

電力中央研究所報告

日本における発電技術の
ライフサイクルCO₂排出量総合評価

総合報告：Y06

平成28年7月

 電力中央研究所



CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**

2024 年 2 月 14 日

正誤表

電力中央研究所報告 Y06「日本における発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量総合評価」におきまして、下記の誤りがございました。これまで本報告書をご利用いただきました皆様にはご迷惑をおかけしましたことをお詫び申し上げ、訂正させていただきます。

P4 2.2.2 評価式の定式化 式 2.1

$$LCCO_2 = \frac{\left\{ \begin{array}{l} E + P_c + P_m + P_d \\ + \sum_i U_{ci} + \sum_i U_{mi} + \sum_i U_{di} \\ + \sum_i D_{ci} + \sum_i D_{mi} + \sum_i D_{di} \end{array} \right\}}{Q}$$

(式 2.1)

$LCCO_2$: 発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量
[g-CO₂/kWh]

Q : 耐用期間の発電電力量 = 設備容量[kW] ×
8760[h] × 設備利用率 × 耐用年数

誤) Q : 耐用期間の発電電力量 = 設備容量[kW] × 8760[h] × 設備利用率 × 耐用年数

正) Q : 耐用期間の発電電力量 = 設備容量[kW] × 8760[h] × 設備利用率 × (1 - 所内率) × 耐用年数

以上

日本における発電技術の ライフサイクル CO₂ 排出量総合評価

今村 栄一^{*1} 井内 正直^{*2} 坂東 茂^{*1}

キーワード：ライフサイクル分析

CO₂ 排出量

発電技術

発電効率

排出原単位

Key Words : Life-cycle Analysis

CO₂ Emissions

Power Generation Technologies

Thermal Efficiency

Emission Factor

Comprehensive Assessment of Life Cycle CO₂ Emissions from Power Generation Technologies in Japan

Ei-ichi Imamura, Masanao Iuchi and Shigeru Bando

Abstract

When assessing pollutants' emissions per unit of power generated, life cycle analysis (LCA) is employed to address not just power plant operation but the whole range of supply chain encompassing fuel mining, processing and transportation, plant construction, and further to plant dismantling and waste treatments. As a pioneer of such analyses, CRIEPI conducted a series of evaluation of life-cycle CO₂ emissions per unit of power generated, i.e. the LC-CO₂ emission factors, for those generation technologies commercially available in Japan under 2009 parameters and data. Major findings are summarized as follows:

- (1) As for the LC-CO₂ emissions of the thermal power generation technologies, their 'direct' component representing fuel combustion accounts for roughly 80-90%, which causes their LC-CO₂ emissions are several times larger than those without burning fossil fuel. The indirect parts of LC-CO₂ emissions other than fuel combustion of the thermal power generation technologies occupy as small as 4-21%, which, however, influence merit orders among the generation technologies.
- (2) The LC-CO₂ emissions of power generation technologies without fossil combustion are in the range of 11-59g-CO₂/kWh except 'Floating offshore' wind farm, which are in the range of 9-14% of those with fossil burning.

These results allow broad comparisons among those technologies, as well as environmental burden assessments for power plant operators.

(Socio-economic Research Center Rep.No.Y06)

(平成 28 年 3 月 31 日 承認)

^{*1} 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 主任研究員

^{*2} 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 上席研究員

背 景

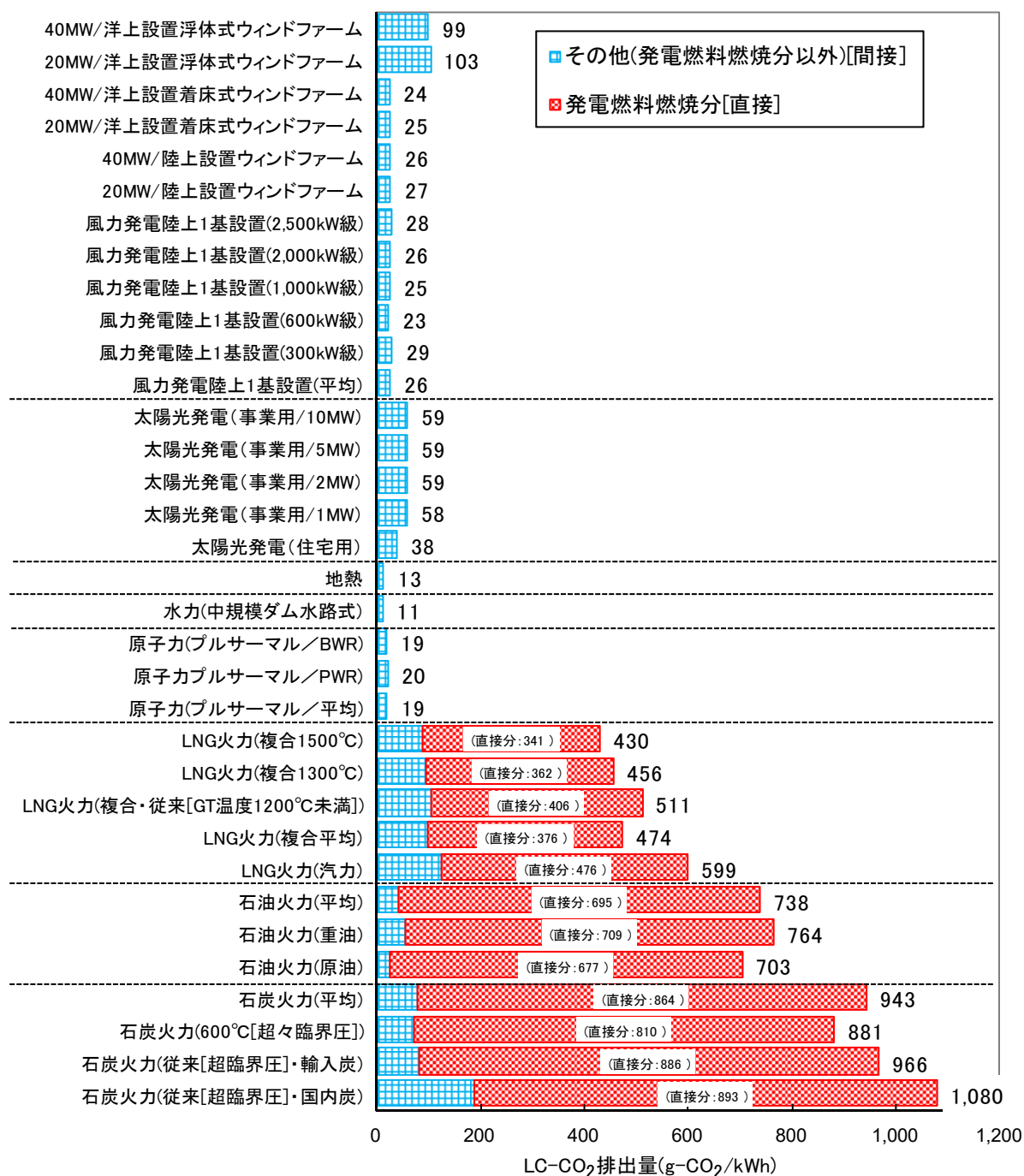
発電に係る環境影響物質の排出量評価としては、発電プラントの運用段階の排出量のみならず、その建設や廃棄、さらには燃料の採掘・輸送・加工・廃棄物処理などの発電部門のサプライチェーンの全体、すなわち発電のライフサイクルを包含して評価する必要がある。しかしながら、同一の評価基準の下、対比可能な形で商用発電技術及びほぼ技術的に確立された発電技術を網羅した電源別ライフサイクル二酸化炭素(LC-CO₂)排出量評価を行った例はほとんど存在しない。

目 的

2009 年基準の素材毎の CO₂ 原単位等の下で、現時点で商用発電技術として活用が期待される技術を網羅した電源別 LC-CO₂ 排出量を評価し、相互比較を可能とするよう提示する。

主な成果

- ・ 火力発電技術の LC-CO₂ 排出量は、発電用燃料燃焼分[直接]が多くを占めるため、燃料燃焼を伴わない発電技術に比べて一桁かそれ以上大きい。また、発電用燃料燃焼分以外[間接]による火力発電技術の LC-CO₂ 排出量は、全体に占める比率は 4～21%と小さいものの、26～187g-CO₂/kWh であり、発電技術間の優劣を左右し得る量である。(図 1)。
- ・ LNG 複合火力 1,300℃級及び 1,500℃級の LC-CO₂ 排出量は、それぞれ 456、430g-CO₂/kWh であり、ガスタービン入口温度の高温化による熱効率の向上を通じて、LNG 複合火力(従来)の LC-CO₂ 排出量(511g-CO₂/kWh)と比較して、10～15%小さい。
- ・ 600℃級石炭火力の LC-CO₂ 排出量は 881g-CO₂/kWh であり、高温化による熱効率の向上を通じて、石炭(従来・輸入炭)の LC-CO₂ 排出量(966g-CO₂/kWh)と比較して 9%程度小さい。
- ・ 住宅用の太陽光発電(PV)システムに比べて、事業用 PV システムの LC-CO₂ 排出量は、約 20g-CO₂/kWh 程度大きい。事業用 PV システムでは、住宅用で不要な架台基礎・大型の直交変換装置や変圧器等の投入物量が増加し、LC-CO₂ 排出量が増加する。
- ・ 風力発電の単機容量の出力増大は、支持鉄塔や基礎部コンクリートなど投入物量が増大することにより、少なくとも LC-CO₂ 排出量については改善につながらない。
- ・ ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量は、洋上設置浮体式ウィンドファームを除き、燃料燃焼を伴わない陸上単機設置風力発電や原子力と同程度の LC-CO₂ 排出量であった。洋上設置浮体式ウィンドファームは、陸上設置の基礎に相当する浮体重量が大きいいため、陸上設置や洋上着床式と比べて 4 倍程度となる。



注1) 図中の LC-CO₂ 排出量は、技術カテゴリ毎に算出した生涯発電電力量あたりの LC-CO₂ 排出量を、各技術カテゴリに属するプラントの2008年度末の総設備容量で加重平均した「電源別平均 LC-CO₂ 排出量」である。

注2) 原子力は、使用済燃料再処理、ブルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出。

図1 各種発電技術の LC-CO₂ 排出量

目 次

1. はじめに	1
2. 発電技術のライフサイクル CO ₂ 排出量評価手法	1
2.1 ライフサイクル CO ₂ 排出量評価のシステム境界	1
2.2 ライフサイクル CO ₂ 排出量評価手法と定式化	2
3. 発電技術の技術条件	7
3.1 石炭火力発電	7
3.2 石油火力発電	8
3.3 LNG 火力発電	8
3.4 原子力発電	9
3.5 水力発電	9
3.6 地熱発電	9
3.7 太陽光発電	10
3.8 風力発電	12
3.9 評価条件の総括	15
4. 排出係数と資材・エネルギー輸送の想定	16
4.1 燃料及び電力、素材の排出係数	16
4.2 各発電燃料の輸入元想定	19
5. 発電技術の物量想定	21
5.1 石炭火力発電	21
5.2 石油火力発電	22
5.3 LNG 火力発電	22
5.4 原子力発電	22
5.5 水力発電	22
5.6 地熱発電	22
5.7 太陽光発電	23
5.8 風力発電	34
5.9 太陽光発電・風力発電共通機器類	41

6. 評価結果	44
6.1 電源別 LC-CO ₂ 排出量評価結果	44
6.2 太陽光発電システムの LC-CO ₂ 排出量に影響を与える要因の分析	48
6.3 風力発電システムの LC-CO ₂ 排出量に影響を与える要因の分析	53
7. おわりに	57
参考・引用文献	58
付録 1 原子燃料マテリアルバランス	63
付録 2 CO ₂ 排出係数	65
付録 3 事業用太陽光発電システムの機器配置想定	69
付録 4 補完係数	73
別冊付録：ライフサイクル CO ₂ 排出量評価表	
付録 5 LC-CO ₂ 排出量評価表	
付録 5.1 石炭火力発電技術	
(1) 超臨界圧(SC)石炭火力発電技術(従来/国内炭)	
(2) 超臨界圧(SC)石炭火力発電技術(従来/輸入炭)	
(3) 超々臨界圧(USC) 石炭火力発電技術(600℃級)	
付録 5.2 石油火力発電技術	
(1) 石油火力(原油)	
(2) 石油火力(重油)	
(1) 石油火力(平均)	
付録 5.3 LNG 火力発電技術	
(1) LNG 火力(汽力)	
(2) LNG 火力(複合・従来)	
(3) LNG 火力(複合 1300℃級)	
(4) LNG 火力(複合 1500℃級)	
付録 5.4 原子力発電技術	
(1) 原子力発電(BWR/中間貯蔵段階まで)	
(2) 原子力発電(PWR/中間貯蔵段階まで)	
(3) 原子力発電(BWR/プルサーマル)	
(4) 原子力発電(PWR/プルサーマル)	

付録 5.5 水力発電技術

- (1) 中規模ダム水路式

付録 5.6 地熱発電技術

付録 5.7 太陽光発電技術

- (1) 住宅用太陽光発電／日本製 PV モジュール使用
- (2) 事業用 1MW 太陽光発電／日本製 PV モジュール使用
- (3) 事業用 2MW 太陽光発電／日本製 PV モジュール使用
- (4) 事業用 5MW 太陽光発電／日本製 PV モジュール使用
- (5) 事業用 10MW 太陽光発電／日本製 PV モジュール使用
- (6) 住宅用太陽光発電／韓国製 PV モジュール使用
- (7) 事業用 1MW 太陽光発電／韓国製 PV モジュール使用
- (8) 事業用 2MW 太陽光発電／韓国製 PV モジュール使用
- (9) 事業用 5MW 太陽光発電／韓国製 PV モジュール使用
- (10) 事業用 10MW 太陽光発電／韓国製 PV モジュール使用
- (11) 住宅用太陽光発電／ドイツ製 PV モジュール使用
- (12) 事業用 1MW 太陽光発電／ドイツ製 PV モジュール使用
- (13) 事業用 2MW 太陽光発電／ドイツ製 PV モジュール使用
- (14) 事業用 5MW 太陽光発電／ドイツ製 PV モジュール使用
- (15) 事業用 10MW 太陽光発電／ドイツ製 PV モジュール使用
- (16) 住宅用太陽光発電／中国製 PV モジュール使用 1
- (17) 事業用 1MW 太陽光発電／中国製 PV モジュール使用
- (18) 事業用 2MW 太陽光発電／中国製 PV モジュール使用
- (19) 事業用 5MW 太陽光発電／中国製 PV モジュール使用
- (20) 事業用 10MW 太陽光発電／中国製 PV モジュール使用

付録 5.8 風力発電技術

- (1) 風力発電(300kW 級)1 基陸上設置
- (2) 風力発電(600kW 級)1 基陸上設置
- (3) 風力発電(1000kW 級)1 基陸上設置
- (4) 風力発電(2000kW 級)1 基陸上設置
- (5) 風力発電(2500kW 級)1 基陸上設置
- (6) 20MW 陸上ウィンドファーム(2000kW×10)
- (7) 40MW 陸上ウィンドファーム(2000kW×20)
- (8) 20MW 着床式洋上ウィンドファーム(2000kW×10)
- (9) 40MW 着床式洋上ウィンドファーム(2000kW×20)
- (10) 20MW 浮体式洋上ウィンドファーム(2000kW×10)
- (11) 40MW 浮体式洋上ウィンドファーム(2000kW×20)

別冊付録は当研究所ホームページの研究報告書のページから入手できます。

1. はじめに

発電に係る環境影響物質の排出量評価としては、発電プラントの運用段階の排出量のみならず、燃料の採掘・輸送・加工・廃棄物処理などの一連の活動(サプライチェーン)、すなわち発電のライフサイクル全体を包含して評価する必要がある。とくに、運転時に二酸化炭素(CO₂)を排出しない原子力や再生可能エネルギー発電技術においては、このことが本質的に重要となる。

電力中央研究所では、電源別 CO₂ 排出量に係るライフサイクル分析(Life Cycle Analysis, LCA)において、我が国でも先駆的に取り組み、1994 年にその最初の成果[1]を刊行した。2000 年には、この分析を更に発展拡充し、1995 年度の技術段階および発電燃料の輸入状況などを基準として、各発電技術のライフサイクルにおける CO₂ およびメタン(CH₄)排出量を推計した報告書[2]を刊行している。加えて、2001 年には、原子力発電技術についての詳細な評価[3]を加え、この報告書[2][3]を併せて LCA による電源別ライフサイクル CO₂(LC-CO₂)排出量評価の原典として広く世に知られるに至った(なお、以下では文献[2][3]を併せて「2000 年評価」と表記する)。

その後の評価対象技術の進歩や環境条件の変化に伴い、2009 年に電源毎の LC-CO₂ 排出量の再推計を行い研究報告として取りまとめを行った[4](2009 年評価)。この中では、従来の発電技術に加えて、当時において最新の商用発電技術(超々臨界圧(USC/600℃級)石炭火力発電技術、1,300℃級及び 1,500℃級天然ガス複合火力発電技術)を新たに評価した。その後、2012 年には、2009 年評価[4]と同じ評価条件(電力・燃料・素材の排出係数¹⁾等)のもとで、メガソーラー発電技術(事業用

太陽光(PV)システム)について LC-CO₂ 評価[5]を実施した。また 2014 年には、ウィンドファーム(洋上着床式、洋上浮体式、陸上設置)を、新たに評価対象に追加して評価[6]を実施した(以下、上記[4][5][6]を合わせて 2009 年評価 3 分冊と呼ぶ)。

本報告書は、これら 2009 年評価 3 分冊を、評価手法や前提条件などを含め、総合的に提示することで、より広い目的や使途に供することを目的として取りまとめるものである。

2. 発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価手法

2.1 ライフサイクル CO₂ 排出量評価のシステム境界

ライフサイクル分析の評価の範囲、すなわち評価対象のシステム境界を、図 2.1 に示す。

評価の範囲は、燃料の生産から発電までとした。ただし、石炭火力発電と原子力発電については、発電後の廃棄物処理までを含めて評価することとした。具体的には、2000 年評価[2]と同様に、石炭火力発電所については燃焼後の石炭灰の処理を、原子力発電の中間貯蔵段階までの評価に際しては低レベル廃棄物(LLW)の処分を、考慮することとした。また、原子力のリサイクルを含む評価では、低レベル廃棄物(LLW)の処分に加え、現在計画中の使用済み燃料国内再処理・プルサーマル利用(1 回リサイクルを前提)、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて評価を行った。

評価範囲の内、サプライチェーンについては、終端を 2000 年評価と同じく送電端とし、送配電あるいは電力の最終消費等については評価の範囲外とした。なお、作業員や従事者の活動に伴う人

¹⁾ 本報告書では、ISO/JIS 規格に準じ、各種環境影響物質排出量(CO₂、CH₄)を重み付けにより求めた「CO₂ 換算環境影響物質総排出量」を機能単位(kWh)で除したものを LC-CO₂ 排出量(g-CO₂e/kWh)

として、用語を統一して表記する。また、単位当たり電力・燃料・素材の環境影響物質排出量(g-CO₂/単位、g-CH₄/単位)は、用語として排出係数に統一して表記する。

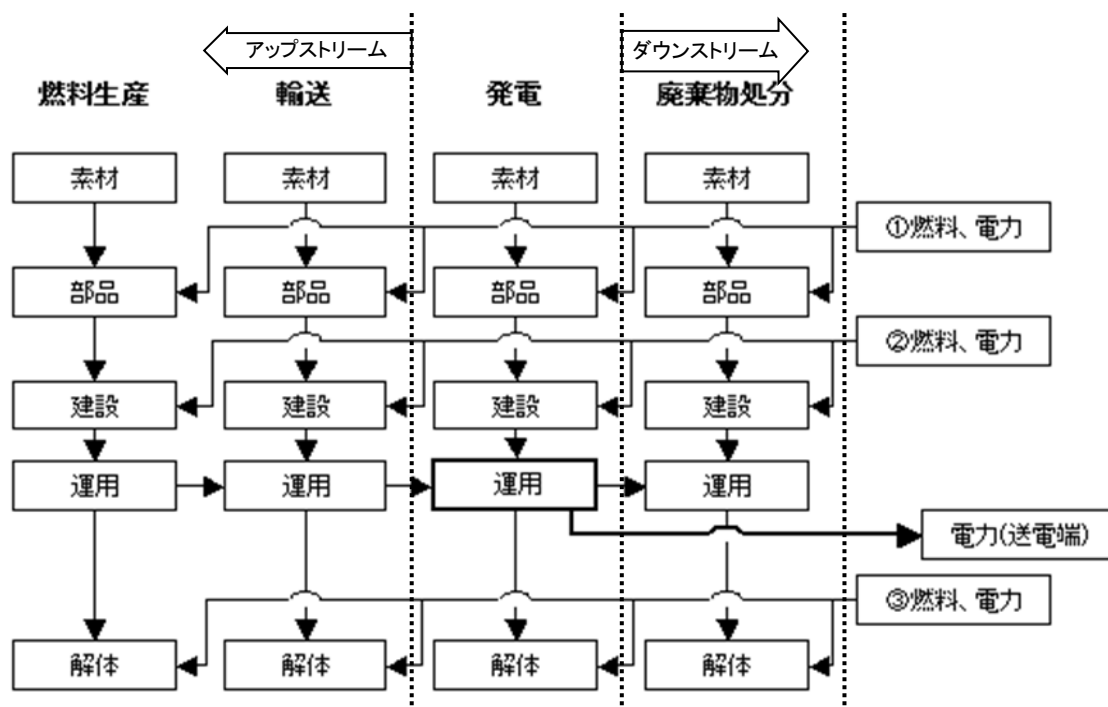


図 2.1 評価対象発電技術のシステム境界

的活動による CO₂ 排出は評価の範囲外とした。

基礎素材からタービン、ボイラーなどのプラントを構成する機器・部品を製造する工程については、2000 年評価での取り扱いと同様に、同種の素材(鉄鋼であれば銑鉄、鋳鉄、ステンレスなど)について、補完係数を考慮して、製造時の間接 CO₂ 排出量を素材製造時の CO₂ 排出量(素材体化排出量)に加算して評価した。

2.2 ライフサイクル CO₂ 排出量評価手法と定式化

2.2.1 ライフサイクル CO₂ 排出量評価の概要

図 2.2 にライフサイクル CO₂ (LC-CO₂) 排出量評価手順の概要を示す。評価手順は 2000 年の電源別 LC-CO₂ 排出量評価[2]と同じであるが、以下に発電技術の LC-CO₂ 排出量評価手順の概要を示す。

(1) 各種素材の CO₂ 排出係数の算出

[図 2.2(1)]

- ① 公開情報を基に電力・燃料の CO₂ 排出係数を想定[図 2.2④]。
- ② 公開されているインベントリデータ(素材を 1 単位生産するために投入されるエネルギー・燃料及び別の素材の物量データ)の情報を収集[図 2.2⑥]。
- ③ 上記②のエネルギー・燃料種別毎の投入量と上記①のエネルギー・燃料の CO₂ 排出係数を乗算・合算した後、素材生産量で除することで、単位物量あたりの CO₂ 排出係数を算出。
- ④ 収集したインベントリデータに、エネルギー・燃料以外の中間素材が含まれている場合は、マテリアルチェーンの最上流から上記①～③を実施して、最終素材の CO₂ 排出係数を算出 [図 2.2 (1)]。

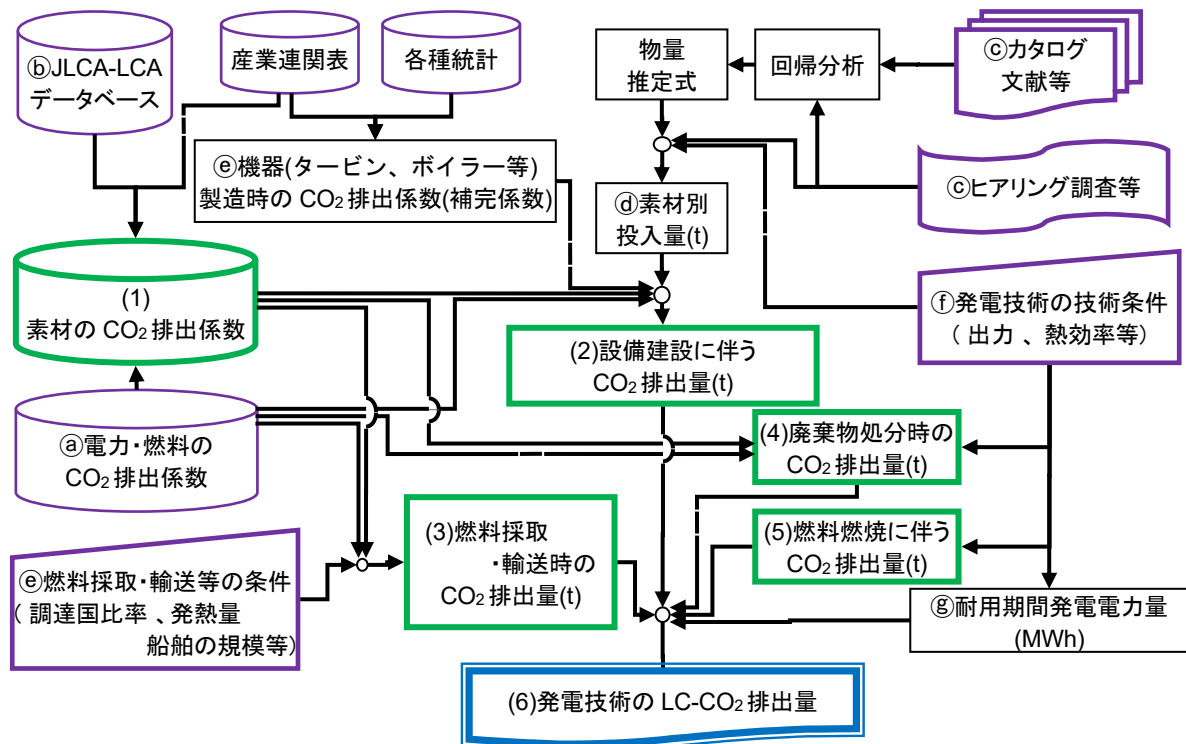


図 2.2 LC-CO₂ 排出量評価手順の概要

(2) 素材別投入量の推定と設備建設に伴う CO₂ 排出量の算出(間接分 LC-CO₂ 排出量) [図 2.2(2)]

- ① カタログ・文献等の公開情報及びヒアリング調査から物量・技術情報を収集[図 2.2 ③]。
- ② 得られた物量・技術情報から、複数の説明変数を用いて回帰分析。検定を経て、有意な説明変数の組み合わせを探索。物量推定式を導出。
- ③ 得られた物量推定式を用いて、技術要素毎に素材別投入量を算出[図 2.2 ④]。
- ④ 必要な素材別投入量と素材の CO₂ 排出係数から素材分の CO₂ 排出量を算出。
- ⑤ 必要な素材別投入量、素材の CO₂ 排出係数機器(タービン、ボイラー等)及び製造時の CO₂ 排出係数(補完係数) から機器製造時の CO₂ 排出量を算出[図 2.2 ⑥]。
- ⑥ 上記、④及び⑤を加算して、設備建設に

に伴い排出される CO₂ 排出量を算出[図 2.2(2)]。

(3) 燃料輸送時の CO₂ 排出量の算出(間接分 LC-CO₂ 排出量) [図 2.2(3)]

- ① 公開情報から燃料の調達国比率、発熱量、船舶の規模、燃料輸送国と日本との外航船輸送距離等を収集[図 2.2 ③]。
- ② 収集情報と素材及び燃料・電力の CO₂ 排出係数から CO₂ 排出量を算出[図 2.2 (3)]。

(4) 廃棄物処理・処分時の CO₂ 排出量の算出(間接分 LC-CO₂ 排出量) [図 2.2(4)]

- ① 公開情報から廃棄物処理量等を収集[図 2.2 ⑦]。
- ② 廃棄物処理量と素材及び燃料・電力の CO₂ 排出係数から CO₂ 排出量を算出[図 2.2 (4)]。

(5) 燃料燃焼時の CO₂ 排出量の算出(直接分 LC-CO₂ 排出量) [図 2.2 (5)]

- ① 公開情報から発電技術の発電端熱効率を収集[図 2.2 ④]。
- ② 発電端熱効率と燃料の CO₂ 排出係数から CO₂ 排出量を算出[図 2.2 (5)]。

(6) LC-CO₂ 排出量の算出[図 2.2 (6)]

- ① 公開情報から発電技術の所内率を収集[図 2.2 ④]。
- ② 上記(5)で用いた出力、熱効率及び所内率と耐用期間を用いて耐用期間発電電力量を算出[図 2.2 ⑧]。
- ③ 上記(2)～(5)で求めた CO₂ 排出量を加算し、総 CO₂ 排出量を算出。
- ④ 上記③を上記②で除することで、発電技術の LC-CO₂ 排出量を求める[図 2.2 (6)]。

2.2.2 評価式の定式化

前節において示した評価手順に従った発電技術の LC-CO₂ 排出量推計式を式 2.1 に示す。

$$LCCO_2 = \frac{\left\{ \begin{array}{l} E + P_c + P_m + P_d \\ + \sum_i U_{ci} + \sum_i U_{mi} + \sum_i U_{di} \\ + \sum_i D_{ci} + \sum_i D_{mi} + \sum_i D_{di} \end{array} \right\}}{Q} \quad (\text{式 2.1})$$

$LCCO_2$: 発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量
[g-CO₂/kWh]

Q : 耐用期間の発電電力量 = 設備容量[kW] × 8760[h] × 設備利用率 × 耐用年数

E : 発電用燃料燃焼に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

P_c : 発電所の建設に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

P_m : 発電所の運用に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

P_d : 発電所の解体に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

U_{ci} : アップストリーム(燃料の採取・輸送等)における設備 i の建設に伴う CO₂ 排出量[g-

CO₂]

U_{mi} : アップストリーム(燃料の採取・輸送等)における設備 i の運用に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

U_{di} : アップストリーム(燃料の採取・輸送等)における設備 i の解体に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

D_{ci} : ダウンストリーム(廃棄物の処理・処分等)における設備 i の建設に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

D_{mi} : ダウンストリーム(廃棄物の処理・処分等)における設備 i の運用に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

D_{di} : ダウンストリーム(廃棄物の処理・処分等)における設備 i の解体に伴う CO₂ 排出量[g-CO₂]

(1) 発電所建設に伴う CO₂ 排出量

発電所建設に伴う排出量(式 2.1 : P_c)を求めるためには、3つの要因を考慮する必要がある。

第 1 の要因は、機器(鉄塔、発電機等)を製造する際に必要となる素材(鉄、銅等の原料)を製造する際の排出分(素材の CO₂ 排出原単位 × 素材の必要量)である。

第 2 の要因は、素材から機器(鉄塔、発電機等)を製造する際の排出分である。機器製造時の排出分は、素材から機器を作る際に用いられる主要な素材(平均素材)と素材の必要量、及び平均素材と機器製造時 CO₂ 排出量の比率(補完係数)により求められる。

第 3 の要因は、機器類を組み立てる際に必要となる建設機材が燃料を消費した際に排出される分である。

これら 3つの要因を考慮した発電所建設に伴う CO₂ 排出量算出式を式 2.2 に示す。

$$P_c = \sum_k (M_k \times MF_k) + \sum_k (M_k \times NF_{k'} \times R_{k'}) + \sum_j (C_j \times CF_j) \quad (\text{式 2.2})$$

M_k : 素材 k の必要量
 MF_k : 素材 k の CO₂ 排出原単位
 $NF_{k'}$: 平均素材 k' の CO₂ 排出原単位
 $R_{k'}$: 補完係数
 C_j : 建設機材が消費する燃料種 j の量
 CF_j : 建設機材が消費する燃料種 j の CO₂ 排出原単位
 k : 素材の種類、 k' : 平均素材の種類、
 j : 燃料の種類

式 2.2 中の第 2 項($\sum_k (M_k \times NF_{k'} \times R_{k'})$)は、素材から機器(鉄塔、発電機等)を製造する際の CO₂ 排出量の算出項である。第 2 項中の補完係数の算出方法については既刊報告書等 [2][7]を参照されたい。

(2) 発電所運用に伴う CO₂ 排出量

燃料燃焼以外の発電所運用に伴う CO₂ 排出量 P_m は、当該プロセスにおいて必要となる消耗資材 l の必要量(M_l 、発電所運用の場合は脱硝用石灰等)と、メンテナンスにおいて消費する燃料種 j の量(C_j)を用いて、次式に従って求められる。

$$P_m = \sum_l (M_l \times MF_l) + \sum_j C_j \times CF_j \quad (\text{式 2.3})$$

MF_l : 消耗資材 l の CO₂ 排出原単位
 CF_j : メンテナンスにおいて消費する燃料種 j の CO₂ 排出原単位
 l : 消耗資材の種類
 j : 燃料の種類

(3) 発電所解体に伴う CO₂ 排出量

発電所の解体に伴う排出量は次式に従って求められる。

$$P_d = \sum_l (M_l \times MF_l) + \sum_j C_j \times CF_j \quad (\text{式 2.4})$$

M_l : 消耗資材 l の必要量
 MF_l : 消耗資材 l の CO₂ 排出原単位
 C_j : 解体機材が消費する燃料種 j の量
 CF_j : 解体機材が消費する燃料種 j の CO₂ 排出原単位
 l : 消耗資材の種類
 j : 燃料の種類

(4) アップストリーム(燃料採取・輸送)の設備建設に伴う CO₂ 排出量

燃料の採取から輸送(アップストリーム)に用いられる施設・船舶の建設に伴う CO₂ 排出量は次式に従って求められる。

$$U_c = \sum_i U_{ci} = \sum_i \left\{ \begin{array}{l} \sum_k (M_{ik} \times MF_k) \\ + \sum_k (M_{ik} \times NF_{k'} \times R_{k'}) \\ + \sum_j C_{ij} \times CF_j \end{array} \right\} \times G \quad (\text{式 2.5})$$

M_{ik} : プロセス i の設備素材 k の必要量
 MF_k : 素材 k の CO₂ 排出原単位
 $NF_{k'}$: 平均素材 k の CO₂ 排出原単位
 $R_{k'}$: 補完係数
 C_j : 建設機材が消費する燃料 j の量
 CF_j : 建設機材が消費する燃料 j の CO₂ 排出原単位
 G : 発電用燃料消費量
 i : プロセスの種類、 k : 素材の種類、
 j : 燃料の種類

(5) アップストリーム(燃料採取・輸送)の設備運用に伴う CO₂ 排出量

アップストリームに係る施設の運用に伴う排出量は、次式に従って求められる。

$$U_m = \sum_i U_{mi} = \sum_i \left\{ \sum_k (M_{ik} \times MF_k) + \sum_j C_{ij} \times CF_j + Z \right\} \times G \quad (\text{式 2.6})$$

M_{ik} : プロセス i で用いられる素材 k の必要量

MF_k : 素材 k の CO₂ 排出原単位

Z : 発電燃料 1 単位あたりの他起源排出量

C_j : プロセス i の運用で消費する燃料 j の量

CF_j : プロセス i の運用で消費する燃料 j の CO₂ 排出原単位

G : 発電用燃料消費量

i : プロセスの種類、 k : 素材の種類、

j : 燃料の種類

ここで、 Z は化石燃料を 1 単位採掘する際に漏えいする CH₄ 排出量を温暖化係数(GWP100²⁾)にて CO₂ 量に換算した値を用いる。

(6) ダウンストリームの設備建設に伴う CO₂ 排出量

ダウンストリームに係る施設の建設に伴う排出量は、ダウンストリーム設備 i の建設に伴う素材 k の必要量(M_{ik})、設備の建設における建設機材が消費する燃料種 j の消費量(C_{ij})、及び石炭火力の発電に伴い発生する廃棄物 W (石炭灰)を用いて、次式に従って求められる。

$$D_c = \sum_i D_{ci} = \sum_i \left\{ \sum_k (M_{ik} \times MF_k) + \sum_k (M_{ik} \times NF_{k'} \times R_{k'}) + \sum_j C_{ij} \times CF_j \right\} \times W \quad (\text{式 2.7})$$

MF_k : 素材 k の CO₂ 排出原単位

$NF_{k'}$: 平均素材 k の CO₂ 排出原単位

$R_{k'}$: 平均素材 k の補完係数

CF_j : 建設機材が消費する燃料 j の CO₂ 排出原単位

W : 廃棄物処理量

i : プロセスの種類、 k : 素材の種類、

j : 燃料の種類

(7) ダウンストリームの設備運用に伴う CO₂ 排出量

ダウンストリームに係る施設の運用に伴う排出量は、次式に従って求められる。

$$D_m = \sum_i D_{mi} = \sum_i \left\{ \sum_k (M_{ik} \times MF_k) + \sum_j C_{ij} \times CF_j \right\} \times W \quad (\text{式 2.8})$$

M_{ik} : プロセス i で用いられる素材 k の必要量

MF_k : 素材 k の CO₂ 排出原単位

C_j : プロセス i の運用で消費する燃料 j の量

CF_j : プロセス i の運用で消費する燃料 j の CO₂ 排出原単位

W : 廃棄物処理量

i : プロセスの種類、 k : 素材の種類、

j : 燃料の種類

(8) ダウンストリーム設備解体に伴う CO₂ 排出量

ダウンストリームに係る施設の解体に伴う排出量は、次式に従って求められる。

²⁾ GWP(Global Warming Potential)とは、温暖化影響物質の温室効果を表す指標である。積算年数を 100 年としたときに、対象とする温暖化影響物質が二酸化炭素(CO₂)の何倍の温室効果を持つかを表す。本ライフサイクル評価では、2009 年基準での評価であるため、メタン排出量は 1[g-CH₄]=21[g-CO₂]として加算し、CO₂排出量に正規化する。
なお、現在は、IPCC 第 4 次評価報告書第 1 作業部会報告に従い、メタン排出量は 1[g-CH₄]=25[g-CO₂]として正規化する。

$$D_d = \sum_i D_{di} = \sum_i \left\{ \sum_k (M_{ik} \times MF_k) + \sum_j C_{ij} \times CF_j \right\} \times W \quad (\text{式 2.9})$$

M_{ik} : プロセス i の設備素材 k の必要量

MF_k : 素材 k の CO₂ 排出原単位

C_j : 設備解体機材が消費する燃料 j の量

CF_j : 設備解体機材が消費する燃料 j の CO₂ 排出原単位

W : 廃棄物処理量

i : プロセスの種類、 k : 素材の種類、

j : 燃料の種類

(9) 各種発電技術の平均 LC-CO₂ 排出量

同種の発電プラントであっても、竣工時点や設備容量によって、設備の物量や技術条件などの特性が異なる。評価対象の発電技術について、その標準的な LC-CO₂ 排出量を求めるためには、設置されている設備ストックについて、各々の発電技術類型毎に LC-CO₂ 排出量を算出し、式 2.10 に従って当該発電技術の出力毎の加重平均値としての LC-CO₂ 排出量を求めることとする。

$$LCEU_i = \frac{\sum_j (KW_{ij} \times LCEU_{ij})}{\sum_j KW_{ij}} \quad (\text{式 2.10})$$

$LCEU_i$: 発電技術 i の平均 LC- CO₂ 排出量

$LCEU_{ij}$: 発電技術 i の類型 j の LC- CO₂ 排出量

KW_{ij} : 発電技術 i の類型 j に属するプラントの総設備容量 [kW]

ただし、石油火力発電所については、石油火力発電所に投入された 1 次エネルギーの熱量比を用いて、発電技術の平均 LC-CO₂ 排出量を求めることとする。また、石炭火力については、600℃級で国内炭を用いている発電所は無いが、従来の石炭火力では一部、輸入炭に国内炭を混焼している発電所がある。このため、石炭火力の平均 LC-

CO₂ 排出量算出に際しては、国内炭の使用実績を考慮して、石炭火力(従来)で国内炭が消費されるものとして、調整を行った。

3. 発電技術の技術条件

3.1 石炭火力発電

1999 年以降、石炭火力発電技術に関わる進歩としては、蒸気タービン入口温度の高温化による熱効率の向上が挙げられる。図 3.1 には 1960 年から現在までに設置された石炭火力発電所の蒸気タービン入口温度の変遷を示す。

2000 年代に入り、蒸気タービンの高圧入口温度は 600℃が主流となっている。タービン入口温度 600℃クラスのボイラ、蒸気タービン、配管は、高温・高圧化に対応するため、鉄鋼素材の組成改良[9]により耐久性を増している。しかし、ベースとなる材料は鉄鋼材料であり、鉄鋼材料以外の全く別の素材に置き換わったわけではない[10][11]。

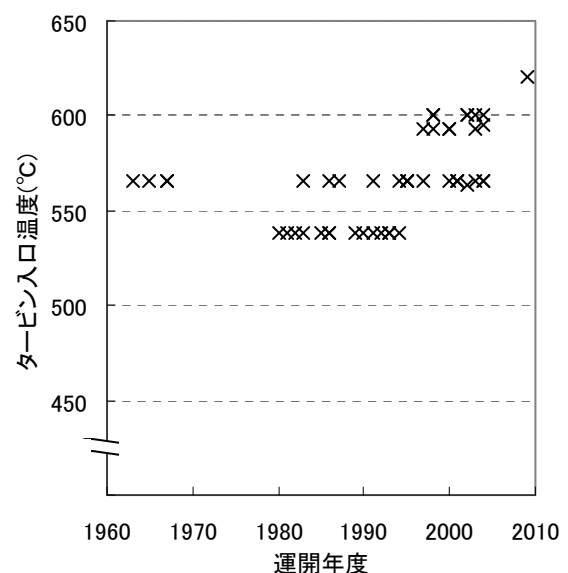


図 3.1 石炭火力発電所における蒸気タービン入口温度の向上

(出所:電力新設備要覧[8]より当所作成)

熱効率については、2000 年評価[2]以降、全国平均の石炭火力発電の総合熱効率が上昇している。これは、2000 年代に入り、600℃級(超々臨界圧：USC: Ultra SuperCritical)の導入が進んだことによる。2000 年評価では熱効率 39.6%、所内率 6.9%と想定していたが、600℃級を除く石炭火力発電(従来)については、今回評価でも 2000 年評価と同じく熱効率 39.6%、所内率 6.9%とすることとした。ただし、600℃級については実績値[12]を踏まえて、発電端での熱効率を 42.4%、所内率を 5.1%として評価を行った。(表 3.1)

なお、今後、蒸気タービン入口温度 700℃級(先進超々臨界圧：A-USC: Advanced Ultra SuperCritical)のプラントが本格的に導入された場合には、蒸気タービンや配管の素材が大きく変わることが予想されるため[10]、素材の種類と物量を精査した上での再評価が必要となるものと考えられる。

また、現在、国内で稼働中の石炭火力では、石油やバイオマス資源を混焼する発電所が含まれているが、ここでは石炭専焼火力のみを対象とした。

3.2 石油火力発電

石油火力発電の熱効率と設備利用率については、ヒアリング調査により得られた 2008 年度の実績を考慮して想定することとした。今回評価においても、設備利用率は 2000 年評価[2]と同様に設備

利用率は 70%と設定しているが、実績値[13]は 29.8%であり、評価対象のモデルプラントとは設備利用率の実績値に差がある。このため、設備利用率の違いによる熱効率への影響が考えられるが、ここでの LC-CO₂ 評価は同条件の下での発電技術の性能比較を目的としている。このため、石油火力発電の熱効率と所内率を、それぞれ 38.3%、5.1%と想定した。(表 3.1)

3.3 LNG 火力発電

LNG 発電については、2000 年評価[2]では、汽力発電と LNG 火力複合発電(従来)を対象として評価を行った。2000 年評価以降、技術開発の成果として導入が進展しつつある、LNG 火力複合発電(1,300℃級)及び LNG 火力複合発電(1,500℃級)を、LNG 火力複合発電(従来)と共に評価対象とした。

1999 年以降、2009 年までに LNG 汽力、LNG 複合発電(従来)の新規運開はないことから[8]、LNG 汽力、LNG 複合発電(従来)の熱効率については 2000 年評価と同じく、それぞれ、38.9%、44.6%とした。また、LNG 火力複合発電(1,300℃級)及び LNG 火力複合発電(1,500℃級)については、東京電力(株)の www サイトに掲載されている情報 [14][15]及び LNG 火力複合発電(1,500℃級)の試運転実績[16]を基に、熱効率をそれぞれ 50.0%、53.0%とした。(表 3.1)

表 3.1 火力発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件

	出力 [MW]	設備利 用率	発電端 熱効率 (HHV)	所内率	耐用年 数
石炭火力(従来・国内炭)	1,000	70%	39.6%	6.9%	40年
石炭火力(従来・輸入炭)	1,000	70%	39.6%	6.9%	40年
石炭火力(USC[600℃])	1,000	70%	42.4%	5.1%	40年
石油火力(重油)	1,000	70%	38.3%	5.1%	40年
石油火力(原油)	1,000	70%	38.3%	5.1%	40年
石油火力(平均)	1,000	70%	38.3%	5.1%	40年
LNG火力(汽力)	1,000	70%	38.9%	4.3%	40年
LNG火力(複合・従来)	1,000	70%	44.6%	2.1%	40年
LNG火力(複合1,300℃)	1,000	70%	50.0%	2.1%	40年
LNG火力(複合1,500℃)	1,000	70%	53.0%	2.1%	40年

また、実際には LNG 汽力に石油を混焼する発電所があるが、ここでは LNG 専焼火力のみを対象とした。

3.4 原子力発電

2000 年評価では BWR と PWR を対象として評価を行っていたが、今回も BWR と PWR を評価対象とした。熱効率は、2000 年評価と同様に 33.7%と想定した。所内率は BWR と PWR については、2000 年評価と同様に 4.3%と想定した。

2014 年 4 月に閣議決定されたエネルギー基本計画[17]及びそのフォローアップ検討[18]では、“使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を有効利用する核燃料サイクルの推進を基本の方針” [17]としている。また、使用済み燃料については“使用済燃料の貯蔵能力の拡大を進める。具体的には、発電所の敷地内外を問わず、新たな地点の可能性を幅広く検討しながら、中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用を促進する” [18]としている。このため、核燃料サイクルについては、2000 年評価と同じく、使用済燃料の再処理を行うことを前提として評価を行うこととした。

表 3.2 中、[中間貯蔵段階まで]のケースについては、リサイクルが行われることを前提とした中間貯蔵施設までを評価の範囲とし、使用済燃料の直接処分は LC-CO₂排出量評価の範囲外とした。

プルサーマルケースは、エネルギー基本計画に提示された「使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を有効利用する方針」を踏まえ、プルサーマルにてプルトニウムを利用するケースである。したがって、原子力(プルサーマル)は、使用済燃料再処理、プルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて評価を行うこととした。

原子力発電技術の燃料想定では、何れのケースにおいても燃料の燃焼度は 40,000[MWD/t-U]とし、燃料の濃縮度は BWR で 3.4%、PWR で 4.1%と想定した。また、BWR・PWR 共にウラン濃縮工程におけるテール濃度は 0.25%と想定して、濃縮役務量を求めることとした。

3.5 水力発電

1999 年以降、2009 年までに中規模ダム水路式発電所の新規運開はないこと[8]から、技術条件(設備利用率、所内率)については、2000 年評価と同じく、45%、0.68%とした(表 3.3)。

水力発電技術の固有技術条件想定として、最大水量は 4.80m³/s、水圧鉄管長は 490m、ダムの堤体積は 2,000m³、導水路長は 9,000m と想定した。

3.6 地熱発電

1999 年以降、2009 年までに地熱発電所の新規

表 3.2 原子力発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件

	出力 [MW]	設備利 用率	発電端 熱効率 (HH)	所内率	耐用年 数	燃焼度 [MWD/t-U]	燃料 濃縮度	テール 濃度
原子力(BWR)[中間貯蔵段階まで]	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	40,000	3.4%	0.25%
原子力(PWR)[中間貯蔵段階まで]	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	40,000	4.1%	0.25%
原子力(BWR)プルサーマル	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	40,000	3.4%	0.25%
原子力(PWR)プルサーマル	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	40,000	4.1%	0.25%

表 3.3 水力発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件

	出力 [MW]	設備利 用率	所内率	耐用年 数	最大水量	水圧鉄 管	堤体積	導水路
水力(中規模ダム水路式)	10	45%	0.7%	40年	4.80m ³ /s	490m	2,000m ³	8,999m

運用はないことから[8]、技術条件(設備利用率、所内率)については、2000 年評価と同じく、設備利用率 60%、所内率 7%とした。

3.7 太陽光発電

(1) システム機器構成の想定

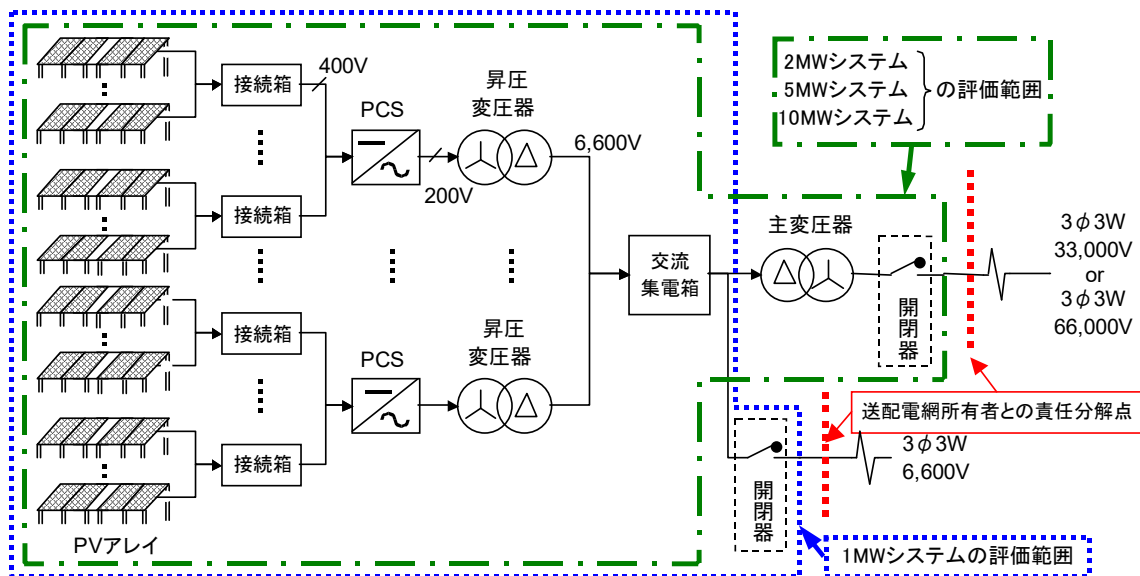
評価対象とする太陽光発電(PV)システムの想定システム構成を図 3.2 に示す。

事業用太陽光システム(図 3.2-a)では PV アレイと直交変換装置(PCS)とは、直流接続箱を介して直流(DC)400V で接続し、PCS と昇圧変圧器の間は交流(AC)三相三線 200V で接続するものとした。

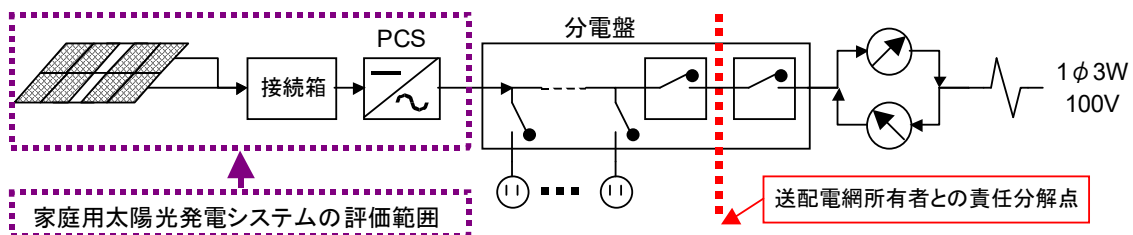
事業用太陽光システムの評価範囲は送配電網所有者との責任分解点(開閉器)までとした。連系電

圧については、系統連系技術要件[19][20][21]に従って、システム規模によって異なる連系電圧を想定した。具体的には、1MW 事業用太陽光は 6,600V で系統連系を行うこととし、2MW 事業用太陽光と 5MW 事業用太陽光は系統連系技術要件に従い 33kV で、10MW 事業用太陽光については 66kV で系統と接続する。したがって、2MW 以上の規模の事業用太陽光については、昇圧変圧器のほかに、系統接続用の主変圧器(6,600V→33kV 又は 66kV への昇圧用)も考慮して物量の想定を行うこととした。

図 3.2-a)中、点線で囲ったシステム構成が 1MW 事業用太陽光システムの機器構成であり、1 点破線で囲った範囲が 2MW 以上の事業用太陽光システムの機器構成となる。



a)事業用太陽光システム



b)住宅用太陽光発電システム

図 3.2 太陽光発電技術の想定システム構成

また、住宅用 PV システムのシステム構成を図 3.2-b)に示す。住宅用 PV システムは、住宅内に設置された分電盤に接続されるものと想定した。分電盤は PV システムの有無にかかわらずどの住宅にも設置されているものである。このため、分電盤は LC-CO₂ 排出量評価の評価対象外とした。したがって、住宅用 PV システムの LC-CO₂ 排出量評価の評価範囲は図 3.2-b)の点線で囲んだ機器類が対象となる。

表 3.4 に、今回評価で対象とした住宅用太陽光発電システムの設定仕様を示す。また、表 3.5 に事業用太陽光発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件と所内率を示す。

2000 年評価では、住宅用太陽光発電システムについて、1999 年時点での平均的な太陽光発電システムの標準設備容量である 3kW を前提として評価を行った。

今回の評価では、住宅用 PV システムについては、近年設置されている太陽光発電システムの標準的な仕様を前提に、戸建住宅屋根に設置される太陽光パネルのモジュール出力とモジュール枚数から設備容量を決めて評価を行った。具体的には、戸建住宅に設置されるシステムとして、1 枚

160W の多結晶シリコンパネルを 6 枚×4 列設置するものとし、設備容量を 3.84kW と設定した。

また、最新の技術開発動向を踏まえて、太陽電池セルの薄膜化による物量の削減を考慮して評価を行った。事業用 PV システムについては、1MW、2MW、5MW と 10MW のシステム想定して評価を行った。なお、事業用 PV システムで用いられる PV モジュールについては住宅用 PV システムと異なる仕様のモジュールが用いられることも考えられる。しかしながら、住宅用 PV システムと事業用 PV システムの評価の一貫性を保つため、住宅用 PV システムと事業用 PV システムで同じ PV モジュールが用いられるものと想定して評価を行うこととした。

耐用年数については、パワーコンディショナ以外を 30 年と想定し、この耐用期間内にパワーコンディショナを 1 回交換する必要があるものと想定した。

なお、本評価では、基本ケースでは国産 PV パネルを前提としているが、近年、増加傾向にある海外製 PV パネルを用いた場合の住宅用 PV システム及び事業用 PV システムの LC-CO₂ 排出量評価もあわせて実施する。

表 3.4 住宅用太陽光発電システムの想定仕様

用途・分野		住宅用
設置形態		架台設置型
太陽電池種類		多結晶Si
太陽電池モジュール出力	(W/枚)	160
太陽電池モジュール枚数	(枚)	24
太陽光発電システム出力	(kW)	3.84

(2) 設備利用率

太陽光発電の設備利用率は、日射量と PV アレイの傾斜角によって異なる。事業用 PV システムについては、システムの基本性能としての PV システムの LC-CO₂ 排出量評価を行うため、PV システムの年間設備利用率がもっとも高くなるよう

表 3.5 事業用太陽光発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件

	システム規模			
	1MW	2MW	5MW	10MW
実定格出力	921.6kW	1843.2kW	4608.0kW	9216.0kW
設備利用率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
耐用年数	30年	30年	30年	30年
補修比率	1%	1%	1%	1%
発電量(発電端)	1,210,982kWh	2,421,965kWh	6,054,912kWh	12,109,824kWh
発電量(送電端)	1,173,871kWh	2,347,741kWh	5,869,353kWh	11,738,706kWh
所内率	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%

PV アレイの傾斜角を 30 度³⁾と設定して評価を行う⁴⁾。この場合、年間設備利用率として 15%程度が見込める。

住宅用 PV システムでは PV アレイを住宅の様々な形状及び角度の屋根に載せることとなるため PV アレイの傾斜角を自由に設定することはできない。しかしながら、住宅用 PV システムにおいても、もっとも理想的な条件下での基本性能としての LC-CO₂ 排出量評価を行うことから、事業用 PV システムと同じ PV アレイの傾斜角を想定し⁵⁾、年間設備利用率を 15%として評価を行うこととする。

(3) 所内率

事業用太陽光発電所所内においては、監視装置やデータ収集装置などの計装・制御機器類において、電力消費が発生する。監視装置などによる負荷は設備規模によらず一定である一方で、計装機器類による負荷はシステム規模の拡大に伴い増大する可能性がある。しかしながら、計装・制御系の消費電力の実例が少ないため、2MW 事業用太

陽光[22]での計装・制御系の消費電力の実例 8kWh/h を用いて、2MW システムの所内率を求めることとする。所内率の想定に際しては、計装・制御系消費電力に加え、昇圧変圧器の損失を加味して所内率を求めることとする。昇圧変圧器の効率はトップランナー変圧器の効率を参考にして、99.8%とした。以上を考慮すると所内率は約 3%となる。

また、本評価では、システムの規模によらず計装・制御系消費電力が文献[22]と同程度あると仮定し、評価対象システムの設備容量によらず、2MW 事業用太陽光と同じ所内率、3.1%と仮定して評価を行うこととした。

住宅用システムでは計装・制御系の消費電力は無視できるものとして、所内率 0%として評価を行った。

3.8 風力発電

(1) 風力発電設備の機器想定

2000 年評価では、日本の風力発電の平均的な技術として単機容量 300kW の設備を対象としていた。設備利用率、所内率については、単機容量によらず、2000 年評価と同様に、それぞれ 20%、10%とした。

2009 年までに日本に導入されている商業用途の風車の単機発電容量は、44 種類ある[23]。この 44 種を、風車の上部重量に基づいて 5 種の代表モデルに分類した(表 3.6)。すなわち、2000 年評価の 300kW に加えて、2000 年評価以降、導入の進んだ 600kW、1,000kW、2,000kW、2,500kW の代表モデルを評価対象に加えた。代表モデル単機での LC-CO₂ 排出量評価については、何れの代表モデルも陸上設置を前提として評価を行うこととした。

耐用期間中の発電設備維持管理に必要な破損ブレードの交換や、潤滑油の交換などの資材量は、初期投入物量に対する比率(補修比率)として、初

-
- ³⁾ PV システムの設置場所として北緯 35 度を想定。
- ⁴⁾ 実性能 LC-CO₂ 排出量評価を行う場合、用地制約(事業用太陽光)等や屋根の傾斜角制約(住宅用)等により、アレイの傾斜角が 15 度程度となった場合、設備利用率は 12%程度まで低下、設備利用率が 12%程度となった場合、年間発電電力量が 20%程度減少するため、LC-CO₂ 排出量の増加要因となる。一方、設置必要面積の減少によるケーブル長の減少・架台重量の減量により、LC-CO₂ 排出量を低下させる要因もある。このため、アレイの傾斜角を 15 度程度とした場合の LC-CO₂ 排出量は本評価の LC-CO₂ 排出量に比べて、最大で 25% (1/0.8 倍) 程度大きくなる可能性がある。
- ⁵⁾ 本評価では、発電技術の基本性能評価を行うために、理想的な技術上の各種前提条件を設定している。しかしながら、現実的には住宅用 PV モジュールの設置は、南向きに理想的な角度で設置されている家は少なく、東西方向や、異なる角度に分割して設置する例が多い。このため、実際に設置される住宅用 PV システムの設備利用率は 15%を大きく下回るため、既評価及び本評価での発電電力量は、実際に設置されている住宅用システムに比べて、過大となっている。結果的に LC-CO₂ 排出量は過小評価となっていることに留意されたい。

表 3.6 風力発電設備の出力、ローター重量と
代表モデルの選定

出力	ローター重量	代表モデル
2,500kW	52t	2,500kW
2,300kW	55t	
2,000kW	23t	2,000kW
1,750kW	23t	
1,500kW	20t	
1,000kW	20t	
850kW	10t	1,000kW
600kW	17t	
300kW	4t	300kW
225kW	5t	

期投入物量の 2%が毎年。必要となるものとして
評価を行った。また、初期投入発電設備物量の
2%が毎年、輸送されるものとして評価を行った。

(2) ウィンドファームのシステム機器構成 の想定

代表モデル単機での LC-CO₂ 排出量評価と併せ
て、ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量評価も行
うこととした。また、表 3.7 に評価対象としたウ
ィンドファームの LC-CO₂ 排出量評価の前提条件
を示す。また、ウィンドファームのシステム機器
構成の想定を図 3.3 に示す。ウィンドファームの
LC-CO₂ 排出量評価においても、陸上単機設置の
場合と同じく、耐用期間中の発電設備維持管理に

必要な破損ブレードの交換や、潤滑油の交換など
の資材量は、初期投入物量に対する比率(補修比
率)として、初期投入物量の 2%が毎年必要となる
ものとして評価を行った。

a) 設備利用率

年間設備利用率は、陸上設置ウィンドファーム
の場合、代表モデル単機陸上設置の場合と同じく
20%とした。なお、陸上に設置される風力発電に
ついては、コスト等検証委員会の報告書[24]にお
いても年間設備利用率は 20%と想定されている。

洋上設置ウィンドファームの場合、着床式と浮
体式で設置海域が異なることから、設備利用率に
差が生じることも考えられる。しかしながら、国
内での設置事例[25][26][27][28]では、設置方法の
違い(着床式・浮体式)により設備利用率が有意に
異なるとまでは言えない。このため、洋上設置ウ
ィンドファームの設備利用率は、着床式・浮体式
共に、文献[24][25]を基に 30%と想定して分析
を行うこととした。

b) 所内率

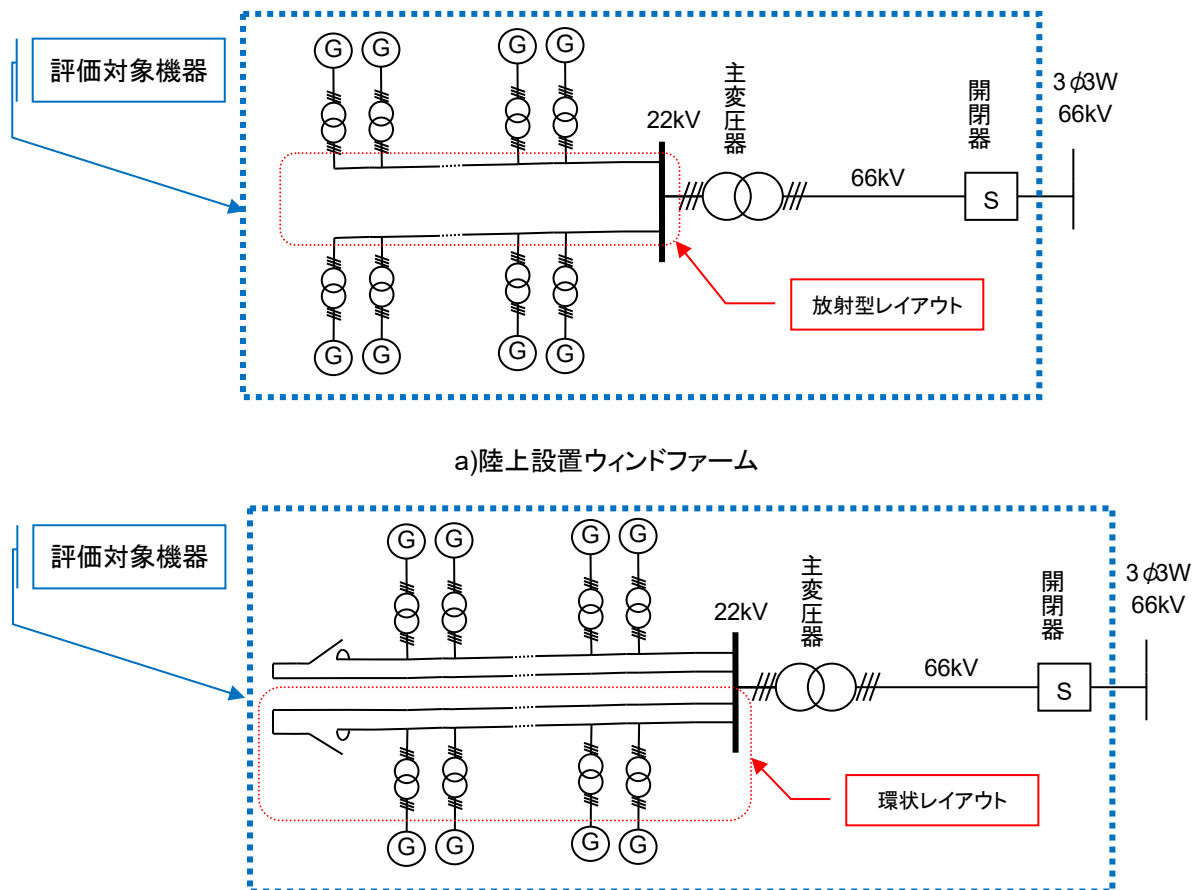
風力発電施設における年間所内消費電力量は、
計装系消費と、風向・風速変化に対応するための
ヨー制御⁶⁾・ピッチ制御⁷⁾等の動力系消費とに大
別できる。計装系については、スケールメリット
が働くと考えられるが、動力系については風車毎

表 3.7 ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量評価の前提条件

風車1基定格出力	ウィンドファーム					
	2000kW	2000kW	2000kW	2000kW	2000kW	2000kW
設置場所	陸上	陸上	洋上	洋上	洋上	洋上
設置法	—	—	(着床式)	(着床式)	(浮体式)	(浮体式)
風車台数	10台	20台	10台	20台	10台	20台
水深	—	—	25m	25m	100m	100m
総出力	20MW	40MW	20MW	40MW	20MW	40MW
設備利用率	20.0%	20.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%
耐用年数	30年	30年	30年	30年	30年	30年
補修比率	2%	2%	2%	2%	2%	2%
発電量(発電端)	35,040MWh	70,080MWh	52,560MWh	105,120MWh	52,560MWh	105,120MWh
発電量(送電端)	31,536MWh	63,072MWh	47,304MWh	94,608MWh	47,304MWh	94,608MWh
所内率	10%	10%	10%	10%	10%	10%

⁶⁾ ヨー制御：風向変化に応じて、風車の回転面を合
わせるよう制御する方式。

⁷⁾ ピッチ制御：風速変化に合わせて、ブレードの角
度を変化させる制御方式。



注)主変圧器の設置場所は、着床式は陸上、浮体式は洋上。

図 3.3 ウィンドファームの想定システム機器構成

に個別に消費されるため、所内消費電力量と風車台数との間には比例的な関係があると考えられる。また、計装系消費電力は動力系消費電力に比べて少ないと考えられるため、所内率にはスケールメリットが働きにくいと考えることができる。

一方、洋上ウィンドファームの場合、陸上ウィンドファームと異なり、風向等の風況が比較的安定しているため、陸上設置の場合に比べて動力系消費電力量は小さくなる。このため、洋上ウィンドファームの所内率は陸上ウィンドファームよりも小さくなると考えられる。

しかしながら、ウィンドファームの設備利用率については公開されている[24]ものの、所内率は公開されていない。このため、所内率は、陸上設

置、着床式洋上設置、浮体式洋上設置ともに、単機陸上設置の場合と同じく、10%として評価を行うこととした。

c) 集電方法及び系統連系方法

ウィンドファームの発電ユニット部分の基本的な構成は、陸上設置・洋上設置とも大きな違いはない(図 3.3)。風車毎に昇圧後、集電、特別高圧電圧への昇圧、開閉器を経て、系統へ電力が供給される。システム機器構成の想定は、陸上設置については設置事例[29][30][31][32][33]を参考に、洋上風力については一般財団法人日本風力エネルギー学会監訳の「洋上風力発電」[34]と国内の実証事業事例[25][35][36]を参考に想定した。

ただし、集電方法については、洋上に設置する

場合と陸上に設置する場合では、システム構成が異なる。陸上設置ウィンドファームでは、集電回路に障害が発生した場合でも、その復旧は比較的容易に行える。このため、より単純な放射型レイアウト⁸⁾(図 3.3-a) を用いた場合でも、集電回路障害発生による年間設備利用率への影響は小さい。

一方、洋上ウィンドファームでは集電回路に障害が発生した場合、回路復旧までの時間は陸上設置の場合に比べて長くなる。このため、洋上設置ウィンドファームの場合、回路障害時の迂回ルートを併設した環状レイアウト⁹⁾(図 3.3-b)が運転停止時間の短縮(設備利用率の維持)に有効とされている [34]。

したがって、ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量評価では陸上設置ウィンドファームは放射型レイアウトを、洋上設置ウィンドファームでは環状レイアウトを想定して、評価を行うこととする。

また、系統との連系電圧は系統連系技術要件 [19][20][21]に従い、66kV とした。

d) 風車の配置方法

風車の配置は、文献[34]に従い、卓越風向の風車間列距離はタワー高さの 10 倍、卓越風向横方向の風車間距離はタワー高さの 5 倍と設定し、必要な設置面積が最小となるよう風車を配置するものとして、評価を行うこととした。

e) 洋上ウィンドファーム平均水深及び離岸距離

洋上にウィンドファームを建設する場合、設置海域の水深と海岸からウィンドファーム設置海域までの距離(離岸距離)の関係は設置海域によって

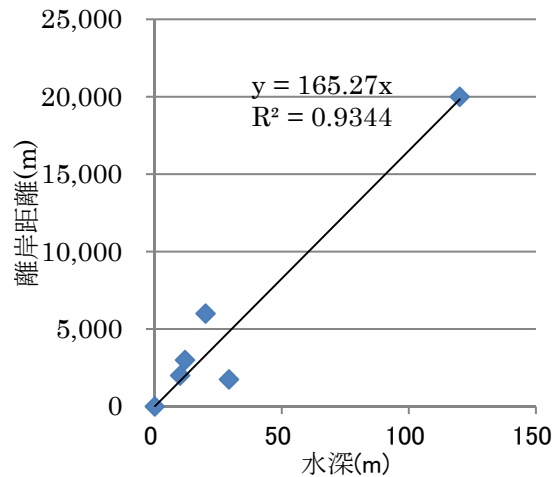


図 3.4 水深と離岸距離の関係

大きく異なる。したがって、水深と離岸距離の関係について一般式として定義することは難しい。

このため、水深と離岸距離の間に線形的関係があると仮定して、設置事例の情報[26][27][28][34]を基に、回帰式を求めることとした。離岸距離 0m(海岸線)での水深は 0m であるので、切片を 0 とし、設置海域の水深と離岸距離について線形回帰を行った結果(図 3.4)、以下の回帰式を得た。

$$L_{OD} = 165.27 D_S \quad (\text{式 3.1})$$

$$R^2 = 0.9344$$

$$t\text{値} = 15.0240$$

L_{OD} : 離岸距離(m)

D_S : 水深(m)

洋上ウィンドファームの設置海域の平均水深は、文献[25]を参考に、着床式で 25m、浮体式で 100m を想定して評価を行うこととした。また、設置海域までの離岸距離(L_{OD})は、式 3.1 を用いて平均水深(D_S)から求めることとした。

3.9 評価条件の総括

前節までに提示した評価条件の総括として、評価対象発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件の全体を表 3.8 に再掲する。

⁸⁾ 放射型レイアウト：風車を直線的に接続する配置方法。多数設置された風車を複数のグループに分け、各々のグループに属する風車を送り配線にて電力ケーブルを数珠繋ぎに接続する。各グループからの電力ケーブルは主変圧器近傍の集電点(ハブ)にてまとめられる。

⁹⁾ 環状レイアウト：放射型レイアウトのグループ毎に開閉器と戻り回路を配置した方法。各々のグループに属する風車の内、主変圧器から最も距離のある風車に開閉器を設置し、開閉器から主変圧器近傍の集電点(ハブ)に予備回路を併設する集電方式。

表 3.8 評価対象発電技術の LC-CO₂ 排出量評価の前提条件(再掲)

	出力 [MW]	設備利 用率	発電端 熱効率 (HHV)	所内率	耐用年 数	補修比 率
石炭火力(従来・国内炭)	1,000	70%	39.6%	6.9%	40年	
石炭火力(従来・輸入炭)	1,000	70%	39.6%	6.9%	40年	
石炭火力(USC[600°C])	1,000	70%	42.4%	5.1%	40年	
石油火力(重油)	1,000	70%	38.3%	5.1%	40年	
石油火力(原油)	1,000	70%	38.3%	5.1%	40年	
石油火力(平均)	1,000	70%	38.3%	5.1%	40年	
LNG火力(汽力)	1,000	70%	38.9%	4.3%	40年	
LNG火力(複合・従来)	1,000	70%	44.6%	2.1%	40年	
LNG火力(複合1,300°C)	1,000	70%	50.0%	2.1%	40年	
LNG火力(複合1,500°C)	1,000	70%	53.0%	2.1%	40年	
原子力(BWR)[中間貯蔵段階まで]	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	
原子力(PWR)[中間貯蔵段階まで]	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	
原子力(BWR)リサイクル	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	
原子力(PWR)リサイクル	1,000	70%	33.7%	4.3%	40年	
水力(中規模ダム水路式)	10	45%		0.7%	40年	
地熱	55	60%		7.0%	30年	
太陽光(住宅用)	0.00384	15%		0.0%	30年	1.0%
太陽光(事業用1MW)	1	15%		0.0%	30年	1.0%
太陽光(事業用2MW)	2	15%		0.0%	30年	1.0%
太陽光(事業用5MW)	5	15%		0.0%	30年	1.0%
太陽光(事業用10MW)	10	15%		0.0%	30年	1.0%
風力(300kW級)陸上1基設置	0.3	20%		10.0%	30年	2.0%
風力(600kW級)陸上1基設置	0.6	20%		10.0%	30年	2.0%
風力(1000kW級)陸上1基設置	1	20%		10.0%	30年	2.0%
風力(2000kW級)陸上1基設置	2	20%		10.0%	30年	2.0%
風力(2500kW級)陸上1基設置	2.5	20%		10.0%	30年	2.0%
ウインドファーム(陸上/2MW×10)	20	20%		10.0%	30年	2.0%
ウインドファーム(陸上/2MW×20)	40	20%		10.0%	30年	2.0%
ウインドファーム(洋上着床式/2MW×10)	20	30%		10.0%	30年	2.0%
ウインドファーム(洋上着床式/2MW×20)	40	30%		10.0%	30年	2.0%
ウインドファーム(洋上浮体式/2MW×10)	20	30%		10.0%	30年	2.0%
ウインドファーム(洋上浮体式/2MW×20)	40	30%		10.0%	30年	2.0%

4. 排出係数と資材・エネルギー輸送の想定

4.1 燃料及び電力、素材の排出係数

(1) 燃料の排出係数

表 4.1 に、各種燃料の熱量と CO₂ 排出係数を示す。CO₂ 排出係数は、燃料中の炭素分のみに依存するとした。

(2) 電力の排出係数

ある国での素材ないし機器の生産、設備運用に伴う間接的な CO₂ 排出量を評価する際には、電源構成が国によって異なるため、電力投入量に対して、その国での電力量あたり CO₂ 排出量、す

なわち電力の排出係数を考慮する必要がある。特に、隣国との間で電力の輸出入がある場合は、発電電力量に応じて発電国毎の CO₂ 排出係数を考慮した。また、2000 年評価では、各国の電力の CO₂ 排出係数は 1998 年の IEA の情報を基に算出しているが、今回は 2007 年の IEA エネルギーバランス表[37][38]と、2007 年の CO₂ 排出量[39]から、排出係数を算出した。IEA のエネルギーバランス表における電力に係るエネルギーフローを図 4.1 に示す。図中の英語表記は、IEA エネルギーバランス表における部門名とパラメータ名をそのまま記した。

2000 年評価と今回評価での電力の排出係数算出の主な相違点は、2000 年評価では国によって送電端と発電端とを使い分けて評価していたのに

表 4.1 燃料の発熱量と CO₂ 排出係数

燃料	国	単位	熱量 Mcal/物量	CO ₂ 排出係数 t-CO ₂ /物量
随伴ガス	中東・他	千m ³	11,500	2.670
随伴ガス	南方	千m ³	12,600	2.840
随伴ガス	中国	千m ³	11,500	2.640
誘導ガス	国内	千m ³	8,600	1.809
都市ガス	国内	千m ³	10,000	2.141
天然ガス	国内	千m ³	9,800	2.026
LNG	国内	t	13,044	2.688
LNG	マレーシア	t	12,036	2.568
LNG	ブルネイ	t	12,288	2.633
LNG	インドネシア	t	12,076	2.582
LNG	UAE	t	13,080	2.823
LNG	アメリカ	t	12,338	2.552
LNG	オーストラリア	t	12,462	2.637
原油	国内	kl	9,126	2.614
ガソリン	国内	kl	8,266	2.320
ナフサ	国内	kl	8,000	0.608
灯油	国内	kl	8,768	2.528
軽油	国内	kl	9,006	2.589
A重油	国内	kl	9,341	2.698
B重油	国内	kl	9,651	2.833
C重油	国内	kl	10,010	2.939
重油	国内	kl	9,800	2.939
石油	国内	kl	9,300	2.698
炭化水素油	国内	kl	9,800	3.162
液化石油ガス	国内	千m ³	12,000	3.007
炭化水素ガス	国内	千m ³	9,400	2.042
石油コークス	国内	t	8,500	3.307
石炭	輸入炭	t	6,200	2.352
石炭	国内炭	t	5,800	2.217
石炭	国内	t	6,160	2.338

対して、今回の評価ではすべて需要端(受電端)を基準として評価を行ったことである。2000 年評価では、データの入手等の限界から取り扱いの厳密さを徹底できなかったが、今回の評価では送電ロスを踏まえた需要端での電力量基準の算出を徹底した。

なお、IEA エネルギーバランス表では、OECD 加盟国については送電ロスの記載があるが、非 OECD 加盟国においては送電ロスが記載されていない。このため、非 OECD 加盟国については、2000 年評価と比較しうる送電端の排出係数は得られなかった。

また、IEA 統計では、熱電併給(CHP)プラントで発電と熱供給に投入されたエネルギーが一括計上されているため、今回の手法では熱供給のための燃料消費と排出された CO₂ を分離できていない。

これらの前提に基づく各国の電力量あたり CO₂ 排出係数の算出方法を、式 4.1～式 4.3 に示す。

① 電力の輸出入がない場合

$$C_{CO_2,E} = \frac{C_{MAEP} + C_{MACP}}{E_{MAEP} + E_{MACP} + E_{loss}} \quad (\text{式 4.1})$$

$C_{CO_2,E}$: 当該国の電力量あたり CO₂ 排出量
[g- CO₂/kWh]

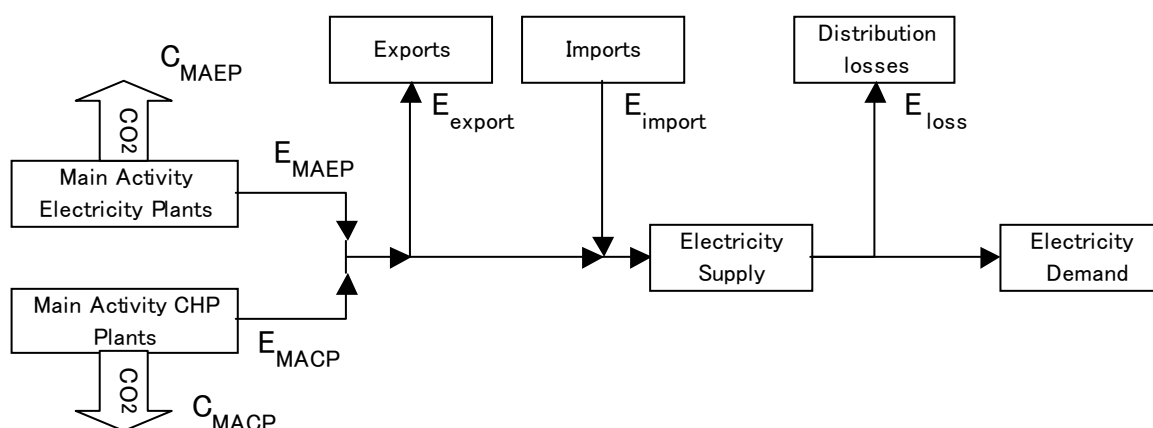


図 4.1 エネルギーバランス表における電力のエネルギーフロー

注) 図中の英語表記は IEA のエネルギーバランス表における部門名とパラメータ名を表す。

C_{MAEP} : 当該国の発電部門(図 4.1 中の Main Activity Electricity Plants)の CO₂ 排出量[Mt- CO₂]

C_{MACP} : 当該国の熱電併給部門(図 4.1 中の Main Activity CHP Plants)の CO₂ 排出量[Mt- CO₂]

E_{MAEP} : 当該国の発電部門の発電電力量[kWh]

E_{MACP} : 当該国の熱電併給部門の発電電力量[kWh]

E_{loss} : 当該国の送配電ロス(図 4.1 中の Distribution losses)[kWh]

なお、エネルギーバランス表では送配電ロスは負値として表記されるため、減算ではなく加算する必要がある。

② 電力の輸出入が輸出超過の場合

IEA の CO₂ 排出量統計では、電力輸入分について CO₂ 排出量を考慮していない。すなわち発電国側に賦課するものとしており、輸出入に伴う正確な CO₂ 収支が得られない。電力の輸入分については、本来であれば輸出元(発電国)側の排出原単位を考慮すべきであるが、ここでは輸入国側の原単位で代用(近似)して排出係数を算出することとした。

$$C_{CO_2,E} = \frac{C_{MAEP} + C_{MACP}}{E_{MAEP} + E_{MACP} - (E_{export} + E_{import}) + E_{loss}} \quad (\text{式 4.2})$$

E_{export} : 当該国の輸出電力量(図 4.1 中の Exports) [kWh]

E_{import} : 当該国の輸入電力量(図 4.1 中の Imports) [kWh]

なお、エネルギーバランス表では輸出電力量は負値として表記される。また、輸入電力量は、正值として表記される。このため、総発電電力量($E_{MAEP} + E_{MACP}$) から正味の輸出電力量($E_{export} + E_{import}$) を減算する必要がある。

③ 電力の輸出入が輸入超過の場合

電力の輸出入が輸入超過の場合、送配電ロス(E_{loss})に輸入電力量分が含まれている。このため、発電設備から排出される CO₂ 量($C_{MAEP} + C_{MACP}$)を、総発電電力量($E_{MAEP} + E_{MACP}$)と送配電ロス(E_{loss})の合計値で単純に除算すると、輸入電力分の送配電ロス分、電力の排出係数は小さくなる。このため、送配電ロスの内、当該国国内で発電された電力量と電力輸入量を用いて、送配電ロスを国内消費分と電力輸入量分に案分して電力量あたり CO₂ 排出係数を求めた。

$$C_{CO_2,E} = \frac{C_{MAEP} + C_{MACP}}{\left\{ \begin{array}{l} E_{MAEP} + E_{MACP} \\ + E_{loss} \times \left[\frac{E_{MAEP} + E_{MACP}}{E_{MAEP} + E_{MACP} + E_{import}} \right] \end{array} \right\}} \quad (\text{式 4.3})$$

④ 国別電力量あたり CO₂ 排出係数

算出した主要国の国別の電力量あたり CO₂ 排出係数を、表 4.2 に示す。なお、その他の国についての CO₂ 排出係数並び算出過程については付録 2 を参照いただきたい。

表 4.2 国別の電力量あたり CO₂ 排出係数

	Kg-CO ₂ /kWh	
	今回評価 (2007年)	2000年 評価 (1998年)
日本	0.454	0.355
アメリカ	0.614	0.593
カナダ	0.226	0.168
イギリス	0.545	0.488
オランダ	0.594	0.572
フランス	0.055	0.067
ベルギー	0.276	0.299
ロシア	0.546	0.861
中華人民共和国	0.801	0.944
インドネシア	0.692	0.584
オーストラリア	0.998	0.829

注) 2000 年評価では発・送電端での CO₂ 排出係数を想定していたが、今回評価では需要端での CO₂ 排出係数を想定して評価を行った。

2000 年評価と今回評価の差異は、前述の発・送電端基準か需要端基準かという点であるが、CO₂ 排出係数の評価結果の変化は、国によって傾向が異なる。送電ロスを考慮しているにもかかわらず、フランスとベルギー、中国では 2000 年評価よりも CO₂ 排出係数は小さくなっている。一方、その他の国々では排出係数が増加している。特に日本については、2007 年の中越沖地震のため、柏崎刈羽発電所による電力供給が減少したことが影響している。

(3) 各種素材の排出係数

設備を構成する素材および運用時の消耗資材の CO₂ 排出原単位を、表 4.3 に示す。

2000 年評価時には、公開されている積み上げ法による素材別 CO₂ 排出原単位が少なかった。さらに、高い精度で詳細な分析を行うには積み上げ法が有利であるが、ライフサイクルに含まれるすべてのプロセスを完全に解析することが困難であった。このため、2000 年評価では、多くの素材について産業連関表を用いて、CO₂ 排出原単位の推定を行った。

2000 年評価以降、積み上げ法による素材の CO₂ 排出原単位の整備が進み、LCA データベース[40]として公開されたため、今回の評価ではこの LCA データベースを活用することとした。また、LCA データベースに登録されていない素材については、LCA データベースのデータを複数用いて積み上げ計算により求めることとした。積み上げ法による素材の CO₂ 排出原単位の計算に際しては、インベントリデータの投入燃料・エネルギー量と表 4.1 及び表 4.2 の CO₂ 排出係数を用いて算出した。LCA データベースのデータを複数用いても、積み上げ計算により求めることが出来ない素材については、産業連関表を用いて推定することとした。

あわせて、多結晶シリコンについては、最新の製造プロセスに関する情報[41]を基に積み上げを

行った。電力施設建設及びその他土木建設に関しては、3EID2005 年版[42]から得た CO₂ 排出原単位を用いた。

4.2 各発電燃料の輸入元想定

表 4.4 に、発電燃料の輸入元シェア、及び日本への航行距離を示す。

(1) 各発電燃料の輸入元シェア

各発電燃料の輸入元シェア電力需給の概要[43]に提示されている 2007 年度の海外炭国別受入量の推移、原油油種別受入実績値並びに LNG 国別受入量の推移を基に想定を行った。

想定に際しては以下の式 4.4 により輸入元シェアを算出した。

$$RF_{ij} = \frac{FUEL_{ij}}{\sum_j FUEL_{ij}} \quad (\text{式 4.4})$$

RF_{ij} : 燃料種 i の輸入元 j からの輸入元シェア

$FUEL_{ij}$: 燃料種 i の輸入元 j からの燃料輸入量[t(石炭、LNG)]、[kl(原油)]

ここで、燃料の輸入元によって単位物量あたりの発熱量が異なるため、厳密には式 4.4 で国別の単位物量あたりの熱量を考慮する必要があるが、その差は表 4.1 に示すように大きくないため、今回の評価では、輸入元によらず単位発熱量が同じ(全てが同様の性状の燃料である)と仮定した上で、物量単位での輸入元シェアを算出することとした。

ウランの採掘、弗化、濃縮の想定を表 4.5 に示す。それぞれの比率については原子力ポケットブック[44]を基にした調査から想定を行った。ただし、濃縮役務については、日本の電力会社が濃縮役務をロシアから提供される比率は全体の 1 割程度とされる[45]ため、ロシアでの濃縮比率を 10% とし、その他の国については各国の生産容量比で国別の濃縮役務比率を想定した。また、濃縮時の

消費エネルギー量は、濃縮方式によって異なるため、表 4.5 に示す各国の濃縮役務比率とともに、濃縮方法比率についても、配慮して評価を行うこととした。

(2) 輸入元からの輸送距離

表 4.4 に示した輸入元からの輸送距離は、海上保安庁の航路距離表[46]を基に想定した。航海距離の想定に際しては日本周辺接続 12 地点までの航路距離と各電力会社毎の各燃料の消費量を加重

表 4.3 素材の CO₂ 排出原単位

素材	単位	CO ₂ 排出係数 kg-CO ₂ /単位	出典	素材	単位	CO ₂ 排出係数 kg-CO ₂ /単位	出典
鉄鋼	kg	1.432	A	熱硬化性樹脂	kg	2.452	A
一般鋼材	kg	1.432	A	熱可塑性樹脂	kg	1.029	A
合金鋼	kg	0.912	A	プラスチック製品	kg	2.911	A
異形丸鋼	kg	1.432	A	潤滑油	kg	0.183	B
珪素鋼板	kg	0.912	A	絶縁油	kg	0.183	B
鉄	kg	1.432	A	ポリエチレン	kg	1.191	B
鍛鋼	kg	1.553	C	塩化ビニール	kg	1.288	B
鋳鋼	kg	1.788	C	FRP	kg	4.514	D
鋳鍛鋼	kg	1.643	C	PVC	kg	1.288	B
炭素鋼	kg	1.432	A	碍子	kg	2.911	A
銅	kg	2.434	B	酸素	kg	0.123	B
アルミニウム	kg	6.284	B	多結晶シリコン	kg	76.836	D
ニッケル	kg	3.104	D	板ガラス	kg	1.541	C
コンクリート	kg	0.117	C	充填剤	kg	1.249	A
アスファルト	kg	0.096	B	テトラ	kg	8.398	A
鉛	kg	2.128	B	ブチルゴム	kg	7.836	A
亜鉛	kg	2.925	B	モバラン	kg	6.618	D
ニッケル	kg	3.104	D	ポリエチレンテレフタレート樹脂(PET)	kg	1.347	B
ニッケル合金	kg	3.104	D	シリコンゴム	kg	5.721	D
チタン	kg	8.819	C	PPE	kg	6.537	D
ジルカロイ	kg	3.807	E	Arガス	kg	0.519	B
アスファルト	kg	0.096	B	冷却水	m ³	0.114	B
セメント	kg	0.818	C	シリカルンボ	kg	0.316	D
アスベスト	kg	3.130	E	水溶性切削油	L	0.146	B
モルタル	kg	0.213	C	SiC	kg	7.458	D
ゴム	kg	3.813	E	切削油	L	0.146	B
爆薬	kg	1.071	E	ピアノ線	kg	1.432	B
木	kg	0.125	E	洗浄用灯油	L	0.146	B
砂・砂利	kg	0.005	B	純水	kg	0.029	C
石材	kg	0.005	B	POCl ₃	kg	2.368	D
ベンナイト	kg	0.052	E	真空オイル	L	0.146	B
アンモニア	kg	1.086	C	Alペースト	kg	6.284	B
石灰石	kg	0.442	B	Agペースト	kg	0.646	D
ガラス	kg	1.541	C	触媒	千円	6.302	E
ガラス繊維	kg	2.814	D	MDEA	kg	0.186	B
グラスファイバー	kg	2.814	D	電力施設建設	千円	0.162	F
絶縁材	kg	2.486	C	その他の土木建設	千円	0.262	F
絶縁物	kg	2.486	C				
エポキシ樹脂	kg	2.486	C				

出典 A : JLCA-LCA データベース[40]の記載値を直接引用。

B : JLCA-LCA データベースのデータを複数用いて積み上げ計算。

C : JLCA-LCA データベースのデータ及び他の情報ソースからのデータを基に積み上げ計算。

D : JLCA-LCA データベース以外の情報ソースからのデータのみを基に積み上げ計算。

E : 産業連関法に基づいて計算。

F : 3EID2005 年版から引用

注) 表中、石灰石については、素材体化排出量のほか、石灰火力における石灰石膏法脱硫に際して排出される CO₂を含めた排出原単位である。

表 4.4 各発電燃料の輸入元シェアと日本への航行距離

	石炭	原油		LNG	航海距離
		生焚用 (原油火力)	精製用 (重油火力)		
中国	7.89%	—	0.25%	—	2,339km
ベトナム	—	13.83%	1.49%	—	4,358km
タイ	—	—	0.02%	—	5,473km
マレーシア	—	0.52%	0.35%	15.83%	4,674km
ブルネイ	—	5.28%	0.20%	11.12%	4,363km
インドネシア	14.51%	43.93%	3.25%	19.07%	5,476km
イラン	—	—	12.02%	—	12,577km
イラク	—	—	1.04%	—	12,636km
サウジアラビア	—	—	28.24%	—	12,282km
クウェート	—	—	7.74%	—	12,544km
カタール	—	—	10.99%	14.91%	12,094km
オマーン	—	—	2.14%	5.21%	11,242km
アラブ首長国	—	—	24.24%	13.79%	11,812km
イエメン	—	—	0.29%	—	12,599km
ロシア	6.61%	0.23%	3.41%	—	2,974km
アメリカ	0.25%	—	—	—	9,043km
アラスカ	—	—	—	1.46%	6,638km
カナダ	2.03%	—	—	—	7,391km
エクアドル	—	—	0.03%	—	14,968km
トリニダード・トバゴ	—	—	—	0.55%	16,477km
アルジェリア	—	—	0.07%	0.76%	17,901km
スーダン	—	18.88%	2.40%	—	13,344km
ナイジェリア	—	—	0.06%	1.80%	20,263km
チャド	—	1.90%	0.12%	—	19,885km
赤道ギニア	—	—	0.06%	—	21,596km
ガボン	—	1.49%	0.26%	—	19,507km
南アフリカ	0.15%	—	—	—	27,556km
アンゴラ	—	—	0.01%	—	18,481km
オーストラリア	68.38%	3.34%	1.19%	15.50%	7,914km
パプアニューギニア	—	—	0.10%	—	4,343km

表 4.5 ウラン採掘、弗化、濃縮の想定

採掘		弗化		濃縮		
国名	比率	国名	比率	国名	方式	比率
アメリカ	8.0%	アメリカ	22.0%	アメリカ	ガス拡散	32.0%
カナダ	23.0%	フランス	22.0%	フランス	ガス拡散	32.0%
オーストラリア	32.0%	イギリス	10.0%	オランダ	遠心分離	8.0%
カザフスタン	15.0%	カナダ	20.0%	イギリス	遠心分離	10.0%
ニジェール	14.0%	ロシア	24.0%	ロシア	遠心分離	10.0%
ナミビア	8.0%	中国	2.0%	中国	遠心分離	3.0%
				ドイツ	遠心分離	5.0%

平均することにより求めた。

なお、日本がアメリカから輸入している LNG は全量アラスカ産であることから、LNG 火力の発電燃料輸送にかかる CO₂ 排出原単位の算出に際しては、アラスカからの航海距離を用いた。

5. 発電技術の物量想定

5.1 石炭火力発電

USC 石炭火力発電については代表プラントを選定し、物量調査を行って、評価することとした。

なお、従来型の石炭火力発電プラントの物量(ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備、変電設備の合計重量)想定は、2000 年評価と同じく式 5.1 を用いて求めることとした。

$$M_{Coal} = 926.6 P_{coal}^{0.559} \quad (\text{式 5.1})$$

M_{Coal} : ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備合計重量[t]

P_{coal} : 発電所の出力[MW]

5.2 石油火力発電

2000 年評価以来、石油火力発電プラントの新規運開はない[8]ことから、物量(ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備、変電設備の合計重量)想定は、2000 年評価と同じく式 5.2 を用いて求めることとした。

$$M_{oil} = 568.5 P_{oil}^{0.559} \quad (\text{式 5.2})$$

M_{oil} : ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備合計重量[t]

P_{oil} : 発電所の出力[MW]

5.3 LNG 火力発電

LNG 複合発電については、国内に存在する同種プラントの平均的設計仕様のプラントを複数選定し、その物量データの平均値を採る方法で設定を行った。LNG 火力複合発電(1,300℃級)と LNG 火力複合発電(1,500℃級)についても、国内にある平均的設計仕様のプラントを複数選定し、平均値を採る方法で設定を行った。

なお、LNG 汽力発電及び LNG 複合発電(従来)については、2000 年評価以来、の新規運開はない[8]ことから、物量(ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備、変電設備の合計重量)想定は、2000 年評価と同じく式 5.3 を用いて求めることとした。

$$M_{LNG} = 506.9 P_{LNG}^{0.559} \quad (\text{式 5.3})$$

M_{LNG} : ボイラー、タービン、発電機、環

境対策設備合計重量[t]

P_{LNG} : LNG 汽力発電及び LNG 複合発電(従来)発電所の出力[MW]

5.4 原子力発電

(1) 発電設備投入物量

原子力発電(PWR、BWR)の物量(ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備、変電設備の合計重量)想定についても、2000 年評価と同じく式 5.4 を用いて求めることとした。

$$M_{Nuclear} = 2,937 P_{Nuclear}^{0.342} \quad (\text{式 5.4})$$

$M_{Nuclear}$: ボイラー、タービン、発電機、環境対策設備合計重量[t]

$P_{Nuclear}$: 発電所の出力[MW]

(2) 原子燃料消費量

原子力発電所(PWR、BWR)で 1 年間に消費される燃料量は、2000 年評価と同じく式 5.5 を用いて求めることとした。

$$M_{N,Fuel} = \frac{P_{Nuclear} \times 365 \times F_{L,N}}{B \times r_{Q,N}} \quad (\text{式 5.5})$$

$M_{N,Fuel}$: 原子燃料消費量[t-U/年]

$P_{Nuclear}$: 発電所の出力[MW]

$F_{L,N}$: 設備利用率[%]

B : 燃焼度[MWD/t-U]

$r_{Q,N}$: 熱効率[%]

5.5 水力発電

2000 年評価以来、2009 年までに中規模ダム水路式水力発電プラントの新規運開はない[8]ことから、物量想定は 2000 年評価と同じとした。

5.6 地熱発電

2000 年評価以来、2009 年までに地熱発電プラ

ントの新規運開はない[8]ことから、物量想定は2000年評価と同じとした。

5.7 太陽光発電

太陽光発電については、2000年評価以来、技術進歩が著しいため、今回の評価で新たに物量評価を加えた。また、物量推定に際しては、全量を国内で生産するものと想定した。

(1) 太陽電池モジュール

想定した太陽電池(PV)モジュールの仕様を表5.1に示す。モジュール寸法、出力、重量は、メーカーカタログ[47]に記載されている条件を採用した。構成材料については、モジュール構成材料は文献[48]を参考にして設定した。

PVモジュールの製造工程は、住宅用と事業用用とで大きな違いはないが、住宅用と事業用ではラインナップが異なりつつある。事業用PVシステム用として市販されているPVモジュールは、モジュール面積が住宅用に比べて大きくなりつつある。モジュール面積が大きくなることにより、セル枚数に違いが生じるほか、フレーム・充填剤などの物量に違いが生じる。このため、住宅用と事業用PVシステム用ではPVモジュールの製品としてのCO₂排出原単位に差が生じている可能性は否定できない。

また、PVモジュールの種類(単結晶、多結晶、アモルファス等)によって、製造工程及びシリコン使用量は異なるため、PVモジュール単体のCO₂排出原単位は異なる。しかしながら、機能単位¹⁰⁾で除して正規化を行った場合¹¹⁾、シリコン使

表 5.1 PVモジュールの仕様
(住宅用、事業用共通)

太陽電池モジュール	種類	多結晶Si
	縦・横幅 (mm)	155 × 155
	厚さ (mm)	0.2
	セル枚数 (枚/モジュール)	24
	出力 (W/枚)	160
	効率 (%)	13.9
	サイズ (mm)	990 × 1,165
	厚さ (mm)	46
	面積 (m ² /枚)	1.15
	重量 (kg/枚)	14.5
	使用年数 (年)	20
	構成材料	
	フロントカバー	ガラス
	フレーム	アルミ
	充填材	EVA
	周辺シール	シリコーン
	バックカバー	PET
	電極材料	銅/はんだ
	端子ボックス	PPE

用量が少なく、モジュール効率の低いPVモジュールのLC-CO₂排出量が必ずしも小さくなるとは限らない。

事業用PVシステムではアモルファス系を用いる場合も多いが、本評価では、PVモジュールについては、住宅用PVシステムと事業用PVシステムとの対比評価を行うため、同じ多結晶シリコンタイプのPVモジュールを利用するものと想定した。(表5.1)

また、事業用PVシステムでのPVアレイの接続方法についてはシステム全体の効率を最も高くするために、各々の接続箱・直交変換装置(PCS)に接続されるすべてのPVアレイの電圧を一定かつPCSの定格とほぼ等しくなるように接続する必要がある。このため、PVモジュールの出力電圧を24V、PCSの定格入力電圧を400Vとして、PVアレイあたりのPVモジュール枚数を決定した。

(2) 架台

① 住宅用架台

太陽光発電システムの架台の仕様を表5.2に示す。素材の所要量は文献[41]より引用した。

¹⁰⁾ 機能単位とは、LCAのJIS規格では、「製品システムの性能を表す定量化された参照単位」のこと。本報告書のような発電プラントのLCA評価であれば、年間総発電電力量。

¹¹⁾ LCA評価の場合、生産量あたりの排出量を算出・比較するため、総排出量を上記「機能単位」で除算する。この処理を「正規化」という。

表 5.2 住宅用架台の仕様

架台	架台材料		溶融亜鉛めっき鋼板
	材料所要量	(kg/m ²)	7.5
		(kg/システム)	208
	使用年数	(年)	30

② 事業用地上設置用架台

地上設置用架台の物量想定に際しては独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)が公開している架台設計支援ツール[49]を用いて、必要な鋼材の重量を算出した。

架台の構造は2次元トラス構造を想定した。また、架台の傾斜角については、一般的には土地制約等から、10～15度前後の傾斜角とする場合が多い。しかし、本評価ではPVシステムの基本性能としてのLC-CO₂排出量を評価するため、年間設備利用率が最大となるようPVモジュールの傾斜角を30度と想定した。また、架台高さについては、パネル最低高を1mと想定して、架台構成物量を算出した。

アレイ列の間隔については、冬至の太陽南中高度を31度とし、冬至の太陽南中時刻に前列の影が後列のアレイに掛からないように決定した¹²⁾。併せて、アレイ、接続箱、PCS、変圧器間の距離が可能な限り短くなるよう配置することとした。[50]架台の配置のほか、PCS・変圧器等の具体的な配置は付録3を参照いただきたい。

(3) 住宅用パワーコンディショナ(PCS)及び接続箱

太陽光発電システムの制御装置(パワーコンディショナ)及び接続箱の仕様は、文献[41]を参考に

表 5.3 住宅用パワーコンディショナ及び接続箱の仕様

シ バ ワ ー コ ン デ イ	定格出力	(kW)	4
	必要台数	(台/システム)	1
	重量	(kg/台)	13
		内 素 鉄	5.2
		材 銅	1.3
		別 アルミ	2.6
		エポキシ樹脂	3.9
接 続 箱	使用年数	(年)	15
	必要台数	(台/システム)	1
	重量	(kg/台)	3.4
		訳別素鉄	1.36
		内材アルミ	0.34
		絶縁材料	0.68
	使用年数	(年)	30

表 5.3 のように想定した。文献[41]にはパワーコンディショナと接続箱の重量は記載されているものの、構成する材料割合ないし重量は記載されていない。このため、パワーコンディショナと接続箱構成する材料の重量(表 5.3 中の素材別内訳)については2000年評価を参考に設定した。

(4) 事業用直交変換装置(PCS)

2012年7月末までに運開した事業用PV発電所で最も多く利用されているPCSは250kWタイプである。このため、本評価ではPCS容量として250kWタイプのPCSを用いることとして評価を行う。

PCSの構成材料の物量については、文献[22]に提示されている400kWPCSの仕様と、素材種別の物量及びメーカーのWebページにて公開されている10kW[51][52][53]、20kW[54][55]、50kW[56]タイプのPCSの仕様と素材種別の素材割合及び総重量を用いて、PCS容量別の素材種別物量推定を行った。

参考資料[22]では、鉄、銅、アルミニウム以外の素材として、絶縁体とその他に分けて物量が記載されているが、参考資料[51]-[56]については、鉄、銅、アルミニウム以外はすべてその他とされている。そこで、参考資料[51]のその他素材については、参考資料[22]の重量比で、絶縁体とその

¹²⁾ NEDOの「大規模太陽光発電システム導入の手引書」[50]では、「冬至の南中±3hは影がかからない配置が望ましいとされている」が本評価では、冬季に南中±3hの間に後列のパネルに影がかかる場合がある。このため、年間の送電端発電電力量は過大となっている。結果的に、本評価結果のLC-CO₂排出量は過小となっていることに留意が必要である。

他に分けた上で、回帰分析を行った。

素材種別毎の回帰分析では、線形近似、対数近似、指数近似、累乗近似の内、対数近似の R^2 が 0.85～0.99 と最も相関性が高い。また、対数近似のみ何れの素材についても t 値が高く、95%信頼区間で有意な結果となった(図 5.1)。得られた回帰式を以下に示す。

$$M_{PCS,Fe} = 204.9 \ln(P_{PCS}) - 329.5 \quad (\text{式 5.6})$$

$$R^2 = 0.989 \quad t\text{値} = 20.928$$

$M_{PCS,Fe}$: 鉄の重量[kg]

P_{PCS} : PCS の定格容量[kW]

$$M_{PCS,Cu} = 114.6 \ln(P_{PCS}) - 289.7 \quad (\text{式 5.7})$$

$$R^2 = 0.853 \quad t\text{値} = 5.385$$

$M_{PCS,Cu}$: 銅の重量[kg]

$$M_{PCS,Al} = 19.6 \ln(P_{PCS}) - 38.7 \quad (\text{式 5.8})$$

$$R^2 = 0.988 \quad t\text{値} = 20.057$$

$M_{PCS,Al}$: アルミニウムの重量[kg]

$$M_{PCS,Ins} = 13.5 \ln(P_{PCS}) - 22.0 \quad (\text{式 5.9})$$

$$R^2 = 0.976 \quad t\text{値} = 14.136$$

$M_{PCS,Ins}$: 絶縁物の重量[kg]

$$M_{PCS,etc} = 11.2 \ln(P_{PCS}) - 18.3 \quad (\text{式 5.10})$$

$$R^2 = 0.976 \quad t\text{値} = 14.136$$

$M_{PCS,etc}$: その他の重量[kg]

(5) 事業用直流接続箱

直流接続箱についても、各メーカーのカタログ等をもとに、主要な構成部品毎の重量を求めて、物量の推定を行った。直流接続箱を構成する構成要素は、①入力回路用直流遮断器、②端子台、③内部配線ケーブル、④機器を納めるキャビネット、⑤収容機器を固定する基盤、の 5 種に分けて分析を行うこととした。

① 入力回路用直流遮断器

入力回路用直流遮断器は、接続する回路毎に用意する必要があるため(図 5.2 -①)、入力回路数と線形的な関係となる。したがって、入力回路用直流遮断器については後述の回帰式(式 5.17～式 5.19)を用いて 1 回路あたりの素材別重量を求め、これに入力回路数を乗じて、直流接続箱 1 個あた

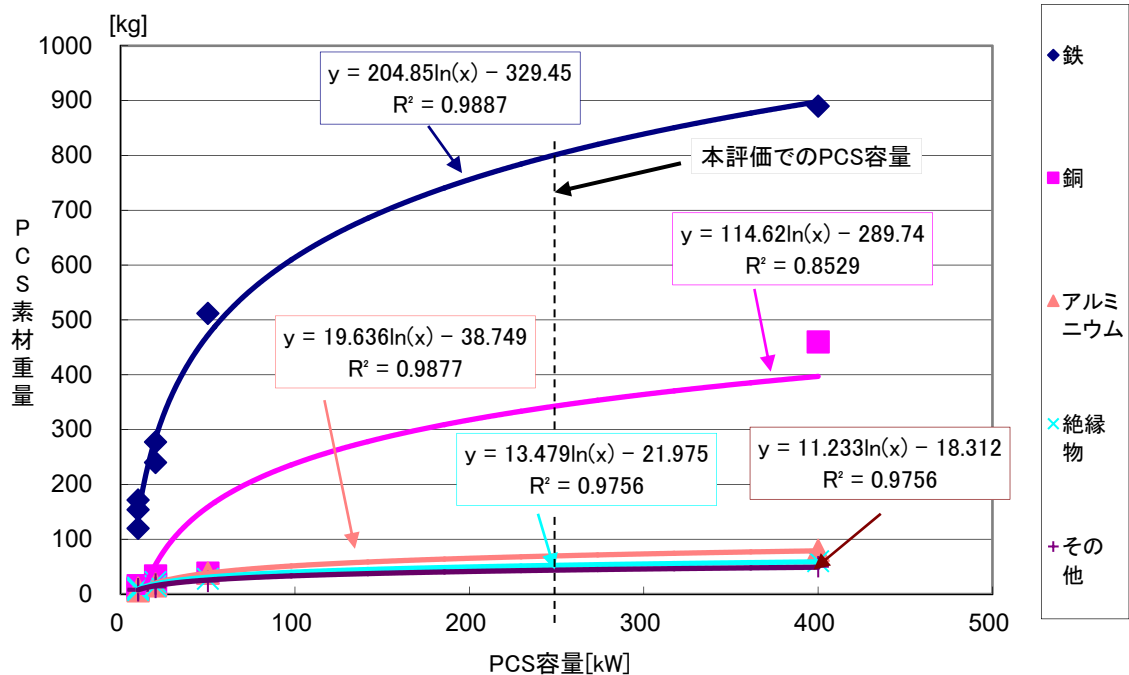


図 5.1 事業用 PCS 定格容量と素材重量との関係

りに用いられている遮断器分の素材別重量を求めることとする。

② 出力端子台

出力端子台についても、市販されている直流接続箱のメーカーのカタログに記載されている端子台を確認した上で、端子台のカタログ記載数値を基に回帰分析を行い、入力回路数に対する物量推定式を定義することとした。

分析においては、端子台を構成する材料として端子台基台と固定用ネジに分けて分析を行った。端子台の素材別物量の算出に際してはカタログ[57][58][59]に記載されている総重量と用いられているネジ径を基に算出した。

入力回路数が多い場合、出力電流値も大きくなるため、入力回路数に応じて十分な耐圧を持つラグ固定ネジが端子台に用いられている。

それぞれのネジ径に対応する JIS 基準に従って、ネジの体積を求めた上で、カタログに記載されている端子台の総重量から、ラグ固定ネジの重量を減じることで端子台の基台部分の物量を求めることとした。求めた基台部分重量とラグ固定ネジ重量、それぞれについて回帰分析を行い、入力回路数に対する素材別物量推定式を求めることとした。なお、ラグ固定ネジの重量の算出に際してはラグ固定ネジを鉄と想定し、比重を $7.85[\text{g}/\text{cm}^3]$ としてラグ固定ネジの重量を求めた。また、基台部分については各社カタログを参考にポリカーボネート製と想定した。回帰分析の結果を図 5.2-②、式 5.11、式 5.12 に示す。

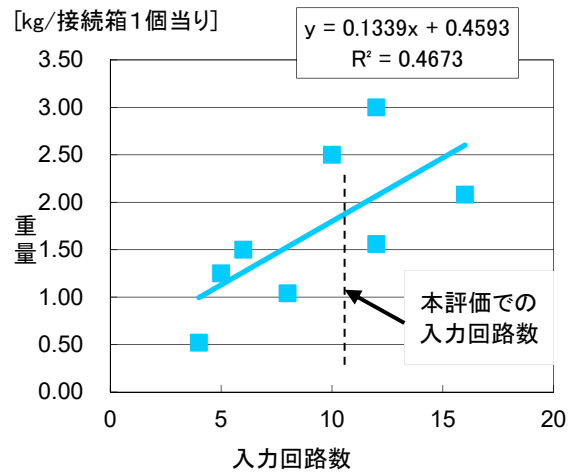
$$M_{DCJBtp} = 0.133 \quad \ln(N_{DCJBIN}) - 0.151 \quad (\text{式 5.11})$$

$$R^2 = 0.528 \quad t\text{値}=2.590$$

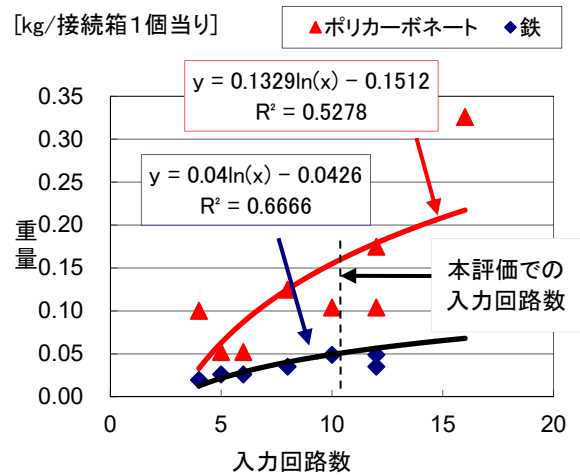
$$M_{DCJBtFe} = 0.040 \quad \ln(N_{DCJBIN}) - 0.043 \quad (\text{式 5.12})$$

$$R^2 = 0.667 \quad t\text{値}=3.463$$

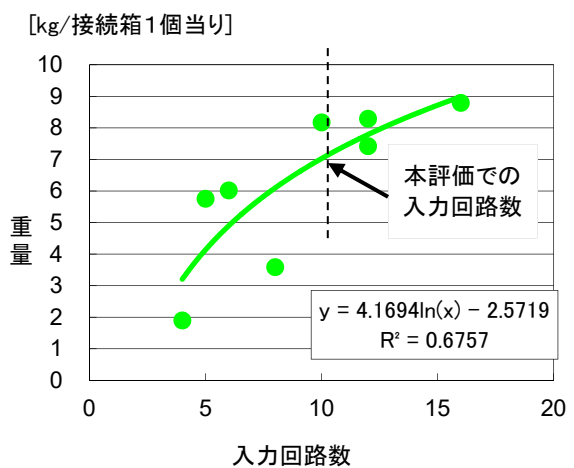
M_{DCJBtp} : 出力端子台(ポリカーボネート)



① 入力回路用直流遮断器



② 端子台



③ 内部配線ケーブル

図 5.2 直流接続箱構成部品と素材重量との関係(1)

の重量[kg]

$M_{DCJB,tFe}$: 出力端子台(鉄)の重量[kg]

$N_{DCJB,IN}$: 入力回路数

出力端子台を構成するポリカーボネートと鉄の
回帰式の t 値はそれぞれ 2.590, 3.463 であり、95%
信頼区間で有意である。このため、式 5.11、式
5.12 を用いて、直流接続箱の入力回路数から出力
端子台のポリカーボネートと鉄の重量を求めて評
価を行うこととする。

③ 内部配線ケーブル

内部配線ケーブルについては、何れのメーカー
カタログにも記載がない。このため、直流接続箱
の総重量[60][61]から、①入力回路用直流遮断器
($M_{DCJB,b,i}$)、②端子台($M_{DCJB,tp,i} + M_{DCJB,tFe,i}$)、④機器
を納めるキャビネットの重量($M_{DCJB,Box,i}$) [62][63]
を用いて接続箱のモデル毎に内部配線ケーブルを
算出した上で、回帰分析を行うこととした。した
がって種別毎の内部配線ケーブルの重量は以下の
式で求められる。

$$M_{DCJB,CV,i} = M_{DCJB,Box,i} - (M_{DCJB,b,i} + M_{DCJB,tp,i} + M_{DCJB,tFe,i})$$

(式 5.13)

i : 算出対象の直流集電箱の機種

$M_{DCJB,CV}$: 対象直流集電箱種別の内部配線
ケーブルの重量[kg]

機種毎に求めた($M_{DCJB,CV,i}$)について、回帰分析
を行った結果を図 5.2-③に示す。また、得られた
回帰式を式 5.14 に示す。

$$M_{DCJB,CV} = 4.17 \ln(N_{DCJB,IN}) - 2.57 \quad (\text{式 5.14})$$

$$R^2 = 0.676 \quad t\text{値}=3.536$$

$M_{DCJB,CV}$: 内部配線ケーブルの重量[kg]

$N_{DCJB,IN}$: 入力回路数

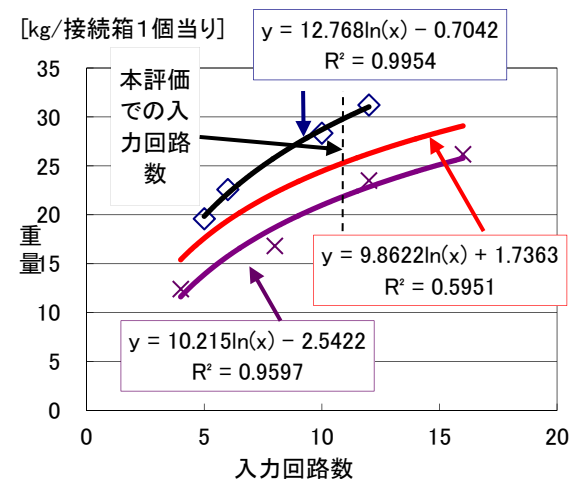
得られた回帰式の相関係数は高くはないものの、
 t 値は 3.536 と高く、95%信頼区間で有意である。

このため、式 5.14 を用いて、直流接続箱の入力
回路数から CV ケーブルの重量を求めて評価を行
うこととする。

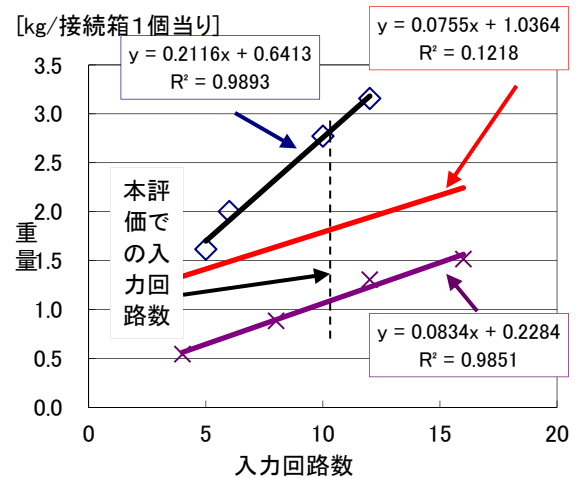
④ キャビネット

部品を収容するキャビネット・部品固定用の基
盤の重量及び容積は製造メーカー [62][63]によっ
て大きさが異なる。

A 社(図 5.2-④ : ◇)は、キャビネットの容積が
大きく、B 社のキャビネット容積(図 5.2-④ : ×)
は小さい。それぞれ個別に回帰分析を行った場合、



④ キャビネット



⑤ 収容機器固定基盤

図 5.2 直流接続箱構成部品と素材重量との関係(2)

R² は 0.9954,0.9597 と、入力回路数とキャビネット重量の相関性は高い。

現在、運転開始もしくは計画中の事業用 PV システム設備では、複数のメーカーが直流接続箱を販売していることから、直流接続箱の素材別重量もメーカーによって大きく異なることが想定される。

本評価は事業用 PV システムの基本性能下での LC-CO₂ 排出量評価を行うことを目的としているため、特定のメーカーの物量を用いて評価を行った場合、過大もしくは過小評価となるが考えられる。したがって、平均的なキャビネット容量を想定して、評価を行うこととする。

上述のように、メーカー毎の入力回路数とキャビネット重量の相関性が高いことを踏まえて、調査を行ったキャビネットのデータすべてを用いて回帰分析を行った結果、式 5.15 に示す回帰結果を得た。得られた回帰式では R² は低いものの、t 値は 2.970 と 95%信頼区間で有意であるため、得られた回帰式が、平均的なキャビネット重量の回帰式と仮定してキャビネット重量を推定することとする。

$$M_{DCJB,Box} = 9.86 \quad \ln(N_{DCJB,IN}) + 1.74 \quad (\text{式 5.15})$$
$$R^2 = 0.595 \quad t\text{値}=2.970$$

$M_{DCJB,Box}$: キャビネットの重量[kg]

$N_{DCJB,IN}$: 入力回路数

⑤ 収容機器固定基盤

キャビネットに収容する機器類を固定するための基盤は、キャビネットの大きさに比例する。ただし、キャビネットは直流遮断器の高さ等に応じて深さが異なるため、入力回路数と線形的な関係にならない。一方、収容機器固定基盤は純粋に回路数に応じて必要な面積が増加するため、基盤厚さを一定とした場合、基盤重量と入力回路数と間には線形的な関係が成り立つと考えることができる。

キャビネットの重量推定と同じく、基盤の重量も、キャビネットの容量の大きい A 社製(図 5.2-⑤:◇)に比べて、B 社製キャビネット用基盤(図 5.2-⑤:×)のほうが軽くなっている。また、それぞれ個別に回帰分析を行った場合、R² は 0.9893,0.9851 と、入力回路数とキャビネット重量の相関性は高い。

キャビネット重量の推計式の場合と同じく、A 社製と B 社製の基盤重量を用いて回帰分析を行った場合、R² は 0.1218 と低いものの、t 値は 12.531 と高く(式 5.16)、95%信頼区間で有意であるため、得られた式 5.16 の回帰式を用いて、平均的な収容機器固定基盤重量を算出して評価することとする。

$$M_{DCJB,Base} = 0.075 \quad N_{DCJB,IN} + 1.036 \quad (\text{式 5.16})$$
$$R^2 = 0.122 \quad t\text{値}=12.531$$

$M_{DCJB,Base}$: 収容機器固定基盤重量[kg]

$N_{DCJB,IN}$: 入力回路数

(6) 事業用遮断器

直流接続箱及び交流接続箱に用いられる遮断器(ブレーカー)については、メーカーが公表している環境情報データシート[64][65][66][67][68][69]を基に、容量と素材物量について回帰分析を行った。ただし、メーカーが公表している環境情報データシートは遮断容量 50A 以上のものに限定されていた。このため、遮断容量 10A~30A のものについては、遮断器メーカー 2 社、遮断容量 3 種(10A,20A,30A)、計 6 つの遮断器を分解し、素材別に計量(付録 4)を行った。前述の環境情報データシートの情報と素材別計量結果データ(付録 4)を用いて素材別に、重量を被説明変数、遮断容量を説明変数とする回帰分析を行った。

素材については、鉄・銅・熱硬化性樹脂以外の素材の重量比は 1.0%以下であるため、鉄・銅・熱硬化性樹脂を対象とした回帰分析の結果(図 5.3)、以下の素材別物量推定回帰式を得た。

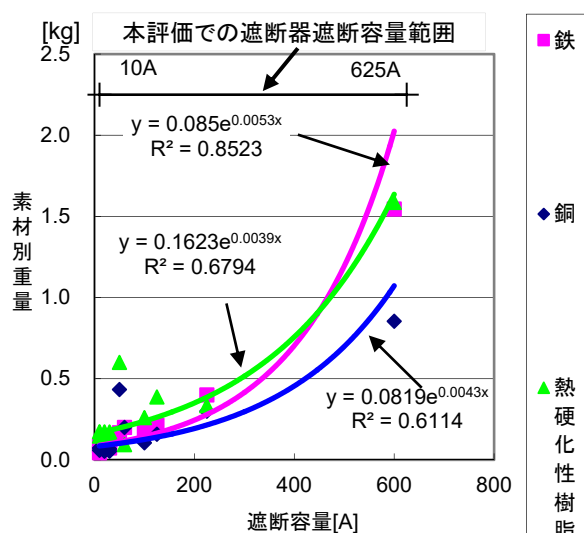


図 5.3 遮断器の素材別物量回帰結果

鉄

$$M_{B,Fe} = 0.085 e^{(0.0053 P_{BIN})}$$

$$R^2 = 0.852 \quad t\text{値} = 7.595$$

(式 5.17)

銅

$$M_{B,Cu} = 0.082 e^{(0.0043 P_{BIN})}$$

$$R^2 = 0.611 \quad t\text{値} = 3.966$$

(式 5.18)

熱硬化性樹脂

$$M_{B,t.r.} = 0.162 e^{(0.0039 P_{BIN})}$$

$$R^2 = 0.679 \quad t\text{値} = 4.604$$

(式 5.19)

$P_{B,IN}$: 遮断容量[A]

$M_{B,Fe}$: 鉄の重量[kg]

$M_{B,Cu}$: 銅の重量[kg]

$M_{B,t.r.}$: 熱硬化性樹脂の重量[kg]

なお、交流用遮断器と直流用遮断器では、構造上の違いから素材物量に違いが想定される。交流の場合 0V となることがあるのに対して、直流は 0V となることがないため、アーク誘導のための消弧室構造に差がある[70]。ただし、実計量では、消弧室用部材の重量比は 3.5%以下(付録 3)であるため、本評価では直流用・交流用遮断器共に得られた回帰式(式 5.17～式 5.19)を用いて、遮断器の素材別重量を求めることとする。

(7) 事業用ケーブル

ケーブルについては、CV ケーブルを用いることとし、PV アレイ、集電箱、PCS、変圧器間の公称断面積は、メーカーカタログ[71]に記載された耐圧および許容電流値を基に決定した。表 5.4 には、各機器間の接続に際して用いる CV ケーブルを示す。

用いる CV ケーブルの公称断面積の単位長さあたり重量についてはメーカーカタログ[72]より得た重量を用いることとした。CV ケーブルの素材別単位長さあたりの重量は、導体断面積・仕上がり外径及び素材の比重を用いて、単位長さあたり重量を銅とポリエチレンに按分して求めることとした。

なお、2MW システム及び 10MW システムの昇圧変圧器は 2kVA であるため、昇圧変圧器・主変

表 5.4 事業用 PV 用 CV ケーブルの想定規格及び単位長さあたり重量

	心線数	耐圧	公称断面積(単位長さ当り重量)			
			1MW	2MW	5MW	10MW
アレイ・接続箱間	2心(2W)	600V	2sq (125kg/km)	2sq (125kg/km)	2sq (125kg/km)	2sq (125kg/km)
接続箱・PCS間	2心(2W)	600V	22sq (650kg/km)	22sq (650kg/km)	22sq (650kg/km)	22sq (650kg/km)
昇圧変圧器・主変圧器間	3心(3W)	6600V	-	200sq (8,260kg/km)	60sq (3,120kg/km)	200sq (8,260kg/km)

注) 「sq」はケーブルの導体断面積を示す規格表示である。一例として、2sq は導体 1 心あたりの断面積が 2mm²であることを意味する。

表 5.5 事業用 PV 用 CV ケーブルの必要長

	耐圧	必要長			
		1MW	2MW	5MW	10MW
アレイ・接続箱間(2W)	600V	3,001.3m	6,002.6m	15,006.6m	30,013.2m
接続箱・PCS間(2W)	600V	2,083.3m	6,848.4m	33,572.6m	67,778.3m
昇圧変圧器・主変圧器間(3W)	6600V	-	119.1m	316.5m	1,266.2m

圧器間は 200sq のケーブルを用いることとし、5MW システムについては 1kVA の昇圧変圧器を用いることとしたため、60sq のケーブルを用いるものとした。

また、付図 3.1～付図 3.4 の水平配置にしたがってケーブル配線を行った場合に必要となる CV ケーブルの必要長を表 5.5 に示す。

(8) 事業用交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器用収納箱

交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器を収納する収容箱(屋外用キャビネット)はすべて同じものを利用するものとし、メーカーカタログ [63] を基に、表 5.6 に示すものを利用するものとした。なお、収容箱の素材については、ステンレスを想定した。

(9) 事業用基礎

① 架台用基礎

架台用基礎については、設置場所の地盤強度・架台重量などにより、基礎形状・容積は大きく異なる。このため、平均的な基礎容積を求めるため、基礎形状図面が記載された太陽光発電新技術等フィールドテスト事業報告書[73][74][75][76][77]に記載された図面を基に架台脚柱 1 本あたりの平均基礎容積を求めたところ 0.414 m³となった。この、平均基礎容積に必要なとなる架台総脚柱数にコンクリートの比重 2.4[t/m³]を乗じることで、架台用基礎総重量を求めることとした。架台用基礎総重量算出式を以下に示す。

$$M_{B,PV} = 2.4 \times 0.414 \times N_{S,PV} \quad (\text{式 5.20})$$

$M_{B,PV}$: 架台用基礎総重量[t]、

表 5.6 事業用交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器用収納箱の想定

幅	高さ	奥行	重量
800mm	2,300mm	800mm	181kg

$N_{S,PV}$: 架台脚柱総本数

② 交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器収納箱用基礎

交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器用収納箱については、横(東西)または奥行き(南北)方向に、昇圧変圧器毎に交流集電箱・PCS・昇圧変圧器収納箱用を接続接続して設置するものと想定して基礎物量を求めることとした。

また、収納箱用基礎の横幅・奥行幅は接続した収納箱の横幅・奥行に、横左右及び奥行前後に 20%の余裕を加えた寸法として、基礎面積を求めた。発電設備の建設検討事例[78]を参考に、基礎厚さは 500mm と想定してコンクリートの容積を求めた。さらに、求めた容積にコンクリートの比重 2.4[t/m³]を乗じることで、交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器収納箱用基礎の総重量を求めた。昇圧変圧器 1 台あたりの交流集電箱・直交変換装置・昇圧変圧器収納箱用基礎の総重量の算出式を以下に示す。

$$V_{B,PCS+\alpha} = \{L_{B,PCS+\alpha,W} \times (N_{PCS} + 2)\} \times 1.2 \\ \times L_{B,PCS+\alpha,D} \times 1.2 \\ \times L_{B,PCS+\alpha,H}$$

$$M_{B,PCS+\alpha} = \frac{2.4 \times V_{B,PCS+\alpha}}{10^9} \times N_{If}$$

(式 5.21)

$V_{B,PCS+\alpha}$: 昇圧変圧器 1 台あたりの収納箱用

基礎容積[mm³]

$M_{B,PCS+\alpha}$: 昇圧変圧器 1 台あたりの収納箱用
基礎重量[t]

$L_{B,PCS+\alpha,W}$: 表 5.6 に示す収容箱の幅[mm]

$L_{B,PCS+\alpha,D}$: 表 5.6 に示す収容箱の奥行き[mm]

$L_{B,PCS+\alpha,H}$: 基礎厚さ[500mm]

N_{PCS} : 連結する PCS 収納箱の個数

N_{jf} : 必要となる昇圧変圧器の台数

式 5.21 中、 $N_{PCS}+2$ となっているのは、PCS 収納箱に加えて交流集電箱及び昇圧変圧器用収納箱が必要なためである。

なお、求めた基礎総重量及び据付機器類の総重量から算出した設計荷重は $4.7[t/m^2] \sim 6.0[t/m^2]$ となり、施工による機器類の沈み込み等の影響は無いといえる。

(10) 事業用建設工事

建設工事については、太陽光発電新技術等フィールドテスト事業報告書[73][74][75][76][77][79][80][81][82][83]記載の建設工事経費と掲載図面・システム仕様等から、まず、工事内容別建設工事経費の回帰式を求めることとした。次いで、システム規模毎に求めた工事内容別建設工事経費に 3EID2005 年版[42]に記載されている工事費単価あたりの CO₂ 排出量を乗ずることにより、建設工事に伴い排出される総 CO₂ 排出量を求めることとした。

工事内容の分類は、基礎工事費、太陽電池据付工事費、架台組立工事費、電気配線配管等工事費の 4 種として、それぞれについて分析を行った。

① 基礎工事費

基礎工事については、設置場所の地盤強度・架台重量などにより、基礎形状・容積は大きく異なる。また、キュービクルなど他の機器類の基礎工事の有無によっても異なる。一般的な値として、架台用基礎物量の算出方法と同じく、資料[73][74][75][76][77]に記載された基礎工事費の基

礎重量あたりの平均単価 204[千円/t]を用いることとした。

② PV 据付工事費

他の発電技術において、例えばタービンなどであれば、出力が 2 倍になったとしても、タービンの重量・容積が 2 倍になることは無い。このため、タービン容量とタービン据付工事の間には非線形性があり、規模の経済が働く。

一方、PV システムの場合、1 個目のアレイを組み立てる工数(据え付けるべきモジュールの数や締めるべきボルトの数等に依存)と 2 個目もしくは n 個目のアレイを組み立てる工数は変わらない。このため、アレイ組み立てに関しては少なくともモジュール数や架台重量等と太陽電池据付工事費には線形的な相関関係があると考えられる。

このため、太陽電池据付工事費を被説明変数とした場合、①モジュール数、②システム出力、③ PV モジュール重量、④架台重量が説明変数となるとの仮説の元、重回帰分析を行い太陽電池据付工事費推定式を求めることとする。

ただし、①モジュール数、②システム出力の間には、共線性が疑われるため、この 2 つの説明変数について回帰分析を行った結果、強い共線性が確認された($R^2=0.997$ 、 t 値=54.03)。このため、

- ・ ①モジュール数、③PV モジュール重量、④架台重量を説明変数とする重回帰分析
- ・ ②システム出力、③PV モジュール重量、④架台重量を説明変数とする重回帰分析

をそれぞれ行った結果、PV モジュール数のみを説明変数とする下記の回帰式が最も相関性が強く、 t 値も最も大きいため、式 5.22 を用いて太陽電池据付工事費を求めることとする。

$$C_{C,PV} = 3000.3 \times N_{Module} + 62462.4 \quad (\text{式 5.22})$$

$$R^2 = 0.861 \quad t\text{値} = 7.025$$

$C_{C,PV}$: 太陽電池据付工事費[円]

N_{Module} : PV モジュール枚数[枚]

なお、式 5.22 は PV モジュール出力が 160W/枚前後の情報を基に推計したものであるため、近年、事業用 PV システム用として市販された、300W/枚前後の PV モジュールを用いる場合には、アレイを組み立てる工数が変わるため、式 5.22 を用いることは出来ない。このため、300W/枚前後の PV モジュールを用いた、LC-CO₂ 排出量評価を行う際には式 5.22 の再推計と検証が必要である。

③ 架台組立工事費

架台組立工事費については、システム出力、架台総重量、アレイ数、1 アレイあたりの架台重量を説明変数として重回帰分析を行った結果、架台総重量以外は採択されなかった。このため、架台総重量のみを説明変数として回帰分析を行った結果、以下の回帰式が 95%信頼区間で有意となったため、式 5.23 を用いて架台組立工事費を求めることとした。

$$C_{C,S} = 56078 \times M_S + 154242$$

$$R^2 = 0.620 \quad t\text{値} = 2.859 \quad (\text{式 5.23})$$

$C_{C,S}$: 架台組立工事費[円]

M_S : 架台総重量[t]

④ 電気配線工事費

電気配線配管等工事費については、文献[74][76][79][80][81][84]に記載された竣工図面より電気配線の総延長を求め、電気配線配管等工事費を被説明変数、アレイ数、電気配線の総延長、システム出力を説明変数として重回帰分析を行った。重回帰分析の結果、電気配線の総延長以外は採択されなかった。このため、電気配線の総延長のみを説明変数として回帰分析を行った結果、以下の回帰式が 95%信頼区間で有意となったため、式 5.24 を用いて電気配線工事費を求めることとした。

$$C_{C,E} = 3.10 \times L_E + 734493$$

$$R^2 = 0.930 \quad t\text{値} = 7.278 \quad (\text{式 5.24})$$

$C_{C,E}$: 電気配線工事費[円]

L_E : 電気配線の総延長[mm]

(11) 輸送

図 5.4 に PV システムの素材・製品の設置場所までの輸送経路を示す。

図中、1 点鎖線で囲った範囲(図 5.4①)が国産 PV モジュール利用時の輸送手段と輸送距離である。また、図中 2 点鎖線で囲った範囲(図 5.4②)が海外製 PV モジュールを利用する際の輸送手段と輸送距離である。また、図 5.4⑤の 2 重線より上側が日本国内での輸送であり、下側が海外での輸送及び国際輸送となる。

各輸送経路と輸送距離は、文献[85]をもとに想定した既刊報告書と同じと仮定した。

なお、素材・副投入素材製造工場までの輸送に伴うエネルギー消費は、素材・副投入素材の排出源単位に含まれているため、輸送を考慮しない。

① PV モジュール以外の輸送

PV モジュール以外はすべて日本製を利用するものとした。輸送はトラックと鉄道を併用することとし、鉄道による輸送距離は 200km、工場から鉄道貨物ターミナルと鉄道貨物ターミナルから PV システム設置場所までのトラック輸送の合計輸送距離は 400km と想定した。ただし、架台については架台用鋼板へのせん断、穴あけを行うことから、鋼材生産拠点から架台部材加工工場まで、トラックにて 500km 輸送するものとした。

② 日本製 PV モジュール国内輸送

日本製 PV モジュールの国内での、素材輸送並びに製品輸送については、既刊報告書と同じく、素材・副投入素材から PV モジュール製造工場までの距離 500km をトラックにて輸送するものと想定した。日本製 PV モジュールの輸送はトラックと鉄道を併用することとし、鉄道による輸送距離は 200km、工場から鉄道貨物ターミナルと鉄

道貨物ターミナルから PV システム設置場所までのトラック輸送の合計輸送距離は 400km と想定した(図 5.4③／破線の範囲)。

③ 海外製 PV モジュール現地輸送

海外製 PV モジュールの現地輸送については、輸送距離・輸送手段ともに日本において、PV モジュールを製造する際と同じ輸送手段・輸送距離で、積出港まで輸送するものと仮定した(図 5.4④／点線の範囲)。

④ 海外製 PV モジュール日本国内輸送

また、海外製 PV モジュールの日本国内での積下港から PV システム設置場所までの、輸送手段・輸送距離は、日本製 PV モジュール製造工場から PV システム設置場所までの輸送手段・輸送

距離と変わらないものと仮定して評価を行うこととした。

⑤ 国際コンテナ輸送

海外製 PV モジュールの評価に際しては、国際海上輸送に伴い発生する CO₂ 排出量も考慮することとし、国際海上輸送はコンテナ船を用いて行うこととした。

輸出国別の積出港は中国製については上海を、韓国製については仁川を想定し、中国製及び韓国製 PV モジュールの外航船輸送については、関門海峡経由にて横浜港にて積み下ろしを行うものとした。ドイツ製についてはハンブルグを積出港としてスエズ運河経由にて、中国製・韓国製と同じく、横浜港にて積み下ろしを行うものとした。

なお、中国・韓国からの海上輸送に際しては、

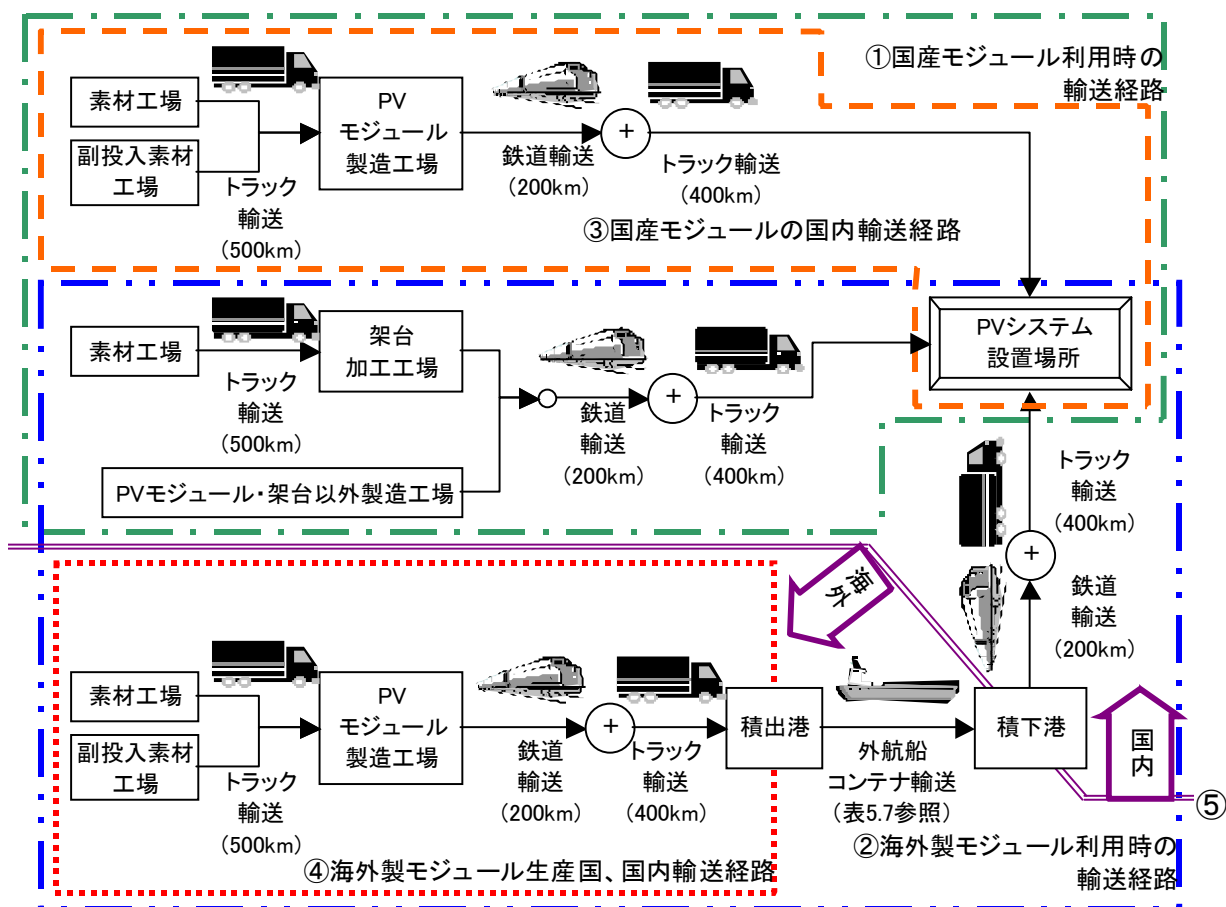


図 5.4 素材・副投入素材・製品の輸送経路想定

積み下ろし港を関西以西に分散することも考えられる。しかしながら、ドイツ製のモジュール利用時と中国製及び韓国製 PV モジュール利用時の評価結果の対比を行うに際して、積み下ろしを異なる港とした場合の外航船輸送距離の違いによる LC-CO₂ 排出量評価結果への影響を避けるために、検討対象とした各国とも同じ積み下ろし港を利用するものと仮定した。

なお、海上コンテナ輸送の積み下ろし港を関西以西と想定した場合には、中国・韓国製 PV モジュール利用時の LC-CO₂ 排出量は、本評価結果よりも小さくなる可能性がある。

コンテナ船の載荷重量は、中国・韓国からの輸送に際しては載荷重量 30,000t のコンテナ船を利用することとし、ドイツからの輸送に際しては 100,000t の載荷重量のコンテナ船を利用することとした。

今回、評価を行う海外製 PV モジュールの輸出国別の輸送距離を表 5.7 に示す。輸出国から日本までの輸送距離については、海上保安庁の航路距離表[46]を基に設定した。

また、PV モジュールのコンテナ輸送に際しては、製品重量のほか、コンテナ重量と PV モジュール梱包資材重量も考慮して、国際海上輸送に伴い発生する CO₂ 排出量を求めることとした。

PV モジュール梱包資材重量については、資料

[86]を基に、表 5.1 に示した PV モジュールを梱包するための重量と容積を推定した。

コンテナについては 40 フィート長、幅 8 フィート、6 インチ高のドライタイプコンテナを利用するものと想定した。コンテナの重量及び積載可能内容量については、ドライタイプコンテナの種類とサイズに関する海運会社の情報[87]を基に、PV モジュール 1 枚あたりのコンテナ重量をもとめ、PV モジュール梱包材重量と共に、PV モジュール製品重量に加算して、PV モジュール 1 枚あたりの国際海上輸送時重量を算出することとした。

5.8 風力発電

現在、日本では海外メーカーの風車を導入する例が多いが、本評価では、2000 年評価と同様、同等の設備を我が国で生産した場合の LC-CO₂ 排出量を推計することとした。

(1) ブレードの物量推定

ブレードの総重量については、風力発電機のメーカーカタログ[88][89][90]に記載されたブレード総重量と素材別比率から求めた。また、メーカーカタログには各種素材の重量は記載されていないため、各種素材の重量割合は 2000 年評価の 300kW 風車の場合と変わらないと仮定した。評

表 5.7 PV モジュールの国際コンテナ輸送による輸送距離

	積出港	経由	積下港	輸送距離 (km)
中国	Hong Kong	kanmon-kaikyo	yokohama	2,894
韓国	Incheon	kanmon-kaikyo	yokohama	1,950
ドイツ	Hamburg	Suez Canal	yokohama	21,379

表 5.8 風力発電機代表モデルのブレード重量

	300kW	600kW	1000kW	2000kW	2500kW
ブレード 一般鋼材	0.540t/基	2.345t/基	2.731t/基	4.690t/基	7.172t/基
エポキシ樹脂	1.125t/基	4.885t/基	5.690t/基	9.770t/基	14.943t/基
グラスファイバー	2.250t/基	9.770t/基	11.379t/基	19.540t/基	29.885t/基
計	3.915t/基	17.000t/基	19.800t/基	34.000t/基	52.000t/基
ローター直径	30m	48m	54m	80m	80m

価対象とする 5 種類の代表モデル風車について、想定したブレードの構成部材の素材重量を表 5.8 に示す。

(2) ナセル装置の物量推定

ナセル装置の総重量については、風力発電機のメーカーカタログに提示されている重量を採用した。ただし、2,500kW 風車についてはどのメーカーのカタログにもナセル装置については重量の記載がなかった。このため、メーカーカタログ値を用いて回帰分析を行うこととした。

図 5.5 に風力発電設備の出力とナセル重量の関係を示す。図 5.5 中、出力 1,000kW 以上と 1,000kW 未満の風車では出力とナセル重量の関係に明らかな違いが見られる。また、NEDO 資料[91]からは、1,000kW 風車の日本での最初の設置は平成 11 年であり、400kW～600kW 級の風車の日本への導入は平成 7 年である。したがって、出

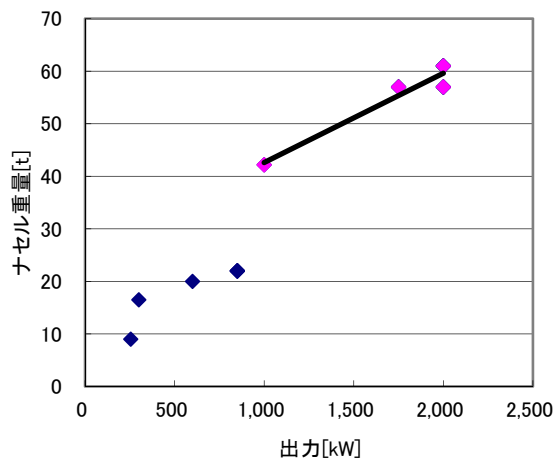


図 5.5 風力発電設備の出力とナセル重量の関係

力 1,000kW 以上の風車については、大型化に伴う技術変革があったものと考えられる。このため、1,000kW から 2,000kW の風車 4 機種 of ナセル装置の総重量データを基に回帰分析を行うこととした。回帰分析の結果、以下の回帰式を得た。

$$M_{Nacelle} = 1.88E+01 \ln(P_W) - 8.35E+01$$

$$R^2 = 0.825 \quad t\text{-値} = 3.7620$$

(式 5.25)

$M_{Nacelle}$: ナセル装置の重量[t]

P_W : 風車の出力[kW]

2,500kW 風車のナセル装置の重量については式 5.25 により求めることとした。また、ナセル装置の各種素材の重量割合は 2000 年評価の 300kW 風車の場合と変わらないと仮定した。表 5.9 に風力発電機代表モデル毎のナセル重量を示す。

(3) 鉄塔の物量推定

鉄塔の総重量については、風力発電機のメーカーカタログ[88][89][92]に提示されている重量を採用した。ただし、2,500kW 風車についてはどのメーカーのカタログにも鉄塔重量の記載がなかった。2,500kW 機と 2,000kW 機はローター直径及びハブ高さが同じであるが、上部重量が大きく異なる。また、ローター直径及びハブ高さが同じであっても、より多くの風力エネルギーを得るために、鉄塔に掛かる応力モーメントは大きくなる。したがって、鉄塔をより堅固なものとする必要があり、鉄塔重量が増加するものと想定できる。

このため、300kW～2,000kW の風車を対象に、鉄塔重量とハブ高さ・出力・上部重量との関係に

表 5.9 風力発電機代表モデルのナセル及び鉄塔重量

		300kW	600kW	1000kW	2000kW	2500kW
ナセル装置	一般鋼材	8.589t/基	10.416t/基	24.027t/基	30.803t/基	32.984t/基
	合金鋼	5.456t/基	6.617t/基	15.263t/基	19.567t/基	20.953t/基
	ステンレス鋼	0.078t/基	0.095t/基	0.218t/基	0.280t/基	0.300t/基
	炭素鋼鋸歯鋼	0.725t/基	0.879t/基	2.028t/基	2.600t/基	2.784t/基
	炭素鋼鋸歯鋼	1.074t/基	1.302t/基	3.004t/基	3.852t/基	4.124t/基
	炭素鋼管炭素鋼	0.455t/基	0.552t/基	1.273t/基	1.632t/基	1.747t/基
	潤滑油	0.115t/基	0.139t/基	0.322t/基	0.412t/基	0.442t/基
	計	16.492t/基	20.000t/基	46.135t/基	59.146t/基	63.334t/基
鉄塔	炭素鋼管一般鋼材	27.977t/基	42.000t/基	77.000t/基	170.000t/基	192.969t/基
	高さ	41.5m	42.0m	60.0m	78.0m	78.0m

ついて重回帰分析を行ったところ、上部重量のみが 95%信頼区間で有意となり、以下の線形回帰式を得た。2,500kW 風車については以下の式 5.26 を用いて鉄塔重量を推定することとした。

$$M_{tower} = 1.40E+00 M_{top} + -4.89E+00$$

$$R^2 = 0.930 \quad t\text{値} = 6.294$$

(式 5.26)

M_{tower} : 鉄塔の重量[t]

M_{top} : 上部重量[t]

表 5.9 に推定した風力発電機代表モデル毎の鉄塔重量を示す。

(4) 発電機の物量推定

発電機の総重量については、風力発電機のメーカーカタログに提示されている重量を設定した。また、発電機の各種素材の重量割合は 2000 年評価の 300kW 風車の場合と変わらないと仮定した。

(5) 操作盤の物量推定

操作盤については、単機出力の増加による規模の経済が働かないと考えられる。このため、風車の単機出力によらず、2000 年評価の 300kW 風車のそれと同じで物量であると仮定した。

(6) 単機設置・陸上設置ウィンドファーム支持構造物

NEDO の調査[93]では、風力発電設備のローター直径が大きくなると出力が増加するが、ローターとハブの合計重量は出力の増加率以上に増加することが示されている。

このことは、風車出力の増加以上に、風車本体重量が増加し、基礎に掛かる応力モーメントが大きくなるため、風車基礎(土木設備)容積の増加率が大きくなることを示唆している。

このため、複数の陸上設置の施工実績データ[94]他を調査し、風車出力と風車基礎容積との関係を検証した。表 5.10 には得られた施工実績データにおける基礎容積と総重量を示す。なお、表

表 5.10 風力発電設備の基礎容積と総重量

メーカー	風車 総重量	コンクリート 容積	出力
A社	275.4t	1796m ³	1980kW
A社	275.4t	1413m ³	2000kW
B社	270.0t	2369m ³	1980kW
C社	189.0t	500m ³	1500kW
D社	42.7t	194m ³	300kW

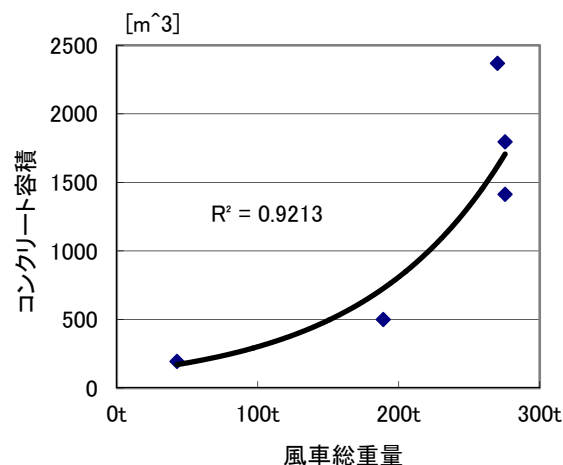


図 5.6 風力発電設備の基礎容積と総重量の関係
(表 5.10 のデータを基に筆者作成)

5.10 中の 300kW 風車は、2000 年評価の総重量とコンクリート容積である。風力発電設備の基礎容積と総重量の関係を図 5.6 に、95%信頼区間で有意な、以下の回帰式(式 5.27)を得た。

$$V_{wf} = 111.9 e^{9.89E-03 M_w}$$

$$R^2 = 0.9213 \quad t\text{値} = 2.791$$

(式 5.27)

ここで、 V_{wf} : 風車基礎の容積[m³]

M_w : 風車総重量[t]

なお、基礎部土木設備全体の重量については、鉄筋コンクリートの比重を 2.4t/m³と仮定し、コンクリートの材料割合(総重量に占めるセメント、鋼材、砂・砂利の比率)が 2000 年評価の 300kW 設備のそれと変わらないと仮定して算出した。なお、洋上風力の場合、基礎の打設水深や海底の状態により本回帰式と大幅に異なる可能性がある。

(7) 単機設置・陸上設置ウィンドファーム 建設工事の投入エネルギー推定

建設工事にかかわるエネルギーについて、部材の現地での吊り上げや基礎工事の掘削量などは、機器類等の重量に比例すると考えられる。このため、建設工事にかかわる投入エネルギー種別と量は、2000 年評価の想定を基本として、風力発電設備の総重量(風車本体重量及び土木設備重量)に単純比例するものと想定した。

(8) 着床式洋上設置ウィンドファーム支持 構造物

① 水面下構造物

着床式ウィンドファームでの風車下部構造物には、モノパイル、トリポッド、複数脚ジャケットがある。モノパイルは構造が単純であり、コスト的には有利であるが、強風時に下部構造物及び基礎杭にかかるモーメントが大きく、暴風発生確率の高い地域での利用は適さないとされている[34]。トリポッドは下部構造の形状が複雑であるが、堅牢な構造のため、比較的深い水深でも適用可能であるものの、運搬・施工に伴う経費が大きい[34]。複数脚ジャケットは、重量・コスト面で有利であるほか、暴風に対しても堅牢である[34]。以上のことから、今回の着床式洋上設置ウィンドファームについては 3 脚ジャケットを下部構造物として想定して評価を行う。3 脚ジャケットの重量は、水深 25m での文献値[34]を用い、1 基あたり 111.5t と想定して評価を行った。

② 水中基礎(杭)

ジャケットを水中に固定する水中基礎(杭)については、水深 25m での文献値[34]から推定した値を用い、風車 1 基あたり 171.0t と想定して評価を行った。

(9) 浮体式洋上設置ウィンドファーム支持 構造物

① 風車用浮体 及び洋上プラットフォーム¹³⁾

浮体式洋上風力用浮体についても、着床式と同じく、浮体の係留方法・浮体の復元力確保方法によって異なった構造を持つ複数の方式がある。代表的な浮体としては、セミサブ式¹⁴⁾、スパー式¹⁵⁾、緊張係留(TLP)式¹⁶⁾などがある[34]いずれの方式も、海流に対する浮体の動揺の抑制効果及びコスト面で一長一短があり、設置海域の海況によってどの方式が適するかは異なる。

セミサブ式は波浪に対して良好な応答特性も持つ一方、浮体重量増加等により他の方式に比べてコストが高くなる。スパー式は単純な構造であり、コスト的にも比較的安価であるが、浮体の過度な動揺に対しては対策が複雑となるため、過酷な海況域での利用は困難が伴う。TLP 式は他の方式が浮体をカテナリーチェーンで固定するのに対して、浮体と海底とを緊張索(チェーン)で固定する方法である。TLP 式は浮体自体の安定度が低いため、設置海域までの曳航・設置時の浮体の安定性確保が課題となっている。

現在日本において、浮体式洋上風力の実機規模で実証試験が行われているのは、セミサブ式[25]とスパー式[35]である。本評価では、厳しい海況を含めて実証試験等での実績が最も多く得られているセミサブ式を、浮体式洋上風力発電の対象技術に選定して評価を行うこととした。

浮体の排水量は、浮体上の設置された構造物の

¹³⁾ 洋上プラットフォーム：主変圧器などの電気設備を洋上に浮かべるための構造物。

¹⁴⁾ 浮体内部に水密隔壁を複数用意し、浮体の動揺時には、各水密隔壁への注・排水を行うことで、浮体の動揺を抑える方法。半潜水型の浮体のためセミサブ式と呼ばれる。

¹⁵⁾ 長い中空円筒形の浮体の底部にバラストを配置した形式。転覆を防ぐ方法はセミサブ式と異なり、浮体底部のおもりが沈む力を利用して浮体の転覆・動揺を防止する。

¹⁶⁾ 完全密閉型の中空浮体を海底に係留索(チェーン)にて固定する方法。

重量・高さ・受風面積によって異なる。高さが高く、受風面積の大きい構造物が浮体上に構築されている場合、風速・海流により浮体構造物のヨー・ピッチが大きく変化するほか、浮体の復元力にも大きな影響を与える。また、浮体式洋上風力の設置事例は少ないため、平均的な重量を求めることも難しい。

このため、浮体の挙動に影響を与える影響要因を複数選定し、単回帰分析及び重回帰分析により、有意な説明変数の組み合わせを探索することとした。上部構造物重量・ハブ高さ・風車受風面積が浮体挙動に影響を与える要因であるとの仮説の下、浮体の重量を被説明変数として線形回帰及び非線形回帰を行った。分析に際し、上部構造物重量・ハブ高さ・風車及び浮体の重量は文献[36][95][96][97]に記載されたデータを用いた。

回帰分析に先立ち、共線性を確認したところ、上部構造物重量と風車受風面積の間には強い共線性が認められた($R^2 = 0.899$, t 値 = 5.167)。このため、説明変数の組み合わせ探索に際しては、上部構造物重量と風車受風面積は個別に回帰分析を行うこととした。

回帰分析の結果、浮体重量は上部構造物重量との線形回帰式のみが 95%信頼区間で有意となった(図 5.7)。そのほかの説明変数、複数の説明変

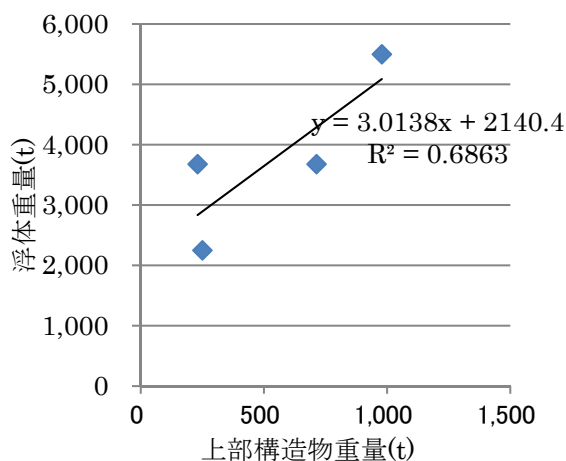


図 5.7 浮体と上部構造物重量の関係

数の組み合わせ及び非線形回帰では R^2 , t 値ともに低く、有意とならなかった。有意となった回帰式を式 5.28 に示す。

$$\begin{aligned} M_{FL} &= 3.01 M_{WT} + 2140.40 \\ R^2 &= 0.6863 \\ t\text{値} &= 2.0916 \end{aligned} \quad (\text{式 5.28})$$

M_{FL} : 浮体重量(t)
 M_{WT} : 上部構造物重量(t)

② 係留チェーン¹⁷⁾

洋上風力用浮体の係留チェーンに関する情報は少ない。本評価では「福島復興洋上風力」に関する情報[98]を基に、本評価で想定する水深で係留チェーン重量を推定することとした。福島復興洋上風力の浮体は、水深 120m において 830m、重量 330t の係留チェーン 6 本を用いて、カテナリー¹⁸⁾係留にて浮体を固定している。

また、洋上における浮体構造物のカテナリー係留については、文献[99][100]において、浮体の設置場所の水深・許容移動量・浮体諸元を基にカテナリー係留チェーンの選定及び長さについてまとめられている。

本評価では、文献[98][99]を基に、カテナリー係数を求め(式 5.29)、風車設置海域の平均水深からカテナリー係留チェーンの長さを求めた(式 5.30)。さらに、カテナリー係留チェーンの単位長さあたり重量[98]を乗じることで、本評価で想定した水深に浮体を係留するための係留チェーン重量(式 5.31)を求めることとした。

$$a = \frac{S_0^2 - V_0^2}{2V_0} \quad (\text{式 5.29})$$

¹⁷⁾ 風車用浮体(風車を洋上に浮かべるための基礎部分の構造物)を洋上の特定海域にとどめておくためのチェーン。

¹⁸⁾ カテナリー係留とは、カテナリー曲線を描くよう水中に係留チェーンを張って係留することである。カテナリー曲線とは、懸垂曲線ことであり、チェーンやロープなどの両端を持って垂らしたときにできる曲線である。

$$S_h = \sqrt{V_h(V_h + 2a)} \quad (\text{式 5.30})$$

$$M_{cc,h} = S_h M_0 \quad (\text{式 5.31})$$

- S_0 : 水深 V_0 (m)でのカテナリー係留チェーン長さ(m) : [98]に示されている値
 a : カテナリー係数(m)
 V_h : 本評価で想定する浮体係留地点での水深 (m)
 S_h : 本評価で想定する浮体係留地点での水深 V_h でのカテナリー係留チェーン長さ(m)
 M_0 : カテナリー係留チェーンの単位長さあたり重量(t/m) : [98]に示されている情報より算出
 $M_{cc,h}$: 水深 V_h でのカテナリー係留チェーン1本あたり重量(t/本)

③ アンカー

浮体の係留用アンカーについては、立地海域海底の形状や性状、海流などの海域の条件等により用いる素材・重量は大きく異なる。また、設置事例も限られるため、平均的な重量を推定することは難しい。このため、今回の評価では、事例[98]におけるアンカーの情報を基に、重量 35t のアンカーを浮体 1 個あたり係留チェーンの本数分利用することと仮定し、評価することとした。

(10) 電力ケーブル

電力ケーブルについては①鉄塔内電力ケーブル、②単機設置用連系用電力ケーブル、③陸上ウィンドファーム用集電用ケーブル、④洋上ウィンドファーム用集電用ケーブルに分けて物量推定を行うこととした。これらの内、集電用ケーブルについては、陸上設置ウィンドファームと洋上設置ウィンドファームでは異なる物量推定式を用いた。陸上設置の場合、集電ケーブルは基本的に汎用的な CV ケーブルを用いても問題はない。一方、洋上設置の場合、集電ケーブルは海中に敷設されているため、遮水性能と耐疲労特性を備えた構造[101]となっている。また、断線防止のための鎧装を備えた構造となっている。

① 鉄塔内電力ケーブル

鉄塔内電力ケーブルは、600V CV ケーブルで鉄塔内に設置される昇圧変圧器とナセル内の発電機を接続することとした。600V CV ケーブルの選定にあたっては、風車容量から得られる最大電流量に安全率 20%を加えた電流が CV ケーブルを流れるものとした。ただし、600V CV ケーブルの許容電流は 660A(公称断面積 325sq)である。このため、今回評価対象の風車の内、600kW 以上の風車では公称断面積 325sq の CV ケーブルでは許容電流量を超える。このため、600kW 以上の風車については、公称断面積 325sq の CV ケーブルを複数条鉄塔内に敷設することとして、鉄塔内電力ケーブルの素材別物量を求めることとした。

$$n_{CV,Wind,600V,i} = \left\lceil \frac{I_{Wind,600V,i}}{660(A)} \right\rceil + 1 \quad (\text{式 5.32})$$

$n_{CV,Wind,600V,i}$: 風車モデル i の鉄塔内 600V CV ケーブルの条数(本)

$I_{Wind,600V,i}$: 風車モデル i の安全率 20%定格電流(A)

なお、300kW 風車の場合には、安全率 20%定格電流が 600A であるため、公称断面積 325sq のケーブルが利用できるため、1 条の敷設とした。また、利用するケーブルの種類は 2000 年評価と同じく PVC ケーブルを想定した。ケーブルの素材別物量についても 2000 年評価と同じであるとした。

② 単機設置用連系用電力ケーブル

単機設置時の連系用電力ケーブルについては、6,600V で連系するものとし、風車容量から得られる最大電流量に安全率 20%を加えた電流が 6,600V CV ケーブルを流れるものとした。また、敷設する長さについては、風車倒壊時の安全距離を考慮し、2000 年評価と同じく鉄塔高さとローター半径の 2.3 倍の長さが必要であるとして物量推定を行うこととした。

$$L_{CV,Wind,6,600V,i} = (H_{Wind,i} + r_{Wind,i}) \times 2.3 \quad (\text{式 5.33})$$

$L_{CV,Wind,6,600V,i}$:

風車モデル i の系統連系用
6,600V CV ケーブルの必要長(m)

$H_{Wind,i}$: 風車モデル i の鉄塔高さ(m)

$r_{Wind,i}$: 風車モデル i のローター半径(m)

③ 陸上ウィンドファーム用

陸上ウィンドファーム用集電ケーブルは、物量推定の一貫性を保つために PV システムと同じく CV ケーブルを用いることとした。

PV システムでは、600V と 6,600V の CV ケーブルを主として用いている。一方、ウィンドファームでは、風車・主変圧器間接続用に 22kV ケーブルの利用量が多くなる。風車・主変圧器間接続用 22kV ケーブルについては、カタログ及び許容電流値[102][103][104]から素材別物量を求めた。

$$M_{CV,i,j}^E = \sum_j S_{CV,i,j} \times \rho_j \quad (\text{式 5.34})$$

$$M_{CV,i,j}^S = M_{CV,i}^S \times \frac{S_{CV,i,j} \times \rho_j}{M_{CV,i,j}^E}$$

i : ケーブルの公称断面積

j : ケーブル素材種別

ρ_j : ケーブル素材 j の比重

$S_{CV,i,j}$: 公称断面積 i のケーブルの素材 j の断面積[cm³]

$M_{CV,i,j}^E$: 素材別断面積と比重より求めた単位長さあたりケーブル重量[kg/cm]

$M_{CV,i}^S$: 公称断面積 i のケーブルのカタログ値重量[kg/cm]

$M_{CV,i,j}^E$: ケーブルの公称断面積 i 、ケーブル素材種別 j の単位長さあたりケーブル重量[kg/cm]

ケーブルの公称断面積については、ケーブルに流れる電流値に 20%の安全率をかけた電流値を流すことのできるケーブルを選択するものとした。表 5.11 に陸上用 CV ケーブルの素材別推定重量を示す。

④ 洋上ウィンドファーム用

海底ケーブルの基本的な構造を図 5.8 に示す。

基本的な構造は、CV ケーブル外側にケーブルの断線を防ぐための鎧装(図 5.8 中の垂鉛メッキ鉄線と高密度ポリエチレン被膜 FRP)と鎧装を覆う座床を有し、最外層を防食層で覆った構造となっている。海底ケーブルは、海底の状態や海域の潮流により鎧装の層数・材質等が異なる。このため、海底ケーブルについては標準品のメーカーカタログは公開されていない。このため、文献[36][105]を参考に、本評価では、2 重鎧装トリプレックス CV ケーブルを海底ケーブルとして用いるものと想定し、物量推定を行うこととした。

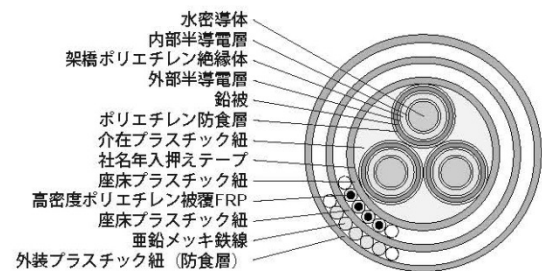


図 5.8 海底ケーブルの基本構造例[105]

表 5.11 陸上用・海底用 CV ケーブルの素材別推定重量

			陸上		洋上(着床式)		洋上(浮体式)	
			20MW (2MW×10)	40MW (2MW×20)	20MW (2MW×10)	40MW (2MW×20)	20MW (2MW×10)	40MW (2MW×20)
素 材 重 量	(陸上	銅	45.5t	91.0t	—	—	—	—
	22kV)	ポリエチレン	31.0t	62.1t	—	—	—	—
	(海底)	銅	—	—	977.8t	1713.5t	662.7t	1521.7t
		ポリエチレン	—	—	667.3t	1169.4t	652.1t	1123.1t
		鉄	—	—	559.7t	980.7t	549.3t	888.6t
		FRP	—	—	30.9t	54.1t	14.6t	30.3t
		ポリプロピレン プラスチック	—	—	148.3t	259.9t	135.8t	219.2t
			—	—	224.7t	393.7t	193.6t	324.6t

物量推定に際しては、座床厚さ及び鎧装直径は独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構の洋上風力に関するフィージビリティスタディ報告書[26]に記載された海底ケーブルの構造表及び文献[27][106][107]と、特別高圧 CV ケーブルカタログの仕様[102][103][104]を基に、素材別断面積を算出し、式 5.34 を用いて素材別重量と公称断面積を求めることとした。表 5.11 に海底用 CV ケーブルの素材別推定重量を示す。

5.9 太陽光発電・風力発電共通機器類

事業用太陽光発電(PV)や風力発電(ウィンドファームを含む)では、系統連系技術要件[19][20][21]に従い、設備規模(送電端出力)に応じて異なる要件に従った電圧で系統と接続することとなる。このため、400/600V から 6,600V の高圧電圧に昇圧する昇圧変圧器に加え、発電規模に応じて、6,000V の構内電圧を、22 kV /33 kV /66 kV /72kV の連系電圧に昇圧する主変圧器を考慮する必要がある。

これら昇圧変圧器や主変圧器は、事業用 PV や風力発電などで異なるものが利用されているわけではなく、技術的には共通のものが利用されている。このため、本項では、事業用 PV や風力発電などで共通の機器要素類について物量推定を行う。

5.9.1 変圧器

(1) 昇圧変圧器

昇圧変圧器の入力電圧を 440V、出力電圧を 6,600V と想定して変圧器の物量想定を行った。物量推定においては、昇圧変圧器については変圧器のメーカーカタログ[108][109][110][111]を基に変圧器の乾燥重量と絶縁油重量との関係について回帰分析を行った。回帰分析の結果、 R^2 、 t 値共に高いため、95%信頼区間で有意な、以下の回帰式を得た。

① 絶縁油

$$M_{oil} = 1.69E+00 P_{tf} + 3.78E-03 \quad (\text{式 5.1})$$

$$R^2 = 0.973 \quad t\text{値} = 25.656$$

② 乾燥重量

$$M_{tfd} = 1.15E+00 P_{tf} + 1.07E-03 \quad (\text{式 5.2})$$

$$R^2 = 0.992 \quad t\text{値} = 48.021$$

M_{oil} : 昇圧変圧器の絶縁油の重量[t]

M_{tfd} : 昇圧変圧器の乾燥重量[t]

P_{tf} : 昇圧変圧器の容量[kW]

今回の評価における昇圧変圧器については、式 5.1 と式 5.2 を用いて、PCS 容量に応じた、変圧器構成部材(絶縁油及び鉄)の推定素材重量を求めることとした。

(2) 主変圧器

主変圧器については、まずメーカーカタログ[112][113]を基に変圧器の乾燥重量と絶縁油重量との関係について回帰分析を行って乾燥重量と絶縁油重量を求める。その後、乾燥重量に占める素材毎の重量比を別途、回帰分析により求めることで、素材別重量を求めることとした。

a) 変圧器容量と乾燥重量・絶縁油重量との関係

表 5.12 に変圧器の乾燥重量と絶縁油重量との回帰分析結果を示す。回帰式としては、線形近似式、累乗近似式、2 次近似式の何れについても t 値が大きく、95%信頼区間で有意である。また、 R^2 も何れの近似式も高いが、最も t 値の高い以下の累乗近似式を用いて特別高圧用主変圧器の乾燥重量と絶縁油重量を求めることとする。

① 絶縁油

$$M_{oil,HV} = 1.98E+00 P_{tth}^{8.51E-01}$$

$$R^2 = 0.917 \quad t\text{値} = 16.920$$

(式 5.3)

表 5.12 主変圧器容量と乾燥重量、絶縁油重量との回帰分析結果

自由度 27		絶縁油	乾燥重量
$y=a \cdot P_{tth}+b$	a	3.68E-01	1.19E+00
	b	1.19E+03	4.19E+03
	R ²	0.8926	0.9662
	t値	14.6991	27.2759
$y=a \cdot P_{tth}^b$	a	1.98E+00	1.52E+01
	b	8.51E-01	7.60E-01
	R ²	0.9167	0.9776
	t値	16.9199	33.6698
$y=a \cdot P_{tth}^2+b \cdot P_{tth}+c$	a	-1.89E-05	-3.68E-05
	b	8.02E-01	2.04E+00
	c	-6.24E+02	2.04E+00
	R ²	0.9427	0.9858
	t値 a	8.4647	13.8548
	t値 b	-4.6767	-5.8653

表 5.13 主変圧器容量と素材別素材重量との回帰分析結果

自由度 9	珪素鋼板	一般鋼材	銅	絶縁物
a	1.7756	3.1584	1.0406	0.3552
b	0.9470	0.8574	0.8846	0.9525
R ²	0.9847	0.9359	0.8083	0.6491
t値	16.0510	7.6420	4.1066	2.7200

表 5.14 主変圧器容量と設置面積との回帰分析結果

自由度 6		設置面積
機器容量(P_{tth})		($S_{\text{B,tth}}$)
$S_{\text{B,tth}} = a \cdot P_{\text{tth}}^b$	a	2.91E-02
	b	5.96E-01
	R^2	0.9854
	t値	18.3662

② 乾燥重量

$$M_{DW,HV} = 1.52E+01 P_{tth}^{7.60E-01} \quad (\text{式 5.4})$$

$$R^2 = 0.978 \quad t\text{値} = 33.670$$

$M_{oil,HV}$: 主変圧器の絶縁油の重量[t]

$M_{DW,HV}$: 主変圧器の乾燥重量[t]

P_{tth} : 主変圧器の容量[kW]

$M_{trh,i}$: 主変圧器の素材種 i の重量[t]

$M_{DW,HV}$: 主変圧器の乾燥重量[t]

(式 5.4 より算出)

P_{trh} : 主変圧器の容量[kW]

b) 変圧器容量と素材別物量の関係

乾燥重量に占める、珪素鋼板、一般鋼材、銅及び絶縁物の重量についても、メーカーの環境情報シート等[2][114][115][116][117][118][119][120]を用いて線形近似、累乗近似及び2次近似について回帰分析を行った。

回帰分析の結果、累乗近似のみが95%信頼区間で有意であるため、以下の累乗近似式を用いて特別高圧用主変圧器の絶縁油を除く、各素材 i の重量 $M_{trh,i}$ を求めることとした。

$$M_{trh,i} = M_{DW,HV} \frac{a_i \times P_{trh}^{b_i}}{\sum_i a_i \times P_{trh}^{b_i}} \quad (\text{式 5.5})$$

i : 主変圧器の絶縁油以外の素材種

(珪素鋼板、一般鋼材、銅、絶縁物)

$M_{DW,HV}$: 主変圧器の乾燥重量[t]
 a_i, b_i : 主変圧器の素材種 i の表 5.13 に示す各係数

c) 主変圧器用基礎設置面積

主変圧器の設置面積については、メーカーカタログ[112][113]記載の設置面積と機器容量について回帰分析を行った(表 5.14)。回帰分析の結果、R²、t 値共に高く、95%信頼区間で有意である。このため、式 5.6 を用いて特別高圧用主変圧器の機器設置面積を求める。

$$S_{B,tth} = 2.91 \times 10^{-2} \times P_{tth}^{0.596} \quad (\text{式 5.6})$$

P_{tth} : 主変圧器の容量[kW]

$S_{B,tth}$: 主変圧器の設置面積[m²]

回帰式により求められた機器設置面積 $S_{B,tth}$ に、発電設備の建設検討事例[78]を参考に、設計荷重が 4t/m²を超えないように基礎の面積は横左右及び奥行前後に余裕を加えた寸法とすることとした。横左右及び奥行前後の余裕(式 5.6/L)は2~10MW のシステムで 2,000mm、20~40MW のシステムで 4,000mm とした。基礎厚さについては

1,000mm と想定してコンクリートの容積を求めた。得られたコンクリートの容積とコンクリート比重から、主変圧器の基礎総重量を求めた。主変圧器基礎重量の算出式を以下に示す。

$$M_{B,tfh} = 2.4 \times \left\{ L + \sqrt{S_{B,tfh}} \right\}^2 \times 1.0 \quad (\text{式 5.7})$$

$M_{B,tfh}$: 主変圧器の基礎重量[t]、

L : 基礎面積前後左右の余裕[m]、

なお、求めた主変圧器用基礎総重量と主変圧器重量から算出した設計荷重は 3.72～3.9 t/m²であり、適切な余裕分の設計である事を確認した。

5.9.2 開閉器

(1) 高圧用開閉器

高圧用開閉器の物量想定は、メーカーカタログ[121]及び製品環境情報[122][123][124]を用いて推定することとした。ただし、容量と素材別重量との回帰式推定を行うに足る情報を得ることは出来なかった。このため、高圧用開閉器の総重量と容量の関係について回帰式を求め、素材別重量比を仮定することで高圧用開閉器の素材別重量を求めることとした。

高圧用開閉器の総重量と容量の関係について回帰分析を行った結果、95%信頼区間で有意な、以下の回帰式を得た。

$$M_{sg} = 230.8 \times \ln(P_{sg}) - 1361.2 \quad (\text{式 5.8})$$

$$R^2 = 0.588 \quad t\text{値} = 2.696$$

M_{sg} : 高圧用開閉器の重量[kg]

P_{sg} : 高圧用開閉器の容量[kW]

上記の式で得られた高圧用開閉器重量を開閉器

製造会社の製品環境情報シート[122][123][125]に記載された素材割合平均を用いて素材別に按分し、高圧用開閉器の素材別重量を求めた。高圧用開閉器の素材別重量比を表 5.15 に示す。

(2) 特別高圧用開閉器

特別高圧用開閉器は、事業用 PV やウィンドファームが設置される場所によっては、連係すべき送配電網の状況等により、特別高圧用開閉器を構成する機器類の組み合わせが異なる。このため、素材別物量の平均的な物量を推計するための有意な情報を得ることはできなかった。

しかしながら、メーカーカタログや文献等から総重量についての情報を得ることができたため、高圧用開閉器の物量想定と同じく、総重量について回帰分析を行い、高圧用開閉器の素材別重量比を参考に素材別物量比を仮定して分析を行うこととした。

特別高圧用開閉器の総重量と容量の関係について回帰分析を行った結果、95%信頼区間で有意な以下の回帰式を得た。

$$M_{sgh} = 781.2 \ln(P_{sgh}) - 5668.3 \quad (\text{式 5.9})$$

$$R^2 = 0.579 \quad t\text{値} = 4.845$$

M_{sgh} : 特別高圧用開閉器の重量[kg]

P_{sgh} : 特別高圧用開閉器の容量[kW]

上記の式で得られた特別高圧開閉器重量を、高圧用開閉器の素材別重量比を参考に仮定した表 5.16 に示す素材別物量比を用いて特別高圧開閉器の素材別物量を求めることとした。

表 5.15 高圧用開閉器の素材別重量比

高圧開閉器素材種	重量比
鉄	76.7%
銅	13.3%
熱可塑性樹脂	2.2%
熱硬化性樹脂	7.8%

表 5.16 特別高圧用開閉器の素材別重量比

高圧開閉器素材種	重量比
鉄	76.7%
銅	13.3%
碍子	10.0%

6. 評価結果

6.1 電源別 LC-CO₂ 排出量評価結果

6.1.1 結果の全体概要

各種発電技術の LC-CO₂ 排出量評価結果を図 6.1 に示す。なお、当該発電技術の出力毎の加重平均値としての LC-CO₂ 排出量は図 6.2 に示す。

火力発電技術の LC-CO₂ 総排出量は、発電用燃料からの直接分が多くを占めている。間接分の LC-CO₂ 排出量が総 LC-CO₂ 排出量に占める割合は 4~20%程度である。石炭火力の LC-CO₂ 排出量は平均で、943g-CO₂/kWh となった。LNG 複合火力については平均で 474g-CO₂/kWh となった。

原子力発電(プルサーマル)の平均 LC-CO₂ 排出量は 19g-CO₂/kWh となった。また、発電時に CO₂ を排出しない発電技術では風力発電は平均で 26g-CO₂/kWh、太陽光発電は住宅用で 38 g-CO₂/kWh、事業用で 58~59g-CO₂/kWh となった。地熱発電は 13g-CO₂/kWh、水力(中規模ダム水路式/無圧道水路)は 11g-CO₂/kWh であり、運転時に CO₂ を排出しない発電技術の LC-CO₂ 総排出量は同一オーダーとなった。

発電時に CO₂ を排出しない発電技術の一つである風力発電については単機出力規模の増加と LC-CO₂ 排出量の増減とは必ずしも一致しない。

(1) 石炭火力発電

石炭火力発電の技術進歩(USC の実用化)は、熱効率の向上を通じて、顕著な CO₂ 総排出量の改善をもたらした。タービン入口温度の高温化に伴う発電効率の改善により、発電時の LC-CO₂ 直接排出量は輸入炭石炭火力(従来)に比べて 9%の低減となった。また、熱効率の向上に伴い発電電力量が増加したことにより、発電燃料による直接燃焼以外の設備建設など伴う間接分の LC-CO₂ 間接排出量の低減をももたらしている。このため、LC-CO₂ 間接排出量については 15%の低減となり、

LC-CO₂ 直接排出量と LC-CO₂ 間接排出量をあわせた LC-CO₂ 総排出量は 11%の低減となった。

(2) LNG 複合発電

LNG 複合発電の技術進歩は、熱効率の向上を通じて、顕著な CO₂ 総排出量の改善をもたらした。従来の LNG 複合発電と比較して、1,300℃級ではガスタービン入口温度の高温化による熱効率の向上により、発電燃料による直接燃焼に伴う LC-CO₂ 直接排出量は 1,300℃級で LNG 複合(従来)に比べて 11%の低減(406g-CO₂/kWh→362 g-CO₂/kWh)となった。また、1,500℃級ではガスタービン入口温度の高温化による熱効率の向上の効果がさらに大きく、LNG 複合(従来)に比べて 16% (406g-CO₂/kWh→342g-CO₂/kWh)の低減となった。

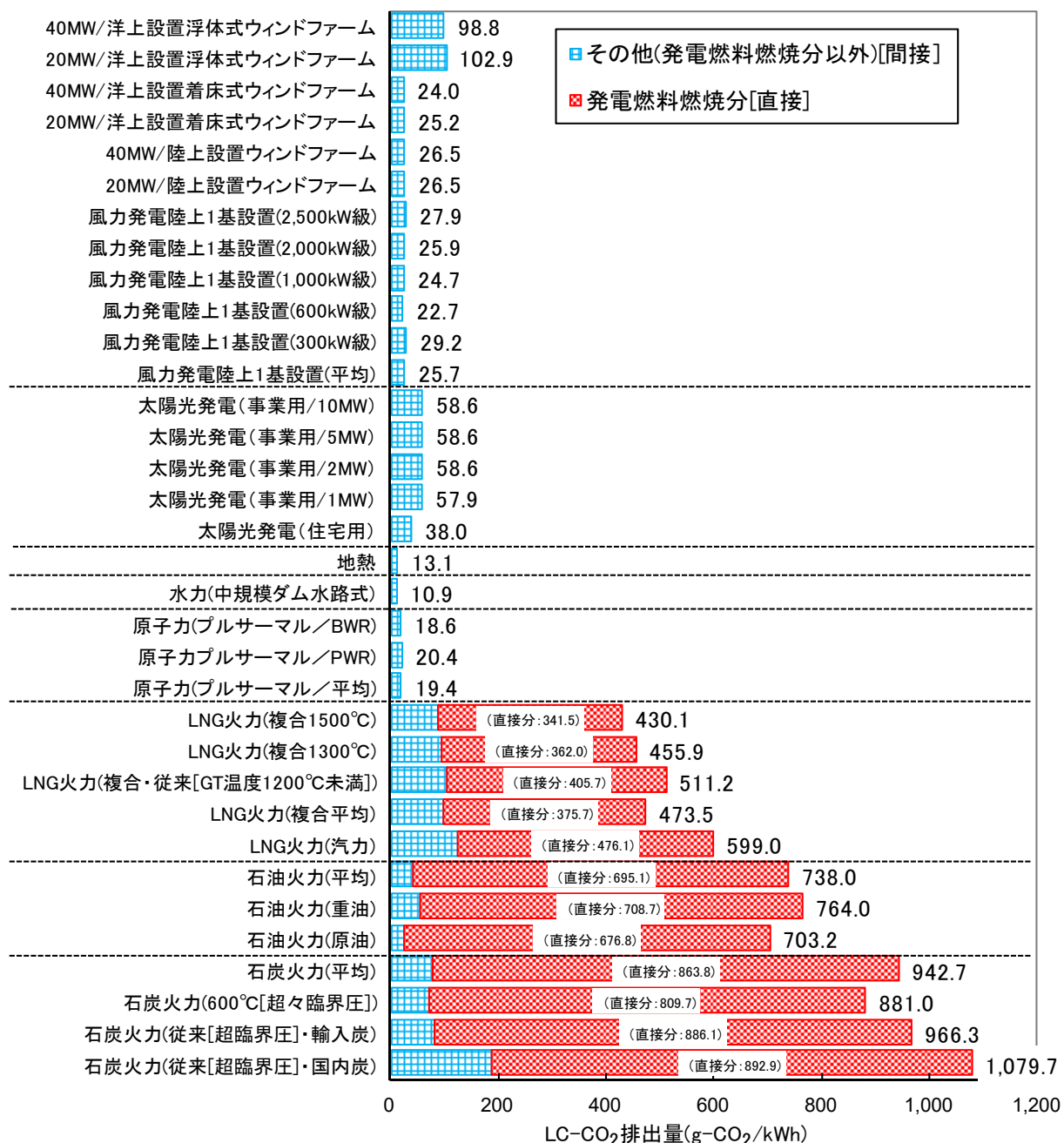
また、熱効率の向上に伴い発電電力量が増加したことにより、発電燃料による直接燃焼以外の設備建設など伴う間接分の LC-CO₂ 間接排出量の低減をももたらしている。間接分の LC-CO₂ 排出量は 1,300℃級で LNG 複合(従来)に比べて 10%低減し、1,500℃級では LNG 複合(従来)に比べて 16% 低減している。

(3) 太陽光発電

住宅用太陽光発電(PV)システムの LC-CO₂ 排出量は 38g-CO₂/kWh であるが、事業用 PV システムの LC-CO₂ 排出量は、約 20g-CO₂/kWh 程度多い。事業用 PV システムでは、架台・架台基礎用資材・直交変換装置(PCS)・機器類等の輸送量物量増加により LC-CO₂ 排出量が増加する。

(4) 風力発電

風力発電の単機容量の増大は、基礎部コンクリート所要量の増大などをもたらすなど、LC-CO₂ 排出量の改善には必ずしもつながっていない。特に、洋上風力の場合、基礎の打設深度によっては基礎容積の増加量による LC-CO₂ 排出量の増加が、



注1) 図中の LC-CO₂ 排出量は、技術カテゴリ毎に算出した生涯発電電力量あたりの LC-CO₂ 排出量を、各技術カテゴリに属するプラントの 2008 年度末の総設備容量で加重平均した「電源別平均 LC-CO₂ 排出量」である。

注2) 原子力は、使用済燃料再処理、プルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出。

図 6.1 電源別 LC-CO₂ 排出量

洋上設置に伴う設備利用率の向上を相殺する可能性がある。したがって、今後、更に風力発電の大型化が進んだり、洋上への設置が具体的なものとなった場合、LC-CO₂ 間接排出量低減のためには、ブレードやナセル等の軽量化技術の開発が望まれる。

ただし、ウィンドファームのうち、洋上設置浮

体式は他の設置方式のウィンドファームの約 4 倍の LC-CO₂ 排出量となった。浮体式洋上ウィンドファームは、条件が良い場合でも事業用太陽光の約 1.8 倍の LC-CO₂ 排出量となっている。しかしながら、化石燃料発電技術のその数分の一程度である。

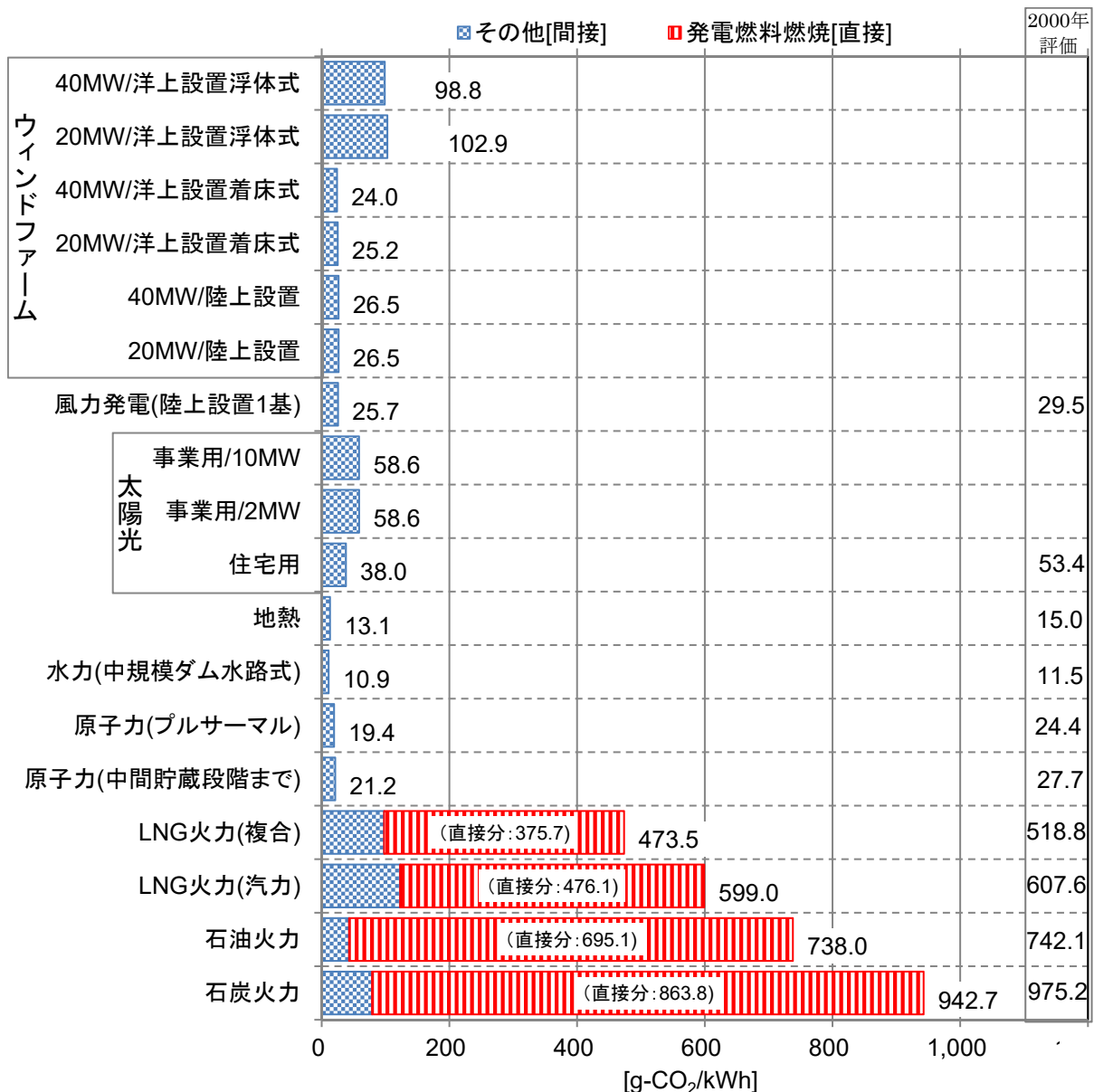
6.1.2 2000 年評価結果との比較

図 6.2 には、式 2.10 にしたがって、技術カテゴリ毎に算出した生涯発電電力量あたりの LC-CO₂ 排出量を、各技術カテゴリに属するプラントの総設備容量で加重平均した「電源別平均 LC-CO₂ 排出量」と 2000 年評価におけるそれとの対比を示す。ただし、図 6.2 中、石油火力(平均)の LC-CO₂

排出量は、2007 年度に国内の石油火力発電所で消費された原油と重油の熱量比を用いて算出した平均 LC-CO₂ 排出量である。

(1) 火力発電

発電用燃料からの直接分が多くを占めている火力発電技術(石炭火力(輸入炭、国内炭)、石油火力、



注1) 出力・技術カテゴリが明示されていない発電技術の LC-CO₂ 排出量は、技術カテゴリ毎に算出した生涯発電電力量あたりの LC-CO₂ 排出量を、各技術カテゴリに属するプラントの 2008 年度末の総設備容量で加重平均した「電源別平均 LC-CO₂ 排出量」である。ただし、事業用太陽光と石油火力を除く。

注2) 原子力(リサイクル)は、使用済燃料再処理、プルサーマル利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出。

注3) 2000 年評価が空欄の技術については、2000 年評価では検討の対象外であった技術である。

注4) 2000 年評価の風力発電(陸上設置 1 基)については、300kW 風車についてのみの評価結果である。

図 6.2 電源類型別平均 LC-CO₂ 排出量と 2000 年評価との比較

LNG 火力、LNG 複合火力)の LC-CO₂ 排出量は 2000 年評価との差は 0.5%から 9%の減少となった。LC-CO₂ 排出量をもっとも大きく減少したのは石炭火力、LNG 火力(複合)で、共に 3%、9%程度低くなった。

石炭火力では、技術進歩(USC の実用化)により、熱効率の向上により発電時の LC-CO₂ 直接排出量が従来の石炭火力(輸入炭)に比べて 9%低い 600°C 級石炭火力(USC)が、設備容量比で 28%導入された効果が大きく、3%の LC-CO₂ 排出量の減少となった。

石油火力では、2000 年評価と今回評価では使用する燃料の種別割合(重油と原油の使用実績)が異なることと、発電効率が 2000 年評価よりわずかに高くなったことにより、742g-CO₂/kWh から 738g-CO₂/kWh に微減となった。燃料の種別割合は 2000 年評価では発熱量の低い原油比率が 54%であったのに対して、今回評価では、実績値を踏まえて発熱量の高い重油の割合が 57%となったことにより 0.5%の LC-CO₂ 排出量の減少となった。

LNG 複合火力については、2000 年評価では熱効率が 44.6%の複合発電のみを想定して評価を行ったが、今回評価では LC-CO₂ 排出量が LNG 複合(従来)に比べて 16%少ない 1,500°C 級 LNG 複合発電の、複合火力全体に占める設備容量の割合を 21%、11%少ない 1,300°C 級の割合を 39%とそれぞれ想定したことにより、LNG 複合火力の加重平均 LC-CO₂ 排出量は 9%の減少となった。

(2) 原子力発電

原子力発電の LC-CO₂ 排出量は、再処理を前提とした中間貯蔵段階までを対象としたケースで 20%、プルサーマルケースを前提としたリサイクルケースでも 20%、2000 年評価に比べて低い LC-CO₂ 排出量となった。この大きな理由として、2000 年評価では、電力の CO₂ 排出係数の大きいアメリカでのガス拡散法による濃縮が濃縮役務の 67%を占めていたが、今回は、最新の動向を踏ま

えて、アメリカでのガス拡散法による濃縮役務が 33%に低下したことによる影響が大きい。

(3) 住宅用太陽光発電

再生可能エネルギー技術の一つである住宅用太陽光発電システムは 2000 年評価では 53 g-CO₂/kWh であったが、今回の評価では 38 g-CO₂/kWh となり、今回評価対象とした再生可能エネルギー技術の中で唯一、大幅に LC-CO₂ 排出量が減少した。この大きな理由として、システムを構成する物量の約半分を占める架台の素材が 2000 年評価と異なるためである。2000 年評価では、架台の素材として素材の排出原単位の大きいアルミニウムを主要な素材としていた。今回評価では、最新のシステム仕様を踏まえて、CO₂ 排出原単位がアルミニウムよりも少ない溶融亜鉛メッキ鋼板を、架台の素材として想定したことによる効果が大きい。

(4) 風力発電(陸上設置 1 基)

風力発電については、素材の排出原単位見直しにより、300kW 級風車については、LC-CO₂ 排出量は 2000 年評価の 29.5g-CO₂/kWh から 29.2 g-CO₂/kWh に微減している。また、2000 年評価以降、単機出力の大型化が進んだものの、風車の大型化が、基礎部コンクリート所要量の増大などをもたらすなど、LC-CO₂ 排出量の改善には必ずしもつながっていない。しかしながら、風力発電の設備容量で加重平均した LC-CO₂ 排出量は 25.7g-CO₂/kWh と、2000 年評価の 300kW 風車 1 基陸上設置の場合に比べて 14%低減した。

6.2 太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量に影響を与える要因の分析

本節では、住宅用太陽光発電システムと事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量比較と、構成機器の違いが LC-CO₂ 排出量に与える影響について検討を行う。図 6.3 に事業用太陽光発電シス

テムの LC-CO₂ 排出量評価結果を示す。

6.2.1 用途別 LC-CO₂ 排出量

(1) 機器別及び総 LC-CO₂ 排出量

① 総 LC-CO₂ 排出量

事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量は

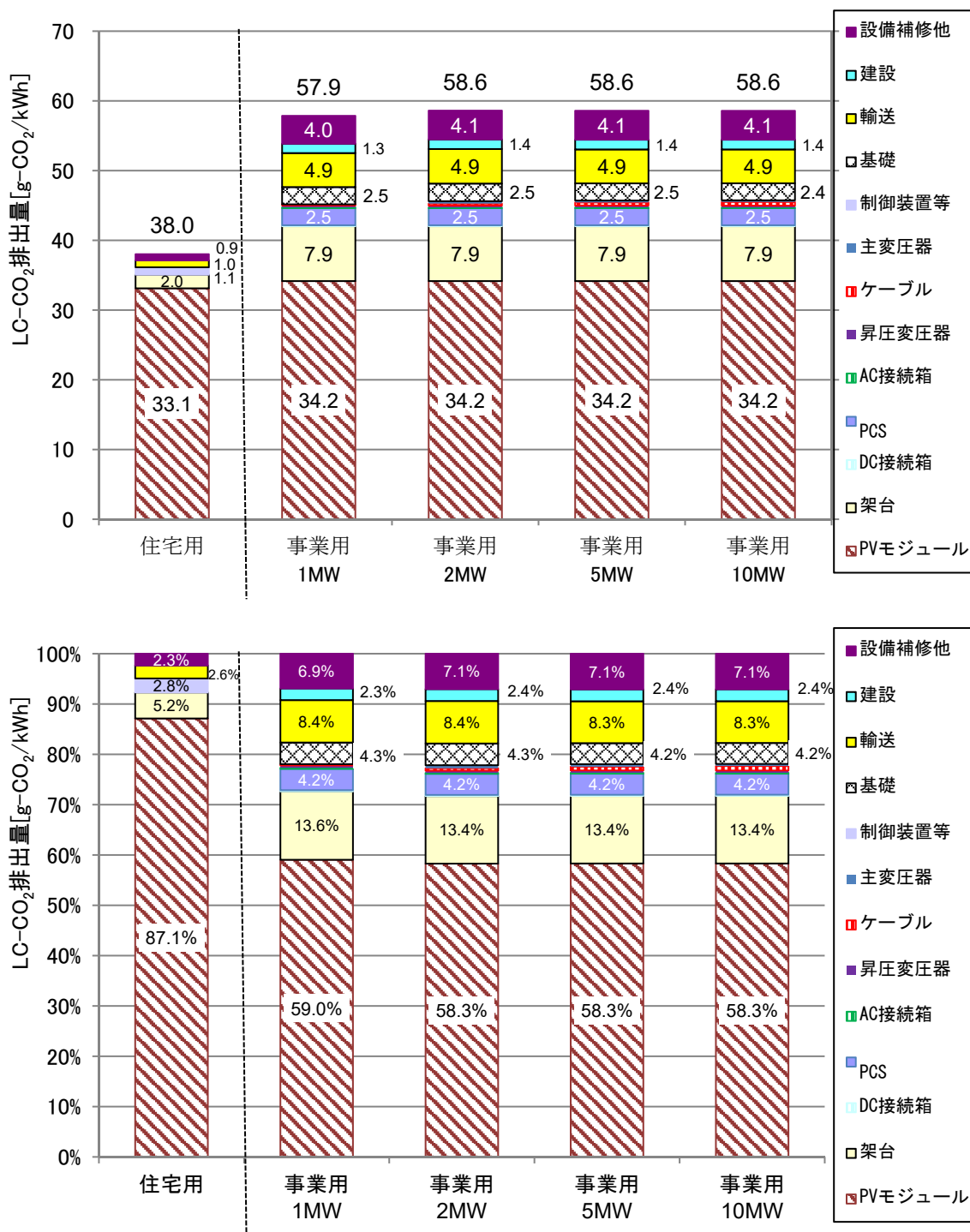


図 6.3 太陽光発電システムの機器別 LC-CO₂ 排出量と排出割合

システム規模が大きくなるほど、わずかに増加する。1MW システムで 57.9g-CO₂/kWh、10MW システムで 58.6g-CO₂/kWh となった。住宅用太陽光発電(PV)システムの LC-CO₂ 排出量 38g-CO₂/kWh に比べて、事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量は 52～58%高くなる。

住宅用 PV システムに比べて、事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量が増加する理由は、事業用太陽光発電システムでは、住宅用 PV システムでは必要の無い架台・PCS・変圧器用基礎が必要なほか、事業用太陽光発電システムの固有の機器類等が必要となるためである。

② PV モジュール

事業用太陽光発電システムの固有の機器類として計装機器類がある。事業用太陽光発電システムの計装機器類消費電力は 2MW システムで 8kWh/h と大きいため、事業用太陽光システムの所内率は 3.1%(表 3.5)となる。このため、住宅用(所内率 0%)と比べて、事業用太陽光の送電端での単位出力あたりの年間発電電力量は、住宅用システムの送電端での単位出力あたりの年間発電電力量に比べて少なくなる。この結果、事業用太陽光システムの PV モジュールに起因する LC-CO₂ 排出量は、住宅用 PV システムに比べて 3.2%高くなる。

③ 架台

PV モジュールは住宅用の場合、屋根に設置することから、住宅用架台は軽量かつ総重量が小さくなるよう設計されているが、事業用太陽光発電システムでは地上設置であるため、PV アレイ(PV モジュール 16 直列)あたりに必要となる架台の物量は、住宅用に比べて大幅に増加する。

この結果、架台の単位発電量あたりの LC-CO₂ 排出量は、住宅用システムに比べて約 3 倍となる。

ただし、事業用太陽光発電システムの架台総重量は、設備容量と線形的な関係がある。よって、

事業用太陽光発電システムの設備容量によらず、7.86g-CO₂/kWh と一定である。同様に直流(DC)接続箱・PCS についても、事業用太陽光発電システムの設備容量によらず、それぞれ 0.14g-CO₂/kWh、2.45g-CO₂/kWh と一定である。PCS については、住宅用制御装置よりも LC-CO₂ 排出量は 1.39 g-CO₂/kWh 多い。

④ ケーブル

ケーブルはシステムの設備容量が大きくなるほど、必要なケーブル長が長くなるだけでなく、電流が増加することから、公称断面積の大きなケーブルを用いる必要が生じる。このため、ケーブル分の LC-CO₂ 排出量は、1MW 事業用太陽光発電システムの場合で 0.15g-CO₂/kWh であるが、10MW 事業用太陽光発電システムの場合では 0.52 g-CO₂/kWh とケーブルに起因する LC-CO₂ 排出量は約 3.5 倍になる。

⑤ 変圧器

2MW 以上の事業用太陽光発電システムでは、特別高圧による系統連系が必要なため、主変圧器が必要となる。主変圧器の追加に伴う LC-CO₂ 排出量増加は 0.25g-CO₂/kWh～0.35g-CO₂/kWh と総 LC-CO₂ 排出量に比べて十分に小さいため、住宅用に対する事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量増加要因としては小さい。

建設に関しては、1MW システムの場合 1.34 g-CO₂/kWh であるが、10MW システムの場合 1.39g-CO₂/kWh となり、規模の増加と共に、LC-CO₂ 排出量は増加する。この理由は、アレイ設置面積は、1MW システムの場合で 9,097.8m²であるのに対して 10MW システムの場合 90,978.3m²(付録 3)となり、発電規模が増加することで、アレイ設置面積は線形的に増加する。アレイ設置面積が線形的に増加することと、電流量の増加に伴い使用すべきケーブルの公称断面積の増加に伴い、発電規模の増加以上にケーブルの引き回し距離と

重量が増える。

⑥ 輸送

輸送に伴う LC-CO₂ 排出量は、住宅用 PV システムの場合、0.98g-CO₂/kWh であるが、事業用太陽光の場合 4.86~4.95g-CO₂/kWh と、約 5 倍に増加する。事業用太陽光の輸送に伴う LC-CO₂ 排出量増加は、主として架台の物量増加により、輸送の対象である資材量が増加することによるものである。

(2) 機器別 LC-CO₂ 排出量割合

図 6.3 に機器別 LC-CO₂ 排出割合を示す。住宅用 PV システムでは、LC-CO₂ 排出量のうち、87% が PV モジュールの素材・製造に起因する LC-CO₂ 排出量である。一方、事業用太陽光発電システムでは 58~59% が PV モジュールの素材・製造に起因する LC-CO₂ 排出量となり、PV モジュール以外の機器類の素材・製造に起因する LC-CO₂ 排出量以外の割合が、住宅用に比べて高くなる。特に、架台の LC-CO₂ 排出量が総 LC-CO₂ 排出量に占める割合は 13.4~13.6% あり、事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量を低減するためには架台の軽量化等の技術開発が重要となる。次いで、総 LC-CO₂ 排出量に占める割合の高い項目は輸送及び建設(約 11%程度)であり、架台の軽量化等の技術開発が進めば、輸送及び建設に起因する LC-CO₂ 排出量をも低減できる可能性がある。

一方、基礎に起因する LC-CO₂ 排出量の排出量が占める割合は約 4%程度であるが、立地点によっては、地盤強化もしくは設計荷重を低減するために投入物量が増加し、LC-CO₂ 排出量をさらに増加させる可能性もある。このため事業用太陽光発電システムを建設する際には、立地点の選定が、LC-CO₂ 排出量評価の視点からは重要になると考えられる。

ただし、事業用太陽光システムの LC-CO₂ 排出量の 4.2%を占める PCS については、本評価では

定格容量を 250kW と想定して評価を行ったが、最新機種である 500kW や 1,000kW といった PCS を用いた場合には、規模の経済により LC-CO₂ 排出量を下げられる可能性は高い。

昇圧変圧器・主変圧器といった機器については、総 LC-CO₂ 排出量に占める割合は最大で約 1%であるため、軽量化などの技術開発を行っても、総 LC-CO₂ 排出量を下げる効果は小さい。ただし、昇圧変圧器・主変圧器の効率向上がなされれば、事業用太陽光発電システムの生涯発電電力量(送電端)の増加により、総 LC-CO₂ 排出量を低減することができる。

6.2.2 PV モジュール生産国の違いが LC-CO₂ 排出量に与える影響

従来、太陽電池(PV)モジュールの生産は、日本・ドイツなどが主であったが、近年、中国や韓国などの生産量が増加し、国内に設置される PV システムにも中国や韓国製の PV モジュールが利用される事例が増加している。

本節では、PV モジュール製造段階で投入される電力の CO₂ 排出量の原単位が PV システムの LC-CO₂ 排出量に与える影響について検討を行う。

なお、以下に示す検討では生産国の全電源平均 CO₂ 排出原単位(2007 年基準)、PV モジュールの日本までの輸送距離、の 2 つの条件の差異を反映しているが、他の条件、たとえば生産プロセスの技術特性(エネルギー効率や歩留まり等)は日本と同様と仮定して評価している。以下に示す結果は、本来考慮すべき全ての条件を反映していない現時点での試算ではあるが、参考まで結果を紹介する。

(1) PV モジュール生産国別総 LC-CO₂ 排出量

図 6.4 に PV モジュール製造国の違いが太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量に与える影響を示す。

日本及び韓国製の PV モジュールを用いたシステムの LC-CO₂ 排出量に大きな差は認められない。

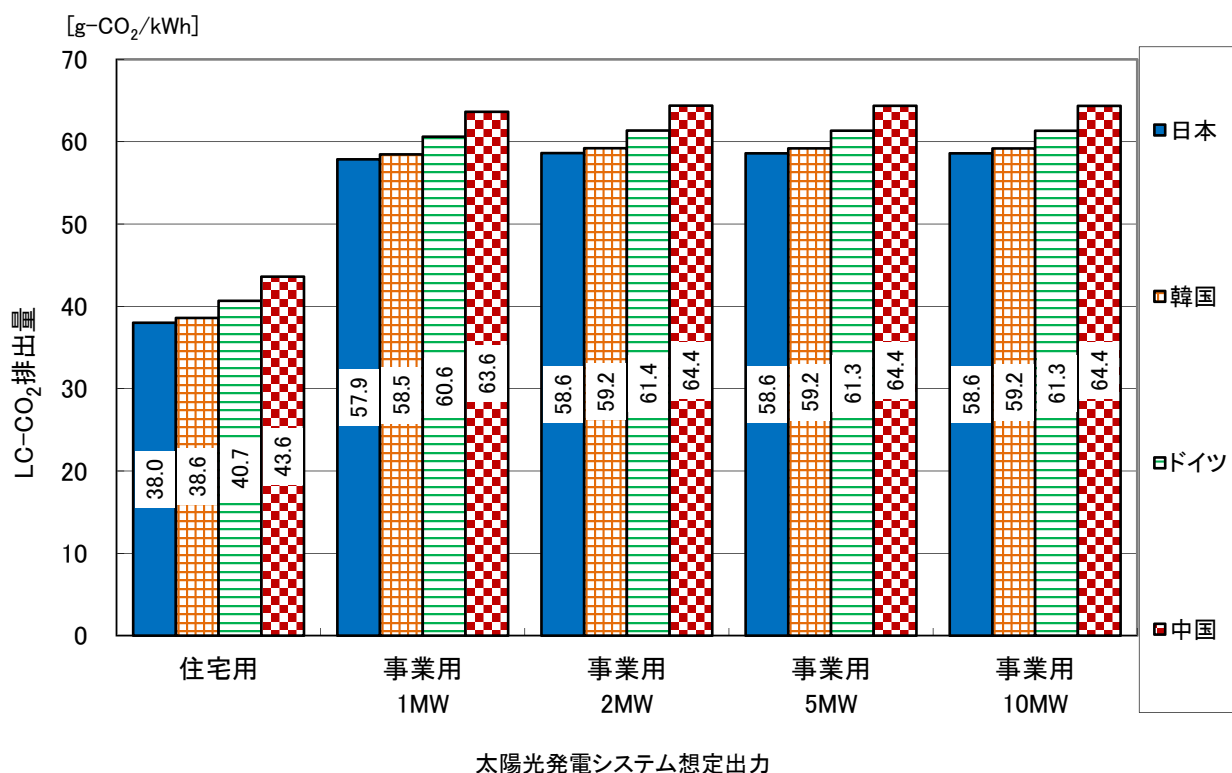


図 6.4 PV モジュール製造国が事業用太陽光発電システムの LC-CO₂ 排出量に与える影響(参考値)

この理由としては、韓国の場合、日本と同じく電力供給に占める原子力発電による電力供給の割合が高く、電力の CO₂ 排出原単位に差がほとんどないことによる。一方、ドイツ製 PV モジュールを利用した場合には、日本製 PV モジュールを利用した場合に比べて 5～7%程度 LC-CO₂ 排出量は増加する。また、中国製 PV モジュールを用いた PV システムの LC-CO₂ 排出量は、日本製 PV モジュールを利用した場合に比べて 10～15%、LC-CO₂ 排出量は増加する。

(2) PV モジュール生産国による LC-CO₂ 排出量の差異の要因

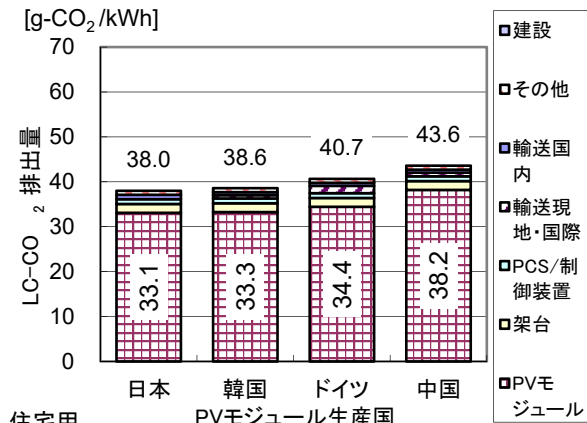
① PV モジュール製造

図 6.5 には、低圧連系の住宅用 PV システム、高圧連系の 1MW 事業用太陽光システム及び特別高圧(特高)連系の 10MW 事業用太陽光システムについて、国別・排出源別 LC-CO₂ 排出量を示す。

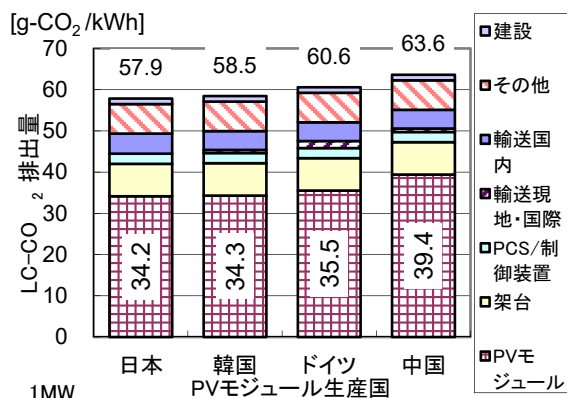
住宅用 PV システムの場合、総 LC-CO₂ 排出量

の内、85%(ドイツ製モジュール利用時)～88%(中国製モジュール利用時)が PV モジュールの製造に伴い排出される CO₂ である、PV モジュールの製造に伴い排出される LC-CO₂ 排出量は、日本製 PV モジュールの場合、33.1g-CO₂/kWh であるが、韓国製 PV モジュールの場合で 33.3g-CO₂/kWh と日本製 PV モジュールと差はほとんど無い。一方、ドイツ製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量は 34.4g-CO₂/kWh、中国製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量は 38.2g-CO₂/kWh と、日本製 PV モジュールに比べて、それぞれ 4%、15% LC-CO₂ 排出量は多い。

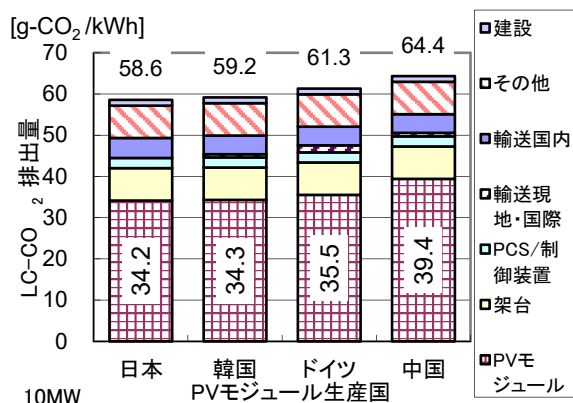
事業用太陽光の場合、計装・制御系等用電力消費による送電端電力量が発電端電力量より 3%ほど少なくなることにより PV モジュールの製造に伴い排出される LC-CO₂ 排出量は、日本製 PV モジュールの場合、34.2g-CO₂/kWh となる。事業用太陽光の場合には、韓国製 PV モジュール利用時と日本製 PV モジュール利用時の差はほとんど無



a) 住宅用



b) 1MW システム



c) 10MW システム

図 6.5 国別・排出源別 LC-CO₂ 排出量(参考値)

い。一方、ドイツ製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量は 35.5g-CO₂/kWh、中国製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量は 39.4g-CO₂/kWh と、日本製 PV モジュールに比べて、住宅用と同じくそれぞれ 4%、15% LC-CO₂ 排出量は多い。

② 輸送

生産国内での素材・製品の輸送及び国際コンテナ輸送に伴い排出される LC-CO₂ 排出量は、韓国製と中国製 PV モジュールが 0.8g-CO₂/kWh、ドイツ製 PV モジュールは 1.7g-CO₂/kWh である。韓国製と中国製 PV モジュールの輸送に伴い排出される LC-CO₂ 排出量に差が生じないのは、韓国と中国では輸送距離が 900km 程度しか変わらない上、輸送距離がドイツ製に比べて短いため、国際コンテナ輸送に伴い排出される有効桁数以下の差しか生じなかったためである。また、日本製 PV モジュールの素材輸送に伴い排出される LC-CO₂ 排出量は、0.6g-CO₂/kWh である。

上記、①及び②をまとめると、生産国内での素材・製品の輸送及び国際コンテナ輸送に伴い排出される LC-CO₂ 排出量と PV モジュール製造時の LC-CO₂ 排出量の合計は、住宅用の場合、日本製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量 33.1g-CO₂/kWh に対して、韓国製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量 34.1g-CO₂/kWh、ドイツ製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量 36.1g-CO₂/kWh、中国製 PV モジュールの LC-CO₂ 排出量 39.0g-CO₂/kWh となる。海外製 PV モジュールを利用すると、日本製 PV モジュールを利用する場合に比べて、LC-CO₂ 排出量は、1～16%高くなる。

事業用太陽光の場合は、総 LC-CO₂ 排出量に占める、PV モジュールに起因する LC-CO₂ 排出量割合が住宅用に比べて低い。しかし、海外製 PV モジュール 1 枚あたりの輸送にかかる LC-CO₂ 排出割合は住宅用と同じである。このため、海外製 PV モジュールを利用した場合の LC-CO₂ 排出量は、住宅用と同じく日本製 PV モジュールを利用した場合よりも 1～16%高くなる。

6.3 風力発電システムの LC-CO₂ 排出量 に影響を与える要因の分析

6.3.1 ウィンドファームの設置場所による影響

ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量評価結果を図 6.6 に示す。

陸上設置ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量 (20MW、40MW とともに 26.5g-CO₂/kWh) は、2,000kW 風車 1 基を陸上に設置した場合 (25.9 g-CO₂/kWh) に比べて、0.6g-CO₂/kWh (2.2%) 増加する。また、着床式洋上ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量は、陸上設置 2,000kW 風車 1 基に比べて、9~3%減の 24.0~25.2g-CO₂/kWh となった。

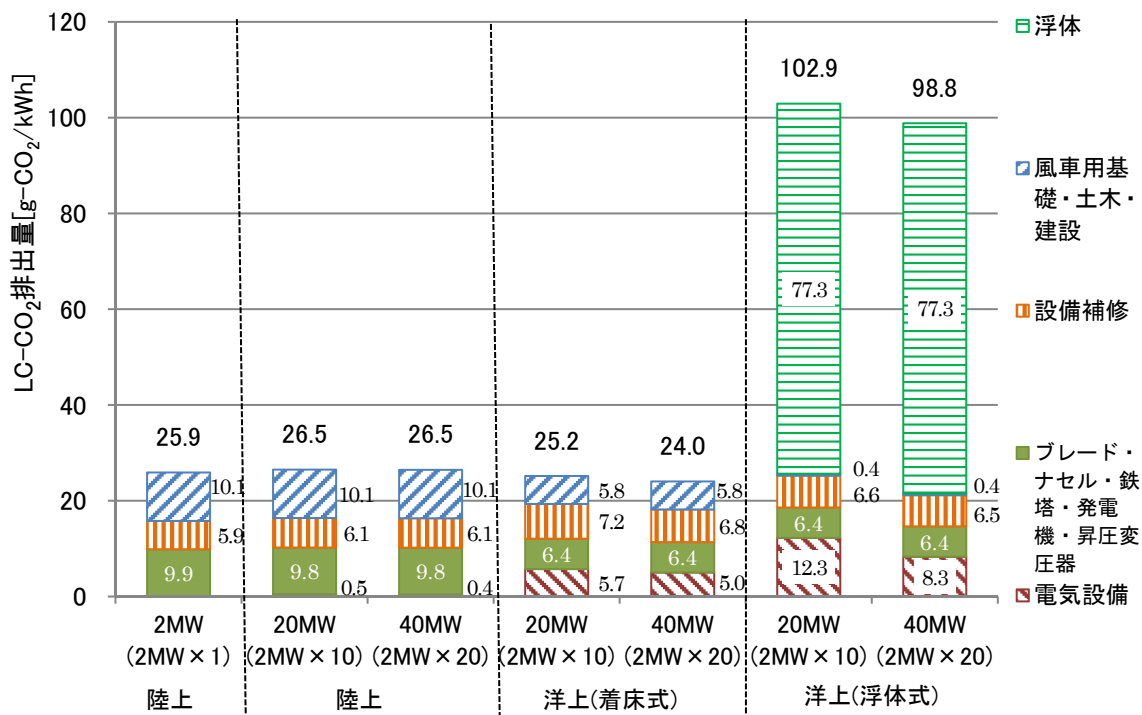
一方、洋上設置浮体式風力発電の場合、LC-CO₂ 排出量は陸上設置および洋上設置着床式ウィンドファームに比べて大幅に増加し、約 4 倍の 98.8~102.9g-CO₂/kWh の LC-CO₂ 排出量となった。

以下に、設置方法毎に LC-CO₂ 排出量の排出増減要因をまとめる。

(1) 陸上設置ウィンドファーム

陸上設置ウィンドファームの場合、風車 1 基を設置する場合と異なり、連系電圧を高くする必要がある。風車 1 基を設置する場合には高压連系であるが、ウィンドファームの場合、系統連系技術要件[19][20][21]に従い、特別高压で系統と接続する必要がある。このため、特別高压連系の主変圧器・開閉器の他、各風車から主変圧器に接続するための 22kV 電力ケーブルの投入物量が、風車 1 基を設置する場合に比べて追加的に発生する。このため、電気設備に関する LC-CO₂ 排出量が、約 0.5g-CO₂/kWh 増加する。

また、風車を多数設置する場合も 1 基のみを設置する場合も、陸上設置では設備利用率は変わらないとしたため、単位出力あたりの生涯発電電力



注1) 係留チェーン、アンカーはグラフ中の「浮体」に含む。サブステーション浮体は電気設備に含む。

図 6.6 ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量評価結果

量は増加しない。このため、設備建設のための投入物量増加に伴う CO₂ 排出量増加を、設置する風車を増やすことにより相殺することはできない。したがって、風車を 1 基のみ設置した場合に比べて、陸上設置ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量は増加する。

(2) 洋上設置着床式ウィンドファーム

洋上設置着床式ウィンドファームは、陸上設置ウィンドファームと同じく、特別高圧連系で系統と接続する必要があるため、特別高圧連系用の主変圧器・開閉器が必要となる。また、各風車から主変圧器に接続するための 22kV 電力ケーブルについては、陸上用と異なり海底ケーブルを用いる必要がある。海底ケーブルは、陸上用と異なり鎧装があるため、単位長さあたり重量は陸上用ケーブルに比べて大幅に増加する上に、離岸距離分、ケーブル長が陸上設置の場合に比べて長くなる。このため、電気設備(主変圧器、開閉器、ケーブル)に関する LC-CO₂ 排出量は 5.0～5.7g-CO₂/kWh と、陸上設置ウィンドファームに比べて大幅に増加する。

設備補修についても、陸上設置に比べて初期投入物量が増加しているため、設備維持のために毎年投入される物量が増加する。このため、設備補修分の LC-CO₂ 排出量は陸上用に比べて 10～18% 増の 6.8～7.2g-CO₂/kWh になる。

しかしながら、洋上設置ウィンドファームの設備利用率は、陸上設置ウィンドファームに比べて 10 ポイント高い。したがって、生涯発電電力量が増加するため、風車本体(ブレード・ナセル、発電機・昇圧変圧器)分の LC-CO₂ 排出量は 35% 減の 6.4g-CO₂/kWh となった。風車用基礎・土木(ジャケット・杭)は、陸上設置ウィンドファームに比べて、投入物量は増加しているが、生涯発電電力量が増加しているため、風車用基礎・土木に関する LC-CO₂ 排出量は、43%減の 5.8g-CO₂/kWh となった。

この結果、洋上設置による投入物量増加による LC-CO₂ 排出量増(電気設備、設備補修)に比べて、洋上設置による設備利用率向上に伴う LC-CO₂ 排出量減少(風車用基礎・土木、風車本体)が上回るため、洋上設置着床式ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量も、陸上設置ウィンドファームのそれに比べて 5～9%減少する。

(3) 洋上設置浮体式ウィンドファーム

洋上設置浮体式ウィンドファームの場合、総 LC-CO₂ 排出量に占める排出量割合が最も大きいのは、浮体及び浮体係留関連設備の素材投入と、製造に伴う LC-CO₂ 排出量である。浮体の製造に伴う LC-CO₂ 排出量は 77.3g-CO₂/kWh と、総 LC-CO₂ 排出量の 75～78%を占める。陸上設置に比べて設備利用率が 10 ポイント高く、生涯発電電力量が 1 割増加したとしても、浮体の素材分投入量増加による CO₂ 排出量増加を相殺することができない。

また、洋上設置浮体式ウィンドファームは比較的水深の深い海域に設置されることとなるが、設置海域の離岸距離が洋上設置着床式ウィンドファームよりも長くなることと、各浮体間を接続する電力ケーブルも水深が深いため、着床式よりも長尺の電力ケーブルが必要となる。この結果、電気設備に関する LC-CO₂ 排出量も、洋上設置着床式ウィンドファームに比べて大幅に増加する。浮体式洋上ウィンドファームの電気設備に関する LC-CO₂ 排出量は、着床式に比べて 1.5～2.5 倍の 8.3～12.3g-CO₂/kWh になる。

洋上設置浮体式の浮体以外の機器類等の LC-CO₂ 排出量合計は 21.5～25.6g-CO₂/kWh であり、陸上設置・着床式洋上設置の総排出量と同一水準である。

6.3.2 ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量の感度解析

本評価の基本ケースでは、参考資料[24]を基に、

設備利用率は陸上ウィンドファームで 20%、洋上風力では 30%と想定した。また、耐用年数については、2009 年評価と同じく 30 年を想定して評価を行った。

設備利用率については、事業用としてウィンドファームが設置される場合、風況条件のより良い地点が選好されることが考えられる。設備利用率が基本ケースの想定以上の場合には、生涯発電電力量が増えるため、LC-CO₂ 排出量は減少する。一方、耐用年数については、参考資料[24]では 20 年と想定されている。耐用年数が短くなった場合には生涯発電電力量が減少するため、LC-CO₂ 排出量は増加する。

また、洋上設置ウィンドファームについては、風車の設置台数増加に伴って設置海域が拡大した場合、水深変化によって係留チェーンやジャケット、電力ケーブルの投入物量が影響を受ける。しかしながら、3.8 節(2)にて示したように水深変化の妥当な振れ幅を想定することは困難である。

従って、本節では、設備利用率と耐用年数についてのみ感度解析を行い、それぞれの前提条件が LC-CO₂ 排出量評価結果に与える影響について検討を行う。

(1) 耐用年数の違いによる影響

耐用年数が N_0 年から N_1 年に短くなった場合、耐用年数の減少に伴い生涯発電電力量は減少する。この結果、LC-CO₂ 排出量は増加するが、増加量は耐用年数変化と線型的には変化しない¹⁹⁾。

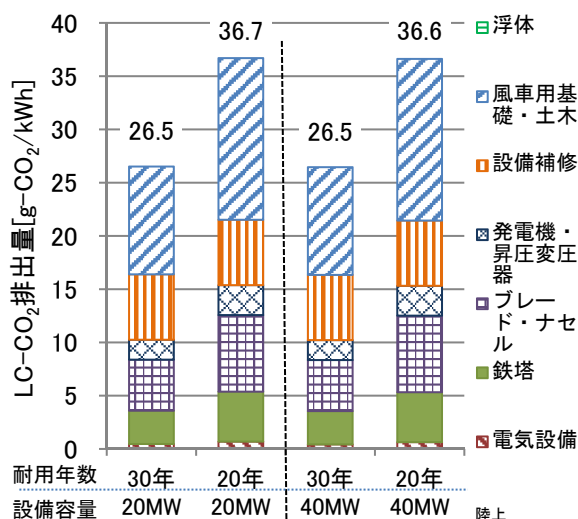
- ¹⁹⁾ $i = 0$: 基本ケース
 $i = 1$: 感度解析
 N_i : 耐用年数
 P_c : 建設時資材投入に伴う総 CO₂ 排出量
 P_m : 設備運用に伴う総 CO₂ 排出量
 $P_{m,yr}$: 設備運用に伴う年間 CO₂ 排出量
 $LCCO_{2,i}$: LC-CO₂ 排出量
 Q_i : 生涯発電電力量
 $Q_{i,y}$: 年間発電電力量

設備建設時の投入 CO₂ 排出量(P_c)は変わらないため、生涯発電電力量が N_1/N_0 倍になった場合、設備建設分の LC-CO₂ 排出量は N_0/N_1 倍になる。

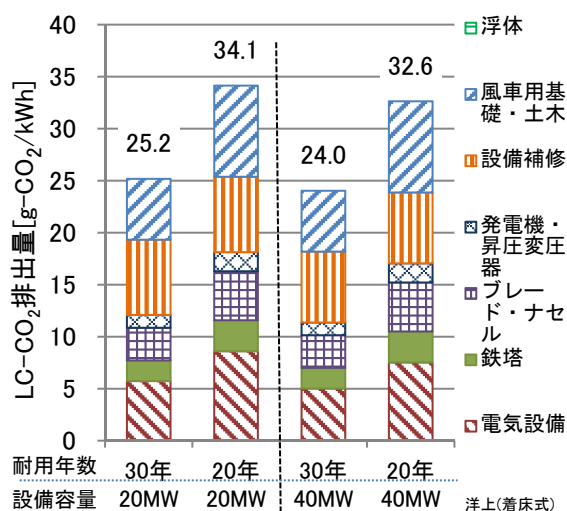
一方、毎年の設備維持・補修及びこれらの設備の輸送に際して排出される CO₂ 排出量(P_m)は、耐用年数が変化しても変化しない。

耐用年数を基準ケースより 10 年短い、参考資料[24]と同じ 20 年とした場合の LC-CO₂ 排出量を図 6.7 に示す。耐用年数を 20 年とした場合、LC-CO₂ 排出量は陸上設置ウィンドファームの場合 38%、洋上設置着床式ウィンドファームの場合 35%、洋上設置浮体式風力の場合 47%、それぞれ増加する。

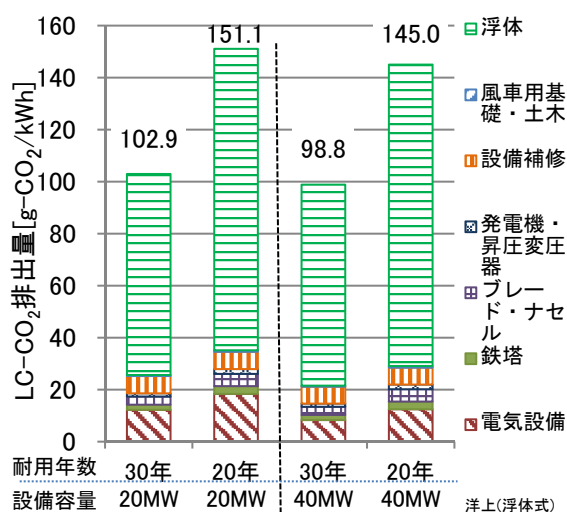
$$\begin{aligned}
 Q_0 &= Q_{0,y} \times N_0 \\
 Q_1 &= Q_{1,y} \times N_1 \\
 P_{m,0} &= P_{m,y} \times N_0 \\
 P_{m,1} &= P_{m,y} \times N_1 \\
 LCCO_{2,0} &= \frac{\{P_c + P_m\}}{Q_0} = \frac{\{P_c + P_m\}}{Q_{0,y} \times N_0} \\
 &= \frac{P_c}{Q_{0,y} \times N_0} + \frac{P_{m,y}}{Q_{0,y}} \\
 LCCO_{2,1} &= \frac{\{P_c + P_m\}}{Q_1} = \frac{\{P_c + P_m\}}{Q_{1,y} \times N_1} \\
 &= \frac{P_c}{Q_{1,y} \times N_1} + \frac{P_{m,y}}{Q_{1,y}} \\
 \frac{LCCO_{2,1}}{LCCO_{2,0}} &= \frac{\left\{ \frac{P_c}{Q_{1,y} \times N_1} + \frac{P_{m,y}}{Q_{1,y}} \right\}}{\left\{ \frac{P_c}{Q_{0,y} \times N_0} + \frac{P_{m,y}}{Q_{0,y}} \right\}}
 \end{aligned}$$



a) 陸上設置ウィンドファーム



b) 洋上設置着床式ウィンドファーム



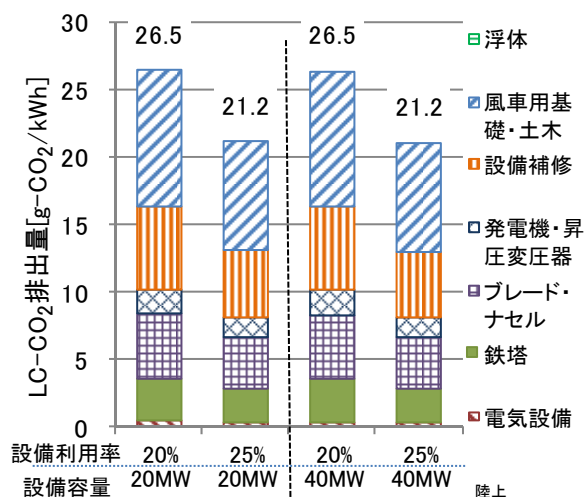
c) 洋上設置浮体式ウィンドファーム

図 6.7 耐用年数が LC-CO₂ 排出量に与える影響

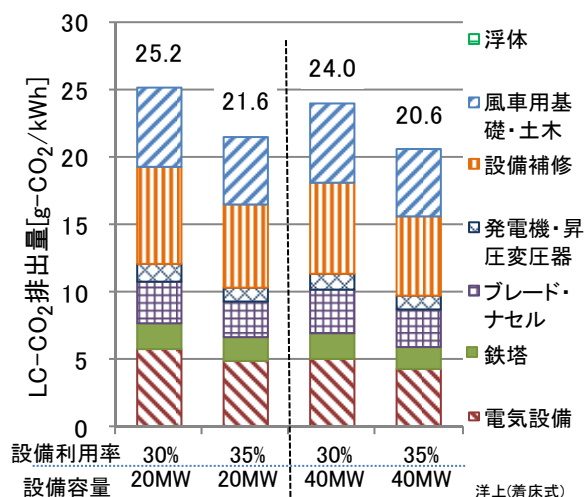
(2) 設備利用率の違いによる影響

ウィンドファームでは良好な風況条件から、本評価で想定した設備利用率よりも高い設備利用率となる場合があり得る。したがって、本項では設備利用率がそれぞれの設置形態のウィンドファームで、基本ケースの想定に比べて 5 ポイント高くなった場合に、LC-CO₂ 排出量に与える影響について検討を行う。設備利用率に関する感度解析の検討結果を図 6.8 に示す。

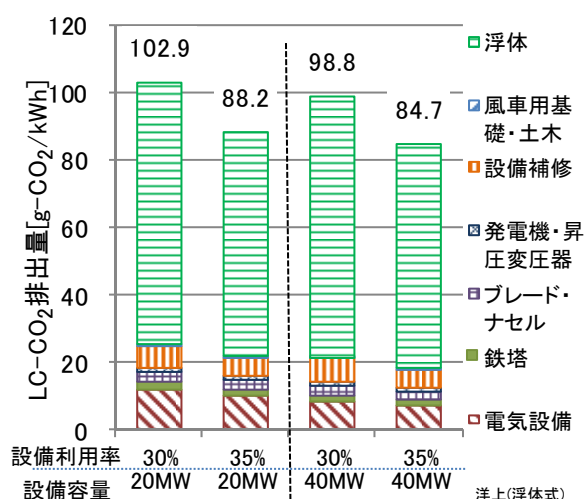
設備利用率が 5 ポイント増加(陸上設置：20%→25%、洋上設置 30%→35%)した場合の感度解析結果を図 6.8 に示す。評価対象のシステム境界中(図 2.1)の各ステージでの投入物量は、設備利用率の影響を受けない。生涯発電電力量のみが設備利用率の影響を受けるため、総 CO₂ 排出量を除する生涯発電電力量の変化が、そのまま LC-CO₂ 排出量の変化となる。設備利用率が 5 ポイント増加した場合、陸上設置で 20%、洋上設置で 14%、LC-CO₂ 排出量は各々低下する。



a) 陸上設置ウィンドファーム



b) 洋上設置着床式ウィンドファーム



c) 洋上設置浮体式ウィンドファーム

図 6.8 設備利用率が LC-CO₂ 排出量に与える影響

7. おわりに

本報告では、2009 年基準のデータに基づいて、商用発電技術として活用が期待される技術を電源別 LC-CO₂ 排出量評価を実施した。主な結果は、以下の様にまとめられる。

- ① 火力発電技術は、発電用燃料燃焼分[直接]が LC-CO₂ 排出量の多くを占めるため、燃料燃焼を伴わない発電技術に比べて LC-CO₂ 排出量が一桁かそれ以上大きい。また、発電用燃料燃焼分以外[間接]による火力発電技術の LC-CO₂ 排出量は、26～187g-CO₂/kWh と発電技術の種類と使用燃料種によって、差が大きい。
- ② LNG 火力(複合 1,300℃級、複合 1,500℃級)の LC-CO₂ 排出量は、それぞれ 456、430g-CO₂/kWh であり、ガスタービン入口温度の高温化による熱効率の向上を通じて、LNG 火力(複合・従来)のそれ(511g-CO₂/kWh)と比較して、10～15%小さい。
- ③ 600℃級石炭火力の LC-CO₂ 排出量は 881g-CO₂/kWh であり、高温化による熱効率の向上を通じて、石炭(従来・輸入炭)のそれ(966g-CO₂/kWh)と比較して 9%程度低い。
- ④ 住宅用太陽光発電(PV)システムに比べて、事業用 PV システムの LC-CO₂ 排出量は、約 20g-CO₂/kWh 程度多い。事業用 PV システムでは、架台・架台基礎用資材・直交変換装置(PCS)・機器類等の輸送量物量増加により LC-CO₂ 排出量が増加する。
- ⑤ 風力発電の単機容量の増大は、支持鉄塔や基礎部コンクリートなど物量の増大などにより、少なくとも LC-CO₂ 排出量については改善につながらない。
- ⑥ ウィンドファームの LC-CO₂ 排出量は、洋上設置浮体式ウィンドファームを除

き、燃料燃焼を伴わない陸上単機設置風力発電や原子力と同程度の LC-CO₂ 排出量であった。洋上設置浮体式ウィンドファームは、陸上設置の基礎に相当する浮体重量がきわめて大きいため、陸上設置や洋上着床式と比べて 4 倍程度となる。

参考・引用文献

参考文献 URL 最終確認日 2015 年 11 月 6 日

- [1] 内山他、「発電プラントのエネルギー収支分析」、電力中央研究所研究報告 Y90015、1991 年 11 月
- [2] 本藤他、「ライフサイクル CO₂ 排出量による発電技術の評価 -最新データによる再推計と前提条件の違いによる影響-」、電力中央研究所研究報告 Y99009、2000 年 3 月
- [3] 本藤、「ライフサイクル CO₂ 排出量による原子力発電技術の評価」、電力中央研究所研究報告 Y01006、2001 年 8 月
- [4] 今村他、「日本の発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価—2009 年に得られたデータを用いた再推計—」、電力中央研究所研究報告 Y09027、2010 年 7 月
- [5] 今村、「メガソーラー発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価」、電力中央研究所研究報告 Y12031、2013 年 5 月
- [6] 今村、「洋上・陸上ウィンドファームのライフサイクル CO₂ 排出量評価」、電力中央研究所研究報告 Y14018、2015 年 4 月
- [7] 本藤他、「産業連関表を用いた実用的なインベントリー分析手法の確立—1 財多価による配分問題及び積み上げ法との融合方法—」、日本エネルギー学会誌第 78 巻第 10 号、平成 11 年 10 月
- [8] 「電力新設備要覧 2001～2008」、日刊電気通信社、平成 12 年～平成 20 年
- [9] 橋本他、「石炭焚き発電技術の高効率化の現状と展望」、三菱重工技報 VOL.45 NO.1、三菱重工業、2008 年
- [10] 「ニッケル基超合金により発電効率の向上をめざす A-USC 蒸気タービン用材料」、日立評論 2010 年 1 月号、日立製作所
- [11] 「700℃級超々臨界圧(A-USC)発電技術に関する調査研究分科会成果報告書」、(社)日本機械学会、成果報告 P-SCD353
- [12] 資源エネルギー庁電力・ガス事業部編、平成 16 年度電力需給の概要 2004、P194,P198,P200,P204、2005 年 2 月
- [13] 資源エネルギー庁電力・ガス事業部編、平成 19 年度電力需給の概要 2007、P194、2008 年 10 月
- [14] 東京電力株式会社ホームページ http://www.tepco.co.jp/tp/howto_h/acc/index-j.html
- [15] 東京電力株式会社ホームページ http://www.tepco.co.jp/tp/howto_h/macc/index-j.html
- [16] 川上他、「1500℃級ガスタービンコンバイン

- ドプラントの設計と試運転実績－東京電力（株）川崎火力発電所第1号系列の建設－」、三菱重工技報 Vol46No2、2009年
- [17] 「エネルギー基本計画」、経済産業省、平成 26 年 4 月、http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/140411.pdf
- [18] 「核燃料サイクル・最終処分に関する現状と課題」、総合資源エネルギー調査会原子力小委員会第6回会合資料3、平成26年9月、資源エネルギー庁、http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denkijigyoku/genshiryoku/pdf/006_03_00.pdf
- [19] 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、資源エネルギー庁、平成16年10月1日
- [20] 東京電力株式会社、「系統連系に係る設備設計について＜発電設備（特別高圧）＞」、平成24年7月1日実施、<http://www.tepco.co.jp/corporateinfo/provide/engineering/wsc/setuse1-j.pdf>
- [21] 東北電力株式会社、風力発電設備の系統連系技術要件 [特別高圧版]、平成23年12月、<http://www.tohoku-epco.co.jp/oshirase/newene/04/h23siryo/12.pdf>
- [22] 平成18～22年度成果報告書、「大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究（北杜サイト）」、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、平成23年3月
- [23] NEDO、「日本における風力発電設備・導入実績」、平成21年4月
- [24] コスト等検証委員会、「コスト等検証委員会報告書」、内閣府エネルギー環境会議、2011年12月19日、<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf>
- [25] 「福島復興浮体式洋上ウィンドファームパンフレット」、福島洋上風力コンソーシアム、<http://www.fukushima-forward.jp/pdf/pamphlet.pdf>
- [26] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、「平成23年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ（F/S）岩手県洋野町沖」、2012年3月、P5-49
- [27] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、「洋上風力開発 平成20年度洋上風力発電実証研究F/S調査」、2009年3月、P353
- [28] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合技術開発機構、「平成20年度洋上風力発電実証研究F/S調査（千葉県）」、2009年3月
- [29] 「波崎ウィンドファーム」、波崎ウィンドファーム株式会社、http://www.eco-power.co.jp/hatudensho/14_hazaki.html
- [30] 「苫前グリーンヒルウインドパーク11号風車破損事故報告書」、株式会社ユーラースエナジー ジャパン、http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2013/1/251115-1-4.pdf
- [31] 経済産業省、「環境審査顧問会 風力部会（平成24年度第2回）- 配布資料3-5 審査書案」、2012年10月22日
- [32] 「新エネルギー発電システム対応配電・制御機器」WWW ページ、富士電機機器制御株式会社、http://www.fujielectric.co.jp/fcs/solution_case/green_energy/wind_ge.html
- [33] 「風力発電所向け電力ケーブル・接続材料の納入」、Fujikura NEWS No.344、株式会社フジクラ、2010年3月
- [34] ジョン・トワイデル、ガエターノ・ガウディオージ、「洋上風力発電」、一般財団法人日本風力エネルギー学会監訳、鹿島出版会、2011年11月20日発行、P117-P118,P316
- [35] 環境省、「浮体式洋上風力発電実証事業」WWW ページ、<http://goto-fowt.go.jp/home/spec/>
- [36] ニュースリリース、「世界初！浮遊式海中ケーブルで浮体式の風力発電設備と変電所の連結に成功～福島復興浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業～」、古河電工株式会社、2013年10月2日、https://www.furukawa.co.jp/what/2013/ene_131002.htm
- [37] IEA、「Energy Balances of OECD Countries - Extended Balances Vol 2009 release 01」、SourceOECD
- [38] IEA、「Energy Balances of Non-OECD Member Countries - Extended Balances Vol 2009 release 01」、SourceOECD
- [39] IEA、「CO₂ Emissions from Fuel Combustion (detailed estimates) Vol 2009 release 01」、SourceOECD
- [40] 「J L C A-L C Aデータベース 2009年度3版」、LCA 日本フォーラム
- [41] みずほ情報総研（株）、「太陽光発電システムのライフサイクル評価に関する調査研究」平成19～20年度 NEDO 委託業務成果報告書、2009年3月
- [42] 南斉規介、森口祐一、産業連関表による環境負荷原単位データブック(3EID): 2005年表、独立行政法人国立環境研究所地球環境研究センター、<http://www.cger.nies.go.jp/publications/report/d031/index-j.html>

- [43] 資源エネルギー庁電力・ガス事業部編、「平成 20 年度電力需給の概要 2009」、2010 年 1 月
- [44] 電気新聞社、「原子力ポケットブック 2009」、電気新聞社、2009 年 8 月
- [45] 資源エネルギー庁、「原子力国際展開について」、自民党電源立地及び原子力等調査会、2010 年 3 月 22 日
- [46] 海上保安庁、「距離表」、書誌第 405 号、2003 年 12 月
- [47] シャープ株式会社、「太陽電池モジュール製品情報」 http://www.sharp.co.jp/sunvista/product/spec_mod.html
- [48] (株) 富士総合研究所、「即効的・革新的エネルギー環境技術開発 即効型高効率太陽電池技術開発に関する LCA 調査」平成 11 年度 NEDO 委託業務成果報告書、2000 年 3 月
- [49] (独立行政法人)新エネルギー・産業技術総合開発機構、「大規模太陽光発電システム導入の手引書・検討支援ツール」、<http://www.nedo.go.jp/library/mega-solar.html>
- [50] (独立行政法人)新エネルギー産業技術開発機構、「大規模太陽光発電システム導入の手引書」、P4-6、平成 23 年 3 月
- [51] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、PV-PT10」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product204_b.html
- [52] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、PV-PS20」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product201_b.html
- [53] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、PV-PT10LU」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product203_b.html
- [54] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、PV-PT20」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product205_b.html
- [55] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、PV-PS20」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product202_b.html
- [56] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、PV-PT50」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product206_b.html
- [57] 東洋技研株式会社、「総合カタログ」、P-A1-27、<http://www.togi.co.jp/products/terminalblock/pdf/A1/PT-90.pdf>
- [58] 東洋技研株式会社、「総合カタログ」、P-A1-24、<http://www.togi.co.jp/products/terminalblock/pdf/A1/PT-150.pdf>
- [59] 日東工業株式会社、商品紹介 > ブレーカ・開閉器・端子台 > 端子台 > 固定式端子台」、<http://ntec.nito.co.jp/prd/C872-C869-S3461.html>
- [60] 「太陽光発電システム関連製品総合カタログ」、2011 年 12 月版、河村電器産業株式会社
- [61] 日東工業株式会社、「商品紹介>標準分電盤>太陽光発電システム関連 > [太陽光発電システム用直流集電箱]」、<http://ntec.nito.co.jp/prd/C1603-C8849-S10736.html>
- [62] 河村電器産業株式会社、「製品検索 TOP>金属製キャビネット>鉄製キャビネット」<http://www.kawamura.co.jp/catalog/category/cabinet01.html#cab02>
- [63] 「NTTO KOGYO 2012 総合カタログ」、2012 年 4 月 1 日、日東工業株式会社
- [64] 三菱電機株式会社、「MET-Profile 環境情報データシート、配線用遮断器 NF100-CW」http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/eco/ecopro/ecopro/detail/product181_b.htm
- [65] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、FX225C/FX225F」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/switch_braker/C11-02-76.html
- [66] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、S-100SB」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/switch_braker/C11-02-77.html
- [67] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、S-600SB」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/switch_braker/C11-10-41.html
- [68] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、F-50KB/F-100KB」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/switch_braker/C11-03-103.html
- [69] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、FXK125-H2P」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/switch_braker/C11-10-37.html
- [70] 森合、「直流高電圧用ブレーカの遮断技術」、富士時報 2012 Vol.85 No.2 P54-P59
- [71] 株式会社フジクラ、「電線・ケーブルの許容電流表」、http://www.furukawa.co.jp/tukuru/pdf/densetu/pdf/furoku/8_1.pdf
- [72] 株式会社フジクラ、「ケーブルカタログ」、

- [http:// www.furukawa.co.jp/tukuru/pdf/densetu/pdf/2/2_1.pdf](http://www.furukawa.co.jp/tukuru/pdf/densetu/pdf/2/2_1.pdf)
- [73] 財団法人 新エネルギー財団、信濃電力 株式会社、「信濃電力(株)鎌倉庭園太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 14 日
 - [74] 財団法人 新エネルギー財団、株式会社エイユウ、「有限会社エイユウ社員寮太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 1 日
 - [75] 財団法人 新エネルギー財団、宗教法人生長の家群馬県教化部、「宗教法人生長の家群馬県教化部 太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 11 日
 - [76] 財団法人 新エネルギー財団、生長の家栃木県教化部、「生長の家栃木県教化部 太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 17 日
 - [77] 財団法人 新エネルギー財団、株式会社黒木本店、「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業費助成金助成事業成果報告書 株式会社黒木本店 有機肥料工場 太陽光発電新技術等フィールドテスト事業」、平成 20 年 2 月 22 日
 - [78] 東京都、「天然ガス発電所設置技術検討調査 報告書」P106-P107,P221、平成 24 年 4 月
 - [79] 財団法人 新エネルギー財団、中外製薬株式会社、「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業費助成金助成事業成果報告書」、平成 21 年 2 月 20 日
 - [80] 財団法人 新エネルギー財団、シャボン玉石けん株式会社、「シャボン玉石けん(株)太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 10 日
 - [81] 財団法人 新エネルギー財団、株式会社ビーエムセンター、「株式会社ビーエムセンター東大阪営業所太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 16 日
 - [82] 財団法人 新エネルギー財団、株式会社岡本製作所、「株式会社岡本製作所本社太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 14 日
 - [83] 財団法人 新エネルギー財団、千葉県八千代市上下水道局、「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業 八千代市上下水道局 萱田浄水場新技術等フィールドテスト事業 平成 18 年度共同研究業務成果報告書」、平成 19 年 5 月 17 日
 - [84] 財団法人 新エネルギー財団、株式会社 山元、「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業費助成金助成事業成果報告書 株式会社山元 所沢新商品センター太陽光発電新技術等フィールドテスト事業」、平成 21 年 2 月 27 日
 - [85] CO₂ と地球環境問題研究会、「太陽発電技術の評価 I」、化学工学会第 1 種研究会、化学工学会、1993 年
 - [86] Luxor 社、「単結晶シリコンモジュール製品ファミリーカタログ」、www.luxor-solar.gr/root/img/pool/pdf/lx_db_ecoline72mono_185-200w_jp.pdf
 - [87] 商船三井ロジスティクス株式会社、「海上コンテナの種類とサイズ」、<http://www.mol-logistics.co.jp/japan/jp/toolbox/seacontainer/index.shtml>
 - [88] NORDEX 社カタログ、http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n90-23-mw/product-data-sheet-n90-23mw.html?no_cache=1
 - [89] The Wind Power ホームページ <http://www.thewindpower.net/wind-turbine-datasheet-265-vestas-nm82.php>
 - [90] Vestas 社カタログ、「Vestas V80-2.0MW」、ブエステックジャパン株式会社
 - [91] NEDO、「日本における風力発電導入量の推移」、http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/pdf/02_dounyuu_suii.pdf
 - [92] THE WORLD DIRECTORY OF RENEWABLE ENERGY SUPPLIERS AND SERVICES 1999
 - [93] 「風力発電に関する次世代技術課題の調査」、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、平成 19 年 9 月
 - [94] 岡嶋、「石狩風力発電設備工事の工事監理について」、SEM TECHNICAL REVIEW Vol. 27、住友電設技報 TECHNICAL REVIEW 第 16 号、2007 年
 - [95] 鈴木他、「洋上風力発電用 TLP 型浮体の開発」、三井造船技報 No198、P19-P26、三井造船株式会社、2009 年 10 月、https://www.mes.co.jp/mes_technology/research/pdf/198_04.pdf
 - [96] 太田他、「日本の海域に調和する洋上風車浮体の開発」、三菱重工技報 Vol50 No2、P27-P31、三菱重工株式会社、2013 年、<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/502/502027.pdf>
 - [97] 「未来からの風が吹く ―福島沖・浮体式洋上ウィンドファーム―」、日立評論 2014 年 1,2 月合併号、P12-P17、株式会社日立製作所、2014 年、

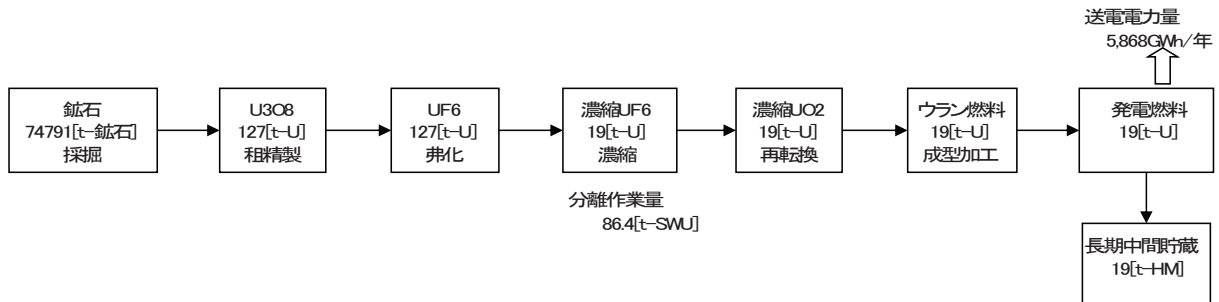
- http://www.hitachihyoron.com/2014/01_02/pdf/01_02_visionaries_2.pdf
- [98] ニュースリリース、「浮体式洋上風力発電設備「ふくしま未来」が小名浜港に入港」、清水建設株式会社、2013 年 7 月 1 日、http://www.shimz.co.jp/news_release/2013/2013016.html
- [99] 上田他、「カテナリー理論による最適係留索の選定法及び計算図表」、港湾技術資料 No379、P2-P3、1981 年 6 月、運輸省港湾技術研究所
- [100] 大田、「浮標の係留設計に関する調査・研究」、平成 16 年度研究成果報告書、P60-P65、2005 年 9 月、海上保安庁
- [101] ニュースリリース、「世界初！浮遊式海中ケーブルで浮体式の風力発電設備と変電所の連結に成功～福島復興浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業～」、古河電工株式会社、2013 年 10 月 2 日、https://www.furukawa.co.jp/what/2013/ene_131002.htm
- [102] 古河電気工業株式会社、「環境にやさしい古河のエコマテリアル電線・ケーブルエコエース カタログ」、http://furukawa.co.jp/tukuru/pdf/ecoace_d455.pdf
- [103] 昭和電線ホールディングス株式会社、「特別高圧設備用華僑ポリエチレン絶縁電力ケーブルカタログ」、http://www.swcc.co.jp/cs/products/catalog/pdf/tk_e_j_c.pdf
- [104] 昭和電線ホールディングス株式会社、「技術資料－許容電流」、http://www.swcc.co.jp/cs/products/industrial_cable/pdf/kyoyou.pdf
- [105] 古繁他、「コストと自然環境に配慮した海底ケーブル線路」、古河電工時報 第 109 号、P45-P49、2002 年 1 月、古河電気工業株式会社
- [106] 西本他、「光ファイバーを用いた外傷検知線入り 66kV CV 海底ケーブルの開発」、電気学会 B 部門論文誌第 112 巻 10 号、P921-P925、1992 年 10 月
- [107] 鈴木他、「長距離交流海底ケーブルの高調波領域の線路定数測定」、電力中央研究所研究報告 H04017、2005 年 7 月
- [108] 東芝産業機器製造株式会社、http://www.toshiba.sankiki.co.jp/CATALOG/trs/cata_toprun_oil.pdf
- [109] 株式会社日立産機システムホームページ www.hitachi-ies.co.jp/pdf/catalog/ST-144U.pdf
- [110] 東芝産業機器製造株式会社、「東芝トッランナー油入変圧器カタログ」、2011 年 12 月
- [111] 株式会社日立産機、日立配電用変圧器総合カタログ、2009 年 10 月
- [112] 富士電機システムズ株式会社、標準変圧器 FC-82 型カタログ、2009 年 11 月
- [113] 富士電機システムズ株式会社、標準変圧器 FL82 型カタログ、2006 年 7 月
- [114] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、SOU-DD5CA」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/transformer/00-04.html
- [115] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、SOU-YDCR」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/transformer/C11-05-55.html
- [116] 株式会社日立製作所、「環境適合製品リスト・データシート、SOU-DD5CA1」、http://www.hitachi.co.jp/environment/ecoproducts/business/energy/industrial_equipment/transformer/C11-11-6.html
- [117] 三菱電機株式会社、「環境報告 2012> 製品の環境データ> RA-TS」、http://www.mitsubishielectric.co.jp/corporate/ecoproducts_info/heavy/transformer/pop_01_print.html
- [118] 電気共同研究第 58 巻第 6 号、「配電資機材のリサイクル技術」、電気共同研究会、2003 年 4 月
- [119] 「下水処理設備の LC-CO₂ 試算例」、社団法人日本下水道施設業協会、2010 年 7 月
- [120] 大田、「LCA 的視点からみた鉄鋼製品の社会における省エネルギー貢献に係る調査各論－5. 変圧器（方向性電磁鋼板）－」、一般財団法人日本エネルギー経済研究所、2002 年 8 月
- [121] エナジーサポート株式会社、「自立型高圧気中開閉器盤カタログ」、2010 年 4 月
- [122] 富士電機株式会社、「製品環境情報、金属閉鎖型スイッチギア(高圧盤)」、公開日 2011 年 3 月 31 日
- [123] 富士電機株式会社、「製品環境情報、金属閉鎖型スイッチギア(高圧盤) SLIMEC-V6/600A」、公開日 2008 年 3 月 28 日
- [124] 株式会社東芝、「製品環境情報、金属閉鎖型スイッチギア(高圧盤)VUHE」、<http://www.ecoleaf-jemai.jp/upload/label/file/prodobj-1128-pdf.pdf>
- [125] 富士電機株式会社、「製品環境情報、金属閉鎖型スイッチギア(高圧盤) SLIMEC-V6」、http://www.jemai.or.jp/JEMAI_DYNAMIC/data/current/prodobj-1650-pdf.pdf

付録1 原子燃料マテリアルバランス

(1) 中間貯蔵段階までケース

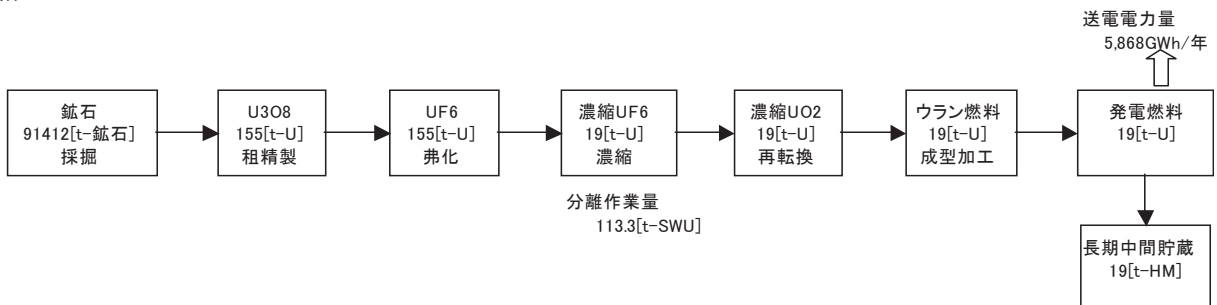
a) BWR

BWR



b) PWR

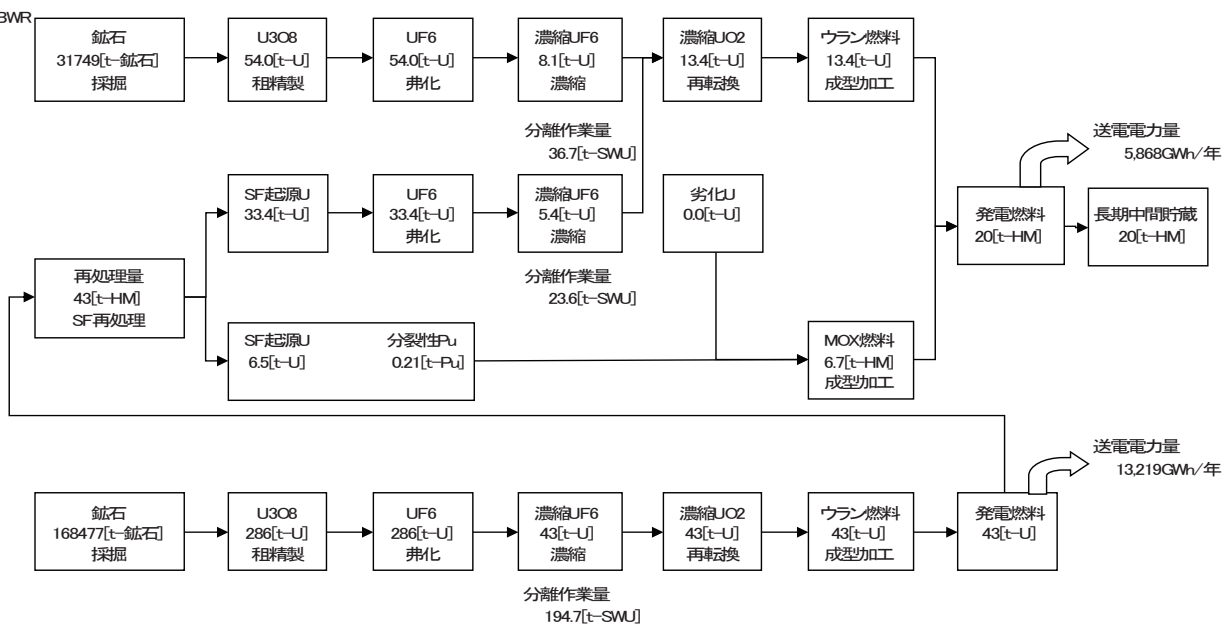
PWR



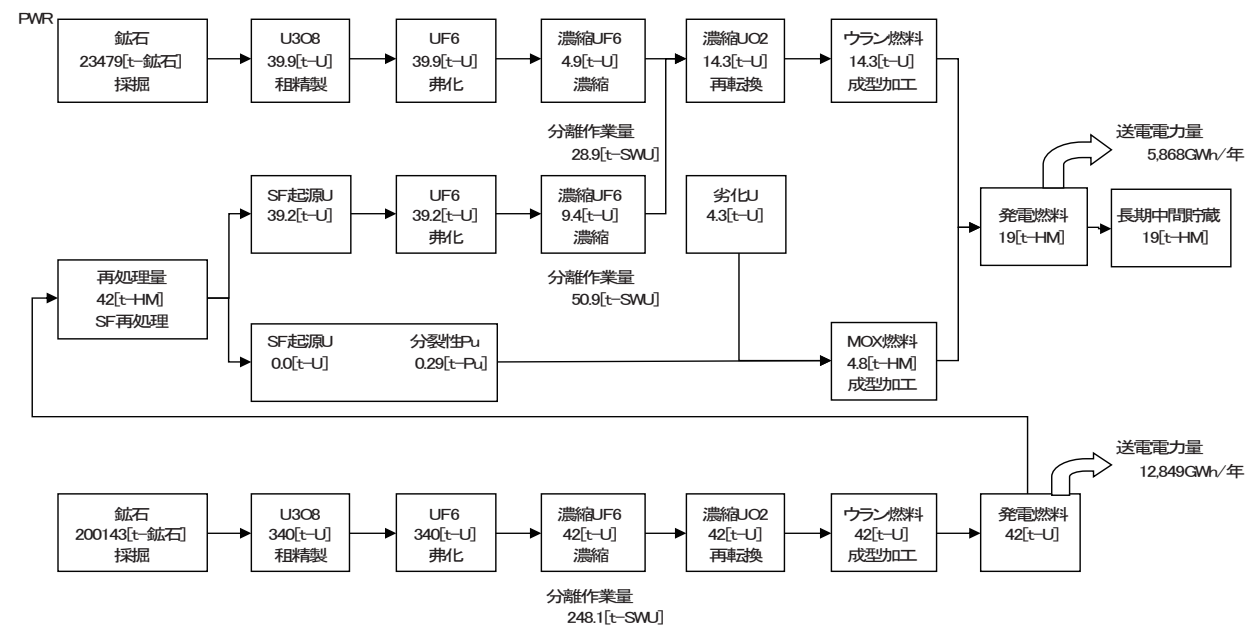
(2) リサイクルケース

a) BWR

BWR



b) PWR



付録2 CO₂排出係数

(1) 国別電力CO₂排出係数

付表 2.1 2007 年国別電力二酸化炭素排出原単位(1)

国名	CO ₂ 排出量 Mt-CO ₂	熱電 供給 ktoe	電気 事業 ktoe	電力計 ktoe	電力 輸出 ktoe	電力 輸入 ktoe	正味 輸出量 ktoe	正味 輸入量 ktoe	配電ロス ktoe	正味 配電ロス ktoe	電力最 終消費 ktoe	電力排出原単位 kg-CO ₂ /kWh	
												送電端	需要端
西 ア ジ ア	アゼルバイジャン	11.98	1724	203	1927	-68	47	-21	0		1325		0.5288
	アラブ首長国連邦	63.25	0	6545	0	0	0	0	0		5809		0.8309
	アルメニア	1.06	128	379	507	-28	34	0	6		410		0.1798
	イエメン	3.71	0	474	474	0	0	0	0		351		0.6730
	イスラエル	40.81	0	4598	4598	-179	0	-179	0		3986		0.7346
	イラク	26.92	0	2854	2854	0	117	0	117		2781		0.8110
	オマーン	12.44	0	1242	1242	0	0	0	0		1001		0.8612
	カタール	3.01	0	344	344	0	0	0	0		1130		0.7524
	キプロス	3.65	0	412	412	0	0	0	0		376		0.7618
	クウェート	31.44	0	4193	4193	0	0	0	0		2627		0.6447
	グルジア	1.42	0	716	716	-54	37	-17	0		501		0.1666
	サウジアラビア	115.52	0	14094	14094	0	0	0	0		13475		0.7048
	シリア	22.36	0	3226	3226	0	0	0	0		2157		0.5960
	トルコ	86.41	219	14937	15156	-208	74	-134	0	-2292	13140	0.4859	0.5716
	バーレーン	9.23	0	938	938	0	0	0	0		919		0.8461
	ヨルダン	7.30	0	1084	1084	-15	17	0	2		921		0.5790
中 央 ア ジ ア	レバノン	6.11	0	823	823	0	84	0	84		771		0.6384
	ウズベキスタン	30.95	1684	2509	4193	-984	977	-7	0		3472		0.6336
	カザフスタン	88.73	5885	703	6588	-311	281	-30	0		4423		1.1528
	キルギス	1.56	197	1200	1397	-205	0	-205	0		769		0.0837
	タジキスタン	0.59	33	1472	1505	-366	375	0	9		1266		0.0337
	トルクメニスタン	13.42	1279	0	1279	-126	0	-126	0		745		0.8213
	モンゴル	7.21	318	11	329	-1	17	0	16		255		1.8843
	香港	30.18	0	3350	3350	-347	943	0	596		3514		0.7746
	台湾	117.68	257	16760	17017	0	0	0	0		18289		0.5946
	大韓民国	178.41	1176	33184	34360	0	0	0	-1320	-1320	33642	0.4465	0.4643
東 ア ジ ア	中華人民共和国	2605.43	0	278910	278910	-1253	366	-887	0		230138		0.8007
	朝鮮民主主義人民共和国	10.09	0	1851	1851	0	0	0	0		1383		0.4687
	日本	428.51	0	85518	85518	0	0	0	0	-4385	86780	0.4308	0.4541
	インドネシア	98.09	0	12186	12186	0	0	0	0		10427		0.6921
	カンボジア	1.55	0	116	116	0	14	0	14		116		1.1489
	シンガポール	21.99	0	3538	3538	0	0	0	0		3026		0.5344
	タイ	69.80	0	11078	11078	-80	386	0	306		11453		0.5418
	フィリピン	26.75	0	5127	5127	0	0	0	0		4129		0.4486
	ブルネイ	2.60	0	262	262	0	0	0	0		268		0.8533
東 南 ア ジ ア													

付表 2.1 2007 年国別電力二酸化炭素排出原単位(2)

国名	CO2 排出量 Mt-CO2	熱電 供給 ktoe	電気 事業 ktoe	電力計 ktoe	電力 輸出 ktoe	電力 輸入 ktoe	正味 輸出量 ktoe	正味 輸入量 ktoe	配電ロス ktoe	正味 配電ロス ktoe	電力最 終消費 ktoe	電力排出原単位 kg-CO2/kWh 送電端 需要端
東南 アジア ア	25.17	0	5632	5632	0	0	0	0	0		5256	0.3843
マレーシア	59.81	0	8235	8235	-195	0	-195	0	0		7686	0.6101
ミャンマー	2.25	0	559	559	0	0	0	0	0		390	0.3461
インド	102.21	0	16783	16783	-217	158	-59	0	0		13343	0.5218
インド	663.02	0	61210	61210	-19	427	0	408	0		48749	0.9314
スリランカ	3.90	0	851	851	0	0	0	0	0		705	0.3941
ネパール	0.01	0	240	240	-12	18	0	6	0		182	0.0036
パキスタン	41.36	0	8227	8227	0	0	0	0	0		6312	0.4323
バングラデシュ	16.27	0	2097	2097	0	0	0	0	0		1822	0.6671
キューバ	14.45	0	1448	1448	0	0	0	0	0		1182	0.8581
ジャマイカ	2.84	0	355	355	0	0	0	0	0		584	0.6879
ドミニカ共和国	6.76	0	990	990	0	0	0	0	0		1125	0.5871
トリニダード・トバゴ	5.64	0	657	657	0	0	0	0	0		631	0.7381
ハイチ	0.24	0	40	40	0	0	0	0	0		31	0.5159
蘭領アンティルーズ	0.46	0	52	52	0	0	0	0	0		83	0.7606
エルサルバドル	1.60	0	495	495	-1	3	0	2	0		475	0.2779
グアテマラ	3.00	0	703	703	-11	1	-10	0	0		618	0.3618
コスタリカ	0.52	0	633	633	-3	17	0	14	0		708	0.0706
ニカラグア	1.69	0	243	243	0	6	0	6	0		188	0.5980
パナマ	2.04	0	555	555	-11	1	-10	0	0		463	0.3105
ホンジュラス	2.65	0	539	539	0	1	0	1	0		422	0.4227
メキシコ	116.39	0	20000	20000	-125	24	-101	0	-3607	-3607	16889	0.4979
アルゼンチン	32.35	0	8921	8921	-226	884	0	658	0		8475	0.3118
ウルグアイ	0.98	0	798	798	-86	68	-18	0	0		613	0.1033
エクアドル	3.95	0	1222	1222	0	74	0	74	0		866	0.2779
コロンビア	6.02	0	4590	4590	-75	3	-72	0	0		3632	0.1110
チリ	21.86	7	4708	4715	0	140	0	140	0		4561	0.3986
パラグアイ	0.00	0	4620	4620	-3882	0	-3882	0	0		480	0.0000
ブラジル	19.13	0	34228	34228	-175	3514	0	3339	0		34006	0.0481
ペネズエラ	22.68	0	9706	9706	-46	142	0	96	0		6429	0.2009
ペルー	4.97	0	2424	2424	0	0	0	0	0		2313	0.1763
ボリビア	2.75	0	465	465	0	0	0	0	0		418	0.5085
アメリカ	2395.40	15873	342303	358176	-1732	4420	0	2688	-22966	-22795	328934	0.6141
カナダ	126.58	840	49883	50723	-3843	1667	-2176	0	-4653	-4653	43717	0.2256

付表 2.1 2007 年国別電力二酸化炭素排出原単位(3)

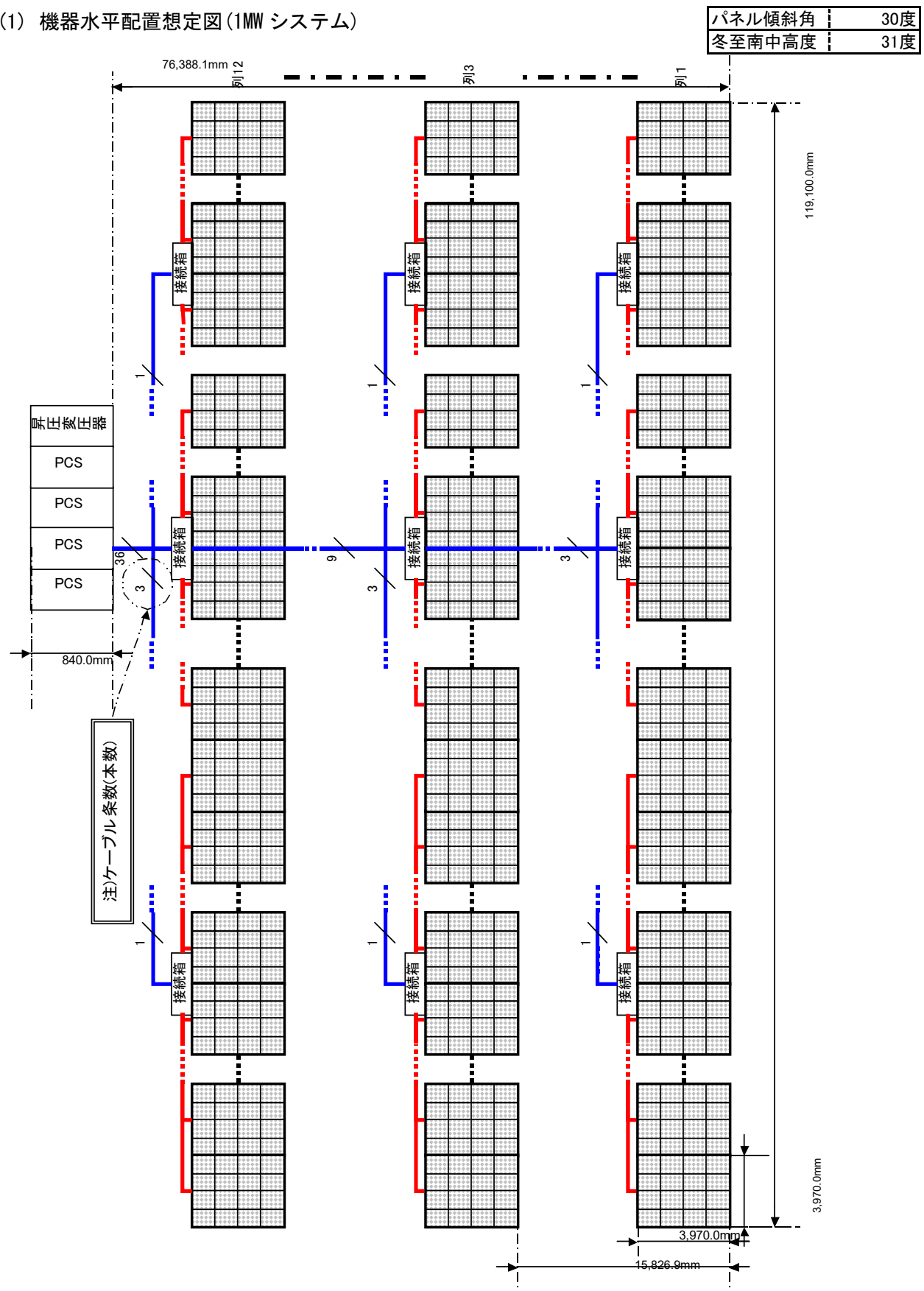
国名	CO2 排出量 Mt-CO2	熱電 供給 ktoe	電気 事業 ktoe	電力計 ktoe	電力 輸出 ktoe	電力 輸入 ktoe	正味 輸出力 ktoe	正味 輸入量 ktoe	配電ロス ktoe	正味 配電ロス ktoe	電力最 終消費 ktoe	電力排出原単位 kg-CO2/kWh	
												送電端	需要端
西ヨーロッパ	9.78	481	4006	4487	-1334	1903	0	569	-289	-256	5016	0.1874	0.1988
オーストリア	49.19	3648	3803	7451	-479	1990	0	1511	-392	-326	9188	0.5677	0.5936
オランダ	0.03	9	5213	5222	-3172	2994	-178	0	-365	-365	4939	0.0005	0.0005
スイス	306.75	4462	45101	49563	-5376	3952	-1424	0	-2539	-2539	45352	0.5173	0.5444
ドイツ	30.98	954	45597	46551	-5813	927	-4886	0	-2719	-2719	36626	0.0518	0.0547
フランス	22.60	796	6564	7360	-777	1360	0	583	-350	-324	7129	0.2640	0.2762
ベルギー	1.05	0	238	238	-248	589	0	341	-11	-5	575	0.3793	0.3867
ルクセンブルク	82.04	1350	14850	16200	-1080	291	-789	0	0	0	11613	0.2617	0.2765
ウクライナ	6.58	1483	679	2162	-1020	1168	0	148	-124	-116	2113	0.6237	0.6578
スロバキア	59.04	982	5769	6751	-2267	878	-1389	0	-423	-423	4923	0.4390	0.4828
チェコ	17.40	720	2688	3408	-920	1262	0	342	-340	-309	2340	0.6051	0.6051
ハンガリー	27.58	392	3142	3534	-648	263	-385	0	0	0	2468	0.6923	0.6923
ブルガリア	21.28	1181	1462	2643	-435	809	0	374	0	0	9850	0.9114	1.0040
ベラルーシ	142.42	12730	247	12977	-1127	667	-460	0	-1240	-1240	357	0.6508	0.6508
ポーランド	2.46	88	237	325	0	252	0	252	0	0	3524	0.5762	0.5762
モルドバ	35.03	1299	3748	5047	-289	109	-180	0	0	0	60281	0.5460	0.5460
ルーマニア	531.17	53613	28931	82544	-1588	488	-1100	0	0	0	310	0.0072	0.0072
ロシア	0.02	0	240	240	0	243	0	243	-1804	-1555	26601	0.4331	0.4619
アルバニア	125.22	7752	17111	24863	-228	4208	0	3980	-418	-391	4746	0.7552	0.8151
イタリア	46.69	610	4706	5316	-177	551	0	547	0	0	1320	0.4637	0.4637
ギリシャ	5.36	182	812	994	-125	672	0	0	0	0	13	0.7937	0.7937
クロアチア	0.12	0	13	13	0	0	0	0	-1290	-1290	22323	0.3920	0.4149
ジブラルタル	106.52	0	22872	22872	-1249	754	-495	0	20	0	1141	0.4337	0.4337
スペイン	6.29	430	817	1247	-508	528	0	0	0	0	2281	0.7454	0.7454
スロベニア	27.17	46	3080	3126	-791	783	-8	0	0	0	669	0.9547	0.9547
セルビア	11.68	0	1000	1000	-374	322	-52	0	0	0	4216	0.4065	0.4353
ボスニア・ヘルツェゴビナ	16.47	29	3455	3484	-185	829	0	644	-273	-230	580	0.8360	0.8360
ポルトガル	5.62	0	578	578	0	214	0	214	0	0	159	0.9253	0.9253
マケドニア共和国	2.12	0	197	197	0	0	0	0	-43	-43	936	0.0008	0.0009
マルタ	0.01	122	908	1030	0	0	0	0	-195	-186	2224	0.5151	0.5617
アイスランド	13.42	0	2240	2240	-7	121	0	114	-2408	-2372	29407	0.5015	0.5451
アイルランド	172.71	0	29614	29614	-292	741	0	449	0	0	583	0.8453	0.8453
イギリス	12.24	65	972	1037	-238	30	-208	0	-926	-918	11273	0.0414	0.0448
エストニア	5.92	704	11580	12284	-1267	1380	0	113	-153	-153	2899	0.5672	0.5953
スウェーデン	21.42	2544	622	3166	-978	897	-81	0	0	0	0	0	0
デンマーク													

付表 2.1 2007 年国別電力二酸化炭素排出原単位(4)

国名	CO2 排出量 Mt-CO2	熱電 供給 ktoe	電氣 事業 ktoe	電力計 ktoe	電力 輸出 ktoe	電力 輸入 ktoe	正味 輸出量 ktoe	正味 輸入量 ktoe	配電ロス ktoe	正味 配電ロス ktoe	電力最 終消費 ktoe	電力排出原単位 kg-CO2/kWh	
												送電端	需要端
北 一 口 ツ バ	ソルウェー	0.55	13	11176	11189	-1318	-863	0	-843	-843	9515	0.0039	0.0042
	フィンランド	25.08	1588	4491	6079	-246	0	1080	-262	-222	7403	0.3547	0.3682
	ラトビア	1.44	165	239	404	-169	0	258			568		0.3065
	リトアニア	2.23	1060	45	1105	-621	-118	0			762		0.1568
西 ア フ リ カ	ガーナ	2.51	0	600	600	-21	0	16			481		0.3597
	コートジボワール	2.07	0	474	474	-66	-66	0			299		0.3296
	セネガル	1.29	0	150	150	0	0	0			125		0.7395
	トーゴ	0.07	0	15	15	0	0	44			52		0.4013
中 央 ア フ リ カ	ナイジェリア	9.50	0	1961	1961	0	0	0			1692		0.4165
	ベナン	0.07	0	9	9	0	0	51			52		0.6688
	アンゴラ	0.52	0	316	316	0	0	0			261		0.1415
	ガボン	0.55	0	131	131	0	0	0			119		0.3610
東 ア フ リ カ	カメルーン	0.27	0	366	366	0	0	0			383		0.0634
	コンゴ共和国	0.04	0	35	35	0	0	39			36		0.0983
	コンゴ民主共和国	0.02	0	692	692	-165	-164	0			275		0.0020
	エチオピア	0.13	0	301	301	0	0	0			271		0.0371
南 ア フ リ カ	エリトリア	0.18	0	24	24	0	0	0			20		0.6449
	ケニア	2.06	0	555	555	-4	-2	0			477		0.3180
	ザンビア	0.03	0	825	825	-23	-23	0			743		0.0030
	ジンバブエ	5.24	0	789	789	-3	0	228			933		0.5711
南 ア フリ カ	タンザニア	0.91	0	349	349	0	0	0			267		0.2242
	モザンビーク	0.01	0	1383	1383	-1017	-305	0			793		0.0005
	ナミビア	0.17	0	146	146	-3	0	173			277		0.1001
	ボツワナ	1.59	0	86	86	0	0	152			225		1.5897
北 ア フ リ カ	南アフリカ	211.05	0	21496	21496	-1223	-250	0			17888		0.8345
	アルジェリア	21.79	0	3158	3158	-23	0	1			2407		0.5933
	エジプト	56.36	0	10761	10761	-70	-48	0			9167		0.4483
	スーダン	2.34	0	391	391	0	0	0			311		0.5146
オ セ ア ニ ア	チュニジア	7.31	0	1182	1182	0	0	0			1040		0.5318
	モロッコ	14.17	0	1771	1771	0	0	297			1766		0.6880
	リビア	21.73	0	2210	2210	-9	-2	0			1882		0.8447
	オーストラリア	223.35	698	20078	20776	0	0	0	-1541	-1541	18365	0.9244	0.9984
	ニュージーランド	6.96	0	3592	3592	0	0	0	-272	-272	3333	0.1666	0.1803

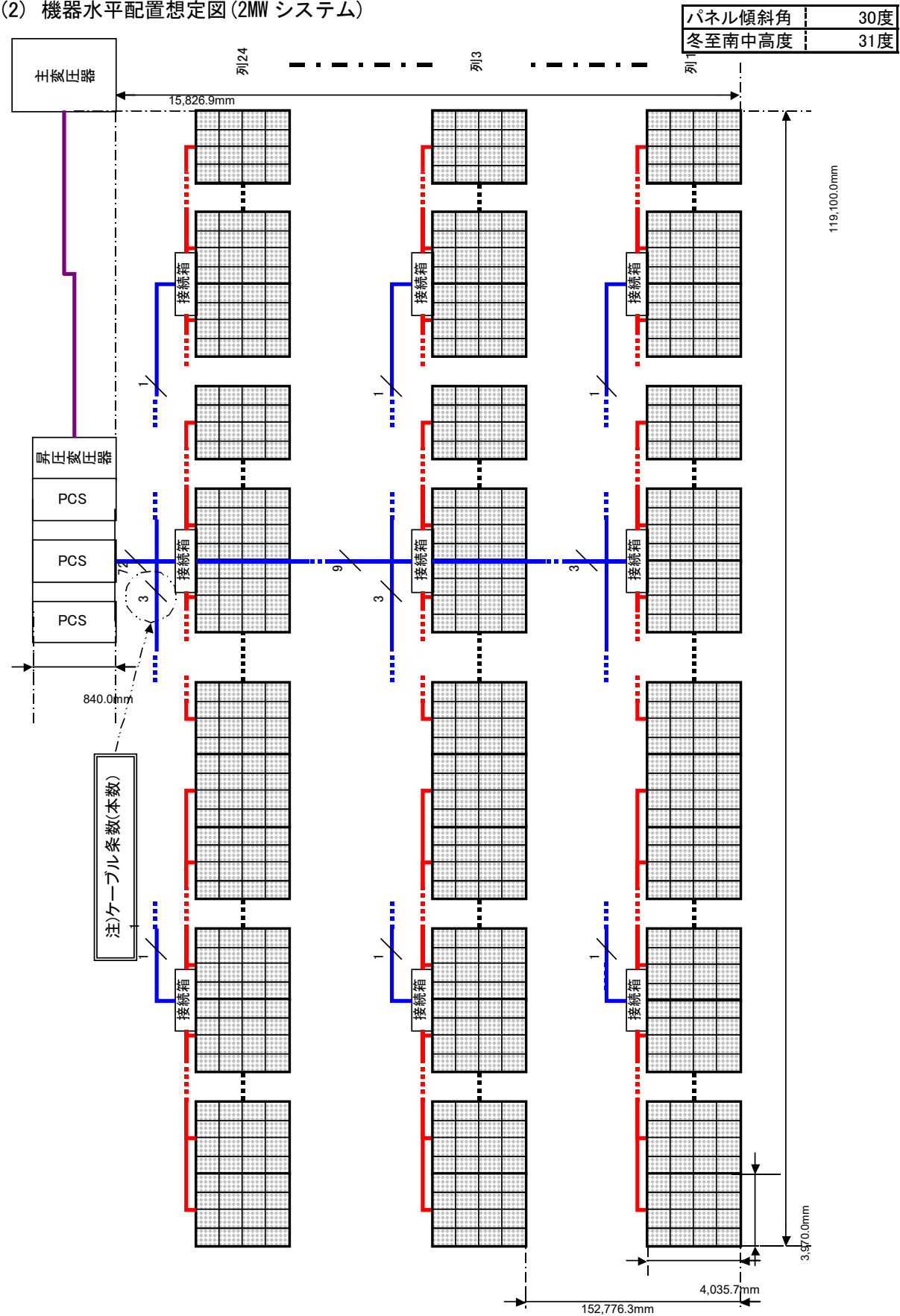
付録3 事業用太陽光発電システムの機器配置想定

(1) 機器水平配置想定図(1MW システム)



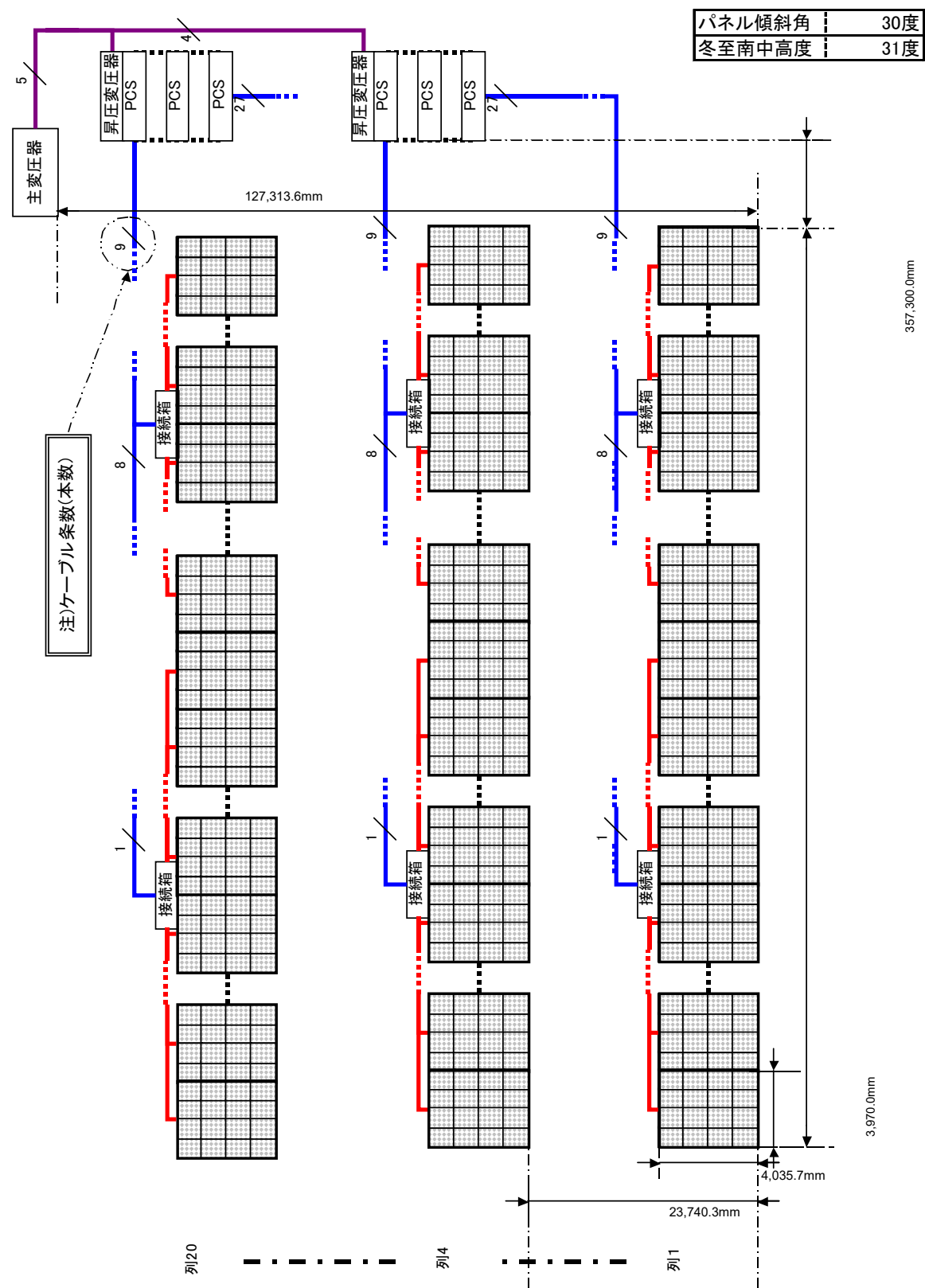
付図 3.1 1MWシステム機器水平配置図

(2) 機器水平配置想定図 (2MW システム)



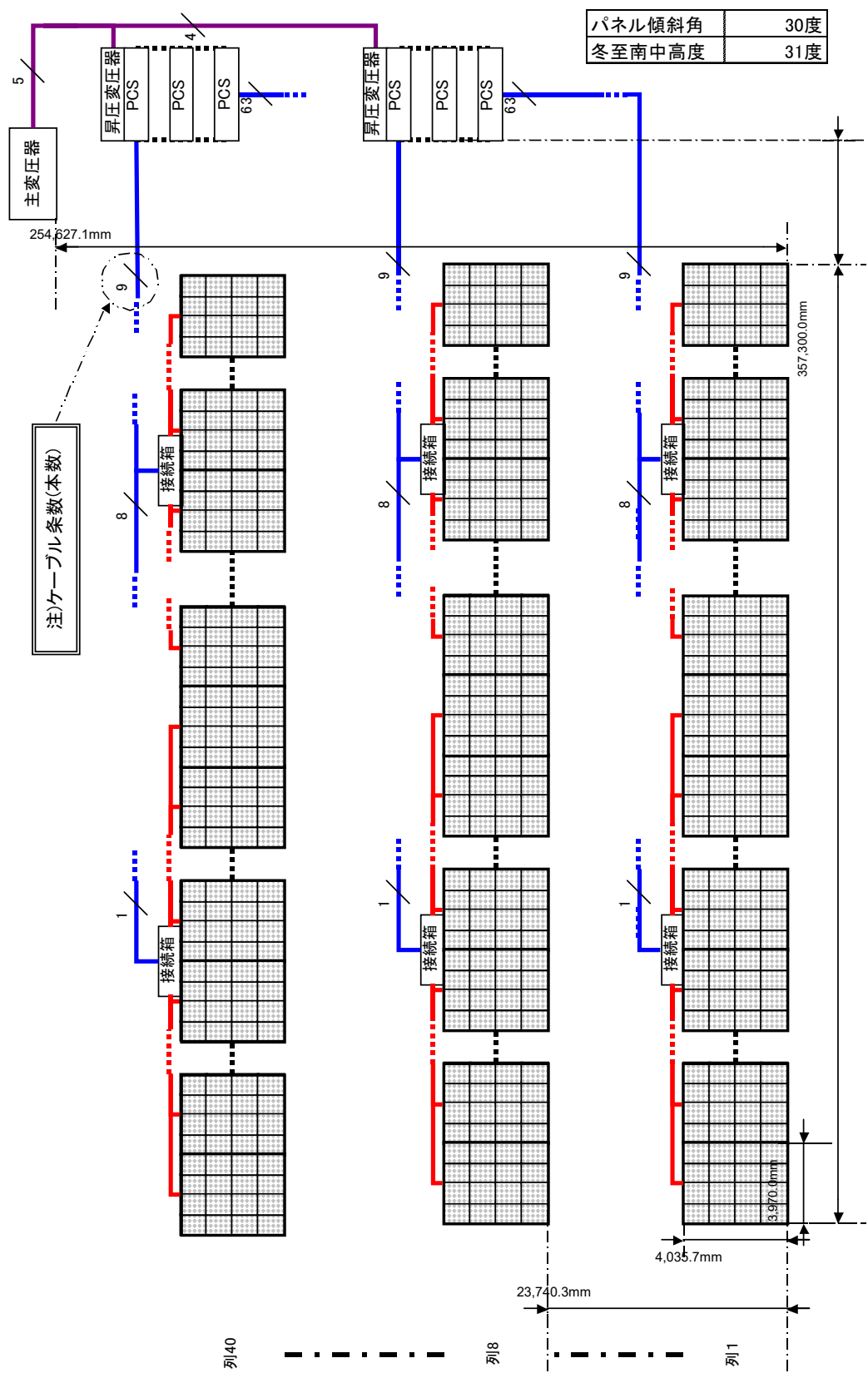
付図 3.2 2MWシステム機器水平配置図

(3) 機器水平配置想定図 (5MW システム)



付図 3.3 5MWシステム機器水平配置図

(4) 機器水平配置想定図(10MW システム)



付図 3.4 10MWシステム機器水平配置図

付録4 補完係数

付表 4.1 補完係数表

ステージ	設備	対応設備名	既取プロセス	補完係数
石炭生産	下記以外すべて	鉱山土木機械	鉄製造	1.606
	扇風機、圧縮機	ポンプ圧縮機	鉄製造	2.284
	パイプ	銅管	鉄製造	0.233
	ベルトコンベア	運搬機械	鉄・ゴム製造	1.193
	ダンプトラック、他車両	トラック・バス・その他自動車	鉄製造	4.099
原油生産	パイプライン、坑井	銅管	鉄製造	0.233
	シヤット	鉱山土木機械	鉄製造	1.606
LNG生産	リグ	鉱山土木機械	鉄製造	1.606
	パイプライン、坑井	銅管	鉄・銅製造	0.233
	液化設備	化学機械	鉄・銅製造	1.520
核燃料製造	核燃料製造採掘設備	鉱山土木機械	鉄製造	1.606
	核燃料製造精製設備	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.564
	核燃料製造弗化設備	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.485
	核燃料製造計装類	電気計測器	鉄製造	8.304
	核燃料製造濃縮構築／国内・遠心分離	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.191
	核燃料製造濃縮構築／海外・遠心分離	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.256
	核燃料製造濃縮構築／海外・ガス拡散	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.191
	核燃料製造成型加工設備	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.564
	核燃料製造再処理	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.433
	核燃料製造MOX燃料加工	化学機械	鉄・銅・アルミ製造	1.516
	船舶運送船	船舶	鉄製造	0.749
鉄道輸送(石炭)	貨車	鉄道車両	鉄製造	1.278
船舶運送(全発電燃料)	輸送船	船舶	鉄製造	0.749
トラック輸送(核燃料)	輸送トラック	トラック・バス・その他自動車	鉄製造	4.099
石油精製	塔槽類	化学機械	鉄製造	1.564
	配管	銅管	鉄製造	0.233
	計装類	電気計測器	鉄製造	8.304
火力発電	ボイラ	ボイラ	鉄製造	1.323
	タービン	タービン	鉄製造	1.388
	復水給水	ポンプ及び圧縮組	鉄製造	3.088
	脱塩	化学機械	鉄製造	1.457
	脱硝	化学機械	鉄製造	1.457
	集塵	化学機械	鉄製造	1.457
	変電設備	その他の送配電機器	鉄製造	2.218
	開閉所設備	開閉所設備装置及び配電盤	鉄製造	3.338
	揚炭設備	運搬機械	鉄製造	1.207
水力発電	水車・タービン	回転電気機械	鉄製造	2.533
	電気	その他の送配電機器	鉄製造	2.145
	水圧鉄管	銅管	鉄製造	0.152
	機械	その他の鉄鋼製品	鉄製造	1.889
原子力発電	原子炉	原動機	鉄製造	1.995
	タービン	タービン	鉄製造	1.388
	補助	化学機械	鉄製造	1.457
	開閉所設備	開閉所設備装置及び配電盤	鉄製造	3.338
太陽光発電	付帯設備	その他の産業用電機器	鉄・銅・絶縁材料製造	3.609
	ケーブル	電線・ケーブル	銅・熱可塑性樹脂製造	0.902
	変圧器	その他の送配電機器	鉄・銅・熱硬化性樹脂製造	1.753
	開閉所設備	開閉所設備装置及び配電盤	鉄製造	3.338
風力発電	ブレード	プラスチック製品	鉄・ガラス繊維・プラスチック種	0.655
	ナセル装置	回転電気機械	鉄・アルミニウム製造	2.454
	鉄塔	銅管	鉄製造	0.152
	発電機	回転電気機械	鉄・銅製造	2.439
	操作盤	開閉所設備装置及び配電盤	鉄・アルミニウム・銅・熱硬化性樹脂製品	2.214
	ケーブル	電線・ケーブル	銅・熱可塑性樹脂製造	0.473
	変圧器	その他の送配電機器	鉄・銅・熱硬化性樹脂製造	1.753
	運転制御盤	電気計測器	鉄製造	8.304
	開閉装置	開閉所設備装置及び配電盤	鉄・銅・銅製造	3.609
	付帯設備	開閉所設備装置及び配電盤	鉄・銅・銅製造	3.609
地熱発電	タービン及び付属設備	タービン	鉄製造	1.177
	発電機及び付属設備	回転電気機械	鉄・銅製造	1.948
	主変圧器及び付属設備	その他の送配電機器	鉄・銅製造	1.718
	復水器、冷却塔及び付属設備	化学機械	鉄・銅・アルミ・プラスチック・セメント製造	0.994
	坑口設備	鉱山・土木建築機械	鉄製造	1.400
	二相流輸送管	銅管	鉄製造	0.234
	熱水輸送管	銅管	鉄製造	0.234
	熱受冷却水装置	化学機械	鉄製造	1.233
	配管・バルブ	配管工事付属品	鉄製造	1.333
	計測制御装置	電気計測器	鉄製造	8.313
	本館電気設備	開閉所設備装置及び配電盤	鉄・銅製造	2.673
	屋外変電所	開閉所設備装置及び配電盤	鉄・銅製造	2.673
	通信設備	有線電気通信機器	鉄・銅製造	8.855
	送電設備	電線・ケーブル	アルミ・銅製造	3.284
	その他設備装置	化学機械	鉄製造	1.564
	復水器冷却水施設	化学機械	鉄製造	1.564



CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**

電力中央研究所報告

〔不許複製〕

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所長
東京都千代田区大手町1-6-1
電話 03 (3201) 6601 (代)
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp

発行・著作・公開 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1
電話 03 (3201) 6601 (代)

ISBN978-4-7983-1535-5

