

天然ガスパイプラインの費用・便益の 試算について

2016年6月

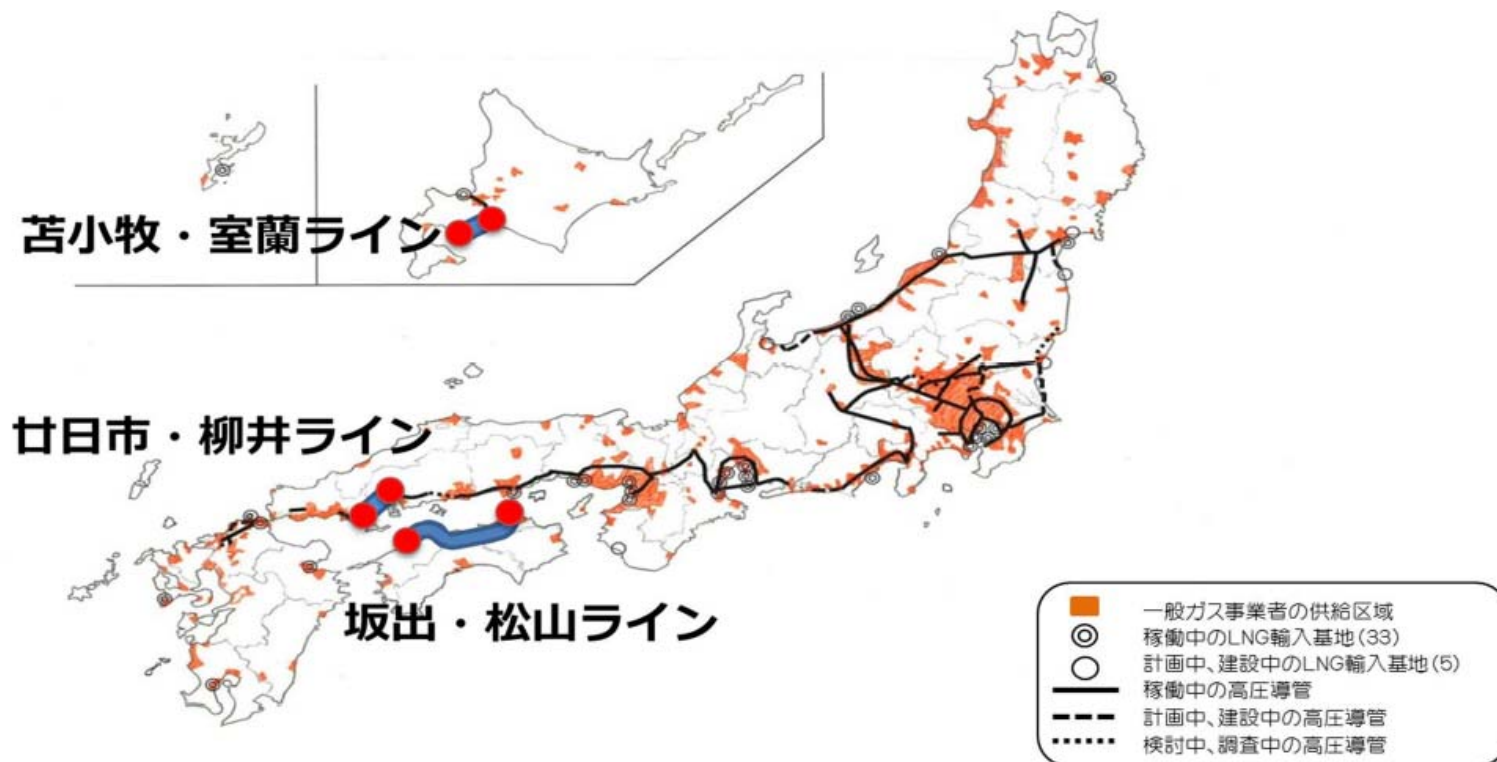
株式会社 三菱総合研究所

 株式会社三菱総合研究所

分析対象とする需要ルート（天然ガスの利用を向上させるための導管）の概要

【第32回ガスシステム改革小委員会事務局提出資料より抜粋】

- エネルギー消費統計調査や石油等消費動態統計調査を用いて、石油系燃料から天然ガスへの燃料転換に係る相当程度の産業需要があると考えられるにもかかわらず、ガス導管が整備されていない地域を調査したところ、以下のラインが導管延長当たりの需要の集積度が特に高いという結果を得た。
- このため、産業需要に対応するためのガス導管としては、まずは、以下のルートについて費用便益分析を行うこととしてはどうか。
- なお、これらのルートは、単に費用便益分析を行うモデルルートとして御提案しているものであり、少なくとも現時点においては、整備すべき具体的なルートとしての御提案ではない点に留意が必要である。

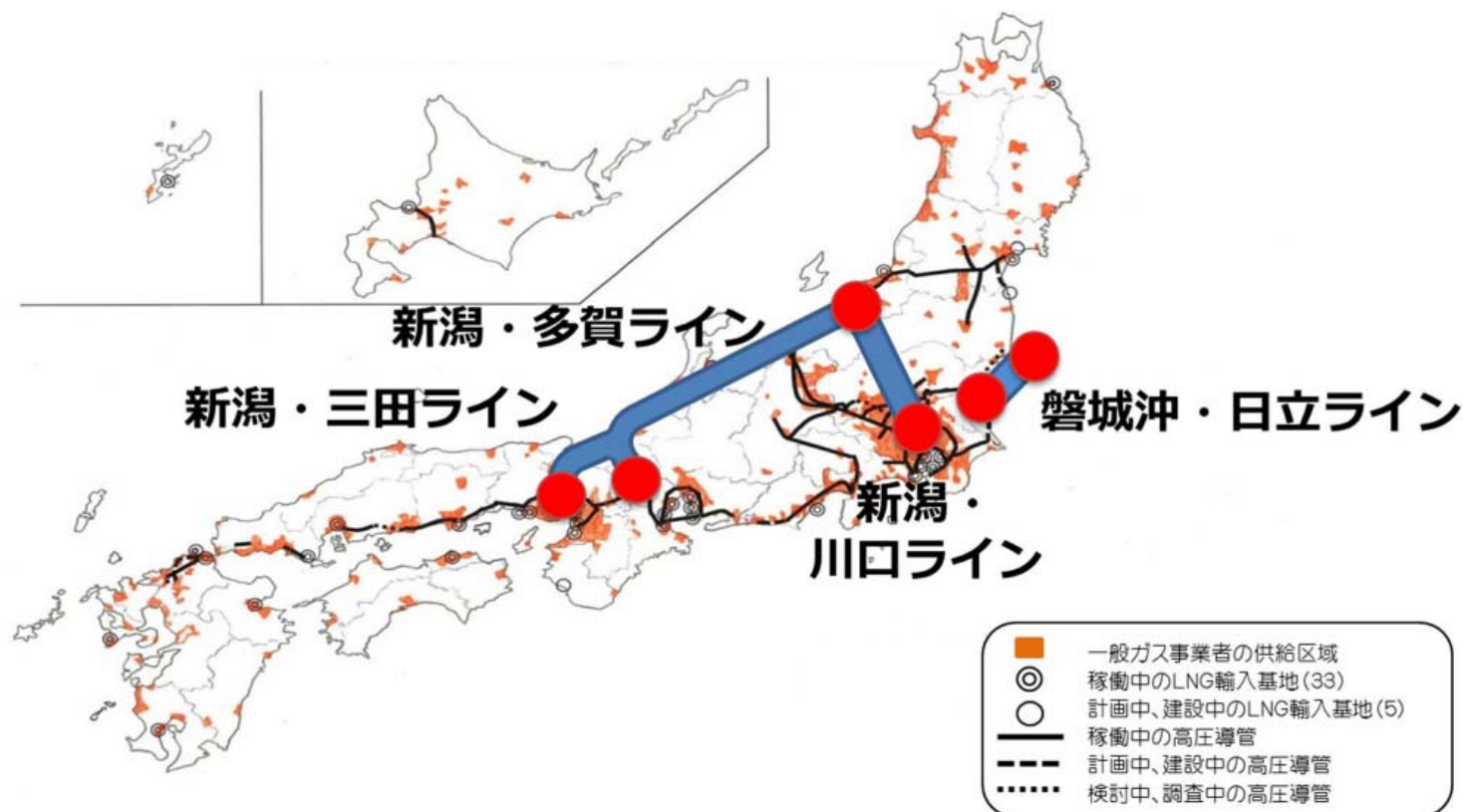


出典：第32回ガスシステム改革小委員会事務局提出資料「小売全面自由化の詳細制度設計等について」平成28年5月24日（経済産業省）

分析対象とする地下貯蔵ルート（地下貯蔵施設を十分に活用するための導管）の概要

【第32回ガスシステム改革小委員会事務局提出資料より抜粋】

- 新潟県の地下貯蔵施設と大規模都市圏とを結ぶルートである①新潟－川口ルート、②新潟－多賀ルート、③新潟－三田ルートをモデルケースとしてはどうか。
- また、既に生産は終了しているものの、首都圏に比較的近く、かつ、相当程度の貯蔵能力を有している④磐城沖ガス田と日立とを結ぶガス導管についても併せてモデルケースとしてはどうか。
- なお、これらのルートは、単に費用便益分析を行うモデルルートとして御提案しているものであり、少なくとも現時点においては、整備すべき具体的なルートとしての御提案ではない点に留意が必要である。



出典：第32回ガスシステム改革小委員会事務局提出資料「小売全面自由化の詳細制度設計等について」平成28年5月24日（経済産業省）

便益試算の枠組み ①需要ルート

- 需要ルートについては、平成24年度委託事業「広域天然ガスパイプライン整備に関する費用便益分析の検討等」（弊社受託）において検討された手法を元に、有識者ヒアリングも踏まえて計算を行った（具体的な計算式・使用データ等は、上記委託事業における「天然ガス幹線パイプライン整備事業の評価に資する費用便益分析等に関する基本的な考え方（案）」参照）。

便益項目	裨益する主体	便益の内容
(1) ガス市場における価格・需要変化に伴う需要家及び供給者便益	供給者	【ガス輸送コストの削減】 輸送手段をタンクローリーからパイプラインに切り替えて供給コストが削減されることにより得られる便益 【ガス事業者の販売量増大】 供給コスト減少に伴う料金水準低減により、ガス販売量増から得られる利益の増加による便益
	需要家	【エネルギー調達コスト削減】 供給コスト低下に伴う料金水準低下により、ガス需要家のエネルギーコストが低下する便益
(2) 第三者便益	環境改善便益（世界全体）	【温室効果ガス（CO₂）排出量の減少】 天然ガス利用により温室効果ガス（CO ₂ ）排出量が削減される便益
	石油関連 税収の変化 （日本政府）	【石油からの税収変化】 石油関連税収が減少する便益（負の便益）

※ 1 パイプラインの建設費はエンジニアリング会社の協力を得て算出。

※ 2 プロジェクトライフは30年（ガス事業託送供給約款料金算定規則による）、社会的割引率は4%（国土交通省のガイドラインによる）と想定。

便益試算の枠組み ②地下貯蔵ルート

- 地下貯蔵ルートについては、有識者ヒアリング、事業者ヒアリングを踏まえ、「季節間LNG調達コスト値差」及び「設備の効率的活用によるコスト減」を便益計測対象とした。
- なお、他にも「調達LNGの年度をまたいだ運用」等の便益項目が考えられるが、分析に必要なデータ整備や定式化等の検討を限られた時間の中で行うことが非常に難しいことから、今回の試算では検討対象外とした。

便益項目	裨益する主体	計測の考え方	計測式
(1) 季節間LNG調達コスト値差	供給者	過去の時系列のLNG価格データより、排出期間と排出期間以外の価格差に需要変動対応量を乗じるにより計測	$\{ (\text{排出期間における平均LNG輸入価格}) - (\text{排出期間以外における平均LNG輸入価格}) \} \times \text{季節間需要変動対応量}$
(2) 設備の効率的活用によるコスト減	供給者	LNG基地の規模縮小（削減）、気化器の稼動コスト減、LNG船の運用効率化（季節間の稼動平準化）等について事業者ヒアリングにより把握・検討	$\begin{aligned} &<\text{設備増設の回避コスト}> \\ &(\text{増設が回避されるLNGタンクの容量}) \times (\text{LNGタンクの容量あたりの建設費}) \\ &<\text{設備更新の回避コスト}> \\ &(\text{建設から50年程度が経過したLNGタンク容量}) \times (\text{更新が回避される割合}) \times (\text{LNGタンクの容量あたりの建設費}) \end{aligned}$

※ 1 プロジェクトライフは30年（地下貯蔵施設もパイプラインと同様の想定とする）、社会的割引率は4%と想定。

地下貯蔵ルート便益試算における主な前提条件

便益項目の試算における前提条件として、事業者ヒアリング等を踏まえ、下記を想定する。

便益項目		前提条件項目	考え方
供給者便益	(1) 季節間LNG調達コスト値差	月別平均LNG輸入価格	JKMより、月別平均価格として、震災後の期間について月別平均値を算出。
		排出期間	月毎のネットワーク需要のうち、ネットワーク需要の年間平均値を越える期間（月）を事業者毎に算出（平成26年度事業者資料より作成）。
		季節間需要変動対応量	月毎のネットワーク需要のうち、ネットワーク需要の年間平均値を越える需要分の年間合計を、事業者毎（東京ガス、東邦ガス、大阪ガス）に算出。また、過去のネットワーク需要の伸びをプロジェクト期間中の季節間需要変動対応量に加味（平成26年度事業者資料より作成）。
	(2) 設備の効率的活用によるコスト減	設備増設の回避コスト	地下貯蔵施設活用により、今後予定されているLNGタンク増設計画が不要となることによる回避コスト。増設コスト（20万kl規模のタンク1基あたりの増設費用）は、ガスシステム改革小委資料(第11回)より。
		設備更新の回避コスト	地下貯蔵施設活用により、既存LNGタンクの設備更新が行われないことによる回避コスト。 ガス3社の既存LNG設備の設置時期と現在の総容量に対する内訳を用いて推計。 各ガス会社のLNGタンク総容量、稼動開始期間別の割合：各社ヒアリング結果 設備更新時期：設置時期より50年後を仮定 更新コスト：増設コストと同様と仮定 ※設備更新時期が来た設備については、すべて更新が回避されると仮定する。ただし、設備が更新されない割合の上限値は、これまで最大需要値を想定して保有していたタンク容量について、平均需要値まで需要平準化した際の容量まで（ $(1 - (\text{年間平均需要量}) / (\text{月別需要量ピーク}))$ ）と考える。

地下貯蔵ルート試算における費用の考え方

費用項目	前提条件項目	考え方
パイプライン 関係コスト	建設費	エンジニアリング会社にて、次の考え方に基づき試算した。 【ガス流量】 - 各社の季節間需要変動対応量は、月毎のネットワーク需要のうち、ネットワーク需要の年間平均値を越える需要分の年間合計を、事業者毎（東京ガス、東邦ガス、大阪ガス）に算出。また、過去のネットワーク需要の伸びをプロジェクト期間中の季節間需要変動対応量に加味（平成26年度事業者資料より作成）。 - 地下貯蔵ルートにて沿線需要が燃料転換産業需要の50%を担うものとし、①新潟～川口140千m³/h、②新潟～三田150千m³/h、③新潟～多賀140千m³/h、④磐城沖～日立25千m³/hとした。 【口径】 - 上記ガス流量に基づく必要な口径について、ルート①～③は900Aとした。 - ルート④は、磐城沖～樺葉（海底部）を450A、樺葉～日立（地上部）を600Aとした。 ※上記を踏まえ、工法別の建設単価に延長距離を乗じ、ブースターステーション等の費用を加えて、建設費用を算出。ルート④磐城沖海底PLについては、海外の海底PL敷設事例に対する我が国での施工コスト増分を考慮したコスト評価を行った。
	操業費	株式会社三菱総合研究所「平成24年度 天然ガス高度利用基盤調査（広域天然ガスパイプライン整備に関する費用便益分析の検討等）報告書」における想定値を使用。
地下貯蔵施設 関係コスト	建設費	東京ガス株式会社「平成24年度 産業・エネルギー基盤強靱性確保調査事業（ガス事業基盤の強靱性確保に関する調査）③地下貯蔵施設 報告書」（H26.3）から「緊急時対応」を除いた場合の地下貯蔵施設（ルート①②③：東新潟、ルート④：磐城沖）の建設コストについて、事業者ヒアリングを踏まえ、次の考え方に基づき算出した。 【坑井コスト】 - 緊急時対応を除くことによる排出レート減少により、必要坑井数が低減した場合のコストを評価した。 【クッションガスコスト】 - アジア/世界エネルギーアウトLOOK2015（エネルギー経済研究所）に基づき、2020年時点のJLC価格見通しを用いて補正した。 【その他のコスト】 - プラットフォーム、圧縮機設備、CO₂処理、土地代等の費用項目については、東京ガス株式会社「平成24年度 産業・エネルギー基盤強靱性確保調査事業（ガス事業基盤の強靱性確保に関する調査）③地下貯蔵施設 報告書」（H26.3）における想定値をそのまま用いた。
	操業費	東京ガス株式会社「平成24年度 産業・エネルギー基盤強靱性確保調査事業（ガス事業基盤の強靱性確保に関する調査）③地下貯蔵施設 報告書」（H26.3）における想定値（平常時）を使用。

費用便益試算結果の概要 ①需要ルート

- 需要ルートにおける便益と費用の試算結果を示す。
- 「(2) 第三者便益」がマイナスとなっているが、これは石油関連税収の変化がマイナスとなっているためである。
- 各ルートとも、ここで計算した便益項目以外にも、「新規工場やLNG火力発電所の立地誘致に伴う生産波及効果」「緊急時のセキュリティ向上効果」等の効果を有すると考えられるため、ここで挙げた便益がすべての効果を表現するものではないことに留意する必要がある（なお、その他に考えられる効果項目については、「天然ガス幹線パイプライン整備事業の評価に資する費用便益分析等に関する基本的な考え方（案）」p.13を参照のこと）。
- ルート沿線の石油系燃料から天然ガスへの燃料転換ポテンシャルについて、「転換率を50%」という仮定を置いた結果である。

（単位：百万円）

ルート名		便益項目	便益(30年間累計、 現在価値化後)	費用(30年間累計、 現在価値化後) 【建設費・維持管理費 合計】
ルート1	苫小牧－ 室蘭	(1)ガス市場における価格・需要変化に伴う需要家及び 供給者便益	33,659	21,325
		(2)第三者便益(環境改善便益、石油関連税収の変化)	-917	
		合計	32,742	
ルート2	廿日市－ 柳井	(1)ガス市場における価格・需要変化に伴う需要家及び 供給者便益	49,735	67,303
		(2)第三者便益(環境改善便益、石油関連税収の変化)	-1,355	
		合計	48,380	
ルート3	坂出－松 山	(1)ガス市場における価格・需要変化に伴う需要家及び 供給者便益	81,195	105,760
		(2)第三者便益(環境改善便益、石油関連税収の変化)	-2,198	
		合計	78,997	

費用便益試算結果の概要 ②地下貯蔵ルート

- 地下貯蔵ルートにおける便益と費用の試算結果を示す。
- 各ルートとも、ここで計算した便益項目以外にも、「調達LNGの年度をまたいだ運用」、「緊急時対応力強化、調達ポジション強化等、安定供給に資する効果」、「ルート沿線の新規需要への対応」等の効果を有すると考えられるため、ここで挙げた便益がすべての効果を表現するものではないことに留意する必要がある。

(単位：百万円)

ルート名		便益項目	便益(30年間累計、現在価値化後)	費用項目	費用(30年間累計、現在価値化後)
ルート1	新潟ー川口ライン	(1) 季節間LNG調達コスト差	148,524	(1) パイプライン建設費・維持管理費	365,437
		(2) 設備の効率的活用によるコスト減	86,294	(2) 地下貯蔵施設建設費・維持管理費 (うちクッションガス除く費用)	333,154 134,933
		合計	234,818	合計	698,591
ルート2	新潟・三田ライン	(1) 季節間LNG調達コスト差	62,717	(1) パイプライン建設費・維持管理費	658,745
		(2) 設備の効率的活用によるコスト減	37,040	(2) 地下貯蔵施設建設費・維持管理費 (うちクッションガス除く費用)	333,154 134,933
		合計	99,757	合計	991,899
ルート3	新潟・多賀ライン	(1) 季節間LNG調達コスト差	94,663	(1) パイプライン建設費・維持管理費	524,726
		(2) 設備の効率的活用によるコスト減	48,839	(2) 地下貯蔵施設建設費・維持管理費 (うちクッションガス除く費用)	333,154 134,933
		合計	143,502	合計	857,880
ルート4	磐城沖・日立ライン	(1) 季節間LNG調達コスト差	148,524	(1) パイプライン建設費・維持管理費	132,735
		(2) 設備の効率的活用によるコスト減	86,294	(2) 地下貯蔵施設建設費・維持管理費 (うちクッションガス除く費用)	239,510 117,528
		合計	234,818	合計	372,245

試算結果を踏まえた考察

- 「需要ルート」については、「燃料転換率を50%と想定」、「パイプラインに連結されると非連結に比べて価格が下がる（価格の低下率については、現状の連結事業者と非連結事業者の平均値を想定）」等の強い仮定を置いている。また、「地下貯蔵ルート」についても「将来的にスポット取引が可能な市場が十分に整備される（市場の厚みが十分になる）」「ガス事業者が季節間の価格をにらみながら、リスクのある取引を実施することが可能になる」等の強い仮定を置いている。こうした強い仮定を置いた上での試算結果と理解する必要がある。
- 「需要ルート」、「地下貯蔵ルート」とともに、現在の便益計測手法は開発途上のものであり、今後も改善に向けた検討が必要である。
- 便益として定量化できない項目があるため、「便益」と「費用」は別に提示し、「費用便益比」は提示しなかった。
- 需要ルートについては、3ルート中、2ルートについては便益が費用を下回ったものの、残り1ルートでは便益が費用を上回った。地下貯蔵ルートについては、すべてのルートで便益が費用を下回っているものの、沿線の新規需要による便益は考慮しておらず、需要ルートの試算に示されたような便益上乘せが想定される。また、セキュリティ向上効果など定量評価できない便益について、その評価を加味する必要性がある。

【参考】地下貯蔵ルート便益算出のための計算式の詳細

便益オプション	計算式等
(1) 季節間LNG調達コスト値差	$\{ (\text{排出期間における平均LNG輸入価格}) - (\text{排出期間以外における平均LNG輸入価格}) \} \times \text{季節間需要変動対応量}$ ● 排出期間/排出期間以外における平均LNG輸入価格： - 月別平均LNG輸入価格を排出期間/排出期間以外で平均した価格 - 月別平均LNG輸入価格：震災後の2012年1月～2015年12月の期間の月別平均値（JKM）を使用 ● 排出期間： - 月毎のネットワーク需要のうち、ネットワーク需要の年間平均値を越える期間（月）を事業者毎に算出（平成26年度事業者資料より作成）。 ● 季節間需要変動対応量： - 月毎のネットワーク需要のうち、ネットワーク需要の年間平均値を越える需要分の年間合計を、事業者毎（東京ガス、東邦ガス、大阪ガス）に算出。また、過去のネットワーク需要の伸びをプロジェクト期間中の季節間需要変動対応量に加味（平成26年度事業者資料より作成）。 - 東京ガス：890百万m³/年（平均伸び率 2.07%） - 東邦ガス：219百万m³/年（平均伸び率 1.09%） - 大阪ガス：534百万m³/年（平均伸び率 0.14%）
(2) 設備の効率的活用によるコスト減	＜設備増設の回避コスト＞ （増設が回避されるLNGタンクの容量）×（LNGタンクの容量あたりの建設費） ＜設備更新の回避コスト＞ （建設から50年程度が経過したLNGタンク容量）×（更新が回避される割合）×（LNGタンクの容量あたりの建設費） ● 建設から50年程度が経過したLNGタンク容量 （各社のLNGタンク総容量）×（更新タイミングのタンク比率） －各ガス会社のLNGタンク総容量、稼動開始期間別の割合：各社ヒアリング結果 －更新タイミングのタンク比率：設置時期の50年後を想定 ● 更新が回避される割合：設備更新時期が来た設備については、すべて更新が回避されると仮定する。ただし、設備が更新されない割合の上限値はこれまで最大需要値を想定して保有していたタンク容量について、平均需要値まで需要平準化した際の容量まで （（1-（年間平均需要量）／（月別需要量ピーク）））と考える。本分析では過去の需要実績をもとに20%と設定。 ● LNGタンクの容量あたりの建設費 20万kL級（最大級）のLNGタンクの増設コストとして、200億円程度/基（ガスシステム改革小委資料(第11回)）より、10億円/万kLの値を用いる。