

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
1 (3) (参考) ペロブスカイト太陽電池 (2040年)	5
2 (1) 陸上風力	6
2 (2) 着床式洋上風力	7
2 (3) (参考) 浮体式洋上風力 (2040年)	8
3 (1) 中水力	9
3 (2) 小水力	10
4. 地熱発電	11
5. バイオマス (木質専焼)	12
6. 石炭火力	13
7. LNG火力	14
8. 石油火力	15
9. バイオマス (石炭混焼)	17
10. CCS付石炭火力 (2040年)	19
11. CCS付LNG火力 (2040年)	20
12. LNG火力 (水素10%混焼・水素専焼) (2040年)	24
13. 石炭火力 (アンモニア20%混焼・50%混焼) (2040年)	26
14. アンモニア (専焼) (2040年)	28
15. 原子力	30
16 (1) ガスコージェネレーション	32
16 (2) 石油コージェネレーション	34
17. 燃料電池	35
18 (1) (参考) 蓄電池併設再エネ設備 (太陽光 (事業用)) (2040年)	37
18 (2) (参考) 蓄電池併設再エネ設備 (陸上風力) (2040年)	38

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(2021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	これまでに設置された全てのFIT案件の中央値(4.8kW)・平均値(5.2kW)の水準																								
設備利用率		15.8%	10kW未満の2022年に設置されたFIT案件の中央値(データ取得期間:2022年6月~2023年5月) (参考)過積載率:108%(10kW未満の2023年に設置されたFIT案件の中央値(2023年8月30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25年程度、長いもので30年程度。																								
資本費	建設費	27.8万円/kW	10kW未満の2023年に設置されたFIT案件の中央値(2023年8月30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	2023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>○建設費の推移</p> <p>2040年モデルプラントの建設費は以下のとおり。(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>18.2</td> <td>16.0</td> </tr> <tr> <td>APS</td> <td>17.6</td> <td>15.5</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>17.3</td> <td>15.3</td> </tr> </tbody> </table> <p><モジュール習熟率40%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>15.1</td> <td>13.4</td> </tr> <tr> <td>APS</td> <td>14.6</td> <td>13.0</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>14.3</td> <td>12.8</td> </tr> </tbody> </table>			収斂なし	収斂あり	STEPS	18.2	16.0	APS	17.6	15.5	NZE	17.3	15.3		収斂なし	収斂あり	STEPS	15.1	13.4	APS	14.6	13.0	NZE	14.3	12.8
			収斂なし	収斂あり																							
STEPS	18.2	16.0																									
APS	17.6	15.5																									
NZE	17.3	15.3																									
	収斂なし	収斂あり																									
STEPS	15.1	13.4																									
APS	14.6	13.0																									
NZE	14.3	12.8																									
パネルの	・考慮しない	<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 2024」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%(モジュール習熟率換算)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40%(モジュール習熟率換算)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 2024」の世界の累積導入量の見通しについては、「Stated Policies Scenario」(STEPS)を基本としつつ、参考として、「Announced Pledges Scenario」(APS)及び「Net Zero Emissions by 2050 Scenario」(NZE)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2023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2040年までに低減するケース(収斂なしケース)を基本としつつ、参考として、2040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> <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</p>																									

	出力劣化	・劣化率 0.5%/年	つ、参考として IEA/OECD NEA 「Projected Costs of Generating Electricity 2020」を踏まえて、パネル出力劣化率 0.5%/年を仮定したケースも想定。
	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(2021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	これまでに設置された全てのFIT/FIP案件のうち、認定件数が多い2区分の閾値																								
設備利用率		18.3%	50kW以上の2022年に設置されたFIT/FIP案件の中央値(データ取得期間:2022年6月~2023年5月) (参考)過積載率:141%(50kW以上の2023年に設置されたFIT/FIP案件の中央値(2023年8月30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	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25年程度、長いもので30年程度。																								
資本費	建設費	17.6万円/kW	50kW以上の2023年に設置されたFIT/FIP案件の中央値(2023年8月30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	2023年度調達価格等の算定における想定値																								
運転維持費	人件費	0.47万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値(2023年8月30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>○建設費の推移</p> <p>2040年モデルプラントの建設費は以下のとおり。(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>12.4</td> <td>9.9</td> </tr> <tr> <td>APS</td> <td>12.1</td> <td>9.7</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>11.9</td> <td>9.6</td> </tr> </tbody> </table> <p><モジュール習熟率40%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>11.0</td> <td>9.1</td> </tr> <tr> <td>APS</td> <td>10.7</td> <td>9.0</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>10.6</td> <td>8.9</td> </tr> </tbody> </table>			収斂なし	収斂あり	STEPS	12.4	9.9	APS	12.1	9.7	NZE	11.9	9.6		収斂なし	収斂あり	STEPS	11.0	9.1	APS	10.7	9.0	NZE	10.6	8.9
			収斂なし	収斂あり																							
STEPS	12.4	9.9																									
APS	12.1	9.7																									
NZE	11.9	9.6																									
	収斂なし	収斂あり																									
STEPS	11.0	9.1																									
APS	10.7	9.0																									
NZE	10.6	8.9																									
		<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 2024」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%(モジュール習熟率換算)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40%(モジュール習熟率換算)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 2024」の世界の累積導入量の見通しについては、「Stated Policies Scenario」(STEPS)を基本としつつ、参考として、「Announced Pledges Scenario」(APS)及び「Net Zero Emissions by 2050 Scenario」(NZE)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2023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2040年までに低減するケース(収斂なしケース)を基本としつつ、参考として、2040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>																									

	<p>パネルの出力劣化</p>	<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/OECD NEA 「Projected Costs of Generating Electricity 2020」を踏まえて、パネル出力劣化率での想定値 0.5%/年を仮定したに基づき劣化するケースも想定。</p>
	<p>燃料費上昇率</p>	<p>—</p>	<p>—</p>

1 (3) (参考) ペロブスカイト太陽電池 (2040年)

諸元のベース		「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するペロブスカイト太陽電池メーカー6社のコスト見通し、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	便宜上、今回の検証における太陽光(事業用)のモデルプラントと同一の規模を想定。 ※実際の発電コストは発電設備の規模や設置形態、封止材の種類等によって大きく変わり得るものであるところ、便宜上モデルプラントの規模及び設置形態を設定しているが、各社がコスト見通しを作成する際の想定にはバラツキがある。したがって、今回コストの諸元として採用した各社のコスト見通しについては、必ずしも250kWの屋根設置の設備が想定されているものではない点に留意が必要。
設備利用率		14%	2023年に設置されたFIT/FIP案件の太陽光パネルの変換効率を20%と仮定し、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれの変換効率に係る見通しと、太陽光発電(事業用)(屋根設置)の2022年に設置されたFIT/FIP案件の中央値(データ取得期間:2022年6月~2023年5月)をもとに、分析。 (参考)参考とした、太陽光発電(事業用)(屋根設置)の過積載率:144%(50kW以上の2023年に設置されたFIT/FIP案件の中央値(2023年8月30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		20年 (2040年時点)	「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社のコスト見通しにおける稼働年数の中央値
資本費	建設費	20.4万円/kW	「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれのコスト見通しと、太陽光発電(事業用)(屋根設置)の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告(2023年8月までに報告されたデータを対象)をもとに、分析。
	設備の廃棄費用	0.6万円/kW	
運転維持費	人件費	0.37万円/kW/年	太陽光発電(事業用)(屋根設置)のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値(2023年8月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	初年価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	ペロブスカイト太陽電池については、2040年の発電コストのみ算出。
	パネルの出力劣化	—	—
	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(2021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)		30,000kW	直近3年間の1,000kW以上のFIT/FIP認定案件の中央値の水準																
設備利用率		29.6%	7,500kW以上の2021~2023年に設置されたFIT/FIP案件の中央値(データ取得期間:2022年6月~2023年5月)																
稼働年数		・25年 ・20年	発電コスト検証WG(2021年)及び調達価格等算定委員会より																
資本費	建設費	31.9万円/kW	7,500kW以上の2021~2023年に設置されたFIT/FIP案件の資本費(建設費+接続費。廃棄費用は建設費に含まれていない)の中央値32.2万円/kWから、7,500kW以上の2021~2023年に設置されたFIT/FIP案件の接続費の中央値0.3万円/kWを除いた値(2023年7月21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。																
運転維持費	人件費	1.11万円/kW/年	7,500kW以上のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値(2023年7月21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>○建設費の推移</p> <p>2040年モデルプラントの建設費は以下のとおり。(単位:万円/kW)</p> <table border="1"> <tr> <td>STEPS</td> <td>29.6</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>28.9</td> </tr> </table> <p>○運転維持費の推移</p> <p>2040年モデルプラントの運転維持費は以下のとおり。(単位:万円/kW/年)</p> <table border="1"> <tr> <td>一定</td> <td>1.11</td> </tr> <tr> <td>STEPS</td> <td>1.05</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>1.04</td> </tr> </table> <p>○設備利用率の推移</p> <p>2040年モデルプラントの設備利用率は以下のとおり。(単位:%)</p> <table border="1"> <tr> <td>一定</td> <td>29.6</td> </tr> <tr> <td>STEPS</td> <td>32.1</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>32.6</td> </tr> </table>	STEPS	29.6	NZE	28.9	一定	1.11	STEPS	1.05	NZE	1.04	一定	29.6	STEPS	32.1	NZE	32.6	<p>2040年モデルプラントの建設費については、IEA「World Energy Outlook 2024」における見通しどおりに低減すると想定して低減率を算出し、日本の2023年モデルプラントの建設費に接続費(0.3万円/kW)を加えた値に適用し、そこから接続費(0.3万円/kW)を減じることで算出。</p> <p>なお、2040年モデルプラントの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> <p>2040年モデルプラントの運転維持費については、日本の2023年モデルプラントと同じ諸元とすることを基本としつつ、参考値として、IEA「World Energy Outlook 2024」における見通しどおりに低減するケースも想定。</p> <p>2040年モデルプラントの設備利用率についても、日本の2023年モデルプラントと同じ諸元とすることを基本としつつ、参考値として、IEA「World Energy Outlook 2024」における見通しどおりに上昇するケースも想定。</p>
		STEPS	29.6																
NZE	28.9																		
一定	1.11																		
STEPS	1.05																		
NZE	1.04																		
一定	29.6																		
STEPS	32.1																		
NZE	32.6																		
燃料費上昇率	—	—																	

2 (2) 着床式洋上風力

諸元のベース		発電コスト検証WG(2021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	再エネ海域利用法に基づく促進区域指定の際の洋上風力発電の出力の目安の水準。														
設備利用率		30%	2014年度から2019年度までの着床式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(2021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	2014年度から2019年度までの着床式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。														
運転維持費	人件費	2.25万円/kW/年	2014年度から2019年度までの着床式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>○建設費の推移</p> <p>2040年モデルプラントの建設費は以下のとおり。(単位:万円/kW)</p> <table border="1"> <tr> <td>STEPS</td> <td>33.7</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>32.5</td> </tr> </table> <p>○運転維持費の推移</p> <p>2040年モデルプラントの運転維持費は以下のとおり。(単位:万円/kW/年)</p> <table border="1"> <tr> <td>一定</td> <td>1.32</td> </tr> <tr> <td>STEPS</td> <td>1.21</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>1.17</td> </tr> </table> <p>○設備利用率の推移</p> <p>2040年モデルプラントの設備利用率は以下のとおり。(単位:%)</p> <table border="1"> <tr> <td>STEPS</td> <td>40.2</td> </tr> <tr> <td>NZE</td> <td>40.2</td> </tr> </table>	STEPS	33.7	NZE	32.5	一定	1.32	STEPS	1.21	NZE	1.17	STEPS	40.2	NZE	40.2	<p>再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募において、着床式洋上風力の公募が行われた3区域における供給価格上限額(18円/kWh)を算定するにあたり設定された想定値(※)に対し、以下のとおり推移すると想定。</p> <p>※資本費(接続費込み):38.8万円/kW、運転維持費:1.32万円/kW/年、廃棄費用:5.8万円/kW、設備利用率:39.3%</p> <p>2040年モデルプラントの建設費については、第3ラウンド公募に際して設定された前述の資本費がIEA「World Energy Outlook 2024」の見通しどおりに低減すると想定し、ここから接続費(0.4万円/kW)を減じることで算出。</p> <p>なお、2040年モデルプラントの設備の廃棄費用については、国際的な認証機関であるDNV-GLの試算をもとに、施工費の70%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> <p>2040年モデルプラントの運転維持費については、第3ラウンド公募に際して設定された前述の運転維持費がIEA「World Energy Outlook 2024」の見通しどおりに低減するケースを基本としつつ、参考値として、当該運転維持費が横ばいで推移するケースも想定。</p> <p>2040年モデルプラントの設備利用率については、第3ラウンド公募に際して設定された前述の設備利用率がIEA「World Energy Outlook 2024」の見通しどおりに上昇するケースを想定。</p>
		STEPS	33.7														
NZE	32.5																
一定	1.32																
STEPS	1.21																
NZE	1.17																
STEPS	40.2																
NZE	40.2																
燃料費上昇率			—														

2 (3) (参考) 浮体式洋上風力 (2040 年)

諸元のベース		洋上風力促進 WG・洋上風力促進小委員会、NEDO 洋上風力発電コスト調査等	
モデルプラントの規模(出力)		100 万 kW	洋上風力促進 WG・洋上風力促進小委員会
設備利用率		42.2%	NEDO のコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元が、NREL の見通しに沿って、2030 年から 2040 年までに 2.1%上昇すると仮定して分析。
稼働年数		・25 年 ・20 年	今回の検証における着床式洋上風力のモデルプラントと同一の稼働年数を想定。
資本費	建設費	48.8 万円/kW	NEDO のコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元を内外価格差 1.36 倍により補正した数値が、NREL の見通しに沿って、2030 年から 2040 年までに 46%低減すると仮定して分析。
	設備の廃棄費用	4.0 万円/kW	国際的な認証機関 DNV-GL が試算した「施工費の 70%」を採用し、建設費の低減に連動すると仮定して分析。
運転維持費	人件費	1.81 万円/kW/年	NEDO のコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元を内外価格差 1.36 倍により補正した数値が、NREL の見通しに沿って、2030 年から 2040 年までに 11.9%低減すると仮定して分析。
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費 (一般管理費)		
燃料費	初年価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	浮体式洋上風力については、2040 年の発電コストのみ算出。
	燃料費上昇率	—	—

3 (1) 中水力

諸元のベース		発電コスト検証WG(2021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	FIT/FIP 制度における中水力2区分の閾値
設備利用率		54.7%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、「運転開始後全期間」における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(2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。)
稼働年数		・60年 ・40年	発電コスト検証WG(2021年)と同じ稼働年数を設定。
資本費	建設費	66.5万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費(ここでは廃棄費用は含まない)(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・中央値の水準から、接続費の平均値・中央値の水準を差し引いた値(2023年7月21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。
運転維持費	人件費	1.7万円/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、「運転開始後全期間」における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(2023年7月21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	初年価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・ 量産効果	—	技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、コストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。
	燃料費上昇率	—	—

3 (2) 小水力

諸元のベース		発電コスト検証WG(2021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)		200kW	FIT 制度における小水力2区分の閾値
設備利用率		54.4%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、「運転開始後全期間」における200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準(2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。)
稼働年数		・40年 ・30年	発電コスト検証WG(2021年)と同じ稼働年数を設定。
資本費	建設費	125.1万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費(ここでは廃棄費用は含まない)(新設)の分析より、200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準から、接続費の平均値・中央値の水準を差し引いた値(2023年7月21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。
運転維持費	人件費	4.25万円/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、「運転開始後全期間」における200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準(2023年7月21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	初年価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、コストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。
	燃料費上昇率	—	—

4. 地熱発電

諸元のベース		発電コスト検証WG(2021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(2021年)と同規模を想定
設備利用率		83%	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
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	2012年度から2023年度までの調達価格・基準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。
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
	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2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。 ※なお、将来的には低コストな次世代型地熱の導入が実現する可能性もあることに留意が必要。
	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。

5. バイオマス（木質専焼）

諸元のベース	発電コスト検証WG(2021年)、調達価格等算定委員会等	
モデルプラント規模 (出力)	6,300kW	これまでに設置された全てのFIT/FIP案件(未利用材・専焼)2,000kW以上の平均値・中央値の水準
設備利用率	87%	2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値
稼働年数	・40年 ・30年 ・20年	調達価格の算定における調達期間も参考にしつつ、発電コスト検証WG(2021年)と同じ稼働年数を設定。
資本費	建設費	39.8万円/kW 2012年度から2023年度までの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。
運転維持費	人件費	4.8万円/kW/年 これまでに設置された全てのFIT/FIP案件(未利用材)2,000kW以上の中央値
	修繕費	
	諸費	
	業務分担費 (一般管理費)	
燃料費	初年価格	12,000円/t 2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値
	必要燃料量	66,316t/年 2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値(設備規模5,700kWのプラントにおいて60,000t/年)をもとに算出
	所内率	16% 2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値
	燃料諸経費	750円/t 2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値
価格変動要因	技術革新・量産効果	— 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られていないことなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。
	燃料費上昇率	— 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られていないことなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。

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、関連事業者へのヒアリング ※サンプルプラント(事業者・名称・定格出力・運開年) JERA パワー横須賀合同会社 横須賀火力発電所2号(65万kW、2023年) 四国電力株式会社 西条発電所新1号(50万kW、2023年) JERA パワー横須賀合同会社 横須賀火力発電所1号(65万kW、2023年) 中国電力株式会社 三隅発電所2号(100万kW、2022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	26.5万円/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%	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	5.8億円/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	2.0%/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	2.3%/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)	12.5%/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	187.1\$/t (0.007\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2023年の日本の石炭価格(174\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本の石炭価格(STEPS)との差分の過去5年平均(+13.1\$/t)を加算した値。
	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。)
	発電効率	43.4%	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	5.6%	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	2,300円/t (0.088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	-	火力発電の技術革新については、現在、カーボンニュートラルにつながる技術開発に重点が置かれていることを踏まえ、石炭火力の発電効率については、超々臨界圧技術による発電効率を想定し、2023年モデルプラントを横置きにした。
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	<初年度(2023年)~2050年>初年価格を上記のとおり187.1\$/tとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2024」のSTEPS・APS・NZEの価格トレンドを適用。 <2051年~2079年>上記のとおり補正した2040年~2050年の価格推移がそのまま継続すると想定。
	CO2対策費用	・IEA STEPS・APS	<初年度(2023年)~2050年>足下の対策費用については、EU-ETSの2023年平均価格を基本としつつ、韓国の排出権取引制度の2023年平均価格についても参考ケースとして活用する。将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時にも用いたEUのSTEPSトレンドを基本とした上で、APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンドについても参考ケースとして示す。 <2051年~2079年>2050年の価格を横置きする。

7. LNG火力

諸元のベース		直近5年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのヒアリング ※サンプルプラント(事業者・名称・定格出力・運開年) JERA パワー姉崎合同会社 姉崎火力発電所新1号(65万kW、2023年) 東北電力株式会社 上越火力発電所1号(57万kW、2022年) 北海道電力株式会社 石狩湾新港発電所1号(57万kW、2019年) 北陸電力株式会社 富山新港火力発電所 LNG1号(42万kW、2018年)	
モデルプラントの規模(出力)		60万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	26.8万円/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%	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	4.6億円/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)	14.0%/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	690.3\$/t (0.013\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2023年の日本のLNG価格(674\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本のLNG価格(STEPS)の差分の過去5年平均(+16.3\$/t)を加算した値。
	燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 49.84 MJ/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。)
	発電効率	54.9%	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	2.2%	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	3,100円/t (0.057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	○発電効率の向上 ・2023年 54.9% ・2040年 57.0%	1700°C級ガスタービンが実用化されている想定
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	<初年度(2023年)~2050年>初年価格を上記のとおり690.3\$/tとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2024」のSTEPS・APS・NZEの価格トレンドを適用。 <2051年~2079年>上記のとおり補正した2040年~2050年の価格推移がそのまま継続すると想定。
	CO2対策費用	・IEA STEPS・APS	<初年度(2023年)~2050年>足下の対策費用については、EU-ETSの2023年平均価格を基本としつつ、韓国の排出権取引制度の2023年平均価格についても参考ケースとして活用する。将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いたEUのSTEPSトレンドを基本とした上で、APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンドについても参考ケースとして示す。 <2051年~2079年>2050年の価格を横置きする。

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(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのヒアリング ※サンプルプラント(事業者・名称・定格出力・運転年) 中部電力株式会社 尾鷲三田火力発電所3号(50万kW、1987年) 関西電力株式会社 宮津エネルギー研究所1号(38万kW、1989年) 関西電力株式会社 宮津エネルギー研究所2号(38万kW、1989年) 北海道電力株式会社 知内発電所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	29.3万円/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(リプレースの場合も含まれる)。
	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	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)	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	85.4\$/barrel (0.013\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2023年の日本の原油価格(82.0\$/barrel)に、原油全日本通関 CIF 価格とWEOに記載の日本の原油価格(STEPS)の差分の過去5年平均(+3.4\$/barrel)を加算した値。
	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。)
	発電効率	39.0%	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	21,800円/kl (0.524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 ・2023年 39% ・2040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が実現した場合の発電効率を推定。
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	<初年度(2023年)~2050年>初年価格を上記のとおり85.4\$/barrelとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2024」のSTEPS・APS・NZEの価格トレンドを適用。 <2051年~2079年>上記のとおり補正した2040年~2050年の価格推移がそのまま継続すると想定。
	CO2対策費用	・IEA STEPS・APS	<初年度(2023年)~2050年>足下の対策費用については、EU-ETSの2023年平均価格を基本としつつ、韓国の排出権取引制度の2023年平均価格についても参考ケースとして活用する。将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いたEUのSTEPSトレンドを基本とした上で、APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンドに

			ついても参考ケースとして示す。 <2051年～2079年>2050年の価格を横置きする。
--	--	--	---

9. 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)、バイオマス(木質専焼)・石炭火力のモデルプラント、調達価格等算定委員会等		
モデルプラントの規模(出力)		70万kW	石炭火力のモデルプラント(70万kW)にバイオマス燃料(未利用材。バイオマス(木質専焼)と同様)を混焼する場合を検証。	
設備利用率		・80% ・70% ・60% ・50% ・10%	石炭火力のモデルプラント(70万kW)に混焼する場合であるため、石炭火力のモデルプラントと同一の諸元から設定。	
稼働年数		・40年 ・30年	石炭火力のモデルプラント(70万kW)に混焼する場合であるため、石炭火力のモデルプラントと同一の諸元から設定。	
混焼率		5%	直近で運開した大手発電事業者のバイオマス混焼石炭火力における混焼率の調査結果を踏まえ、発電コスト検証WG(2021年)と同じ混焼率を設定。	
資本費	建設費	27.7万円/kW	石炭火力のモデルプラント(70万kW)の建設費(26.5万円/kW)に、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:+1.2万円/kW)を上乗せ。	
	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	5.8億円/年	石炭火力のモデルプラント(70万kW)に混焼する場合であるため、石炭火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。	
	修繕費	2.0%/年 (建設費における比率)		
	諸費	2.3%/年 (建設費における比率)		
	業務分担費 (一般管理費)	12.5%/年 (直接費における比率)		
燃料費	バイオマス	初年価格	12,000円/t	2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値。
		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標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
		燃料諸経費	750円/t	2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値。
	石炭	初年価格	187.1\$/t (0.007\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2023年の日本の石炭価格(174\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本の石炭価格(STEPS)との差分の過去5年平均(+13.1\$/t)を加算した値。
		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。)
		燃料諸経費	2,300円/t (0.088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。
		発電効率	43.4%	石炭火力のモデルプラント(70万kW)に混焼する場合であるため、石炭火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	所内率	5.6%		
価格変動要因	バイオマス	技術革新・量産効果	—	現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られていないことなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。
		燃料費上昇率	—	現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られていないことなどを勘案し、2023年モデルプラントを横置きにした。
	石炭	技術革新・量産効果	—	火力発電の技術革新については、現在、カーボンニュートラルにつながる技術開発に重点が置かれていることを踏まえ、石炭火力の発電効率については、超々臨界圧技術による発電効率

			を想定し、2023年モデルプラントを横置きにした。
	燃料費上昇率	・IEA STEPS・APS・NZE	<p><初年度(2023年)～2050年>初年価格を上記のとおり187.1\$/tとし、次年度以降についてはIEA「World Energy Outlook 2024」のSTEPS・APS・NZEの価格トレンドを適用。</p> <p><2051年～2079年>上記のとおり補正した2040年～2050年の価格推移がそのまま継続すると想定。</p>
	CO2対策費用	・IEA STEPS・APS	<p><初年度(2023年)～2050年>足下の対策費用については、EU-ETSの2023年平均価格を基本としつつ、韓国の排出権取引制度の2023年平均価格についても参考ケースとして活用する。将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いたEUのSTEPSトレンドを基本とした上で、APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンドについても参考ケースとして示す。</p> <p><2051年～2079年>2050年の価格を横置きする。</p>

10. CCS付石炭火力（2040年）

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(2040年)、先進的 CCS 事業、関連事業者へのヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		70万kW	石炭火力のモデルプラント(2040年)にCO ₂ 分離回収設備を併設した際のコストを検証するため、石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元から設定。
設備利用率		70%	
稼働年数		40年	
資本費	建設費	26.5万円/kW	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備の建設費は「CCS費用」に計上(後述)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備の廃棄費用は「CCS費用」に計上(後述)。
運転維持費	人件費	5.8億円/年	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備は石炭火力と一体で運用されているため、CO ₂ 分離回収設備の人件費は計上しない。
	修繕費	2.0%/年 (建設費における比率)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備の修繕費・諸費・業務分担費は「CCS費用」に計上(後述)。
	諸費	2.3%/年 (建設費における比率)	
	業務分担費 (一般管理費)	12.5%/年 (直接費における比率)	
燃料費	初年価格	99.1\$/t (0.004\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2040年の日本の石炭価格(86\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本の石炭価格(STEPS)との差分の過去5年平均(+13.1\$/t)を加算した値。
	燃料発熱量	26.08MJ/kg (LHV:24.80MJ/kg)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	発電効率	39.6%	石炭火力のモデルプラント(2040年)の発電効率に、CO ₂ 分離回収のための抽気による発電ロスを考慮。(CO ₂ 分離回収なしの場合は43.4%)
	所内率	9.3%	石炭火力のモデルプラント(2040年)の所内率に、CO ₂ 分離回収のために必要な消費電力を加えて算出。(CO ₂ 分離回収なしの場合は5.6%)
	燃料諸経費	2,300円/t (0.088円/MJ)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
価格変動要因	技術革新	—	CCS付石炭火力については、2040年の発電コストのみ算出。
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	CO ₂ 対策費用	・IEA STEPS・APS	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
CCS費用	分離回収	(後掲)	石炭火力のモデルプラント(2040年)の稼働に伴い排出されるCO ₂ 全量(約317万t-CO ₂ /年)のうち、90%(約285万t-CO ₂ /年)を分離回収するためのCO ₂ 分離回収設備の費用を計上。
	輸送	(後掲)	CO ₂ 排出源の集約化により輸送・貯留には共用インフラを利用する場合を想定し、年間300万トンのCO ₂ を輸送・貯留するために必要なCO ₂ トンあたりの輸送・貯留費用を算出した上で、その単価に、石炭火力のモデルプラント(2040年)において分離回収されるCO ₂ の年間輸送・貯留量(約285万t-CO ₂ /年)を乗じて、輸送・貯留コストを算出。
	貯留	(後掲)	

1.1. CCS付LNG火力 (2040年)

諸元のベース		発電コスト検証WG(2021年)、LNG火力のモデルプラント(2040年)、先進的CCS事業、関連事業者へのヒアリング等	
モデルプラントの規模(出力)		60万kW	LNG火力のモデルプラント(2040年)にCO ₂ 分離回収設備を併設した際のコストを検証するため、LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元から設定。
設備利用率		70%	
稼働年数		40年	
資本費	建設費	26.8万円/kW	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備の建設費は「CCS費用」に計上(後述)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備の廃棄費用は「CCS費用」に計上(後述)。
運転維持費	人件費	4.6億円/年	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備はLNG火力と一体で運用されているため、CO ₂ 分離回収設備の人件費は計上しない。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※CO ₂ 分離回収設備の修繕費・諸費・業務分担費は「CCS費用」に計上(後述)。
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	
	業務分担費(一般管理費)	14.0%/年 (直接費における比率)	
燃料費	初年価格	472.6\$/t (0.009\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2040年の日本のLNG価格(456.2\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本のLNG価格(STEPS)の差分の過去5年平均(+16.3\$/t)を加算した値。
	燃料発熱量	54.70MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	発電効率	52.5%	LNG火力のモデルプラント(2040年)の発電効率に、CO ₂ 分離回収のための抽気による発電ロスを考慮。(CO ₂ 分離回収なしの場合は57.0%)
	所内率	5.9%	LNG火力のモデルプラント(2040年)の所内率に、CO ₂ 分離回収のために必要な消費電力を加えて算出。(CO ₂ 分離回収なしの場合は2.2%)
	燃料諸経費	3,100円/t (0.057円/MJ)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
価格変動要因	技術革新	—	CCS付LNG火力については、2040年の発電コストのみ算出。
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	CO ₂ 対策費用	・IEA STEPS・APS	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
CCS費用	分離回収	(後掲)	LNG火力のモデルプラント(2040年)の稼働に伴い排出されるCO ₂ 全量(約118万t-CO ₂ /年)のうち、90%(約106万t-CO ₂ /年)を分離回収するためのCO ₂ 分離回収設備の費用を計上。
	輸送	(後掲)	CO ₂ 排出源の集約化により輸送・貯留には共用インフラを利用する場合を想定し、年間300万トンのCO ₂ を輸送・貯留するために必要なCO ₂ トンあたりの輸送・貯留費用を算出した上で、その単価に、LNG火力のモデルプラント(2040年)において分離回収されるCO ₂ の年間輸送・貯留量(約106万t-CO ₂ /年)を乗じて、輸送・貯留コストを算出。
	貯留	(後掲)	

CO2 分離回収コスト

【分離回収費用】

諸元のベース			先進的 CCS 事業の CO2 分離回収設備の建設費のデータ	
資本費	建設費	石炭併設	43.9 万円/kW	先進的 CCS 事業の複数の建設費のデータから作成した近似直線により、必要となる CO2 分離回収可能量により補正して算出。
		LNG 併設	12.2 万円/kW	先進的 CCS 事業において事例が少ないことから、スケールアップ則(0.6 乗則)により、必要となる CO2 分離回収可能量により補正して算出。
	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	石炭併設	修繕費	2.0%/年 (建設費における比率)	修繕費、諸費、業務分担費については、分離回収設備が火力発電所にある公害防止のための設備(脱硫装置等)と同じく鋼材で構築されたものであり、構成部品(電動機、吸収液を吹きかけるスプレー、配管等)にも大きな違いがないことから、火力発電のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		諸費	2.3%/年 (建設費における比率)	
		業務分担費 (一般管理費)	12.5%/年 (直接費における比率)	
	LNG 併設	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	
		諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	
		業務分担費 (一般管理費)	14.0%/年 (直接費における比率)	

CO2 輸送・貯留コスト

【共通事項】

CO2 輸送・貯留量 (二酸化炭素量)	300 万 t-CO2/年	CO2 排出源の集積化により輸送・貯留には共用インフラを利用する場合を想定し、CO2 輸送・貯留量を 300 万 t-CO2/年と設定。
圧入レート	50 万 t-CO2/年・坑	苫小牧 CCUS 実証において、国内の地層状況を踏まえると、国内で圧入する場合には1坑あたり 50 万 t-CO2/年を圧入することが可能とされたことを踏まえ、50 万 tCO2/年・坑と設定。
輸送距離	陸域パイプライン 200km	2040 年新設プラントであることを踏まえ、貯留地と排出地は一定程度離れていると想定されるところ、先進的 CCS 事業における検討状況等を参考に、200km と設定。
	液化 CO2 船舶 1,000 km	先進的 CCS 事業の国内貯留事業における想定や、現在 NEDO において行われている船舶輸送の実証(輸送距離 1,000km)を参考に、1,000 km と設定。

【輸送費用(パイプライン)】

諸元のベース			ガス導管の建設費データ、国内のガス導管事業者のヒアリング結果等	
資本費	建設費	圧縮機	133 億円	年間輸送量(300 万 t-CO2/年)、輸送距離(200km)、圧縮機出口圧力(12.5MPa)を踏まえ、圧縮機の能力の合計を約 47MW とした上で、圧縮機の能力とガス導管における圧縮機の建設費の相関データを参照することで算出。

	パイプライン	1,027 億円	年間輸送量(300 万 t-CO ₂ /年)、輸送距離(200km)、パイプラインの入口と出口の圧力(入口圧力:12.5MPa 出口圧力:11.5MPa)からパイプラインの管径を 0.55m とした上で、ガス導管において当該管径のパイプラインを導入する場合のコストデータ(円/管径・km)に輸送距離(200km)をかけることで算出。
	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	1.5 億円/年	国内のガス導管事業者のヒアリング結果より
	修繕費	2.0%/年 (建設費における比率)	国内のガス導管事業者のヒアリング結果より

【輸送費用(船舶)】

諸元のベース		NEDO による令和5年度実証事業(液化 CO ₂ 船舶輸送)等	
資本費	建設費	液化 CO ₂ 船	531 億円 年間輸送量(300 万 t-CO ₂ /年)・輸送距離(1,000km)から船舶の規模(約 3.6 万 t 級)及び船舶数(3 隻)を決定した上で、NEDO の令和5年度実証事業における建造費等をもとに作成した、液化 CO ₂ 船の規模と建造費の相関データを参照して算出。
		陸上設備	772 億円 船舶の規模(約 3.6 万 t 級)や船舶数(3 隻)から必要となる設備の能力(液化設備:液化量 300 万 t/年 貯蔵タンク:約 1 万 t×4 基 荷役設備能力:流量約 3.6 万 t/日)を設定し、NEDO の令和5年度実証事業における建設費等をもとに作成した、当該設備の能力と建設費の相関データを参照して算出。
	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	液化 CO ₂ 船: 11 億円/年 陸上設備: 4.9 億円/年	いずれも NEDO の令和5年度実証事業における想定値。
	修繕費	液化 CO ₂ 船:5%/年 陸上設備: 2%/年 (建設費における比率)	
	燃料費	9.9 億円/年	

【貯留費用】

諸元のベース		石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果等	
資本費	建設費	掘削費	590 億円 石油・ガス資源開発で実績のあるエンジニアリング会社へのヒアリング結果等を踏まえ、掘削費として約 444 億円(6本分)、調査費(三次元弾性波探査や地質モデルによるシミュレーション、海域調査等の費用)として約 41 億円、試掘費として約 105 億円(先進的 CCS 事業における検討状況も踏まえ、モデルプラントごとに2回分)を計上。
		圧入ポンプ	104 億円 圧入ポンプの能力を 324kW×2 機とした上で、圧入ポンプの能力と建設費の相関データを参照することで算出。
	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。

	廃坑費用	14 億円	石油・ガス資源開発分野事業者のヒアリング結果等を踏まえ廃坑する際の費用を算出。
運転維持費	人件費	4.7 億円／年	石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果より
	修繕費	2%／年 (建設費における比率)	石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果より
モニタリング費用	閉鎖後	35 億円	5 年間で 2 回の三次元弾性波探査(1 回あたり約 2.6 億円)・年 1 回の海洋調査(1 回あたり約 0.7 億円)を 20 年間実施することとして費用を算出。

12. LNG火力（水素10%混焼・水素専焼）（2040年）

諸元のベース		発電コスト検証WG(2021年)、LNG火力・太陽光(事業用)・陸上風力のモデルプラント(2040年)、関連事業者へのインタビュー等。LNG火力への10%混焼(熱量ベース。体積ベースでは30%混焼)と、LNG火力と同じ設備を使った水素専焼発電を想定。	
モデルプラントの規模(出力)		60万kW	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
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火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元から設定。
資本費	建設費	26.8万円/kW	発電コスト検証WG(2021)及びIEA「The Future of Hydrogen」(2019)の試算と同様に、LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※商用ベースで運転しているプラントが存在しないため、水素燃料器や、発電プラント内に置かれる水素貯蔵タンク等の水素供給設備のコストを考慮していないことに留意が必要。 ※なお、受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されていたことから、資本費ではなく後述の燃料費に含まれている。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
運転維持費	人件費	4.6億円/年	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	業務分担費 (一般管理費)	14.0%/年 (直接費における比率)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
燃料費	水素	初年価格	【海外ブルー水素】 IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルー水素製造時のCO ₂ 対策費用・CCS費用や輸送費等を含めた日本向けの海外ブルー水素の2030年のコストが3,870\$/t(※)であることを踏まえ、2040年の価格を、原料となる燃料価格であるLNG価格の推移を踏まえて算定。 ※豪州産・中東産の日本向けの海外ブルーアンモニアのコストを平均した上で、アンモニアから水素を取り出す工程分の費用を上乗せ。 【国産グリーン水素】 併設する再エネ発電設備から電気を調達して水素を製造する場合を想定。今回(2024年)の発電コスト検証において検証した太陽光(事業用)と陸上風力のモデルプラント(2040年)の発電コストの平均値9.8円/kWhに、IEA「Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity」(2023)に記載の水電解装置の電解効率50kWh/kg-H ₂ を乗算。これに、NEDO「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理(解説書)別添 海外動向について」(2023)における試算を参考に、水電解装置の資本費等として、57.5円/kg-H ₂ を加算した値。
		燃料発熱量	142MJ/kg (LHV:120MJ/kg)
	燃料諸	—	—

	経費			
	(混焼の場合のみ) LNG	初年価格	472.6\$/t (0.009\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2040年の日本のLNG価格(456.2\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本のLNG価格(STEPS)の差分の過去5年平均(+16.3\$/t)を加算した値。
		燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
		燃料諸経費	3,100円/t (0.057円/MJ)	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※熱量ベースでの水素10%混焼は、重量ベースで4.1%混焼に相当。 燃料諸経費は混焼分を控除。
	発電効率	57.0%	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
	所内率	2.2%	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
価格変動要因	技術革新	—	LNG火力(水素10%混焼・水素専焼)については、2040年の発電コストのみ算出。	
	水素	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE 【海外ブルー水素】 海外ブルー水素の「初年価格」の考え方と同様に算出。IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルー水素製造時のCO2対策費用・CCS費用や輸送費等を含めた日本向けの海外ブルー水素の2030年のコストが3,870\$/tであることを踏まえ、2041年から2079年までの価格を、原料となる燃料価格であるLNG価格の推移を踏まえて算定。 【国産グリーン水素】 併設する再エネ発電設備から電気を調達して水素を製造する場合を想定しており、再エネコストは発電設備が建造された時点での資本費等により決定されると考えられること等から、国産グリーン水素の燃料費は、「初年価格」から一定と仮定。	
		CO2対策費用	—	前述のとおり、海外ブルー水素の燃料費には、ブルー水素製造時のCO2対策費用・CCS費用は含まれている。また、水素は発電時にはCO2は発生せず、前述のIEA「The Future of Hydrogen」(2019)においても、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、水素分については追加でCO2対策費用は計上しない。
	(混焼の場合のみ) LNG	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
		CO2対策費用	・IEA STEPS・APS	LNG火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。

1 3. 石炭火力（アンモニア 20%混焼・50%混焼）（2040年）

諸元のベース		発電コスト検証 WG(2021年)、石炭火力発電のモデルプラント(2040年)、関連事業者へのインタビュー等。石炭火力への20%混焼・50%混焼(熱量ベース)を想定。		
モデルプラントの規模(出力)		70万kW	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
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	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元から設定。	
資本費	建設費	26.5万円/kW	発電コスト検証 WG(2021)及びIEA「The Future of Hydrogen」(2019)の試算と同様に、石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 ※商用ベースで運転しているプラントが存在しないため、アンモニア燃料器や、発電プラント内に置かれるアンモニア貯蔵タンク等のアンモニア供給設備のコストを考慮していないことに留意が必要。 ※なお、受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されていたことから、資本費ではなく後述の燃料費に含まれている。	
	設備の廃棄費用	建設費の5%	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
運転維持費	人件費	5.8億円/年	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
	修繕費	2.0%/年 (建設費における比率)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
	諸費	2.3%/年 (建設費における比率)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
	業務分担費 (一般管理費)	12.5%/年 (直接費における比率)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
燃料費	アンモニア	初年価格	海外ブルーアンモニア: 478\$/t 国産グリーンアンモニア: 589\$/t 【海外ブルーアンモニア】 IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルーアンモニア製造時のCO2対策費用・CCS費用や輸送費等を含めた日本向けの海外ブルーアンモニアの2030年のコストが452\$/t(※)であることを踏まえ、2040年の価格を、原料となる燃料価格であるLNG価格の推移を踏まえて算定。 ※豪州産・中東産の日本向けの海外ブルーアンモニアのコスト平均。 【国産グリーンアンモニア】 BNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)における、2040年の国産グリーンアンモニアの製造コスト	
		燃料発熱量	22.5MJ/kg (LHV:18.6MJ/kg)	SIP(戦略的イノベーション創造プログラム)「アンモニアの発電利用に関する事業性評価」終了報告書(2019)
		燃料諸経費	—	—
	石炭	初年価格	99.1\$/t (0.004\$/MJ)	IEA「World Energy Outlook 2024」に記載の2040年の日本の石炭価格(86\$/t)に、一般炭全日本通関CIF価格とWEOに記載の日本の石炭価格(STEPS)との差分の過去5年平均(+13.1\$/t)を加算した値。
		燃料発熱量	26.08MJ/kg (LHV:24.80MJ/kg)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
		燃料諸経費	2,300円/t (0.088円/MJ)	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
	発電効率		43.4%	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。

	所内率	5.6%	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。	
価格変動要因	技術革新	—	石炭火力(アンモニア 20%混焼・50%混焼)については、2040年の発電コストのみ算出。	
	アンモニア	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE 【海外ブルーアンモニア】 海外ブルーアンモニアの「初年価格」の考え方と同様に算出。IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルーアンモニア製造時のCO2対策費用・CCS費用や輸送費等を含めた日本向けの海外ブルーアンモニアの2030年のコストが452\$/tであることを踏まえ、2041年から2079年までの価格を、原料となる燃料価格であるLNG価格の推移を踏まえて算定。 【国産グリーンアンモニア】 国内グリーン水素同様に、併設する再エネ発電設備から電気を調達してアンモニアを製造する場合を想定すると、再エネコストは発電設備が建造された時点での資本費等により決定され则认为られることから、国産グリーンアンモニアの燃料費は、「初年価格」から一定と仮定。	
		CO2対策費用	—	前述のとおり、海外ブルーアンモニアの燃料費には、ブルーアンモニア製造時のCO2対策費用・CCS費用は含まれている。また、アンモニアは発電時にはCO2は発生せず、前述のIEA「The Future of Hydrogen」(2019)においても、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、アンモニア分については追加でCO2対策費用は計上しない。
	石炭	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
		CO2対策費用	・IEA STEPS・APS	石炭火力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。

14. アンモニア（専焼）（2040年）

諸元のベース	アンモニア専焼については石炭ボイラーの燃焼器の転換ではなく、ガスタービンによる実現の方が現実的であるため、その資本費や運転維持費等の諸元は、ガスタービンを使用している LNG 火力と同一を想定。	
モデルプラントの規模(出力)	60 万 kW	LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
設備利用率	・80% ・70% ・60% ・50% ・40% ・30% ・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	LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元から設定。
資本費	建設費	26.8 万円/kW LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア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 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	設備の廃棄費用	建設費の 5% LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
運転維持費	人件費	4.6 億円/年 LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率) LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率) LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	業務分担費 (一般管理費)	14.0%/年 (直接費における比率) LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
燃料費	初年価格	ブルーアンモニア： 478 \$/t グリーンアンモニア： 589 \$/t 【海外ブルーアンモニア】 IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルーアンモニア製造時の CO2 対策費用・CCS 費用や輸送費等を含めた日本向けの海外ブルーアンモニアの 2030 年のコストが 452\$/t(※)であることを踏まえ、2040 年の価格を、原料となる燃料価格である LNG 価格の推移を踏まえて算定。 ※豪州産・中東産の日本向けの海外ブルーアンモニアのコスト平均。 【国産グリーンアンモニア】 BNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)における、2040 年の国産グリーンアンモニアの製造コスト
	燃料発熱量	22.5MJ/kg (LHV: 18.6MJ/kg) 理科年表を参考。
	発電効率	57% LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力(2040 年)のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	所内率	2.2% LNG 火力と同じ設備を使ったアンモニア専焼発電を想定しているため、LNG 火力(2040 年)のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	燃料諸経費	— —
価格変動要因	技術革新	— アンモニア(専焼)については、2040 年の発電コストのみ算出。
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE 【海外ブルーアンモニア】 海外ブルーアンモニアの「初年価格」の考え方と同様に算出。IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルーアンモニア製造時の CO2 対策費用・CCS 費用や輸送費等を含めた日本向けの海外ブルーアンモニアの 2030 年のコストが 452\$/t であることを踏まえ、2041 年から 2079 年までの価格を、原料となる燃料価格である LNG 価格の推移を踏まえて算定。 【国産グリーンアンモニア】 国内グリーン水素同様に、併設する再エネ発電設備から電気を調達し

		<p>てアンモニアを製造する場合を想定すると、再エネコストは発電設備が建造された時点での資本費等により決定されると考えられることから、国産グリーンアンモニアの燃料費は、「初年価格」から一定と仮定。</p>
	CO2 対策費用	<p>—</p> <p>前述のとおり、海外ブルーアンモニアの燃料費には、ブルーアンモニア製造時の CO2 対策費用・CCS 費用は含まれている。また、アンモニアは発電時には CO2 は発生せず、前述のIEA「The Future of Hydrogen」(2019)においても、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、アンモニア分については追加で CO2 対策費用は計上しない。</p>

15. 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)の最新のデータ、関連事業者へのヒアリング ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 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	電気事業法における「運転期間延長認可制度」(施行は2025年6月)を踏まえ、40年、60年を設定。
資本費	建設費	45.8万円/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この項目には含まれておらず、別途計上(後述)。サンプルプラントの最新のデータの平均値。
	固定資産税率	1.4%	標準税率である1.4%を採用。
	廃止措置費用	786億円	廃炉抛出金制度のもと、使用済燃料再処理・廃炉推進機構が算定した総廃炉費用から、1kWあたりの値を算出し、モデルプラント出力を乗じたもの。
運転維持費	人件費	22.5億円/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最新のデータの平均値。
	修繕費	1.7%/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で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最新のデータの平均値。
	諸費	109.5億円/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最新のデータの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	13.1%/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最新のデータの平均値。
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)	1.9円/kWh(フロント1.2、バック0.7)	2011年コスト等検証委員会報告書以降の算定方法を踏襲し、使用済燃料のうち半数は再処理し、残りの半数は中間貯蔵したうえで再処理することを想定。2021年以降の事情変更を試算に反映。
	発電効率	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。
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		17兆7,032億円 (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)、第四次総合特別事業計画(2024年4月変更認定)、福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて(令和5年12月22日原子力災害対策本部)等を基に算出。
追加的安全対策費用	1,707億円	2024年6月時点で原子力規制委員会に新規制基準適合審査を申請している発電所全体(16発電所27基)について、①電力会社に追加的安全対策費用の直近の見通しを聴取。②さらに精度向上のため、2024年6月時点で再稼働済みであった6発電所12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て、申請済みの発電所全体(16発電所27基)の平均値を算出。
原子力防災	—	政策経費において整理

16 (1) ガスコージェネレーション

諸元のベース		ガスコージェネの導入実績調査のデータ、関連事業者へのヒアリング等		
モデルプラントの規模(出力)		6,000kW	ガスコージェネの導入実績調査(2023年度実績)の平均値。	
設備利用率		72.3%	関連事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
稼働年数		・30年 ・15年(法定耐用年数)	事業者ヒアリングを踏まえつつ、比較のために複数条件を設定。	
資本費	建設費	19万円/kW	関連事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。モデルプラントと同程度の容量(6,000kW)の導入実績から算出。	
	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	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	1.0万円/kW/年	関連事業者へのヒアリングにより得られた実績の平均値。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	初年価格	690.3 \$/t (0.013 \$/MJ)	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg)	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		燃料諸経費	3,100円/t (0.057円/MJ)	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	需要地価格	初年価格	90.9円/m ³	電力・ガス取引監視等委員会の公開情報を用い、全国の工業用自由料金の年間平均単価を算出。2023年1月以降の原料価格が2023年6月以降の都市ガス料金に反映されることを考慮。2023年1月から実施した激変緩和措置による値引き支援前の金額を推計。
		燃料発熱量	45MJ/Nm ³ (HHV)	販売されている都市ガスの代表的な標準燃料発熱量。
	共通	発電効率	発電効率:38.5%、 熱回収効率:33.2%	HHV、発電端における数値。関連事業者へのヒアリングにより得られた実績の平均値。
所内率		2.3%	関連事業者へのヒアリングにより得られた実績の平均値。	
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:38.5% ／熱回収効率:33.2% 2040年 発電効率:40.7% ／熱回収効率:31.0% (いずれもHHV)	ガスエンジンは「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」(NEDO)における8MW級の発電効率の向上見通し(現状51.0%→2030年53.8%)を、ガスタービンは「アドバンスド・コージェネレーション研究会最終報告書」(コージェネ財団)における6MW級の発電効率の向上見通し(現状32.4%→2030年34.4%)を踏まえ、将来の発電効率を設定。 ※それぞれ、モデルプラントの規模(出力)に近い見通しを参照。 ※2040年の効率向上見通しは示されていないことから、この数字を2040年の発電効率向上の見通しとした。 上記の発電効率向上の見通しを、ガスコージェネの導入実績調査(2023年度実績)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3,871千kW、ガスタービン3,064千kW)で加重平均し、将来の発電効率及び熱回収効率を算出した。	
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	CIF価格については、LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。 需要地価格については、初年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・APS	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。 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 (2) 石油コージェネレーション

諸元のベース		関連事業者へのヒアリング		
モデルプラントの規模(出力)		1500kW	関連事業者へのヒアリング結果	
設備利用率		36%	関連事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
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	関連事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
	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。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	0.79万円/kW・年	関連事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
	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	初年価格	85.4 \$/bbl (0.013\$/MJ)	石油火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		燃料発熱量	41.63MJ/l (LHV:39.52MJ/l)	石油火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		燃料諸経費	21,800円/kl (0.523円/MJ)	石油火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	需要地価格	初年価格	109.2円/l	石油製品価格調査におけるA重油の2023年平均単価から、激変緩和措置による値引き支援前の金額を推計。
		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	発電効率	発電効率:32.9% 熱回収効率:22.7%	HHV、発電端における数値。関連事業者へのヒアリングにより得られた実績の平均値。
所内率		3%	関連事業者へのヒアリングにより得られた実績の平均値。	
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。	
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	CIF価格については、石油火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。 需要地価格については、初年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 STEPS・APS	石油火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。 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。	

17. 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		
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		79.5%	事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
稼働年数		12年	事業者へのヒアリングにより得られた数値。	
資本費	建設費	97.0万円/kW	工事費込み。エネファームの販売価格平均から潜熱型熱回収給湯器の販売価格を控除した値。	
	設備の廃棄費用	4.2万円	事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	—	
	修繕費	0.68万円	メンテナンス費及び修理費の合算値。事業者へのヒアリングにより得られた導入実績の平均値。	
	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	初年価格	690.3 \$/t (0.013 \$/MJ)	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		燃料発熱量	54.70 MJ/kg (LHV: 49.84MJ/kg)	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		燃料諸経費	3,100円/t (0.057円/MJ)	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。
	需要地価格	初年価格	129.8円/m ³	LNG全日本通関CIF価格の2023年平均を元に、大手ガス事業者4社各社における都市ガス料金の算定方法により調整額を算出し、各社のエネファーム関係小売料金メニューの従量単位数に当該調整額を加味することにより各事業者の従量単位数を算出して平均をとったもの。
		燃料発熱量	45MJ/Nm ³ (HHV)	販売されている都市ガスの代表的な標準燃料発熱量。
	共通	発電効率	発電効率: 43.3% 熱回収効率: 40.2%	HHV、発電端における数値。市販されている最新機種の平均値。
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 2040年: 89%	事業者へのヒアリングで得られた数値を平均した数値。将来的に導入される方式にて稼働率が向上しうることを見込み設定。	
		○価格低下 2040年: 70万円/kW	工事費込み。現在の状況を踏まえ、事業者のヒアリングによる数値から平均をとったもの。	
		○稼働年数の増加 2040年: 15年以上	(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」も踏まえ、事業者のヒアリングを元に設定。	
		○発電効率向上 2040年: 41.0%~59.3%	HHV、発電端における数値。(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」より設定。家庭用燃料電池においては電気需要だけでなく熱需要が求められることから、発電効率の向上だけではなく、熱効率とのバランスを踏まえた多様な製品開発の方向性があり得るため、幅を持って記載。 ※事業者へのヒアリングで得られた数値を平均すると51%となる。	
	燃料費変動	・IEA STEPS・APS・NZE	CIF価格については、LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。需要地価格については、初年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。	
CO ₂ 対策費用	・IEA STEPS・APS	LNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用。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CO ₂ 対		

			策費用も差し引くこととする。
--	--	--	----------------

18 (1) (参考) 蓄電池併設再エネ設備 (太陽光 (事業用)) (2040 年)

諸元のベース		太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)、支援事業、事業者ヒアリング等	
モデルプラントの規模		太陽光(事業用): 250kW 併設蓄電池: 750kWh	太陽光(事業用)のモデルプラントに蓄電池を併設する場合であるため、太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、250kWの太陽光(事業用)に蓄電池を併設する場合の蓄電池の容量(満充電状態から放電可能な総電力量)として、支援事業(※)の計画値を基に設定。 ※需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業(令和5年度補正)
設備利用率		太陽光(事業用): 18.3%	太陽光(事業用)のモデルプラントに蓄電池を併設する場合であるため、太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 その上で、1日1回、太陽光(事業用)から併設蓄電池に満充電し、蓄電池から系統に全てを放電した上で、残りの太陽光(事業用)の発電量は、直接系統に供給することを想定。併設蓄電池の充放電に際して、充放電ロス率(10%)、充放電深度(蓄電池の容量に対する放電量の比率、90%)、充放電容量の劣化(1%/年)などを加味。
稼働年数		・30年 ・25年	併設蓄電池の稼働年数は再エネ設備に合わせて設計される傾向があるため、太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
資本費	建設費	併設蓄電池: 5.7万円/kWh	太陽光(事業用)については、太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、前述の支援事業の計画値(現在の単価: 9.5万円/kWh)をもとに、IEA「Batteries and Secure Energy Transitions」(2024)における見通し(足下から2040年にかけて40%程度低減)どおりに建設費単価が低減すると想定。
	設備の廃棄費用	併設蓄電池: 建設費の5%	太陽光(事業用)については、太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、OECD/IEA 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	併設蓄電池: 0.21万円/kW/ 年	太陽光(事業用)については、太陽光(事業用)のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、支援事業(※)の実績値を使用。 ※需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業(令和4年度補正)
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	蓄電池併設型再エネ設備については、2040年時点の発電コストのみ算出。
	パネルの出力劣化	—	—
	燃料費上昇率	—	—

18 (2) (参考) 蓄電池併設再エネ設備 (陸上風力) (2040年)

諸元のベース		陸上風力のモデルプラント(2040年)、支援事業、事業者ヒアリング等	
モデルプラントの規模		陸上風力: 30,000kW 併設蓄電池: 19,200kWh	陸上風力のモデルプラントに蓄電池を併設する場合であるため、陸上風力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、30,000kWの陸上風力に蓄電池を併設する場合の蓄電池の容量(満充電状態から放電可能な総電力量)として、文献(*)の実績値を基に設定。 ※富士経済「エネルギー・大型二次電池・材料の将来展望 - ESS・定置用蓄電池分野編 -」2024年版等
設備利用率		陸上風力: 29.6%	陸上風力のモデルプラントに蓄電池を併設する場合であるため、陸上風力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 その上で、1日1回、陸上風力から併設蓄電池に満充電し、蓄電池から系統に全てを放電した上で、残りの陸上風力の発電量は、直接系統に供給することを想定。併設蓄電池の充放電に際して、充放電ロス率(10%)、充放電深度(蓄電池の容量に対する放電量の比率、90%)、充放電容量の劣化(1%/年)などを加味。
稼働年数		・25年 ・20年	併設蓄電池の稼働年数は再エネ設備に合わせて設計される傾向があるため、陸上風力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。
資本費	建設費	併設蓄電池: 3.6万円/kWh	陸上風力については、陸上風力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、支援事業(*)の実績値(現在の単価: 6.0万円/kWh)をもとに、IEA「Batteries and Secure Energy Transitions」(2024)における見通し(足下から2040年にかけて40%程度低減)どおりに建設費単価が低減すると想定。 ※系統用蓄電池等導入・配電網合理化等再生可能エネルギー導入加速化事業費補助金(令和3年度補正)
	設備の廃棄費用	併設蓄電池: 建設費の5%	陸上風力については、陸上風力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、OECD/IEA 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	併設蓄電池: 0.21万円/kWh/年	陸上風力については、陸上風力のモデルプラント(2040年)と同一の諸元を使用。 併設蓄電池については、支援事業(*)の実績値を使用。 ※需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業(令和4年度補正)
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費(一般管理費)		
燃料費	初年価格	—	—
	所内率	—	—
	燃料諸経費	—	—
価格変動要因	技術革新・量産効果	—	蓄電池併設型再エネ設備については、2040年時点の発電コストのみ算出。
	パネルの出力劣化	—	—
	燃料費上昇率	—	—