

資源エネルギー庁 御中

**令和３年度 エネルギー需給構造高度化対策に
関する調査等事業（諸外国における再生可能エ
ネルギー政策等動向調査）
報告書**

2022 年 3 月

東京海上ディーアール株式会社

はじめに

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁から東京海上ディール株式会社に委託された「令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）」の成果を取りまとめたものである。

再生可能エネルギーは、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源である。中長期的な将来も見据え、パリ協定を契機とした脱炭素化の要請の高まりや再生可能エネルギーを取り巻く需要の変化を背景に、3E+Sの原則の下、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた環境整備を進めていくことが不可欠である。

日本において、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下「FIT制度」という。）は、再生可能エネルギーの導入を強力に促進するため、国民負担を伴う特別な措置として、2012年7月に導入された。FIT制度の導入以来、再生可能エネルギーの導入量は大きく拡大した。他方、FIT制度の下での再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、国民負担の増大、安全面・防災面・景観や環境への影響、将来の設備廃棄等に対する地域の懸念、系統制約といった課題も顕在化してきている。

また、2020年6月には、FIT制度の抜本見直しを踏まえた「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の改正を含む「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（エネルギー供給強靱化法）」が成立した。これにより、FIT制度に加えて、電力市場の価格と連動した電気供給を促す「FIP制度」が2022年4月から施行される所であり、再生可能エネルギーの電力市場への統合を進めていくこととなる。また、再エネの導入拡大に伴って、系統増強や自然変動再エネの出力変動に追従可能な調整力の確保等、系統への受入コストが増大するが、既存系統の最大限の活用や適切な調整力の確保等を通じて、社会全体のコストの最小化を図る必要がある。

これらを踏まえ、本事業では、再エネの導入率や促進施策等で我が国に先行する欧米諸国や再エネ導入が急速に進む新興国等を対象として、①再エネの導入促進制度及び関連規制の概要や施行状況、②再エネ等の系統接続に関する諸制度の概要や施行状況、等について調査を実施し、我が国において再生可能エネルギーの主力電源化という政策ターゲットの着実な実現に向けた政策立案に役立てることを目的とした。

本報告書が、我が国における再生可能エネルギー等導入促進検討のための基礎資料として参考となれば幸いである。最後に、調査実施にあたり、ご助言、ご指導いただいた関係各氏に対し、深く謝意を表するものである。

令和4年3月

東京海上ディール株式会社

目次

1. 諸外国における FIP 制度の制度設計、運用上の論点	1
1.1 欧州主要国における現状の整理	2
1.1.1 支援制度の適用対象	2
1.1.2 再生可能電源の売電方法	5
1.2 FIP 制度の制度設計・運用上における論点	7
1.2.1 FIT 制度から FIP 制度への移行のトリガー	7
1.2.2 FIP 制度の義務しきい値の考え方	9
1.2.3 参照市場価格の算定方法	12
1.2.4 管理プレミアムの設定	15
1.2.5 市場直売によるオフテイカーリスク対策	16
1.2.6 ネガティブプライス時のプレミアムの取り扱い	19
1.2.7 アグリゲーターの事業環境	20
2. 主要国における再生可能エネルギーをめぐる全般的動向	22
2.1 主要国における 2030 年、2050 年再エネ導入目標	22
2.2 諸外国における未稼働対策	29
2.3 主要国における制度改正等の動向（2021 年度）	32
3. EU における再生可能エネルギー導入促進施策の動向	33
3.1 EU におけるこれまでの再生可能エネルギー導入促進施策の流れ	33
3.1.1 2009 年再生可能エネルギー利用促進指令の概要	33
3.1.2 加盟各国の 2020 年目標の達成状況	36
3.2 EU レベルでの再生可能エネルギー促進施策に係る主な動向	38
3.2.1 電力分野への国家介入に関するガイダンス	38
3.2.2 2030 年までの再生可能エネルギー目標の決議	42
3.3 2021 年以降を対象とした EU の政策	43
3.3.1 Clean Energy for All Europeans パッケージ	43
3.3.2 その他の主な気候変動・エネルギー分野の動き	53
4. ドイツ	62
4.1 再生可能エネルギー導入目標	62
4.1.1 2020 年導入目標	62
4.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	63
4.2 現行の再生可能電力支援制度	65
4.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	65
4.2.2 現行制度：2021 年改正法に基づく支援制度	66
4.3 再生可能電力支援制度の施行状況	125
4.3.1 FIT/FIP 制度の施行状況	125
4.3.2 最近の再生可能エネルギー関連動向	132

4.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ	136
4.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	136
4.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要	141
4.4.3 参考とした主な情報源	166
5. スペイン	167
5.1 再生可能エネルギー導入目標	167
5.1.1 2020 年導入目標	167
5.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	169
5.2 現行の再生可能電力支援制度	172
5.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷 (概要)	172
5.2.2 現行制度 : 2020 年 6 月 23 日付法令 (RDL23/2020) に基づく支援制度	173
5.3 再生可能電力支援制度の施行状況	177
5.3.1 再生可能発電の導入状況	177
5.3.2 支援制度に係る国民負担の動向	180
5.3.3 最近の主な再生可能エネルギー関連動向	183
5.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ	188
5.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	188
5.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要	193
5.4.3 参考とした主な情報源	196
6. 英国	197
6.1 再生可能エネルギー導入目標	197
6.1.1 気候変動目標	197
6.1.2 再生可能エネルギー導入目標の考え方	198
6.2 現行の再生可能電力支援制度	199
6.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷 (概要)	200
6.2.2 現行制度 : Smart Export Guarantee (SEG) 制度の概要	202
6.2.3 現行制度 : 差額契約型固定価格買取 (CfD FIT) 制度	205
6.3 再生可能電力支援制度の施行状況	246
6.3.1 再生可能発電の導入状況	246
6.3.2 環境・社会義務に伴う費用の国民負担の動向	248
6.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ	249
6.4.1 小規模 FIT 制度の概要	249
6.4.2 参考とした主な情報源	274
7. フランス	275
7.1 再生可能エネルギー導入目標	275
7.1.1 2020 年導入目標	275
7.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	276
7.2 現行の再生可能電力支援制度	278

7.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	278
7.2.2 現行制度：FIT/FIP 制度	279
7.3 再生可能電力支援制度の施行状況	305
7.3.1 再生可能発電の導入状況	305
7.4 （参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ	314
7.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	314
7.4.2 参考とした主な情報源	319
8. イタリア	320
8.1 再生可能エネルギー導入目標	320
8.1.1 2020 年導入目標	320
8.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	321
8.2 現行の再生可能電力支援制度	323
8.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	323
8.2.2 現行制度：2019 年 7 月 4 日付省令に基づく支援制度	323
8.3 再生可能電力支援制度の施行状況	332
8.3.1 再生可能発電の導入状況	332
8.3.2 支援制度に伴う国民負担の動向	334
8.3.3 最近の再生可能エネルギー関連動向	337
8.4 （参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ	339
8.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	339
8.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要	342
8.4.3 参考とした主な情報源	350
9. 諸外国の促進制度にかかる論点	351
9.1 新たな技術を対象とした支援制度の概要	351
9.1.1 オランダ：SDE++の制度概要	351
9.2 蓄電池併設型再エネの導入支援の枠組み	355
9.2.1 ドイツ：イノベーション入札制度	355
9.2.2 フランス：自家消費設備対象入札制度	360
9.3 太陽光（屋根設置）の導入支援の枠組み	362
9.3.1 諸外国における「屋根設置」太陽光の定義	362
9.3.2 フランス：建物設置型太陽光発電の支援制度変更	364
9.4 FIT/FIP 制度を利用しない再エネ導入事例	366
9.4.1 欧州各国の状況	366
9.4.2 ドイツ：卒 FIT 電源への支援制度	368
9.4.3 Smart Export Guarantee（SEG）制度	369
9.5 カーボンフットプリント評価・持続可能性要件（太陽光）	373
9.5.1 フランス：地上設置型太陽光発電入札でのカーボンフットプリント評価	373
9.5.2 韓国：太陽光発電のカーボンフットプリント評価	386

9.6 建築一体型太陽光の義務付け制度.....	390
9.6.1 米国カリフォルニア州における建築省エネ基準.....	390
9.7 再エネコスト競争力強化に向けた取組み.....	408
9.7.1 米国：太陽エネルギー導入費用の60%削減目標.....	408
10. 再エネ等の系統接続に関する諸制度.....	412

図目次

図 1-1	欧州主要国：FIP 制度の類似制度の適用状況について（2021 年 12 月時点）	2
図 1-2	欧州主要国：インバランス精算制度概要と再エネ電源の扱い	5
図 1-3	欧州主要国：ネガティブプライス時や出力制御時のプレミアムの扱い	19
図 1-4	ドイツ及びフランスのスポット市場におけるネガティブプライス発生時間数	20
図 1-5	ドイツ：直接販売アグリゲーターの源別ポートフォリオの状況	21
図 4-1	ドイツ：最終エネルギー／一次エネルギー消費量に占める再生可能比率実績	62
図 4-2	ドイツ：電力消費量に占める再生可能比率実績	63
図 4-3	ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	65
図 4-4	ドイツ：直接販売・市場プレミアムオプションの概念図	73
図 4-5	ドイツ：年間市場価値への FIP 算定方法変更の影響試算	77
図 4-6	ドイツ：EEG の例外規定を利用した FIP 対象設備の発電容量合計（MW）	79
図 4-7	ドイツ：新規太陽光（100～500kW）の直接販売化手段（2016～19 年 7 月）	79
図 4-8	ドイツ：直接販売を選択している発電設備の状況	80
図 4-9	ドイツ：陸上風力発電設備の給電方法の選択状況	81
図 4-10	ドイツ：FIT/直接販売（市場プレミアム含む）対象電源のシェアの推移	81
図 4-11	ドイツ：直接販売アグリゲーターのエネルギー源別ポートフォリオの状況	84
図 4-12	ドイツ：直接販売アグリゲーターの契約設備容量の推移（2013～19 年）	85
図 4-13	ドイツ：FIT/FIP 制度の対象発電設備の認定フロー	108
図 4-14	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援の費用負担メカニズム	109
図 4-15	ドイツ：EEG 賦課金の推移と 2021、22 年賦課金への補助金投入額	110
図 4-16	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく 2021 年賦課金単価の構成	112
図 4-17	ドイツ：標準家庭需要家（年間需要 3,500kWh）の電力料金の推移	129
図 4-18	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく賦課金額の推移（～2022 年）	130
図 4-19	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく 2022 年賦課金単価の構成、算出結果	131
図 4-20	ドイツ：再生可能エネルギー発電量の推移と支援政策の変遷	136
図 4-21	ドイツ：地上設置型太陽光発電の開発計画認可制度のフロー	144
図 4-22	ドイツ：陸上風力発電入札における基準価格決定の補正係数	151
図 4-23	ドイツ：陸上風力発電入札における導入量制限設定地域	152
図 5-1	スペイン：エネルギー源別発電単発電量（2019 年、2020 年）	168
図 5-2	スペイン：再生可能エネルギー発電量の推移（2004～20 年）	169
図 5-3	スペイン：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	172
図 5-4	スペイン：特別制度対象電源の電力買取に係る費用（プレミアム相当分のみ）	181
図 5-5	スペイン：系統利用料金（全需要家平均）に占める費用内訳	182
図 5-6	スペイン：卸電力取引市場（OMIE）前日市場の推移（2021 年 1 月～）	183
図 5-7	スペイン：州別の陸上風力発電設備の容量増加予測（2021～26 年）	185
図 5-8	スペイン：州別の太陽光発電設備の容量増加予測（2021～26 年）	186
図 6-1	英国：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	199
図 6-2	英国：差額契約型（Cfd）FIT の枠組み	205
図 6-3	英国：Cfd FIT における各主体の役割	208
図 6-4	英国：Cfd FIT 対象プロジェクトのスケジュールイメージ	208
図 6-5	英国：Cfd 市場参照価格（四半期ごとの平均価格）の推移	209

図 6-6	英国：管理上のストライクプライス設定時の技術別供給曲線イメージ	212
図 6-7	英国：CfD FIT における費用負担メカニズム	216
図 6-8	英国：CfD FIT 制度の Interim Levy Rate の推移	218
図 6-9	英国：CfD FIT のアロケーションプロセスと各主体の役割	225
図 6-10	英国：第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類	226
図 6-11	英国：CfD アロケーションプロセスの実施手順	228
図 6-12	英国：CfD アロケーションプロセスの決定ツリー（ポット別）	230
図 6-13	英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの流れ	232
図 6-14	英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの決定ツリー	233
図 6-15	英国：CfD アロケーションの入札における評価式の考え方	234
図 6-16	英国：CfD FIT 契約締結後の設備容量調整タイムライン	238
図 6-17	英国：CfD Register の画面イメージ	239
図 6-18	英国：CfD 設置容量プロファイル	240
図 6-19	英国：再生可能電力発電量の推移（2002～20 年）	246
図 6-20	英国：再生可能発電設備の設備容量推移	247
図 6-21	英国：一般家庭の平均電力料金の内訳（2021 年 8 月時点）	248
図 6-22	英国：小規模 FIT での FIT 支払いのイメージ（2010 年度適用価格）	254
図 6-23	英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー①（50kW 超）	262
図 6-24	英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー②（50kW 以下）	264
図 6-25	英国：小規模 FIT での法改正等に伴う単月登録件数の推移	269
図 6-26	英国：小規模 FIT の登録件数推移	269
図 6-27	英国：2018 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況	270
図 6-28	英国：小規模 FIT 制度のカテゴリー別申請待ち（2018 年 3 月 31 日時点）	271
図 6-29	英国：2019 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況	271
図 7-1	フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標と実績	275
図 7-2	フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー移行法施行後）	278
図 7-3	フランス：FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み①	286
図 7-4	フランス：FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み②	286
図 7-5	フランス：第 7 期地上設置型太陽光入札の落札者選定フロー	296
図 7-6	フランス：太陽光発電連系設備容量と太陽光発電量の推移	305
図 7-7	フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布（2020 年末時点）	306
図 7-8	フランス：陸上風力発電設備の連系設備容量の推移	307
図 7-9	フランス：陸上風力発電の設備容量の地域別分布（2020 年末時点）	307
図 7-10	フランス：本土における再エネ支援に係る電力公共サービス費用の推移	309
図 7-11	フランス：電力料金の未徴収金額の推移（2007～13 年）	310
図 8-1	イタリア：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率の実績および計画値	320
図 8-2	イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量	321
図 8-3	イタリア：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	323
図 8-4	イタリア：再生可能発電設備容量の推移（～2019 年）	332
図 8-5	イタリア：再生可能発電電力量の推移（～2019 年）	333
図 8-6	イタリア：最終電力消費量に占める再生可能比率の実績および計画値	333
図 8-7	イタリア：再生可能エネルギー支援制度に係る費用内訳（2020 年）	335
図 8-8	イタリア：Asos 料金の負担額実績と今後の見通し（2010～21 年）	335
図 8-9	イタリア：Asos 料金による再生可能発電支援額の将来予測（2022 年～）	336

図 8-10	イタリア：制度別の風力発電出力抑制量の推移（2010 年～）	337
図 8-11	イタリア：2020 年の月間別風力発電出力抑制量、出力抑制量比率	338
図 9-1	オランダ：SDE+制度における補助金支給の仕組み	352
図 9-2	欧州各国：太陽光発電設備の年別支援期間終了状況（2021～30 年）	366
図 9-3	欧州各国：陸上風力発電設備の年別支援期間終了状況（2021～30 年）	367
図 9-4	フランス：カーボンフットプリント評価点算出方法（地上設置型太陽光入札）	374
図 9-5	韓国：PV セル（M2）モジュール（410Wp）の標準排出係数（kg CO ₂ /kWp）	387
図 9-6	韓国：ライフサイクル評価に用いる国別電源構成値(kg CO ₂ e/kWh)	388
図 9-7	韓国：ライフサイクル評価の実施フロー	389
図 9-8	カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準で規定された Climate Zones	407
図 9-9	米国：太陽エネルギー発電の均等化発電原価の目標値と実績値の比較	409
図 9-10	米国：電力会社別太陽光発電の均等化発電原価のシナリオ別改善要素	411

表 目 次

表 1-1	欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況①（2021 年 12 月時点）	3
表 1-2	欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況②（2020 年 12 月時点）	4
表 1-3	欧州主要国：FIP 制度等における再エネ発電の売電方法	6
表 1-4	欧州委員会：再エネ支援制度に関する通達 Q&A（FIP 関連部分）	7
表 1-5	欧州委員会：2014～2020 年の State Aid ガイドライン（FIP 関連部分）	8
表 1-6	ドイツ：2014 年再生可能エネルギー法改正法の趣旨説明 Q&A（FIP 関連部分）	9
表 1-7	欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景①	10
表 1-8	欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景②	11
表 1-9	欧州主要国：FIP 制度における卸取引市場価格の参照方法（2021 年 12 月時点）	12
表 1-10	欧州主要国における FP 制度の参照市場価格の算出方法（2021 年 12 月時点）	13
表 1-11	英国：CfD FIT 制度の参照する市場の選定理由	14
表 1-12	欧州主要国における管理プレミアムの設定状況	15
表 1-13	欧州主要国：FIP 制度等におけるオフテイカーリスク対策	16
表 1-14	欧州主要国：オフテイカーリスク対策の概要	17
表 1-15	ドイツにおける FIP 制度導入前後の事業環境について	20
表 2-1	主要各国の再生可能電力導入目標比率の根拠（2022 年 1 月時点）	22
表 2-2	欧州主要国：再エネ導入目標の原則、源別目標設定状況（2022 年 1 月時点）	25
表 2-3	その他諸国：再エネ導入目標の設定状況、主な再エネ電力支援制度（2022 年 1 月 時点）	27
表 2-4	欧州諸国における未稼働対応としての猶予期間及び措置の例	29
表 2-5	ドイツ：2017 年 EEG 改正法に基づく支援制度での稼働期限の設定状況	30
表 2-6	フランス：地上設置型太陽光入札での稼働期限設定状況（2017 年～）	31
表 2-7	主要国：2021 年度中の主な制度改正等の動向	32
表 3-1	EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020 年再生可能エネルギー目標	34
表 3-2	EU：最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率の計算方法	35
表 3-3	EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率実績	37
表 3-4	EU：ガイダンスで再エネ支援に伴う負担減免対象にできるとされた業種リスト	40
表 3-5	EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020 年および 2030 年目標	42
表 3-6	EU：Clean Energy for All European パッケージによる指令・規則	43
表 3-7	EU：クリーン・エネルギー法案パッケージの主な達成事項	44
表 3-8	EU：再エネ改正指令における規定内容①（2030 年目標）	46
表 3-9	EU：再エネ改正指令（REDII）における規定内容②（支援制度）	47
表 3-10	EU：加盟国が策定する国家エネルギー・気候計画の主な内容	49
表 3-11	EU：改正電力市場規則における規定内容（優先給電）	51
表 3-12	EU：再生可能エネルギー指令改正案（REDIII）での分野別目標案	56
表 3-13	EU：2022 年以降の再エネ電力支援制度に関する国家介入ガイダンス該当部分	57
表 4-1	ドイツ：主な気候変動・エネルギー関連目標（2022 年 1 月時点）	64
表 4-2	ドイツ：シュルツ新政権の連立協定における主な気候変動・エネルギー政策	64
表 4-3	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（目標関連）	66
表 4-4	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（入札関連）	67
表 4-5	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（その他）	69

表 4-6	ドイツ：2021 年改正法で設定されたエネルギー源別の中間目標値	70
表 4-7	ドイツ：2021 年改正法での再生可能電力量の中間目標値	70
表 4-8	ドイツ：再生可能エネルギー法の支援対象エネルギー、対象発電設備要件	71
表 4-9	ドイツ：直接販売及び市場プレミアムが義務化される要件	72
表 4-10	ドイツ：市場プレミアムの算出式（2022 年末までの稼働設備）	73
表 4-11	ドイツ：任意で市場プレミアムを選択した設備への適用管理プレミアム額	74
表 4-12	ドイツ：Amprion 社におけるオンライン集計発電量の算定方法	76
表 4-13	ドイツ：直接販売を選択している EEG 対象設備のシェア（2019 年 7 月時点）	80
表 4-14	ドイツ：直接販売（市場プレミアム）による支援電力の比率（2019～20 年）	82
表 4-15	ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（～2018 年）	83
表 4-16	ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（2019 年～）	83
表 4-17	ドイツ：固定価格買取対象設備に適用される支援価格の計算例	87
表 4-18	ドイツ：太陽光発電（50kW）に適用される支援価格の計算方法例	87
表 4-19	ドイツ：バイオマス発電設備（5MW）に適用される支援価格の計算方法例	88
表 4-20	ドイツ：再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づく買取価格（太陽光以外）	89
表 4-21	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づく支援価格（太陽光以外）	90
表 4-22	ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2017 年 2 月～）	91
表 4-23	ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2021 年 2 月～）	91
表 4-24	ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の実績（2017 年 2 月～）	92
表 4-25	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援価格（太陽光、2017 年以降）	93
表 4-26	ドイツ：新規陸上風力適用の支援価格低減率の決定方法（2017 年 10 月～）	96
表 4-27	ドイツ：再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づく支援価格（陸上風力）	96
表 4-28	ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（太陽光）	97
表 4-29	ドイツ：2021 年改正法に基づく区分 1・地上設置型太陽光発電の入札結果	98
表 4-30	ドイツ：2021 年改正法に基づく区分 2・屋根設置型太陽光発電の入札結果	98
表 4-31	ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（陸上風力）	99
表 4-32	ドイツ：2021 年改正法に基づく陸上風力入札制度の結果（2021 年～）	100
表 4-33	ドイツ：2021 年改正法に基づくバイオマス発電の入札結果	101
表 4-34	ドイツ：2021 年改正法に基づくイノベーション入札参加要件	102
表 4-35	ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（イノベーション入札）	102
表 4-36	ドイツ：イノベーション入札での特別太陽光発電システム要件	103
表 4-37	ドイツ：イノベーション入札の入札結果	106
表 4-38	ドイツ：2021 年以降に EEG に基づく買取期間が終了する発電設備	106
表 4-39	ドイツ：買取期間が終了した陸上風力発電の買取価格（2021 年）	107
表 4-40	ドイツ：EEG 賦課金引き下げに関する主な経緯	111
表 4-41	ドイツ：EEG 賦課金の算定方法に関する政令の規定事項（仮訳）	113
表 4-42	ドイツ：EEG 賦課金計算に用いた卸電力取引価格の推移	115
表 4-43	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく自家発電設備への EEG 賦課金の法規定	116
表 4-44	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象要件（2021 年改正法）	116
表 4-45	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象業種（2021 年改正法）	117
表 4-46	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の適用状況（2018～21 年）	123
表 4-47	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の業種別適用状況（2021 年）	124

表 4-48	ドイツ：再生可能エネルギー発電設備の設備容量推移	125
表 4-49	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく発電設備の設備容量推移	126
表 4-50	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく適格電力発電量	127
表 4-51	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく買取総額（電力価値分を除く）の推移	128
表 4-52	ドイツ：社会民主党及び緑の党の再生可能エネルギー関連の主な選挙公約	132
表 4-53	ドイツ：シュルツ新連立政権の連立協定（再エネ関連部分の仮訳）	133
表 4-54	ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴①	138
表 4-55	ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴②	139
表 4-56	ドイツ：FIT/FIP 制度の支援価格改定の経緯（2014 年改正法まで）	140
表 4-57	ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度設計にあたっての基本指針	141
表 4-58	ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度の基本設計（エネルギー源共通）	142
表 4-59	ドイツ：支援対象とする地上設置型太陽光発電の立地要件（2017 年改正法）	143
表 4-60	ドイツ：太陽光発電入札の落札者が遵守すべき事項及び不遵守の場合の措置	145
表 4-61	ドイツ：2014 年改正法に基づく地上設置型太陽光発電の入札結果	146
表 4-62	ドイツ：2017 年改正法に基づく太陽光発電の入札結果	147
表 4-63	ドイツ：陸上風力入札制度での市民エネルギー法人への優遇措置	150
表 4-64	ドイツ：陸上風力入札制度の結果（～2020 年 12 月）	154
表 4-65	ドイツ：洋上風力入札制度の参加要件（2017 年、2018 年入札）	158
表 4-66	ドイツ：洋上風力入札制度における履行期限の不履行時の違約金	159
表 4-67	ドイツ：2017 年改正法に基づく洋上風力発電の入札結果	160
表 4-68	ドイツ：バイオマス入札制度の参加要件（2017 年入札）	161
表 4-69	ドイツ：2017 年改正法に基づくバイオマス発電の入札結果	162
表 4-70	ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札における配電網要素（一部抜粋）	164
表 4-71	ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札結果（太陽光、陸上風力）	164
表 5-1	スペイン：再生可能エネルギー計画 2011-2020 での源別設備容量目標	168
表 5-2	スペイン：国家エネルギー・気候計画での 2030 年の再エネ関連目標	169
表 5-3	スペイン：国家エネルギー・気候計画での目標シナリオにおける電源構成予測	170
表 5-4	スペイン：気候変動法で掲げたエネルギー・気候変動関連の目標	171
表 5-5	スペイン：再生可能エネルギー経済制度（REER）での年間入札最低容量	174
表 5-6	スペイン：2020 年 12 月募集開始の入札での最大供給実施期間	175
表 5-7	スペイン：2020 年 12 月募集開始の入札での最小/最大エネルギー量	176
表 5-8	スペイン：第 1 回、第 2 回入札の結果	176
表 5-9	スペイン：再生可能エネルギー発電設備の設備容量の推移	177
表 5-10	スペイン：特別制度対象電源の設備容量の推移	178
表 5-11	スペイン：特別制度対象電源の発電電力量の推移	179
表 5-12	スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用	180
表 5-13	スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用（2013 年）	181
表 5-14	スペイン：2021 年 9 月 14 日政令に基づく「棚ぼた税」	184
表 5-15	スペイン：再生可能エネルギー支援策の流れ（1997 年電気事業法制定以前）	188
表 5-16	スペイン：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴	190
表 5-17	スペイン：再生可能エネルギー発電の連系量拡大に向けた動き	191
表 5-18	スペイン：2010 年 12 月以降の FIT 制度の主な改正動向	192

表 5-19	スペイン：2014 年 6 月の RD413/2014 に基づく新たな支援制度の概要	193
表 5-20	スペイン：補助金制度に関する入札制度設計	194
表 5-21	スペイン：補助金制度に関する落札結果	194
表 6-1	英国：RO 制度から CfD FIT 制度への移行方法	201
表 6-2	英国：Smart Export Guarantee 制度の方向性	202
表 6-3	英国：小規模 FIT 制度と Smart Export Guarantee 制度の相違点	203
表 6-4	英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準	204
表 6-5	英国：エネルギー国務大臣により策定される CfD FIT にかかる規則	206
表 6-6	英国：管理上のストライクプライスに関する設定目標	210
表 6-7	英国：管理上のストライクプライス設定時の考慮事項（第 4 回アロケーション）	211
表 6-8	英国：ストライクプライスの上限価格（第 1 回：2014～18 年度運開設備）	213
表 6-9	英国：ストライクプライスの上限価格（第 2 回：2021～22 年度運開設備）	214
表 6-10	英国：ストライクプライスの上限価格（第 3 回 2023～24 年度運開設備）	214
表 6-11	英国：ストライクプライスの上限価格（第 4 回アロケーション・ラウンド）	215
表 6-12	英国：Operational Cost Levy（OCL）の推移	219
表 6-13	英国：減免措置対象となる適格電力集約企業（EII s）の対象となる特定活動	220
表 6-14	英国：CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算	222
表 6-15	英国：CfD FIT 第 2 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算	223
表 6-16	英国：CfD FIT 第 3 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算	223
表 6-17	英国：CfD FIT 第 4 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算	224
表 6-18	英国：CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのための予算	226
表 6-19	英国：National Grid 社による CfD アロケーションプロセスの概要	228
表 6-20	英国：CfD アロケーションの入札期間中および落札者決定方法の原則	231
表 6-21	英国：CfD アロケーション枠組みで設定された評価パラメーター	235
表 6-22	英国：第 1 回アロケーションで目標運開期間として設定可能な期間	236
表 6-23	英国：第 1 回アロケーションにおける Longstop Date の期間	237
表 6-24	英国：第 1 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）	241
表 6-25	英国：第 2 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）	242
表 6-26	英国：第 3 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）	242
表 6-27	英国：2020 年 3 月公表の CfD FIT 改正コンサルテーションの目的	243
表 6-28	英国：2020 年 3 月公表の主な CfD FIT 改正案および政府回答	243
表 6-29	英国：2020 年 11 月公表の CfD FIT コンサルテーションの主な項目	245
表 6-30	英国：小規模 FIT 制度に関するエネルギー国務大臣の権限	249
表 6-31	英国：小規模 FIT 制度にかかる法令の主な改正履歴	250
表 6-32	英国：小規模 FIT 制度の対象エネルギー源、設備要件	253
表 6-33	英国：小規模 FIT 制度で Order にて対象にできるエネルギー源、設備要件	253
表 6-34	英国：小規模 FIT 制度で適用された売電価格の推移	256
表 6-35	英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光以外）の発電価格（2017 年度以降）	257
表 6-36	英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光）の発電価格（2017 年度以降）	258
表 6-37	英国：小規模 FIT 制度対象設備のデフォルト低減発電価格	260
表 6-38	英国：小規模 FIT 制度対象設備の条件付き逡減における導入量キャップ	261
表 6-39	英国：Central FIT Register に必要な発電者情報および設備情報	265
表 6-40	英国：小規模 FIT 制度への電源別登録設備数、設備容量の推移	268

表 6-41	英国：小規模 FIT 制度に伴う費用内訳の推移	273
表 7-1	フランス：2030 年再生可能エネルギー導入目標（2022 年 1 月時点）	276
表 7-2	フランス：複数年エネルギー計画（PPE）II の発電分野の源別導入目標	277
表 7-3	フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2017 年～21 年 10 月 8 日）	280
表 7-4	フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT の対象設備要件	281
表 7-5	フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2021 年 10 月 9 日～）	282
表 7-6	フランス：建物設置型太陽光発電の買取価格の物価連動計算式	282
表 7-7	フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT でのボーナス対象要件	283
表 7-8	フランス：建物設置型太陽光発電の買取価格の逓減率計算式	283
表 7-9	フランス：FIP 制度の適用が除外される対象設備要件	285
表 7-10	フランス：FIP 制度の参照市場価格（太陽光及び風力）	287
表 7-11	フランス：FIP 制度のエネルギー源別管理プレミアム	288
表 7-12	フランス：複数年エネルギー計画（PPE）II に基づく入札予定	289
表 7-13	フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札のスケジュール	290
表 7-14	フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準	291
表 7-15	フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札の上限・下限価格	292
表 7-16	フランス：地上設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017 年～）	293
表 7-17	フランス：地上設置型太陽光入札の募集容量未達時の規定の変遷（仮訳）	294
表 7-18	フランス：2017 年以降の屋根設置型太陽光発電入札のスケジュール	297
表 7-19	フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準	298
表 7-20	フランス：2017 年以降の屋根設置型太陽光発電入札の上限・下限価格	298
表 7-21	フランス：屋根設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017 年～）	299
表 7-22	フランス：屋根設置型太陽光入札の募集容量未達時の規定の変遷（仮訳）	301
表 7-23	フランス：陸上風力発電入札のスケジュール・募集容量	302
表 7-24	フランス：陸上風力発電対象の入札制度の結果（2017 年～）	303
表 7-25	フランス：陸上風力入札の募集容量未達時の規定の変遷（仮訳）	303
表 7-26	フランス：電力公共サービス費用（電力分野）の費用額の推移	308
表 7-27	フランス：電力公共サービス費用（CSPE）賦課金の推移（2004～22 年）	309
表 7-28	フランス：電力公共サービス費用（CSPE）内訳の推移（2012 年～）	311
表 7-29	フランス：電力使用量に応じた TICFE/CSPE 軽減率	312
表 7-30	フランス：再生可能電力促進政策の流れ（エネルギー移行法施行前）	314
表 7-31	フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況	315
表 8-1	イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年の再エネ導入目標	321
表 8-2	イタリア：国家エネルギー・気候計画の 2030 年エネルギー関連目標	322
表 8-3	イタリア：「登録」・「入札」設備の募集スケジュール	324
表 8-4	イタリア：「登録」対象設備のグループ分け及び募集容量	325
表 8-5	イタリア：「入札」対象設備のグループ分け及び募集容量	325
表 8-6	イタリア：2019 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値	326
表 8-7	イタリア：2019 年省令に基づく買取期間及び基本インセンティブ価格	326
表 8-8	イタリア：2019 年省令に基づく登録手続きの支援対象設備の選定基準	327
表 8-9	イタリア：2019 年省令登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間	328
表 8-10	イタリア：2019 年省令入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間	328
表 8-11	イタリア：2019 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料	329
表 8-12	イタリア：2019 年省令に基づく入札入札手続き対象設備の応札状況	330

表 8-13	イタリア：再生可能エネルギー支援制度による支援額の内訳（2019 年）	334
表 8-14	イタリア：再生可能エネルギー支援制度による支援額の内訳（2020 年）	334
表 8-15	イタリア：電力需要家種別の Asos 料金負担額の例（2018～20 年）	336
表 8-16	イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向①	339
表 8-17	イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向②	340
表 8-18	イタリア：既存太陽光発電を対象とした買取価格引き下げ関連法令	341
表 8-19	イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度での支援対象設備の類型	344
表 8-20	イタリア：2016 年に登録・入札対象とする再エネ電源の年間上限値	344
表 8-21	イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値	345
表 8-22	イタリア：2016 年の登録・稼働設備に適用の買取期間及びインセンティブ価格	345
表 8-23	イタリア：2016 年登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間	347
表 8-24	イタリア：2016 年入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間	347
表 8-25	イタリア：2016 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料	348
表 8-26	イタリア：2016 年省令に基づく入札手続き対象設備の応札状況	348
表 8-27	イタリア：2016 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況	349
表 8-28	イタリア：2012 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況	349
表 9-1	オランダ：SDE+（2015 年）の入札制度概要	351
表 9-2	オランダ：SDE++での支援対象技術（2021 年）	354
表 9-3	ドイツ：2021 年改正法に基づくイノベーション入札参加要件	355
表 9-4	ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（イノベーション入札）	356
表 9-5	ドイツ：イノベーション入札での特別太陽光発電システム要件	356
表 9-6	ドイツ：イノベーション入札の入札結果	359
表 9-7	フランス：2021 年以降の自家消費型再エネ発電入札のスケジュール	360
表 9-8	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法での太陽光発電の定義	362
表 9-9	フランス：太陽光発電入札募集要項での建物設置型の定義	363
表 9-10	フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT の対象設備要件	364
表 9-11	フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT でのボーナス対象要件	365
表 9-12	欧州主要国：支援制度対象期間終了後の再エネ設備に対する法的枠組み	368
表 9-13	ドイツ：2021 年以降に EEG に基づく買取期間が終了する発電設備	368
表 9-14	ドイツ：買取期間が終了した陸上風力発電の買取価格（2021 年）	369
表 9-15	英国：Smart Export Guarantee 制度の方向性	370
表 9-16	英国：小規模 FIT 制度と Smart Export Guarantee 制度の相違点	371
表 9-17	英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準	372
表 9-18	フランス：2021 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準	373
表 9-19	フランス：簡易炭素評価に関する適合証明書の記載内容	375
表 9-20	フランス：簡易カーボンフットプリント評価の方法	375
表 9-21	フランス：地上設置型太陽光発電入札でのモジュール原産国	385
表 9-22	フランス：PV モジュール標準排出係数の既成値	388
表 9-23	カリフォルニア州：2013 年及び 2016 年建築省エネ基準における主な改正点	391
表 9-24	カリフォルニア州：建築省エネ基準における低層住宅と非住宅の区分	392
表 9-25	カリフォルニア州：太陽光設置仕様規定の例（Joint Appendix 11 一部抜粋）	393
表 9-26	カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準の太陽光発電システム設置免除条項	394

表 9-27	カリフォルニア州：蓄電池設置仕様規定の例（Joint Appendix 12 一部抜粋） ...	395
表 9-28	カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準の蓄電システム設置免除条項	397
表 9-29	カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準（太陽光発電関連条項抜粋）	397
表 9-30	米国：エネルギー省による太陽光発電費用削減に向けた資金提供	408
表 9-31	米国：エネルギー省による集光型太陽熱発電費用削減に向けた資金提供	409
表 9-32	米国：電力会社規模 PV のコストパラメータ（2020 年基準と 2030 年想定） ...	410

1. 諸外国における FIP 制度の制度設計、運用上の論点

本章では、再生可能エネルギーの電力市場への統合を図る新制度の在り方として、欧州諸国等で導入が進んでいる市場価格を参照して決定される一定のプレミアムが交付される Feed-in Premium 制度（以下「FIP 制度」という）について、我が国における再生可能エネルギーの主力電源化という政策ターゲットの着実な実現に向けた政策立案に資するように、制度設計や運用上の論点を整理する。

本報告書において FIP 制度とは、EU の「2014-2020 年 環境保護およびエネルギーの国庫補助に関するガイドライン¹」で示される「発電事業者が直接市場で電力を販売する場合に、市場価格に加え、プレミアムとして補助金を交付する。(aid is granted as a premium in addition to the market price (premium) whereby the generators sell its electricity directly in the market)」を満たす制度を指すこととする。

欧州諸国で施行されている FIP 制度を見ると、支援価格が参照する市場価格を下回った場合にも発電者が差額を返還しない One Side 形式のものと、発電者が返還を行う差額決済契約 (CfD : Contract for Difference) を締結して返還を行う Two Side 形式の 2 種類に大別される。本報告書では、特段の断りがなければ、上記の発電者が差額を返還しない One side 形式のものを指すこととする。他方、英国で 2014 年以降に導入されている支援制度は、FIP 制度の Two side 形式と同様の制度であり、CfD FIT という制度の名称であることから、Two Side 形式のものを「FIP 制度 (CfD 形式)」と表記することとする。

以下では、ドイツ、英国、フランス、イタリアといった欧州主要国を対象として、FIP 制度の制度設計、運用上における論点をとりまとめる。

¹ “Communication from the Commission — Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020”, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29> (2022 年 3 月 16 日取得)

1.1 欧州主要国における現状の整理

1.1.1 支援制度の適用対象

2021年12月時点で、欧州主要国では、一定規模以上の新規電源について FIP 制度による支援を義務付けている。義務対象とする規模要件については、特に FIP 制度を先行的に導入したドイツ、イタリアでは、段階的に対象規模を拡大してきている。

支援制度(導入年)	ドイツ	フランス	英国	イタリア
	FIP制度(2012年)	FIP制度 ※cfd形式(2016年)	Cfd制度(2014年)	FIP/Cfd制度(2013年)
FIP等対象	2012年1月～ ・全電源について、すべての規模が、 <u>FIP制度とFIP制度を選択可</u> 2014年8月～ ・全電源について、500kW超(新規)は、 <u>FIP制度のみ選択可</u> に変更 2016年1月～ ・全電源について、100kW超(新規)は、 <u>FIP制度のみ選択可</u> に変更	2016年～ ・以下※を除く全電源・規模(新規)について、 <u>FIP制度のみ選択可</u> ※除外対象 ・太陽光:500kW以下の屋根設置型 ・洋上風力:浮体式洋上風力 ・水力:500kW以下 ・バイオガス:500kW未満	2014年～ ・全電源について、5MW超(新規)は、 <u>Cfd制度のみ選択可</u> 。 ※ 5MW以下の陸上風力、太陽光、水力、嫌気性消化は、別制度で支援。	2013年～ ・全電源について、1MW超(新規)は、 <u>FIP制度のみ選択可</u> 。 ※ 太陽光は支援対象外。 2016年～ ・全電源について、500kW超(新規)は、 <u>FIP制度のみ選択可</u> (入札対象電源以外はCfd形式)。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年～ ・全電源について、250kW超(新規)は、 <u>Cfd制度のみ選択可</u> 。 ※ 太陽光を支援対象に追加。
FIP等対象のうち入札対象	2015年9月～2016年 ・地上設置型太陽光について、すべての規模が、 <u>入札対象</u> 2017年～ ・太陽光、陸上風力、洋上風力について、750kW超が、 <u>入札対象</u> に変更 ・バイオマスについては、150kW超が、 <u>入札対象</u> に変更 ※ 水力、地熱は入札対象外。 2021年～ ・300～750kWの屋根設置太陽光は、発電量の50%までをFIP制度で支援を受けるか、入札を経て全発電量をFIP制度で支援を受けるかかを選択可能	2016年～ ・500kW超の太陽光 ・300kW超のバイオマス ・500kW以上のバイオガス ・洋上風力 2017年～ ・陸上風力:7基以上のウインドファームを追加	2014年～ ・全電源について、すべての規模が、 <u>入札対象</u>	2013年～ ・5MW超の風力、バイオガス、10MW超の水力、20MW超の地熱は、 <u>入札対象</u> 。 2016年～ ・全電源について、5MW超(新規)は、 <u>入札対象</u> 。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年～ ・全電源について、1MW超(新規)は、 <u>入札対象</u> 。

図 1-1 欧州主要国：FIP 制度の類似制度の適用状況について（2021 年 12 月時点）

出所）各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

上記対象国における 2021 年 12 月時点の詳細な状況は、下表を参照。

表 1-1 欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況①（2021 年 12 月時点）

	ドイツ	英国	フランス（本土）	イタリア																										
支援制度の概況	2017 年再生可能エネルギー法に基づき、一定規模以上の太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマスは入札制度に移行 ※詳細は本報告書 65 ページを参照	5MW 以下の太陽光、陸上風力、水力、嫌気性消化は 2020 年 1 月以降 SEG（Smart Export Guarantee）制度、その他の未成熟な洋上風力等の大規模再エネ電源は CfD FIT にて支援（2021 年 12 月時点で陸上風力、太陽光、水力は支援対象外） ※詳細は本報告書 200 ページを参照	2002 年の FIT 制度導入時から、競争入札制度を併用。2021 年末時点で、大規模太陽光や 7 基以上の陸上風力発電は、入札制度により支援 ※詳細は本報告書 278 ページを参照	2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度が終了。2019 年 7 月 4 日付け省令で、太陽光、陸上風力、水力、下水ガスを対象とした新たなインセンティブ制度を導入 ※詳細は本報告書 323 ページを参照																										
太陽光（屋根設置）	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100～750kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式※</td></tr><tr><td>750kW～10MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr><tr><td>10MW 超</td><td>支援対象外</td></tr></table> ※2021 年以降、300～750kW の屋根設置太陽光は、発電量の 50%までを FIP 制度で支援を受けるか、入札を経て全発電量を FIP 制度で支援を受けるかを選択可能	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式※	750kW～10MW	FIP+直接販売+入札	10MW 超	支援対象外	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr></table> ※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度） ※2 CfD FIT 制度に基づく 2017 年 4 月実施の第 2 回アロケーションラウンド、2019 年 8 月実施の第 3 回アロケーションラウンドで募集対象外。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンドでは対象に復帰。	5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）	5MW 超	支援対象外※2	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT</td></tr><tr><td>100～500kW</td><td>FIT※</td></tr><tr><td>500kW～8MW</td><td>CfD FIT +直接販売+入札</td></tr><tr><td>8MW 超</td><td>支援対象外</td></tr></table> ※2021 年 10 月 6 日付のアレテにて、500kW 以下の屋根設置型太陽光発電は入札対象から除外され、入札なしの FIT 制度への支援に変更	100kW 以下	FIT	100～500kW	FIT※	500kW～8MW	CfD FIT +直接販売+入札	8MW 超	支援対象外	<table><tr><td>20kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）</td></tr></table> 石綿カバーを交換する屋根設置型設備には優遇措置があり、基本インセンティブ額に加えて 1.2 ドン/kWh のプレミアムを、連系か自家消費かに関わらず、発電電力分に支給	20kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																													
100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式※																													
750kW～10MW	FIP+直接販売+入札																													
10MW 超	支援対象外																													
5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）																													
5MW 超	支援対象外※2																													
100kW 以下	FIT																													
100～500kW	FIT※																													
500kW～8MW	CfD FIT +直接販売+入札																													
8MW 超	支援対象外																													
20kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																													
250kW 超～1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																													
1MW 超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）																													
太陽光（地上設置）	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100～750kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>750kW～10MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr><tr><td>10MW 超</td><td>支援対象外※</td></tr></table> ※太陽光のみの入札では支援対象外。但し、2020 年まで別途実施の陸上風力との共同入札では、あらかじめ規定された郡に立地する設備のみ設備容量上限を 20MW に拡大していた。	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	750kW～10MW	FIP+直接販売+入札	10MW 超	支援対象外※	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr></table> ※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度） ※2 CfD FIT 制度に基づく 2017 年 4 月実施の第 2 回アロケーションラウンド、2019 年 8 月実施の第 3 回アロケーションラウンドで募集対象外。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンドでは対象に復帰。	5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）	5MW 超	支援対象外※2	<table><tr><td>500kW 以下</td><td>支援対象外※</td></tr><tr><td>500kW～30MW※1</td><td>CfD FIT +直接販売+入札</td></tr><tr><td>30MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr></table> ※1 2018 年 6 月実施の第 4 回入札から、最大設備容量を 17MW から 30MW に拡大 ※2 2021 年 12 月時点で公表されている 2019 年 6 月までの入札では募集対象外。但し、汚染された土地等に立地する場合など、一定要件を満たしたプロジェクトについては、設備容量上限を撤廃。	500kW 以下	支援対象外※	500kW～30MW※1	CfD FIT +直接販売+入札	30MW 超	支援対象外※2	<table><tr><td>20kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIT +登録（総合評価入札）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）</td></tr></table>	20kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価入札）	1MW 超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）		
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																													
100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																													
750kW～10MW	FIP+直接販売+入札																													
10MW 超	支援対象外※																													
5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）																													
5MW 超	支援対象外※2																													
500kW 以下	支援対象外※																													
500kW～30MW※1	CfD FIT +直接販売+入札																													
30MW 超	支援対象外※2																													
20kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																													
250kW 超～1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価入札）																													
1MW 超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）																													
陸上風力	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100～750kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>750kW～</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr></table>	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	750kW～	FIP+直接販売+入札	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr></table> ※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度） ※2 2017 年 4 月実施の CfD FIT 制度に基づく第 2 回アロケーションラウンドで募集対象外。第 3 回アロケーションラウンドでは、離島に立地する陸上風力発電のみ支援対象として入札実施。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンドでは対象に復帰。	5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）	5MW 超	支援対象外※2	<table><tr><td>6 基以下※</td><td>CfD FIT +直接販売+入札</td></tr><tr><td>7 基以上</td><td>CfD FIT +直接販売+入札</td></tr></table> ※1 基あたり定格出力 3MW 以下の風車の場合	6 基以下※	CfD FIT +直接販売+入札	7 基以上	CfD FIT +直接販売+入札	<table><tr><td>1kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）</td></tr></table>	1kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）						
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																													
100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																													
750kW～	FIP+直接販売+入札																													
5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）																													
5MW 超	支援対象外※2																													
6 基以下※	CfD FIT +直接販売+入札																													
7 基以上	CfD FIT +直接販売+入札																													
1kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																													
250kW 超～1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																													
1MW 超	CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）																													
洋上風力	FIP+直接販売+入札※ ※2016 年末までに無条件の系統連系許可が接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した設備は入札対象から除外（FIP 対象）	CfD FIT+直接販売+入札	CfD FIT+入札 （ダッチオークション方式） ※欧州の「New Entrant Reserve」の権利を得た浮体式洋上風力発電は FIT 対象	2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度終了 FIP+直接販売+入札																										

出所）各種資料より作成

表 1-2 欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況②（2020 年 12 月時点）

	ドイツ	英国	フランス（本土）	イタリア																								
バイオマス	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100～150kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>150kW～ 20MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr><tr><td>20MW 超</td><td>支援対象外</td></tr></table> ※下水ガス、埋立ガスは上限 5MW	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～150kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	150kW～ 20MW	FIP+直接販売+入札	20MW 超	支援対象外	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>【嫌気性消化】 支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格 保証※の支援制度有り） 【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術】 CfD FIT+直接販売+入札</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術、嫌気性消化】 CfD FIT+直接販売+入札</td></tr></table> ※ 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、 系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け （SEG 制度）	5MW 以下	【嫌気性消化】 支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格 保証※の支援制度有り） 【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術】 CfD FIT+直接販売+入札	5MW 超	【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術、嫌気性消化】 CfD FIT+直接販売+入札	<table><tr><td colspan="2">【バイオガス発電】</td></tr><tr><td>500kW 未満</td><td>FIT※</td></tr><tr><td>500kW～ 12MW</td><td>CfD FIT+直接販売</td></tr></table> ※フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタ ン化、下水処理場でのメタン化、非有害廃棄物貯蔵設備 によるバイオガスを使用したプロジェクト、	【バイオガス発電】		500kW 未満	FIT※	500kW～ 12MW	CfD FIT+直接販売	下水ガスのみが支援対象 <table><tr><td>1kW 超～ 250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～ 1MW 以下</td><td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（水力との技 術中立的な入札）</td></tr></table>	1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIT+入札（水力との技 術中立的な入札）
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																											
100～150kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																											
150kW～ 20MW	FIP+直接販売+入札																											
20MW 超	支援対象外																											
5MW 以下	【嫌気性消化】 支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格 保証※の支援制度有り） 【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術】 CfD FIT+直接販売+入札																											
5MW 超	【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術、嫌気性消化】 CfD FIT+直接販売+入札																											
【バイオガス発電】																												
500kW 未満	FIT※																											
500kW～ 12MW	CfD FIT+直接販売																											
1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																											
250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																											
1MW 超	CfD FIT+入札（水力との技 術中立的な入札）																											
水力	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100kW～</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td></tr></table>	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100kW～	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格 保証※1 の支援制度有り）</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr></table> ※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、 系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け （SEG 制度） ※2 CfD FIT 制度に基づく 2017 年 4 月実施の第 2 回アロ ケーションラウンド、2019 年 8 月実施の第 3 回アロケ ーションラウンドで募集対象外。2022 年 1 月まで申請 受付の第 4 回アロケーションラウンドでは対象に復帰。	5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格 保証※1 の支援制度有り）	5MW 超	支援対象外※2	<table><tr><td>500kW 以下</td><td>FIT</td></tr><tr><td>500kW～ 1MW 未満</td><td>CfD FIT+直接販売</td></tr><tr><td>1MW 以上※</td><td>CfD FIT +直接販売+入札</td></tr></table> ※容量上限はないものの、1 回の入札での累積募集容量が 20MW	500kW 以下	FIT	500kW～ 1MW 未満	CfD FIT+直接販売	1MW 以上※	CfD FIT +直接販売+入札	<table><tr><td>1kW 超～ 250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～ 1MW 以下</td><td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（下水ガスと の技術中立的な入札）</td></tr></table>	1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIT+入札（下水ガスと の技術中立的な入札）				
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																											
100kW～	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																											
5MW 以下	支援対象外 （2020 年 1 月以降は売電価格 保証※1 の支援制度有り）																											
5MW 超	支援対象外※2																											
500kW 以下	FIT																											
500kW～ 1MW 未満	CfD FIT+直接販売																											
1MW 以上※	CfD FIT +直接販売+入札																											
1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																											
250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																											
1MW 超	CfD FIT+入札（下水ガスと の技術中立的な入札）																											
地熱	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式※</td></tr><tr><td>100kW 超</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式※</td></tr></table> ※2024 年 1 月以降の新規設備には Sliding-Scale 方式を 適用	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式※	100kW 超	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式※	CfD FIT+直接販売+入札	CfD FIT+直接販売	2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度終了 <table><tr><td>500kW 以下</td><td>FIT</td></tr><tr><td>500kW～5MW</td><td>FIP+直接販売</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr></table>	500kW 以下	FIT	500kW～5MW	FIP+直接販売	5MW 超	FIP+直接販売+入札														
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式※																											
100kW 超	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式※																											
500kW 以下	FIT																											
500kW～5MW	FIP+直接販売																											
5MW 超	FIP+直接販売+入札																											
オフテイクーリスク対策	上記のうち、FIT 選択電源は、系統運用者の一括買 取。FIP 対象電源は、基準価格の 80%で系統運用者 に買取をしてもらうことが可能。 ※詳細は本報告書 78 ページを参照	上記のうち、CfD FIT 選択電源は、買取先が見つ からない場合に、大手小売業者に、市場価格から減 額した価格での買取義務を設定。 ※詳細は本報告書 215 ページを参照	上記のうち、CfD FIT 対象電源には、買取先が見つ からない場合には、入札を経て指定された小売事業 者が基準価格の 80%以下の価格で買取する規定あ り。 ※詳細は本報告書 288 ページを参照																									
ネガティブプライス時の対応	EPEX Spot の前日市場価格が 6 時間以上にわたり ネガティブプライスになった場合、該当期間の支援 額をゼロとする。 但し、以下の設備は適用除外。 ・設備容量 3MW 以下の風力 ・設備容量 500kW 以下のその他設備 ・試験用の陸上風力発電設備 ・試験用の洋上風力発電設備（洋上風力エネルギー 法第 3 条 6 号に該当するもの） 2021 年 1 月以降、新規の FIP 対象設備は、ネガテ ィブプライスが 4 時間以上継続した場合に、該当時 間帯の支援額をゼロとする形に改正。 ※詳細は本報告書 77 ページを参照	CfD FIT 制度：卸電力前日市場でネガティブプライ スになった場合、支援の最大額をストライクプライ スに制限。6 時間以上継続した場合には、当該期間 の支援額をゼロとする。 SEG 制度：ネガティブ価格時は、発電設備側が小売 （卸電力）事業者にネガティブ価格の対価を払う必 要なし。	CfD FIT 対象電源：卸電力取引市場の取引価格がマイ ナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対 して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、 年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発 電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになっ た場合には、市場販売プレミアムを受け取ることが できる。 ※詳細は本報告書 288 ページを参照	イタリア卸電力取引市場の当該発電設備が立地す るゾーンの取引価格が、連続 6 時間以上ゼロまたは ネガティブになった場合、インセンティブは停止さ れる。インセンティブ支給期間も、停止期間分延長 される。 ※詳細は本報告書 325 ページを参照																								

出所）各種資料より作成

1.1.2 再生可能電源の売電方法

ドイツをはじめとした欧州主要国では、自ら売電を求められる FIP 制度の対象電源は、アグリゲーターやトレーダー（仲介業者）と契約を結び、売電を行うケースが一般的となっている。欧州主要国におけるインバランス精算制度における再エネ電源の扱いを見ても、FIT 対象の電源はインバランス負担が免除されているが、FIP 対象の電源については、再エネ以外の電源とインバランスに関して非差別的な扱いが一般的となっている。

各国のインバランス精算制度概要

		英国	ドイツ	フランス	イタリア
需給計画	同時同量制の種類	計画値同時同量	実同時同量	実同時同量	計画値同時同量
	計画提出(ゲートクローズ)	1時間前	15分前	15分前	不明
	ゲートクローズに提出する計画の拘束力	拘束力有り	拘束力無し (他BG・他制御区域との取引分は拘束力有り)	拘束力無し (他BG・他制御区域との取引分は拘束力有り)	拘束力有り
インバランス精算	インバランスの定義	(実需要/実発電量) - (バランシング・サービス量 + 計画量)	自社発電量 + 他BG・他制御区域からの調達分 - (需要量 + 他BG・他制御区域への販売分)		(実需要/実発電量) - 計画値
	インバランス精算運営主体 TSO (Transmission System Operator)側	Elxion社	50Hertz, Amprion, TransnetBW, Tennet Germany	RTE	Terna
	インバランス精算単位 (系統利用者)	Balancing Mechanism Unit (BMU)	Balancing Group (BG)	Balance Responsible Entity (BRE)	Utente di dispacciamento (UDD) ^{注1}
	ポジション	2ポジション (発需別グループ) ^{注2}	1ポジション (発需同一グループ)	1ポジション (発需同一グループ)	2ポジション (発需別グループ)
	不足・余剰価格別のインバランス価格体系	シングルプライス	シングルプライス	シングルプライス ^{注3}	シングルプライスとデュアルプライスの混合方式 ^{注4}
	精算の時間単位	30分	15分	30分	15分
	事後調整	無し	有り	無し ^{注5}	無し
インバランス制度の特徴		・我が国と計画値同量制度と類似。 ・ただし、BMUを更に束ねた精算単位としてのTrading Unit制度によって、インバランス負担軽減が可能	・実同時同量制度であり、自社発電量について計画値とのインバランスという概念無し ・加えて、各BGのインバランスは事後的にBG間取引で修正可能 (Ex-post trading)	・実同時同量制度であり、自社発電量について計画値とのインバランスという概念無し	・他国と異なり、全電源が義務的に参加する需給調整メカニズムの下、TSOが直接電源に給電指令する市場モデル (Central Dispatchモデル) ※計画値の具体的提出方法不明

出所) 三菱総研、平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業 (海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査) 報告書
ENTSO-E, "Survey on Ancillary Services Procurement and Electricity Balancing Market Design 2018 Survey"
THEMA Consulting Group, "A Study on Balancing and Redispatching Strategies" (2019)に基づき三菱総研作成
注1) Balancing Responsible Partyに相当
注2) BMUはGSPと呼ばれる送電系統と配電系統の接続点において事業者毎に登録され、送電系統への注入量・引き出し量的大小によって需要BMU、発電BMUのいずれかに分類される。BMUには異なる事業者は混在できるが、異なる事業者のBMUを"Trading Unit"に束ねてインバランス精算が可能
注3) 2017年より、Single priceをベースとしたインバランス料金体系へ変更しているが、厳密にはインバランス調整に係る費用とインバランス料金収入の調整により事業者の不足・余剰インバランス価格は異なる。
注4) 電源種によってシングルプライスが適用されるもの、デュアルプライスが適用されるものがある。注5) 通信故障など例外的にTSOが承認した場合には修正可能

各国のインバランス精算制度における再エネの扱い

	英国	ドイツ	フランス	イタリア
FIT (Feed in Tariff) 対象電源	・ 小規模FIT (5MW) はインバランス負担免除	・ FIT電源 (100kW以下) はインバランス負担免除 ・ TSOがBGの役割を果たす	・ インバランス負担免除 ・ EDF、地方配電会社が買取義務を負い、BREの役割を果たす。	・ 2008～12年に稼働開始した200kW以下の風力発電、1MW以下の太陽光以外の再エネ発電を対象とした小規模固定価格買取制度の対象電源はインバランス負担免除
FIP (Feed in Premium) 対象電源	・ CfD FIT(5MW超)はインバランス負担を負い他電源と同様の扱い	・ FIP対象電源(100kW超)はインバランス負担を負い他電源と同様の扱い ・ 再エネ発電事業者はインバランス負担を第三者に委託可能	・ FIP対象電源はインバランス負担を負い他電源と同様の扱い	・ 1MW以上の再エネは自己売買義務を負い、インバランス負担を負う ・ たた、電源種別によりインバランス精算制度は異なる ^注 。

出所) [1] CEER, "Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017" (2018)
[2] BestRes, "Improved Business Models of selected aggregators in target countries" (2017) に基づき三菱総研作成
注) 文庫(2)によれば、イタリアに関して、2017年の規制当局 (ARERA) のコンサルテーションでは下記の電源区分でインバランス精算が提案されており、再エネは精算時間単位を一般電源とは異なる配値としている。

電源種別	精算時間単位	インバランス価格
一般電源	15分	・ 前日市場、バランシング市場の平均価格に基づくシングルプライス (不足、余剰で単一の精算単価を適用する制度)
バイオガス等	1時間	・ ±15%以内: 前日市場、バランシング市場の平均価格に基づく単一価格、±15%超過: デュアルプライス (不足、余剰で異なる精算単価を適用する制度)
風力、太陽光	1時間	・ 前日市場、バランシング市場の平均価格に基づくシングルプライス (不足、余剰で単一の精算単価を適用する制度)

図 1-2 欧州主要国：インバランス精算制度概要と再エネ電源の扱い

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング「平成 31 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 (海外における再生可能エネルギー政策等動向調査)」調査報告書

表 1-3 欧州主要国：FIP 制度等における再エネ発電の売電方法

	ドイツ		フランス	イギリス		
制度名	FIT 対象電源	FIP(直接販売)対象電源	CfD FIT	CfD FIT	小規模 FIT	Smart Export Guarantee(SEG)
制度導入年	2000 年 4 月～	2012 年 4 月～:オプションとして市場プレミアム(FIP)制度を選択可能 2014 年 8 月～:段階的に一定規模以上の新規設備に FIP を義務付け	2017 年～	2014 年～:RPS 制度から CfD FIT 制度に順次移行	2010 年 4 月～ ※2019 年 3 月 31 日で制度終了	2020 年 1 月～
対象電源規模要件	100kW 未満(2017 年新設以降)	100kW 以上(2017 年新設以降)	太陽光(100kW 超)、陸上風力発電(7 基以上)など源別に設定	5MW 超	5MW 以下	5MW 以下
再生可能電源の売電オプション	連系する系統運用者への固定価格での売電	相対取引や卸電力取引市場での売電	相対取引や卸電力取引市場での売電	相対取引や卸電力取引市場での売電	選択する小売事業者に対して、保証された売電価格以上での売電	小売事業者があらかじめ提示した売電契約条件に従って売電
売電オプションの実態		VPP 等のアグリゲーター/マーケットターに委託料を支払って、売電を委任するケースが多い模様 2019 年 1 月時点で、直接販売を選択している約 75GW のうち、約 50GW の設備が、上位 10 社のアグリゲーターと契約している状況	ドイツと同様にアグリゲーター/マーケットターが、CfD FIT 制度施行後にサービスを提供中。	CfD FIT への移行前の RPS 制度での支援電源は、義務対象となる大手小売事業者への証書と電気のセット販売の事例が多かった模様。 CfD FIT 対象電源は、10MW 超のメガソーラー2 件、平均 50MW の容量となる陸上風力 15 件以外、大多数が洋上風力発電。CfD FIT 電源向けに電力購買契約(PPA)をオファーする小売事業者も複数有り。		2022 年 2 月時点で、5.5 ペンス/kWh 前後の買取価格を提示している小売事業者が複数有り。
オフテイクーリスク対策	なし (系統運用者の一括買取)	FIP 対象電源が、前月の月末から 5 営業日前までに連系する系統運用者に申し込むことで、特例措置として翌月は基準価格から 80%減額した FIT での買取を受けることが可能	買取先が見つからない場合には、規制機関が実施する入札で指定された小売事業者が、基準価格の 80%以下の価格で買取する規定あり	買取先が見つからない場合に、大手小売業者に、市場価格から減額した価格での買取義務を設定 ※但し、大規模電源については、2002 年 4 月から施行の RPS 制度でも同様に売電は各電源が行ってきたため、利用される見込みは低いと考えられる	特になし (義務対象者の大手小売事業者による買取義務)	特になし (一定規模以上の小売事業者は、売電契約条件の提示を義務づけられており、当該条件での契約を断ることはできない)
プレミアムの受領方法		連系する系統運用者から市場プレミアムを受領	基準価格(FIT 相当)と事後的に算定された市場平均価格の差分に相当するプレミアム額を EdF から受領	政府所有の有限会社と CfD 契約を締結し、請求期間終了から 28 日経過後までに精算を実施		
再生可能電源のバランシング義務	義務なし	義務あり	義務あり	義務あり	義務なし	義務なし
インバランス責任主体	送電系統運用者 (系統制御エリア内の FIT 対象電源のバランシンググループ責任者(BGM)となる)	当該電源が所属するバランシンググループのバランシンググループ責任者(BGM) ※FIP 対象電源は、当該 BGM と個別にインバランス義務に対する契約を結ぶ	当該電源が所属するバランシンググループのバランシング責任主体(BRE)が、需給調整範囲における責任者として、RTE 社との間で契約を締結	市場参加者(BSC Parties) ※発電会社、小売会社等のエネルギーアカウント保有者。2017 年 1 月～2018 年 7 月に発電会社 21 社が BSC Parties になったが、すべて再エネ事業者。)	市場参加者(BSC Parties)である契約締結先の小売事業者	市場参加者(BSC Parties)である契約締結先の小売事業者 ※インバランスリスクも加味した売電契約条件の提示をガイダンスでは小売業者に推奨

出所) 各種資料より作成

1.2 FIP 制度の制度設計・運用上における論点

1.2.1 FIT 制度から FIP 制度への移行のトリガー

(1) 欧州各国

欧州各国の FIP 制度への移行のトリガーは、ほぼすべての加盟国で、欧州委員会の支援制度に関するガイダンスへの対応となっている。

2013 年 11 月 5 日、欧州委員会は、電力セクターへの国家介入（支援制度等）について、加盟国向けのガイダンス（通達）を公表した。この中では、加盟国における再生可能エネルギー支援制度のあり方についても言及している。ガイダンスとともに公表された Q&A では、FIP 制度に関して以下のように言及している。

表 1-4 欧州委員会：再エネ支援制度に関する通達 Q&A（FIP 関連部分）

再生可能エネルギーに対して、委員会はどのような具体的支援スキームを提示しているか？

- ・ オークション／入札：加盟国は、風力など、ある一定の再生可能エネルギー発電容量を、最も低い額の入札者を求め、オークションにかける。これにより、風力発電事業者間の競争を促し、最もコスト効率の良いプロジェクトが落札することになる。これはまた、バイオマス発電などの成熟した別の電源にも適したシステムであろう。成熟とは、投資費用とリスクが低いことを意味する。
- ・ feed-in premium（プレミアム型固定価格制度）：再生可能エネルギー発電事業者は、市場価格に加え、プレミアムの支払いを受ける。システムは投資家に合理的で安全な利回りを保証すると同時に市場価格のシグナルに投資家をさらす。これが、発電事業者が kWh ごとに固定価格を受け取る、feed-in tariff（料金固定型）との違いである。feed-in tariff は新しい電源にふさわしく、feed-in premium は成熟に近付いた、投資および発電費用が低い電源により適している。（以下、略）

固定価格買取制度（FIT）は、段階的に廃止されるべきだと思うか？どういった形で？

固定価格買取制度（FIT）のもと、発電事業者は発電量 kWh ごとに固定価格の支払を受ける。これにより、市場動向の影響から保護される。FIT は、未成熟な電源のリスクを低減するのに役立つ。電源が成熟し、その発電割合がマーケットの相当割合に達するにつれ、こういった形の保護はもはや必要なくなり、所与の期間をかけ段階的に廃止されるべきである。政府は事前通知なし、または遡及的支援スキームの改正を避けねばならない。既存の投資に対する、投資家の合理的な利回りに関する予測は尊重されるべきである。

出所）European Commission（5 November, 2013）, “Questions and Answers: EU Commission: Guidance for state intervention in electricity”, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_13_948（2022 年 3 月 16 日取得）

その後、欧州委員会は 2014 年 4 月に「2014-2020 年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイダンス（Communication from the Commission, Guidelines on State aid for

environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)」を策定した（2014 年 6 月 28 日付けで EU 官報に公布）。これは 2008 年に策定された環境保護のための国庫補助に関するガイダンスに置き換わるものであり、従来の環境に加え、省エネ、再生可能エネルギー、コジェネ、二酸化炭素貯留（CCS）、エネルギーインフラ等も対象に含めた包括的なもので、適用期間は 2020 年までとされている（最終的に適用期間が 2021 年末まで延長された）。

このガイダンスは直接的に加盟国の導入促進施策に法的拘束力を持つものではない。しかしながら、加盟各国が支援制度を導入する際の欧州委員会による State Aid（国庫補助）に関する審査の際に、本ガイダンスの原則が影響をしてくる。

その中で、FIP 制度に関連する事項は、表 1-5 のとおり言及されている。入札制度の導入は支援の費用対効果を高めることを目的としているが、FIP 制度の導入は再生可能電源の市場統合の奨励を目的としている。

表 1-5 欧州委員会：2014～2020 年の State Aid ガイドライン（FIP 関連部分）

(123) 再生可能エネルギー源からの電力に対する補助は、原則として市場の再生可能電力統合に貢献すべきである。しかしながら、小規模な設備タイプに関しては、これは実現可能でもなく、適切でもない。

3.3.2 再生可能源からのエネルギーに対して交付された事業費補助

3.3.2.1. 再生可能エネルギー源からの電力に対する補助

再生可能エネルギー源からの電力に対する補助は、本款で規定された条件を満たせば、域内市場と適合しているとみなされる。

(124) 再生可能源からの電力の市場統合を奨励するため、受益者は自社の電力を市場で直接販売し、市場の義務に従うことが重要である。次の条件が、2016 年 1 月 1 日からすべての新たな補助制度や施策に適用される。

- (a) 発電事業者が直接市場で電力を販売する場合に市場価格に加え、プレミアムとして補助金を交付する。
- (b) 受益者は、流動性のある当日市場が存在しない場合、標準的なバランシング義務を順守する。
- (c) 逆ざやの場合、発電事業者が電力生成に対してインセンティブがないということを徹底するような措置を施行する。

(125) (124) で規定された条件は、500kW 以下の設置発電容量を有する設備や、実証プロジェクト（3MW 超もしくは 3 基以上の風力発電設備を除く）には適用されない。

出所) European Commission, “Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020”, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29> (2022 年 3 月 16 日取得)

(2) ドイツ

ドイツでは、2012 年 1 月施行の再生可能エネルギー法改正で、任意で直接販売+市場プレ

ミアムの FIP を選択できる制度改正をした。その後、2014 年 7 月施行の再生可能エネルギー法 2014 年改正法で、一定規模以上の新規設備には FIP を義務付ける法改正が行われた。2014 年法改正の際に、所管省庁（当時は連邦経済・エネルギー省）は、下表のとおり、再生可能エネルギーの市場統合を法改正の趣旨として説明している。

表 1-6 ドイツ：2014 年再生可能エネルギー法改正法の趣旨説明 Q&A（FIP 関連部分）

なぜ再生可能エネルギー法は改革されたのか？

再生可能エネルギー法は頓挫したからでなく、正に成功していたために改革されなければならなかったのである。この法律は、再生可能エネルギーを、隙間を埋める存在からドイツの電力供給を支える柱になさしめた。14 年間効果的に促進した結果、今日電力供給の 25% は再生可能エネルギー起源のものになった。再生可能エネルギーによる発電のコストがまだ今日より高かった時期に比較的迅速に拡充されたことで（これは特に 2009 年から 2012 年に太陽光・バイオマス設備の建設が多かったことが該当する）、再生可能エネルギー法賦課金がここ数年で著しく上昇した。今回の改革で、ここ数年のコストダイナミクスが止められ、安価な再生可能エネルギーに焦点が合わせられるべきである。

再生可能エネルギー法改革のさらなる目的は、再生可能エネルギーの市場統合を推進することである。これまでのところ、通常、系統運用者が再生可能電力を購入し、電力市場で販売している。今や再生可能エネルギーの発電者が、自ら市場販売の手筈を整えることになる。

（以下、略）

電力市場で電力価格がマイナスの場合、補助金は得られるのか？

欧州委員会の環境・エネルギー助成指針の基準により、電力価格は電力市場でマイナスになった場合、限定的に市場プレミアムを通じて助成されることができる。

2016 年以降に新設される設備については、供給した電力に対する市場プレミアムは、電力市場 EPEX Spot のスポット市場における時間契約についての価格が、少なくとも連続する 6 時間の間マイナスになった場合、ゼロに下げられる。このゼロへの減額は、この 6 時間と、マイナス値が続く限り、それに続く時間においても同様に行われる。

（以下、略）

出所）ドイツ連邦経済・エネルギー省（当時），“Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform (27.Juni 2014)”²

1.2.2 FIP 制度の義務しきい値の考え方

欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景は、下表を参照。

² https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/faq_zur_zur_eeg_reform.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

表 1-7 欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景①

	ドイツ	フランス	イタリア	英国																				
FIP 制度導入経緯	(2012 年 1 月～ 既存設備含め任意選択可能) 2014 年 8 月～ 500kW 超新規設備 2016 年 1 月～ 100kW 超新規設備	2016 年 5 月 30 日～ 一定規模以上の新規設備 (除外対象のしきい値は下記参照) ※既存設備は、任意で FIP を選択可能	2013 年～ 1MW 超新規設備 2016 年～ 500kW 以下 2019 年～ 250kW 以下	2014 年～ 原則として、5MW 超設備を対象とした支援制度 として CfD FIT 制度を導入																				
導入時の義務対象要件	500kW 超 (エネルギー源の区別なし)	FIP 導入義務の免除要件 (制度導入時点) <table><tr><td>水力</td><td>・ 500kW 以下</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>・ 100kW 以下の屋根設置設備 ・ 簡易入札による 100～500kW の屋根設置設備</td></tr><tr><td>バイオガス</td><td>・ 500kW 未満 (フランス本土に 立地する無害廃棄物及び生野 菜類メタン化によるバイオガ スを使用したプロジェクト)</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>・ 浮体式洋上発電</td></tr></table>	水力	・ 500kW 以下	太陽光	・ 100kW 以下の屋根設置設備 ・ 簡易入札による 100～500kW の屋根設置設備	バイオガス	・ 500kW 未満 (フランス本土に 立地する無害廃棄物及び生野 菜類メタン化によるバイオガ スを使用したプロジェクト)	洋上風力	・ 浮体式洋上発電	1MW 超 (エネルギー源の区別なし。但し、その時点で太 陽光は支援対象外。2019 年支援制度以降は、太陽 光発電も支援対象に追加。)	5MW 超												
水力	・ 500kW 以下																							
太陽光	・ 100kW 以下の屋根設置設備 ・ 簡易入札による 100～500kW の屋根設置設備																							
バイオガス	・ 500kW 未満 (フランス本土に 立地する無害廃棄物及び生野 菜類メタン化によるバイオガ スを使用したプロジェクト)																							
洋上風力	・ 浮体式洋上発電																							
義務しきい値の考え方	2013 年 11 月に成立した第三次メルケル政権の連 立協定書では、2014 年改正法施行時点で 5MW 超 の新規設備に、2017 年以降は全新規設備に FIP 義 務付けの方針を盛り込んでいた。 2014 年 5 月 5 日時点の 2014 年改正法案の法案解 説では、2012 年改正法に基づき 1MW 前後の多く の設備も FIP に任意で切り替えていることから、 義務付けのしきい値を 500kW に引き下げたと説 明。他方、2017 年以降に小規模を含めて全設備に 義務付けるとした方針は、費用対効果の観点で全 体コストがよりかかるとの判断で見送り。	原則として、欧州委員会の国庫補助金に関するガ イダンスで示された義務対象のしきい値をその まま適用。	制度導入時点まで、1MW 以下を対象とした小規 模 FIT 制度を施行。大規模設備を対象とした RPS 制度の後継として 1MW のしきい値を導入。以降、 支援制度の改定ごとに、段階的に引き下げ。	CfD FIT 制度導入時点で、5MW 以下を対象とした 小規模 FIT 制度を併用。従前の支援制度 (RPS 制 度) のしきい値を踏襲。																				
義務付け時の FIP 制度 選択 (または自ら売電 している設備) の状況	500kW 超の新規設備に FIP での支援を義務付けた 2014 年 8 月時点において、以下の容量の設備が任 意で FIP 制度を選択。 <table><tr><td>陸上風力</td><td>約 30,000MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>約 5,500MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>約 4,300MW</td></tr></table>	陸上風力	約 30,000MW	太陽光	約 5,500MW	バイオマス	約 4,300MW	FIP 制度に基づく支援制度実績なし。	従前の支援制度である RPS 制度の支援対象設備 は、自ら売電して証書を受領。2019 年末時点の主 なエネルギー源の認定設備は以下のとおり。 <table><tr><td>陸上風力</td><td>約 6,200MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>1MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>約 3,600MW</td></tr></table>	陸上風力	約 6,200MW	太陽光	1MW	バイオマス	約 3,600MW	従前の支援制度である RPS 制度の支援対象設備 は、自ら売電して証書を受領。2015 年 3 月末時点 の主なエネルギー源の認定設備は以下のとおり。 <table><tr><td>陸上風力</td><td>約 8,000MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>約 5,000MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>約 3,900MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>約 4,000MW</td></tr></table>	陸上風力	約 8,000MW	洋上風力	約 5,000MW	太陽光	約 3,900MW	バイオマス	約 4,000MW
陸上風力	約 30,000MW																							
太陽光	約 5,500MW																							
バイオマス	約 4,300MW																							
陸上風力	約 6,200MW																							
太陽光	1MW																							
バイオマス	約 3,600MW																							
陸上風力	約 8,000MW																							
洋上風力	約 5,000MW																							
太陽光	約 3,900MW																							
バイオマス	約 4,000MW																							

出所) 各国関連法令、公表資料より作成

表 1-8 欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景②

	ドイツ	フランス	イタリア	英国																																																
FIP 導入時の再エネ及び VRE 導入状況																																																				
※VRE は風力と太陽光の合算値	<table><tr><th>年</th><th>再エネ電力</th><th>うち VRE</th></tr><tr><td>2012 年</td><td>23.5%</td><td>12.8%</td></tr><tr><td>2014 年</td><td>27.4%</td><td>15.9%</td></tr><tr><td>2016 年</td><td>31.6%</td><td>19.7%</td></tr><tr><td>2018 年</td><td>37.8%</td><td>26.2%</td></tr></table> 出典) ドイツ連邦経済・エネルギー省 (当時)	年	再エネ電力	うち VRE	2012 年	23.5%	12.8%	2014 年	27.4%	15.9%	2016 年	31.6%	19.7%	2018 年	37.8%	26.2%	<table><tr><th>年</th><th>再エネ電力</th><th>うち VRE</th></tr><tr><td>2016 年</td><td>19.2%</td><td>6.0%</td></tr><tr><td>2018 年</td><td>21.2%</td><td>7.7%</td></tr></table> 出典) Eurostat、"SHARES tool 2018, Short Assessment of Renewable Energy Sources"	年	再エネ電力	うち VRE	2016 年	19.2%	6.0%	2018 年	21.2%	7.7%	<table><tr><th>年</th><th>再エネ電力</th><th>うち VRE</th></tr><tr><td>2013 年</td><td>31.3%</td><td>10.8%</td></tr><tr><td>2016 年</td><td>34.0%</td><td>11.9%</td></tr><tr><td>2018 年</td><td>33.9%</td><td>12.2%</td></tr></table> 出典) Eurostat、"SHARES tool 2018, Short Assessment of Renewable Energy Sources"	年	再エネ電力	うち VRE	2013 年	31.3%	10.8%	2016 年	34.0%	11.9%	2018 年	33.9%	12.2%	<table><tr><th>年</th><th>再エネ電力</th><th>うち VRE</th></tr><tr><td>2014 年</td><td>19.1%</td><td>10.7%</td></tr><tr><td>2016 年</td><td>24.4%</td><td>14.0%</td></tr><tr><td>2018 年</td><td>33.3%</td><td>21.1%</td></tr></table> 出典) ” Digest of United Kingdom Energy Statistics”	年	再エネ電力	うち VRE	2014 年	19.1%	10.7%	2016 年	24.4%	14.0%	2018 年	33.3%	21.1%
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2012 年	23.5%	12.8%																																																		
2014 年	27.4%	15.9%																																																		
2016 年	31.6%	19.7%																																																		
2018 年	37.8%	26.2%																																																		
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2016 年	19.2%	6.0%																																																		
2018 年	21.2%	7.7%																																																		
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2013 年	31.3%	10.8%																																																		
2016 年	34.0%	11.9%																																																		
2018 年	33.9%	12.2%																																																		
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2014 年	19.1%	10.7%																																																		
2016 年	24.4%	14.0%																																																		
2018 年	33.3%	21.1%																																																		
FIP 導入時の認定設備の状況	2014 年末時点の EEG 支援対象設備の設備容量を見ると、太陽光については義務対象とならない 500kW 以下の設備の比率が約 69%。 他方、EEG 支援対象設備全体で見ると、500kW 以下の設備の比率は約 34%。 2014 年末時点 EEG 支援対象設備容量 <table><tr><th>エネルギー源</th><th>500kW 以下</th><th>500kW 超</th></tr><tr><td>太陽光</td><td>26,413 MW (69.1%)</td><td>11,823 MW (30.9%)</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>209 MW</td><td>37,132 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td><td>994 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>2,069 MW</td><td>4,507 MW</td></tr><tr><td>水力</td><td>431 MW</td><td>1,126 MW</td></tr><tr><td>その他</td><td>70 MW</td><td>495 MW</td></tr><tr><td>合計</td><td>29,191 MW (34.2%)</td><td>56,077 MW (65.8%)</td></tr></table> 出典) ”EEG in Zahlen 2014”³	エネルギー源	500kW 以下	500kW 超	太陽光	26,413 MW (69.1%)	11,823 MW (30.9%)	陸上風力	209 MW	37,132 MW	洋上風力	0 MW	994 MW	バイオマス	2,069 MW	4,507 MW	水力	431 MW	1,126 MW	その他	70 MW	495 MW	合計	29,191 MW (34.2%)	56,077 MW (65.8%)	FIT 制度対象設備に関する公表情報なし。 【参考】 太陽光の設備容量内訳 <table><tr><th>時点</th><th>250kW 以下</th><th>250kW 超</th></tr><tr><td>2017 年 6 月末</td><td>3,642 MW (49.2%)</td><td>3,757 MW (50.8%)</td></tr><tr><td>2019 年末</td><td>4,634 MW (46.8%)</td><td>5,270 MW (53.2%)</td></tr></table> 出典) DFBEW, ” Photovoltaik in Frankreich” https://energie-fr-de.eu/de/solarenergie/nachrichten/leser/barometer-zur-photovoltaik-in-frankreich.html	時点	250kW 以下	250kW 超	2017 年 6 月末	3,642 MW (49.2%)	3,757 MW (50.8%)	2019 年末	4,634 MW (46.8%)	5,270 MW (53.2%)	複数の支援制度対象設備を整理した情報なし。	複数の支援制度対象設備を整理した情報なし。															
エネルギー源	500kW 以下	500kW 超																																																		
太陽光	26,413 MW (69.1%)	11,823 MW (30.9%)																																																		
陸上風力	209 MW	37,132 MW																																																		
洋上風力	0 MW	994 MW																																																		
バイオマス	2,069 MW	4,507 MW																																																		
水力	431 MW	1,126 MW																																																		
その他	70 MW	495 MW																																																		
合計	29,191 MW (34.2%)	56,077 MW (65.8%)																																																		
時点	250kW 以下	250kW 超																																																		
2017 年 6 月末	3,642 MW (49.2%)	3,757 MW (50.8%)																																																		
2019 年末	4,634 MW (46.8%)	5,270 MW (53.2%)																																																		

出所) 各国関連法令、公表資料より作成

³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (2022 年 3 月 1 日取得)

1.2.3 参照市場価格の算定方法

欧州主要国では、FIP 制度のプレミアムを算出するにあたっての参照市場価格について、英国の非間欠性電源（先渡市場を参照）を除いて、前日市場の取引価格を参照している。

市場参照期間は、1 時間単位から 1 年単位まで様々で、フランスや英国では電源の特性（間欠性/非間欠性）に応じて異なる市場参照期間を採用している。ドイツでは、2020 年 12 月時点で市場参照期間を 1 年としているが、再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づき、2023 年 1 月 1 日以降に稼働する新規設備には 1 年間の市場参照期間が適用される。

市場参照時期は、各国とも当期価格を参照することとしており、実績値をもとに算出された参照市場価格を用いて FIP 制度のプレミアムを算定する。

なお、フランスや英国では、発電特性を踏まえ太陽光、陸上風力といった間欠性電源を加重平均、水力等の非間欠性電源を単純平均として参照価格を算出している。フランスについては、これまでの FIT 制度での回避可能原価を同様の手法で算定しており、踏襲したものとなっている。

表 1-9 欧州主要国：FIP 制度における卸取引市場価格の参照方法（2021 年 12 月時点）

	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度	FIP 制度	FIP 制度(CfD 形式)	CfD 制度	CfD 制度
参照する 卸電力市場 ※注 1	スポット市場	スポット市場	■間欠性電源(風力・太陽光等):スポット市場 ■非間欠性電源(地熱、水力、バイオマス等):先渡市場	スポット市場
市場参照期間	1ヶ月※注3	■太陽光、陸上風力:1ヶ月 ■水力、地熱:1年 ※注2	■間欠性電源:1時間 ■非間欠性電源:6ヶ月	1時間
市場参照時期	当期	当期	■間欠性電源:当期 ■非間欠性電源:当期	当期
交付頻度	月次	月次 ※容量市場分のプレミアム控除や、ネガティブ価格時のプレミアム控除は年次精算。	日次 ※ 電力供給日の 28 日以内に精算。	月次
発電特性をふまえた参照価格の算出方法	■陸上/洋上風力、太陽光:電源別平均 ※電源別に、当該市場参照期間の a. オンライン集計した1時間あたりの発電量×当該1時間あたりの卸電力市場の平均価格を合計し、 b. オンライン集計した当該市場参照期間の発電量で除すことにより、算出する。 ■上記以外:単純平均	■太陽光、陸上風力:加重平均 ■水力:単純平均	■間欠性電源:単純平均 ■非間欠性電源:加重平均 ※ LEBA (London Energy Brokers' Association) の Baseload Forward Season Contracts の加重平均価格	■単純平均

注 1：ドイツ、フランス、英国、オランダは、卸電力市場の価格指標が全国一律。イタリアは、エリア別の価格をもとに算定。

注 2：フランスでは、FIP 制度の対象は入札によって決定するが、太陽光・陸上風力・水力、地熱以外のエネルギー源は、FIP 制度施行以降に募集された入札が確認できていないため詳細不明。

注 3：ドイツは、2023 年 1 月以降に稼働する設備は参照市場価格の参照期間を月間から年間に変更することを決定済み。

出所) 各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

各国の市場参照価格の算出方法は、下表のとおり。より詳細な情報は、本報告書の各国別にとりまとめた該当ページを参照いただきたい。

表 1-10 欧州主要国における FP 制度の参照市場価格の算出方法（2021 年 12 月時点）

国	参照する卸電力市場	市場参照価格の算出方法
ドイツ	前日市場	【水力、埋立ガス等、バイオマス、地熱】 スポット(前日)市場のドイツ価格ゾーンの月間平均実績値 【それ以外(陸上風力、洋上風力、太陽光)】 それぞれのエネルギー源別にスポット(前日)市場での推計平均販売実績価格(ドイツ価格ゾーン) ※それぞれ当該月間におけるエネルギー源別の「a)オンライン集計した発電量×当該時間帯の取引所 1 時間あたり平均価格＝売電による総収入」と「b)オンライン集計した発電量」を算出。これらの数値をもとに a/b の計算をして、「月間市場価値」を算出 【出典】2021 年再生可能エネルギー法 附属書 1(第 23a 条 Annex) ※詳細は本報告書 75 ページを参照
英国	- 出力に不確実性のある電源(風力、太陽光など):前日市場 - ベースロード発電設備(水力、バイオマスなど):先渡市場	・参照価格は、出力に不確実性のある電源(風力、太陽光、波力、潮流発電)とベースロード電源で、回避可能原価に相当する「参照市場価格(Market Reference Price)」について異なる指標を採用。 ・出力に不確実性のある発電設備には、1 時間ごとの前日市場の卸電力取引価格を、ベースロード発電設備には冬季(10 月～翌年 3 月)と夏季(4 月～9 月)の季節ごとに先物市場で設定された平均価格を参照価格に適用。 【風力、太陽光】 ・卸電力市場(APX 及び N2EX)の前日(day-ahead)市場における一時間ごとの実績値で算定 【その他電源】 ベースロード市場参照価格(BMRP)については、LEBA(London Energy Brokers' Association)が報告する Baseload Forward Season Contracts の加重平均価格を使用して算定される。例えば、2018 年冬季(2018 年 10 月～2019 年 3 月)に使用される BMRP は、2018 年 4 月～9 月までの実績値(2018 年 10 月公表)を用いる 【出典】The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations ※詳細は本報告書 209 ページを参照
フランス	太陽光、陸上風力、水力:前日市場	省令に基づき、エネルギー源別に以下のいずれかの手法で算出。 ①代表的設備の発電量により毎時加重された、期間 i における前日市場での市場価格平均(価格がプラスかゼロの時間帯のみ) ②フランス市場での先物価格平均値 ③上記 2 方式の組み合わせ ⇒ 2021 年 12 月時点で、太陽光及び陸上風力は①の方式を採用

		・太陽光、風力:スポット(前日)市場での1ヶ月加重平均価格 ・水力、地熱:スポット(前日)市場での年間平均価格 ※その他のエネルギー源は、FIP 制度施行以降に募集された入札が確認できておらず、2021 年 12 月時点で詳細は不明 ※詳細は本報告書 213 ページを参照
イタリア	前日市場	・発電設備の基本インセンティブ価格に対して、当該設備の連系エリアにおける 1 時間ごとのスポット(前日)市場価格を差し引いた額をインセンティブとして付与(基本インセンティブ価格が市場価格を上回った場合のみ) ・当該設備の基本インセンティブ価格が市場価格を上回った場合は、当該収益分を GSE 社に返還 【出典】2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 Art.7 ※イタリアのスポット(前日)市場は、系統制約が存在しない場合、全国一律価格であるが、系統制約が生じた場合は、最大 6 地域に市場が分割されて、地域ごとの取引価格が改めて算定される。 ※詳細は本報告書 325 ページを参照

出所) 各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

英国の CfD FIT 制度で、異なる参照市場期間を間欠性電源（1 時間）と非間欠性電源（6 ヶ月）に適用する理由について、以下のように説明している。

表 1-11 英国：CfD FIT 制度の参照する市場の選定理由

・参照価格を平均することで、発電者が適宜メンテナンスを実行し、価格が高い時期に発電する強いインセンティブを与える。これは、ベースロード発電者が対応できるシグナルである。間欠性発電所のメンテナンススケジュールはすでに風況などの別のファクターで決まっている。このため、平均化は、間欠性発電ではなくベースロード発電に対しメリットがある。 ・平均化はまた、間欠性発電に追加のリスクを生む。良い風況は、発電価格を引き下げ、風力の収入を減少させる。この効果の大きさは、再生可能エネルギー目標によって大きく左右され、当該系統への風力発電供給量にもよる。風力発電がこれからの系統にどの程度増えるか、それに伴い、平均価格に関連し、市場から受け取る価格がどうなるかを予測することが難しくなる。このため、平均化は間欠性発電所に管理が難しくなるというリスクをもたらす。 ・間欠性発電に関して、参照価格は前日市場から引いてくるべきである。リアルタイム（時間前市場）の価格が前述のリスクを取り除く一方で、発電者は市場へのアウトプットを前向きに管理するインセンティブがないということにもなるだろう。むしろ、系統運用者にとって系統のバランシングという課題が増える、発電に近い時期での売電となるだろう。 ・ベースロード発電に関して、参照価格は先渡（1 年前）市場から引いてくるべきである。1 年前価格は送電年全般の市場価格平均を効果的に示す。

出所) Impact Assessments, “The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014” pp22-24 (https://www.legislation.gov.uk/ukia/2014/249/pdfs/ukia_20140249_en.pdf) をもとに作成

1.2.4 管理プレミアムの設定

FIP 制度を導入している欧州主要国のうち、英国の CfD FIT 制度、イタリアの支援制度では、インバランスにかかる管理費用を含む支援基準価格を入札で決定するため、制度として「管理プレミアム」を設けておらず金額を明示していない。

制度として、再エネ発電事業者のインバランスコストを補填する目的で「管理プレミアム」を導入しているドイツ、フランス、オランダにおける平均支援額は下表のとおり。

各国とも、風力や太陽光のような間欠性電源は、支援期間の年平均で 0.28～0.4 ユーロセント/kWh、水力やバイオマスといった非間欠性電源は 0.2～0.25 ユーロセント円/kWh 程度の「管理プレミアム」を前提とした制度設計としている。

表 1-12 欧州主要国における管理プレミアムの設定状況

対象国	エネルギー源	支援期間の年平均 管理プレミアム額	備考
ドイツ	【任意選択事業者】 陸上風力、洋上風力、太陽光	0.4～0.49 セント/kWh	任意で FIP 制度を選択した事業者には、当初 1 セント/kWh 程度のプレミアムを付与していたが、3 年ほどで 0.4 セントの水準まで通減（将来的にさらに通減、もしくは廃止される可能性有り）
	【義務事業者】 陸上風力、洋上風力、太陽光	0.4 セント/kWh	FIT 対象事業者と FIP 対象事業者について、2014 年 8 月以降に FIP 制度が義務付けられた事業者は、支援基準価格を 0.4 セント差別化（FIT 対象事業者の支援価格を 0.4 セント引き下げ）
	【任意選択事業者】 水力、バイオマス	0.25 セント/kWh	（将来的にさらに通減、もしくは廃止される可能性有り）
	【義務事業者】 水力、バイオマス	0.20 セント/kWh	FIT 対象事業者と FIP 対象事業者について、2014 年 8 月以降に FIP 制度が義務付けられた事業者は、支援基準価格を 0.2 セント差別化（FIT 対象事業者の支援価格を 0.2 セント引き下げ）
フランス	風力	0.28 セント/kWh	省令（アレテ）にて規定
	水力、地熱	0.2 セント/kWh	省令（アレテ）にて規定
オランダ	太陽光、陸上風力	0.4 セント/kWh	FIP 制度（SDE+）の 2017 年支援額を決定する際に、右記のインバランスコストを前提として、支援水準を決定

出所）各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

ドイツでは、任意で FIP 制度を選択可能とした再生可能エネルギー法 2012 年改正法で、「管理プレミアム」制度を導入し、市場プレミアムに加えて、移行期の経過措置として「管理プレミアム」を付与していた「管理プレミアム」は、送電系統運用者が当該電力を市場で販売していたならば要した費用（供給量の把握、予測及び IT インフラに必要な費用、人件費等）に相当し、太陽光及び風力とそれ以外の電源で異なるプレミアム額を設定していた。その後、一定規模以上の新規設備に FIP 制度を義務付けた 2014 年改正法以降は、新規設備に対する「管理プレミアム」の適用を廃止した。

1.2.5 市場直売によるオフテイクリスク対策

ドイツ、フランス、英国の FIP 制度（CfD 形式を含む）では、制度としてオフテイクリスク対策を設けているが、フランスと英国では、これまでに利用実績がない。ドイツでは、FIP 制度による支援を義務付けるしきい値が、他国よりも低い 100kW 以上となっているため、特に稼働開始直後の一部の設備が、オフテイクリスク対策を利用している。

表 1-13 欧州主要国：FIP 制度等におけるオフテイクリスク対策

国	概要	買取先	価格水準	利用可能期間
ドイツ	<u>電力買取先の倒産時、稼働開始直後等における特別措置として、減額した FIT 制度による売電が可能</u> ※前月末から5営業日前までに申し込みが必要。 ※FIT/FIP 制度選択制から、一部の規模に対して FIP 制度のみへ移行したときから、新たに導入。	<u>系統運用者</u>	<u>基準価格の 80% での FIT 売電</u> ※別途のプレミアム支給なし	<u>連続最長3ヶ月、1年で6ヶ月まで</u> ※2017 年から、新規稼働案件に対し、新たに導入。 ※FIP 制度対象期間の内数。
フランス	<u>電力買取先が見つからないと発電事業者が証明できる場合、ラストリゾートの小売事業者と、減額した FIT 制度による売電契約の締結が可能</u> ※利用期間中は、当該再エネ電気を、再エネ発電事業者自ら、または、マーケットターを通じて、販売することは不可。 ※一部の規模に対して FIT 制度から FIP 制度へ移行したときから、新たに導入。	<u>小売事業者</u> ※エネルギー省が、競争入札により、ラストリゾートの小売事業者を指名。指名期間は最長5年。	<u>基準価格の 80% 以下での FIT 契約締結</u> ※申請期間中も、プレミアムの支給を中断。支援期間の延長はなし。	<u>最長3ヶ月</u> ※ただし、申請により、第三者との契約にどうしても至らなかったことが証明される場合には、更新される可能性あり。 ※FIP 制度対象期間の内数。
英国	<u>電力買取先が見つからない場合、ラストリゾートの小売事業者に売電が可能</u> ※緊急対策売電契約（backstop power purchase agreement (BPPA)）という。 ※原則 5MW 超を対象とした支援制度を RO 制度から CfD 制度へ移行したときから、新たに導入。 ※100MW 未満の設備は、全量の BPPA 締結が必要。100MW 以上の設備は、全設備容量の 50% 以上であれば、一部容量のみの BPPA 締結が可能。ただし、一つの契約を 100MW 未満に分割して複数の契約締結が必要。	<u>小売事業者</u> ※6%以上の供給電力シェアを有する小売事業者は、市場規制機関が実施するラストリゾート入札への参加義務あり。他の小売事業者も、任意でラストリゾート入札に参加可能。 ※ラストリゾート入札に参加する小売事業者は、BPPA を締結するにあたっての管理費用を応じし、最低の管理費用を提示した小売事業者が落札。	<u>市場参照価格から一定額を割り引いた価格での売電</u> ※制度開始当初において 25 ㊦/MWh。以降はインフレ率により調整。 ※BPPA 履行のための管理費用は、全小売事業者間で平準化。 ※CfD 契約に基づくインセンティブ支給額には影響なし。	<u>1年契約</u> ※ただし、再エネ発電事業者が、6 ヶ月経過したら破棄可能。 ※再契約可能。 ※CfD 制度対象期間の内数。

出所) 各種資料より作成

ドイツ、フランス、英国のオフテイクリスク対策の概要と活用状況は、下表のとおり。

表 1-14 欧州主要国：オフテイカーリスク対策の概要

	ドイツ	フランス	英国
対策の概要	・FIP 対象電源が、前月の月末から 5 営業日前までに系統運用者に申し込むことで、特例措置として当該月は減額した FIT での買取を受けることが可能	・電力買取先が見つからない場合には、エネルギー所管省が指名したラストリゾートの小売事業者に売電が可能	・電力買取先が見つからない場合に、当該 CfD FIT 発電事業者は、Offtaker of Last Resort（OLR）の申請が可能 ・6%以上の供給電力シェアを有する大手小売事業者には、市場価格から減額した価格での入札（電力のみ）への応札義務を設定
【参考】FIP/CfD FIT 選択時のプレミアム支給機関	・連系する系統運用者に市場プレミアム相当分を請求	・EDF（フランス電力会社）が、エネルギー法典 L314-18 条に基づき、市場プレミアム支払いの責任を引き受ける	・政府所有の有限会社と CfD 契約を締結し、請求期間終了から 28 日経過後までに精算を実施
電力分のラストリゾート買取先/選定方法	【（連系する）系統運用者】 ・FIP 対象電源が、前月の月末から 5 営業日前までに連系する系統運用者に申し込むことで、特例措置として翌月は減額した FIT での買取を受けることが可能	【ラストリゾート事業者として指名された小売事業者】 ・エネルギー法典（Code de l'énergie）L.314-26 条では、所管機関（エネルギー所管省）が、透明性の高い方法（競争入札）でラストリゾート事業者となる小売事業者を指名することを規定（指名期間は最長 5 年間） <i>【2016 年 5 月 27 日付けデクレ R.314-51 条】</i> ・但し、2019 年 7 月 11 日付けの規制機関（CRE：エネルギー規制委員会）による公表文書では、これまでにラストリゾートとして指名を受けた事業者はなしと記載	【小売事業者（一定規模以上の事業者には入札参加義務）】 ・市場規制機関（Ofgem）が実施する Offtaker of Last Resort（OLR）入札に、6%以上の供給電力シェアを有する大手小売事業者は「義務供給事業者」として参加義務を有する ・「義務供給事業者」に該当しない他の小売事業者も、任意で入札に参加可能 ・入札プロセスに参加する事業者は、割引した価格での緊急対策売電契約（backstop power purchase agreement（BPPA））を締結するにあたっての管理費用（£/MWh）を応札し、最も低い管理費用を提示した小売事業者が落札（同額の場合は、先に入札した者が落札）
上記対策を利用した場合の措置	・基準価格（参照市場価格を差し引いて市場プレミアムを算出する前の支援水準。FIT 額相当）の 80%で、系統運用者に売電	・基準価格（参照市場価格を差し引いて市場プレミアムを算出する前の支援水準。FIT 額相当）の 80%以下で、ラストリゾート事業者と売電契約を締結 <i>【エネルギー法典 L.314-26 条】</i> ・当該期間は、発電電力を自ら、またはマーケットターを通じて販売することは不可 ・また、ラストリゾート事業者との売電契約締結の申請期間中は、プレミアム等の補償支払いを中断（支援期間の延長はなし）	・CfD FIT 発電事業者は、Offtaker of Last Resort（OLR）入札の落札者と、市場参照価格から割引をした価格での売電契約（backstop power purchase agreement（BPPA））締結が可能 ・制度開始当初は、市場参照価格（market reference price）から 25 £/MWh の割引を適用し、その後はインフレ率により調整 ・BPPA 履行のための管理費用は、全供給事業者間で、CfD FIT の費用と同様に平準化
対策の利用可能期間	・連続して最長 3 ヶ月、1 年で 6 ヶ月までと制限 ※EEG2017 からの規定 <i>【第 21 条】</i>	・最長 3 ヶ月間。但し、発電者の申請により、第三者との契約にどうしても至らなかったことが証明される場合には、更新される可能性あり <i>【2016 年 5 月 27 日付けデクレ R.314-52 条】</i>	・BPPA は 1 年契約。但し、発電事業者が、オフテイカーに契約終了通知を書面で送達することで早期に破棄可能 ・発電事業者とオフテイカーが合意していない場合には、契約終了の書面送達日から 6 週間前、または契約開始日から 6 ヶ月前の日付での契約終了日は不可 ・発電事業者は、1 年契約が終了しても、新たに OLR の申請を行い、BPPA の再締結が可能
利用実績	・2021 年末月現在、計 221MW が例外規定を適用	・2019 年 7 月 11 日付けの規制機関であるエネルギー規制委員会（CRE）公表文書によると、それまでにラストリゾートとして指名を受けた事業者はなし	・2020 年度末（2021 年 3 月 31 日）までの利用実績はなし

	ドイツ	フランス	イギリス
主な出典	・ 2014 年再生可能エネルギー法（EEG2014）英語暫定訳 Section 21、Section 38 https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-eeg-2014.pdf ・ 2014 年 EEG 改正法案 P.139 Zu § 36 https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/013/1801304.pdf ・ 2017 年再生可能エネルギー法（EEG2017）英語暫定訳 Section 21 https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf ・ 2016 年 EEG 改正法案 P.234－235 「Zu § 21 EEG 2016」 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016.pdf ・ 利用実績 “Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2021” P.9 1.3 AUSFALLVERGÜTUNG https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2021-und-ausblick-2022.html	・ エネルギー法典（Code de l'énergie） Article L314-26 https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=1134678FB99014F9493376946CBA596F.tplgfr41s_3?idSectionTA=LEGISCTA000031053454&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20191108 ・ 2016 年 5 月 27 日付けデクレ Paragraphe 7、Modalités d'achat en dernier recours Art. R. 314-51、Art. R. 314-52 https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000032591142&categorieLien=id	・ OFGEM（規制機関）OLR 関連情報ポータル https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/offtaker-last-resort-olr ・ Offtaker of Last Resort (OLR): Essential Guide for Suppliers https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/offtaker-last-resort-olr-essential-guide-suppliers ・ Backstop Power Purchase Agreement (BPPA) contract https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/backstop-power-purchase-agreement-bppa-contract

出所）各種資料より作成

1.2.6 ネガティブプライス時のプレミアムの取り扱い

欧州では、欧州委員会による「2014-2020 年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイダンス（Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)」で、加盟各国に対して卸電力取引市場で 6 時間以上連続してネガティブプライスが続いた場合に、プレミアムをゼロとすることを求めている。そのため、ドイツ、オランダ、イタリアでは、卸電力市場価格が 6 時間以上続いた場合に、プレミアムをゼロとする規定を設けている。なお、ドイツは、再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づき、2021 年以降の新規設備は 4 時間連続の場合にプレミアムがゼロとなるように改正されている。

他方、フランスはネガティブプライスの時間帯はすべてプレミアムをゼロとし、年間あたりの上限時間（例、太陽光：15 時間、入札対象陸上風力：20 時間）を超過して卸電力市場がネガティブプライスになった場合は、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる仕組みとしている。

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
卸市場価格がネガティブのときのプレミアム	<プレミアムがゼロになる場合> - 卸電力市場のスポット市場の 1 時間コマの取引価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） <対象外> 2016 年 1 月以降に新設された設備以外。 - 風力：3MW 以下 - その他全電源：500kW 以下	<プレミアムがゼロになる場合> - 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスになった場合。 - ただし、年間あたりの上限時間（例、太陽光：15 時間、入札対象陸上風力：20 時間）を超過して卸電力市場がネガティブプライスになった場合、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる	<プレミアムが減額される場合> - 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスになった場合、プレミアム最大額は基準価格。 <プレミアムがゼロになる場合> - 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）	<プレミアムがゼロになる場合> - 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） <対象外> 2015 年 12 月以前に支援を申請した設備。 - 風力：3MW 以下 - その他全電源：500kW 以下	<プレミアムがゼロになる場合> - 当該発電設備が立地するエリアの卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） - ただし、上記によりプレミアムが交付された期間分、プレミアム交付期間も延長される
出力制御を指示されたときに当該事業者に対するプレミアム	（2021 年改正法施行以降）既存設備は出力抑制による逸失収入の全額を補償	（取決めを確認できず）	出力抑制分の補償を申請可	取り決めなし	風力発電について、出力抑制によってプレミアムが交付された期間分、プレミアム交付期間も延長される

図 1-3 欧州主要国：ネガティブプライス時や出力制御時のプレミアムの扱い

出所）各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

ドイツでは、ネガティブプライスが発生する時間帯は増加傾向にあり、2019 年には 1 年間で 211 時間で、そのうち 6 時間以上連続してネガティブプライスが発生したため市場プレミアムの支給対象外となった時間帯は 123 時間であった。増加傾向は、2020 年になってコロナ禍の影響もあり顕著となっており、6 時間以上連続してネガティブプライスとなる時間が 192 時間に達している⁴。

⁴） “Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2021” , <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2021-und-ausblick-2022.html> (2022 年 3 月 2 日取得)

また、フランスでも、2019年に計27時間にわたりスポット市場でネガティブプライスが発生し、過去最高を記録した。2019年6月8日(土)には、休日で需要が低く、且つ嵐(Storm Miguel)の襲来で風力発電の出力が多かったために、-24.9€/MWhのネガティブ価格を記録している。

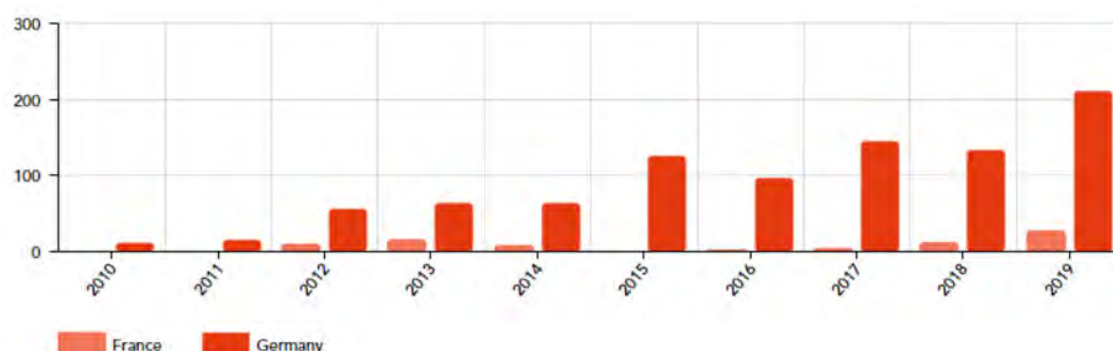


図 1-4 デイツ及びフランスのスポット市場におけるネガティブプライス発生時間数

出所) RTE, “Electricity Report 2019”をもとに作成

1.2.7 アグリゲーターの事業環境

FIP 制度を選択する再生可能エネルギー発電設備は、アグリゲーターやバーチャル発電所 (Virtual Power Plant : VPP) といったサービス提供者と契約を行い、管理費用を支払って売電を代行してもらうことが一般的である。FIP 制度を 2012 年度に導入したドイツでは、制度導入当初から多くのアグリゲーターがビジネスに参入した。

表 1-15 ドイツにおける FIP 制度導入前後の事業環境について

項目	状況						
各電源の導入容量 (支援対象外含む)		水力	太陽光	陸上風力	洋上風力	バイオマス	地熱
	2012 年	5,607 MW	34,077 MW	30,711 MW	268 MW	6,753 MW	19 MW
	2014 年	5,580 MW	37,900 MW	37,620 MW	994 MW	7,260 MW	33 MW
	2016 年	5,598 MW	40,679 MW	45,283 MW	4,152 MW	7,681 MW	38 MW
アグリゲーター数・ アグリゲーターとの契約設備	● 2012 年時点で、70 超の企業が直接販売事業者としてバランシンググループへ登録。上位 10 社が 70% 程度のシェア。 ● 2019 年時点で、FIP 制度を選択している約 75GW のうち、70% 程度の設備が上位 10 社のアグリゲーターと契約。また、各社のエネルギー源別ポートフォリオにも特色が出てきている。						
卸電力取引所 参加登録者数の推移	参加登録者数	2010 年	2012 年	2014 年	2016 年	2018 年	2020 年
	EPEX Scot (スポット)	175	194	207	204	198	197
	EEX (先物)	157	169	177	221	237	336
当日市場取引量		2010 年	2012 年	2014 年	2016 年	2018 年	2020 年
	当日市場取引量	10 TWh	16 TWh	26 TWh	41 TWh	53 TWh	64 TWh
当日市場 GC スケジュール変更状況	● 当日市場のゲートクローズ時間（実需給断面からの時間差） 2009 年～：45 分前 → 2015 年～：30 分前 → 2017 年～：5 分前 ● 当日市場の市場コマ 2011 年 9 月に、従来の 1 時間コマに加え、15 分コマを追加 ⇒ 当日取引に伴う計画変更の回数が、2014 年の約 211 万回から、2017 年には約 358 万回に増加						

出所) 連邦経済・気候保護省、ドイツ連邦ネットワーク庁公表資料をもとに作成

競争が生じた結果として、近年は、上位の数社にサービスが集中する傾向があり、各社の源別ポートフォリオにも特色が出てきている。2019 年 1 月時点で直接販売・市場プレミアム制度を選択している約 75GW のうち、70%程度の設備が上位 10 社のアグリゲーターと契約している。

Tabella 3

TOP 5 Direktvermarkter mit dem jeweils größten Portfolio (in MW) an Anlagenleistung aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen zum Stand 31. Dezember 2018 und 1. Januar 2019.

Rang	Energieträger	Direktvermarkter	Stand 01.01.2019	Stand 31.12.2018	Wind	Solar	Biomasse/ Biogas	Wasserkraft
1	Wind	Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
2		Quadra Energy	6.500	5.350	6.100	380	10	10
3		Vattenfall Energy Trading	5.610	3.850	5.050	550		10
4		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
5		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
1	Solar	Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
2		Sunnich Lighthouse	2.400	2.300	600	1.700	1,5	0,5
3		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
4		MVV Energie	4.000	4.300	2.500	1.350		
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
1	Biomasse	Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
2		Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
3		Baywa Re / Clens	3.270	2.200	2.700	150	400	
4		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
5		Lechwerke	508	409		80	285	78
1	Wasser	Innogy	2.069	2.137	1.314	185	192	377
2		EnBW	3.450	4.600	2.910	380	40	110
3		Lechwerke	508	409		80	285	78
4		Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55

Quelle: E&M Ausgabe 2/2019.

図 1-5 ドイツ：直接販売アグリゲーターの源別ポートフォリオの状況

出所) “Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

こうした競争が激しい状況は、他の欧州諸国でも同様で、2021 年 3 月に実施したフランスで事業展開をするアグリゲーターへのヒアリングでは、参入者が多くて非常に競争が激しい状況にあり、アグリゲーションビジネスだけで収益を上げるのは難しく、付随するその他のサービスで収益を上げているとの回答もあった。

2. 主要国における再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

2.1 主要国における 2030 年、2050 年再エネ導入目標

2022 年 1 月時点の主要国における 2030 年以降の電力分野の再生可能エネルギー導入目標の設定状況は、下表のとおり。

表 2-1 主要各国の再生可能電力導入目標比率の根拠（2022 年 1 月時点）

国	目標値								
ドイツ	【法定目標】 2021 年再生可能エネルギー法（2021 年 7 月 26 日公布版） https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ 第 1 条（2） 「本法の目的は、電力消費量に占める再生可能電力比率を 2030 年までに 65% まで引き上げること」 <table border="1"> <tr> <th>目標年</th><th>目標比率</th></tr> <tr> <td>2030 年</td><td>65%</td></tr> </table> 第 1 条（3） 「本法の目的は、2050 年までにドイツ連邦内（EEZ を含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHG ニュートラルの方法で発電すること」	目標年	目標比率	2030 年	65%				
目標年	目標比率								
2030 年	65%								
英国	【シナリオ・予測】 イギリスのビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、今後のエネルギー使用量と温室効果ガスの排出量を分析、予測しつつ、最新のエネルギー予測を公表。最新の公表版「2019 Updated Energy & Emissions Projections」（2020 年 10 月公表） 注² の Reference シナリオでは、2030 年の再エネ電力を以下のとおり予測。 <table border="1"> <tr> <th></th><th>2030 年予測</th></tr> <tr> <td>再エネ電力（Renewables）</td><td>175.575 TWh</td></tr> <tr> <td>総電力供給量（Total electricity supplied (gross)）</td><td>301.941 TWh</td></tr> <tr> <td>再エネ比率</td><td>58.2%</td></tr> </table> 出所）「2019 Updated Energy & Emissions Projections」 Annex J : https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2019		2030 年予測	再エネ電力（Renewables）	175.575 TWh	総電力供給量（Total electricity supplied (gross)）	301.941 TWh	再エネ比率	58.2%
	2030 年予測								
再エネ電力（Renewables）	175.575 TWh								
総電力供給量（Total electricity supplied (gross)）	301.941 TWh								
再エネ比率	58.2%								

スペイン	【法定目標】 気候変動法（Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética） （2021 年 5 月成立） https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7 <table border="1"> <thead> <tr> <th>目標年</th><th>目標比率</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td><td>74 %</td></tr> <tr> <td>2050 年</td><td>100 %</td></tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	74 %	2050 年	100 %
目標年	目標比率						
2030 年	74 %						
2050 年	100 %						
イタリア	【戦略・計画】 国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan）及び国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale）（2017 年策定） https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf <table border="1"> <thead> <tr> <th>目標年</th><th>目標比率</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td><td>55 %</td></tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	55 %		
目標年	目標比率						
2030 年	55 %						
フランス	【法定目標】 エネルギー移行法 L. 100-4 条（2015 年施行） https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/ <table border="1"> <thead> <tr> <th>目標年</th><th>目標比率</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td><td>40 %</td></tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	40 %		
目標年	目標比率						
2030 年	40 %						
デンマーク	【戦略・計画】 2018 年エネルギー協定、および国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan） https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en <table border="1"> <thead> <tr> <th>目標年</th><th>目標比率</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td><td>100 %</td></tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	100 %		
目標年	目標比率						
2030 年	100 %						
アイルランド	【戦略・計画】 2021 年気候行動計画（Climate Action Plan 2021） https://www.gov.ie/en/publication/6223e-climate-action-plan-2021/ <table border="1"> <thead> <tr> <th>目標年</th><th>目標比率</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td><td>80 %</td></tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	80 %		
目標年	目標比率						
2030 年	80 %						

米国	※連邦政府による再生可能エネルギー電力導入目標はなく、各州が自主的に策定 【シナリオ・予測】 U.S. Energy Information Administration 「Annual Energy Outlook 2022 with projections to 2050」 https://www.eia.gov/outlooks/aeo/ Reference Case の Total Net Electricity Generation by Fuel の再エネ比率 (Table 8) <table border="1"> <tr> <th>年</th><th>再エネ比率</th></tr> <tr> <td>2019 年実績</td><td>19%</td></tr> <tr> <td>2030 年予測</td><td>34.6%</td></tr> <tr> <td>2040 年予測</td><td>41.0%</td></tr> <tr> <td>2050 年予測</td><td>43.8%</td></tr> </table>	年	再エネ比率	2019 年実績	19%	2030 年予測	34.6%	2040 年予測	41.0%	2050 年予測	43.8%
年	再エネ比率										
2019 年実績	19%										
2030 年予測	34.6%										
2040 年予測	41.0%										
2050 年予測	43.8%										
中国	【戦略・計画】 国民経済・社会発展第 14 次 5 カ年計画 (2021 年発表) ●非化石燃料エネルギーの一次エネルギー中の比率 2030 年：25% ※原則として設備容量目標を設定 <table border="1"> <tr> <th></th><th>2030 年目標</th></tr> <tr> <td>水力発電 (揚水含まず)</td><td>80GW 新設</td></tr> <tr> <td>風力発電・太陽光発電</td><td>累積 1,200GW 以上</td></tr> </table>		2030 年目標	水力発電 (揚水含まず)	80GW 新設	風力発電・太陽光発電	累積 1,200GW 以上				
	2030 年目標										
水力発電 (揚水含まず)	80GW 新設										
風力発電・太陽光発電	累積 1,200GW 以上										
インド	【戦略・計画】 ※2021 年の COP6 でモディ首相が公表 ●非化石エネルギー発電設備容量目標 2030 年：500GW										

出所) 各種根拠資料をもとに作成

米国では、2022 年 1 月時点で連邦政府による再生可能エネルギーの導入目標は設定されておらず、各州が独自の取り組みを進めている。

英国を除く欧州主要国では、法令や閣議決定を伴う戦略・計画などで、2030 年の再生可能電力の比率目標を設定している。英国は、気候変動法に基づき、温室効果ガス排出削減の法定目標を設定しているが、再生可能電力に関して特段の数値目標を設けていない。こうした欧州主要国 (ドイツ、英国、フランス、スペイン、イタリア) 及びその他調査対象国における再生可能エネルギー導入目標の設定状況、設定にあたっての原則、エネルギー源別の導入目標の設定有無に関して、下表で整理している。

表 2-2 欧州主要国：再エネ導入目標の原則、源別目標設定状況（2022 年 1 月時点）

	ドイツ	英国	フランス	スペイン	イタリア
再エネ全体目標	【戦略・計画】Energy Concept ¹ ・2030 年:30%、2050 年 60%		【法定目標】エネルギー移行法 ¹ ・2030 年:33%以上	【法定目標】気候変動法 ¹ ・2030 年:42%	【法定目標】EU 再エネ指令国内実施法 ¹ ・2030 年:30%
再エネ電力目標	【法定目標】EEG2021 ² ・2030 年:65%		【法定目標】エネルギー移行法 ¹ ・2030 年:40%	【法定目標】気候変動法 ¹ ・2030 年:74% ・2050 年:100%	【戦略・計画】国家エネルギー戦略 SEN ² ・2030 年:55%
低炭素電力目標	【法定目標】EEG2021 ² ・2050 年:脱炭素化				
温室効果ガス削減目標	【法定目標】気候保護法 ³ ・2030 年:-65%(1990 年比) ・2045 年:ネットゼロ	【法定目標】 ・2030 年:-68%(1990 年比) ・2050 年:ネットゼロ	【法定目標】エネルギー移行法 ¹ ・2030 年:-40%(1990 年比)	【法定目標】気候変動法 ¹ ・2030 年:-23%(1990 年比)	【戦略・計画】国家エネルギー戦略 SEN ² ・2030 年:-39%(1990 年比) ・2050 年:-63%(1990 年比、エネルギー分野)
目標設定の原則	・2010 年に策定した 2050 年までの長期エネルギー戦略「Energy Concept」で再エネ、GHG 削減目標を掲げ、その実現に向けた施策を展開。 ・2018 年 3 月に誕生した第 4 次メルケル政権では、2030 年再エネ電力目標を Energy Concept で掲げた 50%から 65%に引き上げることに合意し、EEG2021 に盛り込み。 ・2021 年 12 月に成立したシオルツ新政権は 2030 年の再エネ電力目標を 80%に引き上げることを連立協定に盛り込み。	・気候変動法に基づき、温室効果ガス排出量の上限值、炭素予算を 5 年毎に設定。 ・2019 年 6 月 17 日付の気候変動法改正法で、2050 年に温室効果ガスの排出を、それまでの 1990 年比 80%削減とする目標からネットゼロとする目標に引き上げ。 ・2021 年 6 月に発効した第 6 期炭素予算で、2035 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比 78%削減することを法制化。	・あらかじめ法定で比率目標を設定し、その達成に必要なエネルギー源別の複数年度計画を策定し、施策を実行。	・2021 年 5 月に、欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候計画で掲げた目標を含んだ気候変動法が成立し、各種目標を国内法制化。 ・これらの目標について、気候変動法ではエネルギー閣僚評議会が 2023 年までに目標見直しを行うことを規定し、この評議会に対して上方修正を行う権限を付与している。	
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方	・2030 年までのエネルギー源ごとの設備容量目標、年次の再エネ発電量目標を EEG2021 に盛り込み。 ・洋上風力については、2030 年、2040 年までの設備容量目標を、洋上風力法で規定。		・上記の再エネ発電目標達成に向けて、複数年度エネルギー計画(PPE)を策定。PPE で定めたエネルギー源別の目標に達していないエネルギー源は、未達成分を競争入札で募集可能。		
再エネ源別目標/想定の有無	・2030 年再エネ電力比率目標の 65%を達成するにあたり、想定電力需要予測(580TWh)に対して必要な 377TWh を電源別に配分したシナリオを作成し、この予測発電量をもとに、再生可能エネルギー法 2021 年改正法(EEG2021)で、2030 年までの電源別の設備容量目標を設定。	・従来からの原則として、再生可能エネルギーのエネルギー源別目標は設定せず。主要な促進制度である RPS 制度、CfD FIT(グループ分けした技術中立入札)でも、特定のエネルギー源に配慮した制度設計とはしていない。 ・但し、洋上風力発電のみ、2030 年までに現在の 4 倍となる 40GW(浮体式洋上風力 1GW を含む)まで引き上げ、一般家庭の全使用量を超える発電量を目指すことを「グリーンリカバリー計画 ³ 」で掲げる。	・エネルギー法典に基づき、2019 年から 2028 年を対象とした複数年度エネルギー計画(PPE)を策定し、再生可能エネルギー源別の設備容量目標を設定。	・「気候変動法」では、2030 年の発電に占める再エネ比率 74%を目標として設定。再エネ電源別の目標値設定はなし。 ・「国家エネルギー・気候計画」 ² では、2030 年再エネ電力比率目標の 74%を達成するにあたり、想定発電電力量予測に対して必要な 254TWh を再エネ電源別に配分した「目標シナリオ」での予測数値は有り。	・「国家エネルギー戦略(SEN)」政策シナリオでは、2025 年までの石炭発電の段階的廃止、再エネ電源比率を 2030 年に 55%まで引き上げること等を掲げた SEN の目標を達成するために必要な電源別の予測値を示している。 ・SEN では、再エネ電源比率のみを目標として設定。再生可能エネルギー源別の目標はない。但し、目標達成に向けたシナリオの数値として、源別の発電量予測の数値は示されている。
具体的な源別目標の試算根拠	・2019 年に策定したドイツ政府の気候保護対策の具体案である「気候プログラム 2030」の当初案では、2030 年の目標を太陽光 98GW、陸上風力 67～71MW としていたが、EEG2021 策定時にそれぞれ 100GW、71GW に改定。		・PPE 策定時のコンサルテーションでは、「パリ協定に基づく目標、EU のエネルギー政策に基づく目標、フランス国内のグリーン成長のためのエネルギー転換法(LTECV)に基づく目標、2017 年 Climate Plan の 2050 年までにカーボン・ニュートラルを達成するという目標のすべてに対応すべく、目標値を設定」という説明のみで、具体的な試算根拠に言及なし。		

	ドイツ	英国	フランス	スペイン	イタリア																																																																		
再エネ源別目標 (設備容量)	【法定目標】 EEG2021 ² 単位 : GW <table><tr><td></td><td>2030 年</td><td>2040 年</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>71</td><td>－</td></tr><tr><td>洋上風力^注</td><td>20</td><td>30</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>100</td><td>－</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>8.4</td><td>－</td></tr></table> 注: 洋上風力目標のみ、洋上風力法 ⁴ が根拠法		2030 年	2040 年	陸上風力	71	－	洋上風力 ^注	20	30	太陽光	100	－	バイオマス	8.4	－	【戦略・計画】 グリーンリカバリー計画 ³ 単位 : GW <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>40</td></tr></table>		2030 年	洋上風力	40	【法定計画】 PPE デクレ ² 単位 : GW <table><tr><td></td><td>2023 年末</td><td>2028 年末</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>24.1</td><td>33.2～34.7</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>2.4</td><td>5.2～6.2</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>20.1</td><td>35.1～44.0</td></tr><tr><td>メタン発酵</td><td>0.27</td><td>0.34～0.41</td></tr><tr><td>水力</td><td>25.7</td><td>26.4～26.7</td></tr></table>		2023 年末	2028 年末	陸上風力	24.1	33.2～34.7	洋上風力	2.4	5.2～6.2	太陽光	20.1	35.1～44.0	メタン発酵	0.27	0.34～0.41	水力	25.7	26.4～26.7																															
	2030 年	2040 年																																																																					
陸上風力	71	－																																																																					
洋上風力 ^注	20	30																																																																					
太陽光	100	－																																																																					
バイオマス	8.4	－																																																																					
	2030 年																																																																						
洋上風力	40																																																																						
	2023 年末	2028 年末																																																																					
陸上風力	24.1	33.2～34.7																																																																					
洋上風力	2.4	5.2～6.2																																																																					
太陽光	20.1	35.1～44.0																																																																					
メタン発酵	0.27	0.34～0.41																																																																					
水力	25.7	26.4～26.7																																																																					
直近導入量 (設備容量)	【BMWK 統計】 ⁵ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>54,414 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>7,774 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>53,721 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>10,344 MW</td></tr><tr><td>水力</td><td>5,438 MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>47 MW</td></tr></table>		2020 年	陸上風力	54,414 MW	洋上風力	7,774 MW	太陽光	53,721 MW	バイオマス	10,344 MW	水力	5,438 MW	地熱	47 MW	【DUKES 2021】 ⁴ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力</td><td>1,876 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>14,102 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>10,383 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>13,462 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>7,968 MW</td></tr></table>		2020 年	水力	1,876 MW	陸上風力	14,102 MW	洋上風力	10,383 MW	太陽光	13,462 MW	バイオマス	7,968 MW	【再エネ統計】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>17.5 GW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 GW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>10.2 GW</td></tr><tr><td>メタン発酵</td><td>0.235 GW</td></tr><tr><td>水力(2019 年)</td><td>25.6 GW</td></tr></table>		2020 年	陸上風力	17.5 GW	洋上風力	0 GW	太陽光	10.2 GW	メタン発酵	0.235 GW	水力(2019 年)	25.6 GW	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>13,704 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>10,286 MW</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>2,304 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>26,819 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>1,143 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	13,704 MW	太陽光	10,286 MW	太陽熱	2,304 MW	陸上風力	26,819 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	1,143 MW	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>15,443 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>21,650 MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>772 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>10,871 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>3,037 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	15,443 MW	太陽光	21,650 MW	地熱	772 MW	陸上風力	10,871 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	3,037 MW
	2020 年																																																																						
陸上風力	54,414 MW																																																																						
洋上風力	7,774 MW																																																																						
太陽光	53,721 MW																																																																						
バイオマス	10,344 MW																																																																						
水力	5,438 MW																																																																						
地熱	47 MW																																																																						
	2020 年																																																																						
水力	1,876 MW																																																																						
陸上風力	14,102 MW																																																																						
洋上風力	10,383 MW																																																																						
太陽光	13,462 MW																																																																						
バイオマス	7,968 MW																																																																						
	2020 年																																																																						
陸上風力	17.5 GW																																																																						
洋上風力	0 GW																																																																						
太陽光	10.2 GW																																																																						
メタン発酵	0.235 GW																																																																						
水力(2019 年)	25.6 GW																																																																						
	2020 年																																																																						
水力(非揚水)	13,704 MW																																																																						
太陽光	10,286 MW																																																																						
太陽熱	2,304 MW																																																																						
陸上風力	26,819 MW																																																																						
洋上風力	0 MW																																																																						
バイオマス	1,143 MW																																																																						
	2020 年																																																																						
水力(非揚水)	15,443 MW																																																																						
太陽光	21,650 MW																																																																						
地熱	772 MW																																																																						
陸上風力	10,871 MW																																																																						
洋上風力	0 MW																																																																						
バイオマス	3,037 MW																																																																						
直近導入量 (再エネ電力比率)	【BMWK 統計】 ⁵ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>250,157 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>45.3%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	250,157 GWh	再エネ電力比率	45.3%	【DUKES 2021】 ⁴ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>134,603 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>38.7%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	134,603 GWh	再エネ電力比率	38.7%	【再エネ統計】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>24.8%</td></tr></table>		2020 年	再エネ電力比率	24.8%	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>113,808 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>42.9%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	113,808 GWh	再エネ電力比率	42.9%	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>116,021 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>38.1%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	116,021 GWh	再エネ電力比率	38.1%																																						
	2020 年																																																																						
再エネ発電量	250,157 GWh																																																																						
再エネ電力比率	45.3%																																																																						
	2020 年																																																																						
再エネ発電量	134,603 GWh																																																																						
再エネ電力比率	38.7%																																																																						
	2020 年																																																																						
再エネ電力比率	24.8%																																																																						
	2020 年																																																																						
再エネ発電量	113,808 GWh																																																																						
再エネ電力比率	42.9%																																																																						
	2020 年																																																																						
再エネ発電量	116,021 GWh																																																																						
再エネ電力比率	38.1%																																																																						
出典	1) Energy Consept https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf 2) EEG2021(再生可能エネルギー法 2021 年改正法) https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ 3) 気候保護法 2021 年 8 月改正法 https://dejure.org/ext/54023d312adfe3a1e83f89b20e2ca278 4) 洋上風力法 http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/ 5) BMWK 統計 https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.html	1) 政府プレスリリース(2020/12/3) https://www.gov.uk/government/news/uk-sets-ambitious-new-climate-target-ahead-of-un-summit 2) 気候変動法 2019 年改正法 https://www.legislation.gov.uk/uksi/2019/1056/contents/made 3) グリーンリカバリー計画 https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution 4) DUKES2021(renewable sources of energy) https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes	1) エネルギー移行法 https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000031044385/ 2) PPE デクレ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TRER2006667D%20signe%CC%81%20PM.pdf 3) 再エネ統計(Chiffres clés des énergies renouvelables) https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2021	1) 気候変動法 https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7 2) 国家エネルギー・気候計画 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en 3) Eurostat (SHARES2020) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares	1) EU 再エネ指令国内実施法 https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/41/sg/pdf 2) 国家エネルギー戦略(SEN) https://temi.camera.it/leg18/post/la-strategia-energetica-nazionale-sen.html 3) Eurostat (SHARES2020) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares																																																																		

表 2-3 その他諸国：再エネ導入目標の設定状況、主な再エネ電力支援制度（2022 年 1 月時点）

	アイルランド	オランダ	デンマーク	米国	中国	インド																						
再エネ全体目標		【戦略・計画】国家気候協定(2019 年) ¹ ・2030 年:27%	【戦略・計画】2018 年エネルギー協定 ¹ ・2030 年:55%	連邦政府としての導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施	【戦略・計画】国民経済・社会発展第 14 次 5 カ年計画 ¹ ・2030 年:一次エネルギーに占める非化石燃料(原子力含む)比率 25%																							
再エネ電力目標	【戦略・計画】2021 年気候行動計画 ¹ ・2030 年:最大 80%	【戦略・計画】国家気候協定(2019 年) ¹ ・2030 年:再エネ発電量 84TWh	【戦略・計画】2018 年エネルギー協定 ¹ ・2030 年:100%	連邦政府としての導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施	【戦略・計画】カーボンニュートラルへの取組み方針 ² ・2030 年:水力(除く揚水) 80GW 新設 ・2030 年:風力・太陽光 1,200GW 以上	・COP26 でモディ首相が、2030 年における調達電力量に占める再エネ比率を 50%とする目標を公表 ¹																						
低炭素電力目標		【法定目標】気候法(2019 年) ² ・2050 年までに発電を 100%カーボンニュートラル		連邦政府としての導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施		・COP26 でモディ首相が、2030 年における非化石エネルギー設備容量を 500GW とする目標を公表 ¹																						
温室効果ガス削減目標	【法定目標】気候行動・低炭素開発法 ² ・2030 年:-51%(2018 年比) ・2050 年までにネットゼロ	【法定目標】気候法(2019 年) ² ・2030 年中間目標:-49%(1990 年比) ・2050 年:-95%(1990 年比)	【法定目標】2020 年気候変動法 ² ・2030 年:-70%(1990 年比) ・2050 年:ネットゼロ	【戦略・計画】NDC(2021 年再提出) ¹ ・2030 年:-50～52%(2005 年比) ・2050 年:カーボンニュートラル達成	【戦略・計画】国民経済・社会発展第 14 次 5 カ年計画 ¹ ・2030 年:カーボンピークアウト ・2060 年:カーボンニュートラル	【戦略・計画】NDC(2016 年提出) ² ・2030 年:GDP あたり-50～52%(2005 年比)																						
目標設定の原則	・気候行動・低炭素開発法に基づき、5 年ごとの炭素予算を設定。	・2030 年再エネ電力目標は、2030 年までに電力分野の CO ₂ 排出量を 20.2 百万トン以上削減する目標を達成するために必要な量という位置づけ。	・2030 年には電力輸出分を考慮して、国内電力消費を再エネ発電量が上回ることを想定した目標設定。																									
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方		・2025 年までは、既存の SDE++の支援制度の枠組みを通じた支援で再エネ拡大を促し、2025 年以降は補助なしでの再エネ導入を見込む。																										
再エネ源別目標/想定の有無	・2021 年気候行動計画では、2030 年までに競争入札を通じて、少なくとも 5GW の洋上風力発電を系統連系することを具体的なアクションとして掲げる。 ・その他の再エネ電源については、2021 年気候行動計画では、導入目標の明示なし。	・欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候計画では、2030 年までに下記の再エネ発電量を達成するための政策を計画の前提としている <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>49TWh</td></tr><tr><td>陸上再エネ (太陽光、陸上風力)</td><td>35TWh</td></tr><tr><td>小規模再エネ発電</td><td>10TWh</td></tr></table>		2030 年	洋上風力	49TWh	陸上再エネ (太陽光、陸上風力)	35TWh	小規模再エネ発電	10TWh	・欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候計画では、2030 年までに下記の再エネ発電量を想定。 <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>風力</td><td>38TWh</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>6TWh</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>8TWh</td></tr></table>		2030 年	風力	38TWh	太陽光	6TWh	バイオマス	8TWh		・2021 年 10 月に中国共産党中央委員会と国務院が公表したカーボンニュートラルへの取組み方針では、水力発電及び風力・太陽光発電の 2030 年までの設備容量目標を設定。 <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>水力(揚水除く)</td><td>80 GW 新設</td></tr><tr><td>風力・太陽光</td><td>1,200 GW</td></tr></table>		2030 年	水力(揚水除く)	80 GW 新設	風力・太陽光	1,200 GW	
	2030 年																											
洋上風力	49TWh																											
陸上再エネ (太陽光、陸上風力)	35TWh																											
小規模再エネ発電	10TWh																											
	2030 年																											
風力	38TWh																											
太陽光	6TWh																											
バイオマス	8TWh																											
	2030 年																											
水力(揚水除く)	80 GW 新設																											
風力・太陽光	1,200 GW																											
主要な再エネ電力促進制度	・RESS と呼ばれる技術中立の競争入札手続きを経て落札したプロジェクトは、CfD FIT 形式の FIP 制度により支援。 ・2022 年以降、洋上設備を対象とした入札募集回も実施予定。	・2020 年以降、再エネ発電を含む CO ₂ 排出削減に資する技術を対象とした SDE++と呼ばれる入札制度で支援。 ・再エネ発電への支援は FIP 形式。 ・洋上風力発電は、上記とは別にセントラル方式の入札制度で対象事業を選定。	・2021～24 年までの支援制度として、競争入札手続きを経て落札したプロジェクトは、CfD FIT 形式で売電価格を保証する制度を施行。 ・大規模洋上風力は、セントラル方式の入札制度で対象事業を選定。	・原則として各州で RPS 制度などの支援制度を独自に運用。 ・連邦政府としては、生産税額控除(PTC)などの税額控除措置により、再エネ電力の導入促進を支援。	・買取制度(FIT/FIP)で再エネ電力の導入支援をしてきたが、2020 年から段階的に制度廃止。 ・2021 年以降は、風力・太陽光発電は、補助金なしで市場志向で導入を進めていく方針が示されている。	・配電事業者に一定比率の再エネ導入を義務付ける Renewable Purchase Obligation(RPO)制度を施行。 ・RPO 未達事業者に再エネ証書(REC)の買取義務を導入。 ・太陽光、陸上風力は、入札により売電価格を決める方式で導入促進。																						

	アイルランド	オランダ	デンマーク	米国	中国	インド																																																																																		
再エネ源別目標 (設備容量)	【戦略・計画】 2021 年気候行動計画 ¹ ・2030 年までに洋上風力 5GW を含めた形で再エネ電力比率を最大 80%	【戦略・計画】 国家気候協定(2019 年) ¹ 単位: GW <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>11.5</td></tr></table>		2030 年	洋上風力	11.5	【戦略・計画】 2018 年エネルギー協定 ¹ ・2030 年までに 3 洋上風力発電所(計 2.4GW)を建設 単位: GW <table><tr><td>2022 年</td><td>0.8</td></tr><tr><td>2023 年</td><td>0.8</td></tr><tr><td>2024～27 年</td><td>0.8</td></tr></table>	2022 年	0.8	2023 年	0.8	2024～27 年	0.8	・2021 年 3 月 29 日に米国はホワイトハウスは、洋上風力発電に関する導入目標を公表 ² 単位: GW <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>30</td></tr></table>		2030 年	洋上風力	30	【戦略・計画】カーボンニュートラルへの取組み方針 ² 単位: GW <table><tr><td></td><td>2030 年</td></tr><tr><td>水力(揚水除く)</td><td>80</td></tr><tr><td>風力・太陽光</td><td>1,200</td></tr></table>		2030 年	水力(揚水除く)	80	風力・太陽光	1,200																																																															
	2030 年																																																																																							
洋上風力	11.5																																																																																							
2022 年	0.8																																																																																							
2023 年	0.8																																																																																							
2024～27 年	0.8																																																																																							
	2030 年																																																																																							
洋上風力	30																																																																																							
	2030 年																																																																																							
水力(揚水除く)	80																																																																																							
風力・太陽光	1,200																																																																																							
直近導入量 (設備容量)	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>237 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>93 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>4,307 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>66 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	237 MW	太陽光	93 MW	陸上風力	4,307 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	66 MW	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>37 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>10,950 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>4,159 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>2,460 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>480 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	37 MW	太陽光	10,950 MW	陸上風力	4,159 MW	洋上風力	2,460 MW	バイオマス	480 MW	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>7 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>1,304 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>4,559 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>1,701 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>1,604 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	7 MW	太陽光	1,304 MW	陸上風力	4,559 MW	洋上風力	1,701 MW	バイオマス	1,604 MW	【IRENA (Renewable Capacity)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>83,797 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>73,814 MW</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>1,758 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>117,715 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>29 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>11,980 MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>2,587 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	83,797 MW	太陽光	73,814 MW	太陽熱	1,758 MW	陸上風力	117,715 MW	洋上風力	29 MW	バイオマス	11,980 MW	地熱	2,587 MW	【IRENA (Renewable Capacity)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>339,840 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>253,834 MW</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>521 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>273,003 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>8,990 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>18,687 MW</td></tr><tr><td>海洋エネルギー</td><td>5 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	339,840 MW	太陽光	253,834 MW	太陽熱	521 MW	陸上風力	273,003 MW	洋上風力	8,990 MW	バイオマス	18,687 MW	海洋エネルギー	5 MW	【IRENA (Renewable Capacity)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>水力(非揚水)</td><td>45,955 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>38,983 MW</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>229 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>38,559 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>10,532 MW</td></tr></table>		2020 年	水力(非揚水)	45,955 MW	太陽光	38,983 MW	太陽熱	229 MW	陸上風力	38,559 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	10,532 MW
	2020 年																																																																																							
水力(非揚水)	237 MW																																																																																							
太陽光	93 MW																																																																																							
陸上風力	4,307 MW																																																																																							
洋上風力	0 MW																																																																																							
バイオマス	66 MW																																																																																							
	2020 年																																																																																							
水力(非揚水)	37 MW																																																																																							
太陽光	10,950 MW																																																																																							
陸上風力	4,159 MW																																																																																							
洋上風力	2,460 MW																																																																																							
バイオマス	480 MW																																																																																							
	2020 年																																																																																							
水力(非揚水)	7 MW																																																																																							
太陽光	1,304 MW																																																																																							
陸上風力	4,559 MW																																																																																							
洋上風力	1,701 MW																																																																																							
バイオマス	1,604 MW																																																																																							
	2020 年																																																																																							
水力(非揚水)	83,797 MW																																																																																							
太陽光	73,814 MW																																																																																							
太陽熱	1,758 MW																																																																																							
陸上風力	117,715 MW																																																																																							
洋上風力	29 MW																																																																																							
バイオマス	11,980 MW																																																																																							
地熱	2,587 MW																																																																																							
	2020 年																																																																																							
水力(非揚水)	339,840 MW																																																																																							
太陽光	253,834 MW																																																																																							
太陽熱	521 MW																																																																																							
陸上風力	273,003 MW																																																																																							
洋上風力	8,990 MW																																																																																							
バイオマス	18,687 MW																																																																																							
海洋エネルギー	5 MW																																																																																							
	2020 年																																																																																							
水力(非揚水)	45,955 MW																																																																																							
太陽光	38,983 MW																																																																																							
太陽熱	229 MW																																																																																							
陸上風力	38,559 MW																																																																																							
洋上風力	0 MW																																																																																							
バイオマス	10,532 MW																																																																																							
直近導入量 (再エネ電力比率)	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>12,111 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>39.1%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	12,111 GWh	再エネ電力比率	39.1%	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>29,732 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>26.4%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	29,732 GWh	再エネ電力比率	26.4%	【Eurostat (SHARES2020)】 ³ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>22,321 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>65.3%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	22,321 GWh	再エネ電力比率	65.3%	【IEA: Electricity Information】 ⁴ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>849,204 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>20.0%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	849,204 GWh	再エネ電力比率	20.0%	【IEA: Electricity Information】 ⁴ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>2,191,167 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>28.1%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	2,191,167 GWh	再エネ電力比率	28.1%	【IEA: Electricity Information】 ⁴ <table><tr><td></td><td>2020 年</td></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>325,835 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>20.2%</td></tr></table>		2020 年	再エネ発電量	325,835 GWh	再エネ電力比率	20.2%																																														
	2020 年																																																																																							
再エネ発電量	12,111 GWh																																																																																							
再エネ電力比率	39.1%																																																																																							
	2020 年																																																																																							
再エネ発電量	29,732 GWh																																																																																							
再エネ電力比率	26.4%																																																																																							
	2020 年																																																																																							
再エネ発電量	22,321 GWh																																																																																							
再エネ電力比率	65.3%																																																																																							
	2020 年																																																																																							
再エネ発電量	849,204 GWh																																																																																							
再エネ電力比率	20.0%																																																																																							
	2020 年																																																																																							
再エネ発電量	2,191,167 GWh																																																																																							
再エネ電力比率	28.1%																																																																																							
	2020 年																																																																																							
再エネ発電量	325,835 GWh																																																																																							
再エネ電力比率	20.2%																																																																																							
出典	1) 2021 年気候行動計画 https://www.gov.ie/en/publication/6223e-climate-action-plan-2021/ 2) 気候行動・低炭素開発法 https://www.irishstatutebook.ie/eli/2021/act/32/enacted/en/print 3) Eurostat (SHARES2020) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares	1) 国家気候協定 https://www.government.nl/topics/renewable-energy/documents/reports/2019/06/28/climate-agreement 2) 気候法 https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2020-01-01 3) Eurostat (SHARES2020) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares	1) 2018 年エネルギー協定 https://en.kefm.dk/Media/C/5/Energy%20Agreement%202018%20a-webtilg%C3%A6ngelig.pdf 2) 気候変動法 https://en.kefm.dk/Media/1/B/Climate%20Act_Denmark%20-%20WEBTILG%C3%86NGELIG-A.pdf 3) Eurostat (SHARES2020) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares	1) NDC(2021 年 4 月再提出版) https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublichedDocuments/United%20States%20of%20America%20First/United%20States%20NDC%20April%202021%202021%20Final.pdf 2) 洋上風力発電方針 https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/03/29/fact-sheet-biden-administration-jumpstarts-offshore-wind-energy-projects-to-create-jobs/ 3) IRENA Trends in Renewable Energy https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series 4) IEA Electricity Information https://www.iea.org/countries/united-states	1) 第 14 次 5 カ年計画 http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm 2) カーボンニュートラルへの取組み方針 http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm 3) IRENA Trends in Renewable Energy https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series 4) IEA Electricity Information https://www.iea.org/countries/china	1) モディ首相 COP26 スピーチ https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1768712 1) NDC(2016 年 10 月提出版) https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublichedDocuments/India%20First/INDIA%20INDC%20TO%20UNFCCC.pdf 3) IRENA Renewable Capacity Statistics https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series 4) IEA Electricity Information https://www.iea.org/countries/india																																																																																		

2.2 諸外国における未稼働対策

欧州各国のうち、稼働開始前に支援対象設備を決定する事前登録型の FIT/FIP 制度や入札制度を施行している国では、あらかじめ落札や事前登録から稼働開始までの期間（猶予期間）が設けられている。猶予期間内に稼働しなかった場合には、支援対象の権利を失効する措置をとっている例が多い。

一方、フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、遅延期間に応じて買取期間を短縮する措置や買取価格を引き下げる措置が施行されている。

表 2-4 欧州諸国における未稼働対応としての猶予期間及び措置の例

国	対象制度	猶予期間	取消要件
スペイン	FIT/FIP 制度 (2013 年 廃止)	● 事前登録から稼働開始まで ・ 太陽光発電 : 18 ヶ月 ・ その他再エネ発電 : 36 ヶ月	● 事前登録から期間内に稼働しなければ、 ・ FIT/市場プレミアム価格に係る権利を失効
ドイツ	入札制度 【750kW 以上太陽光】 (2017 年～)	● 落札から稼働開始まで ・ 太陽光発電 : 24 ヶ月 (18 ヶ月以内に稼働しないと落札価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ)	● 落札から期間内に稼働しなければ、 ・ 市場プレミアム価格に係る権利を失効 ・ 落札時に預けた担保の没収
イタリア	入札制度 【陸上風力】 (2016 ～ 17 年)	● 落札から稼働開始まで 31 ヶ月 ● 以降、24 ヶ月以内の遅延は、遅延期間に応じて落札価格を毎月 0.5% ずつ引き下げ	● 落札から期間内に稼働しなければ、 ・ 市場プレミアム価格に係る権利を失効 ・ 連系申込時に預けた担保の没収
フランス	入札制度 【太陽光】 (2013 年～)	● 【250kW 超太陽光】 (2013～15 年) ● 落札から稼働開始まで 22 ヶ月 ● 【500kW～30MW 地上設置型太陽光】 (2018 年 5 月～) ● 落札から稼働開始まで 24 ヶ月	● 遅延した期間に 2 倍を乗じた期間、買取期間が 20 年間から短縮 ● 遅延期間に応じ、落札価格を遅延 1 ヶ月あたり最初の 6 ヶ月は 0.025 ユーロセント/kWh、7 ヶ月目以降は 0.05 ユーロセント/kWh 引き下げ ※どちらも系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責

出所) 各根拠法令、入札募集要項より作成

上記のうち、ドイツでは、入札対象外の FIT/FIP 対象電源は、設備認定及び支援水準（買取価格）の確定時点を、当該設備の稼働開始（電力系統への供給開始）時点としているため、未稼働案件という概念がない。2017 年再生可能エネルギー法（EEG）改正法に基づく支援制度での稼働期限の設定状況は下表のとおり。エネルギー源ごとに異なる稼働期限、罰則が適用される。

表 2-5 ドイツ：2017 年 EEG 改正法に基づく支援制度での稼働期限の設定状況

対象エネルギー源 (設備規模)	支援制度	稼働期限・罰則
太陽光 ^注 (750kW 以上)	入札/FIT 制度	・落札決定から 24 ヶ月以内に稼働する義務 ・落札決定から 18 ヶ月以内に稼働しない設備は、落札価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ ・プロジェクトが実行されなかった場合には、違約金として落札時に差し入れた第二次担保相当分 (50 ユーロ/kW) の実行
陸上風力	入札/FIT 制度	・落札決定から 24 ヶ月以内に稼働する義務 ・24 ヶ月経過後、落札容量の 5%以上の建設遅延が生じた場合には、26 ヶ月までは 10 ユーロ/kW、27～28 ヶ月までは 20 ユーロ/kW、29～30 ヶ月までは 30 ユーロ/kW が罰則として課される。 ・落札権は落札決定から 30 ヶ月後に喪失するが、この期限は、プロジェクトの計画認可に関して訴えられた場合には、一度限り延長可 ・但し、30 カ月後から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮
新設バイオマス	入札/FIT 制度	・落札公示から 24 カ月以内に運転を開始しない場合、落札権失効 ・1) 取得済の建設許認可に関し、第三者により訴訟が提起された、または 2) 第 1 項の訴訟に関する即時執行が監督当局または裁判所より課された場合、申請により運転開始期限の延長 (最長 24 ヶ月) が可能
上記の入札対象電源以外すべて	FIT/FIT 制度	・ドイツ EEG では、設備認定及び買取価格確定時点を当該設備の稼働開始 (電力系統への供給開始) 時点としているため、未稼働案件は存在しない

注) 入札制度の執行機関である連邦ネットワーク庁は、行政手続法に基づく条件下で、将来または過去に効力を伴う形で、落札権及び補助受給権のすべてまたは一部を取り消す権限を有する。特に以下の場合には取消をすることを命令で明記。

- i) 稼働開始後最初の 2 年以内に、当該設備から、系統に電力が供給されていないか、あるいは系統運用者に売電をしていない場合
- ii) 稼働開始後最初の 1 年以内に、当該設備の大部分が解体された場合

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

また、フランスでは、入札の募集回ごとに募集要項にて稼働期限や罰則が変更できる。
2017 年以降の地上設置型太陽光を対象とした入札での設定状況は下表のとおり。

表 2-6 フランス：地上設置型太陽光入札での稼働期限設定状況（2017 年～）

入札実施回	保証金額	稼働期限・罰則
第 1 期（2017/2）	50,000 ユーロ/MW	・落札から稼働開始まで 24 ヶ月 ・遅延した場合、遅延期間に応じて、支援期間を短縮 ※系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責
第 2 期（2017/6）	30,000 ユーロ/MW	同上
第 3 期（2017/12）	同上	同上
第 4 期（2018/6）	50,000 ユーロ/MW	・落札から稼働開始まで 24 ヶ月 ・遅延した場合、遅延期間に応じ、落札価格を遅延 1 ヶ月あたり最初の 6 ヶ月は 0.025 ユーロセント/kWh、7 ヶ月目以降は 0.05 ユーロセント/kWh 引き下げ ※どちらも系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責
第 5 期（2018/12）	同上	同上
第 6 期（2019/6）	同上	同上
第 7 期（2020/2）	同上	同上
第 8 期（2020/7）	同上	同上
第 9 期（2020/11）	同上	同上
第 10 期（2021/7）	同上	同上

出所）エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイトの各入札募集回の募集要領⁵より作成

⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a>（2022 年 3 月 1 日取得）

2.3 主要国における制度改正等の動向（2021 年度）

本項では、2022 年 1 月末までに実施された欧米主要国における主な制度改正等の動向をとりまとめた。本章で取り上げる各国における再生可能エネルギー促進制度に係る事項は、下表のとおりである。それぞれ本報告書での掲載ページを記載しているので、詳細はそちらを参照いただきたい。

表 2-7 主要国：2021 年度中の主な制度改正等の動向

国・地域	制度改正の概要	該当頁
ドイツ	2021 年 9 月 27 日に総選挙の結果を受けて社会民主党 (SPD)、緑の党、自由民主党 (FDP) との 3 党による連立政権樹立が合意に至り、社会民主党のショルツ氏を首相とする連立政権が誕生した。3 党の連立協定では、2030 年再エネ電力比率目標の 65% から 80% への引き上げ、電気料金を通じた EEG 賦課金への資金提供を 2022 年で終了し、2023 年 1 月 1 日からは政府予算（排出量取引の収入に基づくエネルギー・気候基金 EKF）に引き継ぐことなどが盛り込まれ、法制化に向けた取組みが進められる見込みとなっている。	63 頁
ドイツ	2022 年の再生可能エネルギー法に基づく電力需要家への賦課金が 3.723 ユーロセント/kWh に決定。2021 年に入っの卸電力取引価格が高騰により再エネ電力の支援水準との差額が減ることで、予測の負担額が大幅に減少したことに加えて、約 32.5 億ユーロの政府補助金の投入で 2021 年の 6.5 ユーロセント/kWh から大幅減額となった。	128 頁
スペイン	2021 年 5 月に成立した気候変動法では、2050 年までのカーボンニュートラル達成を目標に掲げ、再生可能エネルギーについても、第 3 条において 2030 年までに最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率 42% 以上、電力システムにおける再生可能エネルギー発電量を 74% 以上とすること、2050 年には発電分野を再生可能エネルギー 100% にすることを目標に掲げている。	169 頁
英国	2021 年 11 月 25 日にエネルギー国務大臣が告示した CfD FIT 制度の第 4 回アロケーション・ラウンドの予算公告では、第 2 回、第 3 回で除外されていた確立済技術である陸上風力や太陽光などが募集対象に含まれることとなった	224 頁

出所) 各種資料より作成

3. EU における再生可能エネルギー導入促進施策の動向

2020 年までにエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率を 20%まで引き上げる、「再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）⁶」は、2009 年 4 月 23 日に正式に承認され、2009 年 6 月 5 日に官報に掲載されて発効した。この目標の達成のため、加盟国には 10%（マルタ）から 49%（スウェーデン）の国別目標が定められ、各国で国別再生可能エネルギーアクション・プランが策定された。

2014 年 10 月の欧州理事会において、EU 全体の 2030 年の温室効果ガス排出量を 1990 年比で 40%削減することとし、2030 年における再生可能エネルギーの導入目標を少なくとも 27%とすることが決議された。

2018 年 12 月に、Clean Energy for All Europeans の一環として、改正再生可能エネルギー指令（Renewable Energy Directive 2018/2001/EU）が施行され、パリ協定のもとの温室効果ガス排出削減コミットメントを達成するため、2030 年までの再生可能エネルギー目標を 32%とする法的枠組みが定められた。その後、2021 年 7 月に、欧州委員会は 2030 年までの再生可能エネルギー目標を 40%以上に引き上げる指令改正案を提案している。

以下では、EU レベルにおける再生可能エネルギー導入促進施策の動向を整理する。

3.1 EU におけるこれまでの再生可能エネルギー導入促進施策の流れ

3.1.1 2009 年再生可能エネルギー利用促進指令の概要

上述の 2009 年再生可能エネルギー利用促進指令では、「EU 全体として 2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を少なくとも 20%」とする目標を設定するとともに、加盟各国別の法的拘束力ある導入目標も設定している。さらに、バイオ燃料については、「EU 加盟各国の輸送用燃料市場におけるバイオ燃料の割合を少なくとも 10%」とする法的拘束力ある目標を規定している。このように、新指令では、加盟各国別に「最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの導入割合」の目標のみを設定し、2001 年の再生可能電力促進指令に基づく 2010 年導入目標のように、電力分野における加盟各国別の目標を設定していない。

以下では、この再生可能エネルギー利用促進指令について、電力分野に関わる規定のポイントを整理する。

(1) 2020 年までの加盟国別の導入目標の設定

2020 年における欧州共同体（EU）としての最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 20%とする目標に対応して、加盟各国には以下の国別目標が設定されていた。

また、指令の第 22 条に基づき加盟各国は、初回は 2011 年末まで、その後は 2 年ごとに、欧州委員会に対して、目標に対する進捗状況等に関する報告書の提出が求められた。

⁶ Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

表 3-1 EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020 年再生可能エネルギー目標

国名	2005 年 実績	2020 年 目標	国名	2005 年 実績	2020 年 目標
ベルギー	2.2%	13%	ブルガリア	9.4%	16%
デンマーク	17.0%	30%	チェコ	6.1%	13%
ドイツ	5.8%	18%	エストニア	18.0%	25%
アイルランド	3.1%	16%	キプロス	2.9%	13%
ギリシャ	6.9%	18%	ラトビア	32.6%	40%
スペイン	8.7%	20%	リトアニア	15.0%	23%
フランス	10.3%	23%	ハンガリー	4.3%	13%
イタリア	5.2%	17%	マルタ	0.0%	10%
ルクセンブルク	0.9%	11%	ポーランド	7.2%	15%
オランダ	2.4%	14%	ルーマニア	17.8%	24%
オーストリア	23.3%	34%	スロベニア	16.0%	25%
ポルトガル	20.5%	31%	スロバキア	6.7%	14%
フィンランド	28.5%	38%			
スウェーデン	39.8%	49%			
英国	1.3%	15%			

出所）再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）⁷より作成

(2) 加盟各国における再生可能エネルギー比率の計算方法

加盟各国に設定された目標である「最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギー比率」は、原則として、表 3-2 の②÷①にて比率を算出する。

但し、各国の目標達成判断については、加盟国間での共同事業等の柔軟性メカニズムを踏まえて、再生可能エネルギー消費量を決定する。

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>（2022 年 3 月 1 日取得）

表 3-2 EU：最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率の計算方法

①最終エネルギー総消費量

最終エネルギー量+送配電／熱ロス+電力／熱プラントにおける電力／熱自家消費量

- ✓ エネルギー転換用の電力消費分（揚水発電用の電力消費量、ヒートポンプの電力消費量等）は含まない

②再生可能エネルギー消費量

以下の 3 つを合算したもの。再生可能起源のガス・電力・水素は、以下の 1 つの分野のみを算定するものとする。

i) 再生可能電力の算出方法：再生可能起源の最終電力総消費量

- ✓ 水力発電のうち、揚水発電量分は除く。
- ✓ 化石燃料との混合燃料による発電分については、エネルギー含量に基づいた再生可能エネルギー比率分のみを算入。

ii) 再生可能熱の算出方法：再生可能起源の冷暖房のためのエネルギー最終総消費量

- ✓ 化石燃料との混合燃料による熱生産分については、エネルギー含量に基づいた再生可能エネルギー比率分のみを算入。
- ✓ ヒートポンプについては、エネルギー出力が一次エネルギー投入量を著しく超える（significantly exceeds）もののみを対象とすると規定。
 - ・ 再生可能エネルギー熱量の算出に当たっては、最終エネルギー出力量から運転に必要な一次エネルギーの投入量を差し引いた熱量が考慮される。
 - ・ 2013 年 1 月 1 日までに、欧州委員会が加盟国向けにヒートポンプの性能評価に関するガイドラインを策定済み。

iii) 再生可能輸送燃料の算出方法：輸送分野における再生可能エネルギー最終消費量

出所) 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）⁸より作成

再生可能エネルギー源による発電量の算出方法には、2001 年の再生可能電力促進指令（2001/77/EC）の考え方が踏襲されており、化石燃料と再生可能エネルギー源との混焼発電については、化石燃料源により発電された電力分については再生可能電力量として認めず、再生可能エネルギー源による電力量のみを認めている。また、水力発電について規模要件は設定されていないが、揚水をして発電した水力発電分は貢献分から除かれることが明示されている。

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>（2022 年 3 月 1 日取得）

(3) 加盟国別の「国家再生可能エネルギー行動計画」の策定

加盟各国は、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の国別目標を達成するために、「国家再生可能エネルギー行動計画（national renewable energy action plan）」を策定し、2010 年 6 月 30 日までに欧州委員会に提出することが求められた。あわせて指令では、行動計画に最低限含むべき項目を規定しており、加盟各国が 2020 年における電力分野、熱分野、輸送燃料分野の導入目標を設定することが必須項目となっている。

欧州委員会は、加盟各国から提出された「国家再生可能エネルギー行動計画」について、特に導入促進施策の妥当性に関する評価を行わなければならない。また、加盟各国が提出した国家計画に対して、提言（recommendation）を行うこともできるとされている。

(4) 加盟国間の柔軟性メカニズム（共同事業、共同支援制度等）の導入

加盟各国による国別目標達成の方法として、自国における導入促進施策による導入促進に加えて、加盟国同士もしくは EU 域外の第三国との協力による再生可能エネルギー導入促進も認められている。効果の測定等に関して一定の条件を満たした他国との共同事業（joint project）についても、2020 年における目標達成に計上できることが規定されている。2020 年までの法的拘束力のある目標を設定するとともに、加盟各国間の再生可能エネルギー賦存量などの違いといった地域性も考慮して、こうした目標達成の柔軟性メカニズムが導入されている。

(5) 再生可能エネルギー源の起源証明（GoO）

2001 年の再生可能電力促進指令（2001/77/EC）では、加盟各国に、起源証明（GoO: Guarantee of Origin）と呼ばれる制度を国内で確立するように規定していた。この起源証明（GoO）は、再生可能電力の取引促進、電力需要家による再生可能電力の選択促進、透明性向上などを意図した制度であり、発電に用いられたエネルギー源、発電の日付・場所の情報を含むことが規定されていた。再生可能エネルギー利用促進指令では、この起源証明の対象を発電分野だけでなく熱分野に拡大することに加えて、最低限含むべき情報項目も拡充された。

(6) 加盟各国の法制化義務

加盟各国は、指令の第 27 条に基づき、2010 年 12 月 5 日までに本指令の遵守に必要な法、規則、および管理規定を施行させることが求められた。

3.1.2 加盟各国の 2020 年目標の達成状況

2020 年における欧州共同体（EU）としての最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 20%とする目標に対して、2020 年の EU27 ヶ国（英国を除く）における再生可能エネルギー比率は 22.1%となり、目標を達成した。

2004 年以降、最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、すべての EU 諸国において著しい伸びを見せ、2019 年比でも、2020 年には英国を除く 27 ヶ国中 25 ヶ国で増加となった。

他方、EU加盟各国の国別目標への進捗を見ると、2020年目標を達成できなかったのはフランスのみで、2020年はコロナ禍におけるエネルギー消費量の減少も寄与して、他の26ヶ国はすべて2020年目標を達成する結果となった。

表 3-3 EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率実績

	2004 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	
							実績	目標
EU 全体*	9.6%	17.8%	18.0%	18.4%	19.1%	19.9%	22.1%	20.0%
ベルギー	1.9%	8.1%	8.7%	9.1%	9.5%	9.9%	13.0%	13.0%
ブルガリア	9.2%	18.3%	18.8%	18.7%	20.6%	21.5%	23.3%	16.0%
チェコ	6.8%	15.1%	14.9%	14.8%	15.1%	16.2%	17.3%	13.0%
デンマーク	14.8%	30.5%	31.7%	34.4%	35.2%	37.0%	31.6%	30.0%
ドイツ	6.2%	14.9%	14.9%	15.5%	16.7%	17.3%	19.3%	18.0%
エストニア	18.4%	29.0%	29.2%	29.5%	30.0%	31.7%	30.1%	25.0%
アイルランド	2.4%	9.1%	9.2%	10.5%	10.9%	12.0%	16.2%	16.0%
ギリシャ	7.2%	15.7%	15.4%	17.3%	18.0%	19.6%	21.7%	18.0%
スペイン	8.3%	16.2%	17.0%	17.1%	17.0%	17.9%	21.2%	20.0%
フランス	9.3%	14.8%	15.5%	15.8%	16.4%	17.2%	19.1%	23.0%
クロアチア	23.4%	29.0%	28.3%	27.3%	28.0%	28.5%	31.0%	20.0%
イタリア	6.3%	17.5%	17.4%	18.3%	17.8%	18.2%	20.4%	17.0%
キプロス	3.1%	9.9%	9.8%	10.5%	13.9%	13.8%	16.9%	13.0%
ラトビア	32.8%	37.5%	37.1%	39.0%	40.0%	40.9%	42.1%	40.0%
リトアニア	17.2%	25.7%	25.6%	26.0%	24.7%	25.5%	26.8%	23.0%
ルクセンブルク	0.9%	5.0%	5.4%	6.2%	8.9%	7.0%	11.7%	11.0%
ハンガリー	4.4%	14.5%	14.4%	13.6%	12.5%	12.6%	13.9%	13.0%
マルタ	0.1%	5.1%	6.2%	7.2%	7.9%	8.2%	10.7%	10.0%
オランダ	2.0%	5.7%	5.8%	6.5%	7.4%	8.9%	14.0%	14.0%
オーストリア	22.6%	33.5%	33.4%	33.1%	33.8%	33.8%	36.5%	34.0%
ポーランド	6.9%	11.9%	11.4%	11.1%	14.9%	15.4%	16.1%	15.0%
ポルトガル	19.2%	30.5%	30.9%	30.6%	30.2%	30.6%	34.0%	31.0%
ルーマニア	16.8%	24.8%	25.0%	24.5%	23.9%	24.3%	24.5%	24.0%
スロベニア	18.4%	22.9%	22.0%	21.7%	21.4%	22.0%	25.0%	25.0%
スロバキア	6.4%	12.9%	12.0%	11.5%	11.9%	16.9%	17.3%	14.0%
フィンランド	29.2%	39.2%	38.9%	40.9%	41.2%	42.7%	43.8%	38.0%
スウェーデン	38.4%	52.2%	52.6%	53.4%	53.9%	55.8%	60.1%	49.0%
英国	1.1%	8.4%	9.0%	9.9%	11.1%	12.3%	—	15.0%

*2004 年、2020 年は EU-27。2015～19 年は英国を含む EU-28 の実績。

出所) Eurostat, “Share of renewable energy in gross final energy consumption [T2020_31]”⁹をもとに作成

⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/t2020_31&lang=en (2022 年 3 月 4 日取得)

3.2 EU レベルでの再生可能エネルギー促進施策に係る主な動向

以下では、EU レベルにおける再生可能エネルギー政策に関して、特に加盟各国の促進施策に影響を与える支援策の主な動向について、2009 年再生可能エネルギー促進指令以降の情報をとりまとめる。

3.2.1 電力分野への国家介入に関するガイダンス

2013 年 11 月 5 日、欧州委員会は、電力セクターへの国家介入（支援制度等）について、加盟国向けのガイダンス（通達）を公表した。この中では、加盟国における再生可能エネルギー支援制度のあり方についても言及している。

本通達では、次の 2 つの分野における国家介入の原則を打ち出している。

- 再生可能エネルギー（主に太陽光と風力）に対する国家支援スキーム
- 再生可能エネルギーのバックアップ容量（主にガス・石炭火力発電所などの化石燃料）の整備

その後、欧州委員会は 2014 年 4 月に「2014-2020 年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイダンス（Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)」を策定した（2014 年 6 月 28 日付けで EU 官報に公布¹⁰）。これは 2008 年に策定された環境保護のための国庫補助に関するガイダンスに置き換わるものであり、従来の環境に加え、省エネ、再生可能エネルギー、コジェネ、二酸化炭素貯留（CCS）、エネルギーインフラ等も対象に含めた包括的なもので、適用期間は 2020 年までとされていた（その後、適用期間が 2021 年末まで延長された）。

このガイダンスは直接的に加盟国の導入促進施策に法的拘束力を持つものではない。しかしながら、加盟各国が支援制度を導入する際の欧州委員会による State Aid（国庫補助）に関する審査の際に、本ガイダンスの原則が影響をしてくると思われる。

以下では、本ガイダンスのうち、特に加盟国における再生可能電力導入促進施策に影響を与える事項について、概要をとりまとめる。

(1) 再生可能発電に対する国家支援スキームのあり方

1) 卸電力市場への統合

再生可能発電の卸電力取引市場への統合を奨励するため、補助の受給者は発電電力を市場で直接販売し、市場の義務に従うことが重要であるとされている。その目的のもと、以下の要件をあわせ、2016 年 1 月 1 日からすべての新たな補助制度や施策に適用することが定められている。

- プレミアム価格制度：再エネ発電事業者が直接市場で電力販売する場合に、市場価格に加え、プレミアムとして補助金を交付

¹⁰ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628(01))（2022 年 3 月 4 日取得）

- 補助の受給者は、流動性のある卸電力の当日市場が存在しない場合、標準的なbalancing義務を順守
- 卸電力取引価格がネガティブプライスとなった場合、発電事業者が発電電力に対してインセンティブを受け取らないことを徹底するような措置を施行

なお、上記の要件は、設備容量 500kW 以下の小規模発電設備や実証プロジェクト（3MW 超もしくは 3 基以上の風力発電設備を除く）については、適用除外としている。

2) 競争入札による支援レベルの決定

2017 年 1 月 1 日以降、再生可能発電に対する支援レベルは、以下に該当しない場合、明瞭かつ透明性・非差別性がある基準をベースにした、競争入札制度で決定され、補助を行うことを規定している。

- 加盟国が、1 つまたは非常に限定された数のプロジェクトまたは用地に適格性があることを証明する
- 加盟国が、競争入札制度は（戦略的入札の回避のためになど）より高い支援レベルにつながることを証明する
- 加盟国が、競争入札制度は（札割れ回避のために）プロジェクトの実現率が低い結果に終わることを証明する

なお、2015 年、2016 年は移行期とされ、再生可能エネルギー源からの計画新規発電容量の最低 5%に対する補助は、明瞭かつ透明性・非差別性がある基準をベースにした、競争入札制度により交付されることが規定されている。

競争入札制度の実施にあたっては、競争促進の観点からは異なる再生可能エネルギー間の競争も許容し、特定のエネルギー源だけに限定しない技術中立性を確保するのが本来の姿としているが、一定条件下で太陽光、風力等、エネルギー源毎に競争入札を実施することが許容されている。

また、上記の競争入札制度に基づく支援の要件は、設備容量 1MW 以下の小規模発電設備や実証プロジェクト（風力発電以外の 6MW 超もしくは 6 基以上の発電ユニットを除く）については、適用除外としている。

(2) 再エネ発電への補助にかかる費用の減免制度のあり方

ガイダンスでは、再生可能エネルギーへの支援費用がエネルギーの需要家から回収される限りは、エネルギー需要家を差別化しない方法で回収すべきことを原則としている。但し、電力使用集約度の高さや国際貿易にさらされている等の一定要件を満たした場合に限り、再生可能エネルギーへの支援に起因する費用が原因で、競争力がリスクにさらされている場合のみ、費用負担の減免措置を施行することを認めている。

ガイダンスでは、2014-2020 年まで費用負担の減免措置対象にできる業種を、附属書 3 で規定している（表 3-4）が、2021 年末まで延長されている。

表 3-4 EU：ガイダンスで再エネ支援に伴う負担減免対象にできるとされた業種リスト

NACE コード	業種
510	無煙炭鉱業
729	その他の非鉄金属鉱業
811	装飾・建築用石材、石灰岩、石こう、白亜、粘板岩採石業
891	化学および肥料用鉱物鉱業
893	採塩業
899	他に分類されないその他の鉱業および採石業
1032	果汁および野菜汁加工業
1039	果実および野菜加工・保存業
1041	油脂製造業
1062	澱粉・澱粉製品製造業
1104	その他の蒸留されていない発酵飲料製造業
1106	麦芽製造業
1310	織物繊維準備業および紡績業
1320	織物業
1394	ひも類、ロープ、より糸および網製造業
1395	不織布および不織布製品製造業（衣服を除く）
1411	皮革製品製造業
1610	製材業および木材平削り業
1621	単板（ベニア）シートおよび木材を主たる材料とする板製造業
1711	パルプ製造業
1712	紙および板紙製造業
1722	家庭用品・衛生製品および化粧品製造業
1920	精製石油製品製造業
2012	染料および顔料製造業
2013	その他の無機基礎薬品製造業
2014	その他の有機基礎薬品製造業
2015	肥料および窒素化合物製造業
2016	プラスチック（成形前のもの）製品製造業
2017	合成ゴム（成形前のもの）製品製造業
2060	人造繊維製造業
2110	基礎化学品製造業
2221	プラスチック板、シート、管、および異形押出製品製造業
2222	プラスチック包装製品製造業
2311	板ガラス製造業
2312	板ガラス成形・加工業
2313	中空ガラス製造業
2314	ガラス繊維製造業
2319	工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品製造・加工業
2221	プラスチック板、シート、管、および異形押出製品製造業
2222	プラスチック包装製品製造業

NACE コード	業種
2311	板ガラス製造業
2312	板ガラス成形・加工業
2313	中空ガラス製造業
2314	ガラス繊維製造業
2319	工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品製造・加工業
2320	耐火性製品製造業
2331	陶磁器製タイルおよび敷石製造業
2342	衛生陶器製造業
2343	碍子・碍子金具製造業
2349	その他陶磁器製品製造業
2399	他に分類されないその他の非金属鉱物製品製造業
2410	第1次鉄鋼およびフェロアロイ製造業
2420	鉄鋼チューブ、パイプ、中空押出および関連付属品製造業
2431	冷間圧延業（鋼管）
2432	冷間ロール成型型鋼製造業
2434	冷間圧延業（伸鉄）
2441	貴金属製造業
2442	アルミニウム製造業
2443	鉛・亜鉛・すず製造業
2444	銅製造業
2445	その他非鉄金属製品製造業
2446	核燃料加工業
2720	電池・蓄電池製造業
3299	他に分類されないその他の製造業
2011	産業用ガス製造業
2332	粘土製レンガ・タイル・建材製造業
2351	セメント製造業
2352	石灰・石こう製造業
2451/2452/2453/2454	鉄、鋼鉄、軽金属、その他非鉄金属鑄造業
2611	電子部品製造業
2680	磁気および光学媒体製造業
3832	分類された材料の再生業

出所) “Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)”¹¹

また、加盟国は、表 3-4 の附属書 3 のリストに含まれている業種に属さない場合でも、当該事業が最低 20%の電力集約度であり、EU レベルで最低 4%の貿易集約度を有する業種に属している場合、再生可能補助に起因するコスト削減を認定する国家スキームにおける事業に含めることができるとしている。

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29> (2022 年 3 月 4 日取得)

なお、費用負担の減免措置を行う場合も、減免対象者が追加費用の 15%以上を支払うことが条件とされている。但し、加盟国は、必要があれば、事業レベルで支払われるべき再生可能エネルギーの金融補助から生じる費用を、関連事業の粗付加価値の 4%まで制限する可能性が認められている。加盟国は、20%以上の電力集約度を有する事業に関して、支払総額を関連事業の粗付加価値の 0.5%までに制限することができると規定している。

3.2.2 2030 年までの再生可能エネルギー目標の決議

2030 年の気候変動及びエネルギー関連の目標を含む政策枠組みの検討においては、EU 全体として法的拘束力のある目標を設定するものの、加盟各国ごとの目標の国内法制化は求めず、「国家エネルギー計画」に基づくガバナンスをしていくことが検討された。

欧州議会、欧州エネルギー閣僚理事会での検討を経て、2014 年 10 月の首脳会議において、EU 全体の 2030 年の温室効果ガス排出量を 1990 年比で 40%削減することとし、2030 年における再生可能エネルギーの導入目標を 27%以上にすることが決議された。この 27%という目標は、30%に引き上げることを視野に入れて、2020 年に見直されることがあわせて決議された。なお、2020 年目標を定めた「再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）」と比較すると、EU 全体で目標を設定した点は同じであるが、加盟各国の再生可能エネルギー導入目標は義務化されず、自由に設定できるとしている点で枠組みが異なる。

表 3-5 EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020 年および 2030 年目標

国名	2020 年 目標	2030 年 目標	国名	2020 年 目標	2030 年 目標
ベルギー	13%	17.5%	ブルガリア	16%	27.09%
デンマーク	30%	55%	チェコ	13%	22%
ドイツ	18%	30%	エストニア	25%	42%
アイルランド	16%	34.1%	キプロス	13%	22.9%
ギリシャ	18%	35%	ラトビア	40%	50%
スペイン	20%	42%	リトアニア	23%	45%
フランス	23%	33%	ハンガリー	13%	21%
イタリア	17%	30%	マルタ	10%	11.5%
ルクセンブルク	11%	25%	ポーランド	15%	21-23%
オランダ	14%	27%	ルーマニア	24%	30.7%
オーストリア	34%	46-50%	スロベニア	25%	27%
ポルトガル	31%	47%	スロバキア	14%	19.2%
フィンランド	38%	51%	スウェーデン	49%	65%
英国	15%	-			

出所) European Commission, “Individual assessments and summaries”

3.3 2021 年以降を対象とした EU の政策

3.3.1 Clean Energy for All Europeans パッケージ

2014 年 11 月に新欧州委員会（ユンカー委員会）が発足し、低炭素経済への移行に向けて環境の統合を図るため、10 の優先事項が掲げられた¹²。そのうちの 1 つが、「Energy Union Strategy（エネルギー同盟戦略）」である。2015 年 2 月 25 日、委員会は Energy Union の実現に向け、「A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy」を採択し、低炭素、安全、かつ競争力のある経済への移行を目指すこととなった。Energy Union に関しては、年次現状報告書の策定が求められており、一年毎に進捗状況および今後の課題が公表される。

2016 年 11 月 30 日、欧州委員会は「Clean Energy for All Europeans」を謳った、クリーン・エネルギー法案パッケージを公表した。このパッケージは、欧州委員会が進める Energy Union 戦略を推進するため、「省エネの最優先」、「再生可能エネルギー分野での世界的リーダーシップ」、および「消費者への公正な取引実現」を 3 つの柱としており、8 つのエネルギー関連指令・規則で構成されている。

2018 年 12 月 21 日付で、2016 年 Clean Energy for All Europeans パッケージのうち、新たな Energy Union and Climate Action Governance Regulation (EU) 2018/1999 のほか、Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 及び Energy Efficiency Directive 2018/2002 が公示され、2018 年 12 月 24 日付で施行となった。指令はそれぞれ 2021 年 6 月 30 日、2020 年 6 月 25 日までに加盟国の国内法制化が求められる。国家エネルギー・気候計画を導入する、新たなガバナンス規制枠組みにより、この重要セクターにおける規制の確実性と本質的な投資が可能となり、2 つの指令により法的拘束力のある再生可能エネルギー目標 32%および省エネ目標 32.5%といった、2030 年の EU の新たな 2 つの目標を設定することが可能となった。

このほか、以下の指令および規則が、本枠組により包括的に施行された。

表 3-6 EU : Clean Energy for All European パッケージによる指令・規則

指令および規則		指令・規則番号	官報掲載日 施行日
Energy Performance in Buildings	建築物エネルギー性能指令	Directive (EU)2018/844	2018/6/19 2018/7/9
Renewable Energy	再生可能エネルギー指令	Directive (EU) 2018/2001	2018/12/21 2018/12/24
Energy Efficiency	エネルギー効率指令	Directive (EU) 2018/2002	2018/12/21 2018/12/24
Governance of the Energy Union	EU ガバナンス規則	Regulation (EU) 2018/1999	2018/12/21 2018/12/24
Regulation on the internal market for electricity	電力規則	Regulation (EU) 2019/943	2019/6/14 2019/7/4

¹² 欧州委員会ウェブサイト、http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6383_en.htm（2022 年 3 月 1 日取得）

Directive on common rules for the internal market for electricity	電力指令	Directive (EU) 2019/944	2019/6/14 2019/7/4
Risk Preparedness	電力セクターリスク準備規則	Regulation (EU) 2019/941	2019/6/14 2019/7/4
Rules for the regulator ACER	欧州エネルギー規制機関 (ACER) 規則	Regulation (EU) 2019/942	2019/6/14 2019/7/4

出所) European Commission, “Clean Energy for All European Package”¹³

表 3-7 EU : クリーン・エネルギー法案パッケージの主な達成事項

再生可能エネルギー

- EU レベルの目標を上方修正するための 2023 年までの再検討条項を盛り込みつつ、新たな法的拘束力のある 2030 年 EU 再生可能エネルギー目標を最低 32% とする。
- 再生可能エネルギー支援制度の設計および安定性を改善する。
- 自家消費に関する明確で安定的な規制枠組みを確立する。
- 輸送および冷暖房セクターにおける目標水準を引き上げる。
- バイオエネルギーの使用に関する持続可能性を改善する。

省エネ

- 2023 年までの情報修正条項を伴う、2030 年 EU 省エネ目標を最低 32.5% に設定する。
- 年間省エネ義務を 2020 年以降も延長する。民間投資を呼び込み、新たな市場参加者の出現をサポートする。
- 熱エネルギーの個別検針及び請求に関する規則を強化し、消費者、特にセントラルヒーティングシステムを備えた集合住宅に住む消費者が、より高い頻度で、より有益なエネルギー消費に関する情報を受け取る権利を明確にすることで、暖房料金をより深く理解・管理することを可能にする。。
- 当該サービス向けのセントラル方式を備えた複数のマンション・多目的建物における冷暖房および温水消費費用の配分に関して、透明性が高く、公に利用可能な国内規則を整備することを加盟国に求める。

エネルギーユニオンおよび気候行動のガバナンス

- 投資家のための長期確実性及び予見可能性を促進し、EU および加盟国が 2030 年目標・パリ協定のもと EU の国際コミットメント達成に向けて協働できる、エネルギーユニオンのための簡易、強固、かつ透明性の高いガバナンスを導入。
- エネルギーユニオンの 5 つの側面を対象とし、長期展望を考慮しつつ、各加盟国に 2021 年から 2030 年までの期間の国別エネルギー・気候計画の立案を求める。
- 透明性を高め、加盟国、欧州委員会、その他 EU 機関の管理負担を削減しつつ、エネルギーユニオンおよびパリ協定の 5 つの側面にまたがる報告義務の回数および時期を調整する。

出所) European Commission, “Commission welcomes European Parliament adoption of key files of the Clean Energy for All Europeans package” ¹⁴

¹³ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁴ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6383_en.htm (2022 年 3 月 1 日取得)

(1) 2018 年再生可能エネルギー促進指令（RED II）

3.3.1 の Clean Energy for All Europeans パッケージの一環として、2018 年 12 月 21 日に EU 官報に新たな再生可能エネルギー促進指令（Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources、以下「再エネ改正指令」とする）が公布され、3 日後の 12 月 24 日に施行された¹⁵。

2009 年の再生可能エネルギー促進指令からの主な変更は以下のとおり。

- 2030 年における EU の新たな法的拘束力のある再生可能エネルギー目標として最低 32%を定める（2023 年までに EU 水準目標の上方修正を行うための見直し条項を含む）。
- 投資家に長期確実性を提供し、事業の許認可取得手続きを迅速にするため、再生可能エネルギーの支援制度の設計と安定性を改善する。
- 行政手続の合理化及び削減を実施する。
- 自家消費に関する明確で安定的な規制枠組みを確立することで、需要家がエネルギー転換の中心となる。
- 運輸及び冷暖房部門の目標水準を引上げ、再生可能エネルギーの導入を加速する。
- バイオエネルギー使用の持続可能性を向上させ、革新的テクノロジーを促進する。

再エネ改正指令に基づき、再生可能エネルギー発電の本格展開は、マーケット志向の支援制度、許認可手続きの削減、及びワンストップショップ方式を通じて推進されるとしている。また、間接的な土地利用変更の高いリスクを伴う、従来型のバイオ燃料が 2030 年までに段階的廃止となる一方、運輸部門の再生可能エネルギーの使用は、燃料供給事業者に運輸部門の再生可能エネルギー割合 14%の達成という義務量の引き上げを通じて、促進されることとなる。さらに、自宅で再生可能エネルギーを生産したい一般家庭は、自家発自家消費に対する料金及び手数料の大幅減免により支援されることとなる。

以下では、再エネ改正指令の電力分野にかかる概要を整理する。

1) 2030 年目標

目標については、再エネ改正指令の第 3 条で表 3-8 のとおり規定している。

従来の再生可能エネルギー促進指令では、加盟各国が 3.1.1(3)で既述のとおり、再生可能エネルギー目標の達成に向けた「国家再生可能エネルギー行動計画」の策定を求められた。再エネ改正指令では、加盟国は、再生可能エネルギーだけではなくエネルギー・気候変動に関する包括的な計画を立案し、欧州委員会への報告を行うことが求められる。

2018 年 12 月 24 日施行されたガバナンス規則（Regulation (EU) 2018/1999¹⁶）では、加盟国が「国家エネルギー・気候計画」を策定することを定めており、2021 年から 2030 年を計画対象期間とし、EU および加盟国レベルでの長期的政策に合致した 2050 年に向けた展望を盛り込むことが求められている。

¹⁵ <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>（2022 年 3 月 4 日取得）

¹⁶ <http://data.europa.eu/eli/reg/2018/1999/oj>（2022 年 3 月 4 日取得）

表 3-8 EU：再エネ改正指令における規定内容①（2030 年目標）

第 3 条 法的拘束力のある欧州連合の 2030 年までの全体目標

1. 加盟国は、2030 年の欧州連合の最終エネルギー総消費量における再生可能エネルギー割合最低 32%を全加盟国で達成するものとする。2023 年までに法案を提出すべく、欧州委員会は再生可能エネルギー生産におけるコスト削減が進んだり、脱炭素化に向けた欧州連合の国際的なコミットメントを達成する必要があると、または欧州連合におけるエネルギー消費の大幅削減により引き上げの妥当性が示されたりした場合、この目標の引き上げを検討するものとする。
2. 加盟国は、規則（EU）2018/1999 第 3 条から第 5 条および第 9 条から第 14 条に従った、各国の国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plans）の一環として、本条の第 1 項で定められた法的拘束力のある欧州連合の目標を達成するため、国別目標を導入するものとする。国家エネルギー・気候計画案を策定する際、加盟国は当該規則 Annex II に記載された算定式を検討することができる。
規則（EU）2018/1999 第 9 条に従って提出された、各国の国家エネルギー・気候計画案の評価をもとに、委員会が加盟国の国別目標は法的拘束力のある全体目標を連合で達成するのに不十分であると結論付けた場合、当該規則第 9 条および第 31 条で定められた手続きに従うものとする。
3. 加盟国は、本指令第 25 条から 28 条までで生じる義務等の国別の政策、および国別の支援制度が、指令 2008/98/EC 第 4 条で定められた廃棄物ヒエラルキーに当然払うべき注意を払ったうえで設計されるようにするものとする。加盟国は、当該指令で定められた分別回収義務が順守されない場合、廃棄物の焼却による再生可能エネルギー向けの支援を認めないものとする。
4. 2021 年 1 月 1 日以降、加盟国毎の総エネルギー消費量における再生可能エネルギー比率は、本指令 Annex I Part A の表第 3 列に示されたベースラインシェアを下回らないものとする。加盟国が 1 年経過後もベースラインシェアの維持を確保できない場合、規則（EU）2018/1999 第 32 条（4）第 1 款および第 2 款が適用されるものとする。
5. 委員会は、特に経済政策において、以下の目的のための再生可能エネルギー比率の引き上げに向け、炭素集約地域の適切な移行を促進する追加資金を含む、欧州連合の資金の一層の活用が盛り込まれている授權枠組みを通じ、特に下記の目的のため、加盟国の高い目標を支援するものとする。
 - (a) 再生可能エネルギープロジェクトの資本コスト削減
 - (b) エネルギーシステムの柔軟性を高め、システムの安定性を維持し、系統混雑を管理するため、再生可能エネルギー源をエネルギーシステムに統合するプロジェクトおよびプログラム開発
 - (c) 送配電系統インフラ、インテリジェント系統、蓄電設備、および相互接続線の開発
 - (d) 共同事業、共同支援制度、および他の加盟国に位置する発電事業者への再生可能電力の支援制度の開始を通じ、加盟国間および加盟国と第三国間の地域協力を促進
6. 委員会は、第 1 項で定められた法的拘束力のある全体目標に寄与する協力メカニズムを使用し、加盟国を支援するための促進プラットフォームを策定するものとする。

出所）EUR-Lex, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources”

2) 再生可能電力支援制度

再エネ改正指令では、2020 年までの加盟国における支援制度のあり方を規定した電力分野への国家介入に関するガイダンス（3.2.1 参照）を引き継ぐ形で、2021 年以降の支援制度に関する原則を規定している。

再エネ改正指令の第 4 条では、再生可能電力支援制度は、「考えるシステム統合費用および系統の安定性を考慮し、不必要な電力市場の歪みを回避しつつ、マーケットベースおよびマーケットに呼応した方法で電力市場に再生可能エネルギー源からの電力を統合するためのインセンティブを与えるもの」としている。そのうえで、直接的な価格支援制度については、FIT 制度ではなく市場の価格シグナルに呼応する形で「市場プレミアム（FIP）」形式の制度が認可されることが規定されている。

また、再生可能電力への補助制度はオープンで、透明性が高く、競争力があり、非差別的で、費用対効果の高い方法で認可されているよう、加盟国が努めるものとしている。

表 3-9 EU：再エネ改正指令（RED II）における規定内容②（支援制度）

第 4 条 再生可能源からのエネルギー支援制度
1. 第 3 条（1）で定められた欧州連合の目標、および再生可能エネルギー導入の国別の水準で定められた加盟国の当該目標の分担を達成または超過するため、加盟国は、支援制度を適用することができる。 再生可能電力支援制度は、考えるシステム統合費用および系統の安定性を考慮し、不必要な電力市場の歪みを回避しつつ、マーケットベースおよびマーケットに呼応した方法で電力市場に再生可能エネルギー源からの電力を統合するためのインセンティブを与えるものとする。 2. 再生可能電力支援制度は、電力市場への再生可能源からの電力統合を最大化するために設計されるものとし、再生可能エネルギー発電事業者は、市場の価格シグナルに対応し、市場の収入を最大化すべく努めるものとする。 そのため、直接的な価格支援制度に関する支援は、低減か固定の市場プレミアム形式で認可されるものとする。 加盟国は、域内電力市場に関して適用される EU 法を損なうことなく、小規模設備および実証プロジェクトを本項から免除することができる。 3. 加盟国は、再生可能源からの電力支援はオープンで、透明性が高く、競争力があり、非差別的で、費用対効果の高い方法で認可されるよう努めるものとする。 加盟国は、小規模設備と実証プロジェクトを入札手続から除外することができる。 加盟国は、経済性の高いシステム統合を確保するため、再生可能電力の導入において地域の多様性を確保するメカニズムの確立を検討することもできる。 4. 加盟国は、再生可能源からの電力の発電事業者すべてに門戸を開くことが、以下の点からみて最大限の結果につながらない場合、入札手続を特定電源に制限することができる。 (a) 特定電源の長期可能性 (b) 多様性を達成する必要性 (c) システム統合費用 (d) システム制限および系統安定性

- (e) バイオマスに関して、原料マーケットの歪曲を回避する必要性
5. 再生可能源からの電力支援が入札手続を行うことで認可される場合、高いプロジェクト実現率を実現するため、加盟国は、
- (a) 入札手続の対象とする、非差別的かつ透明性の高い基準を策定・公示し、プロジェクト実施の明確な日程および規則を定める。
- (b) プロジェクト実現率など、前回の入札手続に関する情報を公示する。
6. 最周縁地域 (outermost region) および小島の再生可能源からのエネルギー生産を増やすため、加盟国は孤立および対外依存の特定の条件と関連した生産コストを考慮するため、当該地域に位置するプロジェクトの財務支援制度を調整することができる。
7. 2021 年 12 月 31 日までかつその後は 3 年毎に、委員会は欧州議会および評議会に、入札手続による以下を実現する力を分析しつつ、欧州連合における入札手続を行うことで認可した再生可能電力支援の実績について報告するものとする。
- (a) コスト削減の達成
- (b) 技術向上の達成
- (c) 高い実現率の達成
- (d) 小規模参加者および適宜地方自治体の非差別的参加の実施
- (e) 環境影響の制限
- (f) 地域の受容性を確保
- (g) 供給の安全保障および系統の統合を確保
8. 本条は、第 107 条および 108 TFEU を損なうことなく、適用されるものとする。

出所) “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources”¹⁷をもとに作成

加えて、再エネ改正指令の第 6 条では、「支援制度の安定性」として、再生可能エネルギーの支援制度における補助水準や条件について、既に支援を受けているプロジェクトの経済性にマイナスの影響を与える方法で改正することがないように努めることが規定されている。本規定は、スペインやイタリア等で、既存プロジェクトへの支援水準が逡巡的に引き下げられたことを受けて、設けられた規定となっている。

3) 国内法制化期限

加盟各国は 2021 年 6 月 30 日までに指令の順守に必要な法規制の国内法制化をすることが求められる。また、複数の専門的事項および改正条項が、施行令等を通じ定められる。欧州委員会は 2023 年までに、輸送部門の個別目標 14%とともに包括目標 32%を見直し、上方修正案（下方は不可）を提示することができる。

- 委員会は、ANNEX IX（バイオガスの原料）に記載された原材料を隔年で見直さねばならず、本リストに原材料を追加することができるが、削除することはできない。
- 委員会は、2019 年 2 月までに「高間接的土地利用変化」および「低間接的土地利用変化」原料を定めるための基準を策定しなくてはならない。2023 年までにこれらの結果の見直しが実施される。

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32018L2001> (2022 年 3 月 1 日取得)

- 委員会は、2021 年 1 月までにリサイクルカーボン燃料の温室効果ガス削減量のしきい値を定めなくてはならない。また、2021 年 12 月までに、これらの燃料および非生物起源の再生可能燃料の温室効果ガス会計の方法を規定しなくてはならない。
- 2021 年 1 月までに委員会は、持続可能な森林管理基準および LULUCF 要件の順守を実証することを義務付けた運用ガイダンスを定めなくてはならない。
- 2026 年に委員会は、2030 年以降の再生可能エネルギー推進の規制枠組みを提案しなくてはならない。

(2) ガバナンス規則

再エネ改正指令とともに施行された、ガバナンス規則（Regulation (EU) 2018/1999）のもと、EU 加盟国は国家エネルギー・気候計画（NECP）の策定が求められた。2021-2030 年の計画については、2018 年末までに計画案（Draft plans）、2019 年末までに最終案の提出が求められ、欧州委員会による NECP の評価が 2020 年末に終了した。

今後は EU 全体の目標の引上げに伴う NECP の変更案を 2023 年 6 月末までに、最終案を 2024 年 6 月まで提出することが求められている。その間も加盟国は、2 年毎の国家エネルギー・気候進捗報告書に変更内容を盛り込むことを条件に、新たな政策および施策を導入することができる。

また、長期目標に関しても、本規則のもと、NECP と整合性のある、30 年以上の長期戦略を 2020 年 1 月まで、その後は 10 年毎に策定することが求められている。

表 3-10 EU：加盟国が策定する国家エネルギー・気候計画の主な内容

1. 現状

- 国内のエネルギーシステムと Energy Union の 5 分野に及ぶ国別計画の政策背景についての概要
 - エネルギーおよび気候変動の 2020 年目標達成に伴う知見のうえに構築された、再生可能エネルギーおよびエネルギー効率の支援制度および財政制度を含む、現行のエネルギー・気候変動政策および施策に関する状況評価
 - 更なる地域間協働および統合の機会・挑戦など、国境を越えた関連度の重要な問題の概要
 - 主要行政機関の責務など、国別エネルギーおよび気候政策実施の管理ストラクチャー
- 計画はこのガイダンスに従って、2020 年、2030 年およびそれ以降の加盟国の現行の国家エネルギーおよび気候政策戦略上で構築される。

2. 5 つの分野の目的、政策、および施策

国別計画では、Energy Union の下記分野の目標を定めなくてはならない。エネルギーの 2030 年目標に関して、EU レベルの目標を包括的に実現するのに必要な国別目標を定めるべきである。

本計画にはそれぞれの目標に関して、これらの目標達成に向けて立案された政策および施策の概要を盛り込むべきである。ここには、政策の一貫性を確保し、規則の重複を回避するた

め、政策が相互に作用する方法の評価を盛り込むべきである。

- ①エネルギーの安全保障、連帯、および信頼性
- ②域内エネルギー市場の完全統合
- ③需要の減速に貢献するエネルギー効率化
- ④経済の脱炭素化
- ⑤調査、イノベーション、および競争

3. 統合予測と指標

国別計画には、提案された政策および施策の影響を評価する政策シナリオ等、計画の解析的基礎としての予測に関する独立したセクションを設けるべきである。国別計画の実施に関する隔年の経過報告書は、更新された予測、政策、および施策のほか、加盟国との協力時に委員会が策定した主要指標を活用すべきである。

Energy Union の 5 つの分野横断的な性質により、政策目標を評価し、有効性を確認する必要がある。この理由から、エネルギー制度および温室効果ガスは排出に関して、国別計画には 2050 年の展望を含む、2030 年までとそれ以降の予測を盛り込むべきである。

出所) European Commission, “GUIDANCE TO MEMBER STATES ON NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS AS PART OF THE ENERGY UNION GOVERNANCE”¹⁸

(3) 優先給電

EU レベルの再生可能エネルギーの優先給電は、2001 年再生可能エネルギー指令（RES 指令）で初めて導入され、2009 年再生可能エネルギー指令（2009/28/EC）で一部改正された。2009 年再生可能エネルギー指令第 16 条において、加盟国は発電設備の給電時に、国内電力システムの安全な運用が許し、透明性が高く非差別的な基準をもとにしている限り、送電系統運用者が再生可能エネルギー源を使用した発電設備に優先権を与えるよう万全を期すと定められた。その後 2012 年省エネ指令（2012/27/EU）により、高効率コージェネも優先給電の対象となった。

2017 年 11 月に EU のエネルギー規制機関を束ねる ACER（EU エネルギー規制機関間協力庁）と CEER（欧州エネルギー規制者評議会）が、卸電力取引市場における再生可能エネルギーに関する白書の中で、クリーン・エネルギーへの移行時に再生可能エネルギーを市場に完全に統合させるべく、クリーン・エネルギー法案パッケージ 2020-2030 で再生可能エネルギーの役割を定義する際、欧州委員会に対し 3 点の変更を提言した。その変更点とは、現行の再生可能エネルギーの優先給電廃止、再給電および再エネ出力抑制への非市場アプローチの回避、ネットメタリングの回避・公正なコスト配分の実現の 3 点である。

2018 年 12 月に欧州評議会は優先給電を廃止し、小規模再生可能エネルギー設備にバランシング義務を課すことを提案した。この政策は、管理・技術面の負担から、小規模再生可能設備にとって大きな痛手となることが予想された。このため、欧州の主要な再生可能発電事業者組合は、“Small is Beautiful”と銘打ったキャンペーンを展開し、小規模かつクリーンな

¹⁸ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ebdf266c-8eab-11e5-983e-01aa75ed71a1.0008.03/DOC_5&format=HTML&lang=EN&parentUrn=CELEX:52015DC0572（2022 年 3 月 1 日取得）

設備のメリットを訴えた。

2019 年 1 月、EU 加盟国は常任委員会 (COREPER I) を通じ、Clean Energy for All Europeans の法制化第 2 弾である電力市場規則について Electricity Market Design Directive で締結された合意を支援する投票を行い、小規模再生可能発電設備、高効率コジェネ、およびデモ・プロジェクトからの電力 400 kW 以下 (2026 年以降は 200 kW 以下) に対し、引き続き優先給電が認められることとなった。

Clean Energy for all Europeans パッケージの一環として、2019 年 6 月 5 日付で域内電力市場に関する EU regulation 2019/943 が施行された。本規則では、EU 域内の電力市場に関する規則と方針を見直し、市場を適切に機能させ、競争力を高め、歪曲していないことに万全を期す。そのなかで、優先給電に関して、以下のように定められた。

なお、既に優先給電の権利を得ている既存設備については、遡及的に影響を及ぼすことは回避することが規定されている。

表 3-11 EU : 改正電力市場規則における規定内容 (優先給電)

2019 年 6 月 5 日付欧州議会及び欧州理事会の域内電力市場に関する EU 規則 2019/943 第 12 条 給電及びデマンドレスポンス 1. 発電設備の給電及びデマンドレスポンスは、非差別的で透明性高く、第 2 項から第 6 項で特段の定めのない限り、マーケットベースでなくてはならない。 2. TFEU (機能条約) 第 107 条、第 108 条、および第 109 条を損なうことなく、国内電力システムの安全な運用によって認められる範囲内で、再生可能エネルギー源を使用した発電設備に優先権を与えるものとする。透明性が高く、非差別的な基準をもとに、それらの発電設備が以下のいずれかに該当する場合、加盟国は、給発電設備のオペレーターが再生可能エネルギー源を使用した発電設備に優先権を与えることに万全を期すものとする。 (a) 再生可能エネルギー源を使用した発電設備で、400kW 以下の設備容量 (b) 当該優先権が試験目的を達成するのに十分な時間と範囲に限定されている場合に、規制当局による承認を条件とした、革新的テクノロジーのデモ・プロジェクト 3. 加盟国は以下を条件として、当該決定から運転開始時に少なくとも 6 か月間、第 2 項 (a) にあたる発電設備への優先給電を適用しない、または、第 2 項 (a) で定められた 400kW よりも少ない容量を適用するという決定を下すことができる。 (a) 適切に機能する日中市場または他の卸売・バランシング市場が存在し、本規則に従い、これらの市場にすべての市場参加者が十分アクセスできる (b) 再給電規則及び混雑管理がすべての市場参加者にとって透明性が保たれている (c) 欧州議会および欧州評議会 EU 指令 2018/2001 第 3 条(2)、並びに欧州議会および欧州評議会 EU 規則 2018/1999 第 4 条(a)(2)の欧州連合の法的拘束力のある再生可能エネルギー割合の包括的目標に向けた加盟国の国別目標が、EU 規則 2018/1999 Annex II で定められた対応する算定結果と同じもしくはそれ以上か、EU 規則 2018/1999 第 4 条(a)(2)の参照値よりも低くないこと、または代替として、

最終総電力消費量に占める再生可能エネルギー源の割合が 50%を超えていること

(d) 加盟国は欧州委員会に対し、(a)、(b)、および(c)で定められた条件がどのように充足されたかを詳細に示しつつ、容量の引き下げ案を通知した。

(e) 適宜商業的に機微な情報の保護を十分考慮しつつ、容量の引き下げを許容する詳細な理由を盛り込み、加盟国は容量の引き下げ案を公表した。

加盟国と発電設備のオペレーターとのいかなる任意の合意にもかかわらず、いずれの引き下げも、すでに優先給電の恩恵を享受している発電設備に影響を及ぼす適時的変更は回避するものとする。TFEU 第 107 条、第 108 条、および第 109 条を損なうことなく、加盟国は優先給電を自主的に放棄する優先給電の対象設備にインセンティブを与えることもできる。

4. TFEU 第 107 条、第 108 条、および第 109 条を損なうことなく、加盟国は 400 kW 以下高効率コジェネを使用する発電設備で発電される電力に優先給電を与えることができる。

5. 2026 年 1 月 1 日以降運転を開始する発電設備に関して、第 2 項(a)は再生可能エネルギー源を使用し、200 kW 以下の設備容量である発電設備にのみ適用されるものとする。

6. 2019 年 7 月 4 日より前に締結された契約を損なうことなく、再生可能エネルギー源を使用した発電設備または高効率コジェネで 2019 年 7 月 4 日より前に運転開始している設備で、運転を開始している場合、指令 2012/27/EU 第 15 条(5)または欧州議会指令 2009/28/EC 第 16 条(2)および欧州評議会(20)のもとの優先給電の対象である発電設備は、引き続き優先給電の便益を受けるものとする。優先給電は、新たな連系契約が必要とされたり、発電設備の発電容量が引き上げられるといった、発電設備が大幅な改修をした日以降、当該発電設備には適用されないものとする。

7. 優先給電は、電力網の安全な運用を危険にさらすものではなく、第 16 条で定められた容量を超えたゾーンをまたぐ容量の抑制を正当化するものとして使用されるものではなく、透明性があり、非差別的な基準に基づいたものとする。

備考 5

小規模発電設備からの再生可能エネルギー源による電力は、給電方法における具体的な優先令または電力を市場に供給する市場オペレーター向けの法的・規制義務により優先給電を認められるべきである。同じ経済的条件のもとで系統運用サービスで認められた優先給電は、本規則を遵守しているとみなされるべきである。いずれの場合においても、優先給電は再生可能エネルギー源を使用した発電設備の電力市場への参加に適合しているとみなされるべきである。

出所) EUR-Lex ウェブサイト¹⁹

¹⁹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG (2022 年 3 月 1 日取得)

3.3.2 その他の主な気候変動・エネルギー分野の動き

(1) A Clean Planet for All²⁰

パリ協定のすべての参加国は、2020年1月1日までに「温室効果ガスの低排出型の発展のための長期的な戦略」の公表を義務付けられている。また、EU加盟国は、EUガバナンス規則（EU/2018/1999）により、戦略策定プロセスおよびその後5年毎の戦略更新、10年毎に新規戦略を公表することが定められ、当該戦略は、2021-2030年の国家エネルギー・気候計画（NECP）と整合性を保つことが求められている。

これを受け、2018年11月28日付で欧州委員会は、全ての重要なセクターの移行に向けたロードマップを模索し、2050年までに気候中立を目指す、戦略的長期ビジョン“A Clean Planet for All”を公表した。これは、欧州グリーン・ディールの中核をなすビジョンであり、パリ協定を踏まえたEUの気候行動へのコミットメントに沿ったものである。

この長期戦略は法案ではなく、戦略的ビジョンであり、EUの2030年気候およびエネルギー目標の変更を提案するものではない。2030年目標を踏まえ、2050年に向けた政策を策定するものであるが、2050年までに80%、90%、100%削減のための8つのシナリオ分析を行った結果、現行の政策に基づくベースシナリオでは約60%の削減しか見込めなかったことから、気候中立に向け、電力、産業、モビリティ、農業、建物等のセクターそれぞれで追加対策の実施が必須となっている。

欧州委員会は“A Clean Planet for All”で採択された気候中立を主導するため、2019年2月26日付で複数の低炭素テクノロジーに10億ユーロ相当を投じる投資プログラム、Innovation Fundを公表した。これは、現実的な技術ソリューションに投資をすることで競争力を温存しつつ、“A Clean Planet for All”で採択された気候中立を目指す方法を欧州が主導するものである。この移行には、エネルギー、建物、輸送、産業、農業部門における技術的イノベーションのさらなる規模拡大が求められる。Innovation Fundには、2020年から2030年までのEU ETSの割当量の入札からの450百万ユーロとNER300プログラム²¹からの資金を充てる。

(2) 欧州グリーン・ディール²²

“A Clean Planet for All”を実現するための政策文書である「欧州グリーン・ディール」が、2019年12月に欧州議会で提案され、2020年1月に決議された。欧州委員会は2019年から2024年の5年間で取組みを進める、6つの優先課題を打ち出したが、そのうちの1つが欧州グリーン・ディールである。欧州グリーン・ディールでは2050年までの気候中立を目指し、2020年10月14日付けでエネルギー政策に関する政策案や報告書を公表した。また、政策推進に向け、2020年1月14日に欧州グリーン・ディールの資金提供メカニズムとなる「欧州グリーン・ディール投資計画」および「公正な移行メカニズム（Just Transition Mechanism）」が公表された。2020年3月4日付で欧州初の「気候法案」を提出し、政治的コミットメントを法制化し、投資を呼び込む。

²⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>（2022年3月1日取得）

²¹ NER300プログラムとは、20億ユーロを商用規模の環境に安全なCCSおよび革新的な再生可能エネルギー技術に投資する資金提供プログラムである。

²² https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en（2022年3月1日取得）

欧州グリーン・ディールは、経済のあらゆる分野を対象としているが、主にエネルギー部門の脱炭素化、建築部門の建物改修促進、産業部門のイノベーション促進、モビリティ部門のクリーンかつ低コストの移動手段および公共交通機関の普及を目指している。

欧州グリーン・ディールの目標達成を支援するため、欧州委員会は、2020 年 11 月に洋上再生可能エネルギー戦略を公表した。再生可能エネルギーを通じた発電部門の脱炭素化は、欧州グリーン・ディールの中核であり、この戦略によって、様々な状況に応じた多様なアプローチを取ることを求めている。

(3) 欧州気候法²³

2020 年 3 月に提案された欧州初の気候法は、欧州の経済および社会が 2050 年までに気候中立を達成するという、欧州グリーン・ディールで定められた目標を法制化することを目的としている。2050 年目標を達成するために必要なステップとして、2030 年の新たな温室効果ガス排出削減目標として、1990 年比少なくとも 55%の目標が盛り込まれた。新たな 2030 年目標は、パリ協定の下での温室効果ガス排出削減に向けた、EU の国別に定められた分担を見直す際の協議の基盤となる。その後、欧州気候法は、2021 年 7 月 9 日付けで公示され、2021 年 7 月 29 日に施行となった。

1) 欧州気候法の目的

- 社会的に公正でコスト効率の良い方法で、すべての政策を通じ、2050 年の気候中立目標を達成するための長期的な道筋を定める。
- 進捗状況をモニタリングするシステムを構築し、必要に応じ追加措置を講じる。
- 投資家および他の経済主体に予見可能性を与える。
- 気候中立への移行を不可逆的なものにする。

2) 2050 年目標を達成するための進捗状況の管理

- ・ 公的機関、企業および市民に予測可能性を与えるために、EU 全体の 2030～2050 年までの温室効果ガス排出削減の軌道案を策定する。
- ・ 気候法には、加盟国の国別エネルギー・気候計画のガバナンス・プロセス、欧州環境庁（European Environmental Agency）による定期報告、気候変動及びその影響に関する最新の科学的根拠といった現行の制度をもとに、進捗状況を把握し、それに応じ施策を調整する方策が盛り込まれている。また、パリ協定のグローバル・ストックテイクを踏まえ、2023 年 9 月までに 1 回、それ以降は 5 年毎に、気候中立目標と 2030～2050 年までの軌道との乖離状況を評価する予定となっている。
- ・ 欧州委員会は、気候中立目標と整合性のない施策を取る加盟国に対し、勧告する権限を有し、各国はこれらの勧告を十分に検討するか、そうでない場合はその根拠を説明する

²³ https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_en（2022 年 3 月 1 日取得）

ことが義務付けられる。

- 各加盟国は、気候変動の影響に対するレジリエンスの強化と、脆弱性強化のための適応戦略を開発・施行することが求められる。

(4) 2030 Climate Target Plan²⁴

欧州グリーンディールの中核をなす気候行動イニシアチブの1つである、2030 Climate Target Plan では、2050年に気候中立を達成すべく、現行の排出削減の道筋の改訂を提案し、2030年までに55%の排出削減目標を欧州気候法への提案に反映させた。2021年7月に、目標達成に必要な関連法の改正をとりまとめた包括的気候変動政策パッケージである Fit for 55 が、欧州委員会により採択された。その後2021年12月に Fit for 55 を補完する、改正法案のパッケージが公表となった。

1) 2030 Climate Target Plan の目的

- 2050年までに気候中立を達成するため、より野心的で経済性の高いロードマップを定める。
- 経済成長とともに、グリーン雇用の創出を促進しつつ、温室効果ガス排出削減を継続する。
- 国際的なパートナーの目標の引き上げを促し、気温の上昇を1.5℃までに抑制し、気候変動の最悪の結果を回避する。

2) 包括的気候変動政策パッケージ Fit for 55²⁵

欧州気候法で定めた2030年に向けた排出量の追加削減達成のため、欧州委員会は、2021年7月14日付けで包括的な気候変動政策パッケージである Fit for 55 を採択した。本パッケージのもと、欧州グリーン・ディールの気候行動、特に気候目標計画の55%の正味削減とリンクした改正およびイニシアチブが実施されることとなった。EU理事会と欧州議会における立法審議を経て、2026年からの施行を目指すことになる。

この Fit for 55 パッケージの中には、再生可能エネルギー促進指令の改正提案も含まれている。提案では、2030年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率目標32%以上を、少なくとも40%に引き上げる改正を含んでいる。この再生可能エネルギー促進指令改正案（REDⅢ）の概要は、次項で紹介する。

(5) 再生可能エネルギー促進指令改正案（REDⅢ）

2021年7月14日に、欧州委員会は再生可能エネルギー促進指令の改正案を公表した²⁶。本改正では、2030年のエネルギーミックスに占める再生可能エネルギー比率目標を少な

²⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en (2022年3月1日取得)

²⁵ <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/> (2022年3月1日取得)

²⁶ https://ec.europa.eu/info/news/commission-presents-renewable-energy-directive-revision-2021-jul-14_en (2022年3月1日取得)

くとも 40%に引き上げるとともに、統合エネルギーシステムに関する欧州委員会のビジョンに沿って、経済の全部門に再生可能エネルギーを導入するための包括的な枠組みを設定することを目指している。主な改正提案内容は以下のとおり。

1) 導入目標

改正案の主要項目は、EU のエネルギーミックスにおける再生可能エネルギー比率の拘束力のある目標を、2030 年までに 40%に引き上げることである。2020 年に EU 加盟各国が欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候計画（NECP）を積み上げると、2030 年の EU27 ヶ国における再生可能エネルギー比率が 33.1～33.7%になることが予測されている。

新たな 2030 年の温室効果ガス排出削減目標である 1990 年比 55%削減を達成するためには、今後 10 年間の再生可能エネルギー導入の進展をさらに加速させる必要がある。欧州委員会は、EU 域内のエネルギー消費の 40%を占める建物（不動産）部門において、さらなる施策が必要があると評価している。そうした評価に基づき、指令の改正案では、以下のような分野別の目標が提案されている。

表 3-12 EU：再生可能エネルギー指令改正案（REDⅢ）での分野別目標案

全体	2030 年の最終エネルギー消費に占める再エネ比率を少なくとも 40%とする
不動産	2030 年までに再エネ 49%
製造業	再エネの年間使用量を毎年 1.1%増
冷暖房	再エネ年間使用量を毎年 1.1%増(既存目標を加盟国の拘束的目標化)
地域冷暖房	再エネ再及び廃熱・冷水廃熱の年間利用量を 2.1%増
運輸	2030 年までに輸送燃料の温室効果ガス排出量を 13%削減(原単位目標) 先進バイオ燃料の追加目標 2.2%

出所) 欧州委員会ウェブページ²⁷をもとに作成

2) 電化及び脱炭素化が困難な部門における再生可能水素の促進

改正案で提案されている運輸部門における新しいクレジット制度は、運輸部門における再生可能エネルギー電力の利用促進を目的としている。改正案には、EU のエネルギーシステムをより柔軟にすることを目的とした様々な新しい施策が含まれており、例えばリアルタイム情報を通じた再生可能エネルギーのシステム統合の促進、電気自動車のスマート充電、再生可能エネルギー供給を妨げる要因への対処などが挙げられる。

加えて改正案では、「欧州の気候中立に向けた水素戦略（COM(2020)301 final）²⁸」に基づき、再生可能水素及びその副生物の利用に関する 2 つの拘束力のある副目標を、運輸部門と産業部門に導入している。また、認証とトラッキングに関する既存規則を、運輸部門だけでなく、全部門の再生可能燃料に拡大することを提案している。

²⁷ https://ec.europa.eu/info/news/commission-presents-renewable-energy-directive-revision-2021-jul-14_en
(2022 年 3 月 1 日取得)

²⁸ European Commission, “A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301> (2022 年 3 月 1 日取得)

3) バイオエネルギーの持続可能性基準の強化

EU では、再生可能エネルギーの 60%をバイオエネルギーが占めていることから、改正案では、EU の生物多様性戦略に反する可能性のある抜け道を塞ぐために、森林バイオマスの持続可能性基準を強化しようとしている。第一段階として、現在の規則で禁止している農業用バイオマスだけではなく、生物多様性の高い原生林からの全てのバイオマスの使用や、切り株や根の使用を禁止する。GHG 排出量削減基準は、新設設備だけでなく既設バイオマス設備にも適用されるべきであり、小規模設備に対する持続可能性基準の適用基準は、現行の 20MW から、5MW に引き下げられる。また、丸太の使用を最小限に抑えるために、木質バイオマスの経済的・環境的付加価値が最も高いものから使用するというバイオマスのカスケード原則に基づいて支援制度を設計することや、木質バイオマスを使用する電力設備への支援を段階的に廃止することを加盟国に義務付ける提案となっている。

(6) 2022 年以降の電力分野への国家介入に関するガイダンス

本報告書の 3.2.1(1)で前述した EU 加盟国における電力セクターへの国家介入（支援制度等）に関するガイダンス（通達）について、2022 年 1 月以降の施策に適用されるガイダンスが公表された²⁹。この中では、2021 年までの施策に適用されたものに引き続いて、加盟国における再生可能エネルギー支援制度のあり方についても言及しており、今後の制度設計に影響を及ぼすものとなる。

2014 年から 2021 年の支援制度に適用されたガイダンスを継承して、小規模設備（1MW 以下）、一定規模以下のコミュニティプロジェクトや実証プロジェクトを除いて、原則として入札を経て支援対象を決定する制度設計とすることを求めている。また、取引可能な証書制度や供給事業者への義務付け（RPS）制度についても、制度による需要が潜在的な供給量を下回っていることを条件として認められている。

なお、入札制度について、募集容量に対して応札量が十分でない場合には、効果的な競争が行われるような制度設計を行うことが原則として盛り込まれている。また、入札の募集を行う際に、異なる分類の受益者の予想される応札価格間に著しい乖離がある（一般的に 10% 以上）場合には、例えば屋根設置型と地上設置型の太陽光発電の募集枠を分けるなど別々の競争入札にすることを認めている。ガイダンスの該当部分の仮訳は以下のとおり。

表 3-13 EU：2022 年以降の再エネ電力支援制度に関する国家介入ガイダンス該当部分

4.1.3.5 均衡性

103. GHG 削減のための補助は、一般的に、措置の目的が競争と、貿易の歪みを最小化する比例した方法で達成されるように、第 49 項～第 50 項に記載されているように、競争入札を通じて行われるべきである。入札に関連する予算または容量は、全ての応札者が補助を受けるわけではなく、予想される応札者数が効果的な競争に十分であり、制度実施中の募集枠に満たない設計は、その後の入札またはそれが不可能な場合には適切な時期に、効果的な競争を回復するために修正される、という拘束力を持つ制約がある。

²⁹ https://ec.europa.eu/competition-policy/sectors/energy-and-environment/legislation_en（2022 年 3 月 1 日取得）

104. 入札は、補助の費用対効果を高め、競争の歪みを減らすために、原則として、全ての適格者に開かれているべきである。ただし、以下のような証拠（公開協議で収集された関連証拠を含む）が提示された場合には、入札を特定の受給者分類に限定することができる。
- (a) 全ての適格者に開かれた単一の入札では、最適ではない結果を導くか、または措置の目的が達成されない。その正当化は、第 96 項の基準を参照することができる。
 - (b) 異なる分類の受益者の予想される応札価格間に著しい乖離がある（一般的に、第 90 項の分析に基づいて 10%以上）。その場合、費用が類似した受給者分類が互いに競争するように、別々の競争入札にすることができる。
105. 加盟国は、3 年以上実施される制度について第 104 (b) 項の例外に該当する場合、第 92 項の分析で、これらの例外がまだ該当するかどうかを検討すること。特に、お互いに 10%以内の応札価格が予想される技術が、同じ入札で応札されるために、当該制度が時間の経過とともに適応することを確認しなければならない。同様に、第 92 項の最新の分析で、価格が 10%以上異なることが判明した場合、別々の入札を手配することを選択することができる。
106. 第 90 項の分析で、異なる分類の受益者の予想される応札価格に大きな乖離がある場合には、加盟国は、安価な技術に対する過剰補償の可能性を考慮すべきである。これは、欧州委員会の評価においても考慮される。必要に応じて、特定の分類における個々の応札者の最大応札額を制限するために、応札上限が必要となる場合がある。応札上限は、第 51 項～第 53 項で言及した参照プロジェクトの定量化を参照して正当化されるべきである。
107. 補助の分配や補助額の決定を競争入札で行う義務の例外は、以下のいずれかに該当するという証拠（公開競技で収集したものを含む）が提示された場合に正当化される。
- (a) 競争を確保するための潜在的な供給力または応札者数が不十分である。その場合、加盟国は、予算削減や入札参加を容易にする（追加の開発用地を特定、事前資格要件を適合等）ことによって競争を高めることができないことを証明しなければならない。
 - (b) 下記の通り定義される小規模プロジェクト。
 - (i) 設置容量 1MW 以下の発電または蓄電プロジェクト
 - (ii) 最大需要 1 MW 以下の電力消費のプロジェクト
 - (iii) 設備容量 1MW 以下または同等の熱生産およびガス生産技術のプロジェクト
 - (iv) 設置容量または最大需要 6MW 以下の 100%中小企業所有または再生可能エネルギー・コミュニティのプロジェクト
 - (v) 設置容量 18MW 以下の 100%小規模・零細企業または再生可能エネルギー・コミュニティ所有の風力発電のみのプロジェクト
 - (vi) 受益者がプロジェクトごとに 30 万ユーロ未満を受け取る、中小企業のための発電を伴わないエネルギー効率措置
 - (c) 個々のプロジェクトが、以下の条件の両方を満たす。

- (i) 複数の加盟国が共同設計し、EU の共通利益である環境保護に貢献をすることを目的とした、大規模な越境統合プロジェクトの一部として公募により選ばれた。
- (ii) 受益者または他の事業者が行った研究開発・革新 (R&D&I) 活動後の革新技術を適用しているか、その分野における革新技術を早期採用している（前者が以前の R&D&I 結果の使用権を取得する限り）。

108. 加盟国はまた、競争的な証書または供給者への義務付け制度を利用して補助額を設定し、割り当てることができるが、以下の条件がある。

- (a) 制度での需要が潜在的な供給量を下回っていること。
- (b) 必要な証書数を購入していない需要家または供給者に適用される買取価格または罰金額（すなわち、支援のために支払われる最大額を構成する価格）が、義務の遵守を動機付けるために十分に高い金額に設定されていること。ただし、罰金額は、過剰補償に繋がることを避けるために、第 51 項～第 53 項で言及された定量化に基づいて設定されるべきである。
- (c) 制度がバイオ燃料、バイオ液体、バイオマス燃料に対する支援を伴う場合、加盟国は、過剰補償を避けるために、改定再生可能エネルギー利用促進 EU 指令（2018/2001）（REDII）第 30 条に基づく物質収支資料から既に受け取った支援に関する情報を考慮に入れなければならない。

出所) "Communication from the Commission – Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 (C/2022/481)"³⁰をもとに作成

(7) 洋上再生可能エネルギー戦略³¹

欧州グリーン・ディールの目標達成を支援するため、欧州委員会は、2020 年 11 月に洋上再生可能エネルギー戦略を公表した。再生可能エネルギーを通じた発電部門の脱炭素化は、欧州グリーン・ディールの中核であり、この戦略によって、様々な状況に応じた多様なアプローチを取ることを求めている。

1) 洋上再生可能エネルギー戦略の目的

- 2050 年までに 300GW の洋上風力発電を増設
- 洋上風力以外の形態の海洋エネルギーを 40GW 設置
- 2050 年目標の達成に向け、約 8,000 億ユーロの投資および適切な支援策が必要となるため、加盟国は Next Generation EU 基金を使用して、洋上風力への投資を促進

2) 洋上再生可能エネルギー戦略における施策

洋上再生可能エネルギー戦略では、分野別に以下の多様な策を実施する。

³⁰ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.C_.2022.080.01.0001.01.ENG&toc=OJ%3AC%3A2022%3A080%3ATOC (2022 年 3 月 1 日取得)

³¹ <https://www.eubusiness.com/topics/energy/offshore-renewable-energy-strategy> (2022 年 3 月 1 日取得)

分野	施策
持続可能な空間 および 資源管理のための 海洋空間計画	➤ 2021 年 3 月までに欧州委員会は、国家エネルギー・気候計画 (NECP) を踏まえ、多国間の協力を推進し、加盟国の海洋空間計画における洋上再生可能エネルギー開発目的の統合を推進する。 ➤ 2022 年中に欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーの長期開発を反映し、MSP Directive (海洋空間計画指令) の施行に関する報告をする。 ➤ 欧州委員会は加盟国および地域機関とともに、海のリスク、環境保護・保全との適合性を見つつ、海盆レベルの MSP の共通アプローチおよび実証プロジェクトを策定・開発する。 ➤ 欧州委員会は、風力エネルギー開発および EU 自然法令に関するガイダンス文書を公表した。 ➤ 欧州委員会は、2021 年に公的機関、ステークホルダー、科学者間の洋上風力エネルギーに関する対話を促進する。 ➤ 欧州委員会は 2021~2025 年に加盟国と地域機関との多目的プロジェクトを支援する。 ➤ 欧州委員会と欧州防衛機関は、防衛目的で保全されている地域における洋上再生可能エネルギー開発の障壁を特定するために協力し、共存を目指す予定である。
系統インフラ	➤ 2021 年中に 2050 年までに海盆毎の洋上再生可能エネルギーの導入に向けた共同の長期コミットメントの策定に向けた枠組みを構築する。 ➤ 欧州委員会は、TSO による長期洋上系統計画のための、改正 TEN-E (欧州横断エネルギー・ネットワーク) Regulation のもとの枠組みを提案する。 ➤ 欧州委員会、加盟国、および規制当局は、TSO が今後の拡大および開発に備え、洋上系統に先行投資できる枠組みを策定する。 ➤ 2023 年までに欧州委員会は、エネルギープロジェクトの開発に伴う、送エネルギープロジェクトの国境をまたぐコストおよび便益の配分を調整する方法に関する、EU ガイダンスを公表する。
EU 規制枠組み	➤ 欧州委員会は、本戦略に付随するマーケット・ガイダンス・スタッフ・レポートにおいて、ハイブリッド・プロジェクトの洋上風力の入札ゾーンに関する規制枠組みを明確にする。 ➤ 欧州委員会は、加盟国が洋上ハイブリッド・プロジェクトに関する混雑収入をより柔軟に割り当てることができるオプションを与えるべく、混雑収入の許容使用に関する改正法案を提案する。 ➤ 欧州委員会は、Electricity Stakeholder Committee に、洋上高圧直流送電系統の Grid Connection Network Code の改正準備を命じた。 ➤ 委員会は、エネルギーおよび環境保護に関する国家補助ガイドラインの改訂により、経済性が高いクリーン・エネルギーの導入の実施枠組を実現する。 ➤ 2021 年中に欧州委員会は、クロス・ボーダーのプロジェクトのコスト・便益配分に関するガイダンスを提案する。
EU 基金の役割 民間投資の促進	➤ 欧州委員会は加盟国の国家復興・レジリエンス計画に、洋上風力等の再生可能エネルギー導入に関する改革及び投資を盛り込むことを奨励する。 ➤ 欧州委員会は、新たな Connecting Europe Facility および再生可能エネルギー資金供与メカニズムのもと、相互連系線など、国境を跨ぐ協力プロジェクトの開発を推進する。 ➤ 欧州委員会、EIB、およびその他金融機関は協働で、InvestEU を通じた洋上エネルギーへの戦略的投資を支援する。

洋上風力プロジェクトの研究およびイノベーション推進	➤ 2021 年および 2022 年の Horizon Europe のもと、欧州委員会は以下を提案。 ➤ 2022 年に大規模 HVDC 系統のデモ・プロジェクトを開始するため、TSO、メーカーおよび洋上風力開発事業者間の協力支援。 ➤ 新設の風力、海洋エネルギー、太陽光浮体式技術設計を開発。 ➤ デジタル技術などにより、洋上風力エネルギーのバリューチェーンに跨る産業効率を改善。 ➤ 再生可能エネルギーの研究およびイノベーションに「デザインによる循環性」原則を統合する。 ➤ 委員会は、海洋エネルギーおよび洋上風力に関する SET Plan 目標および施行アジェンダを見直し、HVDC に関する追加 SET Plan に着手する。 ➤ 欧州委員会は、洋上エネルギー発電およびインフラの技術開発が社会経済的エコシステムにおける持続可能性に組み込まれる手法を研究する。 ➤ 欧州委員会は、2025 年までに EU 全体で 100MW の総容量を達成するため、加盟国および当該地域と協力し、洋上エネルギー技術向けの基金を活用する。
欧州全土の強固なサプライチェーンおよびバリュー・チェーン	➤ 欧州委員会はおよび ENTSO-E は 2028 年までに使用可能になる、異なるメーカーの変換器間の規格化および相互運用性を推進する。 ➤ 2021 年に欧州委員会は、再生可能エネルギーに関するクリーン・エネルギー産業フォーラムを推進し、再生可能エネルギーのバリュー・チェーンの開発を促進し、洋上再生可能エネルギーに関するワーキング・グループを創設する。 ➤ 欧州委員会は加盟国におよび当該地域に、洋上再生可能エネルギーへの投資を支援する、2021-2027 Cohesion Policy Funds の利用を促す。 ➤ 欧州委員会は、管轄する国内当局および地方自治体が洋上エネルギーのスキル・プール開発目的、および若い労働者を洋上再生可能ビジネスに呼び込むため、研修プログラムを創出・実施する際に支援を提供する。 ➤ 欧州委員会は、第 3 国における市場アクセスを推進する。 ➤ 欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーの新たな市場開発を推進し、パートナー国とのエネルギー対話における政策枠組み規準の交換およびセクター開発を通じ、既存の市場を強化する。 ➤ 欧州委員会は、洋上設備の脱炭素化のコスト及び影響分析を実施する。環境・安全・経済的影響を最小限にするため、EU 全体の法的義務が必要とされる。

出所) European Council, “EU Offshore Renewable Strategy”³²

³²

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/speech_20_2169/SPEECH_20_2169_EN.pdf
f (2022 年 3 月 1 日取得)

4. ドイツ

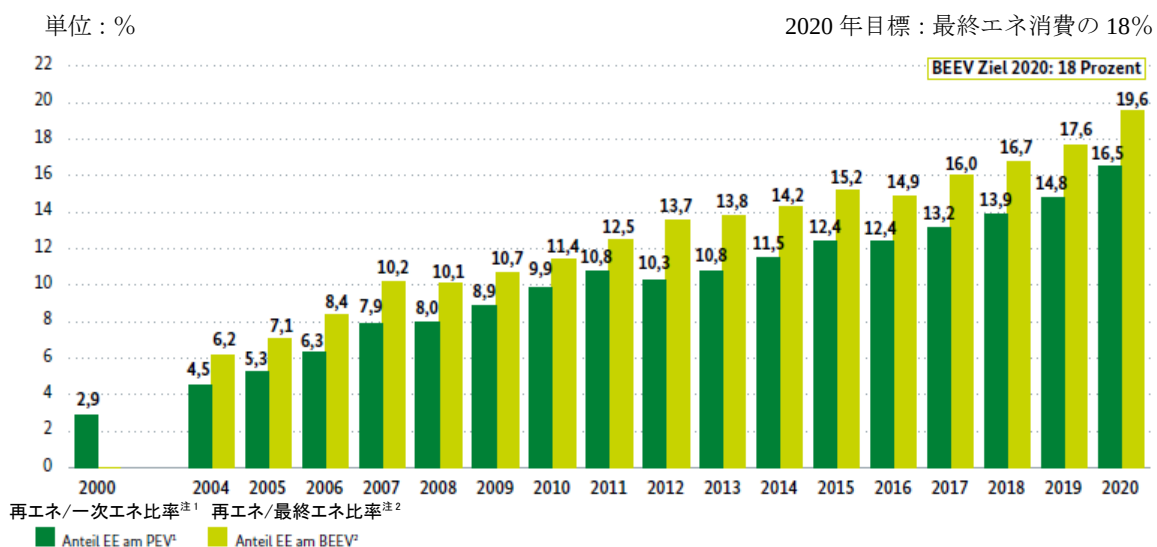
4.1 再生可能エネルギー導入目標

ドイツでは、2010年に策定した2050年までの長期エネルギー戦略「エネルギーコンセプト（Energy Concept）」で設定した目標の達成に向けて、再生可能エネルギーの導入促進を進めてきた。

2018年3月に成立した第4次メルケル政権では、エネルギーコンセプトでの2030年再生電力目標50%を65%まで引き上げる政策を打ち出し、再生可能エネルギー法を改正して法定目標とした。2022年1月現在、再生可能電力の導入目標は、再生可能エネルギー法2021年改正法第1条に定める上記の目標であるが、2021年12月に誕生したショルツ新連立政権は、2030年の再生可能電力目標を80%まで引き上げる方針を示している。

4.1.1 2020年導入目標

ドイツでは、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の目標を18%と設定していた。2018年に16.7%、2019年に17.6%、2020年に19.6%と順調に導入が進んでおり、2020年目標18%を達成した。



注1) 2012年からの方法変更により一次エネルギー消費量比率減少、それ以前は未修正。

注2) EU再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）の特別計算要件を考慮せず、連邦政府の2010年策定「エネルギーコンセプト」に従って、総最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率を計算。

図 4-1 ドイツ：最終エネルギー/一次エネルギー消費量に占める再生可能比率実績

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省（当時），“Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020”³³（2021年）をもとに作成

³³ <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.html>（2022年3月1日取得）

また、2010年に公表したエネルギーコンセプトでは、2020年の電力消費量に占める再生可能エネルギーの比率を35%まで引き上げる目標を設定していた。2020年のドイツにおける再生可能電力比率は45.3%となり、この目標を大幅に上回る導入量となった。

単位：％

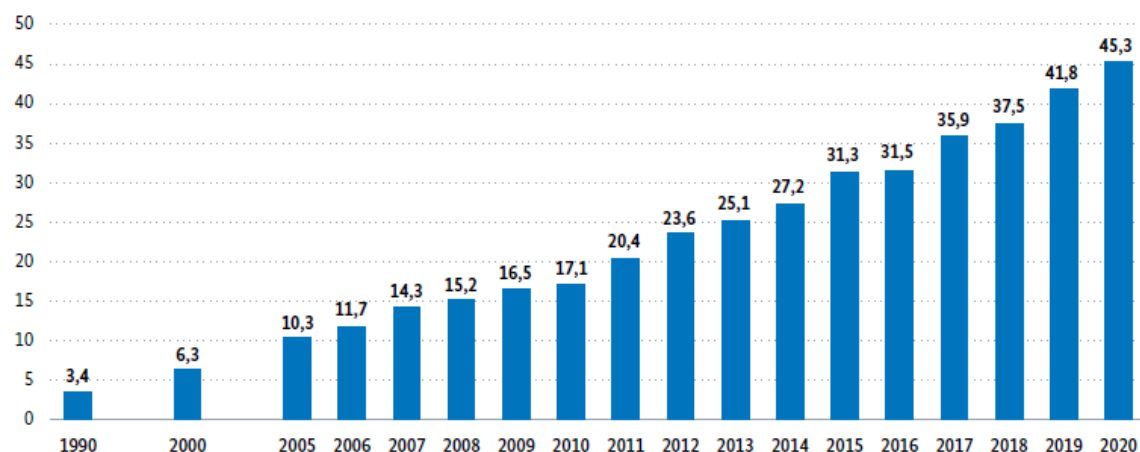


図 4-2 ドイツ：電力消費量に占める再生可能比率実績

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省(当時)，“Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020”³⁴(2021年)をもとに作成

4.1.2 2030年及びそれ以降の中長期目標

ドイツでは、2010年に策定した2050年までのエネルギー戦略である「エネルギーコンセプト(Energy Concept)³⁵」で設定した目標達成に向けて、化石燃料や原子力に依存したエネルギーシステムから、再生可能エネルギーを中心とした低炭素エネルギーシステム構築を目指す「エネルギー転換」と呼ばれる政策を進めている。

その後、2030年以降のいくつかの目標は引き上げられる方向で改正されており、2022年1月時点で、再生可能電力分野に関しては、2021年再生可能エネルギー法で、2030年に再生可能電力比率を65%まで引き上げることを目標に掲げている。

2022年1月時点におけるドイツの気候変動・エネルギー関連の主な目標は、表4-1のとおり。

なお、ドイツでは、2021年9月27日に総選挙が行われ、社会民主党(SPD)が得票率25.7%で第一党となった。その後、第3党となった緑の党、第4党となった自由民主党(FDP)との連立交渉が進められ、2021年11月24日に3党による連立政権樹立が合意に至り、社会民主党のショルツ氏を首相とする連立政権が誕生した。今後は、3党による連立政権の合意文書(連立協定)に記載された政策の実現に向けた取組みが進められることになる。

連立協定で掲げられた主な気候変動・エネルギー政策は表4-2のとおり。

³⁴ <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.html> (2022年3月1日取得)

³⁵ <https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf> (2022年3月1日取得)

表 4-1 ドイツ：主な気候変動・エネルギー関連目標（2022 年 1 月時点）

	2020 年 実績	2020 年 目標	2030 年 目標	2040 年 目標	2050 年目標
温室効果ガス					
温室効果ガス排出量（1990 年比）	-41.3%	-40%	-55%		ニュートラル
再生可能エネルギー					
最終エネルギー消費に占める比率	19.6%	18%	30%	45%	60%
発電に占める比率	45.3%	35%以上	65% ^{注1}		^{注2}
熱分野に占める比率	15.6%	14%			
エネルギー効率					
一次エネルギー消費量削減（2008 年比）	-17.2%	-20%	-30%	→	-50%
電力消費量削減（2008 年比）	-7.5%	-10%	→	→	-25%

注 1) 「気候保護プログラム 2030」及び再生可能エネルギー法 2021 年改正法（EEG2021）の目標。

注 2) EEG2021 では、「2050 年までにドイツ連邦内（EEZ を含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHG ニュートラルの方法で発電すること」を法の目的に掲げている。

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省（当時），“Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019”（2021 年），“Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020”（2021 年）、“Energieeffizienz in Zahlen Entwicklungen und Trends in Deutschland 2021”（2021 年）をもとに作成

表 4-2 ドイツ：シュルツ新政権の連立協定における主な気候変動・エネルギー政策

気候変動対策	✓ 遅くとも 2045 年までに気候中立を達成 ※前メルケル政権の目標を維持 ✓ 2022 年に連邦気候保護法を再改正し、新たな気候保護プログラムを導入 ✓ 連邦経済・気候保護省を新設し、各省庁の法案と国の気候保護目標との整合性を検証
石炭	✓ 理想的には 2030 年までに脱石炭を実現 ※前メルケル政権の 2038 年から前倒しした目標
再生可能エネルギー全般	✓ 2030 年の電力総需要を 680～750TWh と想定し、再エネ電力比率目標を現状の 65%から 80%に引き上げ ✓ 大規模な再エネ拡大を実現するため、再生可能エネルギー法（EEG）による支援に加えて、長期電力供給契約（PPA）や再エネ電源証明の欧州取引など補助金なしでの拡大手段を強化 ✓ 脱石炭が完了した時点で、再エネへの政府支援を段階的に廃止 ✓ 電気料金を通じた EEG 賦課金への資金提供を 2022 年で終了し、2023 年 1 月 1 日からは政府予算（排出量取引の収入に基づくエネルギー・気候基金 EKF）に引き継ぐ
太陽光発電	✓ 新規商業ビルへの太陽光設置を義務化し、新規民間ビルでも例外を除き設置に向けた規則化を行う ✓ 2030 年までに太陽光発電の導入量 200GW を目標として、系統連系や認証の促進、報酬額の調整、大規模屋根設置型の入札義務や上限の見直しなど、あらゆる障害を取り除く
風力発電	✓ 国土の 2%を陸上風力発電に利用できるように指定する（連邦建築法に基づき確保） ✓ 洋上風力発電容量を 2030 年 30GW 以上、35 年 40GW 以上、45 年 70GW 以上に大幅増加
再生可能熱	✓ 熱供給分野の再エネ比率を向上させ、2030 年までに熱の 50%を気候中立的な生産とする

出所) 連立協定，“Mehr Fortschritt wagenBündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit”³⁶（2021 年）をもとに作成

³⁶ https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf（2022 年 2 月 28 日取得）

4.2 現行の再生可能電力支援制度

4.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

ドイツでは、1991 年に施行された電力供給法によって、電力会社に再生可能エネルギー源による電力の買取を義務付ける制度が導入された。その後 2000 年に、電力供給法に代わって新たに再生可能エネルギー法が制定されたが、基本的には、電力会社に対し、再生可能エネルギー源による電力を固定価格で買い取ることを義務付ける制度（FIT 制度）の枠組みに変更はない。

この再生可能エネルギー法は、数次にわたる改正が行われており、2012 年改正法では任意での FIP 制度、2014 年改正法では一定規模以上の新規設備に対する FIP 形式による支援の義務化、2017 年改正法では一部の小規模設備を除いて太陽光、風力の新規設備は入札制度を導入するなどの改正が行われている。

直近の 2021 年改正法では、100kW 以上の新規発電設備は FIP 制度による支援とし、太陽光（750kW 超）、陸上風力、洋上風力、バイオマス（150kW 超）については、入札制度により新規の支援対象設備を選定することを原則としている。

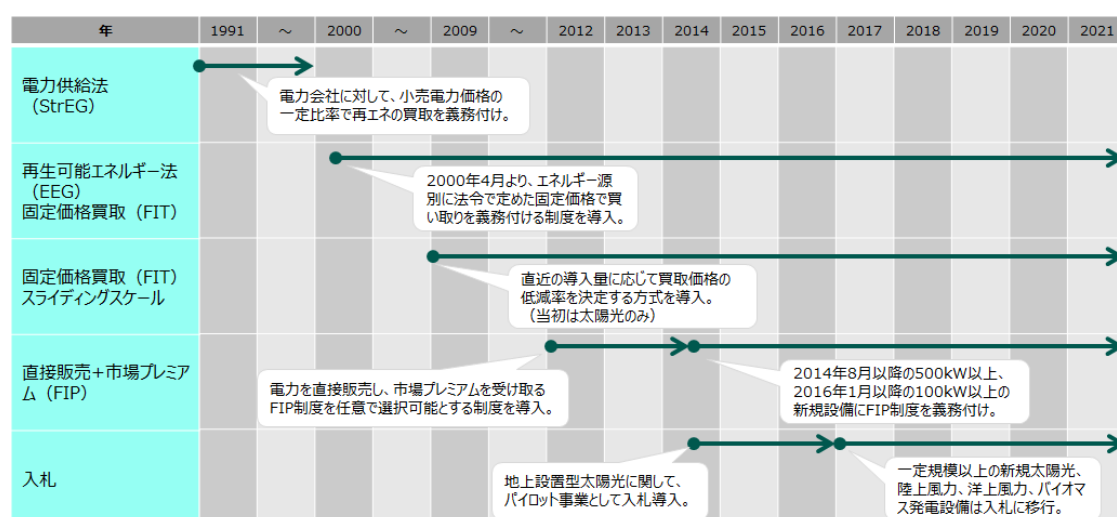


図 4-3 ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所）再生可能エネルギー法各年版：ドイツクリアリングハウスホームページ、<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000>（2022 年 3 月 1 日取得）をもとに作成

これまでの再生可能電力促進施策の流れや過去の支援制度の概要については、本章末の 4.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れを参照いただきたい。

4.2.2 現行制度：2021 年改正法に基づく支援制度

以下では、2021 年 1 月に施行された再生可能エネルギー法 2021 年改正法（以下、2021 年改正法とする）に基づく制度概要を中心として、ドイツにおける FIT/FIP 制度の概要を紹介する。

(1) FIT/FIP 制度の根拠法令

再生可能エネルギー法 2021 年改正法

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)³⁷

(2) 2017 年改正法からの主な変更点

2021 年改正法では、2017 年改正法と比較して、主に再生可能エネルギーの目標及び入札関連の事項が改正されている。以下では、主な改正点を整理する。

1) 目標関連

2021 年改正法では、法律の目的とする再エネ全体の比率目標を引き上げるとともに、それを達成するための道筋として、エネルギー源別に 2030 年までの導入目標を定めている。

表 4-3 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（目標関連）

	2017 年改正法（その後の改正内容含む）	2021 年改正法																						
法律の目的 （第 1 条）	（2）電力総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を以下のとおり引き上げること ・ 2025 年までに 40% ～ 45% ・ 2035 年までに 55% ～ 60% ・ 2050 年までに少なくとも 80%	（2）「本法の目的は、電力消費量に占める再生可能電力比率を 2030 年までに 65%まで引き上げること」 （3）本法の目的は、2050 年までにドイツ連邦内（EEZ を含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHG ニュートラルの方法で発電すること																						
開発コリドー （第 4 条）	1) エネルギー源別に中間目標を設定 ●陸上風力（年間新規設置容量） <table><tr><td>2017～19 年</td><td>2,800MW/年</td></tr><tr><td>2020 年以降</td><td>2,900MW/年</td></tr></table> ●洋上風力（累積設備容量） <table><tr><td>2020 年</td><td>6.5GW</td></tr><tr><td>2030 年</td><td>15GW</td></tr></table>	2017～19 年	2,800MW/年	2020 年以降	2,900MW/年	2020 年	6.5GW	2030 年	15GW	1) エネルギー源別に中間目標を設定 ●陸上風力（累積設備容量） <table><tr><td>2022 年</td><td>57GW</td></tr><tr><td>2024 年</td><td>62GW</td></tr><tr><td>2026 年</td><td>65GW</td></tr><tr><td>2028 年</td><td>68GW</td></tr><tr><td>2030 年</td><td>71GW</td></tr></table> ●洋上風力（累積設備容量） <table><tr><td>2030 年</td><td>20GW</td></tr><tr><td>2040 年</td><td>30GW</td></tr></table> ※EEG2021 とは別に洋上風力法³⁸で規定	2022 年	57GW	2024 年	62GW	2026 年	65GW	2028 年	68GW	2030 年	71GW	2030 年	20GW	2040 年	30GW
2017～19 年	2,800MW/年																							
2020 年以降	2,900MW/年																							
2020 年	6.5GW																							
2030 年	15GW																							
2022 年	57GW																							
2024 年	62GW																							
2026 年	65GW																							
2028 年	68GW																							
2030 年	71GW																							
2030 年	20GW																							
2040 年	30GW																							

³⁷ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html（2022 年 3 月 1 日取得）

³⁸ <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/>（2022 年 3 月 1 日取得）

	●太陽光（年間新規設備容量） <table><tr><td>2020 年</td><td>2,500MW/年</td></tr></table>	2020 年	2,500MW/年	●太陽光（累積設備容量） <table><tr><td>2022 年</td><td>63GW</td></tr><tr><td>2024 年</td><td>73GW</td></tr><tr><td>2026 年</td><td>83GW</td></tr><tr><td>2028 年</td><td>95GW</td></tr><tr><td>2030 年</td><td>100GW</td></tr></table>	2022 年	63GW	2024 年	73GW	2026 年	83GW	2028 年	95GW	2030 年	100GW
	2020 年	2,500MW/年												
2022 年	63GW													
2024 年	73GW													
2026 年	83GW													
2028 年	95GW													
2030 年	100GW													
	●バイオマス（年間新規設置容量） <table><tr><td>2017～19 年</td><td>150MW/年</td></tr><tr><td>2020～22 年</td><td>200MW/年</td></tr></table>	2017～19 年	150MW/年	2020～22 年	200MW/年	●バイオマス（累積設備容量） <table><tr><td>2030 年</td><td>8.4GW</td></tr></table>	2030 年	8.4GW						
2017～19 年	150MW/年													
2020～22 年	200MW/年													
2030 年	8.4GW													
	2) 発電量目標はなし	2) 法律の目的に掲げた 2030 年の再エネ比率目標を達成するために、再エネ発電量の中間目標値を設定（第 4a 条） <table><tr><td>2021 年</td><td>259TWh</td></tr><tr><td colspan="2">（以降、単年で設定）</td></tr><tr><td>2029 年</td><td>376TWh</td></tr></table>	2021 年	259TWh	（以降、単年で設定）		2029 年	376TWh						
2021 年	259TWh													
（以降、単年で設定）														
2029 年	376TWh													

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法をもとに作成

2) 入札関連

2021 年改正法では、2030 年の再エネ電力比率目標 65%を達成する主要な手段として、2028 年までのエネルギー源別の入札募集容量が定められている。

表 4-4 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（入札関連）

	2017 年改正法	2021 年改正法	
陸上風力	➤ 2017 年は年 3 回（5 月、8 月、11 月）に分けて計 2,800MW を募集 ➤ 2018 年、19 年は年 4 回（2 月、5 月、8 月、11 月）に分けて計 2,800MW を募集	➤ 年 3 回実施（2 月、5 月、9 月） ➤ 年間募集容量は以下のとおり	
		2021 年	4,500MW （うち、1,600MW は特別入札）
		2022 年	4,000MW （うち、1,100MW は特別入札）
		2023 年	3,000MW
		2024 年	3,100MW
		2025 年	3,200MW
		2026 年	4,000MW
		2027 年	4,800MW
		2028 年	5,800MW

		➤ 但し、募集容量に応札容量が満たないと予想される場合には、連邦ネットワーク庁が募集容量を削減可能 ➤ 2022 年、23 年について落札容量の 15%を、2024 年以降は落札容量の 20%を、南部に立地するプロジェクトに優先的に割り当て（2022 年 2 月時点で欧州委員会の国庫補助承認待ちのため未施行）
太陽光	➤ 750kW 以上の新規太陽光発電設備は、屋根設置型、地上設置型含めて入札制度対象 ➤ 年 3 回（2 月、6 月、10 月）に分けて、年間 600MW を募集 ➤ 2019 年には、年 3 回の募集に加えて、3 月に特別入札として 500MW を追加募集	➤ 入札募集を、1) 750kW～20MW の地上設置型、2) 屋根設置型にセグメント分けして実施 ●地上設置型 ➤ 2021～28 年に、年 3 回（3 月、6 月、11 月）に分けて、年間 1,550～1,850MW 募集 ➤ 但し、2022 年は 2,000MW を特別入札として募集し、年間計 3,600MW（そのうち、11 月実施の特別入札増量分は、それまでに欧州委員会が国庫補助の承認可否を判断予定） ●屋根設置型 ➤ 2021～28 年に、年 2 回（6 月、12 月）に分けて、年間 300～400MW 募集 ➤ 但し、2022 年は年 3 回（4 月、8 月、12 月）2,000MWを特別入札として募集し、年間計 2,300MW（そのうち、12 月実施の特別入札増量分は、それまでに欧州委員会が国庫補助の承認可否を判断予定） ➤ 750kW 超の設備は入札参加義務。300～750kW の設備は任意参加とするが、入札を経ない場合は発電量の 50%までを上限に報酬を受給可
バイオマス	➤ 2017～18 年に年 1 回、150MW を募集 ➤ バイオマス発電のみ、新規設備だけでなく既存設備も対象とした入札を実施 ➤ 2019～20 年は、年 2 回（4 月、11 月）入札を実施	➤ 2021～28 年に、年 2 回（3 月、9 月）に分けて、年間 600MW を募集 ➤ 2022 年以降の入札では、ドイツ南部の設備に 50%割り当てを導入（2022 年 2 月時点で欧州委員会の国庫補助承認待ちのため未施行）
その他入札	●技術中立入札 ➤ 2018 年以降、陸上風力と太陽光を対象とした技術中立的な入札を、年 2 回（4 月、11 月）に分けて、年 400MW 分実施	●革新技术入札 ➤ 複数の再エネ発電設備のグループ、または蓄電を使用する設備に入札資格 ➤ 2021～28 年に、年 2 回（4 月、8 月）に分けて、年間 500～850MW を募集

	●技術革新入札 ➤ 2020 年 9 月に、革新的技術を用いた設備（風力、太陽光、バイオマス）を対象とした革新技術入札 650MW 分を実施	

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法（2021 年 7 月 26 日公布版）をもとに作成

3) その他

2021 年改正法には、導入目標や入札関連以外にも、FIP 制度関連の改正や、2021 年から生じる再生可能エネルギー法の買取期間が終了する電源の扱い等が盛り込まれている。

表 4-5 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（その他）

	2017 年改正法	2021 年改正法						
FIP 制度関連 (第 51 条)	➤ FIP 対象設備は、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合に、プレミアムの支給を停止	➤ 新規の FIP 対象設備は、ネガティブプライスが 4 時間以上継続した場合に、プレミアムの支給を停止 ➤ プレミアムの支給を停止された期間分、支援期間を 20 年間から延長 ➤ 2023 年以降の稼働設備は、参照市場価値の参照期間を月間から年間に変更						
卒 FIT 電源	➤ 特に規定なし	➤ 買取期間が終了した電源について、優先給電の維持を明示 ➤ 風力発電を除く 100kW 以下の設備は、2027 年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額を系統運用者から受給するオプションを設定 ➤ 2020 年末で 20 年間の買取期間が終了した陸上風力は、2021 年のみ、FIP 制度で用いる月間市場価値に下記のプレミアムを上乗せした固定価格で買い取る暫定措置を導入 <table><tr><td>1～6 月</td><td>1 ユーロセント/kWh</td></tr><tr><td>7～9 月</td><td>0.5 ユーロセント/kWh</td></tr><tr><td>10～12 月</td><td>0.25 ユーロセント/kWh</td></tr></table>	1～6 月	1 ユーロセント/kWh	7～9 月	0.5 ユーロセント/kWh	10～12 月	0.25 ユーロセント/kWh
1～6 月	1 ユーロセント/kWh							
7～9 月	0.5 ユーロセント/kWh							
10～12 月	0.25 ユーロセント/kWh							
出力抑制時の補償	➤ (2012 年 1 月以降に稼働した設備については) 出力抑制による逸失収入が年間収入の 1 %未満であれば逸失収入の 95%を、1 %を上回る部分は全額を補償	➤ 既存設備は、系統制約により系統運用者が EEG 電源に対して出力抑制を命じた場合には、受け取るはずであった支援額を 100%補償						

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法（2021 年 7 月 26 日公布版）をもとに作成

(3) 法律の目標

2021 年改正法の第 1 条では、法律による FIT/FIP 制度の目標として、
「(2) 本法の目標は、総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を、2030 年までに 65%に引き上げることである。

(3) 本法律の目標は、2050 年までに、ドイツの排他的経済水域（連邦領土）を含むドイツ連邦共和国領土で発電または消費される全電力が、温室効果ガス中立的に発電されることである。

(4) 第 2 項および第 3 項に基づく目標達成のために必要な再生可能エネルギーの普及拡大は、一定で、費用効率的で、且つシステムに適合した手法で実施されなければならない。」

と規定している。

また、2021 年改正法では、上記の第 1 条の目標達成に向けて、風力、太陽光、バイオマス発電について、第 4 条で累積設備容量の中間目標値を定めて、その目標値に則しての導入拡大が図られる。エネルギー源別に提示されている「中間目標」は下表のとおり。

表 4-6 ドイツ：2021 年改正法で設定されたエネルギー源別の中間目標値

陸上風力	洋上風力	太陽光	バイオマス
累積設備容量目標	・ 洋上風力法の目標に 則した設備容量増加 ・ 洋上風力法 ³⁹ では、以 下のとおり、累積設備容 量目標を設定	累積設備容量目標	累積設備容量目標
2022 年		2022 年	2030 年
57GW		63GW	8.4GW
2024 年		2024 年	
62GW		73GW	
2026 年		2026 年	
65GW		83GW	
2028 年		2028 年	
68GW		95GW	
2030 年		2030 年	
71GW		100GW	
	2030 年		
	20GW		
	2040 年		
	30GW		

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 4 条をもとに作成

さらに、法律の目標に掲げた 2030 年の再エネ比率目標を達成するために、第 4a 条では、再エネ発電量の中間目標値を設定している。

表 4-7 ドイツ：2021 年改正法での再生可能電力量の中間目標値

単位：TWh

2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年
259	269	281	295	308	318	330	350	376

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 4a 条をもとに作成

³⁹ <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/> (2022 年 3 月 1 日取得)

(4) 義務対象者

再生可能エネルギー法では、下記の(4)で掲げたエネルギー源による発電設備について、もっとも近くに位置する系統運用者(一般的には配電系統運用者)に対して低圧線への接続義務が課される。大規模風力発電事業者などの場合には、高圧線や送電系統に直接接続する場合もある。接続義務が課される系統運用者は、当該発電設備の接続に伴い系統の最適化、増強等が必要となる場合にも、系統への接続義務を負うとされている。

接続した系統の運用者には、その発電設備の発電電力を規定された固定価格以上で買取・補償支払い、もしくは FIP 形式で補償支払いをする義務が生じる。

(5) 対象エネルギー源

再生可能エネルギー法で支援の対象となるエネルギー源、及び発電設備の要件は表 4-8 のとおりである。

なお、太陽光発電については、2012 年 4 月施行の改正法以降は、支援対象とする累積導入設備容量に 52GW という上限が設定され、52GW を上回った翌々月の 1 日に、以降の稼働設備の支援価格をゼロとする条項が規定されていた。本規定は、2021 年改正法では撤廃されており、2022 年 1 月時点で上限設定をされているエネルギー源はない。

表 4-8 ドイツ：再生可能エネルギー法の支援対象エネルギー、対象発電設備要件

【法律が適用される再生可能エネルギー】

● 水力(海洋エネルギー含む)	● 地熱	● 風力
● 太陽光	● バイオマス	● 埋立ガス、下水ガス

※上記の再生可能エネルギーに加えて、鉱山ガスも買取対象のエネルギー源

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法をもとに作成

2000 年の法律制定時には、水力発電設備について 5MW 超分は支援対象とならなかったが、2004 年の法改正以降、150MW までの水力発電設備について、一定の要件を満たした設備改良による出力増分も買取義務の対象に含めることとなった。2004 年 8 月以降、2012 年末までに設備改良をして 15%以上の出力アップがあり、且つ改良によって生態系に悪影響を与えないことが証明されれば、改良によって得られる発電量の増量分が法律に基づく支援対象となる。また、2009 年改正法に基づき、2009 年以降は、設備容量上限や出力アップの条件が撤廃され、既存設備の改修により、改修前と比較して生態学的状況が実質的に改善した場合にのみ、発電量増量分を支援の対象とする。

(6) 支援対象とする電力

ドイツの再生可能エネルギー法では、FIT/FIP 制度の対象となる発電設備は、原則として発電量全量を系統に供給することを求めている。そのため、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。

但し、2012 年改正法が施行した以降の新規設備について、500kW 未満の屋根設置型太陽

光発電設備は、買取価格の適用条件として自家消費を行うことが加えられた。また、30kW以下の太陽光発電設備については、遠隔操作により出力抑制をできる通信機能を持った設備を有するか、もしくは連系点における最大有効電力供給量を定格出力の70%とすることが義務付けられた。さらに、2012年4月に施行された太陽光発電の買取価格改定を目的とした改正法では、2012年4月1日以降に系統連系する10～1,000kWの太陽光発電設備は、支援対象電力量を年間発電量の90%に制限することが義務付けられた（2014年から制限開始）。

その後、2021年改正法では、設備容量300kW超、750kW以下の屋根設置型太陽光発電は、連系点における電力供給量を年間発電量の50%以下にすることを条件として、入札への参加をしないで支援を受けることが可能とされた（2021年改正法第48条（5））。

(7) 直接販売・市場プレミアムオプション

2012年1月に施行された2012年改正法では、再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションが導入された。なお、2012年改正法に基づいて、2014年以降、2012年以降に新規稼動したバイオガス発電設備には、市場プレミアム制度に基づく支援が義務付けられた。

その後、2014年8月1日に施行された再生可能エネルギー法2014年改正法では、一定規模以上の新規再生可能エネルギー発電設備は、段階的に市場での直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化された。施行時期及び対象設備要件は表4-9のとおり。2021年改正法でも、設備容量100kW以上の新規設備とした義務要件は変更ない。

表 4-9 ドイツ：直接販売及び市場プレミアムが義務化される要件

施行時期	義務化される対象設備要件
2014年8月1日以降	設備容量500kW以上の新規発電設備
2016年1月1日以降	設備容量100kW以上の新規発電設備

出所）再生可能エネルギー法2014年改正法をもとに作成

この直接販売・市場プレミアムオプションの概念図は図4-4のとおり。なお、この図では直接販売を選択した事業者は、卸電力取引市場（EPEX Spot）への売電を行うフローとしているが、発電電力の直接販売の手法は特に規定されておらず、市場取引でも相対取引でも発電事業者が選択できる。

2012年改正法では、オプションとして選択可能であった直接販売・市場プレミアムであるが、義務化されていない2014年8月時点で、総発電設備容量に対して、陸上風力発電は88.9%、バイオマス発電は67.2%、水力発電は46.1%の設備が、本オプションを選択していた。他方、1設備あたりの平均容量が小さい太陽光発電は、市場プレミアムオプションを選択している発電設備は、設備容量の15.3%にとどまっていた。

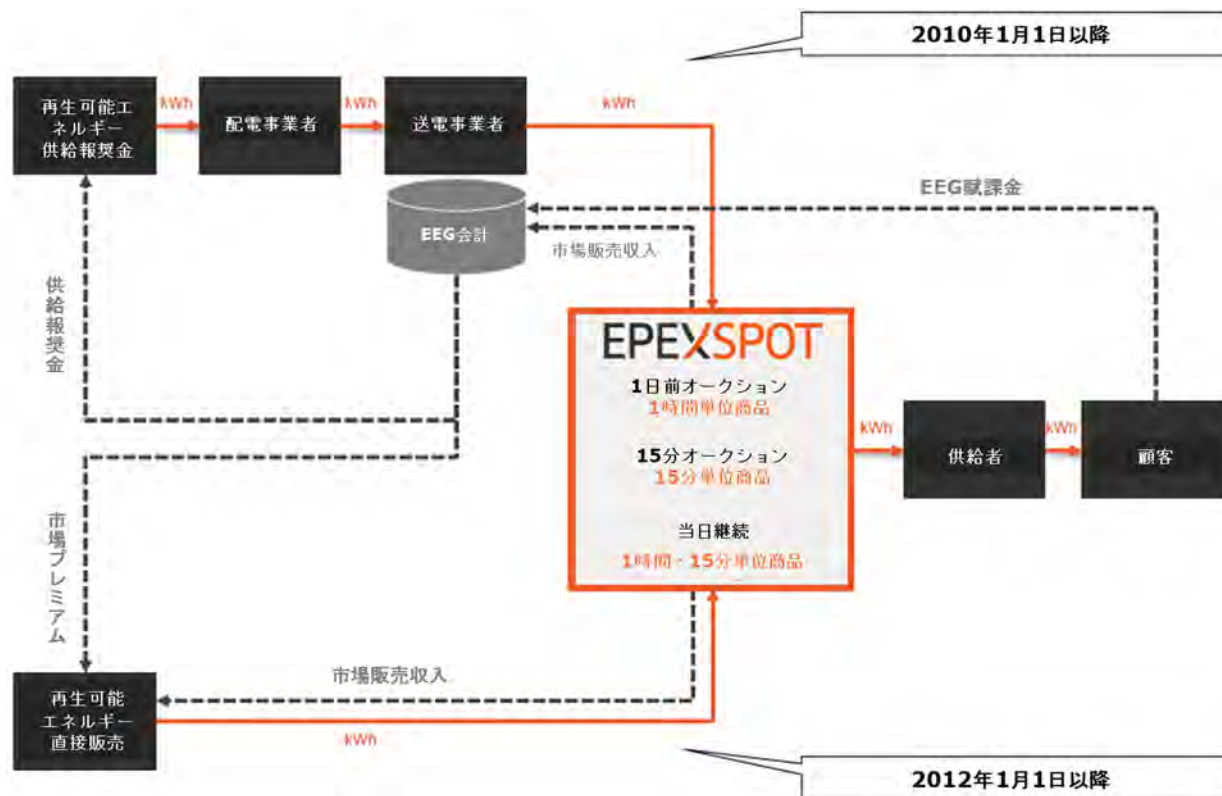


図 4-4 ドイツ：直接販売・市場プレミアムオプションの概念図

出所) Patrick Adigbli, Head of Public Affairs, EPEX SPOT, “Direktvermarktung der erneuerbaren Energien an der Europäischen Strombörse Ein Erfahrungsbericht zur deutschen und französischen Energiewende Februar 2015” をもとに作成

a. 市場プレミアムの算出方法

ドイツの市場プレミアムの基本的な算出方法は下表のとおり。

表 4-10 ドイツ：市場プレミアムの算出式（2022 年末までの稼働設備）

市場プレミアム（MP）の算出式： $MP=EV-RW$

MP : 市場プレミアム

EV : 支援価格（直接販売しなかった場合の固定買取価格に相当）

RW : 参照市場価値（ $RW=MW-Pm$ ）

MW : 前日市場の月間平均実績値 ※詳細は次項 b. を参照

Pm : 管理プレミアム ※2014 年改正法で廃止

出所) 再生可能エネルギー法 2012 年改正法、2014 年改正法をもとに作成

上記のうち、前日市場の月間平均実績値は、太陽光、陸上風力、洋上風力とその他の再生可能エネルギー源で異なる方法で算出する。詳細は、次項の b.を参照いただきたい。

2012 年改正法で、任意で直接販売・市場プレミアムオプションを選択可能とした際に、市場プレミアムに加えて管理プレミアムを付与する制度設計とした。この管理プレミアムは、送電系統運用者が当該電力を市場で販売していたならば要したとされる費用（供給量の把握、予測及び IT インフラに必要な費用、人件費等）に相当する。この管理プレミアムは、風力及び太陽光発電と、その他のエネルギー源で異なる金額が設定されており、出力変動を伴う風力及び太陽光発電の方が高い価格が設定されている。

陸上風力及び太陽光発電は、2012 年に直接販売及び市場プレミアム方式に移行した場合に、市場プレミアムに加えて、1kWh あたり 1.2 ユーロセント/kWh の管理プレミアムが 2012 年の発電量に対して付与された。2013 年以降、1 年ごとに管理プレミアムの金額は引き下げられていき、2015 年以降の発電量に対しては 0.4 ユーロセント/kWh の管理プレミアムが適用される。支援期間平均で見ると、風力及び太陽光発電は、1kWh あたり 0.4 から最大 0.47 ユーロセントの管理プレミアムが付与されることとなる。

表 4-11 ドイツ：任意で市場プレミアムを選択した設備への適用管理プレミアム額

移行時期	エネルギー源	発電年別の管理プレミアム額 (ユーロセント/kWh)
2012 年選択設備	陸上風力、太陽光	2012 年：1.2 2013 年：0.75 2014 年：0.6 2015 年以降：0.4
	水力、バイオマス	2012 年：0.3 2013 年：0.28 2014 年：0.25 2015 年以降：0.2
2013 年選択設備	陸上/洋上風力、太陽光	2013 年：0.75 2014 年：0.6 2015 年以降：0.4
	水力、バイオマス	2013 年：0.28 2014 年：0.25 2015 年以降：0.2
2014 年選択設備	陸上/洋上風力、太陽光	2014 年：0.6 2015 年以降：0.4
	水力、バイオマス	2014 年：0.25 2015 年以降：0.2
2015 年以降選択設備	陸上/洋上風力、太陽光	0.4
	水力、バイオマス	0.2

出所) ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト (<https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpremie/Marktwerte>) をもとに作成

この管理プレミアムは、一定規模以上の新規設備に直接販売・市場プレミアム方式の支援を義務付けた 2014 年改正法で廃止された。2014 年改正法以降は、FIT 制度を選択した新規設備について、陸上風力、洋上風力、太陽光は 0.4 ユーロセント/kWh、それ以外の電源は 0.2 ユーロセント/kWh、支援水準を引き下げる措置が導入された。この支援水準の差が、それまでの管理プレミアム分に相当する。

なお、直接販売及び市場プレミアムオプションが導入されておらず、送電系統運用者(TSO)が一括買取をしていた 2011 年の EEG 賦課金を算出するにあたって、4TSO の EEG 買取に

伴う年間のプロファイルサービス費用を 412,154,253 ユーロ、取引参加費用を 4,899,755 ユーロと予測している⁴⁰。これを 2011 年の EEG 買取電力予測量の約 98TWh で除すと、1kWh あたり 0.43 ユーロセント/kWh に相当する。

b. 参照市場価値の算定方法

● 2022 年 12 月までの稼働設備

水力、埋立ガス等、バイオマス、地熱といった出力調整が容易な電源については、スポット（前日）市場のドイツ価格ゾーンの月間平均実績値を、参照市場価値として用いる。

それ以外の陸上風力、洋上風力、太陽光については、それぞれのエネルギー源別にスポット（前日）市場での推計平均販売実績価格（ドイツ価格ゾーン）を算定して、参照市場価値として用いる。具体的には、それぞれ当該月間におけるエネルギー源別の「a) オンライン集計した発電量×当該時間帯の取引所 1 時間あたり平均価格＝売電による総収入」と「b) オンライン集計発電量」を算出し、これらの数値をもとに a/b の計算をして、「月間市場価値」を算出する。

例えば、2019 年 7 月の陸上風力発電のオンライン集計した発電量は、1 ヶ月合計で 5,224,053.94MWh であった。このオンライン集計した 1 時間あたりの発電量に対して、スポット市場の 1 時間あたりの平均取引価格を乗じて、当該時間帯における売電による総収入を算出する。2019 年 7 月には、744 コマ（24 時間×31 日）の 1 時間あたりの売電による総収入を合算する 190,207,345 ユーロとなった。最後にこの売電による総収入を上述の 5,224,053.94MWh で除して、2019 年 7 月の陸上風力の参照市場価値である 3.641 ユーロセント/kWh（小数点以下 3 桁に四捨五入）を算出する。この算定方法のとおり、月間市場価値は実績値で算出を行い、4 送電系統運用者が当該月間の終了後、10 営業日以内に公表することとなっている。公表サイトのアドレスは以下のとおり。

<https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpremie/Marktwerte>

算定にあたっての「オンライン集計発電量」について、2020 年 11 月にドイツの 4 送電系統運用者（TSO）の 1 社である Amprion 社に対して実施したヒアリングでは、算定方法に関して、下表のような回答が得られた。基本的には、外部のサービス提供者への委託でデータ収集を行っており、選定した代表的なモデル設備の集計データをもとに外挿法を用いて推計をした算出方法となっている。

⁴⁰ ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト，“Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2011 nach AusglMechV”，https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202011/2010_10_15_Foliensatz_zur_Veroeffentlichung_final.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

表 4-12 ドイツ：Amprion 社におけるオンライン集計発電量の算定方法

実施体制	➤ 4TSO ごとに、個別に外部のサービス提供事業者への委託で実施（一部、自社開発への集計を行っている例外有り） ➤ Amprion 社は複数事業者に情報収集業務を委託しているが、詳細は機密情報のため開示不可
参照設備選定方法 (Amprion 社)	➤ Amprion 社の制御エリアでは、太陽光は約 2 万基、陸上風力は約 400 サイトの設備からデータ収集（洋上風力は連系なし） ➤ 設備容量ベースでは、太陽光はエリア内の 11.8GW のうち 1GW 相当、陸上風力はエリア内の 10.7GW のうち 3GW 相当 ➤ 2 年前にセットした参照設備のデータを利用。参照設備をさらに増やしても精度向上は最小限にとどまるため想定せず ➤ 参照設備の選定にあたっては、EEG 登録簿情報で把握可能な範囲で、規模や仕様、立地にばらつきがあるように努力
外部事業者による 発電量算定手法	➤ 系統エリア内の太陽光の多くは 100kW 以下の屋根設置型で、連系している（配電）系統運用者によるデータ取得は困難（上位の系統運用者への提供義務も 100kW 超のみの設備） ➤ そのため参照設備の発電量のデータを主にパワコンのメーカー、もしくは自社で設置した計測機器から入手 ➤ Amprion 社への提供データは、契約の目的範囲内（参照市場価値の集計）のみでの利用とされ、一般への公開は不可

出所) Amprion 社へのヒアリングをもとに作成

なお、このオンライン集計発電量は、2014 年までは、参照設備による発電量は実供給量をベースとしており、出力抑制分を相殺した値を集計していた。その後、2015 年の改正により、参照設備によるオンライン発電量の集計には、出力抑制分を含まないことを明確に定義する変更がなされた。

2015 年以降、参照市場価値の算出に用いられるオンライン発電量の集計に利用される参照設備には、系統制約を理由とした出力抑制を受けた設備を含まず、出力抑制による抑制量を算入しないようにルール変更された。この理由は、再エネの出力抑制の頻度が増加する一方で、TSO 側からは配電系統に連系する設備の出力抑制状況をリアルタイムで把握できず、実際の発電量集計値と把握できている実供給量の集計値との乖離が生じるようになったためとしている。

● 2023 年 1 月以降の稼働設備

2021 年改正法により、2023 年 1 月以降に稼働する設備については、FIP 制度の参照市場価格の算定方法を、月間市場価値から年間市場価値に変更することが規定された。この理由

として、2021 年改正法法案⁴¹の解説では、「1 年間のうち、最も可能性のある（例えば、最も高い電力価格）タイミングで、できるだけ多くの電力を発電・販売するインセンティブを付与するため」としており、その結果として「システム設計、メンテナンス、販売戦略が最適化される」と説明している。

年間市場価値は、4 送電系統運用者が翌年の 10 営業日以内に前年の実績値を公表することが求められる。実務としては、前年の実績値をベースに暫定的な参照市場価値を定め、これまで通り発電設備に月次で市場プレミアムの支払いを行い、翌年に年間市場価値が確定後、差額の精算を行う形となる。

連邦経済・エネルギー省（当時）の委託を受けた Energy Brainpool 社は、2016 年の実績をもとに、月間市場価値から年間市場価値に変更した場合の、太陽光・陸上風力発電の収益影響を試算している⁴²。図 4-5 のとおり、従前の月間市場価値で算定した場合と比較して、上半期には市場プレミアムが低くなり、下半期には高くなる傾向があるが、合計で支払われるプレミアム額は同額になるとの試算結果となった。

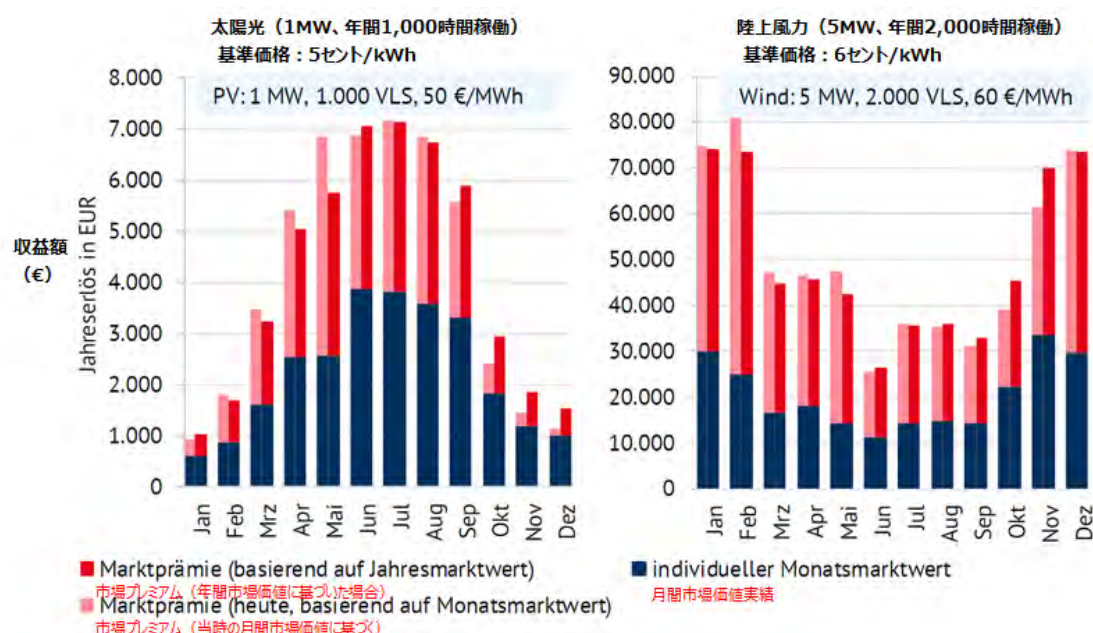


図 4-5 ドイツ：年間市場価値への FIP 算定方法変更の影響試算

出所）“Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020)” をもとに作成

c. ネガティブプライス時の扱い

2014 年 8 月に施行された再生可能エネルギー法 2014 年改正法では、それまで市場プレミアムとあわせて、直接販売を選択した発電者に支払われていた管理プレミアムが廃止され

⁴¹ ドイツ連邦経済・気候保護省ウェブサイト、
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf>（2022 年 3 月 1 日取得）

⁴² “Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020)”
<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2020.html>
（2022 年 3 月 1 日取得）

た。また、2016 年以降に新設される設備については、供給した電力に対する市場プレミアムは、卸電力電力取引のスポット市場（EPEX Spot）における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 6 時間の間マイナスになった場合（ネガティブ価格）、ゼロに下げられる。設備容量 3MW 以下の風力発電設備と 500kW 以下のその他の全ての再生可能エネルギー設備は、本規定の適用除外となる。

2021 年改正法では、第 51 条において、2021 年 1 月 1 日以降に稼働する新規設備について、卸電力電力取引のスポット市場（EPEX Spot）における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 4 時間の間マイナスになった場合（ネガティブ価格）、ゼロに下げられるように改正された。なお、市場プレミアムがゼロとされた時間数分、20 年間となっているプレミアムの支給期間が延長される措置も同時に盛り込まれた（第 51a 条）。

d. オフテイクリスク対策

2014 年改正法で一定規模以上の新規設備に対して直接販売・市場プレミアムの適用を義務付けるにあたって、直接販売者が倒産に陥る等の理由で、一時的に電力の販売ができなくなるケース等を想定して、オフテイクリスク対策に関する制度が設けられた。2014 年改正法第 38 条に基づき、一時的に予め定められた支援額の 80% で系統運用者に電力の買取を求めることが認められていた。ただし、これはあくまで例外的な緊急措置であり、長期にわたる利用は想定されていない。

規定では、直接販売・市場プレミアムの利用について、発電設備及びその代理人（直接販売者）は系統運用者にその旨を販売開始前月初めまでに申告しなければならないとされている。ただし、この期限までに申請が間に合わない場合、または市場プレミアムにおいて義務とされている遠隔制御機能の搭載が間に合わない場合は、例外的に稼働開始（または切り替え）の前月の月末から 5 営業日前までに申し込むことで、第 38 条の適用が受けられる。適用期間は、2014 年改正法では特に定められていなかったが、2017 年改正法より、第 52 条に基づき、連続して最長 3 ヶ月、1 年間のうちで 6 ヶ月までと制限されている。それを超える期間となった場合は、市場価格のみを受け取ることができる。この規定は、そのまま 2021 年改正法の第 52 条に引き継がれている。

この例外規定の適用状況は、4TSO による情報開示サイト⁴³で公開されており、2019 年 7 月現在、246 設備（計 73MW）が例外規定を適用している。本例外規定は、これまで主に陸上風力と太陽光が利用しており、2016 年には陸上風力が 67% を利用していたが、2017 年以降は大部分を太陽光が占めている。但し、2019 年時点で、太陽光発電による発電量全体から見ると、利用している発電量は 0.2% 程度となっている⁴⁴。

100～500kW の新規太陽光発電について、例外規定の適用状況を稼働開始年ごとに見ていくと、2019 年 7 月時点で、2016 年から 2019 年に稼働開始した設備では明らかに 10% より低い割合の設備のみが例外規定を適用している。合計すると利用割合は非常に小さい。

⁴³ <https://www.netztransparenz.de/EEG/Transparenzanforderungen/Anlagendaten-zur-Ausfallvermarktung>（2022 年 3 月 1 日取得）

⁴⁴ Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020) ”, <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2020.html>（2022 年 3 月 1 日取得）

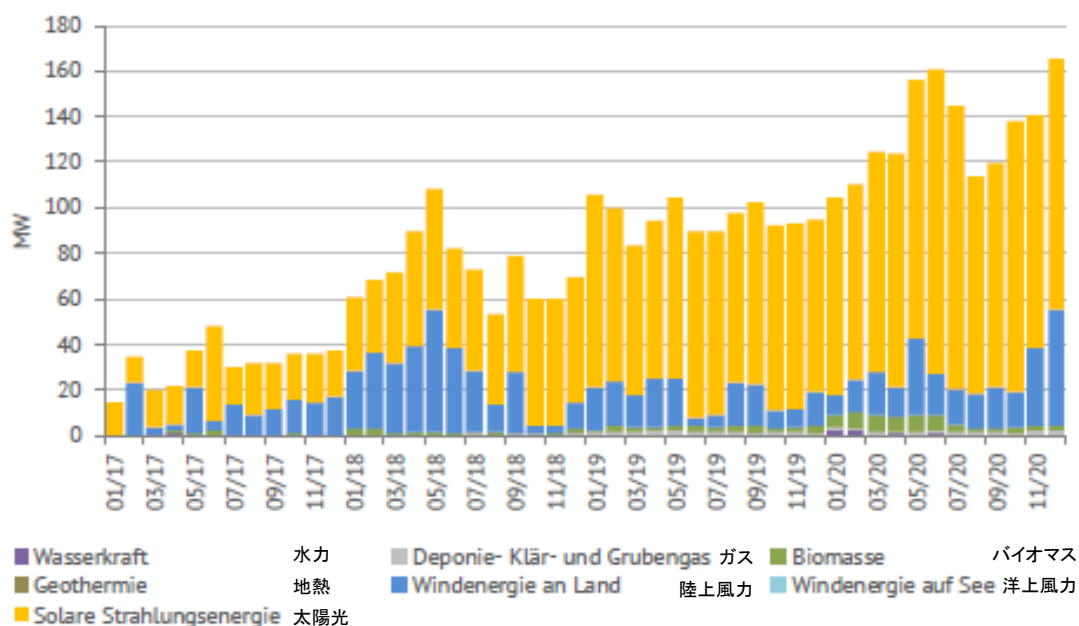
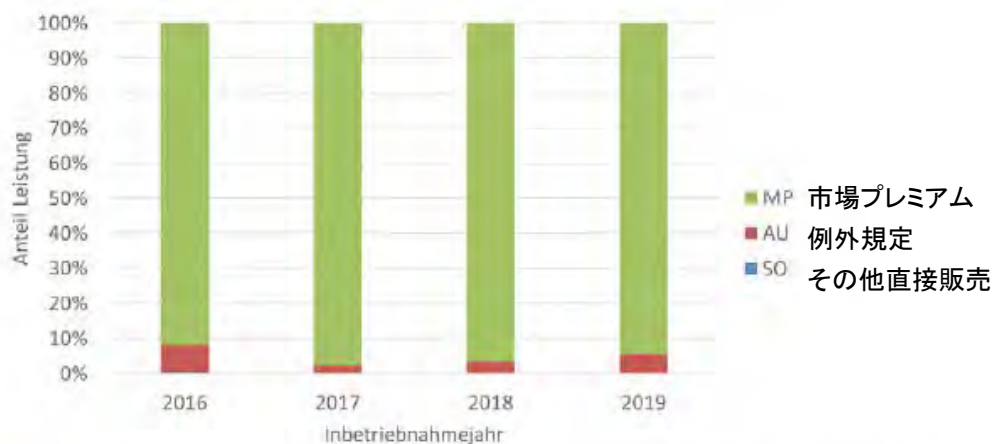


図 4-6 ドイツ：EEG の例外規定を利用した FIP 対象設備の発電容量合計（MW）

出所）“Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2020”⁴⁵をもとに作成



MP: Marktprämie, AU: Ausfallvergütung, SO: Sonstige Direktvermarktung.

Quelle: Netztransparenz.de.

Abbildung 21

Vermarktete Leistung nach Vermarktungsform für Solaranlagen der Leistungsklasse 100 bis 500 kW mit Inbetriebnahmejahr 2016 bis einschließlich Juli 2019.

図 4-7 ドイツ：新規太陽光（100～500kW）の直接販売化手段（2016～19 年 7 月）

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

⁴⁵ <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2020-und-ausblick-2021.html>

（2022 年 1 月 5 日取得）

e. 市場プレミアム制度の施行状況

直接販売・市場プレミアム制度の義務化以降、卸電力取引市場の価格動向により直接販売を選択する発電設備数に多少の影響が見られるものの、総じて直接販売を選択する発電設備が増加傾向にある（図 4-8）。

単位：設備容量比 %

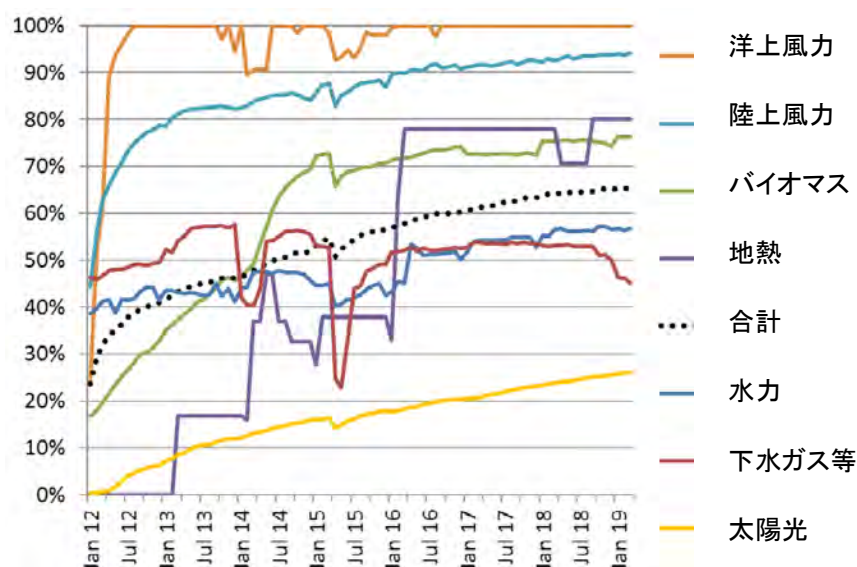


図 4-8 ドイツ：直接販売を選択している発電設備の状況

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

2019 年 7 月時点で、再生可能エネルギー法の対象全設備のうち、設備容量比で約 66%の発電設備が、直接販売を選択している。

表 4-13 ドイツ：直接販売を選択している EEG 対象設備のシェア（2019 年 7 月時点）

単位：MW

	市場プレミアム選択 (2019 年 7 月)	その他直接販売選択 (2019 年 7 月)	EEG 対象設備 (2019 年 5 月)	直接販売 シェア
水力	784	129	1,588	57%
下水ガス等	226	12	511	47%
バイオマス	6,243	12	8,091	77%
地熱	34	0	43	79%
陸上風力	50,086	7	52,944	95%
洋上風力	6,656	0	6,656	100%
太陽光	12,962	43	47,139	28%
合計	76,991	203	116,972	66%

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

特に陸上風力発電については直接販売オプションを選択する事業者がさらに増加しており、2018 年 12 月時点で 49,433MW の発電設備が直接販売を選択しており、2018 年の約 90TWh の給電量のうち、固定価格買取を選択している給電量は 4TWh 程度にとどまる。

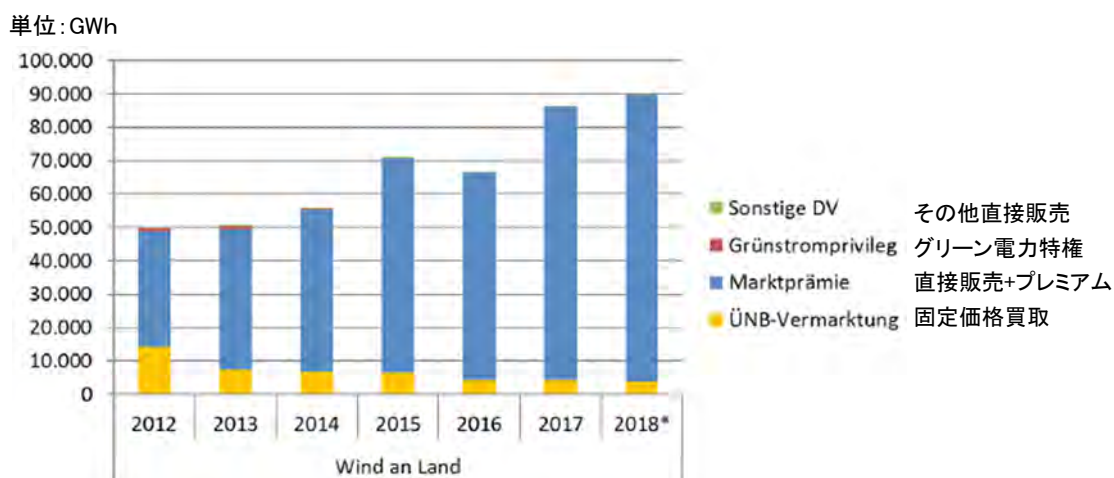


図 4-9 ドイツ：陸上風力発電設備の給電方法の選択状況

出所) “Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (12/2018)” をもとに作成

陸上風力以外の全ての支援対象とする発電量に占める直接販売の選択状況は、図 4-10 のとおり。2020 年には、発電量ベースでは 81%が直接販売を選択している。

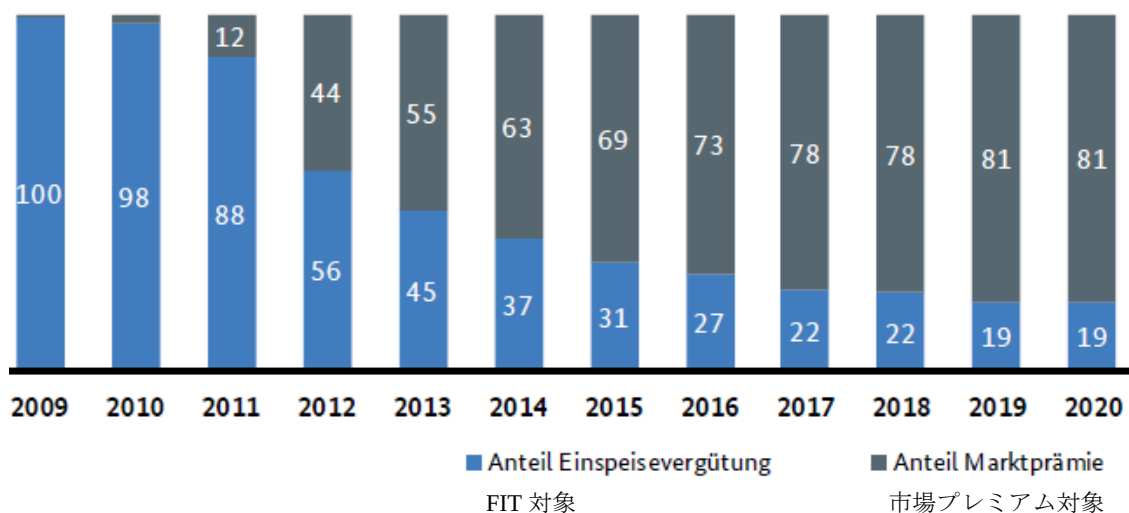


図 4-10 ドイツ：FIT/直接販売（市場プレミアム含む）対象電源のシェアの推移

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “Monitoringbericht 2021” Abbildng 27 をもとに作成

表 4-14 ドイツ：直接販売（市場プレミアム）による支援電力の比率（2019～20 年）

単位：GWh

2019 年

	支援対象電力	FIT 対象電力	FIP 対象電力	FIP 電力比率
水力	5,548	2,119	3,429	62%
下水ガス等	1,063	238	825	78%
バイオマス	40,152	6,860	33,293	83%
地熱	187	14	173	92%
陸上風力	99,166	3,495	95,672	96%
洋上風力	24,379	0	24,379	100%
太陽光	41,383	28,457	12,926	31%
合計	211,879	41,182	170,697	81%

2020 年

	支援対象電力	FIT 対象電力	FIP 対象電力	FIP 電力比率
水力	5,048	1,824	3,224	64%
下水ガス等	1,089	203	887	81%
バイオマス	40,948	6,293	34,655	85%
地熱	197	12	185	94%
陸上風力	102,741	3,329	99,412	97%
洋上風力	26,903	0	26,903	100%
太陽光	45,030	29,555	15,469	34%
合計	221,956	41,216	180,734	81%

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁, Monitoringbericht 2020”Tabelle 30 および “Monitoringbericht 2021”

Tabelle 32 をもとに作成

なお、2014 年 8 月に施行された再生可能エネルギー法 2014 年改正法では、それまで市場プレミアムとあわせて、直接販売を選択した発電者に支払われていた管理プレミアムが廃止された。また、2016 年以降に新設される設備については、供給した電力に対する市場プレミアムは、卸電力取引のスポット市場（EPEX Spot）における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 6 時間の間マイナスになった場合（ネガティブ価格）、ゼロに下げられる。設備容量 3MW 以下の風力発電設備と 500kW 以下のその他の全ての再生可能エネルギー設備は、本規定の適用除外となる。

ドイツでは、再生可能エネルギー発電量の増加に伴い、卸電力取引市場でネガティブ価格が発生する頻度が増加しているため、この直接販売・市場プレミアム制度は、卸電力取引市場におけるネガティブ価格の水準を緩和する効果が期待されている。

2012 年以降の EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況は、下表のとおり。

表 4-15 ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（～2018 年）

	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
ネガティブ価格 総発生時間数	56 時間	64 時間	64 時間	126 時間	97 時間	146 時間	134 時間
a)発生時のス ポット市場取引 量	1.8TWh	2.2TWh	2.6TWh	4.8TWh	3.6TWh	5.4TWh	4.7TWh
b)発生時の平均 市場価格	-61€/MWh	-14€/MWh	-16€/MWh	-9€/MWh	-18€/MWh	-26€/MWh	-14€/MWh
市場規模 ※上記 a)×b)	107 百万€	31 百万€	42 百万€	44 百万€	68 百万€	153 百万€	68 百万€

ネガティブ価格総発生時間数の詳細内訳

	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
発生回数 (6 時間未満)	14 回	19 回	11 回	24 回	20 回	19 回	28 回
発生回数 (6 時間以上)	3 回	2 回	5 回	7 回	7 回	8 回	6 回
発生時間 (6 時間未満)	31 時間	47 時間	27 時間	70 時間	42 時間	58 時間	68 時間
発生時間 (6 時間以上)	25 時間	17 時間	37 時間	56 時間	55 時間	88 時間	66 時間

出所) “Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (12/2018)” および”Monitoring der
Direktvermarktung: Jahresbericht 2020”をもとに作成

上述のとおり、再生可能エネルギー法 2021 年改正法では、第 51 条において、2021 年 1 月 1 日以降に稼働する新規設備について、卸電力電力取引のスポット市場（EPEX Spot）における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 4 時間の間マイナスになった場合（ネガティブ価格）、ゼロに下げられるように改正された。2019～21 年のネガティブ価格発生時間のうち、6 時間以上と 4 時間以上のネガティブ価格発生時間数は、表 4-16 のとおり。

表 4-16 ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（2019 年～）

	2019 年	2020 年	2021 年
ネガティブ価格総発生時間数	211 時間	298 時間	139 時間
うち 6 時間以上連続した時間数 (年間発生時間に占める比率)	123 時間 (58%)	192 時間 (64%)	80 時間 (58%)
うち 4 時間以上連続した時間数 (年間発生時間に占める比率)	155 時間 (73%)	245 時間 (82%)	117 時間 (84%)
発生時の平均市場価格	-17 ユーロ/MWh	-16 ユーロ/MWh	-16 ユーロ/MWh
発生時の平均余剰供給量	2,556 MW	1,762 MW	1,629 MW

出所) “Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2021”⁴⁶をもとに作成

⁴⁶ <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2021-und-ausblick-2022.html> (2022 年 3 月 2 日取得)

f. アグリゲーター、VPP の状況

直接販売・市場プレミアムを選択する再エネ設備は、一般的にはアグリゲーターやバーチャル発電所（Virtual Power Plant：VPP）といったサービス提供者と契約を行い、管理費用を支払って売電を行う。

こうした VPP 事業者の動向は、図 4-11、図 4-12 のとおり。近年は、上位の数社にサービスが集中する傾向があり、各社の源別ポートフォリオにも特色が出てきている。2019 年 1 月時点で直接販売・市場プレミアム制度を選択している約 75GW のうち、70%程度の設備が上位 10 社のアグリゲーターと契約している。

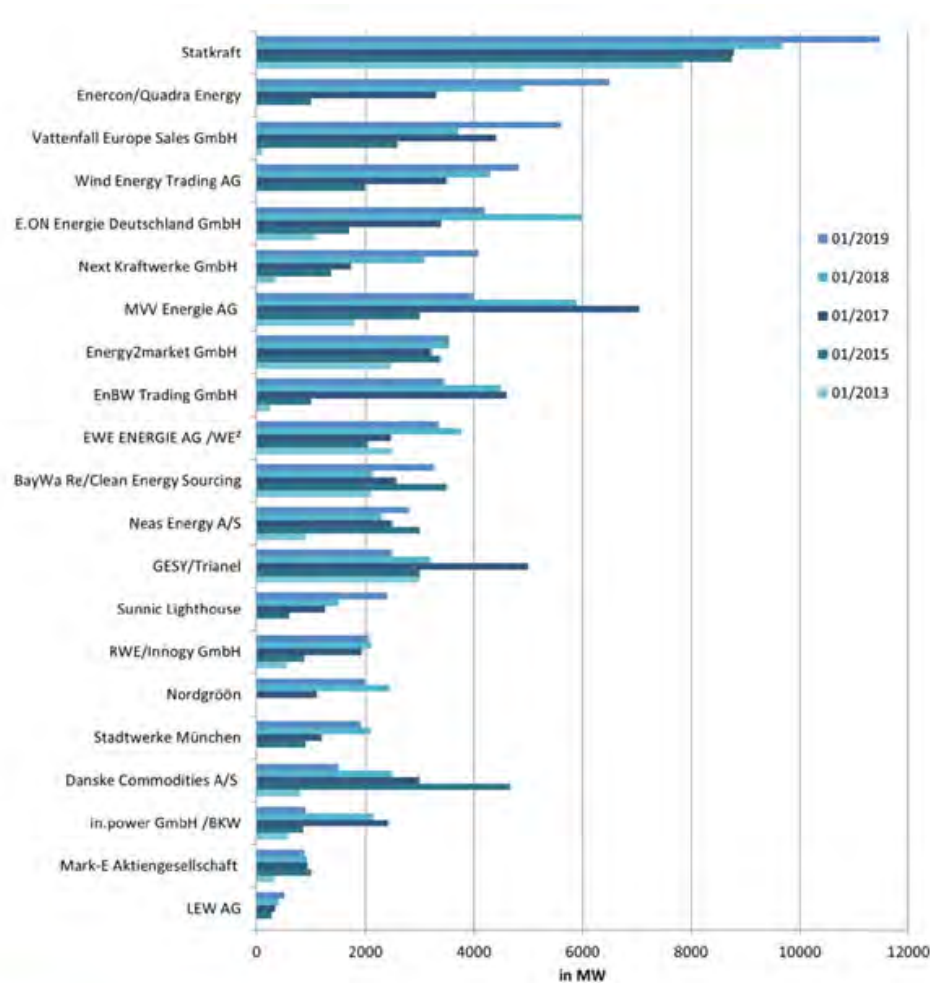
Tabelle 3 TOP 5 Direktvermarkter mit dem jeweils größten Portfolio (in MW) an Anlagenleistung aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen zum Stand 31. Dezember 2018 und 1. Januar 2019.

Rang	Energieträger	Direktvermarkter	Stand 01.01.2019	Stand 31.12.2018	Wind	Solar	Biomasse/ Biogas	Wasserkraft
1	Wind 風力	Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
2		Quadra Energy	6.500	5.350	6.100	380	10	10
3		Vattenfall Energy Trading	5.610	3.850	5.050	550		10
4		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
5		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
1	Solar 太陽光	Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
2		Sunnich Lighthouse	2.400	2.300	600	1.700	1.5	0,5
3		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
4		MVV Energie	4.000	4.300	2.500	1.350		
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
1	Biomasse バイオマス	Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
2		Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
3		Baywa Re / Clens	3.270	2.200	2.700	150	400	
4		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
5		Lechwerke	508	409		80	285	78
1	Wasser 水力	Innogy	2.069	2.137	1.314	185	192	377
2		EnBW	3.450	4.600	2.910	380	40	110
3		Lechwerke	508	409		80	285	78
4		Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55

Quelle: E&M Ausgabe 2/2019.

図 4-11 ドイツ：直接販売アグリゲーターのエネルギー源別ポートフォリオの状況

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成



Quelle: E&M 2013, 2015, 2017 bis 2019.

Abbildung 9

Entwicklung der vermarkteten Anlagenleistung nach Direktvermarkter in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) in 2013, 2015 und 2017 bis 2019.

図 4-12 ドイツ：直接販売アグリゲーターの契約設備容量の推移（2013～19 年）

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

(8) 支援価格

ドイツの再生可能エネルギー法では、支援対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく支援価格（FIT 制度の買取価格相当）が設定されており、個別の設備ごとに適用される支援価格を計算することとなる。こうした支援価格に関する基本的なメカニズムを以下 1)、2) にて概説する。また、2012 年改正法でオプションとして導入され、2014 年改正法以降は一定規模以上の新規設備に義務付けられた直接市場販売・市場プレミアムの支援制度の概要を 3) にて概説する。

再生可能エネルギー法 2017 年改正法では、基本的な制度の枠組みは維持されたが、2017 年以降の稼働設備について、入札対象に移行する電源を定めるとともに、適用するエネルギー源別の支援価格が変更された。この枠組みは、2021 年改正法でも維持されている。

以下では、2017 年 1 月以降に稼働した設備に適用する支援価格を紹介する。

1) 支援価格に関する基本的なメカニズム

ドイツの FIT/FIP 制度では、2000 年の再生可能エネルギー法施行時点から、新規設備に適用される支援価格の漸次的低減などのメカニズムが導入されていた。こうした基本的なメカニズムは、以降の数次にわたる制度改正後も継承されている。

a. 新規設備に適用される支援価格の低減率

ドイツの FIT/FIP 制度では、新規設備に適用する支援価格が、予めエネルギー源別に設定された低減率に従って毎年引き下げられていく。例えば、2001 年に稼動した FIT 制度対象の太陽光発電設備は 20 年間にわたり 50.62 ユーロセントの買取価格が適用されるが、2002 年に稼動した太陽光設備は、2001 年の 50.62 ユーロセントから 5%引き下げられた 48.1 ユーロセントの買取価格が 20 年間適用されることになる。この買取価格の引き下げは、技術進歩によるコスト低減などを見込んだ措置である。

基本的に、支援価格の低減は年 1 回、毎年 1 月に行われていた。但し、太陽光発電設備についてのみは、2010 年以降、半年に 1 回の頻度で改定をする仕組みとなり、2012 年 4 月以降は毎月の頻度で支援価格の改定が行われている。また、陸上風力発電、バイオマス発電についても、2014 年改正法を受けて、2016 年以降の新規設備については、直近 1 年間の新規導入設備容量に応じて、四半期ごとに支援価格を調整する仕組みを設けた。

但し、地熱発電のような現時点で未成熟なエネルギー源については、支援価格の低減を開始する時期が一定期間を経過した後に設定されるなど、配慮した設計となっている。

b. 陸上風力発電の稼働率に応じた支援価格の調整

陸上風力発電については、開発の進展を考慮して、適用する支援価格を、原則として稼動から 5 年間の第 1 ステージと 6 年目以降の第 2 ステージに分けて規定している。この考え方は、入札対象となる案件を除いて以降の改正法でも変わらず適用される。

2000 年の再生可能エネルギー法では、例えば 2000 年に稼動した FIT 対象設備は、稼動から 5 年間は第 1 ステージにあたる 1kWh あたり 9.1 ユーロセントの買取価格が適用される。その後、6 年目以降は、設備の稼働率に応じて第 2 ステージの買取価格が差別化されて適用されることになる。この場合、具体的には、5 年間の発電量が政府指定の基準設備と比較して 150%以上を記録した発電設備には、第 2 ステージの 6.19 ユーロセントの買取価格が適用される。他方、稼働率が基準設備の 150%に満たなかった設備は、稼動後 5 年間の発電量が基準設備の発電量の 150%から 0.75%低くなるごとに、6.19 ユーロセントの買取価格の適用が 2 ヶ月ずつ延期される。つまり、当該 5 年間の発電量が基準設備と比べて 135%の設備は、第 2 ステージの 6.19 ユーロセントの適用が 3 年 4 ヶ月延期され、その間第 1 ステージの価格が延長される。この場合の延長期間の算出式は「 $2 \text{ ヶ月} \times (150\% - 135\%) / 0.75\% = 40 \text{ ヶ月}$ (3 年 4 ヶ月)」となり、当該設備は 9.1 ユーロセントの第 1 ステージの買取価格を 8 年 4 ヶ月間享受できる。

2) 個別設備の支援価格の決定方法

ドイツの再生可能エネルギー法では、支援対象となる再生可能エネルギー発電設備につ

いて、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく支援価格が設定されており、個別の設備ごとに適用される支援価格を計算することとなる。例えば、2005年、2006年に新規稼働した50kWの太陽光、10MWの陸上風力、5MWのバイオマス発電設備の場合、20年間にわたり適用される支援価格は設備稼働年により異なり、表4-17のとおりである。

表 4-17 ドイツ：固定価格買取対象設備に適用される支援価格の計算例

設備稼働年		2005 年稼働設備	2006 年稼働設備
太陽光	設備容量 50kW	53.47 ユーロセント/kWh	50.79 ユーロセント/kWh
陸上風力	設備容量 10MW	8.53 ユーロセント/kWh	8.36 ユーロセント/kWh
バイオマス	設備容量 5MW	8.92 ユーロセント/kWh	8.78 ユーロセント/kWh

出所) 再生可能エネルギー法 2004 年改正法をもとに作成

以下では、上記の50kWの太陽光、5MWのバイオマス、10MWの陸上風力発電設備を事例として取り上げ、実際に各発電設備に適用される支援価格の計算方式を解説する。

a. 設備容量 50kW の太陽光発電設備の場合

2005年に稼働開始した設備容量50kWの太陽光発電設備の場合、出力の60%分は54.53ユーロセントの支援価格が、出力の40%分は51.87ユーロセントの支援価格が適用される。従って、再生可能エネルギー法に基づく固定価格買取制度のもとでは、この設備は20年間にわたり53.47ユーロセントの支援価格が適用される（表4-18参照）。

表 4-18 ドイツ：太陽光発電（50kW）に適用される支援価格の計算方法例

設備稼働年	設備容量比		支援価格
2005 年稼働設備	～30kW	60%	54.53 ユーロセント
	30～50kW	40%	51.87 ユーロセント
適用支援価格	$0.6 \times 54.53 + 0.4 \times 51.87 =$		53.47 ユーロセント /kWh
2006 年稼働設備	～30kW	60%	51.80 ユーロセント
	30～50kW	40%	49.28 ユーロセント
適用支援価格	$0.6 \times 51.80 + 0.4 \times 49.28 =$		50.79 ユーロセント /kWh

出所) 再生可能エネルギー法 2004 年改正法をもとに作成

b. 設備容量 10MW の陸上風力発電設備の場合

設備容量10MWの陸上風力発電設備の場合には、設備稼働から規定により定められた期

間は、「第1ステージ」として下表の高い支援価格が適用される。稼働から6年目以降は、各設備の稼働状況によって順次、「第2ステージ」として下表の低い支援価格に移行する。なお、他のエネルギー源とは異なり、風力発電については設備容量による支援価格の差別化はされていない。

c. 設備容量 5MW のバイオマス発電設備の場合

設備容量 5MW のバイオマス発電設備の場合には、3種類の異なる出力帯の支援価格をもとに、設備全体の支援価格が算出される。具体的な算出方法は表 4-19 のとおりである。

表 4-19 ドイツ：バイオマス発電設備（5MW）に適用される支援価格の計算方法例

設備稼働年	設備容量比		支援価格
2005 年稼働設備	～150kW	3%	11.33 ユーロセント
	150～500kW	7%	9.75 ユーロセント
	500kW～5MW	90%	8.77 ユーロセント
適用支援価格	$0.03 \times 11.33 + 0.07 \times 9.75 + 0.9 \times 8.77 =$		8.92 ユーロセント /kWh
2006 年稼働設備	～150kW	3%	11.16 ユーロセント
	150～500kW	7%	9.60 ユーロセント
	500kW～5MW	90%	8.64 ユーロセント
適用支援価格	$0.03 \times 11.16 + 0.07 \times 9.60 + 0.9 \times 8.64 =$		8.78 ユーロセント /kWh

出所) 再生可能エネルギー法 2004 年改正法をもとに作成

3) 2017 年改正法施行以降に稼働した設備に適用される支援価格

2017 年 1 月施行の再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づき、一定規模以上の陸上風力、洋上風力、太陽光、バイオマスによる新規設備は、入札制度の対象となり、入札の結果として支援水準が決定される。他方、設備容量 750kW 未満（バイオマス発電のみ 150kW 未満）の設備と水力・地熱発電設備は入札対象から除外され、従来通りに固定価格買取（もしくは直接売電・市場プレミアム）での支援を受ける。また、移行措置として、①2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく承認を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備、②2016 年末までに無条件の系統連系許可が接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した洋上風力発電設備も、入札対象から除外される。

以下では、2017 年改正法および 2021 年改正法に基づき入札制度の対象外となる新規設備に適用される支援価格を整理する。2021 年入札制度の対象となる電源については、(9)で後述する。

以下の表 4-20 および表 4-21 は、太陽光発電以外の 2017 年以降の稼働設備に適用される支援価格を整理したものである。

表 4-20 ドイツ：再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づく買取価格（太陽光以外）

単位：ユーロセント/kWh

エネルギー源		対象設備稼働年(各年 1 月時点)				買取期間	買取価格調整率	
		2017 年	2018 年	2019 年	2020 年			
第 40 条 水力 ^{注 2}	0.5MW 以下	12.40	12.34	12.28	12.21	20 年	年率－0.5% (18 年～)	
	0.5～2MW	8.17	8.13	8.09	8.05			
	2～5MW	6.25	6.22	6.19	6.16			
	5～10MW	5.48	5.45	5.43	5.40			
	10～20MW	5.29	5.26	5.24	5.21			
	20～50MW	4.24	4.22	4.20	4.18			
	50MW 超	3.47	3.45	3.44	3.42			
第 45 条 地熱			25.20	25.20	25.20	25.20	20 年	年率－5% (21 年～)
風力	第 46 条 陸上風力 ^{注 3}	第 1 ステージ	8.38	b.で後述			20 年 (5 年 ^{注 3})	月 －0.4% ^{注 4}
		第 2 ステージ	4.66					
	第 47 条 洋上風力 ^{注 5}	第 1 ステージ	15.40	14.90	14.90	13.90	20 年 (12 年 ^{注 5})	
		加速化モデル ^{注 6}	19.40	18.40	18.40	－		
		第 2 ステージ	3.90	3.90	3.90	3.90		
ガス	第 41 条 埋立ガス	0.5MW 以下	8.17	8.05	7.93	7.81	20 年	年率－1.5% (18 年～)
		0.5～5MW	5.66	5.58	5.49	5.41		
	第 41 条 下水ガス	0.5MW 以下	6.49	6.39	6.30	6.20		
		0.5～5MW	5.66	5.58	5.49	5.41		
	第 41 条 鉱山ガス	1MW 以下	6.54	6.44	6.35	6.25		
		1～5MW	4.17	4.11	4.05	3.99		
		5MW 超	3.69	3.63	3.58	3.53		
第 42 条 バイオマス		0.15MW 以下	13.32	13.19	13.06	12.93	20 年	半期 －0.5% (2017 年は 4 月 および 10 月に実 施)
		0.15～0.5MW	11.49	11.38	11.26	11.15		
		0.5～5MW	10.29	10.19	10.09	9.99		
		5～20MW	5.71	5.65	5.60	5.54		
第 44 条 小規模堆肥設備 ^{注 7}	0.075MW 以下 ^{注 8}	23.14	22.91	22.68	22.45			
	第 43 条 バイオ廃棄物処理	0.5MW 以下	14.88	14.73	14.58	14.44		
		0.5～20MW	13.05	12.92	12.79	12.66		

注 1) 上記の支援価格は直接販売+市場プレミアム (FIP) 制度を選択した設備に適用される支援価格。FIT 制度での支援を選択した場合には、管理プレミアム分に相当する陸上風力、洋上風力、太陽光は 0.4 ユーロセント/kWh、それ以外の電源は 0.2 ユーロセント/kWh 引き下げた支援価格を適用。

注 2) 揚水発電設備は対象外。この買取価格の対象となるのは、新設/既存設備の改修により、改修前と比較して生態学的状況が実質的に改善した場合の発電量増量分のみ。

注 3) 運用から 5 年間は全設備に第 1 ステージの価格が適用されるが、政府が指定する基準設備と比較して当初 5 年間の発電量が 130%以上の設備には、6 年目以降、第 2 ステージの価格が適用される。130%に満たない設備は、0.36%低くなるごとに上記の第 2 ステージの価格適用が 1 ヶ月ずつ、延期される。基準発電量の 100%を 0.48%下回るごとに、さらに追加して 1 ヶ月ずつ延期される。

注 4) 直近 1 年間の導入設備容量に応じて、四半期ごとに 0.4%の増額から 2.4%の減額まで買取価格を調整。

注 5) 海岸線から 3 海里以上離れた設備が対象となる。稼働開始から 12 年間は第 1 ステージの価格が、13 年目以降は第 2 ステージの価格が買取価格として適用される。海岸線から 12 海里沖合、水深 20 メートル以上の地点に設置された設備については、12 海里を超える 1 海里あたり 0.5 ヶ月ずつ、水深 20 メートルを超える 1 メートルあたり 1.7 ヶ月ずつ、この第 1 ステージの価格適用期間が延長される。

注 6) 2019 年末までに稼働した設備は「加速化モデル」として、買取期間を 12 年間に短縮した上で、高い買取価格を適用するオプションを選択可能。

注 7) 第 27a 号(1)に準じ、固体発酵残渣を二次発酵させるための設備と直接連結している、特定の有機廃棄物を発酵させるバイオガス設備に対してのみ適用。二次発酵させた発酵残渣は燃料として再利用されねばならない。当該価格は、ガス再処理ボーナスとのみ併せて請求することができる。

注 8) 2019 年 1 月 1 日以降の稼働設備は 0.15MW 以下に要件を変更。

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

表 4-21 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づく支援価格（太陽光以外）

単位：ユーロセント/kWh

エネルギー源		対象設備稼働年		支援期間	支援価格 調整率	
		2021 年	2022 年			
第 40 条 水力 ^{注 2}	0.5MW 以下	12.15	12.09	20 年	年率－0.5%	
	0.5～2MW	8.01	7.97			
	2～5MW	6.13	6.10			
	5～10MW	5.37	5.34			
	10～20MW	5.18	5.15			
	20～50MW	4.16	4.14			
	50MW 超	3.40	3.38			
第 45 条 地熱		25.20	25.20	20 年	年率－0.5% (24 年～)	
風 力	第 46 条 陸上風力	入札対象	入札対象	20 年		
	第 47 条 洋上風力	入札対象	入札対象	20 年		
ガ ス	第 41 条 埋立ガス	0.5MW 以下	7.69	7.57	20 年	年率－1.5%
		0.5～5MW	5.33	5.25		
	第 41 条 下水ガス	0.5MW 以下	6.11	6.02		
		0.5～5MW	5.33	5.25		
	第 41 条 鉱山ガス	1MW 以下	6.16	6.07		
		1～5MW	3.93	3.87		
		5MW 超	3.47	3.42		
第 42 条 バイオマス	0.15MW 以下	12.80	12.74	20 年	半期 －0.5%	
	0.15～0.5MW	入札対象	入札対象			
	0.5～5MW	入札対象	入札対象			
	5～20MW	入札対象	入札対象			
第 44 条 小規模堆肥設備 ^{注 3}	0.15MW 以下	22.23	22.12 ^{注 4}			
第 43 条 バイオ廃棄物処理	0.5MW 以下	14.30	14.23 ^{注 4}			
	0.5～20MW	12.54	12.48 ^{注 4}			

注 1) 上記の支援価格は直接販売+市場プレミアム（FIP）制度を選択した設備に適用される支援価格。FIT 制度での支援を選択した場合には、管理プレミアム分に相当する陸上風力、洋上風力、太陽光は 0.4 ユーロセント/kWh、それ以外の電源は 0.2 ユーロセント/kWh 引き下げた支援価格を適用。

注 2) 揚水発電設備は対象外。この買取価格の対象となるのは、新設/既存設備の改修により、改修前と比較して生態学的状況が実質的に改善した場合の発電量増量分のみ。

注 3) 第 27a 号(1)に準じ、固体発酵残渣を二次発酵させるための設備と直接連結している、特定の有機廃棄物を発酵させるバイオガス設備に対してのみ適用。二次発酵させた発酵残渣は燃料として再利用されねばならない。当該価格は、ガス再処理ボーナスとのみ併せて請求することができる。

注 4) 6 月までに稼働した設備には、2021 年と同じ支援価格を適用。7 月以降の稼働設備に適用される支援価格

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法をもとに作成

a. 入札対象外の太陽光発電に適用される支援価格

2014 年改正法では地上設置型太陽光のみが試行的に入札制度の対象であったが、2017 年改正法に基づき、750kW 以上の太陽光発電設備は、地上設置型に加えて屋根設置型もすべて入札対象に移行した。他方、750kW 未満の設備は、直接販売+市場プレミアム（FIP）制度もしくは固定価格買取制度（100kW までの設備のみ選択可能）で、法令で規定された支援価格による支援を受ける。

太陽光発電の支援価格は、2009 年改正法以降、前年の新規導入設備容量に応じて、適用する支援価格を調整する仕組みが導入された。2017 年改正法では、太陽光発電設備は、毎月 1%ずつ支援価格を低減されていくこととして、適用する低減率は、直近 6 ヶ月の導入量を 2 倍して算出する年間導入量に基づき、表 4-22 のフォーミュラによって-3.0%（1 回に限り価格引き上げ）から 2.8%の範囲で決定する方式が採られている。但し、この低減率の決定は、3 ヶ月に 1 回の頻度で行われる。また、2021 年改正法に基づき、2021 年 2 月以降は、適用する支援価格低減率が、表 4-23 のとおり、変更された。

表 4-22 ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2017 年 2 月～）

年間新規容量	7.5GW超	6.5～7.5GW	5.5～6.5GW	4.5～5.5GW	3.5～4.5GW	2.5～3.5GW
適用月低減率	2.8%	2.5%	2.2%	1.8%	1.4%	1.0%

年間新規容量	2.3～2.5GW	2.1～2.3GW	1.7～2.1GW	～1.7GW	～1.3GW
適用月低減率	0.5%	0.25%	0%	-1.5%	-3.0%

出所）再生可能エネルギー法 2017 年改正法第 49 条をもとに作成

表 4-23 ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2021 年 2 月～）

年間新規容量	7.5GW超	6.5～7.5GW	5.5～6.5GW	4.5～5.5GW	3.5～4.5GW	2.5～3.5GW
適用月低減率	2.5%	2.5%	2.2%	1.8%	1.4%	1.0%

年間新規容量	2.1～2.5GW	1.9～2.1GW	1.5～1.9GW	1.1～1.5GW	～1.1GW
適用月低減率	0.4%	0%	-1.0%	-2.0%	-3.0%

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 49 条をもとに作成

2017 年 1 月以降の低減率の適用状況は表 4-24 のとおり。例えば、2018 年 11 月～2019 年 1 月の支援価格には、直近の 2018 年 4 月～2018 年 9 月の 6 ヶ月間の新規設置容量が 1,596.6MW であったため、2 倍した 3,193.2MW の年間導入量を基準として、法令の規定に基づき月 1.00%の低減率が適用された。低減率を適用した結果の支援価格を表 4-25 に示す。

表 4-24 ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の実績（2017 年 2 月～）

支援価格適用時期		適用低減率 (%/月)	(低減率の判定期間) × 乗数	左記計算での 新規設置容量
2017 年	2～4 月	0%	(2016 年 7 月～2016 年 12 月) × 2	2,025 MW
	5～7 月	0.25%	(2016 年 10 月～2017 年 3 月) × 2	2,149 MW
	8～10 月	0%	(2017 年 1 月～2017 年 6 月) × 2	1,802 MW
2018 年	11～1 月	0%	(2017 年 4 月～2017 年 9 月) × 2	1,966 MW
	2～4 月	0%	(2017 年 7 月～2017 年 12 月) × 2	1,704 MW
	5～7 月	0%	(2017 年 10 月～2018 年 3 月) × 2	2,037 MW
2019 年	8～10 月	1.0%	(2018 年 1 月～2018 年 6 月) × 2	2,727 MW
	11～1 月	1.0%	(2018 年 4 月～2018 年 9 月) × 2	3,193 MW
	2～4 月	1.0%	(2018 年 7 月～2018 年 12 月) × 2	2,570 MW
2020 年	5～7 月	1.4%	(2018 年 10 月～2019 年 3 月) × 2	3,625 MW
	8～10 月	1.4%	(2019 年 1 月～2019 年 6 月) × 2	3,662 MW
	11～1 月	1.0%	(2019 年 4 月～2019 年 9 月) × 2	2,878 MW
2021 年	2～4 月	1.4%	(2019 年 7 月～2019 年 12 月) × 2	2,936 MW
	5～7 月	1.4%	(2019 年 10 月～2020 年 3 月) × 2	3,242 MW
	8～10 月	1.4%	(2020 年 1 月～2020 年 6 月) × 2	3,800 MW
2022 年	11～12 月	1.8%	(2020 年 4 月～2020 年 9 月) × 2	3,975 MW
	1 月	—	—	—
	2～4 月	1.4%	(2020 年 10 月～2020 年 12 月) × 4	4,355 MW
2022 年	5～7 月	1.4%	(2021 年 1 月～2021 年 3 月) × 4	4,379 MW
	8～10 月	1.4%	(2021 年 4 月～2021 年 6 月) × 4	3,846 MW
	11～1 月	1.4%	(2021 年 7 月～2021 年 9 月) × 4	3,690 MW
2022 年	2～4 月	1.4%	(2021 年 10 月～2021 年 12 月) × 4	3,517 MW

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “Monitoringbericht 2021” Tabelle 35 およびドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁴⁷をもとに作成

⁴⁷ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html (2022 年 3 月 5 日取得)

表 4-25 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援価格（太陽光、2017 年以降）

単位：ユーロセント/kWh

●直接販売+市場プレミアムを選択する設備

形態		屋根設置			その他の設備	適用低減率 (%/月)
出力		～10kW	10～40kW	40～750kW	～750kW	
買取 価格	(稼動時期)					
	2017 年 1 月	12.70	12.36	11.09	8.91	
	2～4 月	12.70	12.36	11.09	8.91	0%
	5 月	12.67	12.33	11.06	8.89	0.25%
	6 月	12.64	12.30	11.03	8.87	0.25%
	7 月	12.60	12.27	11.01	8.84	0.25%
	8～10 月	12.60	12.27	11.01	8.84	0%
	11～12 月	12.60	12.27	11.01	8.84	0%
	2018 年 1 月	12.60	12.27	11.01	8.84	0%
	2～4 月	12.53	12.27	11.01	8.84	0%
	5～7 月	12.50	12.27	11.01	8.84	0%
	8 月	12.48	12.14	10.90	8.75	1.0%
	9 月	12.35	12.02	10.79	8.67	1.0%
	10 月	12.23	11.90	10.68	8.58	1.0%
	11 月	12.11	11.78	10.57	8.49	1.0%
	12 月	11.99	11.67	10.47	8.41	1.0%
	2019 年 1 月	11.87	11.55	10.36	8.33	1.0%
	2 月	11.75	11.43	9.87	8.24	1.0%
	3 月	11.63	11.32	9.39	8.16	1.0%
	4 月	11.51	11.21	8.90	8.08	1.0%
	5 月	11.35	11.05	8.78	7.97	1.4%
	6 月	11.19	10.90	8.65	7.85	1.4%
	7 月	11.04	10.74	8.53	7.74	1.4%
	8 月	10.88	10.59	8.41	7.64	1.4%
	9 月	10.73	10.44	8.29	7.53	1.4%
	10 月	10.58	10.30	8.18	7.42	1.4%
	11 月	10.48	10.19	8.10	7.35	1.0%
	12 月	10.37	10.09	8.02	7.28	1.0%
	2020 年 1 月	10.27	9.99	7.94	7.20	1.0%
	2 月	10.12	9.85	7.82	7.10	1.4%
	3 月	9.98	9.71	7.71	7.00	1.4%
	4 月	9.84	9.58	7.61	6.90	1.4%
	5 月	9.70	9.44	7.50	6.81	1.4%
	6 月	9.57	9.31	7.40	6.71	1.4%
	7 月	9.43	9.18	7.29	6.62	1.4%
	8 月	9.30	9.05	7.19	6.53	1.4%
	9 月	9.17	8.93	7.09	6.43	1.4%
	10 月	9.04	8.80	6.99	6.34	1.4%
	11 月	8.88	8.64	6.86	6.23	1.8%
	12 月	8.72	8.49	6.74	6.23	1.8%
	2021 年 1 月	8.56	8.33	6.62	6.01	1.8%
	2 月	8.44	8.21	6.53	5.93	1.4%
	3 月	8.32	8.10	6.44	5.84	1.4%
	4 月	8.21	7.99	6.35	5.76	1.4%

	5 月	8.09	7.87	6.26	5.68	1.4%
	6 月	7.98	7.76	6.17	5.68	1.4%
	7 月	7.87	7.65	6.08	5.52	1.4%
	8 月	7.76	7.55	6.00	5.45	1.4%
	9 月	7.65	7.44	5.91	5.37	1.4%
	10 月	7.54	7.34	5.83	5.29	1.4%
	11 月	7.43	7.23	5.75	5.22	1.4%
	12 月	7.33	7.13	5.67	5.15	1.4%
	2022 年 1 月	7.23	7.03	5.59	5.07	1.4%
	2 月	7.13	6.93	5.51	5.00	1.4%
	3 月	7.03	6.84	5.43	4.93	1.4%
	4 月	6.93	6.74	5.36	4.86	1.4%

● 固定価格買取を選択する設備

形態		屋根設置			その他の設備	適用低減率 (%/月)
出力		～10kW	10～40kW	40～100kW	～100kW	
買取 価格	(稼動時期)					
	2017 年 1 月	12.30	11.96	10.69	8.51	
	2～4 月	12.30	11.96	10.69	8.51	0%
	5 月	12.27	11.93	10.66	8.49	0.25%
	6 月	12.24	11.90	10.63	8.47	0.25%
	7 月	12.20	11.87	10.61	8.44	0.25%
	8～10 月	12.20	11.87	10.61	8.44	0%
	11～12 月	12.20	11.87	10.61	8.44	0%
	2018 年 1 月	12.20	11.87	10.61	8.44	0%
	2～4 月	12.20	11.87	10.61	8.44	0%
	5～7 月	12.20	11.87	10.61	8.44	0%
	8 月	12.08	11.74	10.50	8.35	1.0%
	9 月	11.95	11.62	10.39	8.27	1.0%
	10 月	11.83	11.50	10.28	8.18	1.0%
	11 月	11.71	11.38	10.17	8.09	1.0%
	12 月	11.59	11.27	10.07	8.01	1.0%
	2019 年 1 月	11.47	11.15	9.96	7.93	1.0%
	2 月	11.35	11.03	9.47	7.84	1.0%
	3 月	11.23	10.92	8.99	7.76	1.0%
	4 月	11.11	10.81	8.50	7.68	1.0%
	5 月	10.95	10.65	8.38	7.57	1.4%
	6 月	10.79	10.50	8.25	7.45	1.4%
	7 月	10.64	10.34	8.13	7.34	1.4%
	8 月	10.48	10.19	8.01	7.24	1.4%
	9 月	10.33	10.04	7.89	7.13	1.4%
	10 月	10.18	9.90	7.78	7.02	1.4%
	11 月	10.08	9.79	7.70	6.95	1.0%
	12 月	9.97	9.69	7.62	6.88	1.0%
	2020 年 1 月	9.87	9.59	7.54	6.80	1.0%
	2 月	9.72	9.45	7.42	6.70	1.4%
	3 月	9.58	9.31	7.31	6.60	1.4%
	4 月	9.44	9.18	7.21	6.50	1.4%
	5 月	9.30	9.04	7.10	6.41	1.4%

	6 月	9.17	8.91	7.00	6.31	1.4%
	7 月	9.03	8.78	6.89	6.22	1.4%
	8 月	8.90	8.65	6.79	6.13	1.4%
	9 月	8.77	8.53	6.69	6.03	1.4%
	10 月	8.64	8.40	6.59	5.94	1.4%
	11 月	8.48	8.24	6.46	5.83	1.8%
	12 月	8.32	8.09	6.34	5.72	1.8%
	2021 年 1 月	8.16	7.93	6.22	5.61	1.8%
	2 月	8.04	7.81	6.13	5.53	1.4%
	3 月	7.92	7.70	6.04	5.44	1.4%
	4 月	7.81	7.59	5.95	5.36	1.4%
	5 月	7.69	7.47	5.86	5.28	1.4%
	6 月	7.58	7.36	5.77	5.20	1.4%
	7 月	7.47	7.25	5.68	5.12	1.4%
	8 月	7.36	7.15	5.60	5.05	1.4%
	9 月	7.25	7.04	5.51	4.97	1.4%
	10 月	7.14	6.94	5.43	4.89	1.4%
	11 月	7.03	6.83	5.35	4.82	1.4%
	12 月	6.93	6.73	5.27	4.75	1.4%
	2022 年 1 月	6.83	6.63	5.19	4.67	1.4%
	2 月	6.73	6.53	5.11	4.60	1.4%
	3 月	6.63	6.44	5.03	4.53	1.4%
	4 月	6.53	6.34	4.96	4.46	1.4%

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁴⁸をもとに作成

b. 入札対象外の陸上風力発電に適用される支援価格

2017 年改正法に基づき、750kW 以上の陸上風力発電設備は、すべて入札対象に移行した。但し、移行措置として、2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく承認を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備については、従来通りに固定価格買取（もしくは直接売電・市場プレミアム）での支援を受ける。

なお、陸上風力発電については、2014 年改正法以降、直近の導入量に応じて支援価格の低減率を調整する仕組みが導入された。2017 年改正法では、2017 年 3 月～8 月に月に 1.05% の低減率を適用することが第 46a 条で定められている。2017 年 10 月以降は、データが取得可能な直近 1 年間（17～6 ヶ月前）の設備容量の純増（廃止設備容量分を除いた数値）に応じて、表 4-26 のフォーミュラで四半期ごとに-0.4%（価格引き上げ）から 2.4%の範囲で低減率を決定する方式が採られている。直近 1 年間の純増設置容量が 3.5GW を超過しており、2017 年 10 月以降は、2.4%/四半期の低減率が適用されている。

⁴⁸ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html（2022 年 3 月 1 日取得）

表 4-26 ドイツ：新規陸上風力適用の支援価格低減率の決定方法（2017 年 10 月～）

年間新規容量	3.5GW超	3.3～3.5GW	3.1～3.3GW	2.9～3.1GW	2.7～2.9GW	2.5～2.7GW
適用四半期低減率	2.4%	1.2%	1.0%	0.8%	0.6%	0.5%

年間新規容量	2.4～2.5GW	2.2～2.4GW	2.0～2.2GW	1.8～2.0GW	1.6～1.8GW	～1.6GW
適用四半期低減率	0.4%	0.3%	0.2%	0%	-0.2%	-0.4%

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法第 46a 条をもとに作成

表 4-27 ドイツ：再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づく支援価格（陸上風力）

支援価格適用時期		適用低減率 (%)	支援価格（ユーロセント/kWh）		直近 1 年間の 純増設置容量
			第 1 ステージ	第 2 ステージ	
2017 年	1～2 月	—	8.38	4.66	—
	3 月	1.05%/月	8.29	4.61	—
	4 月	1.05%/月	8.20	4.56	—
	5 月	1.05%/月	8.12	4.51	—
	6 月	1.05%/月	8.03	4.47	—
	7 月	1.05%/月	7.95	4.42	—
	8 月	1.05%/月	7.87	4.37	—
	9 月	—	7.87	4.37	—
	10～12 月	2.4%/四半期	7.68	4.27	4,676 MW
2018 年	1～3 月	2.4%/四半期	7.49	4.17	5,038 MW
	4～6 月	2.4%/四半期	7.31	4.07	5,516 MW
	7～9 月	2.4%/四半期	7.14	3.97	5,378 MW
	10～12 月	2.4%/四半期	6.97	3.87	5,308 MW

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁，“Monitoringbericht 2018” Tabelle 24 をもとに作成

(9) 2021 年改正法に基づく入札制度の概要と結果

2021 年改正法に基づく入札制度の対象及び要件は、太陽光発電を除いて、4.4.2(1)で後述する 2017 年改正法に基づく制度から大きな変更点はないため、そちらを参照いただきたい。

1) 太陽光

2017 年改正法では 750kW 超の新規設備（屋根設置も含む）を対象として入札を行っていた太陽光発電は、2021 年改正法で、区分 1：750kW～20MW の地上設置型、区分 2：屋根設置型の 2 つのセグメントに分けて入札が実施されることとなった。

区分 1 の地上設置型は年 3 回（3 月、6 月、11 月）、区分 2 の屋根設置型は年 2 回（6 月、12 月）の募集が行われる。各年の区分ごとの募集容量は以下のとおり。なお、2022 年の区分 2：屋根設置型設備の入札は、特別入札として年 3 回（4 月、8 月、12 月）の実施が予定されている。

表 4-28 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（太陽光）

	区分 1：地上設置型（750kW～20MW）	区分 2：屋根設置型
2021 年	1,850MW （うち 1,600M は特別入札）	300MW
2022 年	3,600MW （うち 2,000MW は特別入札） ^{注1}	2,300MW （うち 2,000MW は特別入札） ^{注2}
2023～24 年	各 1,650MW	各 350MW
2025 年	1,650MW	400MW
2026～28 年	各 1,550MW	各 400MW

注 1) 11 月実施の特別入札増量分は、それまでに欧州委員会が国庫補助の承認可否を判断予定。

注 2) 12 月実施の特別入札増量分は、それまでに欧州委員会が国庫補助の承認可否を判断予定。

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28a 条をもとに作成

それぞれの募集回ごとに年間の募集容量が配分される。また、2022 年以降、前年の区分ごとの入札で落札できなかった、もしくは第二次保証金が納められなかった設備容量分は、募集容量が増加する。連邦ネットワーク庁は、毎年 3 月 15 日までに年間設備容量を決定し、区分 1 は次の 3 回の入札に、区分 2 は当該年の 2 回の入札に均等に配分される。

なお、区分 2 の屋根設置型設備は、地上設置型設備と同様に 750kW 超の設備は入札参加が義務付けられる。300～750kW の設備は、任意で入札に参加可能となっているが、参加しない場合には発電電力の 50%までしか市場プレミアムを付与せず、残りの発電量は自家消費かプレミアムなしでの直接販売が求められる。

2021 年の入札では、区分 1 の地上設置型の上限価格は 5.9 セント/kWh、区分 2 の屋根設置型の上限価格は 9 セント/kWh に設定される。2022 年 1 月以降、区分 1 は 5.9 セントを上限としつつ、直近 3 回の入札での最高落札価格の 108%の数値（小数点第 2 位で四捨五入）とする。区分 2 の上限価格は、2022 年 1 月以降は年間 1%の比率で逡減される（2022 年には 8.91 セントの上限価格を適用）。

2021 年に実施された区分ごとの入札結果は下表のとおり。

表 4-29 ドイツ：2021 年改正法に基づく区分 1・地上設置型太陽光発電の入札結果

根拠法令	EEG2021	EEG2021	EEG2021
募集回	第 1 回	第 2 回	第 3 回
募集締切	2021/3/1	2021/6/1	2021/11/1
募集容量	617 MW	510.347 MW	509.52 MW
応札状況	288 件	242 件	232 件
	1,504MW	1,130MW	986MW
落札状況	103 件	95 件	133 件
	619.7MW	513.3MW	512.0MW
除外件数	15 件	38 件	38 件
	20.8MW	48.9MW	48.9MW
平均落札価格(ユーロセント/kWh)	5.03 ¢	5.00 ¢	5.00 ¢
落札価格範囲(ユーロセント/kWh)	4.69 ¢～5.18 ¢	4.69 ¢～5.09 ¢	4.57 ¢～5.20 ¢
入札価格範囲(ユーロセント/kWh)	4.69 ¢～5.89 ¢	4.69 ¢～5.85 ¢	4.57 ¢～6.10 ¢
入札上限価格	5.90 ¢	5.90 ¢	5.90 ¢
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限	2022/11/30	2023/1/31	2023/6/30
稼働開始期限(失効期限)	2023/5/8	2023/7/24	2023/12/6

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁴⁹をもとに作成

表 4-30 ドイツ：2021 年改正法に基づく区分 2・屋根設置型太陽光発電の入札結果

根拠法令	EEG2021	EEG2021
募集回	第 1 回	第 2 回
募集締切	2021/2/1	2021/12/1
募集容量	150MW	150MW
応札状況	168 件	209 件
	213MW	233MW
落札状況	114 件	136 件
	152.5MW	154.0MW
除外件数	15 件	38 件
	20.8MW	48.9MW

⁴⁹

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/start.html>

(2022 年 3 月 1 日取得)

平均落札価格(ユーロセント/kWh)	6.88 ¢	7.43 ¢
落札価格範囲(ユーロセント/kWh)	5.35 ¢～7.89 ¢	5.70 ¢～8.28 ¢
入札価格範囲(ユーロセント/kWh)	5.35 ¢～9.00 ¢	5.70 ¢～9.00 ¢
入札上限価格	9.00 ¢	9.00 ¢
落札価格決定方式	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限	2022/3/22	2022/7/22
稼働開始期限(失効期限)	2022/7/22	2023/1/23

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵⁰をもとに作成

2) 陸上風力

2021 年改正法に基づき、陸上風力の入札は年 3 回（2 月、5 月、9 月）に分けて募集が行われる。各年の募集容量は以下のとおり。

表 4-31 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（陸上風力）

2021 年	4,500MW ^注	2025 年	3,200MW
2022 年	2,900MW	2026 年	4,000MW
2023 年	3,000MW	2027 年	4,800MW
2024 年	3,100MW	2028 年	5,800MW

注) うち 1,600MW は特別入札

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28 条をもとに作成

それぞれの募集回ごとに年間の募集容量が配分される。また、2024 年以降、前年の区分ごとの入札で落札できなかった、もしくは第二次保証金が納められなかった設備容量分は、募集容量が増加する。連邦ネットワーク庁は、毎年 3 月 15 日までに年間設備容量を決定し、次の 3 回の入札に均等に配分される。但し、募集容量が提出される応札量を上回ることが予想される場合には、連邦ネットワーク庁が募集容量を削減できる。

入札上限価格は、2021 年の入札では 6 セント/kWh に設定され、2022 年以降は年間 2% の比率で逡減していく（2022 年には 5.88 セントの上限価格を適用）。

落札プロジェクトの選定は、2017 年改正法と同様に差別価格（Pay-as-bid）方式で行われるが、導入量制限設定地域（図 4-23）が廃止される。代わりに、2022 年、23 年の入札量の入札では落札量の 15% まで、2024 年以降の入札では落札量の 20% までは、ドイツ南部地域に立地するプロジェクトを優先して落札とする。但し、2022 年 2 月末時点で欧州委員会の国庫補助承認が得られておらず、南部地域に係る条項は未施行となっている。

また、風力発電設備は、0.2 セント/kWh を風車から 2,500m 以内に立地する自治体に対して提供することを前提に、入札に参加することができる。

2021 年に実施された入札の結果は以下のとおり。

⁵⁰

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/start.html>
(2022 年 3 月 1 日取得)

表 4-32 ドイツ：2021 年改正法に基づく陸上風力入札制度の結果（2021 年～）

	第 1 回	第 2 回	第 3 回
募集締切	2021 年 2 月 1 日	2021 年 5 月 1 日	2021 年 9 月 1 日
募集容量	1,500MW	1,243.23MW	1,492.019MW
応札状況	91 件 718.8MW	137 件 1,161.39MW	210 件 1,823.84MW
落札状況	89 件 691.45MW	127 件 1,110.39MW	166 件 1,493.94MW
除外件数	2 件 27.35MW	9 件 39.8MW	6 件 34.2MW
平均落札価格(セント/kWh)	6.00 セン	5.91 セン	5.79 セン
落札価格範囲(セント/kWh)	5.15 セン ～6.00 セン	4.50 セン ～6.00 セン	5.20 セン ～5.92 セン
実際の適用価格	5.15 セン ～6.00 セン	5.68 セン ～6.00 セン	5.20 セン 5.92 セン
入札価格範囲(セント/kWh)	5.15 セン ～6.00 セン	4.50 セン ～6.00 セン	5.20 セン ～6.00 セン
入札上限価格(セント/kWh)	6.00 セン	6.00 セン	6.00 セン
減額なしの稼働開始期限 ^注	2023 年 5 月 8 日	2023 年 6 月 21 日	2023 年 12 月 21 日
稼働開始期限(失効期限) ^注	2023 年 11 月 7 日	2023 年 10 月 23 日	2024 年 4 月 22 日

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵¹をもとに作成

3) バイオマス

2021 年改正法に基づき、バイオマスの入札は年 2 回（3 月、9 月）に分けて、毎年 600MW の募集が行われる。既存設備には 18.4 セント/kWh、新規設備には 16.4 セント/kWh の入札上限価格を設定する。2022 年 1 月以降は年間 1%の比率で通減される（2022 年には既存設備に 18.22 セントの上限価格、新規設備に 16.24 セントの上限価格を適用）。

陸上風力と同様にドイツ南部地域に立地するプロジェクトへの優遇措置が設けられ、2022 年以降の入札では落札プロジェクトの 50%が南部地域のプロジェクトに優先的に割り当てられる。但し、2022 年 2 月末時点で欧州委員会の国庫補助承認が得られておらず、南部地域に係る条項は未施行となっている。

2021 年に実施された入札の結果は以下のとおり。

51

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html
(2022 年 3 月 1 日取得)

表 4-33 ドイツ：2021 年改正法に基づくバイオマス発電の入札結果

2021 年 3 月入札

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
300MW	60 件	43.6MW	38 件	33.87MW	17.02 ユーロ/kWh
新設	7 件	14.2MW	5 件	12.2MW	15.09 ユーロ/kWh
既設 150kW 以下	8 件	0.6MW	5 件	0.4MW	18.79 ユーロ/kWh
既設 150kW 超	45 件	28.9MW	28 件	21.2MW	18.09 ユーロ/kWh

2021 年 9 月入札

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
274.868MW	100 件	86.5MW	73 件	69.552MW	17.48 ユーロ/kWh
新設	7 件	20.6MW	7 件	20.6MW	n/a
既設 150kW 以下	10 件	0.9MW	7 件	0.6MW	n/a
既設 150kW 超	83 件	65.0MW	59 件	48.4MW	n/a

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵²をもとに作成

4) イノベーション入札

イノベーション入札の詳細は、2021 年改正法とは別に、イノベーション入札令 (InnAusV)⁵³で規定されている。以下では、入札の概要を整理する。

ア) 対象設備要件、入札スケジュール

イノベーション入札は、以下のシステムを対象とした入札制度となる。

- ・異なる再生可能エネルギー源による複数発電所を組み合わせた（複合）システム、または、
- ・蓄電機能を有する個別再生可能エネルギー発電システム

上記の蓄電機能を有する再生可能エネルギー発電システムのうち、個別の再生可能エネルギー設備と蓄電設備を組み合わせたシステムは、当該発電設備からの発電電力のみを受け取り、2 時間以上蓄電する能力を有していることが条件となる。

連邦ネットワーク庁のサイトでは、具体的な入札参加要件を以下のとおり説明している。

⁵² <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/start.html>
(2022 年 3 月 1 日取得)

⁵³ <http://www.gesetze-im-internet.de/innausv/BJNR010610020.html> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 4-34 ドイツ：2021 年改正法に基づくイノベーション入札参加要件

【異なる再生可能エネルギー源による複数の発電所を組み合わせた（複合）システム】	
Ⓔ	1 種類以上の再生可能エネルギーが、陸上風力または太陽光
Ⓔ	複数の発電所を組み合わせたシステムが、共通の系統連系点を介して給電
Ⓔ	複合発電システムの入札は、入札日時時点で未稼働のシステムにより参加
Ⓔ	複合発電システム 751kW 以上（個別システムの最低規模要件はなし）
Ⓔ	太陽光と蓄電とを含む組み合わせ発電システムの全ての個別システムは、応札期限日までにマスターデータ登録簿にプロジェクト登録

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵⁴をもとに作成

2021 年改正法の第 28c 条では、イノベーション入札について、毎年 4 月 1 日と 8 月 1 日に応札を行うことと、2028 年までの募集容量を規定している。下記の年間募集容量は、4 月と 8 月の入札に均等に分配される。

表 4-35 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（イノベーション入札）

2021 年	500MW	2025 年	700MW
2022 年	550MW+特別太陽光 50MW	2026 年	750MW
2023 年	600MW	2027 年	800MW
2024 年	650MW	2028 年	850MW

※特別太陽光発電システムの要件は 2021 年 10 月 1 日に連邦ネットワーク庁が決定

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28c 条をもとに作成

2022 年以降、前暦年のイノベーション入札で落札されなかった容量がある場合、当該容量分を入札募集容量に加えて募集を行う。

なお、2022 年に募集予定となっている「特別太陽光発電システム」は、イノベーション入札令の第 15 条で、①水域設置の太陽光システム、②有用な植物を同時栽培する耕作地の太陽光システム、③駐車場設置太陽光システムが例示されているが、連邦ネットワーク庁が 2021 年 10 月 1 日に詳細な要件を規定することが決められている。

特別太陽光発電システムを含むイノベーション入札は、イノベーション入札令の第 16 条で 100kW 以上、2MW までの設備を対象とすることのみが規定されているが、2021 年 10 月 1 日に連邦ネットワーク庁が公表した特別太陽光発電システムの要件は以下のとおり。

⁵⁴ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/Ausschreibungsverfahren/start.html>（2022 年 3 月 1 日取得）

表 4-36 ドイツ：イノベーション入札での特別太陽光発電システム要件

水域に設置された設備

設備は、決定時点で適用されている水管理法（WHG）第 3 条 1 号、2a 号、4 号、5 号に従って、水域に設置・運用されなければならない。設備の建設および運営は、水枠組み EU 指令（WFD）、その国内法である水管理法その他の（水に関する）要件を遵守すること。設備運用者は、系統運用者に対して、稼働時に水道法に基づく許可証を提出し、設備が水域の特別太陽光発電設備であることを証明しなければならない。

同時に有用な植物が栽培されている耕地、および永年または多年作物が栽培されている農地に設置された設備

設備は、同時に有用な植物を栽培している耕地（イノベーション入札条例第 15 条 2a 号）、または永年または多年作物を栽培している農地（イノベーション入札条例第 15 条 2b 号）に設置・運用されなければならない。

「耕地」とは農業耕作可能な土地である。本定義においては、永年草地や牧草地、または永年作物を栽培する土地は除外される。温室地、休耕地、保留地も除外される。

「農地」とは永年草地や牧草地、永年作物を栽培する耕地として使用される全ての土地である。本定義においては、牧草または飼料植物を栽培する土地は除外される。永年草地や牧草地も除外される。

永年または多年作物は、イノベーション入札条例第 15 条 2b 号に従った土地で栽培されなければならない。永年作物とは、輪作でなく、5 年以上その土地に留まり、繰り返し収穫を行わない作物である。ブドウ園や樹木の苗床、短期回転の雑木林が含まれる。多年作物とは、2 年以上連続してその土地に留まる作物である。

イノベーション入札条例第 15 条 2a 号および 2b 号に従った土地に設置される特別太陽光発電設備は、最新技術に基づいて設置・運用されなければならない。特に、太陽光発電設備と、植物または永年・多年作物の栽培が、支援期間にわたって DIN SPEC91434:2021-056 の要件を満たしている場合、また、農業活動において、太陽光発電設備のない土地での標準収穫量の 66%以上を達成している場合、最新技術に準拠すると見なされる。

設備運用者は、系統運用者に対して、稼働時には、太陽光発電設備が最新技術に準拠していることを専門家の鑑定書によって証明しなければならない。稼働後には 3 年毎に、革新入札条例第 15 条 2a 号および 2b 号で定義されている農業活動（植物、永年または多年作物の栽培）が、過去 3 年に当該土地で継続して行われていたことを、専門家の証明書によって証明しなければならない。

専門家の証明書では、農業活動が明らかに最新技術と矛盾していないことを証明しなければならない。航空写真その他の写真、現地記録からの抜粋を使うことができる。

駐車場に設置された設備

設備は、駐車場に設置・運用されなければならない。

駐車場とは、駐車スペースおよび駐車に使用される場所と定義される。公共および非公共の駐車場が含まれる。

駐車スペースとは、主に自動車、自転車その他の車両の駐車に使用される場所で、交通

状況や車両の操作によっては駐車できない場合がある。操縦エリア、従属的な装飾エリア、アクセス道路などが含まれる。

EEG 第 3 条 23 号に定義されている建物内および建物下の駐車場は含まれない。

駐車場は、太陽光発電設備の設置目的で建設されたものでないかもしれない。駐車スペースの大きさは、駐車場の必要条件と合理的に釣り合わなければならない。太陽光発電設備の設置は、駐車場に大きな影響を与えてはならない。

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵⁵をもとに作成

イ) 入札参加要件

上述のとおり、複合システムで入札する際に、応札期限までに個別設備を EEG の設備登録簿に登録をしておくことが求められる。

入札に参加する場合には、応札するシステムごとに入札参加手数料の支払いが必要となる。手数料は陸上風力とバイオマスが 522 ユーロ、太陽光が 586 ユーロとなっており、組み合わせに含まれる最も高額なエネルギー源の価格が適用される。

入札参加に保証金の支払いも必要となり、使用するエネルギー源に関わらず、発電システムの設備容量全体に対して 60 ユーロ/kW を乗じた金額が適用される。

ウ) 支援形態

落札者は、20 年間にわたって応札した固定プレミアム価格を、売電収入に加えて受給する権利を得る。2.8 ユーロセント/kWh の価格で落札したシステムは、常に売電収益に加えて、1kWh あたり 2.8 ユーロセントの固定プレミアム価格を受給する権利を得る。他の直接販売+市場プレミアム制度の対象設備のように、参照月間（2023 年 1 月 1 日以降稼働設備は年間）市場価値に応じて、スライド式にプレミアム額を変更する形にはなっていない。

また、イノベーション入札の落札者は、電力取引市場の前日取引でのドイツ価格ゾーンがネガティブプライスとなった時間帯は、固定プレミアムはゼロに引き下げられる。

エ) 落札者決定方法

イノベーション入札の応札者は、固定プレミアム価格（ユーロセント/kWh）を小数点以下 2 桁で応札し、差別価格（Pay-as-bid）方式で落札者を決定する。但し、応札容量が募集容量を下回った場合には、イノベーション入札令第 11 条に基づき、連邦ネットワーク庁が落札容量を入札容量の 80%に減じて、落札者を決定する。

イノベーション入札令第 10 条で入札上限額が定められており、2021 年の入札では 7.5 ユーロセント/kWh の上限価格が適用される。2022 年 1 月 1 日以降に実施される入札では、上限額が暦年ごとに 1%ずつ通減し、小数点以下第二位で四捨五入した数値を用いる。

⁵⁵ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BesondereSolaranlagen/start.html>（2021 年 11 月 17 日取得）

オ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札権が付与されてから 30 ヶ月以内に複合システムのうち、2 つ以上の個別設備が稼働し、イノベーション入札の要件である複合システムを構築することが求められる。落札者が、落札容量の 5%超を取り消す場合には、管轄する送電系統運用者に対して、取り消した容量 1kW あたり 60 ユーロの罰金を納付する。

カ) 稼働時の要件確認

設置された複合システムは、20 年間の支援期間中は同じ場所に同様の状態で設置されたままであることが求められる。

また、異なる再生可能エネルギー源による複数の発電所を組み合わせた（複合）システムが支援を受ける要件として、原則、設置設備容量の 25%以上に相当する上げ二次制御予備力を提供できる技術設計であることが求められ、満たしていない場合には固定プレミアムが付与されない（需給調整市場への参加は義務付けられない）。

また、個別の再生可能エネルギー設備と蓄電設備を組み合わせたシステムは、当該発電設備からの発電電力のみを受け取り、2 時間以上蓄電する能力を有していることが、固定プレミアム価格での支援を受ける条件となる。

こうした要件を満たしているかは、環境監査人によって毎年検証した上で、系統運用者に対して適切な証拠を提出することが求められる。

キ) 入札結果

2021 年 4 月 1 日を期限として、第 1 回のイノベーション入札が実施された。

250MWの募集容量に対して、43 件、計 509MWの応札があり、18 件、計 258MWのプロジェクトが落札した⁵⁶。結果として、すべて蓄電池付きの太陽光発電が落札した。

上限価格の 7.5 ユーロセント/kWh に対して、落札価格は 3.33～4.88 ユーロセント/kWh の範囲となっており、第二次保証金支払い前の容量過重平均落札価格は 4.29 ユーロセント/kWh となっている。

上限価格の 7.5 ユーロセント/kWh に対して、落札価格は 3.33～4.88 ユーロセント/kWh の範囲となっており、第二次保証金支払い前の容量加重平均落札価格は 4.29 ユーロセント/kWh となっている。

また、2021 年 8 月 2 日締切の第 2 回イノベーション入札では、250MW の募集容量に対して、16 件、計 155MW のプロジェクトが落札しており、加重平均落札価格は 4.55 ユーロセント/kWh となっている。第 1 回同様に、すべて蓄電池付きの太陽光発電が落札した。

⁵⁶ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html>（2022 年 3 月 1 日取得）

表 4-37 ドイツ：イノベーション入札の入札結果

	第 1 回	第 2 回
募集締切	2021 年 4 月 1 日	2021 年 8 月 2 日
募集容量	250MW	250MW
応札状況	43 件	23 件
	509.146MW	249.599MW
落札状況	18 件	16 件
	258.393MW	155.605MW
除外件数	1	6 件
	2.534MW	66.994MW
上限価格	7.5 セン	7.5 セン
加重平均落札価格	4.29 セン	4.55 セン
落札価格範囲	3.33～4.88 セン	3.99～5.48 セン

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵⁷をもとに作成

(10) 卒 FIT 電源に対する支援

2000 年 4 月から、現行の再生可能エネルギー法に基づく FIT 制度を導入しているドイツでは、2021 年 3 月末から、支援期間の 20 年間が終了した再エネ電源が順次 FIT 制度を卒業していく。ドイツ連邦政府が 2017 年 3 月に作成した質問に対する回答では、既に稼働をやめている設備容量も含まれている可能性があるものの、2021～23 年の間に再生可能エネルギー法（EEG）での支援対象の終期を迎える設備容量を以下のとおり見込んでいる。

表 4-38 ドイツ：2021 年以降に EEG に基づく買取期間が終了する発電設備

エネルギー源		2021 年	2022 年	2023 年
陸上風力	設備数	5,608	1,982	2,147
	設備容量	4,360MW	2,619MW	3,049MW
太陽光	設備数	18,491	24,144	18,578
	設備容量	73MW	108MW	109MW
バイオマス	設備数	426	330	183
	設備容量	295MW	185MW	142MW

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省（当時），“ Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat März 2017” より作成

主に再生可能エネルギー法の施行以前から稼働していた陸上風力発電が、20 年間の支援期間を終了することが見込まれている。このように FIT 制度での支援期間を終える「卒 FIT

⁵⁷ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html>（2022 年 3 月 1 日取得）

電源」が生じてくるドイツでは、再生可能エネルギー法 2021 年改正法で、支援期間終了後も設備が運用継続できるようにするための新たな枠組みが導入された。

まず、買取期間が終了した電源について、これまで同様に優先給電の権利を維持することを法令で明示した。その上で、風力発電を除く 100kW 以下の設備は、2027 年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額を系統運用者から受給するオプションを設定し、継続的に系統運用者に売電を続けることができる枠組みを整えた。2021 年 10 月 15 日に、ドイツの 4 送電系統運用者は、2022 年の卒 FIT 電源に適用する直接販売費用を 0.184 ユーロセント/kWh とすることを公表した⁵⁸。

他方、既に既存電源も大多数が任意での FIP 制度に移行している陸上風力については、上記のオプションの対象外としている。当初の再生可能エネルギー法案では、2020 年末、21 年末に支援期間を終了する陸上風力については、移行期間として 2022 年末まで連邦ネットワーク庁が募集する入札に参加しての売電が可能としていた。しかし、欧州委員会から競争法上の国庫補助（State Aid）ルールに抵触するという判断が下され、卒 FIT 陸上風力発電に対する「追加支援」の条項は、入札形式ではなくなり、欧州委員会から 2021 年についてのみ限定的に認められた。2021 年 4 月 20 日にドイツ連邦経済・エネルギー省（当時）が公表した EEG2021 修正法案⁵⁹では、連邦ネットワーク庁による入札の条項（第 23b 条（2））について改定が提案された。具体的には、2020 年末で 20 年の支援期間を終了した陸上風力は、2021 年の間のみ、FIP 制度で用いる月間市場価値に一定のプレミアムを上乗せした固定価格で系統運用者が買い取る暫定措置が盛り込まれ、可決・施行された。

表 4-39 ドイツ：買取期間が終了した陸上風力発電の買取価格（2021 年）

2021 年 6 月 30 日までの発電分	月間市場価値 +1 ユーロセント/kWh
2021 年 7 月 1 日～9 月 30 日の発電分	月間市場価値 +0.5 ユーロセント/kWh
2021 年 10 月 1 日～12 月 31 日の発電分	月間市場価値 +0.25 ユーロセント/kWh

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法⁶⁰第 23b 条をもとに作成

2022 年以降は、買取期間が終了した陸上風力発電は、支援制度なしで直接販売を行うこととなる。

⁵⁸ ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト、<https://www.netztransparenz.de/EEG/Ausgefoerderte-Anlagen/Abzugsbetrag-2022>（2022 年 3 月 1 日取得）

⁵⁹ ドイツ連邦経済・気候保護省ウェブサイト、https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/Formulierungshilfe-19-27453-.pdf?__blob=publicationFile&v=8（2021 年 11 月 29 日取得）

⁶⁰ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE000406123（2021 年 11 月 17 日取得）

(11) FIT/FIP 制度の対象発電設備の認定手続き

ドイツでは、EEG 支援対象発電設備の認定手続きは、原則として、買取義務を負う系統運用者に責任が委ねられており、その結果を公認会計士に監査させた上で報告を求めている。制度設計としては、できる限り公的機関が介入しなくてもよい手法をとるようにしている。そのため、認定手続きは系統運用者の義務として、発電事業者に対象設備の認定にかかる手数料等が請求されることはない。

例えば、固形バイオマス発電設備の適格性を判断のために、以下の手法が採られている。

- 発電者に何を燃やしたか等の運転日誌の記載を義務付ける
- 偽計的行為があった場合に、厳しい制裁（買取対象除外等）を課すことを認識させる
- 環境監査人（民間の監査人）が委託を受けて適合性を証明する
- 買取電力の清算結果を会計士が監査する

ドイツでは、これらの手法を組み合わせて実施することで信頼性を担保しており、これまでに公的機関による個別設備の監査等は実施されていない。

なお、ドイツでは、2014 年改正法の施行まで、太陽光発電（PV）のみは、規制局である連邦ネットワーク庁が設置した「PV 登録簿」への登録が求められていた。これは、2009 年改正法で、設置容量に応じた買取価格低減の仕組みが設けられたために、太陽光発電のみ登録の必要性が生じたためである。その後、2014 年 8 月施行の改正法以降は、太陽光以外のエネルギー源についても、登録簿が設置され登録が求められる。

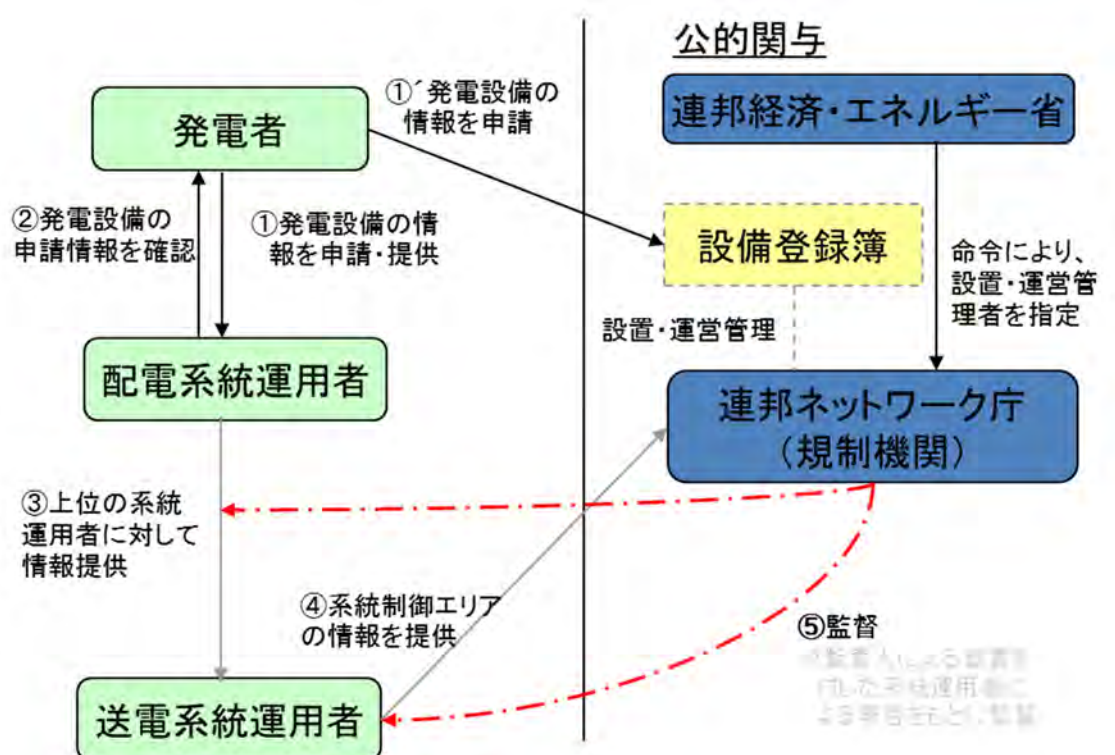


図 4-13 ドイツ：FIT/FIP 制度の対象発電設備の認定フロー

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁へのヒアリングもとに作成

(12) 費用負担メカニズム

再生可能エネルギー法上では、一義的には当該発電設備の所在地から至近にあり、給電を受けるにあたって技術的に適する系統を運用する系統運用者（一般的には配電系統運用者）に対して、支援制度の対象設備からの発電電力を、固定価格で買い取る義務（固定価格以上での買取を妨げるものではない）、もしくは市場プレミアムを付与する義務を課す。

この支援に係る費用は、電力小売事業者が電力料金に上乗せする形で、需要家から回収する。再生可能エネルギー法上では、配電系統運用者から送電系統運用者、送電系統運用者から電力小売事業者への購入費用の転嫁規定が規定されている。

ドイツでは、再生可能エネルギー法 2009 年改正法により、この費用転嫁にかかる具体的な手法が変更され、2010 年 1 月から変更されたメカニズムに基づいて運用されている。

改正前と改正後のメカニズムの概要は、図 4-14 のとおりである。

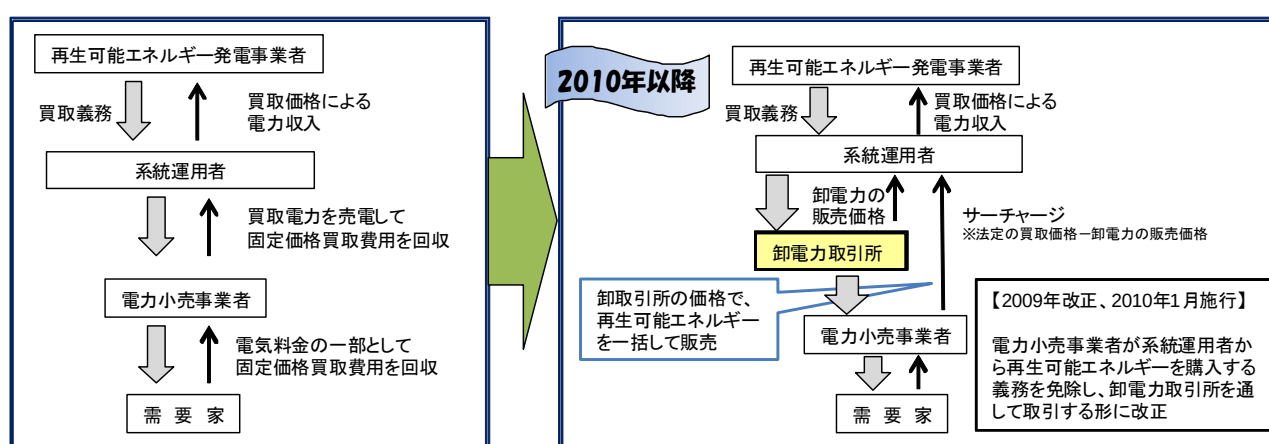


図 4-14 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援の費用負担メカニズム

出所) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第2回会合、資料 2-2「欧州海外調査結果（参考資料）」

上述のとおり、費用転嫁にかかる具体的な手法が、2009 年改正法第 64 条に基づき、2010 年 1 月より改正された。2009 年 5 月 27 日に、ドイツ連邦内閣が承認した「連邦全体での平準化メカニズムの開発に関する令」に基づいて、2010 年 1 月より、送電系統運用者は、再生可能エネルギー法に基づく買取電力を卸電力取引市場で一括して販売し、卸電力の販売価格と再生可能発電事業者への支払価格の差額を、サーチャージとして全電力小売業者に請求する仕組みに変更となった。この改正によって、電力小売事業者が、送電系統運用者からの再生可能エネルギー法に基づく買取電力を物理的に購入する義務は免除となった。

送電系統運用者は、再生可能エネルギー法に基づき発電された電力を買い取って対象事業者に固定価格を支払う。買い取った電力は、卸電力取引市場で一括販売し、その売電収益や管理費用を除いた額を、電力事業者を介して電力需要家から徴収する仕組みとなった。

上述のとおり、費用賦課にかかる手法は変わったものの、2000 年の再生可能エネルギー施行当初から、国庫の負担はなく、電力料金を通じて需要家が制度にかかる追加費用（EEG 賦課金）を負担する形式が原則であった。しかし、2020 年のコロナ禍で電力消費量と卸電

力料金の低迷を受けて、ドイツでは EEG 賦課金の大幅な増額が見込まれた。2020 年 6 月 3 日に連立与党が合意したコロナ禍後の追加景気対策のうち、エネルギー・気候問題に特に関連する「将来のためのパッケージ」では、EEG 賦課金を 2021 年に 6.5 ユーロセント/kWh、2022 年に 6.0 ユーロセント/kWh に抑える施策を盛り込んだ⁶¹。

この結果、2021 年の EEG 賦課金は、本来は 9.651 ユーロセント/kWh が必要と試算されているが、政府の補助金を投入することにより、6.5 ユーロセント/kWh に抑えられることとなった。2021 年の連邦政府による補助金投入額は、約 108 億ユーロと予測されている。

また、2022 年の EEG 賦課金は、2021 年中の卸電力価格高騰に伴う再エネへの支援額減少により、「将来のためのパッケージ」で抑える金額に設定していたこの 6.0 ユーロセントを下回り、本来は 4.657 ユーロセント/kWh が必要と試算されが、政府の補助金を投入することにより、3.723 ユーロセント/kWh に抑えられることとなった。

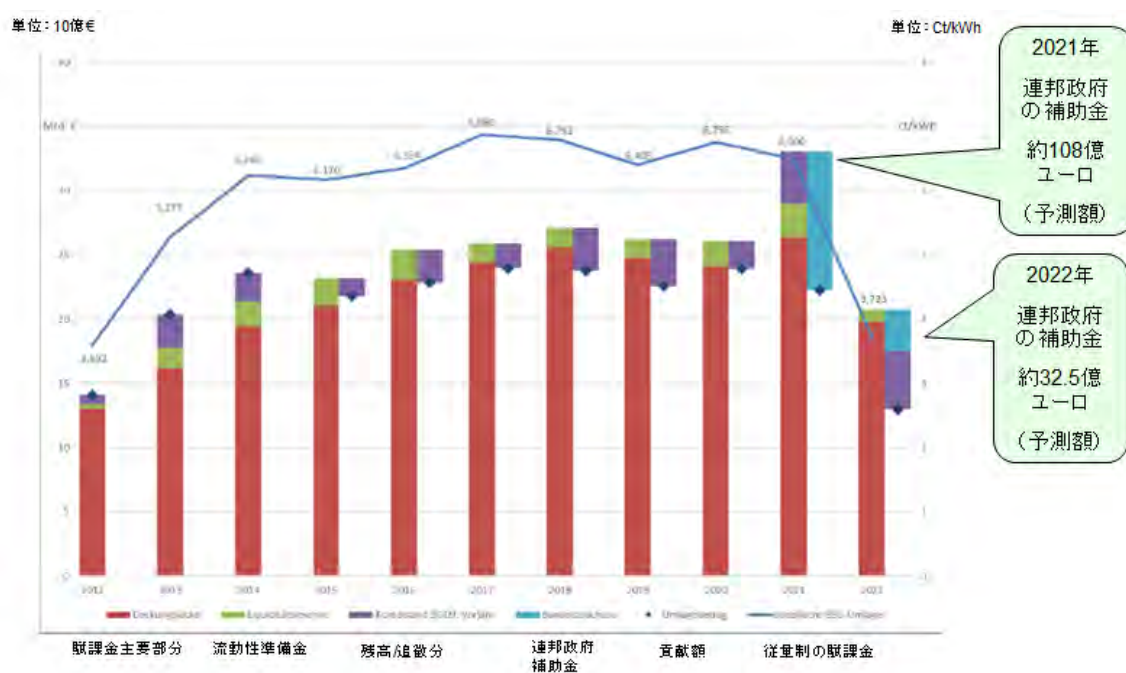


図 4-15 ドイツ：EEG 賦課金の推移と 2021、22 年賦課金への補助金投入額

出所) “Prognose der EEG-Umlage 2022 nach EEV”⁶²をもとに作成

1) 連邦政府補助金による EEG 賦課金引き下げの経緯

これまでの政府の補助金による EEG 賦課金の引き下げは、連立政権合意等の政治決定により引き下げ額や方針が決められており、再生可能エネルギー法等の関連法令で減額後の具体的な金額等が盛り込まれてはいない。2023 年以降の EEG 賦課金額は、2021 年 9 月に実施された総選挙を経て誕生したシュルツ新政権が、具体的に決定していくことになる。

⁶¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/konjunkturpaket-1757482> (2022 年 3 月 1 日取得)

⁶² <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15%20Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202022.pdf> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 4-40 ドイツ：EEG 賦課金引き下げに関する主な経緯

2019 年 10 月	●気候保護プログラム 2030⁶³ 連邦気候保護法とともに公表した気候保護対策の具体案を示す「気候保護プログラム 2030（Klimaschutzprogramm 2030）」で、「2021 年から kWh あたり 0.25 セント、2023 年には kWh あたり 0.625 セントを引き下げる」ことを盛り込む。
2020 年 6 月	●コロナ禍後の追加景気対策（連立政権合意）⁶⁴ エネルギー・気候問題に特に関連する「将来のためのパッケージ」で、EEG 賦課金を 2021 年に 6.5 ユーロセント/kWh、2022 年に 6.0 ユーロセント/kWh に抑える施策を盛り込む。
2020 年 10 月	●2021 年 EEG 賦課金公表（6.5 セント/kWh に引き下げ）⁶⁵ 10 月 15 日に、初めて連邦予算を投入して 6.5 ユーロセント/kWh まで引き下げた 2021 年 EEG 賦課金単価を公表。2022 年賦課金を 6.0 ユーロセントにすることを、改めて連邦経済・エネルギー省のプレスリリースで公表。
2021 年 4 月	●連立政権が 2023 年、24 年の EEG 賦課金抑制で合意⁶⁶ <u>連立政権内で、2023 年と 2024 年の EEG 賦課金を 5 ユーロセント/kWh に抑制することで合意。アルトマイヤー経済相（与党 CDU 所属）はプレスリリース時の会見で、個人的な見解として将来的な EEG 賦課金の廃止に言及。</u> その後に提出された EEG2021 改正法案では、前文で将来的に EEG 賦課金抑制を目指す方針が盛り込まれたが、具体的な数値等は条文には落とし込まれず。
2021 年 6 月	●現政権与党のキリスト教民主・社会同盟（CDU・CSU）マニフェスト公表⁶⁷ 9 月に実施予定の総選挙に向けたマニフェスト（選挙綱領）を公表。その中で、2045 年までに気候中立へ至る具体策として、<u>排出量取引の拡大を掲げており、排出量取引で得た収益を電気料金引き下げという形で還元することとともに、EEG 賦課金廃止を記している（時期の明示なし）。</u>
2021 年 7 月	●EEG 改正法施行 7 月 27 日に EEG2021 改正法が施行。但し、EEG 賦課金の抑制は条文に含まれず。

出所）連邦経済・エネルギー省プレスリリースなどをもとに作成

2) EEG 賦課金引き下げの法的根拠

ドイツの再生可能エネルギー法では、4 送電系統運用者（TSO）に対して、毎年 10 月 15 日までに翌年に適用する EEG 賦課金単価の公表を義務付けている。4TSO による EEG 賦課金単価の算定は、関連の政令（EEV：Erneuerbare-Energien-Verordnung⁶⁸）の規程に基づいて

⁶³ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>（2022 年 3 月 4 日取得）

⁶⁴ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/konjunkturpaket-1757482>（2022 年 3 月 4 日取得）

⁶⁵ 連邦経済・エネルギー省、<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/10/20201015-altmaier-die-eeg-umlage-2021-sinkt-entlastung-aus-dem-konjunkturpaket-wird-umgesetzt.html>（2021 年 8 月 17 日取得）

⁶⁶ 連邦経済・エネルギー省、<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/04/20210422-zitat-altmaier-zu-klima-und-energie.html>（2021 年 8 月 17 日取得）

⁶⁷ <https://www.csu.de/common/download/Regierungsprogramm.pdf>（2021 年 8 月 17 日取得）

⁶⁸ https://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechv_2015/BJNR014610015.html（2021 年 8 月 17 日取得）

行われる。

2021 年賦課金額の構成は、図 4-16 のとおり。

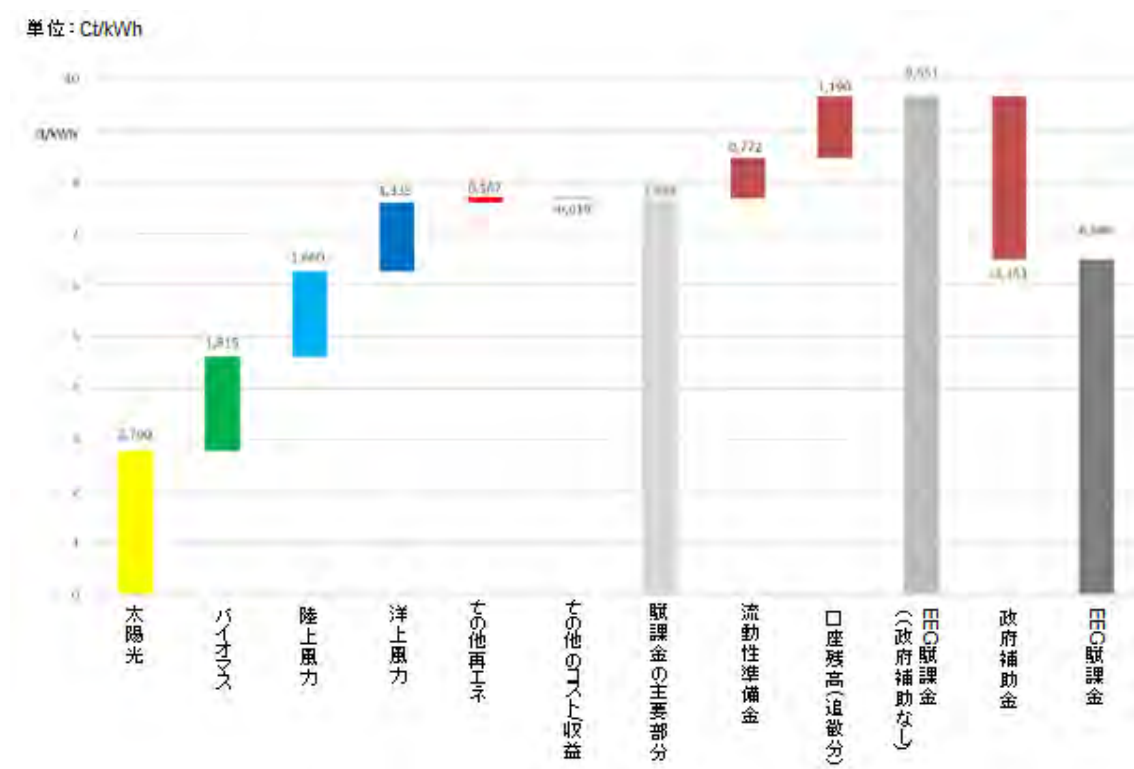


図 4-16 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく 2021 年賦課金単価の構成

出所) ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト (www.netztransparenz.de/) , “Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEG” をもとに作成

4TSO による 2021 年の EEG 賦課金の算定に先立って、2020 年 7 月に算定方法を規定した関連政令 (EEV) の改正が行われた。4TSO が EEG 賦課金算定の収支計算をする際に、電力需要家の支払う EEG 賦課金等と同様に収入として連邦政府からの支払いを算入できるように改正された。

なお、この連邦政府からの支払い分は、EEG 賦課金を算定する当該年に予算法が可決されている場合には、その概算予算を考慮して算定する。予算法が可決されていない場合には、連邦政府が採択した翌暦年の予算案における EEG 賦課金軽減のための概算予算を考慮して算定する。なお、2020 年 7 月 17 日に施行された第二次補正予算附随法 (eglMaßG k.a.Abk.) で、特別財産「エネルギー・気候基金⁶⁹」の目的定義を拡張して、EEG 賦課金への支払いが可能のように改正も行っている。

2021 年 4 月 20 日に議会に提出された EEG2021 改正法案⁷⁰の備考 (Begründung) 前文で

⁶⁹ 2011 年設立された再生可能エネルギー、エネルギー効率化、国内的・国際的な気候保護、環境、電動モビリティ関連のプロジェクトと研究に投資を行うための政府基金。エネルギー関連事業者からの支払いに加えて、EU 及び国内排出量取引制度からの収入も本基金に組み入れられている。

⁷⁰ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/formulierungshilfe-19-27453.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (2021 年 8 月 24 日取得)

は、2023 年と 2024 年の EEG 賦課金を 5 ユーロセント/kWh 以下にすることを指すとしており、具体的にドイツ政府が 2022 年連邦予算案で検討することが示されていた。

具体的な EEV の関連規程条文の該当箇所仮訳は下表のとおり。

表 4-41 ドイツ：EEG 賦課金の算定方法に関する政令の規定事項（仮訳）

再生可能エネルギー法及び洋上風力エネルギー法の実施令（EEV） Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare-Energien-Verordnung - EEV) 【中略】 § 3 EEG 賦課金の算定 (1) 送電事業者は、再生可能エネルギー法第 60 条第 1 項 1 文に基づき、EEG 賦課金を、 1. 第 3 項第 1・3・6・7 号及び第 5 項の定める翌暦年についての予測収益と、第 4 項の定める翌暦年についての予測支出の差 及び 2. 算定時点における、第 3 項に基づく実収入と、第 4 項に基づく実支出の差額から、透明性が高い方法で算定する 再生可能エネルギー法第 60 条または第 61 条に基づく対象電力に対する EEG 賦課金は、セント単位で、1 kWh 当たりについて算定される。再生可能エネルギー法第 66 条第 5 項 2 文が準用される。第 11 項に従って発生した収入と支出とは、1 文の算定に入れられないことがある。 (2) 第 1 項に基づく予測は、学術的かつ技術的状況に応じて策定されなければならない。3 項 1 号の定める収益の予測については、翌暦年についてのパリの電力市場 EPEX Spot SE における Phelix Baseload Year Future 商品に対する毎日の決済価格の平均値を基にしなければならない。ここで決定的な意味を持つのは、現行暦年の 6 月 16 日から 9 月 15 日の取引期間である。 (3) 収入とは 1. 第 2 条に基づく市場販売による収益 2. EEG 賦課金の納付金 3. 再生可能エネルギー法第 57 条第 4 項の定める清算で、送電事業者にとって残高がプラスになった場合に限り、同法第 57 条第 3 項に基づく納付金 3a. 再生可能エネルギー法第 60 条第 1 項 1 文に従って、EEG 賦課金を軽減するためのドイツ連邦共和国による送電事業者への支払い 4. 第 5 項の定める利息による正の差額 5. 再生可能エネルギー法第 57 条第 5 項の定める基準もしくは同法第 62 条の定める事後修正に基づく返還請求による収益と、[本条]第 7 項の定める送電事業者の支払請求による収益 6. エネルギー事業法第 17d 条第 4 項 5 文に基づく洋上風力発電設備に対する連系容量の入札による収益

7. 電力系統アクセス令 (Stromnetzzugangsverordnung) 第 11 条の定める EEG 電力需給調整グループに対する調整エネルギーの清算による収益
8. 再生可能エネルギー法第 88 条に基づく命令を根拠に、本項の意味での収入と見なされる収入
9. 調整手順実施令第 6 条第 3 項に基づく収支差額と利息がプラスであった場合、このプラスの差額と利息
10. 再生可能エネルギー法第 55 条および洋上風力エネルギー法 (Windenergie-auf-See-Gesetzes) 第 60 条に基づく納付金

(3a) 第 1 項に従って EEG 課徴金を算定する前に、同暦年に予算法が可決された場合は、予算法の概算予算を第 3 項第 3a 号の定める支払いとして考慮する。そうでない場合は、2020 年 6 月 19 日条例第 212 条 (連邦法公報第 1328 号) によって最後に改正された 1969 年 8 月 19 日連邦予算規則 (連邦法公報第 1 号 1284 頁) 第 29 条第 1 項に基づいて連邦政府が採択した翌暦年の予算案における EEG 課徴金軽減のための概算予算を、第 3 項 3a 号の定める支払いとして考慮する

【中略】

(9) 公法に基づく契約は、第 3 項 3a 号の定める支払いに先立って、送電事業者と、連邦経済・エネルギー省が代表するドイツ連邦共和国との間で、連邦財務省との合意のもとに締結されなければならない。契約には、特に送電事業者間の資金分配に関する規定が含まれていなければならない。

(10) 第 3a 項 2 文で、可決された予算法が予算法案の概算と著しく異なる場合、ドイツ連邦政府は次の EEG 賦課金が算定されるより充分前に、第 3a 項の再編案を提出しなければならない。

【以降、省略】

出所) 再生可能エネルギー法及び洋上風力エネルギー法の実施令 (EEV) ⁷¹をもとに作成

(13) 追加費用 (EEG 賦課金) の計算方法

既述のとおり、2009 年改正法において、送電系統運用者は再生可能エネルギー法に基づく FIT 対象電源からの買取電力を卸電力取引市場で一括して販売し、卸電力の販売価格と再生可能発電事業者への支払い価格の差額を、全電力小売事業者に請求する仕組みに変更された (2010 年に完全施行)。新たな仕組みでは、送電系統運用者は、前年 10 月に、翌年に電力需要家に適用される賦課金額を公表することが求められる。この賦課金を算出する際の卸電力の販売価格として、卸売電力取引市場 (欧州エネルギー取引所: European Energy Exchange (EEX)) の 1 年物先物価格 (ベースロード) の平均値 (対象年の 2 年前の 10 月 1 日から前年の 9 月 30 日までの取引期間の平均値) を用いることが可能とされている。なお、

⁷¹ https://www.gesetze-im-internet.de/ausglmechv_2015/BJNR014610015.html (2021 年 8 月 17 日取得)

2015 年 2 月の関連命令の改正により、2016 年以降の賦課金算出に用いる卸売電力取引市場の平均価格は、6 月 16 日から 9 月 15 日の直近 3 ヶ月間の平均値となっている。

欧州エネルギー取引所（EEX）におけるベースロード先物価格の推移は、表 4-42 のとおりである。近年、卸電力取引市場の価格が下落傾向にあり、賦課金増額の一因となっていたが、2018 年賦課金の算定以降は卸電力取引価格が持ち直しており、EEG 賦課金単価の上昇を抑える効果が出ている。

表 4-42 ドイツ：EEG 賦課金計算に用いた卸電力取引価格の推移

取引期間	平均価格（/MWh）	賦課金算出年度
2008.10～2009.09	53.65 ユーロ	2010 年賦課金
2009.10～2010.09	50.74 ユーロ	2011 年賦課金
2010.10～2011.09	55.22 ユーロ	2012 年賦課金
2011.10～2012.09	51.15 ユーロ	2013 年賦課金
2012.10～2013.09	41.45 ユーロ	2014 年賦課金
2013.10～2014.09	35.67 ユーロ	2015 年賦課金
2015.06.16～2015.09.15	31.26 ユーロ	2016 年賦課金
2016.06.16～2016.09.15	26.75 ユーロ	2017 年賦課金
2017.06.16～2017.09.15	32.22 ユーロ	2018 年賦課金
2018.06.16～2018.09.15	46.28 ユーロ	2019 年賦課金
2019.06.16～2019.09.15	49.34 ユーロ	2020 年賦課金
2020.06.16～2020.09.15	40.74 ユーロ	2021 年賦課金
2021.06.16～2021.09.15	78.40 ユーロ	2022 年賦課金

出所）ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト（www.netztransparenz.de/）をもとに作成

(14) 新規自家発自家消費設備に対する賦課金の賦課

2014 年改正法施行前の再生可能エネルギー法では、自家発自家消費設備は、その電力消費量に対する EEG 賦課金の支払いが免除されてきたため、自家発電を行う事業者等が増え、その他の消費者の負担が大きくなっていた。2014 年改正法により、新規の系統に連系する自家発自家消費設備の電力消費量にも、EEG 賦課金の支払いが義務付けられた。但し、2014 年 7 月までに設置されている既存設備は、賦課金の対象とならない。また、既存設備を更新したり、更新投資を行ったりした場合についても、設備容量の増加率が 30%以下であれば賦課金対象から免除される。その他に、発電所内における自家消費、系統未連系設備、EEG

補助の請求権を行使せずに再生可能エネルギー設備だけから供給を行う場合は、EEG 賦課金が免除される。

また、出力 30kW 以下の小規模設備による年 30MWh 以下の電力消費量は、EEG 賦課金の支払いが免除される。2014 年改正法の施行時点は、出力 10kW 以下の小規模設備による年 10MWh 以下の電力消費量が支払い免除対象であったが、2021 年改正法で企業による屋根設置型太陽光発電設備を想定して、対象要件が緩和された。加えて、2021 年 7 月 26 日に発効した改正法において、上記の年 30MWh 以下という要件が撤廃され、出力 30kW 以下の発電設備の消費電力は完全に EEG 賦課金の支払いが免除されることとなった。

表 4-43 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく自家発電設備への EEG 賦課金の法規定

自家消費	新設設備の賦課金
再生可能エネルギー設備と コジェネレーション設備	2014 年 8 月 1 日～2015 年 12 月 31 日：通常の賦課金の 30% 2016 年：通常の賦課金の 35% 2017 年以降：通常の賦課金の 40%
その他の設備	100 %

出所）再生可能エネルギー法 2014 年改正法第 61 条をもとに作成

(15) 大規模需要家の負担軽減措置

ドイツでは、電力消費量が多いエネルギー集約型産業の需要家や、鉄道・路面電車運営企業に対して、再生可能エネルギー法に基づく費用負担の軽減措置がとられている。

以下では、2021 年改正法における対象事業者の要件と直近の施行状況を整理する。

1) 賦課金軽減の対象要件

2021 年改正法では、2017 年改正法から特段の改正なく、賦課金軽減の対象となり得るのは、法律の附属書 4 のリスト 1 及び 2 に掲げられた 221 業種に限定される（表 4-45）。この賦課金軽減措置の対象となる「電力費用集約型事業者」は、その国際競争力を維持できる範囲で、賦課金の負担をするものとされている。直近会計年度の粗付加価値額に占める電力費用の割合が表 4-44 の割合で、かつ 1 需要サイトにおける年間電力使用量が 1GWh 超という条件を満たした企業が、軽減措置の適用対象となる。

表 4-44 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象要件（2021 年改正法）

軽減措置の対象要件	粗付加価値に占める 電力費用の割合	EEG 賦課金納付割合
付属書 4 リスト 1	14%～17%	20%
	17%以上	15%
付属書 4 リスト 2	20%以上	
1 需要地点における年間電力使用量	1GWh 超	

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 64 条をもとに作成

表 4-45 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象業種（2021 年改正法）

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
510	無煙炭鉱業	○	
610	原油採取業		○
620	天然ガス採取業		○
710	鉄鉱業		○
729	その他の非鉄金属鉱業	○	
811	装飾・建築用石材、石灰岩、石こう、白亜、粘板岩採石業	○	
812	砂利・砂採取場運営業、粘土・カオリン鉱業		○
891	化学および肥料用鉱物鉱業	○	
893	採塩業	○	
899	他に分類されないその他の鉱業および採石業	○	
1011	肉（鶏肉除く）の加工・保存業		○
1012	鶏肉の加工・保存業		○
1013	肉・鶏肉製品製造業		○
1020	魚類、甲殻類及び軟体動物の加工・保存業		○
1031	ばれいしょ加工・保存業		○
1032	果汁および野菜汁加工業	○	
1039	果実および野菜加工・保存業	○	
1041	油脂製造業	○	
1042	マーガリン及び類似の食用油脂製造業		○
1051	乳製品・チーズ製造業		○
1061	精穀・製粉業		○
1062	澱粉・澱粉製品製造業	○	
1072	ラスク、ビスケット製造及び保存ペイストリー製品・ケーキ製造業		○
1073	マカロニ、麺類、クスクス及び類似の穀粉製品製造業		○
1081	砂糖製造業		○
1082	ココア、チョコレート及び砂糖菓子製造業		○
1083	茶・コーヒー製造業		○
1084	香辛料・調味料製造業		○
1085	調理食品製造業		○
1086	加工食品・特別食製造業		○
1089	他に分類されないその他の食料品製造業		○
1091	加工飼料製造業		○
1092	加工ペットフード製造業		○
1101	酒類の蒸留、精留及び混合業		○
1102	ワイン製造業		○
1103	シードル・その他果実酒製造業		○
1104	その他の蒸留されていない発酵飲料製造業	○	
1105	ビール類製造業		○
1106	麦芽製造業	○	
1107	清涼飲料製造業、ミネラルウォーターその他の瓶詰め水生産業		○

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
1200	たばこ製造業		○
1310	織物繊維準備業および紡績業	○	
1320	織物業	○	
1391	ニット及びクローセ編み生地製造業		○
1392	繊維仕立て製品製造業（衣服を除く。）		○
1393	じゅうたん及び敷物製造業		○
1394	ひも類、ロープ、より糸および網製造業	○	
1395	不織布および不織布製製品製造業（衣服を除く）	○	
1396	その他工業用布・産業用布製造業		○
1399	他に分類されないその他の織物製造業		○
1411	皮革製品製造業	○	
1412	作業服製造業		○
1413	その他外衣製造業		○
1414	下着類製造業		○
1419	その他衣服・身の回り品製造業		○
1420	毛皮製品製造業		○
1431	ニット及びクローセ編み衣服製造業		○
1439	その他織物・クローセ編み衣服製造業		○
1511	皮なめし及び仕上げ業、毛皮仕上げ及び染色業		○
1512	旅行かばん、ハンドバック、同種の製品及び馬具類製造業		○
1520	履物製造業		○
1610	製材業および木材平削り業	○	
1621	単板（ベニア）シートおよび木材を主たる材料とする板製造業	○	
1622	寄木張り床材製造業者		○
1623	床張用ブロック、ストリップなどの製造		○
1624	樽、大桶、風呂桶及びその他の桶類製造業者の木製品の製造		○
1629	その他木製品製造業		○
1711	パルプ製造業	○	
1712	紙および板紙製造業	○	
1721	段ボール及び板紙並びに紙製・板紙製容器製造業		○
1722	家庭用品・衛生製品および化粧品製造業	○	
1723	文房具（紙製）製造業		○
1724	壁紙製造業		○
1729	その他紙及び板紙製品製造業		○
1813	プリプレス及び印刷前サービス業		○
1910	コークス炉製品製造業		○
1920	精製石油製品製造業	○	
2011	産業用ガス製造業	○	
2012	染料および顔料製造業	○	
2013	その他の無機基礎薬品製造業	○	
2014	その他の有機基礎薬品製造業	○	
2015	肥料および窒素化合物製造業	○	

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
2016	プラスチック（成形前のもの）製品製造業	○	
2017	合成ゴム（成形前のもの）製品製造業	○	
2020	殺虫剤その他の農業化学製品製造業		○
2030	ペイント、ワニス及びこれらに類する塗料、印刷用インク、マステイク製造業		○
2041	石けん、洗剤、クリーニング・つや出し材製造業		○
2042	香水及び化粧品類製造業		○
2051	火薬類製造業		○
2052	接着剤製造業		○
2053	エッセンシャルオイル製造業		○
2059	他に分類されないその他の化学製品製造業		○
2060	人造繊維製造業	○	
2110	基礎化学品製造業	○	
2120	医薬品製造業		○
2211	ゴムタイヤ及びチューブ製造業並びにゴムタイヤ再生業		○
2219	その他のゴム製品製造業		○
2221	プラスチック板、シート、管、および異形押出製品製造業	○	
2222	プラスチック包装製品製造業	○	
2223	建築用プラスチック製品製造業		○
2229	その他のプラスチック製品製造業		○
2311	板ガラス製造業	○	
2312	板ガラス成形・加工業	○	
2313	中空ガラス製造業	○	
2314	ガラス繊維製造業	○	
2319	工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品製造・加工業	○	
2320	耐火性製品製造業	○	
2331	陶磁器製タイルおよび敷石製造業	○	
2332	焼成粘土製レンガ・タイル及び建設用製品製造業	○	
2341	セラミック製家庭用品及び装飾品製造業		○
2342	衛生陶器製造業	○	
2343	碇子・碇子金具製造業	○	
2344	その他セラミック製品製造業		○
2349	その他陶磁器製品製造業	○	
2351	セメント製造業	○	
2352	石灰・石膏製造業	○	
2362	建設用石膏製品製造業		○
2365	ファイバーセメント製造業		○
2369	コンクリート製品、石膏製品及びセメント製品製造業		○
2370	石材切り出し・形削り・仕上げ業		○
2391	研磨材製品製造業		○
2399	他に分類されないその他の非金属鉱物製品製造業	○	
2410	第1次鉄鋼およびフェロアロイ製造業	○	

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
2420	鉄鋼チューブ、パイプ、中空押出および関連付属品製造業	○	
2431	冷間圧延業（鋼管）	○	
2432	冷間ロール成型型鋼製造業	○	
2433	冷間成形及冷間鋳造業		○
2434	冷間圧延業（伸鉄）	○	
2441	貴金属製造業	○	
2442	アルミニウム製造業	○	
2443	鉛・亜鉛・すず製造業	○	
2444	銅製造業	○	
2445	その他非鉄金属製品製造業	○	
2446	核燃料加工業	○	
2451	鋳鉄業	○	
2452	鋳鋼業	○	
2453	軽金属鋳造業	○	
2454	その他の非鉄金属製造業	○	
2511	金属製構造及び構造部品製造業		○
2512	金属製ドア及び窓製造業		○
2521	セントラルヒーティング用ラジエーター及びボイラー製造業		○
2529	金属製タンク、貯槽及び容器製造業		○
2530	蒸気発生装置製造業（セントラルヒーティング温水ボイラー除く）		○
2540	武器及び弾薬製造業		○
2550	金属の鋳造、プレス、打ち抜き及び圧延成形業並びに粉末冶金業		○
2561	金属の処理・塗装業		○
2571	刃物製造業		○
2572	鍵、蝶番製造業		○
2573	工具製造業		○
2591	鋼鉄製ドラム缶等容器製造業		○
2592	金属線製品、チェーン、スプリング製造業		○
2593	ファスナー、ねじ切り盤製品製造		○
2594	ファスナー、ねじ切り盤製品製造		○
2599	建築用金属製品卸売業		○
2611	電子部品製造業	○	
2612	電気盤製造業		○
2620	電子計算機製造業		○
2630	通信装置製造業		○
2640	家庭用電子機器製造業		○
2651	計量器、分析機器、ナビゲーション装置		○
2652	時計製造業		○
2660	照射、電気医療及び電気療法装置製造業		○
2670	光学機器及び写真用装置製造業		○
2680	磁気・光メディア製造業	○	
2711	電動機、発電機、及び変圧器製造業		○

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
2712	配電及び制御装置製造業		○
2720	電池・蓄電池製造業	○	
2731	光ファイバーケーブル製造業		○
2732	その他電子・電気の線・ケーブル製造業		○
2733	配線機器製造業		○
2740	電気照明器具製造業		○
2751	民生用電気機械器具製造業		○
2752	非電化民生用機械器具製造業		
2790	民生用非電気機器製造業		○
2811	エンジン及びタービン製造業（航空機用、自動車用及びオートバイ用エンジンを除く）		○
2812	流体動力装置製造業		○
2813	その他ポンプ及び圧縮機製造業		○
2814	タップ及び弁製造業		○
2815	軸受け、ギア及び伝導・駆動装置製造業		○
2821	かま、炉及び炉バーナ製造業		○
2822	つり上げ及びハンドリング装置製造業		○
2823	事務機器製造業（コンピュータ及び周辺装置を除く）		○
2824	動力式手道具製造業		○
2825	家庭向けではない冷房及び換気装置製造業		○
2829	他に分類されないその他の一般機械製造業		○
2830	農業及び林業用機械製造業		○
2841	金属成形機械製造業		○
2849	その他の機械製造業		○
2891	冶金用機械製造業		○
2892	鉱業、採石業、及び建設業用機械製造業		○
2893	食品、飲料、及びたばこ加工機械製造業		○
2894	繊維、衣料及び皮革製造機械製造業		○
2895	紙及び板紙製造機械製造業		○
2896	プラスチック及びゴム機械製造業		○
2899	その他の特殊産業用機械製造業		○
2910	自動車製造業		○
2920	自動車車体製造（設計）業、トレーラ及びセミトレーラ製造業		○
2931	自動車電子・電気部品製造業		○
2932	自動車部品及び付属品製造業		○
3011	船舶及び浮遊建造物製造業		○
3012	レジャー及びスポーツ用ボート製造業		○
3020	鉄道機関車及び車両製造業		○
3030	航空機及び宇宙船並びに関連機械製造業		○
3040	軍用戦闘車両製造業		○
3091	オートバイ製造業		○
3092	自転車及び車椅子製造業		○

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
3099	他に分類されないその他の輸送用機械器具製造業		○
3101	事務所用・店舗用家具製造業		○
3102	厨房用家具製造業		○
3103	マットレス製造業		○
3109	その他の家具製造業		○
3211	硬貨鑄造業		○
3212	宝石及び関連製品製造業		○
3213	模造宝石及び関連製品製造業		○
3220	楽器製造業		○
3230	スポーツ用品製造業		○
3240	ゲーム及び玩具製造業		○
3250	医療及び歯科用機器・備品製造業		○
3291	ほうき・ブラシ製造業		○
3299	他に分類されないその他の製造業	○	
3832	分類された材料の再生業	○	

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法附属書 4 をもとに作成

2) 賦課金軽減措置の内容

2017 年改正法及び 2021 年改正法では、原則として対象事業者の賦課金は、通常の賦課金の 15%まで軽減される。さらに、電力費用集約型事業者が支払わなければならない賦課金は、当該事業者の粗付加価値に対する電力費用の割合が 20%以上の場合には、直近 3 事業年度の平均の粗付加価値の 0.5%まで、当該割合が 20%未満である場合には、直近 3 事業年度の平均の粗付加価値の 4%までに軽減される。ただし、アルミニウム製造加工業、鉛、亜鉛及び錫製造加工業、銅製造加工業の業種に分類される事業者の賦課金は 0.05 ユーロセント/kWh を、それ以外の事業者の賦課金は 1 ユーロセント/kWh を下回ってはならない。

3) 賦課金軽減措置の申請手続き

費用負担の免除を受ける企業は、連邦経済・エネルギー省のもとにある連邦経済・輸出管理庁 (BAFA) に申請をして、認可を受けた企業となる。費用負担の免除を希望する企業は、前年の 6 月 30 日までに必要書類を連邦経済・輸出管理庁 (BAFA : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) に申請する。認可を受けた企業は、当該年の 1 月 1 日～12 月 31 日まで、1 年間の費用負担軽減措置を受ける。

また、再生可能エネルギー法 2014 年改正法の施行以降、大規模需要家を対象とした費用負担軽減措置を申請する際に、申請企業は、エネルギー管理システムの証明が義務付けられた。2015 年に減免を受けるための申請をした者のうち、71 主体が EU 環境管理監査システム (EMAS)、1,404 主体が EN 16001 / ISO 50001、60 主体が「ピーク調整-効率システム令 (SpaEfV)」に基づく認証により証明を行った。他方、740 主体が経過規定を利用して、2015 年の申請時点では証明を提出しなかった。

4) 賦課金軽減措置の施行状況

2018 年以降の EEG 賦課金にかかる費用負担軽減措置の適用状況は表 4-46 のとおり。

1 年あたりで 49～54 億ユーロ程度が減免対象となっており、それに伴う減免対象外の需要家の追加負担額は 1.5～1.7 ユーロセント/kWh 程度となっている。

表 4-46 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の適用状況（2018～21 年）

負担軽減措置適用年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
【参考】根拠法令	EEG2017			EEG2021
申請企業数	2,299	2,261	2,201	2,163
申請受電点数	3,139	3,065	2,982	2,934
認可企業数	2,156	2,058	2,051	2,058
製造業	1,984	1,881	1,868	1,872
鉄道業	139	148	148	156
認可受電点数	2,840	2,698	2,719	2,703
認可電力量 (GWh)	110,500	112,101	115,216	114,371
製造業	94,186	96,605	95,986	96,296
鉄道業	12,929	12,787	12,808	12,687
軽減措置請求電力量 (GWh)	114,990	111,809	108,161	-
費用負担免除額	54 億ユーロ	49 億ユーロ	50 億ユーロ	-
一般需要家の賦課金のうち、減免措置に起因する額	1.68 ユーロセント /kWh	1.57 ユーロセント /kWh	1.67 ユーロセント /kWh	-

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2020 für Begrenzung der EEG-Umlage 2021”⁷²をもとに作成

2021 年に費用負担軽減措置が認可された企業を業種別に見ると、電力消費の多い業種である化学製品、金属生産・加工（鉄鋼、非鉄金属、金属）、製糸業、ガラスが、軽減対象となる電力の占める割合で大きな比率を占めている。

⁷² ドイツ連邦経済・輸出管理庁（BAFA）ウェブサイト、
https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_hintergrundinformationen.pdf?__blob=publicationFile&v=3（2021 年 11 月 24 日取得）

表 4-47 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の業種別適用状況（2021 年）

業種コード	業種	受電点数	軽減適用電力量 (GWh)
2000	化学製品	291	29,539
2400	金属生産・加工	319	28,386
1700	製紙業(紙、板紙および紙製品)	125	13,220
2300	ガラスおよびガラス製品、陶器の加工	308	8,696
2200	ゴムおよび合成樹脂製品	383	4,763
1000	食品及び飼料	386	4,595
1600	(家具を除く)木材、編み細工、かご、コルク製	127	3,407
1900	コークスおよび鉱油精製	15	3,680
2500	金属製品	176	1,394
1300	繊維	55	690
800	石及び土壌の採掘、その他の鉱業	122	438
3800	廃棄物回収・処理・除去等	101	687
2700	電気機器	17	549
2800	機械製作	9	291
2600	データ処理装置、電子および光学製品	15	243
1800	印刷物;録音済みの音声、画像、データメディアの複製	13	227
1100	飲料生産	39	367
2900	自動車および自動車部品	14	134
4900	陸上交通等〔鉄道会社〕	156	12,687
	その他	32	379
	合計	2,703	114,371

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2020 für Begrenzung der EEG-Umlage 2021”⁷³をもとに作成

⁷³ ドイツ連邦経済・輸出管理庁 (BAFA) ウェブサイト、
https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_hintergrundinformationen.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (2021 年 11 月 24 日取得)

4.3 再生可能電力支援制度の施行状況

4.3.1 FIT/FIP 制度の施行状況

ドイツでは、2000 年 4 月の再生可能エネルギー法の施行以来、順調に再生可能電力の導入拡大が進んでいる。以下では、制度が施行された 2000 年 4 月以降の再生可能エネルギー法に基づく FIT/FIP 制度の施行状況を取りまとめる。

(1) 再生可能エネルギー発電設備の設備容量

ドイツ国内における再生可能エネルギー発電設備の設備容量の推移は表 4-48 のとおり。下記のエネルギー源のうち、大規模水力発電設備や廃棄物焼却発電のバイオマス分は、再生可能エネルギーとしてはカウントされるが、再生可能エネルギー法に基づく支援制度の対象とはなっていない。

表 4-48 ドイツ：再生可能エネルギー発電設備の設備容量推移

単位：MW							
エネルギー源	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年
水力	4,831	4,831	4,937	4,953	5,186	5,210	5,193
陸上風力	6,097	8,738	11,976	14,381	16,419	18,248	20,474
洋上風力	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス(廃棄物含む)	703	827	1,030	1,428	1,687	2,939	3,647
太陽光	114	176	296	435	1,105	2,056	2,899
地熱	0	0	0	0	0	0.2	0.2
合計	11,745	14,572	18,239	21,197	24,397	28,453	32,213
エネルギー源	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
水力	5,137	5,164	5,340	5,407	5,625	5,607	5,590
陸上風力	22,116	22,794	25,697	26,823	28,524	30,711	32,969
洋上風力	0	0	35	80	188	268	508
バイオマス(廃棄物含む)	4,006	4,371	5,593	6,222	7,162	7,467	7,966
太陽光	4,170	6,120	10,566	18,006	25,916	34,077	36,710
地熱	3	3	8	8	8	19	30
合計	35,432	38,452	47,239	56,546	67,423	78,149	83,773
エネルギー源	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
水力	5,580	5,589	5,629	5,627	5,329	5,378	5,438
陸上風力	37,620	41,297	45,283	50,174	52,328	53,187	54,414
洋上風力	994	3,283	4,152	5,406	6,393	7,555	7,774
バイオマス(廃棄物含む)	8,204	8,429	8,659	8,982	9,662	9,994	10,344
太陽光	37,900	39,224	40,679	42,293	45,158	48,914	53,721
地熱	33	34	38	38	42	47	47
合計	90,331	97,856	104,440	112,520	118,912	125,075	131,738

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung”
(2004 年までは 2019 年 10 月公表版、2005 年データ以降は 2021 年 10 月公表版) をもとに作成

再生可能エネルギー法に基づく FIT/FIP 制度の対象設備の推移は、下表のとおり。風力発電や太陽光発電の設備容量が、再生可能エネルギー法が施行した 2000 年以降、急増している。

表 4-49 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく発電設備の設備容量推移

単位：MW

エネルギー源	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
水力	1,027	1,049	1,103	1,156	1,211	1,260	1,270	1,316	1,372
陸上風力	11,581	14,381	16,419	18,248	20,474	22,116	22,794	25,697	26,823
洋上風力	0	0	0	0	0	0	0	35	80
バイオマス	634	903	1,292	1,850	2,639	3,290	3,836	4,293	4,711
ガス(埋立、下水、鉱山)	406	502	589	613	632	647	638	625	609
太陽光	296	435	1,105	2,056	2,899	4,170	6,120	10,566	18,006
地熱	0	0	0	0.2	0.2	3	3	8	8
合計	13,944	20,508	23,923	27,855	31,486	34,661	42,540	51,609	20,508

エネルギー源	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
水力	1,389	1,417	1,529	1,541	1,576	1,580	1,572	1,599	1,610
陸上風力	28,524	30,711	32,969	37,620	41,297	45,283	50,174	52,328	53,193
洋上風力	188	268	508	994	3,283	4,152	5,406	6,393	7,528
バイオマス	5,577	5,905	6,582	6,799	7,034	7,259	7,566	7,993	8,326
ガス(埋立、下水、鉱山)	559	552	511	515	501	497	461	420	422
太陽光	25,916	34,077	36,710	37,900	39,224	40,679	42,293	45,207	49,096
地熱	8	19	30	33	34	38	38	42	47
合計	62,161	72,949	78,839	85,402	92,949	99,487	107,508	113,982	120,222

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “EEG in Zahlen 2019”⁷⁴をもとに作成

(2) 再生可能エネルギー法に基づく支援対象電力量

電力消費量に占める再生可能エネルギー法の支援対象となる適格電力量は、制度施行の 2000 年時点では 10,391GWh(電力供給量の 3.01%相当)であったが、2019 年には 211,879GWh まで拡大している。ドイツの 4 送電系統運用者による予測では、2021 年に支援対象電力量は 228,273GWh まで拡大するとしている。

エネルギー源別の傾向を見ると、2000 年時点では風力発電電力量が全体の約 55%を占めていたが、バイオマスや太陽光発電も順調に増加している。2000 年には 8.5 ユーロセントだった平均支援価格が、バイオマス・太陽光発電などの支援価格の高いエネルギー源の導入促進により増える傾向にあった。再生可能エネルギー法に基づく支援対象となる適格電力量のこれまでの推移は、表 4-50 のとおり。

⁷⁴ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/start.html> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 4-50 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく適格電力発電量

エネルギー源	2000 年 ^{注 1}	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年
水力 ^{注 2}	4,114	6,088	6,579	5,908	4,616	4,953	4,924
バイオマス	586	1,472	2,442	3,484	5,241	7,367	10,902
地熱	0	0	0	0	0.2	0.2	0.4
陸上風力	5,662	10,509	15,786	18,713	25,509	27,229	30,710
太陽光	29	76	162	313	557	1,282	2,220
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	n/a	n/a	n/a	n/a	2,589	3,136	2,789
適格買取電力量(GWh)	10,391	18,145	24,970	28,417	38,511	43,967	51,545
電力買取額合計(百万€)	883	1,577	2,226	2,604	3,612	4,498	5,810
平均買取単価(ユーロセント/kWh)	8.50	8.69	8.91	9.16	9.29	10.00	10.86

エネルギー源	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
水力 ^注	5,547	4,982	4,877	5,665	4,843	5,417	6,265
バイオマス	15,924	18,947	22,798	25,155	27,977	34,320	36,258
地熱	0.4	18	19	28	19	25	80
陸上風力	39,713	40,574	38,542	37,619	48,315	49,949	50,803
洋上風力	0	0	38	174	568	722	905
太陽光	3,075	4,420	6,578	11,683	19,340	25,394	28,785
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	2,751	2,208	2,020	1,963	1,815	1,769	1,776
適格買取電力量(GWh)	67,010	71,148	74,871	82,285	102,877	117,596	124,872
電力買取額合計(百万€)	7,879	9,016	10,780	13,182	16,763	19,118	19,641
平均買取単価(ユーロセント/kWh)	11.36	12.25	13.95	15.53	15.87	n/a	n/a

エネルギー源	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
水力 ^注	5,646	5,347	5,949	5,777	4,857	5,548	5,048
バイオマス	38,313	40,628	41,016	41,056	40,480	40,152	40,948
地熱	98	133	175	163	165	187	197
陸上風力	55,908	70,922	66,324	86,293	88,710	99,166	102,741
洋上風力	1,449	8,162	12,092	17,414	19,179	24,379	26,903
太陽光	33,002	35,212	34,490	35,428	40,807	41,383	45,030
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	1,646	1,438	1,434	1,319	1,170	1,063	1,089
適格買取電力量(GWh)	136,062	161,842	161,479	187,448	195,368	211,879	221,956
電力買取額合計(百万€)	21,394	24,248	24,346	26,033	25,706	27,633	29,841
平均買取単価(ユーロセント/kWh)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

*2012 年以降、直接販売・市場プレミアムオプションを選択している設備については、電力買取総額合計にプレミアム分のみを含む

注 1) 2000 年の値は買取対象となる 4 月～12 月間の合計、

注 2) 2003 年までは埋立ガス、下水ガス、鉱山ガスからの買取電力量を含む

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “EEG in Zahlen 2019” および “Monitoringbericht 2021”をもとに作成

(3) 再生可能エネルギー法に基づく国民負担の動向

再生可能エネルギー法に基づく再エネ支援に係る費用は、最終的に需要家によって負担されている。FIT 対象電源は FIT 制度に伴う買取費用から、電力価値分を除いた「差額費用」の推移は表 4-51 のとおり。当初は、陸上風力発電の費用が 80%程度を占めていたが、買取価格が相対的に高いバイオマス、太陽光からの買取電力量の増加に伴い、差額費用も増加していった。

表 4-51 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく買取総額（電力価値分を除く）の推移

単位：100 ユーロ

エネルギー源	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
水力 ^注	213	295	329	253	195
バイオマス	75	105	177	224	347
地熱	0	0	0	0	0
陸上風力	397	703	1,080	1,144	1,520
太陽光	14	37	78	144	266
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	n/a	n/a	n/a	n/a	102
総額	667	1,139	1,664	1,765	2,430

エネルギー源	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年
水力	193	168	121	81	25
バイオマス	540	896	1,307	1,565	1,991
地熱	0	0	0	2	2
陸上風力	1,518	1,529	1,428	1,186	608
洋上風力	0	0	0	0	3
太陽光	636	1,090	1,436	1,960	2,676
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	111	84	46	25	-4
総額	2,997	3,765	4,338	4,818	5,302

エネルギー源	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
水力	192	263	223	304	301	294
バイオマス	3,000	3,522	4,576	5,183	5,674	6,094
地熱	4	3	4	16	20	25
陸上風力	1,647	2,145	2,948	3,179	3,668	4,645
洋上風力	19	57	92	122	208	1,262
太陽光	4,465	6,638	7,948	8,293	9,165	9,556
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	55	95	53	58	54	46
その他コスト	145	55	212	268	206	-10
総額	9,527	12,777	16,055	17,423	19,295	21,912

エネルギー源	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
水力	352	290	232	287	308
バイオマス	6,292	5,973	5,769	6,066	6,528
地熱	37	33	32	38	41
陸上風力	4,315	5,164	4,536	5,640	6,600
洋上風力	1,947	2,770	2,850	3,731	4,246
太陽光	9,282	9,060	9,773	9,916	10,749
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	51	37	26	31	39
その他コスト	-66	-131	-117	-173	-126
総額	22,211	23,196	23,101	25,535	28,385

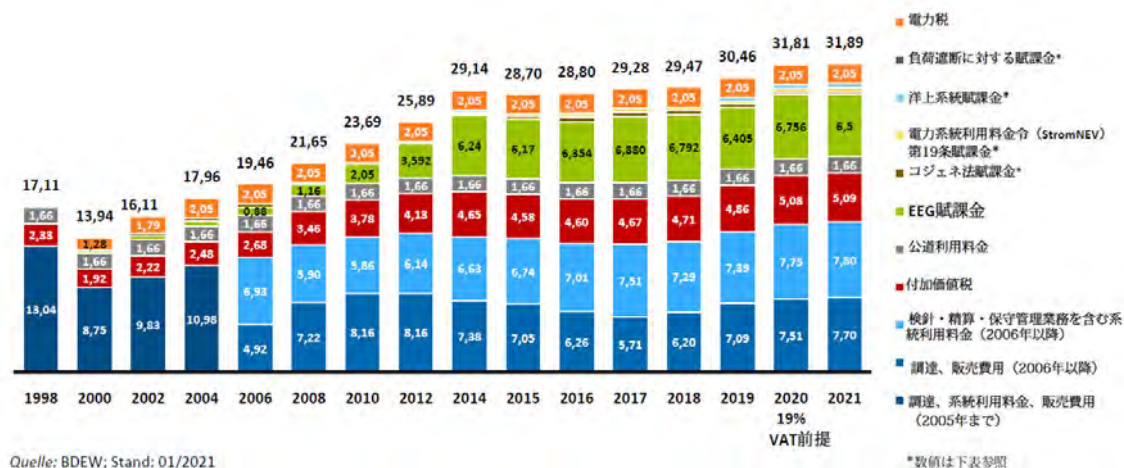
注）2003 年までは埋立ガス、下水ガス、鉱山ガスからの買取電力量分を含む

出所）連邦経済・気候保護省，“EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022 (Stand: 15. Oktober 2021)” Tab.4 をもとに作成

ドイツでは、電力自由化の開始時期（1999 年）に料金水準が低下したが、2000 年を境に増加傾向にある。

ドイツの標準家庭電力需要家（年間需要 3,500kWh）は、再生可能エネルギー法の買取費用のために 2020 年に 1 ヶ月あたりの電気料金のうち 19.7 ユーロ、年間で 236 ユーロを支払っている計算となる。

1998 年以降の家庭電気料金の費用内訳の推移は、図 4-17 のとおりである。



*洋上系統賦課金の 2015 年、2017 年は、事後精算の結果として余剰金（マイナス）勘定

費用項目 (ct/kWh)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 19%	2021
調達、系統利用料金、輸送費用	13.04	11.73	8.75	8.71	9.83	10.38	10.98	11.35																
調達、販売費用									4.92	6.08	7.22	8.52	8.16	8.01	8.16	7.91	7.38	7.05	6.26	5.71	6.20	7.09	7.51	7.70
検針・精算・保守管理業務を含む 系統利用料金（会計処理）									6.93	6.24	5.90	5.73	5.89	5.92	6.14	6.64	6.63	6.74	7.01	7.51	7.29	7.39	7.75	7.80
付加価値税	2.33	2.28	1.92	1.97	2.22	2.37	2.48	2.57	2.66	3.30	3.48	3.71	3.78	4.03	4.13	4.60	4.85	4.58	4.80	4.67	4.71	4.86	5.08	5.09
公道利用料金	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66
EEG-賦課金	0.06	0.09	0.20	0.25	0.35	0.42	0.51	0.69	0.86	1.02	1.16	1.31	2.05	3.530	3.592	5.277	6.240	6.170	6.354	6.880	6.792	6.405	6.756	6.500
コジェネ法賦課金			0.13	0.20	0.26	0.31	0.29	0.34	0.34	0.29	0.20	0.23	0.13	0.03	0.002	0.126	0.178	0.254	0.445	0.438	0.345	0.280	0.226	0.254
電力系統料金令 第19条賦課金															0.151	0.329	0.092	0.237	0.378	0.388	0.370	0.305	0.358	0.432
洋上系統賦課金*																0.260	0.250	0.051	0.040	0.028	0.037	0.416	0.416	0.385
負荷過剰に相対する賦課金																	0.009	0.006		0.008	0.011	0.005	0.007	0.009
電力税		0.77	1.28	1.53	1.79	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05
合計	17.11	16.53	13.94	14.32	16.11	17.19	17.96	18.66	19.46	20.64	21.65	23.21	23.69	25.23	25.89	28.84	29.14	28.70	28.80	29.28	29.47	30.46	31.81	31.89

図 4-17 ドイツ：標準家庭需要家（年間需要 3,500kWh）の電力料金の推移

出所）エネルギー・水管理事業者協会（BDEW）、“BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021, Haushalte und Industrie”（2021 年）⁷⁵をもとに作成

2021 年 10 月 15 日、ドイツの 4 送電系統運用者は、再生可能エネルギー法に基づく支援制度の 2022 年賦課金額を公表した⁷⁶。2022 年の賦課金は 3.723 ユーロセント/kWh となり、2021 年の 6.5 ユーロセント/kWh から、2.777 ユーロセント/kWh の大幅な減額となった。

⁷⁵ エネルギー・水管理事業者協会（BDEW）ウェブサイト（2022 年 3 月 1 日取得）、

https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjahrlich_Ba_online_28012021.pdf

⁷⁶ 4 送電系統運用者公表用サイト、<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage>（2022 年 3 月 1 日取得）

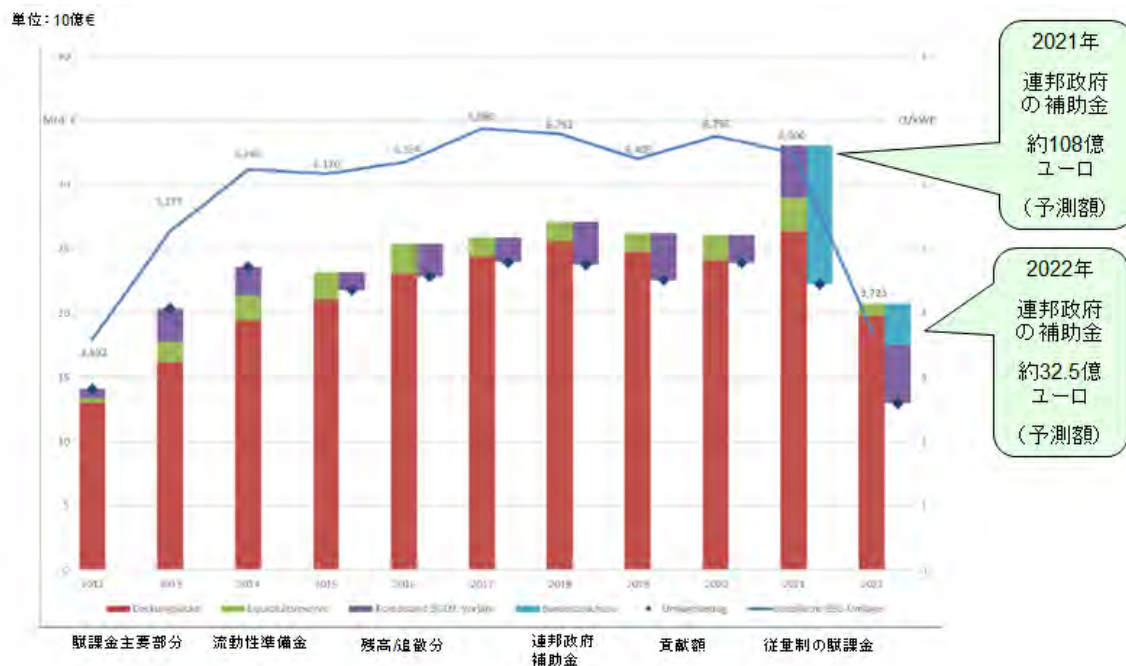


図 4-18 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく賦課金額の推移（～2022 年）

出所）ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト（www.netztransparenz.de/），“Prognose der EEG-Umlage 2022 nach EEG”をもとに作成

2020 年のコロナ禍における電力消費量と卸電力料金の低迷を受けて、2021 年に電力需要家から必要な費用回収を行うには、9.651 ユーロセント/kWh の賦課金が必要とされた。しかし、連邦政府は、コロナ禍の追加経済対策として、EEG 賦課金を 2021 年に 6.5 ユーロセント/kWh、2022 年に 6.0 ユーロセント/kWh に抑えることを決定した。この結果、2021 年の EEG 賦課金は、政府の補助金（約 108 億ユーロと試算）を投入することにより、6.5 ユーロセント/kWh に抑えられることとなった。

しかし、2022 年に入って卸電力取引価格が高騰し、再エネ電力の支援水準との差額が減ることで、予測の負担額が大幅に減少することとなった。2021 年賦課金の算定時には、回避可能原価を 40.74 ユーロ/MWh としていたが、2022 年賦課金の算定時には 78.4 ユーロ/MWh となったことで、賦課金の主要部分（当該年の費用に相当）は、2021 年の 7.688 ユーロセント/kWh から 5.678 ユーロセント/kWh に減額した。

さらに減額の要因となったのが、「流動性準備金」等のその他経費である。ドイツでは、関連政令に基づき、送電系統運用者は、翌年度の再生可能エネルギー法に基づく賦課金額を算出する際に、予測される必要徴収額の 10%を上限に「流動性準備金」として徴収可能となっている。この「流動性準備金」の範囲内で発生した超過費用は、借入なしに対応できるようにするための措置である。予測される必要徴収額と誤差が生じる要因としては、以下のような要因が想定されている。

- 再生可能エネルギー発電設備の新規設置容量
- 当該年の自然条件（日射量の多い夏、風の強い冬など）
- 卸電力取引市場の前日市場価格（回避可能原価）の低下

2021 年には、この流動性準備金は上限となる 10%の値が採用されていた。しかし、2022

年の流動性準備金は5%の値が採用され、賦課金を押し下げる結果となった。

加えて、2021年9月30日時点で、2021年賦課金算定時の予測より卸電力価格が上がった結果として支援額が減額し、再生可能エネルギー法の賦課金に関する口座残高が45.47億ユーロの黒字であったことが、2022年の必要徴収額をさらに押し下げる結果となった。

最終的に約32.5億ユーロの政府補助金の投入で、賦課金単価が3.723ユーロセント/kWhとなった。2022年賦課金額の構成および算出結果の詳細は、図4-19のとおり。

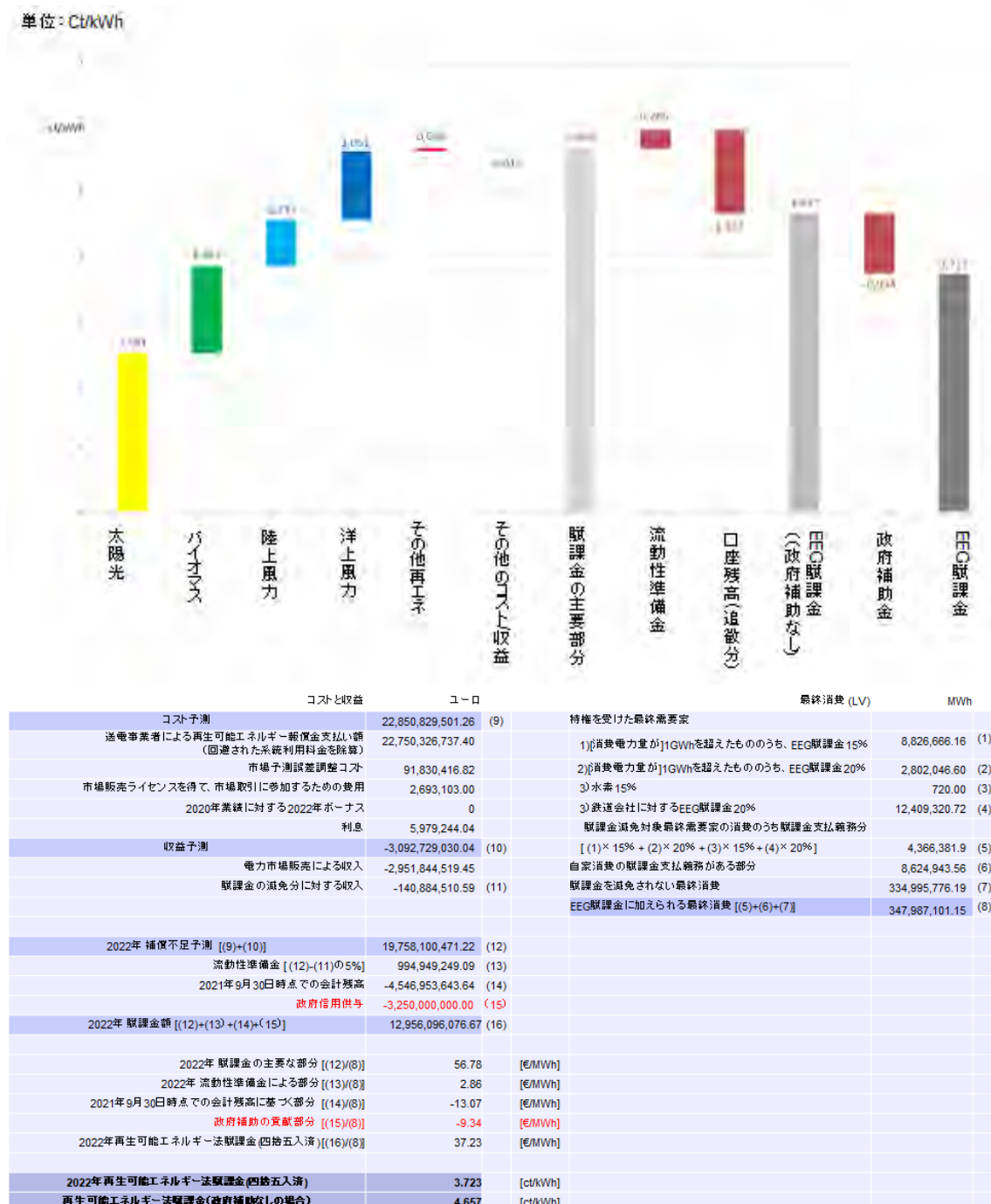


図 4-19 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく2022年賦課金単価の構成、算出結果

出所) ドイツ4送電系統運用者公表用サイト (www.netztransparenz.de/) , “Prognose der EEG-Umlage 2022 nach EEG” をもとに作成

4.3.2 最近の再生可能エネルギー関連動向

(1) ショルツ新連立政権の政策方針

ドイツでは、2021年9月27日に総選挙が行われ、社会民主党（SPD）が得票率25.7%で第一党となった。その後、第3党となった緑の党、第4党となった自由民主党（FDP）との連立交渉が進められた。社会民主党と緑の党が選挙公約で掲げた再生可能エネルギー関連の事項は下表のとおり。

表 4-52 ドイツ：社会民主党及び緑の党の再生可能エネルギー関連の主な選挙公約

	社会民主党(SPD)	緑の党
温室効果ガス排出削減目標	● 気候変動法の目標(2045年にカーボンニュートラル達成、1990年比で2030年に65%、2040年に88%削減)を維持 ● 目標を政策に反映させることが課題	● 2030年目標を1990年比で65%削減から70%削減に引き上げ
再エネ電力目標	● 遅くとも2040年までにすべての電力を再エネ起源とする目標を提案	● 2035年までに100%再生可能電力
EEG 賦課金	● 運輸・建物分野における再エネ利用を支援するため(セクターカップリング)、2025年までに EEG 賦課金を廃止して連邦予算から拠出 ● 国内排出量取引制度からの収入を本使途に活用	● EEG 賦課金廃止については言及なし ● まずは EEG の外側での PPA の締結を保証するとともに、新規再エネ発電から需要家が直接購入できる仕組みを導入 ● 化石燃料の CO₂ 価格がより高くなり、リファイナンス等の新たな手段が作られた場合には、新規設備への EEG 支援の終了も有り得る
再エネ導入促進 太陽光		● 全ての新築建物に屋根設置型太陽光を設置、今後4年で屋根設置型 PV100 万件を目標 ● 屋根設置型太陽光発電を標準化し、新築建物、公共施設や商業施設、屋根改修などを皮切りに、既存建物にも広げる(リースモデルの支援)
風力		● 2035年までに、陸上風力発電の年間追加5~6GW、洋上風力発電のは35GWを目標
その他		● 多くの人々がエネルギー転換の恩恵を受けられるようにするため、風力・陽光発電の市民プロジェクトを特別支援し、再生可能エネルギー発電所からの収入を自治体に拘束力のある形で還元

出所) 両党のマニフェスト⁷⁷をもとに作成

⁷⁷ <https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Beschluesse/Programm/SPD-Zukunftsprogramm.pdf>,
http://cms.gruene.de/uploads/documents/2021_Wahlprogrammwurf.pdf (2021年10月1日取得)

2021 年 11 月 24 日に 3 党による連立政権樹立が合意に至り、社会民主党のショルツ氏を首相とする連立政権が誕生した。今後は、3 党による連立政権の合意文書（連立協定）に記載された政策の実現に向けた取組みが進められることになる。連立協定における再生可能エネルギー関連の記述内容は下表のとおり。

表 4-53 ドイツ：ショルツ新連立政権の連立協定（再エネ関連部分の仮訳）

再生可能エネルギー

再生可能エネルギー拡大を劇的に加速させ、あらゆる障害を取り除くことを共通の使命とする。

2030 年の電力総需要 680～750TWh に合わせて、再生可能エネルギー80%を目標とする。そのため、系統拡大を加速させ、年間入札容量を大幅調整する。

大規模な拡大を実現するには、再生可能エネルギー法（EEG）に加えて、長期電力供給契約（PPA）や、気候保護の観点から原産地保証の欧州取引など、補助金なしで拡大する手段を強化する。

分散型再生可能エネルギー拡大を強化し、特に、補助金ありの発電所や EEG 対象外の発電所では、再生可能エネルギー電力を発電地でもっと使用できるように、必要な規制見直しを行う。また、グリーン発電電力は、発電地でグリーン電力として使用することが認められるべき。

建築許可や承認手続きを大幅加速する。再生可能エネルギーは公益であり、供給安定にも貢献する。保護すべき利益を考慮すると、気候中立が達成されるまでの限られた期間は、再生可能エネルギーを優先することを提唱する。風力発電プロジェクトの種保護評価に全国一律の評価方法を適用することなどにより、種保護法の法的確実性を高める。更に、欧州規模での人口保護への取り組みを強化し、例外規定を法的に定義することを提唱する。

外部のプロジェクトチームを活用することで、効果的に承認機関の負担軽減することを提唱する。法定承認期間の開始は、申請書類の明確な要件によって確保されるべきである。また、許認可実施期限についても明確にする。

将来的には、全ての適切な屋根を太陽光発電に利用することを、新規商業ビルでは義務化、新規民間ビルでは規則化する。官僚的な障壁を取り除き、民間建設業者に経済的、行政的な負担がない方法を開発する。中小企業や熟練工に対する経済刺激策でもあると考える。

2030 年までに太陽光 200 GW を目標とし、系統連系や認証の促進、報酬額の調整、大規模屋根設置型の入札義務や上限の見直しなど、あらゆる障害を取り除く。また、営農型や浮体式などの革新的太陽光を強化し、共同利用を可能にする。

国土の 2%を陸上風力に指定する。対象地域の詳細は、建築基準法で定められる。

連邦一州協力委員会を強化する。2022 年前半には、連邦政府、州政府、地方自治体とともに、再生可能エネルギーの拡大加速と土地提供という共通目標を整理するために必要な措置を開始する。

風力の拡大が風況の弱い地域でも大きく進み、ドイツ全土の消費地近くで陸上風力を利用できるようにする（送電系統の障害回避）。

既に風力発電所がある場所では、古い風車を新しい風車に交換する際に、膨大な承認は

不要にしなければならない。衝突防止システムなどの革新技術の回避手段によって、風力の拡大と生物種の保護との対立を解消する。短期的には、回転無線標識や気象レーダーまでの距離を縮小する。低空の回廊・走路を指定する際には、風力発電開発を考慮する。

洋上風力発電容量を 2030 年 30 GW 以上、2035 年 40 GW 以上、2045 年 70 GW 以上に大幅増加させる。そのため、外部経済圏での対応地域を確保していく。洋上発電所は、その他の利用形態よりも優先されるべき。また、共同利用することで、より良い利益のバランスを取ることができる。今後も、欧州の洋上協力を推進し、北海やバルト海での越境プロジェクトを強化する。

洋上風力の追加発電量は、迅速に、介入を最小限に抑え、一括して連系する。例えば、ハイブリッド国際連系、メッシュ型洋上系統、マルチターミナル連系などの役割について、必要な技術的決定を遅滞なく行うとともに、陸上での系統統合についても注視する。

バイオエネルギーについては、持続可能なバイオマス戦略を開発する。

地熱エネルギーについては、データ状況の改善や探査リスク保険の検討などにより、エネルギー供給に生かしたい。

地方自治体は、地元で風力発電所や広大な空き地の太陽光発電所が設置された場合、経済的利益を得られるようにしたい。多くの人から受容されるための重要な要素として、市民エネルギーを強化する。欧州法で可能な限り、市民エネルギーの条件を改善し（エネルギー共有、リスクをカバーする基金の検討）、官僚主義を削減するため、デ・ミニマス規制（適用除外）を最大限に活用する。

税制・賦課金制度改正の一環として、近隣やテナント電力の推進を簡素化・強化する。

地方自治体の包括的な暖房計画と暖房供給網の拡大を提唱する。

暖房における再生可能エネルギーの割合を非常に高くし、2030 年までに熱の 50% を気候中立的な生産とする。

気候変動枠組条約で謳われている気候教育の実施について、州政府を招待し、連邦政府はどのように支援すべきかを議論する。

【中略】

社会的に公正なエネルギー価格

社会的に公正で、経済的にも競争力のあるエネルギー価格を確保するため、CO₂ 価格上昇も考慮して、電気料金による EEG 賦課金の調達を終了する。2023 年 1 月 1 日に予算計上する。資金は、排出権取引制度（燃料（BEHG）および二酸化炭素（ETS））の収益と連邦予算からの補助金とを財源とするエネルギー・気候基金（EKF）となる。EKF は、必要な気候保護対策と EEG 賦課金を賄うことができる。石炭の段階的廃止完了に伴い、再生可能エネルギー支援も段階的に終了する。この変更の一環として、EEG 賦課金、エネルギー税の全ての免除および報酬規則の見直しと調整を行う。目的は、EEG 賦課金廃止による軽減を考慮して、電気の経済的利用に関連する優遇税制措置を縮小することである。その結果、企業は全体的な負担軽減となる。

出所）連立政権合意文書（Mehr Fortschritt wagen Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit）⁷⁸をもとに作成

⁷⁸ https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf（2022 年 3 月 4 日取得）

上記の連立協定では、2023 年 1 月 1 日からの EEG 賦課金の廃止で合意していた。

その後、2022 年 3 月 9 日に、ドイツ政府は 2021 年夏以降のエネルギー価格高騰の情勢も受けて、半年前倒しで 2022 年 7 月 1 日から EEG 賦課金を廃止することを閣議決定した⁷⁹。連邦政府は、まず 2021 年 7 月 1 日から 12 月 31 日まで暫定的に EEG 賦課金の額を 0 セントとする再生可能エネルギー法の緊急改正法案を閣議決定したが、今後はエネルギー・気候基金により恒久的に EEG 会計に資金調達を行えるようにする再生可能エネルギー法改正に向けて、2022 年春に法案を提示予定である⁸⁰。

⁷⁹ ドイツ連邦経済・気候保護省プレスリリース、
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220309-kabinett-bringt-abschaffung-der-eeg-umlage-auf-den-weg.html> (2022 年 3 月 16 日取得)

⁸⁰ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/entwurf-einer-formulierungshilfe-der-bundesregierung.html> (2022 年 3 月 16 日取得)

4.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ

4.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

ドイツでは、1991年に施行された電力供給法によって、電力会社に再生可能エネルギー源による電力の買取を義務付ける制度が導入された。その後2000年に、電力供給法に代わって新たに再生可能エネルギー法が制定されたが、基本的には、電力会社に対し、再生可能エネルギー源による電力を固定価格で買い取ることを義務付ける枠組みに変更はない。

図4-20に示されるように、1991年の電力供給法の施行以来、ドイツでは再生可能エネルギーの中でも、特に陸上風力発電の導入が急速に進み、2020年12月末時点で、累積設備容量は54,414MWとなっている。また、2004年8月の再生可能エネルギー改正法以降、太陽光発電の導入量も急増しており、2020年12月末時点で累積53,721MWとなっている⁸¹。

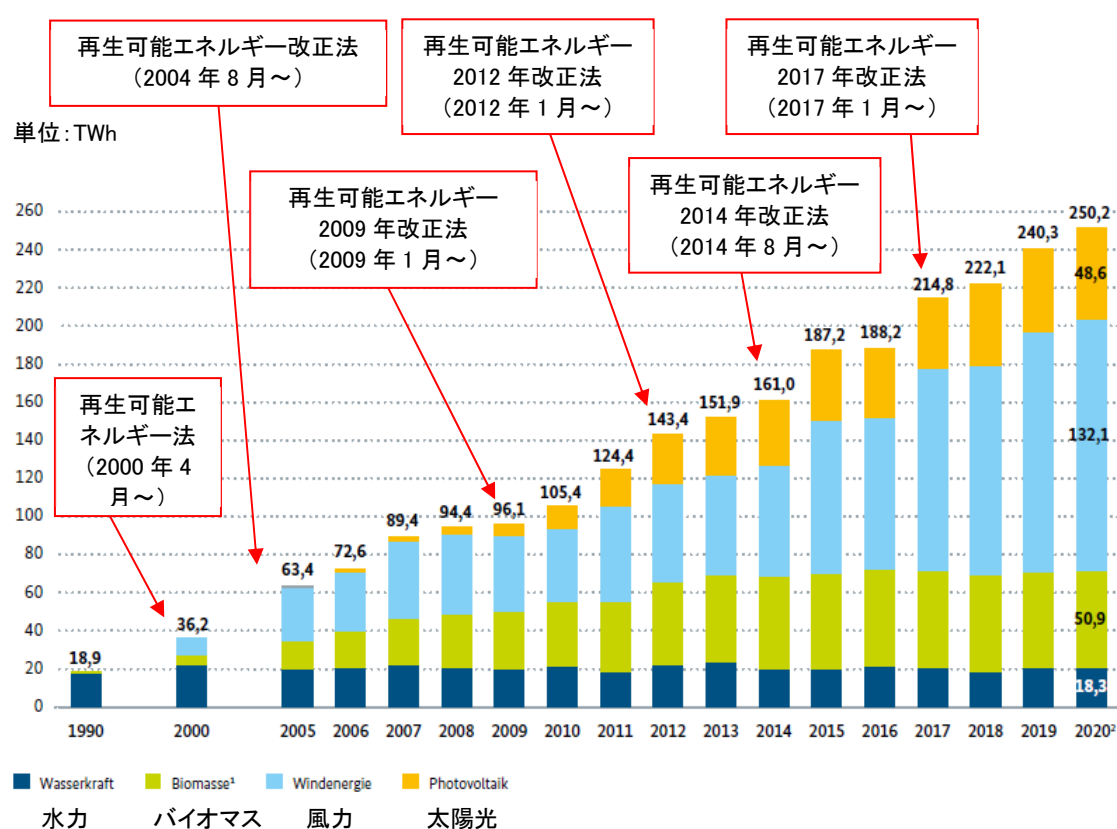


図4-20 ドイツ：再生可能エネルギー発電量の推移と支援政策の変遷

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020” (2021年10月公表版) をもとに作成

⁸¹ 連邦経済・エネルギー省, “Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020” (2021年10月公表版) Abbildung 10、
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.html> (2022年3月4日取得)

上記のとおり、ドイツでは 1991 年に施行された電力供給法によって、陸上風力発電を中心とした再生可能エネルギー発電の導入拡大が進められた。しかしながら、この電力供給法に基づく制度の下では、風況に恵まれ、風力発電の導入が進んだ北部の電力会社に、風力による発電電力の買取義務の負担が集中したため、全電力会社間で公平に負担を平準化する仕組みが必要となった。このため 2000 年 4 月、負担平準化スキームを盛り込んだ再生可能エネルギー法が新たに施行された。その後 2004 年 8 月に、ある程度開発が進んだ風力について、支援価格を引き下げるなど、再生可能エネルギー法は一部見直された。

この 2004 年の再生可能エネルギー改正法では、再生可能エネルギー政策を所管するドイツ連邦環境省が、他の関係省庁とも協力のうえ、2007 年 12 月末までに法律の進捗報告書を作成し、議会に提出することを規定していた。この規定に基づいて提出された進捗報告書をもとに、法改正の検討が行われ、2009 年 1 月より改正法が施行されている。

その後は、法律の進捗報告書の議会への提出・法改正のサイクルが短くなった。2011 年、2014 年に議会に提出された進捗報告書に基づいて法改正に向けた議論が行われ、それぞれ 2012 年 1 月、2014 年 8 月、2017 年 1 月、2021 年 1 月に抜本的な改正法が施行されている。

以下では、2014 年までのドイツにおけるこれら法制度のこれまでの改正経緯について、制度改正と支援価格改定に分けて整理した。

表 4-54 ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴①

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	EEG 賦課金額
1991 年 1 月	電力供給法（StrEG）施行	- 電力会社に対し、供給区域内の再生可能エネルギー源による発電電力を、需要家への売電価格の一定比率で買取義務付け - 買取にかかる費用に関しては、政府からの補助金は与えられず、全額電力会社で負担して需要家に転嫁		3.1% (1991 年)	n/a
1998 年 4 月	電力供給法の一部改正	- 市営電力供給公社に対し、販売量の 5%までは、自己負担での再生可能電力の買取を義務付け 5%を超過する分の買取コストは地域電力供給会社が負担。地域電力供給会社は、販売量の 5%を超える分については買取義務なし - 買取義務を課される電力の生産地に電力供給事業者が存在しない場合には、その場所から最も近い場所にある配電事業者が買取義務	- 風力発電が集中的に立地して買取電力量が急増したドイツ北部の電力会社の負担が大きく、強い反発を招き、一部の電力会社からも営業の自由を侵害するとして訴訟が起きていたため - 電力自由化に伴う送配電分離に対応するため	4.5% (1998 年)	n/a
2000 年 4 月	再生可能エネルギー法施行（EEG）	- 電力会社（系統運用者）に対して、再生可能エネルギー発電設備の系統接続、及びエネルギー源別の固定価格での買取を義務付け - 各電力会社の買取量 5%上限を廃止 - すべての電力会社（系統運用者）間で、買取に伴う費用負担を平準化する仕組みを導入 - 買取対象とする太陽光を累積容量 350MW に達した翌年末までに限定	- 電力自由化に伴い、電力料金が低下した結果、売電価格の「一定比率」での買取では再生可能発電事業者の採算が悪化 - 風力が集中立地した北部において、1998 年の改正によって設定された 5%上限に到達しつつある（5%上限以降の導入がストップ） - 再生可能電力の買取負担が北部の電力会社に集中しており、この負担をすべての電力会社間で公平に分担する必要があると生じる	6.2% (2000 年)	0.19 ユロ/kWh (2000 年)
2004 年 8 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2004）	- エネルギー源別の買取価格の変更、買取対象とする太陽光の設備容量上限（1,000MW）の撤廃（2003 年 12 月に先行改正） - 電力多消費企業に対して暫定的に認められていた、再生可能エネルギー法に基づく費用負担軽減措置の恒久化と対象企業範囲の拡大 - 但し、軽減措置のない事業者の負担が、軽減措置の結果として一定のしきい値以上増加した場合には、軽減措置を制限する形で調整	- 太陽光設置費の低利融資制度（10 万 ルーフプログラム）の終了 - 法律で定められた太陽光による電力買取義務対象枠（当初は総発電容量 350MW、2002 年 7 月改正で 1,000MW に引き上げ）への到達 - 低稼働率の風力発電設備への支援見直し - 再生可能エネルギー法による大口電力需要家（電力多消費企業）の負担増について、連邦経済・技術省が軽減措置制度の拡充を提言	9.3% (2004 年)	0.54 ユロ/kWh (2004 年)
2006 年 11 月	再生可能エネルギー法改定	上記の軽減措置を制限する調整規定を撤廃	費用負担軽減措置の調整の結果として、2005 年には、大規模需要家の軽減後の賦課金額が 0.05 ユロから 0.11 ユロに増額されたため	11.6% (2006 年)	0.88 ユロ/kWh (2006 年)
2009 年 1 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2009）	- 再生可能エネルギー法の「法律の目標」を、「2020 年までに電力供給における再生可能電力の比率を少なくとも 30%、その後も継続的にその比率を増加させること」として目標量を引き上げ - 買取価格の全般的な見直し（太陽光は全体的に買取価格を減額、小規模水力、風力、地熱、バイオマス等は買取価格を引き上げ） - 設備容量 30kW 以下の太陽光発電設備については、自家消費分も計測を条件に支援の対象に追加	2007 年 11 月に、再生可能エネルギー法の進捗報告書「Renewable Energy Sources Act（EEG）Progress Report 2007」を内閣が承認 - 進捗報告書では、エネルギー源別の発電コストの状況と再生可能エネルギー法に基づく支援レベルの分析を行い、太陽光の買取価格の年ごとの低減率の拡大や小規模水力の買取価格の引き上げ等を提言 - 再生可能エネルギー法賦課金の算定方法は透明性があり、かつ拘束力をもつものとし、エネルギー需要家が再生可能エネルギー法上の電力供給の実費用のみを負担するようなシステムへの転換の必要性	16.3% (2009 年)	1.32 ユロ/kWh (2009 年)
2010 年 7 月	再生可能エネルギー法改定	2010 年 7 月以降に稼動する太陽光発電設備の買取価格について、緊急の価格引き下げを実施 - 自家消費分を支援対象とする太陽光発電設備のしきい値を 500kW 以下に拡大	- 新規太陽光発電設備容量の急増（2009 年：3,802MW、2010 年上半期：3,853MW）を受けて、賦課金への影響等を鑑みて、連邦環境相の提案により緊急対策を実施 2010 年 8 月に改正法を公布し、2010 年 7 月に遡及して施行	17.0% (2010 年)	2.05 ユロ/kWh (2010 年)
2012 年 1 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2012）	- 法律の目標として、電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を以下の水準に引き上げることを規定 - 遅くとも 2020 年までに 35%以上 - 遅くとも 2030 年までに 50% 以上 - 遅くとも 2040 年までに 65% 以上 - 遅くとも 2050 年までに 80% 以上 - 全般的な支援価格の見直し（洋上風力の支援価格の引き上げ等） 100kW 以下の太陽光にも遠隔操作による供給管理能力を義務化 - 再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接市場で販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションを導入 - 大規模需要家を対象とした賦課金軽減措置の対象企業要件を拡大した上で、軽減される賦課金額の決定方法をスライド式に変更	2011 年 6 月に連邦議会に提出された再生可能エネルギー法の進捗報告書では、主に以下の点を考慮した法改正を提言 - EU 指令に基づく再生可能エネルギー計画の目標を鑑みて、進展が進んでいない洋上風力等の支援の強化の必要性 - EEG 賦課金額の増加を受けて、より制度の費用対効果を向上させる必要性（太陽光や小規模バイオマス等の支援価格単価の高い再生可能エネルギー源の過剰な促進を防止） 2010 年に負担軽減措置対象外の需要家の賦課金が、軽減措置の影響を受けて 20%増加したことを踏まえて、軽減措置を客観的に必要な範囲に限定する必要性 - 再生可能エネルギー発電量の増加を踏まえて、これら電力と従来型電源との市場統合を促す必要性 - 支援価格体系の簡素化及び透明性の確保	23.7% (2012 年)	3.59 ユロ/kWh (2012 年)

1998 年に連立政権入りした緑の党が連邦環境相のポストを握り、再エネ施策を強化

法律本文に買取価格を明示して投資の安定性を確保

進捗報告書の提出、改正法成立以降に、卸電力市場でのネガティブ価格や太陽光導入量急増等の課題が顕在化

出所）再生可能エネルギー法各年版：ドイツクリアリングハウスホームページ、<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000>（2022 年 3 月 1 日取得）をもとに作成

表 4-55 ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴②

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	EEG 賦課金額
2012 年 4 月	再生可能エネルギー法改正法施行	● 2012 年 4 月 1 日以降の新規太陽光発電設備に適用する支援価格を 20～29%引き下げ。設備容量 10MW 以上の太陽光は支援対象から除外 ● 支援対象の屋根設置設備に対する新たな出力区分として 10～40kW の区分を導入し、買取価格を 18.5 ¢/kWh に設定 ● 2012 年 4 月 1 日以降に系統連系する 10～1,000kW の設備は、支援対象電力量を年間発電量の 90%に制限する。但し、2014 年 1 月 1 日以降に支援電力量の制限を開始 ● 支援対象とする太陽光発電設備の累積導入目標値を 52GW とし、目標達成以降の新規設備は支援対象外となる。一方で、系統への優先接続・アクセスは、その後の新規設備にも保証される ● 2012 年 4～10 月の期間は、毎月 1%の低減率が適用されて支援価格が決定する。2012 年 11 月以降は、直近 1 年間の新規設置容量に応じて、－0.5%から 2.8%の低減率が適用される	● 太陽光発電の新規導入設備容量が、2010 年、2011 年と連続して 7,000MW を超過したのを受けて、2012 年 1 月施行の EEG2012 に追加する形で、制度改正を決定 ● 太陽光発電設備の新規導入を環境面と経済面で最適な量である年間 2,500MW から 3,500MW の範囲にし、再生可能エネルギーの市場統合を促進することを目指すことを目的とした ● 特に、2011 年 12 月の単月で約 2,980MW の新規太陽光発電設備が導入される駆け込み需要が発生したことへの対応が急務であり、半期ごとの支援価格改定時期直前に発生する新規設備の「駆け込み需要」への対策も考慮	23.7% (2012 年)	3.59 ¢/kWh (2012 年)
2014 年 8 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2014）	【目標の設定方法】 ● 一定の期限における再生可能エネルギー導入目標を、上限を含めた幅をもって設定 - 2025 年までに 40～45% - 2035 年までに 55～60% 【支援価格の設定水準】 ● 2015 年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する支援価格について、全体的に支援価格を引き下げるとともに、相対的にコストの低い陸上風力、太陽光に集中させる ● 2015 年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する平均買取価格を 12 ¢/kWh まで引き下げ (2014 年対象設備の平均買取価格は 17 ¢/kWh) 【支援価格の調整方法】 ● 太陽光発電の支援価格調整の仕組みは現行方式を維持 ● 陸上風力、バイオマスについても、2016 年以降、直近 1 年間の新規導入設備容量に応じて、支援価格の低減率を調整の上、四半期ごとに買取価格を調整 ● 現行の太陽光に加えて、他再生可能エネルギー源による新規発電設備も、連邦ネットワーク庁に設置する登録簿に登録手続きが必要 【直接販売による売電】 ● 新規再生可能エネルギー発電設備は、段階的に市場での直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化される。施行時期及び対象設備要件は以下のとおり - 2014 年 8 月 1 日以降 設備容量 500kW 以上の新規発電設備 - 2016 年 1 月 1 日以降 設備容量 100kW 以上の新規発電設備 ● これまで市場プレミアムとあわせて、直接販売を選択した発電者に支払われていた管理プレミアムを廃止 【入札制度の導入】 ● 遅くとも 2017 年以降については、競争入札による支援価格決定メカニズムに移行 ● 新たな制度へ移行するためのパイロット計画として、地上設置型太陽光向けの入札方式を試行導入し、毎年 400MW 規模の新規設備を募集 ● この方式の試行導入に伴い、地上設置型太陽光発電設備は、すべて入札制度に移行	● 2012 年 10 月 15 日にドイツ国内の 4 送電系統運用者から公表された 2013 年の EEG 賦課金額が、2012 年の 3.59 ¢/kWh から 5.28 ¢/kWh と 47%増加したのを受けて、将来的な EEG 賦課金額をこれ以上増加させないための制度改正に前倒しで着手 ● EEG に関連する電力料金の上昇にブレーキをかけ、新たな電力市場設計とリンクした法改正を通じて、支払可能で信頼のおける、見通し可能なエネルギー革命を長期的に確保することを目指した ● 特に、近年の EEG 賦課金額の上昇に起因して生じた事態、例えば大規模需要家の負担減免額の増加に伴い、その他需要家の追加負担額の増加したこと（1.35 ¢/kWh）、EEG 賦課金を免除される自家発自家消費設備の急増による系統電力供給量の減少したこと等、さらに需要家の EEG 賦課額を増加させる要因への対応の必要性	27.4% (2014 年)	6.24 ¢/kWh (2014 年)

出所）再生可能エネルギー法各年版：ドイツクリアリングハウスホームページ、<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000>（2022 年 3 月 1 日取得）をもとに作成

表 4-56 ドイツ：FIT/FIP 制度の支援価格改定の経緯（2014 年改正法まで）

年月	法律改正	支援価格改定の主な方向性	買取価格の区分	支援価格決定の手法	再生可能電力比率
1991 年 1 月	電力供給法（StrEG）施行		● エネルギー源別区分のみ	● 需要家への売電価格を基準としてエネルギー源別に定めた一定比率を乗じた価格で買取	3.1% （1991 年）
2000 年 4 月	再生可能エネルギー法施行（EEG）	● 太陽光：買取価格を引き上げ ✓ 小売価格の 90%→50.62 ¢ /kWh	● エネルギー源別に出力区分を追加 ✓ 風力、太陽光(出力区分なし) ✓ 水力、埋立ガス、下水ガス、地熱(2 区分) ✓ バイオマス(3 区分)	● 法令にて買取価格を明示するとともに、エネルギー源別に翌年度に運開する設備に適用する買取価格の低減率（例：太陽光-5%）を明記	6.2% （2000 年）
2004 年 8 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2004）	● 太陽光：買取価格を引き上げ ✓ 30kW 以下:43.4 ¢ → 57.4 ¢ /kWh ● 地熱：買取価格を引き上げ ✓ 5MW 以下:8.95 ¢ → 15 ¢ /kWh	● 出力や技術種類に応じて価格区分を細分化 ✓ 水力(既存設備の発電増量分を対象に追加) ✓ 埋立ガス、バイオガス(革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 地熱(出力により 2→4 区分に細分化) ✓ 風力(洋上風力と陸上風力を差異化) ✓ バイオマス(150kW 以下の出力区分を新設、コジェネ・革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 太陽光(出力、設置形態により細分化)		9.3% （2004 年）
2009 年 1 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2009）	● 太陽光：次年度以降の新規設備に適用する買取価格の低減率を拡大 ● 陸上風力、洋上風力、地熱、バイオマス（小規模設備、CHP、エネルギー作物起源）：買取価格を全体的に引き上げ	● 出力や技術種類に応じて価格区分をさらに細分化 ✓ 水力(出力区分を細分化、近代化設備を対象に追加) ✓ 埋立ガス、バイオガス(革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 地熱(出力区分を 2 つに統合、コジェネボーナス導入) ✓ 風力(陸上風力にリパワリングボーナス導入) ✓ バイオマス(エネルギー作物ボーナスの細分化、ガス化ボーナス導入) ✓ 太陽光(自家消費分を対象とした区分追加、壁面設置区分を廃止)	● 太陽光について、直近 1 年間の新規導入量に応じて、翌年度の買取価格に適用する低減率を調整する仕組みを導入	16.3% （2009 年）
2010 年 7 月	再生可能エネルギー法改定	● 2010 年 7 月以降に設置される新規太陽光発電設備について 13%、2010 年 10 月以降設置設備はさらに 3%、買取価格を引き下げ	● 太陽光の自家消費分に適用する買取区分について、30kW 未満から 500kW 未満に対象を拡大		17.0% （2010 年）
2012 年 1 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2012）	● 洋上風力：通常よりも高い支援価格を短い期間適用する「加速化モデル」の導入 ● 地熱：これまでの技術ボーナスを廃止する一方で、支援価格を大幅増額 ● バイオマス：支援価格を平均 10～15%引き下げ ● 陸上風力：次年度以降の新規設備に適用する支援価格の低減率を拡大 ● 水力：次年度以降の新規設備に適用する支援価格の低減率の廃止	● 制度の簡素化を目指して支援価格区分を統合 ✓ 洋上風力(通常よりも高い支援価格を短い期間適用する「加速化モデル」の導入) ✓ バイオマス(新設の廃木材の焼却発電や液化バイオマス発電を支援対象から除外、革新的技術利用区分・コジェネボーナスの廃止) ✓ 水力(新規設備と発電量増量設備の区分の一本化)	● 太陽光について、直近の新規導入量に応じて半年ごとに支援価格を調整する仕組みを法制化	23.7% （2012 年）
2012 年 4 月	再生可能エネルギー法改正法施行	● 2012 年 4 月 1 日以降の新規太陽光発電設備に適用する支援価格を 20～29%引き下げ	● 太陽光(10MW 超の設備を対象から除外、屋根設置設備に対する新たな出力区分として 10～40kW の区分を導入)	● 太陽光について、直近の新規導入量に応じて毎月支援価格を調整する仕組みに変更	
2014 年 8 月	再生可能エネルギー法改正法施行（EEG2014）	● 洋上風力、地熱を除いて、全般的に支援価格を引き下げ	● バイオマス(対象を廃棄物・残渣発電に限定することを意図してガス化ボーナス等を廃止)	● 陸上風力、バイオマスについて、2016 年以降、直近の新規導入量に応じて四半期ごとに支援価格を調整する仕組みに変更	27.4% （2014 年）

出所）再生可能エネルギー法各年版：ドイツクリアリングハウスホームページ、<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000>（2022 年 3 月 1 日取得）をもとに作成

4.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要

(1) 入札制度の概要（2017 年改正法）

再生可能エネルギー法 2014 年改正法では、第 2 条 5 項において、遅くとも 2017 年以降については、競争入札による買取価格（支援水準）の決定メカニズムに移行することが規定されていた。その後、入札制度への移行に向けて、再生可能エネルギー法改正法の策定に向けた作業が進められ、2017 年 1 月に再生可能エネルギー法 2017 年改正法（EEG2017）が施行された。

以下では、2017 年改正法をもとに、入札制度の制度設計の概要をとりまとめる。

なお、2020 年 3 月 1 日以前に落札されたプロジェクトの稼働期限は、コロナ禍の影響を考慮して 6 ヶ月延長されている。

1) 制度設計の基本指針

2017 年改正法に基づく入札制度設計にあたり、以下の 3 つの指針があらかじめ示されている。以下の指針を満たすために、入札制度はできるだけ簡潔かつ透明性の高いものとする一方で、手続の公正性が保証され、実行率・費用効果性・アクター多様性という相反する利害を調整する必要から、非常に包括的な範囲で規定を設ける方針が示されている。

表 4-57 ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度設計にあたっての基本指針

1. 再生可能エネルギー整備目標幅は、維持されるべきである。

再生可能エネルギー法で定めた目標幅（例：2025 年までに再生可能電力比率を 40～45%）を超過することも下回ることもないようにすべきである。目標を超過する可能性は、入札量を正しく規定することで排除できる。目標の未達は、入札システムでうまく実行されているプロジェクトができるだけ多く実現されることで、回避されることになる。このため、入札制度が成功する鍵は、高い実行率を成し遂げることである。

2. 全体として支援にかかるコストは可能な限り最小限に抑えられるべきである。

再生可能エネルギーで発電された電力に支払われる報奨金は、設備稼働が採算をとるために必要な額のみであるべきである。この目標を達成するためには、十分な競争状態が存在していなければならない。このため入札は、競争性が十分に高いものについてのみ行われる。

3. 入札によってすべてのアクターに対する公平な機会が可能になるべきである。

入札は、すべてのアクターに公正な機会を認めるものであるべきである。このことは、地域による違い（例えば北部ドイツと南ドイツ）についても、中小アクター、市民エネルギー協同組合、又は地域に組み込まれたプロジェクト開発者といったアクターグループによる違いについても言えることである。アクターの多様性は、維持されなければならない。

出所）連邦経済・エネルギー省（当時），“EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG” より作成

2) 入札対象とするエネルギー源

2017 年以降は、一定規模以上の陸上風力、洋上風力、大型太陽光、バイオマス発電設備が入札対象となり、1 年間に新設される再生可能エネルギー設備の発電量の約 80%が募集される予定となっている。但し、行政コスト削減やアクター多様性の維持への貢献に配慮して、設備容量 750kW 未満（バイオマス発電のみ 150kW 未満）の設備は入札対象から除外され、固定価格買取（もしくは直接売電・市場プレミアム）での支援を引き続き受ける。2014 年改正法で地上設置型太陽光は試行的な入札対象としていたが、2017 年改正法では 750kW 未満の設備は入札対象から除外された。なお、移行措置として、①2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備、②2016 年末までに無条件の系統連系許可が接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した洋上風力発電設備も、入札対象から除外される。

3) 入札制度の詳細（エネルギー源共通の原則）

入札制度の制度設計は、エネルギー源別に特殊性を考慮して設計されるが、以下の点はエネルギー源に共通した原則として適用される。

表 4-58 ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度の基本設計（エネルギー源共通）

- 入札の執行機関は連邦ネットワーク庁（以下、BNetzA）。
- BNetzA は、陸上風力と太陽光については、それぞれ年間 3 回ないし 4 回の入札を行う。
- 各入札回では、封印入札方式で、一度限りの入札が行われる。
- 入札時に参加者は保証金を差し入れなければならない。
- 入札に掛けられるのは、スライド制の市場プレミアムで、いわゆる「基準価格（固定買取価格に相当）」が入札に掛けられる。この価格は、電力の市場での売電価格と市場プレミアムの合計である。
- 最も低い入札価格から、入札に掛けられた設備容量に届くまで落札権が付与されていく。助成額は、原則として、各入札価格に合わせられる（差別価格方式「pay-as-bid」）。
- 入札回ごとに上限価格が設定され、事前に公表される。
- BNetzA は、通常 8 週間前に入札を予告し、入札価格を迅速に審査し、落札権を与える。
- 落札権は、原則的にプロジェクトに対して与えられる。陸上風力に関しては、落札権は他のプロジェクトに譲渡できない。太陽光に関しては、一定の条件を満たせば譲渡が可能であるものの、この譲渡によって価格が下がる。稼働開始時に、プロジェクトが入札時に申請された立地で建設されていること、又は譲渡に関係する要件が維持されていることが証明されなければならない。
- プロジェクトは、落札権付与後一定期間内に実行されなければならない。できるだけ高いプロジェクト実行率を達成するために、実行されなかった場合には違約金を支払わなければならない。

出所）連邦経済・エネルギー省（当時），“EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG” より作成

4) 入札制度の詳細及び施行状況（太陽光）

ア) 対象設備要件、入札スケジュール

2017 年改正法に基づき、設備容量 750kW 以上の新規太陽光発電設備は、屋根設置型、地上設置型を含めて入札制度の対象となった（2014 年改正法で入札対象であった 750kW 未満の地上設置型太陽光は入札対象から除外）。但し、1 設備あたり 10MW の設備容量上限が設定されている。

入札実施時期及び募集容量は、2017 年改正法第 28 条（2）において、毎年 2 月 1 日、6 月 1 日、10 月 1 日を募集締切として、200MW ずつ計 600MW の入札を行うことが規定されている。

但し、2018 年 6 月及び 10 月の募集容量は、第 28 条（2a）に基づき、別途実施しているデンマークとの共同入札、技術中立的な入札における地上設置型太陽光発電の落札容量に基づき調整されることが規定されており、募集容量が 182.479MW に変更されている。

イ) 入札参加要件

入札には、自然人、合名会社、合資会社や法人のいずれも参加可能となっている。

再生可能エネルギー法では、支援対象とする地上設置型太陽光発電に関する立地要件を定めている（表 4-59）。入札者は、表 4-58 の立地条件を満たした上で、少なくとも当該地上設置型設備の建設にかかる開発計画の策定を地方自治体が決議済みの具体的なプロジェクトで応札することが求められる。

表 4-59 ドイツ：支援対象とする地上設置型太陽光発電の立地要件（2017 年改正法）

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">● 開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で既に舗装されていた土地● 開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で、商業目的、交通目的、住宅地、あるいは軍事利用目的から転用された土地● 当該地上設置設備が舗装道路の外端から計測して 110m 以下に建設されている場合、開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で、アウトバーン・線路に沿っている土地（2021 年改正法で上記の 110m 要件が、200m に緩和）● 連邦もしくは連邦不動産庁の所有下にあったか、或いは所有下にあり、開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で連邦不動産庁によって管理されていて、インターネット上で太陽光発電用として公表されている土地● 開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で耕作地・緑地として利用されており、かつ条件不利な土地に存在し、かつ上記の要件で挙げられた土地には含まれない土地 |
|--|

出所）再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法第 37 条をもとに作成

入札時には、第一次担保として 5 ユーロ/kW を現金もしくは銀行保証で差し入れることが要件となるが、当該設備の建設目的で地方自治体による開発計画の公表決議や州政府機関による建築許可を得ているプロジェクトは、この第一次担保の金額が半額となる。

通常の開発計画(Bプラン)の策定手続き

民間事業者 自治体 議会 住民

開発の発意 → プランの必要性検討 → プランの策定の議決を告示 → 計画協議 → プラン案を作成 → 都市計画協約 ※ → プラン案の確定 → プラン案の縦覧 → 提出された提案を検討 → プランの変更が必要か検討 → プランの議決 → プランの告示 → 開発権の取得

この段階でも可

参加と意見の聴取

提議の提出

検討結果の受取り

任意であり省略可能

※その後の手続きの状況に応じて、内容は適宜変更される。

地方自治体による開発計画の策定・変更決議

- ・地上設置型太陽光発電の建設目的もあって決議された開発計画(Bプラン)の策定・変更に関する決議があれば、入札に参加可能(建設法典第2条で規定する開発計画)

地方自治体による開発計画の公表決議

- ・地上設置型太陽光発電の建設目的もあって決議された開発計画(Bプラン)案について、建設法典第3条2項の規定により縦覧されるプラン案の公表決議を提出書類として、入札に参加可能
- ・公表決議を取得済みの事業で入札に参加する場合、入札時の保証金(担保)額を半額に減額

州政府機関(下級建設監督局)による建築許可

- ・開発計画(Bプラン)策定済みの地域における地上設置型太陽光発電設備の建築許可
- ・建築許可を取得済みの事業で入札に参加する場合、入札時の保証金(担保)額を半額に減額

建築許可(建設法典第30条に基づく)

- ・区域全域を対象とした土地利用計画(フプラン)及び開発計画(Bプラン)との整合性のチェック
- ・全ての建築物の建築に「建築許可」が必要

出所) 都市再生特別地区の活用手法に関する調査研究会「都市再生特別地区の活用手法に関する調査 海外における関連諸制度の事例」(平成15年3月)をもとに作成

落札者は、第二次担保として、現金あるいは銀行保証形式で、落札者決定から 10 営業日以内に落札容量 1kW あたり 50 ユーロを差し入れることが求められる。但し、第一次担保と同様に、当該計画が更に進んでいる場合（公表決議・建築許可取得済み等）、この担保金額は半額になる。落札者が遵守すべき事項および不遵守の場合の措置は、表 4-60 のとおり。

表 4-60 ドイツ：太陽光発電入札の落札者が遵守すべき事項及び不遵守の場合の措置

落札者が落札後に遵守すべき事項	不遵守の場合の措置
落札者決定から 10 営業日以内に第二次担保 (50 ユーロ/kW)を差し入れ ^{注1}	・落札権の失効、第一次担保(通常は 5 ユーロ/kW)の没収
入札者の落札権を第三者に譲渡する行為の禁止	・譲渡した場合は落札権の失効、担保の没収
入札時に届出した土地区画における設備の設置	・届出時の土地区画と異なる場合は、落札時に決定した支援価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ
落札者決定から 18 ヶ月以内の設備稼働開始	・落札時に決定した支援価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ
落札者決定から 24 ヶ月以内の設備稼働開始	・落札権の失効、第二次担保(通常は 50 ユーロ/kW) ^{注1} の没収 ^{注2}
入札時の設備容量の変更の禁止	・落札した設備容量の 5%以上を落札権の取り下げ等で失効した場合に、第二次担保(通常は 50 ユーロ/kW) ^{注1} の没収 ・落札した設備容量よりも設備容量が多い場合には、補助受給権は落札容量までとし、残りの容量分は按分して直接販売
稼働開始後の発電量全量の系統供給	・自家消費をしている設備は補助受給の請求権を失効
設備稼働後の電力供給及び設備の維持	・連邦ネットワーク庁は、例えば以下のような場合に、補助受給権を取り消すことが可能。 1. 稼働開始後最初の 2 年以内に、当該設備から、系統に電力が未供給、もしくは系統運用者に売電をしていない場合 2. 稼働開始後最初の 1 年以内に、当該設備の大部分が解体された場合

注 1) 当該設備の建設目的もあって決議された公表決議等を取得済みの場合は、第二次担保の金額を半額 (25 ユーロ/kW) に減額

注 2) 落札者決定から 9 ヶ月経過する前に取り下げをした落札容量は、没収される第二次担保の額を半額に減額

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

エ) 入札結果

2017 年改正法の施行以前には、再生可能エネルギー法 2014 年改正法及び空地利用太陽光発電設備入札令 (Freiflächenausschreibungsverordnung – FFAV) に基づき、設備規模に関わらず地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札が行われていた。6 回の結果は表 4-61 のとおりで、落札容量に対する完工率が 95%を超える状況となっている。2019 年 1 月に実施した連邦ネットワーク庁へのヒアリング調査では、これまでに支援対象となる 24 ヶ月の期限までに稼働できなかったプロジェクトが 1 件あったが、その後に実現しなかったプロジェクトは現時点でないとの回答であった。

表 4-61 ドイツ：2014 年改正法に基づく地上設置型太陽光発電の入札結果

根拠法令	FFAV	FFAV	FFAV	FFAV	FFAV	FFAV
募集回	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回
募集締切	2015/4/15	2015/8/1	2015/12/1	2016/4/1	2016/8/1	2016/12/1
募集容量	150MW	150MW	200MW	125MW	125MW	160.483MW
応札状況	170 件	136 件	127 件	108 件	62 件	76 件
	715MW	558MW	562MW	540MW	311MW	423MW
落札状況	25 件	32 件	43 件	21 件	22 件	27 件
	157MW	158MW	204MW	128MW	118MW	163MW
除外件数	37 件	15 件	13 件	16 件	9 件	5 件
	144MW	33MW	33MW	57MW	46MW	19MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	9.17 ㇵン	8.49 ㇵン	8.00 ㇵン	7.41 ㇵン	7.25 ㇵン	6.90 ㇵン
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	8.48 ㇵン ～9.43 ㇵン	8.49 ㇵン	8.00 ㇵン	6.94 ㇵン ～7.68 ㇵン	6.80 ㇵン ～7.77 ㇵン	6.26 ㇵン ～7.17 ㇵン
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	8.48 ㇵン ～11.29 ㇵン	1.00 ㇵン ～10.98 ㇵン	0.09 ㇵン ～10.98 ㇵン	6.94 ㇵン ～10.97 ㇵン	6.80 ㇵン ～10.98 ㇵン	6.26 ㇵン ～8.45 ㇵン
入札上限価格	11.29 ㇵン	11.18 ㇵン	11.09 ㇵン	11.09 ㇵン	11.09 ㇵン	11.09 ㇵン
入札時点買取価格 ^{注1}	9.02 ㇵン	8.93 ㇵン	適用外	適用外	適用外	適用外
落札価格決定方式	差別価格	均一価格	均一価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限	2016/11/30	2017/2/28	2017/6/30	2017/10/31	2018/2/28	2018/6/30
稼働開始期限 (失効期限)	2017/5/6	2017/8/20	2017/12/18	2018/4/18	2018/8/12	2018/12/15
完工率 ^{注2}	99.4%	89.9%	92.0%	99.9%	96.3%	99.1%

注 1) 2015 年 8 月末まで、2014 年改正法の経過措置として従来制度に基づく固定価格での支援も選択可能

注 2) 2019 年 12 月末時点

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイトをもとに作成

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

2017 年改正法に根拠法が変わり、入札対象が 750kW 以上の地上設置型、屋根設置型太陽光となった 2017 年 2 月以降の入札結果は、表 4-62 のとおり。なお、2021 年以降の入札結果は、本報告書の表 4-29、表 4-30 を参照いただきたい。

落札価格については、2014 年改正法に基づく第 1 回入札から大幅に低下してきたが、2018 年 6 月実施の第 11 回入札以降は上昇傾向にある。2019 年 1 月に実施した業界団体（ドイツ太陽産業連盟：BSW-Solar）に実施したヒアリングでは、第 10 回入札の落札価格が非常に低かったこと、今後モジュール価格の大幅な低下が予測されないこと、入札者が戦略的に行動したこと（入札者の学習効果）、利子率の上昇や太陽光発電以外の投資機会が出てきたこと

を理由として挙げている。

表 4-62 ドイツ：2017 年改正法に基づく太陽光発電の入札結果

根拠法令	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017
募集回	第 7 回	第 8 回	第 9 回	第 10 回	第 11 回	第 12 回
募集締切	2017/2/1	2017/6/1	2017/10/1	2018/2/1	2018/6/1	2018/10/1
募集容量	200MW	200MW	200MW	200MW	182.479MW	182.479MW
応札状況	97 件	133 件	110 件	79 件	59 件	76 件
	488MW	646MW	754MW	546MW	360MW	551MW
落札状況	38 件	32 件	20 件	24 件	28 件	37 件
	200MW	201MW	222MW	201MW	183MW	192MW
除外件数	9 件	17 件	6 件	16 件	1 件	3 件
	27MW	56MW	20MW	67MW	5.5MW	25MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	6.58 ¤	5.66 ¤	4.91 ¤	4.33 ¤	4.59 ¤	4.69 ¤
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	6.00 ¤	5.34 ¤	4.29 ¤	3.86 ¤	3.89 ¤	3.86 ¤
	～6.75 ¤	～5.90 ¤	～5.06 ¤	～4.59 ¤	～4.96 ¤	～5.15 ¤
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	6.00 ¤	5.34 ¤	4.29 ¤	3.86 ¤	3.89 ¤	3.86 ¤
	～8.86 ¤	～65.4 ¤	～7.20 ¤	～5.74 ¤	～6.26 ¤	～8.73 ¤
入札上限価格	8.91 ¤	8.91 ¤	8.84 ¤	8.84 ¤	8.84 ¤	8.84 ¤
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限 ※コロナ対応延長後	2018/8/31	2018/12/31	2019/4/30	2019/9/2	2020/6/30	2020/10/30
稼働開始期限 (失効期限) ※コロナ対応延長後	2019/2/15	2019/6/21	2019/10/23	2020/2/27	2020/10/30	2021/4/26
完工率 ^注	98.85%	96.74%	35%	44%	83%	

注) 2020 年 12 月末時点

根拠法令	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017
募集回	第 13 回	第 14 回	第 15 回	第 16 回	第 17 回	第 18 回
募集締切	2019/2/1	2019/3/1	2019/6/1	2019/10/1	2019/12/1	2020/2/1
募集容量	175MW	500MW	150MW	150MW	500MW	100MW
応札状況	80 件	163 件	105 件	153 件	346 件	98 件
	465.177MW	869.147MW	556.067MW	648.465MW	1,344.442MW	493.000MW
落札状況	24 件	121 件	14 件	27 件	121 件	18 件
	178.073MW	505.185MW	204.697MW	152.775MW	501.253MW	100.554MW
除外件数	2 件	17 件	13 件	11 件	76 件	12 件
	6.43MW	192.074MW	45.866MW	43.73MW	235.337MW	77.026MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	4.80 ¢	6.59 ¢	5.47 ¢	4.90 ¢	5.68 ¢	5.01 ¢
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.11 ¢	3.90 ¢	4.97 ¢	4.59 ¢	4.70 ¢	3.55 ¢
	～5.18 ¢	～8.40 ¢	～5.58 ¢	～5.20 ¢	～6.20 ¢	～5.21 ¢
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.11 ¢	3.90 ¢	4.97 ¢	4.59 ¢	3.85 ¢	3.55 ¢
	～8.67 ¢	～8.76 ¢	～7.49 ¢	～7.50 ¢	～7.49 ¢	～7.19 ¢
入札上限価格	8.91 ¢	8.91 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限 ※コロナ対応延長後	2021/3/1	2021/4/30	2021/6/30	2021/11/2	2022/1/31	2022/3/30
稼働開始期限 (失効期限) ※コロナ対応延長後	2021/8/23	2021/10/4	2021/12/27	2022/4/25	2022/4/25	2022/7/22

根拠法令	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017
募集回	第 19 回	第 20 回	第 21 回	第 22 回	第 23 回	第 24 回
募集締切	2020/3/1	2020/6/1	2020/7/1	2020/9/1	2020/10/1	2020/12/1
募集容量	300MW	96.358MW	192.716MW	256.955MW	96.358MW	256.955MW
応札状況	190 件	101 件	174 件	163 件	87 件	186 件
	838.350MW	447.225MW	779.418MW	674.611MW	393.296MW	936.066MW
落札状況	51 件	21 件	30 件	75 件	30 件	45 件
	301.208MW	99.567MW	193.272MW	257.887MW	103.143MW	264.159MW
除外件数	9 件	9 件	18 件	22 件	9 件	42 件
	34.788MW	17.824MW	70.096MW	72.723MW	37.259MW	195.991MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	5.18 ¢	5.27 ¢	5.18 ¢	5.22 ¢	5.23 ¢	5.10 ¢
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.64 ¢	4.90 ¢	4.69 ¢	4.80 ¢	4.98 ¢	4.88 ¢
	～5.48 ¢	～5.40 ¢	～5.36 ¢	～5.39 ¢	～5.36 ¢	～5.26 ¢
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.64 ¢	4.90 ¢	4.69 ¢	4.80 ¢	4.98 ¢	4.88 ¢
	～7.49 ¢	～7.49 ¢	～6.96 ¢	～7.48 ¢	～7.49 ¢	～7.10 ¢
入札上限価格	7.50 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢	7.50 ¢
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限 ※コロナ対応延長後	2022/3/31	2022/3/31	2022/3/31	2022/5/2	2022/5/31	2022/6/30
稼働開始期限 (失効期限) ※コロナ対応延長後	2022/9/22	2022/9/22	2022/9/22	2022/10/7	2022/11/2	2022/12/28

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報をもとに作成

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html、2022 年 3 月 1 日取得より作成

5) 入札制度の詳細及び施行状況（陸上風力）

ア) 対象設備要件、入札スケジュール

2017 年改正法に基づき、設備容量 750kW 以上の新規陸上風力発電設備は、研究目的の設備を除いて入札制度の対象となった。但し、移行措置として、2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備については、従来どおりの支援を受けることができる。

入札実施時期及び募集容量は、2017 年改正法第 28 条（1）において、2017 年は年 3 回（5 月、8 月、11 月）に分けて計 2,800MW、2018 年は年 4 回（2 月、5 月、8 月、11 月）にわけて計 2,800MW の入札を行うことが規定されている。

イ) 入札参加要件

陸上風力発電設備は、原則として連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得ているプロジェクトであることが参加要件となる。なお、2017 年に実施された 3 回の入札では、応募者が法令で定められた「市民エネルギー法人」の要件を満たしている場合に、認可を得る前に入札に参加することが認められていた。

表 4-63 ドイツ：陸上風力入札制度での市民エネルギー法人への優遇措置

優遇される 応募者の要件	a)この法人が入札を届け出た時点で市民エネルギー法人であり、 b)この法人も、議決権を有する構成員のいずれも、入札の 12 ヶ月前から、法人自体・構成員自身が、又は他の法人の議決権のある構成員として、陸上風力発電設備の落札権を得ていることがなく、かつ c)法人が陸上風力発電設備が建設される予定の土地の所有者であるか、この土地の所有者の賛同を得て入札に参加している
入札可能な 設備容量	・18MW 以下の最大 6 基までの陸上風力発電設備
優遇内容	・連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得る前に入札に参加可能（2017 年に実施の第 1 回～第 3 回入札のみ。以降は撤廃。） ・入札時の保証金額を 30 ユーロ/kW から 15 ユーロ/kW に減額（環境影響評価の承認を得てから 2 ヶ月以内に 15 ユーロ/kW の二次保証金を納付） ・あわせて落札から稼働までの実施期限が、通常は 30 ヶ月のところ 54 ヶ月に延長 ・当該入札回の最高落札額を買取価格に適用

出所）再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

こうした優遇措置を設けた結果、2017 年 5 月、8 月にそれぞれ募集が締め切られた第 1 回、第 2 回の入札では、表 4-63 の優遇を受ける対象となる「市民エネルギー法人」が、ほぼ独占的に落札する結果となった。そのため、制度改正の検討が進められ、2018 年 2 月に募集が締め切られた第 4 回、第 5 回入札は暫定的に、その後の第 6 回以降は法改正によ

り市民エネルギー法人についても連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得ていることが入札参加要件に加えられた。

入札保証金の額は、太陽光発電の入札と比較して低い 30 ユーロ/kW となっている。この理由として、陸上風力発電の場合は、原則として計画認可を得ているプロジェクトを対象としたいいわゆる「後期入札」で行われ、入札時点でのプロジェクト実行可能性が高いことが挙げられる。支払われなければならない保証金は、太陽光発電の入札と異なり、第一次保証金のみとなっている。

ウ) 落札者決定方法

入札価格は、基準立地における基準発電量モデルに基づく「基準価格」に対してつけられる。基準立地における基準発電量は、効率性に優れた設備の建設を今までより促すために、今後は地上 100 m の高さで風速 6.45 m/s を基準とする。設備運営者は、入札の際、上記のモデルに基づき、100% 立地を基準にした価格で入札する。



図 4-22 ドイツ：陸上風力発電入札における基準価格決定の補正係数

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法第 36h 条をもとに作成

予測される設備の実際の基準発電量は、法令で定められた補正係数を用いて、基準立地における基準発電量に換算されて、落札プロジェクトの評価が行われる。こうした評価を行うことにより、風況条件の異なるドイツ国内全体で比較が行える競争条件が作られ、同時に効率性に優れた設備を建設するインセンティブが設けられる。落札権を付与されたプロジェ

クトは、基準立地に換算した支援価格ではなく、当該設備の予測発電量に換算した価格にて、20 年間にわたり支援を受ける。但し、助成額をより適切に実際の設備発電量に合わせるために、基準発電量は設備稼働から 5 年後、10 年後、15 年後に再検査される。

また、南北基幹送電線を中心とした系統拡充の遅れを受けて、北部州における系統混雑を緩和する目的に、2013～15 年の間の同地域での導入設備容量（3 年間平均）の 58%を年間導入量の上限として設定した上で、2020 年までは落札プロジェクトを決定する規定が設けられた。連邦ネットワーク庁が国土の 20%を上限として対象エリアを設定することになっており、ニーダーザクセン州、ブレーメン、シュレーズヴィヒホルスタイン州、ハンブルク、メクレンブルク=フォアポンメルン州を対象エリアに選定している（図 4-23）。



図 4-23 ドイツ：陸上風力発電入札における導入量制限設定地域

出所）再生可能エネルギー法 2017 年改正法第 36h 条をもとに作成

導入量制限地域に立地するプロジェクトは、年間 902MW の上限が設定され、上限を超過した場合には当該地域に立地する電源は、低い入札価格を提示しても落札できないようになる。この指定地域と上限容量の規定は、2019 年 7 月 31 日までに評価を行うことが法令で規定されており、変更を行う場合には 2020 年 1 月 1 日から施行する。その後も、2 年ごとに評価を行うことが法令で定められている。

エ）落札後の導入担保手法

落札者、落札権が付与されてから 24 ヶ月以内に建設することが求められる。24 ヶ月経過

後、落札容量の5%以上の建設遅延が生じた場合には、26ヶ月までは10ユーロ/kW、27～28ヶ月までは20ユーロ/kW、29～30ヶ月までは30ユーロ/kWが罰則として課される。落札権は30ヶ月後に喪失するが、この期限は、プロジェクトの計画認可に関して訴えられた場合には、一度限り延長することができる。但し、30カ月から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮することとなる。

オ) 入札結果

2017年5月、8月にそれぞれ募集が締め切られた第1回、第2回の入札では、表 4-63 の優遇対象である「市民エネルギー法人」が、ほぼ独占的に落札する結果となった（表 4-64）。第4回以降の入札では、優遇措置が改正されたため、市民エネルギー法人による落札率が低下している。2018年8月締切の第5回入札以降は、募集容量に対して応札容量が満たない状況が続いている。この背景には、入札へ移行する前の移行期間に駆け込みでの開発が多かったため、入札制度に移行後、入札制度の参加要件を満たした環境影響評価の認可を得ているプロジェクトが少なかったことが挙げられる。

また、2020年の入札では、募集容量に対して応札容量が下回る状況が続いているが、落札容量が制限される系統拡張地域については、制限された容量を上回る応札があった。その結果、例えば、2020年10月1日締切の第19回入札では、系統拡張地域の上限264.738MWに対して52件、計349.2MWの応札があり、38件、268.3MWのみが落札する結果となった。

なお、2021年以降の入札結果は、本報告書の表 4-32 を参照いただきたい。

表 4-64 ドイツ：陸上風力入札制度の結果（～2020 年 12 月）

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
募集締切	2017 年 5 月 1 日	2017 年 8 月 1 日	2017 年 11 月 1 日	2018 年 2 月 1 日
募集容量	800MW	1,000MW	1,000MW	700MW
うち系統拡張地域上限	258MW	322MW	431MW	197MW
応札状況	256 件 2,137MW	281 件 2,927MW	210 件 2,591MW	132 件 989MW
うち市民エネルギー法人	169 件 1,523MW	217 件 2,461MW	171 件 2,307MW	22 件 194MW
落札状況	70 件 807MW	67 件 1,013MW	61 件 1,000MW	83 件 709MW
うち市民エネルギー法人	65 件 776MW (96.2%)	60 件 958MW (94.6%)	60 件 993MW (99.3%)	19 件 155MW (21.9%)
うち系統拡張地域	261MW	213MW	231MW	88MW
除外件数	12 件 61MW	14 件 103MW	15 件 172MW	2 件 16MW
平均落札価格(セ/ kWh)	5.71 セン	4.28 セン	3.82 セン	4.73 セン
落札価格範囲(セ/ kWh)	4.20 セン ～5.78 セン	3.50 セン ～4.29 セン	2.20 セン ～3.82 セン	3.80 セン ～5.28 セン
実際の適用価格	5.25 セン ～5.78 セン	4.16 セン ～4.29 セン	3.80 セン 3.82 セン	3.80 セン ～5.28 セン
入札価格範囲(セ/ kWh)	4.20 セン ～7.00 セン	3.50 セン ～6.45 セン	2.20 セン ～6.66 セン	3.80 セン ～6.28 セン
入札上限価格(セ/ kWh)	7.00 セン	7.00 セン	7.00 セン	6.30 セン
減額なしの稼働開始期限 ^注	2019 年 5 月 31 日	2019 年 9 月 2 日	2020 年 6 月 2 日	2020 年 8 月 31 日
稼働開始期限(失効期限) ^注	2019 年 11 月 26 日	2020 年 2 月 24 日	2020 年 6 月 2 日	2021 年 3 月 1 日

	第 5 回	第 6 回	第 7 回	第 8 回
募集締切	2018 年 5 月 1 日	2018 年 8 月 1 日	2018 年 10 月 1 日	2019 年 2 月 1 日
募集容量	670.161MW	670.161MW	670.161MW	700MW
うち系統拡張地域上限	232MW	314MW	410MW	155MW
応札状況	111 件 604MW	91 件 709MW	62 件 388MW	72 件 499MW
うち市民エネルギー法人	15 件 113MW	4 件 43MW	9 件 58MW	11 件 92MW
落札状況	111 件 604MW	86 件 666MW	57 件 363MW	67 件 476MW
うち市民エネルギー法人	15 件 113MW (18.7%)	4 件 43MW (6.5%)	9 件 58MW (16.0%)	11 件 92MW
うち系統拡張地域	100MW	183MW	93MW	156MW
除外件数	0 件 0MW	5 件 42MW	5 件 25MW	5 件 23MW
平均落札価格(円/kWh)	5.73 セン	6.16 セン	6.26 セン	6.11 セン
落札価格範囲(円/kWh)	4.65 セン ～6.28 セン	4.00 セン ～6.30 セン	5.00 セン ～6.30 セン	5.24 セン ～6.20 セン
実際の適用価格	4.65 セン ～6.28 セン	5.30 セン ～6.30 セン	6.12 セン ～6.30 セン	5.24 セン ～6.20 セン
入札価格範囲(円/kWh)	4.30 セン ～6.28 セン	4.00 セン ～6.30 セン	5.00 セン ～6.30 セン	5.24 セン ～6.20 セン
入札上限価格(円/kWh)	6.30 セン	6.30 セン	6.30 セン	6.20 セン
減額なしの稼働開始期限 ※コロナ対応延長後	2020 年 11 月 30 日	2021 年 3 月 1 日	2021 年 4 月 30 日	
稼働開始期限(失効期限) ※コロナ対応延長後	2021 年 5 月 25 日	2021 年 8 月 24 日	2021 年 10 月 26 日	2021 年 8 月 23 日

	第 9 回	第 10 回	第 11 回	第 12 回	第 13 回
募集締切	2019 年 5 月 1 日	2019 年 8 月 1 日	2019 年 9 月 2 日	2019 年 10 月 1 日	2019 年 12 月 1 日
募集容量	650MW	650MW	500MW	675MW	500MW
うち系統拡張地域上限	152.94MW	175.107MW	177.181MW	308.155MW	180.4MW
応札状況	41 件 294.96MW	33 件 239.25MW	22 件 187.81MW	25 件 204.07MW	76 件 685.84MW
うち市民エネルギー法人	2 件 11.6MW	0 件 MW	1 件 5.3MW	1 件 5.3MW	8 件 60.01MW
落札状況	35 件 269.76MW	32 件 208.2MW	21 件 179.41MW	25 件 204.07MW	56 件 509.04MW
うち市民エネルギー法人	2 件 11.6MW	0 件 MW	1 件 5.3MW	1 件 5.3MW	8 件 60.01MW
うち系統拡張地域	66.83MW	15.8MW	36.7MW	28.8MW	96.75MW
除外件数	6 件 25.2MW	1 件 31.05MW	1 件 8.4MW	0 件 0MW	2 件 28.8MW
平均落札価格(円/kWh)	6.13 セント	6.20 セント	6.19 セント	6.20 セント	6.11 セント
落札価格範囲(円/kWh)	5.94 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	5.95 セント ～6.20 セント
実際の適用価格	5.94 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	5.95 セント ～6.18 セント
入札価格範囲(円/kWh)	5.40 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	6.19 セント ～6.20 セント	5.74 セント ～6.20 セント
入札上限価格(円/kWh)	6.20 セント	6.20 セント	6.20 セント	6.20 セント	6.20 セント
減額なしの稼働開始期限 ※コロナ対応延長後			2022 年 3 月 30 日	2022 年 5 月 2 日	2022 年 6 月 30 日
稼働開始期限(失効期限) ※コロナ対応延長後	2021 年 11 月 22 日	2022 年 2 月 16 日	2022 年 9 月 19 日	2022 年 10 月 25 日	2022 年 12 月 27 日

	第 14 回	第 15 回	第 16 回	第 17 回	第 18 回
募集締切	2020 年 2 月 1 日	2020 年 3 月 1 日	2020 年 6 月 1 日	2020 年 7 月 1 日	2020 年 9 月 1 日
募集容量	900MW	300MW	825.527MW	275.176MW	366.901MW
うち系統拡張地域上限	157.631MW	55.556MW	172.041MW	59.828MW	80.216MW
応札状況	67 件 526.55MW	25 件 193.8MW	62 件 467.59MW	26 件 191.05MW	25 件 310.45MW
落札状況	66 件 523.05MW	20 件 150.9MW	61 件 463.99MW	25 件 191.05MW	22 件 284.9MW
うち系統拡張地域	114.95MW	55.9MW	147.84MW	56.9MW	84.2MW
除外件数	1 件 3.5MW	2 件 17.7MW	1 件 3.6MW	0 件 0MW	3 件 25.5MW
平均落札価格 (円/kWh)	6.18 セント	6.07 セント	6.14 セント	6.14 セント	6.20 セント
落札価格範囲 (円/kWh)	5.76 セント ～6.20 セント	5.74 セント ～6.20 セント	5.90 セント ～6.20 セント	6.00 セント ～6.20 セント	6.17 セント ～6.20 セント
入札価格範囲 (円/kWh)	5.76 セント ～6.20 セント	5.74 セント ～6.20 セント	5.90 セント ～6.20 セント	5.50 セント ～6.20 セント	5.99 セント ～6.20 セント
入札上限価格 (円/kWh)	6.20 セント	6.20 セント	6.20 セント	6.20 セント	6.20 セント

	第 19 回	第 20 回
募集締切	2020 年 10 月 1 日	2020 年 12 月 1 日
募集容量	825.527MW	366.901MW
うち系統拡張地域上限	264.738MW	178.2MW
応札状況	89 件 768.95MW	96 件 657.1MW
落札状況	74 件 658.65MW	58 件 399.7MW
うち系統拡張地域	268.3MW	196.8MW
除外件数	3 件 48MW	3 件 20.5MW
平均落札価格 (円/kWh)	6.11 セント	5.91 セント
落札価格範囲 (円/kWh)	5.60 セント ～6.20 セント	5.59 セント ～6.07 セント
入札価格範囲 (円/kWh)	5.60 セント ～6.20 セント	5.59 セント ～6.20 セント
入札上限価格 (円/kWh)	6.20 セント	6.20 セント

注) 落札者が市民エネルギー法人の場合には、24 ヶ月延長
出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Onshore.xlsx?__blob=publicationFile&v=17、2022 年 3 月 1 日
取得より作成

6) 入札制度の詳細及び施行状況（洋上風力）

ア) 対象設備要件、入札実施スケジュール

洋上風力発電については、2016 年末までに無条件の系統連系許可が接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した洋上風力発電設備については、2014 年改正法で定められた固定価格買取の支援体系が維持され、入札対象から除外される。2021 年以降に稼働開始する洋上風力発電設備は、入札制度に移行する。根拠法は、2017 年 1 月施行の洋上風力エネルギー法（Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See : WindSeeG）となる。

2018 年、2019 年の入札募集容量の設定にあたっては、再生可能エネルギー法 2014 年改正法で規定されていた、洋上風力発電の設備容量を 2020 年までに 6.5 GW、2030 年までに 15 GW にするという目標がベースとなっていた（2021 年 1 月現在、洋上風力法で 2030 年までに 20GW、2040 年までに 30GW とする目標に引き上げ済み）。

洋上風力エネルギー法では、2017 年までに計画認可を得ている既存設備向けの入札（「過渡期入札」）として、2017 年 4 月に 1,550MW、2018 年 4 月に 1,550MW の入札を行うことが規定されている。この 3,100MW 分は、稼働年別の導入容量が定められており、2021～22 年が 500MW/年、2023～25 年が 700MW/年となっている。但し、2021 年稼働設備については、送電網の混雑解消を目的として、バルト海の洋上風力発電設備のみを対象に入札を行う。

2021 年以降は、毎年 9 月に 700～900MW の入札を行うことが洋上風力エネルギー法で規定されている。2021 年以降の入札は、ドイツ連邦海事水路庁（BSH）が入札前にサイトの事前の基礎調査等を行い、事前調査の結果を受けた洋上サイトを対象として入札を行う「セントラル方式」の入札に移行する。2021 年 2 月 26 日に、連邦ネットワーク庁は、北海及びバルト海における 3 地域のセントラル方式による洋上風力入札手続きを開始した⁸²。募集容量は北海 658MW、バルト海 300MW の計 958MW で、2026 年までの稼働を予定しており、2021 年 9 月 1 日が応札期限となっている。

イ) 入札参加要件

2017 年、2018 年に実施された既存設備向けの「過渡期入札」では、表 4-65 のとおり、入札参加の要件が設定されている。

表 4-65 ドイツ：洋上風力入札制度の参加要件（2017 年、2018 年入札）

参加資格を有する既存設備	・2016 年 7 月末までに、洋上設備令第 5 条/第 17 条に従い、排他的経済水域で承認された計画や、連邦イミシオン防止法に従った領海における承認を受けた計画 ・排他的経済水域の事業の場合、以下のいずれかの地域で計画されたもの a) 連邦水利・水運管理局の北海のドイツの排他的経済水域の 2013 年度および 2014 年度洋上連邦セクター別計画のクラスター 1～8 のうちの 1 つにある北海

⁸² ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト（2022 年 3 月 1 日取得）、
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210226_Offshore.html

	b) 連邦水利・水運管理局のバルト海のドイツ排他的経済水域の 2013 年度洋上連邦セクター別計画のクラスター1～3 のうちの 1 つにあるバルト海 【根拠】洋上風力エネルギー法 第 26 条
参加者要件	・上記の参加資格を有する既存設備の所有者である自然人、法的能力のある共同経営会社、法人 【根拠】洋上風力エネルギー法 第 30 条
応札要件	・当該事業が計画承認を受けていること、または現行の行政手続の結果として事業が承認されやすいという計画承認所管機関による評価を得ていること ・系統連系に関するコミットメントを得ていること ・入札容量 1kW あたり 100 ユーロの担保差し入れ 【根拠】洋上風力エネルギー法 第 32 条、第 33 条

出所) 洋上風力エネルギー法をもとに作成

2021 年以降に実施の「セントラル方式」による入札の参加要件では、応札時の担保は入札容量 1kW あたり 200 ユーロに増額することが規定されている。

ウ) 落札後の導入担保手法

落札者は、洋上風力エネルギー法第 59 条第 2 項で定められた各種の履行期限を超過した場合、表 4-66 のとおり、送電系統運用者への違約金の支払いが求められる。

表 4-66 ドイツ：洋上風力入札制度における履行期限の不履行時の違約金

該当する履行期限(第 59 条)	不履行時の違約金額
(2)1. 必要な計画文書の提出	入札時の保証金全額相当
(2)2. 完工期限の 24 ヶ月前までのエビデンス提出	入札時の保証金全額の 30%相当
(2)3. 工事が完工日の 3 ヶ月前までに開始したエビデンス提出	入札時の保証金全額の 70%相当
(2)4. 技術的運転即応性を完工日から 6 ヶ月以内に達成	毎月、保証金残高の 12 分の 1 ずつ
(2)5. 技術的運転即応性を完工日から 18 ヶ月以内に達成	保証金残高合計に、落札容量に対して運転準備が整っていない設備容量の比率を乗じた額

出所) 洋上風力エネルギー法をもとに作成

落札者が表 4-66 の (2) 1、2、5 の期限を順守しない場合、ドイツ連邦ネットワーク庁は落札を無効とする。但し、①洋上風力エネルギー設備の建設に関して、下請先を含む事業者が契約したすべての自然人の過失は事業者に帰するので、落札者は自らの過失はないが、当該期日を遵守できなかった、もしくは②個別のケースの状況を考慮すると、障害が取り除かれれば、落札案件は高い確率で、洋上風力エネルギー設備を経済的かつ技術的に遅滞なく建設できると考えられる、のどちらかに該当する場合は不可抗力として落札は無効とされない。

エ) 入札結果

2017 年、2018 年に実施された洋上風力発電の入札結果は表 4-67 のとおり。

表 4-67 ドイツ：2017 年改正法に基づく洋上風力発電の入札結果

2017 年入札(2017 年 4 月締切) ※入札上限価格 12.0 ユーロ/kWh

募集容量	落札容量	加重平均落札価格	落札プロジェクト	落札価格	落札容量
1,550MW	1,490MW	0.44 ユーロ/kWh	Gode Wind III	6.00 ユーロ	110MW
			Borkum Riffgrund West II	市場価格	240MW
			OWP West	市場価格	240MW
			He Dreiht	市場価格	900MW

2018 年入札(2018 年 4 月締切) ※入札上限価格 10.0 ユーロ/kWh

募集容量	落札容量	加重平均落札価格	落札プロジェクト	落札価格	落札容量
1,610MW	1,610MW	4.66 ユーロ/kWh	Baltic Eagle	6.46 ユーロ	476MW
			Wikinger Sud	市場価格	10MW
			Arcadis Ost 1	n/a	n/a
			Gode Wind IV	9.83 ユーロ	131.75MW
			Borkum Riffgrund West I	市場価格	420MW
			Kaskasi	n/a	325MW

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報をもとに作成

7) 入札制度の詳細及び施行状況（バイオマス）

ア) 対象設備要件、入札実施スケジュール

バイオマス発電に関しては毎年 9 月 1 日付で、新規・既存設備に対し入札を実施する。入札容量は、2017 年から 2019 年までは 150MW、2020 年から 2022 年までは 200MW となっており、2023 年以降は、ドイツ連邦政府が適宜入札容量案を策定する。

イ) 入札参加要件

2017 年に実施された新規・既存設備向け入札では、表 4-68 のとおり、入札参加の要件が設定されている。

表 4-68 ドイツ：バイオマス入札制度の参加要件（2017 年入札）

新設設備

参加資格を有する設備	・定格容量 150kW～20MW の新設設備 ・必要とされる許認可を入札の 3 週間前までに取得していること。
入札方法	Pay-as-bid 方式
支援期間	20 年間
応札上限価格	14.88 ユーロ/kWh (2017 年) 2018 年 1 月 1 日から年 1%逡減。
支援対象	以下の定格容量を超えた部分については、FIT が削減され、市場価格となる。 バイオガス：落札容量の 50% 固形バイオマス：落札容量の 80%
入札保証	60 ユーロ/kW
運転開始期限	・落札公示から 24 ヶ月以内に運転を開始しない場合、落札権失効 ・以下の場合、申請により運転開始期限の延長(最長 24 ヶ月)が可能。 －取得済の建設許認可に関し、第三者により訴訟が提起された。 －第 1 項の訴訟に関する即時執行が監督当局または裁判所より課された。
落札後の変更	落札権の譲渡は不可。
バイオガスの特別条項	・バイオガス製造時の穀粒・トウモロコシの割合 2017～18 年 バイオマスの重量の 50%以下 2019～20 年 バイオマス重量の 47%以下 2021～22 年 バイオマス重量の 44%以下 ・嫌気性発酵バイオマス設備の適用価格 500kW 以下 14.88 ユーロ/kWh 20MW 以下 13.05 ユーロ/kWh

既存設備

参加資格を有する設備	・2017 年 1 月 1 日よりも前に運転を開始したバイオマス専焼設備 ・入札時に Renewable Energy Sources Act のもと、8 年間以上の支援期間が残っていること ・定格容量 20MW 以下
入札方法	Uniform-pricing 方式
支援期間	10 年間
応札上限価格	・16.90 ユーロ/kWh (2017 年) ・2018 年 1 月 1 日から年 1%逡減。 但し、落札価格によらず、Renewable Energy Sources Act のもとの当該設備の発電量に適用される平均的水準の価格(直近 3 年間の平均)を超えないものとする。
運転開始期限	・落札公示から 6 ヶ月以内に環境監査法人による認証を系統運用者に提出しない場合、落札権失効。

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

ウ) 落札後の導入担保手法

バイオマスの入札保証は、60 ユーロ/kW となっている。

落札公示から 24 ヶ月以内に運転を開始しない場合、落札権失効となるが、下記の場合、申請により運転開始期限の延長（最長 24 ヶ月）が可能である。

- 取得済の建設許認可に関し、第三者により訴訟が提起された。
- 前項の訴訟に関する即時執行が監督当局または裁判所より課された。

エ) 入札結果

バイオマス発電の入札結果は表 4-69 のとおり。

2017 年の入札は、応札容量が募集容量を下回ったため、応札件数 33 件のうち、必要な情報提供がなされなかった 13MW 相当の 9 件の案件を除いた 24 件すべてが落札となった。落札容量の 22%は新設、残りの 78%は既設であった。既存設備の 150kW に関しては、価格は応札上限価格と同額となった。また、2017 年よりも前に許認可を取得していた 4 件が参加要件を満たしていなかったが、これらの設備は EEG2017 の移行措置のもと、2018 年末まで法的に定められた資金供与を受ける権利を有している。本ラウンドで使用されなかった容量は、次回に繰り越しとなる。

2018 年の入札結果も、応札容量が募集容量を大幅に下回り、落札対象から外れた 6 件 12.4MW を除いた 79 件が落札となった。既設の 150kW は、応札上限価格に近い落札価格となった。募集容量に応札容量が満たない傾向は、2019 年入札、2020 年入札でも続いている。

2021 年以降の入札結果は、本報告書の表 4-33 を参照いただきたい。

表 4-69 ドイツ：2017 年改正法に基づくバイオマス発電の入札結果

2017 年入札(2017 年 9 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
122.4MW	33 件	40.9MW	24 件	27.6MW	14.30 ㇵ/ kWh
新設	10 件	13.5MW	4 件	6.1MW	14.81 ㇵ/ kWh
既設 150kW 以下	3 件	0.2MW	3 件	0.2MW	16.90 ㇵ/ kWh
既設 150kW 超	20 件	27.1MW	17 件	21.2MW	14.13 ㇵ/ kWh

2018 年入札(2018 年 9 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
225.8MW	85 件	89.0MW	79 件	76.5MW	14.73 ㇵ/ kWh
新設	14 件	29.8MW	13 件	29.5MW	14.72 ㇵ/ kWh
既設 150kW 以下	15 件	1.4MW	15 件	1.4MW	16.73 ㇵ/ kWh
既設 150kW 超	56 件	57.7MW	51 件	45.7MW	14.68 ㇵ/ kWh

2019 年 4 月入札(2019 年 4 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
133.293MW	20 件	27.328MW	19 件	25.528MW	12.42 ㇵ/ kWh
新設	2 件	2.966MW	2 件	2.966MW	14.57 ㇵ/ kWh
既設 150kW 以下	2 件	0.085MW	2 件	0.085MW	16.56 ㇵ/ kWh
既設 150kW 超	15 件	22.477MW	15 件	22.477MW	12.12 ㇵ/ kWh
n/a	1 件	1.8MW			

2019 年 11 月入札(2019 年 11 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
133.293MW	56 件	76.803MW	50 件	56.725MW	12.47 円/kWh
新設	2 件	18.150MW	1 件	1.150MW	14.58 円/kWh
既設 150kW 以下	12 件	0.881MW	9 件	0.708MW	16.56 円/kWh
既設 150kW 超	42 件	57.772MW	40 件	54.867MW	12.37 円/kWh

2020 年 4 月入札(2020 年 4 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
166.77MW	41 件	92.486MW	38 件	90.456MW	13.99 円/kWh
新設	5 件	43.126MW	5 件	43.126MW	14.44 円/kWh
既設 150kW 以下	5 件	0.396MW	5 件	0.396MW	13.56 円/kWh
既設 150kW 超	31 件	48.964MW	28 件	46.934MW	13.56 円/kWh

2020 年 11 月入札(2020 年 11 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
166.77MW	21 件	50.407MW	19 件	28.307MW	14.85 円/kWh
新設	3 件	21.5MW	2 件	19.4MW	14.43 円/kWh
既設 150kW 以下	2 件	0.165MW	2 件	0.165MW	16.40 円/kWh
既設 150kW 超	16 件	28.742MW	15 件	8.742MW	15.75 円/kWh

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報⁸³をもとに作成

8) 入札制度の詳細及び施行状況（技術中立入札）

2017 年改正法では、陸上風力と太陽光については、エネルギー源別の入札に加えて、両者の共同入札が行われている。本入札はパイロット・プロジェクトの位置づけであり、その中で技術中立と配電網要素の 2 つを試行している。共同入札においては、配電網要素を考慮して計算することが試験的に導入されている。既に稼働中の再エネが配電網に供給しており、ピーク負荷を上回るような地域を郡レベルで指定し、これらの地域に建設を予定している応札案件には、落札者決定時に「配電網要素」を加味した評価を行うことが規定されている。

具体的には、応札価格から建設地域による配電網要素を差し引いた上で落札設備を決定する。計算式は GemAV（共同入札政令）で定められており、風力発電は 0～0.58 セント/kWh、太陽光は 0～0.88 セント/kWh の間で応札価格を調整する。支援額については応札価格が適用されるため、あくまでも落札順位の決定段階において配電網要素を考慮する。

⁸³ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト（2022 年 3 月 1 日取得）、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>

表 4-70 ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札における配電網要素（一部抜粋）

指定地域(郡レベル)

陸上風力の配電網要素 太陽光の配電網要素

	Verteilernetz- komponente Wind	Verteilernetz- komponente Solar
Aichach-Friedberg (Landkreis)	0,00	0,88
Altenburger Land (Landkreis)	0,42	0,35
Altmarkkreis Salzwedel (Landkreis)	0,58	0,08
Altötting (Landkreis)	0,00	0,88
Alzey-Worms (Landkreis)	0,58	0,08
Anhalt-Bitterfeld (Landkreis)	0,56	0,13
Ansbach (Landkreis)	0,07	0,88
Aurich (Landkreis)	0,58	0,08
Bad Tölz-Wolfratshausen (Landkreis)	0,00	0,88
Bamim (Landkreis)	0,50	0,22

(以下、省略)

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報をもとに作成

また、太陽光発電のみを対象とした入札では1設備の上限が10MWに制限されているが、共同入札では、あらかじめ規定された郡に立地する設備のみ設備容量上限を20MWに拡大する措置がとられている。2018年に実施された2回の入札では、陸上風力の応札があったものの、落札に至らなかった。2019年以降に実施された第3回から第6回の入札では、陸上風力の応札プロジェクトはなく、太陽光発電のみの応札となっている。

表 4-71 ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札結果（太陽光、陸上風力）

	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回
募集締切	2018 年 4 月 1 日	2018 年 11 月 1 日	2019 年 4 月 1 日	2019 年 11 月 1 日	2020 年 4 月 1 日	2020 年 11 月 1 日
募集容量	200MW	200MW	200MW	200MW	200MW	200MW
応札状況	54 件 395MW	50 件 319MW	109 件 720MW	103 件 514MW	113 件 553MW	91 件 518MW
落札状況	32 件 210MW	36 件 201MW	18 件 211MW	37 件 203MW	30 件 204MW	43 件 202MW
うち太陽光	32 件 210MW	36 件 201MW	18 件 211MW	37 件 203MW	30 件 204MW	43 件 202MW
除外件数	3 件 30MW	2 件 12MW	18 件 58MW	13 件 86MW	12 件 24MW	7 件 43MW
上限価格	8.84 セン	8.75 セン	8.91 セン	7.50 セン	7.50 セン	7.50 セン
加重平均落札 価格	4.67 セン	5.27 セン	5.66 セン	5.40 セン	5.33 セン	5.33 セン

最低落札価格	3.96 セン ト	4.65 セン ト	4.50 セン ト	4.88 セン ト	4.97 セン ト	5.18 セン ト
最高落札価格	5.76 セン ト	5.79 セン ト	6.10 セン ト	5.74 セン ト	5.61 セン ト	5.45 セン ト
減額なしの稼働開始期限 ※太陽光	2019/10/31	2020/6/1 ↓ 2020/11/30	2020/10/31 ↓ 2021/4/30	2021/6/30 ↓ 2021/12/30	2022/3/31	2022/6/30
稼働開始期限 (失効期限) ※太陽光	2020/4/20	2020/11/26 ↓ 2021/5/26	2021/4/26 ↓ 2021/10/25	2021/12/2 ↓ 2022/6/2	2022/9/22	2022/12/1

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報⁸⁴をもとに作成

⁸⁴ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト (2022 年 3 月 1 日取得)、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/start.html>

4.4.3 参考とした主な情報源

(1) 法令関連

EEG クリアリングハウスのサイトで、各年版の再生可能エネルギー法条文をや法案審議にかかる関連資料を入手可能。

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetze>

(2) 再生可能エネルギー全般統計

ドイツ連邦経済・気候保護省が、「Erneuerbare Energien in Zahlen」として年次の統計資料を公表。

https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html

(3) EEG 施行情報

ドイツ連邦ネットワーク庁が、再生可能エネルギー法（EEG）の対象となる設備容量や支援対象電力量の統計を公表。

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/start.html>

(4) 入札関連

ドイツ連邦ネットワーク庁のウェブサイトで、入札の募集要領や結果を公表。

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>

(5) EEG 賦課金

ドイツ 4 送電系統運用者が、各年度の EEG 賦課金の算出結果等を公表。

<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage>

5. スペイン

5.1 再生可能エネルギー導入目標

スペインは、2011 年 3 月に制定された「持続可能経済法（Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible）⁸⁵」で、2020 年に最終エネルギー消費の 20%を再生可能エネルギーとする目標を設定して取組みを進めてきた。

その後、2020 年 1 月に、欧州委員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs: National energy and climate plan）」を提出した⁸⁶。本計画には、2030 年までの温室効果ガス排出量削減、再エネ導入量に関する目標と達成のための優先施策が盛り込まれ、2022 年 1 月末時点で本計画に沿って再エネ導入促進の取組みが進められている。

2021 年 5 月に成立した「気候変動法（Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética）⁸⁷」では、第 3 条において 2030 年までに最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率 42%以上、電力システムにおける再生可能エネルギー発電量を 74%以上とすること、2050 年には発電分野を再生可能エネルギー100%にすることを目標に掲げて、上記の国家エネルギー・気候計画の目標を国内法制化している。

5.1.1 2020 年導入目標

EU 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28EC）において、スペインは、2020 年に最終エネルギー消費の 20%を再生可能エネルギーとする目標を設定した。スペイン政府が、2010 年 6 月に欧州委員会に提出した国家再生可能エネルギー行動計画では、この目標達成のために電力分野の再生可能エネルギー比率を 40.0%まで引き上げるシナリオを提示している。

この EU 再生可能エネルギー利用促進指令で設定された法的拘束力のある目標は、2011 年 3 月に制定された「持続可能経済法（Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible）」第 78 条により国内法制化された。その後、2011 年 11 月 11 日に閣議決定された「再生可能エネルギー計画 2011-2020（Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020）⁸⁸」では、エネルギー源別の 2020 年までの目標が示されるとともに、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を 2020 年までに 20.8%まで引き上げる目標が示されている（表 5-1）。

この「再生可能エネルギー計画 2011-2020」では、2020 年における電力分野の導入比率を 39%としているが、景気低迷による電力需要の減少と再生可能エネルギー導入量の拡大により、2020 年には 42.9%と目標水準を達成している状況にある。

スペインにおける 2020 年のエネルギー源別発電量は図 5-1、2004～2020 年の再生可能発電量の推移はのとおり。

⁸⁵ https://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l2-2011.html（2022 年 2 月 22 日取得）

⁸⁶ 欧州委員会ホームページ（2022 年 2 月 22 日取得）、https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en

⁸⁷ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447（2022 年 2 月 22 日取得）

⁸⁸ IDAE ホームページ（2022 年 2 月 22 日取得）、<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>

表 5-1 スペイン：再生可能エネルギー計画 2011-2020 での源別設備容量目標

単位：MW

	2010 年 (基準年)	2015 年	2020 年
水力（揚水を除く）	13,226	13,548	13,861
1MW 未満 （揚水を除く）	242	253	268
1～10MW （揚水を除く）	1,680	1,764	1,917
10MW 超 （揚水を除く）	11,304	11,531	11,676
揚水	5,347	6,312	8,811
地熱	0	0	50
太陽光発電	3,787	5,416	7,250
太陽熱発電	632	3,001	4,800
潮力発電、波力発電	0	0	100
陸上風力	20,744	27,847	35,000
洋上風力	0	22	750
バイオマス、廃棄物、バイオガス	825	1,162	1,950
固形バイオマス	533	817	1,350
廃棄物	115	125	200
バイオガス	177	220	400
合計（揚水を除く）	39,214	50,996	63,761

出所）再生可能エネルギー計画 2011-2020（Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020）をもとに作成

単位：TWh

	2019 年	2020 年
石炭	12.7	5.0
天然ガス CCGT	55.2	44.0
原子力	55.8	55.8
水力	24.7	30.6
風力	54.2	54.9
太陽光	9.3	15.3
太陽熱	5.2	4.5
その他再エネ	3.6	4.5
その他	40.1	32.5
合計	260.8	251.3

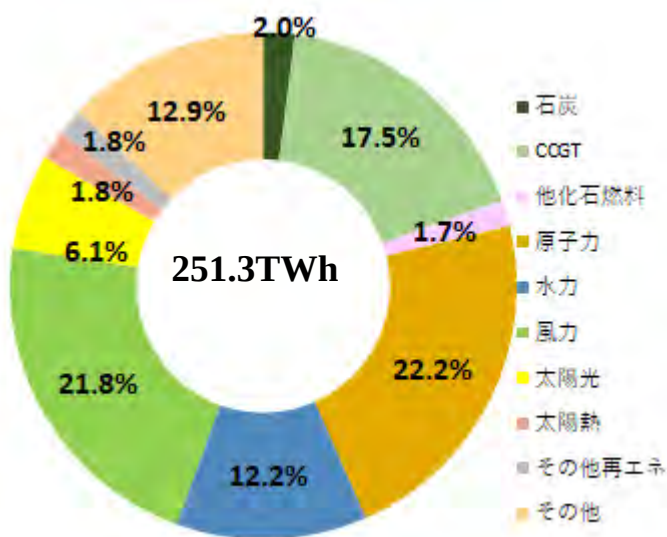


図 5-1 スペイン：エネルギー源別発電単発電電量（2019 年、2020 年）

出所）Red Eléctrica de España, “Informe del Sistema Eléctrico Español 2020”（2021 年）⁸⁹より作成

⁸⁹ REE ホームページ（2022 年 2 月 22 日取得）、<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>

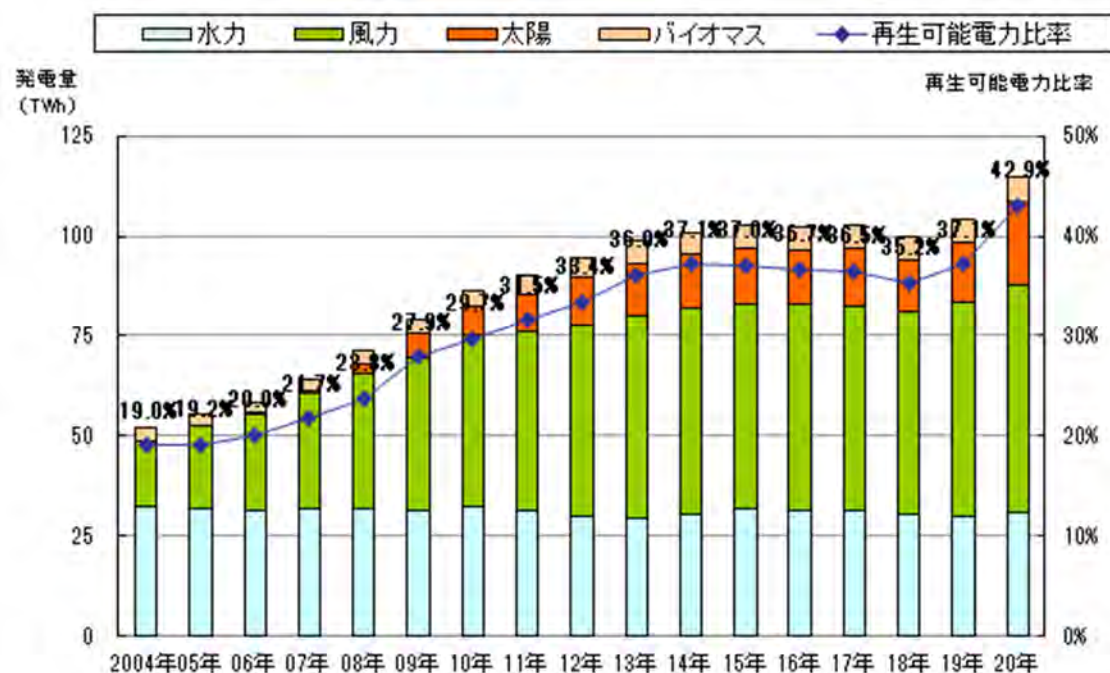


図 5-2 スペイン：再生可能エネルギー発電量の推移（2004～20 年）

出所）Eurostat, "SHARES tool 2020, SHort Assessment of Renewable Energy Sources", 2021 より作成

5.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標

2020 年 1 月に、欧州委員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs：National energy and climate plan）」を提出した。本計画には、2030 年までの温室効果ガス排出量削減、再エネ導入量に関する目標と、目標達成のための優先施策が盛り込まれ、2022 年 1 月末時点で本計画に沿って再エネ導入促進の取組みが進められている（表 5-2）。

表 5-2 スペイン：国家エネルギー・気候計画での 2030 年の再エネ関連目標

分野	2030 年目標
温室効果ガス	1990 年比で温室効果ガス排出量を 23%削減
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率 42%
	発電電力量に占める再エネ比率 74%
省エネ	2030 年参照シナリオ（BAU ケース）の予測エネルギー使用量と比較した一次エネ消費効率 39.5%改善

出所）国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan, Spain）, 2020 より作成

再エネ電源別の 2030 年導入目標値は設定されていない。但し、当該計画では、2030 年再エネ電力比率目標の 74%を達成するにあたり、想定発電電力量予測に対して必要な 254TWh を再エネ電源別に配分した「目標シナリオ（Target Scenario）」での予測数値が示されてい

る（表 5-3）。

なお、この「目標シナリオ」は、2030 年までの計画期間中に、原子炉 4 基を含む計画的、段階的かつ柔軟な原子力発電の閉鎖と石炭火力発電設備の全廃という施策を織り込んだものとなっている。

表 5-3 スペイン：国家エネルギー・気候計画での目標シナリオにおける電源構成予測

単位：MW

	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
風力(陸上・洋上)	22,925	28,033	40,633	50,333
太陽光	4,854	9,071	21,713	39,181
太陽熱	2,300	2,303	4,803	7,303
水力	14,104	14,109	14,359	14,609
混合揚水	2,687	2,687	2,687	2,687
純揚水	3,337	3,337	4,212	6,837
バイオガス	223	211	241	241
その他再エネ	0	0	40	80
バイオマス	677	613	815	1,408
石炭	11,311	7,897	2,165	0
天然ガス(CCGT)	26,612	26,612	26,612	26,612
コジェネ	6,143	5,239	4,373	3,670
燃料、燃料/ガス	3,708	3,708	2,781	1,854
廃棄物その他	893	610	470	341
原子力	7,399	7,399	7,399	3,181
蓄電	0	0	500	2,500
合計	107,173	111,829	133,802	160,837

出所) 国家エネルギー・気候計画 (Integrated National Energy and Climate Plan, Spain) , 2020 より作成

その後、2021 年 5 月には、上記の国家エネルギー・気候計画で掲げた目標を含んだ気候変動法 (Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética)⁹⁰ が成立した。気候変動法では、2050 年までのカーボンニュートラル達成を目標に掲げ、再生可能エネルギーについても、第 3 条において 2030 年までに最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率 42%以上、電力システムにおける再生可能エネルギー発電量を 74%以上とすること、2050 年には発電分野を再生可能エネルギー100%にすることを目標に掲げている。

なお、これらの目標について、エネルギー閣僚評議会が 2023 年までに目標見直しを行うことを規定するとともに、この評議会に対して目標の上方修正を行う権限を付与している。

気候変動法の第 3 条「温室効果ガスの排出削減、再生可能エネルギー、エネルギー効率に関する目標」で掲げた目標は以下のとおり。

⁹⁰ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 (2022 年 2 月 22 日取得)

表 5-4 ス페인：気候変動法で掲げたエネルギー・気候変動関連の目標

第3条 温室効果ガスの排出削減、再生可能エネルギー、エネルギー効率に関する目標

1. 国際的に想定された公約を遵守するため、また自治州の権限を損なうことなく、以下を最低限の 2030 年国家目標として設定する。
 - a) スペイン経済全体の温室効果ガス排出量 1990 年比 23%以上減
 - b) 最終エネルギー消費における再生可能エネルギー42%以上
 - c) 電力システムにおける再生可能エネルギー発電量 74%以上
 - d) 一次エネルギー消費量を PRIMES2007 参照シナリオ (BAU ケース) 使用量と比較して 39.5%以上減
2. いかなる場合も、可能な限り短期間に、国際的に想定された公約を遵守する目的で、自治州の権限を損なうことなく、2050 年までに気候中立及び再生可能発電源のみの電力システムを達成する。
3. 閣僚評議会は、以下を目的として、本条第 1 項及び 2 項に定める目標を上方修正する権限を有する。
 - a) パリ協定締約国会議の決定に従ってパリ協定を遵守するため
 - b) 欧州連合規則を遵守するため
 - c) 技術及び科学知識の進歩に適合するため
 - d) 定量化可能な客観的要素が存在し、環境、社会又は経済的な理由で望ましいとされる場合
4. 第 1 項及び第 2 項に定める目標の見直しは、既存の温室効果ガスの排出量削減及び炭素吸収源による除去強化のための上方修正のみ可能とする。
5. いずれの場合も、本条に定める目標の最初の見直しは、2023 年に開始する。

出所) 気候変動法 (Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética) ⁹¹をもとに作成

⁹¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 (2022 年 2 月 22 日取得)

5.2 現行の再生可能電力支援制度

5.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

スペインでは、固定価格買取（FIT）とプレミアム買取（FIP）を選択可能な制度により、再エネ導入促進を図ってきたが、2013 年 7 月に既存設備も含めて制度廃止が公表された。既存の FIT 設備は、エネルギー源や設備規模ごとに決定された特定料金を支援する制度に、新規設備は、その支援水準を不定期の入札で決定する方式に移行した。

その後、2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）⁹²に基づき、FIP 制度（Cfd 形式）で支援を行う設備を決定する入札制度が導入され、2020 年 12 月から第 1 回の入札が行われた。以降では、この新たな支援制度を Cfd FIT 制度と呼ぶ。

2022 年 1 月時点では、この Cfd FIT 形式の入札制度を 2025 年まで実施していくことにより、再エネ電力の支援を行うこととしている。

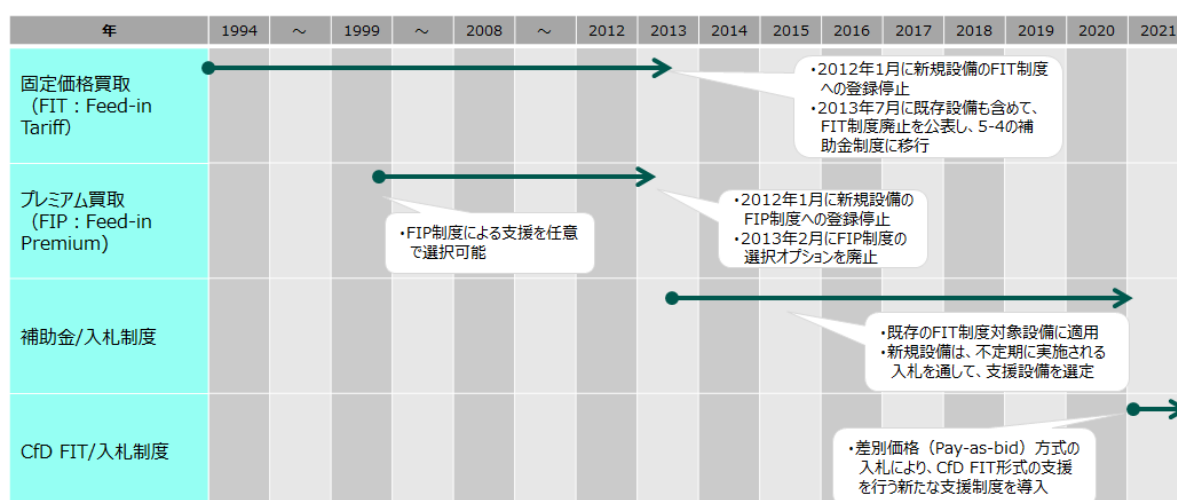


図 5-3 ス페인：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所) 環境移行・人口問題省ホームページ、<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx> (2022 年 2 月 22 日取得) をもとに作成

これまでの再生可能電力促進施策の流れや過去の支援制度の概要については、本章末の 5.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れを参照いただきたい。

⁹² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621> (2022 年 2 月 22 日取得)

5.2.2 現行制度：2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度

スペインでは、2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づき、再生可能エネルギー経済制度（REER）と呼ばれる CfD FIT 形式で支援を行う新たな入札制度が導入された。2020 年 12 月に第 1 回入札の募集が開始され、2021 年 1 月に落札者が決定した。

以下では、2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度の概要を紹介する。

(1) 根拠法令⁹³

再生可能エネルギー経済制度（REER）の根拠法令は以下のとおり。

6 月 23 日付政令 23/2020（RDL23/2020）	再生可能エネルギー経済制度（REER）の有効化
11 月 3 日付政令 960/2020（RD60/2020）	REER の法的小および経済的体制の規制
12 月 4 日付省令 1161/2020 （環境移行省令 1161/2020）	再生可能エネルギー経済制度、入札手続きの規制 と REER の特徴

(2) 義務対象者

入札を経て落札した再生可能エネルギー事業者は、スペインの卸電力取引所運営機関である OMIE と、それぞれの落札価格と市場価格との差額決済契約（CfD）を締結する。市場価格が落札価格を下回る場合は発電者に差額の支払いを行い、逆に市場価格が上回る場合は発電者が差額の支払いを行う。

(3) 支援対象とするエネルギー源・設備

イベリア半島に立地する新規または既設設備を拡張した再生可能エネルギー発電設備が対象となる。複数技術を組み合わせた設備も適格となる。蓄電システムを併設する場合には、発電電力の蓄電のみに使用することが条件となる。

(4) 支援対象エネルギー

支援対象となるのは、前日または当日市場での総売電量となる。また、需給調整市場で取引したエネルギー量も支援対象となる。相対契約での売電は認められない。また、前日または当日市場の取引価格が 0 ユーロ/MWh 以下（ネガティブプライス）となった場合には、売電電力は供給エネルギーと見なされず、市場価格での支払いとなる。

また、(5)3c で後述するように、エネルギー源ごとに支援対象とする年間稼働時間に最大時間が設定されており、その時間数を超過した場合には、超過した時間の電力は支援対象外となる。

⁹³ 環境移行・人口問題省ホームページ（2022 年 3 月 1 日取得）、
<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx>

(5) 入札制度の制度設計

1) 募集容量

環境移行省令 1161/2020 の第 23 条において、2021 年から 2025 年までの入札スケジュールおよび年間の最低募集容量が規定されている。

表 5-5 ス페인：再生可能エネルギー経済制度（REER）での年間入札最低容量

単位：MW

	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	累計
風力	1,000	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	8,500
太陽光	1,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	10,000
集光型太陽熱		200		200		200	500
バイオマス		140		120		120	380
その他※		20		20		20	60

※バイオガス、潮汐発電など

出所) 環境移行省令 1161/2020 第 23 条⁹⁴をもとに作成

2) 落札者決定方法

2017 年、2018 年に実施した補助金制度の入札と同様に、入札手順及び結果の監督は電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC：Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia）、入札管理は電力取引市場を運営する OMEL 社の子会社である OMI-Polo Español（OMIE）が行う。

入札参加者は、差額決済契約の基準価格（ユーロ/MWh）を応札し、差別価格（Pay-as-bid）方式で落札者を決定する。なお、決議により、入札募集回ごとにエネルギー源別の上限価格が設定されるが、機密情報として公開はされない。

3) 2020 年 12 月募集開始の入札の詳細

スペインの再生可能エネルギー経済制度（REER）では、詳細な入札の募集要項は、募集回ごとに決議（Resolución）ごとに決められる。以下では、2020 年 12 月 10 日付決議⁹⁵に基づき、2020 年 12 月 15 日に募集開始され、2021 年 1 月 26 日に応札が行われた入札の詳細をとりまとめる。2020 年 12 月募集開始の入札では、計 3,000MW の募集容量とし、太陽光及び陸上風力の最低設備容量をいずれも 1,000MW、残る容量分は電源種別を特定しない技術中立的な再生可能エネルギー発電という条件で実施された。

⁹⁴ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-15689>（2022 年 3 月 1 日取得）

⁹⁵ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068（2022 年 3 月 1 日取得）

a. 入札成立要件、落札プロジェクトの制限

競争を保証するため、募集容量の 20% の応札があることを入札の成立要件とする。また、一つの主体の落札容量に上限を設けており、入札容量の 50% 以下、2020 年 12 月募集開始の入札では、1,500MW 以下に制限される。

また、応札できる 1 つのプロジェクトの設備容量は、180MW を上限とする。

b. 最大供給実施期間

落札した設備は、エネルギー源別に定められた「最小エネルギー量」を一定期間、卸電力取引市場に販売しなければならない義務を有する。この義務を有する「最大供給実施期間」は、11 月 3 日付政令 960/2020 の第 16 条で、原則 10 年から 15 年の間、初期投資または技術リスクが高い技術で、正当な理由がある場合は、例外的に最大 20 年間まで延長可とされている。この「最大供給実施期間」と「最大供給実施期間開始日」は、入札募集決議により、入札募集回ごとに定められる。

2020 年 12 月募集開始の入札におけるエネルギー源別の「最大供給実施期間」と「最大供給実施期間開始日」は、以下のとおり。

表 5-6 スペイン：2020 年 12 月募集開始の入札での最大供給実施期間

技術	最大供給実施期間開始日	最大供給実施期間
太陽光	2023 年 9 月 30 日	12 年
集光型太陽熱	2024 年 9 月 30 日	12 年
陸上風力	2024 年 9 月 30 日	12 年
洋上風力	2025 年 9 月 30 日	12 年
水力(10MW 以下)	2025 年 9 月 30 日	12 年
水力(10MW 超)	2025 年 9 月 30 日	12 年
バイオマス	2025 年 9 月 30 日	15 年

出所) 2020 年 12 月 10 日付決議⁹⁶をもとに作成

c. 最小及び最大エネルギー

落札設備は、上記の最大供給実施期間は、電力システムに供給すべき最小エネルギー量が義務付けられ、この値を下回った場合に罰金が適用される。この年間稼働時間に相当する最小エネルギー量は、2020 年 12 月 10 日付決議でエネルギー源別に規定されている。

また、年間稼働時間での最大エネルギー量も規定されており、この時間を超えた発電量分は支援対象外となる。

⁹⁶ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068 (2022 年 2 月 22 日取得)

表 5-7 スペイン：2020 年 12 月募集開始の入札での最小/最大エネルギー量

技術	最小エネルギー量 (年間稼働時間)	最大エネルギー量 (年間稼働時間)
太陽光	1,500	2,300
集光型太陽熱	3,000	4,000
陸上風力・洋上風力	2,200	3,500
水力(10MW 以下)	1,600	2,500
水力(10MW 超)	2,000	3,000
バイオマス	6,000	8,000

出所) 2020 年 12 月 10 日付決議⁹⁷をもとに作成

(6) 入札結果

2020 年 12 月に募集開始の第 1 回入札は、2021 年 1 月 26 日の 9～11 時に応札が行われ、決議で定められた予定どおりに 24 時間以内に結果が公表された⁹⁸。

3,000MW の募集容量に対して 84 者の応札があり、そのうち 32 者、合計容量 3,034MW のプロジェクトが落札された。内訳は太陽光が 2,036MW、陸上風力が 998MW で、技術中立枠として行われた 1,000MW 分は、すべて太陽光発電が落札する結果となった。平均落札額は、太陽光が 24.47 ユーロ/MWh、陸上風力が 25.31 ユーロ/MWh となっている。

落札プロジェクトは、落札結果の官報公布日から 2 ヶ月以内にプロジェクト登録、官報公布日から 6 ヶ月内に事業サイトの特定、12 ヶ月以内に建築許可取得の証明が求められる。

また、2021 年 10 月に結果が公表された第 2 回入札では、卸電力取引市場の価格高騰などの情勢変化を受けて、Iberdrola 社、Endesa 社、Acciona Energia 社などの大手再エネ事業者が応札しなかったが、3,300MW の募集容量に対して 5,100MW 超の応札があった⁹⁹。第 1 回入札よりも平均落札額は上がったが、それでも落札時点の卸電力取引価格の推移を大きく下回る 30 ユーロ/MWh 前後での落札となった。

表 5-8 スペイン：第 1 回、第 2 回入札の結果

	太陽光	陸上風力		太陽光	陸上風力
募集容量	3,000MW		募集容量	3,300MW	
落札容量	2,036MW	998MW	落札容量	866MW	2,258MW
落札平均価格	24.47€/MWh	25.31€/MWh	落札平均価格	31.65€/MWh	30.18€/MWh

出所) 環境移行・人口問題省ホームページ¹⁰⁰をもとに作成

⁹⁷ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068 (2022 年 2 月 22 日取得)

⁹⁸ 環境移行・人口問題省ホームページ (2022 年 2 月 22 日取得)、
https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Documents/Resolucionsubasta_26012021.pdf

⁹⁹ 環境移行・人口問題省ホームページ (2022 年 2 月 22 日取得)、
https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Documents/Resolucionsubasta_26012021.pdf

¹⁰⁰ https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Documents/Resolucionsubasta_26012021.pdf、および
https://energia.gob.es/renovables/regimen-economico/Documents/RD960_Resoluci%C3%B3n_segunda_subasta_TED-1161.pdf (2022 年 2 月 22 日取得)

5.3 再生可能電力支援制度の施行状況

5.3.1 再生可能発電の導入状況

(1) 再生可能エネルギー電力の導入状況

1) 再生可能エネルギー発電設備の設備容量

スペインの再生可能エネルギー発電設備容量は、2013 年に FIT 制度が打ち切られてから停滞していたが、2016 年、2017 年に 3 回実施した補助金制度に関する入札で落札した太陽光、陸上風力発電設備の稼働開始もあり、2019 年以降は再び増加に転じた。

表 5-9 スペイン：再生可能エネルギー発電設備の設備容量の推移

単位：MW

	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
水力	18,220	18,318	18,372	18,451	18,505	18,535	18,540	18,550
陸上風力	9,918	11,722	14,820	16,555	19,176	20,693	21,529	22,789
太陽光	52	130	494	3,384	3,423	3,873	4,283	4,569
太陽熱	0	11	11	61	282	732	1,149	2,000
バイオマス	490	532	549	533	682	739	781	869
海洋	0	0	0	0	0	0	0.3	0.3
合計	28,680	30,713	34,246	38,984	42,068	44,572	46,282	48,777

	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
水力	19,185	19,223	20,053	20,080	20,079	20,080	20,114	20,117
陸上風力	22,958	22,925	22,943	22,990	23,124	23,405	25,590	26,819
太陽光	4,690	4,697	4,704	4,713	4,723	4,764	8,839	10,285
太陽熱	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304
バイオマス	896	915	918	920	924	937	992	1,143
海洋	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
合計	50,038	50,069	50,927	51,012	51,159	51,494	57,843	60,673

出所) Eurostat, "SHARES tool 2020, SHort Assessment of Renewable Energy Sources"より作成

(2) 固定価格買取制度の施行状況

スペインでは、2013 年まで施行していた固定価格買取制度のもと、陸上風力発電を中心として再生可能エネルギー発電の導入量を拡大してきた。以下では、2013 年までの固定価格買取制度の施行状況を概観する。

1) 固定価格買取制度（特別制度）に基づく買取電力量

スペインの固定価格買取制度では、再生可能エネルギー発電に加えて、廃棄物起源エネルギーやコジェネ等も特別制度の対象電源として買取対象となっていた。以下では、特別制度の対象電源について、カテゴリー別の設備容量及び買取電力量の推移を示す。

ア) 対象電源の設備容量

特別制度対象電源の設備容量ベースの推移を見てみると、風力発電設備容量は、2001 年に 3,508MW であったのが、制度が終了した 2013 年末には 22,781MW に増加している。また、2006 年以降、2010 年にかけて太陽光発電設備の設備容量が急増しており、2013 年末には 60,998 設備、4,640MW が特別制度の対象電源となっていた。

表 5-10 スペイン：特別制度対象電源の設備容量の推移

単位：MW

カテゴリー		2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年
再生可能 エネルギー	計	5,301	7,018	8,454	10,731	12,410	14,481	17,689
	風力	3,508	5,066	6,324	8,532	10,095	11,897	14,536
	水力	1,559	1,591	1,664	1,706	1,768	1,898	1,895
	バイオマス	231	353	455	470	500	541	557
	太陽光	4	7	11	23	47	146	690
	太陽熱	—	—	—	—	—	—	11
廃棄物	計	606	788	890	1,059	1,128	1,208	1,091
	廃棄物	449	461	468	585	585	579	559
	廃棄物処理施設	157	326	423	474	543	629	533
コジェネ	計	5,345	5,561	5,621	5,685	5,687	5,814	6,012
特別制度対象電源計		11,252	13,366	14,965	17,475	19,225	21,503	24,793

カテゴリー		2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
再生可能 エネルギー	計	22,347	25,173	26,810	29,110	31,992	32,607
	風力	16,323	18,856	19,701	21,065	22,632	22,781
	水力	1,979	2,017	2,030	2,035	2,034	2,038
	バイオマス	587	670	709	765	839	848
	太陽光	3,398	3,398	3,838	4,247	4,538	4,640
	太陽熱	61	232	532	999	1,950	2,300
廃棄物	計	1,140	1,245	1,285	1,252	1,263	1,230
	廃棄物	569	587	627	599	610	602
	廃棄物処理施設	571	658	658	653	653	628
コジェネ	計	6,058	5,911	6,008	6,119	6,054	5,978
特別制度対象電源計		29,545	32,329	34,103	36,481	39,310	39,821

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

イ) 対象電源からの買取電力量

スペインにおける特別制度の対象電源による発電電力量は、制度終了時の 2013 年には 111,406GWh となっており、電力需要全体の約 44%程度を占めている。2001 年以降の発電電力量の推移は表 5-11 のとおりである。

表 5-11 スペイン：特別制度対象電源の発電電力量の推移

		単位：GWh						
カテゴリー		2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年
再生可能 エネルギー	計	12,046	14,706	18,743	22,651	27,163	29,550	34,386
	風力	6,930	9,602	12,060	16,086	21,187	23,166	27,601
	水力	4,406	3,899	5,088	4,749	3,817	4,144	4,121
	バイオマス	708	1,201	1,585	1,798	2,120	2,136	2,173
	太陽光	2	5	9	18	40	105	484
	太陽熱	—	—	—	—	—	—	8
廃棄物	計	2,509	3,196	4,399	4,974	5,791	5,842	6,136
	廃棄物	1,960	2,201	2,328	2,312	2,620	2,446	2,722
	廃棄物処理施設	549	994	2,070	2,662	3,172	3,395	3,414
コジェネ	計	16,684	18,286	18,992	19,265	18,823	16,778	17,708
特別制度対象電源計		31,239	36,189	42,133	46,889	51,777	52,171	58,230
カテゴリー		2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	
再生可能 エネルギー	計	41,794	52,947	60,129	60,089	68,767	78,874	
	風力	32,128	38,275	43,144	41,863	48,335	54,501	
	水力	4,636	5,444	6,753	5,280	4,633	7,034	
	バイオマス	2,488	3,025	3,141	3,751	4,197	4,623	
	太陽光	2,528	6,074	6,399	7,416	8,164	8,287	
	太陽熱	15	130	692	1,779	3,436	4,429	
廃棄物	計	5,871	6,853	7,412	7,393	7,350	7,173	
	廃棄物	2,732	2,928	3,127	2,972	2,848	2,731	
	廃棄物処理施設	3,139	3,926	4,285	4,421	4,502	4,443	
コジェネ	計	21,183	22,036	23,730	25,086	26,920	25,358	
特別制度対象電源計		68,848	81,836	91,270	92,568	103,037	111,406	

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

5.3.2 支援制度に係る国民負担の動向

(1) 電力買取にかかる費用総額

スペインの固定価格買取制度では、再生可能エネルギー発電に加えて、廃棄物起源エネルギーや CHP 等も特別制度の対象電源として買取対象となる。コジェネや廃棄物発電などを含む特別制度対象電源からの電力買取に係る費用は、表 5-12 のとおりである。

表 5-12 スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用

	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
買取電力量	35,988GWh	41,922GWh	46,900GWh	51,790GWh
特別制度に係る総費用	23.71 億ユーロ	25.60 億ユーロ	28.80 億ユーロ	42.85 億ユーロ
うちプレミアム相当分	—	—	12.43 億ユーロ	12.46 億ユーロ
1kWh あたり平均買取単価	—	—	6.140 ㇵん/kWh	8.275 ㇵん/kWh

	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年
買取電力量	52,183GWh	58,252GWh	68,867GWh	81,836GWh
特別制度に係る総費用	45.73 億ユーロ	47.19 億ユーロ	78.13 億ユーロ	92.64 億ユーロ
うちプレミアム相当分	17.85 億ユーロ	22.85 億ユーロ	33.75 億ユーロ	61.76 億ユーロ
1kWh あたり平均買取単価	8.763 ㇵん/kWh	8.101 ㇵん/kWh	11.345 ㇵん/kWh	11.320 ㇵん/kWh

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
買取電力量	91,270GWh	91,008GWh	101,263GWh	109,916GWh
特別制度に係る総費用	103.28 億ユーロ	112.96 億ユーロ	131.94 億ユーロ	137.81 億ユーロ
うちプレミアム相当分	71.28 億ユーロ	68.05 億ユーロ	85.37 億ユーロ	91.60 億ユーロ
1kWh あたり平均買取単価	11.315 ㇵん/kWh	12.203 ㇵん/kWh	12.805 ㇵん/kWh	12.370 ㇵん/kWh

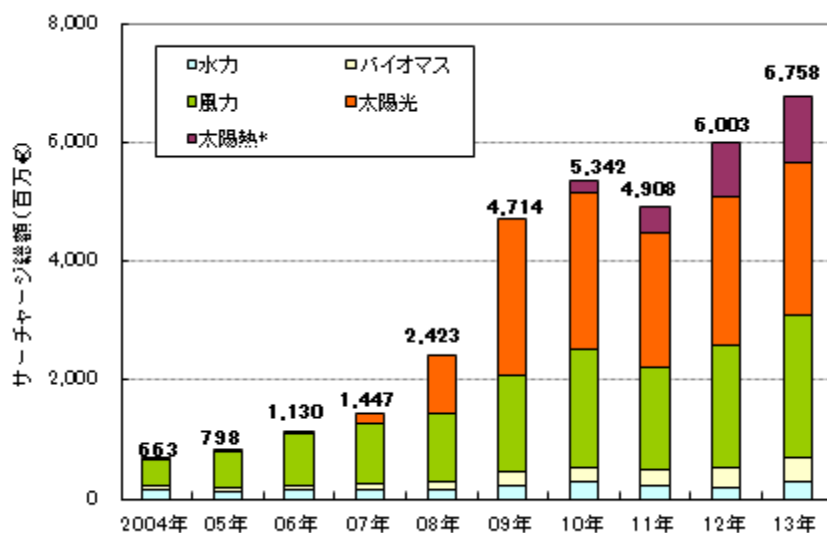
出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

2003 年時点の特別制度対象電源からの電力買取に係る費用では、再生可能エネルギー電源及びコジェネがそれぞれ 45%程度（11.5 億ユーロ）を占めていた。しかし、2013 年の実績では、風力発電、太陽光発電の導入拡大に伴い再生可能エネルギー電源からの買取量が急増しているため、コジェネからの電力買取に係る費用は全体の 20%弱まで比率が低下している。他方、再生可能エネルギー電源からの電力買取に係る費用の比率が、75%程度まで上がっている。また、そのうちの太陽光、太陽熱発電に対する費用総額が急増しており、2013 年の実績では、買取電力量の比率では全体の 11.4%であるが、プレミアム費用の支払い総額の 40%超を占めている（表 5-13）。

表 5-13 スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用（2013 年）

エネルギー源	買取電力量	費用総額	うちプレミアム相当分	
再生可能エネルギー計	77,384 GWh	99.13 億ユーロ	67.58 億ユーロ	
風力	54,501 GWh	44.83 億ユーロ	23.96 億ユーロ	26.2%
水力	7,034 GWh	5.90 億ユーロ	3.02 億ユーロ	3.3%
バイオマス	4,623 GWh	5.82 億ユーロ	3.80 億ユーロ	4.1%
太陽光	6,797 GWh	29.43 億ユーロ	25.66 億ユーロ	28.0%
太陽熱	4,429 GWh	13.15 億ユーロ	11.13 億ユーロ	12.1%
コジェネ	25,358 GWh	29.78 億ユーロ	18.36 億ユーロ	20.0%
廃棄物	7,174 GWh	8.90 億ユーロ	5.67 億ユーロ	6.2%
上記計	109,916GWh	137.81 億ユーロ	91.60 億ユーロ	

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成



単位：100 万ユーロ

	2004 年	05 年	06 年	07 年	08 年	09 年	10 年	11 年	12 年	13 年
太陽光	6	14	40	195	991	2,634	2,651	2,282	2,484	2,566
太陽熱*	-	-	-	-	-	-	185	427	926	1,113
風力	452	613	866	1,004	1,156	1,621	1,965	1,711	2,053	2,396
水力	151	112	150	147	147	234	297	206	187	302
バイオマス	55	59	75	102	130	225	243	282	353	380
上記計	663	798	1,130	1,447	2,423	4,714	5,342	4,908	6,003	6,758

*2009 年までは太陽光に含む

図 5-4 スペイン：特別制度対象電源の電力買取に係る費用（プレミアム相当分のみ）

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

(2) 電気料金への上乗せ額

スペインでは、特別制度の対象電源からの固定価格買取にかかる追加費用は、系統利用料金の一部として、需要家から徴収される。この系統利用料金は、あらかじめ需要家の契約電圧ごとに設定されている。

電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC）が公表したデータでは、2012年及び2013年における全需要家平均の系統利用料金の金額及び費用内訳は図5-5のとおり。

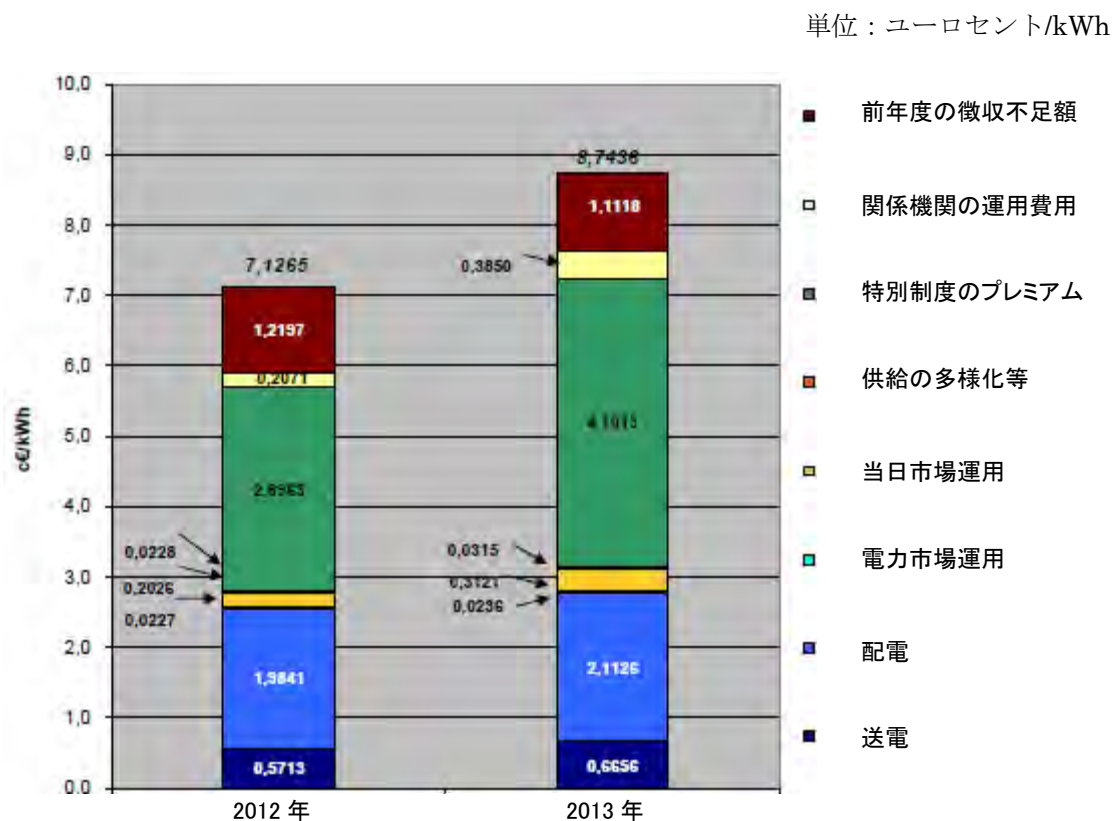


図 5-5 スペイン：系統利用料金（全需要家平均）に占める費用内訳

出所）CNMC, “Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Enero de 2014” 2014年2月4日版より作成

系統利用料金のうち、特別制度の対象電源からの電力買取にかかる費用（プレミアム）は、2012年に2.8963ユーロセント/kWh、2013年に4.1013ユーロセント/kWhとなっている。また、両年の特別制度電源からの電力買取にかかる費用総額のうち、再生可能電源からの買取費用の比率は、それぞれ70.8%、73.9%となっている。

以上のデータで試算すると、系統利用料金のうち、再生可能電源からの買取にかかる費用は、2012年に2.05ユーロセント/kWh、2013年に3.03ユーロセント/kWhと推計される。

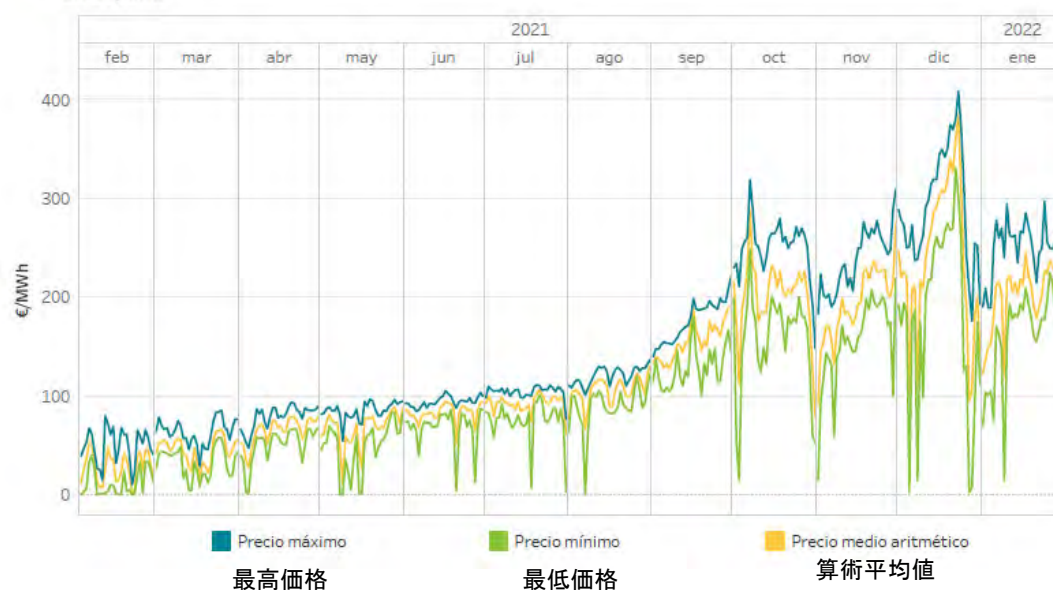
5.3.3 最近の主な再生可能エネルギー関連動向

(1) 卸電力取引価格高騰を受けた緊急措置

スペインでは、他の欧州諸国と同様に、2021 年夏以降に卸電力取引市場での取引価格が急騰しており、月間平均で 100 ユーロ/MWh を超えている状況が続いている。

5.1 Precios máximo, mínimo y medio aritmético en el mercado diario

En España



年	月	算術平均値 (ユーロ/MWh)	最高価格 (ユーロ/MWh)	最低価格 (ユーロ/MWh)	市場取引量 (GWh)	相対取引量 (GWh)
2021 年	1 月	60.17	121.24	0.16	16,566.2	6,935.0
	2 月	28.49	80.00	0.16	14,261.3	6,109.2
	3 月	45.44	85.43	4.04	14,900.5	6,434.7
	4 月	65.02	93.92	0.90	13,944.4	5,335.4
	5 月	67.12	97.01	0.01	14,207.6	5,523.2
	6 月	83.30	105.51	3.84	14,912.7	4,371.2
	7 月	92.42	111.36	2.67	14,939.5	6,457.4
	8 月	105.94	137.46	0.90	14,010.7	6,440.6
	9 月	156.15	221.00	99.99	13,752.5	5,881.2
	10 月	200.06	319.03	15.00	13,518.8	5,908.7
	11 月	193.43	309.30	15.00	15,859.9	5,449.6
	12 月	239.17	409.00	2.67	15,617.3	6,870.7
2022 年	1 月	201.72	297.33	14.00	15,355.0	7,613.2

図 5-6 スペイン：卸電力取引市場（OMIE）前日市場の推移（2021 年 1 月～）

出所） OMIE, “Informe mensual enero 2022”¹⁰¹をもとに作成

¹⁰¹ https://www.omie.es/sites/default/files/2022-02/informe_mensual_enero_2022_es_v2.pdf（2022 年 2 月 22 日取得）

この主な原因としては、天然ガス価格の高騰が挙げられる。こうした状況を受けて、スペイン政府は「2021年9月14日政令（Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad）¹⁰²」で、イベリア半島の卸電力取引市場における電力価格高騰を抑制し、小売電気料金への影響緩和を目的とした一連の措置を導入した。その中の一つの対策として、再生可能エネルギーを含む温室効果ガスを排出しない 10MW 超の発電設備を対象として、2022 年 3 月 31 日までの時限的に過剰報酬を返還させる制度を導入した。制度の概要は以下のとおり。

表 5-14 スペイン：2021 年 9 月 14 日政令に基づく「棚ぼた税」

対象期間	2021 年 9 月 16 日～2022 年 3 月 31 日
対象者	➤ 温室効果ガスを排出しない技術（原子力、水力、風力、太陽光、就航型太陽熱、バイオマス、液体バイオマス、バイオガス、海洋エネルギー）を用いた発電者 ➤ 但し、以下の場合を除く ✓ イベリア半島以外の地域に立地する設備 ✓ 電気事業法第 14 条に規定されたいずれかの支援制度の参加設備 ✓ ネット発電容量 10MW 以下の設備 ➤ また、PPA 等により事前に固定価格での電力販売の契約を締結していることが証明できる発電設備については、本条項の適用が除外される
措置の内容	➤ 対象期間中のイベリアガス市場（MIBGAS）における各日の天然ガススポット価格の平均値が 20 ユーロ/MWh 以上になった場合に、規定のフォーミュラに従って計算された金額を送電系統運用者（REE）に支払い ➤ 支払われた金額は、電力市場で得る費用と収入の一時的な差を補てんするために使用される

出所）2021 年 9 月 14 日政令（Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre）をもとに作成

(2) 2021～26 年送電ネットワーク計画

スペインでは、2026 年までの送電系統の開発計画である「2021～26 年送電ネットワーク計画（Planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026）」の策定作業が進められている。計画策定の前提とするシナリオでは、2026 年までの太陽光発電の設備容量増加分を 19GW、陸上風力発電の設備容量増加分を 18GW として、スペイン国内の地域別の導入増加分を想定している。

陸上風力に関しては、主に北部地域での導入量増加を見込んでおり、アラゴン（Aragón）州で 4,365MW、カスティーリャ・レオン（Castilla y León）州で 3,720MW、ガリシア（Galicia）

¹⁰² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974>（2022 年 2 月 22 日取得）

州で2,693MW など、スペイン国内でも比較的早くから陸上風力発電の導入が進んでいた地域において、リパワリングの進展などにより導入量が増加することが見込まれている。

単位：MW

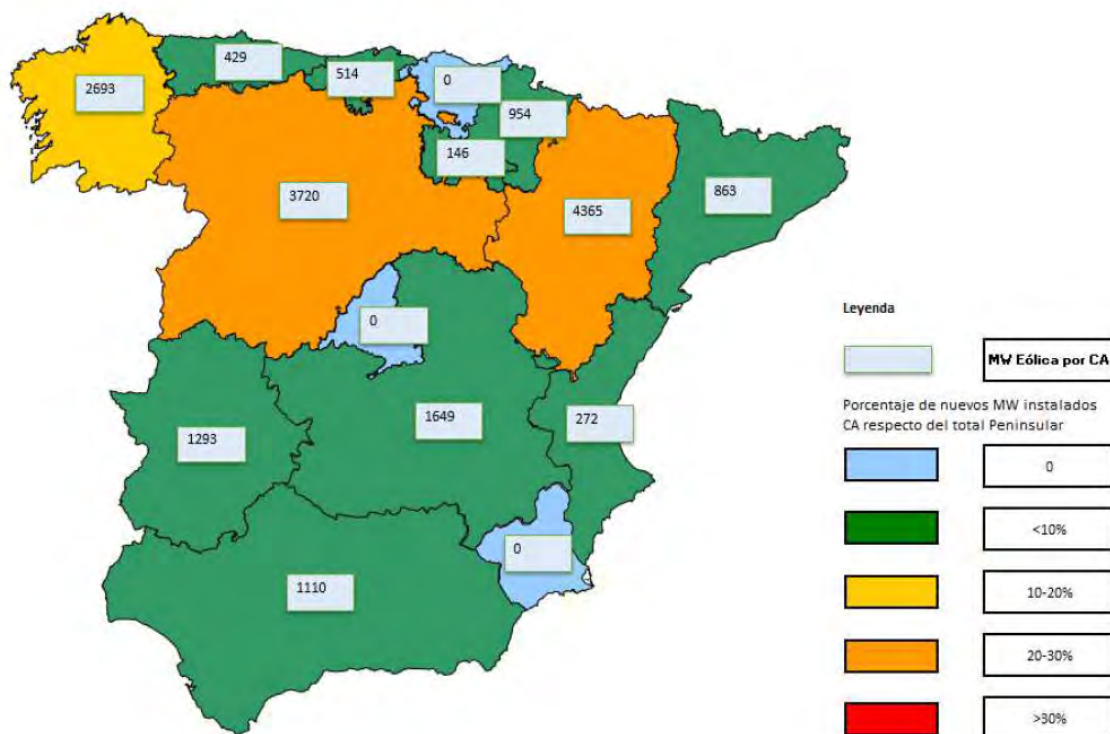


図 5-7 スペイン：州別の陸上風力発電設備の容量増加予測（2021～26 年）

出所) “PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA RDT DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PERÍODO 2021-2026., INTRODUCCIÓN, ESCENARIO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS”¹⁰³をもとに作成

また、太陽光発電については、主に南部地域での導入量増加を見込んでおり、アンダルシア（Andalucía）州で4,782MW、エストレマドゥーラ（Extremadura）州で3,894MW、カスティーリャ・ラ・マンチャ（Castilla-La Mancha）州で3,555MW の導入量増加を見込んでいる。

¹⁰³ 環境移行・人口問題省ホームページ（2022 年 2 月 22 日取得）、
<https://energia.gob.es/layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=22930>

単位：MW

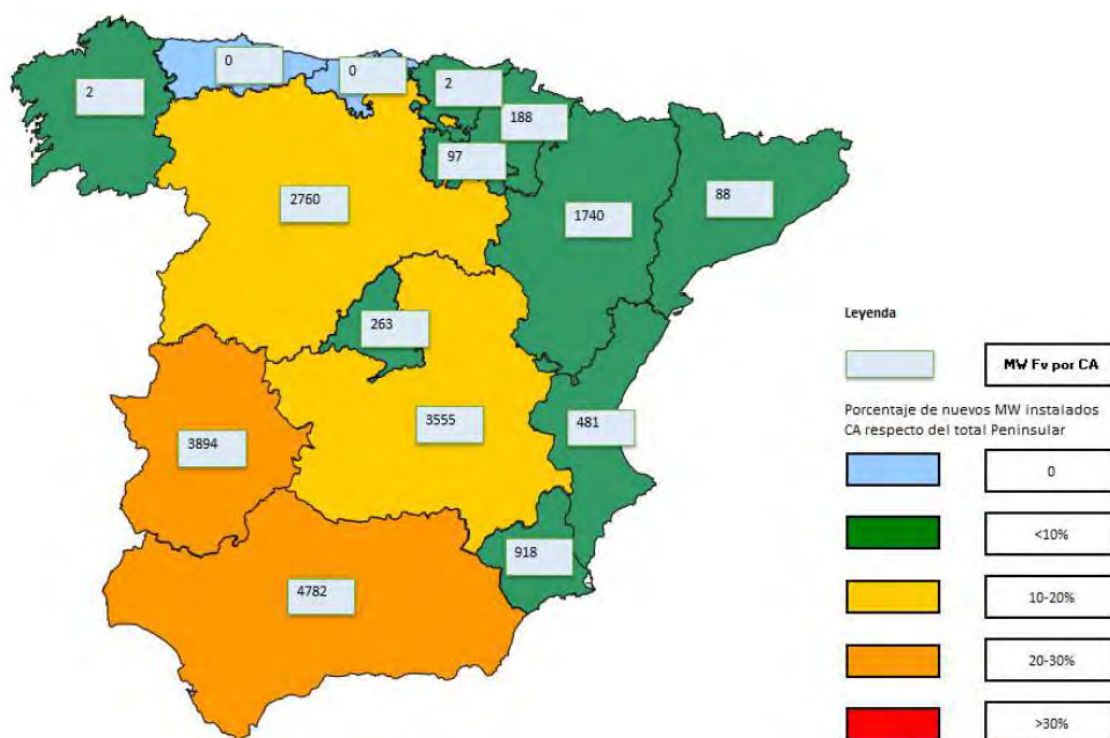


図 5-8 スペイン：州別の太陽光発電設備の容量増加予測（2021～26 年）

出所) “PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA RDT DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PERÍODO 2021-2026., INTRODUCCIÓN, ESCENARIO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS”¹⁰⁴をもとに作成

(3) 系統連系許可を得て未稼働の再エネプロジェクトの動向

スペインでは、系統連系許可を得ているが未稼働のままとなっている再生可能エネルギー発電設備が多く存在している。スペイン政府は、こうした状況に対して、「2020 年 6 月政令法（Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica）¹⁰⁵」により、プロジェクトを進める許認可手続きの一環として 3 ヶ月の期限を設け、その期間を超過すると系統連系許可と保証金を失う仕組みを導入した。この仕組みにより、2020 年 9 月までに新規容量のうち 39.3GW の系統連系権が放棄され、回収された保証金は 15.7 億ユーロに達した模様である¹⁰⁶。

それでも 2021 年 6 月末時点で系統連系許可を得て未稼働の陸上風力発電プロジェクトが

¹⁰⁴ 環境移行・人口問題省ホームページ（2022 年 2 月 22 日取得）、

https://energia.gob.es/_layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=22930

¹⁰⁵ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-6621-consolidado.pdf>（2022 年 2 月 22 日取得）

¹⁰⁶ <https://renewablesnow.com/news/spains-fat-renewables-backlog-lighter-by-396-gw-since-june-law-on-grid-access-report-723614/>（2022 年 2 月 22 日取得）

45.1GW 分、太陽光発電プロジェクトが 102.0GW 分存在している¹⁰⁷。

(4) エネルギー貯蔵戦略 (Energy Storage Strategy)

スペイン政府は、2021 年 2 月に、再生可能エネルギー普及を支援し、供給安定性、品質、持続可能性、経済性を確保する「エネルギー貯蔵戦略 (Estrategia de Almacenamiento Energético)¹⁰⁸」を承認した。

本戦略では、エネルギー貯蔵がエネルギーシステムの脱炭素化に貢献するための課題を特定・分析し、効果的な普及のための方策を定義して、機会の評価や蓄電ニーズを定量化している。蓄電技術は、利用可能な再生可能エネルギーと同等のバックアップ能力を持つことの代替策として、脱炭素経済への移行や再生可能エネルギーの統合の鍵としている。

本戦略では、国家エネルギー・気候計画と 2050 年長期脱炭素戦略の目標に基づいて、スペインにおける最小蓄電ニーズが定量化されており、現在利用可能な 8.3GW から、2030 年には約 20GW、2050 年には約 30GW としている。この数値には、揚水発電、電気自動車のエネルギー利用 (2030 年までに年間 26GWh 以上)、電力消費側 (ビハインドメーター) の蓄電容量追加 (2030 年 40MW 以上)、太陽熱発電所による大規模蓄電などが含まれている。

¹⁰⁷ Red Eléctrica de España ホームページ (2022 年 2 月 22 日取得)、
https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/AccesoRed/Informacion_gestion_acceso_ago_21.pdf

¹⁰⁸ 環境移行・人口問題省ホームページ (2022 年 2 月 22 日取得)、
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-la-estrategia-de-almacenamiento-energ%C3%A9tico-clave-para-garantizar-la-seguridad-del-suministro-y-precios-m%C3%A1s-bajos-de-la-energ/tcm:30-522653>

5.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ

5.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

スペインでは、1980 年の省エネルギー法において、再生可能エネルギーの導入を促進する条項を規定したことに始まり、他の EU 加盟国と比較して、積極的に再生可能エネルギーの導入促進に取り組んできた。1997 年 11 月に電気事業法が制定されるまでのスペインにおける再生可能エネルギー支援策の流れは表 5-15 のとおりである。

表 5-15 スペイン：再生可能エネルギー支援策の流れ（1997 年電気事業法制定以前）

● 1980 年代初期 省エネルギー法 (Act82/1980)
・再生可能エネルギーの導入を促進する条項
● 1982 年 Royal Decree 907/1982
・自家発自家消費を促進する条項
● 1986 年 第 1 次再生可能エネルギー計画 (PER86)
・再生可能エネルギーによる発電の目標設定
・再生可能エネルギー発電設備に対する官民の投資目標設定
● 1989 年 第 2 次再生可能エネルギー計画 (PER89)
・再生可能電力への投資、及びその利用に関するさらなる目標を設定
● 1991 年 政府による新たな国家エネルギー計画 (PEN) の承認
・1991～2000 年の省エネ・効率化計画 (PAEE) の中に、熱生産と発電の双方を対象とした再生可能エネルギー計画も含む
・PAEE は、1990 年を基準として、2000 年までの削減目標を以下のように設定 CO ₂ : 22% SO _x : 13% NO _x : 14%
● 1994 年 National Electricity System Act 40/1994（国家電力市場再編法） Royal Decree 2366/1994
・再生可能エネルギー発電設備からの源別の買取価格を規定

出所）各種資料より作成

電力システム全体の自由化を規定した 1997 年 11 月制定の電気事業法（Act 54/1997）において、現在の再生可能エネルギー支援政策の基盤が築かれた。電気事業法では、50MW 以下の再生可能エネルギー発電設備については、「特別制度（Special Regime）」の対象電源として自由化された電力市場における優先的なアクセスを認め、配電事業者に固定価格での電力買取を義務付けている（以降の改正で対象電源の設備容量上限を変更）。各エネルギー源別の買取価格は、1998 年に出された Royal Decree 2818/1998（以下、RD 2818/1998）によって算出方法が規定されていた。その後、2004 年 3 月施行の Royal Decree 436/2004（以下、RD 436/2004）、2007 年 5 月施行の Royal Decree 661/2007（以下、RD 661/2007）によって、この固定価格買取制度の算出方法が改正されている。

電気事業法制定以降、主な再生可能エネルギー支援策の動向は、表 5-16 のとおりである。

また、スペインでは、風力発電の導入拡大を受けて、数次にわたり導入目標量の引き上げを行うとともに、再生可能エネルギー発電設備の系統連系要件を強化することで、電力系統への再生可能エネルギーの統合を進めてきた。

1999 年 12 月に閣議決定された 2010 年までの「再生可能エネルギー促進計画」では、2010 年における風力発電の設備容量目標を 8,974MW と設定していた。その後、2002 年 9 月に承認された系統整備計画では、2011 年における風力発電設備容量を 13,000MW と設定した。その後、送電系統運用者（REE）やスペイン風力発電協会、大手風力発電事業者等で、連系量拡大に向けた方策が議論され、2006 年には送電系統運用者（REE）の中央給電指令所内に、各再生可能エネルギー発電設備の制御所と相互通信で接続する再生可能エネルギー発電制御センター（CECRE）を設置した。

2007 年 5 月に施行された政令（Royal Decree 661/2007）において、10MW 超の再生可能エネルギー発電設備は、再生可能エネルギー発電設備コントロールセンターを介して、送電系統運用者の設置する再生可能エネルギー発電制御センター（CECRE）との接続が義務付けられた。あわせて、10MW 超の再生可能エネルギー発電設備は、送電系統運用者の指示を受けてから 15 分以内に、必要に応じて出力抑制を実施する義務が設けられた。

こうしたスペインにおける再生可能エネルギー連系量拡大に向けた動きについても、表 5-17 にとりまとめている。

表 5-16 スペイン：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	FIT 賦課金額
1997 年 11 月	電気事業法 Electric Power Act54/1997	● 50MW 以下の再生可能エネルギー発電設備を「特別制度」対象電源として、自由化された電力市場における優先的なアクセスを規定 ● 「特別制度」の対象電源に適用する固定買取価格を基準電力料金の少なくとも 80%とすることを規定	● 電力自由化の過程で、原則として全発電事業者、小売事業者に公設の卸電力取引市場への参加を義務付けるプール制度を導入したため、その中での再生可能エネルギー発電設備の位置づけを明確化する必要性		n/a
1998 年 12 月	Royal Decree 2818/1998	● 電気事業法に基づき「特別制度」の対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別の固定買取価格の算出方法を規定			n/a
2004 年 3 月	Royal Decree 436/2004	● 「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を変更 ● 毎年のエネルギー源別の固定買取価格は、基準電力価格に法令で規定された比率を乗じることを規定 ● 買取価格の出力区分帯の細分化や価格見直しの契機を新たに規定	● 従前の制度では直近の電力取引価格の実績値に基づいて固定買取価格を算出し、1 年ごとに公表する形式としていたが、基準電力価格の比率で算出することで、事業者の予見可能性を高めるため	19.0% (2004 年)	6.63 億ユーロ (2004 年)
2006 年 6 月	Royal Decree Law 7/2006	● 基準電力料金に規定の比率を乗じて算出していた「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を撤廃 ● 「特別制度」の固定買取価格を基準電力料金の少なくとも 80%とする条項を撤廃し、政府が固定買取価格を決定できることを規定	● 2005 年に、渇水による水力資源の不足と燃料価格の高騰により、卸電力取引市場のプール価格が 50 ユーロ/MWh 以上の高値で推移 ● プレミアム価格による支援を選択していた事業者に、政府が想定した以上の売電収益をもたらす結果となり、支援の財源（電力料金による徴収額）の不足が顕在化したため	20.0% (2006 年)	11.30 億ユーロ (2006 年)
2007 年 5 月	Royal Decree 661/2007	● 「特別制度」対象電源の固定買取価格の改定、及び一部エネルギー源へのプレミアム+売電価格の上限、下限の設定等を規定	● 同上	21.7% (2007 年)	14.47 億ユーロ (2007 年)
2008 年 9 月	Royal Decree 1578/2008	● 太陽光発電設備に関して、固定買取価格の改定や年間上限枠の設定等を規定	● 2007 年中に、法定の「再生可能エネルギー計画 2005-2010」で規定された 2010 年の太陽光発電の導入目標量を達成したため	23.7% (2008 年)	24.23 億ユーロ (2008 年)
2009 年 5 月	Royal Decree Law 6/2009	● 固定価格買取制度の対象とする電源について、中央政府への事前登録を義務付け ● 産業・観光・商務省がエネルギー源別の「クォータ」を設定して、当該クォータの年間設備容量に則して事前登録を受付	● 法定の「再生可能エネルギー計画」で定めた再生可能エネルギー源別の導入目標を超過するエネルギー源が出てきて、太陽光以外についても「特別制度」の支援対象とする新規再生可能エネルギー発電設備の容量を管理する必要が生じたため	27.8% (2009 年)	47.14 億ユーロ (2009 年)
2010 年 11 月	Royal Decree 1565/2010	● 2011 年第 2 四半期以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格の引き下げ	● スペインでは、2003 年に電力小売市場の自由化が完全施行された際の制度設計のあり方に起因して、FIT 制度のサーチャージを含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた ● 2009 年末時点の、2001 年以降の電力料金徴収不足による債務総額は 220 億ユーロとなっており、2010 年以降、政府も赤字解消の対策に乗り出していた ● 再生可能エネルギー、コジェネ、廃棄物発電（特別制度対象電源）の買取に伴うプレミアム額は約 91.3 億ユーロ（うち、再生可能エネルギー発電へのプレミアム額は約 67.5 億ユーロ） ● 1998～2013 年の間に、特別制度対象電源へのプレミアム総額は 560 億ユーロ超となった ● 左記の法改正は、電力料金徴収不足に伴う累積赤字解消が目的	29.8% (2010 年)	53.41 億ユーロ (2010 年)
2010 年 12 月	Royal Decree 1614/2010 Royal Decree Law 14/2010	● 【既存設備を含む遡及適用】風力、太陽熱、太陽光発電設備に買取価格（インセティブ）を適用する年間上限時間の導入 ● FIT 対象電源にも系統利用料金（0.5 ユーロ/MWh）を適用		33.5% (2012 年)	61.35 億ユーロ (2012 年)
2012 年 1 月	Royal Decree Law 1/2012	● 新規再生可能エネルギー発電設備の「特別制度」への登録停止			
2013 年 1 月	Law 5/2012	● 全電源の売電収入を対象とした一律 7%の課税 ● 2013 年以降、系統利用料金の未徴収分に対して、国家予算からも費用の一部を補てん			
2013 年 2 月	Royal Decree Law 2/2013	● 買取価格の年次インフレ調整方法の変更 ● プレミアム価格買取（FIP）オプションを廃止し、固定価格買取（FIT）オプションへの一本化		36.4% (2013 年)	67.48 億ユーロ (2013 年)
2013 年 7 月	Royal Decree Law 9/2013	● 電力市場改革の一環として、既存設備を含めて再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度を撤廃し、新制度へ移行を公表			
2014 年 6 月	Royal Decree 413/2014	● 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約 7.4%を想定し、市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」を支払い ● 「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）とを分けて盛り込む ● 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り			

出所）各法令より作成。再生可能電力比率は、Eurostat、"SHARES tool 2013, SHort Assessment of Renewable Energy Sources"、FIT 賦課金額は国家市場・競争委員会（CNMC）、“Informe mensual de ventas de energía del régimen especial”より作成

表 5-17 スペイン：再生可能エネルギー発電の連系量拡大に向けた動き

年月	関連法令、計画等	再生可能エネルギー目標関連の動向	制度改正の動向		その他の関連する動き	(参考) 風力設備容量
			FIT 制度	技術要件		
1997 年 11 月	電気事業法 Electric Power Act54/1997	・2010 年におけるエネルギー消費に占める再生可能エネルギー導入比率を 12%まで拡大する目標を設定。				
1999 年 12 月	再生可能エネルギー促進計画	・1999 年 12 月に閣議決定に基づく 2010 年までの「再生可能エネルギー促進計画」を策定。 ・2010 年における風力発電の設備容量を 8,974MW と設定。				834MW (1999 年)
2002 年 9 月	Electricity and Natural Gas Plan, Transmission Grid Development 2002-2011	・2002 年 9 月 13 日に承認したエネルギー関連の発展計画で、2011 年における風力発電の設備容量を 13,000MW と設定。 ※送電系統運用者（REE）への当時のヒアリングでは、上記の容量は、現行の風力発電の技術（系統連系要件）を前提とした限界として REE が提示した数値という回答。				5,066MW (2002 年)
2003 年					・Iberdrola 社（再生可能発電事業者）が、自社運営の再エネ発電設備のコントロールセンターを開設。	
2004 年 3 月	Royal Decree 436/2004		・「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を変更。 ・毎年のエネルギー源別の固定買取価格は、基準電力価格に法令で規定された比率を乗じることを規定。	・瞬時電圧低下時の風力発電の脱落を防止するため、Low Voltage Ride Through 機能を付けた風力発電所を新規建設する場合は、特別追加金を付与することを規定。		8,532MW (2004 年)
2005 年 8 月	スペイン再生可能エネルギー計画 2005-2010	・再生可能エネルギー促進計画を強化する形で、「スペイン再生可能エネルギー計画 2005-2010」を策定。 ・2010 年における風力発電の設備容量を 20,155MW と設定。 ※REE は 2010 年までに供給信頼度を低下させることなく、系統で受け入れられる風力発電の上限値は20,200 MW であると中央政府に提言。			●2005 年 ・渾水による水力資源の不足と燃料価格の高騰により、卸電力取引市場のプール価格が 50 ユーロ/MWh 以上の高値で推移し、大部分の風力発電事業者が、支援制度をプレミアム価格買取（FIP）制度に移行。 ・FIP 制度に移行した再エネ発電設備は、卸電力取引市場で直接売電するため、計画値から発電量の差分が生じた場合にはインバランスチャージの対象。	10,095MW (2005 年)
2006 年 3 月	Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011: Revisión 2005-2011	・上記の再生可能エネルギー計画の風力発電目標を前提として計画策定。				
2006 年 6 月	Royal Decree Law 7/2006		・基準電力料金に規定の比率を乗じて算出していた「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を撤廃。 ・「特別制度」の固定買取価格を基準電力料金の少なくとも 80%とする条項を撤廃し、政府が固定買取価格を決定できることを規定。		●2006 年 ・REE は中央給電指令所内に、各事業者の制御所を接続する再生可能エネルギー発電制御センター（CECRE）を設置。	11,897MW (2006 年)
2007 年 5 月	Royal Decree 661/2007		・「特別制度」対象電源の固定買取価格の改定、及び一部エネルギー源へのプレミアム+売電価格の上限、下限の設定等を規定。	・全ての設備に対して短時間の電圧低下時においても系統から解列しない Low Voltage Ride Through と呼ばれる機能を付けることを義務化。 ・2008 年 1 月 1 日以降に新設される風力発電設備には必須、2008 年 1 月 1 日より前に登録した発電所には、2010 年 1 月 1 日までに REE の運用手続き P.O.12.3 の Low Voltage Ride Through 機能付与を義務付け。 ・系統運用者と複数の風力発電所を中継する機関として GCC と呼ばれる制御所の設置が各発電事業者に義務付け。		14,536MW (2007 年)
2009 年 5 月	Royal Decree Law 6/2009	・風力発電については、2010 年:1,855MW、2011 年:1,700MW、2012 年：1,700MW のクォータを設定。 ・これは 2010 年に約 20,700MW、2012 年に約 24,100MW に相当。	・固定価格買取制度の対象とする電源について、中央政府への事前登録を義務付け ・産業・観光・商務省がエネルギー源別の「クォータ」を設定して、当該クォータの年間設備容量に則して事前登録を受付。			18,861MW (2009 年)

出所）各法令、計画をもとに作成

2010 年以降、既存設備にも遡及した法改正を含めた、固定価格買取制度の改正が相次いだ。最終的に、2013 年 7 月 13 日に、スペイン政府は、電力市場改革の一環として、現行の再生可能エネルギー固定価格買取 (FIT) 制度を撤廃し、新制度に移行することを公示した。

この背景には、2013 年度は 45 億ユーロにのぼると予想される電力料金徴収不足による電力会社の累積赤字の問題がある。スペインでは、2003 年に電力小売市場の自由化が完全施行された際の制度設計にあり方に起因して、FIT 制度のサーチャージを含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた。2009 年末時点の、2001 年以降の電力料金徴収不足による債務総額は 220 億ユーロとなっており、2010 年以降、政府も赤字解消の対策に乗り出していた。

こうした電力料金徴収不足に伴う赤字解消に向けた、2010 年以降のスペインにおける FIT 制度の主な改正動向と遡及適用有無は表 5-18 のとおり。

表 5-18 スペイン：2010 年 12 月以降の FIT 制度の主な改正動向

年月	根拠法令	遡及適用有無	概要
2010 年 11 月	RD1565/2010		・ 2011 年第 2 四半期以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格の引き下げ
2010 年 12 月	RD1614/2010 RDL14/2010	○	・ 既存設備を含む風力発電、太陽熱、太陽光発電設備に買取価格（インセンティブ）を適用する年間上限時間の導入 ・ FIT 対象電源にも系統利用料金（Access Tariff）（0.5 ユーロ /MWh）を適用
2012 年 1 月	RDL1/2012		・ 新規再生可能エネルギー発電設備の FIT 制度への登録停止
2013 年 1 月	L15/2012	○	・ 全電源の売収入を対象とした一律 7%の課税 ・ 2013 年以降、系統利用料金の未徴収分に対して、国家予算からも費用の一部を補てん
2013 年 2 月	RDL2/2013	○	・ 買取価格の年次インフレ調整方法の変更 ・ プレミアム価格買取 (FIP) オプションを廃止し、固定価格買取 (FIT) オプションへの一本化

出所) 各法令をもとに作成

まずは、2010 年 12 月の緊急的な法改正により、未徴収分の電力料金を補填するために、発電事業者にもサーチャージ賦課を系統利用料金として課すこととし、その後この発電事業者へのサーチャージ賦課について、再生可能エネルギー発電設備も対象とすることとした。

また、風力発電、太陽熱発電、太陽光発電について、買取対象とする時間数に年間上限を設けて、発電する日照・風況条件のよい設備については、しきい値を超えて発電した時間分は売電価格のみでインセンティブを付与しないことが決められた。なお、この 2010 年 12 月の法令に基づくインセンティブを付与する年間上限時間の設定は、既存設備にも遡及して適用された。

また、2012 年 2 月に、FIT 制度に基づく新規買取を、事前登録されたプロジェクト以外は一時的凍結する改正法が成立した。加えて、2013 年 2 月には、再生可能エネルギー発電事業者が選択可能であった電力市場価格にプレミアムを加えて支援を受けるフィードインプレミアム (FIP) 制度のオプションが廃止され、固定価格買取 (FIT) の売電オプションしか選択ができなくなった。これも既存設備に遡及して適用されている。

こうしたなか、スペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環として、現行の FIT 制度を撤廃し、新制度に移行することを公表した。その後、2014 年 6 月 6 日付けで、

再生可能エネルギー・廃棄物発電に対する新たな支援制度を規定した政令（Real Decreto 413/2014）が成立し、既存設備も含めて従来の FIT 制度が廃止された。

5.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要

(1) 補助金/入札制度

スペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環として、現行の FIT 制度を撤廃し、新制度に移行することを公表した。その後、2014 年 6 月 6 日付けで、再生可能エネルギー・廃棄物発電に対する新たな支援制度を規定した政令（Real Decreto 413/2014）が成立し、既存設備も含めて従来の FIT 制度が廃止された。

新たな支援制度の概要は、表 5-19 のとおり。

表 5-19 スペイン：2014 年 6 月の RD413/2014 に基づく新たな支援制度の概要

目的	◆ 新たな支援制度に基づき、産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の固定価格買取制度で年々増大した累積負債を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。 ◆ 新たな支援制度では、市場での売電収益以外の追加支援額として、支援制度対象電源の閉鎖までの期間に設備に支払われる額は、約 1,400 億ユーロとなる見込み。
対象設備	◆ 新制度は、再生可能エネルギー、コジェネ、廃棄物発電の既存設備に遡及して適用されるとともに、新規設備を対象とする。 ◆ 従来制度における支援対象とする設備の容量上限（100MW）を撤廃。
支援水準	◆ 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約 7.4%を想定。 ◆ 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」が支払われる。 ◆ 「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）とを分けて盛り込む。 ◆ 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。 ◆ 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6 年ごと、3 年ごと、または毎年の修正を想定。

出所）スペイン産業・エネルギー・観光省（2014 年当時）プレスリリースをもとに作成

新規設備については、エネルギー所管省¹⁰⁹が策定する法令・規則等に基づき実施する競争入札制度に基づいて、支援対象設備や支援水準を決定する。2016 年 1 月に実施された第 1 回入札では、陸上風力発電 500MW、バイオマス発電 200MW を対象として募集が行われた。第 1 回入札では、リパワリングプロジェクトも対象となり、特定の事業に対してではなく入札者別の設備容量に対して入札が行われた。

入札手順及び結果の監督は電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC：Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia）、入札管理は電力取引市場を運営する OMEL 社の子会社である OMI-Polo Español（OMIE）が行う。第 1 回入札で参加者は、既定の基準参照発電所の初期投資額からの割引率（0～100%）を入札し、割引額が大きい者が落

¹⁰⁹ 2021 年末時点では、環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico）。

札する仕組みとなる。基準参照発電所の初期投資額が上限価格となり、陸上風力発電は 120 万ユーロ/MW、バイオマス発電は 335 万ユーロ/MW に設定された。

その後は、2017 年 5 月に技術要件なしで 3,000MW、2017 年 7 月に陸上風力と太陽光に限定して 3,000MW の募集が行われた。この 2 種類に限定された理由として、落札価格が低い
ため、需要家への追加費用なく電力市場価格で稼働可能であること、実現可能性の高いプロジェクトであることが挙げられている。第 3 回は、風力と太陽光別の募集容量は定められていない。第 1 回から第 3 回までの入札制度の概要は表 5-20 のとおりである。

表 5-20 スペイン：補助金制度に関する入札制度設計

	第 1 回入札	第 2 回入札	第 3 回入札
実施時期	2016 年 1 月	2017 年 5 月	2017 年 7 月
募集容量	700MW	3,000MW	3,000MW (最大 3,000MW を追加可能)
募集形態	技術別(陸上風力、バイオマス)	技術要件なし	技術特定 (陸上風力・太陽光)
入札要素	基準参照発電所の初期投資額からの割引率	単一超過費用 (ユーロ/MWh)	単一超過費用 (ユーロ/MWh)
落札価格決定方式	均一価格方式	均一価格方式	均一価格方式
上限価格	風力:120 万ユーロ/MW バイオマス: 335 万ユーロ/MW		
下限価格	なし(0 ユーロ/MW)	なし(0 ユーロ/MW)	なし(0 ユーロ/MW)
事前認定要件	資格等はなし	要事前資格(建築許可)	要事前資格(建築許可)
保証金	20 ユーロ/kW	60 ユーロ/kW (段階的回収)	60 ユーロ/kW (段階的回収)
完成期限	落札公示から 48 ヶ月	2019 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
入札手数料 (落札者)	0.17 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW
落札権利譲渡	権利譲渡可	権利譲渡不可	権利譲渡不可

出所) Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

第 3 回入札までの落札結果は表 5-21 のとおり。

表 5-21 スペイン：補助金制度に関する落札結果

単位：MW

	第 1 回入札 (2016 年 1 月)	第 2 回入札 (2017 年 5 月)	第 3 回入札 (2017 年 7 月)	合計
陸上風力	500	2,980	1,128	4,608
太陽光	0	1	3,909	3,910
その他	200	19	0	219
合計	700	3,000	5,037	8,737

出所) Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

再生可能エネルギー源で技術中立的に行われた 2017 年 5 月の第 2 回入札では、募集容量 3,000MW のうち陸上風力の落札容量が 2,980MW を占めたが、陸上風力と太陽光に限定して技術中立的に実施した 2017 年 7 月の第 3 回入札では、太陽光の落札容量が 3,909MW にのぼったのに対し、陸上風力は 1,128MW であった。これは、第 1 回と第 2 回入札で、当初太陽光に不利に働いた、応札者が同評価となった際の規則（割引率の引き上げ）を変更したためである。第 2 回、第 3 回入札の落札プロジェクトの事業実施期限は、ともに 2019 年 12 月 31 日までとなっていた。

報道によると、事業実施期限までに不履行となった約 2,800MW あり、プロジェクト事業者から没収された保証金は 1 億 300 万ユーロにのぼった模様である¹¹⁰。

¹¹⁰ MRC Consultants and Transaction Advisers 社ホームページ（2022 年 3 月 1 日取得）、
<https://mrc-consultants.com/renewable-auctions-in-spain-new-framework/>

5.4.3 参考とした主な情報源

本章のスペインに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー経済制度（REER）関連

スペイン環境移行・人口問題省が、以下のサイトに関連法令や入札結果等の情報を公表。
<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx>

(2) 補助金制度関連

スペイン環境移行・人口問題省が、以下のサイトに関連法令や入札結果等の情報を公表。
<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx>

6. 英国

6.1 再生可能エネルギー導入目標

英国では、エネルギー・温暖化関連の目標として、気候変動法に基づき、温室効果ガス排出量の上限值、炭素予算（Carbon Budget）を5年毎に設定する枠組みとなっている。2019年6月17日付の気候変動法改正法で、2050年に温室効果ガスの排出をそれまでの1990年比80%削減とする目標からネットゼロにする目標に引き上げ、2021年6月24日にこのネットゼロ目標に基づく第6期炭素予算（目標期間：2033～2037年）を定めた Carbon Budget Order 2021¹¹¹が発効となり、2035年までに温室効果ガス排出量を1990年比で78%削減する目標が法制化された。

他方、再生可能エネルギーに特化した導入目標は原則として設定しておらず、再生可能エネルギーを原子力発電、二酸化炭素回収・有効利用・貯留付きの火力発電と同じ低炭素発電の一つとして扱って、導入促進を図っている。

6.1.1 気候変動目標

英国は、法的拘束力のある2008年気候変動法の温室効果ガス排出削減枠組により、当初2050年までに1990年比80%の温室効果ガス削減目標を掲げていたが、2019年6月12日付で、2050年までに1990年比100%削減する目標を導入する、2008年気候変動法の改正案を議会に提出した。気温上昇を1.5℃未満に抑えるパリ協定の目標を達成するため、ゼロエミッションを目指す法案は、2019年6月27日に施行となった。2008年気候変動法のもと、英国は温室効果ガス排出量削減に向け、最も安価なコストで国内目標を達成し、この移行から英国が社会・経済的便益を最大限享受することを指針としている。

気候変動法ではまた、2050年目標の達成に向け、温室効果ガス排出量の上限値を定める炭素予算を2008年から5年毎に定めており、これまでに第1期～第6期炭素予算が公表された。

2020年12月4日、英国は2030年までに1990年比で少なくとも68%の温室効果ガス削減を目指す、新たな野心的目標を公表した。パリ協定のもとの自国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contribution）でもあるこの目標は、気候変動委員会の専門家の提言を受け、主要経済国のなかでも最も高い水準の目標となっている。NDC達成に向け、2020年11月に“Ten Point Plan for a green industrial revolution”を公表し、2030年までに25万人の雇用創出・支援、2030年までに400億ポンドの民間投資実現といった、政策面・投資面の施策を打ち出している。

2021年6月24日に発効した Carbon Budget Order 2021¹¹²では、第6期炭素予算（目標期間：2033～2037年）の5年間における温室効果ガス排出量を965百万t-CO₂eと規定しており、これは1990年比で温室効果ガス排出量の78%削減に相当する。今後は、2050年までに温室効果ガス排出ネット・ゼロを目指し、2035年までの15年間で必要な削減量を半分を達成することを目標に掲げて、関連政策を策定していくことになる。

¹¹¹ <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2021/750/memorandum/contents>（2022年3月1日取得）

¹¹² <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2021/750/memorandum/contents>（2022年3月1日取得）

6.1.2 再生可能エネルギー導入目標の考え方

英国では、従来から、再生可能エネルギー源のエネルギー源別目標を設定することをしてこなかった。再生可能電力分野の主要促進制度でも、RPS 制度や CfD FIT 制度といった再生可能エネルギー源の技術中立的な支援制度としており、特定のエネルギー源に配慮した制度設計とはなっていない。

英国政府が、欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候変動計画（NECP）では、2030 年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標を 33%としていたが、2013 年の目標策定時にエネルギー・気候変動大臣であった Davey 氏は、英国は脱炭素化に向け、技術中立を掲げ、電源構成を市場や競争に委ねる方針を取っており、NECP の目標策定について柔軟性を欠き、不要であると述べていた¹¹³。

2020 年 12 月の EU 離脱に伴い、2019 年までに EU 加盟国に提出が義務付けられていた NECP を公表する必要がなくなったことから、2022 年 1 月現在、英国政府が再生可能エネルギー目標として数値化しているものは後述の洋上風力発電導入目標以外にない。2020 年 5 月に National Infrastructure Commission が公表したレポート¹¹⁴で、2030 年までの再生可能エネルギー目標として 50%が提言されたが、さらにその 3 か月後の 2020 年 8 月のレポート¹¹⁵では、新たなモデリングにより、需要家の負担コストを増加することなく、目標を 65%に引き上げることが可能であると分析している。

なお、上述の 2020 年 11 月に公表した “Ten Point Plan for a green industrial revolution” では、洋上風力発電のみ、2030 年の導入目標を現在の 4 倍となる 40GW（浮体式洋上風力 1GW を含む）まで引き上げ、一般家庭の全使用量を超える発電量を目指すことを掲げている。

¹¹³ DECC, “UK urges Europe on 50% ambition on emissions reductions,” <https://www.gov.uk/government/news/uk-urges-europe-on-50-ambition-on-emissions-reductions> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹¹⁴ National Infrastructure Commission, “Net zero: Commission recommendations and the net zero target,” <https://nic.org.uk/studies-reports/renewables-recovery-and-reaching-net-zero/attachment/final-renewables-recovery-reaching-net-zero/> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹¹⁵ 2020 年 8 月 11 日付のプレスリリースでは、2030 年再生可能エネルギー目標の提言を 50%から 65%に引き上げ。 <https://nic.org.uk/news/falling-cost-of-renewables-strengthens-case-for-accelerating-deployment/> (2022 年 3 月 1 日取得)

6.2 現行の再生可能電力支援制度

英国では、2002年4月より、ROと呼ばれるRPS制度を導入して再生可能電力の導入促進を図り、2010年4月からはRPS制度と併用して、5MW以下の太陽光、風力等を対象とした小規模FIT制度を施行してきた。主に5MW超のエネルギー源を対象としたRPS制度は、2014年度以降、CfD FIT制度へ段階的に移行が進められた。他方、5MW以下を対象とした小規模FIT制度は2019年3月末をもって終期を迎え、2020年1月からは新たなSmart Export Guarantee (SEG) 制度が導入されている。

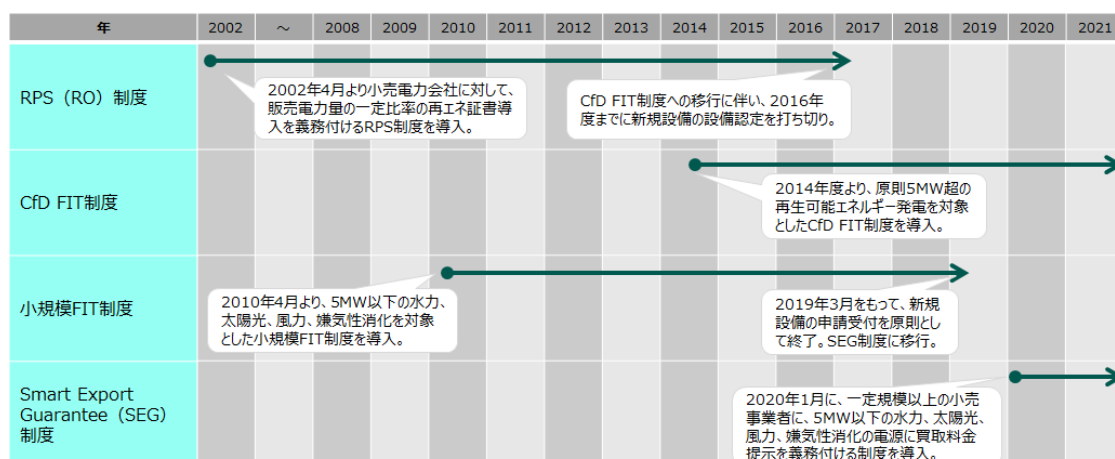


図 6-1 英国：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所) Ofgem¹¹⁶¹¹⁷¹¹⁸, BEIS¹¹⁹をもとに作成

2022年1月時点で、英国では、原則5MW超の設備を対象としたCfD FIT制度と、5MW以下の小規模設備を対象としたSmart Export Guarantee (SEG) 制度が、主な再生可能電力の導入促進制度となっている。

英国の再生可能エネルギー発電分野の主要な導入促進政策として、2019年3月に制度終了となった小規模FITの後継であり、2020年1月から、同じ小規模発電設備を対象とした新たな支援制度であるSmart Export Gurantee (SEG) の概要を6.2.2でとりまとめる。また、大規模設備を対象とした、CfD FIT制度の概要については、6.2.3でとりまとめる。

¹¹⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro> (2022年3月17日取得)

¹¹⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit> (2022年3月17日取得)

¹¹⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/smart-export-guarantee-seg/about-smart-export-guarantee-seg> (2022年3月17日取得)

¹¹⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> (2022年3月17日取得)

6.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

英国では、2002 年 4 月より、供給事業者（電力小売事業者）に、販売電力量のうち、一定比率の再生可能電力導入を義務付ける Renewables Obligation（RO）制度と呼ばれる RPS 制度を導入し、再生可能電力の導入促進を進めた。

2002 年度の RO 制度の施行以降、再生可能エネルギーによる発電量は順調に増加したものの、2008 年時点では、2010 年の目標（10%）達成は厳しい状況であったことから、政府は、上記のコンサルテーションペーパーにおいて、RO 制度の有効性を評価しつつも、引き続き主要な施策手段として再生可能電力の導入促進を進めていくことを表明した。

このコンサルテーションペーパーでは、2020 年の目標達成に向け、「小規模の再生可能熱・発電設備に対するより効果的な金銭的支援」を実現するための手法検討が論点の一つとされた。具体的には、小規模再生可能エネルギー発電設備の支援制度として、「RO 制度よりも実効性が高い可能性のある固定価格買取制度」の導入の是非が検討課題に挙げた。この背景には、RO 制度が、エネルギー業界の専門家を主な対象とした非常に複雑な制度であるという評価があり、特にエネルギー業界以外の者（コミュニティや個人家庭等）が設置する小規模発電設備の導入促進のあり方が検討されたことがある。

2008 年 11 月 26 日に成立した 2008 年エネルギー法（Energy Act 2008）では、国務大臣（当時はエネルギー・気候変動大臣）に対して、「小規模低炭素発電（small-scale low-carbon generation of electricity）」を促進するための財政支援に関する措置、具体的には固定価格買取制度を導入する権限が与えられた。

英国政府は、小規模再生可能エネルギーを奨励するために、2010 年度から FIT（Feed in Tariff）制度を導入した（本報告書では小規模 FIT 制度とする）。FIT の適用対象は設備容量が 5MW 以下の太陽光、水力、風力、バイオマス（嫌気性消化のみ）を用いた再生可能エネルギー発電設備である。

RO 及び FIT により英国では再生可能エネルギーの導入が順調に伸びた一方で、再生可能エネルギー導入による国民負担が増大している点が課題であった。この問題点を克服するために、RO の後継となる制度として 2013 年より市場メカニズムが働く CfD（Contracts for Difference、差額決済契約）を導入することとなり、2015 年度以降に稼働した大規模設備は、RO 制度から新たに実施される CfD による支援に順次移行された。

2015 年 5 月に実施された総選挙で勝利した与党の保守党は、再生可能エネルギーに対する支援制度を基本的に縮小する方向で様々な政策変更を行った。2015 年 6 月 18 日、エネルギー・気候変動省（DECC）は、陸上風力に関して、2017 年 4 月の RO 制度廃止を 1 年前倒し、2016 年 4 月から実施する提案を議会に提出し、10 月に可決された（但し、6 月 18 日時点で、建設許可、系統連系申請等を取得している事業は除く）。2016 年度以降、5MW 超の陸上風力発電については、RO 制度、CfD 制度の双方で支援対象から除外された。

表 6-1 英国：RO 制度から CfD FIT 制度への移行方法

RO 制度開始年	2002 年 4 月(2026 年度で小売事業者へのクォータ義務廃止)
RO 制度と他の支援制度との関係	2010 年度より、5MW以下の小規模再エネ発電設備を対象とした FIT 制度を導入【併用】 2013 年 12 月成立のエネルギー法に基づき、大規模再エネ発電設備を対象とした RPS 制度を廃止し、差額契約(CfD)FIT 制度に移行することを決定 2016 年度までは移行期間として、一部のエネルギー源を除き、新規設備は RO 制度と CfD FIT 制度による支援を選択可能 2017 年度以降は、CfD FIT 制度による支援に一本化
RO 制度設備認定終了時期(経過措置)	2016 年度まで 但し、5MW 超の太陽光発電設備は 2014 年度まで、陸上風力発電設備と 5MW 以下の太陽光発電設備は 2015 年度までで RO 制度に基づく設備認定を早期打ち切り エネルギー源ごとに一定の経過措置の条件を設定し、条件を満たした設備は期限を超過しても対象設備として認定
RO 義務終了後の既存対象設備の扱い	2027 年度以降、RO 制度に基づき発行される証書を、法令に基づく指定機関が固定価格で買い上げ

出所) DECC, “Government Response to the consultations on the Renewables Obligation transition and on Grade Periods”¹²⁰をもとに作成

小規模 FIT 制度について、2018 年 7 月 19 日に英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS : Department for Business, Energy and Industrial Strategy) は、小規模低炭素発電の導入費用の引下げに伴い、2019 年 3 月 31 日をもって発電価格とともに売電価格を廃止する案を公表し、パブリックコメントの募集を行った¹²¹。その結果、2019 年 3 月 31 日以降、一部の特例を除き、小規模 FIT 制度に基づく認定申請は受付を終了することとなった。2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請した Renewables Obligation Order Feed-in Tariffs (ROO-FIT) 規模(すべての水力および嫌気性消化、50kW 超の太陽光および風力)の設備は、(他の資格基準を満たすことを条件として)現行の有効期限から便益を受け、正式な認定(太陽光は 6 ヶ月、嫌気性消化および風力は 12 ヶ月、水力は 2 年)に転換することができる。また、2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請したコミュニティ設備や学校に設置された設備等には、一部有効期限の延長が認められる特例が設定されたが、それ以外は 2019 年 3 月 31 日をもって制度が終了となった。

¹²⁰

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/289076/Transition_and_Grace_Periods_Government_Response_-_12_Mar_2014.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

¹²¹ 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/feed-in-tariffs-scheme> (2022 年 3 月 1 日取得)

6.2.2 現行制度：Smart Export Guarantee (SEG) 制度の概要

英国政府は、小規模 FIT 制度の終了を公表した後、新たな小規模低炭素発電の支援策について、2019 年 1 月 8 日に新たなコンサルテーション (The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee) を公表し、2019 年 3 月 5 日までの意見募集を行った¹²²。本コンサルテーションでは、それまでの小規模 FIT 制度で適格となる 5MW 以下の電源について、一定規模以上 (当初提案時は 25 万軒以上の顧客) の国内小売電気事業者に、系統に供給された電力分の買取料金提示を義務付け Smart Export Guarantee (SEG) 制度を提案し、意見募集を行った。

ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS : Department for Business, Energy and Industrial Strategy) は、コンサルテーションにおいて、新たな支援策の方向性を以下のとおり整理している。

表 6-2 英国：Smart Export Guarantee 制度の方向性

- よりクリーン、スマート且つ柔軟なエネルギーシステムへの転換を支援するために、実現すべきこと
 - ・市場へのルート：小規模低炭素発電を支援するための市場へのルートを確保する。
 - ・マーケットイノベーション：政府はマーケットイノベーションを Industrial Strategy の中核となる概念と位置付けている。
 - ・需要家負担の費用引き下げ：求めやすい低炭素電力を需要家に提供するエネルギーシステムの開発支援。
 - ・スマートで柔軟な電力システムへの転換：系統が最大需要を経験している場合に売電を促進するなど、系統の効果的管理を可能にする需要家の行動にインセンティブを与える価格シグナルを通じ、電力の効果的使用を促進する。
- 上記の実現に向けて、政府が実施する意向のある施策
 - ・小規模発電事業者が売電分を市場で補填されるようにする。
 - ・特に、アグリゲーターやデジタルマーケットプレイスの成長など、市場にイノベーションや競争を促進するオプションを策定することで余地をもたらしセクターを対象とした枠組みを確立する。
 - ・より多くの需要家が立地や時間による電気料金の恩恵を受けることができるよう、スマートメーターや使用時料金を使用しつつ、よりスマートなエネルギーシステムを進める際に小規模発電事業者が果たす役割を強化する。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) , “The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee” ¹²³をもとに作成

その後、2019 年 6 月に法制化された SEG は、小売電気事業者 (15 万軒超の一般家庭の顧客を有する国内小売電気事業者) に、小規模発電事業者 (一般家庭・小規模事業者) に対し、National Grid に送電された電力に対する kWh あたりの料金を提示し、支払いをすることを義務付ける制度である。これ以外の小売電力事業者も任意で参加することができる。小売電力事業者は、2019 年末までに料金を提示し、2020 年 1 月から SEG が施行された。

小規模 FIT の Export payments (売電部分に対する料金) を受給している発電者は対象外となるが、他の再生可能エネルギーに対する支援との併用は可能である。料金はゼロよりも

¹²² 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹²³ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

高く設定するが、ネガティブプライシング時には、発電事業者は小売電気事業者に系統に売電された電力の対価を払わなくてもよい。適格発電事業者が系統に売電した電力は、検針が義務付けられている。一般家庭の設備については、スマートメーターにより検針する。

支援対象設備は、2019 年 3 月まで施行していた小規模 FIT 制度から、大きな変更はない。

支援水準は、これまでの小規模 FIT 制度で支給されていた「発電価格」がなくなり、自家消費を原則として、系統に供給する余剰電力に各小売事業者別に提示される「売電価格」が適用される形となる。

表 6-3 英国：小規模 FIT 制度と Smart Export Guarantee 制度の相違点

	小規模 FIT (2018 年度時点)	SEG (2020 年 1 月～)
支援対象技術	嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ、陸上風力、太陽光	同左
設備容量上限	5MW 以下 ※マイクロコジェネのみ 2kW 以下	同左 ※マイクロコジェネのみ 50kW 以下
買取義務対象者	・前年 12 月 31 日時点で 25 万軒以上の顧客を有する小売電気事業者 ・買取義務対象とならない顧客数 25 万軒未満の供給ライセンス保有者については、直接的な買収の義務は生じないものの、最終的には平準化スキームを通じて制度費用の負担を行うことを義務付け	・前年 12 月 31 日時点で 15 万軒以上の顧客を有する小売電気事業者 ・それより小規模の小売電気事業者は、SEG 料金を設定するかは任意で選択可能
買取対象電力	発電量の全量買取 ・小売電気事業者から発電量 (kWh) に対して固定価格での支払いを受ける〔発電価格〕 ・小売電気事業者に余剰電力を売電する場合には、保証された価格で売電が可能〔売電価格 (export tariff)〕	系統への送電量全量買取 ・小売電気事業者は、SEG に適格となる電源に対して、系統に供給された電力に対する「売電価格」の提示を義務付け
支援水準	支援対象技術ごとに「発電価格」を設定するとともに、「売電価格」も規定	・「売電価格」は 0 以上を設定 ・ネガティブ価格時は、発電設備側が小売電気事業者にネガティブ価格の対価を払う必要なし
買取期間	20 年間 (マイクロコジェネは 10 年間)	契約期間は任意
売電検針量	発電量メーターと売電量メーターの両方を設置して検針すること。	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	・50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、MCS 認証設置事業者によって設置された、MCS 認証設備を使用すること。 ・嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、MCS 認証手続きで要求されるものと同じ内容を提出すること。	同左

出所) Ofgem, “Feed-in Tariffs,”および BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”¹²⁴

¹²⁴ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

SEG 制度の支援対象とする適格基準は、図 6-4 のとおり。

表 6-4 英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準

項目	Smart Export Guarantee 制度対象要件
電源	嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ、陸上風力、太陽光
設備容量上限	5MW 以下 (但し、マイクロコジェネは 50kW 以下)
売電検針量	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、認証を受けた設置事業者によって設置された、MCS 認証またはそれと同等とみなされる認証を提出すること。 嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、SEG ライセンシーの裁量により認証済であるとされたもの。 検針メーターが設置されていること。 検針メーターポイント管理番号 (MPAN) を有していること。
他の支援制度を受けた設備の扱い	FIT 制度を通じた売電部分 (Export payments) への支援を受けている設備は、自家消費か系統への売電かによらず、本制度の対象外。 但し、FIT から SEG への切替は可能 また、SEG を申請する事業者は、SEG プロバイダーに国および地方自治体からの支援を受けている、または受ける予定である旨申告しなくてはならない。
持続可能性	嫌気性消化に関しては、持続可能性基準を満たしたもので、FIT 制度の下で運用される基準を踏まえた原料制限規則の対象となる。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”¹²⁵ をもとに作成

当初は簡易な料金体系とするが、今後、小規模発電者に蓄電を促すよう、需要水準に応じて異なる料金体系とすることが期待されている。また、発電ではなく、蓄電にも対価が支払われ、任意で SEG 料金を設定している小規模事業者の中には蓄電池設置を買取条件に掲げている事業者もいる。

買電保証タイプの料金の参考価格は、5.5 ペンス/kWh 前後となっているが、小売電気事業者が十分競争力のある料金を提示しない場合、政府は介入する意向を示している。

2022 年 2 月時点で公表されている SEG の最高値は蓄電池設置タイプである、Social Energy の 5.6 ペンス/kWh となっており、次いで Bulb Energy (義務対象) の 5.57 ペンス/kWh、E.On Energy (義務対象) の 5.5 ペンス/kWh などとなっている¹²⁶。

¹²⁵ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹²⁶ Solarguide, “Compare Smart Export Guarantee Tariffs,” <https://www.solarguide.co.uk/smart-export-guarantee-comparison/> (2022 年 3 月 4 日取得)

6.2.3 現行制度：差額契約型固定価格買取（CfD FIT）制度

英国政府は2010年12月、現行の大規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした促進施策であるRPS制度（RO制度と呼ばれる）を2017年で打ち切ること、再生可能エネルギー発電事業者等の低炭素発電事業者（原子力・化石燃料による発電事業者を含む。但し、以下では原則として再生可能発電事業者とする）を対象としたFIT制度の導入を提案した。意見募集を経て、2011年7月に公表された「政策提言書（Electricity Market Reform (EMR) White Paper 2011）」では、低炭素発電事業者を対象とした差額契約型（CfD：Contracts for Difference）FITという形の長期契約システムが提案された。

このCfD FITは、低炭素発電事業者とCfDカウンターパートとなるLow Carbon Contracts Company（政府所有の有限責任会社）との間で個別の差額決済契約を締結し、レファレンス・プライス（参照価格）が行使価格（固定価格）を下回る場合には、発電事業者が差分を受け取り、上回った場合には、発電事業者が差分を支払う仕組みとなっている。

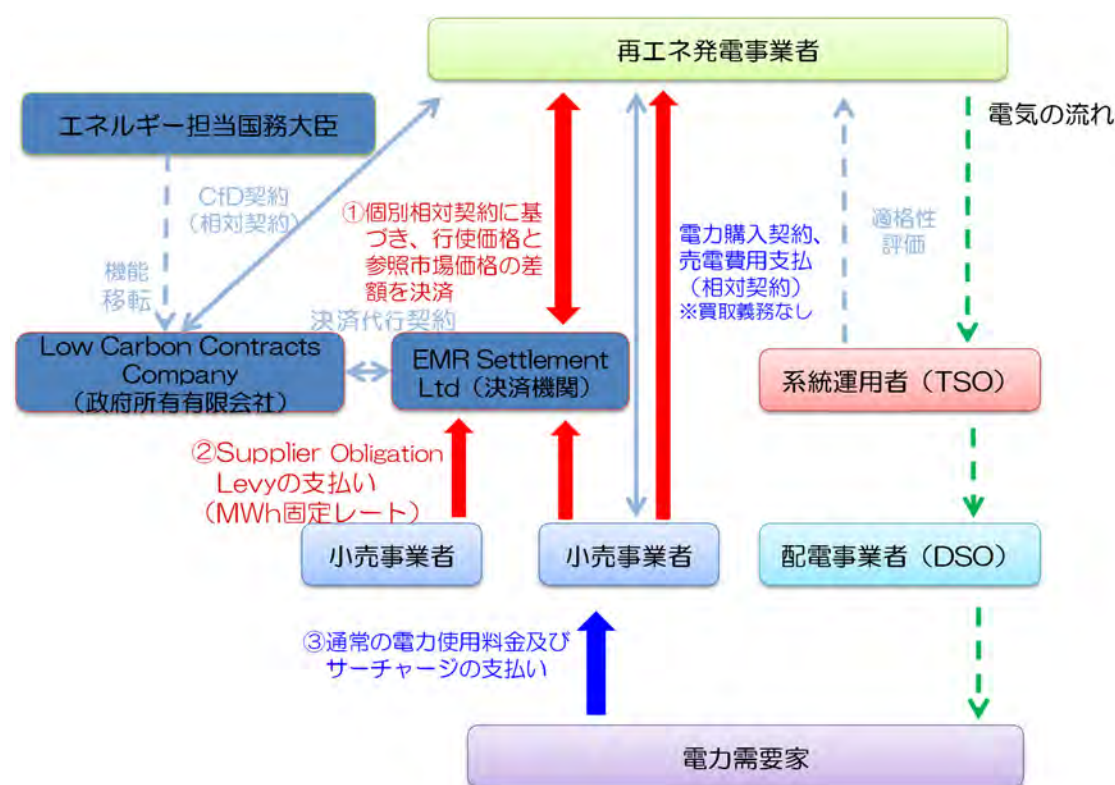


図 6-2 英国：差額契約型（CfD）FIT の枠組み

出所）エネルギー・気候変動省（DECC）資料より作成

以下では、CfD FIT の制度概要についてとりまとめる。

(1) CfD FIT 制度の根拠法令

2013 年エネルギー法（c.32）（Energy Act 2013 Chapter 32）

上記の2013年エネルギー法に基づき、エネルギー閣僚（Secretary of State）は、規則の組み合わせと発電事業者とカウンターパート間の私法上の契約を通じて、CfD FIT 制度の

施行が可能となる。CfD FIT 制度では、発電事業者が受ける、発電設備のエネルギー源ごとの支援水準を規定する。また、国務大臣には、差額契約の標準（契約）条項を決定・公表する権限を有する。

エネルギー国務大臣は、第2次立法として、規則（Regulations）において、差額決済契約の標準条項に含めるべき種類の条項、または契約を申し出る前に、カウンターパートがこれらの条項の調整に合意する環境および方法を規定する。また、CfD の費用は、カウンターパートに支払をする必要のある電力事業者が負担する。この義務は、Supplier Obligation（供給事業者の義務）と呼ばれ、この支払をする際の細目も規則にて規定される。

表 6-5 英国：エネルギー国務大臣により策定される CfD FIT にかかる規則

行政委任立法一覧	主な規定内容
The Contracts for Difference (Counterparty Designation) Order 2014	Low Carbon Contracts Company を CfD カウンターパーティ(CfD 契約の相手方)に指定。Energy Act 2013 とその二次立法で付与された CfD カウンターパーティとしての機能を果たす。
The Contracts for Difference (Definition of Eligible Generator) Regulations 2014	Energy Act 2013 の適用上の適格発電事業者を定める。
The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014	主に、下記の点について定める。 ・CfD の申請方法 ・申請の評価方法 ・割当プロセスの策定方法 ・アロケーション枠組みの適用方法 ・アロケーション枠組みに盛り込まれるべき項目 ・アロケーション・ラウンドの予算策定 ・競争プロセスを盛り込むかを Delivery Body が決定 ・CfD 通達のプロセス ・不服申し立て(appeal)条項
The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014	定型の CfD の策定方法、国務大臣が公示・修正する標準条項を定める。また、申請者が変更を希望する際の方法を管理する。
The Contract for Difference (Electricity Supplier Obligation) Regulations 2014	・英国の電力供給事業者が CfD の費用を支払う一般的義務 ・年間定率賦課金を支払う供給事業者の一般的義務 ・金額の調整 ・CfD 発電事業者から受領した金額の供給事業者への支払い ・供給事業者の準備金積み立て義務 ・供給事業者の担保*¹ および貸倒引当担保提供義務 ・CfD カウンターパートの費用を賄う供給事業者の義務 ・紛争および執行 ・CfD 発電事業者に対する支払の案分
The Contracts for Difference (Allocation) (Amendment) Regulations 2015	実現可能なプロジェクトに支援を与えるための、Non Delivery Disincentive を導入する権利を国務大臣に付与する。
The Contracts for Difference (Standard Terms) (Amendment)	売電価格がネガティブ(マイナス)となった場合に、CfD の支払いを一時中断する権限を与える。また、アロケーション・ラ

行政委任立法一覧	主な規定内容
Regulations 2015	ウンドの開始時に公表された Standard Terms Notice を改正する権限を国務大臣に付与する。
The Contracts for Difference (Miscellaneous Amendment) Regulations 2016	これまでの規則で定められた、現行の配分方法と締結された CfD 契約の運用方法に微修正を加える。
The Contracts for Difference (Allocation) (Amendment) Regulations 2016	現行の CfD アロケーション実施の最終日である 2020 年 3 月 31 日を 2026 年 3 月 31 日に延期する。
The Contracts for Difference (Allocation) (Excluded Sites) Amendment Regulations 2016	NDD 条項の一部を改正。アロケーションされた CfD で契約を締結できなかった場合、以降のラウンドで当該事業用地は一時的に対象外となる。現行 13 ヶ月のこの適用期間を 24 ヶ月に延期する。
The Contracts for Difference (Standard Terms) (Amendment) regulations 2017	ストライクプライスが参照価格を上回り、発電事業者が支払い義務を負った際、支払いを停止できるよう該当する Standard Terms and Conditions を改正する。本提案では、CfD カウンターパーティーが CfD の支払い額を他の国庫補助額と相殺できるようにし、他の国家補助が控除されるまで発電事業者が CfD 支払いを受け取れないようにする。
The Contracts for Difference (Miscellaneous Amendments) Regulations 2018	① CfD 申請時の「適格発電所」の新たなサブクラス(「離島風力 CfD ユニット」)を定める。 ② Combined Heat and Power Quality Assurance (CHPQA) Standard Issue 6 のもと、プロジェクトを認可する際の CHP の要件を外す。 ③ 「廃棄物」の定義を若干改正し、現行の定義の要件を満たすために意図的に修正・汚染された原料は、当該用語の意味から逸脱したものであると定める。
The Feed-in Tariffs and Contracts for Difference (Amendment) (EU Exit) Regulations 2018	EU 法の不履行、および欧州連合から英国が脱退することにより生じる他の瑕疵に対処するため、本文書は、European Union (Withdrawal) Act 2018 における権限を使用し策定。 FIT に関しては、Energy Act 2008、CfD に関しては、Energy Act 2013 の 2 つの規則を改正する。 本措置により、英国が欧州連合の加盟国として参照されることがないように、関連法令を改正する。
The Contract for Difference (Electricity Supplier Obligation) (Amendment) (CORONAVIRUS) Regulations 2020	COVID-19 蔓延防止対策の影響で電力需要が急激に落ち込み、CfD 電力供給事業者の 2020 年第二四半期の資金不足が生じることが予想されることから、LCCC に融資を実行し、電力供給事業者の負担を肩代わりし、CfD 発電事業者への支払いを継続する。また、2020 年の第 2 四半期の CfD 発電事業者への支払いと ILR* ² 支払いとの差額の 8 割を、2021 年第 2 四半期の電力供給事業者の義務として、繰り延べる。

*¹ 現金、または信用状 (Letter of Credit) を差し入れる。

*² Interim Levy Rate

出所) legislation.gov.uk 各種法令¹²⁷をもとに作成

¹²⁷ <https://www.legislation.gov.uk/primary+secondary?title=contracts%20for%20difference> (2022 年 3 月 1 日取得)

(2) 各主体の役割

CfD FIT は、各主体が以下の役割を果たすことで施行される。

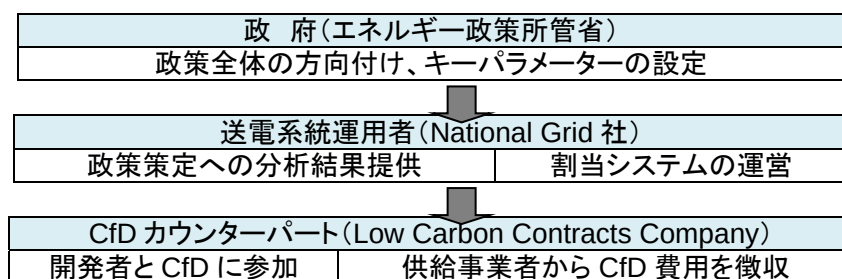


図 6-3 英国 : CfD FIT における各主体の役割

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), “Contracts for Difference”¹²⁸

(3) 支援の形態

CfD FIT では、プロジェクトの開発事業者は、送電系統運用者 (National Grid 社) による「割当 (アロケーション)」を受ける段階と実際の投資契約を締結する段階の二段階にわたって支援を受ける。

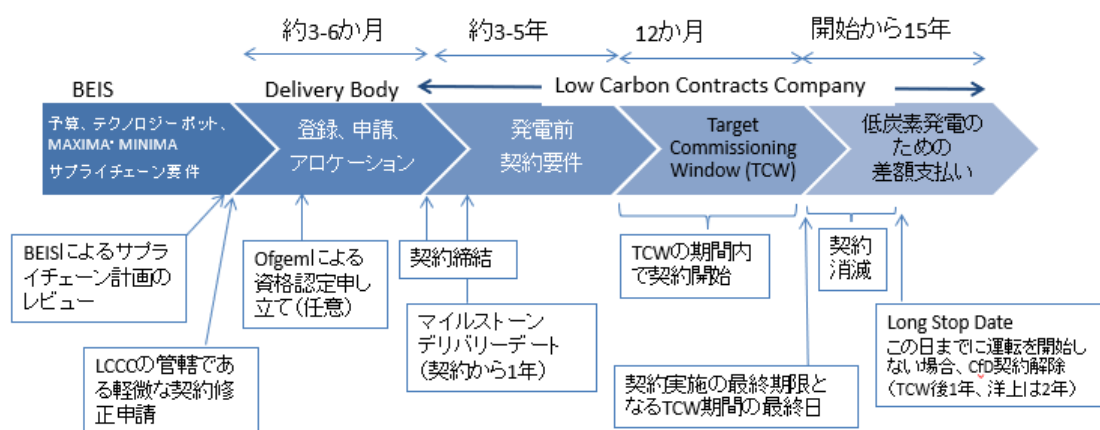


図 6-4 英国 : CfD FIT 対象プロジェクトのスケジュールイメージ

出所) National Grid, “EMR Delivery Body Contract for Difference” をもとに作成

(4) 開発事業者の実務

CfD FIT では、プロジェクトの早い段階で契約を締結でき、各プロジェクトにはその契約の中で、15 年間にわたるストライクプライス (行使価格) が提示される。開発事業者は、CfD に係る契約を得るために、以下の情報とともに送電系統運用者 (National Grid 社) への申し込みをしなければならない。

- プロジェクトの詳細 (発電タイプ、容量、企業詳細)

¹²⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> (2022 年 3 月 1 日取得)

- 建築許可
- 電力系統連系受け入れ証
- 目標運開日（プロジェクトの行使価格を決定）

(5) ストライクプライス（行使価格）と参照市場価格

再生可能発電事業者は、アロケーション・ラウンドごとに公表されるエネルギー源別ストライクプライスを上限として、15 年間（バイオマス変換を除く¹²⁹）にわたる差額決済契約を締結できる。

CfD 契約を締結した再生可能発電事業者（以下、CfD 発電事業者）は、参照価格（卸電力取引価格）がストライクプライスを下回る場合には、発電事業者が差分を受け取り、上回った場合には、発電事業者が差分を支払う仕組みとなっている。

1) 参照市場価格

参照価格は、出力に不確実性のある電源（風力、太陽光、波力、潮流発電）とベースロード電源で、回避可能原価に相当する参照市場価格（Market Reference Price）について異なる指標を採用している。出力に不確実性のある発電設備には時間ごとの前日市場の卸電力取引価格（IMRP：Intermittent Market Reference Price）を、ベースロード発電設備には冬季（10 月～翌年 3 月）と夏季（4 月～9 月）の季節ごとに先物市場で設定された平均価格（BMRP：Baseload Market Reference Price）を参照価格に適用する。

2016 年第 2 四半期以降のそれぞれの参照市場価格の推移は下図のとおり。

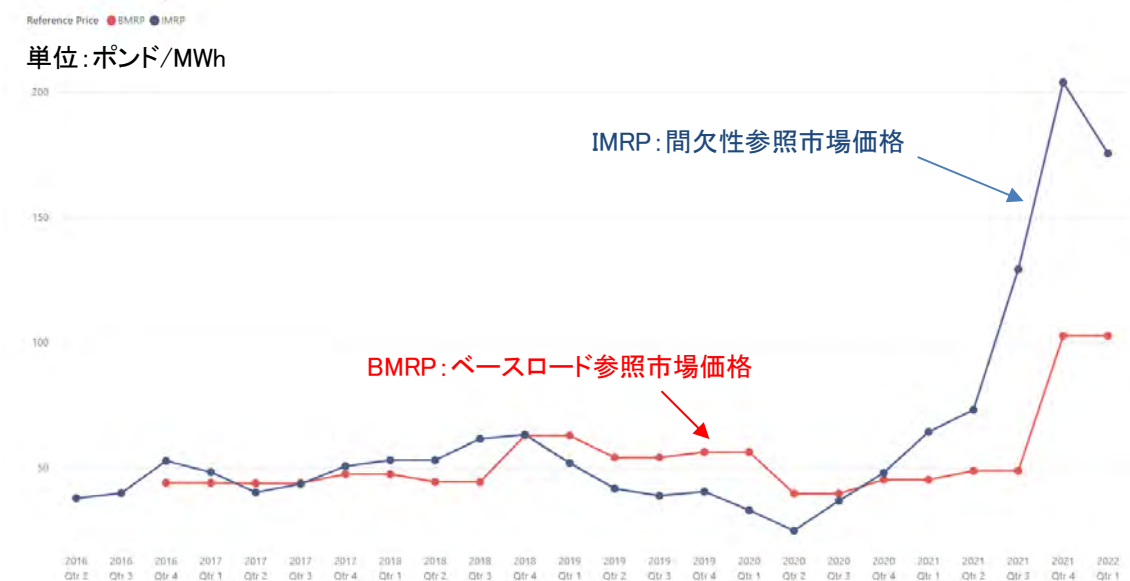


図 6-5 英国：CfD 市場参照価格（四半期ごとの平均価格）の推移

出所）LCCC, “Historical Dashboard”,¹³⁰をもとに作成

¹²⁹ バイオマス変換は、RO 制度の終期とあわせて差額決済契約の適用は 2027 年 3 月まで。

¹³⁰ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/cfd/actuals-dashboards/historical-dashboard>（2022 年 3 月 11 日取得）

2021 年夏以降、天然ガス価格高騰を要因とした欧州全体における卸電力市場の価格高騰を受けて、英国における参照市場価格も高騰している。2021 年 9 月には、CfD FIT での支援対象設備が契約しているストライクプライスに対して、卸電力取引価格が上回る状況が発生し、CfD 契約に基づき発電事業者側からの返金が生じる状況となっている¹³¹。

2) ストライクプライス

再生可能発電事業者は、アロケーション・ラウンドごとに予算公告（Budget Notice）でエネルギー源別に公示される管理上のストライクプライス（Administrative Strike Price）を上限として、15 年間（バイオマス変換を除く）にわたる差額決済契約を締結できる。

ア) 管理上のストライクプライスの設定方法

政府は、CfD FIT 制度開始時に下記の政策目標（Objective）を掲げ、この目的に基づき管理上のストライクプライスを設定している。

表 6-6 英国：管理上のストライクプライスに関する設定目標

1 豊富な費用情報に基づく

最新の発電費用データを利用すると同時に、市場の状況、政策的考慮その他の技術固有の要素も考慮し、消費者にとって金額に見合う価値を確保。

2 入札参加を促進

供給曲線の大部分から新規投資を促進する必要最低限の金額に設定。

3 金銭的価値を確保し、政策と目標に整合した方法で設定

通常、設定方法は全技術で一貫すべきだが、明確な根拠がある場合は、費用対効果の向上、または脱炭素化、革新、投資等の広範な目標との整合性確保のため、推定供給曲線の異なる部分を対象にできる。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS），“Contract for Difference：Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4”¹³²（2021 年 9 月）をもとに作成

以下では、2021 年 11 月に予算公告が公示された第 4 回アロケーション・ラウンドにおける管理上のストライクプライスの設定方法を例として、手順の概要を示す。

第 4 回アロケーション・ラウンドでは、上記の目標に照らして、政府は管理上のストライクプライスを設定するにあたり、表 6-7 のような要素を考慮して決定した。

なお、管理上のストライクプライスは「均等化費用（発電量 MWh あたりの発電所運用期間中の平均費用）」と異なる手法で算定されており、均等化費用と比較して複数の理由で高

¹³¹ <https://www.lowcarboncontracts.uk/index.php/news/announcement/cfd-portfolio-net-negative-cost-in-september-2021>（2022 年 3 月 4 日取得）

¹³² <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-administrative-strike-prices-methodology>（2022 年 3 月 4 日取得）

くなったり低くなったりする可能性があるとしている。

管理上のストライクプライスの設定において考慮されている要素は、以下のとおり。

表 6-7 英国：管理上のストライクプライス設定時の考慮事項（第 4 回アロケーション）

技術固有	資本費、運営費、資金調達費、建設上の制約など。
市場条件	予想される卸電力価格、電力購入契約(PPA)締結時の割引率など。
政策	技術費削減、普及拡張性、第 6 期炭素予算、ネットゼロ排出目標、消費者にとっての費用対効果など。管理上のストライクプライスは、多くの潜在的なプロジェクトが入札に参加競争するように設定されている。第 4 回アロケーション・ラウンドの入札では、各技術は供給曲線の 25%、洋上風力は 50%に設定。

【均等化費用と異なる手法で計算される要素】

BEIS の標準的な均等化費用に含まれない費用	CfD のプレミアム支払いは、送電ロス乗数と呼ばれる発電事業者の送電損失を考慮した上で、発電量に応じて支払われるため、管理上のストライクプライスはこれを考慮して増額する必要がある。
PPA	発電事業者が受け取る収入は、推定卸売市場価格と CfD のプレミアム分(ストライクプライスと参照市場価格との差額)との組み合わせである。発電事業者が市場価格よりも割安な PPA で電力販売しているために参照市場価格を達成できないと想定される場合(または垂直統合型電力会社で同等の取引費用がかかる場合)には、これを補うために管理上のストライクプライスを増額しなければならない。従って、PPA の割引には、取引費用やインバランス費用を含む市場費用が反映される。
契約期間	均等化費用は、プロジェクトの運用期間にわたって定義される。CfD 契約期間である 15 年が運用期間よりも短く、契約後の卸売市場収入や熱販売収入(CHP 発電所の場合)が均等化費用より低い場合、他の条件が同じであれば、これを補うために管理上のストライクプライスを均等化費用よりも高くする必要がある。従って、管理上のストライクプライスの計算では、CfD 終了後のプロジェクト期間中の残りの収益を考慮している。
パイプライン固有の情報	各技術の供給曲線をモデル化するには、可能な限り、パイプライン・プロジェクトの想定費用を知るため、アロケーション入札における潜在的な申請者に関連する一般公開情報を使用した。その結果、一部のプロジェクトの想定費用は、均等化費用予測に用いられた技術全体の想定とは異なる場合がある。
その他の情報	各技術の CfD 適格基準などの政策的考慮事項、ビジネス・エネルギー・産業戦略省の均等化費用の定義に含まれていない廃炉費用やスクラップ価値などの技術固有の推定額、産業発展に関するその他の関連証拠が含まれる。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) , “Contract for Difference : Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4”¹³³ (2021 年 9 月) をもとに作成

¹³³ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-administrative-strike-prices-methodology> (2022 年 3 月 4 日取得)

加えて、管理上のストライクプライスは最も費用対効果の高いプロジェクトを推進するように設定されているため、一般的なプロジェクト費用見積もりとは異なる場合があるとしている。

管理上のストライクプライスの設定方法は、発電費用に関するビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）の最新の見解に基づき、各供給年における各技術の「供給曲線」をモデル化したものとして決定している。供給曲線は、安価なものから高価なものへと順位付けされた異なるストライクプライスで建設可能な容量（MW）の推定値を表している。下図イメージに示すとおり、供給曲線は、管理上のストライクプライスが高くなるほど、より多くのプロジェクトが経済的に実行可能になると予想され、上向きに傾斜した曲線で表される。

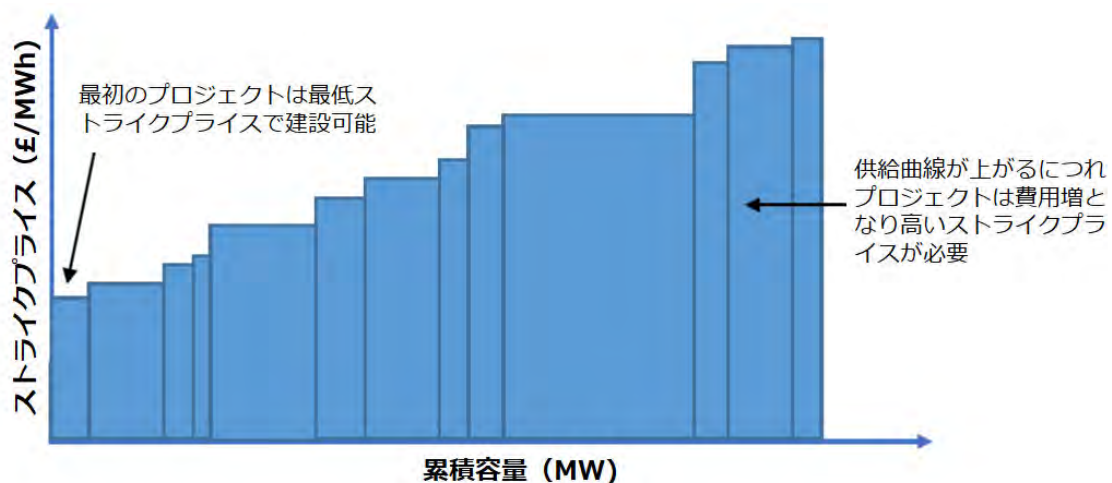


図 6-6 英国：管理上のストライクプライス設定時の技術別供給曲線イメージ

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS），“Contract for Difference：Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4”¹³⁴（2021 年 9 月）をもとに作成

アロケーション・ラウンドごとに、募集対象となるポットの技術に関する供給曲線が作成され、管理上のストライクプライスの設定に活用されることとなる。2021 年 11 月に公示された第 4 回アロケーション・ラウンドでは、申請する潜在的なプロジェクト（パイプライン・プロジェクト）に関連する公開情報を可能な限り使用して供給曲線が作成された。その上で、供給曲線上の各プロジェクトの割引キャッシュフロー計算を行い、一定の普及量を促すと予想される管理上のストライクプライスを決定している。「限界プロジェクト」とは、目標とする普及範囲（供給曲線の最も安価な 25%、洋上風力については 50%）の中で最も高価なプロジェクトを指し、管理上のストライクプライスとして算出している。以下では、アロケーション・ラウンドごとの管理上のストライクプライスを整理する。

¹³⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-administrative-strike-prices-methodology>（2022 年 3 月 4 日取得）

イ) 第 1 回アロケーション・ラウンド (2014 年 10 月公告)

The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014 の第 11 条に基づき、2014 年 10 月にエネルギー国務大臣が公表した予算公告 (Budget Notice) で示された管理上のストライクプライスは、その後の第 1 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別のストライクプライスの上限価格として用いられた。

第 1 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別ストライクプライスの上限価格は表 6-8 のとおり。

表 6-8 英国：ストライクプライスの上限価格 (第 1 回：2014～18 年度運開設備)

単位：ポンド/MWh

エネルギー源・技術	運開年度				
	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度
先進転換技術 (ACT)	155	155	150	140	140
嫌気性消化	150	150	150	140	140
バイオマス専焼 CHP	125	125	125	125	125
廃棄物 CHP	80	80	80	80	80
地熱	145	145	145	140	140
水力	100	100	100	100	100
埋立ガス	55	55	55	55	55
下水ガス	75	75	75	75	75
洋上風力	155	155	150	140	140
陸上風力	95	95	95	90	90
バイオマス変換	105	105	105	105	105
大規模太陽光	120	120	115	110	100
潮力・波力	305	305	305	305	305

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “Budget Notice for CFD Allocation Round 1”¹³⁵

ウ) 第 2 回アロケーション・ラウンド (2017 年 3 月公告)

2017 年 3 月 13 日に公表された予算公告では、2021 年度、22 年度に運開する設備を対象とした第 2 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が下表のとおり設定された。

第 2 回アロケーション・ラウンドでは、(8)で後述するように陸上風力や太陽光、水力発電といった成熟した技術は募集対象から除外されており、洋上風力発電をはじめとした未成熟な技術を対象として募集が行われた。そのためエネルギー源別のストライクプライスも、募集対象とするエネルギー源のみの設定となっている。

¹³⁵

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/360129/CFD_Budget_Notice.pdf (2022 年 3 月 4 日取得)

表 6-9 英国：ストライクプライスの上限価格（第 2 回：2021～22 年度運開設備）

単位：ポンド/MWh

エネルギー源・技術	2021 年度運開設備	2022 年度運開設備
洋上風力	105	100
先進転換技術(CHP あり・なし)	125	115
嫌気性消化(CHP あり・なし)5MW 超	140	135
バイオマス専焼 CHP	115	115
波力	310	300
潮力	300	295
地熱	-	-

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Budget notice for the second CFD Allocation Round」

136

エ) 第 3 回アロケーション・ラウンド (2019 年 5 月公告)

2019 年 5 月 1 日に公表された予算公告では、2023 年度、24 年度に運開する設備を対象とした第 3 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が表 6-10 のとおり設定された。第 3 回アロケーション・ラウンドでは、洋上風力を対象とした上限価格が大幅に引き下げられている。

表 6-10 英国：ストライクプライスの上限価格（第 3 回 2023～24 年度運開設備）

単位：ポンド/MWh

エネルギー源・技術	2023 年度運開設備	2024 年度運開設備
洋上風力	56	53
先進転換技術(CHP あり・なし)	113	111
嫌気性消化(CHP あり・なし)5MW 超	122	121
バイオマス専焼 CHP	121	121
波力	281	268
潮力	225	217
地熱	129	127
離島風力(5MW 超)	82	82

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Budget notice for the third CFD Allocation Round」

137

オ) 第 4 回アロケーション・ラウンド (2021 年 11 月公告)

2021 年 11 月 5 日に公表された予算公告では、第 4 回アロケーション・ラウンドでのエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が下表のとおり設定された。第 4 回アロケーション・ラウンドでは、ポットごとに運開年度が異なる形で上限価格が設定されている。

136

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf (2022 年 3 月 4 日取得)

137

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798885/Final_Budget_Notice_AR3.pdf (2022 年 3 月 4 日取得)

表 6-11 英国：ストライクプライスの上限価格（第4回アロケーション・ラウンド）

単位：ポンド/MWh

ポット	運開年度	エネルギー源・技術	管理上のストライクプライス
1	2023 年度 および 2024 年度	廃棄物 CHP	121
		水力(5~50MW)	93
		埋立ガス	62
		陸上風力(5MW 超)	53
		太陽光(5MW 超)	47
2	2025 年度 および 2026 年度	先進転換技術	190
		嫌気性消化(5MW 超)	128
		バイオマス専焼 CHP	163
		浮体式洋上風力	122
		地熱	133
		離島風力(5MW 超)	62
		潮力	211
		波力	258
3	2027 年度、2028 年度	洋上風力	46

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourth Allocation Round, 2021」¹³⁸

(6) 電力販売先が見つからない場合のラストリゾート措置

CfD FIT の枠組みでは、CfD 発電事業者は CfD カウンターパートと差額決済契約を締結できるが、電力は相対取引や卸電力市場等で販売をすることが求められる。特に独立系の再生可能発電事業者に関して、エネルギー市場へのアクセス確保が必要となることから、「Offtaker of Last Resort」と呼ばれるサービスをあわせて導入している（但し、2021 年 3 月 31 日までに本制度の利用実績はなし）。

Offtaker of Last Resort の仕組みでは、CfD 発電事業者は、市場価格から規定額(25 £/MWh)をディスカウントした価格で電力購買契約「Backstop PPA」を結ぶことができる。この仕組みにより、投資家や金融機関が、発電事業者が卸電力の販売価格として受け取ることでできる「ワーストケース」の料金を予測することができる効果が期待される。

具体的には、特定の供給事業者（最低の信用条件を満たす、許認可を受けた供給事業者）に、1 年間の Backstop PPA を締結するための入札に参加する義務を課すことで施行される。応札者の負担は、供給ライセンス事業者間で平準化される。Offtaker of Last Resort の義務対象となる供給事業者は、直近年度の英国における電力供給量の 6%以上を供給していることが要件となっており、2021 年度は以下の 6 大供給事業者であった。

- ・ British Gas Trading Ltd
- ・ EDF Energy Customers Plc
- ・ E.ON Energy Solutions Limited
- ・ NPower Limited
- ・ Scottish Power Energy Retail Ltd
- ・ SSE Energy Supply Limited

¹³⁸ <https://www.cfdallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf>（2022 年 3 月 5 日取得）

(7) 費用負担メカニズム

CfD FIT にかかる費用は、「CfD Supplier Obligation」という形で、2015 年 4 月 1 日以降、英国で小売ライセンスを有する電力供給事業者から納付される賦課金で賄われる。

1) CfD コスト回収のための Interim Rate Levy

供給事業者は、ユニットコストの固定料率である「Interim Rate（暫定料率）」で算定される、£/MWh 建のレートで毎日請求される前払い金と、義務履行期間の開始時毎に一括払いの「Reserve（準備金）」を事前納付する必要がある。

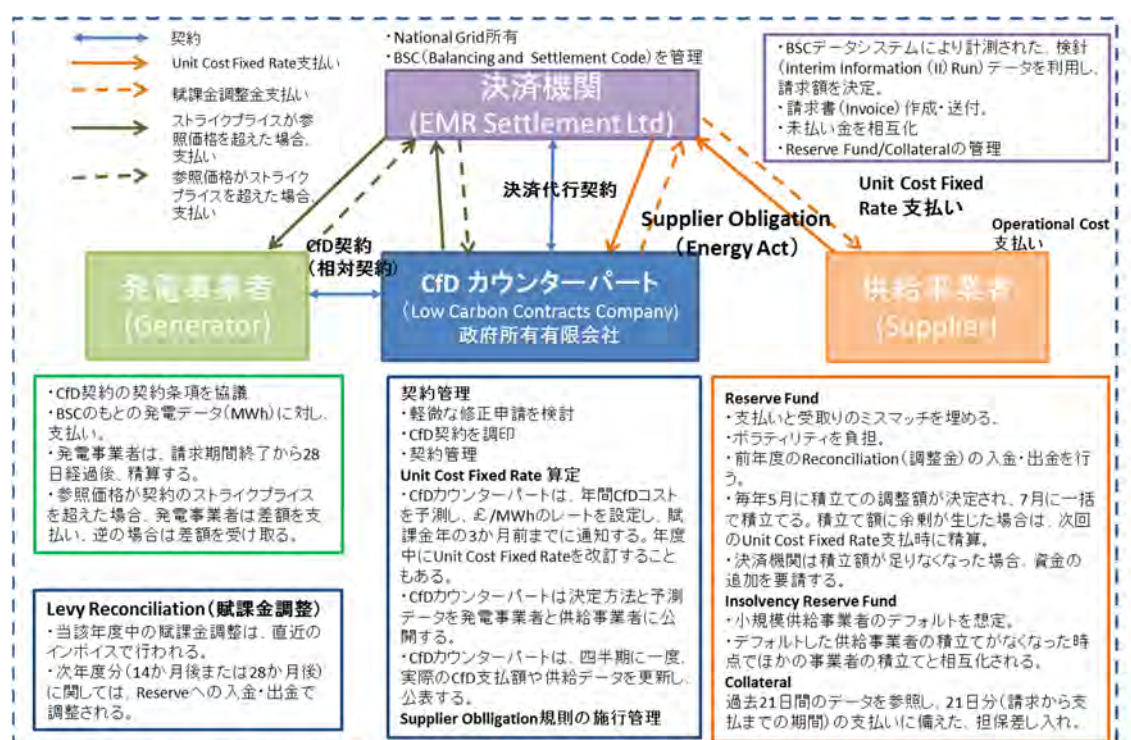


図 6-7 英国：CfD FIT における費用負担メカニズム

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “EMR: Consultation on Proposals for Implementation”¹³⁹より作成

Interim Rates による支払いは、CfD カウンターパート (Low Carbon Contracts Company : LCCC) が CfD 発電事業者に対して予定された支払いをするための資金を提供することを企図している。一方、Reserve の納付は、LCCC CfD カウンターパートが CfD 発電事業者に対して義務付けられたすべての支払い 20 回のうち 19 回分に十分な資金を確保するように設計された。回収された金額は、CfD カウンターパートが管理する CfDs を締結した低炭素発電事業者に対する支払いに使用される。

139

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/255254/emr_consultation_implementation_proposals.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

賦課金年度の前に、CfD カウンターパートが当該請求期間における合計 CfD 費用を予測し、Unit Cost Fixed Rate を算定する。請求期間の供給事業者に対する賦課金額は Unit Cost Fixed Rate と検針された供給量で計算される。実際の賦課金額が確定するのは、賦課金年の終了から 14 ヶ月後となる。すべてのデータが揃った後、CfD カウンターパートは、下記の式を使用して、実際の賦課金額を算定し、Reserve Fund への入出金を通じて、支払額を調整する。

実際の賦課金額は、賦課金年度の CfD コスト合計と同額となる。

$$CF \times \frac{(SE - SX)}{(TE - TX)}$$

上記の式では、それぞれ以下を意味する。

- ✓ CF：正味 CfD コスト
- ✓ SE：当該 supplier obligation 期間における、当該供給事業者の電力供給量
- ✓ SX：当該 supplier obligation 期間における、当該供給事業者から除外される電力供給量（送電・配電ロスなど）
- ✓ TE：当該 supplier obligation 期間における、供給事業者すべての電力供給量
- ✓ TX：当該 supplier obligation 期間における、供給事業者すべてから除外される電力供給量（送電・配電ロスなど）

CfD カウンターパートである LCCC から CfD 発電事業者への差額支払いは、請求期間終了後から 28 暦日後となっているが、供給事業者は支払い通知の受領から 7 営業日以内に賦課金の支払いを義務付けられている。加えて、LCCC は、供給事業者から引当金 (Total Reserve Amount) を徴収している。供給事業者による賦課金の不払い時には、未払い額は残りの供給事業者間で「相互化（補てん）」されることになっており、LCCC は適切な支払を受けるまでは、CfD 発電事業者に対して支払いをする義務は負わない。

また、ストライクプライスよりも参照価格が高い場合には、LCCC が CfD 発電事業者から支払いを受けることになり、Supplier Obligation Regulations にもとづき、供給事業者に適切な支払いをすることが義務付けられている。CfD 発電事業者が不払いを起こし、結果として、LCCC から供給事業者に予定通りの支払いがなされない場合、この未払い額は、これ以外の供給事業者間で相互化され、LCCC に未払い額を補てんする義務は生じない。

これまでの Interim Levy Rate の推移を見ると、稼働した CfD FIT 制度対象設備の増加に応じて、2018 年以降徐々に Interim Levy Rate の額が上がっていき、2021 年度第 1 四半期には、£ 11.269/MWh となった。しかし、2021 年夏以降の卸電力取引価格の高騰を受けて、2021 年第 4 四半期以降は Interim Levy Rate の額が下がり、2022 年 2 月末時点では Interim Levy Rate は 0 ポンド/MWh と供給事業者から徴収されない状況となっている。

ILR 収入
(単位:ポンド)

ILR
(単位:ポンド/MWh)

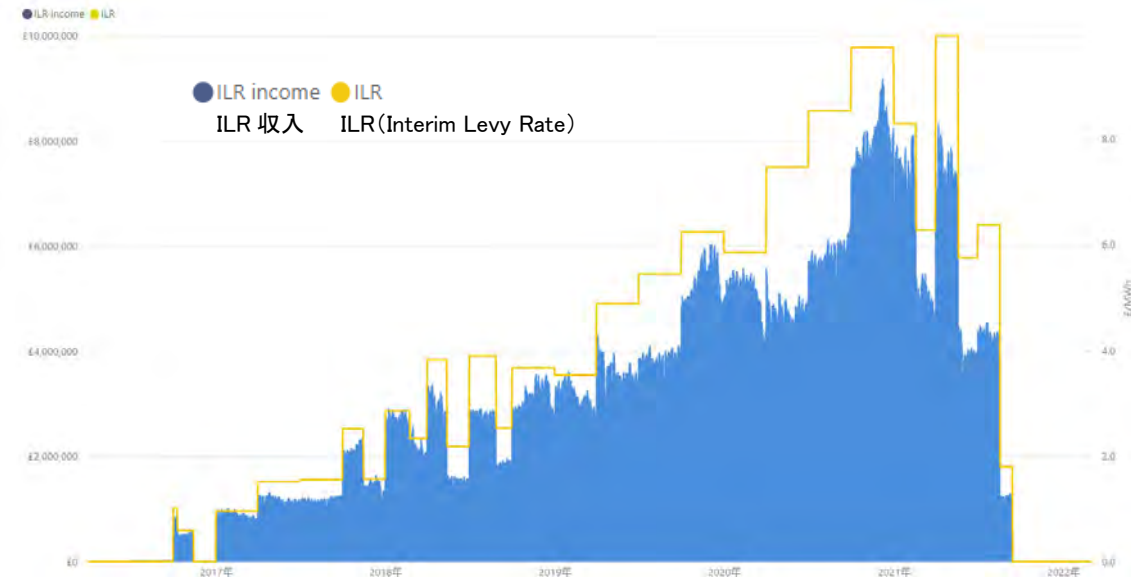


図 6-8 英国：CfD FIT 制度の Interim Levy Rate の推移

出所) LCCC, “Historical Dashboard”,¹⁴⁰をもとに作成

2) LCCC 運営にかかる CfD Operational Costs Levy

LCCC の運営にかかる事業費は、設立準備期間である 2014 年 7 月 31 日以前はエネルギー・気候変動省 (DECC) が直接負担していたが、8 月 1 日以降に関しては、Supplier Obligation Regulations で規定された事業費賦課金 (CfD Operational Costs Levy) により供給事業者が負担する。

2015 年度の事業費賦課金は、Supplier Obligation Regulations で 1 MWh あたり 3.97 ペンスに設定 (事業費予算 1,200.7 万ポンド相当) とされていた。LCCC は、当該会計年度に必要とされる事業費を余計に回収した場合、供給事業者に返金することとなっており、2015 年度は 265.2 万ポンドを返金した。なお、2021 年度における賦課金の料率は、1 MWh あたり 7.60 ペンス (事業費予算 1,749 万ポンド相当) である。

¹⁴⁰ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/cfd/actuals-dashboards/historical-dashboard> (2022 年 3 月 11 日取得)

表 6-12 英国：Operational Cost Levy（OCL）の推移

年度	予想値			実績値			余剰 OC (£M)	返還料率 (％/MWh)	実効 OCL 料率 (％/MWh)
	OC	需要量	OCL 料率	OC	需要量	OCL			
	(£M)	(TWh)	(％/MWh)	(£M)	(TWh)	(£M)			
2014*	6.485	82.0886	7.90	5.568	86.6709	6.847	1.279	1.48	6.42
2015	12.010	302.5189	3.97	9.526	306.7506	12.178	2.652	0.86	3.11
2016	14.407	283.0452	5.09	11.728	305.1081	15.530	3.802	1.25	3.84
2017	14.800	282.4427	5.24	13.216	302.9962	15.877	2.661	0.88	4.36
2018	16.519	289.8070	5.70	12.262	288.6140	16.451	4.189	1.45	4.25
2019	17.020	287.5000	5.92	12.094	286.4865	16.960	4.866	1.70	4.22
2020	17.485	284.7720	6.14	15.085	270.2100	16.585	1.500	0.56	5.58
2021	17.485	271.8400	7.60	-	-	-	-	-	-

*2014 年度は第 4 四半期のみ。

出所) LCCC, “Operational Costs Levy Dashboard”¹⁴¹をもとに作成

3) 大規模需要家を対象とした費用負担減免措置

CfD の契約を締結した発電事業者に対する第 1 回の支払いは、2015 年 4 月に開始され、当該コストは供給ライセンスを有する電力供給事業者によって負担される（但し、2015 年度第三四半期までの費用実績なし）。この義務は、供給事業者の義務（supplier obligation）と呼ばれている。供給事業者は、免除対象外である供給電力量をベースに供給事業者の義務を支払うこととなる。

制度設計の過程において、エネルギー・気候変動省（DECC）によって、適格である EILs（エネルギー集約企業）である電力供給事業者に対する、CfD 関連コストの一部免除が提案された。免除対象は、供給事業者の義務（Interim Rate Levy）と CfDs および供給事業者の義務を管理する際に生じる営業費を回収する事業費賦課金（CfD Operational Costs Levy）の 2 つである。あわせて、国際的な競争市場で操業している代表的な電力集約産業が、従来の支援制度である RO（Renewables Obligation）制度または小規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした FIT 制度に伴い生じる電力コストの上昇分を補てんする、補償を受けることが決定している。この大規模需要家を対象とした費用負担減免措置は、欧州委員会の国庫補助に関する承認を経て、2017 年 11 月 1 日付で開始となった。

ア) 根拠法令

- Electricity Supplier Obligations (Amendment & Excluded Electricity) Regulations 2015
- Electricity Supplier Obligations (Amendment & Excluded Electricity) (Amendment) Regulations 2017

¹⁴¹ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/operational-costs-levy-dashboard> (2022 年 3 月 11 日取得)

イ) 対象要件、減免額

根拠法令にて、費用負担減免措置の対象となる適格電力集約企業 (EII s) の対象となる「特定活動 (業種)」が指定されている (表 6-13 参照)。この指定業種で申請時まで 6 ヶ月以上の実績を有し、電力費用が粗付加価値 (当該年の人件費及び事業利益の総額) の 20% 以上の企業が減免の資格を得る。粗付加価値の 20% を超えているかの判定は、当該事業の継続期間に応じて以下の異なる要件が適用される。データのもとになった収支計算書を会計企業登記局に提出し、認定を受けねばならない。事業者は、対象外となる年度を除外することで、実際の事業継続期間よりも少ない年数で申請することはできない。

- ✓ 1 事業年度：2012 年 1 月 1 日以降、公表済の収支報告書が 1 事業年度。2 事業年度：2012 年 1 月 1 日以降、公表済の収支報告書が 2 事業年度。
- ✓ 3 事業年度：2012 年 1 月 1 日以降、公表済の収支報告書が 3 事業年度以上。提出対象となるのは、直近の 3 期連続となる。年
- ✓ 年度決算を行っていない事業者で、21 か月以内の営業期間である事業者も申請可能である。この場合、申請前の 12 ヶ月後に会計データ (6 ヶ月分) があることが条件となる。

費用負担減免額は、適格電力集約企業 (EII s) に供給される電力量の上限を 85% として、供給事業者課される関連賦課金を減免する。

表 6-13 英国：減免措置対象となる適格電力集約企業 (EII s) の対象となる特定活動

活動内容	NACE 注 Rev2 分類
硬石炭の採掘	05.10
装飾石、建築用石材、石灰岩、石こう、白亜、粘板岩の採石	08.11
砂利・砂場を敷く、粘土・カオリンの採掘	08.12
分類されていないその他の採掘・採石	08.99
鶏肉の加工・保存	10.12
製粉	10.61
家畜用飼料の製造	10.91
モルト製造	11.06
織物繊維の製造・紡績	13.10
織物繊維の製織	13.20
ニット及びクローセ編み生地 of 製造	13.91
じゅうたん及び敷物の製造	13.93
不織布・衣料以外の不織布製品の製造	13.95
その他の工業用・産業用織物の製造	13.96
分類されていないその他の織物の製造	13.99
その他の衣服・装飾品の製造	14.19
ニット・クローシェ靴下の製造	14.31
その他のニット・クローシェ衣類の製造	14.39
皮革製造、毛皮品製造	15.11
製材及び木材平削り	16.10
ベニヤ板・木材パネルの製造	16.21
その他の木材製品製造、コルク・藁・建材製品製造	16.29
紙・板紙の製造	17.12
段ボール及び板紙並びに紙製・板紙製容器製造業	17.21
家庭用品・衛生用品・化粧品用品の製造	17.22
壁紙の製造	17.24
石油精製品の製品	19.20

活動内容	NACE 注 Rev2 分類
産業用ガスの製造	20.11
その他の無機基礎化学品の製造	20.13
その他の有機基礎化学品の製造	20.14
肥料および窒素化合物の製造	20.15
基礎成形プラスチックの製造	20.16
基礎成形合成ゴムの製造	20.17
化学繊維の製造	20.60
ゴム・タイヤとチューブ製造、ゴム・タイヤの再生	22.11
その他のゴム製品の製造	22.19
プラスチック製板・シート・チューブ・プロファイルの製造	22.21
プラスチック包装製品の製造	22.22
その他のプラスチック製品の製造	22.29
板ガラスの製造	23.11
空洞ガラスの製造	23.13
ガラス繊維の製造	23.14
工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品の製造・加工	23.19
耐火性製品の製造	23.20
陶磁器製タイル及び敷石の製造	23.31
焼成クレイのブリック・タイル・建材の製造	23.32
その他の工業用セラミック製品の製造	23.44
その他陶磁器製品の製造	23.49
セメント製造	23.51
石灰および石膏製造	23.52
建築用石膏製品の製造	23.62
繊維セメント製造	23.65
分類されていないその他の非金属鉱物製品の製造	23.99
地鉄・粗鋼・合金製造	24.10
鉄鋼チューブ、パイプ、中空押出および関連付属品の製造	24.20
冷間圧延(鋼管)	24.31
冷間ロール成形型鋼の製造	24.32
冷間圧延(伸鉄)	24.34
アルミニウム製造	24.42
鉛、亜鉛、スズ製造	24.43
銅製造	24.44
その他の非鉄金属製造	24.45
鉄鋳	24.51
鋼鋳	24.52
軽金属鋳造	24.53
その他の非鉄金属製造	24.54
軽金属包装用品の製造	25.92
電子部品の製造	26.11
電池・蓄電池の製造	27.20
その他の電子機器、電線・ケーブルの製造	27.32
冶金用機械製造	28.91

注) 欧州共同体における経済活動統計分類 (Statistical Classification of Economic Activities in the European Community)

出所) BEIS, “Electricity Supplier Obligation: Energy Intensive Industries (EIIs),” ¹⁴²

(8) アロケーション・ラウンドごとのポット分類と予算

英国の CfD FIT 制度では、エネルギー政策の所管大臣が Allocation Regulations Part 2 に従い、アロケーション・ラウンドに適用されるアロケーション枠組みと予算公告 (Budget Notice) を申請受付開始 10 営業日前までに告示することが求められる。

予算公告では、ポット別、年度別に予算が配分され、予算と容量を参考に特定のテクノロジーに関して、下限 (Minima) と上限 (Maxima) を規定することもある。

なお、これまでに公示された 4 回のアロケーション・ラウンドは基本的に隔年で開催されてきたが、2022 年 2 月 9 日に、第 5 回アロケーション・ラウンドを 2023 年 3 月から開始すること、入札頻度を毎年にする事が公表された¹⁴³。

以下では、これまでのアロケーション・ラウンドごとのポット分類と予算を整理する。

1) 第 1 回アロケーション・ラウンド (2014 年 10 月公告) の予算

2014 年 10 月 2 日にエネルギー国務大臣が告示した第 1 回アロケーション・ラウンドの予算公告では、下表のポット分類が示された。なお、ポット毎の予算額は、その後 2015 年 1 月 27 日の改定公告により、予算額が一部引き上げられ、表 6-14 の内容となった。

表 6-14 英国 : CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 1	陸上風力 (5MW 超)、太陽光 (5MW 超)、廃棄物 CHP、水力 (5MW 超、50MW 未満)、埋立ガス、下水ガス
ポット 2	洋上風力、波力、潮力、潮流、先進転換技術 (ACT)、嫌気性消化 (5MW 超)、バイオマス専焼 CHP、地熱

百万 £ (2011 年度価格)	運開年度					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CfD 予算 (2014 年公表)	50	220	325	325	325	325
ポット 1 (確立済技術)	50	65	65	65	65	65
ポット 2 (未確立技術)	-	155	260	260	260	260

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “Budget Notice for CFD Allocation Round 1”¹⁴⁴ および
“Budget Revision Notice for CFD Allocation Round 1”¹⁴⁵

なお、第 1 回アロケーション・ラウンドでは、波力・潮力技術 (第 1 回 Delivery Plan 期間の技術の予算 100MW 中) にのみ 10MW の Minima が設定されたが、いずれの技術に対しても、Maxima は設定されなかった。

¹⁴³ <https://www.gov.uk/government/news/government-hits-accelerator-on-low-cost-renewable-power> (2022 年 3 月 4 日取得)

¹⁴⁴ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/360129/CFD_Budget_Notice.pdf (2022 年 3 月 4 日取得)

¹⁴⁵ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398665/150127_Budget_Revision_Notice_for_CfD_Round_One.pdf (2022 年 3 月 4 日取得)

2) 第2回アロケーション・ラウンド（2017年3月公告）の予算

2017年3月13日にエネルギー国务大臣が告示した第2回アロケーション・ラウンドの予算公告では、下表のポット分類が示された。第2回アロケーション・ラウンドでは、ポット2と呼ばれる未確立技術を対象として募集が行われたが、第1回アロケーション・ラウンドの対象エネルギーである太陽光発電や陸上風力発電といったポット1の確立済技術が除外された。

表 6-15 英国：CfD FIT 第2回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 2	洋上風力、波力、潮力、先進転換技術(ACT、CHP あり・なし)、嫌気性消化(CHP あり・なし、5MW 超)、バイオマス専焼 CHP、地熱	
百万£ (2011 年度現在)	運開年度	
	2021 年度	2022 年度
ポット 2(未確立技術)	290	290

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Budget notice for the second CFD Allocation Round」

146

第2回アロケーション・ラウンドでは、いずれの技術にも Minima は設定されなかったが、燃料技術（先進転換技術、嫌気性消化、バイオマス専焼 CHP）について 150MW の Maxima（最大容量）が設定された。

3) 第3回アロケーション・ラウンド（2019年5月公告）の予算

2019年5月1日にエネルギー国务大臣が告示した第3回アロケーション・ラウンドの予算公告では、第2回に引き続き、ポット2の未確立技術のみを対象とした募集となった。

表 6-16 英国：CfD FIT 第3回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 2	洋上風力、波力、潮力、離島風力(5MW 超)、先進転換技術(ACT、CHP あり・なし)、嫌気性消化(CHP あり・なし、5MW 超)、バイオマス専焼 CHP、地熱	
百万£ (2011 年度価格)	運開年度	
	2023 年度	2024 年度
全体予算	65（または容量上限 6GW）	

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Budget notice for the third CFD Allocation Round」

147

146

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf (2022年3月4日取得)

147

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798885/Final_Budget_Notice_AR3.pdf (2022年3月4日取得)

4) 第4回アロケーション・ラウンド（2021年11月公告）の予算

2021年11月25日にエネルギー国务大臣が告示した第4回アロケーション・ラウンドの予算公告では、第2回、第3回で除外されていた確立済技術である陸上風力や太陽光などが募集対象に含まれることとなった。なお、これらポット1の技術には容量上限5GWが設定されており、陸上風力と太陽光の最大容量も3.5GWと設定されている。

また、浮体式洋上風力発電はポット2に組み込まれ、ポット3の着床式洋上風力発電とは独立した予算が確保されることとなった。

表 6-17 英国：CfD FIT 第4回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 1	陸上風力(5MW 超)、太陽光(5MW 超)、廃棄物 CHP、水力(5MW 超、50MW 未満)、埋立ガス、下水ガス
ポット 2	波力、潮力、先進転換技術(ACT)、嫌気性消化(5MW 超)、バイオマス専焼 CHP、地熱、浮体式洋上風力、離島風力(5MW 超)
ポット 3	洋上風力

百万£ (2011 年度価格)	運開年度					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CfD 全体予算	10	10	285	285	275	275
ポット 1 (容量上限 5GW)	10	10	10	10		
ポット 2			75	75	75	75
うち浮体式洋上風力 Minima			24	24	24	24
うち潮力 Minima			20	20	20	20
ポット 3	-	155	200	200	200	200

注) 表中の斜体の部分は、対象設備が目標運開期間後の評価年における予算額。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourth Allocation Round, 2021」¹⁴⁸

なお、ポット2については、全体予算7,500万ポンド（2011年度価格）のうち、最初に利用できる予算下限として、潮力発電に計2,000万ポンド（2011年度価格）、浮体式洋上風力発電に計2,400万ポンド（2011年度価格）が設定されており、その他の技術との競争から保護されている。但し、予算下限が全額使用されなかった場合、残りの分はポット2の全ての技術（予算下限対象技術を含む）が利用可能となる。

¹⁴⁸ <https://www.cfdallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf>（2022年3月4日取得）

(9) CfD オークションの仕組み

以下では、2014 年度に実施された第 1 回割当（アロケーション）ラウンドを実例として、アロケーションやそれに伴うオークションの仕組みを概説する。

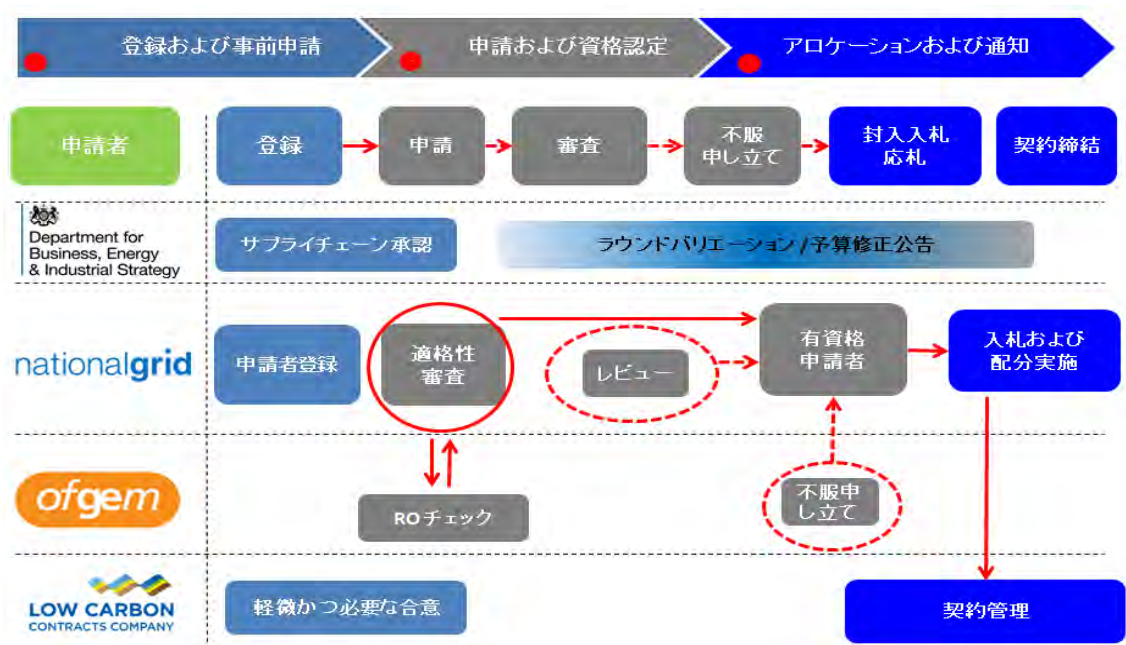


図 6-9 英国：CfD FIT のアロケーションプロセスと各主体の役割

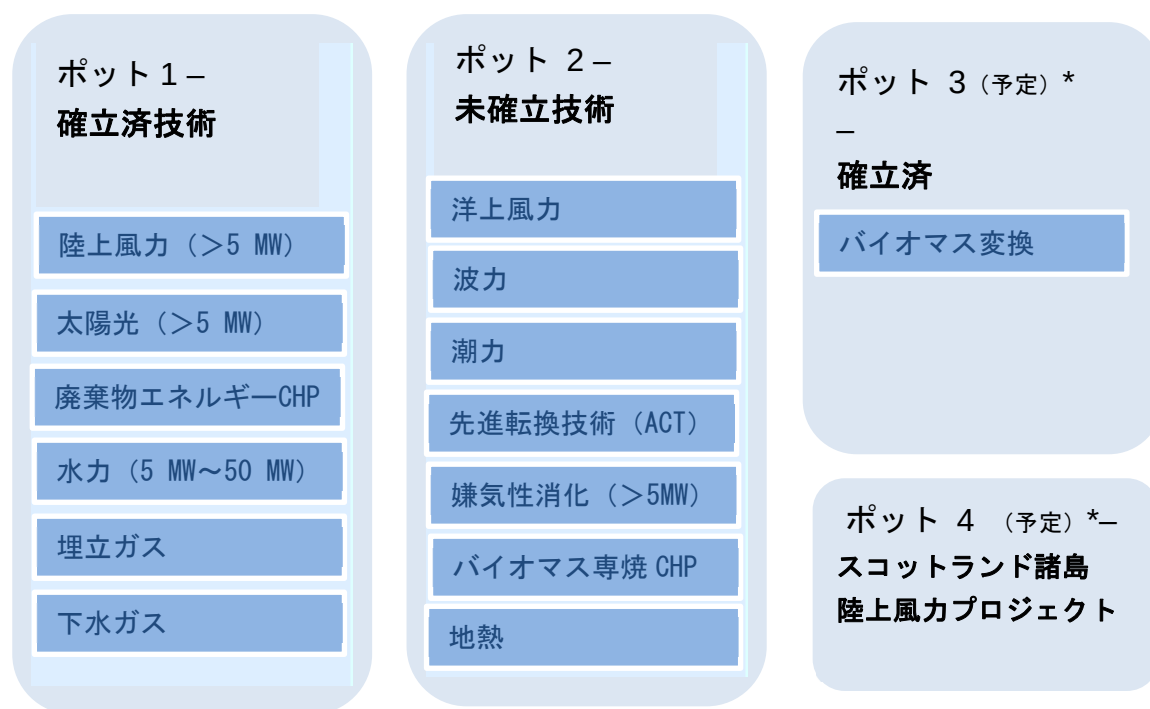
出所）National Grid、“EMR Delivery Body Contract for Difference”より作成

1) エネルギー所管大臣による CfD 予算の公表

エネルギー政策の所管大臣は Allocation Regulations Part 2 に従い、アロケーション・ラウンドに適用されるアロケーション枠組みと予算公告（Budget Notice）を申請受付開始 10 営業日前までに告示することが求められる。

予算公告では、ポット別、年度別に予算が配分され、予算と容量を参考に特定の技術に関して、下限（Minima）と上限（Maxima）を規定することもある。第 1 回アロケーション・ラウンドの予算公告は当初 2014 年 10 月 2 日に告示されたが、その後 2015 年 1 月 27 日の改定公告により、予算額が一部引き上げられ、表 6-18 の内容となった。

なお、第 1 回アロケーション・ラウンドでは、低炭素発電のうち原子力発電や二酸化炭素貯留（CCS）付き火力発電は対象外となっている。また、2010 年度より施行している小規模設備を対象とした FIT 制度の対象となる 5 MW 以下の嫌気性消化、水力、陸上風力、太陽光発電設備、既に RO 制度や NFFO 制度といった従来の支援制度で認定を受けた設備、英国外（北アイルランドを含む）に立地する設備は対象から除外される。



*ポット 3 とポット 4 に関しては、第 1 回アロケーション・ラウンドでは実施せず。

図 6-10 英国：第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類

出所) National Grid, “CfD Implementation Coordination 21st July Final”¹⁴⁹より作成

上記のポット分類とあわせて、予算公告ではポット別の 2020 年度までの CfD 予算も定められた。

表 6-18 英国：CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのための予算

百万£ (2011 年度価格)	年度					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CfD 予算(2014 年公表)	50	220	325	325	325	325
ポット 1(確立済技術)	50	65	65	65	65	65
ポット 2(未確立技術)	-	155	260	260	260	260

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “Budget Revision Notice for CfD Allocation Round 1”¹⁵⁰

第 1 回アロケーション・ラウンドでは、波力・潮力技術 (第 1 回 Delivery Plan 期間の未確立技術の予算 100MW 中) にのみ 10MW の Minima が設定されたが、いずれの技術に対しても、Maxima は設定されなかった。

¹⁴⁹

[https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%202021st%20July%2014%20\(Round%201\).pptx](https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%202021st%20July%2014%20(Round%201).pptx) (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁵⁰

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398665/150127_Budget_Revision_Note_for_CfD_Round_One.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

なお、本予算公告で規定された予算は、2011 年度実質価格ベースであるため、CPI（消費者物価指数）を使用し、下記の式で名目価格に換算される。

$$CPI\ Adjustor_{£\ 2011/2012 \rightarrow £\ 2012} = AverageCPI_{2012} / AverageCPI_{2011/2012}$$

例えば、2011 年度ベースの予算を最新の基準価格（本文書の発行時点では 2014 年 6 月）に引き直す際には、1.0636 のインフレーター¹⁵¹が使用される。

2) 事業者による申請手続き

CfD FIT に申込を行う事業者は、申請前に必要な手続きとして、下記に該当する場合、以下の 2 点を完了しておく必要がある。

・ **サプライチェーン計画**（第 1 回アロケーション・ラウンド提出期間：8 月 1 日～8 月 26 日）

300 MW 以上のプロジェクトに関しては、サプライチェーン計画を策定し、エネルギー・気候変動省（DECC）に提出する。ここには、競争、革新、および技術基準を盛り込む必要がある。DECC は約 30 営業日で計画を審査する。

・ **軽微かつ必須である修正**

CfD 契約の条項に軽微かつ必須である修正を加えたい場合、アロケーション・ラウンドで規定された申請締切日の 5 営業日前までに申請の可否に関する通知を LCCC から受領する。

また、CfD の入札適合条件の 1 つに、送電系統または自家使用のために必要な建築許可取得がある。また、直接連系を適用、または適用予定である場合、接続契約（Connection Agreement）で最低 75% の CfD Transmission Entry Capacity が確保されていること、また、配電網への接続の場合、最低 75% の Initial Installed Capacity Estimate が配電網に接続していることも条件の 1 つである。これ以外の場合、構内網の所有等が代替条件となる。

このほか、段階的（Phased）洋上風力プロジェクト¹⁵²の場合には、追加条件があり、300 MW 以上のプロジェクトに関しては、事前にサプライチェーン計画の提出が求められる。

3) アロケーションの流れ

アロケーションプロセスは、図 6-11 の手順にて進められる。

¹⁵¹ 英国国家統計局（ONS）が公表する、CPI（消費者物価指数）を使用して算定。

¹⁵² 段階的洋上風力プロジェクトとは、合計設置容量 1,500 MW 以下を 3 段階までに分割したプロジェクトを指す。第 1 段階の設置容量は全体の 25% 以上とし、稼働開始予定日は 2019 年 3 月 31 日以前でなくてはならない。残りの段階の稼働開始は第 1 段階の稼働開始予定日から 2 年以内でなくてはならない。

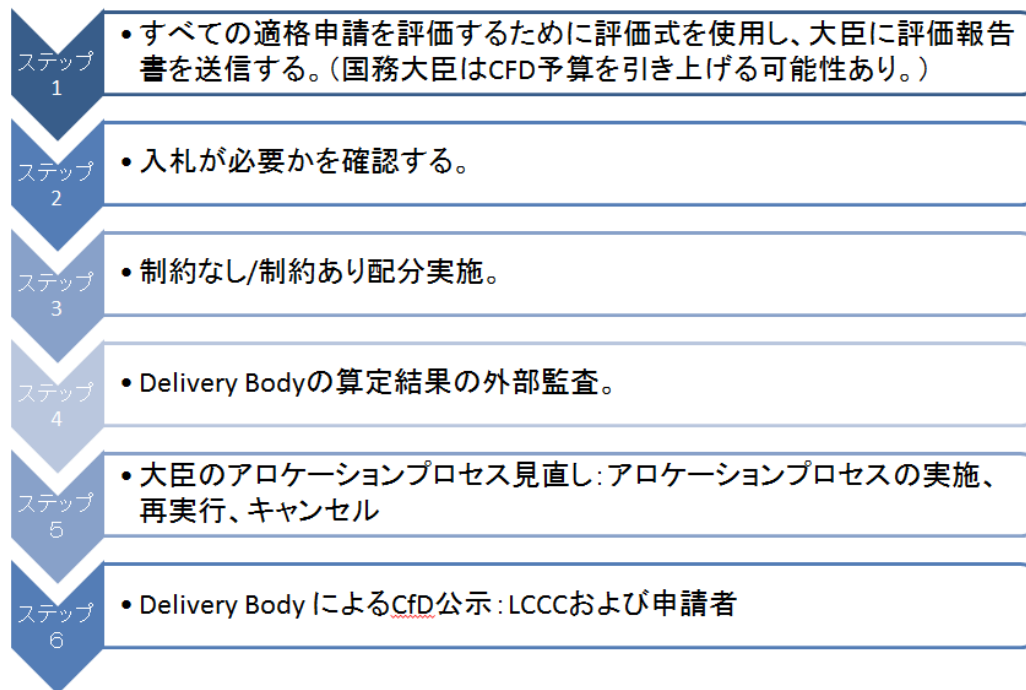


図 6-11 英国：CfD アロケーションプロセスの実施手順

出所) LCCC, “Contract for Difference User Guide- Issue 2”¹⁵³をもとに作成

CfD FIT の枠組みで、Delivering Body としてアロケーションプロセスを担う送電系統運用者の National Grid 社は、以下の手順で、当該アロケーション・ラウンドにおいて入札が必要になるかを判断する。

表 6-19 英国：National Grid 社による CfD アロケーションプロセスの概要

1. Contract for Difference (Allocation) Regulations 2014、第 33 項に従い、アロケーションプロセスを開始するため、Delivery Body(以下、National Grid)は、以下の手続きを実施しなくてはならない。
2. 予算公告(Budget Notice)でポットが指定されている場合、National Grid は、ポットごとにすべての適格な申請額(Minima または Maxima の対象となるテクノロジータイプ別の適格申請額など)を集計し、次のいずれかを実施しなくてはならない。
 - (i) 関連する適格申請の金額がそれぞれの年度でポット以下である場合、適格申請すべてを落札とし、それらの申請に適用される最終ストライクプライスは(Maxima の適用に準じて)管理上のストライクプライス(Administrative Strike Price)となる。
 - (ii) 関連している適格申請の価格がいずれかの年度でポットを超える場合、次のルール 4 に従って、Minima を評価する。すべての年度の関連適格申請に関して、入札を実施する。
3. 予算公告でポットが指定されていない場合、National Grid はすべての適格申請額(Minima または Maxima の対象となるテクノロジータイプ別の適格申請額など)を集計して、包括的予算を超えたか否かを評価し、次のいずれかを実施しなくてはならない。

¹⁵³

<https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CFD%20User%20Guide.pdf> (2022 年 3 月 1 日取得)

- (i) 関連する適格申請の金額がいずれかの年度で包括的予算以下である場合、すべての適格申請を落札とし、それらの申請に適用される最終ストライクプライスは(Maxima の適用に準じて)管理上のストライクプライスとなる。
- (ii) 関連する適格申請の価格がいずれかの年度で包括的予算を超える場合、次のルール 4 に従って、Minima を評価する。すべての年度の関連適格申請に関する入札を実施する。

4. 第 1 回アロケーション・ラウンドに適用される Minima は、MW で表記される。Minima がアロケーション・ラウンドの予算公告で規定された場合で、いずれかの年度ですべての適格申請の金額がポットまたは包括的予算を超過した場合、National Grid は封印入札を実施する。Minima に関して、National Grid は、容量を合計し、Minima に従って、テクノロジーごとの適格申請容量および金額を集計し、次のいずれかを実施しなくてはならない。

- (i) 容量合計が Minima 以下であり、いずれの年度でもポットまたは包括的予算を超えていない場合、すべての適格申請を落札とし、それらの申請に適用される最終ストライクプライスは管理上のストライクプライスとなる。
- (ii) 容量合計が Minima 以下であるが、いずれかの年度でポットまたは包括的予算を超えた場合、それらの申請は入札となる。
- (iii) 容量の合計が Minima を超えた場合、入札となる。

5. 第 1 回アロケーション・ラウンドに適用される Maxima は、MW で表示される。Maxima がアロケーション・ラウンドの予算公告で規定された場合で、それぞれの Maxima に関して、National Grid は、すべての適格申請の容量を合計し、Minima の対象であるテクノロジータイプの適格申請の容量を集計し、次のいずれかを実施しなくてはならない。

- (i) 容量の合計が Maxima を超えた場合で、ポットまたは包括的予算を超えた場合、すべての適格申請を落札とし、Maxima の対象である、それらの申請を入札の一部として検討する。
- (ii) 容量の合計が Maxima 以下である場合、これらの適格申請をポットまたは包括的な予算の一部として検討する。
- (iii) 容量の合計が Maxima を超えたが、ポットまたは包括的予算を超えていない場合、関連する適格申請でオークションを実施する。

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference : Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round”¹⁵⁴より作成

申請書受付からのプロセスの決定ツリーは図 6-12 のとおり。原則として、申請されたプロジェクトが、あらかじめ定められた CfD 予算の範囲内であれば、申請された全プロジェクトが管理上のストライクプライス (Administrative Strike Price) の権利を得ることになる。しかし、下記の決定ツリーで入札が必要と判断された場合には、入札手続きに進むことになる。

¹⁵⁴https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404405/Contract_for_Difference_Final_Allocation_Framework_for_the_October_2014_Allocation_Round.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

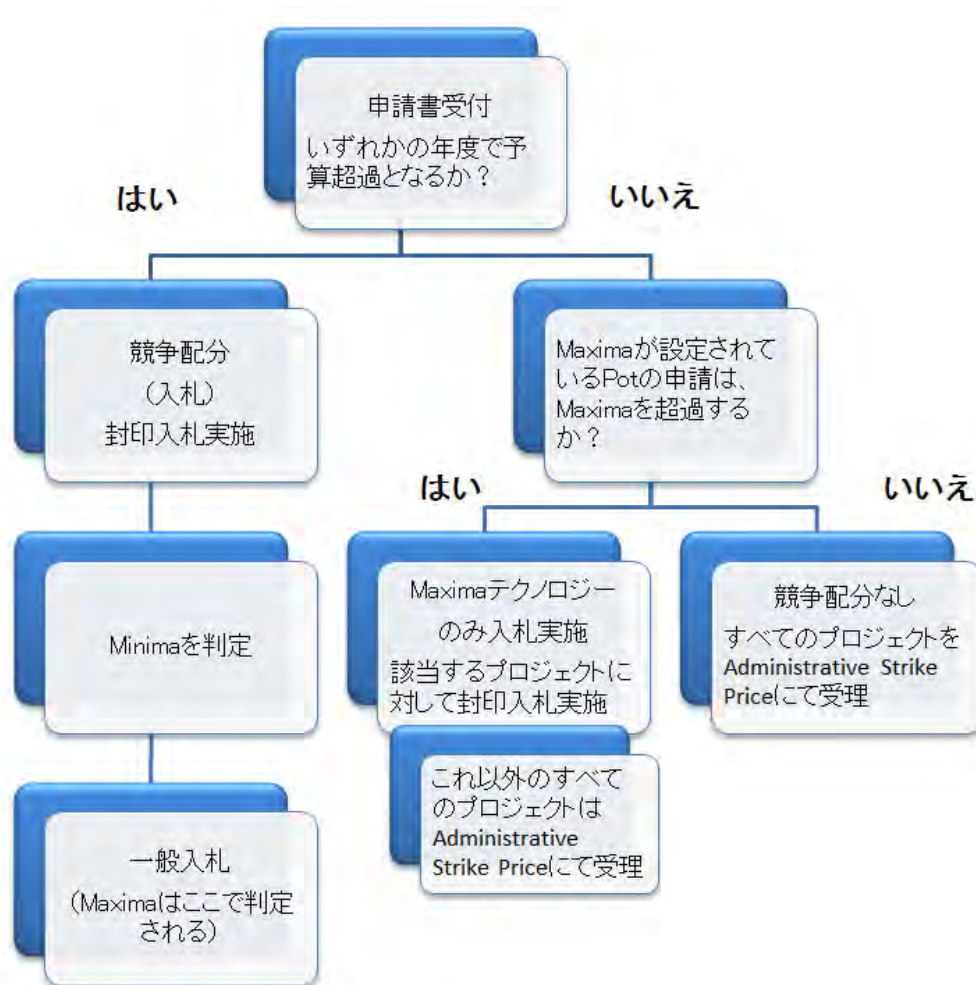


図 6-12 英国：CfD アロケーションプロセスの決定ツリー（ポット別）

出所）エネルギー・気候変動省（DECC），“CfD Auction Guidance”¹⁵⁵より作成

4) 入札公告および封印入札への応札

上述のプロセスを経て入札が必要となった場合、Delivery Body である National Grid 社は、アロケーション枠組みに従って、関係のある適格申請者に入札公告を出し、封印入札への応札を募る。応札期間は 5 営業日である。

封印入札期間中、表 6-20 の原則が適用となる。

155

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/358132/Auction_guidance_Final.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

表 6-20 英国：CfD アロケーションの入札期間中および落札者決定方法の原則

入札期間中の原則

- ・申請者は、必ず建てで希望のストライクプライスを提出しなくてはならない。
- ・申請者は、それぞれの入札に関して、運開予定日および運開予定日ウィンドウ開始日を提出しなくてはならない。
- ・提出ウィンドウ期間に、申請者は申請を取り下げることができる。
- ・提出ウィンドウ期間に、申請者は入札を取り下げ、再応札することができる。
- ・該当する管理上のストライクプライスを超えた価格では応札できない。
- ・封印入札ウィンドウが締め切られた後は、Delivery Body (National Grid) はいかなる応札も受け付けない。
- ・封印入札に応札しない申請者は、管理上のストライクプライスと同価格、かつ元の申請書と発電容量の運開予定日と発電容量であるデフォルト入札が割り当てられる。
- ・申請者は、1 プロジェクトにつき 10 件まで応札 (フレキシブルビッド) が可能。
 - (a) 当初申請と運開予定日が同じか、それ以降でなくてはならない。
 - (b) 当初申請と容量が同じか、それ以下でなくてはならない。
 - (c) 入札価格、容量、運開予定日の様々な組み合わせである。
 - (d) 同じ導入年度に 3 件以内の入札である。

落札者決定方法

- ・同ポットのすべてのプロジェクトは、導入年度にかかわらず、ストライクプライスベースで競争する。
- ・Minimum の対象となるテクノロジーのプロジェクトが、初回の割当となる。
- ・プロジェクトの落札順は、ストライクプライスが低いものから高いものとなる。
- ・同じストライクプライスの入札は、タイブレーカールールに従って、処理される。
- ・それぞれの年度で、最も高い落札プロジェクトの価格がすべてのプロジェクトの決済価格 (エネルギー源別の管理上のストライクプライスを上限とする) となる。

出所) LCCC, “Contract for Difference User Guide- Issue 2”¹⁵⁶をもとに作成

こうした原則に従い、National Grid は、図 6-13 の手順で落札プロジェクトを決定していく。

¹⁵⁶

<https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CFD%20User%20Guide.pdf> (2022 年 3 月 1 日取得)



図 6-13 英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの流れ

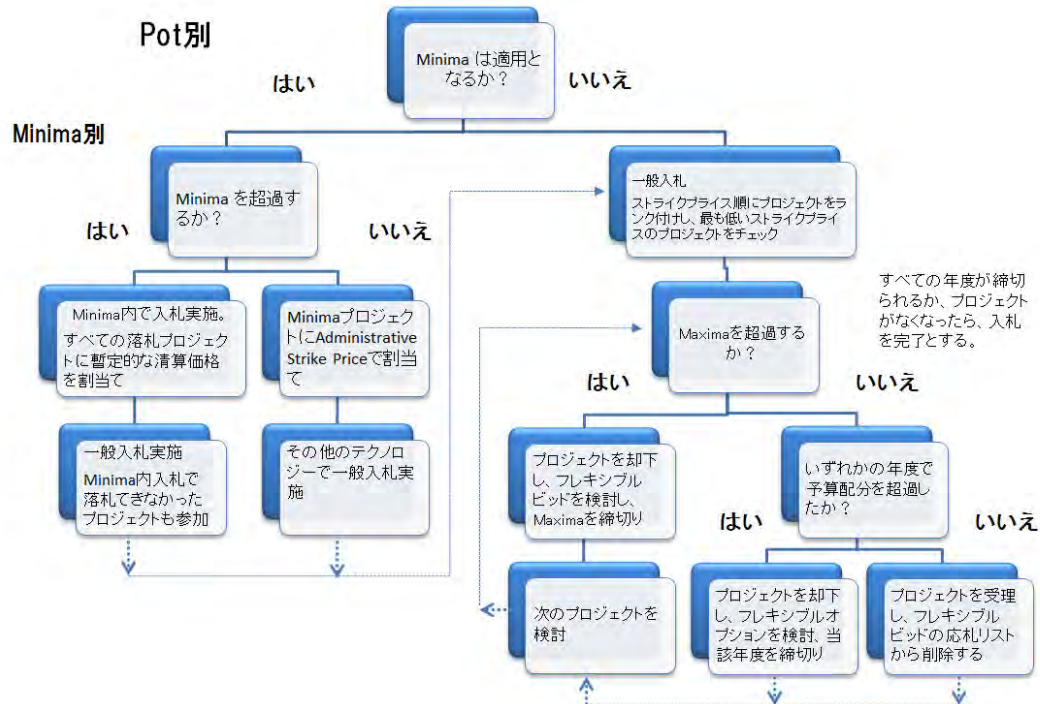
出所）エネルギー・気候変動省（DECC），“CfD Auction Guidance”¹⁵⁷より作成

また、設定されたポット別の入札を行う際には、Minima が設定されているポット、例えば第 1 回アロケーション・ラウンドでは波力・潮力技術について別フローで入札を行い、それ以外の技術は、ポット別に一般入札を行う形となる。また、フレキシブルビッドがなされている場合は、それを考慮した評価を行う（図 6-14）。

157

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/358132/Auction_guidance_Final.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

●ポット別の入札メカニズム



●フレキシブルビッド（複数応札）がある場合の入札メカニズム

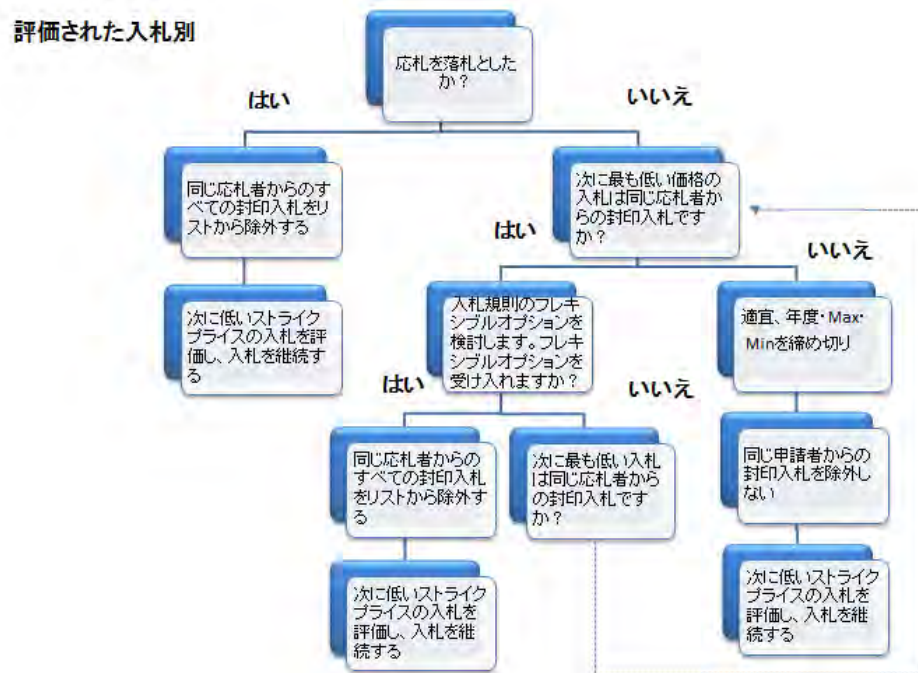


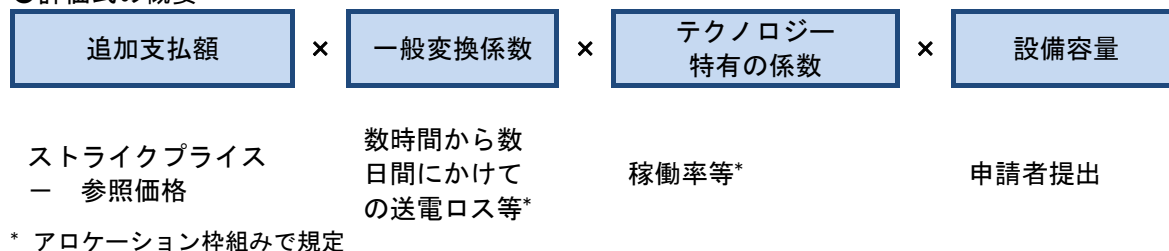
図 6-14 英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの決定ツリー

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “CfD Auction Guidance”¹⁵⁸より作成

複数の入札でストライクプライスが重複した場合、タイブレーカールールが適用される。第1のルールは、利用可能な予算を最大限活用することである。つまり、プロジェクトを組み合わせて、最終導入年度の予算ぎりぎりまで使い切るということである。ここでは、Minima と Maxima の対象についても最大限利用する。それでも決まらない場合、ランダムアロケーションの適用となる。

入札の評価式の概要は、図 6-15 のとおり。

●評価式の概要



●実際の評価式

$$\text{CfD 予算への影響度 (Budget Impact)} = (\text{ストライクプライス}_{\text{技術・運用年度別}} - \text{基準価格}_{\text{予算年度}}) \times \text{稼働率}_{\text{技術・予算年度別}} \times \text{発電日数} \times \text{設備容量} \times (\text{日数}_{\text{予算年度}} \times 24) \times (1 - \text{送電ロス係数}_{\text{予算年度}}) \times \text{再生可能適格係数}_{\text{技術別}}$$

図 6-15 英国：CfD アロケーションの入札における評価式の考え方

出所) National Grid, “CfD Implementation Coordination 21st July Final”¹⁵⁹、およびエネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference : Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round”¹⁶⁰より作成

上記の評価式のうち、評価を行う際のストライクプライスは、第1回アロケーションの場合、申請時は表 6-8 に記載のある管理上のストライクプライス、入札における CfD 予算への影響度を評価する時は申請者による入札時の価格となる。また、発電日数は、初年度における一部期間である発電日数に相当する因数であり、以降1となる。

エネルギー所管省が、年度ごと、技術ごとにアロケーション枠組みで設定する基準価格、稼働率、送電ロス係数、再生可能適格係数は、表 6-21 のとおりとなる。

¹⁵⁹

[https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%202021st%20July%2014%20\(Round%201\).pptx](https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%202021st%20July%2014%20(Round%201).pptx) (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁶⁰

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404405/Contract_for_Difference_Final_Allocation_Framework_for_the_October_2014_Allocation_Round.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

表 6-21 英国：CfD アロケーション枠組みで設定された評価パラメーター

基準価格（2012 年価格）

単位：£/MWh

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
基準価格	51.06	52.88	50.52	48.93	49.32	53.43

稼働率

技術タイプ	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
先進転換技術(CHP 有・無)	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%
嫌気性消化(5MW 超)	59.4%	59.4%	59.4%	59.4%	59.4%	59.4%
バイオマス変換	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%
バイオマス専焼(CHP 有)	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%
廃棄物 CHP	42.5%	42.5%	42.5%	42.5%	42.5%	42.5%
地熱(CHP 有・無)	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%
水力(5MW～50MW 以下)	34.5%	34.5%	34.5%	34.5%	34.5%	34.5%
埋立ガス	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%
下水ガス	51.0%	51.0%	51.0%	51.0%	51.0%	51.0%
洋上風力	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%
陸上風力(5MW 超)	26.7%	26.7%	26.7%	26.7%	26.7%	26.7%
太陽光(5MW 超)	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%
波力・潮力	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%

送電ロス係数

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
送電ロス係数	0.0085	0.0085	0.0087	0.0088	0.0089	0.0089

再生可能適格係数

技術タイプ	再生可能適格係数
先進転換技術	0.635
嫌気性消化	1.000
バイオマス変換	1.000
バイオマス専焼	1.000
廃棄物 CHP	0.635
地熱	1.000
水力	1.000

技術タイプ	再生可能適格係数
埋立ガス	1.000
下水ガス	1.000
洋上風力	1.000
陸上風力	1.000
太陽	1.000
潮力	1.000
波力	1.000

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference : Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round” ¹⁶¹より作成

5) CfD FIT 契約の締結及び稼働開始までの契約管理

アロケーションプロセスを経て、CfD FIT 契約の権利を得た発電事業者は、CfD カウンタ

¹⁶¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404405/Contract_for_Difference_Final_Allocation_Framework_for_the_October_2014_Allocation_Round.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

ーパートである Low Carbon Contracts Company (LCCC) と CfD FIT 契約を締結する。規則 (Regulations) において、CfD FIT 契約の標準条項に含めるべき種類の条項、または契約を申し出る前に、カウンターパートがこれらの条項の調整に合意する環境および方法が規定されている。

以下では、プロジェクト稼働開始までの CfD FIT カウンターパートによる契約管理の手法についてとりまとめる。

6) 目標運開期間 (Target Commissioning Window)

エネルギー所管省は、アロケーション・ラウンドごとに、技術種類別の目標運開期間 (Target Commissioning Window) として設定可能な期間を設定する。

2014 年の第 1 回アロケーション・ラウンドで設定された期間は表 6-22 のとおり。

表 6-22 英国：第 1 回アロケーションで目標運開期間として設定可能な期間

技術	期間
先進転換技術(CHP 有・無)	1 年
嫌気性消化(CHP 有・無)	1 年
バイオマス変換	1 年
バイオマス専焼(CHP 有・無)	1 年
廃棄物利用熱電併給	1 年
地熱(CHP 有・無)	1 年
水力	1 年
埋立ガス	6 ヶ月
洋上風力	1 年
陸上風力	1 年
下水ガス	1 年
太陽光	3 ヶ月
潮力・波力	1 年

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014 CFD Standard Terms Notice”¹⁶²をもとに作成

この目標運開期間は、契約期間を通じて CfD FIT 契約で定められた差額契約を全額享受するために、プロジェクトが稼働開始しなくてはならない期間である。プロジェクト開発事業者は、目標運開日 (Target Commissioning Date) が目標運開期間内になるように、目標運開期間の開始日を指定することができる。プロジェクト開発事業者は、この目標運開期間内で、当該発電設備の完工と運開を迎える必要がある。

前提条件を充足し、目標運開期間内もしくは期間以前に発電を開始した再生可能発電事業者 (第 1 回アロケーション・ラウンドの対象に含まれていないバイオマス変換を除く) は、15 年間にわたり、CfD FIT 契約に基づく差額決済を受けることができる。なお、発電事業者は、目標運開期間の開始日より前に発電していたとしても、CfD FIT 契約に基づく差額決済の支払いを受けることはできないが、電力を通常の手法により売電した収益を受けることは可能となっている。

プロジェクトが、目標運開期間内に稼働できなかったか、もしくは稼働しても前提条件を

¹⁶² https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/799137/AR3-Standard-Terms-and-Conditions.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

充足することができない場合、発電事業者が差額決済の支払いを受ける期間は、後述する Longstop Date までの遅延期間に応じて短縮される。

なお、プロジェクト開発事業者の管轄外であり、契約に影響を与える遅延や中止は、CfD FIT 契約の不可抗力（force majeure）条項による免責を適用する。

7) 運開遅延の場合の措置

CfD FIT 契約を締結した各プロジェクトは、契約条項に含まれる目標運開期間に運開できなかった場合、同じく契約条項に含まれる Longstop Date までに商業運転を開始しなくてはならない。開始できない場合には、CfD FIT 契約の解除につながる。

Longstop Date についても、技術種類別に時間的猶予が設定されている。

表 6-23 英国：第 1 回アロケーションにおける Longstop Date の期間

技術	期間
埋立ガス	6 ヶ月
洋上風力	2 年
その他適格エネルギー源	1 年

出所) エネルギー・気候変動省（DECC），“The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014 CFD Standard Terms Notice”¹⁶³をもとに作成

8) Non-Delivery Disincentive (NDD)

第 1 回アロケーション・ラウンドでは、プロジェクトの実現可能性を高めるため、契約の締結および、Milestone Delivery Date (MDD、通常契約締結から 1 年)の順守に最善を尽くすことが求められた。このため、CfD を落札したが、契約締結期限までに契約を締結できないか、CfD 通知から 13 ヶ月以内に CfD 実施で求められる段階に到達していないプロジェクトは、契約の解除対象となり、CfD 通知の受領から 13 ヶ月間は次回のアロケーション・ラウンドの適格用地の除外対象となる。

その後、アロケーション・ラウンドが当初予定の頻度（年に 1 回）では実施されないこととなったため、第 2 回アロケーション・ラウンド以降は、CfD 通知後 13 ヶ月に加え、14 ヶ月から 24 ヶ月目までの期間で次のアロケーション・ラウンドが実施されるまでが Non-Delivery Disincentive の適用期間となるという変更が加えられた。

9) CfD FIT 契約締結後の設備容量変更プロセス

CfD FIT 契約の締結後に、発電事業者は、一定条件を満たした場合にプロジェクトの設備容量を変更することができる。

発電事業者は、CfD FIT 契約を締結した際の申請容量に関して、目標運開日までに 5%の削減が追加的なコスト（ペナルティ）なく認められている。また、適格となるプロジェクトに対し、Longstop Date までに、CfD FIT 契約の全期間にわたり差額決済を受けるため、目標運開日までに調整済み契約設備容量の 95%以上の達成を求めている。そのため、目標運開

¹⁶³ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/799137/AR3-Standard-Terms-and-Conditions.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

期間の終期までに、追加的なコストなしでさらに 5%の調整が認められており、申請容量の合計 10%までは設備容量の調整が可能となる。

加えて、発電事業者には、CfD FIT 契約が解除される前に、追加的なコスト負担をしてさらなる設備容量の調整を認めている。達成設備容量が、目標運開日までに調整済みの契約設備容量に満たない場合、享受できるストライクプライスを設備容量の未達成分に応じて引き下げることで契約解除を免れることが可能となっている（調整済みの契約設備容量の未達成分 1%に対して、ストライププライスを 0.5%引き下げ）。なお、引き下げられたストライクプライスで運開し、その後の追加稼働により設備容量が増加した場合、Longstop Date 前であれば達成済みの設備容量を引き上げることが認められている。

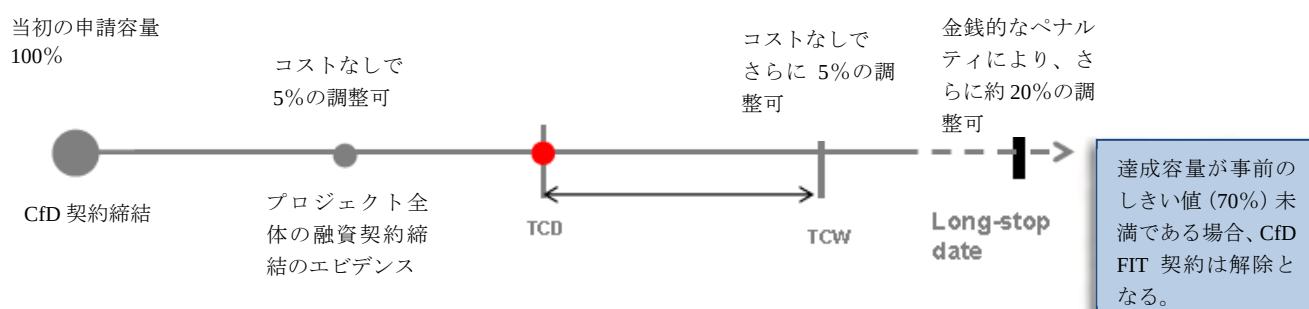


図 6-16 英国：CfD FIT 契約締結後の設備容量調整タイムライン

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference - Allocation Methodology for Renewable Generation”¹⁶⁴をもとに作成

10) 落札プロジェクトにかかる公表情報

落札したプロジェクトは、CfD Register と呼ばれる登録簿に登録され、プロジェクトの情報が開示される。CfD Register の Web サイト では、図 6-17 のような一覧表形式で、プロジェクト名、事業者会社名、エネルギー源、運開予定日、現行で予定されているストライクプライスの情報が掲載されている。

164

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404467/Allocation_Methodology_-_MASTER_-_6_Aug_v_FINAL.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

CfD Register

Data Portal

Download CfD Register Data

View CfD Register Map

Technology Type: All technology types

CfD Agreement Types: All CfD agreement types

Current Strike Price: All current strike prices

Allocation round: All Allocation Rounds

Search: Search Reset

Name	Type of Technology	Agreement Type	Last updated	Current Strike Price
Achlachan Wind Farm Achlachan Wind Farm LLP	Onshore Wind	Generic	8th March, 2022	95.16€/MWh
Bad A Cheo Wind Farm RWE Renewables UK Swindon Limited	Onshore Wind	Generic	8th March, 2022	98.23€/MWh
Kype Muir Wind Farm Banks Renewables (Kype Muir Wind Farm) Limited	Onshore Wind	Generic	8th March, 2022	96.23€/MWh
Moor House Wind Farm Banks Renewables (Moor House Wind Farm) Limited	Onshore Wind	Generic	8th March, 2022	95.16€/MWh
Middle Muir Wind Farm Banks Renewables (Middle Muir Wind Farm) Limited	Onshore Wind	Generic	8th March, 2022	98.23€/MWh

図 6-17 英国：CfD Register の画面イメージ

出所) LCCC ウェブサイト¹⁶⁵

11) CfD による発電設備の導入状況

LCCC による、CfD の支払いが開始となる契約数およびその設置容量と契約上のステージを考慮した、今後の容量プロファイルは、下図のとおり。

2021 年末時点で稼働している CfD 対象設備の大半は洋上風力発電となっており、2028 年第 1 四半期までの予測容量でも大部分を占める見込みとなっている。

¹⁶⁵ <https://www.lowcarboncontracts.uk/cfds> (2022 年 3 月 1 日取得)

CfD 対象設備容量
(単位:MW)

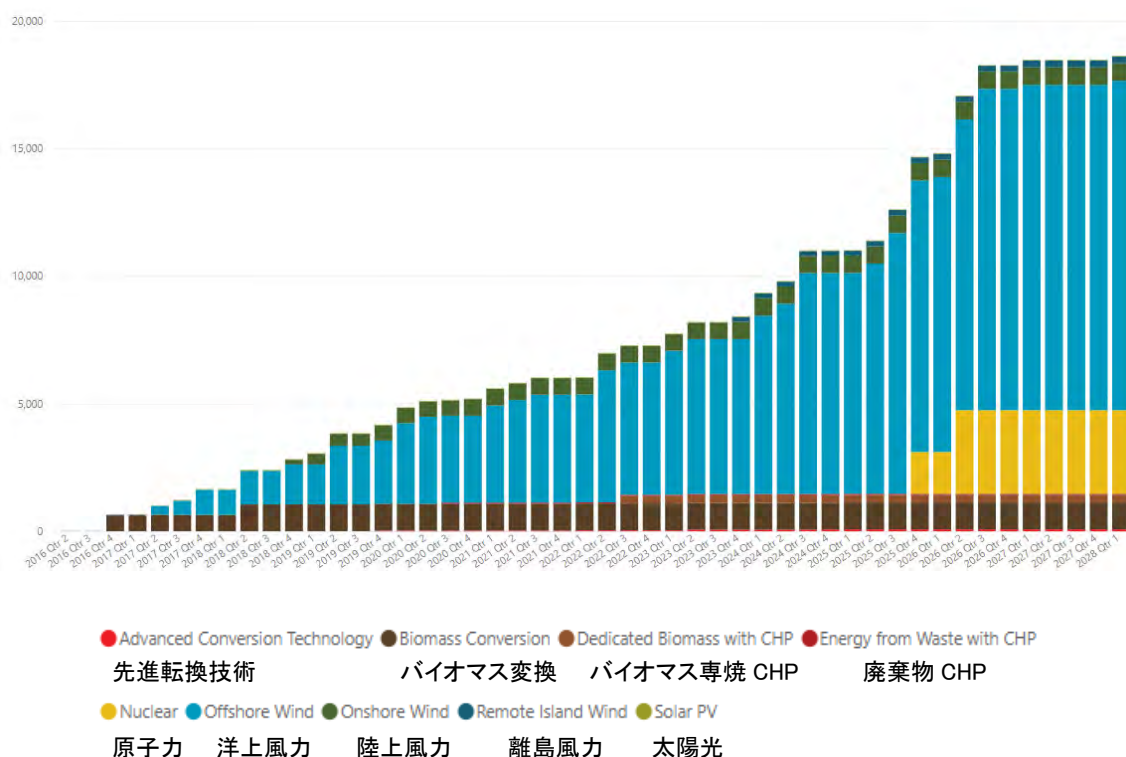


図 6-18 英国 : CfD 設置容量プロフィール

出所) LCCC, “Portfolio Dashboard.”¹⁶⁶

(10) CfD FIT 制度の施行状況

1) 第 1 回アロケーション・ラウンドの結果

2015 年 2 月、エネルギー・気候変動省 (DECC) は、CfD FIT における支援対象プロジェクトを決定する第 1 回アロケーション・ラウンドのオークション結果を公表した。技術、年度、決済価格 (クリアリングプライス) ごとの結果の内訳は下表のとおり。第 1 回アロケーション・ラウンドでは、2015 年度から 2018 年度を運開年度とする計 27 プロジェクトが落札した。

¹⁶⁶ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/cfd/portfolio-dashboards/portfolio-dashboard> (2022 年 3 月 4 日取得)

表 6-24 英国：第 1 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2015 年度運開			2016 年度運開		
	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	120.00	50.00	32.88MW	115.00	79.23	38.67MW
陸上風力	95.00	-	0MW	95.00	79.23	45.00MW
廃棄物 CHP	80.00	-	0MW	80.00	-	0MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	155.00	-	0MW	155.00	-	0MW
先進転換技術	155.00	-	0MW	150.00	-	0MW

再エネ種	2017 年度運開			2018 年度運開		
	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	110.00	-	0MW	100.00	-	0MW
陸上風力	90.00	79.99	77.50MW	90.00	82.50	626.05MW
廃棄物 CHP	80.00	-	0MW	80.00	80.00	94.75MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	140.00	119.89	714.0MW	140.00	114.39	448.00MW
先進転換技術	140.00	119.89	36.00MW	140.00	114.39	26.00MW

注) 2018 年度運開の廃棄物 CHP はストライクプライス上限値の 80 £/MWh での落札
出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “Cfd Auction Allocation Round One”¹⁶⁷

なお、第 1 回アロケーション・ラウンドで落札した 27 件のプロジェクトのうち、2015 年度を運開年度として 50 ポンド/MWh のストライクプライスで落札をした 2 件の太陽光プロジェクト (Wick Farm Solar Park および Royston Solar Farm) は、プロジェクト開発の中止が公表されている。その後、さらに 2 件のプロジェクト (Neart na Gaoithe 洋上ウィンドファームおよび Netly Landfill Solar 太陽光ファーム) の契約が解除となり、2016 年 3 月現在、23 件のプロジェクトがマイルストーン義務を履行した。2016 年夏には、Charity Farm 太陽光プロジェクトが CfD 制度のもとで初めて運転を開始した。

2019 年 2 月末時点の LCCC CFD レジスターによれば、太陽光 2 件 26.67MW、風力 3 件 253.4MW の計 5 件がすでに商業運転を開始している。

2) 第 2 回アロケーション・ラウンドの結果

2016 年 11 月、英国政府は洋上風力を含む未確立技術に 2021 年度および 2022 年度の運開年度ごとに 2 億 9,000 万ポンド (2011 年度価格) の予算を確保し、Budget Notice 案を公表した。2017 年 4 月実施された第 2 回アロケーション・ラウンドでは、ポット 2 と呼ばれる未確立技術を対象として募集が行われたが、第 1 回アロケーション・ラウンドの対象エネルギー

167

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

ギーである太陽光発電や陸上風力発電といったポット 1 の確立済技術が除外された。

2017 年 9 月 11 日に公表された第 2 回アロケーション・ラウンドの結果では、洋上風力発電が合計で約 3.2GW を落札した。第 1 回アロケーション・ラウンドでの洋上風力発電平均落札価格を比較すると、2021 年度運開プロジェクトは 38%、2022 年度運開プロジェクトは 50%低減する結果となった。

政府が定めたストライクプライスの上限値と、第 2 回アロケーション・ラウンドの結果を表 6-25 に示す。

表 6-25 英国：第 2 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2021 年度運開			2022 年度運開		
	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
洋上風力	105.00	74.75	860.00MW	100.00	57.50	2,336MW
バイオマス専焼 CHP	115.00	74.75	85.64MW	115.00	-	0MW
先進転換技術	125.00	74.75	56.31MW	115.00	40.00	8MW

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Contracts for Difference Second Allocation Round Results」¹⁶⁸

3) 第 3 回アロケーション・ラウンドの結果

第 3 回アロケーション・ラウンドでは、ポット 2 の 12 のプロジェクトで合計 5,774GW が落札となった。容量の約 7 割を洋上風力が占めており、ストライクプライスは 2023 年度運開設備は 39.65 ポンド、2024 年度運開設備は 41.611 ポンドと、第 1 回から約 67%引き下げとなる記録的な低価格となった。

第 3 回アロケーション・ラウンドにおいて定められた電源別管理ストライクプライス比、先進転換技術、離島風力、洋上風力でそれぞれ、2023 年度は 65%、52%、29%、2024 年度は 63%、49%、21%の価格削減を実現した。

表 6-26 英国：第 3 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2023 年度運開			2024 年度運開		
	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
先進転換技術	113.00	39.65	27.50MW	111.00	41.611	6.1MW
離島風力	82.00	39.65	225.72MW	82.00	41.611	49.5MW
洋上風力	56.00	39.65	2,612MW	53.00	41.611	2,854MW

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Contracts for Difference Second Allocation Round Results」¹⁶⁹

¹⁶⁸

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁶⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/915678/cfd-ar3-results-corrected-111019.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

4) 第4回アロケーション・ラウンドに向けた提案

2018年7月に、英国政府は再生可能事業に新たな投資を呼び込むため、2019年から隔年で CfD 入札を実施する意向を示した。これに伴い、政府は 2021 年の次回アロケーション・ラウンド実施に向け、2020 年 3 月 2 日に CfD FIT 制度の改正案を公表し、2020 年 5 月 22 日を意見募集期限として、コンサルテーションを実施した¹⁷⁰。

本コンサルテーションの目的は、以下のとおり。

表 6-27 英国：2020 年 3 月公表の CfD FIT 改正コンサルテーションの目的

●ネットゼロの実現 経済全般の法定目標で引き上げられた目標値を推進 ●バリューフォーマネーの達成 政府の支援による再生可能エネルギー発電のコスト削減、および一般家庭及び事業者に安全で適切な価格のクリーンエネルギー供給を実現 ●コミュニティ支援 デベロッパーが地域のコミュニティの声に耳を傾け、エネルギー開発に地方の環境・経済の実情を反映 ●低炭素経済の推進 生産性を上げ、地域の成長促進 ●エネルギーの安全保障の維持 低コストを達成し、低炭素発電網を実現するのに必要な新たな電源の導入推進

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), “Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation, Consultation on proposed amendments to the scheme”¹⁷¹をもとに作成

表 6-28 英国：2020 年 3 月公表の主な CfD FIT 改正案および政府回答

	政府提案	政府回答
第4回アロケーション・ラウンド	・幅広い電源構成を低コストで実現するため、第4回 CfD アロケーション・ラウンド(AR4)には、確立された電源(ポット1)と未確立の電源(Pot 2)の両方の入札を実施	
コミュニティサポート	・事業の意思決定に適宜参加できるよう、再生可能エネルギー開発に関するローカルコミュニティのエンゲージメント及び支援のベストプラクティスを例示	・コミュニティ・エンゲージメントを必要とする、陸上風力に絞った Community Benefit and Engagement Guidance を改訂
Pot 枠組み	・浮体式洋上風力を今後の入札で「未確立の電源(less established technologies)」(ポット2)として分類するか、ポット3に洋上風力を分類し、異なる管理ストライクプライスを伴う電源とすることを提案	・洋上風力プロジェクト向けのポット3を新たに創出

¹⁷⁰ 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁷¹ <https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> (2022 年 3 月 1 日取得)

	政府提案	政府回答
浮体式洋上風力	・浮体式洋上風力の定義を策定	・浮体式洋上風力発電を設置する際の最低水深を 60 メートルから 45 メートルに変更
デリバリーイヤー延長	・新たな低炭素電力プロジェクトを支援できるよう、デリバリーイヤーを 2030 年 3 月 31 日まで延長	・今後のラウンドを考慮し、さらに 2035 年 3 月 31 日まで延長
サプライチェーン計画	・Supply Chain Plan(SCP)プロセスの効果を高めるため、遵守プロセス強化 ・SCP の現行の 300MW のしきい値を引き下げ ・サプライチェーンの二酸化炭素原単位およびその測定・報告方法を検討	・SCP の順守プロセスを強化し開発時事業者のコミットメントの明瞭さ、野心、可測性を高め、コミットメントの実現性を向上 ・Supply Chain Implementation Report 評価を Operational Condition Precedent とする ・SCP のしきい値は現行の 300MW のまま ・カーボンフットプリントについては、今回のラウンドでは変更せず
石炭からバイオマスへの転換	・今後のラウンドから、石炭からバイオマスへの転換を除外	・今後のラウンドから、石炭からバイオマスへの転換を除外
洋上設備の撤去計画	・洋上再生可能エネルギー設備の撤去制度を今後 CfD 制度とリンクさせる方法を検討	・CfD 制度とのリンクは今回は見送り（撤去義務自体は従前の法令及びガイドラインに従って履行される。）
Non-Delivery Disincentive	・実現可能性が高いプロジェクトに確実に支援を与えるため、除外期間・Non-Delivery Disincentive (NDD)の変更、Milestone Delivery Date(MDD)の延長等を提案	・NDD の除外期間を次回のアロケーションラウンドとする ・今後、次回以降の Bid Bond の導入を検討する
今後のラウンドに向けた実務面の変更	・ラウンドの予算影響の算定に使用される評価式変更 ・容量上限または予算の適用方法・管理上のストライクプライス(ASP)の算定方法に柔軟性を持たせる ・制度の運用方法を改善するため、入札設計内でデリバリーイヤーを区別して簡易化	・CfD Allocation Regulations を改正し、一定条件のもと、ラウンド毎に制限値を柔軟に変更可能にする。 ・デリバリーイヤーの運用簡易化については、実施。
ネガティブ価格	・ネガティブ・プライシング発生時のルール変更	・今後の CfD 契約においても、ネガティブ・プライシング・ルールを維持
段階的实施	・規模の経済と市場への新規参入者へとのバランスを取るため、段階的洋上風力プロジェクトの現行の上限 1,500 MW を維持することを提案	・第 4 回アロケーション・ラウンドでは、1,500MW の上限を維持。今後のアロケーション・ラウンドでは再検討
管理ストライク・プライス	・管理上のストライク・プライスの設定方法の変更	・管理上のストライク・プライスの設定方法は現行のまま

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) , “Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation, Consultation on proposed amendments to the scheme”¹⁷²および“Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation”¹⁷³をもとに作成

¹⁷² https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/cfd-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁷³ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/cfd-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf (2022 年 3 月 1 日取得)

2020 年 11 月に政府回答が公表され、第 4 回アロケーション・ラウンドに向けた、以下の一連の改正が決定した。

- 第 4 回アロケーション・ラウンドに 3 回目となる洋上風力単体のポットを導入
- 陸上風力の 2014 Community Benefits and Engagement Guidance for Onshore Wind の改訂
- 浮体式洋上風力プロジェクト単体の定義および管理ストライクプライスの導入
- 今後の CfD アロケーション・ラウンドから石炭からバイオマスへの転換プロジェクトを除外
- 今後の CfD 契約に関して、前日電力市場価格がネガティブの場合に CfD 発電事業者への支払いが発生しないネガティブ・プライシング・ルールの延長
- 既存の Supply Chain Plan (SCP) プロセスの強化
- CfD アロケーション・ラウンドの運用への技術的変更導入

この後英国政府は、2020 年 11 月に追加のコンサルテーションを実施しているが、その主な目的は、Supply Chain Policy を強化することと、2020 年 3 月のコンサルテーションの政府回答を CfD 契約に反映させることである。これ以外にも、浮体式洋上風力発電プロジェクトを段階的实施を行わない点を含む、以下について再度意見募集を行っている。

表 6-29 英国：2020 年 11 月公表の CfD FIT コンサルテーションの主な項目

サプライチェーン	・開発事業者のコミットメントの明瞭さ、意欲、可測性を高めるよう設計された、Supply Chain Plan Policy への変更。 ・発電事業者の SCP のコミットメントを頻繁かつ定期的にモニター ・発電事業者は SCP を Milestone Delivery Date までに提出 ・稼働評価前に Supply Chain Implementation Report を提出し、認証を受ける ・前項の認証が CfD Operational Condition Precedent となる ・SCP のモニタリングおよび評価は BEIS または LCCC が実施
段階的实施	・浮体式洋上風力プロジェクトには段階的实施を拡大しない
浮体式洋上風力	・CfD 契約上の浮体式洋上風力の取扱いについて ・浮体式洋上風力の Longstop Period を 12 か月とする ・Required Installed Capacity を Installed Capacity Estimate の 95%とする ・浮体式洋上風力を Eligible Low Capacity Facility の定義に組み込む ・Operational Condition Precedent (稼働先行条件)により、プロジェクトが法的要件を充足していることを証明する
ネガティブ価格	・CfD 契約における間欠性発電事業者のネガティブ価格発生時のルール変更
石炭からバイオマス転換	・今後の CfD アロケーション・ラウンドから新設のバイオマスへの転換を除外するという政府の決定反映し、CfD 契約を変更
Milestone Delivery Date	・CfD 契約の Milestone Delivery Date を 18 か月に変更。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), “Changes to Supply Chain Plans and the Contracts for Difference (CfD) contract: consultation document”¹⁷⁴をもとに作成

6.3 再生可能電力支援制度の施行状況

6.3.1 再生可能発電の導入状況

英国の再生可能発電比率は、2002 年の 2.9%から 2020 年には 38.7%まで増加している。この主な要因は、陸上風力と洋上風力の発電量の増加である。2020 年の再生可能発電量は 134.6TWh であったが、そのうち陸上風力が 34.7TWh（約 25.8%）、洋上風力が 40.TWh（約 30.2%）を占めている。

2002 年以降の再生可能発電量と再生可能電力比率の推移は下図のとおり。

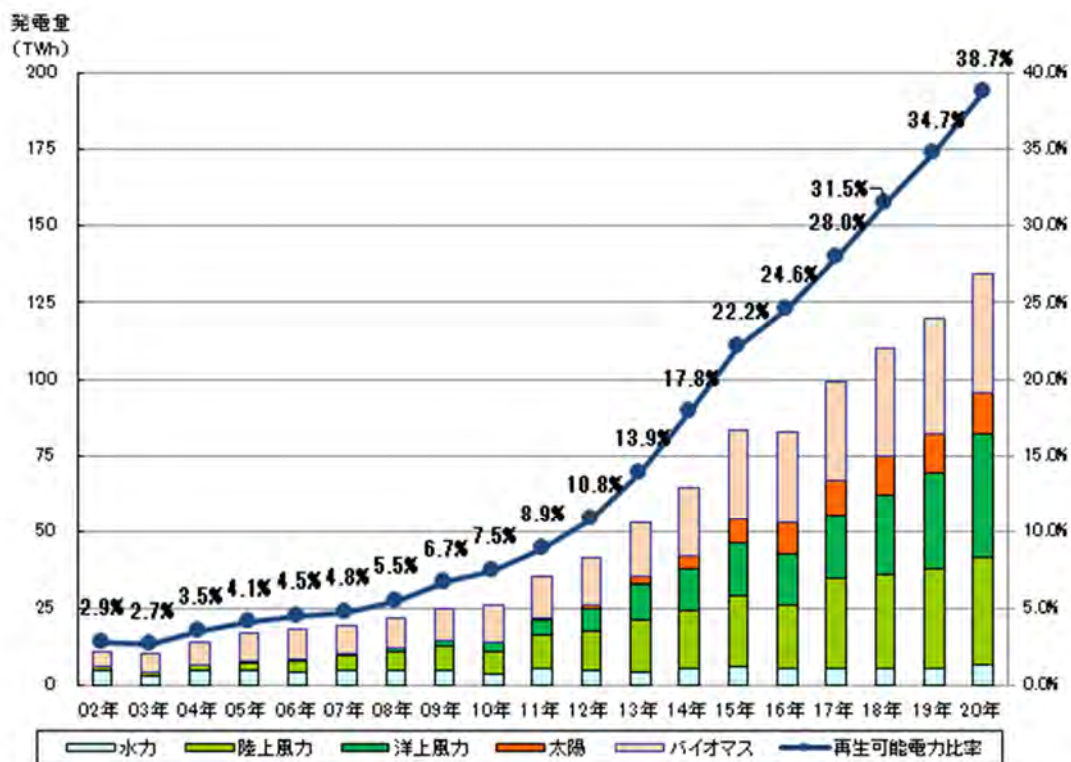


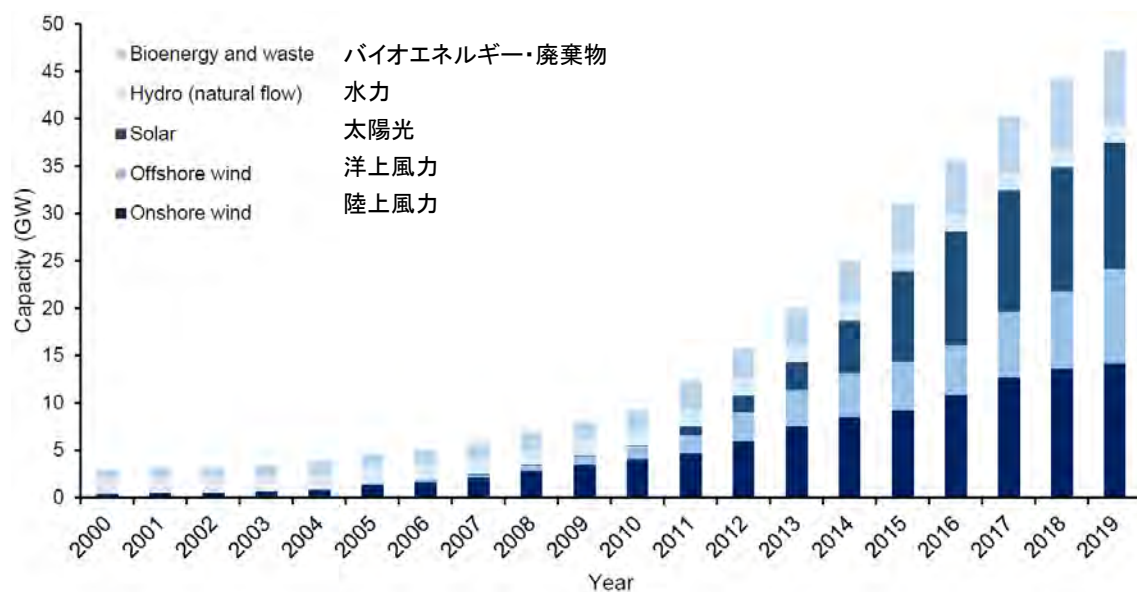
図 6-19 英国：再生可能電力発電量の推移（2002～20 年）

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS），“Digest of UK Energy Statistics (DUKES) 2021”¹⁷⁵より作成

再生可能発電容量についても、2019 年末に 47.4 GW と、2018 年の 44.4 GW から 6.9%の増加となった。2011～17 年には太陽光発電の導入容量が急増したが、近年の設備容量増加は主に洋上風力発電となっている。

¹⁷⁵ <https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>（2022 年 3 月 4 日取得）

【累積設備容量(GW)】



【単年増加設備容量(GW)】

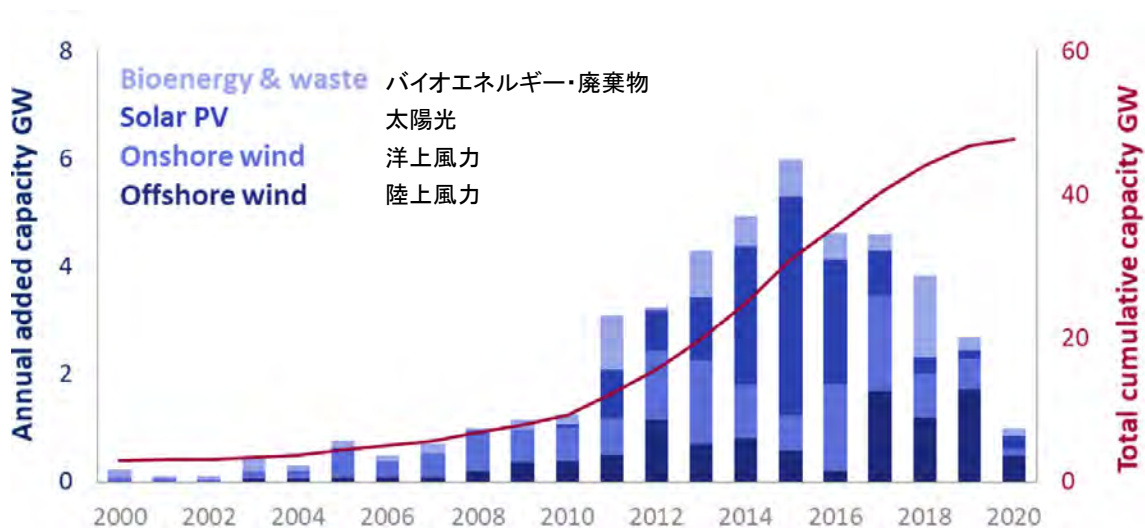


図 6-20 英国：再生可能発電設備の設備容量推移

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), "Energy Trends: March 2021"¹⁷⁶および "Digest of UK Energy Statistics Annual data for UK, 2020"¹⁷⁷

¹⁷⁶

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/976000/Energy_Trends_March_2021.pdf (2022年3月4日取得)

¹⁷⁷ <https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2021> (2022年3月4日取得)

6.3.2 環境・社会義務に伴う費用の国民負担の動向

英国では、再生可能エネルギーを支援する賦課金は小売事業者間で平準化され、電力料金に上乗せされ電力需要者負担となる。但し、各需要家への賦課方法は小売事業者の裁量に委ねられており、賦課金単価は算定されていない。卸電力事業者は、Electricity Supply Standard License Condition 19A において、発電および電力供給における事業活動の収入、費用、および利益といった情報に関する Consolidated Segmental Statement をウェブ上で公表することが義務付けられているため、公表値から Ofgem は一般家庭の平均電力料金に占める各費用項目の内訳を下図のとおり算定している。事業者が公表した総費用および総顧客数を用いて算定されているため、料金の種類（電力のみか電気・ガスセットか）等は反映されておらず、概算となる。2021 年 8 月時点で、環境・社会義務費用は全体の 25% 程度を占めている。環境・社会義務費用に含まれるのは、発電事業では EU ETS や CPF（CO₂ 排出価格の下限值）といった排出関連制度であり、卸売事業では CfD、CM（容量市場）、ECO（大規模電力供給事業者による一般家庭向け省エネ推進義務）、WHD（Warm Home Discount¹⁷⁸）といった社会制度の管理、LEC（賦課金免除証書）、AAHEDC（配電費用が高いエリア¹⁷⁹の支援）といった制度である。

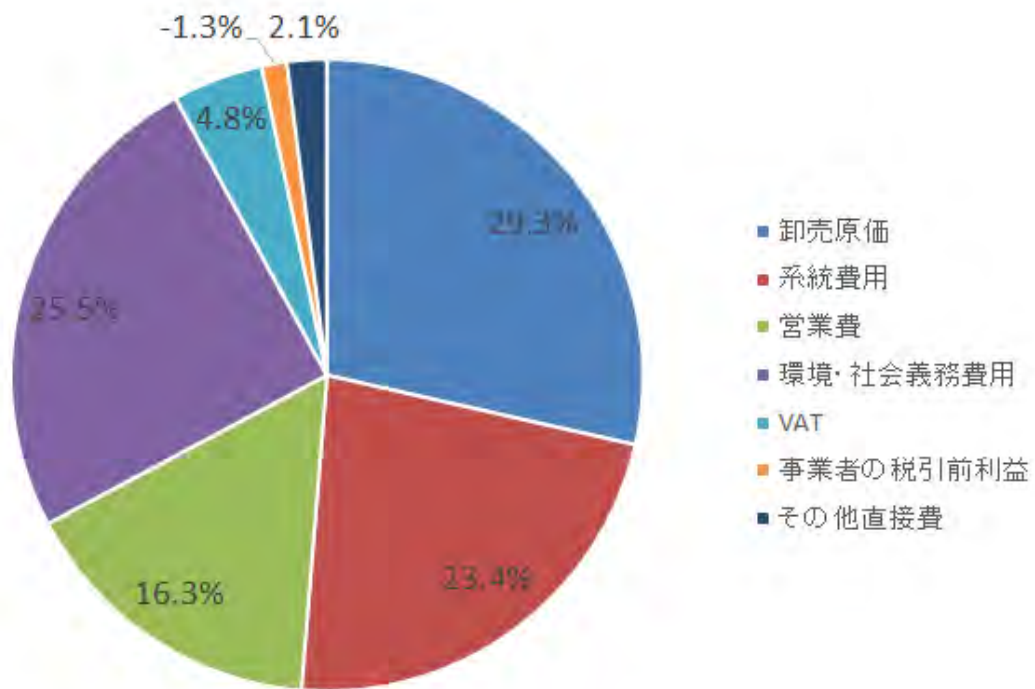


図 6-21 英国：一般家庭の平均電力料金の内訳（2021 年 8 月時点）

出所）Ofgem, “Breakdown of an electricity bill,”¹⁸⁰をもとに作成

¹⁷⁸ 燃料貧困層向けの電気料金割引制度。

¹⁷⁹ 現在は北スコットランドのみが指定されている。

¹⁸⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/all-available-charts>（2022 年 3 月 4 日取得）

6.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ

6.4.1 小規模 FIT 制度の概要

以下では、2010 年 4 月より施行され、2019 年 3 月末に新規申請受付を終了し、制度終了となった、小規模発電設備を対象とした固定価格買取制度（以下、小規模 FIT 制度）について、制度設計と施行状況を紹介する。

(1) 小規模 FIT 制度の根拠法令

1989 年電力法 (*Electricity Act 1989*) [2008 年エネルギー法により改正]

・2008 年エネルギー法 (*Energy Act 2008*)

※これまでの政令 (Order) の改定履歴は表 6-31 を参照

2008 年エネルギー法では、小規模 FIT 制度に関連して、エネルギーに関する国務大臣に対し、表 6-30 の権限を付与している。

表 6-30 英国：小規模 FIT 制度に関するエネルギー国務大臣の権限

i) 国務大臣が 2008 年エネルギー法 第 42 条で定める手続きを踏んで修正可能な事項 ・供給事業者の小規模低炭素発電事業者(もしくは代行者となる Ofgem)への支払いを命じる こと <買取義務を設定可能> ・上記支払いの計算方法 <買取価格を設定可能> ・支払い額を年率で低減させていく算式 <年率の買取価格逡減メカニズムを設定可能> ・支払いをやめる、もしくは減額させる状況 <買取期間等を設定可能> ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 41 条(3)、及び第 42 条 ⇒ <u>コンサルテーションの実施、及び修正草案の議会での承認手続きが必要</u>
ii) 国務大臣が命令 (Order) により修正可能な事項 ・対象とする小規模低炭素エネルギー源および技術のリストの変更 (対象設備要件の 5,000kW 以下への絞込みも可能) ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 41 条(6) ・2008 年エネルギー法 第 41 条で規定している事項以外の関連した修正を行う場合 ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 43 条(3) ⇒ <u>命令案を議会に提出し、承認を得る手続きが必要</u>
iii) 修正には制定法(電気事業法)改正が必要な事項 ・買取対象とする設備の 5,000kW 以下というしきい値の拡大 ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 41 条(4)

出所) 2008 年エネルギー法¹⁸¹をもとに作成

2008 年エネルギー法制定以降、主な小規模発電向け FIT 制度の改定の動向は、下表のとおりである。

¹⁸¹ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 6-31 英国：小規模 FIT 制度にかかる法令の主な改正履歴

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	FIT 賦課金額
2008 年 11 月	Energy Act 2008, Chap.32 Sec.41-43	- エネルギー国務大臣に対して、電力供給事業者の標準ライセンス要件等を改正する等の FIT スキームを導入する権限を規定 - FIT の支援対象は政令で指定する 5MW 以下の小規模発電設備	2008 年 6 月にイギリス政府が公表した 2020 年の再生可能エネルギー目標達成のための導入戦略に関するコンサルテーションで、実施中の RPS 制度の有効性は評価しつつも、エネルギー業界以外のコミュニティ・個人が設置する「小規模の再生可能発電設備に対するより効果的な金銭的支援」のオプションとして FIT 制度を検討	
2010 年 4 月	Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order 2010 <i>(SI 2010 No. 678)</i>	- FIT 制度の制定法および法的根拠 - ライセンスを保持する電力供給事業者は、再生可能電力の小規模発電事業者に規定の買取価格を発電量に応じて支払う		0.14 億ポンド (2010 年度)
2011 年 2 月	Comprehensive Review	- 買取価格レベル、エネルギー効率要件、コストコントロールメカニズム、スキーム管理課題などの幅広い分野に関して 2 回に分けて見直し - レビューの第 2 フェーズは、FIT 開始 3 年目 (2012 年度) に実施	当初は 2010 年度から 2 年間は発電価格 (買取価格) を維持する方針を示していたが、2010 年 10 月に公表の政府の歳出見直しを受けて、2011 年末までに制度レビューを行うことを決定	
2011 年 3 月	Fast track review	- Comprehensive Review とともに、Fast-Track Review を開始 - レビューを受けて 2011 年 8 月以降設置の大規模 (50 kW 超)・地上設置型太陽光プロジェクトの買取価格を引き下げ、2011 年 10 月以降設置の嫌気性消化 (500kW まで) プロジェクトの買取価格を引き上げ	- 上記の歳出見直しでは、制度の費用効率化の取り組みと、2014 年度に 4,000 万ポンド (10%) の費用削減を実現させる必要性を指摘 - 緊急見直しで、予期せぬ大規模太陽光設備普及の原因は、設備コストが予想以上に低減されたことが要因とし、制度開始前に行なったシミュレーションより 30% 近く設備コストが安価になったと評価	
2011 年 5 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment) Order 2011 <i>(SI 2011 No. 1181)</i>	- FIT Order 2010 を修正し明確化 - FIT の適格設備の特定最大容量の測定基準を変更 - 水力発電に関して、認定容量 (50 kW 以下) 認定の適格日を規定 - RO 制度から FIT 制度への移行を希望する発電事業者の通知期間を 2010 年 10 月 1 日から 2011 年 10 月 1 日に延長 - FIT スキームの認定を求める設備が公的な資金の交付を受けた場合の除外規定		1.51 億ポンド (2011 年度)
2011 年 8 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.2) Order 2011 <i>(SI 2011 No. 1655)</i>	50 kW 以下の水力発電所が FIT の認定を受ける際の臨時規定の適用期間を 2012 年 3 月 31 日までに延長 - 認定された FIT 設備の買取価格コードの割り振り、および FIT 買取価格の表を年次公表する際のインフレ率による調整に関連した Ofgem の権限を変更		
2011 年 10 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.3) Order 2011 <i>(SI 2011 No. 2364)</i>	- 設備拡張による拡張分は別途対象設備として扱われ、FIT 交付を受ける場合には、拡張分と既存分を合わせた容量をベースに買取価格コードを割り当て - 既存設備の確認日から 1 年までに稼働開始した認定 FIT 設備の拡張を、元の設備の一部として取扱い	比較的に大きな設備を建設する際に、設備を小分けにして段階的に申請することによって、小規模に対する固定価格 (大規模より高い固定価格) を得ようとする事例が見受けられたことへの対応	
2012 年 3 月	Consultation Phase1 (2011/10/31~12/23)	- 新規太陽光設備および増強標準太陽光設備の買取価格を 2012 年 3 月 3 日以降引き下げ - 新たなエネルギー効率要件 (EPC 等級のレベル D 以上) の導入 - 複数設置 (単一の所有者が複数の敷地設備を有する) 者向け買取価格が適用となるしきい値を、25 基以上の事業者引き上げ	FIT 制度の開始時よりも世界的に太陽光の設置コストが劇的に低下したことや他の要因を受けて、当初に想定していたよりも太陽光発電者に多くの収益がもたらされていると評価されたため	

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	FIT 賦課金額
2012 年 4 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment) Order 2012 <i>(SI 2012 No. 671)</i>	発電容量 50 kW 以下である水力発電所が FIT 認定を受ける臨時規定の適用期間を 2013 年 3 月 31 日までに延長		5.06 億ポンド (2012 年度)
2012 年 8 月	Comprehensive Review Phase 2A (2012/2/9～4/3)	2012 年 7 月以降の新規設備の太陽光買取価格の引き下げを提案 - 太陽光買取価格の通減メカニズムを Ofgem は四半期ごとに規定 2012 年 7 月 1 日以前の適格日である太陽光 PV 設備の売電価格は 4.5p/kWh まで引き上げられ、買取価格期間は 25 年から 20 年に短縮 - 新規太陽光設備の発電買取価格は小売物価指数をベースとした指標にリンク	- 太陽光の設置コストは劇的に低下し続けている一方で、政府予算は一定であるため、このようにダイナミックに変動する太陽光に対して自動的に予算運営が行えるようなメカニズムの導入が必要と判断 2011 年末までに、予測した 116MW を大きく上回る 900MW 超となり、2012 年 3 月末までには 1.3GW まで拡大すると見込まれ、25 年間にわたる累積支援額が 70 億ポンドにものぼると試算されたため	
2012 年 8 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.2) Order 2012 <i>(SI 2012 No. 1393)</i>	2012 年 8 月 1 日以降の新規太陽光設備に適用の買取価格の引き下げ - 太陽光設備に適用される四半期ごとに通減した FIT 買取価格の表を公表する業務を Ofgem に義務付け - 太陽光設備の導入に関する四半期ごとのデータを公表することをエネルギー国務大臣に義務付け（このデータは、次の四半期に適用される FIT 買取価格を算定する際に、Ofgem が利用） 2012 年 8 月 1 日以降の適格日である太陽光設備の売電価格は 4.5 ペンス/kWh まで引き上げられ、買取価格期間は 25 年から 20 年に短縮	2012 年 2 月から実施の Comprehensive Review Phase 2A に基づく改正	
2012 年 10 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.3) Order 2012 <i>(SI 2012 No. 2268)</i>	発電容量 50 kW 以下の水力発電所が FIT 認定を受ける際の条項適用時の時間的制限を解除		
2012 年 12 月	The Feed-in Tariffs Order 2012 <i>(SI 2012 No.2782)</i>	- FIT Order 2012 は、FIT Order 2010 と制度開始以降の改正令を取りまとめて、以下の既存 Order を廃止 S.I. 2010/678、S.I. 2011/1181、S.I. 2011/1655、S.I. 2011/2364、 S.I. 2012/671、S.I. 2012/1393、S.I. 2012/2268 - エネルギー国務大臣に太陽光（既に情報公開済み）以外のエネルギー源を使用した適格設備の導入に関するデータ公表を義務付け		
	Comprehensive Review Phase2B (2012/2/9～4/26)	- 嫌気性消化、水力、CHP、風力の買取価格改定 - 嫌気性消化、水力、CHP、風力の買取価格通減メカニズム導入 - ROO-FIT 認定設備およびコミュニティの太陽光プロジェクトに買取価格保証に伴う事前認定制度を導入 - エネルギー効率要件からコミュニティエネルギースキームと学校を免除する条項に伴い、コミュニティの定義の確認	コンサルテーション実施時（2011 年度末）に、FIT 制度施行以来 2 年近くが経過し、事業環境も変化したことから太陽光以外の技術についても発電価格を中心に見直しの必要性があるとされたため	6.91 億ポンド (2013 年度)
2013 年 7 月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2013 <i>(SI 2013 No.1099)</i>	- FIT ライセンス保持者がライセンス取り消しとなった場合、または破産した場合の FIT 発電事業者の処遇を規定 - 期間平準化の未払いから生じたコストの相互化に関する条項を規定		
2013 年 12 月	Energy Act 2013	買取対象とする対象設備の設備容量上限を 5MW から 10MW に引き上げる根拠法の改正	設備容量 5MW 超の地方共同体による再生可能エネルギー発電設備は、現行の大規模発電施設向けの支援制度である RPS 制度（RO 制度と呼ばれる）よりも手続きが複雑となる差額契約型 FIT への参加が難しいと考えられ、地方共同体によるこうした発電設備を固定価格買取制度の対象に含めることを意図した改正	

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	FIT 賦課金額
2014 年 7 月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2014 (SI 2014 No.1061)	● 特定の水力発電所について、Ofgem が認可した一次認定の取り下げ許可について規定	● 一定の条件が重なった場合に、事前認定を受けた水力発電事業者に意図された発電価格が適用されないことあり、これを修正	8.66 億ポンド (2014 年度)
2014 年 10 月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) (No.2) 2014 (SI 2014 No.2865)	● FIT の通減メカニズムに関して、地上設置型太陽光設備・50kW 超の地上設置型以外の太陽光設備を Standard Conditions of Electricity Supply Licenses 2014 の改正を反映して、分割	● 太陽光に適用する支援価格の通減と設備種別のコスト削減幅とをリンクさせるための改正	
2015 年 1 月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2015 (SI 2015 No.35)	● FIT の管理面、特にコミュニティ機関所有の設備運営に関する改正（事前認定期間） ● 地上設置型太陽光の定義を規定することに伴う改正	● 5MW 以下の再生可能発電設備の所有権を民間からコミュニティへ 100% または一部シフトを促す改正	
2015 年 9 月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) (No.2) 2015 (SI 2015 No1659)	● 2015 年 9 月 30 日で事前認定を終了する件に伴う改正	● FIT レビューに伴う通減実施前の駆け込み申請の影響を抑制すべく、2015 年 10 月からは運開を迎え、正式な申請をした日の料率を適用	11.1 億ポンド (2015 年度)
2015 年 12 月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) (No.3) 2015 (SI 2015 No.2045)	● 発電価格のレベルを改正し、全体の容量を四半期毎に制限する形のコスト管理メカニズムを導入	● 賦課金管理枠組み（LCF）で著しい支出超過が予測されることから、消費者負担の電気料金への影響削減を目的とした。	
2016 年 3 月	The Feed-in Tariffs (Amendment) Order 2016 (SI.2016/319)	● 認定資格の定義改正 ● MCS による認証設備（50kW 以下）についても、事前認定申請の有効期限を明確化し、設備の導入量に上限を設ける		
2017 年 3 月	The Feed-in Tariffs (Amendment) Order 2017 (SI.2017/131)	● 嫌気性消化（AD）の買取価格を改定し、導入上限（キャップ）とともに四半期毎のデフォルト通減料率を変更 ● ライフサイクル温室効果ガス排出削減を順守し、原料を調達する場所を制限するため、新設 AD 設備向けの要件を導入 ● 生産されたバイオガスの 50%未満が廃棄物または残さからのものである AD からの発電設備の所有者への支払いを制限する ● マイクロ CHP の支援を本制度のコスト管理メカニズムに組み込む	● AD 及びマイクロ CHP は、その複雑性から 2015 年のコスト管理メカニズムには盛り込まれなかったもので、今般の改正となった。 ● 同様に、コスト管理においても他の電源と同様のアプローチをとり、CHP の導入容量に上限を設けるほか、AD に四半期ごとのデフォルトの通減を導入する。 ● 持続可能性基準と原料制限についても、他の再生可能補助制度を踏まえたアプローチとなっている。	12.8 億ポンド (2016 年度)
2018 年	The Feed-in Tariffs and Contracts for Difference (Amendment) (EU Exit) Regulations 2018 (SI.2018/1092)	● EU 法の不履行、および欧州連合から英国が脱退することにより生じる他の瑕疵に対処するため、European Union (Withdrawal) Act 2018 における権限を使用し策定 ● FIT に関しては、Energy Act 2008、CFD に関しては、Energy Act 2013 の 2 つの規則を改正する ● 本措置により、英国が欧州連合の加盟国として参照されることがないよう、関連法令を改正	● 本法令は、英国が欧州連合の加盟国から離脱する結果生じる瑕疵を修正する。FIT・CFD の運用、資金供与の方法を変更するものでなく、関連当事者に新たな責務および義務を負わせるものではない。	13.8 億ポンド (2017 年度)
2018 年	The Feed-in Tariffs (Closure, etc.) Order 2017 (SI.2018/1380)	● 本法令により、2019 年 3 月 31 日付の新規 FIT 申請受付終了と、新規申請の一部期限付き延長を定める ● エネルギー集約型産業（EII）需要家に供給する電力の年間平準化支払い額の算定からの免除など、制度の管理運営上の変更を一部導入	● 需要家の負担額を抑えるため、FIT 終了が決まったが、小規模低炭素発電については引き続き支援の必要がある。このため、当該発電の新規申請を一部期限付きで延長し、これに伴う 2019 年 4 月 1 日以降の買取価格の決定方法を定める。 ● FIT 制度の廃止は、現行の認定設備には影響がない。発電事業者は、引き続き発電価格と売電価格の両方を支援期間受け取ることが可能である。	

出所）英国政府ウェブサイトから取得の各法令¹⁸²をもとに作成

¹⁸² <http://www.legislation.gov.uk/>（2022 年 3 月 1 日取得）

(2) 義務対象者

英国の小規模 FIT 制度では、供給ライセンスに基づき、電力小売事業者（供給ライセンス保有者）に買取の義務が課せられる。但し、適格な小規模再生可能エネルギー発電設備から電力の買取を義務付けられるのは、前年の 12 月 31 日時点で 250,000 軒以上の顧客を有する電力小売事業者となっている。2019 年度に該当するのは、14 事業者であった。

買取義務対象とならない顧客数 250,000 軒未満の供給ライセンス保有者については、直接的な買取の義務は生じないものの、最終的には平準化スキームを通じて制度費用の負担を行うことが義務付けられる。一方で、自主的に買取のスキームに参加することも可能である。この際も、50kW 以上の発電設備からの固定価格買取の申し出については、断る余地が残されていた。

(3) 対象エネルギー源

買取義務の対象となるエネルギー源および発電設備の要件は、表 6-32 のとおり。

表 6-32 英国：小規模 FIT 制度の対象エネルギー源、設備要件

【買取対象となるエネルギー源】

- 太陽光発電
- 風力
- 嫌気性消化
- 水力

※上記の再生可能エネルギーに加えて、マイクロコジェネ（パイロット）（発電容量 2kW 以下）も買取対象のエネルギー源

【対象発電設備要件】

- ◆ 50kW 未満の上記の対象エネルギー源による発電設備
- ◆ 2009 年 7 月 15 日以降に稼働開始した 50～5,000kW の上記の対象再生可能エネルギー源による発電設備

出所）電力・ガス市場規制局（Ofgem）、"About the FIT scheme"¹⁸³をもとに作成

なお、上記のエネルギー源に加えて、2008 年エネルギー法上では、命令（Order）にて小規模 FIT 制度の対象である「小規模低炭素発電」について、より広いエネルギー源を対象としていた（表 6-33）。

表 6-33 英国：小規模 FIT 制度で Order にて対象にできるエネルギー源、設備要件

- 1) 以下のエネルギー源・技術にすべて、もしくは主に依存している発電電力
 - ・バイオマス
 - ・バイオ燃料
 - ・燃料電池
 - ・太陽光発電
 - ・太陽熱
 - ・地熱
 - ・水力（波力および潮力を含む）
 - ・風力
 - ・コジェネ（50kW 以下の発電容量）
- 2) 「規定の最大容量」を超過しない設備による発電電力
 - ・「規定の最大容量」は、国務大臣が命令（Order）によって定める（但し、10MW 以下）

出所）2008 年エネルギー法¹⁸⁴をもとに作成

表 6-33 のエネルギー源のうち、地熱、バイオ燃料等は、現時点での技術の成熟度を考慮

¹⁸³ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme>（2022 年 3 月 1 日取得）

¹⁸⁴ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents>（2022 年 3 月 1 日取得）

して、制度施行の 2010 年度以降、買取対象となるエネルギー源には含まれていない。2011 年 1 月に実施した当時の所管省であるエネルギー・気候変動省（DECC : Department of Energy and Climate Change）へのヒアリング調査では、この理由について、イギリスの FIT 制度は小規模発電設備を対象としており、主な参加者として個人家庭やコミュニティを想定しているため、対象エネルギー源は、信頼性の高い技術のみを採用して、未成熟な技術を支援対象に入れないという設計を行ったとの回答であった。

なお、2013 年 12 月に可決したエネルギー法において、制度の対象とする「最大容量」が 10,000kW に引き上げられたが、この根拠法に対応した命令（Order）は出されていない。

(4) 買取対象とする電力

英国の小規模 FIT 制度では、対象となる小規模発電設備の所有者は、以下のとおり、発電量全量について固定価格での買取を受ける権利を有している。

- 供給事業者から発電量（kWh）に対して固定価格での支払いを受ける〔発電価格〕
 - 供給事業者に対して、保証された価格で余剰電力の売電が可能〔売電価格（export tariff）〕
- ※上記の発電価格に追加で付与

そのため、系統に送電していない自家消費分についても、固定価格での支援を受けることができる。一般家屋所有者または自家発電事業者は、規定の発電価格、売電価格を受け取ることに加えて、用地内において発電された電力を自家消費することで、買電する電力量を削減するメリットも生じる。一般家庭に設置した設備容量 4kW 以下の太陽光発電設備に対する制度開始当初の価格支払いのイメージは、図 6-22 のとおりである。

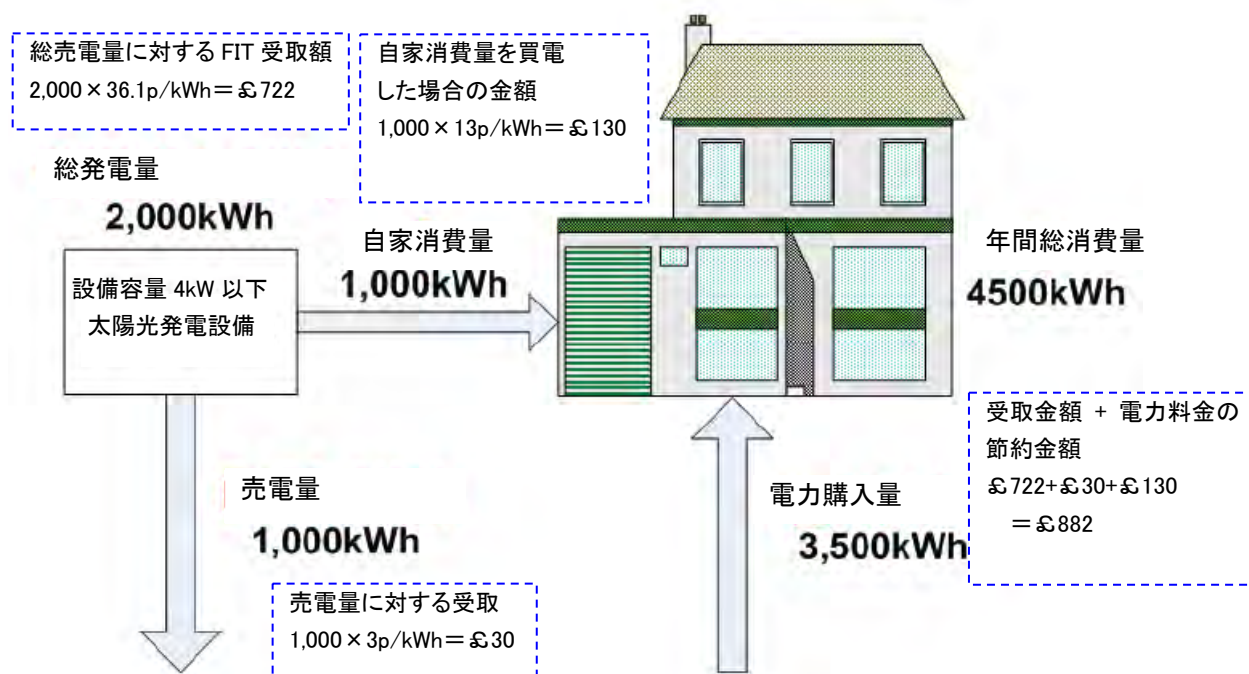


図 6-22 英国：小規模 FIT での FIT 支払いのイメージ（2010 年度適用価格）

出所）エネルギー・気候変動省（DECC）の公表資料より作成

この例では、年間発電量 2,000kWh のうち 1,000 kWh を自家消費し、残りの 1,000 kWh を供給事業者に売電する場合、総発電量 2,000 kWh に対して 1 kWh あたり 36.1 ペンスが支払われる。さらに系統への送電量 1,000 kWh には 1 kWh あたり 3 ペンスの支払いを受けることができる。また、自家消費した分を買電したと仮定すると、自家消費量の 1,000kWh 分について、1 kWh あたり 13 ペンスの支払いを節減できたことになる。従って、FIT 制度に伴う発電価格、売電価格の受取 752 ポンドに加えて、買電電力量の削減に伴うメリット（130 ポンド）も享受できる。

なお、上述のように自家消費をする発電量分も買取対象として支援を受けるためには、原則として、発電量メーターと売電量メーターが必要となる。発電量メーターの設置費用は通常、発電設備所有者負担となる。

(5) 買取価格

英国の小規模 FIT 制度では、発電量に対して支払われる「発電価格」と余剰電力売電量に対して支払われる「売電価格」が設定される。「発電価格」については、買取対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく買取価格が設定されている。

なお、買取価格の設定にあたっては、好立地の設備において、約 5～9% の投資収益率 (ROI) が期待できる水準となるように価格を設定している。

買取期間については、制度施行当初は太陽光発電が 25 年間、その他の対象再生可能エネルギー源が 20 年間、非再生可能エネルギーのコジェネは 10 年間とされた。2012 年 8 月 1 日施行の改正により、それ以降認定された太陽光発電設備の買取期間を 20 年間に短縮した。なお、RO 制度から移行する 2009 年 7 月 14 日以前に認定を受けた既設の小規模発電設備については、2027 年で買取期間が終了となる。

供給事業者が遵守すべき標準ライセンス要件（以下、標準電力供給ライセンス要件）で規定された買取価格について、直近の動向をとりまとめる。

1) 売電価格

売電分については、保証された「売電価格」での売電か、自由化市場での価格交渉による売電を選択することが可能であった。発電価格同様、売電価格も小売物価指数に応じた物価スライド制が毎年適用され、発電者は、年間ベースで売電価格制度への参加または脱退を選択できるようになっていた。

売電価格は、制度を開始した 2010 年度には 3.0 ペンス/kWh の価格が適用され、2011 年度には小売物価指数に比例して 3.1 ペンス/kWh の価格が適用された。その後、2012 年に制度見直し (FIT Review) の結果を受けて改定がなされ、太陽光発電は 2012 年 8 月 1 日、その他エネルギー源は 12 月 1 日以降の認定設備から、売電価格が 4.5 ペンスに引き上げられた。2013 年度以降も小売物価指数に応じて物価スライド制が毎年適用された。

表 6-34 英国：小規模 FIT 制度で適用された売電価格の推移

太陽光発電設備

期間		売電価格(kWh)	
		2012/7/31 までの 認定設備	2012/8/1 以降の 認定設備
2010 年度	4/1～3/31	3.00 ペンス	—
2011 年度	4/1～3/31	3.10 ペンス	—
2012 年度	4/1～3/31	3.20 ペンス	4.50 ペンス
2013 年度	4/1～3/31	3.30 ペンス	4.64 ペンス
2014 年度	4/1～3/31	3.39 ペンス	4.77 ペンス
2015 年度	4/1～3/31	3.44 ペンス	4.85 ペンス
2016 年度	4/1～3/31	3.48 ペンス	4.91 ペンス
2017 年度	4/1～3/31	3.57 ペンス	5.03 ペンス
2018 年度	4/1～3/31	3.72 ペンス	5.24 ペンス
2019 年度	4/1～3/31	3.82 ペンス	5.38 ペンス
2020 年度	4/1～3/31	3.90 ペンス	5.50 ペンス
2021 年度	4/1～3/31	3.95 ペンス	5.57 ペンス

太陽光以外の発電設備

期間		売電価格(kWh)	
		2012/11/30 までの 認定設備	2012/12/1 以降の 認定設備
2010 年度	4/1～3/31	3.00 ペンス	—
2011 年度	4/1～3/31	3.10 ペンス	—
2012 年度	4/1～3/31	3.20 ペンス	4.50 ペンス
2013 年度	4/1～3/31	3.30 ペンス	4.64 ペンス
2014 年度	4/1～3/31	3.39 ペンス	4.77 ペンス
2015 年度	4/1～3/31	3.44 ペンス	4.85 ペンス
2016 年度	4/1～3/31	3.48 ペンス	4.91 ペンス
2017 年度	4/1～3/31	3.57 ペンス	5.03 ペンス
2018 年度	4/1～3/31	3.72 ペンス	5.24 ペンス
2019 年度	4/1～3/31	3.82 ペンス	5.38 ペンス
2020 年度	4/1～3/31	3.90 ペンス	5.50 ペンス
2021 年度	4/1～3/31	3.95 ペンス	5.57 ペンス

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト¹⁸⁵をもとに作成

2) 発電価格

英国の小規模 FIT 制度における発電価格は、2011 年度以降、小売物価指数に連動して毎年度、変更された。制度開始当初は、2010 年度から 2 年間は発電価格の通減を行わず、当初の発電価格を維持する方針が示されていた。また、買取価格の見直しを含む最初の制度レビューを 2013 年に実施し、それ以降は 5 年ごとのレビュー実施を予定していた。

しかしながら、2010 年 10 月に公表された政府の歳出見直し (Spending Review) を受け、2011 年末までに最初のレビューを実施することが決定した。本レビューでは、制度のコスト効率化への取り組みと、2014/15 年度に 4,000 万ポンド (10%) のコスト削減を実現する必要があるとされた。

2011 年に実施されたレビューの結果として、2011 年度中に、50kW 超の太陽光発電及びバイオマス (嫌気性消化) 発電設備の発電価格が急ぎ改定された。以降、太陽光発電設備を

¹⁸⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (2022 年 3 月 1 日取得)

中心に発電価格の改定が数次にわたって行われ、その過程で出力区分帯等も変更となった。

以下では、太陽光発電以外と太陽光発電にわけて、2017 年度以降に適用された発電価格を整理する。

ア) 太陽光発電以外

2017 年度に稼働開始する風力、水力、嫌気性消化発電、コジェネに適用される発電価格、売電価格を表 6-35 に示す。四半期ごとに、直近の導入量に応じて価格が逓減する仕組みが導入されており、嫌気性消化発電の発電価格が大きく逓減している。

表 6-35 英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光以外）の発電価格（2017 年度以降）

単位：ペンス/kWh

●2017 年度稼働設備

技術	設置規模	2017/4/1 ～2017/6/30	2017/7/1 ～2017/9/30	2017/10/1 ～2017/12/31	2018/1/1 ～2018/3/31
風力	50 kW 未満	8.73	8.67	8.60	8.19
	50-100 kW	5.15	5.12	5.08	4.83
	100-1,500 kW	3.35	3.00	2.69	2.31
	1,500 kW 以上	0.86	0.84	0.83	0.71
水力	100 kW 未満	8.12	8.12	8.10	7.77
	100-500 kW	6.52	6.51	6.50	6.24
	500-2,000 kW	6.52	6.51	6.50	6.24
	2,000 kW 以上	4.73	4.73	4.73	4.54
嫌気性消化	250 kW 未満	6.50	5.80	5.19	4.45
	250-500 kW	6.14	5.49	4.91	4.22
	500 kW 以上	2.33	2.07	1.83	1.57
マイクロ コジェネ	2 kW 以下	14.52	14.52	14.52	13.95
(参考)2017 年度売電価格		5.03	5.03	5.03	5.03

●2018 年度稼働設備

技術	設置規模	2018/4/1 ～2018/6/30	2018/7/1 ～2018/9/30	2018/10/1 ～2018/12/31	2019/1/1 ～2019/3/31
風力	50 kW 未満	8.46	8.39	8.31	8.24
	50-100 kW	5.01	4.94	4.91	4.87
	100-1,500 kW	2.15	1.92	1.72	1.55
	1,500 kW 以上	0.66	0.59	0.52	0.47
水力	100 kW 未満	8.07	8.06	8.04	8.03
	100-500 kW	6.49	6.48	6.46	6.46
	500-2,000 kW	6.49	6.48	6.46	6.46
	2,000 kW 以上	4.73	4.73	4.73	4.73
嫌気性消化	250 kW 未満	4.60	4.56	4.53	4.50
	250-500 kW	4.36	4.34	4.30	4.27
	500 kW 以上	1.61	1.57	1.55	1.54
マイクロ コジェネ	2 kW 以下	14.52	14.52	14.52	14.52
(参考)2018 年度売電価格		5.24	5.24	5.24	5.24

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト¹⁸⁶をもとに作成

¹⁸⁶<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (2022 年 3 月 1 日取得)

イ) 太陽光発電

太陽光発電に関しては、2012 年 4 月以降の新規設備のうち、250kW 未満の設備（地上設置型を除く）について、「高」、「中」、「低」という 3 つの資格区分を導入し、一定のエネルギー効率要件を満たした設備、且つ 26 以上の設備認定を受けていない発電者による設備には、高い発電価格を導入する仕組みが設けられた。

また、2015 年 8 月の FIT レビューに関するコンサルテーションを通じ、政府は 2015 年 12 月に回答を公表し、2016 年 2 月 8 日から FIT は新たな価格制度へと移行したが、この際に 2016 年 2 月 8 日に FIT 認定を取得した太陽光発電については、コスト低減が認められたため大幅に発電価格が引き下げられることとなった。

2017 年度に稼働開始する風力、水力、嫌気性消化発電、コジェネに適用される発電価格、売電価格を表 6-36 に示す。

表 6-36 英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光）の発電価格（2017 年度以降）

単位：ペンス/kWh

●2017 年度稼働設備

設備規模		稼働開始時期			
		2017/4/1～6/30	7/1～9/30	10/1～12/31	2018/1/1～3/31
10 kW 未満	低	0.50	0.45	0.40	0.34
	中	3.88	3.81	3.75	3.54
	高	4.31	4.24	4.16	3.93
10-50 kW	低	0.50	0.45	0.40	0.34
	中	4.08	4.02	3.96	3.74
	高	4.54	4.47	4.39	4.15
50-250 kW	低	0.50	0.45	0.40	0.34
	中	1.86	1.82	1.77	1.64
	高	2.07	2.02	1.97	1.82
250-1,000 kW		1.70	1.66	1.60	1.48
1,000-5,000 kW		0.50	0.45	0.40	0.34
スタンドアローン		0.36	0.30	0.24	0.19
(参考)売電価格		5.03	5.03	5.03	5.03

●2018 年度稼働設備

設備規模		稼働開始時期			
		2018/4/1～6/30	7/1～9/30	10/1～12/31	2019/1/1～3/31
10 kW 未満	低	0.31	0.25	0.20	0.15
	中	3.61	3.54	3.47	3.41
	高	4.01	3.93	3.86	3.79
10-50 kW	低	0.31	0.25	0.20	0.15
	中	3.83	3.75	3.70	3.63
	高	4.25	4.17	4.11	4.03
50-250 kW	低	0.31	0.25	0.20	0.15
	中	1.67	1.61	1.58	1.52
	高	1.85	1.79	1.75	1.69
250-1,000 kW		1.50	1.43	1.38	1.33
1,000-5,000 kW		0.31	0.25	0.20	0.15
スタンドアローン		0.15	0.12	0.08	0.05
(参考)売電価格		5.24	5.24	5.24	5.24

注) 250kW 未満の設備は、発電者の資格要件に応じて下記 3 区分の異なる発電価格を適用。

高：エネルギー効率要件を満たした、25 以下の設備認定しか受けていない発電者による設備に適用

中：エネルギー効率要件を満たした、26 以上の設備認定を受けている発電者による設備に適用

低：上記のいずれにも当てはまらない設備に適用

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト¹⁸⁷をもとに作成

3) 価格逓減メカニズム

2012 年 8 月に施行された FIT Order において、2012 年 11 月 1 日以降の太陽光発電認定設備に適用する発電価格を対象とした価格逓減メカニズムが導入された。この改正された FIT Order に基づき、エネルギー所管省は、四半期ごとに新規太陽光発電に適用する発電価格を見直し、新たな発電価格を適用する 2 ヶ月前までに、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) が新たな価格を公表することとなった。

この価格逓減メカニズムのポイントは以下のとおり。

- 前四半期の新規設備導入量により、規定のフォーミュラに従い適用逓減率を決定
- 前四半期の新規設備導入量が、規定のしきい値を下回った場合、逓減率の適用を見送り
- 但し、逓減を見送る期間は 6 ヶ月間として、その次の期間には 3.5% の逓減率を適用
- 10kW 未満設備、10～50kW 設備、50kW 以上/地上設置設備の 3 区分 (バンド) に分けて、それぞれの新規設備容量に応じた逓減率を設定
- 価格逓減メカニズムは、バンドごとに異なる新規設備導入量のしきい値を超えた場合に適用されるため、バンド別に異なる逓減率で価格が決定されるが、大きいバンドに小さいバンドを下回る逓減率が適用されることはない。この場合、小さいバンドの逓減率が適用される。

また、太陽光以外の認定設備についても、適用される年次価格逓減メカニズムが導入され、2014 年 4 月に実施された。太陽光以外の年次価格逓減メカニズムの対象となるのは、水力、風力、嫌気性消化 (AD) であり、マイクロコジェネは含まれない。発電価格が改正されるのは毎年 4 月 1 日であり、当該日以降に認定された新規または拡張設備が対象である。

2016 年 2 月 8 日から 2019 年 3 月 31 日まで、四半期毎の予算上限 (キャップ) と結びついた 2 種類の低減が太陽光、風力、および水力発電設備に対して導入される。デフォルト逓減の引き下げ幅は、電源により異なる。これは、需要家負担額および設置費用の削減の変動予測を考慮したものとなっている。また、FIT 年度の終了時に RPI の変動を考慮し、調整される。2016 年 2 月 8 日以降のデフォルト低減の発電価格は下表のとおり。

¹⁸⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 6-37 英国：小規模 FIT 制度対象設備のデフォルト低減発電価格

単位：ペンス/kWh

●太陽光

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
10kW未満	4.39	4.32	4.25	4.18	4.11	4.04	3.97	3.90	3.83	3.76	3.69	3.62	3.55
10 - 50kW	4.59	4.53	4.46	4.39	4.32	4.25	4.19	4.12	4.05	3.98	3.91	3.85	3.78
50 - 250kW	2.70	2.64	2.58	2.51	2.45	2.39	2.33	2.27	2.20	2.14	2.08	2.02	1.96
250-1,000kW	2.27	2.21	2.15	2.09	2.03	1.97	1.91	1.85	1.78	1.72	1.66	1.60	1.54
1,000-5,000kW	0.87	0.82	0.76	0.70	0.64	0.58	0.52	0.46	0.41	0.35	0.29	0.23	0.17
スタンドアローン	0.87	0.82	0.76	0.70	0.64	0.58	0.52	0.46	0.41	0.35	0.29	0.23	0.17

●水力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
100kW未満	8.54	8.53	8.51	8.50	8.48	8.46	8.45	8.43	8.42	8.40	8.39	8.37	8.35
100 - 500kW	6.14	6.14	6.13	6.12	6.11	6.11	6.10	6.09	6.09	6.08	6.07	6.06	6.06
500 - 2,000kW	6.14	6.14	6.13	6.12	6.11	6.11	6.10	6.09	6.09	6.08	6.07	6.06	6.06
250-1,000kW	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43
2,000-5,000kW	8.54	8.53	8.51	8.50	8.48	8.46	8.45	8.43	8.42	8.40	8.39	8.37	8.35

●風力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
50kW未満	8.53	8.46	8.39	8.33	8.26	8.19	8.13	8.06	7.99	7.93	7.86	7.79	7.73
50 - 100kW	8.53	8.46	8.39	8.33	8.26	8.19	8.13	8.06	7.99	7.93	7.86	7.79	7.73
100 - 1,500kW	5.46	5.43	5.40	5.37	5.34	5.32	5.29	5.26	5.23	5.20	5.17	5.14	5.12
1,500-5,000kW	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.81	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	0.74	0.73

出所) RES LEGAL ウェブサイト “Feed-in tariff”¹⁸⁸をもとに作成 (2021 年 2 月 15 日取得)

条件付き逦減 (“contingent degression”) では、導入水準が急増した場合に逦減率を調整することができる。当該電源バンドの導入量が、政府が定めた上限値 (キャップ) を超過した際に、翌期の買取価格が 10%引き下げとなる。

規定のキャップは表 6-38 のとおり。

¹⁸⁸ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 6-38 英国：小規模 FIT 制度対象設備の条件付き逓減における導入量キャップ

単位：MW

●太陽光

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
10kW未満	48.4	49.6	50.6	51.7	52.8	53.8	54.2	55.9	57.0	58.0	59.1	60.1	61.1
10 - 50kW	16.5	17.0	17.4	17.8	18.2	18.6	18.7	19.4	19.8	20.3	20.7	21.1	21.5
50-5,000kW	14.1	14.5	14.9	15.4	15.8	16.2	16.4	17.1	17.6	18.0	18.5	19.0	19.4
スタンドアローン	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

●水力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
100kW未満	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4
100 - 5,000kW	6.1	6.2	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3

●風力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
50kW未満	5.6	5.6	5.5	5.5	5.6	5.5	5.5	5.4	5.5	5.4	5.4	5.3	5.4
50 - 100kW	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
100 - 1,500kW	6.8	6.7	6.6	6.5	6.4	6.3	6.2	6.1	6.1	5.9	5.8	5.7	5.7
1,500-5,000kW	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

●嫌気性消化

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
すべて	5.8	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

出所) RES LEGAL ウェブサイト “Feed-in tariff”¹⁸⁹をもとに作成

(6) 対象発電設備の認定手続き

英国小規模 FIT 制度では、設備容量 50kW 超の太陽光・風力発電設備、および嫌気性消化・水力を用いた発電設備は、従来の RO 制度と同様に、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) が設備認定を行う。それ以外の、設備容量 50kW 以下の太陽光発電・風力発電、2kW 以下のマイクロジェネ設備は、Microgeneration Certificate Scheme (MCS) と呼ばれる産業界主導の独立の認証プログラムを用いて設備認定を行う。

以下では、それぞれの認定手続きの概要を示す。

¹⁸⁹ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203> (2022 年 3 月 1 日取得)

1) Ofgem による ROO-FIT 認定

小規模 FIT 制度で固定価格での買取を希望する発電者は、Ofgem に対して対象設備認定の申請を行い、Ofgem が設立・管理する「Renewables and CHP Register」を通じて認定を受ける。Ofgem は申請された情報を確認し、対象設備の認定を行う。この認定作業は、基本的に 2002 年度から実施している RO 制度に基づく設備認定手続きと同様である。

発電者は「Renewables and CHP Register」に登録されたら、FIT 制度の義務対象となる供給事業者へ通知をする。通知を受けた供給事業者は、必要な登録情報を揃えた上で、Ofgem の設置する「Central FITs Register」に登録を行う。この「Central FITs Register」に登録された情報をもとに、供給事業者は固定価格の支払いを行うため、発電設備に関して変更があれば、発電者は速やかに報告を行わなければならない。

また、認定を行う Ofgem は、申請された発電設備をランダムでサンプル検査を行っている。2011 年 1 月に実施した Ofgem 担当者へのヒアリングでは、エネルギー源を問わず全申請件数の 3% の設備を対象に、サンプル検査を実施することとしているようである。

以上の認定フローを、図 6-23 にとりまとめている。

設備容量 50～5,000kW の太陽光・風力設備、及び 5 MW 以下の水力・嫌気性消化発電設備

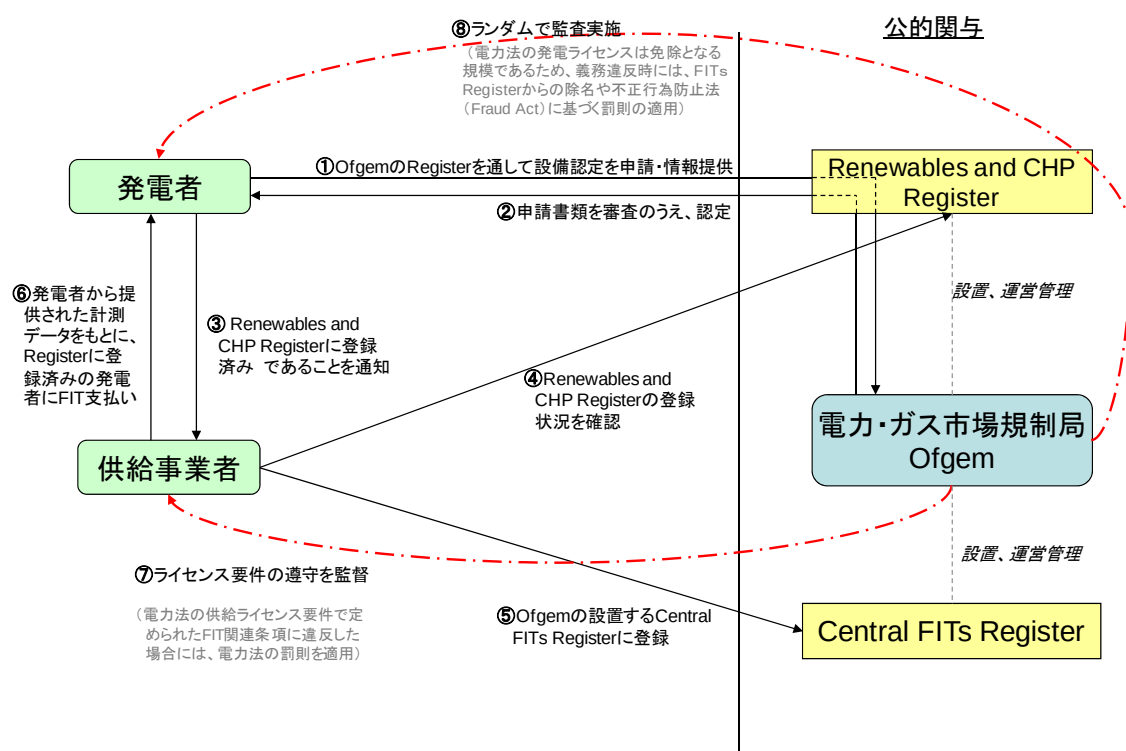


図 6-23 英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー①（50kW 超）

出所）Ofgem へのヒアリングをもとに作成

なお、2012 年 12 月より、ROO-FIT 制度を利用する設備に対し、事前認定（Preliminary Accreditation）制度が導入された。設備の稼働開始前の一定の有効期間、事前認定を受けた

日に適用されるレートの買取価格を保証される。事前認定から稼働開始までの有効期間は、テクノロジーごとに異なり、太陽光は6ヶ月、嫌気性消化（AD）および風力は1年、水力は2年であった。

2014年4月の価格通減の影響を避けるため、2013年12月の事前認定件数（2012年12月の110件に対し、2013年12月は1,006件）は急増した。

タリフの通減前の申請件数急増の影響を軽減するため、2015年10月5日をもって、事前認定は終了となったが、2016年2月8日付の改正により、50kW超の太陽光・風力発電およびすべての水力・嫌気性消化に対し、事前認定を再導入することとなった。

2) MCS 認定

設備容量 50kW 以下の設備の認定手続きについては、嫌気性消化、水力発電を除いて、Ofgem の役割は「Central FITs Register」の設立・管理のみとなる。Ofgem による認定手続きに代わって、Microgeneration Certificate Scheme（MCS）と呼ばれる認証プログラムが用いられる。

この MCS は、英国認証機関認定審議会（United Kingdom Accreditation Service (UKAS)）により認定を受けている独立の認証プログラムで、確固たる基準に照らして設置者および製品を評価する制度である。

小規模 FIT 制度の対象となる発電者は、MCS 認証を受けた設置者（installer）により、MCS 認証済設備を設置してもらい、MCS 証書の発行を受けて、「MCS Installation Database」に登録をしてもらう。以降の手続きは、50kW 超の設備と同様で、発電者は「MCS Installation Database」に登録されたら、小規模 FIT 制度の義務対象となる供給事業者に通知をする。通知を受けた供給事業者は、必要な登録情報を揃えた上で、Ofgem の設置する「Central FITs Register」に登録を行うこととなる。

設備容量 50kW 以下の太陽光・風力発電設備の認定フローは、図 6-24 のとおり。

設備容量 50kW 以下の風力・太陽光発電設備

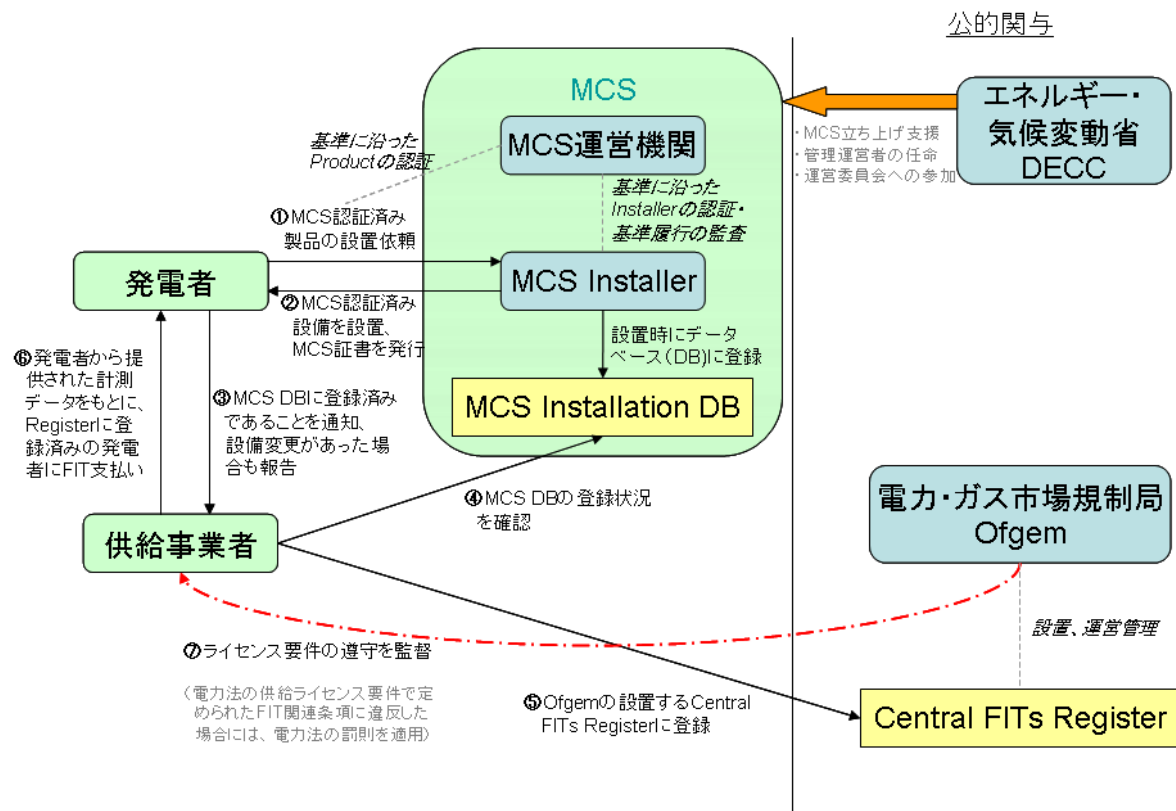


図 6-24 英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー②（50kW 以下）

出所) Ofgem へのヒアリングをもとに作成

適格設備を新規に Central FIT Register に登録する際に、ライセンス保有者から提供することが求められるデータ項目および当該データの詳細は表 6-39 のとおり。

表 6-39 英国：Central FIT Register に必要な発電者情報および設備情報

データ項目	詳細	MCS -FIT	ROO -FIT
FIT 発電者情報	名前、住所、郵便番号、企業名/番号、メールアドレス	✓	✓
指定受取人情報 (Nominated Recipient)	名前、住所、郵便番号、企業名/番号		
設置場所	住所、郵便番号または英国陸地測量局による座標 (Ordnance Survey Grid Reference)	✓	✓
利用技術	太陽光、風力、水力、マイクロコジェネ、嫌気性消化 (リストより選択)	✓	✓
総設備容量	数値入力		✓
届出正味容量	数値入力	✓	✓
申請日	MCS 登録申請日/RO・FIT 認証申請受理日		✓
稼働開始日	設備(およびその後の増築部分)の稼働開始日	✓	✓
設備種類	報告/分析に用いるディスクリプタ(例:住宅用) (リストより選択)		✓
売電状況 (export status)	売電種類を示すディスクリプタ(例:売電なし、 オフグリッド、推計売電、標準価格、交渉価格) (リストより選択)		
系統連系状況	当該設備の配電網への連系の有無		✓
供給量計測ポイント管理 番号(supply MPAN)	英数字入力(系統連系済の設備は必須)	✓	✓
売電量計測ポイント管理 番号(export MPAN)	英数字入力		✓
発電量メーターの製造番 号	英数字入力	✓	✓
発電量メーター計測値	計測初期値(starting meter reading)、数値入力	✓	✓
計測開始日	発電量メーターの計測日	✓	✓
FIT 契約条件書の日付 (Statement of FIT Terms)	発電者との間に、固定買取価格条件について契約を締 結した日付		
既存設備の詳細	同サイト・同再生可能エネルギー利用の他設備に係る (届出送電端容量/総設備容量)について発電者が申 告するもので、正確な買取価格および適格性を判断する ための情報		

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) 資料より作成

上記のように、英国の小規模 FIT 制度の監査、保証に関する責任は、Ofgem、供給事業者（供給ライセンス保有者）、Microgeneration Certification Scheme (MCS) の各々が小規模 FIT 制度の運営において担う役割に応じて分担していた。

特徴的な点としては、設備容量 50kW 以下の太陽光・風力発電設備については、原則として公的機関が関与せずに、民間主導の認証プログラムである MCS を用いて認定手続きを行い、信頼性を確保している点であった。

この MCS は、設備容量 50kW 以下の小型発電（発熱）設備の製品およびサービスに対し、一貫性のある基準に基づき独立して認証を与えることを目的としている。この制度の下、「MCS マーク」を表示/使用する製品および設置者は MCS の認証を受けることが求められ、設置者については、公正取引庁による消費者規範認証機構（Consumer Code of Approval Scheme : CCAS）に沿った実施基準に参加/登録することが求められる。

MCS の制度組織としては、認証機関、省庁、事業者団体、その他利害関係者等の業界代表者から構成される利害関係者パネル（Stakeholder Panel）がある。加えて、テクニカルワー

キンググループ（Technical Working Group）が、技術およびスキルの開発/発展と共に制度を常に更新していくため、制度の新基準策定を引き受けている。

また、MCS 認証機関となるためには英国認証機関認定審議会（United Kingdom Accreditation Service (UKAS)）による認証を受ける必要がある。適任の組織であれば、どの組織でも、UKAS に申請を行なうことが可能。MCS 認証機関とは、MCS 基準を満たしている製品および設置者を認証する機関のこと。この認証を受けて当該製品または設置者は「MCS マーク」を表示/使用することが可能となる。

3) 不服手続きの受付

Microgeneration Certification Scheme (MCS) で認証を受ける設備は、認定手続きに不服があった場合は供給事業者に直接訴える。供給事業者は 4 週間で申し立てを解決することになっている。また、エネルギーオンブズマンという独立機関があり、供給事業者と相互に納得のいく解決策が得られなかった場合には、エネルギーオンブズマンが状況を判断し最終決定を下す。

Ofgem が認定を行う大規模設備（主に 50～5,000kW）については、申請手続きに長期間を要することが一般的で、申請の段階から発電者とやりとりをすることが多く、その為、申請却下の決定が下される場合、突然その結果だけが発電者に通知されるようなことはない模様である。不服申立てのフローはあるが、Ofgem 担当者によると、不備があればどのように改善するか等のアドバイスも行い、改善されれば認定はされる、という流れになっているとのことである。

4) 費用負担平準化メカニズム

英国の小規模 FIT 制度では、制度運営にかかる費用は、供給事業者（供給ライセンス保有者）により負担される。以下では、費用負担の平準化メカニズムを概説する。

a. 費用転嫁にかかる原則

小規模 FIT 制度の制度設計時のコンサルテーションの時点から、費用転嫁に関して、以下の原則に基づいた制度設計が検討された。

- 供給事業者（供給ライセンス保有者）は、市場シェアに応じて、小規模 FIT 制度に関連する費用の支払いをする義務を負う
- 各供給事業者の費用平準化は関連する政令で規定されるが、その後の需要家への費用転嫁は、法令で義務化されない（各供給事業者が、電気料金による回収方法を決定）

また、料金転嫁にかかる法定事項としては、1989 年電力法（2008 年エネルギー法第 41 条による改定）では、エネルギー担当の国务大臣は、所定の手続きを踏んで供給事業者の標準ライセンス要件を修正することが可能とされている。

b. 費用負担平準化メカニズム

小規模 FIT 制度にかかるコストは、上述のとおり、英国電力供給市場における市場シェア

に応じて、全供給事業者により負担されることを制度の基本原則としている。制度の運営管理主体である電力・ガス市場規制局（Ofgem）が、こうした費用負担の平準化を図る仕組みの構築の責務を負っている。基本的な実施手順は以下のとおり。

- i) 供給事業者は支払いを行った固定価格での買取額およびその他必要情報について、年間ベースで Ofgem に報告
- ii) Ofgem は報告を受けたこれらの情報、およびその他情報に基づき制度全体のコストを算出し、更に、電力市場シェア（英国外からの再生可能電力購入量は除く）に応じて全供給事業者間でコストを配分
- iii) 算出された配分値よりも少ない額を支払った供給事業者（固定価格を支払った実績のない供給事業者を含む）は、Ofgem が管理する基金に対し、差額を支払うことになる。逆に、この基金に集められた資金は、算出された配分値より多く支払っていた供給事業者に対して再分配される

また、供給事業者（特に、FIT 支払い貢献度の高い小規模供給事業者）の投資リスクを最小限に抑えるため、こうした年間ベースでの調整に加え、四半期ベースでの定期的な再配分を実施する。

(7) 小規模 FIT 制度の施行状況

小規模 FIT 制度について、制度の施行機関である Ofgem が公表している年次報告書(Feed-in Tariff (FIT) : Annual Report) をもとに、2010 年度から 2018 年度の情報を中心に制度施行状況を取りまとめた。

1) 小規模 FIT 制度に基づく対象設備

下表のとおり、固定買取価格の適用を受けるため、2010 年 4 月 1 日～2018 年 12 月 31 日の期間に約 84 万設備、約 6,140MW の設備が FIT 制度に登録された。設備数の大半を太陽光発電設備が占めている。

表 6-40 英国：小規模 FIT 制度への電源別登録設備数、設備容量の推移

●登録設備数

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
風力	943	1,973	3,983	5,065	6,049	6,702	7,338	7,467	7,503
水力	146	228	330	414	519	670	904	1,076	1,145
太陽光	17,025	144,127	352,302	441,241	555,338	702,601	781,249	804,807	828,080
嫌気性消化	2	13	36	68	133	225	346	405	416
マイクロ コジェネ	19	294	388	434	446	470	488	499	500
合計	18,135	146,635	357,039	447,222	562,485	710,668	790,325	814,254	837,644

●登録設備容量（単位：kW）

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
風力	12,895	33,928	101,184	193,338	297,779	465,250	659,607	712,338	725,438
水力	8,518	17,794	33,956	42,479	65,415	90,322	152,969	207,604	220,938
太陽光	44,485	592,860	1,483,364	1,946,749	2,521,672	3,329,345	4,363,320	4,755,833	4,903,976
嫌気性消化	670	11,128	30,888	54,030	106,239	158,226	238,285	277,897	289,835
マイクロ コジェネ	19	294	392	441	456	485	513	527	529
合計	66,587	656,004	1,649,785	2,237,037	2,991,560	4,043,628	5,414,693	5,954,199	6,140,716

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Monthly central Feed-in Tariff register statistics」¹⁹⁰を
もとに作成)

制度 2 年目の 2011 年度に太陽光の設備登録件数は、2012 年 3 月の大規模太陽光の買取価格引き下げを見越し、急激な伸びを見せたが、翌年度の買取価格通減・抑制により、登録件数は大幅な減少となった。申請と CFR (Central FIT Register) への登録との間にはかい離が生じることから、制度 3 年間の前半までの登録件数は増加となり、その後、減少に転じたものの、安定的な推移を見せた。

制度 4 年目に太陽光設備の登録数は減少したが、買取価格の通減にもかかわらず、太陽光は堅調な伸びを示した。これは主に、太陽光設備のコスト引下げと太陽光「屋根貸し (rent-a-roof)」スキームの普及、年金スキームや投資グループなどの金融機関の投資によるものである。

登録件数の増減は、法改正及び規定された通減率による影響を受けており、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) も、年次報告書において分析を行っている。2011 年度に入り、太陽光発電設備を中心として登録件数が急増したが、数次にわたる発電価格の改定に伴い減少し、登録件数は 1 ヶ月あたり 10,000 件前後で推移するようになった。

190

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/804969/March_2019_Monthly_Central_Feed-in_Tariff_Register_Statistics.xls (2022 年 3 月 1 日取得)

単月登録件数
(1,000 設備)

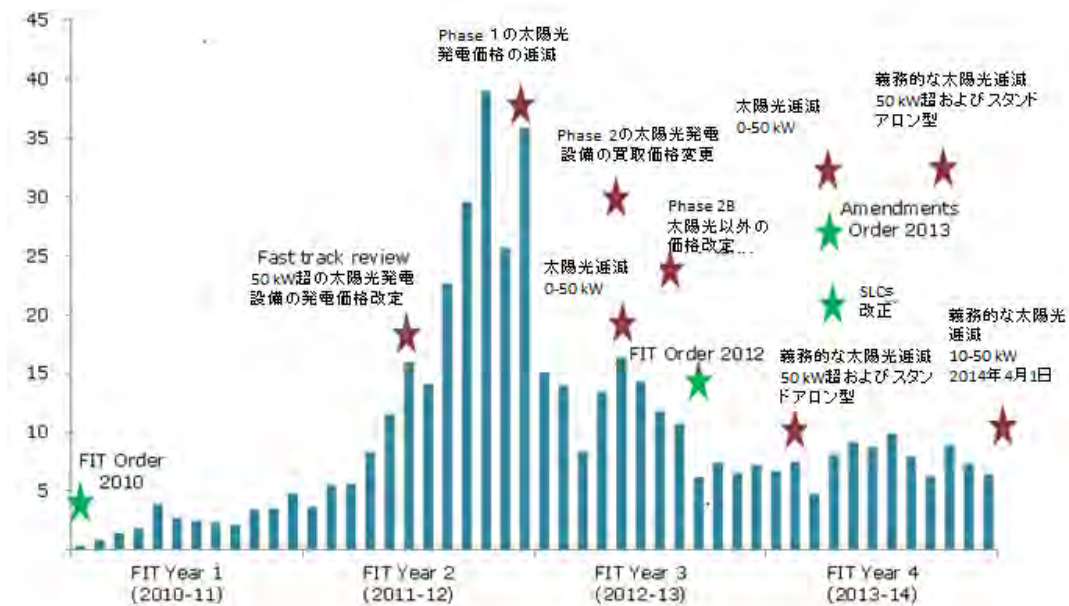


図 6-25 英国：小規模 FIT での法改正等に伴う単月登録件数の推移

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2013-14”¹⁹¹より作成

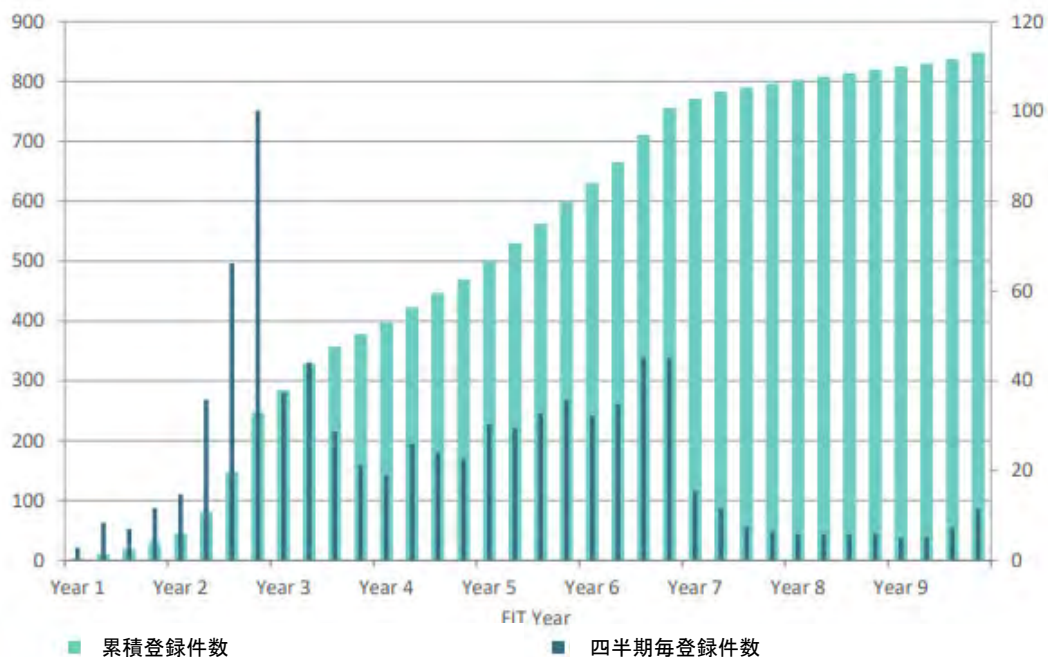


図 6-26 英国：小規模 FIT の登録件数推移

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2018-19”¹⁹²より作成

¹⁹¹ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2013-14> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁹² <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2018-19> (2022 年 3 月 1 日取得)

2017 年度は本制度の大きな変更は見られなかった。2017 年 4 月 1 日より、嫌気性消化（AD）に 2019 年 3 月 31 日までの新たな料率が導入され、マイクロコジェネ設備に 6 ヶ月の導入上限（cap）が導入された。

2018 年の第 1 タリフ期間（2018 年 1 月 1 日～3 月 31 日）の導入容量の使用割合は、図 6-27 のとおり。太陽光、風力 100-1,500kW、及び 1,500kW 超の風力が導入上限を超過した。上限を超過すると、次のタリフ期間への申請待ちのリストに加えられることになる。上限に達しなかった分は次回のタリフ期間に繰り延べられるので、合計容量が引き上げられることになる。

100kW 以下の風力の導入量が導入上限の 1%以下であるのに対し、100kW 超の風力は申請待ちの状況が続いた。

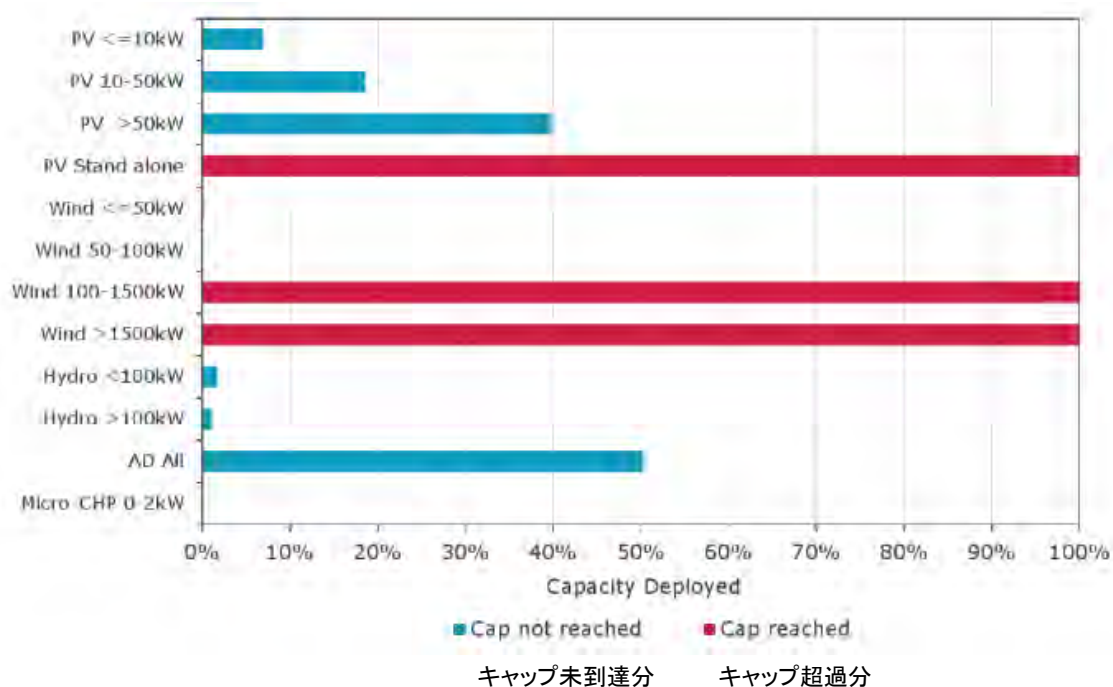


図 6-27 英国：2018 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況

出所）電力・ガス市場規制局（Ofgem），“Feed-in Tariff, Annual Report 2017-18”¹⁹³ より作成

図 6-28 は、2018 年 3 月末時点での申請待ち状況である。風力の 100 - 1,500kW、1,500 以上で 2019 年まで申請待ちが続いている状況となっている。

¹⁹³ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2017-18>（2022 年 3 月 1 日取得）



図 6-28 英国：小規模 FIT 制度のカテゴリー別申請待ち（2018 年 3 月 31 日時点）

出所）電力・ガス市場規制局（Ofgem），“Feed-in Tariff, Annual Report 2017-18”¹⁹⁴より作成

2018 年と比較し、2019 年第 1 タリフ期間は制度終了に伴い、通常であれば導入容量にゆとりがある電源の導入が進んだ。嫌気性消化、大規模スタンドアローン型太陽光、2 つのバンドの水力が大幅に増加した。

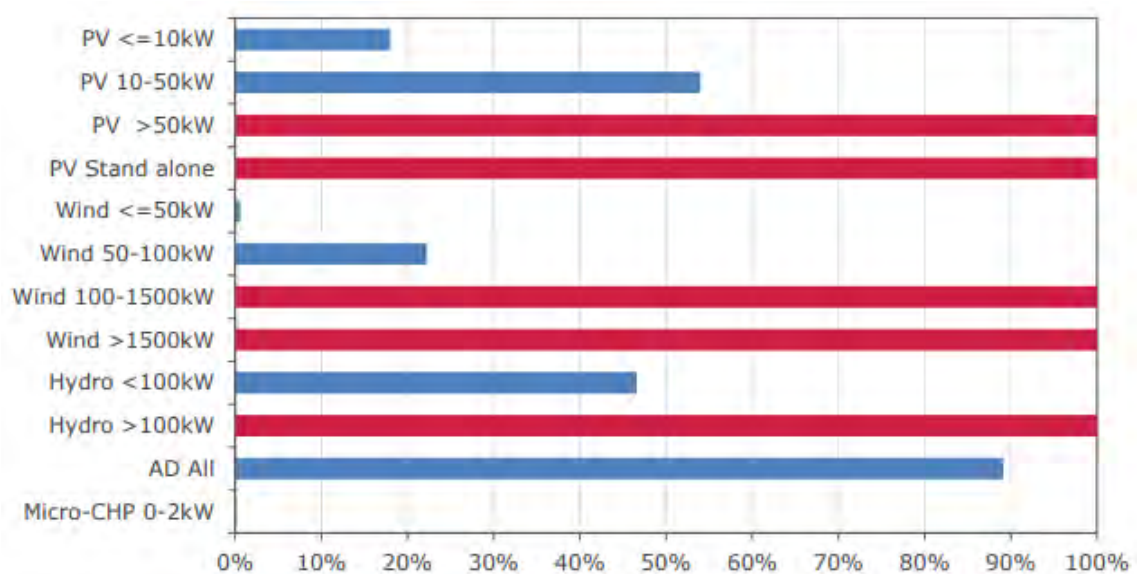


図 6-29 英国：2019 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況

出所）電力・ガス市場規制局（Ofgem），“Feed-in Tariff, Annual Report 2017-18”¹⁹⁵より作成

¹⁹⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2017-18> (2022 年 3 月 1 日取得)

¹⁹⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2017-18> (2022 年 3 月 1 日取得)

9 年目となる 2018 年度は制度終了の影響により、新規登録設備数は前年比 24.5%、28,998 件増加し、合計で約 85 万件が登録された。うち 98.87%は太陽光で、95.63%が家庭用であった。また、新規登録容量は、6.02 GW から 3.3%増加し 6.21 GW となった。

遵守状況をみると、四半期・年次平準化に関する不履行の事例が 124 件あった。データ提出遅延、データの報告認可を受けた卸電力事業者が支払いを怠った結果、FIT 制度開始から初めて、第 2 四半期の期間平準化において互助手続きが発動された。これは、遵守している卸電力事業者および一部を遵守している卸電力事業者が追加支払いをすることで、期間の平準化ラウンドにおける不足分を補填する制度である。第 2 四半期は £4,171,702.49 の不足が生じ、国務省が定めた £4,069,000 の閾値を超えたため、互助手続きが実施された。発生事由として、夏季の太陽光発電量が高かったことによる、発電支払額の増加、平準化支払いの締め切りが RO の支払い遅延期日の直後となったこと等が挙げられている。

Feed-in Tariffs (Closure, etc) Order 2018 は 2018 年 12 月 18 日付で施行され、2019 年 4 月 1 日以降、事前認定を取得した設備または猶予期間の要件を満たした設備を除き、制度は終了となった。

2) 小規模 FIT 制度にかかる国民負担の動向

英国の全ての供給ライセンス保有者は（FIT 供給事業者か否かに関わらず）、英国電力供給市場における自社の市場割合および固定買取価格支払額に基づき、Ofgem の平準化基金への支払いが義務付けられている。

この平準化基金は、FIT 供給事業者による発電者への固定買取価格支払額が、当該 FIT 供給事業者の市場割合に基づき支払うべき分担額を超えている場合に、当該 FIT 供給事業者に再分配されるものである。

表 6-41 英国：小規模 FIT 制度に伴う費用内訳の推移

単位：ポンド

	2010 年度	2011 年度	2012 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	12,487,029	135,937,391	504,272,611
売電分みなし支払額(b)	357,453	3,137,646	13,839,372
FIT 登録関連費用(c)	2,044,560	15,827,255	6,085,200
SSP を使用した売電分(d)	453,717	4,146,229	17,869,043
平準化基金(上記 a+b+c-d)	14,435,325	150,756,064	506,328,139

	2013 年度	2014 年度	2015 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	685,973,264	850,823,544	1,089,041,586
売電分みなし支払額(b)	21,302,774	29,791,684	40,083,237
FIT 登録関連費用(c)	9,264,770	12,356,780	16,800,380
SSP を使用した売電分(d)	25,549,525	27,418,033	35,880,286
平準化基金(上記 a+b+c-d)	690,991,283	865,553,975	1,110,044,917

	2016 年度	2017 年度	2018 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	1,266,681,846	1,362,368,909	1,408,981,589
売電分みなし支払額(b)	48,790,253	49,625,137	55,517,775
FIT 登録関連費用(c)	16,339,120	16,605,485	17,230,225
SSP を使用した売電分(d)	48,294,816	53,516,994	66,988,086
平準化基金(上記 a+b+c-d)	1,283,516,404	1,375,082,537	1,414,741,502

	2019 年度	2020 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	1,501,082,684	1,547,001,299
売電分みなし支払額(b)	86,634,048	199,268,860
FIT 登録関連費用(c)	18,002,550	17,499,645
SSP を使用した売電分(d)	66,036,984	160,761,419
平準化基金(上記 a+b+c-d)	1,539,682,298	1,603,008,386

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report ” 各年度¹⁹⁶ より作成

¹⁹⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/contacts-guidance-and-resources/public-reports-and-data-fit/annual-reports> (2022 年 3 月 4 日取得)

6.4.2 参考とした主な情報源

本章の英国に関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー統計関連

ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）が、再生可能エネルギーを含むエネルギー関連統計の情報を公表。

<https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>

(2) CfD FIT 制度関連

CfD カウンターパートとなる Low Carbon Contracts Company（政府所有の有限責任会社）が、CfD FIT 制度に関する関連文書やデータ等の情報を公表。

<https://www.lowcarboncontracts.uk/contracts-for-difference-cfd>

(3) 小規模 FIT 制度関連

規制機関である電力・ガス市場規制局（Ofgem）が、小規模 FIT 制度に関する関連文書やデータ等の情報を公表。

<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit>

7. フランス

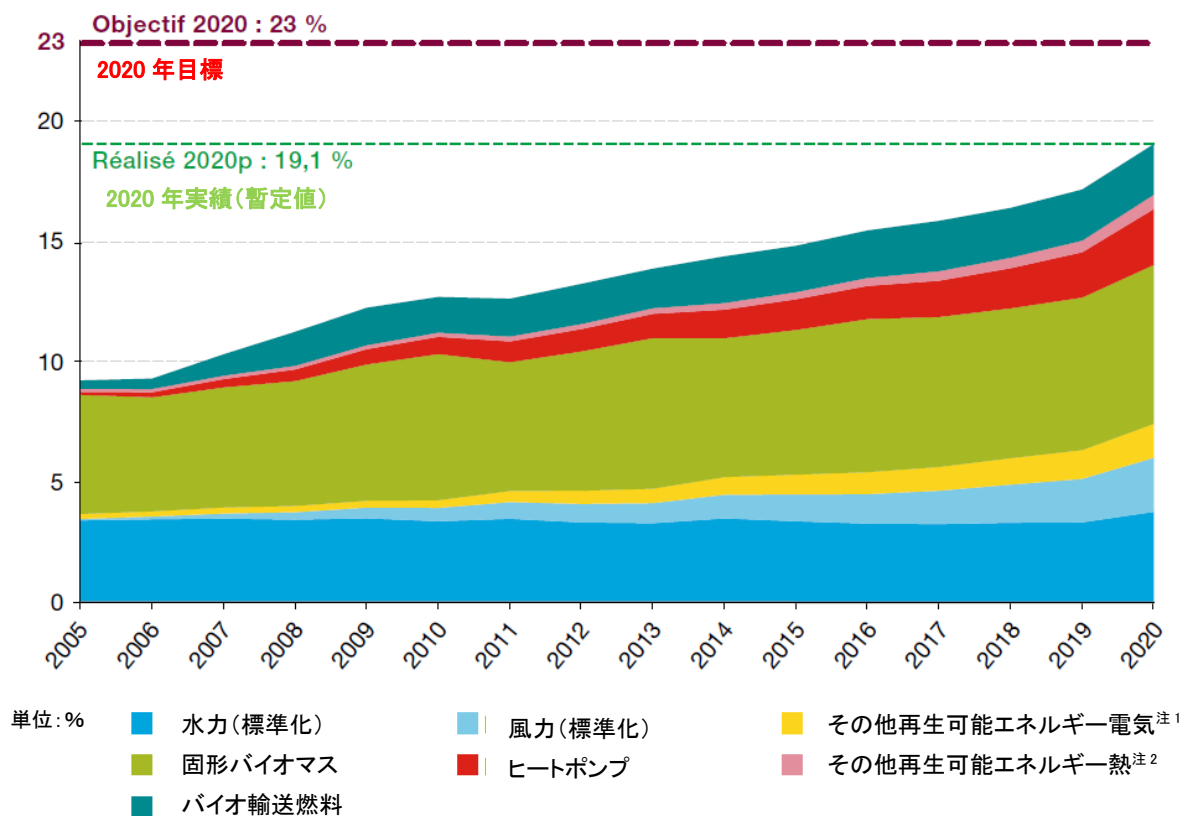
フランスは、2050 年気候中立目標の達成に向け、2030 年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標を 33%に設定して、再生可能エネルギーの導入促進を進めている。

7.1 再生可能エネルギー導入目標

7.1.1 2020 年導入目標

フランスは、2009 年に発効した EU 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）で、2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を 23%とする拘束力のある目標が設定された。2009 年 8 月に官報に公布された「環境グレンネルの実施に関するプログラム法（第 1 法）（LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1)）」の第 2 条において、2020 年までに最終エネルギー消費の少なくとも 23%を再生可能エネルギーとする目標が掲げられている。

この 2020 年再生可能エネルギー導入目標に対して、2020 年実績（暫定値）は 19.1%となっており、2020 年目標値の達成には至らなかった（図 7-1）。



注 1) 太陽光、海洋エネルギー、地熱、バイオマス（木材、バガス、バイオガス）、廃棄物発電

注 2) 太陽熱、地熱、バイオガス

図 7-1 フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標と実績

出所) フランス環境移行省 “Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2021” をもとに作成

7.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標

2015 年に「エネルギー移行法 (LTECV: Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte) ¹⁹⁷」が成立し、2030 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの利用比率を 32%に引き上げることなど、2020 年より先の目標が決定された。その後、2019 年 11 月のエネルギー法典 (Code de l'énergie) Article L100-4 の改正により、この目標比率が 33%に引き上げられている。

2022 年 1 月時点のフランスにおける分野別の再生可能エネルギー導入目標は表 7-1 のとおり。

表 7-1 フランス：2030 年再生可能エネルギー導入目標（2022 年 1 月時点）

最終エネルギー消費	2020 年に 23%、2030 年に 33%まで再生可能エネルギー比率を達成
発電分野	2030 年までに再生可能エネルギー電力比率 40%を達成
熱分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー熱比率 38%を達成
輸送燃料分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー燃料比率 15%を達成
ガス分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギーのガス比率 10%を達成

出所) Légifrance, エネルギー移行法 L. 100-4 条¹⁹⁸ (2022 年 2 月 26 日取得) をもとに作成

(1) 複数年エネルギー計画 (PPE : programmation pluriannuelle de l' énergie)

エネルギー移行法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画 (PPE : programmation pluriannuelle de l' énergie、以下 PPE とする)」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典 (Code de l'énergie) 141 条で規定されるこの PPE は、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留および系統の拡張といった複数の分野を対象としている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を 2016～2018 年度としており、以降 5 年を 1 期とし、2 期分が策定される。2018 年に第 1 回の見直しを行って以降は、5 年毎の見直しとなる。

2018 年 11 月 27 日に、フランス政府は、2028 年までの新たな PPE 案の骨子を公表した。この PPE 案は、2030 年までに最終エネルギー消費に対する再生可能エネルギー割合を 32%とする目標達成に向けたものであった。

発電分野における再生可能エネルギー源別の 2023 年、2028 年における導入目標として、2017 年末に 48.6GW であった設備容量を、2023 年末に 74GW、2028 年末に 102～113GW まで拡大する目標を掲げていた。なお、2016～2018 年度を対象とした PPE で目標を設定していた発電に高コストのバイオマスや地熱といったエネルギー源は、熱生産を優先し、発電分野での支援を行わない方針としている。

その後、2019 年 11 月のエネルギー法典 (Code de l'énergie) Article L100-4 の改正により、再生可能エネルギー目標が 33%に引き上げられたことから、2020 年 1 月 20 日付でフラン

¹⁹⁷ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/ (2022 年 2 月 26 日取得)

¹⁹⁸ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/ (2022 年 2 月 26 日取得)

ス環境連帯移行省（MTES、当時）は、2028 年までの複数年エネルギー計画（PPE II）の修正案を公表し、2020 年 4 月 23 日付で、PPE II に関するデクレ（2020-456）が採択された。

様々な再生可能テクノロジーの拡大目標に向け、調整がなされた。陸上風力及び太陽光の目標は 2028 年までに従前の PPE と比べて 1GW 及び 0.5GW 引き下げとなり、洋上風力は若干引き上げとなった。

表 7-2 フランス：複数年エネルギー計画（PPE）II の発電分野の源別導入目標

エネルギー源	2023 年末	2028 年末
陸上風力	24,100MW	33,200~34,700MW
洋上風力	2,400MW	5,200~6,200MW
太陽光	20,100MW	35,100~44,000MW
メタン発酵	270MW	340~410MW
固形バイオマス	800MW	800MW
水力	25,700MW	26,400~26,700MW
地熱	24MW	24MW
合計	73,500MW	101,000~113,000MW

出所）フランス環境連帯移行省（当時）、「Strategie française pour L'energie et le climat」¹⁹⁹をもとに作成

フランスでは、この PPE II で設定されたエネルギー源別導入目標に則して、入札制度での募集容量のスケジュールが示されている。

(2) 国家低炭素略（SNBC : stratégie nationale bas-carbone）

2015 年エネルギー移行法（LTECV）において策定が求められた、国家低炭素略（SNBC : stratégie nationale bas-carbone 以下 SNBC とする）で、全てのセクターが低炭素経済に移行する際のガイドラインとなる、2050 年までの気候変動の軽減に向けた、フランスのロードマップが定められている。フランスの短・中期の温室効果ガス排出削減目標（carbon budgets）を定め、2050 年までにネット・ゼロ排出となる、カーボン・ニュートラルの達成を目指す。PPE と SNBC は緊密にリンクしており、PPE は SNBC の当初 10 年を対象範囲としている。2050 年までの SNBC の予測値を遵守することで、フランスの気候目標の達成が可能となる。2015 年の採択後、SNBC は 2018-19 年にかけて、2050 年気候中立目標の達成を盛り込むため、見直しが行われ、2020 年 4 月に改正版が採択された。

¹⁹⁹ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/synthese_finale_projet_de_ppe_vf.pdf（2022 年 2 月 26 日取得）

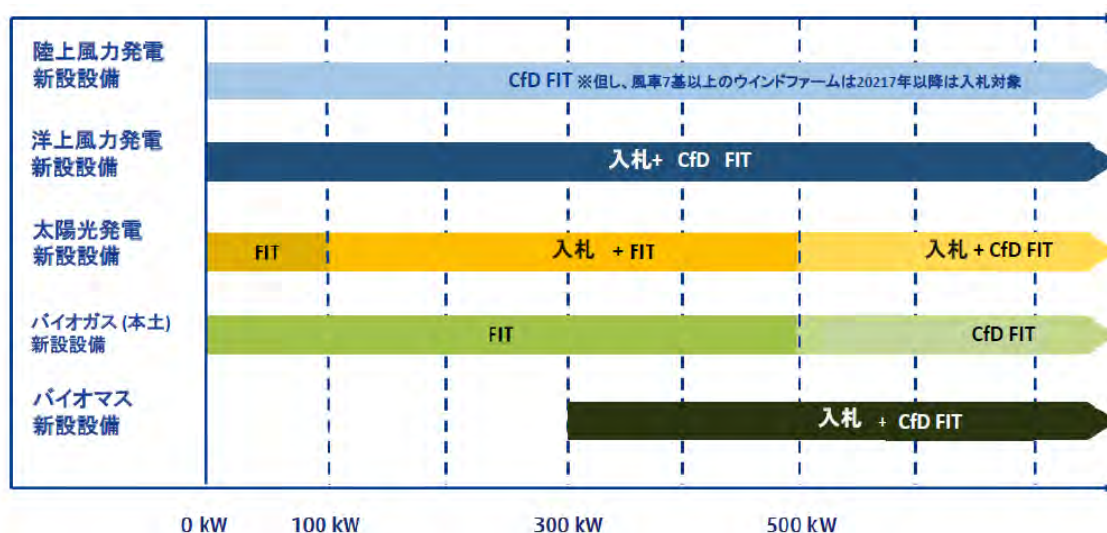
7.2 現行の再生可能電力支援制度

7.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

フランスでは、2000 年電力自由化法に基づいて、再生可能エネルギー電力の主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度を併用した支援を行ってきた。2015 年のエネルギー移行法施行以前は、2000 年電力自由化法（現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達分について、補完的にエネルギー源別に実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー移行法施行後は、エネルギー法典 311-10 条に基づき、所管省庁が、2016 年 10 月 24 日付のデクレ（Décret）で 設定された PPE の目標設備容量未達分について入札を募集することができるとされている。

その後、2016 年のデクレに基づき、一定規模以上の新規設備は、FIT ではなく差額決済契約（CfD）型の FIP 制度（CfD 形式）の支援に移行した。

エネルギー移行法施行後の主要促進制度の適用対象を整理すると図 7-2 のとおり。



注 1) 2021 年 10 月以降、100～500kW の建物設置型太陽光発電は入札を経ない FIT 制度に移行

注 2) バイオガス発電は 12MW 以下の設備が支援対象

図 7-2 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー移行法施行後）

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich Stand: Februar 2017”²⁰⁰より作成

²⁰⁰ https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/einfuehrung-der-direktvermarktung-von-erneuerbaren-energien-in-frankreich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/04-systemes-et-marches/170309_Memo%20Direktvermarktung_mit_Marktpraemie_Frankreich.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

7.2.2 現行制度：FIT/FIP 制度

2022 年 1 月時点で、100kW 以下の太陽光発電設備及び 100～500kW の建物設置型太陽光発電を対象とした FIT 制度と、一定規模以上の新規設備を対象とした FIP 制度（CfD 形式）（多くは入札により支援対象設備を決定）が施行されている。以下で、それぞれの概要を紹介する。

(1) FIT（固定価格買取）制度

以下では、2000 年電力自由化法（現行のエネルギー法典）によって導入された再生可能エネルギー発電設備による電力の買取を義務付ける固定価格買取制度について、その概要を紹介する。

1) 固定価格買取制度の根拠法令

エネルギー法典 L.314 条（Articles L. 314-1 to L. 314-13 of the Energy Code）

※各エネルギー源別の買取価格や詳細な要件は、下位法令（アレテ等）により個別に規定

2) 義務対象者

EDF 社及びその他の小規模配電事業者に、支援対象発電設備からの電力について規定された固定価格で規定の期間における買取契約が義務付けられる。なお、後述する FIP 制度の対象設備は、売電は自ら行い、EDF 社と差額決済を行いプレミアムを得る契約を締結する。

3) 買取対象とする電力

フランスの固定価格買取制度では、自家消費は認められているものの、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。

4) 買取価格

フランスの固定価格買取制度では、エネルギー源別に買取価格を規定したアレテを策定する形で買取価格が決定されている。エネルギー移行法の施行以降、500kW 以下のバイオガス発電設備を FIT 制度で支援するとされており、80kW 以上 500kW 以下のバイオガス発電設備もアレテにより買取価格が設定されている。

太陽光発電は、エネルギー移行法の施行以前に、2011 年 3 月 4 日付アレテにより 100kW 超の新規設備が競争入札により支援設備を決定する方式に移行していた。その際、100kW 以下の設備についても、新規設備に適用する買取価格を四半期ごとに調整する仕組みに改定された。2017 年 4 月以降の新規太陽光発電設備に適用される買取価格は、表 7-3 のとおり。2018 年 7 月期をもって、小規模建物一体型システムへのボーナスの通減は終了し、10 年以上にわたるボーナスを上乗せした支援が終わった。

なお、COVID-19 に伴う健康・経済危機を考慮し、2020 年 3 月 30 日付デクレにより、2020 年 4 月 1 日から 6 月 30 日までの買取価格が凍結され、前四半期と同じ買取価格が適用されることとなった。また、2020 年 6 月 30 日付のデクレでは、通減率を算定する際の V12 の係

数が変更され、2020 年 4 月 23 日付で算定されていた価格はキャンセルとなった。

2021 年 10 月 8 日までの新規設備に適用される買取価格は下表のとおり。

表 7-3 フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2017 年～21 年 10 月 8 日）

単位：ユーロセント/kWh

(年)		2017			2018			
		4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月	10 月
全量買取	3kW 以下	18.70	18.65	18.48	18.44	18.55	18.56	18.59
	3～9kW	15.89	15.85	15.71	15.67	15.76	15.77	15.80
	9～36kW	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07
	36～100kW	11.50	11.46	11.36	11.26	11.24	11.25	11.19
余剰電力買取	3kW 以下	10.40	10.39	10.39	10.39	10.39	10.39	10.39
	3～9kW	10.30	10.29	10.29	10.29	10.29	10.29	10.29
	9～36kW	6.20	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19
	36～100kW	6.10	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09
建物一体型 (ボーナス)	3kW 以下	23.20	22.40	21.48	20.69	20.05	19.31	18.59
	3～9kW	20.39	19.60	18.71	17.92	17.26	16.52	15.80

(年)		2019				2020			
		1 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月	10 月
全量買取	3kW 以下	18.72	18.73	18.66	18.57	18.53	18.53	18.49	17.97
	3～9kW	15.91	15.92	15.86	15.79	15.75	15.75	15.72	15.27
	9～36kW	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	11.79	11.35
	36～100kW	11.19	11.12	10.94	10.76	10.51	10.51	10.25	9.87
余剰電力買取	3kW 以下	10.40	10.40	10.39	10.39	10.39	10.39	10.39	10.38
	3～9kW	10.30	10.30	10.29	10.29	10.29	10.29	10.29	10.28
	9～36kW	6.19	1.19	6.19	6.18	6.18	6.18	6.17	6.17
	36～100kW	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.08	6.08

(年)		2021			
		1 月	4 月	7 月	10 月 1～8 日
全量買取	3kW 以下	17.89	17.79	17.89	17.73
	3～9kW	15.21	15.12	15.21	15.07
	9～36kW	11.21	10.95	10.89	10.74
	36～100kW	9.74	9.52	9.47	9.34
余剰電力買取		n/a	n/a	n/a	n/a

注) 2021 年 1 月～10 月 8 日の余剰電力買取に適用の買取価格は不明

出所) エネルギー規制委員会 (CRE), “Récapitulatif des paramètres définis par l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 visant les installations photovoltaïque implantées sur bâtiment et situées en France métropolitaine”²⁰¹

²⁰¹ <https://www.cre.fr/content/download/19600/235730> (2022 年 2 月 26 日取得)

5) 100kW 超の建物設置型太陽光発電の支援制度変更

フランスでは、太陽光発電について、2011 年 3 月 4 日付アレテにより、100kW 超の新規設備は入札により支援設備を決定する方式に移行し、それ以降は屋根設置型も含めて 100kW 超の設備を対象とした入札を実施してきた。

2021 年 10 月 8 日に、新たなアレテ（以下、2021 年 10 月 6 日付アレテ）²⁰²が官報に公布され、500kW 以下の新規の建物設置型太陽光発電設備は FIT 制度での支援を行うことが決定した。

建物設置型太陽光発電設備を対象とした新たな支援制度の概要は、以下のとおり。

ア) 対象設備要件

2021 年 10 月 6 日付アレテ第 1 条では、商業運転を開始している太陽光発電設備、または政令発効日（2021 年 10 月 8 日）前に締結した商業契約で発電する太陽光発電設備は、FIT 制度の対象としないことが規定されている。

また、建物設置型の条件として、以下のいずれかを満たしていることが必要となる。

表 7-4 フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT の対象設備要件

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">✓ 建物、格納庫の屋根、車庫に設置され、周囲の屋根平面と平行である✓ 建物や格納庫の平らな屋根、または平らな底（勾配 5%未満）に設置されている✓ 敷居、外装、ソーラーシェード、ガードレール／手すり、庇、パーゴラ棚、カーテンウォールの機能を果たす |
|---|

出所）2021 年 10 月 6 日付アレテ²⁰³をもとに作成

また、100kW 超の太陽光発電設備は、太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価が 550kg CO₂e/kW 以下の場合のみ、FIT の買取契約が可能となる。なお、カーボンフットプリント評価の詳細については、本報告書の 373 ページを参照いただきたい。

イ) インセンティブ対象電力、買取価格

100～500kW の設備の買取価格は、当初 9.8 ユーロセント/kWh に設定されており、四半期ごとに調整される。買取期間は、設備稼働開始日から 20 年間となる。

100kW 以下の設備については、年間で買取対象とする時間の上限が設定されており、定格出力に 1,600 時間を乗算した時間となる。上限時間を超えた発電量については、固定額 5 ユーロセント/kWh の報酬が支払われ、物価連動はしない。

²⁰² Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale、(<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060>)（2021 年 11 月 29 日取得）

²⁰³ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060>（2021 年 11 月 29 日取得）

表 7-5 フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2021 年 10 月 9 日～）

(年)		2021	2022
		10/9～1/31	2/1～4/30
全量買取	3kW 以下	17.89	17.89
	3～9kW	15.21	15.21
	9～36kW	10.89	10.89
	36～100kW	9.47	9.47
	100～500kW	9.80	9.80
余剰電力買取	3kW 以下	10.00	10.00
	3～9kW	10.00	10.00
	9～36kW	6.00	6.00
	36～100kW	6.00	6.00
	100～500kW	9.80	9.80

出所) エネルギー規制委員会 (CRE), “Récapitulatif des paramètres définis par l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 visant les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts et situées en France métropolitaine”²⁰⁴

なお、上記の買取価格は、買取契約発効日から 1 年ごとに、アレテで定められた計算式に従って物価連動する。物価指数と人件費指数に基づく計算式は下表のとおり。それぞれの設備の買取契約発効日を基準として、直近の 11 月 1 日時点における各種指数を活用し、物価連動で買取価格を年ごとに改定する。

表 7-6 フランス：建物設置型太陽光発電の買取価格の物価連動計算式

$L = 0,8 + 0,1 \cdot \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0,1 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$	
ICHTrev-TS：	機械・電気産業の時間当たり人件費指数（全従業員）改定値で、各年の買取契約発効日の直近の11月1日時点最終値
FM0ABE0000：	全産業対象の産業・ビジネスサービスの発電者物価指数で、各年の買取契約発効日の直近の11月1日時点最終値
ICHTrev-TS ₀ 及びFM0ABE0000 ₀ ：買取契約発効日の直近11月1日時点の指数の最終値	

出所) 2021 年 10 月 6 日付アレテ²⁰⁵第 9 条をもとに作成

また、以下の条件をすべて満たしている場合、「景観統合基準」を満たすとされて、一定のボーナスが支給される。

²⁰⁴ <https://www.cre.fr/content/download/19600/235730> (2022 年 2 月 26 日取得)

²⁰⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060> (2021 年 11 月 29 日取得)

表 7-7 フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT でのボーナス対象要件

✓	建物や小屋の屋根に設置され、従来の屋根建材の代替として屋根の防水機能がある
✓	傾斜角 10°～75°の屋根に設置されている
✓	重複または連動によって防水機能を果たしている
✓	建築科学技術センター（CSTB）の太陽光発電プロセス専門家委員会による好意的な技術意見を得ている
✓	屋根貫通部（煙突、排水口、天窓等）を除いた屋根表面の 80%以上をカバーしている

出所）2021 年 10 月 6 日付アレテ²⁰⁶をもとに作成

ウ) 買取価格の逡減率

新規設備に適用する買取価格は、従前と同様に四半期ごとに直近の導入量に応じて逡減する仕組みが導入されている。買取価格の逡減に関する計算式は、設備容量 9kW 未満、9～100kW、100～500kW の 3 つの分類で異なる計算式が適用される。

適用される計算式は、下表のとおり。四半期ごとに 1.25%逡減させることを基本としながら、各分類の直近の四半期における累積定格出力の実績に応じて、適用する逡減率を変える仕組みとしている。

表 7-8 フランス：建物設置型太陽光発電の買取価格の逡減率計算式

設備容量 9kW 未満の設備に適用する逡減率計算式

直近四半期に系統連系した設備の累積定格出力	適用逡減率計算式(係数 Si)
84MW 以上	$0.00113 * (\text{PDCR}-42) + 0.0125$ (但し、最大値 0.102)
42～84MW	$0.00035 * (\text{PDCR}-42) + 0.0125$
21～42MW	0.0125
21MW 以下	$0.00035 * (\text{PDCR}-21) + 0.0125$

注) PDCR：直近暦四半期 i に連系申請した 9kW 未満の設備の累積定格出力

設備容量 9～100kW の設備に適用する逡減率計算式

直近四半期に系統連系した設備の累積定格出力	適用逡減率計算式(係数 Si)
272MW 以上	$0.00035 * (\text{PDCR}-136) + 0.0125$ (但し、最大値 0.102)
136～272MW	$0.00035 * (\text{PDCR}-136) + 0.0125$
68～136MW	0.0125
68MW 以下	$0.00035 * (\text{PDCR}-68) + 0.0125$

注) PDCR：直近暦四半期 i に連系申請した 9～100kW の設備の累積定格出力

²⁰⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060> (2021 年 11 月 29 日取得)

設備容量 100～5000kW の設備に適用する逓減率計算式

直近四半期に系統連系した設備の累積定格出力	適用逓減率計算式(係数 S_i)
530MW 以上	$0.0001796^* (\text{PDCR}-530) + 0.0125$ (但し、最大値 0.102)
265～530MW	$0.00035^* (\text{PDCR}-265) + 0.0125$
132.5～265MW	0.0125
132.5MW 以下	$0.00035^* (\text{PDCR}-132.5) + 0.0125$

注) PDCR : 直近暦四半期 i に連系申請した 9～100kW の設備の累積定格出力

出所) 2021 年 10 月 6 日付アレテ²⁰⁷附属書 1 をもとに作成

エ) 導入担保手法

太陽光発電プロジェクトは、公共配電系統への連系申請日から 24 ヶ月以内、もしくは連系工事完了日(系統運用者が宣言)から 2 ヶ月以内のいずれか遅い日までに完成しなければならない。稼働期限を超過した場合、買取契約期間が超過分だけ短縮される。

²⁰⁷ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060> (2021 年 11 月 29 日取得)

(2) FIP 制度（CfD 形式）

フランスでは、2016 年 5 月 29 日、30 日の官報で、2015 年エネルギー移行法 104 条で導入が規定されていたプレミアム価格（FIP）制度の施行に関するデクレが公布された。フランスでは FIP 制度との呼称であるものの、実態は EDF と差額決済契約（CfD）を締結し、参照市場価格との差額を決済する方式であるが、以降も FIP 制度と呼ぶこととする。

この新たな FIP 制度では、再生可能エネルギー発電事業者が自ら電力を市場等で販売して得る売電収入に、エネルギー源別にアレテで定められた算出方法で算定されたプレミアム価格が上乘せられる。但し、参照市場価値が支援価格を上回った場合には、再生可能エネルギー発電事業者が差額決済により支払いを行うことになる。

FIP 制度に関するデクレの公布以降、EDF 等と電力購入契約を締結した設備は、以下を除き FIPT 制度の対象となる。なお、FIP 制度に係るデクレの施行前に FIT 制度に基づく電力購入契約の権利を得ていた事業は、引き続き現行の FIT が適用される（ただし、当該デクレの施行後 18 ヶ月以内とする期限が設定されている）。

表 7-9 フランス：FIP 制度の適用が除外される対象設備要件

水力発電	・設備容量 500kW 未満
太陽光発電	・設備容量 100kW 以下の屋根設置型設備 ・簡易入札による設備容量 100kW 超、500kW 以下の建物設置型設備（2021 年 10 月 8 日までの新規設備） ・2021 年 10 月 9 日以降の 100kW 超、500kW 以下の建物設置型設備
バイオガス発電	・設備容量 500kW 未満（フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタン化によるバイオガスを使用したプロジェクト）
陸上風力発電	・1 基あたり定格出力 3MW 以下の風車による 6 基以下の風力発電設備
洋上風力発電	・浮体式洋上発電設備

出所）エネルギー法典 Article D314-15²⁰⁸をもとに作成

ここで、300kW 超のバイオマス発電設備、500kW 超の太陽光発電設備、500kW 以上のバイオガス発電設備、洋上風力発電（浮体式等の助成を受けたものを除く）に関しては、入札により支援対象設備を決定するとともに、入札の仕様で落札後の支援形態を FIP 制度とすることが規定されている。さらに、こうした既存設備は、FIP 制度に切り替えてから 3 年以内であれば、FIT 制度に支援形態を戻すことが認められている。

FIP 制度での支援を受ける再生可能発電事業者は、卸電力取引市場（EPEX spot）の前日市場/当日市場や、電力供給事業者/アグリゲーターとの電力購買契約に基づき、売電を行う。この売電収入に加えて、エネルギー源別の基準価格（これまでの固定買取価格に相当）と事後的に算定された市場平均価格（参照市場価格）の差分に相当する市場販売プレミアム額を EDF から得る。なお、容量市場で得られる収益は、市場販売プレミアムから差し引かれる。また、参照市場価格が基準価格を上回っている場合には、差額の収益分を返還する必要がある。

²⁰⁸ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034539454/（2022 年 3 月 4 日取得）

a. 参照市場価格の算出方法

フランスの FIP 制度の参照市場価格は、1) 代表的設備の発電量により毎時加重された、期間 i における前日市場での市場価格平均（価格がプラスかゼロの時間帯のみ）、2) フランス市場での先物価格平均値、3) 上記 2 方式の組み合わせの手法の 3 方式から、エネルギー源別に設定される。

太陽光や風力発電は、1) の方式を採用しており、エネルギー規制委員会（CRE）が、毎月の値を公表している。欧州での卸電力取引価格の高騰を受けて、2021 年 9 月以降は 100 ユーロ/MWh を超える高い水準で推移している。

表 7-10 フランス：FIP 制度の参照市場価格（太陽光及び風力）

単位：ユーロ/MWh

	太陽光				風力			
	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
1 月	40.03	67.00	39.99	66.43	31.56	57.76	36.44	56.90
2 月	51.28	46.40	27.91	48.51	49.75	44.18	24.77	48.44
3 月	49.45	33.69	21.03	46.46	48.72	30.61	22.42	44.86
4 月	33.16	37.21	13.14	57.21	31.44	36.48	13.00	57.52
5 月	34.33	35.56	15.26	52.38	32.68	36.75	15.28	50.39
6 月	43.61	29.20 注	26.70	72.58	41.18	26.26 注	23.97	73.99
7 月	52.48	38.44	34.78	76.64	49.76	36.01	32.31	73.61
8 月	59.45	33.37	36.96	78.02	57.13	28.70	35.81	72.65
9 月	63.19	36.25	47.86	131.34	60.42	34.12	42.73	132.88
10 月	66.44	39.92	39.27	179.69	63.31	36.76	35.93	148.58
11 月	70.81	50.35	43.09	217.05	63.24	43.04	35.18	216.15
12 月	61.14	39.92	55.95	309.94	50.92	32.98	44.88	249.78

注) 2019 年 6 月は、事後的に訂正された数値

出所) エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイト，“Open Data”²¹¹をもとに作成

b. 管理プレミアム

管理プレミアムはエネルギー源別に法令（アレテ）で規定されており、以下のとおり。

なお、FIP 制度が義務付けられる太陽光発電設備は、すべて入札対象となっており、管理プレミアムを織り込んだ形で事業者が応札するため、アレテで管理プレミアム額を定めていない。

²¹¹ <https://www.cre.fr/content/download/19589/235617> (2022 年 3 月 4 日取得)

表 7-11 フランス：FIP 制度のエネルギー源別管理プレミアム

エネルギー種別	管理プレミアム	根拠法令(アレテ)
風力	2.8 ユーロ/MWh	風力を使用した発電設備向け追加プレミアムの条件を定める 2016/12/13 付アレテ ²¹²
地熱	2.0 ユーロ/MWh	エネルギー規則 D.314-23(5)で定められた、地熱を使用した発電設備向け追加プレミアムの条件を定める 2016/12/13 付アレテ ²¹³
水力	2.0 ユーロ/MWh	エネルギー規則 D.314-23(5)で定められた、水力を使用した発電設備向け追加プレミアムの条件を定める 2016/12/13 付アレテ ²¹⁴

出所) 各アレテをもとに作成

c. ネガティブプライス時の扱い

卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。

d. オフテイカーリスク対策

エネルギー法典 (Code de l'énergie) L.314-26 条では、フランス環境連帯省が、透明性の高い方法 (競争入札) で、FIP 対象電源が売電先を見つけられない場合の「ラストリゾート」事業者となる小売事業者を指名することを規定している (指名期間は最長 5 年間)。ただし、この「ラストリゾート」サービスを利用した場合の売電価格は、基準価格の 80%を超えてはならないと規定されている。なお、2020 年 2 月にフランス環境連帯移行省 (当時) の担当者に実施したインタビューでは、制度としては法令に規定しているが、これまでに利用希望者がいないため、指名手続きは行われていないとの回答であった。

(3) 入札制度

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣 (2021 年末時点では環境移行大臣) が、エネルギー移行法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画 (PPI)、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。2020 年 4 月 23 日付で採択された PPE (複数年エネルギー計画) II では、表 7-7 の入札予定が示されている。

なお、太陽光発電については、2011 年 3 月 4 日付アレテにより、100kW 超の新規設備は、入札により支援設備を決定する方式に移行した。太陽光発電機制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

²¹² <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585289&categorieLien=id>

²¹³ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&categorieLien=id>

²¹⁴ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585171&categorieLien=id>

表 7-12 フランス：複数年エネルギー計画（PPE）Ⅱに基づく入札予定

開始時期		水力	陸上風力	地上設置型太陽光	屋根設置型太陽光
2019 年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.5GW	0.8GW	300MW
	3Q		0.5GW		300MW
	4Q		0.6GW	1GW	
2020 年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.75GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2021 年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2022 年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2023 年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2024 年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	

洋上風力

募集時期	浮体式洋上風力	着床式洋上風力
2019 年		600 MW Dunkerque (45 €/MWh)
2020 年		1 000 MW Manche Est Mer du Nord (60 €/MWh)
2021 年	250 MW Bretagne Sud (120 €/MWh)	500～1,000MW Sud-Atlantique (60 €/MWh)
2022 年	2x250MW Méditerranée (110 €/MWh)	
2023 年		1,000 MW (50 €/MWh)
2024 年以降	着床式、浮体式を合わせて年間 1,000MW	

出所) フランス環境連帯移行省 (当時)、「Strategie française pour L'énergie et le climat」²¹⁵

²¹⁵ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/synthese_finale_projet_de_ppe_vf.pdf (2022 年 2 月 26 日取得)

フランスの入札制度の特徴としては、入札の募集回ごとにエネルギー担当大臣に対して募集要項にて対象設備要件等の詳細規則を柔軟に変更できる点にある。そのため、エネルギー源別、募集回ごとに、募集要項で定める落札者決定方式が異なる場合がある。

以下では、2017 年以降の地上設置型太陽光、屋根設置型太陽光、陸上風力発電、自家消費設備の入札を対象として、入札制度の制度概要と入札結果をとりまとめる。

1) 2017 年以降の地上設置型太陽光発電を対象とした入札

2016 年 8 月 24 日に、2017 年以降の 500kW 超の地上設置型太陽光発電を対象とした入札制度の募集要項が発表された。デクレ、募集要項で示された入札仕様は以下のとおり。

ア) 募集設備の分類

500kW 超の地上設置型を対象とした入札では、以下の 3 分類に分けて、対象設備の募集を行う。

- 分類 1 : 5MW～17 MW の地上設置型 ※第 4 期以降は 5MW～30MW に変更
- 分類 2 : 500kW～5 MW の地上設置型
- 分類 3 : 500kW～10MW のカーポート一体型

イ) 募集設備容量、入札実施時期

2016 年 8 月 24 日に、2017 年以降の 500kW 超の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度の募集要項が発表された。2017 年中に実施された第 1 期から第 3 期までの入札では、分類 1 (5～17MW) 分類 2 (500kW～5MW) 、分類 3 (駐車場設置) の 3 グループに分けて入札募集が行われていた。2018 年 6 月に実施された第 4 期入札から、募集カテゴリーの分類 1 の設備容量を 5MW～30MW に拡大した上で、1 回の入札における募集容量も拡大した。

表 7-13 フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札のスケジュール

	入札提出期間		募集設備容量 (MW)		
	募集開始:	締切:(応札期限)	分類 1	分類 2	分類 3
第 1 期	2017 年 1 月 9 日	2017 年 2 月 1 日	300	135	65
第 2 期	2017 年 5 月 9 日	2017 年 6 月 1 日	300	135	65
第 3 期	2017 年 11 月 18 日	2017 年 12 月 1 日	300	135	65
第 4 期	2018 年 5 月 9 日	2018 年 6 月 1 日	450	200	70
第 5 期	2018 年 11 月 8 日	2018 年 12 月 3 日	550	230	70
第 6 期	2019 年 5 月 9 日	2019 年 6 月 3 日	550	230	70
第 7 期	2020 年 1 月 2 日	2020 年 2 月 1 日	550	230	70
第 8 期	2020 年 6 月 8 日	2020 年 7 月 3 日	220	80	30
第 9 期	2020 年 10 月 28 日	2020 年 11 月 17 日	440	170	70
第 10 期	2021 年 6 月 14 日	2021 年 6 月 25 日	450	180	70

出所) エネルギー規制委員会、「Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol »」²¹⁶をもとに作成

²¹⁶ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur-dans-sa-derniere-version-modifiee-le-12-fevrier-2021> (2022 年 3 月 1 日取得)

ウ) インセンティブ対象電力

落札したプロジェクトは、7.2.2(2)FIP 制度（CfD 形式）で既述のプレミアム価格（FIP）制度での支援となる。

但し、プレミアム価格が付与される時間数に、年間の上限が設定されている。太陽追尾装置が付いていない太陽光発電パネルでの事業の場合はピーク電力での 1,600 時間分、太陽追尾装置付きの太陽光発電パネルでの事業の場合はピーク電力での 2,200 時間分までしかインセンティブが付与されず、年間上限時間を超えてから発電された電力分は、売電価格のみしか収益を得られない。

また、この 500kW 超の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度では、地方自治体もしくはコミュニティグループ、もしくは資本金の少なくとも 40% を 20 以上の異なる自然人、地方自治体、コミュニティにより出資された合資会社、協同組合が応札者の場合）、落札価格に 0.3 ユーロセント/kWh をボーナスとして上乗せする条項を設けている（「参加型投資（participatory investment）」ボーナス）。

エ) 落札者決定方法

フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、従前から入札価格だけで評価を行うのではなく、太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。カーボンフットプリント評価は、入札仕様書でモジュールの生産国・タイプごとの生産にかかるカーボンフットプリントが規定されており、よりカーボンフットプリントが低い機器を採用しているプロジェクトが高い評価を得る仕組みとなっている。

2017 年以降の入札では、より公平な競争を促すことを目的として、価格とカーボンフットプリント評価の配点を重くすることで、より定量的な評価ができる基準が採用された。なお、カーボンフットプリント評価の詳細については、本報告書の 373 ページを参照いただきたい。

評価基準の配点は表 7-14 のとおり。

表 7-14 フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準

評価基準	最大スコア(最小スコアは 0)		
	分類 1・2 (第 1 期)	分類 1・2 (第 2～6、7～10 期)	分類 3
価格	65	70	70
カーボンフットプリント評価	18	21	30
事業の環境影響	9	9	—
荒廃地利用ボーナス	4	—	—
計画認可ボーナス	4	—	—
合計	100	100	100

出所) エネルギー規制委員会, "Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol »"²¹⁷をもとに作成

²¹⁷ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur-dans-sa-derniere-version-modifiee-le-12-fevrier-2021> (2022 年 3 月 1 日取得)

また、入札募集時期・分類ごとに、入札時の上限・下限価格があらかじめ設定されている。2016年1月に実施したエコロジー・持続可能な開発・エネルギー省（当時の所管省）担当者へのヒアリングでは、年間の通減率が7～8%程度となるような水準を想定して、上限・下限価格を設定しているとの回答であった。

表 7-15 フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札の上限・下限価格

単位：ユーロ/MWh

入札期間		分類 1	分類 2	分類 3
第 1 期 ～2017 年 2 月 1 日	上限	110	120	150
	下限	50	55	70
第 2 期 ～2017 年 6 月 1 日	上限	106	116	145
	下限	48	53	68
第 3 期 ～2017 年 12 月 1 日	上限	102	112	140
	下限	47	51	65
第 4 期 ～2018 年 6 月 1 日	上限	99	108	135
	下限	45	49	63
第 5 期 ～2018 年 12 月 3 日	上限	95	104	130
	下限	43	47	61
第 6 期 ～2019 年 6 月 3 日	上限	92	100	125
	下限	42	45	58
第 7 期 ～2020 年 2 月 1 日	上限	87	95	120
	下限	40	43	56
第 8 期 ～2020 年 6 月 8 日	上限	82	90	115
	下限	38	41	54
第 9 期 ～2020 年 11 月 17 日	上限	75	85	100
	下限	31	36	39
第 10 期 ～2021 年 6 月 25 日	上限	73	82	95
	下限	29	34	34

出所) エネルギー規制委員会, "Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol »"²¹⁸をもとに作成

オ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札者の公示日から2ヶ月以内に建設保証となる保証金の納付が求められる。納付形態は現金納付に加えて信用保証の形態も認められている。但し、信用保証の場合には、通貨金融法典に基づき金融監督庁によって認定された外部機関により、信用格付けで一定以上の評価を得ている金融機関等が発行したものという要件が定められている。必要な保証金額は入札の募集回によって規定が変更されているが、第3期を除いて落札容量1MWあたり50,000ユーロとなっている（第3期は30,000ユーロ/MW）。

競争入札制度の落札プロジェクトは、大臣の落札決定通知から24ヶ月以内に稼働することが求められる。24ヶ月の期間に稼働開始しない場合に、最初の6ヶ月は遅延1ヶ月あたりインセンティブ価格が0.025ユーロセント/kWh、7ヶ月目以降は遅延1ヶ月あたり0.05ユーロセント/kWh減額される。なお、系統連系が、系統運用事業者の工事遅滞のために間に合わない場合、連系工事完了後ヶ月以内に、設備が設置されなければならない。

²¹⁸ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur-dans-sa-derniere-version-modifiee-le-12-fevrier-2021> (2022年3月1日取得)

カ) 入札結果（総括）

第 10 期までの入札結果の概要は表 7-16 のとおり。

表 7-16 フランス：地上設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017 年～）

入札回	募集カテゴリー	募集 容量	応札事業 (MW) (件数)		落札事業 (MW) (件数)		平均落札 価格(円 /kWh)
第 1 期 2017 年 2 月	5～17MW	300MW	1,745MW	140	308MW	24	6.25 円
	500kW～5MW	135MW	742MW	203	145MW	33	6.81 円
	駐車場屋根	65MW	183MW	63	82MW	22	10.56 円
	第 1 期計	500MW	2,671MW	406	535MW	79	7.06 円
第 2 期 2017 年 6 月	5～17MW	300MW	576MW	45	300.4MW	21	5.55 円
	500kW～5MW	135MW	247MW	70	135.4MW	35	6.59 円
	駐車場屋根	65MW	162MW	63	71.8MW	21	9.51 円
	第 2 期計	500MW	985MW	178	507.6MW	77	6.39 円
第 3 期 2017 年 12 月	5～17MW	300MW	710MW	53	306MW	21	5.53 円
	500kW～5MW	135MW	265MW	71	136MW	33	6.31 円
	駐車場屋根	65MW	111MW	43	65MW	23	8.78 円
	第 3 期計	500MW	1,086MW	167	508MW	77	6.16 円
第 4 期 2018 年 6 月	5～30MW	450MW	629MW	43	454MW	30	5.21 円
	500kW～5MW	200MW	281MW	74	203MW	51	6.27 円
	駐車場屋根	70MW	84MW	28	71MW	22	8.38 円
	第 4 期計	720MW	994MW	145	728MW	103	5.82 円
第 5 期 2018 年 12 月	5～30MW	550MW	598MW	40	557MW	36	5.68 円
	500kW～5MW	230MW	289MW	78	233MW	61	6.38 円
	駐車場屋根	70MW	74MW	22	65MW	21	8.75 円
	第 5 期計	850MW	962MW	140	855MW	118	6.27 円
第 6 期 2019 年 6 月	5MW 超	550MW	706MW	49	554.7MW	34	5.95 円
	500kW～5MW	230MW	296MW	78	232.8MW	59	6.75 円
	駐車場屋根	70MW	106MW	24	71.5MW	14	8.83 円
	第 6 期計	850MW	1,107MW	151	858.5MW	107	6.40 円
第 7 期 2020 年 2 月	5MW 超	550MW	467.0MW	37	368.9MW	23	5.631 円
	500kW～5MW	230MW	321.0MW	84	231.7MW	57	6.579 円
	駐車場屋根	70MW	66.8MW	21	48.9MW	10	8.564 円
	第 7 期計	850MW	855MW	90	649MW	90	6.211 円
第 8 期 2020 年 7 月	5MW 超	220MW	282MW	23	220.0MW	17	5.257 円
	500kW～5MW	80MW	169MW	43	81.0MW	20	6.217 円
	駐車場屋根	30MW	68MW	21	30.0MW	8	8.003 円
	第 8 期計	330MW	520MW	87	332.0MW	45	5.74 円
第 9 期 2020 年 11 月	5MW 超	440MW	341MW	27	261MW	19	5.338 円
	500kW～5MW	170MW	180MW	46	120MW	31	6.265 円
	駐車場屋根	70MW	95MW	29	70MW	19	8.069 円
	第 9 期計	680MW	617MW	102	452MW	69	6.01 円

第 10 期 2021 年 7 月	5MW 超	450MW	764MW	54	455MW	29	5.232 ㇿン
	500kW~5MW	180MW	191MW	60	142MW	36	6.340 ㇿン
	駐車場屋根	70MW	59MW	22	39MW	15	8.229 ㇿン
	第 10 期計	680MW	1,014MW	136	637MW	80	5.665 ㇿン

出所) エネルギー規制委員会、各入札回の「Rapports de synthèse」²¹⁹ (2022 年 2 月 26 日取得)

2020 年 2 月に実施した第 7 期の入札の募集回以降、募集カテゴリによっては、応札容量が募集容量を下回る状況が発生している(表中の色塗りしたカテゴリ)。

地上設置型太陽光発電の募集要項では、「1.2.2 申請期間、入札容量、および応札期限」の項目で、「各期の提出された応札について、エネルギー担当大臣は、エネルギー規制委員会(CRE)による初期審査後、当該期の募集容量を上方または下方に修正することができる。」と規定しており、これら入札の募集回では実際に落札容量の調整が実施された。

次項で、当該募集回における募集要項での規定と選考結果の説明を整理する。

キ) 応札容量が募集容量を下回った場合の規定の変遷

第 7 期の入札回以降、入札の募集要項にて応札容量が募集容量を下回った場合の対応について、以下のとおり明確化されており、この方針に従ってエネルギー規制委員会(CRE)の審査が行われている。

表 7-17 フランス：地上設置型太陽光入札の募集容量未達時の規定の変遷(仮訳)

第 1~6 期	規定なし
第 7 期	2.8 Compétitivité des offres A partir de la 7ème période et pour les périodes suivantes, si, dans une famille donnée, la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées de cette famille sont éliminées dans la limite de 20 % de la puissance des offres conformes de chacune des familles. Le niveau de 20 % peut-être dépassé en cas d'égalité d'offres. 2.8 応札の競争性 第 7 期以降、あるカテゴリにおいて、適合する応札の累積発電容量が募集容量を下回る場合、各カテゴリの適合応札容量の 20%を上限として、そのカテゴリの最低順位の適合応札を排除する。なお、同点の場合は 20%を超えることがある。
第 8~10 期	2.8 Compétitivité des offres Au sein de chaque famille, si la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées sont éliminées jusqu'à ce que le volume des offres éliminées soit supérieur ou égal à 20 % de la puissance cumulée des offres conformes.

²¹⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-a> (2022 年 2 月 26 日取得)

	2.8 応札の競争性 各カテゴリ内で、適合する応札の累積発電容量が募集容量を下回る場合、排除された応札量が適合応札の累積容量の 20%以上になるまで、最低順位の適合応札が排除される。
2021 年 12 月 募集回	2.10. Compétitivité des offres Si la puissance cumulée des offres conformes est inférieure ou égale à la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées sont éliminées jusqu'à ce que le volume des offres éliminé soit : - Supérieur ou égal à 5 % de la puissance des offres conformes lorsque le volume des offres conformes est supérieur ou égal à 95% de la puissance appelée ; - Supérieur ou égal à x% de la puissance des offres conformes lorsque le volume des offres conformes est supérieur ou égal à 100-x% de la puissance appelée, avec x variant linéairement entre 5 % et 20 % ; - Supérieur ou égal à 20% de la puissance des offres conformes lorsque le volume des offres conformes est inférieur ou égal à 80% de la puissance appelée. Cette règle est appliquée : - Au volume réservé s'il est sous-souscrit, y compris dans le cas où la puissance totale appelée est atteinte. Le volume restant peut alors être augmenté afin d'atteindre la puissance totale appelée pour la période. - Au volume restant s'il est sous-souscrit, la puissance appelée étant dans ce cas considérée égale à la différence entre la puissance appelée totale pour la période et la puissance appelée pour le volume réservé. 2.10 応札の競争性 適合する応札の累積発電容量が募集容量以下の場合、排除された応札量が下記になるまで、最低順位の適合応札を排除する。 - 適合応札量が募集量の 95%以上の場合、適合応札量の 5%以上。 - 適合応札量が募集量の 100-x%以上で、x が 5%～20%で直線的に変化する場合、適合応札量の x%以上。 - 適合応札量が募集量の 80%以下の場合、適合応札量の 20%以上。 本規則の適用対象は、 - 募集量に達した場合を含め、募集量に満たない場合、確定済み容量対象。その後、残りの量を増やして、その期の募集量に達することができる。 - 募集量に満たない場合、残りの量対象。この場合の募集量は、その期の募集量全体と確定済み容量の募集量との差となる。

出所) エネルギー規制委員会、各入札回の「Cahier des charges en vigueur」²²⁰ (2021 年 9 月 9 日取得)

2021 年 12 月に締切日を迎える入札回の募集要項では、単純に下位 20%分を除外するのではなく、より細かく除外する容量の決め方が定められている。

²²⁰ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-a> (2021 年 9 月 9 日取得)

ク) 第7期の応札に対する規制機関の審査結果例

第7期には、入札提出期限までにオンライン申請（応札）が142件あったが、13件が既に提出された書類の重複または未記入とされ、1件が、本入札初期段階で既に落札者に指定されていたという理由で、入札募集要項第3.1項および第5.2項を適用して取消となった。

カテゴリー別の募集容量を超過したカテゴリー2：500kW～5MWの案件を除いた112件が、エネルギー規制委員会（CRE）の審査対象となり、最終的に88件、計649MW分をCREは落札対象として推奨している。

このうち、カテゴリー1、3に属する16件は、入札募集要項の「2.8 応札の競争性」の要件に基づき、落札対象から除外された。このように、落札対象の選定にあたっては、事前に入札募集要項で定められた要件に従ってエネルギー規制委員会（CRE）が実施している。

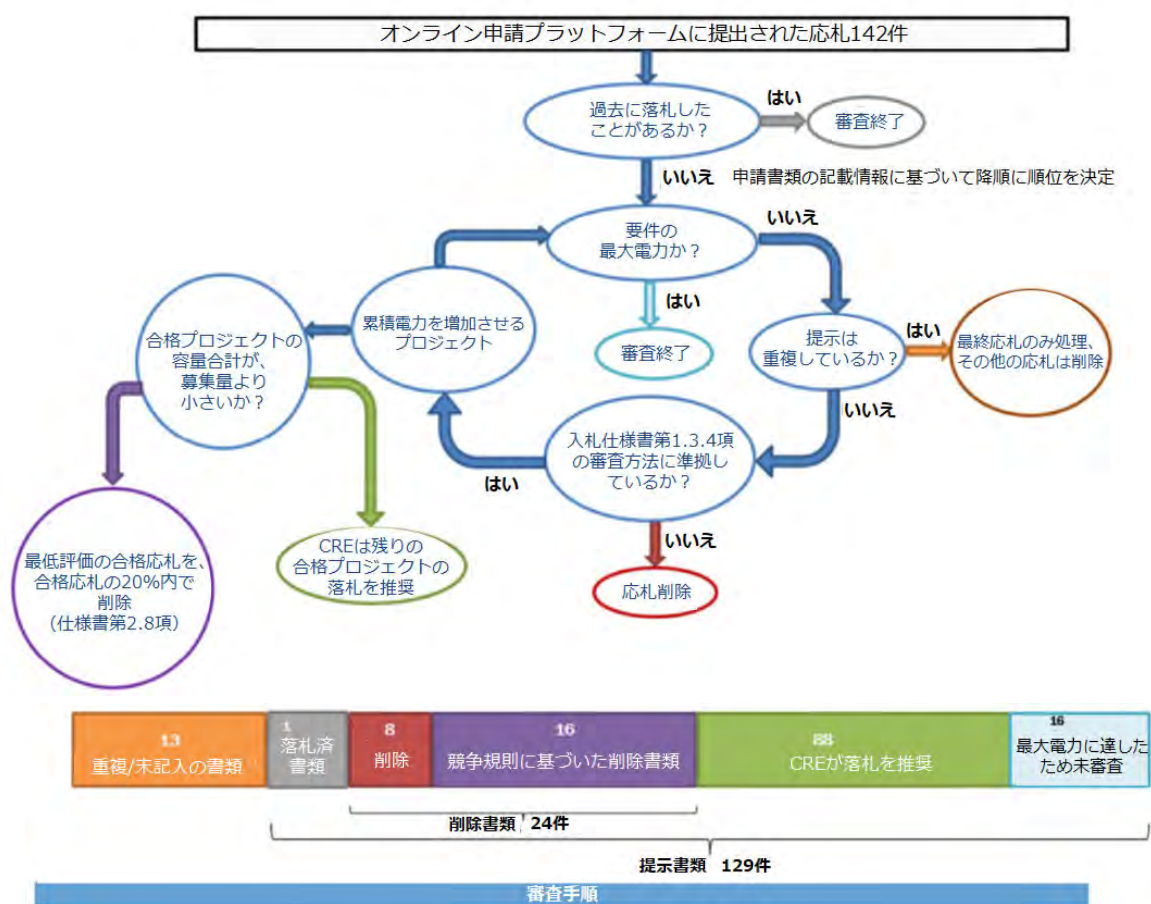


図 7-5 フランス：第7期地上設置型太陽光入札の落札者選定フロー

出所) "RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE) 12 mars 2020, Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol » 7ème période"²²¹

²²¹ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-centrale-au-sol-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-de-la-septieme-periode-de-candidature> (2021年9月9日取得)

2) 2017 年以降の屋根設置型太陽光発電を対象とした入札

フランスでは、2011 年 3 月 4 日付アレテにより、100kW 超の新規太陽光発電設備は、屋根設置型も含めて競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。募集要項で示された入札仕様は以下のとおり。

ア) 募集設備の分類

100kW 超の屋根設置型対象の入札では、以下の 2 分類に分けて、対象設備の募集を行う。

- 分類 1 : 100kW～500kW の屋根設置型
- 分類 2 : 500kW～8 MW の屋根設置型

イ) 募集設備容量、入札実施時期

2016 年に施行された屋根設置型太陽光設備の再生可能エネルギー支援枠組みにおいて、前項の分類ごとに、2017 年から 2019 年までの間に年 3 回のペースでそれぞれ 150MW ずつ、9 期に分けて入札を実施することとなった。2018 年 3 月に実施された第 4 期入札から、1 回の入札における募集容量も拡大された。2020 年、2021 年には 2 期分の入札が追加された。分類ごとの募集容量は表 7-18 のとおり。

表 7-18 フランス：2017 年以降の屋根設置型太陽光発電入札のスケジュール

	入札提出期間		募集設備容量 (MW)	
	募集開始:	締切:(応札期限)	分類 1	分類 2
第 1 期	2017 年 2 月 24 日	2017 年 3 月 10 日	75	75
第 2 期	2017 年 6 月 23 日	2017 年 7 月 7 日	75	75
第 3 期	2017 年 10 月 23 日	2017 年 11 月 6 日	75	75
第 4 期	2018 年 2 月 23 日	2018 年 3 月 9 日	(75→)100	(75→)100
第 5 期	2018 年 6 月 22 日	2018 年 7 月 6 日	(75→)100	(75→)125
第 6 期	2018 年 10 月 22 日	2018 年 11 月 5 日	(75→)150	(75→)150
第 7 期	2019 年 2 月 22 日	2019 年 3 月 8 日	(75→)150	(75→)150
第 8 期	2019 年 6 月 21 日	2019 年 7 月 5 日	(75→)150	(75→)150
第 9 期	2019 年 10 月 21 日	2019 年 11 月 4 日	(75→)150	(75→)150
第 10 期	2020 年 2 月 24 日	2020 年 3 月 6 日	75	75
第 11 期	2020 年 6 月 22 日	2020 年 7 月 6 日	75	75
第 12 期	2021 年 2 月 15 日	2021 年 2 月 26 日	75	75
第 13 期	2021 年 6 月 28 日	2021 年 7 月 9 日	75	75

出所) エネルギー規制委員会、"Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc »"²²²

ウ) インセンティブ対象電力

落札したプロジェクトは、分類 1 (100kW～500kW) の設備は固定価格買取、分類 2 (500kW～8MW) の設備はプレミアム価格 (FIP) 制度での支援となる。

²²² <http://www.cre.fr/media/fichiers/publications/appelsoffres/cahier-des-charges-appel-d-offres-du-9-sept-2016>
(2022 年 2 月 26 日取得)

また、この 100kW 超の屋根設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度では、地方自治体もしくはコミュニティグループ、もしくは資本金の少なくとも 40%を 20 以上の異なる自然人、地方自治体、コミュニティにより出資された合資会社、協同組合が応札者の場合）、落札価格に 0.3 ユーロセント/kWh をボーナスとして上乗せする条項を設けている（「参加型投資（participatory investment）」ボーナス）。

エ）落札者決定方式

2011 年から実施していた入札制度と同様に、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価を含めた総合評価方式が採用されている。評価基準の配点は表 7-19 のとおり。なお、カーボンフットプリント評価の詳細については、本報告書の 373 ページを参照いただきたい。

表 7-19 フランス：2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準

評価基準	最大スコア(最小スコアは 0)	
	分類 1	分類 2
価格	70	70
カーボンフットプリント評価	30	30
合計	100	100

出所) エネルギー規制委員会、”Cahier des charges de l’appel d’offres portant sur la réalisation et l’exploitation d’Installations de production d’électricité à partir de l’énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc »”

また、入札募集時期・分類ごとに、入札時の上限・下限価格があらかじめ設定されている（表 7-20）。

表 7-20 フランス：2017 年以降の屋根設置型太陽光発電入札の上限・下限価格

単位：ユーロ/MWh

入札期間	分類 1(100～500kW)		分類 2(500kW～8MW)	
	上限価格	下限価格	上限価格	下限価格
第 1 期～2017 年 3 月 10 日	143	95	143	95
第 2 期～2017 年 7 月 7 日	130	88	120	80
第 3 期～2017 年 11 月 6 日	127	86	117	78
第 4 期～2018 年 3 月 9 日	124	84	114	76
第 5 期～2018 年 7 月 6 日	112	72	102	64
第 6 期～2019 年 11 月 5 日	110	70	100	62
第 7 期～2019 年 3 月 8 日	108	68	98	60
第 8 期～2019 年 7 月 5 日	106	66	96	58
第 9 期～2019 年 11 月 4 日	104	64	94	56
第 10 期～2020 年 3 月 6 日	102	62	92	54
第 11 期～2020 年 9 月 4 日	102	62	92	54
第 12 期～2021 年 2 月 26 日	98	58	88	50
第 13 期～2021 年 7 月 9 日	96	56	86	48

出所) エネルギー規制委員会、”Cahier des charges de l’appel d’offres portant sur la réalisation et l’exploitation d’Installations de production d’électricité à partir de l’énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc »”

オ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札者の公示日から2ヶ月以内に建設保証となる保証金の納付が求められる。納付形態は現金納付に加えて信用保証の形態も認められている。但し、信用保証の場合には、通貨金融法典に基づき金融監督庁によって認定された外部機関により、信用格付けで一定以上の評価を得ている金融機関等が発行したものという要件が定められている。必要な保証金額は、落札容量1kWあたり30ユーロとなっている。

競争入札制度の落札プロジェクトは、大臣の落札決定通知から20ヶ月以内に稼働することが求められる。20ヶ月の期間に稼働開始しない場合に、最初の6ヶ月は遅延1ヶ月あたりインセンティブ価格が0.025ユーロセント/kWh、7ヶ月目以降は遅延1ヶ月あたり0.05ユーロセント/kWh減額される。なお、系統連系が、系統運用事業者の工事遅滞のために間に合わない場合、連系工事完了後2ヶ月内に、設備が設置されなければならない。

カ) 入札結果（総括）

第13期までの入札結果の概要は表7-21のとおり。

表 7-21 フランス：屋根設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017年～）

入札回	募集カテゴリー	募集容量	応募事業容量	件数	落札平均価格(€ /kWh)	落札事業容量	(件数)
第1期 2017年 3月	100～500kW	75MW	253MW	1045	11.38 €	75.1MW	328
	500kW～8MW	75MW	344MW	166	9.97 €	75.3MW	33
	第1期計	150MW	600MW	1,211	10.67 €	150.3MW	361
第2期 2017年 7月	100～500kW	75MW	264MW	986	9.85 €	75.1MW	271
	500kW～8MW	75MW	329MW	158	8.84 €	76.8MW	39
	第2期計	150MW	593MW	1,144	9.34 €	152MW	310
第3期 2017年 11月	100～500kW	75MW	239MW	807	8.90 €	80.9MW	256
	500kW～8MW	75MW	333MW	140	8.08 €	78.1MW	27
	第3期計	150MW	572MW	947	8.50 €	159MW	283
第4期 2018年 3月	100～500kW	100MW	180MW	623	8.54 €	102.0MW	353
	500kW～8MW	100MW	227MW	106	7.62 €	101.1MW	39
	第4期計	200MW	407MW	729	8.08 €	203.2MW	392
第5期 2018年 7月	100～500kW	100MW	118.6MW	400	8.270 €	101.1MW	341
	500kW～8MW	125MW	168.8MW	73	7.224 €	130.3MW	51
	第5期計	225MW	287.3MW	473	7.681 €	231.4MW	392
第6期 2018年 11月	100～500kW	150MW	61.3MW	223	9.116 €	59.5MW	218
	500kW～8MW	150MW	53.5MW	26	7.721 €	52.1MW	25
	第6期計	300MW	114.8MW	249	8.465 €	111.6MW	243
第7期 2019年 3月	100～500kW	150MW	101.3MW	347	9.916 €	95.9MW	332
	500kW～8MW	150MW	121.9MW	53	9.328 €	111.4MW	48
	第7期計	300MW	223.2MW	400	9.600 €	207.3MW	380
第8期 2019年 7月	100～500kW	150MW	80.9MW	306	9.748 €	63.0MW	235
	500kW～8MW	150MW	88.7MW	42	8.654 €	66.4MW	33
	第8期計	300MW	169.6MW	348	9.187 €	129.4MW	268
第9期 2019年 11月	100～500kW	150MW	109.7MW	387	9.651 €	78.2MW	281
	500kW～8MW	150MW	91.4MW	39	8.617 €	69.1MW	27
	第9期計	300MW	201.1MW	426	9.166 €	147.3MW	308

第 10 期 2020 年 3 月	100～500kW	75MW	125.7MW	476	9.398 ㇿ	75.3MW	272
	500kW～8MW	75MW	83.4MW	45	8.306 ㇿ	76.7MW	34
	第 10 期計	150MW	209.1MW	521	8.847 ㇿ	152.0MW	306
第 11 期 2020 年 9 月	100～500kW	75MW	186.6MW	785	9.074 ㇿ	75.1MW	265
	500kW～8MW	75MW	111.0MW	57	7.934 ㇿ	75.7MW	33
	第 11 期計	150MW	297.5MW	842	8.501 ㇿ	150.7MW	298
第 12 期 2021 年 2 月	100～500kW	75MW	251.6MW	916	8.723 ㇿ	85.45MW	292
	500kW～8MW	75MW	108.9MW	52	7.762 ㇿ	75.5MW	37
	第 12 期計	150MW	360.5MW	968	8.272 ㇿ	161.0MW	329
第 13 期 2021 年 7 月	100～500kW	150MW	255.6MW	944	8.720 ㇿ	225.0MW	292
	500kW～8MW	150MW	152.6MW	64	7.766 ㇿ	113.0MW	37
	第 13 期計	300MW	408.2MW	1,008	8.367 ㇿ	338.0MW	329

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト²²³各入札回の「Rapports de synthèse」 (2022 年 2 月 26 日取得)

2017 年に締め切られた第 1 期から第 3 期の入札までは、募集容量に対して大幅に超過した応札容量があったが、その後は応札事業の容量が減少傾向にいった。2018 年 11 月に締め切られた第 6 期入札では、募集容量の計 300MW に対して、114.8MW の応札しかなかった。

このような状況を受けて第 8 期以降の入札募集要項では、次項のとおり、応札容量が募集容量に満たない場合の規定を追加して、落札容量を絞り込む対応を行った。第 8 期、第 9 期については、本規定に基づき、カテゴリーごとに落札容量が応札容量の 80%に制限されている。

キ) 応札容量が募集容量を下回った場合の規定の変遷

第 8 期の入札回以降、入札の募集要項にて応札容量が募集容量を下回った場合の対応について、以下のとおり明確化されており、この方針に従ってエネルギー規制委員会 (CRE) の審査が行われている。

²²³ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-s> (2022 年 2 月 26 日取得)

表 7-22 フランス：屋根設置型太陽光入札の募集容量未達時の規定の変遷（仮訳）

第 1～7 期	規定なし
第 8～10 期	2.7 Compétitivité des offres A partir de la 8ème période et pour les périodes suivantes, si la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées de chaque famille sont éliminées dans la limite de 20 % de la puissance des offres conformes de chacune des familles. Le niveau de 20 % peut-être dépassé en cas d'égalité d'offres. 2.7 応札の競争性 第 8 期以降、適合応札の累積発電容量が募集容量を下回る場合、各カテゴリーの適合応札のうち、最低評価のものを 20% を上限として排除する。なお、同点の場合は 20% を超えることがある。
第 11～13 期	Compétitivité des offres Au sein de chaque famille, si la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées sont éliminées jusqu'à ce que le volume des offres éliminées soit supérieur ou égal à 20 % de la puissance cumulée des offres conformes. 応札の競争性 各カテゴリーで、適合応札の累積発電容量が募集容量を下回る場合、排除された応札量が適合応札量の 20% 以上になるまで、最低順位の適合応札が排除される。

出所) エネルギー規制委員会、各入札回の「Cahier des charges en vigueur」²²⁴ (2021 年 9 月 9 日取得)

3) 陸上風力発電を対象とした入札

フランスでは、風車 7 基以上の設備や公称出力 3MW 超の風車 1 基以上の設備を対象として、2017 年以降は入札による支援を行っている。募集要項で示された入札仕様は以下のとおり。

ア) 募集設備容量、入札実施時期

2017 年以降の募集スケジュール、募集容量は表 7-18 のとおり。

²²⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-s> (2021 年 9 月 9 日取得)

表 7-23 フランス：陸上風力発電入札のスケジュール・募集容量

	入札提出期間		募集設備容量 (MW)
	募集開始	締切:(応札期限)	
第 1 期	2017 年 11 月 1 日	2017 年 12 月 1 日	500
第 2 期	2018 年 5 月 1 日	2018 年 6 月 1 日	500
第 3 期	2019 年 3 月 1 日	2019 年 4 月 1 日	500
第 4 期	2019 年 7 月 1 日	2019 年 8 月 1 日	500
第 5 期	2019 年 12 月 1 日	2020 年 1 月 3 日	630
第 6 期	2020 年 6 月 1 日	2020 年 7 月 1 日	250
第 7 期	2020 年 10 月 3 日	2020 年 11 月 3 日	500
第 8 期	2021 年 4 月 5 日	2021 年 4 月 16 日	700

出所) エネルギー規制委員会、” Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre”²²⁵

イ) インセンティブ対象電力

落札したプロジェクトはプレミアム価格 (FIP) 制度での支援となる。

ウ) 落札者決定方式

応札価格のみで評価を行い、差別価格 (Pay-as-bid) 形式で各応札者の支援価格が決定する。

また、入札時の上限価格があらかじめ設定されており、第 4 期までは 71 ユーロ/MWh、第 5 期以降は 70 ユーロ/MWh となっている。

エ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札者の公示日から 2 ヶ月以内に建設保証となる保証金の納付が求められる。納付形態は現金納付に加えて信用保証の形態も認められている。但し、信用保証の場合には、通貨金融法典に基づき金融監督庁によって認定された外部機関により、信用格付けで一定以上の評価を得ている金融機関等が発行したものという要件が定められている。必要な保証金額は、落札容量 1kW あたり 30 ユーロとなっている。

競争入札制度の落札プロジェクトは、大臣の落札決定通知から 36 ヶ月以内に稼働することが求められる。36 ヶ月の期間に稼働開始しない場合に、遅延した分だけ支援期間が短縮される。なお、系統連系が、系統運用事業者の工事遅滞のために間に合わない場合、連系工事完了後 2 ヶ月内に、設備が設置されなければならない。

オ) 入札結果 (総括)

第 8 期までの入札結果の概要は表 7-24 のとおり。

第 2 期と第 8 期で、応札容量が募集容量を下回る結果となった。

²²⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-mecanique-du-vent-im> (2022 年 2 月 26 日取得)

表 7-24 フランス：陸上風力発電対象の入札制度の結果（2017 年～）

入札回	入札締切日	募集 容量	応札事業 容量	件数	平均落札 価格(セ ン/kWh)	落札事業 容量	(件数)
第 1 期	2017/12/1	500MW	904MW	38	6.54 セン	508MW	22
第 2 期	2018/6/1	500MW	231MW	10	6.69 セン	83MW	4
第 3 期	2019/4/1	500MW	945MW	43	6.30 セン	516MW	21
第 4 期	2019/8/1	500MW	736MW	28	6.65 セン	576MW	20
第 5 期	2020/1/3	630MW	1,121MW	60	6.22 セン	637MW	31
第 6 期	2020/7/1	250MW	686MW	48	5.97 セン	258MW	23
第 7 期	2020/11/3	500MW	1,065MW	49	5.95 セン	520MW	15
第 8 期	2021/4/16	700MW	540MW	36	6.08 セン	404MW	26

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト²²⁶各入札回の「Rapports de synthèse」

カ) 応札容量が募集容量を下回った場合の規定の変遷

各入札回の募集要項では、募集要項の「1.2.2 Périodes de candidature, volumes appelés et Date limite de dépôt des offres」で、募集容量に満たない場合には、エネルギー担当大臣が募集容量を変更できる旨が規定されている。また、第 4 期以降の募集要項では、表 7-25 のとおり、応札容量が募集容量に満たない場合のエネルギー規制委員会 (CRE) による審査基準が示されており、第 8 期には下表の基準に基づいて、下位 20% のプロジェクトが除外されて落札プロジェクトが選定された。募集要項に明確な規定がなかった第 2 期の審査過程については、後述する。

表 7-25 フランス：陸上風力入札の募集容量未達時の規定の変遷（仮訳）

第 1～3 期	規定なし
第 4～6 期	2.7 Compétitivité des offres À partir de la 4ème période incluse et pour les périodes suivantes, si la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées sont éliminées dans la limite de 20 % de la puissance des offres conformes. Le niveau de 20 % peut-être dépassé en cas d'égalité d'offres. 2.7 応札の競争性 第 4 期以降、適合応札の累積発電容量が募集容量を下回る場合、適合応札のうち、最低評価のものを 20% を上限として排除する。なお、同点の場合は 20% を超えることがある。
第 7 期	2.7 Compétitivité des offres À partir de la 4ème période incluse et pour les périodes suivantes, si la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée, les offres conformes les moins bien notées sont éliminées jusqu'à ce que le volume des offres éliminées soit supérieur ou égal à 20 % de la puissance cumulée des offres

²²⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-mecanique-du-vent-im> (2021 年 9 月 9 日取得)

	conformes. 2.7 応札の競争性 第4期以降、適合応札の累積発電容量が募集容量を下回る場合、排除された応札量が適合応札量の20%以上になるまで、最低順位の適合応札が排除される。
第8期	2.7 Compétitivité des offres À partir de la 4ème période incluse et pour les périodes suivantes, si la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée initialement (avant une éventuelle augmentation de cette puissance par le ministre chargé de l'énergie), les offres conformes les moins bien notées sont éliminées jusqu'à ce que le volume des offres éliminées soit supérieur ou égal à 20 % de la puissance cumulée des offres conformes. 2.7 応札の競争性 各カテゴリで、適合応札の累積発電容量が当初の（エネルギー担当大臣が増加をする前の）募集容量を下回る場合、排除された応札量が適合応札量の20%以上になるまで、最低順位の適合応札が排除される。

出所）エネルギー規制委員会、各入札回の「Cahier des charges en vigueur」²²⁷（2021年9月9日取得）

キ）第2期の応札に対する規制機関の審査結果例²²⁸

第2期入札では、計10件のオンライン申請（応札）があったが、そのうち1件が、提出された設備と環境許可が発行された設備と異なるという理由で書類審査で不合格となった。残りの9件、231MW分が審査対象となったが、これは当期募集容量500MWの半分にも満たない結果となった。この結果、審査対象プロジェクト9件の平均応札価格は7.11ユーロセント/kWhで、第1期の平均落札価格6.54ユーロセント/kWhを大きく上回った。

こうした状況を受けて、落札案件の審査を行うエネルギー規制委員会（CRE）は、第2期は競争性の悪化により、効果的な価格を保証することができず、プロジェクト収益性を評価する事業計画を立てることができないことから、エネルギー担当大臣に対して、入札募集要項第1.2.2項の規定「落札量は募集量を下回ることがある」を適用し、基準価格が第1期の最終落札価格よりも低いプロジェクトだけを落札するよう推奨した。この場合は、落札プロジェクトは、4件、計83MWで、平均落札価格が6.69ユーロセント/kWhとなる。あわせて、エネルギー規制委員会（CRE）は、競争環境を整える目的で、次回（第3期）の入札実施時期の後ろ倒しについても、エネルギー担当大臣に推奨している。

エネルギー担当大臣にこれらの提言が採用され、第2期の落札プロジェクトは、4件、計83MW分までとされた。

²²⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-mecanique-du-vent-im>（2021年9月9日取得）

²²⁸ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/Telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-de-la-deuxieme-periode-de-candidature>（2021年9月9日取得）

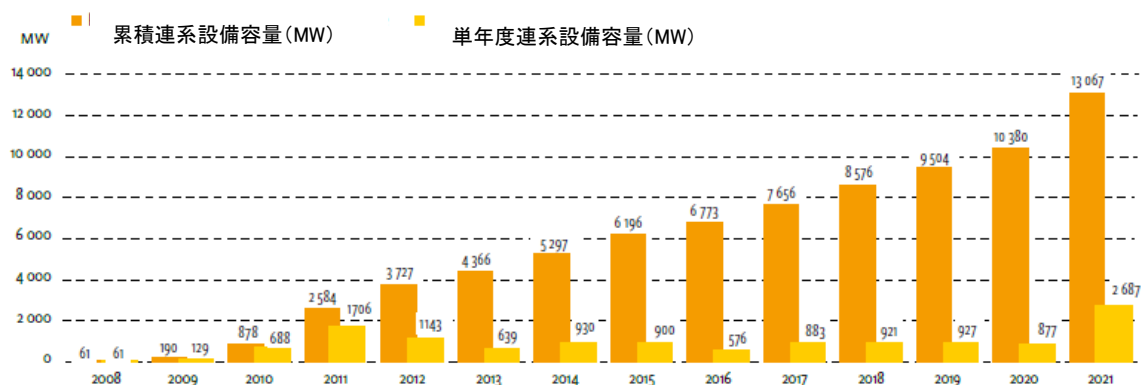
7.3 再生可能電力支援制度の施行状況

7.3.1 再生可能発電の導入状況

(1) 太陽光

2021年12月31日時点のフランスにおける太陽光発電設備の設置設備容量は13,067MWとなっている（図7-6）。2021年には急増し、2,687MWの新規容量が設置された。

● 累積および単年度連系設備容量（単位：MW）



● 太陽光発電量（単位：TWh）

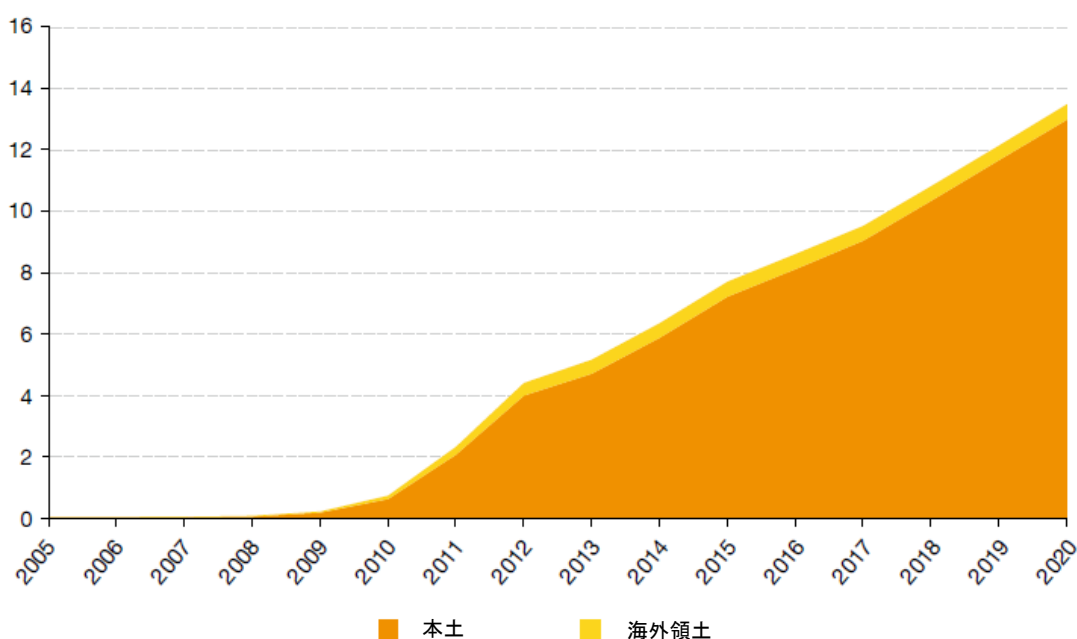


図 7-6 フランス：太陽光発電連系設備容量と太陽光発電量の推移

出所）RTE. "Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2021"²²⁹および Commissariat général au développement durable, "Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2021"（2022年2月8日取得）

²²⁹ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-02/Pano-2021-T4.pdf>（2022年2月8日取得）

本土での内訳を見ると、日照条件に恵まれている地中海沿岸地域に、1 設備あたりの規模が大きな設備が多く導入されている状況にある。

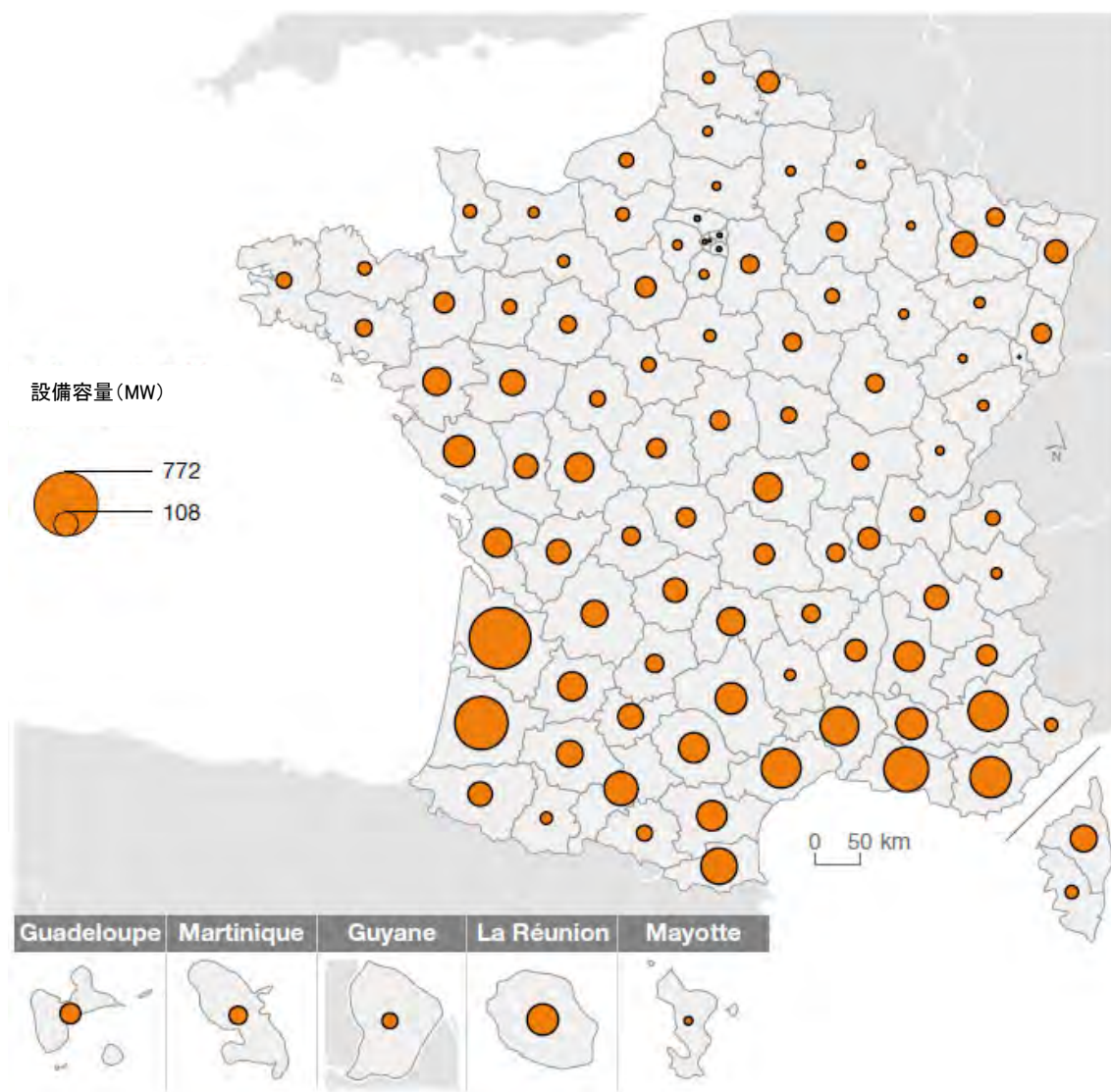


図 7-7 フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布（2020 年末時点）

出所）Commissariat général au développement durable, "Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2021"

(2) 陸上風力発電

2021 年末時点のフランスにおける陸上風力発電設備の連系設備容量は 18,783MW となっており、2014 年以降は年間 1GW 以上の新設容量がある状況が続いている（図 7-8）。本土での内訳を見ると、地中海、大西洋沿岸地域を中心に導入が進んでいる（図 7-9）。

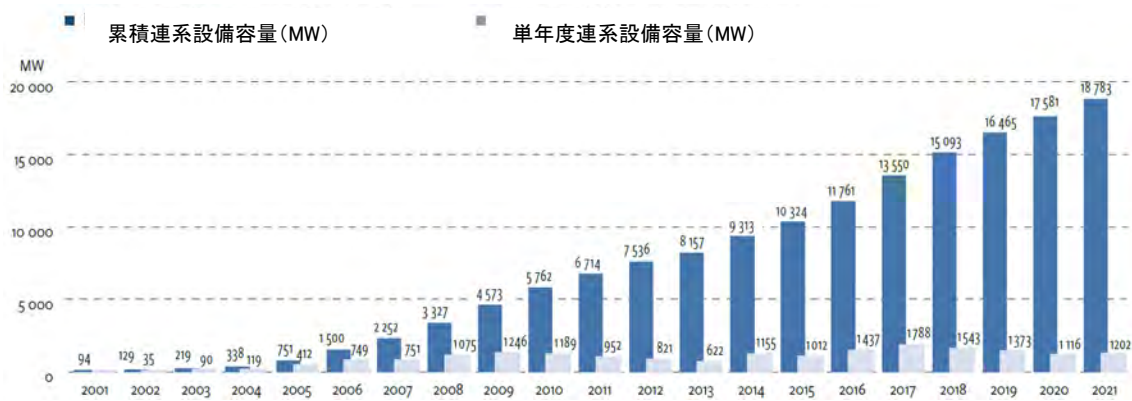


図 7-8 フランス：陸上風力発電設備の連系設備容量の推移

出所) RTE. "Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2021"²³⁰

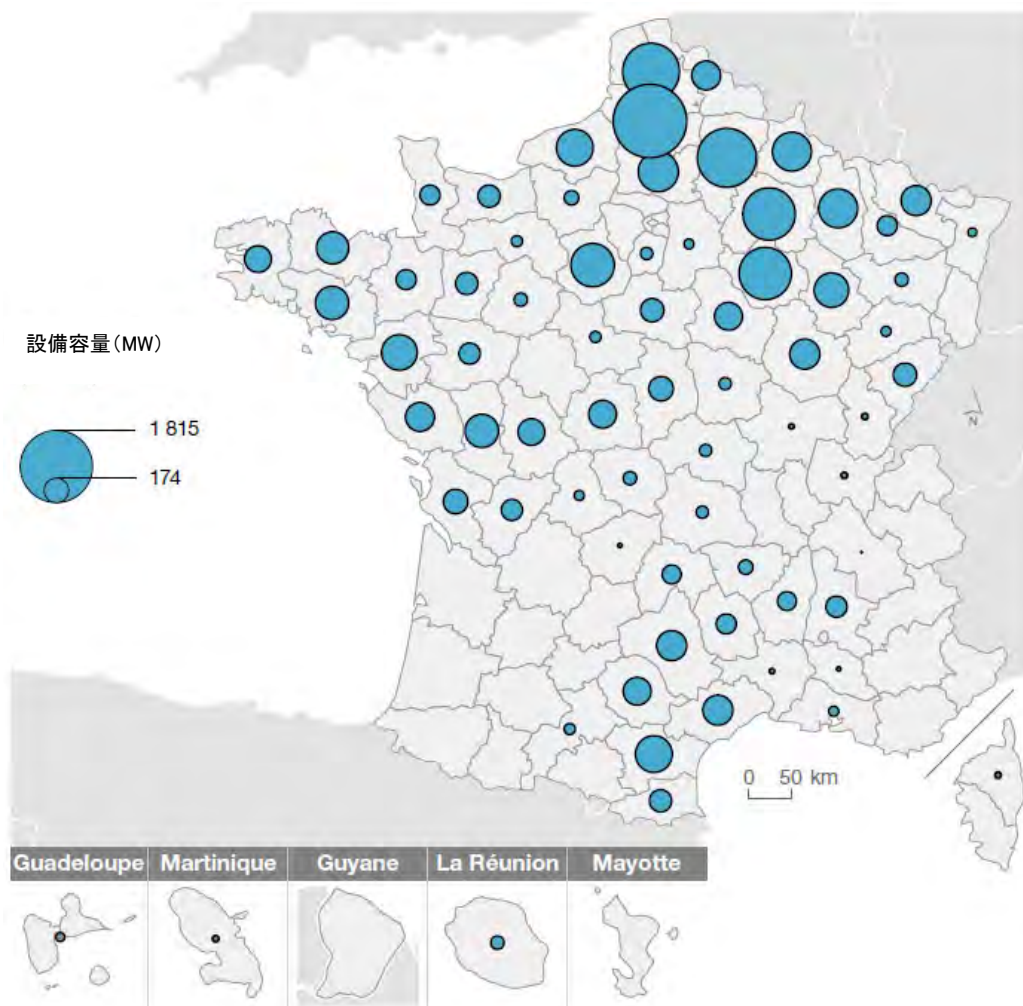


図 7-9 フランス：陸上風力発電の設備容量の地域別分布（2020 年末時点）

出所) Commissariat général au développement durable, "Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2021"

²³⁰ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-02/Pano-2021-T4.pdf>（2022 年 2 月 26 日取得）

(3) 国民負担の動向

フランスでは、需要家の支払う電力公共サービス賦課金（CSPE : contribution au service public de l'électricité）により、固定価格買取に係る追加費用（買取価格と回避可能原価の差額）を賄ってきた。なお、この電力公共サービス費用には、買取義務にかかる追加費用の補てんに加えて、i) 非連系地域における追加的費用、ii) 社会保障（必需品特別料金）、iii) 自由化市場への移行に伴う市場調整暫定料金（TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché）の費用等も含まれている。

2004～20 年の電力公共サービス費用の実績は表 7-26 のとおりである。

表 7-26 フランス：電力公共サービス費用（電力分野）の費用額の推移

単位：100 万ユーロ

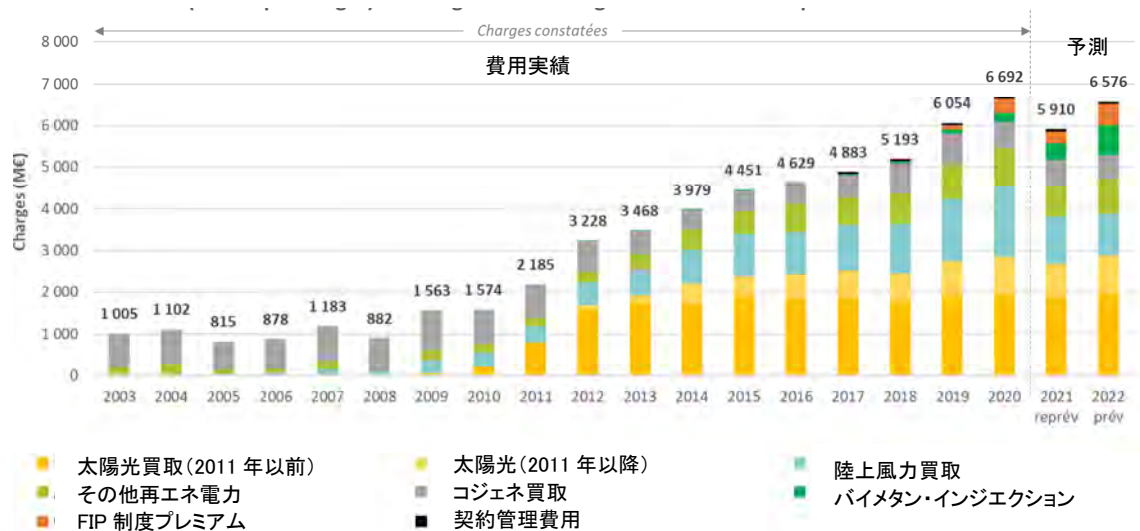
	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
本土の再エネ支援費用	201.3	89.1	110.7	322.5	-4.9	561.1	706.7	1,346.4	2,461.6
バイオマス・インジェクション	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4
海外領土支援費用 （全土での均一電力料金、 エネルギー移行の費用）	431.2	564.2	661.5	762.3	897.1	1,033.2	1,018.3	1,315.9	1,508.6
コジェネ電力・その他買 電契約に係る費用	900.8	726.1	767.8	860.9	887.3	1,002.2	867.7	838.5	766.1
デマンド・レスポンス費用	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社会的弱者対策費用	2.0	23.7	34.4	43.9	64.9	84.7	79.8	88.7	125.5
雑費用(管理費用)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	1,535.3	1,403.1	1,574.3	1,989.5	1,844.5	2,681.2	2,672.6	3,589.5	4,862.1

	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
本土の再エネ支援費用	2,913.1	3,495.0	3,944.1	4,109.0	4,271.1	4,399.3	5,167.3	5,794.3
バイオマス・インジェクション	1.0	2.7	7.1	18.6	32.8	54.6	107.7	200.5
海外領土支援費用 （全土での均一電力料金、 エネルギー移行の費用）	1,665.0	1,838.1	1,871.1	1,752.3	1,686.7	1,781.7	1,945.3	1,993.1
コジェネ電力・その他買 電契約に係る費用	554.1	480.8	499.6	501.0	528.7	715.5	730.0	642.6
デマンド・レスポンス費用	0	0	0	0	0	9.4	6.7	3.0
社会的弱者対策費用	182.6	303.3	390.0	415.3	394.9	136.8	26.8	27.6
雑費用(管理費用)	0	0	0	0	50.1	47.6	49.0	54.7
合計	5,315.8	6,119.9	6,712.0	6,796.2	6,964.3	7,145.0	8,032.9	8,715.8

出所) エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイト²³¹をもとに作成

再生可能エネルギー支援にかかる費用は、当初は電力公共サービス費用全体に占める比率がわずかであったが、2010 年以降は急増している。

²³¹ https://www.cre.fr/content/download/24173/file/210715_2021-230_Evaluation_CSPE_2022_Annexe_7.pdf
(2022 年 2 月 26 日取得)



注) 上記のコジェネ買取費用は、非再エネの天然ガスコジェネの買取費用

図 7-10 フランス：本土における再エネ支援に係る電力公共サービス費用の推移

出所) ” Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l’électricité (CGCSPE) n°3”²³²

特に本土における太陽光と陸上風力への支援費用が増加しており、2020 年の費用額のうち太陽光の支援費用額が 28.92 億ユーロ、陸上風力の支援費用額が 19.48 億ユーロとなっており、それぞれ再エネ電力支援額全体 57.94 億ユーロの 49.9%、33.6%を占めている。

この電力公共サービス費用は、各電力需要家から電力料金に上乗せされる料金によって徴収される。毎年の賦課金単価は、あらかじめエネルギー規制委員会（CRE : Commission de régulation de l’ énergie）が規定のフォーミュラに従って必要な費用予測額を提案し、エネルギー担当大臣の承認を得てアレテにより公布される。2002 年以降の電力公共サービス賦課金の推移は、表 7-27 のとおり。2016 年以降の電力需要家の負担額は、2.25 ユーロセント /kWh (22.5 ユーロ/MWh) となっており、2022 年まで変更はない。

表 7-27 フランス：電力公共サービス費用（CSPE）賦課金の推移（2004~22 年）

単位：ユーロセント/kWh							
2004 ~2010 年	2011 年 前期	2011 年 後期	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年 以降
0.45	0.75	0.9	1.05	1.35	1.65	1.95	2.25

出所) EDF, “Evolution de la contribution au service public de l’électricité (CSPE) au 1er février 2022”²³³をもとに作成

なお、フランスでは、エネルギー法典の規定により、電力公共サービス賦課金単価を前年

²³²

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/3%C3%A8me%20rapport%20annuel%20du%20Comit%C3%A9%20de%20gestion%20des%20charges%20de%20service%20public%20de%20l%27%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>

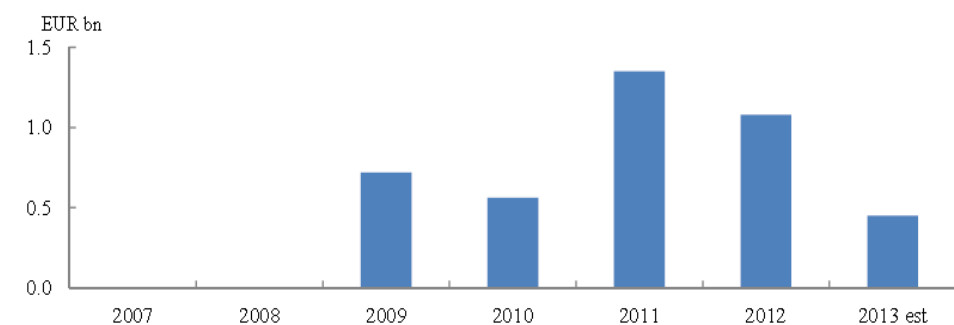
(2022 年 2 月 26 日取得)

²³³ <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-fevrier-2022> (2022 年 2 月 26 日取得)

と比べて一定以上引き上げる場合に別途省令で定めが必要であることも背景となり、費用回収に必要な賦課金単価を設定しない状態が続き、累積赤字が拡大していく状況にあった。2012 年末における電力公共サービス賦課金徴収の累積赤字額は、フランスのエネルギー規制委員会の試算では、35 億ユーロとされており、これはフランスの国内総生産（GDP）の 0.18%に相当する。こうした事態を受けて、2013 年 1 月に、EDF の抱える未収費用を政府が弁済することとなった。

単位：10 億ユーロ

Graph 3.11: Evolution of electricity tariff deficit in France, 2007-2013



Source: Commission Services based on data from ERSE, EDF

図 7-11 フランス：電力料金の未徴収金額の推移（2007～13 年）

出所）欧州委員会，“Electricity Tariff Deficit: Temporary or Permanent Problem in the EU？”²³⁴をもとに作成

この改正を受けて、2016 年以降は電力公共サービス賦課金としての電力需要家の負担額は、2.25 ユーロセント/kWh に据え置かれている。

こうした電力公共サービス賦課金の負担増に対して、政府は、電力公共サービス賦課金を国内電力最終消費税（TICFE：Taxe intérieure sur la consommation finale d’électricité）に一本化するとともに、2017 年からは電力需要家だけでなく化石燃料需要家にも負担を求めることとなり、2016 年 1 月 1 日付でエネルギー税制が改正され、再生可能エネルギーへの支援は、Energy Transition Trust Account（CAS）を通じて国家予算に統合されることとなった。2017 年 2 月 1 日以降この項目は、原産地証明の入札に伴う歳入のほか、石油商品内国消費税（TICPE）と石炭税（TICC）からの歳入が充てられる。2020 年財政法第 89 条により、2021 年 1 月 1 日を以て、エネルギー移行の特別割当項目が廃止となり、全ての、電力公共サービス費用が通常の予算に組み込まれた。

項目及び小項目に分類されている予算計画によって、政府支出に透明性が与えられ、様々なエネルギー政策目標の関連費用を電力公共サービス費用として一括で歳出することが可能となる。このため、CRE は管轄官庁と協働で、適切な予算項目緒を提案し、電力公共サービス料金は、新たに下表の項目に分類されることとなった。新たな分類による、これまでの電力公共サービス費用の変遷は、下表のとおり。

²³⁴ https://ec.europa.eu/economy_finance/publications/economic_paper/2014/pdf/ecp534_en.pdf（2022 年 2 月 26 日取得）

表 7-28 フランス：電力公共サービス費用（CSPE）内訳の推移（2012 年～）

単位：100 万ユーロ

		2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
本土の再エネ補助	陸上風力	550.0	641.8	814.8	1,024.2	1,004.0	1,103.5
	洋上風力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	太陽光	1,683.2	1,919.9	2,202.5	2,378.0	2,444.9	2,525.1
	バイオエネルギー	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	その他	228.4	351.4	477.7	542.0	660.0	642.4
バイオメタン・インジェクション		0.4	1.0	2.7	7.1	18.6	32.8
非連系地域における補助	エネルギー移行	1,508.6	1,665.0	1,838.1	1,871.1	1,752.3	1,686.7
	均一料金						
コジェネ		766.1	554.1	480.8	499.6	501.0	528.7
デマンド・レスポンス		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
社会的費用		125.5	182.6	303.3	390.0	415.3	394.9
その他	管理費用	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.1
合計		4,862.1	5,315.8	6,119.9	6,712.0	6,796.2	6,964.3

		2018 年	2019 年	2020 年	2021 年 再予測	2022 年 予測
本土の再エネ補助	陸上風力	1,193.8	1,592.7	1,948.4	1,327.4	1,277.7
	洋上風力	0.0	0.0	0.0	0.0	82.3
	太陽光	2,460.3	2,746.6	2,892.2	2,706.2	2,957.8
	バイオエネルギー	523.4	574.2	641.4	593.0	624.7
	その他	221.7	253.8	312.4	173.7	211.3
バイオメタン・インジェクション		54.6	107.7	200.5	383.3	712.9
非連系地域における補助	エネルギー移行	383.4	500.5	506.9	598.5	670.3
	均一料金	1,398.3	1,444.8	1,486.2	1,443.8	1,493.3
コジェネ		715.5	730.0	642.6	669.0	646.1
デマンド・レスポンス		9.4	6.7	3.0	17.2	40.0
社会的費用		136.8	26.8	27.6	28.2	30.9
その他	管理費用	47.6	49.0	54.7	57.9	62.9
合計		7,145.0	8,032.9	8,715.8	7,997.9	8,810.3

出所）エネルギー規制委員会、“Historique des charges de service public de l’énergie”²³⁵をもとに作成²³⁵ https://www.cre.fr/content/download/24173/file/210715_2021-230_Evaluation_CSPE_2022_Annexe_7.pdf

（2022 年 2 月 26 日取得）

フランスでは、エネルギー集約産業は TICFE/CSPE の一部免除対象となっている。2005 年には年間電力消費量 7 GWh 超の電力需要家の一部免除が開始となり、CSPE 納付上限が粗付加価値 0.5%までに定められた。また、年間 240 GWh 以下の自家消費に対しては CSPE は賦課されない。

2022 年 2 月 1 日時点で関税法により TICFE/CSPE の免除対象となっているのは、以下の事業者である²³⁶。

- 冶金、化学的還元、電解過程を扱う事業者
- 電気代が製品原価の半分以上を占める事業者
- 非金属鉱物製造業者
- エネルギー製品、発電事業者
- 公共送配電網の損失補填分。この免除は、サイトの電力使用量により全額または一部となる。

2016 年 1 月 1 日以降、電力供給契約期間中有効な証書（サイトあたり 1 証書）の事前提出を条件に、軽減率および免除が適用されている。

表 7-29 フランス：電力使用量に応じた TICFE/CSPE 軽減率

単位：ユーロ/MWh

受益者	2022 年 1 月適用 の軽減料金 (ユーロ/MWh)	2022 年 2 月 1 日 以降適用の軽減料金 (ユーロ/MWh)
電車、地下鉄、トラム、ケーブルカー、トロリーバスによる人と財の輸送事業を行う事業者	0.5	0.5
超電力集約型設備を運転する事業者	0.5	0.5
デジタルデータ保管センター(2019 年以降) ^注	12.0	0.5
公共交通のための飛行場(2019 年以降)	7.5	0.5
港湾内で港湾処理の必要がある企業(2023 年以降の消費量に適用)		0.5
船の港停泊および内水での商品輸送用車両(プレジャーボートを除く)への直接供給電力(2021 年以降)	0.5	0.5

注) 2022 年 1 月 1 日以降は、1) エネルギー管理システムの導入、2) データセンターのエネルギー管理の最優良事例を共有する制度の会員、3) 廃熱回収や電力使用効率に関して、複数年にわたり政令で定められた定量化指標に準拠、4) 冷却目的での水の使用制限に関して、複数年にわたり法令によって定められた定量化指標に準拠していることが追加要件

上記事業者に加えて、CSPE が粗付加価値の 0.5%以上を占める需要家については、軽減が適用される（適用軽減率は、粗付加価値に対する電力消費量による）

²³⁶ EDF, “Evolution de la contribution au service public de l’électricité (CSPE) au 1er février 2022”

(<https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-fevrier-2022>)（2022 年 2 月 26 日取得）

●CSPE が粗付加価値（VAT）の 0.5%超を占める電力集約型産業施設への適用軽減率

粗付加価値 1 ユーロあたり電力使用量(kWh/ユーロ VAT)	適用軽減率(ユーロ/MWh)			
	間接排出費用による炭素流出の重大リスクがない産業施設		間接排出費用による炭素流出の重大リスクがない産業施設※	
	2022 年 1 月	2022 年 2 月 1 日以降	2022 年 1 月	2022 年 2 月 1 日以降
3kWh 超	2.0	0.5	1.0	0.5
1.5kWh ≤ P ≤ 3kWh	5.0	0.5	2.5	0.5
1.5kWh 未満	7.5	0.5	5.5	0.5

※排出量に応じた炭素税適用により罰則がある

出所) EDF, “Evolution de la contribution au service public de l’électricité (CSPE) au 1er février 2022”²³⁷をもとに作成

²³⁷ <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-fevrier-2022> (2022 年 2 月 26 日取得)

7.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ

7.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

フランスでは、電力自由化を開始する以前は、風力発電設備を対象とした競争入札制度を行っていた。これまでの再生可能電力分野における主な施策の流れは表 7-30 のとおりである。

表 7-30 フランス：再生可能電力促進政策の流れ（エネルギー移行法施行前）

1996 年～ (99 年末 募集終了)	「風力 2005 計画 (Eole Programme)」 ・ 風力発電プロジェクトを対象とした競争入札制度 ・ EDF（フランス電力公社、当時）、経済・財政・産業省、研究省の代表者により構成される入札選定委員会により事業者を選定 ・ 落札した事業者は、最低 15 年間にわたり EdF と保証売電価格での電力販売契約を締結 ・ 電力自由化などによる EDF の市場環境変化で 1999 年末に募集終了
2000 年～	2000 年電力自由化法 ・ 設備容量 12MW 以下の再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度
2003 年～	発電への複数年投資計画 (PPI) 未達成容量分のプロジェクトの競争入札 ・ 一定規模（当初は設備容量 12MW）超の再生可能エネルギー発電設備を対象とした競争入札の募集を開始 ・ 風力（陸上・洋上）、バイオマス、バイオガス発電設備について競争入札を行い、落札プロジェクトは入札した保証価格での売電が可能 ・ 所定の期間までにプロジェクトを完了（稼動）できなかった落札事業者には、罰金が科せられる

出所）各種資料²³⁸をもとに作成

フランスでは、2000 年 2 月 10 日に、EU の電力自由化指令に対応する「2000 年電力自由化法（LOI no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité）」が採択された。この電力自由化法では、原則として設備容量 12MW 以下の再生可能エネルギー/コジェネ発電設備からの電力について、固定価格による買取義務制度を規定している。

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣（2021 年末時点では環境移行大臣）が、エネルギー移行法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画（PPI）、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。

²³⁸ https://www.eesteem-tool.eu/fileadmin/eesteem-tool/docs/CASE_11_def.pdf（2022 年 2 月 26 日取得）、
<https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000750321/>（2022 年 2 月 26 日取得）

特に太陽光発電については、2011年3月4日付アレテにより、100kW超の新規設備は、競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

2022年1月末までに公表されている競争入札のスケジュールは下表のとおりである。

表 7-31 フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況

エネルギー源	募集容量	募集締切
陸上風力	500MW	2005年1月30日
洋上風力	500MW	2004年8月13日
(第1回)バイオマス、バイオガス	250MW	2004年4月19日
(第2回)バイオマス、バイオガス	300MW	2007年8月9日
(第3回)バイオマス	250MW	2009年7月15日
(第4回)バイオマス(12MW超)	200MW	2011年2月28日
太陽光(地上設置型)	300MW	2010年1月25日
洋上風力	95MW	2011年5月30日
太陽光(250kW超)	450MW	2012年2月8日
太陽光(100-250kW)	30MW 30MW 30MW 30MW 30MW 計 150MW	第1期:2012年1月20日 第2期:2012年3月31日 第3期:2012年6月30日 第4期:2012年9月30日 第5期:2012年12月31日 ※第6期、7期はキャンセル
洋上風力	5サイト計 2,400~3,000MW	2012年1月11日
太陽光(250kW超)	400MW	2013年9月16日
洋上風力	2サイト計 960~1,000MW	2013年11月29日
太陽光(100-250kW)	40MW 40MW 40MW 計 120MW	第1期:2013年10月31日 第2期:2014年2月28日 第3期:2014年6月30日
太陽光(250kW超)	800MW (当初 400MW ^{*1})	2015年6月1日
太陽光(100-250kW) (屋根置き型・ソーラーカーポート)	80MW 80MW 80MW 計 240MW	第1期:2015年9月21日 第2期:2016年1月21日 第3期:2016年5月20日
バイオマス	60MW 60MW 60MW 計 180MW	第1期:2016年8月22日 第2期:2017年9月1日 第3期:2018年8月31日
水力		2016年12月19日
太陽光(500kW-30MW、地上設置型)	500MW 500MW 500MW (以降、拡大)720MW 850MW 850MW 計 3,920MW	第1期:2017年2月3日 第2期:2017年6月1日 第3期:2017年12月1日 第4期:2018年6月1日 第5期:2018年12月3日 第6期:2019年6月3日 ~ 2024年第4四半期

太陽光(100kW-8MW、屋根設置型、温室、営農型、カーポート)	150MW 150MW 150MW (以降、拡大)200MW 225MW 300MW 300MW 300MW 300MW 計 2,075MW (以降、1 期 300MW ずつ 年 3 回の入札を実施予定)	第 1 期:2017 年 3 月 10 日 第 2 期:2017 年 7 月 7 日 第 3 期:2017 年 11 月 6 日 第 4 期:2018 年 3 月 9 日 第 5 期:2018 年 7 月 6 日 第 6 期:2018 年 11 月 5 日 第 7 期:2019 年 3 月 8 日 第 8 期:2019 年 7 月 5 日 第 9 期:2019 年 11 月 4 日 第 10 期 2020 年 3 月 6 日 第 11 期 2020 年 7 月 6 日 →2020 年 9 月 6 日に延期 2024 年第 3 四半期
バイオマス CHP	40MW	2017 年 6 月 2 日
小規模水力発電(1MW 以上)	新規サイト 20MW 既存設備改修 15MW ずつ	第 1 期:2018 年 1 月 31 日 第 2 期:2019 年 1 月 31 日 第 3 期:2020 年 1 月 31 日 第 4 期:2021 年 1 月 31 日 第 5 期:2022 年 1 月 31 日 第 6 期:2023 年 1 月 31 日 第 7 期:2024 年 1 月 31 日
陸上風力発電	500MW 500MW 500MW 500MW 500MW 600MW 800MW 1,000MW (以降、1 期 1,000MW ずつ 年 2 回の入札を実施予定)	第 1 期:2017 年 12 月 1 日 第 2 期:2018 年 6 月 1 日 第 3 期:2018 年 12 月 1 日 第 4 期:2019 年第 2 四半期 第 5 期:2019 年第 3 四半期 第 6 期:2019 年第 4 四半期 第 7 期:2020 年第 2 四半期 第 8 期:2020 年第 4 四半期 ~ 2024 年第 2 四半期
太陽光または陸上風力 洋上風力	200MW	2018 年 9 月 17 日
	2019 年 500MW Dankerque (70€/MWh) 2020 年 1,000 MW Manche Est Mer du nord (65€/MWh) 2021 年 250MW Bretagne (120€/MWh) 2022 年 250MW Méditerranée (110€/MWh) 2023 年から 2024 年 1,000MW~1,500MW (60€/MWh) 2024 年 250-500MW(価格による) 2025 年以降 年に 500MW(1 件)	
非連系地域における太陽光	第 1 群: 100~500kW 1.5MW 以下 500kW~5MW 第 2 群: 100~500kW 1.5MW 以下 500kW~5MW	第 1 期:2019 年 12 月 13 日 第 2 期:2019 年 12 月 13 日 第 3 期:2020 年 6 月 12 日 →2020 年 8 月 12 日に延期 第 4 期:2020 年 9 月 18 日
非連系地域における太陽光	12MW 16MW	第 1 期:2019 年 12 月 13 日 第 2 期:2020 年 8 月 14 日
「Fessenheim 地域 ² におけるエネルギー転換」の一環としての太陽光発電	第 1 群:地上設置型太陽光設備 500kW~30MW 第 2 群:建物太陽光設備、温室、納屋、駐車場のひさし	第 1 期:2019 年 7 月 26 日 第 2 期:2020 年 1 月 27 日 第 3 期:2020 年 7 月 31 日

	500kW~8MW 第3群:100kW~500kW までの建物、温室、納屋の 屋根、駐車場のひさし 全3回 300MW	
自家消費の再生可能エネルギー 発電設備(本土)	50MW 50MW 50MW 50MW 50MW 25MW 25MW 25MW 25MW 25MW 25MW 50MW	第1期:2017年9月25日 第2期:2018年1月22日 第3期:2018年5月22日 第4期:2018年9月24日 第5期:2019年1月21日 第6期:2019年9月23日 第7期:2020年1月20日 第8期:2020年5月18日 第9期:2020年9月25日 第10期:2021年1月21日 第11期:2021年5月18日 →2021年7月18日に延期 第12期:2021年9月28日
革新的太陽光発電設備	第1群:地上設置型太陽光 設備 500kW~5MW 期毎に 5MW 第2群:建物太陽光設備、 納屋、カーパーク、革新的 営農型発電設備 100kW~3MW 期毎に 80MW	第1期:2017年10月28日 第2期:2019年9月6日 第3期:2020年4月3日 →2020年6月3日に延期
地上設置型太陽光発電設備 500kWp 以上	700 MW 925 MW 925 MW 925 MW 925 MW 925 MW 925 MW 925 MW 925 MW 925 MW	第1期:2021年12月23日 第2期:2022年(日付未定) 第3期:2022年(日付未定) 第4期:2023年(日付未定) 第5期:2023年(日付未定) 第6期:2024年(日付未定) 第7期:2024年(日付未定) 第8期:2025年(日付未定) 第9期:2025年(日付未定) 第10期:2026年(日付未定)
革新的太陽光発電設備 (蓄電池なし) 第1群:地上設置型太陽光設備 500kWp~30MWp(各期 60MW) 第2群:建築物設置型(建物、温 室、農業・養魚用小屋・納屋、庇) 太陽光設備 100kWp~3MWp(各期 80MW)	140 MW 140 MW 140 MW 140 MW 140 MW	第1期:2021年11月12日 第2期:2022年(日付未定) 第3期:2023年(日付未定) 第4期:2024年(日付未定) 第5期:2025年(日付未定)
太陽光、水力、風力発電設備 (本土) 第1群:地上設置型太陽光設備 500kWp~30MWp 第2群:建築物設置型(建物、温 室、農業・養魚用小屋・納屋)太陽 光設備 500kWp 超 第3群:風力または水力発電設備 1MW 以上の新設	500 MW 500 MW 500 MW 500 MW 500 MW	第1期:2022年12月23日 第2期:2023年(日付未定) 第3期:2024年(日付未定) 第4期:2025年(日付未定) 第5期:2026年(日付未定)

自家消費(50%以上)の再生可能エネルギー発電設備(本土) 第1群:地上設置型太陽光設備 第2群:建築物設置型(建物、温室、農業・養魚用小屋・納屋)太陽光設備 第3群:風力発電設備 ・同一建物内の個人及び集団の自家消費 500kWp～10MWp ・拡張型集団的自家消費 500kWp～3MWp	50 MW	第1期:2021年11月26日
	50 MW	第2期:2022年3月11日
	50 MW	第3期:2022年(日付未定)
	50 MW	第4期:2022年(日付未定)
	50 MW	第5期:2023年(日付未定)
	50 MW	第6期:2023年(日付未定)
	50 MW	第7期:2024年(日付未定)
	50 MW	第8期:2024年(日付未定)
	50 MW	第9期:2024年(日付未定)
	50 MW	第10期:2025年(日付未定)
	50 MW	第11期:2025年(日付未定)
	50 MW	第12期:2025年(日付未定)
	50 MW	第13期:2026年(日付未定)
	50 MW	第14期:2026年(日付未定)
陸上風力発電設備	700 MW	第1期:2021年11月26日
	925 MW	第2期:2022年4月15日
	925 MW	第3期:2022年(日付未定)
	925 MW	第4期:2023年(日付未定)
	925 MW	第5期:2023年(日付未定)
	925 MW	第6期:2024年(日付未定)
	925 MW	第7期:2024年(日付未定)
	925 MW	第8期:2025年(日付未定)
	925 MW	第9期:2025年(日付未定)
	925 MW	第10期:2026年(日付未定)
屋根設置型太陽光発電設備(ビル、温室・農業用小屋・駐車場底) 500kWp 超	300 MW	第1期:2021年10月22日
	400 MW	第2期:2022年2月25日
	400 MW	第3期:2022年(日付未定)
	400 MW	第4期:2022年(日付未定)
	300 MW	第5期:2023年(日付未定)
	400 MW	第6期:2023年(日付未定)
	400 MW	第7期:2023年(日付未定)
	300 MW	第8期:2024年(日付未定)
	400 MW	第9期:2024年(日付未定)
	400 MW	第10期:2024年(日付未定)
	300 MW	第11期:2025年(日付未定)
	400 MW	第12期:2025年(日付未定)
	400 MW	第13期:2025年(日付未定)
	300 MW	第14期:2026年(日付未定)

*1 この内訳は、地上設置型に 200MW、屋根設置型に 150MW、ソーラーカーポートに 50MW

*2 原子力発電のリパワリング案件

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト²³⁹をもとに作成

²³⁹ https://www.cre.fr/recherche?search_form%5BcontentType%5D=/1/2/16997/120/17000/ (2022年3月14日取得)

7.4.2 参考とした主な情報源

本章のフランスに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー統計

フランス環境移行省 “Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2021”

<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2021> (2022 年 2 月 26 日取得)

(2) エネルギー法典

フランスにおけるエネルギー関連法令を取りまとめた法典。再生可能エネルギー関連制度も、このエネルギー法典の各条項を改正・追加する形で導入される。

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208

(3) FIP 制度、入札関連情報

フランスの電力市場の規制機関であるエネルギー規制委員会（CRE）が、ウェブサイトで関連情報を取りまとめて情報開示している。

<https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>

●地上設置型太陽光発電入札（～2021 年 6 月）の募集要項

<https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a> (2022 年 2 月 26 日取得)

●地上設置型太陽光発電入札（2021 年 7 月～）の募集要項

<https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a2> (2022 年 2 月 26 日取得)

8. イタリア

8.1 再生可能エネルギー導入目標

イタリアでは、2010年に策定した「国家エネルギー計画」で2020年までの再生可能エネルギー導入目標を定めて、取組みを進めてきた。2022年1月時点では、2017年11月に公表された「2017年国家エネルギー計画」に基づき、2030年までの導入目標を定め、目標達成に向けて取り組んでいる。

8.1.1 2020年導入目標

2010年にイタリア経済発展省は、「2009年EU再生可能エネルギー促進指令(2009/28/EC)」に基づく国内実施計画として、「国家エネルギー計画(PAN: Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili)」を策定した。この中で、2020年の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率をEU指令と同じ17%と設定しているが、イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社であるGSE社(Gestore dei Servizi Elettrici SpA)によると、2017年に18.3%、2018年に17.8%、2019年に18.2%と既に2020年目標を達成している状況にある²⁴⁰(図8-1)。

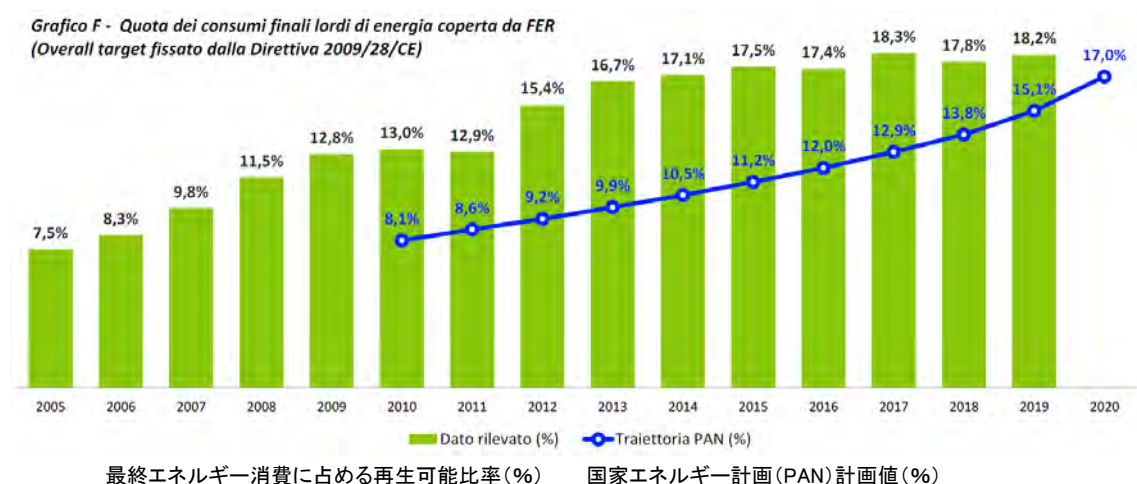


図 8-1 イタリア：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率の実績および計画値

出所) GSE, “Rapporto Statistico 2019, Fonti Rinnovabili” (2021 年) をもとに作成

²⁴⁰ 2019年の各部門における再エネ比率実績は、電力部門が35.0%、冷暖房部門が19.7%、運輸部門が9.0%。(出所：GSE, “Rapporto Statistico 2019, Fonti Rinnovabili”、https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf)

8.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標

(1) 2017 年国家エネルギー戦略

2017 年 11 月 10 日に、イタリア政府は新たなエネルギー政策の枠組みとして「2017 年国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale: SEN 2017）」を公表した。この 2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年までに達成すべきエネルギー戦略、目標が設定されている。

2017 年国家エネルギー戦略では、再エネ比率の増大と省エネ促進を重要項目として掲げており、再生可能エネルギー関連で表 8-1 の目標を設定している。

表 8-1 イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年の再エネ導入目標

	2015 年実績	【参考】 旧 2020 年目標	2030 年目標
最終エネルギー消費	17.5%	19～20%	28%
電力分野	33.5%	35～38%	55%
熱分野	19.2%	20%	30%
輸送燃料分野	6.4%	10%	21%

出所）イタリア経済発展省，“Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”，2017 より作成

この 2030 年の電力分野の目標を達成するにあたり、2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年の発電量ベースでの電源ミックスとして、図 8-2 のような数値が示されている。2015 年実績と比較して、太陽光は 23TWh から 72TWh、風力発電を 15TWh から 40TWh まで発電量を増加させることを想定している。他方、火力発電については、電力系統の予備電源として重要と位置付ける天然ガス発電を 118TWh まで増加させる一方で、2025 年までに石炭火力発電の閉鎖を進めることが示されている。

単位：TWh

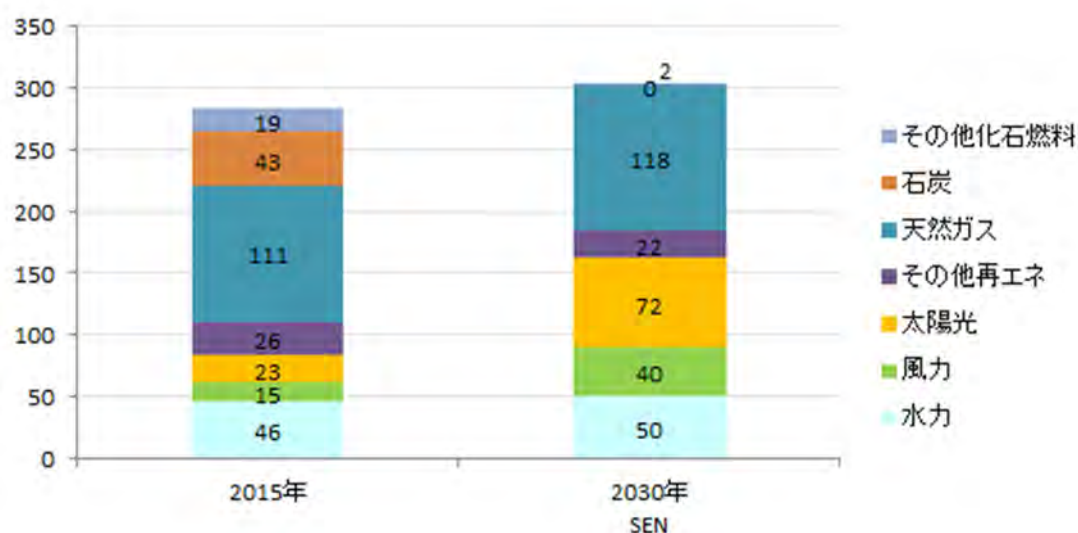


図 8-2 イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量

出所）イタリア経済開発省（当時），“Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”，2017 より作成

(2) 国家エネルギー・気候計画

欧州委員会は、2019 年気候変動パッケージの 2030 年目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候計画（NECP）の提出を義務付けた。2019 年 12 月に提出されたイタリアの国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の目標は以下のとおり。

表 8-2 イタリア：国家エネルギー・気候計画の 2030 年エネルギー関連目標

		2020年目標		2030年目標	
		EU	イタリア	EU	イタリア
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率	20%	17%	32%	30%
	運輸燃料分野の最終消費に占める再エネ比率	10%	10%	14%	22%
	熱・冷房分野の最終消費に占める再エネ比率			1.3%増/年 (強制力なし)	1.3%増/年 (強制力なし)
省エネ	PRIMES2007シナリオ（BAUケース）の想定エネルギー使用量対比での一次エネ消費削減	-20%	-24%	-32.5% (強制力なし)	-43% (強制力なし)
	義務的省エネ制度による最終エネ消費削減	-1.5%/年 (運輸部門除く)	-1.5%/年 (運輸部門除く)	-0.8%/年 (運輸部門除く)	-0.8%/年 (運輸部門除く)
GHG	2005年比でEU-ETS対象プラントの削減	-21%		-43%	
	2005年比で非EU-ETS分野の削減	-10%	-13%	-30%	-33%
	1990年比の総温室効果ガス排出量	-20%		-40%	
国際連系	国際連系容量水準	10%	8%	15%	10%
	国際連系容量		9,285MW		14,375MW

出所) “INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN, Italy”, 2019 より作成

この国家エネルギー・気候計画では、2030 年までに最終エネルギー消費量に占める再エネ比率を 30%とする目標を設定し、その内訳の予測値として電力分野で 55%、熱・冷房分野で 33.9%、運輸分野で 22%の再エネ比率の配分としている。

2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）²⁴¹では、上記のうち 2030 年までの最終エネルギー消費量に占める再エネ比率 30%目標が盛り込まれ、国内法制化されている。

²⁴¹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/41/sg/pdf>（2022 年 3 月 1 日取得）

8.2 現行の再生可能電力支援制度

8.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

イタリアでは、2002 年からクォータ義務付け（RPS）を伴うグリーン電力証書制度により再エネ電力の支援を行ってきた。その後、基本的に大規模設備を対象とした支援制度であるグリーン電力証書制度と並行して、2005 年に太陽光発電を対象とした買取制度、2008 年小規模発電を対象とした買取制度を導入してきたが、2013 年 7 月に太陽光発電買取制度は法定の年間累計支援額に達したために、新規申し込みを停止した。

グリーン電力証書制度と小規模発電買取制度は、2013 年 1 月以降の稼働設備から、太陽光以外再エネ買取制度に統合する形で移行した。

2022 年 1 月時点では、支援制度は 2019 年 7 月 4 日付省令に基づく買取制度に一本化されており、太陽光発電も含めて新規設備の支援を行っている。

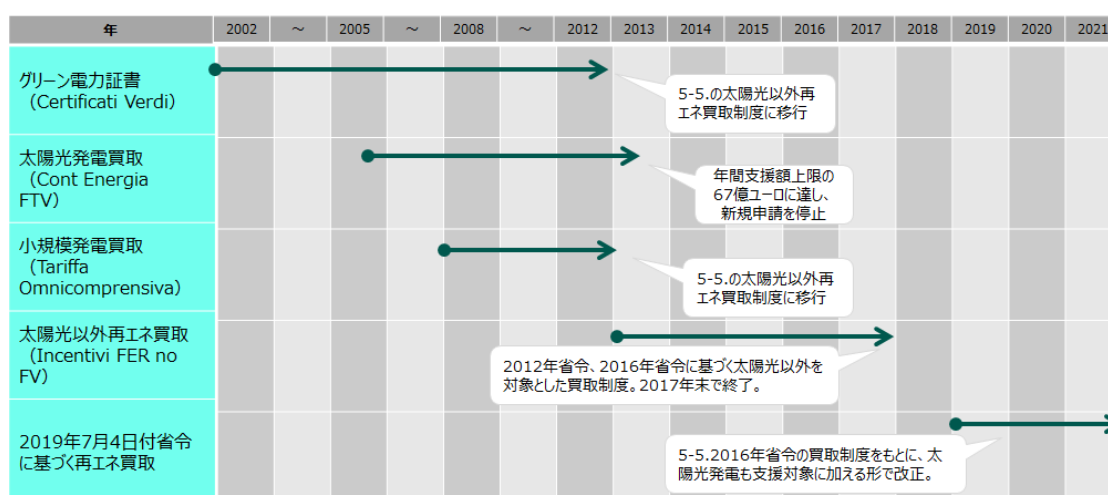


図 8-3 イタリア：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所) GSE 社ホームページ、<https://www.gse.it/servizi-per-te> (2022 年 2 月 22 日取得) をもとに作成

これまでの再生可能電力促進施策の流れや過去の支援制度の概要については、本章末の
8.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れを参照いただきたい。

8.2.2 現行制度：2019 年 7 月 4 日付省令に基づく支援制度

イタリアでは、2019 年 8 月に、再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな支援制度に関する 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令が公布された。太陽光発電を対象としたインセンティブ制度が 2013 年に、その他再生可能エネルギー源を対象とした 2016 年省令に基づく支援制度が 2017 年末にそれぞれ終期を迎えていたが、本省令で 20kW 超の太陽光、陸上風力、水力、下水ガス発電設備を対象とした新たな支援制度が導入された。

以下では、2019 年省令に基づく FIT/FIP（Cfd 形式）制度の概要を紹介する

(1) 根拠法令

2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 (Decreto 4 luglio 2019) ²⁴²

(2) 義務対象者

再生可能エネルギー関連のサービスを提供する GSE 社が、インセンティブ提供義務を負う。GSE 社はイタリア政府が 100%株式を保有する国営企業で、再生可能エネルギー発電電力への財政的インセンティブの付与、電力買取、電力市場での再販売等も行っている。

(3) 支援対象とするエネルギー源・設備

これまでの支援制度によるインセンティブを受給していない 1kW 超（太陽光のみ 20kW 超）の新規、全改修、再稼働、出力増強、改修した発電設備が、インセンティブの対象となる。但し、対象エネルギー源は、太陽光、陸上風力、水力（流水式及び調整池式）、下水ガスに限定される

支援対象とする設備は、設備容量に応じて、1) 1MW 以下の規定に基づく優先順位順（総合評価方式）で支援対象を決定する「登録」設備、2) 1MW 超の競争入札を経て支援対象を決定する「入札」設備の 2 類型に分けられており、申請の方法が異なる。

「登録」設備と「入札」設備の募集は、2021 年 9 月までの 7 回にわたり以下のスケジュールで行われる。

表 8-3 イタリア：「登録」・「入札」設備の募集スケジュール

回	公告日	締切日
1	2019 年 9 月 30 日	2019 年 10 月 30 日
2	2020 年 1 月 31 日	2020 年 3 月 1 日
3	2020 年 5 月 31 日	2020 年 6 月 30 日
4	2020 年 9 月 30 日	2020 年 10 月 30 日
5	2021 年 1 月 31 日	2021 年 3 月 2 日
6	2021 年 5 月 31 日	2021 年 6 月 30 日
7	2021 年 9 月 30 日	2021 年 10 月 30 日

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

上記の 7 回の入札に加えて、2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令 (2018/2001) の国内実施法 (LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199) ²⁴³に基づき、新たな支援制度が導入されるまでの暫定的な対応として、2022 年 1 月 31 日公告、2022 年 3 月 2 日締切の日程で、第 8 回の「登録」「入札」対象設備の募集が行われている。

「登録」設備および「入札」設備については、募集のタイミングごとに、あらかじめエネルギー源別に支援対象とする設備容量の上限値が定められている。

²⁴² <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg> (2022 年 3 月 1 日取得)

²⁴³ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/41/sg/pdf> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 8-4 イタリア：「登録」対象設備のグループ分け及び募集容量

回	グループ A (太陽光、陸上風力)	グループ A-2 (屋根設置型太陽 光： 石綿カバー交換型)	グループ B (水力、下水ガス)	グループ C (改修した陸上風 力、水力、下水ガ ス)
1	45 MW	100 MW	10 MW	10 MW
2	45 MW	100 MW	10 MW	10 MW
3	100 MW	100 MW	10 MW	10 MW
4	100 MW	100 MW	10 MW	10 MW
5	120 MW	100 MW	10 MW	20 MW
6	120 MW	100 MW	10 MW	20 MW
7	240 MW	200 MW	20 MW	40 MW
計	770 MW	800 MW	80 MW	120 MW

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

表 8-5 イタリア：「入札」対象設備のグループ分け及び募集容量

回	グループ A (太陽光、陸上風力)	グループ B (水力、下水ガス)	グループ C (改修した陸上風力、水 力、下水ガス)
1	500 MW	5 MW	60 MW
2	500 MW	5 MW	60 MW
3	700 MW	10 MW	60 MW
4	700 MW	15 MW	60 MW
5	700 MW	15 MW	80 MW
6	800 MW	20 MW	100 MW
7	1,600 MW	40 MW	200 MW
計	5,500 MW	110 MW	620 MW

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

なお、本支援制度には、クラスター内の各発電所の公称電力が 20 kW 超の場合、発電クラスターとして登録または入札手続きに参加できる。クラスターを構成する各発電所の公称電力は、クラスター全体の公称電力とされる。

また、太陽光発電設備には特定要件が定められており、新設の設備であること、新たに製造された建材のみを使用していること、及び農地以外に設置されていることが要件となる。

(4) インセンティブ価格

対象設備の設備容量に応じて、インセンティブの形態が異なる。2019 年 7 月 4 日省令では、250kW 以下の設備のみ固定価格 (FIT) での支援を選択可能となっている。

表 8-6 イタリア：2019 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値

設備容量	インセンティブの形態	
250kW 以下	FIT	電力を含めて GSE 社が買取(固定価格を適用) (但し、下記の CfD 制度を選択可能)
250kW 超	FIP (CfD 形式)	電力は卸電力取引市場等にて直接販売。GSE 社より、基本インセンティブ価格から当該発電設備の連系エリアにおける 1 時間ごとのスポット(前日)市場価格※を差し引いた額をインセンティブとして付与(固定価格が市場価格を上回った場合のみ) 当該設備の基本インセンティブ価格が市場価格を上回った場合は、当該収益分を GSE 社に返還 ※イタリアのスポット(前日)市場は、系統制約が存在しない場合、全国一律価格であるが、系統制約が生じた場合は、最大 6 地域に市場が分割されて、地域ごとの取引価格が改めて算定される。

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 Art.7 をもとに作成

省令では、エネルギー源別・設備容量別に基本のインセンティブ価格が表 8-7 のとおり定められている。下記の基本インセンティブ価格を上限価格として、登録手続き(総合評価による順位付け)及び競争入札が行われる。

表 8-7 イタリア：2019 年省令に基づく買取期間及び基本インセンティブ価格

エネルギー源	種別	設備容量 (kW)	インセンティブ価格 (ユーロセント/kWh)	買取期間 (年)
風力	陸上	100kW 以下	15.0	20
		100～1,000kW	9.0	20
		1,000kW 以上	7.0	20
水力	流水式	400kW 以下	15.5	20
		400～1,000kW	11.0	25
		1,000kW 以上	8.0	30
	調整池式	1,000kW 未満	9.0	25
		1,000kW 以上	8.0	30
埋立ガス		100kW 以下	11.0	20
		100～1,000kW	10.0	20
		1,000kW 以上	8.0	20
太陽光		20～100kW	10.5	20
		100～1,000kW	9.0	20
		5,000kW 以上	7.0	20

注) 2021 年 1 月以降、グループ B (水力、下水ガス) の基本インセンティブ価格は 2%、グループ A (太陽光、陸上風力) の基本インセンティブ価格は 5%低減される

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

石綿カバーを交換する屋根設置型設備には優遇措置があり、基本インセンティブ価格に加えて 1.2 ユーロセント/kWh のプレミアムが、連系か自家消費かに関わらず発電電力分に支給される。また、イタリアの卸電力取引市場の当該発電設備が立地するゾーンの取引価格が、連続 6 時間以上ゼロまたはネガティブになった場合、インセンティブは支給されない。インセンティブ支給期間も、停止期間分延長される。

(5) 登録手続きにおける支援対象設備の決定方法

登録手続きでインセンティブ申請する発電所は、建築許可および運転許可と連系許可 (STMG) を既に取得している必要がある。登録された設備は、募集回ごとに、以下の共通優先基準とグループごとの優先基準に則して、支援対象設備を決定する。

表 8-8 イタリア：2019 年省令に基づく登録手続きの支援対象設備の選定基準

グループ	共通優先基準(個別の要件より優先)	グループごとの優先基準
グループ A (太陽光、陸上風力)	①電力系統と電気自動車の充電柱と並列連系する発電所で、充電電力の合計がシステム電力の 30%以上であり、各列の電力が 15 kW 超を条件とする ②発電設備クラスター ③基本インセンティブ価格への最高削減率 (削減率 30%以内) ④プロセス参加の申請完了日	以下に立地する設備 ①痩せた埋立地 ②枯渇した採石場と鉱山 ③埋立地を目的とする、または汚染現場に関連する地域
グループ A-2 (屋根設置型太陽光：石綿カバー交換型)		以下に設置する設備 ①学校 ②病院 ③その他の公共の建物
グループ B (水力、下水ガス)		水力：2016 年 6 月 23 日省令で規定の建築基準を満たす水力発電所 下水ガス：消化残差タンクのある発電所
グループ C (改修した陸上風力、水力、下水ガス)		

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

(6) 入札手続きにおける支援対象設備の決定方法

入札手続きでインセンティブ申請する発電所は、建築許可および運転許可と連系許可 (STMG) を既に取得している必要がある。また、1) 事業主体または事業への資金提供者の経済的・財政的健全性を証明する金融機関発行の念書、2) 事業に関連する適切な資本見積額、3) 投資価値の 5%に相当する暫定的な銀行保証も、あわせて申請時に提出する。

入札手続きでは、エネルギー源別の基本インセンティブ価格から 2~70%削減した価格を応札することが求められ、原則として低いインセンティブ価格を提示した者が落札となる。なお、ある募集回の入札で削減率 70%の応札が複数ある場合には、次回入札回には削減率

80%までの応札が可能となる。

なお、基本インセンティブ価格からの削減率が同一の者がいた場合には、立地条件等のあらかじめ定められた優先基準に従って落札順位を決定する。

(7) 登録・落札後の管理の仕組み

1) 登録手続き対象設備

登録手続きを経て支援対象として認定された設備は、認定結果を受領した日から、エネルギー源別に定められた表 8-9 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-9 の期間内に稼働開始できなかった場合、6 ヶ月を上限として稼働開始するまで、当該設備に適用されるインセンティブ価格が、参照価格から毎月 0.5%引き下げられる。なお、この稼働までの期間には、所轄官庁及び GSE 社が認めた不可抗力により生じた遅延は含まれない。

6 ヶ月の猶予期間を経ても稼働開始に至らない設備は、インセンティブの権利を喪失し、GSE は当該設備を登録簿から削除する。

表 8-9 イタリア：2019 年省令登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間

エネルギー種別	期間
陸上風力	24 ヶ月
太陽光 ^{注1}	19 ヶ月
水力 ^{注2} 、下水ガス	31 ヶ月

注 1) グループ A-2 対象の石綿カバー交換設備は 24 ヶ月まで延長可能

注 2) 環境負荷の改善を目的として、水力発電所の敷地内で地質工事が必要な場合は 39 ヶ月まで延長可能
出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

2) 入札手続き対象設備

入札結果が公示された後、落札者は 90 日以内に、入札時の暫定銀行保証を投資価値の 10% 超に相当する最終銀行保証に変更することが求められる。落札者が期限内に最終銀行保証を発行しない場合、GSE は暫定保証を行使する。

入札手続きを経て支援対象として認定された設備は、入札結果が公示された日から、エネルギー源別に定められた表 8-10 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-10 イタリア：2019 年省令入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間

エネルギー種別	期間
陸上風力	31 ヶ月
太陽光	24 ヶ月
水力、下水ガス	51 ヶ月

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

落札した発電設備が、稼働前および GSE 社との契約締結前に第三者に譲渡された場合には、適用されるインセンティブ価格が入札額から 50%減額される。落札者は GSE 社に対して、事業実現の放棄を伝えることができ、放棄通知が入札結果公告日から 6 ヶ月以内の場合、最終保証金の 30%、6 ヶ月～12 ヶ月の場合は最終保証金の 50%を受け取ることができる。その後は最終保証金の全額が GSE 社により没収される。

(8) 本制度の処理・管理費用

本制度の参加手数料として、レジストリ登録時、入札参加時、または改修設備をレジストリに登録する際に以下の手数料を支払う必要がある。

表 8-11 イタリア：2019 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料

設備容量(kW)	処理・管理手数料（ユーロ）
50 kW 以下	100 ユーロ
50kW～200kW	180 ユーロ
200 kW ～ 1 MW	600 ユーロ
1 ～ 5 MW	1,420 ユーロ
5 MW 超	2,300 ユーロ

出所) GSE 社ウェブサイト²⁴⁴をもとに作成

(9) 入札手続き対象電源の入札結果

2020 年 6 月に締め切られた第 3 回までの入札を見ると、グループ別の募集容量を上回って応札があったのは、第 1 回入札のグループ A（太陽光、陸上風力）のみとなっている。その他の募集回、募集グループでは、募集容量を下回る応札となっており、次の募集回に募集容量が繰り越される形となっている。

なお、第 7 回までの入札を経て落札に至らなかった各グループの募集容量については、2022 年 1 月 31 日公告、2022 年 3 月 2 日締切の日程で開催された第 8 回の入札に繰り越されて募集対象となっている。

²⁴⁴ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019>（2022 年 3 月 1 日取得）

表 8-12 イタリア：2019 年省令に基づく入札入札手続き対象設備の応札状況

グループ A（太陽光、陸上風力）

	第 1 回 (2019 年 10 月)	第 2 回 (2020 年 3 月)	第 3 回 (2020 年 6 月)	第 4 回 (2020 年 10 月)
募集容量	500 MW	500 MW	774.7 MW	1,160.8 MW
申請数	26 件、595.4 MW	22 件、425.3MW	16 件、329.9MW	19 件、329.6MW
割当対象設備	19 件、500.0 MW	22 件、425.3MW	15 件、313.9MW	14 件、279.3MW
除外申請	3 件、19.7MW			2 件、6.9MW
割当外申請	4 件、70.6MW			
辞退申請	1 件、5.1MW		1 件、16.0MW	3 件、43.4MW

	第 5 回 (2021 年 3 月)	第 6 回 (2021 年 6 月)	第 7 回 (2021 年 10 月)
募集容量	1,581.5 MW	2,307.8 MW	3,312.5 MW
申請数	12 件、98.9MW	36 件、597.4MW	100 件、1,232.1MW
割当対象設備	11 件、73.7MW	35 件、595.3MW	77 件、975MW
除外申請	1 件、25.2MW	1 件、2.1MW	11 件、114.9MW
割当外申請			
辞退申請			12 件、142.3MW

グループ B（水力、下水ガス）

	第 1 回 (2019 年 10 月)	第 2 回 (2020 年 3 月)	第 3 回 (2020 年 6 月)	第 4 回 (2020 年 10 月)
募集容量	5 MW	10 MW	17.5 MW	32.5 MW
申請数	1 件、1.7MW	1 件、2.5MW	申請なし	申請なし
割当対象設備		1 件、2.5MW		
除外申請	1 件、1.7MW			
割当外申請				
辞退申請				

	第 5 回 (2021 年 3 月)	第 6 回 (2021 年 6 月)	第 7 回 (2021 年 10 月)
募集容量	47.5 MW	64.6MW	104.6 MW
申請数	1 件、2.9MW	申請なし	2 件、2.7MW
割当対象設備	1 件、2.9MW		1 件、1.2MW
除外申請			1 件、1.5MW
割当外申請			
辞退申請			

グループ C（改修した陸上風力、水力、下水ガス）

	第 1 回 (2019 年 10 月)	第 2 回 (2020 年 3 月)	第 3 回 (2020 年 6 月)	第 4 回 (2020 年 10 月)
募集容量	60 MW	98.5 MW	143.8MW	180.7MW
申請数	6 件、27.2MW	3 件、14.7MW	5 件、23.1MW	2 件、27.2MW
割当対象設備	5 件、21.5MW	3 件、14.7MW	5 件、23.1MW	2 件、27.2MW
除外申請	1 件、4.0MW			
割当外申請				
辞退申請				

	第 5 回 (2021 年 3 月)	第 6 回 (2021 年 6 月)	第 7 回 (2021 年 10 月)
募集容量	233.5 MW	312.5 MW	479.9 MW
申請数	5 件、20.9MW	2 件、32.6MW	6 件、117.2MW
割当対象設備	5 件、20.9MW	2 件、32.6MW	6 件、117.2MW
除外申請			
割当外申請			
辞退申請			

出所) GSE 社ウェブサイト²⁴⁵各回”Riepilogo Graduatorie”をもとに作成

²⁴⁵ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/graduatorie>（2022 年 2 月 25 日取得）

8.3 再生可能電力支援制度の施行状況

8.3.1 再生可能発電の導入状況

(1) 再生可能発電設備容量の推移

イタリアでは、数次にわたる支援制度の改正を経ているが、2010 年以降、太陽光発電の設備容量が急増した、その後、2013 年 7 月に太陽光発電の支援制度への新規申請受付終了を受けて、太陽光発電の設備容量は横ばいとなっている（図 8-4）。

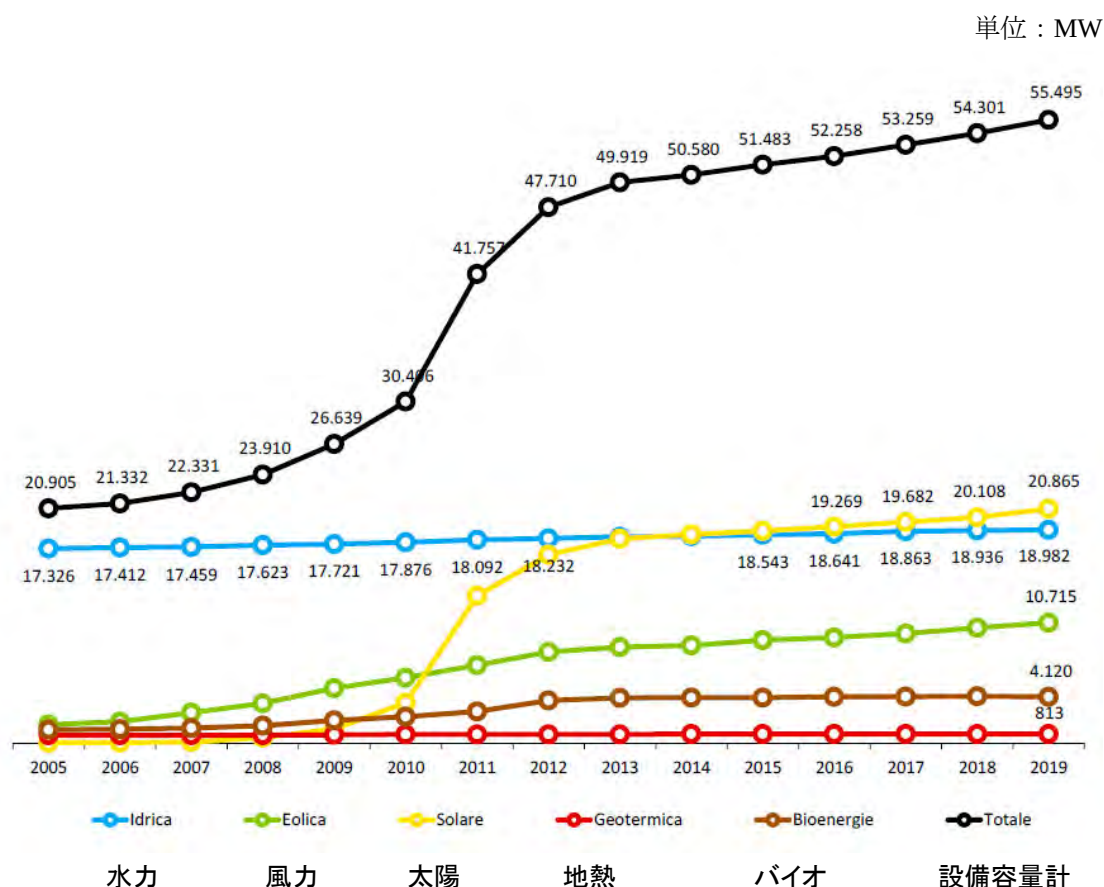


図 8-4 イタリア：再生可能発電設備容量の推移（～2019 年）

出所）GSE, “Rapporto Statistico 2019, Fonti Rinnovabili”（2021 年）をもとに作成

(2) 再生可能発電電力量の推移

再生可能発電電力量についても、特に太陽光発電の導入量が急増した 2011 年以降、増加傾向にある（図 8-5）。但し、2015 年以降は、水力発電量が低迷していることもあり、再生可能発電電力量全体では伸び悩んでいる。

単位：GWh

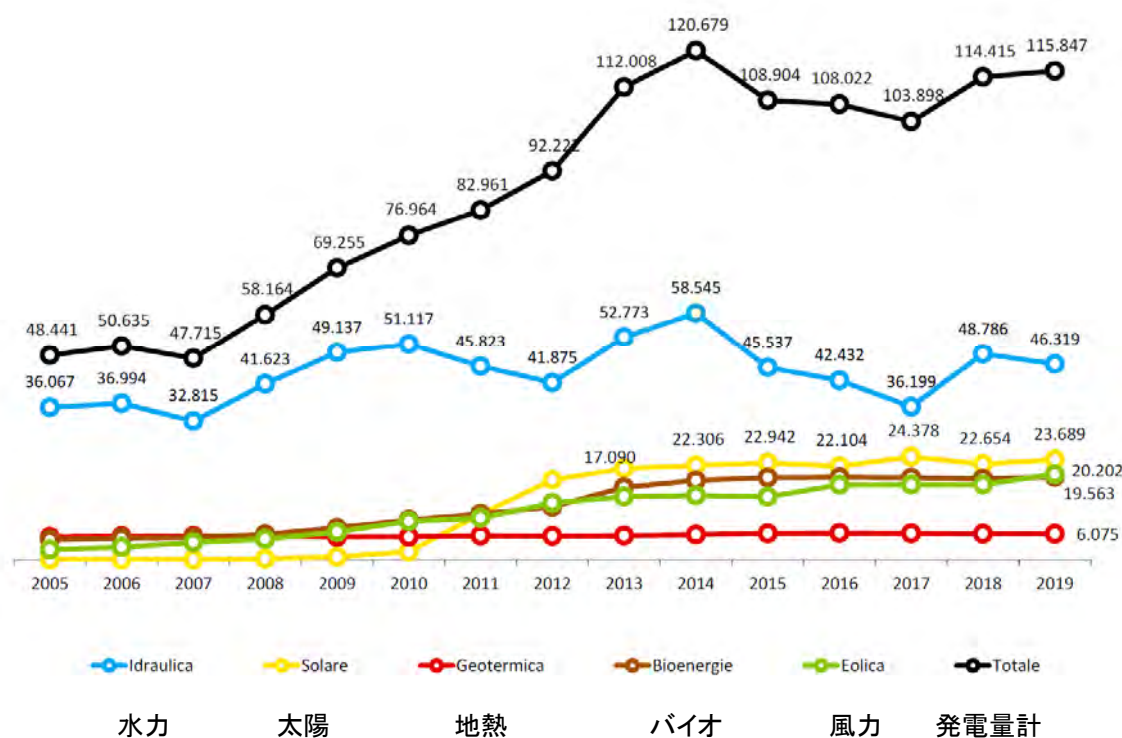


図 8-5 イタリア：再生可能発電電力量の推移（～2019 年）

出所）GSE, “Rapporto Statistico 2019, Fonti Rinnovabili”（2021 年）をもとに作成

最終電力消費量に占める再生可能比率の割合を見ると、2020 年の国家エネルギー計画の計画値である 26.4%をはるかに上回る水準で推移している（図 8-6）。

Grafico H - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (obiettivo settoriale Elettrico fissato dal PAN)



図 8-6 イタリア：最終電力消費量に占める再生可能比率の実績および計画値

出所）GSE, “Rapporto Statistico 2019, Fonti Rinnovabili”（2021 年）をもとに作成

8.3.2 支援制度に伴う国民負担の動向

イタリアでは、固定価格買取等の再生可能エネルギー支援制度に係る追加費用は、Asos 料金（2017 年までは A3 料金）と呼ばれる特定目的の料金項目を通じて、すべての電力需要家に負担してもらう仕組みとなっている。2019 年の再生可能エネルギー支援制度による支援総額は約 129 億ユーロ（表 8-13）、2020 年の支援総額は約 130 億ユーロ（表 8-14）となっている。

表 8-13 イタリア：再生可能エネルギー支援制度による支援額の内訳（2019 年）

単位：10 億ユーロ

支援制度	太陽	風力	水力	バイオマス/廃棄物	バイオガス	その他	合計
太陽光買取(FTV)	5,970	-	-	-	-	-	5,970
RPS 証書支援	-	1,148	391	466	52	557	2,614
小規模 FIT(TO)	-	7	310	103	1,681	266	2,367
90 年代 FIT(CIP6/92)	-	-	-	31	-	376	407
簡易売電制度(RID)	332	25	123	7	17	17	523
2012、16 年省令 FIT/FIP	-	269	205	58	120	14	666
ネットメータリング(SSP)	330	-	-	-	-	3	333
RPS 証書買取	-	-	1	-	-	5	6
合計	6,632	1,450	1,030	665	1,871	1,238	12,886

注）一部、GSE の売電収入分を含む数値。

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2019”（2020 年）をもとに作成

表 8-14 イタリア：再生可能エネルギー支援制度による支援額の内訳（2020 年）

単位：10 億ユーロ

支援制度	太陽	風力	水力	バイオマス/廃棄物	バイオガス	その他	合計
太陽光買取(FTV)	6,187	-	-	-	-	-	6,187
RPS 証書支援	0	1,026	421	528	39	599	2,613
小規模 FIT(TO)	-	7	320	104	1,693	284	2,408
90 年代 FIT(CIP6/92)	-	-	-	1	0	307	309
簡易売電制度(RID)	232	13	113	8	11	11	388
2012、16 年省令 FIT/FIP	-	311	229	61	129	19	748
ネットメータリング(SSP)	324	0	0	0	0	1	326
RPS 証書買取	-	2	1	1	0	1	6
2019 年省令 FIT/FIP	0	1	1	-	-	-	2
合計	6,743	1,360	1,085	702	1,872	1,224	12,986

注）一部、GSE の売電収入分を含む数値。

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2020”（2021 年）をもとに作成

2020 年における表 8-14 の支援額のうち、GSE による買取電力の市場売電収益が 11 億ユーロほどあり、2020 年の費用額は相殺した約 119 億ユーロで、2019 年度の 114 億ユーロよ

りは5億ユーロほど増加している。但し、全国の送電網に連系している配電事業者が支払った Asos 料金の総額が約98億ユーロであるため、2020年の収支は赤字が見込まれている。

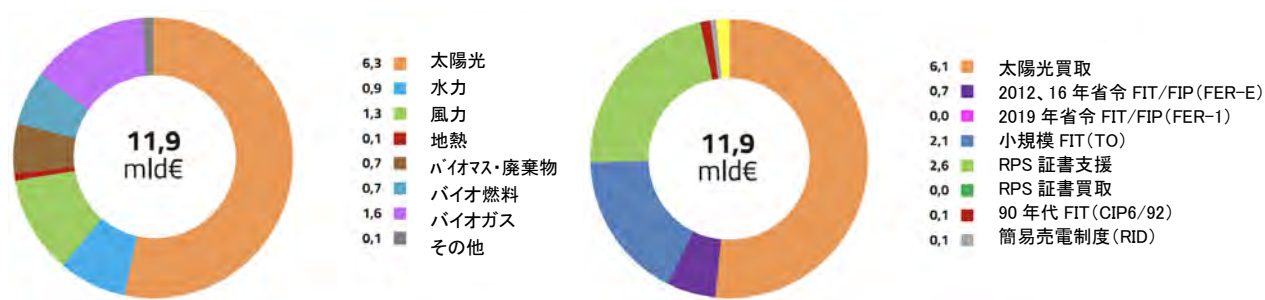


図 8-7 イタリア：再生可能エネルギー支援制度に係る費用内訳（2020 年）

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2020”（2021 年）をもとに作成

再生可能エネルギー支援制度に係る年間の費用総額は、2010 年以降、主に太陽光発電に対する支援額が増えたことにより、急増してきた。但し、2016 年の約 144 億ユーロをピークとして、2017 年以降は減少傾向にあり、近年は横ばいとなっている。



注）2010～2020 年は実績、2021 年は GSE による予測。

図 8-8 イタリア：Asos 料金の負担額実績と今後の見通し（2010～21 年）

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2020”（2021 年）をもとに作成

2021 年以降は、2030 年ごろまで RPS 制度等の従来の支援制度への支援が終期を迎えることにより、徐々に費用総額が減っていくことが想定されている（図 8-9）。2031 年には、太陽光発電への支援の多くが終期を迎えることで、負担額の大幅減が想定される。

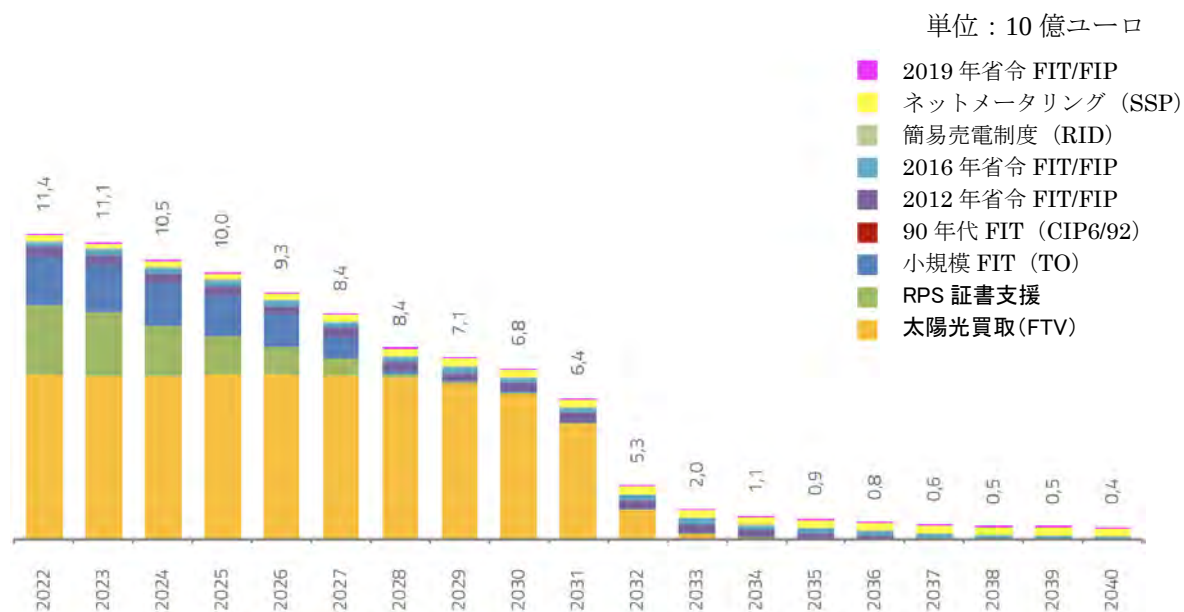


図 8-9 イタリア：Asos 料金による再生可能発電支援額の将来予測（2022 年～）

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2020”（2021 年）をもとに作成

再生可能エネルギーの支援制度にかかる追加費用を回収する Asos 料金は、最終需要家に対して、契約電圧クラスに応じて異なる体系で賦課される。2018 年、2019 年、2020 年における電圧クラス別の Asos 料金の年間負担額は表 8-15 のとおり。

表 8-15 イタリア：電力需要家種別の Asos 料金負担額の例（2018～20 年）

需要家種別	年間負担額（ユーロ/年）			左記の年間需要量及び負担額に基づく単価試算 （ユーロセント/kWh）		
	2018 年	2019 年	2020 年	2018 年	2019 年	2020 年
家庭（2,640kWh/年）	84	92	86	3.2 セン	3.5 セン	3.3 セン
家庭（3,500kWh/年）	258	267	229	7.4 セン	7.6 セン	6.5 セン
低圧（15,000kWh/年）	814	970	905	5.4 セン	6.4 セン	6.0 セン
中圧（500kW, 2,000 時間利用）	48,043	55,020	52,579	4.8 セン	5.5 セン	5.3 セン
高圧（3MW, 2,500 時間利用）	362,253	383,596	361,437	4.8 セン	5.0 セン	4.8 セン

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2020”（2021 年）, “Rapporto delle attività 2019”（2020 年）, “Rapporto delle attività 2018”（2019 年）をもとに作成

2020 年には年間電力消費量 3,500kWh を想定した家庭需要家では、年間の負担額が 229 ユーロとされており、これは単価にすると 6.5 ユーロセント/kWh に相当する。なお、一定規模から高圧の需要家は、受電点あたりの基本料金に加えて、従量制の単価を支払う形式となっている。

8.3.3 最近の再生可能エネルギー関連動向

(1) 2022 年以降の再エネ電力支援制度

イタリアでは、2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令 (2018/2001) の国内実施法 (LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199) ²⁴⁶ で、設備容量 1MW 以上の「大規模発電設備」と設備容量 1MW 未満の「小規模発電設備」に分類し、新たな支援制度を導入することを規定している。エコロジー・移行省に支援制度の具体的な実施手順を定める権限を付与しており、関連する省令を国内実施法の発効後 180 日以内に公布する予定となっている。この新たな支援制度が導入されるまでの暫定的な対応として、2022 年 1 月 31 日公告、2022 年 3 月 2 日締切の日程で、2019 年省令に基づく第 8 回の「登録」「入札」対象設備の募集が行われている。

(2) 風力発電の出力抑制状況

イタリアでは、送電系統運用者の Terna が、優先給電の対象となる再生可能エネルギー発電について、電力系統の安全性を確保する目的で送配電網への給電制限の措置（予定またはリアルタイムの出力抑制/遮断）を講じる権利を有している。この Terna による出力抑制指令を実行した結果、風力発電設備で出力抑制された発電量については、風力発電設備所有者は GSE 社に逸失利益に対する報酬を申請することができる。

2020 年に出力抑制された風力発電の発電量は約 815GWh で、コロナ禍の緊急事態宣言を受けて電力需要が減少した影響で、2019 年よりも増加した。2010 年以降の出力抑制量の推移は下図のとおり。2010 年、11 年は抑制量が多かったものの、Terna が送電網整備を進めた結果として 2014 年までには減少していた。しかし、2014 年以降は、再び増加に転じている。



図 8-10 イタリア：制度別の風力発電出力抑制量の推移（2010 年～）

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2020”（2021 年）Figura 6 をもとに作成

²⁴⁶ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/41/sg/pdf>（2022 年 3 月 1 日取得）

2020 年における月別の出力抑制量の推移を見ると、コロナ禍でロックダウン措置が取られていた 4 月、5 月について、電力需要の減少を受けて出力抑制量、抑制比率ともに高い数値を記録している。

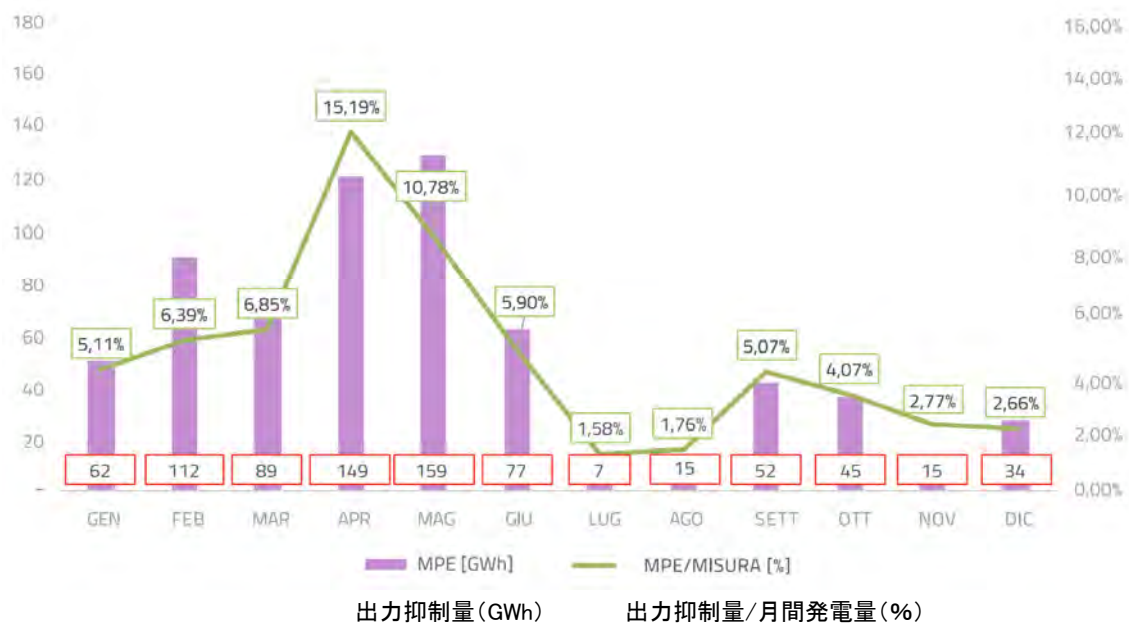


図 8-11 イタリア：2020 年の月間別風力発電出力抑制量、出力抑制量比率

出所) GSE, “Rapporto delle attività 2020” (2021 年) Figura 7 をもとに作成

8.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ

8.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

イタリアでは、電力市場自由化に適合した再生可能電力の導入促進政策として、市場メカニズムを利用した RPS 制度の導入が 1999 年に施行された電力自由化法で規定され、2002 年 1 月に第 1 期クォータ義務期間を開始した。大規模発電設備については RPS 制度に基づく支援を進める一方、2005 年以降、太陽光発電、太陽熱発電、小規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度を RPS 制度と並行して導入した。

表 8-16 イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向①

年	RPS 制度	固定価格買取(FIT・FIP)制度*
1999 年	・電力自由化法 →制度枠組み規定 ・RPS 制度実施法→詳細を規定した省令	
2002 年	RPS 制度開始	
2003 年	・EU 再生可能電力促進指令国内実施法 →クォータ義務比率、対象エネルギー源等の枠組みを改正	・EU 再生可能電力促進指令国内実施法 →太陽エネルギー促進のための新たな省令公布を規定
2005 年		・2005 年 7 月 28 日付生産活動省令 →太陽光発電設備の発電電力に対するインセンティブの基準を決定 太陽光発電向け FIP 制度開始
2006 年		・2006 年 2 月 6 日付生産活動省令 →導入目標及び年間募集容量上限枠の引き上げ、ネットメータリング制度との整合性などの制度改正
2007 年	・2008 年財政法 (Legge24/12/2007, n244) →2008 年以降のクォータ義務比率、バンディング等の枠組みを策定。	・2007 年 2 月 19 日付経済発展省令 →導入目標引き上げ、年間募集容量上限枠の撤廃、買取価格変更等の改正 ・2008 年財政法 (Legge24/12/2007, n.244) →小規模発電設備向け FIT 制度を規定。
2008 年	改正 RPS 制度施行	小規模発電設備向け FIT 制度開始 ・2008 年 4 月 11 日付経済発展省令 太陽熱発電向け FIP 制度開始

* FIT 制度：固定価格買取（Feed-in Tariff）制度

FIP 制度：プレミアム価格買取（Feed-in premium）制度（固定価格買取制度の一形態）

出所）GSE ホームページ、各根拠法令等より作成

表 8-17 イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向②

年	RPS 制度	固定価格買取(FIT・FIP)制度
2010 年		・2010 年 8 月 6 日付経済発展省令 →2011 年以降に稼働の新規太陽光発電設備の買取価格を規定
2011 年	・2011 年 3 月 3 日付政令 (Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28) →RPS 制度の対象を 2015 年中の発電実績分までとして、制度廃止を規定	・2011 年 5 月 5 日付省令 (DECRETO 5 maggio 2011) →太陽光発電向け FIP 制度の新たなインセンティブ価格、インセンティブ対象とする設備の容量上限等を規定
2012 年	・2012 年 7 月 6 日付経済発展省令 →RPS 制度の対象電源の新たな固定価格買取制度への移行方法を規定	・2012 年 7 月 5 日付経済発展省令 →太陽光発電向けの FIP 制度の終期限と新たな FIT 制度（第 5 次）を規定。FIT 制度（第 5 次）では、累計年間支援費用が 67 億ユーロに達した日から 30 日後に失効することも規定 →2013 年以降に稼働開始する太陽光以外の再生可能エネルギー発電設備に対するインセンティブ制度を規定
2013 年		新たな固定価格買取制度開始 ・2013 年 7 月 6 日 →電力・ガス規制局が、法令で規定された予算上限額に達したために、太陽光発電設備を対象とした FIT 制度の新規申請受付停止を公表 ・2013 年 12 月 24 日 MD 145/2013(“Decreto Destinazione Italia”) →オプションのインセンティブシステムの導入と 1MW 以下のプラントの最低保証価格引き下げ

出所) GSE ホームページ、各根拠法令等より作成

しかし、2011 年 3 月 3 日付政令で、現行の RPS 制度を 2015 年いっぱいまで廃止し、2013 年 1 月以降に稼働開始する設備を対象とした新たな固定価格買取制度に移行することが決定された。その後、2012 年 7 月 6 日付経済発展省令にて、新たな固定価格買取制度の制度

概要を規定した。この 2012 年 7 月 6 日付省令では、太陽光発電及び太陽熱発電の支援制度を従来の FIP 制度から FIT 制度に切り替えること、太陽光発電向けの FIP 制度を終了する条件も定められた。累計年間支援費用が 2013 年 6 月 6 日時点で規定されている 67 億ユーロに達したことに従い、2013 年 7 月 6 日をもって新規の太陽光発電設備の FIT 制度への申請が打ち切られた。

その後、2014 年 8 月に、イタリア議会は、設備容量 200kW 超の太陽光発電設備を対象として、既存設備も含めて、インセンティブ額を遡及的に引き下げることの規定した法令を可決した。2014 年 8 月 11 日付法令 116 号 (LEGGE 11 agosto 2014, n. 116) に基づき、対象となる太陽光発電設備の所有者は、法令で定められた買取価格引き下げに関するいくつかのオプションを選択することが求められた (表 8-18)。

表 8-18 イタリア：既存太陽光発電を対象とした買取価格引き下げ関連法令

	固定価格買取(FIT・FIP)制度
2014 年	既存太陽光発電設備の買取価格引き下げ ・ 2014 年 6 月 25 日 →91/2014 (“Decreto Competitività”、下記 116/2014 で修正) ・ 2014 年 8 月 11 日付 116/2014 (“Conversion Law”) →200kW 超の太陽光発電設備は、1) 発電設備の規模に応じて 6～9%の買取価格低減、2) 17～25%の買取価格低減を受け入れて、買取期間を 20 年間から 24 年間に延長、3) 2019 年まで大幅な買取価格低減を受け入れ、2020 年以降は価格低減を抑制のオプションから対応を選択 ・ 2014 年 10 月 17 日 →上記 116/2014 の施行法を制定。 ・ 2014 年 11 月 6 日 MD 268/2014 →太陽光以外の再生可能エネルギーへのインセンティブの任意繰延べに関して、2015 年 2 月 17 日までに現行のままか、7 年延長しつつ買取価格引き下げの 2 つのオプションから選択。

出所) 2014 年 8 月 11 日付法令 116 号より作成

他方、太陽光発電以外の再生可能エネルギー発電については、2017 年まで FIT、FIP 制度 (大規模設備は競争入札で支援対象設備を決定) が施行されていたが、2017 年末をもって、本制度はいったん終了している。

その後、イタリアでは、2018 年 3 月 4 日に総選挙が実施された。その結果、既存政党ではない「五つ星運動」が勝利したものの、連立政権の組閣に時間を要すこととなり、2018 年 6 月 1 日になってコンテ政権が発足した。そのため新たなインセンティブ制度の法制化が遅れていたが、2019 年 8 月に、再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな支援制度に関する 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令が公布された。2022 年 1 月時点で、本制度が主な再生可能電力支援制度となっている。本制度の概要については 8.2.2 を参照いただきたい。

8.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要

(1) 1992 年の固定価格買取制度（CIP 6/92）

この制度は、1992 年に実施されたイタリアで最初の FIT 制度である。1992 年 4 月に、新エネルギー・コジェネレーション設備などの類似エネルギー源による電力を、従来のイタリア電力公社が株式会社化された Enel 社に販売する際の価格が、物価問題に関する関係閣僚会議（CIP: Comitato Interministeriale dei Prezzi）において定められた（CIP 6/92）。この CIP6/92 が定める販売価格は、発電設備が新たに運転を開始した時から 8 年間優遇料金が適用されるものであった。しかし、この制度は助成金財源の不足を理由に 1994 年末までの買取申請提出分を最後に申請が打ち切られた。ただし、その後も、申請済みの設備には稼働後に支援制度が適用された。優遇料金による収益性への期待に加え、1999 年 4 月に電力市場自由化暫定措置（Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 “Decreto Bersani”）に基づいて Enel 社は発電シェアを 2003 年 1 月までに 50%以下とすることが規定され、発電市場での独占的な地位が制限されたため、コジェネレーション設備や風力発電設備については、導入促進に一定の成果が見られた。しかし、太陽光発電に関しては、例えば 1999 年の新規設備に適用される買取価格が 287.6 リラ（約 14.9 ユーロセント）/kWh で、当時の発電コストと比較して安価な買取価格に設定されていたため、CIP6/92 制度の効果は表れなかった。

(2) グリーン電力証書（Certificati Verdi）247

グリーン電力証書制度は、2002 年に開始した再生可能エネルギー電気の導入義務制度（Renewables Portfolio Standard）である。グリーン電力証書は、再生可能エネルギー発電事業者に対して発行される、再生可能エネルギー電力売買を証券化したものである²⁴⁸。グリーン電力証書制度は、化石燃料資源による発電事業者、および電力輸入業者は、送電網に再生可能エネルギー由来の電力を一定量流すよう義務付けたものである。事業者は、自らの再生可能エネルギー設備により発電するか、またはグリーン電力証書を保有する発電事業者が市場に流通させた同証書を購入することが義務付けられていた。証書取引は、相対取引、またはイタリア電力市場管理会社（GME）が管理する証書取引市場において行われた。

再生可能エネルギー電力の義務比率は当初の 2%から段階的に引き上げられ、2012 年には 7.55%に達した。しかし、2011 年 3 月 3 日付政令（Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28）に基づき、本制度の対象を 2015 年中の発電実績分までとしたため、2015 年には本制度による再生可能エネルギー電力義務比率は 0%になった。2021 年 1 月現在、グリーン電力証書制度は廃止されており、GSE が規定額でグリーン電力証書の買取を行っている。

(3) 太陽光発電買取制度（Conto Energia FTV）

2005 年 7 月 28 日付生産活動省令（DM 28/7/2005）によって、2005 年 11 月から太陽光発

²⁴⁷ GSE, “Decreto legislativo 16 marzo 1999”

²⁴⁸ 発電事業者、および電力輸入業者は、前年度に生産あるいは輸入した電力量を毎年 3 月 31 日までに GSE（2015 年 10 月まではイタリア電力網管理会社（GRTN））に報告。同社が報告に基づき発行する「グリーン電力証書」と呼ばれる、再エネ源による電力生産証明書を取得する権利を与える。

電を対象とした FIP が導入された。本制度は第 1 次から第 5 次まで 5 回にわたりインセンティブ価格、および対象とする設備の容量上限などが変更された。2012 年の第 5 次制度からは新規設備に対する支援形態が FIP から FIT に変更された。2013 年 7 月、法令で規定された年間の累積予算上限額である 58 億ユーロに達したため、新たに建設される太陽光発電設備に対する本制度の適用を停止した。

(4) 小規模発電買取制度 (Tariffa Omnicomprensiva: TO)

太陽光、太陽熱発電を除く再生可能エネルギーによる小規模発電者（1MW 未満、ただし風力は 200kW 未満）に対して適用される固定価格買取制度である。買取期間は 15 年で、買取価格は再生可能エネルギー源により異なる。2012 年末をもって新規設備の募集を停止し、下記の 2012 年 7 月 6 日付省令（DM 6/7 2012）に基づく FIT、FIP 制度に引き継がれた。

(5) 太陽光以外再生エネルギー買取制度 (Incentivi FER no FV)

2012 年 7 月 6 日付経済開発省令（DM 6/7 2012）で、2013 年 1 月 1 日以降に新たに稼働する 1kW を超える太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな買取制度を導入した。その後に、2016 年には、2016 年 6 月 23 日付経済開発省令（DM 23/6 2016）に基づく支援水準等を改訂した制度に移行した。

以下では、2017 年末まで施行されていた本制度の概要をとりまとめる。

1) 根拠法令

2016 年 6 月 23 日付経済発展省令 (Incentivi DM 23 giugno 2016) ²⁴⁹

2) 義務対象者

再生可能エネルギー関連のサービスを提供する GSE 社が、買取義務を負う。

GSE はイタリア政府が 100%株式を保有する国営企業で、再生可能エネルギーによる発電した電力に財政的インセンティブの付与、電力買取、電力市場での再販売等も行っている。

3) 買取対象とするエネルギー源・設備

2013 年 1 月 1 日以降に稼働開始する、新規、全改修、再稼働、出力増強、改修した 1kW 以上の太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備が、インセンティブの対象となる。

支援対象とする設備は、エネルギー源や設備容量に応じて、1) 無条件で支援対象とする「直接申請」設備、2) 登録手続きを経て対象とする「登録」設備、競争入札を経て対象とする「入札」設備の 3 類型に分けられており、申請の方法が異なる。上記の 1) ～3) のそれぞれの類型で対象となる設備の要件は、次ページの表 8-19 のとおり。また、このうち「登録」設備および「入札」設備については、あらかじめエネルギー源別に支援対象とする設備容量の年間上限値が定められている。この年間上限値は次ページ表 8-20 のとおり。

²⁴⁹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/06/29/16A04832/sg> (2022 年 3 月 1 日取得)

4) 買取対象とする電力

系統に供給された電力量全量が固定価格買取の対象となる。自家消費分は買取対象から除外される。

表 8-19 イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度での支援対象設備の類型

FIT/FIP 制度 での支援対象類型	対象要件		適用価格
1) 無条件で対象 「直接申請」設備	250kW 以下	水力	固定価格 ^{注1}
	60kW 以下	海洋エネルギー、風力	
	100kW 以下	バイオガス、集光型太陽熱	
	200kW 以下	バイオマス	
2) 登録手続き対象 「登録」設備	5 MW 以下	風力、バイオマス、バイオガス、バイオリキッド、海洋エネルギー、埋立ガス、下水ガス、水力、地熱、集光型太陽熱	入札価格 ^{注1、2}
3) 競争入札対象 「入札」設備	5MW 超	風力、バイオマス、バイオガス、バイオリキッド、海洋エネルギー、埋立ガス、下水ガス、水力、地熱、集光型太陽熱	

注1) 但し、設備容量 500kW 超の発電設備は、市場にて電力を直接取引し、省令で規定の固定価格より当該発電時間帯のシステム価格を差し引いた額を GSE からインセンティブとして供与。

注2) 省令で規定の固定価格より低い価格での入札を義務付け。

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

表 8-20 イタリア：2016 年に登録・入札対象とする再エネ電源の年間上限値

エネルギー源	登録手続き	競争入札
陸上風力	60 MW (40 MW)	800 MW
洋上風力	-	30 MW
水力	80 MW (30 MW)	-
地熱	30 MW (20 MW)	20 MW
バイオマス・バイオガス	90 MW	50 MW
海洋エネルギー（潮力・波力）	6 MW	-
集光型太陽熱	20 MW	100 MW

注) ()は、登録手続きを通じた、リパワリング設備への調整容量

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

5) インセンティブ価格

対象設備の設備容量に応じて、インセンティブの形態が異なる。固定価格が適用される設備へのインセンティブは、表 8-21 のとおりに決まる。

エネルギー源別の買取期間及び固定価格は表 8-22 のとおり。

表 8-21 イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値

設備容量	インセンティブの形態	
500kW 以下	FIT	電力を含めて GSE が買取（固定価格を適用） ・包括価格＝固定価格+プレミアム
500kW 超	FIP	電力は卸電力取引市場にて直接販売。GSE より、固定価格から当該発電設備の連系エリアにおける 1 時間ごとの市場価格を差し引いた額をインセンティブとして付与（固定価格が市場価格を上回った場合のみ） ・包括価格＝固定価格+プレミアム－当該エリアの市場価格

出所）2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

表 8-22 イタリア：2016 年の登録・稼働設備に適用の買取期間及びインセンティブ価格

エネルギー源	種別	設備容量 (kW)	価格 (ユーロセント /kWh)	買取期間（年）	
風力	陸上	1～20	25.0	20	
		20～60	19.0	20	
		60～200	16.0	20	
		200～1,000	14.0	20	
		1,000～5,000	13.0	20	
		5,000 超	11.0	20	
	洋上	1～5,000	—	—	
		5,000 超	16.5	25	
水力	流水式	1～250	21.0	20	
		250～500	19.5	20	
		500～1,000	15.0	20	
		1,000～5,000	12.5	25	
		5,000 超	9.0	30	
	調整池式	1～5,000	10.1	25	
		5,000 超	9.0	30	
	海洋エネルギー		1～5,000	30.0	15
5,000 超			—	—	
地熱			1～1,000	13.4	20
			1,000～5,000	9.8	25
			5,000 超	8.4	25

エネルギー源	種別	設備容量 (kW)	価格 (ユーロセント /kWh)	買取期間 (年)
埋立ガス		1～1,000	9.9	20
		1,000～5,000	9.4	20
		5,000 超	—	—
下水ガス		1～1,000	11.1	20
		1,000～5,000	8.8	20
		5,000 超	—	—
バイオガス	有機原料	1～300	17.0	20
		300～600	14.0	20
		600～1,000	12.0	20
		1,000～5,000	9.7	20
		5,000 超	8.5	20
	有機副産物 および 生分解性廃棄物	1～300	23.3	20
		300～600	18.0	20
		600～1,000	16.0	20
		1,000～5,000	11.2	20
		5,000 超	—	—
バイオマス	有機原料	1～300	21.0	20
		300～1,000	15.0	20
		1,000～5,000	11.5	20
		5,000 超	—	—
	有機副産物 および 生分解性廃棄物	1～300	24.6	20
		300～1,000	18.5	20
		1,000～5,000	14.0	20
		300～1,000	10.0	20
	生分解性由来 ^注	1～5,000	—	—
		5,000 超	11.9	20
バイオリキッド		1～5,000	6.0	20
		5,000 超	—	—
集光型太陽熱		1～250	32.4	25
		250～5,000	29.6	25
		5,000 超	29.1	25

注) 機械生物処理で生成された残留廃棄物、または都市廃棄物のリサイクル処理における生分解性由来。
出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

6) 登録・落札後の管理の仕組み

ア) 登録手続き対象設備

登録手続きを経て支援対象として認定された設備は、認定結果を受領した日から、エネルギー源別に定められた表 8-23 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-23 の期間内に稼働開始できなかった場合、6 ヶ月を上限として稼働開始するまで、当該設備に適用されインセンティブ価格が、参照価格から毎月 0.5%引き下げられる。なお、この稼働までの期間は、自然災害により生じた遅延や、包括的環境影響評価の認可対象である設備の所管当局の認可交付の遅れによる遅延は考慮される。

6 ヶ月の猶予期間を経ても稼働開始に至らない設備は、インセンティブの権利を喪失し、GSE は当該設備を登録簿から削除する。但し、この期限内に稼働できなかった設備が、運開日時点のインセンティブ参照価格から 15%の引下げを受け入れる場合、インセンティブ制度にアクセスすることが認められている。

表 8-23 イタリア：2016 年登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間

エネルギー種別	期間
陸上風力	19 ヶ月
水力 ^注 、バイオマス、バイオガス、集光型太陽熱	31 ヶ月
海洋エネルギー	39 ヶ月
地熱	51 ヶ月

注) 環境負荷の改善を目的として、水力発電所の敷地内で地質工事が必要な場合は 39 ヶ月まで延長可能
出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

イ) 入札手続き対象設備

入札手続きを経て支援対象として認定された設備は、入札結果が公示された日から、エネルギー源別に定められた表 8-24 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-24 イタリア：2016 年入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間

エネルギー種別	期間
陸上風力	31 ヶ月
集光型太陽熱	39 ヶ月
洋上風力	43 ヶ月
地熱、バイオマス	51 ヶ月

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

7) 本制度の処理・管理費用

太陽光以外の再生可能エネルギーの処理・管理手数料は、定額部分である 100 ユーロと設備容量別に課される手数料の合計となる。本手数料は、直接申請時、レジストリ登録時、入札参加時、または改修設備をレジストリに登録する際に支払う必要がある。

表 8-25 イタリア：2016 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料

設備容量(kW)	処理・管理手数料（ユーロ）
50 ～ 200 kW	180 ユーロ（100+80）
200 kW ～ 1 MW	600 ユーロ（100+500）
1 ～ 5 MW	1,420 ユーロ（100+1,320）
5 MW 超	2,300 ユーロ（100+2,200）

出所）GSE 社ウェブサイト²⁵⁰をもとに作成

8) 入札手続き対象電源の入札結果

エネルギー源別の募集容量に対して、陸上風力発電のみ募集容量を超過する応札があった。

表 8-26 イタリア：2016 年省令に基づく入札手続き対象設備の応札状況

入札		応札		受理		優先権獲得	
技術	募集容量	事業数	容量 (MW)	事業数	容量 (MW)	事業数	容量 (MW)
陸上風力	800MW	96	1,972.25	95	1,944.35	38	800.0
洋上風力	30MW	1	30.0	1	30.0	1	30.0
バイオマス	50MW	1	20.0	1	20.0	1	20.0
地熱	20MW	1	19.8	1	19.8	1	19.8
集光型太陽熱	100MW	1	41.0	0	0	0	0
合計	1,000MW	100	2,083.05	98	2,014.15	41	869.8

出所）GSE, “Incentivazione delle fonti rinnovabili, Bollettino aggiornato al 30 Giugno 2018”（2018 年）をもとに作成

2019 年 12 月 31 日時点で、表 8-26 の優先権獲得事業のうち、陸上風力の承認された設備容量の 99%に相当する計 793MW 分が稼働している。

²⁵⁰ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/modalita%C3%A0-daccesso-dm-23-06-2016>
（2022 年 3 月 1 日取得）

表 8-27 イタリア：2016 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況

単位：MW

技術	募集容量	承認容量	2019 年 12 月末 時点で権利有	うち稼働中	うち未稼働	権利失効
陸上風力	800	800	799	793	6	1
洋上風力	30	30	30	-	30	-
水力	50	0	-	-	-	-
地熱	20	20	20	-	20	-
バイオマス	50	20	20	-	20	-
集光型太陽熱	100	0	-	-	-	-
合計	1,000	870	869	793	76	1

出所) GSE, “Rapporto delle attività 2019” (2020 年) をもとに作成

また、2016 年省令に基づく入札に先立って、2012 年省令に基づいて実施された入札手続きで優先権を獲得した事業は、洋上風力発電を除いて完工率が高い割合で推移している。特に陸上風力発電については、承認された事業の設備容量計 1,275MW のうち、1,171MW が、2019 年 12 月 31 日時点で稼働している（表 8-28）。

表 8-28 イタリア：2012 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況

単位：MW

技術	募集容量	承認容量	2019 年 12 月末 時点で権利有	うち稼働中	うち未稼働	権利失効
陸上風力	1,321	1,275	1,187	1,171	16	88
洋上風力	650	30	-	-	-	30
水力	50	0	-	-	-	-
地熱	40	40	40	40	-	-
バイオマス	120	47	38	38	0	9
廃棄物	350	51	33	33	0	18
合計	2,531	1,442	1,298	1,282	16	145

出所) GSE, “Rapporto delle attività 2019” (2020 年) をもとに作成

8.4.3 参考とした主な情報源

本章のイタリアに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー支援制度全般

再生可能エネルギー関連のサービスを提供する GSE 社による各種支援制度のページ。

<https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili>

うち、太陽光に関する支援制度

<https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico>

(2) エコロジー・移行省の再生可能エネルギー関連サイト

2021 年 2 月に、環境政策の策定を担っていた環境・国土・海洋保全省に、経済発展省が担っていたエネルギー政策の所管も追加して設立されたエコロジー・移行省（Ministero della Transizione Ecologica）の再生可能エネルギー関連情報ページ。

<https://www.mite.gov.it/energia/fonti-rinnovabili-e-georisorse>

9. 諸外国の促進制度にかかる論点

9.1 新たな技術を対象とした支援制度の概要

9.1.1 オランダ：SDE++の制度概要

オランダでは、2003 年より「発電環境品質制度（MEP）」と呼ばれる固定価格買取制度により、再生可能エネルギー発電設備の支援を行ってきた。その後、2008 年 4 月に新たな買取制度である「持続可能エネルギー生産促進制度（SDE）」が導入され、市場価格にプレミアムを支給する形で、卸電力取引価格と再生可能エネルギー電力価格の差額を補填する制度（FIP 制度）に改められた。その後、2011 年 7 月から、入札により支援水準を決定する SDE+に改正され、2020 年から再生可能発電に加えて温室効果ガス（CO₂）排出量削減技術にも焦点を当てた SDE++に移行した。

SDE++は、制度設計そのものは従来の SDE+を踏襲しているが、政府の焦点が気候変動（CO₂削減）にシフトしたことから、入札される技術は、削減される CO₂1 トン当たりの費用（ユーロ/削減 tCO₂）で評価されることとなった。但し、再生可能発電への支援は、引き続き発電量（kWh）に対して支払われる。

以下では、SDE++の制度概要を紹介する。

(1) 従前の制度：SDE+の概要

オランダでは、再生可能エネルギーの導入支援策として、競争入札によりプレミアム価格（FIP）制度の支援額を決定する制度（通称 SDE+）が、2011 年 7 月より実施されていた。

表 9-1 オランダ：SDE+（2015 年）の入札制度概要

根拠法令	再生可能エネルギー生産インセンティブ制度決定
制度開始年	2011 年 7 月
対象設備	新規再生可能エネルギー設備（陸上/洋上風力、太陽光、水力、バイオマス、バイオガス、地熱、波力） ※再生可能熱生産設備、コージェネを含む
実施主体	オランダ企業庁（Rijksdienst voor Ondernemend Nederland） ²⁵¹ ：申請受付 オランダ経済省（Minister of Economic Affairs）：予算上限・支援額決定
支援期間	風力・太陽光・水力・地熱：15 年 バイオマスは対象技術、設備に応じて設定（5～12 年）
支援枠 （入札容量）	・募集容量の設定なし ・オランダ経済省が、前年の予算消化状況、落札したプロジェクトの実現状況、電力価格見通しのシナリオの変化等を踏まえて毎年決定する予算上限に基づき、支援枠を決定
年間入札回数	・2015 年は年 9 回開催（但し、予算上限に達した時点で終了） ・2016 年以降、春と秋の年 2 回

²⁵¹ 2014 年、NL Agency と National Service for the Implementation of Regulations が合併して発足した、経済省傘下の企業庁。特に海外市場や新興市場での拡大を目指す国内企業への情報、財政支援を行う。

入札上限価格	・ エネルギー源、入札回ごとに基準価格（上限価格）を設定
入札下限価格	・ 設定なし
落札者決定方式	・ 年間数次（2015 年は 9 回）にわたり開催される入札時期ごとに、エネルギー源別の基準価格（上限価格）が設定されており、年間予算上限に達するまで基準価格以下で入札した者が落札 ・ 予算以上の申請があった場合は、基本額が低い分類が優先
導入担保手法	・ 落札後 1 年以内に設備を受注し、エネルギー源別に定められた一定期間内（1.5 年～5 年）に稼働開始しなかった場合、罰則規定あり

出所）オランダ企業庁ホームページ²⁵²をもとに作成

SDE+の落札プロジェクトには、スライド式 FIP が支給される。支援額は、応札価格と修正額との差によって毎年計算される。修正額は、実際の市場価格に基づいて毎年計算される、分類毎の平均電力価格である。基本電力額は修正額の下限である。これによる SDE+の寄与は電力価格の推移に依存し、電力価格が上昇すると SDE+の寄与は縮小し、電力価格が低下すると、寄与率は最大値まで上昇する。

下图に、4 つの市場シナリオでの支援額を示す。

図2：SDE+補助金支給の仕組み

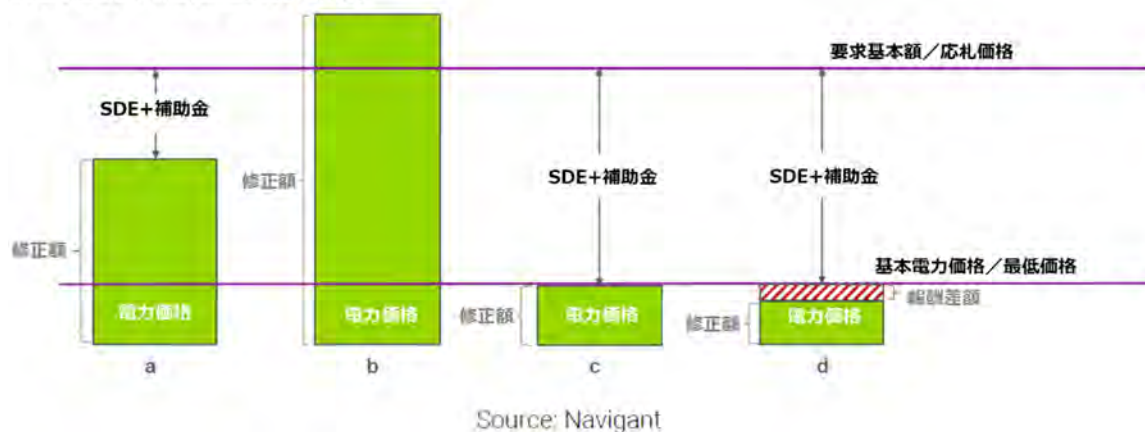


図 9-1 オランダ：SDE+制度における補助金支給の仕組み

出所）AURES II、“D2.1-NL, December 2019, Auctions for the support of renewable energy in the Netherlands”
²⁵³より作成

シナリオ a では、電力価格は予測値よりも高かったため修正額は正であるが、その後、SDE+補助金は、要求された基本額または応札価格との差額まで減額される。シナリオ B では、電力価格は予想よりも遥かに高かったため修正額も、支援額がゼロでも十分である。市場の追加収益は、生産者が獲得する。シナリオ c では、修正額、つまり実際の電力料金は基

²⁵² <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde-publications>（2022 年 3 月 1 日取得）

²⁵³ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/12/AURES_II_case_study_Netherlands.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

本電力額に等しいため、最大の SDE + 補助金が支払われる。シナリオ d では、市場価格が基本電力額を下回り、結果として修正額も減少し、基本電力額よりも低くなる。SDE + 補助金が全額支払われる一方で、生産者は、市場価格下落の結果生じる支援額の損失を負担する。これは、プロジェクトの価格下限が保証されておらず、価格が下落した場合に開発者の収益リスクが増大することを意味する。この設定によって最大支援額に上限が付き、通常の予算内で納められる効果があるというのが政府の見方である。

電力価格が 6 時間連続でネガティブプライスの場合、補助金は支払われない。

(2) SDE++制度の主な原則、概要

SDE ++制度は、従前の SDE+制度と同様にプロジェクト運用期間中に、運用実績に応じてプレミアムを需給できる制度である。再生可能エネルギー生産設備（発電、熱生産）に加えて、CO₂排出量削減施設や CO₂回収システムの所有者は、補助金の受給資格がある可能性がある。SDE ++補助金は、持続可能エネルギーまたは CO₂排出量削減の原価と収益（ある場合）との差額（不採算の構成要素）を補償する。補助金の支給期間は使用技術によって 12 年～15 年間計算され、補助金額は、使用技術と達成できる CO₂削減量によって異なる。

1) 支援制度の対象者

企業または非営利団体が支援制度の対象となり、政府機関は申請できない。

また、生産予定者のみに SDE ++補助金が適用される。自分で生産施設を設置運営する予定がない場合は、生産者ではなく、補助金を申請できない。

2) SDE ++制度の開催日および予算

2020 年、SDE ++制度は 4 期にわたり実施し、各期で、CO₂排出削減量 1 トンあたりの所定の補助金削減原単位までの補助金申請を提出できる。排出原単位の補助金上限が各期ごとに設定されており、後の期では上限金額が徐々に増加する。また、技術に設定されている最大額よりも低い補助金を提出することで、補助金を受け取る可能性が高くなる。全期間と技術の予算は、2020 年、2021 年ともに計 50 億ユーロとなっている。2021 年のスケジュールは以下のとおり。

期	開始日と終了日	排出原単位 補助金上限 (€/tCO ₂)
1	2021 年 10 月 5 日～2021 年 10 月 11 日	60 (2020 年比-5)
2	2021 年 10 月 11 日～2021 年 10 月 25 日	80 (2020 年比-5)
3	2021 年 10 月 25 日～2021 年 11 月 8 日	115 (2020 年比-65)
4	2021 年 11 月 8 日～2021 年 11 月 11 日	300 (2020 年と同じ)

3) SDE++の支援対象技術

SDE++では、以下の対象技術を使用して、電力、熱、グリーンガス、水素ガスのエネルギー

一を生産および供給したり、CO₂を地下貯蔵したりすることで、支援の対象となる。2021 年の募集では、ヒートポンプ付き太陽光発電などが支援対象技術に追加された。

表 9-2 オランダ：SDE++での支援対象技術（2021 年）

主要分類	副分類
再生可能電力	浸透圧発電、水力、風力、太陽光（15kW 以上）
再生可能熱（CHP）	バイオマス（発酵と燃焼）、キノコ堆肥、地熱（深部および超深部）、太陽熱
再生可能ガス	バイオマス（発酵およびガス化）
低炭素熱	水熱（地表水、廃水、飲料水からの熱エネルギー）、日光温室、電気ボイラー、地熱（浅部）、廃熱、ヒートポンプ、ヒートポンプ付き太陽光発電（PVT） ^注
低炭素生産	CO ₂ 回収貯蔵（CCS）、電解水素、炭素回収利用（CCU） ^注 、先進再生可能燃料 ^注

注）2021 年から支援対象に追加された副分類

出所）オランダ企業庁”SDE++ 2021

Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition”²⁵⁴ホームページをもとに作成

4) SDE++の支援水準

再生可能電力については、従前の SDE+と同様に、原則として 1kWh あたりの支援価格から基本エネルギー価格（参照市場価格相当）をもとに算出した修正額（correction amount）を差し引いたプレミアム価格形式での支援となる。自家消費分も支援対象となるが、修正額は、系統供給電力と異なる値が適用される。

2021 年の暫定の修正額は、太陽光発電は系統供給電力が 3.12 ユーロセント/kWh、非系統供給電力（自家消費）が 6.12～7.06 ユーロセントとなっており、この修正額を差し引いた分が支援対象となる。2021 年第 2 期の 15kW 超 1MW 未満の屋根設置型太陽光発電を例にすると、申請時の上限価格が 7.24 ユーロセント/kWh となっており、この価格から上記の修正額を差し引いた分が支援対象で、非系統供給電力は 7.24 から 7.06 を差し引いた 0.18 ユーロセント/kWh が支援単価（プレミアム額相当）となる。他方、系統供給電力は、7.24 から 3.12 を差し引いた 4.12 ユーロセント/kWh が基本的な支援単価（プレミアム額）となる。なお、上記の修正額には、再生可能エネルギー起源証明（GoO）で得られると想定される予想収益の約 0.7 ユーロセント/kWh が含まれており、発電者から得られるプレミアム額から差し引かれている。。

支援期間は 12 年～15 年で技術種類による異なる。

²⁵⁴ https://english.rvo.nl/sites/default/files/2021/10/SDEplusplus_oktober_2021_ENG.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

9.2 蓄電池併設型再エネの導入支援の枠組み

9.2.1 ドイツ：イノベーション入札制度

イノベーション入札の詳細は、2021 年改正法とは別に、イノベーション入札令 (InnAusV)²⁵⁵で規定されている。以下では、入札の概要を整理する。

ア) 対象設備要件、入札スケジュール

イノベーション入札は、以下のシステムを対象とした入札制度となる。

- ・異なる再生可能エネルギー源による複数発電所を組み合わせた（複合）システム、または、
- ・蓄電機能を有する個別再生可能エネルギー発電システム

上記の蓄電機能を有する再生可能エネルギー発電システムのうち、個別の再生可能エネルギー設備と蓄電設備を組み合わせたシステムは、当該発電設備からの発電電力のみを受け取り、2 時間以上蓄電する能力を有していることが条件となる。

ドイツ連邦ネットワーク庁のサイトでは、具体的な入札参加要件を以下のとおり説明している。

表 9-3 ドイツ：2021 年改正法に基づくイノベーション入札参加要件

【異なる再生可能エネルギー源による複数の発電所を組み合わせた（複合）システム】

- Ⓔ 1 種類以上の再生可能エネルギーが、陸上風力または太陽光
- Ⓔ 複数の発電所を組み合わせたシステムが、共通の系統連系点を介して給電
- Ⓔ 複合発電システムの入札は、入札日時時点で未稼働のシステムにより参加
- Ⓔ 複合発電システム 751kW 以上（個別システムの最低規模要件はなし）
- Ⓔ 太陽光と蓄電とを含む組み合わせ発電システムの全ての個別システムは、応札期限日までにマスターデータ登録簿にプロジェクト登録

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト²⁵⁶をもとに作成

2021 年改正法の第 28c 条では、イノベーション入札について、毎年 4 月 1 日と 8 月 1 日に応札を行うことと、2028 年までの募集容量を規定している。下記の年間募集容量は、4 月と 8 月の入札に均等に分配される。

²⁵⁵ <http://www.gesetze-im-internet.de/innausv/BJNR010610020.html> (2022 年 3 月 1 日取得)

²⁵⁶ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/Ausschreibungsverfahren/start.html> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 9-4 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（イノベーション入札）

2021 年	500MW	2025 年	700MW
2022 年	550MW+特別太陽光 50MW	2026 年	750MW
2023 年	600MW	2027 年	800MW
2024 年	650MW	2028 年	850MW

※特別太陽光発電システムの要件は 2021 年 10 月 1 日にドイツ連邦ネットワーク庁が決定
出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28c 条をもとに作成

2022 年以降、前暦年のイノベーション入札で落札されなかった容量がある場合、当該容量分を入札募集容量に加えて募集を行う。

なお、2022 年に募集予定となっている「特別太陽光発電システム」は、イノベーション入札令の第 15 条で、①水域設置の太陽光システム、②有用な植物を同時栽培する耕作地の太陽光システム、③駐車場設置太陽光システムが例示されているが、連邦ネットワーク庁が 2021 年 10 月 1 日に詳細な要件を規定することが決められている。

2021 年 5 月時点では、特別太陽光発電システムを含むイノベーション入札は、100kW 以上、2MW までの設備を対象とすることのみが、イノベーション入札令の第 16 条で規定されている。

ドイツ連邦ネットワーク庁が公表した特別太陽光発電システムの要件は以下のとおり。

表 9-5 ドイツ：イノベーション入札での特別太陽光発電システム要件

水域に設置された設備

設備は、決定時点で適用されている水管理法（WHG）第 3 条 1 号、2a 号、4 号、5 号に従って、水域に設置・運用されなければならない。設備の建設および運営は、水枠組み EU 指令（WFD）、その国内法である水管理法その他の（水に関する）要件を遵守すること。設備運用者は、系統運用者に対して、稼働時に水道法に基づく許可証を提出し、設備が水域の特別太陽光発電設備であることを証明しなければならない。

同時に有用な植物が栽培されている耕地、および永年または多年作物が栽培されている農地に設置された設備

設備は、同時に有用な植物を栽培している耕地（イノベーション入札条例第 15 条 2a 号）、または永年または多年作物を栽培している農地（イノベーション入札条例第 15 条 2b 号）に設置・運用されなければならない。

「耕地」とは農業耕作可能な土地である。本定義においては、永年草地や牧草地、または永年作物を栽培する土地は除外される。温室地、休耕地、保留地も除外される。

「農地」とは永年草地や牧草地、永年作物を栽培する耕地として使用される全ての土地である。本定義においては、牧草または飼料植物を栽培する土地は除外される。永年草地や牧草地も除外される。

永年または多年作物は、イノベーション入札条例第 15 条 2b 号に従った土地で栽培されなければならない。永年作物とは、輪作でなく、5 年以上その土地に留まり、繰り返し

収穫を行わない作物である。ブドウ園や樹木の苗床、短期回転の雑木林が含まれる。多年作物とは、2年以上連続してその土地に留まる作物である。

イノベーション入札条例第 15 条 2a 号および 2b 号に従った土地に設置される特別太陽光発電設備は、最新技術に基づいて設置・運用されなければならない。特に、太陽光発電設備と、植物または永年・多年作物の栽培が、支援期間にわたって DIN SPEC91434:2021-056 の要件を満たしている場合、また、農業活動において、太陽光発電設備のない土地での標準収穫量の 66%以上を達成している場合、最新技術に準拠すると見なされる。

設備運用者は、系統運用事業者に対して、稼働時には、太陽光発電設備が最新技術に準拠していることを専門家の鑑定書によって証明しなければならない。稼働後には 3 年毎に、革新入札条例第 15 条 2a 号および 2b 号で定義されている農業活動（植物、永年または多年作物の栽培）が、過去 3 年に当該土地で継続して行われていたことを、専門家の証明書によって証明しなければならない。

専門家の証明書では、農業活動が明らかに最新技術と矛盾していないことを証明しなければならない。航空写真その他の写真、現地記録からの抜粋を使うことができる。

駐車場に設置された設備

設備は、駐車場に設置・運用されなければならない。

駐車場とは、駐車スペースおよび駐車に使用される場所と定義される。公共および非公共の駐車場が含まれる。

駐車スペースとは、主に自動車、自転車その他の車両の駐車に使用される場所で、交通状況や車両の操作によっては駐車できない場合がある。操縦エリア、従属的な装飾エリア、アクセス道路などが含まれる。

EEG 第 3 条 23 号に定義されている建物内および建物下の駐車場は含まれない。

駐車場は、太陽光発電設備の設置目的で建設されたものでないかもしれない。駐車スペースの大きさは、駐車場の必要条件と合理的に釣り合わなければならない。太陽光発電設備の設置は、駐車場に大きな影響を与えてはならない。

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト²⁵⁷をもとに作成

イ) 入札参加要件

上述のとおり、複合システムで入札する際に、応札期限までに個別設備を EEG の設備登録簿に登録をしておくことが求められる。

入札に参加する場合には、応札するシステムごとに入札参加手数料の支払いが必要となる。手数料は陸上風力とバイオマスが 522 ユーロ、太陽光が 586 ユーロとなっており、組み合わせに含まれる最も高額なエネルギー源の価格が適用される。

入札参加に保証金の支払いも必要となり、使用するエネルギー源に関わらず、発電システムの設備容量全体に対して 60 ユーロ/kW を乗じた金額が適用される。

²⁵⁷ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BesondereSolaranlagen/start.html> (2021 年 11 月 17 日取得)

ウ) 支援形態

落札者は、20 年間にわたって応札した固定プレミアム価格を、売電収入に加えて受給する権利を得る。2.8 ユーロセント/kWh の価格で落札したシステムは、常に売電収益に加えて、1kWh あたり 2.8 ユーロセントの固定プレミアム価格を受給する権利を得る。他の直接販売+市場プレミアム制度の対象設備のように、参照年間/月間市場価値に応じて、スライド式にプレミアム額を変更する形にはなっていない。

また、イノベーション入札の落札者は、電力取引市場の前日取引でのドイツ価格ゾーンがネガティブプライスとなった時間帯は、固定プレミアムはゼロに引き下げられる。

エ) 落札者決定方法

イノベーション入札の応札者は、固定プレミアム価格（ユーロセント/kWh）を小数点以下 2 桁で応札し、差別価格（Pay-as-bid）方式で落札者を決定する。但し、応札容量が募集容量を下回った場合には、イノベーション入札令第 11 条に基づき、連邦ネットワーク庁が落札容量を入札容量の 80%に減じて、落札者を決定する。

イノベーション入札令第 10 条で入札上限額が定められており、2021 年の入札では 7.5 ユーロセント/kWh の上限価格が適用される。2022 年 1 月 1 日以降に実施される入札では、上限額が暦年ごとに 1%ずつ通減し、小数点以下第二位で四捨五入した数値を用いる。

オ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札権が付与されてから 30 ヶ月以内に複合システムのうち、2 つ以上の個別設備が稼働し、イノベーション入札の要件である複合システムを構築することが求められる。落札者が、落札容量の 5%超を取り消す場合には、管轄する送電系統運用者に対して、取り消した容量 1kW あたり 60 ユーロの罰金が課せられる。

カ) 稼働時の要件確認

設置された複合システムは、20 年間の支援期間中は同じ場所に同様の状態で設置されたままであることが求められる。

また、異なる再生可能エネルギー源による複数の発電所を組み合わせた（複合）システムが支援を受ける要件として、原則、設置設備容量の 25%以上に相当する上げ二次制御予備力を提供できる技術設計であることが求められ、満たしていない場合には固定プレミアムが付与されない（需給調整市場への参加は義務付けられない）。

また、個別の再生可能エネルギー設備と蓄電設備を組み合わせたシステムは、当該発電設備からの発電電力のみを受け取り、2 時間以上蓄電する能力を有していることが、固定プレミアム価格での支援を受ける条件となる。

こうした要件を満たしているかは、環境監査人によって毎年検証した上で、系統運用者に対して適切な証拠を提出することが求められる。

キ) 入札結果

2021 年 4 月 1 日を期限として、第 1 回のイノベーション入札が実施された。

250MWの募集容量に対して、43 件、計 509MWの応札があり、18 件、計 258MWのプロジェクトが落札した²⁵⁸。結果として、すべて蓄電池付きの太陽光発電が落札した。

上限価格の 7.5 ユーロセント/kWh に対して、落札価格は 3.33～4.88 ユーロセント/kWh の範囲となっており、第二次保証金支払い前の容量過重平均落札価格は 4.29 ユーロセント/kWh となっている。

上限価格の 7.5 ユーロセント/kWh に対して、落札価格は 3.33～4.88 ユーロセント/kWh の範囲となっており、第二次保証金支払い前の容量加重平均落札価格は 4.29 ユーロセント/kWh となっている。

また、2021 年 8 月 2 日締切の第 2 回イノベーション入札では、250MW の募集容量に対して、16 件、計 155MW のプロジェクトが落札しており、加重平均落札価格は 4.55 ユーロセント/kWh となっている。第 1 回同様に、すべて蓄電池付きの太陽光発電が落札した。

表 9-6 ドイツ：イノベーション入札の入札結果

	第 1 回	第 2 回
募集締切	2021 年 4 月 1 日	2021 年 8 月 2 日
募集容量	250MW	250MW
応札状況	43 件	23 件
	509.146MW	249.599MW
落札状況	18 件	16 件
	258.393MW	155.605MW
除外件数	1	6 件
	2.534MW	66.994MW
上限価格	7.5 セン	7.5 セン
加重平均落札価格	4.29 セン	4.55 セン
落札価格範囲	3.33～4.88 セン	3.99～5.48 セン

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト²⁵⁹をもとに作成

²⁵⁸ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html> (2022 年 3 月 1 日取得)

²⁵⁹ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html> (2022 年 3 月 1 日取得)

9.2.2 フランス：自家消費設備対象入札制度

フランスでは、蓄電池付き太陽光発電設備を直接に支援する枠組みを設けていない。

大手エネルギー会社 Engie 社と独立系電力会社 Neoen 社は、フランス南西部で 1GW のメガソーラー設備に 40MW のリチウムイオン蓄電池を併設した「Horizeo」プロジェクトの計画を進めているが、このプロジェクトは支援制度の補助なしで進めることが公表されている²⁶⁰。

他方、蓄電池併設プロジェクトを直接に支援するものではないが、年間発電量の 50%以上を自家消費するプロジェクトを対象とした入札制度を設けている。以下では、自家消費設備を対象とした入札制度の概要を紹介する。

ア) 対象設備要件

本入札では、地上設置型太陽光発電設備、建物や農業・漁業用温室/小屋、底に設置された屋根設置型太陽光発電設備、一定要件を満たした風力発電設備で、年間の自家消費電力量が発電量の 50%以上となる 500kW から 10MW の設備が対象となる（但し、エネルギー法典第 315-2 条²⁶¹で定めるアグリゲーション自家消費の場合には 3MW 以下）。

また、自家消費電力量を年間 50%以上とするために、蓄電設備の併設を認めている。入札募集要項には、蓄電は公的支援対象ではないものの、特定の制御条項を遵守することが要件となる旨が明記されている。なお、電気自動車の充電設備も併設も認めている。

応札する発電設備には、発電量、自家消費量、および給電量（該当する場合は受電量）を計算することができる専用の計測装置（遠隔制御可能）の設置が義務付けられる。

イ) 募集設備容量、入札実施時期

2021 年 7 月 30 日に、2021 年以降の自家消費型再エネ発電設備を対象とした入札制度の募集要項が発表された。2026 年までの募集容量は以下のとおり。

表 9-7 フランス：2021 年以降の自家消費型再エネ発電入札のスケジュール

募集回	提出期間	募集容量 (MW)
第 1 期	2021 年 11 月 15 日~11 月 26 日午後 2 時 50 分	50
第 2 期	2022 年（指定日）～2022 年（指定日）	50
第 3 期	2022 年（指定日）～2022 年（指定日）	50
第 4 期	2022 年（指定日）～2022 年（指定日）	50
第 5 期	2023 年（指定日）～2023 年（指定日）	50
第 6 期	2023 年（指定日）～2023 年（指定日）	50
第 7 期	2024 年（指定日）～2024 年（指定日）	50

²⁶⁰ Engie 社ウェブサイト、<https://www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/engie-et-neoen-présentent-horizeo-un-projet-de-plateforme-nerg-tique-bas-carbone-in-dit-en-france>（2021 年 11 月 17 日取得）

²⁶¹ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000032939883/#LEGISCTA000032939883（2021 年 11 月 17 日取得）

第 8 期	2024 年（指定日）～2024 年（指定日）	50
第 9 期	2024 年（指定日）～2024 年（指定日）	50
第 10 期	2025 年（指定日）～2025 年（指定日）	50
第 11 期	2025 年（指定日）～2025 年（指定日）	50
第 12 期	2025 年（指定日）～2025 年（指定日）	50
第 13 期	2026 年（指定日）～2026 年（指定日）	50
第 14 期	2026 年（指定日）～2026 年（指定日）	50

出所) エネルギー規制委員会、「Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale」（2021 年 10 月版）²⁶²をもとに作成

ウ) インセンティブ対象電力

落札したプロジェクトは、CfD 形式のプレミアム価格（FIP）制度での支援となる。

支援対象となるのは、自家消費分を除く系統への給電電力電力分となる。卸電力取引市場がネガティブ価格の時間帯は、支援の対象外となる。

なお、年間自家消費率が、最低消費率の 50%よりも低い場合、プレミアム額（プレミアム額の算出式に用いるプレミアム P とタリフ T の金額）は、不足分 1%差につき年間 2%減となる（例えば、年間自家消費率が 40%の場合、P と T の係数は 20%減）。必要に応じて、契約応当日に年次調整が行われる。

エ) 落札者決定方法

Pay-as-bid 形式で、応札価格の低い者からの落札となる。他の太陽光発電を対象とした入札で用いられている総合評価方式は採用されていない。応札の上限価格が、第 1 期から 14 期まで 40 ユーロ/MWh と設定されている。

²⁶² エネルギー規制委員会ウェブサイト、<https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-autoconsommation-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur>（2021 年 11 月 17 日取得）

9.3 太陽光（屋根設置）の導入支援の枠組み

9.3.1 諸外国における「屋根設置」太陽光の定義

(1) ドイツ

直近の再生可能エネルギー法 2021 年改正法（EEG2021）における屋根設置型太陽光発電設備の定義は以下のとおり。屋根設置型太陽光を対象とした入札制度では、建物に加えて、防音壁に設置されたものも対象となる。

表 9-8 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法での太陽光発電の定義

区分 1（地上設置型） 太陽光発電入札	平地施設および建物や防音壁といった構造施設に設置されていない太陽光発電システムが応札可能な入札をいう。
区分 2（屋根設置型） 太陽光発電入札	建物もしくは防音壁に設置された太陽光発電システムが応札可能な入札をいう。
建物	屋蓋を有する独立して使用可能な建造施設であって、人が立ち入ることができ、かつ、人、動物又は物の保護を優先的な用途とするものをいう。
平地施設	建物又は太陽光発電以外の目的を優先した他の建造施設の中、これに接して又はその上に設置されていない太陽光発電施設をいう。

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法²⁶³をもとに作成

なお、駐車場の屋根に設置された太陽光発電設備については、本資料の表 4-36 で示したイノベーション入札での特別太陽光発電システムの要件に該当する。

(2) フランス

フランスでは、2017～21 年の太陽光発電を対象とした入札では、地上設置型設備の一つの категорияとして、500kW～10MW の駐車場屋根に設置した設備を募集していた。他方、100～500kW の駐車場屋根設置設備は、100kW 超の建物設置太陽光発電を対象とした入札に参加可能であった。

しかし、2021 年以降は支援対象の組み替えが行われ、100～500kW 以下の建物設置型太陽光発電設備は入札対象から除外され、FIT 制度での支援に移行することとなった（2021 年 8 月に欧州委員会による国庫補助の承認を得た状況）。500kW 超の屋根設置型は、建物設置型太陽光発電を対象とした入札で支援を行うこととなる。

フランスの建物設置型太陽光発電の入札における定義は以下のとおり。

²⁶³ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE000406123（2021 年 11 月 17 日取得）

表 9-9 フランス：太陽光発電入札募集要項での建物設置型の定義

【建物設置型太陽光発電入札】

2021～2026 年
建物、農業用温室、小屋、庇（500kW 超）
1.2.1 対象設備 建物、農業用温室、小屋、庇に設置された太陽光で、500kWp 超 1.4 定義 ・建物：基礎の有無にかかわらず、固定された恒久的な構造物であり、使用可能な空間を持つ。建物は覆われており、3 つ以上の側面があり、確実に密閉されている。 ・農業用温室：農作物や樹木の生産のための密閉された構造物で、光を通すために部分的に透明な屋根を持つ。園芸用のガラスやプラスチック、防風・防虫用のネットなども可。農作物または樹木の生産物は、少なくとも追加報酬契約期間中は、温室内で維持されなければならない ・小屋：車両、食料品その他の農耕・養魚設備、原材料、資材、廃棄物、完成品の保管、または動物保護のために使用され、屋根のある場所での作業やスポーツ活動を可能にする構造物。囲いやカバーの種類などの制約はない。 ・庇：駐車場、人工的な運河や水域、または機器、材料、原材料、廃棄物、完成品、または車両を保管するためのシェルターとして機能することを意図した表面の全部または一部を覆う構造物。

【地上設置型太陽光発電入札】

2017～2021 年	2021～2026 年
1.2.1 対象設備 ・分類 1：5MWp 超 ・分類 2：500kWp～5MWp ・分類 3：500kWp～10MWp の駐車場庇 1.4 定義 ・駐車場庇：駐車場の全部または一部を覆い、日陰を提供することを目的とした恒久的な構造。 ・駐車場（パーキングエリア）：自動車または非自動車の駐車のために特別かつ効果的に設けられた人工的な空間。	1.2.1 対象設備 地上設置型 PV で、第 2.6 項の立地条件 1～2 に該当する土地でのプロジェクトの場合は 500kWp～30MWp。第 2.6 項の立地条件 3 に該当する土地でのプロジェクトの場合は 500kWp 超 ※庇の記載なし

出所）エネルギー規制委員会ウェブサイト²⁶⁴各回の入札募集要項をもとに作成

²⁶⁴ エネルギー規制委員会ウェブサイト、

https://www.cre.fr/recherche?search_form%5BcontentType%5D=/1/2/16997/120/17000/（2021 年 11 月 17 日取得）

9.3.2 フランス：建物設置型太陽光発電の支援制度変更

フランスでは、太陽光発電について、2011 年 3 月 4 日付アレテにより、100kW 超の新規設備は入札により支援設備を決定する方式に移行し、それ以降は屋根設置型も含めて 100kW 超の設備を対象とした入札を実施してきた。

2021 年 10 月 8 日に、新たなアレテ（以下、2021 年 10 月 6 日付アレテ）²⁶⁵が官報に公布され、500kW 以下の新規の建物設置型太陽光発電設備は FIT 制度での支援を行うことが決定した。

建物設置型太陽光発電設備を対象とした新たな支援制度の概要は、以下のとおり。

ア) 対象設備要件

2021 年 10 月 6 日付アレテ第 1 条では、商業運転を開始している太陽光発電設備、または政令発効日（2021 年 10 月 8 日）前に締結した商業契約で発電する太陽光発電設備は、FIT 制度の対象としないことが規定されている。

また、建物設置型の条件として、以下のいずれかを満たしていることが必要となる。

表 9-10 フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT の対象設備要件

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">✓ 建物、格納庫の屋根、車庫に設置され、周囲の屋根平面と平行である✓ 建物や格納庫の平らな屋根、または平らな底（勾配 5%未満）に設置されている✓ 敷居、外装、ソーラーシェード、ガードレール／手すり、庇、パーゴラ棚、カーテンウォールの機能を果たす |
|---|

出所）2021 年 10 月 6 日付アレテ²⁶⁶をもとに作成

また、100kW 超の太陽光発電設備は、太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価が 550kg CO₂e/kW 以下の場合のみ、FIT の買取契約が可能となる。

イ) インセンティブ対象電力、買取価格

FIT の買取価格は、当初 9.8 ユーロセント/kWh に設定されており、四半期ごとに調整される。買取期間は、設備稼働開始日から 20 年間となる。

100kW 以下の設備については、年間で買取対象とする時間の上限が設定されており、定格出力に 1,600 時間を乗算した時間となる。上限時間を超えた発電量については、固定額 5 ユーロセント/kWh の報酬が支払われ、物価連動はしない。

また、以下の条件をすべて満たしている場合、「景観統合基準」を満たすとされて、一定のボーナスが支給される。

²⁶⁵ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale、(<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060>)（2021 年 11 月 29 日取得）

²⁶⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060>（2021 年 11 月 29 日取得）

表 9-11 フランス：2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT でのボーナス対象要件

✓	建物や小屋の屋根に設置され、従来の屋根建材の代替として屋根の防水機能がある
✓	傾斜角 10°～75°の屋根に設置されている
✓	重複または連動によって防水機能を果たしている
✓	建築科学技術センター（CSTB）の太陽光発電プロセス専門家委員会による好意的な技術意見を得ている
✓	屋根貫通部（煙突、排水口、天窓等）を除いた屋根表面の 80%以上をカバーしている

出所) 2021 年 10 月 6 日付アレテ²⁶⁷をもとに作成

ウ) 導入担保手法

太陽光発電プロジェクトは、公共配電系統への連系申請日から 24 ヶ月以内、もしくは連系工事完了日（系統運用者が宣言）から 2 ヶ月以内のいずれか遅い日までに完成しなければならない。稼働期限を超過した場合、買取契約期間が超過分だけ短縮される。

²⁶⁷ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060> (2021 年 11 月 29 日取得)

9.4 FIT/FIP 制度を利用しない再エネ導入事例

9.4.1 欧州各国の状況

欧州エネルギー規制者評議会（CEER: The Council of European Energy Regulators）が 2021 年にまとめた報告書では、欧州各国で 2030 年までに支援期間が終了する再エネ電源の状況を整理している。

太陽光発電設備については、大部分が 2010 年以降に開発されたものであるため、支援終了に到達するのは主に 2030 年以降となる。早くから支援をしてきたドイツでは、2025 年以降、順次 20 年間の買取期間を終了する太陽光発電設備が増えてくる。

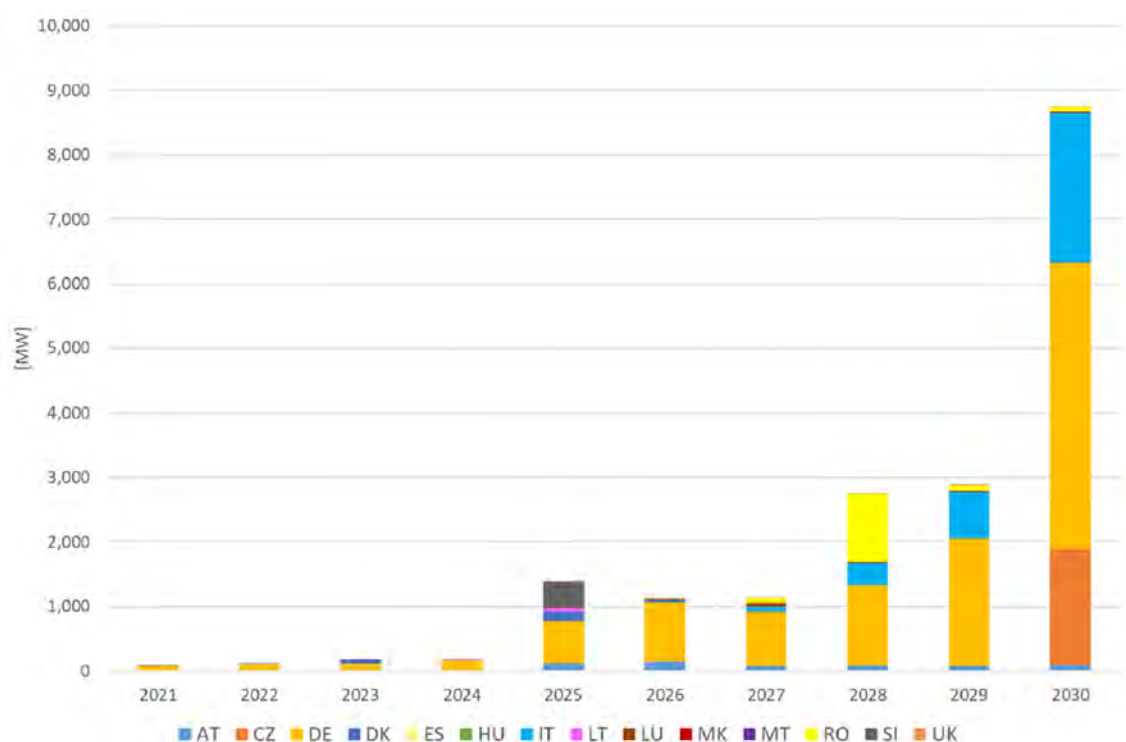


図 9-2 欧州各国：太陽光発電設備の年別支援期間終了状況（2021～30 年）

出所）CEER、”CEER 2nd Paper on Unsupported RES”²⁶⁸をもとに作成

他方、陸上風力発電については、1990 年代から先駆けて開発を進めてきたドイツ、スペインを中心として、支援期間が終了する発電設備が存在する。

²⁶⁸ CEER ウェブサイト、<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f>
（2021 年 11 月 25 日取得）

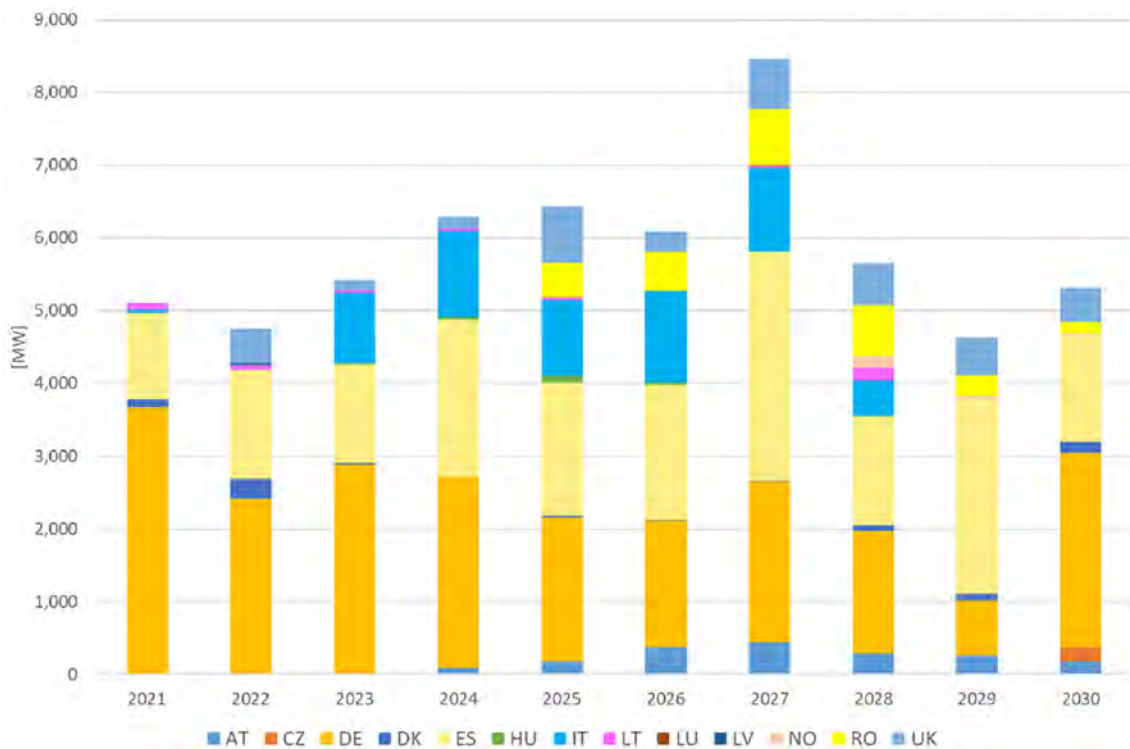


図 9-3 欧州各国：陸上風力発電設備の年別支援期間終了状況（2021～30 年）

出所）CEER、”CEER 2nd Paper on Unsupported RES”²⁶⁹をもとに作成

上述のように欧州では、しばらくの間は支援期間が終了する再エネ発電設備は、先駆けて再エネの導入を進めてきたドイツ、スペイン、イタリアなどの国で、陸上風力発電を中心として発生していくことが想定されている。

上記のうち、スペインに関しては、2013 年に FIT/FIP 制度が廃止されて以降、自らがbalancing義務を負う形で売電をしており、補助を付与される支援期間を終了した後の特段の支援を必要としていない。英国についても、2002 年度から施行している RO（RPS）制度の支援対象設備の支援期間が順次終了していくが、自ら売電をした上で RO 証書による支援を受けているため、引き続き RO 証書発行なしに売電を行うことに支障がない。なお、発電設備側のbalancing義務を免除している小規模 FIT 制度（5MW 以下）の対象設備については、買取期間が終了して以降も 2020 年 1 月から制度開始した Smart Export Guarantee (SEG) 制度で引き続き小売事業者による買取を受けることが可能となっているが、買取期間を終了する設備が出てくるのは 2026 年度以降になることが想定される

こうした状況を受けて、2021 年時点では、固定価格買取制度のもとで再エネ発電設備にbalancing義務を課していなかったドイツを除いて、支援期間を終了した再エネ発電設備向けに特段の法的枠組みを講じている国は限定的となっている。

²⁶⁹ CEER ウェブサイト、<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f> (2021 年 11 月 25 日取得)

表 9-12 欧州主要国：支援制度対象期間終了後の再エネ設備に対する法的枠組み

ドイツ	・優先給電の維持を再生可能エネルギー法で明示 ・2021 年以降、太陽光、バイオマス、水力発電は、系統運用者が参照市場価値で買取をする仕組み有り
スペイン	・特段の法的枠組みなし
イタリア	・特段の法的枠組みなし（現時点では GSE による手数料を支払っての卸電力取引市場価格での買取制度有り）
フランス	・特段の法的枠組みなし
英国	・小規模 FIT 制度の買取期間が終了した設備は、引き続き SEG 制度に基づき、小売事業者が提示した価格での買取を受けることが可能

出所）CEER, “CEER 2nd Paper on Unsupported RES”²⁷⁰をもとに一部加筆して作成

9.4.2 ドイツ：卒 FIT 電源への支援制度

2000 年 4 月から、現行の再生可能エネルギー法に基づく FIT 制度を導入しているドイツでは、2021 年 3 月末から、支援期間の 20 年間が終了した再エネ電源が順次 FIT 制度を卒業していく。ドイツ連邦政府が 2017 年 3 月に作成した質問に対する回答では、既に稼働をやめている設備容量も含まれている可能性があるものの、2021～23 年の間に EEG での支援対象の終期を迎える設備容量を以下のとおり見込んでいる。

表 9-13 ドイツ：2021 年以降に EEG に基づく買取期間が終了する発電設備

エネルギー源		2021 年	2022 年	2023 年
陸上風力	設備数	5,608	1,982	2,147
	設備容量	4,360MW	2,619MW	3,049MW
太陽光	設備数	18,491	24,144	18,578
	設備容量	73MW	108MW	109MW
バイオマス	設備数	426	330	183
	設備容量	295MW	185MW	142MW

出所）ドイツ連邦経済・エネルギー省，“Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat März 2017”より作成

主に再生可能エネルギー法の施行以前から稼働していた陸上風力発電が、20 年間の支援期間を終了することが見込まれている。このように FIT 制度での支援期間を終える「卒 FIT 電源」が生じてくるドイツでは、再生可能エネルギー法 2021 年改正法で、支援期間終了後も設備が運用継続できるようにするための新たな枠組みが導入された。

まず、買取期間が終了した電源について、これまで同様に優先給電の権利を維持することを法令で明示した。その上で、風力発電を除く 100kW 以下の設備は、2027 年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額を系統運用者から受給するオプションを設定し、

²⁷⁰ CEER ウェブサイト、<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f> (2021 年 11 月 24 日取得)

継続的に系統運用者に売電を続けることができる枠組みを整えた。2021 年 10 月 15 日に、ドイツの 4 送電系統運用者は、2022 年の卒 FIT 電源に適用する直接販売費用を 0.184 ユーロセント/kWh とすることを公表した²⁷¹。

他方、既に既存電源も大多数が任意での FIP 制度に移行している陸上風力については、上記のオプションの対象外としている。当初の再生可能エネルギー法案では、2020 年末、21 年末に支援期間を終了する陸上風力については、移行期間として 2022 年末まで連邦ネットワーク庁が募集する入札に参加しての売電が可能としていた。しかし、欧州委員会から競争法上の国庫補助（State Aid）ルールに抵触するという判断が下され、卒 FIT 陸上風力発電に対する「追加支援」の条項は、入札形式ではなくなり、欧州委員会から 2021 年についてのみ限定的に認められた。2021 年 4 月 20 日にドイツ連邦経済・エネルギー省（当時）が公表した EEG2021 修正法案²⁷²では、連邦ネットワーク庁による入札の条項（第 23b 条（2））について改定が提案された。具体的には、2020 年末で 20 年の支援期間を終了した陸上風力は、2021 年の間のみ、FIP 制度で用いる月間市場価値に一定のプレミアムを上乗せした固定価格で系統運用者が買い取る暫定措置が盛り込まれ、可決・施行された。

表 9-14 ドイツ：買取期間が終了した陸上風力発電の買取価格（2021 年）

2021 年 6 月 30 日までの発電分	月間市場価値 + 1 ユーロセント/kWh
2021 年 7 月 1 日～9 月 30 日の発電分	月間市場価値 + 0.5 ユーロセント/kWh
2021 年 10 月 1 日～12 月 31 日の発電分	月間市場価値 + 0.25 ユーロセント/kWh

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法²⁷³第 23b 条をもとに作成

2022 年以降は、買取期間が終了した陸上風力発電は、支援制度なしで直接販売を行うこととなる。

9.4.3 Smart Export Guarantee（SEG）制度

英国政府は、小規模 FIT 制度の終了を公表した後、新たな小規模低炭素発電の支援策について、2019 年 1 月 8 日に新たなコンサルテーション（The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee）を公表し、2019 年 3 月 5 日までの意見募集を行った²⁷⁴。本コンサルテーションでは、それまでの小規模 FIT 制度で適格となる 5MW 以下の電源について、一定規模以上（当初提案時は 25 万軒以上の顧客）の国内小売

²⁷¹ ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト、<https://www.netztransparenz.de/EEG/Ausgefoerderte-Anlagen/Abzugsbetrag-2022>（2022 年 3 月 1 日取得）

²⁷² ドイツ連邦経済・気候保護省ウェブサイト、https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/Formulierungshilfe-19-27453-.pdf?__blob=publicationFile&v=8（2021 年 11 月 29 日取得）

²⁷³ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE000406123（2021 年 11 月 17 日取得）

²⁷⁴ 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation>（2022 年 3 月 1 日取得）

電気事業者に、系統に供給された電力分の買取料金提示を義務付け Smart Export Guarantee (SEG) 制度を提案し、意見募集を行った。

ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) は、コンサルティングにおいて、新たな支援策の方向性を以下のとおり整理している。

表 9-15 英国：Smart Export Guarantee 制度の方向性

- よりクリーン、スマート且つ柔軟なエネルギーシステムへの転換を支援するために、実現すべきこと
 - ・市場へのルート：小規模低炭素発電を支援するための市場へのルートを確保する。
 - ・マーケットイノベーション：政府はマーケットイノベーションを Industrial Strategy の中核となる概念と位置付けている。
 - ・需要家負担の費用引き下げ：求めやすい低炭素電力を需要家に提供するエネルギーシステムの開発支援。
 - ・スマートで柔軟な電力システムへの転換：系統が最大需要を経験している場合に売電を促進するなど、系統の効果的管理を可能にする需要家の行動にインセンティブを与える価格シグナルを通じ、電力の効果的使用を促進する。
- 上記の実現に向けて、政府が実施する意向のある施策
 - ・小規模発電事業者が売電分を市場で補填されるようにする。
 - ・特に、アグリゲーターやデジタルマーケットプレイスの成長など、市場にイノベーションや競争を促進するオプションを策定することで余地をもたらすセクターを対象とした枠組みを確立する。
 - ・より多くの需要家が立地や時間による電気料金の恩恵を受けることができるよう、スマートメーターや使用時料金を使用しつつ、よりスマートなエネルギーシステムを進める際に小規模発電事業者が果たす役割を強化する。

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) , “The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee”²⁷⁵をもとに作成

その後、2019 年 6 月に法制化された SEG は、小売電気事業者 (15 万軒超の一般家庭の顧客を有する国内小売電気事業者) に、小規模電気事業者 (一般家庭・小規模事業者) に対し、National Grid に送電された電力に対する kWh あたりの料金を提示し、支払いをすることを義務付ける制度である。これ以外の小売電力事業者も任意で参加することができる。小売電力事業者は、2019 年末までに料金を提示し、2020 年 1 月から SEG が施行された。

小規模 FIT の Export payments (売電部分に対する料金) を受給している発電者は対象外となるが、他の再生可能エネルギーに対する支援との併用は可能である。料金はゼロよりも高く設定するが、ネガティブプライシング時には、発電事業者は小売電気事業者に系統に売電された電力の対価を払わなくてもよい。適格発電事業者が系統に売電した電力は、検針が義務付けられている。一般家庭の設備については、スマートメーターにより検針する。

支援対象設備は、2019 年 3 月まで施行していた小規模 FIT 制度から、大きな変更はない。

支援水準は、これまでの小規模 FIT 制度で支給されていた「発電価格」がなくなり、自家消費を原則として、系統に供給する余剰電力に各小売事業者別に提示される「売電価格」が適用される形となる。

²⁷⁵ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 9-16 英国：小規模 FIT 制度と Smart Export Guarantee 制度の相違点

	小規模 FIT(2018 年度時点)	SEG(2020 年 1 月～)
支援対象技術	嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ、陸上風力、太陽光	同左
設備容量上限	5MW 以下 ※マイクロコジェネのみ 2kW 以下	同左 ※マイクロコジェネのみ 50kW 以下
買取義務対象者	・前年 12 月 31 日時点で 25 万軒以上の顧客を有する小売電気事業者 ・買取義務対象とならない顧客数 25 万軒未満の供給ライセンス保有者については、直接的な買収の義務は生じないものの、最終的には平準化スキームを通じて制度費用の負担を行うことを義務付け	・前年 12 月 31 日時点で 15 万軒以上の顧客を有する小売電気事業者 ・それより小規模の小売電気事業者は、SEG 料金を設定するかは任意で選択可能
買取対象電力	<u>発電量の全量買取</u> ・小売電気事業者から発電量(kWh)に対して固定価格での支払いを受ける〔発電価格〕 ・小売電気事業者に余剰電力を売電する場合には、保証された価格で売電が可能〔売電価格(export tariff)〕	<u>系統への送電量全量買取</u> ・小売電気事業者は、SEG に適格となる電源に対して、系統に供給された電力に対する「売電価格」の提示を義務付け
支援水準	支援対象技術ごとに「発電価格」を設定するとともに、「売電価格」も規定	・「売電価格」は 0 以上を設定 ・ネガティブ価格時は、発電設備側が小売電気事業者にネガティブ価格の対価を払う必要なし
買取期間	20 年間(マイクロコジェネは 10 年間)	契約期間は任意
売電検針量	発電量メーターと売電量メーターの両方を設置して検針すること。	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	・50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、MCS 認証設置事業者によって設置された、MCS 認証設備を使用すること。 ・嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、MCS 認証手続きで要求されるものと同じ内容を提出すること。	同左

出所) Ofgem, “Feed-in Tariffs,”および BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”²⁷⁶

SEG 制度の支援対象とする適格基準は、表 9-17 のとおり。

SEG 制度では、制度対象とする設備稼働からの期間が設定されていないため、小規模 FIT 制度の買取期間が終了した設備も対象となり、買取期間終了後の設備は SEG 制度に移行が可能となっている。

²⁷⁶ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

表 9-17 英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準

項目	Smart Export Guarantee 制度対象要件
電源	嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ、陸上風力、太陽光
設備容量上限	5MW 以下(但し、マイクロコジェネは 50kW 以下)
売電検針量	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、認証を受けた設置事業者によって設置された、MCS 認証またはそれと同等とみなされる認証を提出すること。 嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、SEG ライセンシーの裁量により認証済であるとされたもの。 検針メーターが設置されていること。 検針メーターポイント管理番号 (MPAN) を有していること。
他の支援制度を受けた設備の扱い	FIT 制度を通じた売電部分 (Export payments) への支援を受けている設備は、自家消費か系統への売電かによらず、本制度の対象外。 但し、FIT から SEG への切替は可能 また、SEG を申請する事業者は、SEG プロバイダーに国および地方自治体からの支援を受けている、または受ける予定である旨申告しなくてはならない。
持続可能性	嫌気性消化に関しては、持続可能性基準を満たしたもので、FIT 制度の下で運用される基準を踏まえた原料制限規則の対象となる。

出所) BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”²⁷⁷をもとに作成

²⁷⁷ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2022 年 3 月 1 日取得)

9.5 カーボンフットプリント評価・持続可能性要件（太陽光）

9.5.1 フランス：地上設置型太陽光発電入札でのカーボンフットプリント評価

フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、従前から入札価格だけで評価を行うのではなく、太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。より太陽光モジュールのカーボンフットプリントが低い機器を採用しているプロジェクトが高い評価を得る仕組みとなっている。

以下では、2021 年以降の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度を例として、カーボンフットプリント評価の手法を整理する。

ア) 落札者決定方法

2021 年以降の地上設置型太陽光発電を対象とした入札制度では、応札価格の配点が最大得点の 70%、太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価が最大得点の 16%となっている。評価基準は以下のとおり。

表 9-18 フランス：2021 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準

評価基準	最大スコア
価格 (NP ₀)	70
カーボンフットプリント評価 (NC ₀)	16
事業の環境影響 (NE)	9
共有ガバナンス (GP) : FC と組み合わせなし	5
または共同資金 (FC) : GP と組み合わせなし	2

出所) エネルギー規制委員会, “Cahier des charges de l’ appel d’ offres portant sur la réalisation et l’ exploitation d’ Installations de production d’ électricité à partir de l’ énergie solaire « Centrales au sol »” (2021 年 10 月版) ²⁷⁸をもとに作成

イ) カーボンフットプリントの評価方法

入札制度の執行機関であるエネルギー規制委員会は、申請者が所定の申請書（入札募集要項 附属書 1）に記入して提出したカーボンフットプリント値（単位：CO₂ e kg /kWp）のみに基づいて採点する。設備が複数の種類のモジュールで構成されている場合は、各モジュールの最大出力（kW）で加重平均したカーボンフットプリントの平均値で評価を行う。カーボンフットプリント値の算定方法については、後述する。

応札者のカーボンフットプリント値をスコア化するには、以下の計算式が用いられる。

²⁷⁸ エネルギー規制委員会ウェブサイト、<https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur>（2021 年 11 月 17 日取得）

$$NC = NC_0 \times \left[\frac{ECS_{sup} - ECS}{ECS_{sup} - ECS_{inf}} \right]$$

- ECS (kg eq CO₂/kWp) : 申請書 (付属書 1) の C.で提示されたモジュールのカーボンフットプリント評価点。50 の倍数で四捨五入 (420 は 400、425 や 430 は 450)
- ECS_{sup} : カーボンフットプリント上限値 (550)
- ECS_{inf} : カーボンフットプリント下限値 (200)
- NC₀ : 評価基準で定義された最大スコア (16 点)

図 9-4 フランス : カーボンフットプリント評価点算出方法 (地上設置型太陽光入札)

出所) エネルギー規制委員会, “Cahier des charges de l’ appel d’ offres portant sur la réalisation et l’ exploitation d’ Installations de production d’ électricité à partir de l’ énergie solaire « Centrales au sol »” (2021 年 10 月版) ²⁷⁹をもとに作成

提出された応募者のカーボンフットプリントが上限値 (550 CO₂e kg /kWp) より大きい場合は、当該入札は除外され採点の対象とならない。また、下限値を下回った場合には、カーボンフットプリント評価点はゼロとなる。上限値と下限値の間にある場合、上記の計算式にてカーボンフットプリント評価点 (NC₀) が算出される。

ウ) カーボンフットプリント値の算定方法

カーボンフットプリント値の算定は、国際認証機関またはその他の EU 加盟国・欧州認定協力機構の加盟国・多国間相互承認協定の署名国の国家認定機関が発行した、太陽電池モジュール製品 (有効な IEC 61215 および IEC 61730) に関する基準 (EN ISO 17065) および認定 (EN ISO 17025) の認定を受けた認証機関により、入札募集要項の附属書 2 で示されたモデルおよび方法に従った簡易炭素評価によって実施される。簡易炭素評価に関する認証機関の適合証明書を添付した形で、入札の申請を行う。

上記の簡易炭素評価が有効とみなされるためには、太陽電池モジュールまたはフィルムの製造に使用された各材料の調達先と原産地が、実施時に文書化されていなければならない。適合証明書には、少なくとも各モジュールの識別番号と生産拠点の情報、生産工程の概要、最後に実施された監査日の情報を記載しないといけない。

²⁷⁹ エネルギー規制委員会ウェブサイト、<https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur> (2021 年 11 月 17 日取得)

表 9-19 フランス：簡易炭素評価に関する適合証明書の記載内容

- 結晶系太陽電池モジュールの場合、各モジュールの製品コードに含まれる識別文字（数字または文字）で、少なくとも以下を含む：
 - ✓ モジュールに使用されているシリコンウェハーの参照。シリコンウェハーの製造拠点の固有の識別文字（数字または文字）を含む；
 - ✓ モジュールに使用されているセルの参照。セルの製造拠点の固有の識別文字（数字または文字）を含む；
 - ✓ モジュール組立拠点の固有の識別文字（数字または文字）。
- 薄膜太陽電池モジュールの場合、モジュール組立拠点の固有の識別文字（数字または文字）。

証明書には以下を記載する：

- ✓ 上記の生産拠点の名称および住所
- ✓ 各生産拠点で行われている生産工程
- ✓ モジュール組立拠点で最後に行われた監査日

出所) エネルギー規制委員会, “Cahier des charges de l’ appel d’ offres portant sur la réalisation et l’ exploitation d’ Installations de production d’ électricité à partir de l’ énergie solaire « Centrales au sol »” (2021 年 10 月版) ²⁸⁰をもとに作成

以下では、2021 年以降の地上設置型太陽光発電を対象とした入札の募集要項（2021 年 10 月版）附属書 2 で示された簡易炭素評価手法の仮訳を添付する。

原則として、附属書 2 の表 3 で示された国別の構成部品製造時の GHG 排出量を用いてカーボンフットプリントを算出するが、個別に ISO14040：2006 に準拠したライフサイクルアセスメント評価を行い、コンサルタント会社による独立最終審査を受けた上で独自の製造工程における部品単位の CO₂ 排出原単位（GW_{Pij}：kg eq CO₂/部品単位）による算出が認められている。但し、その場合も、当該原単位の妥当性について、フランス環境・エネルギー管理庁（ADEME）による検証を受ける必要がある。

表 9-20 フランス：簡易カーボンフットプリント評価の方法

附属書2：簡易カーボンフットプリント評価の方法

1. 簡易カーボンフットプリント評価方法の前提条件と範囲

太陽光発電所の簡易炭素評価は、PVラミネート（枠なしPVモジュール）評価のみである。発電所の他の構成部品からの温室効果ガス（GHG）排出量は考慮されていない。

²⁸⁰ エネルギー規制委員会ウェブサイト、<https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur>（2021 年 11 月 17 日取得）

簡略性と追跡性の観点から、PVモジュールの簡易炭素評価には以下の製造工程のみを考慮する：

結晶シリコン

- ポリシリコン製造
- インゴット製造
- ウェハー製造
- セル製造
- モジュール製造
- ガラスおよび強化ガラス製造
- 合成樹脂（EVA）、ポリエチレンテレフタレート（EVA）、ポリフッ化ビニル（PVF）製造

薄膜

- モジュール製造
- ガラスおよび強化ガラス製造
- 合成樹脂（EVA）、ポリエチレンテレフタレート（EVA）、ポリフッ化ビニル（PVF）製造

モジュールのライフサイクルの他の段階（稼働・運用場所までの輸送、設置、使用、寿命終了）でのGHG排出量は考慮されていない。ここでは、所定の工程における輸送を考慮しなければならず、輸送手段に関する前提を説明する。すなわち、モジュールの製造、加工機械、建物、用役設備（管理・研究開発を除く）に関連するGHG排出量に限定する。GHG排出量を計算する際には、グレーエネルギー、すなわち建築設備や用役設備の製造に必要なエネルギーが考慮に入れられる。

II. 計算式

太陽光発電所のモジュールの簡易炭素評価は、以下の計算式で算出される：

$$G = \sum_{i \text{ composants du module}} G_i$$

計算式1

G（kg eq CO₂/kWp）：電力生産1kWpあたりのGHG排出量；

i：太陽電池モジュールの各構成部品

Gは、太陽電池モジュール各構成部品iのGHG排出量G_iを加算して算出される。

G_iはGと同じ単位（kg eq CO₂/kWp）で、計算式2で算出される：

計算式2

$$G_i[kg\ eq\ CO_2/kWc] = \sum_j (GWP_{ij} * X_{ij}) * Q_i$$

- Q_i : 太陽電池モジュールまたはフィルム製造1kWpあたりに必要な構成部品i（計算手順1で決定）の量。損失や破損を含む；
- x_{ij} （単位なし）： 構成部品iの製造拠点jの供給率（計算手順2で決定）。係数は年間供給量の平均値；
- GWP_{ij} （kg eq CO₂/部品単位）： 製造拠点jにおける構成部品の定量化単位（モジュールの場合はm²等）あたりの構成部品iの製造に関連するCO₂eq排出量（計算手順3で決定）
- （GWP：Global Warming Potential＝地球温暖化係数）。

III. 太陽電池モジュールまたはフィルム簡易炭素評価の計算手順

III.1／ 太陽電池モジュールまたはフィルムの製造に必要な構成部品の定量化

計算手順1は、太陽電池モジュール製造1kWpに必要な構成部品を調べて、定量化することである。中間製品の製造に必要な材料や部品の量に関する表2の係数は、結晶シリコンモジュール製造における損失や破損を計算に入れるために適用される。

モジュール製造1kWpに必要な各構成部品の数量 Q_i は、その構成部品の単位で示される：

- ポリシリコン（kg）： モジュール製造1kWpに必要なシリコン質量。損失や破損を含む；
- シリコンインゴット（kg）： モジュール製造1kWpに必要なシリコン質量。損失や破損を含む；
- ウエハー： モジュール製造1kWpに必要なウエハー枚数。損失や破損を含む。必要に応じて、貢献度をウエハーの実際の表面（参照ウエハ156×156mm）にする；。
- セル数： モジュール製造1kWpに必要なセル数。損失や破損を含む。必要に応じて、貢献度をセルの実際の表面（参照ウエハ156×156mm）にする；
- モジュール（m²）： 結晶系、薄膜系ともに、モジュール製造1kWpに必要なモジュール面積。モジュール内の素子（ダイオードや接続ボックス）も含む；
- ガラス（kg）： モジュール製造1kWpに必要なガラス質量（ガラスの表面

強化ガラス (kg) :	と厚さに関係し、参考密度2,700kg/m ³)。 モジュール製造1kWpに必要な強化ガラス質量 (強化ガラスの表面と厚さに関係し、参考密度2,700kg/m ³)。
EVA (kg) :	モジュール製造1kWpに必要な合成樹脂質量 (EVAの表面と厚さに関係し、参考密度963kg/m ³) ;
PET (kg) :	モジュール製造1kWpに必要なポリエチレンテレフタレート質量 (PETの表面と厚さに関係し、参考密度1400kg/m ³) ;
PVF (kg) :	モジュール製造1kWpに必要なポリフッ化ビニル質量 (PVFの表面と厚さに関係し、参考密度1,400kg/m ³)

表2：中間製品の損失および破損係数

工程／材料	中間製品の製造に必要な材料の量 (損失や破損を含む)
インゴット、単結晶、アズグロウン	1.04 ポリシリコンkg／インゴットkg
インゴット、多結晶、疑似単結晶、アズグロウン	1.01 ポリシリコンkg／インゴットkg
ウェハー、単結晶、156mm x 156mm	2.9e-2モノインゴットkg／ウェーハ枚数
ウェハー、多結晶、疑似単結晶、156mm x 156mm (シヤージュ・スラリーsciage slurry)	3.3e-2マルチインゴットkg／ウェーハ枚数
ウェハー、多結晶、疑似単結晶、156mm x 156mm (ダイヤモンド・スラリーdiamant slurry)	2.5e-2マルチインゴットkg／ウェーハ枚数
セル、単結晶、156mm x 156mm	1.03 ウェーハ枚数／セル枚数
セル、多結晶＋疑似単結晶、156mm x 156mm	1.04 ウェーハ枚数／セル枚数
モジュール、単結晶／多結晶、セル数、156mm x 156mm	1.02 セル枚数／モジュール数
ガラス	1.01 ガラスkg／モジュール内ガラスkg
ガラス強化	1.01 ガラスkg／モジュール内ガラスkg
樹脂シート	1.01 EVA kg／モジュール内EVA kg
PET造粒	1.01 EVA kg／モジュール内EVA kg
PVFフィルム	1.01 EVA kg／モジュール内EVA kg
モジュール、a-Si	該当なし
モジュール、a-Si／ μ c-Si	該当なし
モジュール、CdTe、First Solar	該当なし
モジュール、CIGS	該当なし

例：多結晶シリコンセル60枚を搭載したモジュール1.6m²を考える。モジュール1つに含まれるEVA質量は1.422kg。モジュール製造に必要なEVA質量は、損失を考慮すると1.436kg。これは、EVA質量1.422kgに表2の係数（1.01 EVA kg／モジュール内EVA kg）を乗算して算出される。

材料／構成部品	モジュール1枚に含まれる量（損失・破損を除外）	モジュール1枚の製造に必要な量	損失／破損係数
EVA	1.422 kg	1.436 kg	1.01 kg／EVA kg
PET	0.408 kg	0.424 kg	1.04 kg／PET kg
ガラス	13.28 kg	13.41 kg	1.01 kg／ガラスkg
強化ガラス	13.28 kg	13.41 kg	1.01 kg／ガラスkg
モジュール（m ² ）	1.6	1.6	1
セル（数）	60	61.2	1.02 xセル数/モジュール数
ウェハー（数）	60	63.65	1.04 ウェハー数/セル数
ポリシリコン・インゴット(kg)	0.70	1.578	2.48 10 ⁻² kg/ウェハー数
多結晶シリコン(kg)	0.70	1.594	1.01 ポリシリコンkg／インゴットkg

次に、モジュール製造1kWpに必要な部品の量であるQを求め、計算式2を適用してGを算出する。

III.2／ 各構成部品の製造拠点の特定

計算手順2では、太陽電池モジュールの各構成部品の製造拠点を把握する必要がある。実際、（電力生産の）結果として直接的または間接的なGHG排出量は、製造国に強く依存している。各構成部品の製造拠点と製造国は、表1の4列目と5列目に報告すること。

同一の部品iが、異なる製造拠点jから供給される場合、異なる製造拠点における供給源の供給係数x_{ij}（年間供給量の平均）を表1の6列目に報告すること（各部品iについて、製造拠点j上の供給係数x_{ij}の合計＝1）。

表1:

- 太陽電池モジュールまたはフィルム1kWpの構成部品の目録 (Qi)
- 複数の製造拠点から供給される可能性のある構成部品の製造拠点の特定と供給源の分布
- 太陽電池モジュールまたはフィルムの各構成部品のGWPij (地球温暖化係数) (表3より)

	電力生産 1kWpに必要な各部品の定 量化単位 Qi	参照 部品	製造拠点 (複数可)	製造国 j	各製造拠点 の供給源分 布係数 (xij: 0~ 1; 製造拠 点jの各部品 iのxij合計 = 1)	GWPij (kg eqCO2/ 部品の定 量化単位)
ポリシリコン	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X11: X12:	/kg
インゴット	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X21: X22:	/kg
ウェーハ	ウェーハ枚数		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X31: X32:	/枚数
セル	セル枚数		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X41: X42:	/枚数
モジュール	m ²		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X51: X52:	/m ²
ガラス	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X61: X62:	/kg
強化ガラス	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X71: X72:	/kg
EVA	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X81: X82:	/kg
PET	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X91: X92:	/kg
PVFまたはフッ 素系樹脂 (Tedlar)	kg		サイト1 サイト2...	国1 国2 ...	X101: X102:	/kg

III.3／ 製造拠点jでの構成部品iの製造における、直接または間接的なGHG排出量の決定 (計算式2のWPIj)

GWPijは2つの方法で決定することができる。計算方法2は製造者主導で行われ、申請者は製造者の評価を考慮するかどうかが選択することができる。

計算方法1：

表3に、製造国別または地域別の、太陽電池モジュール構成部品の製造工程におけるGHG排出量（CO₂eq）を示す。表3の値を用いて、以下の方法で決定する。

表の各行は、単結晶、多結晶、アモルファスシリコン（a-Siまたはa-Si／μc-Si）、テルル化カドミウム（CdTe）薄膜、化合物半導体系（CIGS）薄膜といった太陽電池モジュールの種類を示す。

- 製造国が判明しており、表に記載されている場合、対応する欄のCO₂eqの排出原単位を使用；
- 製造国が判明しているが、表3に記載されていない場合、その国が欧州経済地域に属していない場合は、世界の保守的な排出量を使用（「その他」の欄）。

表3 構成部品製造時のGHG排出量（CO₂eq）

※主要国のみ抜粋。全体は原典リンクのP.54～58を参照

GWP = Global Warming Potential = 地球温暖化係数； IPCC2007 GWP100a v1.02 in Simapro 7.3.3, Croatia Simapro 8.1. 1

出典: Mariska de Wild-Scholten, SmartGreenScans, mars 2016

工程／材料	単位	フランス	日本	中国	米国	ドイツ
ポリシリコン、 Siemens加工	kg CO ₂ -eq／ kg	23.117	75.120	141.023	93.149	87.724
インゴット加工、 単結晶	kg CO ₂ -eq／ kg	7.268	39.489	80.345	50.673	47.310
インゴット加工、 多結晶	kg CO ₂ -eq／ kg	1.724	9.045	18.323	11.583	10.819
ウェハ加工、単結晶 156 mm x 156 mm	kg CO ₂ -eq／ ウェハ数	0.394	0.690	1.064	0.792	0.761
ウェハ加工、多結晶 156 mm x 156 mm	kg CO ₂ -eq／ ウェハ数	0.349	0.588	0.891	0.671	0.646
セル加工、単結晶 156 mm x 156 mm	kg CO ₂ -eq／ セル数 ¹	0.145	0.310	0.520	0.367	0.350
セル加工、多結晶 156 mm x 156 mm	kg CO ₂ -eq／ セル数	0.202	0.368	0.577	0.425	0.408
ガラス	kg CO ₂ -eq／ kg	1.045	1.097	1.164	1.115	1.110

強化ガラス	kg CO ₂ -eq/ kg	0.228	0.235	0.243	0.237	0.236
EVAシート	kg CO ₂ -eq/ kg	2.551	2.712	2.915	2.768	2.751
PET粒	kg CO ₂ -eq/ kg	2.613	2.705	2.821	2.736	2.727
PVFフィルム	kg CO ₂ -eq/ kg	17.248	21.061	25.892	22.382	21.985
単／多結晶モジュール加工	kg CO ₂ -eq/ モジュールm ²	7.448	9.211	11.446	9.822	9.639
a-Siモジュール加工	kg CO ₂ -eq/ モジュールm ²	16.454	34.375	57.088	40.589	38.719
a-Si／ μ c-Siモジュール加工	kg CO ₂ -eq/ モジュールm ²	12.503	42.123	79.680	52.404	49.313
CdTeモジュール加工	kg CO ₂ -eq/ モジュールm ²	8.461	21.660	38.387	26.236	24.859
CIGSモジュール加工	kg CO ₂ -eq/ モジュールm ²	25.737	46.878	73.672	54.208	52.003

計算方法2：

構成部品iの製造者が革新的でエネルギー効率の高い製造工程を開発し、それを評価したい場合、製造工程に関連するGWP_{ij}の値は、表3に示されたものとは異なる可能性がある。新しい値は、ISO14040:2006に準拠した製造工程の最近（2011年時点）の完全なライフサイクル評価から導き出されたものでなければならず、太陽電池モジュールの製造チェーンに関するライフサイクルを既に作成しているコンサルタント会社による独立最終審査を受けなければならない。独立最終審査は、品質と透明性とをよりよく管理するため、ライフサイクル開始時から行われる。

ライフサイクル評価は、目録をできるだけ透明化する。とりわけ、データ源、目録期間、物質とエネルギーの流れ、その供給や割当に関する前提条件、使用した影響要因と関連するプロセスを明確に記載する。

一貫性を持たせるため、ライフサイクル評価では、表3の作成時点で使用したのと同じ前提条件を考慮すること。すなわち：

- GWP_{ij}は、IPCC2007-GWP100aに基づいて計算されたCO₂換算値で、構成部品製造時のGHG排出量を用いて算出する。計算は、表4（Ecoinventデータ3.1）に示された排出係数を持つ構成部品iの製造国jの電源構成に基づいて行われる。申請者は、この排出係数を使用する義務がある。
- 構成部品iの製造によるGWP_{ij}の値を制限するため、寿命終了したモジュールの再利用による節約分は考慮しない。

さらに、GWPIjの値がフランス環境・エネルギー管理庁（ADEME）によって検証されている必要がある。

この場合、モジュール製造者は、付属書2続編に従って、算定を可能にしたライフサイクル評価を伴う申請をADEMEに送付しなければならない。

- 既に検証された係数の申請については、ADEMEは1ヶ月以内に製造者に証明書を送付する。
- 初めて検証される係数の申請については、ADEMEは次の各月（1月、3月、5月、7月、9月、11月）の1日に受領した全ての申請書を分析し、2ヶ月以内に製造者に証明書を送付する。

ADEMEは、上述の基準に照らして、GWPIjに使ったライフサイクル評価を検証する。申請が複数のGWPIjに関わる場合、申請メールには以下の要約表を記載する。

部品 メーカー	モジュール メーカー	部品 製造国	新しい値	ADEME 承認	単位

簡易炭素評価には、新しいGWPIj値に対するADEMEの検証文書を添付しなければならない。ADEMEの検証文書は、本入札募集の全期間および全提出期間に有効である。方法の変更に鑑み、以前の入札募集でADEMEが発行した証明書は、第1期、第2期、第3期、第4期募集期間について、第3.2.5条の軽減措置を除き、今回の入札募集には適用されない。第7期以降の太陽電池積層板の簡易炭素評価では、再利用シリコン率（計算方法2で算出したGWPIj）が、以下よりも高い場合、計算に入れることはできない：

- 25%：多結晶の場合；
- 33%：単結晶の場合（擬似単結晶を除く）；
- 34%：擬似単結晶の場合

「多結晶」とは、インゴットを方向性のある凝固で製造；

「単結晶」とは、インゴットをCZ（Czochralski）工程方法で製造。

III.4／ Gの最終計算式

計算式1によるGの最終計算は、太陽電池モジュールまたはフィルムの全ての構成部品iのGiを加えて行われる。

表4 電源構成排出係数 (source, Ecoinvent 3.1, IPCC2007 GWP100a)

国	g CO2eq /kWh	国	g CO2eq /kWh	国	g CO2eq /kWh
アラブ首長国連邦	595	世界	881	オランダ	651
オーストリア	391	ギリシャ	1058	ノルウェー	23
ボスニア・ヘルツェ ゴビナ	1070	クロアチア	594	フィリピン	606
ベルギー	309	ハンガリー	659	ポーランド	1121
ブルガリア	690	アイルランド	737	ポルトガル	578
ブラジル	262	インド	1429	ルーマニア	615
カナダ	254	アイスランド	21	セルビア	1014
スイス	133	イタリア	621	ロシア	774
中国	1155	日本	638	スウェーデン	63
キプロス	905	韓国	629	シンガポール	1015
チェコ	802	リヒテンシュタイ ン	50	スロベニア	452
ドイツ	666	リトアニア	150	スロバキア	505
デンマーク	515	ルクセンブルク	657	タイ	709
エストニア	1154	ラトビア	251	台湾	860
スペイン	492	マケドニア	1178	ウクライナ	667
フィンランド	401	マルタ	777	アメリカ	736
フランス	112	メキシコ	679	ベトナム	727
イギリス	673	マレーシア	816	南アフリカ	1087

出所) エネルギー規制委員会, “Cahier des charges de l’ appel d’ offres portant sur la réalisation et l’
exploitation d’ Installations de production d’ électricité à partir de l’ énergie solaire « Centrales au sol »”
(2021 年 10 月版) ²⁸¹をもとに作成

エ) 地上設置型太陽光落札プロジェクトのモジュール原産国

太陽光モジュールのカーボンフットプリントを評価基準に含めている入札では、落札結果の公表時に、応札者のモジュール原産国の情報開示を行っている。2017 年から 2021 年にかけて実施した 10 期の地上設置型太陽光発電を対象とした入札では、1～7 期は応札者と落札者の原産国別件数、8～10 期は落札者の容量別での原産国比率が公表されている。

²⁸¹ エネルギー規制委員会ウェブサイト、<https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur> (2021 年 11 月 17 日取得)

表 9-21 フランス：地上設置型太陽光発電入札でのモジュール原産国

募集回	中国	米国	フランス	ドイツ	タイ	その他

モジュール原産国別 落札数/応札数

第1期	0件	1/2件	8/50件	0/1件	7/68件	63/285件
第2期	0件	0件	1/2件	0件	1/3件	65/153件
第3期	0件	0件	1/1件	4/10件	7/12件	64/74件
第4期	0件	8/15件	29/32件	1/1件	7/11件	57/96件
第5期	9/15件	21/25件	20/26件	1/1件	32/35件	36/38件
第6期	32/55件	9/14件	13/17件	0件	22/28件	31/37件
第7期	68/103件	13/16件	4/4件	0件	1/1件	4/5件

落札プロジェクトのモジュール原産国比率

第8期	77%	8%	13%	0%	n/a	2%
第9期	76%	8%	6%	0%	1%	9%
第10期	83%	10%	2%	n/a	0%	5%

出所) エネルギー規制委員会,ウェブサイト、「Rapports de synthèse」各期版²⁸²をもとに作成

詳細な数値は非公表であるものの、上記データを見る限り、特に2018～19年の第4期～第6期では、フランス産モジュールでの応札者の落札比率が高い傾向にある。また、欧州委員会による中国製太陽光発電パネルに課していた輸入制限措置が2018年9月に廃止された影響もあり、直近の入札回では中国産モジュールの落札率が非常に高くなっている。

²⁸² エネルギー規制委員会ウェブサイト、<https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a>
(2021年11月17日取得)

9.5.2 韓国：太陽光発電のカーボンフットプリント評価²⁸³

2021 年、韓国は、再生可能エネルギー利用割合基準（Renewable Portfolio Standard: RPS）その他の公共事業で採用される太陽電池モジュールを対象に、カーボンフットプリント評価基準を導入することを発表した。これにより、太陽電池メーカーは、製造サプライチェーン全体のカーボンフットプリントを検証し、検証結果がプロジェクトの入札評価に反映されることになる。これは、太陽光発電のサプライチェーンにおける温室効果ガス（GHG）削減を目的としたフランスの「ライフタイム炭素評価」と同様のものである。

政府や企業の電力購入者は、太陽電池の製造過程で発生する二酸化炭素をますます意識するようになっていく。太陽電池の需要が世界的に高まる中、太陽電池製造に伴う排出量が追いつかないようにする必要がある。超低炭素太陽電池は、太陽電池製造時に不要な二酸化炭素を発生させないための、簡易に利用可能な対策である。

韓国（産業通商資源部）は、国内の再生可能エネルギー産業の競争力強化のため、太陽電池モジュールの製品カーボンフットプリント（Carbon Footprint for Product: CFP）制度を開発した。本制度では、国内外の太陽電池モジュール製造者が製造する製品について、太陽電池モジュール（ポリシリコン／インゴット／ウェハー／セル／モジュール／フレーム）の製造工程全体で排出される単位出力（1kWp）あたりの GHG 総量を定量化し、検証する。本制度は、RPS や公共事業にも適用される。

太陽電池モジュールの製品カーボンフットプリントを算出し、炭素排出量に応じて 3 つの等級に分類する。点数は、RPS 入札市場や政府事業（近日実施予定）におけるインセンティブに直結する。

等級	炭素排出点数（kgCO ₂ /kW）
I	670以下
II	670～830
III	830超

RPS事業では、大手電力会社13社（設備容量500 MW以上）に対して、2012～2024年に、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を着実に増加させることを求めている。

出典：IEA／IRENA Renewables Policies Database IEA／IRENA Renewables Policies Database

製品カーボンフットプリント制度は、固定価格契約の公共および RPS 入札の選定・評価全体の 10%を占める（応札価格 70%；商用条件 20%）。

²⁸³ Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト、<https://ultralowcarbonsolar.org/blog/south-korea-implementing-carbon-footprint-assessment-regulations/>（2021 年 11 月 17 日取得）

区分	評価指標	評価基準	合計点
評価採点	応札価格	【(最高価格－応札価格)／最高価格】x70	70
	太陽電池 炭 素 排 出 量	モジュール等級 点数 I10 II4 III（または未検証）1 2種以上のモジュールの混合設置の場合、炭素排出量が多い方の製品を採点。	10
事業内容	1) 緊急および継続的な保守および修理の仕組み： 不可（3.5～4）；良（4.1～4.5）；優（4.6～5） 2) 発電所の安定運用能力： 不可（3.5～4）；良（4.1～4.5）；優（4.6～5） 3) 居住者の参加（農家等）、地域および産業発展： 不可（8.5～9.0）；良（9.1～9.5）；優（9.6～10）		20
計			100

フランスの入札制度を参考にした本制度では、モジュール製造者は算出したカーボンフットプリントの検証と承認の申請書を、政府に提出する必要がある。「標準排出係数による算出」と「ライフサイクル評価による算出」の2つの算出方法がある。

ア) PV モジュールの標準排出係数による算出

韓国の製品カーボンフットプリントは、部品や国ごとの公式既定値（フランス入札の通り）に基づき、破損や損失を除いたものである（フランス CRE3 入札と同様）。

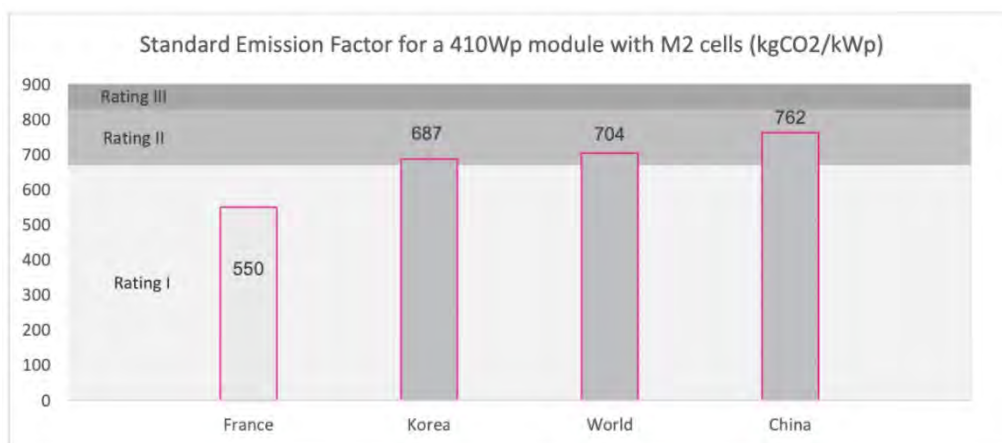


図 9-5 韓国：PV セル（M2）モジュール（410Wp）の標準排出係数（kg CO₂/kWp）

出所）Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト²⁸⁴をもとに作成

²⁸⁴ Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト、<https://ultralowcarbonsolar.org/blog/south-korea-implementing-carbon-footprint-assessment-regulations/>（2021 年 11 月 17 日取得）

表 9-22 フランス：PV モジュール標準排出係数の既成値

分類	韓国	中国	米国	フランス	ドイツ	日本	台湾	マレーシア	カナダ	インド	ノルウェー	タイ	世界
ポリシリコン(kg)	89.871	122.568	93.605	30.674	105.109	85.575	105.357	146.812	63.785	142.726	25.241	97.841	97.294
インゴット(kg)	52.820	70.631	54.854	20.574	61.121	50.480	61.256	83.837	38.610	81.611	17.614	57.161	56.864
ウェハー (156mm x 156mm)	0.821	0.862	0.826	0.748	0.840	0.816	0.841	0.892	0.789	0.887	0.741	0.831	0.831
セル (156mm x 156mm)	0.396	0.483	0.406	0.238	0.437	0.385	0.437	0.548	0.326	0.537	0.224	0.417	0.416
モジュール(m ²)	10.485	11.885	10.645	7.951	11.138	10.301	11.148	12.923	9.368	12.748	7.718	10.827	10.803
ガラス(kg)	1.008	1.041	1.012	0.949	1.024	1.004	1.024	1.066	0.982	1.062	0.943	1.016	1.016
強化ガラス(kg)	0.167	0.204	0.171	0.100	0.184	0.162	0.185	0.232	0.138	0.227	0.094	0.176	0.176
EVA (kg)	2.304	2.403	2.316	2.125	2.350	2.291	2.351	2.477	2.225	2.464	2.109	2.328	2.327
PET (kg)	3.088	3.145	3.094	2.983	3.114	3.080	3.115	3.188	3.041	3.181	2.974	3.102	3.101
PVF (kg)	19.312	20.147	19.407	17.800	19.701	19.202	19.707	20.766	18.645	20.662	17.661	19.515	19.501
アルミニウム枠(kg)	7.243	7.715	7.297	6.387	7.463	7.181	7.467	8.066	6.866	8.007	6.309	7.358	7.350

出所) Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト²⁸⁵をもとに作成

イ) ライフサイクル評価による算出

生産工場でライフサイクル評価を発行することにより、既成値が向上する場合がある。ライフサイクル評価結果を検証および提出する必要がある。算出は、ISO14040 および仲介者が提示した電源構成に基づき、以下のグラフのように行う。

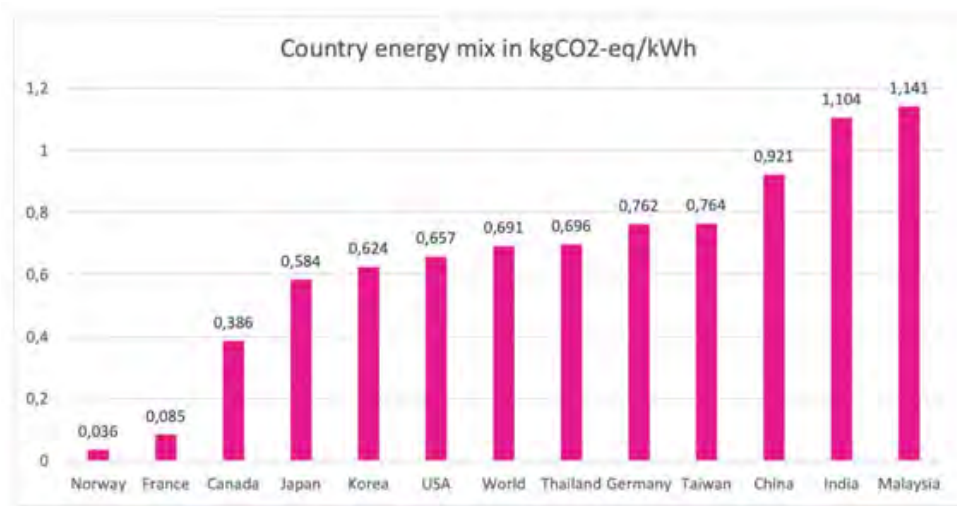


図 9-6 韓国：ライフサイクル評価に用いる国別電源構成値(kg CO₂e/kWh)

出所) Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイトをもとに作成

²⁸⁵ Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト、<https://ultralowcarbonsolar.org/blog/south-korea-implementing-carbon-footprint-assessment-regulations/> (2021 年 11 月 17 日取得)

申請者（モジュールメーカー等）が、韓国政府による検証を受けるためにライフサイクル評価を送付するには、行政機関の事前承認を得る必要がある。ライフサイクル評価は、評価の実施経験 3 年以上のコンサルティング会社が、ISO14040 に基づいて実施する。政府は、調査結果を確認し、データと工場***とを審査し、全てが適合していれば、韓国市場で 3 年以上有効の認証を発行する。



*企業は事前承認後にライフサイクル評価を実施することができる。

**審査委員会の審査合格後に、認定発行。

***現状の衛生状態については現場検証免除。

図 9-7 韓国：ライフサイクル評価の実施フロー

出所) Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト²⁸⁶をもとに作成

韓国政府（産業通商資源部）に提出された検証申請書の情報の真偽を証明するため、監査が行われることがある。申請書には以下を含める必要がある。

- ・ 太陽電池モジュール製造に必要な部品（部品一覧書、公式文書、仕様書など）
- ・ 韓国政府の計算ツールで行われた算出結果
- ・ 申請企業の企業文書
- ・ 検証費用

政府は、情報を検証するため製造現場へ訪問することができる（費用がかかる場合あり）。全ての提出データが検証されると、認証は 3 年有効で、更新もできる。

²⁸⁶ Ultra Low-Carbon Solar ウェブサイト、<https://ultralowcarbonsolar.org/blog/south-korea-implementing-carbon-footprint-assessment-regulations/>（2021 年 11 月 17 日取得）

9.6 建築一体型太陽光の義務付け制度

建築一体型太陽光発電設備の導入促進施策として、新築住宅への義務付け等を行っている諸外国の事例として、米国カリフォルニア州の事例を以下に整理する。

9.6.1 米国カリフォルニア州における建築省エネ基準

カリフォルニア州エネルギー委員会は、2020年1月1日より2019年建築省エネ基準(2019 Building Energy Efficiency Standard)を施行し、新築低層住宅に太陽光発電パネルの設置を義務付けた。この建築省エネ基準は、3年ごとにカリフォルニア州エネルギー委員会(CEC: California Energy Commission)による見直しが規定されている。2021年8月11日に、2022年省エネ基準が採択され、太陽光発電と蓄電池の基準が拡大され、2023年1月1日以降に建築許可²⁸⁷申請を行う建物に適用される。

2008年にカリフォルニア州の温室効果ガス削減目標の一環として、カリフォルニア州公益事業委員会(CPUC: California Public Utilities Commission)、エネルギー委員会、カリフォルニアの主要ユーティリティは、2020年までにすべての新築住宅を、2030年までに商用建物をネットゼロエネルギー(ZNE: Zero Net Energy)とする目標を共同で支持した(CPUC 2008, 2011)。これまでこの目標達成に向けた、具体的施策が定められていなかったが、本法施行により、新築住宅に太陽光発電設備の設置を義務付け、州の長期目標の達成につなげたい考えである。²⁸⁸

エネルギー委員会の試算によると、本施策の施行により、住宅所有者は一軒あたり約9,500ドルの建設費増となるが、冷暖房費といった光熱費を月平均80ドル節約できることが見込まれており、すべての省エネ対策の効果を併せると、30年で19,000ドルの削減となるとみられる。

また、2016年建築省エネ基準比、2019年建築省エネ基準は、7%の省エネを実現でき、2019年建築省エネ基準で建設された家屋は、2016年建築省エネ基準で建設された家屋と比べ、53%のエネルギー使用量削減が可能であると試算されている。これは今後3年間で、700,000二酸化炭素換算トンの削減となる。

(1) 建築省エネ基準の変遷

1978年、カリフォルニア州エネルギー委員会は住戸や建物のエネルギー効率化を進めるべく、建築省エネ基準(Building Energy Efficiency Standards)を施行した。本基準は、無駄が多く、不経済、非効率、または不必要なエネルギー消費を削減し、屋外および屋内の環境質の向上を目指し、策定された。以降、新たな技術および手法を検討し、本法に盛り込むため、3年に一度改正を実施している。

2013年および2016年建築省エネ基準の主な改正点は、下表のとおり。

²⁸⁷ 建築許可とは、管轄機関が発行した、電気、配管、機械、建築、およびその他許認可で、本法の対象となる建築を認可するものを指す。

²⁸⁸ California Energy Commission, "Rooftop Solar System," <https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=221797&DocumentContentId=27318>

表 9-23 カリフォルニア州：2013 年及び 2016 年建築省エネ基準における主な改正点

2013 年建築省エネ基準	太陽光・太陽熱設備設置を将来的に可能にする Solar Ready Building の要件を盛り込む。 ✓ 窓、外皮断熱、および HVAC（冷暖房空調設備）システム試験に関する要件変更。 ✓ 照明管理、窓、単一パッケージの HVAC 設備、建築物のコミッショニング。商業用冷蔵、データセンター、厨房排気システム、および圧縮空気システムといったプロセス負荷に関する省エネ基準。
2016 年建築省エネ基準	✓ 外皮 ・壁断熱の一部要件変更 ・外皮要件の仕様変更 ・屋根・天井の断熱材交換時の変更 ・天窓の要件変更 ・窓改修時の要件変更 ✓ 照明 ・現行の規定の明確化・照明電力密度の引下げ ・電力調整係数の変更 ・屋外照明電力許容値の引下げ ・修理要件の簡略化 ✓ 機器 ・機器効率の義務要件改訂 ・外壁および屋根開口部の連動制御要件 ・ファン管理システム要件の変更 ・サーモスタット制御要件順守のためのエネルギー管理制御システム ・屋外の通排気口に設置されたダンパーの要件変更 ・ダイレクト・デジタル・コントロール機器（DDC）および品質に関する条項 ・DDC 付空調システムの要件変更 ・配管断熱の一般要件 ✓ 電気機器 ・電気メーター、引込機器等の新しい定義 ・引込メーター、電気回路の分離、電圧降下、回路制御の見直し

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、"California Energy Commission Publication Database Results
Page"^{289&290}より作成

²⁸⁹ California Energy Commission, "2013 Building Energy Efficiency Standards, Title 24, Part 6, and associated Administrative Regulations in Part 1"

²⁹⁰ California Energy Commission, "2016 Building Energy Efficiency Standards, Title 24, Part 6, and associated Administrative Regulations in Part 1"

<https://ww2.energy.ca.gov/publications/displayOneReport cms.php?pubNum=CEC-400-2015-037-CMF> (2022 年 3 月 4 日取得)

その後、2019 年建築省エネ基準改正では、2020 年 1 月 1 日以降に建築許可を取得する新築低層住宅（一戸建ておよび三階建てまでの集合住宅）に一定性能以上のルーフトップソーラーパネルの設置を義務付けることを決めた。

(2) 2022 年建築省エネ基準

上述のとおり、建築省エネ基準は、3 年ごとにカリフォルニア州エネルギー委員会（CEC: California Energy Commission）による見直しが規定されている。2021 年 8 月 11 日に 2022 年省エネ基準²⁹¹が採択され、2023 年 1 月 1 日以降に建築許可申請を行う建物に適用される。

なお、本法令の対象となるのは、Occupancy Group A、B、E、F、H、M、R、S または U に該当するすべての建築物で、本条項の施行日以降の建築許可申請、または既に取得している建築許可の更新申請、もしくは政府機関により建設される建築物で、空調無しの建築物、または間接的・直接的な空調設備またはプロセス空調を有する建築物を指す。歴史的建造物、仮設建築物、季節によって使用（年間 180 日以内）する農作業用の小屋は除く。

低層住宅と非住宅の区分については、以下のとおり。

表 9-24 カリフォルニア州：建築省エネ基準における低層住宅と非住宅の区分

低層住宅	非住宅
すべての低層住宅（一戸建て、二世帯住宅、庭付きアパート、三階建て以下住宅、Occupancy Group* R-1（ホテル・モーテル等）、R-2（集合住宅等）、および R-3（介護施設等）、CBC Group U（Miscellaneous））	Occupancy Group* A（Assembly）、B（Business）、E（Education）、F（Factory）、H（High Hazard）、M（Mercantile）、R（Residential）、S（Storage）または U（Miscellaneous）に該当するすべての非住宅、および高層住宅（4 階以上の居住階を有する R-1 および R-2）、およびホテル・モーテル

*Occupancy Group とは、California Building Code（CBC）で定められた占有者分類のこと。

出所）カリフォルニア州エネルギー委員会、“Residential Compliance Manual”より作成

2022 年建築省エネ基準における、太陽光発電システムに関する主な改正点として、太陽光発電システム設置義務対象が、新築戸建住宅（Section 150.1(c)14）だけでなく、新築集合住宅や新築非住宅を含む全ての新築建物（Section 140.10 (a)）となった点が挙げられる。この太陽光発電システム設置義務対象の新築集合住宅や新築非住宅には、蓄電池システム設置も義務付けられた（Section 140.10 (b)）。新築戸建住宅には、将来的に蓄電システム設置を可能にする Battery Ready が例外なく義務付けられた（Section 150.0 (s)）。Solar Ready の対象は、引き続き新築戸建及び集合住宅、一部の非住宅建物である。

以下では、2022 年建築省エネ基準の概要を紹介する。

²⁹¹ <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/building-energy-efficiency-standards/2022-building-energy-efficiency>（2022 年 3 月 4 日取得）

1) 新築建物への太陽光発電設備設置義務

設置義務付け対象となる太陽光発電システムについての仕様規定（Joint Appendix 11）、Climate Zone（図 13）毎の回帰式、および Climate Zone 毎に空調対象床面積に応じて正確な太陽光発電システム設備のサイズを算定するための住戸調整係数が引き続き定められている。蓄電池システムについては、仕様規定（Joint Appendix 12）に定められている。

表 9-25 カリフォルニア州：太陽光設置仕様規定の例（Joint Appendix 11 一部抜粋）

太陽光発電システムの向き	モジュールは、真北から 90-300 度に向ける。ピッチが 10 度以下の場合（低勾配）は、方位によるアレイ性能への影響は小さいため、どの向きでも設置できる。
遮光物	障害物による遮光は、性能要件または規定要件を満たすように制限されなければならない。すなわち、太陽光発電システムが上記の例外 1 に該当しない場合、パネル数による加重平均年間日射量 98%以上であること。アレイの北側に位置する障害物は考慮しない。太陽光発電システム障害物には以下が含まれる。 ➤ 煙突、排気口、装飾物、機械装置、または屋根・建物の一部であるその他障害物 ➤ 樹木、敷地内または隣接地の樹木 ➤ 隣接地の既築建造物または構造物 ➤ 計画済の隣接地の建造物または構造物 ➤ アレイの最短ポイントから 30 フィート以内の電柱その他支柱
日射量	太陽光発電システムの遮光条件を文書で証明する場合、あるいは日射量が限定されていることに基づき例外を主張する場合は、承認された日射量計測ツールを使用しなければならない。
リモート・モニタリング機能	太陽光発電システムには、パネル、インバータ、遮光、設備性能に悪影響を与える可能性のあるその他の問題を特定、報告、調整できるウェブとモバイル機器を備えていなければならない。最低限、居住者が以下の情報を取得可能でなくてはならない。 ➤ 太陽光発電システムの定格容量(kW) ➤ PV モジュールの数および各モジュールの定格容量(W) ➤ 毎時(または 15 分間隔)、日次、月次、および年次発電量(kWh) ➤ 日次発電量(kWh)の総計 ➤ 太陽光発電システム全体の発電量(kW)
その他	相互接続のため、すべてのインバーターは CPUC Electric Tariff Rule 21 を遵守しているものとする。 設備設置業者は設置に関する認証を取得している必要がある。 各自治体の管轄機関は、認証を受けた設備設置業者をレジストリに掲載する。

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Draft 2022 Energy Code Single Family Compliance Manual”より作成

2022 年建築省エネ基準で、太陽光発電システム設置の免除対象となる条項は、以下のとおり。

表 9-26 カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準の太陽光発電システム設置免除条項

除外条項 1	遮光されない屋根面積が限られている場合。急勾配の屋根の場合、年間有効日照面積は真北 300 度から 90 度にある北向方位の屋根の領域を考慮しない。年間有効日照面積が連続 80 平方フィート未満となる場合、太陽光発電システム設置は義務付けられない。
除外条項 2	太陽光発電システムのサイズ 1.8kWdc 未満。
除外条項 3	パネル、モジュール、構成部品、支持部品、屋根構造取付部を含む太陽光発電システムが、米国土木学会(ASCE)規格 7-16 第 7 章の積雪荷重要件を満たすことが不可能と管轄機関が判断した屋根設計の建物。
除外条項 4	承認の必須条件によって 2020 年 1 月 1 日以前に都市計画局から承認された建物。 1. 承認の必須条件である急勾配屋根の設計および構成による遮光を、年間有効日照面積の計算に入れること。 2. 承認の必須条件によって太陽光発電システム設置が認められない屋根面積は、年間有効日照面積の計算に入れないこと。
除外条項 5	蓄電池システム搭載の建物。算定式 150.1-C を用いて決定された太陽光発電システムのサイズは、蓄電池システムと組み合わせた場合は 25%縮小してもよい。蓄電池システムは、Joint Appendix JA12 に規定された資格要件を満たし、最低使用可能容量 7.5kWh であること。

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Draft 2022 Energy Code Single Family Compliance Manual”より作成

2) Solar Ready Building

2013 年建築省エネ基準で定められた、建築物に対し、太陽光発電システムに適した設置場所を屋根面に確保する Solar Ready Building の義務化は、2022 年建築省エネ基準 Section 110.10 でも引き続き規定されている。当該条項は、新築の一戸建て・低層集合住宅のうち、Section 150.1(c)14「太陽光発電システム設置義務の除外」対象となったもの、新築ホテル・高層集合住宅（10 階以下）、およびこれ以外の 3 階建以下の非居住用建物を対象としている。

Solar Ready の義務化は、既存の建築設計に太陽光発電システム設置の実現可能性を高める、設計検討事項を盛り込むことを企図している。建築省エネ基準では、Solar Zone を将来的に所有者が太陽光パネル設置を選択する場合に設置に適した場所として定義している。Solar Zone は、貫通物や障害物、大きな日陰がないように設計され、2022 年建築省エネ基準 Title 24 Part 9 で規定された出入口、通路、排煙、間隔要件に準拠しなければならない。Title 24 その他の Part で規定された要件、および地元管轄区域で採用された要件も、Solar Zone の設計に組み込まなければならない。

また、建設関連書類に太陽光と太陽熱温水器、建物の電気設備または配管設備に関する計画を盛り込むことが義務付けられており、当該計画には Solar Zone に指定された屋根面積に対し、明確に屋上の積載荷重および固定荷重の構造計算の荷重を明確に示す必要がある。

増改築も本制度の対象となるが、屋根面積 2,000 平方フィート以下の増築については、Solar Ready Building の対象外となる。

3) Battery Ready

蓄電池システムの義務化は、オンサイト太陽光発電システムと系統との調和を図ることを企図している。蓄電池システムは、Joint Appendix 12 の仕様規定を全て満たし、製造会社がカリフォルニア州エネルギー委員会に適格製品である旨を自己証明していなければならない。

2022 年建築省エネ基準によって、米国で初めて新築集合住宅と新築非住宅とに、太陽光発電システムと蓄電池システムとの両方の設置が義務付けられた。一方、新築戸建住宅には蓄電池システム設置は義務付けられていない。太陽光発電システムの除外条項 5 では、蓄電池システム搭載の建物は太陽光発電システム設置免除となっており、蓄電池システムのための設置も可能である。ただし、オンサイト太陽光発電システムと蓄電池システムとの組み合わせは、太陽光発電システムのサイズ縮小や、性能準拠における準拠クレジットの条件とするなどして奨励されている。更に、一戸または二戸建住宅には、将来的に蓄電システム（Energy Storage System）の設置を容易にするため、蓄電システム対応 Battery Ready の予備容量、機器、配線などの要件が義務付けられた（Section 150.0(s））。

表 9-27 カリフォルニア州：蓄電池設置仕様規定の例（Joint Appendix 12 一部抜粋）

性能	➤ 利用可能容量 105kWh 以上 ➤ 単回充放電サイクル AC-AC(往復)効率 80%以上 ➤ 保証対象の 4,000 サイクル後のエネルギー容量が銘板容量の 70%、または 10 年保証対象の銘板容量の 70%
制御	基本制御、時間帯制御、高度需要応答制御を含む全ての制御戦略に以下を適用すること。 1. 充電期間と放電期間とを変更する遠隔操作機能を有する。 2. 規定の制御方法のうち、停電時以外はバックアップモードに切り替えて運転する。 3. 以下の日付にシステムチェックを実施する。 a. 夏季時間帯料金制開始前の 10 暦日以内;および、 b. 冬季時間帯料金制開始前の 10 暦日以内 地元の電力会社が時間帯料金制を提供していない場合は、5 月 1 日と 11 月 1 日とする。
制御戦略	蓄電池は、一般的に、需要が低く太陽光電源が豊富で電力価格が低い日中に充電し、需要が高く太陽光電源が減少する日中後半に放電するため、以下の制御戦

	略を実施すること。 1. 基本制御: 時間帯制御または高度な需要柔軟性制御がない場合、あるいは蓄電池との外部通信不可の場合、既定の制御として使用できる簡易制御を設計する。オンサイト太陽光発電システムと組み合わせる場合は、基本制御として、発電量が現場の電力負荷より大きい時に、オンサイト太陽光発電システムからの充電のみを可能にする既定の動作モードを設定する。発電量が現場の電力負荷より小さい時にのみ放電する。 2. 時間帯制御: 利用可能な場合は時間帯料金を利用するよう設計する。オンサイト太陽光発電システムと組み合わせる場合は、時間帯料金を利用するため、オンサイト太陽光発電システムからの充電のみ可能にする初期運転モードにし、1日のうちで最も料金の高い時間帯に放電する。 3. 高度な需要柔軟性制御: 蓄電池の充放電機能を電力会社または第三者アグリゲータの制御下に置いて、系統運用者からの需要応答信号を受信すると系統への放電を可能にする。オンサイト発電システムと組み合わせる場合は、高度な需要柔軟性制御を適用するために、規定で上記の基本制御または時間帯制御の機能を有すること。蓄電池制御は、Section 110.12(a)に定める需要柔軟性制御の要件を満たすこと。 4. 個別蓄電池の制御: 建物がコミュニティ太陽光発電システムで供給されている場合を含め、オンサイト太陽光発電システムとは個別に(組み合わせるのではなく)設置されて準拠クレジット対象となる場合は、次を既定とする。すなわち、1日のうち最も料金が安い時間帯に系統から充電を開始し、1日のうち最も料金が安い時間帯に放電を開始する。または、Section 110.12(a)に定められた需要柔軟制御要件を全て満たし、地元電力会社または第三者アグリゲータからの信号に応じて充放電の期間変更機能を有すること。 5. 承認された代替制御: 代替制御の認定を受けるためには、太陽光発電量の自家消費率を高め、公共料金及び需要応答信号に対応し、建物からの温室効果ガス排出を最小化し、または規定と同等以上の利点をもたらすその他の戦略で運用すること。
その他	安全要件: UL1973 および UL9540 の要件に従って試験する。蓄電池システムのインバータは、UL1741 および UL1741 Supplement A の要件に従って試験する。 相互接続とネットメータリング要件: 蓄電池システムおよびインバータを含む構成機器は、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) が採択した規則 21 およびネットメータリング規則の全ての適用要件に準拠する。

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Draft 2022 Energy Code Multifamily and Nonresidential Compliance Manual”より作成

2022 年建築省エネ基準で、蓄電池システム設置の免除対象となる条件は、以下のとおり。

表 9-28 カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準の蓄電システム設置免除条項

除外条項 1	太陽光発電システムのサイズが算出式で決定されるサイズの 15%未満
除外条項 2	建物の蓄電システム定格容量の要件が 10kWh 未満
除外条項 3	空調対象床面積 5,000 平方フィート未満の単一テナントビル
除外条項 4	Climate Zone 1 のオフィス、学校、倉庫

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Draft 2022 Energy Code Multifamily and Nonresidential Compliance Manual”より作成

4) 2022 年建築省エネ基準（太陽光発電関連条項）

2022 年建築省エネ基準の太陽光発電関連条項を抜粋した仮訳は以下のとおり。

表 9-29 カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準（太陽光発電関連条項抜粋）

2022 Building Energy Efficiency Standards Title 24, Part 6 SUBCHAPTER 2 ALL OCCUPANCIES—MANDATORY REQUIREMENTS FOR THE MANUFACTURE, CONSTRUCTION AND INSTALLATION OF SYSTEMS, EQUIPMENT AND BUILDING COMPONENTS Section 110.10 Mandatory Requirements for Solar Readiness 第 2 章 全占有者のシステム、機器、建築部品の製造、建設、据付に関する強制要件 Section 110.10 太陽光発電システム対応 Solar Readiness (a) 対象となる占有者 1. 一戸建て住宅：暫定的な分譲地申請が管轄庁により承認されている、10 戸以上の分譲地にあり、太陽光発電システムが設置されていない一戸建て住宅で、Section 110.10(b) から 110.10 (e) の要件を遵守している。 2. 低層集合住宅：太陽光発電システムが設置されていない低層集合住宅で、Section 110.10(b)から 110.10 (d) の要件を遵守している。 3. ホテル・モーテルおよび高層集合住宅：太陽光発電システムが設置されていないホテル・モーテルおよび 10 階以下の高層集合住宅で、Section 110.10(b)から 110.10 (d) の要件を遵守している。 4. 非居住用建物：太陽光発電システムが設置されていない居住可能な 3 階以下の階層がある、非居住用建物で、Section 110.10(b)から 110.10 (d) の要件を遵守している。 (b) Solar Zone 1. Solar Zone の下限： Solar Zone は、Title 24, Part 9 または Title 24 のこれ以外の箇所、または当該地区の裁判管轄により採択されたいずれかの要件において定められた入

口、通路、排煙、間隔要件を遵守するものとする。Solar Zone 総面積は、一辺が 5 フィート以上の長さがあるエリアで、10,000 平方フィート未満の屋根面積がある建物に関しては、屋根面積 80 平方フィート以上、10,000 平方フィート以上の屋根面積がある建物に関しては、屋根面積 160 平方フィート以上で構成されているものとする。

A. 一戸建て住宅：Solar Zone は、屋根面または建物のオーバーハング部にあり、250 平方フィート以上の総面積を有するものとする。

第 110.10(b)1A の除外条項 1：Reference Residential Appendix RA4 で定められた設備基準を満たし、太陽光割合(solar savings fraction)0.50 以上の太陽熱温水器を恒久的に設置している一戸建て住宅。

第 110.10(b)1A の除外条項 2：居住可能なフロアが 3 階以上あり、床面積 2,000 平方フィート未満、かつ Solar Zone が 150 平方フィート以上の総面積である一戸建て住宅。

第 110.10(b)1A の除外条項 3：Title 24,Part 2 で定められた、Wildland-Urban interface Fire Area (森林部と都市部の中間に位置する防火区域) にあり、全館換気を備え、Solar Zone が 150 平方フィート以上の総面積である一戸建て住宅。

第 110.10(b)1A の除外条項 4：Solar Zone の対象面積の 50%以上である、指定 Solar Zone 面積を有する建物。Solar Zone は、年間日射量の 70%以上である低勾配屋根と、真北の 90 度から 360 度の間を向いている、年間日射量の 70%以上の高勾配屋根との総面積である。日照率とは、遮光物無しの日照量に対する遮光物有りの日照量の割合である。屋根または当該建物の別の部分にある遮光物からの影は、年間日照率を決定する際には含まれないものとする。

第 110.10(b)1A の除外条項 5：150 平方フィート以上の Solar Zone を有し、すべてのサーモスタットはデマンドレスポンス (DR) 制御で Section 110.12(a)に適合しており、管轄機関の占有許可の認可前にデマンドレスポンス信号の送受信が可能な一戸建て住宅。

第 110.10(b)1A の除外条項 6：以下の条件を満たす一戸建て住宅：

A. すべてのサーモスタットおよび需要応答制御が Section 110.12(a)に適合しており、管轄機関の占有許可の認可前にデマンドレスポンス信号の送受信が可能な一戸建て住宅。

B. 以下の対策のいずれかに適合：

- i. ENERGY STAR プログラムの要件を満たすか、それを超えている食洗器、整流子モーターで稼働する全館換気装置、または SAE J1772 Level 2 Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE または EV Charger：電気自動車充電ステーション) を設置している。
- ii. 少なくとも電化製品、住居の照明を制御し、需要応答制御信号に反応するホームオートメーションシステムを設置。
- iii. California Plumbing Code (カリフォルニア州配管規則) および適用対象の地方条例

に適合した、灌水システムへの使用を目的とした、洗濯機およびシャワー・浴室からの排水が可能である代替配管設備を設置。

- iv. California Plumbing Code および適用対象の地方条例に適合するように設計され、使用可能な屋根面積の 65%以上からの雨水を使用する雨水集水システムを設置。

B. 集合住宅、ホテル・モーテル占有者、又は非居住用建物：Solar Zone は、建物の屋根またはオーバーハング部、当該建物の 250 フィート以内にある別の構造物の屋根またはオーバーハング部、または建物に設置された屋根付き駐車場にあり、天窓部分を除く建物の総屋根面積の 15%以下である場合。Solar Zone の要件は、混同占有を含む、建物全体に適用される。

第 110.10(b)1B の除外条項 1：Standard Test Conditions のもと計測された、1W/平方フィートの定格電力を有する恒久的に設置される太陽光発電システムを備えた、高層集合住宅、ホテル・モーテル占有権、および非居住用建物。

第 110.10(b)1B の除外条項 2：Section 150.1(c)8biii に適合した、恒久的に設置される家庭用太陽熱温水器を備えた高層集合住宅、ホテル・モーテル占有者。

第 110.10(b)1B の除外条項 3：Solar Zone 候補地の 50%超である、指定 Solar Zone を有する建物。Solar Zone 候補地とは、年間日射量の 70%以上である低勾配屋根と、真北から 90 度から 360 度の間を向いている、年間日射量の 70%以上の高勾配屋根との総面積である。日射量は、日照率とは、遮光物無しの日照量に対する遮光物有りの日照量の割合である。屋根または当該建物の別の部分にある遮光物からの影は、年間日照率を決定する際には含まれないものとする。

第 110.10(b)1B の除外条項 4：それぞれの住戸にすべてサーモスタット、Section 110.12 (a) に適合し、管轄機関の占有許可の認可前に需要応答信号の送受信が可能な低層および高層の集合住宅。また、以下の A または B：

A. 各住戸において、以下の対策のいずれかに対応している。

- i. ENERGY STAR プログラムの要件を満たすか、それを超えている冷蔵庫または整流子モーターで稼働する全館換気を伴い、ENERGY STAR プログラムの要件を満たすか、それを超えている食洗器を設置している。
- ii. Section 110.12(a)に適合している、少なくとも電化製品、住居の照明を制御し、DR 制御信号に反応するホームオートメーションシステムを設置。
- iii. California Plumbing Code (カリフォルニア州配管規則) および適用対象の地方条例に適合した、灌水システムへの使用を目的とした、洗濯機およびシャワー・浴室からの排水が可能である代替配管設備を設置。
- iv. California Plumbing Code および適用対象の地方条例に適合するように設計され、使用可能な屋根面積の 65%以上からの雨水を使用する雨水集水システムを設置。

B. 電気自動車の充電スペースに関する、Title 24, Part 11, Section A4.106.8.2 の要件に合致している。

第 110.10(b)1B の除外条項 5 : 屋根が車両交通、駐車場、またはヘリポート用に使用される設計であり、認可を受けている建物。

2. 方位角範囲 : 急勾配屋根にある Solar Zone のすべての区分は、真北に対し 90 度から 360 度の方位角範囲とする。

3. 遮光物 :

A. 通気口、煙突、建築上の特徴、および屋根設置型装置を含む (但し、必ずしもこれらに限定されない)、障害物は、Solar Zone に設置されないものとする。

B. Solar Zone の上に突き出た建物の屋根、または他のいずれかの部分にある障害物は、水平面で測定し、障害物の最高点と Solar Zone の最短点の水平投影図との高低差が最大である距離の 2 倍離れているものとする。

第 110.10(b)3 の除外条項 : Solar Zone のすべての角が北を向いている、建物の屋根または別の部分にある屋根の障害物。

4. 実施設計図における構造設計過重 : Solar Zone として設計された屋根部に関して、死荷重および活過重の構造設計上の加重は、実施設計図に明確に示されるものとする。

(c) 相互接続経路

1. 実施設計図には、インバーターや計測機器のために確保された場所、および Solar Zone から電気工事に伴う相互接続点までの電線管の敷設のために確保された経路を示すものとする。

2. 一戸建て住宅およびセントラル温水器に関して、実施設計図には Solar Zone から温水器までの導管敷設経路を示すものとする。

(d) 文書

Section 110.10(c)からの情報を示す、実施設計図またはこれに相当する文書のコピーは、占有者に提供されるものとする。

(e) 分電盤

1. 分電盤は、最低ブスバーが 200 アンペアであるものとする。

2. 分電盤には、今後の太陽光発電システムの設置に備え、2 線式サーキットブレーカーの設置が可能なスペースが確保されているものとする。確保されたスペースには、"For Future Solar Electric"という印を恒久的に付けるものとする。

SUBCHAPTER 5

NONRESIDENTIAL AND HOTEL/MOTEL OCCUPANCIES—PERFORMANCE AND PRESCRIPTIVE COMPLIANCE APPROACHES FOR ACHIEVING ENERGY EFFICIENCY

SECTION 140.10 – PRESCRIPTIVE REQUIREMENTS FOR PHOTOVOLTAIC AND BATTERY STORAGE SYSTEMS

第5章 非住宅、ホテル/モーテル占有者の省エネ性能及び規範

SECTION 140.10 太陽光発電システム及び蓄電システムの規範要件

(a) 太陽光発電システム：表 140.10-A に定められた全ての新築建物、またはこれらの建物の 1 つ以上が建物床面積の 80%以上を占める複合用途の建物には、Joint Appendix JA11 の資格要件を満たす新規太陽光発電システムを設置すること。太陽光発電システムのサイズ (kWdc) は、算出式 140.10-A を用いて決定したシステムサイズまたは利用可能な有効日照面積合計に $14\text{W}/\text{ft}^2$ を乗算した値いずれか小さい方以上であること。

1. 有効日照面積に含まれるのは、太陽光発電システムを構造的に支持する建物屋根面積、屋根付き駐車場、カーポート（屋根付き車庫）その他敷地内の新設構造物で、Title 24, Part 2, Section 1511.2 に従って太陽光発電システムを支持する全ての屋根面積とする。
2. 有効日照面積には以下は含まれない：
 - A. 年間日射量 70%未満の屋根面積。年間日射量は、遮光物を考慮した総年間日照量を、同面積で遮光物がない場合の総年間日射量で除算して決定する。全ての屋根で、建物外部にある障害物、および建物の設計や立地の一部になっている障害物など、全ての障害物を年間日射量の計算に入れる。
 - B. カリフォルニア建築基準 Section 503.1.4 で規定された屋根面積。
 - C. その他の建築基準要件に準拠しているため利用できない旨を承認された屋根面積。

太陽光直流サイズの算出式 140.10-A

$$\text{kWPVdc} = (\text{CFA} \times \text{A}) / 1000$$

kWPVdc = 太陽光発電システムのサイズ (kW)

CFA = 空調対象床面積

A = 表 140.10-A の建物別 PV 容量係数

建物に表 140.10-A に記載されたスペースが複数種類ある場合、太陽光発電システムの総容量は各スペースに算出式 140.10-A を用いて決定した容量の合計とする。

Section 140.10(a)の除外項目 1 : 利用可能な有効日照面積合計が、空調対象床面積の 3% 未満。

Section 140.10(a)の除外項目 2 : 太陽光発電システムのサイズ要件が 4kWdc 未満。

Section 140.10(a)の除外項目 3 : 有効日照面積が連続 80 平方フィート未満。

Section 140.10(a)の除外項目 4 : パネル、モジュール、構成部品、支持部品、屋根構造取付部を含む太陽光発電システムが、米国土木学会（ASCE）規格 7-16 第 7 章の積雪荷重要件を満たすことが不可能であると管轄機関が判断した屋根設計の建物。

Section 140.10(a)の除外項目 5 : 負荷供給事業者が仮想ネットメータリングまたはコミュニティPV を提供していない地域にある雑居ビル。

(b) **蓄電システム :** Section 140.10(a)で太陽光発電システム設置が義務付けられた全ての建物は、Joint Appendix JA12 の資格要件を満たす蓄電システムを設置すること。定格エネルギー容量および電力容量は、算出式 140.10-B 及び 140.10-C を用いて決定される値以上でなければならない。建物に表 140.10-B に記載されたスペースが複数種類ある場合、蓄電システムの総容量は、各スペースに算出式 140.10-B 及び 140.10-C を用いて決定した容量の合計とする。

蓄電池定格エネルギー容量の算出式 140.10-B

$$\text{kWh}_{\text{batt}} = \text{kW}_{\text{PVdc}} \times B / D^{0.5}$$

kWh_{batt} =蓄電システムの利用可能定格電力量 (kWh)

kW_{PVdc} = Section 140.10(a)で定められた太陽光発電システム容量 (kWdc)

B =表 140.10-B の建物別蓄電池電力容量係数

D =蓄電池の単一定格充放電サイクルにおける交流-交流（往復）効率

蓄電池定格電力容量の算出式 140.10-C

$$\text{kW}_{\text{batt}} = \text{kW}_{\text{PVdc}} \times C$$

kW_{batt} =蓄電システムの電力量 (kWdc)

kW_{PVdc} = Section 140.10(a)で定められた太陽光発電システム容量 (kWdc)

C =表 140.10-C の建物別蓄電池電力容量係数

Section 140.10(b)の除外項目 1 : 太陽光発電システムのサイズが、算出式 140.10-A を用いて決定されるサイズの 15%未満。

Section 140.10(b)の除外項目 2 : 建物の蓄電システム定格容量の要件が 10kWh 未満。

Section 140.10(b)の除外項目 3 : 空調床面積 5,000 平方フィート未満の単一テナントビル。

Section 140.10(b)の除外項目 4 : Climate Zone 1 のオフィス、学校、倉庫。

表 140.10-A : PV 容量係数

Climate Zone	係数 A : 最小 PV 容量 (空調対象床面積 W/ft ²)		
	1, 3, 5, 16	2, 4, 6-14	15
食料品店	2.62	2.91	3.53
高層集合住宅	1.82	2.21	2.77
オフィス・金融機関・未使用テナントスペース	2.59	3.13	3.80
商業施設	2.62	2.91	3.53
学校	1.27	1.63	2.46
倉庫	0.39	0.44	0.58
講堂、コンベンションセンター、ホテル/モーテル、図書館、医療施設/クリニック、レストラン、劇場	0.39	0.44	0.58

表 140.10-B : 蓄電池容量係数

	係数 B : エネルギー容量	係数 C : 電力容量
蓄電池-P 比率	Wh/W	W/W
食料品店	1.03	0.26
高層集合住宅	1.03	0.26
オフィス・金融機関・未使用テナントスペース	1.68	0.42
商業施設	1.03	0.26
学校	1.87	0.46
倉庫	0.93	0.23
講堂、コンベンションセンター、ホテル/モーテル、図書館、医療施設/クリニック、レストラン、劇場	0.93	0.23

SUBCHAPTER 7

SINGLE-FAMILY RESIDENTIAL BUILDINGS –MANDATORY FEATURES AND DEVICES

SECTION 150.0 – MANDATORY FEATURES AND DEVICES

第 7 章 一戸建住宅の機能および装置

SECTION 150.0 - 機能および装置

((a)から (r) 省略)

(s) 蓄電システム (Energy Storage Systems) Ready : 1 戸または 2 戸建住宅を含む全ての戸建住宅は、以下を満たさなければならない。全ての電気構成機器は、カリフォルニア電気工事規定に従って設置されること :

1. 以下のうち 1 つ以上を装備すること :

A. 予備容量 60 アンペア以上と供給分岐回路 4 つ以上のを有する蓄電システム対応の相互接続装置 ; または、

B. 主電源から Section 150.0(s)(2) の分岐回路へ供給するパネルボード (サブパネル) の専用配線路。全ての分岐回路は、蓄電システム設置前に主配線盤からの供給が許可されていること。軌道の取引サイズは、1 インチ以上でなければならない。分岐回路へ供給するパネルボード (サブパネル) には、「サブパネルは予備の負荷回路を全て含む」と記載したラベルを貼付しなければならない。

2. 分岐回路 4 つ以上を特定し、供給源を蓄電システムからの供給に適した 1 つのパネルボードに併設すること。冷蔵庫に 1 回路以上、一次避難口付近の照明に 1 回路以上、寝室のコンセントに 1 回路が供給すること。

3. 主電盤は、母線定格最低 225 アンペア以上を有すること。

4. 将来、主電盤から 3 フィート以内にシステム絶縁装置 / 転送スイッチを設置できるよう、十分なスペースを確保すること。予備電源の接続を可能にするため、電盤とシステム絶縁装置 / 移動スイッチの位置との間に配線路を設置すること。

SUBCHAPTER 8- SINGLE-FAMILY RESIDENTIAL BUILDINGS – PERFORMANCE AND PRESCRIPTIVE COMPLIANCE APPROACHES

SECTION 150.1 – PERFORMANCE AND PRESCRIPTIVE COMPLIANCE APPROACHES FOR SINGLE-FAMILY RESIDENTIAL BUILDINGS

第 8 章 一戸建住宅の性能および仕様順守アプローチ

SECTION 150.1 一戸建住宅の性能および仕様順守アプローチ

((a)、(b) 省略)

(c) Prescriptive Standards/Component Package.

仕様規定を順守している建築物とは、表 150.1-A で定められた、該当する Climate Zone のすべての要求事項を充足し、設計、建設、装備されるものとする。表 150.1-A において、NA (not allowed) は指定の Climate Zone で許可されていない機能であることを指し、NR (no requirement) は指定の Climate Zone で当該機能は要求事項ではないということを示す。設置された部品は、以下の要求事項を充足するものとする。

(1.から 13.省略)

14. 太陽光発電システムの要求事項。すべての一戸建住宅に、Joint Appendix JA11 で指定された最低品質要求事項を満たす新規の太陽光発電システムまたはモジュールを設置するものとする。年間発電量は、算出式 150.1-C を用いて決定した太陽光発電システムのサイズまたは建物の有効日照面積に設置可能な太陽光発電システムの最大サイズいずれか小さい方以上であること。

A. 有効日照面積に含まれるのは、太陽光発電システムを構造的に支持する建物屋根面積、屋根付き駐車場、カーポート（屋根付き車庫）その他敷地内の新設構造物で、Title 24, Part 2, Section 1511.2 に従って太陽光発電システムを支持する全ての屋根面積とする。

B. 有効日照面積には以下のものは含まれない：

- i. 年間日射率 70%未満の屋根面積。年間日射量は、遮光障害物を考慮した総年間日射量を、同面積で遮光障害物がない場合の総年間日射量で除算して決定する。急勾配屋根の場合は、樹木、丘、隣接する建造物など、住居外部にある恒久的な自然または人工障害物による影のみを、年間日射量の計算に入れる。低勾配屋根の場合は、住戸外部にある障害物、建物の設計や立地の一部になっている障害物など、全ての障害物を年間日射量の計算に入れる。
- ii. カリフォルニア建築基準 Section 503.1.4 で規定された屋根面積。
- iii. その他の建築基準要件に準拠しているため利用できない旨を承認された屋根面積。

年間太陽光発電量の算出式 150.1-C

$$\text{kW}_{\text{pv}} = (\text{CFA} \times \text{A}) / 1,000 + (\text{N}_{\text{DU}} \times \text{B})$$

kW_{pv} = 太陽光発電システムのサイズ (kW_{dc})

CFA = 空調対象床面積

N_{DU} = 住宅戸数

A = 表 150.1-C の空調床面積 (CFA) 調整係数

B = 表 150.1-C の住宅戸数調整係数

Section 150.1(c)14 の除外項目 1：急勾配屋根の場合は、年間有効日照面積は真北から 300 度から 90 度の北向き方位の屋根面積を考慮しない。年間有効日照面積が連続 80 平方フィート未満となる場合、太陽光発電システムは義務づけられていない。

Section 150.1(c)14 の除外項目 2：Climate Zone 15 における太陽光発電システムは、年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出されたサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積 1 平方フィートあたり 1.5 ワット DC を下回ら

ないものとする。

Section 150.0(c)14 で規定される太陽光発電システム最小規模 1.8kWdc 未満の場合、太陽光発電システムは義務付けられていない。

Section 150.1(c)14 の除外項目 3 : パネル、モジュール、構成部品、支持部品、屋根構造取付部を含む太陽光発電システムが、米国土木学会 (ASCE) 規格 7-16 第 7 章の積雪荷重要件を満たすことが不可能であると管轄機関が判断した屋根設計の建物。太陽光発電システム

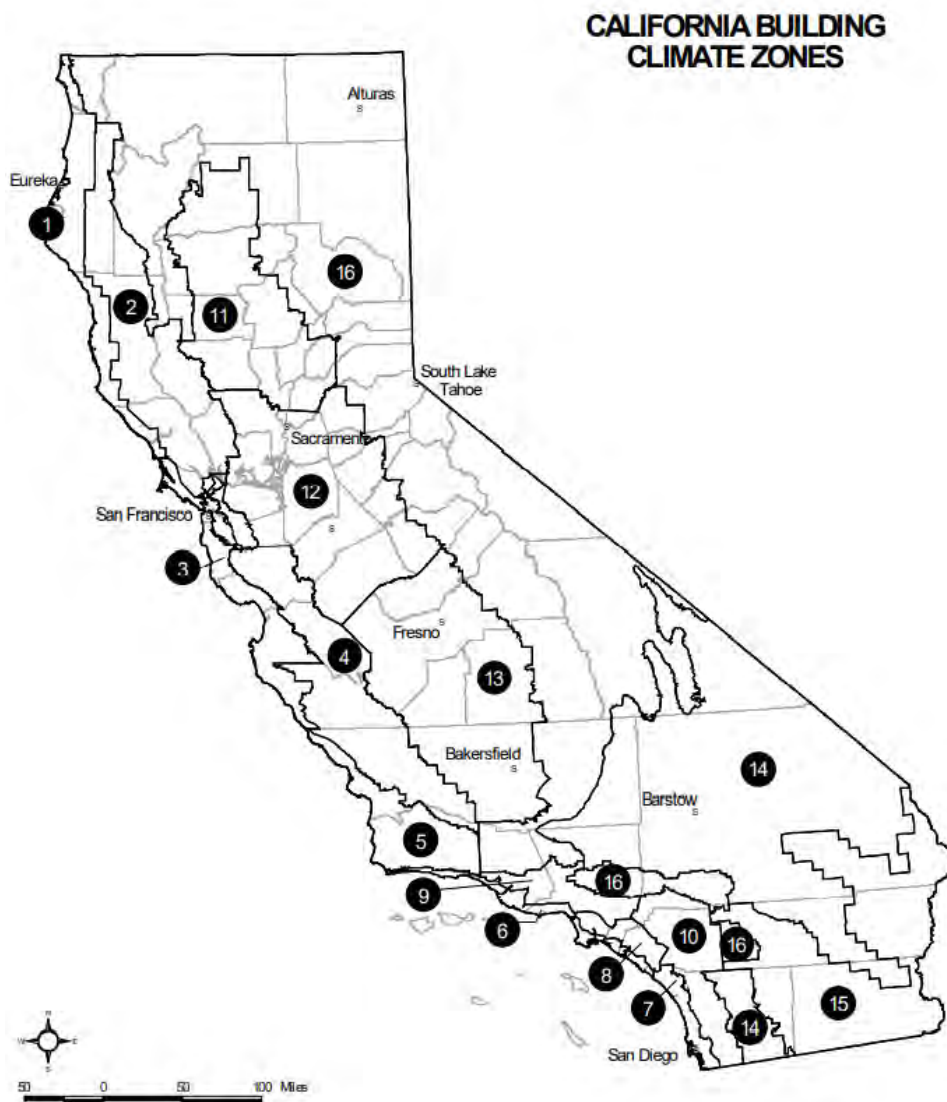
Section 150.1(c)14 の除外項目 4 : 太陽光発電システム承認の必須条件によって 2020 年 1 月 1 日以前に都市計画局から承認された建物 :

- a. 承認の必須条件である急勾配屋根の設計および構成による遮光を、年間有効日照面積の計算に入れること ; および、
- b. 承認の必須条件によって太陽光発電システムの設置が認められない屋根面積は、年間有効日照面積の計算に入れないこと。

Section 150.1(c)14 の除外項目 5 : 蓄電池システムと共に設置された場合、算出式 150.1-C で求められた太陽光発電システムのサイズは、25%縮小してもよい。蓄電池システムは、Joint Appendix JA12 で定められた品質要求事項を満たし、7.5 kWh の最低容量を有するものとする。

表 150.1-C : 空調床面積 (CFA) および住戸調整係数

Climate Zone	A –CFA	B – 住戸
1	0.793	1.27
2	0.621	1.22
3	0.628	1.12
4	0.586	1.21
5	0.585	1.06
6	0.594	1.23
7	0.572	1.15
8	0.586	1.37
9	0.613	1.36
10	0.627	1.41
11	0.836	1.44
12	0.613	1.4
13	0.894	1.51
14	0.741	1.26
15	1.56	1.47
16	0.59	1.22



注) カリフォルニア州エネルギー委員会は、建築省エネ基準で使用するため、気象条件、エネルギー予算等をもとにカリフォルニア州を 16 の区分に分割。気候区分ごとに求められる最低省エネ要件を定めるため、気象条件の特徴ごとに分かれている。

図 9-8 カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準で規定された Climate Zones

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Draft 2022 Energy Code Single Family Compliance Manual”より作成

9.7 再エネコスト競争力強化に向けた取組み

9.7.1 米国：太陽エネルギー導入費用の 60%削減目標

2021 年 3 月 25 日、米国エネルギー省（Department of Energy：DOE）は、今後 10 年以内に太陽エネルギー発電コスト 60%減という野心的な新しい目標と、費用削減、性能向上、新技術普及促進への資金提供約 1.28 億米ドルを発表した²⁹²。

DOE は、太陽エネルギー発電の普及促進や、2035 年クリーン電力 100%というバイデン大統領の目標達成には、太陽エネルギー発電の費用削減が不可欠であるとしている。今後 15 年以内にクリーン電力の導入目標を達成するには、数百 GW の太陽光発電設備を新たに設置する必要がある。そのため、DOE は、電力会社規模太陽光発電の 2030 年費用目標を 5 年前倒しして、現在の 4.6 セント/kWh を、2025 年までに 3 セント/kWh、2030 年までに 2 セント/kWh に引き下げるという新しい目標を設定している。

DOE は、2035 年までに、従来型の太陽光パネルが脱炭素電力部門における電力供給の 30～50%を占める可能性があるとしている。DOE の太陽エネルギー技術局（Solar Energy Technologies Office）は、ペロブスカイトとテルル化カドミウム（CdTe）の薄膜太陽光電池を支援する資金提供を発表した。あわせて DOE は、シリコン系太陽電池の寿命を約 30 年から 50 年に延長し、費用や廃棄物を削減するプロジェクトへの資金提供 700 万米ドルも発表した。

表 9-30 米国：エネルギー省による太陽光発電費用削減に向けた資金提供

ペロブスカイト研究開発 4,000 万米ドル	● ペロブスカイトは、非常に安価な製造費用で高効率の薄膜太陽電池を製造する可能性が高い。DOE は、ペロブスカイト太陽電池の装置と製造の研究開発プロジェクト 22 件に 4,000 万米ドル提供。 ● 新しい装置の性能を中立的かつ独立して検証する、1,400 万米ドルの試験センターを新設。
ペロブスカイト事業設立懸賞 300 万米ドル	● 起業家に着手資金を提供することで、ペロブスカイト技術の商業化を加速。
CdTe 薄膜 2,000 万米ドル	● 国立再生可能エネルギー研究所は、国内で開発され、設置モジュールの 20%を占める安価な CdTe 薄膜技術を進歩させるコンソーシアムを設立。 ● コンソーシアムは、低費用の製造技術と国内研究能力を向上させ、600 億米ドル規模の世界ソーラー製造部門における、国内の労働者と起業家の機会を増やす。

出所) 米国エネルギー省（DOE）プレスリリース²⁹³をもとに作成

また、太陽光発電に加えて、集光型太陽熱発電（CSP）プロジェクトへの支援も合わせて発表されている。

²⁹² <https://www.energy.gov/articles/doe-announces-goal-cut-solar-costs-more-half-2030>（2022 年 3 月 4 日取得）

²⁹³ <https://www.energy.gov/articles/doe-announces-goal-cut-solar-costs-more-half-2030>（2022 年 3 月 4 日取得）

表 9-31 米国：エネルギー省による集光型太陽熱発電費用削減に向けた資金提供

集光型太陽熱発電(CSP) 3,300 万米ドル	● 必要な時にいつでも給電制御できる CSP 発電所の信頼性と性能向上。 ● 国内 CO₂ 排出量の 20%を占める産業加工向けの応用技術や、長期間の蓄熱装置を開発。 ● 電力部門の脱炭素化には長期蓄電が不可欠であり、CSP 発電所と相性が良いが、普及加速には費用の半減が必要。
次世代 CSP 発電所実証 2,500 万米ドル	● サンディア国立研究所(Sandia National Laboratories)は、研究者、開発者、製造業者が次世代 CSP 構成機器やシステムを試験でき、CSP 発電所の DOE2030 年費用目標である 5 セント/kWh 実現に向けた施設を建設。

出所) 米国エネルギー省 (DOE) プレスリリース²⁹⁴をもとに作成

2011 年に、DOE の太陽エネルギー技術局は、2020 年までに全米のほとんどの地域で太陽光発電電力が従来型電源と競争力を持つための「SunShot イニシアチブ」を開始した。この目標は、電力会社規模太陽光発電については 3 年前倒しで達成され、2020 年には平均的な日照条件の場所では 5 セント/kWh 以下、最も日照の強い地域では 3.5 セント/kWh となり、最も安価な発電形態の一つとなっている。

2030 年に向けた太陽エネルギーの各利用形態における発電コスト目標は下図のとおり。

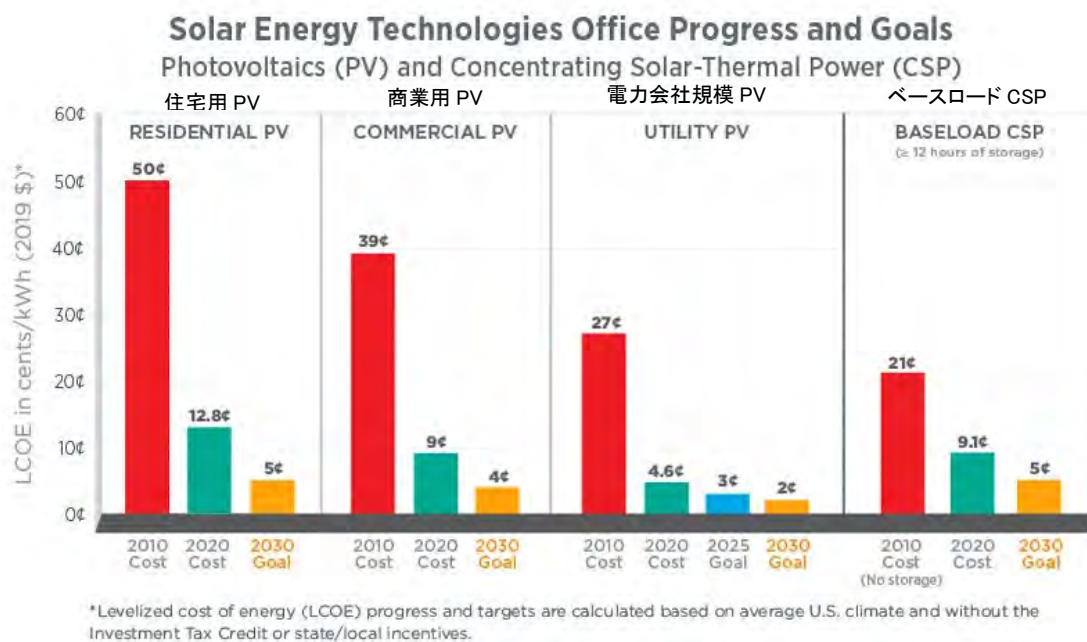


図 9-9 米国：太陽エネルギー発電の均等化発電原価の目標値と実績値の比較

出所) 米国エネルギー省ウェブサイト²⁹⁵より作成

²⁹⁴ <https://www.energy.gov/articles/doe-announces-goal-cut-solar-costs-more-half-2030> (2022 年 3 月 4 日取得)

²⁹⁵ <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets> (2022 年 3 月 4 日取得)

2030 年までに、電力会社規模太陽光発電の基準均等化発電原価(LCOE)を 2 セント/kWh、商業用太陽光発電は 4 セント/kWh、住宅用太陽光発電は 5 セント/kWh、集光型太陽熱発電(CSP)は 5 セント/kWh を目標としている。

以下では、電力会社規模対象光発電を例として、2030 年のコスト削減目標達成に向けて必要な要素を分析した結果を紹介する。

電力会社規模太陽光発電(通常は 5～500MW)について、2020 年における標準的設備(設備容量 100MW)に対して、モジュール変換効率、モジュール価格、周辺機器費、初期運用費、運用費用上昇、初期年間エネルギー収量、劣化率という 7 つの主要パラメータの改善に依存してコスト削減がなされると分析している。2030 年のコスト削減目標を達成することを想定した 2 つのシナリオ(低費用化、高性能化)で、パラメータごとの推移を予測している。

表 9-32 米国：電力会社規模 PV のコストパラメータ (2020 年基準と 2030 年想定)

パラメータ	2020 年基準	2030 年低費用	2030 年高性能
モジュール効率	19.5%	20%	30%
モジュール価格	\$0.41/W	\$0.17/W	\$0.30/W
周辺機器費	\$0.46/Wdc	\$0.27/Wdc	\$0.30/Wdc
プロジェクト間接費	\$0.21/Wdc	\$0.11/Wdc	\$0.15/Wdc
初期運用費	\$8.7/kWdc/年	\$4.8/kWdc/年	\$5.0/kWdc/年
維持管理費上昇	5.4%/年	3.0%/年	1.0%/年
初期年間エネルギー収量	1,717 kWh/kWdc	1,916 kWh/kWdc	2,040 kWh/kWdc
性能劣化	0.7%/年(30 年)	0.5%/年(40 年)	0.4%/年(50 年)
均等化発電原価(2019 年 US\$)	4.6 ¢ /kWh	2.0 ¢ /kWh	2.0 ¢ /kWh

出所) 米国エネルギー省ウェブサイト²⁹⁶より作成

上記の低費用化シナリオでは、太陽光発電モジュール価格は過去の下落傾向から脱却できず、変換効率はわずかしこ向上しないと想定している。高性能化シナリオでは、2030 年までに、費用は高いままだが、非常に高い変換効率のモジュールが利用できると想定している。部品の信頼性と寿命とはどちらのシナリオでも改善されるが、高性能シナリオの方がより改善されるとしている。

2030 年に向けた 2 つのシナリオごとに、上表で示したパラメータの分類における均等化発電原価の削減目標を示したものが下図となる。どちらのシナリオでも相当のモジュール価格の低減に加えて、周辺機器費の低減が必要となる結果となっている。

²⁹⁶ <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets> (2022 年 3 月 4 日取得)

発電原価
(2019 年円/kWh)

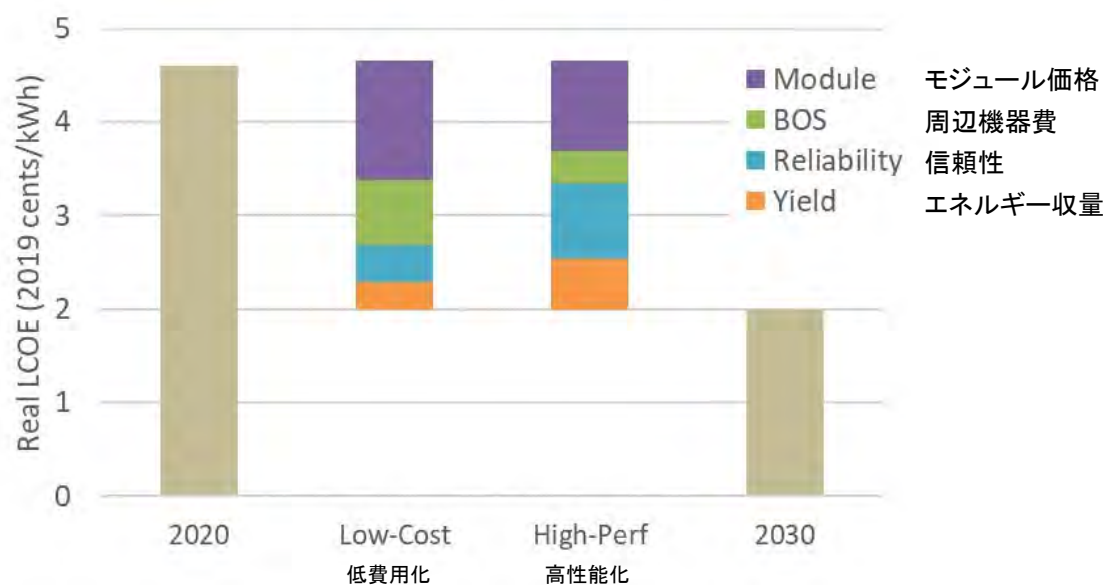


図 9-10 米国：電力会社別太陽光発電の均等化発電原価のシナリオ別改善要素

出所) 米国エネルギー省ウェブサイト²⁹⁷より作成

²⁹⁷ <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets> (2022 年 3 月 4 日取得)

10. 再エネ等の系統接続に関する諸制度

本章では、再生可能エネルギーの導入拡大が進む欧米主要国について、系統増強時の費用負担ルール、出力制御の運用ルールや補償制度等について、日本の現行制度の課題等を踏まえつつ調査し、整理を行った結果をとりまとめる。

調査項目	該当ページ
系統増強時の費用負担ルール	414 ページ
系統増強判断の手法（英国配電系統）	417 ページ
出力抑制実績及び補償	424 ページ
系統利用に関する情報公開	441 ページ
自然変動電源の増加に対する系統面の対応	446 ページ
欧州におけるノーダルプライシングの検討状況	459 ページ

令和3年度海外の再エネ等の系統接続に関する諸制度調査 支援業務

報告書

MRI 三菱総合研究所

2022年3月

経営コンサルティング本部

目次

1. 系統増強時の費用負担ルール	P3
2. 系統増強判断の手法(英国配電系統)	P9
3. 系統接続及び出力抑制.....	P23
4. 系統利用に関する情報公開	P58
5. 自然変動電源の増加に対する系統面の対応	P67
6. 欧州におけるノーダルプライシングの検討状況	P93

1. 系統増強時の費用負担ルール

1. 系統増強時の費用負担ルール

欧州各国の送電/配電系統における接続費用負担方式

		英国	アイルランド	ドイツ
送電系統	費用負担方法	Shallow方式	Shallow方式	Shallow方式
	系統増強	一般負担 広域系統の増強に対し、特定の電源のみが費用を負担するのではなく、TNUoS 料金の値上げにより一般負担で回収	一般負担 既存の送電系統の増強分については託送費用を通じて、一般需要家から回収されるが、発電事業者にも系統使用料(TUoS:Transmission Use of System)として発電側課金があるため、発電事業者からも広く回収される。	一般負担 - 系統増強に係る費用は系統運用者が負担 - 系統増強費用は託送料金を通じて一般需要家から回収され、発電側課金は存在しないため全額を需要側が負担
	電源線	特定負担 - 発電設備より2kmまでの電源線は発電事業者負担 - 発電事業者はその費用を前払いすることも、40年以上にわたり分割で支払うことも可能	特定負担 既存系統までの電源線費用は、GPAプロセス^注でのグループ内の他の事業者と発電機容量でコスト分担	特定負担 既存の系統に接続するまでの電源線費用を発電事業者が負担
配電系統	費用負担方法	Semi-shallow方式	Deep方式	Shallow方式
	系統増強	一部一般負担/一部特定負担 - 接続に対応するために必要な、1つ上位の電圧までの増強費用を負担する。発電事業者は接続が有効になる前にその費用を支払う必要がある。 「Second Comer」ルールとして、更なる接続が発生してこれらの設備を使用する場合、系統に接続する電源が既存の電源に対して金額を一部返金する。 1つ上位の電圧を上回る増強は、配電事業者がDUoS 料金により一般負担で回収する。 - 接続点の増強が必要な場合、これは接続のための設備増強として扱われ、系統に接続する電源がこれを支払う。	特定負担 - 既存系統までの電源線費用に加えて、既存の配電系統の増強費用も事業者が負担する - GPAプロセス内のサブグループ内の他の事業者とともにコスト分担 - 後続の発電事業者がその増強した設備を利用する場合には、後続の事業者から系統増強費用を回収し、最初に系統増強費用を負担した事業 者に払い戻しが行われる	一般負担 - 系統増強に係る費用は系統運用者が負担 - 系統増強費用は託送料金を通じて一般需要家から回収され、発電側課金は存在しないため全額を需要側が負担
	電源線	特定負担		特定負担 既存の系統に接続するまでの電源線費用を発電事業者が負担

注：GPA(Group Processing Approach)：接続申請をある期間で区切り、その期間内に受理された接続申請に対して、系統運用者が一括で接続検討を行うもの

出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度－海外調査) 最終報告書」、閲覧日：2021年5月26日、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> より三菱総研作成

1. 系統増強時の費用負担ルール

主要国の系統接続費用の負担方法(1/2)

- 主要国における系統接続費用の負担方法は、大きくShallow方式かDeep方式に分類される。
- ドイツやアイルランドでは送電系統がShallow方式だが、アイルランドでは配電系統はDeep方式であり、送電と配電で異なる国も存在する。

国	費用負担方法
アイルランド	送電系統 - 送電系統に接続される電源については既存系統までの接続費用を負担するShallow方式であり、GPAプロセス^注でのグループ内の他の事業者とコスト分担 - 既存の送電系統の増強分については託送費用を通じて、一般需要家から回収されるが、発電事業者にも系統使用料(TUoS: Transmission Use of System)として発電側課金があるため、発電事業者からも広く回収される。 配電系統 - 既存系統までの接続費用に加えて既存の配電系統の増強費用も事業者が負担するDeep方式であり、GPAプロセス内のサブグループ内の他の事業者とともにコスト分担
ドイツ	- ドイツでの接続方式はいわゆるShallow方式で、既存の系統に接続するまでの電源線・変電所を発電事業者が負担し、系統増強に係る費用は系統運用者が負担 - 系統増強費用は託送料金を通じて一般需要家から回収され、発電側課金は存在しないため全額を需要側が負担
イタリア	- 送電系統、配電系統とも、いわゆるShallow方式。 - なお、配電系統への接続費用(中圧・低圧系統)については、標準単価が規則上定められおり、距離に応じた課金体系。

注)GPA(Group Processing Approach):接続申請をある期間で区切り、その期間内に受理された接続申請に対して、系統運用者が一括で接続検討を行うもの
出所)

[1] CER, "Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules(CER/05/049)"

[2]小笠原潤一, 日本エネルギー経済研究所, 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会(第1回資料2), 2017年5月

[3] Delibera ARG/elt 99/08

1. 系統増強時の費用負担ルール

主要国の系統接続費用の負担方法(2/2)

- 英国では、TSOはShallow方式、DSOはSemi-shallow方式を採用。

国	費用負担方法
スペイン	送電系統 - 送電系統への接続の費用負担スキームは、いわゆるShallow方式であると整理される。RD 1955/2000第32条第2項では、必要となる系統増強が、接続する発電事業者のみの利益に資する場合には、その増強は発電事業者が負担することとなることが規定されている。 配電系統 - DSO系統への接続の費用負担は、いわゆるDeep方式
イギリス	送電系統 - 新規の電源は、送電系統に接続するために必要となる専用設備(電源線等)の費用のみを支払う、いわゆるShallow方式 - 発電事業者はその費用を前払いすることも、40年以上にわたり分割で支払うことも可能 配電系統 - 新規の電源は、接続電圧の1つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用はTSO/DNOが負担するいわゆるShallow方式 - 発電事業者は接続が有効になる前にその費用を支払う必要がある。
米国 PJM	- PJMにおける新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強費用は、負荷費用配分(Load Flow Cost Allocation)と呼ばれる方法に従う。 - この方法では、増強が必要となるレベル以降に申し込みをした事業者に対して、過負荷が生じ増強が必要となる送電設備への影響度に応じて、費用負担が生じる。 - 増強が必要となる送電設備への影響度は、系統影響分析(System Impact Analysis)で決定される。なお、電源線の費用は、発電事業者が負担する。

出所)

[1] RD 1955/2000

[2] Ofgem, "Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements", 2018

[3] PJM Manual 14A New Services Request Process, Attachment B PJM Request Cost Allocation Process

英国における接続検討費用負担の考え方

- 英国における接続検討に伴う費用負担のルールは、送電系統と配電系統で異なっている。
- 送電系統ではShallow方式が用いられており、新規の電源は送電系統に接続するために必要となる専用設備（電源線等）の費用のみを支払います。また、発電事業者はその費用の前払いや、分割払いも可能である。
- 一方、配電系統においては、新規の電源は接続電圧の1つ上の位の電圧階級の系統増強費用までを負担し、それ以上の電圧階級の増強費用はTSO/DSOが負担する、Semi-shallow方式が用いられている。なお、発電事業者は接続が有効になる前に費用を支払う必要がある。

系統	費用負担
送電系統	Shallow方式 ● 電源保有者が接続に必要な専用設備の費用を負担 ● TSOが既存系統の増強費用を負担 ● TNUoS料金の値上げにより一般負担で回収される
配電系統	Semi-shallow方式 ● 電源保有者は、接続に必要な設備と既存系統の増強費用の一部を負担 ● 配電事業者は既存系統の増強費用の残りの部分を支払う

出所)

[1]Ofgem, Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements、閲覧日:2021年7月12日、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/07/network_access_consultation_july_2018_-_final.pdf[2]電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)」、閲覧日:2021年7月20日、<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

7

ドイツにおける接続検討費用負担の考え方

- ドイツでの接続方式は、送電系統・配電系統共にShallow方式であり、既存の系統に接続するまでの電源線・変電所を発電事業者が負担し、系統増強に係る費用は系統運用者が負担する。
- 系統増強費用は託送料金により一般需要家から回収される。(ドイツでは託送料金の発電側課金がないため、全て需要家へ請求される)

- 発電事業者は技術的に経済的に最も適切な系統への接続点へ連系する費用と計量器費用を負担する(\$16 par. 1 EEG 2017)。
- 系統運用者は発電事業者が技術的に経済的に最も適切な系統への接続点へ連系する場合、増分費用を負担する(\$16 par. 2 EEG 2017)。2013年1月1日以降、送電系統運用者は重大な過失によって生じた洋上風力発電の系統接続遅延に起因する費用について責任を負う。送電系統運用者は発生した総費用の一定割合を補填する必要がある(\$17 f par. 2 EnWG)。

- 発生費用の 20% ≤ 20 億ユーロ/年
- 発生費用の 15% : 20 億ユーロ/年 ~ 40 億ユーロ/年
- 発生費用の 10% : 40 億ユーロ/年 ~ 60 億ユーロ/年

系統	費用負担
送電系統・配電系統	Shallow方式 ● 電源保有者が接続に必要な専用設備の費用を負担 ● TSOが既存系統の増強費用を負担

出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)」、閲覧日:2021年7月20日、<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

8

2. 系統増強判断の手法(英国配電系統)

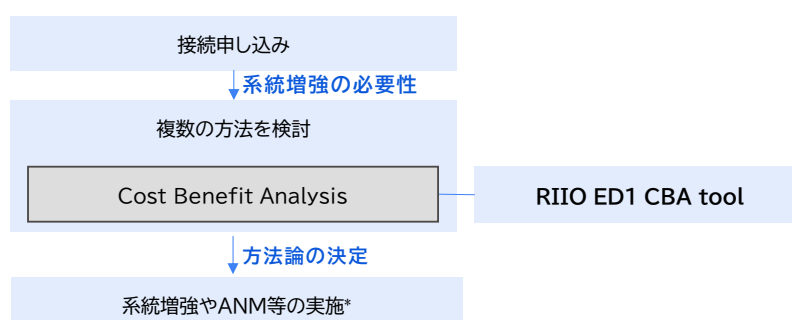
2. 系統増強判断の手法(英国配電系統)



英国における系統増強検討時のCBAの概要

- 英国では、系統接続申込において系統増強の必要性が生じる場合、ANM(Active network management)を用いて系統運用することで、設備増強を回避する動きがある。(ANMが適用されるのは全ての配電網ではないことから、適用外の範囲の場合は、原則として設備増強の検討を行う。)
- CBA(Cost Benefit Analysis)はRIIO-ED1 CBA Toolによって行われる。CBA toolは、RIIO ED1が策定される時点で、Ofgemが英国財務省が発行するGreen Bookに基づき、仕様を決定したものである。
- 系統接続による系統増強の検討対象となるエリアがANMの対象範囲の場合、系統増強をするか否かの判断は、費用便益分析によって行う。(ANMの判断のみCBAを行うのではなく、原則系統強化の際には同様のツールによりCBAが行われており、ANMはそのオプションの一つの扱いである)
- CBAはRIIO-ED1” regulatory instructions and guidance”のE6-Innovative solutionsに記載されている内容で運用されている。同基準書では、ANMを始めとする先進的な取り組みによる解決策が述べられている。

接続検討申込からCBA実施の流れ



* ANMと系統増強がCBAでふるいに掛けられた場合、殆どの場合でANMが採用されていると想定される。

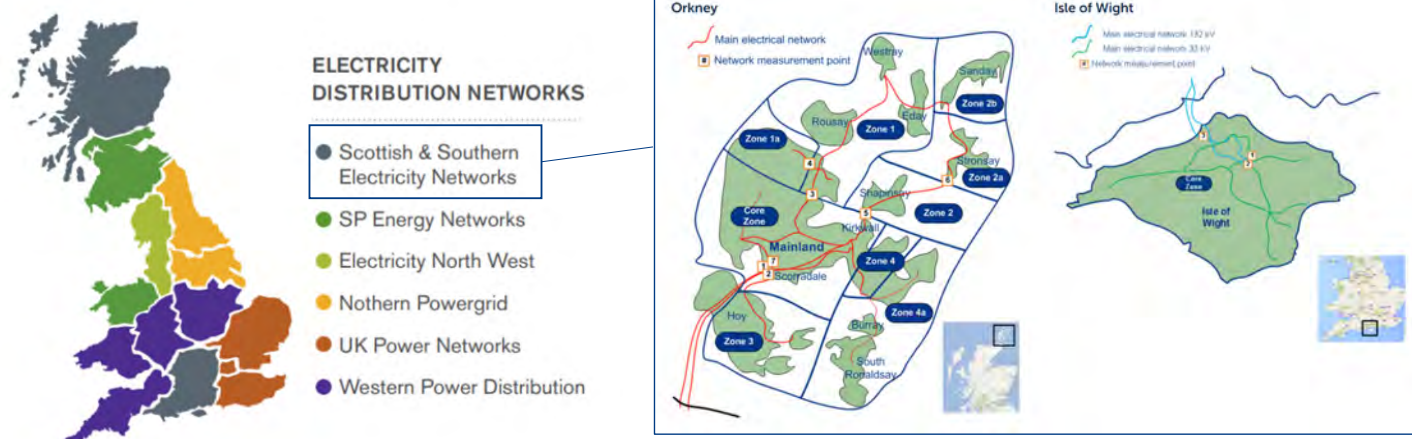


(参考)英国におけるDSOとANMによる供給区域の例

英国におけるDSO一覧とSSEN社によるANM実施区域の例

- ANMはDSOの供給管内全てで行われているわけでは無いことから選択されない地域もあるものの、実施地域においては、系統増強検討時にはANMを行った場合との費用便益の検討がなされる。

英国におけるDSO一覧とSSEN社によるANM実施区域の例



出所)Energy Strategy UK, Networks – Electricity Distribution Network, 閲覧日:2021年5月26日,<https://energystrategyuk.com/2020/08/19/networks-electricity-distribution-network/>, SSEN ,Active Network Management, 閲覧日:2021年5月26日, <https://www.ssen.co.uk/ANM/>



(参考)RIIO-ED1 CBA toolとCBAの概念

CBAの大元となる英国財務省発行のGreen Book

- CBA toolは、OfgemがRIIOに基づく各取組について評価を行うにあたり、英国財務省が発行する政策やプログラム評価に関するガイドラインである“Green Book”を参考に考案された費用便益評価ツールであり、共通のExcelスプレッドシートが、DSO各社によって用いられている。
- 各DSOはレベニューキャップにおけるビジネスプランの策定時や、系統増強時においても本ツールを活用。
- 配電系統の設備増強に伴うCBAの結果は、DSO各社毎にホームページ上で公表されている。

CBA分析ツールの大元となるガイダンス



英国財務省(HM treasury)が発行する“Green Book”は、政策やプログラム評価に関するガイドラインとなっている。

“The Green Book is guidance issued by HM Treasury on how to appraise policies, programmes and projects.”

RIIO ED1 CBA tool

RIIO-ED1におけるCBA Toolガイダンス

RIIO-ED1 CBA Toolガイダンスの運用方針

- RIIO-ED1 regulatory instructions and guidanceの“Environment Report Guidance Document”では、CBAについて以下の取り扱いを定めており、原則としてDSOは意思決定の際に、CBAツールを用いる必要があるとされている。

1.7.
Where CBAs are referenced in the worksheet guidance below, figures for costs and benefits should be derived from an up-to-date version of the DNO's completed RIIO-ED1 CBA Tool for that particular solution or scheme.

CBAs should be undertaken as, and when, any decision support tool would be used for the DNO's own investment purposes or business decisions, for example when making or changing a policy, or when evaluating options for a particular scheme.

1.8.
The DNO should take reasonable steps to ensure CBAs are kept up to date to account for: new or updated information (including field data), that are materially different from the assumptions in the most recent CBA previously submitted, or any other material change to a driver or input in the RIIO-ED1 CBA Tool.

1.10.
The most up-to-date CBA for each activity reported in the Environment and Innovation Reporting Pack must be submitted to Ofgem alongside the RIGs. Each CBA should be provided as an attachment to the Environment and Innovation Commentary or, if it is already published elsewhere, with a link to its location.
Where the RIIO-ED1 CBA Tool cannot be used to justify an activity, DNOs should explain why and provide evidence of how they have derived the **equivalent figures for the worksheets**. Ofgem would expect any such methodology and the resulting figures to take account of societal benefits.

CBAツールを原則使用する旨

CBAは、意思決定支援ツールがDNO自身の投資目的またはビジネス上の意思決定に使用される場合、たとえば、ポリシーの作成または変更時、または特定のスキームのオプションの評価時に使用する必要がある。

CBAで活動を正当化する必要性/社会的便益の考慮の要求

RIIO-ED1 CBAツールを使用してアクティビティを正当化できない場合、DNOはその理由を説明し、ワークシートの同等の数値をどのように導き出したかについての証拠を提供する必要がある。Ofgemは、そのような方法論とその結果の数値が社会的利益を考慮に入れることを期待する。

出所) Ofgem, RIIO-ED1 regulatory instructions and guidance: Annex J – Environment and Innovation, 閲覧日: 2021年5月26日
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/95334/annexjenvironmentandinnovation-pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

13

RIIO-ED1におけるCBA Toolガイダンス

CBA toolで報告すべき社会的便益

- ANMは“Environment Report Guidance Document”の中で、Innovative Solutions(革新的取り組み)に区分されている。
- OfgemのCBA Toolガイダンスによると、DSOは以下のような社会的便益(影響)も考慮する必要があると説明しており、CBAにおいては、如何に社会的便益を生み出せるかも重要な論点とされていると想定される。(但しInnovative Solutionのみならず、CBAスプレッドシートでは社会的便益の報告欄が存在するため、CBA上重要視されていると思われる)
- DSOはCBAにあたり、全てのインパクトの大きい重要な項目の全てについて、ポジティブな内容、ネガティブな内容の両方を報告することが求められている。

CBAでDSOが影響度を報告すべき項目

- MVA released(解放された電力:MVA)
- Estimated Gross Avoided cost(回避可能コスト)
- Estimated Losses impact(ロスの影響)
- Estimated CI impact (CIの影響)
- Estimated CML impact (CMLの影響)
- Other Estimated GHG Emissions (その他のGHG排出)
- Estimated Impact on Fatalities(致死性の影響)
- Estimated Impact on Major Injury (重大な障害の影響)
- Estimated Impact on Oil Leakage.(オイル漏れの影響)

CI: 停電の頻度
CML: 停電の長さ

4.13.
DNOs only need to provide estimates of the impacts where relevant, ie where they are material.
Estimates should be provided whether positive or negative. The RIIO-ED1 CBA Tool (or justifiable equivalent as indicated under paragraph 4.11) should be used in each instance to provide this information for each Innovative Solution.
The CBA should include all material impacts

出所) Ofgem, RIIO-ED1 regulatory instructions and guidance: Annex J – Environment and Innovation, 閲覧日: 2021年5月26日
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/95334/annexjenvironmentandinnovation-pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

14

(参考)RIIO-ED1におけるInnovative Solutionsの取扱い

Innovative Solutionの種類

- ANMは“Environment Report Guidance Document”の中で、Innovative Solutions(革新的取り組み)に区分されており、Ofgemは複数のソリューションをカテゴリ別に分類している。
- ソリューション毎の定義は以下の通り。

Innovative Solutionのカテゴリ

- ネットワーク容量/使用率の向上:意図した結果が追加のネットワーク容量の提供、容量の制約の除去、または既存の資産がより多くの電力を通過できるようにネットワークを運用する、革新的なソリューションに関連するもの。
- 資産ライフサイクル管理の改善:意図された結果が、資産ライフサイクル管理プロセスの改善を提供するような、革新的なソリューションに関連している。これには、資産管理の意思決定ツール、状態分析の改善、資産を監視するための新しい手法、および資産の寿命を延ばすための新しい手法とプロセスが含まれる。
- ネットワークパフォーマンスの向上:ネットワーク資産の障害の結果としての顧客への混乱を最小限に抑えることを目的とした革新的なソリューションに関連する。電力供給が停止した顧客の数と停電期間の削減、障害位置特定手法の改善、影響を受ける顧客の情報と知識の改善、および電力品質の改善が含まれる。
- 植生管理の改善:意図された結果が植生管理のより良いプロセスを持つことである革新的なソリューションに関連する。これには、植生クリアランス要件を特定するための方法論と植生クリアランスのための手法が含まれる。
- 安全性の向上:意図された結果が、サードパーティによる配電ネットワーク資産へのアクセスまたは盗難の可能性を減らすこと、またはネットワークの安全性を向上させる革新的なソリューションに関連している。
- 環境への影響の改善:意図された結果がDNO活動の環境への影響を減らすような、革新的なソリューションに関連している。これには、環境問題や資産構成/建設の変更を管理するためのプロセスが含まれる。
- 接続パフォーマンスの向上:配電ネットワークへの接続の速度とコストの改善に関連する革新的なソリューションに関連している。

出所)Ofgem, RIIO-ED1 regulatory instructions and guidance: Annex J – Environment and Innovation, 閲覧日:2021年5月26日
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/95334/annexjenvironmentandinnovation-pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

15

2. 系統増強判断の手法 (英国配電系統)

CBAの分析ツールを用いた費用便益分析

CBA分析ツールの利用

- DSO(下図はSSEN社)はANMを行うかの判断に関して、費用便益分析を行い、その結果を公表している。
- CBAの方法論については、ANMについてもそれ以外のソリューションを用いた場合と変わらず、同様のフォーマットによって行われる。
- CBAでは下図のように、設定された期間(45年間)で割引されたNPV(正味現在価値)を基準に判断している。

英国 CBAの分析ツールの活用事例紹介

Purpose of CBA: describe the primary driver of the investment decision

Active Network Management (ANM) benefits: This CBA is to support our decision to use ANM to free up additional capacity on the network by constraining generation during specific conditions.

If investment is to replace an existing asset / asset class, please state the condition of the asset / asset class (MI / CI etc.)

複数オプションの検討

List below all options considered to meet the stated aim

Options considered / project name	Comment
Baseline	Do nothing
Option 2	Reinforcement of 132kV line followed by reinforcement of subsea cable
Option 3	Install Active Network Management scheme to manage the load deferring reinforcement in option 2.
Option 4	Install Active Network Management scheme to manage the load deferring reinforcement in option 2 by 12 years.

各オプションのCBAの実施

List below the short list of those options which have been listed within this CBA workbook

Option no.	Options considered	Decision	Comment	For the chosen option only, provide detail of where CBA expenditure included in this CBA is reported in the SPDT pack, e.g. LV switchgear, SPDT CV3 input 15 to 22.	NPVs based on payback periods					CBA2 cost
					15 years	24 years	27 years	35 years	45 years	
1	Baseline	Rejected			£0.00	£0.00	£0.00	£0.00	£0.00	
2	Option 2	Rejected			£19.13	£24.48	£28.36	£33.09		
3	Option 3	Adopted			£13.13	£21.43	£25.49	£30.11		
4	Option 4	Adopted			£4.80	£11.13	£16.13	£21.80		

ベースラインとして何も行わなかった場合、オプションとして系統増強を行った場合、ANMを行った場合について複数パターンが検討

各パターンについて、複数の期間で割引した場合のNPVを算出。本事例では、オプション2の系統増強ではなく、オプション3と4のANMが採用されている。

出所)SSEN, Environment Report 2016, 閲覧日:2021年5月27日, <https://www.ssen.co.uk/globalassets/library/environmental-report-2016/1-2018-environment-report-2016.pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

16
420

(参考)CBAの分析ツール／スプレッドシートの紹介

使用されるパラメータの例

- エクセルのスプレッドシートの算定上で使用されるパラメータ項目が以下のように設定されている。

英国 CBAの分析ツール／スプレッドシートのインプット

財務パラメータ

- ・WACC
- ・割引率

RPI指標

Parameters		Prices	
pre-tax WACC	4.2%	WACC figure	
Discount Rate <= 30 years	3.5%	Traded carbon price (€t 2010/11)	
Discount Rate > 30 years	3.0%	Traded carbon price (€t 2013/13 prices)	
Discount rate for safety	1.5%	Losses (€MWh)	
Assumed Asset Life (Years)	45	CI (€ per interruption)	
		CPL (€ per minute lost)	
		Cost per capacity (€MWh)	
		Cost per major injury (€MWh)	
		Cost per loss of life (€MWh)	
		Electricity GHG conversion factor (tonnes per MWh)	

価格指標

- ・炭素取引価格
- ・ロス損失額
- ・停電による損失額 等

出所) SSEN, Environment Report 2017 Supporting Evidence, 閲覧日: 2021年5月27日, <https://www.ssen.co.uk/EnvironmentReport2017Evidence/>
Copyright © Mitsubishi Research Institute

19

2. 系統増強判断の手法(英国配電系統)

事例紹介-SSEN社の“3rd Party ANM”におけるCBA算定

- SSEN社の事例として、ANMの費用便益について、以下の通りの便益が算出されている。
- 右表は、左のエクセルシートの手順に基づいて実際に数値を算定したもの。

英国 CBAの分析ツール／算定ステップの確認

		RIIO-ED1												
		Calculation												
		Units	1	2	3	4	5	6	7	8	15	16		
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030	2031		
Avoided DNO costs	Total investment	£m			(0.16)									
	Please specify													
	Total investment	£m	-	-	(0.16)	-	-	-	-	-	-	-		
	Please specify	£m												
	Total avoided DNO costs	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Total DNO net benefits before capitalisation	(1) = investment + DNO benefits	£m	-	-	(0.16)	-	-	-	-	-	-		
	Capitalisation rates	(2)	%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%		
	Capitalised investment	(3)=(1)×(2)	£m	-	-	(0.11)	-	-	-	-	-	-		
	Investment to be expensed	(4)=(1)-(3)	£m	-	-	(0.05)	-	-	-	-	-	-		
	Depreciation	(5)=Σ(5 _i)	£m	-	-	-	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	
Cost of Capital	(6)=avg[(6 ^{av}),(6 ^{cap})]×WACC	£m	-	-	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)		
Total Net DNO benefits		(7)=(4)+(5)+(6)	£m	-	-	(0.05)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)		
Societal benefits (£m) i.e. costs avoided	Losses	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	CO2e associated with losses	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Customer interruptions (CI)	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Customer minutes lost (CML)	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Other GHG emissions (CO2e) i.e. not associated with losses	£m	-	-	0.60	-	-	-	-	-	-	-		
	Fatality	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Major injury	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Oil leakage	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Constrained volume avoided	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Other 2 (specify)	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Other 3 (specify)	£m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Total societal net benefits		£m	-	-	0.60	-	-	-	-	-	-	-		
Net benefits		£m	-	-	0.55	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)		
Discount factor		=1/[(1+SRTP) ⁿ]	0.97	0.93	0.90	0.87	0.84	0.81	0.79	0.76	0.60	0.58		
Discount factor (safety)		=1/[(1+PTPR) ⁿ]	0.99	0.97	0.96	0.94	0.93	0.91	0.90	0.89	0.80	0.79		
Discounted net benefits			-	-	0.50	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)		
Cumulative discounted net benefits			-	-	0.50	0.49	0.49	0.48	0.48	0.47	0.44	0.44		

ステップ	求めるもの	算定式	実際の算定
(1)	Total DNO net benefits before capitalization	Total investment + total avoided DNO cost	0.16+0=0.16
(2)	Capitalized investment	(1) × capitalization rate (70%)	0.16×70%=0.11
(3)	Investment to be expensed	(1)−(2)	0.16−0.11=0.05
(4)	Cost of capital	average(Opening RAV + Closing RAV)×WACC	(0+0.11)/2×4.2%=0.00
(5)	Total net DNO benefit	(3)+(4) * 次年度以降は減価償却費を含む	0.05+0.00=0.05
(6)	Social benefit	本事例ではGHG排出量削減のみ (削減量×traded carbon price(£/トン))	=74,058tCO2e×8.16/1,000,000=0.60
(7)	Net benefit	(5)±Social benefit	0.6-0.05=0.55
(7)	Discount factor	factor (1/(1+ discount rate) ⁿ *nは期を示す	1/(1+3.5%) ³ =0.9
(8)	Cumulative discounted net benefit	Net benefit × Discount factor	0.55×0.9=0.50

出所) SSEN, Environment Report 2017 Supporting Evidence, 閲覧日: 2021年5月27日, <https://www.ssen.co.uk/EnvironmentReport2018SupportingEvidence/>

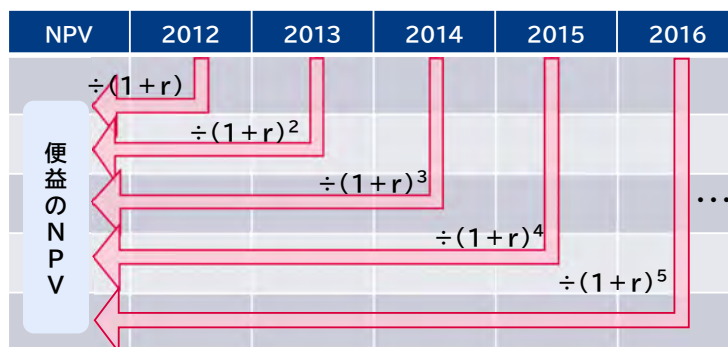
(参考)CBAで用いられるNPVの算出方法

- RIIO-ED1“Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Business plans and proportionate treatment”では、DSOがRIIO-ED1の規制期間におけるビジネスプラン策定時のCBAの取り扱いが整理されている。
- RIIO-ED1において系統接続検討時にCBA toolを用いて行われるCBAの考え方についても、ビジネスプラン策定時のCBAと同じ条件で行われている。
- RIIO-ED1においては、CBAにおいて割引キャッシュフロー法(DCF)が用いられ、その割引率は英国財務省がGreen Bookで推奨している3.5%が採用されている。

CBA算定上の前提条件とDCF法による正味現在価値(NPV)の算定方法

5.9. We are minded to adopt a simple discounted cashflow approach for CBAs. The approach involves discounting all costs (including financing costs as calculated using the weighted average cost of capital (WACC)) and benefits (with the exception of safety benefits discussed in paragraph 5.14) at the social time preference discount rate (STPR). This involves the following two steps:

1. Convert capital costs into annual costs using the DNO's cost of capital
2. Use the STPR of 3.5 per cent in discounting all costs and benefits, as recommended by the HM Treasury Green Book.



各年の便益を割引率(r)3.5%で割り引いたうえで合計し、NPVを算出

出所)Ofgem, Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Business plans and proportionate treatment, 閲覧日:2021年5月26日, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/02/riioed1decbusinessplans_0.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

21

(参考)CBAにおけるRIIO ED1とED2の相違点

- CBAにおいて、ED1と、次フェーズであるRIIO ED2では、CBAの算定に用いる前提条件について以下のように整理されているが、方法論として大きくは変更されていない。
- 割引率はED1では3.5%であったが、ED2では算出する年数によって割合が変更される。

	ED1	ED2
CBA期間	45年間	変更なし
価格基準	2012/13	2020/21
ベース年	2015/16	2023/24
減価償却方法	定額法	変更なし
資本コストから、顧客から回収された年間コストへの変換	DSOが提出したビジネスプランに基づき、税前加重平均資本コスト(WACC)の数値を用いる。	変更なし
インフレ率	小売物価指数(RPI)	小売物価指数(RPI)/消費者物価指数(CPIH)
還元利回り	DSOの個別ビジネスプランに記載されている内容に準じる	変更無し (デフォルトの基準として、85%の還元利回りを設定)
実質貨幣の影響 (Real Price Effects)	コストはビジネスプランのデータテンプレートの提出と一致する必要がある。	変更なし
初年度の財務的ベネフィット	投資の初年度のベネフィットはゼロと想定し、投資2年目以降100%のベネフィットが実現されると仮定。	変更なし
割引率	割引率 3.5% Discount rate for safety 1.5%	割引率 30年以下:3.5% 31年以上:3% Discount rate for safety 30年以下:1.5% 31年以上:1.286%
炭素削減の評価	エネルギー気候変動省(DECC)	ビジネス・エネルギー・産業戦略省(BEIS)

出所)Ofgem, RIIO-ED2 Cost Benefit Analysis (CBA) Guidance, 閲覧日:2021年5月26日, https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2021/04/riio-ed2_cba_guidance.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

22

3. 系統接続及び出力抑制

3. 系統接続及び出力抑制

MRI

欧米諸国における出力抑制と費用補償の関係(1/2)

		英国		アイルランド	ドイツ
早期の系統連系に関わる制度		【送電系統】 Connect & Manage	【配電系統】 Flexible Connections (ANM:Active Network Management)	【送電系統】 ^注 Firm Access/ Non-firm Access ^注	【送電系統・配電系統】 Priority Connection
対象電源		全電源	全電源	全電源	再生エネのみ
早期接続 系統混雑を 前提とした連系か					○ ※系統容量に余裕がなくとも再生エネを優先的に接続
暫定的制度 具体的な系統増強までの 暫定的扱いか		○	×	○	○ ※経済的に不合理な場合を除き、 再生エネを接続するための系統増強が義務付けられている
優先給電ルール		× 優先給電ルール無し 経済性に従い出力抑制される電源が決定	○ ANM対象電源:後着順に抑制	○ 優先給電ルール有り	○ 優先給電ルール有り。再生エネ電源およびCHPプラントが優先。 なお混雑管理にあたっては従来電源のみが対象の再給電を実施の上、再生エネ抑制を実施。
再生エネ導入促進制度		FIT→FIT-CfD		FIT→FIP(入札制)	FIT→FIP(入札制)
出力抑制	需給制約	× Connect & Manage対象電源:Connect & Manage対象電源の優先的な抑制はない ※Balancing Mechanism, Forward Tradesのスキームを通じて、経済性に従い出力抑制される電源が決定	× ANM対象電源:需給制約起因の抑制はない	○ 【全系統制約(Curtailment)】 ・ 優先給電ルールに従う ・ 従来型電源は最も経済的となるように抑制 ・ Peat, Hybrid,高効率CHP/バイオマス/水力はpro-rata ・ 全風力pro-rata抑制	○ 再生エネ出力抑制(EnWG § 13.2, EEG § 14)は、従来電源の再給電で対応出来ない場合にのみ、実需給に近い断面(概ね2時間前)から実需給にかけて実施
	系統制約	× Connect & Manage対象電源:Connect & Manage対象電源の優先的な抑制はない ※Balancing Mechanism, Forward Trades, Constraint Managementのスキームを通じて、経済性に従い出力抑制される電源が決定	○ ANM対象電源:後着順に抑制 ※ただし、33kV接続の小規模再生エネに限定	○ 【ローカル制約(Constraint)】 ・ 優先給電ルールに従う ・ 従来型電源は最も経済的となるように抑制 ・ Peat, Hybrid,高効率CHP/バイオマス/水力はpro-rata ・ 風力は、non-firm が優先的に抑制	
出力抑制に対する費用補償	需給制約	— Connect & Manage対象電源の優先的な抑制がないため、費用補償もない ※Balancing Mechanism, Forward Trades等で他の電源と同様に扱われ、サービス提供時は対価を得ることが可能	— ANM対象電源:需給制約起因の抑制はないため、費用補償もない	× 【全系統制約(Curtailment)】 firm, non-firmいずれも補償無し(2018/1/1より)	× ※発動対象電源として事実上、再生エネ電源は含まれていない(2020年実績でこみ焼却場97%、ガス火力:3%)
	系統制約	— Connect & Manage対象電源の優先的な抑制がないため、費用補償もない ※Balancing Mechanism, Forward Trades等で他の電源と同様に扱われ、サービス提供時は対価を得ることが可能	× ANM対象電源:費用補償無し ※ただし、33kV接続の小規模再生エネに限定	○(Firm)、×(non-firm) 【ローカル制約(Constraint)】 firmは補償あり、non-firmは補償無し	○ ※系統が過負荷となった場合の補償あり
出力抑制の財源		需給制約起因:インバランス料金を通じて回収 系統制約起因:バランシングサービス利用料(BSUsoS)を通じて市場参加者から回収	費用補償無し	firmアクセス電源の機会損失費用は、卸電力市場の精算プロセスを通じて小売事業者が補償	託送料金を通じて回収

注)配電レベルでは、系統混雑が起こらないように系統への電源接続が行われており、系統混雑は発生していないため、配電レベルではnon-firm accessは存在せず、全てfirm access ベースでの接続

3. 系統接続及び出力抑制

欧米諸国における出力抑制と費用補償の関係(2/2)

		米国PJM	米国CAISO
早期の系統連系に関わる制度		【送電系統】 地点別限界価格(LMP)	【送電系統】 地点別限界価格(LMP)
対象電源		全電源	全電源
早期接続 系統混雑を 前提とした連系か		○	○
暫定的制度 具体的な系統増強までの 暫定的扱い		×	×
優先給電ルール		×	×
再エネ導入促進制度		RPS(Renewable Portfolio Standards)等	RPS(Renewable Portfolio Standards)等
出力抑制	需給制約	○ 平常時において、地点別限界価格(LMP)に基づき出力抑制される電源が決定 ※出力増減は発電事業者のエネルギー市場への自らの入札戦略の問題に解消	○ 平常時において、地点別限界価格(LMP)に基づき出力抑制される電源が決定 ※出力増減は発電事業者のエネルギー市場への自らの入札戦略の問題に解消
	系統制約		
出力抑制に 対する費用 補償	需給制約	— エネルギー市場による市場取引の結果としての抑制は費用補償無し。 ※ただし、突発的な送電線混雑や送電線の故障、市場取引メカニズムやディスパッチの制限に起因するマニュアル出力抑制の場合、市場価格よりも安価な電源を抑制することに伴う機会損失費用(LOC:Lost Opportunity Cost)が補償される。	— エネルギー市場による市場取引の結果としての抑制は費用補償無し。
	系統制約		
出力抑制の財源		費用補償無し (出力抑制を受けたというわけではなく、当該電源が落札されなかったと解釈される)	費用補償無し (出力抑制を受けたというわけではなく、当該電源が落札されなかったと解釈される)

Copyright © Mitsubishi Research Institute

25

3. 系統接続及び出力抑制

欧州における再生可能電源の優先接続(priority connection)について

- 再生可能電源の優先接続(priority connection)については、2009年再生可能エネルギー指令(2009/28/EC)の前文(61)において言及がある。もっとも、同指令は加盟国に優先接続を義務づけるものではなく、各国の裁量の下、再エネの系統接続を加速させるために、優先接続を与えることができる、としているに過ぎない。
- これを受けて、優先接続ルールを定めている国と他電源と同等の接続ルールとする国の双方が存在する。

欧州各国の優先接続制度の状況

再生可能電源の優先接続有り (13カ国)	ベルギー、キプロス、チェコ、フランス、ドイツ、ギリシャ ハンガリー、アイルランド、イタリア、リトアニア、ポーランド ルーマニア、スペイン
他電源と同等の接続ルール (13カ国)	オーストリア、ブルガリア、クロアチア、デンマーク、エストニア フィンランド、ラトビア、マルタ、オランダ、ノルウェー、ポルトガル スウェーデン、英国

出所)CEER,"Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017", 閲覧日:2021年9月29日、
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed> より三菱総研作成

注)CEERの同報告書最新版"Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2018 and 2019"では、priority connectionに関する情報無し

欧州の再生可能電源の出力抑制と費用補償について

- CEP(Clean Energy Package)では市場ベースの再給電がデフォルトの選択肢となっているが、現在、欧州では再給電の実施方法が統一されていない。
- 再エネの優先給電に起因する、再給電など発電設備の出力抑制について補償制度があるドイツは例外的な事例
- 他のスペイン、ポルトガル、デンマーク、イタリアなどはbalancing市場を通じて、再エネの出力抑制、従来電源の発電抑制を市場ベースで実施している。

出所)Wind Europe, "How to operate wind farms under the Clean Energy Package rules?",閲覧日:2021年9月29日、
<https://windeurope.org/newsroom/news/how-to-operate-wind-farms-under-the-clean-energy-package-rules/> より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

27

出力抑制の種類(CurtailmentとConstraint)

- 出力抑制には、Curtailment(系統の需給制約バランスに起因する出力抑制)とConstraint(系統容量制約に起因する出力抑制)が存在。
- 欧州では、出力抑制の発生要因の違いにより、補償メカニズムも異なる場合がある。
 - なお、CurtailmentイベントはConstraintイベントを伴う場合がある。すなわち、Constraintを解決するために出力抑制を実施することにより、Curtailmentも解決される場合がある。

CurtailmentとConstraintの比較

Curtailment	Constraint
● 系統全体の需給制約バランスに起因する出力抑制 ● 供給安定性のためのシステム運用上の制約を考慮した上で、発電に対して十分な需要がない場合に発生(低需要/余剰発電量/マストラン電源の最低出力等の組み合わせ)	● 送電系統混雑、地内系統混雑などの系統容量制約に起因する出力抑制 ● 系統上に発電機の出力を受け入れるのに十分な系統容量がない場合に発生
考慮すべき 主な論点	✓ 電力市場設計(ネガティブプライス等) ✓ 予備力市場へのアクセス
	✓ 系統増強計画 ✓ 系統増強と系統制約に起因する出力抑制とのバランスの最適化

出所)WindEurope, "WindEurope views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch June 2016",閲覧日:2021年9月29日、
<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Priority-Dispatch-and-Curtailment.pdf> より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

28

3. 系統接続及び出力抑制

各国の出力抑制実績(風力)(1/2)

※抑制率 = 風力発電の出力抑制量 / (風力発電電力量 + 風力発電の出力抑制量)

	年	風力発電 電力量(GWh)	風力発電の 出力抑制量(GWh)	抑制率(%)※	系統混雑起因の 抑制率(%)	需給バランス起因の 抑制率(%)
英国 	2012	19,847	50	0.3	-	-
	2013	28,397	370	1.3	-	-
	2014	31,959	600	1.8	-	-
	2015	40,275	1,220	2.9	-	-
	2016	37,159	970	2.5	-	-
	2017	49,641	1,530	3.0	-	-
	2018	56,908	1,850	3.1	-	-
	2019	63,795	2,040	3.1	-	-
	2020	75,369	3,820	4.8	-	-
アイルランド 	2012	5,122	108	2.1	0.8	1.3
	2013	9,901	189	3.2	0.9	2.3
	2014	6,568	263	4.1	1.4	2.6
	2015	8,339	425	5.1	1.8	3.3
	2016	7,840	227	2.9	1.4	1.5
	2017	9,280	362	4.0	1.2	2.7
	2018	11,076	665	6.0	2.2	3.8
	2019	11,994	924	7.7	4.0	3.7
	2020	13,768	1,666	12.1	6.2	5.9
ドイツ 	2012	51,680	358	0.7	-	-
	2013	52,737	480	0.9	-	-
	2014	58,497	1,221	2.0	-	-
	2015	80,624	4,125	4.9	-	-
	2016	79,924	3,530	4.2	-	-
	2017	105,693	5,287	4.8	-	-
	2018	109,951	5,247	4.6	-	-
	2019	125,894	6,273	4.7	-	-

出所) 英国政府, "Renewable electricity capacity and generation (ET 6.1 - quarterly)", 閲覧日: 2021年9月29日, <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-trends-section-6-renewables>, Imperial College London, "Electric Insights Quarterly Reports 2020", 閲覧日: 2021年9月29日, <https://reports.electricinsights.co.uk/wp-content/uploads/2021/02/Drax-Electric-Insights-Q4-2020-Report.pdf>, Eirgrid, "Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2020", 閲覧日: 2021年9月29日, <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2020.pdf>, Eurostat, "Production of electricity and derived heat by type of fuel", 閲覧日: 2021年9月29日, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>, Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2020", 閲覧日: 2021年9月29日, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8 より作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

29

3. 系統接続及び出力抑制

各国の出力抑制実績(風力)(2/2)

※抑制率 = 風力発電の出力抑制量 / (風力発電電力量 + 風力発電の出力抑制量)

	年	風力発電 電力量(GWh)	風力発電の 出力抑制量(GWh)	抑制率(%)※	系統混雑起因の 抑制率(%)	需給バランス起因の 抑制率(%)
スペイン 	2012	49,472	121	0.2	-	-
	2013	55,646	1,166	2.1	-	-
	2014	52,013	-	-	-	-
	2015	49,325	-	-	-	-
	2016	48,905	108	0.2	-	-
	2017	49,127	74	0.2	-	-
	2018	50,896	19	0.04	-	-
	2019	55,647	49	0.1	-	-
	2020	54,879	187	0.3	-	-
デンマーク 	2012	10,270	-	-	-	-
	2013	11,123	-	-	-	-
	2014	13,079	-	-	-	-
	2015	14,133	161	1.1	-	-
	2016	12,782	71	0.6	-	-
	2017	14,780	110	0.7	-	-
	2018	13,902	290	2.0	-	-
	2019	16,150	420	2.5	-	-
	2020	16,330	1,463	8.2	-	-

出所) Eurostat, "Production of electricity and derived heat by type of fuel", 閲覧日: 2021年9月29日, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>, Lori Bird et al. 2016, "Wind and Solar Energy Curtailment: A Review of International Experience", AEE, EOLICA2018-2021, 閲覧日: 2021年9月29日, <https://www.aeeolica.org/comunicacion/publicaciones-ae/anuarios>, デンマークエネルギー省, "Annual and monthly statistics", 閲覧日: 2021年9月29日, <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/annual-and-monthly-statistics>, Energinet, "SPECIALREGULERING 2017-2020", 閲覧日: 2021年9月29日, <https://energinet.dk/El/Systemydelse/Nyheder-om-systemydelse/Statistik-over-specialregulering-2020>, Energinet, "SPECIALREGULERING 2015-2018", 閲覧日: 2021年9月29日, <http://pfbach.dk/firma-pfb/references/energinet-specialregulering-2015-18.pdf> より作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

30

3. 系統接続及び出力抑制

各国の出力抑制実績(太陽光)

※抑制率 = 太陽光発電の出力抑制量 / (太陽光発電電力量 + 太陽光発電の出力抑制量)

	年	太陽光発電 電力量(GWh)	太陽光発電の 出力抑制量(GWh)	抑制率(%)※	系統混雑起因の 抑制率(%)	需給バランス起因の 抑制率(%)
スペイン 	2016	8,064	1	0.01	-	-
	2017	8,514	0	0	-	-
	2018	7,877	0	0	-	-
	2019	9,420	0	0	-	-
ドイツ 	2012	26,380	16	0.1	-	-
	2013	31,010	66	0.2	-	-
	2014	36,056	245	0.7	-	-
	2015	38,726	228	0.6	-	-
	2016	38,098	184	0.5	-	-
	2017	39,401	163	0.4	-	-
	2018	45,784	117	0.3	-	-
	2019	46,392	178	0.4	-	-

出力抑制実績(太陽光・風力合計)

※抑制率 = 太陽光発電・風力発電の合計出力抑制量 / (太陽光発電・風力発電の合計発電電力量 + 太陽光発電・風力発電の合計出力抑制量)

	年	太陽光発電・風力発電 の合計発電電力量 (GWh)	太陽光発電・風力発電 の合計出力抑制量 (GWh)	抑制率(%)※	系統混雑起因の 抑制率(%)	需給バランス起因の 抑制率(%)
イタリア 	2016	39,793	361	0.9	-	-
	2017	42,120	463	1.1	-	-

出所)Eurostat, "Production of electricity and derived heat by type of fuel", 閲覧日:2021年9月29日, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>, Lori Bird et al. 2016, "Wind and Solar Energy Curtailment: A Review of International Experience". AEE, EOLICA2018-2021, 閲覧日:2021年9月29日, <https://www.aeeolica.org/comunicacion/publicaciones-ae/anuarios>, Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2020", 閲覧日:2021年9月29日, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8, EU FHPプロジェクト, "Wind curtailment scenarios assessment", 閲覧日:2021年9月29日, <http://fhp-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/04/2-Wind-Curtailment-Scenarios-Assessment-Enrique.pdf>, より作成

3. 系統接続及び出力抑制



(参考)英国:送電系統における混雑管理方法

計画段階(電源接続)

Connect & Manage制度(暫定接続)

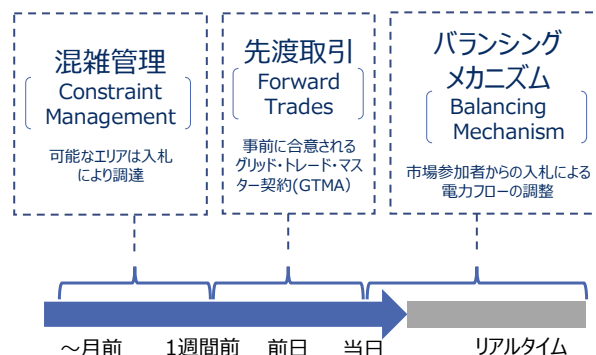
- National Gridの10カ年の系統拡張計画を前提に、系統増強前に出力抑制有りの早期接続を認める。

運用段階

複数の混雑管理用リソースの調達手段を用意(特定の市場の価格高騰を抑止のため)

- 混雑管理用電源を事前入札により調達(Constraint Management)
- Grid Trade Master Agreementによる出力抑制(相対契約)
※典型的には132kV系統の風力発電
- バランシングメカニズムによる解消

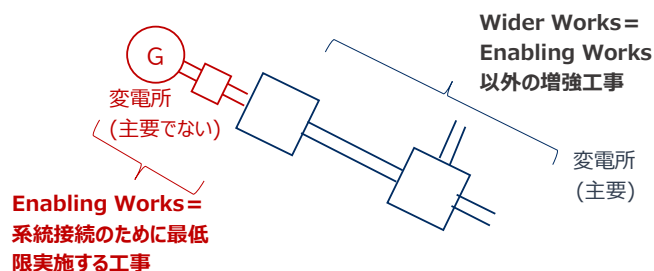
National Gridによる系統混雑管理のタイムライン



出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査) 最終報告書」、<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> より三菱総研作成

(参考)英国:送電系統におけるConnect & Manage制度(暫定接続)

- Connect & Manage制度は、再生可能エネルギーの早期接続を目的として、将来的なWider Works(広域系統増強工事)の実施を前提に、Enabling Works(Wider Works以外の増強工事)のみで接続を許可するもの。
- 本制度の下で接続した電源は系統制約に起因する出力抑制に対して費用補償がなされる。
- 本制度は系統増強計画を前提としており、Wider Works完了後は、系統制約による出力抑制は解消されることが前提。

Wider WorksとEnabling Worksの考え方^[1]Connect & Manage制度の有無による電源接続量の比較^[2]

[1]National Grid, "Connect and Manage Guidance", 2013より三菱総研作成

[2]National Grid, "Connect & Manage Forecast Report April 2015", 2015より三菱総研作成

出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査) 最終報告書」、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

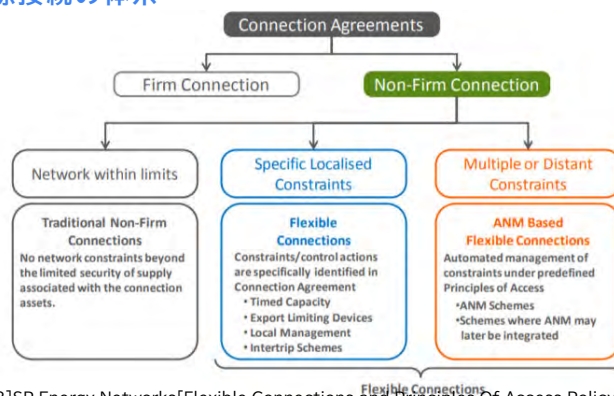
33

(参考)英国:配電系統におけるFlexible Connections

- 特定の配電系統においては系統のリアルタイム監視・制御のためのActive Network Management(ANM)等が導入され、出力抑制等の実施を条件に、系統増強を待たずして早期での電源接続を認めている(Flexible Connections)
 - 電源接続コストの低減に寄与しており、今後もエリアが順次拡大される予定となっている
 - ANMでは、後から接続した電源から優先的に抑制される(Last In, First Out)
 - Flexible Connectionsを選択した発電事業者に対し、DNOは年間の抑制量等の想定値を情報提供している
 - 発電事業者にとっては、系統増強費用を負担する必要がないため、接続費用(イニシャルコスト)が安価となるメリットがある。また、balancingサービスの調達スキームへ参加することができる場合、抑制によって収益が得られる可能性がある(一部、DSOレベルの調達スキームも存在)

Scottish & Southern EnergyおよびUK Power Networksの管轄エリアにおけるFlexible DGの動向^[1]

- ❖ Seven zone already open across East Anglia and South East
 - More than 20 customers already connected
 - Including largest solar and only anaerobic digestion site in the UK under ANM
 - Total Installed capacity exceeds 100MW
 - Over £70m savings in connection costs
 - Around 130MW committed to connect
- ❖ More zones to open by 2021

英国DSO(SP Energy Networks)の電源接続の体系^[2]

[1]Scottish & Southern Energy Networks,UK Power Networks「Joint Workshop」2017

[2]SP Energy Networks「Flexible Connections and Principles Of Access Policy」

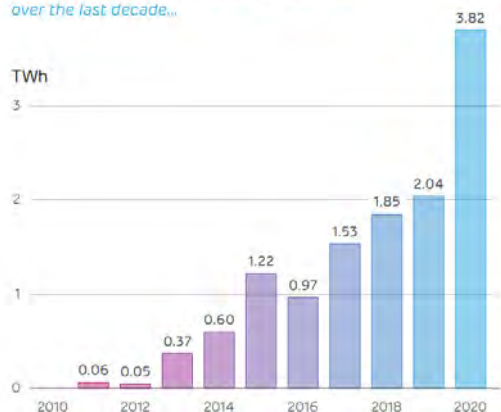
出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査) 最終報告書」、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> より三菱総研作成

英国：風力発電の出力抑制実績

- 風力のみ抑制実績については、Electric Insights(インペリアル・カレッジ・ロンドンがElexon、National Grid、Sheffield Solarからのデータに基づき作成)において示されており、2020年の抑制量は3.82TWhと報告されている。ただし、需給バランス起因の出力抑制量と系統混雑起因の出力抑制量の内訳については公開されていない。
- 風力発電の出力抑制に関わるコスト(右下図縦軸)は、発電量(右下図横軸)および抑制量(左図)の増加に伴い年々増加傾向にある(2020年の実績は2.82億£であり、2019年の1.45億£から倍増した)。

英国における風力発電の抑制実績(TWh)

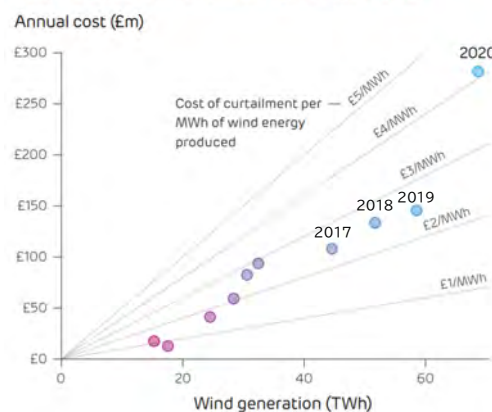
Annual curtailment of wind energy in Britain over the last decade...



出所) Electric Insights Quarterly Reports. 2020、閲覧日:2021年6月16日、<https://reports.electricinsights.co.uk/wp-content/uploads/2021/02/Drax-Electric-Insights-Q4-2020-Report.pdf>、右図の凡例一部追記

風力発電発電量と出力抑制に関わるコストの関係

...and the cost of this curtailment against total output

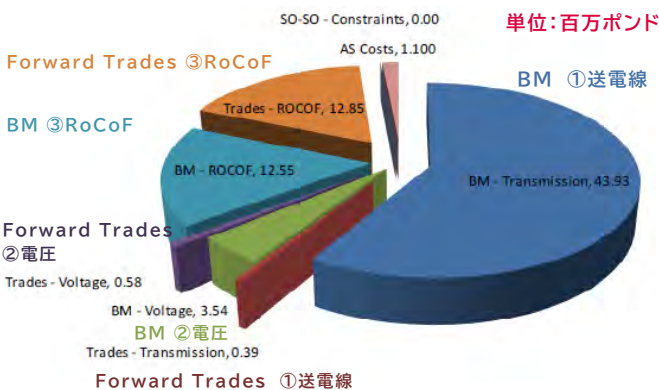


(参考)英国 混雑管理費用

- 英国における系統制約(constraint)には、①Transmission(送電線)、②Voltage(電圧)、③RoCoF(周波数変化率)の3つがある。
- 混雑管理(Constraint management)費用の主要因は送電線制約(Transmission)であり、半分以上を占める。また、変動電源の増加に伴って、RoCoF制約の割合も大きい。
- ③RoCoF制約を除いた系統制約解消のための燃種別支払いは右下表のとおり。

英国における混雑管理費用

英国 National Grid constraint種類別の総費用内訳(2021年3月)



constraintに伴う燃種別の支払い額(2020.4-2021.3の1年間)

Breakdown of constraint costs by fuel type, for the year to date

単位:百万ポンド

Fuel Type		Payments to Manage Constraint	Payments to Rebalance System	Net Cost
COAL	石炭	6.72	22.05	28.77
GAS	天然ガス	88.01	582.49	670.50
INTERCONNECTOR	連系線	-24.87	26.52	1.65
WIND	風力	224.15	5.11	229.27
OTHER	その他	115.18	25.30	140.48
Total		409.20	661.48	1070.68

Table 4

下げ調整力提供
(主にスコットランド)

上げ調整力提供
(主にイングランド & ウェールズ)

出所) National Grid ESO, "Monthly Balancing Service Summary 2020/2021 March 2021", 閲覧日:2021年9月29日、<https://data.nationalgrideso.com/backend/dataset/f89a12fc-94ef-4a09-bce2-c094c7212e1f/resource/c2d9e178-4eb5-4b93-bfbc-8dff046791b9/download/mbss-march-2021.pdf> に三菱総研加筆

(参考)アイルランド:電源接続プロセス

- アイルランドでは分散電源の接続申請の増加に伴い、GPA(Group Processing Approach)を2004年より開始
 - これにより、効率的な早期接続と効率的な設備形成を行っている
 - 具体的には、ある募集期間内で受け付けた申請を一括で処理するもので、申請電源をいくつかのクライテリア(例えば地理的な場所)ごとにグループ、サブグループとして分けて、そのグループごとに対する電源の接続検討を行っている(送電・配電も一括の処理)
 - 一つの募集期間をGateと呼び、これまで計3回のGateが実施された。Gate1,2は風力のみ、Gate3は風力と従来電源が対象。
- 2009年以降にはGPA外での処理としてnon-GPAが設けられ、小規模な電源に対してシーケンシャルな処理での接続が開始
 - 具体的な対象は500kW以下の風力発電と、水力(波力含)、ランドフィルガス、バイオマス、PV等
 - 風力以外のニーズが出てきたことから対応していたが、2015年にPVの申請が前年の10倍となった
- 2018年5月より、新たな接続プロセスとしてECP-1(Enduring Connection Policy)が開始
 - GPAと異なり、全電源種が対象
 - 500kW以上の電源は一括の接続検討が行われるが、11kW~500kWについては順番に接続検討が行われる

出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査) 最終報告書」、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> より三菱総研作成

(参考)アイルランド:優先給電ルール

- 2009年の欧州指令を受けて、SEMC(Single Electricity Market Committee)の決定(SEM-11-062)により、2011年に優先給電ルールの策定が行われた。
- この決定では、TSOが発電コストを最小とするディスパッチ(Least Cost Principle)を行うことを前提とした上で、具体的な優先給電の電源種とその優先順位が定められた。
- 1の従来電源の再給電については、コストの情報があるため発電コストを最小とするという原則に基づいて出力抑制・若しくは出力増を行う。一方で、限界費用のかからない風力のような電源については、抑制対象の発電機が複数存在する場合どの順番で抑制すべきかTSOが決定する際の指標が存在しない。このような状況(Tie-break situation)にてTSOがどのような順番で抑制するかが定められた。

カテゴリ		電源種	
1		プライスメーカーである従来電源(price making generation)、およびゲートクローズ後の連系線のカウンタートレード(SO counter trading on the interconnector after Gate Closure)	
	a	泥炭(Peat)	
	b	ハイブリット発電(Hybrid Plant) ^{注1}	
2	c	高効率CHP/バイオマス/水力(High Efficiency CHP/Biomass/Hydro)	
	d	風力(wind farms)	i 制御可の要件を満たすが、現在は制御出来ない風力(windfarms which should be controllable but do not comply with this requirement/are not derogated from same)
			ii 制御可能な風力(windfarms which are controllable)
			iii 制御可の要件をまだ満たしていない風力、試運転の風力(windfarms which are not required to be controllable/are derogated from this requirement/those in commissioning phase)
	e	連系線の再給電(Interconnector re-dispatch)	
	f	再給電による公衆の保安上の危険がある水力(Generation the dispatch down of which results in a safety issue to people arising from the operation of hydro generation stations in flooding situations)	

注1: 複数の一次エネルギー源または技術タイプを利用し認可された系統運用者の単一連環点に電気的に接続された単一の発電ユニット

(参考)アイルランド: CurtailmentのPro-rata抑制と補償なしの決定

- 2013年のSEMCの決定(SEM-13-010)では、curtailmentについてはfirm/non-firmの区別なく一律で(pro-rata)抑制することを決定・施行(2013年3月1日より)
 - この決定では、2018年1月1日より、curtailmentの際の補償はfirm電源についても行われないこととなった
 - この決定に際した判断基準としては、バランスコスト及び需要家負担の軽減、2020年の再エネ目標達成への貢献、高効率再エネの導入シグナル、投資環境安定性、curtailmentとconstraintに対する取り扱いの一貫性などが挙げられた。

出力抑制の順序とルール変更

2013年のSEMCの決定(SEM-13-010)前

	Curtailment	Constraint
抑制順	優先給電ルールに従う	
	従来型電源は最も経済的となるように抑制	
	Peat, Hybrid,高効率CHP/バイオマス/水力はpro-rata	
	風力は、non-firm が優先的に抑制	
出力増減への補償	firmは補償あり、non-firmは補償無し	

2013年のSEMCの決定(SEM-13-010)後

	Curtailment	Constraint
抑制順	優先給電ルールに従う	
	従来型電源は最も経済的となるように抑制	
	Peat, Hybrid,高効率CHP/バイオマス/水力はpro-rata	
	全風力pro-rata抑制	風力は、non-firm が優先的に抑制
出力増減への補償	firm, non-firmいずれも補償無し(2018/1/1より)	firmは補償あり、non-firmは補償無し

出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査) 最終報告書」、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> より三菱総研作成

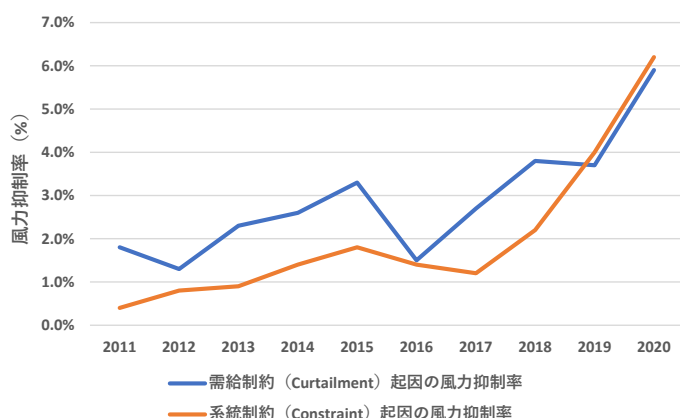
Copyright © Mitsubishi Research Institute

39

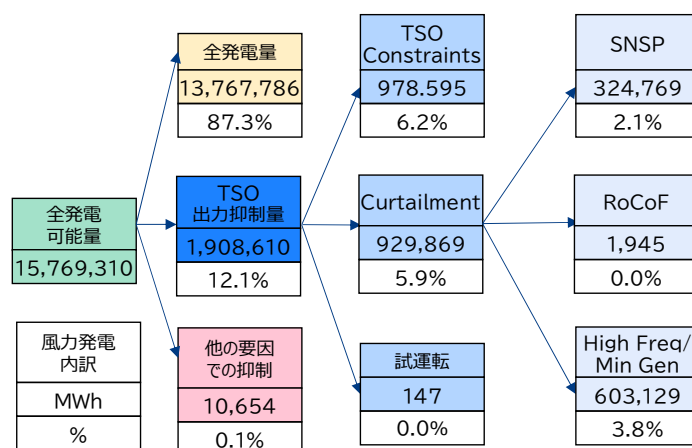
(参考)アイルランド: 出力抑制の分類と実績

- アイルランドの出力抑制には、Curtailment(需給制約制約起因)とConstraint(系統制約起因)が存在
- Curtailment(需給制約制約起因)**
 - SNSP(System Non-Synchronous Penetration) limit: 総需要と直流連系線に対する非同期発電機の発電割合の制限
 - ROCOF(Rate of Change of Frequency)/ Inertia: 発電機事故時の周波数変化率の低減または系統の慣性を確保するため
 - High Freq/Min Gen: 負荷脱落時の周波数上昇の軽減または予備力の要件を満たすため
- Constraint(系統制約起因)**
 - 送電線・変圧器の容量不足による過負荷回避

アイルランド島の風力発電の出力抑制率の実績



アイルランド島の風力発電の出力抑制の量と分類(2020年)



出所) Eirgrid, "Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2020", 閲覧日: 2021年6月16日, <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2020.pdf> を基に三菱総研作成



(参考)ドイツ:再エネの優先接続・優先給電

再エネの優先接続(Priority Connection)

- EEG2021 § 8にて、再エネの優先接続が規定されている
 - 容量不足を以てして系統運用者が接続の拒否を行うことが出来ないことが、法的に担保されている
 - 増強が必要な場合は系統運用者が費用を負担し、一般負担(託送費)にて回収
 - EU指令においては、各国の設備計画などに合わせる必要があるため優先接続を任意規定としているが、ドイツでは法文化されている

再エネの優先給電

- EEG2021 において、下記のように記載されており、EEG法の中では「再エネ由来の電力の優先性」のみが明記

EEG2021における再エネの優先接続・優先給電に関する記載

<EEG 2021 §11 Purchase, transmission and distribution 仮訳>

(1)エネルギー産業法の§13に従い、系統運用者は、再エネ由来または炭鉱メタンガス由来のすべての電気を、21条bの第一項に従って取引の形態で、遅延なく優先的に物理的に購入し、送電し、配電しなければならない。

出所) https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_8.html

Copyright © Mitsubishi Research Institute

41



(参考)ドイツ:再エネの優先接続の原則

優先接続の原則

- 再生可能エネルギーの優先接続(priority connection)を再生可能エネルギー法(EEG)の中で定めている。
- 系統運用者は、再エネ電源を遅滞なくかつ適切な電圧レベルと設置個所から最短距離で接続し、その接続には優先性を与えることが義務付けられている(EEG § 8)。
- この接続を提供する義務は、で規定されている系統の最適化・系統増強の完了後にのみ電力購入が可能である場合にも適用されるとしている(EEG § 12、即ち系統増強の完了前に接続させる必要がある)。
- また、経済的に不合理な場合を除いて再エネを接続するための系統増強が義務付けられている(EEG § 12)。

優先接続のプロセスに関する法的規律

- 各系統運用者は、個々の接続プロセスを決定することができ、法令上は最低限の事項について規定されているのみである。

中低圧系統

- 原則として、発電設備は直ちに(過度の遅れなしに)、系統に接続されなくてはならず、発電事業者から接続検討に必要な情報を受領した後、8週間以内に、発電事業者のコスト負担の見積もりも含め、接続に関するタイムテーブルを遅滞なく提示することが義務づけられている(EEG § 5)。

高圧系統(110kV以上に接続する100MW以上の再エネ発電設備)

- 系統運用者は再エネ発電事業者に対して、系統接続に関わる予想費用を通知し、再エネ事業者はその予想コストの25%を支払う必要がある。系統運用者は再エネ発電事業者の支払い完了後、3ヶ月以内に系統信頼度に関する検討結果を通知し、接続を許可しなければならない(KraftNAV § 3)。

出所) Renewable energy policy database and support – RES-LEGAL EUROPE National profile: Germany, December 2012

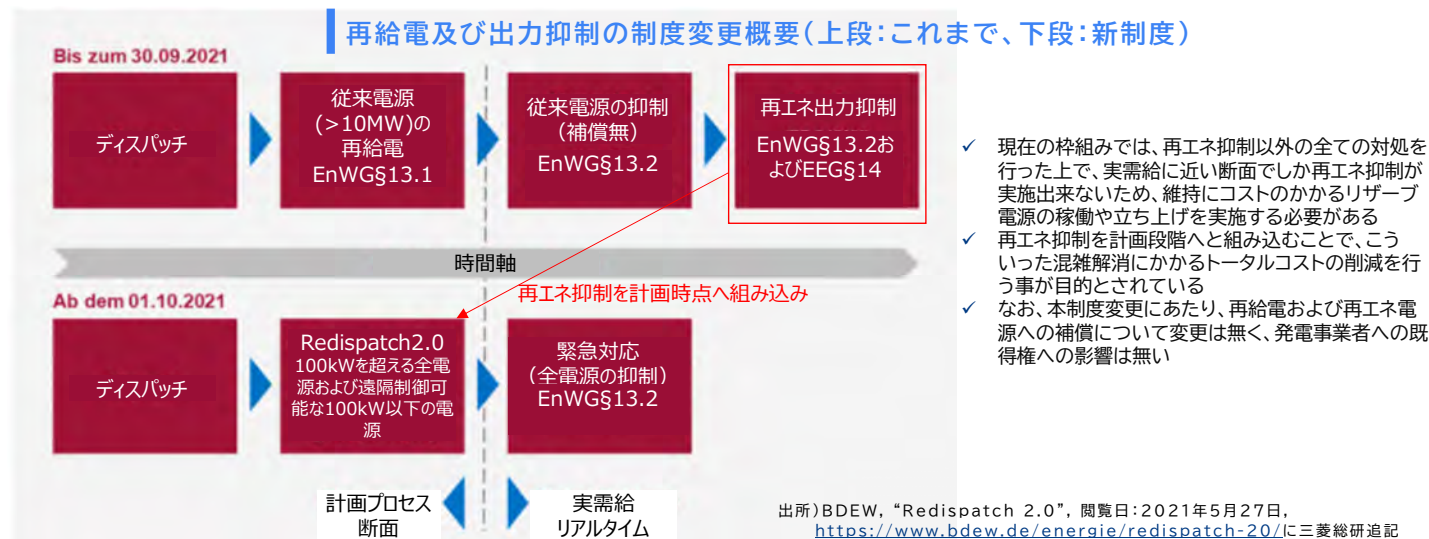
Copyright © Mitsubishi Research Institute

42



(参考)ドイツ:再給電及び出力抑制スキーム

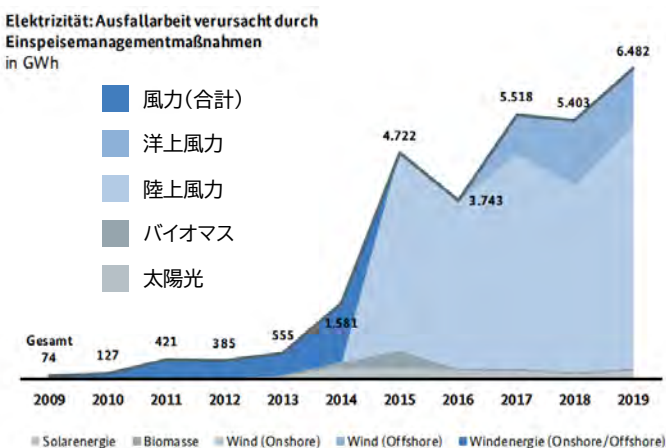
- ドイツにおける従来電源への再給電及び再エネ・従来電源への出力抑制の根拠と、そのための補償費用の有無は以下の通り。
 - Re-dispatching: 従来電源への再給電(EnWG13.1条)(補償有り)
 - Feed-in management: 再エネ電源への出力抑制(EnWG13.2条およびEEG14条)(補償有り)
 - Adjustment measures: EnWG13.2条に基づく全電源への出力抑制のうち、従来電源の抑制量(補償無し)
- 再給電・再エネの出力抑制への補償費用は、託送費用として一般需要家から回収。
- 託送費による発電事業者・再エネ電源への補償費用が年々増加。そのため、現在は10MW以上の従来電源が対象となる再給電プロセス(運用計画策定段階)の中に、100kW以上の再エネを含む全電源が組み込まれる制度変更が2021年10月より行われる(Redispatch 2.0)



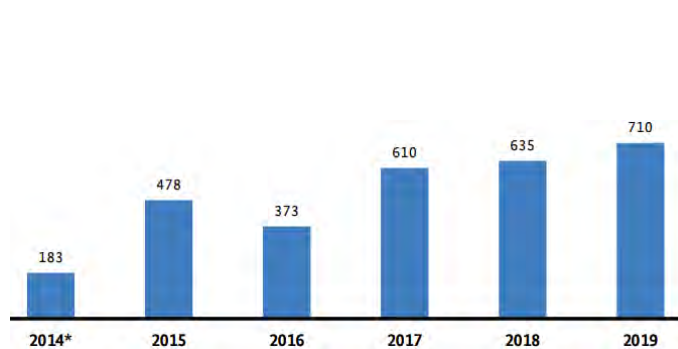
(参考)ドイツ:再エネ出力抑制量と補償額

- BNetzA(ドイツ連邦ネットワーク庁)の2020年のモニタリングレポートによると、2019年の総抑制量は6,482 GWh、出力抑制に対する補償額は7.1億ユーロ。
- 系統混雑要因の抑制が年々増加しているという記述は見られるものの、需給要因と系統混雑要因の内訳は不明。

ドイツ 再エネ出力抑制量の推移(GWh)



ドイツ 再エネ出力抑制に対する補償額の推移(百万€)



注) 2014年は推定値

出所) Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2020", 閲覧日: 2021年6月16日, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8 左図の凡例は三菱総研追記



(参考)ドイツ: 従来電源の再給電および再エネ出力抑制の補償

- ドイツにおける出力抑制の考え方を規定しているエネルギー事業法(EnWG) §13(2)の中では、「系統安定性を維持する最低出力は維持したうえで抑制すること」とは書かれているものの、最低出力の考え方や違反した場合のペナルティについては規定されていない。
- BNetzA(ドイツ連邦ネットワーク庁)の審議会の文書(BK6-11-098等)でも、過負荷発生時にTSOの求めに応じて出力を制御することという記載にとどまっており、最低出力の考え方や違反した場合のペナルティについては言及されていない。



イタリア: 出力制御実績と費用補償

- イタリアでは、系統制約により2017年時点で太陽光と風力の出力制御が463GWh程度発生し、前年から100GWh増加(約28%)している。2017年の出力制御量は、これは再エネの1.2%となる。(系統制約起因か、需給バランス起因かは不明)
- 出力制御による費用補償は、2017年時点で1700万ユーロ(約22億円)発生しており、前年と比較して1000万ユーロ程度(約19%)が増加している。
- CEERのレポートによると、再エネの出力抑制に対する費用補償に関し、風力発電事業者は出力抑制量が、80時間で生産される発電電力量を上回った場合に補償対象となる。他の再生可能エネルギーの発電所については、抑制された発電電力量が、太陽光発電所では60時間、その他の発電所では240時間の発電量を上回った場合に補償対象になるが、現状では基準を上回ったことがなく、補償は定義されていないとされる(2018年の報告断面)。

イタリアの再エネ出力制御実績

Curtailed energy (GWh) | % vRES (GWh)

Country	Wind and solar PV		
	2016	2017	Δ% (2017 - 2016)
Germany	3743 (2,3%)	5518 (2,9%)	47% ↑
Ireland	227 (2,9%)	386 (4%)	70% ↑
Spain	113 (< 1%)	76 (< 1%)	-
Italy	361 (1%)	463 (1,2%)	28% ↑

イタリアの出力制御による費用補償実績

Country	2016 (M€)	2017 (M€)	Δ% (2017 - 2016)
Germany	373	610	64% ↑
Ireland	N/A	N/A	N/A
Italy	7	17	142% ↑
Lithuania	95	113	19% ↑

出所) [1] Enrique Rivero, Wind curtailment scenarios assessment, 閲覧日: 2021年9月16日, <http://fhp-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/04/2-Wind-Curtailment-Scenarios-Assessment-Enrique.pdf>

[2] CEER, Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017, 閲覧日: 2021年9月16日, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>

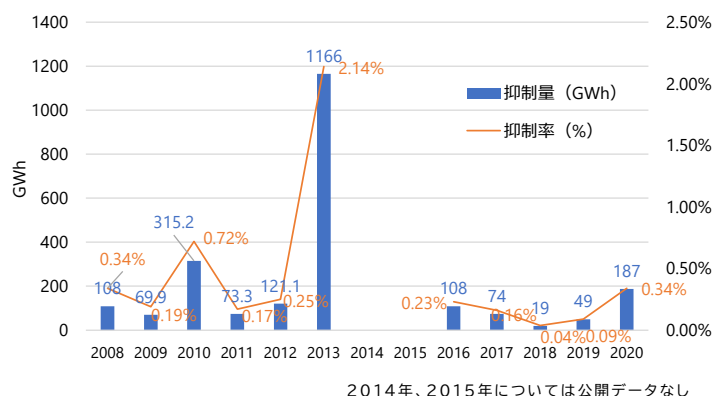


スペイン: 出力抑制の実績(風力)

- スペインにおける風力発電の出力抑制実績は左下図に示す通り。
- 2008年～2012年の抑制については、具体的な内訳も公開されている(右下図)。
- 抑制率の大きな2010年、2012年、2013年の抑制は需給バランスが主な要因である一方、2008年、2009年、2011年の抑制については系統制約(送配電容量不足)が主な要因であることが報告されている※。

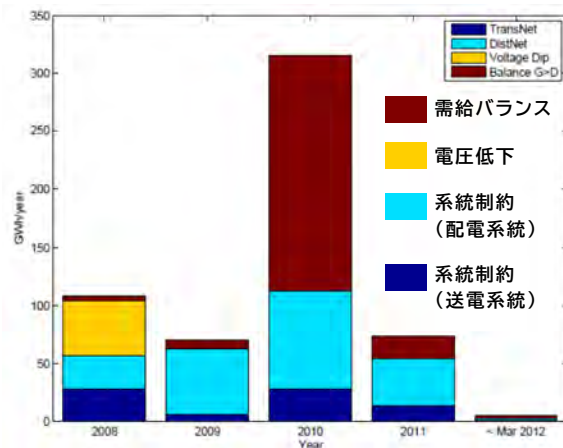
※Lori Bird et al. (2016) Wind and Solar Energy Curtailment: A Review of International Experience.

スペインにおける風力発電の抑制実績



出所) Lori Bird et al. 2016. Wind and Solar Energy Curtailment: A Review of International Experience. および AEE EOLICA2018～2021, 閲覧日:2021年9月17日, <https://www.aeeolica.org/comunicacion/publicaciones-ae/anuarios> より作成

スペインにおける風力発電抑制量の要因別内訳 (GWh)



出所) EWEA. 2014. EWEA position paper on priority dispatch of wind power. 閲覧日:2021年9月29日, https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publication/s/position-papers/EWEA_position_on_priority_dispatch.pdf 日本語版凡例追記



スペイン: 出力抑制の実績(太陽光)

- 太陽光は、年間発電量に占める割合が数%(2020年に6.1%)であり、抑制はほとんど発生していない。

スペインにおける太陽光発電の抑制実績

	2016	2017	2018	2019
抑制量 (GWh)	1	0	0	0
抑制率	0.01%	0%	0%	0%

出所) AEE EOLICA2018～2021, 閲覧日:2021年9月17日, <https://www.aeeolica.org/comunicacion/publicaciones-ae/anuarios> より作成

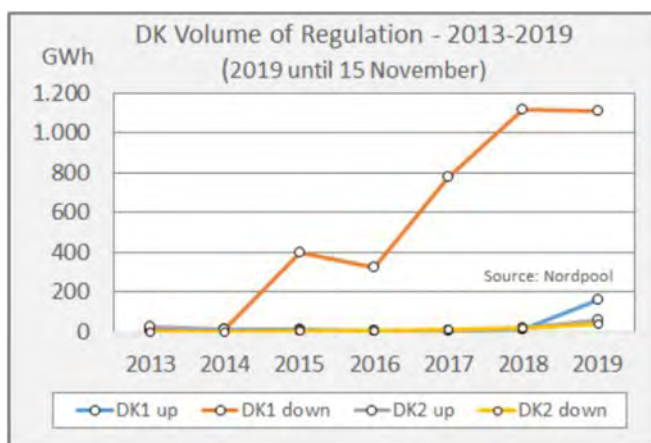
スペイン:出力抑制に対する費用補償

- 出力抑制は、計画(前日市場終了時点で確定するもの)とリアルタイム(当日市場によるもの)に分けられ、後者に対しては費用補償が行われる。補償価格は前日市場の卸価格の15%である。
- 抑制に関わる年間補償費用総額は、2016年に675,000€、2017年に74,000€と報告されている。

出所) WindEurope. 2016. WindEurope views on curtailment of wnd power and its links to priority dispatch. 閲覧日:2021年9月17日.
<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Priority-Dispatch-and-Curtailment.pdf>,
 Council of European Energy Regulators. 2016. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017. 閲覧日:
 2021年9月17日. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>

デンマーク:出力抑制の実績

- デンマークの出力抑制は、系統運用者であるEnerginet社が運営する調整力市場を通じて市場メカニズムによって実施される。
- もっとも、Energinetは調整力市場における「特別規制(Special regulation)」によって、必要に応じメリットオーダーに関わりなく、上げ・下げの調整力を運用できる。
- 近年、DK1エリアの下げ調整力の運用実績が急増しているが、その大半がドイツとの連系線制約の解消のために発動されている^[1]。

デンマークの調整力運用実績^[1]ノルドプールのビiddingゾーン^[2]

出所)[1]"Increasing Curtailed Production in West Denmark" http://pfbach.dk/firma.pfb/references/pfb_special_regulation_2019.11.29.pdf(2021年9月15日閲覧)
 [2]Nord Poolホームページ、<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Bidding-areas/>(2021年9月17日閲覧)

デンマーク:出力抑制に関する費用補償

調整力市場における特別規制

Regulation C2:The balancing market and balance settlement

2.6 Special regulation

Special regulation is applied when Energinet makes a specific selection of regulating-power bids for upward or downward regulation disregarding the usual price order. This may occur either as a consequence of bottlenecks in Energinet's grid, bottlenecks/restrictions in the transmission grids of neighbouring areas or in case of announced or unannounced testing of reserve plants. Regulating-power bids used for special regulation are settled at the bid price (pay-as-bid).

2.6 特別規制

特別な規制は、Energinet社が、通常の価格順序を無視して、上昇または下降の規制のために規制電力の入札を特定して行う場合に適用される。これは、Energinet社の送電網のボトルネック、近隣地域の送電網のボトルネック/制限、または予備発電所の予告されたまたは予告されていないテストの場合に発生する可能性がある。特別な規制のために使用される調整用電力の入札は、入札価格で決済される (pay-as-bid)。

出所) Energinet, Regulation C2:The balancing market and balance settlement, December 2017 (2021年9月15日閲覧)

Copyright © Mitsubishi Research Institute

51

デンマーク:出力抑制の実績

- 特別規制に基づくデンマーク国内の下げ調整量の内訳は下記の通り。風力の抑制は増加しており、2020年実績で48%を占める。

デンマークの調整力市場における特別規制の発動量

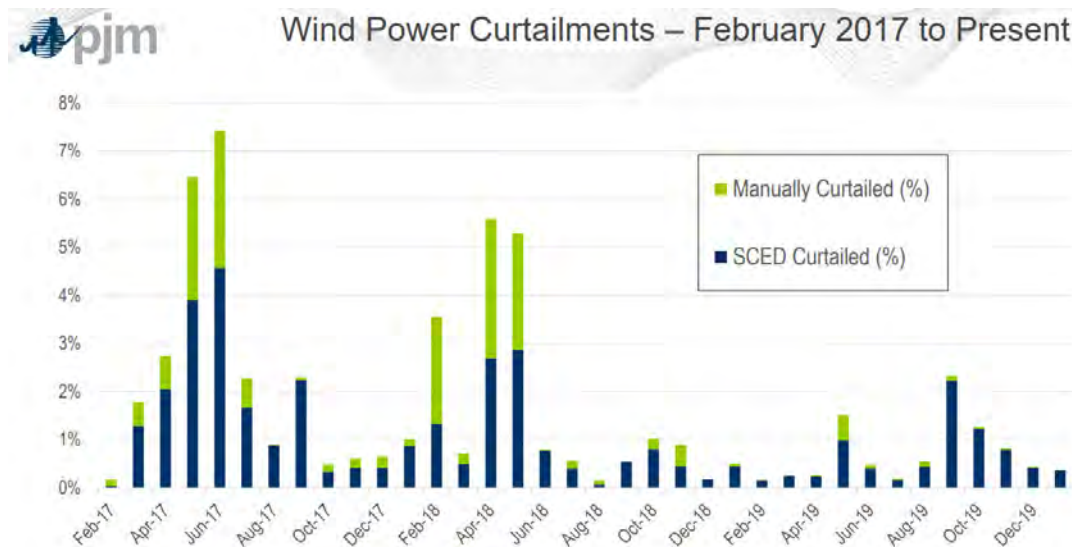
	2020	2019	2018	2017
Tennet社からの受電分				
Modtaget fra TenneT (GWh)	3.901	1.914	1.598	1.210
デンマーク国内の調整分				
Nedreguleret hos danske aktører (GWh)	3.048	1.312	1.114	781
- 火力発電の抑制				
- Stop/reduktion af produktion fra termiske anlæg	35%	46%	53%	64%
- 電気ボイラー運転開始				
- Start af elkedler	17%	22%	21%	22%
- 風力発電の抑制				
- Stop af vindmøller	48%	32%	26%	14%

出所) ENERGINET社ウェブサイト、<https://energinet.dk/El/Systemydelse/Nyheder-om-systemydelse/Statistik-over-specialregulering-2020> (2021年9月16日閲覧)

(参考) PJMにおける風力発電抑制率

- PJMにおける過去の風力発電の抑制率は下図の通り。

PJMにおける風力発電の抑制率



出所)PJM, "Wind Power Curtailments – February 2017 to Present", <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/irs/2020/20200302/20200302-item-08-wind-power-curtailment-graph.ashx>, 閲覧日: 2021年11月29日,

Copyright © Mitsubishi Research Institute

53

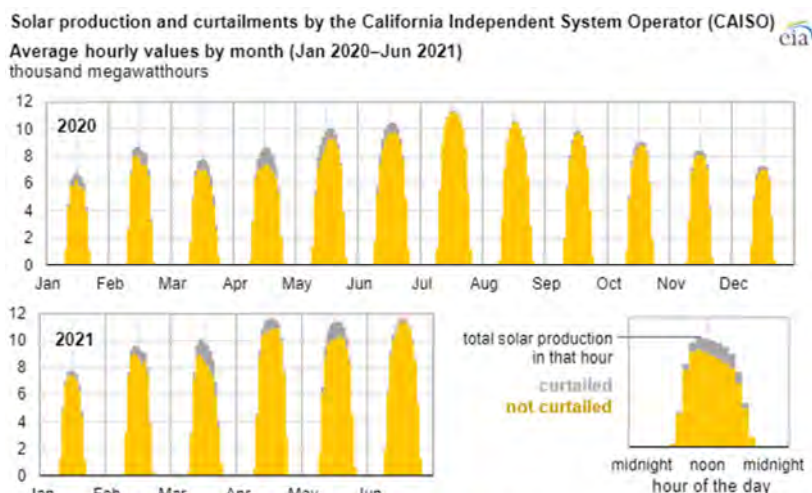
3. 系統接続及び出力抑制

米国CAISO:再エネ出力制御量

- カリフォルニア州の大部分をカバーするCAISO地域では、PVの出力抑制が増加している。2020年にCAISOが抑制したユーティリティスケールPVは150万MWhで、これはユーティリティスケールPV発電量全体の5%に相当する。また、2020年にCAISOで抑制されたエネルギーのうち、PVの抑制量は94%を占める。
- PVの出力抑制は、電力需要が相対的に低く(気温が穏やかで冷暖房需要が少ないため)、PV出力が相対的に高い春に大きくなる傾向がある。2021年3月の午後の早い時間帯では、CAISOはユーティリティスケールのPV出力の平均15%を抑制していた。

CAISOによる再エネ(PV・風力)の出力抑制量推移

CAISOによる再エネ(PV・風力)の出力抑制量推移
(月次、2015.1-2021.6)



出所)EIAウェブサイト, "California's curtailments of solar electricity generation continue to increase", <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49276>, 閲覧日: 2021年11月26日.

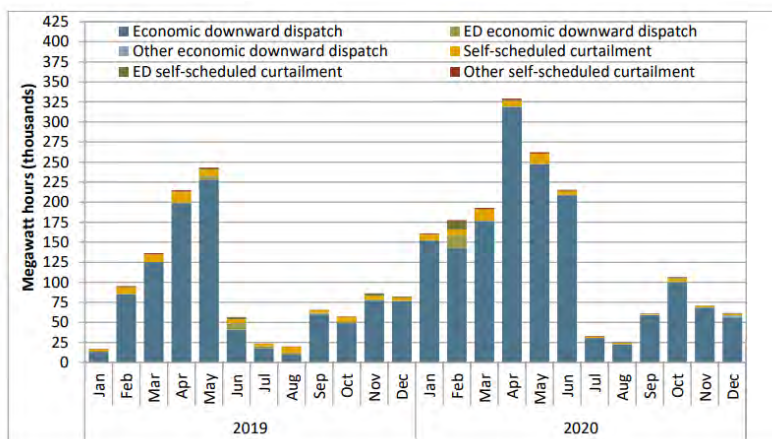
Copyright © Mitsubishi Research Institute

54

(参考) CAISOにおける再エネ下げ調整・出力抑制

- CAISOにおける2020年の再エネ(風力・太陽光)の総出力抑制量は2019年と比較して54%増加した。
 - Economic downward dispatchは、2019年の約982,000MWhと比較して、2020年には約1,582,000MWh(年間総抑制削減量の93%)に増加。
 - 2020年のSelf-schedule curtailmentは、約65,000MWh(年間総抑制削減量の4%)であり、2019年の約76,000MWhから減少。
 - 2020年のExceptional economic downward dispatchおよびExceptional self-schedule curtailmentは、約32,000MWh(年間総抑制削減量の2%)。
 - 2020年のOther economic downward dispatch及びOther self-schedule curtailmentは約18,000MWh(年間総抑制削減量の1%)。

CAISO 再エネ(風力・太陽光)の月別出力抑制量(2019~2020年)



出所)CAISO, "2020 Annual Report on Market Issues & Performance", <http://www.caiso.com/Documents/2020-Annual-Report-on-Market-Issues-and-Performance.pdf>, 閲覧日: 2021年11月29日

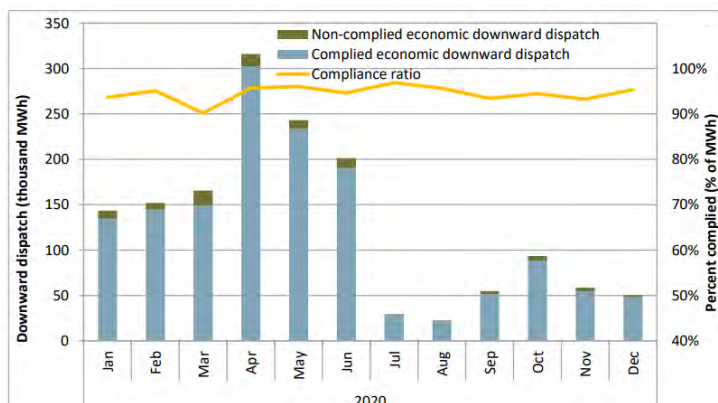
Copyright © Mitsubishi Research Institute

55

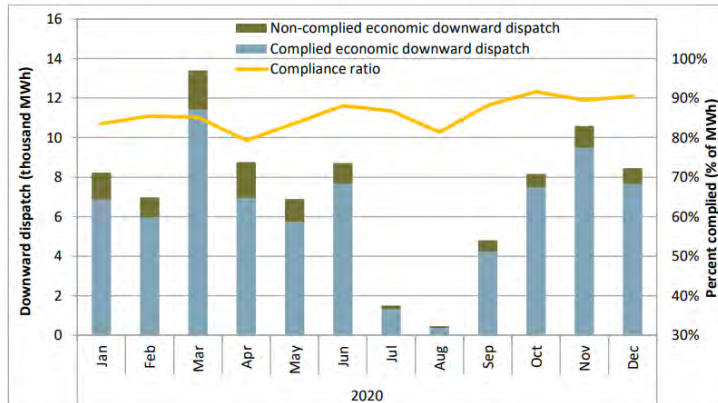
(参考) CAISOにおける再エネ下げ調整・出力抑制

- 市場が風力発電や太陽光発電の発電量予測値を下回るディスパッチを行った場合、スケジューリング・コーディネーターはリソースの調整の必要性を示す下げディスパッチ指示を受ける。
- 下図は、2020年における太陽光発電と風力発電のEconomic downward dispatchの月別遵守状況を示している。青いバーはEconomic downward dispatchに従った再エネ発電量を、緑のバーは従わなかった量、金色のバーは、月別の遵守率を示している。
- 太陽光発電の場合、Economic downward dispatchに対する遵守量と遵守率は、前年度に比べて増加した。(遵守率は、2019年の91%から2020年には95%に改善した。)風力発電の場合も、Economic downward dispatchに対する遵守率は、2019年の81%から2020年の86%に改善した。

CAISO 太陽光発電のEconomic downward dispatchへの遵守量・遵守率(2020年)



CAISO 風力発電のEconomic downward dispatchへの遵守量・遵守率(2020年)



出所)CAISO, "2020 Annual Report on Market Issues & Performance", <http://www.caiso.com/Documents/2020-Annual-Report-on-Market-Issues-and-Performance.pdf>, 閲覧日: 2021年11月29日

Copyright © Mitsubishi Research Institute

56

(参考) CAISOにおける再エネ下げ調整・出力抑制

- CAISOでは、オンライン電源の供給量が需要量を上回った場合、リアルタイム市場では発電量を減らすディスパッチが行われる。
- 一般的に、発電機は入札価格の高いものから低いものへと、メリット・オーダーでディスパッチされる。最後にディスパッチされたユニットがシステム価格を決定し、ディスパッチ指示は送電系統制約やランプ、最小発電量などの制約に左右される。
- 一般的に入札額が非常に低いかマイナス価格の風力・太陽光発電でも、下げ方向の経済的ディスパッチ指令を受ける時間帯が存在する。
- エネルギー減少のための入札がリアルタイム市場で完全に枯渇した場合、市場ソフトウェアは、風力発電と太陽光発電を含むセルフスケジュールされた発電機を抑制することも可能である。
- CAISOにおける風力発電と太陽光発電の月別出力抑制量を次頁に示す。なお、風力発電と太陽光発電の出力抑制は下記の6つのカテゴリーに分類される。

カテゴリー	概要
Economic downward dispatch	経済的に入札されたリソースが下げ調整され、市場価格がリソース入札額から1ドル以内に収まるか、リソース入札額を下回る、またはリソースの上限が拘束される場合
Exceptional economic downward dispatch	リソースが例外的なディスパッチまたは市場外での出力削減の指示を受けた場合
Other economic downward dispatch	市場価格がリソース入札額より1ドル以上高く、そのリソースが出力削減の指示を受けた場合
Self-schedule curtailment	市場価格がリソース入札価格を下回る、またはリソースの上限が拘束されている状態で、価格設定されセルフスケジュールリソースが出力削減の指示を受けた場合
Exceptional self-schedule curtailment	セルフスケジュールされたリソースが、例外的なディスパッチまたは市場外での出力削減の指示を受けた場合
Other self-schedule curtailment	セルフスケジュールリソースが出力抑制の指示を受け、市場価格が入札最低価格を超えている場合

出所) CAISO, "2020 Annual Report on Market Issues & Performance", 閲覧日: 2021年12月24日, <http://www.caiso.com/Documents/2020-Annual-Report-on-Market-Issues-and-Performance.pdf> より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

57

4. 系統利用に関する情報公開

欧州における電力需給に関わる情報公開: EU規則の枠組み

- 2009年の欧州国際電力取引規則^{注1}では、TSOが送電系統容量、発電、需要等に関するデータを公表する義務を定め、2011年のREMIT規則^{注2}は電力市場に与える情報の透明性を高めるため、市場参加者の内部情報の公表を定めている。

注1: Regulation (EC) No. 714/2009

注2: エネルギー市場の統合性及び透明性確保に関する規則、Regulation (EU) No 1227/2011

- これら電力需給に関する情報公開について、特に送電事業者(TSO)が欧州送電系統運用者ネットワーク(ENTSO-E)を通じて公表すべき情報の包括的なルールを定めるものとして、2013年に電力市場におけるデータの提出と公表に関する規則(透明性規則)^{注3}が定められている。

注3: Regulation (EU) No 543/2013

- ENTSO-Eは透明性規則によってTSOから報告された情報をウェブ上で公開している(ENTSO-E Transparency Platform^{注4})。この観点からENTSO-Eはいわゆる”central transparency platform”と称される。

注4: <https://transparency.entsoe.eu/>

- その他、REMITにおいて内部情報の公表義務を果たす場を提供するものとして、後述の内部情報開示プラットフォーム(IIP, Inside Information and Transparency Platforms) が整備されつつある。

出所)令和2年度 エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業(諸外国における再生可能エネルギー政策等に係る日本への適用可能性に係る調査)報告書

Copyright © Mitsubishi Research Institute

59

欧州における電力需給に関わる情報公開: 情報開示プラットフォーム

- ENTSO-EやTSOによる情報開示プラットフォームに加えて、市場参加者の内部情報開示プラットフォーム(IIP)も認証されつつあり、EEX、Nord Poolなど欧州の主要な電力取引所がIIPとして情報提供の場を提供している。

情報開示プラットフォームの審査状況 (2022年1月24日現在)

プラットフォーム名	審査状況
ENTSO-E	運用中
ENTSO-G	第2段階評価中
Gas Infrastructure Europe AISBL	審査完了
Elia Group	第1段階評価中
Energinet Elsystemansvar A/S	第1段階評価中
Gassco AS	審査完了
Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM S.A.	審査完了
RTE Réseau de Transport d'Electricité	第1段階評価中
REN, Redes Energéticas Nacionales, SA	審査完了

内部情報開示プラットフォーム(IIP)の審査状況 (2021年11月11日現在)

プラットフォーム名	審査状況
Balkan Gas Hub EAD	第1段階評価中
Central European Gas Hub AG	審査完了
European Energy Exchange AG	審査完了
Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.	審査完了
Hungarian Power Exchange	審査完了
JAO	第1段階評価中
Nord Pool AS	審査完了
OMI, Polo Español S.A. (OMIE), MIBGAS S.A.	審査完了
PRISMA European Capacity Platform GmbH	審査完了
SEEBURGER AG	審査完了
Solien, s.r.o.	審査完了
Towarowa Gielda Energii S.A.	審査完了
UAB GET Baltic	審査完了
Webware Internet Solutions GmbH	審査完了

出所)ACERホームページ掲載情報に基づき三菱総研作成、<https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>(2022年3月1日閲覧)

Copyright © Mitsubishi Research Institute

60

4. 系統利用に関する情報公開

欧州における電力需給に関わる情報公開:ENTSO-E

- ENTSO-E Transparency Platform(TP)は欧州の電力需給に関する情報公開システムとして中心的な役割を果たしている。もっとも、単に情報が開示されているだけでは意味がなく、情報が実際に使いやすいものであることも重視している。
- 欧州委員会の2017年のレビューでは、ユーザーアンケートや専門家インタビュー等を通じて、データの完全性、正確性、即時性、ユーザフレンドリーさといった観点でTPの評価と改善点を提言している。

ENTSO-E TPのアクセス手段と問題点のレビュー結果例

ユーザ層	アクセス手段	主な問題点
ライトユーザー (研究者、アナリストなど)	主にWeb画面操作	- 直感的でないナビゲーション、遅いレスポンスタイムとエラーメッセージ、フィルタオプションの欠如、複数の国を一度にダウンロードする可能性の欠如など、GUIに関する問題。 - データの説明や文書が見つけにくい。 - データの可用性を示すデータマトリックスがない。 - 自動ダウンロードのオプションに関する情報の欠如 - 過去の長い時系列が欠落しており、2015年以前の値が統合されていない。
ヘビーユーザー (事業者)	主にRestful API	- 異なるデータプロバイダーによるデータ定義の一貫性のない解釈。 - 停電データ、UMM※、国境を越えた送電フローや計画情報の混同。 - データはリアルタイムに近い意思決定(取引、給電指令)に使用されることが多いため、一般的に迅速性が必要。 - ユーザーは停電データ/UMMの主要な情報源としてTPを利用できることを期待しているが、データがREMITの再要件を満たしていないため、利用できない。 ※Urgent Market Messages(緊急市場メッセージ)

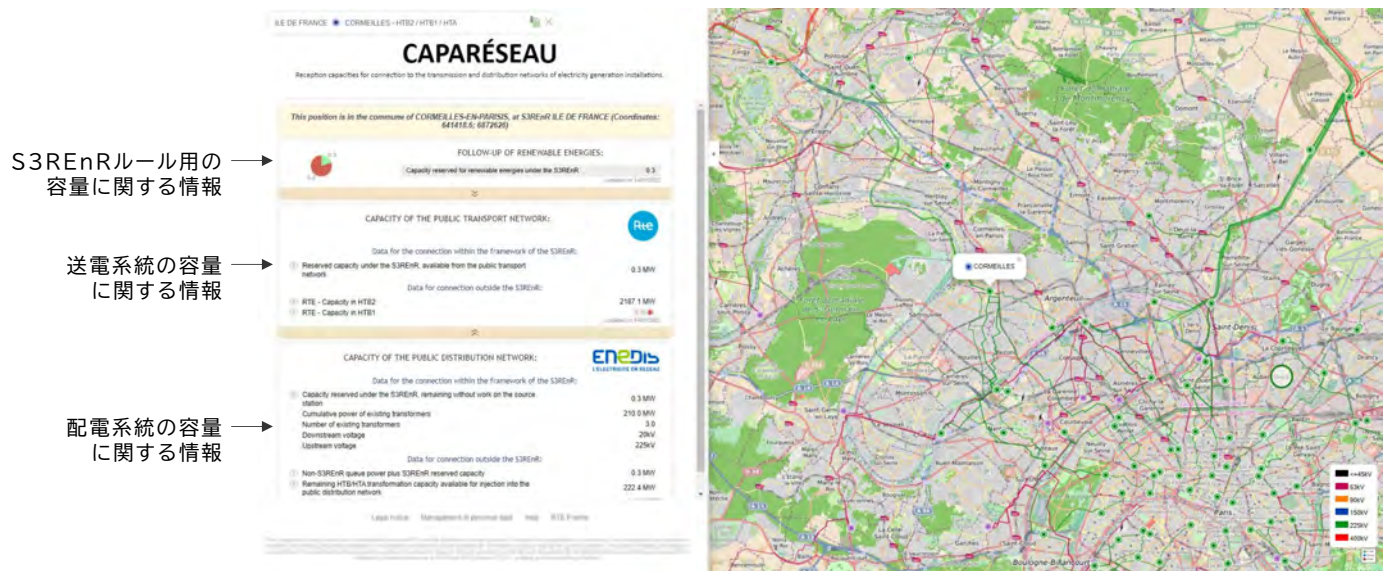
出所) VVA, Copenhagen Economics, Neon, Deloitte, "A review of the ENTSO-E Transparency Platform Output Output 1 of the "Study on the quality of electricity market data" commissioned by the European Commission", 2017年12月

4. 系統利用に関する情報公開

フランスにおける系統情報の公開

- フランスでは、RTE(TSO)とEnedis(DSO)が共同で空容量マップ「CAPARÉSEAU」を公開している。
- 下図のように、マップ上で選択した地点における系統の空容量(S3REnRルール用の接続容量に関する情報、送電系統及び配電系統それぞれの空容量)を見ることができる。

フランスの空き容量マップ(CAPARÉSEAU)

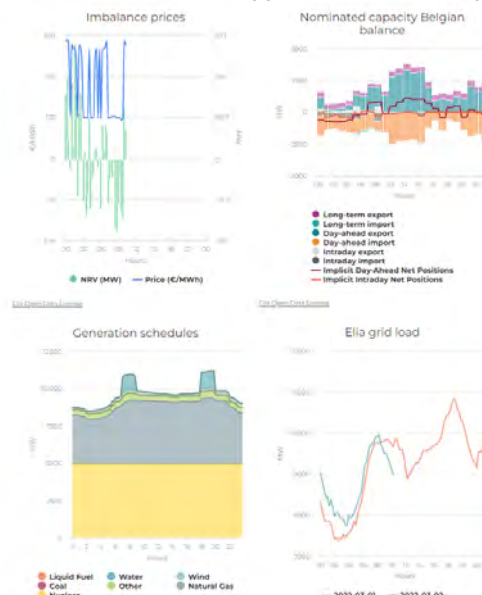
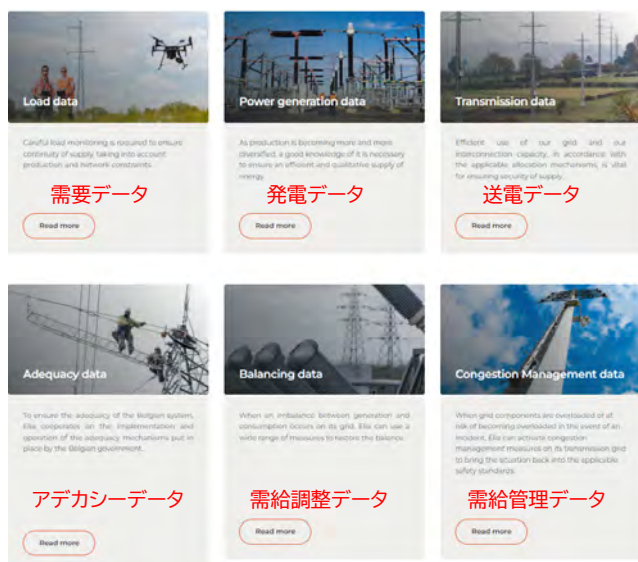


出所) Capareseauウェブサイト、閲覧日: 2022年3月2日、<https://capareseau.fr/>、矢印および日本語は三菱総研追記

ベルギーにおける系統データに関する情報公開

- ベルギーのTSOであるEliaのOpen Data Platformでは、Eliaのステークホルダーに対して、発電、需要、需給調整、送電、混雑管理、アデカシーなど各種系統データへの簡便かつオープンなアクセスを提供している。

Elia社のOpen Data Platform(左:公開されている系統データのカテゴリ、右:ダッシュボード画面例)



出所)Eliaウェブサイト、“Transparency on grid data”, 閲覧日:2020年3月2日、<https://www.elia.be/en/grid-data>, 赤字日本語は三菱総研加算

Copyright © Mitsubishi Research Institute

63

ベルギーにおける需給管理に関する情報公開

- ベルギーのEliaではウェブページ上で下表に示すような需給管理、送電、発電、系統混雑といった各情報の公開を行っており、表示した情報を表形式やグラフとして表示することが可能。

Elia社の系統に関するオープンデータ

情報の種類	備考
NRV (Net Regulation Volume)	15分コマ毎の合計調整力発動量
SI (System Imbalance)	現在のシステムインバランス 15分コマ毎のシステムインバランスの平均値
SR	戦略的予備力(Strategic Reserve)発動量
GUV(Gross Upward Volume)	Elialにより要請された周波数調整力合計量(上げ方向)
iGCC+	負のインバランスの際の、隣接TSOからの輸入量
R2 +	二次予備力発動量(上げ方向)
Bids +	非契約(Non-contracted)周波数調整力発動量(上げ方向)
R3Std+	標準三次予備力(tertiary reserves standard)発動量(上げ方向)
R3Flex+	柔軟三次予備力(tertiary reserves flex)発動量(上げ方向)
ICH+	産業需要家の消費削減による三次予備力発動量(上げ方向)
Inter-TSO Import	隣接TSOからの緊急輸入による発動量(上げ方向)
GDV(Gross Downward volume)	Elialにより要請された周波数調整力合計量(下げ方向)
iGCC-	正のインバランスの際の、隣接TSOへの輸出力
R2-	二次予備力発動量(下げ方向)
Bids-	非契約(Non-contracted)周波数調整力発動量(下げ方向)
Inter-TSO Export	隣接TSOからの緊急輸入による発動量(上げ方向)

表形式での公開イメージ



出所)Eliaウェブサイト、閲覧日:2022年3月2日、<http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/current-system-imbalance>に基づきMRI作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

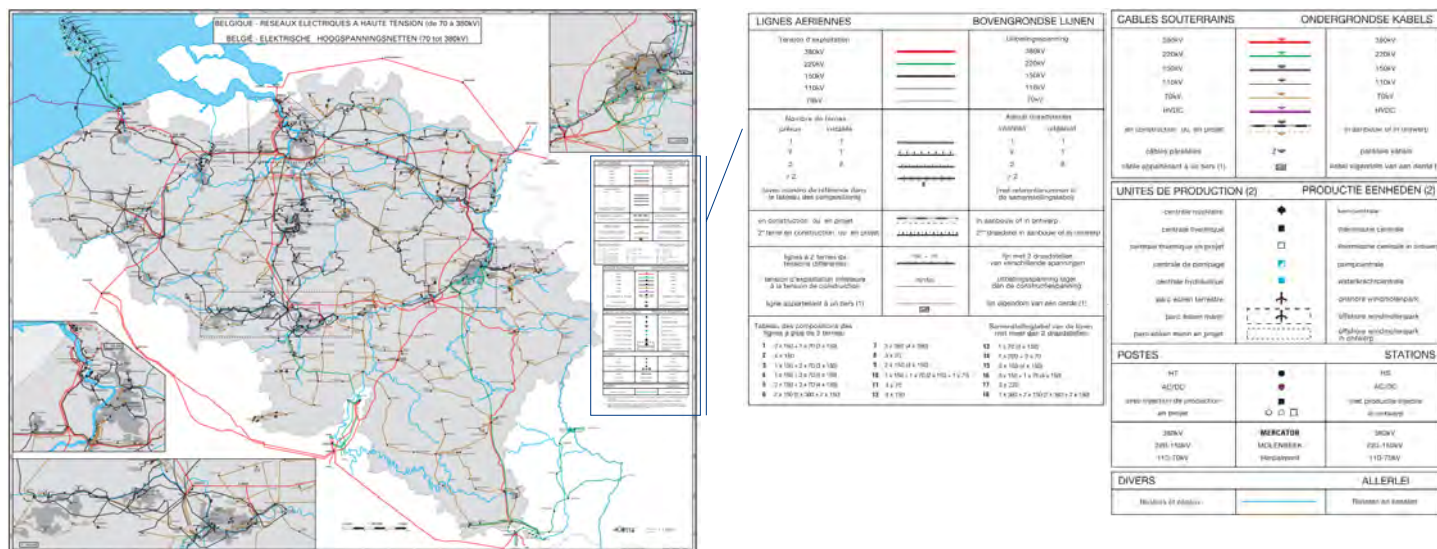
64

444

ベルギーにおける系統情報の公開

- ベルギーのEliaは、高圧送電系統の情報公開を行っている。域内送電線、変圧器、国際連系線といった情報が公表されている。

ベルギーの高圧送電系統の公開情報(2020年)



出所) Elia, ウェブページ, 閲覧日: 2022年3月2日, <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

65

オランダ及びドイツにおける系統データに関する情報公開

- オランダ及びドイツの一部のTSOであるTenneTは、管理する送電系統の状態に関する最新データをウェブページ上で公開している。また、過去履歴データをエクスポートし利用することも可能。

TenneT オランダ送電系統に関するデータのエクスポートページ

Export data

On this webpage you can export all data on a timeperiod you define. You can choose either one of two file formats. If you choose XML, the data will be presented in eXtensible Markup Language format. Choose XLS if you want to view the data in Excel.

There is a more detailed explanation available on how to [download data automatically](#).

Data to export (you can select multiple sources)

☐ 30-day-ahead market
☐ Balance delta with prices
☐ Balance delta with IGCC
☐ Balance delta 2017
☐ Available capacity
☐ Price ladder
☐ Past record of RRP data
☐ Imbalance record
☐ Intraday
☐ Ladder size ≤ 15 min

☐ Total ladder size
☐ Measurement data
☐ Installed capacity
☐ Imbalance
☐ Imbalance price
☐ Regulating power
☐ Offered reserve capacity
☐ Volume settled reserve capacity
☐ Available reserve capacity

Wanted format (you can select only one format)

☐ XML-format
☒ XLS-format
☐ CSV-format

Period

from up to and including (mm/dd/yyyy)

出所) TenneTウェブページ, 閲覧日: 2022年3月2日, https://www.tennet.org/english/operational_management/export_data.aspx に日本語を三菱総研加筆

Copyright © Mitsubishi Research Institute

66
445

5. 自然変動電源の増加に対する系統面の対応

5. 自然変動電源の増加に対する系統面の対応



英国：出力抑制低減に向けた方策

- National Grid ESOでは、系統混雑への対応として以下5つの取組を開始(2021年5月時点)している。
- こうした取り組みにより、系統混雑緩和のための最も費用対効果の高い対応を実施しようとしている。

バランシングに関わる費用(BSUoS cost)予測
系統混雑に関連するコスト予測を開発するチームを設立

Pathfinderを通じた遮断(解列)システムの構築
Constraint Management Pathfinderにおいて、遮断(解列)の短期・長期的なソリューションを検討

配電系統との連携
DNOsと協力し、系統混雑の市場やソリューションについて、実証プロジェクトを通じて検討
混雑の大きい系統に連系されるDERのフレキシビリティ活用を促進

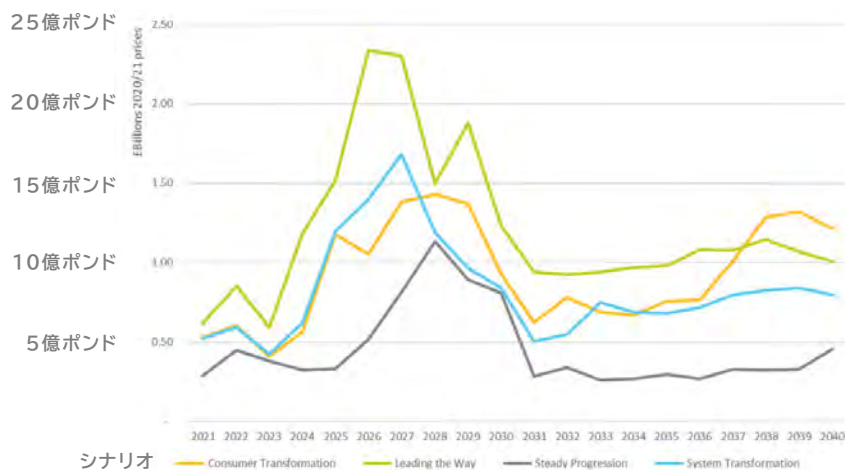
混雑の大きい系統に対する電力貯蔵活用ポテンシャルの検討
系統混雑緩和に電力貯蔵を活用するための適切な立地の検討
系統混雑緩和に資する電力貯蔵のマーケットモデルを実証レベルで検討

既存系統の改善
投資の継続や、設備インフラに関する新たなプロジェクトの推進

英国：balancingに関わる費用(BSUoS cost)予測

- 英国では、balancingサービス利用料としてBSUoS costが送電系統運用者から発電事業者、小売事業者に対して課される。
- この中には混雑緩和に用いられたコストも含まれており、近年の再生可能エネルギー発電の接続増加によりコストが上昇している。
- それを踏まえ、National Grid ESOでは、BSUoSの予測精度を高め、混雑解消費用を低減するような系統計画や運用を検討しようとしている（検討が開始された段階であり詳細は公開されていない）。

英国 NOA2020/21で検討された系統増強を踏まえたBSUoSコストの予測結果



出所) National Grid ESO. Modelled Constraint Costs NOA 2020/21. 閲覧日:2021年11月26日.

<https://www.nationalgrideso.com/document/194436/download> 日本語は三菱総研追記

Copyright © Mitsubishi Research Institute

69

英国：Pathfinderを通じた遮断(解列)システムの構築

- 英国では、低炭素な再生エネルギー電源増加に伴う電力系統の課題に対するソリューションを探索(pathfind)することを目的に、系統サービスの長期契約を行うPathfinderプロジェクトが実施されている。
- Pathfinderのうち、Constraint Management Pathfinderは、ローカルな系統混雑を解消し、balancing費用を低減するサービスとして検討されている。系統事故時に送電系統運用者の指令に応じて、150ミリ秒以内に解列することが要件として求められている。
- 具体的には以下の進め方で検討されており、現在は入札プロセスの途中である。Anglo-Scottish境界線(B6)を対象とした検討が進んでいる。

Constraint Management Pathfinderの検討ステップ

Step1	混雑が課題となる箇所の特定	Anglo-Scottish境界線(B6)が特に課題となることが特定された。(完了)
Step2	サービス要件の発表	B6の系統事故時から150ミリ秒以内に解列できることが要件とされた。(完了)
Step3	入札の募集	要件を満たすリソース800MWが募集されている。入札応募に対し最も経済性の高いものを選定する。(実施中)
Step4	落札した発電ユニットの解列スキームへの接続	落札することが決まった発電ユニットは、自動解列できるような解列スキームに接続される。(予定)

出所) National Grid ESO. NOA Constraint Management Pathfinder Phase 1 - B6. 閲覧日:2021年11月26日.

<https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders/constraint-management/noa-constraint-management-pathfinder-phase-1> より三菱総研作成

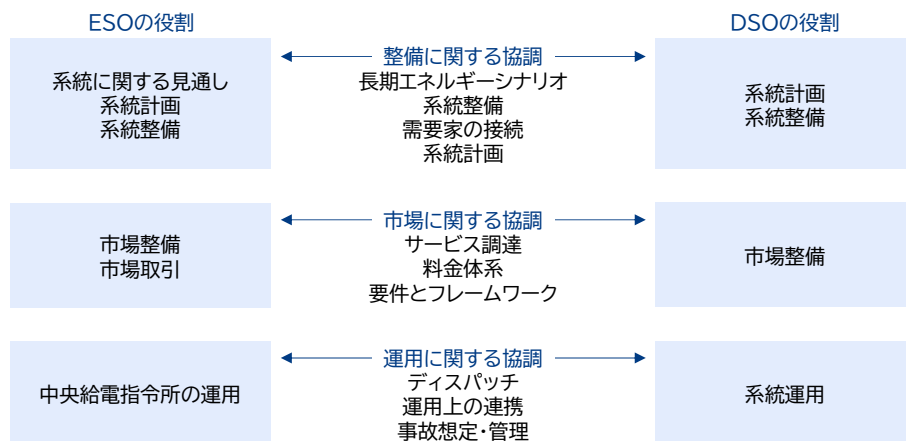
Copyright © Mitsubishi Research Institute

70
447

英国：配電系統との連携

- National Grid ESOでは、送電系統と配電系統の連携により、より大きな系統容量を利用可能とし、系統混雑を解消し、市場参加者に新たな収益の流れをもたらすことを目的としたRegional Development Programmesを配電系統運用者と共同で実施している。
- 送電系統、配電系統の枠を超えた系統全体の評価により、より経済的な系統計画や運用を検討している。
- さらに、DERからのフレキシビリティサービスを利用したマーケット、システム、プロセスを構築することにより、系統増強よりも経済的に混雑を緩和することが考えられている。

ESOとDSOの協調が検討されている項目

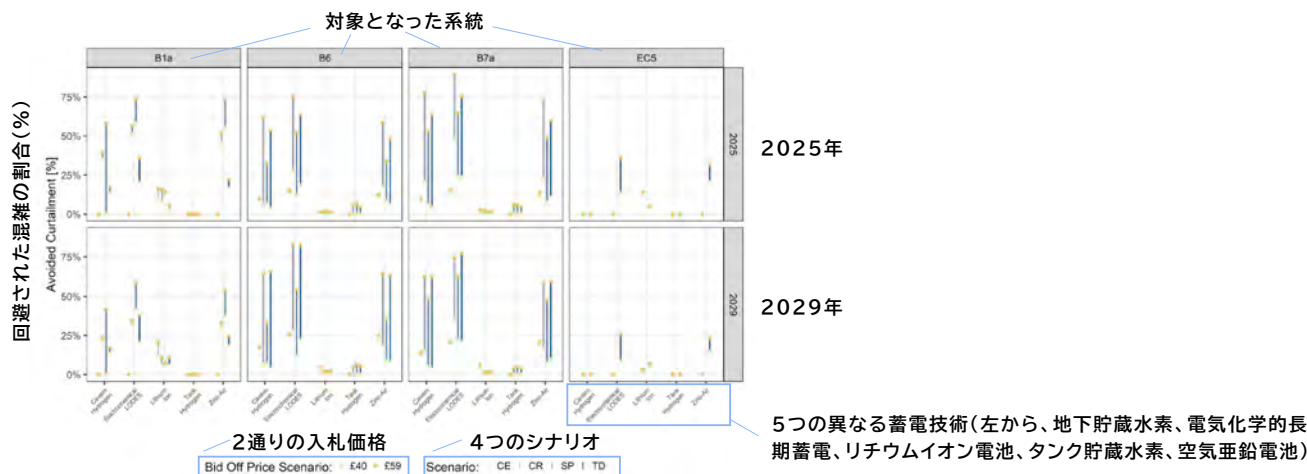


出所) National Grid ESO. Enabling the DSO transition A consultation on the ESO's approach to Distribution System Operation. 閲覧日: 2021年11月26日. <https://www.nationalgrideso.com/document/190271/download> より三菱総研作成

英国：混雑の大きい系統に対する電力貯蔵活用ポテンシャルの検討

- 研究開発プロジェクト”Impact of Long-duration Energy Storage Systems on GB Transmission Planning”において、系統混雑に対する電力貯蔵(蓄電池、水素等)の影響が分析された。
- この中で、英国において特に課題となる4つの系統を対象に、National Grid ESOのFuture Energy ScenarioおよびNOA2019/2020に基づくシミュレーションが実施され、結果から蓄電池や水素等の電力貯蔵システムが混雑緩和に有効であることが示された。
- 今後、検討結果を踏まえ、蓄電池による混雑管理のサービス提供のビジネスモデルが検討される予定である。

英国 蓄電システム導入により回避される系統混雑の評価



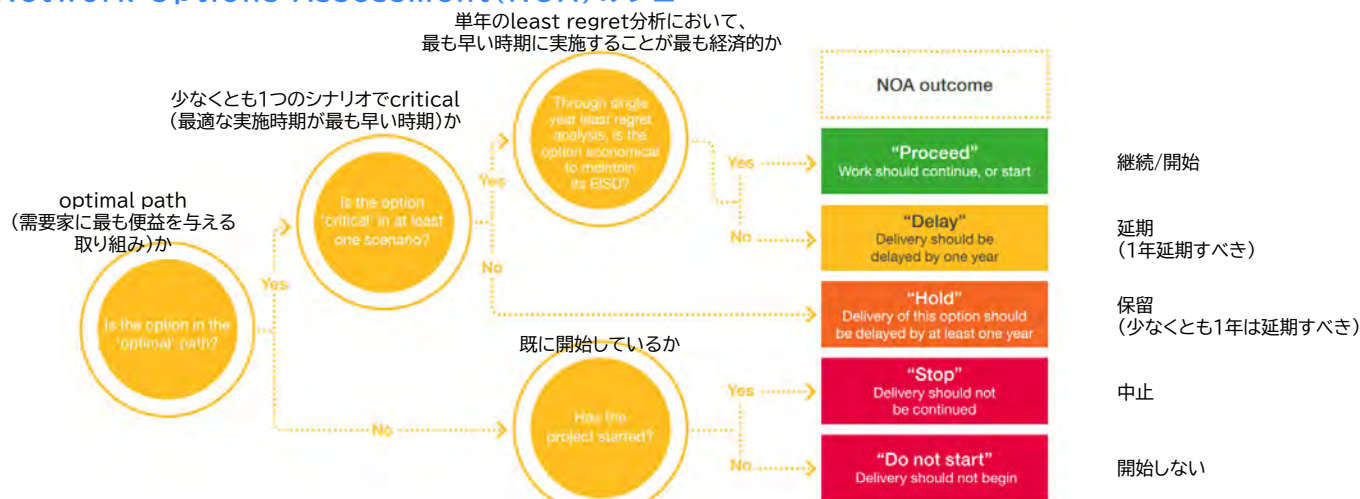
出所) energy networks association. Impact of Long-duration Energy Storage Systems on GB Transmission Planning. 閲覧日: 2021年11月26日. https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_ngso0030/ 日本語は三菱総研追記

英国:既存系統の改善

- National Grid ESOでは、Network Options Assessment(NOА)において、系統強化に資する新たな技術や取り組みの便益を評価し、実施すべきか否かを判定している。
- 継続的な小規模設備投資や新規インフラ整備プロジェクトにより既存系統のケイパビリティを大幅に拡大することも可能であるとしている。
- なお、RIIO-2では、NOAの結果により中止された投資分の予算については返却することと定められている※。

※Ofgem, RIIO-2 Final Determinations Electricity Transmission System Annex (REVISED). 閲覧日: 2022年3月1日.
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_et_annex_revised.pdf

Network Options Assessment(NOА)のフロー



出所) National Grid ESO. NOA 2020/21 report. 閲覧日: 2021年11月26日. <https://www.nationalgrideso.com/document/185881/download> 日本語は三菱総研追記

Copyright © Mitsubishi Research Institute

73

英国:最低出力の基準及び出力制御の対象範囲の電源

- 最低出力に関して、英国のグリッドコードの周波数制御要件(BC3.7.1)において、周波数上昇時(50.5Hz以上)に、「Designed Minimum Operating Level」を下回らない範囲で発電所に対し出力制御が求められると規定されている。この「Designed Minimum Operating Level」は、接続要件(CC.A.3.2)において、登録された発電ユニット容量の55%以下の範囲で設定することが定められている。
- 対象電源は、「同期機または直流コンバータ」と書かれており、基本的に全電源が対象になると見受けられる。

英国のグリッドコード(BC3.7.1原文)

BC3.7.1 Plant in Frequency Sensitive Mode instructed to provide High Frequency Response

(a) Each Synchronised Genset (or each DC Converter at a DC Converter Station or HVDC System) in respect of which the Generator or DC Converter Station owner or HVDC System Owner and/or EISO has been instructed to operate so as to provide High Frequency Response, which is producing Active Power and which is operating above the Designed Minimum Operating Level, is required to reduce Active Power output in response to an increase in System Frequency above the Target Frequency (or such other level of Frequency as may have been agreed in an Ancillary Services Agreement). The Target Frequency is normally 50.00 Hz except where modified as specified under BC3.4.2.

(b) (i) The rate of change of Active Power output with respect to Frequency up to 50.5 Hz shall be in accordance with the provisions of the relevant Ancillary Services Agreement with each Generator or DC Converter Station owner or HVDC System Owner. If more than one rate is provided for in the Ancillary Services Agreement, The Company will instruct the rate when the instruction to operate to provide High Frequency Response is given.

(ii) The reduction in Active Power output by the amount provided for in the relevant Ancillary Services Agreement must be fully achieved within 10 seconds of the time of the Frequency increase and must be sustained at no lesser reduction thereafter.

(iii) It is accepted that the reduction in Active Power output may not be below the Designed Minimum Operating Level.

英国のグリッドコード(CC.A.3.2原文)

CC.A.3.2 Plant Operating Range

The upper limit of the operating range is the Registered Capacity of the Generating Unit or CCGT Module or DC Converter or Power Park Module. The Minimum Generation level may be less than, but must not be more than, 65% of the Registered Capacity. Each Generating Unit and/or CCGT Module and/or Power Park Module and/or DC Converter must be capable of operating satisfactorily down to the Designed Minimum Operating Level as dictated by System operating conditions, although it will not be instructed to below its Minimum Generation level. If a Generating Unit or CCGT Module or Power Park Module or DC Converter is operating below Minimum Generation because of high System Frequency, it should recover adequately to its Minimum Generation level as the System Frequency returns to Target Frequency so that it can provide Primary and Secondary Response from Minimum Generation if the System Frequency continues to fall. For the avoidance of doubt, under normal operating conditions steady state operation below Minimum Generation is not expected. The Designed Minimum Operating Level must not be more than 55% of Registered Capacity.

In the event of a Generating Unit or CCGT Module or Power Park Module or DC Converter load rejecting down to no less than its Designed Minimum Operating Level it should not trip as a result of automatic action as detailed in BC3.7. If the load rejection is to a level less than the Designed Minimum Operating Level then it is accepted that the condition might be so severe as to cause it to be disconnected from the System.

出所) National Grid ESO. THE GRID CODE ISSUE 6. 閲覧日: 2022年1月21日. <https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download> より作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

74

アイルランド:最低出力の基準及び出力制御の対象範囲の電源(1)

- アイルランドのグリッドコードにおいて、火力発電を含むCDGU(Centrally Dispatched Generation Units)に対する出力制御について定められている。
- この中で、最低出力(Minimum Generation)までは制御されることが定められている。「Minimum Generation」は、登録が必要な技術パラメータの一つとなっており、TSOはこれに基づいて制御する。
 - なお、最低出力に達する前に電源が解列した場合には「Failure to Reach Minimum Generation Instruction」を発行し、再度同期を求めるか否かを決定することになっている。

アイルランドのグリッドコード(関連部分の原文) ※CC: connection condition, SDC: Scheduling and Dispatch Code

CC.7.3.1.1 Each Generation Unit, shall, as a minimum, have the following capabilities:

- (a) operate continuously at normal rated output at Transmission System Frequencies in the range 49.5Hz to 50.5Hz;
- (b) remain synchronised to the Transmission System at Transmission System Frequencies within the range 47.5Hz to 52.0Hz for a duration of 60 minutes;
- (c) remain synchronised to the Transmission System at Transmission System Frequencies within the range 47.0Hz to 47.5Hz for a duration of 20 seconds required each time the Frequency is below 47.5Hz;
- (d) (i) remain synchronised to the Transmission System during rate of change of Transmission System Frequency of values up to and including 0.5 Hz per second; (ii) remain synchronised to the Transmission System for a Rate of Change of Frequency up to and including 1 Hz per second as measured over a rolling 500 milliseconds period. Voltage dips may cause localised Rate of Change of Frequency values in excess of 1 Hz per second for short periods, and in these cases, the Fault-Ride Through clause CC.7.3.1.1(y) supersedes this clause (CC.7.3.1.1(d)). For the avoidance of doubt, this requirement relates to the capabilities of Generating Units only and does not impose the need for Rate of Change of Frequency protection nor does it impose a specific setting for anti-islanding or loss-of-mains protection relays;
- (e) sustained operation at the specified Minimum Generation within the range 49.8 to 51.0 Hz; ...

SDC2.4.2.18 Minimum Demand Regulation ("MDR")

Synchronised CDGUs must at all times be capable of reducing MW Output sufficient to allow a sufficient Regulating Margin for adequate Frequency Control.

The TSO will monitor the MW Output data of the Indicative Operations Schedule against the forecast Demand to see whether the level of MDR for any period is insufficient, and may take any shortfall into account in Dispatch.

SDC2.A.4.1.6

When a CDGU trips before reaching Minimum Generation a Failure to Reach Minimum Generation Instruction will be issued. The Failure to Reach Minimum Generation Instruction will negate the Notice to Synchronise received by the CDGU. The TSO will then decide whether or not to instruct the CDGU to Synchronise again, and will notify the Generator in relation to that CDGU accordingly.

出所) EirGrid, EirGrid Grid Code Version 10. 閲覧日:2022年1月21日. <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion10.pdf> より作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

75

アイルランド:最低出力の基準及び出力制御の対象範囲の電源(2)

- なお、Power Park Module、すなわち非同期電源に対しては、グリッドコードの周波数制御要件(PPM1.5.3)において、系統周波数に対する出力制御の範囲が定められている。
- 周波数上昇時(50.5~52Hz)は、「Design Minimum Operating Level」を下回らない範囲での制御が行われることが定められている。この「Design Minimum Operating Level」は、登録された発電ユニット容量の12%を上回らないことが定められている(すなわち、最低出力は12%以下の範囲で設定される)。

アイルランド 系統周波数とそれに応じて求められる出力制御範囲

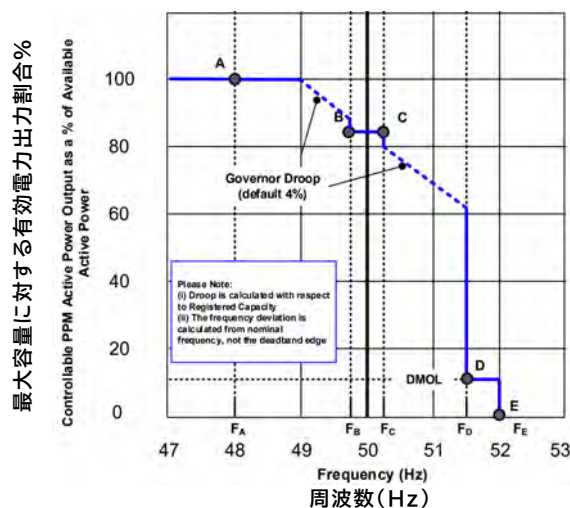
セットポイント (右図の点)	系統周波数 (Hz)	出力制御範囲 (登録された発電ユニット容量に対する%)
A	47.0~49.5	50~100
B	49.5~50	15~100
C	50~50.5	15~100
D	50.5~52	15~100 ただし、「Design Minimum Operating Level」を下回らない範囲
E		0(解列)

出所) EirGrid, EirGrid Grid Code Version 10. 閲覧日:2022年1月21日.
<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion10.pdf> より作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

76

450



出所) EirGrid, EirGrid Grid Code Version 10.
閲覧日:2022年1月21日. <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion10.pdf> 日本語追記



ドイツ:再エネ出力抑制回避に向けた検討状況

- ドイツではエネルギー転換による石炭の退出により生まれるエネルギー転換が、再エネ出力抑制を緩和し、導入の後押しになる可能性が想定される。
- また、市場取引時間や、ローカルフレキシビリティといった分散電源の活用が増加しており、再エネがこれまで以上に活用される土台が築かれつつある。

エネルギー転換の進展

- 2020年8月にKVBG(石炭電力の削減及び終了に関する法律)が策定され、石炭火力の段階的な廃止が決定。
- 2023年だけでも9GW以上の石炭火力の廃止が予想され、再エネを始めとする他エネルギー源への転換が予想。

DR・電力貯蔵の活用

- ドイツでは2021年には新たな揚水発電所の運開を目指しており、電力貯蔵の活用が進んでいる。

新エネルギーの活用

- ドイツ政府は国家水素戦略を掲げており、再エネ由来の余剰電力を水素や液体燃料等に転換する技術(P to G)の開発や普及に取り組んでいる。

市場取引時間の変更

- 当日・前日市場の市場取引時間が15分単位となることで、再エネ・VPP事業者の事業機会が増加している。

フレキシビリティとしての活用の機会創出

- 配電網の分散電源から、調整力を取引するローカルフレキシビリティ市場が検討されている。ドイツでは、ニーダーザクセン州の一部の110kV以下の配電網管理のため、DSOと分散電源間の取引市場として市場の導入を進めている。

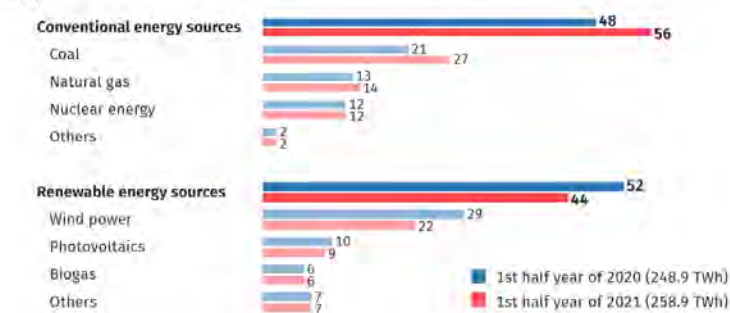


ドイツ:石炭火力からの脱却と再エネ拡大

- 2021年時点で石炭火力は発電量の27%程度であるが、気候条件にも左右されるものの、風力発電が同レベルの発電量に達している。
- そのような中で、ドイツでは新政府の発足とともに、気候変動対策への取組が加速する様相を示す。
- 11月24日には、新政権が気候変動対策として、石炭火力廃止時期を2038年から2030年へ前倒しすることが発表され、再エネに関しても2030年に当初の目標であった65%から、80%に目標値を高めることが発表されている。

ドイツ 発電量に占める再エネ・従来電源の割合

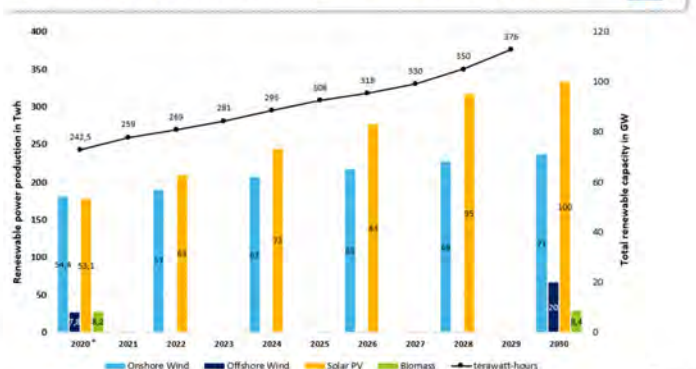
Electricity fed in from conventional and renewable energy sources, 2020/2021 in %



© Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021

ドイツ 2030年までの再エネ容量目標(改定前の値)

Renewable capacity targets and envisaged renewable power production 2021-2030 in Germany, according to Renewable Energy Act 2021.



* Capacity data: First 9 months of 2020; Production data: 2019 (Source: EnergyCharts; UBA)

出所) Clean Energy Wire, ウェブページ, 閲覧日: 2021年11月26日, <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/whats-new-germanys-renewable-energy-act-2021>, Nuclear Newswire, ウェブページ, 閲覧日: 2021年11月26日, <https://www.ans.org/news/article-3274/germany-coal-tops-wind-energy-in-2021-but-theres-more-to-the-story/>



ドイツ:水素戦略

- ドイツでは国家水素戦略として、水素の活用が積極的に進められている。(下左図)
- HyBayernは、バイエルン州3つの地方自治体が共同で、地域水素循環を目指すプロジェクトである。
- 例えば、バイエルン州では、水素充填インフラ開発に対する助成プログラムが存在するが、助成対象となる条件の一つに再エネを100%使用するという項目があるなど、再エネを活用した水素製造の取組が行われている。
- バーデン・ヴェルテンベルク州においても、2021年2月、再エネで水素を生産し、エネルギーキャリアとしてそれだけを使用する「グリーン水素モデル地域」の助成プログラムの概要を発表し、公募を行うなど、各地で取組が行われている。

ドイツ連邦政府が2023年までに取り組む施策(抜粋)

水素生産に関する施策	
施策1	グリーン電力の効率的な利用のための条件の改善と、気候目標とエネルギー転換の目標に向けた公租公課価格構成の公正な設計 例えば、ドイツ国内でのグリーン水素生産基盤を確保するため、グリーン水素生産当たり、製造時の電力について公租公課の大幅免除の検討や、再生可能エネルギー法(EEG)賦課金制度の免除を目指す
施策2	エネルギーの発送分離を考慮に入れた上で、電解設備の運転事業者と電力系統事業者やガスパイプライン事業者による新たなビジネスモデルや協力モデルの可能性の検討
施策3	気候保護イノベーション協定の一環として電解設備への助成
施策4	グリーン水素生産に利用する再生可能エネルギー源として効果的な洋上風力への投資価値を高めるための基本条件を整備

ドイツ 水素モデル地域「HyBayern」における取り組み内容

地域	取り組み目標(対象地域)	内容
ハブ	グリーン水素生産:年間 430 トン(ランツフート)	- 水力発電(将来的には風力と太陽光) - バイエルン州にグリーン水素製造のため 1MW の電解装置を設置 - 地域全体の水素充填ステーションへの水素供給
	燃料電池車両:バス、トラック、乗用車合計 70 台と 70 台の産業車両の導入(ランツフート、エーバースベルク、ミュンヘン)	- 地域間バス、トラック、産業車両(フォークリフトなど) - 地元企業の社用車
	バス、トラック、乗用車向けの水素充填ステーション整備(ランツフート、エーバースベルク、ミュンヘン)	3カ所に公共の水素充填ステーションを設置(バス、トラック、乗用車) - 最大 5カ所の企業内水素充填設備の設置(バス、トラック、乗用車などの車両および産業車両(フォークリフトなど))
	分散型水素自動車販売店の設置(ランツフート)	太陽光発電を活用し、地域の電解装置で生産したグリーン水素を充填する設備を備えた CO2 排出のない自動車販売店を設置する
分散型	分散型太陽光水素充填ステーション(ミュンヘン、ランツフート、エーバースベルク)	- 太陽光発電による電力を用いた水素製造による統合型エネルギーシステム - 燃料電池車両 3 台用のコンパクトな水素充填設備
	- 地域で年間 4,500 トンの CO2 排出削減 - 水素モデル地域「HyBayern」で新たなビジネスモデルと雇用を創出	

(出所) 水素技術エンジニアリング企業ハイネルギー (Hybayern 参加企業) の資料を基に作成

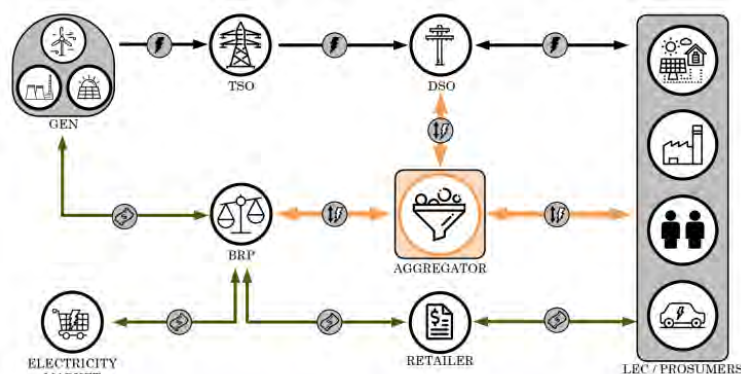
出所) JETRO, ドイツにおける水素戦略と企業ビジネス動向, 閲覧日: 2021年11月26日,
https://www.jetro.go.jp/ext/images/_Reports/01/a31db630cadce992/20210004.pdf



ドイツ:ローカルフレキシビリティ市場

- ドイツでは、ニーダーザクセン州の一部地域において110kV以下の配電網にて、DSOが分散電源と調整力を取り引する市場としてローカルフレキシビリティ市場の導入が行われている。
- ローカルフレキシビリティ市場導入の背景には、ドイツにおける再エネ導入が系統増強に係る期間よりも短く、設備増強が追いつかないことがあること、系統費用における混雑管理コストが大きいことを解消する目的がある。
- ローカルフレキシビリティ市場によって、市場メカニズムを通じた混雑管理が実現されると、系統利用の効率化や、混雑回避コストの適正化が実現でき、最終的には再エネ利用の拡大につながるものと想定される。

ローカルフレキシビリティ市場における取引イメージ



出所) 電中研, イギリス・ドイツのローカルフレキシビリティ市場の動向と課題, 閲覧日: 2021年11月26日,
<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUKCode=Y19003&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=8956>,
 energies, Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level, 閲覧日: 2021年11月26日, <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/117315/56-energies-11-00822-Pol.pdf;sequence=1>

- ドイツでは、バイオガス発電所において、発電量の柔軟な調整による安定供給に向けた取り組みが行われている。
- また、ドイツではバイオガスに対してフレキシビリティ・プレミアムが認められている。これは、バイオガス発電機に対して追加の収入（プレミアム）を認めるもので、制御可能な電力供給の割合を高めることが目的とされている。ドイツでは、バイオガスをフレキシブルな電源として位置づけており、活用を目指している。
- 柔軟な運用が可能なバイオガス発電所が増加すると、変動型再エネの出力抑制低減にも資することが期待できる。

EEG(再エネ法)におけるバイオガス発電設備の取り扱い

- バイオガス貯蔵タンク
- 潜熱回収型コジェネ設備（出力500kW×5基）
- 蓄熱タンク ※EEG2017 柔軟性プレミアムの設備構成例

- 電力需要が少ない時に発熱・貯蔵することで、電力及び熱の両需要に柔軟に対応

(1) 柔軟性のある設備容量を提供するための第50条に基づく資格は、設備容量1キロワット当たり65ユーロとし、以下の条件を満たすものとする(柔軟性サーチャージ)。

1. バイオガスを利用した発電設備で、**設備容量が100キロワットを超えるもの**(適用値は法律で定められている)、および2. バイオガスからの発電設備で、**入札により設備量が決定されたもの**。

前段の資格は、本法第50b項または適用される再生可能エネルギー源法のバージョンに基づき、その設備に対する柔軟性プレミアムを請求した設備事業者に対しては、この設備に対して請求された柔軟性プレミアムの総額をユーロで表したものと1キロワット当たり1,300ユーロの商として計算し、年間の設備容量1キロワット当たり50ユーロに減額する。

(2) 柔軟性プレミアムの資格は、設置事業者が、第44b(1)項で指定された暦年の発電量の割合について、第39項、第42項、第43項または第44項と併せて第19項(1)項に基づく資格を指定し、この資格が第52項に基づいて低減されていない場合にのみ存在する。

(3) 柔軟性サーチャージは、第19条(1)に基づく受給期間全体について請求することができる。

- ・2014年7月31日に適用されるコミッションングの定義に従い、**2014年8月1日以前にコミッションングされたバイオガス**からの発電設備の事業者は、**直接販売の形態で発電を販売することに加えて、需要主導型発電のための追加設備容量の提供に対するプレミアム(柔軟性プレミアム)を系統運用者に請求することができる。**
- ・文章に基く権利は、附属書3の番号に従った要件を満たす場合、**柔軟な方法で提供される追加設備容量1キロワットあたり年間130ユーロである。柔軟性プレミアム**の金額は、付属書3の番号11に従って決定される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

81

- ドイツでは2017年以降、150kW以上の全てのバイオガスプラントが、政府と契約の入札をする権利を有しており、固定価格買取制度を失った発電所を中心に契約を行っている。
- 既存のバイオガスプラントの最大入札価格は、1キロワット時当たり18.4セント(ct/kWh)、新しい工場の場合、最大入札価格は16.4ct/kWh。年間設置容量のkWあたり65ユーロの柔軟性プレミアムを利用可能であり、より多くの収入を得ることが期待できる。
- ドイツバイオマス研究センター(DBFZ)によると、現在約3,300のバイオガスおよびバイオメタンプラントについて、設置容量約2.2ギガワットで、EEGの下で柔軟性プレミアムを受けている。
- なお、EEGの下で柔軟性プレミアムの対象となるためには、以下に示すような発電量の基準を達成する必要がある。

Copyright © Mitsubishi Research Institute



ドイツ:老朽褐炭発電所の改造による柔軟性向上

- ドイツのグレーヴェンブローホ(Grevenbroich)にあるRWE のノイラート(Neurath)発電所は、1972年から1975 年にかけて総容量220万kWの5基のベースロード用褐炭火力発電所として設計された。
- ドイツとヨーロッパの変動性再生可能電源(VRE) シェア拡大による柔軟性強化の要求を満たすために、2012年8月にSiemensが4号機と5号機の改造を行った。この改造は、非常に短期の柔軟性(一次および二次周波数制御)を高めることを目的として、高度な監視技術と制御技術および他の技術(タービン抽気制御、ヒートポンプ予熱器の部分停止、給水、補助、燃料制御の最適化)を使って行われた。改造によって、発電所の柔軟性は下表に示すように大幅に改善された。

項目		改造前の性能	改造後の性能
最低負荷	MW	440	270
最大負荷上昇率	MW/分	5	15
最大負荷下降率	MW/分	5	15
一次周波数制御 (30 秒以内)	MW	18	45
二次周波数制御 (5 分以内)	MW	0	100

出典：Siemens による 2018 年 3 月のケーススタディ結果に基づく。「Neurath 発電所の最低負荷を約 40% (270MW÷440MW≒0.61) 低減した。」

出所)IEA, "Status of Power System Transformation 2018 -Advanced Power Plant Flexibility-" の日本語訳「電力システム変革の状況 2018 -発電所の柔軟性向上」、閲覧日:2021年11月26日。

<https://www.tenpes.or.jp/files/user/pdf/members/IEA%E6%83%85%E5%A0%B1%E9%9B%BB%E5%8A%9B%E5%BD%BC%E5%BD%BD%E5%BE%83%EF%BE%91%E6%94%B9%E9%9D%A9%E7%8A%B6%E6%B3%812018.%E7%99%BA%E9%9B%BB%E6%89%80%E3%81%AE%E6%9F%94%E8%BB%9F%E6%80%A7%E5%90%91%E4%B8%8A.pdf>



ドイツ:Moorburg石炭火力発電所

- ドイツ・ハンブルグに位置するモーアブルグ(Moorburg)石炭火力発電所には、コジェネ発電設備として827MW×2 基が建設され、市内へ熱、ならびに工場に蒸気を併せて供給している。
- VRE導入の増加により、ベースロード運転では十分な収益が得られなくなってきたため、柔軟性を向上させた運転を行う戦略に転換した。
- 具体的には、最低負荷の低減、負荷変化速度の向上、起動時間の短縮を行った。

モーアブルグ(Moorburg)発電所 プラントの柔軟性向上のために講じた三つの手段

① 最低負荷の低減	・ 再負荷を最大負荷の40%から最大負荷の20%にまで低減。 ・ 経済的な損失の低減だけでなく、起動停止回数の低減も意図されている。
② 負荷変化速度の向上	・ 制御システムと運用モードの最適化により高負荷と低負荷間の負荷変化速度を向上。 ・ 2ユニット運転時の負荷変化速度は48MW/分まで向上した。更に、特定の負荷帯では90MW/分まで上げることが可能となった。
③ 起動時間の短縮	・ 空気ダクトとガスダクトにダンパを設置することにより、長時間停止時の放散熱量を削減、起動時間を短縮した。 ・ その低減割合はウォーム-コールドスタート時で20%、ウォームスタート時で42~50%、ホットスタート時で40~46%。

出所)IEA, "Status of Power System Transformation 2018 -Advanced Power Plant Flexibility-" の日本語訳「電力システム変革の状況 2018 -発電所の柔軟性向上」、閲覧日:2021年11月26日。

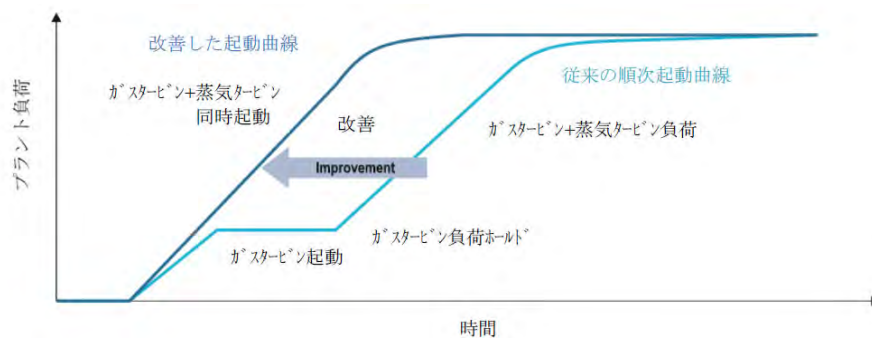
<https://www.tenpes.or.jp/files/user/pdf/members/IEA%E6%83%85%E5%A0%B1%E9%9B%BB%E5%8A%9B%E5%BD%BC%E5%BD%BD%E5%BE%83%EF%BE%91%E6%94%B9%E9%9D%A9%E7%8A%B6%E6%B3%812018.%E7%99%BA%E9%9B%BB%E6%89%80%E3%81%AE%E6%9F%94%E8%BB%9F%E6%80%A7%E5%90%91%E4%B8%8A.pdf> より三菱総研作成



ドイツ:Mainz Wiesbaden CCGT発電所

- 欧州では、再エネ比率の増加、燃料価格の上昇により、CCGT(ガスタービンコンバインドサイクル)発電の運転パターンが変化(運転時間が短縮)し、新たな運転シナリオの作成が迫られている。
- ドイツのマインツ・ヴァイスバーデン(Mainz Wiesbaden)のCCGT発電所はベースロード機として2000年に建設され、多軸ガスタービンならびに、3段圧のHRSGが設置されており、タービンへ蒸気を供給し発電するとともに、地域暖房用の熱供給、工場へのプロセス蒸気の供給を併せて行っている。
- たが、発電所所有者であるマインツ・ヴァイスバーデン発電会社(KMW AG)は、2014年8月により柔軟性の高い負荷変動対応機に改修した。ホットスタート時にガスタービンと蒸気タービンを同時に起動する新たな起動方式であるFly方式(HoF方式)を採用することにより、ホットスタートの性能を向上させた。

Fly方式(HoF方式)の起動イメージ



出所)IEA, "Status of Power System Transformation 2018 -Advanced Power Plant Flexibility-" の日本語訳「電力システム変革の状況 2018-発電所の柔軟性向上」、閲覧日:2021年11月26日。

https://www.tenpes.or.jp/files/user/pdf/members/IEA%E6%83%85%E5%A0%B1_%E9%9B%BB%E5%8A%9B%E5%BD%BC%E5%BD%BD%E5%BE%83%E5%BE%91%E6%94%B9%E9%9D%A9%E7%8A%B6%E6%B3%812018_%E7%99%BA%E9%9B%BB%E6%89%80%E3%81%AE%E6%9F%94%E8%BB%9F%E6%80%A7%E5%90%91%E4%B8%8A.pdf より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

85



ドイツ:シュタットベルケ・キール発電所

- 2015年、シュタットベルケ・キール(Stadtwerke Kiel)は、ドイツ・キールにある運転開始から50年を経過した石炭コジェネ設備(323MW)を、VRE比率が高い状態でも安定した電力供給を行えるガスエンジンコジェネ設備(190MW)に建て替え。
- 設置するガスエンジンをコジェネモードで運転することにより、VREの間欠性を相殺し高い燃料利用率および柔軟な運転の達成が可能。
- また、同時に運転するガスエンジンの台数を要求負荷により調整することで、個々のガスエンジンは常にフルロードで運転され、効率が高い状態で保持される。

項目		建替え前の性能	建替え後の性能
電気出力	MW	323	190
熱出力	MW	295	192
燃料利用率	%	>50	91
最低負荷	MW	N/A	4
最大負荷上昇	MW/分	N/A	~40
最大負荷降下	MW/分	N/A	~120
起動時間	ホット(分)	N/A	<5
	ウォーム(分)	N/A	8
最低負荷における発電効率	%	N/A	45
定格と部分負荷における発電効率	40%	N/A	45
	100%	~40	45
耐用年数	年	~50	>25
最小停止時間	分	N/A	~5

出所)IEA, "Status of Power System Transformation 2018 -Advanced Power Plant Flexibility-" の日本語訳「電力システム変革の状況 2018-発電所の柔軟性向上」、閲覧日:2021年11月26日。
https://www.tenpes.or.jp/files/user/pdf/members/IEA%E6%83%85%E5%A0%B1_%E9%9B%BB%E5%8A%9B%E5%BD%BC%E5%BD%BD%E5%BE%83%E5%BE%91%E6%94%B9%E9%9D%A9%E7%8A%B6%E6%B3%812018_%E7%99%BA%E9%9B%BB%E6%89%80%E3%81%AE%E6%9F%94%E8%BB%9F%E6%80%A7%E5%90%91%E4%B8%8A.pdf より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

86

米国CAISOにおける再エネ出力抑制低減策

- 米国CAISOでは、再エネの過剰発電及び出力抑制を低減するために、複数の有望なコンセプトや技術が検討されている。

蓄電池	- エネルギー貯蔵設備の導入による再エネ電力の有効活用 - CAISOは2021年に2.5GWのエネルギー貯蔵設備を追加予定	WEIM拡大	- 西部エネルギーインバランス市場 (WEIM: Western Energy Imbalance Market) をカリフォルニア州を含む8州で運営 - WEIMでの取引により再エネ出力抑制を回避
DR	系統状況に応じて、需要家の電力消費の増減を促すDR(デマンドレスポンス)イニシアティブを促進	地域的協調	コスト効率性・信頼性の高い地域市場を通じて、より多様なクリーンエネルギーリソースを提供
ToU料金	再エネを効率的に利用するために、消費量に見合った時間帯別料金(ToU Rate: Time-of-Use Rate)を導入	EV	系統状況の変化に対応した電気自動車の充電システムを組み込む
最低出力引き下げ	より多くの再エネ発電を可能にするため、従来型発電機の最低出力引き下げを検討	フレキシブルリソース	急激な需要の増減にも対応できる、最新かつ迅速な対応が可能なリソースに投資

出所)CAISO, "Fast Facts Impacts of renewable energy on grid operations", 閲覧日: 2021年11月26日.
<https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf> 等より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

89

米国CAISO: WEIM(Western Energy Imbalance Market)

- 西部エネルギーインバランス市場 (WEIM: Western Energy Imbalance Market) は、2014年にCAISOが管轄エリアで運営するインバランス市場(5分単位及び15分単位のリアルタイムエネルギー市場)の運用エリアを他の米国西部諸州に拡大したもの。現在、カリフォルニア、オレゴン、ネバダ、ワシントン、アリゾナ、ユタ、コロラド、ワイオミングの8州に管轄エリアを持つBalancing Authorityが参加している。
 - ✓ 予測よりも電力負荷が少ないBalancing Authorityは、他のBalancing Authorityに余剰電力を売り、予測よりも負荷が大きいBalancing Authorityは、他のBalancing Authorityから余剰電力を購入できる。
- 発電コストの削減、系統信頼性の向上とともに、供給過剰時の再生可能エネルギーの抑制を削減することで、大きな環境効果をもたらしている。
 - ✓ CAISOは、2020年のWEIM内での取引により、従来なら出力を抑制された発電量のうち約16%分の抑制を回避^注

出所)Western Energy Imbalance Market & CAISO, "Western EIM realizes record \$301 million in third-quarter benefits", 閲覧日: 2021年11月26日.
<https://www.westerneim.com/Documents/Western-EIM-Realizes-Record-301-Million-In-Third-quarter-Benefits.pdf> より三菱総研作成

注出所)<https://www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

90

457

5. 自然変動電源の増加に対する系統面の対応

各機関による柔軟性(Flexibility)の定義

機関	国・地域	柔軟性(Flexibility)の定義 (日本語訳/原語)	時期	文献
IEA (国際エネルギー機関)	—	電力系統の瞬間的な安定性の確保から長期的な供給安定性の確保まで、あらゆるタイムスケールで需要と供給の変動性と不確実性を確実に費用対効果の高い方法で管理する電力系統の能力 "Power system flexibility is defined as "the ability of a power system to reliably and cost effectively manage the variability and uncertainty of demand and supply across all relevant timescales, from ensuring instantaneous stability of the power system to supporting long-term security of supply"	2019年	IEA, "Status of Power System Transformation 2019 Power System Flexibility", (2019年5月) ^[1]
IEA (国際エネルギー機関)	—	予想されるか否かにかかわらず、変動性に対応して電力システムが電力生産や消費を変更できる範囲。言い換えれば、原因が何であれ、急激で大きな不均衡に直面しても、電力系統が信頼できる供給を維持できる能力 "Flexibility expresses the extent to which a power system can modify electricity production or consumption in response to variability, expected or otherwise. In other words, it expresses the capability of a power system to maintain reliable supply in the face of rapid and large imbalances, whatever the cause."	2011年	IEA, "Harnessing Variable Renewables", (2011年5月) ^[2]
CEDEC/EDSO for Smart Grids/eurelectric/Eurogas/GEODE (業界団体)	欧州	エネルギーシステム内のサービスを提供したり、安定したグリッド運用を維持したりするために、個別レベルまたは集合レベルで、多くの場合、外部信号に反応して、発電注入や消費パターンを変更すること "Flexibility is defined as the modification of generation injection and/or consumption patterns, on an individual or aggregated level, often in reaction to an external signal, in order to provide a service within the energy system or maintain stable grid operation."	2018年	CEDEC, EDSO for Smart Grids, eurelectric, Eurogas and GEODE, "FLEXIBILITY IN THE ENERGY TRANSITION: A Toolbox for Electricity DSOs", (2018年8月) ^[3]
Ecorys / ECN (欧州委員会等への提出報告書)	欧州	不確実で変化する電力系統の状況に、迅速かつ安全に、そしてコスト効率よく適応し、予測する能力 "Flexibility services are related to the ability to adapt and anticipate to uncertain and changing power system conditions, in a swift, secure and cost-efficient manner"	2014年	Ecorys and ECN (Client: European Commission, DG ENER), "The role of DSOs in a Smart Grid environment", (2014年4月) ^[4]
Ofgem (ガス・電力市場規制庁)	英国	(価格の変化などの)外部信号に反応して、発電および/または消費パターンを変更し、エネルギーシステム内でサービスを提供すること "We define flexibility as 'modifying generation and/or consumption patterns in reaction to an external signal (such as a change in price) to provide a service within the energy system'."	2015年	Ofgem, "Making the electricity system more flexible and delivering the benefits for consumers", (2015年9月) ^[5] Ofgem, "Ofgem's Future Insights Series Flexibility Platforms in electricity markets", (2019年9月) ^[6] 等
Energy UK (業界団体)	英国	エネルギーシステムの主体が市場のシグナルを理解してそれに対応し、直接または間接的な利益を得られるようにエネルギーの需要や供給を調整する能力 "Flexibility relies on the ability of energy system agents to understand and respond to market signals, and adapt their demand for, or supply of, energy in such a way that they can realise direct or indirect benefits. The result of this is an energy system that helps to meet carbon targets whilst delivering energy security for consumers at the lowest cost via efficient competitive markets."	2018年	Energy UK, "Defining Flexibility - 2018", (2018年) ^[7]

Copyright © Mitsubishi Research Institute

91

5. 自然変動電源の増加に対する系統面の対応

(参考)前頁文献の参照URL

[1] https://iea.blob.core.windows.net/assets/00dd2818-65f1-426c-8756-9cc0409d89a8/Status_of_Power_System_Transformation_2019.pdf (閲覧日: 2021年9月30日)

[2] <https://www.iea.org/reports/harnessing-variable-renewables> (閲覧日: 2021年9月30日)

[3] <https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/Flexibility-in-the-energy-transition-A-tool-for-electricity-DSOs-2018-HD.pdf> (閲覧日: 2021年9月30日)

[4] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140423_dso_smartgrid.pdf (閲覧日: 2021年9月30日)

[5] https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/09/flexibility_position_paper_final_0.pdf (閲覧日: 2021年9月30日)

[6] https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/09/ofgem_fi_flexibility_platforms_in_electricity_markets.pdf (閲覧日: 2021年9月30日)

[7] <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6625> (閲覧日: 2021年9月30日)

6. 欧州におけるノードプライシングの検討状況

6. 欧州におけるノードプライシングの検討状況

MRI



2016年欧州クリーンエネルギーパッケージにおける位置づけ

- 欧州の電力市場はゾーン型のマーケットモデルを採用しているが、2016年のクリーン・エネルギー・パッケージの検討において、ローカル・プライス・シグナルを改善するためにノードプライシングへの移行はオプションの一つとして位置づけられている。
- この検討では、「理論的には、ノード・プライシングは、電力市場やネットワークにとって最適な価格設定システムとの肯定的な評価がなされる一方、現在の系統管理や電力取引の仕組みを根本的に見直すものであり、移行コストが非常に大きい」と整理されている。

2016年欧州クリーンエネルギーパッケージにおけるローカルな価格シグナル改善に関するオプション

Improving locational price signals				
Objective: The objective is to have in place a robust process for deciding on the structure of locational price signals for investment and dispatch decisions in the EU electricity wholesale market.				
	Option 0	Option 1	Option 2	Option 3
Description	Business as Usual – decision on bidding zone configuration left to the arrangements defined under the CACM Guideline or voluntary cooperation, which has, to date, retained the status quo.	Move to a nodal pricing system.	Introduce locational signals by new means, i.e. through transmission tariffs.	Improve currently existing the CACM Guideline procedure for reviewing bidding zones and introducing supranational decision-making, e.g. through ACER.
Pros	Approach already agreed.	Theoretically, nodal pricing is the most optimal pricing system for electricity markets and networks.	Would unlock alternative means to provide locational signals for investment and dispatch decisions.	This improvement will render revisions of bidding zones a more technical decision. It will also increase the available cross-zonal capacity.
Cons	Risks maintenance of the status quo, and therefore misses the opportunity to address issues in the internal market.	Nodal pricing implies a complete, fundamental overhaul of current grid management and electricity trading arrangements with very substantial transition costs.	Incentives would not be the result of market signals (value of electricity) but cost components set by regulatory intervention of a potentially highly political nature. Does not address the underlying difficulty of introducing locational price zones, namely the difficulties to arrive at decisions that reflect congestion instead of political borders.	Does not address a situation where the results of the bidding zone review are sub-optimal. I.e. this option only covers procedural issues.
Most suitable: Option 3 – this option will rely on a pre-established process but improve the decision-making so that decisions take into account cross-border impact of bidding zone configuration. Other options – e.g. to fundamentally change how locational signals are provided, would be disproportionate.				



欧州におけるノードプライシングの検討状況

- 現段階で、特定地域においてノードプライシングの導入検討が具体的に進められている国はないが、2020年に欧州委員会のJoint Research Centreから、ノードプライシングに関する技術レポートが公表されている。

JRC技術報告書「欧州電力市場におけるノードプライシング」の結論

- ノード・プライシングは、市場分割の最も極端な形態と解釈することができ、ネットワークの各ノードが1つの入札ゾーンを表す。したがって、現在の欧州市場の設計原則は、理論的にはノード・プライシングを適用する可能性を排除していないと推測される。しかし、実際には、EUにおけるゾーン制からノード制への移行は煩雑であり、克服すべき技術的・規制課題がいくつもある。
- EUの電力市場設計にノード・プライシングを適用するには、市場のリファレンス価格に関する考え方を変える必要がある。ノード・プライシングでは、リアルタイム市場が価格がリファレンス価格とされ、前日市場と時間前市場は、リアルタイム市場に対するフォワード市場と位置づけられる。そのため、ノード・プライシングの導入においては、まず、EU内のバランス市場を現在よりも緊密に調和させる必要がある。
- 欧州の電力市場にノード・プライシングを導入するためには、相当抜本的な制度変更が必要となる。特に、バランス市場の考え方については大きな変化が予想される。
- 欧州の電力市場を脱炭素化するには、必然的に分散型レベルの発電(太陽光発電、風力発電、デマンドサイドマネジメント、蓄電)を増やす必要がある。この点とノード・プライシングの導入が相まって、TSOとDSOがどのように相互作用するかが課題となる。分散リソースが市場に積極的に参加できるようにするために、配電レベルでの地域限界価格にも拡張することが考えられる。

出所) European Commission Joint Research Centre, "JRC Technical reports Nodal pricing in the European Internal Electricity Market", 2020年
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119977> (2021年11月24日閲覧)

Copyright © Mitsubishi Research Institute

95



ドイツにおけるLMP導入に向けた議論(1/2)

- ドイツではこれまでノード制(LMP)に関する議論はあったものの、現在まで導入されてはいない。
- しかし、ノード型の市場導入に関するロードマップが、ホワイトペーパー“ELECTRICITY MARKET DESIGN 2030-2050: MOVING TOWARDS IMPLEMENTATION”が発表されている。
- 同ホワイトペーパーのビジョンは、ドイツにおいて、すべての潜在的なプレーヤーや技術が最新の情報技術を使って参加できるような、場所的・時間的に細かい市場を持つことであり、それによって電力システムにおける競争と効率を高め、同時にシステムセキュリティを向上させ、分配の影響を制限し、共通の欧州電力市場における高い統合性を維持する、ドイツにおける持続可能で競争力のある産業の基礎となるものとされている。

これらの目標を達成するために、以下2つが必要であるとしている。

- ① ドイツは電力市場の一部を改革すること。このような改革の中核となるのは、まず送電網レベルでの、場所的・時間的にきめ細かな価格設定、場所的にも時間的にもきめ細かい価格であり、まずは送電網レベルでの価格設定である。
- ② 定期的にFTRオークションを実施し、すべての市場参加者が場所的な価格リスクをヘッジできるような、金融伝送権の強固な一次市場を構築すべきである。
 - 幅広い市場参加を可能にするためには、現在参加を妨げている金融規制を見直す必要がある。加盟国やEUレベルでのMiFID IIの規制を調整し、システム価格を利用したデリバティブ取引がすべての市場参加者に可能となるようにしなければならない。
 - LMPの市場デザインを導入する際には、欧州市場との緊密な統合が確保されなければならない。このような継続的な統合の下で、再エネのシェアが増加する中で、ノード市場を導入した国と、ゾーン型を採用する隣接国の両方が利益を得られる可能性が高い。
- 送電網レベルのノード・プライシングだけでも、配電網でのシステムニーズに合わせることができるとは、配電網レベルでのシステムニーズも動的に考慮するためには、TSOとDSOの間でより緊密な連携が必要となる。これは、TSOの現在の責務を拡張するか、配電網レベルの市場を卸売市場と垂直的に結合することで実現できるとされている。

出所: BNetzA, Federal Ministry of Education and Research, <https://www.fim-rc.de/Paperbibliothek/Veroeffentlicht/1361/wi-1361.pdf>, RAP, Power systems in the 2020s: What can Germany and the PJM region learn from each other?, 閲覧日: 2022年1月31日, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2018/10/rap-adelphi-pjm-germany-2018-october-final.pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

96

ドイツにおけるLMP導入に向けた議論(2/2)

- ホワイトペーパー“ELECTRICITY MARKET DESIGN 2030-2050: MOVING TOWARDS IMPLEMENTATION”の中では、LMP導入に向けたロードマップが以下の通り示されている。提案されている方針として、LMPの導入を促進するための重要なステップと、将来性のある市場設計に貢献するための付随する政策に分かれている。
- ロードマップでは、5カ年にわたってLMP導入に向けた市場設計や、インバランス改革、報酬制度の改革等、段階的な準備を進め、段階的な制度設計を提案している。
- LMPの最終的な導入は、関連するステークホルダー間の事前の協議段階に基づいて行われるべきであり、堅牢な清算方法の技術開発を早期に開始し、欧州市場のカップリングに合わせるべきであると説明されている。

ドイツにおけるLMP導入に向けた議論(ロードマップ)

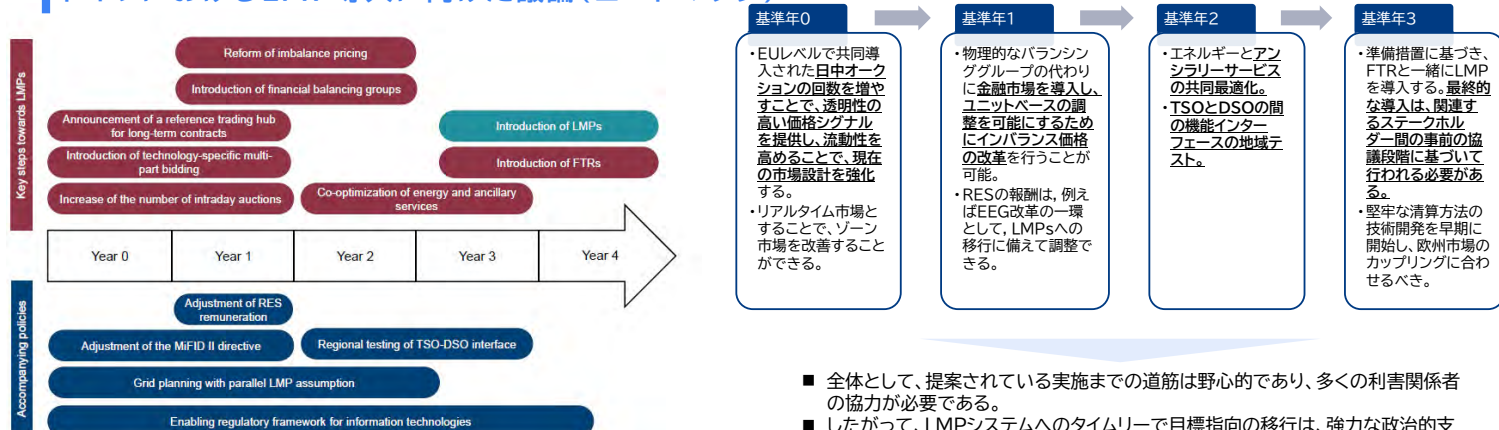


Figure 5: Pathway towards an implementation of LMPs

出所: BNetzA, Federal Ministry of Education and Research, <https://www.fim-rc.de/Paperbibliothek/Veroeffentlich/1361/wi-1361.pdf>

Copyright © Mitsubishi Research Institute

97

6. 欧州におけるノードプライシングの検討状況

英国におけるLMP導入に向けた議論(1/5)

- 英国では、Innovate UKによって設立された非営利研究機関であるEnergy Systems Catapult(ESC)が、2021年3月に英国の電力市場の改革案に関するレポート“Rethinking Electricity Markets – The case for EMR 2.0”を公表した。
- 上記レポートでは、システム効率を改善し、最小コストでネットゼロ排出目標を達成するためのキーとして、電力価格シグナルの改善に着目した。BEISとOfgemに対して、電力システムの状態を時間と場所毎に正確に反映するために、短期卸売市場でより効率的で動的かつ詳細なマーケットシグナルを発する市場メカニズムを実現することに焦点を当てることを提案した。
- 2020年3月以降、ESCは、CEPAとTNEIの協力を受けて、電力市場における地点別エネルギー価格(Locational Energy Pricing)に関するより詳細な評価に着手し、現在までに2つのレポートを公表している。

レポート	発行者	発行時期	概要
Rethinking Electricity Markets – The case for EMR 2.0	Energy Systems Catapult(ESC)	2021年3月	英国政府が電力市場改革(EMR 1.0)を実施し始めてから10年近くが経過し、2050年ネットゼロ目標達成や再エネ普及に伴う様々な系統課題の顕在化等、電力事業を取り巻く環境が変化する中で、効率的で全エネルギーシステムの脱炭素化を可能にする電力市場改革の提案を策定する。
Locational Energy Pricing in the GB Power Market	CEPA及びTNEI(ESCによる委託)	2021年3月	- 将来のエネルギーシステムのコストを最小限に抑える上で、地点別価格シグナルが果たす役割を考察。 - 市場設計の問題を探るために、3つの潜在的なアプローチを設定し、分析を実施。
Introducing nodal pricing to the GB power market to drive innovation for consumers' benefit: Why now and how?	Energy Systems Catapult(ESC)	2021年10月	- 脱炭素化、分散化、デジタル化が進んだ電力システムにおいて、地点別の価値を示す最良のアプローチとして、ノードプライシングに対する認識を高めることを目的としている。 - 英国のネットゼログリッドへの効率的な移行を可能にするために、将来の電力市場設計においてノードプライシングを採用することが非常に有効であることを示唆。

出所)Energy Systems Catapultウェブサイト, <https://es.catapult.org.uk/report/locational-energy-pricing-in-the-gb-power-market/> 及び <https://es.catapult.org.uk/report/rethinking-electricity-markets-the-case-for-emr-2/m>, 閲覧日: 2022年1月31日, 等より三菱総研作成

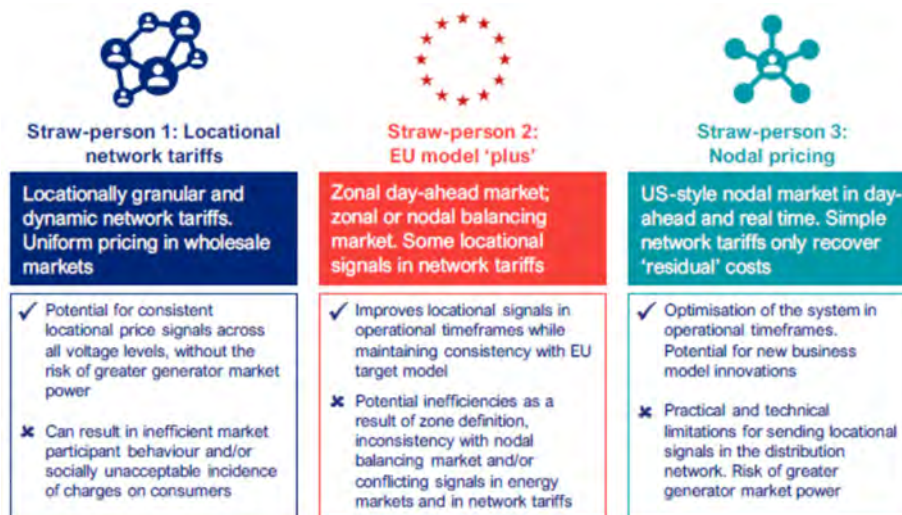
Copyright © Mitsubishi Research Institute

98

英国におけるLMP導入に向けた議論(2/5)

- Locational Energy Pricing in the GB Power Marketでは、市場設計の問題を探るために、3つの潜在的なアプローチを設定。
 1. 地点別系統料金: 地点ごとにきめ細かく、ダイナミックな系統料金。卸売市場における均一な価格設定
 2. EUモデル “プラス”: ゾーナル前日市場および、ゾーナルまたはノードナルなバランス市場。系統料金の中に地点情報を示すシグナルあり
 3. ノードプライシング: 米国型のノード市場(前日市場・リアルタイム市場)。系統料金は残余コストのみを回収

英国におけるLMP導入に向けた議論(3つのアプローチの概要)



出所)CEPA, TNEI&ESC, "Locational Energy Pricing in the GB Power Market", 閲覧日:2022年1月31日, https://esc-production-2021.s3.eu-west-2.amazonaws.com/2021/10/CEPARReport_EnergySystemsCatapult_LocationalEnergyPricing_FINAL.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

99

英国におけるLMP導入に向けた議論(3/5)

- Locational Energy Pricing in the GB Power Marketでは、潜在的なアプローチと多数の国際的なケーススタディを評価した結果、最適な市場は、当該エネルギーシステムの特長により異なるという結論を導出した。

Locational Energy Pricing in the GB Power Marketにおける結論

- ✓ ノードプライシングは、運用タイムフレームにおけるリソースの効率的給電をもたらすはずであるという点では広く合意がなされているものの、低電圧レベルでは実行不可能な場合がある。英国のエネルギー市場にノードプライシングを導入するためには、どの電圧レベルまではノードプライシングを適用しないかを慎重に検討し、綿密な市場監視を確立する必要がある。
- ✓ 比較的、制約の少ない系統においては、ゾーナルプライシングは、運用時間帯において、ノードプライシングに特有の発電の市場支配力行使のリスクを伴わず、ノードプライシングと同等の結果が得られると思われる。また、ゾーナルプライシングの導入に際して必要な現行システムの役割及びプロセスの変更は、ノードプライシングを実装する場合と比較してはるかに少ない。
- ✓ ゾーナルプライシングを導入する場合、ゾーンの定義による非効率性のリスクを最小化し、前日市場とバランス市場の一貫性を確保し、卸売市場における価格シグナルと地域ネットワーク料金における価格シグナルのダブルカウントを回避するよう注意する必要がある。
- ✓ 系統利用料金制度は、運用タイムフレームにおけるエネルギー供給コストを正確に反映するものではない可能性がある。しかしながら、低電圧レベルでは、ノード価格やゾーン価格を補完することが可能である。系統料金はまた、より長期的な投資シグナルとしても有用である。

出所)CEPA, TNEI&ESC, "Locational Energy Pricing in the GB Power Market", 閲覧日:2022年1月31日, https://esc-production-2021.s3.eu-west-2.amazonaws.com/2021/10/CEPARReport_EnergySystemsCatapult_LocationalEnergyPricing_FINAL.pdf より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

100
462

英国におけるLMP導入に向けた議論(4/5)

- 下図は、Locational Energy Pricing in the GB Power Marketで3つの潜在的アプローチについてまとめたものである。

英国におけるLMP導入に向けた議論(3つのアプローチの比較)

	Straw-person 1: Locational network tariffs	Straw-person 2: EU model 'plus'	Straw-person 3: Nodal pricing
Locational signals	- Locationally granular and dynamic network tariffs (e.g. locationally-specific critical peak pricing) - All other aspects of market design as per current arrangements	- Zonal day-ahead market - Zonal or nodal pricing in balancing markets - Network tariffs more locationally granular than currently	- Nodal day-ahead and balancing markets - Simple network tariffs only recover 'residual' costs
Dispatch & system operation	- Bilateral trading and through exchanges - Self-dispatch and SO redispatch	- Bilateral trading and through exchanges - Self-dispatch and SO redispatch	- Centralised optimisation to calculate nodal prices - Self-dispatch possible, but some bids need to be price-sensitive
Contracting & hedging	Would require availability of financial hedges for locational network tariffs	Financial hedges available for zonal price differences in day-ahead market, and for zonal / nodal price differences in BM	Financial hedges available for nodal price differences
Network investment	Planning standard, responsibility and regulation same as current arrangements	- Planning standard and responsibility same as currently - Reinforcement between zones signalled by price difference	- Requires changes to planning standard - Reinforcement subject to cost-benefit test vs. cost of congestion
At the distribution level	Consistent tariffs potentially down to LV (depending on metering, etc.)	Locational price signals only from network tariffs	- Nodal pricing may only be practical down to EHV level - Below that locational price signals only from network tariffs

出所)CEPA, TNEI&ESC, "Locational Energy Pricing in the GB Power Market", 閲覧日:2022年1月31日, https://esc-production-2021.s3.eu-west-2.amazonaws.com/2021/10/CEPARReport_EnergySystemsCatapult_LocationalEnergyPricing_FINAL.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

101

英国におけるLMP導入に向けた議論(5/5)

- “Introducing nodal pricing to the GB power market to drive innovation for consumers’ benefit: Why now and how?”では、ネットゼロ電力システムへの効率的な移行を可能にするために、英国における将来の電力市場設計においてノードプライシングを採用することが非常に有効であることを示唆するとともに、以下の11の推奨事項が示されている。

1	National Grid ESOは、BEISとOfgemより、英国電力市場におけるノードプライシングの導入について、費用便益ケースと導入・移行実務の詳細評価を含む詳細調査を依頼される必要がある。
2	開放的で競争力のある高効率な市場を通じてイノベーションを推進するための広範な改革パッケージの一環として、送電レベルでのノードプライシングへの移行を可能な限り早期に実施すること。英国でのノードプライシング導入方法の評価には、スケジューリングと決済の時間枠の短縮(例:5分)、および短期電力市場での取引をどの程度義務付けるか(例:強制ルール)についての検討も含めるべきである。
3	ゾナルプライシングではなく、直接ノードプライシングへ移行する。他国の経験から、ノードプライシングへの改革は複雑で破壊的であるが、価値があり、完全なノードプライシングへ直接移行することが理にかなっていることが示唆されている。米国は、早期にゾナルプライシングからノードプライシングへ移行し、現在もそれを継続している。一方、EU諸国におけるゾナルプライシング導入の進展は遅く、困難な状況にある。
4	独立した将来の系統運用者(FSO)を遅滞なく設立し、節電を効率的に実施するための機能を持たせること。米国市場のように、市場運営者と系統運営者の役割をFSOの中で統合するオプションも検討すべきである。
5	消費者の利益最大化のために、電力市場のパフォーマンスを向上させる独立した市場監視機関を設立すべきである。市場監視が必要な能力を十分に備えていることを確認する。一部の地域が市場支配力を発揮する場合、市場監視の強化が必要となる。市場監視を通じて、市場パフォーマンスの側面に責任を持つ主要な意思決定者(BEIS、Ofgem、FSOなど)に継続的にフィードバックを行うことで、機敏な意思決定、市場支配力に対する迅速な対応、タイムリーな市場開発を促進する。また、独立した強力な市場監視は、市場運営、改革、その結果としての価格に対する投資家の信頼と社会的受容の構築に有効である。
6	配電レベルの地点別シグナル、DNO、FSO、その他将来必要となる組織(DSO、地域組織など)の組織構造、役割、責任に関するロードマップを策定すること。多くのイノベーターは、現在の市場の取り決めに基づいて、ビジネスモデルを構築している。ロードマップと配電レベルの地点別シグナルのターゲットモデルと可能な経路の明確化は、イノベーターが規制リスクを管理し、より強固なビジネスモデルの開発に寄与する。
7	費用対効果の高いネットワーク開発と資金調達のために、ノードプライシングを補完する計画立案を改革する。立地に関する投資判断を最適化するためには、国や地方自治体が担う計画認可のルールやプロセスを変更する必要がある。国や地方レベルで戦略的な計画や調整を改善する必要がある。
8	デジタル化・分散化が進むエネルギーシステムと連動するよう、ノードプライシングの下での信頼性に関する取り決めを発展させる。ノードプライシングは、物理的信頼性に対処する市場の能力を向上させると考えられるが、信頼性とリソースアデカシーのための政策メカニズムも発展させる必要があると思われる。より発展した地点別市場シグナルと噛み合うように設計されなければならない。
9	ノードプライシングと、電力システムおよび決済プロセスを通じた、強固な炭素の時間/地点別トラッキングとを組み合わせる。地点別かつリアルタイムに近い(例:5分単位のスケジューリングと決済)、よりきめの細かい市場シグナルを、電力小売業者/需要に対する成果ベースの炭素政策の義務付けに組み合わせることを提案する。このような政策フレームワークは、電力取引・決済システムを通じて炭素を正確に追跡する取り決めを必要とするだろう。
10	公平性を確保し、低所得者層への影響に対処するために、対象を絞った規定を設計する。例えば、フレキシブルユーザーと非フレキシブルユーザー/リソースを対象としたノード価格とフラット価格の組み合わせ、クレジット/チャージによる請求額の平準化を伴う選択制でのノード価格導入、低/ゼロカーボンソリューションを採用する脆弱な消費者へのターゲット支援など、分配の影響を弱めるための過渡的政策が必要となる場合がある。
11	ノードプライシングへの移行期間中、既存事業者への一時的な支援を行う。地点別エネルギー価格が導入された場合、アクセス権の定義を再定義する必要がある可能性がある。均一価格制では、発電事業者は暗黙のうちにネットワーク全体へのアクセス権を有するが、ノードプライシングでは、発電事業者はノード(およびそれぞれの価格)への無制約のアクセス権のみが保証される。他の地域では、移行を促進するために、補償の取り決めによる一時的な緩和措置が採用されている。

出所)Energy Systems Catapultウェブサイト, 閲覧日:2022年1月31日, <https://es.catapult.org.uk/report/locational-energy-pricing-in-the-gb-power-market/> より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

102

463

6. 欧州におけるノードプライシングの検討状況

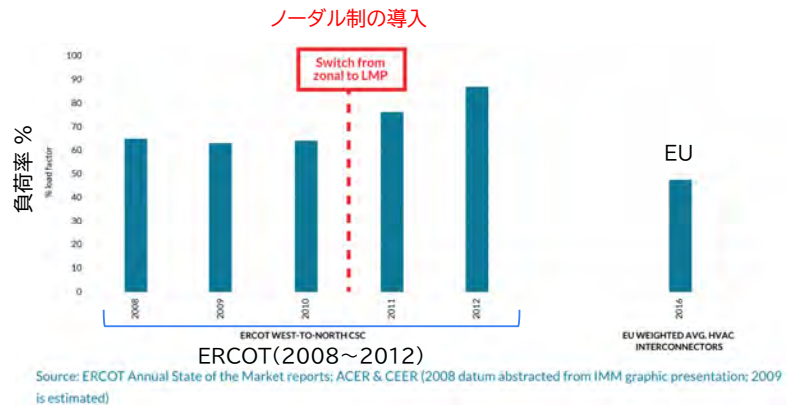
ポーランドにおけるノードル制の検討(1/3)

- ポーランドのシンクタンクであるForum Energiiは、他国(主にERCOT)のノードル制の事例を調査し、欧州(特にポーランド)におけるノードル制導入の意義や可能性を検討している。
- ERCOTの事例から、ノードル制導入による主な効果として、「混雑解消コストの低減」と「需要側リソースおよび蓄電池の活用促進」を挙げている。

ノードル制導入による効果

混雑解消コストの低減	市場を介した混雑管理、系統活用率の向上により、混雑解消コストを低減することができる。
需要側リソースおよび蓄電池の活用促進	需要側リソースおよび蓄電池のフレキシビリティに対する価値を評価することができるため、これらのリソースの活用を促進することができる。フレキシビリティの活用は、系統増強に代わる混雑緩和対策の選択肢になる。

ERCOTにおける系統利用率の推移



出所) Forum Energii. Locational market in Poland.閲覧日:2022年1月31日,
https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Locational%20market%20in%20Poland_net.pdf

6. 欧州におけるノードプライシングの検討状況

ポーランドにおけるノードル制の検討(2/3)

- さらに、ノードル制への移行に関する論点として、「市場支配の発生」、「制度導入プロセス」、「市場の流動性」、「価格リスク」、「価格の公平性」、「供給信頼度」を挙げている。それぞれの内容は下表の通り。
- こうした論点は、適切な制度設計によりクリアできるとしており、そのような制度設計が必要であることを提言している。

ノードル制への移行に関する論点

市場支配の発生	市場支配(事業者が電源の容量を市場に出さず手元に持つことで価格を上げる行為)が発生する可能性があるため、対策・管理が必要である。ERCOTでは管理に成功している。
制度導入プロセス	法整備、前日市場の機能変更、必要なデータ整備のため、制度変更までに時間(計画から運用開始まで4年)が必要である。
市場の流動性	ゾーン制は広範囲において同価格でやり取りできるので市場流動性が高いように見えるが、混雑が発生した場合はその効果が小さくなってしまう。
価格リスク	ノードル制では価格変動や地点間差が発生するため、価格リスクが高まる。ERCOTでは対策として、多くのリソース・負荷を接続するノードを指定する方法、事前に混雑が予測されるエリアにおいて電力取引を行う市場を作る方法、前日市場で入札と価格決定を行う方法を取っている。
価格の公平性	地点による価格差が生じるため、市場リスクの低減が必要となる。
供給信頼度	供給信頼度を保つための需給調整および混雑管理のコストも考慮する必要がある。

出所) Forum Energii. Locational market in Poland.閲覧日:2022年1月31日, https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Locational%20market%20in%20Poland_net.pdf より三菱総研作成

ポーランドにおけるノード制の検討(3/3)

- 本検討のKey Learningsとして以下が挙げられている。

検討のKey Learnings

- ノード制の導入は、フレキシビリティの拡大や、活用できていないエネルギーリソースの活用に資する。
- ノード制の導入は、最も安価な既存のフレキシビリティリソース(供給側の従来リソースと需要側の新たなリソースの両方を含む)の活用を促進する。
- ノード制の導入は、長期的に見ると卸価格の低減につながる。
- ポーランドにおいてノード制を導入することは、ポーランドの電力システムの低炭素化に大きな便益をもたらす。

出所) Forum Energii. Locational market in Poland.閲覧日:2022年1月31日, https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Locational%20market%20in%20Poland_net.pdf より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

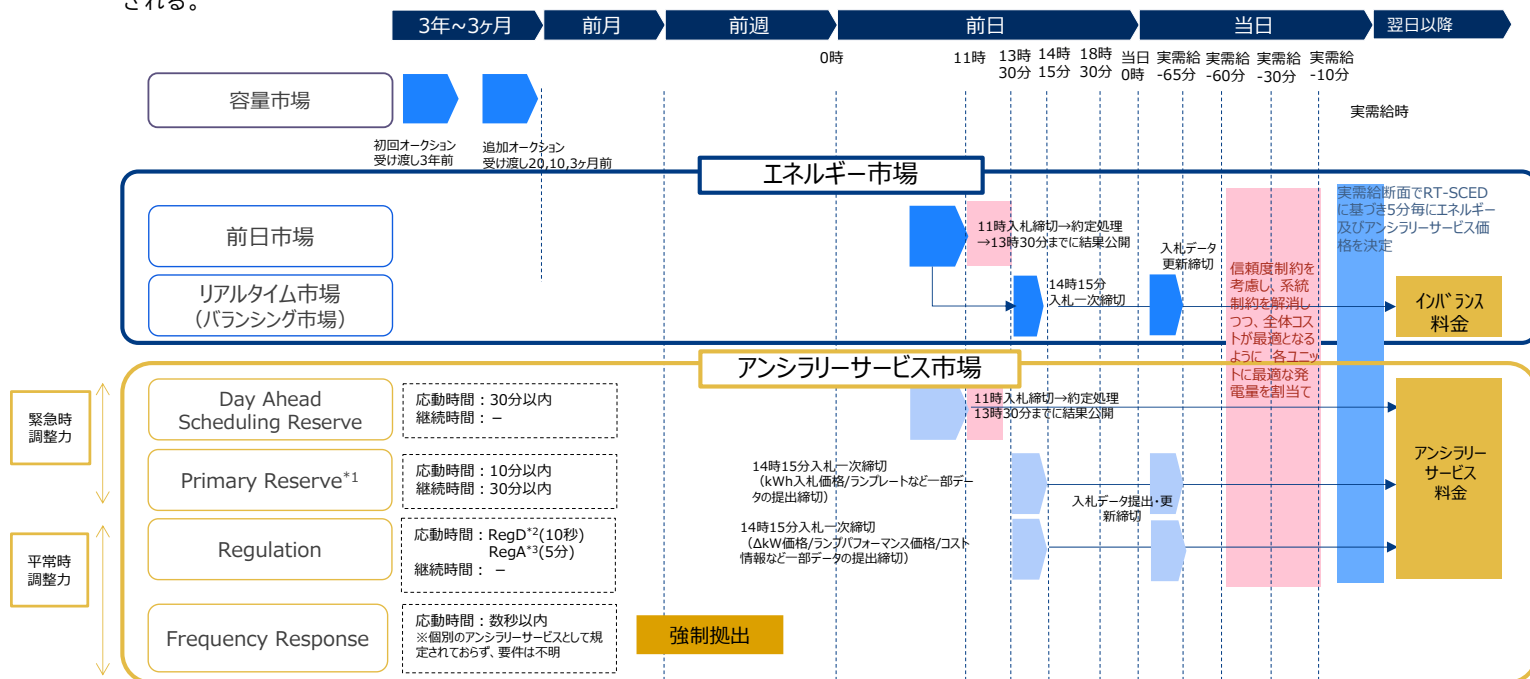
105

6. 欧州におけるノードプライシングの検討状況



(参考)米国PJM:市場プロセス

- 容量市場オークションにて落札又は相対取引制度を通じて確保され、容量コミットメントを負う全てのリソースは、前日市場への入札が義務付けられている。また、系統運用と電力市場運営が一体化され、エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。



*1: Primary Reserveは、Spinning Reserve(瞬動予備力)およびNon-Spinning Reserve(非瞬動予備力)を含む総称

*2: 蓄電池やフライホイールなど、応答性の高いリソースに対して2秒毎に送られる出力調整信号

*3: 石炭火力、LNG火力など、従来からRegulationを担い、相対的に応答性が低いリソースに対して2秒毎に送られる出力調整信号

出所) 電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)最終報告書」、<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihokukokusyosyo.pdf> より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

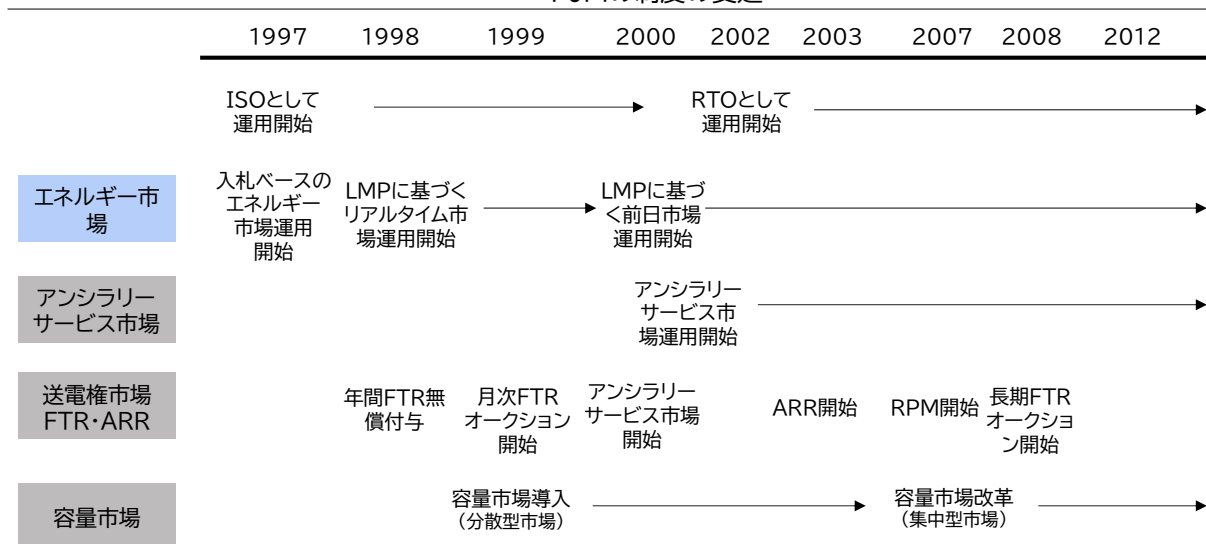
106

465

(参考)米国PJM:市場運用制度の変遷

- PJMはISOとしての設立以前から行われていたプール運用から、1998年にLMPに基づくノーダupleプライシングでの市場運用へ移行。
- ノーダuple制市場導入前のゾーン制市場ではオペレーション上の様々な問題が存在していた。主要な問題は以下の2つ。これらの課題解消を目的とし、より細やかで効率的な系統運用が可能なノーダuple制が導入された。
 - ゾーン価格と発電の入札価格の関係性により、効率的な再給電を実施できない。発電事業者への再給電指令に伴う機会損失費用の補償（アップリフト）のコストが増大していたこと。
 - ゾーン制では、価格はゾーン全体で同一であるため、地点別の価格シグナルが発せられず電源立地誘導効果が小さいこと。

PJMの制度の変遷



出所)電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成30年度—海外調査—最終報告書」、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihokukusyo.pdf> より三菱総研作成

未来を問い続け、変革を先駆ける

令和３年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業
（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書

2022年３月

東京海上ディール株式会社

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査報告書

委託事業名 令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業

受注事業者名 東京海上ディーアール株式会社

頁	図表番号	タイトル
20	図 1-4	ドイツ及びフランスのスポット市場におけるネガティブプライス発生時間数
21	図 1-5	ドイツ：直接販売アグリゲーターの源別ポートフォリオの状況
62	図 4-1	ドイツ：最終エネルギー/一次エネルギー消費量に占める再生可能比率実績
63	図 4-2	ドイツ：電力消費量に占める再生可能比率実績
77	図 4-5	ドイツ：年間市場価値へのFIP 算定方法変更の影響試算
79	図 4-6	ドイツ：EEG の例外規定を利用したFIP 対象設備の発電容量合計 (MW)
79	図 4-7	ドイツ：新規太陽光 (100～500kW) の直接販売化手段 (2016～19 年7 月)
80	図 4-8	ドイツ：直接販売を選択している発電設備の状況
81	図 4-9	ドイツ：陸上風力発電設備の給電方法の選択状況
81	図 4-10	ドイツ：FIT/直接販売 (市場プレミアム含む) 対象電源のシェアの推移
84	図 4-11	ドイツ：直接販売アグリゲーターのエネルギー源別ポートフォリオの状況
85	図 4-12	ドイツ：直接販売アグリゲーターの契約設備容量の推移 (2013～19 年)
110	図 4-15	ドイツ：EEG 賦課金の推移と2021、22 年賦課金への補助金投入額
129	図 4-17	ドイツ：標準家庭需要家 (年間需要3,500kWh) の電力料金の推移
130	図 4-18	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく賦課金額の推移 (～2022 年)
136	図 4-20	ドイツ：再生可能エネルギー発電量の推移と支援政策の変遷
183	図 5-6	スペイン：卸電力取引市場 (OMIE) 前日市場の推移 (2021 年1 月～)
185	図 5-7	スペイン：州別の陸上風力発電設備の容量増加予測 (2021～26 年)
186	図 5-8	スペイン：州別の太陽光発電設備の容量増加予測 (2021～26 年)
209	図 6-5	英国：CfD 市場参照価格 (四半期ごとの平均価格) の推移
212	図 6-6	英国：管理上のストライクプライス設定時の技術別供給曲線イメージ
218	図 6-8	英国：CfD FIT 制度のInterim Levy Rate の推移
239	図 6-17	英国：CfD Register の画面イメージ
240	図 6-18	英国：CfD 設置容量プロフィール
247	図 6-20	英国：再生可能発電設備の設備容量推移
269	図 6-26	英国：小規模FIT の登録件数推移
270	図 6-27	英国：2018 年第1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況
271	図 6-28	英国：小規模FIT 制度のカテゴリー別申請待ち (2018 年3 月31 日時点)
271	図 6-29	英国：2019 年第1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況
275	図 7-1	フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標と実績
305	図 7-6	フランス：太陽光発電連系設備容量と太陽光発電量の推移
306	図 7-7	フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布 (2020 年末時点)
307	図 7-8	フランス：陸上風力発電設備の連系設備容量の推移
307	図 7-9	フランス：陸上風力発電の設備容量の地域別分布 (2020 年末時点)
309	図 7-10	フランス：本土における再エネ支援に係る電力公共サービス費用の推移
310	図 7-11	フランス：電力料金の未徴収金額の推移 (2007～13 年)
320	図 8-1	イタリア：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率の実績および計画値
332	図 8-4	イタリア：再生可能発電設備容量の推移 (～2019 年)
333	図 8-5	イタリア：再生可能発電電力量の推移 (～2019 年)
333	図 8-6	イタリア：最終電力消費量に占める再生可能比率の実績および計画値
335	図 8-7	イタリア：再生可能エネルギー支援制度に係る費用内訳 (2020 年)
335	図 8-8	イタリア：Asos 料金の負担額実績と今後の見通し (2010～21 年)
336	図 8-9	イタリア：Asos 料金による再生可能発電支援額の将来予測 (2022 年～)
337	図 8-10	イタリア：制度別の風力発電出力抑制量の推移 (2010 年～)
338	図 8-11	イタリア：2020 年の月間別風力発電出力抑制量、出力抑制量比率
366	図 9-2	欧州各国：太陽光発電設備の年別支援期間終了状況 (2021～30 年)
367	図 9-3	欧州各国：陸上風力発電設備の年別支援期間終了状況 (2021～30 年)
387	図 9-5	韓国：PV セル (M2) モジュール (410Wp) の標準排出係数 (kg CO2/kWp)

(様式2)

頁	図表番号	タイトル
388	図 9-6	韓国：ライフサイクル評価に用いる国別電源構成値(kg CO2eq/kWh)
407	図 9-8	カリフォルニア州：2022 年建築省エネ基準で規定されたClimate Zones
409	図 9-9	米国：太陽エネルギー発電の均等化発電原価の目標値と実績値の比較
411	図 9-10	米国：電力会社別太陽光発電の均等化発電原価のシナリオ別改善要素
418	—	英国におけるDSO一覧とSSEN社によるANM実施区域の例
420	—	英国 CBAの分析ツールの活用事例紹介
421	—	英国 CBAで使用されるスプレッドシート
421	—	英国 CBAの分析ツール／スプレッドシートの項目別内容
422	—	英国 CBAの分析ツール／スプレッドシートのインプット
422	—	英国 CBAの分析ツール／算定ステップの確認
428	—	National Gridによる系統混雑管理のタイムライン
429	—	Wider WorksとEnabling Worksの考え方
429	—	Connect&Manage制度の有無による電源接続量の比較
429	—	Scottish & Southern EnergyおよびUK Power Networksの管轄エリアにおけるFlexible DGの動向
429	—	英国DSO（SP Energy Networks）の電源接続の体系
430	—	英国における風力発電の抑制実績（TWh）
430	—	風力発電発電量と出力抑制に関わるコストの関係
430	—	英国における混雑管理費用
432	—	アイルランド島の風力発電の出力抑制率の実績
432	—	アイルランド島の風力発電の出力抑制の量と分類（2020年）
434	—	再給電及び出力抑制の制度変更概要（上段：これまで、下段：新制度）
434	—	ドイツ 再エネ出力抑制量の推移（GWh）
434	—	ドイツ 再エネ出力抑制に対する補償額の推移（百万€）
435	—	イタリアの再エネ出力制御実績
435	—	イタリアの出力制御による費用補償実績
436	—	スペインにおける風力発電の抑制実績
436	—	スペインにおける風力発電抑制量の要因別内訳（GWh）
437	—	デンマークの調整力運用実績
437	—	ノルドプールのビiddingゾーン
438	—	デンマークの調整力市場における特別規制の発動量
439	—	PJMにおける風力発電の抑制率
439	—	CAISOによる再エネ（PV・風力）の出力抑制量推移
440	—	CAISO 再エネ（風力・太陽光）の月別出力抑制量（2019～2020年）
440	—	CAISO 太陽光発電のEconomic downward dispatchへの遵守量・遵守率（2020年）
440	—	CAISO 風力発電のEconomic downward dispatchへの遵守量・遵守率（2020年）
442	—	情報開示プラットフォームの審査状況（2022年1月24日現在）
442	—	内部情報開示プラットフォーム（IIP）の審査状況（2021年11月11日現在）
443	—	フランスの空き容量マップ（CAPARÉSEAU）
444	—	Elia社の Open Data Platform
444	—	Elia社の系統に関するオープンデータ
445	—	ベルギーの高圧送電系統の公開情報（2020年）
445	—	TenneT オランダ送電系統に関するデータのエクスポートページ
447	—	英国 NOA2020/21で検討された系統増強を踏まえたBSUoSコストの予測結果
448	—	英国 蓄電システム導入により回避される系統混雑の評価
449	—	Network Options Assessment（NOA）のフロー
450	—	アイルランド 系統周波数とそれに応じて求められる出力制御範囲
451	—	ドイツ 発電量に占める再エネ・従来電源の割合
451	—	ドイツ 2030年までの再エネ容量目標（改定前の値）
452	—	ドイツ連邦政府が2023年までに取り組む施策（抜粋）
452	—	ドイツ 水素モデル地域「HyBayern」における取り組み内容
452	—	ローカルフレキシビリティ市場における取引イメージ
453	—	ドイツにおけるバイオガス設備の取り扱い
453	—	EEG（再エネ法）におけるバイオガス発電設備の取り扱い
455	—	Fly方式（HoF方式）の起動イメージ
456	—	デンマーク 超々臨界圧石炭火力の改修
459	—	2016年欧州クリーンエネルギーパッケージにおけるローカルな価格シグナル改善に関するオプション
461	—	ドイツにおけるLMP導入に向けた議論（ロードマップ）
462	—	英国におけるLMP導入に向けた議論（3つのアプローチの概要）
463	—	英国におけるLMP導入に向けた議論（3つのアプローチの比較）

(様式 2)

頁	図表番号	タイトル
464	—	ERCOTにおける系統利用率の推移