266	7,775
東海	16,357	3,649	2,501	6,150	22,507
近畿	19,980	5,311	6,522	11,833	31,813
中国	9,565	1,868	1,086	2,954	12,519
四国	5,829	906	496	1,402	7,231
九州	15,428	3,158	2,313	5,471	20,899
沖縄	1,138	529	241	770	1,908
全国	129,241	35,081	25,923	61,004	190,245

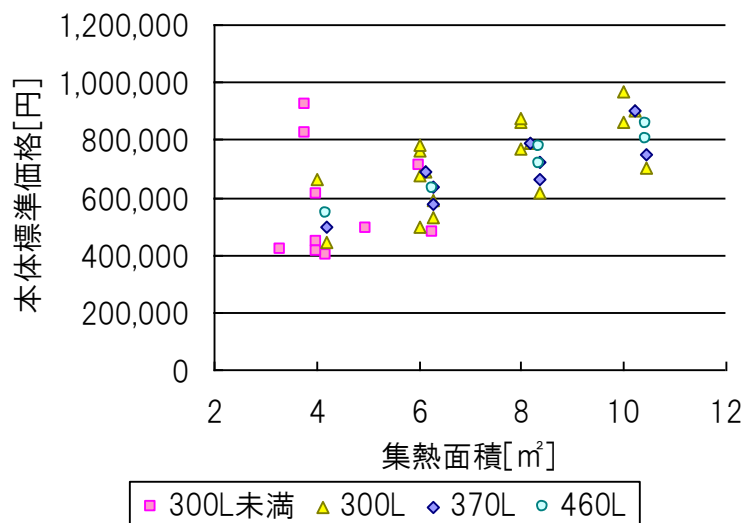
*1 NEDO 日射量データベースを用いて、各地域の代表都市における集熱量を算出し、利用率50%として算出

出典:「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」(中核的温暖化対策技術検討会、2007年3月)

3. 太陽熱利用のコスト

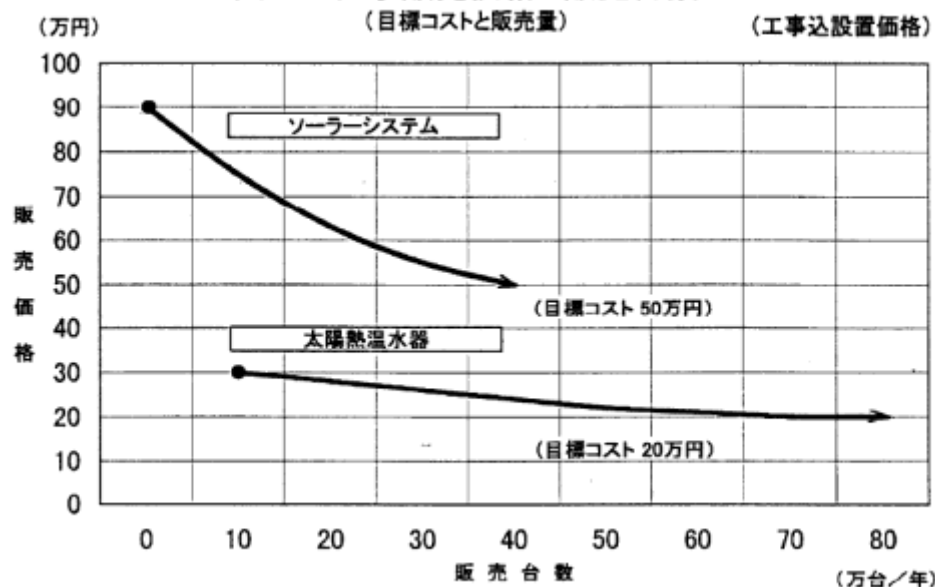
- 戸建住宅用の給湯用太陽熱利用機器としては、太陽熱温水器(自然循環型)とソーラーシステム(強制循環型)があるが、**今後はソーラーシステムが主に普及すると見込まれる。**
- ソーラーシステムの本体価格は集熱面積と貯湯槽容量によって異なる。
- 業界団体は、大量生産に伴うコスト低下により、「消費者がソーラーシステム購入の値ごろ感と考えている価格」である50万円/台程度の価格にすることを目標として掲げている(集熱面積6m²の場合)。

ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格
(2009年時点)



出典:ソーラーシステム振興協会「会員製品一覧」より作成

平均販売価格と販売台数

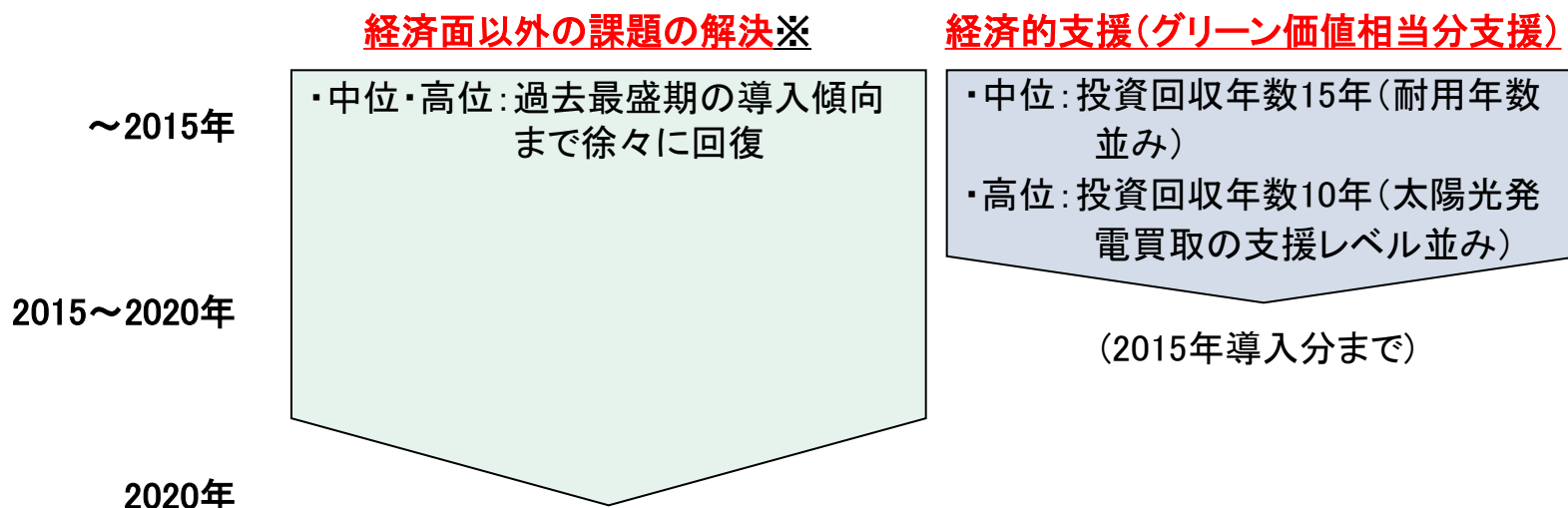


出典:ソーラーシステム振興協会「太陽熱(ソーラーシステム)業界における取組と課題について」,2000年

4. 太陽熱利用の導入見込量 ①～2020年(1/2)

- 住宅用は、今後の大量普及を想定し、少人数世帯・都心型戸建住宅にも設置できる集熱面積3.6m²程度、貯湯槽200L程度のソーラーシステムを推計の対象とした。「経済面以外の課題の解決」と「経済的支援(熱のグリーン価値の評価)」の双方の実施により、導入目標を達成する姿を想定した。
- 業務用は、一定の想定に基づき導入量を想定した。

住宅の導入見込量の推計フロー



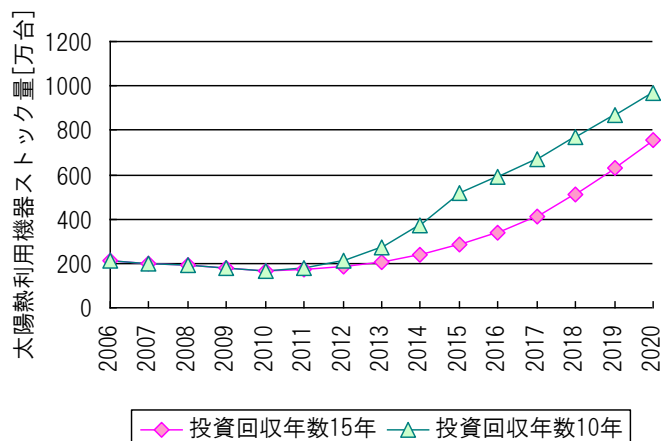
※オイルショック後の1980年代前半が太陽光利用導入の最盛期。

経済面以外の課題の解決(認知度回復・信頼性向上等)により、導入意向を最盛期程度まで回復させるケース(中位、高位)と、最盛期の半分程度まで導入意向を回復させるケース(低位)を設定した(1993年以降は太陽光発電が発売されているため、導入意向が最盛期程度まで回復しないリスクを考慮した)。

4. 太陽熱利用の導入見込量 ① ~2020年(2/2)

■ 2020年の導入見込量は以下の通り。

住宅用推計結果



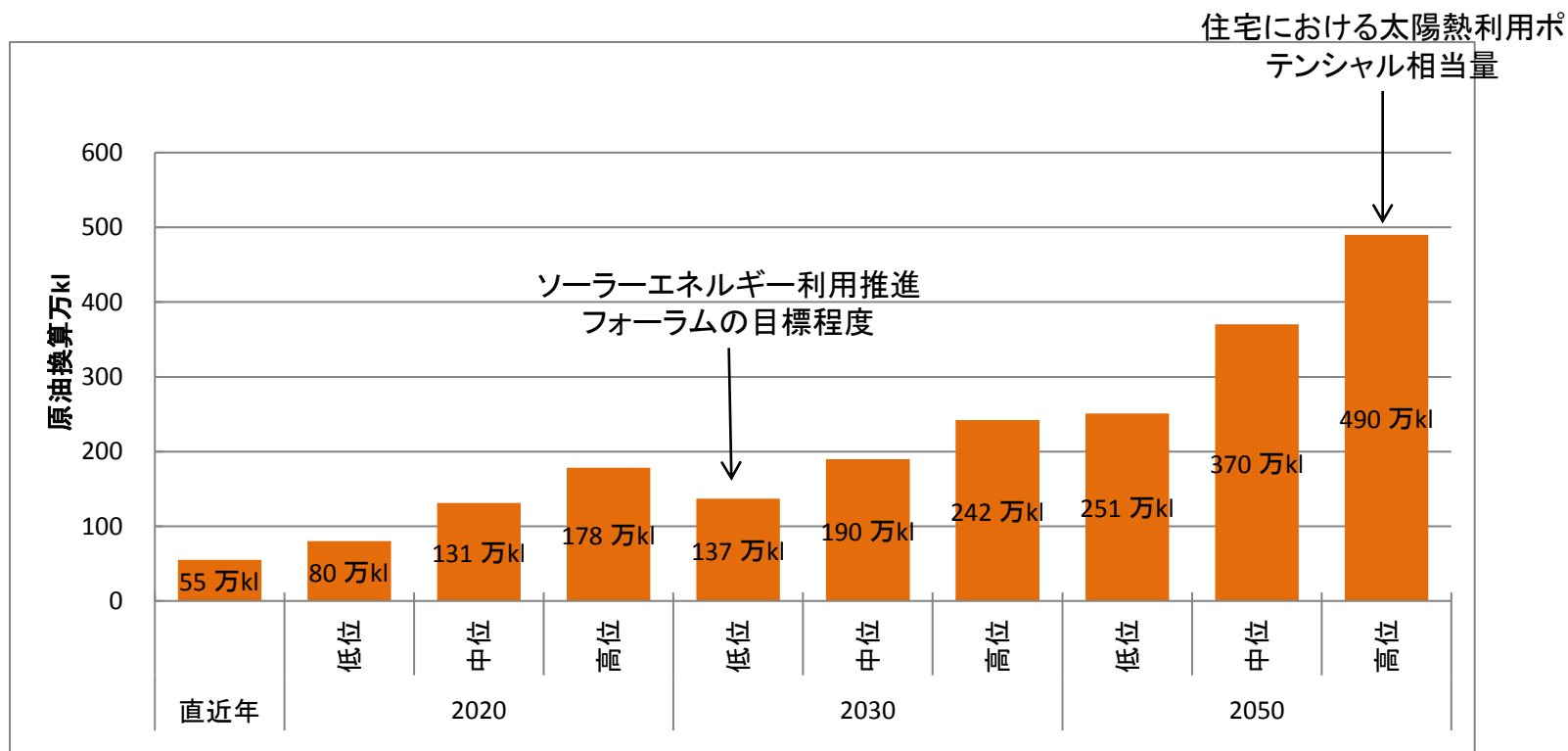
		グリーン 価値評価	2020年まで の導入台数
高位	投資回収年 数15年	0.5円/MJ	750万台
中位	投資回収年 数10年	2.5円/MJ	1,000万台

導入見込量(2020年)

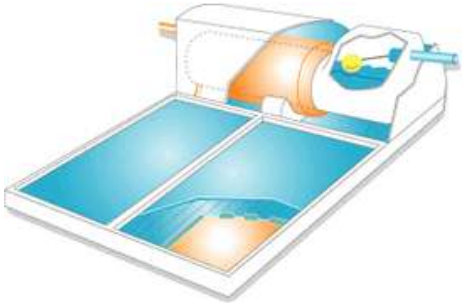
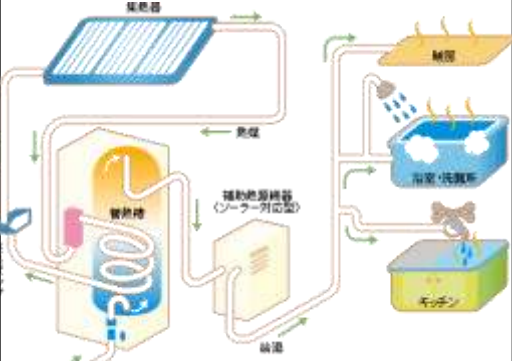
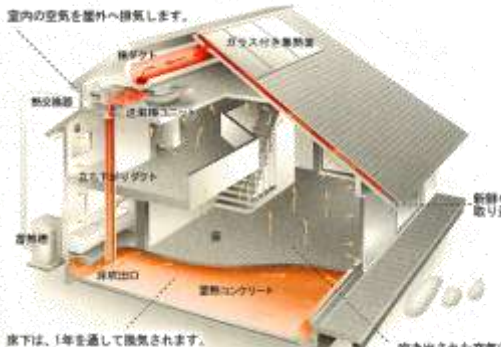
		2007年	2020年		
			低位	中位	高位
原油換算 (万kL)		55	80	131	178
	家庭	—	78 (450万台)	127 (750万台)	170 (1000万台)
	業務	—	2 (56万m ²)	4 (94万m ²)	8 (196万m ²)

4. 太陽熱利用の導入見込量 ②～2050年

- 2050年までの導入見込量は以下の通り。



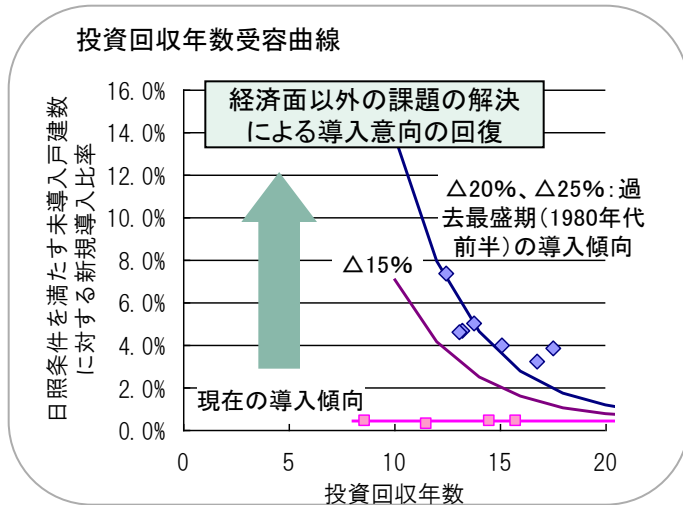
参考(1)太陽熱利用技術

	太陽熱温水器 (自然循環型)	ソーラーシステム (強制循環型)	空気式 ソーラーシステム
技術の概要	一体化した集熱器と貯湯槽を屋根に設置。 屋根上設置のため大型化は難しい。	一般に集熱器を屋根に、蓄熱槽を地上に設置。ポンプによる熱媒体の強制循環が必要。	屋根材と一体化したガラス付き集熱面等で屋根裏空気を高温に熱し、送風器による暖房や、熱交換器による温水製造に利用。
メリット	初期コストが安い。	屋根への荷重が小さい。外観を損なわない。	空調への利用が可能。
デメリット	屋根への荷重が大きい。外観を損なう。	初期コストが高い。	既築住宅での導入は現状困難。
導入状況	現状の太陽熱利用の8割以上を占める。	現状の太陽熱利用の1~2割を占める。業界では今後この方式を推進する予定。	導入事例は少ない。
用途	給湯(厨房を除く)	給湯(厨房を含む)、暖房	給湯(厨房を含む)、暖房
集熱面積	3~4m ²	4~6m ²	—
システム価格 (施工費込)	約30万円	約80~90万円	—
			

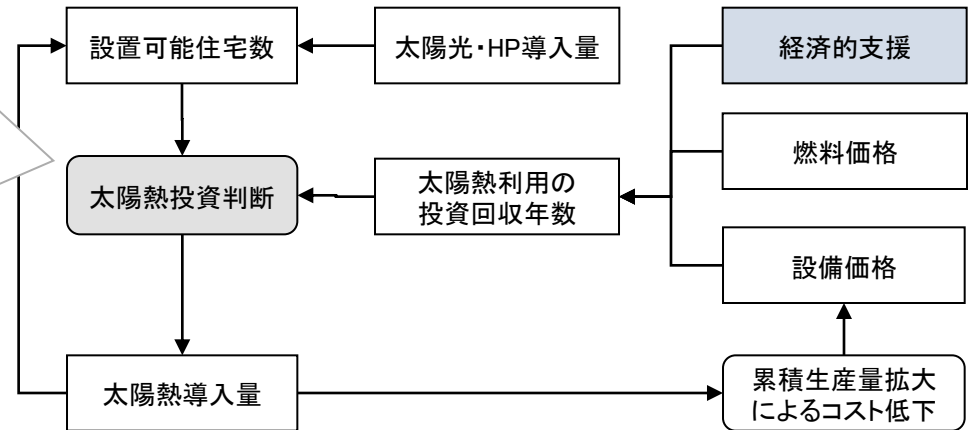
図出典:ソーラーシステム振興協会ウェブサイト

参考(2)導入見込量推計フロー

- 家庭の太陽熱利用の導入判断は、過去の実績から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計した。



<推計のフロー>



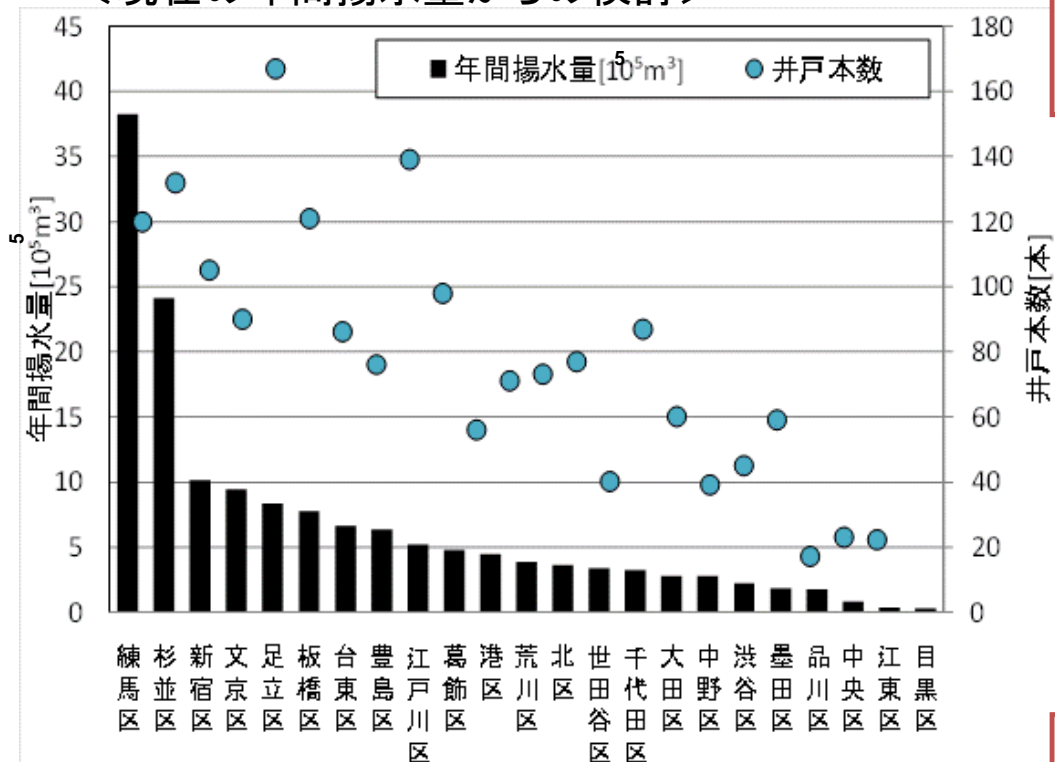
(9) 地中熱利用の導入見込量について

1. 地中熱利用のポテンシャル(試算例)

- 東京23区の地下水利用ポテンシャルについて、年間揚水量から、318TJ(オフィスビル約100棟分)との試算されている。

東京23区の地下水利用ポテンシャル

<現在の年間揚水量からの検討>



東京都23区の平成18年度井戸数と年間揚水量 [10^5m^3]

既存井戸のみで年間揚水を換算すると、

$$151 \times 10^5 [\text{t}]$$

温度差 5°C で熱源として利用すると地下水の熱源利用ポテンシャルは、以下の式で求まる、

$$E = C \cdot M \cdot \Delta t$$

$$\therefore 318 [\text{TJ}]$$

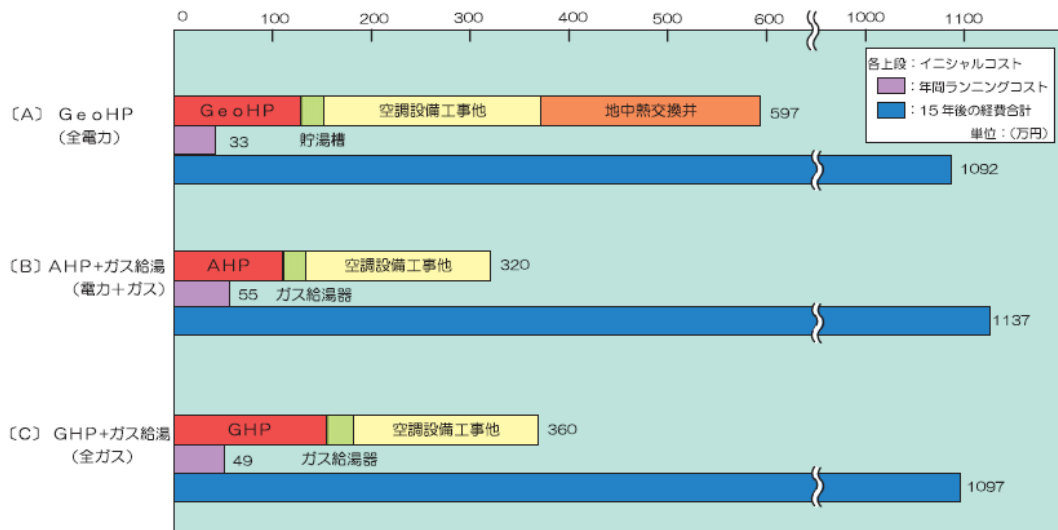


通常の8階建てオフィスビルの年間冷暖房負荷約3000[GJ]とすると

約100棟の
エネルギーポテンシャル

2. 地中熱利用のコスト

- 地中熱利用推進協会による試算によると、他の一般的なシステム(ガス給湯や空気熱源ヒートポンプ、及びガスヒートポンプ等)と比較すると、**地中熱利用ヒートポンプシステムのイニシャルコストは、特に地中熱交換井の掘削コストがかかるため、7~9割増しとなる。**
- ただし、**ランニングコストは約6割程度と安価であり、メンテナンスもほとんど必要ない。**15年間運転した場合の経費の合計を比較すると、地中熱ヒートポンプシステムは他のシステムと比べて遜色はなく、むしろ安価となっている。



	システム	イニシャルコスト	ランニングコスト	15年後経費計
A	GeoHP* (全電力)	597 万円	33 万円/年	1,092 万円
〔比較システム〕				
B	AHP*+ガス給湯 (電力+ガス)	320 万円	55 万円/年	1,137 万円
C	GHP*+ガス給湯 (全ガス)	360 万円	49 万円/年	1,097 万円

* GeoHP: 地中熱ヒートポンプ、AHP: 空気熱源ヒートポンプ、GHP: ガスヒートポンプ

前提条件) 木造2階建、延床面積120m²、5人家族、地中熱交換井掘削コスト: 1.5万円/m、深さ50m×3

図表 地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例(戸建住宅の既存システムとの比較)

データ元: 地中熱利用促進協会

出典)「地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題」(2006, NEDO)

3. 地中熱利用の導入見込量 ①前提条件等 (1/2)

- 以下に示す前提条件等により、地中熱利用の導入見込量を試算した。

項目	前提条件等
建物用途等	<ul style="list-style-type: none"> ● 新築の、戸建住宅、事務所、店舗、病院・診療所に導入されると想定。 ● 事務所、店舗、病院・診療所については、2階以下の冷暖房需要が地中熱によりまかなわれると想定(地中熱利用促進協会へのヒアリング結果を元に設定)。 ● 戸建住宅については、全冷暖房需要が地中熱によりまかなわれると想定。
導入地域、導入率	<ul style="list-style-type: none"> ● 戸建住宅は、寒冷地域(省エネ基準のI地域、II地域、III地域)の新築に対し、2050年には導入率がフローで100%になるよう直線的に増加させていくことを想定。 ● 事務所、店舗、病院・診療所は、全地域の新築に対し、2050年には導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。
2050年までの将来新築フロー	<p>＜戸建住宅(世帯数)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 国立社会保障・人口問題研究所推計値(死亡中位・出生中位推計)における世帯数の変化率を用いて試算。 <p>＜事務所、店舗、病院・診療所(延床面積)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 国立社会保障・人口問題研究所推計値(死亡中位・出生中位推計)における人口変化率を用いて試算。
エネルギー消費原単位	<ul style="list-style-type: none"> ● 建物用途別に、冷暖房エネルギー消費原単位を設定。

3. 地中熱利用の導入見込量 ①前提条件等 (2/2)

■ 以下に示す前提条件等により、地中熱利用の導入見込量を試算した。

■ 導入戸数、導入延床面積(フロー)

◇戸建住宅(戸数)

	2020	2030	2040	2050
戸建住宅	59,462	54,898	50,276	46,044

◇事務所、店舗、病院・診療所(2階以上延床面積[m²])

	2020	2030	2040	2050
事務所	3,539,153	3,530,595	3,522,465	3,517,715
店舗	3,295,474	3,287,505	3,279,934	3,275,511
病院・診療所	1,544,360	1,540,626	1,537,078	1,535,005

※建築統計月報より算出した非住宅建物の2階以上延床面積比率により推計。

■ エネルギー消費原単位

◇戸建住宅

		冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他
戸建	MJ/世帯・年	724	10232	11700	3346	14829

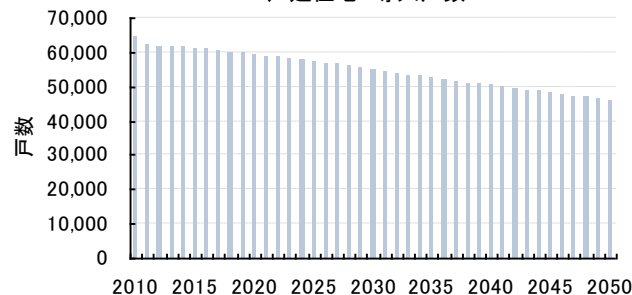
出典:エネルギー・経済統計要覧(2011年度版)

◇事務所、店舗、病院・診療所

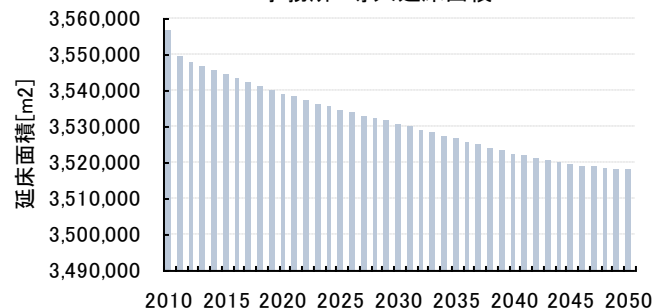
		暖房	冷房	その他熱需要	照明・動力・その他
事務所	MJ/m ² ・年	182	378	121	893
店舗	MJ/m ² ・年	461	961	307	2267
病院・診療所	MJ/m ² ・年	263	547	175	1291

出典:平成14年度民生部門エネルギー消費実態調査、非住宅建築物の環境関連データベース検討委員会平成20年度報告書

戸建住宅 導入戸数



事務所 導入延床面積

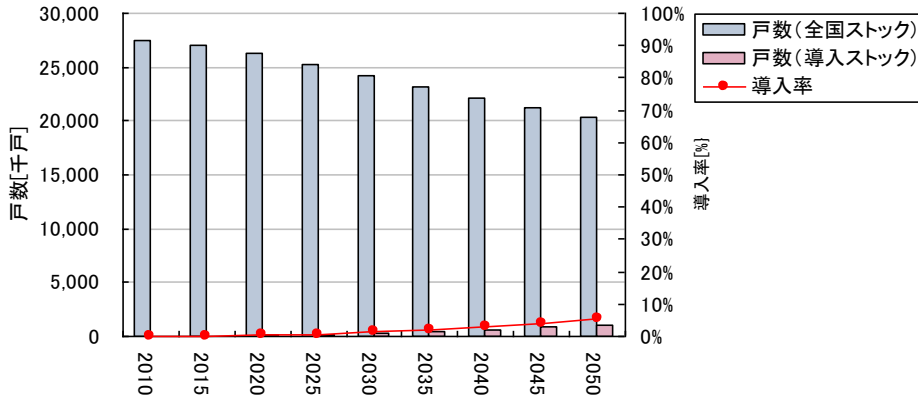


3. 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果 (1/2)

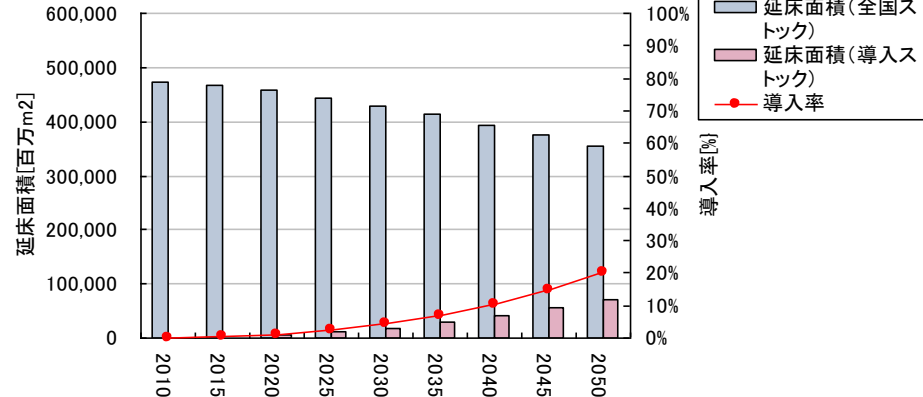
- 以下に示す前提条件により、地中熱利用の導入見込量を試算した。
- 病院・診療所は、ストックに対する新築フローの割合が大きいため、事務所、店舗と比較して導入率が大きくなっている。

■ストックに対する導入率

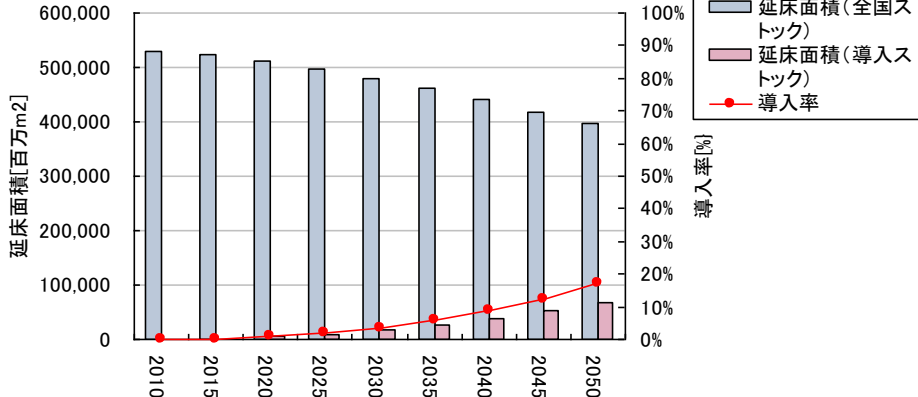
戸建住宅



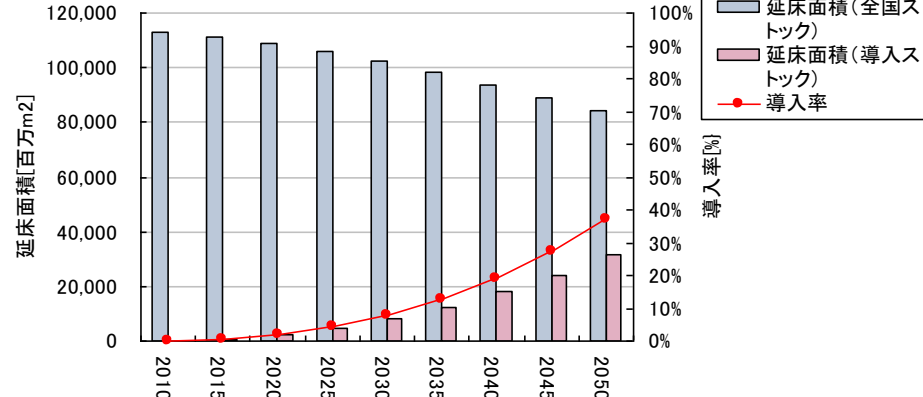
事務所



店舗



病院・診療所



3. 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果 (2/2)

■ 地中熱の導入見込量について、以下の結果を得た。

■ 地中熱導入見込量(ストックベース)

◇地中熱利用システムにより賄われる冷暖房需要

		2020	2030	2040	2050
戸建	GJ	162,856	300,710	413,092	504,421
事務所	GJ	495,464	988,533	1,479,384	1,969,853
店舗	GJ	1,171,256	2,336,847	3,497,198	4,656,643
病院・診療所	GJ	312,629	623,746	933,465	1,242,941

◇家庭部門・業務部門の総冷暖房需要(2010年度実績値)に占める割合

		2020	2030	2040	2050
戸建	%	0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
事務所	%	0.6%	1.7%	2.7%	3.8%
店舗	%	1.4%	4.0%	6.5%	9.0%
病院・診療所	%	0.4%	1.1%	1.7%	2.4%

※ 戸建は家庭部門に対する割合。事務所、店舗、病院・診療所は、それぞれ業務部門に対する割合。

参考(1)地中熱利用技術の概要 ①

- 地中熱利用システムは、地中や地下水等がもつ温度と外気との温度差を、ヒートポンプ等を用いて利用する技術。
- 深さ3m程度以深の地中の温度は、地上の気温変化に関わりなく、一年を通してその地域の平均気温(東京では17°C前後)と同じであるため、安定したCOPを得られる。公共施設や戸建て住宅の冷暖房・給湯や、消融雪等への利用実績がある。

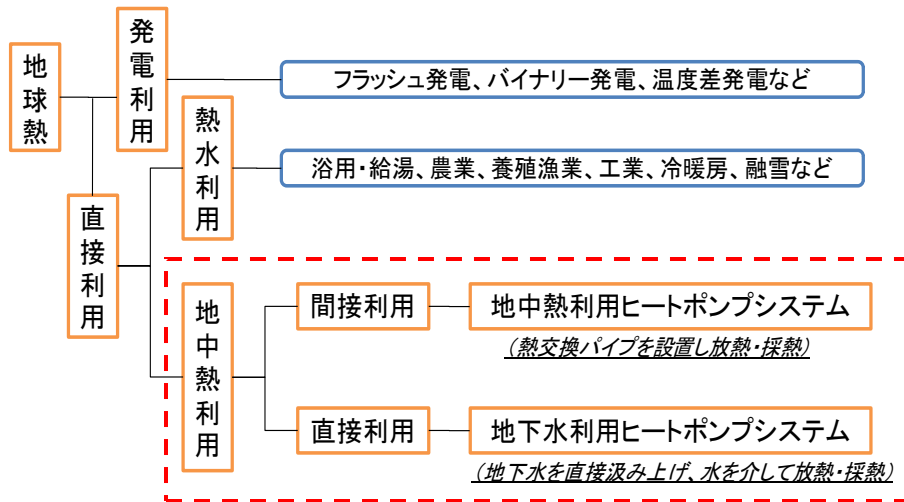


図 地中熱利用体系

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第3回資料より作成

表 温度差熱利用の種類と特徴

種類	形態	温度レベル	利用方法
河川水	水	5~25°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
海水	水	5~25°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
地下水	水	10~20°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
下水	未処理水	5~30°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
	処理水	5~30°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
地中熱	水、空気	10~20°C	ヒートポンプ熱源、冷却水

出典)「未利用エネルギー一面の活用熱供給導入促進ガイド」(2007, 経済産業省)

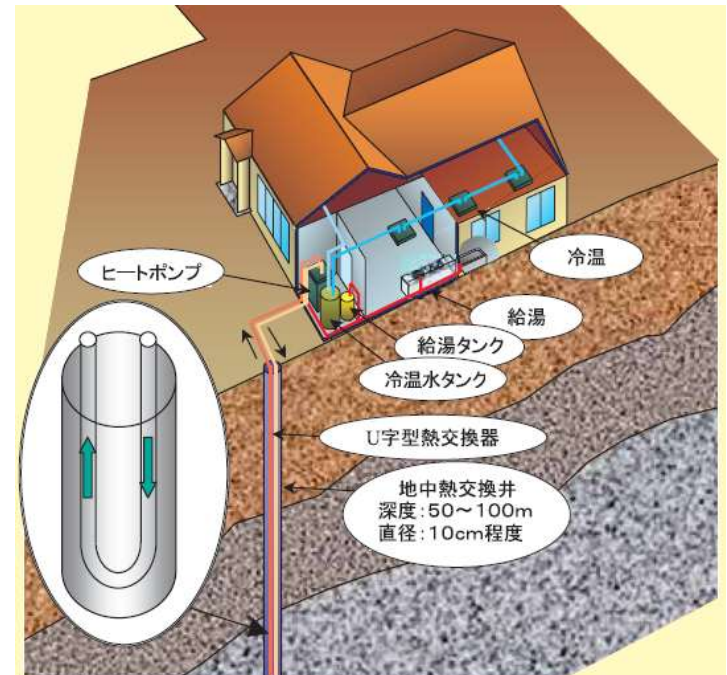


図 地中熱利用システムの例

出典)「地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題」(2006, NEDO)

参考(1)地中熱利用技術の概要 ②

- 地中熱利用ヒートポンプシステムは、主にクローズドループとオープンループの2タイプに分けられる。
- 現在導入されてシステムの80%は、クローズドループシステムが採用されている。

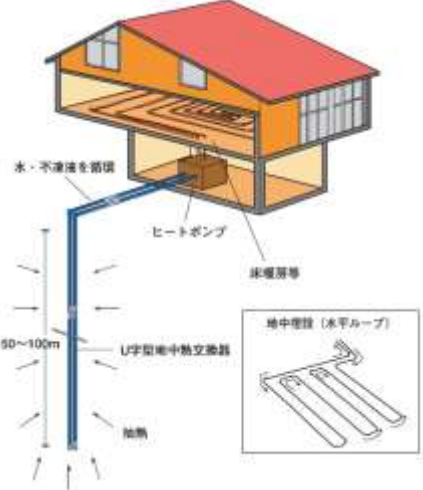
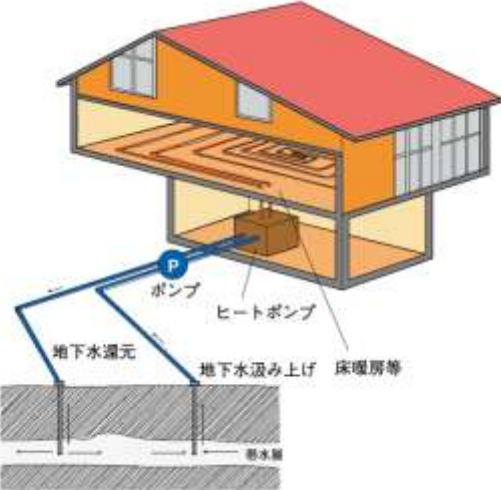
クローズドループ(地中熱交換型)	オープンループ(地下水利用型)
地中で熱交換するために流体(水/不凍液)を循環させる方式	揚水した地下水と熱交換する方法
地中熱交換器の設置が必要であり、通常はボアホール(ボーリング孔)あるいは基礎杭の中に、チューブを挿入したものが用いられている。	揚水した地下水を同じ帯水層に戻す方法のほか、別の帯水層に注入する方法などがある。都市圏では工業用水法・ビル用水法等の規制を受ける。
	

図 地中熱利用ヒートポンプシステムの種類

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第3回資料、地中熱利用促進協会パンフレットより作成

参考(2) 地中熱利用ヒートポンプの導入実績

- 2009年末時点で約580件の設置実績があるが、諸外国比較すると、導入量には大きな開きがある。
 - 都道府県別には、北海道が28件と最も多く、冷暖房に加え、道路融雪や給湯に用いられている。その他浴用・プールに利用されている例も多い。
- ✓ 冷暖房:24件 給湯:10件 浴用・プール:12件 道路融雪:17件

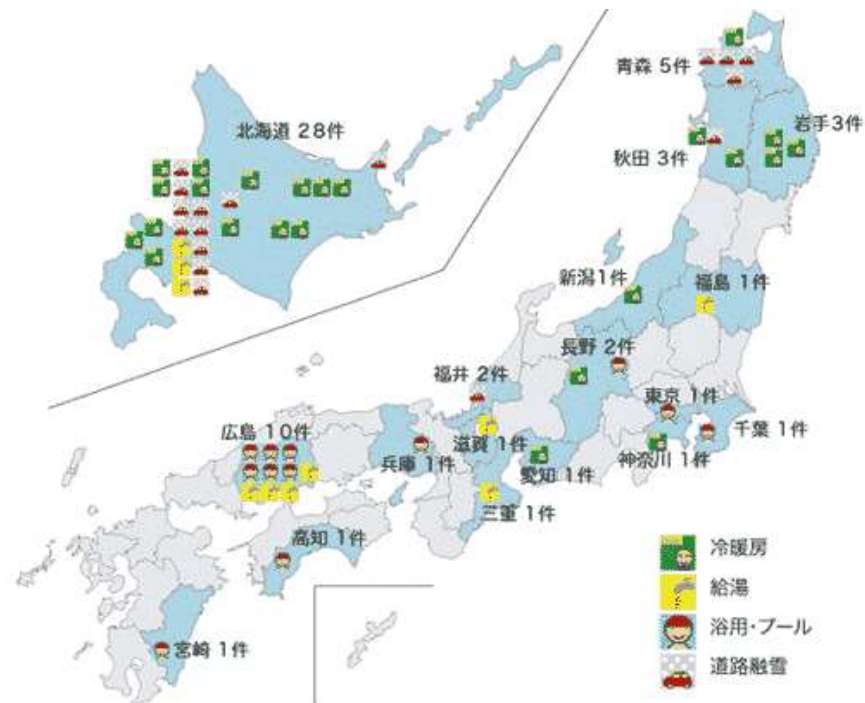
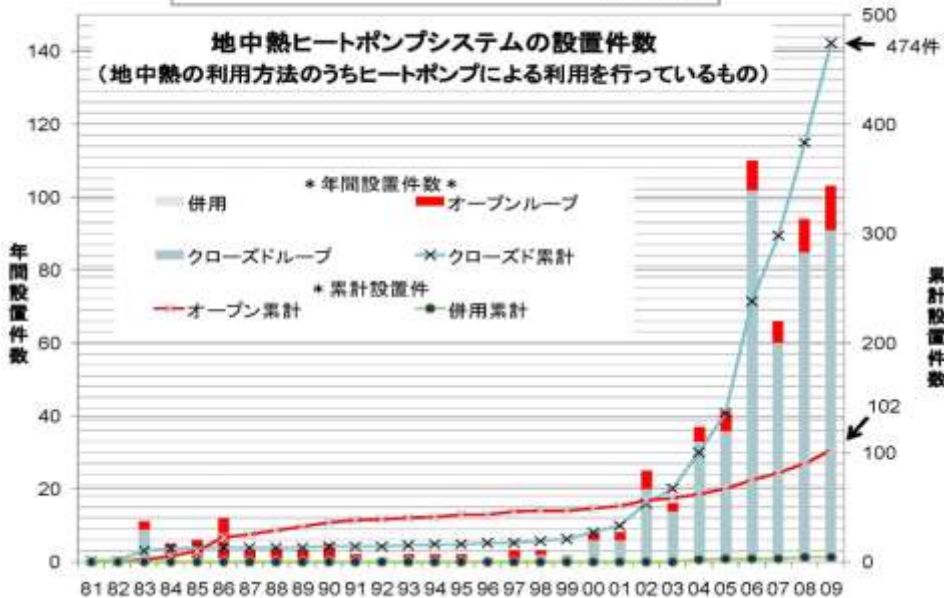
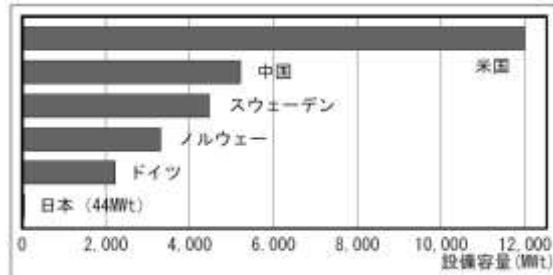


図 地中熱利用促進協会加盟者 都道府県別施工実績

出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

図 地中熱ヒートポンプシステムの導入実績
(上: 諸外国との比較 下: 日本における導入推移)

参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 ①

- 大成建設は、都市部で広く利用されている場所打ち杭と地中熱交換器を併用した地中熱空調システムを開発・施工している。
 - ✓ 東京大学柏キャンパス環境棟: 1階エントランス部分(約100m²)の空調に利用。直径1.5m × 深さ18mの杭周囲に熱交換用配管(20A)を8対設置。
 - ✓ 前川製作所新本社ビル: 直径2m × 長さ37mの杭に熱交換用配管(20A)を8対設置。建物全体の20本全てを利用(配管総長: 約6km)。

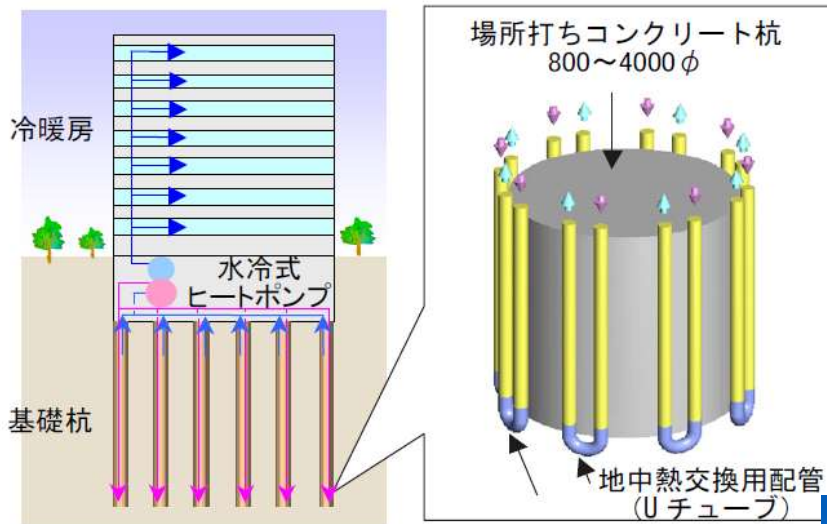


図 場所打ち杭を利用した地中熱交換器

出典)「地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題」(2006, NEDO)

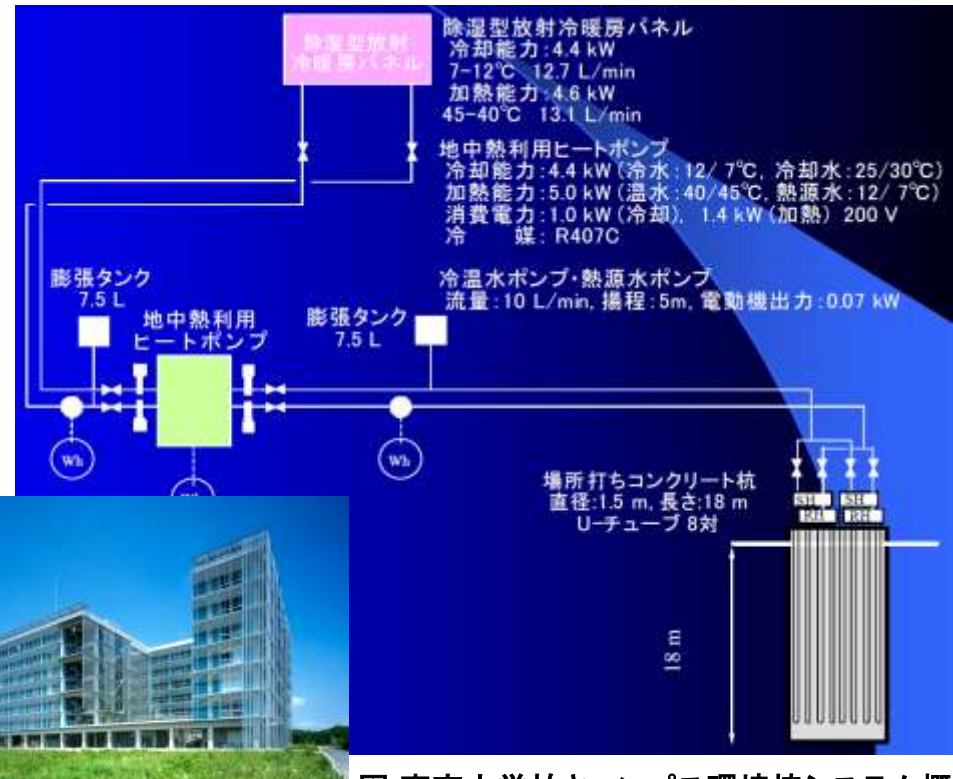
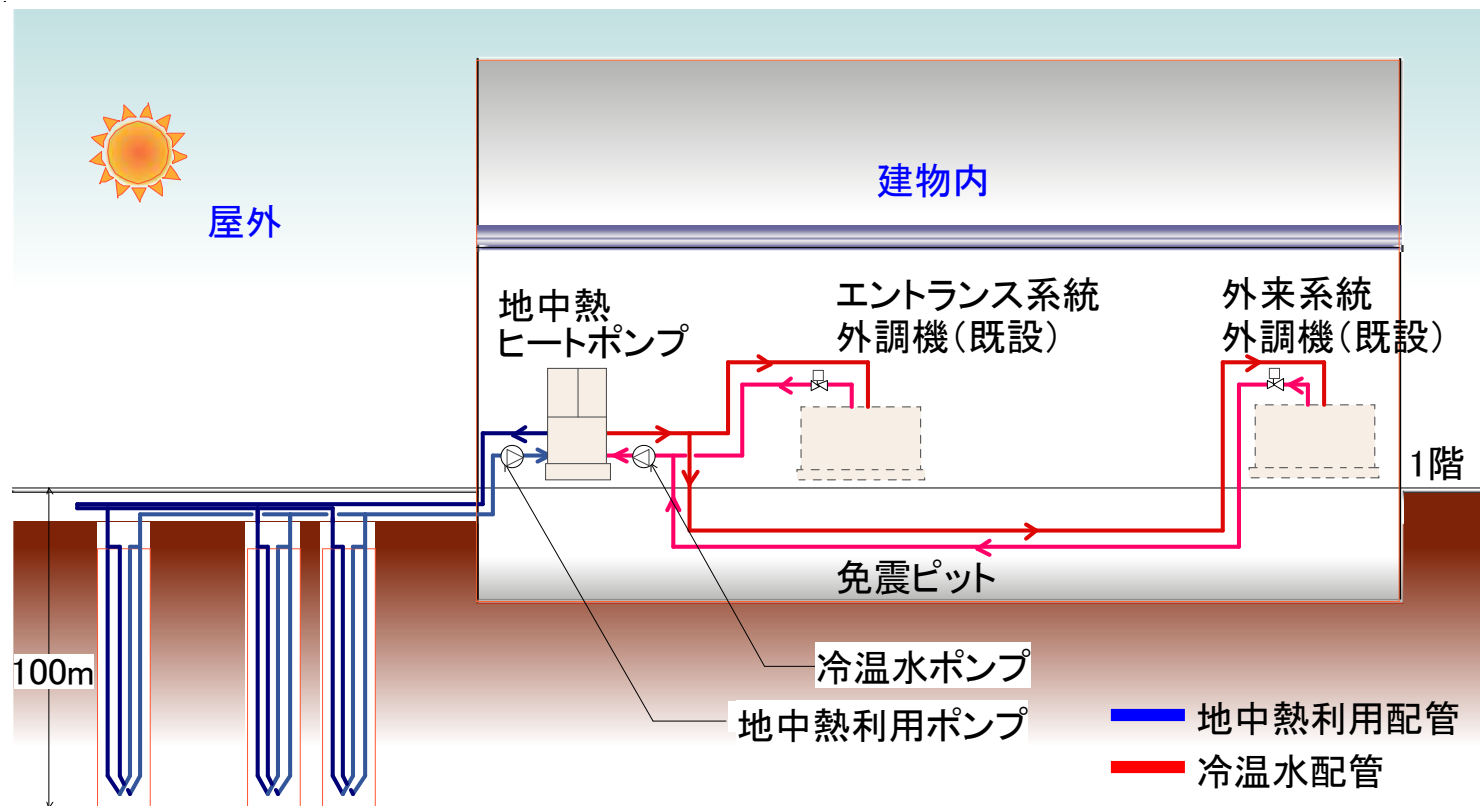


図 東京大学柏キャンパス環境棟システム概要

出典)平成19年度地中熱利用ヒートポンプシンポジウム資料

参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 ②

- 大成建設は、既存の建物でも、建物の利用に支障にならないよう施工できる新たなノウハウを確立、公共施設や病院等への導入を進めている。岐阜県内の病院で、2011年1月に同社のシステムが稼動開始。



熱交換用ボアホール：
直径約10cm×50～100m 20本

図 国保坂下病院 地中熱利用の状況

出典)地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ推進地域フォーラム in 札幌 大成建設資料

参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 ③

- 小田急電鉄は、トンネル下床面に水平型の地中熱交換器を設置し、地中熱利用ヒートポンプシステムを用いた空調設備を導入する実証研究を実施している。(平成23年度地球温暖化対策技術開発等事業採択案件)
- 東京スカイツリー地区では、国内DHCで初の地中熱利用システムを導入。夜間電力を有効活用する大容量水蓄熱槽の設置等と合わせて、メインプラント稼動時において、国内DHCで最高レベルの年間総合エネルギー効率「1.3」以上を実現させていく計画。
(「年間総合エネルギー効率(COP)」=年間出力エネルギー÷年間入力エネルギー、国内DHCの平均値は0.749)

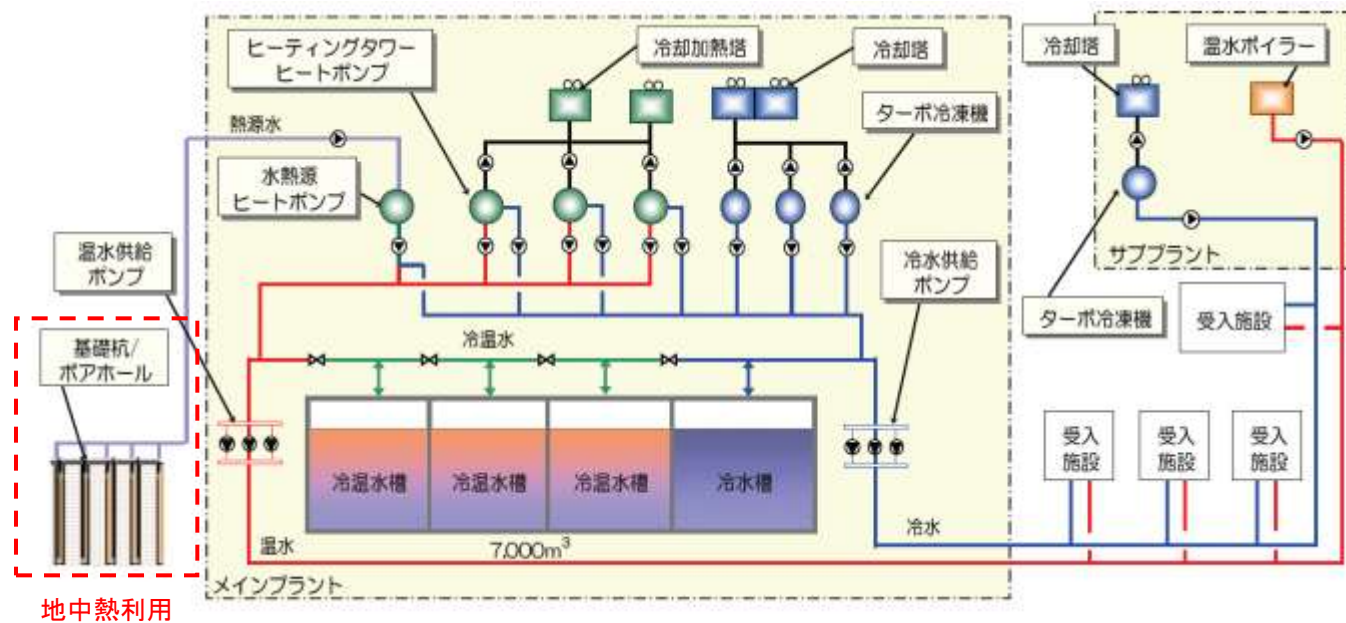


図 東京スカイツリー地区DHC システム概要

出典) 東武エネルギーマネジメント ニュースリリース

参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 ④

- 羽田空港国際線旅客ターミナルビルは、建設地の地盤が軟弱なことから、大深度(約50メートル)まで杭を打ち建物を安定させている。この羽田空港特有の大深度杭構造を利用して、未利用エネルギーである地中熱をヒートポンプにより回収し利用している。これにより通常の冷暖房方式では大気に放出していた排気をなくし、環境負荷の低減を図っている。



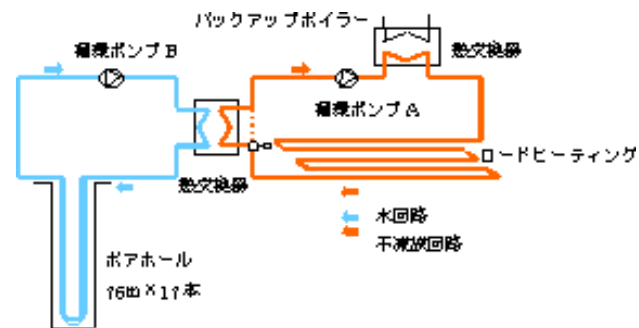
図 羽田空港国際線旅客ターミナルと地中熱利用システム

出典)東京国際空港ターミナル株式会社ホームページ

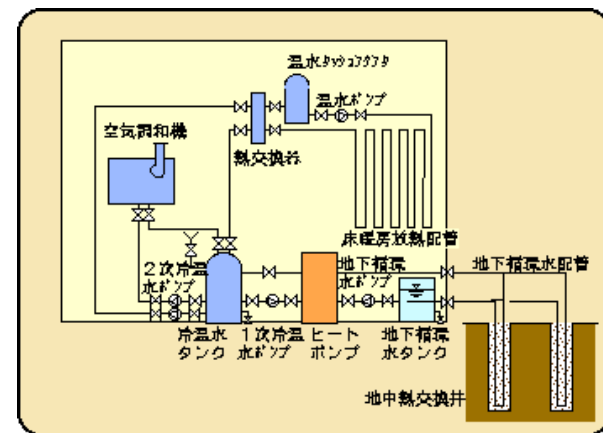
参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 ⑤

- セイコーエプソン札幌ソフトセンター(融雪利用)
⇒道路の融雪用に、地中熱利用ヒートポンプを導入。熱交換井(75m×17本)との熱交換のみで融雪。
- 岩手県環境保健研究センター(冷暖房)
⇒冷暖房に地中熱利用ヒートポンプを使用。冷房時COP3.3、暖房時COP3.7、SPF3.7を達成。

名称	セイコーエプソン札幌ソフトセンター
所在地	北海道札幌市
施工年月日	2001年12月
建築物用途	オフィス(融雪面積500m ²)
システム用途	融雪
システム概要	熱交換井75m17本 熱交換井との熱交換のみで融雪

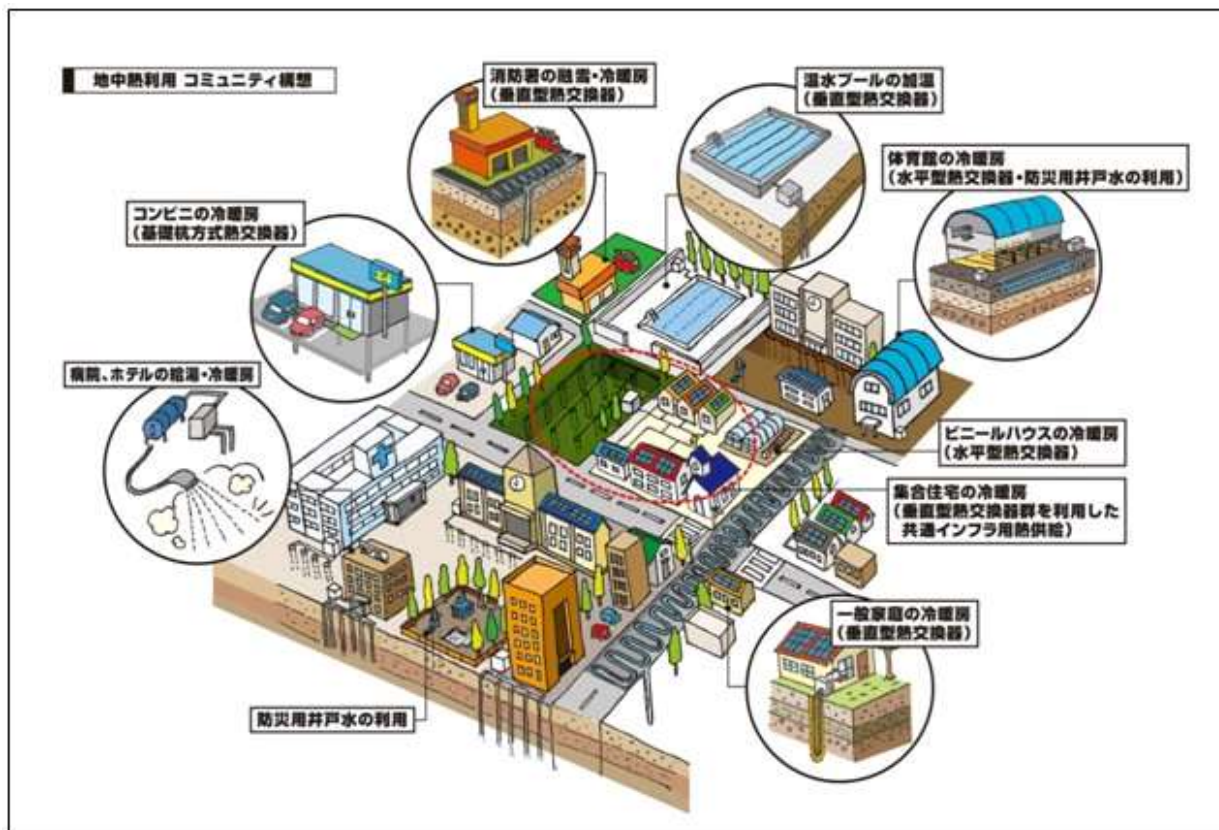


名称	岩手県環境保健研究センター
所在地	岩手県盛岡市飯岡新田
施工年月日	2000年11月から2001年2月
建築物用途	公共施設
システム用途	冷暖房・床暖房
システム概要	熱交換井50m22本



参考(4) 震災復興への提言 地中熱利用コミュニティ構想

- 東日本大震災を受け、日本地熱学会地中熱利用技術専門部会は「電力ピーク負荷低減のための地中熱利用ヒートポンプの導入促進の提言」を政府に提出。一般的な空気熱源ヒートポンプと比較して、消費電力を3分の1削減可能として、地中熱利用ヒートポンプの導入促進の必要性を主張している。
- 地中熱利用促進協会は、震災復興に向けての提言として、地中熱利用のコミュニティ構想を発信している。建物が大都市のように密集せず、適度な建物間隔でコミュニティが構成される場合、地中熱の利用で、それぞれの施設の冷暖房・給湯・融雪の熱エネルギーを全て賄うことが可能としている。

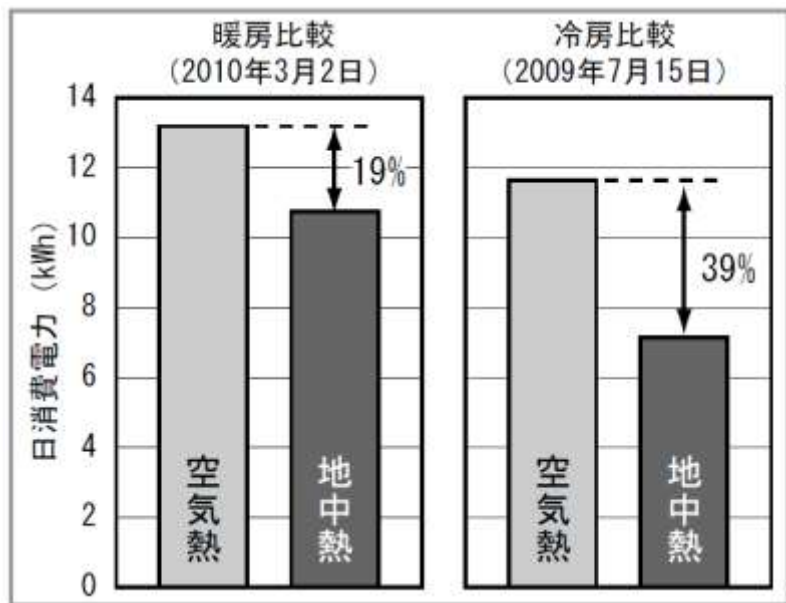


出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

図 地中熱利用のコミュニティ構想

参考(5) 地中熱利用ヒートポンプの省エネ・CO2削減効果

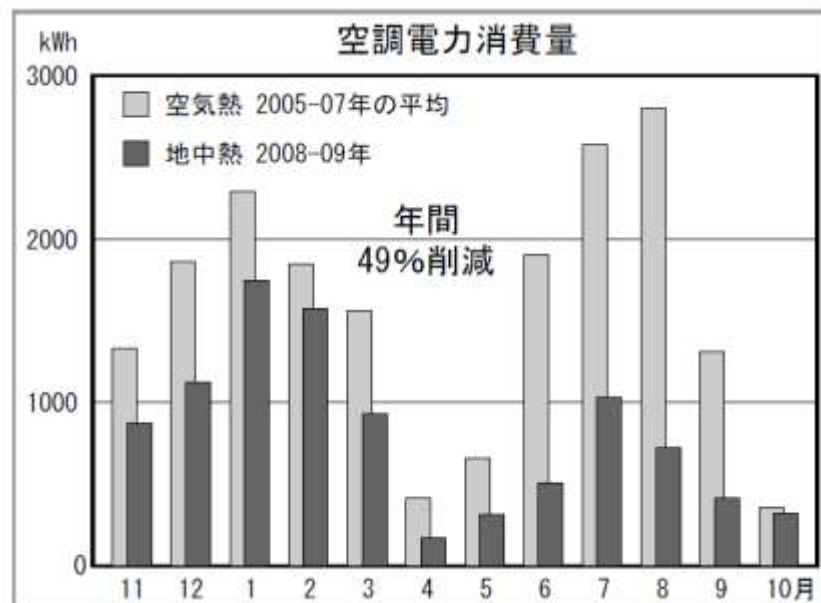
- 地中は、大気と比較して夏は温度が低く、冬は温度が高いため、空調システムの効率が向上。
- 川崎市南河原子供文化センターの事例では、地中熱利用ヒートポンプシステム導入前後で、冷房消費電力は約40%、暖房消費電力は約19%の削減が確認されている。
- 地中熱利用ヒートポンプシステムは、排熱を大気中に放出しないため、ヒートアイランド現象の抑制効果とそれに伴う冷房エネルギー消費量の削減効果が期待されている。



川崎市南河原子供文化センターで行われた地中熱と空気熱の空調同期運転の電力計測結果(資料提供: JFE 鋼管株式会社)

図 地中熱・空気熱ヒートポンプの冷暖房消費電力

出典) 地中熱利用促進協会資料

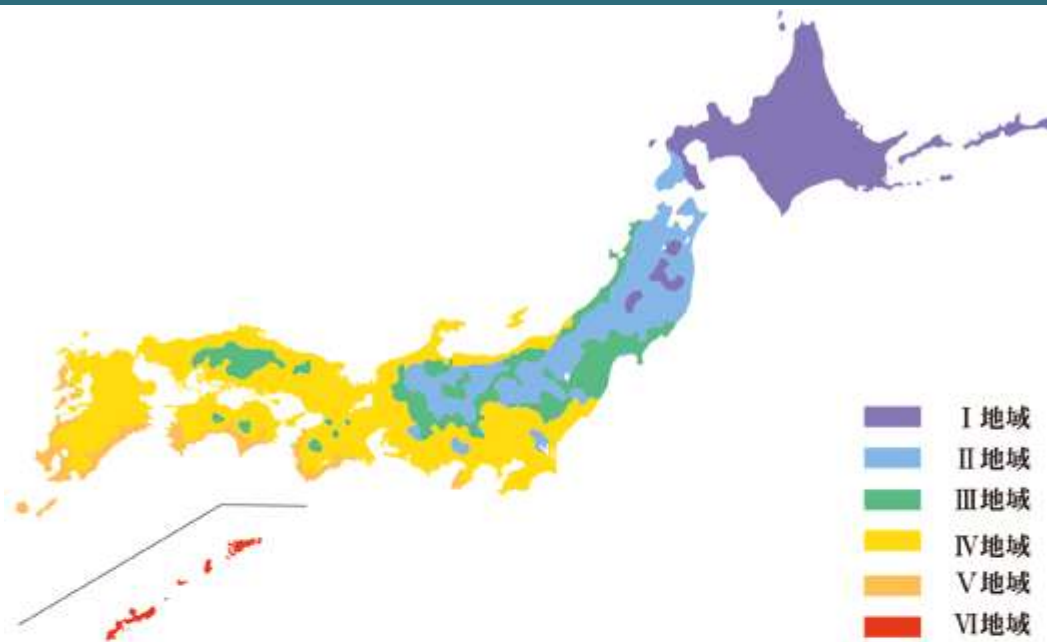


2008年11月に空調を空気熱ヒートポンプから地中熱に更新した都心の小規模オフィスビルでの両者の運転実績(笹田, 2010)

図 地中熱と空気熱による空調の年間運転実績の比較

出典) 地中熱利用促進協会資料

参考(6)次世代省エネルギー基準の地域区分



地域の区分	都 道 府 県	【Q値】 熱損失係数 (W/m ² K)	【C値】 相当すき間面積 (cm ² /m ²)	夏期日射取得係数の 基準値
I地域	北海道	1.6	2	0.08
II地域	青森、岩手、秋田	1.9	2	
III地域	宮城、山形、福島、栃木、長野、新潟	2.4	5	0.07
IV地域	茨城、群馬、山梨、富山、石川、福井、岐阜、滋賀、 埼玉、千葉、東京、神奈川、静岡、愛知、三重、 京都、大阪、和歌山、兵庫、奈良、岡山、広島、山口、 鳥根、鳥取、香川、愛媛、徳島、高知、福岡、佐賀、 長崎、大分、熊本	2.7	5	
V地域	宮崎、鹿児島	2.7	5	
VI地域	沖縄	3.7	5	0.06

出典)NEDOホームページ

図 次世代省エネルギー基準の地域区分

3-4. 電力需給調整システムについての検討

1. はじめに:再生可能電源の大量導入に伴う課題(1/2)

再生可能電源の大量導入に伴う課題

- 再生可能電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は**出力が自然条件に依存**しており、これらが既存の電力系統に**大規模に導入された場合、電力安定供給に影響が生じる可能性**が指摘されている。
- 主に風力を中心とした再生可能電源の大規模導入が進む欧州(ドイツ、スペイン等)においても、需給バランスを調整するための対応が徐々に必要となってきた。
 - ドイツでは、風力余剰出力の地域間融通、出力抑制等、スペインでは、再生可能エネルギーの出力常時把握・出力抑制等により対応の方向。

事象		概要	
局所的課題	平常時	電圧上昇	太陽光発電から配電系統への逆潮流の増大に伴い、配電電圧の管理(低圧101±6Vの調整)が困難となる。
		潮流変動	自然変動電源の出力変動により、潮流変動や潮流過負荷が生じる。
	事故時	単独運転	現行の単独運転検出方式では、複数の単独運転検出信号が相互干渉することにより、系統停電時の検出機能の動作遅れや不作動が発生する恐れがある。
大局的課題	平常時	周波数調整力の不足	自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴うLFC容量不足(数分~20分程度の短周期変動に対する調整力の不足)が発生し、周波数変動量が拡大する。
		余剰電力の発生	火力発電の最低出力制約等により、下げ代不足(軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大する。
	事故時	系統擾乱の影響拡大	系統事故による瞬低発生時に分散型電源が一斉解列し、周波数低下幅が拡大する。
		系統安定度の低下	火力発電の稼働容量の低下に伴い、同期化力(他の発電機と同じ速度で回転し、状態を維持しようとする力)が低下する。

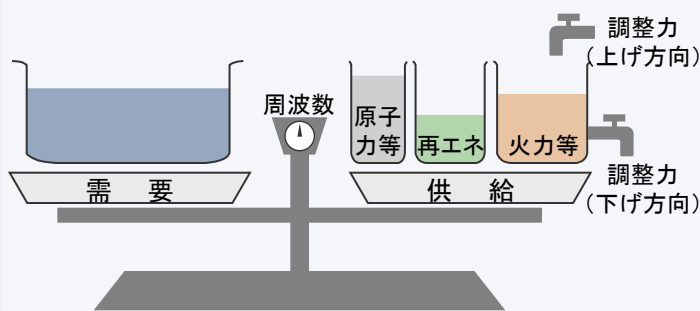
1. はじめに:再生可能電源の大量導入に伴う課題(2/2)

<平常時の大局的課題>

- 電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。
- 再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、数分～20分程度の短周期の変動に対する調整力不足、軽負荷時に供給力を絞る際の調整力不足といった、需給バランス維持の困難化が顕在化する恐れがある。

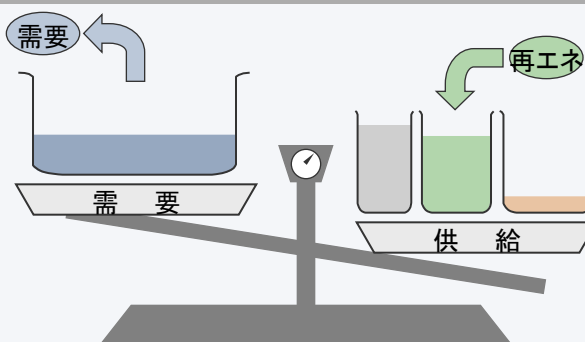
⇒1時間レベルでの需給バランスおよび短周期変動に対する調整力の両者を確保する必要がある。

需給バランス確保に基づく周波数調整



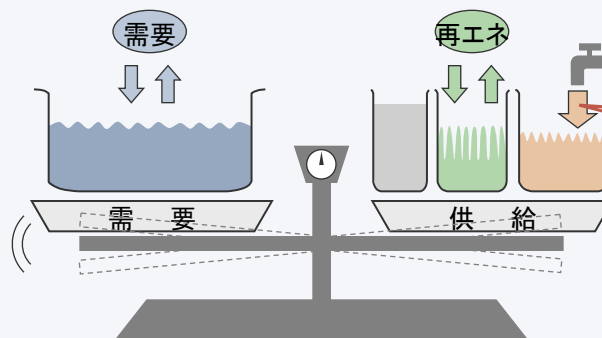
注) 調整力: 周波数調整を行うことのできる発電所の持つ、調整可能な容量。

軽負荷時(需要:少、再生可能電源出力:大)時間帯における課題



⇒周波数上昇

需要および再生可能電源出力の短周期(数分～20分程度)変動に関する課題

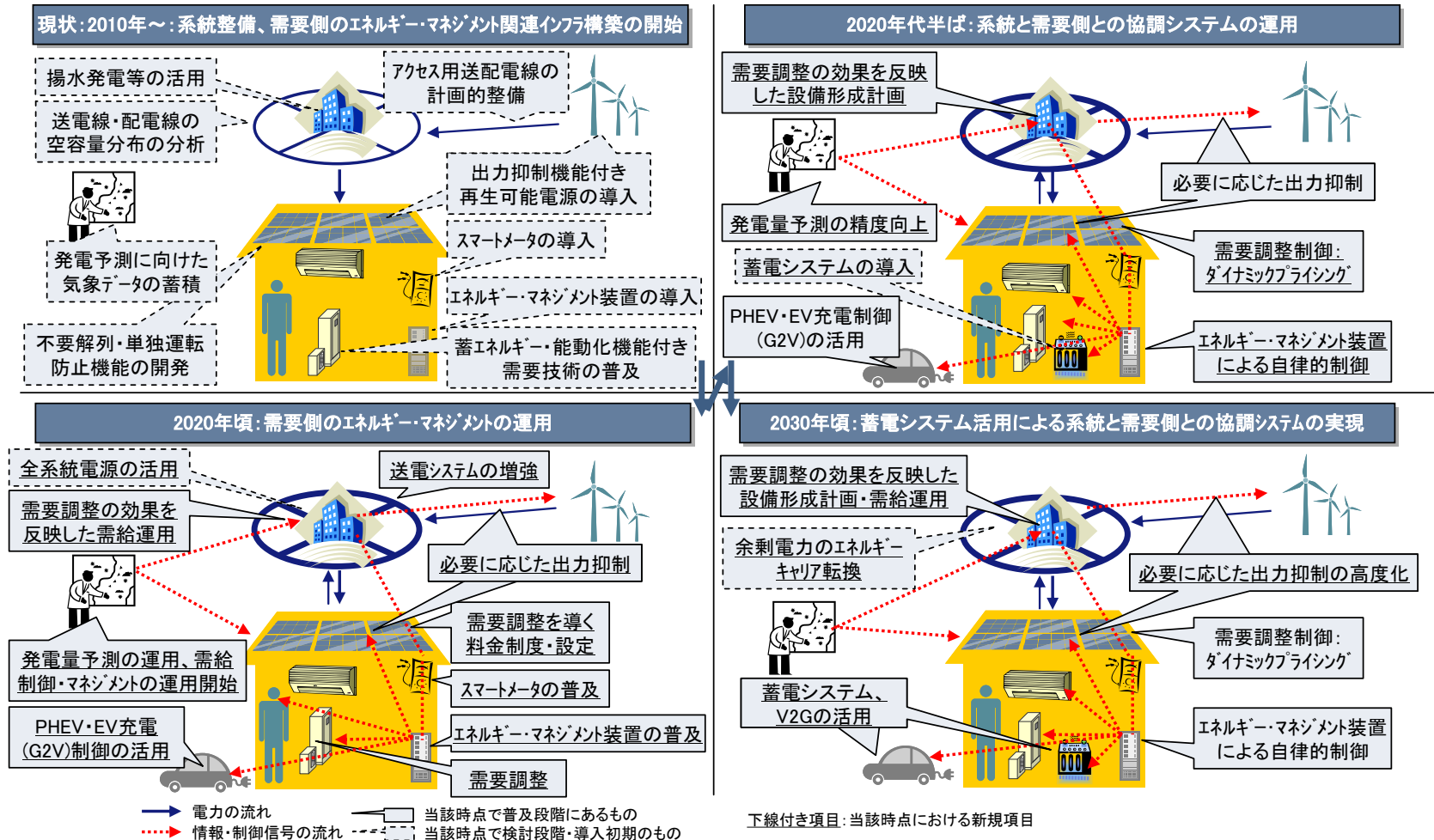


⇒周波数変動

1. はじめに：前年度検討概要(1/2)

次世代送配電ネットワークの実現工程

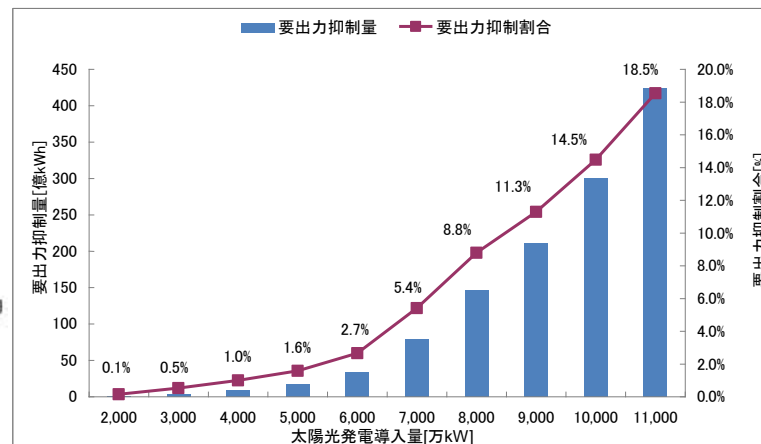
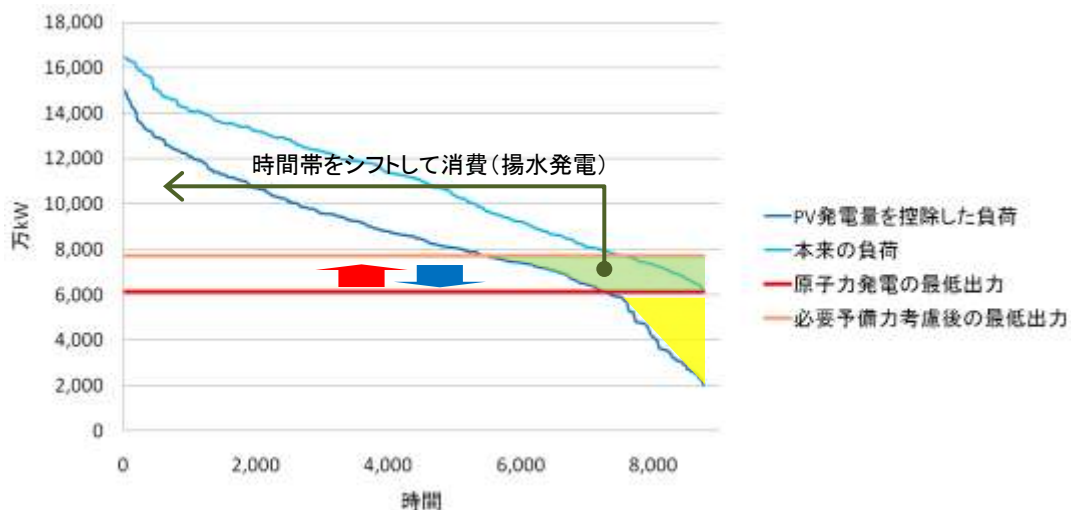
- 電力システムの安定化と社会費用最小化の両立を図りながら再生可能エネルギーの普及拡大を推進するための次世代送配電ネットワークの実現イメージおよび工程を提示。**システムと需要家・再生可能電源との協調システム**の実現のために必要となる各種技術およびその展開イメージを整理。



1. はじめに: 前年度検討概要(2/2)

需給バランスの課題に関する簡易的定量評価分析

- 太陽光発電の大量導入における電力系統への影響のうち、負荷周波数制御より緩やかな変動に対する電力システム全体の需給バランスの課題に関する簡易的な評価を実施。
- 一定の想定の下で、需要曲線および太陽光発電出力曲線を想定し、電源構成に照らし合わせて必要となる出力抑制量を評価。主な特徴は以下のとおり。
 - ① 太陽光発電が大規模に導入された状況を想定。
 - ② 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、系統制約を全国大で分析。
 - ③ 系統安定化対策として、電力需要の少ない日に太陽光発電の出力抑制の実施を想定し、必要となる対策量を試算。
- 系統電源の調整力の考え方については異なる見解があり、その他の検討課題(再生可能電力の変動特性、需要の能動化の考慮等)とともに継続検討が必要。



2. システムシナリオ定量分析の全体像

- 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。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。
 - 1) 系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか
 - 2) 系統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
- 主な特徴は以下のとおり。
 - ① **太陽光発電と風力発電**のいずれか一方ではなく、**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。
 - 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検討の対象外)
 - ④ 系統運用が困難な局面では、PHV車、電気自動車等の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機等のマネジメントによる**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順に対策を実施することを想定**し、必要となる対策量を試算。

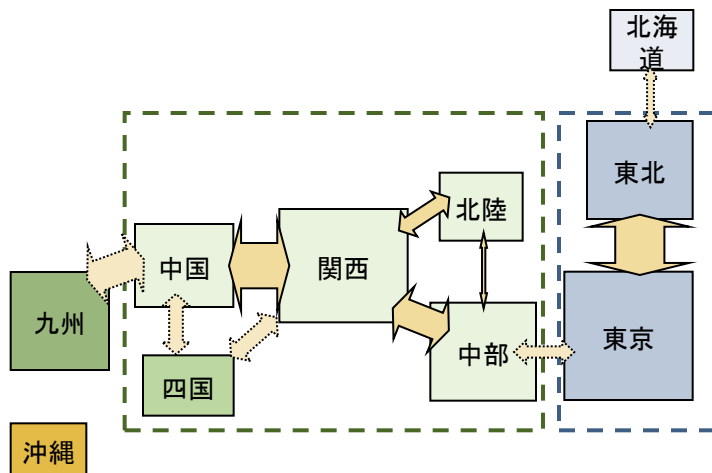


図 地域ブロック

※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(ただし地域間連系線の容量制約は考慮しない)

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し

- 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

- 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。

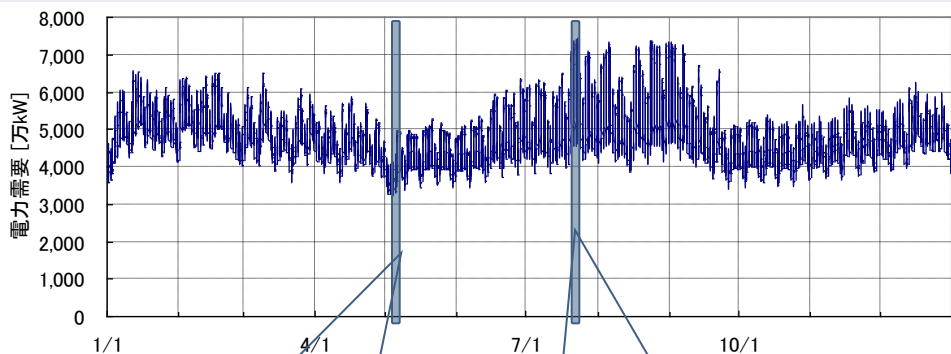
対策必要量の検証

- 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。

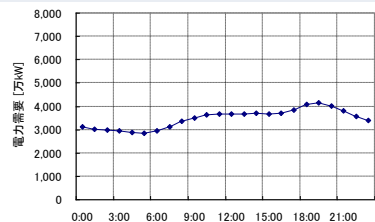
図 分析フローの概要

3. 電力需要の見通し

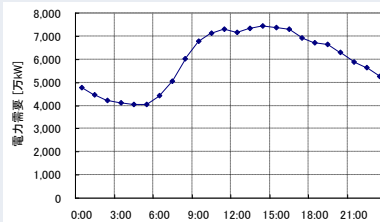
- 直近の電力需要に対して、需要能動化設備の需要見通しを加算することにより、将来の電力需要を想定。
- 直近の電力需要:各電力会社の**24時間365日の実績データ**を設定。
- 能動化設備の需要見通し:能動化対象設備として、電気自動車やヒートポンプ給湯機等を想定。これらの通常時使用パターンおよび導入見通しを設定することにより、能動化設備の需要見通しを推計。



需要ボトム時期(5/4)

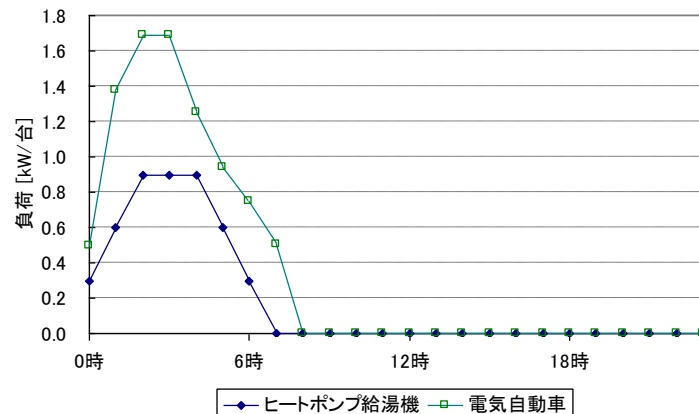


需要ピーク時期(7/23)



現状の電力需要カーブ (例:東京電力+東北電力 2010年)

出典)東京電力、東北電力 電気よほう「過去の電力使用実績データ」



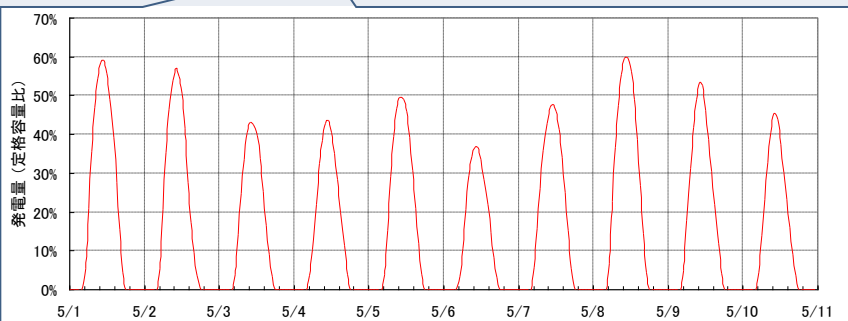
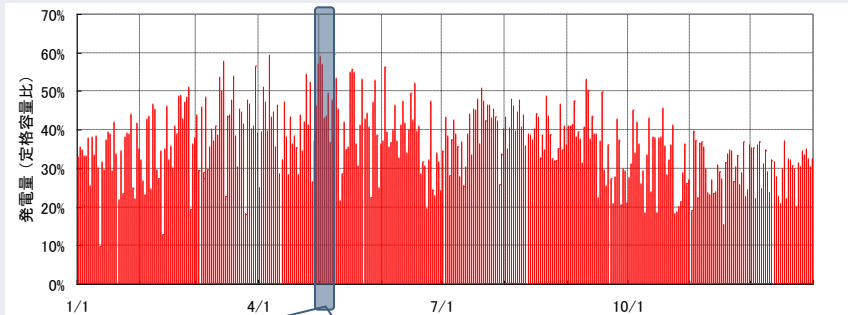
能動化機器の負荷カーブ

出典)「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」(第2回)より作成

将来の時刻別電力需要カーブを推計

4. 再生可能電源の発電量の見通し

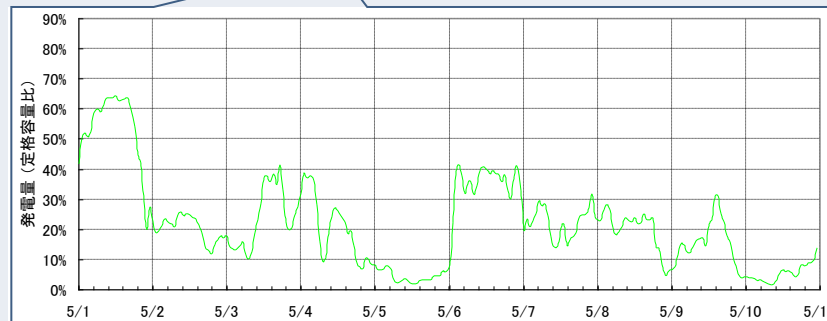
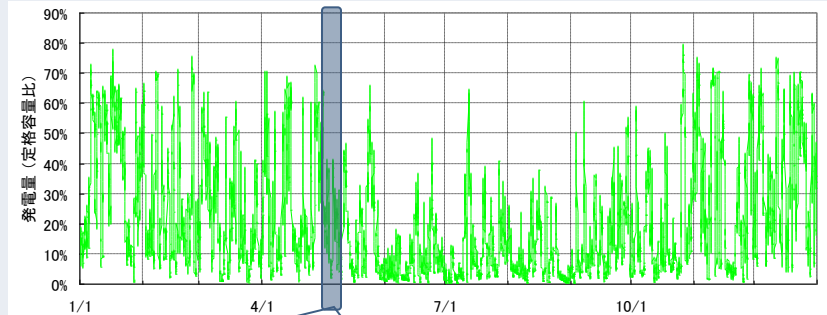
- 太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による出力のならし効果を考慮し、**24時間365日**の出力パターンを設定。



注) 都道府県別出力推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量ベース)

出典) 都道府県別出力推計値: 大関崇、Joao Fonseca、高島工、荻本和彦「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)

出力パターン: 太陽光発電(東日本)



注) 2010年全国43ウインドファームの実績発電量にもとづき、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

出典) 荻本和彦、池上貴志、片岡和人、斉藤哲夫「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)

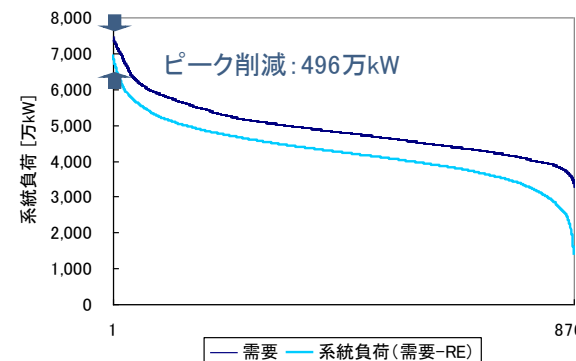
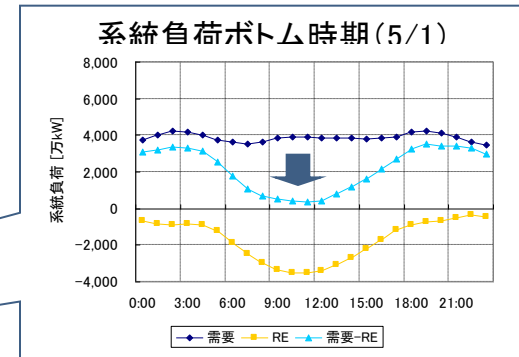
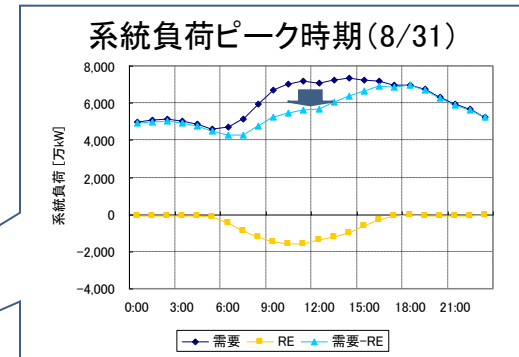
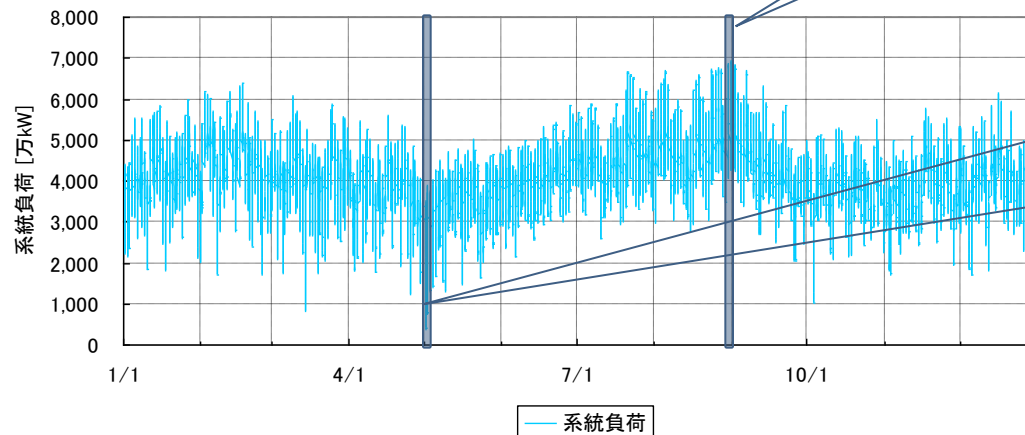
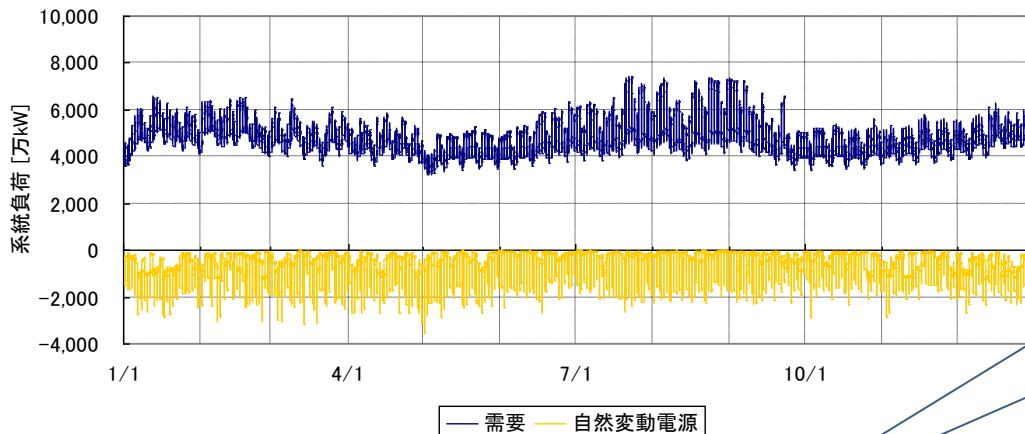
出力パターン: 風力発電(東日本)



導入量見通しを設定し、将来の時刻別出力カーブを推計

5. 系統から見た負荷の見通し

■ 電力需要から自然変動電源出力を控除することにより、系統側から見た負荷の時刻別パターンを推計。

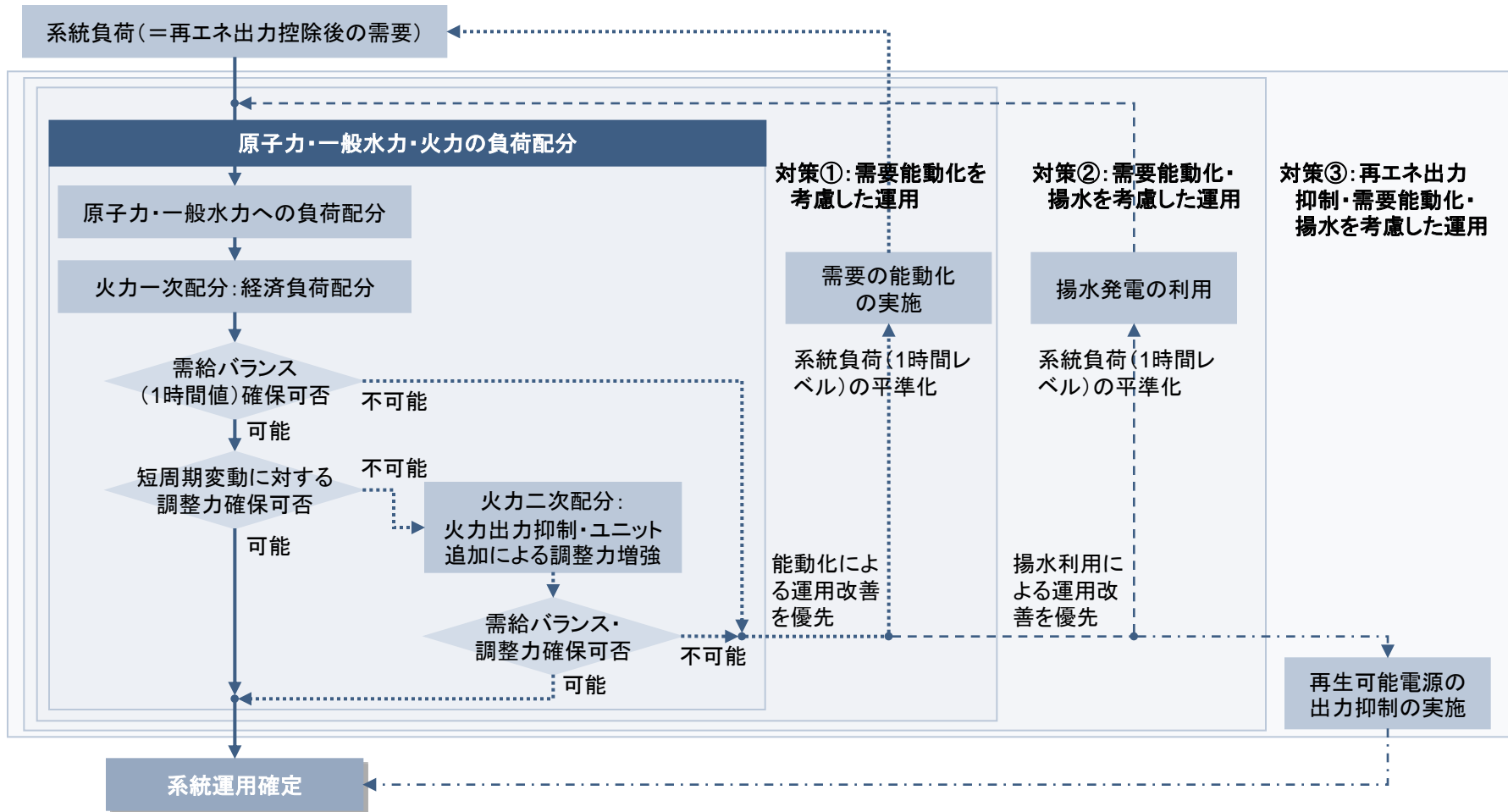


例) 一般需要: 東京電力・東北電力2010年実績
 能動化機器需要: HP給湯機591万台、電気自動車: 248万台
 太陽光: 4,174万kW 風力: 1,657万kW

系統負荷の時刻別パターン

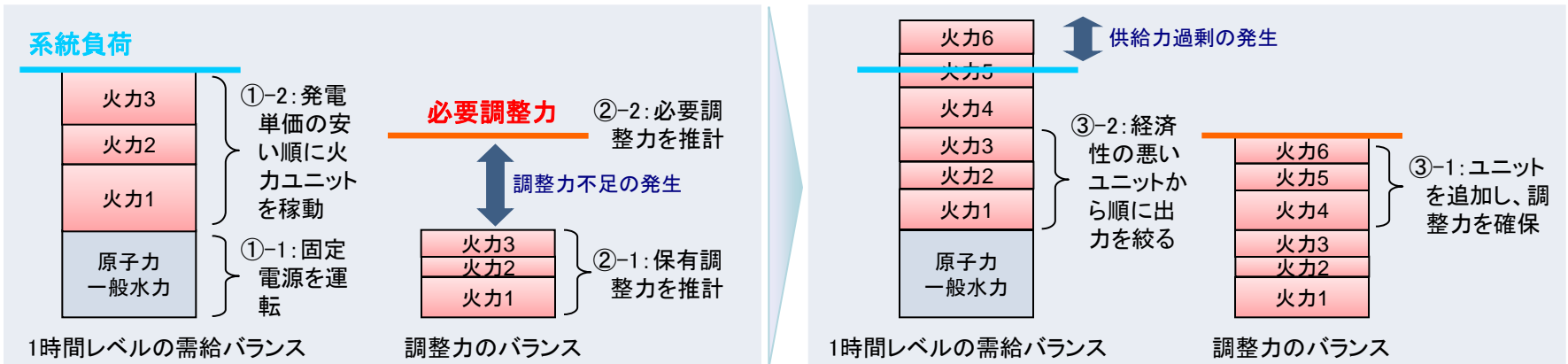
6. 需給バランス・調整力バランスの検証フロー

- 再生可能電源出力控除後の系統負荷に対して、まずは原子力、一般水力、火力による負荷配分を実施。
 - 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。
- 火力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、**需要能動化、揚水発電の利用、再生可能電源出力抑制の順**に対策を実施。



7. 原子力・一般水力・火力の負荷配分の考え方

- ①各時刻について、原子力、一般水力に負荷配分。
 ⇒原発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否かを検証。
 次に、**発電単価の安い順に**火力を稼働させ、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。(火力一次配分)
- ②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。
- ③調整力不足時には、**新たに火力ユニットを稼働**することにより調整力確保を目指す。その際、経済性が最下位のユニットから順に出力を絞り、供給力過剰の回避を図る。(火力二次配分)
- ④調整力不足、供給力過剰が回避できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に実施し、需給バランス・調整力が確保できるか否かを確認。



注) ②-1: 保有調整力: 各電源ユニットの持つ調整力の総和

$$(\text{保有調整力} = \sum_{\text{電源}} \text{ユニット容量}_{\text{電源}} \times \alpha_{\text{電源}})$$

②-2: 必要調整力: 自然変動電源の出力変動と需要変動とのベクトル合成
 $(\text{必要調整力} = \sqrt{\text{需要変動}^2 + \text{太陽光出力変動}^2 + \text{風力出力変動}^2})$

※需要変動と再エネ変動は短周期としては独立成分であると仮定

④-1: 需要の能動化、揚水発電利用の実施により
 系統負荷を変化させ、改めて負荷配分を実施

④-2: 供給力過剰が解消されない場合、再エネ抑制の実施:
 出力抑制、風力への(出力抑制を伴わない)出力上限指令の2通り

8. 分析モデルの前提条件(1/2)

- **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を検証。**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。
- 需要、再生可能電源に関する主な設定条件は下表のとおり。再生可能電源の導入量は**高位ケース**を想定。
- なお、太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合については、現時点では不確実性を伴う。
需要、再生可能電源に関する設定

項目		設定値	
需要	1時間別カーブ	北海道、中日本、九州、沖縄: 2010年4月~2011年3月実績データ (出典: 経済産業省) 東日本: 2010年1月~2010年12月実績データ (出典: 東京電力、東北電力)	
	能動化機器	種類、台数	ヒートポンプ給湯機、電気自動車を想定。普及台数は下表参照。
		制御対象	全機器のうち 3割 を能動化対象と想定。
	短周期変動	当該時刻需要比3%	
太陽光	容量	下表参照	
	1時間別カーブ	2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量に基づき加重平均) 出典) 都道府県別出力推計値: 大関他「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)	
	短周期変動	当該時刻 出力比10%	
風力	容量	下表参照	
	1時間別カーブ	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) 荻本他「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)	
	短周期変動	設備 容量比15%	

能動化機器、再生可能電源の2030年普及見通しに関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
能動化機器 [万台]	HP給湯機	1,430	53	591	637	138	12	「長期エネルギー需給見通し」における家庭用ヒートポンプ給湯機の2030年全国値を、2010年度の地域別電力需要量で按分。
	電気自動車	600	22	248	267	58	5	「次世代自動車普及戦略」における2030年全国値(590万台)を参考に全国値を設定し、2010年度の地域別電力需要量で按分。
再生可能電源 [万kW]	太陽光発電	10,060	359	4,174	4,473	971	83	高位ケースの2030年全国値を、地域別の電力需要量(2010年度)で按分。
	風力発電*	3,252	204	1,657	857	493	41	高位ケースの2030年全国値を、JWPA資料に基づき事務局にて地域按分。

*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を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定される。

8. 分析モデルの前提条件(2/2)

- 系統電源に関する主な設定条件は下表のとおり。
- 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。

系統電源に関する設定

項目		設定値
一般 水力	出力	月別平均出力×(1-所内率) ただし、月別平均出力:2010年度の月別発電量実績データの単純平均、所内率:0.5%
	発電機容量	下表参照
揚水	蓄電容量	最大発電量:発電機容量×10時間分、最大揚水負荷量:発電機容量×14時間分
	調整力	出力比20% (可変速機は揚水時も調整力考慮)
	容量	ユニット別の許可出力 一定の設備増強を考慮(供給予備率5%を確保)
火力	所内率	石炭:6.2%、LNG:2.0%、石油:4.5%
	最低部分負荷率	石炭:50%、LNG:33%、石油:33%
	調整力	石炭:定格容量比5%、LNG:定格容量比5%、石油:定格容量比5%
	容量	ユニット別の許可出力 一定の設備増強を考慮(供給予備率5%を確保)

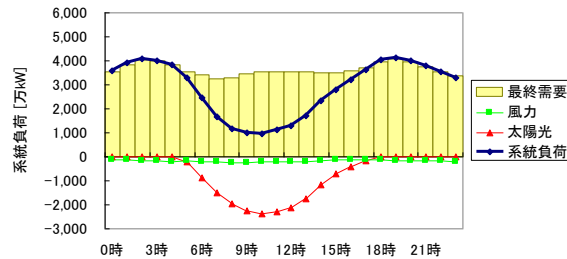
揚水発電の容量に関する設定

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

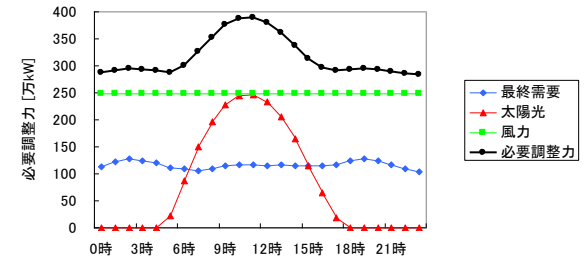
9. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策前

需要、自然変動
電源出力カーブ

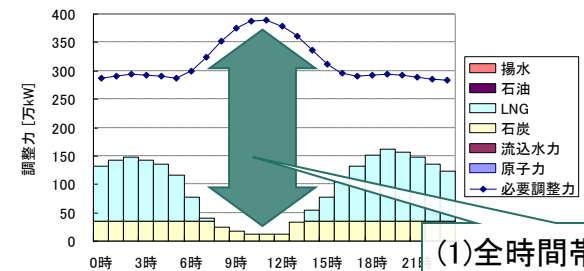
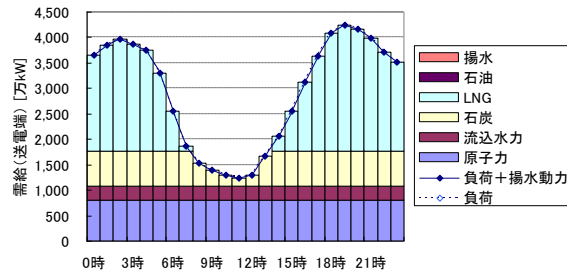
1時間レベルの需給バランス



調整力のバランス



一次配分:
経済配分
による需給
バランス調
整

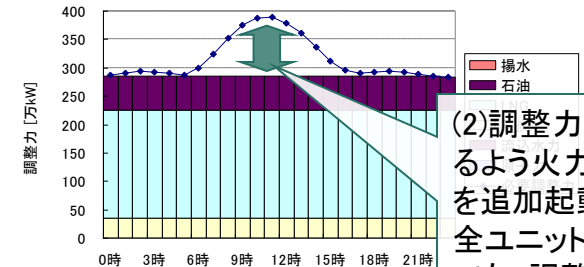
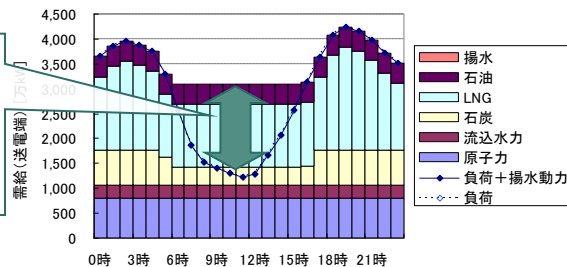


(1)全時間帯において
調整力不足が発生

火力運用

二次配分:
電源追加
による調整
力の増強

(3)火力ユニット
の追加により、
需給ギャップ
が発生



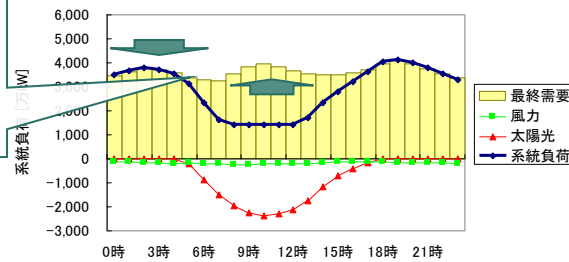
(2)調整力を確保す
るよう火力ユニ
ットを追加起
動。ただし全
ユニットを運
転しても、調
整力不足は
残る。

対策①「需要の能動化」へ

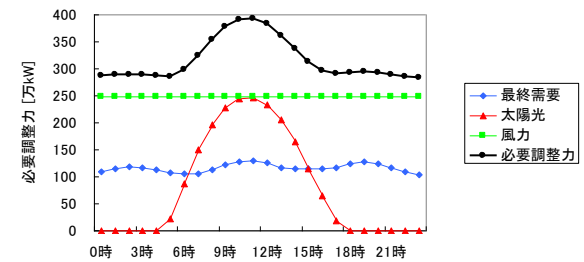
9. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策①需要能動化

需要、自然変動
電源出力カーブ

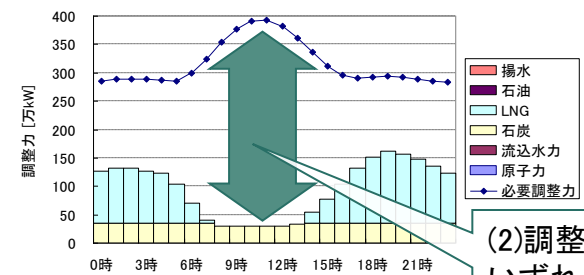
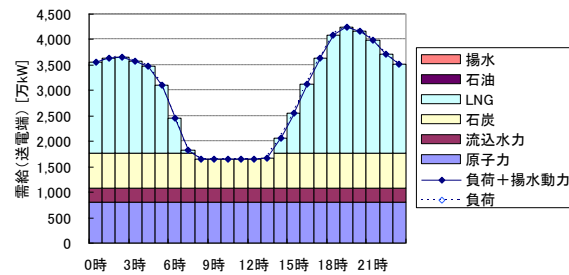
(1)需要の能動化の実施により系統負荷を平準化



調整力のバランス



一次配分:
経済配分
による需給
バランス調
整

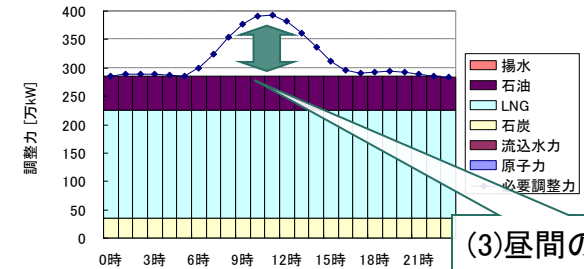
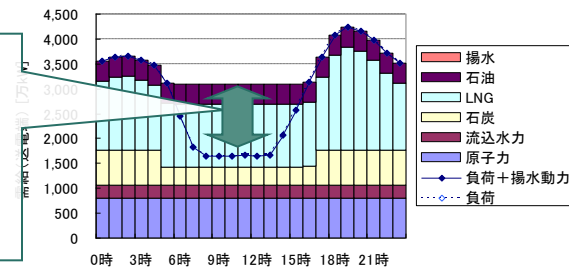


(2)調整力不足は
いずれの時間帯
においても残る

火力運用

二次配分:
電源追加
による調整
力の増強

(4)対策①実施前と比べ需給ギャップは改善されるものの、依然として残る



(3)昼間の調整力
不足は残る

対策②「揚水の活用」へ

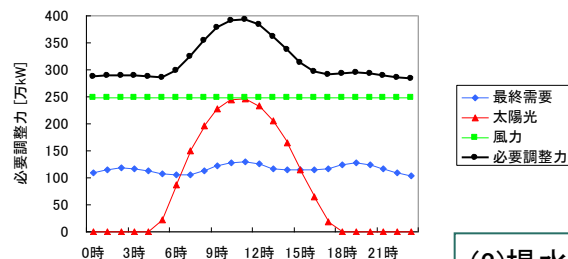
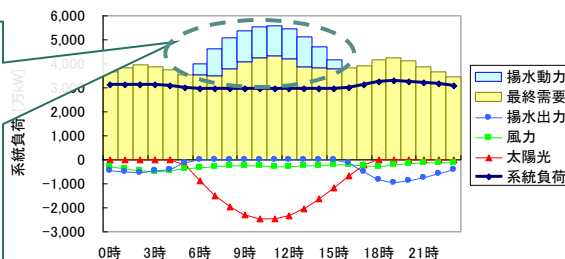
9. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策②揚水、対策③再エネ出力抑制

1時間レベルの需給バランス

調整力のバランス

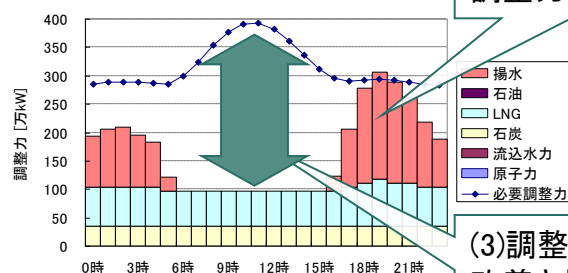
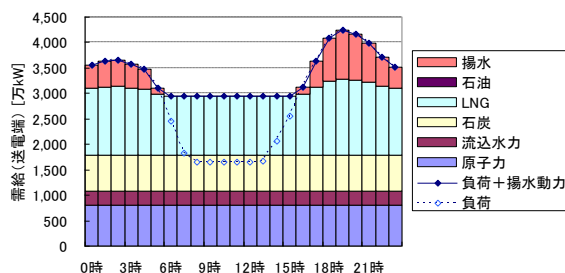
需要、自然変動
電源出力カーブ

(1)揚水の活用により、火力・原子力・一般水力への配分負荷を平準化



(2)揚水利用により、火力に求められる調整力は減少

一次配分:
経済配分
による需給
バランス調整

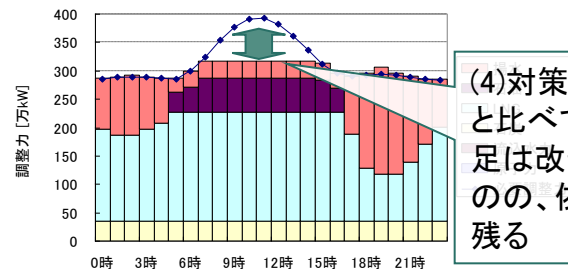
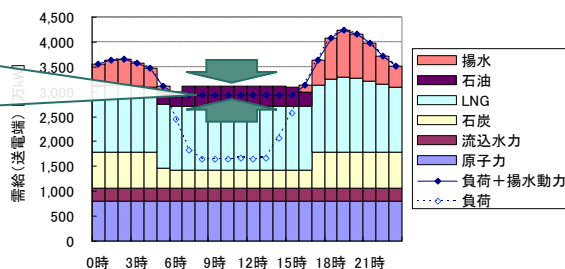


(3)調整力不足は改善されるものの、依然として残る

火力運用

二次配分:
電源追加
による調整
力の増強

(5)需給ギャップは改善されるものの、依然として残る

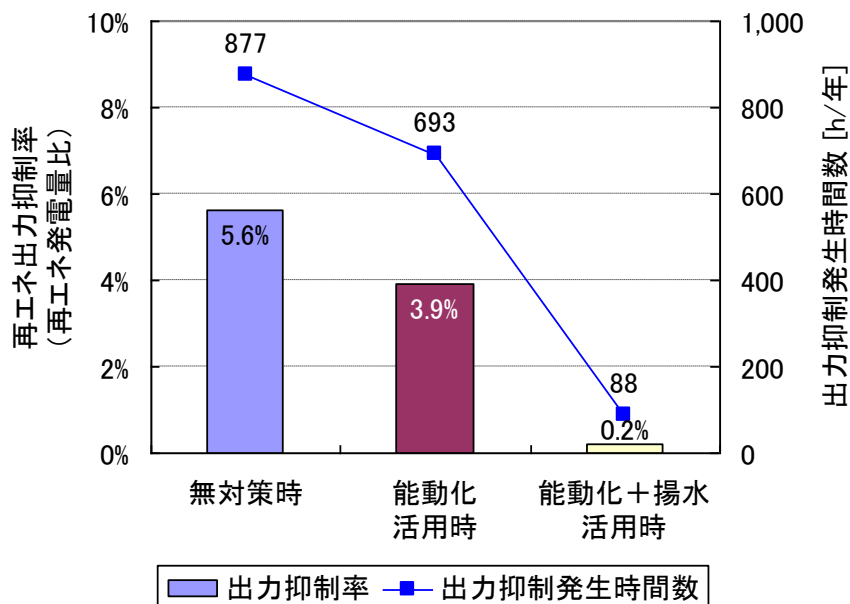


(4)対策③実施前と比べて調整力不足は改善されるものの、依然として残る

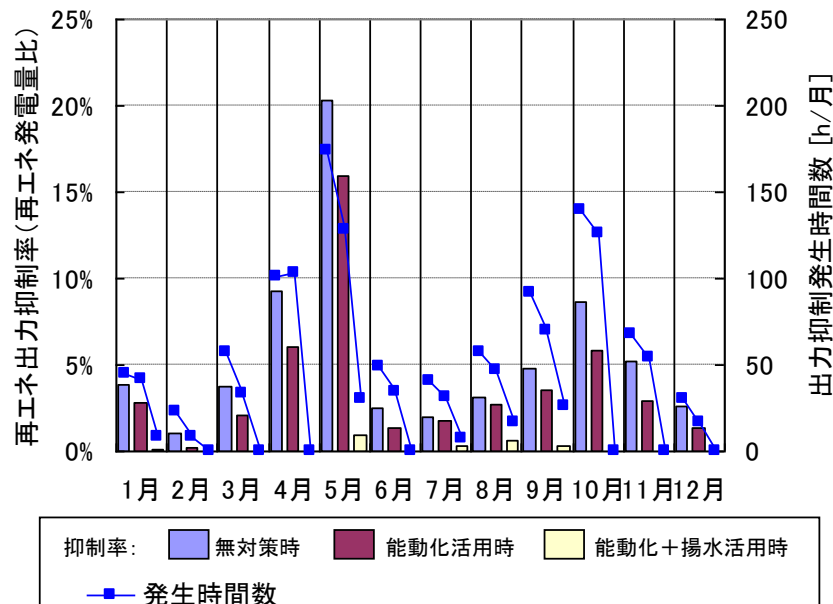
対策③「再生可能電源の出力抑制」: 需給ギャップを解消するように再生可能電源の出力を抑制(5月1日の場合、出力抑制に伴い調整力不足も解消)

9. 分析1: 東日本 年間分析結果まとめ

- 本試算条件においては、系統運用が困難な局面が発生。
 - 特段の対策を講じない場合、再生可能電源の出力抑制が必要となるのは年間に900時間弱。出力抑制の必要量は、再生可能電源の年間発電量の約6%に相当。
 - 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、再生可能電源の**出力抑制率は約0.2%へと低減**。
- ⇒ 需要の能動化、揚水発電の積極活用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。



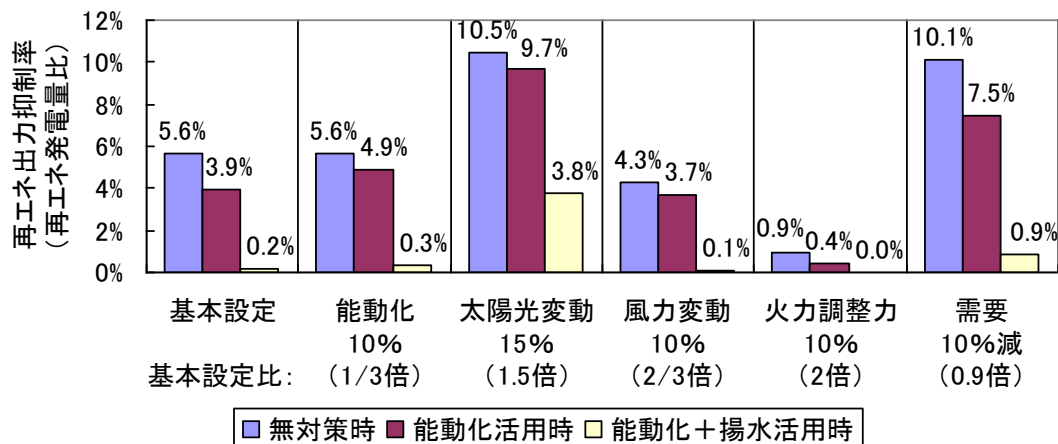
出力抑制の発生状況: 東日本・年間計
(再生可能電源導入量: 高位ケース)



出力抑制の発生状況: 東日本・月別
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

9. 分析1: 東日本 各種感度分析(1/2)

- 前提条件のうち、特に太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合等の将来特性は、現時点では不確実性を伴う。そこで、これらの設定値を変化させた感度分析を実施。
 - 能動化対象が全機器の10%へと減少した場合(基本設定比1/3倍):これを補う形で揚水を積極活用。最終的な再生可能電源の出力抑制率は微増。
 - 太陽光発電の変動率が出力比15%の場合(基本設定比1.5倍):能動化、揚水活用だけでは十分に対応しきれず、最終的な再生可能電源の出力抑制率は3.8%へと拡大。
 - 風力発電の変動率が容量比10%の場合(基本設定比2/3倍):最終的な再生可能電源の出力抑制率は0.1%へと減少。
- また、その他の不確定要因のうち、火力調整力、電力需要の影響は以下のとおり。
 - 火力調整力が定格比10%へと拡大した場合(基本設定比2倍):調整力不足の発生局面が減少し、無対策時においても出力抑制の必要量はごくわずかに。能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制は不要に。
 - 需要が現状比10%減少した場合(基本設定比0.9倍):再生可能電源の相対量の増加に伴い、系統運用において能動化、揚水活用を積極的に活用する局面が増加。



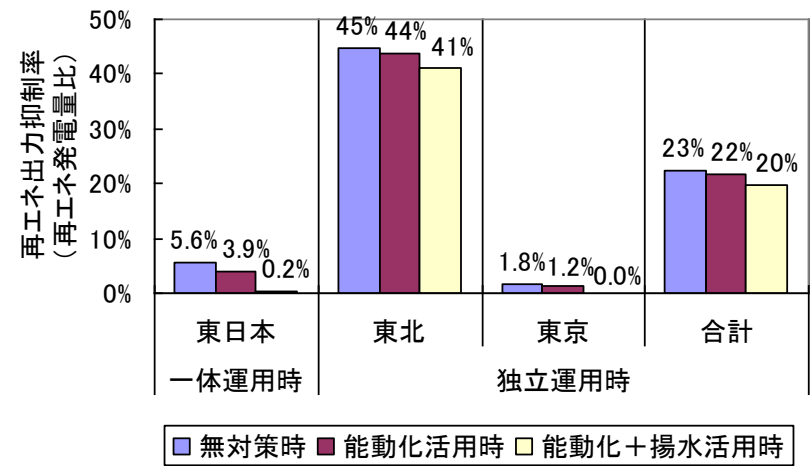
前提条件の違いに応じた出力抑制必要量: 東日本
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

9. 分析1:東日本 各種感度分析(2/2)

- 基本設定では、東北・東京の一体運用を前提としたが、現状では各社がそれぞれに需給運用を行っている。そこで一体運用の効果を検証するため、東北、東京がそれぞれ運用を行う場合を想定した分析を実施。
 - 東北地域単独では、系統運用は困難。特段の対策を講じない場合、必要となる再生可能電源の出力抑制率は年間発電量の約45%。需要の能動化、揚水発電の積極活用を行った場合においても、必要となる出力抑制率は約41%となる。
 - 一方、東京地域では、無対策時においても出力抑制の必要量は僅かであり、能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制はほぼ不要化できる。
 - 東北、東京の分離系統ケースの場合、両地域における再生可能電源の出力抑制の総量は、再生可能電源の年間発電量の20%程度の水準。

⇒ **広域融通による一体的運用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。**

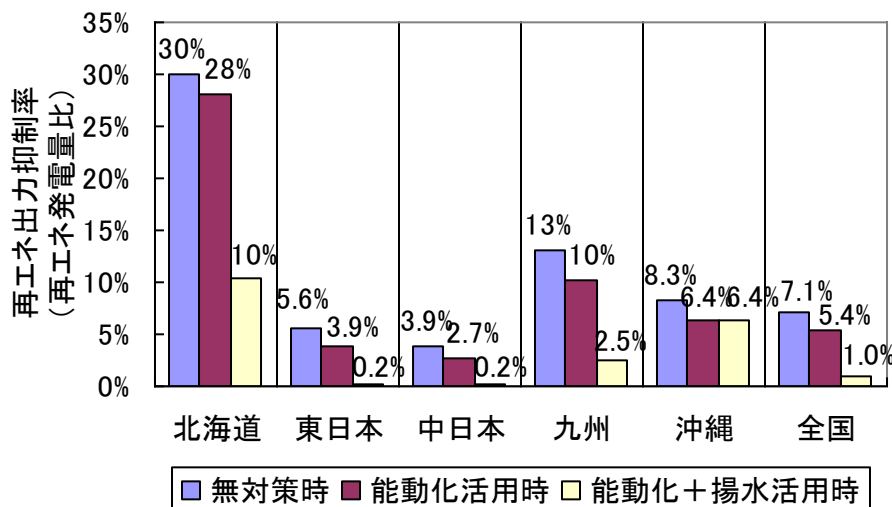
	本来 発電量	億kWh/年													
		無対策時		能動化活用時		能動化+揚水 活用時									
		抑制 必要量	抑制率	抑制 必要量	抑制率	抑制 必要量	抑制率								
一体運用時	740.7	41.7	5.6%	29.0	3.9%	1.6	0.2%								
独立運用時	740.7	166.7	22.5%	160.0	21.6%	146.0	19.7%								
								東北	356.1	159.8	44.9%	155.4	43.6%	145.9	41.0%
								東京	384.6	6.9	1.8%	4.6	1.2%	0.0	0.0%



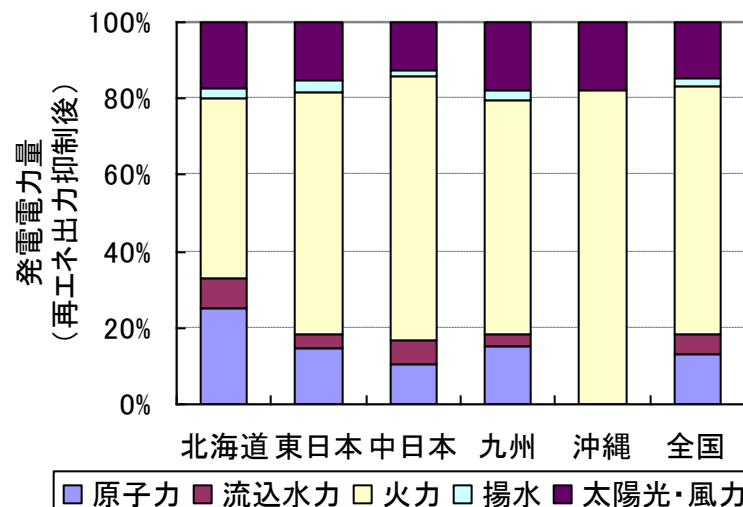
系統運用条件の違いに応じた出力抑制必要量: 東日本
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

10. 分析2:地域別分析 基本ケース

- 全5地域(北海道、東日本、中日本、九州、沖縄)について分析を行い、全国大での系統影響を把握。
 - 全国平均では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力を約7%抑制する必要があるが、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、**出力抑制量を5%以下に軽減**できる見込み。
 - 北海道、九州では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力をそれぞれ約30%、13%抑制する必要がある。対策実施により、九州では抑制量は約2%へと軽減されるが、北海道では出力抑制必要量は約10%となる見込みであり、**域内での需要拡大、系統の増強または他地域での風力発電の優先的な整備**等が必要と見込まれた。
 - 一方、東日本、中日本では、対策実施後の出力抑制必要量は1%未満にとどまる見込み。
- なお、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を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定されることに留意が必要。



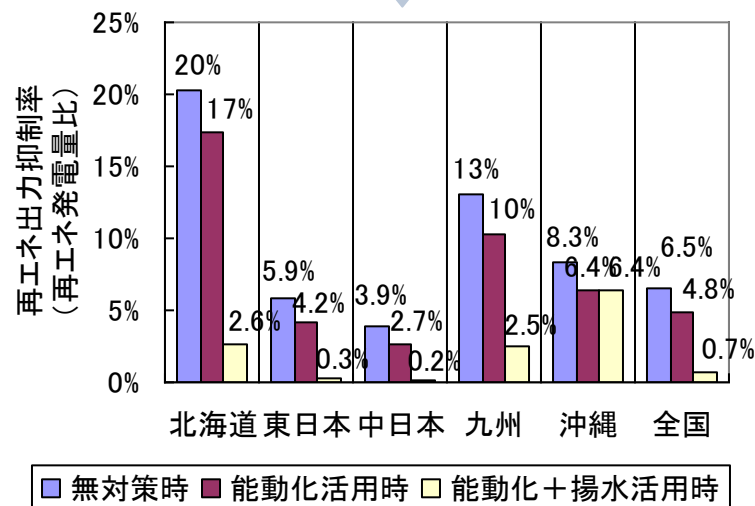
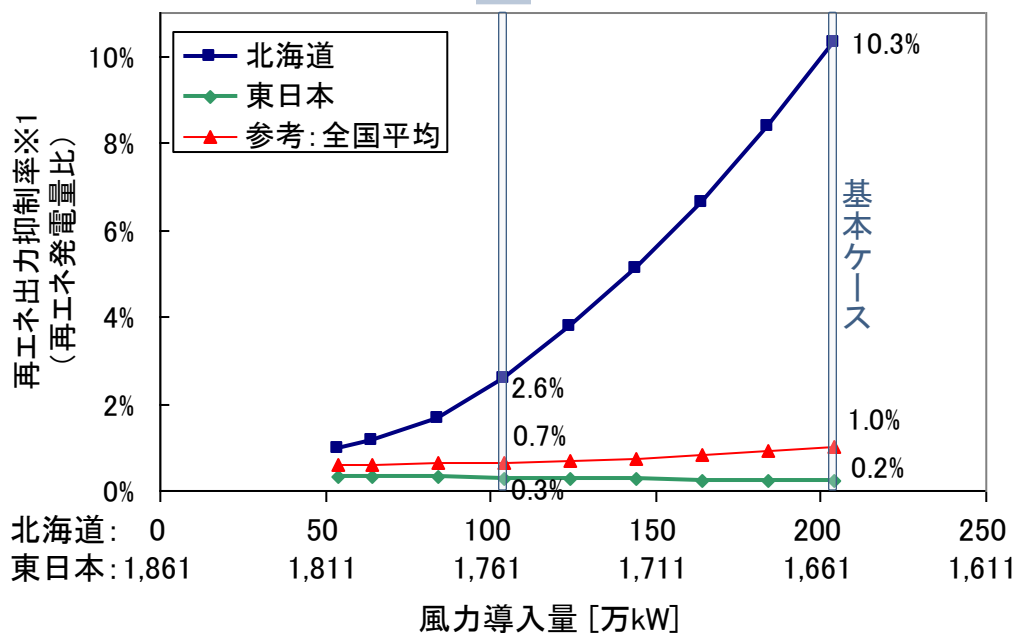
再生可能電源の出力抑制必要量
(再生可能電源導入量: 高位ケース)



各種対策実施後における発電電力量構成
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

10. 分析2: 地域別分析 風力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の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものである。そこで、風力の導入地域の違いによる影響を検証するため、風力導入量の全国計は一定として、北海道と東日本との地域按分を変化させた分析を実施。
 - 北海道の導入量が約100万kW(東北約1,760万kW)の場合、北海道の出力抑制率は約2.6%へと低減するのに対して、東日本の出力抑制率は約0.3%と微増に留まる。その結果、全国平均の出力抑制率は約0.7%へと低減する見込み。



※1) 需要の能動化、揚水発電の積極活用を実施した上で必要となる、当該地域における出力抑制率

※2) 全国および他地域の風力導入量は基本設定と同値と設定(全国: 3,252万kW、中日本: 857万、九州: 493万kW、沖縄: 41万kW)

風力発電の導入地域の違いに応じた出力抑制必要量(再生可能電源導入量: 高位ケース)

11. まとめ

- 本試算では一定の仮定に基づき、再生可能電源の大量導入が系統の需給運用に与える影響を分析するとともに、対策として需要の能動化、揚水発電の積極活用、再生可能電源の出力抑制を想定し、これらの必要量を試算した。
 - モデルの考え方、パラメータ設定等、引き続き検証が必要であるが、現時点で得られる示唆は以下のとおり。
- ① 太陽光・風力の大量導入時の出力特性は、現時点では不確実性を伴う。系統影響評価および対策検討の精緻化のためには、**太陽光・風力の出力データ計測・解析**の進展が求められる。
 - ② 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。ただしこれを実現する上では、地域間連系線の容量制約、事故時の影響波及等をはじめとする各種課題への対応が必要。
 - ③ **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を低減することが可能**。能動化、出力抑制を実運用に活かすためには、需要家等の**受容性**を高めるとともに対策の**実効性**を高めることが重要。そのためには、能動化や出力抑制のための必要技術や、需給制御に留まらない新サービスを付加した製品の開発・普及、関連制度の整備を進めることが求められる。

	対策メニュー	必要技術	関連制度
再生可能電源の出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光発電の出力抑制 ■ 風力発電の出力抑制 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 出力抑制機能付パワーコンディショナ ■ 風力発電ピッチ制御 ■ 出力予測技術 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力の送り手と受け手の間での出力抑制に関するルール作成 ■ 卸電力取引市場の活用・拡充 ■ ダイナミックプライシング等、需要調整を導く料金制度の創設
需要の能動化	<ul style="list-style-type: none"> ■ 蓄電システムの活用 ■ ヒートポンプ給湯機の活用 ※制御方法としては、間接制御、直接制御の両者が想定される	<ul style="list-style-type: none"> ■ 蓄電池（PHV車、電気自動車等を含む）および制御システム ■ ヒートポンプ給湯機の運転制御システム ■ スマートメータ 	

- ④ 系統側の対策として、**火力の調整力増強に向けた技術開発やより安価な系統連系線の技術開発**を実施することが必要。**系統安定化対策の必要のある地域に工場、データセンター等の立地を促すような誘導施策の検討**も必要。

- なお、本分析の留意点は以下のとおり。
 - 調整力確保のために低出力で運転する火力発電機が増加すると、発電効率が低下し、燃料費やCO2排出は増加することとなる。これらの影響評価については今後の検討課題。
 - 揚水発電の積極活用を想定したが、実際には定期点検や貯水池容量、週間運用等を考慮する必要がある。これらを考慮すると、揚水活用による需要創出量は下振れするため、再エネ出力抑制量は大きくなる可能性。
 - 系統制約として需給バランスおよび調整力に注目したが、実運用においては、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の制約も存在。これらを考慮すると、再生可能電源の出力抑制の必要量は大きくなる可能性があり、制約を解消するためには系統対策が必要となる可能性。