



総合資源エネルギー調査会
基本政策分科会

第30回ガスシステム改革小委員会資料

天然ガス地下貯蔵の現状と課題について

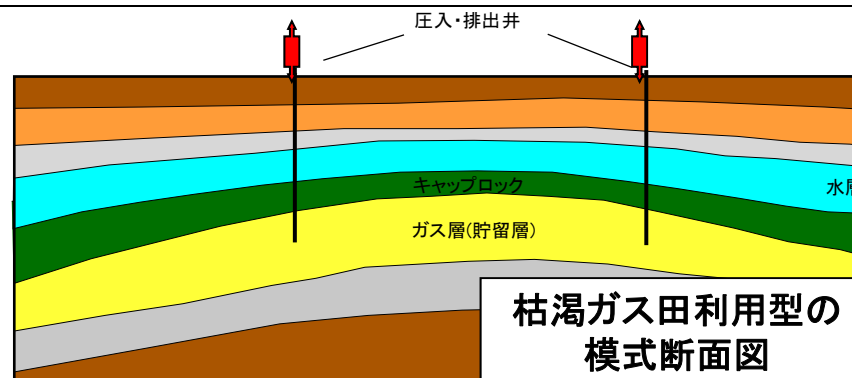
平成28年3月31日

石油資源開発株式会社

1. 天然ガス地下貯蔵の概念

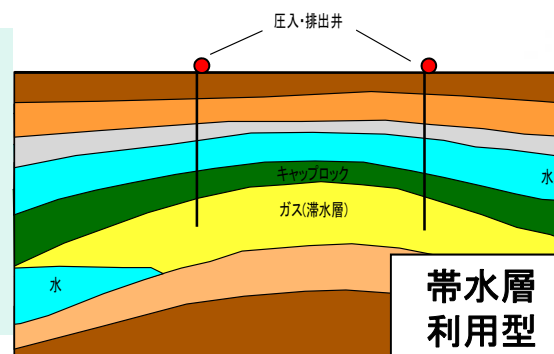
A. 枯渇油・ガス田

- ・油・ガスの集積構造(背斜構造等)と不浸透層(キャップロック)の存在
- ・ガスを昇圧して地層内に圧入
- ・再生産は、既存のネイティブガス及び圧入ガスの一部をクッション圧力として排出
- ・油・ガスの長年の集積で、貯蔵能力は実証済



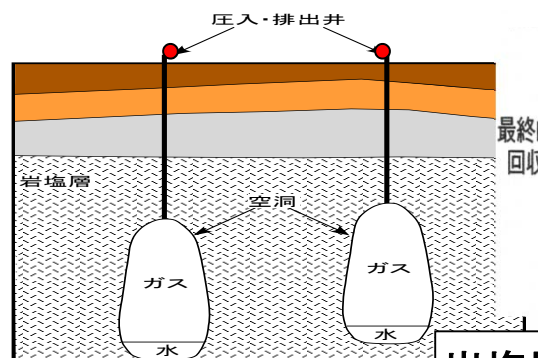
B. 滞水層

- ・良好な浸透性と不浸透層(キャップロック)の存在
- ・貯蔵ガスは、地層水を置換して圧入
- ・既存のネイティブガスに替わるクッションとしての圧入ガス量が必要
- ・貯蔵能力やガスの拡散の可能性の検証が必要



C. 岩塩層

- ・岩塩層への水の注入で、岩塩を溶かした空間にガスを圧入
- ・欧米に多くの実例が存在。
⇒対象となる岩塩層は、日本に無し



最終的には
回収可能

ネイティブガス
(生産残存ガス)

クッションガス
排出のエネルギー
となるガス

圧入ガス

ワーキングガス
定期的に入れ入れ
可能なガス

2. 日本の天然ガス地下貯蔵の現況

【目的】

- * 国産天然ガスの供給量の季節的、地理的、時間的な変動への対応（ピークシェービング）
⇒生産設備や天然ガスパイプライン等での、供給量と輸送量の制約の解消
- * 生産プラントの停止等に備え、一定量のガスを貯蔵

【操業実績】 * 全て枯渇ガス田の利用、初期ガス層の圧力以下で操業

昭和 44年4月	～INPEX	関原ガス田	(総貯蔵量 約2億m ³)
54年5月	～当社	片貝ガス田*	(" 約6億m ³)
60年1月	～J X	中条ガス田	(" 約2億m ³)
平成 元年1月	～当社	紫雲寺ガス田	(" 約2億m ³)
"	～当社	雲出ガス田*	(" 約2億m ³)

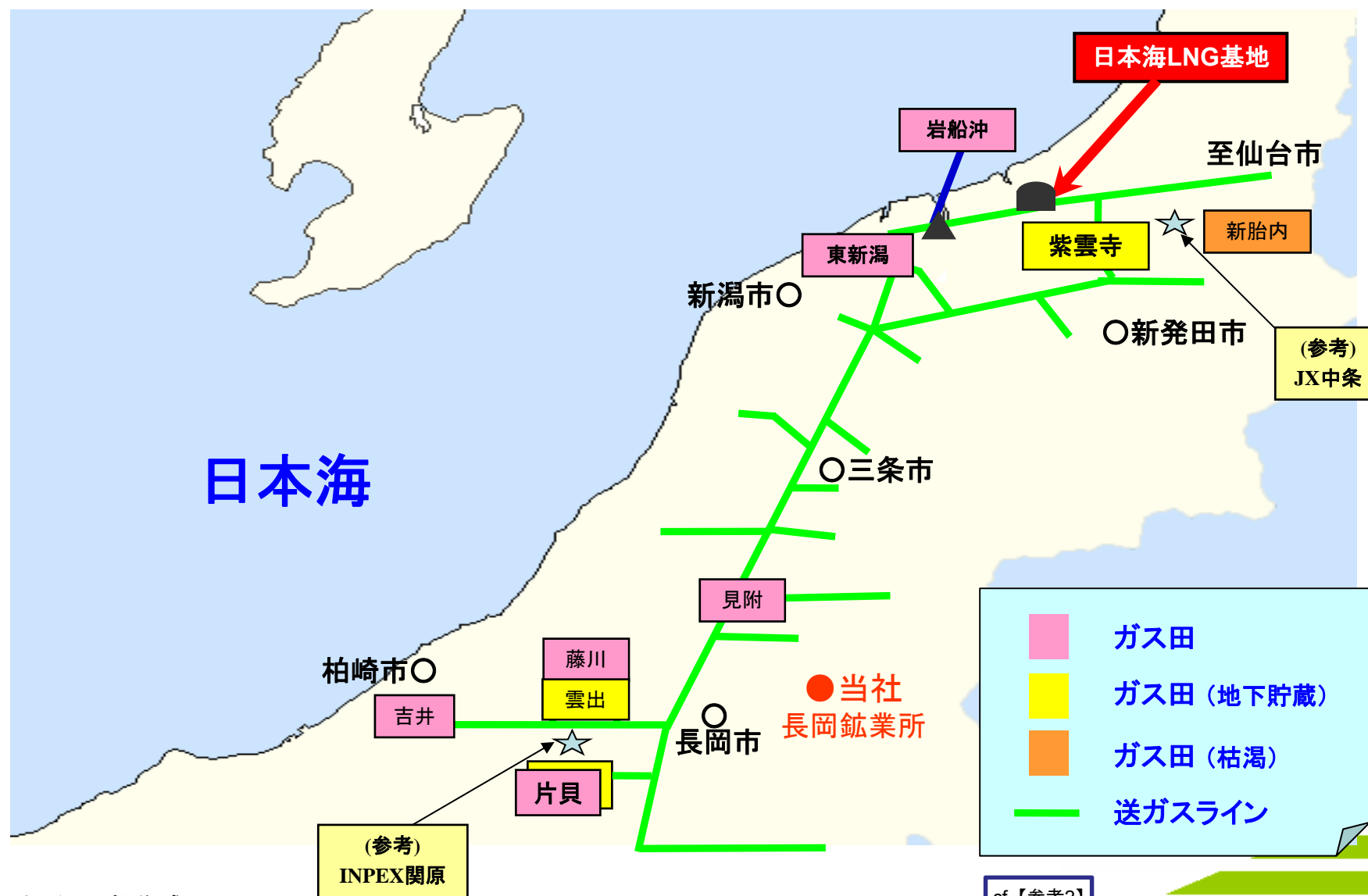
(LNG1t≒1300m³とすると、
2億m³ ≒ LNG15万t相当)

cf.【参考1】

※片貝ガス田では、H3年4月から圧入を停止し、地下貯蔵ガスを通期で再生産している。

※雲出ガス田では、H7年9月から圧入を停止し、地下貯蔵ガスを冬期の需要ピーク時に再生産している。

3. 紫雲寺ガス田と当社導管ネットワーク



出所：当社作成

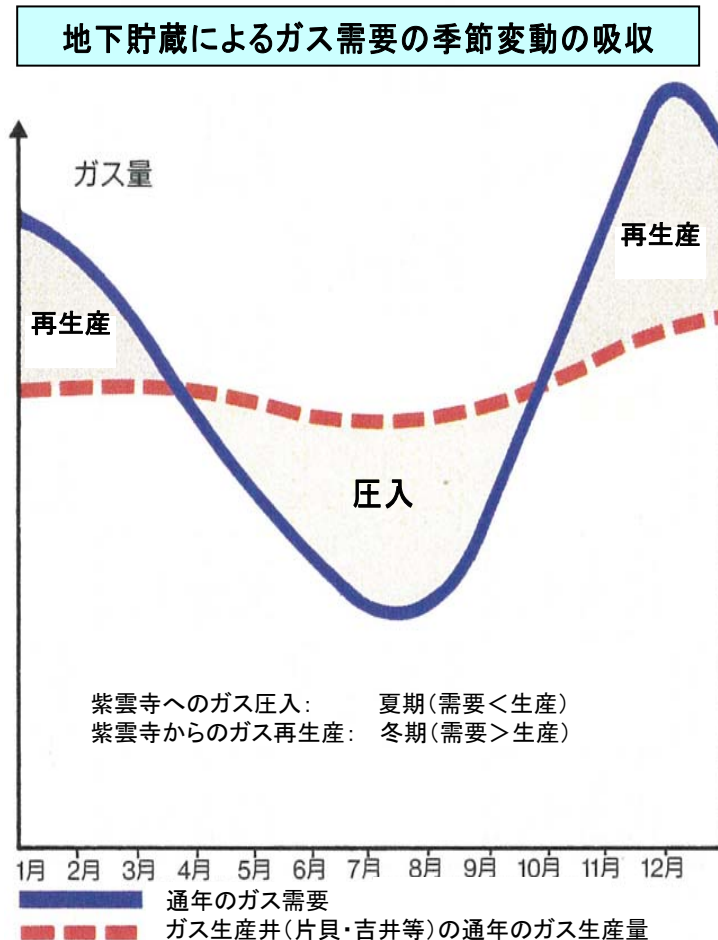
4. 紫雲寺ガス田の地下貯蔵の運用①

【地下貯蔵の目的】

- * ピークシェービングを目的とした地下貯蔵
- ・ピークシェービング: 需要量の季節変動を吸収し、生産設備やパイプライン等の利用効率を向上させること

【ピークシェービングのメリット】

- * 需要変動の影響を緩和したガス生産が可能
- ⇒ガス生産レートの安定により、ガス生産井の生産期間の長期化に資する
- * 生産能力の影響を緩和したガス供給が可能
- ⇒急激なガス需要変動にもガス供給量の調整が可能であり、地域への安定供給に資する



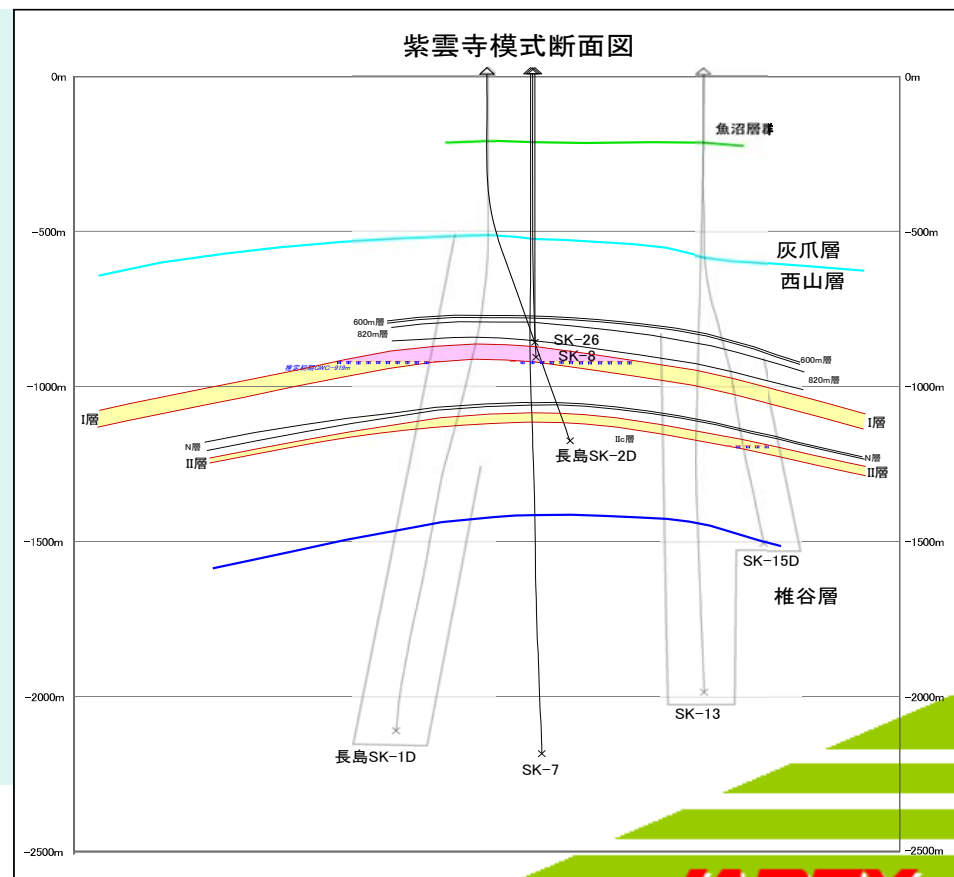
5. 紫雲寺ガス田の地下貯蔵の運用②

【紫雲寺ガス田】

- * 平成元年1月 紫雲寺ガス田での本格的な地下貯蔵の開始
- * 地下貯蔵(約900~1140m)は、27年間、長期間無事故での圧入・再生産を実施

【紫雲寺ガス田の操業】

- * 都市ガスの低需要期(4~11月)
 - ⇒ 新潟中越地域の国産ガス田のガス生産
 - 天然ガスパイプライン輸送
 - 日量最大40万m³を圧入、貯蔵
- * ピーク需要期の冬期(12月~3月)
 - ⇒ 日量最大60万m³を再生産
 - 天然ガスパイプライン輸送
 - 都市ガス事業者へ供給



6. 天然ガス地下貯蔵 現状と将来の可能性

【現状】

* 日本での天然ガス地下貯蔵は、国産天然ガスに限定(実績:3社5サイト) : 小規模

【将来の可能性】

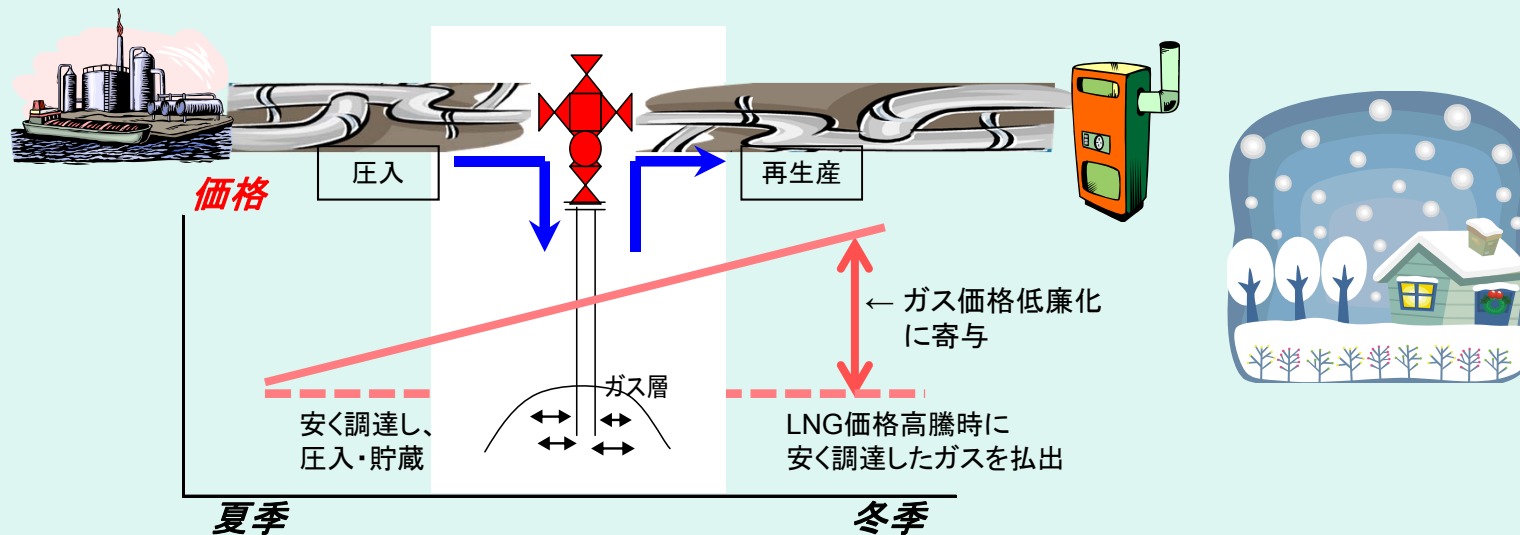
* 輸入LNG気化ガスを地下貯蔵することで在庫量(備蓄量)増強可能 (現状は約1ヶ月分 *)

- 天然ガスネットワークの連結による、災害時を含む安定供給の更なる向上
- 天然ガス需要の季節変動の吸収、地域間における供給融通性の確保
- LNG船の荒天待機(特に冬季)による供給不安定性の解消

(*)
 既存一次基地35カ所の貯槽能力: 820万t
 2015年LNG総輸入量: 8,505万t
 ⇒ 820万 / 8,505万 ≒ 9.65%
 ≒ 1.15ヵ月分相当

* 輸入LNG気化ガスの地下貯蔵による、ガス価格平準化

- 価格が安い時にLNGを調達、気化・圧入のうえ地下貯蔵し、価格高騰時に安い原価のガスを払い出すことでガス価格の低廉化に寄与する可能性(下図参照)



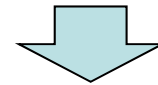
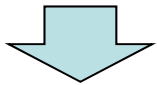
7. 天然ガス地下貯蔵 当社ガス田の将来活用イメージ例

【東新潟ガス田】*現在生産中

【岩船沖油ガス田】*現在生産中

【貯蔵能力】
約70億m3(≒LNG520万t)

【貯蔵能力】
約20億m3(≒LNG150万t)



標準的LNGタンク 約64基分

標準的LNGタンク 約19基分

※ 標準的LNGタンク18万kl ≒ 8万ton

(岩船沖油ガス田海上P/F)

(東新潟ガス田)



【海上P/Fの活用】

LNG外航船(リガス船)の併用で、海上での直接圧入・貯蔵の可能性も期待

(岩船沖油ガス田は、国内では現存する唯一の海洋油ガス田)



*リガス船(三菱重工技報より転載)



8. 天然ガス地下貯蔵 活用への課題(総括)

【地下貯蔵サイトに関する課題】

- * サイト候補となる構造的油ガス田は、北海道、秋田・山形・新潟県に偏在
- * 既存枯渇ガス田の貯蔵量は限定的。規模の大きな油ガス田は現在も生産中
- * 大消費地に近い帯水層のポテンシャルは期待し得るが、本格的な地質調査が必要

【ネットワーク整備に関する課題】

- * 大規模地下貯蔵の実施には相応の設備投資、コスト負担が必要
⇒ 既存ネットワークの設備能力では大消費地へのガス輸送は困難
- * LNG基地・地下貯蔵サイト・需要地の連結が必要
⇒ 既存は、新潟～関東・静岡、新潟～仙台・福島のみ



【法的整備に関する課題】

- * 大規模なLNG気化ガスの地下貯蔵には、現行鉱業法の適用が困難

9. 天然ガス地下貯蔵 コスト面の課題 ①

【地下貯蔵の初期コスト】

- * 坑井、圧縮機設備、アクセスパイプライン等の設備費が発生
- * 設備費に加え、クッションガス購入費も発生

表. 東新潟ガス田を地下貯蔵設備として活用した場合の建設費用の試算(億円)

坑井	圧縮機設備	その他	アクセス PL	設備費 計	土地	クッション ガス	初期投資 合計
1,068	183	171	34	1,456	12	2,665	4,133

《上記試算の前提条件》

- 3大消費圏の緊急時対応の設備を想定。3大消費圏の製造基地同時停止は発生しないと仮定し、各消費圏の1年間のバックアップに必要な地下貯蔵量とガス再生産能力の最大値に対応できる能力を備えた地下貯蔵設備の費用を試算。

cf.【参考3】

《設備スペック》

- 必要地下貯蔵量: 19.5億m³(≒LNG150万t)
- ガス再生産レート: 1,187千m³/h
- 坑井: 57本、50万m³/日・坑井(=1,187千m³/h)
- その他: ガス精製設備の費用
- アクセスパイプライン: 地下貯蔵設備の近傍(5km)に幹線パイプラインが敷設されているものと仮定し、当該幹線パイプラインと地下貯蔵設備を接続するパイプラインと定義。(東新潟ガス田を想定した場合、管径は600A)
- クッションガス価格: LNG価格*720\$/t=55.4円/m³(1\$=100円、LNG1t=1,300m³)
- クッションガス量: 東新潟ガス田の場合、約48億m³(≒LNG370万t)と試算

(*)H28.2月のLNG価格は47,764円/t(≒36.7円/m³)
(財務省貿易統計速報値)

10. 天然ガス地下貯蔵 コスト面の課題 ②

【地下貯蔵サイトを大消費圏と接続させるためのコスト】

- * 地下貯蔵設備の活用により大消費圏のガス需要への緊急時対応や、ピークシェービングとしての平時利用が考えられるものの、コストに係る以下の検討を要する
 - ◆ 新潟の既存導管ネットワークの設備容量では、大消費圏需要への対応は不可能であり、新たな設備投資が必要 cf.【参考4】
 - ◆ ガス田から大消費圏へ接続する高圧導管を新たに敷設する場合、地下貯蔵の利用目的が大消費圏の緊急時のバックアップに限られる場合には、平時に当該導管にガスが流れないこととなり、投資額*の回収可能性につき慎重な検討が必要

(*)第4回天然ガスシフト基盤整備専門委員会資料では、高圧導管ルート案の敷設工事費が下記のように試算されている

ルート	延長 (km)	管径 (A=mm)	最大流量 (千m3/h)	工事費 (億円)
Cルート (長岡－桶川)	251	750A	389	1,834
Dルート (長岡－彦根)	502	750A	455	3,060



copyright (C) 2012 Mitsubishi Research Institute, Inc.

出所：平成24年5月15日第4回天然ガスシフト基盤整備専門委員会資料6 株式会社三菱総合研究所様資料

【参考1】日本の天然ガス地下貯蔵施設

2011年12月1日時点

ガス田名	関原ガス田(Ⅲa層、Ⅲb層)	片貝ガス田(片貝1,000m層)	紫雲寺ガス田(Ⅰ層)	紫雲寺ガス田(Ⅱ層)	雲出ガス田(V層)	中条ガス田(D-4層)
鉱区所有者	国際石油開発帝石株 (旧 帝国石油株)	石油資源開発株	石油資源開発株	石油資源開発株	石油資源開発株	JX日鉱日石開発株
圧入目的	冬季時の需要増への対応 (ピークシェーピング ^注)	冬季需要対応	冬季時の需要増への対応 (ピークシェーピング)	冬季時の需要増への対応 (ピークシェーピング)	冬季需要対応	冬季時の需要増への対応 夏季の需要減への対応 (ピークシェーピング)
圧入開始年月	昭和44年4月	昭和54年5月	平成元年1月	平成元年1月	平成元年1月	昭和60年1月
総貯蔵量(億m ³)	2.07	6.0	2.18		2.27	2.0
ワーキングガス量 (億m ³) (定期的に出し入れ)	0.57	6.0	2.06		1.98	0.8
クッションガス量 (億m ³) (排出エネルギー)	1.50	0	0.12		0.29	1.2
現在の運用状況	・夏季不需要期に圧入、 冬季需要期に排出	・冬季ピーク時に排出 ・圧入停止中	・夏季不需要期に圧入、 冬季需要期に排出	・夏季不需要期に圧入、 冬季需要期に排出	・冬季ピーク時に排出 ・圧入停止中	・夏季、休日及び夜間の需要 が少ない時間帯に圧入 ・冬季、平日及び昼間の需要 が多い時間帯に排出

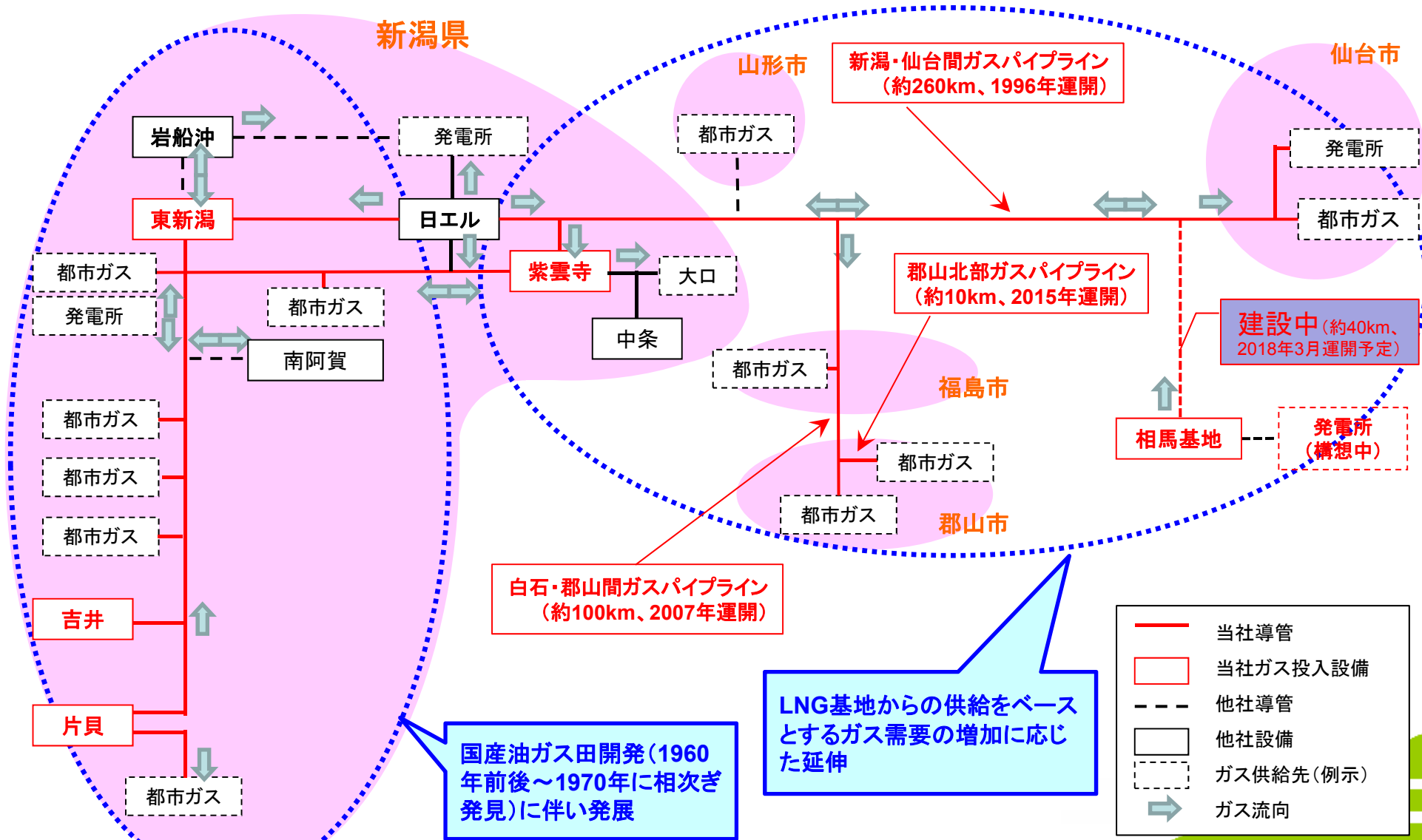
・ガス田の構造により、クッションガスの要否は異なる。

注) ガス需要時の時間的な又は季節的な変動の吸収による生産設備やパイプライン等の利用効率の向上を図る。

(出所) ガス市場整備課作成 - 59 -

出所: 平成24年1月17日第1回天然ガスシフト基盤整備専門委員会 資料6

【参考2】天然ガス供給ネットワーク概要新潟～仙台エリア



出所: 第28回ガスシステム改革小委員会 資料5 石油資源開発(株)提出資料



【参考3】天然ガス地下貯蔵の前提条件の詳細

表1. 前提とする基地停止ケースと供給不足能力

		東京ガス(株)	大阪ガス(株)	東邦ガス(株)
①	ピーク需要(千m ³ /h)	3,700	2,158	875
②	停止基地	袖ヶ浦工場 西・東地区	泉北第1工場・ 泉北第2工場 北・南地区	知多LNG共同基地・ 知多緑浜工場
③	停止後製造能力(千m ³ /h)	3,256	971	350
④	不足能力(千m ³ /h)(①－③)	444	1,187	525

表2. 上記基地が1年間停止した場合における地下貯蔵のバックアップ(必要貯蔵)量

	特徴	必要貯蔵量
東京ガス(株)	<ul style="list-style-type: none"> ピーク需要に対し供給能力不足が小さく、不足期間が冬期ピーク時間帯に限定(1~2月の平日、10時間/日未満) 	必要貯蔵量 = 不足能力 × 10h × 5日 × 8週 $444 \text{ 千m}^3/\text{h} \times 10 \times 5 \times 8 = \underline{1.8 \text{ 億m}^3}$
大阪ガス(株)	<ul style="list-style-type: none"> ピーク需要に対し供給能力不足が大きく、年間を通じ供給不足となる可能性 基地製造は定格運転(停止後の能力)、不足分を地下貯蔵施設から送出 	必要貯蔵量 = 年間総需要* - 停止後の年間基地製造可能量 $92.5 \text{ 億m}^3 - 971 \text{ 千m}^3/\text{h} \times 24 \times 365 = \underline{7.5 \text{ 億m}^3}$
東邦ガス(株)	同上	同上 $50 \text{ 億m}^3 - 350 \text{ 千m}^3/\text{h} \times 24 \times 365 = \underline{19.5 \text{ 億m}^3}$

(*)年間総需要量は下記の各社の中期計画数量(2020年)を使用。
 東京ガス(株): 220億m³、大阪ガス(株): 92.5億m³、東邦ガス(株): 50億m³

出所: 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)報告書

【参考4】新潟県内主要ガスPLスペック

区間	会社	管径 (A=mm)	圧力	距離	輸送能力 (千m ³ /h)
東新潟～仙台	JAPEX	500A	7MPa	260km	187.5
新潟～中条	JAPEX	250A	2.5MPa	35km	25
片貝～新潟	JAPEX	250A	3~6MPa	95km	40~80
吉井～長岡	JAPEX	350A	6.5MPa	30km	75
長岡～新潟	INPEX	150A	5MPa	65km	N/A
長岡～上越	INPEX	400A	7.5MPa	75km	N/A
上越～富山	INPEX	500A	7MPa	170km	N/A
上越～藤岡	INPEX	500A	7MPa	215km	N/A
上越～東京	INPEX	300A	5MPa	320km	N/A

出所：平成26年版天然ガス資料年報(天然ガス鉱業会)を基に当社作成