

各電源の諸元一覧

各電源の諸元及び参考情報	1
1 (1) 太陽光（住宅用）	1
1 (2) 太陽光（事業用）	3
2 (1) 陸上風力	5
2 (2) 洋上風力	6
3. 地熱発電	7
4 (1) 中水力	8
4 (2) 小水力	9
5 (1) バイオマス（木質専焼）	10
5 (2) バイオマス（石炭混焼）	11
6. 石炭火力	12
7. LNG火力	13
8. 石油火力	14
9. 分離回収付石炭火力	15
10. 分離回収付石炭火力（IGCC）	16
11. 分離回収付LNG火力	17
12. 水素発電（混焼・専焼）	21
13. アンモニア混焼（2030年）	23
14. 原子力	24
15 (1) ガスコージェネレーション	26
15 (2) 石油コージェネレーション	28
16. 燃料電池	29

各電源の諸元及び参考情報

1 (1) 太陽光 (住宅用)

諸元のベース		発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会、再エネ特措法施行規則に基づく定期報告等																			
モデルプラントの規模(出力)		5kW	近年のFIT認定状況等を踏まえて想定																		
設備利用率		○13.8%	10kW未満の2019年に設置されたFIT案件中央値(データ取得期間:2019年6月~2020年5月) (参考)過積載率:102%(10kW未満の2020年に設置されたFIT案件の中央値(2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析。))																		
稼働年数		○30年 ○25年 ○20年	メーカーによっても異なるが、メーカー保証期間については、20~25年程度、長いもので30年程度。国際機関等のコスト分析においても、25年等が採用されている。																		
資本費	建設費	30.1万円/kW ⇒151万円	10kW未満の2020年に設置されたFIT案件の中央値(2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析)。 なお、建設費は、設備費と工事費等で構成される。																		
	設備の廃棄費用	建設費の5%	IEA/OECD NEA "Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition" (2020) で用いられている廃棄費用の一般値を使用。																		
運転維持費	人件費	0.30万円/kW/年	2020年度調達価格の算定における想定値																		
	修繕費																				
	諸費																				
	業務分担費(一般管理費)																				
燃料費	初年度価格	—	—																		
	所内率	—	—																		
	燃料諸経費	—	—																		
価格変動要因	技術革新・量産効果	<p>○建設費の低下</p> <p>2030年モデルプラントの建設費は以下の通り。(単位:万円/kW)</p> <p><モジュール習熟率23%のケース></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>収斂なし</th> <th>収斂あり</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>STEPS</td> <td>23.4</td> <td>16.3</td> </tr> <tr> <td>SDS</td> <td>21.8</td> <td>14.9</td> </tr> </tbody> </table> <p><モジュール習熟率41%のケース></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>収斂なし</th> <th>収斂あり</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>STEPS</td> <td>19.8</td> <td>13.9</td> </tr> <tr> <td>SDS</td> <td>17.8</td> <td>12.4</td> </tr> </tbody> </table>		収斂なし	収斂あり	STEPS	23.4	16.3	SDS	21.8	14.9		収斂なし	収斂あり	STEPS	19.8	13.9	SDS	17.8	12.4	<p>建設費の内数である設備費(モジュール等)については、IEA「World Energy Outlook 2020」で示している世界の累積導入量の見通しをもとに、累積導入量が倍増するごとに20%のコスト低下を見込む。この場合、モジュール単体では、累積導入量が倍増するごとに23%のコスト低下が想定されているが、参考として、モジュール単体で、累積導入量が倍増するごとに41%コスト低下するケースも想定。</p> <p>また、上述の設備費の推計で用いるIEA「World Energy Outlook 2020」の世界の累積導入量の見通しについては、「Stated Policy Scenario」(STEPS)を基本としつつ、参考として、「Sustainable Development Scenario」(SDS)も想定。</p> <p>また、上述の設備費の推計にあたって、国内外の価格差については、日本の2020年モデルプラントの設備費を起点に、上記低減ペースで世界の設備費と一定比率を保ちながら低減するケース(収斂なしケース)を基本としつつ、参考として、2030年に、日本の設備費が、上記低減ペースで低減する世界の設備費に収斂するケース(収斂ケース)も想定。</p> <p>建設費の内数である工事費等については、一定とする。</p> <p>なお、設備の廃棄費用については、建設費の5%としていることから、建設費の低下に連動して低下することを想定。</p>
		収斂なし	収斂あり																		
STEPS	23.4	16.3																			
SDS	21.8	14.9																			
	収斂なし	収斂あり																			
STEPS	19.8	13.9																			
SDS	17.8	12.4																			
パネルの出力劣化	<ul style="list-style-type: none"> ・考慮しない ・劣化率0.5%/年 	パネルの出力劣化については、考慮しないことを基本としつつ、参考としてIEA「PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2020.」での想定値0.5%/年に基づき劣化する																			

			ケースも想定。
	燃料費上昇率	—	—

1 (2) 太陽光 (事業用)

諸元のベース		発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会、再エネ特措法施行規則に基づく定期報告等																			
モデルプラントの規模(出力)		250kW	近年のFIT認定状況等を踏まえて想定																		
設備利用率		○17.2%	50kW以上の2019年に設置されたFIT案件中央値(データ取得期間:2019年6月~2020年5月) (参考)過積載率:130%(50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の中央値(2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析。))																		
稼働年数		○30年 ○25年 ○20年	メーカーによっても異なるが、メーカー保証期間については、20~25年程度、長いもので30年程度。国際機関等のコスト分析においても、25年等が採用されている。																		
資本費	建設費	20.8万円/kW ⇒5,200万円	50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の中央値(2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析。 なお、建設費は、設備費と工事費等で構成される。																		
	設備の廃棄費用	1万円/kW	2020年度調達価格の算定における想定値																		
運転維持費	人件費	0.48万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件の中央値(2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析。)																		
	修繕費																				
	諸費																				
	業務分担費(一般管理費)																				
燃料費	初年度価格	—	—																		
	所内率	—	—																		
	燃料諸経費	—	—																		
価格変動要因	技術革新・量産効果	<p>○建設費の低下</p> <p>2030年モデルプラントの建設費は以下の通り。(単位:万円/kW)</p> <p><モジュール習熟率 23%のケース></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>収斂なし</th> <th>収斂あり</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>STEPS</td> <td>17.2</td> <td>12.2</td> </tr> <tr> <td>SDS</td> <td>16.3</td> <td>11.6</td> </tr> </tbody> </table> <p><モジュール習熟率 41%のケース></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>収斂なし</th> <th>収斂あり</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>STEPS</td> <td>15.8</td> <td>11.2</td> </tr> <tr> <td>SDS</td> <td>14.8</td> <td>10.6</td> </tr> </tbody> </table>		収斂なし	収斂あり	STEPS	17.2	12.2	SDS	16.3	11.6		収斂なし	収斂あり	STEPS	15.8	11.2	SDS	14.8	10.6	<p>建設費の内数である設備費(モジュール等)については、IEA「World Energy Outlook 2020」で示している世界の累積導入量の見通しをもとに、累積導入量が倍増するごとに20%のコスト低下を見込む。この場合、モジュール単体では、累積導入量が倍増するごとに23%のコスト低下が想定されているが、参考として、モジュール単体で、累積導入量が倍増するごとに41%コスト低下するケースも想定。</p> <p>また、上述の設備費の推計で用いるIEA「World Energy Outlook 2020」の世界の累積導入量の見通しについては、「Stated Policy Scenario」(STEPS)を基本としつつ、参考として、「Sustainable Development Scenario」(SDS)も想定。</p> <p>また、上述の設備費の推計にあたって、国内外の価格差については、日本の2020年モデルプラントの設備費を起点に、上記低減ペースで世界の設備費と一定比率を保ちながら低減するケース(収斂なしケース)を基本としつつ、参考として、2030年に、日本の設備費が、上記低減ペースで低減する世界の設備費に収斂するケース(収斂ケース)も想定。</p> <p>建設費の内数である工事費等については、一定とする。</p> <p>なお、設備の廃棄費用については、建設費の低減によらず、1万円/kWから変動しないことを想定。</p>
		収斂なし	収斂あり																		
STEPS	17.2	12.2																			
SDS	16.3	11.6																			
	収斂なし	収斂あり																			
STEPS	15.8	11.2																			
SDS	14.8	10.6																			
パネルの出力劣化	<ul style="list-style-type: none"> ・考慮しない ・劣化率0.5%/年 	<p>パネルの出力劣化については、考慮しないことを基本としつつ、参考としてIEA「PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2020」での想定値0.5%/年に基づき劣化するケースも想定。</p>																			

	燃料費上昇率	—	—
--	--------	---	---

2 (1) 陸上風力

諸元のベース		発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会、再エネ特措法施行規則に基づく定期報告等	
モデルプラントの規模(出力)		3万kW	近年のFIT認定状況等を踏まえて想定
設備利用率		○25.4%	7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件の中央値(データ取得期間:2019年6月～2020年5月)
稼働年数		○25年 ○20年	発電コスト検証WG(2015年)及び調達価格等算定委員会より
資本費	建設費	34.7万円/kW ⇒104億円	7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件の資本費(建設費+接続費。廃棄費用は資本費に含まれない)の中央値35.5万円/kWから、7,500kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件の接続費の中央値0.8万円/kWを除いた。(2020年9月23日までに報告された定期報告を対象に分析)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition”(2020)で用いられている廃棄費用の一般値を使用。(調達価格の算定でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	1.04万円/kW/年	7,500kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件の中央値。(2020年9月23日までに報告された定期報告データを対象に分析。)
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	○建設費の低下 〈国際価格と同じ低減率〉 ・2030年 18.4～31.2万円/kW 〈国際価格に収斂〉 ・2030年 12.5～16.5万円/kW	建設費については、2020年モデルプラントの諸元をベースに、 ・建設費の国際価格はIRENA「FUTURE OF WIND」(2019)における「REmap Case」に沿って低減し、国内価格も国際価格と同じ低減率で低減するケース ・参考として、タービン等の設備費は、「REmap Case」(同上)をベースにした国際価格に収斂し、建設費のうち設備費以外(工事費等)は横ばいのケース という2ケースについて想定。 なお、設備の廃棄費用については、建設費の5%としていることから、建設費の低下に連動して低下することを想定。
	燃料費上昇率	—	—

2 (2) 洋上風力

諸元のベース		発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会等	
モデルプラントの規模(出力)		35万kW	「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」(令和元年6月 経済産業省資源エネルギー庁 国土交通省港湾局)で記載されている「欧州主要国においてこれまでに設置又は入札の対象とされた洋上風力発電1区域当たりの平均容量」より
設備利用率		○30%	2014年度から2019年度までの洋上風力の調達価格の算定における想定値
稼働年数		○25年 ○20年	発電コスト検証WG(2015年)及び調達価格等算定委員会より
資本費	建設費	51.5万円/kW ⇒1,803億円	2014年度から2019年度までの洋上風力の調達価格の算定にあたり想定した建設費から接続費用相当分(接続費用3~7万円/kWの中間値である5万円/kW)を除いたもの。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition”(2020)で用いられている廃棄費用の一般値を使用。(2014年度から2019年度までの洋上風力の調達価格の算定でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	2.25万円/kW/年	2014年度から2019年度までの洋上風力の調達価格の算定における想定値
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	<ul style="list-style-type: none"> ○建設費の低下 <ul style="list-style-type: none"> ・2030年 50.7万円/kW ○廃棄費用の見直し <ul style="list-style-type: none"> ・2030年 資本費のうち施工費の70% ⇒10.7万円/kW ○運転維持費の低下 <ul style="list-style-type: none"> ・2030年 1.84万円/kW ○設備利用率の向上 <ul style="list-style-type: none"> ・2030年 33.2% 	<p>調達価格等算定委員会では、2020年度に開始した再エネ海域利用法に基づく着床式洋上風力の公募の供給価格上限額を29円/kWhとした。当該公募で選定される事業は2030年近傍に運転開始することが見込まれるため、2030年モデルプラントでは当該供給価格上限額の算定における想定値を基本的に用いる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・建設費は、供給価格上限額を算定するにあたり想定した資本費(51.2万円/kW)(資本費には廃棄費用を含まない)から、陸上変電所より電力系統連系点側の範囲について要する接続費を考慮する観点から接続費の一部として追加的に考慮されている額(0.5万円/kW)を除いたもの。 ・廃棄費用は、国際的な認証機関であるDNV-GLが着床式洋上風力の撤去費用として試算した海洋における施工費の70%を使用する。 ・運転維持費は、供給価格上限額の算定における想定値。 ・設備利用率は、供給価格上限額の算定における想定値。
	燃料費上昇率	—	—

3. 地熱発電

諸元のベース	発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会等		
モデルプラントの規模(出力)	3万 kW	発電コスト検証WG(2015年)と同規模を想定	
設備利用率	○83%	2012年度から2020年度までの調達価格の算定における想定値(所内率を考慮する前の値)	
稼働年数	○50年 ○40年 ○30年	2011年コスト等検証委員会報告書以降、想定される稼働年数に大きな変化はないと考えられるため、当時実績を踏まえて設定した年数を想定。	
資本費	建設費	79万円/kW ⇒237億円	2012年度から2020年度までの調達価格における想定値
	設備の廃棄費用	建設費の5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” (2020) で用いられている廃棄費用の一般値を使用。(調達価格の算定でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年	2012年度から2020年度までの調達価格の算定における想定値
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年度価格	—	蒸気供給事業者が地熱発電事業者に燃料として蒸気を供給する場合は、有価証券報告書に燃料費が計上されることになるが、ここでは、蒸気供給と発電を同一の事業者が行うケースをモデルプラントとして想定。この場合、地下から採取する熱水・蒸気が燃料のため、燃料費は計上していない。
	所内率	11%	2012年度から2020年度までの調達価格の算定における想定値
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を、モデルプラントとしては想定していない。
	燃料費上昇率	—	地下から採取する熱水・蒸気が燃料のため、燃料費は計上していない。

4 (1) 中水力

諸元のベース		発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会、再エネ特措法施行規則に基づく定期報告等	
モデルプラントの規模 (出力)		5,000kW	調達価格等算定委員会において、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等を設定していることを踏まえて設定。
設備利用率		○60%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準(データ取得期間:2019年6月~2020年5月。)
稼働年数		○60年 ○40年	発電コスト検証WG(2015年)と同じ稼働年数を設定。
資本費	建設費	33~90万円/kW ⇒17~45億円	調達価格等算定委員会における資本費(新設)の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準(接続費用については、建設費(資本費)からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む)(2020年9月23日までに報告された定期報告を対象に分析。)
	設備の廃棄費用	建設費の5%	IEA/OECD NEA "Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition" (2020) で用いられている廃棄費用の一般値を使用。(調達価格の算定でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	1.0~2.1万円/kW/年	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準(2020年9月23日までに報告された定期報告を対象に分析。)
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費 (一般管理費)		
燃料費	所内率	0.4%	発電コスト検証WG(2015年)及び調達価格等算定委員会より
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を、モデルプラントとしては想定していない。
	燃料費上昇	—	—
	CO2対策費用	—	—

4 (2) 小水力

諸元のベース	発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会、事業者ヒアリング等		
モデルプラントの規模(出力)	200kW	発電コスト検証WG(2015年)と同規模を想定	
設備利用率	○60%	調達価格等算定委員会より	
稼働年数	○40年 ○30年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。事業者ヒアリングによると、一般的に想定される稼働年数との大きな違いはない。	
資本費	建設費	80～100万円/kW ⇒1.6～2.0億円 調達価格の算定で想定している資本費(接続費用については、建設費(資本費)からの切り分けが困難であるため、接続費用を含む)	
	設備の廃棄費用	建設費の5% IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” (2020) で用いられている廃棄費用の一般値を使用。(調達価格の算定でも同様の考え方を採用。)	
運転維持費	人件費	700万円/年	調達価格の算定における想定値
	修繕費	3%/年(建設費における比率)	
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)	14%/年(直接費における比率)	
燃料費	初年度価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を、モデルプラントとしては想定していない。
	燃料費上昇率	—	—

5 (1) バイオマス (木質専焼)

諸元のベース		発電コスト検証WG(2015年)、調達価格等算定委員会等	
モデルプラント規模 (出力)		5,700kW	調達価格等算定委員会(バイオマス(未利用材(2,000kW以上))区分)と同規模と想定
設備利用率		○87%	調達価格の算定における想定値(稼働日も考慮した値。ただし、所内率は考慮する前の値。)
稼働年数		○40年 ○30年 ○20年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
資本費	建設費	39.8万円/kW ⇒22.7億円	調達価格の算定で想定している資本費から接続費用7千万円を除いたもの
	設備の廃棄費用	建設費の5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” (2020) で用いられている廃棄費用の一般値を使用。(調達価格の算定でも同様の考え方を採用。)
運転維持費	人件費	2.7万円/kW/年	調達価格の算定における想定値
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費 (一般管理費)		
燃料費	初年度価格	12,000円/t	調達価格の算定における想定値
	燃料費上昇率	—	未利用間伐材については、今後、効率的な供給システムの構築などにより収集・運搬コストの低減が期待される一方で、発電目的での木材需要の増加がコスト増要因となることから、全体では燃料費は横ばいと想定。
	必要燃料量	60,000t/年	調達価格の算定における想定値
	所内率	16%	調達価格の算定における想定値
	燃料諸経費	750円/t	調達価格の算定における想定値
	技術革新・量産効果	—	固定価格買取制度開始から現時点までの燃料費は横ばいで推移していることから、発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果は想定していない。
価格変動要因	燃料費上昇率	—	未利用間伐材については、今後、効率的な供給システムの構築などにより収集・運搬コストなどの低減が期待される一方で、固定価格買取制度開始から現時点までの燃料費は横ばいで推移していることから、モデルプラントでは横ばいと想定。

5 (2) バイオマス (石炭混焼)

諸元のベース	発電コスト検証WG(2021年)、石炭火力のモデルプラント、調達価格等算定委員会等	
モデルプラント規模(出力)	70万kW	石炭火力のモデルプラント(70万kW)において、バイオマス燃料を混焼するとして設定。
設備利用率	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数	○40年 ○30年	石炭火力、LNG火力、石油火力と同様の数値を記載。
資本費	建設単価	+1.1万円/kW 発電コスト検証WG(2021年)より。既存の石炭火力発電所(建設単価:24.4万円/kW)において、バイオマス燃料を混焼するために必要となる追加コスト(混焼施設整備費)を計上されたもの。
	設備の廃棄費用	建設費の5% OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	4.4億円/年 石炭火力のモデルプラント(70万kW)においてバイオマス燃料を混焼することから、石炭火力の数値を引用。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率) 石炭火力のモデルプラント(70万kW)においてバイオマス燃料を混焼することから、石炭火力の数値を引用。
	諸費	2.2%/年(建設費における比率) 石炭火力のモデルプラント(70万kW)においてバイオマス燃料を混焼することから、石炭火力の数値を引用。
	業務分担費(一般管理費)	12.2%/年 (直接費における比率) 石炭火力のモデルプラント(70万kW)においてバイオマス燃料を混焼することから、石炭火力の数値を引用。
燃料費	初年度価格	12,000円/t 調達価格等算定委員会より。
	燃料費上昇率	— 未利用間伐材については、今後、効率的な供給システムの構築などにより収集・運搬コストなどの低減が期待される一方で、固定価格買取制度開始から現時点までの燃料費は横ばいで推移していることから、モデルプラントでは横ばいと想定している。
	燃料発熱量	13.21MJ/kg バイオマス燃料(木材)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用するエネルギー源別標準発熱量及び炭素排出係数(2020年1月改訂)。)
	熱効率	43.5% 石炭火力のモデルプラント(70万kW)においてバイオマス燃料を混焼することから、石炭火力の数値を引用。
	所内率	5.5% 石炭火力のモデルプラント(70万kW)においてバイオマス燃料を混焼することから、石炭火力の数値を引用。
	燃料諸経費	石炭分:2,000円/t バイオマス分:750円/t 混焼率に合わせて、石炭火力の燃料諸経費とバイオマスの燃料諸経費を計上。
価格変動要因	技術革新・量産効果	— 混焼にかかる追加的経費について、発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果は想定していない。
	燃料費上昇率	— バイオマス燃料については、今後、効率的な供給システムの構築などにより収集・運搬コストなどの低減が期待される一方で、固定価格買取制度開始から現時点までの燃料費は横ばいで推移していることから、モデルプラントでは横ばいと想定している。

6. 石炭火力

諸元のベース		直近2年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) (株)常陸那珂ジェネレーション常陸那珂共同火力 60万kW 2021年、電源開発(株)竹原新1号 60万kW 2020年、東北電力(株)能代3号 60万kW 2020年、九州電力(株)松浦2号 100万kW 2019年	
モデルプラントの規模(出力)		70万kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40年 ○30年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	24.4万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレイスの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	4.4億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	2.2%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費 (一般管理費)	12.2%/年 (直接費における比率)	電気事業全般に関連する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費のうち)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	108.58\$/t (0.004\$/MJ)	一般炭全日本通関 CIF 価格の2019年平均
	燃料発熱量	26.08MJ/kg (LHV: 24.80MJ/kg)	輸入一般炭の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	43.5%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	5.5%	発電所内で使用する電力量の発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2,000円/t (0.077円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、内航運賃、コールセンター利用料、荷揚役料など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2020年 43.5% ・2030年 50%	現状においては熱効率43.5%の超々臨界圧発電設備(USC)が実用化されているが、現在、さらなる熱効率向上に向けて、石炭ガス化複合発電(IGCC)の技術実装が始められていることから、2030年のモデルプラントにおいて、IGCCの建設費や約50%の発電効率等を見込んでコストを試算。
	燃料費変動	・IEA STEPS	初年価格を上記のとおり108.58\$/tとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2020」のSTEPSの価格トレンドを適用。
	CO2対策費用	・IEA STEPS	STEPSシナリオにおいては、2020~2040年はEUシナリオの価格、2040~2070年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、SDSシナリオにおいては、2020~2040年はEUシナリオの価格、2040~2070年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2019年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の2019年平均価格とし、線形補完する。

7. LNG火力

諸元のベース	直近3年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 北海道電力(株)石狩湾新港1号系列 57万kW 2019年、北陸電力(株)富山新港 422万kW 2018年、(株)JERA 西名古屋火力発電所1号 119万kW 2019年、(株)JERA 西名古屋火力発電所2号 119万kW 2018年		
モデルプラントの規模(出力)	85万kW	サンプルプラントの出力の平均値	
設備利用率	○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定	
稼働年数	○40年 ○30年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定	
資本費	建設費	16.1万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.2億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	12.0%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	512.99 \$/t (0.009 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の2019年平均
	燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	54.5%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	2.3%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2,800円/t (0.051円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2020年 54.5% ・2030年 57%	現状においては熱効率 54.5%の1500℃級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700℃級ガスタービンの技術開発を進めることにより、2030年までには熱効率を57%まで向上させることを目指している。
	燃料費変動	・IEA STEPS	初年価格を上記のとおり\$512.99\$/tに単位換算し、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2020」のSTEPSの価格トレンドを適用。
	CO2対策費用	・IEA STEPS	STEPSシナリオにおいては、2020~2040年はEUシナリオの価格、2040~2070年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、SDSシナリオにおいては、2020~2040年はEUシナリオの価格、2040~2070年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2019年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の2019年平均価格とし、線形補完する。

8. 石油火力

諸元のベース		1987年以降に運転開始した発電所のデータ(サンプルプラント、1999年試算時と同一の4基。燃料費、CO2対策費を変動。)、関連事業者へのインタビュー。 ※サンプルプラント(名称,定格出力,運転年) 中部電力(株)尾鷲三田3号 50万kW 1987年、関西電力(株)宮津1号 37.5万kW 1989年、関西電力(株)宮津2号 37.5万kW 1989年、北海道電力(株)知内2号 35万kW 1998年	
モデルプラントの規模(出力)		40万kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○30% ○20% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40年 ○30年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	20万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数機が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	1.9億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.8%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.9%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	9.3%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	66.82 \$/bbl (0.01\$/MJ)	原油全日本通関 CIF 価格の2019年平均
	燃料発熱量	41.63MJ/l (LHV: 39.52MJ/l)	発電用C重油の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	39%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	4.8%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	7,600円/kl (0.185円/MJ)	石油石炭税、内航運賃、荷揚役料、タンク管理費、精製・脱硫費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2020年 39% ・2030年 48%	米国DOEが発表している最新型の石炭火力とLNG火力のデータベースに基づき、超臨界圧の石油火力発電が実現した場合の石油火力の発電効率を推定。
	燃料費変動	・IEA STEPS	初年価格を上記のとおり\$66.82/bblとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2020」のSTEPSの価格トレンドを適用。
	CO2対策費用	・IEA STEPS	STEPSシナリオにおいては、2020~2040年はEUシナリオの価格、2040~2070年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、SDSシナリオにおいては、2020~2040年はEUシナリオの価格、2040~2070年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2019年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の2019年平均価格とし、線形補完する。

9. 分離回収付石炭火力

諸元のベース		平成 17～19 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業「二酸化炭素地中貯留技術研究開発」成果報告書および平成 20～24 年度革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電から CO2 貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー「全体システム評価」成果報告書の計算方法をベースに、関連事業者へのインタビューをもとに算出。スケールアップ則を用いて、6. 石炭火力と同様の性能・規模の発電プラントを想定	
モデルプラントの規模(出力)		70 万kW	石炭火力と同様の数字を使用。
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	石炭火力と同様の数字を使用。
稼働年数		○40 年 ○30 年	石炭火力と同様の数字を使用。
資本費	建設費	31.3 万円/kW	発電所の建設費用。(石炭火力と同様の数字を使用。) 分離回収施設の建設については、基本となるプラントの設備費を基に CO2 回収量に応じて、スケールアップ則(0.6 乗則)で算出。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(石炭火力と同様の数字を使用。)
運転維持費	人件費	4.4 億円/年	石炭火力と同様の数字を使用。分離回収施設に係る人件費は、発電所運用と一体とみなし、個別には考慮しない。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	発電プラントについては石炭火力と同様の想定を置き、分離回収施設の修繕費についても同様の数字を適用。
	諸費	2.2%/年 (建設費における比率)	発電プラントについては石炭火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設については、吸収液費、消耗品費を考慮し、同様の数字を使用。
	業務分担費 (一般管理費)	12.2%/年 (直接費における比率)	石炭火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設については、人件費と同様に発電所運用と一体とみなし、個別には考慮しない。
燃料費	初年価格	108.58\$/t (0.004 \$/MJ)	一般炭全日本通関 CIF 価格の 2019 年平均を基に IEA の新政策シナリオから算出。
	燃料発熱量	26.08MJ/kg (LHV: 24.80MJ/kg)	輸入一般炭の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	39.8%	石炭火力と同様の想定を置いた上で、CO2 分離回収のための抽気による発電ロスを考慮。(CO2 分離回収なしの場合は 43.5%)
	所内率	9.0%	発電所内で使用する電力量については、石炭火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設に必要な消費電力を加え、算出。(CO2 分離回収なしの場合は 5.5%)
	燃料諸経費	2,000 円/t (0.077 円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、内航運賃、コールセンター利用料、荷揚役料など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2030 年 50%	石炭火力と同様の数字を使用。
	燃料費変動	・IEA STEPS ・IEA SDS	石炭火力と同様の数字を使用。
	CO2 輸送・貯留費用	・CO2 輸送・貯留コストにおける試算。(別添資料参照)	CO2 輸送、貯留費用については、設計規模に応じて CO2 輸送・貯留の費用を試算し、CO2 処理量に応じてコスト案分することを想定。分離回収できなかった CO2 及び輸送・貯留時に排出される CO2 については、CO2 対策費用と同様の計算方法を用いる。

10. 分離回収付石炭火力（IGCC）

諸元のベース	現在実証事業中のプラント(CO2分離回収型酸素吹IGCC)のデータ等を基に作成。 ※サンプルプラント(名称,定格出力) 大崎クールジェン 16.6 万 kW	
モデルプラントの規模(出力)	50 万kW	関連事業者へのインタビュー (参考) 福島復興電源プラント 勿来 54.3 万 kW 大崎クールジェン 16.6 万 kW
設備利用率	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	石炭火力と同様の数字を使用。
稼働年数	○40 年 ○30 年	石炭火力と同様の数字を使用。
資本費	建設費	36.6 万円/kW 発電所(酸素吹 IGCC)と CO2 分離回収施設の建設費用。 基本となるサンプルプラントの設備費を基にスケールアップ則(0.6 乗則等)で算出。
	設備の廃棄費用	建設費の5% OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。(石炭火力と同様の数字を使用。)
運転維持費	人件費	4.4 億円/年 石炭火力と同様の数字を使用。分離回収施設に係る人件費は、発電所運用と一体とみなし、個別には考慮しない。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率) 石炭火力と同様の数字を使用。
	諸費	2.2%/年 (建設費における比率) 石炭火力と同様の数字を使用。
	業務分担費 (一般管理費)	12.2%/年 (直接費における比率) 石炭火力と同様の数字を使用。
燃料費	初年価格	88.71\$/t (0.004 \$/MJ) 一般炭全日本通関 CIF 価格の 2019 年平均を基に IEA の新政策シナリオに IGCC 用燃料価格と石炭火力(USC)用燃料価格との比率を考慮して算出
	燃料発熱量	22.61MJ/kg 関連事業者へのインタビュー
	熱効率	48.5% HHV、発電端における数値。基本となるサンプルプラントのデータ等を基に作成。(CO2 分離回収なしの場合は 52.9%)
	所内率	17.5% 基本となるサンプルプラントのデータ等を基に作成。 (CO2 分離回収なしの場合は 13.7%)
	燃料諸経費	2,000 円/t (0.088 円/MJ) 石炭火力と同様の数字を使用。石油石炭税、輸入手数料、内航運賃、コールセンター利用料、荷揚役料など。
価格変動要因	技術革新	—
	燃料費変動	・IEASTEPS ・IEASDS 石炭火力と同様の数字を使用。
	CO2 輸送・貯留費用	・CO2 輸送・貯留コストにおける試算。(別添資料参照) CO2 輸送、貯留費用については、設計規模に応じて CO2 輸送・貯留の費用を試算し、CO2 処理量に応じてコスト案分することを想定。分離回収できなかった CO2 及び輸送・貯留時に排出される CO2 については、CO2 対策費用と同様の計算方法を用いる。

1.1. 分離回収付 LNG 火力

諸元のベース		平成 17～19 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業「二酸化炭素地中貯留技術研究開発」成果報告書および平成 20～24 年度革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電から CO2 貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー「全体システム評価」成果報告書の計算方法をベースに、関連事業者へのインタビューをもとに算出。スケールアップ則を用いて、7. LNG 火力と同様の性能・規模の発電プラントを想定。	
モデルプラントの規模(出力)		85 万 kW	LNG と同様の数字を使用。
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	LNG と同様の数字を使用。
稼働年数		○40 年 ○30 年	LNG と同様の数字を使用。
資本費	建設費	21.6 万円/kW	発電所の建設費用。(LNG 火力と同様の数字を使用。) 分離回収施設の建設については、基本となるプラントの設備費を基に CO2 回収量に応じて、スケールアップ則(0.6 乗則)で算出。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.2 億円/年	LNG 火力と同様の数字を使用。分離回収施設に係る人件費は、発電所運用と一体とみなし、個別には考慮しない。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	発電プラントについては LNG 火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設についても同様の数字を適用。
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	発電プラントについては LNG 火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設については、吸収液費、消耗品費を考慮し、同様の数字を使用。
	業務分担費(一般管理費)	12.0%/年 (直接費における比率)	LNG 火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設については、人件費と同様に発電所運用と一体とみなし、個別には考慮しない。
燃料費	初年価格	512.99 \$/t (0.009 \$/MJ)	LNG 全日本通関 CIF 価格の 2019 年平均を基に IEA の新政策シナリオから算出。
	燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	52.3%	LNG 火力と同様の想定を置いた上で、CO2 分離回収のための抽気による発電ロスを考慮。(CO2 分離回収なしの場合は 54.5%)
	所内率	4.7%	発電所内で使用する電力量については、LNG 火力と同様の想定を置いたうえで、分離回収施設に必要な消費電力を加え、算出。(CO2 分離回収なしの場合は 2.3%)
	燃料諸経費	2,800 円/t (0.051 円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2030 年 57%	LNG と同様の数字を使用。
	燃料費変動	・IEA STEPS ・IEA SDS	LNG と同様の数字を使用。
	CO2 輸送・貯留費用	・CO2 輸送・貯留コストにおける試算。(別添資料参照)	CO2 輸送、貯留費用については、設計規模に応じて CO2 輸送・貯留の費用を試算し、CO2 処理量に応じてコスト案分することを想定。分離回収できなかった CO2 及び輸送・貯留時に排出される CO2 については、CO2 対策費用と同様の計算方法を用いる。

【共通事項】

諸元のベース	<p>平成 17～19 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業「二酸化炭素地中貯留技術研究開発」成果報告書および平成 20～24 年度革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電から CO2 貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー「全体システム評価」成果報告書の計算方法をベースに、「苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書」や事業者へのヒアリングを参考に算出。</p> <p>CO2 輸送については、海外等で実績のある 20～200km の陸上パイプライン、貯留・モニタリングでは、既に苫小牧における CCUS 実証での実施事例のある陸域から海底下への貯留を想定して試算。</p>	
CO2 輸送・貯留量 (二酸化炭素量)	<p>○発電所からの分離回収した CO2 量 (151 万トン、184 万トン、285 万トン)</p> <p>○300 万トン</p> <p>○500 万トン</p> <p>○1000 万トン</p>	<p>様々な排出源からの CCS を想定し、比較のために複数条件を設定。また、発電所から分離回収量した CO2 の量に応じた形での設計も検討(分離回収付石炭:285 万トン、分離回収付 LNG:151 万トン、分離回収付 IGCC:184 万トン)</p>
輸送距離	<p>陸域パイプライン</p> <p>○20km</p> <p>○50km</p> <p>○100km</p> <p>○150km</p> <p>○200km</p>	<p>海外で実施事例のある陸域パイプラインでの輸送を想定。排出源と貯留地の地理関係にもよるため、複数条件を設定。</p>
稼働年数	<p>○40 年</p> <p>※圧入井については、20 年で更新を想定</p>	<p>輸送設備は 40 年</p> <p>貯留設備(圧入ポンプ・圧入井・建屋)は、石油生産設備において 20 年～30 年程度で計画することが多いことから、20 年での更新を想定(エンジニアリング会社へのヒアリング結果)。</p> <p>また、圧入井 1 本あたりの圧入レートは、地層条件により異なるが、50 万 tCO2/年を想定。(苫小牧総括報告書の成果など)</p>

【輸送費用】

資本費	建設費	昇圧	○151 万トン	87 億円	輸送用圧縮機の出口圧力を 10MPa として、圧縮機動力を算出。さらに圧縮機動力に基づくコストデータ(上述報告書等)から設備費用を算出。				
			○184 万トン	98 億円					
			○285 万トン	129 億円					
			○300 万トン	134 億円					
			○500 万トン	184 億円					
			○1000 万トン	284 億円					
	パイプライン		20 km	50 km	100 km	150 km	200 km	輸送量、輸送圧力、距離などから輸送に必要なパイプラインの管径を算出。さらに管径に基づくコストデータ(上述報告書等)から設備費を算出。	
		○151 万トン	47 億円	123 億円	271 億円	443 億円	590 億円		
		○184 万トン	47 億円	136 億円	295 億円	443 億円	590 億円		
		○285 万トン	54 億円	148 億円	319 億円	479 億円	687 億円		
		○300 万トン	54 億円	148 億円	319 億円	479 億円	687 億円		
		○500 万トン	59 億円	160 億円	344 億円	552 億円	784 億円		
	○1000 万トン	69 億円	196 億円	416 億円	660 億円	929 億円			
設備の廃棄費用	—	考慮せず。							

運 転 維 持 費	修繕費・人件費	3.0%/年 (建設費における比率)	輸送設備(圧縮機)、パイプラインともに建設費の3.0%と想定。	
燃 料 費	昇圧電気代	○151万トン	11億円/年	輸送用圧縮機の出口圧力を10MPaとして、圧縮機動力を算出。電気代は外部電源(電気代10円/kWh、CO2排出係数0.37kg-CO2/kWh)と想定し、算出。
		○184万トン	13億円/年	
		○285万トン	20億円/年	
		○300万トン	21億円/年	
		○500万トン	35億円/年	
		○1000万トン	71億円/年	
価 格 変 動 要 因	技術的要因	輸送圧力の高圧化	一般的に、同じ量、同じ距離を輸送する場合、高圧輸送の方がパイプラインの管径が小さくなり、建設費等の低減が期待できる。本試算では、CO2の二相流(気相と液相が混合した状態。4MPa~9MPa)を避けた10MPaでの高圧輸送を適用した。(国内での高圧輸送の実績は7MPa程度まで)。	
	規制			
	輸送方法	輸送距離は排出源と貯留地の地理関係にもよるが、海底パイプライン、船舶輸送などの海域輸送も存在。		

【貯留費用】

資 本 費	建設費	○151万トン	114億円	陸域から海域へ圧入する場合を想定し、掘削費、圧入ポンプ、建屋などの費用を算出。掘削費は水深・掘削深度から調達するリグを選定し、費用を算出。機械設備等は貯留するCO2量に応じたスケールアップ則(0.6乗則)で算出。
		○184万トン	117億円	
		○285万トン	160億円	
		○300万トン	162億円	
		○500万トン	251億円	
		○1000万トン	527億円	
	廃坑費用	○151万トン	8億円	1坑井あたり2億円と想定し、算出。
		○184万トン	8億円	
		○285万トン	12億円	
		○300万トン	12億円	
運 転 維 持 費	修繕費／人件費／諸費	陸上:2.0% (建設費における比率)		圧入設備運転・管理費として、陸上基地の場合、建設費における比率を2.0%と想定。
燃 料 費	圧入電気代	○151万トン	0.3億円/年	圧入ポンプ出口圧力を15MPaとして、ポンプ動力を算出。電気代は外部電源(電気代10円/kWh、CO2排出係数0.37kg-CO2/kWh)と想定し、算出。
		○184万トン	0.4億円/年	
		○285万トン	0.6億円/年	
		○300万トン	0.6億円/年	
		○500万トン	1.0億円/年	
		○1000万トン	1.9億円/年	
調 査 費	事前	○151万トン	34億円	2次元弾性波探査、3次元弾性波探査、調査井、圧入井(圧入性能)、海域調査を各1回
		○184万トン	36億円	
		○285万トン	40億円	
		○300万トン	40億円	
		○500万トン	45億円	
	運転中	○1000万トン	53億円	3次元弾性波探査は5年に2回実施(40年間)、海域調査は毎年四季ごとに1回実施(40年間)。
		○151万トン	414億円	
		○184万トン	434億円	
		○285万トン	482億円	

		○300 万トン	488 億円	3次元弾性波探査は5年に2回実施(20年間)、海域調査は毎年1回実施(20年間)。
		○500 万トン	552 億円	
		○1000 万トン	651 億円	
	閉鎖後	○151 万トン	135 億円	
		○184 万トン	142 億円	
		○285 万トン	158 億円	
		○300 万トン	160 億円	
		○500 万トン	181 億円	
	○1000 万トン	213 億円		
価格変動要因	技術	圧入レート向上	掘削技術(水平井)、圧入井の大口径化、マイクロバブル技術等による浸透率の向上。圧入井本数の低減による掘削費の低減が期待できる。	
	モニタリング	関連法令の改正や計画変更などによるモニタリング方法・頻度・期間の見直し。		
	貯留場所・方法	貯留地の地理条件・地層条件に応じて、陸域貯留、洋上基地(着底)、洋上基地(浮体)等の貯留タイプや、圧入井の掘削深度なども異なる。		

1 2. 水素発電（混焼・専焼）

諸元のベース		LNG 火力への混焼(エネルギーベースで 10%)もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。	
モデルプラントの規模(出力)		○85 万 kW	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	水素の調達量及び技術開発のスケジュールを踏まえ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
資本費	建設費	16.1 万円/kW	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、IEA“The Future of Hydrogen”(2019)の試算と同様に、LNG 火力と同等と設定。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
運転維持費	人件費	6.2 億円/年	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
	業務分担費(一般管理費)	12.0%/年 (直接費における比率)	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
燃料費	初年価格	LNG: 512.99 \$/t (0.009 \$/MJ) ブルー水素: 3870 \$/t グリーン水素: 5835 \$/t	LNG: LNG全日本通関 CIF 価格の 2019 年平均 水素: 2030 年時点でのブルー水素及びグリーン水素価格の見通しの平均(オーストラリア産、中東産)、IEA“The Future of Hydrogen”(2019)。
	燃料発熱量	LNG: 54.70MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg) 水素: 142 MJ/kg (LHV: 120MJ/kg)	LNG: 輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。) 水素: 財団法人日本自動車研究所”総合効率と GHG 排出の分析報告書”(2011)。
	熱効率	54.5%	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
	所内率	2.3%	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
	燃料諸経費	混焼: 2,685 円/t (0.046 円/MJ) 専焼: -	LNG: 2800 円/t。LNG 火力と同様に設定。 水素は: 初年価格の条件内として整理。 エネルギーベースでの水素 10%混焼は、重量ベースで約 4%混焼に相当。燃料諸経費は混焼分を控除。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2020 年 54.5% ・2030 年 57%	LNG 火力への混焼もしくは、LNG 火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。
	燃料費変動	・IEA STEPS	LNG: LNG 火力への混焼を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。 水素: 「燃料費」初年価格の条件内として整理。

	CO2 対策費用	・IEA STEPS	<p>LNG:LNG 火力への混焼を想定しているため、LNG 火力と同等と設定。 水素:IEA”The Future of Hydrogen”(2019)の試算においては、製造源によらず発電時のCO2 対策費が計上されていない(スコープ3としての扱い)ため、追加でCO2 対策費を計上しない。</p>
--	----------	------------	---

13. アンモニア混焼（2030年）

※2020年の石炭火力の諸元表をベースに記載。

諸元のベース		2030年時点では、石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。	
モデルプラントの規模(出力)		70万kW	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	アンモニアの調達量及び技術開発のスケジュールを踏まえ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40年 ○30年	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
資本費	建設費	24.4万円/kW	石炭火力への混焼を想定しており、IEA“ <i>The Future of Hydrogen</i> ”(2019)の試算において受入設備等については燃料費に含まれていることを踏まえ、石炭火力と同等と設定。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
運転維持費	人件費	4.4億円/年	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
	諸費	2.2%/年 (建設費における比率)	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
	業務分担費 (一般管理費)	12.2%/年 (直接費における比率)	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
燃料費	初年価格	(石炭)108.58\$/t (0.004\$/MJ) (アンモニア)452\$/t	石炭:一般炭全日本通関 CIF 価格の2019年平均 アンモニア:2030年時点でのブルーアンモニア価格の見通しの平均(オーストラリア産、中東産)、IEA“ <i>Future of Hydrogen</i> ”(2019)。
	燃料発熱量	(石炭)26.08MJ/kg (LHV:24.80MJ/kg) (アンモニア)22.5MJ/kg	石炭:輸入一般炭の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧) アンモニア:US NIST 資料より。
	熱効率	43.5%	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。熱効率43.5%の超々臨界圧発電設備(USC)の石炭火力の利用を想定。
	所内率	5.5%	石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
	燃料諸経費	1560円/t (0.062円/MJ)	石炭:2000円/t。石炭火力と同様に設定。 アンモニアは:初年価格の条件内として整理。 エネルギーベースでのアンモニア20%混焼は、重量ベースで22%混焼に相当。燃料諸経費は混焼分を控除。
価格変動要因	技術革新	○発電効率の上昇 ・2030年 43.5%	2030年時点では、石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。
	燃料費変動	・IEA STEPS ・IEA SDS	石炭:石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。 アンモニア:「燃料費」初年価格の条件内として整理。
	CO2対策費用	・IEA STEPS ・IEA SDS	石炭:石炭火力への混焼を想定しているため、石炭火力と同等と設定。 アンモニア:IEA“ <i>The Future of Hydrogen</i> ”(2019)の試算においては、製造源によらず発電時のCO2対策費が計上されていない(スコープ3としての扱い)ため、追加でCO2対策費を計上しない。

14. 原子力

諸元のベース		直近、運転開始した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運転年) 東北電力(株)東通1号 110万kW 2005年、中部電力(株)浜岡5号 138万kW 2005年、北陸電力(株)志賀2号 135.8万kW 2006年、北海道電力(株)泊3号 91.2万kW 2009年	
モデルプラント規模(出力)		120万kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60%	比較のために複数条件を設定
稼働年数		○60年 ○40年	原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、40年、60年を設定。
資本費	建設費	40.0万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正及び建設費工事費デフレータを考慮した補正を実施。東日本大震災を踏まえた追加的安全対策費用は含まれていない。サンプルプラントの平均値。
	固定資産税率	1.4%	
	廃止措置費用	750億円	サンプルプラントにおける最新の原子力発電施設解体引当金総見積額の1kW当たりの平均値にモデルプラント出力を乗じたもの。
運転維持費	人件費	22.2億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.9%/年(建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を一定の稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	94.1億円/年	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、核燃料税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	12.8%/年(直接費における比率)	電気事業全般に関連する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費のうち)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	核燃料サイクル費用(フロントエンド+バックエンド)	1.68円/kWh(フロント0.97、バック0.71)	使用済燃料全量を適切な期間貯蔵しつつ、再処理を行う現状を考慮したモデルで試算(現状モデル)。2015年以降の事情変更を試算に反映。
	熱効率	35.1%	発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	4.0%	発電所内で使用する電力量の発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
2020年、30年の 価格変動要因	技術革新・量産効果	—	(参考)モジュール工法等の先進的な建設工法による工期短縮等による資本コスト減少、事故耐性燃料・高燃焼度燃料等の次世代燃料技術による出力向上、積層造形技術等の革新的製造技術を利用した部品供給の迅速化による設備利用率向上等の経済性の向上が見込まれる。
損害費用		15兆6,808億円 (事故リスクへの対応のための損害想定額の下限值)	現時点で得られる定量的な情報から東京電力福島第一原子力発電所の事故損害額を最大限見積もり、モデルプラントに補正したもの。 ※本来であれば、放射性物質拡散防止対策などの追加的安全対策を実施したことにより、損害費用は低減する可能性があることが、こうした効果は反映していない。 ※東京電力改革・1F問題委員会に提示された見通し、原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針(2016年12月閣議決定)、新々・総合特別事業計画(2021年4月変更認定)、財務省HP等を基に算出。

追加的安全対策費用	1,369 億円	現時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合審査を申請している 16 原発 27 基について、①電力会社に追加的安全対策費用の最新の見 通しを聴取。②さらに精度向上のため、2021 年4月時点で再稼働済み であった5原発9基について、特に費用内訳を詳細に聴取し、モデルプ ラントに補正。③その上で、これらの結果を反映した、申請済み原発の 平均値。
原子力防災	—	政策的経費において整理
備考	<p>【為替レート】将来にわたって不変と仮定。燃料費の試算時に使用。</p> <p>【割引率】将来の金銭的価値を現在の価値に割り引く(換算する)時の割合を1年あたりの割合で示したもの。割引率が高い場合、燃料費の比率が高い電源(将来発生するコストが多い電源。一般的には、火力>原子力>水力)ほど、現在価値としての発電単価は小さくなる。</p> <p>【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計</p>	

15 (1) ガスコージェネレーション

諸元のベース		直近5年間のガスコージェネの導入実績調査に基づく設備のデータ(関連事業者へのインタビューによる)		
モデルプラントの規模(出力)		6,000kW	直近のガスコージェネの導入実績調査(令和元年度実績)に基づく。	
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% <参考情報> * インタビュー事業者の実績平均:72.3%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
稼働年数		○30年 ○15年(法定耐用年数)	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
資本費	建設費	14万円/kW	「分散型電源導入促進事業費補助金」に申請されたガスコージェネで、モデルプラントと同程度の容量の件名の平均値(関連事業者へのインタビューによる)	
	設備の廃棄費用	建設費の5%	各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)が示した値を使用。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	1.0万円/kW・年	インタビュー事業者の実績平均。各種点検、プラグ・潤滑油・その他必要部品交換、オーバーホール等が含まれる。運転時間毎の点検メニューがあり(2,000時間毎、4,000時間毎、8,000時間毎など)、稼働年数を通じた平均値として1年当たりの値を計上。	
	諸費	(修繕費に含む)	—	
	業務分担費(一般管理費)	(計上せず)	—	
燃料費	CIF価格	初年度価格	512.99 \$/t (0.009 \$/MJ)	LNG全日本通関CIF価格の2019年平均(LNG火力に同じ)。
		燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量(LNG火力に同じ)。
		燃料諸経費	2,800円/t (0.051円/MJ)	LNG火力に同じ。
	需要地価格	初年度価格	55.14円/m ³	電力・ガス取引監視等委員会等の公開情報を用い、経過措置料金規制の供給区域(大手3事業者含む9事業者が対象)の工業用自由料金の年間平均単価を算出。令和元年1月~12月の原料価格が令和元年5月~令和2年4月の都市ガス料金に反映されることを考慮。
		燃料発熱量	45MJ/Nm ³ (HHV)	上記事業者が販売している都市ガスの代表的な標準燃料発熱量。
	共通	熱効率	発電効率:41.2%、 熱回収効率:32.2%	HHV、発電端における数値。インタビュー事業者の実績平均。
	所内率	2.3%	インタビュー事業者の実績平均。	
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率向上 現状 発電効率:41.2% /熱回収効率:32.2% 2030年 発電効率:43.0% /熱回収効率:30.4% (いずれも HHV)	「NEDO 省エネルギー技術戦略 2016」の2030年目標値に対し、ガスエンジン及びガスタービンについては、各々の代表機種である8MW級と30MW級の設備の足下(2019年)の効率に対し、平成29年度戦略的省エネルギー技術革新プログラム「コージェネレーション用革新的高効率ガスエンジンの技術開発」の2030年の効率向上目標値を加算した。 (ガスエンジン・ガスタービンの発電効率) 現状 ガスエンジン:51.0%/ガスタービン:39.1% 2030年 ガスエンジン:53%超/ガスタービン:42%超 (いずれも LHV)	

		<p>上記の発電効率向上の数値を、令和元年度のガスコージェネの導入実績調査に基づくガスエンジン、ガスタービンのストックの容量比率 56:44(ガスエンジン合計 2989 万 kW、ガスタービン合計 2382 万 kW)をそれぞれの効率に加重平均し、モデルプラントの発電効率及び熱回収効率を以下のとおり算出した。</p> <p>(モデルプラントの発電効率・熱回収効率) 現状 発電効率:41.2%/熱回収効率:32.2% 2030 年 発電効率:43.0%/熱回収効率:30.4% (いずれも HHV)</p>
燃料費上昇	<ul style="list-style-type: none"> ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ 	<p>CIF価格については、LNG 火力に同じ。 需要地価格については、初年度価格の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がCIF価格と同様に变化した場合に想定される都市ガス料金を算出。</p>
CO2 対策費用	<ul style="list-style-type: none"> ・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ 	<p>LNG火力に同じ。 なお、排熱価値と合わせて、当該排熱価値を生み出す際に発生することが想定される CO2 対策費用も差し引くこととする。</p>

15 (2) 石油コージェネレーション

諸元のベース		関連事業者へのインタビュー		
モデルプラントの規模(出力)		1500kW	事業者へのインタビュー結果から前回の実績を引用	
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% 〈参考情報〉 * インタビュー事業者の実績平均:36%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
稼働年数		○30年 ○15年(法定耐用年数)	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
資本費	建設費	13万円/kW	事業者へのインタビュー結果から前回の実績を引用	
	設備の廃棄費用	建設費の5%	各国において特段のデータがない場合の値として OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)が示した値を使用。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	0.79万円/kW・年	事業者へのインタビュー結果から前回の実績を引用	
	諸費	(修繕費に含む)	—	
	業務分担費(一般管理費)	(計上せず)	—	
燃料費	CIF価格	初年度価格	66.82 \$/bbl (0.01\$/MJ)	原油全日本通関 CIF 価格の 2019 年平均(石油火力に同じ)。
		燃料発熱量	41.63MJ/l (LHV:39.05MJ/l)	石油火力に同じ。
		燃料諸経費	7,600円/kl (0.185円/MJ)	石油火力に同じ。
	需要地価格	初年度価格	92.35円/l	2010年から2014年における、石油製品価格調査の産業用価格(A重油)の平均値を踏まえ、原料価格(原油)が原油全日本通関CIF価格の2014年平均と同等、為替が105.24円/\$だと仮定した場合のA重油価格として算出。
		燃料発熱量	HHV:38.90MJ/l (LHV:36.73MJ/l)	A重油の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	共通	熱効率	発電効率:32.9%、 熱回収効率:22.7%	HHV、発電端における数値。事業者へのインタビュー結果から前回の実績を引用
		所内率	3%	事業者へのインタビュー結果から前回の実績を引用
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果を想定していない。(参考)ディーゼルエンジンの効率向上による発電効率の改善が期待される。	
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	CIF価格については、石油火力に同じ。 需要地価格については、初年度価格の算出方法を踏まえ、原料価格(原油)がCIF価格と同様に变化した場合に想定されるA重油料金を算出。	
	CO2対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	石油火力に同じ。 なお、排熱価値と合わせて、当該排熱価値を生み出す際に発生することが想定されるCO2対策費用も差し引くこととする。	

16. 燃料電池

諸元のベース		エネファーム補助金のデータ、事業者へのヒアリング等から試算		
モデルプラントの規模 (出力)		0.7kW	市販されている機器の標準的な出力	
設備利用率		○72.4%	事業者へのヒアリングによる数値。	
稼働年数		○12年	事業者へのヒアリングによる数値。	
資本費	建設費	93.6万円/kW	工事費込み。補助金における申請額の平均100.5万円/台(販売価格ベース)からガス給湯器(エコジョーズ)の販売価格を控除。	
	設備の廃棄費用	5.7万円	事業者へのヒアリングによる数値。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	0.79万円/kW・年	事業者へのヒアリングによる数値。 メンテナンス費及び修理費の合算値。	
	諸費	(修繕費に含む)	消耗品費など	
	業務分担費(一般管理費)	(計上せず)	—	
燃料費	CIF価格	初年度価格	512.99\$/t (0.009\$/MJ)	LNG全日本通関CIF価格の2019年平均
		燃料発熱量	54.70MJ/kg (LHV:49.84MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
		燃料諸経費	2,800円/t (0.051円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
	需要地価格	初年度価格	87.81円/m ³	大手ガス事業者4社の都市ガス料金の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がLNG全日本通関CIF価格の2019年平均と同等、為替が107円/\$だと仮定した場合の都市ガス料金として算出。 なお、燃料電池においては、家庭用の都市ガス料金(エネファーム関係小売料金メニューの従量単位料金)を踏まえて算出。
		燃料発熱量	45MJ/Nm ³ (HHV)	上記の大手事業者が販売している都市ガスの代表的な標準燃料発熱量。
	共通	熱効率	発電効率:43%、熱回収効率:40%	HHV、発電端における数値。 市販されている最新機種の数値を平均したもの。
		所内率	(計上せず)	—
	価格変動要因	技術革新	○設備利用率の向上 2030年:74.8%	事業者へのヒアリングによる数値。将来的に発電した電力を売電することにより稼働率が向上しうることも見込み複数条件を設定。
○価格低下 2030年:53.6万円/kW			工事費込み。「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に基づき算出。	
○稼働年数の増加 2030年:15年			(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構が公表している「燃料電池・水素技術開発ロードマップ」より。	
○発電効率向上 2030年:47.4%(電気) :38.4%(熱)			HHV、発電端における数値。 発電効率は(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構が公表している「燃料電池・水素技術開発ロードマップ」より。2030年目標をすでに達成していることから、2040年目標を2030年に達成すると想定。熱効率は事業者へのヒアリングによる数値。	
燃料費変動		・IEA STEPS	CIF価格については、LNG火力に同じ。 需要地価格については、初年度価格の算定方法を踏まえ、原料価格(LNG)がCIF価格と同様に变化した場合に想定される都市ガス料金を算出。	

	CO2 対策費用	・IEA STEPS	ガスコージェネレーションに同じ。
--	----------	------------	------------------