



The Evaluation of the Optimal Model of the Gas Chain Financial Relationship

Mostafa Akbari^{a,*}  and Farhad Rahbar^a 

a. Faculty of Economics, University of Tehran, Tehran, Iran.

* Corresponding author.

Article Info	Abstract
Article Type: Research Article Article History: Received: 05 May 2025 Revised: 07 April 2026 Accepted: 17 April 2026 Published: 29 September 2026 Keywords: efficiency, financial relationship, gas value chain, government fiscal discipline. JEL Classification: H32, L52, L71, Q32, Q34, Q38.	This study aims to examine the optimal financial relationship model between the National Iranian Gas Company (NIGC) and the government. It begins by outlining the current financial relationship and the structure of the gas value chain, followed by an analysis of existing challenges. The study also reviews potential financial models and relevant financial instruments. Despite Iran ranking second globally in conventional natural gas reserves and third in natural gas production, the country has not utilized this natural resource efficiently. Energy intensity in Iran is significantly higher than the global average, and given that natural gas constitutes 70% of the national energy mix, it plays a major role in this inefficiency. Additionally, the existing gas supply-demand imbalance highlights the urgent need for policy reforms and improved efficiency. The current financial structure within the gas value chain suffers from ambiguities, inefficiencies, and structural weaknesses, leading to misallocation of resources and extensive subsidies throughout the chain. The financial relationship model is a key driver of stakeholder behavior, influencing policies and strategic decisions. To address these issues and promote more disciplined financial relations—while creating the groundwork for gas consumption optimization—three model options and six evaluation criteria were identified through a review of the literature and expert consultation. Using the Analytic Hierarchy Process (AHP), the options were scored and ultimately ranked to determine the most suitable financial model.

Cite to this paper: Akbari, M., & Rahbar, F. (2026). The Evaluation of the Optimal Model of the Gas Chain Financial Relationship. *Journal of Economic Research*, 61(3), 452-487.



©The Authors retain the copyright and full publishing rights.

Publisher: The University of Tehran Press.

DOI: <https://doi.org/10.22059/jte.2026.394474.1009003>

ارزیابی مدل بهینه رابطه مالی زنجیره گاز

مصطفی اکبری*^۱، فرهاد رهبر^۱

۱. دانشکده اقتصاد، دانشگاه تهران، تهران، ایران.

* نویسنده مسئول.

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: پژوهشی تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۱۵ تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۰۱/۱۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۱/۲۸ تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۷/۰۷ کلیدواژه‌ها: انضباط مالی دولت، بهره‌وری، رابطه مالی، زنجیره گاز. طبقه‌بندی JEL: H32, L52, L71, Q32, Q34, Q38.	در این پژوهش با هدف بررسی مدل بهینه رابطه مالی شرکت ملی گاز و دولت، ضمن تشریح وضعیت حاضر رابطه مالی، ساختار رابطه مالی زنجیره گاز و ارائه آسیب‌شناسی، مروری بر مدل‌های رابطه مالی ممکن و ابزارهای مالی انجام شده است. علی‌رغم اینکه کشور ایران از نظر ذخایر متعارف گاز طبیعی در رتبه دوم و از نظر تولید گاز طبیعی در رتبه سوم جهانی قرار دارد اما به شکل بهره‌ور از این منبع طبیعی بهره‌برداری نشده است؛ به نحوی که شاخص شدت انرژی در کشور به‌طور قابل توجهی بیشتر از میانگین جهانی بوده و گاز، با توجه به سهم ۷۰ درصدی‌اش در سبد انرژی کشور، تاثیر زیادی بر این شاخص دارد. همچنین، با در نظر گرفتن مشکل ناترازی گاز در کشور، نیاز به اتخاذ سیاست‌های بهینه‌سازی و افزایش بهره‌وری امری ضروری است. ساختار مبادلات مالی کنونی در زنجیره گاز با ابهامات، عملکردهای غیر بهینه و آسیب‌هایی مواجه است که باعث تخصیص ناکارآمد منابع و یارانه‌های کلان در طول زنجیره می‌شود. مدل روابط مالی به عنوان عامل انگیزه‌بخش ارکان و بازیگران اقتصادی، سیاست‌ها و تصمیمات اتخاذی را جهت می‌دهد. در همین راستا با توجه به الزام انضباطبخشی به رابطه مالی فعلی و همچنین ایجاد زمینه بهینه‌سازی مصرف گاز در کشور، پس از مرور ادبیات و احصا نظرات خبرگان سه گزینه و شش معیار جهت تعیین مدل بهینه رابطه مالی تعیین گردید. سپس با استفاده از روش کمی AHP، گزینه‌ها امتیاز دهی شده و در نهایت اولویت‌نهایی مشخص گردید.

استناد به مقاله: اکبری، مصطفی، و رهبر، فرهاد. (۱۴۰۵). ارزیابی مدل بهینه رابطه مالی زنجیره گاز. تحقیقات اقتصادی،

(۳)، ۴۵۲-۴۸۷.



© نویسندگان.

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

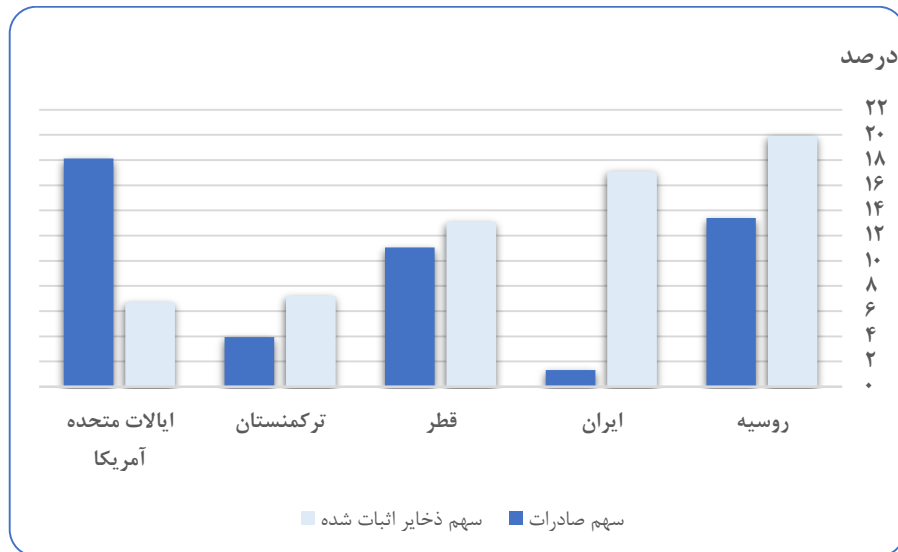
DOI: <https://doi.org/10.22059/jte.2026.394474.1009003>

مقدمه

بر اساس پیش‌بینی‌های مراکز معتبر بین‌المللی، گاز طبیعی به عنوان سوختی پاک، بالاترین رشد مصرف را در میان منابع سوخت‌های فسیلی در دو دهه آینده تجربه خواهد کرد (BP Energy Outlook, 2025). کشور ایران با ۳۲/۱ تریلیون مترمکعب ذخایر گاز باقیمانده سهمی معادل ۱۷/۱ درصد از کل ذخایر اثبات شده گاز جهان (۱۸۸ تریلیون مترمکعب) را در اختیار دارد که در رده دوم جهانی پس از کشور روسیه با ۳۷/۴ تریلیون مترمکعب و سهم ۱۹/۹ درصدی قرار گرفته است. کشورهای قطر، ترکمنستان و ایالات متحده نیز به ترتیب در رتبه‌های سوم تا پنجم قرار دارند (Energy Institute, 2025). ترکیب حامل‌های انرژی در تولید انرژی اولیه کشور عبارتند از ۲۷ درصد نفت خام، ۷۲ درصد گاز خام، و اندک مقدار باقی مانده سهم زغال‌سنگ، برق آبی، بادی، اتمی، خورشیدی و غیره است (ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۴۰۰). این ترکیب، نشان از اهمیت بسیار بالای گاز و سهم زیاد آن در تولید انرژی اولیه کشور است. نیاز روزافزون به گاز برای تامین انرژی، سوخت، مصارف صنعتی و هم‌منطور درآمد ارزی حاصل از فروش و صادرات برای سرمایه‌گذاری و سایر مصارف برای کشور حائز اهمیت است.

به لحاظ میزان تولید گاز طبیعی، کشور ایران با تولید گاز طبیعی معادل ۲۶۲/۹ میلیارد متر مکعب سالانه^۱ با سهم ۶/۴ درصد از کل تولید جهان در رده سوم پس از ایالات متحده با تولید ۱۰۳۳ میلیارد متر مکعب و سهم ۲۵ درصدی و کشور روسیه با تولید ۶۲۹/۹ میلیارد متر مکعب و سهم ۱۵/۳ درصدی از کل تولید گاز طبیعی جهان قرار دارد. کشورهای چین و قطر در رتبه‌های بعدی و به ترتیب چهارم و پنجم جهانی قرار دارند. از نظر مصرف گاز طبیعی، ایران با مصرف سالانه ۲۴۵/۴ میلیارد مترمکعب، در رتبه چهارم جهانی پس از ایالات متحده، روسیه و چین قرار دارد. سهم ایران از مصرف گاز جهانی معادل ۵/۹ درصد است (Energy Institute, 2025).

^۱ Bcm



شکل ۱. سهم از ذخایر و صادرات گاز طبیعی جهان

منبع: Energy Institute, 2025.

در حال حاضر، سهم ایران از بازار صادرات گاز جهانی تنها حدود ۳/۱ درصد است، در حالی که کشورهایی مانند روسیه و قطر که از نظر ذخایر نسبتاً با ایران همتراز هستند، به ترتیب سهم ۱۳ و ۱۱ درصدی از بازار صادرات گاز جهانی دارند (شکل ۱). صادرات و تجارت گاز به دلیل ویژگی‌های خاص خود، علاوه بر نفع اقتصادی، به عنوان ابزاری برای افزایش قدرت و نفوذ در حوزه دیپلماسی انرژی نیز برای کشور اهمیت زیادی دارد.

با توجه به ارزشمندی منابع خدادادی، ایران با اینکه از نظر ذخایر متعارف گاز طبیعی در رتبه دوم و از نظر تولید در رتبه سوم جهانی قرار دارد، به شکل بهینه‌ای از این منابع استفاده نکرده است. به‌طوری که شاخص شدت انرژی کشور بیش از دو برابر میانگین جهانی است (IEA, 2023). همچنین، به دلیل مصارف غیربهینه و اتلاف در زنجیره گاز، کشور با معضل ناترازی گاز طبیعی مواجه است و اتخاذ سیاست‌های بهینه‌سازی ضروری است. در نهایت، یکی از مسائل عمده در نسبت دولت با شرکت‌های بزرگ دولتی، از جمله شرکت ملی گاز ایران، نوع رابطه مالی این شرکت‌ها با دولت است. اصلاح این رابطه مالی ضمن انضباطبخشی مالی دولت، می‌تواند دینامیک‌های مثبتی در سطح حکمرانی کشور ایجاد کند که اثرات مثبت بلندمدتی به همراه خواهد

داشت. رابطه مالی مطلوب و بهینه شرکت ملی گاز باید مبنای قانونی تقسیم منافع حاصل را به گونه‌ای مشخص کند که هم درآمد دولت از منابع عمومی افزایش یابد و هم شرکت‌های تابعه وزارت نفت قادر به انجام وظایف و مأموریت‌های خود به عنوان شرکتی با رفتار بر مبنای سود تجاری، باشند. اگر این رابطه مالی به گونه‌ای مناسب تنظیم شود، می‌تواند زمینه‌ساز تأمین پایدار گاز برای مصارف داخلی و امنیت انرژی کشور، افزایش بهره‌وری و توسعه تجارت گاز باشد. با این حال، رابطه مالی فعلی زنجیره گاز ابهامات و بد عملکردی دارد به نحوی که موجب تخصیص ناکارآمد منابع و یارانه‌های پرداختی در طول زنجیره می‌گردد. بنابراین لازم است به منظور یکپارچگی منابع حاصل از بخش گاز و انضباط‌بخشی به رابطه مالی فعلی، این رابطه اصلاح گردد. علی‌رغم اهمیت راهبردی زنجیره گاز، فقدان یک مدل مطلوب برای رابطه مالی میان شرکت ملی گاز و دولت منجر به کاهش انگیزه سرمایه‌گذاری و بهره‌وری و بی‌انضباطی مالی شده است که خروجی آن در تشدید ناترازی گاز کشور نمود پیدا کرده است. خلأ اساسی در ادبیات موجود، عدم وجود یک ارزیابی کمی و چندمعیاره برای انتخاب ساختار بهینه این رابطه مالی است. از این رو، هدف اصلی این پژوهش، پاسخ به این پرسش است که "مدل بهینه رابطه مالی میان دولت و شرکت ملی گاز در راستای افزایش بهره‌وری زنجیره و افزایش انگیزه سرمایه‌گذاری کدام است؟" برای پاسخ به این سوال در این پژوهش گزینه ممکن مورد ارزیابی قرار می‌گیرند.

ساختار ادامه این مقاله به شرح زیر است: در بخش دوم، ضمن مرور مبانی نظری و پیشینه پژوهش، به تشریح وضعیت فعلی مبادلات مالی زنجیره گاز در ایران و آسیب‌شناسی آن پرداخته می‌شود. بخش سوم، روش‌شناسی تحقیق و نحوه پیاده‌سازی فرآیند تحلیل سلسله‌مراتبی (AHP) را معرفی می‌کند. در بخش چهارم، یافته‌های پژوهش شامل نتایج مقایسات زوجی و اولویت‌بندی مدل‌های جایگزین ارائه می‌گردد. در نهایت، بخش پنجم به نتیجه‌گیری و ارائه مدل پیشنهادی (مدل سودمحور) و بیان جزئیات آن اختصاص یافته است.

پیشینه پژوهش و وضعیت فعلی مبادلات مالی

مرور ادبیات

دولت‌های کشورهای تولیدکننده نفت و گاز هنگام طراحی چارچوب روابط مالی، با چالش‌های مهمی مواجه هستند تا دو هدف اساسی را تأمین کنند: اول، تضمین سهم منصفانه از درآمد برای خود و دوم، ایجاد انگیزه‌های کافی برای تشویق سرمایه‌گذاری. این دو هدف معمولاً در رقابت با یکدیگر هستند و ممکن است نتوانند به طور همزمان مکمل یکدیگر باشند (ناخل^۱، ۲۰۰۸).

یک رژیم مالی شامل مجموعه‌ای از شرایط است که تعیین می‌کند شرکت‌ها چقدر باید به عنوان مالیات و انواع دیگر پرداخت‌ها مانند حق امتیاز و سهام تولید به دولت بپردازند. یک رژیم مالی خوب طراحی شده همچنین سرمایه‌گذاران توانمند را جذب می‌کند، اکتشافات بیشتر منابع را ترویج می‌کند، هزینه‌های تولید را کنترل می‌کند و رقابت برای مجوزهای منابع ایجاد می‌کند که به نوبه خود باعث افزایش درآمد می‌شود. طراحی بهینه یک رژیم مالی به شرایط یک کشور و اهداف جمع‌آوری درآمد دولت بستگی دارد (منلی و پیتمن^۲، ۲۰۱۷).

دو رویکرد اصلی برای طراحی رژیم مالی برای صنایع استخراجی^۳ وجود دارد: طرح‌های قراردادی (از جمله اشتراک تولید یا قراردادهای خدمات)، و سیستم‌های مالیاتی/حقوقی با صدور مجوز مناطق. دومی در معادن تسلط دارد. برای نفت و گاز، هر دو مشترک هستند. و برخی از کشورها از ترکیبی از آن‌ها استفاده می‌کنند (کنترلی^۴، ۲۰۱۲).

به گفته جانستون و همکاران (۲۰۱۵) روابط تجاری بین شرکت‌های نفت و گاز بین المللی (IOC) و دولت‌ها از پویاترین روابط در جهان است. برخلاف سایر صنایع که برای ارائه کالاها و خدمات به دولت کارمزد دریافت می‌کنند، شرکت‌های نفت و گاز معمولاً از سهم درآمد، تولید، سود یا ترکیبی از این‌ها پاداش دریافت می‌کنند. دلیل اصلی چنین تفاوتی به دلیل خطرات مرتبط با

^۱ Nakhle

^۲ Manley and Pitman

^۳ Extractive Industries

^۴ Cottarelli

عملیات استخراج نفت و گاز است. رایج ترین ساختارهای تجاری در صنعت امروزه یا قراردادهای اشتراک تولید (PSC) یا سیستم های حق امتیاز/مالیات (R/Ts) هستند.

تقریباً نیمی از دولت های دنیا از اشتراک تولید و بقیه از حق امتیاز/مالیات استفاده می کنند. همیشه درباره کارآمدترین و مؤثرترین طراحی قرارداد از نقطه نظر مالی/اقتصادی بحث شده است. مدل تسهیم درآمد (RSC) مدلی است که معمولاً تولید ناخالص یا درآمد را بین دولت و شرکت تقسیم می کند. مدل تسهیم درآمد می تواند تا حدودی از دیدگاه مدیریتی و اداری دولت آسانتر باشد، اما الزاماً الزامات نظارت را حذف نخواهد کرد. مدل های مبتنی بر درآمد، سرمایه گذاری را کاهش می دهند. حدود ۹۵ درصد از دولت ها مدل هایی استفاده می کنند که اساساً مبتنی بر تقسیم سود است، صرف نظر از اینکه از سیستم حق امتیاز/مالیات یا سیستم اشتراک تولید استفاده می کنند یا خیر. مدل های تقسیم درآمد آزمایش شده و کنار گذاشته شده اند (جانستون و جانستون،^۱ ۲۰۱۵). یک مزیت کلیدی برای یک کشور تولیدکننده نفت و گاز، درآمد دولت است که ایجاد می شود. بنابراین بسیار مهم است که رژیم مالی به گونه ای طراحی شود که حداکثر درآمد را برای دولت تضمین کند و در عین حال انگیزه کافی را برای سرمایه گذاران برای انجام اکتشاف و توسعه فراهم کند. در تلاش برای دستیابی به این هدف، رژیم های مالی برای نفت و گاز به دلیل وجود رانت منابع، با رژیم های مالی برای بخش های غیرمنابعی متفاوت است: درآمدهای مازاد از یک میدان پس از پرداخت تمام هزینه ها، از جمله بازده مورد نیاز سرمایه گذار تعدیل شده بر اساس ریسک. از آنجایی که رانت منابع طبیعی مازاد و سود خالص است، می توان بدون ایجاد اعوجاج از آن مالیات گرفت. علاوه بر این، از آنجایی که نفت و گاز، منبع رانت، یک منبع طبیعی تمام شدنی است که متعلق به همه شهروندان یک کشور است، فشار بیشتری بر دولت وارد می شود تا رانت را به نفع کل کشور تضمین کند (گلدورثی و زاخاروا،^۲ ۲۰۱۰).

در کشور ایران، رژیم مالی بالادستی که در حال حاضر در ایران اعمال می شود، قراردادی از نوع خدمات است که به آن قرارداد نفت ایران (IPC) گفته می شود، که جایگزین قرارداد بایک سابق می شود. بر اساس پیش نویس قرارداد IPC، برای بهره برداری از این میدان در مراحل

^۱ Johnston and Johnston

^۲ Goldsworthy and Zakharova

توسعه و تولید، نیاز به ایجاد یک شرکت بهره برداری مشترک در ایران وجود دارد. شریک ایرانی باید حداقل ۵۱ درصد از سهام شرکت مشترک را در اختیار داشته باشد (EY, 2019). به دلیل اینکه در کشور ایران بالادست گاز و استخراج گاز غنی در حیطه فعالیت شرکت ملی نفت است، پژوهش های زیادی عمدتاً ناظر بر روابط مالی این شرکت با پیمانکاران و مدل قراردادهای نفتی ایران انجام شده است؛ برای مثال کثیری و همکاران (۱۴۰۰) چگونگی اصلاح رژیم مالی حاکم بر قراردادهای نفتی ایران (IPC) با هدف بهبود توسعه میادین گازی کشور را بررسی کرده اند. برای این منظور، یک میدان گازی فرضی با مشخصات مشابه یک فاز پارس جنوبی در نظر گرفته شده، با مدل سازی جریان نقدی میدان بر پایه قرارداد IPC، منابع لازم برای بازپرداخت هزینه و پاداش پیمانکار محاسبه شده است. بر اساس سه عامل هزینه سرمایه ای، غنی بودن گاز استحصال و وضعیت فروش ده سناریو طراحی شده و دو عامل قیمت فروش گاز و سقف بازپرداخت به عنوان متغیرهای کنترل در نظر گرفته شده و مقادیر بهینه پیشنهادی در هر سناریو محاسبه و ارائه شده است. یا صاحب هنر و دیگران، در میدان دارخوین مدل سازی قرارداد IPC را در سناریوهای مختلف قیمت نفت خام، هزینه سرمایه ای، هزینه جاری و دستمزد پایه بررسی کرده است.

در خصوص رابطه مالی گاز، پرهیزگاری و همکاران (۱۳۹۸) مروری بر وضعیت روابط مالی نفت و گاز با دولت داشته است و سعی شده تا تصویری از روابط مالی نفت و گاز و دولت ارائه و نشان داده شود که در برخی حوزه ها ابهامات جدی وجود دارد که نیازمند تصمیم گیری در قوانین مربوطه است. همچنین در جمع بندی این پژوهش آمده است که بررسی وضع موجود حاکی از ضرورت بازنگری در رابطه مالی بین دولت و شرکتهای فعال در حوزه نفت و گاز است.

کثیری و همکاران (۱۴۰۲)، رابطه مالی نفت با دولت را در کنار تجارب بین المللی مورد واکاوی قرار داده که به رغم متعدد بودن ابزارهای رژیم مالی، می توان روابط مالی بین دولت ها و شرکت های ملی نفت را به دو دسته "درآمد محور" و "سود محور" تقسیم کرد. در مدل درآمد محور دولت ابتدا از کل درآمد سهم خود را برداشته و پوشش کلیه هزینه های جاری سرمایه ای بازپرداخت تسهیلات و توسعه های آتی از محل سهم شرکت ملی نفت از درآمد خواهد بود. در

مدل سود محور پس از کسر هزینه‌های مورد قبول توسط دولت سود بین دولت و شرکت ملی نفت از طریق مالیات یا سود سهام تقسیم می‌شود. مدل‌های سودمحور نسبت به درآمدمحور از انعطاف بیشتری برخوردارند و موجب انگیزه برای سرمایه‌گذاری خواهند شد. اما با توجه به نیاز به تعیین هزینه‌های قابل قبول و غیر قابل قبول توسط نهادهای نظارتی یا تنظیم‌گر، از نظر نهادی نیازمند توانمندی مناسبی هستند.

الگوهای قراردادهای نفتی رایج در دنیا به سه دسته سنتی "امتیازی"، "مشارکت در تولید" و "خدماتی" تقسیم می‌شوند. این قراردادها بر اساس مالکیت نفت، تولیدی تأسیسات سرچاهی، تسهیم سود حاصل از عملیات نظام مالی اختیارات پیمانکار و سایر مسائل حقوقی و اقتصادی تقسیم بندی میشوند هر کدام از این الگوها به صورت سنتی دارای رژیم مالی مختص خود هستند اما امروزه دولت‌ها بسته به هدف‌گذاری خود از کسب و جذب سرمایه‌گذار می‌توانند از ابزارهای مالی مختلفی فارغ از چارچوب حقوقی قرارداد استفاده کنند. ابزارهای مالی انواع مختلف دارد همچون: پاداش امضا، بهره مالکانه، بهره مالکانه پلکانی، مالیات نفت، سهم دولت از نفت سوده، مشارکت دولت، دستمزد به ازای هر بشکه، سود سهام، بررسی تجارب بین‌المللی نشان می‌دهد، رابطه مالی مناسب میان شرکت‌های ملی نفت با دولت‌ها بر پایه تقسیم سود فعالیتهای اکتشاف و تولید است.

برای تعیین مدل رابطه مالی مناسب نیاز به شاخص‌هایی برای ارزیابی مدل رابطه مالی بهینه است. هلر و همکاران (۲۰۱۴) در رابطه شرکت‌ها با دولت بر سه مورد: تعریف و تأمین مالی نقش تجاری، محدود کردن مداخلات سیاسی در تصمیم‌گیری‌های فنی و تضمین شفافیت و نظارت تاکید کرده‌اند. منلی و همکاران (۲۰۱۷) در منشور منابع طبیعی چند اصول زیر را در این خصوص برشمرده‌اند:

- رژیم مالی می‌بایست ارزش کامل منابع را برای دولت در عین جذب سرمایه‌گذاری لازم به همراه داشته باشد.
- رژیم مالی در برابر شرایط متغیر مقاوم باشد.
- رژیم مالی باید تا حد امکان ساده باشد.

کثیری و همکاران (۱۴۰۲) بررسی کرده‌اند که شاخص‌های زیر را به منظور ارزیابی ابزارهای مختلف مالی از استفاده می‌شود:

- حداکثرسازی سهم دولت از سود توسعه و تولید نفت و گاز
- تضمین سود برای دولت (با توجه به وابستگی بودجه به این درآمدها)
- مدل متوازن در برابر نامتوازن (منعطف یا غیرمنعطف نسبت به تغییرات قیمتی، هزینه‌ای و ...)
- خنثی بودن (عدم ایجاد اختلال در رفتار بهینه شرکت)
- انگیزه سرمایه‌گذاری
- مدیریت آسان و ریسک نهادی

بررسی تجربه‌های مشابه جهانی و ساختار مالی شرکت‌های ملی انرژی موفق (مانند اکوینور نروژ، قطر انرژی و گازپروم روسیه) نشان می‌دهد که رابطه مالی این شرکت‌ها با دولت غالباً بر پایه "مدل‌های سودمحور" و رویکرد بنگاه‌داری تجاری^۱ استوار است. در این کشورها، برخلاف مدل قیمت‌گذاری تکلیفی و تخصیص یارانه‌های پنهان در طول زنجیره که در ایران رواج دارد، مبادلات داخلی بین بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی بر اساس قیمت‌های واقعی و هزینه‌های تمام‌شده صورت می‌گیرد. دولت‌ها به جای مداخله در قیمت‌گذاری نهاده‌ها (مانند گاز غنی) از طریق دریافت مالیات بر سود و سود سهام متناسب با عملکرد شرکت، درآمد خود را حداکثر می‌کنند. این رویکرد ضمن شفاف‌سازی جریان‌های مالی، بالاترین انگیزه را برای ارتقای بهره‌وری و کاهش اتلاف انرژی در طول زنجیره ارزش ایجاد کرده است.

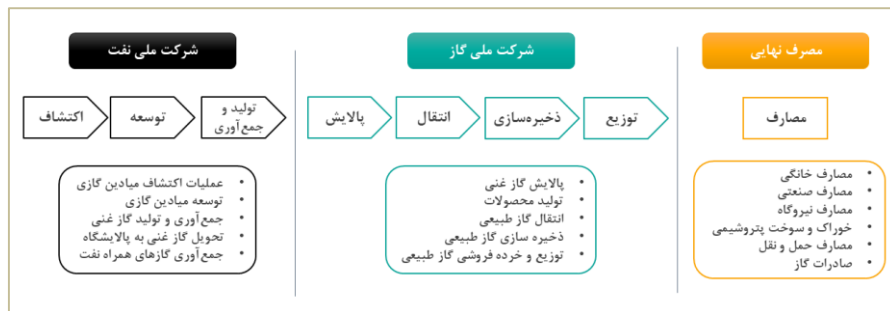
تشریح مبادلات مالی و تسهیم درآمدها حال حاضر

بر اساس شکل (۲)، در حالت فعلی تولید گاز غنی و جمع‌آوری گاز همراه نفت، به‌وسیله شرکت ملی نفت انجام می‌شود. این شرکت گاز غنی را در مرحله ورود به پالایشگاه‌های گازی به شرکت

^۱ Commercialization

^۲ Transfer Pricing

ملی گاز عرضه می‌کند. شرکت ملی گاز فرآیند پالایش را انجام داده و سپس فرایند و عملیات انتقال، ذخیره سازی و توزیع محصولات بدست آمده را بر عهده دارد.



شکل ۲. تصویر زنجیره ارزش گاز

منبع: یافته‌های پژوهش.

در ساختار مالی کنونی، شرکت ملی گاز گاز غنی را به نرخ تعیین‌شده و اندک از شرکت ملی نفت خریداری می‌کند. پس از فرآیند پالایش در پالایشگاه‌های گازی، محصولات شامل: ۱- گاز طبیعی (متان)، ۲- اتان، ۳- ال.پی.جی (پروپان و بوتان)، ۴- محصولات سنگین‌تر (پنتان و بالاتر) و ۵- گوگرد حاصل می‌شود. همچنین باید ذکر کرد که میعانات گازی تولیدی از برخی میادین، از جمله میدان پارس جنوبی، پیش از ورود به پالایشگاه جداسازی می‌شود و به شرکت ملی نفت تعلق دارد، بنابراین وارد ساختار مالی شرکت ملی گاز نمی‌شود. روابط مالی مرتبط با محصولات تولیدشده در پالایشگاه به دو بخش اصلی، یعنی گاز طبیعی و فرآورده‌های فرعی، تقسیم می‌گردد که در ادامه به تفصیل توضیح داده خواهد شد:

• گاز طبیعی

مصارف اصلی گاز طبیعی به سه حوزه عمده تقسیم می‌شود: فروش داخلی، تزریق به میادین و صادرات گاز طبیعی. در ادامه، ساختار مالی و روابط مالی حاکم بر هر یک از این حوزه‌ها به تفصیل شرح داده می‌شود:

الف) فروش داخلی: در زمینه فروش داخلی گاز طبیعی، درآمدهای حاصل از فروش به بخش‌های خانگی، تجاری، و صنایع عمده و غیرعمده طبق قانون هدفمندسازی یارانه‌ها در منابع تبصره (۱۴) قانون بودجه کل کشور لحاظ شده و به حساب سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها واریز می‌گردد. به‌طور

همزمان، در بخش مصارف این تبصره، سهمی تحت عنوان هزینه‌های تولید، انتقال، توزیع و فروش گاز طبیعی برای شرکت ملی گاز در نظر گرفته می‌شود.

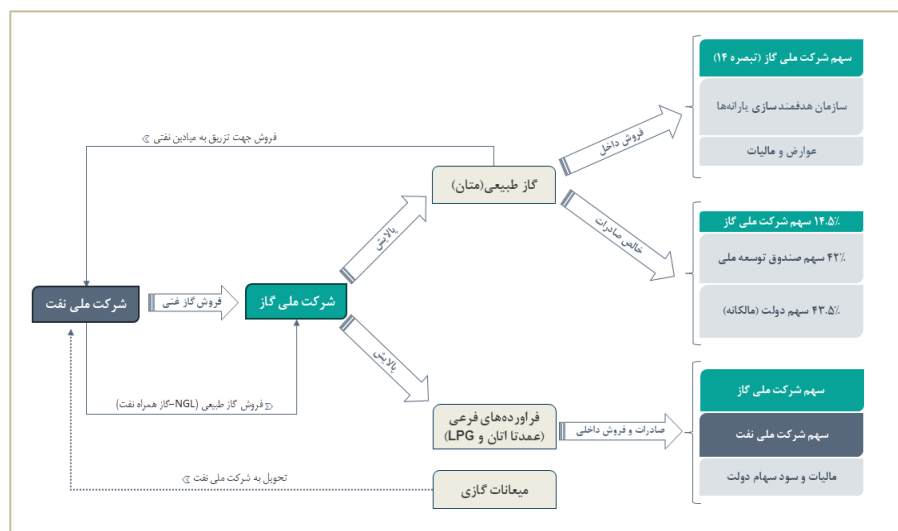
ب) صادرات گاز طبیعی: عمده صادرات گاز طبیعی به کشورهای عراق و ترکیه صورت می‌گیرد. برای هر مترمکعب خالص صادرات گاز طبیعی (تفاوت میان صادرات و واردات)، ۱۴/۵ درصد از درآمد به شرکت ملی گاز اختصاص می‌یابد، در حالی که بخشی از آن به صندوق توسعه ملی (بر اساس قانون بودجه سنواتی) و مابقی به دولت تعلق می‌گیرد.

ج) تزریق به میادین نفتی: قسمتی از گاز طبیعی تولید شده به منظور تزریق به میادین نفتی، از سوی شرکت ملی گاز به شرکت ملی نفت به قیمت تعیین شده سالانه عرضه می‌شود.

• فرآورده‌های فرعی

سایر فرآورده‌های حاصل از پالایش گاز غنی به غیر از گاز طبیعی، مانند اتان و ال.پی.جی، به عنوان فرآورده‌های فرعی شناخته می‌شوند و درآمد ناشی از فروش آن‌ها به شرکت ملی گاز اختصاص می‌یابد. هر ساله، بر اساس برنامه‌ریزی وزارت نفت و تصمیمات هیأت مدیره، قسمتی از منابع حاصل از فروش این فرآورده‌ها به شرکت ملی نفت تخصیص داده می‌شود (به عنوان بازپرداخت بدهی‌های مربوط به توسعه میدان پارس جنوبی). بخش دیگر این منابع به شرکت ملی گاز اختصاص پیدا می‌کند. همچنین، بخشی از درآمدهای شرکت ملی گاز به عنوان مالیات و سود سهام به دولت پرداخت می‌گردد. لازم به ذکر است از سال ۱۴۰۲ تغییر و تحولاتی در تسهیم این منابع ایجاد شد که در بخش آسیب‌شناسی بدان پرداخته خواهد شد.

ساختار مالی بخش‌های مختلف زنجیره گاز و الگوی تقسیم درآمدها، همان‌طور که پیش‌تر توضیح داده شد، به‌طور مختصر در شکل (۳) نمایش داده شده است.



شکل ۳. ساختار مالی زنجیره گاز

منبع: یافته‌های پژوهش.

آسیب‌شناسی رابطه مالی کنونی

اشکالات و مسائل مختلفی ناظر به رابطه مالی فعلی وجود دارد که در ادامه از ابتدا تا انتهای زنجیره به این مسائل پرداخته می‌شود. یکی از مهم‌ترین مسائل رابطه مالی فعلی، شیوه قیمت‌گذاری گاز غنی و فروش از سوی شرکت ملی نفت به شرکت ملی گاز است. در حال حاضر، این قیمت به صورت سالانه تعیین می‌شود، اما روش تعیین قیمت فروش گاز هیچ تناسبی با هزینه‌های استحصال آن ندارد و عملاً در یک فرایند چانه‌زنی میان این دو شرکت دولتی و وزارت نفت مشخص می‌گردد. درآمد ناچیز ناشی از فروش گاز غنی برای شرکت ملی نفت موجب شده که این شرکت عملاً انگیزه‌ای برای توسعه میادین گازی نداشته باشد. در مقابل، به دلیل امکان صادرات نفت و کسب درآمد قابل توجه، انگیزه بالایی برای توسعه و سرمایه‌گذاری در میادین نفتی وجود دارد. قیمت تکلیفی گاز غنی نظام انگیزشی ضعیفی برای سرمایه‌گذاری در بالادست گاز ایجاد کرده و عدم سرمایه‌گذاری در توسعه میادین و افزایش تولید، مشکل کسری تراز گاز

کشور را تشدید کرده و چالش‌های متعددی از جمله عدم تحقق راهبردهای صادرات گاز کشور را به همراه خواهد داشت.

در مدل فعلی پرداخت یارانه از ابتدای زنجیره گاز انجام می‌شود و این امر موجب غفلت از ارزش واقعی گاز شده است. نتیجه این وضعیت، بهره‌وری پایین و هدررفت بالای انرژی در طول زنجیره است و در نهایت، زنجیره گاز به صورت غیربهره‌ور اداره می‌شود. با وجود حجم عظیم یارانه توزیع شده در این زنجیره، به دلیل عدم شفافیت شیوه توزیع یارانه، امکان محاسبه هزینه و فایده و اتخاذ تصمیمات مناسب از سوی سیاست‌گذاران سلب شده است. در واقع، در مدل فعلی، به تمامی حوزه‌های مصرف گاز طبیعی یارانه تعلق می‌گیرد و دولت به عنوان متولی، مدیریت موثری بر تخصیص یارانه به بخش‌های مختلف بر مبنای یک برنامه هدفمند ندارد.

همچنین مبلغی از نرخ فروش داخلی سالیانه به شرکت ملی گاز اختصاص می‌یابد که با تبدیل مقادیر اسمی به سهم واقعی این شرکت از فروش داخلی به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی، سهم واقعی شرکت از فروش داخلی گاز طبیعی در سال‌های اخیر روند کاهشی را تجربه کرده است.

یکی از مسائل در مدل کنونی توزیع درآمدهای حاصل از فروش داخلی گاز این است که ابتدا منابع به سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها واریز می‌شود و پس از کسر هزینه‌های مختلف هدفمندی یارانه‌ها، سهم شرکت ملی گاز پرداخت می‌گردد. که در سال‌های اخیر پرداخت این سهم به شرکت صورت نامنظم انجام گرفته است که امکان برنامه‌ریزی و سیاست‌گذاری شرکتی را سلب می‌نماید. در واقع معمولاً به دلیل بیش برآوردی منابع هدفمندی و عدم تحقق، کسری ایجاد شده همواره با کسر از سهم شرکت‌های تابعه وزارت نفت از مصارف هدفمندی پوشش داده می‌شود. تا پیش از سال ۱۳۹۷، شرکت‌های فعال در بخش انرژی موظف بودند پس از دریافت درآمد حاصل از فروش داخلی، سهم سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها را پرداخت کنند، اما از سال ۱۳۹۷، این روند معکوس شده است.

علاوه بر این، در سال‌های اخیر مسأله تسهیم منابع حاصل از فروش فرآورده‌های فرعی گاز با افزایش درآمدهای صادراتی از این منبع همواره به یکی از مباحث مورد اختلاف در تبصره (۱۴) بودجه‌های سنواری و به محلی برای مناقشه و چانه‌زنی بازیگران برای توزیع درآمدها تبدیل شده

بود. با توجه به ابهام موجود در قوانین که بخش از آن ناشی از تعاریف موجود در قانون نفت است، ناظر به رابطه مالی فعلی، چندین تفسیر برای درآمدهای حاصل از فرآورده‌های فرعی گاز و به صورت خاص ال.پی.جی مطرح می‌گردد. از سال ۱۴۰۲، با تصویب بند (ص) تبصره ۱ ماده واحده قانون بودجه نحوه تقسیم منابع حاصل از فروش فرآورده‌های فرعی گاز و چگونگی هزینه‌کرد آن مشخص شد، تحولی در این زمینه رخ داد. علاوه بر این، در ماده (۱۴) الحاقی برنامه هفتم توسعه، به منظور پیاده‌سازی بند (۳) سیاست‌های کلی برنامه پنج‌ساله هفتم، وزارت نفت مکلف شد پس از کسر سهم مربوط به حساب بهینه‌سازی انرژی، به‌طور ماهانه حداقل ۶۰ درصد از عواید ناشی از صادرات و فروش داخلی تمامی فرآورده‌های فرعی گازی همچون اتان، پروپان، بوتان، پنتان، گوگرد و مایعات گازی را صرفاً به حساب «سرمایه‌گذاری نفت و گاز کشور» واریز کند.

با توجه به آسیب‌شناسی ارائه‌شده، مسأله حائز اهمیت در ساختار روابط مالی، ایجاد یکپارچگی و شفافیت در درآمدها و هزینه‌های زنجیره گاز از دیدگاه حاکمیت است. علاوه بر این، کشور هم‌اکنون با معضل ناترازی گاز روبه‌رو است و با توجه به محدودیت منابع مالی، بهینه‌سازی مصرف انرژی، به‌ویژه در بخش گاز که ۷۰ درصد از تأمین انرژی داخلی کشور به آن وابسته است، بیش از پیش به یک ضرورت تبدیل شده است. در این راستا، مسأله دوم، هدایت اصلاحات مالی به‌سمت بهینه‌سازی مصرف گاز است. براساس مطالب بیان شده، ضروری است رابطه مالی زنجیره گاز به نحوی اصلاح گردد که از طرفی با ایجاد انگیزه، زمینه‌ساز افزایش بهره‌وری در طول زنجیره باشد و از سویی از پراکندگی بی‌انضباطی درآمدهای حاصل از گاز جلوگیری کرده و انضباط و قاعده‌مندی بیشتری در قیمت‌گذاری تمام زنجیره و تقسیم درآمدها حاکم گردد و سهم بازیگران مختلف به طور خاص یارانه پرداختی دولت شفاف گردد.

روش‌شناسی

در این پژوهش، به منظور اولویت‌بندی و انتخاب مدل بهینه رابطه مالی میان شرکت ملی گاز و دولت، از روش تصمیم‌گیری چندمعیاره فرآیند تحلیل سلسله‌مراتبی (AHP) استفاده شده است. پس از مرور ادبیات و مصاحبه با خبرگان، ساختار سلسله‌مراتبی مسأله شامل سه سطح: هدف (انتخاب مدل بهینه)، معیارها (۶ شاخص ارزیابی شامل انضباط بخشی مالی، ایجاد انگیزه بهره‌وری،

جذابیت سرمایه‌گذاری، شفافیت، سهولت نظارت‌پذیری و انعطاف‌پذیری (مدل) و گزینه‌ها (مدل سود محور، درآمد محور و هزینه محور) تشکیل گردید. جامعه آماری تحقیق شامل خبرگان و متخصصان حوزه اقتصاد انرژی و مالی عمومی بود که با روش نمونه‌گیری هدفمند انتخاب شدند و در نهایت ۱۵ پرسشنامه استاندارد مقایسات زوجی گردآوری شد. برای تجزیه و تحلیل داده‌ها، محاسبه اوزان نسبی و نهایی، و همچنین بررسی نرخ سازگاری (CR) از نرم‌افزار Choice Expert استفاده شده است. قابل ذکر است که نرخ ناسازگاری در تمامی مقایسات کمتر از ۰/۱ بدست آمد که نشان‌دهنده پایایی و اعتبار بالای قضاوت‌های خبرگان است.

در این تحقیق در ابتدا از روش پژوهش کیفی و نمونه‌گیری گلوله برفی استفاده و سپس از روش کمی تحلیل سلسله مراتبی جهت تعیین مدل رابطه مالی بهینه بهره گرفته شده است. ابزار جمع‌آوری داده‌ها به صورت کتابخانه‌ای (بررسی گزارشات، اسناد، قوانین و مقررات مربوطه)، جستجوی اینترنتی و میدانی (مصاحبه، گفت و گو با کارشناسان، صاحب نظران و مدیران) است. در راستای انجام این پژوهش در ابتدا قوانین و مقررات ناظر به رابطه مالی شرکت ملی گاز مورد مطالعه و بررسی قرار خواهد گرفت. سپس در جهت دستیابی به دید اولیه نسبت به موضوع و جوانب آن اطلاعات آماری موجود در رابطه با گاز تدوین شده توسط مراجع رسمی داخلی و بین‌المللی، صورت‌های مالی شرکت ملی گاز و شرکت‌های زیر مجموعه، شرکت ملی نفت، سازمان هدفمندی یارانه‌ها و گزارش‌های کارشناسی بررسی و فهم حاصل شده از رابطه مالی زنجیره گاز در جلسات با کارشناسان و پژوهشگران حوزه گاز تدقیق شده است. با شناخت جزئیات رابطه مالی فعلی و دینامیک‌های حاصل از آن، رابطه مالی فعلی مورد آسیب‌شناسی تحلیلی قرار می‌گیرد. در ادامه مدل‌های مختلف قابل اتخاذ ناظر به رابطه مالی در منابع کتابخانه‌ای مورد مطالعه قرار گرفته و همچنین نظر کارشناسان مرتبط تا حصول اشباع نظری نیز اخذ می‌گردد. نهایتاً پس از فهم حاصل شده از آسیب‌شناسی رابطه مالی موجود، ایده‌های اصلاحی و انواع روابط مالی ممکن بین شرکت و دولت مورد بررسی قرار می‌گیرد. به منظور شناسایی معیارهای ارزیابی مدل بهینه رابطه مالی، از رویکرد کیفی و ابزار مصاحبه نیمه‌ساختاریافته استفاده گردید. مشارکت‌کنندگان در این فاز، خبرگان و سیاست‌گذاران حوزه مربوطه بودند که با استفاده از روش نمونه‌گیری هدفمند و در ادامه نمونه‌گیری گلوله برفی انتخاب شدند و فرآیند انجام مصاحبه‌ها (تعداد ۱۱ مصاحبه) تا زمان

دستیابی به اشیاء نظری ادامه یافت. متون حاصل از مصاحبه‌ها با استفاده از رویکرد تحلیل مضمون مورد واکاوی قرار گرفت. در این فرآیند، ابتدا مفاهیم کلیدی مطرح‌شده توسط خبرگان در قالب کدهای باز استخراج گردیدند. سپس با پالایش و دسته‌بندی کدهای دارای تقارب معنایی، مضامین فرعی شکل گرفتند. در نهایت با انتزاع و تجمیع مضامین فرعی، ۶ مضمون اصلی احصا گردیدند. این ۶ معیار مستخرج از تحلیل مضمون، به عنوان چارچوب اصلی و ورودی فاز کمی (جهت طراحی درخت تصمیم و پرسشنامه AHP) مورد استفاده قرار گرفتند.

در ادامه با استفاده از روش کمی تصمیم‌گیری چندمعیاره روش تحلیل سلسله مراتبی (AHP) پس از احصا معیارهای سنجش و مدل‌های رابطه مالی مختلف، پرسشنامه‌هایی مرتبط با موضوع اولویت بندی مدل‌های رابطه مالی مابین شرکت ملی گاز و دولت تدوین و نظرات خبرگان و کارشناسان این حوزه اخذ خواهد شد و در نهایت با استفاده از نرم افزار Expert Choice، اولویت مربوط به هریک از معیارها محاسبه و سپس اولویت‌بندی نهایی گزینه‌های مدل رابطه مالی مختلف انجام و مدل بهینه انتخاب می‌گردد.

روش کمی فرآیند تحلیل سلسله مراتبی (AHP)^۱

به منظور مدل‌سازی و انتخاب بهینه ساختار مالی، از رویکرد تصمیم‌گیری چندمعیاره (MCDM) و به طور مشخص، فرآیند تحلیل سلسله‌مراتبی (AHP) استفاده شده است. روش AHP که توسط توماس ساعتی (۱۹۸۰) توسعه یافت، یکی از کارآمدترین تکنیک‌ها برای تصمیم‌گیری‌های پیچیده است که با شکستن مسأله به یک ساختار درختی (هدف، معیارها و گزینه‌ها)، امکان تبدیل ارزیابی‌های کیفی و ذهنی خبرگان را به اوزان کمی و ریاضی فراهم می‌آورد. مزیت برجسته این روش نسبت به سایر روش‌های تصمیم‌گیری، قابلیت اندازه‌گیری پایداری قضاوت‌ها از طریق محاسبه نرخ ناسازگاری (Consistency Ratio) است که اعتبار خروجی‌ها را تضمین می‌کند. روش‌های کمی بر اندازه‌گیری‌های عینی و تحلیل‌های آماری ریاضی یا عددی اطلاعات گردآوری شده از طریق نظرسنجی‌ها و پرسشنامه‌ها یا سرشماری‌ها تأکید دارد. پژوهش کمی بر

^۱ Analytical Hierarchy Process

جمع‌آوری داده‌های عددی و تعمیم آن به گروه‌هایی از افراد یا روی توضیح پدیده‌ای خاص تمرکز می‌گردد. تحقیق کمی با اعداد، منطق و وضعیت عینی مرتبط است (بابی^۱، ۲۰۲۰). اطلاعات معمولاً از طریق ابزارهای پژوهش ساختاریافته جمع‌آوری می‌شوند؛ نتایج مبتنی بر نمونه‌های آماری بزرگ می‌باشد که نماینده جامعه آماری است؛ به علت روایی بالا، تحقیق انجام شده عموماً قابل تکرار است؛ پژوهشگر پرسش خاصی دارد که در پی پاسخ‌های عینی برای آن می‌باشد؛ طراحی تمام جوانب مطالعه پیش از گردآوری اطلاعات انجام می‌شود؛ داده‌ها به شکل اعداد و آمار هستند که غالباً جمع‌آوری و نمایش آن‌ها در قالب جدول‌ها، شکل‌ها و نمودارها و اشکال گردآوری صورت می‌گیرد؛ پژوهشگر از ابزارهایی مانند پرسشنامه یا نرم‌افزارها برای گردآوری داده‌های عددی بهره می‌گیرند (مک‌ناب^۲، ۲۰۱۷).

روش فرایند تحلیل سلسله مراتبی، تکنیکی ساختاریافته می‌باشد که بر اساس یک ساختار ماتریسی و مؤلفه‌هایی که یک تخمین نزدیک از وزن معیارها را نمایندگی می‌کنند، بنیان شده است. این روش قابلیت بسیار زیادی در موضوعات تصمیم‌گیری دارد و در مباحثی اعم از تجارت، صنعت، سلامت و آموزش استفاده می‌شود (ساتی^۳، ۱۹۷۷).

روش تحلیل سلسله مراتبی (AHP) دارای سه کاربرد طبقه‌بندی پیچیدگی، سنجش از طریق مقیاس نسبیتی، و ترکیب در مواجهه با مسأله‌ها می‌باشد (فورمن و گاس^۴، ۲۰۰۱). کاربرد اول (طبقه‌بندی پیچیدگی)، فرایند حل مسأله را به سلسله مراتب تبدیل می‌کند. پژوهشگر ایجادکننده این روش دریافت که افراد با قرار دادن مسائل پیچیده در ساختارهای سلسله مراتبی برای آن‌ها راه حل پیدا می‌کنند (ساتی، ۱۹۹۶). کاربرد دیگر این روش، ترکیب می‌باشد. ذهن انسان در جمع نمودن امتیازها در سطوح و ابعاد متعدد یک سلسله مراتب تصمیم‌گیری دارای چندین معیار به دلیل محدودیت‌های شناختی، از قابلیت کمی برخوردار است. لذا احتمال دارد که افراد در ارتباط با سنجش گزینه‌ها و تعیین دقیق اولویت‌بندی‌ها دچار تعارض گردند (ساتی، ۱۹۹۴).

^۱ Babbie

^۲ McNabb

^۳ Saaty

^۴ Forman and Gass

روش فرایند تحلیل سلسله مراتبی، زمانی به کار می‌رود که تصمیم‌گیری با چندین گزینه رقیب و معیار سنجش سر و کار دارد. معیارهای مد نظر می‌تواند کمی و کیفی باشد. در پایان منطق فرایند تحلیل سلسله مراتبی، ماتریس‌های حاصل از مقایسه‌های زوجی را با یکدیگر تلفیق ساخته و تصمیم بهینه مشخص می‌گردد (عطائی، ۱۳۸۸).

مراحل انجام روش فرایند تحلیل سلسله مراتبی

این روش در چهار گام اصلی انجام می‌گیرد که به شرح زیر است (امیری و همکاران، ۱۳۹۵):

الف) ایجاد ساختار سلسله مراتبی مسأله

در قدم اول، هدف مسأله تصمیم‌گیری به صورت سلسله مراتبی از عناصر تصمیم که با هم در ارتباط هستند، ایجاد می‌گردد. عناصر تصمیم شامل معیارهای تصمیم‌گیری و گزینه‌های تصمیم می‌باشد

ب) قضاوت ترجیحی (تشکیل ماتریس مقایسات زوجی)

انجام مقایسات بین گزینه‌های مختلف تصمیم، بر اساس شاخص و معیارها صورت می‌پذیرد. قضاوت در مورد اهمیت شاخص‌ها و معیارهای تصمیم با انجام مقایسات زوجی بر اساس هدف نهایی صورت می‌پذیرد. بعد از طراحی سلسله مراتب مسأله تصمیم، می‌بایست مجموعه ماتریس‌های مقایسات زوجی که با توجه به هدف، به صورت عددی اهمیت یا اولویت نسبی معیارها نسبت به یکدیگر و با توجه به معیارها، اهمیت و اولویت گزینه‌ها را نسبت به سایر گزینه‌ها اندازه‌گیری می‌کند، ایجاد گردد. این کار با انجام مقایسات دو به دو بین عناصر تصمیم (مقایسه زوجی) و از طریق امتیازات عددی که نمایشگر ارجحیت یا اهمیت بین دو عنصر تصمیم است، صورت می‌پذیرد. برای انجام این کار معمولاً از مقایسه گزینه‌ها با شاخص‌های i ام نسبت به گزینه‌ها یا شاخص‌های j ام استفاده می‌شود که در جدول زیر نحوه ارزش گذاری شاخص‌ها نسبت به هم نمایش داده شده است.

جدول ۱. نحوه تبدیل قضاوت زبانی به قضاوت عددی در روش AHP

ارزش ترجیحی	وضعیت مقایسه i نسبت به j	توضیح
۱	اهمیت برابر	گزینه یا شاخص i نسبت به j اهمیت برابر دارند و یا ارجحیتی نسبت به هم ندارند.
۳	نسبتاً مهم‌تر	گزینه یا شاخص i نسبت به j کمی مهم‌تر است.
۵	مهم‌تر	گزینه یا شاخص i نسبت به j مهم‌تر است.
۷	خیلی مهم‌تر	گزینه یا شاخص i دارای ارجحیت خیلی بیشتری از j است.
۹	کاملاً مهم	گزینه یا شاخص i مطلقاً از j مهم‌تر و قابل مقایسه با j نیست.
۲-۴-۶-۸		ارزش‌های میانی بین ارزش‌های ترجیحی را نشان می‌دهد.

منبع: امیری و همکاران، ۱۳۹۵.

ج) محاسبه اوزان نسبی

در ادامه فرایند تحلیل سلسله مراتبی، می‌بایست محاسبات لازم برای تعیین اولویت هر یک از عناصر تصمیم انجام شود که با استفاده از داده‌های ماتریس‌های مقایسات زوجی و به صورت زیر انجام می‌گیرد: در ابتدا مجموع اعداد هر ستون از ماتریس مقایسات زوجی محاسبه گردد و در ادامه هر عنصر ستون بر مجموع اعداد آن ستون تقسیم شود. از این طریق ماتریس جدیدی به نام «ماتریس مقایسات نرمال» بدست می‌آید. سپس میانگین اعداد هر سطر از ماتریس مقایسات نرمال شده را محاسبه می‌کنیم. این میانگین وزن نسبی عناصر تصمیم با سطرهای ماتریس را نشان می‌دهد.

د) ادغام وزن‌های نسبی و محاسبه وزن نهایی

در راستای اولویت‌بندی گزینه‌های تصمیم، در این مرحله ضروری است وزن نسبی هر عنصر در وزن عناصر بالاتر ضرب گردد تا وزن نهایی آن محاسبه شود. با انجام این مرحله برای هر گزینه، وزن و اولویت نهایی مشخص می‌گردد (امیری و همکاران، ۱۳۹۵).

سازگاری در مقایسات

مقایسه بین دو گزینه به راحتی انجام می‌شود، ولی زمانی که تعدد مقایسات پیش رو باشد، اطمینان از سازگاری مقایسات به سهولت امکان‌پذیر نیست و ضروری است با به‌کارگیری نرخ سازگاری اطمینان لازم را کسب کرد. به صورت تجربی اگر نرخ ناسازگاری کمتر از ۰/۱۰ باشد، سازگاری

مقایسه‌های انجام شده قابل قبول بوده و در غیر این صورت مقایسات، کارایی مناسب را نخواهند داشت. فرایند محاسبه نرخ ناسازگاری به صورت زیر است (امیری و همکاران، ۱۳۹۵):

(۱) محاسبه بردار مجموع وزنی؛ ضرب ماتریس مقایسات زوجی در بردار ستونی وزن نسبی

(۲) محاسبه بردار سازگاری: تقسیم عناصر بردار مجموع وزنی بر بردار اولویت نسبی

(۳) محاسبه $\lambda_{\max}$: میانگین عناصر برداری سازگاری

(۴) بدست آوردن شاخص سازگاری:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (۱)$$

n عبارت است از تعداد معیارهای موجود

(۵) نسبت سازگاری: تقسیم شاخص سازگاری بر شاخص تصادفی^۲

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (۲)$$

مقدار شاخص تصادفی (RI) با توجه به تعداد معیارهای موجود در مسأله مشخص می‌گردد و مقدار عددی آن برای تعداد معیار مختلف از ۱ الی ۱۵ در جدول (۲) نمایش داده شده است (امیری و همکاران، ۱۳۹۵).

جدول ۲. شاخص سازگاری تصادفی (RI)

n	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵
RI	۰	۰/۵۸	۰/۹	۱/۱۲	۱/۲۴	۱/۳۲	۱/۴۱	۱/۴۵	۱/۴۹	۱/۵۱	۱/۴۸	۱/۵۶	۱/۵۷	۱/۵۹

منبع: امیری و همکاران (۱۳۹۵).

نسبت سازگاری ۰/۱ یا کمتر نشان‌دهنده سازگاری در مقایسات است و در صورتی که از این مقدار بیشتر باشد، شاخص سازگاری مقایسات در شرایط قابل قبول قرار ندارد (امیری و همکاران، ۱۳۹۵).

۱ Weighted sum Vector = WSV

۲ Random Index = RI

نمونه‌گیری

در فرایند نمونه‌گیری کمی، مقصود ایجاد نمونه معرف از جامعه آماری است. بدین صورت که از طریق ارائه پرسشنامه به این نمونه و گردآوری جواب‌ها در مورد نوع نگرش آن‌ها به مسأله استنباط و نتیجه‌گیری می‌شود (کرسول و کرسول^۱، ۲۰۱۷). در این پژوهش، در راستای اولویت‌بندی مدل‌های رابطه مالی مختلف مابین شرکت ملی گاز و دولت، بر اساس معیارها و شاخص‌های تعیین شده، نظرات خبرگان و کارشناسان حوزه مربوطه برای امتیازدهی، اخذ می‌شود و سپس محاسبات لازم انجام می‌گردد. با توجه به تخصصی بودن موضوع تحقیق می‌بایستی جامعه نمونه تحقیق این پژوهش به صورت هدفمند انتخاب گردد. لذا پرسشنامه‌هایی به کارشناسان و خبرگان مرتبط با حوزه انرژی و حوزه اقتصادی با ذکر نکات لازم تحویل گردید و پاسخ‌ها گردآوری گردید. نحوه انتخاب این افراد به روش هدفمند بوده و معیار انتخاب آن‌ها وابسته به سابقه مطالعاتی یا کاری مرتبط با حوزه نفت و گاز، انرژی و یا اقتصادی بوده است. در نهایت پس از چندین مرحله پیگیری، ۱۵ نفر از مخاطبین اقدام به تکمیل پرسشنامه نمودند. جامعه آماری این پژوهش به منظور رعایت تنوع نهادهای از میان مدیران و کارشناسان شرکت ملی گاز، وزارت نفت، شرکت ملی نفت، مرکز پژوهش‌های مجلس و خبرگان دانشگاهی در حوزه اقتصاد انرژی انتخاب شدند. شایان ذکر است که میانگین نرخ ناسازگاری (CR) برای کل مقایسات برابر با ۰/۰۳ بدست آمد که کمتر از حد مجاز (۰/۱) بوده و نشان‌دهنده پایایی بالایی قضاوت‌هاست.

نتایج و تحلیل یافته‌ها

در این بخش با استفاده از روش تصمیم‌گیری چند معیاره که در بخش پیشین تشریح گردید یعنی روش تحلیل سلسله مراتبی، مدل رابطه مالی بهینه مابین شرکت ملی گاز و دولت مشخص می‌شود. جهت دستیابی به این مقصود می‌بایست در ابتدا معیارهای امتیازدهی و سنجش و گزینه و مدل‌های مناسب تعیین شود. سپس با تدوین پرسشنامه‌های روش مذکور اولاً امتیازات معیارها

^۱: Creswell and Creswell

نسبت به یکدیگر به صورت زوجی تعیین و سپس مبتنی بر آن امتیاز مربوط به هر گزینه و مدل مشخص شده و به اولویت‌بندی نهایی گزینه‌ها منتج می‌گردد.

هدف، معیارها و گزینه‌ها

هدف این پژوهش، دستیابی به مدل مطلوب رابطه مالی شرکت ملی گاز با دولت است، به نحوی که ضمن انضباط بخشی مالی با ایجاد انگیزه، زمینه ساز افزایش بهره‌وری در طول زنجیره باشد. همچنین پس از مطالعات، مرور ادبیات و احصا نظرات نخبگان، معیارهای موثر و با اهمیت در تعیین مدل رابطه مالی بهینه با در نظر گرفتن این نکته که تا حد امکان تعداد معیارها جهت افزایش کیفیت تکمیل پرسشنامه‌ها توسط خبرگان و کارشناسان کم باشد، شامل شش معیار مهم زیر می‌باشد:

الف) انضباط بخشی مالی: اهمیت این معیار به این دلیل است که از بی نظمی و بی‌قاعدگی در تقسیم درآمدها جلوگیری به عمل آمده و ضمن ایجاد امکان برنامه ریزی بلندمدت برای بازیگران، بستر هدایت انگیزه‌ها فراهم می‌گردد.

ب) ایجاد انگیزه بهره‌وری: اهمیت این معیار به این دلیل است که مدل رابطه مالی بهینه می‌بایست انگیزه لازم را در بازیگران جهت افزایش بهره‌وری ایجاد نماید.

ج) جذابیت سرمایه‌گذاری: اهمیت این معیار از این جهت است که مدل رابطه مالی بهینه می‌بایست به گونه‌ای باشد که ارزیابی‌های اقتصادی برای سرمایه‌گذاری از جذابیت لازم برخوردار باشند. برای اجرای طرح‌های نگهداشت تولید یا افزایش ظرفیت تولید جذابیت سرمایه‌گذاری از اهمیت بالایی برخوردار است.

د) شفافیت: این معیار می‌تواند با کمک به نظارت موثر بر رابطه مالی حاکم و کیفیت ایفای تعهدات، زمینه‌ساز افزایش کارآمدی و بهره‌وری باشد.

ه) سهولت نظارت‌پذیری: اهمیت این معیار از این جهت است که نهاد ناظر بتواند با سهولت بر رابطه مالی بین بازیگران و اجرای مناسب قوانین و مقررات نظارت لازم را داشته باشد.

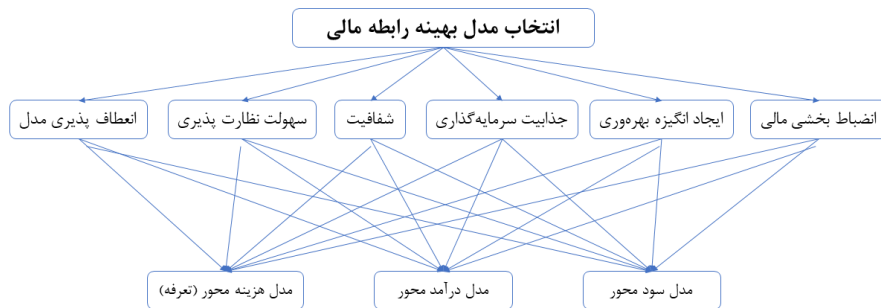
و) انعطاف‌پذیری مدل: اهمیت این معیار از این جهت است که مدل رابطه مالی می‌بایست به گونه‌ای تنظیم گردد که با مبادله حجم‌های مختلف محصولات امکان اجرا داشته و توازن نسبی سهم بازیگران حفظ گردد و از انعطاف‌پذیری لازم برخوردار باشد.

همچنین گزینه‌های مدل رابطه مالی پیشنهادی شامل موارد زیر می‌باشد:

الف) مدل سودمحور^۱: مدلی که در آن شرکت درآمد حاصل از فروش تمامی محصولات (گاز طبیعی، اتان، ال.پی.جی و...) را در اختیار دارد و پس از کسر هزینه‌ها، سود شناسایی می‌کند و دولت به عنوان سهامدار شرکت در سود نهایی شریک است.

ب) مدل درآمد محور^۲: مدلی که در آن درصدی از درآمدهای کلی بخش گاز (پیش از کسر هزینه) سهم شرکت ملی گاز و درصد باقی مانده سهم دولت است. برای مثال، مطابق احکام بودجه سنواتی و قوانین برنامه، ۱۴/۵ درصد از درآمد حاصل از صادرات گاز (معاف از مالیات) سهم شرکت ملی گاز است و درصدی سهم صندوق توسعه و درصدی سهم مالکانه دولت.

ج) مدل هزینه محور (تعرفه)^۳: مدلی که در آن درآمد حاصل از فروش محصولات متعلق به دولت است و به شرکت ملی گاز در ازای خدمات (پالایش، انتقال، ذخیره سازی و...) کارمزد یا تعرفه‌ای به ازای هر متر مکعب اختصاص می‌یابد. برای مثال، سالیانه تعرفه‌ای ثابت به ازای هر متر مکعب از فروش داخلی گاز طبیعی برای شرکت ملی گاز در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۴. ساختار سلسله مراتبی مدل بهینه رابطه مالی گاز

^۱ profit base

^۲ income base

^۳ cost base-tariff

منبع: یافته‌های پژوهش.

نتایج مقایسات زوجی معیارها و ماتریس تصمیم

با مشخص شدن معیارها و گزینه‌ها، پرسش‌نامه‌های مربوط به تعیین وزن معیارها بر اساس روش تحلیل سلسله‌مراتبی و همچنین امتیاز گزینه‌ها بر اساس هر معیار طراحی شده و پاسخ‌های مشارکت کنندگان گردآوری گردید. در این پرسش‌نامه‌ها، خبرگان و کارشناسان مربوطه به هر معیار امتیازی بین ۱ تا ۹ داده‌اند. با توجه به این امتیازات و با محاسبه اختلاف امتیاز هر دو گزینه، ماتریس مقایسات زوجی برای معیارها طراحی شد.

تعیین وزن معیارها به روش AHP

با تبدیل جدول امتیازات معیارهای به ماتریس مقایسات زوجی، ماتریس جدول (۳) تشکیل می‌شود. لازم به ذکر است که این ماتریس از محاسبه اختلاف امتیازات معیارها و سپس تبدیل اختلاف امتیاز به نسبت برتری معیارها با استفاده از مقیاس ۹ نقطه‌ای تشکیل شده است. پس از ایجاد ماتریس مقایسات زوجی معیارها، با استفاده از روش تحلیل سلسله‌مراتبی، وزن معیارها محاسبه می‌شود.

جدول ۳. ماتریس مقایسات زوجی معیارها

مقایسات زوجی معیارها	انضباط بخشی مالی	ایجاد انگیزه بهره‌وری	جذابیت سرمایه‌گذاری	شفافیت	سهولت نظارت پذیری	انعطاف پذیری مدل
انضباط بخشی مالی	۱/۰۰۰۰۰	۰/۴۳۴۱۹	۰/۵۸۲۴۲	۱/۵۸۵۷۴	۱/۷۶۸۶۶	۱/۰۵۱۸۱
ایجاد انگیزه بهره‌وری	۲/۳۰۳۱۵	۱/۰۰۰۰۰	۱/۴۷۲۹۶	۳/۵۳۶۵۹	۴/۷۷۳۹۷	۲/۳۱۴۳۴
جذابیت سرمایه‌گذاری	۱/۷۱۶۹۷	۰/۶۷۸۹۱	۱/۰۰۰۰۰	۳/۳۳۳۳۷	۳/۱۲۸۲۱	۲/۴۳۴۹۷
شفافیت	۰/۶۳۰۶۲	۰/۲۸۲۷۶	۰/۳۰۰۰۱	۱/۰۰۰۰۰	۱/۱۷۱۹۱	۰/۵۷۹۴۹
سهولت نظارت پذیری	۰/۵۶۵۴۰	۰/۲۰۹۴۷	۰/۳۱۹۶۷	۰/۸۵۳۳۱	۱/۰۰۰۰۰	۰/۶۴۵۱۲
انعطاف پذیری مدل	۰/۹۵۰۷۴	۰/۴۳۲۰۹	۰/۴۱۰۶۸	۱/۷۲۵۶۷	۱/۵۵۰۱۰	۱/۰۰۰۰۰

منبع: یافته‌های پژوهش.

نرخ ناسازگاری ماتریس مقایسات زوجی معیارها برابر $0/00367$ بود که قابل قبول است. همچنین وزن معیارهای محاسبه شده از طریق جدول مقایسات زوجی در جدول (۴) نشان داده شده است.

جدول ۴. وزن معیارها

انضباط بخشی مالی	ایجاد انگیزه بهره‌وری	جذابیت سرمایه‌گذاری	شفافیت	سهولت نظارت‌پذیری	انعطاف‌پذیری مدل
$0/137$	$0/325$	$0/254$	$0/083$	$0/075$	$0/126$

منبع: یافته‌های پژوهش.

انتخاب مدل بهینه با استفاده از روش AHP

در ادامه محاسبات، وزن هر گزینه به نسبت هر معیار با روش فوق محاسبه شده است. در جدول (۵) وزن گزینه‌ها برای هر معیار مشخص شده است. لازم به ذکر است که در راستای استخراج وزن‌های مندرج در جدول (۵)، شش ماتریس مقایسه زوجی فرعی جهت ارزیابی سه‌گانه گزینه‌ها نسبت به تک‌تک شش معیار پژوهش تشکیل شد. به منظور رعایت اختصار و جلوگیری از طولانی شدن متن مقاله، از درج جداول این ماتریس‌ها خودداری شده است؛ با این وجود، ارزیابی خروجی‌ها نشان می‌دهد که نرخ ناسازگاری (CR) محاسبه شده برای این ماتریس‌ها، کمتر از حد مجاز ($0/1$) می‌باشد. علاوه بر این، نرخ ناسازگاری کلی مدل^۱ نیز برابر با $0/03$ بدست آمد که حاکی از سازگاری و پایایی بسیار بالای قضاوت‌های خبرگان در طول فرآیند مقایسات زوجی است.

^۱ Overall Inconsistency

جدول ۵. وزن گزینه‌ها با توجه به معیارها

—	انضباط بخشی مالی	ایجاد انگیزه بهره‌وری	جذابیت سرمایه‌گذاری	شفافیت	سهولت نظارت‌پذیری	انعطاف‌پذیری مدل
مدل سودمحور	۰/۰۷۹	۰/۱۸۷	۰/۱۴۶	۰/۰۴۸	۰/۰۴۳	۰/۰۷۳
مدل درآمدمحور	۰/۰۴۸	۰/۰۵۵	۰/۰۴۱	۰/۰۳	۰/۰۴	۰/۰۳۵
مدل هزینه‌محور	۰/۰۴۵	۰/۰۳۳	۰/۰۱۷	۰/۰۲۹	۰/۰۳۲	۰/۰۱۹

منبع: یافته‌های پژوهش.

با ضرب مربوط به معیار هر گزینه و وزن معیارها که از روش AHP محاسبه شد، امتیاز نهایی گزینه‌ها تعیین می‌شود. هر گزینه‌ای که امتیاز بالاتری بدست آورد به عنوان گزینه بهینه تعیین می‌شود. همان‌طور که نتایج نهایی در جدول (۶) نشان می‌دهد، مدل سودمحور با کسب بالاترین وزن نهایی (۰/۵۷۶) با اختلاف معناداری در رتبه نخست قرار دارد. پس از آن، مدل درآمدمحور با امتیاز (۰/۲۴۹) در رتبه دوم و مدل هزینه‌محور با امتیاز (۰/۱۷۵) در رتبه سوم جای گرفتند.

جدول ۶. امتیاز گزینه‌ها در روش AHP

رتبه	گزینه	امتیاز
۱	مدل سود محور	۰/۵۷۶
۲	مدل درآمد محور	۰/۲۴۹
۳	مدل هزینه محور	۰/۱۷۵

منبع: یافته‌های پژوهش.

تحلیل حساسیت نتایج^۱

در مدل‌های تصمیم‌گیری چندمعیاره، تحلیل حساسیت به منظور بررسی میزان پایداری و استحکام

^۱ Sensitivity Analysis

خروجی‌ها در برابر تغییرات احتمالی اوزان معیارها انجام می‌شود. هدف از این تحلیل آن است که مشخص شود در صورت نوسان در ترجیحات خبرگان یا تغییر شرایط محیطی که منجر به تغییر وزن معیارها می‌گردد، آیا اولویت‌بندی نهایی گزینه‌ها (مدل‌های مالی) دچار تغییر خواهد شد یا خیر.

در این پژوهش، بر اساس نتایج حاصل از قضاوت خبرگان (جدول ۴)، معیار «ایجاد انگیزه بهره‌وری» با وزن ۰/۳۲۵ و پس از آن «جذابیت سرمایه‌گذاری» با وزن ۰/۲۵۴ بالاترین اهمیت را به خود اختصاص داده‌اند. به منظور انجام تحلیل حساسیت در نرم‌افزار Expert Choice، سه سناریوی مختلف برای تغییر اوزان شبیه‌سازی گردید:

- سناریوی اول (تغییر در مهم‌ترین معیارها): وزن دو معیار اصلی «ایجاد انگیزه بهره‌وری» و «جذابیت سرمایه‌گذاری» به میزان ۲۰ درصد کاهش یافت و این وزن به طور مساوی میان سایر معیارها توزیع شد.
- سناریوی دوم (تغییر در معیارهای با وزن کمتر): وزن معیارهایی نظیر «شفافیت» و «سهولت نظارت‌پذیری» که کمترین اوزان را داشتند به میزان ۳۰ درصد افزایش یافت تا تأثیر پررنگ‌تر شدن الزامات نظارتی بر خروجی مدل سنجیده شود.
- سناریوی سوم (شرایط هم‌وزن): وزن هر شش معیار ارزیابی، یکسان و برابر (تقریباً ۰/۱۶۶) در نظر گرفته شد تا سوگیری‌های احتمالی به سمت یک معیار خاص خنثی گردد.

نتایج تحلیل حساسیت و بررسی خروجی‌ها در تمامی سناریوهای فوق نشان داد که به دلیل فاصله معنادار امتیاز گزینه مدل سودمحور (۰/۵۷۶) نسبت به مدل درآمدمحور (۰/۲۴۹) و مدل هزینه‌محور (۰/۱۷۵)، اولویت‌بندی نهایی گزینه‌ها دچار هیچ‌گونه تغییری نگردید. در واقع، حتی با تغییرات شدید (تا ۳۰ درصد) در ترجیحات اولیه، مدل سودمحور همواره با حاشیه اطمینان بالایی جایگاه نخست خود را حفظ نمود. این پایداری بالا^۱ نشان‌دهنده قطعیت نتایج، اعتبار بالای قضاوت‌های خبرگان و عدم وابستگی شدید نتیجه نهایی به نوسانات نقطه‌ای در اوزان است.

^۱ Robustness

جمع‌بندی

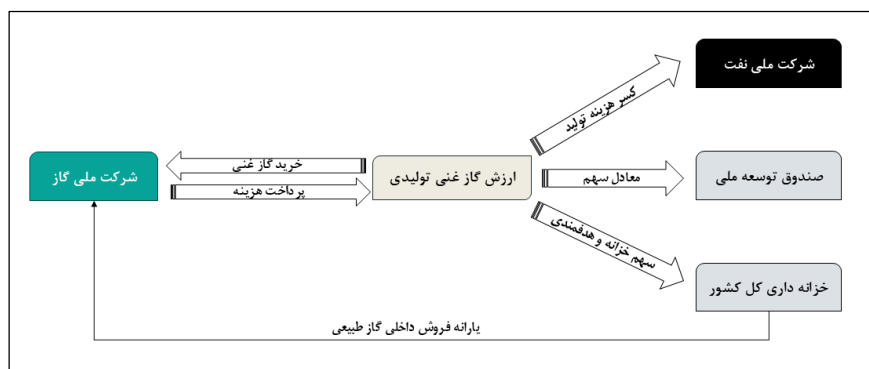
بر اساس مطالب بیان شده در بخش قبل مدل رابطه مالی سود محور دارای اولویت بیشتری تعیین گردید. برای برقراری مدل مذکور در شرایط مختص کشور که در آن شرکت ملی گاز در بالاست ورود ندارد و اکتشاف و استخراج گاز غنی با شرکت ملی نفت است و پس از استخراج در ابتدای پالایشگاه به شرکت ملی گاز به نرخ تکلیفی فروخته می‌شود، می‌بایست قواعد رابطه مالی به گونه‌ای تغییر نماید که شرکت بتواند بر اساس سود تجاری عمل نماید. در ادامه چگونگی تنظیم رابطه مالی سود محور تشریح می‌گردد.

تشریح ساختار مبادلات مالی جایگزین

در جهت اصلاح روابط مالی زنجیره گاز و ایجاد مدل سودمحور، پیشنهاد می‌شود که قانونگذار ابتدا تمامی گاز غنی و منابع حاصل از آن را به دولت واگذار کند. دولت که مالک تمام گاز غنی است، باید به‌طور مستقیم یا از طریق شرکت ملی نفت، این گاز را در ابتدای زنجیره ارزش گاز به شرکت ملی گاز به قیمت واقعی، که بر اساس ارزش اجزاء^۱ تشکیل‌دهنده گاز غنی محاسبه می‌شود، بفروشد. در ادامه، دولت از محل منابع حاصله، هزینه تولید گاز غنی را به شرکت ملی نفت پرداخت خواهد کرد، بر اساس قواعد رابطه مالی مصوب در برنامه هفتم توسعه (ماده ۱۵)، به‌صورت فی به ازای هر بشکه یا سنت به ازای هر مترمکعب. همچنین معادل سهم صندوق توسعه ملی از صادرات گاز یا درصدی از تولید گاز غنی از همین محل پرداخت می‌شود. سپس، شرکت ملی گاز گاز طبیعی و سایر محصولات تولیدی را به مشترکین مختلف عرضه می‌کند. به‌طور طبیعی، شرکت ملی گاز که گاز را به قیمت واقعی خریداری کرده است، تلاش خواهد کرد در فرآیند تولید و انتقال، کمترین هزینه و بیشترین درآمد را کسب کند، چرا که تمامی درآمد حاصل جزء منابع شرکت محسوب می‌شود. مصرف‌کننده نهایی به استثناء مصارف خانگی و تجاری (صنایع، نیروگاه‌ها و غیره) نیز باید گاز را به قیمت واقعی خریداری کند. در این مرحله، دولت در صورت تشخیص از منظر ملاحظات اجتماعی، رفاهی و سیاست صنعتی از منابع اولیه عظیم خود (حاصل از فروش گاز غنی به شرکت ملی گاز با قیمت‌های واقعی) به مصرف‌کنندگان یارانه اختصاص خواهد داد. پیشنهاد

^۱ components

می‌شود که یارانه‌های تخصیص‌یافته توسط دولت در قبوض مصرف‌کنندگان به‌طور واضح قابل مشاهده باشد. این امر موجب می‌شود که شرکت‌های ملی گاز و نفت از ملاحظات اجتماعی دولت خارج شوند و طبق اصول بنگاه‌داری عمل کنند، در حالی که دولت نیز به‌صورت شفاف هزینه‌هایی که برای ملاحظات اجتماعی و صنعتی خود متحمل می‌شود را مشاهده خواهد کرد. برای ابتدای اجرای این پیشنهاد، امکان‌پذیر است که محاسبات به گونه‌ای انجام شود که تغییرات قابل توجهی در درآمدها و هزینه‌های ذی‌نفعان ایجاد نشود و تنها منابع و مصارف دولت شفاف گردد. شماتیک ساختار رابطه مالی پیشنهادی همان‌طور که تشریح گردید، در شکل (۵) قابل مشاهده است.



شکل ۵. ساختار رابطه مالی جایگزین

منبع: یافته‌های پژوهش.

ویژگی‌ها و خصوصیات ساختار مالی جایگزین

برای اجرای صحیح این مدل، ملاحظات در خصوص قیمت گاز غنی، سهم صندوق توسعه ملی و تخصیص منابع به مناطق گازخیز وجود دارد که پس از شرح ساختار کلان مدل همان‌طور که بیان شد، در ادامه به تفصیل مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

الف) نرخ گاز غنی: در ساختار مالی بیان شده، گاز غنی تولیدی به قیمت مجموع حاصل‌ضرب درصد وزنی ترکیبات مختلف گاز غنی، شامل گاز طبیعی، اتان، پروپان، بوتان و... در ضریبی از قیمت میانگین فصلی صادراتی هر یک از این ترکیبات به تفکیک هر میدان تولیدی نفت و گاز (با توجه به ترکیب متفاوت گاز غنی هر میدان)، به شرکت ملی گاز فروخته می‌شود. نظر به این

نکته که میزان ترش بودن، نوع و کیفیت گاز غنی استخراجی در هر میدان متفاوت است، نرخ گاز غنی باید با استفاده از فرمول فوق برای هر میدان به طور جداگانه تعیین گردد. این نرخ گذاری باید به گونه ای باشد که هزینه های تولید گاز غنی، پالایش، انتقال، توزیع و فروش گاز طبیعی و سایر فرآورده های گازی را پوشش دهد. برای استقرار این ساختار مالی، نرخ گاز غنی باید بر اساس ارزش ذاتی اجزای تشکیل دهنده آن و با استفاده از فرمول زیر محاسبه گردد:

$$P_{RG} = C \times \sum_{i=0}^n W_i P_i$$

در این رابطه، W_i نشان دهنده درصد وزنی/حجمی هر یک از ترکیبات موجود در گاز غنی (شامل گاز طبیعی، اتان، پروپان، بوتان و غیره) در میدان مورد نظر است. پارامتر P_i نمایانگر میانگین فصلی قیمت صادراتی آن محصول و C ضریب تعدیل که عددی بین صفر تا ۱ است. ضریب مذکور باید به گونه ای تعیین شود که در ابتدا منابع حاصل از فروش گاز غنی با مصارف مربوطه، از جمله سهم سازمان هدفمندسازی یارانه ها، سهم مالکانه دولت (خزانه)، سهم صندوق توسعه ملی، هزینه های تولید شرکت ملی نفت و یارانه گاز طبیعی که دولت به بخش های خانگی، تجاری، نیروگاهی، صنعتی و سایر بخش ها پرداخت می کند، تراز شود. به علاوه، شرکت ملی گاز باید پس از پرداخت هزینه های گاز غنی، قادر باشد سایر هزینه های خود، از جمله هزینه های پالایش، توزیع، انتقال و سایر فعالیت ها را نیز پوشش دهد. پیشنهاد می گردد ضریب مذکور سالانه افزایش پیدا کند. این امر انگیزه افزایش بهره وری را در شرکت ملی گاز افزایش می دهد؛ چرا که با گران تر شدن گاز غنی برای شرکت ملی گاز، این شرکت طی یک برنامه در راستای افزایش درآمدهای خود، کاهش گازهای تلف شده در طول زنجیره، افزایش استحصال ال پی جی و غیره را دنبال خواهد کرد.

ب) سهم های قانونی: در مدل جدید، پیشنهاد می شود که معادل درصدی از منابع حاصل از فروش گاز غنی به صندوق توسعه ملی اختصاص یابد، و در این صورت تمامی منابع حاصل از صادرات گاز به طور کامل به شرکت ملی گاز تخصیص یابد. مبحث سهم صندوق توسعه ملی از خالص صادرات گاز در قوانین بالادستی همچون سیاست های کلی برنامه پنجم و ششم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران، ماده ۷ برنامه ششم بیان گردیده و همچنین

ماده ۱۶ قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور که در حکم اساسنامه این صندوق نیز می‌باشد، تصریح شده است. در صورتی که در نظر گرفتن درصدی از تولید گاز غنی به صندوق توسعه ملی امکان‌پذیر نباشد، در این ساختار مالی معادل سهم صندوق توسعه ملی از خالص صادرات گاز، از منابع اولیه عظیم حاصل از فروش گاز غنی توسط دولت به شرکت ملی گاز به این صندوق پرداخت خواهد شد. زیرا شرکت ملی گاز در ابتدای زنجیره ارزش، گاز غنی را به قیمت واقعی محصولات آن خریداری کرده است و بنابراین منابع حاصل از فروش تمامی محصولات، از جمله صادرات گاز طبیعی، به طور کامل متعلق به شرکت ملی گاز خواهد بود. همچنین در ساختار مالی جدید، معادل سهم مناطق گازخیز و کمتر توسعه‌یافته، که برابر با سه درصد از خالص صادرات گاز طبق بند «ت» ماده (۳۲) قانون احکام دائمی و بند «الف» ماده (۲۶) برنامه ششم توسعه است، از منابع حاصل از فروش گاز غنی توسط دولت به این مناطق اختصاص می‌یابد.

تطابق مدل بهینه با آسیب‌شناسی زنجیره گاز

انتخاب مدل سودمحور از منظر تطابق با رفع آسیب‌های شناسایی شده به این صورت است:

- ۱- انگیزه بهره‌وری: با واقعی شدن قیمت خرید گاز غنی در این مدل، شرکت ملی گاز انگیزه اقتصادی مستقیمی برای کاهش هدررفت و بهینه‌سازی شبکه توزیع پیدا می‌کند، زیرا هر متر مکعب صرفه‌جویی مستقیماً به سود شرکت می‌افزاید. ۲- انضباط‌بخشی مالی: با تجمع درآمدها در شرکت ملی گاز و پرداخت شفاف یارانه‌ها توسط دولت، منابع به صورت یکپارچه‌تر برای برنامه‌ریزی و تخصیص بهتر در اختیار دولت قرار می‌گیرد. ۳- جذابیت سرمایه‌گذاری: پرداخت هزینه تولید گاز غنی بر اساس ارزش واقعی به دولت موجب تجمع منابع لازم جهت سرمایه‌گذاری در حوزه بالادستی و پرداخت سهم واقعی شرکت ملی نفت به ازای هر متر مکعب، انگیزه لازم برای توسعه میادین گازی که پیش‌تر معطوف بر توسعه میادین نفتی بوده را فراهم می‌آورد.

شاخص شدت انرژی در کشور به طور قابل توجهی بیشتر از میانگین جهانی بوده و گاز، با توجه به سهم ۷۰ درصدی‌اش در سبد انرژی کشور، تاثیر زیادی بر این شاخص دارد. همچنین، با در نظر گرفتن مشکل ناترازی گاز در کشور، نیاز به اتخاذ سیاست‌های بهینه‌سازی و افزایش بهره‌وری امری ضروری است. از سوی دیگر، یکی از چالش‌های دائمی دولت در تعامل با

شرکت‌های بزرگ دولتی مانند شرکت ملی گاز، مدل مبادلات مالی این شرکت‌ها با دولت است. ساختار مبادلات مالی کنونی در زنجیره گاز با ابهامات، عملکردهای غیر بهینه و نبود شفافیت‌هایی مواجه است که باعث تخصیص ناکارآمد منابع و هدررفت ثروت ملی در طول زنجیره می‌شود. بنابراین، اصلاح ساختار مبادلات مالی زنجیره گاز امری حیاتی است تا از یک‌سو با ایجاد انگیزه، بهره‌وری در سراسر زنجیره افزایش یابد و از سوی دیگر، از پراکندگی درآمدهای حاصل از گاز جلوگیری کرده و انضباط و شفافیت بیشتری در قیمت‌گذاری و تقسیم درآمدها ایجاد شود. همچنین، سهم هر یک از بازیگران و یارانه‌های پرداختی دولت باید به طور روشن و شفاف تعیین گردد.

در این پژوهش با استفاده از روش کمی تحلیل فرایند سلسله مراتبی (AHP) مشخص گردید اولویت‌بندی بین مدل‌های رابطه مالی بر اساس معیارهای سنجش انجام گرفت که مشخص شد مدل سودمحور دارای اولویت بیشتری است. برای برقراری قاعده سودمحور در شرایطی که حوزه بالادست در حیطه فعالیت شرکت ملی نفت است و شرکت ملی گاز ورودی ندارد؛ پیشنهاد خرید گاز غنی به قیمت اجزاء تشکیل دهنده آن است. اصلاح ساختار رابطه مالی زنجیره گاز غنی با توجه به عدم شفافیت درآمد و هزینه‌های زنجیره گاز از یک سو و لزوم اتخاذ راهبردهای غیرقیمتی با توجه به ملاحظات اجتماعی به منظور بهینه‌سازی مصرف گاز در سال‌های پیش رو، به عنوان راهکار عمده مسائل مطرح شده، پیشنهاد می‌گردد.

تغییر ساختار رابطه مالی اثرات مفیدی در حوزه سیاست‌گذاری و حکمرانی بخش انرژی دارد که می‌توان به مواردی اعم از شفافیت و یکپارچگی منابع و مصارف بخش گاز، بسترسازی تصمیم‌گیری دولت جهت مدیریت یارانه و هدفمندسازی، بسترسازی افزایش میزان گاز تولیدی و بهینه‌سازی، هدایت شرکت ملی گاز در جهت افزایش بهره‌وری و درآمدها، افزایش بهره‌وری و بهبود مدیریت مصرف گاز و ایجاد انگیزه افزایش صادرات گاز طبیعی اشاره نمود. در نهایت، پیشنهاد می‌شود در پژوهش‌های آتی، پژوهشگران با استفاده از مدل‌های پویایی‌شناسی سیستم^۱ و داده‌های تفصیلی تولید و مصرف، به پیش‌بینی کمی و شبیه‌سازی اثرات اجرای مدل‌های مختلف

رابطه مالی بر شاخص‌های کلان عرضه، تقاضا و کاهش ناترازی گاز در افق‌های میان‌مدت و بلندمدت بپردازند.

منابع

ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۸. (۱۴۰۰). معاونت برنامه وزارت نفت. تهران: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

کثیری بیدهندی، محمدرضا، مریدی فریمانی، فاضل، و میرنظامی، سیدرضا. (۱۴۰۰). چگونگی اصلاح رژیم مالی حاکم بر قراردادهای نفتی ایران (IPC) با هدف بهبود توسعه میادین گازی کشور. *مطالعات راهبردی سیاست‌گذاری عمومی (مطالعات راهبردی جهانی شدن)*، ۱۱(۴۱)، ۳۰-۵۳. قابل دسترسی از https://sspp.iranjournals.ir/article_251123.html

صاحب هنر، حامد، طاهری فرد، علی، مریدی فریمانی، فاضل، و مهدوی، روح اله. (۱۳۹۶). ارزیابی مالی - اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین. *فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی*، ۱(۲۸)، ۳۵-۷۳. قابل دسترسی از https://ndea10.khu.ac.ir/jemr/browse.php?a_id=1415

پرهیزکاری، سیدعباس، و پادام، سید سجاد. (۱۳۹۸). بررسی رابطه مالی شرکت‌های ملی نفت و گاز با دولت. *ماهنامه گزارش‌های کارشناسی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی*، ۲۷(۱۰)، ۱-۲۰. قابل دسترسی از https://report.mrc.ir/article_8013.html

کثیری، محمدرضا. (۱۴۰۲). مسائل راهبردی بخش انرژی در برنامه هفتم توسعه (۳): اصلاح ساختاری رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت. *ماهنامه گزارش‌های کارشناسی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی*، ۳۱(۵)، ۱-۳۳. قابل دسترسی از https://report.mrc.ir/article_9676.html

امیری، مقصود، دارستانی فراهانی، احمد، و محبوب قدسی، مهسا. (۱۳۹۵). تصمیم‌گیری چندمعیاره. تهران: نشر دانشگاهی کیان.

عطائی، محمد. (۱۳۸۸). تصمیم‌گیری چندمعیاره. شاهرود: دانشگاه صنعتی شاهرود.

References

BP. (2025). Natural Gas sector. Retrieved from <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>.

Energy Institute. (2025). Statistical Review of World Energy (74th Ed.). Retrieved from <https://www.energyinst.org/statistical-review>.

International Energy Agency. (2023). Energy intensity, Data and Projections. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/energy-intensity>.

Nakhle, C. (2008). Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow, Retrieved from <https://www.routledge.com/Petroleum-Taxation-Sharing-the-Oil-Wealth-A-Study-of-Petroleum-Taxation-Yesterday-Today-and-Tomorrow/Nakhle/p/book/9780415449427>.

Manley, D., & Pitman, R. (2017). Natural Resource Charter Benchmarking Framework, Natural Resource Governance Institute. Retrieved from <https://resourcegovernance.org/analysis-tools/publications/natural-resource-charter-benchmarking-framework>.

Cottarelli, C. (2012). International Monetary Fund, Fiscal Affairs Department, Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation. Retrieved from <https://www.imf.org/en/Publications/Policy-Papers/Issues/2016/12/31/Fiscal-Regimes-for-Extractive-Industries-Design-and-Implementation-PP4701>.

Johnston, D., & Johnston, D. (2015). Oxford Institute for Energy Studies, Fundamental Petroleum Fiscal Considerations. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/publications/fundamental-petroleum-fiscal-considerations/>.

Goldsworthy, B., & Zakharova, D. (2010). Evaluation of the Oil Fiscal Regime in Russia and Proposals for Reform. *IMF Working Paper*, Retrieved from <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/Evaluation-of-the-Oil-Fiscal-Regime-in-Russia-and-Proposals-for-Reform-23624>.

Ernst & Young Global Limited. (2019). Global oil and gas tax guide, Iran sector. Retrieved from <https://globaltaxnews.ey.com/news/2019-5677-ey-global-oil-and-gas-tax-guide-2019>.

Patrick, R. Heller, P., Mahdavi, P., & Schreuder, J. (2014). Reforming National Oil Companies: Nine Recommendations. Retrieved from <https://resourcegovernance.org/publications/reforming-national-oil-companies-nine-recommendations>.

Babbie, E. R. (2020). The practice of social research: Cengage learning. Retrieved from <https://books.google.com/books?id=KrGeygEACAAJ>.

McNabb, D. E. (2017). *Research methods in public administration and nonprofit management*. London: Routledge. Retrieved from <https://www.routledge.com/Research-Methods-in-Public-Administration-and-Nonprofit-Management/McNabb/p/book/9781138743809>.

Saaty, T. L., & Bennett, J. P. (1977). A theory of analytical hierarchies applied to political candidacy. *Behavioral Science*, 22(4), 237-245. Retrieved from <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bs.3830220402>.

Forman, E. H., & Gass, S. I. (2001). The analytic hierarchy process—an exposition. Retrieved from <https://pubsonline.informs.org/doi/10.1287/opre.49.4.469.11231>.

Saaty, T. L. (1996). Decision making with dependence and feedback: The analytic network process (4922). Pittsburgh: RWS publications. Retrieved from <https://www.rwspublications.com/books/decision-making-with-dependence-and-feedback-the-analytic-network-process/>.

Saaty, T. L. (1994). *Fundamentals of decision making*. Pittsburgh: RWS Publications. Retrieved from <https://www.rwspublications.com/books/fundamentals-of-decision-making-and-priority-theory-with-the-ahp/>.

Saaty, T., & Vargas, L. (2001). *Models, Methods, Concepts & Applications of the AHP*. New York: Kluwer's International Series. Retrieved from <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4614-3597-6>.

Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2017). Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches. Retrieved from <https://www.sagepub.com/shop/buy-a-book/research-design-5-255675>.