巻末資料２

わが国の再生可能エネルギーの導入ポテンシャル

（概要版）

環境省地球温暖化対策課調査

わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（概要版）

1. 調査対象とした再エネ種

表1-1　調査対象とした再エネ種

エネ種別	中区分			小区分
太陽光	住宅用等	商業系建築物	商業	小規模商業施設
				中規模商業施設
				大規模商業施設
			宿泊	宿泊施設
		住宅系建築物	住宅	戸建住宅等
				大規模共同住宅・オフィスビル
				中規模共同住宅
	公共系等			公共系建築物
				発電所・工場・物流施設
				低・未利用地
				農地
風力	陸上			ー
	洋上			ー
中小水力	河川部			ー
	農業用水路			ー
地熱	熱水資源開発			150℃以上
				120～150℃
				53～120℃
	温泉発電			ー
太陽熱	ー			ー
地中熱利用(ヒートポンプ)	ー			ー

2.導入ポテンシャルの定義

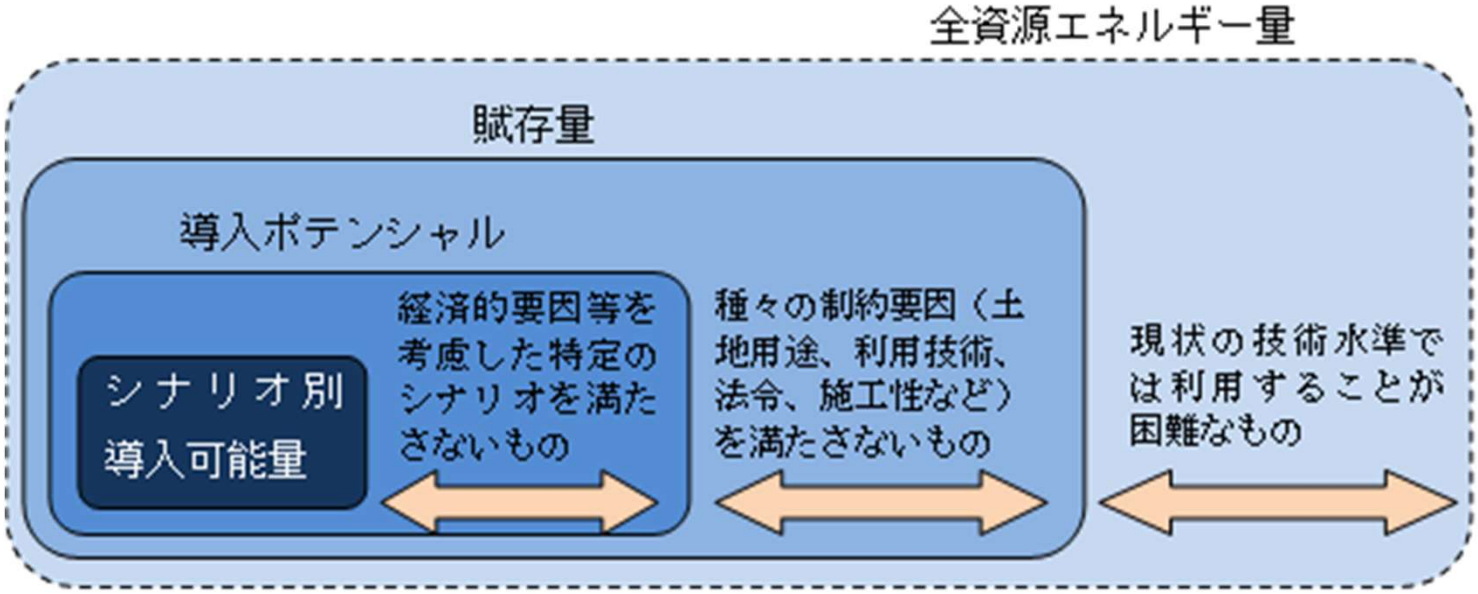


図2-1　賦存量・導入ポテンシャル・シナリオ別導入可能量の概念図

○賦存量

設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に算出することができるエネルギー資源量。現在の技術水準では利用することが困難なもの（例：風速5.5m/s未満の風力エネルギーなど）を除き、種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）を考慮しないもの。ここでは、「現在の技術水準では利用することが困難なもの」をエネルギー別に定義し、賦存量の推計条件としている。

※類似の概念として、JISC-1400-0における「風力エネルギー資源量」があり、ここでは、「ある地域において理論的に算出することができる風力エネルギー資源量で、種々の制約要因（土地用途、利用技術など）は考慮しないもの」と定義されている。

※現在の技術水準を前提としているため、技術開発によって将来的には増加する可能性はあるが、ここではエネルギー種別に一義的に決まるものとしている。

※太陽光、太陽熱、地中熱に関する推計は意味をなさないため、推計対象としていない。

2.導入ポテンシャルの定義

○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。「種々の制約要因に関する仮定条件」を設定した上で推計される。賦存量の内数となる。

※類似の概念として、JISC-1400-0における「可採風力エネルギー量」があり、ここでは、「ある地域における風力エネルギーの利用に関して、種々の制約要因を考慮した上で、エネルギーとして開発利用の可能な量」と定義されている。

①基本となる導入ポテンシャル

当該エネルギーに関して、最も一般的と考えられる導入ポテンシャル

②条件付き導入ポテンシャル

最も一般的ではないが、ある条件を設定した場合に推計される導入ポテンシャル（洋上風力発電に関する島嶼部の控除、地熱発電に関する国立・国定公園の2種・3種を含んだ場合の導入ポテンシャルなど）

推計結果は基本的に設備容量(kW)で示している。再生可能エネルギーによって標準的な設備利用率は異なるため、また、発電電力量(kWh)への換算もエネルギー種によって異なるため、異なるエネルギー間の比較に際しては注意が必要である。

2.導入ポテンシャルの定義

○シナリオ別導入可能量

エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量。導入ポテンシャルの内数。事業採算性については、対象エネルギーごとに建設単価等を設定した上で事業収支シミュレーションを行い、税引前のプロジェクト内部収益率（PIRR等）が一定値以上となるものを集計したもの。

PIRRの概念図と導入ポテンシャルに関する各用語の関連性を次頁図に示す。なお、導入ポテンシャル及びシナリオ別導入可能量は、中小水力を除き、既開発分を含んだ値として推計している。既開発分は事業採算性以外の観点で導入されているものもあり、単純な比較はできないことに留意する必要がある。

PIRRとは：
Project Internal Rate of Return
プロジェクトIRR

IRRは内部収益率と呼ばれ、初期投資を将来の売電等収入で賄う際の将来金利に相当する指標。
投資した設備が生み出す収入をIRRを用いて現在価値に置き換え、「現在価値に置き換えた将来収入総額＝投資額」によりIRRを算定することができる。

投資額＝
Σ(n年後のﾌﾘｰｷｬｯｼｭﾌﾛｰ/(1+R)n)　R：PIRR
※税引前PIRRではﾌﾘｰｷｬｯｼｭﾌﾛｰとして税引前のｷｬｯｼｭﾌﾛｰを使用

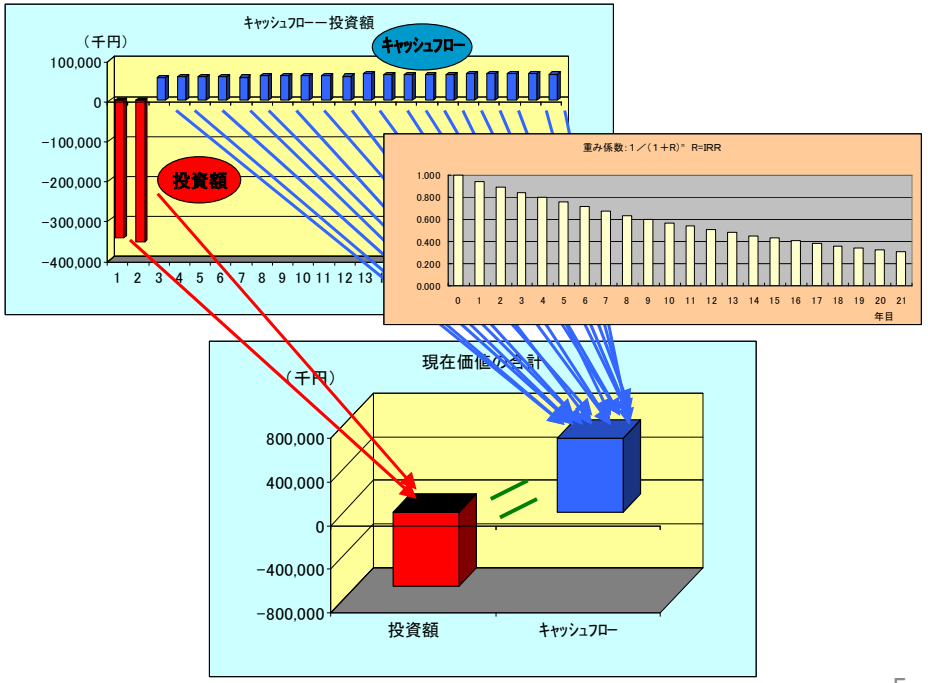


図2-2　PIRRの概念図

3．導入ポテンシャルの推計方法　～公共系等太陽光発電～

（１）賦存量

太陽光発電に関する賦存量は、日本全国にパネルを敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

（２）導入ポテンシャル

○設置可能面積

まずパネルの設置しやすさを考慮したレベルを設定する（表3-1）。次に各施設のサンプル図面（図3-1）を入手し、設定したレベルの考え方を基に各施設ごとにパネルの設置係数（m^2/m^2）を設定した。そして統計情報（総務省統計データ）から得られた各施設の都道府県別の面積等を乗じることで推計した。

表3-1　設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え

レベル	基本的な考え方
ﾚﾍﾞﾙ１	・屋根150m^2以上に設置 ・設置しやすいところに設置するのみ
ﾚﾍﾞﾙ２	・屋根20m^2以上に設置 ・南壁面・窓20m^2以上に設置 ・多少の架台設置は可（駐車場屋根への設置も想定）
ﾚﾍﾞﾙ３	・切妻屋根北側・東西壁面・窓10m^2以上に設置 ・敷地内空地なども積極的に活用

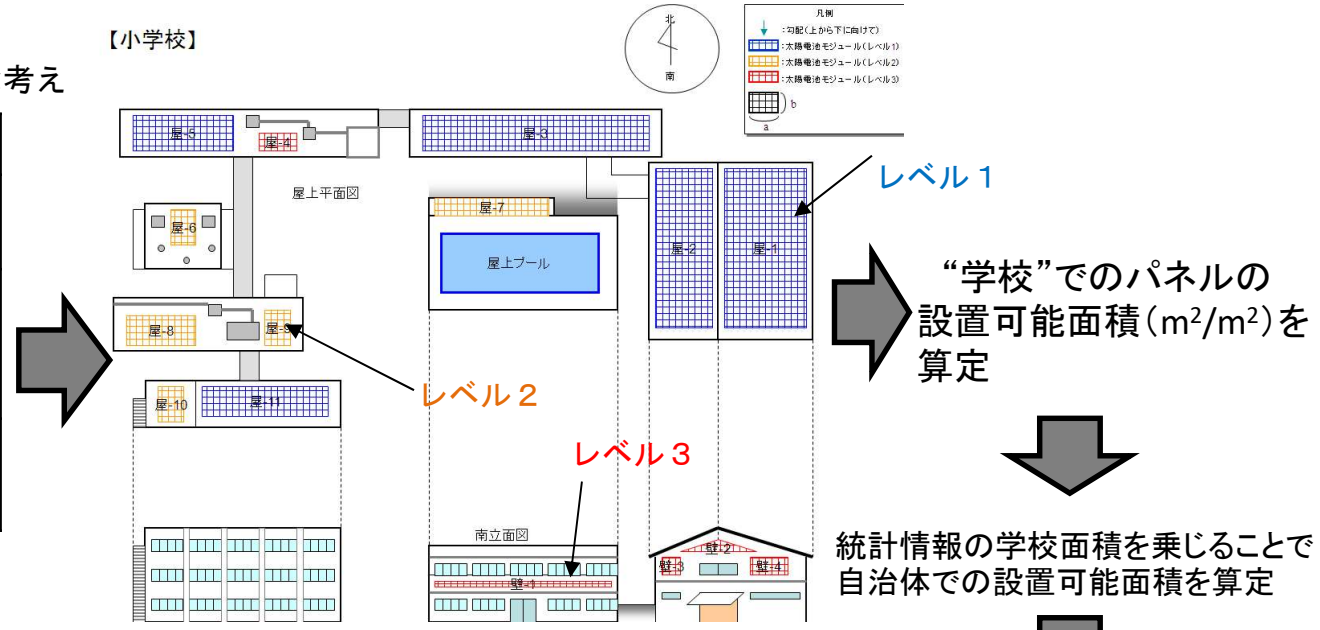


図3-1　サンプル図面（学校の一例）

○単位面積当たりの設備容量

専門家へのヒアリング調査を踏まえ0.0833kW/m^2（1kW/12m^2）とした。

※H22、R1報告書参照

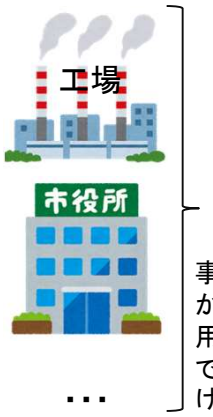
3．導入ポテンシャルの推計方法　～公共系等太陽光発電～

（３）シナリオ別導入可能量

施設カテゴリー（例：幼稚園、病院等）によって、太陽光事業を実施するにあたり必要とする費用が異なる。例えば、“発電所”の空地で事業を実施する場合には電気主任技術者を新たに必要としない可能性がある。一方で“最終処分場”で事業を実施する場合には、一般的な事業より空間整備費を多く必要とする可能性がある。それらを踏まえ、カテゴリーを3区分に分類した（例：区分2→上水施設、空港、区分3→河川、海岸）。

また、空間整備費（造成等）をレベルごとに設定した。

以上より9つの事業性試算ケースを設定した（表3-3）。



事業化にかかる費用の程度で区分分けする

表3-2　カテゴリー区分

区分	
区分1	電気事業法における事業を行うにあたって年間の支出が殆ど必要とならない（支出をｾﾞﾛとする）
区分2	事業として行う場合に支出がある程度必要となる
区分3	区分2に加えて、事業実施する際に、太陽光ﾊﾟﾈﾙ以外にも別途空間整備費が必要となる

空間整備費を考慮する

→ケース分け

表3-3(1)　設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方（田、その他農用地以外）

ｹｰｽ	区分		ﾚﾍﾞﾙ	空間整備費
1-1	区分1	電気事業法における事業を行うにあたって年間の支出が殆ど必要とならない（支出をｾﾞﾛとする）	1	ゼロ
1-2			2	5千円/m²
1-3			3	10千円/m²
2-1	区分2	事業として行う場合に支出がある程度必要となる	1	ゼロ
2-2			2	5千円/m²
2-3			3	10千円/m²
3-1	区分3	区分2に加えて、事業実施する際に、太陽光ﾊﾟﾈﾙ以外にも別途空間整備費が必要となる	1	5千円/m²
3-2			2	10千円/m²
3-3			3	15千円/m²

表3-3(2)　設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方（田、その他農用地）

ｹｰｽ	区分		ﾚﾍﾞﾙ	空間整備費
3-1	区分3	区分2に加えて、事業実施する際に、太陽光ﾊﾟﾈﾙ以外にも別途空間整備費が必要となる	1	2.5千円/m²
3-2			2	5千円/m²
3-3			3	7.5千円/m²

※H22、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～公共系等太陽光発電～

○シナリオの設定

FIT単価(12,14,18円/kWh)×買取期間(20年間)の3つのシナリオを設定した。また、事業性試算条件を設定した（表3-4）。

表3-4(1)　公共系等太陽光発電の事業性試算条件
（田、その他農用地以外）

設定項目		適用	設定値	設定根拠等
主要事業緒元	設備容量	共通	50kW	
	設置面積	共通	600m^2	12m^2/kW×50kW
	年間発電電力量	共通	都道府県別の地域別発電量による	設備容量×地域別発電量係数
初期投資額	設備費等	共通	12.6 万円/kW	
	空間整備費	ｹｰｽ 1-1, ｹｰｽ 2-1	0 円/m^2	
		ｹｰｽ 1-2, ｹｰｽ 2-2 ｹｰｽ 3-1	5,000 円/m^2	
		ｹｰｽ 1-3, ｹｰｽ 2-3, ｹｰｽ 3-2	10,000 円/m^2	
		ｹｰｽ 3-3	15,000 円/m^2	
	接続費用	共通	1.35 万円/kW	・H31.1 調達価格等算定委員会資料
収入計画	買取価格	シナリオ 1	12 円/kWh	
		シナリオ 2	14 円/kWh	
		シナリオ 3	18 円/kWh	
支出計画	運転維持費	ｹｰｽ 1-1～1-3	0 円/kW	
		ｹｰｽ 2-1～2-3 ｹｰｽ 3-1～3-3	5,000 円/kW	
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 2%、固定金利 15 年 元利均等返済
減価償却計画	設備費等	共通	17 年	定額法、残存 0%
	空間整備費	共通	36 年	〃
	接続費用	共通	7 年	〃
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮する
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

表3-4(2)　公共系等太陽光発電の事業性試算条件
（田、その他農用地）

設定項目		適用	設定値	設定根拠等
主要事業緒元	設備容量	共通	50kW	
	設置面積	共通	800m^2	16m^2/kW×50kW
	年間発電電力量	共通	市区町村別の地域別発電量による	設備容量×地域別発電量係数
初期投資額	設備費等	共通	15 万円/kW	農林水産省，営農型太陽光発電について，2020.1 の掲載事例（H27～29）では概ね 30 万円/kW 強（PCS，架台含む）。架台（本調査では設備費等に課題を含めていない）が約 2～3 割程度占めていること、当時よりパネル価格が下がっていること、から本調査は 5 割を設備費とした。
	空間整備費	ｹｰｽ 3-1	2,500 円/m^2	営農型太陽光発電の場合、土地整備費がかからないため、野立て太陽光発電の 5 割とした。
		ｹｰｽ 3-2	5,000 円/m^2	
		ｹｰｽ 3-3	7,500 円/m^2	
	接続費用	共通	1.35 万円/km	H31.1 調達価格等算定委員会資料
収入計画	買取価格	シナリオ 1	12 円/kWh	
		シナリオ 2	14 円/kWh	
		シナリオ 3	18 円/kWh	
支出計画	運転維持費	共通	5,000 円/kW	
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 2%、固定金利 15 年 元利均等返済
減価償却計画	設備費等	共通	17 年	定額法、残存 0%
	空間整備費	共通	36 年	〃
	接続費用	共通	7 年	〃
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～公共系等太陽光発電～

事業性試算条件に基づき、各シナリオにおけるケース別の開発可能条件（税引前PIRR≧4%を満たす地域別発電量係数）を設定した（表3-5）。そしてその開発可能条件を満たすカテゴリーを抽出することで推計した。

表3-5　各シナリオにおけるケース別の開発可能条件
（単位：kWh/kW･年）の設定イメージ

田、その他農用地以外

区分	ケース	空間整備費	開発可能条件（地域別発電量係数、kWh/kW･年）		
			シナリオ１ 12 円/kWh	シナリオ２ 14 円/kWh	シナリオ３ 18 円/kWh
区分 1	ケース 1-1	レベル１ ：0 円/m²	928 以上	795 以上	619 以上
	ケース 1-2	レベル２ ：5,000 円/m²	1,348 以上	1,155 以上	899 以上
	ケース 1-3	レベル３ ：10,000 円/m²	1,767 以上	1,515 以上	1,178 以上
区分 2	ケース 2-1	レベル１ ：0 円/m²	1,344 以上	1,152 以上	896 以上
	ケース 2-2	レベル２ ：5,000 円/m²	1,764 以上	1,512 以上	1,176 以上
	ケース 2-3	レベル３ ：10,000 円/m²	2,185 以上	1,872 以上	1,456 以上
区分 3	ケース 3-1	レベル１ ：5,000 円/m²	1,764 以上	1,512 以上	1,176 以上
	ケース 3-2	レベル２ ：10,000 円/m²	2,185 以上	1,872 以上	1,456 以上
	ケース 3-3	レベル３ ：15,000 円/m²	2,605 以上	2,232 以上	1,736 以上

田、その他農用地

区分	ケース	空間整備費	開発可能条件（地域別発電量係数、kWh/kW･年）		
			シナリオ１ 12 円/kWh	シナリオ２ 14 円/kWh	シナリオ３ 18 円/kWh
区分 3	ケース 3-1	レベル１ ：2,500 円/m²	1,785 以上	1,530 以上	1,190 以上
	ケース 3-2	レベル２ ：5,000 円/m²	2,065 以上	1,770 以上	1,377 以上
	ケース 3-3	レベル３ ：7,500 円/m²	2,345 以上	2,010 以上	1,563 以上

開発可能条件を満たすカテゴリーを抽出し推計する。

※H24、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～住宅用等太陽光発電～

註：住宅用等と公共系等では推計方法が異なる。住宅用ではGISマップを、公共用では統計データを用いているためである。

（１）賦存量

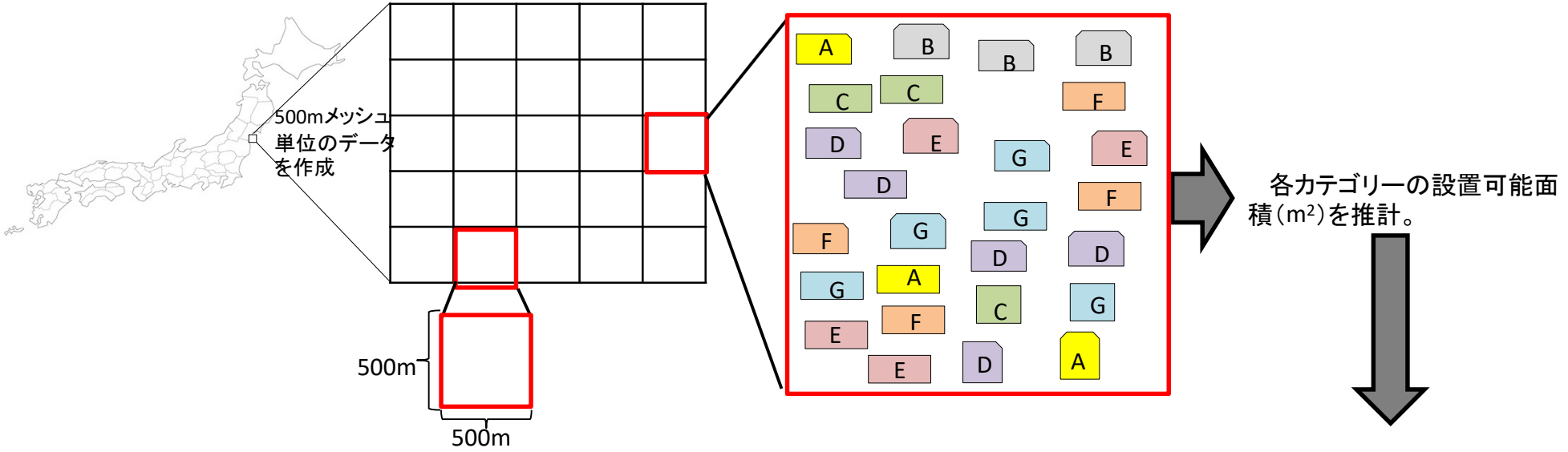
太陽光発電に関する賦存量は、日本全国にパネルを敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

（２）導入ポテンシャル

○設置可能面積

住宅地図データ（Zmap-AREA Ⅱ（地域別詳細図）、㈱ゼンリン製）を基に、各施設ごと（※）の建築面積及び延床面積データが含まれる500mメッシュ単位のデータセットを作成し、各施設に対応した設置係数（経済産業省平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業（太陽光発電及び太陽熱利用の導入可能量に関する調査）報告書等を参照した）を乗じることにより推計した。戸建住宅については、都道府県別の設置係数を用いた。

※小・中・大模商業施設、宿泊施設、戸建住宅用等、大規模共同住宅・オフィスビル、中規模共同住宅



○単位面積当たりの設備容量

専門家へのヒアリング調査を踏まえ、戸建住宅は1kW／10m²、戸建住宅以外は1kW／12m²とした。

※H23、H25、R1報告書参照

導入ポテンシャル（kW）＝
設置可能面積（m²）×単位面積当たりの設備容量（kW/m²）

３．導入ポテンシャルの推計方法　～住宅用等太陽光発電～

（３）シナリオ別導入可能量

○シナリオの設定

太陽光は10kW未満と10kW以上でFIT価格が異なることから、戸建住宅用等と戸建住宅用等以外の2つのカテゴリーに対して3つのシナリオを設定した（表3-6）。

表3-6　設定した導入シナリオ

カテゴリー	設置規模	ｼﾅﾘｵ１	ｼﾅﾘｵ２	ｼﾅﾘｵ３
戸建住宅用等	10kW未満	22円/kWh 10年間	24円/kWh 10年間	26円/kWh 10年間
戸建住宅用等 以外	10kW以上	12円/kWh 20年間	14円/kWh 20年間	18円/kWh 20年間

※戸建住宅用等：“戸建住宅等”と“小規模商業施設”が含まれる。
※戸建住宅用等以外：“中規模商業施設”、“大規模商業施設”“宿泊施設”、“大規模共同住宅・オフィスビル”、“中規模共同住宅”が含まれる。

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～住宅用等太陽光発電～

○推計方法

以下に示す事業性試算条件を設定した（表3-7）。

表3-7(1)　住宅用等太陽光発電の事業性試算条件
（戸建住宅用等）

設定項目		適用	設定値	設定根拠等
主要事業緒元	設備容量	共通	4kW	一般的な家庭で導入する設備規模
	設置面積	共通	40m^2	10m^2/kW×4kW
	年間発電電力量	共通	市区町村別の地域別発電量による	設備容量×地域別発電量係数
初期投資額	設備費等	共通	25.8 万円/kW	環境省平成 30 年度業務報告書
	空間整備費	レベル別に設定	レベル 1:　0 円/m^2 レベル 2: 5,000 円/m^2 レベル 3:10,000 円/m^2	平成 25 年度業務と同様
収入計画	買取価格	シナリオ別に設定	シナリオ 1：22 円/kWh	第 44 回調達価格等算定員会資料，H31 年 1 月 9 日経済産業省
			シナリオ 2：24 円/kWh	
			シナリオ 3：26 円/kWh	
支出計画	運転維持費	共通	0.3 万円/kW	環境省平成 30 年度業務報告書
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 2%、固定金利 15 年元利均等返済
減価償却計画	設備費等	共通	17 年	定額法、残存 0%
	空間整備費	共通	36 年	〃
その他	税金	共通	－	考慮しない

表3-7(2)　住宅用等太陽光発電の事業性試算条件
（戸建住宅用等以外）

設定項目		適用	設定値	設定根拠等
主要事業緒元	設備容量	共通	50kW	
	設置面積	共通	600m^2	12m^2/kW×50kW
	年間発電電力量	共通	市区町村別の地域別発電量による	設備容量×地域別発電量係数
初期投資額	設備費等	共通	12.6 万円/kW	環境省平成 30 年度業務報告書
	接続費用	共通	1.35 万円/kW	環境省平成 30 年度業務報告書
	空間整備費	レベル別に設定	レベル 1:　0 円/m^2 レベル 2: 5,000 円/m^2 レベル 3:10,000 円/m^2	H25 調査と同様
収入計画	買取価格	シナリオ別に設定	シナリオ 1：12 円/kWh	第 44 回調達価格等算定員会資料，H31 年 1 月 9 日，経済産業省
			シナリオ 2：14 円/kWh	
			シナリオ 3：18 円/kWh	
支出計画	運転維持費	共通	0.5 万円/kW	環境省平成 30 年度業務報告書
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 2%、固定金利 15 年元利均等返済
減価償却計画	設備費等	共通	17 年	定額法、残存 0%
	接続費用	共通	7 年	〃
	空間整備費	共通	36 年	〃
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮する
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～住宅用等太陽光発電～

事業性試算条件に基づき、各シナリオにおけるカテゴリー別・空間整備費別の開発可能条件（戸建住宅用等：税引前PIRR≧3.2%、戸建住宅用等以外：税引前PIRR≧4%を満たす地域別発電量係数）を設定し（表3-8）、その開発可能条件を満たすカテゴリーを抽出することで推計した。

表3-8　各シナリオにおける区分別・空間整備費別の開発可能条件

戸建住宅用等

カテゴリー	空間整備費	開発可能条件（地域別発電量係数、kWh/kW・年）		
		シナリオ１ 22 円/kWh	シナリオ２ 24 円/kWh	シナリオ３ 26 円/kWh
戸建住宅用等	レベル１：0 円/m²	1,139	1,087	1,040
	レベル２：5,000 円/m²	1,328	1,268	1,212
	レベル３：10,000 円/m²	1,517	1,448	1,385

戸建住宅用等以外

カテゴリー	空間整備費	開発可能条件（地域別発電量係数、kWh/kW・年）		
		シナリオ１ 12 円/kWh	シナリオ２ 14 円/kWh	シナリオ３ 18 円/kWh
戸建住宅用等以外	レベル１：0 円/m²	1,344	1,152	896
	レベル２：5,000 円/m²	1,764	1,512	1,176
	レベル３：10,000 円/m²	2,184	1,872	1,456

開発可能条件を満たす施設を抽出し推計する。

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～陸上風力発電～

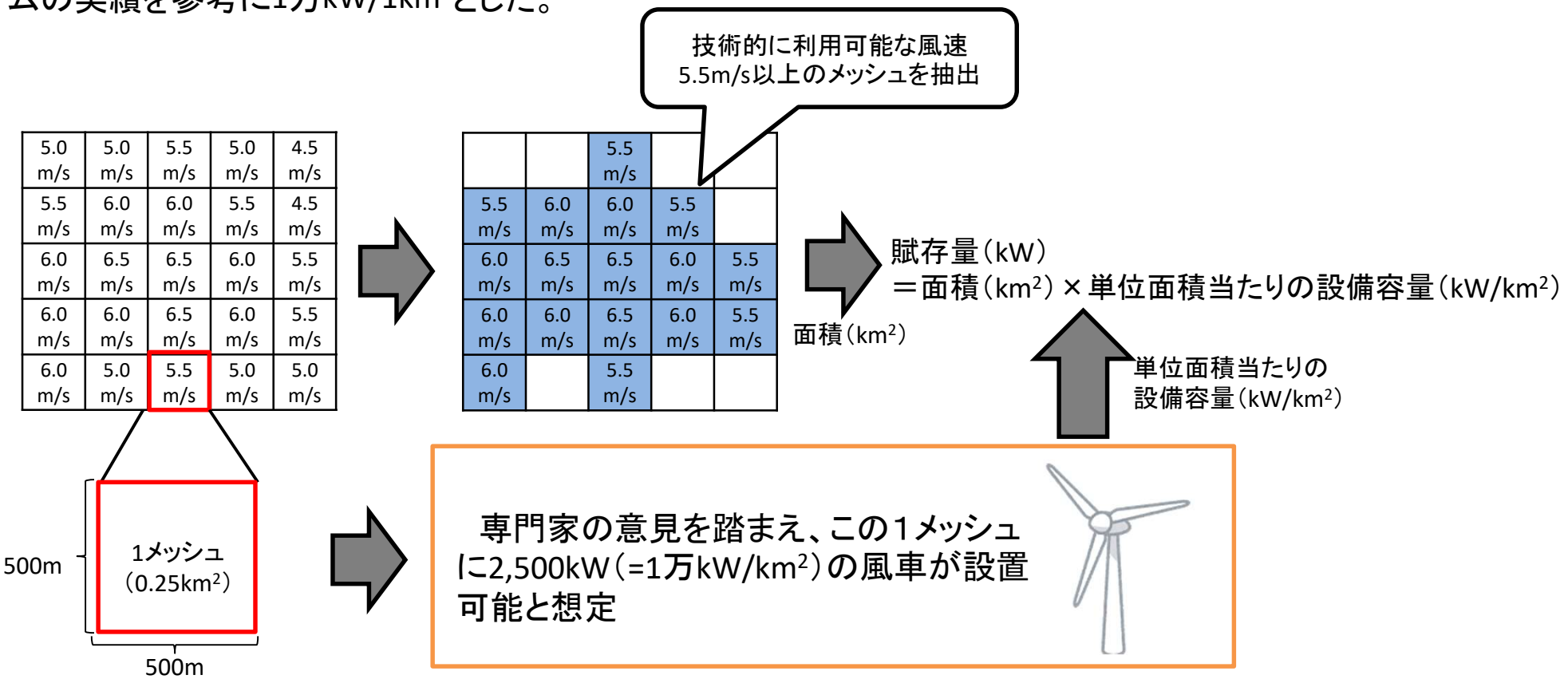
（１）賦存量

○設置可能面積

500mメッシュの風況マップの高度80mの風速データ（環境省風況マップデータ）を基に、風速5.5m/s以上のメッシュを抽出し、それらを合計することにより算出した。

○単位面積当たりの設備容量

NEDOの設置推奨値を参考に、主要風車の出力とローター径の調査結果及び既設ウィンドファームの実績を参考に1万kW/1km²とした。



※H22報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～陸上風力発電～

（２）導入ポテンシャル

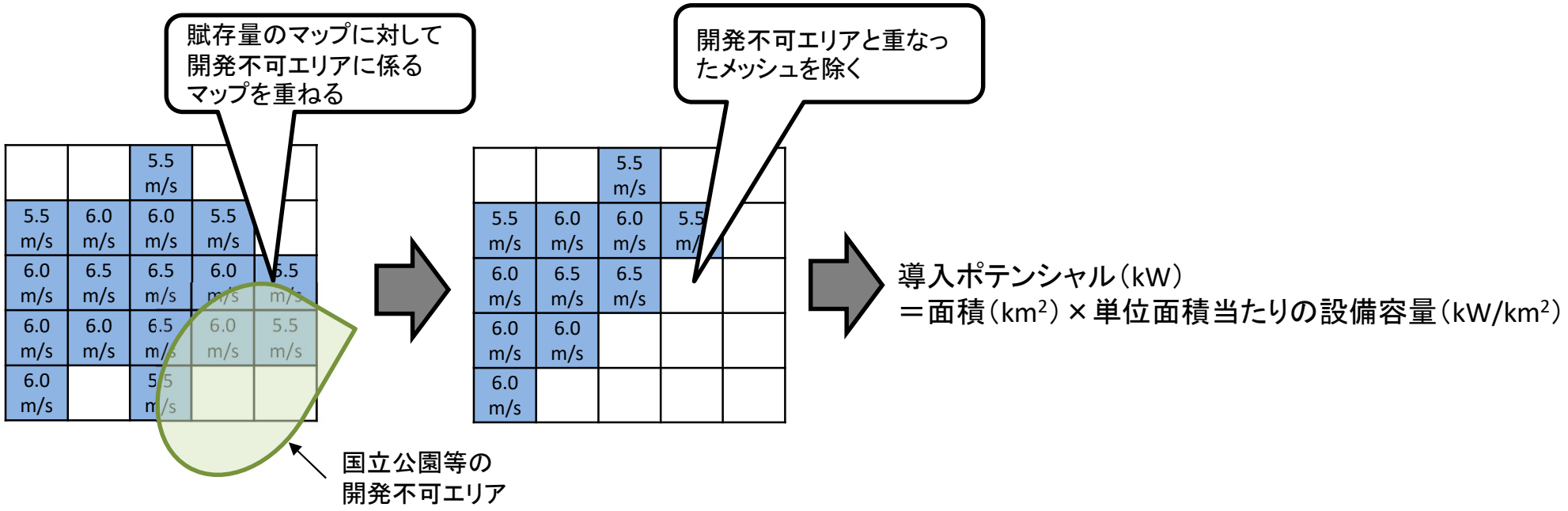
賦存量マップに対して、各種の制約条件（表-7）を重ね合わせて出力を推計した。発電量は風速に応じた設備利用率などの係数を設定し、出力に乗じることで推計した。

年間発電電力量(kWh/年)＝設備容量(kW)×理論設備利用率(%)×利用可能率(%)×出力補正係数 ×年間時間(h)

※ 利用可能率及び出力補正係数は、NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008)を参考にそれぞれ 0.95、0.90 とした。
利用可能率は下式で表せる。出力補正係数は論理的に計算された出力からの低下分を見込んだ係数と定義される。

$$\text{利用可能率（\%）} = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

※ ウィンドファームではウェイクロスが発生するが、本調査では考慮しないこととした。



※H22,27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～陸上風力発電～

表3-9　陸上風力発電の導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	5.5m/s未満
	標高	1,200m以上
	最大傾斜角	20度以上
	地上開度(※1)	75度未満
社会条件：法制度等	法規制区分（自然的条件）	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
	法規制区分（社会的条件）	1)航空法による制限（制限表面）
社会条件：土地利用等	都市計画区分	「準工業地域」、「工業地域」、「工業専用地域」を除く市街化区域
	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地（宅地・商業地等）、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場
	居住地からの距離	500m未満

※1 当該地点周囲の開けている程度を数値化したもの。
75度未満では周囲が山々に囲まれており、風況が良くないと推測される。

表3-10　平均風速に対する理論設備利用率

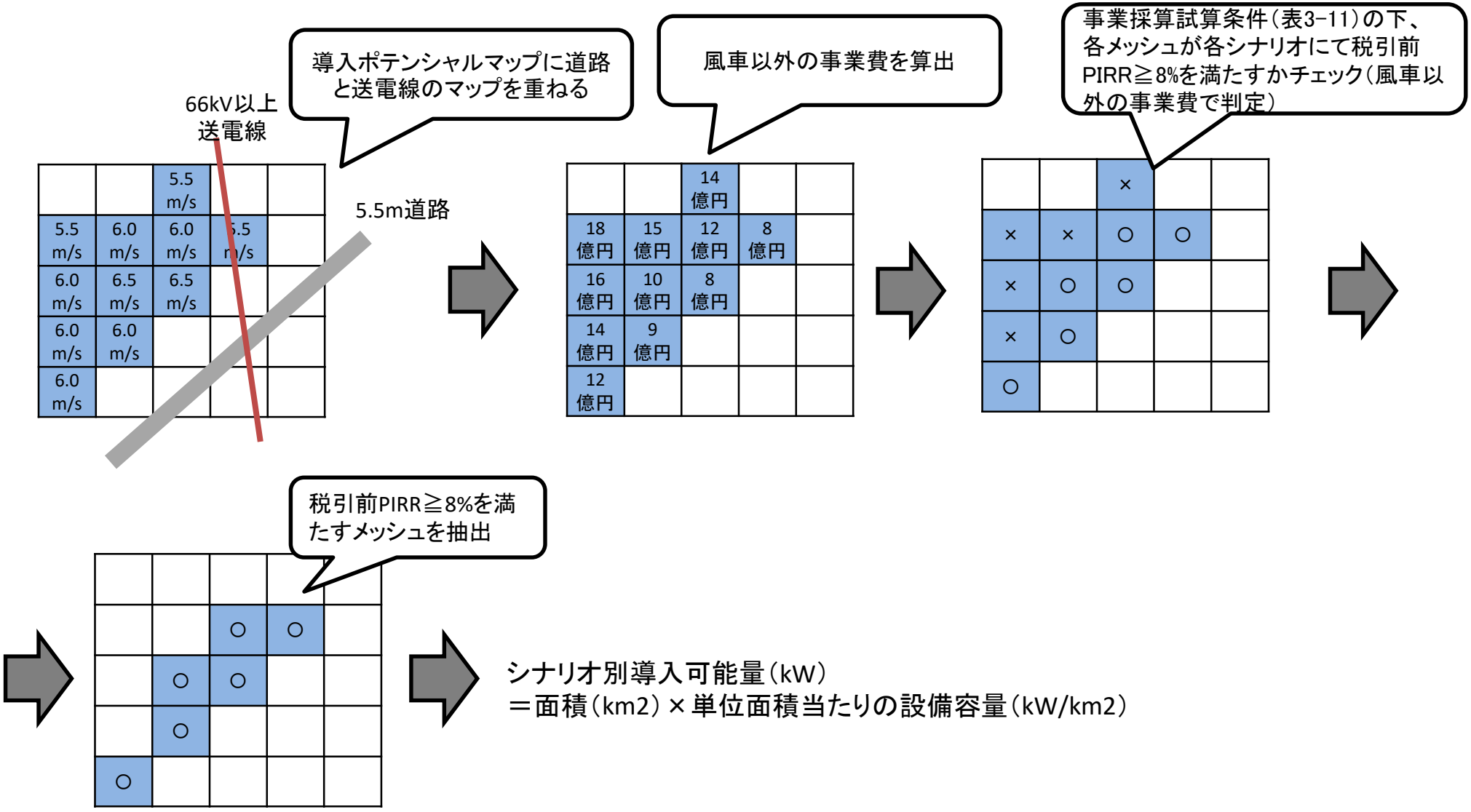
平均風速	理論設備利用率（2,000kW）
5.5m/s	20.7%
6.0m/s	25.3%
6.5m/s	30.0%
7.0m/s	34.6%
7.5m/s	39.0%
8.0m/s	43.1%
8.5m/s	47.0%

※H22、H27、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～陸上風力発電～

（3）シナリオ別導入可能量

シナリオ別導入可能量の推計イメージを以下に示す。



註：陸上風力のPIRR算定では、風車以外の事業費（道路整備費と送電線敷設費の合計）が変数となっている。
※H27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～陸上風力発電～

○シナリオの設定

FIT単価(17,18,19円/kWh)×買取期間(20年間)の3つのシナリオを設定した。

また、事業性試算条件を右表のとおり設定した。

表3-11　陸上風力発電の事業性試算条件

区分	設定項目	適用区分	設定値もしくは設定式	設定根拠等
主要事業諸元	風速	共通	当該地点における風速	5.5m/s 以上で導入可能性あり
	設備容量	共通	20,000kW (2,000kW×10 基)	ウィンドファームを想定
	設置面積	共通	2.0km^2	1 万 kW/km^2
	設備利用率	5.0m/s ～25.0m/s	風車のパワーカーブと平均風速出現率より算定	平成 27 年度業務と同様
	利用可能率	共通	0.95	〃
	出力補正係数	共通	0.90	
初期投資額	設備費等	共通	24.45 万円/kW	環境省平成 30 年度業務報告書
	道路整備費	共通	平地：25 百万円／km 山岳地：85 百万円／km	平成 27 年度業務と同様
	送電線敷設費	共通	平地：35 百万円／km 山岳地：55 百万円／km	〃
撤去費用	撤去費用	共通	初期投資額×5%	〃
収入計画	売電収入	シナリオ 1	17 円/kWh×20 年間	第 44 回調達価格等算定員会資料,H31 年 1 月 9 日,経済産業省
		シナリオ 2	18 円/kWh×20 年間	
		シナリオ 3	19 円/kWh×20 年間	
支出計画	ｵﾍﾟﾚｰｼｮﾝ&ﾒﾝﾃﾅﾝｽ費	共通	9.3 千円/kW	第 44 回調達価格等算定員会資料,H31 年 1 月 9 日,経済産業省
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 3%、固定金利 15 年、元利均等返済、新エネルギー財団（NEF）「新エネルギー人材育成研修会（風力発電コース）」資料参照
減価償却計画	設備費等	共通	17 年	定額法、残存 0%
	道路整備費	共通	36 年	〃
	送電線敷設費	共通	36 年	〃
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

メッシュごとに異なる値を取る。

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～陸上風力発電～

○推計方法

事業性試算条件を設定し、それに基づきシナリオごとに風速区分別の開発可能条件（税引前PIRR≧8%を満たす「風車以外の事業費（道路整備費と送電線敷設費の合計）」）を設定し、開発可能なメッシュを抽出することにより推計した。

具体的な推計方法は以下のとおりである。

・当該メッシュと同様な環境（風速、道路からの距離、送電からの距離）が広がっているとし、2万kW（2,000kW×10基）の事業が実施されると仮定する。

※2万KWは国内の事例を踏まえ、陸上風力事業の実施にあたり適当と考える規模である。

・事業性試算条件を基に、“風速”と“FIT単価”が変化した場合における税引前PIRR≧8%を満たす風車以外の事業費（道路整備費と送電線敷設費の合計）を算定する。

・当該風車以外の事業費を満たすメッシュ面積を推計し、単位面積当たり設備容量を乗じることで推計する。

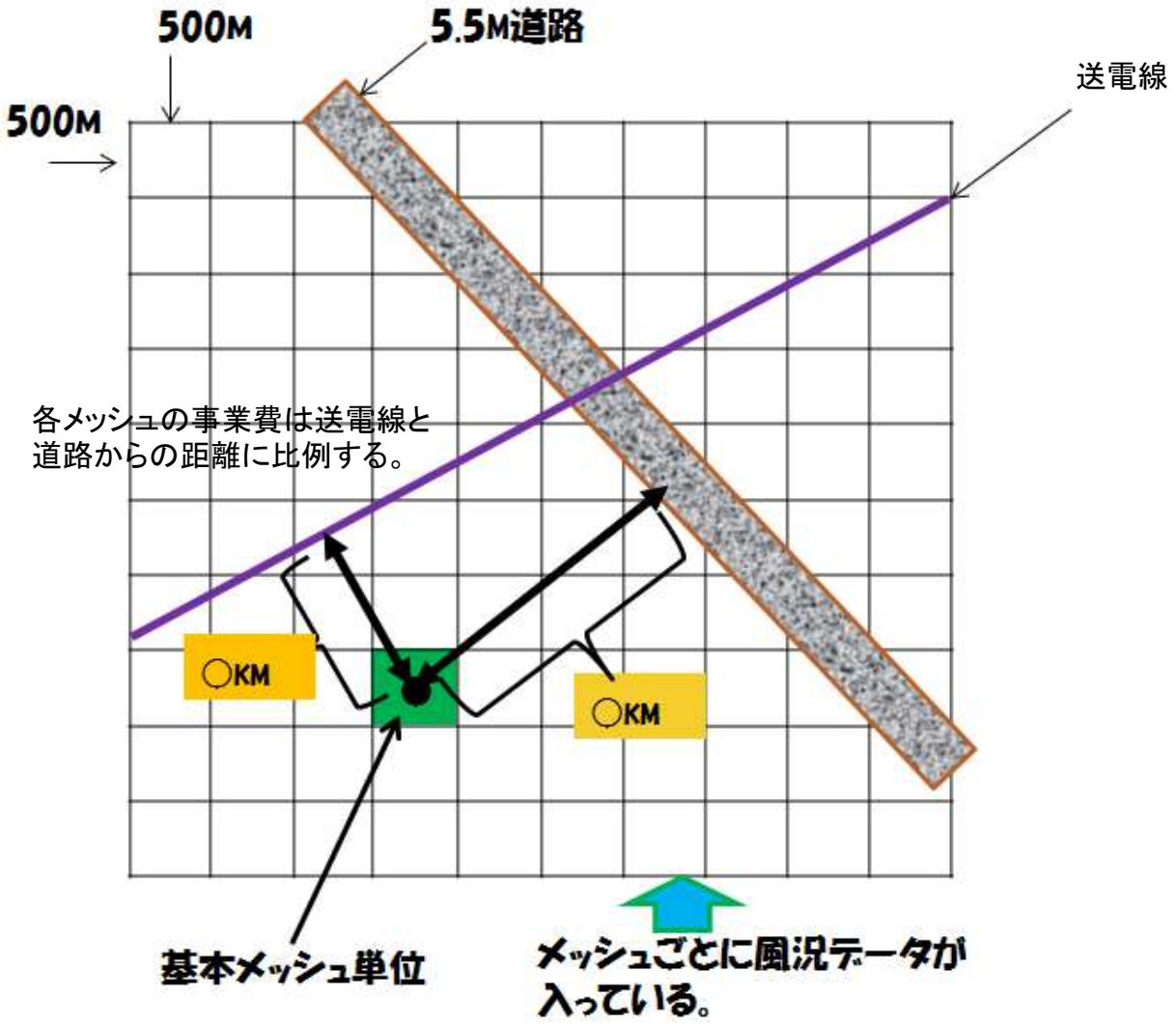


図3-2　推計方法のイメージ図

※H27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～洋上風力発電～

（１）賦存量

風況データがある範囲に限られるため推計していない。

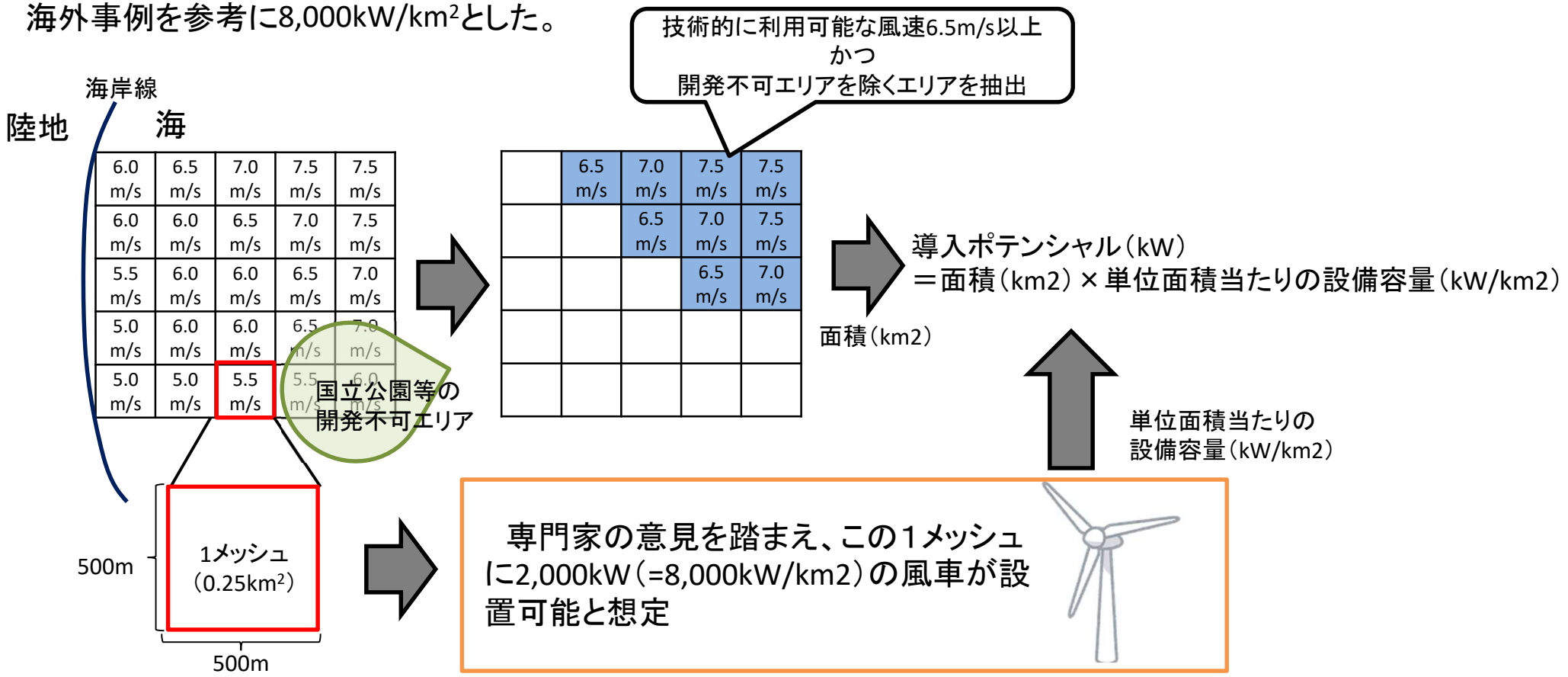
（２）導入ポテンシャル

○設置可能面積

風況マップに対して、各種制約条件（表3-12）を重ね合わせることにより推計した。

○単位面積当たりの設備容量

海外事例を参考に8,000kW/km^{2}とした。



※H27、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～洋上風力発電～

表3-12　洋上風力発電の導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s未満
	離岸距離	陸地から30km以上
	水深	200m以上
社会条件:法制度等	法規制区分	国立・国定公園（海域公園）

表3-13　平均風速に対する理論設備利用率

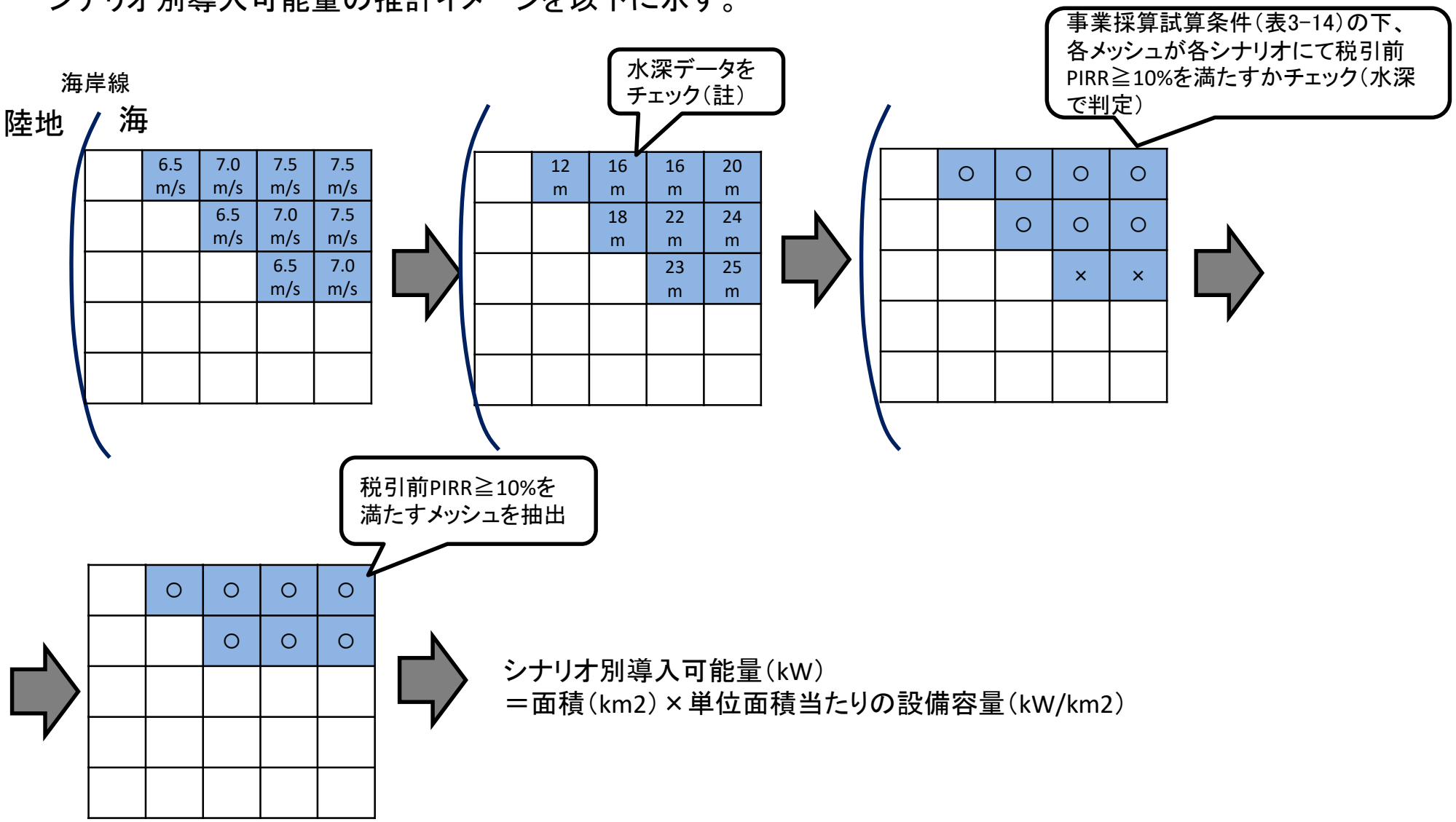
平均風速	理論設備利用率 (10,000kW)
6.5m/s	31.2%
7.0m/s	35.8%
7.5m/s	40.3%
8.0m/s	44.5%
8.5m/s	48.3%
9.0m/s	51.9%
9.5m/s	55.2%
10.0m/s	58.3%
10.5m/s	61.0%
11.0m/s	63.4%
11.5m/s	65.5%
12.0m/s	67.4%

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～洋上風力発電～

（３）シナリオ別導入可能量

シナリオ別導入可能量の推計イメージを以下に示す。



註：洋上風力のPIRR算定では、水深が変数となっている。
※H27、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～洋上風力発電～

（３）シナリオ別導入可能量

○シナリオの設定

FIT単価(32,34,36円/kWh)×買取期間(20年間)の3つのシナリオを設定した。

○推計方法

事業性試算条件を設定し（表3-15）、それに基づきシナリオごとに風速区分別の開発可能条件（税引前PIRR≧10%を満たす水深）を設定し、開発可能なメッシュを抽出することにより推計した。

具体的な推計方法は以下のとおりである。

- 当該メッシュと同様な環境（風速、水深）が周囲にも広がっているとし、30万kW（10,000KW×30基）の事業が実施されるとする仮定する。
- 事業性試算条件を基に、“風速”と“FIT単価”が変化した場合における税引前PIRR≧10%を満たす開発可能な水深を算定する（表3-14）。
- 当該水深を満たすメッシュ面積を推計し、単位面積あたりの設備容量を乗じることで推計する。

表3-14　“FIT単価”×“風速”別開発可能な水深の算定イメージ

FIT単価	風速			
	7.5m/s	8.0m/s	8.5m/s	・・・
32円/kWh	15.7m以内	30.6m以内	44.4m以内	・・・
34円/kWh	24.7m以内	40.5m以内	55.2m以内	・・・
36円/kWh	33.6m以内	50.3m以内	すべて可	・・・

※R1報告書参照

表3-15　洋上風力発電の事業性試算条件

区分	設定項目	適用区分	設定値もしくは 設定式	設定根拠等
主要事業諸元	風速	共通	当該地点における風速	6.5m/s 以上で導入可能性あり
	設備容量	共通	300,000kW (10,000×30 基)	実績や計画を参考に設定
	設置面積	共通	37.5km^2	8,000kW/km^2 と設定
	理論設備利用率	6.5m/s 以上	風車のパワーカーブと平均風速出現率より算定	
	利用可能率	共通	0.90	平成27年度業務と同様
	出力補正係数	共通	0.90	
	想定基礎形式	水深 0～60m	着床式	環境省平成 30 年度業務報告書
		水深 60m～	浮体式	
初期投資額	事業費	【水深 60m 未満】	{0.5062×水深 m +46.63}（万円/kW）	基礎・浮体設備費、送電線敷設費、開業費等をすべて含む 環境省平成 30 年度業務報告書
		【水深 60m 以上】	77（万円/kW）	
撤去費用	撤去費用	共通	初期投資額×5%	平成 27 年度業務と同様
収入計画	売電単価	シナリオ１	32 円/kWh×20 年間	
		シナリオ２	34 円/kWh×20 年間	
		シナリオ３	36 円/kWh×20 年間	
支出計画	運転維持費	共通	2.25 万円/kW･年	環境省平成 30 年度業務報告書
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 3%、固定金利 15 年元利均等返済
減価償却計画	事業費	共通	17 年	定額法、残存 0% 事業費には土木工事費や風車本体費用、海底送電線敷設費等が含まれ、各費用は異なる償却年数を持つが、本試算では簡易的に17 年に設定した。
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

開発可能な水深を満たすメッシュを抽出し推計する。

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

（１）賦存量

地形データ（国土地理院、(財)日本地図センター）、水系データ（国土地理院、(財)日本地図センター）、流量データ（国土地理院・都道府県）、取水量データ（土地改良区等）を基に、全国の水路網の河川と河川の合流点に発電所を設置できると仮定し（仮想発電所と呼ぶ）（図3-3）、仮想発電所単位での設備容量（流量×落差×重力加速度×水車効率×発電機効率）を推計した。なお発電単価（工事費／年間発電電力量）500円/（kWh/年）（設備利用率60%の場合、建設単価にして約260万円/kW相当）を閾値として経済的な賦存量を絞り込むとともに、既設発電所を控除して推計した。

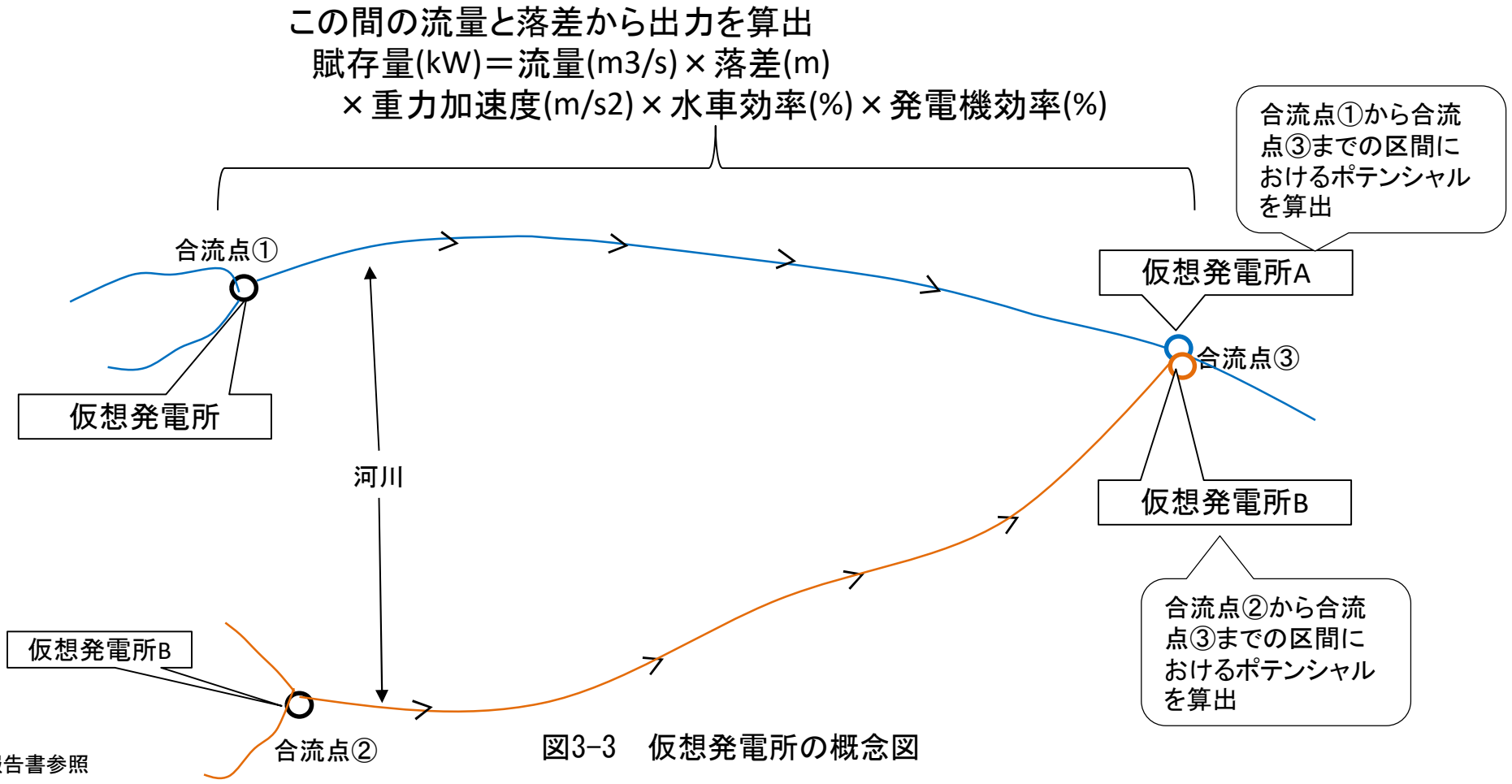


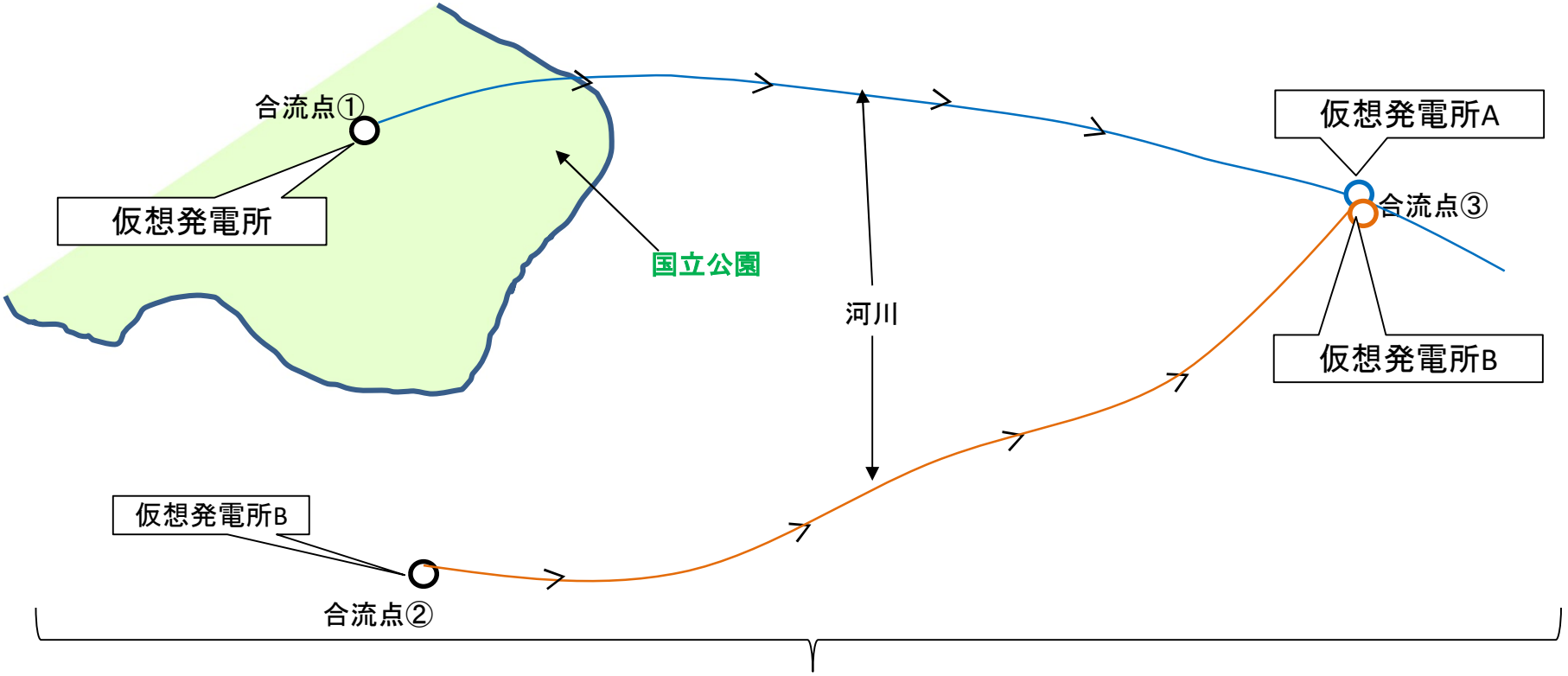
図3-3　仮想発電所の概念図

※H27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

（２）導入ポテンシャル

賦存量マップに対して、各種制約条件（表3-16）を重ね合わせ、中小水力発電所を設置可能な場所にある仮想発電所の設備容量を推計した。



開発不可エリアと重なった合流点①の仮想発電所のポテンシャルを除いて推計する。

表3-16　中小水力発電（河川部）の導入ポテンシャルの推計条件

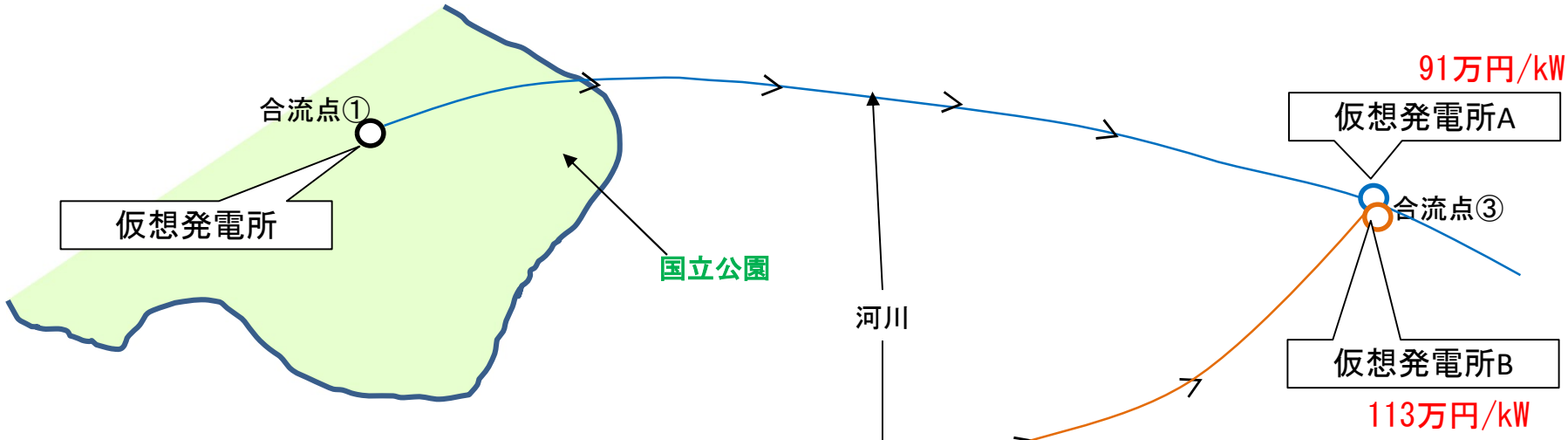
区分	項目	開発不可条件
社会条件 ：法制度等	法規制区分	1）国立・国定公園（特別保護地区、第１種特別地域）、2）都道府県立自然公園（第1種特別地域）、3）原生自然環境保全地域、4）自然環境保全地域、5）鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定）、6）世界自然遺産地域

※H27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

（３）シナリオ別導入可能量

シナリオ別導入可能量の推計イメージを以下に示す。



全ての仮想発電所について、事業単価を算出する。

他方、事業採算試算条件（表3-17）の下、各シナリオにて税引前PIRR≧7%を満たす開発可能な事業単価を規模別に算出する。

開発可能な事業単価以内の事業単価を有する仮想発電所のポテンシャルを集計することで推計する。
開発可能な事業単価の条件が87万円/kW以内の場合、事業単価85万円/kWの仮想発電所のみが推計対象となる。

註：中小水力のPIRR算定では、事業単価が変数となっている。
※H27、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

○シナリオの設定

FIT単価規模別×買取期間(20年間)のシナリオを設定した。

○推計方法

事業性試算条件を設定し（表3-18）、それに基づき開発可能条件（税引前PIRR≧7%を満たす事業単価）を設定し、開発可能な仮想発電所の設備容量を推計した。

具体的な推計方法は以下のとおり。

・各仮想発電所にて1,000kW規模の事業が実施されると仮定する。

※実際の現場では1,000kW程度まとめて事業化されることを想定している。

・事業性試算条件を基に、PIRR≧7%を満たす事業単価を算定する。

・当該事業単価を満たす仮想発電所を抽出し推計する。

表3-17 シナリオ別中小水力の開発可能条件（事業単価）

シナリオ	シナリオの内容		開発可能条件
1	200kW 未満	32 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜153 万円/kW
	200kW 以上 1,000kW 未満	27 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜129 万円/kW
	1,000kW 以上 5,000kW 未満	25 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜119 万円/kW
	5,000kW 以上 30,000kW 未満	18 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜86 万円/kW
2	200kW 未満	34 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜162 万円/kW
	200kW 以上 1,000kW 未満	29 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜138 万円/kW
	1,000kW 以上 5,000kW 未満	27 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜129 万円/kW
	5,000kW 以上 30,000kW 未満	20 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜95 万円/kW
3	200kW 未満	36 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜172 万円/kW
	200kW 以上 1,000kW 未満	31 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜148 万円/kW
	1,000kW 以上 5,000kW 未満	29 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜138 万円/kW
	5,000kW 以上 30,000kW 未満	22 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価＜105 万円/kW

※H27、R1報告書参照

表3-18 中小水力発電（河川部）の事業性試算条件

区分	設定項目	適用区分	設定値 or 設定式	設定根拠等
主要事業諸元	設備容量	共通	1,000kW	設定値
	設備利用率	共通	65%	
	年間発電電力量	共通	5,694,000kWh	1,000kW×24hr/day×365day×65%
初期投資額	発電所建設費	共通	仮想発電所毎に設定	・水力発電計画工事費積算の手引き　平成 25 年 3 月　経済産業省資源エネルギー庁 ・環境省平成 30 年度業務報告書
	道路整備費	共通	50 百万円/km	・当該仮想発電所の「道路からの距離」×2（迂回距離考慮）を道路整備延長とする。 ・平成 27 年度業務と同様
	送電線敷設費	共通	5 百万円/km	・低圧送電を想定 ・当該仮想発電所の「送電線からの距離」に応じて設定 ・平成 27 年度業務と同様
	開業費	共通	発電所建設費の 10%	平成 27 年度業務と同様
撤去費用	撤去費用	共通	初期投資額×5%	平成 27 年度業務と同様
収入計画	売電収入	シナリオ１	設備規模毎に設定	第 44 回調達価格等算定員会資料　H31 年 1 月 9 日経済産業省
		シナリオ２		
		シナリオ３		
支出計画	人件費	共通	発電所建設費の 0.68%	平成 27 年度業務と同様
	修繕費	共通	発電所建設費の 0.50%	平成 27 年度業務と同様
	その他	共通	発電所建設費の 0.31%	平成 27 年度業務と同様
	一般管理費	共通	（人件費＋修繕費＋その他）の 12%	平成 27 年度業務と同様
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 4%、固定金利 15 年元利均等返済
減価償却計画	発電所建設費、道路整備費、送電線敷設費、開業費	共通	20 年	定額法、残存 0% ※計算上の制約から費目別に区分せずすべて共通とした。
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の逓減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

＜事業単価の定義＞

「事業単価」（円/kW）

＝現状の全事業費（円）／設備容量（kW）

＝（電気設備費＋土木工事費＋道路整備費＋送電線敷設費＋開業費）／設備容量

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

（1）賦存量

熱水系資源量の地域分布を表現した地熱資源量密度分布図（産業技術総合研究所）を用いて、各温度区分の資源量分布図からそれぞれ技術的に利用可能な密度（表3-19）を持つメッシュ（1km×1kmの正方形のエリア）を抽出し、それらを集計することで賦存量を算定した。

表3-19　各温度区分における賦存量の境界条件

温度区分	賦存量の境界条件
150℃以上	10kW/km^{2}以上
120～150℃	1kW/km^{2}以上
53～120℃	0.1kW/km^{2}以上

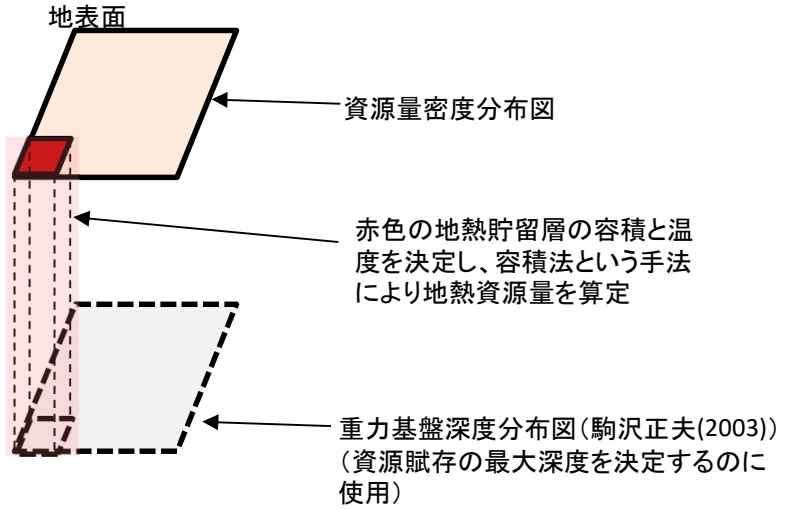


図3-4　資源量評価のイメージ図

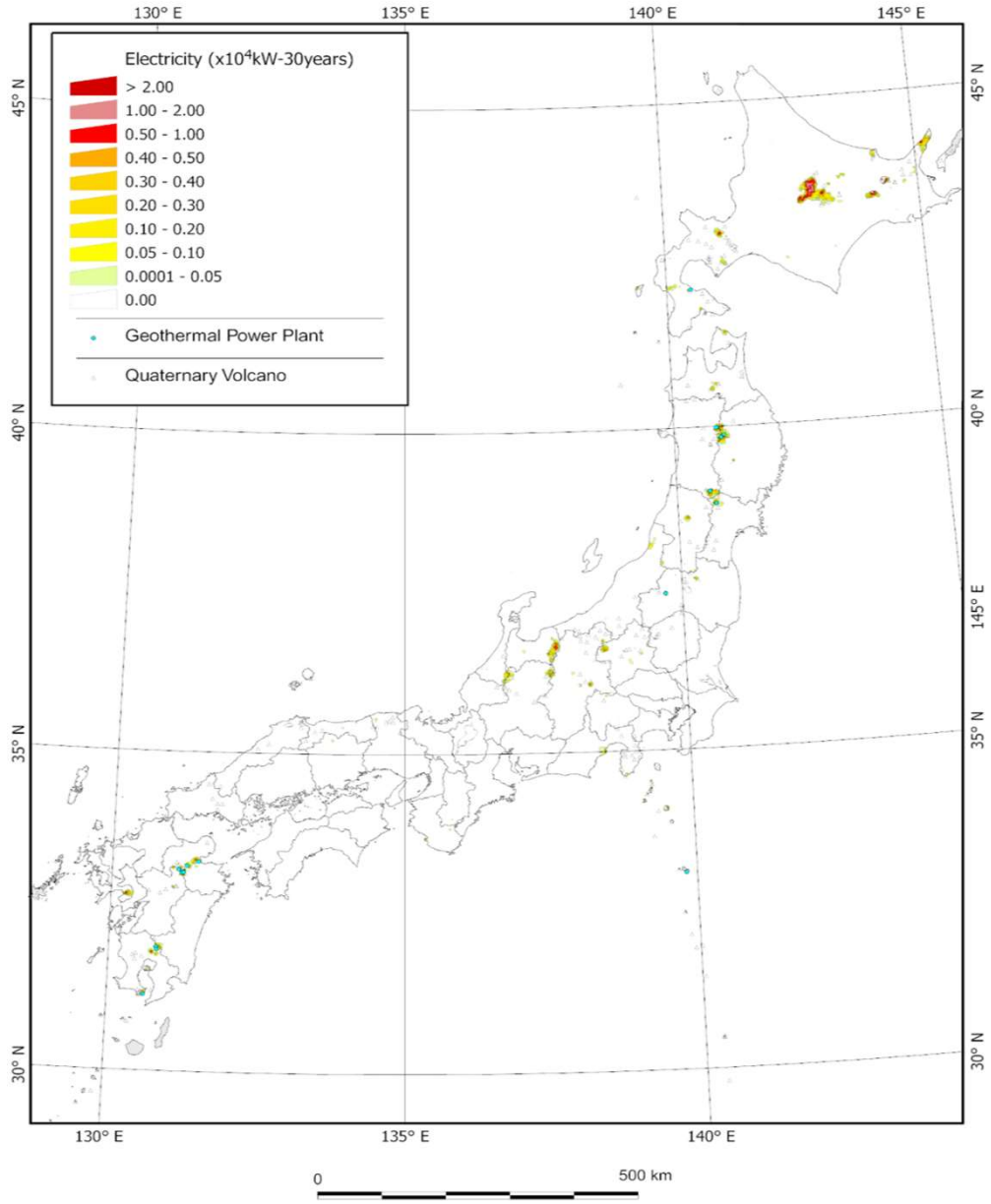


図3-5　120～150℃の熱水系地熱資源量密度分布図

※H26報告書参照

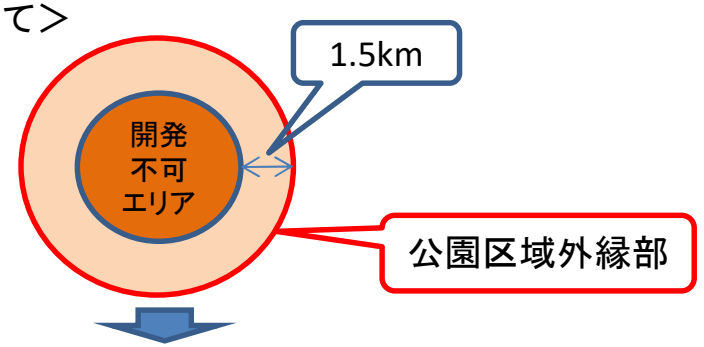
3．導入ポテンシャルの推計方法　～地熱発電（150℃以上）～

（２）導入ポテンシャル

環境省「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」（H24.3.27）において、第2種および第3種特別地域の開発可能性が示唆されたこと、傾斜掘削についてはそれほど技術開発等が進んでいないことを鑑みて、以下の3ケースについて推計した。

・基本となる導入ポテンシャル：
　国立・国定公園なし、傾斜掘削なし
・条件付き導入ポテンシャル１：
　国立・国定公園の特別保護地区を除き、公園等の傾斜掘削あり
・条件付き導入ポテンシャル２：
　国立・国定公園の第2種・第3種特別地区あり、傾斜掘削なし

＜傾斜掘削について＞



傾斜掘削ありの場合、公園区域外縁部から公園内へ1.5kmより内側が開発不可エリアとなる。

※H26、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～地熱発電（150℃以上）～

各導入ポテンシャルは、賦存量マップに対して、各種制約条件（表3-20）を重ね合わせ、地熱発電施設が設置可能なメッシュ（500m×500mの正方形のエリア）を抽出し、資源量密度を集計した。

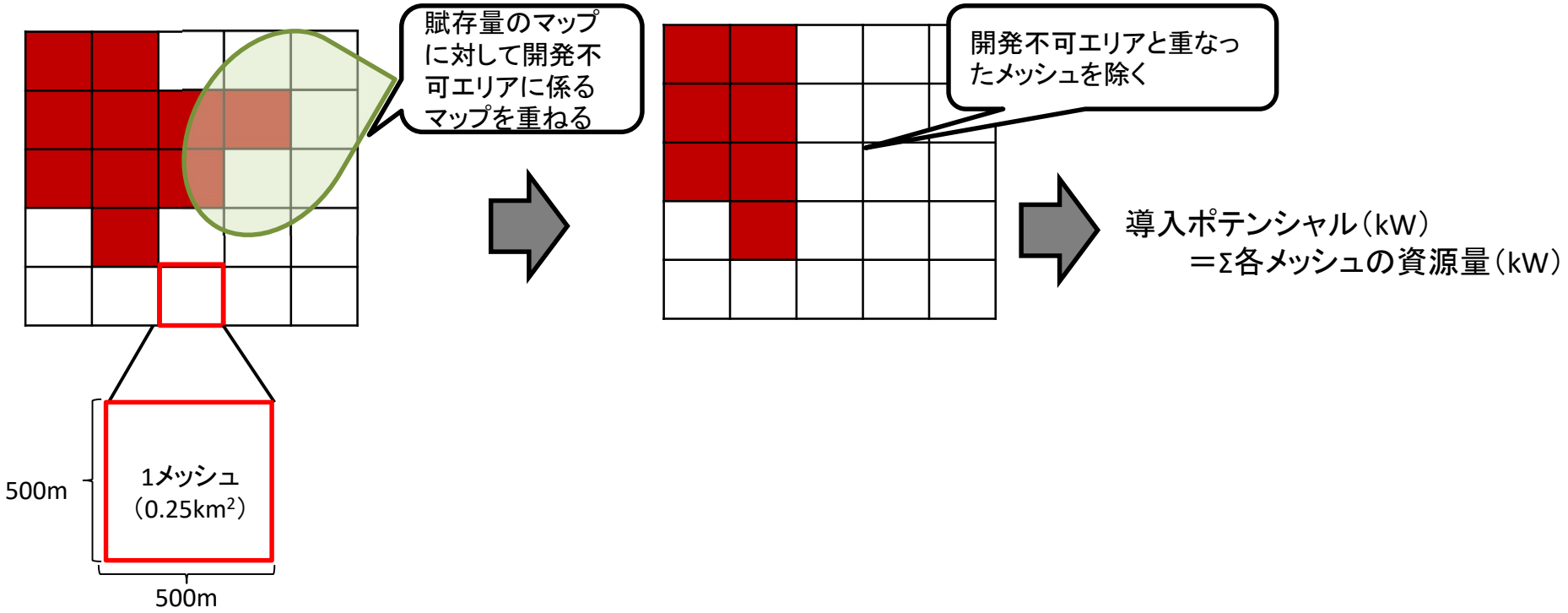


表3-20　地熱発電（150℃以上）の基本となる導入ポテンシャルの推計条件

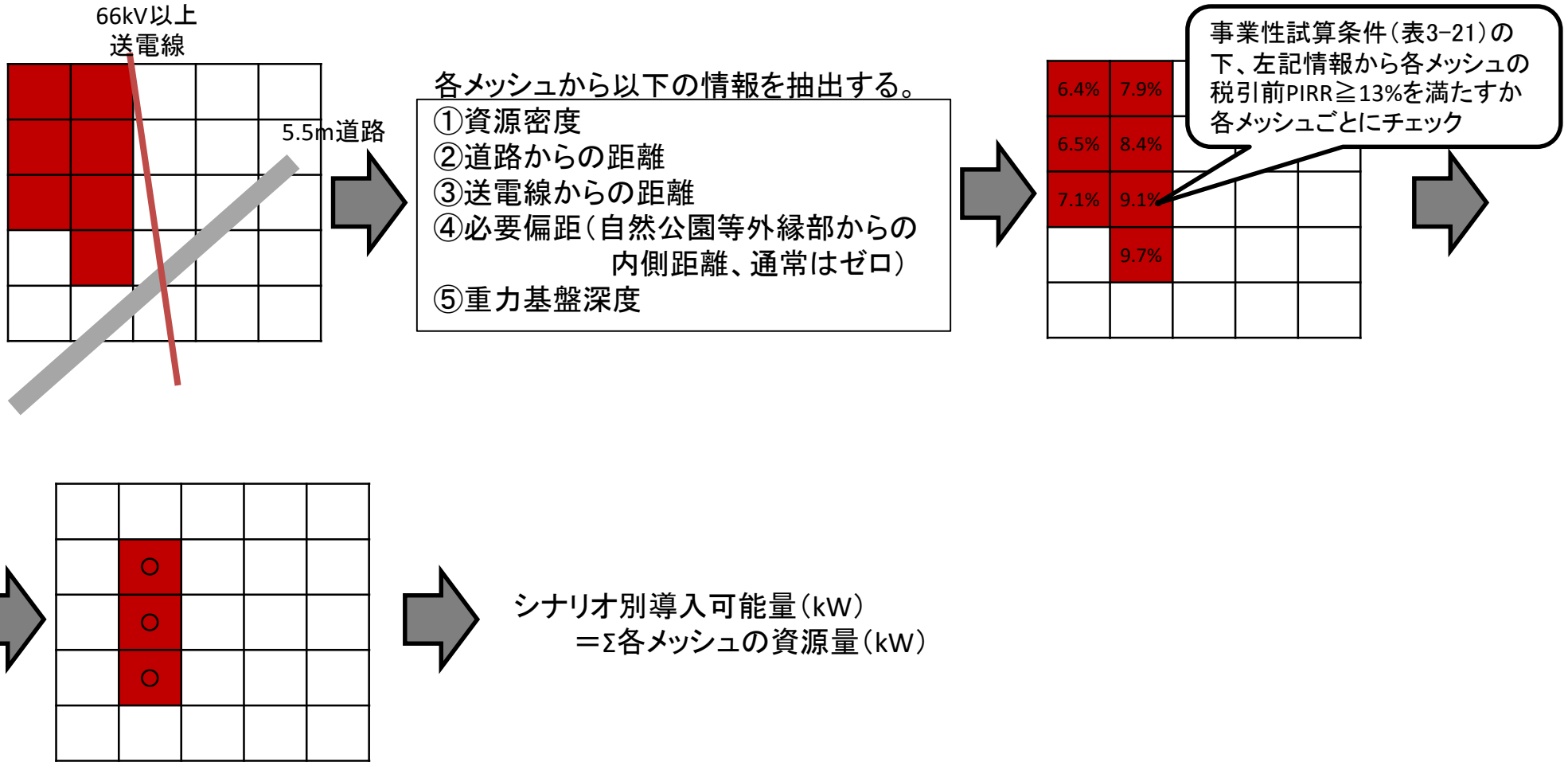
区分	項目	開発不可条件
社会条件（法規制等）	法規制区分	1）国立・国定公園（特別保護地区、第１種特別地域、第２種特別地域、第３種特別地域）、2）都道府県立自然公園（第1種特別地域、第2種特別地域、第3種特別地域）、3）原生自然環境保全地域、4）自然環境保全地域、5）鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定）、6）世界自然遺産地域
社会条件（土地利用等）	土地利用区分	7. 建物用地、9. 幹線交通用地、A. その他の用地、B. 河川地及び湖沼、F. 海水域
	居住地からの距離	100m未満
	都市計画区分	「準工業地域」、「工業地域」、「工業専用地域」を除く市街化区域

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～地熱発電（150℃以上）～

（３）シナリオ別導入可能量

条件付き導入ポテンシャル1（国立・国定公園なし、傾斜掘削あり）に対してのみ推計した。



※H26、R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

〇シナリオの設定

FIT単価と買取期間から表3-21に示す3つのシナリオを設定した。

表3-21 買取期間・買取価格の設定

項目			買取期間	買取価格
売電収入	FIT 価格低下シナリオ	15,000kW 未満	15 年間	38 円/kWh
		15,000kW 以上		24 円/kWh
	現行 FIT 維持シナリオ	15,000kW 未満	15 年間	40 円/kWh
		15,000kW 以上		26 円/kWh
	FIT 価格上昇シナリオ	15,000kW 未満	15 年間	42 円/kWh
		15,000kW 以上		28 円/kWh

〇推計方法

事業性試算条件（表3-22）を基に事業収支シミュレーションを行い、シナリオ別のPIRRを算定し、税引前PIRR≧13%を満たすメッシュを抽出し、資源量密度を集計した。

具体的な推計方法は以下のとおりである。

・導入ポテンシャルが存在する500mメッシュ（500m×500mの正方形のエリア）を抽出する。

・抽出したメッシュのGISデータから以下のデータを抽出する。

【①資源密度、②道路からの距離、③送電線からの距離、④必要偏距（坑井（掘削した井戸）を水平面に投影したときの水平距離）、⑤貯留層基盤標高（熱水資源の底面位置の標高）】

・各メッシュ単位で表3-21のシナリオに基づき、事業収支シミュレーションを実施し、税引前PIRR≧13%を満たすメッシュを抽出することで推計した。

※R1報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

表3-22 試算用50,000kWクラスの地熱発電所の事業費設定

項目		算定根拠	概算事業費
地熱資源調査		小口径：10 万円/m×2,000m×8 本 調査井：20 万円/m×1,800m×4 本 還元井：20 万円/m×1,200m×2 本	1,600,000 千円 1,440,000 千円 480,000 千円 小計 3,520,000 千円
建設費（＊1）	掘削費（生産井・還元井）（＊2）	＜初期投資＞ 生産井：20 万円/m×1,800m×（11-2）本 還元井：20 万円/m×1,200m×（13-1）本 ＜追加投資分（補充井）＞ 生産井：20 万円/m×1,800m×11 本 還元井：20 万円/m×1,200m×13 本	 3,240,000 千円 2,880,000 千円 小計 6,120,000 千円 3,960,000 千円 3,120,000 千円 小計 7,080,000 千円
	用地取得	1,000 円/m^2×1,000,000m^2	1,000,000 千円
	用地造成	10,000 円/m^2×25,800m^2	258,000 千円
	基礎	50,000kWの場合 1.5 億円とした	150,000 千円
	基地間道路	生産基地：750m×28 万円/m×3 ルート 還元基地：500m×28 万円/m×2 ルート	630,000 千円 280,000 千円
	輸送管設置費（＊3）	＜初期投資分＞ 生産井分：40 万円/m×1,000m×11 本 還元井分：17 万円/m×500m×13 本 ＜追加投資＞ 生産井分：28 万円/m×100m×11 本 還元井分：11 万円/m×200m×13 本	 4,400,000 千円 1,105,000 千円 小計 5,505,000 千円 308,000 千円 286,000 千円 小計 594,000 千円
	発電施設	ヒアリング結果より 20 万円/kW を想定	10,000,000 千円
合計			35,137,000 千円 内訳：調査費：35 億円 初期投資：239 億円 追加投資 77 億円：

※1　送電線敷設費、道路整備費はここでは考慮しないものとしている。
※2　補充井は本来15年で6本程度掘削するが、本検討では事業採算性算定の都合上、初期投資で補充井の掘削費用を計上した。
※3　補充井に設置する輸送管は元の輸送管に追加接続するため、必要となる輸送管長は短くなるとともに、輸送管設置単価が下がる。なお、輸送管の設置距離は以下のように設定している。
・生産井から発電所までの距離は1,000m、発電所から環元井までの距離は500m。
・補充生産井と既存生産井の距離は100m、補充還元井と既存還元井の距離は200m。

表3-23 地熱発電の設備等の設定諸元（設定数量に関する一般化）

区分	小区分	設定方法
調査掘削本数	小口径本数	5,320kW 未満：1 本とする 5,320kW 以上：0.00016×（設備容量）+0.1494
	調査用生産井本数	0.00006×（設備容量）+1.4286
	調査用還元井本数	9,530kW 未満：1 本とする 9,530kW 以上：0.00003×（設備容量）+0.7143
掘削本数 ※失敗も含む	生産井総本数	801kW 未満：1 本とする 801kW 以上：5.0281×ln（設備容量）-32.615
	還元井総本数	小口径本数=0.0005×（設備容量）+1.6661
基地数	生産基地数	2,640kW 未満：1 箇所とする 2,640kW 以上：0.00004×（設備容量）+0.8947
	還元基地数	0.00002×（設備容量）+1.2105
用地	総面積	総面積=20×（設備容量）
	造成面積	造成面積=0.3766×（設備容量）+4293.6
基地間道路距離	生産井用基地間道路距離	0.0338×（設備容量）+378.16
	還元井用基地間道路距離	0.015×（設備容量）+239.19
輸送管距離	生産井用輸送管距離	993kW 未満：100m とする 993kW 以上：245.44×ln（設備容量）-1593.7
	還元井用輸送管距離	420kW 未満：100m とする 420kW 以上：311.47×ln（設備容量）-1781.2
設備利用率		5,000kW 未満：70%とする 5,000kW 以上 20,000kW 未満：70+[（80-70）/15,000×{（設備容量）-5,000}] 20,000kW 以上：80%とする。
人員数		人員数=0.0002×（設備容量）+4.5327

※小口径：調査用の小さな井戸。
生産井：地熱発電に必要な地熱流体を採取するための井戸。
還元井：発電に使われない熱水や，冷却塔で余った水を地下に戻すための井戸。

※H26報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

表3-24 地熱発電における関連費用の設定諸元

区分	小区分	設定項目	設定方法
地熱資源調査	小口径	単価×掘削長さ	一律 10 万円/m×（資源深度＋200m） とする
		掘削本数	調査掘削本数（小口径用）
	生産井用	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×√((資源深度)^2+偏距^2) とする
		掘削本数	調査掘削本数（生産井用）
	還元井用	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×（資源深度×2/3）
		掘削本数	調査掘削本数
掘削費（初期投資分）	生産井	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×√(資源深度^2+偏距^2) とする
		掘削本数	生産井総本数×0.50－調査掘削本数（生産井用）×50%
	還元井	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×資源深度×2/3 とする
		掘削本数	還元井総本数×0.50－調査掘削本数（還元井用）×50%
掘削費（追加投資分）	生産井	単価×掘削長さ	偏距がない場合は、20 万円/m×資源深度とする 偏距がある場合は、掘削長さが長くなるとともにコントロール掘削が必要となるため、 30 万円/m×√(資源深度^2+偏距^2) とする
		掘削本数	生産井総本数×0.50
	還元井	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×（資源深度×2/3） とする
		掘削本数	還元井総本数×0.50
用地費	用地取得費	用地費単価	一律 1,000 円/m^2 とする
		用地取得面積	20m^2/kW×設備容量（kW） とする
	用地造成費	造成費単価	一律 10,000 円/m^2 とする
		用地造成面積	用地取得面積×3%
基礎費	基礎費	基礎費	3,000 円/kW×設備容量（kW） とする
基地間道路整備費	生産基地	整備単価×延長	一律 28 万円/m×一律 750m とする
		ルート数	生産基地数と同一とする
	還元基地	整備単価×延長	一律 28 万円/m×一律 500m とする
		ルート数	還元基地数と同一とする
輸送管敷設費（初期投資）	生産井分	敷設単価×延長	一律 40 万円/m×生産井輸送管距離 とする
		本数	生産井総本数×0.50 とする
	還元井分	敷設単価×延長	一律 17 万円/m×還元井輸送管距離 とする
		本数	還元井総本数×0.50 とする
輸送管敷設費（追加投資分）	生産井分	敷設単価×延長	一律 28 万円/m×一律 100m とする
		本数	生産井総本数×0.50 とする
	還元井分	敷設単価	一律 21 万円/m×一律 200m とする
		本数	還元井総本数×0.50 とする
発電施設費	発電施設費	発電施設費	蒸気フラッシュ：20 万円/kW×発電所設備容量（kW） バイナリー：40 万円/kW×発電所設備容量（kW） ※蒸気フラッシュは 150℃以上、バイナリーは 120℃以上を想定
その他の土木工事費	道路整備費	整備単価	8,500 万円/km とする（風力と同様）
		道路延長	GIS 上で算定された「道路からの距離」（直線距離）×2 倍（迂回等を考慮） ※接続道路幅は 5.5m 以上とする
	送電線敷設費	敷設単価	蒸気ﾌﾗｯｼｭ：5,500 万円/km ※風力と同等（66kV 想定） ﾊﾞｲﾅﾘｰ：1,000 万円/km ※太陽光（ﾒｶﾞｿｰﾗｰ）と同等
		敷設延長	GIS 上で算定された「送電線からの距離」
撤去費用	撤去費用	撤去費用	初期投資額の 5%とする（評価期間完了時）

※H26報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法 ～太陽熱・地中熱利用(ヒートポンプ)に係る熱需要マップ～

太陽熱と地中熱利用（ヒートポンプ）のポテンシャルは、熱需要との兼ね合いで算定されることから、“冷房”、“暖房”、“給湯”の3つの熱需要マップを作成した。

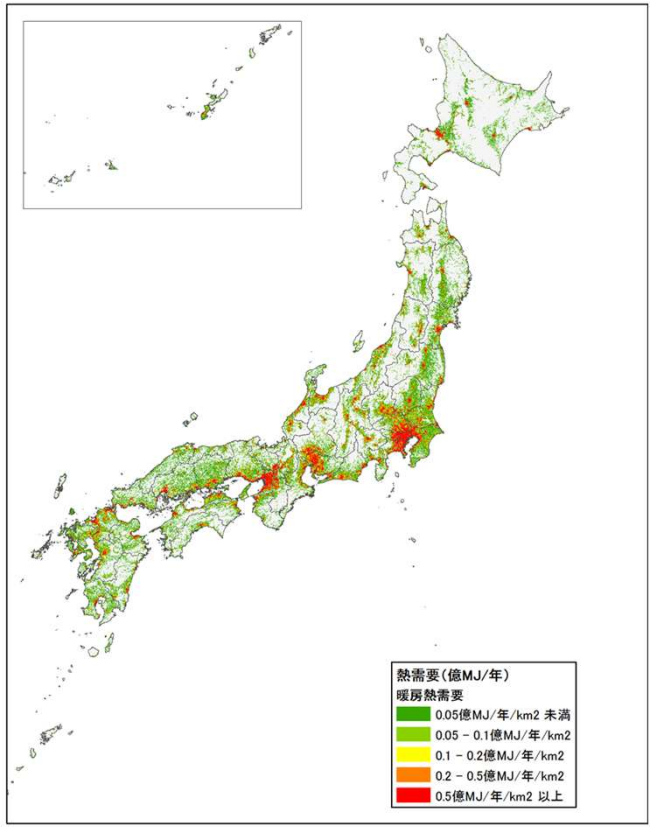


図3-6 暖房熱需要マップ

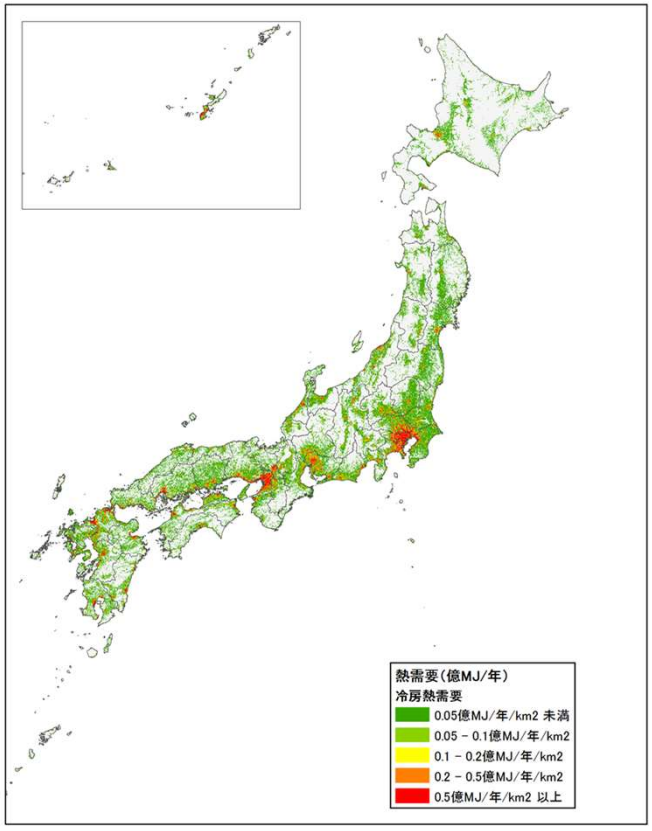


図3-7冷房熱需要マップ

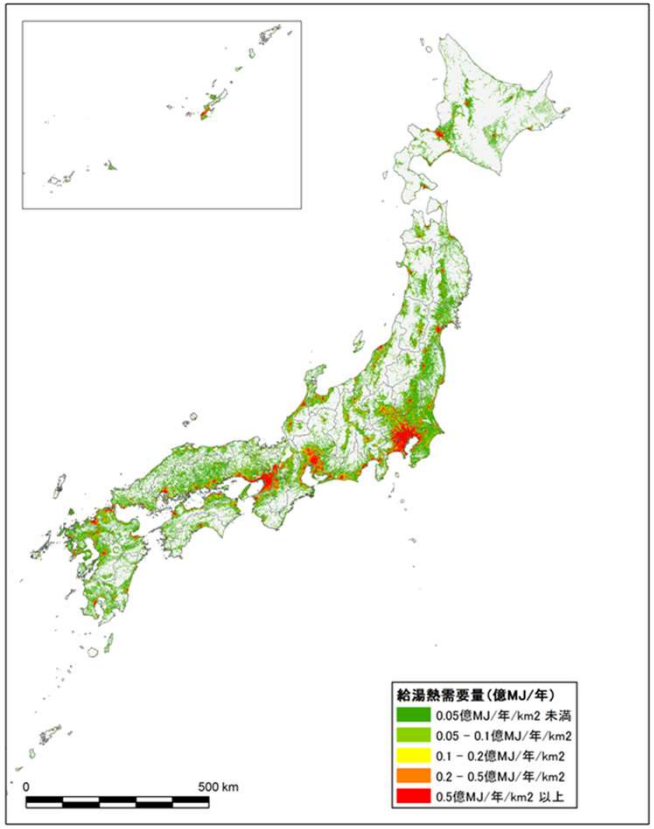


図3-8 給湯熱需要マップ

出典：熱需要原単位は以下に示すデータを用いた。
非住宅用途は（一社）日本サステナブル建築協会「非住宅建築物の環境関連データベース」
住宅用途は住環境計画研究所「家庭用エネルギー統年報」

※H24、H27 報告書参照

３．導入ポテンシャルの推計方法　～太陽熱～

（１）賦存量

太陽熱に関する賦存量は、日本全国に太陽熱機器を敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

（２）導入ポテンシャル

ポテンシャルの推計にあたっては以下の推計条件を設定した。

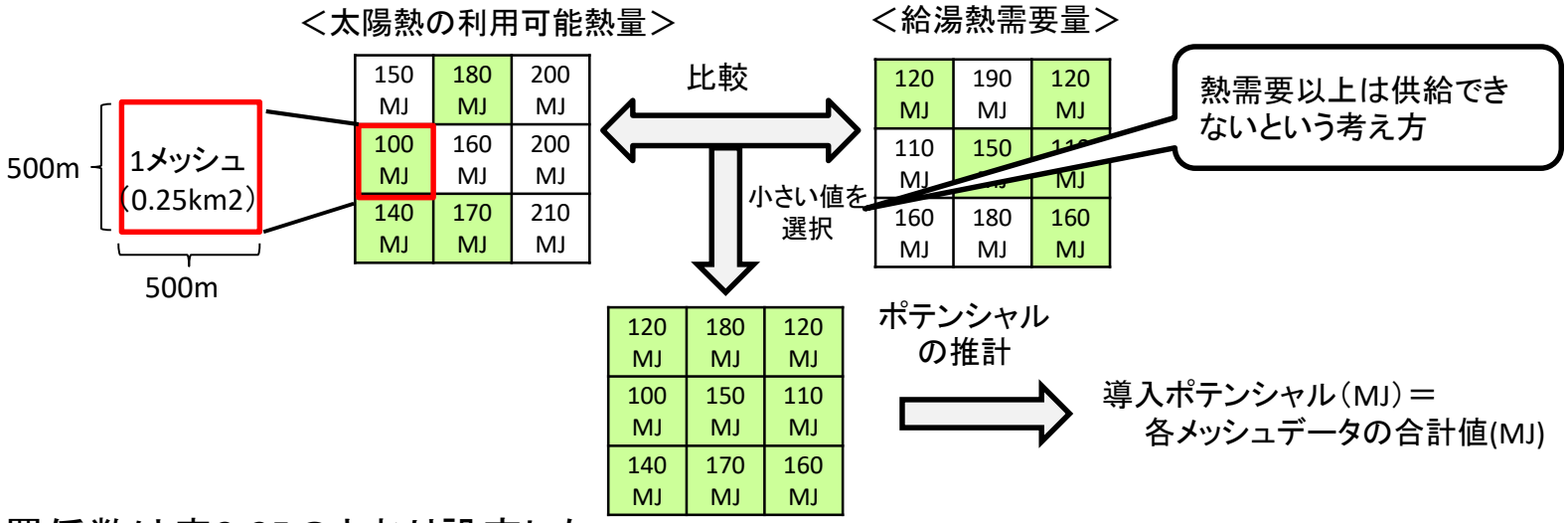
1)戸建住宅の標準型ソーラーシステムが４㎡であることから４㎡/軒とする。
2)共同住宅と宿泊施設ではベランダ型を想定し、２㎡/軒、２㎡/想定部屋数とする。
3)余暇レジャー施設と医療施設では設置可能面積に設置するものとする。
4)その他の建物（商業施設、学校、オフィスビル等）は考慮しないものとする。

※H24～25報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～太陽熱～

太陽熱は給湯、地中熱は空調利用を想定した。太陽熱利用の導入ポテンシャルは下式により推計した。需要量以上の熱は利用できないため、メッシュ単位（500m×500mの正方形のエリア）の太陽熱の利用可能量と給湯熱需要量の小さい値を採用した。

メッシュ単位の太陽熱の導入ポテンシャル＝
Min（メッシュ単位の太陽熱の利用可能熱量，メッシュ単位の給湯熱需要量）



太陽熱利用の設置係数は表3-25のとおり設定した。

表3−25　太陽熱利用の設置係数

レイヤ区分	設置係数の対象	設置係数		
		レベル1	レベル2	レベル3
余暇・レジャー	建築面積	0.34	0.78	0.89
医療		0.08	0.51	0.58
宿泊施設	延床面積	Min（2㎡/戸、中規模共同住宅レベル3）		
中規模共同住宅※				
戸建住宅等	建築面積	Min（4㎡/戸、戸建住宅レベル3）		

太陽熱の利用可能熱量は下式により推計した。

太陽熱の利用可能熱量（利用可能熱量：MJ/年）
＝設置可能面積（㎡）×平均日射量（kWh/㎡/日：都道府県別）×換算係数3.6MJ/kWh×集熱効率0.4×365日

※H24～25報告書参照

３．導入ポテンシャルの推計方法　～太陽熱～

（３）シナリオ別導入可能量

○シナリオの設定

以下に示す6つの導入シナリオを設定した。太陽熱にはFIT制度が存在しないため、補助率や熱の買取等を想定して設定した。

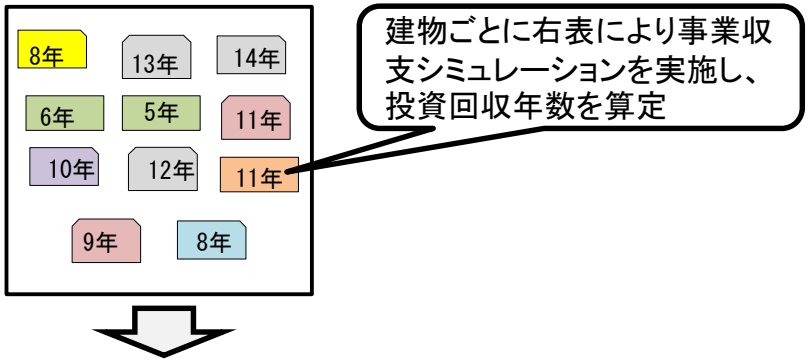
①シナリオ0：BAU＝現状維持（補助等の施策なし）
②シナリオ1-1：補助想定。戸建住宅10%、それ以外33%。
③シナリオ1-2：補助率向上想定。戸建住宅33%、それ以外50%
④シナリオ２：買取想定。太陽光発電と同等の買取価格を想定（50%）。
⑤シナリオ3-1：技術開発進行想定。初期投資25%OFF、集熱効率50%。
⑥シナリオ3-2：技術開発進行想定。初期投資38%OFF、集熱効率50%。

※H24～25報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～太陽熱～

○推計方法

事業性試算条件（表3-26）を基に建物ごとに事業収支シミュレーションを行い、シナリオ別に投資回収年数を算定し、初期投資回収年数（戸建住宅等：7年、その他カテゴリー：10年）を満たす建物を抽出し、推計した。



設定した投資回収年数を満たす建物を抽出し、ポテンシャルを推計する。

表3-26　太陽熱利用の事業性試算条件

区分	設定項目	設定値もしくは設定式	設定根拠等
主要事業諸元	日射量	「日射量」（農業環境技術研究所）の 1km ﾒｯｼｭﾃﾞｰﾀを使用	平成 24 年度業務では、「『太陽光発電ｼｽﾃﾑ手引書』基礎編」（（一社）太陽光発電協会）の都道府県別ﾃﾞｰﾀを使用
	集熱効率	一律 0.4	平成 24 年度業務と同様
	集熱面積	戸建住宅等：4 ㎡/軒 共同住宅、宿泊施設：2 ㎡/軒、2 ㎡/想定部屋数 余暇ﾚｼﾞｬｰ施設、医療施設：設置可能面積に設置	三井ﾎｰﾑ（株）ﾋｱﾘﾝｸﾞ結果より
初期投資額（太陽熱利用）	設備ｺｽﾄ工事費	必要台数（ﾚﾍﾞﾙ 1~3）=導入ﾎﾟﾃﾝｼｬﾙ（ﾚﾍﾞﾙ 1~3）÷年間集熱量 設備ｺｽﾄ・工事費=設備ｺｽﾄ・工事単価×必要台数（ﾚﾍﾞﾙ 1~3）	・戸建住宅等には自然循環式と強制循環式が半々、その他ｶﾃｺﾞﾘｰにはｿｰﾗｰｼｽﾃﾑが導入されると想定 ・年間集熱量の出典：「2013 ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ・ﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ」（（一社）ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ振興協会）） ・設備ｺｽﾄ・工事単価：戸建住宅等 400,000 円、その他ｶﾃｺﾞﾘｰ 900,000 円（出典：「2013 ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ・ﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ」（（一社）ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ振興協会））、及び三井ﾎｰﾑ（株）ﾋｱﾘﾝｸﾞ結果）
初期投資額（ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ）	設備ｺｽﾄ	設備ｺｽﾄ傾き・切片の設定根拠は以下のとおり。 ・戸建住宅等：3 社 39 機種の供給熱量とｺｽﾄを直線回帰して算出 ・その他ｶﾃｺﾞﾘｰ：満田ら（2006）「100kW 小型貫流ﾎﾞｲﾗ発電ｼｽﾃﾑ」に記載の 1kW 当たり設備ｺｽﾄをもとに設定	
	工事費	33,000 円	2 事例の平均
収入計画	年間節約金額	戸建住宅等：都市ｶﾞｽ主体地域 4.3 円/MJ、LP ｶﾞｽ主体地域：6.4 円/MJ その他ｶﾃｺﾞﾘｰ：3.4 円/MJ （いずれも導入ポテンシャル 1MJ 当たり）	・「ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ・蓄熱ｼｽﾃﾑﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ 2013」（（一財）ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ・蓄熱ｾﾝﾀｰ）に掲載されている 2012 年国内出荷台数に基づき、ﾍﾞｰｽﾗｲﾝは戸建住宅等：ｶﾞｽ湯沸器、その他ｶﾃｺﾞﾘｰ：貫流ﾎﾞｲﾗ（油だき）を想定 ・ｶﾞｽ湯沸器の燃料（都市ｶﾞｽ/LP ｶﾞｽ）については、「総合資源ｴﾈﾙｷﾞｰ調査会電力・ｶﾞｽ事業分科会ｶﾞｽ料金制度小委員会（第 1 回）配布資料」及び「LP ｶﾞｽご利用のためのﾐﾆ知識」（日本ｶﾞｽﾒｰﾀｰ工業会）をもとに、都市ｶﾞｽ主体地域（9 都府県：千葉、東京、神奈川、新潟、愛知、京都、大阪、兵庫、奈良）、LP ｶﾞｽ主体地域（38 道県：その他地域）を設定 ・都市ｶﾞｽ主体地域の戸建住宅等の年間節約金額：都市ｶﾞｽ（44.7 円/m3）の燃料削減効果（自然循環式 28,022 円÷年間集熱量 6,530MJ+強制循環式 56,049 円÷年間集熱量 13,061MJ）÷2=4.3 円/MJ（情報源：「2013 ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ・ﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ」（（一社）ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ振興協会））） ・LP ｶﾞｽ主体地域の戸建住宅等の年間節約金額：LP ｶﾞｽ（537.6 円/m3）の燃料削減効果（自然循環式 41,650 円÷年間集熱量 6,530MJ+強制循環式 83,305 円÷年間集熱量 13,061MJ）÷2=6.4 円/MJ（情報源：「2013 ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ・ﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ」（（一社）ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ振興協会））） ・その他ｶﾃｺﾞﾘｰの年間節約金額：灯油（95.9 円/ℓ）の燃料削減効果 44,886 円÷年間集熱量 13,061MJ =3.4 円/MJ（情報源：「2013 ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ・ﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ」（（一社）ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ振興協会）））
支出計画（太陽熱利用）	年間ﾒﾝﾃﾅﾝｽ費用	戸建住宅等：1,500 円 その他ｶﾃｺﾞﾘｰ：7,500 円	「2013 ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ・ﾃﾞｰﾀﾌﾞｯｸ」（（一社）ｿｰﾗｰｼｽﾃﾑ振興協会））及び三井ﾎｰﾑ（株）ﾋｱﾘﾝｸﾞ結果
支出計画（ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ）	年間ﾒﾝﾃﾅﾝｽ費用	戸建住宅等：894 円 その他ｶﾃｺﾞﾘｰ：設備ｺｽﾄ（ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ）×0.05	・戸建住宅等の出典：5 社 11 機種の平均 ・その他ｶﾃｺﾞﾘｰの出典：満田ら（2006）「100kW 小型貫流ﾎﾞｲﾗ発電ｼｽﾃﾑ」

※H25報告書参照

３．導入ポテンシャルの推計方法　～地中熱利用(ヒートポンプ)～

（１）賦存量

地中熱利用（ヒートポンプ）に関する賦存量は、日本全国に地中熱利用機器を敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

（２）導入ポテンシャル

ポテンシャルの推計にあたっては以下の推計条件を設定した。

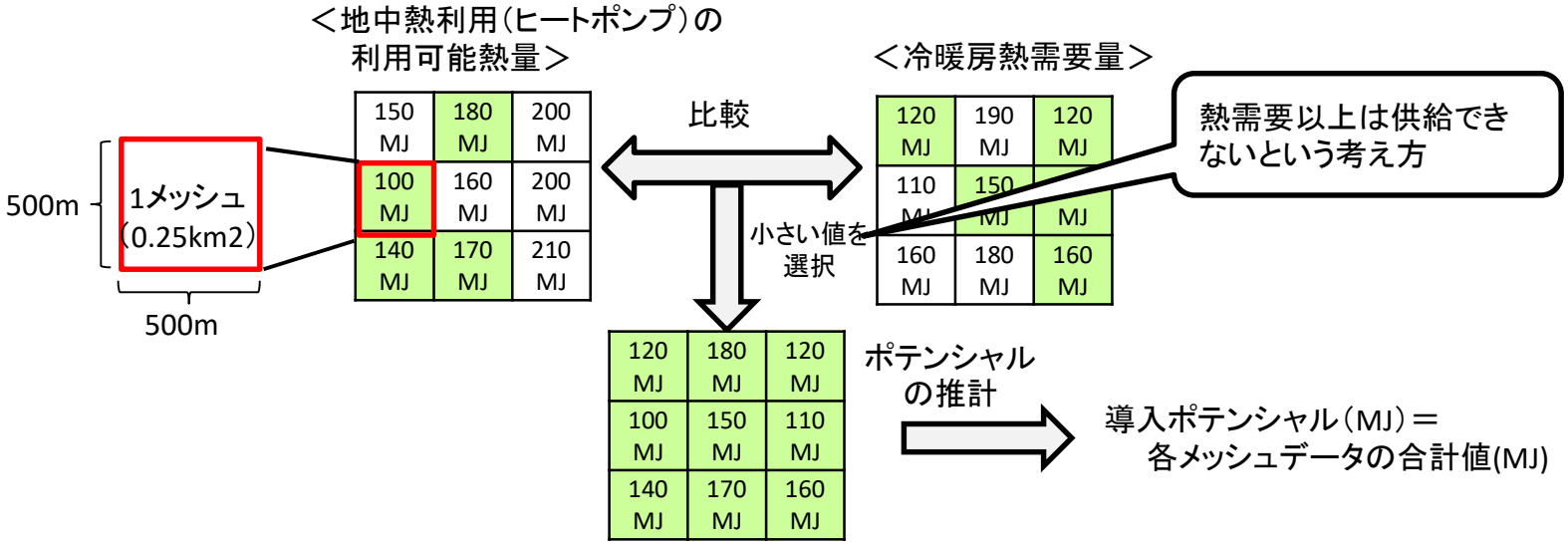
1)対象は全建物とし、採熱可能面積は建築面積と同等とする。
2)採熱率は地熱図データから想定するものとし、ドイツVDIガイドラインに従うものとする。
　ただし、上記の大谷らの論文に一部の補正を行う。
3)交換井の密度は6m間隔として、４本/144㎡とする。
4)交換井の長さは100m、年間稼働時間は2,400時間/本とする。

※H24～25報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～地中熱利用(ヒートポンプ)～

地中熱利用（ヒートポンプ）は、空調利用することを想定した。地中熱利用（ヒートポンプ）のメッシュ（500m×500mの正方形のエリア）単位の導入ポテンシャルは以下のとおり推計した。

メッシュ単位の地中熱利用（ヒートポンプ）の導入ポテンシャル＝
Min（メッシュ単位の地中熱利用の利用可能熱量，メッシュ単位の冷暖房熱需要量※）



地中熱利用（ヒートポンプ）の導入ポテンシャルは、下式により推計した。

個別建物における地中熱利用の導入ポテンシャル（Wh/年）
＝採熱可能面積（㎡）×採熱率（W/m）
　×地中熱交換井の密度（本/m²）×地中熱交換井の長さ（m/本）×年間稼働時間（h/年）×補正係数0.75

※H24～25報告書参照

３．導入ポテンシャルの推計方法　～地中熱利用(ヒートポンプ) ～

（３）シナリオ別導入可能量

○シナリオの設定

以下に示す導入シナリオを設定した。地中熱利用（ヒートポンプ）にはFIT制度が存在しないため、補助率や熱の買取等を想定して設定した。

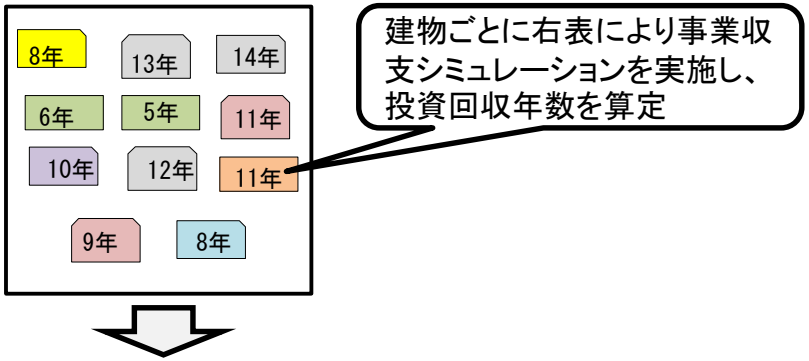
①シナリオ1-1：BAU＝現状維持（補助等の施策なし）
②シナリオ1-2：他のエネルギーとの複合利用を想定。
（地中熱：設備容量の50%、年間熱負荷の67%（全国・全建築物カテゴリー一律））
③シナリオ2-1：補助金想定。補助率33%。
④シナリオ2-2：補助金導入＋他のエネルギーとの複合利用（補助率33%、地中熱：設備容量の50%、年間熱負荷の67%）
⑤シナリオ3　：補助金想定。補助率50%。
⑥シナリオ4　：買取想定。買取価格32円/kWh。
⑦シナリオ5　：技術開発進行想定。初期投資20%OFF・ランニングコスト20%OFF。

※H H26、27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～地中熱利用(ヒートポンプ)～

〇推計方法

事業性試算条件（表3-25～26）を基に建物ごとに事業収支シミュレーションを行い、シナリオ別に投資回収年数を算定し、初期投資回収年数10年を満たす建物を抽出し、推計した。



設定した投資回収年数を満たす建物を抽出し、ポテンシャルを推計する。

※H26、27報告書参照

3．導入ポテンシャルの推計方法　～地中熱利用(ヒートポンプ)～

表3-27　地中熱利用（ヒートポンプ）の事業性試算条件

区分	設定項目	設定値もしくは設定式	設定根拠等
主要事業諸元	設備容量(地中熱ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟの最大出力)	最大暖房/冷房負荷×延床面積×安全率	安全率:1.2
	交換井密度	6m 間隔	ﾄﾞｲﾂ VDI ｶﾞｲﾄﾞﾗｲﾝ
	地中熱利用 COP	ｶﾃｺﾞﾘｰ別・都道府県別に設定(表 3.3-30 参照)	「官庁施設における地中熱利用ｼｽﾃﾑ導入ｶﾞｲﾄﾞﾗｲﾝ(案)」の標準値及び葛ｱﾄﾞﾊﾞｲｻﾞｰへのﾋｱﾘﾝｸﾞ結果、「SHASE-S 112-2009 冷暖房熱負荷簡易計算法」や「JIS C 9612-2013 ﾙｰﾑｴｱｺﾝﾃﾞｨｼｮﾅ」で示されている建物用途別の年間熱負荷やそれらの地域補正係数を用いて、ｶﾃｺﾞﾘｰ別・都道府県別の暖房/冷房負荷に基づく荷重平均を取り設定
	ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1(空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ)COP	冷房:地中熱利用 COP×0.58 暖房:地中熱利用 COP×0.69	代表的な導入事例(10 事例)、及び葛ｱﾄﾞﾊﾞｲｻﾞｰへのﾋｱﾘﾝｸﾞ結果の平均
	ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2(吸収式冷温水機)COP	冷房:地中熱利用 COP×0.32 暖房:地中熱利用 COP×0.30	ｾﾞﾈﾗﾙﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ工業(株)資料及び八峰町新庁舎の導入事例の平均
	熱需要量に対する導入ﾎﾟﾃﾝｼｬﾙの上限	冷房:(COP+1)÷COP 暖房:(COP-1)÷COP	一般式
初期投資額(地中熱利用)	地中熱交換井設置工事費	・最適利用深度=地中熱ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟの最大出力/(地盤区分別の採熱率×補正係数) ・地中熱交換井設置工事費=最適利用深度×1m 当たりの掘削単価	・地盤区分別の採熱率の出典:「日本ｼｰﾑﾚｽ地質図」(産業技術総合研究所) ・補正係数:1 ・1m当たりの掘削単価:一律 10,000 円/m(出典:「青森県地中熱利用推進ﾋﾞｼﾞｮﾝ」(青森県))
	地中熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費	10kW 超:97,000 円/kW 10kW 以下:65,000 円/kW	代表的な導入事例 22 事例の平均
	室内機機器・搬入据付費	地中熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費×0.86	・ﾍﾞｰｽﾗｲﾝの初期投資額には室内機を含めており、ｺｽﾄを分離できないため、一般的な地中熱利用の慣習とは異なるが、室内機機器・搬入据付費を初期投資額に含めて推計することとした ・代表的な導入事例 4 事例
	熱源水配管工事費	地中熱交換井設置工事費×0.45	代表的な導入事例 22 事例の平均
	電気工事費	地中熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費×0.25	代表的な導入事例 22 事例の平均
	試運転調整費(ﾌﾞﾗｲﾝ注入、ｴｱ抜き含む)	地中熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費×0.20	代表的な導入事例 22 事例の平均
	諸経費	(地中熱交換井設置工事費+地中熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費+熱源水配管工事費+電気工事費+試運転調整費)×0.07	代表的な導入事例 22 事例の平均
ﾍﾞｰｽﾗｲﾝの複合利用比率	同左	ｶﾃｺﾞﾘｰ別に設定(表 3.3-26 参照)	空気調和・衛生工学会版 A&Sﾃﾞｰﾀ 2012 年版
初期投資額(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1:空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ)	空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費	最大暖房/冷房負荷×延床面積×安全率×1kW 当たりの空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費	・安全率は、地中熱利用と同等(1.2)と仮定 ・1kW 当たりの空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費:140,000 円/kW(代表的な導入事例 13 事例の平均)
	配管工事・試運転費	空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費×0.60	代表的な導入事例 13 事例の平均
	諸経費	(空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟﾕﾆｯﾄ費+配管工事・試運転費)×0.10	代表的な導入事例 13 事例の平均

表3-28　地中熱利用（ヒートポンプ）の事業性試算条件（つづき）

区分	設定項目	設定値もしくは設定式	設定根拠等
収入計画(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1:空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ)	削減電力料金	(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1 のﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ最大出力÷ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1COP×地域別電気料金(基本料金)×12 ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1COP+1)×延床面積÷3.6)-(地中熱利用のﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ最大出力×地域別電気料金(基本料金)×12 ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(地中熱 COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(地中熱 COP+1)×延床面積÷3.6)	・地域別電気料金の出典:主要電力会社 10 社の契約種別電気料金 ・力率割引は 1.00 と仮定
支出計画(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 1:空気熱源ﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ)	修繕費	13.4 円/kW	代表的な導入事例 13 事例の平均
初期投資額(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2:吸収式冷温水機)	冷却塔・吸収式冷温水機費	52,000 円/kW	代表的な導入事例 4 事例の平均
	室内機機器・搬入据付費	冷却塔・吸収式冷温水機費×0.14	代表的な導入事例 2 事例の平均
	配管工事費	冷却塔・吸収式冷温水機費×0.62	代表的な導入事例 4 事例の平均
	電気工事費	冷却塔・吸収式冷温水機費×0.85	代表的な導入事例 4 事例の平均
	試運転調整費	冷却塔・吸収式冷温水機費×0.11	代表的な導入事例 4 事例の平均
	諸経費	(冷却塔・吸収式冷温水機費+配管工事費+電気工事費+試運転調整費)×0.19	代表的な導入事例 4 事例の平均
収入計画(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2:吸収式冷温水機)	削減電力料金	(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2 の冷温水機最大出力÷ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2COP×地域別電気料金(基本料金)×12 ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2COP+1)×延床面積÷3.6)-(地中熱利用のﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ最大出力×地域別電気料金(基本料金)×12 ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(地中熱 COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(地中熱 COP+1)×延床面積÷3.6)	・地域別電気料金の出典:主要電力会社 10 社の契約種別電気料金 ・力率割引は 1.00 と仮定
支出計画(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 2:吸収式冷温水機)	修繕費	-67.0 円/kW	代表的な導入事例 4 事例の平均
初期投資額(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 3:灯油ﾎﾞｲﾗｰ)	同左	延床面積×最大暖房/冷房負荷×ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 3 の熱源機器単価×灯油ﾎﾞｲﾗｰ比率(暖房)×年間暖房負荷÷年間熱負荷+延床面積×最大暖房/冷房負荷×ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 3 の熱源機器単価×灯油ﾎﾞｲﾗｰ比率(冷房)×年間冷房負荷÷年間熱負荷	ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 3 の熱源機器単価:51.4 円/W/m2(代表的な導入事例 2 事例の平均)
収入計画(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 3:灯油ﾎﾞｲﾗｰ)	同左	延床面積×年間暖房負荷÷36.7MJ/L÷燃焼効率×灯油ﾎﾞｲﾗｰ比率(暖房)×灯油料金単価-(地中熱利用のﾋｰﾄﾎﾟﾝﾌﾟ最大出力×地域別電気料金(基本料金)×12 ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(地中熱 COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(地中熱 COP+1)×延床面積÷3.6)	・灯油燃焼効率は 0.8 と設定 ・灯油料金単価は 100.5 円/L と設定
支出計画(ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ 3:灯油ﾎﾞｲﾗｰ)	修繕費	-67.0 円/kW	代表的な導入事例 4 事例の平均

※H26、27報告書参照

4．推計結果　～住宅用等太陽光発電～

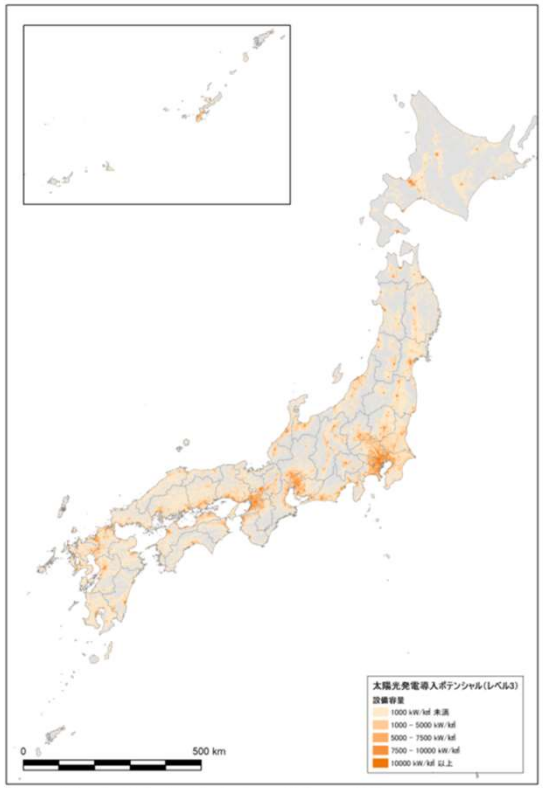


図4-1　住宅用等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布図

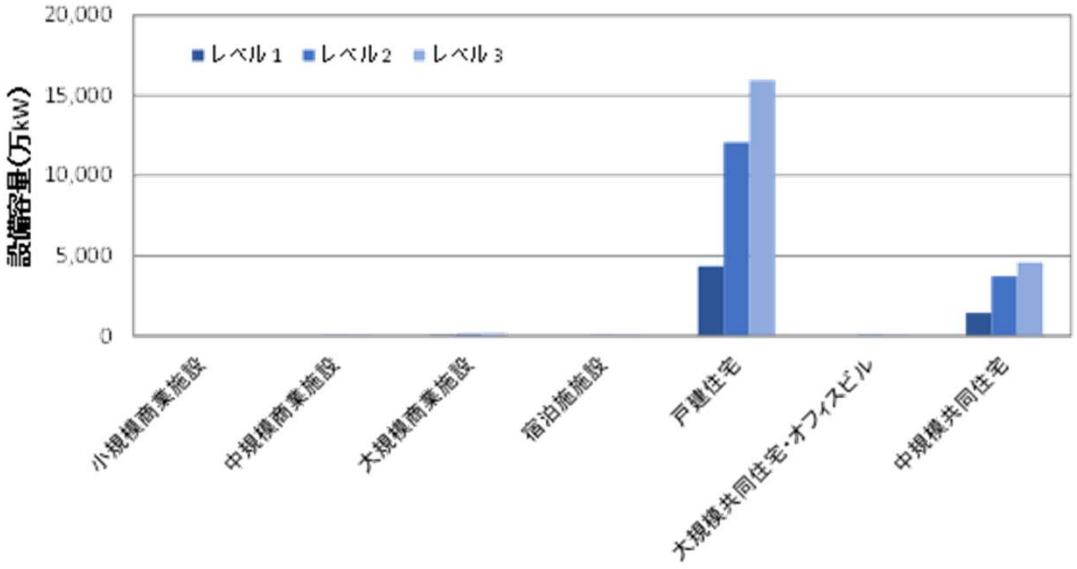


図4-2　住宅用等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布状況

表4-1　住宅用等太陽光発電の導入ポテンシャル集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量					備考
	設備容量	発電量	カテゴリー	シナリオ	税引前PIRR	設備容量	発電量	
ー （調査対象外）	20,978 万kW	2,527 億kWh/年	戸建住宅用等	①22円/kWh×10年間 ②24円/kWh×10年間 ③26円/kWh×10年間	3.2%以上	①3,815万kW ②6,943万kW ③11,160万kW	①471億kWh/年 ②858億kWh/年 ③1,373億kWh/年	市区町村別地域発電量を考慮
			戸建住宅用等以外	①12円/kWh×20年間 ②14円/kWh×20年間 ③18円/kWh×20年間	4.0%以上			

4．推計結果　～公共系等太陽光発電～

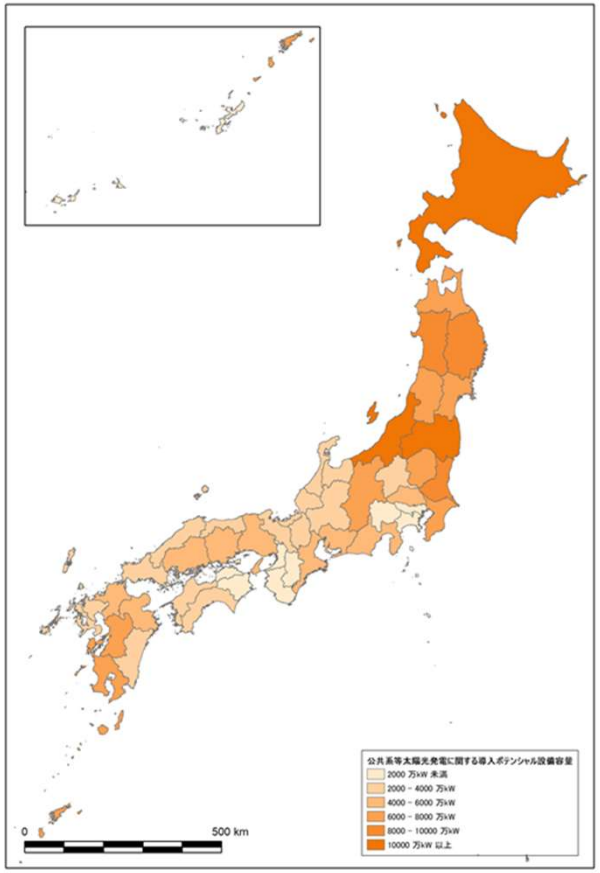


図4-3　公共系等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布図

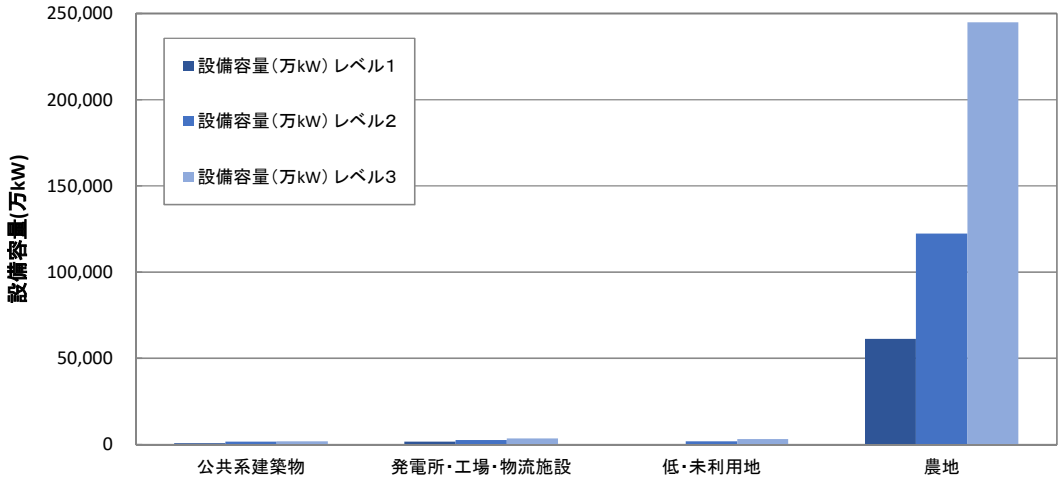


図4-4　公共系等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布状況

表4-2　公共系等太陽光発電の導入ポテンシャル集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量	
ー （調査対象外）	253,617万kW	29,689億 kWh/年	①12円/kWh×20年間 ②14円/kWh×20年間 ③18円/kWh×20年間 ※税引前PIRR4%以上	①17万kW ②2,100万kW ③29,462万kW	①2億kWh/年 ②260億kWh/年 ③3,668億kWh/年	田、その他農用地は市区町村別発電量係数を使用、それ以外は、都道府県別発電量係数を使用

4．推計結果　～陸上風力発電～

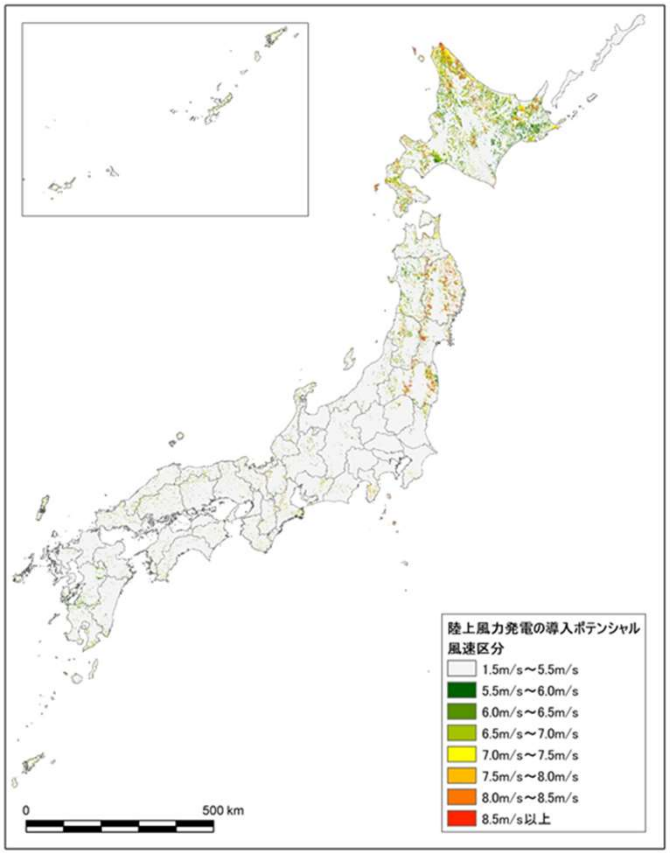


図4-5　陸上風力発電の導入ポテンシャルの分布図

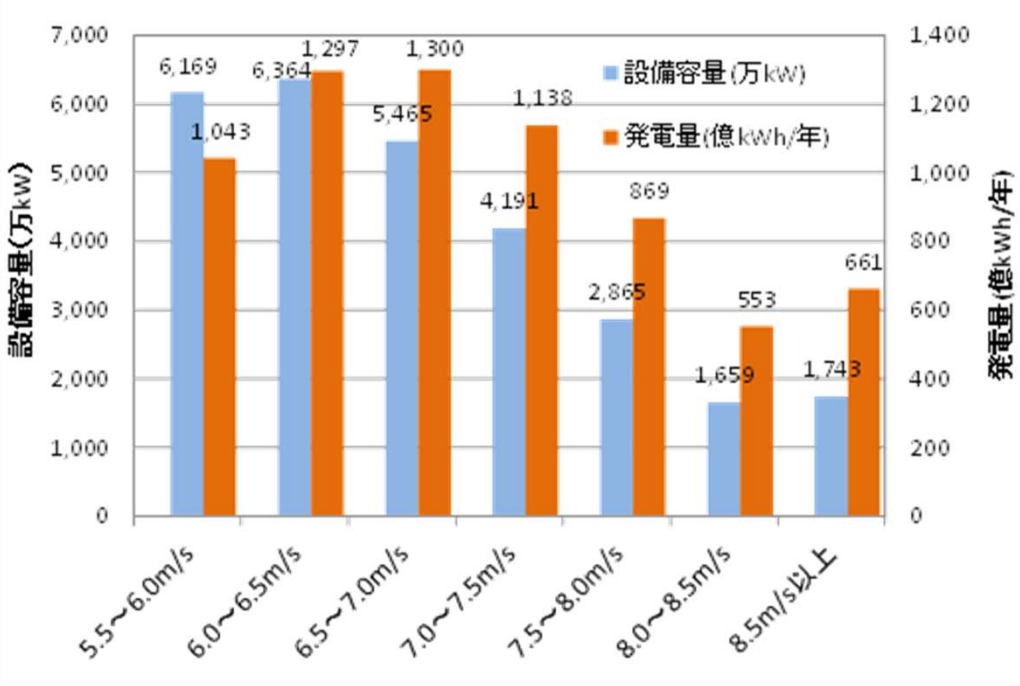


図4-6　陸上風力発電の風速別の導入ポテンシャル分布状況

表4-3　陸上風力発電の導入ポテンシャル集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量	
148,653 万kW	28,456 万kW	6,859 億kWh/年	①17円/kWh×20年間 ②18円/kWh×20年間 ③19円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	①11,829万kW ②14,121万kW ③16,259万kW	①3,509億kWh/年 ②4,055億kWh/年 ③4,539億kWh/年	設備利用率は風速区分ごとに設定

4．推計結果　～洋上風力発電～

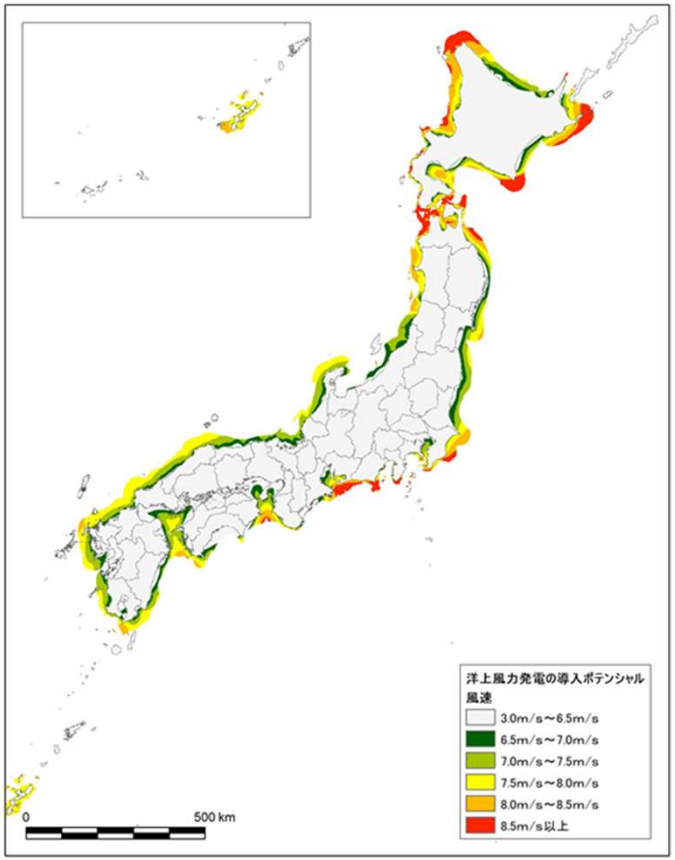


図4−7　洋上風力発電の導入ポテンシャルの分布図

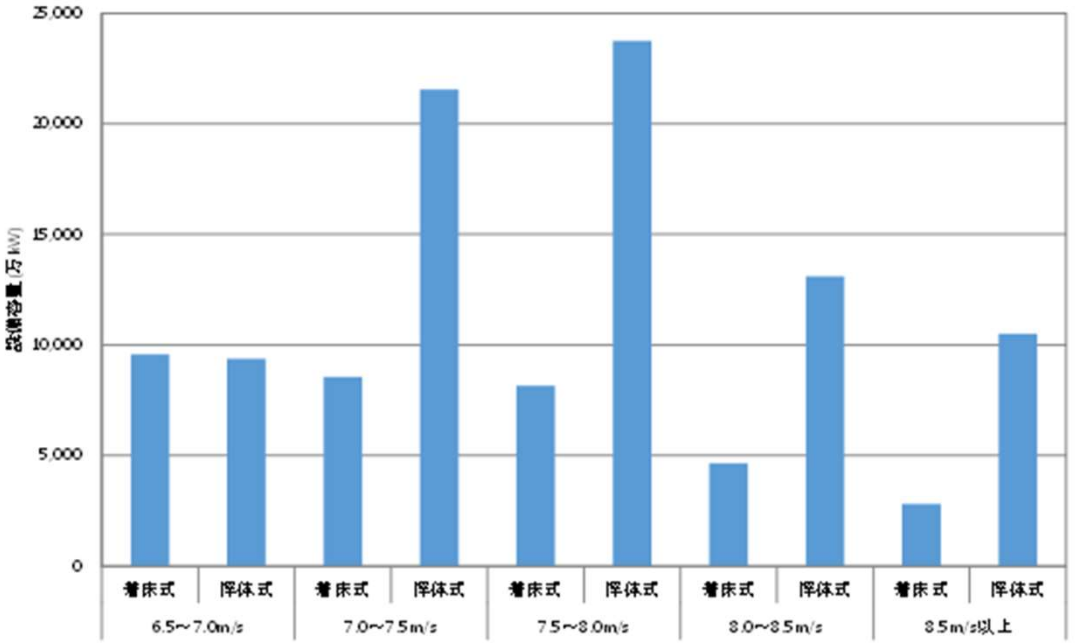


図4−8　洋上風力発電の風速別の導入ポテンシャル分布状況

表4−4　洋上風力発電の導入ポテンシャル集計結果

導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量	
112,022万kW	34,607億kWh/年	①32円/kWh×20年間 ②34円/kWh×20年間 ③36円/kWh×20年間 ※税引前PIRR10%以上	①17,785万kW ②29,021万kW ③46,025万kW	①6,168億kWh/年 ②10,005億kWh/年 ③15,584億kWh/年	・設備利用率は風速区分ごとに設定 ・導入ポテンシャル 着床式：33,734万kW 浮体式：78,288万kW

4．推計結果 ～中小水力発電（河川部）～

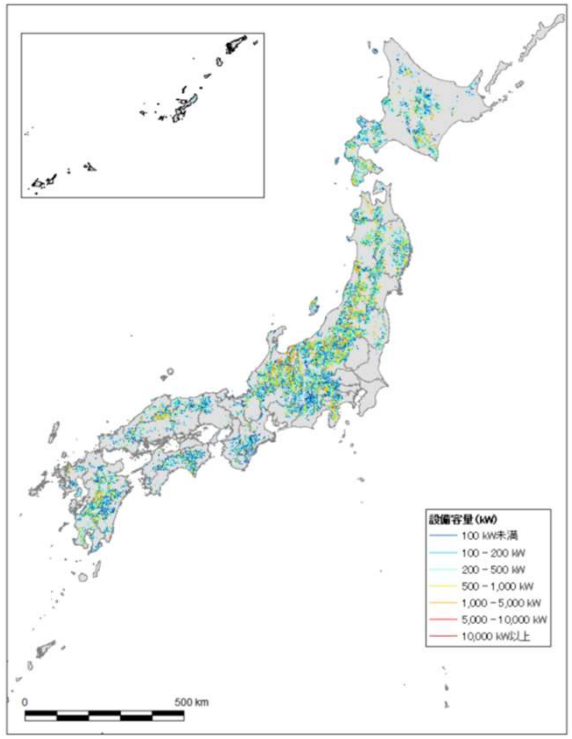


図4-9　中小水力発電（河川部）の導入ポテンシャルの分布図

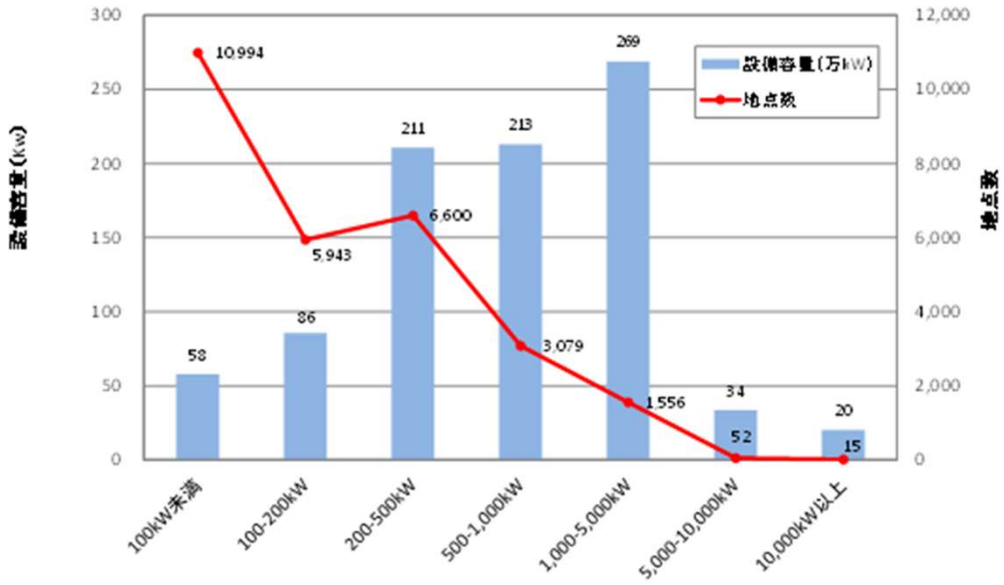


図4-10　中小水力発電（河川部）の規模別の導入ポテンシャル分布状況

表4-5　中小水力発電（河川部）の導入ポテンシャル集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量	
979万kW	890万kW	537億kWh/年	設備規模別にシナリオ価格を設定： 200kW未満, 200kW以上1,000kW未満, 1,000kW以上5,000kW未満, 5,000kW以上30,000kW未満 ①32,27,25,18円/kWh×20年間 ②34,29,27,20円/kWh×20年間 ③36,31,29,22円/kWh×20年間 税引前PIRR7%以上	①321万kW ②362万kW ③412万kW	①174億kWh/年 ②198億kWh/年 ③226億kWh/年	・設備利用率65%想定 ・中小水力の導入ポテンシャルは既開発発電所を控除

4．推計結果 ～地熱発電（熱水資源開発（蒸気フラッシュ発電））～

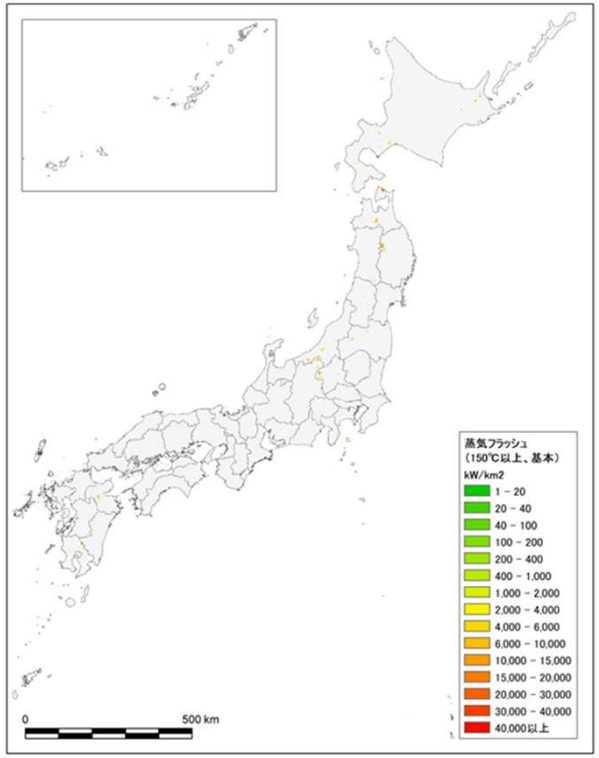


図4-11　地熱発電（150℃以上）の「基本となる導入ポテンシャル」の分布図

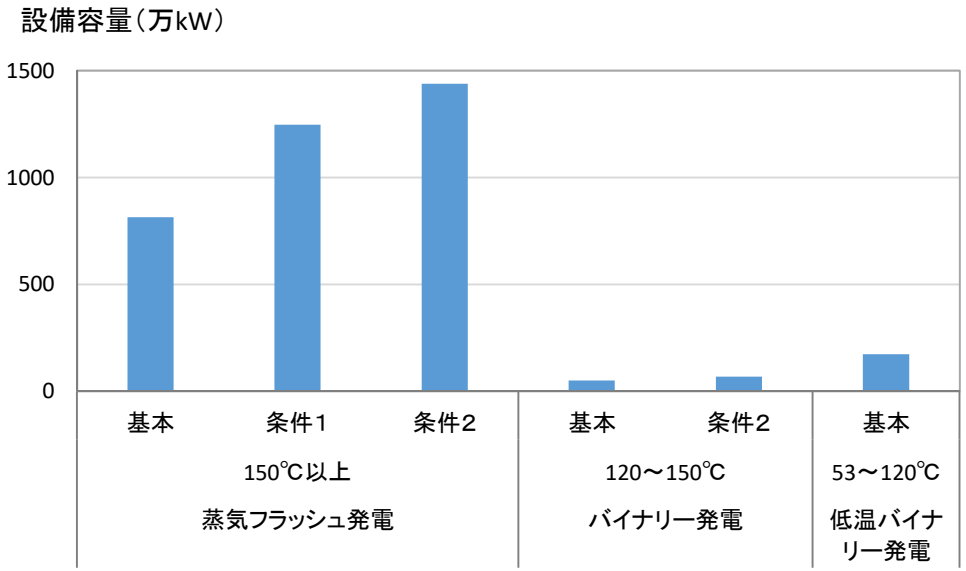


図4-12　地熱発電の導入ポテンシャル

表4-6　地熱発電（150℃以上）の導入ポテンシャル（基本）集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量	
2,219万kW	815万kW	569億kWh/年	①15,000kW未満：38円×15年間 15,000kW以上：24円×15年間 ②15,000kW未満：40円×15年間 15,000kW以上：26円×15年間 ③15,000kW未満：42円×15年間 15,000kW以上：28円×15年間 税引前PIRR13%以上	①439万kW ②532万kW ③602万kW	①308億kWh/年 ②373億kWh/年 ③422億kWh/年	基本：基本となる導入ポテンシャル （国立・国定公園なし、傾斜掘削なし）

４．推計結果（まとめ）

エネルギー種		賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
			（設備容量）	（発電量）	シナリオ	（設備容量）	（発電量）	
太陽光	住宅用等	－ （調査対象外）	20,978 万kW	2,527 億kWh/年	（戸建住宅用等） ①22円/kWh×20年間 ②24円/kWh×20年間 ③26円/kWh×20年間 ※税引前PIRR 3.2%以上 （戸建住宅用等以外） ①12円/kWh×20年間 ②14円/kWh×20年間 ③18円/kWh×20年間 ※税引前PIRR 4%以上	①3,815万kW ②6,943万kW ③11,160万kW	①471億kWh/年 ②858億kWh/年 ③1,373億kWh/年	市区町村別発電量係数を使用
	公共系等	－ （調査対象外）	253,617 万kW	29,689 億kWh/年	①12円/kWh×20年間 ②14円/kWh×20年間 ③18円/kWh×20年間 ※税引前PIRR4%以上	①17万kW ②2,100万kW ③29,462万kW	①2億kWh/年 ②260億kWh/年 ③3,668億kWh/年	田、その他農用地は市区町村別発電量係数を使用、 それ以外は、都道府県別発電量係数を使用
風力	陸上	148,653 万kW	28,456 万kW	6,859 億kWh/年	①17円/kWh×20年間 ②18円/kWh×20年間 ③19円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	①11,829万kW ②14,121万kW ③16,259万kW	①3,509億kWh/年 ②4,055億kWh/年 ③4,539億kWh/年	設備利用率は風速区分ごとに設定
	洋上	－ （調査対象外	112,022 万kW	34,607 億kWh/年	①32円/kWh×20年間 ②34円/kWh×20年間 ③36円/kWh×20年間 ※税引前PIRR10%以上	①17,785万kW ②29,021万kW ③46,025万kW	①6,168億kWh/年 ②10,005億kWh/年 ③15,584億kWh/年	・設備利用率は風速区分ごとに設定 ・導入ポテンシャル 着床式：33,734万kW 浮体式：78,288万kW

4．推計結果（まとめ）

エネルギー種		賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
			（設備容量）	（発電量）	シナリオ	（設備容量）	（発電量）	
中小水力	河川部	979 万kW	890 万kW	537 億kWh/年	設備規模別にシナリオ価格を設定： ・200kW未満， ・200kW以上1,000kW未満， ・1,000kW以上5,000kW未満 ・5,000kW以上30,000kW未満 ①32,27,25,18円/kWh×20年間 ②34,29,27,20円/kWh×20年間 ③36,31,29,22円/kWh×20年間 ※税引前PIRR7%以上	①321万kW ②362万kW ③412万kW	①174億kWh/年 ②198億kWh/年 ③226億kWh/年	・設備利用率65%想定 ・中小水力の導入ポテンシャルは既設発電所を控除
	農業用水路	32 万kW	30 万kW	― （未推計）	①15円/kWh×15年間 ②20円/kWh×15年間 ③20円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	①16万kW ②20万kW ③20万kW	― （未推計）	
地熱	熱水資源開発（蒸気フラッシュ）基本	2,219 万kW	815 万kW	569 億kWh/年	①15,000kW未満：38円x15年間 15,000kW以上：24円x15年間 ②15,000kW未満：40円x15年間 15,000kW以上：26円x15年間 ③15,000kW未満：42円x15年間 15,000kW以上：28円x15年間 ※税引前PIRR13%以上	①439万kW ②532万kW ③602万kW	①308億kWh/年 ②373億kWh/年 ③422億kWh/年	基本： 基本となる導入ポテンシャル（国立・国定公園なし、傾斜掘削なし）
	温泉発電	― （調査対象外）	72 万kW	― （未推計）	①15円/kWh×15年間 ②20円/kWh×15年間 ③20円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	①57万kW ②68万kW ③68万kW	― （未推計）	

４．推計結果（まとめ）

エネルギー種	賦存量	導入ﾎﾟﾃﾝｼｬﾙ	シナリオ別導入可能量		備考
		（供給熱量）	シナリオ	（供給熱量）	
太陽熱	－ （調査対象外）	490PJ/年	①シナリオ0：BAU ②シナリオ1-1：補助率維持 ③シナリオ1-2：補助率向上 ④シナリオ2：買取想定 ⑤シナリオ3-1：技術開発a ⑥シナリオ3-2：技術開発b	①　0PJ/年 ②　0PJ/年 ③ 13PJ/年 ④489PJ/年 ⑤　0PJ/年 ⑥　1PJ/年	①シナリオ0=現状維持,補助等の施策なし ②シナリオ1-1=戸建住宅：補助対象経費の10%(上限額60万円) それ以外：33%(限度額1,000万円) ③シナリオ1-2=戸建住宅：補助対象経費の33%(上限額60万円) それ以外：50%(限度額1,000万円) ④シナリオ2=想定買取価格（太陽光発電（10kW以上（全量買取））と同等の買取価格と仮定）36円/kWh ⑤シナリオ3-1=初期投資25%OFF集熱効率50% ⑥シナリオ3-2=初期投資38%OFF集熱効率50%
地中熱	－ （調査対象外）	5,050PJ/年	①シナリオ1-1：BAU ②シナリオ1-2：他のエネルギーとの複合利用 ③シナリオ2-1：補助金導入 ④シナリオ2-2：補助金導入＋他のエネルギーとの複合利用 ⑤シナリオ3　：補助金導入 ⑥シナリオ4　：買取想定 ⑦シナリオ5　：技術開発	①　　0PJ/年 ②　103PJ/年 ③　438PJ/年 ④3,781PJ/年 ⑤3,696PJ/年 ⑥3,615PJ/年 ⑦　283PJ/年	①シナリオ1-1＝現状維持 ②シナリオ1-2地中熱：設備容量の50%、年間熱負荷の67%（全国・全建築物カテゴリー一律） ③シナリオ2-1：補助率33% ④シナリオ2-2：補助率33%、地中熱：設備容量の50%、年間熱負荷の67% ⑤シナリオ3　：補助率50% ⑥シナリオ4　：想定買取価格32円/kWh ⑦シナリオ5　：初期投資20%OFF・ランニングコスト20%OFF

わが国の再生可能エネルギーの導入ポテンシャル

2020年3月
環境省地球温暖化対策課調査