（上接A22版）

3、发行人在建工程及拟建工程情况

（1）发行人在建工程情况

发行人相关产能符合现行行业准入政策以及与国务院国发〔2009〕38号文的规定。截至2015年末，主要在建工程情况如下：

发行人2015年末前十大在建工程（已完成投资额）情况

单位：亿元

序号	工程名称	投资预算规模	截至2015年末累计完成投资	工程进度	资金来源
1	四川大唐国际甘孜水电开发有限公司-长河坝水电站	255.19	170.53	66.83%	自有资金/融资
2	辽宁大唐国际阜新煤制天然气有限责任公司-阜新煤制气	245.71	149.30	60.78%	融资
3	内蒙古大唐国际锡林浩特矿业有限公司-锡林浩特煤矿二期	91.12	82.40	93.10%	自有资金/融资
4	内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司-克旗煤制气	257.10	66.32	86.46%	融资
5	江西大唐国际抚州发电有限责任公司-江西大唐抚州电厂工程	66.11	49.59	77.60%	自有资金/融资
6	大唐乡城唐电水电开发有限公司-洞松水电站	30.51	28.21	93.00%	自有资金/融资
7	四川大唐国际甘孜水电开发有限公司-黄金坪水电站	121.41	25.57	80.77%	自有资金/融资
8	大唐国际发电股份有限公司内蒙古分公司-五间房煤矿	54.43	16.28	29.90%	自有资金/融资
9	大唐观音岩水电开发有限公司-云南观音岩水电项目	285.91	13.21	80.00%	自有资金/融资
10	大唐陕西府谷煤电有限责任公司-西王寨煤矿	41.24	14.58	35.48%	自有资金/融资

发行人主要在建工程情况介绍：

①大唐观音岩水电开发有限公司观音岩水电工程

大唐观音岩水电开发有限公司观音岩水电工程是由大唐观音岩水电开发有限公司承建。观音岩水电站位于云南省丽江市华坪县（左岸）与四川省攀枝花市（右岸）交界的金沙江中游河段，为金沙江中游河段规划八个梯级电站的最末一个梯级，上游与鲁地拉水电站相衔接。工程以发电为主，兼顾防洪和供水。观音岩水电站水库正常蓄水位1，134米，死水位1，122米，电站装机容量300（5×60）万千瓦。正常蓄水位以下库容为20.72亿立方米，调节库容5.55亿立方米，水库具有日周调节能力。观音岩水电站为一等大（1）型工程，挡水、泄水建筑物按500年一遇洪水设计，混凝土坝段按5000年一遇洪水校核，电站厂房及尾水建筑物按200年一遇洪水设计。

该工程于2012年5月正式开工建设，工程计划于2015年5月底第一、二台机组发电，其后每5个月新增一台机组投产发电，2016年8月底最后一台机组投产发电。该项目总投资285.91亿元，其中静态投资248.22亿元，铺底流动资金0.26亿元。

②内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气及其配套输气管线项目

内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气及其配套输气管线项目（以下简称“克旗项目”），于2009年8月20日获得国家发展和改革委员会核准（发改能源〔2009〕2163号），是国内第一个大型煤制天然气示范工程。项目分三个系列滚动建设，设计规模年产天然气40亿标准立方米。项目全部达产后，每年还可副产焦油16.2万吨、中油20万吨、粗酚6.2万吨、石脑油6.7万吨、硫磺16.5万吨和硫铵48万吨。

该项目于2013年底进入试生产，并于2013年12月18日正式向北京并网送气。项目采用的间接煤制天然气技术路线与美国天然气原气化厂相同。克旗项目流程主装置分别采用国内成熟的大型空分技术、碎煤加压气化技术、耐硫耐油变换技术、低温甲醇洗净化，丙烯/氨压缩制冷技术，克劳斯硫回收技术，英国DAVY合成甲烷技术等。

③四川大唐国际甘孜水电开发有限公司黄金坪水电站

黄金坪电站为大渡河水电规划开发的第11级电站，为中水义引水式电站，开发方式为单一引水发电，无航运、漂木、引水灌溉等综合利用要求。本工程等别为二等，工程规模为大（2）型。黄金坪水电站装机容量850MW，发电厂房分两地布置，其中左岸引水隧洞式大厂房共布置4台水轮发电机，右岸坝后式厂房共布置2台水轮发电机。水库总库容14，300万立方米，正常蓄水位1，476m，正常蓄水位库容12，800万立方米，死库容10，800万立方米，调节库容1，990万立方米，具有日调节能力。多年平均发电量386，100万KW.h，年利用小时4，542h。

根据施工进度安排，该工程总工期78个月，项目总投资117.68亿元。

（2）发行人拟建工程情况

截至2015年末，发行人主要拟建工程情况如下：

发行人2015年末主要拟建工程情况

序号	工程名称	计划动态投资额（亿元）	装机容量（万千瓦）	资金来源
1	山东滨州火电项目	30.96	70.00	20%自筹，其他融资
2	山东临清火电项目	30.61	70.00	20%自筹，其他融资
3	西藏松塔水电站项目	423.7	360.00	20%自筹，其他融资
4	老挝北木水电项目	141.43	91.20	20%自筹，其他融资
5	老挝萨拉康水电项目	118.78	66.00	20%自筹，其他融资
6	山西利民风电项目	13.61	20.00	20%自筹，其他融资
7	新疆淖毛湖水电项目	13.47	30.00	20%自筹，其他融资
合计		741.60	707.20	

（四）发行人所在行业状况

1、电力行业

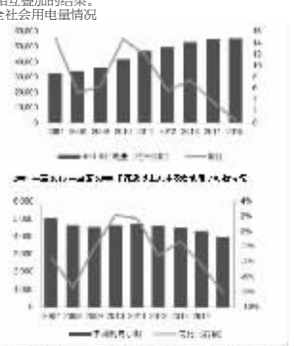
电力是国民经济的支柱产业，电力需求主要受我国经济发展影响。近年来，受宏观经济增速放缓的影响，电力需求增长有所放缓，但受煤炭价格大幅下降等因素影响，电力行业整体盈利水平持续得到改善。

2015年以来，电力行业面临的形势发生较大变化。我国经济步入新常态，经济下行压力加大，市场和政策深度调适。经济新常态催生市场新变化，电力市场进入低增长、低利用小时数的“双低”通道。

（1）电力消费结构不断调整、消费增长主要动力转化

电力是国民经济的支柱产业，近几年随着我国经济的发展，电力需求保持增长。2015年，全国全社会用电量5.55万亿千瓦时，同比增长0.5%，增速同比回落3.3个百分点。全国各类型发电设备利用小时均出现不同程度的回落，2015年全国6，000千瓦及以上发电设备利用小时数为3，969小时，同比减少349小时。“十二五”时期，全社会用电量年均增长5.7%，比“十一五”时期回落5.4个百分点，电力消费换档减速趋势明显。2015年电力消费增速放缓是经济增速放缓、经济结构优化等必然因素和气温等随机偶然因素共同作用、相互叠加的结果。

2007年至2015年全社会用电量情况



我国电力消费主要特点有：一是电力消费结构不断调整，四大高耗能行业比重下降，第三产业和城乡居民生活用电量比重提高，反映出国家结构调整和转型升级效果显现。二是第二产业及其工业用电量负增长，黑色金属冶炼和建材行业用电量下降，幅度大于其他制造业行业，反映出传统工业结构调整的持续调整。三是第三产业和城乡居民生活用电增速同比提高，电力消费增长动力正在转换，显示出拉动用电增长的主要动力正在从高耗能产业向第三产业和生活用电转换。

根据中电联统计，2016年第一季度全社会用电量1.35万亿千瓦时，同比增长3.2%；增速同比提高2.4个百分点，环比上年四季度提高3.7个百分点，用电形势有所好转。第二产业用电增长0.2%，其中四大高耗能行业用电量同比下降5.8%，比重降低2.7个百分点，合计下拉全社会用电量增速1.8个百分点。第三产业和城乡居民生活用电量快速增长，分别拉动全社会用电量增长1.5和1.6个百分点，所占全社会用电比重同比分别提高1.0和1.1个百分点。

（2）电力供应能力充足，发电生产结构持续优化

2015年，全国主要电力企业合计完成投资8，694亿元、同比增长11.4%。其中，全年完成电网投资4，603亿元、同比增长11.7%；完成电源投资4，091亿元、同比增长11.0%。全国净增发电装机容量1.4亿千瓦。2015年底全国全口径发电装机容量15.1亿千瓦、同比增长10.5%，年底全口径发电量5.60万亿千瓦时、同比增长0.6%。2015年，非化石能源发电装机容量和发电量占比分别比2010年提高8.1和8.3个百分点，电力供应结构逐年优化。尤其是并网风电、太阳能装机及发电量快速增长，2015年底全国并网风电装机容量1.3亿千瓦，全年发电量1，851亿千瓦时。2015年全国基建新增发电设备容量14，350万千瓦，其中，水电新增2，185万千瓦，火电新增7，202万千瓦，核电新增1，526万千瓦，并网风电新增2，961千瓦，并网太阳能发电新增1，282万千瓦。火电占比下降，面临着节能减排的改革浪潮，清洁能源所占比重逐年上升，全国发电逐渐走上了高效、清洁之路。

根据中电联统计，2016年第一季度，全国主要电力企业合计完成投资同比增长14.2%，其中电源投资同比下降14.9%，电网投资同比增长40.8%。基建新增发电装机2，815万千瓦，是历年同期新增装机最多的一年，比上年同期多投产1，008万千瓦，其中新增非化石能源发电装机1，084万千瓦。3月底全国6000千瓦及以上电厂装机为14.9亿千瓦、同比增长11.7%，远超同期全国电力消费增速，全口径发电装机容量达到15.2亿千瓦左右。一季度全国规模以上电厂发电量1.36万亿千瓦时、同比增长1.8%；全国发电设备利用小时886小时、同比降低74小时。

（3）电力消费仍将保持低速增长

2016年，宏观经济增速总体将呈现稳中缓降态势，总体判断用电需求仍较低迷。但受低基数等因素影响，预计拉低2015年用电量增长的建材和黑色金属冶炼行业用电量降幅在2016年将收窄；受经济转型驱动，信息消费、光伏扶贫、城镇化发展等因素也会继续拉动第三产业和居民生活用电量保持较快增长；工商业销售电价下调以及电力用户直接交易，降低了用电企业生产成本，有助于改善企业经营，增加电力消费；部分地区推行电能替代既能促进大气污染防治和节能减排，也能促进电力消费增长。综合判断，在考虑常年气温水平的情况下，预计2016年全社会用电量同比增长1%-2%（在电量低速增长情况下，如果气温波动较大，其对全社会用电量增幅的影响程度可能达到1个百分点左右）。

分产业看，预计第一产业用电在常温气候条件下维持2015年中低速增长水平。第二产业用电受到部分行业先其是重化工业产能过剩、国家加大节能减排力度、推动传统产业技术升级等综合因素的影响，但考虑到建材、黑色金属冶炼行业用电量降幅收窄，预计第二产业用电量降幅将比2015年收窄。第三产业在国家转型升级、积极推进“大众创业、万众创新”培育信息消费，以互联网、大数据等新一代信息技术为主要表的信息化加快发展等因素带动下，用电继续保持较快增长，预计用电量增速与2015年总体持平。城乡居民生活用电平稳增长，预计增速与2015年总体持平。

（4）电力供应能力充足，非化石能源发电装机比重进一步提高

预计全年新增发电装机1亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机5，200万千瓦左右；年底全国发电装机达到16.1亿千瓦、同比增长6.5%左右，其中水电3.3亿千瓦、核电3，450万千瓦、并网风电1.5亿千瓦、并网太阳能发电1，700万千瓦左右，非化石能源发电装机比重提高到36%左右。

（5）全国电力供应能力总体富余、部分地区过剩

综合平衡分析，预计全国电力供应能力总体富余、部分地区过剩。其中，东北和西北区域电力供应能力过剩较多，华北区域电力供需总体平衡、部分省份富裕，华中、华东和南方区域电力供需总体宽松、多个省份富余。按照全社会用电量增速1%-2%的中值测算，预计全年发电设备利用小时3700小时左右，其中火电设备利用小时4000小时左右。

（6）电价调整情况

我国政府将稳步推进输配电价改革，建立独立的输配电价机制。2003年国务院办公厅公布《电价改革方案》，2005年国家发改委公布《输配电价管理暂行办法》，明确输配电价改革初期由电网平均销售电价（不含代收的政府性基金）扣除平均购电价和输配电损耗方式，逐步向成本加收益管理方式过渡。

2009年以来，我国实施了电力用户与发电企业直接交易试点，采用的输配电价由发改委以电网现行购销价差为基础制定。

2010年5月12日，国家发展改革委、国家电监会、国家能源局联合下发了《关于清理对高耗能企业优惠电价等问题的通知》，取消对高耗能企业的用电价格优惠、坚决制止各地自行出台的优惠电价措施、加大差别电价政策实施力度，对超能耗产品实行惩罚性电价、整顿电价秩序并加强监督检查。

为贯彻国务院《关于进一步加大工作力度确保实现“十一五”节能减排目标的通知》（国发〔2010〕12号）精神，严格落实对高耗能企业差别电价政策，坚决纠正地方越权实施优惠电价，严肃查处电力企业不执行国家上网电价、脱硫电价政策的行为，有力促进经济结构调整和经济发展方式转变，2010年5月19日，国家发改委、工业和信息化部、监察部、环境保护部、国家电监会、国家能源局联合下发了《关于立即组织开展全国电力价格大检查的通知》，决定开展全国电力价格大检查。此次全国电力价格大检查重点为优惠电价、差别电价、脱硫电价与上网电价。

2010年7月18日，为促进农林生物质发电产业健康发展，国家发展改革委下发了《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》，进一步完善农林生物质发电价格政策。

2010年11月4日，为贯彻落实国务院关于加强电力需求侧管理的要求，国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、国资委、电监会和能源局联合下发了《关于印发<电力需求侧管理办法>的通知》，提出电网企业开展电力需求侧管理工作合理的支出，可计入供电成本。

2011年5月，国家发改委下发《关于适当调整电价有关问题的通知》（发改价格〔2011〕1101号），对山西等15个省（市）火电企业上网电价适当提高，提价幅度自1.24分到3.09分不等，全国火电企业上网电价平均每千瓦时提高1.1分钱；同时提高山西等15省（市）除居民生活用电以外的销售电价，提价幅度自0.4分到2.4分，平均提价1.67分钱。

2011年11月29日，为适当疏导电价矛盾，保障电力供应，支持可再生能源发展，促进节能减排，国家发改委决定适当调整电价水平，并分别下发了《关于调整南方电网电价的通知》（发改价格〔2011〕2618号）、《关于调整华北电网电价的通知》（发改价格〔2011〕2619号）、《关于调整东北电网电价的通知》（发改价格〔2011〕2620号）、《关于调整西北电网电价的通知》（发改价格〔2011〕2621号）、《关于调整华东电网电价的通知》（发改价格〔2011〕2622号）和《关于调整华中电网电价的通知》（发改价格〔2011〕2623号），对全国范围内的上网电价进行了不同程度的提高，其中销售电价全国平均每千瓦时提高3分钱，火电企业上网电价平均每千瓦时提高2.6分，调价措施自2011年12月1日起执行。

2011年11月30日，为进一步规范煤炭市场秩序，稳定发电用煤价格，国家发改委下发《关于加强发电用煤价格调控的通知》（发改电〔2011〕299号），自2011年12月1日起在全国范围内对电煤实施临时价格干预措施。同日，国家发改委下发《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见》（发改价格〔2011〕2167号），决定对居民生活用电试行居民阶梯电价，具体方案由各省（区、市）人民政府按照指导意见制定，并按《政府制定价格听证办法》规定进行价格听证后实施。国家采取上述综合调控措施的主要背景是逐步理顺煤电关系，保障电力供应，促进节能减排。此次煤炭电力价格调控措施的出台，一方面将有利于促进煤炭、电力行业的协调发展；另一方面将有利于抑制能源不合理消费尤其是高耗能行业过快增长，促进经济结构调整和节能减排。

2012年上半年，各省（区、市）陆续完成价格听证程序，正式下发了本省（区、市）居民阶梯电价具体实施方案。自2012年7月1日起，全国除西藏、新疆外全面试行居民阶梯电价。居民阶梯电价制定的核心是区分“基本”与“非基本”用电需求，对居民基本用电需求优先保障，实行较低价格，对非基本需求发挥市场调节作用，实行较高价格。居民阶梯电价的实施，有利于缓解能源供需矛盾、理顺电力价格关系、调节收入分配、促进社会公平，也有利于培育节能理念，抑制不合理消耗和浪费。

2012年12月28日，为加快燃煤机组脱硝设施建设，提高发电企业脱硝积极性，减少氮氧化物排放，促进环境保护，国家发改委下发《关于扩大脱硝电价进环试点范围有关问题的通知》（发改价格〔2012〕4096号），决定自2013年1月1日起将脱硝电价试点范围由现行14个省（区、市）的部分燃煤机组，扩大为全国所有燃煤机组。燃煤发电机组安装脱硝设施、具备在独监控功能且运行正常的，持国家或省级环保部门出具的脱硝设施验收合格文件，报省级价格主管部门审核后，执行脱硝电价。脱硝电价标准为每千瓦时8厘钱。发电企业执行脱硝电价增加的电网企业购电成本通过销售电价予以解决。

2013年8月30日，国家发改委明确了分布式光伏上网电价补贴标准为每千瓦时0.42元。较征求意见稿中的每千瓦时0.35元的补贴标准提高20%。

2013年9月30日，国家发改委发布《关于调整煤发电企业上网电价有关事项的通知》（发改价格〔2013〕1942号），10月15日，国家发改委正式向社会公布电价调整细则，除新疆、四川、云南外，各省燃煤发电企业脱硫标杆上网电价均有不同幅度的下调，降幅在0.6-2.5分/千瓦时（含税）之间。与之前的发改价格〔2013〕1651号文件相比，本文件除了细化各省的调价幅度外，还增加了关于提高上海、江苏、浙江等八省市天然气发电上网电价的内容。

2014年1月17日，国家发改委印发《关于疏导京津冀燃气电价矛盾的通知》（发改价格〔2014〕112号），明确北京、天津、上海分别提高销售电价每千瓦时4.62、4.85和3.42分钱用于疏导燃气电价矛盾，自2014年1月20日起执行。考虑居民用户电价格不变，其他类别用电价格分别提高每千瓦时6、5.6和4.24分钱。

2014年8月20日，国家发改委印发《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》（发改价格〔2014〕1908），决定自9月1日起下调燃煤机组上网电价疏导相关矛盾。一是下调各省燃煤机组标杆电价；二是对已安装脱硝除尘装置并经环保部门验收合格的燃煤机组执行脱硝除尘加价；三是电网企业与可再生能源发电企业结算电价标准按含脱硫、脱硝、除尘的燃煤机组标杆电价执行；四是推进广东、江西工商业用电同价工作，适当调整跨区跨省送电交易价格。

2015年4月13日，国家发改委印发《关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕748号），明确全国燃煤机组上网电价下调2分钱，下调工商业用电价格1.8分钱，疏导部分地区天然气发电价格以及脱硝、除尘、超低排放环保电价等突出结构性矛盾，要求各地价格主管部门按照文件规定制定和下发本省上网电价和销售电价调整具体方案，自2015年4月20日起执行。

2015年12月，发改委发布了《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》，决定自2016年1月1日起完善煤电联动价格机制，编制中国电煤价格指数并以2014年电煤价格为基准，当电煤价格波动超过基准每吨30元至150元时，调整上网电价并相应调整销售电价，对于低于30元或超过150元的部分，不启动煤电联动调整。燃气机组实行差别化的上网电价机制，新投产天然气热电联产发电机组实行标杆上网电价，新投产天然气调峰发电机组参考天然气热电联产机组标杆上网电价并考虑两者差异合理确定，建立天然气、上网电价联动机制，但最高电价不得超过当地燃煤机组标杆上网电价或者电网企业平均购电价格每千瓦时0.35元。核电以及风力发电、光伏发电、生物质直燃发电等可再生能源发电实行标杆电价。水电正逐步按照社会平均成本核定分类标杆电价；可再生能源发电上网电价高于当地燃煤机组脱硫、脱硝和除尘标杆电价的部分在全国范围内通过可再生能源电价附加予以分摊。

截至2015年12月31日，输配电价仍按照电网实际投资和经营期方法分省核定，通过购销价差体现。省级电网输配电价标准，由历史承继而来的购销价差，加每年新增电网投资增量成本不能被市场规模扩大带来增量效益所弥补那部分的电价需求形成的。新增电网投资的增量成本，按照经营期方法测算电价需求，测算参数按照原国家计委1999年规定，即：资本金税后利润率按同期国债利率加2个百分点；折旧率5%；修理费率1.5%。国家在测算电网投资电价需求的同时，也考虑售电市场规模扩大带来的增量效益。当市场增量效益相当或者超过电价需求时，国家将不提高输配电价。当市场增量效益低于输配电价需求时，国家将在销售电价调整时提高电网输配电价，相应调整销售电价。

按照发改委的要求，深圳、蒙西、云南、贵州、安徽、湖北和宁夏等省级电网正在开展输配电价改革试点，并将在2016年扩大到全国18个省。改革后输配电价将按照“准许成本加合理收益”的方法分省事前核定准许总收入。准许成本由折旧费、运行维护费等输配电服务所必需的相关成本构成，区分为历史成本和预测成本。历史成本由价格主管部门根据最近三年电网企业成本进行监审，剔除不合理成本后计入定价成本。预测成本按照未来新增电网投资、综合考虑历史成本费率，结合当地实际情况核定。合理收益以电网企业为提供输配电服务投入的有效资产为基础，举债形成的，参照同期银行贷款利率水平予以补偿；企业自有资金形成的，参照长期国债利率加1-3个百分点的风险溢价给予回报。输配电价改革后，电网企业仍以统购统销方式进行经营，取得购销电量的价差收入，但价差收入大于或小于政府准许总收入时，大于部分将计入输配电价平衡账户，小于部分将通过输配电价平衡账户补偿。输配电价平衡账户出现盈余或亏损，累计金额大于政府核定准许总收入的一定比例时（目前为6%），政府明确将通过调整电价加以平衡。

2、煤炭行业

煤炭是我国的主体能源，在一次能源结构中占70%左右。在未来相当长时期内，煤炭作为主体能源的地位不会改变。煤炭工业是关系国家经济命脉和能源安全的重要基础产业。

（1）煤炭供应能力增强、产业结构不断优化

全国煤矿数量减少，大型煤矿比重增加。截至2015年底，全国煤矿数量1.08万处，其中，年产120万吨以上的大型煤矿1，050处，比2010年增加400处，产量比重由58%提高到68%；年产30万吨以下的小型煤矿7，000多处，比2010年减少了4，000多处，产量比重由21.6%下降到10%左右。大型现代化煤矿比重不断提高，全国煤炭供应保障能力显著增强。

2015年，中国煤炭市场依然处于弱势，国家要求提前一年完成“十二五”淘汰落后产能目标计划，各地区也相继采取措施加大资源整合力度；另一方面，国内煤矿事故时有发生，政府加大煤矿安全监察，全国煤炭产量呈负增长。2015年全年我国原煤产量为37.5亿吨，较去年同期下降3.1%。截至2015年底，全国煤炭总规模57亿吨，其中，正常生产及改造的煤矿39亿吨，停产煤矿3.1亿吨，新建改扩建煤矿15亿吨，其中约8亿吨属于未经核准的违规项目。

产业转型发展迈出新步伐。煤炭企业创新发展模式，初步形成了以煤为主，电力、现代煤化工、清洁能源生产、新能源开发、高端装备制造、现代物流、节能环保、金融服务等相关产业横向重组、纵向延伸、融合发展的新格局。煤炭企业参股、控股电厂权益装机容量1.5亿千瓦，占全国火电装机容量的1/6左右。一批大型煤炭企业非煤产业超过60%以上。

（2）煤炭市场化改革取得重大进展

企业市场主体作用得到充分发挥。2013年国家取消重点电煤合同，煤炭供需企业自主订货、协商定价，实现电煤价格并轨。煤电价格联动机制逐步完善，市场配置资源的决定性作用显著增强。

交易市场体系不断完善。国家明确了煤炭交易市场体系建设的主要目标和任务，市场交易规则逐步健全。煤炭主产区、主要消费地、集散地普遍建立了区域煤炭交易中心，并在发展中得到提升。煤炭交易市场作为企业作机制更加完善，区域交易中心联合建立煤炭交易市场。

（3）煤炭库存仍处高位

虽然国内煤炭产量和煤炭进口均告别了快速增长势头，但是，由于煤炭需求整体疲软，2015年从煤矿到港口，再到终端用户，煤炭库存均始终处于高位。数据显示，2015年12月末，全国国有重点煤矿煤炭库存高达5，045.35万吨，较去年年末增加952.06万吨，增长23.26%。

主要中转港口煤炭库存处于高位。2015年12月末，秦皇岛港、国投曹妃甸港和国投京唐港三港煤炭库存总量合计689.30万吨，较去年同期大幅下降1，292.10万吨，降幅65.21%。

重点用户煤炭库存也处于相对高位。有关数据显示，截至2015年末，全国重点电厂煤炭库存合计为7，358万吨，平均可用22天。库存量较去年年末减少了2，096万吨。

（4）煤炭清洁高效利用水平提高

绿色开发取得新成效。保水开采、充填开采等绿色开采技术得到推广。2015年全年原煤入选能力26亿吨，原煤入选率65.9%，比2010年提高15个百分点。煤矸石综合利用率达到64.2%，提高2.8个百分点；矿井抽采瓦斯利用率达到46.4%，提高15.7个百分点；土地复垦率达到47%，提高9个百分点；大中型煤矿原煤生产综合能耗、生产电耗分别比2010年下降14.6%、14.8%。同煤塔山煤矿循环经济、神华宁东煤化工产业等一大批循环经济园区相继建成，实现了集中生产、集约发展，初步形成了资源环境和区域经济协调发展的产业新格局。

（5）煤炭消费总量保持平稳增长

从2013-2015年来看，我国煤炭消费总量比较低迷，同比增速小于3%。对于2016年煤炭市场形势，预计年新增煤炭产能在3亿吨以上，煤炭消费总量却仍然缓慢，导致产能增速明显大于需求增速，产能过剩的局面将继续加剧，煤炭需求走弱的情况下，煤价将继续承压。根据中国煤炭经济研究会《中国煤炭消费总量控制规划研究报告》，2020年中国煤炭消费总量的目标应约束在27.2亿吨标煤，即38亿吨实物量以内，总能耗控制在47.4亿吨标煤。要达到上述煤炭控制目标，煤炭占能源消费总量的比重将降低至57.4%，较2014年下降8.2%。因此2016年煤炭市场走势仍不容乐观。

（6）限制煤炭生产

受国家供给侧改革政策影响，目前国内各省区大都落实了煤矿限产政策，全国煤炭产量过快增长势头得到控制，且执行力度大于往年，将缓解目前国内煤炭市场供需失衡的矛盾。

（7）煤炭价格逐步企稳

2014年以来全球煤炭价格大幅下滑，目前动力煤和炼焦煤价格分别跌至2006年和2007年以来的最低水平。2015年，在煤炭市场去库存化难度大、消费增幅小和水电、核电增发带来的电煤消耗减少的背景下，煤炭价格在低位运行中又出现小幅下滑。2015年12月31日中国煤炭价格指数为125.10，同比下降12.7点，比历史最高点下降97.7点，降幅43.85%。12月31日秦皇岛5500大卡平仓价360-370元/吨，比年初下降140元/吨；炼焦煤价格平均比年初下降240元/吨。全国煤炭价格已经降至2007年底水平。随着煤炭市场供求关系逐步改善和煤炭价格到达底部，预计2016年煤炭价格波动幅度将小2015年。从2016年目前情况来看，煤炭价格触底后逐步回升企稳。

3、煤化工行业

（1）煤化工行业现状

以煤炭为原料的相关化工产业被统称为煤化工。我国煤化工的发展始于20世纪40年代，先后在南京、大连建成了两个以煤为原料的化工基地，生产合成氨、化肥、焦炭、苯、炭、沥青、炸药等产品，70年代以后，石油化工的崛起使煤化工一度受到冷落，我国富煤贫油少气的能源资源结构，决定了发展煤化工的必要性和重要性。80年代以后，我国又建设了部分大型煤化工基地。经过几十年的发展，煤化工在我国化学工业中已经占据了很重要的地位。煤化工产品产量约占全部化学工业（不包括石油和石化）产品产量的50%。我国煤化工的主要产品为焦炭、电石、煤制化肥和煤制甲醇，产量均位居世界前列。

传统煤化工主要包括合成氨、甲醇、焦化、电石等产品，广泛用于农业、钢铁、轻工和建材等相关产业，据海通证券研究所数据显示，目前我国已经是全球最大的煤化工生产国，焦炭、电石、合成氨产能分别占全球的60%、93%和32%。根据维赛特数据库数据显示，2015年我国合成氨、精甲醇、碳化钙（又称电石，折300升/千克）和焦炭的产量分别为4，822.01万吨、3，271.88万吨、2，058.50万吨和44，778.00万吨，对拉动国民经济增长和保障人民生活具有举足轻重的作用。但目前行业也存在产能过剩严重，整体布局也较为分散，企业规模普遍偏小，而且企业技术水平普遍较低的问题。新型煤化工是煤化工发展的方向。新型煤化工以碳一化工技术为基础，煤气化为先导，组合应用催化合成、分离生物化工等先进的化工技术生产天然气、乙二醇、乙烯/丙烯、成品油、二甲醚、燃料乙醇等可替代石油的洁净能源和各类化工产品，其中大部分新型煤化工产品在国内属于战略性产品或处于供不应求的状态，其发展受到国家政策所支持，市场空间广阔，但目前新型煤化工仍面临着核心技术有待进一步突破以及物耗、水耗等较多问题。

近几年，煤化工产业成为新的增长点，在各地煤化工快速发展的同时，也存在着诸多问题，一些地方不顾资源、生态、环境等方面的承载能力，出现了盲目规划、竞相建设煤化工项目的苗头。2006年7月，国家发改委发布了《关于加强煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知》（发改工业〔2006〕1350号），要求各重要煤炭生产省高度重视煤化工工作，正确处理产业发展速度、规模与资源、生态环境承载力之间的关系，谨慎决策煤化工项目的建设。；2009年5月，国务院办公厅下发《石化产业调整和振兴规划细则》全文，明确要求要稳步开展现代煤化工示范，坚决遏制煤化工盲目发展势头。今后三年停止审批单纯扩大产能的焦炭、电石等传统煤化工项目，重点抓好现有煤制油、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制甲烷气、煤制乙二醇等5类示范工程；2009年9月，国务院批转发展改革委等部门《关于抑制部分行业产能过剩和重复建设引导产业健康发展的若干意见》，要求严格执行煤化工产业政策，稳步开展现代煤化工示范工程建设，今后三年原则上不再安排新的现代煤化工试点项目；2010年6月，国家发改委下发《关于规范煤制天然气产业发展有关事项的通知》，将地方先前的煤制气及配套项目的审批权收归中央，对新项目的审批趋严；2013年9月国务院办公厅下发《关于进一步加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的意见》，要求通过提高财政补贴标准、强化中央财政引导扶持力度、完善增值税优惠政策、加大所得说优惠力度，落实煤层气电上网，完善煤层气发电价格政策，加强煤层气开发利用管理及推进科技创新等方式，进一步加大政策扶持力度，加快煤层气抽采利用，促进煤矿安全生产形势持续稳定好转。2014年1月，国家能源局发布《2014年能源工作指导意见》，稳妥推进煤制油气产业示范。研究制定政策措施，按照最严格的能效和环保标准，积极稳妥推进煤制气、煤制油产业化示范。2014年5月，国家发改委颁布《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，拓展新的成品油来源，发挥煤制油超低硫的优势，推进陕西榆林、内蒙古鄂尔多斯、山西长治等煤炭资源富集地区煤化工项目建设。2014年8月，国家发改委颁布《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，要求严格控制煤化工产业盲目发展，煤制油气产业发展要以水资源承载力为刚性约束，合理布局，严格控制产能规模，禁止在缺水地区建设煤化工项目。

煤化工相关政策的陆续出台，表明国家正在有序规范煤化工行业，未来新型煤化工产业将会是“十三五”期间十分明确的投资增长点，同时具有显著的资源优势。煤化工产业将在中国能源的可持续利用中扮演重要的角色，对于中国减轻燃煤造成的环境污染、降低中国对进口石油的依赖均有着重大意义，是近年一个重要的发展方向。新型煤化工领域的煤制油、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制天然气（SNG）和煤制乙二醇发展预计有可观的发展前景。

4、交通运输行业

从交通（铁路）运输行业发展现状及行业政策看，铁路因具有运能大、运输成本低、绿色环保、占地少等特点，发展铁路运输非常适宜。我国经济增速预计未来几年仍将保持较高水平，煤、油等能源和原材料的运输需求将保持增长。虽然近年来我国既有铁路主要干线运输能力进一步提高，但铁路运输供给总体上然偏紧，促进铁路运输快速增长的基本因素将不会改变。

根据交通运输部发布的《2015年交通运输行业发展统计公报》，截至2015年末，全国铁路营业里程达到12.1万公里，比上年末增长8.2%。其中，高铁营业里程超过1.9万公里，西部地区营业里程4.8万公里，增长10.1%。路网密度126公里/万平方公里，比上年增加9.5公里/万平方公里。其中，复线里程6.4万公里、增长12.5%，复线率52.9%，比上年提高2.1个百分点；电气化里程7.4万公里、增长12.9%，电化率60.8%，比上年提高2.5个百分点。

货运方面，2015年，全国铁路完成货运总发送量33.58亿吨，货运总周转量23754.31亿吨公里，比上年分别下降11.9%和13.7%。其中，国家铁路完成27.14亿吨，21，598.37亿吨公里，分别下降11.6%和14.0%。

铁路建设方面，全年完成铁路固定资产投资8，238亿元，投产新线9，531公里，其中高速铁路3，306公里。

近年来，为弥补因成品油价格调整而增加的铁路运输成本，国家发改委分别于2011年4月、2012年5月、2013年2月、2014年2月和2015年2月出台了相关文件调整铁路货运价格。根据国务院批准的《国家发展改革委、铁道部关于调整铁路货物运输价格的通知》（发改价格〔2011〕579号），自2011年4月1日起对全路实行统一运价的营业线货物运价进行调整，货物平均运价水平每吨公里提高0.2分；根据国务院批准的《国家发展改革委、铁道部关于调整铁路货物运输价格的通知》（发改价格〔2012〕1358号），自2012年5月20日起，国家铁路货物统一运价平均每吨公里提高1分钱；根据国务院批准的《国家发展改革委、铁道部关于调整铁路货物运输价格的通知》（发改价格〔2013〕261号），自2013年2月20日起，国家铁路货物统一运价平均每吨公里提高1.5分钱；根据《国家发展改革委关于调整铁路货物运价有关问题的通知》（发改价格〔2014〕210号），自2014年2月15日起，国家铁路货物统一运价率平均每吨公里提高1.5分钱；根据《国家发展改革委关于调整铁路货运价格进一步完善价格形成机制的通知》（发改价格〔2015〕183号），自2015年2月1日起，国家铁路货物统一运价率平均每吨公里提高1分钱，即由现行14.51分钱提高到15.51分钱，并作为基准价，允许上浮不超过10%，下浮仍不限；根据《中国铁路总公司关于调整煤炭运价有关事项的通知》，2016年2月4日起，中国铁路总公司对全路实行统一运价的营业线的整车煤运输，基价每吨公里下调1分钱。

根据国家铁路局《铁路“十三五”发展规划征求意见稿》，十三五规划预计投资3.5至3.8万亿，其中基建投资近3万亿，建设新线3万公里。至2020年，全国铁路营业里程达到15万公里，其中高速铁路3万公里。

（五）发行人行业地位和竞争优势

中国电力行业的竞争主要集中于发电领域，2002年电力体制改革后形成的“五大发电集团+非国电系国有发电企业+地方电力集团+民营及外资”的竞争格局已相对稳定，至今没有发生根本性变化。随着电力体制改革的深入，一些民营与外资企业也抓住机遇，成功进入国内电力市场。

近年来，虽然非国电系国有发电企业凭借自身雄厚的资金实力、品牌效应或资源优势，积极涉足电力投资领域，部分实力雄厚的地方电力集团也按照区域电力市场发展规划，在当地积极展开扩张与收购行动，通过整合资源来增加各自的市场份额，但是五大发电集团始终占据着国内电力市场的主导地位，其凭借在业务规模、融资能力、项目建设、生产管理、技术研发等方面的综合优势将保持行业内的领先地位。

发行人在已经进入的多个主要业务板块已建立了行业领先地位，同时横跨多个行业板块的综合优势进一步助推了公司的快速发展。截至2015年末，发行人合并口径发电装机容量达到12，597.06万千瓦，发电量4，722.90亿千瓦时。发行人发电装机容量及发电量在发电行业中，处于领先者位置。

1、发行人主要竞争对手情况

在我国电力行业发电环节，国电集团、华能集团、大唐集团、华电集团和国电投集团五大电力集团在市场中处于主要地位。

（1）中国华能集团公司

截至2015年末，中国华能集团公司装机规模为1.60亿千瓦，在装机规模和发电量上居五大发电集团之首，在发