

排出削減実績報告書

排出削減事業の名称：

KB セーレン株式会社長浜工場における
石炭・重油ボイラーから
都市ガスボイラーへの更新

排出削減事業者名：KBセーレン株式会社

排出削減事業共同実施者名：株式会社滋賀銀行

オリックス株式会社

その他関連事業者名：大阪ガス株式会社

目次

1	排出削減事業者の情報	2
2	排出削減活動の概要	2
2.1	排出削減事業の名称	2
2.2	排出削減事業の目的	2
2.3	温室効果ガス排出量の削減方法	2
2.4	国内クレジット認証要件の確認	2
2.5	承認排出削減事業計画からの変更項目	2
3	排出削減活動期間	3
3.1	プロジェクト開始日	3
3.2	モニタリング対象期間	3
4	温室効果ガス排出削減量	3
4.1	採用した排出削減方法論の情報	3
4.2	活動量	3
4.2.1	活動量・原単位	3
4.2.2	活動量の採用根拠	3
4.3	事業の範囲（バウンダリー）	3
5	モニタリング対象指標	4
6	モニタリング体制	6
6.2	モニタリング対象指標の QA/QC	6
7	排出削減量の計算	7
7.1	事業実施後排出量	7
7.2	ベースライン排出量	8
7.3	リーケージ排出量	13
7.4	温室効果ガス排出削減量	18
8	省エネルギー量	19

1 排出削減事業者の情報

排出削減事業者	
会社名	KB セーレン株式会社
排出削減事業を実施する事業所	
事業所名	KB セーレン株式会社 長浜工場
住所	滋賀県長浜市鐘紡町 1-11
排出削減事業共同実施者（国内クレジット保有予定者）	
排出削減事業共同実施者名	株式会社滋賀銀行
排出削減事業共同実施者名	オリックス株式会社
その他関連事業者（注）	
関連事業者名	大阪ガス株式会社

（注）その他関連事業者とは、排出削減事業共同実施者とは別に、排出削減に寄与する設備機器の生産・販売者、国内クレジットの創出コストの低減を図る事業の集約を行う者等をいう。

2 排出削減活動の概要

2.1 排出削減事業の名称

KB セーレン株式会社長浜工場における石炭・重油ボイラーの都市ガスボイラーへの更新

2.2 排出削減事業の目的

本事業は、製造工程における乾燥・水洗や室内空調設備への熱源供給のために使用されている石炭及び重油ボイラーを、高効率の都市ガスボイラー（貫流ボイラー）へ更新することで、エネルギー使用量を低減するとともに二酸化炭素排出量を削減することを目的としている。

2.3 温室効果ガス排出量の削減方法

石炭及び重油ボイラーを高効率の都市ガスボイラーへ更新する。この更新により、エネルギー使用効率の改善に加え、単位発熱量あたりの二酸化炭素発生量の小さい都市ガスへの転換により、二酸化炭素排出量の削減を図る。

2.4 国内クレジット認証要件の確認

排出削減量は承認排出削減計画に従って当該計画を実施した結果生じたものか	<input checked="" type="checkbox"/> はい <input type="checkbox"/> いいえ
排出削減量は承認排出削減方法論及び承認排出削減事業計画に従って算定されているか	<input checked="" type="checkbox"/> はい <input type="checkbox"/> いいえ

2.5 承認排出削減事業計画からの変更項目

変更無し。

3 排出削減活動期間

3.1 プロジェクト開始日

2008年 8月 16日

3.2 モニタリング対象期間

(本報告における実績報告期間)

2008年 8月 16日 ～ 2010年 3月 31日

4 温室効果ガス排出削減量

4.1 採用した排出削減方法論の情報

方法論番号	方法論名称
001	ボイラーの更新

4.2 活動量

4.2.1 活動量・原単位

対象	活動量	原単位
ボイラー	年間エネルギー使用量 (年間燃料使用量)	ボイラー効率 77.1% (石炭ボイラー、更新前)
		ボイラー効率 84.8%・75.4% (C重油ボイラー、更新前)
		ボイラー効率 89.2% (A重油ボイラー、更新前)
		ボイラー効率 91.0%・74.3% (都市ガスボイラー、更新後)

4.2.2 活動量の採用根拠

ベースライン排出量は、事業実施後の燃料使用量から算出されるエネルギー使用量と事業実施前及び実施後のボイラー効率より算定されるため、年間の燃料使用量を活動量として採用する。

4.3 事業の範囲（バウンダリー）

本事業のバウンダリーは、ボイラー及びその付帯設備である。

5 モニタリング対象指標

項目	定義	単位	実績値	モニタリング方法・ 根拠資料	(モニタリング方法に変更ある場合、) 変更理由
$F_{fuel,Pj}$	事業実施後（燃料転換後）の燃料使用量	m ³ N	3,032,000	実測（検針票もしくは請求書より温度・圧力補正を行い集計）	
$HV_{fuel,Pj}$	事業実施後（燃料転換後）燃料の単位発熱量	GJ/m ³ N	0.0448	デフォルト値	
ε_{Pj}	事業実施後（燃料転換後）の蒸気発生用都市ガスボイラーの効率	%	91.0 74.3	仕様書の記載値から高位発熱量基準へ換算	
$Q_{steam,1,Pj}$ <small>(リーケージ計算項目)</small>	事業実施後の低圧蒸気使用量	t	22,224	実測 (2009年4月～2010年3月)	
$Q_{steam,5,Pj}$ <small>(リーケージ計算項目)</small>	事業実施後の高圧蒸気発生量	t	23,376	実測 (2009年4月～2010年3月)	
T_{Pj} <small>(リーケージ計算項目)</small>	事業実施後の都市ガスボイラー（複数台）の延べ稼働時間	h	7,060	実測（年間蒸気発生量、実際蒸気発生量（仕様書）より、算出）	
$CF_{fuel,BL}$	事業実施前（燃料転換前）石炭の単位発熱量あたりの炭素排出係数	t-C/GJ	0.02471	デフォルト値	
$CF_{fuel,BL}$	事業実施前（燃料転換前）A重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数	t-C/GJ	0.01890	デフォルト値	

$CF_{fuel,B}$ L	事業実施前（燃料転換前）C重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数	t-C/GJ	0.01954	デフォルト値	
$CF_{fuel,Pj}$	事業実施後（燃料転換後）都市ガスの単位発熱量あたりの炭素排出係数	t-C/GJ	0.01359	デフォルト値	

6 モニタリング体制

6.2 モニタリング対象指標の QA/QC

データの種類	QA/QC 手順
活動量	
事業実施後（燃料転換後）の都市ガスボイラーにおける燃料使用量	都市ガスメータでの計測値を採用 ボイラ室月報、ガス事業者からの検針票もしくは請求書より集計する。
単位発熱量	
都市ガスの単位発熱量	総合エネルギー統計エネルギー別標準発熱量表にて確認する。
排出係数	
石炭の炭素排出係数	総合エネルギー統計エネルギー別標準発熱量表及び炭素排出係数にて確認する。
A重油の炭素排出係数	総合エネルギー統計エネルギー別標準発熱量表及び炭素排出係数にて確認する
C重油の炭素排出係数	総合エネルギー統計エネルギー別標準発熱量表及び炭素排出係数にて確認する
都市ガスの炭素排出係数	総合エネルギー統計エネルギー別標準発熱量表及び炭素排出係数にて確認する

7 排出削減量の計算

7.1 事業実施後排出量

活動量	単位発熱量	排出係数	CO ₂ 排出量
3,032 (千 m ³ N)	44.8 (GJ/千 m ³ N)	0.01359 (t-C/GJ)	6,768.6 (t-CO ₂ /年)
EMPj			6,768.6 (t-CO ₂ /年)

実施後の都市ガス使用量

$$\begin{aligned}
 F_{fuel,Pj} [\text{Nm}^3/\text{年}] &= (1,586 + 1,446) \text{ 千 Nm}^3 \\
 &= 3,032 \text{ 千 Nm}^3
 \end{aligned}$$

$$EM_{Pj} = F_{fuel,Pj} \cdot HV_{fuel,Pj} \cdot CF_{fuel,Pj} \cdot \frac{44}{12}$$

EM_{Pj} [t-CO₂/年] : 事業実施後排出量

$F_{fuel,Pj}$ [m³N/年] : 事業実施後（燃料転換後）の燃料使用量

$HV_{fuel,Pj}$ [GJ/m³N] : 事業実施後（燃料転換後）の単位発熱量

$CF_{fuel,Pj}$ [t-C/GJ] : 事業実施後（燃料転換後）の単位発熱量あたりの炭素排出係数

本事業においては、以下の値を採用する。

$$F_{fuel,i,Pj} = 3,032 \text{ [千 m}^3\text{N]}$$

$$HV_{fuel,Pj} = 44.8 \text{ [GJ/千 m}^3\text{N]}$$

$$CF_{fuel,Pj} = 0.01359 \text{ [t-C/GJ]}$$

よって、事業実施後排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned}
 EM_{Pj} &= 3,032 \times 44.8 \times 0.01359 \times \frac{44}{12} \\
 &= 6,768.6 [\text{t} - \text{CO}_2]
 \end{aligned}$$

7.2 ベースライン排出量

活動量	単位発熱量	排出係数	CO ₂ 排出量
2,667 (t) 石炭 (蒸気用)	25.7 (GJ/t)	0.02471 (t-C/GJ)	6209.9 (t-CO ₂)
323 (kl) C 重油(蒸気用)	41.9 (GJ/kl)	0.01954 (t-C/GJ)	970.3 (t-CO ₂)
1,524 (kl) C 重油(熱媒用)	41.9 (GJ/kl)	0.01954 (t-C/GJ)	4573.6 (t-CO ₂)
9 (kl) A 重油 (蒸気用)	39.1 (GJ/kl)	0.01890 (t-C/GJ)	25.6 (t-CO ₂)
EM _{BL}			11,779.4 (t-CO ₂)

蒸気発生用ボイラーでの事業実施後のベースラインエネルギー使用量

	石炭転換分	C 重油転換分	A 重油転換分	合計
エネルギー使用比率	81.73 %	17.76 %	0.51 %	100 %
都市ガス使用量	1296.2 千 Nm ³	281.7 千 Nm ³	8.1 千 Nm ³	1,586 千 Nm ³

①蒸気発生用石炭ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$$Q_{fuel, BL} = \sum_{i=1}^i \left(F_{fuel, Pj} \cdot HV_{fuel, Pj} \cdot \varepsilon_{Pj} \cdot \frac{1}{\varepsilon_{BL}} \right)$$

$Q_{fuel, BL}$ [GJ/年] : 蒸気発生用石炭ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$F_{fuel, Pj}$ [単位/年] : 事業実施後 (燃料転換後) の都市ガス使用量

$HV_{fuel, Pj}$ [GJ/単位] : 事業実施後 (燃料転換後) の都市ガスの単位発熱量

ε_{Pj} [%] : 事業実施後 (燃料転換後) のボイラー効率

ε_{BL} [%] : 事業実施前 (燃料転換前) のボイラー効率

本事業では、以下の値を採用する。

$$F_{fuel, Pj} = 1296.2 [\text{千 m}^3\text{N}]$$

$$HV_{fuel, Pj} = 44.8 [\text{GJ/千 m}^3\text{N}]$$

$$\varepsilon_{Pj} = 91.0 [\%] \text{ (都市ガスボイラー)}$$

$$\varepsilon_{BL} = 77.1 [\%] \text{ (石炭ボイラー)}$$

よって、蒸気発生用石炭ボイラーを継続して使用したと仮定した際のベースラインエネルギー使用量は下記の通り算出される。

$$Q_{fuel, BL} = 1296.2 \times 44.8 \times 91.0 \times \frac{1}{77.1}$$

$$= 68,539 [GJ]$$

蒸気発生用石炭ボイラーにおけるベースライン排出量は、

$$EM_{BL} = Q_{fuel, BL} \cdot CF_{fuel, BL} \cdot \frac{44}{12}$$

EM_{BL} [t-CO₂] : 蒸気発生用石炭ボイラーにおけるベースライン排出量

$Q_{fuel, BL}$ [GJ] : ベースラインエネルギー使用量

$CF_{fuel, BL}$ [t-C/GJ] : 事業実施前（燃料転換前）燃料の単位発熱量あたりの炭素排出係数

本事業においては、以下の値を採用する。

$$Q_{fuel, BL} = 68,539 [GJ]$$

$$CF_{fuel, BL} = 0.02471 [t-C/GJ] \text{ (燃料種：石炭(輸入一般炭))}$$

よって、ベースライン排出量は下記の通り算出される。

$$EM_{BL} = 68,539 \times 0.02471 \times \frac{44}{12}$$

$$= 6209.9 [t - CO_2]$$

$$\text{石炭使用量} = 68,539 \div 25.7$$

$$= 2,667 \text{ t}$$

②蒸気発生用C重油ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$$Q_{fuel, BL} = \sum_{i=1}^i \left(F_{fuel, Pj} \cdot HV_{fuel, Pj} \cdot \varepsilon_{Pj} \cdot \frac{1}{\varepsilon_{BL}} \right)$$

$Q_{fuel, BL}$ [GJ] : 蒸気発生用C重油ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$F_{fuel, Pj}$ [単位] : 事業実施後（燃料転換後）の都市ガス使用量

$HV_{fuel, Pj}$ [GJ/単位] : 事業実施後（燃料転換後）の都市ガスの単位発熱量

ε_{Pj} [%] : 事業実施後（燃料転換後）のボイラー効率

$\varepsilon_{, BL}$ [%] : 事業実施前（燃料転換前）のボイラー効率

本事業では、以下の値を採用する。

$$\begin{aligned}F_{fuel,Pj} &= 281.7 \text{ [千 m}^3\text{N]} \\HV_{fuel,Pj} &= 44.8 \text{ [GJ/千 m}^3\text{N]} \\ \varepsilon_{Pj} &= 91.0 \text{ [%] (都市ガスボイラー)} \\ \varepsilon_{BL} &= 84.8 \text{ [%] (C重油ボイラー)}\end{aligned}$$

よって、蒸気発生用C重油ボイラーを継続して使用したと仮定した際のベースラインエネルギー使用量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned}Q_{fuel,BL} &= 281.7 \times 44.8 \times 91.0 \times \frac{1}{84.8} \\ &= 13,543 \text{ [GJ]}\end{aligned}$$

蒸気発生用C重油ボイラーにおけるベースライン排出量は、

$$EM_{BL} = Q_{fuel,BL} \cdot CF_{fuel,BL} \cdot \frac{44}{12}$$

EM_{BL} [t-CO₂] : 蒸気発生用C重油ボイラーにおけるベースライン排出量

$Q_{fuel,BL}$ [GJ] : ベースラインエネルギー使用量

$CF_{fuel,BL}$ [t-C/GJ] : 事業実施前（燃料転換前）燃料の単位発熱量あたりの炭素排出係数

本事業においては、以下の値を採用する。

$$\begin{aligned}Q_{fuel,BL} &= 13,543 \text{ [GJ]} \\ CF_{fuel} &= 0.01954 \text{ [t-C/GJ] (燃料種：C重油)}\end{aligned}$$

よって、ベースライン排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned}EM_{BL} &= 13,543 \times 0.01954 \times \frac{44}{12} \\ &= 970.3 \text{ [t - CO}_2\text{]}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{C重油使用量} &= 13,543 \div 41.9 \\ &= 323 \text{ kL}\end{aligned}$$

③蒸気発生用 A 重油ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$$Q_{fuel, BL} = \sum_{i=1}^i \left(F_{fuel, Pj} \cdot HV_{fuel, Pj} \cdot \varepsilon_{Pj} \cdot \frac{1}{\varepsilon_{BL}} \right)$$

$Q_{fuel, BL}$ [GJ] : 蒸気発生用 A 重油ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$F_{fuel, Pj}$ [単位] : 事業実施後（燃料転換後）の都市ガス使用量

$HV_{fuel, Pj}$ [GJ/単位] : 事業実施後（燃料転換後）の都市ガスの単位発熱量

ε_{Pj} [%] : 事業実施後（燃料転換後）のボイラー効率

ε_{BL} [%] : 事業実施前（燃料転換前）のボイラー効率

本事業では、以下の値を採用する。

$$F_{fuel, Pj} = 8.1 \text{ [千 m}^3\text{N]}$$

$$HV_{fuel, Pj} = 44.8 \text{ [GJ/千 m}^3\text{N]}$$

$$\varepsilon_{Pj} = 91.0 \text{ [%] (都市ガスボイラー)}$$

$$\varepsilon_{BL} = 89.2 \text{ [%] (A重油ボイラー)}$$

よって、蒸気発生用 A 重油ボイラーを継続して使用したと仮定した際のベースラインエネルギー使用量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} Q_{fuel, BL} &= 8.1 \times 44.8 \times 91.0 \times \frac{1}{89.2} \\ &= 370 \text{ [GJ]} \end{aligned}$$

蒸気発生用 A 重油ボイラーにおけるベースライン排出量は、

$$EM_{BL} = Q_{fuel, BL} \cdot CF_{fuel, BL} \cdot \frac{44}{12}$$

EM_{BL} [t-CO₂] : 蒸気発生用 A 重油ボイラーにおけるベースライン排出量

$Q_{fuel, BL}$ [GJ] : ベースラインエネルギー使用量

$CF_{fuel, BL}$ [t-C/GJ] : 事業実施前（燃料転換前）燃料の単位発熱量あたりの炭素排出係数

本事業においては、以下の値を採用する。

$$Q_{fuel, BL} = 370 \text{ [GJ]}$$

$$CF_{fuel, BL} = 0.01890 \text{ [t-C/GJ] (燃料種: A重油)}$$

よって、ベースライン排出量は下記の通り算出される。

$$EM_{BL} = 370 \times 0.01890 \times \frac{44}{12}$$

$$= 25.6[t-CO_2/\text{年}]$$

A 重油使用量 = 370 ÷ 39.1
= 9kL

④熱媒用ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量

$$Q_{fuel, BL} = \sum_{i=1}^i \left(F_{fuel, Pj} \cdot HV_{fuel, Pj} \cdot \varepsilon_{Pj} \cdot \frac{1}{\varepsilon_{BL}} \right)$$

- $Q_{fuel, BL}$ [GJ/年] : 熱媒用ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量
 $F_{fuel, Pj}$ [単位/年] : 事業実施後（燃料転換後）の都市ガス使用量
 $HV_{fuel, Pj}$ [GJ/単位] : 事業実施後（燃料転換後）の都市ガスの単位発熱量
 ε_{Pj} [%] : 事業実施後（燃料転換後）のボイラー効率
 ε_{BL} [%] : 事業実施前（燃料転換前）のボイラー効率

本事業では、以下の値を採用する。

$F_{fuel, Pj}$ = 1,446 [千 m³N]
 $HV_{fuel, Pj}$ = 44.8 [GJ/千 m³N]
 ε_{Pj} = 74.3 [%]
 ε_{BL} = 75.4 [%]

よって、熱媒用ボイラーにおけるベースラインエネルギー使用量は下記の通り算出される。

$$Q_{fuel, BL} = 1,446 \times 44.8 \times 74.3 \times \frac{1}{75.4}$$

$$= 63,836[GJ]$$

熱媒用ボイラーにおけるベースライン排出量は、

$$EM_{BL} = Q_{fuel, BL} \cdot CF_{fuel, BL} \cdot \frac{44}{12}$$

- EM_{BL} [t-CO₂] : 熱媒用ボイラーにおけるベースライン排出量
 $Q_{fuel, BL}$ [GJ] : ベースラインエネルギー使用量
 $CF_{fuel, BL}$ [t-C/GJ] : 事業実施前(C重油)の単位発熱量あたりの炭素排出係数

本事業においては、以下の値を採用する。

$$Q_{fuel, BL} = 63,836 \text{ [GJ]}$$

$$CF_{fuel, BL} = 0.01954 \text{ [t-C/GJ]}$$

よって、ベースライン排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} EM_{BL} &= 63,836 \times 0.01954 \times \frac{44}{12} \\ &= 4,573.6 \text{ [t-CO}_2\text{]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{C重油使用量(熱媒用)} &= 63,836 \div 41.9 \\ &= 1,524 \text{ kL} \end{aligned}$$

7.3 リークージ排出量

活動量	単位発熱量	排出係数	CO2 排出量
537,435 (kWh) [LE ₁]	—	0.0915 (t-C/千 kWh)	180.3 (t-CO ₂)
160,262 (kWh) [LE ₂]	—	0.0915 (t-C/千 kWh)	53.8 (t-CO ₂)
572,426 (kWh) [LE ₃]	—	0.0915 (t-C/千 kWh)	−192.0 (t-CO ₂)
148,200 (kWh) [LE ₄]	—	0.0915 (t-C/千 kWh)	−49.7 (t-CO ₂)
109,867 (kWh) [LE ₅]	—	0.0915 (t-C/千 kWh)	−36.9 (t-CO ₂)
LE			−44 (t-CO ₂)

本事業を実施した場合に、本事業に起因して生じる計測可能な温室効果ガス排出量は、下記のもものが挙げられる。

- ①蒸気タービン発電設備の廃止により新たに外部から供給される電力由来の二酸化炭素排出量 (LE₁)
- ②都市ガスボイラーの新設により必要となる電力由来の二酸化炭素排出量 (LE₂)
- ③石炭流動床ボイラーの廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量 (LE₃)
- ④C重油ボイラーの廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量 (LE₄)
- ⑤排煙脱硫装置の廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量 (LE₅)

上記のうち、①・②は排出が増加するものであり、③～⑤は排出が削減されるものである。

①～④については事業実施前の石炭流動床ボイラーおよびC重油ボイラーと事業実施後の都市ガスボイラーの出口蒸気条件が同じであることから、蒸気発生量あたりの単位電力消費量に事業実施後の蒸気発生量を乗じてベースライン電力消費量とする。

①蒸気タービン発電設備の廃止により新たに外部から供給される電力由来の二酸化炭素排出量

本事業の実施に伴い、実施前は蒸気タービンにより発電されていた電力を外部からの購入電力により代替する必要があるため、このベースライン発電量による温室効果ガス排出量を実施後のリーケージ排出量として算定する。

$$P_{Pj} = (h_{in} - h_{out}) \cdot Q_{steam,1,Pj} \cdot \frac{\eta_1}{100} \cdot \frac{\eta_2}{100} \cdot \frac{\eta_3}{100} \cdot \frac{1,000}{3,600}$$

P_{Pj} [kWh/年] : 事業実施後の蒸気タービンにおける発電量

h_{in} [kJ/kg] : 蒸気タービン入口のエンタルピー

h_{out} [kJ/kg] : 蒸気タービン出口のエンタルピー

$Q_{steam,1,Pj}$ [t/年] : 事業実施後の低圧蒸気（予想）使用量

η_1 [%] : 蒸気タービンの内部効率

η_2 [%] : 蒸気タービンの機械効率

η_3 [%] : 発電機効率

本事業計画においては、以下の値を採用する。

$$h_{in} = 2,915 \text{ [kJ/kg]} (= 696.44 \text{ [kcal/kg]})$$

$$h_{out} = 2,783 \text{ [kJ/kg]} (= 664.76 \text{ [kcal/kg]})$$

$$Q_{steam,1,Pj} = 22,224 \text{ [t]} \text{ (低圧蒸気使用量)}$$

$$\eta_1 = 70.1 \text{ [%]}$$

$$\eta_2 = 97.8 \text{ [%]}$$

$$\eta_3 = 96.2 \text{ [%]}$$

よって、ベースライン発電量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} P_{Pj} &= (2,915 - 2,783) \times 22,224 \times \frac{70.1}{100} \times \frac{97.8}{100} \times \frac{96.2}{100} \times \frac{1,000}{3,600} \\ &= 537,435 \text{ [kWh]} \end{aligned}$$

このベースライン発電量から、リーケージ排出量を算出する。

$$LE_1 = \frac{P_{Pj}}{1,000} \cdot CF_{electricity} \cdot \frac{44}{12}$$

LE_1 [t-CO₂] : 蒸気タービン発電設備の廃止により新たに外部から供給される電力由来の二酸化炭素排出量

P_{Pj} [kWh] : 事業実施後の（予想）増加電力量（蒸気タービン発電機の廃止分）

$CF_{electricity}$ [t-C/kWh] : 電力の炭素排出係数

本事業計画においては、以下の値を採用する。

$$P_{Pj} = 537,435 \text{ [kWh]}$$

$$CF_{electricity} = 0.0915 \text{ [t-C/千 kWh]}$$

よって、排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} LE_1 &= \frac{537,435}{1,000} \times 0.0915 \times \frac{44}{12} \\ &= 180.3[t - CO_2] \end{aligned}$$

②都市ガスボイラーの新設により必要となる電力由来の二酸化炭素排出量

$$LE_2 = \frac{R_{gas,Pj}}{1,000} \cdot T_{Pj} \cdot CF_{electricity} \cdot \frac{44}{12}$$

LE_2 [t-CO₂] : 都市ガスボイラーの新設により必要となる電力由来の二酸化炭素排出量

$R_{gas,Pj}$ [kW] : 事業実施後の設備電力

T_{Pj} [h] : 事業実施後の都市ガスボイラー(複数台)の延べ稼働時間

$CF_{electricity}$ [t-C/kWh] : 電力の炭素排出係数

本事業計画においては、以下の値を採用する。

$$R_{gas,Pj} = 22.7 \text{ [kW]} \text{ (カタログ記載の設備電力)}$$

$$T_{Pj} = 7,060 \text{ [h]} \text{ (蒸気発生量 (2009年度実績値) 23,376 t、実際蒸発量 3.311t/h (都市ガスボイラー仕様書より))}$$

$$CF_{electricity} = 0.0915 \text{ [t-C/千 kWh]}$$

よって、排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} LE_2 &= \frac{22.7}{1,000} \times 7,060 \times 0.0915 \times \frac{44}{12} \\ &= 53.8[t - CO_2] \end{aligned}$$

③ 石炭流動床ボイラーの廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量

$$LE_3 = R_{coal,BL} \cdot Q_{steam,3,Pj} \cdot CF_{electricity} \cdot \frac{44}{12}$$

LE_3 [t-CO₂] : 石炭流動床ボイラーの廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量

$R_{coal,BL}$ [kWh/t] : 事業実施前の石炭流動床ボイラーでの蒸気発生量あたりの単位電力消費量

$Q_{steam,3,Pj}$ [t] : 事業実施後の高圧蒸気（予想）発生量（石炭流動床ボイラー転換分）

$CF_{electricity}$ [t-C/kWh] : 電力の炭素排出係数

本事業計画においては、以下の値を採用する。

$$R_{coal,BL} = 0.0291 \text{ [千 kWh/t]}$$

(2007 年度実績値 蒸気発生量 96,255t、電力使用量 2,798 千 kWh)

$$Q_{steam,3,Pj} = 19,671 \text{ [t]}$$

(石炭流動床ボイラー転換分 (2009 年度高圧蒸気発生量 23,376 t の 84.15%))

$$CF_{electricity} = 0.0915 \text{ [t-C/千 kWh]}$$

よって、排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} LE_3 &= 0.0291 \times 19,671 \times 0.0915 \times \frac{44}{12} \\ &= 192.0 \text{ [t - CO}_2\text{]} \end{aligned}$$

④ C 重油ボイラーの廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量

$$LE_4 = R_{oil,BL} \cdot Q_{steam,4,Pj} \cdot CF_{electricity} \cdot \frac{44}{12}$$

LE_4 [t-CO₂] : C 重油ボイラーの廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量

$R_{oil,BL}$ [kWh/t] : 事業実施前の C 重油ボイラーでの蒸気発生量あたりの単位電力消費量

$Q_{steam,4,Pj}$ [t] : 事業実施後の高圧蒸気発生量（C 重油ボイラー転換分）

$CF_{electricity}$ [t-C/kWh] : 電力の炭素排出係数

本事業計画においては、以下の値を採用する。

$$R_{oil,BL} = 0.0400 \text{ [千 kWh/t]}$$

(2007 年度実績値 蒸気発生量 18,130t、電力使用量 725 千 kWh)

$$Q_{steam,4,Pj} = 3,705 \text{ [t]}$$

(C重油転換分(2009 年度高圧蒸気発生量 23,376 t の 15.85%))

$$CF_{electricity} = 0.0915 \text{ [t-C/千 kWh]}$$

よって、排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} LE_4 &= 0.0400 \times 3,705 \times 0.0915 \times \frac{44}{12} \\ &= 49.7[t - CO_2] \end{aligned}$$

⑤排煙脱硫装置の廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量

$$LE_5 = R_{de-SOx,BL} \cdot Q_{steam,3,Pj} \cdot CF_{electricity} \cdot \frac{44}{12}$$

LE_5 [t-CO₂] : 排煙脱硫装置の廃止により削減される電力由来の二酸化炭素排出量

$R_{de-SOx,BL}$ [kWh/t] : 事業実施前の排煙脱硫装置での蒸気発生量あたりの単位電力消費量

$Q_{steam,5,Pj}$ [t/年] : 事業実施後の高圧蒸気発生量 (石炭流動床ボイラー+C重油ボイラー転換分、2009 年度蒸気発生量)

$CF_{electricity}$ [t-C/kWh] : 電力の炭素排出係数

本事業計画においては、以下の値を採用する。

$$R_{de-SOx,BL} = 0.0047 \text{ [千 kWh/t]}$$

(2007 年度実績値 蒸気発生量 114,385t、電力使用量 536 千 kWh)

$$Q_{steam,5,Pj} = 23,376 \text{ [t]}$$

$$CF_{electricity} = 0.0915 \text{ [t-C/千 kWh]}$$

よって、排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} LE_5 &= 0.0047 \times 23,376 \times 0.0915 \times \frac{44}{12} \\ &= 36.9[t - CO_2] \end{aligned}$$

リーケージ排出量の算定結果

①～⑤より、リーケージ排出量は下記の通り算出される。

$$\begin{aligned} LE &= (LE_1 + LE_2) - (LE_3 + LE_4 + LE_5) \\ &= (180.3 + 53.8) - (192.0 + 49.7 + 36.9) \\ &= -44[t - CO_2 / \text{年}] \end{aligned}$$

よって、排出削減量の5%に満たない排出量であるため、本事業計画ではリーケージ排出量を考慮しないものとできることが確認された。

7.4 温室効果ガス排出削減量

項目	記号	
ベースライン排出量 (7.2)	EM_{BL}	11,779.4 (t-CO ₂)
事業実施後排出量 (7.1)	EM_{Pj}	6,768.6 (t-CO ₂)
リーケージ排出量 (7.3)	LE	0 (t-CO ₂)
温室効果ガス排出削減量	ER	5,010 (t-CO₂)

$$ER = EM_{BL} - (EM_{Pj} + LE)$$

ER [t-CO₂/年] : 排出削減量

EM_{BL} [t-CO₂/年] : ベースライン排出量

EM_{Pj} [t-CO₂/年] : 事業実施後排出量

LE [t-CO₂/年] : リーケージ排出量

本事業計画ではリーケージ排出量を考慮しないため、 $LE=0$ となる

$$\begin{aligned} ER &= 11,779.2 - (6,768.6 + 0) \\ &= 5,010[t - CO_2] \end{aligned}$$

8 省エネルギー量

原油換算		
ベースライン (①)	実績 (②)	ベースライン-実績 (①-②)
3774.0kl	3504.5 kl	269.5kl

(参考) 再生可能エネルギー利用量

原油換算 (実績)