

# Erdgas aus der Arktis

Autor(en): **Hurd, L.G.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Schweizerische Bauzeitung**

Band (Jahr): **90 (1972)**

Heft 49

PDF erstellt am: **24.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-85376>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

## 9. Wirtschaftlichkeit

Nach Ausnützung von 70% der projektierten Produktionskapazität ist folgende Jahresrechnung (Fr.) zu erwarten:

Einnahmen aus Wärmeverkauf		2345000
Kapitalkosten (Verzinsung und Amortisation)	2300000	
Brennstoffkosten bei Verfeuerung von Leichtöl oder Erdgas	1145000	
(Verfeuerung von Schweröl)	(929000)	
Bezug von Wärme aus Kehricht- verbrennung	400000	
Unterhalt	175000	
Betrieb (Personal, Versicherungen usw.)	400000	
Zusammen	4420000	2345000

Bei Verfeuerung von Leichtöl oder Erdgas ist mit einem jährlichen Defizit von Fr. 2075000 zu rechnen. Bei Verfeuerung von Schweröl kann das Defizit auf den Betrag von jährlich Fr. 1859000 reduziert werden. Werden die Anlagen zu Lasten des ausserordentlichen Verkehrs erstellt und über den ordentlichen Verkehr amortisiert, so fallen die Kapitalkosten von der «Betriebsrechnung» weg. Dann kann in beiden Fällen mit einem Überschuss gerechnet werden, und zwar mit jährlich Fr. 225000 beziehungsweise Fr. 451000.

## Erdgas aus der Arktis

DK 662.767:621.643.23

Von L. G. Hurd<sup>1)</sup>

Die Arbeiten an den Studien über die Durchführbarkeit eines Erdgastransports aus Alaska in die Vereinigten Staaten und die damit verbundenen Untersuchungen, welche einen Gegenwert von über 12 Mio \$ darstellen und von sechs Firmen durchgeführt werden, sind bereits recht weit fortgeschritten.

Zwar sind die Studien noch nicht abgeschlossen, aber aus den bisher gewonnenen Erkenntnissen geht hervor, dass sich eine Pipeline grossen Durchmessers von den Küsten des arktischen Meeres durch beinahe zwei Drittel der Länge des amerikanischen Kontinents in die USA verwirklichen lässt. Mit anderen Worten: Es können sowohl die Engineering-, die wirtschaftlichen wie auch die ökologischen Probleme einer solchen Mammutleitung befriedigend gelöst werden.

Das Erdgas aus der Arktis wird in nächster Zukunft einen wesentlichen Teil des Bedarfs an Energie decken können. Zwar wird es teurer sein als dasjenige, das schon

<sup>1)</sup> Deutsche Bearbeitung eines Aufsatzes «Arctic Gas Supply» aus «American Gas Association Monthly» December 1971, S. 38—42, durch M. Stadelmann, Zürich.

L. Hurd ist Project Manager der Northwest Project Study Group, die die Aufgabe hat, für sechs Gasgesellschaften die technischen Probleme einer Gasfernleitung von Prudhoe-Bay in Alaska nach Emerson in der südöstlichen Ecke von Manitoba zu studieren. Diese Leitung soll arktisches Erdgas den Märkten des Ostens Nordamerikas bringen.

In Ottawa fand am 2. bis 4. Februar 1972 eine Tagung statt, die sich ausschliesslich mit den Problemen des Bauens von Rohrleitungen in arktischem Gebiet befasste. Die Tagungsbeiträge werden durch den National Research Council Kanadas veröffentlicht werden. Zum Preis von 5 Can. \$ wird die Veröffentlichung erhältlich sein bei: Ivan C. MacFarlane, Associate Committees' Secretariat, National Research Council, Ottawa, Ontario - K1A0R6, Kanada.

## 10. Die Beziehungen zu den kantonalen Anlagen

Der Kanton hat eine leistungsfähige Wärmetransportanlage von der Kehrichtverbrennung Hagenholz ins Hochschulquartier erstellt und bereits in Betrieb genommen. Ursprünglich war vorgesehen, auf dem städtischen Areal Hagenholz zusammen mit dem Kanton ein Fernheizkraftwerk zu errichten. Der Kanton stellte dann aber fest, dass die dortigen Platzverhältnisse für ihn auf lange Sicht nicht genügen und plant nun ein Fernheizkraftwerk Aubrugg im künftigen Nationalstrassendreieck auf dem Gebiet der Gemeinde Wallisellen, das er allein erstellen und betreiben will. Er hat jedoch der Stadt den Bezug von Wärme ab 1976 angeboten. Die Bilder 5 und 6 zeigen Grundriss und Schnitte durch das kantonale Werk Aubrugg.

Unter diesen Umständen war es für die Stadt naheliegend, auf dem eigenen Grundstück Hagenholz vorerst eine reine Heizzentrale so zu planen, dass ein erstes Heiznetz in Schwamendingen und Oerlikon versorgt werden kann. Im Zeitpunkt, wo das kantonale Werk seine Produktion aufnehmen soll, dürfte die Ausdehnung des städtischen Heiznetzes bereits so angewachsen sein, dass ein zusätzlicher Bezug von Wärme aus jener Produktionsstätte möglich wäre. Sollte dies aus irgendwelchen Gründen nicht durchführbar sein, so kann das Heizwerk der Stadt vergrössert werden. Die städtischen und die kantonalen Vorhaben stören einander somit in keiner Weise, und es zeichnet sich vielmehr die Möglichkeit einer engeren Zusammenarbeit für die Zukunft ab.

heute zur Verfügung steht, es wird aber mit importiertem, verflüssigtem Erdgas konkurrenzfähig sein.

Die American Gas Association gibt die sicheren Gasreserven in Prudhoe-Bay in Alaska mit 750 Mrd m<sup>3</sup> an. Das entspricht rund 11 % der sicheren Reserve der anderen 49 amerikanischen Staaten Ende 1971 oder 47 % der sicheren kanadischen Erdgasvorkommen. Die Erdgasfelder in Prudhoe-Bay sind zurzeit die einzigen nachgewiesenen Gasvorkommen in der Arktis. Auf Grund der geologischen Beurteilung der möglichen Erdgasvorkommen sind hier noch grössere Vorräte zu erwarten.

Das Alaska-Erdgas soll möglichst nahe an wirtschaftlich starke Zentren gebracht werden. Diese Zentren sollen genügenden Absatz im jetzigen Zeitpunkt versprechen wie auch ein grösseres Wirtschaftswachstum voraussehen lassen. Zusätzlich sollen diese Gebiete so liegen, dass nicht mit einer baldigen Konkurrenzierung durch verflüssigtes Erdgas aus Algerien zu rechnen ist. Eine weitere Voraussetzung ist das Vorhandensein unterirdischer Lagerungsmöglichkeiten, um die Leitung möglichst gleichmässig auslasten zu können. Die Midwest-Region der Vereinigten Staaten entspricht weitgehend diesen Anforderungen.

Die geplante Rohrleitung folgt der kürzesten möglichen Route: 4000 km Rohrleitung, Durchmesser 122 cm; Gesamtkompressorenleistung rund 2 Mio PS; Durchfluss rund 100 Mio m<sup>3</sup> täglich; Gesamtkosten rund 3 Billionen \$.

Obschon der Hauptanteil des durch diese Leitung zu transportierenden Gases in die Midwest-Region gelangt, haben diese Lieferungen günstige Auswirkungen auf die gesamte Energieversorgung der USA, weil die anderen Erdgaslieferanten sich dann vermehrt der Versorgung der übrigen Gebiete der USA zuwenden können. Entsprechende Vereinbarungen erhöhen die Wirtschaftlichkeit des Trans-

ports des Erdgases aus Alaska und gewährleisten dessen optimale Verwertung.

Der Transport durch Permafrostgebiete Alaskas stellte die Planer vor völlig neue Probleme. Es wurde vorgeschlagen, das Erdgas nach den Kompressoreinheiten zu kühlen, um damit sowohl in den arktischen wie in den subarktischen Zonen eine Wärmeabgabe der Rohrleitung in die umgebenden Permafrostgebiete zu vermeiden.

Um die Durchführbarkeit dieser Idee zu beweisen, wurde für 3,5 Mio \$ eine arktische Testleitung in Sans Sault, auf dem Westufer des Mackenzie-Rivers, errichtet, nahe dem Polarkreis, in den Northwest Territories von Alaska. Hier wurden fünf Abschnitte von je 150 m einer 122-cm-Leitung verlegt. Drei dieser Abschnitte liegen in Permafrostgebiet («kalte Schleife»); von den andern beiden Testabschnitten ist der eine unterirdisch in normalem Boden verlegt, der andere befindet sich teilweise über dem Boden. Komprimierte Luft – anstelle von Erdgas –, abgekühlt auf Temperaturen zwischen  $-17^{\circ}\text{C}$  und  $+1,1^{\circ}\text{C}$ , wurde in der «kalten Schleife» im Permafrostgebiet durch die Leitungen geschleust. Mit der anderen Schleife wurde die Wirkung von abwechselndem Durchfluss von heisser und kalter Luft geprüft, dazu wurde die Erwärmung des Erdgases, welche durch eine Kompressorstation verursacht wird, nachgeahmt. Die Testanlagen haben seit März 1971 gearbeitet, und die Ergebnisse sind ermutigend.

Umweltstudien, welche sowohl die Untersuchung des Tierlebens wie auch der Vegetation umfassten, sind weitere bedeutende Punkte des Programms. Dafür wurden rund 2 1/2 Mio \$ vorgesehen. Untersuchungen des Tierlebens sollen feststellen, ob der Bau oder der Betrieb der Pipeline Bereiche beeinflusst, aus welchen sich Tiere ernähren oder die sonstwie für die Erhaltung des Tierlebens von grosser Bedeutung sind. Im weitem soll versucht werden, die entstehenden Interessengegensätze auszugleichen.

Die Vegetationsstudien hatten den Zweck, Lösungen zu suchen, wie die Vegetation nach dem Bau der Leitung wieder in ihrer ursprünglichen Form hergestellt werden könnte. Dies ist notwendig, um eine Beeinträchtigung des Permafrostgebietes durch andere Wärmeverhältnisse zu vermeiden. Die Studien der Vegetation umfassten die Pflanzung von 18 verschiedenen Grassorten über den Testleitungen. Beispielsweise waren innerhalb sechs Wochen nach der Pflanzung einige der Grassorten bereits 30 cm hoch, dies dank der 24 h dauernden Besonnung des arktischen Sommers sowie entsprechender künstlicher Befeuchtung und Düngung.

Einige weitere wichtige Gebiete, die untersucht wurden, sind:

- Projektierungsstudien über die optimale Grösse der Leitungen sowie die Projektierung der Kompressor- und Kühlungsanlagen. Dazu kamen Untersuchungen über metallurgische Anforderungen, Korrosionsschutz, Fernwirkanlagen und verschiedene zusätzliche Erfordernisse. Für diese wichtigen Ingenieurarbeiten wurden 3,6 Mio \$ ausgegeben oder budgetiert, um so die bestmögliche Konstruktion der Leitung zu erhalten und möglichst zuverlässige Anlagen und Materialien zu finden.
- Genaue Vermessung der Oberfläche und Untersuchung des Untergrundes (Bohren von Testlöchern). Dafür wurden mehr als 1,3 Mio \$ ausgegeben. Ein Teil dieses Programms – das Geomet-Projekt – ist auch vom wissenschaftlichen Standpunkt aus interessant. Für dieses Projekt wurden besondere geometrische Instrumente entwickelt, welche eine dauernde Messung der Temperaturen an der Oberfläche der Erde wie auch im Untergrund bis zu Tiefen von 6 m und seitwärts bis 30 m erfassen. Diese Geräte wurden entlang den möglichen Trasseeführungen der Northern-Pipeline eingesetzt.
- Untersuchungen über Wirtschaftlichkeit und Finanzierung. Ausser den Finanzexperten der teilnehmenden Gesellschaften wurden drei bekannte Finanzierungsgesellschaften Kanadas und der Vereinigten Staaten zugezogen, um die notwendigen Finanzierungsmethoden auszuarbeiten und die leitungsbauenden Gesellschaften zu beraten.
- Da die zu projektierende Erdgasleitung das Gebiet mehrerer Staaten berührt, mussten Untersuchungen über die zwischenstaatliche Zusammenarbeit und über rechtliche Fragen angestellt werden. Damit war eine Gruppe von Rechtsanwälten beauftragt.

Der Zeitpunkt des Baubeginns und die Betriebsaufnahme der Alaska-Leitung hängt von einer Reihe verschiedener Faktoren ab. Es ist nicht wahrscheinlich, dass Erdgas von Prudhoe-Bay nach den USA strömen wird, bevor auch ein Transportsystem für das Alaska-Öl errichtet ist und im Ölfeld in Prudhoe-Bay durchgehend gefördert wird. Die Zeitpläne für den Bau der beiden Transportsysteme für Öl und Gas sind eng miteinander verknüpft. Der Bau der Gaspipeline wird rund zweieinhalb Jahre in Anspruch nehmen. Dazu kommt ein Jahr für die für die Bauarbeiten zu erstellende Infrastruktur. Es sind noch einige Verzögerungen zu erwarten, bis das Startzeichen für den Bau der Alaska-Leitung gegeben werden wird. Optimistische Voraussagen nennen 1977<sup>2)</sup> als Betriebsbeginn der Anlagen.

<sup>2)</sup> Über das Datum der Fertigstellung wie auch des Baubeginns ist eine Prognose noch sehr ungewiss. Es werden die verschiedensten Daten genannt.

## Neues in der Personalvorsorge

DK 368.372

Die konkreten Auswirkungen des am 1. Januar 1972 in Kraft getretenen neuen Arbeitsvertragsrechtes auf die Belange der Personalvorsorge sind noch nicht überall bekannt. Die Art. 331–331c OR regeln bereits im Hinblick auf das wahrscheinliche Obligatorium der betrieblichen Personalfürsorge gewisse Aspekte des Problems.

### 1. Freizügigkeit

- Das Gesetz unterscheidet zwischen Spareinrichtungen und Versicherungseinrichtungen
- Der Arbeitnehmer hat bei Austritt aus einer Spareinrichtung mindestens seine Beiträge *samt Zins*, bei Austritt aus einer Versicherungseinrichtung mindestens seine Beiträge

zugut, wobei Aufwendungen für eine Risikodeckung abgezogen werden können

- Wenn mindestens fünf Jahre Beiträge geleistet worden sind, hat der Arbeitnehmer zudem Anspruch auf einen angemessenen Teil der Arbeitgeberbeiträge (Spareinrichtung) bzw. des gesamten Deckungskapitals (Versicherungseinrichtung). Hat er selbst keine Beiträge geleistet, besteht ein Anspruch nur, wenn die Beiträge des Arbeitgebers verabredet waren
- Sind für 30 oder mehr Jahre Beiträge geleistet worden, umfasst sein Anspruch sein gesamtes Sparguthaben samt Zins bzw. das gesamte Deckungskapital.