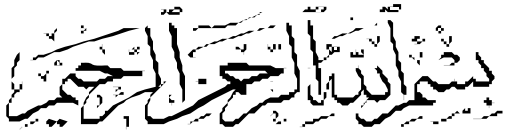

بسم الله الرحمن الرحيم

مدیریت انرژی در ایران
(وضعیت موجود و راهکارها)

مجری طرح: اندیشگاه تحلیلگران انرژی فناور

علیرضا پیمانپاک، جواد کیپور و محمدرضا اکبری

دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

پیمانپاک، علیرضا
مدیریت انرژی در ایران: وضعیت موجود و راهکارها/ تهیه و تدوین علیرضا پیمانپاک، جواد کیپور، محمدرضا اکبری؛ مجری طرح اندیشگاه تحلیلگران انرژی فناور؛ ناظران علمی محمدرضا محمدخانی ... [و دیگران]. --تهران: مجلس شورای اسلامی، مرکز پژوهش‌ها، ۱۳۸۹.
۳۹۸ ص.: عکس (بخشی رنگی)، نقشه (بخشی رنگی)، جدول، نمودار (رنگی). -(مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی؛ ۱۳۸۹/۸)
ISBN: 978-964-8427-79-0
فهرست‌نویسی براساس اطلاعات فیپا.
کتابنامه: ص. [۳۹۵] -۳۹۸.
۱. انرژی، منابع -ایران. الف. کیپور، جواد، نویسنده همکار. ب. اکبری، محمدرضا، نویسنده همکار. ج. محمدخانی، محمدرضا، ناظر علمی. د. اندیشگاه تحلیلگران انرژی فناور. ه. مجلس شورای اسلامی. مرکز پژوهش‌ها. دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن. و. عنوان.
۹پ۹الف/HD۹۵۰۲
۱۳۸۹

عنوان: *مدیریت انرژی در ایران* (وضعیت موجود و راهکارها)
مجری طرح: اندیشگاه تحلیلگران انرژی فناور
علیرضا پیمانپاک، جواد کیپور و محمدرضا اکبری
ناظران علمی: محمدرضا محمدخانی، محمدحسن معادی رودسری
هاشم خویی و ایرج مهرآزما
ناشر: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی
نوبت چاپ: اول، تابستان ۱۳۸۹
تیراژ: ۱۰۰۰ نسخه

مسئولیت صحت مطالب کتاب با مجری طرح است.
کلیه حقوق برای مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی محفوظ است.

فهرست مطالب

سخن ناشر **۱**

پیشگفتار **۳**

مقدمه **۷**

فصل اول ضرورت مدیریت انرژی با تکیه بر تفاوت شاخص‌های انرژی در کشـورهای هدف و ایران **۱۱**

۱-۱ مقدمه ۱۳

۱-۲ بررسی شاخص‌های مؤثر انرژی در کشورهای هدف و ایران ۱۳

۱-۲-۱ مصرف انرژی اولیه ۱۳

۱-۲-۱-۱ ژاپن ۱۴

۱-۲-۱-۲ نروژ ۱۶

۱-۲-۱-۳ هند ۱۷

۱-۲-۱-۴ ایران ۱۹

۱-۲-۲ مصرف سرانه انرژی ۲۱

۱-۲-۳ شدت انرژی ۲۲

۱-۲-۳-۱ ژاپن ۲۳

۱-۲-۳-۲ نروژ ۲۳

۱-۲-۳-۳ هند ۲۴

۱-۲-۳-۴ ایران ۲۴

۱-۳ پیامدهای نبود مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی ۲۷

۱-۳-۱ تنزل موقعیت استراتژیک ۲۷

۱-۳-۲ کاهش امنیت انرژی ۲۸

۱-۳-۳ افزایش ضریب آسیب‌پذیری در مقابل تهدیدات خارجی و سوانح طبیعی ۲۸

۱-۳-۴ سیاست‌گذاری‌های غلط در حوزه انرژی ۲۹

۱-۴ جمع‌بندی ۳۰

فصل دوم وضعیت صنعت برق در کشورهای هدف و ایران ۳۳
۲-۱ مقدمه ۳۵
۲-۲ صنعت برق ژاپن ۳۵
۲-۲-۱ تنوع نیروگاه‌ها در تأمین برق ۳۵
۲-۲-۲ قیمت برق ۳۷
۲-۲-۳ روند تولید و مصرف برق ۳۹
۲-۲-۴ ذخیره‌سازی برق ۳۹
۲-۲-۵ بازدهی نیروگاه‌ها ۴۲
۲-۲-۶ ساختار اداری و مدیریتی ۴۲
۲-۳ صنعت برق هند ۴۴
۲-۳-۱ کلیات ۴۴
۲-۳-۲ تنوع نیروگاه‌ها در تأمین برق ۴۶
۲-۳-۳ ساختار اداری و مدیریتی ۴۷
۲-۳-۴ روند تولید و مصرف برق ۴۷
۲-۴ صنعت برق نروژ ۴۹
۲-۴-۱ تنوع نیروگاه‌ها در تأمین برق ۴۹
۲-۴-۲ قیمت برق ۵۰
۲-۴-۳ مصرف برق ۵۳
۲-۴-۳-۱ تلفات صنعت برق ۵۴
۲-۴-۳-۲ ساختار اداری و مدیریتی ۵۶
۲-۴-۳-۳ زیرساخت‌های مهم ۵۶
۲-۴-۴ ذخیره‌سازی برق ۵۸
۲-۵ صنعت برق ایران ۵۸
۲-۵-۱ تولید برق ۵۸
۲-۵-۲ سوخت مصرفی نیروگاه‌ها ۶۲
۲-۵-۳ گزینش چگونگی انتخاب روش تولید برق در مناطق مختلف کشور ۶۳
۲-۵-۴ قیمت برق ۶۴
۲-۵-۵ ذخیره‌سازی برق ۶۵

۲-۵-۶ توزیع و مصرف برق ۶۶
۲-۵-۷ روند رشد متوسط مصرف سالیانه هر مشترک ۶۷
۲-۵-۸ روند رشد تلفات برق ۷۱

فصل سوم وضعیت انرژی‌های تجدیدپذیر در کشورهای هدف و ایران ۷۳

۳-۱ مقدمه ۷۵
۳-۲ انرژی‌های نو در ژاپن ۷۶
۳-۲-۱ کلیات ۷۶
۳-۲-۲ انرژی خورشیدی ۷۷
۳-۲-۳ فتوولتائیک ۷۷
۳-۲-۴ انرژی باد ۷۸
۳-۲-۵ انرژی آب ۷۸
۳-۲-۶ انرژی زمین‌گرمایی ۷۹
۳-۲-۷ انرژی اقیانوس و برق حاصل از موج ۷۹
۳-۲-۸ بیوماس ۸۰
۳-۳ انرژی‌های تجدیدپذیر در نروژ ۸۰
۳-۳-۱ برنامه‌های توسعه انرژی‌های نو ۸۲
۳-۳-۲ انرژی بادی ۸۳
۳-۳-۳ انرژی زیست‌توده ۸۴
۳-۳-۴ انرژی خورشیدی ۸۴
۳-۳-۵ جایگاه پیل سوختی ۸۵
۳-۳-۵-۱ مهم‌ترین برنامه‌های پیل سوختی ۸۶
۳-۴ انرژی‌های نو در هند ۸۷
۳-۴-۱ انرژی بیوماس ۸۷
۳-۴-۲ انرژی حاصل از آب ۸۹
۳-۴-۲-۱ سدهای آبی کوچک ۸۹
۳-۴-۲-۲ امواج دریا ۸۹
۳-۴-۳ انرژی خورشیدی ۸۹
۳-۴-۴ تولید انرژی دومنظوره ۹۱

۳-۴-۵ انرژی باد ۹۲
۳-۴-۶ انرژی زمین‌گرمایی ۹۳
۳-۵ انرژی‌های تجدیدپذیر در ایران ۹۵
۳-۵-۱ برق‌آبی ۹۵
۳-۵-۱-۱ کلیات ۹۵
۳-۵-۲ انرژی باد ۱۰۰
۳-۵-۲-۱ نیروگاه بادی سایت منجیل و پسکولان ۱۰۰
۳-۵-۲-۲ نیروگاه بادی سایت رودبار ۱۰۱
۳-۵-۲-۳ نیروگاه بادی سایت هرزویل ۱۰۱
۳-۵-۲-۴ نیروگاه بادی سایت سیاه‌پوش ۱۰۱
۳-۵-۲-۵ نیروگاه بادی سایت بینالود ۱۰۱
۳-۵-۲-۶ نیروگاه بادی ۶۰ مگاوات گیلان ۱۰۱
۳-۵-۳ انرژی خورشیدی ۱۰۶
۳-۵-۳-۱ ساخت نیروگاه‌های خورشیدی ۱۰۶
۳-۵-۳-۲ پتانسیل موجود در حیطه انرژی خورشیدی ۱۱۰
۳-۵-۴ انرژی ژئوترمال ۱۱۱
۳-۵-۴-۱ پمپ‌های حرارتی ژئوترمال و ذخیره انرژی ۱۱۲
۳-۵-۴-۲ منابع ژئوترمال ۱۱۲
۳-۵-۴-۳ کاربردهای انرژی ژئوترمال ۱۱۲
۳-۵-۴-۴ مزایای استفاده از نیروگاه‌های ژئوترمال ۱۱۳
۳-۵-۴-۵ مشکلات استفاده از نیروگاه‌های ژئوترمال ۱۱۴
۳-۵-۴-۶ وضعیت انرژی ژئوترمال ۱۱۵
۳-۵-۵ انرژی زیست‌توده ۱۱۵
۳-۵-۵-۱ پتانسیل‌سنجی در مشهد ۱۱۶
۳-۵-۵-۲ پتانسیل‌سنجی در شیراز ۱۱۷

فصل چهارم وضعیت گاز طبیعی در کشورهای هدف و ایران ۱۱۹

۴-۱ مقدمه ۱۲۱
۴-۲ بخش گاز طبیعی ژاپن ۱۲۱

۴-۲-۱ کلیات ۱۲۱
۴-۲-۲ ساختار اداری و مدیریتی ۱۲۶
۴-۳ بخش گاز طبیعی هند ۱۲۷
۴-۳-۱ کلیات ۱۲۷
۴-۳-۲ ساختار اداری و مدیریتی ۱۲۸
۴-۳-۳ زیرساخت‌های بخش گاز ۱۲۹
۴-۴ بخش گاز طبیعی نروژ ۱۳۰
۴-۴-۱ کلیات ۱۳۰
۴-۴-۲ زیرساخت‌های بخش گاز ۱۳۱
۴-۴-۳ ساختار اداری و مدیریتی ۱۳۳
۴-۵ بخش گاز طبیعی ایران ۱۳۴
۴-۵-۱ کلیات ۱۳۴
۴-۵-۲ ذخایر گاز طبیعی ۱۳۵
۴-۵-۳ تولید ۱۳۷
۴-۵-۳-۱ وضعیت میادین تولیدی ۱۳۷
۴-۵-۳-۲ میادین مشترک گازی ۱۳۷
۴-۵-۳-۳ میدان گاز پارس جنوبی ۱۳۸
۴-۵-۳-۴ تولید گاز طبیعی ۱۴۰
۴-۵-۳-۵ تولید مایعات گازی، میعانات و گوگرد ۱۴۱
۴-۵-۳-۶ تولید گاز سبک ۱۴۴
۴-۵-۳-۷ برداشت گاز طبیعی ۱۴۶
۴-۵-۳-۸ تزریق گاز به میادین نفتی ۱۴۷
۴-۵-۳-۹ پالایش ۱۴۸
۴-۵-۳-۱۰ پروژه‌های پالایشگاهی در حال ساخت ۱۴۹
۴-۵-۴ توزیع گاز طبیعی ۱۵۰
۴-۵-۴-۱ انتقال گاز طبیعی ۱۵۰
۴-۵-۴-۲ پروژه‌های خطوط انتقال گاز سراسری ۱۵۱
۴-۵-۵ ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی ۱۵۷

۴-۵-۶ مصرف گاز طبیعی ۱۵۸
۴-۵-۶-۱ بخش خانگی، تجاری و عمومی ۱۶۱
۴-۵-۶-۲ بخش صنعت ۱۶۲
۴-۵-۶-۳ بخش پتروشیمی ۱۶۲
۴-۵-۶-۴ بخش حمل‌ونقل ۱۶۳
۴-۵-۶-۵ بخش پالایشگاهی ۱۶۶
۴-۵-۶-۶ بخش نیروگاهی ۱۶۷
۴-۵-۶-۷ مصرف استانی ۱۶۸
۴-۵-۶-۸ انشعابات و مصرف‌کنندگان ۱۶۹
۴-۵-۷ قیمت گاز طبیعی ۱۷۰

فصل پنجم وضعیت فراورده‌های نفتی در کشورهای هدف و ایران ۱۷۳

۵-۱ مقدمه ۱۷۵
۵-۲ فراورده‌های نفتی ژاپن ۱۷۵
۵-۲-۱ کلیات ۱۷۵
۵-۲-۲ ساختار اداری و مدیریتی ۱۷۷
۵-۲-۳ زیرساخت‌های بخش نفت ۱۷۹
۵-۳ فراورده‌های نفتی نروژ ۱۷۹
۵-۳-۱ کلیات ۱۷۹
۵-۳-۲ ساختار اداری و مدیریتی ۱۸۱
۵-۳-۲-۱ تولید فراورده ۱۸۲
۵-۴ فراورده‌های نفتی هند ۱۸۴
۵-۴-۱ کلیات ۱۸۴
۵-۴-۲ ساختار اداری و مدیریتی ۱۸۴
۵-۴-۳ واردات نفت خام ۱۸۶
۵-۴-۴ مصرف فراورده‌های نفتی ۱۸۹
۵-۵ فراورده‌های نفتی ایران ۱۹۲
۵-۵-۱ کلیات ۱۹۲
۵-۵-۲ روند تولید فراورده‌های نفتی ۱۹۳

۵-۵-۳ وضعیت کنونی و آینده واردات و صادرات فراورده‌های نفتی و نفت خام ۱۹۶
۵-۵-۴ انتقال فراورده‌های نفتی ۱۹۷
۵-۵-۵ ذخیره‌سازی فراورده‌های نفتی ۱۹۹
۵-۵-۶ مصرف فراورده‌های نفتی ۲۰۲
۵-۵-۷ روند آینده فراورده‌های بنزین و گازوئیل (تا افق سال ۱۴۰۲) ۲۰۵

فصل ششم وضعیت سوخت‌های جامد در کشورهای هدف و ایران ۲۱۱
۶-۱ مقدمه ۲۱۳
۶-۲ بخش زغال‌سنگ ژاپن ۲۱۳
۶-۳ بخش زغال‌سنگ نروژ ۲۱۴
۶-۴ بخش زغال‌سنگ هند ۲۱۶
۶-۵ بخش زغال‌سنگ ایران ۲۱۸
۶-۵-۱ تولید زغال‌سنگ ۲۱۸
۶-۵-۲ عملیات اکتشاف و تجهیز معادن زغال‌سنگ ۲۱۸
۶-۵-۳ طرح‌های اکتشافی و تجهیز معادن زغال‌سنگ کک‌شو (متالورژی) ۲۱۹
۶-۵-۴ طرح‌های اکتشافی و تجهیز معادن زغال‌سنگ حرارتی ۲۲۰
۶-۵-۵ واردات و صادرات زغال‌سنگ ۲۲۰

فصل هفتم چالش‌ها و راهکارهای مدیریت انرژی در کشور ۲۲۱
۷-۱ مقدمه ۲۲۳
۷-۲ مشکلات حوزه انرژی ۲۲۳
۷-۲-۱ بهینه‌سازی مصرف انرژی ۲۲۳
۷-۲-۱-۱ قیمت و تأثیر آن بر مصرف انرژی ۲۲۴
۷-۲-۱-۲ راهکارهایی برای بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش صنعت ۲۲۹
۷-۲-۱-۳ راهکارهایی برای بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش خانگی ۲۳۴
۷-۲-۱-۴ الزامات قانونی بهینه‌سازی مصرف انرژی ۲۴۱
۷-۲-۲ تدوین و اجرای طرح جامع انرژی ۲۴۳
۷-۲-۲-۱ لزوم تدوین طرح ۲۴۳
۷-۲-۲-۲ وضعیت و پتانسیل‌های فعلی توزیع انواع حامل‌های انرژی ۲۴۵

۷-۲-۳-۲ مزایای تدوین طرح جامع انرژی ۲۷۰
۷-۲-۴-۲ شرکت‌های انرژی استانی ۲۸۰
۷-۳ مشکلات ساختاری حوزه انرژی ۲۸۱
۷-۳-۱ اهمیت یکپارچگی ساختار مدیریت انرژی ۲۸۱
۷-۳-۲ شورای عالی انرژی و چالش‌های موجود بر سر راه آن ۲۸۳
۷-۳-۲-۱ پیشینه‌های تشکیل شورای عالی انرژی ۲۸۳
۷-۳-۲-۲ بررسی وضعیت عملکرد شورای عالی انرژی ۲۸۵
۷-۳-۳ راهکار: شورای عالی انرژی یا وزارت انرژی ۲۸۷
۷-۳-۴ مهم‌ترین وظایف وزارت انرژی ۲۸۹
۷-۳-۴-۱ وظایف کلان ۲۸۹
۷-۳-۴-۲ وظایف بخشی ۲۹۰

فصل هشتم جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۳۱۹

۸-۱ تدوین طرح جامع انرژی ۳۲۱
۸-۲ اصلاح ساختار اجرایی متولیان انرژی و تنظیم ساختاری برای رفع نیازهای کوتاه‌مدت و بلندمدت ۳۲۱
۸-۳ تدوین لوایح قانونی برای الزام نهادهای مرتبط با حوزه انرژی به رعایت اصول بهینه‌سازی ۳۲۲

پیوست‌ها ۳۲۳

پیوست ۱ آمارهای ارائه شده در حوزه شاخص‌های انرژی، شدت انرژی و یارانه‌ها ۳۲۵
۱ مقدمه ۳۲۵
۱-۱ شدت انرژی ۳۲۵
۱-۲ یارانه مصرف‌کنندگان مختلف انرژی ۳۲۸
۱-۲-۱ در نظر نگرفتن یارانه سوخت نیروگاه‌ها به‌صورت مستقل ۳۲۸
۱-۲-۲ در نظر گرفتن یارانه سوخت نیروگاه‌ها به‌صورت مستقل ۳۲۹
پیوست ۲ اطلس انرژی بادی، خورشیدی و زمین‌گرمایی ۳۳۰
پیوست ۳ چکیده‌ای درباره تکنولوژی توربین‌های بادی ۳۳۲
۱ مقدمه ۳۳۲

۲ توان پتانسیل توربین ۳۳۳
۳ توزیع سرعت باد ۳۳۴
۴ ضریب ظرفیت ۳۳۴
۵ محدودیت نفوذ ۳۳۵
۶ پیش‌بینی‌پذیری ۳۳۵
۷ نصب توربین ۳۳۶
۸ وضعیت بهره‌برداری از باد در دنیا ۳۳۶
۹ برق بادی در مقیاس کوچک ۳۳۸
۱۰ آثار زیست‌محیطی ۳۳۹
۱۰-۱ انتشار گاز دی‌اکسید کربن و آلودگی ۳۳۹
۱۰-۲ تأثیرات بوم‌شناختی ۳۴۰
۱۰-۳ استفاده از زمین ۳۴۰
۱۰-۴ تأثیر بر پرندگان ۳۴۱
۱۱ هزینه‌ها ۳۴۲
پیوست ۴ تکنولوژی‌های ذخیره‌سازی برق ۳۴۳
۱ ذخیره‌سازی از طریق باتری‌های کاربردی ۳۴۳
۲ ذخیره‌سازی از طریق هوای فشرده ۳۴۳
۳ ذخیره‌سازی از طریق نیروی آب پمپاژ شده ۳۴۳
۴ ابرخازن‌ها ۳۴۴
۵ فلایویل‌ها ۳۴۵
پیوست ۵ چکیده‌ای درباره نیروگاه‌های سیکل ترکیبی ۳۴۸
پیوست ۶ اطلاعات تفصیلی طرح تعیین ساختار بهینه سیستم عرضه انرژی برق در کشور ۳۵۰
۱ عنوان طرح ۳۵۰
۲ محل اجرای طرح ۳۵۰
۳ اهداف طرح ۳۵۰
۴ ابزار استفاده شده ۳۵۱
۵ وضعیت اجرای طرح ۳۵۱
پیوست ۷ مقاله بحران نفتی ایران و امنیت ملی آمریکا به زبان انگلیسی و فارسی ۳۵۳

پیوست ۸ محاسبات اقتصادی برق‌رسانی به روستاهای دورافتاده در استان‌های سیستان و بلوچستان، هرمزگان، خوزستان و فارس ۳۶۷
پیوست ۹ بررسی تعرفه خرید تضمینی برق بادی ۳۷۷
۱ قوانین موجود در مورد تعرفه انرژی‌های نو در ایران ۳۷۷
۲ فروش تضمینی براساس آیین‌نامه ماده (۶۲) ۳۷۸
۳ تحلیل مالی قیمت تمام شده برق تولیدی از انرژی باد ۳۷۹
۴ نتیجه‌گیری ۳۸۱
پیوست ۱۰ پیش‌نویس لایحه مدیریت انرژی ۳۸۲
منابع و مآخذ ۳۹۵

فهرست جدول‌ها

جدول ۱ مقایسه برخی شاخص‌های کلان انرژی میان ایران، ژاپن، هند و نروژ ۷
جدول ۲ مقایسه شدت انرژی گزارش شده در منابع مختلف بین ایران و ژاپن ۸
جدول ۱-۱ پیش‌بینی مصرف انرژی در ژاپن ۱۵
جدول ۲-۱ مقایسه پیش‌بینی انجام شده و وضعیت موجود در مصرف انرژی کشور ۱۹
جدول ۳-۱ مصرف انرژی اولیه و رشد آن در سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۵ ..... ۱۹
جدول ۱-۲ مهم‌ترین نیروگاه‌های برق‌آبی ژاپن که از تکنولوژی تلمبه ذخیره‌ای بهره می‌برند ۴۰
جدول ۲-۲ مقایسه بازده حرارتی، اتلاف انتقال و توزیع شبکه برق و ضریب دسترسی سالیانه نیروگاه‌ها در برخی کشورهای مهم دنیا ۴۳
جدول ۳-۲ تولید برق از منابع مختلف هندوستان (۲۰۰۳- ۱۹۹۷) ۴۹
جدول ۴-۲ تراز برق کشور نروژ در سال‌های ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۷ ..... ۵۵
جدول ۵-۲ تراز برق کشور نروژ در سال‌های ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۷ ..... ۵۷
جدول ۶-۲ مقایسه‌ای میان قیمت یک کیلووات ساعت برق در کشورهای مختلف ۶۵
جدول ۷-۲ مقایسه مقدار اتلاف برق در شبکه معادل تعداد مشترکان از سال ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ ..... ۷۱
جدول ۱-۳ تولید انرژی‌های نو در ژاپن ۷۶
جدول ۲-۳ روند تقاضای بیوماس در هندوستان طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۰۰ ..... ۸۸
جدول ۳-۳ منابع تولید برق هندوستان در سال‌های ۲۰۳۰-۱۹۹۰ ..... ۹۴
جدول ۴-۳ سهم انواع سوخت در تأمین انرژی اولیه کشور هند در سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۲۵ ..... ۹۴
جدول ۵-۳ توانایی هندوستان در تولید انرژی‌های نو و تجدیدپذیر ۹۵
جدول ۶-۳ حوضه‌های مهم آبریز کشور ۹۶
جدول ۷-۳ نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک در حال احداث در کشور ۹۷
جدول ۸-۳ تولید نیروگاه ۱۰ کیلوواتی طالقان از سال ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۵ ..... ۱۰۶
جدول ۹-۳ تولید نیروگاه دربید یزد از ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۵ ..... ۱۰۸
جدول ۱۰-۳ تولید نیروگاه سرکویر سمنان از ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۵ ..... ۱۰۸
جدول ۱-۴ واردات گاز طبیعی مایع ژاپن ۱۲۴

جدول ۲-۴ ترمینل‌های مهم واردات گاز طبیعی مایع ژاپن (سال ۲۰۰۴) ۱۲۵
جدول ۳-۴ خطوط لوله اصلی انتقال گاز طبیعی و استان‌های تحت پوشش آن ۱۲۹
جدول ۴-۴ تولید گاز در کشور نروژ ۱۳۰
جدول ۵-۴ وضعیت تولید گاز در نروژ برای سال‌های آینده ۱۳۱
جدول ۶-۴ خطوط مهم انتقال گاز در نروژ ۱۳۱
جدول ۷-۴ میادین مشترک گاز طبیعی با کشورهای همسایه ۱۳۸
جدول ۸-۴ اهداف تولیدی فازهای مختلف توسعه میدان پارس جنوبی ۱۳۹
جدول ۹-۴ تولید مایعات گازی در کارخانجات گاز و گاز مایع کشور سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۳ .....۱۴۲
جدول ۱۰-۴ تولید میعانات گازی در سال‌های ۸۴-۱۳۷۶ .....۱۴۴
جدول ۱۱-۴ صادرات میعانات گازی در سال‌های ۸۴-۱۳۸۱ .....۱۴۴
جدول ۱۲-۴ برداشت گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹ .....۱۴۶
جدول ۱۳-۴ تزریق گاز به میادین نفتی در سال‌های ۸۴-۱۳۷۶ .....۱۴۸
جدول ۱۴-۴ شاخص‌های انرژی مصرفی و برق پالایشگاه‌های نفت ۱۶۷
جدول ۱۵-۴ قیمت متوسط فروش گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹ .....۱۷۰
جدول ۱-۵ ظرفیت پالایشی نفت خام در کشور ژاپن و اسامی برخی پالایشگاه‌های مهم ۱۷۹
جدول ۲-۵ ذخایر، تولید و مصرف نفت خام در کشور هندوستان در سال‌های ۲۰۰۴-۱۹۸۴ .....۱۸۶
جدول ۳-۵ مهم‌ترین واردکنندگان نفت خام ایران در آسیا و هند در سال‌های ۲۰۰۵-۲۰۰۴ ...۱۸۸
جدول ۴-۵ مصرف انواع فراورده‌های نفتی در کشور هندوستان در سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۹۶ .....۱۹۰
جدول ۵-۵ تقاضای انواع فراورده‌های عمده نفتی در هندوستان ۱۹۱
جدول ۶-۵ قیمت فروش انواع فراورده‌های عمده نفتی در مناطق مهم هندوستان در ژوئن سال ۲۰۰۱ .....۱۹۱
جدول ۷-۵ تعرفه‌های اعمال شده بر واردات نفت خام و انواع فراورده‌های نفتی سال ۲۰۰۱ در مقایسه با سال ۱۹۹۶ .....۱۹۲
جدول ۸-۵ عملکرد وسایل حمل فراورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۰ .....۱۹۷
جدول ۹-۵ هزینه انتقال فراورده‌های نفتی از سال ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۴ .....۱۹۸
جدول ۱۰-۵ ظرفیت مخازن نفت خام و فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور در پایان سال ۱۳۸۴ .....۲۰۱

جدول ۱-۷ مقایسه هزینه سرمایه‌گذاری ساخت و برق تولیـدی (مـواد مصـرفی و هزینـه عملیات) نیروگاه‌های مختلف ۲۵۴
جدول ۲-۷ مقایسه هزینه هر مگاوات ساعت برق در نیروگاه‌های مختلف آمریکا ۲۶۰

فهرست نمودارها

نمودار ۱ روند تغییرات شدت انرژی ایران، ژاپن، هند و نروژ در دوره ۲۰۰۴-۱۹۸۰ ..... ۹
نمودار ۱-۱ مصرف انرژی اولیه در ژاپن بین سال‌های ۱۹۷۵ تا ۲۰۰۵ ..... ۱۴
نمودار ۱-۲ چشم‌انداز مصرف انرژی ژاپن (۲۰۳۰-۲۰۰۴) ۱۵
نمودار ۱-۳ مصرف انرژی اولیه نروژ در سال‌های ۱۹۷۵ تا ۲۰۰۵ ..... ۱۶
نمودار ۱-۴ مصرف انرژی اولیه نروژ در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰ ..... ۱۷
نمودار ۱-۵ مصرف انرژی اولیه هند در سال‌های ۱۹۷۵ تا ۲۰۰۵ ..... ۱۷
نمودار ۱-۶ چشم‌انداز مصرف انرژی هند (۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰) ۱۸
نمودار ۱-۷ مقایسه مصرف اولیه در سال ۲۰۰۴ میان ایران و کشورهای هدف ۲۰
نمودار ۱-۸ مقایسه مصرف سرانه انرژی در سال ۲۰۰۴ میان ایران و کشورهای هدف ۲۱
نمودار ۱-۹ تغییرات شدت انرژی در نروژ ۲۴
نمودار ۱-۱۰ مقایسه شدت انرژی کشورهای هدف و ایران ۲۵
نمودار ۱-۱۱ روند تغییر شدت انرژی ایران، ژاپن، هند و نروژ در دوره ۲۰۰۴-۱۹۸۰ ..... ۲۵
نمودار ۱-۱۲ مقایسه شدت تولید گاز دی‌اکسید کربن ایران و کشورهای هدف ۲۶
نمودار ۲-۱ سوخت انواع نیروگاه‌های برق کشور ژاپن در سال ۲۰۰۵ ..... ۳۶
نمودار ۲-۲ پیش‌بینی سهم انواع حامل‌های انرژی در تأمین برق ژاپن در سال‌های ۲۰۰۵، ۲۰۱۰ و ۲۰۱۵ ..... ۳۶
نمودار ۲-۳ سهم هریک از حامل‌های انرژی در تأمین برق ژاپن ۲۰۰۵-۱۹۸۰ ..... ۳۷
نمودار ۲-۴ روند تغییر قیمت برق ژاپن در سال‌های ۱۹۸۵ تا ۲۰۰۴ ..... ۳۸
نمودار ۲-۵ تنوع سوخت نیروگاه‌های برق ۴۶
نمودار ۲-۶ تنوع انواع نیروگاه‌ها در نروژ ۵۰
نمودار ۲-۷ نوسانات قیمت برق برای صنایع مختلف در سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۰۶ ..... ۵۱
نمودار ۲-۸ نوسانات مالیات برق برای مصرف خانگی و صنعتی در سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۸ ..... ۵۲
نمودار ۲-۹ نوسانات مالیات برق برای مصرف خانگی و صنعتی در سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۰۸ ..... ۵۲
نمودار ۲-۱۰ مقایسه قیمت برق برای بخش خانگی و صنعتی در سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۰۸ ..... ۵۳

نمودار ۲-۱۱ مقایسه سهم برق در تأمین انرژی بخش خانگی نروژ با سایر انرژی‌ها در سال ۲۰۰۵ ..... ۵۳
نمودار ۲-۱۲ سهم بخش‌های مختلف از مصرف برق نروژ در سال‌های ۲۰۰۵-۱۹۹۰ ..... ۵۴
نمودار ۲-۱۳ سهم انواع نیروگاه‌ها از تأمین برق در سال ۱۳۸۴ ..... ۵۹
نمودار ۲-۱۴ مقایسه بازدهی انواع نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۴ ..... ۵۹
نمودار ۲-۱۵ تنوع انواع نیروگاه‌های بهره‌برداری شده در سال ۱۳۸۴ ..... ۶۰
نمودار ۲-۱۶ پیش‌بینی روند تولید برق در بهره‌برداری از نیروگاه‌های جدید در سال‌های ۱۳۸۵-۱۳۹۲ ..... ۶۱
نمودار ۲-۱۷ روند تغییرات سهم انواع نیروگاه‌های وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۶۲
نمودار ۲-۱۸ تغییرات سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۶۳
نمودار ۲-۱۹ متوسط بهای برق در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۶۵
نمودار ۲-۲۰ روند رشد متوسط مصرف سالیانه هر مشترک در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۶۸
نمودار ۲-۲۱ مقایسه مصرف بخش‌های مختلف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۶۹
نمودار ۲-۲۲ مقایسه رشد مصرف‌کنندگان مختلف برق با یکدیگر در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال ۱۳۸۳ ..... ۶۹
نمودار ۲-۲۳ روند رشد تعداد مشترکان در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۷۰
نمودار ۲-۲۴ میزان مصرف داخلی نیروگاه‌ها و اتلاف شبکه در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۷۲
نمودار ۲-۲۵ تعداد مشترک معادل اتلاف برق در نیروگاه‌ها و شبکه در فاصله سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ ..... ۷۲
نمودار ۳-۱ روند توسعه برق‌آبی در ژاپن ۷۸
نمودار ۳-۲ استفاده از انرژی زمین‌گرمایی در ژاپن ۷۹
نمودار ۳-۳ مقایسه سهم منابع مختلف انرژی در تأمین انرژی نروژ در سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۳ ..... ۸۱
نمودار ۳-۴ چشم‌انداز انرژی نروژ در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰ ..... ۸۱
نمودار ۳-۵ روند احداث نیروگاه‌های برق‌آبی در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۲ ..... ۹۹
نمودار ۳-۶ مقایسه سهم و ظرفیت تولید برق‌آبی کشور در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ ..... ۹۹

نمودار ۷-۳ کاهش هزینه توربین‌های بادی به‌ازای افزایش ارتفاع و ظرفیت ۱۰۵
نمودار ۴-۱ تولید و مصرف گاز طبیعی ژاپن ۱۲۲
نمودار ۴-۲ وضعیت مصرف گاز در بخش‌های مختلف اقتصاد ژاپن ۱۲۳
نمودار ۴-۳ تولید و مصرف گاز طبیعی هند ۱۲۷
نمودار ۴-۴ چشم‌انداز مصرف گاز طبیعی در هند به تفکیک بخش‌ها ۱۲۸
نمودار ۴-۵ صادرات گاز نروژ به تفکیک کشورهای مقصد در سال ۲۰۰۶ .....۱۳۲
نمودار ۴-۶ سهم مناطق مختلف جهان از ذخایر گاز طبیعی ۱۳۵
نمودار ۴-۷ ذخایر گاز طبیعی در سال ۲۰۰۴ .....۱۳۶
نمودار ۴-۸ تولید گاز غنی از منابع مختلف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ .....۱۴۰
نمودار ۴-۹ میزان مصرف گازهای غنی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ .....۱۴۱
نمودار ۴-۱۰ تولید گاز سبک از منابع مختلف سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ .....۱۴۵
نمودار ۴-۱۱ سهم گاز طبیعی در تأمین انرژی مصرفی بخش‌های مختلف در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ .....۱۵۹
نمودار ۴-۱۲ وضعیت مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ .....۱۶۰
نمودار ۵-۱ رتبه‌بندی واردکنندگان مهم و برتر نفت خام جهان در سال ۲۰۰۵ .....۱۷۶
نمودار ۵-۲ واردات و صادرات نفت خام ژاپن در سال‌های ۱۹۸۶ تا ۲۰۰۵ .....۱۷۶
نمودار ۵-۳ وابستگی ژاپن به واردات نفت خام ۱۷۷
نمودار ۵-۴ بررسی افت تولید نفت خام در کشور نروژ در برخی میادین مهم در سال ۱۹۸۴ تا ۲۰۰۵ .....۱۸۰
نمودار ۵-۵ روند تغییر تولید محصولات مهم پالایشگاهی نروژ در سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵ ...۱۸۳
نمودار ۵-۶ روند تغییر نسبت ظرفیت اسمی به عملی پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹ .....۱۹۳
نمودار ۵-۷ روند تغییر تولید محصولات مختلف پالایشگاهی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ .....۱۹۵
نمودار ۵-۸ ظرفیت مخازن فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۴ .....۲۰۱
نمودار ۵-۹ روند تغییر مصرف فراورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ .....۲۰۴
نمودار ۵-۱۰ سهم فراورده‌های نفتی در سبد مصرف سال ۱۳۸۴ .....۲۰۵
نمودار ۵-۱۱ سهم انواع مصرف‌کنندگان از فراورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۴ .....۲۰۶

نمودار ۱۲-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف گازوئیل در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه به اجرای طرح‌های پیشنهادی ۲۰۷
نمودار ۱۳-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف گازوئیل در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه به طرح‌های مصوب ۲۰۸
نمودار ۱۴-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف بنزین در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه‌به اجرای طرح‌های پیشنهادی ۲۰۸
نمودار ۱۵-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف بنزین در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه‌به اجرای طرح‌های مصوب ۲۰۹
نمودار ۱-۶ تولید و مصرف زغال‌سنگ در ژاپن ۲۱۴
نمودار ۲-۶ تولید و مصرف زغل‌سنگ در نروژ ۲۱۵
نمودار ۳-۶ تولید و مصرف زغل‌سنگ در هند ۲۱۶
نمودار ۱-۷ سهم مصرف‌کنندگان مختلف از یارانه‌ها ۲۲۵
نمودار ۲-۷ پراکندگی بازدهی نیروگاه‌های حرارتی کشور ۲۳۰
نمودار ۳-۷ سبد مصرفی بخش خانگی ۲۳۵
نمودار ۴-۷ منابع تأمین انرژی کشور ۲۴۵
نمودار ۵-۷ سهم انرژی‌های مختلف در کل مصرف اولیه انرژی ژاپن (سال ۲۰۰۵) ۲۴۶
نمودار ۶-۷ سهم حامل‌های مختلف انرژی در سبد مصرفی انرژی هند (۲۰۰۵) ۲۴۶
نمودار ۷-۷ سهم حامل‌های مختلف انرژی در سبد مصرفی انرژی نروژ (۲۰۰۵) ۲۴۸
نمودار ۸-۷ پراکندگی نیروگاه‌های خورشیدی احداث شده در جهان در سال ۲۰۰۷ ..... ۲۵۵
نمودار ۹-۷ ذخایر زغال‌سنگ دنیا به تفکیک مناطق مختلف در سال ۲۰۰۵ ..... ۲۶۵
نمودار ۱۰-۷ میزان مصرف زغال‌سنگ دنیا به تفکیک مناطق مختلف در سال ۲۰۰۵ ..... ۲۶۶
نمودار ۱۱-۷ تنوع سبد مصرفی بخش خانگی (بدون برق) ۲۷۲
نمودار ۱۲-۷ تنوع سبد انرژی بخش صنعتی و نیروگاهی ۲۷۳
نمودار ۱۳-۷ مقایسه مصرف و تولید برق در سال‌های ۱۹۸۴ تا ۲۰۰۴ ..... ۲۷۴
نمودار ۱۴-۷ تنوع سبد سوخت بخش حمل‌ونقل ۲۷۶
نمودار ۱۵-۷ درصد گازهای همراه سوخته شده در مناطق دریایی ۳۱۰

فهرست شکل‌ها

شکل ۱-۲ شمای کلی نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای ژاپن ۴۱
شکل ۲-۲ شبکه برق ژاپن ۴۲
شکل ۳-۲ شبکه برق نروژ و اتصال آن به سوئد و فنلاند ۵۷
شکل ۱-۳ مقدار متوسط تشعشع سالیانه خورشید در ژاپن ۷۷
شکل ۲-۳ شمای کلی پایلوت طالقان ۱۰۹
شکل ۱-۷ میزان تابش خورشید در کشور در فصول مختلف سال ۲۵۷
شکل ۲-۷ اطلس جهانی انرژی خورشیدی ۲۵۷
شکل ۳-۷ اطلس جهانی انرژی باد ۲۶۰
شکل ۴-۷ نخستین توربین ۵ مگاواتی ۲۶۱

سخن ناشر

با صنعتی شدن کشورها و توسعه شهرنشینی و افزایش تقاضا برای مصرف انواع انرژی به‌ویژه سوخت‌های فسیلی، انرژی به‌طور عام و نفت و گاز به‌طور خاص در استراتژی‌های توسعه ملی و جهانی و سیاستگذاری‌های کلان، جایگاهی بیش از گذشته پیدا کرده و درحقیقت به عاملی مهم و راهبردی در حیات ملت‌ها و دولت‌ها تبدیل شده است. با توجه به تأثیرات انرژی در حوزه‌های گوناگون (اقتصادی، صنعتی، سیاسی، اجتماعی و زیست‌محیطی) و ضرورت نگرش جامع و نظام‌مند به این مقوله مهم حیاتی، آنچه که امروز نیاز آن بیش از گذشته احساس می‌شود، موقعیت و جایگاه مدیریت انرژی در کشور است.

نگاهی به شاخص‌های مدیریت انرژی در کشور و مقایسه آن با میانگین شاخص‌های جهانی بیانگر ضعف مدیریت در این بخش است که درصورت ادامه آن، کشورمان با بحران‌های بسیاری در حوزه انرژی مواجه خواهد شد. بنابر اعتقاد صاحب‌نظران حوزه انرژی، این مشکلات که ناشی از فقدان برنامه‌های کلان و بخشی، موازی‌کاری‌های متعدد به‌دلیل وجود ساختار غیرمتمرکز، نبود اطلاعات و آمار هماهنگ، واحد و در دسترس و فقدان مدل‌های بومی برای تدوین رویکردهای صحیح در این حوزه است که از نبود راهبرد جامع یا به عبارت مرسوم، «طرح جامع انرژی» نشئت می‌گیرد.

از این منظر «طرح جامع انرژی» مجموعه نظام‌یافته‌ای از بررسی‌ها، پژوهش‌ها و مطالعاتی است که هدف آن شناخت امکانات تولید و عرضه، نیازها و تنگناها و سرانجام جست‌وجوی روش‌هایی برای ارائه راه‌حل‌های مناسب جهت دستیابی به وضعیت بهینه تأمین تقاضای انرژی در مناطق مختلف برحسب امکانات عرضه انواع حامل‌های انرژی فسیلی و غیرفسیلی با لحاظ کردن قیمت تمام شده در کنار ارائه الگوهای مناسب

مصرف در مناطق مختلف و برای هریک از بخش‌های مصرف‌کننده انرژی و بررسی آثار دوسویه اوضاع اجتماعی، اقتصادی و زیست‌محیطی در چارچوب رشد و توسعه درازمدت کشور است. وجود چنین طرحی، برنامه‌ریزی‌ها و اقدامات بخشی در حوزه حامل‌های مختلف نظیر نفت و فراورده‌ها، گاز طبیعی، برق، انرژی‌های تجدیدپذیر و هسته‌ای را نیز هدفمند و هماهنگ می‌سازد. به‌نظر می‌رسد تدوین و اجرای این طرح نیازمند ساختاری منسجم در قالبی مانند وزارت انرژی می‌باشد که بحث آن سال‌ها بر سر زبان‌هاست.

ازاین‌رو، مرکز پژوهش‌های مجلس با توجه به رسالت مجلس شورای اسلامی برای بررسی خلأ مذکور، با همراهی بیش از ۳۰ تن از مدیران و صاحب‌نظران بخش‌های مختلف انرژی، از طریق اندیشگاه تحلیلگران انرژی فناور نسبت به آسیب‌شناسی مدیریت این بخش و نقشه طرح جامع و نیز شکل‌گیری وزارت انرژی در سامان‌دهی به وضع موجود اقدام کرده است. کتابی که پیش رو دارید به بیان مشروح نتایج این مطالعات می‌پردازد. امید است نتایج این پژوهش گامی در راستای نظم‌بخشی به برنامه‌ریزی و مدیریت انرژی کشور باشد.

مرکز پژوهش‌ها از نقطه‌نظرات مختلف در این حوزه استقبال کرده و امید دارد که انتشار این کتاب آغازی برای ورود صاحب‌نظران در این حوزه باشد.

دکتر بهزاد پورسید
معاون پژوهشی مرکز

پیشگفتار

امروزه نه تنها توسعه، بلکه ادامه زندگی نیز نیازمند انرژی است. در جهان امروز تأمین این انرژی از طریق حامل‌های متنوعی مانند نفت، گاز (به‌صورت‌های مختلفی نظیر گاز طبیعی مایع[1]، گاز طبیعی فشرده شده[2]، خط لوله، هیدرات و غیره)، فراورده‌های حاصل از نفت و گاز، زغال‌سنگ، برق و انرژی‌های تجدیدپذیر انجام می‌شود. تأمین انرژی در کشوری مانند ایران با جغرافیای گسترده و موقعیت فیزیکی متفاوت نظیر تنوع ارتفاع، آب‌وهوا، مسائل اجتماعی و مباحثی از این دست، نیازمند برنامه‌ریزی دقیق و علمی است. اما در عمل تأمین انرژی کشور در سال‌های اخیر (که با اختصاص سهم بالا به گاز طبیعی دنبال شده است) بدون در نظر گرفتن منافع ملی و ملاحظات مدیریت بهینه انرژی و با توجه به سهولت دسترسی به حامل‌های فسیلی در کشور برنامه‌ریزی و اجرا شده که نه تنها به انتخاب صحیح و آینده‌نگرانه‌ای نیانجامیده، بلکه با رشد و توسعه اقتصاد ملی و منافع کشور نیز در تضاد و تعارض قرار دارد.

ادامهٔ روند بی‌برنامگی در حوزه انرژی و در نتیجه مدیریت نادرست در تولید، توزیع و مصرف انرژی در کشور در آینده‌ای نزدیک، کشور را با بحران‌هایی جدی روبه‌رو خواهد کرد. این بحران‌ها که در حال حاضر در قالب بحران‌های کوتاه‌مدت نظیر ضعف تأمین گاز بخش‌های مختلف در زمستان و برق مورد نیاز کشور در تابستان خودنمایی می‌کند، خود عامل بحران بلندمدت دیگر، یعنی استحصال برنامه‌ریزی نشده و صیانتی از منابع هیدروکربوری خواهد شد. بدین‌معنی که بحران انرژی و کمبود حامل‌های مورد نیاز کشور به نوعی شتابزدگی در تولید منجر خواهد شد که بی‌دقتی در انتخاب پیمانکار، در

---

1. Liquefied Natural Gas (LNG)
2. Compressed Natural Gas (CNG)

انتقال فناوری، در جذب منابع مالی با راهکارهای خلاقانه، عدم بازنگری و مطالعات صحیح مهندسی مخازن در حوزه مخازن مشترک و استحصال از منابع غیرمشترک (با وجود پتانسیل‌های خالی در حوزه منابع مشترک) را به دنبال خواهد داشت که در نهایت تولید صیانتی را با مشکل مواجه کرده و با بهره‌برداری از منابع گازی غیرمشترک سهم نسل‌های آتی را از منابع نفت و گاز با برداشت زودهنگام مواجه خواهد کرد.

این در حالی است که به‌دلیل محدودیت ذخایر نفت و گاز، وابستگی عرضه انرژی الکتریکی به منابع هیدروکربوری، محدودیت در استفاده وسیع از انرژی‌های تجدیدپذیر در کوتاه‌مدت به‌دلیل مسائل اقتصادی و محدودیت در استفاده از انرژی هسته‌ای در بلندمدت به‌دلیل ملاحظات ظاهری زیست‌محیطی و هزینه، در کنار رشد سریع کشورهای بزرگی مانند چین، هند و پاکستان و توسعه زیرساخت‌های اقتصادی در آفریقا و آمریکای لاتین، ارزش انرژی، خاصه منابع گازی تا چند برابر ارزش فعلی رقم خواهد خورد.

ازاین‌رو چنانچه رشد مصرف انرژی در کشور با روند فعلی ادامه یابد و زیر نظر مدیریت لازم قرار نگیرد، منابع هیدروکربوری کشور فقط برای تأمین انرژی مصرفی داخلی بهره‌برداری شده و تأثیری در کسب ارزش افزوده، ارزآوری، اشتغال‌زایی و توسعه صنعتی کشور نخواهد داشت.

این مهم، بازنگری سیاست‌های توزیع و مصرف انرژی در کشور را ضروری می‌کند. این بازنگری نیازمند مطالعات گسترده در این حوزه در کنار ضرورت ترویج و فرهنگ‌سازی درخصوص نتایج حاصله (با توجه به تأثیر نمایندگان مجلس، استانداران، هیئت دولت و غیره در تصمیم‌گیری‌های وزارت نفت و نیرو) بوده و مطالعات تخصصی در این حوزه را به مهم‌ترین پیش‌نیازهای تدوین استراتژی انرژی کشور، تبدیل کرده است. لذا مطالعه استراتژی انرژی کشور در قالب برنامه‌های تولید، توزیع و مصرف حامل‌های مختلف انرژی و ارائه راهکار برای تولید و توزیع بهینه انرژی و مصرف مدیریت شده در بخش‌های مختلف به‌خصوص در بخش عمومی، ارائه راهکار با هدف بهبود مصرف حامل‌های انرژی در صنایع و نیروگاه‌ها از طریق به‌کارگیری روش‌های نوین مصرف، منطقی‌سازی و بهبود روش‌های قیمت‌گذاری و فرهنگ‌سازی برای توزیع صحیح و مصرف بهینه انرژی که خود نیازمند تعیین جایگاه و نقش حامل‌های مختلف

نظیر گاز، برق، فراورده‌های نفتی و انرژی‌های تجدیدپذیر است، از رئوس مهم این مطالعات است. با توجه به این ضرورت، گروه نفت و گاز شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران با حمایت مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی به بررسی وضعیت مدیریت انرژی در کشور اقدام کرد. کتاب پیش رو نتایج این مطالعات را شامل می‌شود که به ارزیابی و مقایسه وضعیت تولید، توزیع و مصرف حامل‌های مختلف انرژی چون برق، گاز و فراورده‌های نفتی در ایران و جهان پرداخته و ضمن بررسی چالش‌های کشور در هر حوزه، به ارائه پیشنهادهایی به‌عنوان راهکارهای مدیریت انرژی در کشور اقدام کرده است.

در این کتاب سعی بر آن بوده تا با استفاده از مطالعات انجام شده در حوزه انرژی و دستیابی به اطلاعات دقیق، وضعیت حامل‌های انرژی در تعامل با یکدیگر بررسی و پیشنهادهای ارائه شده درضمن جامعیت، برگرفته ازنظر کارشناسان و صاحب‌نظران این حوزه باشد. در همین راستا نشست‌های کارشناسی متعددی با بخش‌های مختلف وزارتخانه‌های نیرو، نفت، صنایع، دانشگاه‌ها، انجمن‌های مرتبط و صاحب‌نظران حوزه انرژی مانندمدیریت شرکت ذخیره‌سازی گاز ایران، انجمن مهندسی گاز، کارشناسان مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی کشور، امور تدوین و تلفیق برنامه‌های استراتژیک شرکت ملی گاز ایران، کارشناسان مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، مدیریت برنامه‌ریزی انرژی وزارت نفت، اعضای هیئت علمی دانشگاه تهران، اعضای هیئت علمی دانشگاه امام صادق(ع)، مدیریت سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت در بخش ساختمان و صنعت، مدیریت سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت در بخش حمل‌ونقل، امور تدوین برنامه‌های بلندمدت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی گاز ایران، سازمان انرژی‌های نو ایران، مدیریت دفتر بهبود و بهره‌وری اقتصاد برق و انرژی وزارت نیرو، مدیریت دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو، رئیس مؤسسه پژوهش در مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی و قائم مقام وزارت نیرو برگزار شد تا کتاب تدوین شده از غنای لازم برخوردار شود.

به‌رغم تلاش‌های انجام شده، تهیه‌کنندگان بر این باورند که مقوله مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی در کشور ما به حدی نابسامان و درعین‌حال پیچیده و حساس است که ارائه نسخه شفابخش آن نیازمند همکاری مجموعه‌های مختلف و متعدد در قالب کار

کارشناسی همه‌جانبه، تحت مدیریت سطوح کلان مدیریت کشور است؛ زیرا تاکنون کار کارشناسی متعدد، مدل‌های نرم‌افزاری، مقالات و گزارش‌های علمی نتوانسته مراجع ذی‌ربط را در هدایت و مدیریت آهنگ رو به رشد و غیرمولد مصرف انرژی در کشور، موفق کند. امید است کتاب پیش رو شروعی باشد بر حرکتی جدی در راستای حل معضلاتِ حوزه انرژی کشور.

در این تحقیق، از نظریات کارشناسان و صاحب‌نظران عرصه انرژی استفاده شده که اهم آنها به‌ترتیب حروف الفبا عبارت‌اند از: آرمودلی ریاست سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، آقایی (عضو هیئت علمی مؤسسه مطالعات انرژی)، احمدیان (معاونت وزیر نیرو در امور برق و انرژی)، ترکان (معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت)، ثمری (مدیر عامل سابق شرکت ذخیره‌سازی شرکت ملی گاز ایران)، چیت‌چیان (قائم مقام وزیر نیرو و معاون برنامه‌ریزی و امور اقتصادی)، حسن تاش (نایب‌رئیس انجمن اقتصاد انرژی ایران)، خدام حسینی (مجری سابق پروژه طرح تجهیز معادن زغال‌سنگ طبس)، خسروی (مدیر کل اجرای سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی و برنامه‌ریزی صنایع پایین‌دستی وزارت نفت)، خطاطی (مدیر کل انرژی وزارت نفت)، دفتریان (رئیس انجمن گاز ایران)، ربانی (رئیس مؤسسه پژوهشی در مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی)، ستاری (مدیر گروه مدیریت انرژی مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی)، شریف (مدیر بهینه‌سازی انرژی در بخش صنعت)، شفیعی (کارشناس دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی)، صادق‌زاده (مدیر کل دفتر بهبود بهره‌وری اقتصاد برق و انرژی)، فاطمی (مدیر برنامه‌ریزی ستاد تبصره «۱۳»)، فرمد (مدیر کل دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی) و قوامپور (رئیس دفتر امور برنامه‌ریزی استراتژیک شرکت ملی گاز).

مقدمه

برای ارزیابی وضعیت مدیریت انرژی ایران، می‌توان مهم‌ترین شاخص‌های کلان این حوزه را در کشور با مقادیر جهانی و مطلوب آن مقایسه کرد. در جدول زیر اصلی‌ترین شاخص‌های مدنظر در این حوزه میان کشورهای ایران، هند، ژاپن و نروژ مقایسه شده است. در جدول ۲ نیز مقایسه‌ای میان شدت انرژیِ گزارش شده در منابع مختلف ملاحظه می‌شود.

جدول ۱ مقایسه برخی شاخص‌های کلان انرژی میان ایران، ژاپن، هند و نروژ

ردیف	کشور / شاخص	ایران	ژاپن	هند	نروژ
۱	مصرف انرژی اولیه (میلیون تن معادل نفت خام)	۱۱۷/۲	۵۳۰/۸	۵۳۷	۳۲/۱۵
۲	مصرف سرانه (تن معادل نفت خام بر نفر)	۱/۷۱	۲/۴۴	۰/۴۵	۷/۰۶
۳	شدت انرژی[1] (بشکه معادل نفت خام بر ۱۰۰۰ دلار تولید ناخالص داخلی)	۱/۷۷	۱/۱۲	۰/۷۲۵	۱/۸
۴	شدت گاز دی‌اکسید کربن (تن بر ۱۰۰۰ دلار تولید ناخالص داخلی)	۰/۶	۰/۳	۰/۳	۰/۴

Source: Energy Information Agency (EIA)

۱. شدت انرژی طبق تعریف عبارت است از: مقدار انرژی که برای ایجاد ۱۰۰۰ دلار تولید ناخالص داخلی مصرف می‌شود و برای اندازه‌گیری آن دو معیار وجود دارد: برابری قدرت خرید و نرخ ارز که معیار اول برای مقایسه میان کشورهای مختلف به‌کار می‌رود. آمار مندرج در جدول ۱ طبق معیار برابری قدرت خرید با قیمت‌های ثابت سال ۲۰۰۰ است و منبع آن گزارش آژانس اطلاعات انرژی (EIA) در سال ۲۰۰۷ است.

جدول ۲ مقایسه شدت انرژی گزارش شده در منابع مختلف بین ایران و ژاپن

ردیف	منبع گزارش شدت انرژی	ایران	ژاپن	نسبت ایران به ژاپن
۱	EIA برابری قدرت خرید	۱/۷۷	۱/۱۲	۱/۵۸
۲	ترازنامه انرژی ۱۳۸۵(برمبنای اطلاعات آژانس بین‌المللی انرژی) نرخ ارز	۶/۵۸۳۵	۰/۴۵۳۵	۱۴/۵
۳	ترازنامه انرژی ۱۳۸۵(برمبنای اطلاعات آژانس بین‌المللی انرژی) برابری قدرت خرید	۱/۸۰۵	۰/۶۵۱۸	۲/۷۷
۴	ترازنامه هیدروکربوری (برمبنای اطلاعات BP و بانک جهانی) نرخ ارز	۵/۸۵۲	۰/۸۷۷۸	۶/۶۶
۵	Key World Energy Statistic برابری قدرت خرید	۲/۴۸۷	۱/۰۹۷۳	۲/۲۷
۶	Key World Energy Statistic برابری نرخ ارز	۸/۹۹۷	۰/۸۰۴۷	۱۱/۱۸

Sources: Energy Information Agency (EIA) and International Energy Agency (IEA)

هرچند مصرف انرژی اولیه در کشور ما نسبت به ژاپن یا هند کمتر است، اما با توجه به شدت انرژی بالاتر در کشور ما نسبت به ژاپن (شدت انرژی در ایران حداقل ۱/۶ برابر ژاپن و ۳ برابر متوسط جهانی[1] است) می‌توان دریافت که:

ـ حجم زیادی از انرژی در ایران به هدر می‌رود، چون اصول بهینه‌سازی مصرف در ساختمان و صنعت رعایت نشده است و همچنین قیمت پایین انرژی تمایلی برای رعایت این استانداردها در مصرف‌کننده ایجاد نمی‌کند.

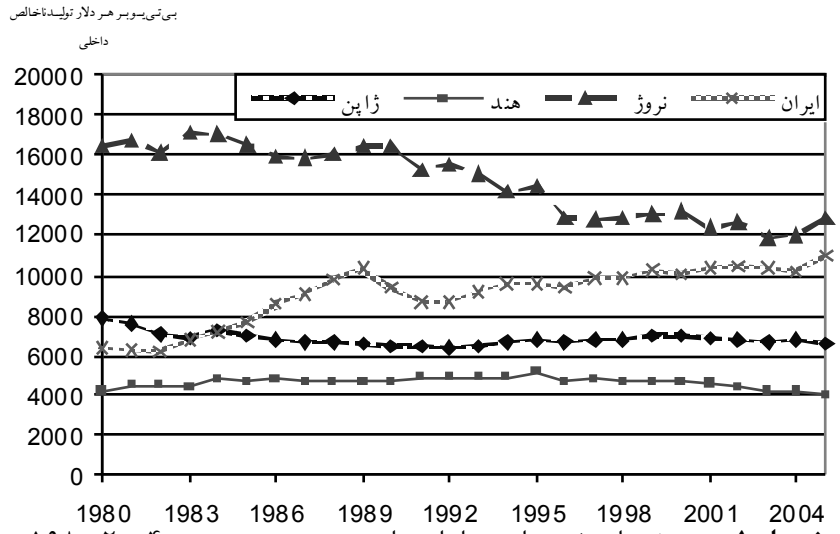
ـ مصرف انرژی در بخش غیرمولد کشور (خانگی) نسبت به بخش مولد (صنعتی) بیشتر است، این مسئله ناشی از دو امر است: اول آنکه صنایع، توسعه چندانی نداشته‌اند

۱. همان‌طور که در جدول ۲ مشخص شده است، مقادیر گوناگونی برای شدت انرژی گزارش می‌شود. در این تحقیق، آگاهانه کمترین نسبت شدت انرژی ایران به ژاپن در حالت برابری قدرت خرید در میان گزارش‌های متنوع برگزیده شده تا تأکید شود که حتی خوش‌بینانه‌ترین گزارش‌ها نیز شدت انرژی ایران را بالاتر از ژاپن اعلام می‌کند. بنابراین حرکت به‌سمت ایجاد مدیریت هدفمند انرژی بسیار ضروری است.

و دوم آنکه مصرف انرژی بخش خانگی در کشور از حد استاندارد[1] بیشتر است.

ازسوی‌دیگر بالا بودن شدت گاز دی‌اکسید کربن در ایران نسبت به سایر کشورها نشان‌دهنده آن است که ایران در تأمین انرژی خود به‌شدت به منابع فسیلی وابسته است و خوراک صنایع، سوخت‌های با کیفیت پایین است، ضمن اینکه از تکنولوژی سطح پایین و آلوده‌کننده‌ای نیز استفاده می‌کند.

علاوه‌برآن طبق نمودار زیر مشاهده می‌شود که شدت انرژی در ایران به‌طور مرتب در حال افزایش است، حال آنکه کشورهای دیگر، در حال کاهش این شاخص هستند.



نمودار ۱ روند تغییرات شدت انرژی ایران، ژاپن، هند و نروژ در دوره ۲۰۰۴-۱۹۸۰

با توجه به مسائل مطرح شده، به‌نظر می‌رسد اگر مدیریت بر منابع و مصرف انرژی اصلاح نشود، در آینده‌ای نزدیک، کشور در این حوزه با بحرانی عظیم روبه‌رو خواهد شد. در این کتاب چالش‌های انرژی و مدیریت آن در سه حوزه مصرف، تولید و ساختار بخش انرژی بررسی و تحلیل شده و به اجمال ارزیابی خواهد شد.

---

۱. درباره علل مصرف بالای بخش خانگی در کشور براثر چه عواملی است، در بخش‌های آتی توضیح داده خواهد شد.

فصل اول

ضرورت مدیریت انرژی با تکیه بر تفاوت شاخص‌های انرژی در کشورهای هدف و ایران

۱-۱ مقدمه

یکی از روش‌های ارزیابی وضعیت مدیریت انرژی در کشور، بررسی شاخص‌های اصلی این حوزه اعم از انرژی اولیه، مصرف سرانه و شدت انرژی است. با نگاهی به شاخص‌های فوق در کشور و مقایسه آنها با وضعیت جهانی، می‌توان فاصله کشور با ایدئال‌های جهانی را درک کرد.

در این فصل ابتدا ضمن مقایسه موارد مذکور، تلاش خواهیم کرد تا وضعیت مدیریت انرژی در کشور را بررسی کنیم. آنگاه ضمن بیان مشکلات ناشی از نبود مدیریت انرژی در کشور، اهمیت و لزوم ایجاد چارچوبی برای مدیریت صحیح بر منابع و نیازهای انرژی در کشور را تبیین کنیم.

۱-۲ بررسی شاخص‌های مؤثر انرژی در کشورهای هدف و ایران

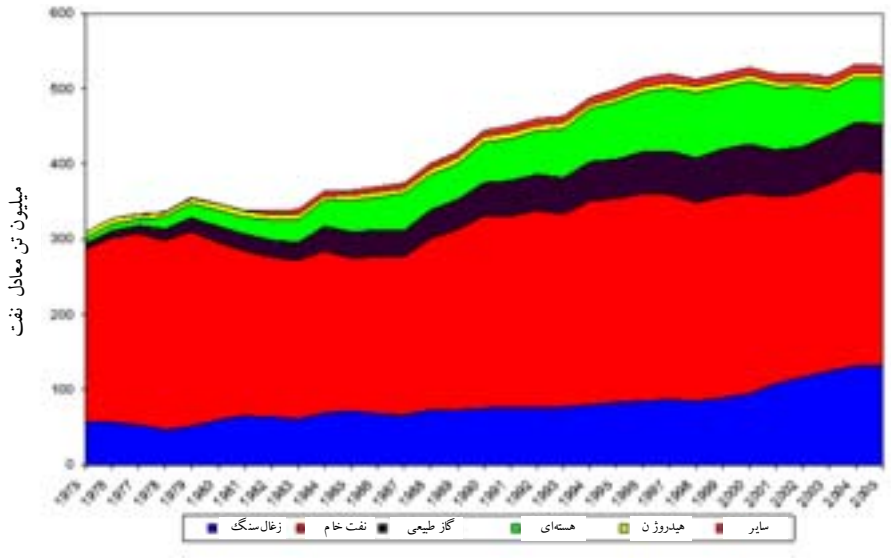
۱-۲-۱ مصرف انرژی اولیه

میزان مصرف انرژی هر کشور ـ در هریک از حامل‌ها اعم از گاز طبیعی، فراورده‌های نفتی، برق، انرژی‌های نو، هسته‌ای و زغال‌سنگ به میزان معادل انرژی نفت خام و در واحد میلیون تن ـ را مصرف انرژی اولیه گویند.

علاوه‌بر میزان مصرف انرژی اولیه، رشد آن با در نظر گرفتن میزان رشد اقتصادی و شاخص‌هایی نظیر رشد رفاه اجتماعی و غیره نیز می‌تواند معیاری برای چگونگی مصرف انرژی باشد، بدین‌ترتیب کنترل رشد مصرف انرژی و هماهنگی آن با رشد اقتصادی و رفاه اجتماعی، می‌تواند نشانی از مدیریت صحیح مصرف انرژی داشته باشد. بدین‌ترتیب اگر رشد مصرف انرژی در کشوری بیشتر از رشد اقتصادی، فرهنگی و رفاهی آن باشد، می‌توان دریافت که سیاست‌های نادرستی در حوزه انرژی آن کشور جریان دارد و میزان زیادی از انرژی مصرفی، به هدر می‌رود.

۱-۱-۲-۱ ژاپن

با توجه به آمارهای موجود، مصرف انرژی اولیه کشور ژاپن در سال ۲۰۰۵ حدود ۵۳۰/۵ میلیون تن معادل نفت خام[1] بود که رشد سالیانه‌ای معادل ۱/۱ درصد را در سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۵ میلادی تجربه کرده است.



Source: http://www.eia.doe.gov, 2006.

نمودار ۱-۱ مصرف انرژی اولیه در ژاپن بین سال‌های ۱۹۷۵ تا ۲۰۰۵

براساس آمارهای موجود آژانس اطلاعات انرژی، مصرف انرژی اولیه ژاپن در سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۲۰ میلادی به‌ترتیب حدود ۵۵۵/۸ و ۵۷۹/۴ میلیون تن معادل نفت خام افزایش خواهد یافت. رشد آهسته مصرف انرژی در این کشور از یک طرف به‌دلیل افزایش کارایی انرژی و توسعه‌یافتگی اقتصادی و رفاهی و ازطرف‌دیگر به‌دلیل افزایش فشارهای زیست‌محیطی برای کاهش گازهای گلخانه‌ای حاصل از سوخت‌های فسیلی است. پیش‌بینی‌های موجود نشان می‌دهد که در آینده سهم گاز طبیعی،

1. MTOE

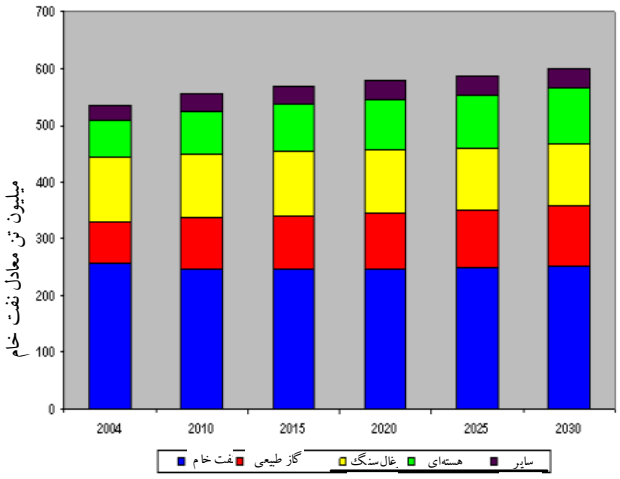
انرژی‌های نو و انرژی هسته‌ای به‌ویژه برای تولید الکتریسیته در سبد مصرفی انرژی ژاپن افزایش خواهد یافت. جدول ۱-۱ و نمودار ۲-۱ پیش‌بینی مصرف انرژی کشور ژاپن را برای سال‌های مختلف نشان می‌دهد.

جدول ۱-۱ پیش‌بینی مصرف انرژی در ژاپن

(ارقام: میلیون تن معادل نفت خام)

ردیف	سال / مصرف انرژی	۲۰۰۴	۲۰۱۰	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵	۲۰۳۰
۱	نفت خام	۲۵۶/۷	۲۴۷/۳	۲۴۷/۳	۲۴۷/۳	۲۴۹/۶	۲۵۲
۲	گاز طبیعی	۷۳	۸۹/۵	۹۴/۲	۹۸/۹	۱۰۱/۳	۱۰۶
۳	زغال‌سنگ	۱۱۳	۱۱۳	۱۱۳	۱۱۰/۷	۱۰۸/۳	۱۰۸/۳
۴	انرژی هسته‌ای	۶۵/۹	۷۵/۴	۸۲/۴	۸۹/۵	۹۴/۲	۹۸/۹
۵	سایر انرژی‌ها	۲۵/۹	۳۰/۶	۳۰/۶	۳۳	۳۳	۳۵/۳
	جمع کل	**۵۳۴/۶**	**۵۵۵/۸**	**۵۶۷/۶**	**۵۷۹/۴**	**۵۸۶/۴**	**۶۰۰/۶**

Source: http://www.eia.doe.gov, "World Energy Outlook", 2007.

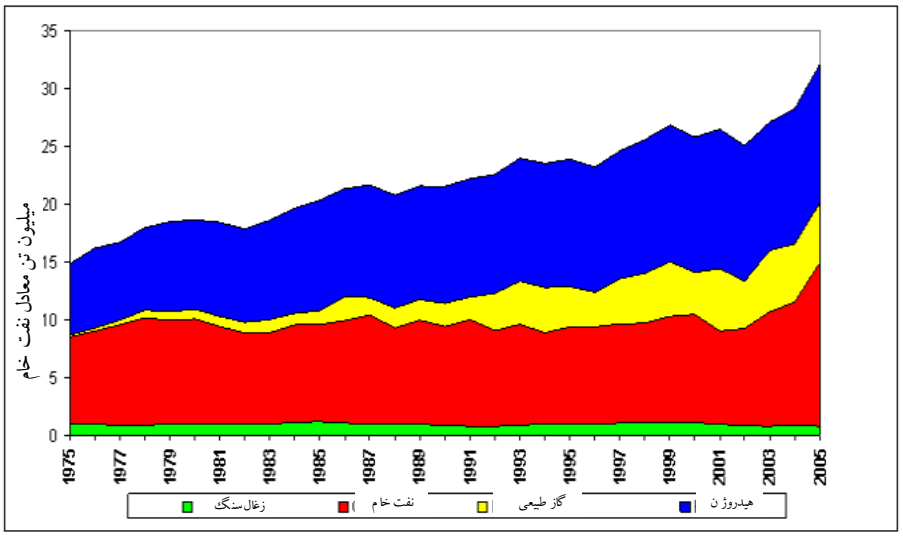


Source: Ibid.

نمودار ۲-۱ چشم‌انداز مصرف انرژی ژاپن (۲۰۳۰-۲۰۰۴)

۲-۱-۲-۱ نروژ

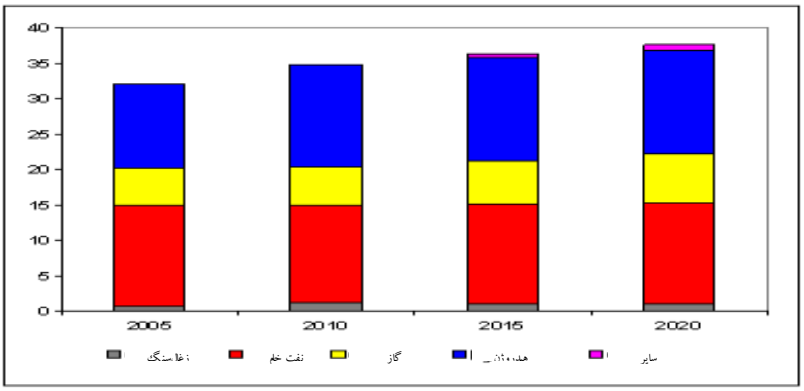
در نروژ نیز سال ۲۰۰۵ حدود ۳۲/۱۳ میلیون تن معادل نفت خام، انرژی مصرف شده است. رشد مصرف انرژی اولیه در این کشور در سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۵ میلادی حدود ۴/۴۸ درصد گزارش شده است.



Source: Ibid.

نمودار ۳-۱ مصرف انرژی اولیه نروژ در سال‌های ۱۹۷۵ تا ۲۰۰۵

براساس برخی از پیش‌بینی‌های شرکت مشاوره‌ای وود مکنزی، مصرف انرژی اولیه در نروژ در سال ۲۰۱۰ به ۳۴/۸ و در سال ۲۰۲۰ به ۳۷/۶ میلیون تن معادل نفت خام خواهد رسید. بدین‌ترتیب رشد متوسط سالیانه مصرف انرژی در این کشور در فاصله ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۰ برابر ۱/۲۴ درصد و در فاصله ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ سالیانه ۰/۹۶ درصد خواهد بود. بنابراین رشد متوسط سالیانه مصرف انرژی اولیه در این کشور در سال‌های آینده روند نزولی خواهد داشت. همچنین در سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ برآورد می‌شود نفت خام و برق‌آبی در آینده همچنان سهم بسزایی در تأمین انرژی اولیه این کشور داشته باشد. نمودار ذیل بیانگر این موضوع است.

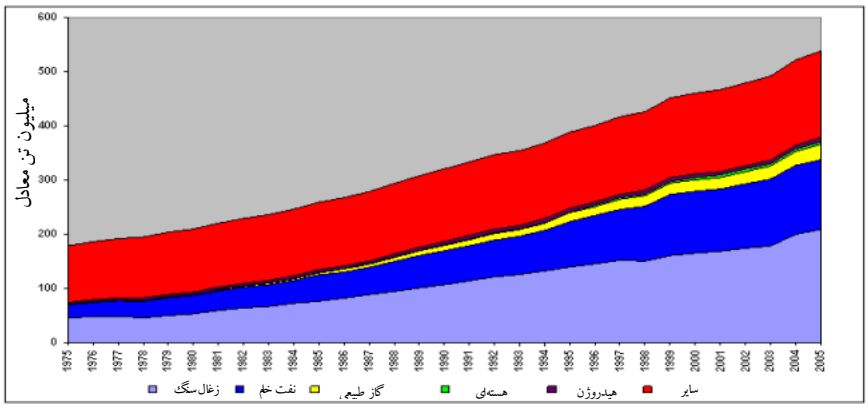


Source: Ibid.

نمودار ۴-۱ مصرف انرژی اولیه نروژ در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰

۳-۱-۲-۱ هند

براساس آمارها، انرژی اولیه مصرف شده در هند برای سال ۲۰۰۵ میلادی افـزون‌بـر ۵۳۷ میلیون تن معادل نفت خام بوده است. رشد مصرف انرژی اولیه در سـال‌هـای ۲۰۰۰ تـا ۲۰۰۵ حدود ۳/۱۸ درصد برآورد شده است. نمودار زیر، وضعیـت مصرف انرژی اولیـه در هند را به تفکیک حامل‌های مختلف انرژی نشان می‌دهد.

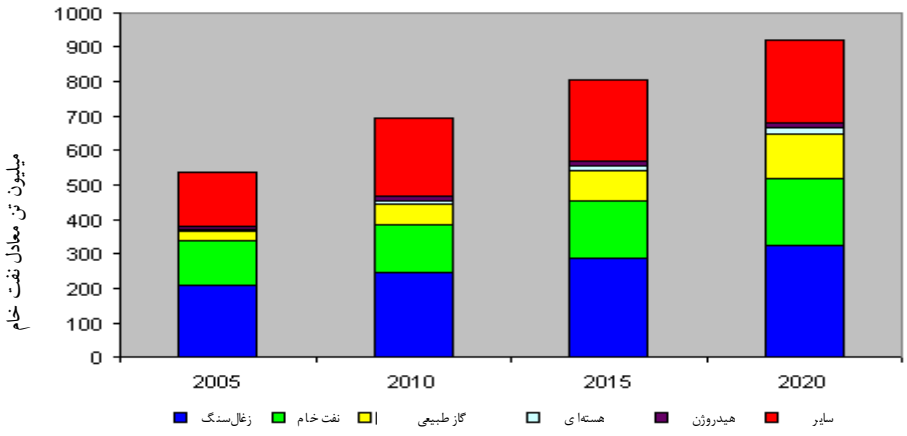


Source: Ibid.

نمودار ۵-۱ مصرف انرژی اولیه هند در سال‌های ۱۹۷۵ تا ۲۰۰۵

باید بدانیم که در تأمین انرژی لازم هند، تاکنون زغال‌سنگ بیشترین سهم (حدود ۳۸/۷ درصد در سال ۲۰۰۵) را داشته است. سهم نفت خام حدود ۲۳/۹ درصد و سهم گاز طبیعی تقریباً ناچیز و فقط حدود ۵/۳۷ درصد در سال ۲۰۰۵ بوده است. لازم به ذکر است، مصرف‌کنندگان انرژی این کشور در برخی مناطق روستایی عمدتاً مردمانی بسیار فقیر بوده و ازاین‌رو سهم سوخت‌هایی نظیر انرژی حاصل از فضولات حیوانی و زغال چوب در سبد مصرفی انرژی این مناطق بسیار بالاست.

براساس پیش‌بینی‌های مؤسسه وود مکنزی، انتظار می‌رود، مصرف انرژی اولیه در هند حدود ۶۹۴/۴۷ میلیون تن معادل نفت خام در سال ۲۰۱۰ و حدود ۹۲۰/۱۶ میلیون تن در سال ۲۰۲۰ برسد. براساس این ارقام، رشد متوسط سالیانه مصرف انرژی اولیه هند در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۰ حدود ۵/۲۷ درصد؛ در سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۵ حدود ۳/۰۲ درصد و در سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۲۰ حدود ۲/۶۸ درصد خواهد رسید. بنابراین هند برای کاهش «رشد مصرف انرژی اولیه» خود برنامه‌ریزی‌هایی را انجام داده است تا از ۵/۲۷ به ۳/۰۲ درصد و در نهایت به ۲/۶۸ درصد برسد. نمودار زیر، چشم‌انداز مصرف انرژی اولیه در کشور هند را در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰ نشان می‌دهد.



Source: Ibid.

نمودار ۶-۱ چشم‌انداز مصرف انرژی هند (۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰)

۴-۱-۲-۱ ایران

مصرف انرژی اولیه ایران در سال ۱۳۸۴، بالغ بر ۱۲۸/۱ میلیون تن معادل نفت خام بوده است. رشد مصرف انرژی در مدت ۱۹۹۴ تا ۲۰۰۴ حدود ۵/۸ درصد بوده است.

طبق نظر کارشناسان اقتصاد انرژی کشور، درباره پیش‌بینی روند مصرف انرژی در ایران تاکنون هیچ برآورد قابل اتکایی انجام نشده است. تنها آمار موجود در دوره وزیر اسبق نفت، (آقای زنگنه) انجام شده است، که با گذشت چند سال از اجرای آن و مقایسه وضع موجود با پیش‌بینی‌های انجام شده اختلافات فراوانی دارد. برای مثال آمارهای مندرج در طرح فوق و وضعیت موجود در جدول زیر مقایسه شده است.

جدول ۲-۱ مقایسه پیش‌بینی انجام شده و وضعیت موجود در مصرف انرژی کشور

ردیف	سال	پیش‌بینی (میلیون تن معادل نفت خام در سال)	وضعیت موجود (میلیون تن معادل نفت خام)	درصد اختلاف
۱	۱۳۸۴	۱۵۳۳	۹۳۷/۹۷	۶۳/۴۳
۲	۱۳۸۵	۱۶۸۲/۶۵	۱۰۳۴/۸۲	۶۲/۶۰

مأخذ: معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، «برنامه بیست‌ساله وزارت نفت»، ۱۳۸۴.

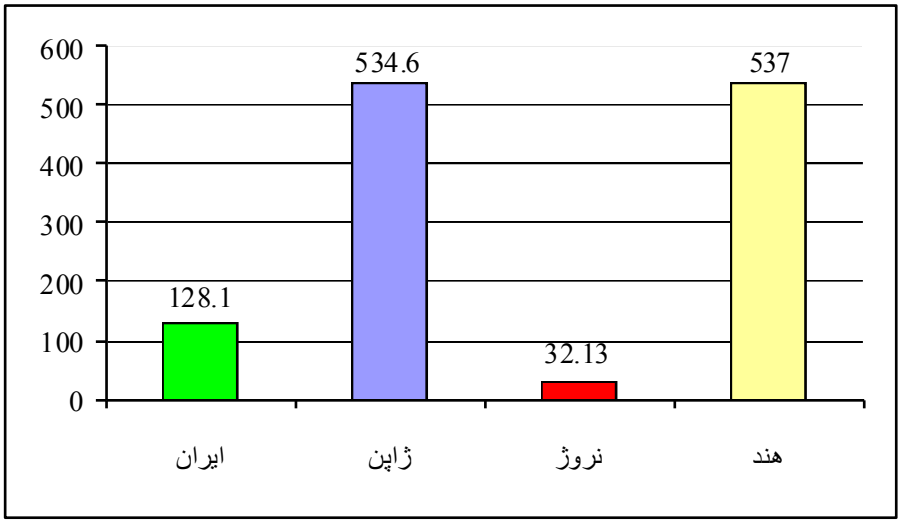
بنابراین به‌دلیل نبود پیش‌بینی‌های دقیق نمی‌توان وضعیت آینده انرژی کشور را با وضعیت جهانی مقایسه کرد، اما تنها موردی که می‌توان آن را با قاطعیت تأیید کرد، رشد بالای مصرف انرژی در کشور است. در جدول زیر افزایش «رشد مصرف سالیانه» در سه سال اخیر دیده می‌شود.

جدول ۳-۱ مصرف انرژی اولیه و رشد آن در سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۵

ردیف	سال	مصرف انرژی اولیه (میلیون تن معادل نفت خام)	درصد رشد نسبت به سال قبل
۱	۱۳۸۳	۸۸۶	۴/۷
۲	۱۳۸۴	۹۳۷/۹۷	۵/۸۶
۳	۱۳۸۵	۱۰۳۴/۸۲	۱۰/۳

مأخذ: ترازنامه انرژی هیدروکربوری در سال ۱۳۸۵.

همان‌طور که دیده می‌شود، درحالی‌که کشورهای دیگر در حال کاهش «رشد متوسط سالیانه مصرف انرژی» خود هستند، شاخص فوق در کشور ما به‌شدت بالا بوده و در حال افزایش است. توجه به این نکته ضروری است که رشد مصرف انرژی در ایران بیشتر از رشد اقتصادی است، برای مثال در سال ۱۳۸۵ مصرف انرژی نسبت به سال ۱۳۸۴ حدود ۱۰/۳ درصد رشد داشته است و این در حالی است که رشد تولید ناخالص داخلی در همین دوره ۶/۲ درصد بوده است. در نمودار زیر مقایسه‌ای میان مصرف انرژی اولیه ایران و کشورهای هدف انجام شده است.



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۴ و گزارش‌های آژانس اطلاعات انرژی.

نمودار ۷-۱ مقایسه مصرف اولیه در سال ۲۰۰۴ میان ایران و کشورهای هدف

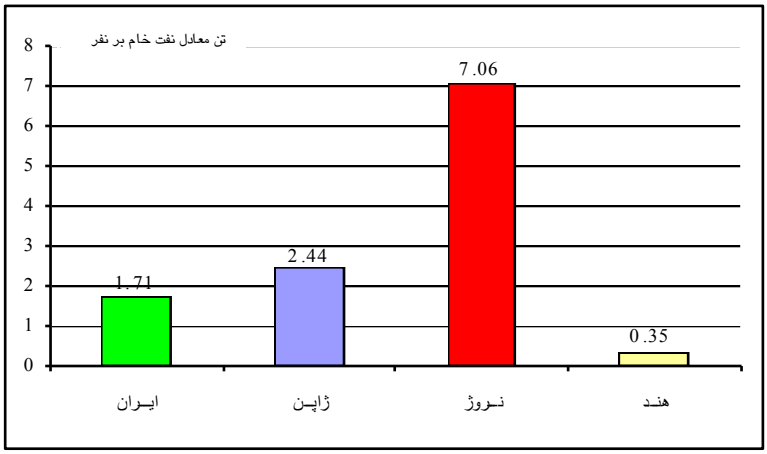
با توجه به نمودار ۷-۱، با وجود بالا بودن رشد سالیانه مصرف انرژی اولیه در کشور، به‌نظر می‌رسد مصرف انرژی ایران چندان بالا نیست؛ زیرا هند و ژاپن بسیار بیشتر از ایران انرژی مصرف می‌کنند.

بنابر آنچه بیان شد می‌توان دریافت مقایسه میزان مصرف انرژی اولیه و رشد آن

میان کشورهای مختلف بدون در نظر گرفتن رشد اقتصادی، وضعیت رفاهی، آب‌وهـوایی، جمعیتی و غیره نمی‌تواند معیاری از کارایی سیستم عرضه و تولید انرژی یـک کشـور در حوزه سیاستگذاری و اجرا باشد. پس لزوم بررسی دو شاخص دیگر در حوزه انرژی پدیـد می‌آید که به‌ترتیب عبارت‌اند از: مصرف سرانه انرژی و شدت انرژی.

۲-۲-۱ مصرف سرانه انرژی

مصرف سرانه انرژی نسبت کل مصرف انرژی اولیه به جمعیت کل کشـور اسـت. مصـرف سرانه کشورهای بررسی شده در سال ۲۰۰۴ در نمودار زیر مشخص شده است.



مأخذ: همان؛ همان، ۲۰۰۶.

نمودار ۸-۱ مقایسه مصرف سرانه انرژی در سال ۲۰۰۴ میان ایران و کشورهای هدف

درباره سرانه مصرف انرژی کشورهای مذکور می‌توان گفت:

ـ بالا بودن سرانه مصرف انرژی در نروژ مربوط بـه وضـعیت آب‌وهـوایی ایـن کشـور (به‌خصوص در ناحیه شمالی آن) است، زیرا این کشور ۹ ماه از سـال را بـا بـاران و بـرف مواجه است و در برخی مناطق دمای هوای این کشور در تابستان حداکثر بـه ۱۷ درجـه سانتی‌گراد می‌رسد.

ـ پایین بودن سرانه مصرف انرژی در هند ناشی از مصرف پایین انرژی در این کشور نسبت به جمعیتش به‌دلیل اوضاع اقتصادی و وضعیت اجتماعی نه‌چندان مطلوب عامه مردم است.

ـ بالا بودن مصرف سرانه انرژی ژاپن نسبت به ایران به‌علت آن است که این کشور وضعیت اقتصادی بسیار مناسبی دارد و طبق گزارش صندوق بین‌المللی پول این کشور با رشد اقتصادی ۸/۲ درصد در سال ۲۰۰۶ و تولید ناخالص داخلی ۴/۵ تریلیون دلار در سال ۲۰۰۵ دومین اقتصاد برتر دنیاست (پس از آمریکا).

با وجود آنکه دو کشور ایران و ژاپن ازنظر توسعه‌یافتگی قابل مقایسه نیستند، مصرف سرانه انرژی اولیه در ایران با ژاپن اختلاف چندانی ندارد. برای آنکه میزان مصرف انرژی کشور در بخش‌های مولد اقتصادی را دقیق‌تر در نظر بگیریم، شدت انرژی را سومین محور مقایسه قرار داده و آن را بررسی می‌کنیم.

۳-۲-۱ شدت انرژی

این شاخص نسبت انرژی اولیه مصرفی به تولید ناخالص داخلی است. به‌عبارت‌دیگر این شاخص نشان می‌دهد برای هر دلار تولید ناخالص داخلی چه میزان انرژی مصرف شده است. شاخص فوق می‌تواند معیار خوبی برای نشان دادن میزان مصرف انرژی در بخش‌های مولد اقتصادی و همچنین میزان رعایت استانداردهای بهینه‌سازی در صنایع و سایر قسمت‌ها باشد، به‌این‌ترتیب که هرچه این شاخص کمتر باشد، میزان مصرف انرژی در بخش‌های غیرمولد کمتر بوده و همچنین بهره‌وری استفاده از انرژی در بخش‌های مختلف بیشتر است. البته این شاخص تحت تأثیر عواملی است مانند وضعیت آب‌وهوایی، جغرافیایی و ساختار اقتصادی که ارتباطی با مصرف بهینه انرژی ندارد.

شاخص فوق در کشورهای بررسی شده عبارت‌اند از:[۱]

---

۱. درباره شدت انرژی در منابع مختلف ارقام گوناگونی ارائه می‌شود. برای مثال در سه منبع مختلف نسبت شدت انرژی ایران به ژاپن ۱/۵۷، ۲/۴۶ و ۲/۵۶ درصد در حالت «برابری قدرت خرید» خواهد بود، که اگر شدت انرژی را برحسب «نرخ ارز» مقایسه کنیم، این نسبت ۱۳/۵ درصد است. درباره اینکه چرا ما در این تحقیق آمارهای منتشره آژانس اطلاعات انرژی را مبنا قرار داده‌ایم، به پیوست ۱ مراجعه کنید.

۱-۳-۲-۱ ژاپن

شاید بتوان ژاپن را درزمینه کارایی انرژی و شدت پایین مصرف انرژی در زمره موفق‌ترین کشورهای دنیا به‌حساب آورد.

شدت مصرف انرژی در سال ۲۰۰۵ برای این کشور حدود ۶۵۳۹ بی‌تی‌یو[1] در ازای هر دلار تولید ناخالص داخلی[2] بوده است. با توجه به رشد سریع تکنولوژی و صرفه‌جویی‌های بیشتر در بخش‌های مختلف اقتصادی، افزایش کارایی به‌ویژه در تولید برق و همچنین محدودیت‌های بیشتر برای مصرف کمتر و بهینه انرژی در کشور ژاپن، پیش‌بینی می‌شود که شدت مصرف انرژی در این کشور در آینده باز هم کاهش یابد. البته این کاهش به‌نسبت ملایم خواهد بود.

۲-۳-۲-۱ نروژ

نروژ یکی از کشورهایی است که شدت مصرف انرژی در آن در مقایسه با سایر کشورهای اروپایی یا آمریکا بسیار بالاست. اما دلیل این امر به معنای ناکارایی بخش‌های توزیع، انتقال یا مصرف انرژی نبوده، بلکه از وضعیت آب‌وهوایی این کشور (نزدیک به وضعیت آب‌وهوایی قطب شمال) ناشی است. در سال ۲۰۰۵ شدت مصرف انرژی این کشور برای هر دلار تولید ناخالص داخلی حدود ۱۲۸۳۴ بی‌تی‌یو بوده است.

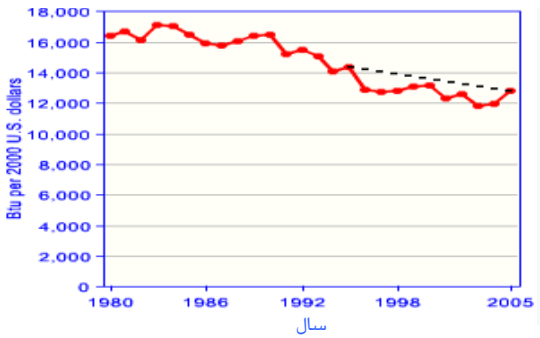
باید اشاره کرد، هرچند شدت انرژی این کشور بسیار بالاتر از سایر مناطق و یا کشورهاست، اما بررسی آمار ده سال گذشته نشان می‌دهد که هرچند در طول یک دوره مشخص (مثلاً ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵) شدت انرژی نروژ با نوسان روبه‌رو بوده است، اما به‌طورکلی کارایی انرژی در این کشور افزایش یافته است. این امر در نمودار ذیل ملاحظه می‌شود. در فاصله سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵ شدت انرژی نوسان داشته است (خط قرمز)، اما به‌طورکلی کاهش یافته است (نقطه‌چین مشکی).

شدت مصرف انرژی در سال ۱۹۹۵ حدود ۱۴۳۹۳ بی‌تی‌یو برای هر دلار تولید ناخالص داخلی بوده است که نسبت به سال ۲۰۰۵ حدود ۱۲ درصد بیشتر بوده است.

---

1. British Thermal Unit (BTU)

۲. به قیمت‌های ثابت سال ۲۰۰۰.



مأخذ: گزارش‌های آژانس اطلاعات انرژی در سال ۲۰۰۶.

نمودار ۹-۱ تغییرات شدت انرژی در نروژ

۳-۳-۲-۱ هند

شدت انرژی برای کشور هند در سال ۲۰۰۵، حدود ۴ هزار بی‌تی‌یو در ازای هر دلار تولید ناخالص داخلی برآورد شده است. این رقم در مقایسه با میانگین شدت انرژی منطقه آسیا و اقیانوسیه حدود ۴۰ درصد کمتر است. شدت پایین انرژی در این کشور به‌منزله کارایی انرژی یا مصرف پایین انرژی نیست، بلکه مصرف سرانه انرژی کشور هند به‌دلیل ناکارایی و بازده پایین در مقایسه با سایر کشورهای جهان رقم بالایی است. پایین بودن شدت مصرف انرژی ناشی از پایین بودن درآمد سرانه این کشور و وضعیت نه‌چندان مطلوب توسعه‌یافتگی اقتصادی است.

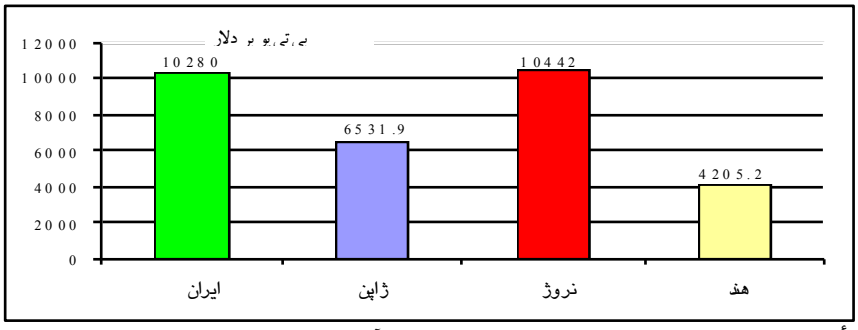
البته باید توجه داشت که در سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵، کارایی انرژی در این کشور، به‌طور نسبی ارتقا یافته است. به‌طوری‌که شدت انرژی در سال ۲۰۰۵ نسبت به مدت مشابه در سال ۱۹۹۵، سالیانه حدود ۲/۶ درصد کاهش نشان می‌دهد.

۴-۳-۲-۱ ایران

بررسی شدت انرژی در ایران در دوره ۱۳۸۴-۱۳۷۶ نشان می‌دهد که این شاخص به‌طور متوسط با نرخ رشدی معادل ۰/۹ درصد در سال افزایش یافته است، اما رشد این شاخص در سال ۱۳۸۴ (نسبت به سال قبل از آن) به ۴/۳ درصد رسیده که بسیار بیشتر از میانگین

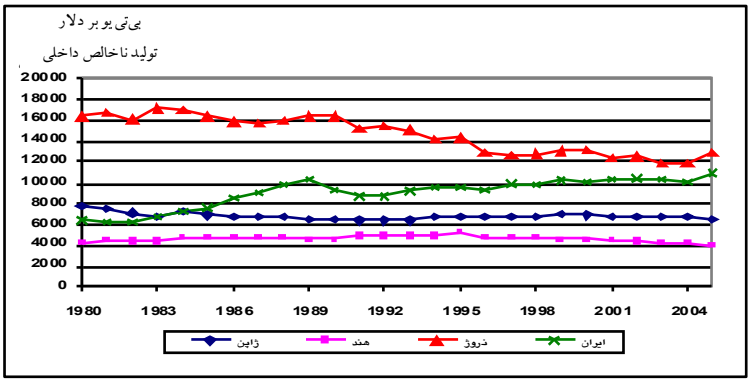
است. بنابراین افزایش مصرف انرژی در کشور از مصرف روزافزون بخش خانگی (که در رشد اقتصادی کشور مؤثر نیست) و رعایت نکردن اصول بهینه‌سازی در صنایع ناشی می‌شود، زیرا به موازات رشد تولید ناخالص داخلی همگام با رشد فزاینده مصرف انرژی در کشور نبوده است و این مسئله برای آینده انرژی کشور می‌تواند تهدیدکننده باشد.

در نمودارهای زیر مقایسه‌ای میان شدت انرژی کشورهای هدف و ایران در سال ۲۰۰۴ و در دوره ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۵ انجام شده است.



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۴ و گزارش آژانس اطلاعات انرژی.

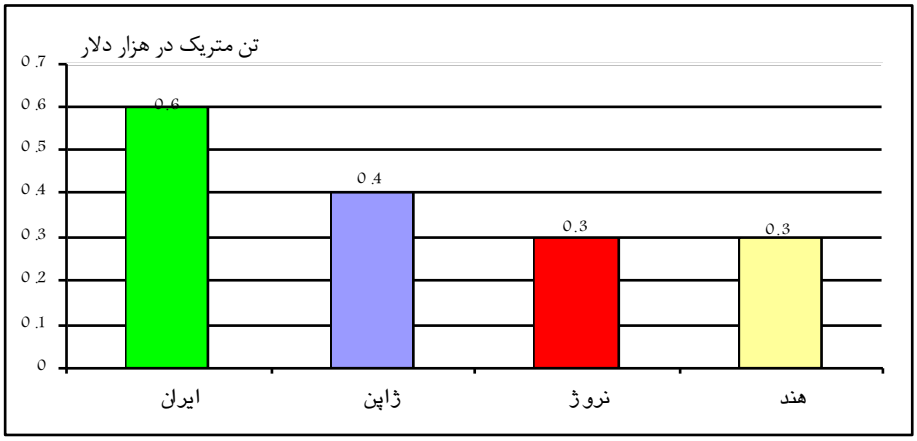
نمودار ۱۰-۱ مقایسه شدت انرژی کشورهای هدف و ایران



Source: EIA.com

نمودار ۱۱-۱ روند تغییر شدت انرژی ایران، ژاپن، هند و نروژ در دوره ۲۰۰۴-۱۹۸۰

همچنین با توجه به اینکه شدت گاز دی‌اکسید کربن در ایران نسبت به کشورهای هدف بالاتر است، می‌توان نتیجه گرفت ایران در تأمین انرژی خود به‌شدت به منابع فسیلی وابسته است. برای مثال استفاده زیاد نروژ از برق‌آبی سبب کاهش شدت گاز دی‌اکسید کربن شده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۲-۱ مقایسه شدت تولید گاز دی‌اکسید کربن ایران و کشورهای هدف

با نگاهی به شاخص‌های مذکور در حوزه انرژی می‌توان گفت:

ـ شدت مصرف انرژی در ایران بالاست و این امر نشان‌دهنده آن است که:

• حجم بالایی از انرژی کشور در بخش‌های غیرمولد اقتصادی مانند بخش خانگی مصرف می‌شود که در مقایسه با سایر بخش‌ها رشد آن سرعت بیشتری داشته است. برای مثال در سال ۱۳۸۵ نسبت به سال قبل از آن، رشد مصرف انرژی در بخش خانگی، تجاری و عمومی ۱۵/۳ درصد و بخش صنعتی ۲/۷۲ درصد بوده است. ضمن آنکه در سال ۱۳۸۵ حدود ۴۰ درصد انرژی در بخش خانگی مصرف شده، اما مصرف بخش صنعتی ۲۹ درصد بوده است.

• اصول بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش صنعتی و خانگی کشور رعایت نمی‌شود.

ـ تأمین انرژی کشور بیش از حد به منابع فسیلی متکی است، ازاین‌رو امنیت انـرژی کشور به‌دلیل اتکا به یک منبع، بسیار پایین است.

• با وجود آنکه کشورهای مختلف در حال برنامه‌ریزی بـرای کـاهش «رشـد مصـرف انرژی» هستند، «رشـد مصـرف انـرژی» کشـور مـا در حـال افـزایش اسـت. بـرای مثـال درحالی‌که هند رشد مصرف انرژی خود را ـ که در حال حاضـر ۵/۲۷ درصـد اسـت ـ در سال ۲۰۲۰ به ۲/۶۸ درصد خواهد رسـاند، در کشـور مـا رشـد مصـرف انـرژی در سـال ۱۳۸۴ حدود ۴/۷ درصد بوده که با گذشت دو سال بـه ۱۰/۳ درصـد رسـیده اسـت و بـا توجه به وضعیت مصرف کنونی بعید است در آینده‌ای نزدیک این رقم کاهش یابد. حتی اگر رقم فوق در حد ۱۰/۳ درصد ثابت بماند، آینده انرژی کشور فاجعه‌آمیز خواهد بود.

موارد فوق نشان می‌دهد از مدیریت انرژی در کشور همچنان غفلت می‌شود و این در حالی است که جهان در حال برنامه‌ریزی بر منابع و نیاز انرژی خود بوده تا بتواند میان این دو تعادل ایجاد کند. نبود مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی در کشور، مـی‌توانـد سـبب بـروز مشکلاتی شود که تأثیر آن بر وضعیت کنونی و آینده کشور، بسیار فاجعه‌بار خواهد بود در بخش آتی مهم‌ترین مشکلات حاصل از نبود مدیریت انرژی در کشور را بیان خواهیم کرد

۱-۳ پیامدهای نبود مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی

نبود مدیریت انرژی در کشور، علاوه‌بر مشکلاتی در حال حاضر، سبب مشکلات بغرنجـی در آینده خواهد شد که مهم‌ترین آنها عبارت‌اند از:

۱-۳-۱ تنزل موقعیت استراتژیک

ازآنجایی‌که انرژی مقوله‌ای استراتژیک است، کشورهایی که تأثیر مهمی در تأمین انـرژی جهانی دارند، قدرتی بازدارنده در مقابل تهدیدات خارجی دارنـد و بـه‌دلیـل آنکـه ایـران دارای منابع غنی نفت و گاز است، از این قاعده مستثنا نیست، بنابراین اگر ایران از جمع کشورهای صادرکننده نفت خارج شده و به واردکننده نفت (یا گاز) تبدیل شود، موقعیت استراتژیک آن، به مخاطره خواهد افتاد. امری که وقوع آن در آینده نزدیک و با توجـه بـه روند رو به گسترش شبکه داخلی گازرسانی کشور و مصرف رو به رشد انـرژی در داخـل،

بعید به‌نظر نمی‌رسد.[۱] وقوع چنین رویدادی در آینده، به نحوه مدیریت انرژی کنونی بستگی زیادی دارد، یعنی باید با تکیه بر برنامه‌ریزی‌های دقیق و کارشناسانه، روند پرشتاب مصرف انرژی در کشور را مهار کرده و درضمن با مدیریت بر منابعی که به‌دلیل تجدیدناپذیر بودن، امنیت آنها رو به کاهش است را حفظ کرده و امکان استفاده از آنها را برای مدت بیشتری در آینده فراهم کرد. درضمن برای اجتناب از کاهش تولید انرژی در کشور، با بررسی پتانسیل‌های داخلی تأمین انرژی، امکان جایگزینی این منابع و کاهش اتکا به یک منبع فراهم آید. ازآنجاکه چنین فرایندی زمان‌بر خواهد بود، لازم است از هم‌اکنون برای اجرای چنین طرحی، گام برداشته شود.

۲-۳-۱ کاهش امنیت انرژی

یکی از مسائلی که در حوزه مدیریت انرژی مطرح است، تنظیم سبد انرژی کشور و تنوع آن برای بالا بردن امنیت انرژی است. این در حالی است که به‌علت نبود مدیریت، برنامه‌ریزی و طرح جامع انرژی در کشور، منبع تأمین انرژی کشور نفت و گاز بوده و سایر حامل‌ها نقش قابل توجهی در این حوزه ندارند، ازاین‌رو با اختلال در تأمین یک حامل انرژی در کشور، تأمین کل انرژی مصرفی نیز به مخاطره خواهد افتاد و بسیاری از مراکز تعطیل خواهد شد. مثال این مسئله در زمستان‌ها به‌وقوع می‌پیوندد، زیرا به‌دلیل بالا رفتن نیاز انرژی کشور ـ به‌خصوص در مناطق سردسیر ـ و اتکای بیش از حد به منابع گازی برای تأمین انرژی بخش خانگی، گاز سایر بخش‌ها از جمله ادارات دولتی، پتروشیمی‌ها، نیروگاه‌ها و غیره قطع می‌شود و همین امر سبب خسارات جبران‌ناپذیر به اقتصاد کشور می‌شود. درصورتی‌که اگر مدیریت و برنامه‌ریزی صحیحی بر انرژی کشور حاکم باشد، چنین رویدادی رخ نخواهد داد.

۳-۳-۱ افزایش ضریب آسیب‌پذیری در مقابل تهدیدات خارجی و سوانح طبیعی

ازآنجاکه مدیریت یکپارچه و منظمی بر منابع و مصارف انرژی در کشور حاکم نیست،

---

۱. امکان چنین رویدادی در آینده را «راجر استرن»، تحلیلگر آمریکایی در مقاله «بحران انرژی ایران و امنیت ملی آمریکا» بررسی کرده است. این مقاله به دو زبان انگلیسی و فارسی در قسمت پیوست این کتاب آمده است.

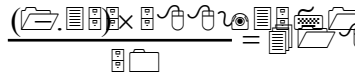
کشور بدون توجه به پتانسیل‌های موجود فقط برای توسعه یک منبع انرژی (نفت و گاز) همت گمارده است. ازسوی‌دیگر قسمت اعظم این منابع در جنوب کشور است و ازآنجا به سایر نقاط توزیع می‌شود، بنابراین سانحه‌ای مانند زلزله کافی است تا با آسیب آن بخش از کشور، تأمین انرژی بخش اعظم کشور به مخاطره افتد. البته باید توجه داشت که یگانه تهدید در این حوزه سوانح طبیعی نیست، بلکه تهدیداتی مانند حملات خارجی می‌تواند اثر بسیار ویرانگری بر تأمین انرژی کشور داشته باشد. این امر در مقوله پدافند غیرعامل قابل بررسی است. توجه به این نکته ضروری است که با توجه به وضعیت سیاسی کشور، در جهان امروز و همچنین نزدیکی مناطق نفت‌خیز و منابع گازی کشور به مرزهای بین‌المللی، کشور در این حوزه بسیار آسیب‌پذیر است. حال آنکه اگر مدیریت صحیحی بر منابع مختلف انرژی کشور حاکم باشد، تنظیم و متنوع‌سازی سبد انرژی، می‌تواند میزان آسیب‌پذیری کشور در مقابل حوادث را کاهش دهد.

۱-۳-۴ سیاستگذاری‌های غلط در حوزه انرژی

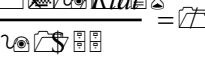
ازآنجاکه مدیریت یکپارچه و قوی بر انرژی کشور حاکم نیست، سیاستگذاری‌های جاری در این حوزه بخشی، ناکارآمد و غلط است. برای مثال می‌توان به تنظیم قیمت حامل‌های گوناگون انرژی اشاره کرد. قیمت انواع حامل‌های انرژی در کشور به‌صورت دستوری و یارانه‌ای تنظیم می‌شود که این امر سبب الگوهای غلط برای مصرف‌کنندگان می‌شود و انرژی با توجه به قیمت پایین آن، کالایی بی‌ارزش به‌نظر می‌آید. حال آنکه در جهان امروز، استفاده از ابزارهای قیمتی برای کاهش مصرف انرژی امری مرسوم است، اما در کشور ما به بهانه حمایت از مصرف‌کنندگان، با پرداخت یارانه‌های بی‌هدف به انرژی زمینه اتلاف آن فراهم می‌کند. نکته جالب توجه اینجاست که این سیاست‌های به‌ظاهر حمایتی، سبب آسیب مصرف‌کنندگان می‌شود، برای مثال در زمستان درحالی‌که مناطق سردسیر کشور با مشکلات قطعی و افت فشار گاز روبه‌رو است، سایر مصرف‌کنندگان به‌دلیل بی‌ارزشی انرژی، از کاهش و بهینه‌سازی مصرف خودداری می‌کنند. ازسوی‌دیگر مصرف انرژی نیز هر سال شتاب بیشتری می‌گیرد و با ادامه این روند، تأمین انرژی نسل‌های آتی با مخاطره‌های جدی روبه‌رو خواهد شد.

باید اشاره کرد که بخش زیادی از صنایع و نیروگاه‌ها نیز به‌علت قیمت پایین انرژی،از اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی مصرف امتناع می‌ورزند و البته نتیجه این امر علاوه‌بر آسیب سایر بخش‌ها مانند کارخانجات پربازده و حتی مصرف‌کنندگان مناطق سردسیر، اتلاف عظیم منابع ملی و ارزی خواهد بود، به‌طوری‌که در سال ۱۳۸۵ حدود ۶/۴ میلیارد دلار[1] در قالب یارانه‌های اختصاص‌یافته به سوخت نیروگاه‌ها به هدر رفته است. اگر بازدهی نیروگاه‌ها به‌جای ۳۵/۵ درصد، ۵۰ درصد بود ـ که ازنظر فنی کاملاً امکان‌پذیر است ـ حدود ۱/۸۵ میلیارد دلار کمتر به هدر می‌رفت!

اگر بازدهی ۵۰ درصد بود، ۴۱۸۱۴۴۳۵ ریال تلف می‌شد:



رقم صرفه‌جویی در اتلاف یارانه سوخت نیروگاه‌ها:

که معادل است با: میلیون دلار 

اگر مدیریت یکپارچه و منطقی انرژی وجود داشت، یارانه نیروگاه‌ها پیش از این حذف شده بود و کل ۶/۴ میلیارد دلار به هدر نمی‌رفت، زیرا دولت می‌تواند با اجرای سیاست‌های بهینه‌سازی هم‌زمان به واقعی کردن قیمت‌ها اقدام کند، بدون آنکه این امر سبب مشکلات تورمی و فشارهای اقتصادی بر مصرف‌کنندگان بخش خانگی شود.[2]

۴-۱ جمع‌بندی

از آنچه گفتیم می‌توان نتیجه گرفت که کشور ما در وضعیت کنونی فاقد مدیریت یکپارچه انرژی است و اگر روند فوق ادامه یابد، آسیب‌های وارده به کشور در آینده نزدیک بسیار شدید و جبران‌ناپذیر خواهد بود. ازاین‌رو لازم است هرچه سریع‌تر به ایجاد چنین چارچوبی در کشور اقدام شود.

---

۱. با در نظر گرفتن ارزش هر دلار ۹۱۵۵ ریال در سال ۱۳۸۵ طبق اعلام بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران.

۲. دراین باره به تفصیل در فصل چالش‌ها و راهکارهای مدیریت انرژی در کشور ذیل عنوان «بهینه‌سازی مصرف انرژی» همین کتاب بحث خواهد شد.

ایجاد چارچوب فوق نیازمند شناخت دقیق وضعیت کنونی تولید، توزیع و مصرف انرژی هریک از حامل‌های انرژی در کشور، چالش‌ها و در نهایت راهکارهای این حوزه است. در فصول آینده وضعیت موجود تولید، توزیع و مصرف انواع حامل‌های انرژی (اعم از برق، انرژی‌های نو، گاز طبیعی، فراورده‌های نفتی و سوخت‌های جامد) در ایران بررسی خواهد شد، ضمن اینکه در حوزه هریک از حامل‌های فوق، وضعیت کشورهای هدف را نیز بیان خواهیم کرد. آنگاه در فصل هفتم چالش‌های مدیریت انرژی کشور را با توجه به وضعیت موجود و وضع مطلوب جهانی تبیین کرده و درباره دستیابی به راهکارهای غلبه بر این چالش‌ها، به ارائه ایده‌های کارشناسی خواهیم پرداخت.

فصل دوم

وضعیت صنعت برق در کشورهای هدف و ایران

۲-۱ مقدمه

یکی از حامل‌های انرژی که به‌صورت گسترده در جهان استفاده می‌شود، برق است. درصورتی‌که برق از منابع تجدیدپذیر (نظیر برق‌آبی) تولید شود، انرژی اولیه محسوب می‌شود، اما اگر از منابع فسیلی یا هسته‌ای ایجاد شود، انرژی ثانویه خواهد بود. بنابراین استفاده از منابع تجدیدپذیر در تولید برق در اقتصادی‌تر کردن عرضه انرژی تأثیر بسزایی دارد. در سال ۲۰۰۶ تولید برق جهان بالغ بر ۱۹ هزار تراوات ساعت بوده است.[۱] امروزه ضریب نفوذ برق در جهان به‌قدری بالاست که حتی تصور جهان بدون برق، ممکن نیست. برق به‌دلیل سهولت انتقال و قابلیت تبدیل به انواع گوناگونی از انرژی اعم از حرارتی، نوری، حرکتی و غیره در میان تمام مصرف‌کنندگان اعم از بخش صنعتی، خانگی، کشاورزی نفوذ یافته، ازاین‌رو کشورهای مختلف در برنامه‌ریزی‌های خود بر انرژی به مدیریت تولید، توزیع و مصرف برق توجه ویژه‌ای نشان می‌دهند.

در این فصل به بررسی وضعیت صنعت برق در کشورهای هدف می‌پردازیم و آنگاه در انتها، شاخص‌های این صنعت در کشور ایران بررسی می‌شود.

۲-۲ صنعت برق ژاپن

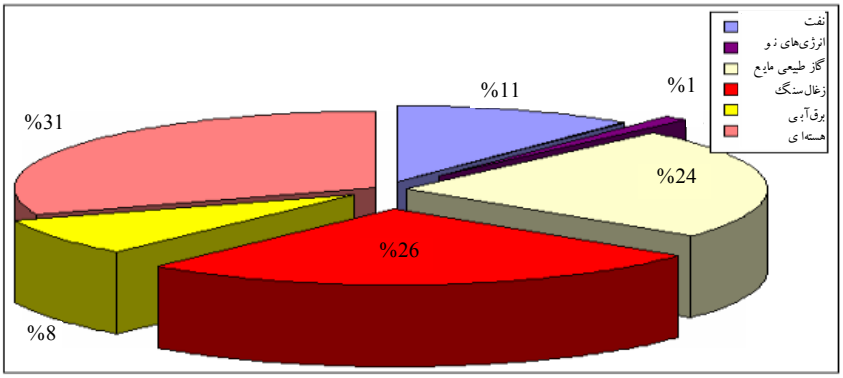
۲-۲-۱ تنوع نیروگاه‌ها در تأمین برق

در سال ۲۰۰۵ میلادی، ژاپن حدود ۹۸۸/۸ میلیارد کیلووات ساعت برق تولید کرد که ۳۱ درصد آن از انرژی هسته‌ای تولید شد. بعد از انرژی هسته‌ای، زغال‌سنگ و گاز طبیعی مایع بیشترین سهم را در تولید برق این کشور داراست. وضعیت سهم هریک از

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

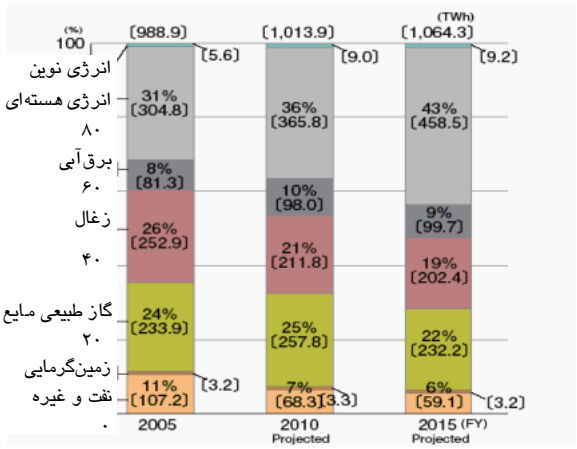
موارد ذکر شده در تولید برق ژاپن در سال ۲۰۰۵ در نمودار ذیل مشخص شده است.



Source: Long Term Electric Power Facilities Development plan & Others.

نمودار ۱-۲ سوخت انواع نیروگاه‌های برق کشور ژاپن در سال ۲۰۰۵

پیش‌بینی می‌شود در سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۵ سهم انواع حامل‌های انرژی در تأمین برق ژاپن به‌صورت نمودار زیر باشد.

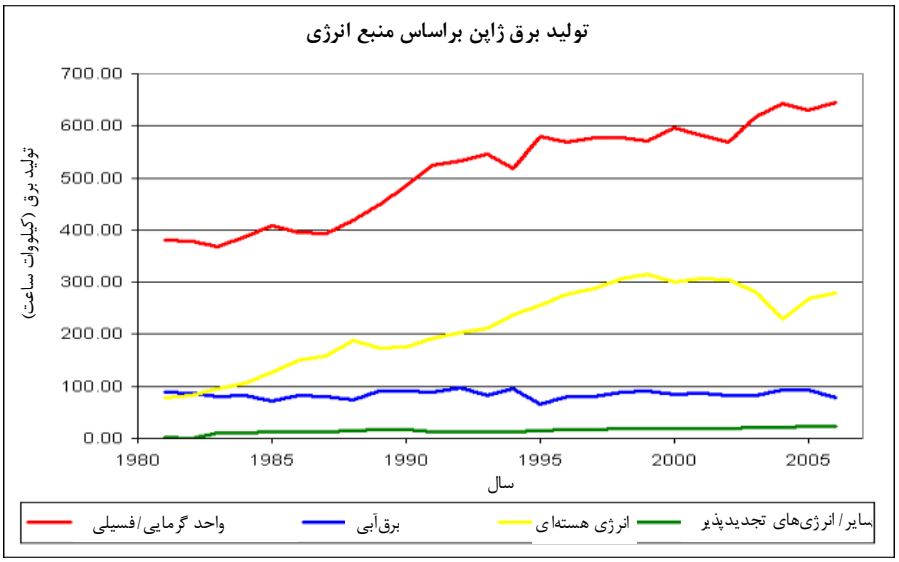


توضیح: اعداد نمودار لزوماً درمجموع ۱۰۰ درصد نیست به‌دلیل اینکه اعداد گرد شده است.

Source: http://www.eia.doe.gov

نمودار ۲-۲ پیش‌بینی سهم انواع حامل‌های انرژی در تأمین برق ژاپن در سال‌های ۲۰۰۵، ۲۰۱۰ و ۲۰۱۵

همان‌طور که مشاهده می‌شود، ژاپن در برنامه‌ریزی‌های آینده، قصد دارد اتکای خود به منابع فسیلی در تأمین برق را کاهش دهد. به‌طوری‌که در سال ۲۰۰۵ حدود ۶۱ درصد از برق را منابع فسیلی تأمین کرده است، اما در سال ۲۰۱۰ این میزان به ۵۳ و ۴۷ درصد در سال ۲۰۱۵ خواهد رسید. ازسوی‌دیگر سهم انرژی هسته‌ای از ۳۱ درصد در سال ۲۰۰۵ به ۴۳ درصد در سال ۲۰۱۵ خواهد رسید. و زمین‌گرمایی رشدی ۷ درصدی در عرض ۱۰ سال را طی خواهد کرد. بدین‌ترتیب اتکای ژاپن در کمتر از ۱۰ سال به منابع انرژی وارداتی حدود ۱۴ درصد کاهش خواهد یافت. سهم هریک از حامل‌های انرژی در تأمین برق سال‌های گذشته ژاپن نیز در نمودار زیر دیده می‌شود.



Source: EIA.

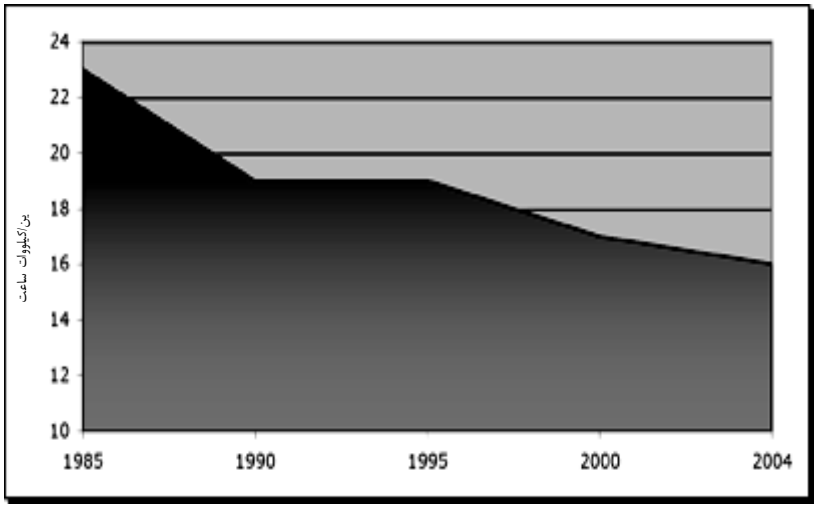
نمودار ۳-۲ سهم هریک از حامل‌های انرژی در تأمین برق ژاپن ۲۰۰۵-۱۹۸۰

۲-۲-۲ قیمت برق

قیمت برق در ژاپن به‌مراتب گران‌تر از سایر کشورهای عضو سازمان توسعه و همکاری اقتصادی [1]

1. Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)

است. یکی از علل این گرانی، قیمت بالای سوخت در این کشور است. دولت ژاپن بـرای بهبود عرضه برق در کشور از طریق ایجاد جو رقابتی، در سال ۱۹۹۹ قانونی را تصـویب و در سال ۲۰۰۰ اجرایی کرد که طبق آن مراکز تجاری و صنعتی (که حدود یک‌سوم بـرق تولیدی این کشور را مصرف می‌کنند) می‌توانند تأمین‌کننده برق خود را انتخـاب کننـد. بنابراین مشتریان صنعت برق ژاپن دسترسی مناسبی به عرضه‌کنندگان مختلف دارند. بـا اجرای این طرح بستری فراهم می‌شود که براساس آن، صنایع بزرگ نیز می‌توانند اضـافه برق تولیدی خود را به مصرف‌کنندگان دیگر عرضه کنند که قیمت آن عموماً ارزان‌تـر از شبکه اصلی است. برای مثال شرکت استیل Kobe که اولین واحد ۷۰۰ مگاواتی خـود را در اوایل سال ۲۰۰۲ برپا نموده است می‌تواند علاوه‌بر تأمین بـرق لازم خـود، قسـمتی از برق تولیدی خود را به شرکت Kansai بفروشد. شـرکت اسـتیل Nippon نیـز نیروگـاه خصوصی ۳۰۰ مگاواتی دارد که علاوه‌بر تأمین برق خود، مازاد آن را به سایر شرکت‌هـای برق منطقه‌ای می‌فروشد. در نمودار زیر روند تغییر قیمت برق در سال‌های اخیر در ژاپـن دیده می‌شود.



نمودار ۴-۲ روند تغییر قیمت برق ژاپن در سال‌های ۱۹۸۵ تا ۲۰۰۴

تعرفه‌های انتقال[۱] برای خطوط توزیع برق حدود ۲/۸۷ ین درازای هر کیلووات ساعت است که وزارت اقتصاد، صنعت و تجارت[۲] وضع کرده است.

۲-۲-۳ روند تولید و مصرف برق

در سال ۲۰۰۴ ژاپن ظرفیت تولید ۲۴۳/۵ گیگاوات برق را داشته است،[۳] که این رقم رتبه دوم را در تولید پس از آمریکا به این کشور اعطا می‌کند. این کشور در این سال ۹۷۴ میلیون کیلووات ساعت تولید انرژی برق و ۹۰۶ میلیون کیلووات ساعت مصرف برق داشته است. ۶۱ درصد این میزان از طریق نیروگاه‌های حرارتی، ۲۸ درصد نیروگاه‌های هسته‌ای، ۱۰ درصد منابع برق‌آبی و ۲ درصد از منابع انرژی‌های نو بوده است. ازآنجاکه در ژاپن تولید و مصرف برق تقریباً باهم برابر است، این کشور صادرات و واردات برق چندانی ندارد. لذا تولید برق این کشور به مانند مصرف آن در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۵ رشدی آهسته و کمتر از ۱ درصد را تجربه خواهد کرد. تولید برق ژاپن در سال ۲۰۰۵ میلادی حدود ۹۸۸/۸ میلیارد کیلووات ساعت بوده است.

۲-۲-۴ ذخیره‌سازی برق

هرچند ذخیره‌سازی برق مشکل است، اما امروزه در دنیا روش‌هایی توسعه یافته است که براساس آن می‌توان برق کم‌ارزش شب را به برق پرارزش روز تبدیل کرد و از این طریق علاوه‌بر ایجاد ارزش افزوده، از احداث نیروگاه، برای تأمین برق زمان پیک اجتناب کرد.[۴] ژاپن سرمایه‌گذاری زیادی روی ذخیره‌سازی برق از طریق روش «تلمبه ذخیره‌ای»[۵] انجام داده است و از روش «باطری‌های سدیمی» نیز بهره می‌برد. مهم‌ترین نیروگاه‌های برق‌آبی ژاپن که از فناوری تلمبه ذخیره‌ای بهره می‌برد در جدول ۱-۲ آمده است.

---

۱. تعرفه وضع شده ازسوی وزارت اقتصاد، صنعت و تجارت به‌عنوان تعرفه پایه محسوب شده و عرضه برق ازسوی انواع تولیدکنندگان بر پایه آن انجام می‌شود.

2. Ministry ofEconomy, Trade and Industry (METI)

۳. با احتساب برق تولیدی صنایع بزرگ.

۴. درباره جزئیات روش‌های ذخیره‌سازی برق به پیوست مراجعه کنید.

5. Pumped Storage Power (PSP)

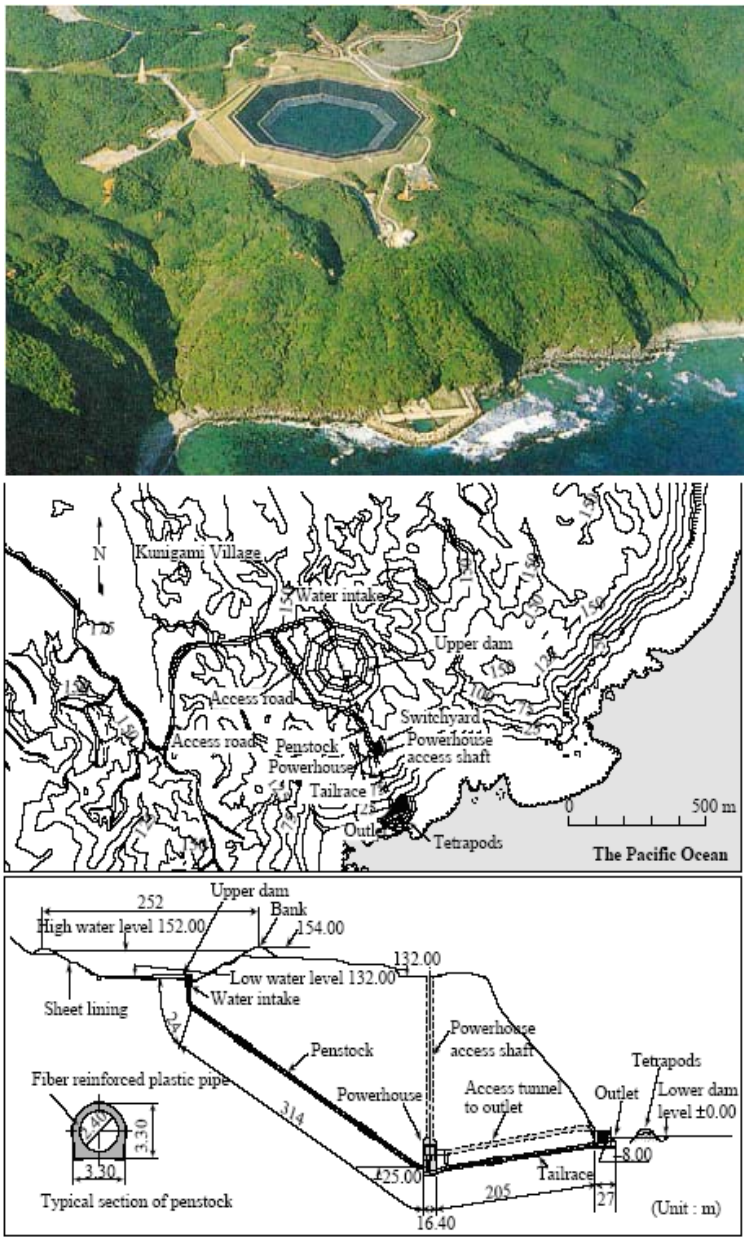
جدول ۱-۲ مهم‌ترین نیروگاه‌های برق‌آبی ژاپن که از تکنولوژی تلمبه ذخیره‌ای بهره می‌برند

نام نیروگاه	سال بهره‌برداری	ظرفیت نیروگاه (مگاوات)
Imaichi	1991	1050
Kannagawa	2005	2700
Kazunogawa	2001	1600
Kisenyama	—	466
Matanoagawa	1999	1200
Midono	—	122
Niikappu	—	200
Okawachi	1995	1280
Okutataragi	1998	1932
Shin-Takasegawa	—	1206
Shiobara	—	900
Takami	—	200
Tamahara	1986	1200
Yagisawa	—	240
Yanbaru	1999	*30

Source: wikipedia.org.

* منظور ظرفیت تلمبه ذخیره‌ای است.

باید اشاره کرد که نیروگاه Yanbaru بزرگ‌ترین مخزن ذخیره‌سازی آب دریای دنیا را در اختیار دارد، طراحی و ساخت این نیروگاه را شرکت Hitachi انجام داده است. تصاویری از این نیروگاه و مشخصات آن در شکل‌های ذیل نشان داده شده است.



Source: www.jcold.or.jp

شکل ۱-۲ شمای کلی نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای ژاپن

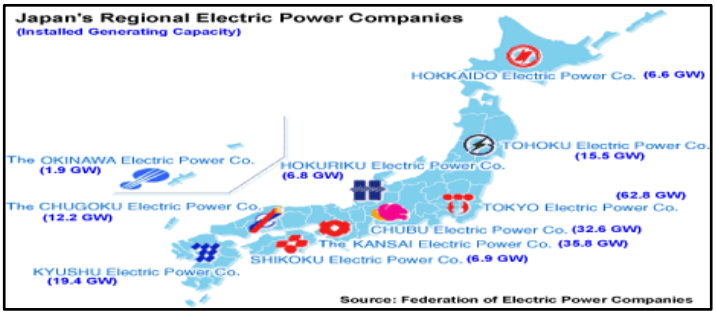
۲-۲-۵ بازدهی نیروگاه‌ها

در سال ۲۰۰۷؛ بازدهی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی ژاپن به ۵۰ درصد رسید که نسبت به سال ۲۰۰۴ حدود ۱۰ درصد افزایش نشان می‌دهد. افزایش بازدهی تولید برق به‌نحو چشمگیری باعث کاهش سوخت (نفت و گاز) در بخش نیروگاهی شده است. همچنین باید اشاره کرد، میزان دی‌اکسید کربن تولید شده در بخش نیروگاهی ژاپن به حدود ۴۲۵ گرم برای تولید هر کیلووات ساعت برق رسیده است که نسبت به دهه ۱۹۷۰ حدود ۳۰ درصد کاهش نشان می‌دهد.

۲-۲-۶ ساختار اداری و مدیریتی

شرکت‌های مطرح تولیدکننده برق در کشور ژاپن عبارت‌اند از: Tokyo Electric Power Company، Kansai، Chubu، Tohoku و Chugoku.

گفتنی است، برخی از این شرکت‌ها، به‌صورت مستقیم به واردات گاز طبیعی مایع‌نیز مشغول هستند.



Source: EIA.

شکل ۲-۲ شبکه برق ژاپن

باید اشاره کرد، ساختار صنعت برق ژاپن به‌صورت ساختاری رقابتی است که براساس قوانین جدید مصوب در اوایل دهه ۲۰۰۰ به‌صورت رقابت آزاد درآمده است. درواقع بازار داخلی برق ژاپن دسترسی مناسبی به عرضه‌کنندگان مختلف دارد.

به‌طوری‌که پیش‌تر بیان کردیم، براساس قوانین جدید، شرکت‌های صنعتی بزرگ

می‌توانند به‌صورت تولیدکننده مستقل خصوصی به تأمین برق لازم خود و یا حتی فروش آن در داخل ژاپن بپردازند. برای مثال شرکت Kobe Steel اولین واحد ۷۰۰ مگاواتی خود را در اوایل سال ۲۰۰۲ تأسیس کرد. این شرکت علاوه‌بر تأمین برق لازم خود، قسمتی از برق تولیدی را به شرکت Kansai می‌فروشد. شرکت استیل Nippon نیز یک نیروگاه خصوصی ۳۰۰ مگاواتی در اختیار دارد و علاوه‌بر تأمین برق خود مازاد آن را به سایر شرکت‌های برق منطقه‌ای می‌فروشد.

برخی تولیدکنندگان مستقل نیز برق تولیدی خود را به شرکت‌های بزرگ برق می‌فروشد. برای مثال شرکت توکیو الکتریک حدود ۱۱۰۰ مگاوات برق را از هشت تولیدکننده مستقل (شرکت‌های Hitachi و Tomen) با قراردادهای بلندمدت پانزده‌ساله خریداری می‌کند

در حال حاضر، تعرفه فروش برق به‌صورت منظم و براساس قیمت‌های نفت و گاز طبیعی مایع و یا زغال‌سنگ به‌صورت سه‌ماهه تنظیم می‌شود. حق انتقال (ترانزیت) برق برای هر کیلووات ساعت از خطوط انتقال حدود ۲/۸۷ ین درازای هر کیلووات ساعت است که آن را وزارت اقتصاد، صنعت و تجارت وضع کرده است. خاطرنشان می‌شود، تمام سیاست‌های برق کشور ژاپن را وزارت اقتصاد، صنعت و تجارت وضع می‌کند.

جدول ۲-۲ مقایسه بازده حرارتی، اتلاف انتقال و توزیع شبکه برق و ضریب دسترسی سالیانه نیروگاه‌ها در برخی کشورهای مهم دنیا

کشور	سال / فاکتورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۵	۲۰۰۰	۲۰۰۳	۲۰۰۴
آمریکا	بازده حرارتی	۳۲/۷	۳۲/۹	۳۳/۵	۳۶/۴	۳۳/۵	۳۴/۰
	اتلاف انتقال و توزیع	۶/۱	۵/۷	۷/۹	۶/۳	۶/۳	۶/۵
	ضریب دسترسی سالیانه	۶۲/۰	۶۰/۴	۵۹/۸	۶۱/۲	۵۹/۷	۶۱/۵
انگلیس	بازده حرارتی	۳۲/۹	۳۳/۹	۳۶/۲	۳۸/۲	۳۶/۰	۳۸/۲
	اتلاف انتقال و توزیع	۸/۷	۸/۱	۶/۶	۹/۰	۸/۶	۹/۱
	ضریب دسترسی سالیانه	۵۷/۸	۶۲/۲	۶۵/۴	۶۷/۴	۶۷/۰	۸۸/۳
آلمان	بازده حرارتی	۳۹/۳	۳۹/۸	۳۹/۹	۴۰/۴	۴۰/۴	۴۰/۱
	اتلاف انتقال و توزیع	۴/۸	¾	۵/۰	۴/۶	۵/۲	۵/۵

جدول ۲-۲ مقایسه بازده حرارتی، اتلاف انتقال و توزیع شبکه برق و ضریب دسترسی سالیانه نیروگاه‌ها در برخی کشورهای مهم دنیا

کشور	سال / فاکتورها	۱۹۸۵	۱۹۹۰	۱۹۹۵	۲۰۰۰	۲۰۰۳	۲۰۰۴
	ضریب دسترسی سالیانه	۶۳/۲	۶۸/۶	۷۱/۹	۷۴/۵	۸۲/۳	۸۲/۳
کانادا	بازده حرارتی	۳۲/۰	۳۴/۵	۳۲/۶	۳۲/۳	۳۳/۲	۳۳/۲
	اتلاف انتقال و توزیع	۹/۲	۷/۷	۶/۸	۸/۰	۵/۴	۵/۴
	ضریب دسترسی سالیانه	۶۵/۱	۶۵/۷	۶۶/۶	۶۹/۷	۶۸/۴	۶۸/۴
فرانسه	بازده حرارتی	۳۳/۱	۳۵/۸	۳۴/۵	۳۷/۶	۴۱/۲	۴۱/۲
	اتلاف انتقال و توزیع	۷/۷	۷/۵	۷/۴	۷/۰	۶/۹	۶/۶
	ضریب دسترسی سالیانه	۵۷/۶	۶۲/۹	۶۷/۹	۶۹/۳	۶۶/۴	۶۶/۸
ایتالیا	بازده حرارتی	۳۷/۱	۳۷/۷	۳۶/۶	۳۹/۰	۴۰/۶	۴۰/۵
	اتلاف انتقال و توزیع	۹/۰	۷/۰	۶/۷	۶/۴	۶/۵	۶/۴
	ضریب دسترسی سالیانه	۵۳/۷	۵۲/۴	۵۰/۳	۵۹/۰	۵۷/۶	۵۹/۴
ژاپن	بازده حرارتی	۳۸/۲	۳۸/۸	۳۶/۹	۴۰/۶	۴۱/۱	۴۰/۹
	اتلاف انتقال و توزیع	۵/۸	۵/۷	۵/۵	۵/۲	۵/۳	۵/۲
	ضریب دسترسی سالیانه	۶۰/۴	۵۸/۸	۵۵/۳	۵۹/۵	۶۱/۲	۸۰/۷

Source: Electric Power Industry Statics, 2005.

۲-۳ صنعت برق هند

۲-۳-۱ کلیات

در سال‌های ۱۹۹۲ تا ۲۰۰۲ رشد متوسط سالیانه برق در هندوستان، ۶/۵ درصد بوده است. با وجود این، صنعت برق هند با چالش‌های عظیمی در ارائه خدمات مطمئن و پاسخ‌گویی به تقاضای فزاینده کشور روبه‌رو است. عدم ظرفیت‌سازی لازم برای تأمین تقاضا در هنگام اوج مصرف، ضعف سیستم انتقال و توزیع که به خاموشی‌های گسترده‌ای می‌انجامد، فرسودگی تجهیزات و کیفیت پایین زغال‌سنگ مصرفی و تعمیرات ناقص تأسیسات نیز از مهم‌ترین مشکلات و نارسایی‌ها در این صنعت است. بااین‌حال، پیش‌بینی می‌شود که در سال ۲۰۳۰ زغال‌سنگ حدود ۶۵ درصد نیاز نیروگاه‌ها را تأمین کند، اما سهم گاز طبیعی این دوره از ۵ درصد به ۱۸ درصد افزایش یابد. تولید برق‌آبی نیز افزایش

خواهد یافت، اما سهم آن روندی نزولی را تجربه خواهد کرد.[۱] مصرف گاز طبیعی مایع در نیروگاه‌ها نیز به چگونگی قیمت‌گذاری آن وابسته است. با وجود این در میان‌مدت نیروگاه‌های با سوخت مواد نفتی توسعه خواهند یافت. با توجه به مشکلات مربوط به توزیع و انتقال برق، صنایع به خودکفایی و تولید برق وادار شده است.

پیش‌بینی می‌شود تولید برق هند در دهه گذشته سالیانه تا ۶/۵ درصد رشد داشته باشد و در سال‌های آینده کاهش یابد و به حدود سالیانه ۴ درصد تا سال ۲۰۳۰ برسد. سهم مصرف زغال‌سنگ نیز در نیروگاه‌ها از ۷۵ درصد در سال ۲۰۰۰ به ۶۵ درصد تا سال ۲۰۳۰ کاهش می‌یابد، در مقابل، سهم گاز از ۵ درصد در این بخش در سال ۲۰۰۰، به ۱۸ درصد افزایش خواهد یافت که در این میان روند قیمت گاز طبیعی مایع وارداتی بر سهم گاز مصرفی نیروگاه‌ها تأثیر عمده‌ای خواهد گذاشت. شرکت Reliance نیز مهم‌ترین تأمین‌کننده گاز لازم نیروگاه‌هاست، زیرا تاکنون از قیمت‌های رقابتی بهتری نسبت به سایر عرضه‌کنندگان برخوردار بوده است. پیش‌بینی می‌شود که نیروگاه‌های آبی نیز توسعه یابد، اما سهم این نیروگاه‌ها درمجموع تولید انرژی تقریباً کاهش خواهد یافت. در مقابل، نیروگاه‌های جدیدی که با سوخت گاز طبیعی مایع کار می‌کند، می‌تواند در سال‌های آینده احداث شود.

درباره انرژی هسته‌ای نیز باید اشاره کرد که صنعت انرژی هند در حال حاضر سرگرم احداث ۸ واحد نیروگاهی شامل دو واحد با ظرفیت هریک ۵۴۰ مگاوات در Tarapur، دو واحد در Kudankulam، دو واحد هریک با ظرفیت ۲۲۰ مگاوات در Kaiga در ایالت Karanakata و دو واحد با ظرفیت هریک ۲۲۰ مگاوات در منطقه Rawatbhata در ایالت Rajesthan است. از این مجموعه، ۶ واحد با آب سنگین و ۲ واحد با آب سبک طراحی شده است. دولت هند می‌کوشد تا ۱۰ سال آینده توان تولید برق هند را به ۱۰۰ هزار مگاوات برساند. درمجموع صنعت برق هند در سال‌های آتی با چالش‌های زیادی روبه‌رو خواهد بود، که ناتوانی در تولید برق در اوج مصرف، محدودیت شبکه و نبود سیستم یکپارچه توزیع و انتقال برق در سراسر کشور، عمر زیاد و قدمت تأسیسات و تجهیزات موجود، کیفیت نامناسب زغال‌سنگ مصرفی (عمده‌ترین سوخت نیروگاه‌های برق) و بالاخره ضعف

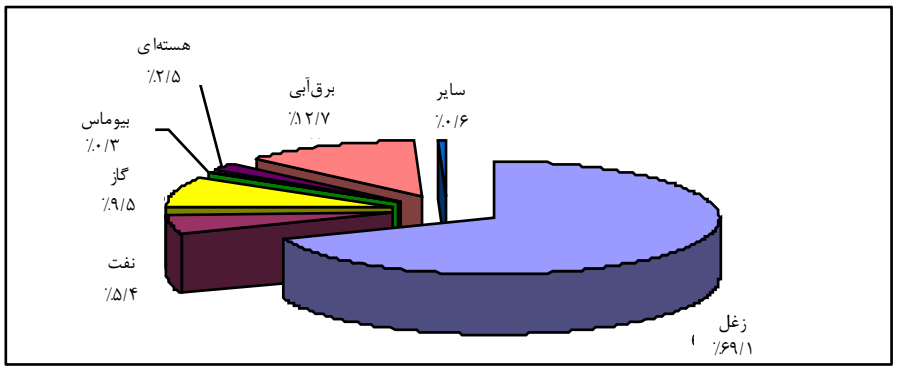
---

۱. به دلیل آنکه منابع آبی محدود بوده، ولی رشد مصرف انرژی بالاست. لذا در بلندمدت سهم انرژی برق‌آبی در سبد انرژی کاهش خواهد یافت که این امر در اکثر کشورها دیده می‌شود.

مدیریت منطقه‌ای و زیرساخت‌های صنعت از مهم‌ترین آنها به‌شمار می‌رود. در این میان، دزدی از شبکه‌های برق، عدم تهیه صورت‌حساب‌های معین و دوره‌ای و عدم پرداخت بهای برق به‌وسیله مصرف‌کنندگان و به‌ویژه سیاست‌های قیمت‌گذاری کمتر از هزینه تولید به‌دست دولت نیز از مهم‌ترین موانع برای توسعه این بخش درزمینه تولید است؛زیرا مجموعه این عوامل سرمایه‌گذاری بخش خصوصی ـ تولیدکنندگان مستقل ـ را با موانع بسیاری روبه‌رو می‌کند. بااین‌حال، دولت برای ورود بخش خصوصی تسهیلاتی را در نظر گرفته و پروژه‌هایی را نیز برای اجرا معرفی کرده که این اقدام‌ها نیز به‌دلیل مشکلات مالی و ناهماهنگی و تدوین نشدن قوانین و مقررات معین و مناسب برای حضور سرمایه‌گذاران خصوصی تاکنون با موفقیت همراه نبوده است. پیش‌بینی شده است که سرمایه‌گذاری لازم برای تأمین تقاضای برق تا سال ۲۰۳۰ معادل ۲۷۰ میلیارد دلار خواهد بود.

۲-۳-۲ تنوع نیروگاه‌ها در تأمین برق

هند با داشتن ۱۳۱/۴ گیگاوات نیروگاه، در سال ۲۰۰۵ حدود ۶۶۷۷۸۲ مگاوات ساعت‌برق تولید کرد که قسمت اعظم آن از زغال‌سنگ بوده است؛ یعنی حدود ۶۹ درصد کل سوخت مصرفی نیروگاه‌های هند را زغال‌سنگ تشکیل داده است. مصرف نفت خام و فراورده‌های نفتی در تولید برق محدود و فقط حدود ۵/۴ درصد در سال ۲۰۰۵ گزارش شده است. در نمودار زیر سهم هریک از انواع نیروگاه‌ها در تأمین برق هند نشان داده شده است:



Source: Ibid.

نمودار ۵-۲ تنوع سوخت نیروگاه‌های برق

۲-۳-۳ ساختار اداری و مدیریتی

صنعت برق تقریباً به‌طور کامل در اختیار دولت قرار دارد. دولت حدود ۶۵ درصد کل تولید برق را در اختیار دارد. تمامی قوانین مربوط به این صنعت را نیز وزارت برق هندوستان وضع می‌کند. درخور توجه است با وضع قوانین جدید، این کشور قصد دارد حضور بخش خصوصی ـ به‌ویژه در تولید برق ـ را پررنگ‌تر کند.

این مقررات همچنین دسترسی آزاد شرکت‌ها به خطوط انتقال برق را نیز فراهم می‌کند. قیمت‌های برق در هندوستان را نیز دولت وضع می‌کند که بیشترین یارانه پرداختی برای مصارف برق در بخش کشاورزی است. خاطرنشان می‌شود براساس قوانین موجود در بخش‌هایی از مناطق بسیار فقیرنشین، برق به‌صورت کاملاً رایگان عرضه می‌شود.

۲-۳-۴ روند تولید و مصرف برق

صنعت برق هندوستان را از سال ۱۹۴۷ دولت اداره می‌کند[۱] و در حال حاضر نیز وظیفه تأمین برق لازم کشور و تدوین برنامه‌های اجرایی در این زمینه به عهده وزارت نیرو است. وزارت انرژی‌های تجدیدپذیر (غیررایج) نیز مسئولیت فعالیت در زمینه‌های انرژی خورشیدی، بادی، ژئوترمال و ... را عهده‌دار است. انتقال و توزیع برق را نیز دولت و شرکت‌های خصوصی انجام می‌دهند.

نیروی برق در سال ۲۰۰۴، سهمی معادل ۶/۱ درصد کل انرژی تجاری مصرفی هندوستان را شامل می‌شده است که با مقداری معادل ۲۲/۸ میلیون تن معادل نفت، نسبت به سال‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۰۳ به‌ترتیب رشدی معادل ۱۲/۳۵و ۱۵/۲ درصد داشته است. در فاصله سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۰۰ نیز تولید برق به‌طور متوسط رشدی معادل ۶/۵ درصد داشته است.

---

۱. در دهه ۱۹۴۰ تا ۱۹۵۰ میلادی و پس از جنگ جهانی دوم، ملی کردن تأسیسات الکتریکی در تمام کشورهای بزرگ مرسوم شد (از جمله هند، انگلستان، فرانسه و ...). اما ناچار شدند در دهه ۱۹۸۰ تا ۱۹۹۰ واگذاری به بخش خصوصی را در راستای تمرکززدایی در دستور کار خود قرار دهند. البته در این میان برخی کشورهای آمریکای لاتین و آسیایی هنوز نتیجه مطلوبی از این سیاست نگرفته‌اند و برعکس انگلستان در این زمینه موفق بوده است. به نظر می‌رسد توسعه زیرساخت‌ها و توانایی‌های بخش خصوصی (از جمله توان سرمایه‌گذاری) در این مسئله تأثیرگذار است.

میزان تولید برق در هند کمتر از تقاضای آن است، ازاین‌رو این کشور در حال اجرای پروژه‌هایی برای افزایش ظرفیت تولید است. هم‌اکنون ۸۰ درصد جمعیت این کشور به برق دسترسی دارند، با وجود این، قطع برق امری عادی در هند است که این پدیده تأثیر منفی بر توسعه اقتصادی کشور داشته و بنابراین دولت قصد دارد در ۱۰ سال آینده ظرفیت تولید برق کشور را ۱۰۰ هزار مگاوات افزایش دهد. در اوایل سال ۲۰۰۱ میلادی، مجموع ظرفیت نیروگاه‌های برق هند ۱۱۲ هزار مگاوات بود. تلاش برای افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها، همراه با جهت‌گیری دولت هند به‌سمت آزادسازی در دهه ۱۹۹۰ و کاهش مقررات سختگیرانه درخصوص سرمایه‌گذاری خارجی در بخش برق (از سال ۱۹۹۸) سبب شد که سرمایه‌گذاران خارجی به احداث نیروگاه‌های خصوصی تولید برق[1] در این کشور علاقه نشان دهند. به‌علاوه بخش دولتی اداره‌کننده «نیروگاه‌های مولد برق»[2] نیز، که کنترل قسمت اعظم تأسیسات مربوط به تولید و توزیع برق کشور را عهده‌دار است، در وضعیت مالی مناسبی نیست. هم‌اکنون سرمایه‌گذاری ۱۰۰ درصدی سهام خارجی تا سقف ۱۵ میلیارد روپیه[3] (در نیروگاه‌هایی که سوخت آنها نفت، گاز یا نیروی محرکه آنها آب باشد)، آزاد اعلام شده است، البته این امر شامل نیروگاه‌هایی با سوخت هسته‌ای نمی‌شود. درمجموع مشکلات در نیروگاه‌های مولد برق مانع از ورود سرمایه‌گذاری‌های خارجی در صنعت برق هند شده است. هند فاقد یک شبکه انتقال سراسری برق است، ازاین‌رو دولت قصد دارد برای بهره‌برداری بهینه، شبکه‌های نیروگاه‌های مولد برق را به هم وصل کند.

در اواسط دهه ۱۹۹۰، دولت هند چندین پروژه احداث نیروگاه بزرگ را تصویب کرد که ظرفیت آنها بیش از ۱۰۰۰ مگاوات برای نیروگاه‌های حرارتی و ۵۰۰ مگاوات برای نیروگاه‌های آبی بوده است، اما بیشتر این پروژه‌ها به‌دلیل مشکلات مالی به اجرا درنیامده‌اند.

بهره‌برداری از اولین فاز نیروگاه Dabhol که با سوخت گاز طبیعی مایع کار می‌کند و ظرفیت آن بالغ بر ۷۴۰ مگاوات است، در ماه مه ۱۹۹۹ شروع شد. تاکنون نیز ۹۰

---

1. Independent Power Producer (IPP)
2. State Electricity Boards (SEB)

۳. حدود ۳۵۰ میلیون دلار.

درصد کارهای فاز دوم که ظرفیت آن ۱۴۴۰ مگاوات است انجام شده است، اما به‌دلیل مشکلات مالی نیروگاه‌های مولد برق، بسیاری از شرکت‌های خارجی از اجرای پروژه‌های احداث نیروگاه‌های مولد برق در سال‌های ۱۹۹۹ و ۲۰۰۱ دست کشیده‌اند.

دولت هند قصد دارد با اجرای اصلاحاتی که به افزایش بنیه مالی نیروگاه‌های مولد برق منجر می‌شود سرمایه‌های زیادی را در بخش برق جذب کند، که قوانین جدید در این بخش در فوریه سال ۲۰۰۲ به تصویب کابینهٔ هند رسیده است.

جدول ۳-۲ تولید برق از منابع مختلف هندوستان (۲۰۰۳-۱۹۹۷)

سال / منبع تولید	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	درصد سهم (۲۰۰۳)
سدهای آبی	۷۴/۶	۸۲/۷	۸۰/۵	۷۴/۵	۷۴	۶۴	۷۳/۸	۱۳/۲
نیروگاه‌های حرارتی	۳۳۷/۱	۳۵۳/۷	۳۸۶/۸	۴۰۸/۱	۴۰۸/۱	۴۴۹/۳	۴۶۶/۶	۸۳/۶
انرژی هسته‌ای	۱۰/۸	۱۲	۱۳/۳	۱۶/۹	۱۶/۹	۱۹/۴	۱۷/۷	۳/۲
جمع	**۴۱۲/۷**	**۴۴۸/۴**	**۴۸۰/۶**	**۴۹۹/۵**	**۴۹۹/۵**	**۵۳۲/۷**	**۵۵۸/۱**	**۱۰۰**

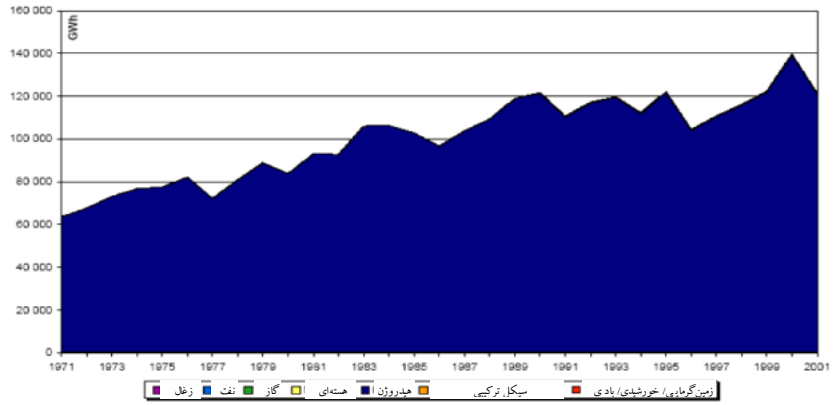
مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، «مجموعه گزارش کشوری انرژی هندوستان»، ۱۳۸۶.

۲-۴ صنعت برق نروژ

۲-۴-۱ تنوع نیروگاه‌ها در تأمین برق

قسمت اعظم برق نروژ از نیروگاه‌های برق‌آبی تولید می‌شود. این کشور به‌دلیل دارا بودن رودهای پرشیب از پتانسیل زیادی برای تولید انرژی برق‌آبی برخوردار است. تقریباً تمامی انرژی الکتریکی (۹۹ درصد) کشور نروژ برمبنای انرژی برق‌آبی است. نمودار ذیل به‌خوبی بیانگر این موضوع است که در هیچ‌کدام از نیروگاه‌های نروژ زغال‌سنگ، سوخت هسته‌ای و یا گاز استفاده نمی‌شود.[۱]

۱. به دلیل آنکه سهم کل حامل‌های دیگر در تولید برق نروژ ۱ درصد است، سهم آنها عملاً در نمودار قابل رؤیت نخواهد بود.



Source: Ibid.

نمودار ۶-۲ تنوع انواع نیروگاه‌ها در نروژ

۲-۴-۲ قیمت برق

ازآنجاکه بیش از ۹۹ درصد برق نروژ از نیروگاه‌های برق‌آبی تأمین می‌شود، میزان بارندگی سالیانه و حجم مخازن آبی به‌شدت قیمت برق را تحت تأثیر قرار می‌دهد، ازاین‌رو قیمت برق در این کشور در هر سال نسبت به سال قبل و یا حتی طی یک سال و در فصول مختلف سال می‌تواند متغیر باشد. برای مثال در سال ۲۰۰۱، قیمت‌های برق بالا رفت به‌طوری‌که قیمت برق برای مناطق مسکونی بدون احتساب مالیات و هزینه اجاره شبکه به ۲۰/۷ اور[1] (معادل ۲/۳ سنت) برای هر کیلووات ساعت رسید، یعنی نسبت به سال ۲۰۰۰ حدود ۳۴ درصد افزایش یافت. در سال ۲۰۰۲، قیمت‌ها تا حدودی کاهش یافت و به ۱۹/۳۷ اور (معادل ۲/۱۵ سنت) برای هر کیلووات رسید، اما در ربع دوم سال ۲۰۰۳، میانگین قیمت انرژی برق برای منازل مسکونی، ۲۸ اور برای هر کیلووات ساعت (معادل ۳/۱۱ سنت) بود که ۳۶/۴ اور کمتر از ربع قبلی، اما نسبت به ربع دوم سال ۲۰۰۲ حدود ۱۲ اور بیشتر است. این تغییرات منطبق بر میزان بارندگی‌هاست.

به‌طورکلی قیمت برق در نروژ به‌دلیل پایین بودن مالیات بر برق، نسبت به سایر کشورهای اروپایی پایین‌تر است و این مسئله سبب رشد مصرف برق شده است، تا آنجاکه

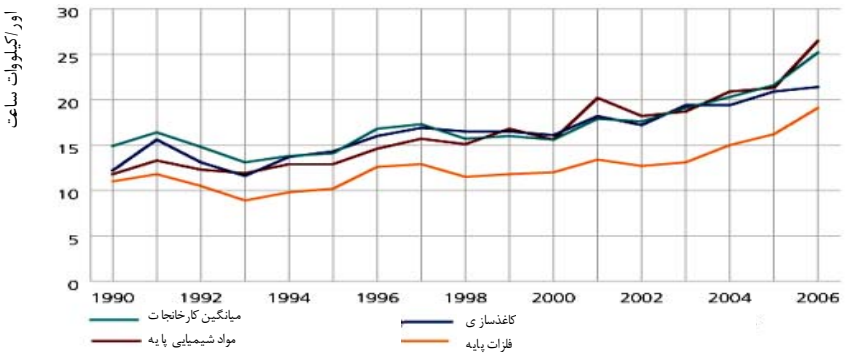
---

۱. هر ۱۰۰ اور یک کرون است.

در سال‌های خشک، این کشور ناگزیر به واردات برق از سایر کشورهای اروپایی است.

در سال ۱۹۹۹، گزارشی را کمیسیون انرژی استورتینگ نروژ با عنوان «تراز انرژی و برق تا سال ۲۰۲۰» تهیه کرد که در آن بر لزوم افزایش چشمگیر در مالیات برق برای ثابت نگه‌داشتن استفاده برق تأکید شده بود. پس از انتشار این گزارش مالیات برق ۲/۵ اور در هر کیلووات ساعت و برای دو سال متوالی (۲۰۰۰ و ۲۰۰۱) افزایش یافت و به ۱۱/۳۰ اور در هر کیلووات ساعت رسید (معادل ۱/۳۲ سنت)، اما در سال ۲۰۰۲، به‌دلیل افزایش قیمت بازار، مالیات برق ۲ اور کاهش یافت. از اول ژانویه ۲۰۰۳، دوباره ۰/۲ اور بر مالیات برق افزوده شد و مالیات برق به ۹/۵ اور در هر کیلووات رسید (معادل ۱/۰۵۶ سنت). در دو ایالت شمالی نروژ (ترامس و فینمارک) بخش‌های صنعت، معدن، گلخانه‌ها، پمپ‌های حرارتی و مناطق مسکونی از پرداخت مالیات برق معاف است. براساس اطلاعات، در فاصله سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۳ مالیات بر مصرف انرژی برق بیش از ۱/۵ برابر شده است.

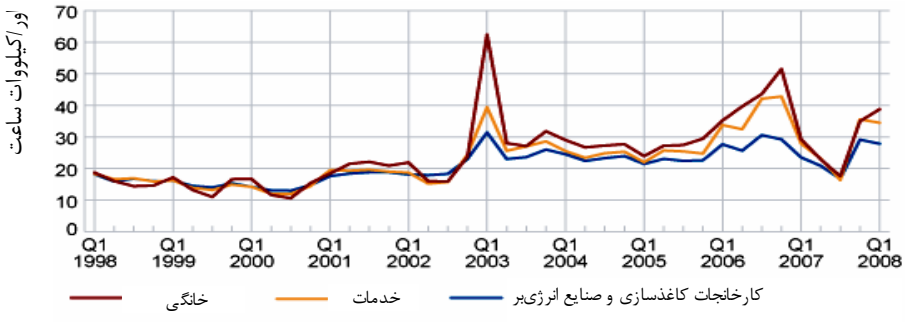
در بخش صنعتی در سال ۲۰۰۶ نسبت به سال قبل، ۱۱/۴ درصد افزایش قیمت انجام شده است، که بخش مهمی از آن به‌دلیل افزایش ۱۵ درصدی قیمت حامل‌های انرژی اولیه بوده و این عامل نیز در افزایش قیمت برق دخیل بوده است. در نمودار روند رشد قیمت برق، برای صنایع مختلف نروژ مقایسه شده است: نکته مهم اینکه در نروژ، با توجه به آمار، قیمت برق تحویلی به صنایع انرژی‌بر ارزان‌تر از سایر صنایع است.



Source: www.ssb.no.

نمودار ۷-۲ نوسانات قیمت برق برای صنایع مختلف در سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۰۶

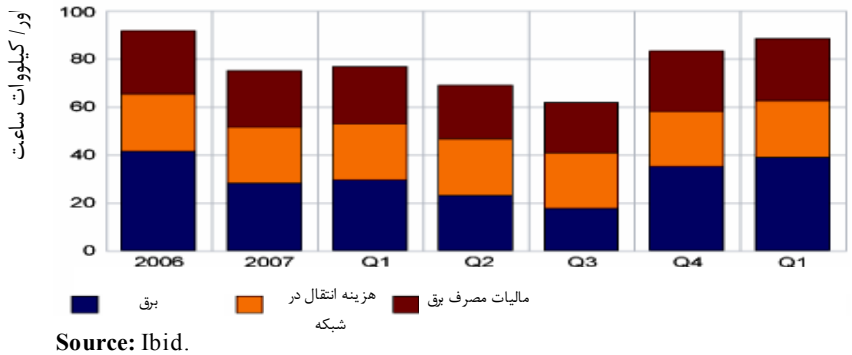
در نروژ قیمت برق خانگی از برق صنعتی گران‌تر است، زیرا بـرق خـانگی مشـمول هزینه توزیع است. مقایسه قیمت برق صنعتی و خانگی در نمودار نمایش داده شده است.



Source: Ibid.

نمودار ۸-۲ نوسانات مالیات برق برای مصرف خانگی و صنعتی در سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۸

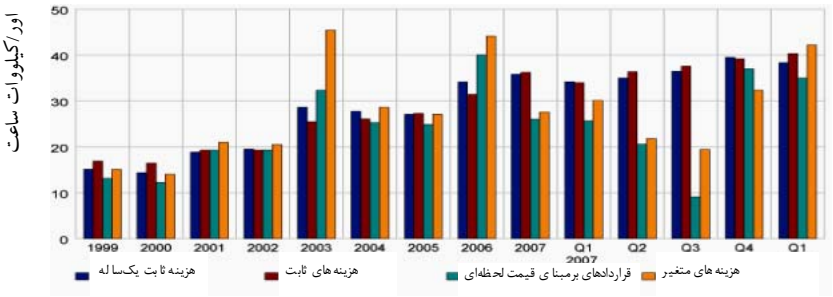
روند تغییرات قیمت برق خانگی و سهم پارامترهای تأثیرگذار در آن در نمودار زیـر ملاحظه می‌شود.



Source: Ibid.

نمودار ۹-۲ نوسانات مالیات برق برای مصرف خانگی و صنعتی در سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۰۸

هزینه برق خانگی در نروژ، متشکل از مجموع هزینه‌های متغیر، قراردادهای قیمـت ثابت، خرده هزینه‌های ثابت و هزینه‌های ثابت کلـی اسـت. رونـد تغییـر ایـن مـوارد در نمودار مشهود است.

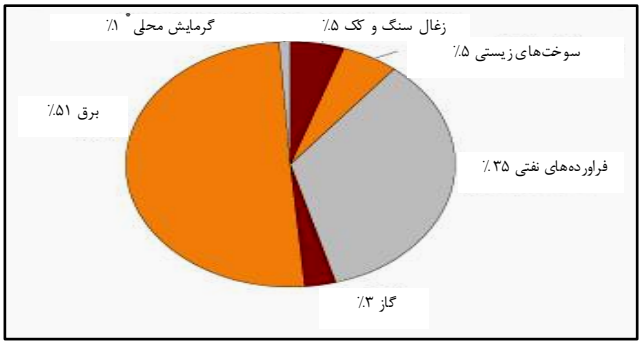


Source: Ibid.

نمودار ۱۰-۲ مقایسه قیمت برق برای بخش خانگی و صنعتی در سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۰۸

۳-۴-۲ مصرف برق

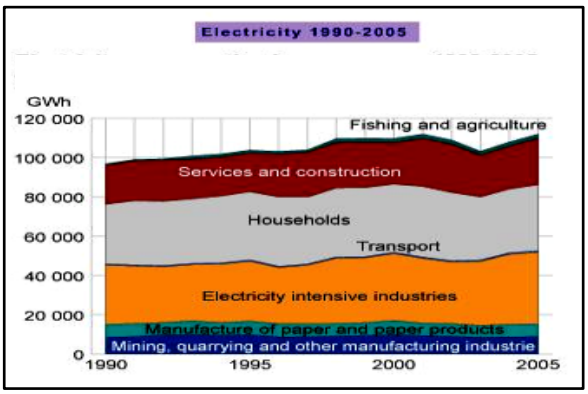
براساس آمارهای موجود مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، نروژ در سال ۲۰۰۵، حدود ۳۲/۱۳ میلیون تن معادل نفت خام انرژی مصرف کرده است. رشد مصرف انرژی اولیه در این کشور در سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۵ میلادی، ۴/۴۸ درصد گزارش شده است. خاطرنشان می‌شود دو حامل انرژی نفت خام و برق‌آبی بیشترین سهم در تأمین انرژی اولیه این کشور را داراست. سهم هریک از حامل‌های انرژی در تأمین مصرف نروژ در سال ۲۰۰۵، در نمودار ذیل مشهود است.



* District heating
Source: Ibid.

نمودار ۱۱-۲ مقایسه سهم برق در تأمین انرژی بخش خانگی نروژ با سایر انرژی‌ها در سال ۲۰۰۵

علاوه‌برآن، سهم هریک از مصرف‌کنندگان بـرق در سـال‌هـای ۱۹۹۰ تـا ۲۰۰۵ در نمودار زیر بیان شده است.



Source: Ibid.

نمودار ۱۲-۲ سهم بخش‌های مختلف از مصرف برق نروژ در سال‌های ۲۰۰۵-۱۹۹۰

همان‌طور که ملاحظه می‌شود برق، قسمت زیادی از انرژی مصـرفی نـروژ را تـأمین می‌کند، اهمیت این موضوع زمانی مشخص می‌شود که بـدانیم نـروژ یکـی از کشـورهای سردسیر و سومین صادرکننده نفت در جهان بوده[1] و از تکنولوژی بالایی برای بهره‌برداری از منابع نفتی خود برخوردار است، اما سهم منابع نفتی در تأمین انرژی نروژ، کـم اسـت. از نکات قابل توجه دیگـر آنکـه ۵ درصـد از انـرژی لازم نـروژ در سـال ۲۰۰۵، از طریـق منابعی مانند زباله‌ها تأمین می‌شود، بنابراین نروژ با وجود داشتن منابع عظیم نفتـی و تـا حدودی گاز، کمتر از ۴۰ درصد وابستگی به آنها در تأمین انرژی دارد و بیشتر تمایـل بـه استفاده از منابع برق‌آبی دارد.

۱-۳-۴-۲ تلفات صنعت برق

جدول زیر توضیحی از میزان تولید و ارقام مرتبط با اتلاف برق در بخش‌هـای مختلـف را در فاصله سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۷ نشان می‌دهد.

---

۱. با حدود ۳/۴۶۶ میلیون بشکه صادرات در روز.

جدول ۴-۲ تراز برق نروژ در سال‌های ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۷

سال / شاخص‌ها	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷
تولید	۱۱۱۴۲۰	۱۱۶۷۸۷	۱۲۲۴۴۵	۱۴۲۸۱۷	۱۲۱۶۰۸	۱۳۰۴۷۳	۱۰۷۲۴۶	۱۱۰۴۷۲	۱۳۷۸۱۱	۱۲۱۴۰۰	۱۳۷۷۰۹
واردات	۸۶۹۲	۸۰۴۶	۶۸۵۷	۱۴۷۴	۱۰۷۶۰	۵۳۲۹	۱۳۴۷۲	۱۵۳۳۴	۳۶۵۳	۹۸۰۲	۵۲۸۴
صادرات	۴۸۷۴	۴۴۱۲	۸۷۷۶	۲۰۵۲۹	۷۱۶۲	۱۵۰۰۲	۵۵۸۷	۳۸۴۲	۱۵۶۹۵	۸۹۴۷	۱۵۳۲۰
مصرف عمده	۱۱۵۲۳۸	۱۲۰۴۲۱	۱۲۰۵۲۶	۱۲۳۷۶۲	۱۲۵۲۰۶	۱۲۰۸۰۰	۱۱۵۱۳۱	۱۲۱۹۶۴	۱۲۵۷۶۹	۱۲۲۲۵۵	۱۲۷۶۷۳
مصرف در نیروگاه‌های PMP	۱۶۶۱	۸۲۴	۶۱۵	۶۷۳	۸۰۵	۶۶۵	۸۶۳	۷۲۸	۱۰۹۱	۵۱۵	۱۵۹۶
مصرف در سایر نیروگاه‌های برق	۶۱۱	۶۸۸	۹۹۶	۶۸۲	۶۷۳	۶۰۲	۴۸۸	۵۶۹	۶۳۵	۵۶۷	۶۰۹
اتلاف شبکه	۸۰۷۴	۸۴۶۰	۸۳۹۵	۱۰۰۵۲	۹۹۶۷	۹۳۳۸	۷۹۵۱	۹۳۳۵	۹۹۹۵	۱۰۰۷۳	۱۰۴۳۳
مصرف صنایع کاغذسازی	۶۹۹۰	۶۸۹۵	۶۹۷۳	۸۰۳۵	۶۶۲۲	۶۷۵۱	۶۱۳۲	۶۱۹۲	۶۱۸۵	۵۹۹۷	۵۹۳۸
مصرف صنایع انرژی‌بر	۳۰۲۵۴	۳۲۰۶۱	۳۲۷۸۴	۳۳۰۰۳	۳۲۷۶۰	۳۰۶۲۸	۳۱۸۶۸	۳۵۱۴۲	۳۵۵۰۶	۳۳۸۶۰	۳۳۵۳۴
سایر مصارف	۶۸۳۴۹	۷۱۴۹۳	۷۰۷۶۳	۷۱۳۱۷	۷۴۳۷۹	۷۲۷۱۶	۶۷۸۲۹	۶۹۹۹۸	۷۲۳۵۷	۷۱۹۴۳	۷۵۵۶۳
درصد اتلاف	۷/۲۵	۷/۲۴	۶/۸۵	۷/۰۴	۸/۲۰	۷/۱۵	۷/۴۱	۸/۴۵	۷/۲۵	۸/۳۰	۷/۵۷

Source: www.ssb.no

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، اتلاف شبکه برق در نروژ بسیار کم و حدود ۸-۷ درصد است. علت این مسئله، استفاده از روش برق‌آبی به‌خصوص به‌صورت نیروگاه‌های کوچک و نزدیکی آن به مصرف‌کنندگان است که سبب کم بودن اتلاف برق در شبکه توزیع شده است.

۲-۳-۴-۲ ساختار اداری و مدیریتی

ساختار بخش برق برخلاف ساختار بخش نفت و گاز، کاملاً غیرمتمرکز است. درواقع بخش برق این کشور را تعداد زیادی از شرکت‌های خصوصی و همچنین توزیع‌کنندگان محلی برق اداره می‌کنند. بزرگ‌ترین تولیدکننده برق در این کشور شرکت Statkraft است که حدود ۳۵ تا ۴۰ درصد تولید برق نروژ را در اختیار دارد. دومین شرکت بزرگ این بخش شرکت NorskHydro است که حدود ۱۷۰۰ مگاوات ظرفیت تولید برق را در اختیار دارد.

اداره بخش برق را شرکت‌های خصوصی انجام می‌دهند، اما براساس قوانین وزارت نفت و انرژی، نروژ موظف به سیاستگذاری برای ساخت نیروگاه‌های جدید، صادرات یا واردات برق است.

۲-۳-۴-۳ زیرساخت‌های مهم

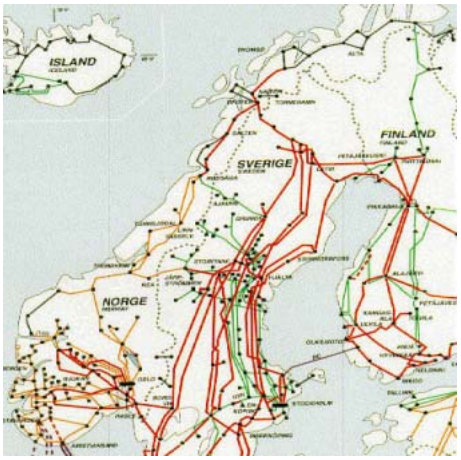
شبکه برق نروژ به شبکه برق کشورهای دیگر مانند دانمارک، فنلاند، روسیه و سوئد متصل است. این شبکه گسترده، امکان واردات و صادرات برق را به‌آسانی برای این کشور فراهم می‌کند. پست‌های مهمی که برای صادرات و واردات برق استفاده می‌شود در جدول ذیل آمده است.

جدول ۵-۲ صادرات برق نروژ در سال‌های ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۷

شرح	ولتاژ (Kv)	ظرفیت انتقال (MVA)
نروژ به دانمارک		
Tjele-Kristiansand (Skagerrak)	۲۵۰/۳۵۰ (DC)	۱۰۴۰
نروژ به فنلاند		
Ivalo-Varangerbotn	۲۲۰	۱۲۰
نروژ به سوئد		
Sildvik-Tornehamn	۱۳۲	۱۲۰
Ofoten-Ritsem	۴۰۰	۱۳۵۰
Rossaga-Ajaure	۲۲۰	۴۱۵
Linnvasselv (transformer)	۲۲۰/۶۶	۵۰
Nea-Jarpstrommen	۲۷۵	۹۰۰
Lutufallet-Holjes	۱۳۲	۲۰
Eidskog-Charlottenberg	۱۳۲	۱۰۰
Hasle-Borgvik	۴۰۰	۲۲۰۰
Halden-Skogssater	۴۰۰	۲۲۰۰
نروژ به روسیه		
Kirkenes-Boris Gleb	۱۵۴	۵۰

Source: Ibid.

در شکل زیر شبکه برق نروژ و اتصال آن با شبکه برق سوئد و فنلاند دیده می‌شود.



Source: www.geni.org.

شکل ۳-۲ شبکه برق نروژ و اتصال آن به سوئد و فنلاند

۲-۴-۴ ذخیره‌سازی برق

ازآنجاکه نروژ قسمت عمده برق خود را از منابع برق‌آبی تأمین می‌کند، پتانسیل بالایی در ذخیره‌سازی به روش تلمبه ذخیره‌ای دارد، از مهم‌ترین این نیروگاه‌ها می‌توان نیروگاه ۲۷۰ مگاواتی Jukla و ۶۴۰ مگاواتی Saurdal را نام برد که فقط بخشی از کل چنین نیروگاه‌هایی را تشکیل می‌دهد.

۲-۵ صنعت برق ایران

۲-۵-۱ تولید برق

ظرفیت اسمی نیروگاه‌های وزارت نیرو در ابتدای سال ۱۳۸۴، به ۴۱۰۰۳ مگاوات بالغ شد که حدود ۵/۳ درصد نسبت به سال قبل از آن رشد داشته است. این در حالی است که در همین سال با بهره‌برداری از واحدهای جدید نیروگاهی، جمع ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور به ۴۱۰۲۰/۱ مگاوات رسیده که نسبت به سال قبل از آن ۱۰ درصد افزایش داشته است. میانگین ظرفیت عملی نیروگاه‌های وزارت نیرو در سال ۱۳۸۴، حدود ۳۴۶۲۴/۲ مگاوات بود که این رقم نسبت به سال ۱۳۸۳ حدود ۵/۳ درصد افزایش نشان می‌دهد. همچنین میانگین قدرت عملی کل نیروگاه‌های کشور به ۳۷۰۷۱/۲ مگاوات رسیده است.

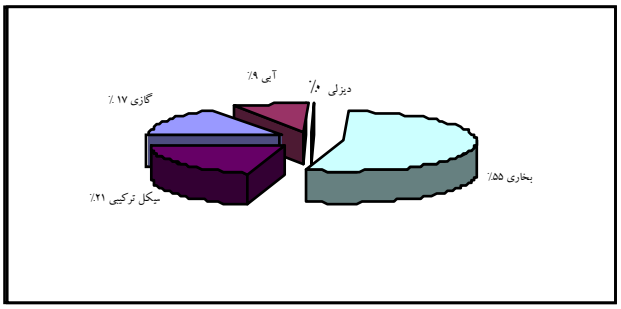
تولید ناویژه[1] نیروگاه‌های وزارت نیرو در سال ۱۳۸۴، به ۱۷۳۵۶۴/۵ میلیون کیلووات ساعت رسید که در مقایسه با سال ۱۳۸۳، رشدی حدود ۸/۵ درصد داشت. شایان ذکر است که کل انرژی برق تولید شده در کشور ۱۷۸۰۸۸/۹ میلیون کیلووات ساعت بوده که نسبت به سال قبل ۶/۷ درصد افزایش یافته است. در این سال به‌ازای هر کیلووات ساعت تولید ویژه برق، ۲۲۸۵/۵ کیلوکالری سوخت مصرف شده است.

در این میان در سال ۱۳۸۴ نیروگاه‌های بخاری با ۵۳ درصد بیشترین سهم و نیروگاه‌های دیزلی با ۰/۱ درصد کمترین سهم را در تأمین برق مصرفی داشته است. نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی نیز به‌ترتیب ۱۷ و ۲۱ درصد و نیروگاه‌های آبی ۹/۴ درصد برق تولیدی را تأمین کرده که این مقادیر در نمودار زیر نشان داده شده است.[2]

---

۱. جمع انرژی تولیدی مولدهای برق هر نیروگاه که در یک دوره زمانی معین (مثلاً یک سال) روی رایانه خروجی مولدها برحسب مگاوات ساعت اندازه‌گیری می‌شود.

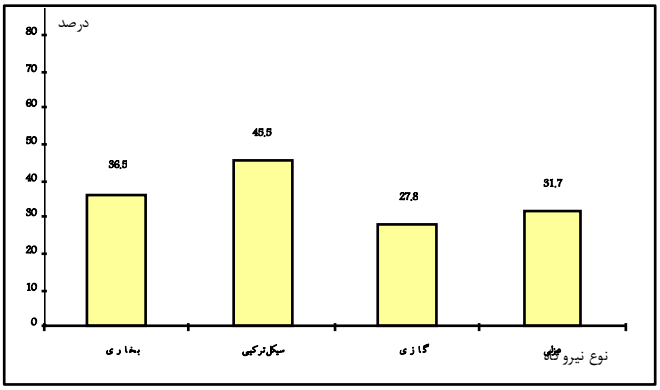
۲. جمع ارقام به‌دلیل گرد شدن ۱۰۰ نیست.



مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

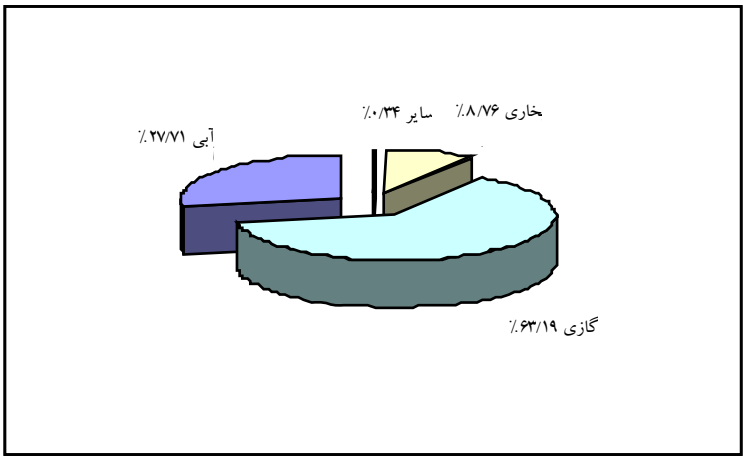
نمودار ۱۳-۲ سهم انواع نیروگاه‌ها از تأمین برق در سال ۱۳۸۴

در سال ۱۳۸۴، ۶۳/۱۷ درصد نیروگاه‌های به بهره‌برداری رسیده از نوع نیروگاه‌های گازی بوده که میانگین بازدهی آنها ۲۷/۸ درصد بوده است. در این سال هیچ نیروگاه سیکل ترکیبی به بهره‌برداری نرسیده است، یکی از چالش‌های توسعه صنعت برق کشور بی‌توجهی به بازدهی نیروگاه‌ها و استفاده نکردن از نیروگاه‌ها با بازده بالا مانند سیکل ترکیبی است. مقایسه میان بازدهی انواع نیروگاه‌ها و انواع نیروگاه‌های در حال بهره‌برداری در سال ۱۳۸۴ در نمودارهای ذیل مشخص شده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۴-۲ مقایسه بازدهی انواع نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۴



مأخذ: همان.

نمودار ۱۵-۲ تنوع انواع نیروگاه‌های بهره‌برداری شده در سال ۱۳۸۴

میزان قدرت اضافه شده به شبکه برق در سال ۱۳۸۴، برابر با ۳۷۰۳/۸ مگاوات بوده است، بنابراین اگر فقط نیروگاه‌های به بهره‌برداری رسیده در سال ۱۳۸۴ در نظر گرفته شود، با تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی، ۴۰ درصد ظرفیت به مدار وارد شده همان سال، می‌تواند بر قدرت مدار افزوده شود.

پتانسیل افزایش ظرفیت سال ۱۳۸۴:

مگاوات = (۱۴۸۹ − ۰) =

$$\frac{۱۴۸۹}{۳۷۰۳/۸} \times ۱۰۰ = ٪۴۰/۲$$

ازسوی‌دیگر در برنامه کوتاه‌مدت ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۲، میزان برق تولیدی نیروگاه‌های گازی که قرار است به‌صورت قطعی به بهره‌برداری رسیده و وارد مدار شود، ۷۰۰۸ مگاوات و به‌صورت غیرقطعی ۲۳۹۸۵ مگاوات خواهد بود. با محاسبه‌ای می‌توان نتیجه گرفت که درصورت تبدیل این نیروگاه‌ها به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، ۶۳/۶۷ درصد معادل ۴۴۶۱/۹ مگاوات در حالت قطعی و ۶۳/۶۷ درصد معادل ۱۵۲۷۱ مگاوات در

حالت غیرقطعی به ظرفیت تولیدی برق کشور افزوده خواهد شد و ایـن فقـط درصـورتی است که بازدهی قابل دستیابی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی را ثابت و فارغ از پیشرفت‌های تکنولوژیکی در نظر بگیریم.

در حالت قطعی:

$$۷۰۰۸ \times (\frac{۴۵/۵}{۲۷/۸} - ۱) = ۴۴۶۱/۹ \quad \text{مگاوات}$$

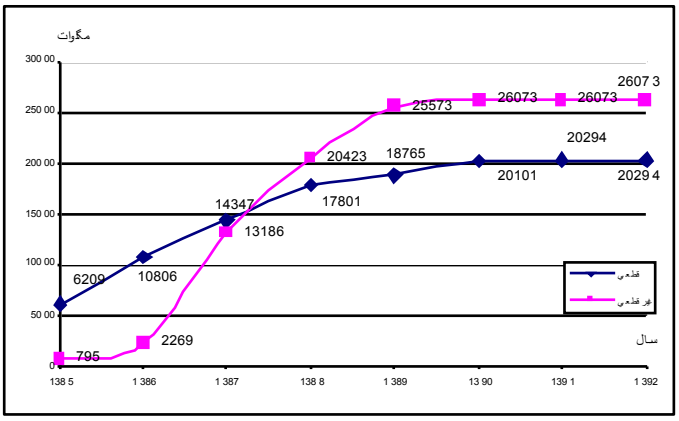
$$\frac{۴۴۶۱/۹}{۷۰۰۸} \times ۱۰۰ = ٪۶۳/۶۷$$

در حالت غیرقطعی:

$$۲۳۹۸۵ \times (\frac{۴۵/۵}{۲۷/۸} - ۱) = ۱۵۲۷۱ \quad \text{مگاوات}$$

$$\frac{۱۵۲۷۱}{۲۳۹۸۵} \times ۱۰۰ = ٪۶۳/۶۷$$

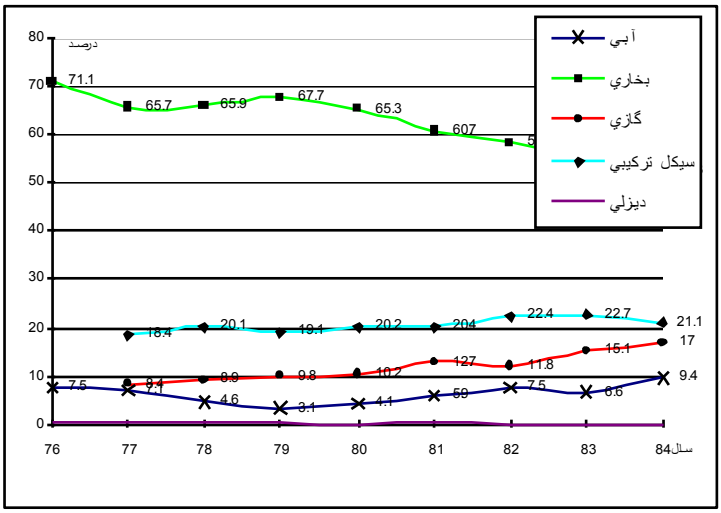
میزان افزایش ظرفیت تولید برق در اثر بهـره‌بـرداری از نیروگـاه‌هـای جدیـد در دو حالت قطعی و غیرقطعی در نمودار زیر مقایسه شده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۶-۲ پیش‌بینی روند تولید برق در بهره‌برداری از نیروگاه‌های جدید در سال‌های ۱۳۸۵-۱۳۹۲

علاوه‌بر آن، روند تغییرات سهم انواع نیروگاه‌های وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ نشان می‌دهد که گرایش به نیروگاه‌های بخاری روند کاهشی و نیروگاه‌های گازی رشد محسوسی داشته است. علت این مسئله را باید در سرعت و سهولت احداث و بهره‌برداری و همچنین کم بودن میزان سرمایه‌گذاری لازم به‌ازای واحد کیلووات در نیروگاه‌های کم‌بازده گازی جست‌وجو کرد، اما در روند نیروگاه‌های سیکل ترکیبی (و دیزلی) تغییر محسوسی احساس نمی‌شود (حداکثر ۴/۳ درصد).



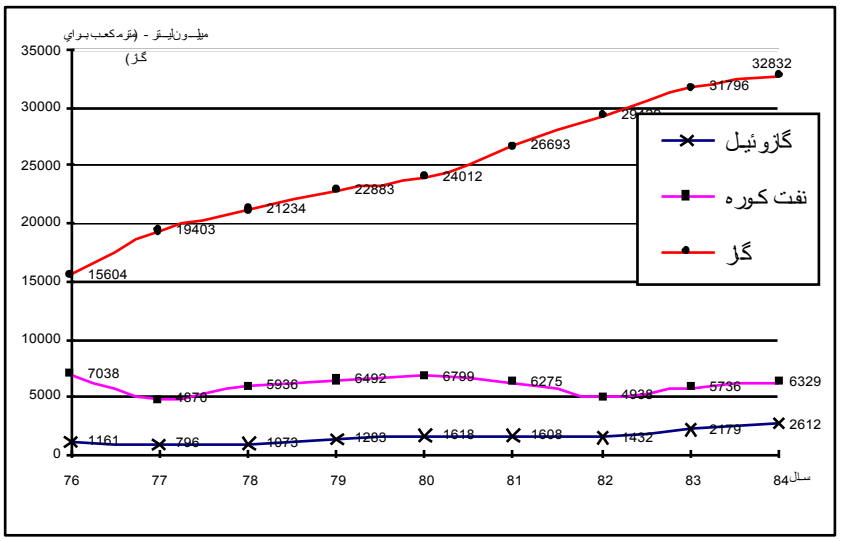
مأخذ: همان.

نمودار ۱۷-۲ روند تغییرات سهم انواع نیروگاه‌های وزارت نیرو از تولید انرژی الکتریکی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

۲-۵-۲ سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

با توجه به روند رو به گسترش استفاده از نیروگاه‌های گازی، اتکا به منابع گازی و استفاده از گاز روند بسیار صعودی طی کرده است و در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ به‌صورت متوسط سالیانه ۱۳/۸ درصد رشد داشته است. بدین‌ترتیب علاوه‌بر اتکای مستقیم کشور به منابع گازی، به‌نظر می‌رسد در بخش تأمین برق نیز، گاز سهم اصلی را

در سبد مصرفی نیروگاه‌ها به‌خود اختصاص داده است، به‌طوری‌که در سال ۱۳۸۴ حدود ۷۲ درصد نیروگاه‌ها از گاز طبیعی به‌عنوان انرژی اولیه استفاده کرده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۸-۲ تغییرات سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

۳-۵-۲ گزینش چگونگی انتخاب روش تولید برق در مناطق مختلف کشور

در حال حاضر، گزینش نوع نیروگاه احداثی (گازی، سیکل ترکیبی، آبی، خورشیدی یا سایر انواع) در هر منطقه طبق هیچ برنامه خاصی انجام نمی‌شود، بدین‌ترتیب به پتانسیل‌های مختلف در مناطق گوناگون توجه خاصی نشده و برای استفاده بهینه از آنها برنامه‌ریزی نمی‌شود. برای مثال با وجود پتانسیل بسیار عالی استان سیستان و بلوچستان برای تولید برق از روش فتوولتائیک، در سال ۱۳۸۴ از مجموع ۶۴۷/۲ مگاوات ظرفیت تولید برق این استان، ۳۹/۶ درصد از نیروگاه‌های بخاری، ۴۱ درصد نیروگاه‌های گازی و ۱۹/۴ درصد از نیروگاه‌های دیزلی تأمین شده است و همچنان جای خالی نیروگاه‌های خورشیدی احساس می‌شود. البته به‌تازگی طرحی در «معاونت برق و انرژی»

وزارت نیرو اجرا شده که با استفاده از آن می‌توان با ارائه اطلاعات به بسته‌های نرم‌افزاری تهیه شده، نوع نیروگاه بهینه را برای هر منطقه از کشور به‌دست آورد، البته این نرم‌افزار همچنان از کمبود اطلاعات رنج می‌برد. در فصل چالش‌ها و راهکارهای مدیریت انرژی در کشور دوباره به این طرح اشاره خواهد شد.[۱]

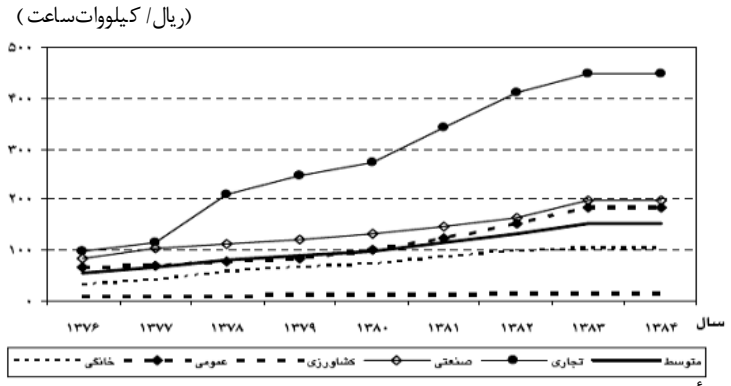
۴-۵-۲ قیمت برق

قیمت برق تابعی از نوع اشتراک، قدرت انتخاب، وضعیت اقلیمی و منطقه‌ای قیمت سوخت و هزینه‌های انتقال است. مهم‌ترین عامل قیمت سوخت است.

تولید و عرضه برق را در ایران دولت انجام می‌دهد و قیمت آن چندان تحت تأثیر عوامل بازار نیست و آن را به‌صورت دستوری دولت تعیین می‌کند. این امر بنا به‌نظر کارشناسان یکی از مهم‌ترین عوامل مصرف بالای انرژی در کشور است. بااین‌حال، قیمت اسمی برق به‌استثنای بخش کشاورزی در سایر بخش‌ها از آغاز برنامه دوم توسعه اقتصادی، روندی صعودی داشته است. دولت در بخش کشاورزی برای جایگزینی تجهیزاتی که از سوخت‌هایی مانند گازوئیل استفاده می‌کنند ـ به‌ویژه موتورهای آب با تجهیزات برقی ـ سیاست‌های تشویقی اعمال کرده که یکی از این سیاست‌ها ارائه برق ارزان قیمت به کشاورزان است. درعین‌حال ازآنجاکه برق صنعتی فقط مشمول هزینه انتقال بوده و هزینه برق خانگی علاوه‌بر این هزینه شامل توزیع نیز می‌باشد، برق صنعتی ارزان‌تر از برق خانگی خواهد بود (که در کشورهای توسعه‌یافته این امر ملاحظه می‌شود)، اما در کشور ما به‌دلیل آنکه برق خانگی سهم بیشتری از یارانه را دریافت می‌کند، برق خانگی ارزان‌تر از برق صنعتی است. بنابر اطلاعات، در سال ۱۳۷۸، قیمت تمام شده برق برای هر کیلووات ساعت، ۷۷۳ ریال اعلام شده است. در همین حال قیمت برق خانگی با احتساب یارانه در سال ۱۳۸۶ برای هر کیلووات، ۱۰۴/۲ ریال بوده است. بنابراین براساس آنچه در بالا آمد، بخش خانگی فقط یک‌هفتم هزینه تمام شده برق را می‌پردازد که نتیجه آن را رشد چشمگیر مصرف این بخش بیان کرده‌اند. مقایسه میان میانگین بهای برق در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده در نمودار ملاحظه می‌شود.

---

۱. اطلاعات تفصیلی این نرم‌افزار در پیوست ارائه شده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۹-۲ متوسط بهای برق در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

مقایسه‌ای میان قیمت یک کیلووات ساعت برق در کشورهای مختلف نیز در جدول زیر ملاحظه می‌شود.

جدول ۶-۲ مقایسه‌ای میان قیمت یک کیلووات ساعت برق در کشورهای مختلف

ردیف	کشور	قیمت (دلار)	درصد مالیات
۱	ژاپن	۰/۱۷۴	۶/۷
۲	ایتالیا	۰/۱۵۶	۳۳/۳
۳	آلمان	۰/۱۶۷	-
۴	انگلیس	۰/۱۰۵	۴/۷
۵	نروژ	۰/۰۸۷	۳۲/۱
۶	آمریکا	۰/۰۸۴	-
۷	ایران	۰/۰۱۳	مالیات ندارد

مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

۲-۵-۵ ذخیره‌سازی برق

در کشور ما بنابر منابع آماری غیررسمی می‌توان ۷ تا ۸ هزار مگاوات برق را از روش تلمبه ذخیره‌ای، ذخیره‌سازی کرد، نیروگاه سیاه‌بیشه که فقط نیروگاه ذخیره‌سازی برق

بوده و عملیات اجرایی آن از پانزده سال قبل آغاز شده، همچنان در حال اجراست. هنوز پروژه مطالعاتی خاصی درباره پتانسیل‌های ذخیره‌سازی برق کشور به‌صورت دقیق در دست اجرا نیست. اهمیت ذخیره‌سازی برق زمانی آشکار می‌شود که توجه کنیم طراحی و ساخت نیروگاه‌های برق در کشور برمبنای مقادیر اوج مصرف انجام می‌شود که نیاز حالت عادی، بسیار کمتر از این مقدار است و ازاین‌رو همواره سرمایه‌گذاری‌های عظیمی برای تأمین این میزان اوج، صرف می‌شود، درحالی‌که با استفاده از فناوری‌های ذخیره‌سازی می‌توان طراحی نیروگاه‌ها را برمبنای مصرف عادی برنامه‌ریزی و از سرمایه‌گذاری‌های بیش از حد جلوگیری کرد.[۱]

۶-۵-۲ توزیع و مصرف برق

در سال ۱۳۸۴، ظرفیت پست‌های انتقال ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت به‌ترتیب ۱۳۰۰ و ۴۳۸۹ مگاولت آمپر (و با در نظر گرفتن پست‌های بلافصل فقط ظرفیت پست‌های انتقال ۲۳۰ کیلوولت، ۴۰۰ مگاولت آمپر)، ظرفیت پست‌های فوق توزیع ۱۳۲ و (۶۶، ۶۳) کیلوولتی به‌ترتیب ۱۵۹۴ و ۵۰ مگاولت آمپر (و با در نظر گرفتن پست‌های ۶۶ و ۶۳ کیلوولتی، ۲۶۵۲ مگاولت آمپر) و ظرفیت پست‌های توزیع نیز ۳۶۶۹/۳ مگاولت آمپر افزایش یافته است. به‌علاوه طول خطوط انتقال فشار قوی ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولتی به‌ترتیب ۲۹۰ و ۷۸۰ کیلومتر مدار و طول خطوط فوق توزیع ۱۳۲ و (۶۶، ۶۳) کیلوولتی به‌ترتیب ۵۳۴ و ۱۴۴۶ کیلومتر مدار افزایش یافته است. در بخش توزیع و شبکه‌های درون‌شهری و روستایی، درمجموع ۱۳/۱ هزار کیلومتر خطوط فشار متوسط و ۹/۵ هزار کیلومتر خطوط فشار ضعیف افزوده شده است.

بخشی از انرژی تولید شده در هر نیروگاه، برای استفاده در تجهیزات و ماشین‌آلات همان نیروگاه به مصرف می‌رسد. به همین دلیل، انرژی تحویل شده به شبکه‌های انتقال

---

۱. درباره ساخت نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای لازم است مطالعات جامع امکان‌سنجی در کشور شود. در این میان لازم است برخی شاخص‌های صنعت برق نظیر ضریب بار (Load Factor) شفاف‌سازی شود؛ زیرا برخی کارشناسان معتقدند این شاخص در کشور ما واقعی نیست. درعین‌حال هم‌اکنون ظرفیت تولید برق نسبت به تقاضا وضعیت مطلوبی ندارد تا بتوان اضافه برق اوقات غیرپیک را ذخیره کرد، اما درصورت برنامه‌ریزی برای توسعه شبکه نیروگاهی کشور، روش تلمبه ذخیره‌ای می‌تواند در کشور توسعه یابد.

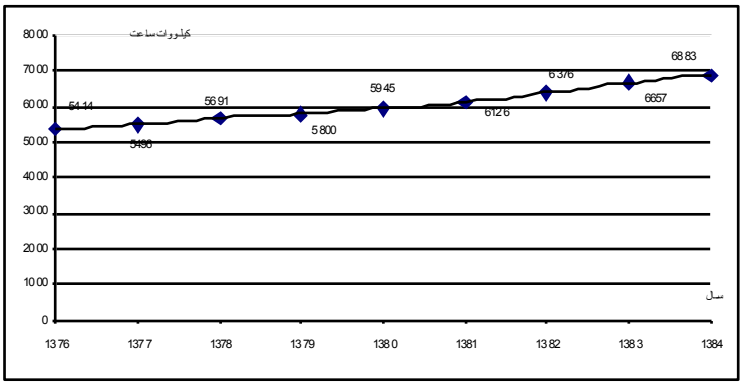
در خروجی نیروگاه‌ها، کمتر از مقداری است که وسایل اندازه‌گیری مولدها نشان می‌دهد. تفاوت بین انرژی تحویل شده به پست انتقال (یا تولید ویژه) با تولید ناویژه نیروگاه، مصارف نیروگاه را نشان می‌دهد. در سال ۱۳۸۴، مصارف داخلی نیروگاه‌های وزارت نیرو ۴/۴ درصد تولید ناویژه را به‌خود اختصاص داده است. همچنین در این سال بخشی از انرژی تولید شده، در شبکه‌های انتقال، فوق توزیع و توزیع به‌صورت گرما تلف شده است. سهم تلفات انتقال، فوق توزیع و توزیع که شامل مصارف غیرمجاز نیز است در این سال ۱۹/۲ درصد تولید ناویژه بوده است.

در سال ۱۳۸۴ طول خطوط انتقال و پست‌های برق، فوق توزیع و توزیع، درباره خطوط ۴۰۰ کیلوولت به ۱۲۱۳۸ کیلومتر مدار، خطوط ۲۳۰ کیلوولت به ۲۴۹۳۱ کیلومتر مدار، خطوط ۱۳۲ کیلوولت به ۱۷۰۴۷ کیلومتر مدار، خطوط ۶۶ و ۶۳ کیلوولت به ۳۶۷۲۰ کیلومتر مدار، خطوط ۱۱، ۲۰ و ۳۳ کیلوولت به ۳۰۳۷۵۵ کیلومتر و طول خطوط فشار ضعیف به ۲۴۹۲۶۳ کیلومتر رسیده است.

۷-۵-۲ روند رشد متوسط مصرف سالیانه هر مشترک

همان‌طور که در نمودار زیر ملاحظه می‌شود در فاصله سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴مصرف سالیانه هر مشترک رشد داشته است و سالیانه ۴/۷ درصد افزایش می‌یابد، یعنی از میزان ۵۴۱۴ به ۶۸۸۳ کیلووات ساعت رسیده است. اهمیت این مطلب زمانی روشن می‌شود که بدانیم تعداد مشترکان هم در این فاصله رو به رشد بوده است، یعنی از میزان ۱۳ میلیون و ۵۵۰ هزار واحد به ۱۹ میلیون و ۶۹۰ هزار واحد رسیده است که رشدی معادل ۷۶۷۵۰۰ واحد در سال داشته است. بدین‌ترتیب علاوه‌بر اضافه شدن سالیانه این رقم مقداری نیز براثر اضافه مصرف هر مشترک به شبکه برق تحمیل شده است. در اینجا ذکر یک نکته ضروری است و آن اینکه رشد مصرف به معنای رشد همگام رفاه نیست، برای مثال افزایش مصرف انرژی در بخش خانگی در سال ۱۳۸۵ نسبت به سال ۱۳۸۴ حدود ۱۵ درصد بوده است، اما سطح رفاه عامه مردم به همین میزان ارتقا نیافته است، بلکه قسمت زیادی از این افزایش از تغییر الگوهای مصرف می‌شود، مثلاً افزایش کاربرد کولر گازی در مناطق شهری آن هم با بازدهی‌های بعضاً

پایین. درواقع ازآنجاکه هزینه انرژی چندان زیاد نیست، مردم (و به‌خصوص خانوارهای با درآمد بالاتر) به ترویج استفاده از وسایل پرمصرف تشویق می‌شوند. مشکل دیگر آن است که اکثر لوازم مصرفی خانگی با بازده پایین در بازار عرضه می‌شود و لوازم مشابه پربازده نیز نسبت به آنها گران‌تر است. ارزانی نسبی انرژی نیز سبب گرایش مصرف‌کنندگان به لوازم کم‌بازده می‌شود. بنابراین، خود دولت مشوق گرایش به استفاده از لوازم پرمصرف و کم‌بازده است.[1] علاوه‌بر آن رشد صنعتی جامعه و زیرساخت‌های رفاهی با این افزایش مصرف بخش خانگی در کشور همگام نیست. رشد ۲/۷ درصدی مصرف انرژی در بخش صنعتی در سال ۱۳۸۵ نسبت به سال قبل از آن، در مقایسه با رشد ۱۵ درصدی مصرف انرژی بخش خانگی شاهدی بر این مدعاست.



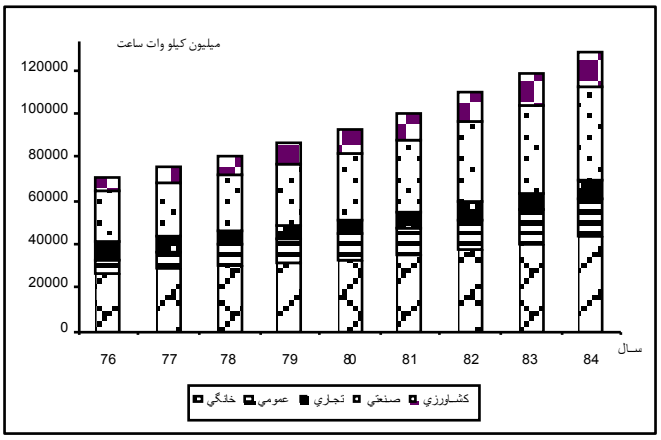
مأخذ: همان.

نمودار ۲۰-۲ روند رشد متوسط مصرف سالیانه هر مشترک در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

در این میان رشد مصرف بخش خانگی در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال ۱۳۸۳ حدود ۶/۶، صنعت ۰/۷، عمومی ۹/۱، تجاری ۸/۶ و کشاورزی ۶/۳۲ درصد بوده است که بخش تجاری و پس از آن خانگی بیشترین و صنعت کمترین رشد را داشته است. این امر در نمودارهای زیر مشخص است.

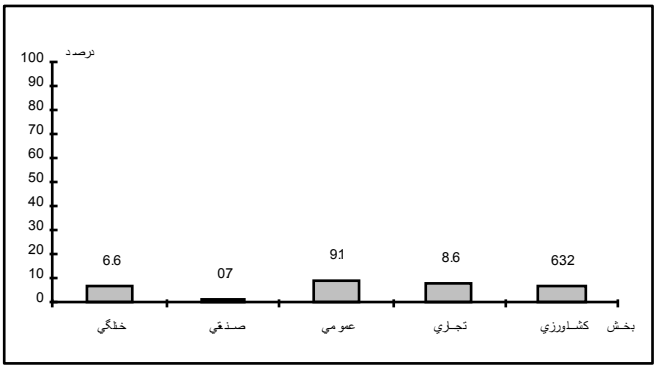
---

۱. درباره اینکه مصرف بالای انرژی بخش خانگی ناشی از چه شاخص‌هایی است به تفصیل در فصل هفتم صحبت‌می‌شود.



مأخذ: همان.

نمودار ۲۱-۲ مقایسه مصرف بخش‌های مختلف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶



مأخذ: همان.

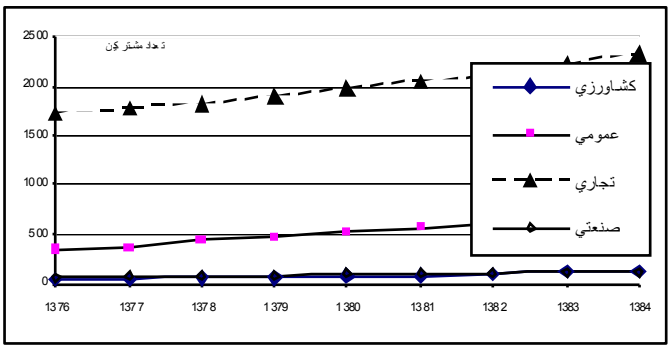
نمودار ۲۲-۲ مقایسه رشد مصرف‌کنندگان مختلف برق با یکدیگر در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال ۱۳۸۳

ازسوی‌دیگر در سال ۱۳۸۴، بیشترین میزان مصرف برق، مربوط به بخش خانگی و کمترین آن مربوط به بخش حمل‌ونقل بوده است. علاوه‌برآن، در سال ۱۳۸۴، بخش

خانگی و صنعتی هرکدام حدود یک‌سوم کل مصرف برق کشور را به‌خود اختصاص داده‌اند که در این میان بخش خانگی، همان‌طور که اشاره شد، رشد ۶/۶ درصد را تجربه کرده است. ملاحظه می‌شود بخش عظیمی از توان برق کشور برای تأمین نیازهای خانگی صرف می‌شود که بازدهی اقتصادی نیز ندارد (برخلاف جوامع پیشرفته).

اهمیت رشد مصرف هر مشترک در کشور ما وقتی بیشتر نمود می‌یابد که این افزایش در بخش‌های مولد اقتصادی مانند صنعت نیست، بلکه در بخش خانگی است که به‌طور مستقیم ثمری برای اقتصاد ملی ندارد. ازسوی‌دیگر این رشد لزوم توجه به معیارها و استانداردهای مصرف بهینه درباره دستگاه‌ها و لوازم خانگی را بیش از پیش لازم می‌سازد. برای مثال اگر ۳۰ میلیون جمعیت جوان کشور را به‌صورت نیمی دختر و نیمی پسر در نظر گیریم، قشر نامبرده در آینده‌ای نزدیک تشکیل خانواده خواهند داد و ۱۵ میلیون خانواده جدید در آینده نزدیک خواهیم داشت که به‌نوبه خود چندین میلیون دستگاه لوازم خانگی مانند یخچال، کولر، تلویزیون و ... نیاز خواهند داشت. درصورتی‌که این لوازم با کیفیت مصرف انرژی پایین در اختیار این خانوارها قرار گیرد، مصرف انرژی هر خانوار و مجموع مصرف، به یک‌باره به‌شدت بالا خواهد رفت.

رشد تعداد مشترکان برق در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ در شکل زیر مشهود است (بخش خانگی لحاظ نشده است).



مأخذ: همان.

نمودار ۲۳-۲ روند رشد تعداد مشترکان در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

۸-۵-۲ روند رشد تلفات برق

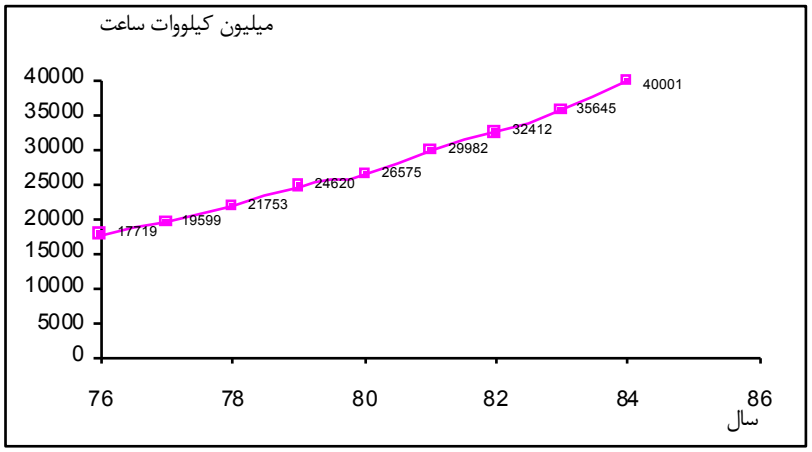
تلفات شبکه توزیع برق در کشور روند رو به رشدی داشته است و در سال ۱۳۸۴، به ۱۸/۱ درصد برای شبکه توزیع و ۴/۲ درصد برای شبکه انتقال رسیده است. مصرف داخلی نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ تقریباً ثابت و ۴/۶ درصد تولید برق بوده است. علاوه‌برآن میزان مجموع مصرف نیروگاه‌ها و اتلاف شبکه در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال ۱۳۷۶، بیش از ۲ برابر و به میزان ۴۰۰۰۱ میلیون کیلووات ساعت رسیده است. بدین‌ترتیب به‌طور متوسط سالیانه ۲۷۳۲/۴ میلیون کیلووات ساعت به تلفات شبکه برق اضافه می‌شود.

با استفاده از آمار و اطلاعات موجود می‌توان برآورد کرد که به‌طور متوسط سالیانه معادل ۲۴ تا ۳۰ درصد از مصرف مشترکان برق کشور در شبکه توزیع و انتقال نیروگاه‌ها تلف می‌شود که رقم بسیار بالایی است و در جوامع پیشرفته این مقدار حدود چند درصد است. جدول و نمودار زیر مقایسه‌ای میان مقدار اتلاف برق در شبکه و همچنین تعداد مشترکان آن آمده است:

جدول ۷-۲ مقایسه مقدار اتلاف برق در شبکه معادل تعداد مشترکان از سال ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴

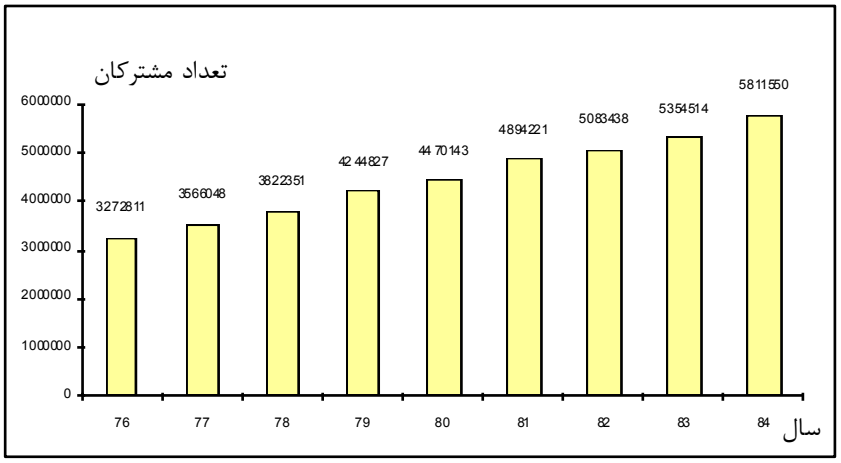
ردیف	سال	میلیون کیلووات ساعت اتلاف	متوسط مصرف هر مشترک	تعداد مشترک عامل	درصد معادل
۱	۱۳۷۶	۱۷۷۱۹	۵۴۱۴	۳۲۷۲۸۱۱	۲۴
۲	۱۳۷۷	۱۹۵۹۹	۵۴۹۶	۳۵۶۶۰۴۸	۲۵
۳	۱۳۷۸	۲۱۷۵۳	۵۶۹۱	۳۸۲۲۳۵۱	۲۶
۴	۱۳۷۹	۲۰۴۶۲۰	۵۸۰۰	۴۲۴۴۸۲۷	۲۹
۵	۱۳۸۰	۲۰۶۵۷۵	۵۹۴۵	۴۴۷۰۱۴۳	۲۹
۶	۱۳۸۱	۲۹۹۸۲	۶۱۲۶	۴۸۹۴۲۲۱	۲۹
۷	۱۳۸۲	۳۲۴۱۲	۶۳۷۶	۵۰۸۳۴۳۸	۲۸
۸	۱۳۸۳	۳۵۶۴۵	۶۶۵۷	۵۳۵۴۵۱۴	۲۸
۹	۱۳۸۴	۴۰۰۰۰	۶۸۸۳	۵۸۱۱۵۵۰	۳۰

ارقام مندرج در جدول بالا به‌صورت نمودار، در ذیل نشان داده شده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۲۴-۲ میزان مصرف داخلی نیروگاه‌ها و اتلاف شبکه در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶



مأخذ: همان.

نمودار ۲۵-۲ تعداد مشترک معادل اتلاف برق در نیروگاه‌ها و شبکه در فاصله سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

فصل سوم

وضعیت انرژی‌های تجدیدپذیر در کشورهای هدف و ایران

۱-۳ مقدمه

رشد اقتصادی و افزایش تقاضای انرژی در جهان سبب شده که قیمت نفت و گاز افزایش‌و اتکا به این منابع برای تأمین انرژی کاهش یابد. در این میان منابع تجدیدپذیر جایگزینی برای نفت و گاز است. براساس بررسی‌های انجام شده، بیشتر مخازن نفت خام حداکثر تا دو دهه آینده با افت فشار مواجه خواهد شد و به‌تدریج میزان تقاضای نفت از عرضه آن فراتر خواهد رفت. در ارتباط با ذخایر گاز طبیعی، ماندگاری آن طولانی‌تر خواهد بود، ولی در نهایت این ذخایر نیز تحلیل خواهد رفت. مسئله امنیت انرژی نیز از مواردی است که منابع فسیلی مرسوم، ـ محدودیت و تجدیدناپذیر ـ از تأثیرگذاری بالایی بر امنیت انرژی دارد. این مسئله بسیاری از کشورها را واداشته است که به مسئله امنیت عرضه انرژی تمایل پیدا کرده و به تغییرات گسترده‌ای در اقتصاد انرژی خود اهتمام ورزند.

در این زمینه پیشرفت‌های فناوری، نویدبخش راه‌حل‌هایی نو درباره تولید انرژی مورد نیاز بشر است، با شناسایی این روش‌های جدید و تغییر ساختار در روش‌های قدیمی تولید برق، گامی بلند درزمینه تغییر زیرساخت‌های صنعت برق برداشته شده است. استفاده از ذخایر انرژی تجدیدپذیر در این خصوص تأثیر مهمی دارد. گستردگی و توزیع این عوامل در طبیعت باعث شده است که سیستم‌های تولید الکتریسیته به‌سمت سیستم‌های محلی پیش رود که انرژی‌های نو به‌خوبی می‌تواند برای این منظور به‌کار گرفته شود.

در این بخش وضعیت انواع حامل‌های انرژی تجدیدپذیر (برق‌آبی، انرژی خورشیدی، باد و زمین‌گرمایی) کشورهای هدف و ایران بررسی خواهد شد.[۱]

---

۱. مقایسه هزینه استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در مقابل سایر حامل‌ها، در فصل هفتم انجام می‌شود.

۲-۳ انرژی‌های نو در ژاپن

۱-۲-۳ کلیات

انرژی‌های نو در ژاپن، به معنای انرژی‌هایی متفاوت از انرژی‌های متداول است که با استفاده از سیستم‌های انرژی متفاوت با سیستم‌های متداول، تولید می‌شود. بنابراین، انرژی‌های نو، شامل دامنه وسیعی از انرژی‌ها ـ از انرژی حاصل از حرارت پس‌ماندها گرفته تا روش‌های جدید استفاده از انرژی‌های متداول ـ است.

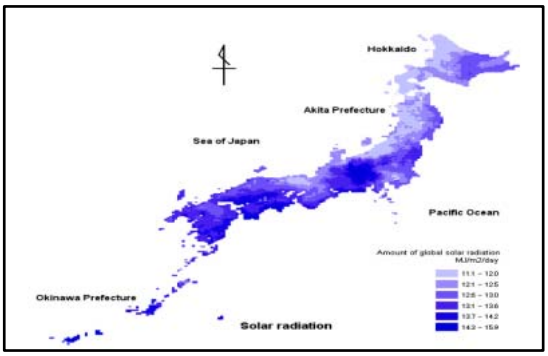
در سال ۱۹۹۴، دولت ژاپن دورنمای استفاده از انرژی‌های نو را تا سال ۲۰۱۰ ترسیم کرد که در جدول ۱-۳ آورده شده است. این جدول نشان می‌دهد که رشد مصرف انرژی‌های نو در ژاپن بسیار زیاد خواهد بود.

جدول ۱-۳ تولید انرژی‌های نو در ژاپن

ردیف	عرضه انرژی‌های نو	سال		
	نوع انرژی	۱۹۹۵	۲۰۰۰	۲۰۱۰
۱	تولید برق فتوولتائیک (مگاوات)	۳۹	۴۰۰	۴۶۰۰
۲	تولید برق بادی (مگاوات)	۹	۲۰	۱۵۰
۳	تبدیل انرژی حرارتی (10^3 کیلوژول)	۱۹	۲۰۰	۵۸۰
۴	تولید برق حاصل از پس‌ماند (مگاوات)	۸۱۰	۲۰۰۰	۴۰۰۰
۵	نیروگاه حرارتی خورشیدی (10^3 کیلوژول)	۱۰۹۰	۳۰۰۰	۵۵۰۰
۶	استفاده حرارتی از پس‌ماند (10^3 کیلوژول)	۴۱	۷۰	۱۴۰
۷	سایر موارد (10^3 کیلوژول)	۴۸۹۰	۵۰۵۰	۵۹۳۰
۸	جمع (10^3 کیلوژول)	۶۷۳۰	۱۲۱۰۰	۱۹۱۰۰
۹	سهم از کل انرژی اولیه تولیدی (درصد)	۱/۱	۲/۰	۳/۰

Source: Izumi Ushiyama, "Renewable Energy", Volume 16, Issues 1-4, January, April, 1999, PP. 1174-1179.

در شکل ۱-۳، مقدار متوسط تشعشع سالیانه خورشید در ژاپن نشان داده شده است ($Mj/m^2/day$).



Source: Izumi Ushiyama, "Renewable Energy", Volume 16, Issues 1-4, January, April, 1999, PP. 1174-1179.

شکل ۱-۳ مقدار متوسط تشعشع سالیانه خورشید در ژاپن

۳-۲-۲ انرژی خورشیدی

در سال ۱۹۸۱، دو نوع از دریافت‌کننده‌های مرکزی انرژی خورشیدی، با هدف تولید برق، در ژاپن نصب شده (با ظرفیت یک مگاوات) و به مدت سه سال بررسی شده است. نتایج این بررسی نشان داد که تولید برق از انرژی خورشیدی برای ژاپن ازلحاظ اقتصادی به‌صرفه نخواهد بود، اما به‌جای آن، از انرژی خورشیدی برای گرم کردن آب منازل استفاده شده و بیش از ۴ میلیون دستگاه برای این کار، نصب شد. همچنین استفاده از انرژی حرارتی خورشیدی برای گرم کردن آب در مقیاس صنعتی، با دشواری‌های فناوری زیادی روبه‌رو است. این‌گونه سیستم‌ها، نیازمند عملیات کنترل حرارتی بسیار سخت ـ به‌دلیل تغییرات دمایی زیاد ـ است.

۳-۲-۳ فتوولتائیک[1]

برق تولیدی حاصل از سلول‌های خورشیدی در ژاپن، نزدیک یک‌سوم کل تولیدات برق سلول‌های خورشیدی در جهان است. در سال ۱۹۹۷، ظرفیت تولید برق فتوولتائیک در ژاپن، ۵۷ مگاوات بوده است. از سال ۱۹۹۷، برنامه‌ای با هدف توسعه زیرساخت‌های لازم برای سیستم‌های فتوولتائیک آغاز شد. در نتیجه، برق تولیدی از این روش در سال

1. Photo Voltaic (PV)

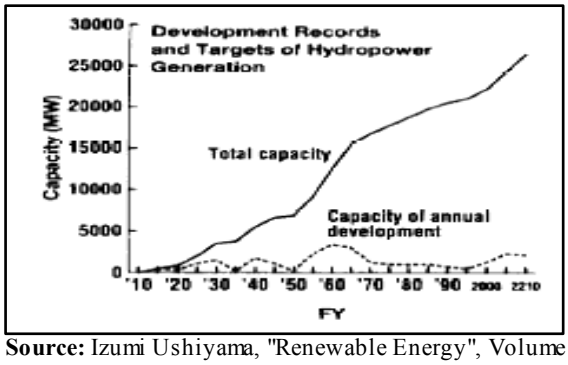
۲۰۰۰ به ۴۰۰ مگاوات رسیده و در سال ۲۰۱۰ این مقدار به ۴۶۰۰ مگاوات خواهد رسید. در این بین، بزرگ‌ترین مسئله، هزینه است. با وجود این، با توجه به پیشرفت‌های فناوری، هزینه نصب سیستم‌های فتوولتائیک به‌سرعت در حال کاهش است. درعین‌حال، هزینه تولید برق به روش فتوولتائیک نیز در حال کاهش است.

۳-۲-۴ انرژی باد

از اواسط دهه ۱۹۷۰ نصب توربین‌های بادی در ژاپن، آغاز شد. از اواخر دهه ۱۹۸۰، ظرفیت این واحدها افزایش یافته و در سال ۱۹۹۷ به ۱۸ مگاوات رسید. اغلب این واحدها را شرکت‌های تولید برق یا دولت‌های محلی نصب کردند. در سال ۲۰۰۰، مقدار تولید برق از این روش، ۲۰ مگاوات بوده که قرار است تا سال ۲۰۱۰ به ۶۰۰ مگاوات برسد.

۳-۲-۵ انرژی آب

بیش از یک قرن از نصب واحد تجاری برق‌آبی ژاپن در سال ۱۸۹۲ می‌گذرد. دولت ژاپن قصد دارد که تا سال ۲۰۱۰، ظرفیت برق‌آبی خود را به ۲۶۵۰۰ مگاوات برساند. ازاین‌رو برای امنیت انرژی در ژاپن، این کشور در حال نصب واحدهای متعدد کوچک و متوسط برق‌آبی در کل کشور است. در نمودار زیر، روند توسعه انرژی برق‌آبی ژاپن تا سال ۲۰۱۰ نشان داده شده است.

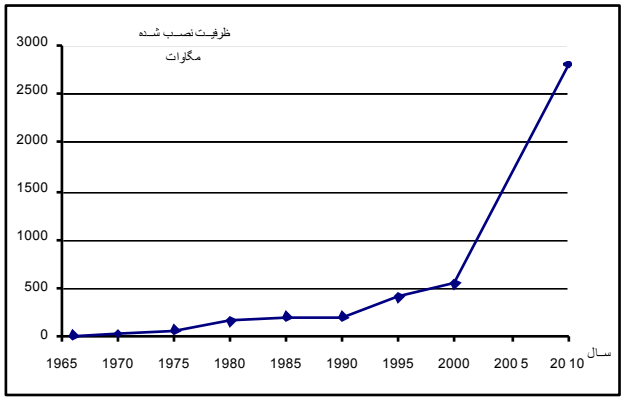


Source: Izumi Ushiyama, "Renewable Energy", Volume 16, Issues 1-4, January, April, 1999, PP. 1174-1179.

نمودار ۱-۳ روند توسعه برق‌آبی در ژاپن

۳-۲-۶ انرژی زمین‌گرمایی

مطالعات انجام شده در ژاپن نشان می‌دهد که در این کشور ظرفیتی معادل ۷۰۰۰۰ مگاوات برق را می‌توان از انرژی زمین‌گرمایی تولید کرد. اولین نیروگاه زمین‌گرمایی، در سال ۱۹۶۶ در ژاپن راه‌اندازی شد. پس از آن تعداد این واحدها افزایش یافت (نمودار ۲-۳)، به‌نحوی‌که در سال ۲۰۰۰ مقدار تولید برق از انرژی زمین‌گرمایی، کمتر از ۶۰۰ مگاوات بوده و قرار است این مقدار تا سال ۲۰۱۰ به ۲۸۰۰ مگاوات برسد.



Source: Ibid.

نمودار ۲-۳ استفاده از انرژی زمین‌گرمایی در ژاپن

۳-۲-۷ انرژی اقیانوس[1] و برق حاصل از موج[2]

ازآنجایی‌که ژاپن از چند جزیره تشکیل شده و در میان دریا قرار دارد، دارای ظرفیت بالایی برای استفاده از انرژی اقیانوس است. روش اصلی استفاده از انرژی اقیانوس، شامل تولید برق حاصل از امواج، برق حاصل از جزر و مد و تبدیل آنها به انرژی حرارتی اقیانوس[3] است. اولین واحد بزرگ تولید برق دنیا با امواج اقیانوس، در ژاپن راه‌اندازی شد. در حال حاضر، بیش از ۱۰۰۰ واحد کوچک تولید برق از امواج، بر کشتی‌ها و

1. Ocean Energy
2. Wave Power
3. Ocean Thermal Electricity Changing (OTEC)

شناورهای ژاپنی نصب شده است. این در حالی است که استفاده از انرژی جزر و مد اقیانوس برای ژاپن اقتصادی نبوده و لذا توسعه‌ای در این زمینه انجام نشده است. برای استفاده از انرژی حرارتی اقیانوس با استفاده از اختلاف دمای آب در سطح و عمق اقیانوس، دولت ژاپن با نصب دو واحد سیکل بسته (۵۰ و ۱۰۰ کیلووات) و استفاده از سیالات با دمای جوش پایین، در دو منطقه، در حال انجام تحقیقات است.

۸-۲-۳ بیوماس

در ژاپن منابع بیوماس متعددی از جمله چوب‌های سوختی،[1] پس‌ماندهای کشاورزی، جنگلی، حیوانی وجود دارد (پس‌ماندهای کشاورزی مانند نیشکر، سبوس برنج و گندم و پس‌ماندهای شهری است). طبق آمارهای اعلام شده در سال ۱۹۹۸، مقدار منابع بیوماس ژاپن، ۱۵۰ میلیون تن برآورد شده است.

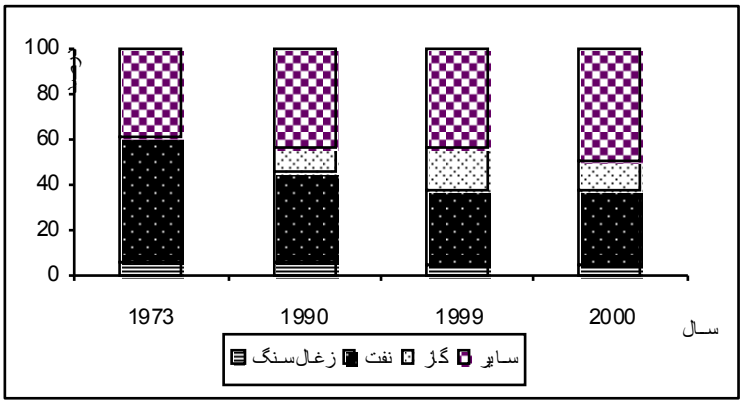
۳-۳ انرژی‌های تجدیدپذیر نروژ

با نگاهی به آمار موجود درباره انرژی نروژ، مشخص می‌شود که این کشور از سال ۱۹۷۳ روند مشخصی در گرایش به استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر داشته است، به‌طوری‌که اتکای این کشور به منابع فسیلی در تأمین انرژی اولیه خود از ۶۱/۵ درصد در سال ۱۹۷۳ به ۵۱/۱ درصد در سال ۲۰۰۰ رسیده است. در این میان سهم نفت از ۵۵/۵ درصد در سال ۱۹۷۳ به ۳۳/۴ درصد در سال ۲۰۰۰ رسیده، اما سهم گاز طبیعی رشدی ۱۳/۷ درصد را تجربه کرده است. نروژ تلاش کرده تا با جایگزینی گاز به‌جای نفت در سبد انرژی اولیه، حجم صادرات نفت خود را حفظ کرده و یا افزایش دهد. زغال‌سنگ نیز تغییر محسوسی را در سبد انرژی اولیه این کشور تجربه نکرده و در سال‌های ۱۹۷۳ تا ۲۰۰۰ فقط ۲ درصد نوسان داشته است، اما نکته بسیار مهم دراین‌باره آن است که نروژ رشد قابل توجهی درزمینه استفاده از منابع تجدیدپذیر (برق‌آبی، زمین‌گرمایی، مواد زائد، خورشیدی، باد و جزر و مد) داشته است و علاوه‌برآن، این قسم از انرژی سهم بالایی در تأمین مصرف این کشور دارد.

---

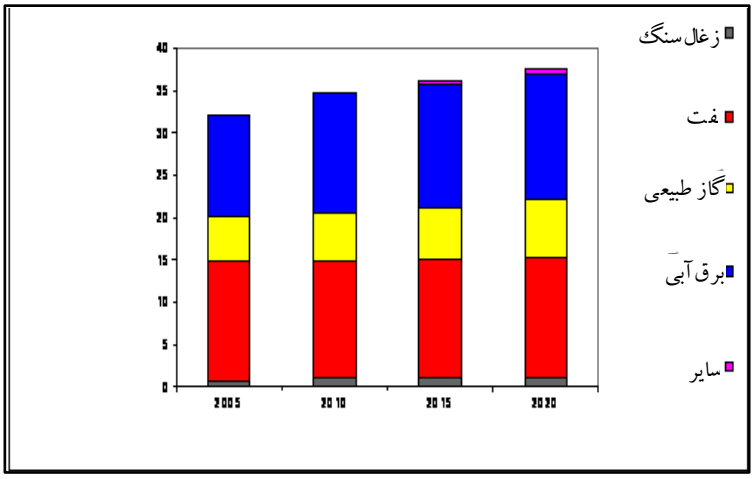
1. Fuel Wood

نمودارهای زیر سهم هریک از حامل‌های مختلف انرژی در تأمین انـرژی اولیـه نـروژ را در سال‌های ۱۹۷۳ تا ۲۰۰۰ و ۲۰۰۵ تا ۲۰۳۰ نشان می‌دهد.



مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، «مجموعه گزارش‌های کشوری انرژی نروژ»، ۱۳۸۴.

نمودار ۳-۳ مقایسه سهم منابع مختلف انرژی در تأمین انرژی نروژ در سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۷۳



Source: EIA.

نمودار ۴-۳ چشم‌انداز انرژی نروژ در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۲۰

۱-۳-۳ برنامه‌های توسعه انرژی‌های نو

با افزایش تقاضا نسبت به استفاده از انرژی ارزان قیمت از یک طرف و امکان ضعیف توسعه پروژه‌های آبی ازطرف‌دیگر و همچنین به‌دلیل مشکلات زیست‌محیطی مربوط به نفت و گاز، تمایل زیادی به استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در این کشور به‌چشم می‌خورد. براساس این، گزینه‌های متعدد انرژی‌های جایگزین، در حال ارزیابی است. بیشتر این فعالیت‌ها و برنامه‌ها به بخش‌های بیوتکنولوژی و باد مربوط می‌شود که عبارت‌اند از:

ـ افزایش ۴ تراوات ساعتی استفاده سالیانه از سیستم‌های حرارتی جزئی و مرکزی برمبنای منابع نوین انرژی، پمپ‌های حرارتی و احتراق مواد زائد تا سال ۲۰۱۰،

ـ نصب ژنراتورهای بادی با ظرفیت تولید ۳ تراوات ساعت بر سال تا سال ۲۰۱۰.

افزایش میزان مصرف انرژی در بخش‌های مسکونی، خدماتی و تجاری به‌صورت منبع درآمد خصوصی و تولید خدمات، باعث بالا رفتن کاربرد انرژی ایستگاهی (غیرحمل‌ونقلی) در این بخش‌ها شده است. دولت نروژ نیز از این نکته آگاه است و تلاش زیادی برای محدود کردن رشد مصرف انرژی انجام می‌دهد. در همین راستا، یک مؤسسه ملی جدیدی با نام Enova تأسیس شده و فعالیت خود را از ابتدای سال ۲۰۰۲ زیر نظر دولت نروژ آغاز کرده است. عمده‌ترین فعالیت‌های این مؤسسه عبارت‌اند از:

ـ حمایت از تولید و توزیع مناسب (زیرساخت‌سازی) انرژی گرمایی با استفاده از منابع تجدیدپذیر مانند بیوانرژی و ضایعات و مشارکت در پروژه‌های مربوطه تا ۱۵ درصد کل هزینه،

ـ سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید انرژی بادی تا ۱۰ درصد کل هزینه‌ها و تلاش برای تجاری کردن فناوری بادی با توجه به موقعیت جغرافیایی نروژ با مشارکت حداکثر تا ۶۰ درصد هزینه مصوب پروژه‌ها،

ـ اصلاح سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی و افزایش راندمان آنها در صنعت کشور،

ـ مدیریت انرژی، اطلاع‌رسانی و آموزش استفاده صحیح از آن،

ـ زمینه‌سازی برای پیشبرد فناوری خورشیدی و فناوری‌های ترکیبی (استفاده از ترکیب انرژی خورشید با دیگر منابع تولید الکتریسیته)،

ـ در بعد بین‌المللی نیز این مؤسسه، وظیفه هماهنگی و مشارکت در فعالیت‌های گوناگون سازمان‌های مختلف مانند ECEEE, IEA را به عهده دارد.

کل بازار انرژی‌های جایگزین شامل بیوتکنولوژی، فناوری بادی، فناوری خورشیدی و موج به میزان ۲۵ میلیون دلار تخمین زده می‌شود که حدود ۱۲ میلیون آن به فناوری صفحات سلول‌های خورشیدی تعلق خواهد داشت.

به‌هرترتیب، پس از سال‌ها بی‌توجهی به سرمایه‌گذاری در بخش منابع انرژی نو، هم دولت و هم بخش خصوصی این کشور در حال حاضر، به توافقاتی برای حساسیت بیشتر و افزایش توجه به امر تحقیقات در این زمینه‌ها رسیده‌اند. سرمایه‌گذاری ۲۵ میلیون دلاری در این زمینه، گویای این مطلب است.

در ادامه بحث به‌طور مختصر به هریک از اشکال انرژی تجدیدپذیر در کشور نروژ پرداخته می‌شود:

۲-۳-۳ انرژی بادی

نروژ، فقط ۱۲ مجتمع توربین بادی فعال دارد، تمام این توربین‌ها در شمال غربی این کشور قرار دارد. این بخشِ کشور، منطقه بادخیزی است و پتانسیل خوبی برای نصب این نوع مجتمع‌ها دارد.

اخیراً ۵ مجتمع توربین در مرکز این کشور[1] نصب شده است که ظرفیت سالیانه تولید آنها ۵/۸ میلیون کیلووات ساعت بوده و انرژی الکتریکی ۲۵۰ منزل مسکونی را تأمین می‌کند. برنامه‌هایی برای تأسیس مراکز جدیدتر و افزایش ظرفیت تولید در دست اجراست. مؤسسات محلی وابسته به شهرداری‌ها بر این باورند که تا ۱۰ سال آینده، این امکان وجود دارد که توربین‌های بادی بتواند با روش مقرون‌به‌صرفه، ۵ میلیارد کیلووات ساعت انرژی الکتریکی تولید کند.

حداقل ۱۰ شرکت مرتبط انرژی اعلام کرده‌اند که برنامه‌هایی را برای تأسیس توربین‌های بادی در ۳۰ نقطه کشور دارند. در همین راستا، یکی از این شرکت‌ها به نام Hydro Energy (یکی از بخش‌های Norsk Hydro) مطالعات امکان‌سنجی یک پروژه

---

1. Vikava Vindnllpark

جدید توربین‌های بادی را آغاز کرده است. این پروژه شامل ۱۰۰ توربین است که در جزیره فرویا[1] در غرب شهر ترونديم[2] نصب خواهند شد. هزینه تخمینی برای این پروژه تحقیقاتی نزدیک به ۱۰۰ میلیون دلار بوده و هیچ محدودیت زمانی برای آن مشخص نشده است.

با توجه به این مطالب و اینکه تمایل زیادی برای استفاده از این انرژی وجود دارد، اما نظر این است که در این کشور نصب توربین‌های بادی بسیار گران است و براساس برآوردهای موجود، هزینه نیروگاه‌های بادی بیشتر از هزینه تولید انرژی برق‌آبی است. براساس این، هرگونه توسعه بیشتر در مراکز توربین‌های بادی با چالش‌های اقتصادی فراوانی روبه‌رو بوده و نیازمند یارانه‌های ایالتی است.

۳-۳-۳ انرژی زیست‌توده

این انرژی به‌صورت وسیع استفاده نشده است، ولی تمایل برای استفاده از این نوع سوخت‌ها در حال افزایش است. دو شرکت Statoil و Norske Skog (شرکت تولیدی کاغذ و خمیر کاغذ) اخیراً اعلام کرده‌اند که پروژه مشترکی را در قالب یک شرکت درزمینه تولید و فروش قطعات کوچک زیست‌توده به مصرف‌کنندگان نروژی در دست اجرا دارند، به‌طوری‌که شرکت Norske Skog زائده‌های چوب را تأمین کند و شرکت استات اویل درباره استراتژی‌های بازار تصمیم‌گیری می‌کند. اگر این پروژه با موفقیت انجام شود، همکاری این دو شرکت افزایش یافته و تولیدات آنها از مرز ۸ هزار تن در سال خواهد گذشت.

۴-۳-۳ انرژی خورشیدی

انرژی خورشیدی در میان انرژی‌های تجدیدپذیر، از جایگاه خاصی برخوردار است. قسمت اعظم این نوع انرژی را سلول‌های فتوولتائی تأمین می‌کند. در حال حاضر، بازار این سلول‌ها و تجهیزات مربوط به آنها در اختیار کشورهای آمریکا و آلمان است.

با توجه به تولید داخلی ناچیز واحدهای سیلیکونی فروخته شده به صنایع

---

1. Froya
2. Trondheim

خورشیدی، در حال حاضر اصلاً تولید انرژی خورشیدی در نروژ وجود ندارد، اما همان‌طور که اشاره شد، بازار آینده صفحات خورشیدی در این کشور ۱۲ میلیون دلار تخمین زده می‌شود که بیشترین زمینه مصرف آن در قایق‌های تفریحی خواهد بود.

جالب است بدانید که پارلمان نروژ طرحی موسوم به Bellona را به دولت این کشور ارائه داده و خواستار ارزیابی آن شده است. مضمون این طرح این است که تمام تولیدکنندگان انرژی باید مقدار مشخصی از انرژی نو را تا سال ۲۰۱۰ خریداری کنند. به‌عبارتی، اگر یک شرکت تولیدکننده انرژی، ۱۰۰ کیلووات ساعت الکتریسیته به مصرف‌کننده بفروشد، باید سهم مشخصی از برق تولیدی را حتماً منابع نوین انرژی تأمین کند. برای مثال این سهم تا سال ۲۰۰۱ به میزان ۲ درصد و تا سال ۲۰۱۰ به میزان ۸ درصد است. انتظار می‌رود که این طرح، نصب ۱۰ تراوات ساعت انرژی نو را تا سال ۲۰۱۰ تضمین کند. طبق پیش‌بینی‌ها اگر تا سال ۲۰۱۰، ۳ تراوات ساعت انرژی از سیستم‌های بادی و ۴ تراوات ساعت انرژی از سیستم‌های حرارتی تأمین شود، با تأمین ۳ تراوات ساعت دیگر از منابع دیگر انرژی‌های نو، رسیدن به رقم پیش‌بینی شده، دور از انتظار نخواهد بود. پس، این میزان انرژی، پاسخ‌گوی ۸ درصد از کل مصرف انرژی نروژ تا سال ۲۰۱۰ خواهد بود.

۵-۳-۳ جایگاه پیل سوختی

دولت نروژ با انجام یک سری پروژه‌های تحقیقاتی و فعالیت‌های بنیادی در قالب برنامه‌های پژوهشی از تکنولوژی پیل سوختی حمایت می‌کند. برنامه‌های نیوتک[1] و انرژی برای آینده نیز که برای ایجاد تکنولوژی سوخت‌های تجدیدپذیر است، جزء این برنامه‌هاست. این مجموعه فعالیت‌ها را بیشتر انجمن تحقیقات نروژ هدایت می‌کند.

گروهی موسوم به های لِوِل[2] نیز درخصوص پیل سوختی و هیدروژن فعالیت می‌کنند که این گروه را بخش‌های حمل‌ونقل، پیل سوختی و هیدروژن ایجاد کرده‌اند. کار این گروه، فعالیت‌های اطلاعاتی و مشاوره‌ای به‌ویژه مشاوره با کمیسیون‌ها برای تعیین اهداف و نتایج اقتصادی حرکت به‌سمت اقتصاد مناسب درزمینه انرژی برمبنای هیدروژن و الکتریسیته و معرفی انواع پیل‌های سوختی ـ مبدل‌های انرژی ـ است.

---
1. New Technology
2. High Level

نروژ از طریق آژانس بین‌المللی انرژی در برنامه‌های تحقیقاتی بین‌المللی شرکت می‌کند.

به اعتقاد دست‌اندرکاران پیل سوختی در نروژ، هیچ مانعی برای استفاده از این فناوری به‌عنوان یک حمل‌کننده انرژی وجود ندارد، اما در راه توسعه آن، علاوه‌بر مشکلات مربوط به زیرساختارها و کسب مجوز برای توسعه آنها در قالب ایستگاه‌ها و پمپ‌های هیدروژنی، مشکلات مربوط به هزینه خود پیل سوختی و کمبود فضا وجود دارد.

با وجود این مطالعات، رشد سالیانه ۴ تا ۶ درصدی را برای پیل سوختی در دهه جاری در سطح قاره اروپا پیش‌بینی می‌کند. به‌طوری‌که بازار خودروهای پیل سوختی اروپایی تا سال ۲۰۲۰ به ارزش ۱۶/۳ میلیارد یورو خواهد رسید. و این میزان تا سال ۲۰۴۰ به ۵۴ میلیارد یورو افزایش خواهد یافت. نروژ نیز به‌نوبه خود سهمی در این رشد خواهد داشت.

۱-۵-۳-۳ مهم‌ترین برنامه‌های پیل سوختی

۱. تولید خودروهای پیل سوختی

دولت نروژ با فعالیت‌های مطالعاتی و آزمایشی فکر تأسیس شرکت‌های خودروسازی تولیدکننده خودروهای پیل سوختی است. در این راستا، شرکتی نروژی تولیدکننده اتوبوسی به نام OsloLokaltrafikk Star با همکاری شرکت Norske و به کمک تیم‌های تحقیقاتی و ستادی خود است. در سال ۲۰۰۳ تعدادی ایستگاه پمپ هیدروژن تأسیس کرده، اما باید به این حقیقت اذعان کرد که برای تولید خودروهای هیدروژنی در سطح بالا، سال‌ها تجربه لازم است. امید است که تا سال ۲۰۱۰ این مطلوب حاصل شود. در حال حاضر، تنها تولیدکننده خودروهای پیل سوختی در سطح پایین در نروژ، شرکتی به نام Ford Tthink City است.

۲. تولید برق با توربین‌های هیدروژنی و تزریق دی‌اکسید کربن به میادین نفتی

دولت نروژ برای تأسیس دو نیروگاه بزرگ هیدروژنی در ساحل غربی این کشور با حجم تولید سالیانه ۱۰ تا ۱۲ میلیارد کیلووات ساعت انرژی الکتریکی، ۱ تا ۱/۳ میلیارد دلار اختصاص داده است. براساس روش‌های جدیدی که شرکت Norske در این پروژه به‌کار خواهد بست، قبل از عمل احتراق، گاز دی‌اکسید کربن از گاز طبیعی جدا می‌شود،

دی‌اکسید کربن جدا شده در هوا نیز کاهش خواهد یافت. هیدروژن به‌دست آمده نیز برای تغذیه پیل‌های سوختی توربین‌های هیدروژنی استفاده می‌شود. این مجتمع به ۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در سال به‌عنوان ماده خام نیاز خواهد داشت.

۳-۴ انرژی‌های نو در هند

وضعیت انرژی هند در مقایسه با سایر کشورهای توسعه‌یافته تفاوت بسیاری دارد که حکایت از مجموعه‌ای از منابع متعدد انرژی برای تأمین نیازهای مردم این کشور است. در گذشته، اقدام‌های هند به‌دلیل فعالیت‌های پراکنده و مجزا موفق نبوده است. روند حرکت به‌سمت انرژی‌های نو در هندوستان، ۳ مرحله را پشت سر گذاشته است:

مرحله اول ـ در اواخر دهه ۱۹۷۰ و اوایل دهه ۱۹۸۰ بیشتر تلاش‌ها درزمینه بیوگاز، ساخت اجاق‌های مدرن‌تر و استفاده از انرژی خورشیدی و تلاش برای افزایش آگاهی مردم بود.

مرحله دوم ـ تأسیس وزارت انرژی‌های غیرمرسوم در سال ۱۹۹۲ بود که پس از آن مؤسسات و سازمان‌های زیادی درخصوص تأمین سوخت‌های مناطق مختلف و با هدف افزایش اشتغال در مراکز روستایی و محلی مشغول فعالیت شدند.

مرحله سوم ـ فعالیت‌های جاری به‌صورت منسجم‌تری انجام شد و بر توسعه فناوری‌ها برای تولید برق از باد، ایجاد نیروگاه‌های کوچک آبی، توسعه سیستم‌های ترکیبی تولید انرژی از بیوگاز و بیوماس تأکید شد. مجموعه این تلاش‌ها سبب شد که از بار مشکلات و سختی‌های تأمین انرژی برای روستائیان و همچنین آلودگی‌های زیست‌محیطی در کشور هند به‌نحو مؤثری کاهش یابد.

از اقدام‌های مهم انجام شده در حوزه‌های مختلف انرژی‌های تجدیدپذیر در هند می‌توان موارد زیر را نام برد:

۳-۴-۱ انرژی بیوماس

در سال ۲۰۰۰ در هندوستان انرژی بیوماس حدود یک‌سوم کل انرژی مصرفی کشور را به‌خود اختصاص می‌داد،[1] که ۹۰ درصد آن در مراکز روستایی و ۱۰ درصد در مراکز

---

۱. مؤسسه بین‌المللی مطالعات انرژی، «مجموعه گزارش‌های کشوری انرژی هندوستان»، تابستان ۱۳۸۶.

شهری به مصرف می‌رسید. یکی از اشکال انرژی بیوماس، انرژی بیوگاز است که در مراکز روستایی از پس‌ماندها و فضولات حیوانی به‌دست می‌آید و برای تولید حرارت در آشپزی روستائیان استفاده می‌شود. واحدهای تولید این انرژی در کشور هند رواج زیادی پیدا کرده است، به‌طوری‌که هم‌اکنون برای روشنایی منازل و یا معابر نیز در روستاها مصرف می‌شود. پس‌ماندهای گیاهی نیشکر از منابع تولید انرژی است که نوعی انرژی بیوماس بوده و می‌توان تولید انرژی برق حاصل از آن را تا ۳۴۰ مگاوات در هند افزایش داد. دولت هند در صدد است تا طرح‌های استفاده از این نوع انرژی را در نواحی مختلف کشور گسترش دهد. پیش‌بینی می‌شود از سال ۲۰۰۰ تا سال ۲۰۱۰ میزان مصرف این سوخت ۰/۸ درصد افزایش یابد و در دو دهه آتی همراه با بهبود درآمدها و استفاده از سوخت‌های تجاری، روند مصرف آن کاهش یابد، هرچند که ازنظر مقداری، میزان مصرف انرژی بیوماس افزایش می‌یابد و به ۲۲۷ میلیون تن معادل نفت خواهد رسید.

جدول ۲-۳ روند تقاضای بیوماس در هندوستان طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۰۰

(میلیون تن معادل نفت)

سال	۲۰۰۰	۲۰۱۰	۲۰۲۰	۲۰۳۰	متوسط رشد سالیانه
مقدار	۱۹۸	۲۱۶	۲۲۴	۲۲۷	۰/۵ درصد

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، «مجموعه گزارش‌های کشوری انرژی هندوستان»، ۱۳۸۶.

از طرفی محققان در تلاش هستند تا روش‌های مناسب‌تری را در استفاده از انرژی‌این سوخت به‌صورت بریکت[1] و سوزاندن آن به‌جای زغال‌سنگ در اجاق‌ها و کوره‌ها و ـ به‌دست آورند؛ زیرا این سوخت دی‌اکسید کربن تولید نمی‌کند. درمجموع انرژی بیوماس که تقریباً حدود یک‌سوم انرژی لازم هند را تأمین می‌کند، از منابع مهم تأمین انرژی هند به‌شمار می‌رود و اقدام دولت هند برای سرمایه‌گذاری لازم به‌منظور تقویت زیرساخت‌ها و تأسیسات پیشرفته تولید آن، حاکی از وقوف و آگاهی لازم در این زمینه است. مهم‌ترین منبع،استفاده از پس‌ماندهای نیشکر برای تولید برق و گرماست.

---

۱. سوخت روستایی حاصل از فضولات دامی.

۳-۴-۲ انرژی حاصل از آب

۳-۴-۲-۱ سدهای آبی کوچک

با توجه به اینکه احداث سدهای آبی بزرگ ازنظر اقتصادی، زیست‌محیطی و اجتماعی در برخی نواحی مشکلاتی دارد، ازاین‌رو ساخت سدهای آبی کوچک، مدنظر قرار گرفته است؛ زیرا این تأسیسات از مسائل فوق فارغ بوده و به‌ویژه ازنظر جغرافیایی و اقتصادی از مناسب‌ترین نوع به‌شمار می‌رود که این مسئله از ابتدای قرن بیستم مدنظر دولتمردان هند بوده است.

در سال ۱۹۹۷، اولین واحد کوچک تولید برق با ظرفیت ۱۳۰ کیلووات در ناحیه Darjeelling هندوستان احداث شد. استفاده از این نوع نیروگاه‌ها برای بخش‌های زیادی از مردم کشور که در سواحل رودخانه‌ها زندگی می‌کنند، علاوه‌بر رفع نیاز آنها به انرژی، با جلوگیری از قطع درخت‌های جنگلی به حفاظت از محیط زیست نیز کمک زیادی می‌کند، به‌ویژه آنکه آنها را از وابستگی به انرژی وارداتی از سایر نواحی بی‌نیاز می‌کند و با توسعه‌آن، صنایع و کارخانه‌های محلی نیز می‌تواند از این انرژی بهره‌مند شود. تدوین قوانین جدید درباره حفظ محیط زیست باعث شد تا استفاده از این نیروگاه‌ها توسعه زیادی پیدا کند.

۳-۴-۲-۲ امواج دریا

اولین واحد تولید انرژی از امواج دریا در هندوستان، پروژه‌ای بود که با ظرفیت تولید ۱۵۰ مگاوات در منطقه Vizhinjam در نزدیکی Trivandrum احداث شد. پس از آن احداث یک واحد بزرگ تولید برق از امواج دریا نیز در منطقه Hanthal Creek در خلیج Kutch در ناحیه گجرات[1] با هزینه‌ای معادل پانصد میلیون روپیه (حدود ۱۲/۱ میلیون دلار) مدنظر مسئولان قرار گرفت.

۳-۴-۳ انرژی خورشیدی

این نوع انرژی قابل دسترس‌ترین نوع انرژی در جهان به‌خصوص هندوستان است، که آثار سوء زیست‌محیطی نداشته و آزادانه در اختیار همه قرار دارد.

تا قبل از دهه ۱۹۷۰ فعالیت‌های تحقیقاتی و توسعه‌ای روی این انرژی به‌صورت

---

1. Gujarat

آکادمیک و علمی در تعدادی از کشورها انجام می‌شد و هدف از این مطالعات به‌دست آوردن بیشترین کارایی از مصرف این انرژی عنوان می‌شد، اما با افزایش شدید قیمت نفت در اوایل دهه ۱۹۷۰ تلاش برای دستیابی هرچه بیشتر به انرژی خورشیدی شدت یافت، زیرا با تبدیل آن به انرژی گرمایی برای پخت‌وپز و گرم کردن آب، استفاده از سوخت‌های فسیلی به‌دست مصرف‌کنندگان به حداقل می‌رسید. در حال حاضر چنین سیستم‌هایی در مراکز تجاری، کارخانه‌ها و منازل قابل دسترس است و از آن استفاده می‌شود.

هندوستان کشوری است که از تابش خورشید در بسیاری از روزها و اوقات سال و به مقدار زیاد در نواحی مختلف برخوردار است، این وضعیت در بیابان‌های آن بیشتر به چشم می‌خورد. در هند انرژی خورشیدی برای گرم کردن آب در صنایع و منازل کاربرد دارد. اولین واحد ۱۴۰ مگاواتی در منطقه جاپور[1] با هزینه فراوان احداث شد. دولت در نظر دارد استفاده از انرژی خورشیدی را توسعه دهد، زیرا اکنون فقط ۰/۵ درصد انرژی کشور در سال از انرژی خورشیدی تأمین می‌شود، حال آنکه هند ۲۰۰ روز در سال آفتاب قابل استفاده برای توان فتوولتائیک دارد و تابش دریافتی در هر متر مربع بین ۴ تا ۷ کیلووات ساعت و زمان دریافت آن حدود ۲۳۰۰ تا ۳۲۰۰ ساعت است. اگر فقط ۱۰ درصد از تابش دریافتی در هند استفاده شود، نیاز کل انرژی سال ۲۰۱۵ هند تأمین خواهد شد، اما مهم‌ترین چالش هند در استفاده از این انرژی‌ها، بالا بودن هزینه اولیه سرمایه‌گذاری در این حوزه است؛ زیرا قیمت این انرژی در هر واحد ۱۵ تا ۳۰ RS است که باید با قیمت کنونی هر واحد انرژی ۲ تا ۶ RS رقابت کند، بخشی از ارزانی قیمت انرژی در هند به سیاست‌های حمایتی از مصرف‌کنندگان خانگی بازمی‌گردد.

برای رفع این چالش‌ها وزارت انرژی‌های نو در هند تشویق‌هایی مانند وام‌های با بهره پایین و یا کمک‌های بلاعوض به سرمایه‌گذاران این عرصه اعمال می‌کند در این راستا کمیته‌ای تخصصی با نام «کمیته برنامه‌ریزی انرژی» طرحی را تصویب کرده است که با اختصاص ۱۰ میلیون متر مربع زمین به کلکتورهای خورشیدی تا سال ۲۰۲۲، حدود ۵۰۰ مگاوات ظرفیت تولید برق خورشیدی را ایجاد کند. در این زمینه سهم حمایت‌های دولتی هند در مقایسه با اروپا و آسیای شرقی بسیار چشمگیرتر است.

---

1. Jadhpur

علاوه‌بر آن با همکاری مشترک ۳ بانک بزرگ Canara, Syndicate, Grameen سرمایه‌گذاری به ارزش ۷/۶ میلیون دلار درزمینه تولید برق فتوولتائیک صورت پذیرفته که محل اجرای پروژه‌های آن، جنوب هند است.

سرعت کنونی هند برای دستیابی به تکنولوژی انرژی خورشیدی تقریباً کند است، به‌طوری‌که درزمینه برق فتوولتائیک بعد از کشورهایی مانند ژاپن، چین و آمریکا در رتبه هفتم قرار دارد و همچنین درزمینه گرمایش خورشیدی نیز رتبه هفتم است. درحالی‌که انرژی خورشیدی ـ با رشد ۳۵ درصدی گرایش به استفاده از آن ـ سریع‌ترین پیشرفت را در جهان تجربه می‌کند.

۴-۴-۳ تولید انرژی دومنظوره[1]

تولید انرژی‌های متنوع از یک منبع، از فعالیت‌های دیگر بخش انرژی در هندوستان است. رایج‌ترین انرژی لازم در هندوستان برق و گرماست. در یک نیروگاه برق معمولی از راه مصرف سوخت‌های فسیلی برق تولید می‌شود و کارایی آن تقریباً ۳۵ درصد برآورد می‌شود، اما در نیروگاه‌های چندمنظوره میزان کارایی بسیار بالاست و به ۷۵ تا ۹۰ درصد نیز خواهد رسید؛ زیرا مانند نیروگاه‌های یک‌منظوره تولید برق، بخار تولیدی سرد نمی‌شود و برعکس برای استفاده از گرمای آن به منازل و مراکز تجاری انتقال یافته، پس از سرد شدن دوباره در نیروگاه استفاده می‌شود، ازاین‌رو این نیروگاه‌ها ازنظر صرفه‌جویی در هزینه و تأثیر آن در تأمین انرژی برق و گرما بیشتر مورد توجه است. به‌علاوه، آثار سوء زیست‌محیطی کمتری نیز دارد. در هندوستان امکان تولید ۲۰.۰۰۰ مگاوات برق به کمک نیروگاه‌های فوق وجود دارد. ازآنجاکه هند یکی از کشورهای مهم تولیدکننده شکر است، نیروگاه‌هایی از این نوع ـ که سوخت مصرفی آنها از تفاله‌های نیشکر[2] است ـ پیشرفت زیادی داشته‌اند. صنایع و کارخانه‌های منطقه‌ای مانند: صنایع نیشکر و برنج‌کوبی، کارخانه‌های تولید عصاره (عرق) یا تقطیرکننده‌ها، واحدهای پتروشیمی و تولید کودهای شیمیایی، فولاد، سیمان، کاغذسازی و آلومینیم‌سازی با نیازهای دوگانه فوق (برق و گرما) می‌تواند در زمره استفاده‌کنندگان انرژی‌های تولیدی این نیروگاه‌های دومنظوره باشد.

---

1. Combined Heat & Power Generation (CHP)
2. Bagasse

۵-۴-۳ انرژی باد

پنج کشور آلمان، آمریکا، دانمارک، اسپانیا و هندوستان حدود ۸۰ درصد کل ظرفیت تولید انرژی را از باد در جهان به‌خود اختصاص داده‌اند. انرژی حاصل از باد، انرژی‌هایی است که در سال‌های اخیر بیشترین پیشرفت و توسعه را داشته است، به‌طوری‌که ظرفیت نصب شده توربین‌های بادی در جهان بیش از ۹۴ هزار مگاوات است. به‌دلیل نیاز به انرژی و توسعه انرژی بادی، از اواخر دهه ۱۹۸۰ تولیدکنندگان به فکر احداث تأسیسات و واحدهای بزرگ‌تر تولید انرژی از باد بوده‌اند، حتی واحدهای تولیدی واقع در مناطق دریایی نسبت به واحدهای تولید انرژی در مناطق خشکی از توسعه و پیشرفت بیشتری برخوردار شدند؛ زیرا مزیت بالاتری داشته‌اند.

در هندوستان ایالت‌های تامیل نادو[1] و گجرات ازنظر جغرافیایی برای تولید انرژی حاصل از باد بسیار مناسب است، تا سپتامبر ۱۹۹۵ ظرفیتی معادل ۵۵۷ مگاوات انرژی بادی در کشور نصب شد، که در اواخر مارس سال ۲۰۰۰ ظرفیت تولید انرژی از باد در هندوستان تا ۱۰۸۰ مگاوات افزایش یافت. تامیل نادو با ظرفیتی معادل ۷۷۰ مگاوات، گجرات با ۱۶۷ مگاوات و آندراپرادش[2] با ۸۸ مگاوات، هریک سهمی را در تولید انرژی بادی در کشور دارند. مجموع ظرفیت تولید انرژی بادی در هندوستان ۲۰.۰۰۰ مگاوات است، که انتظار می‌رود با حضور بخش خصوصی این ظرفیت عملی شود. در سال‌های اخیر پروژه‌های دیگری در نواحی دیگری مانند گجرات با ۹۵۵، آندراپرادش با ۳۴۷، کارناتاکا[3] با ۳۳۹، تامیل نادو با ۱۰۰، کرالا[4] با ۵۰ و Madhya Pradesh با ۱۵ مگاوات تولید برق از باد، مدنظر قرار گرفته که مجموع ظرفیت آنها معادل ۱۸۰۰ مگاوات برآورد می‌شود. دولت‌های مناطقی که انرژی بادی در آنجا تولید می‌شود، موافقت کردند که برق تولیدی را از بخش خصوصی با قیمت ۲/۲۵ روپیه به‌ازای هر کیلووات ساعت (۶/۴ سنت) خریداری کنند، اما دولت اوتاپرادش[5] نرخ فوق را معادل ۱/۷۵ روپیه به‌ازای هر کیلووات ساعت (۵ سنت) و براساس نرخ بیع متقابل[6] برای اجرای پروژه‌ها در نظر گرفته است.

---

1. Tamilnadu
2. Pradesh Andra
3. Karnataka
4. Kerala
5. Utta Pradesh
6. Buy Back

در سطح جهانی، هند با ظرفیت تولید ۸۰۰۰ مگاوات پس از آلمان (۲۲۲۴۷ مگاوات)، اسپانیا (۱۵۱۴۵ مگاوات) و آمریکا (۱۶۸۱۸ مگاوات) در رتبه چهارم جهانی ایستاده است.

در این میان شرکت Suzlon حدود ۸ درصد از بازار توربین‌های بادی دنیا را در اختیار دارد و ۵۰ درصد تولیدات خود را در داخل هند عرضه می‌کند.

۶-۴-۳ انرژی زمین‌گرمایی

در نواحی هیمالیا و سواحل غربی هندوستان مناطقی وجود دارد که می‌توان از انرژی گرمایی آنها استفاده کرد. تاکنون در هندوستان بیش از ۲۵۰ چشمه آب گرم شناسایی شده است که می‌توان آنها را منابع انرژی زمین‌گرمایی دانست. دره Puga در ناحیه Ladakh نیز از نواحی مهم منابع انرژی زمین‌گرمایی در هند است. قبلاً یک واحد آزمایشی تولید برق با ظرفیت یک کیلووات نیز در این ناحیه احداث شد، که برق تولیدی آن در مرغداری‌ها، مراکز تولید قارچ و تولید ابریشم منطقه ـ که محیط فعالیت آنها نیازمند گرمای زیاد نیست ـ استفاده شد.

هم‌اکنون ۲۰۳ مگاوات ظرفیت گرمایی ژئوترمال در هند وجود دارد که ۴۴۶/۲ گیگاوات ساعت در سال از آنها انرژی استحصال می‌شود. ضریب ظرفیت[1] ژئوترمال هم‌اکنون در هند ۰/۲۵ تخمین زده می‌شود و حدود ۳۴۰ مرکز درزمینه استحصال انرژی زمین‌گرمایی در هند شناخته شده است که نیازمند شناخت و تحقیقات بیشتری است.

در جداول زیر، سهم منابع مختلف در تأمین انرژی اولیه و برق هندوستان تا سال ۲۰۲۵ و ۲۰۳۰ تخمین زده شده است. نگاهی به این جداول نشان از توجه ویژه دولت هند به استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در آینده دارد.

---

1. Capacity Factor

جدول ۳-۳ منابع تولید برق هندوستان در سال‌های ۲۰۳۰-۱۹۹۰

(ارقام: تریلیون وات ساعت)

ردیف	سال / انرژی	۱۹۹۰	۲۰۰۰	۲۰۱۰	۲۰۳۰	درصد رشد ۲۰۳۰-۲۰۰۰
۱	زغال‌سنگ	۱۹۳	۴۲۰	۵۵۲	۱۱۶۹	۳/۵
۲	نفت	۸	۵	۱۱	۱۵	۳/۵
۳	گاز	۱۱	۲۵	۱۲۲	۳۲۱	۹/۰
۴	هسته‌ای	۶	۱۷	۲۴	۶۰	۴/۳
۵	آبی	۷۲	۷۴	۱۲۹	۲۰۸	۳/۵
۶	تجدیدپذیر	۰	۱	۹	۳۱	۱۰/۶
جمع کل		**۲۹۰**	**۵۴۲**	**۸۴۸**	**۱۸۰۴**	**۴/۵**

مأخذ: همان.

جدول ۴-۳ سهم انواع سوخت در تأمین انرژی اولیه کشور هند در سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۲۵

(ارقام: درصد)

ردیف	سال / نوع سوخت	۱۹۹۸	۲۰۰۲	۲۰۰۷	۲۰۱۱	۲۰۲۵
۱	زغال‌سنگ	۵۵	۵۰	۵۰	۵۳	۵۰
۲	نفت	۳۵	۳۲	۳۲	۳۰	۲۵
۳	گاز	۷	۱۵	۱۵	۱۴	۲۰
۴	آبی	۲	۲	۲	۲	۲
۵	هسته‌ای	۱	۱	۱	۱	۳
جمع کل		**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**

مأخذ: همان.

جدول ذیل، که مقایسه‌ای میان وضعیت موجود و پتانسیل‌های استفاده از انرژی‌های نو را در هندوستان مقایسه می‌کند، نشان از توانایی فراوان این کشور در استفاده از انرژی‌های نو دارد.

جدول ۵-۳ توانایی هندوستان در تولید انرژی‌های نو و تجدیدپذیر

ردیف	انرژی/ فناوری	مورد استفاده	ظرفیت/ توانایی
۱	طرح‌های بیوماس (میلیون واحد)	۲/۷	۱۲
۲	برق از بیوماس (مگاوات)	۶۹/۵	۱۷۰۰۰
۳	اجاق‌های جدید (میلیون دستگاه)*	۲۰	۱۲۰
۴	خورشیدی	۲۵ (مگاوات)	۵×۱۰^{۱۵} (وات ساعت در سال)
۵	سدهای آبی کوچک (مگاوات)	۲۵۰	۱۰۰۰۰
۶	انرژی بادی (مگاوات)	۱۰۰۰	۲۰۰۰۰
۷	گرمای اقیانوس‌ها (مگاوات)	-	۵۰۰۰۰
۸	امواج دریاها (مگاوات)	-	۲۰۰۰۰
۹	جزر و مد (مگاوات)	-	۹۰۰۰

* نوعی اجاق که با سوخت بریکت و یا سایر سوخت‌های سنتی از کارایی بیشتری برخوردار است.

مأخذ: همان.

۵-۳ انرژی‌های تجدیدپذیر در ایران

۱-۵-۳ برق‌آبی

۱-۱-۵-۳ کلیات

ایران با متوسط ۲۵۰ میلی‌متر بارندگی در سال در مقابل ۷۵۰ میلی‌متر بارندگی سالیانه در دنیا جزء کشورهای نیمه‌خشک به‌شمار می‌آید. دامنه‌های غربی و جنوب غربی زاگرس که حدود ۳۰ درصد منابع آب سطحی کشور را به‌خود اختصاص داده است، بزرگ‌ترین حوضه‌های آبگیر کشور را دارد. در بلندی‌های این ناحیه که جزء مناطق پر باران کشور است، بیشترین ریزش در فصل‌های پاییز و زمستان به‌صورت برف است و آب شدن آنها که از اواخر فصل زمستان آغاز می‌شود، تا آخر بهار ادامه می‌یابد و بخش عمده‌ای از آب سالیانه رودخانه‌های آن را تأمین می‌کند و در تابستان به تغذیه از آب چشمه‌سارها و زهکش‌های زیرزمینی منحصر می‌شود. مهم‌ترین حوضه‌های آبریز این دامنه‌ها عبارت‌اند از: کرخه، کارون، دز و سیروان.

الف) حوضه کارون: کارون، پرآب‌ترین و طویل‌ترین رود ایران ـ با طول ۹۵۰ کیلومتر و وسعت حوضه آبریز ۶۰ هزار کیلومتر مربع ـ است. سرچشمه این رود، آب کاج از زردکوه

بختیاری و از ونک، کوهرنگ، ارمند، خرسان و بازفت و دشت خوزستان است.

ب) حوضه کرخه: این حوضه ۴۳ هزار کیلومتر مربع وسعت دارد و شامل استان‌های همدان، کرمانشاه، کردستان، ایلام، لرستان و خوزستان است و مهم‌ترین رود آن کرخه است که مسیری ۹۰۰ کیلومتری را می‌پیماید.

ج) حوضه دز: حوضه آبریز این رود، ۱۸ هزار کیلومتر است و شامل استان‌های چهارمحال بختیاری، لرستان و خوزستان و مهم‌ترین رودخانه این حوضه دز است.

د) حوضه سیروان: حوضه مذکور ۳۴۱۰۰ کیلومتر مربع وسعت دارد که از این میزان ۲۶۸۵۰ کیلومتر مربع را مناطق کوهستانی و مابقی را کوهپایه‌ها و دشت‌های آبرفتی تشکیل می‌دهد. سیروان بزرگ‌ترین رودخانه غرب کشور است که بدون استفاده، از دسترس خارج می‌شود. جدول ۶-۳ مشخصات حوزه‌های مذکور را شرح می‌دهد.

جدول ۶-۳ حوضه‌های مهم آبریز کشور

ردیف	نام حوضه	سرچشمه	مساحت (کیلومتر مربع)	طول (کیلومتر مربع)	پتانسیل کل تولید انرژی برق‌آبی (گیگاوات ساعت)	ظرفیت کل تولید انرژی برق‌آبی (مگاوات)
۱	کارون	کوه‌های زاگرس جنوبی	۶۰۰۰۰	۹۵۰	۳۰۰۰۰	۱۵۰۰۰
۲	کرخه	خرم‌آباد، یافته، ایلام	۴۳۰۰۰	۹۰۰	۶۰۰۰	۳۱۶۵
۳	دز	کوه‌های اشترانکوه، سالن، مالو	۱۸۰۰۰	۵۱۰	۹۰۰۰	۵۲۵۰

مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، حوضه‌های کارون، کرخه و دز با دارا بودن ظرفیت تولید بیش از ۲۳ گیگاوات، توانایی قابل توجهی در تأمین برق کشور دارند، حال آنکه کارشناسان، پتانسیل نظری برق کشور را رقمی حتی تا ۲ برابر این مقدار پیش‌بینی می‌کنند، البته مجموع طرح‌های در دست بهره‌برداری، اجرا، مطالعه و شناخت برق‌آبی کشور در سال ۱۳۸۴ حدود ۳۴/۳ گیگاوات بوده است. بنابراین پیش‌بینی کارشناسان مذکور در حالت ۲۳ گیگاوات پتانسیل برق‌آبی حداقل توانایی را در نظر دارد، ازاین‌رو لازم است با تعریف پروژه‌های مطالعاتی در این حوضه، پتانسیل عظیم نهفته در این بخش شناسایی شود.

در کشور ما متولی نیروگاه‌های آبی کوچک (کمتر از ۱۰ مگاوات) سازمان انرژی‌های نو (سانا) و نیروگاه‌های آبی بزرگ (بیش از ۱۰ مگاوات) شرکت‌های آب منطقه‌ای وزارت نیرو است. نکته مهم آنکه اکنون ساخت نیروگاه‌های آبی کوچک در کشور بسیار زمان‌بر به‌نظر می‌رسد، برای مثال ساخت نیروگاه کخدان استان کهگیلویه و بویراحمد با ظرفیت ۸۰۰ کیلووات، حدود ۹ سال به طول انجامید. در جدول زیر وضعیت نیروگاه‌های آبی کوچک در حال ساخت کشور در سال ۱۳۸۴دیده می‌شود. نگاهی به این جدول مشخص می‌کند که میانگین زمان ساخت این نیروگاه‌ها بالغ بر ۱۰ سال است.

به‌طورکلی پتانسیل قطعی کشور درمجموع نیروگاه‌های آبی کوچک و بزرگ برای بهره‌برداری در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۲ به قرار زیر است:

جدول ۷-۳ نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک در حال احداث در کشور

ردیف	نام پروژه	استان	سال شروع	سال بهره‌برداری	ظرفیت قابل نصب (کیلووات)	قابلیت تولید سالیانه (کیلووات ساعت)	ارتفاع از پی (متر)	درصد پیشرفت کار تا پایان سال ۱۳۸۴
۱	پل کلو ۲	کهگیلویه و بویراحمد	۱۳۷۶	۱۳۸۵	۴۰۰۰	۲۰/۳۰	۴[۱]	۹۲
۲	کخدان	کهگیلویه و بویراحمد	۱۳۷۶	۱۳۸۵	۸۰۰	۴/۷۰	۳[۱]	۹۳
۳	کریک ۳	کهگیلویه و بویراحمد	۱۳۷۹	۱۳۸۵	۳۰۰۰	۱۶/۰۰	[۱]	۹۲
۴	کریک ۲	کهگیلویه و بویراحمد	۱۳۷۹	۱۳۸۵	۲۵۰۰	۱۳/۱۰	[۱]	۹۲
۵	پیران	کرمانشاه	۱۳۶۸	۱۳۸۵	۶۸۰۰	۳۸	۳[۲]	[۳]
۶	زنجیره‌ای سرداب رود	مازندران	۱۳۶۸	۱۳۸۵	۱۷۴۰۰	۷۳/۷۰	[۱]	[۳]
۷	البرز (پاشا کلا)	مازندران	۱۳۷۴	۱۳۸۷	۱۰۰۰۰	۲۷/۶	۷۸	۶۶/۶۸

جدول ۷-۳ نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک در حال احداث در کشور

ردیف	نام پروژه	استان	سال شروع	سال بهره‌برداری	ظرفیت قابل نصب (کیلووات)	قابلیت تولید سالیانه (کیلووات ساعت)	ارتفاع از پی (متر)	درصد پیشرفت کار تا پایان سال ۱۳۸۴
۸	گلورد نکاء	مازندران	۱۳۸۱	۱۳۸۸	۳۰۰۰	●	۱۱۳	۸
۹	آق چای	آذربایجان غربی	۱۳۷۶	۱۳۸۸	۹۰۰۰	۳۷	۱۰۸	۴۰/۱
۱۰	چپرآباد	آذربایجان غربی	۱۳۸۱	۱۳۸۸	۶۶۰۰	۱۵/۲۴	۴۶	۲۹/۶۸
۱۱	شفا رود	گیلان	۱۳۷۸	۱۳۸۹	۷۰۰۰	۴۱/۴	۱۳۷	۱۰
۱۲	شهر بیجار	گیلان	۱۳۸۳	۱۳۸۸	۶۰۰۰	۲۵	۹۴/۵	۵/۸۲
۱۳	رامهرمز (جره)	خوزستان	۱۳۷۴	۱۳۸۷	۹۰۰۰	۴۹/۷۸	۱۱۳	۶۵
۱۴	ماملو (دروازه)	تهران	۱۳۷۶	۱۳۸۷	۸۵۰۰	۳۲	۸۹	۵۳/۵
۱۵	نرماشیر (نساء)	کرمان	۱۳۷۵	۱۳۸۷	۵۰۰۰	۴۳/۴	۱۱۱	۴۰/۲۸
۱۶	سد نمرود	سمنان	●	۱۳۸۸	۶۵۰۰	۱۶	۸۳/۵	۷/۳۵

۱) جریانی

۲) بند انحرافی

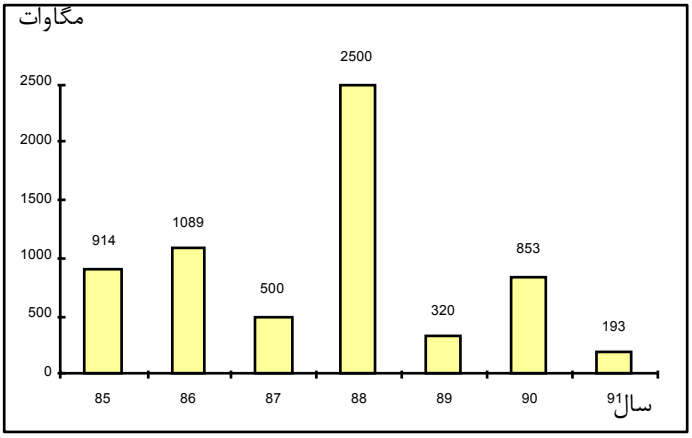
۳) انجام مطالعات فاز ۱ و ۲

● ارقام در دسترس نیست

مأخذ: همان.

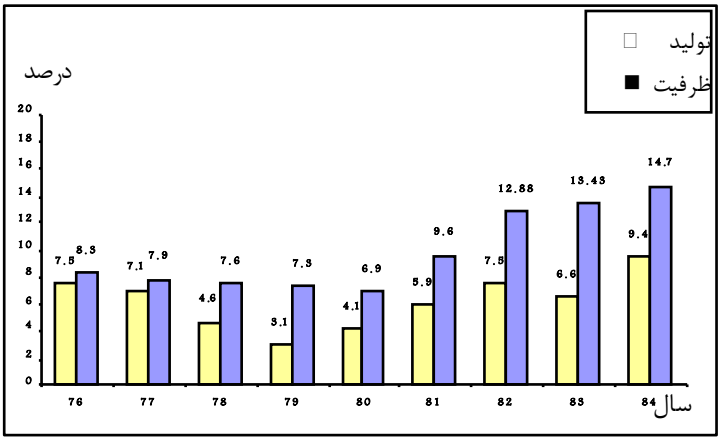
مقایسه ساده‌ای میان ظرفیت اسمی تولید و میزان سهم تولید برق‌آبی در تولید برق کشور در نمودار زیر مشخص است. دقت در نمودار زیر نشان می‌دهد که در بهترین حالت ۹۰ درصد ظرفیت موجود و در بدترین حالت از ۴۲ درصد ظرفیت اسمی نیروگاه‌های برق‌آبی موجود استفاده شده است، ضمن آنکه در بهترین حالت ۱۴/۷ درصد از برق تولیدی

را برق‌آبی تأمین می‌کند، رقمی که نسبت به پتانسیل‌های موجود بسیار اندک است.



مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۵-۳ روند احداث نیروگاه‌های برق‌آبی در سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۲



مأخذ: همان.

نمودار ۶-۳ مقایسه سهم و ظرفیت تولید برق‌آبی کشور در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴

۲-۵-۳ انرژی باد

انرژی بادی از قدیمی‌ترین انواع انرژی، از دیرباز مدنظر بشر بوده است. انرژی باد هـزاران سال برای گردش آسیاب‌ها و پمپاژ آب استفاده شده است. اهمیت باد برای بشر در طول تاریخ به‌درستی مشهود بوده است. امروزه اهمیت باد نه فقط به‌دلیل آسیاب کردن و پمپاژ آب، بلکه برای تولید انرژی الکتریکی در مناطق بادخیز است. استفاده از باد بـرای تولیـد انرژی، بحث جدیدی به‌حساب نمی‌آید و از دیرباز مدنظر بوده اسـت، امـا پیشـرفت‌هـای فناوری استفاده از انرژی بادی توجه به آن را بیش‌ازپیش مطرح کرده است.

کشور ایران نیز ازلحاظ جغرافیایی در مسیر جریـان‌هـای عمـده هـوایی قـرار دارد، ازاین‌رو وزارت نیرو طرح‌ها و پروژه‌هایی را برای توسعه، تـرویج و برنامـه‌ریـزی، نظـارت و مدیریت انرژی‌های نو در دست اجرا دارد. مهم‌ترین نیروگاه‌های در حال کار و در دسـت اجرا عبارت‌اند از:

۱-۲-۵-۳ نیروگاه بادی سایت منجیل و پسکولان

این سایت در جنوب شرقی سد سفیدرود قرار دارد و مساحتی بالغ بـر ۲۰۰ هکتـار دارد. اکنون طرح توسعه این نیروگاه و رساندن ظرفیت آن بـه ۱۰۰ مگـاوات در دسـت انجـام است. این پروژه در قالب ۲ فاز تعریف شده است. فاز اول شامل ۱۰ واحد ۳۰۰ کیلوواتی، ۱۰ واحـد ۵۵۰ کیلـوواتی سـاخت شـرکت NEG-MICON، مجموعـاً بـه ظرفیـت ۸/۵ مگاواتی و همچنین ۳۲ واحد ۶۶۰ کیلوواتی ساخت شرکت Vestas دانمـارک در قالـب ۹۱ مجموعه توربین است. شایان ذکر است ظرفیت سابق این نیروگاه ۱۰ مگـاواتی بـرق بادی در سایت‌های منجیل و رودبار است که نصب و راه‌اندازی شـده و شـامل ۱۷ واحـد توربین ۳۰۰ کیلوواتی، ۲ واحد توربین ۵۰۰ کیلوواتی و ۸ واحد تـوربین ۵۵۰ کیلـوواتی است که درمجموع ظرفیت آن ۱۰ مگاوات بوده است.

در سال جاری نیروگاه مذکور ۷۵ درصد پیشرفت داشته است و این در حالی اسـت که بنابر برنامه‌ریزی‌های انجام شده زمان اتمام این نیروگاه انتهای سال ۱۳۸۶ پیش‌بینـی شده بود که به‌علت مشکلات مالی همچنان در مرحله اجرا باقی مانده است.

۳-۵-۲-۲ نیروگاه بادی سایت رودبار

این نیروگاه در شهر رودبار و مساحتی بالغ بر ۲۰ هکتار دارد که امکان احداث ۱۹ توربین در آن وجود دارد.

۳-۵-۲-۳ نیروگاه بادی سایت هرزویل

سایت هرزویل در ارتفاعات شمال شرقی شهر منجیل قرار گرفته و دارای مساحتی حدود ۶۵ هکتار است. در حال حاضر ۱۲ توربین ۳۰۰ کیلوواتی در این سایت در حال بهره‌برداری است.

۳-۵-۲-۴ نیروگاه بادی سایت سیاه‌پوش

این سایت در منطقه سیاه‌پوش استان قزوین قرار دارد و برنامه‌ریزی برای نصب ۴۰ توربین بادی ۶۶۰ کیلوواتی در حال اجراست.

۳-۵-۲-۵ نیروگاه بادی سایت بینالود

این نیروگاه شامل ۴۳ توربین بادی ۶۶۰ کیلوواتی بوده که ظرفیت ۲۸/۴ مگاوات را داراست و تا پایان سال ۱۳۸۴، بهره‌برداری از ۲۰ توربین آن با ظرفیت ۱۳/۲ مگاوات انجام شد و بقیه آن در سال جاری به‌صورت کامل به بهره‌برداری رسید.

۳-۵-۲-۶ نیروگاه بادی ۶۰ مگاوات گیلان

مطالعات امکان‌سنجی این پروژه در استان گیلان انجام شده است و طبق نتایج به‌دست آمده سرعت باد در این منطقه در ارتفاع ۴۰ متری، ۸/۳ متر بر ثانیه است که نشان‌دهنده پتانسیل بالای احداث نیروگاه بادی در این منطقه است. پیش‌بینی شده است که در این پروژه برای اولین بار در کشور، می‌توان از توربین‌های ظرفیت بالا (بزرگ‌تر از یک مگاوات) استفاده کرد، بنابراین درصورت بهره‌برداری تحول چشمگیری همگام با پیشرفت جهانی در صنعت کشور رخ خواهد داد. متأسفانه با وجود پیش‌بینی‌های مبتنی‌بر آغاز ساخت این نیروگاه در سال ۱۳۸۶، به‌دلیل تأمین نشدن اعتبار این پروژه هنوز آغاز نشده است.

از دیگر اقدام‌های انجام شده در حوزه انرژی بادی کشور می‌توان موارد زیر را نام برد:

ـ پروژه تحقیقاتی طراحی، ساخت، نصب و راه‌اندازی توربین‌های ۶۰۰ و ۱۰ کیلووات،

ـ پروژه تدوین اطلس باد کشور.

میزان رشد مصرف برق برای ۷ سال آینده، ۶/۸ درصد تخمین زده شده است و براساس برنامه‌ریزی‌های انجام شده تا سال ۱۳۹۰ باید نیروگاه‌هایی احداث شود که توان تولید ۳۰ هزار مگاوات را داشته باشد. طبق برنامه پنج‌ساله چهارم نیروگاه‌های برق بادی یکی از منابع انرژی برای تأمین این افزایش مصرف است. برای احداث نیروگاه‌های برق بادی اولین و مهم‌ترین گام، یافتن و تأیید مناطق دارای پتانسیل مناسب باد برای نصب توربین‌های بادی است. روش کار، نصب دستگاه بادسنجی استاندارد و بررسی چگونگی جریان باد است. برای تحقق این امر، پروژه «تدوین اطلس باد کشور» تعریف شده که به شناسایی نقاط مناسب برای احداث نیروگاه‌های بادی در سطح کشور بپردازد.

به‌طورکلی می‌توان اهداف این پروژه را چنین برشمرد:

ـ فراهم آوردن اطلاعات برای سیاستگذاران و برنامه‌ریزان کشور برای تعیین سهم منابع انرژی باد در سبد کلی منابع انرژی کشور،

ـ ارائه اطلاعات منظم و قابل اعتماد درباره انرژی باد برای سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی،

ـ انتخاب منطقه مناسب برای بهره‌برداری از انرژی باد،

ـ کمک در طراحی نیروگاه‌های بادی.

کلیات این پروژه‌ها را می‌توان در چهار مرحله ذیل تعریف کرد:

مرحله اول: ویرایش صفر نقشه باد ایران؛ هدف از انجام این مرحله دستیابی به درکی کلی درباره رژیم باد در ایران و تعیین استراتژی انجام عملیات بادسنجی در سراسر کشور است. نتایج عملیات بادسنجی این مرحله برای تهیه نقشه باد ایران ضروری است.

مرحله دوم: نقشه تفصیلی نهایی باد ایران؛ هدف از این مرحله دستیابی به بانک اطلاعاتی برای توسعه پروژه‌های نیروگاه بادی در ایران است. برای دستیابی به این هدف باید بانک اطلاعاتی گسترده و جامع و به روزی از ایستگاه‌های بادسنجی زمینی جمع‌آوری شود.

ابزار دیگر به‌دست آمده در این مرحله، نقشه ملی باد ایران است که در آن نواحی از پیش انتخاب شده با سرعت مناسب باد، با استفاده از مدل اتمسفریک با حساسیت و دقت بالاتر محاسبه شده است که در نتیجه پیش‌بینی پتانسیل باد در نواحی مستعد احداث نیروگاه بادی با دقت بیشتر همراه خواهد بود. از مهم‌ترین فعالیت‌های مرحله دوم بررسی نواحی، عملیات بادسنجی، نظارت بر نصب و بهره‌برداری از ایستگاه‌های بادسنجی، استخراج و مستندسازی منظم اطلاعات باد و تجزیه و تحلیل آنها، آماده‌سازی نقشه نهایی باد، استفاده از نرم‌افزار رایانه‌ای KLIMM، آماده‌سازی نقشه باد ایران، ارائه لیست و تعیین سایت‌های برتر برای احداث نیروگاه، تعیین چیدمان مقدماتی توربین‌ها و آماده‌سازی مدارک برای ارائه به سرمایه‌گذاران و بانک‌های اعطاکننده وام است.

مرحله سوم: تهیه نرم‌افزار به روزرسانی نقشه باد ایران؛ نقشه بادسنج از نرم‌افزار رایانه‌ای KLIMM، همیشه قابلیت روزآمد شدن را دارد. زمانی که عملیات بادسنجی ادامه می‌یابد و ایستگاه‌های جدید نصب و راه‌اندازی می‌شود، به روز کردن اطلاعات ضروری خواهد بود. تهیه نرم‌افزار، به روزرسانی، ویرایش نهایی نقشه باد و کتابچه راهنمای آن به همراه آموزش عملی و همچنین بررسی محاسبات روزآمد کردن از مهم‌ترین فعالیت‌های این مرحله است.

مرحله چهارم: ترکیب نرم‌افزار KLIMM با WindPRO؛ برای ترکیب این دو نرم‌افزار یک رابطه مدل برای محاسبه توزیع براساس سرعت‌های میانگین به‌دست آمده از برنامه KLIMM و توزیع ایستگاه‌های مجاور منطقه مورد نظر ارائه می‌شود و به هریک از این دستگاه‌ها برحسب فاصله‌ای که از منطقه مورد نظر دارد درصد وزنی داده می‌شود.

مشاوران و پیمانکاران پروژه عبارت‌اند از:

ـ شرکت مشانیر، مشاور پروژه (شرکت‌های پیمانکار زیر نظر برق‌های منطقه‌ای، پیمانکاران ساخت فونداسیون دکل بادسنجی، حراست و برداشت اطلاعات)،

ـ شرکت پارایه، پیمانکار تأمین لوازم ایستگاه‌های هواشناسی و نصاب دکل‌ها.

خلاصه فعالیت‌های انجام شده تا پایان شهریور ۱۳۸۵ بدین‌شرح است:

ـ اجرای نرم‌افزار KLIMM به‌صورت مقدماتی برای کل کشور همچنین اجرای نرم‌افزار با جزئیات بیشتر موجود برای ناحیه منجیل،

ـ پردازش و آنالیز اطلاعات ده‌ساله ایستگاه‌های هواشناسی سراسر کشور و اطلاعات بالون‌های هواشناسی،[1]

ـ تهیه نقشه‌های کاربری اراضی و خریداری نقشه‌های توپوگرافی،

ـ بازدید از ۵۱ نقطه پیشنهادی برای نصب ایستگاه‌های بادسنجی،

ـ عقد قرارداد و تحویل دکل‌ها و تجهیزات لازم برای ایستگاه‌های بادسنجی از شرکت پارایه،

ـ در اختیار گرفتن زمین‌های متعلق به منابع طبیعی، ضمن مراجعه با اداره‌های منابع طبیعی استان‌ها و شهرستان‌ها (تملک زمین‌های لازم برای احداث ایستگاه‌های بادسنجی)،

ـ انتخاب کارشناس مرضی‌الطرفین برای تعیین اجاره‌بهای زمین‌ها،

ـ عقد قرارداد با شرکت‌های پیمانکاری در برخی از استان‌ها برای اجرای فونداسیون دکل‌های بادسنجی و فنس‌کشی حفر چاه ارت و نظارت بر عملکرد پیمانکاران،

ـ انجام عملیات مربوط به اجرای فونداسیون ۳۲ ایستگاه،

ـ انجام مراحل مقدماتی (فنس‌کشی، حفر چاه ارت و انتقال دکل) و نصب دکل برای ۱۰ ایستگاه بادسنجی،

ـ انجام عملیات مربوط به اجرای فونداسیون ۱۸ ایستگاه باقی‌مانده،

ـ انجام مراحل مقدماتی (فنس‌کشی، حفر چاه ارت و انتقال دکل) و نصب دکل برای ۴۰ ایستگاه باقی‌مانده،

ـ تمدید قراردادهای مربوط به تملک زمین،

ـ برداشت اطلاعات از ایستگاه‌های نصب شده و آنالیز اطلاعات دریافتی،

ـ انجام مقدمات لازم برای برگزاری مناقصه خرید سیستم‌های تله‌متری، Sodar و تهیه اسناد مناقصه،

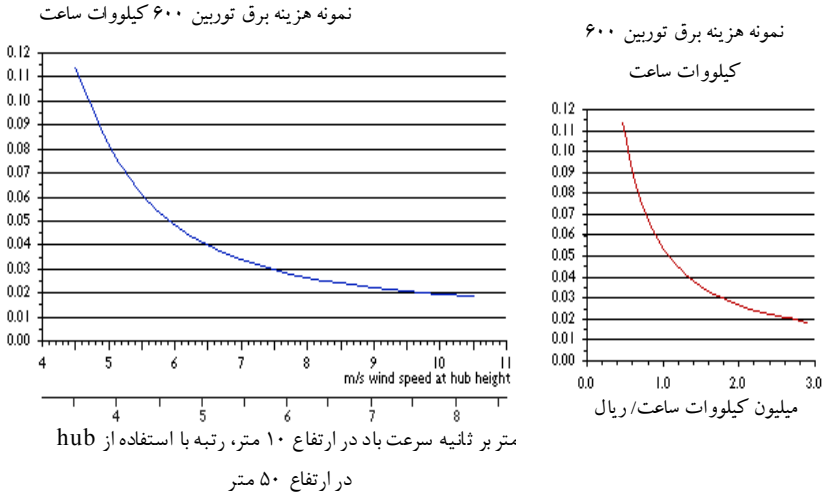
ـ رفع ایرادات ایستگاه‌های نصب شده و نگهداری از آنها.

اصلی‌ترین مشکل بر سر راه این پروژه، تأمین بودجه است، تاآنجاکه قسمتی از دکل‌های تحقیقاتی مورد نظر به همین علت هنوز برپا نشده است و نمی‌توان آن را از

---

1. Radiosonde

بودجه عمومی برپا کرد. ازاین‌رو این پروژه که طبق پیش‌بینی‌ها می‌باید در انتهای سال ۱۳۸۴ به بهره‌برداری می‌رسید، هنوز در مرحله اجراست، اما طبق نقشه حاصله (نقشه ویرایش صفر) بیش از ۹۰ درصد سطح کشور دارای پتانسیل لازم برای نیروگاه‌های بادی است، زیرا حداقل سرعت لازم برای توربین‌های بادی m/s۴ است، درحالی‌که میانگین سرعت باد در کشور حدود ۷ متر بر ثانیه است، که البته برای مثال در منجیل سرعت به m/s ۲۵ هم می‌رسد، به‌علاوه هرچه سرعت باد بیشتر باشد، هزینه‌ها پایین‌تر آمده و احداث توربین‌ها ساده‌تر انجام می‌شود. این مسئله در نمودارهای زیر مشخص شده است.



Source: www.awea.org.

نمودار ۷-۳ کاهش هزینه توربین‌های بادی به‌ازای افزایش ارتفاع و ظرفیت

نکته دیگر آنکه در آلمان ۲۰ هزار مگاوات نیروگاه بادی نصب و از این محل بیش از ۱۷۰ هزار شغل ایجاد شده است. درحالی‌که در کشور ما فقط ۲ تا ۳ هزار نفر در این حوزه مشغول فعالیت هستند و این در حالی است که پتانسیل احداث نیروگاه بادی در کشور حداقل ۴۰ هزار مگاوات است.

ازسوی‌دیگر، شرکت «سدید» توانایی تولید توربین‌های بادی را دارد، اما این شرکت به‌دلیل مشکلات مالی و سیاستگذاری‌های غلط در حال ورشکستگی است. این در حالی است که شرکت Suzlon که از بزرگ‌ترین تولیدکنندگان توربین بادی در منطقه (کشور هند) است، محصولات خود را تا ۵ سال آینده پیش‌فروش کرده است!

۳-۵-۳ انرژی خورشیدی

انرژی خورشیدی، از انرژی‌هایی است که تمایل به استفاده از آن در سطح جهان روند رو به رشدی را طی می‌کند. در کشور ما نیز اقدام‌هایی برای بهره‌برداری از این انرژی انجام شده است که مهم‌ترین آنها عبارت‌اند از:

۱-۳-۵-۳ ساخت نیروگاه‌های خورشیدی

ساخت نیروگاه‌های خورشیدی به قرار ذیل است:

الف) سیستم ۱۰ کیلووات طالقان

در سال ۱۳۷۹ وزارت نیرو پروژه ۴۵ کیلوواتی سیستم‌های فتوولتائیک را در کشور اجرا کرد. در این راستا ۳۵ کیلووات از ظرفیت این پروژه در سال ۱۳۸۱ در تهران و طالقان به پایان رسید. در حال حاضر ۱۰ کیلووات دیگر از این سیستم در سایت طالقان و به‌صورت مستقل از شبکه در حال نصب و اجراست. مازاد توان تولیدی این سیستم، امکان تزریق در شبکه را دارد. این سیستم به لحاظ استفاده از فناوری و کسب دانش درزمینه سیستم‌های فتوولتائیک به‌صورت هیبرید، دارای اهمیت زیادی است. میزان تولید این نیروگاه از سال ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۵ بدین‌قرار است.

جدول ۸-۳ تولید نیروگاه ۱۰ کیلوواتی طالقان از سال ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۵

(کیلووات ساعت)

سال	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵ (پایان آذرماه)
میزان تولید	۲۲۰۰۰	۴۵۰۰۰	۴۵۰۰۰	۱۰۰۰۰	۲۷۸۰۰

Source: www.suna.org.ir.

ب) نیروگاه سهموی خطی به ظرفیت ۲۵۰ کیلووات در شیراز

این نیروگاه شامل ۴۸ عدد کلکتور سهموی خطی در ۱۶ ردیف ۳ تایی در راستای شمالی ـ جنوبی است که طول کلکتورها ۲۵ متر و عرض دهانه ۳/۴ متر است. در این منطقه میانگین روزهای آفتابی ۲۴۳ روز در سال است. مراحل ساخت این نیروگاه در سال ۱۳۷۸ آغاز گشت، بنابر پیش‌بینی‌ها زمان بهره‌برداری آن سال ۱۳۸۵ اعلام شد، اما به‌دلیل مشکلات غیرفنی مانند بی‌توجهی کشور به‌سمت انرژی‌های نو، پیش‌بینی می‌شود این نیروگاه با ۴ سال تأخیر و در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد. شایان ذکر است در این پروژه اکنون مراحل مربوط به عملیات ساختمانی و عمرانی، تسطیح محوطه، مزرعه کلکتور و اجرای سیستم کلکتور خورشیدی، لوله‌کشی، آبرسانی، خرید و نصب تجهیزات و تأسیسات مکانیکی، تولید و نصب آیینه‌ها، خرید روغن و لوله‌های گیرنده و نصب بخشی از لوله‌های گیرنده انجام شده و لوپ اول نیروگاه با موفقیت تست و راه‌اندازی شده است، میزان پیشرفت فیزیکی نیروگاه ۸۰ درصد برآورد می‌شود. ضمن آنکه هدف اصلی از راه‌اندازی این نیروگاه دستیابی به فناوری ساخت نیروگاه‌های سهموی خورشیدی بوده است. همچنین این نیروگاه توانایی افزایش ظرفیت تا ۵۰۰ کیلووات را دارد و کل هزینه پیش‌بینی شده برای آن ۷۰.۰۰۰ میلیون ریال سرمایه‌گذاری ریالی و ۳۰۰ هزار دلار سرمایه‌گذاری ارزی بوده است که از این میزان تاکنون ۵۲.۴۳۳.۴۰۰.۰۰۰ ریال آن محقق شده است.

ج) نیروگاه فتوولتائیک دربید یزد

ساخت این نیروگاه در سال ۱۳۷۸ آغاز و در سال ۱۳۷۹ به پایان رسید. در زمان ذکرشده مدیریت اجرا و راه‌اندازی آن برعهده سازمان انرژی اتمی ایران بوده است، که از سال ۱۳۸۳ پس از تغییرات اداری و ساختاری در حوزه انرژی‌های نو کشور، سازمان انرژی‌های نو متولی آن شده است. نیروگاه مذکور در ۴۵ کیلومتری شهرستان یزد و در دل یک منطقه کوهستانی در مجاورت روستای دربید قرار گرفته است. ظرفیت نصب شده این نیروگاه ۱۲ کیلووات است که تا ۴۰ کیلووات نیز قابل افزایش است. این سایت شامل ۹۰ متر مربع ساختمان، ۳۴۰ پانل خورشیدی، ۵۳ وات ساخت کارخانه Siemens، تابلو توزیع

DC، ۳ دستگاه انیورتر DC/AC، ۳ دستگاه تابلو شارژر و ۱۶۵ عدد باطری ۲۰۰ آمپر ساعت ۲ ولت است.

جدول ۹-۳ تولید نیروگاه دربید یزد از ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۵

سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵(آذر)
تولید	۱۲۴۰۰	۱۴۱۰۰	۱۱۱۰۰	۱۰۸۰۰	۸۹۰۰	۱۸۰۰۰	۱۶۱۵۰

Source: Ibid.

د) نیروگاه فتوولتائیک سرکویر سمنان

این نیروگاه در ۱۲۰ کیلومتری جنوب دامغان مجاور دو روستای حسینان و معلمان است. ظرفیت نصب شده آن ۹۷ کیلووات و برای تزریق برق تولیدی به شبکه فشار ضعیف روستا برای جبران کاهش ولتاژ و توان شبکه احداث شده است. این نیروگاه شامل ۲ ساختمان (هرکدام حدود ۹۰ متر مربع که یکی اداری و دیگری سالن تولید نیروگاه‌است)، یک ساختمان منبع آب به همراه چاه آبیاری کشاورزی، حدود ۴۵۰ پانل ۵۳ وات ژاپنی و ۱۵۵۰ پانل ایرانی ۴۵ وات، ۲۲۰ عدد باطری ۲ ولت ۴۹۰ آمپر ساعت، ۶ دستگاه اینورتر ایرانی و ۶ دستگاه اینورتر خارجی ساخت شرکت SMA آلمان است و از طریق تابلوی تولید اصلی نیروگاه و خط زمینی به یک دستگاه ترانس و خط هوایی ۲۰ کیلووات متصل شده است. میزان تولید آن (کیلووات ساعت) در جدول زیر آورده شده است.

جدول ۱۰-۳ تولید نیروگاه سرکویر سمنان از ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۵

سال	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵(آذر)
تولید	۱۲۰۰۰	۲۱۰۰۰	۲۰۰۰۰	۷۳۰۰۰	۹۶۰۰۰	۱۴۵۰۰	۶۳۴۵۰	۸۳۳۰۰	۲۵۰۰۰	۱۷۴۵۰

Source: Ibid.

هـ) شبکه احداث پایلوت مستقل از شبکه طالقان بر پایه هیدروژن خورشیدی و پیل سوختی

این پروژه در سال ۱۳۸۴ در محل سایت انرژی‌های نو طالقان به پایان رسید و اهم نتایج حاصل از آن عبارت‌اند از:

ـ امکان‌سنجی عملی اتصال فتوولتائیک به سیستم‌های تولید هیدروژن،

ـ ارائه سیستم انرژی مستقل از شبکه بر پایه انرژی خورشیدی، هیدروژن و پیل سوختی،
ـ تحلیل کارکرد سیستم هیدروژن خورشیدی مستقل از شبکه،
ـ تحلیل عملکردی هیدروژن به‌عنوان حامل انرژی.

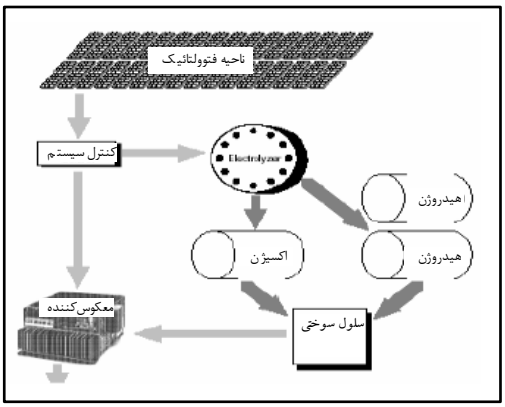
پایلوت مذکور با تبدیل انرژی نورانی خورشید به انرژی الکتریکی امکان تولید و ذخیره هیدروژن را به‌عنوان حامل انرژی فراهم می‌کند. این حامل می‌تواند پس از ذخیره شدن در زمان و مکان مناسب دوباره با پیل سوختی به انرژی الکتریکی تبدیل شده و نیاز مصرف‌کننده نهایی را برآورده سازد. اجزای اصلی این پایلوت به‌شرح ذیل است:

ـ سیستم فتوولتائیک به ظرفیت ۱۰ کیلووات که برق تولید شده را در اختیار سیستم الکترولیز قرار می‌دهد،

ـ سیستم الکترولیز به ظرفیت ۵ کیلووات و ظرفیت اسمی تولیدی یک متر مکعب هیدروژن در ساعت را داراست این هیدروژن تولیدی در مخزن یک متر مکعب و فشار ۱۰ بار ذخیره می‌شود،

ـ سیستم پیل سوختی به ظرفیت ۱/۲ کیلووات از نوع پلیمری در استفاده از هیدروژن برای تولید برق در ساعات پیک مصرف یا مواقع مورد نیاز.

در حال حاضر پایلوت ذکر شده در مرحله برداشت اطلاعات است.



Source: www.suna.org.ir.

شکل ۲-۳ شمای کلی پایلوت طالقان

سایر طرح‌های انرژی خورشیدی عبارت‌اند از:

ـ طراحی، ساخت، نصب و راه‌اندازی نیروگاه حرارتی ـ خورشیدی سهموی خطی شیراز برای اولین بار در منطقه (در حال انجام، تا پایان فاز تولید بخار ۱۰۰ درصد انجام شده است)،

ـ برق‌رسانی فتوولتائیک به روستاها برای ۶۰ خانوار (انجام شده) (۹۲ درصد پیشرفت، درصد باقی‌مانده مربوط به جمع‌آوری اطلاعات عملکرد سیستم‌های نصب شده و تهیه گزارش جامع نهایی است). (گزارش در پیوست خواهد آمد)،

ـ طراحی، ساخت، نصب و راه‌اندازی آبگرمکن‌های خورشیدی در شهرهای بوشهر، طبس، یزد، بجنورد، زاهدان و اصفهان به میزان ۱۴۰۰ متر مربع (انجام شده) این تأسیسات به سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت تحویل شده است،

ـ طراحی، ساخت و نصب ۱ واحد آب شیرین‌کن خورشیدی در بیرجند (انجام شده)،

ـ طراحی و ساخت ۳ واحد حمام خورشیدی (انجام شده)،

ـ طراحی، نصب و راه‌اندازی سیستم فتوولتائیک با ظرفیت اسمی ۵ کیلووات جدا از شبکه در داخل کشور (انجام شده)،

ـ طراحی، ساخت و نصب چراغ‌های خیابانی فتوولتائیک، پمپ آب‌کش برای مصارف کشاورزی، تجهیز یک منطقه مرزی و روشنایی تونل به کمک سیستم‌های فتوولتائیک (انجام شده).

۲-۳-۵-۳ پتانسیل موجود در حیطه انرژی خورشیدی

هم‌اکنون در سازمان انرژی‌های نو کشور، نقشه‌ای ابتدایی برای پتانسیل‌های موجود در کل کشور برای استفاده از انرژی خورشیدی به‌دست آمده است. براساس این نقشه، میانگین ساعات آفتابی سالیانه در ایران بیش از ۳۹۰۰ ساعت است.

یک مقایسه ساده میان ایران و آلمان ـ که درزمینه استفاده از انرژی خورشیدی در دنیا پیشرو است ـ نشان‌دهنده پتانسیل بالای ایران است؛ زیرا که آلمان در سال اخیر ۲ تراوات ساعت در سال انرژی خود را از راه خورشید به‌دست می‌آورد. با نگاهی به نقشه جامع انرژی خورشیدی (در پیوست) سطح لازم کشورمان برای ایجاد این میزان انرژی

در کشور (با لحاظ کردن بازدهی ۱۰ درصد سلول‌های خورشیدی) وجود ۱۰۰۰ هکتار زمین است.

پتانسیل تولید هر متر مربع پنل در سال:

$$\frac{Wh}{day.m^2} \times \frac{day}{year} \times$$

سطح لازم (هکتار):

$$\frac{\times\ wh}{wh\ /\ m} =$$

این در حالی است که سطحی از کشور که چنین پتانسیلی دارد، بسیار بالاتر از میزان لازم است. بیشتر مناطقی که بالاترین پتانسیل استفاده از انرژی خورشیدی را در کشورمان دارد، در مناطقی است که دور از شبکه‌های حامل‌های انرژی (نظیر برق و گاز) است و استفاده از انرژی خورشیدی برای آنها بسیار مقرون‌به‌صرفه است. ضمن آنکه استفاده از انرژی خورشیدی سبب کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی نیز خواهد شد؛ زیرا به‌طور متوسط هر مگاوات ساعت برق خورشیدی، از ورود ۱ تن دی‌اکسید کربن به جو در سال جلوگیری می‌کند.

۳-۵-۴ انرژی ژئوترمال

انرژی ژئوترمال ـ حرارت داخل زمین ـ یک منبع مهم طبیعی با امتیازات زیادی نسبت به سوخت‌های فسیلی است. بخار و آب داغ تولید شده در اثر انرژی ژئوترمال برای تولید انرژی الکتریکی با کمترین میزان آلودگی و تشعشعات مضر به‌کار می‌رود. آب گرم تولید شده با انرژی ژئوترمال به‌صورت مستقیم با پمپاژ در گلخانه‌ها، استخرهای پرورش ماهی، سیستم‌های گرمایش شهری و کاربردهای متنوع دیگری استفاده می‌شود. پمپ‌های حرارتی ژئوترمال به‌صورت فزاینده‌ای به‌عنوان وسایل حرارتی و تهویه مطبوع در مدارس، خانه‌ها و کارخانجات استفاده می‌شود. در حال حاضر فقط میزان اندکی از انرژی ژئوترمال استفاده شده است. پیش‌بینی می‌شود با توجه به روند رو به رشد پیشرفت فناوری، استفاده از انرژی ژئوترمال به‌صورت پاک و بدون آلایش، در آینده‌ای نزدیک نقشی تعیین‌کننده در تأمین نیاز انرژی بشر ایفا کند.

۳-۵-۴-۱ پمپ‌های حرارتی ژئوترمال و ذخیره انرژی

یکی از مؤثرترین فناوری‌ها برای تأمین حرارت در خانه‌ها و محل‌های کار و سیستم‌های تهویه مطبوع، پمپ‌های حرارت ژئوترمال است که منبع اصلی آن انرژی زمین است. این تأسیسات مصرف انرژی را به میزان ۳۰ تا ۶۰ درصد در مقایسه با سیستم‌های سرمایش و گرمایش الکتریکی مرسوم کاهش می‌دهد و انتشارات مضر کمتری در مقایسه با سیستم‌های مرسوم دارد.

۳-۵-۴-۲ منابع ژئوترمال

چشمه‌های آب گرم و استخرهای حرارت بالا در نقاط مختلف زمین، جریان سیال گرم از درون آنها به بیرون جریان دارد و در طول تاریخ بشری برای کاربردهای مختلف مانند حمام، شنا و پخت‌وپز به‌کار برده شده است که در کنار آن تأثیر درمانی و شفادهنده نیز داشته است. این نوع چشمه‌ها و اشکال مشابه آن مانند آبفشان‌ها، حوضچه‌های لجن جوشان و دودکش‌ها، نمونه‌هایی از سیستم‌های طبیعی هیدروترمال است که در حال حاضر برای کاربردهای متنوعی مانند تولید جریان الکتریسیته و ذوب برف‌های موجود در جاده‌ها، استفاده می‌شود. برای وجود و باقی ماندن یک سیستم هیدروترمال سه مؤلفه اساسی لازم است:

ـ منبع حرارتی با عمر طولانی،

ـ شبکه گسترده از منابع آب که در سیستم نفوذپذیر باشد و توانایی انتقال جریان سیال را داشته باشد،

ـ طاق صخره‌ای که مانع از نشت و فرار سیل به بیرون شود.

۳-۵-۴-۳ کاربردهای انرژی ژئوترمال

تقریباً به میزان ۸۰۰۰ مگاوات انرژی الکتریکی ژئوترمال در ۲۱ کشور جهان تاکنون نصب شده است که به میزان ۴۹۰۰۰ گیگاوات ساعت انرژی الکتریکی در سال تولید می‌کند. این مقدار برابر با تولید ۱۰ تا ۱۵ نیروگاه فسیلی یا هسته‌ای است که البته بدون آلودگی است. در حال حاضر انرژی ژئوترمال منبع تولید الکتریسیته برای بیش از ۳۰ میلیون نفر از مردم جهان است. فقط در ایالات متحده، صنعت تولید الکتریسیته از

انرژی ژئوترمال ظرفیت عملیاتی حدود ۲۳۰۰ مگاوات دارد و سالیانه چیزی حدود ۱۶ میلیارد کیلووات ساعت الکتریسیته تولید می‌کند که می‌تواند نیاز ۳ تا ۴ میلیون آمریکایی را تأمین کند.

استفاده از حرارت مستقیم انرژی ژئوترمال نیز با اهمیت است. تقریباً ۱۶۰۰۰ مگاوات حرارتی ظرفیت نصب شده در ۵۵ کشور دنیا وجود دارد که خروجی حدود ۴۵۰۰۰ گیگاوات ساعت در سال دارد. از بین هزاران کاربرد این انرژی حرارتی می‌توان به کاربرد در خانه‌ها، کارخانه‌ها و گلخانه‌ها، برای پرورش و نگهداری از مزارع و حیوانات در وضعیت سخت و برای خشک کردن مواد خوراکی نام برد. در کنار آن، چشمه‌های آب گرم برای استفاده‌های تفریحی و درمانی، استحمام و شنا می‌تواند استفاده شود.

تاکنون هیچ‌کدام از مناطقی که برای انرژی ژئوترمال استفاده شده از بین نرفته است، هرچند دما و فشار مخازن ژئوترمال به کندی در ارتباط با تولید انرژی کاهش پیدا کرده است. مناطق وسیعی در Wairakei , Geysers تاکنون نزدیک به ۴۰ سال است که برای تولید الکتریسیته استفاده می‌شود. منطقه Laederello نیز از سال ۱۹۰۴ استفاده شده است. این منطقه به‌دقت با تکنیک‌های مهندسی ـ علمی و سیستم‌های ژئوترمال مدرن اداره می‌شود که می‌توان برای دهه‌های مختلف و یا حتی برای قرن‌ها تأمین‌کننده انرژی باشد.

۴-۴-۵-۳ مزایای استفاده از نیروگاه‌های ژئوترمال

با توجه به رشد جوامع و گسترش اقتصادی کشورها، تمایل جهانی به انرژی به‌طور فزاینده‌ای رو به افزایش است. در همین زمان توجه به مسائل زیست‌محیطی و مشکلات آن رو به افزایش است. با این اوضاع، توجه بیشتر به انرژی ژئوترمال برای تولید بیشتر انرژی و کاهش آثار زیست‌محیطی ضروری است. نیروگاه‌های تولید انرژی که از منابع فسیلی استفاده می‌کند با انتشار دی‌اکسید گوگرد که برای محیط زیست بسیار زیان‌بار است (عامل اصلی باران‌های اسیدی)، با اکسیدهای نیتروژن (که دارای تأثیرات سوء بر لایه اوزن است) و دی‌اکسید کربن (که موجب آثار نامطلوب گلخانه‌ای می‌شود) همراه است. نیروگاه‌های هسته‌ای نیز باعث تولید زباله‌های خطرناک آلوده به مواد رادیواکتیو می‌شود. کاربرد انرژی ژئوترمال برای تولید برق هسته‌ای نیز باعث تولید زباله‌های

خطرناک آلوده به مواد رادیواکتیو می‌کند. کاربرد انرژی ژئوترمال برای تولید برق در مقایسه با نیروگاه‌های متداول مزایایی مانند انتشارات بسیار کمتر و قابل کنترل‌تر مواد آلاینده اتمسفری، عدم تولید زباله‌های رادیواکتیو، سیستم تأمین آب از داخل زمین و احتیاج به زمین کمتر برای تأسیس نیروگاه را به همراه دارد.

۵-۴-۵-۳ مشکلات استفاده از نیروگاه‌های ژئوترمال

امروزه فقط منابع بزرگ ژئوترمال می‌تواند به‌صورت اقتصادی استفاده شود، یعنی ظرفیت و دمای منبع مدنظر باید از حد مشخصی (که در هر منطقه با سایر مناطق دنیا تفاوت دارد) بیشتر باشد تا بهره‌برداری از آن اقتصادی باشد. مانع اصلی در مقابل استفاده بیشتر از انرژی ژئوترمال هزینه بالای آن و فناوری ناکافی استفاده از آن است. پیشرفت این فناوری نیاز به توجه بیشتر به سیستم اکتشاف، حفاری و طراحی نیروگاه دارد. مشکل اصلی شرکت‌ها برای بهره‌برداری از انرژی ژئوترمال این است که چگونه به‌صورت کارآمد و اقتصادی محل دقیق حفاری را که منتهی به کانال‌های جریان سیالات هیدروترمال و ذخایر سنگی در زیرزمین می‌شود را تعیین کند. تکنولوژی‌های مطالعات زمین‌شناسی، ژئوشیمی، ژئوفیزیک و تکنیک‌های راه دور یافته‌های بسیاری را در اختیار قرار داده است، اما تحقیقات در این زمینه هنوز نیاز به پیگیری بیشتری دارد.

به‌دلیل دمای بالای سیالات ژئوترمال و قابلیت خورندگی بالای آنها، حفاری ژئوترمال بسیار سخت‌تر از حفاری‌هایی است که به روش‌های مرسوم برای استخراج نفت استفاده می‌شود. هر چاه ژئوترمال چیزی حدود ۱ میلیون تا ۴ میلیون دلار هزینه دارد و گاهی احتیاج به ۱۰ تا ۱۰۰ چاه برای بهره‌برداری کامل از ذخیره ژئوترمال است، ازاین‌رو حدود ۳۰ تا ۵۰ درصد هزینه‌های نیروگاه‌های ژئوترمال صرف عملیات حفاری آن می‌شود. استقرار یک نیروگاه ژئوترمال تحت تأثیر دو عامل زیر است:

- کارایی تبدیل انرژی حرارتی سیال به الکتریسیته،
- هزینه‌های ساخت و تجهیز.

افزایش مورد اول و کاهش مورد دوم می‌تواند به پیشرفت در استفاده از منابع ژئوترمال منجر شود. برای دستیابی توأم به این دو هدف، مطالعات زیادی در دانشگاه‌ها، آزمایشگاه‌ها و مراکز تحقیقاتی در حال انجام است. مطالعات بسیاری در این زمینه در

کشورهای ژاپن، آمریکا، نیوزیلند، ایسلند و کشورهای اروپایی در حال انجام است. پیامد این تحقیقات کاهش ۲۵ درصدی هزینه‌های بهره‌برداری از منابع ژئوترمال نسبت به دو دهه قبل است. با وجود این هنوز مطالعات بیشتری در این زمینه لازم است.

۳-۵-۴-۶ وضعیت انرژی ژئوترمال

اکنون در استان اردبیل پروژه‌های مرتبط با این حوزه در حال انجام است، که از آن جمله می‌توان نیروگاه ۵۵ مگاواتی مشکین‌شهر را نام برد.

بنابر برنامه‌ریزی‌های انجام شده این نیروگاه در سال ۱۳۹۱ تکمیل خواهد شد و شامل ۲ فاز ۵ مگاواتی و پایلوت ۵۰ مگاواتی است. مهم‌ترین فعالیت‌های انجام شده تاکنون عبارت‌اند از:

- حفاری ۳ چاه اصلی و ۲ چاه تزریقی مجموعاً ۸۸۴۲ متر،
- احداث ۳ سکوی حفاری و تأسیساتی آبرسانی،
- احداث ساختمان‌های لازم،
- ارزیابی آثار زیست‌محیطی نیروگاه،
- تست چاه‌ها،
- برداشت اطلاعات و تکمیل مطالعات امکان‌سنجی.

ازآنجاکه پیک مصرف برق استان اردبیل ۲۵۰ مگاوات است، این نیروگاه درصورت تکمیل می‌تواند حدود یک‌پنجم برق استان را تأمین کند.

هم‌اکنون ازسوی سازمان انرژی‌های نو ایران، نقشه پتانسیل‌های ژئوترمال در کشور ترسیم شده است؛ که البته دقیق‌تر شدن اطلاعات موجود در آن لازم است تا روند ثبت اطلاعات و تحلیل آن با اجرای پروژه‌های تکمیلی ادامه یابد و با استفاده از پتانسیل‌های به‌دست آمده برای هر منطقه از کشور، تصمیمات مقتضی درخصوص انتخاب حامل انرژی مناسب برای تأمین انرژی هر منطقه و میزان رقابت‌پذیری انرژی ژئوترمال در مقابل سایر انرژی‌ها مشخص شود.

۳-۵-۵ انرژی زیست‌توده

این نوع انرژی از سوختن پس‌ماندهای صنایع چوب‌بری، فعالیت‌های کشاورزی، چوب و

هیزم جنگلی و ... به‌دست می‌آید. هنگام تولید این سوخت هیچ کربنی به جو زمین اضافه نمی‌شود، برعکس هنگام رشد و نمو گیاهان، دی‌اکسید کربن جذب و اکسیژن دفع می‌شود. اما هنگام سوختن نیز دی‌اکسید کربن آزاد می‌شود. البته یکی از مزیت‌های آن، مصرف در نیروگاه‌های تولید برق به‌جای سوخت‌های فسیلی است.

سوخت بیوماس پس از زغال‌سنگ، نفت خام و گاز طبیعی مهم‌ترین منبع انرژی در جهان است. هرچند با گذشت زمان روش‌های استفاده از این نوع سوخت محدودتر شده است، اما در کشورهای توسعه‌یافته بیوماس دوباره اهمیت خود را بازیافته است، به‌طوری‌که با تولید بریکت از آنها به‌عنوان یک‌سوخت جایگزین زغال‌سنگ در نیروگاه‌های تولید برق و سیستم‌های تولید حرارت استفاده می‌شود.

در کشور ما هم‌اکنون ۲ پروژه امکان‌سنجی زیست‌توده منطقه‌ای در حال اجراست که عبارت‌اند از:

۱-۵-۵-۳ پتانسیل‌سنجی در مشهد

این پروژه در چند مرحله به اجرا درآمد که عبارت‌اند از:

- مطالعات مقدماتی،
- مطالعات امکان‌سنجی،
- ارزیابی اقتصادی،
- طراحی مفهومی،
- تهیه اسناد مناقصه اجرایی طرح.

در مرحله مطالعات مقدماتی، مبانی طراحی دستگاه‌های مهندسی زباله و سامانه‌های جمع‌آوری و انتقال بیوگاز، شناخت فناوری‌های تولید انرژی و برق از بیوگاز، دفن‌گاه زباله و روش‌های مطالعاتی میدانی و اندازه‌گیری و پایش گاز دفن‌گاه ارائه شد.

در مرحله مطالعات امکان‌سنجی برآورد توان ذاتی تولید بیوگاز، از زباله شهری مشهد، مدل‌سازی تولید گاز در دفن‌گاه زباله مشهد، پیش‌بینی روند تولید گاز در آینده، برآورد توان الکتریکی قابل نصب در دفن‌گاه مشهد، ارزیابی فنی تجهیزات تولید برق از گاز دفن‌گاه و معرفی مناسب‌ترین مدل‌های ژنراتور تجاری موجود برای نصب در دفن‌گاه زباله شهری انجام شد.

در مرحله بررسی‌های اقتصادی، براساس نتایج مطالعات امکان‌سنجی، بررسی‌های اقتصادی استفاده از کل گاز شبکه‌های جمع‌آوری بیوگاز و فروش برق تولیدی به شبکه‌برق سراسری انجام شد.

در مرحله طراحی خط انتقال گاز به محل نیروگاه، ایستگاه تقویت فشار، مشعل مرکزی سوزاندن گازهای اضافی، فرایند کلی پالایش گاز، شالوده و ساختمان استقرار موتور ژنراتور و سامانه حفاظت الکتریکی و اتصال نیروگاه به شبکه طراحی شد.

۲-۵-۵-۳ پتانسیل‌سنجی در شیراز

برای پروژه شیراز نیز به‌غیراز بخش طراحی، بقیه مراحل شامل: مطالعات میدانی، مطالعات امکان‌سنجی و ارزیابی اولیه اقتصادی اجرا شده است.

فصل چهارم

وضعیت گاز طبیعی در کشورهای هدف و ایران

۴-۱ مقدمه

در دو دهه اخیر با توجه به رشد مصرف انرژی در کشور، گاز طبیعی همیشه اولین پیشنهاد و نه لزوماً بهترین آن مطرح بوده است و متأسفانه تنها با اتکا به این استدلال کـه «ایـران دومین کشور دارنده گاز دنیاست» همواره استفاده از حامل گاز طبیعی به‌عنـوان بهتـرین گزینه در کشور انتخاب شده و به‌سرعت هر جا کمبود انرژی مشاهده می‌شد با انتقال گاز به آن حوزه، کمبود انرژی به‌طور مقطعی جبران می‌شد، اما در سال‌های اخیر با بحرانی شدن وضعیت انرژی کشور و عقب‌ماندن موتور تولید از میزان مصرف، کم‌کم این پرسش مطرح شد که چرا وضعیت تأمین گاز کشوری که دومین ذخایر گازی دنیا را دارد بدین‌گونه ناپایدار است و نه فقط در بازارهای صادراتی سهمی ندارد، بلکه در تأمین گاز لازم خود نیز ناتوان بوده و هرساله هنگام رسیدن فصل سرما دغدغه مسئولان آن، تأمین گاز برای نیازهای انرژی کشور است. این امر تا جایی ادامه دارد که به گفته اکثر کارشناسان انرژی کشور وضعیت گاز کشور بحرانی بوده و با ادامه این روند و به‌وجود آمدن کوچک‌ترین مشکلی در تولید گـاز طبیعی کشور، وضعیت انرژی و حتی امنیت کشور به خطر خواهد افتاد.

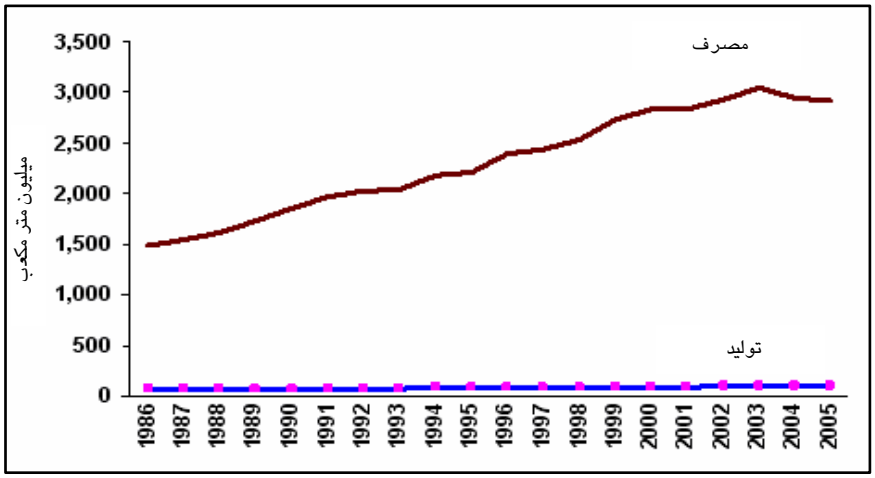
آنچه در این فصل بدان پرداخته می‌شود، وضعیت گاز طبیعی در کشورهای هدف و ایران است. در این زمینه ابتدا وضعیت گاز طبیعی کشورهای نروژ، هنـد و ژاپـن بررسـی شده و آنگاه وضعیت کشورمان بیان می‌شود.

۴-۲ بخش گاز طبیعی ژاپن

۴-۲-۱ کلیات

ذخایر گاز طبیعی کشور ژاپن ناچیز و فقط حدود ۱/۴ تریلیون فوت مکعب است. تولیـد

ناچیز گاز طبیعی (حدود ۲۸۸ میلیون فوت مکعب در سال ۲۰۰۵) و تقاضای بالای گاز (حدود ۸ میلیارد فوت مکعب در روز در سال ۲۰۰۵) باعث شده است که ژاپن به‌ناچار به واردات گاز بپردازد. به‌دلیل موقعیت خاص کشور و عدم دسترسی به گاز طبیعی از طریق خطوط لوله به کشورهای مجاور باعث شده که واردات گاز طبیعی مایع تنها گزینه تأمین گاز این کشور باشد. نمودار زیر، تولید و مصرف گاز طبیعی در این کشور را نشان می‌دهد.



Source: www.eia.doe.gov.

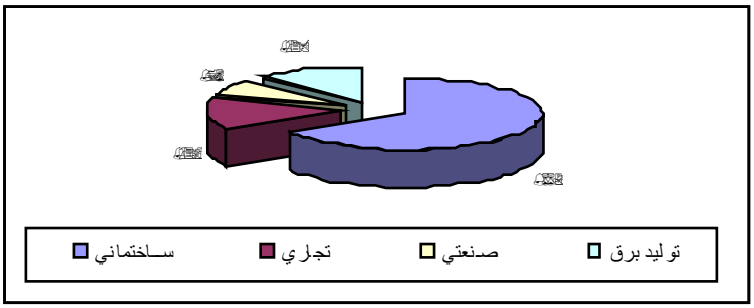
نمودار ۱-۴ تولید و مصرف گاز طبیعی ژاپن

خاطرنشان می‌شود، ژاپن از خریداران قدیمی گاز طبیعی مایع در بازار جهانی گاز بوده و این کشور بزرگ‌ترین واردکننده گاز طبیعی مایع جهان است و حدود ۳۹ درصد از کل تجارت جهانی گاز طبیعی مایع را به‌خود اختصاص می‌دهد.

واردات گاز طبیعی مایع ژاپن از سال ۱۹۶۹ با ورود اولین محموله از آلاسکا شروع شد در سال‌های بعد و در دهه ۱۹۷۰ و ۱۹۸۰ ژاپن به‌سرعت به گسترش واردات گاز طبیعی مایع خود مبادرت ورزید. به‌طوری‌که واردات گاز طبیعی مایع از کشورهایی نظیر برونئی، ابوظبی، اندونزی و استرالیا را نیز شروع کرد.

براساس تجربیات حاصل از شوک نفتی و کاهش آثار وابستگی به نفت خام به‌ویژه از منطقه خاورمیانه، کشور ژاپن برای ایجاد امنیت عرضه انرژی، تنوع بخشیدن در راههای تأمین انرژی لازم را محور اساسی سیاستگذاری انرژی خود قرار داد. ازاین‌رو، تمایل به استفاده از گاز، نتایج اصلی این سیاستگذاری‌ها بوده است. گفتنی است، توجه به مسائل زیست‌محیطی در دهه ۱۹۹۰ نیز باعث شده کشور ژاپن، علاوه‌بر تنوع‌سازی راه‌های تأمین انرژی، مباحث زیست‌محیطی را نیز در برنامه‌ریزی‌ها هدف قرار دهد و این امر مؤید گسترش بیشتر سهم گاز طبیعی در سبد مصرفی انرژی و به دنبال آن واردات بیشتر گاز طبیعی مایع خواهد بود.

براساس قراردادهای منعقد شده خرید برای کشور ژاپن در سال ۲۰۰۵، این کشور در حدود ۵۵/۶ میلیون تن گاز طبیعی مایع وارد کرده است که ۶۶/۵ درصد از این رقم را در تولید برق، ۱۳/۱ درصد را برای مصارف گاز شهری و حدود ۷/۶ درصد را برای مصارف تجاری و ۱۲/۸ درصد را برای مصارف خانگی به‌کار برده است. وضعیت مصرف گاز در بخش‌های مختلف اقتصاد ژاپن در نمودار زیر نشان داده شده است.



Source: Ibid.

نمودار ۲-۴ وضعیت مصرف گاز در بخش‌های مختلف اقتصاد ژاپن

درخور توجه است، یکی از مشکلات پیش‌بینی تقاضای گاز طبیعی مایع در این بازار، سیاست‌های مبنی‌بر مقررات‌زدایی در بخش‌های گاز و برق این کشور است که احتمالاً در ترکیب مصرف انرژی ژاپن تغییراتی را به‌وجود می‌آورد. این فرایند روند پیش‌بینی تقاضا برای گاز طبیعی مایع در این کشور را با مشکلاتی مواجه می‌کند. براساس تحقیقات انجام

شده انستیتو اقتصاد انرژی ژاپن[1]، تقاضای گاز طبیعی مایع ژاپن برای سال‌های ۲۰۱۰ به ۶۴ میلیون تن و برای سال‌های ۲۰۲۰ به ۷۸ میلیون تن خواهد رسید. جدول ذیل، واردات گاز طبیعی مایع ژاپن را از کشورهای مختلف نشان می‌دهد.

جدول ۱-۴ واردات گاز طبیعی مایع ژاپن

(میلیون تن در سال)

سال / منبع عرضه	۱۹۹۴	۱۹۹۵	۱۹۹۶	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵
الجزایر	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰/۰۵
استرالیا	۵/۹۸	۶/۸۲	۷/۱۶	۶/۸۵	۷/۱۳	۷/۲۲	۷/۲۶	۷/۴۴	۷/۱۹	۷/۶	۸/۲۹	۹/۴۹
برونئی	۵/۴۵	۵/۵	۵/۵۴	۵/۳۹	۵/۴۵	۵/۴۸	۵/۷۱	۶/۰۷	۵/۸۸	۶/۶۱	۶/۱۳	۵/۹۹
اندونزی	۱۸/۴۶	۱۷/۴۶	۱۸/۳۴	۱۷/۶۹	۱۷/۹۷	۱۸/۳۵	۱۷/۹۵	۱۶/۸۳	۱۷/۳۸	۱۷/۸	۱۵/۶۸	۱۳/۸۷
مالزی	۷/۸۴	۸/۵۵	۹/۲۱	۹/۲۸	۹/۸۳	۹/۸۹	۱۰/۹	۱۱/۳	۱۰/۷	۱۲/۴	۱۲/۳	۱۲/۹۹
نیجریه	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰/۱۲	۰
عمان	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰/۰۶	۰/۶۱	۰/۸	۱/۶	۱/۱	۰/۹۱
قطر	۰	۰	۰	۲	۲/۷۷	۴/۳۷	۵/۸۲	۵/۷۸	۶/۲۱	۶/۷	۶/۸۲	۵/۹۹
آلاسکا	۱/۱۶	۱/۲۲	۱/۳	۱/۳	۱/۳۷	۱/۲۸	۱/۳۲	۱/۳۲	۱/۲۹	۱/۲۸	۱/۲۴	۱/۳۴
ابوظبی (امارات)	۳/۱۵	۴/۰۹	۴/۲۹	۴/۶۷	۴/۵۸	۴/۷۴	۴/۶۶	۵/۱۰	۴/۳۹	۵/۰۸	۵/۲۵	۴/۹۳
جمع کل	**۴۲**	**۴۳/۶**	**۴۵/۸**	**۴۷/۲**	**۴۹/۱**	**۵۱/۳**	**۵۳/۷**	**۵۴/۴**	**۵۳/۸**	**۵۹**	**۵۶/۹**	**۵۵/۵۷**

Source: World Oil and Gas Review, ENI, 2006.

صادرکنندگان موجود گاز طبیعی مایع در بازار ژاپن عبارت‌اند از: آلاسکا، الجزایر، نیجریه، عمان، ابوظبی، قطر، برونئی، استرالیا، مالزی و اندونزی.

خاطرنشان می‌کند در ابتدای سال ۲۰۰۵ حدود ۲۵ ترمینال مهم برای واردات گاز طبیعی مایع در ژاپن وجود داشته است که اسامی آنها در جدول ملاحظه می‌شود.

1. Institute ofEnergy Economics Japan (IEEJ)

جدول ۲-۴ ترمینال‌های مهم واردات گاز طبیعی مایع ژاپن (سال ۲۰۰۴)

نام ترمینال	ظرفیت (میلیون تن در سال)	شرکت دارنده	تاریخ بهره‌برداری
Chita 2	۸/۴	Chubu Electric, Toho Gas	۱۹۸۳
Chita Midorihama Works	۴/۴	Toho Gas	۲۰۰۱
Chita 1	۱۲/۶	Chubu Electric, Toho Gas	۱۹۷۸
Fukuoka	۰/۶	Saibu Gas	۱۹۹۳
Futtsu	۲۱/۴	Tokyo Electric	۱۹۸۵
Hatsukaichi	۰/۵	Hiroshima Gas	۱۹۹۶
Niigata	۹/۳	Tohoku Electric, Hokkaido Tohoku Development Bank, Niigata Prefecture, Oil Resources Development Company/Imperial Oil and others	۱۹۸۴
Higashi-Ohgishima	۱۶/۲	Tokyo Electric	۱۹۸۴
Himeji	۵/۸	Osaka Gas	۱۹۸۴
Himeji LNG	۸/۸	Kansai Electric, Osaka Gas	۱۹۷۹
Kagoshima	۰/۲	Nippon Gas	۱۹۹۶
Kawagoe	۵/۷	Chubu Electric	۱۹۹۷
Negishi	۱۲/۶	Tokyo Electric, Tokyo Gas	۱۹۶۹
Ohgishima	۶/۲	Tokyo Gas	۱۹۹۸
Oita	۵	Kyushu Electric, Kyushu Oil, Oita Gas	۱۹۹۰
Shin-Minato	۰/۳	Sendai Gas	۱۹۹۷
Senboku I	۲/۵	Osaka Gas	۱۹۷۲
Senboku II	۱۲/۹	Osaka Gas	۱۹۷۷
Sodegaura	۳۰/۴	Tokyo Electric, Tokyo Gas	۱۹۷۳
Sodeshi	۰/۹	Shizuoka Gas	۱۹۹۶
Tobata	۷/۱	Kyushu Electric, Nippon Steel	۱۹۷۷
Yanai	۲/۵	Chugoku Electric	۱۹۹۰
Yokkaichi LNG Centre	۸/۶	Chubu Electric	۱۹۹۸
Yokkaichi Works	۰/۷	Toho Gas	۱۹۹۱

Source: www.eia.doe.gov.

۲-۲-۴ ساختار اداری و مدیریتی بخش گاز

براساس قوانین گذشته در بخش گاز مصوب سال ۱۹۵۴، شرکت‌های انتقال و توزیع گاز در ژاپن به‌صورت انحصاری فعالیت می‌کردند، اما با شروع تحولات ساختاری در اوایل سال ۱۹۹۵، زمینه فعالیت برای بسیاری از بازیگران جدید ایجاد شد. در سال‌های ۲۰۰۳ تا ۲۰۰۵، بخش‌های وسیعی از صنعت گاز به‌صورت کامل از انحصار شرکت‌های بزرگ آزاد شد و زمینه رقابت کامل در بازار گاز این کشور به‌وجود آمد. قابل توجه است، مقررات جدید وضع شده METI امکان ورود شرکت‌های کوچک را نیز برای خرید گاز طبیعی مایع و یا واردات گاز فراهم می‌کند.

سال‌های قبل از ۱۹۹۵ (قبل از تحولات ساختاری)

محدودیت ورود عرضه‌کنندگان گاز در بازار ژاپن و اجازه واردات گاز به شرکت‌های انحصاری تنها برای احجام بیش از ۲ میلیون تن گاز طبیعی مایع در سال

سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۴ (شروع تحولات ساختاری)

زمینه برای ورود سایر شرکت‌های جدید و اجازه برای واردات گاز طبیعی مایع با حجم‌های ۱ میلیون تن در سال و بیشتر

بعد از سال‌های ۲۰۰۴ (بازار رقابت کامل)

۱. وضعیت کاملاً رقابتی در عرضه، انتقال و واردات گاز و اجازه به شرکت‌های واردکننده گاز طبیعی مایع برای واردات با حجم‌های ۰/۵ میلیون تن در سال و بیشتر. این مجوز از سال ۲۰۰۷ و بعد از آن به حداقل حجم‌های وارداتی ۱۰۰ هزار تن در سال و بیشتر تغییر می‌یابد. ازاین‌رو، اجازه ورود عرضه‌کنندگان بیشتری در بازار فراهم می‌شود.

۲. دسترسی کامل شرکت‌ها به خطوط انتقال گاز، مخازن ذخیره‌سازی و ترمینال‌های واردات گاز طبیعی مایع

به‌طورکلی اگرچه قوانین و مقررات وضع شده، امکان رقابت کامل در بازار گاز ژاپن را برای بازیگران متعدد فراهم می‌کند، اما هنوز قسمت عمده صنعت گاز این کشور در اختیار سه شرکت بزرگ عرضه‌کننده Tokyo Gas، Toho Gas و Osaka Gas است.

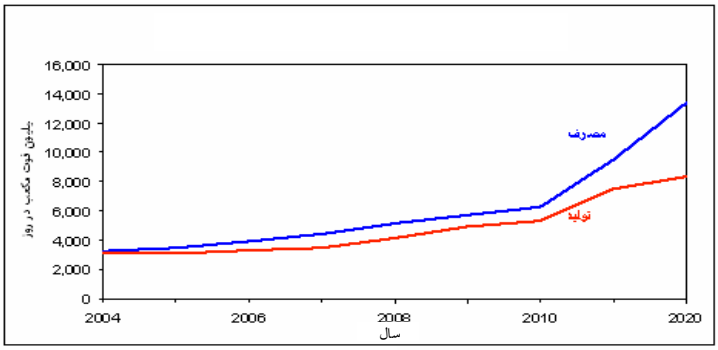
به‌غیراز شرکت‌های فوق حدود ۲۳۳ شرکت توزیع‌کننده محلی گاز نیز در این کشور به فعالیت می‌پردازند. حدود ۱۳ شرکت نیز واردکننده گاز طبیعی مایع در ژاپن هستند که برخی از آنها از تولیدکنندگان مطرح الکتریسیته نیز هستند.

۴-۳ بخش گاز طبیعی هند

۴-۳-۱ کلیات

ذخایر گاز طبیعی کشور هند؛ در حدود ۳۷/۵۹ تریلیون فوت مکعب (حدود ۴ درصد ذخایر گازی ایران) است. این کشور در سال ۲۰۰۵، حدود ۳/۳ میلیارد فوت مکعب گاز تولید کرد. با توجه به نیاز روزافزون، این کشور از سال ۲۰۰۴ شروع به واردات گاز طبیعی مایع کرده است. افزایش تقاضا برای برق و کاربرد گاز طبیعی برای تولید آن به‌عنوان سوختی ارزان‌تر از نفت خام و فراورده‌های نفتی و همچنین رشد مصرف گاز در صنایع شیمیایی نظیر کارخانجات تولید اوره، چشم‌انداز روشنی را برای گاز در سبد مصرفی انرژی این کشور به‌وجود آورده است. براساس پیش‌بینی‌ها مصرف گاز در سال ۲۰۱۰ در کشور هند به حدود ۶/۶ میلیارد فوت مکعب در روز خواهد رسید که پیش‌بینی می‌شود این میزان در سال ۲۰۲۰ به حدود ۱۳/۳۵ میلیارد فوت مکعب در روز برسد.

به‌رغم برخی نااطمینانی‌های ناشی از اتکای شدید به مصرف زغال‌سنگ در سبد مصرفی انرژی کشور هند به دلایل مسائل زیست‌محیطی، پیش‌بینی می‌شود بازار گاز در هندوستان گسترش به‌نسبت زیادی بیابد.

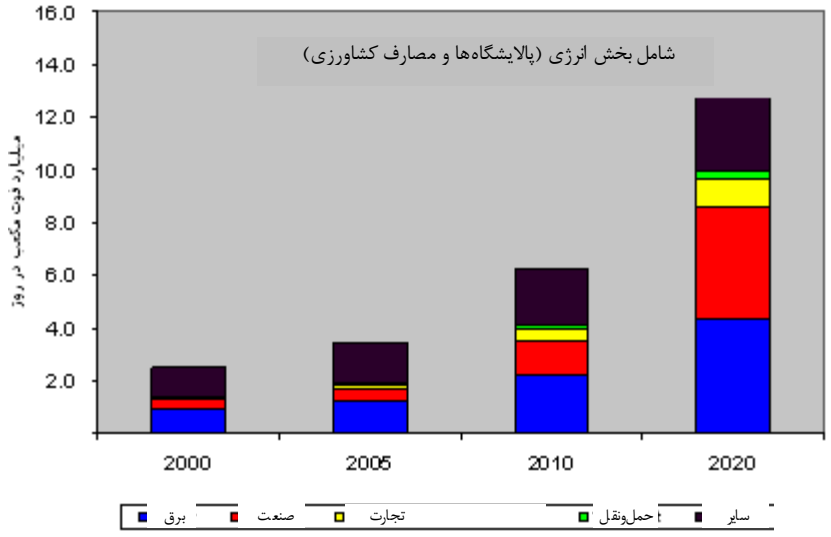


Source: Wood Maokinzie, 2005

نمودار ۴-۳ تولید و مصرف گاز طبیعی هند

گفتنی است در سال ۲۰۰۵ حدود ۳۷ درصد گاز طبیعی در بخش‌های خانگی، تجاری و حدود ۳۴ درصد نیز در بخش نیروگاهی مصرف شده است. در سال‌های آینده

پیش‌بینی می‌شود عمده مصارف گاز طبیعی در بخش‌های صنعت و نیروگاهی باشد. نمودار زیر، چشم‌انداز مصرف گاز طبیعی در هند را به تفکیک بخش‌های مختلف اقتصادی نشان می‌دهد.



مأخذ: مؤسسه بین‌المللی مطالعات انرژی، «مجموعه گزارش‌های کشوری انرژی هندوستان»، ۱۳۸۶.

نمودار ۴-۴ چشم‌انداز مصرف گاز طبیعی در هند به تفکیک بخش‌ها

۴-۳-۲ ساختار اداری و مدیریتی

سیاستگذاری کلی صنعت گاز را وزارت نفت و گاز تدوین می‌کند. صنعت گاز درواقع در هند به‌صورت دولتی است و قیمت‌های گاز نیز برای مصرف‌کننده‌های نهایی قیمت‌های تعرفه‌ای است که وزارت نفت و گاز آن را براساس سیاست‌های کلی دولت وضع می‌کند.

شرکت‌های فعال در بخش اکتشاف، توسعه و تولید گاز در هندوستان عبارت‌اند از: Gail، Gujarat Gas Ltd، Indraprastha، ONGL و Oil.

فعالیت‌های میان‌دستی مانند انتقال گاز در اختیار شرکت Gail است. شرکت مذکور

در حال حاضر حدود ۴۶۰۰ کیلومتر خط لوله گاز، ۲۵۱۹ کیلومتر خط لوله گاز مایع رادر اختیار خود دارد. این شرکت همچنین حدود ۹۰ درصد بازار داخلی گاز در هندوستان را تحت کنترل دارد. از شرکت‌های فعال دیگر در صنعت گاز می‌توان به شرکت Petronet اشاره کرد. این شرکت در حال حاضر به همراه شرکت شل واردات گاز طبیعی مایع را از کشور قطر در ترمینال Hazira انجام می‌دهد.

۳-۳-۴ زیرساخت‌های بخش گاز

بزرگ‌ترین زیرساخت انتقال گاز در هند؛ خط لوله HBJ است. این خط افزون‌بر ۳۰۵۴ کیلومتر طول دارد و استان‌های متعددی را پوشش می‌دهد. ساخت این خط از سال ۱۹۸۶ شروع و در سال ۱۹۹۰ نیز پایان یافت. ظرفیت این خط لوله گاز در سال ۱۹۹۸ طبق برنامه‌های توسعه این خط، به ۱۱۸۰ میلیون فوت مکعب در روز رسید. جدول ۳-۴، خطوط اصلی انتقال گاز را نشان می‌دهد.

جدول ۳-۴ خطوط لوله اصلی انتقال گاز طبیعی و استان‌های تحت پوشش آن

نام خط لوله	استان‌های تحت پوشش	طول خط لوله (کیلومتر)
HBJ & EX Hazira	Gujarat, Madhya Pradesh, Rajasthan, Uttar Pradesh, Haryana, Delhi	۳,۰۵۴
South	Andhra Pradesh, Tamil Nadu, Pondicherry	۸۸۷
Gujarat	Gujarat, Rajasthan	۴۵۶
North East	Assam, Tripura	۸۰۰
Mumbai	Maharashtra	۱۲۵

Source: Ibid.

در حال حاضر، هند دو ترمینال واردکننده گاز طبیعی مایع را نیز دارد. ترمینال دابهول دارای ظرفیت سالیانه ۲/۲ میلیون تن گاز طبیعی مایع است. ترمینال Hazira نیز دیگر ترمینال واردات گاز طبیعی مایع هند است که به‌صورت مشترک شرکت‌های Shell و Petronet آن را اداره می‌کنند. ظرفیت این ترمینال حدود ۲/۵ میلیون تن در سال است.

۴-۴ بررسی صنعت گاز نروژ

۴-۴-۱ کلیات

نروژ یکی از تولیدکنندگان مطرح گاز در اروپاست. ذخایر اثبات شده گاز طبیعی نروژ در سال ۲۰۰۶، معادل ۲/۸۹ تریلیون متر مکعب گزارش شده است. نروژ حدود ۱/۶ درصد از ذخایر گاز جهان را به‌خود اختصاص داده و عمر ذخایر گاز این کشور حدود ۳۳ سال برآورد شده است.

میادین مهم تولید گاز نروژ عبارت‌اند از: Troll، Oseberg Sleipner، Frigg، Ekofisk و Heimdal. درحقیقت این میادین، حدود ۸۵ درصد تولید گاز نروژ را تأمین می‌کند. کشور نروژ در سال ۲۰۰۶ حدود ۸۷/۶ میلیارد متر مکعب گاز تولید کرده است. با توجه به تولید گاز از میدان TROLL، کل تولید گاز نروژ در سال‌های اخیر به میزان نسبتاً زیادی افزایش یافته است و این در حالی است که تولید گاز از میدان FRIGG همچنان در حال کاهش است.

با توجه به مصرف به‌نسبت اندک گاز (۴/۴ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۶) در نروژ، دولت اهداف اصلی صنعت گاز را برای صادرات در نظر گرفته است که این امر سرعت توسعه صنعت گاز این کشور را تشدید کرده است.

جدول ۴-۴ تولید گاز در کشور نروژ

(میلیارد متر مکعب)

سال / شرح	۱۹۹۵	۱۹۹۶	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶
تولید گاز نروژ	۲۷/۸	۳۷/۴	۴۳	۴۴/۲	۴۸/۵	۴۹/۷	۵۳/۹	۶۵/۵	۷۳/۱	۷۸/۵	۸۵	۸۷/۶
تولید گاز جهان	۲۱۳۴/۷	۲۲۲۷/۹	۲۲۳۱/۵	۲۲۷۹/۵	۲۳۴۳/۷	۲۴۲۵/۲	۲۴۸۲/۱	۲۵۲۴/۶	۲۶۱۴/۳	۲۷۰۳/۱	۲۷۷۹/۸	۲۸۶۵/۳
درصد از کل تولید جهانی	۱/۳	۱/۷	۱/۹	۱/۹	۲/۱	۲/۱	۲/۲	۲/۶	۲/۸	۲/۹	۳/۱	۳/۱

Source: BP, 2007.

با توجه به احتمال اکتشافات جدید در نروژ و همچنین توسعه ذخایر جدید پیش‌بینی می‌شود که تولید گاز این کشور در آینده افزایش یابد. به‌طوری‌که پیش‌بینی

می‌شود تولید گاز در سال ۲۰۱۰ به ۱۰۴ و در سال ۲۰۲۰ به ۱۰۷/۹ میلیارد متر مکعب در سال برسد.

جدول ۵-۴ وضعیت تولید گاز در نروژ برای سال‌های آینده

(میلیارد متر مکعب)

سال	۲۰۱۰	۲۰۱۵	۲۰۲۰
تولید گاز نروژ	۱۰۴	۱۱۹/۸	۱۰۷/۹

Source: Wood Makckenzi, 2002.

۲-۴-۴ زیرساخت‌های بخش گاز

نروژ دارای خطوط لوله گاز متعددی است. طولانی‌ترین خط لوله Franpipe است که گاز را از سکوی تولید Draupner به Dunkirk در فرانسه می‌رساند. قطر این خط لوله ۱۰۰ سانتی‌متر و قابلیت انتقال ۱۶ میلیارد متر مکعب گاز در سال را دارد. خط لوله Norpipe گاز را از سکوی تولید Ekofisk به Emden درغرب آلمان منتقل می‌کند. خط لوله Zeepipe گاز را از دریای شمال به زیبرگ در بلژیک انتقال می‌دهد که از سال ۱۹۹۳ به بهره‌برداری رسیده است. خط لوله Europipe 1 نیز گاز را از سکوی تولید Draupner به Emden در آلمان می‌رساند. سایر خطوط لوله انتقال گاز در جدول ذیل ارائه شده است.

جدول ۶-۴ خطوط مهم انتقال گاز در نروژ

نام خط لوله	مبدأ	مقصد	ضخامت (سانتی‌متر)	طول خط لوله (کیلومتر)	ظرفیت (میلیارد مترمکعب در سال)
Norpipe	Ekofisk	Emden	۹۰	۴۴۳	۱۹
Zeepipe	Sleipner	Zeebrugge	۱۰۰	۸۱۴	۱۲/۵
Zeepipe IIA	Kollsnes	Sleipner		۲۸۹	۲۰
Zeepipe IIB	Kollsnes	Draupner	۱۰۰	۳۰۰	۱۸/۵
Europipe 1	Draupner	Emden	۱۰۰	۶۴۰	۱۳/۱
Europipe 2	Karsto	Dornum	۱۰۰	۷۰۰	۲۱
Statpipe	Statfjord	Ekofisk	۷۰-۷۶-۹۰	۸۸۲	۱۸/۹

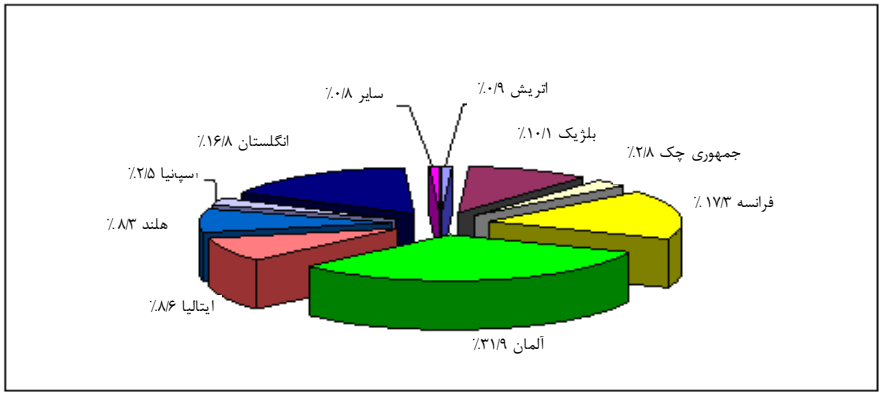
جدول ۶-۴ خطوط مهم انتقال گاز در نروژ

نام خط لوله	مبدأ	مقصد	ضخامت (سانتی‌متر)	طول خط لوله (کیلومتر)	ظرفیت (میلیارد مترمکعب در سال)
Frigg	Frigg St	Fergus	۸۰	۳۶۲	۲۴/۲
Franpipe	Draupner	Dunkirk	۱۰۰	na	۱۶

Source: Ibid.

گفتنی است، گاز نروژ به کشورهای مختلفی از جمله آلمان، فرانسه، هلند، بلژیک، اتریش، دانمارک، ایتالیا، اسپانیا و جمهوری چک و همچنین از طریق خط لوله Frigg به کشورهای ایرلند و انگلستان صادر شده است.

مذاکراتی نیز برای صادرات به کشورهای لهستان، جمهوری اسلواکی و مجارستان نیز در حال انجام است. این کشور در سال ۲۰۰۶ حدود ۸۴ میلیارد متر مکعب گاز صادر کرد که بیشتر صادرات گاز این کشور به کشور آلمان (۲۶/۸ میلیارد متر مکعب)، فرانسه (۱۴/۵ میلیارد متر مکعب)، انگلستان(۱۴/۱ میلیارد متر مکعب)، بلژیک (۸/۵ میلیارد مترمکعب)، ایتالیا (۷/۲ میلیارد متر مکعب) و هلند (۷ میلیارد متر مکعب) بوده است. نمودار ذیل صادرات گاز نروژ را به تفکیک کشورهای مقصد در سال ۲۰۰۶ نشان می‌دهد.



Source: CEDIGAZ, 2007.

نمودار ۵-۴ صادرات گاز نروژ به تفکیک کشورهای مقصد در سال ۲۰۰۶

ذکر این نکته لازم است که پروژه گاز طبیعی مایع نروژ به نام Snohvit نیز گاز را برای بازارهای هدف آمریکا و اروپای جنوبی حمل خواهد کرد. ظرفیت تأسیسات مذکور ۴/۳ میلیون تن در سال خواهد بود که شرکت استات اویل آن را اجرا کرده است. لیسانس تکنولوژی مایع‌سازی این تأسیسات متعلق به شرکت لینده آلمان است و برای اولین بار در جهان در مقیاس صنعتی اجرا شده است. ساخت تأسیسات مایع‌سازی مذکور در دسامبر ۲۰۰۷ به پایان رسیده است و پس از طی مراحل راه‌اندازی، پیش‌بینی می‌شود صادرات گاز به‌صورت گاز طبیعی مایع از اوایل سال ۲۰۰۸ آغاز شود.

۳-۴-۴ ساختار اداری و مدیریتی

شرکت StatoilHydro در حال حاضر بزرگ‌ترین شرکت فعال در صنعت گاز نروژ است. این شرکت اکثر فعالیت‌های بخش بالادستی گاز را در این کشور در احاطه خود دارد.

ازاین‌رو، از سال ۲۰۰۱ با پیگیری سیاست‌های خصوصی‌سازی نروژ در بخش نفت و گاز، شرکت‌های نوظهوری برای انتقال و توزیع گاز شکل گرفتند. این شرکت‌ها انعطاف بیشتری برای فروش گاز به‌ویژه با خط لوله به‌وجود آوردند. از این شرکت‌ها می‌توان به شرکت Gassco اشاره کرد. سیستم تعرفه حمل گاز برای این شرکت‌ها براساس حجم و تحت قانون مصوب نروژ در سال ۲۰۰۳ اعمال می‌شود.

درمجموع، وزارت نفت و انرژی نروژ سیاست‌های کلی کشور در صنعت گاز را وضع می‌کند. تمام قراردادهای فروش گاز شرکت‌های مختلف نیز باید به تصویب وزارتخانه مذکور برسد. این وزارتخانه همچنین مجوزهای لازم برای توسعه و تولید از میادین نفت و گاز را نیز صادر می‌کند. نظارت بر قوانین را نیز نهادی به نام مدیریت نفت نروژ[1] انجام می‌دهد.

امتیازهای اکتشاف میادین جدید نفت و گاز نیز هر سه سال یک بار وزارت نفت و انرژی به شرکت‌های فعال پیشنهاد می‌کند. این وزارتخانه پس از دریافت و بررسی پیشنهادهای شرکت‌های فعال برای توسعه میادین، شرکت منتخب را برای توسعه میادین مدنظر مشخص می‌کند. درواقع پس از انجام عملیات اکتشاف و مشخص شدن

---

1. Norwegian Petroleum Directore

میزان نفت و یا گاز قابل استحصال، شرکت‌های فعال پیشنهاد خود را در قالب طرحی باعنوان برنامه توسعه و بهره‌برداری[1] به وزارت نفت و انرژی ارائه می‌کنند. این وزارتخانه پس از دریافت و بررسی طرح، شرکت‌های واجد شرایط را مشخص و انتخاب می‌کند.

بهره مالکانه برای پروژه‌های توسعه میادین گازی حدود ۵۰ درصد است. به‌غیراز این مقدار، نروژ حدود ۲۸ درصد را با عنوان مالیات بر درآمد شرکت‌ها نیز کسر می‌کند. شرکت‌ها علاوه‌بر این مالیات، مجبور به پرداخت برخی مالیات‌های دیگر از جمله مالیات دی‌اکسید کربن به‌ویژه برای گازهای سوزانده شده است. این مالیات حدود ۰/۷ کرون نروژ به‌ازای هر متر مکعب است.

۵-۴ وضعیت گاز طبیعی ایران

۱-۵-۴ کلیات

شرکت ملی گاز ایران در پایان سال ۱۳۸۴ با بهره‌گیری از ظرفیت پالایشی ۳۸۳ میلیون متر مکعبی در روز، ۲۲ هزار کیلومتر خطوط انتقال فشار قوی، ۴۵ ایستگاه تقویت فشار، ۱۱۸ هزار کیلومتر شبکه گازرسانی و ۵/۷ میلیون انشعاب گاز، بیش از ۸/۴ میلیون مشترک و افزون بر ۱۱/۶ میلیون خانوار (با جمعیتی معادل ۴۹/۴ میلیون نفر) را تحت پوشش گاز طبیعی قرار داده است. در حال حاضر، به ۵۶۰ شهر و بیش از ۳۰۷۳ روستای کشور گازرسانی شده است. همچنین، ۱۰ هزار واحد صنعتی در کشور از نعمت گاز طبیعی بهره‌مند شده‌اند. در نهایت، در حال حاضر، ۴۲ نیروگاه کشور از گاز طبیعی استفاده کرده و روزانه مصرف‌کننده ۹۵/۳ میلیون متر مکعب گاز هستند. درمجموع، سهم گاز طبیعی در سبد سوخت‌های مصرفی کشور از ۶/۸ درصد قبل از انقلاب (تا پایان سال ۱۳۵۷) به ۳۹ درصد در سال ۱۳۸۴ افزایش یافته است. باید توجه داشت، رشد تقاضای گاز در بخش‌های مختلف خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاهی کشور با شتاب قابل توجهی رو به فزونی است، درحالی‌که افزایش تولید گاز با تقاضای آن هماهنگ نیست. همچنین در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴، در مقابل صادرات ۱۳ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی، برای جوابگویی به تقاضای روزافزون برای مصرف گاز طبیعی،

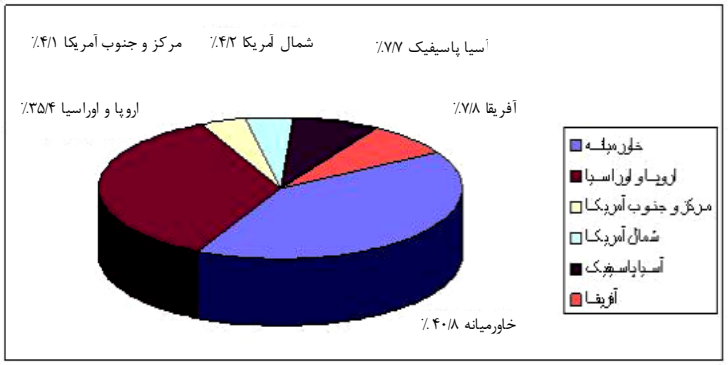
1. Plan of Development and Operation

به‌خصوص در مناطق دورافتاده شمال و شمال شرق کشور، حدود ۳۴ میلیارد متر مکعب نیز وارد کشور شده است.

۲-۵-۴ ذخایر گاز طبیعی

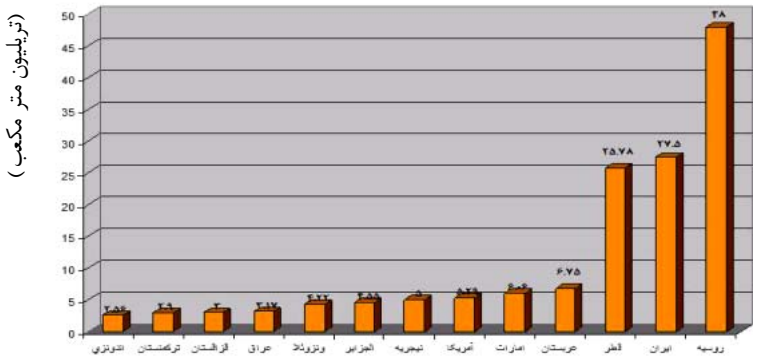
ذخایر گازی شناخته شده جهان در پایان سال ۲۰۰۴ میلادی ۱۷۹/۵ تریلیون متر مکعب اعلام شد که از این مقدار ۴۰/۸ درصد مربوط به خاورمیانه، ۳۵/۴ درصد مربوط به اروپا و اوراسیا، ۴/۱ درصد مربوط به مرکز و جنوب آمریکا، ۴/۲ درصد مربوط به شمال آمریکا، ۷/۷ درصد مربوط به آسیا پاسیفیک و ۷/۸ درصد مربوط به آفریقاست.

در میان کشورهای خاورمیانه؛ ایران، قطر، عربستان، امارات و عراق جزء بزرگ‌ترین دارندگان ذخایر گازی هستند و بقیه کشورهای خاورمیانه کمتر از ۱ درصد ذخایر گازی دنیا را دارند. ذخایر گازی کشورهای حاشیه خلیج فارس حدود ۷۰/۷۵ تریلیون متر مکعب و یا به‌عبارتی ۴۰/۱۲ درصد از مجموع ذخایر گازی شناخته شده دنیاست. ذخایر گازی کشورهای عضو اوپک در حدود ۵۰/۲۲ درصد از مجموع ذخایر گازی دنیا یعنی چیزی حدود ۸۸/۲۹ تریلیون متر مکعب است. در نمودارهای ذیل آمار کشورهای دارنده ذخایر عمده گاز طبیعی آمده است.



مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۶-۴ سهم مناطق مختلف جهان از ذخایر گاز طبیعی



مأخذ: همان.

نمودار ۷-۴ ذخایر گاز طبیعی در سال ۲۰۰۴

در سال ۲۰۰۴ نسبت ذخیره به تولید گاز طبیعی برای کل جهان، حدود ۶۲ سال، برای عربستان سعودی حداقل بیش از ۱۱۰ سال و برای ایران حدود ۳۶۰ سال است. البته این وضعیت برای زمانی است که با روند تولید فعلی، محاسبات انجام شود که البته با توجه به مصرف روزافزون این منابع در جهان و رشد مصرف بسیار بالا ذخایر هیدروکربنی این زمان‌ها قطعاً برای جهان باز هم کاهش خواهد یافت. همچنین این آمار که نشان‌دهنده آهنگ کند بهره‌گیری از گاز طبیعی در کشور است، دو نگرانی را پیش روی تحلیلگران می‌گذارد: نگرانی اول سرعت کند و میزان اندک بهره‌گیری از گاز طبیعی و شتاب دنیا برای جایگزینی و بهره‌گیری متنوع از این حامل انرژی به‌دلیل افزایش قیمت نفت و هزینه بهره‌برداری از مخازن و در نتیجه از دست دادن فرصت‌ها و جایگاه مناسب برای دومین دارنده منابع گازی در بازارهای جهانی است؛ زیرا در این صورت دنیا منتظر گاز ایران نمانده و به موازات افول منابع گازی، تحقیقات برای کاهش هزینه بهره‌گیری از منابع جایگزین و توسعه فناوری‌های نوین ادامه یافته و چه‌بسا نیاز به گاز طبیعی در دهه‌های آتی با منابع متنوع دیگر جایگزین شود. نگرانی دوم که تا حدودی ناشی از عامل فوق است، احتمال اتخاذ تصمیمات شتاب‌زده مدیران صنعت گاز کشور است. فرصت‌های ازدست‌رفته، وجود رقبای بسیار قدرتمند، منابع بکر چنانچه با تصمیم‌گیری‌های بدون آینده‌اندیشی و جامع‌نگری همراه شوند، نه تنها توسعه مطلوب را به همراه نداشته، بلکه تضییع منابع و سرمایه‌ها را به دنبال خواهد داشت.

میزان کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور در پایان سال ۱۳۸۴، بالغ بر ۲۸/۱۷ تریلیون متر مکعب برآورد شده است که از این میزان، حدود ۹/۲۴ تریلیون متر مکعب ذخایر قابل استحصال مناطق خشکی بوده و ۱۸/۹۳ تریلیون متر مکعب نیز، در مناطق دریایی قرار داشته‌اند. بدین‌ترتیب، از کل ذخایر قابل استحصال تا پایان این سال، سهم مناطق خشکی ۳۲/۸ درصد و سهم مناطق دریایی نیز ۶۷/۲ درصد بوده است. عمر این ذخایر، درصورت کشف نشدن ذخایر جدید و برداشت سالیانه معادل سال ۱۳۸۴، بیش از ۱۷۸ سال برآورد شده است که البته با توجه به رشد سالیانه ۹ درصد در حوزه مصرف مطمئناً این زمان کاهش قابل توجهی خواهد داشت به‌طوری‌که برخی صاحب‌نظران معتقدند با توجه به وضعیت مصرف گاز طبیعی در کشور و کندی توسعه میادین گازی، ایران تا ۴۰ سال آینده به واردکننده گاز تبدیل خواهد شد.

۴-۵-۳ تولید

۴-۵-۳-۱ وضعیت میادین تولیدی کشور

گاز مورد نیاز کشور، عمدتاً از میادین خشکی تولید می‌شود، به‌طوری‌که تا پایان سال ۱۳۸۴، میادین خشکی و دریایی به‌ترتیب حدود ۸۹/۶ و ۱۰/۴ درصد گاز طبیعی لازم کشور را تأمین کرده است. در مقایسه با سال ۱۳۸۳ ملاحظه می‌شود که تولید گاز مناطق دریایی با افزایش ۱/۵ درصدی از ۸/۹ درصد به ۱۰/۴ درصد در تولید کل انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۴ رسیده است.

۴-۵-۳-۲ میادین مشترک گازی

میدان گازی گنبدلی تنها میدان گازی واقع در خشکی است که با کشور ترکمنستان مشترک است. نزدیک به ۵۰ درصد از ذخایر گازی کشور، تنها در میدان پارس جنوبی قرار دارد که مخزنی مشترک با میدان گنبد شمالی قطر است. علاوه‌بر حوزه پارس جنوبی، میدان گازی هنگام در مرز آبی ایران و عمان در تنگه هرمز، میدان نفت و گازی سلمان در مجاورت خط مرزی آبی با ابوظبی و مشترک با میدان ابوالبوخوش، میدان نفت و گاز مبارک مشترک با امارات متحده عربی، میدان گازی بی ـ فارسی مشترک با عربستان و میدان نفت و گاز آرش مشترک با کویت عمده‌ترین منابع مشترک شناخته

شده گاز در مناطق دریایی کشور است. در جدول زیر، میادین مشترک گاز طبیعی کشور و وضعیت بهره‌برداری از آنها در سال ۱۳۸۴ نشان داده شده است.

جدول ۷-۴ میادین مشترک گاز طبیعی با کشورهای همسایه

منطقه	نام میدان	نام کشور همسایه	وضعیت[۱]
خشکی	گنبدلی	ترکمنستان	در حال بهره‌برداری
دریایی	پارس جنوبی	قطر	قرارداد ۱۸ فاز استاندارد منعقد شده است[۲]
دریایی	هنگام	عمان	در مرحله حفاری اولیه چاه توصیفی
دریایی	سلمان	ابوظبی	طرح توسعه این میدان تا مرداد ۸۵ حدود ۹۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است
دریایی	مبارک	شارجه	قابلیت و امکان توسعه ندارد
دریایی	بی ـ فارسی	عربستان	قرارداد اکتشاف این میدان منعقد شده است
دریایی	آرش	کویت و عربستان	مذاکرات با کویت و عربستان برای رفع اختلاف در توسعه آن ادامه دارد
دریایی	بلال به‌علاوه دماغه پارس جنوبی	قطر	عملیات حفاری اکتشافی تکمیل شده است

۱. اطلاعات این ستون از بروشور شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) و سایت اطلاع‌رسانی وزارت نفت (شانا) به‌روز شده است.

۲. فاز ۱۲ توسعه میدان پارس جنوبی معادل ۳ فاز استاندارد است.

مأخذ: همان.

۳-۳-۵-۴ میدان گاز پارس جنوبی

میدان گازی پارس جنوبی که بزرگ‌ترین منبع گازی مستقل جهان است، روی خط مرزی مشترک ایران و قطر، در ادامه میدان گازی گنبد شمالی این کشور در خلیج فارس و به فاصله ۱۰۰ کیلومتری ساحل جنوبی ایران، در جنوب غربی بندر عسلویه قرار دارد. پارس جنوبی، بزرگ‌ترین میدان گازی مشترک در ایران است که برآورد می‌شود ذخایری حدود ۱۴/۲ تریلیون متر مکعب از گاز طبیعی و ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی داشته باشد، که ۷ درصد از کل ذخایر گاز دنیا را شامل می‌شود. درمجموع، بالغ بر ۳۸/۶ درصد از ذخایر گازی کشور، در میدان پارس جنوبی قرار دارد. توسعه و بهره‌برداری از میدان گازی پارس جنوبی، در حال حاضر بزرگ‌ترین پروژه انرژی در کشور است. برای بهره‌برداری از حوزه پارس جنوبی ۲۸ فاز مجزا در نظر گرفته شده است که تعداد ۱۸ فاز آن به تصویب مجلس شورای اسلامی رسیده است.

جدول ۸-۴ اهداف تولیدی فازهای مختلف توسعه میدان پارس جنوبی

فاز / شرح	۱	۲ و ۳	۴ و ۵	۶ و ۷ و ۸	۹ و ۱۰	۱۱	۱۲[۱]	۱۳	۱۴[۲]	۱۵ و ۱۶	۱۷ و ۱۸	۱۹ و ۲۰	۲۱ و ۲۲
تولید از مخزن[۳]	۲۸/۳	۵۶/۶	۵۶/۶	۸۵	۵۶/۶	۴۸/۰	۷۰/۰	۴۸/۰	۳۹/۶	۵۶/۶	۵۶/۶	۵۶/۶	۵۶/۶
گاز طبیعی تصفیه شده[۴]	۲۵	۵۰	۵۰	--	۵۰	--	--	--	--	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰
گاز ترش برای تزریق[۵]	--	--	--	۸۰	--	--	--	--	--	--	--	--	--
گاز طبیعی مایع[۶]	--	--	--	--	--	۹	۹/۵	۹	--	--	--	--	--
گاز اتان[۷]	۸	۹	۱	۰/۹	۱	--	۰/۳	--	۰/۶۳	۱	۱	۱	۱
گاز مایع LPG[۱۰]	۱۱	۱۲	۱/۰۵	۱/۲	۱/۰۵	۰/۷۳	۱/۰۹	۰/۷۳	۰/۶۶	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵
میعانات گازی[۱۳]	۴۰	۸۰	۸۰	۱۲۰	۸۰	۵۳	۷۸	۵۳	۵۳	۷۵	۷۵	۷۵	۷۵
تولید GTL[۱۴]	--	--	--	--	--	--	۶۰	--	۱۲۰	--	--	--	--
گوگرد[۱۵]	۲۰۰	۴۰۰	۴۰۰	--	۴۰۰	۲۸۰	۴۲۰	۲۸۰	۲۸۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰

۱. فاز ۱۲ پارس جنوبی شامل تولید ۲۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (م‌ف‌م‌ر) است که ۱۸۰۰ م‌ف‌م‌ر آن برای گاز طبیعی مایع شرکت ملی نفت ایران (NIOC-LNG) و ۷۰۰ م‌ف‌م‌ر برای تولید GTL است و فاز ۱۴ شامل تولید ۱۴۰۰ میلیون فوت مکعب در روز برای تولید GTL اختصاص داده شده است.

۲. فاز ۱۲ پارس جنوبی شامل تولید ۲۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (م‌ف‌م‌ر) است که ۱۸۰۰ م‌ف‌م‌ر آن برای گاز طبیعی مایع شرکت ملی نفت ایران (NIOC-LNG) و ۷۰۰ م‌ف‌م‌ر برای تولید GTL است و فاز ۱۴ شامل تولید ۱۴۰۰ م‌ف‌م‌ر برای تولید GTL اختصاص داده شده است.

۳. واحد: میلیون متر مکعب در روز

۴. واحد: میلیون متر مکعب در روز

۵. واحد: میلیون متر مکعب در روز

۶. واحد: میلیون تن در سال

۷. واحد: میلیون تن در سال ـ گاز اتان خوراک پتروشیمی است.

۸. اتان و گاز مایع در پتروشیمی جدا می‌شود

۹. اتان و گاز مایع در پتروشیمی جدا می‌شود

۱۰. واحد میلیون تن در سال.

۱۱. اتان و گاز مایع در پتروشیمی جدا می‌شود

۱۲. اتان و گاز مایع در پتروشیمی جدا می‌شود

۱۳. واحد: هزار بشکه در روز

۱۴. واحد: هزار بشکه در روز

۱۵. واحد: تن در روز

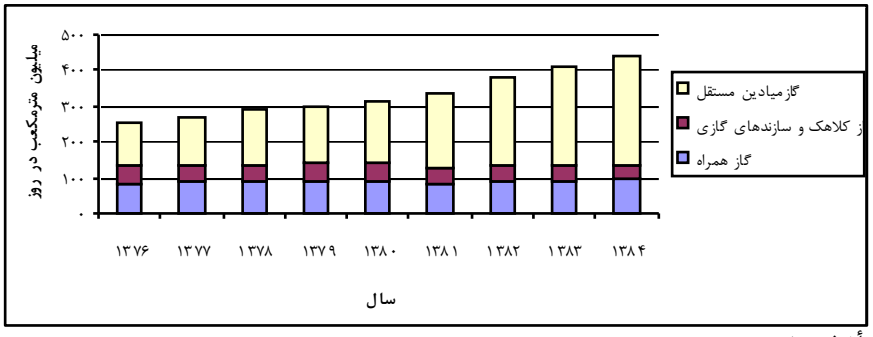
مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نکته قابل توجه اینکه بهره‌برداری در بیشتر فازها به‌کندی انجام می‌شود درحالی‌که رقبای ما در آن‌سوی مرزها ـ با توجه به مشترک بودن مخازن ـ به‌سرعت در حال برداشت هستند و اگر در سال‌های آتی سرعت اجرای فعالیت‌ها افزایش نیابد منابع بسیاری از کشور از دست خواهد رفت. با توجه به اهمیت بحث در فصل هفتم به بررسی وضعیت میادین مشترک از جمله پارس جنوبی پرداخته می‌شود.

۴-۳-۵-۴ تولید گاز طبیعی

الف) تولید گاز غنی

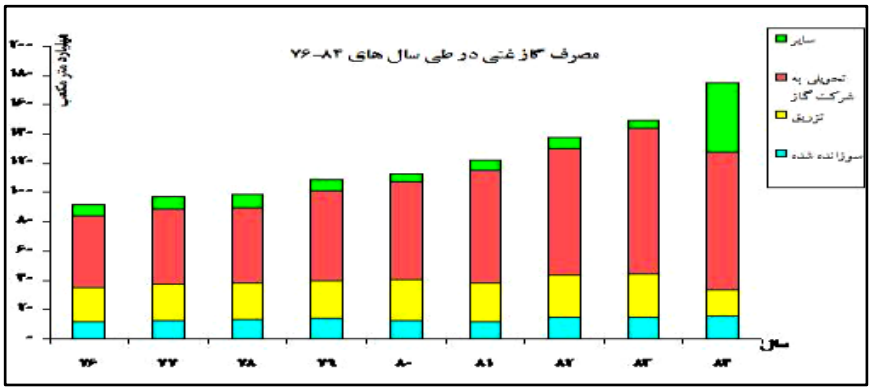
گازهای خروجی از چاه‌های نفت، قبل از انجام فراورش را گاز غنی می‌نامند. منابع تولید گاز غنی شامل گازهای همراه خروجی با نفت، گازهای خروجی از کلاهک‌های گازی میادین نفتی مناطق خشکی و گازهای غنی حاصل از سازنده‌های گازی میادین نفتی و میادین مستقل گاز است. در ۹ سال گذشته، میزان تولید گاز غنی از میانگین ۲۵۱ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۷۶، به ۴۳۵ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۸۴ افزایش یافته است. در این سال، ۶۸/۶ درصد گاز غنی تولیدی از میادین مستقل،۲۲ درصد آن از مخازن همراه نفت و ۹/۱ درصد آن از سازندها و کلاهک‌های گازی به‌دست آمده است. نمودار زیر میزان تولیدات گاز غنی را از منابع مختلف فوق، در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ نشان می‌دهد.



مأخذ: همان.

نمودار ۸-۴ تولید گاز غنی از منابع مختلف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

همچنین در نمودار ۹-۴، میزان مصرف گازهای غنی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ نشان داده شده است. میزان دریافت گاز طبیعی از شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۴، حدود ۹۴/۳ میلیارد متر مکعب بوده که ۵/۲ میلیارد متر مکعب نیز از محل واردات به آن اضافه شده و در نتیجه جمع دریافت و واردات گاز در این سال را به ۹۹/۵ میلیارد متر مکعب رسیده است.



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۹-۴ میزان مصرف گازهای غنی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

نکته قابل توجه در این نمودار سهم بسیار اندک تزریق و رشد منفی آن در سال ۱۳۸۴ و همچنین افزایش میزان گازهای سوزانده شده در این سال‌هاست که در فصل هفتم به بررسی این موارد پرداخته می‌شود.

۵-۳-۵-۴ تولید مایعات گازی، میعانات و گوگرد

الف) مایعات گازی همراه

هیدروکربن‌های گاز که با نام مایعات گاز طبیعی[1] شناخته می‌شود، شامل: اتان، بوتان، ایزوبوتان و بنزین طبیعی است. مایعات گاز طبیعی‌ها به‌صورت جداگانه فروخته می‌شود و مصارف متفاوتی همچون افزایش بازیافت نفت در چاه‌های نفت، فراهم آوردن مواد خام

1. Natural Gas Liquids (NGL)

برای مجتمع‌های پتروشیمی به‌عنوان منابع انرژی و غیره دارد. مایعات گاز طبیعی معمولاً از گازهای همراه تحویل شده به کارخانجات گاز و گاز مایع به‌دست می‌آید. در سال ۱۳۸۴ از کل مایعات تولیدی مقدار ۱۲۵/۶ هزار بشکه به مجتمع‌های پتروشیمی ارسال شده و بقیه آن به میزان ۱۳/۳ هزار بشکه در روز به سایر مصارف مانند تزریق اختصاص داشته است.

جدول ۹-۴ تولید مایعات گازی در کارخانجات گاز و گاز مایع کشور سال‌های ۱۳۸۳ - ۱۳۸۴

(بشکه در روز)

سال / مقدار مایعات گاز طبیعی	۱۳۸۳	۱۳۸۴	میادین تغذیه‌کننده
۱۰۰	--	۲۶	آغاجاری، پازنان، کرنج، مارون، آغازودالان
۲۰۰	۱۱۲۹	۱۶۷۶	آغاجاری، پازنان، رامشیر، کرنج، مارون، آغازودالان
۳۰۰	۱۸۲۹	۱۷۲۹	آغاجاری، پازنان، رامشیر، کرنج، آغازودالان
۵۰۰ و ۴۰۰	۸۵۶۵	۸۴۴۲	مارون
۶۰۰	۲۵۷۳	۳۷۲۰	اهواز
۷۰۰	۲۴۲۲۹	۳۳۶۳۳	اهواز، مارون
۸۰۰	۲۳۰۶۱	۱۹۶۱۴	اهواز و مارون
۹۰۰	۲۰۱۹۲	۱۷۲۹۴	پازنان گنبدی
۱۰۰۰	۷۶۴۹	۶۰۹۵	پازنان گنبدی
۱۲۰۰	۱۸۰۹۳	۱۸۱۷۳	گچساران
۱۳۰۰	۳۳۷۵	۹۰۹۵	بی‌بی حکیمه، رگ سفید
۱۵۰۰	۲۴۷۸۷	۱۸۳۶۰	کرنج، پارسی
۱۶۰۰	۵۲۴	۵۱۷	آغار، پازنان گنبدی
جمع	**۱۳۳۰۷۶**	**۱۳۸۳۷۴**	

مأخذ: همان.

نکته قابل توجه در بحث مایعات گاز طبیعی فروش آن به شرکت ملی صنایع پتروشیمی است که در بیشتر موارد نیز با توجه با اینکه رسالت این شرکت تولید ارزش افزوده از منابع هیدروکربنی کشور است، ولی برخلاف آن عمل کرده و با تغییراتی جزئی در محصولات آنها را به‌صورت خام به فروش می‌رساند. برای مثال مجتمع پتروشیمی بندر امام که جزء سودده‌ترین مجتمع‌های شرکت صنایع پتروشیمی است بیشتر سود خود را از فروش مایعات گاز طبیعی تفکیک شده به‌دست می‌آورد و این در حالی است که بسیاری از سرمایه‌گذاران بخش خصوصی نیاز مبرمی به این ماده برای تبدیل آن به محصولات باارزش‌تر دارند. همچنین بخش عمده مایعات گاز طبیعی به گاز مایع تبدیل می‌شود که به‌عنوان سوخت در کشور در بخش نیروگاه و حمل‌ونقل از آن استفاده می‌شود که با توجه به قیمت بسیار بالای این ماده در دنیا، سوزاندن آن در کشور کاملاً غیراقتصادی است، البته بخش بسیار کمی از این گاز مایع نیز به مجتمع‌های پتروشیمی داده می‌شود که در مقایسه با بخشی که سوزانده می‌شود بسیار ناچیز است.

ب) میعانات گازی

میعانات گازی به هیدروکربورهایی گفته می‌شود که در ذخایر گاز طبیعی (عمدتاً ذخایر گاز میادین مستقل و گاز کلاهک) وجود داشته و به‌صورت رسوب و ته‌نشین در گاز استخراجی قرار می‌گیرد. با خروج گاز از مخزن و در اثر افت فشار و کاهش دما، میعانات قابل جمع‌آوری بوده و میزان تولید آنها، تابعی از حجم گاز خروجی است. میعانات گازی برخلاف بوتان و پروتان، نیازمند شرایط ویژه برای مایع ماندن نیست و به شیوه‌های مختلف قادر به تبدیل به نفت سبک و شیرین است. میعانات گازی بیشتر سبک و دارای گوگرد پایین است و معمولاً عاری از انواع فلزات بوده و برشی نزدیک به نفتا دارد، به‌طوری‌که تقریباً نیمی از آن را نفتا تشکیل می‌دهد. میعانات گازی عمدتاً از پالایشگاه‌های گاز و دستگاه‌های تفکیک‌کننده میادین مستقل گازی به‌دست می‌آید و بخشی از آن تحویل پالایشگاه‌های نفت می‌شود تا به‌عنوان خوراک در پروسه پالایشی وارد شود؛ بخش دیگر آن نیز صادر شده و مابقی به کارخانجات گاز و گاز مایع به‌عنوان خوراک تحویل می‌شود. در ۹ سال گذشته، میانگین تولید میعانات گازی ۱۱۸/۳ هزار

بشکه در روز بوده و از ۷۴/۵ هزار بشکه در روز تولیدی در سال ۱۳۷۶، با رشد ۱۸۸/۱ درصدی، به ۲۱۴/۷ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۴ رسیده است. این میزان تولید در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال قبل نیز با رشد ۹/۶ درصدی مواجه بوده است. جدول ۱۰-۴ بیانگر حجم میعانات گازی تولید شده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ است.

جدول ۱۰-۴ تولید میعانات گازی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

(هزار بشکه در روز)

سال / شرح	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
میعانات گازی	۷۴/۵	۷۱/۸	۷۷/۰	۷۷/۲	۷۸/۸	۱۲۰/۴	۱۵۵/۳	۱۹۵/۹	۲۱۴/۷

مأخذ: همان.

جدول ۱۱-۴ صادرات میعانات گازی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۱

(هزار تن)

سال / شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
تعداد محموله	۶۲	۶۶	۶۸	۶۲
وزن	۱۸۱۸/۲	۱۸۴۹/۹	۵/۱۸۷۳	۷۴/۱۷۶۶

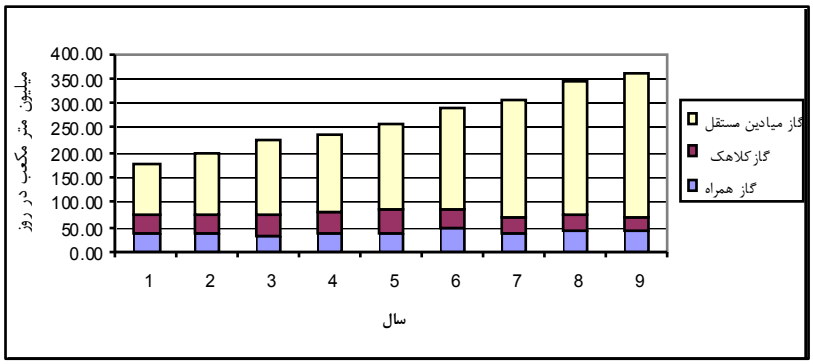
مأخذ: همان.

در سال ۱۳۸۴ کل تولید میعانات گازی ۲۱۴/۷ هزار بشکه در روز بوده که از این میزان ۴/۱۶ هزار بشکه در روز به پالایشگاه‌های نفت و ۳۶/۶ هزار بشکه در روز به کارخانجات گاز و گاز مایع تحویل داده شده است. همچنین در این سال، از کل میعانات گازی تولیدی، ۱۷۳/۹ هزار بشکه در روز نیز صادر شده است.

۴-۵-۳-۶ تولید گاز سبک

گاز سبک از کارخانجات گاز و گاز مایع در حوزه عملیاتی مناطق نفت‌خیز شامل ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ و کارخانه ۱۵۰۰ و ۱۶۰۰ به‌ترتیب در نواحی آغاجاری، مارون، اهواز، پازنان، کرنج،

پارسی، آغار، دالان و همچنین پالایشگاه‌های گازی شهید هاشمی‌نژاد و واحد نم‌زدایی گنبدلی در ناحیه سرخس، نم‌زدایی سراجه در استان مرکزی، پالایشگاه سرخون و نم‌زدایی قشم در ناحیه جنوب شرق (حوزه میادین سرخون و گورزین) و پالایشگاه ولیعصر میادین نار و کنگان تولید می‌شود. گاز سبک همراه از کارخانجات گاز و گاز مایع ۱۰۰ تا ۸۰۰ و ۱۵۰۰، گاز سبک کلاهک از کارخانجات ۹۰۰ و ۱۰۰۰ و گاز سبک میدان آغار و دالان در کارخانه ۱۶۰۰ آماده تحویل به نقاط مصرف است. میزان تولید گاز سبک همراه از یک‌سو به میزان تولید و ازسوی‌دیگر به جمع‌آوری گاز همراه و تحویل گاز غنی به کارخانجات گاز و گاز مایع بستگی دارد. تولید گاز سبک کلاهک صرفاً برای تزریق گاز در میادین گچساران و مارون استفاده می‌شود. گاز سبک میادین مستقل از پالایشگاه‌های گازی و واحدهای نم‌زدایی تولید می‌شود. در سال ۱۳۸۴، جمعاً ۳۶۰/۸ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک تولید شده که حدود ۸۰/۹ درصد از میادین مستقل، ۱۱ درصد از منابع گاز همراه و ۸/۱ درصد آن از محل گازهای کلاهک به‌دست آمده است. نمودار زیر تولید گاز سبک در پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ را نشان می‌دهد.



مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۱۰-۴ تولید گاز سبک از منابع مختلف سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

نکته قابل توجه در تولید گاز سبک استفاده از گاز کلاهک است که این امر ازنظر اصول مهندسی مخزن کاملاً غیرعلمی بوده و لطمات جبران‌ناپذیری را به مخازن کشور

وارد می‌کند؛ زیرا این گاز زمانی باید برداشت شود که نفت قابل برداشت مخزن تقریباً استخراج شده باشد که با توجه به اینکه این امر هنوز در مخازن کشور اتفاق نیافتاده است، ادامه این روند حجم قابل توجهی از نفت در مخزن مدفون شده و دیگر نمی‌توان از آن استفاده کرد. همچنین درباره استفاده بهینه از گازهای همراه کشور در فصل هفتم به بررسی بیشتر آن پرداخته می‌شود.

۷-۳-۵-۴ برداشت گاز طبیعی

مجموع برداشت داخلی گاز طبیعی در سال ۱۳۸۴، حدود ۱۰۶۳۷۲ میلیون متر مکعب بوده که نسبت به کل برداشت ۹۹۵۲۰ میلیون متر مکعبی سال گذشته حدود ۷ درصد رشد داشته است. در این سال، میدان پارس جنوبی با پیشی گرفتن از کنگان، تولیدی معادل ۴۰ میلیارد متر مکعب داشته و به‌عبارت‌دیگر حدود ۳۸ درصد از تأمین داخلی گاز طبیعی کشور را برعهده داشته است. میدان گازی کنگان نیز با ۳۳/۵ میلیارد متر مکعب و تأمین ۳۱/۵ درصد گاز مورد نیاز کشور، در مکان دوم قرار گرفته است. در سال ۱۳۸۴، این دو میدان درمجموع حدود ۷۰ درصد تأمین داخلی گاز طبیعی را برعهده داشته است. میادین خراسان و خوزستان با ۲۱ درصد سهم در تأمین داخلی گاز طبیعی، در جایگاه بعدی قرار دارد. نکته مهمی که باید به آن توجه داشت، نبود گازهای برداشت نشده در سال ۱۳۸۴ است. در سال مذکور، بیشترین افزایش برداشت گاز نسبت به سال قبل، به میدان گازی دالان مربوط است که دو برابر می‌باشد. البته میادین کنگان، خراسان و ۱۶۰۰ مایعات گاز طبیعی نیز با کاهش برداشت مواجه بوده است. جدول ۱۲-۴، میانگین برداشت سالیانه گاز طبیعی را در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹ به تفکیک میادین نشان می‌دهد.

جدول ۱۲-۴ برداشت گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹

(میلیون متر مکعب)

سال / منطقه	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
خوزستان	۱۰۸۰۸	۹۹۹/۷	۱۰۳۹۵/۲	۳۹۷۷	۹۹۶۰	۱۰۰۸۴
کنگان	۳۴۴۲۳	۳۶۶۴۱/۹	۳۴۶۸۹/۶	۳۴۷۹۲	۳۵۵۹۰	۳۳۴۴۳

جدول ۱۲-۴ برداشت گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹

(میلیون متر مکعب)

سال / منطقه	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
دالان	۳۸۰۸	۵۷۰۶/۲	۲۵۰۳/۹	۱۲۵۶	۲۸۵	۸۴۷
سراجه	۱۲۸	۱۳۰/۹	۱۰۲/۲	۱۱۰	۱۳۳	۲۵۵
خراسان	۹۸۱۴	۱۰۲۸۶/۳	۱۳۰۰۱/۳	۱۳۲۸۹	۱۴۲۶۰	۱۲۵۰۶
پارس جنوبی	--	۹/۳	۱۰۶۷۹/۹	۱۹۴۵۸	۲۹۷۵۳	۴۰۱۵۸
پارسیان	--	--	--	۷۱۲	۱۷۲۷	۲۰۱۰
هرمزگان	۳۱۹۱	۳۱۷۹/۱	۳۵۸۸/۰	۴۷۱۹	۵۳۴۵	۵۶۰۳
آغار (۱۶۰۰ مایعات گاز طبیعی)	--	۱۲۲۶/۱	۱۶۰۶/۰	۲۱۶۱	۲۳۴۷	۱۴۶۶
گازهای برداشت نشده	۱۷۰/۸	۱۵۹/۸	۱۹۳/۵	۲۲۳	۱۲۰	--
جمع برداشت داخلی	**۶۱۶۲۲/۸**	**۶۷۳۳۳/۳**	**۷۶۷۵۹/۶**	**۸۶۳۹۷**	**۹۹۵۲۰**	**۱۰۶۳۷۲**

مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

۸-۳-۵-۴ تزریق گاز به میادین نفتی

تزریق گاز به مخازن نفتی، رکن اساسی در تولید صیانتی از میادین نفتی را دارد. هدف از تزریق گاز به میادین نفتی، جلوگیری از افت فشار، تثبیت یا تقویت فشار مخزن برای بازیافت درصد بیشتری از نفت خام موجود در جای اولیه است. مقدار نفتی که از این راه به‌دست خواهد آمد، رابطه بسیار نزدیکی با مکانیسم تولید اولیه، طبیعت سنگ مخزن، گستردگی شکاف‌ها، زمان تزریق و نوع سیالات قابل تزریق دارد. گاز تزریقی به جداسازی سولفید هیدروژن احتیاج ندارد؛ زیرا این ترکیب در گاز به بازیافت نفت نیز کمک می‌کند.

بسیاری از میدان‌های نفتی ایران نیمه دوم عمر خود را طی کرده و با افت شدید تولید روبه‌رو شده است که تزریق گاز یکی از بهترین گزینه‌ها برای افزایش ضریب بازیافت یا برداشت این میادین نفتی است. اگر میدان گازی پارس جنوبی، گزینه اصلی تأمین حجم عظیم گاز تزریقی به میادین نفتی کشور باشد، قسمت عمده‌ای از سرمایه‌گذاری، از محل فروش میعانات گازی مستهلک خواهد شد. میزان تزریق گازی

که شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۴ انجام داده، حدود ۴۷/۶ میلیون متر مکعب در روز بوده است که این میزان یک‌چهارم نیاز مخازن کشور طبق برنامه پیش‌بینی شده است؛ زیرا در بیشتر مواقع با کمبود گاز مورد نیاز کشور، ابتدا گاز در نظر گرفته شده برای تزریق به مخازن قطع می‌شود. تزریق گاز به میزان کافی به میادین نفتی، تأمین‌کننده منافع ملی است، زیرا موجب می‌شود تا علاه‌بر بازیافت میلیاردها بشکه از نفت درجا، چندین تریلیون متر مکعب گاز برای استفاده نسل‌های آینده ذخیره‌سازی شود. جدول ذیل، میزان تزریق گاز به میادین نفتی کشور را در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ نشان می‌دهد ضمن اینکه با توجه به اهمیت این بحث در فصل هفتم بیشتر به آن می‌پردازیم و همچنین راهکارهایی برای بهبود وضعیت موجود ارائه می‌شود.

جدول ۱۳-۴ تزریق گاز به میادین نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

(میلیون متر مکعب در روز)

سال / شرح	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
مقدار تزریق	۶۴/۳۰	۶۷/۴۹	۶۷/۷۵	۷۱/۱۴	۷۵/۴۰	۷۲/۳۵	۷۷/۸۹	۸۰/۰۵[1]	۴۷/۶۴[2]

۱. این رقم در گزارش «نفت و توسعه» ۷۷/۳ ذکر شده است.

۲. شامل تزریق گاز غنی و سبک به‌دست شرکت ملی نفت ایران به میزان ۳/۸۷ و ۴۳/۷۷ میلیون متر مکعب‌درروزاست.

مأخذ: همان.

۹-۳-۵-۴ پالایش

شرکت ملی نفت ایران، گاز غنی تولیدی در کشور را پس از تولید برای تصفیه به پالایشگاه‌های گازی کشور که زیر نظر مدیریت بهره‌برداری شرکت ملی گاز ایران فعالیت می‌کند، تحویل داده و پس از طی فرایندهای مختلف تصفیه در پالایشگاه‌های گاز، به شبکه سراسری انتقال و توزیع گاز منتقل و یا به مصارف پروژه‌های تزریق می‌رسد. گاز تصفیه شده از پالایشگاه‌ها برای تسهیل در بهره‌برداری، به‌عنوان گاز سبک شناخته می‌شود. ظرفیت پالایش گاز طبیعی کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ از روزانه ۱۴۲/۲ میلیون متر مکعب در سال ۱۳۷۶، بیش از ۲/۷ برابر شده و به روزانه ۳۸۳ میلیون متر

مکعب افزایش یافته است که بیانگر رشد میانگین سالیانه ۱۳/۲ درصدی پالایش و نم‌زدایی گاز طبیعی در این دوره است. قسمت قابل توجه افزایش ظرفیت پالایش گاز طبیعی در چند سال اخیر، ناشی از افزایش ظرفیت برخی پالایشگاه‌های موجود (کنگان، خانگیران و سرخون) و نیز به چرخه تولید پیوستن پالایشگاه‌های جدید (پارس جنوبی، دالان و پارسیان) بوده است. ساخت پالایشگاه پارسیان با ظرفیت ۴۳ میلیون متر مکعب در روز، پالایشگاه بیدبلند ۲ با ظرفیت روزانه ۵۷ میلیون متر مکعب، ایلام با ظرفیت ۶/۸ میلیون متر مکعب در روز، مسجد سلیمان با ظرفیت روزانه یک میلیون متر مکعب و همچنین پالایشگاه گشوی جنوبی با ظرفیت ۱۴ میلیون متر مکعب در روز، طرح‌های پالایشگاهی در دست اجرای شرکت ملی گاز است. با احداث پالایشگاه‌های مذکور میزان پالایش گاز در کشور به ۵۰۴/۸ میلیون متر مکعب در روز افزایش خواهد یافت.

۱۰-۳-۵-۴ پروژه‌های پالایشگاهی در حال ساخت

الف) پالایشگاه گاز مسجد سلیمان

عملیات اجرایی پالایشگاه گاز مسجد سلیمان برای جمع‌آوری گازهای ترش و تبدیل آن به گاز شیرین، در منطقه تنبی مسجد سلیمان از دی ماه ۱۳۸۱ شروع شد. این پالایشگاه برای پالایش روزانه یک میلیون متر مکعب گاز طراحی شده که تا ۱/۵ میلیون متر مکعب قابل افزایش است. این پالایشگاه، از دو ردیف واحدهای شیرین‌سازی گاز ترش و اصلاح نقطه شبنم گاز با استفاده از سیکل تبرید پروپان و کلیه تأسیسات جانبی تشکیل شده است. بنابراین، علاوه‌بر گاز پالایش شده و استاندارد، محصول دیگر پالایشگاه، مایعات گازی است که مقدار آن بالغ بر ۱۰۰ بشکه در روز است. این مایعات با یک خط لوله ۴ اینچ به طول ۱۲ کیلومتر، به واحد بهره‌برداری نفت خام شماره ۹ مسجد سلیمان منتقل و جذب نفت خام صادراتی منطقه خواهد شد. خوراک این پالایشگاه، گاز ترش همراه مخزن نفت سفید واقع در ۲۵ کیلومتری «تنبی» خوزستان است که با یک خط لوله انتقال گاز ترش نیز به قطر ۱۲ اینچ به طول ۲۵ کیلومتر تأمین خواهد شد. پیش‌بینی می‌شد این پالایشگاه در سال ۱۳۸۵ به بهره‌برداری کامل برسد که متأسفانه با تأخیری دوساله در اردیبهشت سال ۱۳۸۷ افتتاح شد.

ب) پالایشگاه گاز بیدبلند ۲

تأسیسات پالایشگاه گاز بیدبلند ۲ برای شیرین‌سازی و فراورش روزانه ۲۰۰۰ میلیون فوت مکعب (۵۷ میلیون متر مکعب) گاز طبیعی و استحصال اتان و هیدروکربورهای سنگین‌تر، در دشت آبکنار و ۱۴ کیلومتری جنوب شرقی (به‌سمت بهبهان) پالایشگاه گاز بیدبلند فعلی احداث می‌شود. اقدام‌های مقدماتی طرح مذکور از سال ۱۳۸۳ شروع و پیش‌بینی شده اواخر سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد. منابع تأمین‌کننده خوراک پالایشگاه، مقدار ۱۷۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز ترش از کارخانجات گاز مایع ۹۰۰ و ۱۰۰۰ پازنان و ۳۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز شیرین از کارخانجات گاز و گاز مایع ۱۲۰۰ و ۱۳۰۰ بوده و محصولات پالایشگاه نیز سالیانه ۱۵ میلیارد متر مکعب گاز شیرین، ۱/۴۸ میلیون تن اتان (برای تأمین خوراک واحد الفین هشتم)، ۱/۵۱ میلیون تن پروپان و بوتان (گاز مایع) و ۰/۸۶ میلیون تن بنزین طبیعی است.

ج) پالایشگاه گاز ایلام

پالایشگاه گاز ایلام، در منطقه تنگ بیجار واقع در ۲۵ کیلومتری شمال غرب شهرستان ایلام و در ۱۲ کیلومتری غرب شهر چوار و برای شیرین‌سازی گاز میادین تنگ بیجار و کمان کوه و پالایش روزانه ۶/۸ میلیون متر مکعب گاز، از سال ۱۳۷۹ در حال احداث است. گاز پالایش شده در این پالایشگاه برای گازرسانی به شهرهای استان ایلام و سایر مناطق غربی کشور از طریق خطوط سراسری گاز و نیز استحصال اتان و سایر هیدروکربن‌های سنگین شامل C_5^+, C_3^+ برای تأمین خوراک واحد الفین پتروشیمی ایلام به‌کار گرفته خواهد شد. راه‌اندازی آزمایشی و بهره‌برداری فاز اول برای نیمه دوم سال ۱۳۸۵ برنامه‌ریزی شده بود و پیش‌بینی می‌شد تا در سال ۱۳۸۶، پالایشگاه گاز ایلام به‌صورت کامل آماده بهره‌برداری شود که متأسفانه این امر تاکنون نیز تحقق نیافته است.

۴-۵-۴ توزیع گاز طبیعی

۱-۴-۵-۴ انتقال گاز طبیعی

وقتی گاز طبیعی به‌صورت کامل پردازش و برای مصرف آماده شد، باید از مناطق تولید و پردازش به مناطق نیازمند منتقل شود. در این فرایند ابتدا گاز غنی تولید شده از

میادین نفت و گاز در مناطق دریایی و خشکی به کارخانجات گاز و گاز مایع انتقال داده شده و بعد از تفکیک میعانات گازی، گاز حاصل به پالایشگاه‌های گاز منتقل می‌شود. در مرحله بعدی، گاز پالایش شده از طریق خطوط لوله انتقال گاز فشار قوی به شهرها و مراکز مصرف انتقال می‌یابد. در ایران نیز، گسترش شبکه خطوط گاز، ازآنجایی‌که ظرف سال‌های آینده دارای منابع عظیم گاز خواهد بود، در دستور کار مسئولان کشور قرار گرفته است. در دوره ۱۳۸۴-۱۳۷۶، سالیانه به‌صورت میانگین ۱۲۹۷ کیلومتر و درمجموع ۱۱۶۷۳ کیلومتر خط لوله انتقال گاز (فشارقوی) احداث شده است. درضمن مجموع خطوط انتقال گاز تا پایان سال ۱۳۸۴ به ۲۲ هزار کیلومتر رسیده است.

۲-۴-۵-۴ پروژه‌های خطوط انتقال گاز سراسری

الف) خط چهارم سراسری انتقال گاز

خط چهارم سراسری انتقال گاز، با ظرفیت روزانه ۱۱۰ میلیون متر مکعب گاز با طول تقریبی حدود ۱۰۳۳ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ از میدان گازی پارس جنوبی شروع شده و با گذر از پالایشگاه پارسیان و شهرهای خنج، جهرم و سروستان به نیروگاه شهید منتظری اصفهان رسیده، سپس به طرف نیزار قم ادامه مسیر می‌دهد. این خط لوله، با عبور از نیزار قم و رسیدن به ورودی خطوط انتقال گاز تهران، به‌سمت ساوه و ازآنجا نیز احتمالاً برای اتصال به خطوط صادراتی گاز غرب کشور در آستارا، به طرف قزوین ادامه مسیر خواهد داد. این طرح در سه فاز اجرا می‌شود و تاکنون دوفاز آن، از پارس جنوبی تا پل کله در استان اصفهان، با مجموع ۷۹۸ کیلومتر به بهره‌برداری رسیده است. فاز نخست این طرح، از میدان گازی پارس جنوبی عسلویه تا سروستان در استان فارس، در مرداد سال ۱۳۸۲ تزریق گاز شد. فاز دوم خط چهارم تا پل کله نیز در دی ماه سال ۱۳۸۳ بهره‌برداری شد، برای جلوگیری از افت فشار و بهره‌برداری از حداکثر ظرفیت خط لوله اصلی، تعداد ۱۰ ایستگاه تقویت فشار روی مسیر در نظر گرفته شده است که با احداث ایستگاه‌های مربوطه، فشار گاز تا ۱۳۰۵ Psi افزایش خواهد یافت.

ب) خط پنجم سراسری انتقال گاز

خط پنجم سراسری انتقال گاز با هدف تزریق گاز ترش خشک در مخازن نفتی جنوب

کشور اجرا می‌شود و از تأسیسات فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در عسلویه شروع و در پایان به تأسیسات تزریق گاز در آغاجاری منتهی خواهد شد. حجم گاز قابل انتقال از این خط لوله در مرحله اول حدود ۷۵ میلیون متر مکعب در روز است که در مرحله بعدی ۳۰ درصد به ظرفیت انتقال مذکور افزوده خواهد شد. این خط لوله با قطر ۵۶ اینچ، حدود ۵۰۵ کیلومتر طول دارد که در سه قطعه ۱۵۳، ۱۹۵ و ۱۵۶ کیلومتری در دست اجراست. در اجرای این خط لوله، احداث ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز، شامل ۲ ایستگاه در پارس جنوبی و ۳ ایستگاه در خورموج، آب پخش و سردست در نظر گرفته شده است. با توجه به آماده شدن بخشی از تولیدات فازهای ۶ تا ۸ در اواسط سال ۱۳۸۵ و آماده نشدن خط مذکور برای انتقال گاز به آغاجاری برای تزریق، مقرر شده است که حدود ۱۵ میلیون متر مکعب در روز، گاز ترش این فازها در پالایشگاه فجر جم تصفیه و به خطوط سراسری تزریق شود. به همین منظور، خط لوله‌ای به طول ۷۰ کیلومتر با قطرهای ۴۲ و ۵۶ اینچ برای انتقال گاز ترش به پالایشگاه فجر جم در حال اجراست.

ج) خط ششم سراسری انتقال گاز

احداث خط لوله سراسری ششم، برای تأمین گاز استان‌های بوشهر و خوزستان، صادرات گاز به کشور کویت و تزریق به مخازن نفتی جنوبی کشور در نظر گرفته شده است. در این راستا، ۳۰ شهر استان بوشهر و کمبود گاز استان خوزستان تأمین خواهد شد. مسیر عمومی این خط لوله ۵۶ اینچی با طول ۴۹۲ کیلومتر، به موازات خط لوله پنجم سراسری بوده و روزانه ۱۰۰ میلیون متر مکعب گاز را با فشار ۱۳۰۵ psi، از حوزه گازی پارس جنوبی به بیدبلند انتقال می‌دهد. در این طرح، براساس پیش‌بینی‌های قبلی، ۲ ایستگاه تقویت فشار در طول مسیر و یک ایستگاه تقویت فشار برای تزریق گازهای جمع‌آوری شده از حوزه خارک به این خط لوله احداث خواهد شد. تاریخ شروع مقدماتی طرح سال ۱۳۸۳ بوده و پیش‌بینی می‌شود این طرح در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد.

د) خط هفتم سراسری انتقال گاز

خط هفتم سراسری انتقال گاز، از خروجی فاز دهم میدان گازی پارس جنوبی شروع شده و با گذر از شهرهای گاوبندی و بستک به پالایشگاه سرخون در شمال بندرعباس رسیده و پس از عبور از شهرهای رودان و کهنوج، در نهایت به ایرانشهر در استان سیستان و بلوچستان ختم می‌شود و در ادامه، به طول ۲۵۰ کیلومتر به مرز پاکستان امتداد می یابد. این خط انتقال گاز، با قطر ۵۶ اینچ و طول حدود ۹۰۰ کیلومتر و نیز ظرفیت انتقال روزانه ۱۱۰ میلیون متر مکعب گاز با فشار psi ۱۳۰۵ و ۸ ایستگاه تقویت فشار با قدرت ۱۲۰۰ هزار اسب بخار، برای تأمین گاز مورد نیاز استان سیستان و بلوچستان و بخشی از استان هرمزگان و همچنین تقویت شبکه فشار قوی شرق کشور و در نهایت صادرات گاز به کشورهای پاکستان و هند احداث می‌شود. تعداد شهرهای مشمول طرح مذکور، ۴۸ شهر بوده و شامل ۱۷ شهر در مناطق شرقی هرمزگان و جنوب استان کرمان و ۳۱ شهر در استان سیستان و بلوچستان خواهد بود. باید توجه داشت، این خط لوله دروازه‌ای برای صدور گاز به بازارهای مصرف در شبه قاره هند خواهد بود. خط مزبور در مراحل اولیه اجرایی قرار داشته و درصورت تأمین اعتبار پیش‌بینی می‌شود بخش‌هایی از آن در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد.

هـ) خط هشتم سراسری انتقال گاز

با توجه به برآورد افزایش احتیاجات گاز کشور، مطالعه خط لوله سراسری هشتم در قالب بررسی ملزومات سیستم جامع انتقال گاز کشور در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۸۴ برنامه‌ریزی شده است. براساس‌این، در سال ۱۳۸۶ برای انتقال تولید فازهای جدید حوزه پارس جنوبی و تولید گاز پالایشگاه پارسیان، علاوه‌بر ضرورت بهره‌برداری کامل از خط لوله سراسری چهارم، نیاز به بهره‌برداری بخشی از خط لوله سراسری هشتم (با اولویت در فاصله پارسیان ـ نائین) نیز خواهد بود. عملیات اجرایی خط لوله هشتم سراسری گاز که ۱۰۴۷ کیلومتر طول و ۵۶ اینچ قطر دارد، از عسلویه شروع شده و با گذر از شهرستان آباده در استان فارس، به موازات خط چهارم سراسری گاز، به‌سمت نائین و کاشان در استان اصفهان تغییر مسیر داده، سپس به‌سمت تهران ادامه می‌یابد. این خط لوله در مسیر پارسیان، صفاشهر، نائین تا اتصال به خط پنجم تهران خواهد بود.

ظرفیت انتقال گاز از طریق این خط لوله، روزانه ۱۱۰ میلیون متر مکعب بوده و در مسیر آن، ۱۱ ایستگاه تقویت فشار با توان کل ۱۵۷۱ اسب بخار نصب می‌شود. در چارچوب مطالعات انجام شده، خط مزبور تا سال ۱۳۸۷ با اتصال به خط لوله پنجم تهران اجرا و به بهره‌برداری خواهد رسید و ایستگاه‌های تقویت فشار آن به‌تدریج تا سال ۱۳۸۸ تکمیل می‌شود.

و) طرح خط لوله سراسری (خط لوپ)

در این طرح، خطوط تقویتی بر خط لوله دوم سراسری، از کنگان تا پتاوه، به طول ۴۲۰ کیلومتر به قطر ۵۶ اینچ و با ظرفیت ۷۰ میلیون متر مکعب در روز برای بالا بردن فشار درون خط لوله، به‌ویژه بعد از ایستگاه تقویت فشار پل کله و جلوگیری از افت فشار در زمان‌های پیک مصرف در شهرهای انتهایی مسیر و نیز انتقال تولیدات پالایشگاه فجر به خطوط لوله سراسری، طراحی و اجرا خواهد شد. همچنین در این طرح، خط لوله دوم شمال و شمال شرق کشور با ۷۹۰ کیلومتر خط لوله ۴۸ اینچ و ۹۶ کیلومتر خط لوله ۴۲ اینچ با ظرفیت کلی ۶۰ میلیون متر مکعب در روز به همراه ۶ ایستگاه تقویت فشار و برای تأمین احتیاجات آتی گاز استان سمنان و کمبودهای گاز در منطقه شمال شرق کشور به‌ویژه جنوب خراسان، با رفع کمبودهای گاز تا سال ۱۴۰۰ از طریق خط لوله پنجم تهران در محور پارچین، شاهرود، علی‌آباد و سنگ بست، طراحی و اجرا خواهد شد. گازرسانی به کنگان ـ دیر با خط لوله ۲۰ اینچی به طول ۵۲ کیلومتر نیز از پروژه‌های دیگر این طرح است که در دست اجراست.

ز) سایر خطوط اصلی انتقال گاز

اجرای پروژه‌های خطوط انتقال ساوه، همدان و میاندوآب (خط لوله سوم شمال شرق) و خط لوله ۳۰ اینچ سنندج و نیز خط لوله ۳۰ اینچ میاندوآب، نقده و ارومیه به طول ۹۵۰ کیلومتر در قطرهای ۳۰ تا ۴۸ اینچ و با ظرفیت ۷۰ میلیون متر مکعب در روز به همراه ۵ ایستگاه تقویت فشار در دستور کار قرار دارد. همچنین اجرای پروژه‌های خط انتقال تبریز، ارمنستان و ایستگاه‌های تقویت فشار ساوه و ارومیه نیز در مراحل مطالعات مقدماتی بوده و اقدامات آن از سال ۱۳۸۴ شروع شده است. در نهایت، احداث خطوط

انتقال گاز اهواز، آبادان، خرمشهر، شمال اهواز، بیجار، تکاب، شاهین‌دژ، میاندوآب، کنگان و بندر طاهری با مجموع بالغ بر ۱۲۲۸۶ کیلومتر، در دستور کار اجرایی شرکت ملی گاز ایران قرار گرفته است.

با توجه به مطالب گفته شده، این نکته قابل استنباط است که در سال‌های اخیر وضعیت گازرسانی و شبکه توزیع کشور با سرعت فزاینده و به‌صورت افسارگسیخته در حال توسعه است بدون اینکه در این مسیر برنامه‌ای بلندمدت که در قالب مدیریت انرژی کشور نیز بگنجد وجود داشته باشد، لذا در ادامه برای شفاف شدن این بحث به بررسی و نقد فعالیت‌های انجام شده که عمدتاً نیز با مسئولیت شرکت ملی گاز است پرداخته می‌شود.

از آغاز فعالیت شرکت‌های گاز استانی تا پایان سال ۱۳۸۴، حدود ۱۱۸۱۹۱ کیلومتر شبکه گاز (توزیع) در سراسر کشور اجرا شده است که در میان آنها، شرکت گاز استان تهران با اجرای ۱۷۴۷۲ کیلومتر شبکه در رده نخست قرار دارد و شرکت گاز اصفهان نیز با ۱۲۵۷۸ کیلومتر، رده دوم را ازنظر اجرای شبکه به‌خود اختصاص داده است. کمترین میزان اجرای شبکه گاز کشور نیز با ۱۰/۸ کیلومتر به استان خراسان جنوبی اختصاص دارد. همچنین در سال ۱۳۸۴ نزدیک به ۱۳۵۵۷ کیلومتر شبکه گاز در سراسر کشور اجرا شده است که نسبت به سال قبل ۳/۱۵ درصد رشد دارد. در این سال، شرکت گاز مازندران با اجرای ۱۴۲۷ کیلومتر شبکه‌گذاری و شرکت گاز خراسان جنوبی با ۱۰/۸ کیلومتر شبکه‌گذاری به‌ترتیب با ۱۰/۵۲ و ۰/۱ درصد کل شبکه‌گذاری اجرا شده در سال مذکور در سطح استان‌ها، بیشتر و کمترین میزان را به‌خود اختصاص داده است. ازنظر سرمایه‌گذاری نیز بیش از ۴۵ درصد از بودجه شرکت ملی گاز در برنامه پنج‌ساله چهارم که در حدود ۸ میلیارد دلار است به بخش توزیع و انتقال تخصیص یافته است که در نوع خود رقم قابل توجهی است.

همچنین درباره خطوط فشار قوی گاز که وظیفه انتقال گاز تا مبادی ورودی شهرها را به عهده دارد تا سال ۱۳۸۴ بیش از ۲۲ هزار کیلومتر از این خطوط احداث شده است که با احتساب شبکه ۱۱۸ هزار کیلومتری کشور بیش از ۱۴۰ هزار کیلومتر خط لوله فشار قوی، متوسط و کم تا سال ۱۳۸۴ در کشور کشیده شده است (بیش از سه برابر محیط کره زمین) که این میزان لوله‌کشی با توجه به پتانسیل‌های تأمین انرژی

نقاط دیگر کشور بسیار غیرمنطقی است برای مثال، گاز تولیدی در جنوب کشور با سختی و هزینه‌های بسیار زیاد و پس از عبور از صعب‌العبورترین مناطق کوهستانی به نواحی شمال کشور می‌رسد و این در حالی است که این مناطق ازنظر تأمین انرژی خود از منابع بادی، آبی و زمین‌گرمایی دارای بیشترین پتانسیل‌های کشور و حتی گاهی دنیاست.

مشکین‌شهر واقع در استان اردبیل در زمستان ۱۳۸۶ بیشترین قطعی گاز را در کل کشور داشت، درحالی‌که فاصله این شهر با بهترین چاه زمین‌گرمایی کشور کمتر از ۵۰ کیلومتر است که به‌علت تأمین نشدن بودجه و بدهی سازمان انرژی‌های نو به شرکت ملی حفاری مراحل توسعه آن به کندی پیش می‌رود و یا شهرهای استان گیلان در حالی زمستان آن سال را با قطعی گاز به‌سر بردند که فاصله اکثر آنها با نیروگاه‌های بادی منجیل کمتر از ۵۰ کیلومتر است و این درصورتی است که این نیروگاه ظرفیت تولید ۱۰۰ مگاوات برق بادی دارد، ولی به‌علت عدم تخصیص منابع مالی هنوز به بهره‌برداری نرسیده است. و اگر در سال‌های پیش به‌جای سرمایه‌گذاری هنگفت درزمینه لوله‌گذاری گاز، بخشی هم به توسعه این نیروگاه اختصاص می‌یافت شاید بسیاری از مشکلات امسال و سال‌های پیش و مطمئناً سال‌های آتی کشور در تأمین گاز شهرهای شمالی قابل پیشگیری بود. ضمن اینکه هزینه‌های نشتی گاز، تأمین، نگهداری و تعویض خط لوله نیز بسیار قابل توجه است.

همچنین به گفته مسئولان شرکت گاز هزینه برخی از این انشعابات در بعضی از نقاط کشور بسیار زیاد است به‌طوری‌که اگر شرکت گاز، کپسول رایگان گاز در آن نواحی پخش کند و یا حامل دیگری از انرژی در آن منطقه مصرف شود ازنظر اقتصادی به صرفه‌تر است. با توجه به مطالب گفته شده، این پرسش مطرح است که درحالی‌که قیمت آزاد گاز طبیعی در خلیج فارس حداقل ۳۰۰ تومان به‌ازای هر متر مکعب است چه ضرورتی برای سوزاندن آن با نرخ ۴۰ یا ۵۰ تومان برای کشور است درصورتی‌که در برخی از مناطق نیز هزینه رساندن گاز به مصرف‌کنندگان حتی چندین برابر قیمت آزاد گاز است و حال آنکه خود این مناطق ازنظر پتانسیل‌های تأمین انرژی در وضعیت قابل قبولی به‌سر می‌برند و اگر مدیریتی صحیح اعمال شود هیچ نیازی به تأمین انرژی این

مناطق با گاز طبیعی نیست و جالب آنکه دنیا با بهره‌گیری از روش‌های مختلف مدیریت انرژی، هم از تمام پتانسیل‌های تولید انرژی خود استفاده می‌کند و هم منابع تجدیدناپذیر خود را یا برای نسل‌های آینده ذخیره می‌کند و با تبدیل آن به محصولات باارزش‌تر سود بیشتری را کسب کند یا آن را با بالاترین قیمت به مصرف‌کنندگانش می‌فروشد تا ضمن کسب ارزش افزوده بیشتر، در عرصه‌های سیاسی و تجاری نیز اهرم‌های قوی داشته باشد.

برای مثال درحالی‌که مناطق کویری کشور در برآوردهای انجام شده بیش از ۳۰۰ روز آفتابی دارند و ازنظر تولید برق با استفاده از پیل‌های فتوولتائیک در وضعیت بسیار خوبی به‌سر می‌برند، احداث خط لوله سراسری هفتم با هزینه ۱/۵ میلیارد دلار چه نتیجه‌ای جز اتلاف هزینه و سوزاندن منابع کشور می‌تواند داشته باشد و جالب آنکه بیشتر این مناطق ازنظر آب‌وهوایی دارای ماه‌های گرم بسیاری در سال است و حتی یک بار هم رنگ برف را به‌خود ندیده است و می‌توان با تولید برق در این مناطق (از انرژی خورشیدی) هم توان تولید برق کشور را بالا برد و هم از مزایای مصرف این حامل انرژی در تمام فصول بهره جست، ضمن اینکه می‌توان مازاد آن را نیز صادر کرد تا هم از فروش گاز ارزان به کشورهای همسایه جلوگیری شود و هم با تبدیل آن به برق، همان کاری را که قرار است در خاک آنها انجام شود در داخل و با بهره‌گیری از مزایای اشتغال و امنیت آن به انجام رساند.

۵-۵-۴ ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی

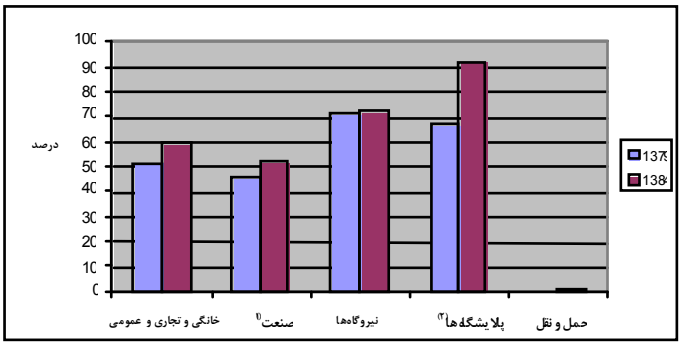
با گسترش شبکه گازرسانی و افزایش مصرف، استفاده از منابع ذخیره‌سازی گاز طبیعی، برای استمرار تأمین به‌موقع و کافی گاز در وضعیت حداکثر مصرف سالیانه، به‌خصوص در نقاط دور از منابع تولید، جلوگیری از بروز اختلالات ناشی از عملیات بهره‌برداری و نیز صرفه‌جویی در سرمایه‌گذاری‌های انجام گرفته، غیرقابل‌اجتناب است. در بیشتر کشورهای جهان که گاز طبیعی تأثیر مهمی در تأمین انرژی دارد، آن را در میادین و یا ساختمان‌های زیرزمینی مناسب، مانند مخازن تخلیه شده نفت، لایه‌های آبدار عمیق و نیز حفره‌های نمکی ذخیره می‌کنند. همچنین در برخی از کشورها از معادن برداشت

شده و متروکه زغال‌سنگ و یا سنگ‌های نشت‌ناپذیر مانند گرانیت که اغلب به‌صورت مجموعه است، برای ذخیره‌سازی گاز تحت فشار استفاده می‌کنند.

طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ایران، برای جلوگیری از افت فشار در لوله‌های گاز و تضمین روند تأمین مستمر جریان گاز، به‌ویژه در زمان اوج مصرف در ماه‌های سرد سال و افزایش ضریب بار، هدف‌گذاری شده است. درمجموع، با توجه به میزان تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور و اختلاف قابل توجه بین مصارف زمستانی و تابستانی که ناشی از موقعیت اقلیمی و تفاوت چشمگیر دمای هوا در فصول سرد و گرم است، به ذخیره‌ای با ظرفیت نهایی حداقل ۱۰ میلیارد متر مکعب نیاز است. در حال حاضر، شرکت ملی گاز ایران دو طرح ذخیره‌سازی یورتشای ورامین و سراجه قم را در دست اجرا دارد که با به ثمر رسیدن آنها، انتظار می‌رود تا سه سال دیگر به حداقل سه میلیارد متر مکعب ظرفیت ذخیره‌سازی در این مناطق دست یابیم، ولی متأسفانه با توجه به ناهماهنگی‌های نهادهای مرتبط، ۱۵ سال است که این طرح با تأخیر روبه‌رو شده است؛ به‌جز این دو میدان، مطالعات امکان‌سنجی ذخیره‌سازی گاز طبیعی در طاقدیس آبدار «تلخه» گرمسار، پرندک، مره کوه، سیاه کوه و ابر دژنو در سال ۱۳۸۴ آغاز شده است. با توجه به اهمیت بحث ذخیره‌سازی، در فصل هفتم بیشتر به آن پرداخته می‌شود.

۶-۵-۴ مصرف گاز طبیعی

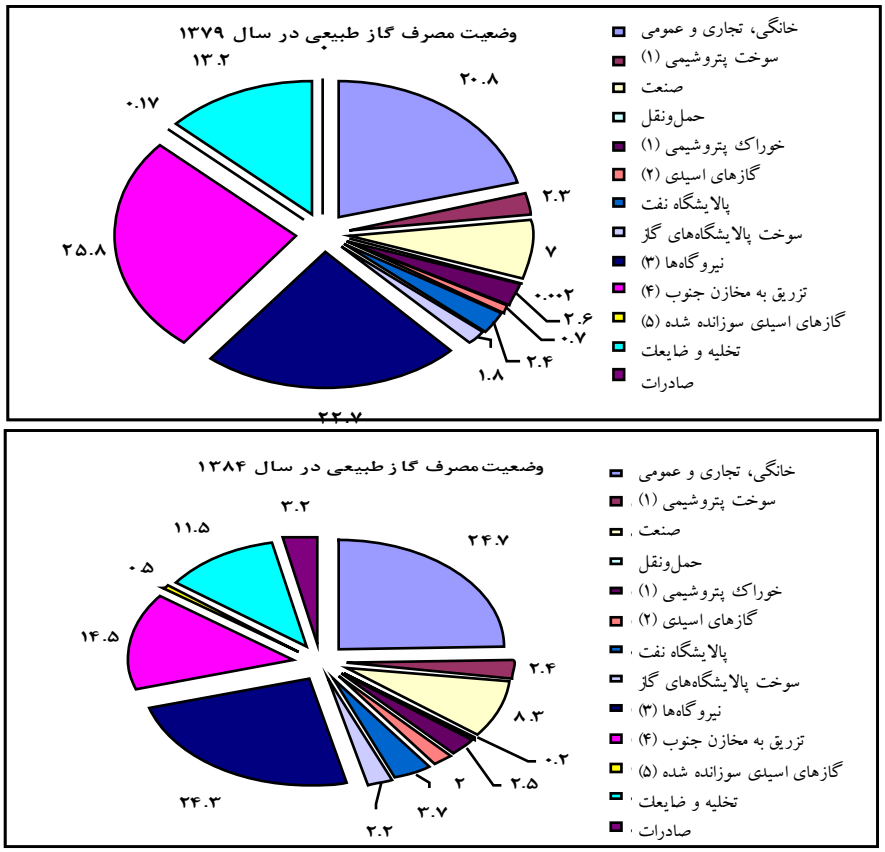
امروزه گاز طبیعی سهم زیادی در تأمین انرژی بخش‌های مختلف مصرف به عهده دارد. در کشور ما حجم فراوان ذخایر عظیم گاز طبیعی، قیمت پایین و مزایای زیست‌محیطی آن موجب مصرف روز افزون آن در بخش‌های تولید برق و مصارف خانگی و صنعتی شده است. همچنین روند مصرف گاز طبیعی در بخش حمل‌ونقل نیز شتاب زیادی داشته است. ازسویی هزینه‌های انتقال این حامل انرژی، استفاده از آن را برای بسیاری از مناطق با مشکل مواجه کرده است. نمودار زیر سهم گاز طبیعی را در تأمین انرژی مصرفی بخش‌های مختلف در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ نشان می‌دهد.



۱. شامل سوخت پتروشیمی نیز است.
۲. شامل سوخت پالایشگاه‌های نفت، گاز و ایستگاه‌های تقویت فشار می‌شود.
مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۱۱-۴ سهم گاز طبیعی در تأمین انرژی مصرفی بخش‌های مختلف در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴

نکته قابل توجه در نمودارهای فوق، وابستگی بخش‌های مختلف مصرف به گاز طبیعی است همان‌طور که در نمودارها دیده می‌شود پالایشگاه‌های کشور با وابستگی بیش از ۹۱ درصدی خود به گاز طبیعی و رشد ۲۵ درصدی آن نسبت به سال ۱۳۷۹ وابستگی شدیدی به این حامل انرژی پیدا کرده است. البته مقدار گاز مصرفی در این حوزه حدود ۶ درصد است که در مقایسه با بخش‌های دیگر مصرف، کم است، ولی در نظر گرفتن سوخت‌های جایگزین برای مواقع اضطراری، امری لازم است. ضمن اینکه با توجه به فرسودگی‌وقدیمی بودن بیشتر پالایشگاه‌های کشور، بخش قابل توجهی از گاز مصرفی اتلاف می‌شود که لزوم بهره‌گیری از روش‌های جدید بهینه‌سازی امری ضروری است. بخش دیگر، نیروگاه‌های کشور است که با مصرف ۳۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی (در سال ۱۳۸۴) ۲۴ درصداز مصرف گاز کشور را به‌خود اختصاص می‌دهد و با توجه به سهم ۷۲ درصدی گاز در تأمین انرژی نیروگاه‌های کشور وابستگی قابل توجهی به این حامل انرژی در این بخش ایجاد شده است که درصورت بروز مشکل در بخش تولید یا کمبود آن در مواقعی از سال باعث کمبود سوخت در نیروگاه شده و در نتیجه یا باید نیروگاه را از مدار خارج کرد یا بایداز سوخت‌های جایگزین استفاده کرد که این کار هم ضمن آسیب رساندن به نیروگاه به‌دلیل وارداتی‌بودن اغلب این سوخت‌ها باعث تحمیل هزینه‌های بسیار زیادی می‌شود.



۱. سوخت پتروشیمی و خوراک پتروشیمی ارقام مناطق دریایی و گازهای ژوراسیک مسجد سلیمان را نیز دربرمی‌گیرد.

۲. مصارف غیرانرژی گازهای اسیدی مربوط به میزان گازهای اسیدی است که برای تولید گوگرد استفاده شده است.

۳. سوخت نیروگاه‌ها، شامل نیروگاه‌های وزارت نیرو و صنایع بزرگ می‌شود.

۴. کل تزریق گاز غنی و سبک را شامل می‌شود که به‌دست شرکت ملی نفت و شرکت ملی گاز ایران انجام می‌شود.

۵. گازهای اسیدی که غالب آن را سولفید هیدروژن تشکیل می‌دهد برای تولید گوگرد کاربرد دارد، اما با توجه به نبود واحدهای گوگردزدایی در برخی از پالایشگاه‌ها این گازها که دارای خاصیت سمی است، سوزانده می‌شود. گازهای تخلیه و ضایعات شامل گازهایی است که در هنگام تعمیر سیستم‌های انتقال و پالایش باید از سیستم تخلیه شود. این رقم شامل گازهای اسیدی سوزانده شده در خط لوله خوزستان نیز می‌شود.

۶. شامل تخلیه و ضایعات، سوخت مشعل و گازهای سوزانده شده شرکت ملی نفت ایران می‌شود.

مأخذ: همان.

نمودار ۱۲-۴ وضعیت مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴

گاز طبیعی به‌غیراز موارد گفته شده، در ایران دارای مصارف متعدد دیگری نیز است که در سه بخش عمده مصارف نهایی، مصارف بخش انرژی و ضایعات بررسی می‌شود. مصارف نهایی گاز طبیعی خود به دو بخش مصارف نهایی انرژی و غیرانرژی تقسیم‌بندی می‌شود. در مصارف نهایی انرژی از گاز طبیعی برای تأمین انرژی لازمِ زیربخش‌های خانگی، تجاری و عمومی، سوخت پتروشیمی، صنعت و حمل‌ونقل استفاده می‌شود. در مصارف غیرانرژی، از گاز طبیعی به‌عنوان خوراک برای تولید کالاهایی که ماهیت انرژی ندارند استفاده می‌شود، مصرف گاز طبیعی به‌عنوان خوراک پتروشیمی و تولید گوگرد در این بخش جای می‌گیرد.

مصارف بخش انرژی گاز طبیعی شامل سوخت پالایشگاه‌های نفت و گاز، ایستگاه‌های تقویت فشار و نیروگاه‌هاست که در ابتدای این بخش درباره آن بحث شد. در بخش ضایعات نیز میزان گازهای سوزانده شده، تخلیه شده و همچنین سوخت‌های مشعل در پالایشگاه‌های گاز بررسی می‌شود که در فصل هفتم به بررسی بیشتر آن پرداخته می‌شود. همچنین برای روشن شدن بحث در ادامه وضعیت مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ در نمودار ذیل نشان داده شده است.

۱-۶-۵-۴ بخش خانگی، تجاری و عمومی

در سال ۱۳۸۴ کل مصرف گاز طبیعی در بخش‌های خانگی، تجاری و عمومی افزون‌بر ۳۵۷۹۴ میلیون متر مکعب بوده که حدود ۲۴/۷ درصد از مصارف نهایی گاز طبیعی را به‌خود اختصاص داده است. مصرف گاز طبیعی، در این بخش نسبت به سال گذشته با رشد ۵/۳ درصدی مواجه بوده است. این بخش شامل زیربخش‌های خانگی، تجاری عادی (کسب و خدمات)، تجاری ویژه (نانوایی‌ها و گرمابه‌ها)، ورزشی و آموزشی، مذهبی و خیریه و همچنین عمومی (اماکن و تأسیسات دولتی) می‌شود. بیشترین سهم مصرف گاز طبیعی در این بخش به زیربخش خانگی تعلق دارد که با ۸۸ درصد مصرف این بخش حدود ۳۱۴۹۹/۸ میلیون متر مکعب گاز را به مصرف رسانده است. بخش تجاری به دو گروه واحدهای کسب، خدمات و تجاری ویژه (شامل نانوایی‌ها و گرمابه‌ها) تقسیم می‌شود. در این سال مصرف واحدهای تجاری کسب و خدمات حدود ۳/۴ درصد و مصرف واحدهای تجاری ویژه حدود ۲/۸ درصد از میزان مصرف گاز در حوزه بوده است.

بخش‌های آموزشی و ورزشی نیز به‌ترتیب ۲/۳ و ۰/۳ درصد از گاز این بخش را مصرف کرده است. اماکن و تأسیسات دولتی در قالب بخش عمومی جای گرفته است؛ مصرف گاز طبیعی در این بخش بالغ بر ۲/۵ درصد محاسبه شده است. مصرف گاز طبیعی در مساجد، حسینیه‌ها و تکایا و همچنین ساختمان‌هایی که به امور خیریه می‌پردازد حدود ۰/۶ درصد بوده است.

۲-۶-۵-۴ بخش صنعت

قیمت پایین گاز طبیعی نسبت به حامل‌های دیگر انرژی و مزایای زیست‌محیطی آن و همچنین دسترسی به‌نسبت آسان و کم‌هزینه در مناطق برخوردار از شبکه گاز سراسری، موجب مصرف روزافزون این حامل انرژی در بخش صنعت شده است. اکثر گازهای مصرفی این بخش برای تأمین انرژی لازم کوره‌ها و بویلرها مصرف می‌شود. در سال ۱۳۸۴ بخش صنعت با مصرف ۱۲۰۳۳/۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی حدود ۸/۳ درصد از کل مصارف نهایی گاز را به‌خود اختصاص داده است. این میزان نسبت به سال گذشته حدود ۲۱/۷ درصد رشد داشته است. که این مقدار بیش از نیمی از نیاز صنعت به انرژی را رفع می‌کند، اما با توجه با مشکلات پیش آمده در سال‌های اخیر درباره کمبود گاز و همچنین با توجه به خصوصی بودن اکثر این واحد، متأسفانه به این بخش ضرر و زیان زیادی وارد شده است، زیرا در بیشتر مواقع درصورت کمبود گاز پس از قطع گاز تزریقی به مخازن، گاز این حوزه نیز قطع شده و باعث به‌وجود آمدن مشکلاتی برای این بخش شده، همچنین عدم تضمین دولت در تأمین گاز یک‌ساله واحدهای صنعتی باعث تمایل این واحدها برای گرفتن سوخت دوم و دوگانه‌سوز کردن این واحدها شده است. البته از این نکته نیز نباید غافل شد که مصرف در این حوزه نیز به‌دلیل استفاده اکثر واحدهای صنعتی از فناوری‌های قدیمی، اتلاف قابل توجهی دارد و استفاده از روش‌های مختلف بهینه‌سازی امری اجتناب‌ناپذیر است.

۳-۶-۵-۴ بخش پتروشیمی

در سال ۱۳۸۴ کل گاز مصرفی در صنایع پتروشیمی بالغ بر ۷۱۸۲/۱ میلیون متر مکعب

شد که نسبت به سال ماقبل آن رشد قابل توجهی نداشته است. گاز طبیعی در صنایع پتروشیمی هم به‌عنوان خوراک یا ماده اولیه برای تولید انواع محصولات شیمیایی و هم به‌عنوان سوخت برای تأمین انرژی حرارتی لازم این صنعت مصرف می‌شود. در این سال از کل گاز مصرفی در این صنعت حدود ۳۶۵۰/۸ میلیون متر مکعب به‌عنوان خوراک و مابقی نیز که حدود ۳۵۳۱/۳ میلیون متر مکعب است به مصرف سوخت صنایع پتروشیمی رسیده است. ذکر این نکته لازم است که گاز طبیعی لازم مجتمع‌های پتروشیمی خارک و رازی، همچنین قسمتی از سوخت مصرفی پتروشیمی بندر امام به‌صورت مستقیم از شرکت ملی نفت ایران تأمین می‌شود. ضمن اینکه در بیشتر موارد، گاز مصرف شده به‌عنوان سوخت، استفاده شده درصورتی‌که این ماده پتانسیل مصرف به‌عنوان خوراک را برای تولید تعداد قابل توجهی محصول بر پایه فناوری‌های تبدیلات گازی نیز دارد و با توجه به قیمت پایین آن ارزش افزوده قابل توجهی می‌توان از آن تولید کرد. با بررسی‌های انجام شده بیش از ۲۰۰ محصول می‌توان از گاز طبیعی به‌دست آورد که متأسفانه کمتر از ۲۰ محصول آن در کشور تولید می‌شود که با توجه به اینکه وظیفه تولید ارزش افزوده از منابع هیدروکربنی در کشور برعهده شرکت ملی صنایع پتروشیمی است، ازاین‌رو پتانسیل بسیار زیادی در توسعه تبدیلات گازی در کشور موجود است.

۴-۶-۵-۴ بخش حمل‌ونقل

نیاز روز افزون حمل‌ونقل در کشور، کمبود ناوگان حمل‌ونقل عمومی (به‌خصوص راه‌آهن و مترو) و به‌دلیل وجود تقاضای بالای استفاده از خودروهای شخصی برای حمل‌ونقل و نیز پایین بودن قیمت انواع سوخت، موجب مصرف بی‌رویه حامل‌های انرژی لازم در این بخش شده است. بااین‌حال مصرف گاز طبیعی در بخش حمل‌ونقل در سال ۱۳۸۴ بالغ بر ۳۰۴ میلیون متر مکعب شد که نسبت به سال قبل از آن بیش از ۳/۵ برابر شده است. در این سال گاز طبیعی استفاده شده در بخش حمل‌ونقل فقط ۰/۵ درصد از کل مصارف نهایی گاز طبیعی را به‌خود اختصاص داده است که البته با توجه به رشد ۳/۵ برابری آن، سهم این حامل در سال‌های آتی در این بخش قابل توجه خواهد شد و اگر

هم‌اکنون برنامه‌ای برای سهم گاز در سبد انرژی حمل‌ونقل کشور نداشته باشیم قطعاً در سال‌های آتی بسیاری از مشکلات بخش خانگی و صنعت در مصرف این حامل انرژی به این بخش نیز منتقل خواهد شد. همچنین در سال ۱۳۸۴ تعداد ۷۵۴۰۰ دستگاه خودرو به‌صورت دوگانه‌سوز درآمده‌اند و تا پایان این سال کل تعداد خودروهای دوگانه‌سوز کشور به ۱۰۸۱۷۶ دستگاه رسید. شهرهای تهران با ۲۵۶۵۴، مشهد با ۱۳۲۵۳ و تبریز با ۶۸۱۵ دستگاه خودرو دوگانه‌سوز به‌ترتیب دارای بیشترین تعداد مصرف‌کنندگان CNG در بخش حمل‌ونقل است. ازسوی‌دیگر آلودگی‌های بیش از حد شهرهای بزرگ و همچنین کمبود بنزین و گازوئیل باعث شد تا مسئولان ذی‌ربط جایگزینی گاز طبیعی را به‌عنوان سوخت خودروها در کشور امری اجتناب‌ناپذیر بدانند؛ اما در این خصوص مشکلات عدیده‌ای برای ساخت ایستگاه‌های سوخت‌گیری CNG و همچنین دوگانه‌سوز کردن خودروها وجود دارد. مشکلات و تنگناهای طرح ملی CNG را می‌توان در دو حوزه تبدیل ناوگان و احداث جایگاه، ارزیابی کرد.

درخصوص تبدیل ناوگان حمل‌ونقل کشور یکی از مهم‌ترین تنگناها، مسئله تأمین مخزن است. ظرفیت تولید مخزن در دنیا از یک طرف و تنظیم برنامه‌های سنگین برای گازسوز کردن خودروها ازطرف‌دیگر معضل تأمین تجهیزات را دوچندان کرده است. از دیگر عوامل مؤثر در مشکل تأمین مخزن می‌توان به‌سختی و زمان‌بر بودن پروسه تولید این نوع مخازن که مخصوص فشارهای بالا طراحی شده است، اشاره کرد. این مشکل درخصوص کیت تبدیل وجود ندارد؛ زیرا پروسه تولید آن بسیار آسان‌تر بوده و در زمان کمتری تولید می‌شود و همچنین منابع متنوع خارجی و داخلی در حال تولید آن هستند. این در حالی است که نه تنها ساخت مخزن در داخل کشور به‌راحتی امکان‌پذیر نیست، بلکه منابع و شرکت‌های تولیدکننده آن نیز در دنیا محدود است. شایان ذکر است که در حال حاضر کیت تبدیل و مخزن ذخیره‌سازی CNG هرکدام ۵۰ درصد هزینه‌های تبدیل یک خودرو به حالت گازسوز را تشکیل می‌دهد. تأمین تسهیلات بانکی کم‌بهره و ایجاد امکان نهادینه کردن تولید مخزن در کشور از موارد و اقدامات ضروری در این زمینه است.

مشکل مخزن، مشکلی سخت‌افزاری است، اما مشکل پیچیده‌تر دیگر که جزء

مشکلات نرم‌افزاری این طرح است، مسئله رفتارها و انتظارات مردم در مقابل طرح ملی CNG است که پیچیدگی زیادتری دارد. اکثر مالکین خودروها به‌خصوص تاکسی‌داران تمایل ندارند خودروی خود را به حالت گازسوز تبدیل کنند. اگر بخواهند با اعمال قوانین محدودکننده آنان را وادار به تبدیل سوخت خودروی خود کنند با هجوم بالای مردم به کارگاه‌های تبدیل مواجه شده که البته ظرفیت محدود کارگاه‌ها پاسخ‌گوی چنین تقاضای بالایی نیست. ازطرف‌دیگر اگر قوانین محدودکننده وضع نشود، دیگر مالکی برای تبدیل خودروی خود مراجعه نمی‌کند. به‌نظر می‌رسد بهترین راه‌حل در رفع چنین تناقضی توسعه حمل‌ونقل عمومی(به‌خصوص راه‌آهن بین شهری و مترو)، اعمال سیاست‌های قیمتی بر بنزین و حتی استفاده دیگر حامل‌های انرژی است.

مسئله مهم‌تر دراین‌خصوص اینکه، CNG آخرین راه‌حل مشکل مصرف بالای بنزین نیست، این سوخت فقط می‌تواند پاسخ‌گوی بخشی از مشکلات باشد و سهم مشخصی در سبد سوخت بخش حمل‌ونقل را داشته باشد. لذا تعریف سبد بهینه انرژی در بخش حمل‌ونقل کشور یک الزام ملی است. دراین‌باره لازم است سهم حمل‌ونقل عمومی در ناوگان‌های مختلف حمل‌ونقل که در قانون توسعه حمل‌ونقل عمومی و مدیریت مصرف سوخت آمده است تحقق یابد.

اما درخصوص احداث جایگاه، یکی از مهم‌ترین تنگناها طولانی بودن (حداقل دو سال) زمان تأمین تجهیزات ایستگاه از لحظه باز کردن اعتبار اسنادی تا ترخیص تجهیزات از گمرک است، ازاین‌رو برنامه‌ریزی بلندمدت و دوراندیشانه از موارد لازم در این زمینه است. با توجه به اینکه براساس مقررات مالی کشور، حسابرسی‌های مالی به‌صورت سالیانه انجام می‌شود، ازاین‌رو پروسه دوساله تأمین تجهیزات، با قوانین و مقررات محدودکننده بسیاری روبه‌روست.

یکی دیگر از موارد مهم در امر احداث جایگاه در کشور، عدم انتقال فناوری صحیح بوده است که در این خصوص عملکرد موفقی انجام نشده است. به‌طوری‌که نه تنها تا به حال ساخت تجهیزات مربوطه در کشور سامان نیافته است بلکه در بحث راه‌اندازی و تعمیر و نگهداری این تجهیزات نیز هنوز کارشناس متخصص کافی، تربیت نشده است و برای انجام چنین اموری گاهی مدت بسیاری برای حضور متخصص خارجی صرف شده و

ظاهراً در حال حاضر انجام این امور بدون متخصص خارجی با مشکل روبه‌رو است. براساس این انتقال کامل تکنولوژی، جایگاه و تربیت کارشناسان، راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری این جایگاه‌ها در کشور ضروری است.

آخرین مشکل درباره احداث جایگاه اینکه، اخذ مجوزهای حفاری و تأمین انشعابات مختلف (آب، برق، گاز و ...) برای یک دستگاه با مشکلات بسیاری مواجه بوده و فوق‌العاده زمان‌بر است. اخذ چنین مجوزهایی مستلزم ارتباط و مواجهه با چندین ارگان و سازمان مختلف بوده که این موضوعات بر سختی کار می‌افزاید.

امر قابل تأمل دیگر، تناسب میان احداث جایگاه و تبدیل و تولید خودروهای گازسوز است. تا پایان سال ۱۳۸۵ تعداد جایگاه‌های سوخت‌رسانی پاسخ‌گوی تعداد خودروهای گازسوز موجود بوده و حتی بسیار بیشتر از ظرفیت مورد نیاز بوده است، اما پراکندگی نامناسب جایگاه‌ها در برخی از کلان شهرها موجب تجمع و ترافیک خودرو در جایگاه‌ها شده است.

۵-۶-۵-۴ بخش پالایشگاهی

در سال ۱۳۸۴ پالایشگاه‌های نفت در حدود ۵۴۷۹/۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی را به مصرف رسانده است که نسبت به سال گذشته از نرخ رشد ۳۱/۹ درصدی برخوردار بوده است. بخش پالایشگاهی کشور (اعم از پالایشگاه‌های نفت و گاز) در سال ۱۳۸۴ حدود ۶ درصد از گاز کشور را مصرف کرده است که این میزان گاز بیش از ۹۰ درصد از انرژی لازم این واحدهاست که با توجه به سهم قابل توجه گاز در سبد انرژی این واحدها لزوم پرداختن به بحث بهینه‌سازی، امری لازم و ضروری است.

بهینه سازی در پالایشگاه‌های کشور را به‌طورکلی می‌توان ازنظر شاخص‌های زیر برای هریک از پالایشگاه‌ها، مورد بحث قرار داد. درصد بازیافت محصولات، درصد سوخت مصرفی، درصد ضایعات مجاز و غیرمجاز و مصرف مواد ورودی و انرژی پالایشگاه‌های کشور نمادی از وضعیت کلی بهینه‌سازی را به‌صورت کلان در هریک از پالایشگاه‌ها نشان می‌دهد. میانگین شاخص‌های انرژی مصرفی و برق در دوره زمانی ۱۳۸۵-۱۳۸۰ پالایشگاه‌های کشور در جدول زیر نشان داده شده است.

جدول ۱۴-۴ شاخص‌های انرژی مصرفی و برق پالایشگاه‌های نفت

(ارقام: واحد به‌ازای یک متر مکعب نفت خام خوراک)

شاخص / سال	انرژی مصرفی (کیلوکالری)	برق (کیلووات ساعت)
۱۳۸۰	۴۹۱۰۰۸	۱۹/۶
۱۳۸۱	۵۳۱۲۶۵	۱۹/۶
۱۳۸۲	۴۷۷۶۰۲	۲۰/۵
۱۳۸۳	۴۹۷۰۵۳	۲۰/۸
۱۳۸۴	۵۱۲۱۲۰	۱۸/۳
۱۳۸۵	۵۰۴۴۳۳	۱۸/۴

مأخذ: همان.

ارقام میانگین انرژی برق مصرفی پالایشگاه‌ها در دوره زمانی ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۵ نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن نوسانات معمول سالیانه، این شاخص‌ها تغییرات چندانی نداشته است. میزان این شاخص‌ها برای پالایشگاه‌ها به تفکیک در دوره زمانی فوق‌الذکر نشان از آن دارد که در پالایشگاه‌های شیراز، تهران، تبریز و گاهی اراک بیشترین انرژی مصرفی را دارند علاوه‌برآن در سال‌هایی نیز آبادان و لاوان مصرف بالای برق را در عملیات پالایشی داشته است.

به‌طورکلی با وجود طرح‌هایی که در پالایشگاه‌های کشور در راستای بهینه‌سازی انجام شده و یا در حال اجراست این طرح‌ها در عملیات پالایشی از جنبه‌های بازیافت محصولات، سوخت مصرفی و ضایعات و همچنین مواد و انرژی مصرفی در دوره زمانی ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۵ در حد نوسانات معمول چندان مؤثر نبوده است. بنابراین لازم است که مسئولان پالایشگاه‌های کشور با هماهنگی با سازمان‌های ذی‌ربط به تدوین معیارهایی برای دستیابی به عملیات پالایشی مطابق با استانداردهای روز جهانی در یک دوره زمانی، منطقی اقدام کنند.

۴-۵-۶-۶ بخش نیروگاهی

گاز طبیعی سوخت نیروگاه‌های بخاری، گازی و سیکل ترکیبی است. در سال ۱۳۸۴

مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌های کشور از ۳۵۰۵۲/۴ میلیون متر مکعب گذشت که نسبت به سال ماقبل آن دارای رشد ۷/۲ درصدی بوده است. در این سال علاوه‌بر نیروگاه‌های زیر پوشش وزارت نیرو، نیروگاه‌های صنایع بزرگ شامل مس سرچشمه، ذوب‌آهن اصفهان، فولاد مبارکه و پتروشیمی فجر با مصرف ۱۵۵۴/۶ میلیون متر مکعب و همچنین نیروگاه‌های بخش خصوصی شامل نیروگاه زرگان در استان خوزستان و چهلستون در استان اصفهان با مصرف ۶۶۶/۳ میلیون متر مکعب گاز طبیعی به امر تولید برق پرداخته‌اند. نکته قابل توجه در بخش نیروگاهی کشور، وابستگی بیش از حد و غیرمنطقی آن به گاز طبیعی است که در بخش قبل به آن اشاره شد، ضمن اینکه بازده بیشتر نیروگاه‌های کشور مخصوصاً نیروگاه‌های گازی بسیار پایین است و رشد این نیروگاه‌ها نیز در سال‌های اخیر به‌دلیل احداث سریع بسیار افزایش یافته است؛ ازاین‌رو استفاده از این نیروگاه‌ها در کشور باعث کاهش نسبت تولید برق به مصرف گاز شده است. همچنین با توجه به کمبود بارندگی‌ها در سال گذشته و پایین آمدن آب سدهای کشور و به تبع آن کاهش توان تولید برق از نیروگاه‌های برق‌آبی کشور و همچنین استفاده از آب این سدها در زمستان برای تولید برق مصرفی مردم (با توجه به برودت شدید هوا در زمستان گذشته) باعث شده تا نیروگاه‌های حرارتی کشور با ظرفیت بیشتری کار کرده و مصرف انرژی در آنها افزایش یابد که با توجه به آمار منتشر شده، مصرف انرژی این نیروگاه‌ها در ۴۵ روز ابتدایی سال جاری بیش از ۳۴ درصد رشد مصرف نسبت به سال گذشته داشته است، درحالی‌که مطابق برنامه تدوین شده، ۷ درصد رشد سالیانه در این دوره زمانی پیش‌بینی شده بود که با ادامه این روند مصرف، قاعدتاً توازن تولید و مصرف برق کشور از حالت عادی خارج شده و باید منتظر مشکلات زیادی در تابستان امسال بود.

۷-۶-۵-۴ مصرف استانی

درخصوص مصرف استانی گاز طبیعی سعی بر آن بوده است که اطلاعات جامعی از مصرف بخش‌های مختلف گاز طبیعی در استان‌های کشور ارائه شود؛ ازاین‌رو آمار بخش‌های مصرف نهایی و انرژی گاز طبیعی به‌صورت کامل جمع‌آوری شده است. تا پایان سال ۱۳۸۴ چهار استان ایلام، بوشهر، سیستان و بلوچستان و هرمزگان فاقد گاز طبیعی در بخش‌های خانگی، تجاری و عمومی بوده است. مصرف گاز در استان بوشهر

منحصر به صنایع پتروشیمی، پالایشگاهی و نیروگاهی می‌شود. همچنین مصرف گاز طبیعی استان هرمزگان فقط متعلق به بخش نیروگاهی است. در این سال، تهران با مصرف ۱۷۷۸۶/۲ میلیون متر مکعب گاز طبیعی بیشترین میزان مصرف را به‌خود اختصاص داده است. استان‌های اصفهان با مصرف ۱۲۹۸۸/۷ و خوزستان با مصرف ۱۲۳۴۹/۵ میلیون متر مکعب در رتبه‌های بعدی قرار دارد. جمعیت بالا و تمرکز صنایع مختلف و مراکز پالایشگاهی و نیروگاهی در این استان‌ها موجب بالا بودن مصرف گاز طبیعی در آنها شده است. استان اصفهان، با مصرف ۴۱۴۷ میلیون متر مکعب گاز طبیعی در بخش صنعت رتبه اول مصرف گاز طبیعی در صنایع را دارد. صنایع انرژی‌بر مانند ذوب‌آهن و فولاد سبب بالا بودن مصرف در بخش صنعت این استان شده است.

۸-۶-۵-۴ انشعابات و مصرف‌کنندگان

شرکت‌های گاز استانی تا پایان سال ۱۳۸۴، تعداد ۵۷۰۶/۶ هزار انشعاب برای مشترکان خود در بخش‌های مختلف خانگی، تجاری و صنعتی نصب کرده‌اند. تعداد انشعابات نصب شده در سال ۱۳۸۴ نیز ۴۶۲/۶ هزار مورد اعلام شده است، این میزان، حدود ۸/۱ درصد مجموع انشعابات اجرا شده تا پایان سال ۱۳۸۴ است. در این سال، شرکت گازرسانی استان تهران با ۵۷۶۴۰ انشعاب در کشور، بالاترین عملکرد را به‌خود اختصاص داده است. بعد از آن نیز، استان مازندران قرار دارد. کمترین عملکرد نیز مربوط به شرکت‌های گازرسانی قم، خراسان شمالی و سمنان است.

به‌ازای هر انشعاب نصب شده گاز طبیعی در کشور تا پایان سال ۱۳۸۴، حدود ۱/۴۷ برابر مصرف‌کننده وجود داشت، به‌طوری‌که از ۵۷۰۶/۶ هزار انشعاب، معادل ۸۴۰۴/۵ هزار مصرف‌کننده استفاده می‌کردند. در سال ۱۳۸۴ نیز درکل، ۱۹۱/۱ هزار مصرف‌کننده از شبکه گاز کشور بهره‌مند شدند. در این سال، استان تهران با ۱۴۵/۲ هزار مصرف‌کننده، همچنان بالاترین نرخ بهره‌مندی از سوخت پاک گاز طبیعی را به‌خود اختصاص داده است. بعد از آن، استان‌های خراسان رضوی و آذربایجان شرقی قرار داشته است. کمترین میزان بهره‌مندی از گاز طبیعی نیز مربوط به شرکت گازرسانی کهگیلویه و بویراحمد بوده است.

۷-۵-۴ قیمت گاز طبیعی

برای تعرفه‌گذاری گاز طبیعی بخش‌های مختلف، مصارف به سه بخش عمده خانگی، عمومی و صنعتی تقسیم‌بندی شده است. بخش خانگی شامل واحدهای مسکونی می‌شود. بخش عمومی شامل چهار گروه زیر است:

ـ اماکن و تأسیسات دولتی و واحدهای تجاری کسب و خدمات،

ـ خیریه و اماکن مذهبی، بهزیستی، آموزشی، ورزشی و مدارس علوم دینی،

ـ مساجد و حسینیه‌ها،

ـ نانوایی‌ها و گرمابه‌ها (تجاری ویژه) هرکدام از این چهار گروه تعرفه جداگانه‌ای دارد.

بخش صنعتی نیز شامل چهار گروه است که به‌ترتیب عبارت‌اند از:

ـ واحدهای صنعتی، کشاورزی، دامپروری، هتل‌ها و مسافرخانه‌ها،

ـ پالایشگاه‌ها و تلمبه‌خانه‌های در مالکیت وزارت نفت و گاز مصرفی برای خوراک پتروشیمی و سوخت آن،

ـ نیروگاه‌های وزارت نیرو،

ـ سوخت ارائه شده در ایستگاه‌های CNG برای حمل‌ونقل.

در جدول ۱۵-۴ قیمت متوسط فروش در بخش‌های مختلف مصرف آورده شده است.

جدول ۱۵-۴ قیمت متوسط فروش گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹

(ریال بر متر مکعب)

سال / نوع مصرف	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴[1]	نرخ رشد ۱۳۸۴ به ۱۳۸۳ (درصد)
آموزشی	۷۳/۷	۸۱	۸۶/۶	۸۸/۴	۷۰/۱	۷۰	-۰/۱۴
پالایشگاه و تلمبه‌خانه‌های نفت	۲۰	۲۲	۲۴/۹	۲۸/۸	۳۵/۶	۳۵	-۱/۶۹
مجتمع‌های پتروشیمی	۶۰/۶	۶۶/۶۶	۴۵/۵	۵۰	۹۰/۵	۹۰	-۰/۵۵
عمومی	۱۲۱	۱۳۳	۱۵۴/۶	۱۷۴/۵	۱۹۸/۷	۲۰۰	۰/۶۵

جدول ۱۵-۴ قیمت متوسط فروش گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹

(ریال بر متر مکعب)

سال / نوع مصرف	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴[1]	نرخ رشد ۱۳۸۴ به ۱۳۸۳ (درصد)
تجاری	۱۲۱	۱۳۳	۱۵۳/۳	۱۷۴/۵	۱۹۹/۴	۲۰۰	۰/۳۰
ویژه خانگی	۱۶/۵	۱۸	۱۹/۸	۳۰	۲۵	۲۵	--
حمل‌ونقل	۵۵	۶۰/۵	۸۶/۳	۶۰	۶۰	۶۰	--
خانگی (متوسط)	۵۵	۶۰/۵	۶۷/۸	۷۵	۸۰	۸۰	--
خیریه	۵	۵	۷۱/۲	۸۸/۱	۷۰	۷۰	--
صنعتی	۱۰۴/۵	۱۱۵	۱۲۱/۷	۱۳۱	۱۳۹/۸	۱۳۸/۵	-۰/۹۳
خوراک مجتمع‌های پتروشیمی	۲۰	۲۲	۲۶/۹	۳۵	۴۰	۴۰	--
ویژه مذهبی	۵	۵	۲۴/۶	۳۰/۲	۳۵/۱	۳۵	-۰/۲۸
نیروگاه	۲۰	۲۲	۲۲/۴	۲۷	۲۹/۴	۲۹/۳	-۰/۳۴
ورزشی	۷۳/۷	۸۱	۸۵/۷	۸۸/۵	۷۰	۷۰	--

۱. قیمت‌های فروشی گاز در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال قبل از آن تغییری نداشته است. تفاوت قیمت‌های مربوط به سال‌های ۱۳۸۳ و ۱۳۸۴ در متن جدول، ازاین‌روست که قیمت‌های سال ۱۳۸۳ با استفاده از محاسبات به‌دست آمده درحالی‌که قیمت‌های سال ۱۳۸۴ برمبنای تعرفه است.

مأخذ: همان.

با توجه به سیاست دولت مبنی‌بر تثبیت قیمت‌ها، تعرفه‌های گاز طبیعی در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال قبل از آن تغییری نداشته است. همچنین با توجه به اهمیت بحث قیمت‌گذاری و لزوم مقایسه با دیگر حامل‌های انرژی، در فصل هفتم به بررسی جامع وضعیت قیمت انرژی در کشور پرداخته می‌شود.

فصل پنجم

وضعیت فراورده‌های نفتی در کشورهای هدف و ایران

۵-۱ مقدمه

فراورده‌های نفتی و در رأس آنها بنزین و گازوئیل از حامل‌های انرژی استراتژیک است که بخش حمل‌ونقل کاملاً بدان وابسته است. در ایران برخلاف اکثر کشورهای جهان، استفاده از نفت کوره در بخش نیروگاهی توسعه زیادی یافته است، هرچند در نقطه مقابل نفت سفید به‌عنوان سوخت در بخش خانگی به‌سرعت در حال جایگزینی با گاز طبیعی است. ازاین‌رو اتکا به فراورده‌های نفتی در ایران نه فقط در بخش حمل‌ونقل، بلکه در سایر بخش‌ها مانند نیروگاه‌ها و دیگر صنایع و بخش خانگی دیده می‌شود.

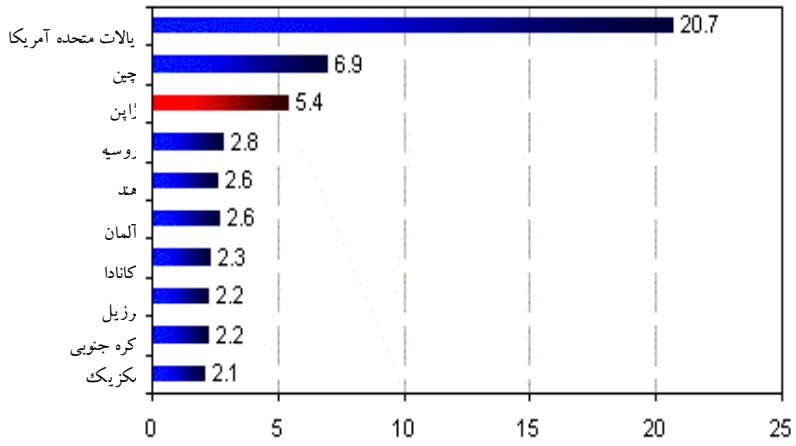
در این فصل به بررسی وضعیت فراورده‌های نفتی در کشورهای هدف و ایران پرداخته می‌شود. میزان مصرف، صادرات و واردات و همچنین زیرساخت‌های اداری فراورده‌های نفتی از مواردی است که در این فصل بررسی می‌شود.

۵-۲ فراورده‌های نفتی ژاپن

۵-۲-۱ کلیات

کشور ژاپن منابع نفتی بسیار محدودی در اختیار دارد. ازاین‌رو فقط حدود ۰/۳ درصد از نیاز خود را می‌تواند فراهم کند. تقاضای بالای بخش‌های مختلف از جمله صنایع پالایشی و همچنین حمل‌ونقل باعث تبدیل کشور ژاپن به یکی از واردکنندگان مهم نفت جهان شده است.

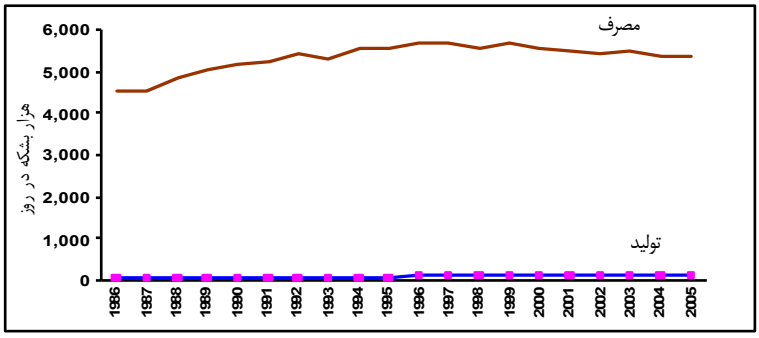
باید اشاره کرد، کشور ژاپن بعد از کشورهای ایالات متحده آمریکا و چین، سومین واردکننده بزرگ نفت خام در جهان است.



Source: EIA, "Short Term Energy Outlook", November 2006.

نمودار ۱-۵ رتبه‌بندی واردکنندگان مهم و برتر نفت خام جهان در سال ۲۰۰۵

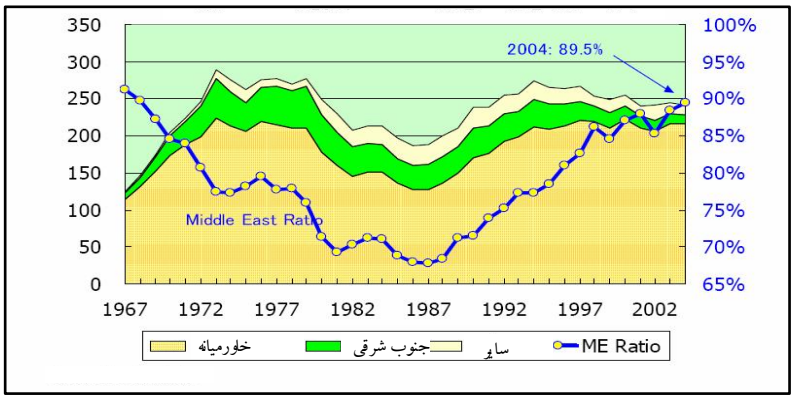
کشور ژاپن در سال ۲۰۰۵، روزانه حدود ۵/۲۳ میلیون بشکه نفت خام وارد می‌کرد که به‌طور متوسط نسبت به سال ۲۰۰۰ سالیانه حدود ۰/۹ درصد کاهش نشان می‌دهد. این کاهش بیشتر به‌دلیل ارزان‌تر بودن گاز طبیعی مایع (معادل ارزش حرارتی) و در نتیجه واردات بیشتر گاز (گاز طبیعی مایع) در مقایسه با نفت خام و ازطرف‌دیگر به‌دلیل فشارهای زیست‌محیطی برای استفاده بیشتر گاز (آلایندگی کمتر) در مقایسه با نفت خام است.



Source: Ibid.

نمودار ۲-۵ واردات و صادرات نفت خام ژاپن در سال‌های ۱۹۸۶ تا ۲۰۰۵

خاطرنشان می‌کند، قسمت بیشتر واردات نفت خام ژاپن از کشورهای خاورمیانه انجام می‌شود. درواقع حدود ۹۰ درصد از نفت خام وارداتی ژاپن از منطقه خاورمیانه از جمله کشورهای عربستان، کویت و ایران تأمین می‌شود.



Source: METI Statistics

نمودار ۳-۵ وابستگی ژاپن به واردات نفت خام

۲-۲-۵ ساختار اداری و مدیریتی

وزارت اقتصاد، تجارت و صنعت ژاپن متولی سیاستگذاری در حوزه نفت است و بر تمامی فعالیت‌های شرکت‌های نفتی دولتی و خصوصی این کشور نظارت می‌کند. هرچند ساختار اداری بخش نفت ژاپن تقریباً به‌صورت کاملاً خصوصی اداره می‌شود؛ اما وزارت مربوطه توانسته به‌نحو مؤثری نظارت و سیاستگذاری خود را در این بخش انجام دهد. ساختار اداری و شرکت‌های فعال بخش‌های دولتی و خصوصی این کشور در حوزه نفت به‌شرح زیر است:

ـ شرکت ملی نفت ژاپن:[1] دولت ژاپن این شرکت را در سال ۱۹۶۷ برای انجام فعالیت‌های اکتشافی و توسعه بخش بالادستی نفت تأسیس کرد. اهداف اصلی این شرکت عبارت‌انداز:

- تشویق شرکت‌های ژاپنی در فعالیت‌های بین‌المللی اکتشاف و توسعه میادین نفتی با رویکرد تضمین امنیت انرژی کشور ژاپن،

1. Japan National Oil Company (JNOC)

- حضور مستقیم در پروژه‌های بخش بالادستی تولید نفت خام،
- ایجاد تسهیلات و منابع مالی لازم برای توسعه پروژه‌های مختلف داخلی و خارجی در حوزه اکتشاف و تولید نفت خام.

ـ شرکت نفت:[1] در حال حاضر ۹۰ درصد سهام این شرکت در اختیار شرکت ملی نفت ژاپن است، ازاین‌رو این شرکت را می‌توان تا حد زیادی دولتی برشمرد. لازم به ذکر است، شرکت نفت JODC با یک قرارداد مشارکت در تولید در میدان نفتی Zakhum کشور امارات متحده عربی حضور مؤثری دارد. این شرکت نیز از سهام‌داران اصلی دو شرکت Inpex و Jepex است. باید اشاره کرد، هر دو شرکت نام برده به فعالیت‌های بخش بالادستی نفت و گاز مشغول هستند.

ـ شرکت‌های یکپارچه: این قبیل شرکت‌ها که به‌صورت کامل در اختیار بخش خصوصی قرار دارند، در تمامی عرصه‌های زنجیره تولید، انتقال و توزیع نفت حضور دارند. درواقع این شرکت‌ها هم در فعالیت‌های بالادستی و هم در صنایع پایین‌دستی (از قبیل صنایع پالایشی نفت خام) به فعالیت می‌پردازند. از مهم‌ترین این شرکت‌ها، می‌توان به شرکت Idemitsu اشاره کرد.

ـ شرکت های پالایشی: این شرکت‌ها عموماً در صنایع پالایشی به‌صورت خصوصی به فعالیت می‌پردازند که از مهم‌ترین آنها می‌توان به شرکت‌های Showa Shell Sekyu KK، Tonen، Kashima Oil، Nippon و Cosmo اشاره کرد. گفتنی است، این شرکت‌ها از خریداران مهم نفت خام ایران نیز هستند.

ـ شرکت های تجاری فعال در تجارت نفت و فراورده‌های نفتی: این شرکت‌ها به‌صورت گسترده‌ای در معاملات نفتی بین‌المللی حضور دارند و درواقع به فعالیت‌های تجاری مربوط به نفت خام می‌پردازند. این شرکت‌ها عموماً به‌صورت خصوصی اداره می‌شوند، ولی تحت سیاست‌های کلی METI به فعالیت می‌پردازند. از مهم‌ترین این شرکت‌ها می‌توان به شرکت میتسوبیشی[2] و شرکت Ituchu اشاره کرد.

---
1. Japan Oceanographic Data Centre (JODC)
2. Mitsubishi

۵-۲-۳ زیرساخت‌های بخش نفت

ژاپن در منطقه جنوب شرق آسیا از بازیگران مهم صنایع پالایشی است. در ابتدای سال ۲۰۰۶ حدود ۳۱ پالایشگاه مختلف نفت خام با ظرفیت حدود ۴/۷ میلیون بشکه در روز در این کشور به فعالیت مشغول بوده‌اند. بزرگ‌ترین پالایشگاه این کشور در بندر Negishi با مالکیت شرکت Nippon Oil با ظرفیت حدود ۳۴۰ هزار بشکه در روز در حال فعالیت است.

جدول ۱-۵ ظرفیت پالایشی نفت خام در کشور ژاپن و اسامی برخی پالایشگاه‌های مهم

نام شرکت	تعداد پالایشگاه های تحت مالکیت	ظرفیت (هزار بشکه در روز)
Nippon Oil	۶	۱۱۵۷
Idemitsu Kosan	۴	۶۰۸
TonenGeneral	۳	۵۹۰
Cosmo Oil	۴	۵۶۵/۲۵
سایر شرکت‌ها	۱۶	۱۷۵۱/۶۹
جمع کل	**۳۱**	**۴۶۷۱/۹۴**
اسامی پالایشگاه‌های مهم ژاپن و ظرفیت آنها		
شرکت دارنده	**محل استقرار**	**ظرفیت (هزار بشکه در روز)**
Nippon Oil	Negishi	۳۴۰
TonenGeneral	Kawasaki	۲۹۶
Nippon Oil	Mizushima	۲۵۰
Cosmo Oil	Chiba	۲۲۸
Showa Sekiyu	Yokkaichi	۲۲۲
Idemitsu Kosan	Ichihara, Chiba	۲۰۹
Fuji Oil	Sodegaura	۱۹۲
Japan Energy Co.	Mizushima	۱۹۰

Source: *Oil & Gas Journal* (OGJ), 2006.

۵-۳ فراورده‌های نفتی نروژ

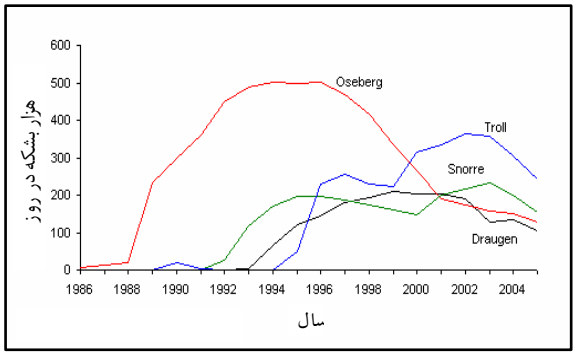
۵-۳-۱ کلیات

نروژ یکی از صادرکنندگان مطرح نفت خام در جهان است. این کشور در سال ۲۰۰۵

به‌طور متوسط روزانه حدود ۲/۴ میلیون بشکه نفت تولید کرد که به‌دلیل مصرف اندک داخلی (حدود ۲۲۸ هزار بشکه در روز) قسمت اعظم این نفت را صادر کرد.

برخی میادین مهم نفتی این کشور عبارت‌اند از: میدان نفتی Ecofisk (با ظرفیت تولید ۲۸۰ هزار بشکه در روز)، میدان Grane (با ظرفیت تولید ۲۲۰ هزار بشکه در روز)، میدان Troll (با ظرفیت تولید ۲۰۲ هزار بشکه در روز)، میدان Snorre (تولید ۲۰۰ هزار بشکه در روز) میدان Heidrun (با ظرفیت تولید ۱۴۰ هزار بشکه در روز)، میدان نفتی Gullfaks (با ظرفیت تولید ۱۳۰ هزار بشکه در روز) و همچنین میدان Oseberg (با ظرفیت تولید ۱۲۰ هزار بشکه در روز).

گفتنی است، تولید نفت کشور نروژ به‌سرعت در حال کاهش است. به‌طوری‌که بنابه آمارهای موجود در برخی از میادین مهم، تولید نفت افت شدیدی را تجربه کرده‌است.برای مثال میدان Oseberg که در اوایل دهه ۱۹۹۰ حدود ۵۳۰ هزار بشکه در روز نفت تولید می‌کرد؛ هم‌اکنون سطح تولید آن حدود ۱۱۰ هزار بشکه در روز است. نمودار ۴-۵ افت تولید نفت در برخی از این میادین را نشان می‌دهد. نروژ برای جلوگیری از کاهش صادرات نفت خام خود، قسمت اعظم فعالیت‌های تحقیق و توسعه خود در حوزه نفت را روی افزایش ضریب بازیافت مخازن و افزایش طول عمر مفید مخازن نفت و گاز متمرکز کرده است.



Source: Norwegian Petroleum Directorate

نمودار ۴-۵ بررسی افت تولید نفت خام در کشور نروژ در برخی میادین مهم در سال ۱۹۸۴ تا ۲۰۰۵

۲-۳-۵ ساختار مدیریتی و اداری

وزارت نفت و انرژی نروژ تمام سیاست‌های انرژی در بخش نفت و گاز این کشور را تنظیم و نظارت می‌کند.

توسعه و تولید نفت در این کشور در قالب قراردادهای مشارکت در تولید دنبال می‌شود. خاطرنشان می‌شود در نروژ برای قراردادهای منعقد شده به‌صورت مشارکت در تولید بعد از سال‌های ۱۹۹۶ بهره مالکانه دریافت نمی‌شود، ولی بهره مالکانه دولت برای قراردادهای قبل از تاریخ مذکور حدود ۸ تا ۱۶ درصد (بستگی به اوضاع تولید نفت از میدان نفتی) است. اما برای تولید تمام میادین گاز بهره مالکانه وجود دارد.

به‌طورکلی دولت نروژ تأثیری اساسی در کنترل و سیاستگذاری بخش نفت به‌ویژه در بخش بالادستی دارد. در اوایل سال ۱۹۷۲، دولت برای فعالیت در بخش‌های بالادستی نفت و گاز شرکت استات اویل را تأسیس کرد. شرکت استات اویل نیز در تمامی قراردادهای مشارکت تولید تا سال ۱۹۹۳ حدود ۵۰ درصد سهم در اختیار داشت. این میزان در سال‌های بعدی به ترتیب کاهش پیدا کرد، به‌طوری‌که در سال ۱۹۹۹ به حدود ۳۹ درصد و در اویل دهه ۲۰۰۰ به حدود ۲۵ درصد رسید. با وجود کاهش سهم در مشارکت تولید این شرکت و پدیدار شدن رقبای جدید برای شرکت استات اویل، همچنان این شرکت در کنار شرکت Hydro بازیگران اصلی صنعت نفت نروژ هستند. شرکت استات اویل در سال ۲۰۰۵ حدود ۶۰ درصد فعالیت‌های بخش نفت نروژ را در اختیار داشته است.

در سال ۱۹۸۵ دولت نروژ برای تبیین روابط مالی خود با شرکت استات اویل نهادی به نام SFI[1] تأسیس کرد. درواقع این نهاد روابط مالی را میان دولت و شرکت استات اویل مشخص می‌کرد. هدف از شکل‌گیری این نهاد، تلاش برای مستقل کردن و کاراتر کردن شرکت استات اویل به‌صورت شرکتی مستقل از دولت با ماهیتی تقریباً خصوصی بود. گفتنی است، سهام شرکت استات اویل در سال ۲۰۰۱ در بورس اسلو به خریداران مختلف واگذار شد و هم‌اکنون این شرکت ماهیتی خصوصی و مستقل از دولت دارد. نهاد SFI نیز بعدها به‌صورت یک شرکت مستقل در صنایع نفت تحت عنوان شرکت Petro SA تبدیل شد.

---

1. State Financial Interest (SFI)

باید اشاره کرد، در سال ۱۹۹۲ قانون نفت نروژ تدوین شد. در اواخر سال ۲۰۰۰ نیز پارلمان نروژ قوانین جدیدی را برای تجدید ساختار صنعت نفت و گاز این کشور به تصویب رساند. این تغییر ساختار درواقع به خصوصی‌سازی و کاهش تصدی دولت در فعالیت‌های نفت و گاز تأکید داشت که در نهایت به خصوصی شدن شرکت استات اویل و همچنین واگذاری حدود ۲۱/۵ درصد سهام Petro SA به بخش خصوصی انجامید.

شرکت مهم دیگری که در سال‌های اخیر در صنایع بالادستی به فعالیت پرداخته است؛ شرکت Norsk Hydro است. شرکت Norsk Hydro نیز در سال ۲۰۰۰ به شرکتی خصوصی تبدیل شد. در سال ۲۰۰۷ برای افزایش توان و کارایی شرکت‌های فعال در نروژ در بخش بالادستی؛ در نهایت شرکت‌های استات اویل و Hydro در یکدیگر ادغام و شرکت StatoilHydro شکل گرفت.

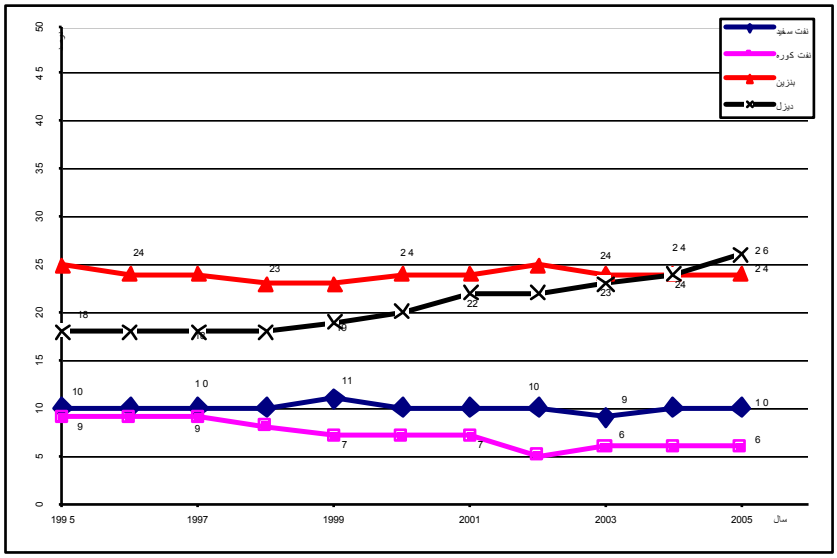
شرکت مهم دیگر در صنعت نفت نروژ شرکت Esso Norge است. این شرکت بعد از شرکت StatoilHydro حدود ۱۳ درصد کل صنعت نفت نروژ را تحت کنترل دارد.

باید توجه داشت که نروژ به‌دلیل آنکه خود تولیدکننده نفت خام است، برخلاف سایر کشورهای عضو سازمان آژانس بین‌المللی انرژی از داشتن ذخایر استراتژیک نفت حداقل برای مصرف به مدت سه ماه بی‌نیاز است. ازاین‌رو دولت به‌صورت مستقیم به واردات و صادرات نفت خام یا فراورده‌های نفتی نظارت ندارد. اما در برخی از سال‌های دهه ۱۹۹۰ که قیمت نفت خام در سطوح بسیار پایینی قرار داشت، در حمایت از سیاست‌های اوپک؛ دولت نروژ به شرکت‌های نفتی توصیه کرد تا تولید و صادرات نفت خود را برای حفظ قیمت نفت خام در بازارهای جهانی کاهش دهند.

۱-۲-۳-۵ تولید فراورده

کشور نروژ دارای دو پالایشگاه نفت خام است که عبارت‌اند از: پالایشگاه Mongstad در نزدیکی Bergen به ظرفیت ۲۰۰ هزار بشکه در روز و دیگری ESSO در منطقه Slagen در حوالی شهر اسلو با ظرفیت ۹۰ هزار بشکه در روز. درمجموع دو پالایشگاه ظرفیتی افزون‌بر ۲۹۰ هزار بشکه در روز دارند. به‌طورکلی ۳۰ درصد فراورده‌های نفتی این دو پالایشگاه جذب بازار داخلی و بقیه صادر می‌شود و حدود ۱۰۰ هزار بشکه در روز مصرف

داخلی را پالایشگران خارجی تأمین می‌کند. روند تولید مهم‌ترین فـراورده‌هـای نفتـی در سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵ در نمودار ذیل دیده می‌شود. به‌طوری‌کـه در نمـودار مشـخص است، سبد تولیدی پالایشگاه‌های نـروژ تثبیـت شـده اسـت و تغییـرات عمـده‌ای در آن ملاحظه نمی‌شود. قسمت اعظم تولید پالایشگاه‌های نـروژ بـه محصـولات بسـیار بـاارزش تبدیل می‌شود و محصولات کم ارزشی چون نفـت کـوره سـهم بسـیار انـدکی از تولیـد پالایشگاه‌های این کشور دارد. برای مثال نفت کوره در سبد خروجی پالایشگاه‌هـا فقـط ۶ درصد سهم دارد که بیش از ۷۰ درصد آن نیز در سال ۲۰۰۷ به خارج از نروژ صادر شـده است. نکته جالب توجه آنکه با وجود سهم اندک نفت کوره در تولیدات پالایشگاهی نروژ، این سهم در فاصله ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵ حدود ۳ درصد کاهش داشته است. ازسوی‌دیگر، سهم دیزل در سبد تولیدات پالایشگاهی نروژ از ۱۸ درصد به ۲۶ درصد رسیده اسـت. گـرایش کارخانجات خودروسازی پیشرو در جهان به طراحی و عرضه خودروهای دیزلی (بـه‌ویـژه خودروهای سبک) علت افزایش سهم این سوخت در تولیدات پالایشگاه‌های نروژ است.



Source: Statbank.ssb.no.

نمودار ۵-۵ روند تغییر تولید محصولات مهم پالایشگاهی نروژ در سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۵

۵-۴ فراورده‌های نفتی هند

۵-۴-۱ کلیات

تاریخچه صنعت نفت در هند به اواخر قرن نوزدهم میلادی برمی‌گردد، یعنی هنگامی که برای اولین بار و در سال ۱۸۸۹ در منطقه دیگ‌بوی[1] در ایالت آسام وجود نفت ثابت شد. پس از آن و تا سال‌های اولیه دهه ۱۹۶۰، صنعت نفت هند فعالیت‌های خود را در ناحیه شمال شرق کشور ادامه داد، به‌طوری‌که در سال ۱۹۵۸ در ناحیه خشکی کامبای[2] و پس از آن (۱۹۷۴) در منطقه فلات قاره بمبئی میادین نفتی دیگری کشف شد. در سال ۲۰۰۴ مجموع نفت تولیدی از میادین اکتشافی روزانه تا ۸۰۰ هزار بشکه رسید.

در بخش پایین‌دستی نیز، اولین پالایشگاه نفت کشور در سال ۱۹۰۱ در منطقه دیگ‌بوی احداث شد، که پس از آن و در اواخر دهه ۱۹۵۰ اوایل دهه ۱۹۶۰ شرکت‌های بین‌المللی نفتی از جمله، شل،[3] کالتکس[4] و اسو[5] به ایجاد مراکز جدید پالایشی در هندوستان اقدام کردند. در دهه ۱۹۶۰ نیز دولت با هدف تأمین نیازهای کشور به احداث تعدادی مرکز پالایشی جدید اقدام کرد.

با وقوع اولین شوک نفتی در سال ۱۹۷۴، دولت هند نسبت به ملی کردن صنعت نفت کشور در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی اقدام کرد و از شرکت‌های بین‌المللی خواست تا نسبت به ترک کشور اقدام کنند و پس از آن فعالیت‌های خود را در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی توسعه داد. علاوه‌برآن، درباره قیمت‌گذاری و کنترل قیمت نفت خام و توزیع فراورده‌های نفتی و گاز طبیعی نیز نظارت مستقیم خود را اعمال کرد.

۵-۴-۲ ساختار اداری و مدیریتی

همان‌طور که اشاره شد، صنعت نفت هند را دولت اداره می‌کند، اما در سال‌های اخیر به‌تدریج فعالیت‌های مستقیم و کنترلی آن کاهش یافت و حضور شرکت‌های خصوصی

---

1. Digboi
2. Combay
3. Shell
4. Caltex
5. Esso

در این بخش آزاد شد. صنعت نفت هند تعدادی شرکت تابعه دارد که برحسب نوع فعالیت به سه بخش مجزا شامل موارد زیر تقسیم‌بندی می‌شود:

ـ فعالیت‌های اکتشاف و تولید نفت و گاز[1]،

ـ فعالیت‌های پالایش نفت و بازاریابی فراورده‌های نفتی[2]،

ـ فعالیت‌های توزیع گاز طبیعی.

هریک از فعالیت‌های فوق را تعدادی شرکت به مرحله اجرا درمی‌آورند که در زیر به مهم‌ترین آنها اشاره می‌شود:

ـ شرکت ONGC مهم‌ترین شرکت فعال درزمینه اکتشاف و تولید نفت و گاز در هندوستان است و سایر شرکت‌های داخلی و خارجی با آن همکاری می‌کنند از جمله شرکت‌های Reliancr Industries, Oil Indian Ltd, Indian Corporation, Gas Authooriy Of Indian, British Gas Co, Hindustan Oil Exploration Co, GozProm Inter Link Petroleum, Okland International Co و ... بسیاری از شرکت‌های نفتی فعال در بخش بالادستی نفت و گاز.

ـ شرکت‌های BPCL, HPCL, OIL, IOC, ONGC تحت اداره دولت بوده ودرزمینه پالایش و بازاریابی فراورده فعالیت می‌کنند. شرکت‌های GAIL, CPCL, IBP, BRPL زیرمجموعه شرکت IOC و واحدهای NRL, KRL از زیرمجموعه‌های BPCL هستند که همگی نیز درزمینه بازاریابی فراورده فعالیت می‌کنند.

ـ شرکت MRPL با خرید سهامی مساوی با شرکت‌های HPCL, Aditya Brita Group به‌صورت مشترک با آنها فعالیت می‌کند. اگرچه شرکت ONGC سهام شرکت‌های HPCL, Aditya Brita Group را در مشارکت با MRPL داراست، با آن شرکت نیز به‌صورت مشترک فعالیت می‌کند.

ـ شرکت Relince Petroleum Ltd (RPL) که اخیراً با شرکت Relince Industries Ltd (RIL) ادغام شده و همچنین شرکت Gujarat Gas از شرکت‌های خصوصی در صنعت نفت هند هستند که به‌تدریج با کاهش اختیارات دولت بر تعداد آنها در صنعت نفت هند افزوده شده و در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی نفت و گاز طبیعی فعالیت

---

1. Exploration and Production (E&P)
2. Refining and Production (R&M)

می‌کنند. اگرچه دولت قصد دارد با در اختیار داشتن سه واحد کلیدی صنعت شامل کمیته همکاری‌ها درزمینه نفت، هیئت مدیره توسعه صنعت نفت و مدیر عامل بخش هیدروکربوری کشور بر فعالیت تمامی شرکت‌های فعال در این بخش نظارت داشته باشد.

۳-۴-۵ واردات نفت خام

در سال ۲۰۰۵ هندوستان سومین کشور مصرف‌کننده نفت خام در آسیا بود و با توجه به میزان تولید آن در داخل، ناگزیر از واردات نفت بود که حجم آن بالغ بر حدود ۷۰ درصد مجموع نفت مصرفی آن اعلام شده است. بنابراین دولت و شرکت‌های نفتی در این کشور برنامه‌های متفاوتی را درزمینه تأمین نفت لازم طراحی کرده‌اند که علاوه‌بر توسعه فعالیت‌های اکتشافی در نواحی خشکی و آبی و افزایش میزان تولید در داخل و مشارکت با سایر کشورها به‌عنوان میهمان و در راستای عدم وابستگی به یک کشور یا یک منطقه خاص (به‌ویژه خلیج فارس)، تلاش می‌کند تا بر امنیت عرضه نفت لازم از منابع متعدد و کشورهای مختلف بیافزاید.

جدول ۲-۵ ذخایر، تولید و مصرف نفت خام در کشور هندوستان در سال‌های ۱۹۸۴-۲۰۰۴

سال	ذخایر (میلیارد بشکه)	درصد به کل جهان	درصد تغییر	عمر ذخایر (سال)	تولید (هزار بشکه در روز)	درصد تغییر	مصرف (هزار بشکه در روز)	درصد تغییر
۱۹۸۴	۳/۵	۰/۵	-	۱۷	۵۸۰	-	۸۱۵	-
۱۹۸۵	۳/۷	۰/۵	۵/۷	۱۶/۶	۶۲۵	۷/۸	۸۸۵	۸/۵
۱۹۸۶	۴/۲	۰/۶	۱۶/۲	۱۸	۶۶۰	۵/۶	۹۳۵	۵/۶
۱۹۸۷	۳/۴	۰/۵	۲/۴	۱۸/۳	۶۴۵	-۲/۳	۹۶۶	۳/۳
۱۹۸۸	۶/۴	۰/۷	۴۸/۸	۲۶/۸	۶۸۰	۵/۴	۱۰۷۰	۱۰/۸
۱۹۸۹	۷/۵	۰/۷۴	۱۷/۲	۲۸/۱	۷۳۰	۷/۴	۱۱۶۵	۸/۹
۱۹۹۰	۸	۰/۸	۶/۷	۳۱/۴	۷۳۰	۰	۱۲۱۰	۳/۸

جدول ۲-۵ ذخایر، تولید و مصرف نفت خام در کشور هندوستان در سال‌های ۱۹۸۴-۲۰۰۴

سال	ذخایر (میلیارد بشکه)	درصد به کل جهان	درصد تغییر	عمر ذخایر (سال)	تولید (هزار بشکه در روز)	درصد تغییر	مصرف (هزار بشکه در روز)	درصد تغییر
۱۹۹۱	۸	۰/۸	۰	۳۱/۳	۷۰۰	-۴/۱	۱۲۳۵	۲/۷
۱۹۹۲	۶	۰/۶	-۲۵	۲۵/۶	۶۴۳	-۸/۲	۱۲۹۶	۴/۹
۱۹۹۳	۵/۹	۰/۶	-۱/۷	۲۸/۶	۶۲۰	-۳/۶	۱۳۱۳	۱/۳
۱۹۹۴	۵/۸	۰/۶	-۱/۷	۲۲/۴	۷۰۸	۱۴/۲	۱۴۱۳	۷/۶
۱۹۹۵	۵/۸	۰/۶	۰	۱۹/۸	۸۰۴	۱۳/۶	۱۵۳۳	۸/۵
۱۹۹۶	۴/۳	۰/۴	-۲۶	۱۶/۵	۷۷۸	-۳/۲	۱۶۶۳	۸/۵
۱۹۹۷	۴/۳	۰/۴	۰	۱۴/۷	۸۰۰	۲/۸	۱۷۵۳	۵/۴
۱۹۹۸	۴	۰/۴	-۷	۱۴/۵	۷۹۱	-۱/۲	۱۸۳۵	۴/۷
۱۹۹۹	۴/۸	۰/۵	۲۰	۱۷/۸	۷۸۸	-۰/۴	۲۰۱۶	۹/۹
۲۰۰۰	۴/۷	۰/۴	-۲/۱	۱۷/۳	۷۸۰	-۱/۱	۲۰۶۷	۲/۵
۲۰۰۱	۴/۸	۰/۴	۲/۱	۱۶/۸	۷۷۹	-۰/۱	۲۰۶۶	-۰/۴
۲۰۰۲	۵/۴	۰/۵	۱۲/۵	۱۸/۵	۸۰۱	۲/۸	۲۰۹۰	۱/۲
۲۰۰۳	۵/۷	۰/۴۸	۵/۶	۱۹/۵	۸۰۰	-۰/۱	۲۴۲۰	۳/۱
۲۰۰۴	۵/۶	۰/۴۷	-۱/۷	۱۸/۷	۸۱۹	۲/۳	۲۵۵۵	۳/۲

مأخذ: مؤسسه بین‌المللی مطالعات انرژی، «مجموعه گزارش‌های کشوری انرژی هندوستان»، ۱۳۸۶.

در سال ۲۰۰۳ مجموع نفت وارداتی هند بالغ بر ۱/۷ میلیون بشکه در روز بود که به ترتیب از شرکت‌های نفتی IOC (۴۲/۹ درصد)، RELIANCE (۳۳/۱ درصد)، BPCL (۸/۹ درصد)، HPCL (۸/۹ درصد) و MRPL (۵/۹ درصد) تأمین شده است. در این میان صادرکنندگان عمده نفت به هندوستان شامل کشورهای عربستان سعودی با ۳۲۸، نیجریه با ۲۳۲، کویت با ۱۸۵، ایران با ۱۶۰ و امارات متحده عربی با ۱۱۰ هزار بشکه در روز بودند. البته کشورهای عراق، مصر، یمن و برزیل نیز با مجموع صدور روزانه ۱۸۳ هزار بشکه در روز از دیگر صادرکنندگان نفت به هند در سال ۲۰۰۳ هستند.

در سال ۲۰۰۴ واردات نفت به این کشور بالغ بر ۲/۰۳ میلیون بشکه در روز بود که در سال ۲۰۰۵ به حدود ۲ میلیون بشکه در روز کاهش یافت، اما در این سال نیز هند پس از کشورهای چین و ژاپن همچنان سومین واردکننده نفت خام در آسیا بود. حدود ۶۱ درصد نفت وارداتی هند در نیمه اول سال ۲۰۰۵ از خاورمیانه و ۲۴ درصد آن از آفریقا تأمین شد. عربستان سعودی در این سال با صدور ۳۶۵ هزار بشکه در روز (۱۸/۳ درصد)، نیجریه با ۲۹۹ هزار بشکه در روز (۱۵ درصد) ایران، عراق و کویت با حدود ۲۰۰ هزار بشکه در روز (۱۰/۳ درصد) مهم‌ترین صادرکنندگان نفت خام به هند در سال ۲۰۰۵ بود.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود واردات نفت خام هندوستان از ایران نیز در سال‌های اخیر دچار تغییر چندانی نشده است، اما مقدار آن از ۲۲۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۰۴ به ۲۱۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۰۵ کاهش داشته است. در این سال شرکت‌های MRPL با ۵۷/۱ درصد، RELIANCE با ۳۸/۱ درصد و شرکت IOC با ۴/۸ درصد مجموع نفت خام صادراتی از ایران را به‌خود اختصاص داده است.

جدول ۳-۵ مهم‌ترین واردکنندگان نفت خام ایران در آسیا و هند در سال‌های ۲۰۰۴-۲۰۰۵

(ارقام: هزار بشکه در روز)

کشور	۲۰۰۴	درصد سهم	۲۰۰۵	درصد سهم
ژاپن	۶۲۰	۴۸/۳	۵۸۱	۴۵/۷
چین	۲۶۵	۲۰/۷	۲۸۵	۲۲/۴
کره جنوبی	۱۷۸	۱۳/۹	۱۹۴	۱۵/۳
هندوستان	۲۲۰	۱۷/۱	۲۱۰	۱۶/۵
جمع	**۱۲۸۳**	**۱۰۰**	**۱۲۷۰**	**۱۰۰**

مأخذ: همان.

انتظار می‌رود که واردات نفت خام هند در سال ۲۰۰۶ تا ۳۳۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد، زیرا با فعالیت‌های انجام شده درزمینه توسعه مراکز پالایشی توان بیشتری‌رادر پالایش نفت به‌دست خواهد آورد. تولید نفت این کشور در سال ۲۰۰۶ معادل ۶۴۰ هزار

بشکه در روز و ظرفیت پالایش آن ۲/۶ میلیون بشکه در روز پیش‌بینی شده است.ازمجموع افزایش نفت خام وارداتی ۱۵۰ هزار بشکه در روز از کویت و ۱۸۰ هزار بشکه در روز ازعراق در نظر گرفته شده است، به‌علاوه پیش‌بینی می‌شود که میزان نفت خام وارداتی از عربستان و امارات متحده عربی نیز به‌ترتیب تا ۱۰۰ و ۴۵ هزار بشکه در روز افزایش یابد.

۴-۴-۵ مصرف فراورده‌های نفتی

هند در دهه ۱۹۹۰ به‌دلیل عدم برخورداری از ظرفیت پالایشی لازم و عدم توان تأمین تقاضای روزافزون فراورده‌های پالایشی، ناگزیر از واردات فراورده‌های نفتی در حجمی گسترده شد. در سال ۱۹۹۹ با احداث واحدهای پالایشگاهی شکاف میان عرضه و تقاضا تقریباً از بین رفت.

روند نزولی صادرات فراورده‌های نفتی از کشور هندوستان که در سال‌های ۱۹۹۹-۱۹۹۵ از کاهشی معادل ۷۳/۸ درصد برخوردار بوده است، حکایت از رشد روزافزون مصرف آنها در داخل کشور داشته است، که به‌ترتیب با ایجاد صنایع، تأسیسات و زیرساخت‌های توزیع و انتقال بر مصرف انواع فراورده‌های نفتی در کشور افزوده شده بود. به‌علاوه، با افزایش ظرفیت پالایشی، واردات انواع فراورده نیز از روندی نزولی برخوردار شد، به‌طوری‌که مقدار آن از ۲۰/۳ میلیون تن در سال ۱۹۹۵ (۲۹/۳ درصد) به ۱۳/۱ میلیون تن در سال ۲۰۰۰ کاهش یافت. در مقابل واردات نفت خام از ۲۷/۴ میلیون تن در سال ۱۹۹۶ به ۴۴/۹ میلیون تن در سال ۲۰۰۰ افزایش داشته که با روند صعودی آن، در سال ۲۰۰۵ بیش از ۷۴ درصد نفت مصرفی هند از طریق واردات تأمین شده است.

در سال ۲۰۰۰ تقاضای فراورده‌های نفتی در هندوستان حجمی معادل ۹۶/۳ میلیون تن بود که از این مقدار فراورده‌های سبک (گاز مایع)، بنزین، نفتا، گاز طبیعی و ... معادل ۲۰/۴ میلیون تن (۲۱/۲ درصد)، فراورده‌های میان‌تقطیر (نفت سفید، سوخت جت و نفت گاز و ...) حدود ۵۴/۳ میلیون تن (۵۶/۴ درصد) و فراورده‌های نفتی بسیار سنگین (روغن موتور، نفت کوره، قیر و سایر مواد نفتی) حدود ۱۵/۹ میلیون تن (۱۶/۵ درصد) بوده است. درمجموع مصرف فراورده‌های نفتی در هندوستان در سال ۲۰۰۰ نسبت به سال‌های ۱۹۹۶ و ۱۹۹۹ به‌ترتیب از افزایشی معادل ۳۲/۷ و ۶/۳ درصد رشد

برخوردار بوده که در این میان سهم افزایش فراورده‌های میان تقطیر از بقیه فراورده‌ها بیشتر بوده است. به همین دلیل دولت هند بابت مصرف این نوع مواد نفتی یارانه بیشتری به مردم به‌ویژه در مناطق محروم‌تر پرداخت می‌کند.

جدول ۴-۵ مصرف انواع فراورده‌های نفتی در کشور هندوستان در سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۹۶

(ارقام: هزار تن)

سال / فراورده‌های نفتی	۱۹۹۶	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰
گاز مایع	۳.۸۴۹	۴.۱۸۴	۴.۵۸۱	۵.۰۴۱	۶.۰۲۹
بنزین	۴.۶۷۹	۴.۹۵۵	۵.۱۸۲	۵.۵۰۷	۵.۹۰۹
نفتا	۳.۶۶۹	۴.۰۱۵	۴.۷۱۶	۶.۶۵۲	۷.۹۷۰
گاز طبیعی مایع	۴۷۵	۶۸۲	۷۶۸	۳۳۰	۹۱
سایر	۴۷۲	۵۴۸	۴۹۵	۴۲۸	۴۷۴
جمع فراورده‌های سبک	۱۳.۱۴۴	۱۴.۳۸۴	۱۵.۷۴۲	۱۷.۹۵۸	۲۰.۴۷۳
سوخت جت	۲.۰۸۲	۲.۱۵۸	۲.۱۰۸	۲.۱۱۲	۲.۱۹۷
نفت سفید	۹.۳۱۷	۹.۶۴۶	۹.۸۷۸	۱۰.۵۹۹	۱۰.۷۳۱
سوخت دیزل با گوگرد زیاد	۳۲.۲۵۴	۳۵.۰۱۹	۳۶.۰۷۱	۳۷.۲۱۷	۳۹.۲۸۷
سوخت دیزل با گوگرد کم	۱.۳۱۱	۱.۲۲۳	۱.۲۳۵	۱.۲۷۸	۱.۵۱۲
سایر	۴۹۵	۴۹۸	۴۲۴	۴۸۰	۵۳۲
جمع فراورده‌های میان تقطیر	۴۵.۴۵۹	۴۸.۵۴۴	۴۹.۷۱۶	۵۱.۶۸۶	۵۴.۲۵۹
روان‌کننده (روغن‌ها)	۷۱۱	۷۰۵	۸۳۵	۸۸۵	۹۱۵
نفت کوره	۶.۴۹۶	۶.۵۳۴	۶.۶۵۱	۶.۷۶۷	۶.۸۱۶
نفت کوره کم گوگرد/ با گوگرد زیاد	۴.۱۸۹	۴.۳۱۳	۴.۳۲۳	۴.۵۳۷	۴.۷۶۳
قیر	۲.۰۰۵	۲.۲۷۳	۲.۱۷۸	۲.۴۱۲	۲.۸۷۹
کک نفتی	۳۱۹	۲۷۶	۲۲۷	۳۱۵	۳۲۸
سایر	۱۹۵	۱۹۵	۱۶۶	۲۰۶	۲۱۸
جمع فراورده‌های نفتی بسیار سنگین	۱۳.۹۱۵	۱۴.۲۹۶	۱۴.۳۸۰	۱۵.۱۲۲	۱۵.۹۱۹
واردات توسط بخش خصوصی	۰	۱.۹۴۴	۴.۴۵۲	۵.۷۹۶	۵.۶۳۹
جمع کل تقاضا	**۷۲.۵۴۰**	**۷۹.۱۶۸**	**۸۴.۲۹۰**	**۹۰.۵۶۲**	**۹۶.۲۹۰**

مأخذ: همان.

همچنین در سال ۲۰۰۰ از مجموع فراورده‌های نفتی مورد تقاضا ۵/۸ درصد آنها وارداتی بوده که این مقدار نسبت به سال ۱۹۹۷ رشدی حدود ۱۹۰ درصد داشته است.

جدول ۵-۵ تقاضای انواع فراورده‌های عمده نفتی در هندوستان

(ارقام: هزار بشکه در روز)

سال / نوع	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵
سوخت دیزل	۷۶۹	۷۸۶	۷۸۰	۸۲۶	۸۶۱
نفت کوره	۲۷۰	۲۶۵	۲۶۸	۲۷۷	۲۷۶
بنزین	۱۶۴	۱۷۲	۱۷۹	۱۸۷	۱۹۳
نفت سفید/ سوخت جت	۲۶۳	۲۵۶	۲۵۳	۲۵۸	۲۶۷
گاز مایع و نفتا	۴۹۸	۵۱۶	۵۳۹	۵۷۷	۶۰۶
سایر فراورده‌ها	۱۱۰	۱۰۲	۱۰۵	۹۶	۱۰۰
جمع	**۲۰۷۴**	**۲۰۹۷**	**۲۱۲۴**	**۲۲۲۱**	**۲۳۰۳**

مأخذ: همان.

جدول ۶-۵ قیمت فروش انواع فراورده‌های عمده نفتی در مناطق مهم هندوستان در ژوئن سال ۲۰۰۱

(ارقام: روپیه)

نوع فراورده	واحد حجم	بمبئی	دهلی	چنای	کلکته
بنزین موتور (۸۷)	لیتر	۳۱/۲۷	۲۸/۴۴	۳۰/۳۸	۲۸/۹۲
بنزین بدون سرب	لیتر	۳۱/۷۳	۲۸/۷۵	۳۰/۳۸	۲۸/۹۲
بنزین (۹۳)	لیتر	۳۵/۵۶	۳۲/۲۸	۳۴/۴۶	۳۲/۸۷
نفت گاز (دیزل)	لیتر	۲۰/۰۷	۱۶/۵۵	۱۸/۰۱	۱۶/۹۲
نفت گاز (۰/۰۵ گوگرد)	لیتر	۲۰/۶۷	۱۷/۰۶	۰	۰
نفت سفید مرغوب	لیتر	۷/۵۲	۷/۳۵	۷/۵۰	۷/۷۶
سوخت جت	هزار لیتر	۲۲.۰۰۳/۴	۲۰.۷۷۵/۴۶	۲۱.۸۲۷/۳۷	۲۲.۰۰۳/۴۰
نفت کوره(خوراک مراکز شیمیایی)	هزار لیتر	۱۰.۵۲۵/۰۱	۱۰.۴۷۰	۱۰.۴۰۷/۵۲	۱۰.۷۵۸/۰
نفت کوره(سوخت مراکز شیمیایی)	هزار لیتر	۱۱.۸۹۲/۳۴	۱۲.۱۴۵/۲۰	۱۲.۰۷۲/۷۲	۱۲.۴۷۹/۲۸
گاز مایع	کپسول (۱۹ کیلویی)	۵۱۹/۱۷	۴۸۷/۳۴	۴۸۶/۷۳	۵۴۵/۹۴

جدول ۶-۵ قیمت فروش انواع فراورده‌های عمده نفتی در مناطق مهم هندوستان در ژوئن سال ۲۰۰۱

(ارقام: روپیه)

نوع فراورده	واحد حجم	بمبئی	دهلی	چنای	کلکته
گاز مایع	کپسول (۱۴/۲ کیلویی)	۲۲۵/۲۵	۲۲۲/۲۵	۲۲۸/۶۵	۴۲۵/۶۵
نفت سفید	هزار لیتر	۱۴.۷۳۹/۰۳	●	●	●

● ارقام غیرقابل دسترس.

مأخذ: همان.

جدول ۷-۵ تعرفه‌های اعمال شده بر واردات نفت خام و انواع فراورده‌های نفتی سال ۲۰۰۱ در مقایسه با سال ۱۹۹۶

(درصد)

نوع مواد نفتی	سال	
	۱۹۹۶	۲۰۰۱
نفت خام	۲۷	۱۰
گاز مایع	۱۲	۱۰
نفتا	۰	۱۰
بنزین	۳۲	۲۰
نفت سفید	۰	۵
سوخت دیزل	۳۲	۲۰
سوخت	۳۲	۲۰

مأخذ: همان.

۵-۵ فراورده‌های نفتی ایران

۵-۵-۱ کلیات

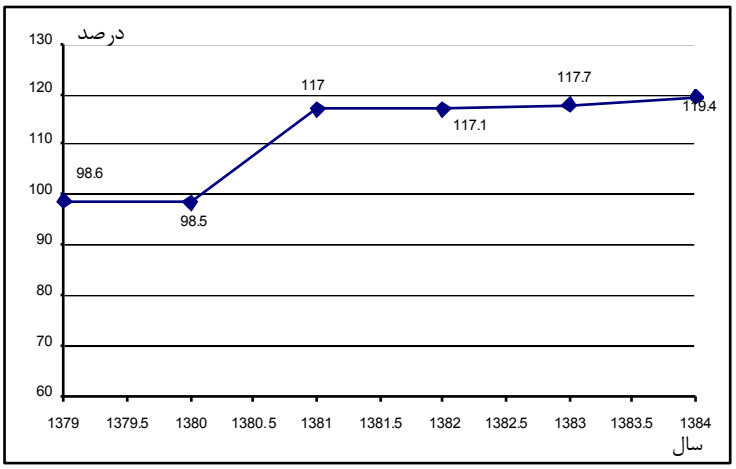
بخش پالایش نفت ایران را ۹ پالایشگاه داخلی با ظرفیت اسمی ۱۳۴۷ هزار بشکه در روز تأمین می‌کند که هدف آنها تأمین نیازهای انرژی داخل کشور، تأمین بخشی از خوراک صنایع و واحدهای پتروشیمی و صادرات پاره‌ای از فراورده‌های مازاد بر مصرف

داخلی است. بیشترین سهم پالایش نفت خام مربوط به پالایشگاه اصفهان با ۲۳/۴ درصد و کمترین آن مربوط به پالایشگاه کرمانشاه با ۱/۵ درصد است. در حال حاضر بیشتر نیاز فراورده‌های نفتی از طریق همین ۹ پالایشگاه داخلی تأمین می‌شود که شامل بنزین موتور، گاز مایع، نفت سفید و نفت کوره است. میانگین تولید فراورده‌های اصلی در سال ۱۳۸۴ معادل ۲۲۶۲۱۳ متر مکعب در روز بوده است. این فراورده‌ها بیشتر به مصارف داخلی رسیده و بخش کوچکی از آن صادر می‌شود.

۲-۵-۵ روند تولید فراورده‌های نفتی

در سال ۱۳۸۴ عملکرد واقعی پالایشگاه‌های کشور ۱۶۰۹ هزار بشکه در روز بوده است که نسبت به سال قبل رشد ۱/۵ درصد را تجربه کرده است. در این سال توان متوسط عملی پالایش کشور به ۱۱۹/۴ درصد توان اسمی رسید.

روند تغییر نسبت ظرفیت عملی به اسمی پالایش کشور در سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۴ در کشور در نمودار زیر مشهود است:



مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۶-۵ روند تغییر نسبت ظرفیت اسمی به عملی پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۹

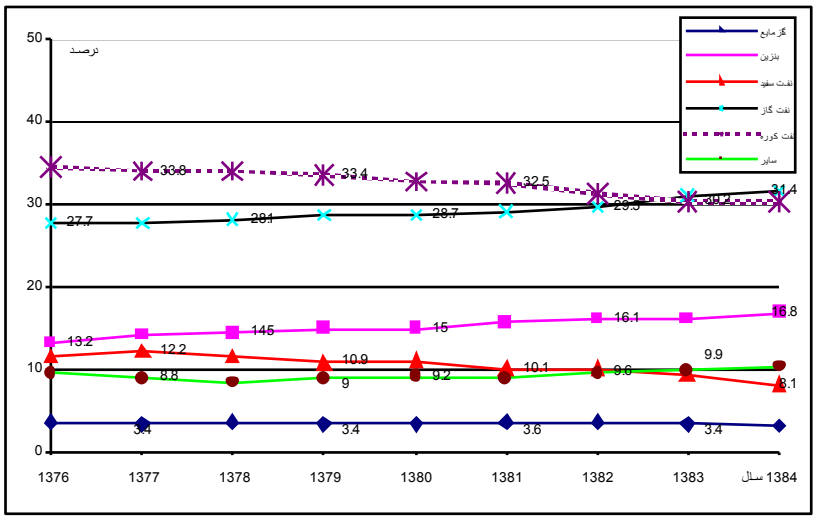
حدود ۷۸/۴ درصد از کل تولید پالایشگاه‌های کشور در این سال فقط به تولید نفت گاز، بنزین و نفت کوره اختصاص داشته که سهم تولید نفت کوره به تنهایی ۳۰/۲ درصد است. باید توجه داشت که کاهش تدریجی کیفیت نفت خام تولیدی کشور با توجه به افزایش سهم سازندها و میادین جدید با کیفیت تولید پایین از یک‌سو و نامناسب بودن الگوی پالایش ازسوی‌دیگر، باعث شده تا فراورده‌های تولیدی پالایشگاه‌های کشور نه مطابق با نیاز بازار بوده و نه کیفیت مطلوبی داشته باشد.

اگرچه، ایران ازنظر تولید نفت خام جایگاه چهارم جهان را به‌خود اختصاص داده، اما ازنظر ظرفیت تولید فراورده‌های نفتی، در رتبه چهاردهم جهان جای گرفته است. سهم کشور از کل تولید فراورده‌های نفتی جهان در سال ۲۰۰۴ فقط حدود ۲ درصد بوده است. ایالات متحده آمریکا با تولید ۲۲/۶ درصد از کل فراورده‌های نفتی جهان در رتبه اول قرار داشته و چین با ۷/۱ درصد و ژاپن با ۵/۴ درصد به‌ترتیب در رتبه‌های بعدی قرار دارد.

در این میان پالایشگاه‌های ایران به طرف افزایش تولید بنزین و گازوئیل حرکت کرده، اما این تغییر چندان محسوس نبوده است، زیرا در روند تولید بنزین سالیانه فقط ۰/۴۵ درصد ـ در کل پالایشگاه‌های کشور ـ افزایش دیده می‌شود (در فاصله سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴) و این میزان درباره گازوئیل هم تقریباً مشابه و برابر ۰/۴۶ درصد است، امانفت کوره که در سبد انرژی و به‌خصوص حمل‌ونقل عمومی نقشی کم‌رنگ‌تر (در مقایسه با بنزین و گازوئیل که سوخت‌های بسیار استراتژیکی هستند) دارد، همچنان سهمی نزدیک به یک‌سوم تولیدات پالایشگاه‌ها را دربرمی‌گیرد. در نمودار ۷-۵ روند تغییرات سهم تولیدات مختلف در پالایشگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ دیده می‌شود.

درحالی که در کشور ما ۳۰ درصد تولید پالایشگاه‌ها را نفت کوره تشکیل می‌دهد، در نروژ که منابع غنی نفت و گاز را داراست، این رقم فقط ۱۱ درصد بوده که روندی کاهشی را در سال‌های اخیر نیز تجربه کرده است. این امر لزوم اصلاح ساختار فنی و مدیریتی پالایشگاه‌های کشور و حرکت به‌سمت تولید سوخت‌های پراهمیت‌تر نظیر گازوئیل و بنزین را آشکار می‌کند. نکته‌ای که درباره علت گرایش پالایشگاه‌ها به تولید نفت کوره حائز اهمیت است، سیاستگذاری‌های این حوزه است؛ زیرا بنابر قوانین مصوب

شده در سال‌های اخیر پالایشگاه‌ها مجازند نفت کوره تولیدی خود را رأساً فروخته و درآمد حاصله را صرف امور جاری کنند، اما درباره سایر محصولات متولی فروش، دولت است. چنین قانونی سبب گرایش پالایشگاه به تولید نفت کوره بیشتر برای تأمین مخارج و کسب درآمد مستقل شده است، درصورتی‌که برایند کلی این طرح برای کشور منفعت چندانی نداشته و سهم سوخت‌های کم‌اهمیت‌تر را در سبد محصول تولیدی پالایشگاه‌ها بالاتر می‌برد، اما در کشوری مانند نروژ، مشاهده می‌شود که سهم تولید نفت کوره ۱۱ درصد از کل خروجی پالایشگاه‌ها بوده که البته این کشور حدود ۷۸ درصد نفت کوره تولیدی خود را صادر و در داخل کشور مصرف نمی‌کند، اما در کشور ما در سال ۱۳۸۴، حدود ۴۵ درصد نفت کوره تولیدی در کشور مصرف شده و با توجه به بالا بودن سهم نفت کوره و کم بودن سهم بنزین و نفت گاز در تولیدات داخلی، کشور ناگزیر از واردات این دو محصول باارزش بوده است و به این دلیل حجم عظیمی ارز و اعتبارات از کشور خارج شده است.



مأخذ: همان.

نمودار ۷-۵ روند تغییر تولید محصولات مختلف پالایشگاهی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

۳-۵-۵ وضعیت کنونی و آینده واردات و صادرات فراورده‌های نفتی و نفت خام

صادرات فراورده‌های عمده نفتی کشور شامل نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره است که بیشتر از پایانه‌های صادراتی بندرعباس، ماهشهر و بندر لاوان صادر می‌شود. میانگین صادرات نفت سفید کشور در سال ۱۳۸۴ روزانه ۳۲۰ هزار لیتر و نفت گاز ۱۴۶۰ هزار لیتر در روز بوده است. صادرات نفت سفید و گازوئیل در سال‌های اخیر روند کاهشی گرفته به‌طوری‌که از سال ۱۳۸۳ کشور مجبور به واردات گازوئیل نیز بوده است. صادرات نفت کوره نیز در سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۴، سالیانه حدود ۳/۲ درصد کاهش داشته است، بنابراین دور از انتظار نیست که حتی درباره این فراورده هم در سنوات آتی به واردکننده تبدیل شویم، چنانچه درباره خود نفت خام پیش‌بینی می‌شود در ۱۲ تا ۱۹ سال آینده به کشوری واردکننده تبدیل شویم. مسئله تغییر روند صادرات و واردات نفت خام، ازسوی کارشناسان و تحلیلگران خارجی[1] در ۴ سناریو دسته‌بندی شده است با توجه به اینکه ظرفیت تولید نفت ایران در سال ۲۰۰۶ برابر ۴ میلیون بشکه و تقاضای داخلی ۱/۶ میلیون بشکه در روز بوده است با تفریق مصرف از تولید، صادرات سال ۲۰۰۶، ۲/۴ میلیون بشکه در روز خواهد بود. با فرض سال ۲۰۰۶ به‌عنوان مبنای آینده صادرات نفت، ۴ سناریو پیش‌بینی می‌شود:

ـ هیچ سرمایه‌گذاری یا ظرفیت جدیدی بعد از سال ۲۰۰۶ اضافه نشود. نتیجه برآورد عبارت است از، صفر شدن صادرات بین سال‌های ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۳،

ـ هیچ سرمایه‌گذاری جدیدی انجام نشود، اما فرض می‌کنیم که سرمایه‌گذاری قبلی برای تکمیل همه پروژه‌هایی که تا سال ۲۰۰۸ برنامه‌ریزی شده، کافی است. پروژه‌هایی نظیر آزادگان، اهواز و یادآوران که قرارداد ندارد و تا قبل از ۲۰۰۸ برنامه‌ریزی نشده، مستثنا شده است. در این حالت افزایش سالیانه ظرفیت برابر ۱۱۵ هزار بشکه در روز تا سال ۲۰۱۰ است. اما هیچ ظرفیت جدیدی پس از ۲۰۱۱ به بهره‌برداری نمی‌رسد. نتیجه آن صفر شدن صادرات بین سال‌های ۲۰۱۴ تا ۲۰۱۵ خواهد بود.

ـ سرمایه‌گذاری جدید برای افزایش ۱۵۵هزار بشکه در روز به‌طور نامحدود، کافی است. در این صورت نتیجه، صفر شدن صادرات بین سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۱۸ خواهد بود

---

۱. مقاله «بحران نفتی ایران و امنیت ملی آمریکا» به قلم راجر استرن که در پیوست ۷ آورده شده است.

ـ خوش‌بینانه‌ترین گزینه. سرمایه‌گذاری جدید برای افزایش برنامه‌ریزی شده ۲۵۰هزار بشکه‌ای در روز به‌صورت نامحدود است که نتیجه آن صفر شدن صادرات بین سال‌های ۲۰۱۹ تا ۲۰۲۰ خواهد بود.

با توجه به روند کنونی مصرف انرژی در کشور و ضعف مدیریت حاکم بر آن، اعتقاد بر این است که دومین سناریو محتمل‌تر باشد. حتی در خوش‌بینانه‌ترین حالت، قطع صادرات در آینده نزدیک (حداکثر ۱۲ سال آینده) نیز قابل توجه است.

۴-۵-۵ انتقال فراورده‌های نفتی

شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی ایران با در اختیار داشتن خطوط لوله و مراکز انتقال، تأسیسات انتهایی و ایستگاه‌های فشارشکن، عملیات انتقال فراورده‌های نفتی را در داخل کشور به عهده دارد. این شرکت انواع فراورده‌ها را در ۳۵ منطقه عملیاتی و ۲۲۵ ناحیه کشور حمل و توزیع می‌کند.

در جدول ذیل، عملکرد وسایل حمل فراورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۰ نشان داده شده است. در سال ۱۳۸۴ درمجموع ۳۵۴۵۱ میلیون تن کیلومتر انواع فراورده نفتی حمل شده است که نسبت به سال قبل ۵/۸ درصد افزایش در عملکرد را نشان می‌دهد. در بین انواع راه‌های انتقال فراورده‌های نفتی، ظرفیت خطوط لوله بیشتر از انواع دیگر وسایل حمل بوده، به‌طوری‌که ۶۷/۴ درصد کل انتقال فراورده‌های نفتی از این طریق محقق شده است. شناورهای دریایی، گازکش‌های جاده‌پیما، کشتی‌های سوخت‌رسان، به همراه مخزن‌دارهای راه‌آهن کمترین عملکرد را داشته است.

جدول ۸-۵ عملکرد وسایل حمل فراورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۰

(میلیون تن کیلومتر)

سال / نوع وسیله	۱۳۸۰		۱۳۸۱		۱۳۸۲		۱۳۸۳		۱۳۸۴	
	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)
خط لوله	۲۱۰۵۶	۶۴/۹	۲۰۳۵۷	۶۳/۸	۲۲۸۸۲	۶۸/۶	۲۲۶۵۳	۶۷/۶	۲۳۸۷۷	۶۷/۴
مخزن‌دار راه‌آهن	۱۹۷۷	۶/۱	۲۴۸۱	۷/۸	۲۳۵۴	۷/۱	۲۱۴۹	۶/۴	۱۷۸۳	۵/۰

جدول ۸-۵ عملکرد وسایل حمل فراورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۰

(میلیون تن کیلومتر)

سال / نوع وسیله	۱۳۸۰		۱۳۸۱		۱۳۸۲		۱۳۸۳		۱۳۸۴	
	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)	کارکرد	سهم (درصد)
نفتکش جاده پیما	۷۵۸۰	۲۳/۴	۷۴۱۵	۲۳/۲	۶۵۲۷	۱۹/۶	۷۰۱۷	۲۱/۰	۷۹۶۸	۲۲/۵
گازکش جاده پیما	۳۰۵	۰/۹	۲۸۲	۰/۹	۱۷۹	۰/۵	۱۵۸	۰/۵	۱۵۳	۰/۴
شناورهای سوخت‌رسان	۲۲	۰/۱	۲۲	۰/۱	۲۰	۰/۱	۳۵	۰/۱	۲۵	۰/۱
کشتی‌های سوخت‌رسان	۱۴۸۱	۴/۶	۱۳۵۳	۴/۲	۱۳۸۱	۴/۱	۱۴۸۱	۴/۴	۱۶۴۵	۴/۶
جمع	**۳۲۴۲۹**	۱۰۰/۰	**۳۱۹۱۰**	۱۰۰/۰	**۳۳۳۴۳**	۱۰۰/۰	**۳۳۴۹۵**	۱۰۰/۰	**۳۵۴۵۱**	۱۰۰/۰

مأخذ: همان.

در جدول زیر هزینه حمل و انتقال هر تن کیلومتر فراورده نفتی با انواع مختلف وسایل حمل نشان داده شده است. براساس آمار موجود بیشترین حجم انتقال فراورده‌های نفتی از طریق خطوط لوله انجام می‌شود که هزینه حمل کمتری نیز دارد. شناورهای سوخت‌رسان نیز کمترین حجم انتقال فراورده و بالاترین هزینه حمل را دارد.

جدول ۹-۵ هزینه انتقال فراورده‌های نفتی از سال ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۴

(ریال بر تن کیلومتر)

سال / شرح	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
خطوط لوله	۹/۰۱	۳۵/۰۸	۳۵/۲۳	۳۷/۱۴	۴۲/۲
راه‌آهن	۸۹/۲۸	۹۸/۱۲	۱۰۹/۸۲	۱۱۳/۱۰	۱۶۴/۲۴
نفتکش جاده پیما	۹۷/۹۲	۱۰۴/۵۷	۱۳۶/۲۷	۱۸۵/۶۴	۲۰۳/۹۹
گازکش جاده پیما	۱۰۶/۰۳	۱۳۷/۸۰	۱۶۶/۴۶	۲۰۵/۶۷	۱۹۱/۵۹

جدول ۹-۵ هزینه انتقال فراورده‌های نفتی از سال ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۴

(ریال بر تن کیلومتر)

سال / شرح	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
شناورهای سوخت‌رسان	۳۴۶/۶۸	۳۷۲/۹۳	۳۸۴/۵۸	۳۶۲/۴۸	۳۹۴/۵۵
کشتی‌های سوخت‌رسان	۱۰۶/۵۱	۹۷/۲۱	۱۱۳/۴۷	۱۴۱/۳۶	۱۶۸/۷۸

مأخذ: همان.

۵-۵-۵ ذخیره‌سازی فراورده‌های نفتی

نفت خام و مایعات گازی بعد از تولید در مناطق نفتی با خطوط لوله به انبارهای ذخیره در پالایشگاه‌ها انتقال داده می‌شود. محتویات نفت خام اعم از فلزات سنگین، نمک‌ها و املاح معدنی در این مخازن ته‌نشین شده و پس از انجام فرایندهای خاص دیگر روی نفت مخازن، میعانات گازی و نفت خام به سیستم پالایش و تولید فراورده نفتی وارد می‌شود.

جدول ۱۰-۵ ظرفیت مخازن نفت خام و فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۴ را نشان می‌دهد. براساس اطلاعات این جدول، ظرفیت کل ذخیره‌سازی نفت و مایعات گازی در انبارهای پالایشگاهی حدود ۱۳/۵ میلیون بشکه است که نسبت به سال قبل، افزایشی معادل یک میلیون بشکه داشته که مربوط به افزایش ظرفیت انبارهای نگهداری نفت خام پالایشگاه‌های آبادان و کرمانشاه بوده است. از کل ظرفیت ذخیره‌سازی نفت و مایعات گازی پالایشگاه کشور، ۳۰۰ هزار بشکه مربوط به ذخیره مایعات گازی است که فقط در پالایشگاه‌های بندرعباس و شیراز انجام می‌شود. پالایشگاه بندرعباس با ظرفیت ذخیره‌سازی ۳ میلیون بشکه نفت خام در این سال، حدود ۲۲/۶ درصد از کل ظرفیت ذخیره نفت پالایشگاه‌ها را به‌خود اختصاص داده و بزرگ‌ترین انبار ذخیره‌سازی فراورده‌های نفتی کشور را دارد که علاوه‌بر توان ذخیره‌سازی تولیدات خود پالایشگاه، قابلیت دریافت فراورده‌های وارداتی از طریق خطوط لوله ارتباطی انبار و اسکله شهید رجایی را نیز دارد. پالایشگاه‌های شیراز و کرمانشاه به‌دلیل نزدیکی به مبادی تولید نفت، ظرفیت ذخیره‌سازی پایین‌تری دارد.

پالایشگاه لاوان نیز نفت خام دریافتی از میادین دریایی ناحیه لاوان را بدون انبار کردن به‌صورت مستقیم استفاده می‌کند.

ازطرف‌دیگر، برای ذخیره‌سازی فراورده‌های نفتی تولید شده در پالایشگاه‌ها، انبارهای ذخیره‌ای ایجاد شده است. انبارهای ذخیره‌سازی فراورده‌های قابل مصرف در کشور به دو صورت است: انبار فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌ها و انبار فراورده‌های نفتی متعلق به شرکت ملی پخش فراورده‌های نفتی در جوار پالایشگاه‌ها و نقاط استراتژیک کشور.

در حال حاضر، حجم کل ذخیره‌سازی فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور افزون‌بر ۲۳/۸۷ میلیون بشکه است. پالایشگاه آبادان پس از بازسازی بخشی از مخازن ذخیره قبل از جنگ تحمیلی، با ۷/۹۵۶ میلیون بشکه دارای بیشترین و پالایشگاه کرمانشاه با ۰/۳۹۵ میلیون بشکه دارای کمترین ظرفیت ذخیره‌سازی است. از کل امکانات ذخیره‌سازی فراورده نهایی در داخل پالایشگاه‌ها، بیشترین سهم به نفت کوره با ۲۸/۵۷ درصد و کمترین سهم به روغن‌های خام و پایه با ۰/۳ درصد اختصاص یافته است. در این سال، حدود ۷۰ درصد ظرفیت مخازن فراورده‌های پالایشگاهی مربوط به پنج فراورده نفتی اصلی با ۱۶/۸ میلیون بشکه است.

در سال ۱۳۸۴، انبارهای پخش ۲۸ استان کشور، درمجموع قابلیت ذخیره‌سازی ۸/۲ میلیارد لیتر فراورده بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره را داشته است. در سال مذکور، بزرگ‌ترین ظرفیت انبارهای پخش کشور به‌ترتیب مربوط به استان‌های اصفهان، تهران، مرکزی و هرمزگان با ۱۱۳۸، ۱۰۲۸، ۸۰۴ و ۷۶۷ میلیون لیتر بوده است که به‌ترتیب ۱۳/۹، ۱۲/۶، ۹/۹ و ۹/۴ درصد و درمجموع ۴۵/۸ درصد از کل ظرفیت ذخیره‌سازی انبارهای پخش فراورده‌های نفتی کشور را به‌خود اختصاص داده است. کمترین ظرفیت ذخیره‌سازی فراورده‌های نفتی را نیز انبارهای پخش استان‌های ایلام و چهارمحال و بختیاری، به‌ترتیب با حدود ۱۶ و ۳۵ میلیون لیتر به‌خود اختصاص داده است.

جدول ۱۰-۵ ظرفیت مخازن نفت خام و فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور در پایان سال ۱۳۸۴

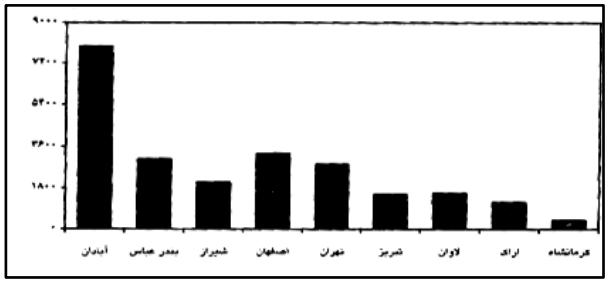
(هزار بشکه)

شرح	آبادان	اراک	اصفهان	تهران	تبریز	کرمانشاه	شیراز	لاوان	بندرعباس	جمع
نفت خام	۱۷۷۰/۰	۲۷۳۰/۰	۱۷۷۶/۰	۱۹۵۰/۰	۱۲۰۰/۰	۴۸۳/۱	۳۳۵/۰	--	۳۰۰۰/۰	۱۳۲۴۴/۱
مایعات گازی	--	--	--	--	--	--	۱۰۰/۰	--	۲۰۰/۰	۳۰۰/۰
گاز مایع	۳۷/۷	۶/۴	۳۱/۰	۵۴/۰	۱۴/۰	۲۴/۳	۳۰/۶	--	۱۲/۰	۲۱۰/۰
بنزین موتور	۱۴۹۷/۰	۲۴۱/۰	۲۹۲/۶	۲۱۵/۰	۱۲۳/۶	۴۷/۲	۳۲۰/۰	۵۰۰/۰	۴۰۰/۰	۳۶۳۶/۴
نفت سفید	۴۱۳/۰	۱۲۰/۷	۲۶۷/۰	۷۶۰/۰	۱۸۶/۳	۷۱/۷	۲۰۰/۰	--	۲۴۰/۰	۲۲۵۸/۷
نفت گاز	۱۳۳۰/۰	۱۹۶/۹	۵۵۶/۰	۴۷۴/۰	۲۷۱/۳	۶۰/۲	۳۴۵/۰	۳۵۰/۰	۳۰۰/۰	۳۸۸۳/۴
نفت کوره	۲۹۲۰/۰	۴۷۱/۷	۵۵۵/۰	۵۶۳/۰	۴۰۵/۳	۱۳۲/۰	۷۴۲/۰	۴۳۰/۰	۶۰۰/۰	۶۸۱۹/۰
سوخت سبک جت	--	۳۱/۴	۳۸/۰	۲۵۸/۰	--	--	--	--	۱۴۰/۰	۴۶۷/۴
سوخت سنگین جت	۲۴/۰	۶۲/۹	۹۴/۰	۷۳/۰	--	--	--	--	--	۲۵۳/۹
انواع قیر	--	--	۳۸۵/۹	--	۳۸/۰	--	۹۰/۰	--	۱۸۰/۰	۶۹۳/۹
حلال‌ها	۴/۴	--	۲۷۵/۰	۱۲/۰	۱۸/۰	--	۳۰/۰	--	--	۳۳۹/۴
روغن‌های خام و پایه	--	۱۱/۵	۱۴/۲	۴۹/۰	--	--	--	--	--	۷۴/۷
نفتای سبک و سنگین	۱۵۹۸/۰	۴۳/۲	۴۱۷/۰	۲۹۶/۰	۲۷۳/۹	۴۸/۸	۲۹۰/۰	۳۱۴/۰	۶۸۰/۰	۳۹۶۰/۹
سایر فراورده‌ها*	۱۲۳/۰	--	۳۵۶/۰	۸۰/۰	۱۹۳/۰	۱۱/۳	--	--	۵۰۰/۰	۱۲۷۲/۳
جمع کل فراورده‌ها	**۷۹۵۶/۱**	**۱۱۸۵/۷**	**۳۲۸۱/۷**	**۲۸۳۴/۰**	**۱۵۲۳/۴**	**۳۹۵/۵**	**۲۰۴۷/۶**	**۱۵۹۴/۰**	**۳۰۵۲/۰**	**۲۳۸۷۰/۰**

* شامل پلانفرمت و وکیوم باتوم

مأخذ: همان.

(هزار بشکه)



مأخذ: همان.

نمودار ۸-۵ ظرفیت مخازن فراورده‌های نفتی در پالایشگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۴

۶-۵-۵ مصرف فراورده‌های نفتی

مصرف فراورده‌های عمده نفتی (گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره) در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶ به‌طور متوسط دارای رشدی معادل ۲/۵ درصد در سال بوده است. در دوره بررسی شده بیشترین و کمترین میزان رشد مصرف فراورده‌ها، به‌ترتیب به بنزین موتور (با ۸/۹ درصد) و نفت سفید (با ۳/۸- درصد) تعلق داشته است. در سال ۱۳۸۴ مصرف فراورده‌های عمده نفتی با ۵/۳ درصد رشد نسبت به سال ۱۳۸۳ به ۷۹۲۱۷ میلیون لیتر رسید. در این سال بیشترین سهم مصرف فراورده‌های نفتی به نفت گاز و بنزین و کمترین سهم به گاز مایع اختصاص داشت.

• **بنزین**: طی دوره زمانی ۱۳۸۴-۱۳۷۶ بنزین موتور با ۸/۹ درصد متوسط نرخ رشد سالیانه، بالاترین میزان رشد مصرف را در میان فراورده‌های عمده نفتی دارا بوده است. مصرف بنزین در سال ۱۳۸۴ با ۱۰/۱ درصد رشد نسبت به سال قبل از آن به ۲۴۳۹۶ میلیون لیتر رسید بخش حمل‌ونقل با سهمی بیش از ۹۹ درصد، بزرگ‌ترین بخش مصرف‌کننده بنزین در کشور است. افزایش خودروها در دهه اخیر، بالا بودن متوسط عمر خودروها و در نتیجه پایین بودن کارایی آنها و بالا بودن متوسط مصرف سوخت خودروهای داخلی به‌دلیل پایین بودن فناوری به‌کاررفته در تولید آنها و کمبود وسایل حمل‌ونقل پرظرفیت شهری و بین شهری، از دلایل عمده افزایش مصرف بخش حمل‌ونقل است. بررسی مصرف بنزین در ماه‌های مختلف سال‌های اخیر حاکی از این است که در ماه‌های شهریور و اسفند بنزین بیشتری مصرف می‌شود، البته این امر بیشتر به‌دلیل مسافرت‌های تابستانی و آخر سال است. ضمن آنکه اعمال سیاست «سهمیه‌بندی بنزین» و توزیع «کارت هوشمند سوخت» سبب کاهش مصرف بنزین و حذف قاچاق بنزین شده است، به‌طوری‌که مصرف بنزین از ۶ تیر سال ۱۳۸۶ تا ۲۸ آبان همان سال به یک‌سوم کاهش یافته است.[۱]

• **نفت سفید**: مصرف نفت سفید در سال ۱۳۸۴ با کاهشی معادل ۳/۴ درصد نسبت به سال قبل از آن به ۷۴۸۷ میلیون لیتر رسید. توسعه شبکه‌های برق و گاز در کشور و دسترسی تعداد بیشتری از خانوارها به این حامل‌ها سبب شده که مصرف نفت سفید در سال‌های اخیر روند نزولی داشته باشد. عمده‌ترین مصرف‌کننده نفت سفید بخش خانگی

---

۱. گزارش بررسی و طبقه‌بندی سهمیه‌بندی از ۱۳۸۶/۴/۶ تا ۱۳۸۶/۸/۲۸، مرکز داده سامانه هوشمند سوخت.

است و بعد از آن بخش‌های عمومی و تجاری قرار دارند. تحقیقات انجام شده نشان می‌دهد که میانگین مصرف نفت سفید سالیانه هر خانوار ۴۲۱ لیتر است که این رقم در مناطق سردسیر به بیش از ۲۰۰۰ لیتر و در نقاط گرمسیر به کمتر از ۲۰۰ لیتر در سال می‌رسد. نفت سفید بیشتر برای پخت‌وپز، گرمایش و روشنایی در خانوارها استفاده می‌شود. افزایش مصرف نفت سفید در ماه‌های سرد سال حاکی از آن است که این فراورده یکی از منابع اصلی تأمین گرمایش در مناطقی است که امکان جایگزینی دیگر فراورده‌ها به‌جای نفت سفید فراهم نیست.

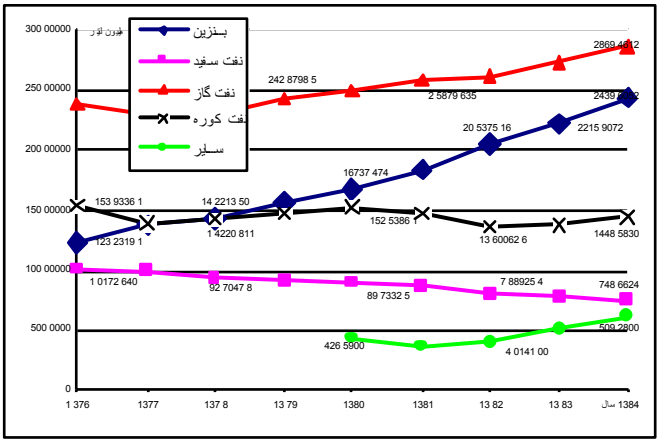
• **نفت گاز**: نفت گاز در بخش‌های مختلف استفاده می‌شود. در بخش حمل‌ونقل برای سوخت موتورهای دیزلی، در بخش کشاورزی برای سوخت ماشین‌آلات کشاورزی و پمپ‌های آبیاری، در بخش صنعت برای سوخت ماشین‌آلات و تجهیزات صنعتی، در نیروگاه‌ها برای سوخت جهت تولید انرژی الکتریکی و در بخش‌های خانگی و تجاری برای سوخت دستگاه‌های گرمایش و تولید آب گرم استفاده می‌شود. بخش حمل‌ونقل با داشتن سهمی حدود ۵۸ درصد، بزرگ‌ترین مصرف‌کننده نفت گاز کشور است.

در سال ۱۳۸۴، مصرف نفت گاز با ۴/۹ درصد رشد نسبت به سال ۱۳۸۳ به ۲۸۶۹۵ میلیون لیتر رسید. در سال‌های اخیر با ادامه سیاست جایگزینی گاز طبیعی به‌جای نفت گاز در بخش خانگی و در نتیجه دسترسی تعداد بیشتری از خانوارها به گاز طبیعی،مصرف نفت گاز در این بخش کاهش یافته است. در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶، میانگین کاهش سالیانه مصرف نفت گاز در بخش خانگی برابر ۹/۷ درصد بوده است. سیاست تغییر سوخت پمپ‌های آبیاری در مزارع کشاورزی از نفت گاز به برق سبب شده که مصرف نفت گاز در بخش کشاورزی نیز روند نزولی یابد که انتظار می‌رود این روند نزولی با تداوم اجرای این سیاست ادامه یابد. براساس‌این در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶، میانگین کاهش سالیانه مصرف نفت گاز در بخش کشاورزی برابر ۰/۸ درصد بوده است. بررسی روند مصرف ماهیانه نفت گاز نشان می‌دهد که همانند نفت سفید، مصرف نفت گاز در ماه‌های سرد افزایش می‌یابد. عدم دسترسی برخی از مناطق کشور به گاز طبیعی و استفاده از نفت گاز برای سوخت در دستگاه‌های گرمایش و آب گرم از دلایل اصلی این افزایش مصرف است.

• **نفت کوره**: در سال ۱۳۸۴، مصرف نفت کوره با ۵/۴ درصد افزایش نسبت به سال قبل از

آن، به ۱۴۴۸۶ میلیون لیتر رسید. مهم‌ترین مصرف‌کننده نفت کوره، نیروگاه‌های تحت پوشش وزارت نیرو است. نفت کوره در نیروگاه‌ها به‌عنوان سوخت برای تولید انرژی الکتریکی استفاده می‌شود. در این سال نیروگاه‌های صنایع بزرگ و بخش خصوصی برای تولید برق از نفت کوره استفاده نکرده است. در بخش حمل‌ونقل، نفت کوره برای سوخت کشتی‌ها استفاده می‌شود. در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶، مصرف نفت کوره روند ثابتی نداشته است، به‌طوری‌که از سال ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۰ روند صعودی، از ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۲ نزولی و مجدداً مصرف آن افزایش یافته است. البته نوسانات مصرف نفت کوره چندان شدید نیست، به‌طوری‌که رشد متوسط مصرف این فراورده در دوره مذکور، فقط ۲ درصد بوده است.

• **گاز مایع**: در سال ۱۳۸۴، مصرف گاز مایع با ۱/۱ درصد کاهش نسبت به سال قبل از آن، به ۲۳۰۲ هزار تن رسید. در این سال بخش خانگی با ۸۲ درصد سهم، بزرگ‌ترین مصرف‌کننده گاز مایع در میان بخش‌های مصرف بود. همچنین این سال مصرف گاز مایع در بخش حمل‌ونقل ۲۳۶ هزار تن و معادل ۱۰/۳ درصد از کل مصرف بود. روند تغییر تولید و مصرف فراورده‌های نفتی مختلف در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ در نمودارهای زیر نشان داده شده است.

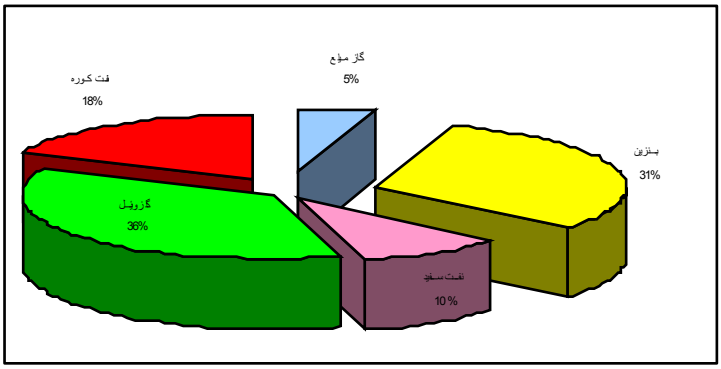


مأخذ: همان.

نمودار ۹-۵ روند تغییر مصرف فراورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۷۶

۵-۵-۷ روند آینده فراورده‌های بنزین و گازوئیل؛ تا افق سال ۱۴۰۴

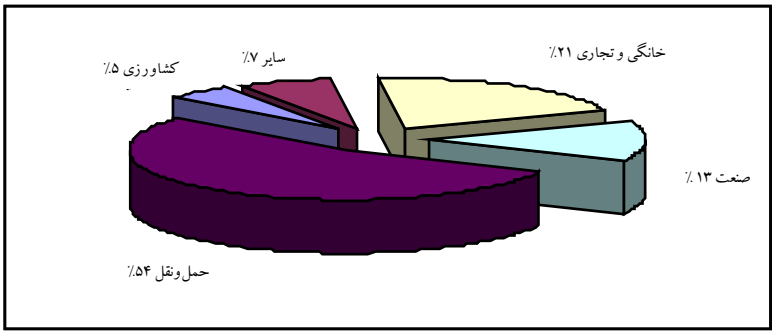
مهم‌ترین فراورده‌های نفتی که در داخل کشور مصرف دارند، بنزین و گازوئیل است. این دو سوخت به‌دلیل کاربرد گسترده در شبکه حمل‌ونقل کشوری، نقش بسیار مهمی در چرخه اقتصادی کشور دارد و هرگونه تغییر و تحول در وضعیت تولید و افت تأمین آنها بر وضعیت اقتصادی کشور مؤثر است. این موضوع زمانی اهمیت می‌یابد که براساس اطلاعات موجود، بیشترین سهم مصرف فراورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۴، مربوط به بنزین و گازوئیل بوده است یعنی درمجموع ۶۷ درصد. این موضوع در نمودار زیر دیده می‌شود.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۰-۵ سهم فراورده‌های نفتی در سبد مصرف سال ۱۳۸۴

این موضوع با توجه به اینکه سهم بخش حمل‌ونقل از مصرف فراورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۴ حدود ۵۴ درصد (بیشترین سهم) بوده است، اهمیت ویژه می‌یابد. بنابراین بیشترین توجهات برای کاهش مصرف فراورده‌های نفتی در کشور باید به‌سمت خودروهای موجود باشد.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۱-۵ سهم انواع مصرف‌کنندگان از فراورده‌های نفتی در سال ۱۳۸۴

درباره آینده بنزین، دو روند پیش‌بینی می‌شود:

اول درصورتی‌که طرح‌هایی که تاکنون مصوب شده، اجرا شود، که آنگاه پس از دوره ۱۳۹۷ ـ ۱۳۸۹ کشور توانایی صادرات بنزین را خواهد داشت، از سال ۱۳۹۷ به بعد مجدداً کشور به واردکننده بنزین تبدیل خواهد شد. اما اگر طرح‌های پیشنهاد شده (که هنوز تصویب نشده‌اند) اجرا شود، از سال ۱۳۸۹ به بعد نیازی به واردات نخواهد بود.

درباره گازوئیل نیز دو روند پیش‌بینی می‌شود:

اول اجرای طرح‌های مصوب، آنگاه از سال ۱۳۹۴ با توجه به ثابت ماندن تولید و روند رو به رشد مصرف کشور به‌شدت به واردات گازوئیل وابسته خواهد شد، به‌طوری‌که واردات گازوئیل سالیانه ۳۶ درصد رشد داشته و در سال ۱۴۰۴ به ۶۱۸۲۴ متر مکعب در روز خواهد رسید.

حالت دوم اجرای طرح‌های پیشنهادی است، که این امر وابستگی به واردات را تا سال ۱۳۹۹ به تعویق خواهد انداخت، اما از آن سال به بعد با توجه به تثبیت میزان تولید و افزایش میزان مصرف نسبت به سال ۱۳۹۹، واردات گازوئیل در سال ۱۴۰۳ به ۳۱۵۷ متر مکعب در روز خواهد رسید.

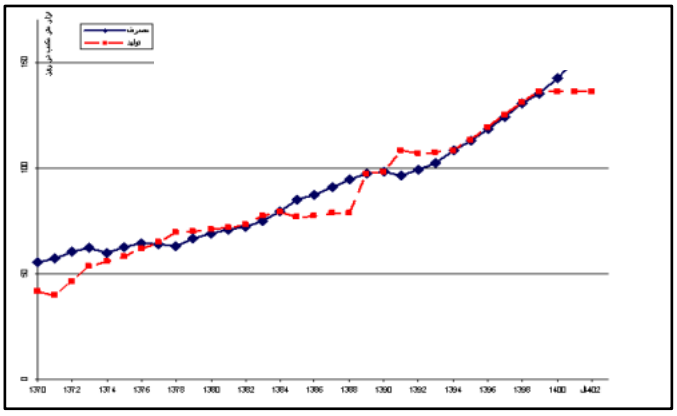
از آنچه بیان شد می‌توان نتیجه گرفت که با توجه به پیش‌بینی‌های مختلف، درصورتی‌که روند کنونی مصرف ادامه یابد، انتهای دوره چشم‌انداز بیست‌ساله، کشور

واردکننده بنزین و گازوئیل بوده و سهم بنزین و گازوئیل در سبد وارداتی هرساله رشدی چشمگیر خواهد یافت، البته درصورتی‌که طرح‌های پیشنهادی تولید بنزین اجرا شود، کشور در سال ۱۴۰۴ صادرکننده بنزین است، اما اجرای چنین پروژه‌هایی نیازمند سرمایه‌گذاری‌های عظیم است. ازآنجاکه طبق برخی سناریوها درصورتی‌که مصرف فعلی ادامه یابد، در سال ۱۴۰۴ ایران واردکننده نفت خواهد بود، پس می‌توان نتیجه گرفت در مورد همان میزان تولید بنزین نیز تأمین خوراک وابسته به واردات نفت خواهد بود. لذا می‌توان دو راه برای اجتناب از وقوع این امر پیش‌بینی کرد:

اول: افزایش سقف تولید بنزین و گازوئیل حتی بیش از طرح‌های پیشنهادی.

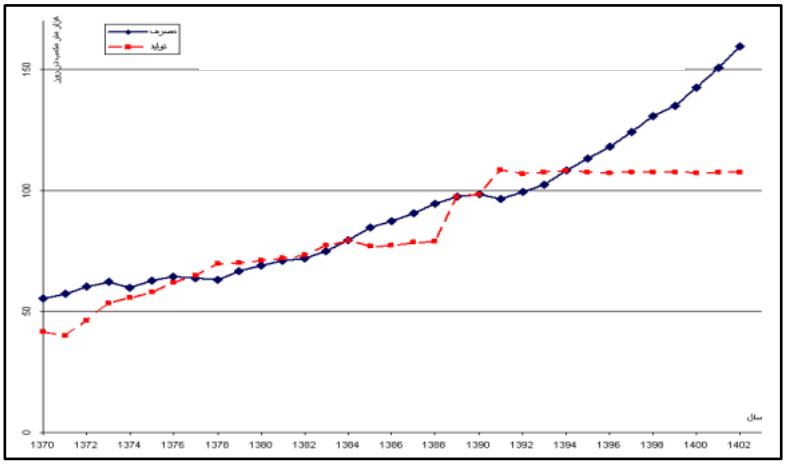
در این حالت سرمایه‌گذاری عظیمی لازم است و علاوه‌برآن اتکا به منابع خارجی در تأمین نفت خام نیز بسیار محتمل خواهد بود.

دوم: کاهش مصرف، در این صورت نه تنها اجرا و سرمایه‌گذاری بیش از حد برای احداث پالایشگاه‌های جدید مانند حالت قبل لازم نیست، بلکه حتی می‌توان از ابتلا به واردات نفت نیز جلوگیری کرد.



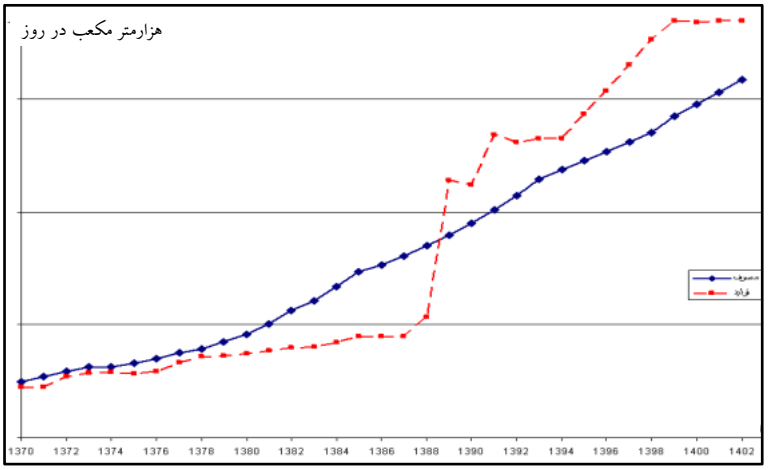
مأخذ: معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، «پیش‌بینی اهداف کمی شرکت ملی نفت ایران طی برنامه بیست‌ساله»، اردیبهشت ۱۳۸۵.

نمودار ۱۲-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف گازوئیل در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه به اجرای طرح‌های پیشنهادی



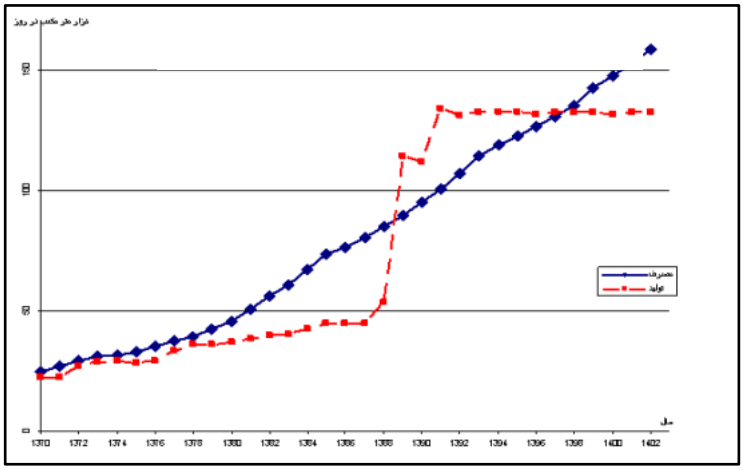
مأخذ: همان.

نمودار ۱۳-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف گازوئیل در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه به طرح‌های مصوب



مأخذ: همان.

نمودار ۱۴-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف بنزین در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه به اجرای طرح‌های پیشنهادی



مأخذ: همان.

نمودار ۱۵-۵ مقایسه روند تغییر تولید و مصرف بنزین در سال‌های ۱۴۰۲-۱۳۷۰ با توجه به اجرای طرح‌های مصوب

فصل ششم

وضعیت سوخت‌های جامد در کشورهای هدف و ایران

۶-۱ مقدمه

سوخت‌های جامد و در رأس آنها زغال‌سنگ یکی از پرکاربردترین حامل‌های انرژی در جهان است. قابلیت حمل‌ونقل آسان ـ به‌دلیل جامد بودن ـ و سادگی تکنولوژی استفاده از این سوخت سبب کاربرد گسترده آن شده است. تکنولوژی‌های استفاده از زغال‌سنگ در جهان امروز، مشکلات سابق استفاده از این سوخت مانند آلودگی‌های زیست‌محیطی را حل کرده است. در این فصل به بررسی وضعیت تولید و مصرف زغال‌سنگ در کشورهای هدف و ایران خواهیم پرداخت.

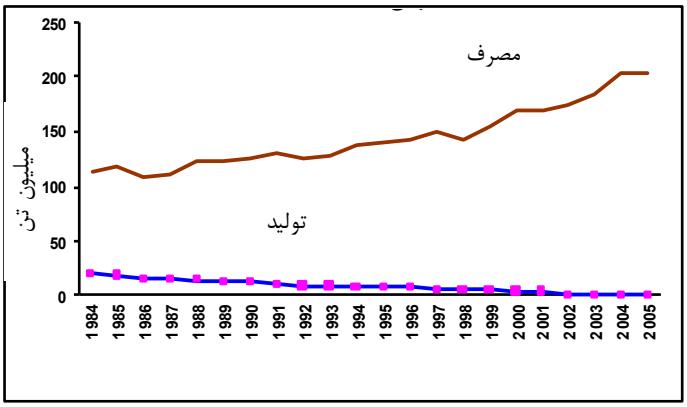
۶-۲ بخش زغال‌سنگ ژاپن

صنعت زغال‌سنگ ژاپن را وزارت اقتصاد، تجارت و صنعت ژاپن اداره می‌کند. این وزارتخانه کل سیاست‌های واردات و تأمین زغال‌سنگ را زیر نظر دارد.

هرچند استفاده از زغال‌سنگ با محدودیت‌های زیست‌محیطی متعددی روبه‌روست؛ اما دولت ژاپن به انرژی زغال‌سنگ همواره به‌عنوان عاملی برای افزایش امنیت عرضه انرژی می‌نگرد. بیش از ۲۴ درصد از انرژی این کشور از این حامل تولید می‌شود. ازاین‌رو؛ پیش‌بینی‌ها حاکی از سهم نسبتاً زیاد زغال‌سنگ در سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۳۰ میلادی در تأمین انرژی لازم ژاپن خواهد بود. انتظار می‌رود؛ کاهش مصرف زغال‌سنگ سالیانه فقط حدود ۰/۲ درصد برای دوره ۲۰۱۰ تا ۲۰۳۰ باشد. لازم به ذکر است، ذخایر زغال‌سنگ ژاپن حدود ۸ میلیارد تن است که فقط حدود ۸۲۰ میلیون تن آن به‌صورت اقتصادی قابل استحصال است.

ژاپن در سال‌های دهه ۱۹۹۰ میلادی حدود ۴ تا ۹ میلیون تن زغال‌سنگ در سال

تولید می‌کرد که این رقم در سال ۲۰۰۲ به حدود صفر رسید. درواقع تولید زغال‌سنگ در این کشور کاملاً متوقف شد، اما مصرف آن همچنان ادامه داشت.



Source: http://www.eia.doe.gov.

نمودار ۱-۶ تولید و مصرف زغال‌سنگ در ژاپن

ژاپن از واردکنندگان مهم زغال‌سنگ در جهان است و حدود یک‌سوم تجارت زغال‌سنگ جهانی به این کشور اختصاص دارد. افزایش تقاضا برای زغال‌سنگ برای تولید الکتریسیته و نبود تولید داخلی سبب افزایش واردات این حامل انرژی شده است. درحال حاضر، استرالیا بزرگ‌ترین صادرکننده زغال‌سنگ به ژاپن است. سهم استرالیا در امر تأمین زغال‌سنگ مصرفی ژاپن، حدود ۵۷ درصد است. سایر صادرکنندگان زغال‌سنگ به این کشور، کشورهای اندونزی و چین هستند.

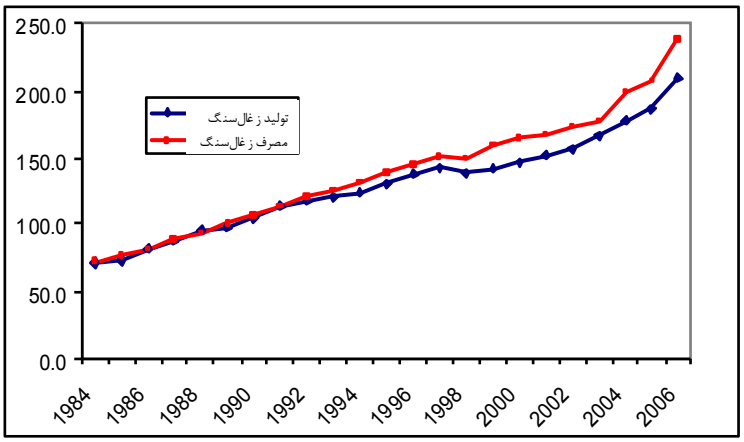
۳-۶ بخش زغال‌سنگ نروژ

تنها ذخایر زغال‌سنگ کشور نروژ در منطقه Spitsberg در ۹۶۰ کیلومتری مرز روسیه قرار دارد. این ذخایر در سال ۲۰۰۵، حدود ۱۴۰ میلیون تن برآورد شده است.

مصرف زغال‌سنگ در سال ۲۰۰۵ حدود ۶۷۱ هزار تن معادل بشکه نفت خام بوده است که در مقایسه با تولید ۹۸۷ هزار تن معادل نفت خام، این کشور علاوه‌بر تأمین مصرف

داخلی توانسته است، صادراتی حدود ۳۱۶ هزار تن معادل نفت خام را نیز داشته باشد.

صنعت زغال‌سنگ نروژ در اختیار دولت است و درواقع کل تولید زغال‌سنگ از طریق شرکتی دولتی به نام Store Norske Spitsberg Kulkampani A/S (SNSK) تولید می‌شود. صنایع استیل و سیمان تنها مصرف‌کنندگان زغال‌سنگ این کشور هستند.



Source: Ibid.

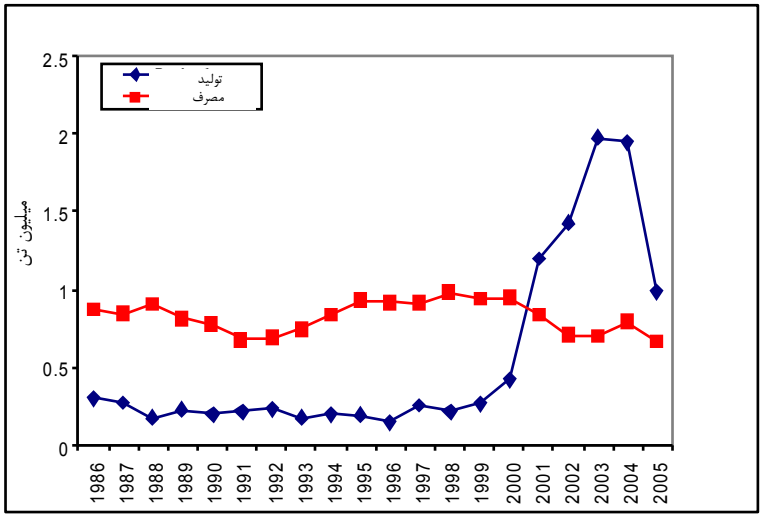
نمودار ۲-۶ تولید و مصرف زغال‌سنگ در نروژ

مقررات مربوط به صنعت زغال‌سنگ در این کشور فقط قوانین محدودکننده مصرف در داخل کشور و قوانین زیست‌محیطی هستند. این قوانین با اعمال مالیات بیشتر بر مصرف زغال سنگ، سعی در کاهش مصرف این حامل انرژی در صنایع دارند، اما نکته جالب توجه این است که مصرف نفت کوره که آلایندگی کمتری نسبت به زغال سنگ دارد، با قوانین سخت و محدودکننده‌تری روبه‌روست و مالیات اخذ شده در مصرف این فراورده به‌نسبت بالاتر از مالیات مصرف زغال‌سنگ است. این موضوع عمدتاً به‌دلیل کنترل مصرف فراورده‌های نفتی و نفت خام و سعی در صادرات بیشتر نفت خام است. درحقیقت سیاست دنباله‌روی از درآمدزایی با صدور نفت به‌جای صدور سایر حامل‌های انرژی ارزان‌تر نظیر زغال‌سنگ دلیل این امر شده است.

۶-۴ بخش زغال‌سنگ هند

ذخایر زغال‌سنگ کشور هند در سال ۲۰۰۶، حدود ۹۲/۴ میلیارد تن برآورد شده‌است.این کشور حدود ۱۰/۲ درصد از کل ذخایر زغال‌سنگ جهان را به‌خود اختصاص داده است.

تولید زغال‌سنگ نیز در سال ۲۰۰۶، حدود ۲۰۹/۷ میلیون تن معادل نفت بوده است. فزونی مصرف این حامل انرژی باعث شده است که هند از واردکنندگان مهم زغال‌سنگ در جهان باشد. این کشور درواقع حدود ۷ درصد کل مصرف زغال‌سنگ جهان را به‌خود اختصاص داده است و بیش از ۳۸ درصد از انرژی خود را از این حامل انرژی تأمین می‌کند. نمودار ۳-۶ وضعیت تولید و مصرف زغال‌سنگ در هند را نشان می‌دهد.



Source: Ibid.

نمودار ۳-۶ تولید و مصرف زغل‌سنگ در هند

همان‌طور که در نمودار فوق ملاحظه می‌شود؛ رشد نسبتاً بالای مصرف زغال‌سنگ باعث شده است که واردات این حامل از سال ۱۹۹۲ آغاز شود. در سال ۲۰۰۶، واردات زغال‌سنگ هند حدود ۲۸ میلیون تن معادل نفت خام بوده است.

وزارت «زغال سنگ»[1] مسئولیت توسعه، تولید و اکتشاف زغال‌سنگ در هندوستان را به عهده دارد. درواقع صنعت زغال‌سنگ در هند، را دولت به‌شدت تحت کنترل و نظارت دارد. توسعه و یا تولید در معادن زغال‌سنگ به‌وسیله شرکت‌های مختلف دولتی و خصوصی، به اخذ مجوزهای لازم این وزارتخانه نیازمند است. شرکت‌ها برای تولید و توسعه معادن جدید علاوه‌بر تأیید این وزارتخانه، باید مجوزهای لازم دیگری را نیز از وزارت محیط زیست و حفظ جنگل‌ها نیز کسب کنند.

مسئولیت نظارت بر بخش زغال‌سنگ در سال‌های قبل از ۲۰۰۳ در اختیار وزارت معادن و زغال سنگ بود که در این سال؛ این وزارتخانه با مصوبه پارلمان هندوستان به دو وزارتخانه مجزای وزارت «معادن» و وزارت «زغال‌سنگ» تبدیل شدند.

دولت هندوستان به بیش از ۸۰ درصد سرمایه‌گذاری صنعت زغال‌سنگ یارانه (سوبسید) پرداخت می‌کند. سیستم حمل‌ونقل زغال‌سنگ در این کشور بسیار ناکارا و پر هزینه است، به‌طوری‌که هزینه انتقال زغال‌سنگ در برخی از مناطق از جمله ایالات گجرات و ماهاراشترا[2] حدود ۳ برابر هزینه‌های تولید آن است. در بخش زغال‌سنگ؛ ناکارایی باعث شده که عملاً بخش خصوصی نیز رغبتی به حضور مؤثر در این بخش نشان ندهد. هرچند که دولت تلاش‌های زیادی را برای حضور فعال‌تر بخش خصوصی در این بخش انجام داده است، اما تاکنون با استقبال زیاد شرکت‌های خصوصی مواجه نشده‌است.

این تغییرات که از اوائل دهه ۱۹۹۰ میلادی رخ داده است؛ اجازه شرکت‌های خصوصی را برای تولید زغال‌سنگ فراهم می‌کند. هرچند این تغییرات در بخش تولید موفقیت چندانی نداشته است، اما باعث شده که شرکت‌های مختلفی در بخش واردات زغال سنگ مشغول شوند، به‌طوری‌که در حال حاضر تقریباً حضور دولت در بخش واردات زغال‌سنگ بسیار کم شده است.

سیستم قیمت‌گذاری نیز به‌صورت قیمت‌های یارانه‌ای و ثابت بدون تأثیرپذیری چندان از قیمت‌های جهانی است. قیمت زغال‌سنگ را با توجه به مصرف آن در بخش‌های مختلف هر ساله دولت وضع می‌کند. البته در این زمینه برخی صنایع برای تشویق در استفاده از سوخت‌های پاک، مشمول مالیات بر مصرف حامل‌های انرژی با

---

1. Ministry ofCoal
2. Maharashtra

آلایندگی بالا نظیر زغال‌سنگ نیز می‌شوند. از جمله این صنایع می‌توان صنایع انرژی‌بر استیل و فولاد را نام برد.

همان‌طور که اشاره شد، قیمت زغال‌سنگ برای بخش‌های مختلف اقتصادی متفاوت و در حدود ۱۹/۱۳ تا ۴۲/۸ دلار به‌ازای هر تن است. قسمتی از زغال‌سنگ مصرفی هند در داخل کشور و از طریق مسیرهای دریایی حمل‌ونقل می‌شود. واردات این حامل انرژی نیز از بندرهای مختلف این کشور انجام می‌شود.

۶-۵ بخش زغال‌سنگ ایران

مجموع ذخایر شناخته شده زغال‌سنگ کشور حدود ۱۱ میلیارد تن است، هرچند که بعضی کارشناسان این مقدار را حدود ۱۴ میلیارد تن و یا حتی بیشتر نیز برآورد کرده‌اند.

۶-۵-۱ تولید زغال‌سنگ

در سال ۱۳۸۴ بیشترین میزان استخراج متعلق به شرکت‌های دولتی البرز شرقی، غربی، مرکزی و کرمان با ۱/۷میلیون تن بوده است. اما ازآنجاکه آمار مربوط به استخراج معادن خصوصی بعضی از استان‌ها در دسترس نبود، لذا به‌نظر می‌رسد که میزان استخراج از این مقدار بیشتر بوده به‌طوری‌که آمار کل استخراج براساس نظر کارشناسان این بخش در سال ۱۳۸۴ حدود ۲/۳ میلیون تن نیز برآورد شده است. تقسیم‌بندی زغال‌سنگ در ایران با توجه به درجه بلوغ آن به‌شرح زیر است:

ـ زغال سنگ‌های غیرکک‌شو یا با کک‌شوندگی ضعیف نظیر زغال‌سنگی که در نیروگاه‌های حرارتی استفاده می‌شود، ولی با توجه به فقدان چنین نیروگاه‌هایی در کشور همان مقدار اندکی که تولید می‌شود به خارج از کشور صادر می‌شود.

ـ زغال سنگ‌های متالوژی با ویژگی کک‌شوندگی بالا که در صنایع سیمان و فولاد کاربرد دارد و بخش عمده تولید و مصرف زغال‌سنگ کشور به این حوزه اختصاص دارد.

۶-۵-۲ عملیات اکتشاف و تجهیز معادن زغال‌سنگ

ذخایر زغال ایران به دو دسته زغال‌های کک‌شو و حرارتی تقسیم می‌شود که با توجه به

خاصیت احیاکنندگی و یا تولید حرارت و استفاده در نیروگاه‌ها، مورد توجه وزارتخانه‌ها و یا شرکت‌های دولتی و خصوصی متفاوتی هستند. لذا در این قسمت سعی شده تا طرح‌های اکتشاف و تجهیز معادن به تفکیک کک‌شو و حرارتی بررسی شوند.

۳-۵-۶ طرح‌های اکتشافی و تجهیز معادن زغال‌سنگ کک‌شو (متالورژی)

ـ **طرح اکتشاف مقدماتی زغال‌سنگ کردآباد**: این طرح از سال ۱۳۷۸ با هدف اکتشاف در استان مازندران شروع شد و در اواخر سال ۱۳۸۳ خاتمه یافت و هم‌اکنون برنامه تکمیل اکتشاف و تجهیز این معدن در دستور کار شرکت تهیه و تولید مواد معدنی ایران قرار دارد و پیش‌بینی می‌شود که در سال ۱۳۸۸ خاتمه یابد.

ـ **طرح اکتشاف مقدماتی زغال‌سنگ تخت**: این طرح برای اکتشاف زغال‌سنگ از سال ۱۳۷۸ در استان گلستان شروع شد و اوایل سال ۱۳۸۴ به پایان رسید و در حال حاضر برنامه اکتشاف و تجهیز این معدن در برنامه چهارم توسعه قرار دارد و پیش‌بینی می‌شود که تا پایان سال ۱۳۸۸ به پایان برسد.

ـ **طرح تجهیز معادن طبس**: طرح تجهیز معادن زغال‌سنگ طبس فاز یک با هدف تولید سالیانه ۷۵۰ هزار تن کنسانتره کک‌شو برای مصرف در صنایع فولادسازی و کارخانجات قند و سایر صنایع مرتبط است. طرح‌های اکتشاف تکمیلی بخشی از پروده IV طبس، پروده شرقی طبس و طرح اکتشاف تکمیلی بلوک‌های ۲ و ۳ گلیران تا پایان سال ۱۳۸۴ پیشرفت خاصی نداشته‌اند.

ـ **طرح تجهیز معدن زغال‌سنگ خمرود**: این معدن در ۴۰ کیلومتری شمال غربی شهر زرند کرمان قرار دارد. ذخایر اکتشافی، معدنی و قابل استحصال این معدن به‌ترتیب ۶۳، ۵۵ و ۳۸ میلیون تن است. میزان خاکستر آن ۲۵ تا ۳۰ درصد و مواد فرار آن ۲۸ تا ۳۷ درصد است. ظرفیت استخراج سالیانه این طرح ۷۵۰ هزار تن زغال‌سنگ خام و ۳۹۰ هزار تن زغال‌سنگ کنسانتره کک‌شو است.

ـ **طرح کک‌سازی و پالایش قطران زرند**: موقعیت این طرح در شهرستان زرند در ۷۵ کیلومتری شمال غرب استان کرمان است. هدف این طرح، تولید سالیانه ۴۰۰ هزار تن کک متالوژی و ۱۹ هزار تن قطران است که بخشی از کک مورد نیاز کشور را با توجه به

برنامه‌های توسعه کارخانه‌های فولادسازی، استفاده بهینه از زغال‌سنگ‌های کک‌شوی مرغوب و نیمه‌مرغوب منطقه تأمین می‌کند. همچنین موادی نظیر گوگرد، سولفات آمونیوم، بنزول، نفتالین و غیره را که در صنایع پتروشیمی تولید نمی‌شود، استحصال می‌کند.

۶-۵-۴ طرح‌های اکتشافی و تجهیز معادن زغال‌سنگ حرارتی

ـ طرح تجهیز معدن زغال‌سنگ همکار واقع در استان کرمان: طرح مذکور با هدف افزایش تولید زغال‌سنگ کک‌شو از سال ۱۳۸۱ آغاز شده و پیش‌بینی می‌شود تا سال آینده به تولید سالیانه ۳۰۰ هزار تن برسد. برآورد هزینه طرح حدود ۱۹۰ میلیارد ریال و پیشرفت فیزیکی آن طرح تا پایان سال ۱۳۸۴ حدود ۵۳ درصد بوده است.

ـ طرح تجهیز معادن رزمجای غربی: هدف این طرح تولید سالیانه ۹۰ هزار تن زغال‌سنگ خام است. این طرح در سال ۱۳۸۳ شروع شده و تا پایان سال ۱۳۸۴ پیشرفت فیزیکی آن حدود ۲۷ درصد بوده است.

ـ طرح تجهیز معدن میاناب: هدف طرح تولید سالیانه ۱۴۱ هزار تن زغال‌سنگ خام است. این طرح در سال ۱۳۸۲ شروع شده و تا پایان سال ۱۳۸۴ حدود ۲۹ درصد پیشرفت فیزیکی داشته و طبق برنامه، پیش‌بینی می‌شود که طرح تا سال آینده به بهره‌برداری برسد. ذکر این نکته لازم است که سایر طرح‌ها نیز در سال ۱۳۸۴ پیشرفت فیزیکی چندانی نداشته‌اند.

۶-۵-۵ واردات و صادرات زغال‌سنگ

در سال ۱۳۸۴ مجموع زغال‌سنگ وارداتی از طریق گمرک جمهوری اسلامی ایران ۵۲۰/۱ هزار تن به ارزش ۶۶۷/۱ میلیارد ریال بوده که عمدتاً از کشورهای امارات، استرالیا، چین، آلمان، هلند، اوکراین، هند، روسیه، فنلاند، سریلانکا و لیتوانی وارد شده است. نکته جالب آنکه امارات که صادرکننده زغال‌سنگ به ایران است به‌عنوان واسطه عمل کرده و خود تولیدکننده این ماده نیست. در این سال زغال‌سنگ‌های صادراتی ایران بیشتر شامل زغال قالبی، گلوله زغال، زغال قیری و سایر زغال‌سنگ‌ها به میزان ۳۶/۴ هزار تن به ارزش ۳۲/۵ میلیارد ریال بوده که بیشتر به کشورهای افغانستان، آذربایجان، هند، چین، پاکستان، ترکیه، بحرین، عراق، تایوان و هلند صادر شده است.

فصل هفتم

چالش‌ها و راهکارهای مدیریت انرژی در کشور

۷-۱ مقدمه

پس از بررسی وضعیت کنونی ایران و کشورهای نروژ، ژاپن و هند در حوزه حامل‌های گوناگون انرژی که در فصول قبل بدان پرداخته شد. در این فصل ضمن بررسی اصلی‌ترین چالش‌های حوزه انرژی، به بیان راهکارهایی برای آنها خواهیم پرداخت.

رویکرد ما در این فصل ابتدا بررسی معضلات بخش انرژی است، بدین‌ترتیب که ابتدا مقوله بهینه‌سازی مصرف را مدنظر قرار داده و راهکاری برای منطقی کردن قیمت انرژی در کشور بدون ایجاد تورم بیان می‌کنیم. آنگاه به «طرح جامع انرژی کشور» پرداخته، ضمن مقایسه وضعیت سبد انرژی اولیه در ایران و کشورهای هدف، اهمیت و لزوم پرداختن به این طرح را بیان خواهیم کرد. در نهایت لزوم ایجاد تغییرات ساختاری در میان متصدیان انرژی کشور را تبیین می‌کنیم. موضوعات باقی‌مانده که به‌صورت اختصاصی در هریک از حامل‌های انرژی وجود دارند، سایر مطالب این فصل را تشکیل می‌دهند که از این میان می‌توان به اتلاف بالای برق در شبکه توزیع و انتقال، متناسب نبودن سبد تولید پالایشگاه‌های نفت با نیاز کشور و برخی معضلات انرژی در حوزه گاز طبیعی اشاره کرد.

۷-۲ مشکلات حوزه انرژی

۷-۲-۱ بهینه‌سازی مصرف انرژی

مهم‌ترین موضوع در عرصه مدیریت انرژی، هماهنگی میزان تولید و مصرف انرژی است. برای تحقق این مهم، در حال حاضر، عملاً تنها به بالا بردن میزان تولید انرژی توجه شده و در این راستا سرمایه‌گذاری‌های عظیمی در حوزه اکتشافات میادین نفت و گاز و ساخت

هرچه بیشتر و سریع‌تر نیروگاه‌های برق انجام می‌شود؛ اما برای اصلاح الگوی مصرف انرژی در کشور ـ که شتابی فزاینده به‌خود گرفته است ـ اقدام‌های لازم انجام نشده و بهینه‌سازی مصرف انرژی چه در حوزه سیاستگذاری و چه در بخش اجرا، همچنان با بی‌توجهی و چالش‌های جدی روبه‌رو است. این در حالی است که در جهان امروز، سرمایه‌گذاری در این بخش یک سرمایه‌گذاری ممتاز تلقی می‌شود؛ ممتاز ازاین‌رو که:

- بازدهی قابل توجه و ریسک اندک دارد،
- دوره بازگشت سرمایه، اغلب کوتاه است (۳ تا ۶ سال)،
- بر ایدئال‌های زیست‌محیطی منطبق است،
- برخلاف بسیاری از سرمایه‌گذاری‌های دیگر، نوسان‌های بهای انرژی بر دوره بازگشت اثر مثبت دارد.

سیاستگذاری و اجرای بهینه‌سازی انرژی در ایران، موانع زیادی پیش روی دارد که از آن جمله می‌توان به منطقی نبودن قیمت حامل‌های انرژی اشاره کرد. در این بخش، ابتدا ضمن بیان لزوم توجه به بهینه‌سازی مصرف انرژی در ایران، به نقش سیاست‌های قیمت‌گذاری در این حوزه خواهیم پرداخت و با تکیه بر آن، راهکارهایی برای اجرای بهینه‌سازی مصرف انرژی پیشنهاد می‌شود.

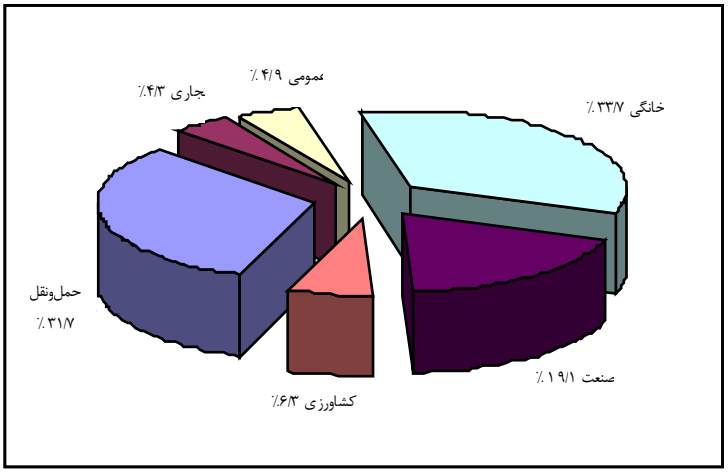
۱-۱-۲-۷ قیمت و تأثیر آن بر مصرف انرژی

همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، همه‌ساله حجم زیادی از هزینه حامل‌های مختلف انرژی را در قالب یارانه‌ها دولت پرداخت می‌کند، به‌طوری‌که یارانه پنهان انرژی در سال ۱۳۸۴ درمجموع ۴۰۱۷۵۴ میلیارد ریال بوده، که نسبت به سال قبل از آن ۱۳۳/۶درصد رشد داشته است.[۱] سهم مصرف‌کنندگان مختلف انرژی از یارانه‌ها در این سال نمودار ذیل نشان داده است.[۲]

---

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

۲. همان (لطفاً درباره آمارهای مختلف موجود در مورد سهم مصرف‌کنندگان از یارانه انرژی به «پیوست ۱» مراجعه کنید).



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۱-۷ سهم مصرف‌کنندگان مختلف از یارانه‌ها

همچنین گاز طبیعی با ۲۴/۴ درصد از کل یارانه‌ها بیشترین سهم را از یارانه حامل‌های مختلف انرژی، به‌خود اختصاص داده است. اجرای سیاست تخصیص یارانه به بخش‌های مختلف، آثاری منفی در پی داشته است که به آنها می‌پردازیم:

ـ **افزایش مصرف‌گرایی**: ازآنجاکه انرژی با قیمت منطقی به مصرف‌کنندگان عرضه نمی‌شود، قیمت آن نسبت به سایر کالاها رشد کمتری خواهد داشت، ازاین‌رو ارزش واقعی انرژی ازطرف مصرف‌کنندگان مورد توجه قرار نگرفته و این امر گرایش به مصرف بی‌رویه را ایجاد می‌کند.

ـ **ایجاد موانع جدید در راه خصوصی‌سازی**: پرداخت یارانه انرژی همگام با دولتی بودن سیستم عرضه انرژی در کشور از یک‌سو و لزوم تأمین تقاضای انرژی ازسوی‌دیگر سبب گسترش بیشتر تصدیگری دولت در بخش انرژی و ایجاد موانع جدی برای ورود تولیدکنندگان بخش خصوصی به بخش انرژی می‌شود. این امر رقابت اقتصادی در این حوزه را کاهش داده و همین امر سبب کاهش انگیزه متصدیان بخش انرژی برای ارتقای بازده اقتصادی در سیستم عرضه انرژی خواهد شد.

ـ غیراقتصادی جلوه کردن سایر حامل‌های انرژی: ازآنجاکه گاز طبیعی بیشترین سهم را از یارانه انرژی دریافت می‌کند، نسبت به سایر حامل‌های انرژی بسیار ارزان‌تر است. ازاین‌رو استفاده از سایر حامل‌ها مانند زغال‌سنگ و انرژی‌های نو غیراقتصادی به‌نظر می‌آید.

برای مثال اکنون بهره‌برداری از معادن زغال‌سنگ طبس برای تولید برق در آن محل ـ در مقایسه با تمام حامل‌های انرژی به‌جز گاز طبیعی ـ اقتصادی به‌نظر می‌آید. اما ازآنجاکه گاز طبیعی با قیمت یارانه‌ای عرضه می‌شود، گازرسانی به طبس در اولویت قرار گرفته و از پتانسیل زغال‌سنگ موجود غفلت شده است، حال آنکه اگر امکان رقابت با شرایط یکسان میان حامل‌های گوناگون انرژی وجود داشته باشد، استفاده از زغال‌سنگ در طبس مزایای بی‌شماری دارد. برای مثال درصورتی‌که نیروگاه زغال‌سنگ طبس احداث و راه‌اندازی شود، شبکه برق قسمت شرقی و غربی کشور به هم متصل شده و پایداری آن بسیار بالا خواهد رفت. ضمن آنکه نیاز به گازرسانی به نواحی اطراف طبس برای تأمین انرژی از میان رفته و به همین علت امنیت انرژی تأمین شده نیز بالا خواهد رفت.

نمونه دیگر، چگونگی تنظیم تعرفه انرژی بادی وضع شده ازسوی دولت است که برمبنای قیمت یارانه‌ای گاز محاسبه می‌شود که این رقم حدود ۶۲ تومان در هر کیلووات ساعت است. حال آنکه اگر این قیمت برمبنای قیمت غیریارانه‌ای کنونی گاز در نظر گرفته شود، قیمت ۱۰۳ تومان به‌دست خواهد آمد. بدین‌ترتیب با توجه به قیمت بسیار پایین گاز، سرمایه‌گذاری در عرصه انرژی‌های تجدیدپذیر جذاب نیست، مگر آنکه قوانین جاری اصلاح شوند.

ـ از بین رفتن گرایش به صرفه‌جویی: قیمت پایین انرژی در کشور و پرداخت یارانه‌های میلیارد دلاری به آن باعث شده انگیزه‌ای برای پایین آوردن مصرف انرژی، در میان مصرف‌کنندگان به‌وجود نیاید، زیرا همیشه کمترین قیمت‌ها متعلق به بخش انرژی بوده است. بنابراین بخش صنعتی به‌جای روی آوردن به‌سمت خرید فناوری‌ها و تجهیزات با مصرف انرژی پایین که قاعدتاً قیمت بالایی را نیز دارند (به‌دلیل ارزش تجهیزات به‌کار رفته برای کاهش مصرف) واحدهایی را انتخاب می‌کنند که مصرف انرژی بالایی داشته و قاعدتاً قیمت کمتری نیز دارند، که با توجه به پرداخت یارانه انرژی به‌وسیله دولت عملاً مابه‌التفاوت این هزینه را دولت پرداخت می‌کند. به‌این‌ترتیب خود دولت سرمایه‌گذاران

را تشویق می‌کند تا واحدهای پرمصرف احداث کنند، زیرا اگر واحد کم‌مصرف احداث شود هزینه آن برعهده سرمایه‌گذار است نه دولت. ضمن اینکه اغلب واحدهای پرمصرف به‌علت قدیمی بودن از تکنولوژی‌های دست دوم و سوم استفاده می‌کنند که این هم خود عامل کاهش کیفیت محصولات این واحدهاست. در عرصه مصرف بخش خانگی (به‌خصوص لوازم مصرفی از قبیل یخچال، بخاری، کولر و ...) نیز وضع بر همین منوال است زیرا هزینه‌های صرفه‌جویی برعهده مصرف‌کننده بوده، ولی هزینه‌های مصرف بیش از اندازه انرژی، برعهده دولت است، بنابراین مصرف‌کنندگان انرژی ترجیح می‌دهند تا انرژی بیشتری به هدر دهند و بهای اندک آن را هم بپردازند، ولی درزمینه بهینه‌سازی انرژی و صرفه‌جویی ـ مسئله‌ای که دولت هم از آن حمایت نمی‌کند (یا ضعیف حمایت می‌کند) ـ اقدامات لازم را انجام ندهند.

ـ بی‌عدالتی در توزیع کمک‌های دولتی در میان اقشار جامعه: پرداخت یارانه انرژی به روش متداول و همچنین غیرمنطقی بودن آن باعث می‌شود تا تمامی اقشار جامعه از آن بهره‌مند شوند، بدین‌ترتیب کسی که بیشتر مصرف می‌کند یارانه بیشتر دریافت می‌کند. برای مثال در سال ۱۳۸۴، یارانه گازوئیل ثروتمندترین خانوار ۱۲۰ برابر یارانه گازوئیل فقیرترین خانوار در کل کشور بوده است.[1] بنابراین در این سیستم دولت خود حامی واحدهای پرمصرف است. البته در چند سال اخیر برنامه‌هایی برای تغییر این سیستم در نظر گرفته شده است که برای مثال می‌توان به افزایش سالیانه قیمت‌ها اشاره کرد، ولی با توجه به این افزایش اندک قیمت نسبت به رشد مصرف، این روش نیز کارساز نبوده، ضمن اینکه دولت در این سیاست از مصرف‌کنندگانی که صرفه‌جویی می‌کنند حمایت خاصی به‌عمل نمی‌آورد.

ـ بهره‌مندی نامتناسب بخش مولد اقتصادی و خانگی از یارانه‌ها: مشکل دیگر در بحث قیمت انرژی، تفاوت قیمت آن در میان مصرف‌کنندگان مختلف است که این امر خود متأثر از پدیده یارانه‌ای بودن انرژی است. برای مثال بخش تجاری و صنعتی در کشور قسمت اعظم هزینه انرژی خود را رأساً پرداخت می‌کنند و به تبع آن کمترین یارانه را از دولت دریافت می‌کنند و در مقابل بخش خانگی و نیروگاهی که بیش از ۷۰ درصد انرژی

---

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

کشور را مصرف می‌کنند کمترین قیمت را برای انرژی می‌پردازند و بیشترین یارانه را از دولت دریافت می‌کنند. برای مثال بخش نیروگاهی کشور در سال ۱۳۸۵ فقط ۵ درصد از بهای گاز تحویلی خود را پرداخته و ۹۵ درصد آن را از دولت به‌صورت یارانهٔ پنهان پرداخت کرده است، به‌این‌ترتیب نباید انتظار داشت که نیروگاه گازی سمنان با ۱۴ درصد بازده و مصرف۳/۷ میلیون متر مکعب گاز در سال[۱] از چرخه تولید برق کشور خارج شود! چون عملاً گاز رایگان را به برق تبدیل می‌کند و اگر هزینه‌های جانبی آن زیاد نباشد می‌تواند با گاز رایگان برق تولید کند و کاملاً هم اقتصادی باشد. وضعیت در بخش خانگی که بیش از ۸۵ درصد از هزینه خود را از دولت دریافت می‌کند نیز به همین منوال است و نمی‌توان انتظار داشت که این بخش در زمان کمبود گاز و برق تحت تأثیر پخش «کارتون‌های تلویزیونی» و یا «درخواست‌های مسئولان» مصرف خود را کم کند! این در حالی است که در اکثر کشورهای صنعتی و حتی در حال توسعه، دولت با وضع تعرفه کمتر انرژی برای بخش صنعتی مولد نسبت به خانگی، بیشترین حمایت‌ها را از آن می‌کند (نظیر نروژ، ژاپن، آمریکا و ...) و اما متأسفانه در این حوزه در کشور ما وضعیت عکس این حالت بوده و دولت نیز هیچ برنامه هدفمند و بلندمدتی را دنبال نمی‌کند.

از آنچه گفته شد می‌توان دریافت که منطقی کردن قیمت انرژی در کشور یکی از چالش‌های مهم در این حوزه است. اما با توجه به مصرف بالای انرژی در کشور، درصورتی‌که به یک‌باره منطقی کردن قیمت‌ها انجام شود، آثار تورمی حاصل در حوزه کالاها و خدمات عمومی، وضعیت موجود را پیچیده‌تر خواهد کرد. علاوه‌برآن آثار زیان‌بار ناشی از این تورم بر اقشار متوسط جامعه بیش از سایر اقشار خواهد بود. اما اگر با برنامه‌ریزی‌های دقیق، در مصرف انرژی بخش‌های مختلف کاهشی روی دهد، این اتفاق نخواهد افتاد. برای مثال اگر بخش خانگی با اجرای طرح‌های بهینه‌سازی، مصرف خود را تا یک‌سوم کاهش دهد، آنگاه ۳ برابر شدن قیمت تأثیری در میزان هزینه انرژی خانوارها نخواهد داشت. البته توجه به این نکته ضروری است که بهینه‌سازی مصرف زمانی برای مصرف‌کنندگان توجیه اقتصادی می‌یابد که قیمت‌ها منطقی شده باشند، برای مثال

---

۱. هاشم خویی، «تحلیل آمارهای تلفات شبکه توزیع، سرانه ماهانه هر مشترک خانگی، زمان خاموشی و مصرف سوخت نیروگاه‌های برق»، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، شماره مسلسل ۷۸۸۹، مرداد ۱۳۸۵.

زمانی که هزینه انرژی یک خانوار با احتساب یارانه‌ها ۵۰۰۰ تومان باشد، بهینه‌سازی مصرف تأثیر چندانی در کم کردن هزینه‌های جاری آنها نخواهد داشت. اما اگر با منطقی کردن قیمت‌ها این هزینه به ۲۵۰۰۰ تومان افزایش یابد، آنگاه خانوارها برای کاهش هزینه تلاش کرده و اجرای بهینه‌سازی انرژی توجیه اقتصادی خواهد یافت. بنابراین تعدیل و اصلاح سیاست‌های قیمت‌گذاری انرژی و بهینه‌سازی لازم و ملزوم یکدیگرند و برای تحقق آن می‌توان افزایش سالیانه قیمت انرژی را در دستور کار قرار داد. بدین‌ترتیب مصرف‌کنندگان ضمن درک اهمیت بهینه‌سازی و تأثیر آن در کاهش هزینه‌های خود، زمان کافی برای انجام آن را خواهند یافت. برای اجرای طرح فوق، لازم است چگونگی اجرای سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف در بخش‌های مختلف بررسی شود.

۲-۱-۲-۷ راهکارهایی برای بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش صنعت

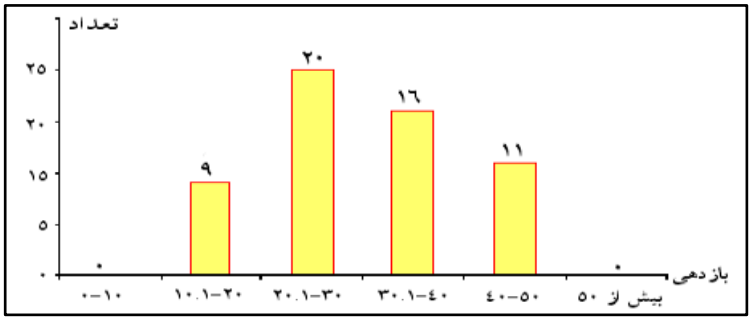
الف) لزوم اصلاح الگوی مصرف در بخش صنعتی

در سال ۱۳۸۴ بخش صنعتی کشور ۲۱۵/۰۲ میلیون بشکه نفت خام از کل انرژی اولیه مصرفی به میزان ۹۳۷/۹۷ میلیون بشکه معادل نفت خام را مصرف کرده است، که سهم آن از کل مصرف کشور ۲۳ درصد بوده است. ازیک‌سو این بخش ۸/۷۱ میلیارد دلار از یارانه انرژی را به‌خود اختصاص داده است که ۳۰ درصد از کل یارانه‌های بخش انرژی را دربرمی‌گیرد. از این میزان ۴/۳۶ میلیارد دلار فقط مربوط به بخش نیروگاهی است.[1] با توجه به اینکه از میان ۵۷ نیروگاه حرارتی کشور، بیش از نیمی کمتر از ۳۰ درصد بازدهی دارند و با نگاهی به ارقام مطرح شده درباره یارانه‌ها و مصرف انرژی این حوزه، توجه به اجرای اقدامات بهینه‌سازی در مورد بخش صنعتی و به‌خصوص بخش نیروگاهی بسیار ضروری است. در نمودار ذیل پراکندگی بازدهی نیروگاه‌های مختلف نشان داده شده است.[2]

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۴ و ترازنامه انرژی کشور همان سال، رقم مذکور با احتساب یارانه سوخت نیروگاه‌ها بیان شده است.

۲. برمبنای اطلاعات مندرج در ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.



مأخذ: هاشم خویی، «تحلیل آمارهای تلفات شبکه توزیع، سرانه ماهانه هر مشترک خانگی، زمان خاموشی و مصرف سوخت نیروگاه‌های برق»، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، شماره مسلسل ۷۸۸۹.

نمودار ۲-۷ پراکندگی بازدهی نیروگاه‌های حرارتی کشور

ازسوی‌دیگر ازآنجاکه تعداد مصرف‌کنندگان این بخش بسیار کمتر از سایر بخش‌های مصرف‌کننده انرژی، نظیر خانگی، حمل‌ونقل و کشاورزی است و از طرفی بخش عظیمی از مصرف‌کنندگان این بخش را دولت اداره می‌کند، بستر بسیار مناسبی برای اجرای سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی وجود دارد. علاوه‌برآن، به‌علت آنکه سوخت اصلی نیروگاه‌های کشور گاز طبیعی بوده که اتفاقاً بخش خانگی نیز عمدتاً از همین سوخت برای تأمین انرژی استفاده می‌کند، اصلاح الگوی مصرف نیروگاه‌ها می‌تواند راه‌حل مناسبی برای جلوگیری از بروز مشکلاتی مانند قطعی گاز در فصل سرما باشد.

ب) وضعیت کنونی مصرف در نیروگاه‌ها و صنایع

در سال ۱۳۸۴ بخش صنعتی ۲۱۵/۰۲ میلیون بشکه نفت خام انرژی مصرف کرده است،[۱]

---

۱. در سال ۱۳۸۴ بخش نیروگاهی کشور حدود ۲۷۶ میلیون بشکه معادل نفت خام انرژی مصرف کرده است، اما ازآنجاکه معادل ۱۰۵ میلیون بشکه نفت خام انرژی را به‌صورت برق به تمام بخش‌ها اعم از خانگی، صنعتی، تجاری و عمومی تحویل می‌دهد که توزیع این میزان در میان بخش‌های مذکور متفاوت است، در محاسبات مربوط به مصرف معادل نفت خام از ذکر آن خودداری می‌شود. در اینجا فقط این نکته را یادآور می‌شویم که بخش نیروگاهی نیز یکی از بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان انرژی است که بیش از سایر بخش‌های صنعتی انرژی مصرف می‌کند و با توجه به بازده پایین آن باید در حوزه برنامه‌های بهینه‌سازی انرژی کشور قرار گیرد.

که سهم گاز طبیعی در تأمین انرژی پالایشگاه‌ها (شامل سوخت پالایشگاه‌های نفت و گاز و ایستگاه‌های تقویت فشار) معادل ۹۱/۶ درصد، در تأمین انرژی نیروگاه‌ها ۷۲/۲ درصد و در سایر بخش‌های صنعتی (که شامل پتروشیمی‌ها نیز می‌شود) ۵۲/۱ درصد بوده است، که مجموعاً در سال ۱۳۸۴ رقمی بالغ بر ۵۹/۷۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در بخش‌های پالایشگاهی، پتروشیمی، نیروگاه‌ها و سایر صنایع مصرف شده است.[۱]

بنابراین گاز طبیعی سوخت اصلی این بخش به‌شمار می‌رود. بیشتر هزینه این سوخت را دولت متقبل می‌شود، در سال ۱۳۸۵، ۹۵ درصد قیمت گاز طبیعی بخش نیروگاهی و ۷۷ درصد قیمت گاز طبیعی سایر صنایع را دولت پرداخت کرده است. نکته مهمی که در اینجا ذکر آن ضروری به‌نظر می‌رسد آن است که دولت در تحویل سوخت به بخش صنعتی، تفاوتی میان صنایع مولد و مؤثر در رشد اقتصاد ملی و سایر صنایع قائل نبوده، بلکه زمینه فعالیت برای صنایع «مبدل و کم‌بازده» مهیاتر است، به‌طوری‌که بخش نیروگاهی ـ که بازدهی بسیار پایینی دارد ـ تقریباً گاز را به‌صورت رایگان دریافت کرده، اما سایر صنایع تقریباً یک‌چهارم قیمت گاز طبیعی را می‌پردازند. درباره سوخت‌های مایع نیز بخش نیروگاهی تنها کمتر از ۲ درصد هزینه را پرداخته است. در حال حاضر درباره تعرفه وضع شده برای خرید برق از نیروگاه‌ها سه عامل در نظر گرفته می‌شود که عبارت‌اند از:

ـ قیمت سوخت مصرف شده،

ـ هزینه تبدیل انواع سوخت‌ها به برق (این هزینه برای تبدیل انواع سوخت‌ها به برق یکسان است، بنابراین برای نیروگاه‌ها تبدیل انواع سوخت‌ها به برق تفاوتی ندارد.ازاین‌رو تاکنون مطالعاتی برای یافتن اقتصادی‌ترین سوخت برای تبدیل به برق صورت‌نگرفته‌است)،

ـ هزینه انتقال و توزیع.

ج) اقدامات لازم برای کاهش مصرف انرژی نیروگاه‌ها و صنایع

یکی از دلایلی که سبب می‌شود صنایع (به‌خصوص نیروگاه‌ها و پالایشگاه‌ها) برای بهینه‌سازی مصرف خود اقدام نکنند، سیاست‌های قیمتی است. زمانی که دولت قسمت اعظم هزینه سوخت را می‌پردازد، اصلی‌ترین هزینه جاری صنایع به‌شدت کاهش یافته و

---

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نیروگاه‌هایی با بازده زیر ۳۰ درصد نیز اقتصادی خواهند بود. لذا لازم است با اصلاح قیمت سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها، بستری فراهم شود که بخش صنعتی مجبور به کاهش مصرف انرژی خود با استفاده از روش‌های بهینه‌سازی شود.

برای آنکه بخش صنعتی (و در رأس آنها نیروگاه‌ها و صنایع) فرصت و سرمایه لازم برای اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی را داشته باشد، می‌توان قیمت سوخت را به‌صورت سالیانه افزایش داد. برای مثال با افزایش یک‌چهارمی سالیانه در قیمت سوخت، ظرف مدت ۴ سال (که زمان مناسبی برای تبدیل نیروگاه‌های کم‌بازده گازی به سیکل ترکیبی یا CHP است)، قیمت را به حد فوب خلیج فارس رساند. همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، بیش از نیمی از نیروگاه‌های حرارتی کشور بازدهی زیر ۳۰ درصد دارند، ضمن آنکه اکنون بازدهی مجموعه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی کشور ۴۵/۷ درصد ،گازی ۲۷/۹ درصد و بخاری ۳۶/۵ درصد است و ازنظر فنی پتانسیل افزایش بازدهی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی حداقل تا ۴۷ درصد و بخاری تا ۴۵ درصد وجود دارد. سرمایه لازم برای اجرای چنین طرح‌هایی از سه راه می‌تواند تأمین شود که عبارت‌اند از:

ـ دولت یارانه حذف شده از روی هزینه سوخت نیروگاه را به‌صورت سرمایه اولیه برای افزایش بازدهی نیروگاه‌ها در اختیار آنها قرار دهد،

ـ بخش خصوصی برای تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی اقدام کند و از محل میزان سوخت صرفه‌جویی شده در اثر بالارفتن بازدهی و علاوه‌برآن فروش تضمینی اضافه برق تولیدی به‌ازای افزایش ظرفیت نیروگاه به وزارت نیرو، سود سرمایه‌گذاری خود را به‌دست آورد،

ـ وزارت نفت در طرح‌های تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی سرمایه‌گذاری کند، زیرا در این صورت مصرف سوخت نیروگاه‌ها ـ که اغلب گاز طبیعی است ـ کاهش می‌یابد و وزارت نفت می‌تواند آن را در سایر بخش‌ها ـ مثل تبدیلات، تزریق و یا صادرات ـ مصرف کند. بنابراین این نوع سرمایه‌گذاری به نفع هر دو وزارتخانه نفت و نیرو خواهد بود.[1] درضمن می توان از فاینانس خارجی استفاده کرد . پیشنهاد می‌شود اقدامات مذکور به‌صورت توأم انجام شود تا در کوتاه‌ترین زمان ممکن طرح فوق اجرا

---

۱. توافقات اجرای چنین طرحی میان وزارت نفت و نیرو به‌تازگی انجام شده است، روزنامه *دنیای اقتصاد*، شماره ۱۵۳۴، مورخ ۱۳۸۷/۳/۸.

شود. ازسوی‌دیگر لازم است تعرفه‌های خریداری برق از نیروگاه‌ها اصلاح شوند، برای مثال باید برای تبدیل انواع سوخت‌ها به برق، تعرفه‌های مختلفی در نظر گرفته شود و در این تعرفه‌ها عواملی مانند میزان آلایندگی، میزان دسترسی و محتوای انرژی انواع سوخت‌ها در نظر گرفته شود. در این صورت نیروگاه‌ها تلاش خواهند کرد تا برای کاهش هزینه‌های جاری خود، اقتصادی‌ترین سوخت را برای تبدیل برگزینند.

لازم است مجدداً یادآوری شود که هم‌اکنون طرح‌هایی در «وزارت نیرو» با استفاده از نرم‌افزارهایی نظیر MESSAGE، EFOM و WASP اجرا شده که مناسب‌ترین نیروگاه برای هر منطقه از کشور را با استفاده از امکانات آن محل، تعیین می‌کند.[1] نتایج حاصل از این مدل‌ها به‌طورکلی منعکس‌کننده ساختار بهینه سیستم عرضه انرژی، ترکیب بهینه فناوری‌ها و حامل‌های انرژی در تمامی سطوح سیستم عرضه، پروفایل بهینه استخراج از منابع انرژی، حجم سرمایه‌گذاری لازم در بخش عرضه انرژی، پخش و پراکنش آلاینده‌ها و هزینه نهایی تولید حامل‌های انرژی است. ضمن آنکه برخی از اهداف جزئی این طرح به‌شرح ذیل است:

- طراحی و اجرای مدل عرضه برق برای ایران،
- تعیین سهم بهینه تکنولوژی نیروگاه‌های هسته‌ای در تأمین برق کشور،
- تعیین سهم بهینه زغال‌سنگ در تأمین تقاضای نهایی انرژی،
- ارزیابی تکنولوژی‌های مربوط به منابع تجدیدپذیر انرژی،
- ارزیابی آثار زیست‌محیطی تکنولوژی‌های انرژی،
- طراحی و اجرای مدل عرضه گاز طبیعی برای ایران،
- ارزیابی مدیریت بار در شبکه انتقال برق و گاز طبیعی،
- طراحی و اجرای مدل عرضه نفت خام و فراورده‌های نفتی برای ایران،
- طراحی و اجرای مدل‌های سیستم عرضه انرژی برای شرکت‌های منطقه‌ای و استانی (برق و گاز)،
- ارزیابی تکنولوژی‌های مربوط به منابع پایان‌پذیر انرژی،
- ارزیابی پتانسیل‌های صرفه‌جویی انرژی در بخش‌های مختلف،

---

۱. اطلاعات تفصیلی طرح فوق در پیوست «۵» آمده است.

ـ ارزیابی طرح‌ها و تعیین اولویت‌های سرمایه‌گذاری در بخش‌های مختلف،
ـ محاسبه هزینه نهایی تولید حامل‌های مختلف انرژی در کشور.

در حال حاضر مدل‌سازی سیستم عرضه برق برای کل کشور با استفاده از مدل‌های موجود در دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی انجام شده است. با استفاده از این مطالعات می‌توان ترکیب بهینه نیروگاه‌ها و روند توسعه و جایگزینی آنها در سیستم عرضه برق کشور را برای تأمین تقاضای انرژی الکتریکی ارزیابی کرد. برنامه آتی دفتر با هدف پیشرفت طرح مذکور، توسعه مدل عرضه انرژی با مدنظر قرار دادن بخش‌های نفت، گاز و زغال‌سنگ است. این امر مستلزم ارزیابی تقاضای انواع مختلف انرژی مفید و یا تقاضای نهایی تمامی حامل‌های انرژی به تفکیک بخش‌های مصرف‌کننده است که نیازمند اطلاعات دقیق در این حوزه است. اما متأسفانه این اطلاعات تاکنون در اختیار مرکز فوق قرار نگرفته است که لازم است نهادهای قانون‌گذار مانند مجلس شورای اسلامی، با توجه بیشتر به چنین طرح‌های استراتژیکی، الزامات قانونی را برای دستگاه‌های ذی‌ربط به‌وجود آورند تا طرح فوق هرچه سریع‌تر تکمیل شود. بدیهی است با فراهم شدن این اطلاعات اجرای مدل سیستم انرژی کشور با پوشش تمامی حامل‌ها و بخش‌های انرژی میسر خواهد بود.

درباره سایر صنایع نظیر پالایشگاه‌ها نیز لازم است دولت به‌تدریج و به‌صورت سالیانه یارانه‌های بخش انرژی را حذف کند و به همان طریقی که ذکر شد، زمینه سرمایه‌گذاری را برای اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی در این صنایع فراهم آورد. اجرای چنین طرح‌هایی علاوه‌برآنکه هزینه‌های جاری دولت را کاهش می‌دهد، باعث کاهش مصرف سوخت شده و کشور را از یک بحران قطعی در آینده نجات خواهد داد. بدیهی است در وضع قوانین مربوط به این حوزه بیش از همه مجلس شورای اسلامی و دولت می‌توانند وارد عمل شوند. درضمن لازم است تا نیازهای تکنولوژیکی این حوزه نیز تأمین شود، برای مثال وزارت نیرو نسبت به انتقال تکنولوژی احداث نیروگاه‌های تولید هم‌زمان برق و حرارت و سیکل ترکیبی اقدام کند.

۳-۱-۲-۷ راهکارهایی برای بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش خانگی

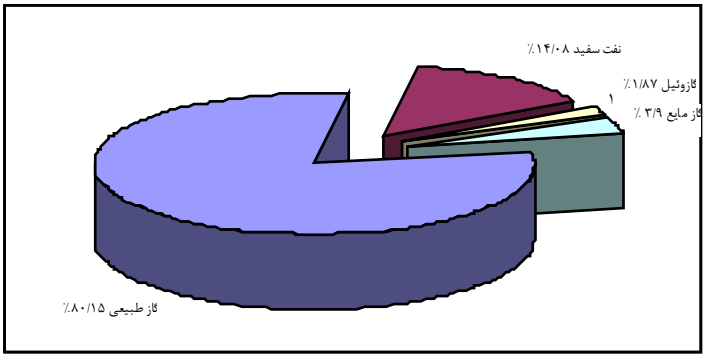
الف) لزوم اصلاح الگوی مصرف در بخش خانگی

در سال ۱۳۸۴ بخش خانگی و تجاری کشور ۳۵۶/۵۵ میلیون بشکه معادل نفت خام را از

کل انرژی اولیه مصرفی به میزان ۹۳۷/۹۷ میلیون بشکه معادل نفت خام به‌خود اختصاص داده است، که بدین‌ترتیب سهم آن از کل مصرف کشور ۳۸ درصد بوده است. مصرف این بخش نسبت به سال ماقبل آن ۶/۲۶ درصد رشد داشته است. ازسوی‌دیگر این بخش حدود ۳۳/۷ درصد از کل یارانه‌های تخصیص‌یافته در بخش انرژی را مصرف کرده است.[۱] حدود یک‌سوم از کل مصرف انرژی به‌وسیله این بخش از یک‌سو و رشد جمعیت (که خود سبب افزایش تعداد خانوارها و مصرف‌کنندگان انرژی در این بخش می‌شود) ازسوی‌دیگر در آینده سبب افزایش مصرف انرژی این بخش بیش از حالت کنونی خواهد شد. همچنین لازم است توجه کنیم که مصرف انرژی در این بخش (به‌جز در بخش تجاری که سهم آن‌هم بسیار اندک است و یارانه انرژی زیادی به آن تعلق نمی‌گیرد) به‌صورت مستقیم موجب تولید و رشد اقتصادی نمی‌شود. ازاین‌رو لازم است الگوی مصرف این بخش اصلاح شود.

ب) وضعیت کنونی مصرف در بخش خانگی

بخش خانگی مانند بخش صنعتی بیشتر انرژی خود را از طریق گاز طبیعی تأمین می‌کند. در نمودار زیر سبد مصرف انرژی بخش خانگی از سوخت‌های فسیلی مشخص شده است.



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

نمودار ۳-۷ سبد مصرفی بخش خانگی

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری و ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

در سال ۱۳۸۴ مصرف گاز طبیعی بخش خانگی کشور حدود ۳۲/۳۶۴ میلیارد متر مکعب رسید. بیشتر هزینه گاز بخش خانگی در قالب یارانه‌ها را دولت پرداخت می‌کند، به‌طوری‌که از مجموع هزینه ۱۴.۵۶۳.۸۰۰ میلیون ریالی گاز طبیعی در این سال، ۲.۵۸۹.۱۲۰ میلیون ریال را مصرف‌کنندگان و ۱۱.۹۷۴.۶۸۰ میلیون ریال مابقی در قالب یارانه‌ها بوده و بدین‌ترتیب بیش از ۸۲ درصد هزینه گاز طبیعی مصرف شده در این‌بخش‌را دولت متقبل شده است. نفت سفید سهم دولت از تأمین هزینه‌ها به ۹۵/۸ درصد می‌رسد[۱]

ج) اقدامات لازم برای کاهش مصرف انرژی بخش خانگی

بنابر آنچه گفته شد، بخش خانگی یکی از مصرف‌کنندگان اصلی انرژی در کشور است که برخلاف بخش صنعتی، در رشد اقتصادی کشور تأثیر مستقیم ندارد. علاوه‌برآن این بخش، قسمت زیادی از یارانه‌ها را نیز به‌خود اختصاص داده است. بنابراین لازم است برای کاهش مصرف انرژی در این بخش تدابیری اتخاذ شود. در این قسمت به دو راهکار اصلی برای تحقق این هدف اشاره خواهیم کرد که عبارت‌اند از: تشکیل شرکت‌های خدماتی انرژی و کارت انرژی خانگی.

۱. شرکت‌های خدماتی انرژی

• **کلیات**: شرکت خدمات انرژی که به‌اختصار به آنها ESCo[۲] گفته می‌شود، نوعی شرکت تجاری است که به اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی می‌پردازد. این شرکت‌ها از طریق ارائه راهکارهای صرفه‌جویی، نصب تجهیزات لازم و نگهداری سیستم‌ها تا پایان «دوره بازگشت»[۳] به این امر اقدام کنند. هزینه‌های صرفه‌جویی شده در مصرف انرژی در دوره بازگشت که عموماً بین ۵ تا ۲۰ سال زمان می‌برد، سبب بازگشت سرمایه‌گذاری انجام شده برای بهینه‌سازی می‌شود. بدین‌ترتیب شرکت‌های مذکور بابت خدمات‌رسانی به مشتریان از آنها پولی دریافت نمی‌کنند، بلکه مابه‌التفاوت هزینه انرژی مصرف‌کنندگان قبل و پس از اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی را شرکت خدمات انرژی به‌عنوان دستمزد به آنها پرداخت می‌کند.

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۴.

2. Energy Services Companies

۳. دوره بازگشت سرمایه‌گذاری انجام شده.

سابقه آغاز فعالیت این شرکت‌ها به شوک نفتی دهه ۱۹۷۰ باز می‌گردد و شرکت Time Energy در ایالت تگزاس آمریکا نخستین شرکت خدمات انرژی در جهان بود.[1] پس از آن، تشکیل چنین شرکت‌هایی شتاب گرفت تا اینکه با پایین آمدن قیمت انرژی، این روند متوقف شد، اما در پایان دهه ۱۹۹۰ با بالا رفتن مجدد قیمت انرژی در جهان، تشکیل این شرکت‌ها روند صعودی خود در گذشته را تکرار کرد که تا امروز نیز این روند ادامه دارد. امروزه فعالیت چنین شرکت‌هایی در دنیا کاملاً جا افتاده است.

• **چگونگی فعالیت**: اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی در شرکت‌های خدمات انرژی بدین‌ترتیب است:

برآورد توانایی کاهش مصرف: در این مرحله مهندسان با بررسی ساختمان (اعم از صنعتی یا خانگی) و میزان مصرف آن، چگونگی اتلاف انرژی را در ساختمان‌ها بررسی می‌کنند. این اتلاف انرژی می‌تواند ناشی از تنظیم نبودن نسبت هوا به سوخت در مشعل‌ها، دوجداره نبودن شیشه‌ها، عایق نبودن سطح خارجی دیوارهای نما، عایق‌بندی نبودن لوله‌های انتقال آب گرم، استفاده از وسایل گرمازا و یا سرمازای پرمصرف و غیراستاندارد، کالیبره نبودن و مکانیکی بودن آنها به‌جای حالت ۳ زمانه و یا سایر عوامل باشد. با در نظر گرفتن چنین مواردی شرکت‌های خدمات انرژی، پتانسیل کاهش مصرف انرژی در ساختمان را ارزیابی می‌کنند.

برآورد مالی کاهش هزینه براثر رعایت دستورات بهینه‌سازی: در این مرحله برآورد می‌شود که براثر اعمال محدودیت‌ها چه میزان از هزینه‌های جاری خانوار کاهش می‌یابد. برای مثال اگر شیشه‌های دوجداره به‌جای شیشه‌های معمولی استفاده شود، مصرف گاز تا چه حد کاهش می‌یابد و هزینه گاز صرفه‌جویی شده چقدر است؟

برآورد زمان بازگشت سرمایه: با توجه به سرمایه لازم برای کاهش مصرف انرژی و ارزش انرژی کاهش یافته براثر اعمال دستورالعمل‌های بهینه‌سازی، حداکثر زمان لازم برای بازگشت سرمایه برآورد می‌شود. آنگاه امکان اجرای پروژه‌های مذکور از منظر اقتصادی برآورد شده و درصورت توجیه‌پذیری اقتصادی، اجرا می‌شود.

• **قیمت و رابطه آن با فعالیت شرکت‌های خدمات انرژی**: پیش از این اشاره کردیم که

1. Cary Bullock and George Caraghaiur, "Guide to Energy Services Companies", The Fairmont P, Inc., 2001, 10 Mar, 2008.

بهینه‌سازی مصرف زمانی برای مصرف‌کنندگان توجیه اقتصادی می‌یابد که قیمت‌ها منطقی شده باشند و ازسوی‌دیگر اگر تأثیر بالا رفتن انرژی در هزینه‌های مصرف‌کنندگان بخش‌های مختلف مستقیم باشد، قیمت سایر کالاها و خدمات نیز افزایش یافته و تورم حاصله وضعیت موجود را پیچیده‌تر خواهد کرد. بنابراین زمانی ابزارهای قیمتی به‌عنوان محدودکننده‌های مؤثر مصرف مطرح می‌شوند که افزایش قیمت سایر کالاها و خدمات رخ ندهد. اما ازآنجاکه اساس اقتصادی شدن فعالیت شرکت‌های خدمات انرژی، منطقی شدن قیمت انرژی است، به‌نظر می‌رسد فعالیت شرکت‌های خدمات انرژی با این مقوله سازگار نباشد.

دراین‌باره لازم است توجه کنیم شرکت‌های خدمات انرژی بدین‌دلیل ایجاد می‌شوند تا از آثار تورمی افزایش قیمت انرژی جلوگیری کنند. به‌عنوان مثال فرض کنیم هزینه انرژی یک خانوار با احتساب یارانه‌ها ۵۰۰۰ تومان باشد و دولت به حذف یارانه‌ها اقدام کند در این صورت هزینه انرژی همین خانوار به ۲۵۰۰۰ تومان افزایش می‌یابد. در این هنگام اگر شرکت‌های خدمات انرژی وارد عمل شده و پروژه‌های بهینه‌سازی اجرا شوند، هزینه انرژی خانوار به حدود ۵۰۰۰ تومان بازمی‌گردد. ازآنجاکه این شرکت‌ها از مشتریان خدمات خود بابت خدمات ارائه شده وجهی دریافت نمی‌کنند، خانواده‌ها در استفاده از خدمات آنها با هیچ مانعی روبه‌رو نخواهند بود و فعالیت این شرکت‌ها فراگیر خواهد بود. بنابراین دولت می‌تواند با ایجاد زیرساخت‌های لازم برای فعالیت شرکت‌های مذکور، به منطقی کردن قیمت انرژی اقدام کند، بدون آنکه از آثار تورمی ناشی از این امر نگران باشد.

در اینجا ذکر این نکته ضروری به‌نظر می‌رسد که افزایش قیمت و بهینه‌سازی مصرف انرژی با کمک شرکت‌های فوق، دو امر لازم و ملزوم یکدیگرند، بدین‌ترتیب که زمانی فعالیت شرکت‌های خدمات انرژی اقتصادی خواهد بود که قیمت‌ها منطقی باشد، زیرا در غیر این صورت دوره بازگشت سرمایه، بسیار بالا خواهد رفت. ازسوی‌دیگر با ادامه روند تخصیص یارانه دولتی به انرژی، گرایش به بهینه‌سازی در میان مصرف‌کنندگان به‌وجود نخواهد آمد و اگر دولت بخواهد یارانه‌ها را بدون بسترسازی برای فعالیت شرکت‌های خدمات انرژی حذف کند، آثار تورمی که پیش‌تر به آنها اشاره کردیم، پدیدار خواهد شد.

برای آنکه افزایش قیمت و فعالیت‌های بهینه‌سازی هم‌زمان رخ دهد، لازم است

دولت به‌صورت سالیانه و در دوره‌ای مشخص، به حذف یارانه بخش انرژی اقدام کند. برای مثال در یک دوره چند ساله و افزایش منطقی قیمت انرژی در هر سال، می‌توان به منطقی نمودن قیمت‌ها اقدام کرد. در این صورت مصرف‌کنندگان فرصت خواهند یافت که به بهینه‌سازی مصرف انرژی خود اقدام کنند و ازسوی‌دیگر به‌دلیل بالا رفتن تدریجی قیمت انرژی، مصرف‌کنندگان مجبور به اجرای چنین طرح‌هایی خواهند بود.

۲. کارت انرژی خانگی

پیش از این بیان کردیم که یکی از آثار پایین بودن قیمت انرژی در ایران، از بین رفتن روحیه صرفه‌جویی در میان مصرف‌کنندگان است. اما اگر قیمت انرژی در کشور منطقی شود، آنگاه کاهش مصرف در هزینه‌های مصرف‌کنندگان اثری ملموس خواهد داشت. برای مثال اگر هزینه انرژی خانواری ـ در حالت کنونی و با فرض تعلق یارانه‌ها به آن ـ ۵۰۰۰ تومان باشد، صرفه‌جویی و کاهش مصرف ۱۰ درصدی انرژی برای این مصرف‌کننده فقط ۵۰۰ تومان از هزینه‌های جاری خانوار خواهد کاست، اما درصورت منطقی بودن قیمت‌ها، برای مثال هزینه انرژی همین خانوار به ۲۵۰۰۰ تومان افزایش می‌یابد. در این صورت برای این خانوار رعایت اصول کاهش صرفه‌جویی و کاهش مصرف به همان میزان، صرفه‌جویی انرژی را تا ۵ برابر حالت قبل، یعنی ۲۵۰۰ تومان افزایش خواهد داد. علاوه‌برآن وقتی شرکت‌های خدمات انرژی وارد عرصه بهینه‌سازی شوند، حتی می‌توان هزینه‌های انرژی را برای مصرف‌کننده به همان میزان سابق بازگرداند.

در این راستا، یکی از ابزارهای تشویقی می‌تواند «کارت انرژی خانگی» باشد، این کارت مانند «کارت سوخت» عمل می‌کند، بدین‌ترتیب که:

- برای هر خانوار متناسب با شرایط آب‌وهوایی، توسعه‌یافتگی منطقه سکونت وغیره حد مشخصی از مصرف «انرژی» و «قیمت آن» مشخص شود. هر خانوار می‌تواند فارغ ازنوع حامل انرژی اعم از برق، گاز و فراورده از انرژی را مصرف کند، ولی مصرف آن نباید ازنظر قیمت بالاتر از حد مجاز باشد.
- درصورتی‌که هر خانوار بیش از این میزان «انرژی» مصرف کند، مشمول جریمه‌های مالی می‌شود. بدین‌ترتیب که مجبور است «انرژی مورد نیاز بیش از حد مجاز

تعیین شده» را با قیمتی بیش از قیمت حالت عادی تهیه کند. برای مثال دولت می‌تواند مصرف انرژی بیش از حد مجاز را مشمول مالیات بداند، اما به مصارف کمتر از حد مجاز مالیات تعلق نگیرد.[۱]

• هر خانواری که کمتر از حد مشخص شده انرژی مصرف کند، می‌تواند مابه‌التفاوت میزان مجاز و مصرف واقعی خود را در پایان هر دوره (مثلاً سال، فصل یا ماه) در کارت خود نگه داشته و دولت نیز برای تشویق، میزانی از اعتبار بر آن می‌افزاید. لازم است توجه کنیم که نیازی نیست که دولت ردیف بودجه خاصی برای اجرای سیاست‌های تشویقی تخصیص دهد، بلکه دولت می‌تواند از محل درآمد مالیات بر انرژی که بیشتر دهک‌های بالای جامعه آن را می‌پردازند، استفاده کرده و آنها را برای تشویق‌ها هزینه کند. بدین‌ترتیب علاوه‌برآنکه ممکن است دولت درآمدی از محل مابه‌التفاوت تشویق‌ها و مالیات‌ها کسب کند، می‌تواند همانند یک «انتقال‌دهنده وجه از دهک‌های بالا به پایین» به‌حساب آید.

• استفاده از کنتورهای ۳ زمانه برق می‌تواند با این روش فراگیر شود، زیرا در این صورت می‌توان تدابیری اتخاذ کرد که هزینه مصرف برق در زمان اوج مصرف معادل ۲ تا ۳ برابر حالت عادی از اعتبار موجود در «کارت انرژی» را کسر کند. در این صورت چون کاهش اعتبار در کارت انرژی به‌صورت درجا لحاظ می‌شود، مصرف‌کنندگان به‌صورت خودبه‌خود از مصرف برق در ساعات اوج اجتناب خواهند کرد.

• توجه به این نکته ضروری است که اجرای چنین طرحی نیاز به توسعه هزینه‌بر زیرساخت‌های موجود ندارد. از یک‌سو بیشتر خانوارها اکنون اتومبیل شخصی دارند که تاکنون «کارت سوخت خودرو» را دریافت کرده‌اند. تبدیل «کارت هوشمند سوخت» به «کارت انرژی» نیز نیاز به توسعه چندانی در زیرساخت‌ها ندارد و پیش‌تر امکان چنین تبدیلی ازسوی «مشاور معاون وزیر و مدیر طرح کارت هوشمند سوخت نفت گاز» عنوان شده است.[۲] اگر حتی شهرهای بزرگ را در نظر بگیریم، با چنین تبدیلی می‌توان حجم زیادی از مصرف انرژی را بهینه کرد.

---

۱. به طوری که پیش‌تر گفتیم، در کشورهای توسعه‌یافته مصرف انرژی مشمول پرداخت مالیات است. این امر در کشورهایی نظیر نروژ، ژاپن، آمریکا و ... دیده می‌شود. این درحالی است که انرژی در ایران مشمول مالیات نیست.

2. www.oilnews.ir

ازسوی‌دیگر هم‌اکنون در بسیاری از کشورهای جهان نظیر ژاپن، کنتورهای برق و یا گاز به‌صورت «اعتباری» عمل می‌کند، بدین‌معنی که مصرف‌کنندگان به شارژ کارت‌های اعتباری انرژی خود اقدام کرده و با قرار دادن این کارت‌ها در کنتورهای مذکور، امکان استفاده از انرژی برای مصرف‌کنندگان فراهم می‌شود. این روش محاسبه «پیش‌پرداخت هزینه انرژی» سبب خواهد شد که:

ـ روش‌های سنتی و عملیات‌های پر حجم قرائت کنتور، صدور قبض و پرداخت آن به‌وسیله مشتریان در بانک‌ها که هم‌اکنون در جریان است، منسوخ شده و هزینه‌ها کاهش یابد،

ـ دیرکرد در پرداخت هزینه‌ها ازسوی مصرف‌کنندگان که در نظام کنونی محاسبه و پرداخت هزینه انرژی در کشور اتفاق می‌افتد، حذف شده و خانواده‌ها پیش از مصرف انرژی خود مجبور خواهند بود هزینه انرژی را بپردازند،

ـ ازآنجاکه هر خانوار پیش از مصرف خود، هزینه انرژی را می‌پردازد و کاهش اعتبار موجود در کارت انرژی را همگام با مصرف انرژی خود مشاهده می‌کند، همواره در نحوه مصرف خود اصول صرفه‌جویی را رعایت می‌کند،

ـ کارت‌های اعتباری کنتورها که اکنون در جهان استفاده می‌شوند غیرقابل انتقال هستند و هر کنتور فقط توانایی قرائت کارت مخصوص خود را دارد. بنابراین اگر دولت بخواهد به برخی خانواده‌ها (از جمله خانواده‌های تحت پوشش کمیته امداد امام(ره) یا بهزیستی) کمک هزینه‌ای برای انرژی اختصاص دهد، می‌تواند به برخی کارت‌های خاص که متعلق به چنین خانوارهایی است، کمک‌هایی را تخصیص دهد. بنابراین درصورت اجرای چنین طرحی، هدف دیرینه دولت که هدفمند کردن کمک‌های یارانه‌ای بوده است، محقق خواهد شد.

بنابراین توسعه کارت انرژی خانگی علاوه‌بر آنکه نیاز به توسعه سخت افزاری زیرساخت‌ها ندارد، می‌تواند سبب کاهش مصرف انرژی شده و موجب هدفمند شدن کمک‌های دولتی به بخش انرژی شود.

۴-۱-۲-۷ الزامات قانونی بهینه‌سازی مصرف انرژی

بنابر آنچه بیان شد، می‌توان دریافت که:

در کشور مصرف انرژی در هر خانوار بالاست. مصرف بالای انرژی در بخش خانگی کشور، از سطح رفاه بالای مردم ناشی نمی‌شود و حتی الگوی مصرف انرژی اشتباه در خانوار علت اصلی این امر نیست، بلکه ناشی از استفاده از لوازم انرژی‌بری است که استانداردهای مصرف انرژی در آن رعایت نشده است و تولیدکنندگان این لوازم از ضعف قوانین درخصوص لزوم اعمال استانداردها استفاده کرده و به تولید لوازم غیراستاندارد اقدام می‌کنند که البته ارزان‌تر بودن آنها نسبت به لوازم استاندارد، سبب گرایش مردم به خرید آنها شده است. بنابراین یکی از چالش‌های مهم بهینه‌سازی مصرف، اصلاح محصولات بازار و تطبیق آنها با استانداردهای موجود است. یکی از چالش‌های مهم بهینه سازی مصرف انرژی در کشور، خلأهای قانونی است. در این راستا با وجود آنکه استانداردهایی را سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت در کشور تدوین کرده است، اما وضعیت مصرف انرژی کشور به‌قدری نابسامان است که لازم است نهادی با مسئولیت بالاتر با توجه به پتانسیل‌ها و محدودیت‌های موجود در حوزه تمام حامل‌های انرژی، به وضع قوانین و استانداردهای لازم بپردازد. اگر جمعیت جوان کشور را ۳۰ میلیون نفر در نظر بگیریم و با احتساب سهم برابر پسر و دختر از این جمعیت، در آینده‌ای نزدیک حدود ۱۵ میلیون خانوار به مجموع خانوارهای کشور اضافه خواهد شد. این در حالی است که تعداد خانوارهای کشور حدود ۱۷/۵ میلیون برآورد شده است[۱] و با این حساب تعداد خانوارهای کشور در آینده نزدیک تقریباً ۲ برابر خواهد شد. بدیهی است ۱۵ میلیون خانوار جدید، به همین میزان لوازم خانگی نظیر کولر، اجاق، یخچال و غیره نیاز خواهد داشت. درصورتی‌که این وسایل از نوع پرمصرف کنونی وارد بازار شود، مصرف انرژی کشور به یک‌باره افزایش شدیدی خواهد یافت.

بنابر آنچه گفته شد، در آینده کشور با تقاضای قابل ملاحظه‌ای در حوزه لوازم انرژی‌بر روبه‌رو خواهد شد. درصورتی‌که اگر از هم‌اکنون در این حوزه اقدامات مقتضی از جمله تنظیم و مهم‌تر از آن اعمال این استانداردها لحاظ نشود، در آینده مشکلات زیادی گریبان‌گیر کشور خواهد شد. اهمیت این مسئله از آن‌روست که اگر امروز برای تعداد محدودی تولیدکننده لوازم انرژی‌بر استانداردها تنظیم و اعمال نشود، در آینده باید با صرف هزینه‌های

---

۱. مرکز آمار ایران، سرشماری سال ۱۳۸۵.

چند برابر لزوم صرفه‌جویی و استفاده از لوازم کم مصرف برای میلیون‌ها خانوار توجیه شود لذا باید با تدوین «قانون استانداردسازی مصرف انرژی» به این مهم جامه عمل پوشاند.

۷-۲-۲ تدوین و اجرای طرح جامع انرژی

۷-۲-۲-۱ لزوم تدوین طرح

کشور ایران ازنظر دسترسی به حامل‌های گوناگون انرژی، وضعیت بسیار مطلوبی دارد منابع غنی گاز، نفت و حتی زغال‌سنگ و منابع تجدیدپذیر همچون انرژی باد، زمین‌گرمایی، خورشیدی و امکان بهره‌برداری از حوضه‌های مهم آبگیر کشور برای تولید برق آبی همگی شاهدی بر این مدعاست، اما متأسفانه در حال حاضر برای تأمین انرژی مناطق مختلف کشور، توجهی به پتانسیل‌ها و منابع انرژی آن منطقه نشده و اصل بر استفاده از منابع انرژی فسیلی در تمام کشور و در رأس آن گازرسانی به همه مناطق است. توجه به این حامل انرژی، حتی در ساخت نیروگاه‌ها و تولید برق نیز دیده می‌شود، به‌طوری‌که در سال ۱۳۸۴ بیش از ۷۰ درصد نیروگاه‌های کشور از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت استفاده کرده‌اند که در نتیجه بالغ بر ۳۲/۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی فقط به‌وسیله بخش نیروگاهی کشور در همین سال مصرف شده است، که این میزان تقریباً برابر مصرف بخش خانگی است (حدود ۳۲/۲ میلیارد متر مکعب)،[۱] بنابراین به‌نظر می‌رسد در وضعیت کنونی، توسعه شبکه انرژی کشور فقط برپایه گاز طبیعی انجام می‌شود. این امر نیز سبب بروز مشکلاتی برای کشور شده که نمونه آن افت فشار و قطعی گاز بخش‌های مختلف کشور در فصل زمستان است. نکته دیگر آنکه در برخی مناطق کشور با وجود بهره‌مندی از برق به‌عنوان حامل انرژی، بازهم گازرسانی انجام شده است که از آن جمله می‌توان به مناطق گرمسیر کشور مانند خوزستان اشاره کرد. این مناطق به‌علت شرایط آب‌وهوایی، بیش از همه نیازمند برق برای تأمین انرژی تجهیزات سرمایشی بوده و گاز فقط در مصارف پخت و پز آنها کاربرد دارد، بااین حال اکنون گازرسانی به این مناطق انجام شده و در نتیجه هزینه بالایی به دولت تحمیل شده است، به صورتی که در برخی از این مناطق هزینه هر انشعاب گاز به ۲۰۰ میلیون ریال می‌رسد. ازسوی‌دیگر هزینه متوسط لوله کشی گاز در هر ۱۰۰۰ کیلومتر، ۱/۵

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۴.

میلیارد دلار برآورد می‌شود. با توجه به اینکه تا پایان سال ۱۳۸۴ حدود ۱۱۸ هزار کیلومتر (تقریباً ۳ برابر محیط کره زمین) مجموع شبکه گاز کشور بوده است، می‌تواند تصویر مناسبی از سرمایه‌گذاری انجام شده در این بخش را ایجاد کند.

در نتیجهٔ اجرای سیاست گازرسانی به تمام نقاط کشور که هیچ توجیه فنی و اقتصادی ندارد، مصرف گاز طبیعی به‌شدت بالا رفته و مباحثی چون تزریق به مخازن نفتی، تبدیلات گازی ـ که ارزش افزوده بسیار بالایی ایجاد می‌کند ـ ذخیره‌سازی گاز طبیعی و حتی صادرات دچار بی‌برنامگی مفرط شده است. قطعاً نتیجه این عمل در آینده، منافع ملی و موقعیت استراتژیک کشور در منطقه و جهان را به خطر خواهد انداخت. حال آنکه اگر بر پایه مطالعات امکان‌سنجی، سهم هریک از حامل‌ها در تأمین انرژی کشور به تفکیک هر منطقه مشخص شده و طبق آن عمل شود، مشکلات فوق به‌وجود نخواهد آمد. این مسئله همان چیزی است که از آن با عنوان «طرح جامع انرژی کشور» یاد می‌شود که اجرای آن به تنوع بخشی در سبد انرژی کشور منجر خواهد شد. این امر در «چشم‌انداز بیست‌ساله کشور» که مقام معظم رهبری آن را ابلاغ کرده و به تصویب مجمع تشخیص مصلحت نظام رسیده نیز تأکید شده است.[۱]

در سال ۱۳۵۶ مطالعات درزمینه تدوین این طرح در معاونت انرژی وزارت نیرو به‌وسیله دانشگاه استنفورد آمریکا انجام گرفت. بدیهی است با گذشت سی سال از آن مطالعه هرچند ساختار و اصول آن قابل استفاده است، ولی در حال حاضر قابل اجرا نیست و ضروری است مطالعات جامع دیگری در این زمینه را مهندسین مشاور انجام دهند.[۱]

---

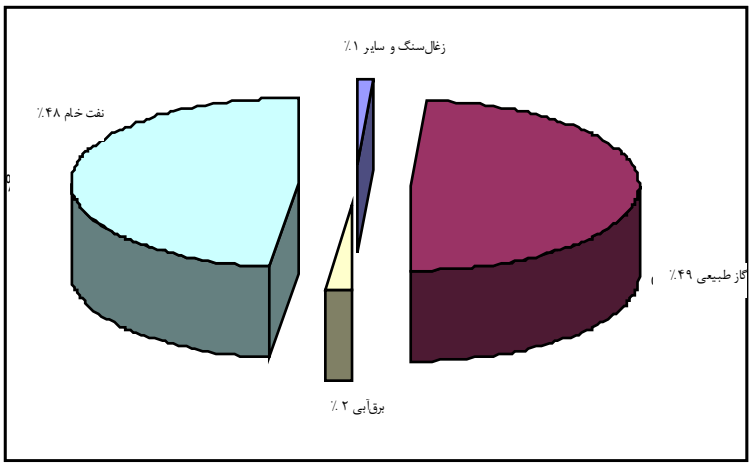
۱. بند «ب» «سیاست‌های کلی سایر منابع انرژی» در «چشم‌انداز جمهوری اسلامی ایران در افق ۱۴۰۴ هجری شمسی» که در مجمع تشخیص مصلحت نظام به تصویب رسیده و ازسوی دبیرخانه آن مجمع منتشر شده است، «ایجاد تنوع در منابع انرژی کشور و استفاده از آن با رعایت مسائل زیست‌محیطی و تلاش برای افزایش سهم انرژی های تجدیدپذیر با اولویت انرژی‌های آبی» و «تلاش برای کسب فناوری و دانش فنی انرژی‌های نو و ایجاد نیروگاه‌ها از قبیل بادی و خورشیدی و پیل‌های سوختی و زمین‌گرمایی در کشور» را تأکید کرده است.

۱. هاشم خویی و زهرا جعفری، «نگاهی به انرژی در ایران»، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، دفتر مطالعات زیربنایی، شماره مسلسل ۸۸۰۹، بهمن ۱۳۸۶. برای پاسخ به این پرسش که در هر منطقه از کشور چه منبعی از انرژی مناسب‌تر است، در گزارش فوق به طرحی که نویسنده آن را تدوین کرده، اشاره شده است.

در ادامه، ابتدا وضعیت و پتانسیل‌های کشور در انواع حامل‌های انرژی بررسی می‌شود و ضمن برشمردن مزایای تدوین و اجرای «طرح جامع انرژی کشور»، راهکارهایی برای تحقق این مهم ارائه خواهد شد.

۲-۲-۲-۷ وضعیت و پتانسیل‌های فعلی توزیع انواع حامل‌های انرژی

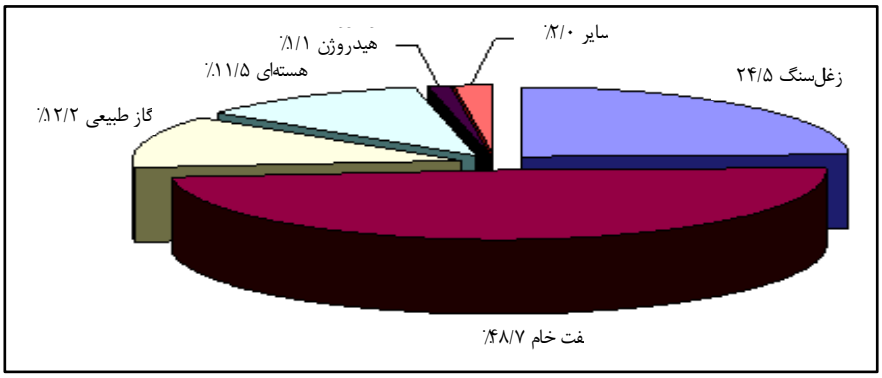
در حال حاضر در تأمین انرژی کشور نفت و گاز نقش اصلی را برعهده داشته و سهم سایر منابع بسیار ناچیز است: این مطلب در نمودار زیر ملاحظه می‌شود.



مأخذ: گزارش سالیانه آژانس اطلاعات انرژی در سال ۲۰۰۶.

نمودار ۴-۷ منابع تأمین انرژی کشور

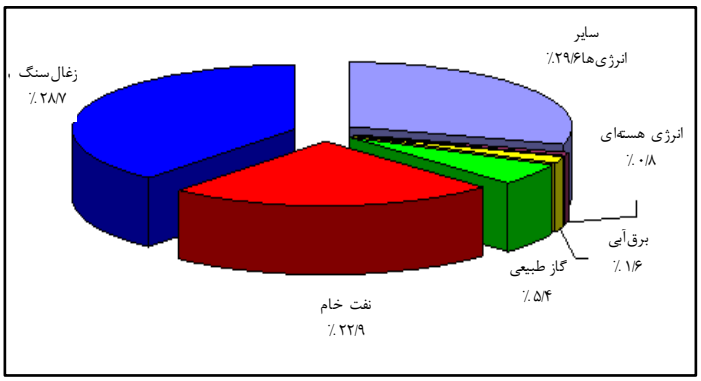
مقایسه این نمودار با وضعیت کشورهای صنعتی نظیر ژاپن و یا نروژ ـ که خود دارای منابع غنی نفت و گاز است ـ و حتی هند که کشوری در حال توسعه است، مشخص می‌کند که هیچ کدام مانند ایران تا این حد فقط به یک یا دو منبع انرژی وابسته نیستند.



مأخذ: همان.

نمودار ۵-۷ سهم انرژی‌های مختلف در کل مصرف اولیه انرژی ژاپن (سال ۲۰۰۵)

همان‌طور که در نمودار ۵-۷ دیده می‌شود، اگرچه نفت سهم اصلی را در تأمین انرژی ژاپن دارد، اما سایر منابع مانند انرژی هسته‌ای، برق‌آبی و ... نیز نقش مهمی دارند. علاوه‌برآن دولت ژاپن در نظر دارد سهم منابع فسیلی در تأمین انرژی خود را در آینده کاهش دهد، به‌طوری‌که در سال ۲۰۳۰ سهم انرژی هسته‌ای در تأمین انرژی اولیه ژاپن به ۱۶/۵ درصد و انرژی‌های تجدیدپذیر به ۶ درصد خواهد رسید.



مأخذ: همان.

نمودار ۶-۷ سهم حامل‌های مختلف انرژی در سبد مصرفی انرژی هند (۲۰۰۵)

در مورد کشور هند نیز ملاحظه می‌شود که سبد مصرفی انرژی متنوع بوده و نسبت به ژاپن بیشتر به منابع داخلی (بیوماس، زغال‌سنگ، هسته‌ای و برق‌آبی) متکی است. سهم بالای انرژی‌های تجدیدپذیر در تأمین انرژی این کشور که عمدتاً بیوماس بوده و در قالب «سایر انرژی‌ها» در نمودار ۶-۷ مشاهده می‌شود، قابل توجه است. ضمن آنکه دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر نظیر باد و خورشید نیز در هند مدنظر قرار گرفته‌اند و هند زیرساخت‌های تکنولوژیکی توسعه این انرژی‌ها را مدنظر گرفته است. برای مثال شرکت Suzlon که درزمینه ساخت توربین‌های بادی فعالیت می‌کند، بزرگ‌ترین شرکت آسیایی در این عرصه است و در سال‌های اخیر قراردادهای بزرگی با کشورهای مختلف منعقد ساخته است که می‌توان به قرارداد ۱/۶ میلیارد دلاری با آلمان و ۵۶۵ میلیون دلاری با بلژیک اشاره کرد.[1] این حجم ارزش قرارداد، آن هم در حوزه انرژی‌های نو در یک شرکت خصوصی، بسیار قابل توجه است.

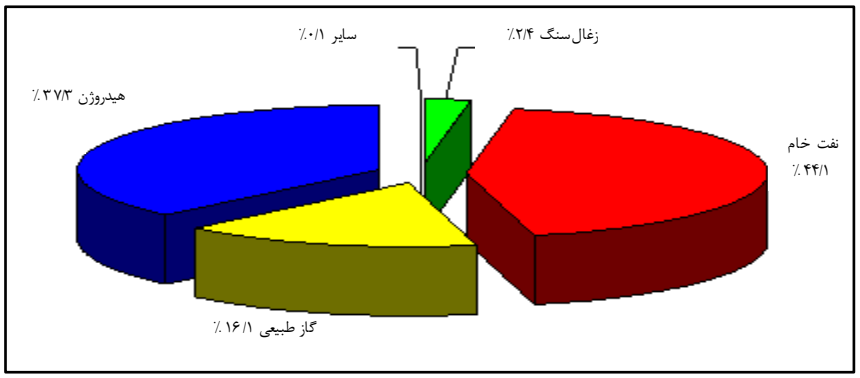
نگاهی به نمودار سبد تأمین انرژی کشور نروژ، نشان می‌دهد که این کشور برخلاف ایران با وجود برخورداری از منابع غنی نفت و گاز، تمام انرژی خود را از این منابع تأمین نمی‌کند، بلکه سبد انرژی این کشور کاملاً متقارن و متنوع است، به‌طوری‌که نروژ با اختصاص بیش از یک‌سوم سبد انرژی خود به برق‌آبی، اتکای خود به منابع دیگر را کاهش داده است. با توجه به وضعیت جغرافیایی و آب‌وهوایی این کشور،[2] امکان استفاده از انرژی خورشیدی مهیا نیست، اما ظرفیت نیروگاه‌های بادی نروژ در سال ۲۰۰۷ به ۳۳۳ مگاوات رسیده است.[1] علاوه‌برآن دانمارک برای شبکه‌سازی برق خود با اروپا، قسمتی از برق بادی خود را به نروژ صادر می‌کند. با تمام این تفاصیل، سهم برق‌آبی آن‌قدر در نروژ بالاست (حدود ۹۹/۵ درصد) که نیازی به استفاده از سایر منابع در تأمین برق این کشور احساس نمی‌شود.

---

1. http://www.suzlon.com/news.htm

۲. در برخی مناطق شمالی نروژ ـ به‌دلیل شرایط آب‌وهوایی قطبی ـ از اواخر ماه می تا اواخر ماه جولای (تقریباً مقارن با خرداد تا مرداد) خورشید کاملاً غروب نمی‌کند و در همین زمان در بقیه مناطق کشور در شبانه‌روز ۲۰ ساعت آفتاب در آسمان دیده می‌شود. از اواخر نوامبر تا اواخر ژانویه (تقریباً مقارن با اوایل آذر تا اواخر اسفند) خورشید در مناطق شمالی نروژ از محل طلوع خود بالا نیامده و در سایر مناطق طول روز بسیار کوتاه است. بنابراین دریافت انرژی خورشیدی نه توان مناسبی دارد و نه تداوم.

1. Global Wind Energy Council (GWEC) Statistics



مأخذ: همان.

نمودار ۷-۷ سهم حامل‌های مختلف انرژی در سبد مصرفی انرژی نروژ (۲۰۰۵)

بنابراین همان‌طور که بیان کردیم، سهم حامل‌های انرژی در ایران در مقایسه با سایر کشورها، به‌هیچ‌وجه مناسب نیست. این در حالی است که کشورهای دیگر با پتانسیل‌های پایین‌تر نسبت به ایران، سبد انرژی اولیه خود را متنوع کرده‌اند. ازآنجایی‌که تنظیم سبد انرژی کشور، مستلزم شناخت پتانسیل‌های انرژی کشور است، به‌اختصار به معرفی پتانسیل‌های منابع گوناگون انرژی کشور اشاره می‌شود و ضمن مقایسه آنها با کشورهای دیگر، میزان عملی بودن امکان بهره‌برداری از آنها بررسی می‌شود. در این راستا پتانسیل‌های منابعی که اکنون در سبد انرژی جایی ندارند، بیان می‌شود. این منابع عبارت‌اند از: برق‌آبی، زمین‌گرمایی، خورشیدی، بادی و زغال‌سنگ.

الف) برق‌آبی

هم‌اکنون در جهان، ۸۰۰ گیگاوات نیروگاه برق‌آبی نصب شده است که نروژ در استفاده از این نیروگاه‌ها در رتبه نخست قرار دارد. پس از این کشور، تاجیکستان، قرقیزستان و برزیل در رتبه‌های بعدی قرار دارند.[1]

در سال ۱۳۸۵ ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های برق‌آبی در ایران حدود ۶/۵ هزار

1. www.bp.com

مگاوات بوده است. این در حالی است که طبق برخی برآوردها امکان افزایش این میزان تا بیش از ۴ برابر ظرفیت کنونی وجود دارد[۱] (حدود ۲۵ هزار مگاوات).[۲] اصلی‌ترین حوضه‌های آبگیر کشور که توانایی احداث نیروگاه‌های برق‌آبی در آنها وجود دارد، در غرب کشور واقع شده است که از آن جمله می‌توان حوضه‌های کارون، کرخه، دز و سیروان را نام برد. توجه به این نکته ضروری است که درصورت بهره‌برداری از پتانسیل برق‌آبی در غرب کشور، استان‌هایی مانند همدان، کرمانشاه، آذربایجان غربی و ایلام می‌توانند از این منبع انرژی بهره‌مند شوند که اتفاقاً این استان‌ها در فصول سرد سال با مشکل افت فشار و قطعی گاز روبه‌رو هستند و بدین‌ترتیب مسئله تأمین انرژی این مناطق در فصول سرد سال، می‌تواند با مدیریت صحیح منابع حل شود.

علاوه‌بر حوضه‌های بزرگ آبگیر کشور، امکان احداث نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک در کشور فراوان است. احداث چنین نیروگاه‌هایی علاوه‌بر آنکه اتکا به منابع فسیلی و تک محوری در تأمین انرژی را کاهش می‌دهد، اتلاف انتقال برق از نیروگاه تا مصرف‌کننده را به‌دلیل نزدیکی فاصله میان این دو کاهش می‌دهد. ضمن آنکه امنیت انرژی نواحی مختلف کشور بالا خواهد رفت، زیرا اگر نیروگاه‌های بزرگ انرژی مناطق زیادی را تأمین کنند، با بروز حوادث غیرمترقبه در آنها، انرژی رسانی به نواحی وسیعی از کشور مختل خواهد شد، اما با اجرای طرح نیروگاه‌های آبی کوچک می‌توان از چنین رویدادهایی جلوگیری کرد. ازاین‌رو به‌نظر می‌رسد بهره‌برداری از منابع برق‌آبی کشور ـ به‌خصوص در قالب نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک ـ نیازمند توجه بیشتری است. این مهم در راستای اهداف پدافند غیرعامل قابل پیگیری است.

ب) انرژی زمین‌گرمایی

پتانسیل جهانی استفاده از انرژی زمین‌گرمایی، برای مصارف غیرتولید برق، حدود ۱۰۰ گیگاوات تخمین زده می‌شود،[۱] که اکنون بیش از ۷۰ کشور در جهان از آن به‌صورت تجاری استفاده می‌کنند. کشورهای آمریکا، فیلیپین، ایتالیا، اندونزی، مکزیک و ژاپن

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

۲. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

۱. با احتساب پمپ‌های زمین‌گرمایی.

درزمینه استفاده از این انرژی در جهان رتبه‌های اول تا ششم را به‌خود اختصاص داده‌اند.[1] در این میان پتانسیل تولید برق از منابع ژئوترمال در جهان حدود ۶۵ تا ۱۳۵ گیگاوات برآورد می‌شود.[2] ضمن آنکه طبق مطالعاتی که دانشگاه MIT انجام داده، پیش‌بینی شده است در سال ۲۰۵۰ در ایالات متحده آمریکا حدود ۱۰۰ گیگاوات انرژی الکتریکی از منابع زمین‌گرمایی تولید شود.[3]

در میان سه کشور مطالعه شده در این تحقیق (ژاپن، نروژ و هند)، طبق مطالعات انجام شده ژاپن توانایی تولید ۷۰ هزار مگاوات برق را از منابع زمین‌گرمایی دارد. این کشور در سال ۲۰۰۵ حدود ۳/۲ تراوات ساعت برق از منابع زمین‌گرمایی تولید کرده است[4]. پیش‌بینی می‌شود این رقم در سال ۲۰۱۰ به ۳/۳ تراوات ساعت برسد. درباره نروژ همان‌طور که پیش‌تر اشاره کردیم اصل بر توسعه برق‌آبی بوده و در هند بیشتر توجهات به بیوماس و سپس انرژی بادی شده است. ضمن آنکه توسعه نیروگاه‌های برق خورشیدی نیز در آینده در دستور کار این کشور قرار گرفته است.

در ایران، اصلی‌ترین منبع انرژی زمین‌گرمایی در منطقه مشکین‌شهر استان اردبیل وجود دارد که تاکنون سه حلقه چاه اکتشافی به عمق ۳۲۰۰ متر، ۳۱۷۰ متر و ۲۲۰۰ متر برای برآورد و تخمین پتانسیل انرژی زمین‌گرمایی در منطقه سبلان حفاری شده است و نتایج اولیه حاکی از پتانسیل بالا و مطلوب برای احداث نیروگاه در این منطقه است. طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده، نیروگاه زمین‌گرمایی مشکین‌شهر با ظرفیت اسمی ۵۵ مگاوات در سال ۱۳۹۱ تکمیل خواهد شد. این در حالی است که طبق برآوردهای انجام شده در سازمان انرژی‌های نو ایران، منبع زمین‌گرمایی مشکین‌شهر حدود ۲۶۰ مگاوات ظرفیت دارد. با توجه به اینکه در سال ۱۳۸۴ اوج مصرف برق استان اردبیل حدود ۲۵۰ مگاوات بوده است،[1] پتانسیل عظیمی برای بهره‌برداری از این منبع وجود دارد. ازسوی‌دیگر اگر فرض کنیم حدود نیمی از این منبع برای تولید برق بهره‌برداری شود و نیروگاه مدنظر نیز فقط از نیمی از توان اسمی خود استفاده کند، می‌توان بیش از ۶۰ درصد برق لازم این

---

1. www.solarnavigator.net
2. www.geo-energy.org
3. geothermal.inel.gov
4. Long Term Electric Power Facilities Development Plan and Others.

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

استان را تأمین کرد. درباره استفاده از منابع انرژی زمین‌گرمایی در استان اردبیل ذکر چند نکته ضروری است، این نکات عبارت‌اند از:

ـ استان اردبیل در سال‌های اخیر همواره در زمستان با مشکل قطعی و افت فشار گاز روبه‌رو بوده است، که زمستان سال ۱۳۸۶ اوج وقوع چنین رخدادی بوده است، ازاین‌رو لزوم توجه به منابع دیگر انرژی همچون زمین‌گرمایی برای تأمین انرژی آن بیشتر نمود می‌یابد. توجه به این نکته ضروری است که منابع زمین‌گرمایی برخلاف سایر منابع انرژی تجدیدپذیر نظیر باد، خورشید و حتی برق‌آبی که ممکن است توان تولیدی آنها در طول زمان و با تغییر شرایط آب‌وهوایی تغییر کند، منبعی دائمی بوده و به‌خوبی می‌تواند پاسخ‌گوی نیازهای انرژی در تمام زمان‌ها باشد. بنابراین منبع زمین‌گرمایی مشکین‌شهر می‌تواند تکیه‌گاهی مطمئن در فصول سرد سال برای این منطقه و نواحی هم‌جوار با آن باشد.

ـ همان‌طوری که پیش‌تر ذکر کردیم، قسمت عمده‌ای از تولید برق کشور برمبنای استفاده از گاز طبیعی پی‌ریزی شده که در فصل سرما، تأمین آن با چالش‌های جدی روبه‌روست، به‌طوری‌که کاهش سهمیه گاز طبیعی بخش نیروگاهی در فصول سرد سال برای تأمین نیاز بخش خانگی امری است که در سال‌های اخیر بارها انجام شده است. ازاین‌رو در استان اردبیل برق شبکه سراسری نمی‌تواند حامل انرژی مطمئنی برای جایگزینی کمبود گاز طبیعی در فصول سرد سال باشد. حال آنکه عملکرد منابع زمین‌گرمایی کاملاً مستقل از سایر منابع است و در فصول سرد سال برای تأمین انرژی، می‌توان به‌خوبی بر آن تکیه کرد ازاین‌رو لزوم توجه جدی به این منابع کاملاً منطقی به‌نظر می‌رسد.

یکی از مزایای مهم منابع زمین‌گرمایی، عمر بالای آنهاست. تاکنون هیچ‌کدام از مناطقی که در دنیا مورد استفاده انرژی ژئوترمال بوده‌اند از بین نرفته‌اند، اگرچه دما و فشار مخازن ژئوترمال به کندی در ارتباط با تولید انرژی کاهش پیدا کرده‌اند. مناطق گسترده‌ای در Wairakei (در کشور نیوزیلند) تاکنون نزدیک به ۴۰ سال است که برای تولید الکتریسیته استفاده می‌شوند. منطقه Laederello در ایتالیا نیز از سال ۱۹۰۴ استفاده شده‌اند. این منطقه به‌دقت به‌وسیله تکنیک‌های مهندسی و علمی و سیستم‌های ژئوترمال مدرن اداره می‌شود که می‌توان برای دهه‌های مختلف و یا حتی برای قرن‌ها تأمین‌کننده انرژی باشد.

ـ یکی از دلایلی که ازسوی منتقدان استفاده از منابع زمین‌گرمایی در ایران مطرح می‌شود و البته عموماً فاقد مطالعات دقیق و کارشناسی است، هزینه‌بر بودن احداث این تأسیسات نسبت به سایر حامل‌های انرژی است. باید توجه کرد که اکنون گازرسانی به استان اردبیل نیز هزینه‌های بالایی برای دولت داشته است که معمولاً مدنظر قرار نمی‌گیرد. فقط در سال ۱۳۸۴ حدود ۳۹۶ کیلومتر لوله‌کشی گاز در استان اردبیل انجام شده‌است،[۱] و در برنامه پنج‌ساله چهارم توسعه بیش از ۱۰۰۰ میلیارد تومان برای احداث خط انتقال گاز چهارم سراسری از عسلویه تا آستارا و حدود ۳۶ میلیارد برای توسعه شبکه گازرسانی در استان اردبیل در نظر گرفته شده است، حال آنکه کل سرمایه‌گذاری لازم برای اتمام نیروگاه زمین‌گرمایی مشکین‌شهر در همان سال معادل ۲۱۶ میلیارد تومان برآورد شده‌است،[۲] که از این میزان ۱۵۰میلیون دلار سرمایه‌گذاری ارزی و ۸۰ میلیارد تومان سرمایه‌گذاری ریالی است و تاکنون فقط ۱۶ میلیارد تومان از این هزینه‌ها تأمین شده است. نکته جالب توجه آنکه علی‌رغم تمام سرمایه‌گذاری‌های انجام شده در حوزه گازرسانی در استان اردبیل، در حساس‌ترین برهه زمانی یعنی فصول سرد سال، مشترکان این استان دچار قطعی گاز می‌شوند! حال مسئولان کشور به‌جای توجه به منابع انرژی امن‌تر در این منطقه، توسعه هرچه بیشتر شبکه گازرسانی کشور را به‌عنوان راه‌حل برمی‌گزینند که این امر نشان از نبود دیدگاه استراتژیک و علمی در میان تصمیم گیرندگان دارد.

ـ یکی دیگر از دلایلی که منتقدان استفاده از منابع زمین‌گرمایی در ایران مطرح می‌کنند، تردید در پتانسیل منابع زمین‌گرمایی در کشور و از جمله آن نیروگاه زمین‌گرمایی مشکین‌شهر است. اما باید توجه کرد که هم‌اکنون طبق پتانسیل‌سنجی‌های انجام شده سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) بر روی پتانسیل زمین‌گرمایی کل کشور که به ترسیم «طرح انرژی زمین‌گرمایی ایران» انجامیده است، امکان بهره‌برداری از منبع فوق کاملاً اقتصادی تشخیص داده شده است. علاوه‌برآن امکان بهره‌برداری از سایر منابع زمین‌گرمایی کشور در قالب طرح فوق به‌خوبی بررسی شده است. ضمن آنکه در بررسی‌های جداگانه‌ای دمای منابع زمین‌گرمایی سبلان و

---

۱. همان.

۲. همان.

شمال شرقی آذربایجان، بین ۱۴۰ تا ۲۶۰ درجه سانتی‌گراد تخمین زده شده است. نواحی مشکین‌شهر با میانگین درجه حرارت ذخیره شده‌ای حدود ۲۴۰، ماکو و خوی بین ۱۴۰ تا ۲۴۰ و زند (واقع در میان تبریز و مراغه) بین ۱۰۰ تا ۱۵۰ درجه سانتی گراد تشخیص داده شده‌اند که ازنظر امکان تولید برق بسیار مناسب به‌نظر می‌رسد. ذکر این نکته ضروری است که برای استفاده از منابع زمین‌گرمایی برای تولید اقتصادی برق، حداقل دمای لازم ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد است که ۸۵ درصد منابع زمین‌گرمایی جهان فاقد چنین امکانی هستند، ولی همان‌طور که بیان کردیم، منابع زمین‌گرمایی شمال غرب کشور از دمایی در حدود ۱۴۰ تا ۲۶۰ برخوردار هستند.[۱]

ـ توجه به این نکته ضروری است که استفاده از منابع زمین‌گرمایی در مشکین‌شهر به معنای حذف کامل گاز طبیعی از سبد انرژی این ناحیه و یا استان اردبیل نیست، بلکه می‌توان با تکیه بر این منبع، میزان اتکا به منابع گاز طبیعی در این ناحیه را کاهش داد و از مشکلات انرژی این منطقه به‌خصوص در فصل زمستان تا حد زیادی کاست.

در اینجا لازم است مجدداً تأکید کنیم که با فعالیت‌های انجام شده در سازمان انرژی‌های نو کشور (سانا) طرح پتانسیل‌های انرژی زمین‌گرمایی در کشور استخراج شده است و علاوه‌بر مشکین‌شهر نواحی نظیر تفتان در سیستان و بلوچستان نیز به‌عنوان نقاط دارای قابلیت در این حوزه شناسایی شده‌اند. اگرچه طرح فوق نیازمند جمع‌آوری اطلاعات دقیق‌تر است و بدین‌منظور لازم است منابع اعتباری به آن اختصاص یابد، اما بااین‌حال می‌تواند مبنای خوبی در استخراج «طرح جامع انرژی کشور» باشد.

ج) انرژی خورشیدی

ظرفیت تولید برق خورشیدی در جهان در سال ۲۰۰۷ به ۳۸۰۰ مگاوات رسید، که نسبت به سال ۲۰۰۶ رشدی ۵۰ درصدی را نشان می‌دهد. کشورهای ژاپن، چین، آلمان، تایوان و آمریکا رتبه اول تا پنجم استفاده از برق خورشیدی را دارند. کاهش هزینه احداث این نیروگاه‌ها در طول زمان قابل توجه است، به‌طوری‌که هزینه احداث هر وات

---

۱. روتر هورست، «انرژی زمین‌گرمایی در ایران»، نخستین سمینار مشترک انرژی‌های نو ایران و آلمان، تهران، ۲۶ و ۲۷ خرداد ۱۳۷۷.

نیروگاه خورشیدی در سال ۱۹۷۵ قریب به ۱۰۰ دلار بوده است که این رقم در سال ۲۰۰۶ به ۴ دلار رسیده و پیش‌بینی می‌شود در پایان سال ۲۰۱۰ به ۱ دلار نیز برسد که معادل هزینه‌های نیروگاه برق‌آبی است.[1] مقایسه هزینه سرمایه‌گذاری ساخت نیروگاه‌های مختلف در جدول زیر ملاحظه می‌شود:

جدول ۱-۷ مقایسه هزینه سرمایه‌گذاری ساخت و برق تولیدی (مواد مصرفی و هزینه عملیات) نیروگاه‌های مختلف

نوع نیروگاه	هزینهٔ اولیه (دلار در کیلووات ساعت) Fixed Cost	هزینه برق تولیدی (سنت بر کیلووات ساعت) Operating Cost	
خورشیدی	۲۰۰۰-۴۰۰۰	فتوولتائیک	خارج شبکه ۲/۲
			متصل به شبکه ۹
		حرارتی	۱۲-۱۴
بادی	۱۵۰۰-۲۰۰۰	۵/۷	
آبی	۱۰۰۰-۱۲۰۰	۲-۱۵	
سیکل ترکیبی	۶۰۰-۷۰۰	بنابر قیمت گاز تفاوت دارد	
گازی	۲۰۰-۴۰۰	بنابر قیمت گاز تفاوت دارد	
بخاری (سوخت زغال‌سنگ)	۲۰۰۰ 〉	۴/۲-۵	
زمین‌گرمایی	۱۰۰۰-۸۰۰۰	۳-۴	
هسته‌ای	۱۰۰۰-۱۲۰۰	۲/۵	

نیروگاه بادی: Global Wind Report, 2007

نیروگاه سیکل ترکیبی و گازی: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، همان.

نیروگاه هسته‌ای: www.nuclearinfo.net

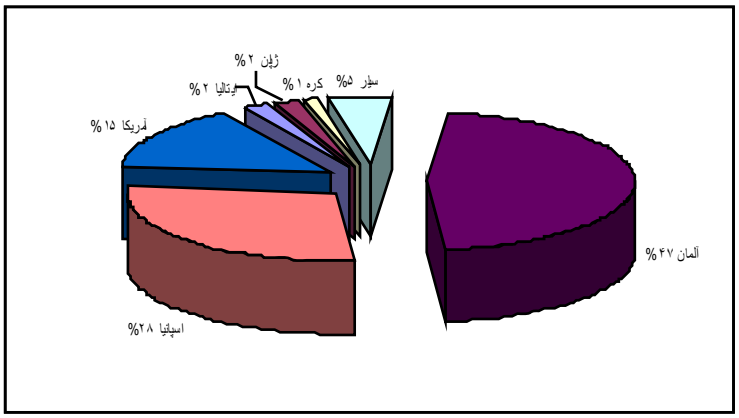
سایر: مطالعات میدانی و نظرات کارشناسان وزارت نیرو

مأخذ: نیروگاه خورشیدی: www.nextenergy.com

هم‌اکنون کشورهای زیادی برای استفاده از انرژی خورشیدی برنامه‌ریزی کرده‌اند. برای مثال آلمان با نصب ۱۰۰ هزار پنل خورشیدی در سال ۲۰۰۵ با ظرفیت ۷۵۰

1. www.nextenergy.com

مگاوات، یکی از کشورهای پیشرو درزمینه استفاده از انرژی خورشیدی برای تولید برق است. همچنین این کشور در سال‌های ۲۰۰۳، ۲۰۰۴ و ۲۰۰۶ نیز به‌ترتیب به میزان ۶۰۰، ۷۵۰ و ۱۰۵۰ مگاوات نیروگاه برق خورشیدی احداث کرده است که ازنظر نصب سیستم‌های برق خورشیدی در جهان در عرض یک سال، مقام اول را کسب کرده است. نمودار زیر، مقایسه‌ای میان پراکندگی نیروگاه‌های خورشیدی احداث شده در جهان در سال ۲۰۰۷ را نشان می‌دهد.



Source: www.pvresourse.com

نمودار ۸-۷ پراکندگی نیروگاه‌های خورشیدی احداث شده در جهان در سال ۲۰۰۷

هم‌اکنون در آلمان بیش از ۳۰۰ هزار خانه از سیستم‌های برق خورشیدی برای تأمین برق خود استفاده می‌کنند. از میان کشورهای هدف، هند و ژاپن برنامه‌هایی برای بهره‌گیری از انرژی خورشیدی دارند. برای مثال، ژاپن قصد دارد تا سال ۲۰۳۰ میلادی، حجم تولید برق با استفاده از انرژی خورشیدی را برابر با ۱۰ درصد از تقاضا برای مصرف کلی برق در این کشور کند. هم‌اکنون حجم تولید برق با استفاده از انرژی خورشیدی برابر با ۰/۱ درصد از کل تقاضا برای مصرف برق در ژاپن است و دولت این کشور برنامه‌ریزی کرده است تا این میزان را به‌صورت تدریجی افزایش دهد.

در این راستا، این کشور حدود ۳۵۰ مگاوات نیروگاه برق خورشیدی نصب کرده و

بالغ بر ۲۵۰ هزار خانه با استفاده از سیستم‌های برق خورشیدی نصب شده بر روی بام‌های خود، به تأمین برق می‌پردازند. وزارت انرژی‌های نو هند نیز، مشوق‌هایی نظیر وام با بهره پایین و یا کمک‌های بلاعوض به سرمایه‌گذاران این عرصه را در نظر گرفته است. در این راستا کمیته‌ای تخصصی با عنوان «کمیته برنامه‌ریزی انرژی» طرحی را تصویب کرده است تا با اختصاص ۱۰ میلیون متر مربع زمین به کلکتورهای خورشیدی تا سال ۲۰۲۲، حدود ۵۰۰ مگاوات ظرفیت تولید برق خورشیدی را ایجاد کند. در این زمینه نقش حمایت‌های دولتی هند در مقایسه با اروپا و آسیای شرقی بسیار چشمگیرتر جلوه می‌کند. علاوه‌برآن با همکاری مشترک سه بانک بزرگ Canara، Syndicate، Grameen مشارکت چهار سال‌های به ارزش ۷/۶ میلیون دلار درزمینه تولید برق خورشیدی انجام شده که محل اجرای پروژه‌های آن، جنوب هند است.[۱]

ایران یکی از کشورهای پرآفتاب دنیاست و میانگین سالیانه تابش نور خورشید در آن، ۵ تا ۶ کیلووات ساعت در روز است. در اکثر نقاط آن تعداد روزهای ابری پشت سر هم کمتر از ۵ روز در سال بوده و شفافیت هوا بیش از ۶۰ درصد است. بنابراین نور خورشید با کیفیت بهتری به سطح زمین می‌تابد. بخشی از سطح کشور نیز کوهستانی بوده و اکثر نقاط ارتفاعی بیش از ۱۰۰۰ متر از سطح دریا دارد. در نقاط مرتفع میزان تابش خورشید بیشتر بوده که همگی این موارد گویای ویژگی‌های کشور ما ازنظر انرژی خورشیدی است.[۱] با نگاهی به اطلس جهانی انرژی خورشیدی که در آن میزان تابش دریافتی از خورشید در جهان مشخص شده است، می‌توان دریافت که ایران نسبت به بسیاری از کشورهایی که پیش‌تر از آنها نام بردیم (نظیر ژاپن، آلمان، اسپانیا و ایتالیا) پتانسیل بیشتری در بهره‌گیری از انرژی خورشیدی دارد و با وجود آنکه بر روی کمربند تابش خورشیدی دنیا قرار گرفته است، اقدام‌های چندانی برای بهره‌برداری از فرصت‌موجود در این زمینه انجام نداده است. تنها اقدام در این راستا، اولین نیروگاه حرارتی ـ خورشیدی از نوع سهموی خطی در شیراز است که سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) آن را در دست اجرا دارد. هدف از اجرای این پروژه، آزمایش، کسب تکنولوژی و بهره‌برداری از

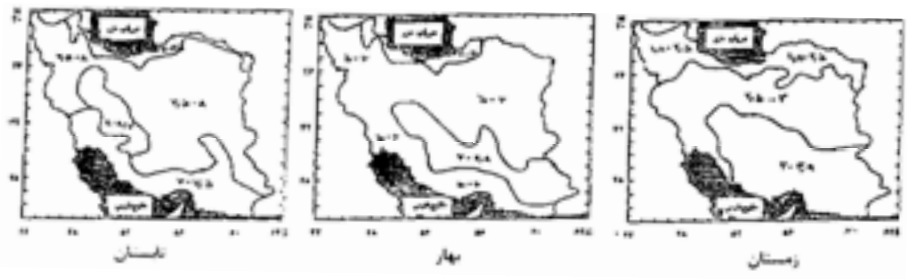
---

۱. مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، «مجموعه گزارش کشوری انرژی هندوستان»، ۱۳۸۶.

۱. محمدصادق ذبیحی، «تحقیق، تولید و کاربرد برق خورشیدی در ایران»، نخستین سمینار مشترک انرژی‌های نو ایران، آلمان، ۲۶ و ۲۷ خرداد ۱۳۷۷.

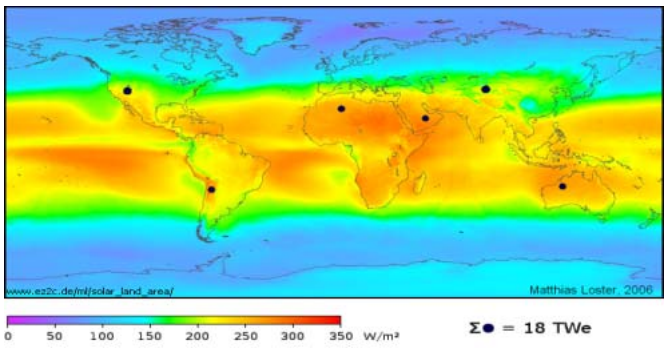
نیروگاه خورشیدی پایلوت برای تولید برق فقط به ظرفیت ۲۵۰ کیلووات است.[۱]

نقشه‌های انرژی خورشیدی کشور در فصول مختلف سال برحسب کیلووات ساعت در روز در متر مربع در شکل زیر دیده می‌شود:[۲]



شکل ۱-۷ میزان تابش خورشید در کشور در فصول مختلف سال

اطلس جهانی انرژی خورشیدی نیز در شکل زیر مشخص شده است:



شکل ۲-۷ اطلس جهانی انرژی خورشیدی

درباره استفاده از انرژی خورشیدی برای تولید برق در کشور، ذکر چند نکته ضروری است:

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

۲. محمدصادق ذبیحی، همان.

ـ از استان‌های مستعد برای تولید و استفاده از برق خورشیدی، سیستان و بلوچستان، هرمزگان و خوزستان را می‌توان نام برد. نکته مهم آنکه هزینه گازرسانی به این استان در قالب خط لوله سراسری هفتم بیش از ۱۰۰۰ میلیارد تومان برآورد می‌شود.[۱] اما با هزینه‌ای کمتر می‌توان نیروگاه‌های برق خورشیدی را به‌صورت متمرکز یا غیرمتمرکز و بر روی پشت‌بام‌ها استفاده کرد. مطالعات مربوط به برق‌رسانی خورشیدی به چند روستا در استان‌های مذکور توسط سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) انجام شده است که لازم است مورد توجه بیشتری قرار گیرد. علاوه‌برآن، سازمان مذکور به استخراج اطلس انرژی خورشیدی کشور اقدام کرده است که نشان از پتانسیل بالای مناطق فوق و سایر مناطق کشور در استفاده از انرژی خورشیدی است و می‌تواند مبنای خوبی برای تدوین «طرح جامع انرژی کشور» باشد.[۲]

ـ استفاده از گاز طبیعی برای تأمین انرژی، علاوه‌برآنکه هزینه اولیه بالایی دارد ـ با توجه به یارانه بالای تخصیصی به مصرف‌کنندگان ـ هزینه جاری بالایی نیز دارد. درباره برق‌رسانی به روستاها و برق‌دار کردن چاه‌های آب نیز وضعیت به همین صورت است، به‌طوری‌که اکنون فقط ۱۶ریال بابت هر کیلووات برق از بخش کشاورزی دریافت می‌شود و ۵۳۶ ریال را دولت در قالب یارانه‌ها پرداخت کرده است.[۱] اگر به این هزینه، اعتبار تخصیص یافته برای برق‌رسانی به این روستاها اضافه شود، قطعاً در مناطقی از کشور استفاده از نیروی خورشید یا باد برای تأمین برق، اقتصادی خواهد بود. ضمن آنکه احداث نیروگاه‌های برق فتوولتائیک تنها به هزینه اولیه نیازمند است، و همان‌طوری که پیش‌تر اشاره کردیم، این هزینه در حال کاهش است.

ـ ازنظر پتانسیل سخت‌افزاری برای تولید سلول‌های خورشیدی، ایران دارای منابع غنی سیلیس با خلوص ۹۰ درصد است. پیش از این نیز یک شرکت آلمانی آمادگی خود را برای احداث تأسیسات ساخت این سلول‌ها در ایران، فروش و صادرات آن اعلام کرده و طبق برآوردهای این شرکت، ایران توانایی تأمین ۳۰ درصد نیاز دنیا در این زمینه را داراست. اما به‌دلیل عدم شناخت مسئولان از پتانسیل‌ها و فرصت‌های موجود، این امر

---

۱. بودجه شرکت ملی گاز در برنامه چهارم.

۲. خلاصه‌ای از طرح برق‌رسانی به روستاها و همچنین اطلس انرژی خورشیدی کشور به پیوست خواهد آمد.

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

محقق نشد. بنابراین توانایی تولید سلول‌های خورشیدی ازنظر فنی و منابع معدنی در ایران وجود دارد.

عمر مفید سلول‌های خورشیدی اکنون بالغ بر ۲۰ سال است. ازآنجایی‌که این سلول‌ها در کاربرد غیرمتمرکز بخش متحرک ندارند، نیاز به تعمیرات نداشته و به‌خوبی می‌توان از آنها در مناطق دورافتاده استفاده کرد، چه اینکه این امر نیازی به بهره‌گیری از کارشناسان خبره ندارد.

همان‌طور که بیان کردیم، طبق پیش‌بینی‌ها هزینه احداث نیروگاه‌های خورشیدی در حال کاهش است و در سال ۲۰۱۰ این هزینه با هزینه احداث نیروگاه برق‌آبی برابر خواهد شد. اگر چنین رخدادی روی دهد، بی‌شک تکنولوژی ساخت سلول‌های خورشیدی در جهان که اکنون چند شرکت محدود آن را در اختیار دارند، به تکنولوژی استراتژیکی مبدل خواهد شد. با توجه به وضعیت سیاسی کشور در تحریم‌های جاری، ممکن است در آینده تأمین این دستگاه‌ها برای نیاز داخلی با مشکلات زیادی روبه‌رو شود. لذا لازم است از هم‌اکنون برای اخذ و بومی‌سازی این تکنولوژی برنامه‌ریزی و اقدام شود تا در آینده مشکلی از این بابت روی ندهد.

بنابراین، ایران ازنظر توانایی‌های فنی، منابع معدنی، بهره‌مندی از تابش خورشید و سایر ملزومات لازم برای استفاده از انرژی خورشیدی در وضعیت بسیار مطلوبی قرار دارد که باید با تعیین سهم انرژی هر منطقه از کشور طبق مطالعات دقیق و کارشناسی در قالب «طرح جامع انرژی کشور» سهمی برای آن در نظر گرفته شود.

د) انرژی بادی

در طول ۲۰ سال گذشته، هزینه‌های استفاده از توربین‌های بادی در مقیاس بزرگ به میزان ۸۰ درصد کاهش یافته است. در آغاز دهه ۱۹۸۰ زمانی که اولین توربین‌های بادی با سایز بزرگ نصب شدند هزینه تولید انرژی بادی ۳۰ سنت بر هر کیلووات ساعت بود، درحالی‌که اکنون هزینه تولید انرژی بادی حدود ۵ سنت بر هر کیلووات ساعت است.[۱] که این مبلغ در محدوده قابل رقابت با سایر منابع انرژی مرسوم می‌باشد، برای مثال هزینه‌های تولید برق از نیروگاه‌های مختلف در آمریکا به شرح جدول ذیل است.

---

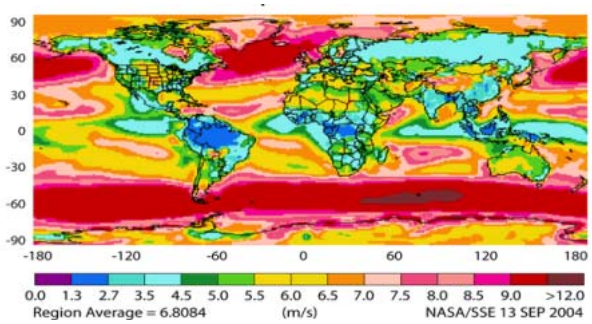
۱. سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، «گزارش برق‌رسانی روستایی با استفاده از سیستم برق خورشیدی»، ۱۳۸۷.

جدول ۲-۷ مقایسه هزینه هر مگاوات ساعت برق در نیروگاه‌های مختلف آمریکا

نوع نیروگاه	هزینه (دلار در مگاوات ساعت)
بادی	۵۵/۸۰
زغال‌سنگ	۵۳/۱۰
گاز	۵۲/۵۰

Source: www.gwec.net.

پنج کشور آلمان، آمریکا، دانمارک، اسپانیا و هندوستان حدود ۸۰ درصد کل ظرفیت نصب شده تولید انرژی بادی جهان را به‌خود اختصاص داده‌اند. انرژی بادی از انرژی‌هایی است که در سال‌های اخیر بیشترین پیشرفت و توسعه را داشته است، به‌طوری‌که در سال ۲۰۰۷ ظرفیت نیروگاه‌های بادی جهان ۹۴/۱ گیگاوات بوده است.[1] با وجود آنکه سهم باد تأمین برق جهانی حدود ۱ درصد بوده است، اما در کشورهایی نظیر دانمارک، اسپانیا و آلمان این سهم به‌ترتیب به ۱۹ درصد ، ۹ درصد و ۶ درصد می‌رسد.[2] در پایان سال ۲۰۰۷ آلمان، ظرفیت تولید برق بادی خود را به ۲۲ هزار مگاوات رسانده است و ازآنجاکه این کشور در نظر دارد در سال ۲۰۱۰ حدود ۱۲/۵ درصد از انرژی خود را از منابع تجدیدپذیر تأمین کند، توجه ویژه‌ای به انرژی بادی دارد.[1] اطلس باد دنیا در شکل زیر دیده می‌شود.



شکل ۳-۷ اطلس جهانی انرژی باد

1. www.gwec.net
2. Ibid.
1. Ibid.

دقت در این نقشه و مقایسه وضعیت ایران و کشورهای آلمان، آمریکا، اسپانیا، هند و ... نمایانگر آن است که پتانسیل خوبی درزمینه استفاده از انرژی بادی در کشور وجود دارد، در برخی از نقاط کشور سرعت باد به بیش از ۹ متر در ثانیه نیز می‌رسد و حتی ایستگاه‌های اندازه‌گیری سازمان انرژی‌های نو در ایران، سرعت ۲۵ متر بر ثانیه باد را در برخی نقاط منجیل ثبت کرده‌اند. ضمن آنکه اکنون اطلس باد کشور[1] در سازمان مذکور تهیه شده که دارای اطلاعات دقیق‌تری نسبت به نقشه بالاست و نشانگر توانایی بالای ایران در استفاده از انرژی باد است.

به‌دلیل نیاز به انرژی و توسعه انرژی بادی، از اواخر دهه ۱۳۸۰ تولیدکنندگان به فکر احداث تأسیسات و واحدهای بزرگ‌تر تولید انرژی از باد بوده‌اند حتی واحدهای تولیدی واقع در مناطق دریایی نسبت به واحدهای تولید انرژی در مناطق خشکی از توسعه و پیشرفت بیشتری برخوردار شدند، زیرا از مزیت بالاتری برخوردار بوده‌اند، به‌طوری که اکنون نخستین توربین بادی دنیا با ظرفیت ۵ مگاوات در دریای شمال در حال نصب است که در شکل زیر دیده می‌شود. انتظار می‌رود این توربین در ۹۶ درصد اوقات شبانه‌روز (۸۴۴۰ ساعت در سال) کار کند.

شکل ۴-۷ نخستین توربین ۵ مگاواتی بادی

در میان کشورهای هدف، در سال ۲۰۰۶، هند در استفاده از انرژی باد، با ظرفیت تولید ۸۰۰۰ مگاوات پس از آلمان (۲۲۲۴۷ مگاوات)، آمریکا (۱۶۸۱۸ مگاوات) و اسپانیا (۱۵۱۴۵ مگاوات) در رتبه چهارم جهانی ایستاد. این در حالی است که در پایان سال

---

۱. اطلس انرژی بادی کشور در پیوست آمده است.

۲۰۰۶ هند با نصب ۱۸۴۰ مگاوات نیروگاه بادی سومین رتبه را در جهان درزمینه نصب نیروگاه‌های بادی به‌خود اختصاص داد. همچنین شرکت Suzlon هند که تولیدکننده توربین‌های بادی در دنیاست، حدود ۸ درصد بازار توربین‌های دنیا را تأمین می‌کند و نیمی از تولیداتش برای تأمین بازار داخلی کافی است.[۱]

همچنین ژاپن، در قاره آسیا بعد از هند و چین در رتبه سوم استفاده از انرژی بادی قرار دارد. این کشور با نصب ۱۳۹مگاوات نیروگاه بادی در سال ۲۰۰۷، توانست مجموع قدرت اسمی نیروگاه‌های بادی خود را به ۱۵۳۸ مگاوات برساند.

در نروژ، تمایل چندانی برای استفاده از توربین‌های بادی به چشم نمی‌خورد و منابع برق‌آبی برای این کشور به‌قدری جذاب است که بعید به‌نظر می‌رسد برق بادی بتواند با آن رقابت کند. ظرفیت نصب شده توربین‌های بادی در نروژ در سال ۲۰۰۷ فقط ۸ مگاوات بوده که مجموع قدرت اسمی آن به ۳۳۳ مگاوات رسیده است.[۲]

در ایران، طبق مطالعات انجام شده معاونت امور انرژی وزارت نیرو، میانگین سرعت باد ۶ متر بر ثانیه است. در پایان سال ۱۳۸۴، ظرفیت در حال بهره‌برداری، در حال اجرا و مطالعاتی برق بادی کشور حدود ۱۴۹/۳مگاوات برآورد می‌شود، ضمن آنکه طبق آمارهای جهانی ازنظر ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های بادی در سال ۲۰۰۷، ایران با ظرفیت ۶۶ مگاوات در رتبه سی‌وپنجم قرار گرفته است. همچنین طرح توسعه نیروگاه بادی منجیل تا ظرفیت ۱۰۰ مگاوات در حال انجام است. این در حالی است که بنابر برنامه‌ریزی‌های انجام شده زمان اتمام این نیروگاه انتهای سال ۱۳۸۶ پیش‌بینی شده بود که به‌دلیل مشکلات مالی این امر هنوز محقق نشده است. نیروگاه بادی ۲۸/۴ مگاواتی بینالود نیز در ابتدای سال ۱۳۸۷ به بهره‌برداری رسیده است و بدین‌ترتیب تاکنون ظرفیت نیروگاه‌های بادی کشور به ۹۴/۴ مگاوات رسیده است.[۱] درباره وضعیت بهره‌گیری از انرژی باد در ایران ذکر چند نکته ضروری به‌نظر می‌رسد که عبارت‌اند از:

ـ «ضریب ظرفیت»[۲] باد در منجیل بین ۲۲ تا ۳۰ درصد و ضریب ظرفیت کلی

---

۱. مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، «مجموعه گزارش کشوری انرژی هندوستان»، ۱۳۸۶.

2. www.gwec.net

۱. معاونت برنامه‌ریزی و توسعه سانا، «گزارش اقدامات انجام شده درخصوص انرژی‌های نو در ایران»، فروردین ۱۳۸۷.

۲. ضریبی که نشانگر میزان تداوم باد در هر منطقه است.

نیروگاه‌های بادی ایران ۲۱/۳ درصد بوده است.[۱] این در حالی است که در آلمان، ضریب کلی ظرفیت باد حدود ۱۶/۹ درصد برآورد شده است[۲] و ضریب ظرفیت جهانی باد زیر ۲۰ درصد و در مزارع بادی مناطق مستعد مانند شمال صحرای آفریقا به ۴۰ درصد هم می‌رسد. بنابراین پتانسیل و تداوم‌پذیری باد در ایران بسیار مناسب بوده و اگر فقط نقاطی از کشور که تاکنون در آنها نیروگاه‌های برق بادی احداث شده را ملاک قرار دهیم، می‌توان با توسعه آنها حجم زیادی از انرژی کشور را تأمین کرد.

ـ پتانسیل تولید برق بادی در ایران ۴۰ هزار مگاوات برآورد می‌شود[۳] (برابر با ۹۰ درصد کل ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور). البته این هرگز بدان‌معنی نیست که می‌توان تمام و یا قسمت اعظم برق کشور را از طریق توربین‌های بادی تأمین کرد، بلکه می‌توان سهم مناسبی از برق تولیدی را به نیروگاه‌های بادی اختصاص داد که تعیین این سهم باید با توجه به پتانسیل‌های موجود به‌صورت دقیق و کارشناسی برآورد شود. هم‌اکنون طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده باید تا پایان برنامه چهارم توسعه (انتهای سال ۱۳۸۸) ظرفیت نصب شده تولید برق از انرژی‌های نو به حدود ۵۰۰ مگاوات برسد که اگر منابعی مالی پیش‌بینی شده به‌صورت کامل تخصیص یابد، حتی بیش از این مقدار برق تولید خواهد شد. به‌دلیل محقق نشدن بودجه‌های تخصیص یافته (که خود ناشی از اعتقاد نداشتن مسئولان به انرژی‌های نو به‌دلیل عدم شناخت آنها از پتانسیل‌های موجود در این زمینه است)، فاصله وضعیت کنونی با برنامه‌ریزی‌های انجام شده زیاد است. بنابراین اگر در انتهای سال ۱۳۸۸ برنامه‌ریزی‌ها محقق نشود، ناشی از کمبود منابع مالی است نه نبود توانایی‌های فنی یا کشوری.

ـ برنامه‌ریزی برای افق پایان سال ۱۴۰۳ درزمینه استفاده از انرژی‌های نو، بر روی ۲ هزار مگاوات انجام شده است[۱] که به‌نظر می‌رسد توجه کافی به توانایی‌های موجود در این زمینه در نظر گرفته نشده است. مبنای تعیین این رقم، حصول ۱ درصد از برق کشور از منابع نو در سال مذکور است، که این رقم خود ناشی از عدم برنامه‌ریزی‌های دقیق برای تعیین سهم هریک از منابع انرژی برمبنای پتانسیل‌ها، فرصت‌ها و چالش‌های

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

2. www.german-renewable-energy.com

۳. مطالعات درون سازمانی سانا و Global Wind Report 2007.

۱. براساس برنامه ارائه شده ازسوی معاونت انرژی وزارت نیرو در سال ۱۳۸۵.

آینده انرژی کشور و جهان است. امری که با تدوین «طرح جامع انرژی کشور» می‌توان به آن دست یافت. ازاین‌رو لازم است مجلس شورای اسلامی، دولت را به تدوین علمی طرح جامع انرژی کشور شامل تمامی حامل‌های فسیلی و غیرفسیلی برمبنای مؤلفه‌های اقتصادی، فنی، امنیتی و اجتماعی موظف کند.

ـ به‌نظر می‌رسد درباره قانون‌گذاری برای ایجاد جذابیت استفاده از انرژی‌های نو، به‌خصوص برق بادی غفلت شده است، به‌طوری‌که تعرفه خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های بادی هنوز در رقم ۶۲ تومان باقی‌مانده است که مربوط به ۷ سال پیش است و با وجود افزایش قیمت تمام حامل‌های انرژی به‌خصوص نفت و گاز، این تعرفه تغییری نکرده است. این در حالی است که اکنون قیمت نفت و گاز نسبت به ۷ سال قبل به‌شدت بالا رفته است و لازم است این تعرفه اصلاح شود. با تعرفه کنونی IRR سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های بادی فقط ۱۷ درصد است که برای سرمایه‌گذاران بخش خصوصی به‌هیچ‌وجه جذابیت ندارد. این در حالی است که کشورهایی نظیر آلمان، اسپانیا و هند تعرفه‌های تشویقی ـ خرید تضمینی را برای برق بادی وضع کرده‌اند[1] و لازم است ایران نیز علاوه‌بر اصلاح قوانین تعرفه‌ای خود در این زمینه برمبنای قیمت‌های کنونی انرژی در جهان، قوانین تشویقی بیشتری را نیز در نظر بگیرد.

ـ پتانسیل فنی ساخت توربین‌های بادی در کشور وجود دارد که البته لازم است با اختصاص منابع مالی متناسب با آن برای تحقیق و توسعه، این توانایی ارتقا یابد. هم‌اکنون شرکت سدید صبا نیرو بزرگ‌ترین تولیدکننده این توربین‌ها در کشور است که البته به‌دلیل مشکلات مالی با وضعیت بغرنجی روبه‌روست. ازاین‌رو لازم است شرکت‌هایی که در این صنعت فعالیت می‌کنند، حمایت مالی شوند و یا قوانین تشویقی خاصی برای آنها در نظر گرفته شود. این در حالی است که در آلمان ۷۰ هزار شغل از محل سرمایه‌گذاری‌های انجام گرفته در صنعت باد ایجاد شده است.[2] بنابراین فرصت‌های

---

۱. این تعرفه بدین صورت است که دولت تضمین می‌کند هرکیلووات ساعت برق بادی را از تولیدکننده بخرد و علاوه برآن ابزارهای تشویقی را برای نیروگاه‌های بادی در نظر می‌گیرد، نظیر معاف بودن از پرداخت عوارض برق، معاف بودن از مالیات توسعه فضای محلی، معاف بودن از هزینه‌های تبدیل انواع اراضی توسط دپارتمان برنامه‌ریزی شهر و کشور برای برپایی پروژه‌های برق تجدیدپذیر در مناطق زراعی که در اسپانیا وضع شده است.

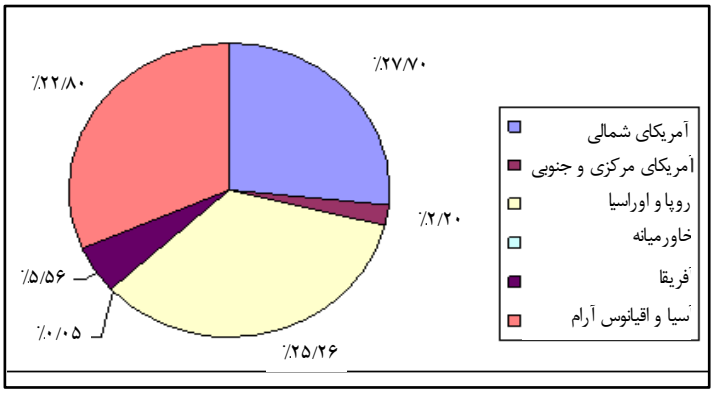
2. www.wind-energie.de

زیاد اقتصادی در این حوزه در کشور وجود دارد که لازم است مدنظر قرار گیرد.

ـ یکی از مهم‌ترین کاربردهای توربین‌های بادی در تأمین برق در کشور، تأمین برق لازم روستاها به‌خصوص برای چاه‌های آب است. همان‌طور که پیش‌تر بیان کردیم، اکنون چاه‌های آب کشاورزی از گازوئیل و یا برق شبکه سراسری استفاده می‌کنند که هزینه رساندن آنها به مصرف‌کنندگان و همچنین یارانه‌های تخصیص یافته بسیار بالاست، به‌طوری‌که بابت هرکیلووات ساعت برق، ۱۶ ریال از مصارف کشاورزی عاید دولت می‌شود و مابقی (۵۳۶ ریال در هرکیلووات ساعت) از محل یارانه‌ها تأمین می‌شود. بنابراین به‌نظر می‌رسد استفاده از انرژی باد در بخش کشاورزی بسیار جذاب باشد.

هـ) زغال‌سنگ

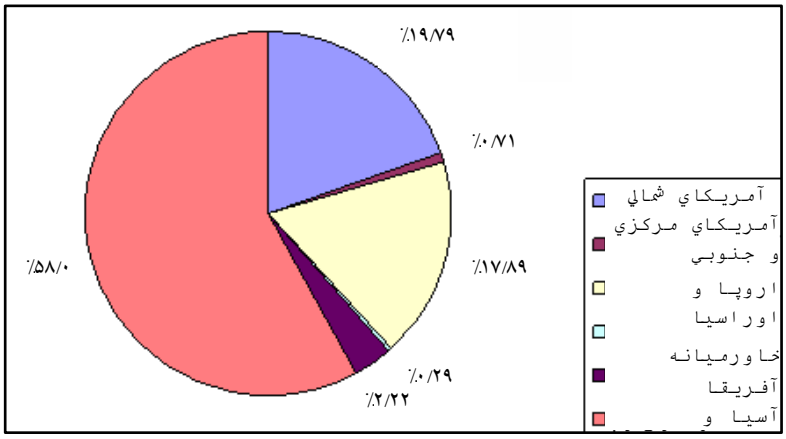
زغال‌سنگ یک ماده غیرهمگن با ترکیبی از مواد آلی و معدنی است که طبقه‌بندی آن تا حدودی به منشأ مواد اولیه زغال، زمان تشکیل، تغییرات انجام شده در مرحله زغال‌شدگی و بسیاری از پارامترهای دیگر بستگی دارد. زغال‌سنگ‌ها بیشتر به دو دسته با خاصیت کک‌شوندگی بالا و یا با خاصیت کک‌شوندگی ضعیف نظیر زغال‌سنگ حرارتی تقسیم می‌شوند. در سال ۲۰۰۵، میزان ذخایر زغال‌سنگ دنیا ۹۰۶ میلیارد تن برآورد شده است که سهم هریک از مناطق به‌صورت زیر است.



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

نمودار ۹-۷ ذخایر زغال‌سنگ دنیا به تفکیک مناطق مختلف در سال ۲۰۰۵

همچنین تولید زغال‌سنگ در جهان در این سال حدود ۵/۶ درصد رشد نسبت به سال گذشته داشته که حوزه اقیانوس آرام با ۶۰ درصد سهم تولید دنیا بیشترین و خاورمیانه با ۰/۰۲ درصد کمترین سهم تولید را در جهان داشته‌اند. در حوزه مصرف نیز این رده‌بندی برقرار بوده و منطقه آسیا و اقیانوس آرام دارای بیشترین سهم مصرف هستند. در شکل زیر میزان مصرف زغال‌سنگ دنیا به تفکیک مناطق مختلف دیده می‌شود.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۰-۷ میزان مصرف زغال‌سنگ دنیا به تفکیک مناطق مختلف در سال ۲۰۰۵

در میان سه کشور ژاپن، هند و نروژ، کشور ژاپن حدود یک‌چهارم (۲۴ درصد) از انرژی اولیه خود را از زغال‌سنگ به‌دست می‌آورد که تقریباً کل آن را وارد می‌کند. این کشور حدود یک‌سوم مصرف جهانی زغال‌سنگ را به‌خود اختصاص داده است که قسمت اعظم آن را از استرالیا وارد می‌کند. نروژ نیز حدود ۱۴۰ میلیون تن ذخیره‌سازی زغال سنگ دارد که این کشور را در زمره کشورهای صادرکننده زغال‌سنگ قرار داده است. این کشور حدود ۲/۴ درصد از انرژی اولیه خود را از زغال‌سنگ به‌دست می‌آورد.

هند نیز از واردکنندگان زغال‌سنگ در دنیاست که حدود ۷ درصد از کل مصرف زغال سنگ دنیا را به‌خود اختصاص داده است. سهم زغال‌سنگ در تأمین انرژی اولیه

هند حدود ۳۸ درصد است. از سال ۱۹۹۲ به‌دلیل فزونی گرفتن مصرف زغال‌سنگ از تولید، این کشور به واردکننده زغال‌سنگ تبدیل شده است.

ـ **مصرف کنندگان زغال‌سنگ در ایران**: بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان زغال‌سنگ در جهان صنایع فولاد و نیروگاه‌های برق و حرارت هستند. عمده‌ترین مصرف‌کننده زغال‌سنگ ایران ذوب آهن اصفهان است. این کارخانه برای تهیه کک جهت استفاده در فرایند تولید خود در سال ۱۳۸۴ حدود ۱۴۰۶ هزار تن زغال‌سنگ مصرف کرده که حدود ۶۳ درصد آن را از معادن داخل کشور و ۳۷ درصد مابقی را از طریق واردات تأمین کرده است. ضمن اینکه احداث یک نیروگاه ۱۱۵۰ مگاواتی که از زغال حرارتی طبس استفاده می‌کند نیز در برنامه در نظر گرفته شده است که البته با توجه به پتانسیل‌های این منطقه می‌توان با برنامه‌ریزی‌های دقیق فعالیت‌های وسیع‌تری در این منطقه انجام داد. درباره مصرف زغال‌سنگ اشاره به نکات زیر ضروری به‌نظر می‌رسد:

ـ از مصرف‌کنندگان زغال‌سنگ کک‌شو علاوه‌بر ذوب آهن اصفهان، صنایع فرو آلیاژ، کارخانجات قندسازی، ریخته‌گری، آهنگری، ایران کاربید، مجتمع فولاد اهواز، شرکت‌ملی گاز ایران (لوله‌سازی)، شرکت ملی نفت، شرکت باطری‌سازی، شرکت کلاچ، فولاد مبارکه، شرکت فروسیلیس، راه‌آهن جمهوری اسلامی ایران و غیره هستند که زغال‌سنگ را پس‌از تبدیل به کک مصرف می‌کنند. اما برخلاف زغال کک‌شو که فعالیت‌های قابل قبولی برای استفاده از آن در نظر گرفته شده است، زغال حرارتی از مصرف تقریبا صفر درصدی برخوردار است و این در حالی است که در اکثر کشورهای پیشرفته و حتی در حال توسعه جهان از این ماده به‌عنوان حامل انرژی برای متنوع کردن سبد انرژی خود و بالا بردن امنیت عرضه انرژی بهره می‌برند. هرچند استفاده از این ماده در صنایع فولاد و سیمان و دیگر صنایع وابسته بسیار بااهمیت است، ولی سهم صفر درصدی این ماده در تولید انرژی کشور و وابسته شدن ۹۸ درصدی انرژی کشور به منابع نفت و گاز امری خطرناک و دور از منطق است. این امر تا حدی جدی است که اکثر کشورهای دنیا، حتی آنهایی که منابع زغال کمتری نسبت ما دارند برای متنوع کردن سبد انرژی خود سهم اندکی نیز برای این حامل انرژی در نظر می‌گیرند. برای مثال کشور نروژ که پنجمین کشور تولیدکننده نفت در دنیا است ۲/۴ درصد از انرژی خود را از زغال‌سنگ تأمین می‌کند و این در حالی است

که ذخایر زغالی این کشور حدود ۱ درصد ذخایر کشور ماست، ولی این کشور توانسته تابا برنامه‌ریزی منطقی علاوه‌بر تأمین نیاز زغال‌سنگ خود بخشی از آن را نیز صادر کند.

ـ ازنظر پتانسیل تولید زغال حرارتی، ایران از پتانسیل بسیار بالایی برخوردار بوده و توانایی تولید حداقل ۵ هزار مگاوات برق را از محل این حامل انرژی داراست که معادن تأمین‌کننده زغال این نیروگاه‌ها در منطقه طبس به‌وفور یافت می‌شود. لازم به ذکر است این منطقه از مناطق بکر تولید زغال‌سنگ (حرارتی و متالورژی) در دنیاست که به دلایل نامعلوم از چند سال پیش کار اکتشاف آن متوقف شده است و *این میزان پتانسیل اعلام شده فقط با توجه به اکتشاف‌های جاری بوده* و مطمئناً با بررسی‌های بیشتر پتانسیل این منطقه بیش از این مقادیر برآورد می‌شود.

با توجه به اینکه بازده نیروگاه‌های زغالی در مقایسه با نیروگاه‌های گازی بسیار بالاتر است،[1] اگر قیمت سوخت‌ها به‌صورت آزاد محاسبه شوند، این نیروگاه‌ها ازنظر اقتصادی نیز بر نیروگاه‌های گازی برتری می‌یابند. ازاین‌رو کشورهایی مانند آمریکا، چین و ژاپن با توجه به محدودیت‌های جهانی و فشارهای مجامع عمومی، حاضر به کاستن تعداد نیروگاه‌های زغالی خود نیستند، زیرا در حالت قیمت‌های آزاد، نیروگاه‌های زغالی بسیار به‌صرفه و پر بازده هستند. در مورد تأمین تکنولوژی نیروگاه‌های زغالی نیز باید این نکته را در نظر داشت که تمامی شرکت‌های نیروگاه‌سازی در دنیا توانایی ساخت چنین نیروگاه‌هایی را دارند و ازنظر تکنولوژی هیچ محدودیتی برای این امر وجود ندارد، اما متأسفانه تاکنون اکثر زغال حرارتی کشور که در حدود ۲۰۰ تا ۳۰۰ هزار تن نیز است به کشورهای ترکیه و ارمنستان صادر می‌شود.

ـ بیشتر معادن زغال‌سنگ ایران در ناحیه طبس واقع شده که با بهره‌برداری از آن و ساخت یک نیروگاه در آن منطقه می‌توان علاوه‌بر تأمین انرژی منطقه مذکور، شبکه برق شرق و غرب کشور را به هم متصل کرده و تعادل آن را بالا برد. این امر می‌تواند مانع هزینه‌های گزاف گازرسانی به طبس شده و علاوه‌برآن ضمن تنوع بخشی به سبد انرژی کشور، امنیت انرژی را در کشور بالا برد.

ـ نکته قابل توجه دیگر در مصرف زغال‌سنگ، استفاده از آن در تولید محصولات

---

۱. ازآنجاکه نیروگاه زغالی نوعی نیروگاه بخاری است، بازده آن به ۴۵ درصد می‌رسد.

میان تقطیر است (فرایند CTL)[1]. امروزه آفریقای جنوبی در استفاده از فرایند فوق در مقیاس صنعتی یکی از کشورهای مطرح دنیاست، به‌طوری‌که امروزه در این کشور واحدهای دوگانه‌ای با خوراک نفت و زغال‌سنگ برای تولید نفتا، بنزین، گاز مایع، دیزل و دیگر محصولات حاصل از برج تقطیر فعالیت می‌کنند که با بالا رفتن قیمت نفت از ۲۸ دلار از زغال‌سنگ به‌عنوان خوراک اقتصادی بهره می‌برند.

مزیت اصلی استفاده از زغال‌سنگ نسبت به گاز طبیعی در این فرایند راندمان بالا، تولید بنزین با عدد اکتان بالا (۱۲۰) و اقتصادی بودن آن است. ازسوی‌دیگر درصورتی‌که ایران درصدد استفاده از تکنولوژی CTL بر پایه زغال‌سنگ باشد، ازنظر تکنولوژی مشکلاتی نظیر تحریم را در پیش رو نخواهد داشت، زیرا تکنولوژی این فرایند نیز توسط شرکت Sasol آفریقای جنوبی عرضه می‌شود. در سال ۱۳۷۸ ایران نیز برنامه‌ای برای تولید ۲۵۰۰ بشکه محصولات CTL در نظر گرفت که طرف دیگر قرارداد نیز شرکت Sasol بود، ولی به دلایلی نامشخص این قرار داد متوقف شد.

از مزایای استفاده از زغال‌سنگ در فرایند CTL وابسته نبودن خوراک به گاز طبیعی است این امر باعث می‌شود در زمان کمبود گاز در کشور قطع گاز تأثیری در خوراک این واحدها نداشته باشد. ضمن اینکه در ظرفیت‌های بالا، واحدهای بر پایه خوراک زغال‌سنگ بسیار اقتصادی‌تر از خوراک گاز هستند. علت این امر هزینه‌های پایین تکنولوژی این فرایند است که با توجه به قیمت‌های بالای فراورده‌های نفتی استفاده از این تکنولوژی در کشور بسیار مناسب و سودده است.

ـ نظر به اینکه عوامل مختلف و متنوعی در تعیین هزینه تمام شده معادن زغال‌سنگ نقش دارند، لذا هزینه تمام شده بسته به ژنر (منشأ) کانسار، ضخامت، عمق و شیب لایه‌ها، شرایط (زمین ساخت) بودن لایه‌ها، چگونگی انجام اکتشافات، توانایی فنی و مدیریتی بهره‌برداران، نیروی انسانی، روش‌های آماده‌سازی و تجهیز، چگونگی استخراج، ماشین‌آلات معدنی استفاده شده و غیره متفاوت است. در سال ۱۳۸۴ میانگین هزینه تمام شده تولید هر تن کنسانتره زغال‌سنگ کک‌شو در بخش دولتی ۸۲۳ هزار ریال و قیمت فروش زغال‌سنگ کنسانتره ۱۰۵۰ هزار ریال بود، اما نکته قابل توجه در قیمت زغال‌سنگ نوسان بسیار کم آن نسبت به نفت است که همیشه به‌عنوان

---

1. Coal To Liquid

یک متعادل‌کننده قیمت در سوخت‌های فسیلی از آن استفاده می‌شود، زیرا می‌تواند نوسانات بسیار شدید قیمت نفت را کنترل کند. به همین دلیل است که بسیاری از کشورهای جهان این حامل انرژی را در سبد انرژی خود جای می‌دهند و جا دارد مسئولان کشور نیز برنامه‌ای برای وارد شدن این ماده به سبد انرژی کشور در نظر بگیرند.

از آنچه گفته شد، می‌توان دریافت که ایران از پتانسیل مطلوبی در انواع حامل‌های انرژی برخوردار است و می‌تواند با تکیه بر این پتانسیل، سبد انرژی خود را متنوع‌تر کند. این امر مزایای بی‌شماری برای کشور در پی خواهد داشت که در بخش بعد به بیان مهم‌ترین آنها خواهیم پرداخت.

۳-۲-۲-۷ مزایای تدوین طرح جامع انرژی

مهم‌ترین مزایای تدوین طرح جامع انرژی کشور را می‌توان چنین برشمرد:

الف) کاهش وابستگی کشور به منابع نفت و گاز

همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، حدود ۹۷ درصد انرژی اولیه ایران از منابع نفتی و گازی تأمین می‌شود. این امر سبب شده همه‌ساله حجم زیادی از گاز و نفت کشور که می‌تواندبا تبدیل شدن به مواد پرارزش برای رشد اقتصاد کشور به‌کار آید، به‌سادگی برای تأمین خیل عظیمی از مصرف‌کنندگان سوزانده شود. به‌طوری‌که بخش زیادی از این منابع در بخش خانگی مصرف می‌شود و اثر مستقیم و قابل توجهی در رشد اقتصادی کشور ندارد. حتی قسمت دیگری از مصرف‌کنندگان که صنایع هستند، به‌دلیل فرسودگی تجهیزات و یا بازدهی پایین (مانند نیروگاه‌ها) سبب اتلاف بخش بالایی از انرژی و در نتیجه هدر رفتن منابع خدادادی نفت و گاز می‌شوند. این در حالی است که کشورهای دیگر سعی می‌کنند تا با تبدیل نفت و گاز به کالاهای باارزش‌تر به‌جای سوزاندن، آن را برای رشد اقتصادی صرف کنند، اما کشور ما عملاً برعکس چنین روندی حرکت کرده و سعی می‌کند حتی به مناطقی که اکنون گاز ندارند، در آینده گازرسانی کند، حال آنکه عمدتاً این مناطق به منابع دیگری از انرژی دسترسی دارند که می‌توان با استفاده از آنها و صرف هزینه‌های کمتر، انرژی آن نواحی را تأمین کرد. نمونه چنین وضعیتی را در استان‌های سیستان و بلوچستان، خوزستان، اردبیل و بسیاری از مناطق دیگر می‌توان دید که پیش‌تر به

پتانسیل‌های منطقه‌ای انرژی در هرکدام به اختصار اشاره کردیم. این روند بی‌برنامهٔ انرژی رسانی به کشور برمبنای گاز، سبب مغفول ماندن برنامه‌هایی چون «تبدیلات گازی» می‌شود تبدیلات گازی، شامل روش‌ها، فرایندها و فناوری‌هایی است که متان گاز طبیعی را در چند زنجیره ارزش، به حداقل ۲۰۰ محصول باارزش شیمیایی تبدیل می‌کند. تبدیل گاز به مواد شیمیایی نظیر بنزین، گازوئیل، سوخت جت، دی متیل اتر (DME)، متانول، پروپیلن، اتیلن، اوره، آمونیاک، دوده، نانولوله‌های کربنی و سایر محصولات پتروشیمیایی، نه تنها باعث ارزش افزوده گاز طبیعی تا چند برابر قیمت خام آن می‌شود، بلکه موجبات اشتغال‌زایی و توسعه صنایع جانبی را نیز فراهم می‌کند و علاوه‌بر تأمین نیاز داخل به فراورده‌های مذکور، توجه به این مقوله می‌تواند منجر به صادرات فراورده‌ها و کسب درآمد ارزی بسیار زیادی از این طریق شود. این در حالی است که علی‌رغم همه این مزایا، به‌دلیل ناآشنایی مدیران ارشد کشور از این بحث، تاکنون توجه جدی به این مقوله نشده است. مقوله‌های دیگری چون «ذخیره‌سازی» و «تزریق گاز به مخازن نفتی» نیز به‌علت بی‌برنامگی در حوزه انرژی، به چنین وضعیتی دچار شده است.

درصورتی‌که اگر «طرح جامع انرژی کشور» تدوین شود، قطعاً وابستگی کشور به منابع نفت و گاز کم خواهد شد و آنگاه می‌توان برای منابع فوق برنامه‌ریزی کرده و اولویت‌های مهم در استفاده از آن نیز می‌تواند در ادامه تدوین شود و وضعیت موجود از حال سردرگمی خارج خواهد شد.

ب) بالا رفتن امنیت انرژی

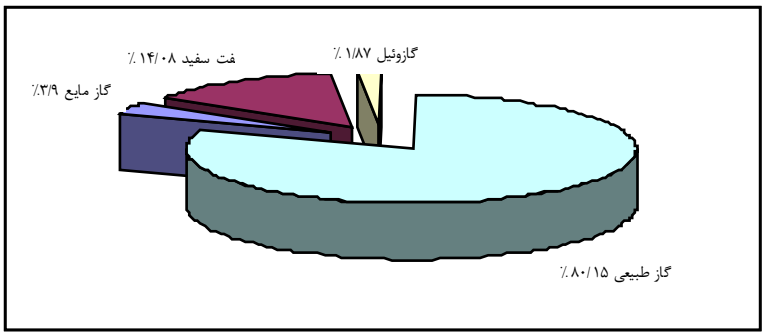
ازآنجاکه اکنون سهم اصلی انرژی کشور از نفت و گاز تأمین می‌شود، بنابراین اگر تأمین این منابع دچار اختلال شود، وضعیت انرژی کشور به مخاطره خواهد افتاد. ازآنجاکه مهم‌ترین مصرف‌کنندگان انرژی کشور بخش خانگی و تجاری، صنعت و حمل‌ونقل هستند،[1] اثر شاخص مذکور را بر روی این بخش‌ها بررسی خواهیم کرد:

---

۱. در سال ۱۳۸۵ بخش خانگی ۳۹/۸ درصد صنعت ۲۹/۲ درصد و حمل‌ونقل ۲۵/۷ درصد از مصرف انرژی اولیه را به‌خود اختصاص داده‌اند. در این میان بخش کشاورزی تنها ۳/۵ درصد از انرژی اولیه را مصرف کرده است و ۱/۸ درصد نیز مربوط به سایر بخش‌هاست (ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵).

ـ بخش خانگی و تجاری

سبد انرژی بخش خانگی در سال ۱۳۸۵ در نمودار زیر[۱] مشاهده می‌شود که البته برق در آن لحاظ نشده است. دقت در این نمودار مشخص می‌کند که این بخش به‌شدت به گاز وابسته است و این امر مشکلاتی را در پی دارد که نمونه آن در زمستان‌ها دیده می‌شود، به‌طوری که به‌محض افزایش برودت هوا در این فصل، گاز مناطق زیادی از کشور (که اتفاقاً نیاز بیشتری به آن دارند) دچار افت فشار و یا قطعی می‌شود.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۱-۷ تنوع سبد مصرفی بخش خانگی (بدون برق)

ـ بخش صنعتی و نیروگاهی

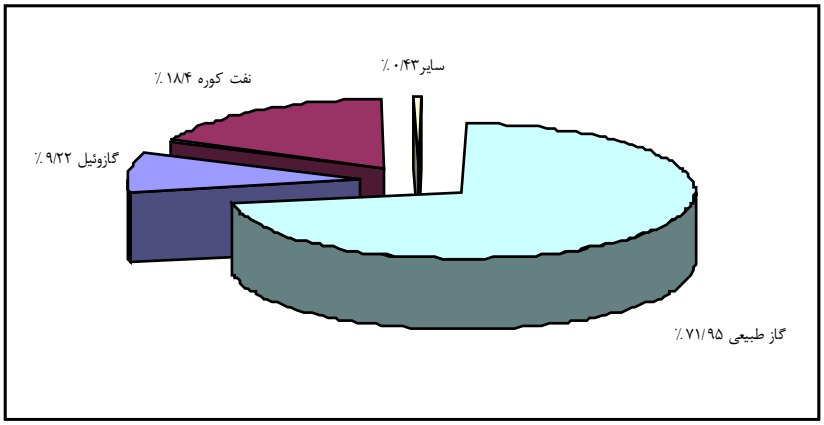
سبد مصرفی بخش صنعتی و نیروگاهی کشور در سال ۱۳۸۵ در شکل زیر نشان داده شده است.[۱] دقت در این نمودار مشخص می‌کند. که بخش صنعتی و خصوصاً نیروگاهی وابستگی شدیدی به گاز دارد، زیرا هم‌اکنون بیش از ۷۲ درصد نیروگاه‌ها انرژی اولیه خود را از گاز تأمین می‌کنند. بنابراین وابستگی به گاز در کشور نه تنها سبب ایجاد مشکلات فراوان در بخش خانگی می‌شود، بلکه بخش صنعتی را نیز با مشکل روبه‌رو می‌کند. این امر سبب می‌شود که با بالا رفتن نیاز بخش خانگی به گاز طبیعی در فصول

---

۱. برمبنای اطلاعات مندرج در ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

۱. همان.

سرد، تأمین برق کشور نیز به مخاطره افتد. ازسوی‌دیگر ازآنجاکه بخشی از صنایع (به‌خصوص صنایع کوچک که عمدتاً متعلق به بخش خصوصی هستند) برق خود را از شبکه سراسری تأمین می‌کنند، با مشکل مواجه شده و در نتیجه صدمات اقتصادی فراوانی را متحمل می‌شوند.



مأخذ: همان.

نمودار ۱۲-۷ تنوع سبد انرژی بخش صنعتی و نیروگاهی

ازسوی‌دیگر اتکا به منابع گازی به بهانه در دسترس بودن آن در مناطق مختلف کشور، گرایش به احداث نیروگاه‌های گازی را بالا برده است. همان‌طوری که در قسمت‌های قبل نیز بیان کردیم، این نوع نیروگاه‌ها ماهیتاً دارای بازدهی پایینی هستند (۲۷/۸ درصد) مگر آنکه به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی (با بازدهی ۴۵/۵ درصد) تبدیل شوند. اما رشد بیش از حد مصرف برق و نزدیک بودن میزان تولید و مصرف آن در کشور (که در نمودار ذیل مشخص شده است) از یک‌سو و نیاز سرمایه‌گذاری اولیه بالا برای احداث نیروگاه سیکل ترکیبی نسبت به گازی و زمان‌بر بودن احداث آن ازسوی‌دیگر، گرایش به ساخت چنین نیروگاه‌هایی در صنعت برق را از میان برده است. بنابراین صنعت برق می‌کوشد تا ضمن ساخت سریع نیروگاه‌های جدید برق همگام با

مصرف رو به رشد کشور، فقط به تأمین نیاز برق توجه کرده و در کمترین زمان ممکن این امر را به سرانجام برساند تا کشور با خاموشی مواجه نشود. ازاین‌رو نیروگاه‌های گازی به‌عنوان سریع‌الاحداث ترین (بین ۱۸ تا ۲۴ ماه) و کم‌هزینه‌ترین نوع، توجیه می‌یابد، اما درواقع به‌علت بازدهی پایین نیروگاه‌های گازی، سرمایه زیادی در حین فعالیت نیروگاه از دست می‌رود، به‌طوری‌که در سال ۱۳۸۵ حدود ۶/۴ میلیارد دلار[1] در قالب یارانه‌های اختصاص یافته به سوخت نیروگاه‌ها به هدر رفته است. اگر بازدهی نیروگاه‌ها به‌جای ۳۵/۵ درصد، ۵۰ درصد بود (که ازنظر فنی کاملاً امکان‌پذیر است) حدود ۱/۸۵ میلیارد دلار کمتر به هدر می‌رفت!

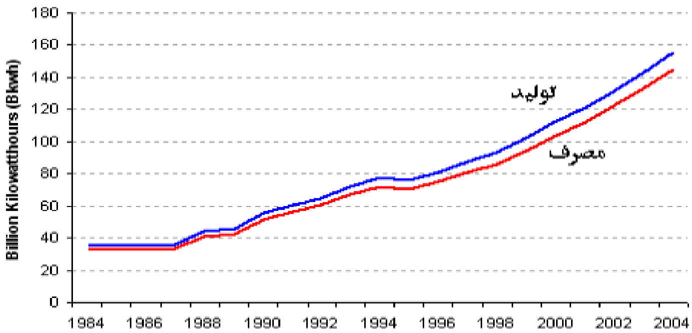
اگر بازدهی ۵۰ درصد بود، ۴۱۸۱۴۴۳۵ میلیون ریال تلف می‌شد:

$$\frac{(۱ - .۳۵۵) \times ۵۸۸۹۳۵۷۱}{۵۰} = \text{[illegible]}$$

رقم صرفه‌جویی در اتلاف یارانه سوخت نیروگاه‌ها:

$$\text{[illegible]}\ Rial$$

$$\frac{\text{[illegible]}\ Rial}{\text{[illegible]}\ \$} = \text{[illegible]}\ bilion\$$$



Source: EIA International Energy Annual 2004.

نمودار ۱۳–۷ مقایسه مصرف و تولید برق در سال‌های ۱۹۸۴ تا ۲۰۰۴

۱. با در نظر گرفتن ارزش هر دلار ۹۱۵۵ ریال در سال ۱۳۸۵ برطبق اعلام بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران.

ـ بخش حمل‌ونقل

در حال حاضر در کشورهای پیشرفته دنیا بخش حمل‌ونقل دارای سبد سوخت متنوعی است. این مسئله موجب عدم وابستگی به یک‌سوخت و در نهایت کاهش آثار آن در اقتصاد و امنیت ملی این کشورها شده است. امروزه توسعه انواع خودروها بر پایه سوخت‌های متنوع در حال گسترش است، به‌طوری‌که:

• استفاده از ـ گاز مایع ـ در کشورهای مختلف حتی کشورهای هم‌جوار نظیر ترکیه و پاکستان در حال گسترش است،

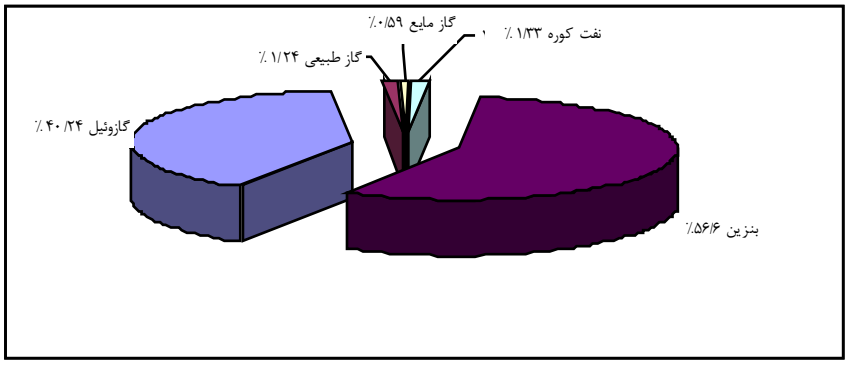
• بیش از ۶۰ درصد خودروهای سبک اروپا از دیزل بهره می‌گیرند، زیرا استفاده از دیزل پاک نسبت به بنزین و گاز طبیعی مایع از مزایای بالاتری برخوردار است که می‌توان به ارزش حرارتی بالاتر دیزل نسبت به بنزین،[1] بالاتر بودن قدرت موتور دیزل نسبت به موتور بنزینی، آلودگی کمتر خودروی دیزلی نسبت به بنزین (به‌علت آنکه دیزل پاک، گوگرد بسیار کم و در حد زیر ۱۰ppm دارد) و استهلاک کمتر اشاره کرد،

• گسترش استفاده از خودروهایی با سوخت ترکیبی (متانول و یا اتانول + بنزین) در کشورهای مختلف نظیر آمریکا، کانادا، برزیل و غیره به چشم می‌خورد،

• هم‌اکنون در کشورهای صنعتی برنامه‌ریزی برای تعیین پتانسیل و یا افزایش کاربرد خودروهای برقی، پیل سوختی، هیبریدی، هیدروژن و غیره در آینده در حال انجام است. همه موارد فوق نشان می‌دهد که تعیین سبد سوخت حمل‌ونقل در دنیای امروز مبحثی استراتژیک است، اما متأسفانه در کشور ما فقط برای توسعه بنزین و گازوئیل در سبد سوخت بخش حمل‌ونقل گام برداشته شده و سهم سایر سوخت‌ها زیر ۴ درصد است (نمودار ۱۴-۷).

---

۱. این مسئله سبب می‌شود که با استفاده از حجم سوخت برابر میان دیزل و بنزین، خودروی دیزلی ۲۵ درصد بیشتر مسافت طی کنند.



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

نمودار ۱۴-۷ تنوع سبد سوخت بخش حمل‌ونقل

نکته دیگر آنکه حتی کیفیت بنزین و گازوئیل در کشور ما نسبت به معیارهای جهانی بسیار پایین‌تر است[۱] و با توجه به اینکه خودروهای برتر جهانی نظیر مدل‌های اخیر مرسدس بنز دیزل‌سوز هستند، با انتخاب سیاست استفاده از دیزل پاک می‌توان نسبت به حذف یارانه دهک بالای جامعه اقدام کرد، زیرا با کاهش تعرفه خودروهای دیزلی و لغو ممنوعیت شماره‌گذاری آنها مقدمات استفاده اقشار پردرآمد کشور از این خودروها به‌وجود خواهد آمد. در این صورت می‌توان نسبت به فروش این سوخت به قیمت آزاد اقدام کرد. به‌این‌ترتیب فقط خودروهای گران کشور از دیزل پاک وارداتی با قیمت آزاد استفاده می‌کنند و دولت از اختصاص یارانه به این اقشار رهایی خواهد یافت.[۲]

---

۱. درباره میزان گوگرد موجود در بنزین آمارهای به‌شدت متناقضی دیده می‌شود، برای مثال مدیر برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی کشور در سال ۱۳۸۲ اعلام کرد «مقدار گوگرد در بنزین تولید کشور ۴ تا ۵ صدم درصد وزنی (۴۰۰ تا ppm۵۰۰) است درحالی‌که این مقدار در کشورهای اروپایی ۱۵هزارم درصد وزنی (ppm۱۵۰) است» اما دبیر انجمن خودروسازان کشور در سال ۱۳۸۴ گوگرد بنزین ایران را ppm ۱۰۰۰ و اروپا را ppm ۵۰ دانست.

همچنین در گزارش کمیسیون اصل ۹۰ مجلس هفتم در مورد آلودگی هوا که در تاریخ ۱۳۸۷/۳/۱ در رسانه‌های عمومی منتشر شد، گوگرد گازوئیل ایران بین ۵۰۰۰ تا ppm ۷۰۰۰ اعلام شده است.

۲. نکته‌ای که اهمیت بحث فوق را بیشتر مشخص می‌کند آن است که طبق اطلاعات مندرج در ترازنامه انرژی کشور، سال ۱۳۸۴ یارانه گازوئیل ثروتمندترین خانوار ۱۲۰ برابر یارانه فقیرترین خانوار در کل کشور بوده است.

بنابر آنچه گفته شد می‌توان دریافت سبد انرژی کشور در اصلی‌ترین مصرف‌کنندگان آن وضعیت بسیار متفاوتی نسبت به ایدئال‌های جهانی دارد که لازم است اصلاح شود. این امر می‌تواند به‌خوبی با تدوین و اجرای طرح جامع انرژی کشور انجام شود، زیرا در این صورت به‌دلیل جایگزینی بخشی از مصرف گاز در کشور با سایر حامل‌ها، بخش خانگی و نیروگاهی نیز کمتر دچار مشکل خواهند شد و به‌علاوه احداث نیروگاه‌ها در هر منطقه با توجه به پتانسیل‌های موجود انجام شده و با کاهش روند احداث نیروگاه‌های گازی در کشور، اتلاف سرمایه نیز پایین خواهد آمد. به‌علاوه برای استفاده بهینه از گاز طبیعی و گاز مایع در بخش حمل‌ونقل نیز با توجه به پتانسیل‌ها و فرصت‌های موجود برنامه‌ریزی خواهد شد.

ج) کاهش هزینه‌های تأمین انرژی در بسیاری از مناطق کشور

همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، کشور ایران ازنظر پراکندگی و قابلیت دسترسی به انواع حامل‌های انرژی (نفت، گاز، باد، خورشید، زغال‌سنگ، برق‌آبی و زمین‌گرمایی) در وضعیت مطلوبی به‌سر می‌برد، به‌طوری‌که:

ـ مناطق شمال غربی و برخی نقاط جنوب شرقی (تفتان) به منابع زمین‌گرمایی دسترسی دارند،

ـ مناطق جنوب، جنوب شرقی و مرکز به‌خصوص نواحی کویری امکان استفاده از انرژی خورشیدی را دارند،

ـ مناطق جنوبی کشور در کنار مخازن نفت و گاز هستند،

ـ مناطق شمال شرقی امکان استفاده از گاز وارداتی یا داخلی را دارند،

ـ غرب و شمال کشور به‌دلیل دسترسی به حوضه‌های بزرگ آبی، توانایی تولید برق‌آبی را دارند،

ـ شمال و شمال شرق کشور دارای توانایی بالایی در تولید برق بادی هستند،

ـ اطلس‌های انرژی‌های نو در کشور امکان استفاده از این انرژی‌ها را در سایر نقاط کشور نشان می‌دهد که لازم است ضمن توجه بیشتر به آنها برای افزایش دقت اطلاعات، از آنها بهره‌برداری شود.

با وجود این، در کشور ما فقط به توسعه شبکه گازرسانی اهمیت داده شده و سایر حامل‌ها مدنظر قرار نگرفته‌اند. این در حالی است که در بسیاری از نقاط، توسعه این شبکه هزینه‌های زیادی را بر کشور تحمیل کرده است. برای مثال در برنامه توسعه چهارم، هزینه احداث خط لوله هفتم سراسری (گازرسانی به استان سیستان و بلوچستان) بیش از ۱۰۰۰ میلیارد تومان و هزینه احداث خط لوله ششم سراسری (گازرسانی به استان خوزستان) ۷۴۳ میلیارد تومان برآورد شده است.[۱] با توجه به این ارقام، غیراقتصادی اعلام شدن بهره‌برداری از انرژی‌های نو در ایران ازسوی برخی نهادها به‌نظر غیرمنطقی است.

درصورتی‌که طرح جامع انرژی کشور تدوین شود، آنگاه می‌توان طبق محاسبات دقیق و کارشناسی شده برمبنای پارامترهایی نظیر امنیت انرژی، اثرگذاری بر محیط زیست، تداوم‌پذیری، عمر مفید منابع و ... بهترین حامل برای تأمین انرژی هر منطقه را تشخیص داد.

د) ارتقای موقعیت استراتژیک کشور

ازآنجایی‌که انرژی خود مقوله‌ای استراتژیک است، کشورهایی که نقش مهمی در تأمین انرژی جهانی دارند، دارای قدرتی بازدارنده در مقابل تهدیدات خارجی هستند و به‌دلیل آنکه ایران دارای منابع غنی نفت و گاز است، از این قاعده مستثنا نیست. بنابراین اگر ایران از جمع کشورهای صادرکننده نفت خارج شده و به واردکننده نفت (و یا گاز) تبدیل شود، موقعیت استراتژیک آن به مخاطره خواهد افتاد. امری که وقوع آن با توجه به روند رو به گسترش شبکه داخلی گازرسانی کشور و مصرف رو به رشد انرژی در داخل، در آینده نزدیک بعید به‌نظر نمی‌رسد.[۱] جلوگیری از وقوع چنین رخدادی، به دو طریق ممکن است:

ـ کاهش مصرف انرژی از طریق وضع و اجرای سیاست‌های بهینه‌سازی در کشور (این راهکار را در بخش قبلی بررسی کردیم).

ـ جایگزینی سایر حامل‌های انرژی به‌جای نفت و گاز. این امر می‌تواند با تدوین طرح جامع انرژی کشور محقق شود، زیرا فقط در این صورت با انجام مطالعات دقیق و کارشناسی شده می‌توان سهم تمام حامل‌های انرژی ممکن را در تأمین انرژی کشور در

---

۱. بودجه شرکت ملی گاز در برنامه چهارم توسعه.

۱. امکان وقوع چنین رویدادی در آینده را «راجر استرن»، تحلیلگر آمریکایی در مقاله «بحران انرژی ایران و امنیت ملی آمریکا» بررسی کرده است. این مقاله به دو زبان انگلیسی و فارسی به پیوست در این تحقیق آمده است.

نظر گرفت و ازآنجاکه بسیاری از حامل‌ها اکنون در سبد انرژی اولیه کشور جایی ندارند، درصورت ورود آنها میزان استفاده و اتکای کشور به نفت و گاز کاهش می‌یابد و موقعیت استراتژیک کشور هم ارتقا خواهد یافت. چنین امری می‌تواند در تحقق سیاست‌های کلی نظام در «چشم‌انداز جمهوری اسلامی ایران در افق ۱۴۰۴ هجری شمسی» (ابلاغی ازسوی مقام معظم رهبری) بسیار مؤثر باشد؛[1] زیرا می‌توان گاز و فراورده‌های نفتی صرفه‌جویی شده از این طریق را صادر کرد.

هـ) کاهش آسیب‌پذیری شبکه انرژی در مقابل تهدیدات امنیتی و سوانح طبیعی

ازآنجاکه تأمین انرژی کشور با استفاده از گاز طبیعی سبب گسترش شبکه گازرسانی در سراسر کشور شده است، آسیب‌پذیری کشور در مقابل سوانح مخرب (طبیعی یا حملات نظامی) به‌شدت بالا رفته است. این در حالی است که ایران در جهان امروز مورد تهدیدات نظامی قرار داشته و ازسوی‌دیگر به‌دلیل واقع شدن بر کمربند زلزله‌خیز جهانی، با چالش‌هایی درزمینه تأمین امنیت تأسیسات خود مواجه است و همواره ناگزیر است هزینه‌های زیادی را به این امر اختصاص دهد. برای مثال در برنامه چهارم توسعه فقط برای «مطالعه و اجرای مقاوم‌سازی شبکه گازرسانی شهر تهران» حدود ۶ میلیارد و ۷۹۴ میلیون تومان اختصاص یافته است.[2] ازسوی‌دیگر، قسمت اعظم گاز کشور از حوزه پارس جنوبی تأمین می‌شود و باید خطوط لوله مسافتی طولانی را تا مقصد طی کنند. بدین‌ترتیب اگر براثر سوانح مخرب، پارس جنوبی دچار مشکلاتی شود، تأمین انرژی کشور تقریباً به‌صورت کامل مختل خواهد شد. برای جلوگیری از چنین رخدادی لازم است با اقدام‌های فوری و لازم، اتکای کشور به منبع گاز تعدیل شده و سهمی برای سایر حامل‌ها در نظر گرفته شود. در این زمینه تدوین «طرح جامع انرژی کشور» می‌تواند بسیار راه‌گشا باشد، به‌خصوص آنکه می‌توان سهم مناسبی را برای حامل‌هایی از انرژی

---

۱. بند «الف»، «سیاست‌های کلی نفت و گاز» در «چشم‌انداز جمهوری اسلامی ایران در افق ۱۴۰۴ هجری شمسی» که در مجمع تشخیص مصلحت نظام به تصویب رسیده و ازسوی دبیرخانه آن مجمع منتشر شده است، «افزایش ظرفیت تولید صیانت شده نفت متناسب با ذخایر موجود و برخورداری کشور از افزایش قدرت اقتصادی و امنیتی و سیاسی» را تأکید کرده است.

۲. بودجه شرکت ملی گاز در برنامه چهارم توسعه.

که امکان عرضه آنها در مقیاس کوچک وجود دارد (نظیر برق‌آبی، انرژی خورشیدی و یا باد) در نظر گرفت. البته ملاحظات امنیتی می‌تواند پارامتری در کنار سایر پارامترها که پیش‌تر به آنها اشاره کردیم، در تعیین بهترین حامل انرژی برای هر منطقه به‌کار رود.

از آنچه گفته شد، می‌توان دریافت که تدوین طرح جامع انرژی کشور، نیازی ملی است، زیرا با مقوله‌هایی چون امنیت و موقعیت استراتژیک کشور گره خورده است. تدوین چنین طرحی از وظایف «وزارت انرژی» خواهد بود که در بخش بعدی به آن پرداخته خواهد شد. اما ازسوی‌دیگر، باید نهاد یا نهادهایی برای اجرای این طرح همت گمارند. در این کتاب از این نهادها باعنوان «شرکت‌های انرژی استانی» یاد می‌شود.

۷-۲-۲-۴ شرکت‌های انرژی استانی

ازآنجاکه پس از تدوین طرح جامع انرژی کشور چگونگی تأمین انرژی هر منطقه به‌نحوی متفاوت از سایر نواحی انجام خواهد شد، لازم است نهادهایی که توانایی مدیریت تمام انواع حامل‌های انرژی را دارند، نسبت به توزیع آنها اقدام کنند. در این صورت بنا به مطالعات آمایشی و به درخواست شرکت‌های انرژی استانی، حامل‌های انرژی تا پشت مرزهای استان‌ها انتقال یافته و مسئولیت توزیع حامل‌های مختلف برحسب مسائل فنی، اقتصادی، جغرافیایی و اجتماعی بر عهده آنها خواهد بود. در این صورت شرکت طبق طرح جامع انرژی کشور و ملاحظات استانی نسبت به تخصیص حامل‌های مختلف به نقاط استان اهتمام می‌ورزد. در چنین حالتی توزیع انرژی در سطح منطقه با استفاده از حامل‌های مختلف از جمله برق، گاز طبیعی، فراورده و یا ترکیبی از موارد مذکور انجام خواهد شد.

۷-۳ مشکلات ساختاری حوزه انرژی

۷-۳-۱ اهمیت یکپارچگی ساختار مدیریت انرژی

همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، اکنون ایران با روند رو به رشد مصرف انرژی مواجه است که اگر این میزان مصرف تأمین نشود، توسعه کشور امکان‌پذیر نخواهد بود. بخش اعظم مصرف انرژی کشور در بخش غیرمولد اقتصاد (خانگی) مصرف می‌شود، که هرگاه این

بخش با کمبود انرژی روبه‌رو می‌شود، سهمیه انرژی صنایع به‌سمت بخش مذکور هدایت شده و نتیجه فوق‌الذکر حاصل می‌شود، که نمونه آن در زمستان به هنگام کاهش فشار گاز و از مدار خارج شدن نیروگاه‌های برق یا سایر صنایع انرژی‌بر رخ می‌دهد. از یک‌سو، به‌دلیل آنکه حامل‌های مختلف انرژی جایگزین هم هستند، می‌توان از میان گزینه‌های متعدد، بهترین را انتخاب کرد و نکته مهم آنکه زمانی که مصرف گاز زیاد است (زمستان) تمایل به مصرف برق پایین است و برعکس. بنابراین درصورتی‌که مسئولیت تولید و توزیع حامل‌های مختلف انرژی با یک نهاد مشخص باشد، تصمیم‌گیری درباره آن بهتر انجام خواهد شد. ازسوی‌دیگر برنامه‌ریزی برای حامل‌های مختلف در دو حوزه تولید و توزیع کاملاً به هم وابسته است، چه اینکه قسمت اعظم تولید برق در کشور ما اکنون به منابع فسیلی اتکا دارد، لذا اگر مدیریت واحدی بر هر دو اعمال شود، تنظیم روابط و میزان نسبت تولید برق و گاز در زمستان و تابستان بسیار مناسب‌تر انجام می‌شود.

ذکر این نکته ضروری است تا زمانی که اکثر منابع انرژی کشور به نفت وابسته است و وزارت نیرو متولی انرژی‌های جایگزین است، خودبه‌خود وزارت نفت هماهنگی و همکاری لازم برای توسعه سایر انرژی‌ها را با وزارت نیرو به‌عمل نخواهد آورد.

امروزه نیاز به مدیریت واحد حوزه‌های نفت و گاز نیز احساس می‌شود. اهمیت این موضوع را می‌توان در ناهماهنگی‌های میان بخش نفت و گاز درباره ذخیره‌سازی گاز ملاحظه کرد، درحالی‌که اکنون به‌دلیل نبود تصمیم‌گیرنده واحد، شرکت نفت از تحویل مخزن به شرکت ذخیره‌سازی گاز امتناع کرده و دلیل این امر برداشت از مخازن لازم آن شرکت اعلام می‌کند. حال آنکه بنابر اظهارنظرهای متخصصان گاز کشور، نیاز مخازن به تزریق گاز،بیش از آنکه تزریق مستمر باشد، تزریق تجمعی است و می‌توان تزریق را فقط در زمان‌هایی که مصرف گاز کم است انجام داد و عدم ارائه گاز به شرکت ذخیره‌سازی به‌دلیل نیاز مصرف، اصلاً پذیرفته نیست. اختلافات میان این دو نهاد بر سر مسائل فنی ذخیره‌سازی نیز بر پیچیدگی‌های حوزه مذکور می‌افزاید که این اختلافات درون سازمانی و بین سازمانی تأثیر مستقیمی بر امنیت انرژی کشور و در نهایت امنیت و اقتصاد ملی می‌گذارد.

در بخش‌های قبل به اهمیت طرح جامع انرژی کشور اشاره شد. از این منظر نیز می‌توان گفت به‌دلیل آنکه در طرح جامع انرژی کشور لازم است حامل‌های مختلف

انرژی یکجا و نه به‌صورت جداگانه دیده شوند، باید مدیریتی واحد بر تولید، توزیع و اجرای طرح مذکور نظارت داشته باشد تا نتیجه مطلوب حاصل شود.

در حوزه نظارت بر مصرف بهینه انرژی در کشور نیز نیاز به مدیریتی واحد کاملاً محسوس است، زیرا نهاد مذکور باید به تدوین استانداردهای هماهنگ با یکدیگر در حوزه حامل‌های گوناگون انرژی بپردازد و علاوه‌برآن، نظارت بر اجرای آن را برعهده داشته باشد که این امر جدا از متولیان عرضه انرژی نیست، و ازآنجاکه لازم است مجری واحدی درباره عرضه انرژی وجود داشته باشد، این امر در حوزه بهینه‌سازی مصرف نیز احساس می‌شود. در حال حاضر سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت با هدف مدیریت مصرف گاز و فراورده‌ها (با اختیارات محدود و ساختار ضعیف در قبال آن) و سازمان بهینه‌سازی انرژی در وزارت نیرو عهده‌دار بهینه‌سازی مصرف برق است. درصورتی‌که طبق اطلاعات و تحلیل‌های گزارش حاضر لزوم هماهنگی و یکپارچگی در مدیریت مصرف تمامی حامل‌ها احساس می‌شود. گسستگی این دو سازمان و عدم تعادل صحیح میان این دو بخش به‌دلیل تأثیرپذیری از دو مدیریت، از آفات این دو حوزه به‌شمار می‌رود. آنچه گفته شد، فقط برخی از مواردی است که «اهمیت مدیریت واحد و یکپارچه» حوزه انرژی را بیان می‌کند.

برای ارائه پیشنهادی برای تشکیل مدیریت واحد در ابتدا مروری بر اقدامات انجام شده که تاکنون برای تشکیل مدیریت واحد (در قالب شورای عالی انرژی) انجام شده، برآمده و با یک آسیب‌شناسی مختصر، به ارائه پیشنهاد مذکور پرداخته خواهد شد.

۲-۳-۷ شورای عالی انرژی و چالش‌های موجود بر سر راه آن

۱-۲-۳-۷ پیشینه‌های تشکیل شورای عالی انرژی[۱]

در سال ۱۳۴۵ سازمان برنامه، موضوع ایجاد شورای هماهنگی در بهره‌برداری عرضه و تقاضای انواع انرژی را مدنظر گرفت و اساسنامه شورای انرژی کشور در جلسه مورخ ۱۳۴۶/۱۰/۹ در هیئت عالی برنامه تصویب شد، ولی به‌دلیل مغایریت شرح وظایف دیگر سازمان‌ها به‌ویژه شرکت ملی نفت ایران با آن، عملاً این اقدام نیز معوق ماند. وزارت آب

۱. ایرج مهرآزما، «درباره شورای عالی انرژی»، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، شماره مسلسل ۸۰۷۶، آبان ۱۳۸۵.

و برق نیز مجدداً در تاریخ ۱۳۴۷/۱۰/۱۷ پیشنهاد تشکیل شورای ملی انرژی را داد که به آن توجه نشد.

در سال‌های اولیه دهه ۱۳۵۰ با افزایش چشمگیر قیمت نفت و تجدیدنظر در برنامه پنجم، تغییرات زیادی در برنامه‌های عمرانی به‌وجود آمد که نتیجه آن ورود حجم زیادی از کالاهای سرمایه‌ای و مصرفی و از جمله کالاهای مصرف‌کننده انرژی به کشور بود که تنگناهای زیادی در زمینه‌های مختلف از جمله تقاضای روزافزون برای مصرف انرژی در کشور به‌وجود آورد. برای مثال می‌توان به افزایش تولید و واردات خودرو و تقاضای زیاد مردم برای خرید وسایل مصرف‌کننده انرژی و مشکلات زیادی که این امر در به هم خوردن تعادل عرضه و تقاضای انرژی در کشور به‌وجود آورد اشاره کرد که در نهایت به مصوبه هیئت وزیران برای تشکیل شورای هماهنگی انرژی در تاریخ ۱۳۵۶/۶/۱ منجر شد. دبیری شورای مذکور با توجه به قانون برق سال ۱۳۵۳ به وزارت نیرو سپرده شد، ولی عملاً ـ با توجه به تحولات آن زمان ـ این شورا نیز هیچ‌گاه تشکیل نشد.

پس از انقلاب نیز با رشد تقاضای انرژی برحسب بند «الف» ماده (۱) قانون تأسیس وزارت نیرو، اولین گام برای تشکیل شورای هماهنگی انرژی را وزارت نیرو برداشت. این شورا به ریاست نخست‌وزیر و با عضویت وزیر نیرو، وزیر نفت، وزیر امور اقتصادی و دارایی، وزیر کشاورزی و عمران روستایی، وزیر صنایع، وزیر صنایع سنگین، وزیر راه و ترابری، مشاور امور اجرایی، رئیس سازمان برنامه و بودجه و معاون نخست‌وزیر و سرپرست محیط زیست تشکیل شد، ولی در عمل گزارشی از این شورا منتشر نشد و این شورا نیز عملاً شکل نگرفت.

پس از جنگ تحمیلی در طرحی در برنامه اول، شورای برنامه‌ریزی انرژی براساس مصوبه ۱۳۶۷/۸/۱۱ شورای اقتصاد تشکیل شد که این شورا در هنگام تدوین برنامه سوم درزمینه مباحث پیرامون انرژی، نقش مؤثری یافت. سپس شورای دیگری در سطح عالی به ریاست معاون اول رئیس‌جمهور بررسی و تعیین الگوی مصرف انرژی را در مدت کوتاهی در دست داشت.

همان‌گونه که ملاحظه می‌شود در موارد فوق شوراهای مطروحه به‌صورت شورای عالی انرژی، شورای هماهنگی انرژی، شورای برنامه‌ریزی انرژی و شورای بررسی تعیین

الگوی مصرف انرژی بر پایه قانون مصوب مجلس شکل نگرفته بودند و جایگاه حقوقی آنها براساس مصوبه هیئت وزیران یا شورای اقتصاد بوده است.

در اینجا باید متذکر شد حتی ماده (۱) قانون تأسیس سال ۱۳۵۳ وزارت نیرو که وظیفه بررسی و مطالعه و تحقیق درباره انواع انرژی و تنظیم برنامه‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت برای استفاده از منابع مختلف و برآورد میزان قابل تولید سالیانه انواع انرژی را برعهده این وزارتخانه گذاشته است، در عمل با وظایف دیگر دستگاه‌ها به‌خصوص شرکت ملی نفت ایران و سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور تداخل دارد که این مشکل خود در ناهماهنگی ساختار انرژی کشور مؤثر بوده است.

با نگاهی به چگونگی شکل‌گیری قانون اصلاح ماده (۲) و (۴) قانون برنامه سوم، تشکیل شورای عالی انرژی و بررسی عملکرد شورای مذکور، همان‌گونه که در قانون برنامه سوم مصوب ۱۳۷۹/۱/۱۷ ملاحظه می‌شود، مجلس پنجم براساس ملاحظات فوق و تعدد دستگاه‌های تصمیم‌گیر در سیاستگذاری انرژی براساس بند «هـ» ماده (۲) قانون مذکور، دولت را موظف کرد تا برای عدم گسترش تشکیلات دولت، امور انرژی، امور کشاورزی و دام و توسعه عمران روستایی و امور صنعت و معدن در سه وزارتخانه تجمیع یابد. بدین‌طریق قانون‌گذار مقرر کرده بود که با تشکیل وزارت انرژی، کل امور سیاستگذاری و تصدی بخش انرژی شامل نفت و گاز، برق، انرژی‌های نو در یک وزارتخانه سامان یابد، ولی عملاً در ظرف ۱۵ ماه دولت هیچ اقدامی دراین‌باره انجام نداد تا اینکه مجلس ششم با قانون اصلاح مواد (۲) و (۴) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی و اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی و تشکیل شورای عالی انرژی کشور، موضوع تشکیل وزارت انرژی را منتفی کرد و برای تمرکز سیاستگذاری در بخش انرژی (از جمله انرژی‌های نو) و ایجاد هماهنگی برای بهره‌گیری از ظرفیت‌های کشور در بخش انرژی و بهینه‌سازی انرژی و تقلیل آلودگی محیط زیست، شورای عالی انرژی کشور به ریاست رئیس‌جمهور و عضویت وزارت نفت، نیرو، امور اقتصادی و دارایی، صنایع و معادن، جهاد کشاورزی، سازمان انرژی اتمی، حفاظت محیط زیست و مدیریت و برنامه‌ریزی کشور تشکیل و دبیرخانه آن در این سازمان در نظر گرفته شد.

در نهایت در بهمن ماه سال ۱۳۸۶، با انحلال برخی شوراهای عالی در کشور،

شورای عالی انرژی نیز منحل و به یک کمیسیون فرعی زیر نظر یکی از کمیسیون‌های دولت تغییر ماهیت داد، هر چند مراحل قانونی انحلال این شورا در حال بررسی است.

۲-۲-۳-۷ بررسی وضعیت عملکرد شورای عالی انرژی

شورای عالی انرژی بدون برگزاری جلسه‌ای، به‌صورت غیررسمی منحل شد. علت این رویداد را می‌توان به عدم خروجی ملموس و مناسب این شورا نسبت داد که خود علل بسیاری دارد، اما می‌توان مهم‌ترین علت این رویداد را «عدم درک صحیح مدیران عضو شورا از موقعیت یکدیگر و مقوله انرژی» دانست. وقتی مدیران رده بالای کشور، اهمیت مقوله انرژی را درنمی‌یابند، تشکیل شورای عالی بی‌فایده خواهد بود. به عبارتی، دیدگاه مسئولان کشوری نسبت به انرژی هنوز کلان نبوده و اهمیت پتانسیل صرفه‌جویی انرژی در تمام مراحل تولید، توزیع و شبکه و زیرساخت‌های آن دریافت نمی‌شود. همچنین دیدگاه‌های موجود درباره متولیان تأمین‌کننده انرژی در کشور، فقط وزارت نفت را تأمین‌کننده انرژی می‌دانند و در این میان وزارت نیرو فقط «متولی تبدیل‌کننده حامل‌های انرژی به برق» دیده می‌شود. بدیهی است در چنین حالتی، حامل‌هایی نظیر انرژی‌های نو که وزارت نیرو متولی آنها بوده نیز مورد بی‌توجهی قرار می‌گیرند و زمانی که تنها حامل انرژی «نفت و گاز» دانسته می‌شود، دیگر «مدیریت تولید، توزیع و مصرف حامل‌های انرژی» معنایی نخواهد داشت. بنابراین نه تنها شورای عالی انرژی مدنظر قرار نمی‌گیرد، بلکه حتی درصورت ارائه مصوبات ازسوی این نهاد، مجریان آن بدان‌توجهی نخواهند کرد. زمانی که صف‌بندی کاذبی در شورای عالی انرژی میان نهادهای تولیدکننده انرژی (وزارت نفت) و متقاضیان آن (وزارت نیرو) وجود داشته باشد، مدیریت تولید انرژی هیچ مفهومی نخواهد داشت.

ازسوی‌دیگر، در طرح تأسیس شورای عالی انرژی، دبیرخانه شورا به سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی محول شد. به‌نظر می‌رسید باید نهادی بالاتر از دو وزارتخانه نفت و نیرو به‌سمت دبیرخانه منصوب شود و لذا این تصمیم گرفته شد، که نشان از غفلتی پنهان در نگرش به سابقه این نهاد بود، زیرا در گذشته، سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی،

سازمان مرکزی متولی مدیریت کشور و از جمله مدیریت انرژی ذیل عنوان معاونت زیربنایی بوده است و اگر عملکرد این سازمان مطلوب بود، وضعیت مدیریت انرژی کشور به حالت کنونی دچار نمی‌شد.

مشکل دیگر شورای عالی انرژی این بود که این شورا تقریباً هیچ ساختار زائدی را در هم نریخت، ساختارهای درونی و بنگاه محور نفت و نیرو را اصلاح نکرد و با تشکیل آن تنها نهادی بر نهادی موجود افزوده شد. بدین‌ترتیب کارکرد آن تا حد «محلی برای تشکیل جلسات» تنزل یافت. علت این مسئله کاملاً واضح بود، شورا، نهادها و وزارتخانه‌هایی را دربرمی‌گرفت که بیش از روحیه «سیاستگذاری»، امر «تصدیگری» را برعهده داشتند. هرچند درزمینه سیاستگذاری وزارت نفت و نیرو کاملاً با هم مرتبط هستند، اما ازنظر عملیاتی هیچ ارتباطی باهم ندارند و لذا وقتی این دو نهاد متصدی امور نفت و برق شده‌اند، نمی‌توانند برای انرژی کشور سیاستگذاری مناسبی انجام دهند و شورای عالی انرژی بدون اصلاح ساختارهای درونی دو وزارتخانه نمی‌تواند کاری از پیش ببرد.

۳-۳-۷ راهکار: شورای عالی انرژی یا وزارت انرژی

اکنون که تجربه تشکیل شورای عالی انرژی به سرانجامی نرسیده است، لازم است نهاد دیگری این وظیفه را برعهده گیرد، اما سؤال اینجاست که آیا این کار از شورای عالی انرژی (درصورتی‌که به‌عنوان کمیسیونی فرعی از کمیسیون‌های دولتی عمل کند) برمی‌آید یا خیر؟

در پاسخ به سؤال فوق لازم است توجه کنیم که ایجاد نهادی برای اعمال مدیریت یکپارچه انرژی در کشور با دو چالش متضاد روبه‌روست:

ـ از یک‌سو مصرف انرژی در کشور اکنون به وضعیتی بحرانی رسیده است. رشد ۱۰ درصدی مصرف انرژی ـ در سال‌های اخیر که در فصل اول بدان اشاره شد، شاهدی بر این مدعاست. ازاین‌رو لازم است هرچه سریع‌تر نسبت به اصلاح آن اقدام شود. توجه به این امر ما را به‌سوی تشکیل «شورای انرژی» هدایت می‌کند.

ـ ازسوی‌دیگر در حال حاضر ساختار بخش انرژی کشور بسیار نامتناسب رشد کرده و درهم‌تنیده است و به‌نظر می‌آید تحول میان بخش‌های متولی انرژی در کشور آن‌چنان

لازم و فراگیر است که نمی‌توان با تشکیل شورایی متشکل از مسئولان این نهادها حتی با ریاست معاون رئیس‌جمهور یا شخص وی این تحول را ایجاد کرد، بلکه لازم است ساختارهای کنونی بازنگری و بازسازی شده و روحیه «تصدیگری» حاکم بر نهادهای کنونی از میان برداشته شود و این امر شاید با تشکیل نهاد سترگی مانند وزارت انرژی قابل دسترسی باشد. تا تشکیل یک شورا، این امر مستلزم آن است که ساختارهای کنونی وزارتخانه‌های نفت و نیرو ـ هسته اصلی مدیریت انرژی ـ تغییر یابد و با هم ادغام شوند. البته وزارتی که جایگزین می‌شود، نباید فقط ترکیبی از وزارتخانه‌های قبلی باشد، بلکه باید کاملاً رویکرد سیاستگذاری داشته باشد. برای مثال وقتی تجربه نروژ و آمریکا بررسی می‌شود، درمی‌یابیم که وزارت «نفت و انرژی» نروژ در دو طبقه از ساختمانی است که پنج وزارتخانه دیگر هم در آن است و ازسویی در تأمین انرژی نروژ، برق‌آبی، نفت و زغال‌سنگ سهم قابل توجهی دارند و همه این منابع به‌خوبی مدیریت شده‌اند. لذا واضح است که در این وزارتخانه افراد نخبه‌ای هستند که با کمک چند کارشناس و نهادهای غیردولتی فقط کار سیاستگذاری، هدایت شبکه انرژی و نظارت بر اجرای صحیح سیاست‌ها را برعهده داشته و در فضای تصدیگری وارد نمی‌شوند و یا در آمریکا حتی در یک کارخانه تولید آبمیوه خصوصی هم سیستم‌های نظارتی و کنترلی برای تأمین منافع ملی به‌کار گرفته می‌شوند. بدین‌ترتیب دولت، چالش‌ها و فرصت‌ها را مشخص می‌کند و نهادهای خصوصی از آن بهره‌برداری می‌کنند و در این مدت دولت ناظر بر اعمال آنهاست. بنابراین آنچه لازم به‌نظر می‌رسد، اصلاح ساختاری نهادهای کنونی است، نه تشکیل نهادی جدید متشکل از وزارتخانه‌های کنونی. توجه به این امر شاید بتواند حرکت به‌سمت ایجاد «وزارت انرژی» را توجیه کند.[1] بنابراین باید راهکاری اندیشید که طبق آن هر دو مورد مذکور حل شوند.

راهکاری پیشنهادی در این کتاب، اقدام هم‌زمان برای تشکیل «کارگروه برنامه‌ریزی انرژی» و «وزارت انرژی» است. بدین‌ترتیب که رئیس‌جمهور با تعیین کارشناسان خبره، آنان را به تدوین طرح جامع انرژی کشور موظف کند و همگام با این امر، مطالعات برای

---

۱. لازم به ذکر است در حال حاضر طرح ایجاد سازمان مدیریت انرژی کشور توسط مرکز مطالعات استراتژیک ریاست جمهوری ارائه شده که با مخالفت‌های مطرح شده ازطرف وزارت نفت طرح فوق مسکوت مانده است.

تشکیل وزارت انرژی آغاز شود. در حین آماده‌سازی طرح جامع انرژی کشور، مطالعات تشکیل وزارت انرژی باید به پایان رسیده و در نهایت درصورت رسیدن به نتیجه قابل اتکا برای تشکیل وزارت انرژی، طرح تدوین شده برای اجرا و به‌روزرسانی به وزارت انرژی واگذار شود. بدین‌ترتیب وزارت انرژی فعالیت خود را از صفر آغاز نخواهد کرد. توجه به این نکته ضروری است که نباید به «کارگروه برنامه‌ریزی انرژی» به‌عنوان یک راهکار دائمی نگاه کرد، زیرا در این صورت این کارگروه نیز به سرنوشت «شورای عالی انرژی» دچار خواهد شد. ازآنجاکه پس از تشکیل وزارت انرژی کارگروه مذکور منحل خواهد شد، لازم است به‌شرح وظایف این وزارتخانه توجه بیشتری شود.

۴-۳-۷ مهم‌ترین وظایف وزارت انرژی

به‌نظر می‌رسد «وزارت انرژی» ـ اصلی‌ترین و بالاترین مرجع تصمیم‌گیری در این حوزه ـ درصورت تشکیل باید امور زیر را در دستورکار داشته باشد:

۱-۴-۳-۷ وظایف کلان

الف) تدوین طرح جامع انرژی کشور

تدوین طرح جامع انرژی کشور مهم‌ترین وظیفه وزارت انرژی است. ازآنجاکه تمام نهادهای سیاستگذار که اطلاعات مربوط به حوزه‌های مختلف انرژی (انرژی‌های نو، نفت، گاز و برق) را در اختیار دارند در قالب وزارت انرژی به‌کار خود ادامه خواهند داد، لذا می‌توان با هماهنگی به‌وجود آمده این طرح را تدوین کرد. لازم است در این طرح عوامل مختلف رقابتی میان حامل‌های گوناگون انرژی (نظیر قیمت تولید و توزیع، امنیت، در دسترس بودن، امکان جایگزینی در مواقع ضروری، تداوم‌پذیری در آینده، ملاحظات آب‌وهوایی و جغرافیایی، اثرگذاری استفاده از هر حامل بر محیط زیست و سایر عوامل) با یکدیگر مقایسه شده و ترکیب انرژی تحویلی به هر «شرکت انرژی استانی» مشخص شود.

باید توجه شود که از تصدیگری وزارت انرژی در حوزه انرژی‌رسانی اجتناب شود تا این وزارتخانه به سرنوشت شورای عالی انرژی دچار نشود. به‌طوری‌که در بخش‌های قبل بیان شد، در کشورهای توسعه‌یافته نظیر ژاپن، شرکت‌های توزیع گاز و برق متعددی

فعالیت می‌کنند که هر مصرف‌کننده می‌تواند بنا به شرایط خود از هر کدام از شرکت‌ها انرژی خود را تأمین کند. این شرکت‌ها خصوصی بوده و دولت در توزیع انرژی متصدی محسوب نمی‌شود، بلکه با ابزارهای قانون‌گذاری نسبت به اجرای مناسب طرح‌ها نظارت می‌کند.

ب) تدوین استانداردهای مصرف انرژی و نظارت بر اجرای آن

وزارت انرژی باید نسبت به تدوین استانداردهای مصرف انرژی در بخش‌های مختلف اعم از ساختمان، صنعت و غیره اقدام کرده و آن را برای اجرا تا زمانی معین ابلاغ کند و نسبت به رعایت آن ازسوی مصرف‌کنندگان نظارت داشته باشد. همچنین باید مقرر شود که تمامی صنایع، ساختمان‌ها و سایر بخش‌ها برای بهره‌برداری، مقررات مربوط به انرژی را که ازسوی وزارت انرژی تعیین شده رعایت کنند و از احداث ساختمان‌ها و یا فعالیت صنایعی که فاقد استانداردهای مذکور هستند جلوگیری کنند.[۱]

ج) اجرای مطالعات سیاستگذاری قیمت برای کاهش مصرف انرژی و فراورده‌های میان تقطیر و دیگر حامل‌های انرژی برمبنای مطالعات کارشناسی

علاوه‌بر وظایف کلی فوق مشکلات بخشی دیگری در هریک از حامل‌های انرژی وجود دارد که لازم است مجموعه متولی انرژی کشور در تعامل با سیاست‌های کلان انرژی کشور نسبت به سیاستگذاری برای اجرایی کردن آنها اقدامات لازم را انجام دهد. این‌گونه وظایف، در بخش بعدی و ذیل عنوان وظایف بخشی بیان می‌شود.

۲-۴-۳-۷ وظایف بخشی

الف) حوزه صنعت برق

ـ اتلاف عظیم برق ضمن انتقال و تولید

یکی از شاخص‌های مهم در صنعت برق که میزان کارایی آن را نشان می‌دهد، «درصداتلاف برق در شبکه انتقال و توزیع» است، که این رقم نشان می‌دهد چه میزان از برق تولیدی در

---

۱. درباره اهمیت استانداردها رجوع کنید به بخش «بهینه‌سازی مصرف و تأثیر آن بر قیمت» که پیش‌تر توضیح داده‌شد.

اثر انتقال از نیروگاه به مصرف‌کننده در کابل‌های انتقال به‌صورت گرما از بین می‌رود. این رقم در کشورهای مختلف، متفاوت است، برای مثال در ژاپن اتلاف برق به ۱۰/۸، نروژ بین ۷/۵، آمریکا ۱۵، کره جنوبی ۸/۳، قطر ۶/۹۷ و هند ۳۴/۱۲ درصد است. اتلاف برق رابطه نزدیکی با پراکندگی نیروگاه‌های برق در سطح کشور و میزان نزدیکی آن با مصرف‌کننده‌و همچنین عمر شبکه انتقال برق دارد، به‌طوری‌که در ژاپن به‌دلیل به‌روز بودن تکنولوژی انتقال برق، در نروژ به‌دلیل تعدد نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک و بزرگ و نزدیکی به مصرف‌کننده‌ها و در قطر نیز نزدیکی نیروگاه‌ها به مصرف‌کننده‌ها به‌دلیل وسعت کم این کشور اتلاف در شبکه انتقال برق پایین است. این درحالی است که سرقت گسترده‌از شبکه انتقال، عمر بالا و تکنولوژی قدیمی به‌کار رفته در شبکه انتقال برق هند سبب هدر رفتن ۳۴/۱۲ درصدی برق تولیدی این کشور می‌شود.

در ایران، تلفات شبکه توزیع برق روند رو به رشدی داشته است و در سال ۱۳۸۴ درمجموع شبکه انتقال و توزیع به ۲۲/۳ درصد و با احتساب سهم ۴/۲ درصدی مصرف داخلی نیروگاه‌ها ـ که میزان بالایی است، به ۲۶/۵ درصد می‌رسد (معادل مصرف یک‌چهارم برق کشور).[۱]

تعرفه پایه برق که براساس آن نرخ هرکیلووات ساعت برق محاسبه می‌شود، متشکل از مجموع سه هزینه است که عبارت‌اند از:

۱. هزینه مصرف سوخت،

۲. هزینه تبدیل سوخت به برق،

۳. هزینه انتقال و توزیع (که خسارت ناشی از اتلاف در واحد کیلووات ساعت در این مورد لحاظ می‌شود).

بنابراین پرداخت هزینه این اتلاف اکنون برعهده مصرف‌کننده است و ازآنجاکه بخش زیادی از هزینه برق را دولت به‌صورت یارانه‌ها می‌پردازد، خسارت ناشی از این اتلاف در نهایت بر منابع ملی کشور وارد می‌شود.

اگر بخواهیم هزینه احداث نیروگاه برای تولید همین میزان برق در کشور را به‌دست آوریم، با فرض اتلاف ۲۲/۳ درصدی شبکه اتلاف انتقال و توزیع برق و همچنین

---

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

در نظر گرفتن میانگین ساعت عملکرد نیروگاه‌های گازی کشور به میزان ۴۲۷۰/۵ ساعت در سال،[۱] خواهیم داشت:

: اتلاف در شبکه برق برحسب میلیون کیلووات ساعت

: توان اتلاف شده برحسب میلیون کیلووات

: توان معادل برای نیروگاه گازی برحسب میلیون کیلووات

بنابراین توان اتلاف شده در شبکه برق معادل کارکرد یک نیروگاه ۲۷/۱۶ هزار مگاواتی است. ازآنجایی‌که هزینه احداث هر کیلووات نیروگاه گازی ۴۰۰ دلار است،[۱] هزینه احداث نیروگاه گازی با چنین توانی برابر خواهد بود با:

میلیارد دلار million ×

این در حالی است که هزینه سرمایه‌گذاری برای اصلاح شبکه انتقال و توزیع بسیار کمتر از هزینه لازم برای ساخت نیروگاه برای تأمین اضافه برقی است که براثر اتلاف بر کشور تحمیل می‌شود. برای حل این مشکل لازم است:

- با سرمایه‌گذاری بخش دولتی یا خصوصی (مانند شرکت‌های خدماتی انرژی) در مدت زمان مشخص نسبت به بهسازی شبکه توزیع و انتقال اقدام شود.
- هزینه تلفات انتقال و توزیع به‌صورت سالیانه و در مدت زمان تعیین شده برای بهینه‌سازی از تعرفه برق حذف شود تا وزارت نیرو مجبور به بهسازی شبکه انتقال خود شده و درصورتی‌که به چنین امری اقدام نکند، در آینده خسارت ناشی از اتلاف برق به عهده وزارت نیرو باشد.

این راهکار معادل همان روشی است که در بخش «بهینه‌سازی مصرف و تأثیر قیمت بر آن» به تفصیل درباره آن بحث شد.

ـ شبکه‌سازی برق کشور با کشورهای همسایه و توجه به فناوری‌های ذخیره‌سازی

در حال حاضر طراحی و برنامه‌ریزی ساخت نیروگاه‌های برق در کشور، براساس اطلاعات

---

۱. ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۸۵.

۱. همان.

مبتنی‌بر پیک مصرف انجام می‌شود؛ بدین‌ترتیب سرمایه‌گذاری زیادی برای ساخت نیروگاه‌ها و تأمین میزان مصرف برق صرف می‌شود که در اکثر مواقع در طول سال مصرف برق با آن فاصله زیادی دارد. برای مثال در سال ۱۳۸۴ فاصله پیک مصرف برق با حالت عادی ۱۶ گیگاوات بوده است.[۱] مشکل پیک مصرف در بسیاری از کشورها وجود دارد و برای رفع آن از شبکه‌سازی برق خود با کشورهای همسایه و یا استفاده از تکنیک‌های ذخیره‌سازی برق در شب برای تأمین مصرف روز استفاده می‌کنند تا مجبور به سرمایه‌گذاری‌های عظیم برای تأمین برق خود نباشند. برای مثال شبکه برق کشور نروژ علاوه‌بر آنکه به شبکه برق دانمارک، فنلاند، روسیه و سوئد متصل است، پتانسیل بالایی در ذخیره‌سازی برق به روش PMP در نیروگاه‌های خود از قبیل نیروگاه ۲۷۰ مگاواتی Jukal و ۶۴۰ مگاواتی Saurdal دارد.[۲] همچنین ژاپن به‌دلیل موقعیت جغرافیایی خاص خود، سرمایه‌گذاری زیادی بر ذخیره‌سازی برق با روش PMP کرده و بزرگ‌ترین مخزن ذخیره‌سازی آب دنیا را در کنار نیروگاه Yanbaru با ظرفیت ذخیره‌سازی ۳۰ مگاوات ایجاد کرده است.[۳]

در ایران تاکنون هیچ پروژه ذخیره‌سازی برق به بهره‌برداری نرسیده و فقط طرح PMP کشور در «سیاه بیشه» به‌مدت ۱۵ سال بلاتکلیف بوده است. علاوه‌برآن تاکنون برای شبکه‌سازی برق کشور با کشورهای همسایه اقدامی انجام نشده است و ازاین‌رو تولید برق برمبنای نیاز اوج مصرف انجام می‌شود که این امر دلیل سرمایه‌گذاری بالا در ساخت نیروگاه‌های کشور است.

برای جلوگیری از این امر، لازم است ایران نیز با حرکت به‌سمت اجرای پروژه‌های ذخیره‌سازی و همچنین شبکه‌سازی برق خود با کشورهای همسایه از سرمایه‌گذاری بیهوده اجتناب کند. علاوه‌برآن می‌توان با نصب کنتورهای سه زمانه، مصرف پیک را در کشور پایین آورد تا دولت مجبور به سرمایه‌گذاری فراوان برای تأمین برق برمبنای اوج مصرف نباشد.

---

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

2. www.statkraft.no

3. www.jcold.or.jp

ب) حوزه فراورده‌های نفتی

ـ مصرف بالای فراورده‌های نفتی به‌خصوص در بخش حمل‌ونقل

همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، درصورت اصلاح نشدن الگوی مصرف حداکثر تا سال ۲۰۲۰ و احتمالاً تا سال ۲۰۱۵ صادرات نفت قطع خواهد شد. این امر باعث از دست رفتن موقعیت استراتژیک کشور در منطقه و جهان خواهد شد. مصرف بالای فراورده‌های نفتی در کشور و اتلاف آن در شبکه انتقال از یک‌سو و محقق نشدن برنامه‌ریزی‌های انجام شده برای جایگزینی سایر حامل‌های انرژی به‌جای نفت ازسوی‌دیگر، احتمال قطع صادرات نفت را در آینده مطرح کرده است. ازاین‌رو لازم است برای حفظ صادرات نفتی دست‌کم سالیانه ۴۵۰ هزار بشکه در روز ظرفیت تولید نفت افزایش یابد که تحقق این امر با توجه به نیاز سرمایه‌گذاری بالای منابع خارجی و وضعیت سیاسی و اقتصادی موجود، بسیار بعید به‌نظر می‌رسد (طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده برای افق ۱۴۰۴، فقط در بخش پالایش و پخش ۷۸ درصد بودجه لازم باید از محل منابع خارجی و یا حساب ذخیره ارزی تأمین شود). با توجه به وضعیت مصرف کنونی، تحقق برنامه‌ریزی‌های توسعه‌ای آینده در هاله‌ای از ابهام است. این امر برخی تحلیلگران آمریکایی را بر آن داشته که اصرار کشور ایران بر دستیابی به دانش هسته‌ای را ناشی از «نیاز شدید به انرژی با توجه به مصرف بالا» دانسته و در صحت ادعاهای ایران در این زمینه کمتر ابراز تردید کنند. حتی راجر استرن،[1] تحلیلگر آمریکایی در مقاله «بحران نفتی ایران و امنیت ملی آمریکا»[2] ضمن اشاره به بحران انرژی آینده ایران، به سیاست‌مداران آمریکایی توصیه می‌کند که به‌جای حمله به ایران یا تحریم، به سیاست کم کردن قیمت نفت روی آورند. نویسنده می‌گوید «قیمت رقابتی نفت» حدود ۱۰ دلار برای هر بشکه است، بنابراین اگر تقاضای جهانی نفت با افزایش بهره‌وری کم شود، قیمت نفت سقوط خواهد کرد. البته طبق پیشنهاد این نویسنده کاهش تقاضای لازم برای سقوط قیمت نفت رقم چندان بزرگی نیست، برای مثال وی بیان می‌دارد که در دهه ۱۹۸۰ کاهش دو سه درصدی تقاضا، قیمت نفت را به‌شدت پایین آورد.[3]

---

1. Roger Stern
2. "The Iranian petroleum crisis and united state national security"
۳. اصل مقاله به زبان انگلیسی و ترجمه فارسی آن در انتهای تحقیق به پیوست خواهد آمد.

چنانچه دیده می‌شود، اصلاح الگوی مصرف (به‌خصوص در بخش فراورده‌های نفتی که وابستگی مستقیم به نفت خام دارد) با مقوله‌هایی مانند امنیت ملی پیوند خورده است. برای تحقق این امر نه تنها اقداماتی برای اصلاح چگونگی مصرف متقاضیان لازم است، بلکه باید در طراحی وسایل مصرف‌کننده انرژی از جمله خودروها، اصلاحات جدی انجام شود. برای مثال هم‌اکنون خودروهای ساخت کشور ژاپن، در رده کم مصرف‌ترین وسایط نقلیه در حال حرکت جاده‌های جهان هستند، استفاده از سیستم‌های سوخت‌رسانی بهتر در طراحی موتورهای وسایل نقلیه و نظارت حوزه‌های سیاستگذاری در استفاده از این فناوری‌ها در کارخانجات ساخت وسایل نقلیه باعث شده است که مصرف سرانه سوخت بنزین و گازوئیل در بخش حمل‌ونقل ژاپن در مقایسه با سایر کشورهای جهان به‌مراتب کمتر باشد.

امروزه بسیاری از شرکت‌های خودروسازی ژاپنی در ساخت اتومبیل‌های با مصرف سوخت کم به‌شدت با یکدیگر در حال رقابت هستند. برای مثال، موتور این وسایط نقلیه نه تنها قابلیت‌های جدیدتر و بهتری نسبت به سایر محصولات گذشته دارد، بلکه بسیار سبک است و مصرف بسیار اندکی هم دارد. همچنین ازلحاظ آلایندگی هم کمترین آلودگی را نسبت به نسل‌های پیشین دارند. در بسیاری از خودروها، موتورهای جدید شامل کنترل‌کنندهٔ کامپیوتری مرحله‌ای هستند که قسمتی از گاز خروجی اگزوز را مجدداً به محفظه احتراق برگشت می‌دهد. این سیستم تا حد زیادی به کاهش آلاینده‌هایی نظیر Nox کمک می‌کند. ازطرف‌دیگر، از مواردی که این شرکت‌ها توانستند با تغییر و بهبود در ساخت آن، به مقدار قابل توجهی در مصرف سوخت صرفه‌جویی کنند، طراحی جدید قطعات موتور (میل‌لنگ) است. ساخت قطعات داخلی موتور (میل‌لنگ) با آلیاژهای سبک‌تر و وزن کمتر، می‌تواند به کاهش مصرف سوخت موتورها منجر شود. سیستم کنترل سوخت در موتورهای جدیدتر برای خودروها، توسط کنترل‌گرهای کامپیوتری هدایت می‌شود.

برخی کارشناسان معتقدند تولیدکنندگان داخلی خودرو ـ با توجه به رشد مصرف بنزین در کشور و معضلات ناشی از مصرف انبوه آن ـ باید به‌سمت تولید خودروهایی بروند که مصرف سوخت کمتر و آلایندگی اندکی دارند. استفاده از تکنولوژی‌های قدیمی

دهه‌های ۱۹۷۰ و ۱۹۸۰ و روی آوردن به تولید خودروهایی که ازنظر زیست‌محیطی و مصرف سوخت در حد استانداردهای قابل قبول کنونی و جهانی نیستند، باید متوقف شود، اما در کشور ما اکنون برای تولید خودرویی که ۱۰ تا ۲۰ سال از تکنولوژی جهانی و روز عقب است برنامه‌ریزی می‌شود که این امر چندان مطلوب به‌نظر نمی‌رسد. ازسوی‌دیگر درحالی‌که سیاست‌های محدودکننده استفاده از خودروهای شخصی ازسوی دولت اعمال می‌شود، به‌موازات آن توسعه حمل‌ونقل عمومی اجرا نمی‌شود. بنابراین مردم مجبورند با وجود این سیاست‌ها، اقبالی به استفاده از ناوگان حمل‌ونقل کشور نشان نداده و وضعیت به همان منوال قبلی باقی می‌ماند.

ج) مشکلات و راهکارهای حوزه گاز طبیعی

بی‌شک یکی از مهم‌ترین مباحث صنعت گاز کشور، استفاده سریع‌تر از میادین مشترک گازی از جمله پارس جنوبی است. این موضوع هرچند بارها از زبان کارشناسان و برخی مسئولان دلسوز شنیده شده است، اما با بررسی‌های بیشتر درمی‌یابیم که اشتباهات متعدد تصمیم‌گیری مدیریت وزارت نفت ـ به‌ویژه در سال‌های اخیر ـ فرصت شیرین استفاده از این میدان را (تعمداً و یا از روی قصور) در اختیار کشور قطر قرار داده است. این اشتباه آن‌قدر محرز است که جای هیچ شبهه‌ای برای پی بردن قصور در استفاده از این میدان مشترک و از بین بردن فرصت استفاده از این منابع عظیم را برای نسل‌های آتی باقی نمی‌گذارد.

باید اشاره کرد، توسعه میادین غیرمشترک درحالی‌که طرح‌های میدان گازی پارس جنوبی همگی با تأخیر و مشکلات متعددی از جمله مشکلات مالی روبه‌رو هستند؛ اشتباهی بزرگ در حق نسل‌های آتی کشور است و این در حالی است که در ماه‌های اخیر مسئولان شرکت ملی نفت ایران و وزارت نفت کشور به آن دچار شده‌اند. امروز مسئولان با اشتیاق فراوان به دنبال توسعه میادینی از جمله پارس شمالی؛ گلشن و فردوسی، لاوان، کیش و فارسی هستند، غافل از آنکه در حال حاضر تمامی طرح‌های میدان گازی مشترک پارس جنوبی با تأخیر روبه‌روست و باید توجه ویژه‌ای به آن کنند. میادین غیرمشترک اگر تا چند قرن دیگر نیز دست نخورده باقی بمانند، هیچ مشکلی نخواهند بود؛ حال آنکه اگر در میادین مشترک از جمله پارس جنوبی حتی تأخیر چند

ثانیه‌ای رخ دهد، ضرر ناشی از دست دادن منابع گازی و میعانات گازی بسیار عظیم و هنگفت است. شاهد این مدعا بررسی طرح‌های دو کشور در استفاده از این میدان مشترک است.

۱. چشم‌انداز پارس جنوبی (غفلت و اشتباه مسئولان؛ کامیابی رقبا و تباهی ذخایر طبیعی برای نسل‌های آتی کشور)

با فرض شرایط خوش‌بینانه، فازهای ۶ تا ۱۰ تا پایان سال جاری و فازهای ۱۵ و ۱۶ و در نهایت قسمتی از فاز ۱۲ تا پایان سال ۲۰۱۲ میلادی به بهره‌برداری می‌رسد. این امر به‌منزله تولید روزانه حدود ۱۳/۶ تا در نهایت ۱۵/۶[1] میلیارد فوت مکعب در روز است. این در حالی است که تولید گاز قطر در آن سال (۲۰۱۲) از میدان مشترک پارس جنوبی به حدود ۲۴ میلیارد فوت مکعب در روز خواهد رسید.

- **بررسی میدان پارس جنوبی**

درصورتی‌که کل ذخایر گازی جهان ۶۳۴۸ تریلیون فوت مکعب فرض شود، ذخیره گازی پارس جنوبی در حدود ۷/۳ درصد ذخیره گاز جهان و ذخیره گاز گنبد شمالی حدود ۱۴/۱۸ درصد کل ذخایر گازی جهان است. لازم به یادآوری است، تقسیم‌بندی ذخایر گازی میدان مشترک بین دو کشور فرضی بوده و به‌دلیل مشترک بودن لایه‌های تولیدی گاز این میدان، درصورتی‌که یک طرف تولید بیشتری از گاز را دارا باشد، گاز و کندانسه موجود در مخزن به‌سمتی که تولید بیشتر دارد، مهاجرت خواهد کرد. درواقع اگر کشور قطر در طول زمان، نسبت به ایران از میدان پارس جنوبی گاز بیشتری تولید کند، قسمتی از گاز و کندانسه موجود در سمت ایران به‌سوی این کشور روانه خواهد شد. هرچند این پدیده تدریجی است، ولی درهرحال، مقادیر از دست رفته گاز و کندانسه قابل توجه خواهد بود. با توجه به مشترک بودن این میدان، دو کشور قطر و ایران، همواره در تلاش بودند تا با معرفی طرح‌های متعدد، بتوانند سهم بیشتری از گاز و کندانسه موجود را به‌خود اختصاص دهند.

---

۱. با فرض بهره‌برداری کامل از فاز ۱۲.

• برنامه‌های قطر در استفاده از گنبد شمالی

کشور قطر با وسعتی در حدود ۴۴۱۶ مایل مربع و جمعیتی حدود ۷۴۴ هزار نفر، سومین دارندهٔ ذخایر بزرگ گاز جهان بعد از روسیه و ایران است. توسعه سریع اقتصادی این کشور در سال‌های اخیر بر پایه صنعت گاز استوار شده است و دولتمردان قطر براین باورند که با اجرای پروژه‌های عظیم، قادر خواهند بود این کشور را به یکی از بزرگ‌ترین صادرکنندگان گاز طبیعی در جهان تبدیل کنند. در حال حاضر، قطری‌ها با کمک شرکت‌های نفتی مهم جهان نظیر اکسون موبیل، توتال، شل و بسیاری از شرکت‌های مطرح دیگر و با به‌کارگیری دانش فنی و سرمایهٔ این شرکت‌ها، در نظر دارند حداکثر استفاده از منبع مشترک گازی پارس جنوبی را ببرند. طرح‌های قطر در استفاده از گاز پارس جنوبی (گنبد شمالی) به‌شرح زیر است:

ـ طرح‌های گاز طبیعی مایع شامل برنامه‌های دو شرکت قطرگاز و رأس‌گاز و تبدیل شدن این کشور به بزرگ‌ترین صادرکننده گاز طبیعی مایع در دنیا،

ـ پروژه صادرات گاز با خط لوله به کشورهای هم‌جوار (پروژه دلفین سال ۲۰۰۹) و از بین رفتن بازار صادراتی ایران به این کشورها به‌علت تأخیر ایران در بهره‌برداری از پارس جنوبی،

ـ پروژه‌های تبدیل گاز به فراورده‌های نفتی[1]، احداث واحد ۳۴ هزار بشکه در سال ۲۰۰۷ با شرکت شل و ۱۴۰ هزار بشکه در سال ۲۰۱۰ با شرکت ساسول،

ـ پروژه توسعه استفاده از گاز در داخل قطر (پروژه الخلیج) برای مصارف داخلی قطر که هم‌اکنون به بهره‌برداری رسیده و پروژه بازان که برای مصارف پتروشیمی در نظر گرفته شده و تا سال ۲۰۱۲ به بهره‌برداری می‌رسد.

• بررسی سیاست‌های قطر در استفاده از گاز گنبد شمالی

جمعیت بسیار محدود و مصرف ناچیز گاز در داخل قطر، شرایطی فراهم آورده که بتواند مقادیر زیادی گاز صادر کند. گفتنی است بزرگ‌ترین پروژه تزریق این کشور در میدان نفتی دخان در حال حاضر در جریان است. به‌طوری‌که در سال ۲۰۰۵، حدود ۳/۹ میلیارد متر مکعب (در سال) گاز را به میادین نفتی خود (بیشتر دخان) تزریق کرده است.

---

1. Gas To Liquid (GTL)

در ابتدا به‌نظر می‌رسید این کشور قادر به صادرات گاز طبیعی مایع با قیمت‌های بسیار پایین نسبت به برخی رقبای خود در بازار بوده است، ولی مذاکرات قیمتی و آخرین قراردادهای امضا شده نشان می‌دهد که جذابیت این کشور در صدور گاز طبیعی مایع به قیمت‌های بالا در بازارهای جنوب شرق آسیاست. در تازه‌ترین قرارداد قطر با کشور کره جنوبی برای صدور سالیانه ۲/۱ میلیون تن گاز طبیعی مایع، قیمت گاز بدون هیچ محدودیت کف و سقف، به حدود ۱۱ دلار/میلیون بی‌تی‌یو (با فرض قیمت نفت خام ۶۰ دلار/بشکه) می‌رسد. قیمت‌های بالای گاز طبیعی مایع که ناشی از فشار روزافزون تقاضای جهانی است، سود مناسبی را در اختیار قطر قرار داده است.

ازطرف‌دیگر، ساختار تصمیم‌گیری قطر در اجرای پروژه‌ها بسیار ساده است و تصویب هر طرح به‌وسیله وزارت انرژی این کشور به‌منزله تصمیم قطعی برای اجرای آن طرح است. درصورتی‌که در ایران پروژه گاز طبیعی مایع توتال چیزی دو حدود دو سال است که منتظر تایید قرارداد در شوراهای اقماری کشور است. همچنین نبود محدودیت‌های سرمایه‌گذاری خارجی در این کشور و تصمیم‌گیری سریع به‌دلیل پیچیده نبودن ساختار تصمیم‌گیری، باعث شده این کشور به‌سرعت طرح‌های توسعه خود را عملی کند.

• بررسی طرح‌های توسعه میدان گازی پارس جنوبی

ـ فاز یک

توسعه این فاز در سال ۱۳۷۶ به شرکت پتروپارس به‌صورت بیع متقابل واگذار شد و بهره‌برداری از این فاز با تأخیری نزدیک به دوسال، به‌طور رسمی از بهمن ۱۳۸۲ آغاز شد، اما مدت‌ها پس از بهره‌برداری رسمی، این فاز به‌دلیل مشکلات موجود در واحدهای مرکاپتان‌زدایی در ظرفیت کامل تولید نمی‌کرد، تا اینکه پس از تغییرات اساسی مجدد امکان دستیابی به حداکثر ظرفیت فراهم شد.

ـ فازهای ۶ و ۷ و ۸

همان‌طور که در فصل چهارم اشاره شد قرارداد توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی در تیر ماه ۱۳۷۹ به شرکت پتروپارس واگذار شد، ولی تاکنون این فازها به بهره‌برداری نرسیده‌اند. گفتنی است، گاز استحصالی از این سه فاز قرار بود به‌صورت ترش به میدان

آغاجاری انتقال و برای افزیش ازدیاد برداشت نفت در این میدان تزریق شود. البته پس از چندی، ساخت این خط لوله از طرح توسعه فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی تفکیک شد و اجرای آن به شرکت ملی گاز ایران واگذار شد. در ابتدا تصمیم گرفته شده بود گاز ترش به‌وسیله خط لوله‌ای بدین‌منظور (خط لوله سراسری پنجم) انتقال یابد که به‌دلیل ترش بودن بیش از حد گاز پارس جنوبی و احتمال بروز اتفاقات ناگوار زیست‌محیطی، از همان ابتدا، با مخالفت بسیاری از کارشناسان مواجه شد. تأخیر در سفارش و تأمین لوله‌های مخصوص انتقال گاز ترش از یک‌سو و مخالفت برخی کارشناسان با انتقال گاز به‌صورت تصفیه نشده (۵۱۲ کیلومتر) باعث شد که تاکنون ساخت خط لوله پنجم سراسری محقق نشود. این در حالی است که تقریباً تمامی تأسیسات لازم مربوط به تزریق گاز در میدان آغاجاری آماده بهره‌برداری قرار گرفته است، ولی راهکاری برای انتقال گاز این فازها به‌صورت ترش برای تزریق وجود ندارد. ازطرف‌دیگر، تأسیسات دریایی فازهای اشاره شده نیز تقریباً آماده بهره‌برداری هستند. با توجه به شرایط رخ داده شده، مجدداً طرح مذکور بررسی شد و در نهایت تصمیم شیرین‌سازی گازهای تولیدی از این سه فاز در شرکت ملی نفت ایران اتخاذ شد. در شرایط خوش‌بینانه به‌نظر می‌رسد که انتقال گاز به‌صورت تصفیه شده از خط لوله سراسری ششم که به‌صورت موازی با خط لوله سراسری پنجم احداث شده است، در تابستان سال جاری شمسی فراهم باشد. در این صورت امکان بهره‌برداری فقط از یک فاز وجود خواهد داشت و بهره‌برداری دو فاز دیگر به اواخر سال و یا سال آینده موکول خواهد شد.

ـ فازهای ۱۱، ۱۲، ۱۳ و ۱۴

این فازها برای تولید بیش از نیمی از گاز طبیعی مایع کشور پیش‌بینی شده است توسعه این فاز مدت‌هاست که در دستور کار شرکت‌های نفت و گاز پارس و شرکت صادرات گاز ایران قرار گرفته است. فاز ۱۱ پارس جنوبی پروژه پارس گاز طبیعی مایع بوده، اما اجرای این طرح منوط به تصمیم‌گیری نهایی (FID) شرکاست که تاکنون به دلایل متعدد این تصمیم‌گیری به تعویق افتاده است. احتمال می‌رود که در ماه ژوئن سال ۲۰۰۸ میلادی این تصمیم‌گیری به سرانجام برسد و درصورت نتیجه مثبت تصمیم‌گیری، ساخت این تأسیسات بلافاصله شروع خواهد شد. در خوش‌بینانه‌ترین حالت، ۴ تا ۵ سال برای انجام

پروژه زمان نیاز خواهد بود. توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی نیز برای صادرات گاز طبیعی مایع به پروژه گاز طبیعی مایع ایران اختصاص یافته است. سهام این طرح ۱۰۰درصد متعلق به شرکت ملی نفت ایران است. در سال ۱۳۸۴ برای بازاریابی محصول این طرح قراردادی برای فروش گاز طبیعی مایع با کشور هند به امضا رسید که به‌دلیل قیمت پایین آن (حداکثر ۳/۱ دلار/میلیون بی‌تی‌یو) به تصویب شورای عالی اقتصاد نرسید.

لازم به ذکر است، در قرارداد مذکور تاریخ شروع تحویل گاز طبیعی مایع از ابتدای سال ۲۰۱۰ توافق شده بود. توسعه بخش بالادستی فازهای ۱۳ و۱۴ برای تولید و صادرات گاز طبیعی مایع به پروژه گاز طبیعی مایع پارسیان اختصاص یافته است. این طرح با همکاری شرکت ملی صادرات گاز ایران (۵۰ درصد)، شرکت شل (۲۵ درصد) و شرکت رپسول (۲۵ درصد) برای ساخت دو واحد تولید ۸ میلیون تنی گاز طبیعی مایع (مجموع ۱۶ میلیون تن در سال) در حال جریان است. تصمیم‌گیری نهایی (FID) در شرایط خوش‌بینانه احتمال می‌رود در اواخر سال ۲۰۰۹ و یا اوایل سال ۲۰۱۰ اخذ شود. درصورت نتیجه مثبت تصمیم‌گیری، بهره‌برداری این تأسیسات تا سال ۲۰۱۴ محقق نخواهد شد. هرچند شرکت نفت آخرین زمان تصمیم‌گیری این طرح را ماه ژوئن سال ۲۰۰۸ مشخص کرده و ظاهراً این مهلت تمدید شدنی نیست، اما بعید به‌نظر می‌رسد که تصمیم‌گیری نهایی طرح به‌دلیل شرایط سیاسی ایران و وضعیت نامشخص این پروژه به این زودی نهایی شود.

برنامه تولید فازهای ۱۷ تا ۲۱ نیز، همانند فازهای گذشته (۴و۵) برنامه‌ریزی شده است. پیش‌بینی می‌شود فازهای ۱۷ و ۱۸ در سال‌های ۲۰۱۳ و فازهای ۱۹، ۲۰ و ۲۱ در سال‌های ۲۰۱۵-۲۰۱۳ به بهره‌برداری برسند. قرارداد توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ به پیمانکاران داخلی واگذار شده است. در حال حاضر، وضعیت توسعه این فازها در مراحل بسیار اولیه است. درزمینه توسعه فازهای ۱۹ تا ۲۱، به‌نظر می‌رسد که غفلت مسئولان امر تأخیرهای بیشتری را برای پروژه در پی داشته باشد. گفتنی است، در نهایت ۲ فاز دیگر (فازهای ۲۲و ۲۴) توسط شرکت ملی نفت ایران برنامه‌ریزی شده است که در حال حاضر، هیچ تاریخ مشخصی را برای تولید از این دو فاز نمی‌توان متصور شد.

• تأخیر و ضررهای چندجانبه

یکی از مشکلات در توسعه فازهای پارس جنوبی، تأخیرهای نسبتاً زیاد در بهره‌برداری از

فازهای برنامه‌ریزی شده است. برای مثال، عدم بهره‌برداری به‌موقع برخی طرح‌های توسعه پارس جنوبی نظیر سه فاز ۶، ۷ و ۸ که تأخیرهای زیادی را شاهد بوده‌اند، می‌توانند هزینه‌های جبران‌ناپذیری به ایران وارد کند. کاهش منافع و زیان اقتصادی در این فازها به‌دلیل از دست دادن حداقل ۳ تا ۴ سال فرصت استفاده از گاز میدان مشترک پارس جنوبی و از طرفی کاهش روزافزون تولید نفت خام در میدان آغاجاری بوده است. درواقع تأخیر در بهره‌برداری این سه فاز و عدم تزریق به‌موقع گاز در میدان نفتی آغاجاری، سبب از دست رفتن میلیون‌ها بشکه نفت خام قابل تولید در میدان آغاجاری نیز شده است.

ازطرف‌دیگر، توسعه بزرگ‌ترین فازهای پارس جنوبی نظیر فازهای ۱۱، ۱۲ و ۱۳ موکول به اجرای طرح‌های گاز طبیعی مایع است و درصورتی‌که تأخیری در برنامه‌ریزی این طرح‌ها روی دهد، بهره‌برداری و تولید گاز این فازها نیز با تأخیر زیادی روبه‌رو خواهند شد. به‌نظر می‌رسد، با توجه به برنامه‌های دو کشور ایران و قطر، درصورتی‌که ایران مصمم باشد هرچه سریع‌تر از میدان مشترک پارس جنوبی بهره‌برداری کند، باید وضعیت طرح‌های ناتمام توسعه این میدان را به سرانجام برساند. این امر نیازمند همکاری منسجم و اجرای سیاست‌های هم راستای ارگان‌های مختلف تأثیرگذار در امر تصمیم‌گیری است. گزینه‌های مختلفی برای استفاده از گاز میدان مشترک پارس جنوبی نظیر استفاده از گاز در داخل، تزریق گاز به میادین نفتی و صادرات گاز طبیعی مایع مطرح است. این طرح‌ها امکان آن را دارند تا براساس نرخ‌های بازده اقتصادی خود اولویت‌بندی شوند، ولی درهرحال برای استفاده از مخازن مشترک، عوامل مهم زمان و تولید بیشتر از میدان را نمی‌توان نادیده انگاشت. از طرح‌های دیگر این است که مسئولان به دنبال توسعه میادین غیرمشترک و صدور آنها به قیمت‌های بسیار ناچیز هستند.

توسعه میدان فارسی برای صادرات به بحرین در نظر گرفته شده است. توسعه میدان گلشن و فردوسی و همچنین پارس شمالی نیز برای طرح‌های صادرات گاز طبیعی مایع در نظر گرفته شده‌اند که بزرگ‌ترین اشتباهات استراتژیک صنعت نفت در سال‌های اخیر است. درمجموع باید اشاره کرد، یگانه راه‌حل موجود برای کاهش ضررهای هنگفت ملی، توقف سریع توسعه میادین غیرمشترک و تلاش برای استفاده سریع‌تر از میدان گازی پارس جنوبی خواهد بود.

۲. بررسی وضعیت تزریق گاز به مخازن کشور

هدف از تزریق گاز به مخازن نفتی بازیافت نفت خام درجا از مخازن است. با تزریق گاز به مخازن مستقل کشور، از خارج شدن منابع گاز به‌سوی کشورهای همسایه جلوگیری می‌شود و گاز تزریقی برای نسل‌های آینده نیز ذخیره‌سازی خواهد شد و می‌توان آن را در آینده به قیمت چند برابر به فروش رساند. در حال حاضر بیشتر مخازن نفتی کشور به گاز تزریقی نیاز دارد که به‌دلیل مصارف خانگی و صنعتی امکان تأمین آن وجود ندارد.

براساس اعلام کارشناسان در حال حاضر میدان‌های اصلی کشور نیز غالباً نیمه دوم عمر خود را سپری می‌کنند و بیشتر مخازن نفتی کشور با کمبود گاز تزریقی مواجه هستند و از طرفی استمرار و افزایش تولید نفت در بلندمدت مشروط به حفظ فشار مخازن از طریق تزریق گاز است. با تزریق گاز ضمن جبران افت فشار مخازن، تولید نفت کشور را برای آینده با کمترین هزینه تأمین می‌کنیم. درصورت تزریق نشدن و یا تأخیر در تزریق گاز به مخازن هیدروکربوری، ایران نخواهد توانست میزان تولید کنونی نفت را در آینده حفظ کند.

با اجرای برنامه تزریق گاز به میادین نفتی، گاز تزریقی برای آینده نیز ذخیره‌سازی می‌شود و در زمان برداشت آن می‌توان میعانات گازی هم استحصال کرد که ارزش افزوده بالایی دارد. متأسفانه هم‌اینک بسیاری از میادین مهم کشور براثر تزریق نشدن گاز با کاهش فشار و سطح تولید مواجه شده‌اند که نمونه بارز آن میدان آغاجاری است.

ازسوی‌دیگر فقط تزریق گاز با حجم لازم، افزایش بازیافت از مخازن را به همراه ندارد، زیرا با توجه به اینکه فرایند تزریق به مخازن، یک فرایند برگشت‌ناپذیر نیست و درصورت عدم تزریق در زمان مشخص مقدار بیشتری گاز باید تزریق شود تا همان فشار مورد نظر تأمین شود بنابراین تزریق گاز باید در زمان مناسب انجام شود. در غیر این صورت ممکن است تزریق گاز به مخازن نتیجه دلخواه را نداشته است.

داده‌های شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب نشان می‌دهد که تعداد قابل توجهی مخازن نفتی ایران در نیمه دوم عمر خود هستند به‌طوری‌که از ۲۴ مخزنی که در اولویت تزریق گاز قرار دارند در ۱۶ مخزن زمان تزریق سپری شده و هرچه سریع‌تر بایدازافت‌فشار آنها جلوگیری شود. ۸ مخزن دیگر نیز ظرف ۲۰ سال آینده نیاز به تزریق خواهند داشت.

همچنین با توجه به اینکه نیمی از ذخایر گاز کشور، گازهای موجود در کلاهک‌های گازی میادین نفتی هستند تا زمانی که میادین نفتی فعال است، استخراج گاز از آن مغایر با موازین صیانتی است. ضمن اینکه حجم زیادی از گازهای کشور، محلول در نفت است و تا هنگامی که نفت استخراج نشود امکان استخراج آنها نیز وجود ندارد.

ازنظر صادرات نیز در سال‌های گذشته صرفاً با توجه به این شعار که ما «دارای دومین ذخایر گاز جهان هستیم و گاز فراوان و ارزان و در دسترس در اختیار داریم» این نتیجه‌گیری گرفته شده است که ما باید سهم بزرگی در صادرات جهانی گاز داشته باشیم. این در صورتی است که باید بدانیم نیمی از ذخایر گازی فراوان ما، گازهای موجود در کلاهک‌های گازی میادین نفتی هستند و تا زمانی که میادین فعال هستند و امید به استحصال نفت وجود دارد امکان استخراج گاز وجود ندارد.

• خسارات جبران‌ناپذیر ناشی از کمبود تزریق گاز به مخازن

با توجه به اینکه کمبود گاز تزریقی، خسارات جبران‌ناپذیری به مخازن نفتی وارد می‌کند، به‌دلیل کمبود گاز برای تزریق، تولید غیرصیانتی ادامه خواهد یافت و وضع بدتر خواهد شد. پیامد این امر تهدیدکننده است؛ زیرا بحث کمبود گاز و افت تولید نفت به‌دلیل نبود گاز برای تزریق به مخازن نفت و نبود بازیافت ثانویه و ازدیاد برداشت مطرح است؛ آن هم در شرایطی که از نیمه دوم عمر میادین نفتی هم گذشته است. به عقیده کارشناسان مخازن کشور، زمان مناسب برای ازدیاد برداشت در بسیاری از مخازن بزرگ کشور گذشته است و ما فرصت‌های طلایی را از دست داده‌ایم. اگر گازی که قصد صدور آن به کشورهای مختلف وجود دارد، به مخازن نفتی کشور تزریق شود، از نابودی حدود ۶۵ میلیارد بشکه نفت ـ معادل بیش از ۳۰ تریلیون دلار ـ که به‌دلیل کمبود تزریق، غیرقابل استحصال می‌شود، جلوگیری خواهد شد.

۳. منفی بودن موازنه میان تزریق گاز و تأمین گاز تزریق تا ۱۷ سال آینده

با روند کنونی تزریق گاز به مخازن نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب، موازنه میان گاز تزریقی و تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق تا سال ۱۴۰۳ منفی خواهد بود. هم اینک

برنامه تزریق گاز به حدود ۱۰ مخزن نفتی در محدوده فعالیت شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب در دست اجراست. این مخازن ۵۳ درصد نفت تولیدی مناطق نفت‌خیز را تأمین می‌کنند. در حال حاضر برای حفظ فشار مخزن در شرایط کنونی (نه افزایش فشار که باید انجام شود) مخازن در دست بهره‌برداری مناطق نفت‌خیز روزانه به تزریق بیش از ۱۶۰ میلیون متر مکعب گاز نیاز دارند و این در حالی است که کل گاز تزریقی در سال ۱۳۸۳، تنها ۸۰ میلیون متر مکعب بوده است و در سال ۱۳۸۴ نیز این مقدار کاهش چشمگیری داشته و به ۴۷ میلیون متر مکعب در روز رسیده است.

ضمن اینکه تأسیسات لازم تزریق گاز، پروژه احداث خط لوله و استخراج گاز بسیار گران‌قیمت هستند، بنابراین اگر پروژه‌ای و یا تأسیساتی در رابطه با تزریق گاز به بهره‌برداری برسد و گاز لازم برای تزریق فراهم نشود بخشی از سرمایه‌گذاری‌های انجام شده به بهره‌گیری نرسیده است.

• محقق نشدن حدود ۴۰ درصد از برنامه تزریق به مخازن نفتی در سال گذشته

هر ساله برنامه‌هایی آماده و با نام برنامه تزریق سالیانه به مخازن نفتی برای اجرا ارائه می‌شود. براساس این برنامه‌ها باید مقدار مشخصی گاز به مخزن نفتی تزریق شود. هم اینک شرکت ملی مناطق نفت‌خیز امکان تأمین ۱۰۰ درصد گاز لازم برای تزریق در مخازن نفتی از میادین در دست بهره‌برداری شرکت ناتوان است و همواره ۵۰ درصد گاز لازم برای تزریق از خارج از مناطق نفت‌خیز جنوب تأمین می‌شود.

این شرایط در حالی است که تاکنون پروژه تزریق گاز به میدان نفتی آغاجاری به بهره‌برداری نرسیده است. درصورت بهره‌برداری از طرح تزریق گاز به میدان آغاجاری شرکت ملی مناطق نفت‌خیز فقط قادر به تأمین ۳۰ درصد گاز لازم برای پروژه‌های تزریق از میادینی است که هم اینک در دست بهره‌برداری است. در نتیجه حدود ۷۰ درصد گاز لازم برای تزریق به مخازن باید از خارج از مناطق نفت‌خیز جنوب تأمین شود.

همچنین در بررسی‌ها مشخص شده که علت اصلی کمبود گاز برای تزریق به میادین نفتی، رشد بی‌رویه مصرف گاز در بخش‌هایی مانند خانگی و تجاری و نیروگاهی است. این موضوع سبب ایجاد تقاضای غیرمنطقی در بخش گاز شده است. با توجه به روند تولید و مصارف گاز پیش‌بینی شده در سال‌های آتی، همچنان نگرانی برای تأمین

گاز لازم تزریق وجود داشته است. پیشنهاد می‌شود مباحث مربوط به صادرات گاز را باید به بحث کارشناسانه گذاشت و درآمد و ارزش حاصل از صادرات گاز برای کشور به‌دقت با درآمد حاصل از بازیافت نفت مقایسه شود.

• کمتر بودن درآمد حاصل از صادرات گاز در مقایسه با صادرات نفت خام

با توجه به بررسی‌ها، هر ۶ هزار فوت مکعب معادل ۱ بشکه نفت حرارت دارد، اما دارای قیمت بسیار پایین‌تری نسبت به ۱ بشکه نفت است. براساس برآوردی که متخصصان مخازن داشته‌اند به‌ازای هر ۴ هزار فوت مکعب یک بشکه نفت اضافی از تزریق گاز به مخازن نفتی به‌دست می‌آید که با قیمت ۱۲۰ دلار چندین برابر صادرات گاز ارزش افزوده دارد، ولی به‌دلیل ارزش حرارتی پایین گاز نسبت به نفت، صدور هر شش هزار فوت مکعب گاز معادل یک بشکه نفت است. بنابراین اگر کشوری معادل یک بشکه نفت، گاز ـ که قیمت پایین‌تری دارد ـ خریداری کند سود خواهد برد.

• همسو نبودن سیاست تشویق صادرات گاز طبیعی با منافع کشور

برای تمام پروژه‌های تزریق گاز، برآورد اقتصادی دقیقی وجود دارد. برخی از برآوردها و گزارش‌ها نشان می‌دهد اگر ۱ دلار برای تزریق گاز به مخازن هیدروکربوری صرف شود حدود ۸۰ دلار سود از جهات دیگر حاصل می‌شود. این موضوع هم جهتی سیاست تزریق به مخازن نفتی را با منافع ملی نشان می‌دهد. همچنین تا زمانی که اهمیت و حجم گاز لازم برای تزریق در مخازن نفتی و برداشت صیانتی از این مخازن مشخص نشود سیاست تشویق صادرات گاز طبیعی به دیگر کشورها همسو با منافع کشور نیست.

اگر قرن بیستم، قرن نفت خام ارزان برای توسعه صنعت پیشرفته غرب بود، قرن ۲۱ نباید به دوران تأمین گاز طبیعی ارزان برای ادامه توسعه کشورهای پیشرفته و صنعتی تبدیل شود، در غیر این صورت از تجربیات حدود ۱۰۰ سال گذشته در صنعت نفت کشور چیزی درک نکرده‌ایم. هم‌اکنون ۲۰ سال است که درصورت بروز مشکل در بخش گاز و کمبود آن، در ابتدا تزریق گاز به مخازن قطع می‌شود که درصورت قطع تزریق گاز به مخازن نفتی تولید نفت کشور نیز با مشکل روبه‌رو می‌شود.

• متناسب نبودن تولید نفت از مخزن متناسب با گاز تزریق شده به مخزن

هم‌اینک برای تمام مخازن نفتی در دو حالت تثبیت فشار و فشارافزایی برای تزریق گاز به درون آنها محاسباتی انجام شده است. قطعاً درصورت توجه به مقدار نیاز واقعی برای تزریق در مخازن و تشخیص میزان گاز در دسترس، مسئولان سیاستگذار هیچ‌گاه به‌سمت سیاست صادرات گاز نخواهند رفت. باید هشدار داد که اگر مسئولان سیاسی براساس اطلاعات نادرست تصمیم بر صادرات گاز می‌گیرند اطلاعات مورد استفاده را تصحیح کنند اگر صادرات گاز بر اساس این انجام می‌گیرد که گاز لازم برای مصارف داخلی و تزریق در دسترس وجود دارد و این گاز بیش از نیاز است باید اشاره کرد که چنین نیست.

همچنین براساس اعلام کارشناسان، تراز گاز کشور در قبال میزان مصرف کنونی و آینده تا چند سال آینده منفی است، اما با وجود این وزارت نفت با کشورهای مختلف برای صادرات گاز وارد مذاکره و قرارداد شده است. علت اصلی لزوم توجه بیشتر به توقف صادرات گاز را باید در کمبود گاز برای تزریق و برای مصارف داخلی دانست. ازسوی‌دیگر با توجه به کاهش نفت تولیدی درجهان و نیاز بیش‌ازپیش مصرف‌کنندهٔ بزرگی مانند اروپا، هند، پاکستان و دیگر کشورهای منطقه به گاز ایران در ۱۰ سال آینده، قیمت گاز صادراتی چندین برابر خواهد شد. ازنظر اقتصادی نیز ازآنجاکه صدور گاز سبب افزایش نیاز کشور به حفر چاه‌های جدید برای جبران افت فشار چاه‌ها و به دنبال آن افزایش سرمایه‌گذاری برای ایجاد تأسیسات نمک‌زدایی خواهد شد، پس درآمدهای حاصله از صادرات باید برای این بخش هزینه شود.

• نداشتن گاز برای صادرات

بررسی موازنه گاز میان تولید و مصرف و همچنین موازنه میان ذخیره قابل برداشت و نیاز به گاز نشان می‌دهد که گازی برای صادرات وجود ندارد. گازی که امروز به مخزن نفتی تزریق شود از بین نرفته و هدر نمی‌رود، بلکه به سرمایه‌هایی برای آینده تبدیل می‌شود و براساس گزارش‌ها و پیش‌بینی‌های علمی، قیمت و ارزش آن در سال‌های آینده بسیار بیشتر خواهد شد و لزومی ندارد بیش از نیاز از مخازن هیدروکربوری برداشت شود. ضمن اینکه با رعایت نسبت تولید نفت به گاز طبیعی می‌توان از کاهش تولید حدود ۳۷۰ هزار بشکه نفت مخازن کشور جلوگیری کرد.

ضمن اینکه اگر گاز به‌صورت خام و برای تولید محصول در کشورهای دیگر به آنجا صادر می‌شود، چرا در ایران از آن استفاده نشود و با توسعه تبدیلات گازی در کشور حداکثر ارزش افزوده را از نعمت خدادادی انجام ندهیم.

۴. مروری بر وضعیت گازهای سوزانده شده در کشور

سالیانه حدود ۱۵ میلیارد متر مکعب[1] از گاز استحصالی کشور بدون هیچ استفاده اقتصادی سوزانده می‌شود که این مقدار ۱۰ درصد از کل تولید گاز کشور است که چیزی در حدود میزان تولید ۲ فاز پارس جنوبی است که قسمت عمده این گازها، گازهای همراه نفت خام است.

بهره‌برداری بهینه از گازهای همراه میادین نفتی، ـ یکی از رسالت‌های مهم شرکت ملی نفت ایران ـ همواره مورد تأکید بوده است؛ ولی متأسفانه هنوز مقادیر فراوانی از این گازها در کشور سوزانده می‌شود. این در حالی است که طبق مطالعات، طرح جمع‌آوری گازهای همراه و جلوگیری از سوزاندن آنها، در بسیاری از موارد صرفهٔ اقتصادی نیز دارد.

براساس مطالعات در کشور، میزان تولید گاز همراه نفت در سال ۱۳۸۴، معادل ۹۵ میلیون متر مکعب در روز بوده است که از این مقدار، ۵۲ درصد آن جمع‌آوری شده و به مصارف مختلف اختصاص یافته است. ۳ درصد از گاز همراه تولیدی نفت نیز به مصارف عملیاتی «تأسیسات بهره‌برداری گاز مایع» رسیده است. لذا در سال ۱۳۸۴، حدود ۴۵ درصد از کل گاز همراه تولیدی، معادل ۴۳ میلیون متر مکعب در روز (به ارزش تقریبی ۱۳ میلیون دلار در روز و ۴/۷ میلیارد دلار در سال)، سوزانده شده است.

باید این نکته را نیز مد نظر قرار داد که علاوه‌بر سوختن مقادیر قابل توجهی از گازهای همراه، لطمات زیست‌محیطی فراوانی نیز به کشور وارد می‌شود. گازهای همراه که از مخازن نفت استحصال می‌شوند، در مناطق مختلف خشکی و دریایی کشور قرار دارند. مخازن نفت مناطق خشکی که ۶۰ درصد از گازهای همراه کشور را می‌سوزاند، عمدتاً در استان‌های خوزستان، ایلام، بوشهر، لرستان و کرمانشاه قرار دارند.

---

۱. ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

• گازهای همراه استحصال شده در استان خوزستان

لازم به ذکر است، در بین میادین موجود در خشکی، پروژه «آماک» برای جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه میادین آب‌تیمور، اهواز (بنگستان)، منصوری، کوپال (بنگستان) و مارون (بنگستان) در نظر گرفته شده است. با وجود این، بررسی‌ها نشان داده است که با اجرای برنامه‌های توزیع گاز و افزایش تولید از این میادین، ظرفیت طراحی شدهٔ پروژهٔ آماک برای جمع‌آوری تمامی گازهای همراه در سه میدان اهواز، آب تیمور و منصوری کافی نبوده است و باید طرح توسعه آن اجرا شود.

مطالعات فنی و اقتصادی نشان داده است که طرح بهینه برای استفاده از گاز همراه مازاد اکثر این مناطق، تزریق در مخازن نفت است. در نتیجه اکثر این مخازن، در برنامهٔ تزریق گاز قرار دارند و گازهای مازاد هر میدان می‌تواند بخشی از گاز تزریقی به مخزن مربوطه خود را تشکیل دهد. همچنین طرح پیشنهادی برای مجموعهٔ گازهای همراه میادین مسجد سلیمان، کارون، لالی، زیلوئی و پرسیاه که در منطقه مسجد سلیمان تولید می‌شوند، عبارت است از جمع‌آوری، استحصال مایعات گازی و انتقال آنها به شبکهٔ سراسری گاز در اهواز. برای اجرای این طرح، لازم است تا علاوه‌بر پروژهٔ مصوب احداث واحد بهره‌برداری هفت‌شهیدان در مسجد سلیمان، ایستگاه‌های تقویت فشار گاز، یک واحد شیرین‌سازی و یک کارخانهٔ گاز مایع نیز به همراه خطوط لوله مورد نیاز در منطقه احداث شود. همچنین طرح تزریق گازهای همراه میادین نفتی را می‌توان برای بیشتر میادین استان ایلام اجرایی کرد، ضمن اینکه گازهای همراه نفت میادین دهلران و دانان که در واحد بهره‌برداری دهلران تولید می‌شوند و متأسفانه سوزانده می‌شوند را می‌توان به پالایشگاه گاز ایلام انتقال داد تا به همراه گاز تنگ بیجار در این پالایشگاه فراورش شود. هزینهٔ اجرای این طرح ۹۱ میلیون دلار و نرخ داخلی بازگشت سرمایهٔ آن در حدود ۳۶ درصد برآورد شده است. در این طرح، هزینه‌های مربوط به تغییر ظرفیت‌های بخشی از فاز ۱ پالایشگاه ایلام نیز در نظر گرفته شده است.

همچنین در استان بوشهر، میادین نفتی «بینک»، «گلخاری» و «نرگسی» در مدار تولید قرار دارند که گاز همراه آنها سوزانده می‌شود. البته برای استفاده از گازهای همراه این میادین برنامه‌ریزی‌هایی انجام شده است.

در استان لرستان نیز تنها میادین نفتی تولیدی، میادین «سرکان» و «مالەکو» هستند. گاز همراه نفت این دو میدان در واحد بهره‌برداری «سرکان» به میزان ۵/۸ میلیون فوت مکعب در روز تولید و سوزانده می‌شود. راه‌حل بهینه برای استفاده از این گاز، انتقال آن برای مصارف سوخت به شهر پل‌دختر است که در ۱۲ کیلومتری واحد بهره‌برداری قرار گرفته است و اجرای آن منوط به ایجاد شبکهٔ گازرسانی در این شهر توسط شرکت ملی گاز ایران خواهد بود. این گاز قبل از انتقال، نیاز به فرایندهای شیرین‌سازین، نم‌زدایی و کنترل نقطه شبنم در محل واحد بهره‌برداری سرکان دارد. هزینهٔ اجرای این طرح ۸/۱ میلیون دلار خواهد بود.

همچنین تنها میدان نفتی در حال تولید استان کرمانشاه، میدان نفت شهر است که در فاصلهٔ ۶۰ کیلومتری شهر قصرشیرین و در خط مرزی ایران و عراق قرار دارد. میزان نفت تولیدی این میدان در دورهٔ ۲۰ ساله پیش‌بینی می‌شود از ۶ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۰ به حدود هزار بشکه در روز در سال ۱۳۹۹ برسد. گاز همراه این میدان در حال حاضر سوزانده می‌شود و راه‌حل بهینهٔ استفاده از این گاز، تراکم و انتقال آن به مرکز جمع‌آوری گاز تنگ بیجار است و استفاده از آن در پالایشگاه ایلام است. هزینهٔ اجرای این طرح ۴/۹ میلیون دلار برآورد شده است.[1]

• گازهای همراه میادین نفتی دریایی

میادین توسعه‌یافته دریایی به چهار منطقه بهرگان، خارک، لاوان و سیری تقسیم می‌شوند:

۱. منطقه سیری شامل میادین سیوند، دنا، نصرت، الوند و اسفند،
۲. منطقه لاوان شامل میادین نفتی رشادت، رسالت و سلمان،
۳. منطقه خارک شامل میادین نفتی ابوذر، درود و فروزان،
۴. منطقه بهرگان شامل میادین نفتی هندیجان، بهرگانسر، نوروز و سروش.

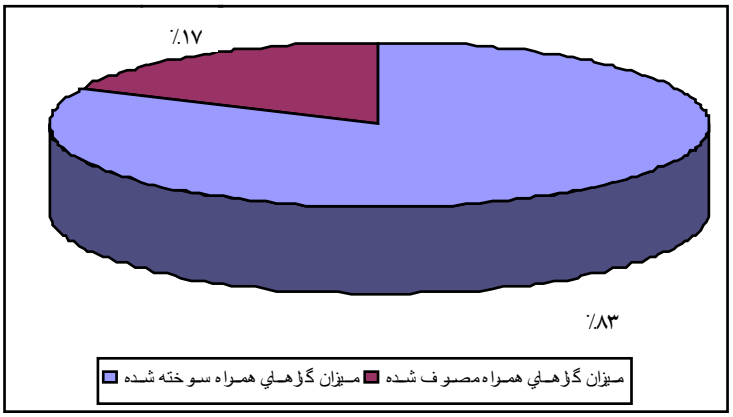
قسمتی از گازهای همراه این میادین در سکوهای بهره‌برداری استفاده و یا سوزانده می‌شوند و مابقی همراه با نفت به پایانه‌های صادراتی منتقل و پس از تفکیک یا استفاده

1. www.naftnews.ir

می‌شوند و یا متأسفانه سوزانده می‌شوند. نمودار زیر، میزان تولید و مصرف گاز همراه میادین دریایی را در سال ۱۳۸۴ نشان می‌دهد.

• وضعیت تولید و مصرف گاز همراه میادین دریایی در سال ۱۳۸۴

با بررسی وضعیت میادین دریایی مشخص می‌شود، میزان گاز سوزانده شده در این میادین نیز همچنان بالا و حدود ۸۳ درصد از گاز همراه تولید شده است.



مأخذ: ترازنامه انرژی کشور در سال ۱۳۸۴.

نمودار ۱۵-۷ درصد گازهای همراه سوخته شده در مناطق دریایی

این مقدار گاز به‌طور تقریبی معادل گاز تولیدی در فاز ۱ پارس جنوبی است که در فصول سرد سال در تأمین گاز کشور بسیار مفید است، لذا در راستای کاهش این میزان راهکارهای زیر پیشنهاد می‌شود:

درباره منطقهٔ سیری کل ذخیره اولیه نفت این منطقه، ۱/۲۵ تریلیون فوت مکعب و کل ذخایر گاز باقی‌مانده آن، ۱/۰۹ تریلیون فوت مکعب است. مهم‌ترین میدان تأمین‌کننده گاز این منطقه، میدان سیری «E» است. اما ازآنجاکه تولید نفت و گاز میادین منطقه رو به کاهش است و احداث تأسیسات جدید تصفیه گاز و تأسیسات زیربنایی و تقویت فشار برای استفاده در مناطق صنعتی و یا حتی تعهد و اجرای هر نوع

طرح صادرات گاز، مستلزم تولید مشخص و ثابت گاز در یک دوره بلندمدت است، ازاین‌رو باید فکری برای جبران کاهش گازهای همراه تولیدی میادین کرد. دراین‌باره می‌توان از گاز لایه گازی دالان در میدان سیری «E» به‌عنوان منبع تأمین‌کنندهٔ گاز استفاده کرد. این کار بستگی به سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گاز و نیز ایجاد تعهد تأمین مستمر گاز برای صادرات دارد.

با وجودی که هیچ یک از میادین این منطقه در حال حاضر نیاز به تزریق گاز ندارند، ازاین‌رو جمع‌آوری گازهای همراه منطقه در جزیرهٔ سیری به لحاظ فنی و اقتصادی توجیه‌پذیر است. ازطرف‌دیگر با توجه به نیازهای امارات متحده عربی، امکان تأمین و صادرات گاز غنی برای صادرات به میدان «فاتح» فراهم است؛ زیرا طرح صادرات گاز ترش غنی نیاز به تأسیسات و هزینه اولیه کمتر داشته و هزینه عملیاتی پایین‌تری دارد.

درباره منطقه لاوان نیز با توجه به روند رو به کاهش تولید نفت و گاز میادین نفتی این منطقه، وجود کارخانجات تصفیه گاز برای استفاده از گاز در شبکه سراسری، مستلزم تولید مشخص و تقریباً ثابت در یک دوره بلندمدت است. لذا استفاده از لایه مشترک گازی «خوف سلمان» ـ منبع تأمین‌کننده گاز برای جبران کاهش گازهای همراه تولیدی ـ توجیه‌کننده هر نوع سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گاز و نیز ایجاد تعهد تأمین مستمر گاز برای استفاده در شبکه و صادرات در منطقه لاوان است. با توجه به مسائل فنی و اقتصادی مطالعه‌شده، اولویت‌های اول و دوم استفاده از گازهای این منطقه به‌صورت زیر می‌توانند، خلاصه شوند:

اولویت اول: استفاده از گازهای این منطقه، صادرات گاز غنی شده به میزان ۵۹۰ میلیون فوت مکعب در روز به امارات متحده عربی به‌صورت قرارداد بلندمدت و با استفاده از گاز مخزن مشترک گازی «خوف» از طریق نصب سکوی جمع‌آوری و صادراتی در نزدیکی مجتمع دریایی میدان سلمان و ارسال مستقیم گاز به «جبل‌علی» و یا میدان «مبارک» است.

البته این طرح‌ها، زمانی مزیت اقتصادی خواهند داشت که قیمت گاز پایه برای فروش، حداقل در حدود ۹۰ الی۹۵ سنت برای هر میلیون بی‌تی‌یو (ارزش حرارتی گاز) در محل تحویل در نظر گرفته شود. اما در قیمت‌های پایین‌تر، مسئله صادرات اولویت

خود را در مقایسه با سایر حالات استفاده از گاز با فرض قیمت‌های مشابه گاز از دست نخواهد داد.

اولویت دوم: درصورت عدم امکان صادرات گاز به خارج از ایران، طرح گردآوری گازها در سکوی بهره‌برداری و انتقال در نزدیکی مجتمع تأسیساتی سلمان و همچنین انتقال مستقیم گاز ترش غنی شده به میزان ۵۹۰ میلیون فوت مکعب به بندر عسلویه برای پیوستن به شبکهٔ تزریق گاز به مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب، اولویت دوم است.

با توجه به حجم زیاد گازهای سوزانده شده، برنامه‌ریزی اجرایی هرچه سریع‌تری درزمینه استفاده از این گازها ضروری است. متأسفانه علی‌رغم توجیه اقتصادی و زیست‌محیطی قابل قبول، هنوز اقدام‌های جدی دراین‌باره انجام نشده است. جمع‌آوری گازهای همراه که معمولاً فشار پایینی دارند، نیازمند تکنولوژی خاصی نیستند. برخی از کارشناسان دولتی، هزینه‌های زیاد در جمع‌آوری گازهای همراه و ناتوانی دولت برای تأمین سرمایه لازم برای کار را تنها توجیه عدم استفاده از گازهای استحصالی از مخازن نفتی می‌دانند.

با برآوردی تقریبی کل هزینه‌های مورد نظر برای جمع‌آوری گازهای همراه کشور در حدود ۹۰۰ میلیون دلار است[1] و این در حالی است که سالیانه حداقل ۳۶۰ میلیون دلار به‌دلیل سوزاندن این گازها به کشور ضرر می‌رسد. ضمن اینکه اکثر سرمایه‌گذاری‌های انجام شده در مدت کوتاهی قابل برگشت هستند و همچنین نیاز چندانی به سرمایه‌گذاری‌های عظیم دراین‌رابطه وجود ندارد و می‌توان با صادرات و یا استفاده آن در داخل از مزایای آن بهره جست. همچنین با توجه افت فشار اکثر مخازن ایران و وارد شدن این مخازن به نیمه دوم عمر خود، تزریق این گاز به مخازن نفتی کشور بسیار با اهمیت است، زیرا هم می‌توان درسال‌های آتی که کمبود این منابع بیشتر احساس خواهد شد از گاز تزریق شده استفاده کرد و هم می‌توان با فرایندهای ازدیاد برداشت از مخازن، نفت بیشتری تولید کرد و از کاهش تولید نفت کشور که هم‌اکنون در بیشتر مخازن کشور در حال وقوع است جلوگیری کرد. همچنین با توجه به اینکه در حدود ۱۰ درصد از گاز تولیدی کشور بدون استفاده مستقیماً سوزانده می‌شود (که از این میزان ۵۷ درصد در مناطق خشکی و ۴۳ درصد مناطق دریایی است) و این

1. Ibid.

مقدار ازنظر حجمی قابل توجه است می‌توان با به‌کارگیری پیشنهادهای داده شده، بخش قابل توجهی از این گاز را در شبکه داخلی استفاده کرد.

۵. ذخیره‌سازی گاز طبیعی

طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ایران، برای جلوگیری از افت فشار در لوله‌های گاز و تضمین روند تأمین مستمر جریان گاز، به‌ویژه در زمان اوج مصرف در ماه‌های سرد سال هدف‌گذاری شده است. درمجموع، با توجه به میزان تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور و اختلاف قابل توجه بین مصارف زمستانی و تابستانی که ناشی از شرایط اقلیمی و تفاوت چشمگیر دمای هوا در فصول سرد و گرم است، به ذخیره‌ای با ظرفیت نهایی حداقل ۱۰ میلیارد متر مکعب نیاز است. در حال حاضر، شرکت ملی گاز ایران دو طرح ذخیره‌سازی یورتشای ورامین و سراجه قم را در دست اجرا دارد که با تأخیرهای مکرر همراه شده است. هدف از اجرای این طرح‌ها ذخیره‌سازی سه میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در این مناطق است. به‌جز این دو میدان، مطالعات امکان سنجی ذخیره‌سازی گاز طبیعی در طاقدیس آبدار «تلخه» گرمسار، پرندک، مره کوه، سیاه کوه و ابر دژنو در سال ۱۳۸۴ آغاز شده است.

همان‌طور که در بالا گفته شد مشکل اصلی این طرح‌ها تأخیرهای چندساله آنهاست که در ادامه علل آن بررسی می‌شود. پیشرفت طرح‌های آماده‌سازی مخازن ذخیره گاز طبیعی در کشور، علی‌رغم گذشت ۱۲ سال و صرف میلیون‌ها دلار هزینه، در وضعیت مناسبی نیست. تاکنون توجه جدی و سرمایه‌گذاری کافی برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی در کشور انجام نشده و طرح‌ها و پروژه‌های اجرا شده نیز به‌دلیل مسائل مدیریتی، ضعف در برنامه‌ریزی و انجام امور موازی با موانع و نارسایی‌هایی روبه‌رو بوده است که در ذیل به برخی از موارد اشاره می‌شود:

- **ضرورت ذخیره‌سازی گاز طبیعی**

با توجه به اینکه عمده منابع تولید گاز در کشور در مناطق جنوبی ایران متمرکز است و طول مسیر انتقال گاز از این منابع به مناطق شمالی و مبادی مصرفی و صادراتی آن، در

هر خط انتقال متجاوز از ۱۰۰۰ (هزار) کیلومتر است، درصورتی‌که به هر دلیل در سیستم خطوط انتقال، نقصی به‌وجود آید تأمین گاز مصرفی مناطق شمالی، تهران و مبادی صادراتی کشور دچار مشکل خواهد شد.

همچنین در فصول گرم سال که میزان مصرف گاز کمتر از ایام سرد سال است، به‌دلیل عدم برخورداری از صنعت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، از تمام ظرفیت تولید استفاده نمی‌شود و بالعکس، در فصل سرما (به‌ویژه در روزهای سرد) که مصرف گاز افزایش چشمگیر می‌یابد با وجود استفاده از حداکثر ظرفیت تولید گاز، کشور با حدود ۲۵ تا ۳۰ درصد کمبود گاز مواجه می‌شود، لذا وزارت نفت می‌تواند با اجرای طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی و برداشت از آن در فصل سرما یا دیگر مواقع مورد لزوم، ضمن جبران بخشی از کمبود گاز مصرفی در ایام سرد سال از وقوع مشکلات دیگر نیز جلوگیری کند.

• توجیه فنی و اقتصادی طرح‌های ذخیره‌سازی

در سال ۱۳۸۵، حداکثر میزان تولید گاز در کشور در هشت ماه گرم و معتدل سال به ۲۶۰ میلیون متر مکعب در روز می‌رسید. این در حالی بود که در همان زمان تأسیسات موجود از قابلیت تولید بیش از ۳۰۰ (سیصد) میلیون متر مکعب گاز برخوردار بودند و این میزان حتی در فصول سرما به سقف تولید ۴۳۰ میلیون متر مکعب تولید گاز نیز قابل افزایش بود، اما چون امکان ذخیره‌سازی مازاد گاز تولید شده (در فصول گرم و معتدل) وجود نداشت عملاً این قابلیت‌ها بلااستفاده می‌ماند. به‌عبارت‌دیگر، در هشت ماه از سال به‌طور متوسط از ۳۰ (سی) درصد از ظرفیت‌های بالقوه تولید و انتقال گاز کشور استفاده نمی‌شد، بنابراین با اجرای طرح‌های ذخیره‌سازی گاز، می‌توان مازاد تولید هشت ماه از فصول گرم و معتدل سال را در مخازن ذخیره کرد تا در شرایط بحرانی زمستان با بهره‌گیری از آن، بین تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تعادل نسبی به‌وجود آورد.

• فعالیت‌های انجام شده

آماده‌سازی مخازن گاز از برنامه‌های در دست اجرای شرکت ملی گاز ایران است که‌عملیات اجرایی آن به‌وسیله مدیریت ذخیره‌سازی گاز که اخیراً به شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی

تغییر نام یافته، انجام می‌شود. در حال حاضر این شرکت، سه طرح عمده ذخیره‌سازی گاز طبیعی در کشور را به نام‌های «طرح طاقدیس آبدار یورتشا در ورامین»، «طرح مخزن گاز سراجه قم» و «طرح طاقدیس آبدار تلخه» در تهران، قم و سبزوار در دست اجرا دارد. همچنین شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، فعالیت‌هایی برای شناسایی ساختارهای مناسب برای ذخیره‌سازی گاز در میدان مخازن شوریچه در منطقه خانگیران و ایران مرکزی به مرحله اجرا گذاشته است که به دلایلی فعالیت‌های آن متوقف شده است.

• طرح مخازن آبدار یورتشای ورامین

اجرای این طرح در سال ۱۳۷۴ و با مشاوره یک شرکت آلمانی در دستور کار قرار گرفت. براساس برنامه‌ریزی مقرر شد این طرح در دو مرحله اجرا شود، اما بررسی‌ها نشان داد که این طرح تا به حال درمجموع ۵۵ درصد پیشرفت داشته است. همچنین در اجرای این پروژه، بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی گاز ایران تا به حال هماهنگی لازم وجود نداشته است. این امر باعث انجام امور موازی، دخالت در وظایف یکدیگر، تحمیل تصمیمات کارشناسی نشده، اتلاف وقت و وارد آمدن زیان‌های اقتصادی شده است. افزایش ۴ میلیون دلاری در مبلغ قرارداد توسط مشاور و به تأخیر افتادن اخذ مجوز از شورای اقتصاد و گشایش اعتبار اسنادی از پیامدهای سوء ناشی از دوگانگی مدیریت در انتقال پروژه گاز طبیعی (سال ۱۳۷۸) از شرکت ملی گاز ایران به شرکت ملی نفت ایران و بالعکس بوده است. ضمن اینکه در شرایط جدید در اجرای این طرح، اختلاف در نتیجه مطالعات دو مشاور خارجی درخصوص تنزل ظرفیت مخزن از ۶۵۰ میلیون متر مکعب در روز به ۱۵۰ میلیون متر مکعب در روز، بیم خارج شدن طرح از توجیه اقتصادی را به‌وجود آورده است.

• طرح مخزن گاز سراجه قم

این میدان یکی از مخازن مهم ذخیره‌سازی است که با قابلیت ذخیره‌سازی ۲/۵ و قابل توسعه ۳/۵ میلیارد متر مکعب، می‌تواند حدود ۱۰ الی ۱۵ درصد میزان مصرف سالیانه را مهیا کند و در پایداری گازرسانی کشور نقش مهمی ایفا کند. مخزن مذکور در اختیار

شرکت نفت مناطق مرکزی قراردارد و با توجه به مدیریت دوگانه قسمت‌های بالادستی (شرکت نفت مناطق مرکزی) و پایین‌دستی (شرکت ملی گاز ایران) از مخزن مذکور برای ذخیره‌سازی گاز استفاده بهینه نمی‌شود. ازطرف‌دیگر عملیات اجرایی این طرح، طبق برنامه زمان‌بندی شده (تا پایان خرداد ۱۳۸۶) باید ۸۸ درصد پیشرفت فیزیکی می‌کرد، اما به دلایل مختلف، با تأخیر ۵۸ درصدی فقط ۳۰ درصد پیشرفت داشته است.

• طرح طاقدیس آبدار تلخه

اجرای این طرح نیز به‌دلیل مخالفت سازمان حفاظت محیط زیست با اجرای بررسی‌های ژئوفیزیکی تکمیلی و همچنین وضعیت منحصربه‌فرد پارک ملی کویر و حساسیت ویژه اکوسیستم‌های موجود و همچنین به‌دلیل احتمال کاهش ظرفیت ذخیره‌سازی، با تأخیر دوساله روبه‌روست.

• طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در میادین شوریچه B و D خانگیران

از این مخازن در فصل گرما بهره‌برداری نمی‌شود و فقط در فصل سرما (چنانچه افت فشار در مخازن ایجاد نشود) می‌تواند ۴ میلیون متر مکعب گاز در روز به شبکه تزریق کند، اما با ذخیره‌سازی در این میادین در فصل گرما، می‌توان بیش از ۸ میلیون متر مکعب گاز با پایداری کامل در شبکه گاز تزریق کرد.

• پیشنهاد

از ذخیره‌سازی گاز طبیعی می‌توان به‌عنوان پشتوانه محکم و کارآمد در اقتصاد کشور و رکن مهم وضعیت پایدار در تأمین انرژی و سوخت داخلی و صادراتی استفاده کرد (همانند اجرای پروژه‌های احداث پالایشگاه گاز، خطوط انتقال و گازرسانی).

همچنین با ارائه آموزش‌های روز به پرسنل شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی به‌دلیل جدید بودن فناوری و انجام مطالعات و آماده‌سازی مخزن گاز طبیعی بسیار با اهمیت است. با توجه به‌سرعت رو به رشد مصرف گاز در کشور و عدم توازن بین مصرف و تولید در فصول سرد سال، تأخیر بیشتر در آماده‌سازی مخازن زیرزمینی ذخیره‌سازی گاز طبیعی، بحران افت فشار و قطع گاز در فصول سرد سال را تشدید خواهد کرد.

ازآنجاکه تأمین گاز و پاسخ‌گویی به کمبود گاز و تبعات ناشی از آن با شرکت ملی گاز ایران است، ازاین‌رو برای رفع معضلات اعمال مدیریت دوگانه (شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی گاز ایران) در این صنعت و تسریع در اجرای طرح ذخیره‌سازی، لازم است که میادین (مخازن) هیدروکربوری مناسب ازسوی شرکت ملی نفت ایران در اختیار شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی که متولی این کار است قرار گیرد تا مطالعات لازم انجام و زمینه بهره‌برداری از آنها با حداقل هزینه و زمان انجام شود.

لازم به یادآوری است که در حال حاضر در سطح جهان حدود ۶۳۴ مورد تأسیسات ذخیره‌سازی گاز در لایه‌های زیرزمینی به ظرفیت حدود ۳۴۰ میلیارد متر مکعب (دو برابر کل مصرف گاز کشور) وجود دارد که ۱۱۰ میلیارد متر مکعب آن مربوط آمریکا و ۹۰ میلیارد متر مکعب آن مربوط به روسیه است. کشورهای اوکراین با ۳۴، آلمان ۲۰، ایتالیا ۱۷/۳، کانادا ۱۴ و فرانسه ۱۱/۶ میلیارد متر مکعب نیز در مراتب بعدی قرار دارند و این در حالی است که مصرف تمامی این کشورها به‌جز آمریکا و روسیه از ایران کمتر است، ولی با برنامه‌ریزی و آینده‌نگری جامع توانسته‌اند با مشکل کمبود گاز در فصول سرد سال مقابله کنند.

فصل هشتم

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از آنچه در فصول پیش بیان شد، می‌توان دریافت که مدیریت انـرژی در کشـور مقولـه‌ای است که همچنان مغفول باقی مانده و اگر این وضعیت ادامـه یابـد، در آینـده‌ای نزدیـک کشور با بحران روبه‌رو خواهد بود. بحرانی که کمترین نتیجـه آن از بـین رفـتن موقعیـت استراتژیک کشور، وابستگی به کشورهای خارجی در تأمین انرژی داخلی و اتـلاف عظـیم منابع ارزی و ملی است. لذا لازم است برای اجتناب از وقوع چنین رویـدادی تصـمیمات ذیل اتخاذ شود:

۸-۱ تدوین طرح جامع انرژی

برای تأمین انرژی هر منطقه با توجه به پتانسیل‌هـا، محـدودیت‌هـا، شـرایط آب‌وهـوایی، اقتصادی و غیره که متنوع شدن سبد انرژی اولیه کشور، کاهش وابستگی به منـابع نفـت و گاز، بالا رفتن امنیت انرژی کشور، کاهش هزینه‌های تأمین انرژی در برخی نقاط، ارتقـا موقعیت استراتژیک کشور، کاهش آسیب‌پذیری شبکه انرژی در مقابل تهدیدات خارجی و سوانح طبیعی را در پی خواهد داشت.

۸-۲ اصلاح ساختار اجرایی متولیان انرژی و تنظیم ساختاری برای رفع نیازهای کوتاه‌مدت و بلندمدت

در این راستا لازم است با تشکیل کمیته برنامه‌ریزی انـرژی، نقشـه جـامع انـرژی کشـور استخراج شده درصورت تشخیص تشکیل یک متولی برای مدیریت بر انـرژی کشـور لازم باشد و هم‌زمان مقدمات تشـکیل «وزارت انـرژی» دنبـال شـود. آنگـاه اجـرا و بـه‌روز نگـه داشتن نقشه فوق به وزارت انرژی محول شود. علاوه‌بـرآن وظـایف بخشـی دیگـری نظیـر

اصلاح شبکه توزیع و انتقال برق، توجه به پروژه‌های ذخیره‌سازی و شبکه‌سازی برق کشور با کشورهای همسایه، بهبود کیفیت سبد تولیدی پالایشگاه‌های نفت کشور، توجه به ذخیره‌سازی و تزریق گاز به مخازن نفتی، برنامه‌ریزی برای بهره‌برداری از گازهای همراه نفت و سامان‌دهی به وضعیت استحصال گاز به‌خصوص از مخازن مشترک نظیر پارس جنوبی را در دستور کار قرار دهد.

۳-۸ تدوین لوایح قانونی برای الزام نهادهای مرتبط با حوزه انرژی به رعایت اصول بهینه‌سازی

در این راستا تاکنون تقریباً هیچ اقدامی انجام نشده است، به‌جز تدوین پیش‌نویس کلیات لایحه مدیریت انرژی[1] که البته آن نیز مجموعه‌ای از شرح وظایف کلی برای نهادهای پراکنده است که هیچ‌گونه ابزار الزام‌آور برای نهادهای فوق در نظر گرفته نشده است. همین‌طور درباره سایر استانداردهایی که به‌وسیله نهادهایی مانند «سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت» تدوین می‌شوند، هیچ‌گونه ابزار الزام‌آوری برای اجرایی شدن وجود نداشته که البته بخش اعظم آن به‌دلیل مشخص نبودن متولی یکپارچه حوزه انرژی در کشور است. لذا لازم است مجلس شورای اسلامی دولت را به تدوین سریع این لوایح ملزم کرده و یا خود رأساً به تدوین طرح‌های مدیریت انرژی در حوزه‌های مختلف تولید، توزیع و مصرف اقدام کند.

اجرای قوانین کاهش و بهینه‌سازی مصرف انرژی باید از مصرف‌کنندگان عمده انرژی نظیر پالایشگاه‌ها و نیروگاه‌ها و تولیدکنندگان لوازم انرژی‌بر (نظیر لوازم خانگی یا خودروها) آغاز شود. اگر تولیدکنندگان وسایلی منطبق بر استانداردها تولید کنند به‌خودی‌خود مصرف سایر بخش‌ها نظیر خانگی و حمل‌ونقل کاهش می‌یابد.

در پایان امید است تا با پیگیری نهادهای سیاستگذار مانند مجلس شورای اسلامی، مقوله انرژی در کشور چارچوبی منظم یابد تا در آینده شاهد تداوم مشکلات موجود نباشیم.

---

۱. پیش‌نویس لایحه فوق در پیوست خواهد آمد.