

## 4. 再生可能エネルギーの導入見込量

### 4.1 再生可能エネルギー導入見込量の考え方と総括

本節では、再生可能エネルギー導入見込量推計の考え方と結果を述べる。主な推計方法は、環境省「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」[環境省, 2014a]の検討を踏襲している。

#### 4.1.1 再生可能エネルギー導入見込量推計の考え方

再生可能エネルギーや関連する分野における施策の強度や、再生可能エネルギーへの社会的受容性等の条件が異なれば、見込まれる導入量も異なってくる。

ここでは、低位、中位、高位の 3 ケースを想定して導入見込量の推計を行った。各々のケース設定の基本的な考え方は、表 4-1 のとおりである。この考え方に沿って、具体的には、固定価格買取制度の買取価格の水準や、再生可能エネルギーに関わる技術、製品等の導入を促進する対策、施策の程度などを設定している。

表 4-1 導入見込量のケース設定の基本的な考え方

ケース	ケース設定の基本的考え方
高位ケース	将来の低炭素社会の構築、資源・エネルギーの高騰等を見据え、初期投資が大きくとも社会的効用を勘案すれば導入すべき低炭素技術・製品等について、導入可能な最大限の対策を見込み、それを後押しする大胆な施策を想定したケース。
中位ケース	将来の低炭素社会の構築等を見据え、合理的な誘導策や義務づけ等を行うことにより重要な低炭素技術・製品等の導入を促進することを想定したケース。
低位ケース	現行で既に取り組み、あるいは、想定されている対策・施策を継続することを想定したケース。

出典) 中央環境審議会 地球環境部会 「2013 年以降の対策・施策に関する報告書 (地球温暖化対策の選択肢の原案について)」平成 24 年 6 月 [中央環境審議会 地球環境部会, 2012]

#### 4.1.2 導入見込量の見直し方針

##### (1) 再生可能エネルギー電気

「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」 [環境省, 2014a]の検討結果を踏まえた上で、表 4-2 の方針で再生可能エネルギー電気の導入見込量の見直しを行った。

表 4-2 再生可能エネルギー電気の導入見込量推計の見直し箇所

エネルギー種	見直し箇所
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」 [環境省, 2014a]の導入見込量推計モデルに、現行の固定価格買取制度による買取価格<sup>14</sup>レベルや、調達価格等算定委員会で公表されているコスト情報を反映させる。</li> <li>システム価格の低減シナリオとして、独立行政法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター (LCS) の想定を参照する。</li> <li>戸建住宅向けについては、アンケート調査の結果を踏まえて導入率を見直す。</li> <li>非住宅・集合住宅向け（メガソーラー含む）については、現状の設備認定状況や、施工能力の限界を考慮できるように推計方法を見直す。</li> <li>低位、中位、高位の各ケースにおける買取価格の低減シナリオを見直す。</li> <li>「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮する。</li> <li>2050 年の導入見込量については、環境省「平成 25 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」 [環境省, 2014b]により精査された導入ポテンシャルを参照して、更新する。</li> </ul>
陸上風力発電 洋上風力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>今後開発が見込まれる地点情報を整理し、導入見込量の検証や見直しを行う。</li> <li>「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮する。</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>環境省「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」 [環境省, 2014a]の検討を踏襲する。</li> </ul>

<sup>14</sup> 固定価格買取制度の根拠法令である「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（平成二十三年八月三十日法律第百八号）においては、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達を定めているため、その調達における価格を「調達価格」と規定しているが、導入主体である事業者にとっては電気の買取が行われる価格である「買取価格」の表現のほうが適当であるため、本報告書においてはこれらを同じ意味として用いることとする。

## (2) 再生可能エネルギー熱

再生可能エネルギー熱の導入見込量は、環境省「平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー一等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書」[環境省, 2014a]の検討を踏襲しつつ、太陽熱利用・地中熱については一部見直しを行った。具体的には、「4.3.1 太陽熱利用の導入見込量」で後述する。

### 4.1.3 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

導入見込量の推計における再生可能エネルギーの種類別の前提条件を、表 4-3、表 4-4、表 4-5 に示す。なお、太陽光発電、風力発電は以下の前提条件に加え、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮する。

表 4-3 再生可能エネルギー電気の種類別の前提条件 (1/3)

再生可能エネルギーの種類	2020～2030 年の導入シナリオ	2050 年の導入シナリオ
太陽光 (戸建住宅)	<p>【低位】買取価格は中位と同様。</p> <p>【中位】2027 年まで新築に対する現行の投資回収年数を維持する価格での余剰買取。2028 年より回避可能原価による価格での余剰買取に移行。</p> <p>【高位】新築に対する現行の投資回収年数を維持する価格での余剰買取。</p>	<p>【低位】環境省の「平成 24 年度・平成 25 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」[環境省, 2013][環境省, 2014b]のポテンシャルのうち耕作放棄地以外の全量が顕在化。</p>
太陽光 (非住宅・集合住宅・メガソーラー)	<p>【低位】現状の設備認定容量以上の導入はされないと想定。</p> <p>【中位】IRR 当初 6% (維持費含む)、2015 年以降 4% を維持する価格での全量買取。2028 年以降は回避可能原価による価格での全量買取に移行。</p> <p>【高位】IRR 当初 6% (維持費含む)、2015 年以降 4% を維持する価格での全量買取。</p>	<p>【中位】低位に対して、2030 年～50 年の平均変換効率が 5% 向上することによる、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p> <p>【高位】低位に対して、2030 年～50 年の平均変換効率が 10% 向上することによる、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
風力 (陸上・洋上)	<p>【低位】中位ケースの導入意欲に対して電力システム上の制約が発現し、導入が停滞することを想定した導入見込量を設定。</p> <p>【中位】陸上風力は 2050 年に 5,000 万 kW を見込む際の普及曲線より設定。洋上風力は積上を踏まえて設定。</p> <p>【高位】陸上風力は 2050 年に 7,000 万 kW を見込む際の普及曲線より設定。洋上風力は積上を踏まえて設定。</p> <p>【共通】支援レベルは導入量に対し、IRR 当初 8%・2015 年以降 6% (低位・中位)、8% 継続 (高位) を満たす全量買取。</p>	<p>【低位】2030 年から横ばいと設定。</p> <p>【中位】一般社団法人日本風力発電協会の想定 [一般社団法人日本風力発電協会, 2012]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】一般社団法人日本風力発電協会の想定 [一般社団法人日本風力発電協会, 2012]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>

表 4-4 再生可能エネルギー電気の種類別の前提条件 (2/3)

再生可能エネルギーの種類	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
大規模水力	【共通】電力各社の電源開発計画に基づき増加分が導入されると設定。	【共通】資源エネルギー庁の「水力発電に関する研究会－中間報告－」【経済産業省, 2008a】にある今後の増加ポテンシャルが導入されると設定。
中小水力	【低位】2020年は経済産業省の「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」の取りまとめ【再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム, 2010】における増加分を採用。2030年は足下から2020年までの導入ペースが続くと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】足下からの追加導入量が2050年まで直線的に増加すると設定。 【共通】支援レベルは導入量に対し、IRR当初7%・2015年以降5%（低位・低位）、7%継続（高位）を満たす全量買取。	【低位】2011年から2020年までの導入ペースが続くと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】環境省の「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備」【環境省, 2012a】におけるポテンシャル量を全量顕在化と設定。
地熱 (大規模)	【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。支援レベルは導入量に対し、IRR当初13%・2015年以降11%（低位・中位）、13%継続（高位）を満たす全量買取。	【低位】2020年から2030年までの導入ペースが継続するものと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】環境省の「平成24年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」【環境省, 2013】における「条件付き導入ポテンシャル1」を全量顕在化と設定。
地熱 (温泉発電)	【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ベストシナリオを採用。2030年は2020年から各ケースの2050年まで直線的に増加すると設定。 支援レベルは導入量に対し、IRR当初13%・2015年以降11%（低位・中位）、13%継続（高位）を満たす全量買取。	【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会【環境エネルギー政策研究所, 2008】のベースシナリオを採用。 【中位】同ベストシナリオを採用。 【高位】同ドリームシナリオを採用。
バイオマス 発電	【低位】2012年の実績値に、経済産業省の「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」の取りまとめ【再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム, 2010】における増加分を加算。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【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すると設定。 【共通】支援レベルは導入量に対し、区分別の加重平均で、20円/kWh・2015年以降18円/kWh（低位・中位）、20円/kWh継続（高位）を満たす全量買取。	【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【NEDO, 2011a】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設定。
海洋 エネルギー	【低位】沿岸固定式波力発電および潮流発電は2020年以降、沖合浮体式波力発電は2030年以降導入が進むものとし、「NEDO再生可能エネルギー技術白書（初版）」【NEDO, 2010】で示されている技術ロードマップや「海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務」【NEDO, 2011b】、有識者意見を踏まえ、2050年の波力発電、潮流発電の導入量を設定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%想定、沖合浮体式は洋上風力の低位に合わせて発電機の設置を想定。 【中位】潮流発電は低位と同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の5%想定、沖合浮体式は洋上風力の中位に合わせて発電機の設置を想定。 【高位】潮流発電は低位と同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の10%想定、沖合浮体式は洋上風力の高位に合わせて発電機の設置を想定。	

表 4-5 再生可能エネルギー熱の種類別の前提条件 (3/3)

再生可能エネルギーの種類	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
太陽熱利用	<p>【低位】2030年の家庭の見込量は2030年のソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標 [ソーラーエネルギー利用推進フォーラム, 2010]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年の家庭の見込量は投資回収年数が15年(耐用年数に相当)となる支援を2015年より設定。2020年以降は高位と低位の中間値と設定。</p> <p>【高位】2020年の家庭の見込量は投資回収年数が10年(維持費等を除けばIRR8%に相当)となる支援を2015年より設定。2020年以降は2050年まで太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう、直線的に増加すると設定。</p> <p>【共通】業務は家庭に比例と設定。</p>	<p>【低位】2030年までのトレンドで2050年までに増加すると設定。</p> <p>【中位】高位と低位の中間値と設定。</p> <p>【高位】環境省「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備等委託業務」[環境省, 2012a]の参考シナリオ1を適用。</p>
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、熱利用は京都議定書目標達成計画の値。</p> <p>【中位】2020年はバイオ燃料は70万kLとし、熱利用は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</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、その他熱利用は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</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>
地中熱利用	<p>【共通】戸建住宅は寒冷地の新築フローに対し、2050年の導入率100%となるよう直線的に増加。</p> <p>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、これらの全地域の新築フローと十分な敷地面積を持つ既築に対し、2050年導入率100%となるよう直線的に増加。</p>	

#### 4.1.4 導入見込量の検討状況総括

##### (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一次エネルギー供給量(原油換算)を、表 4-6、図 4-1 に示す。直近年と比較して、再生可能エネルギーの導入見込量の一次エネルギー供給量(原油換算)は 2020 年には約 1.6~1.9 倍、2030 年は約 2.0~2.9 倍、2050 年は約 3.6~6.5 倍と推計された。

2010 年度の一次エネルギー国内供給は 5 億 6,900 万 kL である。直近年の再生可能エネルギー導入量は一次エネルギー国内供給に対して 6%程度であるが、2050 年には 30~61%と推計された。

表 4-6 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量

単位：万 kL	直近年	2020 年			2030 年			2050 年		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電【小計】	350	1,644	1,730	1,730	1,807	2,725	2,975	5,795	6,480	7,077
太陽光発電(戸建住宅)	170	411	416	416	679	748	748	3,081	3,611	4,141
太陽光発電(非住宅等)	179	1,233	1,314	1,314	1,128	1,978	2,228	2,715	2,869	2,936
風力発電【小計】	111	459	502	584	954	1,248	1,503	982	2,504	3,563
風力発電(陸上)	109	426	435	448	651	837	965	671	1,099	1,425
風力発電(着床)	2	32	34	85	142	174	195	147	397	489
風力発電(浮体)	0	1	33	50	160	237	342	165	1,008	1,649
大規模水力発電	546	580	580	580	580	580	580	708	708	708
中小水力発電	1,083	1,141	1,252	1,363	1,202	1,424	1,647	1,325	1,769	2,214
地熱発電	73	117	117	117	312	325	344	703	881	1,153
バイオマス発電【小計】	535	628	744	860	628	768	907	628	815	1,002
黒液・廃材	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462
その他バイオマス	73	166	282	398	166	306	445	166	353	540
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	126	184	330	467	759	1,342
バイオマス熱利用	491	540	649	757	540	649	837	540	1,579	2,587
太陽熱利用【小計】	55	80	80	112	137	224	312	251	706	1,162
家庭	-	77	77	108	132	218	303	243	692	1,140
業務	-	3	3	4	5	7	10	8	15	21
地中熱利用	0	12	12	12	45	45	45	174	174	174
合計	3,243	5,201	5,665	6,115	6,332	8,174	9,480	11,574	16,376	20,982
一次エネルギー供給比	6%	10%	11%	12%	14%	18%	21%	30%	47%	61%

注) 表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は経済産業省発表[経済産業省, 2015a]の 2014 年 3 月末時点、大規模水力は 2009 年[経済産業省, 2010]、バイオマス発電は経済産業省発表(廃棄物発電+バイオマス発電)[経済産業省, 2015a]に加え、2005 年の黒液・廃材による発電分推計値(228 万 kW 相当)を含む。2020 年及び 2030 年の一次エネルギー国内供給は、平成 24 年 6 月にエネルギー・環境会議においてとりまとめたエネルギー・環境に関する選択肢[国家戦略室, 2012a]の慎重ケース・15 シナリオとした。2050 年は中央環境審議会地球環境部会 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会において発表された技術 WG とりまとめの値を用いた。

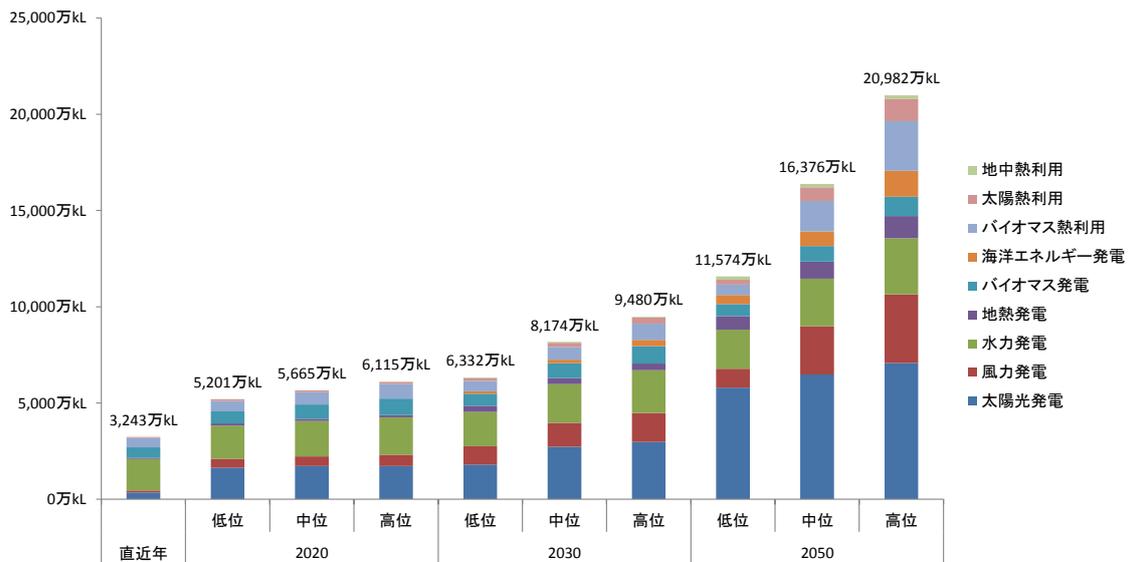


図 4-1 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量

## (2) 設備容量

再生可能エネルギー電気の設備容量を、表 4-7、図 4-2 に示す。

直近年と比較して、2020 年の再生可能エネルギー電気の設備容量は約 2.3～2.5 倍、2030 年は約 2.8～4.2 倍、2050 年は約 6.6～9.4 倍と推計された。一次エネルギー供給量に比較して倍率が高いのは、他の再生可能エネルギー電気より稼働率の小さい太陽光発電の導入による影響が大きい。例えば 2020 年中位で、太陽光発電が再生可能エネルギー電気全体に占める割合は、発電設備容量ベースでは約 60%であるが、一次エネルギー供給ベースでは約 35%である。

表 4-7 再生可能エネルギー電気の発電設備容量

単位：万 kW	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電【小計】	1,432	6,029	6,311	6,311	6,778	10,197	10,874	22,132	24,844	27,249
太陽光発電（戸建住宅）	698	1,681	1,702	1,702	2,780	3,060	3,060	12,609	14,779	16,950
太陽光発電（非住宅等）	734	4,348	4,610	4,610	3,999	7,137	7,814	9,523	10,065	10,300
風力発電【小計】	271	1,113	1,179	1,323	2,157	2,880	3,250	2,157	5,000	7,000
風力発電（陸上）	268	1,059	1,070	1,100	1,647	2,170	2,370	1,647	2,700	3,500
風力発電（着床）	3	53	56	140	240	300	320	240	650	800
風力発電（浮体）	0	2	54	83	270	410	560	270	1,650	2,700
大規模水力発電	1,118	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,251	1,251	1,251
中小水力発電	961	1,006	1,097	1,188	1,056	1,238	1,420	1,157	1,520	1,884
地熱発電	52	82	82	82	219	228	241	493	632	792
バイオマス発電【小計】	469	508	579	651	508	595	682	508	623	738
黒液・廃材	409	409	409	409	409	409	409	409	409	409
その他バイオマス	60	99	170	242	99	186	273	99	214	329
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	150	207	349	536	823	1,395
合計	4,301	9,884	10,395	10,700	12,014	16,491	17,962	28,233	34,693	40,308

注）表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は経済産業省発表【経済産業省、2015a】の2014年3月末時点、大規模水力は2009年【経済産業省、2010】、バイオマス発電は経済産業省発表（廃棄物発電+バイオマス発電）【経済産業省、2015a】に加え、2005年の黒液・廃材による発電分推計値（228万kW相当）を含む。

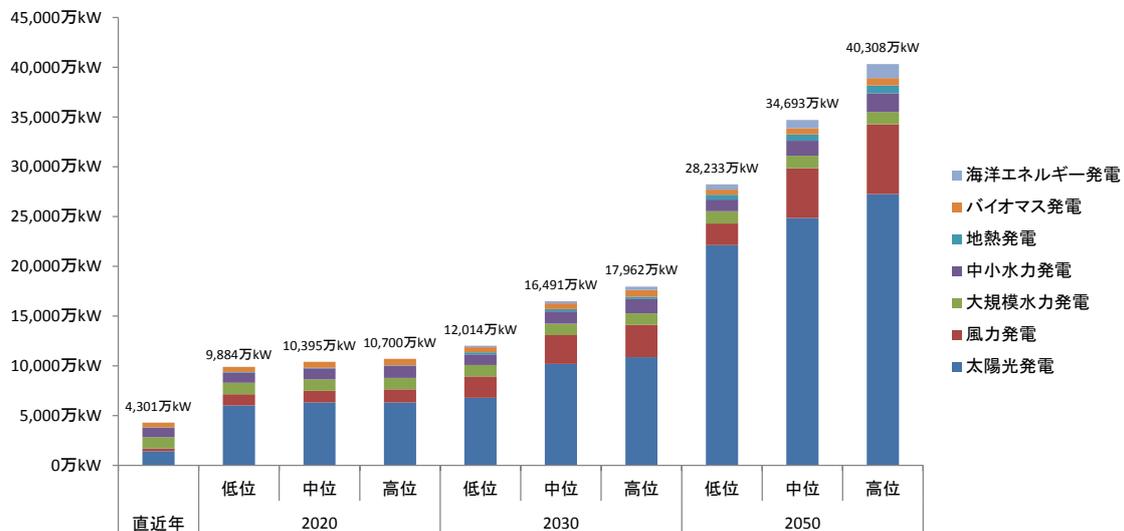


図 4-2 再生可能エネルギー電気の発電設備容量

### (3) 発電電力量

再生可能エネルギー電気の発電電力量を表 4-8、図 4-3 に示す。今後の増加傾向は一次エネルギー供給量と同じである。なお、各再生可能エネルギー電気の種別における設備利用率は表 4-9 のとおりである。

設備容量と同様、太陽光発電のシェアが最大となっているが、設備容量のシェアと比べると、比較的設備利用率の高い中小水力発電、地熱発電、バイオマス発電などのシェアが高くなっている。

表 4-8 再生可能エネルギー電気の発電電力量

単位：億 kWh	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電【小計】	150	707	744	744	777	1,173	1,280	2,493	2,788	3,045
太陽光発電(戸建住宅)	73	177	179	179	292	322	322	1,325	1,554	1,782
太陽光発電(非住宅等)	77	531	565	565	485	851	958	1,168	1,234	1,263
風力発電【小計】	48	197	216	251	410	537	646	423	1,077	1,533
風力発電(陸上)	47	183	187	193	280	360	415	388	473	613
風力発電(着床)	0.7	14	15	37	61	75	84	63	171	210
風力発電(浮体)	0	0.5	14	22	69	102	147	71	434	710
大規模水力	235	250	250	250	250	250	250	305	305	305
中小水力発電	466	491	539	586	517	613	708	570	761	952
地熱発電	32	50	50	50	134	140	148	302	379	496
バイオマス発電【小計】	230	270	320	370	270	331	392	270	351	431
黒液・廃材	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
その他バイオマス	31	71	121	171	71	132	193	71	152	232
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	54	79	142	201	327	577
合計	1,161	1,966	2,119	2,252	2,414	3,122	3,566	4,564	5,988	7,339

注) 表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は経済産業省発表 [経済産業省, 2015a] の 2014 年 3 月末時点、大規模水力は 2009 年 [経済産業省, 2010]、バイオマス発電は経済産業省発表 (廃棄物発電+バイオマス発電) [経済産業省, 2015a] に加え、2005 年の黒液・廃材による発電分推計値 (228 万 kW 相当) を含む。

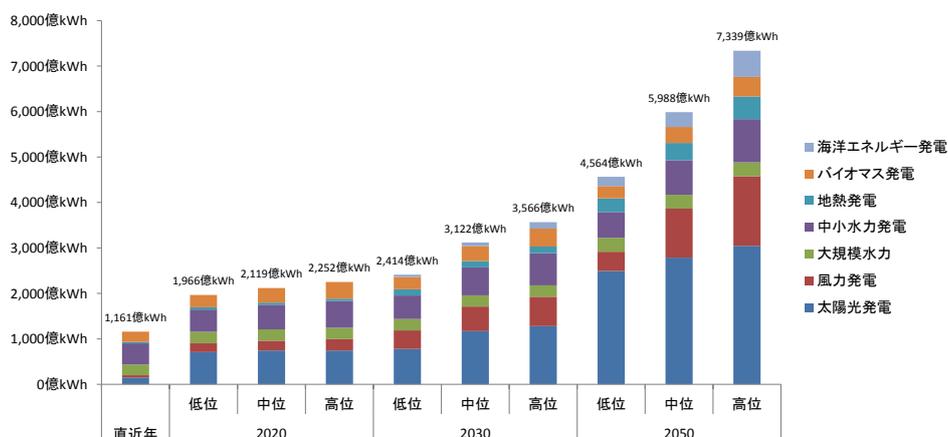


図 4-3 再生可能エネルギー電気の発電電力量

表 4-9 各再生可能エネルギー発電設備の設備利用率

		設備利用率	出典
太陽光発電	戸建住宅	12%	調達価格等算定委員会「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」〔調達価格等算定委員会, 2015〕
	非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）	14%	調達価格等算定委員会「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」〔調達価格等算定委員会, 2015〕
風力発電	陸上	20%	コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」（平成 23 年 12 月 19 日）〔国家戦略室, 2011〕
	洋上（着床）	30%	同上
	洋上（浮体）	30%	同上
大規模水力発電	既導入分	26%	「電源開発の概要」〔経済産業省, 2008b〕及び RPS 導入量データより推計
	増加分	60%	コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」（平成 23 年 12 月 19 日）〔国家戦略室, 2011〕
中小水力発電	既導入分	55%	RPS 導入データより推計
	増加分	60%	コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」（平成 23 年 12 月 19 日）〔国家戦略室, 2011〕
地熱発電	区分なし	70%	コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」（平成 23 年 12 月 19 日）〔国家戦略室, 2011〕
バイオマス発電	既導入分	55.6%	AIM 日本技術モデルにおける 2005 年値を元に設定
	増加分	80.6%	エネルギー・環境会議「エネルギー・環境に関する選択肢」（平成 24 年 6 月 29 日）〔国家戦略室, 2012b〕を元に設定
海洋エネルギー発電	波力発電	—	日本大学工学部海洋空間利用工学研究室提供データより年平均入力エネルギー密度 [kW/m] を設置海域別に算出
	潮流発電	30%	NEDO「海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務」〔NEDO, 2011b〕

## 4.2 再生可能エネルギー電気の導入見込量

再生可能エネルギー電気の導入見込量の推計における前提条件は「4.1.3 再生可能エネルギーの種類別の前提条件」に示したとおりである。再生可能エネルギーの種類ごとに低位ケース、中位ケース、高位ケースのそれぞれで導入見込量を算出した。

2030年までの導入見込量の算出にあたっては、太陽光発電、風力発電については、現状及び今後の大規模な導入に対して電力システム<sup>15</sup>上の制約が発現する可能性を考慮した(図4-4)。具体的には、電力システム上の制約が存在しない場合の導入見込量をまず算出し、この算出結果に基づいて、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮した。

他のエネルギー種については、低位、中位、高位の各ケースの設定に基づいて算出した導入見込量をそのまま採用し、電力システム上の制約の影響は考慮していない。

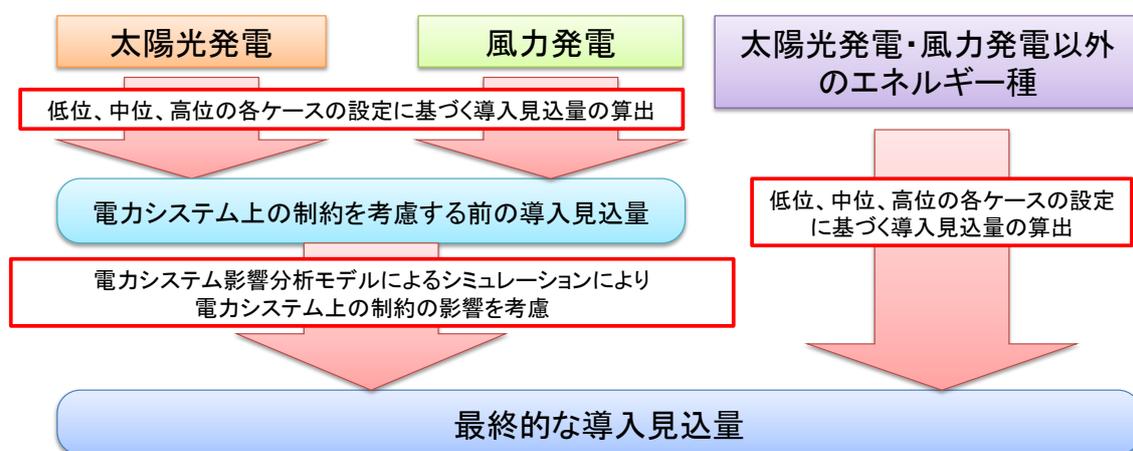


図 4-4 再生可能エネルギー電気の導入見込量推計における電力システム上の制約の反映方法

<sup>15</sup> 本報告書では、送配電の部分を「系統」と呼び、火力発電・揚水発電、再生可能エネルギー発電、需要を加えた電力の需給に関わるシステム全体を「電力システム」と呼ぶことにする。

## 4.2.1 太陽光発電の導入見込量

### (1) 太陽光発電の導入見込量の考え方

2030年までの導入見込量は、2012年7月に開始した再生可能エネルギーの固定価格買取制度での買取価格によって決まる投資回収年数、IRRに基づいて、導入量推計モデルを設計して推計した。低位・中位・高位ケースについては、戸建住宅用太陽光発電では買取価格の設定が異なり、結果として導入見込量に差が生じる。非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー<sup>16</sup>含む）では買取価格の設定が異なるとともに、特に低位ケースでは電力システム上の制約を考慮したシナリオ設定を行ったことにより、導入見込量に差が生じる。

2050年は環境省による「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」〔環境省, 2013〕、「平成25年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」〔環境省, 2014b〕（以下、ゾーニング調査）のポテンシャルをもとに定めることとした。

各ケース、時点における導入見込量算出時の買取価格等の設定は表4-10のとおりである。このとき、回避可能費用単価（回避可能原価<sup>17</sup>）については、5.1.2に述べるように、全電源平均可変費用単価の加重平均値を、将来の燃料費単価の推移を考慮して算出した。

---

<sup>16</sup> 本推計における「メガソーラー」の定義は、「設備容量が1,000kW以上の太陽光発電」とする。

<sup>17</sup> 固定価格買取制度の根拠法令である「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の施行規則（平成二十四年経済産業省令第四十六号）においては、再生可能エネルギー電気の調達によって電力会社において回避される費用を「回避可能費用単価」と呼んでいるが、固定価格買取制度に関する既存文献等では「回避可能原価」の表現が一般であるため、本報告書においてはこれらを同じ意味として用いることとする。

表 4-10 太陽光発電の導入見込量の考え方

		(共通)補助金	買取価格等の設定	
2030年 まで	戸建住宅 (余剰電 力率は 56%と設 定)	国:2012年3.5万円/kW、 2013年2万円、2014年 以降0 自治体:2012年4万円 /kW→2015年以降0ま で縮減	<p>2027 2030</p> <p><b>高位</b> 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取</p> <p><b>中位</b> 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取</p> <p><b>低位</b> 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取</p> <p>回避可能原価に等しい価格で余剰買取</p> <p>回避可能原価に等しい価格で余剰買取</p>	<p>各ケースにおいて、さらに電力システム上の制約の影響を考慮 設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行</p>
	非住宅・ 集合住宅 (メガソー ラー含む)	補助金なし	<p>2014 2027 2030</p> <p><b>高位</b> IRR6%を維持する価格で全量買取</p> <p><b>中位</b> IRR6%を維持する価格で全量買取</p> <p><b>低位</b> 電力システム上の制約から現状の設備認定容量以上の導入はなされないと想定</p> <p>IRR4%を維持する価格で全量買取</p> <p>回避可能原価に等しい価格で全量買取</p>	<p>各ケースにおいて、さらに電力システム上の制約(出力抑制)の影響を考慮 設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行</p>
2050年	共通	補助金なし	<p><b>高位</b> 低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、10%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p> <p><b>中位</b> 低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、5%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p> <p><b>低位</b> 「平成24年度・平成25年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」における耕作放棄地以外のポテンシャル(レベル2*)が顕在化。</p>	

注)以下の設置を想定。  
 ・屋根20m<sup>2</sup>以上に設置  
 ・南壁面・窓20m<sup>2</sup>以上に設置  
 ・多少の架台設置は可(駐車場への屋根の設置も想定)

(2) 2050年の導入見込量の推計方法とその結果

2050年の導入見込量は、ゾーニング調査のポテンシャルを基に設定した。同調査では、導入ポテンシャルをレベル1～3の3段階に分けて整理しているが、レベル2の導入見込量のうち「耕作放棄地」を除いた量を2050年の低位ケースの導入見込量と考えることとした。また、中位ケース、高位ケースについては2030年以降の平均変換効率が低位ケースと比べてそれぞれ5%、10%向上すると見積もって導入見込量を設定した。同調査における導入レベルの前提条件を表4-11に、2050年の導入見込量の考え方と数値を図4-5に示す。

表 4-11 ゾーニング調査における導入レベルの前提条件

レベル1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 屋根 150 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 設置しやすいところに設置するのみ</li> </ul>
レベル2	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 屋根 20 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 南壁面・窓 20 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 多少の架台設置は可(駐車場への屋根の設置も想定)</li> </ul>
レベル3	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 切妻屋根北側・東西壁面・窓 10 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 敷地内空地なども積極的に活用</li> </ul>

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[環境省, 2011]

※ 住宅系建築物の内訳は  
 ・戸建住宅用等: 12,609 (万kW)  
 ・大規模共同住宅・  
 オフィスビル: 47 (万kW)  
 ・中規模共同住宅: 3,504 (万kW)

住宅用太陽光発電 導入ポテンシャル	設備容量(万kW)		
	レベル1	レベル2	レベル3
商業系建築物	82	198	249
住宅系建築物	5,939	16,160*	21,020
合計	6,021	16,358	21,269

公共系等太陽光発電 導入ポテンシャル	設備容量(万kW)		
	レベル1	レベル2	レベル3
公共系建築物	1,039	2,069	2,319
発電所・工場・物流施設	1,393	2,043	2,898
低・未利用地	162	1,662	2,735
耕作放棄地	3,154	6,597	6,737
合計	5,748	12,371	14,689

2050年の導入見込量

低位	22,132 (万kW)
中位	24,844 (万kW)
高位	27,249 (万kW)

中位ケース・高位ケースについては2030年以降の  
平均変換効率5%/10%の向上を見積もり

図 4-5 ゾーニング調査における導入ポテンシャルと本検討における 2050 年の導入見込量

### (3) 2030年までの導入見込量の推計方法

#### 1) 概要

2030年までの導入見込量は、戸建住宅用太陽光発電と非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）に分けて推計を行った。戸建住宅用太陽光発電に関しては、新築と既築で推計方法を分けた。新築ではアンケート調査に基づいて（参考資料 3 参照）今後の新築住宅への太陽光発電の導入率として一定の数値を設定した。既築ではアンケート調査から、太陽光発電システムの投資コストと投資回収年数と、太陽光発電が導入可能な戸建住宅に太陽光発電が導入される割合との関係式を設定し、今後のコスト等の見通しに基づいて推計を行った。

非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）に関しては、2013年度末までの設備認定容量の導入ペースを織り込むとともに、太陽光発電システムの投資コストと売電収入から算出される IRR と導入量の関係式を設定し、今後のコスト等の見通しに基づいて推計を行った。

なお、これらの結果として得られる導入見込量に対して、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮した。

#### 2) コスト想定

太陽光発電のシステム価格は、2015年時点の想定価格<sup>18</sup>から独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター（LCS）における太陽光発電システムの原価シナリオ [独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター，2014]にしたがって低減すると設定した。具体的には、LCS で設定する原価シナリオ（表 4-12）に基づき、モジュール価格、BOS 価格（Balance of System：その他部品、設置工事）ともに単 Si と CIGS の平均原価の低減率にしたがって 2030年まで低減すると想定した。実績値から推計される 2015年度の想定価格に対し、算出された低減率を乗じることで将来の価格の見通しが推計される。価格シナリオの推計結果は図 4-6 のとおりである。

表 4-12 LCS における太陽光発電の原価シナリオ

単位： 円/W	現状		2020年	2030年	
	単 Si 180μm 厚	CIGS	CIGS	単 Si 50μm 厚	新 CIGS タンデム
モジュール	103	79	50	46	37
BOS	73	84	47	23	20
計	176	163	97	69	57

出典) 太陽光発電システム—要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ—

[独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター，2014]

<sup>18</sup> 調達価格等算定委員会「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」を参照。

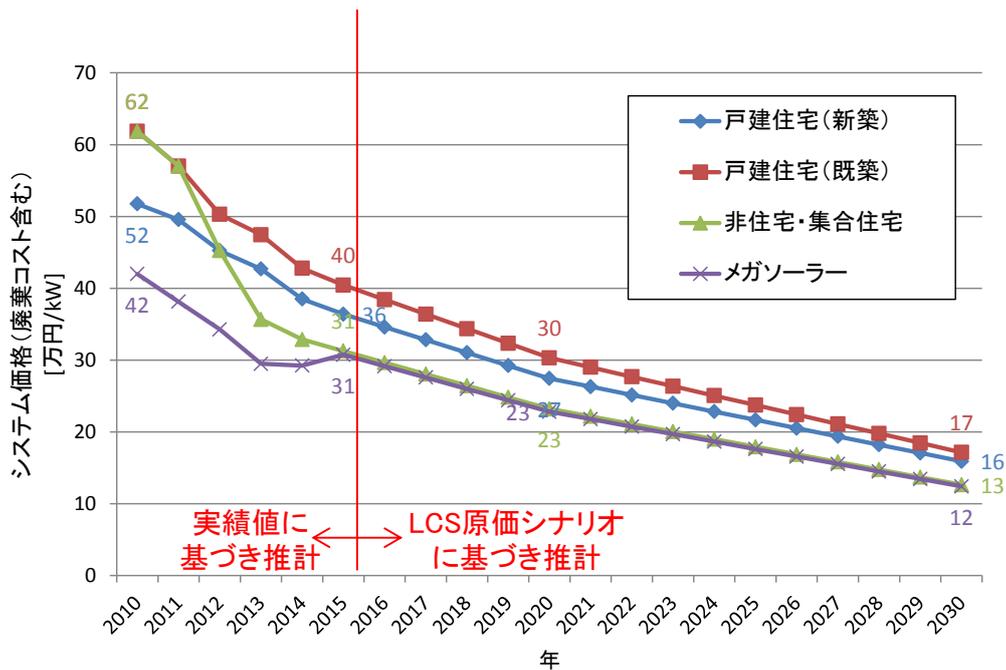


図 4-6 太陽光発電のシステム価格の想定

出典) 各種資料より推計

### 3) 戸建住宅用太陽光発電の導入見込量の推計方法

戸建住宅用太陽光発電の導入見込量については、アンケート調査に基づいて、新築と既築に分けて推計を行った。

新築住宅については、今後常に一定割合には太陽光発電設備が導入されると仮定した。具体的には、アンケート調査において新築住宅に太陽光発電を設置したモニターが全体の49.6%であったことを踏まえ、このアンケート調査の結果の都道府県別内訳データを、実際の都道府県別の戸建住宅建築数によって加重して補正することで最終的に得られた50.8%の導入率が今後も継続することとした。

既築住宅については、今後現在住んでいる既築住宅に太陽光発電設備を導入する意向のあるモニターが、アンケート調査において提示した初期投資額・投資回収年数の組み合わせに対して示した導入意向の結果を関数に近似し、2013年度の実績値に基づいてキャリブレーションすることで既築住宅のストックに対する導入率の推計式を設定した。このとき用いる推計式は表 4-13 のとおりである（関係式の形状は図 4-7）。

表 4-13 既築住宅における太陽光発電導入率と初期投資額・投資回収年数の関係式

- 導入率と初期投資額・投資回収年数の関係式は、  

$$\text{導入率} = C \times \{f(\text{初期投資額}) + g(\text{初期投資額}) \times \text{投資回収年数}\}$$

$$C = 0.3685$$

$$f(\text{初期投資額}) = -0.0024 \times \text{初期投資額} + 0.7513$$

$$g(\text{初期投資額}) = 0.0002 \times \text{初期投資額} - 0.0636$$
- 推計時にはシステム価格の想定と買取価格の想定から導かれる初期投資額、投資回収年数を上の式に代入して導入率を算出

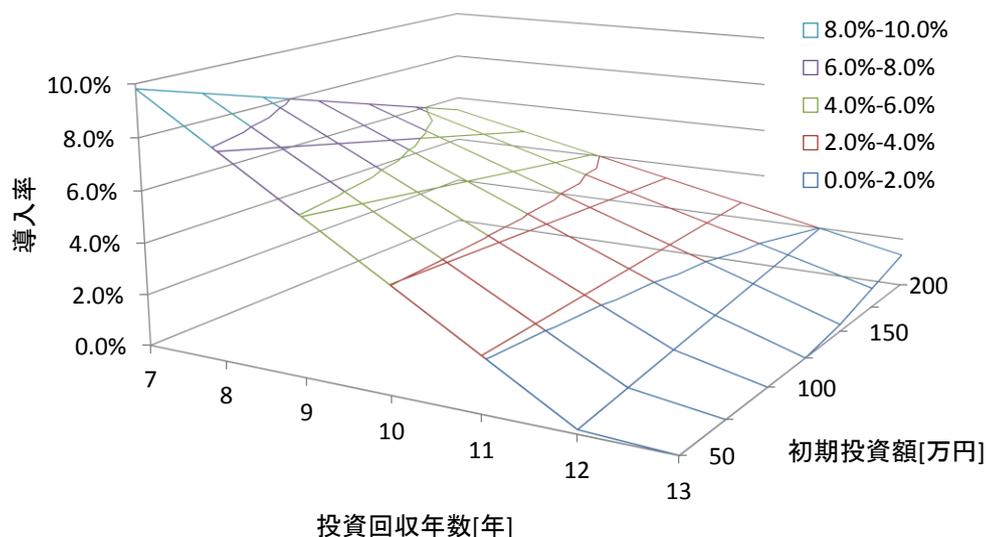


図 4-7 既築住宅における太陽光発電導入率と初期投資額・投資回収年数の関係

注) 日当たりを考慮した際に導入ポテンシャルのある住宅に対する導入率

なお、戸建住宅用太陽光発電に対する買取価格は、新築住宅における投資回収年数が 2014 年度水準となるように、システム価格の想定を考慮して設定することを基本とした。また、設備利用率は「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」[調達価格等算定委員会、2015]に基づき 12%と想定した。

#### 4) 非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）の導入見込量の推計方法

非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）については、今後数年は 2013 年度末までの設備認定容量のうち導入が見込まれる量が、施工能力の限界まで毎年導入されると想定した。

このとき、導入が見込まれる設備認定容量は、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会（第 2 回）における一般社団法人太陽光発電協会の発表資料 [総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会、2014]を参照し、設備認定容量約 6,300 万 kW のうち、既運転開始分約 640 万 kW、認定取り消し・廃止見込分約 2,000 万 kW を差し引いた約 3,650 万 kW と想定した。また、戸建住宅用を含めた施工能力の限界は、同資料を参照し、2014 年度に 770 万 kW、

2015年度以降は809万kWと想定した。

2013年度までの設備認定容量が導入された後は、ドイツにおける実績を参照して作成されたIRR（メンテナンス費用を含まない際のIRR<sup>19</sup>）と導入容量の関係式（図4-8、図4-9）を我が国にも適用し、導入量を推計した。

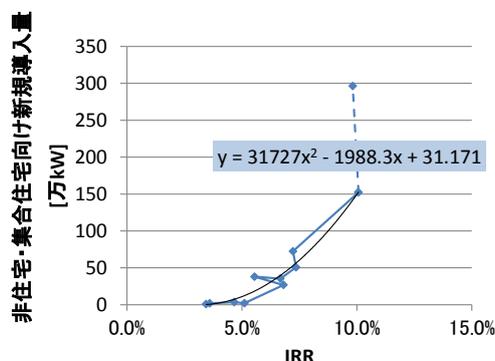


図4-8 非住宅・集合住宅（メガソーラー除く）のIRRと太陽光発電導入実績の関係

注）この図はランニングコストを含まないIRR

出典）平成25年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書【環境省，2014a】

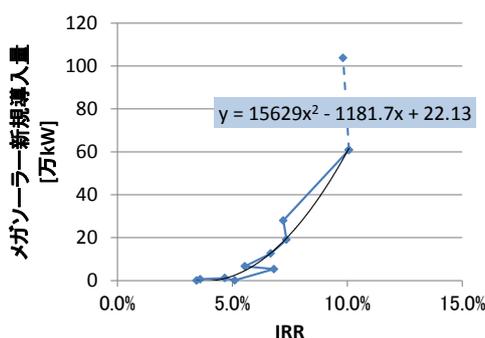


図4-9 メガソーラーのIRRと太陽光発電導入実績の関係

注）この図はランニングコストを含まないIRR

出典）平成25年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書【環境省，2014a】

なお、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）に対する買取価格は、システム価格、買取価格の想定に基づいて算出されるIRRが一定値となるように設定することを基本とした。また、設備利用率は「平成27年度調達価格及び調達期間に関する意見」【調達価格等算定委員会，2015】に基づき14%と想定した。

<sup>19</sup> 太陽光発電にかかるキャッシュフローとしては、初期投資コスト（発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器、設置工事費）とランニングコスト（土地代、人件費、メンテナンス費用、諸税等）が挙げられるが、今回参照したドイツにおけるIRRと導入見込量の関係を示すデータではランニングコストが考慮されていない。このため、導入見込量の算出においてはランニングコストを除いた数値を用いる。

5) (参考) 太陽光発電導入見込量の推計フロー

太陽光発電の導入見込量の推計フローを図 4-10 に示す。

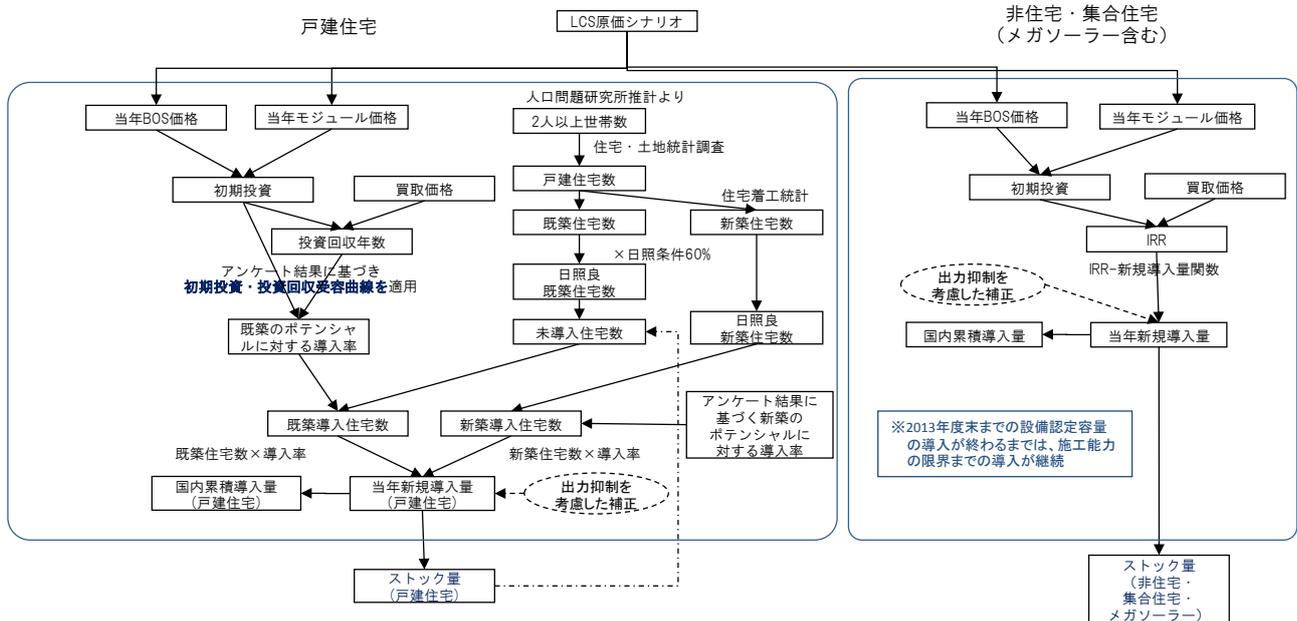


図 4-10 太陽光発電の導入見込量の推計フロー

(4) 2030年までの太陽光発電の導入見込量

上述の推計フローに基づき、低位ケース、中位ケース、高位ケースについて導入見込量を試算した結果を示す。なお、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約を考慮しない場合の導入見込量を、表 4-14 に示す。

表 4-14 2030年までの太陽光発電の導入見込量（電力システム上の制約の考慮前）

設備容量 単位：万 kW	2020年			2030年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電（合計）	6,104	6,311	6,311	7,461	10,195	10,873
戸建住宅	1,702	1,702	1,702	3,059	3,059	3,059
非住宅・集合住宅	2,002	2,150	2,150	2,002	3,921	4,400
メガソーラー	2,400	2,460	2,460	2,400	3,215	3,414

発電電力量 単位：億 kWh	2020年			2030年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電（合計）	719	744	744	861	1,197	1,280
戸建住宅	179	179	179	322	322	322
非住宅・集合住宅	246	264	264	246	481	540
メガソーラー	294	302	302	294	394	419

以降、電力システム上の制約を考慮した導入見込量について示す。

## 1) 低位ケース

### ① 計算条件

表 4-15 に低位ケースの計算条件を示す。戸建住宅用太陽光発電には 10kW 未満、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）には 10kW 以上の買取条件を適用した。戸建住宅用太陽光発電については、2014 年度と同レベルの投資回収年数（11.9 年）での買取が続けられ、2028 年より回避可能原価による価格での買取に移行するものとした。非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）については、現状の設備認定容量のうちの顕在化分のみが導入されるものとした。また、以上の条件設定により得られた導入見込量に対して、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を踏まえて、出力抑制の時間が 360 時間を下回るよう設備容量と発電電力量に補正を加えた。

表 4-15 太陽光発電の導入見込量の計算条件（低位）

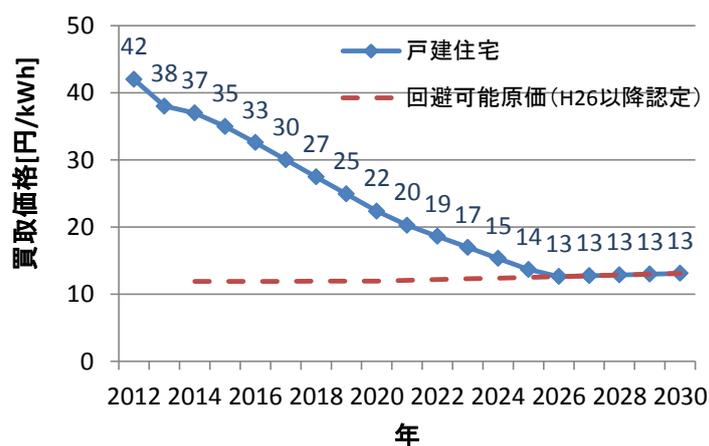
区分	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国：2012 年 3.5 万円/kW、 2013 年 2 万円、2014 年以降 0 円 自治体：2012 年 4 万円/kW →2015 年以降 0 円	2027 年まで新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 2028 年より回避可能原価による価格での余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行 ※余剰電力率は 56%と設定 <sup>20</sup>
非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む)	現状の設備認定量のうちの顕在化分のみを導入する (ただし、廃棄分はリプレースされるとする) 「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮し、出力抑制の時間が 360 時間を下回るように設備容量を補正 ※低位ケースでは、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）の導入見込量の推計には買取価格を用いないが、5.1 節における賦課金の推計では、中位ケースと同様の買取価格の推移を想定する	

注) 戸建住宅のリプレース分については先述の見込量推計フローの中で見込まれているため、低位ケースでも廃棄分に対する特別な処理は加えない

<sup>20</sup> 「平成 19 年度 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について」【一般財団法人新エネルギー財団, 2007】を参照。2007 年 4 月から 2008 年 1 月までの 10 ヶ月間の各日射気候区における余剰電力率が 56%~60%とされており、残りの 2 月・3 月の発電量が一般に少ないことから、保守的に 56%の想定を置いている。

本条件によって定まる、買取価格の推移を図 4-11 に示す。低位ケースでは、2028 年以降に回避可能原価での買取を想定しており、回避可能原価<sup>21</sup>も併せて示す。

戸建住宅用太陽光発電は余剰分の買取を想定しており、自家消費分は電気購入費を削減できるものとして、家庭用電気料金（23 円/kWh）の価値がある。このため、太陽光発電システム価格の低下に伴って、太陽光発電導入の投資回収年数を一定に保つための買取価格は 2025 年まで低下する。2026 年以降は設定した買取価格が回避可能原価を下回るため、回避可能原価での買取に移行する。



注) 2014 年度までは買取価格の実績値。

図 4-11 買取価格と回避可能原価の推移（低位）

## ② 計算結果

図 4-12 に、低位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 6,029 万 kW、2030 年の導入量は約 6,778 万 kW となると推計された。

表 4-16 は導入見込量に併せて、2020 年、2030 年の太陽光発電の導入量の規模感を、戸建住宅と建物への設置件数として表している。戸建住宅用太陽光発電の導入量は 2020 年で約 1,681 万 kW、2030 年で約 2,780 万 kW と見込まれるが、これはそれぞれ全戸建住宅の約 13%、23%への導入に相当する。なお、新築フローに対する太陽光発電設備設置棟数は 2020 年から 2030 年にかけて減少するが、これは想定着工数の減少と電力システム上の制約を考慮した補正の影響である。

<sup>21</sup> 固定価格買取制度の費用負担調整機関に指定されている一般社団法人低炭素投資促進機構では、回避可能原価として、平成 26 年度以前に認定を受けた設備にかかる数値と、平成 26 年度以降に認定を受けた設備にかかる数値を分けて公表している。本節では、平成 26 年度以降に認定を受けた設備にかかる費用の見通しを各図中に示す。見通しの推計方法については 5.1 節で詳述する。

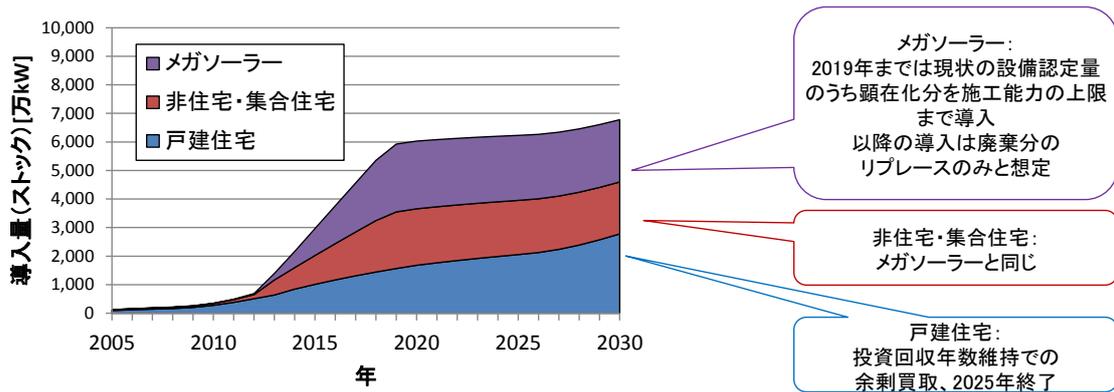


図 4-12 太陽光発電の導入見込量（低位）

表 4-16 太陽光発電の導入規模と設置件数（低位）

		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
戸建住宅	国内の戸建住宅約 2500 万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	365 万戸	累積容量： 1,681 万 kW	604 万戸	累積容量： 2,780 万 kW
	新築フロー約 40 万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	21 万戸		18 万戸	
（メガソーラー含む） 集合住宅・非住宅	国内の集合住宅約 60 万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	19 万棟	累積容量： 4,348 万 kW	18 万棟	累積容量： 3,999 万 kW ※電力システム上の制約の影響により減少
	国内の工場・倉庫約 30 万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	13 万棟		12 万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物 60 万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	11 万棟		9 万棟	
	国内の公共施設約 23 万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	4 万棟		3 万棟	

注) 非住宅・集合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（公共施設については 500kW までの導入も想定）。

注) 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。

## 2) 中位ケース

### ① 計算条件

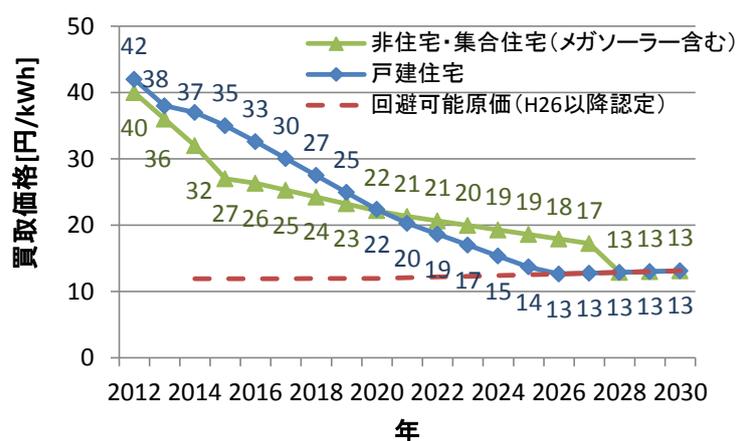
表 4-17 に中位ケースの計算条件を示す。戸建住宅用太陽光発電には 10kW 未満、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）には 10kW 以上の買取条件を適用した。戸建住宅用太陽光発電については、2014 年度と同レベルの投資回収年数（11.9 年）での買取が続けられ、2028 年以降に回避可能原価による価格での買取に移行するものとした。非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、IRR 基準を当初 3 年間は 6%、2015 年以降 4%とし、2028 年以降は回避可能原価による価格での買取に移行するものとした。なお、中位ケースでは以上の条件設定により得られた導入見込量に対して、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を踏まえて発電量に対してのみ補正を行った（低位ケースと異なり、設備容量に対する影響はないと想定を置いた）。

表 4-17 太陽光発電の導入見込量の計算条件（中位）

区分	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国：2012年 3.5万円/kW、 2013年 2万円、2014年以降 0円 自治体：2012年 4万円/kW →2015年以降 0円	2027年まで新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 2028年より回避可能原価による価格での余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行 ※余剰電力率は56%と設定（低位と同様）
非住宅・集合住宅 （メガソーラー含む）	補助金なし	2014年まで IRR 当初 6%、2015年以降 4%を維持する価格での全量買取 2028年より回避可能原価による価格での全量買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行

本条件によって定まる、買取価格の推移を図 4-13 に示す。中位ケースでは、2028 年以降に回避可能原価での買取を想定しており、回避可能原価も併せて示す。

太陽光発電システム価格の低下に伴って、戸建住宅用太陽光発電では太陽光発電導入の投資回収年数を一定に保つため、買取価格は 2025 年まで低下する。2026 年以降は設定した買取価格が回避可能原価を下回るため、回避可能原価での買取に移行する。非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）では IRR を一定に保つため、買取価格は 2027 年まで低下する。2028 年以降は条件として設定したとおり、回避可能原価での買取に移行する。



注) 非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）の買取価格は消費税を除いたもの。

注) 2014 年度までは買取価格の実績値。

図 4-13 買取価格と回避可能原価の推移（中位）

② 計算結果

図 4-14 に、中位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 6,311 万 kW、2030 年の導入量は約 10,197 万 kW となると推計された。

表 4-18 は導入見込量に併せて、2020 年、2030 年の太陽光発電の導入量の規模感を、戸建住宅と建物への設置件数として表している。戸建住宅用太陽光発電の導入量は 2020 年で約 1,702 万 kW、2030 年で約 3,060 万 kW と見込まれるが、これはそれぞれ全戸建住宅の約 13%、25%への導入に相当する。なお、新築フローに対する太陽光発電設備設置棟数は 2020 年から 2030 年にかけて減少するが、これは想定着工数の減少の影響である。

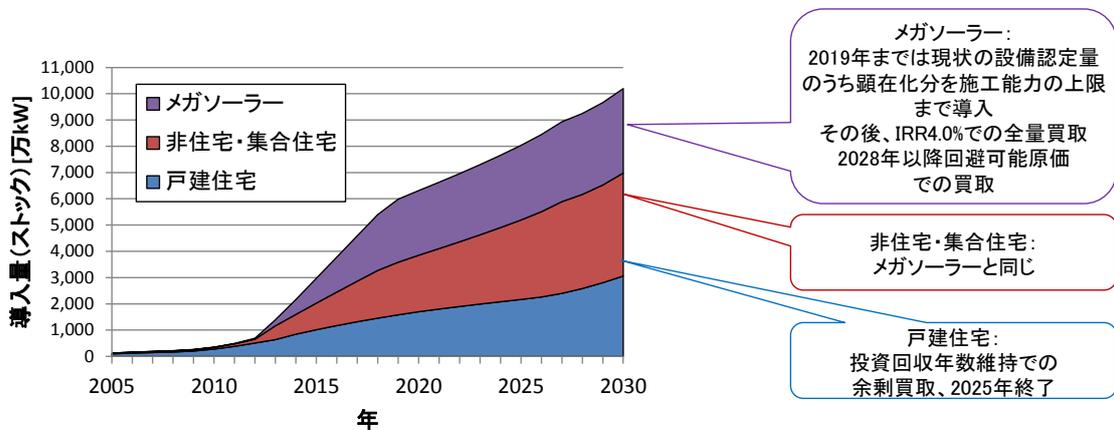


図 4-14 太陽光発電の導入見込量 (中位)

表 4-18 太陽光発電の導入規模と設置件数 (中位)

		2020 年における 導入イメージ		2030 年における 導入イメージ	
戸建住宅	国内の戸建住宅約 2500 万戸に対する 太陽光発電設備設置棟数	370 万戸	累積容量： 1,702 万 kW	665 万戸	累積容量： 3,060 万 kW
	新築フロー約 40 万戸に対する 太陽光発電設備設置棟数	21 万戸		20 万戸	
(メガソーラー含む) 集合住宅・ 非住宅	国内の集合住宅約 60 万棟に対する 太陽光発電設備設置棟数	21 万棟	累積容量： 4,610 万 kW	33 万棟	累積容量： 7,137 万 kW
	国内の工場・倉庫約 30 万棟に対する 太陽光発電設備設置棟数	14 万棟		19 万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物 60 万 棟に対する太陽光発電設備設置棟数	12 万棟		25 万棟	
	国内の公共施設約 23 万棟に対する 太陽光発電設備設置棟数	4 万棟		10 万棟	

注) 非住宅・集合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 (公共施設については 500kW までの導入も想定)。

注) 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) 高位ケース

#### ① 計算条件

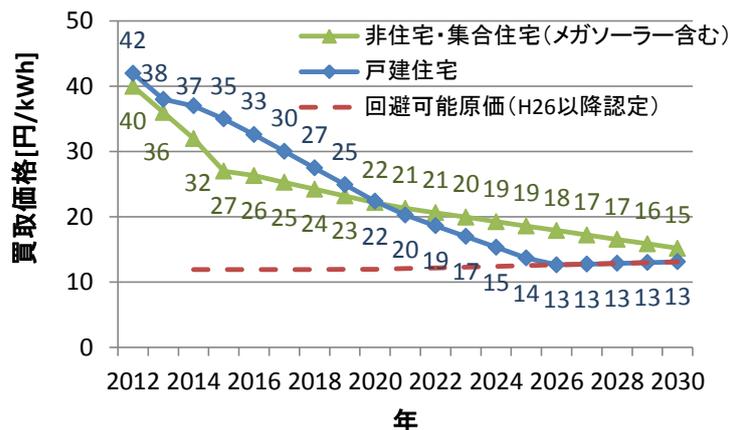
表 4-19 に高位ケースの計算条件を示す。戸建住宅用太陽光発電には 10kW 未満、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）には 10kW 以上の買取条件を適用した。戸建住宅用太陽光発電については、2014 年度と同レベルの投資回収年数（11.9 年）での買取が続けられるものとした。非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）については、IRR 基準を当初 3 年間は 6%、2015 年以降 4%とした。なお、高位ケースでは以上の条件設定により得られた導入見込量に対して、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を踏まえて発電量に対してのみ補正を行った（低位ケースと異なり、設備容量に対する影響はないと想定を置いた）。

表 4-19 太陽光発電の導入見込量の計算条件（高位）

区分	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国：2012 年 3.5 万円/kW、 2013 年 2 万円、2014 年以降 0 円 自治体：2012 年 4 万円/kW →2015 年以降 0 円	新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行 ※余剰電力率は 56%と設定（低位と同様）
非住宅・集合住宅 （メガソーラー含む）	補助金なし	IRR 当初 6%、2015 年以降 4%を維持する価格での全量買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行

本条件によって定まる、買取価格の推移を図 4-15 に示す。高位ケースでは設定した買取価格が回避可能原価を下回れば、回避可能原価での買取に移行することを想定しており、回避可能原価も併せて示す。

太陽光発電システム価格の低下に伴って、戸建住宅用太陽光発電では太陽光発電導入の投資回収年数を一定に保つため、買取価格は 2025 年まで低下する。2026 年以降は設定した買取価格が回避可能原価を下回るため、回避可能原価での買取に移行する。非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）では IRR を一定に保つため、買取価格は低下を続ける。



注) 非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む) の買取価格は消費税を除いたもの。

注) 2014 年度までは買取価格の実績値。

図 4-15 買取価格と回避可能原価の推移 (高位)

## ② 計算結果

図 4-16 に、高位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 6,311 万 kW、2030 年の導入量は約 10,874 万 kW となると見込まれた。

表 4-20 は導入見込量に併せて、2020 年、2030 年の太陽光発電の導入量の規模感を、戸建住宅と建物への設置件数として表している。戸建住宅用太陽光発電の導入量は 2020 年で約 1,702 万 kW、2030 年で約 3,060 万 kW と見込まれるが、これはそれぞれ全戸建住宅の約 13%、25%への導入に相当する。なお、新築フローに対する太陽光発電設備設置棟数は 2020 年から 2030 年にかけて減少するが、これは想定着工数の減少の影響である。

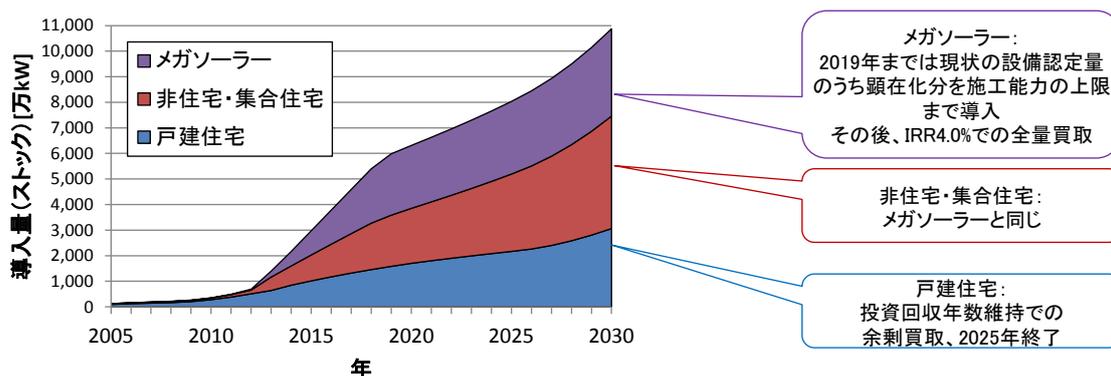


図 4-16 太陽光発電の導入見込量 (高位)

表 4-20 太陽光発電の導入規模と設置件数（高位）

		2020年における 導入イメージ		2030年における 導入イメージ	
戸建住宅	国内の戸建住宅約 2500 万戸に対する 太陽光発電設備設置棟数	370 万戸	累積容量： 1,702 万 kW	665 万戸	累積容量： 3,060 万 kW
	新築フロー約 40 万戸に対する 太陽光発電設備設置棟数	21 万戸		20 万戸	
（メガソーラー含む） 非住宅・ 集合住宅	国内の集合住宅約 60 万棟に対する 太陽光発電設備設置棟数	21 万棟	累積容量： 4,610 万 kW	36 万棟	累積容量： 7,814 万 kW
	国内の工場・倉庫約 30 万棟に対する 太陽光発電設備設置棟数	14 万棟		21 万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物 60 万 棟に対する太陽光発電設備設置棟数	12 万棟		29 万棟	
	国内の公共施設約 23 万棟に対する 太陽光発電設備設置棟数	4 万棟		12 万棟	

注) 非住宅・集合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  
(公共施設については 500kW までの導入も想定)。

注) 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。

#### (5) 太陽光発電の導入見込量（総括）

以上より導かれる太陽光発電の導入見込量は表 4-21 のとおりである。なお、発電電力量については、「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」[調達価格等算定委員会, 2015]に基づき、戸建住宅用太陽光発電で 12%、非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）で 14%の設備利用率を想定した。低位ケースの設備容量と各ケースの発電電力量については、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を踏まえて補正を行った。

表 4-21 太陽光発電の導入見込量（総括）

設備容量 単位：万 kW	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電(合計)	6,029	6,311	6,311	6,778	10,197	10,874	22,132	24,844	27,249
戸建住宅	1,681	1,702	1,702	2,780	3,060	3,060	12,609	14,779	16,950
非住宅・集合住宅	1,978	2,150	2,150	1,819	3,922	4,400	9,523	10,065	10,300
メガソーラー	2,371	2,460	2,460	2,180	3,215	3,414			

発電電力量 単位：億 kWh	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電(合計)	707	744	744	777	1,173	1,280	2,493	2,788	3,045
戸建住宅	177	179	179	292	322	322	1,325	1,554	1,782
非住宅・集合住宅	241	264	264	221	468	540	1,168	1,234	1,263
メガソーラー	289	302	302	265	383	419			

注) 2050 年の非住宅集合住宅用太陽光発電、メガソーラーは統合して推計

注) 低位ケースにおいて、非住宅・集合住宅、メガソーラーで 2020 年から 2030 年にかけて導入見込量が減少するのは、電力システム上の制約による影響のため

(6) (参考) 太陽光発電導入見込量に関するヒアリングの結果

参考として、業界団体、EPC 事業者、発電事業者から得られた、太陽光発電の導入見込量に関するコメントについて、表 4-22、表 4-23、表 4-24 に示す。

表 4-22 太陽光発電導入見込量に関するコメント (業界団体へのヒアリング結果)

項目	コメント
設備価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>モジュール及びパワコンの価格に関しては減少傾向にある。</li> <li>国内メーカーのモジュールは高品質高価格の傾向にあるが、コストダウンのための努力は行われている。</li> <li>太陽光発電のハード（設備）については、各メーカーが市場シェアの目標割合を確保するために価格競争を行う。このため、FIT の価格が高いとしても価格は低下していくだろう。</li> </ul>
施工価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>システム価格については主に工事に要する人件費が施工能力やマンパワーの限界から下がっていないこともあり、減少していない。</li> <li>太陽光発電のソフト（工事費等）については、人件費の比率が高いことから、人件費の相場にしたがって価格が動くのではないかと。現状人件費の単価は減少しない傾向にあるものの、工事能力の向上により工期が短縮されたことにより、人手が少なくとも施工が可能になりつつある。</li> </ul>
その他価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>メガソーラーの土地コストは大きく変動していないが、条件のよい土地は有限であるため、こうした土地の購入料、賃借料は下げ止まっている</li> </ul>
施工能力	<ul style="list-style-type: none"> <li>新エネルギー小委員会における JPEA の運転開始量予測では施工能力の限界を考慮しているが、これは協会内の複数の発電事業者へのヒアリングの結果として設定した数値である。</li> </ul>
認定設備の運転開始見通し	<ul style="list-style-type: none"> <li>認定設備の運転開始までの期間は設備施工の限界を踏まえればいったんこれまでよりも長くなるだろう。</li> <li>しかし、今後工期の短縮が見込まれるため、その後徐々に運転開始までの期間は短くなるだろう。</li> </ul>
設備認定見通し	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力会社の回答留保や年間の設備施工量の限界の影響はあるものの、次年度以降の買取価格が公開されない現状のルール下であれば、設備認定の申し込みがなくなることはないだろう。</li> <li>3月を含め、駆け込み申請や駆け込み需要はなくなることはない。</li> </ul>
系統連系	<ul style="list-style-type: none"> <li>現状のような規模で再生可能エネルギーの導入が進むことは当初考えられていなかったため、系統連系協議の長期化等の問題が生じるのはやむをえないことと考えられる。</li> </ul>

注) 2015年3月時点のコメント

表 4-23 太陽光発電導入見込量に関するコメント (EPC・発電事業者へのヒアリング結果)

項目	コメント
設備価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電パネルについては円安を理由にメーカーから交渉を受けており、価格上昇にはいたっている。</li> <li>架台は鋼材価格が為替と連動するため、値上がりの可能性がある。</li> <li>パワコンや受電設備の価格はこの1年間程度は概ね変動していない。</li> </ul>
施工価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>震災復興需要や五輪対応の需要による労務費の上昇に伴い、工事費も上昇する可能性がある。</li> </ul>
施工能力	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社に関しては、現状の年間導入量に対して設備施工の限界までには余裕がある。一方、他社を含む日本全体で見た施工能力は今後の構築量減少に伴い限界には達しない。</li> </ul>
認定設備の運転開始見通し	<ul style="list-style-type: none"> <li>当社が支援をする事業については、現状の設備認定分のうち土地と設備が確保できている案件は運転開始可能の見込である。ただし、運転開始の時期は電力会社との協議のペースに依存する。</li> <li>現状の認定設備が今後どの程度運転開始するかは、報告徴収の結果認定を取消される案件がどの程度復帰するかによるのではないかと。</li> </ul>
設備認定見通し	<ul style="list-style-type: none"> <li>単純に太陽光発電設備を並べるだけで事業実施が可能な適地はなくなりつつある。</li> <li>当社では傾斜地や、屋根上、農地（ソーラーシェアリング）による事業実施の可能性を検討している。農地については活用が望まれるものの規制緩和がなされなければ利活用が難しい印象である。</li> </ul>
系統連系	<ul style="list-style-type: none"> <li>事前相談、系統連系協議の申込み、電力会社からの回答までの一連の手続きを終えるまでの期間は3ヶ月が一般的とされるが、実際にはそれ以上の時間がかかる場合もある。</li> <li>逆潮流が発生する場合には発電所が対応する変電所の上位の配電線の増強が必要となり、2年～3年の工事期間を要求される場合もある。</li> </ul>

注) 2015年3月時点のコメント

表 4-24 太陽光発電導入見込量に関するコメント（発電事業者へのヒアリング結果）

項目	コメント
設備価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ モジュール価格が低下しているという認識はない。これは為替の影響であり、2012年からの円安による影響が、モジュール価格の低下を相殺している状況である。</li> <li>・ モジュール価格の下げ代は、現在の技術の延長という点では、限界ではないか。6万円/kWというレベルを達成するためには、技術革新が必要である。</li> </ul>
施工価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 工事費は、架台などこれまでオーバースペックで施工していたものが、経験を積むことにより簡素化できたことによる、コスト低下はある。</li> <li>・ また、海外 EPC の参入により競争も進んでいくと思われる。</li> <li>・ 建設業界全体では、オリンピックや復興需要により逼迫しているところはあるが、このような電気設備については数年後には需要が減少すると思われる。</li> </ul>
施工能力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 確かに施工能力のキャップはあるかもしれないが、実際は連系工期による遅れの影響を受けるのではないか。</li> </ul>
認定設備の 運転開始 見通し	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 認定要件を厳格化することについては、政府の認定とは別に電力会社の系統連系協議があることから、厳格な審査を経て認定を受けても、着工までにはやはり時間を要することがある。</li> </ul>
設備認定 見通し	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 買取価格決定におけるモデルケースのコストのほかに、実際は土地の造成・整備費が必要になる。既に条件のよい土地は使用されてしまっているから、今後はますますこのようなコストが別に必要になることになる。</li> </ul>
系統 連系	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 連系協議に要する時間はエリアによって異なり、これによる着工遅れも発生している。</li> <li>・ 運転開始までの期間で、最も影響が大きいのは、連系工期の長さである。当社としては標準で1年半を見込んでいる。</li> </ul>

#### (7) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 本推計では太陽光発電のシステム価格想定として独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター（LCS）の想定を用いた。一方、他機関の分析例として、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループにおける、太陽光発電の部品部分の累積生産量と価格との関係性からの想定等も存在する。このため、複数の価格想定  
の妥当性を検証した上で、最適な想定に基づく導入見込量の推計を実施することが望まれる。
- ・ 本推計では低位ケース、中位ケースにおいて、将来的に太陽光発電による発電電力の買取価格が、適正な利潤を含む固定価格から回避可能原価へ移行されることを想定する。移行のタイミングにおける買取価格には大きなギャップ（中位ケースの非住宅・集合住宅用太陽光発電における2027年から2028年で急激に低下）が存在するため、支援策の想定について改善の可能性がある。
- ・ 本推計では電力システム上の制約を考慮して導入見込量に補正を行っているが、より精度の高い導入見込量の推計のためには、系統連系に関する想定の実現性（後述）が高まるように、精緻化が望まれる。
- ・ 本推計では非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）について、2013年度までの設備認定容量のうちの顕在化分がまず施工能力の限界まで導入され続けると想定した。この想定  
の妥当性については、今後の導入ペースの実績等を踏まえて検証が望まれる。

## 4.2.2 風力発電の導入見込量

### (1) 風力発電の導入見込量の考え方

風力発電の導入見込量の推計方法の概略を図 4-17 に示す。中位・高位ケースでは、まず 2050 年時点の導入量を、地域別のポテンシャルに対して、ポテンシャルの開発率や系統容量に対する導入上限などの制約を付加し、全地域分を合算することにより推計した。ここで考慮する要因は表 4-25 のとおりであり、地域区分は「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する想定と同じく表 4-29 のとおりである。なお、一般社団法人日本風力発電協会の想定 [一般社団法人日本風力発電協会, 2012] を参考に設定を行った。

そして、2050 年の導入量に対してこれを見越した普及曲線を想定することにより、中位ケース、高位ケースの 2030 年、2020 年の導入量を推計した。なお、発電量ベースでは、中位ケースと、高位ケースの 2020 年において、導入容量は変化しないものの、出力抑制（陸上・洋上とも）により発電電力量が抑制されることを反映した。

また、低位ケースの 2020 年、2030 年の導入量は、中位ケースの導入意欲に対して、電力システム上の制約が発現し、導入が停滞することを想定した導入見込量を設定した。なお、2050 年は 2030 年と同量とした。

電力システム上の制約については、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を考慮した。

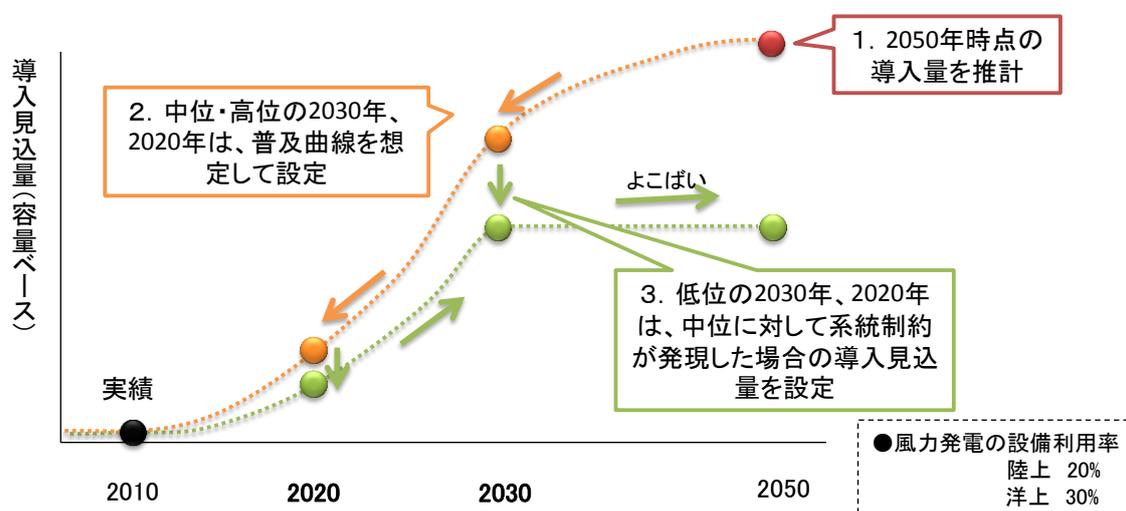


図 4-17 風力発電の導入見込量の考え方

表 4-25 2050 年の高位・中位ケースの導入見込量の決定要因

要因	概要	高位	中位
ポテンシャルに対する開発率上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 技術的難度、社会的受容性などによって変わる。</li> <li>・ ポテンシャルは、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報告書」【環境省、2011】による調査結果を利用。</li> <li>・ 陸上風力、洋上風力別に設定する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 陸上風力開発率：50% (1/2) 以下</li> <li>・ 洋上風力開発率：33% (1/3) 以下</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 陸上風力開発率：33% (1/3) 以下</li> <li>・ 洋上風力開発率：15% (1/7) 以下</li> </ul>
系統容量に対する比率上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 風力発電の出力変動分が、他の電源や需要で調整できるかどうか。</li> <li>・ ここで設定されている比率は目安である。実際には、個々の系統中の発電プラント数・種類によっても上限は異なる。風力発電の出力抑制を行う、出力調整しやすい電源の比率を従来よりも増やすなどで、増加させることが可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統容量比：50% (1/2) 以下</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統容量比：40% (1/2.5) 以下</li> </ul>
既設地域間連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電力会社別で系統容量に対する比率上限を考えると、ポテンシャルに比して電力需要の少ない地域において、系統容量に対する比率上限により導入が制約されてしまう。</li> <li>・ 既設の地域間連系線を活用すれば、東日本（東北・東京）、西日本（中部・関西・北陸・中国）地域をまとめて考えることができ、系統容量に対する比率上限が制約になりにくくなる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地域間連系線活用あり</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地域間連系線活用あり</li> </ul>

## (2) 風力発電の導入見込量

上述の想定に基づき、まず、電力システム上の制約を考慮しない場合の導入見込量を、表 4-26 に示す。発電電力量については、コスト等検証委員会の試算前提に基づき、陸上風力は 20%、洋上風力は 30%の設備利用率を想定した。

低位ケースの導入見込量（発電容量）は、「4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮」で後述する、電力システム上の制約による影響を踏まえて補正を行った。また、各ケースの発電電力量については、さらに電力システム上の制約による影響を踏まえて補正を行った。これらの結果得られた、低位ケース、中位ケース、高位ケースについての試算した結果を表 4-27 に示す。

表 4-26 2030 年までの風力発電の導入見込量（電力システム上の制約の考慮前）

設備容量 単位：万 kW	2020 年			2030 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
風力発電（合計）	1,124	1,179	1,323	2,680	2,880	3,250
陸上風力	1,070	1,070	1,100	2,170	2,170	2,370
洋上風力（着床）	53	56	140	240	300	320
洋上風力（浮体）	2	54	83	270	410	560

発電電力量 単位：億 kWh	2020 年			2030 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位
風力発電（合計）	202	216	251	514	567	646
陸上風力	187	187	193	380	380	415
洋上風力（着床）	14	15	37	63	79	84
洋上風力（浮体）	0	14	22	71	108	147

表 4-27 風力発電の導入見込量

設備容量 単位：万 kW	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
風力発電（合計）	1,113	1,179	1,323	2,157	2,880	3,250	2,157	5,000	7,000
陸上風力	1,059	1,070	1,100	1,647	2,170	2,370	1,647	2,700	3,500
洋上風力（着床）	53	56	140	240	300	320	240	650	800
洋上風力（浮体）	2	54	83	270	410	560	270	1,650	2,700

発電電力量 単位：億 kWh	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
風力発電（合計）	197	216	251	410	537	646	423	1,077	1,533
陸上風力	183	187	193	280	360	415	288	473	613
洋上風力（着床）	14	15	37	61	75	84	63	171	210
洋上風力（浮体）	0.5	14	22	69	102	147	71	434	710

### (3) 陸上風力発電の導入見込量の検証

陸上風力発電の 2020 年までの導入見込量に対して、2012 年以降運転開始・運転開始見込みの陸上風力発電の容量を、環境影響評価手続情報から把握することで検証を行った。

検証にあたり、経済産業省 環境審査顧問会資料「最近の審査状況について（風力審査済案件一覧）」（平成 25 年 6 月 4 日）〔環境審査顧問会 全体会，2013〕を用いて、その後の更新状況を、環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」（平成 26 年 10 月 7 日現在）〔環境省，2014c〕から抽出して追加することで、今後の導入が見込まれる陸上風力発電の案件リストを作成した。また、これらの各案件について、運転開始予定年をインターネット情報から可能な範囲で把握した。さらに、環境影響評価法改正前に許認可を受けているものを、イ

インターネット情報から可能な範囲で追加収集した。

以上の調査の結果、2014年以降運転開始・運転開始見込みの陸上風力発電は全109件、618万kWであった(図4-18)。なお、環境影響評価手続(自主評価含む)に入った事業のうち16件、53万kW分は、事業廃止となっていることがわかった。

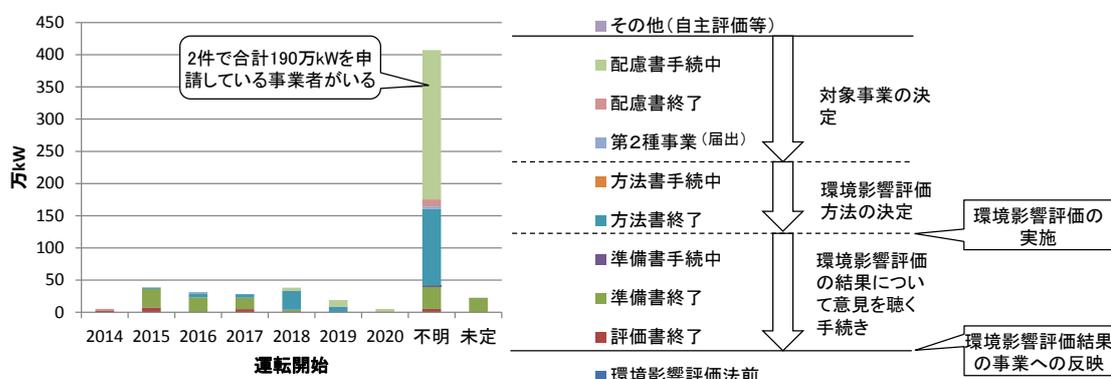


図 4-18 今後運転開始の見込みがある陸上風力発電 (全 109 件、618 万 kW)

出典) 「最近の審査状況について(風力審査済案件一覧)」(平成25年6月4日) [環境審査顧問会 全体会, 2013]、環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」(平成26年10月7日現在) [環境省, 2014c] より作成

上述の環境影響評価から見込まれる導入量について、各案件の立地から電力会社管内別に割り当てた結果、電力会社別では、東北電力管内が321万kW、次に北海道電力管内が292万kW(既に運転中のものを含む)の陸上風力発電の導入量、見込量があることがわかった(図4-19)。また、今後の新規導入見込分は、北海道・東北電力会社管内で、全国のおよそ8割以上を占めることがわかった。

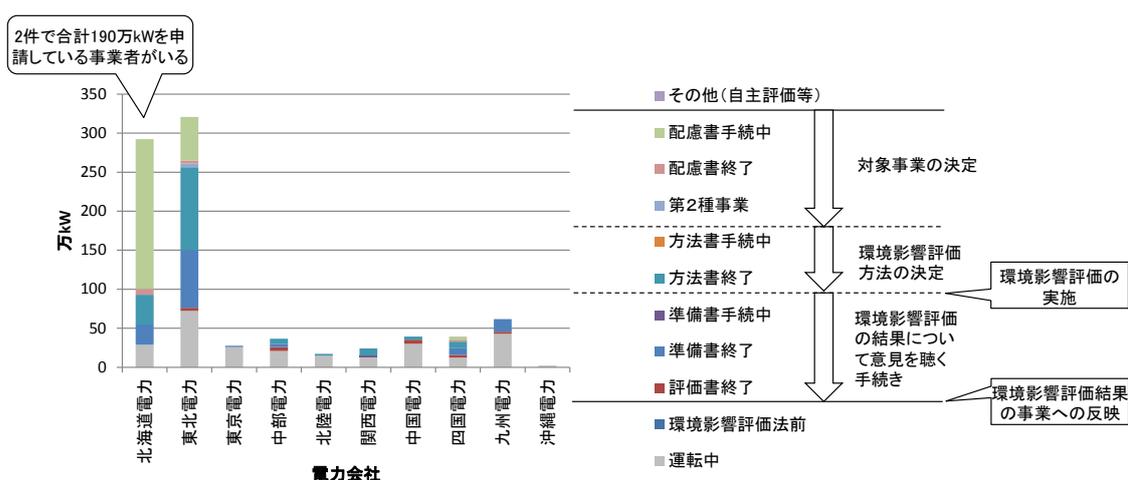


図 4-19 電力会社管内別の陸上風力発電導入量・見込量

出典) 「最近の審査状況について(風力審査済案件一覧)」(平成25年6月4日) [環境審査顧問会 全体会, 2013]、環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」(平成26年10月7日現在) [環境省, 2014c] より作成

以上の環境影響評価情報から、陸上風力発電の導入見込量を推計した。このとき、運転開始年不明・未定のは、環境影響評価の段階別に運転開始年既知のもの比率で各年に割り付けた。また、同じ環境影響評価の段階で、運転開始年が既知のものがない場合は、全て2019年稼働とした。

推計の結果とともに、昨年度調査 [環境省, 2014a]における低位ケース、中位ケース、高位ケースにおける導入見込量との比較を図 4-20 に示す。環境影響評価情報に基づく導入見込量は2020年時点で昨年度想定した低位ケースを上回る水準である。環境影響評価の迅速化を見込むと、今後の申請事業が2020年には一定程度運転開始に至る可能性がある点を踏まえれば、低位ケースの導入見込量の想定1,020万kWは実現可能性があると考えられる。

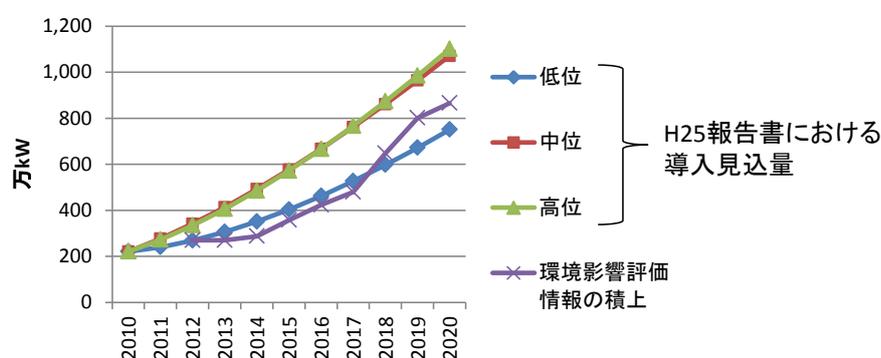


図 4-20 環境影響評価実績における導入実績と導入見込量

#### (4) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 本推計では風力発電の2020年・2030年の導入見込量を、2050年に到達すべき導入見込量からのバックキャストで設定しており、導入目標に近い意味合いの数字である。2020年については環境影響評価情報の積み上げとの比較を行い、ある程度の達成可能性を検証しているが、2030年の導入見込量については積み上げによる検証を行っていない。
- ・ 本推計では、風力発電事業を行う導入意欲のある事業者の参入が続くことを想定している。ただし、現在のところ、新規参入の再生可能エネルギー事業者の多くは太陽光発電を手がけている。これらの事業者、もしくはまた別の事業者が、風力発電事業に参入する可能性について、見極める必要がある。
- ・ 本推計では、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報告書」[環境省, 2011]において考慮されている、送電設備との距離とそれに伴う連系コストを見込んだ上でのコスト別ポテンシャルを用いている。しかし、同調査では送電線の容量は情報が得られなかったために考慮されておらず、実際は接続点近辺で送電線容量不足が生じるなど、現状の送電設備のままでは導入できない量である可能性がある。

## 4.2.3 太陽光発電・風力発電の導入見込量推計における電力システム上の制約の考慮

### (1) 電力システム上の制約とは

上述したように、2030年までの導入見込量の算出にあたっては、太陽光発電、風力発電の自然変動電源については、現状及び今後の大規模な導入に対して電力システム上の制約が発現する可能性を考慮する。

電力システム上の制約とは、電力システムの状況により、自然変動電源の受入・調整可能性に対して加わる上限のことである。(詳細については第5.3節を参照。)

電力システム上の制約の大きさは、系統安定化のための対策がどの程度行われているかによって変化する。例えば、2014年9月には、九州電力が九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答保留を決定した[九州電力, 2014]。その当時に利用可能な最大限の系統安定化対策は、昼間の揚水運転の実施や地域間連系線を活用した九州外への送電などであり、これらの対策によって、九州において再生可能エネルギーをどこまで受け入れることができるかを見極める検討が必要であったためである。

このように、電力システム上の制約によって、自然変動電源からの出力が大きく抑制されたり、系統への接続自体が受け入れられなくなったりする可能性がある。

### (2) 電力システム上の制約を考慮した試算方法

「表 4-14 2030年までの太陽光発電の導入見込量(電力システム上の制約の考慮前)」  
「表 4-26 2030年までの風力発電の導入見込量(電力システム上の制約の考慮前)」で示した、電力システム上の制約を考慮しない場合の導入見込量に対して、電力システム上の制約が発現すると想定して試算を行う。試算の対象は、2020年、2030年の、短中期的将来である。本分析では、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確保の観点から電力システム上の制約を考慮する。

#### 1) 試算で考慮する系統安定化対策の種類

系統安定化に関する対策として、「系統の広域融通による一体運用」、「需要の能動化」、「揚水発電の活用」、「蓄電池の導入」を考えている。また、それでも系統安定化が図れないときには、自然変動電源の出力の抑制や、系統への接続受け入れ中止などが行われることを想定している。これらの概要については、表 4-28 のとおりである。

表 4-28 試算で考慮する系統安定化対策の種類

対策		解説
系統の広域融通による一体運用		現在の 10 電力会社に対応する地域に需給調整を行うのではなく、より広域の地域（広域ブロック）ごとに需給調整を行うことで、バランスを調整しやすくする方法。なお、地域間を接続する連系線の新增設が必要となる場合がある。
需要の能動化の実施		ヒートポンプ式給湯機、電気自動車などエネルギーを貯める機能のある機器が普及したとき、それを遠隔制御することで、供給とバランスした需要を創り出す方法。
揚水発電の活用		揚水発電を活用し、系統軽負荷時には揚水運転により負荷を創出し、高負荷時には発電運転を行うことで、需給調整を行う方法。
蓄電池の導入		需給調整用の蓄電池を設置し、短時間で電力を充放電することで、需給調整を行う方法。
自然変動電源の制御	出力抑制	既に導入された太陽光発電・風力発電の出力を一時的に抑制することで、需給調整を行いやすくする方法。
	受入中止	太陽光発電・風力発電の系統接続の受け入れを中止し、需給調整を行いやすくする方法。

## 2) 系統安定化対策のシナリオ

系統安定化に関する対策レベルは、高位、中位、低位ケースそれぞれに対して、今後対策が実施されるものも含めて、表 4-29 のように想定した。

低位ケースについては、系統不安定時の揚水発電の活用を想定した。いずれも自然変動電源は、出力抑制上限（太陽光発電については年間 360 時間まで、風力発電については年間 720 時間までと想定）までは必要に応じて一律に抑制されるが、それを上回る場合には系統受入が中止されて設備容量自体が増えないものと想定した。系統受入の中止においては、系統不安定化が太陽光発電・風力発電のいずれに起因して生じたかを特定することが困難であるため、双方の導入が同率で中止されることとした。

中位ケースについては、5 地域広域融通の下で、系統不安定時には需要の能動化、揚水発電の活用を行い、それでも系統安定化が図れないときには、自然変動電源の出力抑制を無制限で実施することを想定した。

高位ケースについては、2020 年は中位と同様の想定をおいた。2030 年では広域融通の 3 地域化への拡大を想定し、系統不安定時には需要の能動化、揚水発電の活用を行い、それでも系統安定化が図れないときには、蓄電池により過剰・不足分を調整することにより、自然変動電源の出力抑制が回避される状態を想定した。

低位ケースにおいて、自然変動電源の出力抑制の上限は、導入地域、接続申込み時期、設備容量によらず、太陽光発電は年間 360 時間、風力発電は年間 720 時間までと想定している。2014 年段階では、自然変動電源の出力抑制として、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」により「30 日ルール」が定められていた。

これは、自然変動電源の出力は 1 日単位でオン・オフ（抑制）制御ができることを前提として、500kW 以上の各自然変動電源に対し、無補償で出力抑制を行えるのは年間 30 日までであると定めたものである。

なお、2015 年 1 月の「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則の一部を改正する省令」〔経済産業省、2015b〕では、「30 日ルール」の改正として、時間単位のオン・オフ制御を前提として、太陽光発電については年間 360 時間まで、風力発電については年間 720 時間まで出力抑制を行えるとされている。ただし、小規模設備については、地域に応じて一定の猶予期間が設定されている。また、本ルール改正の施行時期も地域の接続状況によって異なっている。

表 4-29 系統安定化対策のシナリオ

		広域融通による一体運用※1 ※2	需要の 能動化 の実施	揚水 発電の 活用	蓄電池 の導入	自然変動電源の制御
高 位	2020 年	5 地域	実施	活用	導入せず	無制限に出力抑制を行う。※3
	2030 年	3 地域			導入	出力抑制なし。
中 位	2020 年	5 地域	実施	活用	導入せず	無制限に出力抑制を行う。※3
	2030 年					
低 位	2020 年	10 地域	実施 せず	活用	導入せず	太陽光発電は年間 360 時間、 風力発電は年間 720 時間ま で一律に出力抑制を行う。※4 →超過の場合は自然変動電 源の系統受入を中止。
	2030 年					
(現状)		10 地域	実施 せず	一部 活用	導入せず	個別の設備ごとに、接続可能 量を超えない範囲で太陽光 は年間 360 時間、風力は年間 720 時間まで出力抑制を行う (小規模設備については、地 域に応じて猶予期間の設定 あり)。 接続可能量超過後は上限を 超える出力抑制を適用。

※1：地域の想定は図 4-21 のとおりである。同一ブロック内では広域融通による一体運用を想定（ただし地域間連系線の容量制約は考慮せず）。

※2：接続ポイント近辺での容量不足など、地域内で制約となりうる課題は考慮していない。

※3：指定ルール（上限を超える出力抑制）が適用される前に接続申込みを行った発電事業者に対しては、上限を超えた場合の補償が必要となるが、5 章で示す電力システム対策費用の試算ではこれを考慮していない。

※4：実際の出力抑制ルールは、接続申込み時期や太陽光の設備容量に応じて地域ごとに異なるが、ここでは一律に同じルールを適用した。

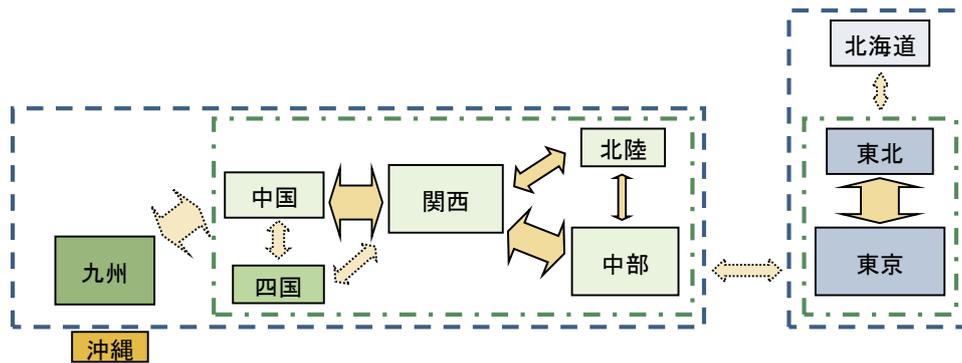


図 4-21 広域融通による一体運用時の地域ブロック

注) 同一ブロック内では、連系線を活用した一体的運用を想定（解析では地域間連系線の容量制約は考慮しない）。ブロック間での電力の融通は考慮していない。

### 3) その他の具体的な前提条件

その他の具体的な前提条件を表 4-30、表 4-31 に示す。なお、試算に用いた「電力システム影響分析モデル」の詳細については、5.3 節に詳述する。

ここで、自然変動電源の地域別導入見込量の設定方法について述べる。

「表 4-14 2030 年までの太陽光発電の導入見込量（電力システム上の制約の考慮前）」  
「表 4-26 2030 年までの風力発電の導入見込量（電力システム上の制約の考慮前）」で示した導入見込量は、日本全国に対するものであった。電力システム上の制約を考慮した試算においては、電力システムの需給の状態に着目するが、電力需要は地域別に大きく異なるため、自然変動電源がどのような地域配分で導入されているかが、システムの安定しやすさに影響する。

ここでは、表 4-30 に示したように、太陽光発電は、全国の導入見込量を、2007～2011 年度の住宅用太陽光発電の導入実績、および固定価格買取制度下で運転開始の太陽光発電（2012 年 7 月～2013 年 10 月）の総容量で按分した。風力発電は、「4.2.2 風力発電の導入見込量」で示した考え方にに基づき推計された地域別導入見込量を採用した。

表 4-30 前提条件 (1)

項目		前提条件
電力需要	全体	・ コージェネレーションによる自家発電を控除した需要を想定 (2020年: 2010年比 8~9%減、2030年: 2010年比 12~15%減)
	能動化機器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 家庭用ヒートポンプ給湯機: 独自想定 (2020年: 1,100万台、2030年: 低位 1,600万台、中位・高位 2,755万台)</li> <li>・ 業務用ヒートポンプ給湯機: 独自想定 (2020年: 低位 121万kW、中位・高位 1,012万kW、2030年: 低位 143万kW、中位 2,365万kW、高位 3,345万kW)</li> <li>・ 電気自動車: 次世代自動車普及戦略 (2020年: 209万台、2030年: 596万台)</li> <li>・ 地域配分: 全国見込量を、2013年度の地域別電力需要量で地域按分</li> </ul>
発電設備	コージェネ	・ 独自想定 (2020年: 527億kWh、2030年: 低位・中位 897億kWh、高位 787億kWh)
	原子力	・ World Energy Outlook2014のNew Policies Scenarioを参照し設定 (2020年、2030年とも発電電力量比約2割)
	火力	・ 一般電気事業者、卸電気事業者 (電源開発株式会社) における現状設備+一定の設備増強 (供給予備率5%の確保)
	水力	・ 流込は現状設備、揚水は現状設備+建設中発電所 (電気事業便覧より)
	自然変動電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地域配分 (太陽光): 全国見込量を、現在の電力需要量の地域別構成比で按分で按分</li> <li>・ 地域配分 (風力): 4.2.2 で示した考え方に基づき導入ポテンシャル等を基に機械的に推計された地域別導入見込量</li> </ul>

表 4-31 前提条件 (2)

項目		前提条件
需要	需要パターン	・ 地域別×1時間別の現状需要実績カーブ+能動化機器分
	能動化対象	・ ヒートポンプ給湯機、電気自動車とも、導入台数のうち各3割
	短周期変動	・ 当該時刻需要比 3% [K. Ogimoto etc, 2014]
自然変動電源	出力パターン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽光：2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均(利用率は【大関, Joao, 高島, 荻本, 太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討, 2011】より)</li> <li>・ 風力：将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値 [荻本, 池上, 片岡, 斉藤, 2012]</li> <li>※ 2010年全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき、将来の大規模導入時における均し効果を含めた電力システム別の風力合計発電量の想定</li> </ul>
	短周期変動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽光：当該時刻出力比 10%</li> <li>・ 風力：設備容量比 10%</li> <li>(いずれも [K. Ogimoto etc, 2014]より)</li> </ul>
従来電源	調整力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 火力：定格容量比 5%</li> <li>・ 揚水：発電時出力比 16.5%、可変速機は揚水時消費電力比 10%</li> <li>・ 流込水力、原子力：調整力なし</li> <li>(いずれも [K. Ogimoto etc, 2014]より)</li> </ul>
	最低部分負荷率	・ 火力：33%

### (3) 電力システム上の制約を考慮した試算結果

「表 4-14 2030年までの太陽光発電の導入見込量(電力システム上の制約の考慮前)」  
「表 4-26 2030年までの風力発電の導入見込量(電力システム上の制約の考慮前)」で示した、電力システム上の制約を考慮しない場合の導入見込量に対して、前述した試算方法に基づいて、電力システム上の制約が発現した場合の試算を行った。

試算方法の前提に基づくと、低位シナリオでは2020年・2030年の導入量が、先に示した太陽光発電の導入見込量・風力発電の導入見込量から低下する可能性がある。また、中位シナリオの2020年・2030年と、高位シナリオの2020年では、先に導入見込量として示した太陽光発電及び風力発電の設備容量は変化しないが、発電電力量が低下する可能性がある。

#### 1) 導入見込量の低下

図 4-22 には、2020年断面における低位シナリオでの、電力システム上の制約による自然変動電源の容量上限の考慮前、容量上限の考慮後の導入見込量の結果を示す。上述した想定による導入見込量の地域配分においては、電力システム上の制約の考慮前では、北陸では太陽光発電・風力発電とも、想定した上限(太陽光発電：360時間、風力発電：720時間)を超える出力抑制が必要となってしまう。太陽光発電・風力発電の系統への受入を同じ比率で中止することとして導入量を低下させることで、電力システム上の制約の考慮後は、出力抑制時間数は上限内に収まっている。そのほか、北海道、東北といった、自然変動電源の導

入見込量に比して電力需要が小さい地域において、比較的出力抑制時間が長い結果となった。

図 4-23 には、低位シナリオの 2030 年の、電力システム上の制約による自然変動電源の容量上限の考慮前、容量上限の考慮後の導入見込量の結果を示す。上述した想定による導入見込量の地域配分においては、電力システム上の制約の考慮前では、北海道、東北、北陸、九州、沖縄で想定した上限を超える出力抑制が必要となってしまう。太陽光発電・風力発電の系統への受入を同じ比率で中止することとして導入量を低下させることで、電力システム上の制約の考慮後は上限内に収まっている。

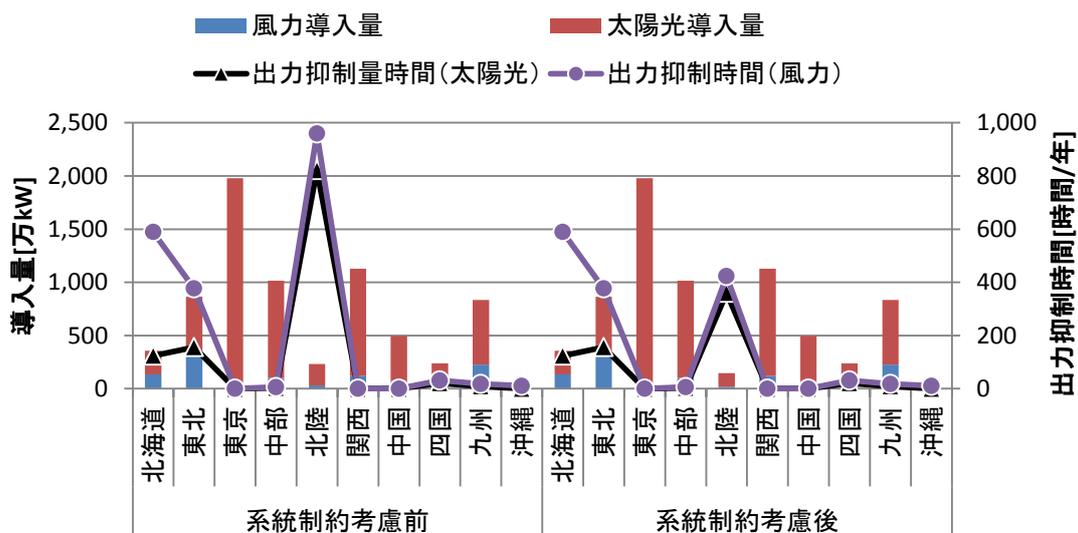


図 4-22 低位シナリオ 2020 年の電力システム上の制約の考慮前後の導入量の試算結果

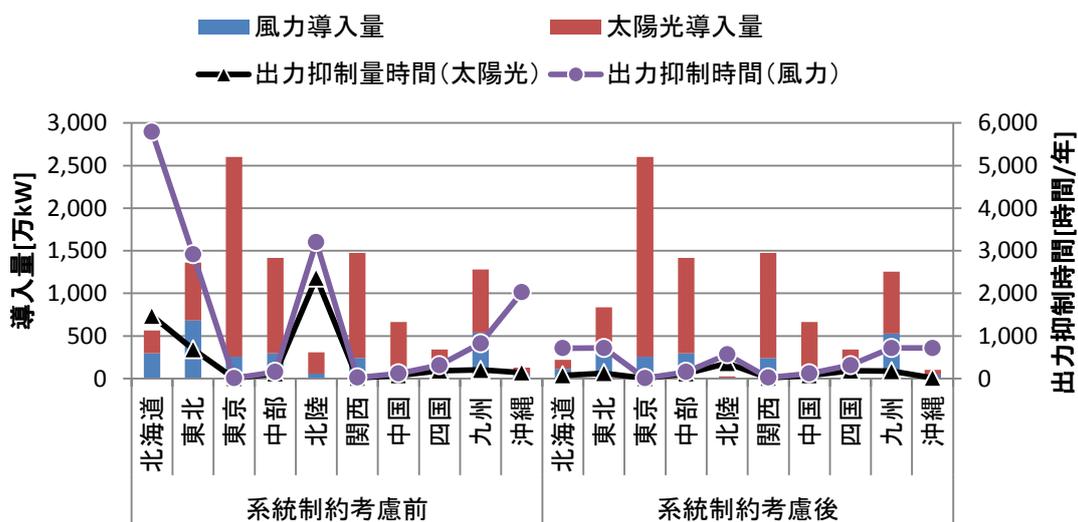


図 4-23 低位シナリオ 2030 年の電力システム上の制約の考慮前後の導入量の試算結果

## 2) 発電電力量の低下

表 4-32 には、低位、中位、高位の各シナリオの、2020 年・2030 年の、電力システム上の制約の考慮後の出力抑制率（発電電力量ベース）の試算結果を示す。

なお、高位シナリオの 2030 年は、3 地域の広域融通による一体運用下で、需要の能動化、揚水発電で調整しきれなかった調整は蓄電池で行うことと想定しているため、自然変動電源の出力抑制率は 0%である。

表 4-32 全国平均の出力抑制率（発電量ベース）の試算結果

	低位	中位	高位
2020 年	0.6%	0.02%	0.02%
2030 年	1.5%	3.1%	0%

ここで試算した導入見込量の低下、発電電力量の低下は、「4.2.1 太陽光発電の導入見込量」「4.2.2 風力発電の導入見込量」で示した導入見込量の最終結果に反映されている。

#### 4.2.4 水力発電の導入見込量

##### (1) 大規模水力発電の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-33 の考え方により低位ケース、中位ケース、高位ケース一律として、導入見込量を推計した。

表 4-33 大規模水力発電の導入見込量の考え方

対象年	考え方
2020年	一般電気事業者が公表している電源開発計画における大規模水力の増加分を積上。
2030年	2020年から横ばいとする。
2050年	資源エネルギー庁が実施した水力発電に関する研究会(2008年7月中間報告) [経済産業省, 2008a]における2030年度までの水力発電電力量の増加ポテンシャルを増加分として採用。

##### (2) 中小水力発電の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-34 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、導入見込量を推計した。

表 4-34 中小水力発電の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020年	全量買取 PT 取りまとめ [再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム, 2010]の増加分を採用。	高位と低位の中間値として設定。	足下からの追加導入量が2050年まで直線的に増加すると想定。
2030年	足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。	高位と低位の中間値として設定。	足下からの追加導入量が2050年まで直線的に増加すると想定。
2050年	足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。	高位と低位の中間値として設定。	環境省推定のポテンシャル量 [環境省, 2012a]が全量顕在化と想定。

##### (3) 水力発電の導入見込量

以上の想定から導かれる水力発電の導入見込量は表 4-35 のとおりである。なお、発電電力量については、コスト等検証委員会の試算前提に基づき、60%の設備利用率を想定した。

表 4-35 水力発電の導入見込量

設備容量 単位：万 kW	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,251	1,251	1,251
中小水力	1,006	1,097	1,188	1,056	1,238	1,420	1,157	1,520	1,884

発電電力量 単位：億 kWh	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	250	250	250	250	250	250	305	305	305
中小水力	491	539	586	517	613	708	570	761	952

#### (4) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 本推計では中小水力発電の 2020 年・2030 年の導入見込量を、2050 年に到達すべき導入見込量からのバックキャストで設定しており、導入目標に近い意味合いの数字である。2020 年・2030 年の導入見込量については、導入場所の地点別情報を積み上げているが、実際に発電事業者が参入していくか、不透明である。
- ・ 大規模水力・中小水力のいずれも、既存の設備が更新時期を迎えた際に、同規模での更新を前提として設備容量が変わらない前提としている。実際には、更新時に出力を増強可能なケースもあると考えられる。

#### 4.2.5 地熱発電の導入見込量

##### (1) 大規模地熱発電の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-36 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、導入見込量を推計した。

表 4-36 大規模地熱発電の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020 年	開発地点別情報から、計画済であり 2020 年までの運転開始を見込んでいる地点の導入量を設定。		
2030 年	開発地点別情報から、調査済であり個々の導入量が明らかになっている地点全ての導入量を設定。		
2050 年	2020年から2030年までの導入ペースが継続するものと設定。	高位と低位の中間値として設定。	環境省の「平成 24 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」 [環境省, 2013]における「条件付き導入ポテンシャル 1」を全量顕在化と設定。

##### (2) 温泉発電の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-37 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、導入見込量を推計した。

表 4-37 温泉発電の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020 年	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 [環境エネルギー政策研究所, 2008]を想定。		
2030 年	2020 年から各ケースの 2050 年まで直線的に増加すると想定。		
2050 年	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を採用。	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を採用。	日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のドリームシナリオを採用。

##### (3) 地熱発電の導入見込量

以上の想定から導かれる地熱発電の導入見込量は表 4-35 のとおりである。なお、発電電力量については、コスト等検証委員会の試算前提に基づき、70%の設備利用率を想定した。

表 4-38 地熱発電の導入見込量

設備容量 単位：万 kW	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
地熱発電(合計)	82	82	82	219	228	241	493	632	792
大規模地熱	59	59	59	168	168	168	386	411	636
温泉	23	23	23	51	60	73	107	121	156

発電電力量 単位：億 kWh	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
地熱発電(合計)	50	50	50	134	140	148	302	379	496
大規模地熱	36	36	36	103	103	103	236	313	390
温泉	14	14	14	31	37	45	66	66	106

#### (4) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 本推計では温泉発電の 2020 年・2030 年の導入見込量を、2050 年に到達すべき導入見込量からのバックキャストで設定しており、導入目標に近い意味合いの数字である。2020 年・2030 年の導入見込量については、積み上げによる検証を行っていない。
- ・ 2030 年の大規模地熱は、現在開発リストにあがっている案件が全て導入される前提としており、地熱発電の開発における中止や縮小のリスクは考慮していない。

## 4.2.6 バイオマス発電の導入見込量

### (1) バイオマス発電の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-39 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、導入見込量を推計した。

表 4-39 バイオマス発電の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020年	固定価格買取制度導入前の実績値（230万kW）と黒液廃材等による発電分実績値（228万kW）に対し、全量買取PT取りまとめ [再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム, 2010]の追加分を採用。	高位と低位の中間値と設定。	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と設定。
2030年	2020年水準のままと設定。	高位と低位の中間値と設定。	2050年の数値まで直線的に増加と設定。
2050年	2020年水準のままと設定。	高位と低位の中間値と設定。	NEDOの推計した導入ポテンシャル [NEDO, 2011a]の全量と林地残材利用の増大を想定した728万kL+黒液廃材等 274万kL=1,002万kLと設定。

なお、バイオマス発電とバイオマス熱利用については、それぞれ独立に導入見込量を定めているが、バイオマスのポテンシャルからの検証については別途行っている。これについては、「4.3.2 バイオマス熱利用の導入見込量」において述べる。

### (2) バイオマス発電の導入見込量

以上の想定から導かれるバイオマス発電の導入見込量は表 4-40 のとおりである。なお、発電電力量については、設備利用率を、既存設備についてはAIM日本技術モデルにおける2005年値を参考に55.6%、新設設備についてはエネルギー・環境会議「エネルギー・環境に関する選択肢（平成24年6月29日）」を参考に80.6%と設定した。

表 4-40 バイオマス発電の導入見込量

設備容量 単位：万 kW	2020年			2030年			2050年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
バイオマス 発電（合計）	508	579	651	508	595	682	508	623	738
黒液・廃材	409	409	409	409	409	409	409	409	409
その他 バイオマス	99	170	242	99	186	273	99	214	329

発電電力量 単位：億 kWh	2020年			2030年			2050年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
バイオマス 発電（合計）	270	320	370	270	331	392	270	351	431
黒液・廃材	199	199	199	199	199	199	199	199	199
その他 バイオマス	71	121	171	71	132	193	71	152	232

### (3) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 現状、一部地域では、本推計で用いていた NEDO の導入ポテンシャルを上回る規模のバイオマス発電計画がある。計画が過大である可能性もあるが、現在の林地残材の活用動向に対してポテンシャルが過小ではないか精査する必要がある。
- ・ バイオマスの利用可能量から、発電量としての導入量が見込めても、輸入原料や非バイオマス原料との混焼も起こりえるため、発電容量の想定は非常に困難である。
- ・ さらに、バイオマスは熱利用も可能である。温室効果ガス削減のためには熱利用の推進も重要であり、より政策的目標の意味の強い導入見込量を示すことも考え得る。

## 4.2.7 海洋エネルギー発電の導入見込量

### (1) 海洋エネルギー発電の導入見込量の考え方

我が国は世界第 6 位の領海・排他的経済水域に囲まれた海洋国家であり、海洋エネルギー発電の大きなポテンシャルを有していることから、東日本大震災以降、海洋エネルギーへの注目が急速に高まっている。近年は欧州が主導する形で技術開発が進められており、我が国は技術開発に遅れを取るものの、地方自治体が主体となって実海域における実証フィールドの整備に向けた検討が進められるなど、実用化に向けた取組みが活発化しており、今後の普及が期待される。

一方で、海域に設置するものであることから、導入コストが高く、普及に向けては大きな技術的ブレークスルーを必要とする技術であり、中長期的な視野で導入シナリオを描く必要がある。本業務では、中長期的に導入が見込まれる技術として海洋エネルギー発電の導入見込量の試算を行った。

平成 23 年度調査 [環境省, 2012b] の考え方を踏襲し、表 4-41 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、導入見込量を推計した。

表 4-41 海洋エネルギー発電の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020 年	<波力発電> 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（初版）」 [NEDO, 2010] で示されている技術ロードマップや有識者意見を踏まえ、沿岸固定式波力発電は 2020 年以降、沖合浮体式波力発電は 2030 年以降導入が進むものとし、2050 年の波力発電、潮流発電の導入量を設定の上、直線的に増加することを想定。	<波力発電> 波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の 5% 想定。 沖合浮体式は洋上風力の中位に合わせて発電機の設置を想定。	<波力発電> 波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の 10% 想定。 沖合浮体式は洋上風力の高位に合わせて発電機の設置を想定。
2030 年	波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の 3% 想定、沖合浮体式は洋上風力の低位に合わせて発電機の設置を想定。	<潮流発電> NEDO の試算結果を踏襲（低位に同じ）。	<潮流発電> NEDO の試算結果を踏襲（低位に同じ）。
2050 年	<潮流発電> 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「海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務」 [NEDO, 2011b] における試算結果を踏襲。2050 年の導入見込み量に向けて直線的に増加することを想定。		

## (2) 海洋エネルギー発電の導入見込量

以上の想定から導かれる海洋エネルギー発電の導入見込量は表 4-42 のとおりである。

なお波力発電の発電電力量については、日本大学理工学部海洋空間利用工学研究室提供データに基づき、年平均入力エネルギー密度[kW/m]を設置海域別に設定した。また、潮流発電の発電電力量については、過去の実証試験の実績に基づき、設備利用率 30%に設定した。

表 4-42 海洋エネルギー発電の導入見込量

設備容量 単位：万 kW	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
海洋エネルギー 発電	0	0	0	150	207	349	536	823	1,395

発電電力量 単位：万 kW	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
海洋エネルギー 発電	0	0	0	54	79	142	201	327	577

## (3) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 海洋エネルギー（潮流発電、波力発電）は、まだ実用化されておらず、特に波力発電については様々な装置が提案されている段階にあり、技術が収斂されていないため、実際に導入される機器の形態が不明確な状況にある。公開されている実運転データが限られており、発電効率や設備利用率等の各種前提条件も多くの仮定を置かざるを得ない。
- ・ 本業務では現状得られる限られたデータに基づき試算を行っている。今後新たな実証試験のデータや、商用運転による発電実績等のデータが公開された段階で、再度推計を行うのが適切と考えられる。

#### 4.3 再生可能エネルギー熱の導入見込量

##### 4.3.1 太陽熱利用の導入見込量

###### (1) 太陽熱利用の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-43、図 4-24 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、家庭用の太陽熱利用の導入見込量を推計した。また、業務用については家庭用に比例して導入が進むものとした。

表 4-43 太陽熱利用の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020 年	2030 年の見込量への通過点として設定。	投資回収年数が 15 年（耐用年数に相当）となる支援を 2015 年より想定し、投資回収年数への反応に基づいて導入見込量を推計。	投資回収年数が 10 年（維持費等を除けば IRR8%に相当）となる支援を 2015 年より想定し、投資回収年数への反応に基づいて導入見込量を推計。
2030 年	ソーラーエネルギー利用推進フォーラムによる業界目標 [ソーラーエネルギー利用推進フォーラム, 2010]を踏まえて設定。	高位と低位の中間値と設定。	高位の 2020 年から中位の 2050 年に向けて直線的に増加した場合の量として設定。
2050 年	2030 年までのトレンドで 2050 年までに増加すると想定。	高位と低位の中間値と設定。	環境省「再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ・ゾーニング基礎情報（平成 23 年度版）」 [環境省, 2012a]における「参考シナリオ 1」を適用。

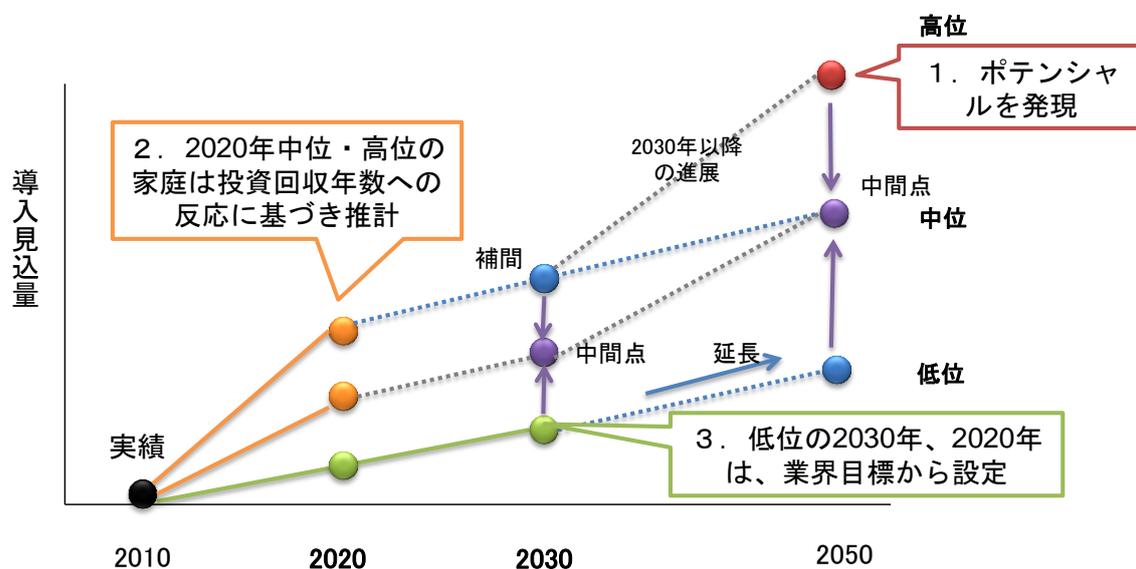


図 4-24 太陽熱利用の導入見込量の考え方

中位ケース、高位ケースの2020年の導入見込量は、太陽光発電の導入見込量推計と同様に、投資回収年数への反応に基づいて推計している。このとき、想定する支援策は以下の2つである。

- ・ 2015年以降、経済的支援により、中位は投資回収年数15年、高位は同10年となる。
- ・ 2015年以降、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、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復。

これらを踏まえた家庭用の太陽熱利用の導入見込量推計フローを図4-25に示す。

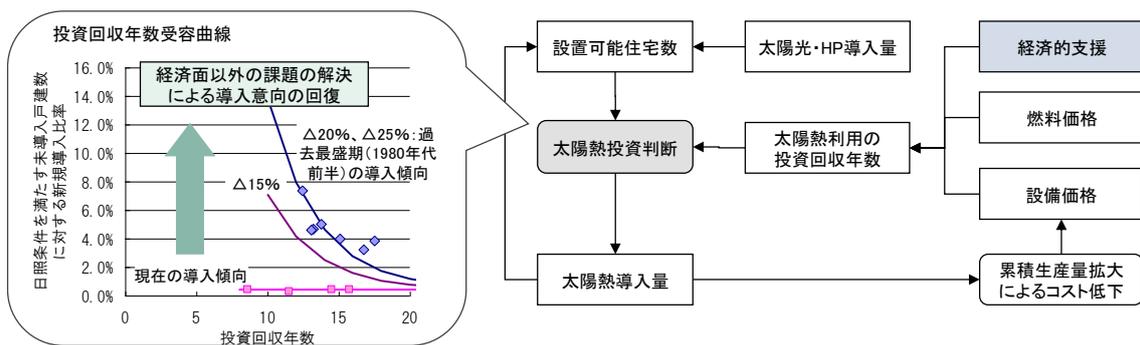


図 4-25 2020年（中位ケース・高位ケース）の太陽熱利用の導入見込量推計フロー  
注）太陽光発電やヒートポンプとの併設は、屋根面積競合や投資回収の点から、当面生じないと想定。

## (2) 太陽熱利用の導入見込量

以上の想定から導かれる太陽熱利用の導入見込量は表4-44のとおりである。なお、上述の手法による推計結果では、2020年の中位ケースの推計量が低位ケースを下回ったため、中位ケースは低位ケースを同量と想定した。

表 4-44 太陽熱利用の導入見込量

単位: 万 kL	2020年			2030年			2050年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽熱利用 (合計)	80	80	112	137	224	312	251	706	1,162
家庭	77 (450万戸)	77 (450万戸)	108 (630万戸)	132 (770万戸)	218	303	243	692	1,140
業務	3	3	4	5	7	10	8	15	21

### (3) 太陽熱設置に適した住宅

家庭用の太陽熱利用は、設置場所である住宅の屋根が太陽光発電と物理的に重複することや、太陽光発電とのダブル設置のコストメリットが大きくないことから、太陽光発電と競合する可能性がある。ただし、屋根が狭小であり、太陽光発電のシステム単価が高くなりがちな住宅においては、太陽熱利用のほうがコスト面で有利な場合もある。

昨年度調査 [環境省, 2014a]では、短中期的に CO<sub>2</sub>削減効果や投資回収可能性が高い太陽熱利用の対象となるのは、LPG 給湯器を保有しており日照条件がよい世帯(約 268 万世帯)での太陽光・太陽熱のダブル設置や、都市ガス給湯器を保有しており、日照条件がよいが屋根狭小につき太陽光発電設置に不向きな世帯(約 117 万世帯)への設置であることが示された。

一方、2020 年の導入見込量に対応する太陽熱利用の導入世帯は、表 4-44 で示したとおり、高位ケースで 630 万世帯である。このため、高位ケースを実現するためには、太陽熱利用のコストの大幅な低下や、集合住宅へのベランダ等への設置できる製品の普及が前提となる。なお、2020 年の導入見込量に対応する太陽光発電の導入世帯数は、表 4-20 で示したとおり、高位ケースでは約 370 万世帯であった。

### (4) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 本推計では 2015 年以降、太陽熱利用に対して経済的支援が実施され、また経済面以外の課題も解決することを想定しているが、そうでない場合は低位の導入も達成できないものと見込まれる。
- ・ 太陽熱利用の推進は、他の高効率給湯器との比較において十分な温室効果ガス削減効果があることが前提である。このため、導入見込量を単独で定めるよりは、他の高効率給湯器と統一的な考え方で定めるほうが望ましい。

### 4.3.2 バイオマス熱利用の導入見込量

#### (1) バイオマス熱利用の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-45 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケースそれぞれにおいて、導入見込量を推計した。

表 4-45 バイオマス熱利用の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
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、その他の熱利用は京都議定書目標達成計画の値。	バイオ燃料は70万kLとし、その他の熱利用は低位に同じ。	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、その他の熱利用は低位に同じ。
2030年	2020年水準のままと設定。	2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。	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年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。
2050年	2020年水準のままと設定。	2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。	バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。

#### (2) バイオマス熱利用の導入見込量

以上の想定から導かれるバイオマス熱利用の導入見込量は表 4-46 のとおりである。

表 4-46 バイオマス熱利用の導入見込量

単位: 万kL	2020年			2030年			2050年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
バイオマス熱利用	540	649	757	540	649	837	540	1,579	2,587

#### (3) バイオマスの導入見込量の検証

直近のバイオマス資源別未利用率に基づいた追加的ポテンシャルと、導入見込量の2011年末時点からの増加量を比較することで、バイオマスの導入見込量の検証を行った。

まず、ポテンシャルを、そのバイオマス資源の特性に応じて、電気利用が主とされるもの、熱利用が主とされるものに分類した。この想定を表 4-47 に示す。

想定においては、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、当該バイオマス資源の運搬の容易性及び費用対効果、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を考慮した。湿潤系バイオマスであり、燃焼利用する際にはいったんメタン発酵させることが一般的である資源については、発電・熱利用にそれぞれ 50% ずつ利用されると設定した。その他については発電利用が進展するが、林地残材は 1/4 は熱利用もされるようになる想定した。なお、コジェネ利用はここでは考慮していないが、コジェネ利用を行えば同量のバイオマスからより多くのエネルギーが得られることになる。

表 4-47 バイオマス資源種類別の変換方法の想定

大分類	小分類	想定する変換方法		利用内訳	
				発電	熱利用
木質系	林地残材	直接燃焼	発電 5000kW	75%	25%
	製材所廃材	直接燃焼	発電 5000kW	100%	
	果樹剪定枝	直接燃焼	発電 5000kW	100%	
	公園剪定枝	直接燃焼	発電 5000kW	100%	
	建築解体廃材	直接燃焼	発電 5000kW	100%	
	新・増築廃材	直接燃焼	発電 5000kW	100%	
農業系	稲藁	直接燃焼	発電 150kW	100%	0%
	籾殻	直接燃焼	発電 150kW	100%	0%
	麦藁	直接燃焼	発電 150kW	100%	0%
畜産系	乳用牛	メタン発酵	発電 150kW・熱利用 5GJ/h	50%	50%
	肉用牛	メタン発酵	発電 150kW・熱利用 5GJ/h	50%	50%
	養豚	メタン発酵	発電 150kW・熱利用 5GJ/h	50%	50%
	採卵鳥	直接燃焼	発電 2000kW	100%	
	ブロイラー	直接燃焼	発電 2000kW	100%	
食品系	動植物性残渣	メタン発酵	発電 150kW・熱利用 5GJ/h	50%	50%
	生活系厨芥類	メタン発酵	発電 2000kW・熱利用 50GJ/h	50%	50%
	事業系厨芥類	メタン発酵	発電 2000kW・熱利用 50GJ/h	50%	50%
下水汚泥		メタン発酵	発電 1000kW・熱利用 50GJ/h	50%	50%
黒液		直接燃焼	-		
廃棄紙		直接燃焼	発電 2000kW	100%	

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。

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等より作成

これをもとに、バイオマス利用率を向上することによる、バイオマス導入量の増加を、3 パターン試算した (表 4-48)。

パターン 1 は、農林水産省「バイオマス活用推進基本計画」目標 [農林水産省, 2010] における 2020 年利用率目標である。これを達成しても、バイオマス導入量増分は 270 万 kL に留まり、2020 年の低位ケース (+83 万 kL) は可能だが、中位ケース (+320 万 kL) が達成できない。追加的な施策が必要であり、特に林地残材や食品系バイオマスの利用率を高めることで、パターン 2 のように 2030 年中位ケース (+343 万 kL) も見通せると考えられる。

高位 (2030 年は+603 万 kL、2050 年は+698 万 kL) を達成するには、これに加え、下水汚泥や廃棄紙といったバイオマスの利用拡大により、処理場等で集中発生するバイオマス

はほぼ全量利用（95%）、それ以外を半分（50%）利用が必要である。このとき、715万kLのバイオマス導入量増加が可能となる。

これより、それぞれ独立の考え方で定めたバイオマス発電やバイオマス熱の導入見込量は、現在未利用のバイオマスの活用を進めていくことでそれぞれ達成できる可能性がある。

なお、農林水産省「バイオマス活用推進基本計画」〔農林水産省, 2010〕では、必ずしもバイオマス全量をエネルギー利用することを想定していないこと、人口や、農林業・製紙業の状況により賦存量自体が変化することには留意が必要である。

表 4-48 各種バイオマス利用率とバイオマス導入量

バイオマスの種類		直近利用率	パターン1 (2020年利用率目標達成)	パターン2 (2030年中位が達成可能)	パターン3 (2050年高位が達成可能)
木質系	林地残材	1%	30%	<b>35%</b>	<b>50%</b>
	製材所廃材	95%	95%	95%	95%
	果樹剪定枝				
	公園剪定枝				
	建築解体廃材	90%	95%	95%	95%
	新・増築廃材				
農業系	稲藁	33%	<b>45%</b>	<b>45%</b>	<b>50%</b>
	粃殻				
	麦藁				
畜産系	乳用牛	90%	90%	90%	<b>95%</b>
	肉用牛				
	養豚				
	採卵鳥				
	ブロイラー				
食品系	動植物性残渣	21%	<b>40%</b>	<b>50%</b>	<b>95%</b>
	生活系厨芥類				
	事業系厨芥類				
下水汚泥		78%	<b>85%</b>	<b>85%</b>	<b>95%</b>
黒液		100%	100%	100%	100%
廃棄紙		79%	<b>85%</b>	<b>85%</b>	<b>95%</b>
各利用率に対応する バイオマス導入量増分[万kL]		—	<b>270</b>	<b>333</b>	<b>715</b>

#### (4) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ バイオマス熱利用は、統計が整備されていないため導入実績自体を把握することが困難である。また、目立った支援が行われておらず、導入量が拡大する推計を行う根拠が乏しい。
- ・ 温室効果ガス削減のためには熱利用の推進も重要であり、より政策的目標の意味の強い導入見込量を示すことも考え得る。

### 4.3.3 地中熱利用の導入見込量

#### (1) 地中熱利用の導入見込量の考え方

昨年度調査 [環境省, 2014a]の考え方を踏襲し、表 4-49 の考え方により、低位ケース、中位ケース、高位ケース一律で、導入見込量を推計した。

表 4-49 地中熱利用の導入見込量の考え方

	低位	中位	高位
2020 年	戸建住宅は寒冷地の新築フローに対し、2050 年に導入率 100%となるよう直線的に増加。		
2030 年	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、これらの全地域の新築フローと十分な敷設面積を持つ既築に対し、		
2050 年	2050 年に導入率 100%となるよう直線的に増加。		

ただし、導入を検討する建物の熱需要は、表 4-50 のように想定を変更した。

また、地中熱利用により賄える冷暖房需要は、今後の建物断熱の進展により減少する。ここでは、冷暖房需要の変化を表 4-51 のように想定し、これを反映した。これは、建物の断熱性能の変化や HEMS・BEMS 等による効率化は反映されているが、冷暖房機器の効率向上は含まれていない数値である。

表 4-50 延床面積あたりの熱需要

	単位	暖房	冷房
戸建住宅	MJ/戸・年	10,232	724
事務所	MJ/m <sup>2</sup> ・年	166	398
商業施設	MJ/m <sup>2</sup> ・年	109	722

出典) 環境省「平成 24 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」

表 4-51 冷暖房需要の変化の見込

	家庭			業務		
	2012 年	2020 年	2030 年	2012 年	2020 年	2030 年
冷房	100	107	117	100	100	94
暖房	100	84	69	100	96	85

2012 年=100

## (2) 地中熱利用の導入見込量

以上の想定から導かれる地中熱利用の導入見込量は表 4-52 のとおりである。

表 4-52 地中熱利用の導入見込量

単位：万 kL	2020 年			2030 年			2050 年		
	低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
地中熱利用	12	12	12	45	45	45	174	174	174

## (3) 本推計における課題

本推計における課題として以下が挙げられる。

- ・ 地中熱利用は、統計が整備されていないため導入実績自体を把握することが困難である。また、目立った支援が行われておらず、導入量が拡大する推計を行う根拠が乏しい。
- ・ 地中熱利用による冷暖房は大気熱ヒートポンプ等による冷暖房と競合する技術である。どのような地域・用途の建物にどのような技術を導入していくことが低炭素化に最適であるのか、整理した上で導入見込量を定める必要がある。

#### 4.4 参考文献

- K. Ogimoto etc. (2014). Impacts of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market. CIGRE2014.
- NEDO. (2010). NEDO 再生可能エネルギー技術白書（初版）.
- NEDO. (2011a). バイオマス賦存量・有効利用可能量の推計. 参照先: <http://app1.infoc.nedo.go.jp/biomass/>
- NEDO. (2011b). 平成 22 年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務.
- ソーラーエネルギー利用推進フォーラム. (2010). 第 2 回再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会資料「我が国における太陽熱利用の現状と課題」.
- 一般財団法人新エネルギー財団. (2007). 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について.
- 一般社団法人日本風力発電協会. (2012). 風力発電のポテンシャルと中長期導入目標（2012 年 2 月）.
- 荻本, 池上, 片岡, 斉藤. (2012). 電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析. 電気学会全国大会.
- 環境エネルギー政策研究所. (2008). 2050 年自然エネルギービジョン.
- 環境省. (2011). 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.
- 環境省. (2012a). 平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書.
- 環境省. (2012b). 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 24 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）.
- 環境省. (2013). 平成 24 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書.
- 環境省. (2014a). 平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書.
- 環境省. (2014b). 平成 25 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書.
- 環境省. (2014c). 環境影響評価情報支援ネットワーク（平成 26 年 10 月 7 日現在）. 参照先: <http://www.env.go.jp/policy/assess/>
- 環境審査顧問会 全体会. (2013). 第 1 回 資料 2-1「最近の審査状況について」（風力審査済案件一覧）（平成 25 年 6 月 4 日）.
- 九州電力. (2014). 九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答保留について（2014 年 9 月 24 日）. 参照先: [http://www.kyuden.co.jp/press\\_h140924-1.html](http://www.kyuden.co.jp/press_h140924-1.html)
- 経済産業省. (2008a). 水力発電に関する研究会－中間報告－.
- 経済産業省. (2008b). 平成 19 年度電源開発の概要.

経済産業省. (2010). 平成 22 年度電力供給計画の概要.

経済産業省. (2015a). 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト. 参照先: [http://www.fit.go.jp/statistics/public\\_sp.html](http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html)

経済産業省. (2015b). 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則の一部を改正する省令 (2015 年 1 月 22 日). 参照先: <http://www.meti.go.jp/press/2014/01/20150122002/20150122002.html>

国家戦略室. (2011). 発電コスト試算シート (平成 23 年 12 月 19 日).

国家戦略室. (2012a). エネルギー・環境に関する選択枝 (シナリオ詳細データ). 参照先: [http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/database/shousai-data\\_shincho+seicho+teiseicho.xls](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/database/shousai-data_shincho+seicho+teiseicho.xls)

国家戦略室. (2012b). エネルギー・環境に関する選択枝 (平成 24 年 6 月 29 日).

再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム. (2010). 再生可能エネルギーの全量買取制度の大枠について.

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会. (2014). 第 2 回 資料 2 「太陽光発電システムの現状と課題」.

大関, Joao, 高島, 荻本. (2011). 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.

中央環境審議会 地球環境部会. (2012). 2013 年以降の対策・施策に関する報告書 (地球温暖化対策の選択枝の原案について) (平成 24 年 6 月).

調達価格等算定委員会. (2015). 平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見.

独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター. (2014). 太陽光発電システム要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ.

農林水産省. (2010). バイオマス活用推進基本計画.