

روشهای مختلف بازیافت دی اکسید کربن از نیروگاههای گازسوز و توجیه اقتصادی آن توسط مکانیسم توسعه پاک

زکيه خورشیدی¹، دکتر محمد سلطانیه^{2*}

¹ دانشکده مهندسی انرژی، دانشگاه صنعتی شریف

² دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی شریف

Msoltanieh@sharif.edu*

چکیده

با توجه به رشد روزافزون گازهای گلخانه ای به ویژه دی اکسید کربن، تلاش برای کاهش این آلاینده ها به منظور مقابله با گرمایش جهانی امری ضروری به نظر می رسد. یکی از بزرگترین منابع تولید دی اکسید کربن نیروگاه های سوخت فسیلی است. در این مقاله، دو روش عمده برای بازیافت دی اکسید کربن از نیروگاه های گازسوز (سیکل بخار و سیکل ترکیبی) بیان شده و تاثیر این سیستم های بازیافت بر پارامترهای کارایی و اقتصادی نیروگاه بررسی شده است. با مقایسه نتایج حاصل، نیروگاه سیکل ترکیبی گازسوز که از حلال آمینی برای بازیافت دی اکسید کربن استفاده می کند، به عنوان بهترین گزینه مطرح شده است. با این وجود، از آنجایی که بازیافت دی اکسید کربن با صرف هزینه و انرژی زیادی همراه است، برای جبران این هزینه ها، چنان چه قیمت دی اکسید کربن از طریق مکانیسم توسعه پاک در حدود $40 \text{ \$/TON}$ باشد، بازیافت دی اکسید کربن اقتصادی خواهد بود.

کلمات کلیدی: بازیافت دی اکسید کربن از نیروگاه ها، بازیافت پس از احتراق سوخت، احتراق با اکسیژن، هزینه تولیدی الکتریسیته، منافع دی اکسید کربن

مقدمه

میزان دی اکسیدکربن موجود در اتمسفر از 278 PPM در پیش از انقلاب صنعتی، به حدود 379 PPM در حال حاضر افزایش یافته است. حدود 60٪ از انتشار دی اکسیدکربن مربوط به احتراق سوخت های فسیلی به ویژه در نیروگاه ها است [2]. در ایران، سالانه حدود 110 میلیون تن دی اکسیدکربن از احتراق سوخت در نیروگاه ها وارد اتمسفر می شود [1]. با افزایش جمعیت و در آمد خانوارها، افزایش مصرف الکتریسیته و در نهایت تولید دی اکسیدکربن روند رو به رشدی خواهد داشت. بنابراین، بازیافت دی اکسیدکربن از نیروگاه های فسیلی امری ضروری به نظر می رسد.

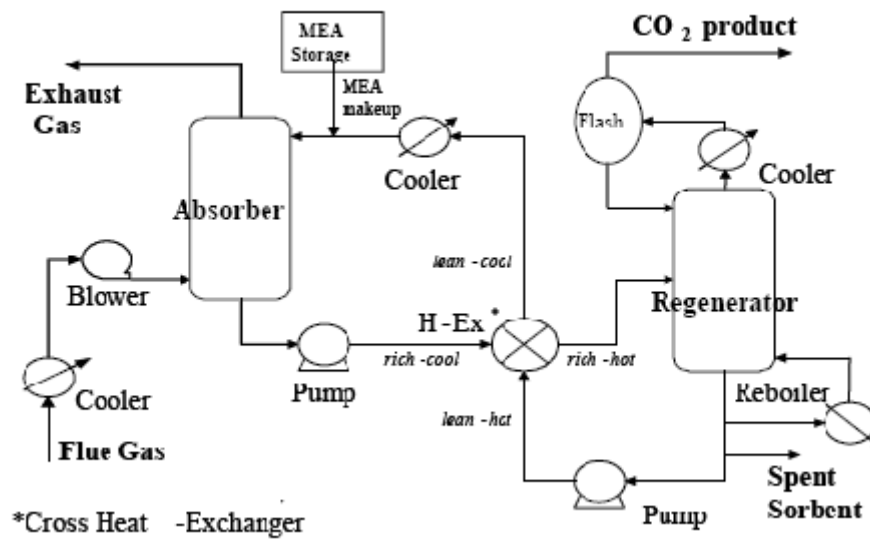
در این مقاله، به دو روش عمده برای بازیافت دی اکسیدکربن از نیروگاه ها پرداخته می شود، سپس تاثیر این فرایندهای بازیافت بر پارامترهای اقتصادی و همچنین کارایی نیروگاه مورد بررسی قرار می گیرد. از آنجایی که بازیافت، انتقال و ذخیره سازی دی اکسیدکربن بازیافت شده از نیروگاه، با صرف انرژی و هزینه زیادی همراه است این افزایش هزینه موجب افزایش هزینه الکتریسیته تولیدی خواهد شد. لذا این افزایش هزینه باید به طریقی جبران شود تا هزینه الکتریسیته تولیدی نیروگاه های مجهز به سیستم های بازیافت به حد قابل قبولی کاهش یابد و قابل رقابت در بازار انرژی باشد.

بازیافت دی اکسیدکربن از نیروگاه ها

برای بازیافت دی اکسیدکربن از نیروگاه های گازسوز دو روش عمده وجود دارد، که به اختصار در این بخش توضیح داده می شود:

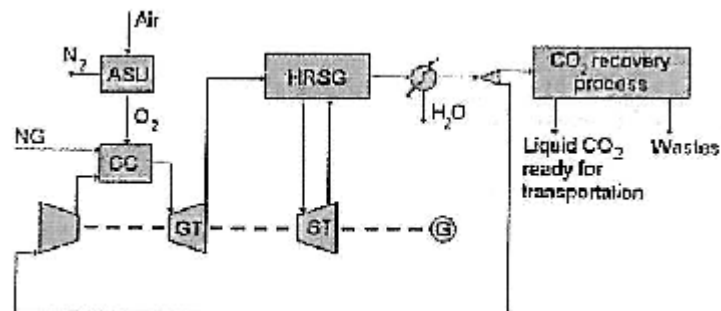
1- بازیافت دی اکسیدکربن پس از احتراق سوخت¹: در این روش از حلال های آمینی به ویژه مونو اتانول آمین برای جداسازی دی اکسیدکربن خروجی از محفظه احتراق استفاده می شود. در یک برج جذب، دی اکسیدکربن به کمک حلال آمینی از محصولات احتراق جدا می شود و سپس جداسازی دی اکسیدکربن از حلال به کمک بخار با فشار پایین صورت می گیرد. شمای کلی بازیافت پس از احتراق سوخت در شکل 1 نشان داده شده است [3].

Post-combustion!¹



شکل 1- بازیافت دی اکسیدکربن از جریان خروجی از محفظه احتراق توسط حلال آمینی [3]

2- بازیافت دی اکسیدکربن توسط احتراق با اکسیژن^۲: احتراق با اکسیژن روش جدیدتری نسبت به بازیافت دی اکسیدکربن پس از احتراق است. در این روش، عمل احتراق سوخت به جای هوا با اکسیژن نسبتاً خالص صورت می گیرد. در نتیجه جریان خروجی از محفظه احتراق توسط نیتروژن رقیق نشده و تنها حاوی دی اکسیدکربن و بخار آب خواهد بود. جداسازی دی اکسیدکربن از بخار آب به آسانی امکان پذیر است و با حذف نیتروژن تجهیزات مورد استفاده برای بازیافت دی اکسیدکربن دارای حجم کمتری خواهند بود. شمای کلی روش بازیافت دی اکسیدکربن توسط احتراق با اکسیژن در یک نیروگاه بخار در شکل 2 نشان داده شده است [4].



شکل 2- بازیافت دی اکسیدکربن توسط احتراق با اکسیژن در نیروگاه سیکل ترکیبی [10]

مقایسه کارآیی و هزینه های حاصل از روش های مختلف بازیافت در نیروگاه های مختلف

نتایج حاصل از مدلسازی روش های مختلف بازیافت در نیروگاه های سیکل بخار و سیکل ترکیبی در جدول 1 نشان داده شده است. خروجی نهایی³ برای همه نیروگاه های مورد مقایسه در حدود 500 مگاوات در نظر گرفته شده است. باید توجه داشت که نتایج حاصل برای حالت "سیکل ترکیبی-احتراق با اکسیژن" از گزارش آژانس بین المللی انرژی [5] و برای سایر موارد از مدل سازی نیروگاه و سیستم بازیافت دی اکسیدکربن توسط نرم افزار IECM⁴ [6] به دست آمده است. IECM، نرم افزاری است که توسط دانشگاه کارنگی ملون توسعه یافته است. این نرم افزار، قابلیت مدل سازی نیروگاه ها به همراه تجهیزات مختلف کنترل آلاینده ها از جمله دی اکسید کربن را داراست. IECM، به کمک موازنه جرم و انرژی کارایی نیروگاه را با در نظر گرفتن سیستم های مختلف کنترل آلاینده ها بررسی می کند. از آن جایی که گاز طبیعی به عنوان سوخت نسبتا پاک مطرح است، تجهیزات لازم برای جلوگیری از انتشار سایر آلاینده ها مانند گوگرد و ذرات معلق برای مدل سازی نیروگاه های گازسوز در نظر گرفته نشده و تنها سیستم های بازیافت دی اکسید کربن به نیروگاه اضافه شده است. علاوه بر این، IECM توانایی برآورد هزینه را نیز داراست. پارامترهای مهم اقتصادی که در جدول 2 نشان داده شده است، به عنوان ورودی در اختیار مدل قرار می گیرد و هزینه الکتریسیته تولیدی و هزینه جلوگیری از انتشار دی اکسیدکربن تعیین می شود.

هزینه های ناشی از متراکم کردن و انتقال دی اکسیدکربن برای محاسبه هزینه الکتریسیته تولیدی، منظور شده است. اطلاعات مربوط به انتقال دی اکسیدکربن در جدول 3 آمده است.

اقتصادی ترین روش انتقال دی اکسیدکربن بازیافت شده به محل ذخیره سازی، انتقال از طریق خطوط لوله است. انتقال بهینه از طریق خطوط لوله در صورتی امکان پذیر است که دی اکسیدکربن متراکم و سرد شده و به حالت مایع درآید. انتقال دی اکسیدکربن در چگالی های پایین تر یعنی در حالت گازی به علت افت فشار در طول لوله با مشکلات زیادی همراه خواهد بود. علاوه بر این، در صورتی که فشار دی اکسیدکربن از فشار بحرانی آن، Mpa 7.38، بیشتر باشد نوسانات دمایی در طول خط لوله موجب تشکیل فاز گاز و مشکلات ناشی از انتقال سیال دو فازی نخواهد شد [7].

Net power output³
Integrated Environmental Control Model (IECM)⁴

جدول 1- نتایج به دست آمده از روش های مختلف بازیافت دی اکسید کربن

		سیکل بخار- حلال آمینی	سیکل بخار- احتراق با اکسیژن	سیکل ترکیبی- حلال آمینی	سیکل ترکیبی- احتراق با اکسیژن
سوخت ورودی	Ton/hr	102	110.3	70.68	73.15
انرژی خروجی نهایی	MW	503	503.2	503.9	440
بازده خالص ^۵	%LHV	36.59	33.83	52.87	44.7
CO ₂ بازیافت شده	Mton/yr	1.89	2.04	1.31	1.32
هزینه الکتریسیته تولیدی	\$/MWh	81.43	105.3	50.65	63.08
هزینه جلوگیری از انتشار CO ₂	\$/ton	42.69	87.3	42.73	77

جدول 2- پارامتر های اقتصادی

نرخ تنزیل(%)	10
طول عمر نیروگاه(سال)	25
زمان ساخت نیروگاه(سال)	3
ضریب بار (%)	85
قیمت سوخت(\$/GJ)	3

Net efficiency!⁵

جدول 3- پارامترهای بازیافت وانتقال دی اکسیدکربن

راندمان بازیافت CO ₂ (%)	90
خلوص CO ₂ بازیافت شده (%)	95
طول خط لوله (km)	100
فشار CO ₂ تولیدی در ابتدای خط لوله !!!Mpa	13.79

بررسی و تحلیل نتایج

با بررسی اطلاعات موجود در جدول 1، نتایج زیر به دست می آید:

1- هزینه تولید یک واحد الکتریسیته و هزینه جلوگیری از انتشار دی اکسیدکربن⁶ در حالت "سیکل بخار-احتراق با اکسیژن" از سایر موارد بیشتر و راندمان نیروگاه کمتر است. تنها مزیت استفاده از سیستم احتراق با اکسیژن در سیکل بخار در مقایسه با سیکل ترکیبی این است که در این حالت نیاز به تغییر بویلر وجود ندارد. (در سیستم احتراق با اکسیژن از آنجایی که از اکسیژن به جای هوا برای احتراق سوخت استفاده می شود، دمای شعله افزایش خواهد یافت. بنابراین برای تعدیل دمای شعله بخشی از جریان خروجی از محفظه احتراق دوباره به محفظه بازگردانده می شود. در صورتی که نسبت حجمی CO₂:O₂ در حالت احتراق با اکسیژن ، 1:2.5 در نظر گرفته شود می توان دمای شعله را کنترل نمود. بر این اساس، در سیکل بخار گاز سوز، در حدود 77٪ جریان خروجی از محفظه احتراق باید برای تعدیل دمای شعله باز گردانده شود [5].)

2- هزینه یکنواخت شده الکتریسیته و هزینه جلوگیری از انتشار دی اکسیدکربن در حالت "سیکل بخار- حلال آمینی" نسبت به حالت "سیکل بخار-احتراق با اکسیژن" کمتر است اما نسبت به سیکل های ترکیبی بیشتر و دارای راندمان کمتری است.

3- در مقایسه سیکل های ترکیبی مشخص می شود، سیستم آمینی نتایج قابل قبول تری ارائه می دهد. علاوه بر این بازیافت دی اکسیدکربن توسط حلال آمینی روشی تجاری و با سابقه طولانی است. در حالی که احتراق با

⁶ Cost of CO₂ avoided

اکسیژن روش جدیدی است و برای استفاده از آن در نیروگاه سیکل ترکیبی نیاز به طراحی توربین گاز جدیدی وجود دارد. بنابراین تا زمانی که این نوع خاص توربین گاز به تولید انبوه برسد، دارای قیمت زیادی نسبت به توربین های گاز معمولی خواهد بود. (در مرجع 5، برای برآورد قیمت تجهیزات نیروگاه، فرض شده است که توربین گاز جدید به تولید انبوه رسیده است.)

برای تامین اکسیژن مورد نیاز در سیستم احتراق با اکسیژن، در حال حاضر از روش تقطیر در دمای بسیار پایین⁷ استفاده می شود. این روش با صرف هزینه و انرژی بسیار زیادی همراه است (جدول 4). درصد هیدروژن موجود در گاز طبیعی بیشتر از زغال سنگ است، بنابراین میزان اکسیژن مورد نیاز برای احتراق بیشتر خواهد بود. (برای احتراق کامل 1 گرم کربن نیاز به 2.67 گرم اکسیژن و برای احتراق کامل 1 گرم هیدروژن، نیاز به 8 گرم اکسیژن است.) پس در نیروگاه های گازسوز نسبت به نیروگاه های زغالی، میزان بیشتری اکسیژن مورد نیاز است و هزینه و انرژی مصرف شده در واحد تولید اکسیژن⁸ افزایش خواهد یافت.

جدول 4- انرژی و هزینه مصرفی توسط واحد تولید اکسیژن در نیروگاه های گازسوز

		سیکل بخار	سیکل ترکیبی
انرژی مورد نیاز واحد	MW	97.75	90
هزینه اولیه واحد	M\$	273.3	172
هزینه تعمیر و نگهداری واحد	M\$/y	53.53	نا مشخص

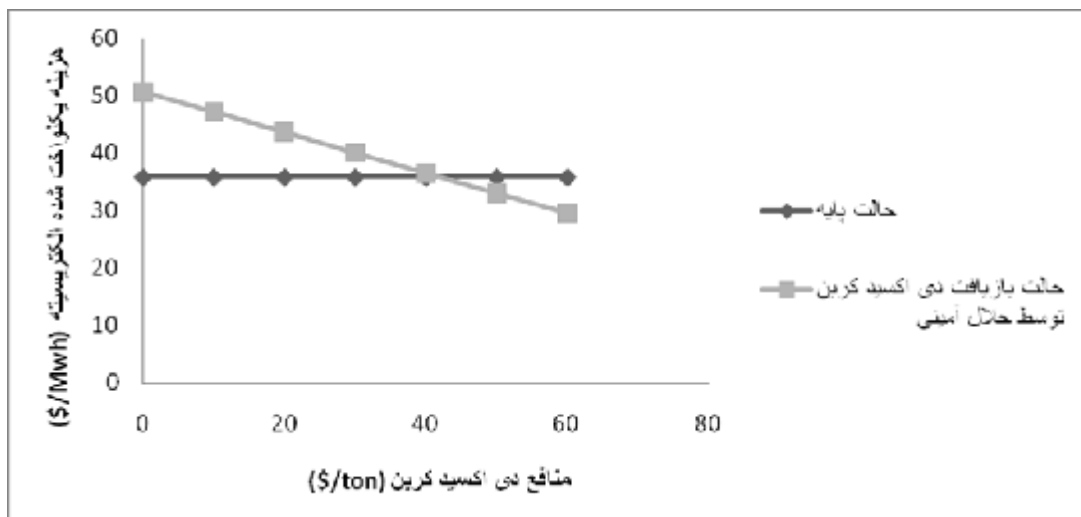
نیروگاه "سیکل ترکیبی- احتراق با اکسیژن" را، با توجه به نوع خاص توربین گاز، برخلاف نیروگاه سیکل بخار نمی توان به یک نیروگاه عادی تبدیل کرد. لذا برای راه اندازی نیروگاه، فراهم نمودن ذخیره دی اکسیدکربن ضروری است. علاوه بر این، در صورتی که مشکلی برای تولید و تامین اکسیژن مورد نیاز به وجود آید، خارج کردن نیروگاه از شبکه اجتناب ناپذیر است.

⁷ Cryogenic Distillation
⁸ Air Separation Unit

مقایسه هزینه الکتریسیته تولیدی در حالت پایه و حالت بازیافت دی اکسید کربن

با توجه به مطالب گفته شده و نتایج حاصل از جدول 1، نیروگاه "سیکل ترکیبی - حلال آمینی" دارای بیشترین بازده و کمترین هزینه و انرژی مصرفی می باشد. بنابراین، این نیروگاه را می توان در حال حاضر به عنوان بهترین گزینه برای بازیافت دی اکسید کربن در نظر گرفت.

در یک نیروگاه سیکل ترکیبی گازسوز 500 مگاواتی به کمک بازیافت با حلال آمینی می توان میزان انتشار دی اکسید کربن را از 195 ton/h به 19.5 ton/h کاهش داد. در واقع با این روش سالانه از ورود 1.3 میلیون تن دی اکسید کربن به اتمسفر جلوگیری می شود. اما باید توجه داشت که سیستم های بازیافت مانند سیستم جداسازی دی اکسید کربن توسط حلال آمینی با صرف انرژی و هزینه زیادی همراه است. در شکل 3، هزینه یکنواخت شده الکتریسیته در حالتی که از سیستم حلال آمینی استفاده می گردد مقایسه شده است. با توجه به شکل 3، می توان قیمت یک تن دی اکسید کربن را برای جبران هزینه تحمیل شده به نیروگاه برای بازیافت دی اکسید کربن تخمین زد. هزینه تولید یک واحد الکتریسیته در حالت پایه، با توجه به ورودی های مدل، در حدود 35 \$/Mwh برآورد شده است. در حالی که این هزینه در نیروگاه مجهز به بازیافت دی اکسید کربن به بیش از 50 \$/Mwh افزایش یافته است. برای جبران این هزینه منافع حاصل از دی اکسید کربن در حدود 40\$/ton تخمین زده شده است. (شکل 3)



شکل 3- مقایسه هزینه الکتریسیته در حالت پایه و حالت بازیافت دی اکسید کربن در نیروگاه سیکل ترکیبی گازسوز

از آنجایی که ایران از اعضای پروتکل کیوتو می باشد، می توان این افزایش هزینه را از طریق مکانیسم توسعه پاک⁹ و با فروش گواهی های کاهش انتشار¹⁰ جبران نمود. علاوه بر این، در قیمت های بالای نفت، در صورت وجود شرایط لازم، می توان بخشی از هزینه ی تحمیل شده به نیروگاه را با تزریق دی اکسیدکربن بازیافت شده به چاه های نفتی که با افت فشار مواجه اند، تامین نمود [8]. طبق تحقیقات صورت گرفته، با توجه به شرایط چاه نفت به ازای تزریق هر تن دی اکسیدکربن در حدود 0.5-0.25 تن افزایش برداشت نفت¹¹ صورت می گیرد [9].

نتیجه گیری

با توجه به نقش نیروگاه ها در تولید گازهای گلخانه ای، بازیافت دی اکسیدکربن از نیروگاه های فسیلی به منظور مقابله با گرمایش جهانی امری اجتناب ناپذیر است. در این مقاله، روش های مختلف بازیافت در نیروگاه های مختلف (سیکل بخار و سیکل ترکیبی) توسط نرم افزار IECM و همچنین اطلاعات آژانس بین المللی انرژی با هم مقایسه شده است. با توجه به تکنولوژی های موجود "سیکل ترکیبی - حلال آمینی" بیشترین راندمان و کمترین هزینه تولید الکتریسیته را دارد. بنابراین، در حال حاضر بهترین گزینه به نظر می رسد. با این وجود بازیافت دی اکسیدکربن توسط حلال آمینی، بازیافت حلال توسط بخار با فشار پایین و سپس متراکم کردن و انتقال دی اکسیدکربن بازیافت شده به محل ذخیره سازی نیازمند انرژی و صرف هزینه است. لذا در این حالت، هزینه تولید یک واحد الکتریسیته نسبت به حالت پایه افزایش می یابد. برای جبران این هزینه تحمیلی به نیروگاه، منافع لازم برای دی اکسیدکربن با توجه به ورودی های مدل در حدود 40 \$/ton برآورد شده است. این منافع را می توان از طریق فروش گواهی های کاهش انتشار در مکانیسم توسعه پاک، منافع حاصل از افزایش برداشت نفت و یا ترکیبی از این دو مورد تامین نمود.

مراجع فارسی

1- ترازنامه هیدروکربوری کشور، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، 1385

مراجع لاتین

2- Fisher B. S., et al. Issues Related to Mitigation in the Long-term Context in Climate Change, Mitigation Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007.

⁹ Clean Development Mechanism (CDM)

¹⁰ Certified Emission Reductions (CERs)

¹¹ Enhanced Oil Recovery (EOR)

- 3- Rubin E. S., Rao A. B., A Technological, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO₂ Capture Technology, Annual Technical Progress Report, Carnegie Melon University, 2002.
- 4- Rubin E. S., Rao A. B., Berkenpas M. B., Development and Optimization of Optimal Design Capability for Coal Gasification systems, Oxygen-based Combustion Systems (Oxy-fuels) with Carbon Capture and Storage (CCS), Final Report, Carnegie Melon University, 2007.
- 5- Oxy Combustion Processes for CO₂ Capture from Power Plant, IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME, Report Number 2005/9, 2005.
- 6- WWW.IECM-ONLINE.COM
- 7- Rubin E. S., Berkenpas M. B., McCoy S.T., The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs, Final Report, Carnegie Melon University, 2008.
- 8- McCoy S. T., Rubin E. S., The Effect of High Oil Prices on EOR Project Economics, Energy Procedia, 2008.
- 9- Prospects for CO₂ Capture and Storage, International Energy Agency, 2004.
- 10- Amann J.M., Kanniche M., Bouuallou C., Natural Gas Combined Cycle Power Plant Modified into an O₂/CO₂ Cycle for CO₂ Capture, Energy Conversion and Management, 2009.

Different methods of CO₂ Capture from natural gas power plants and its economic feasibility by CDM

Zakiyeh Khorshidi^a, Mohammad Soltanieh^{b,*}

^a Department of Energy Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

^b Department of Chemical Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

*Msoltanieh@sharif.edu

Abstract

Considering the dramatic increase of greenhouse gases, especially carbon dioxide, reduction of these gases seems necessary to combat global warming. Fossil fuel power plants are one of the main sources of carbon dioxide emission. In this paper, two methods of CO₂ capture from natural gas power plants (steam cycles and combined cycles) are mentioned, and the effect of the capture systems on the performance and costs of power plants are assessed. Comparing the results, natural gas combined cycle (NGCC) which uses Amine solvents for CO₂ capture is mentioned as the best choice. However, CO₂ capture is a cost and energy consuming process. Therefore, for compensating these additional costs carbon dioxide revenue of about 40\$/ton is estimated which can be provided by Clean Development Mechanism (CDM).

Key words: CO₂ capture from power plants, post-combustion, oxy-fuel combustion, cost of electricity, carbon dioxide revenue