

江苏国信股份有限公司进行减值测试涉及的
江苏国信靖江发电有限公司55%股权

估值报告

苏华估报字[2019]第030号

(共一册 第一册)



江苏华信资产评估有限公司

二〇一九年四月十九日

目 录

目 录	I
一、估值对象	1
二、被估值单位概况	1
三、估值目的	4
四、价值类型	4
五、估值基准日	5
六、宏观经济环境、行业及被估值单位分析	5
七、估值假设	20
八、估值方法	21
九、收益法估值	22
十、估值结论及分析	32
十一、重要事项提示	33
十二、估值报告使用限制说明	34

估值报告附件

- 1、委托人和被估值单位法人营业执照复印件；
- 2、被估值单位审计报告或财务报表复印件；
- 3、估值对象所涉及的主要权属证明资料复印件；
- 4、估值机构法人营业执照副本复印件；
- 5、估值汇总表或者明细表。

江苏国信股份有限公司进行减值测试涉及的 江苏国信靖江发电有限公司55%股权

估值报告

苏华估报字[2019]第030号

江苏国信股份有限公司：

江苏华信资产评估有限公司接受贵单位的委托，在由江苏国信靖江发电有限公司（以下简称：“国信靖电”）及其管理层提供的企业未来经营发展规划基础上，按照通行的估值方法，对江苏国信股份有限公司拟进行减值测试所涉及的江苏国信靖江发电有限公司 55%股权在 2018 年 12 月 31 日的市场价值进行了估值。

国信靖电按照企业经营情况、未来发展规划和对未来发展趋势的判断，编制并提交了盈利预测及相关资料，委托人、国信靖电对企业经营的合法、合规及所提供相关资料的真实性、准确性、合理性、完整性承担责任。

我们的估值计算以国信靖电所提供的资料为基础，主要执行了询问、检查、分析和计算等核查程序，采用通行的估值方法，得出估值结论。

本报告提供的服务是一种价值咨询服务，我们出具的估值报告中的分析、判断和结论受报告中假设和限定条件的限制，报告使用人应当充分考虑报告中载明的假设、限定条件及其对估值结论的影响。

本报告估值结论与可能实现的价格内涵有所不同，报告使用人应当正确理解和使用估值结论，估值结论不等同于估值对象可实现价格，估值结论不应当被认为是对其估值对象可实现价格的保证。同时我们对法律权属等不发表意见。现将估值情况报告如下。

一、估值对象

江苏国信靖江发电有限公司 55%股权在估值基准日的市场价值。

二、被估值单位概况

1、基本情况

公司名称：江苏国信靖江发电有限公司（以下简称：“国信靖电”）

类型：有限责任公司

住所：靖江经济开发区新港园区国信电厂路 1 号

法定代表人：丁旭春

注册资本：150000 万元

营业期限：2003 年 07 月 28 日至*****

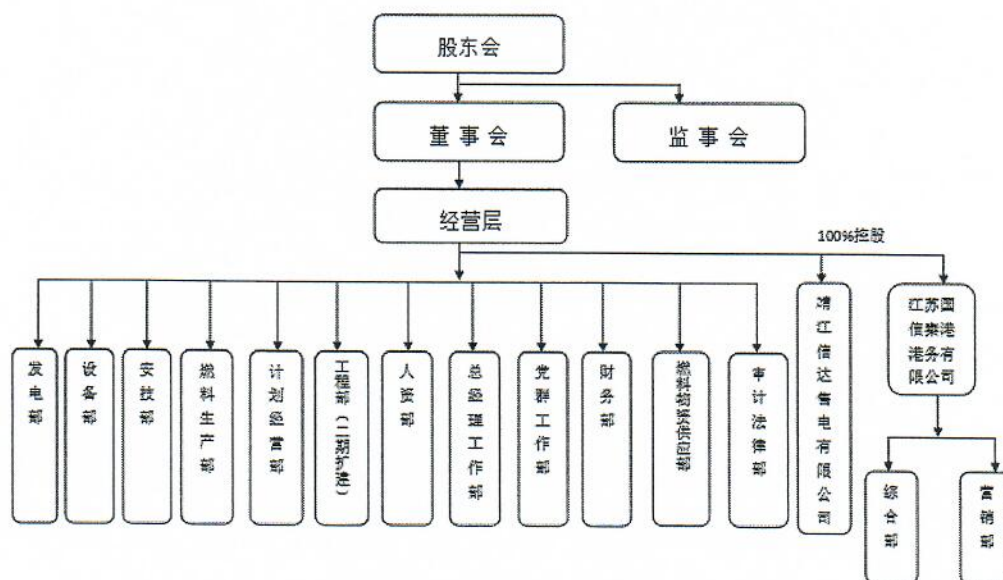
2、股权结构

估值基准日 2018 年 12 月 31 日时，国信靖电的注册资本为 150000 万元，各股东名称、出资额和出资比例如下：

股东名称	出资额（人民币万元）	占注册资本总额比例%
江苏国信股份有限公司	82,500.00	55.00
山西煤炭进出口集团有限公司	52,500.00	35.00
江苏华靖资产经营有限公司	15,000.00	10.00
合计	150,000.00	100.00

3、经营管理结构

国信靖电的经营管理结构图如下：



4、经营范围

国信靖电的经营范围为火力发电，热力生产和供应，粉煤灰销售，石膏制造、加工、销售，煤炭批发、零售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

子公司江苏国信秦港港务有限公司的经营范围为港区内普通货物装卸、仓储服务；煤炭批发、零售；货运配载；粉煤灰、炉渣、石膏、建筑材料、金属材料销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

子公司靖江信达售电有限公司的经营范围为售电业务；蒸汽、热水销售；节能服务；用电咨询服务；合同能源管理；电力、热力、节能技术的开发、咨询、转让；太阳能光伏及装备销售；电力工程、供热管道设计、施工；电力设备的运行维护；煤炭销售；货运配载；港口货物装卸；普通货物仓储；建筑材料、金属材料、粉煤灰、炉渣、石膏销售；为电厂提供劳务服务、生活后勤管理服务、技术咨询服务；文具用品、日用品、服装零售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

5、主营业务简介

国信靖电的主要营业收入为发电收入、售热收入及出售发电副产品粉煤灰和石膏等的收入。

秦港港务的主要收入包括煤炭接卸转运收入和煤炭贸易收入，用于贸易的煤炭主要来源于母公司国信靖电。

信达售电的主要收入为售热收入，另有少量购售电收入，其中售热业务中的供热全部来源于母公司国信靖电。

6、财务及经营状况

根据国信靖电经审计的报表（合并口径）披露，截至估值基准日账面资产总额 615,520.44 万元、负债 444,451.15 万元、净资产 171,069.29 万元。2018 年实现营业收入 253,448.89 万元，利润总额 18,739.87 万元，净利润 18,774.22 万元。国信靖电的财务报表详见附件，最近三年资产、负债及财务状况简表如下：

国信靖电（合并财务报表口径）资产、负债及财务状况

金额单位：人民币万元

报告日期	2016-12-31	2017-12-31	2018-12-31
资产总计	671,608.87	626,402.53	615,520.44
负债合计	523,754.68	465,290.00	444,451.15
净资产	147,854.19	161,112.53	171,069.29
	2016 年度	2017 年度	2018 年度
营业收入	203,107.09	254,074.02	253,448.89
利润总额	24,049.73	17,728.42	18,739.87
净利润	16,942.58	13,258.34	18,774.22

国信靖电（母公司财务报表口径）资产、负债及财务状况

报告日期	2016-12-31	2017-12-31	2018-12-31
资产总计	656,622.47	613,121.36	598,086.55
负债合计	502,445.84	447,879.63	429,144.81
净资产	154,176.63	165,241.73	168,941.74
	2016 年度	2017 年度	2018 年度
营业收入	198,306.75	242,227.31	241,182.73
利润总额	26,360.18	15,535.18	16,439.80
净利润	19,728.48	11,065.10	12,517.47

金额单位：人民币万元

以上数据中 2016 年 12 月 31 日的财务状况以及 2016 年度的经营成果经天衡会计师事务所（特殊普通合伙）审计，出具了“天衡审字（2017）00629 号”标准无保留意见的《审计报告》；2017 年 12 月 31 日的财务状况以及 2017 年度的经营成果经天衡会计师事务所（特殊普通合伙）审计，出具了“天衡审字（2018）01131 号”标准无保留意见的《审计报告》；2018 年 12 月 31 日的财务状况经天衡会计师事务所（特殊普通合伙）审计，出具了“天衡审字（2019）01047 号”标准无保留意见的《审计报告》。

三、估值目的

江苏国信股份有限公司收购江苏国信靖江发电有限公司利润补偿期间届满，需对收益法评估资产（江苏国信靖江发电有限公司 55%的股权）进行减值测试提供价值咨询。

四、价值类型

本次估值采用的价值类型为市场价值。市场价值是指自愿买方和自愿卖方在各自理性行事且未受任何强迫的情况下，估值对象在估值基准日进行正常公平交易的价值估计数额。

五、估值基准日

本项目估值基准日为 2018 年 12 月 31 日，此基准日由委托人确定。

六、宏观经济环境、行业及被估值单位分析

1、宏观经济环境分析

(1) 宏观经济形势

国家统计局数据显示，2018 年国内生产总值 GDP 超过 90 万亿元，比 2017 年增加了近 8 万亿元。从增速上看，2018 年 GDP 增速为 6.6%，创下自 1990 年以来的新低。三次产业增速普遍下滑，服务业引领作用稳固。三次产业方面，2018 年第三产业占 GDP 的比重为 52.2%。从增量看，第三产业增加值增速比第二产业快 1.8 个百分点，增加值同比增长 7.6%，增速较 2017 年下滑 0.3 个百分点，但仍快于同期 GDP 增速 1 个百分点，表明服务业继续在宏观经济中发挥引领作用。第二产业增加值同比增长 5.8%，增速较 2017 年下滑 0.1 个百分点，比同期 GDP 增速低 0.8 个百分点，主因我国当前已处工业化后期，工业在国民经济中的份额有所下降。第一产业增加值同比增长 3.5%，增速较 2017 年下滑 0.5 个百分点。2018 年，三次产业增速普遍下滑，与 GDP 增速放缓基本同步，表明需求端走弱正传导至生产端，且影响广泛。

(2) 地区经济形势

2018 年，江苏省经济发展稳中有进，高质量发展实现良好开局。初步核算并经国家统计局核定，全年实现生产总值 92595.4 亿元，按可比价格计算，比上年增长 6.7%。分产业看，第一产业增加值 4141.7 亿元，占比 4%，增长 1.8%，全省规模以上工业增加值比上年增长 5.1%，工业企业产销率达 98.8%。工业企业盈利能力提升，2018 年 1—11 月，全省规模以上工业企业利润总额同比增长 8.4%，

主营业务收入利润率、成本费用利润率分别为 6.41%、6.69%，同比提高 0.03 个、0.04 个百分点；第二产业增加值 41248.5 亿元，占比 45%，增长 5.8%；第三产业增加值 47205.2 亿元，占比 51%，增长 7.9%。

全省居民人均可支配收入 38096 元，比上年增长 8.8%。其中，工资性收入 21948 元，增长 7.6%；经营净收入 5386 元，增长 7.8%；财产净收入 3746 元，增长 15.7%；转移净收入 7016 元，增长 9.8%。

（3）有关财政、货币政策

2018 年中国继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策，中央经济工作会议提出 2018 年稳健的货币政策总体要求是“保持中性，管住货币供给总闸门，保持货币信贷和社会融资规模合理增长”，2019 年则要求，稳健的货币政策松紧适度，保持流动性合理充裕，改善货币政策传导机制，提高直接融资比重，解决好民营企业和小微企业融资难融资贵问题。

2、企业所在行业现状与发展前景

（1）行业分类及相关的法律法规

①行业分类及监管

根据国家统计局国民经济行业分类（GB/T4754-2011），火电行业属于 D 门类（电力、热力、燃气及水生产和供应业）下属的 44 大类（电力、热力生产和供应业）中的 441 中类（电力生产）中的 4411 小类。

目前，我国电力行业的主管部门是电力司，监管部门是国家电力监管委员会，主要自律性组织是中国电力企业联合会。

②行业的法律法规与管理制

根据国家发展改革委、国家能源局以及江苏省物价局等资料，总结出火电及相关行业的国家政策文件和法律法规，如下：

国	时间	政策或法律	主要内容
---	----	-------	------

家 政 策 文 件	2018年7月16日	《国家发展改革委、国家能源局关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知》	继续有序放开发用电计划，加快推进电力市场化交易，完善直接交易机制，深化电力体制改革。提高市场化交易电量规模，推进各类发电企业进入市场，放开符合条件的用户进入市场，完善市场化交易电量价格形成机制。
	2017年7月17日	《火电厂污染防治技术政策》	明确地提出了以全面实施超低排放为目标，污染监管指标覆盖扩大。要求全国新建燃煤发电项目原则上应采用60万千瓦以上超临界机组，优先淘汰改造后仍不符合能效、环保等标准的30万千瓦以下机组。
	2017年3月29日	《国家发展改革委、国家能源局关于有序放开发用电计划的通知》	加快组织发电企业与购电主体签订购电协议，逐年减少既有燃煤发电企业计划电量，新核准发电机组积极参与市场交易，规范和完善市场化交易电量价格调整机制，有序放开跨省跨区送受电计划，允许优先发电计划指标有条件市场化转让，在保障无议价能力用户正常用电基础上引导其他购电主体参与市场交易，参与市场交易的电力用户不再执行目录电价，采取切实措施落实优先发电、优先购电制度。
	2016年11月7日	电力发展“十三五”规划（2016-2020年）	“十三五”期间，取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上，到2020年全国煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内。
	2015年12月11日	《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》	要求对燃煤机组全面实施超低排放和节能改造，范围推广至全国，大幅降低发电煤耗和污染排放。要求东部、中部、西部地区10万千瓦以上自备燃煤发电机组分别在2017、2018和2020年之前实施超低排放改造。
	2015年12月11日	关于推进电力市场建设的实施意见	推动电力供应使用从传统方式向现代交易模式转变，就推进电力市场建设提出几点要求，主要是在实施路径、建设目标、主要任务等方面进行规定。
	2015年12月11日	关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见	推进构建有效竞争的市场结构和市场体系，建立相对独立、规范运行的电力交易机构，就电力交易机构组建和规范运行提出几点意见，主要是在总体要求、实施、监管等方面进行规定。
	2015年12月2日	《国家发展改革委、环境保护部、国家能源局关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》	为鼓励引导超低排放，对经所在地省级环保部门验收合格并符合上述超低限值要求的燃煤发电企业给予适当的上网电价支持。其中，对2016年1月1日以前已经并网运行的现役机组，对其统购上网电量加价每千瓦时1分钱（含税）；对2016年1月1日之后并网运行的新建机组，对其统购上网电量加价每千瓦时0.5分钱（含税）。
	2015年4月13日	《国家能源局关于下达2011年电力行业淘汰落后产能目标任务的通知》	列入本年度电力行业淘汰落后产能目标任务的小火电机组，须在2015年12月底前完成拆除工作。燃油机组需彻底拆除全部主体设备和生产线；燃煤机组需至少拆除锅炉、汽轮机、发电机、输煤栈桥、冷却塔、烟囱中的任两项。其中全国的目标任务是423.4万千瓦，江苏省的目标任务是52.7万千瓦。

2015年3月15日	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发(2015)9号)文》	文件提出要进一步深化电力体制改革,解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题,促进电力行业又好又快发展,推动结构转型和产业升级。
2014年11月10日	省政府办公厅关于转发省发展改革委省环保厅江苏省煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)的通知	全省在役燃煤机组平均供电煤耗下降至305克标煤/千瓦时(以下简称克/千瓦时)。到2020年年底,全省煤炭占能源消费比重下降到60%以内,电煤占煤炭消费比重提高到60%以上。到2018年年底,燃煤供热机组装机容量占煤电总装机容量比重达到40%以上。到2018年年底,力争淘汰落后火电机组160万千瓦。严格控制使用含硫量高于0.7%、灰分大于15%的煤炭。禁止采购劣质煤炭用于发电。对按要求应当实施节能和环保改造但未按期完成或者未能达到效果的,适当降低其发电利用小时数。
2014年3月11日	关于严格控制重点区域燃煤发电项目规划建设有关要求的通知	现有多台燃煤机组装机容量合计达到30万千瓦以上的,实施煤炭等量替代后可建设为大容量燃煤发电机组。
2013年9月10日	《大气污染防治行动计划》	到2017年,煤炭占能源消费总量比重降低到65%以下。京津冀、长三角、珠三角等区域力争实现煤炭消费总量负增长,通过逐步提高接受外输电比例、增加天然气供应、加大非化石能源利用强度等措施替代燃煤。京津冀、长三角、珠三角等区域新建项目禁止配套建设自备燃煤电站。耗煤项目要实行煤炭减量替代。除热电联产外,禁止审批新建燃煤发电项目;现有多台燃煤机组装机容量合计达到30万千瓦以上的,可按照煤炭等量替代的原则建设为大容量燃煤机组。
2012年12月25日	国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见	电煤是煤炭消费的主体,占消费总量的一半以上。深化电煤市场化改革要求建立电煤产运需衔接新机制、完善煤电价格联动机制、推进电煤运输市场化改革、推进电力市场化改革,并且在此基础上必须完善调控监管体系和加强组织协调,充分发挥市场在配置煤炭资源中的基础性作用,以取消重点电煤合同、实施电煤价格并轨为核心,逐步形成合理的电煤运行和调节机制,实现煤炭、电力行业持续健康发展,保障经济社会发展和人民生活的能源需求。
2011年11月25日	《关于促进低热值煤发电产业健康发展的通知》	力争到2015年,全国低热值煤发电装机容量达到7600万千瓦,年消耗低热值煤资源3亿吨左右,形成规划科学、布局合理、利用高效、技术先进、生产稳定的低热值煤发电产业健康发展格局。
2011年7月29日	《火电厂大气污染物排放标准》	本标准规定了火电厂大气污染物排放浓度限值、监测和监控要求,以及标准的实施与监督等相关规定。其中二氧化硫、氮氧化物标准均降到欧洲现行标准的一半,其中氮氧化物的防治门槛高达100mg/Nm ³ 。增设了汞及其化合物控制指标。

	1999年5月19日	“上大压小”政策	为实现电力工业可持续发展战略和产业政策，促进电力工业结构调整，保护环境，开拓电力市场，落实“上大压小”政策，上大发电机组，关停小发电机组。即建设单机30万千瓦机组要关掉其容量80%的小机组，建设单机60万千瓦机组要关掉其容量70%的小机组，建设单机100万千瓦机组要关掉其容量60%的小机组，也可按等煤量计算。
法律法规	2015年8月29日	《中华人民共和国大气污染防治法》	第四章（大气污染防治措施）第一节（燃煤和其他能源污染防治）第四十一条规定燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施；第四十二条规定电力调度应当优先安排清洁能源发电上网。
	2015年4月24日	《中华人民共和国电力法》（修订）	1995年12月28日通过《中华人民共和国电力法》，其中对电力建设、电力生产、电力供应、电价等做出具体的规定，电力建设企业、电力生产企业、电网经营企业依法实行自主经营、自负盈亏，并接受电力管理部门的监督。2009年8月27日对其部分法律做出第一次修订，2015年4月24日对其做出第二次修订，删去第二十五条第三款中的“供电营业机构持《供电营业许可证》向工商行政管理部门申请领取营业执照，方可营业。”
	2011年6月30日	《关于发展热电联产的规定》	热电联产规划必须按照“统一规划、分步实施、以热定电和适度规模”的原则进行，以供热为主要任务，并符合改善环境、节约能源和提高供热质量的要求。
	2007年10月28日	《中华人民共和国节约能源法》	本法三十一条规定国家鼓励工业企业采用高效、节能的电动机、锅炉、窑炉、风机、泵类等设备，采用热电联产、余热余压利用、洁净煤以及先进的用能监测和控制等技术。三十三条规定禁止新建不符合国家规定的燃煤发电机组、燃油发电机组和燃煤热电机组。
	2005年2月2日	《电力监管条例》	第十五条规定电力监管机构对发电厂并网、电网互联以及发电厂与电网协调运行中执行有关规章、规则的情况实施监管。第十八条规定电力监管机构对供电企业按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的情况实施监管。第二十六条发电厂与电网并网、电网与电网互联，并网双方或者互联双方达不成协议，影响电力交易正常进行的，电力监管机构应当进行协调；经协调仍不能达成协议的，由电力监管机构作出裁决等。

1999年3月18日	《电力设施保护条例实施细则》	各级地方人民政府设立的由同级人民政府所属有关部门和电力企业（包括：电网经营企业、供电企业、发电企业）负责人组织的电力设施保护领导小组，负责领导所辖行政区域内电力设施的保护工作，其办事机构设在相应的电网经营企业，负责电力设施保护的日常工作；电力企业必须加强对电力设施的保护工作；发电设施附属的输油、输灰、输水管线的保护区依本条规定确定。
1997年8月7日	《小火电机组建设管理暂行规定》	要严格控制单机容量10万千瓦及以下火电机组的建设（包括企业自备电厂），其中2.5万千瓦及以下小火电机组严禁建设。在大电网覆盖不到的地区建设小火电机组，按本规定中审批程序审批。在大电网覆盖地区要严格控制建设10万千瓦以上30万千瓦以下的纯凝汽式火电机组。从“九五”开始，新建火电厂一般都要使用单机容量在30万千瓦及以上的高参数、高效率机组。
1996年9月1日	《火电行业环境监测管理规定》	规定需要对火电厂的灰水、工业废水、生活污水、脱硫废水、烟道气、电磁污染、灰渣和噪声进行监测，同时建立数据库，进行调查分析。

③行业发展规划

2016年年初以来，控制火电产能的政策文件密集下发。2016年10月发布的《关于进一步调控煤电规划建设的通知》规定放缓煤电建设核准步伐。2017年8月国家发改委等16部委联合印发《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》，提出“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上。2017年政府工作报告中则首次将“去产能”范围扩大到煤电领域，规定2017年淘汰、停、缓建煤电产能5000万千瓦以上，2018年的报告中这一目标则为淘汰关停不达标的30万千瓦以下煤电机组。政府对于火电去产能规划明确，政策高压将在十三五期间持续。

依据十三五规划，在2016年11月国家发改委和能源局就联合印发了《电力发展“十三五”规划》，明确指出到2020年全国煤电装机力争控制在11亿kW以内。《国家能源科技“十三五”规划》确定了传统能源的清洁高效开发、转化、利用成为主要发展趋势。火力发电技术正朝着清洁、高效、节能、节水的方向发展，主要国家均在开展700℃超超临界燃煤发电技术研发，整体煤气化联合循环技术、碳捕集与封存技术、富氧燃烧技术正在快速发展。

(2) 行业发展现状

①我国电力行业发展现状

我国全社会用电量一直处于上升趋势，2016、2017 年增速开始增加，2017 年全社会用电量 63,094 亿千瓦时，2018 年全年用电量 68,449 亿千瓦时同比增长 8.5%，年度用电量增速创 2012 年以来新高；受用电需求影响，电力生产亦有所加快。2018 年全年发电量 69,940 亿千瓦时，较 2017 年的 64,529 亿千瓦时增长 8.4%，增速创 2014 年以来新高。

2003 年以来分年全社会用电量及其增速

年份	全社会用电量 (亿千瓦时)	用电量同比增长 (%)	GDP 增长速度 (%)
2003	18910	15.4	10.0
2004	21735	14.9	10.1
2005	24689	13.45	11.4
2006	29368	14.16	12.7
2007	32458	14.42	14.2
2008	34268	5.23	9.7
2009	36430	5.96	9.4
2010	41923	14.56	10.6
2011	46928	11.7	9.5
2012	49591	5.5	7.9
2013	53223	7.5	7.8
2014	55233	3.8	7.3
2015	55500	0.5	6.9
2016	59198	5	6.7
2017	63094	6.6	6.8
2018	68449	8.5	6.6

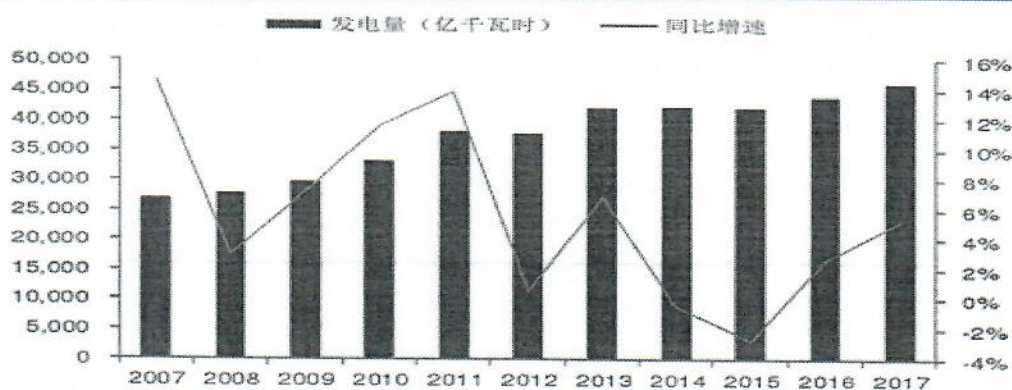
(数据来源：国家能源局、中电联、国家统计局)

分产业看，第一产业用电量 728 亿千瓦时，同比增长 9.8%；第二产业用电量 47,235 亿千瓦时，同比增长 7.2%；第三产业用电量 10,801 亿千瓦时，同比增长 12.7%；城乡居民生活用电量 9,685 亿千瓦时，同比增长 10.4%。

再看全国发电组成，2018 年中国核电发电量约 2,944 亿千瓦时，同比增长 18.6%；风力发电量 3,660 亿千瓦时，同比增长 20.2%；光伏发电 1,775 亿千瓦时，同比增长 50.8%；水电 1.2 万亿千瓦时，同比增长 3.2%；火电 4.9 万亿千瓦时，同比增长 7.3%。火力发电仍然是占据主力地位，占比超过了 70% 以上。受社会发展带动，国内电力设备总发电量持续增加。火电发电量方面，近年来火电发

电量增速受用电需求及其他能源发电挤压影响波动较大；2017年以来，受国家淘汰落后煤电装机影响，规模以上火电机组发电量增速有所提高，但随着非化石能源电力的不断发展，火电发电量占比呈下降趋势，预计未来占比将进一步降低。

图表：火电发电量情况（亿千瓦时）

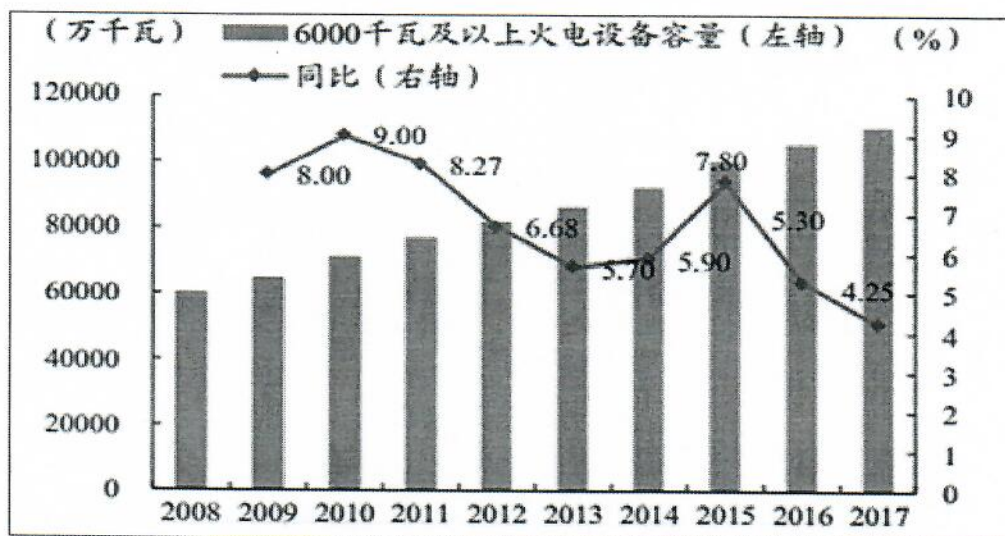


2007-2017 我国历年火电发电量

（数据来源：国家统计局）

从总发电量看，近年随着国内经济的发展，发电总量也呈现较高的增长。从发电方式上看，鉴于新能源发电在我国发电总量中所占比重上升以及新能源发电良好的发展趋势，新能源发电的发展对火电行业形成挑战，火电发电量趋于平缓。电力行业总的发展趋势是可再生发电方式代替不可再生发电方式，清洁发电方式代替有污染有排放的发电方式。但是，由于我国能源结构中煤炭占比依旧较高，以及新能源发电在技术和成本上还有待提升，火电行业未来发展前景还比较平稳。火电发电仍然是我国主要的发电方式，是电力生产的主力军。

近年我国发电机组装机容量持续上升，这本身是与国内经济发展相适应的，但在经济增速放缓趋势已十分明显的当前形势下，势必会加大各电厂之间的市场竞争。



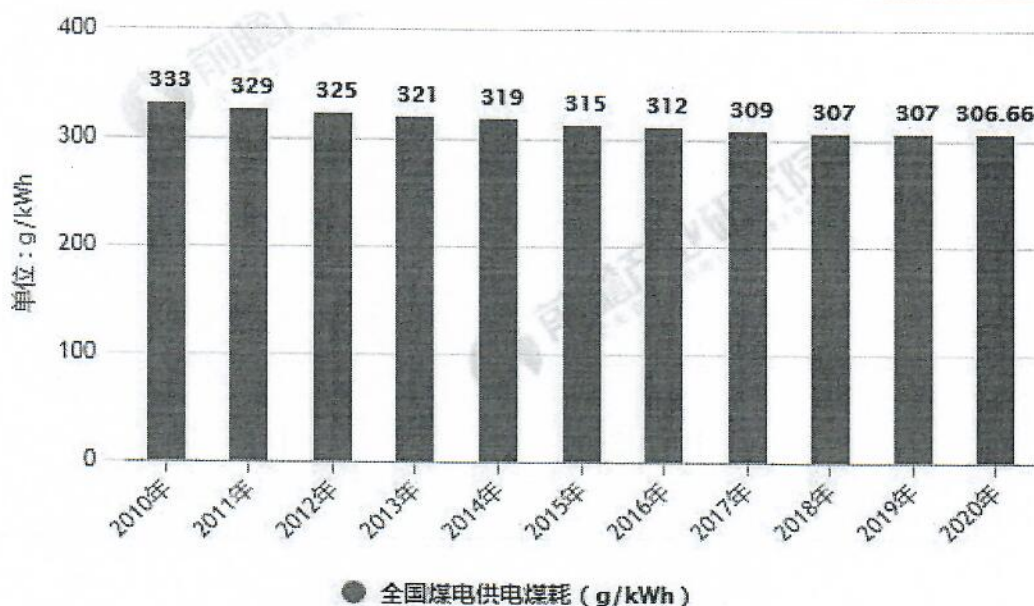
2008~2017年我国历年火电发电装机容量

(数据来源: 中电联)

②煤电清洁发展现状

2018年11月14日,国家能源局电力司表示,为进一步提升煤电清洁高效发展水平,我国煤电行业近年来大力推行超低排放和节能改造。截至2018年,全国已有8.1亿千瓦煤电机组达到超低排放限值要求,占总装机容量的80%;累计完成节能改造6.5亿千瓦,提前完成2020年改造目标。我国已建成全球最大的清洁煤电供应体系。

据前瞻产业研究院发布的《煤电一体化市场前景与投资战略规划分析报告》统计数据显示,2010年全国煤电供电煤耗为333g/kWh,到了2014年全国煤电供电煤耗减少至319g/kWh。截止到2017年全国煤电供电煤耗达到了309g/kWh。这期间明显经历了一个类线性递减的过程。预计2018年全国煤电供电煤耗将达307g/kWh。从整体来看这种技术替代效应在实际的煤电商业化中存在着一定的边际约束作用,结合五大发电集团的2017年平均供电煤耗为302.10g/kWh,以及当下实际运行的超超临界机组的理论约束值275.82g/kWh,未来三年全国供电煤耗率或进入“低速递减区域”。预计2020年全国煤电供电煤耗将达到了306.66g/kWh。



2010~2020 年火电机组标准煤耗情况

(数据来源: 前瞻产业研究院)

我国电源结构以煤电为主的格局长期不会改变, 必须坚持优化发展煤电, 高度重视煤炭绿色发电, 大力推行洁净煤发电技术, 加快现有机组节能减排改造, 因地制宜改造、关停淘汰煤耗高、污染重的小火电, 加强煤炭高效清洁利用。

③江苏省电力行业发展现状

纵观 2018 年的用电数字, 江苏省用电总体保持温和平稳增长。其中, 江苏全社会用电量 6128.3 亿千瓦时, 增长 5.51%; 2017 年, 江苏全社会用电量 5808 亿千瓦时, 增长 6.39%; 电网公司完成售电量 4931 亿千瓦时, 增长 7.29%。完成固定资产投资 467 亿元; 投产 110-500 千伏线路 3294 公里、变电容量 2952 万千伏安; 线损率 4.08%, 下降 0.1 个百分点; 实现营业收入 2987 亿元, 利润 80 亿元; 资产总额 2906 亿元, 固定资产原值 5018 亿元。按照国家发展改革委、国家能源局《关于加快做好淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组工作暨下达 2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务(第一批)的通知》(发改能源〔2018〕1228 号)要求, 经各地申报, 省发展改革委(省能源局)会同江苏省电力公司等部门现场核查确认, 2018 年全省电力行业已淘汰落后产能 48.8 万千瓦。与此同时, 国网江苏省电力有限公司加大区外清洁能源引入力度, 全年消纳的 1097 亿千

瓦时区外来电中，来自西南、西北的水电和风电等清洁电力占了一半以上，达到 557 亿千瓦时。

④电力供需展望

综合考虑经济、社会发展、电气化水平提高等影响因素和电力作为基础产业及民生重要保障的地位，对比分析世界发达国家用电需求发展历程，借鉴国内各机构预测成果，采取多种方法进行预测，未来电力需求推荐方案为：2020 年全国全社会用电量为 7.7 万亿千瓦时，人均用电量 5570 千瓦时，“十三五”年均增长 5.5%左右，电力消费弹性系数为 0.76；2030 年全国全社会用电量为 10.3 万亿千瓦时左右，人均用电量 7400 千瓦时左右，2020~2030 年年均增长 3%左右，电力消费弹性系数为 0.5 左右；2050 年为 12~13 万亿千瓦时，人均用电量 9000 千瓦时左右。

从电力需求地区分布上看，东中西部发展受两个主要因素影响，一是发挥西部资源优势，耗能产业逐步向西部转移；二是随着城镇化深化发展，人口继续向东中部地区特别是大中城市集中。对应于上述用电增长需求，预计全国发电装机到 2020 年需要 19.6 亿千瓦左右，2030 年需要 30.2 亿千瓦左右，2050 年需要 39.8 亿千瓦左右。其中，非化石能源发电所占比重逐年上升，2020 年、2030 年和 2050 年发电装机占比分别达到 39%、49%和 62%，发电量占比分别达到 29%、37%和 50%。到 2050 年，我国电力结构将实现从煤电为主向非化石能源发电为主的转换。

（3）行业发展的有利和不利因素

①有利因素

<1>中国经济发展平稳增长

2015 年-2018 年，中国国民经济年均增长 6.8%，经济增速放缓，进入平稳期。2018 年，全国全社会用电量 6.84 万亿千瓦时，同比增长 8.5%，为 2012 年以来最高增速；各季度同比分别增长 9.8%、9.0%、8.0%和 7.3%，增速逐季回落，但总体处于较高水平。全国人均用电量 4956 千瓦时，人均生活用电量 701 千瓦

时。第一、第二和第三产业以及城乡居民生活用电量不断增加，是推动火力发电行业迅猛发展的主要原因。经济发展带动居民收入不断增长，生活水平质量不断提高，电器的购买量和使用率提升，对电力的需求日益加大。

<2>行业技术发展

火力发电是我国的主力电源，其他发电方式为辅，比如太阳能发电、核能发电、风力发电、生物质发电、潮汐能发电等等，火力发电的清洁高效发展是我国的必然选择。2018年，我国火电发电量在总发电量中的占比达 70.39%。

因此，火力发电技术必须不断优化发电厂热力系统，提高发电效率和环保性能，降低发电成本，才能推进火力发电发展进入新形势和新时代。“十三五”规划研究明确了 700℃超超临界燃煤发电、超临界二氧化碳布雷顿循环、煤气化联合循环等前沿技术应当作为未来长期重点突破和完善的关键技术。火力发电技术正朝着清洁、高效、节能、节水的方向发展。

<3>全国社会用电量快速增长

2018年，中国全社会用电量 68449 亿千瓦时，同比增长 8.5%，用电量较快增长的主要原因：一是宏观经济运行稳中向好，第二产业用电平稳增长；二是服务业用电持续快速增长；三是电力消费新动能正在逐步形成，高技术制造业、战略性新兴产业等用电高速增长；四是在工业、交通、居民生活等领域推广的电能替代成效明显；五是夏季长时间极端高温天气拉动用电量快速增长。

②不利因素

<1>环保成本上升

火力发电行业的热能主要是指利用煤炭、天然气等固体、液体、气体为燃料燃烧时产生的。火电行业利用煤炭燃料产生动力的同时造成的空气严重污染，严重对环境造成了威胁。目前，我国发电仍然以火力发电为主，新能源发电技术为辅，但是能源匮乏，使用率低下，技术滞后以及由此所带来的环境污染问题，阻碍了我国可持续发展。随着我国环保政策执行力度加大，火电行业对环保成本将不断增加。

<2>煤炭价格保持高位

2016 年开始，我国煤炭价格回暖，截至 2018 年 12 月，国家发改委公布 12 月份我国动力煤价格指数，12 月份，全国动力煤平均价格为 522.2 元/吨，环比增长 0.41%，同比下降 2.61%。预计，2019 年电煤市场供需总体平衡，局部地区部分时段供需偏紧，电煤价格保持高位运行，有一定下调空间，煤炭生产消费清洁化约束压力只增不减。火电的发电成本持续升高，而电价调整幅度较小，也就意味着火电行业利润降低。煤炭是火力发电的主要燃料，动力煤炭普遍亏损，由于煤炭成本占火电企业成本的 40%-50%，因此煤价上升将给火电行业减少利润，毛利率也在不断减少过程中。

<3>行业竞争

随着新能源在整个能源中比重日益提高，火电行业受到很大的冲击。电改之后，电价市场化显著，水电落地价格与火电落地价格接轨，使得发电行业的竞争程度更加激烈。而且，我国的水能、生物质能、风能和太阳能资源丰富，具备大力开发的条件，发展可再生能源可减少污染，促进我国能源可持续发展。其中，水电行业将继续对火电行业保持挤压态势，高位的煤炭库存难以消化，市场供需平衡压力大。

(4) 行业特有的经营模式，行业的周期性、区域性和季节性特征等

①行业特有的经营模式

火力发电是一种利用煤炭、天然气等固体、液体、气体燃料燃烧时产生的热能来加热水，使高温产生的高压水蒸气推动发电机发电的一种发电方式。火力发电行业是通过向上游原材料供应行业采购煤炭、天然气等燃料，运用火力设备发电，并将所发电量按照国家核定的上网电价销售给电网公司获得相应利润的电力生产和供应行业。

②行业的周期性、区域性和季节性特征

我国全社会电力需求周期波动整体趋势是增长的，而每个周期的波动明显受到国内外政治和经济形势影响。与宏观经济增长之间从保持一致发展成为存在一定

时滞。与宏观经济周期波动特征相比更为不稳定。电力需求周期波动的幅度更大，更为不稳定。

季节性特征方面，第二产业的电力消耗季节性波动剧烈，而第三产业和居民用电的季节性波动呈现高度一致。而第一产业的电力消耗则可忽略不计。对于第二产业，四大高耗能行业（依照对电力需求波动影响程度的大小，四大行业依次为非金属矿物制品业、钢铁业、有色金属业和化学原料及化学制品业）的用电量不仅在制造业、工业乃至全社会用电量中占据主要成分，而且其用电量的波动也是电力需求季节性波动的主要原因之一。对于第三产业用电和居民用电，其季节性波动受到极端气温的显著影响。电力需求的季节性波动很大程度上来源于最终需求特别是耐用消费品如汽车和高耗电的空调等销售量的季节性波动。

（5）企业所在行业与上下游行业之间的关联性，上下游行业发展对本行业发展的影响

火力发电的主要原料是煤炭、天然气等，因此火力发电行业的上游产业主要是煤炭、天然气的采集和加工业，下游产业主要是以第二产业为主的用电行业，生产过程中需要发电设备，生产的产品主要销售对象是电网公司。

①上游行业之间的关联性及其对企业的影响

火力发电企业是资源依附性的企业，在火力发电企业中，燃煤的火力发电企业占绝大部分，同时，燃煤费用占其发电成本的 40%-50%。这样对煤炭供应的价格、质量和煤炭供应的数量将直接影响火力发电企业的生产成本，进而影响企业的盈利最终影响火力发电企业的竞争力。

当电煤的热值偏低、湿度偏大、灰质偏高的时候会导致发电企业的锅炉扰动大、稳定系数偏低，影响机组的负荷曲线，这样就产生了不合格电量，甚至可能导致机组的跳闸破坏系统。当煤炭的质量较差的时候，发电企业为了保证机组的稳定运行和充分燃烧，必须要加入天然气或是重油帮助其燃烧，这样就使得发电成本上升，经济效益随着降低。若煤炭供应商能够及时充足的供应煤炭将提高火力发电企业的运营效率。以华中电网为例，2002，2003，2004 年连续三年

都出现了发电机组因没有原料煤而被迫停运的情况，影响了企业的火力，导致失去了市场机会。可见电煤价格直接决定了火力发电企业的成本、利润和经济效益和生产安全。

②下游行业之间的关联性及其对企业的影响

电能作为发电企业的生产产物，由于其特殊的形态特征，决定了电能产品必须要通过输电管网才能运送到最终端—消费者手中，完成一套完整的销售，因此发电企业的最直接的用户就是电网公司。自从我国电力市场改革“厂网分开”，发电企业作为独立的主体进入了激烈的市场竞争中，但是，于此相对的电网企业却处在地域垄断的地位，也就形成了一家电网运营企业与多家发电企业构建合作平台的情况，电网运营企业在这个过程中对电能的质量和电能的收购数量有这绝对的话语权。因此，发电企业的工作重点就是满足电网运营企业的收购要求，将其电源产品尽量地卖给运营商。

对于发电企业来说，上网电价的高低直接影响了企业的盈利能力。通常情况下，发电企业生产的一部分电量的上网电价是由国家的统一政策计算，剩余电量的电价是由市场决定的。这也就是说，发电企业的上网电量和上网电价的多少是由国家宏观政策和市场竞价共同影响的结果。

3、被估值单位业务分析

(1) 主要产品和经营业绩

国信靖电的主要营业收入为发电收入、售热收入及出售发电副产品粉煤灰和石膏等的收入。国信靖电历史年度自发电量情况如下表所示：

项目		单位	2016年	2017年	2018年
自发电量	机组平均容量	兆瓦	1,320.00	1,320.00	1,320.00
	发电利用小时	小时	4,735.39	4,901.20	4,744.19
	发电量	兆瓦时	6,250,720.00	6,469,580.00	6,262,330.00
	自用电量率	%	5.11%	5.03%	4.88%
	自用电量	兆瓦时	319,183.48	325,512.24	305,478.88
	供电量	兆瓦时	5,931,536.52	6,144,067.76	5,777,433.12
	售电量	兆瓦时	5,931,536.52	6,144,067.76	5,777,433.12
	其中：直供电	兆瓦时	1,028,156.52	2,467,252.81	3,429,560.00
	上网电价（不含税）	元/兆瓦时	321.18	327.23	334.53
	直供电上网电价（不含税）	元/兆瓦时			

自发电量收入小计	万元	190,511.36	201,053.09	193,270.91
----------	----	------------	------------	------------

秦港港务的主要收入包括煤炭接卸转运收入和煤炭贸易收入，用于贸易的煤炭主要来源于母公司国信靖电。

信达售电的主要收入为售热收入，另有少量购售电收入，其中售热业务中的供热全部来源于母公司国信靖电。

(2) 生产经营优势和劣势分析

通过对国信靖电的内、外部环境分析，可总结出如下表所示的国信靖电外部环境的机会和威胁，内部环境的优势和劣势。

其优势、劣势和外部的机遇、威胁（SWOT）分析如下：

内 部 分 析	优势(S): 1、经验丰富的员工队伍； 2、具有稳定的销售市场； 3、科学的现代企业管理政策。 4、公司建有自己的重件码头，可降低原煤的运费成本。	劣势(W): 1、高污染、高耗能的公众形象和行业特征； 2、水电、核电、风电、太阳能等清洁能源将有比火电更大的外延发展空间； 3、电改的重点是放开竞争性电价，电力销售领域竞争日益加剧；
外 部 分 析	机遇(O): 1、受益于动力煤等原材料价格下降，煤价降幅可降低火电企业发电成本； 2、相较于水电，火电初始投资费用低、土地面积小、选址灵活、布厂方便、建造周期短、投产速度快、可有效降低电网输配电损耗； 3、机组受环境、气候等外部不利因素影响较小，可有效保障国家电力供应，只要保证燃料，可以连续作额定输出运转。	威胁(T): 1、资源利用率低、机组运行成本高、能源浪费严重、环境污染严重、国家节能减排政策影响； 2、“上大压小”的电力政策，中小机组容量电厂面临压力； 3、“十三五”期间，受经济增速趋于稳定的影响，火电利用小时数将持续下降、产能过剩将成为必然； 4、“煤电联动”落地，对火电企业盈利有所压缩； 5、技术更替。

七、估值假设

(一) 基本假设

1、持续经营假设：假设估值基准日后，被估值单位可以持续经营下去，企业的全部资产可以保持原地原用途继续使用下去。

2、交易假设：是假定所有待估资产已经处在交易的过程中，根据待估资产的交易条件等模拟市场进行估值。

3、公开市场假设：是假定在市场上交易的资产，或拟在市场上交易的资产，资产交易双方彼此地位平等，彼此都有获取足够市场信息的机会和时间，以便于

对资产的功能、用途及其交易价格等作出理智的判断。公开市场假设以资产在市场上可以公开买卖为基础。

（二）具体假设

1、国家现行的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化，本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化。

2、有关利率、汇率、赋税基准及税率、政策性征收费用等不发生重大变化。

3、假设被估值单位在现有的管理方式和管理水平的基础上，经营范围、方式与目前方向保持一致。公司的经营者是负责的，并且公司管理层有能力担当其职务，核心团队未发生明显不利变化。公司完全遵守所有有关的法律法规。

4、假设被估值单位的电力业务许可等资质到期能够接续，相关资质的市场惯例未发生变化。

5、假设被估值单位未来将采取的会计政策和编写此份报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致。

6、假设国信靖电设备融资租赁的全部借款得以按时偿还，不会发生因债务不能偿还而导致其质押的电费收费权及其项下全部权益的转移；

7、无其他人力不可抗拒因素及不可预见因素对被估值单位造成重大不利影响。

本估值报告结论在上述假设条件下于估值基准日时成立，当上述假设条件发生变化时，估值结论一般会失效。

八、估值方法

根据本项目估值目的、估值对象、价值类型、资料收集等情况，我们采用收益法对国信靖电的股东部分权益价值进行估算。估值基本思路如下：

1、分析被估值单位历史的收入、成本、费用等财务数据。

2、结合被估值单位的资本结构、经营状况、历史业绩、发展前景，对被估值单位管理层提供的未来预测期期间的收益进行复核，估算预测期内的自由现金流量，并折现得到预测期内经营性资产的价值。

3、根据宏观经济形势、所在行业发展前景，企业经营模式，对明确预测期以后的收益趋势进行分析，选择恰当的方法估算预测期后的价值。

4、分析被估值单位是否存在溢余资产、非经营资产和负债，并考虑是否单独估算价值并加回。

5、由上述各项资产和负债价值进行加和，经扣减付息负债后，得出被估值单位的股东全部权益价值。

九、收益法估值

企业价值估值中的收益法，是指将预期收益资本化或者折现，确定估值对象的估值方法。

（一）估值模型

1、数学模型的选取

国信靖电与其 2 家长期股权投资单位同属电力行业，其子公司与母公司实为同一产业链，其利益和风险相同，因此，本次我们采用了合并业务单元口径（即：母公司和所有子公司均纳入合并后的业务单元）对国信靖电股东部分权益价值进行收益法估值。

本次收益法估值采用的企业自由现金流折现模型如下：

$$E=B-D-M$$

式中： E ：股东全部权益价值；

B ：企业整体价值；

D ：付息债务价值；

M ：少数股东权益价值。

企业整体价值（ B ）的计算公式为： $B=P+\sum C_i$

式中： P ：经营性资产价值； $P=\sum_{i=1}^n \frac{FCFF_i}{\prod (1+WACC_i)}$

式中： $FCFF_i$ ：第 i 年的企业自由现金流量；

企业自由现金流量 = 净利润 + 折旧与摊销 + 扣除税务影响后的利息费用
 - 资本性支出 - 净营运资金变动

WACC: 加权平均资本成本;

i : 预测期的年期序号;

n : 收益期数。

$\sum C_i$: 估值基准日时存在的非经营性或溢余性资产的价值

其中: C_1 : 溢余资产, 预测未来经营期间的现金流中未能涵盖或者不需要的资产价值;

C_2 : 非经营性资产, 是指不直接参加企业日常经营活动的资产价值;

C_3 : 非经营性负债, 是与非经营性资产相关的负债, 以负值计算。

2、估值模型中重要参数的取值

(1) 收益期的考虑

收益期即资产具有获利能力持续的时间, 由估值人员根据被估值单位自身效能以及有关法律、法规、契约、合同等加以测定。

根据国信靖电章程和营业执照, 收益主体未约定企业的经营年限。通过与国信靖电管理层的访谈、实地调查, 没有证据表明, 国信靖电所处的法律环境、市场环境、行业政策可能影响企业的持续经营; 其次, 国信靖电有能力持续拥有或取得持续经营所需的资质并愿意持续经营下去, 故本次估值按无固定期限考虑。

(2) 预测期的考虑

经过对被估值单位所在行业的发展特点、企业规模及经营状况、市场供需情况、竞争环境及未来发展分析, 预计被估值单位于 2023 年后达到稳定经营状态, 故预测期选择为 2019 年 1 月至 2023 年 12 月。

(3) 折现率的测算

本次估值折现率采用加权平均资本成本模型 (WACC) 计算, 公式为:

$$WACC = \frac{E}{D+E} \times K_e + \frac{D}{D+E} \times (1-t) \times K_d$$

式中: K_e : 权益资本成本;

K_d : 债务资本成本;

t : 被估值单位企业所得税率;

E : 权益市场价值;

D : 付息债务价值。

其中, K_e 采用资本资产定价模型 (CAPM) 计算确定。公式如下:

$$K_e = R_f + \beta \times MRP + Q$$

式中: R_f : 无风险报酬率;

β : 权益的系统风险系数;

MRP : 市场风险溢价;

Q : 企业特定风险调整系数。

经分析计算折现率 (WACC) 取 7.62%。

(二) 营业收入的预测

1、主营业务收入-----发电、供热收入预测

历史年度数据:

项目		单位	2016年	2017年	2018年
自发电量	机组平均容量	兆瓦	1,320.00	1,320.00	1,320.00
	发电利用小时	小时	4,735.39	4,901.20	4,744.19
	发电量	兆瓦时	6,250,720.00	6,469,580.00	6,262,330.00
	自用电量率	%	5.11%	5.03%	4.88%
	自用电量	兆瓦时	319,183.48	325,512.24	305,478.88
	供电量	兆瓦时	5,931,536.52	6,144,067.76	5,777,433.12
	售电量	兆瓦时	5,931,536.52	6,144,067.76	5,777,433.12
	其中: 直供电	兆瓦时	1,028,156.52	2,467,252.81	3,429,560.00
	上网电价 (不含税)	元/兆瓦时	321.18	327.23	334.53
	直供电上网电价 (不含税)	元/兆瓦时			
	自发电量收入小计		万元	190,511.36	201,053.09
替代电量	替代电量	兆瓦时			179,418.00
	替代电价 (不含税)	元/兆瓦时			277.19
	替代电量收入小计		万元		
供热业务	供热量	万吉焦		37.08	162.08
	售热量	万吉焦		34.88	143.00
	售热单价 (不含税)	元/吉焦		40.35	58.71
	供热收入		万元		1,495.97

被替代电量收入	万元	2,530.63		639.30
考核收入	万元			211.97
主营业务收入合计		193,042.00	202,549.05	207,491.79

国信靖电在基准日时点共有 2 台 660MW 发电机组在役使用。未来电价预测主要在企业现已签订的双边供电协议定价的基础上再考虑超低排放补贴确定；未来发电利用小时及售热量主要历史运行情况确定。

国信靖电未来年度发电、供热收入预测如下：

项目		单位	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	稳定期
自发电量	机组平均容量	兆瓦	1,320.00	1,320.00	1,320.00	1,320.00	1,320.00	1,320.00
	发电利用小时	小时	4,800.00	4,800.00	4,800.00	4,800.00	4,800.00	4,800.00
	发电量	兆瓦时	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00
	自用电量率	%	4.40%	4.40%	4.40%	4.40%	4.40%	4.40%
	自用电量	兆瓦时	278,784.00	278,784.00	278,784.00	278,784.00	278,784.00	278,784.00
	供电量	兆瓦时	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00
	售电量	兆瓦时	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00
	其中：直供电	兆瓦时	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00	6,057,216.00
	上网电价（不含税）	元/兆瓦时						
	直供电上网电价（不含税）	元/兆瓦时	327.59	323.28	318.97	314.66	310.34	310.34
	自发电量收入小计	万元	198,426.00	195,815.00	193,204.00	190,593.00	187,983.00	187,983.00
替代电量	替代电量	兆瓦时						
	替代电价（不含税）	元/兆瓦时						
	替代电量收入小计	万元						
供热业务	供热量	万吉焦	194.82	194.82	194.82	194.82	194.82	194.82
	售热量	万吉焦	171.89	171.89	171.89	171.89	171.89	171.89
	售热单价（不含税）	元/吉焦	58.71	58.71	58.71	58.71	58.71	58.71
	供热收入	万元	10,092.00	10,092.00	10,092.00	10,092.00	10,092.00	10,092.00
被替代电量收入	万元							
考核收入	万元							
主营业务收入合计		208,518.00	205,907.00	203,296.00	200,685.00	198,075.00	198,075.00	

2、其他业务收入和子公司收入

其他业务收入和子公司收入的历史数据如下：

项目		单位	2016 年	2017 年	2018 年
副产品（粉煤灰）	天然煤入炉量	吨	2,459,241.75	2,554,240.00	2,581,868.20
	粉煤灰量	吨	338,736.83	309,883.12	356,321.39
	粉煤灰灰分	%	13.77%	12.13%	13.80%
	粉煤灰价	元/吨	33.17	65.43	94.40
	粉煤灰收入	万元	1,123.64	2,027.41	3,363.65

炉渣、石膏收入	万元	348.70	801.57	949.97
煤炭收入	万元	8,474.71	47,538.79	38,046.05
其他收入	万元	15.05	76.41	191.73
其他业务收入合计	万元	9,962.10	50,444.18	42,551.40
信达物流收入(购售电收入)	万元			284.03
秦港港务收入(煤炭转运收入)	万元	102.99	1,080.78	3,121.66

其他业务收入主要为靖江发电的粉煤灰、炉渣、石膏等副产品收入。信达售电独立经营对外业务为购售电业务，业务量很少，且未来不确定性很大，未来不考虑预测；秦港港务主要收入包括煤炭接卸转运收入和煤炭贸易收入，用于贸易的煤炭主要来源于母公司国信靖电。

根据其他业务收入和子公司收入的历史数据，结合收益主体未来的发展规划，未来预测如下：

项目		单位	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	稳定期
副产品 (粉煤灰)	天然煤入炉量	吨	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86
	粉煤灰量	吨	347,051.10	347,051.10	347,051.10	347,051.10	347,051.10	347,051.10
	粉煤灰灰分	%	13.50%	13.50%	13.50%	13.50%	13.50%	13.50%
	粉煤灰价	元/吨	64.33	64.33	64.33	64.33	64.33	64.33
	粉煤灰收入	万元	2,232.70	2,232.70	2,232.70	2,232.70	2,232.70	2,232.70
炉渣、石膏收入	万元	949.97	949.97	949.97	949.97	949.97	949.97	
煤炭收入	万元	48,017.24	48,017.24	48,017.24	48,017.24	48,017.24	48,017.24	
其他收入	万元							
其他业务收入合计	万元	51,199.91	51,199.91	51,199.91	51,199.91	51,199.91	51,199.91	
信达物流收入(购售电收入)	万元	-	-	-	-	-	-	
秦港港务收入(煤炭转运收入)	万元	2,452.83	2,452.83	2,452.83	2,452.83	2,452.83	2,452.83	

(三) 营业成本的预测

1、历史年度营业成本情况：

历史成本主要包括燃料费、材料费、修理费、人工成本、折旧摊销、块煤销售成本等。营业成本历史数据的明细如下：

项目	2016年	2017年	2018年
燃料	91,778.27	129,243.43	129,312.51
生产经营原材料	1,294.01	1,339.02	1,431.79
生产运营外委费	810.18	906.72	919.19
修理费	10,379.10	3,229.17	5,453.77
外购电力	1,177.66	24.76	42.19
原水及水利工程费	333.46	270.18	278.94
折旧	24,454.90	27,126.18	24,763.42
职工薪酬	4,253.46	5,058.96	5,505.74

劳动保护费	79.92	104.53	94.43
办公费	30.32	42.17	38.45
差旅费	25.75	31.73	33.46
汽车费用	30.39		6.07
无形资产摊销	113.16	126.18	264.61
技术监督服务费	238.57	185.44	263.02
保险费	351.14	125.07	374.52
环境保护费	1,434.59	277.35	
沉降观测费	10.42	10.85	
技术开发费	7.55	1.70	39.39
消防设施费	14.99	18.16	24.82
水土保持费	2.78	6.22	
劳务费	538.35	295.58	216.01
块煤销售	7,972.03	43,288.17	37,718.97
营销费	57.13		
被替代发电成本			520.00
其他	203.33	170.44	1,423.80
信达物流成本(不含供热)	113.59	113.55	274.15
秦港港务成本(不含煤炭成本)	4,674.51	1,843.49	1,337.27
营业成本合计	150,379.58	213,839.06	210,336.54

2、燃料费预测

收益主体历史年度燃料费情况如下：

项目	单位	2016年	2017年	2018年
发电量	兆瓦时	6,250,720.00	6,469,580.00	6,262,330.00
发电标准煤耗	克/千瓦时	282.59	278.34	273.54
发电耗用标准煤量	吨	1,766,368.00	1,800,758.00	1,712,979.00
其中：煤折	吨	1,765,952.00	1,800,538.00	1,712,766.00
油折	吨	416.00	220.00	213.00
供热量	万吉焦	-	37.08	162.08
供热标准煤耗	千克/吉焦		40.00	40.00
供热耗用标准煤	吨	-	14,831.66	64,831.68
煤折标准煤耗用	吨	1,765,952.00	1,815,369.66	1,777,597.68
油折标准煤耗用	吨	416.00	220.00	213.00
煤折标煤单价	元/吨	552.62	711.42	726.95
油折标煤单价	元/吨	2,976.65	4,328.54	4,195.09
合计燃煤成本	万元	97,590.10	129,148.20	129,223.16
合计燃油成本	万元	123.83	95.23	89.36
燃料费	万元	97,713.93	129,243.43	129,312.51
天然煤耗用量	吨	2,459,241.75	2,554,240.00	2,581,868.20

发电、供热标准煤耗结合历史年度的发电标准煤耗情况、设计指标以及预测年度的运行情况确定；稳定期的标煤单价通过历史年度的平均标煤单价确定。

未来年度燃料费用预测结果见下表：

项目	单位	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	稳定期
发电量	兆瓦时	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00	6,336,000.00
发电标准煤耗	克/千瓦时	274.00	274.00	274.00	274.00	274.00	274.00
发电耗用标准煤量	吨	1,736,064.00	1,736,064.00	1,736,064.00	1,736,064.00	1,736,064.00	1,736,064.00
其中：煤折	吨	1,735,847.50	1,735,847.50	1,735,847.50	1,735,847.50	1,735,847.50	1,735,847.50
油折	吨	216.50	216.50	216.50	216.50	216.50	216.50
供热量	万吉焦	194.82	194.82	194.82	194.82	194.82	194.82
供热标准煤耗	千克/吉焦	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
供热耗用标准煤	吨	77,926.78	77,926.78	77,926.78	77,926.78	77,926.78	77,926.78
煤折标准煤耗用	吨	1,813,774.28	1,813,774.28	1,813,774.28	1,813,774.28	1,813,774.28	1,813,774.28
油折标准煤耗用	吨	216.50	216.50	216.50	216.50	216.50	216.50
煤折标煤单价	元/吨	712.79	698.63	684.47	670.31	656.14	656.14
油折标煤单价	元/吨	4,195.09	4,195.09	4,195.09	4,195.09	4,195.09	4,195.09
合计燃煤成本	万元	129,284.34	126,715.65	124,146.96	121,578.27	119,009.58	119,009.58
合计燃油成本	万元	90.82	90.82	90.82	90.82	90.82	90.82
燃料费	万元	129,375.16	126,806.47	124,237.78	121,669.09	119,100.40	119,100.40
天然煤耗用量	吨	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86	2,570,748.86

3、材料费预测

企业的材料费包含脱硫脱硝材料费、运行化学材料及其他。本次估值根据历史年度支出结合机组预测年度运行状况预测未来年度的材料费。

4、修理费预测

企业的维修费包括大修理费、一般修理费用等。本次估值根据机组实际运行状况并结合机组预测年度运行状况等预测未来年度的修理费。

5、其他费用预测

估值对象其他费用主要为员工工资、财产保险费、劳务费、折旧摊销、子公司成本等，本次估值员工工资和折旧摊销单独预测，其他费用主要根据历史年度支出以及相关合同预测。

根据上述各项成本的预测，企业未来年度营业成本预测结果见下表：

项目	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	稳定期
燃料	129,375.16	126,806.47	124,237.78	121,669.09	119,100.40	119,100.40
生产经营原材料	1,474.75	1,518.99	1,564.56	1,611.50	1,659.85	1,659.85
生产运营外委费	946.77	975.17	1,004.43	1,034.56	1,065.60	1,065.60
修理费	8,600.00	9,000.00	9,000.00	10,600.00	10,600.00	9,560.00
外购电力	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00
原水及水利工程费	278.94	278.94	278.94	278.94	278.94	278.94

折旧	25,518.68	25,746.09	25,796.73	25,796.73	25,796.73	25,796.73
职工薪酬	5,781.03	6,070.08	6,373.59	6,692.27	7,026.88	7,026.88
劳动保护费	97.26	100.18	103.19	106.29	109.48	109.48
办公费	39.60	40.79	42.01	43.27	44.57	44.57
差旅费	34.47	35.50	36.57	37.67	38.80	38.80
汽车费用	6.25	6.44	6.63	6.83	7.03	7.03
无形资产摊销	276.27	276.27	276.27	276.27	276.27	276.27
技术监督服务费	270.91	279.04	287.41	296.03	304.91	304.91
保险费	393.73	393.73	393.73	393.73	393.73	393.73
环境保护费						
沉降观测费						
技术开发费	40.57	41.79	43.04	44.33	45.66	45.66
消防设施费	25.57	26.34	27.13	27.94	28.78	28.78
水土保持费						
劳务费	222.49	229.16	236.03	243.11	250.40	250.40
块煤销售	47,604.44	47,604.44	47,604.44	47,604.44	47,604.44	47,604.44
营销费						
被替代发电成本						
其他	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
信达物流成本(不含供热)	381.85	381.85	381.85	381.85	381.85	381.85
秦港港务成本(不含煤炭成本)	1,449.21	1,458.09	1,467.24	1,476.65	1,486.35	1,486.35
营业成本合计	223,162.95	221,614.37	219,506.57	218,966.50	216,845.68	215,805.68

(四) 税金及附加的预测

根据国信靖电报表披露,企业最近三年税金及附加发生额分别为 1,249.57 万元、809.92 万元、1,897.50 万元,主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加等。经核查,企业城市维护建设税税率为 7%,教育费附加税率为 3%,地方教育费附加税率为 2%,房产税、土地使用税、环保税等根据实际情况预测。具体数据详见“自由现金流预测表”。

(五) 期间费用的预测

根据国信靖电报表披露,企业最近三年管理费用发生额分别为 3,923.38 万元、3,626.15 万元、3,997.48 万元,主要为职工薪酬、折旧费、后勤费等;财务费用发生额分别为 23,918.23 万元、20,556.83 万元、18,867.53 万元,主要为交易手续费等。

企业参照历史年度该等变动费用构成及其与营业收入的比率,并结合企业营业收入预测情况进行估算。估值人员与管理层一起对其合理性进行了分析,估值人

员对期间费用的预测过程进行了核实，并对于其中涉及的职工人数和薪酬变化、业务宣传费等参照企业历史经营数据或同行业公开信息进行了比较分析。调整后的具体数据详见“自由现金流预测表”。

（六）所得税费用的预测

本次估值考虑业务招待费纳税调增、税前利润弥补以前年度亏损等事项，确定其未来各年度应纳税所得额，并结合相应企业所得税税率估算未来各年度所得税发生额，具体数据详见“自由现金流预测表”。

（七）营运资金增加额的预测

营运资金增加额系指被估值单位在不改变当前主营业务条件下，为保持企业持续经营能力所需的新增营运资金，如正常经营所需保持的现金、产品存货购置、应收账款等所需基本的资金以及应付的款项等等。

本项目所定义的营运资金增加额为：

营运资金增加额=当年末营运资本—上年末营运资本

当年末营运资本=当年末流动资产—当年末无息流动负债

根据对被估值单位历史资产负债与业务经营收入和成本费用的统计分析以及未来经营期内各年度资产负债、收入与成本估算的情况，预测得到的未来经营期各年度的营运资金增加额，具体数据详见“自由现金流预测表”。

（八）资本性支出、折旧和摊销的预测

估值人员按照收益预测的前提和基础，在维持现有及可预期投资转增的资产规模和资产状况的前提下，结合企业历史年度资产更新和折旧回收情况，预计未来资产维持和更新改造支出，结合企业未来投资规划进行新增资本性支出预测。结合企业资产的经济使用寿命，预测折旧与摊销。具体数据详见“自由现金流预测表”。

（九）未来企业自由现金流量的计算

国信靖电 2019 年 1 月~2023 年及以后的企业自由现金流量预测如下：

单位：人民币万元

项目	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	稳定期
----	--------	--------	--------	--------	--------	-----

一、营业收入	262,170.74	259,559.74	256,948.74	254,337.74	251,727.74	251,727.74
减：营业成本	223,162.95	221,614.37	219,506.57	218,966.50	216,845.68	215,805.68
管理费用	3,846.39	4,041.26	4,246.75	4,463.42	4,691.93	4,691.93
营业税金及附加	2,282.88	2,699.04	2,705.55	2,676.19	2,674.08	2,389.96
财务费用	18,462.00	17,135.00	15,893.00	15,485.00	16,097.00	13,989.00
资产减值损失						
投资收益						
二、营业利润(亏损以“-”填列)	14,416.52	14,070.07	14,596.87	12,746.63	11,419.06	14,851.18
加：营业外收入						
其中：非流动资产处置利得						
减：营业外支出						
其中：非流动资产处置损失						
三、利润总额(亏损以“-”填列)	14,416.52	14,070.07	14,596.87	12,746.63	11,419.06	14,851.18
减：所得税费用	3,189.17	3,242.47	3,430.26	3,186.66	2,854.76	3,712.80
四、净利润(净亏损以“-”填列)	11,227.35	10,827.61	11,166.60	9,559.97	8,564.29	11,138.39
(+) 扣税后的付息负债利息	10,514.31	10,514.31	10,514.31	10,514.31	10,514.31	10,514.31
(+) 折旧和摊销	28,620.30	28,598.42	28,043.65	28,043.65	28,604.90	27,606.04
(-) 资本性支出	39,439.04	25,230.56	3,803.61	8,560.94	19,397.70	17,197.46
(-) 净营运资金变动	-2,787.22	-324.05	-271.82	-389.82	-208.50	-
五、自由现金流量(FCFn)	13,710.00	25,034.00	46,193.00	39,947.00	28,494.00	32,061.00
折现率	7.62%	7.62%	7.62%	7.62%	7.62%	7.62%
期数	0.50	1.50	2.50	3.50	4.50	4.50
折现系数	0.9640	0.8957	0.8323	0.7734	0.7187	9.4352
自由现金流量(FCFn)现值	13,215.91	22,423.79	38,448.02	30,895.92	20,478.09	302,502.62
六、自由现金流量(FCFn)现值合计	427,964.34					

(十) 股东全部权益价值的计算

1、经营性资产的计算

被估值单位经营性资产价值

=可明确预测期间的现金流现值+可明确预测期后的现金流现值

=427,964.34 (万元)

即：国信靖电经营性资产 427,964.34 万元 (取整)。

2、溢余资产、非经营性资产及负债的价值

估值基准日时，国信靖电的溢余资产、非经营性资产及负债估值如下：

单位：人民币万元

项目	所在科目	核算对象	账面价值	估值
溢余资产	货币资金	溢余现金	41,234.41	41,234.41
	小计		41,234.41	41,234.41

非经营性资产	其他应收款	靖江市国土资源局	335.53	335.53
	其他应收款	靖江经济开发区新港园区管委会	292.98	292.98
	其他应收款	秦港二期项目前期费	175.17	175.17
	其他应收款	燃机项目代垫款	186.54	186.54
	其他应收款	靖江市国土资源局	150.00	150.00
	在建工程	二期项目前期费	22.49	22.49
	无形资产	二期建设用地	6,426.89	6,300.06
	递延所得税资产	其他应收款坏账准备形成的递延所得税资产	84.78	84.78
	其他非流动资产	靖江市华宇投资建设有限公司	3,000.00	3,000.00
		小计		10,674.37
合计			51,908.79	51,781.96

3、企业整体资产价值的计算

$$\begin{aligned}
 \text{企业整体资产价值} &= \text{经营性资产价值} + \text{溢余资产价值} + \text{非经营性资产价值} \\
 &\quad - \text{非经营性负债价值} \\
 &= 427,964.34 + 41,234.41 + 10,547.54 - 0.00 \\
 &= 479,746.00 \text{ (万元)}
 \end{aligned}$$

4、付息债务价值

估值基准日时，付息债务为 323,890.00 万元。

5、股东全部权益价值的计算

$$\begin{aligned}
 \text{股东全部权益价值} &= \text{企业整体资产价值} - \text{付息债务价值} \\
 &= 479,746.00 - 323,890.00 \\
 &= 155,856.00 \text{ (万元)}
 \end{aligned}$$

十、估值结论及分析

(一) 估值结论

在未考虑股权缺少流动性折扣的前提下，采用收益法，国信靖电在估值基准日 2018 年 12 月 31 日的净资产账面值为 171,069.29 万元，估值后的股东全部权益价值为 155,856.00 万元，估值减值 15,213.29 万元，减值率 8.89%。

在未考虑控股权可能的溢价和股权缺少流动性折扣的前提下，江苏国信靖江发电有限公司 55% 股权在 2018 年 12 月 31 日的市场价值为 85,720.80 万元，大写人民币捌亿伍仟柒佰贰拾万捌仟元整。

本次估值结论建立在被估值单位经营合法、合规和被估值单位管理层对未来发展趋势的准确判断及相关规划落实的基础上，如被估值单位未来实际经营状况与经营规划发生偏差，且被估值单位及时任管理层未采取有效措施弥补偏差，则估值结论将会发生重大变化，特别提请报告使用者对此予以关注。

（二）估值结论分析

国信靖电成立时间较短，资本性投入大，导致账面存在较多付息债务，经估值后减值。

十一、重要事项提示

（一）权属等主要资料不完整或者存在瑕疵的情形

1、江苏国信靖江发电有限公司及子公司—江苏国信秦港港务有限公司申报的房屋共 57 项，其中 41 项未领取《不动产权证书》，也未取得《建设工程规划许可证》。

（二）抵押担保事项

1、靖江发电于 2015 年 6 月与交银金融租赁有限责任公司签订编号为交银租赁字 20150063-1 号的《融资租赁合同》，租赁本金 80,000.00 万元，租赁期限：120 个月，并以江苏国信靖江发电有限公司的电费收费权及其项下的全部权益质押给了交通银行（银租赁质字 20150063 号《最高额质押合同》）。

（三）融资租赁事项

1、靖江发电于 2014 年 12 月与光大金融租赁股份有限公司签订编号为光大融资租赁（1501）回字第 01-00001 号的《融资租赁合同》，租赁本金 50,000.00 万元，租赁期限：72 个月，租赁利率：按同期基准利率下浮 15%（签订时 5.2275%），手续费：3,000.00 万元。

2、靖江发电于 2015 年 4 月与华夏金融租赁有限公司签订编号为 HXZL-HZ-2015127 的《融资租赁合同》，租赁本金 50,000.00 万元，租金支付方式：按季等额本息期末后付，租赁期限：自起租日起 60 个月，租赁利率：按 1~5 年期基准利率下浮 15%（签订时 4.675%）。

（四）重大期后事项

1、财政部、税务总局、海关总署 2019 年 3 月 21 日联合发布《关于深化增值税改革有关政策的公告》，自 2019 年 4 月 1 日起增值税一般纳税人原适用 16%税率的，税率调整为 13%；原适用 10%税率的，税率调整为 9%。

《2019 年国务院政府工作报告》，2019 年政府工作任务要明显降低企业社保缴费负担，下调城镇职工基本养老保险单位缴费比例，各地可降至 16%。

由于上述事项调整后的影响暂时难以计量，故本次未考虑该事项对估值结论的影响。

十二、估值报告使用限制说明

1、本估值报告只能用于本报告载明的估值目的和用途。同时，本报告也未考虑国家宏观经济政策发生变化以及遇有自然力和其它不可抗力对资产价格的影响。当前述条件以及估值假设等其它情况发生变化时，估值结论一般会失效。估值机构不承担由于这些条件的变化而导致估值结论失效的相关法律责任。

2、本估值报告只能由估值报告载明的估值报告使用者使用。估值报告的使用权归委托方所有，估值机构对委托方不当使用估值报告不承担责任，委托方之外的第三方不因获得本报告而具有估值报告的使用权。未经委托方许可，本估值机构不会随意向他人公开。

3、未征得本估值机构同意并审阅相关内容，估值报告的全部或者部分内容不得被摘抄、引用或披露于公开媒体，法律、法规规定以及相关当事方另有约定的除外。

江苏华信资产评估有限公司
二〇一九年四月十九日