

2017年第二期 季刊（总第二十三期）

主管单位：国家能源局东北监管局

主办单位：吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会



吉林省连续性内部资料出版物号：（吉）0094094

内部资料 免费交流

吉林省电力行业协会第四届 会员代表大会



2017/第2期

THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER

CONTENTS

目录

技术平台 Technology Platform

技术研究

- 03 汽轮机汽封系统改造
- 08 供浆调节自动逻辑优化分析

应用实践

- 10 热电联产企业节能降耗的有效措施
- 12 电厂汽水管道系统振动原因以及对策分析
- 15 给煤机变频器防低电压穿越装置的应用
- 18 350MW汽轮机运行中高加水位异常原因分析及处理

电力探究与发展

- 22 填埋气发电有助人类生存环境的改善及发展

企业风采 Enterprise style

- 25 吉电股份：提质增效 突破提升
- 27 坤达茂霖，我的家

政策法规 Policies And Regulations

- 29 国家能源局关于发布2020年煤电规划建设风险预警的通知
- 33 国家能源局关于2016年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报

动态资讯 Dynamic Information

协会动态

- 39 吉林省电力行业协会第四届会员代表大会在长春成功召开



P27

坤达茂霖，我的家



P39

吉林省电力行业协会第四届会员代表大会在长春成功召开



P47

吉林省电力设施安装协会召开第一届第七次理事工作会议



P48

吉林省电力设施安装协会第二届会员代表大会在长春召开



2017年第二期 季刊(总第二十三期)

主管单位: 国家能源局东北监管局

主办单位: 吉林省电力行业协会

吉林省电力设施安装协会

出版: 《吉林电力技术》编辑部

出版时间: 2017年7月

编委会

主任委员: 李朝华

副主任委员: 张显平 鲁海威 唐剑平

杨升军 李 军 牛国君

委 员: 王建国 侯春民 王志宽

姚 飞 王海军 刘海利

纪一鸣 王吉川 陈大明

刘广伟 鞠成德 邵建波

段云奇 郑 林 赵红雨

王大陆 车喜贵 刘三威

闫成志 李玉山 李 勇

常美蓉 杨丽萍 徐印东

国 峰 方文霞 赵 生

习亚莉 秦旭华 史洪超

李玉贵 (排名不分先后)

编辑部

主 编: 常美蓉

副 主 编: 习亚莉 张显平

责任编辑: 牟 杨 张 茹

校 对: 王晓丹 王 雷

编辑部地址: 吉林省长春市南关区通

化路1100号

邮 编: 130022

电话(传真): 0431-85795331

系统中继号: 94212

投稿邮箱: 664175987@qq.com

网 址: www.epiajl.org

印刷企业: 吉林省信合印业有限公司

印刷地址: 长春市宽城区富丰路2号

吉林省连续性内部资料出版物号: (吉) 0094094

内部资料, 免费交流

40 吉林省电力行业协会第四届理事会理事长、副理事长、理事名单

41 吉林省电力行业协会章程

44 东北区域五家电力协会研讨交流会在哈尔滨召开

45 吉林省电力行业协会会费管理办法

46 吉林省电力行业协会微信公众号开通啦!

省电力设施安装协会专栏

47 吉林省电力设施安装协会召开第一届第七次理事工作会议

48 吉林省电力设施安装协会第二届会员代表大会在长春召开

49 吉林省电力设施安装协会第二届理事会成员名单

行业资讯

50 大唐辽源发电厂顺利完成电力企业信用评价现场访谈

51 吉林龙源风力发电有限公司顺利完成吉林省首家风电企业信用评价现场访谈

52 中电联发布《2017年一季度全国电力供需形势分析预测报告》

57 2017年1-5月份电力工业运行简况

汽轮机汽封系统改造

国电吉林热电厂 张志国

摘要: 针对国电吉林热电厂220MW机组汽轮机热耗率和汽耗率逐渐升高, 造成煤耗高这一问题进行分析, 通过采用先进的汽轮机汽封改造技术, 对高中低压轴封和隔板汽封进行更换, 对阻汽片汽封间隙进行调整, 降低了汽轮机级间漏汽量, 提高了机组的热经济性。

关键词: 汽轮机 汽封 热耗率 间隙

一 引言

国电吉林热电厂11号机组汽轮机型号为C145/N200-130/535/535型超高压一次中间再热、三缸两排汽、单调整抽汽凝汽式汽轮机, 通过刚性联轴器带动发电机工作。于2009年对11号机组通流部分进行了改造, 更换了全部动叶片、叶轮、隔板、隔板套、导流环, 重新安装喷嘴组, 更换了全部汽封体和所有汽封圈, 除高压内缸10环汽封体汽封圈为梳齿型结构, 其余汽封体全部更换为蜂窝式汽封。

由于机组运行多年, 使汽封块结垢严重, 造成汽封块变形不能拆卸, 多块汽封块无法更换, 汽封现状不能满足机组大负荷运行的要求, 且低压缸汽封间隙大, 空气进入低压缸降低机组真空, 严重影响机组安全稳定经济运行。汽轮机阻汽片间隙大, 达到3mm是造成机组热耗率增加、降低缸效重要原因之一。通过采用先进的汽封改造技术对机组汽封进行改造, 改造后机组启动顺利, 运行各项监督指标均在合格范围之内, 各瓦、轴震动指标低于0.076mm, 达到优良水平。

二 改造前机组状况

11号机组由高、中、低三个汽缸组成, 高压缸为双层结构, 以降低汽缸壁的压力差和温度差。为减小内外壁的温度梯度, 在内缸第五级处采用挡汽板。中压缸为单层隔板套结构, 低压缸为单层对称分流式结构, 由低压中缸和两个排汽缸三部分组成。

成。机组的叶片级数为32级, 其中高压为12级, 中压为10级, 低压为10级, 高压转子与中压转子之间采用刚性联轴器连接, 中压转子与低压转子之间采用半挠性联轴器连接, 低压转子与发电机转子之间采用刚性联轴器连接。机组本体轴端及隔板汽封采用常规梳齿型汽封块结构, 见图1; 高中低压缸叶顶汽封采用软态镶片式固定汽封结构, 见图2。



图1 梳齿型汽封块结构

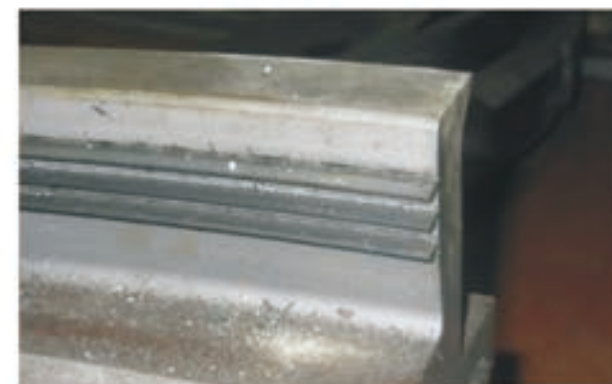


图2 软态镶片式固定汽封结构

2014年对11号汽轮机组进行热力性能试验。试验在3阀全开、纯凝工况下进行，试验结果说明：本台机组热耗指标处于同类型汽轮机组中下等水平。试验结果见表1。

表1 11号机组改造前热力性能试验主要试验结果

序号	项目名称	单位	3VWO1	3VWO2	160MW	140MW
1	发电机负荷	MW	210.424	210.711	159.721	139.531
高压缸效率						
2	主汽压力	MPa	12.75	12.743	13.025	13.109
3	主汽温度	℃	535.5	537.13	536.29	536.2
4	调节级后压力	MPa	9.91	9.904	7.3	6.365
5	调节级后温度	℃	495.36	496.96	451.51	436.16
6	高排压力	MPa	2.455	2.452	1.869	1.629
7	高排温度	℃	310.83	312.19	293.06	289.88
8	高压缸效率	%	84.26	84.2	78.29	73.86
中压缸效率						
9	再热蒸汽压力	MPa	2.171	2.167	1.63	1.427
10	再热蒸汽温度	℃	532.01	532.62	526.08	521.01
11	中压缸排汽压力	MPa	0.2441	0.2437	0.1945	0.1796
12	中压缸排汽温度	℃	246.54	246.67	248.69	250.57
13	中压缸效率	%	90.45	90.56	90.62	90.72
热耗率						
14	计算出主蒸汽流量	t/h	620.003	618.797	459.288	401.003
15	给水压力	MPa	14.793	14.737	14.237	14.125
16	给水温度	℃	243.99	244.24	231.11	225.74
17	计算给水流量	t/h	624.624	623.142	462.558	404.007
18	冷再热蒸汽流量	t/h	528.722	527.772	394.403	346.4
19	再热减温水压力	MPa	5.698	5.694	5.367	5.26
20	再热减温水温度	℃	168.48	168.66	157.34	153.21
21	再热减温水流量	t/h	0	0	0	0
22	热再热蒸汽流量	t/h	528.722	527.772	394.403	346.4
23	汽耗率	kg/(kW·h)	2.968	2.957	2.896	2.895
24	汽轮机热耗率	kJ/(kW·h)	8230.34	8209.15	8256.2	8304.16
第二类参数修正计算						
25	主蒸汽压力对热耗的修正系数	/	0.0001	0.0001	-0.0008	-0.0011
26	主蒸汽压力对功率的修正系数	/	0	-0.0006	0.0211	0.0276
27	主蒸汽温度对热耗的修正系数	/	-0.0002	-0.0007	-0.0004	-0.0004
28	主蒸汽温度对功率的修正系数	/	-0.0001	-0.0003	-0.0002	-0.0002
29	再热汽温度对热耗的修正系数	/	0.0008	0.0006	0.0023	0.0036
30	再热汽温度对功率的修正系数	/	-0.0025	-0.002	-0.0074	-0.0117
31	排汽压力对热耗的修正系数	/	0.0022	0.0016	-0.0012	-0.002

32	排汽压力对功率的修正系数	/	-0.0021	-0.0015	0.0013	0.0021
33	对热耗总的修正系数	/	1.0029	1.0017	1.001	1.0009
34	对功率总的修正系数	/	0.9939	0.9941	1.01	1.014
35	参数修正后电功率	MW	211.705	211.969	158.142	137.604
36	参数修正后的主蒸汽流量	t/h	620.235	620.334	450.085	390.417
37	参数修正后机组汽耗率	kg/(kW·h)	2.93	2.927	2.846	2.837
38	参数修正后热耗	kJ/(kW·h)	8206.84	8195.5	8248.25	8297.03

三 汽封改造方案

本次11号汽轮机组汽封改造，以基本理论为基础，以技术诊断为依据，从设备设计与制造，设备安装与检修，机组运行与维护等方面入手，系统分析这些方面相互之间的联系，采取切实可行的技术措施，充分利用资源，发挥设备性能，从而降低机组热耗，提高社会效益和经济效益。

“汽封”是指：由转动部件被密封处表面的结构与安装在相对应静止部分的密封部件而组成。其密封效果，首先取决于转动部件被密封处的结构，其次才是对应静止部分汽封齿的型式。本次11号汽轮机组通流部分汽封改造，改造是根据汽轮机结构特点，不改变轴表面被密封处的结构形式，仅对静止部分汽封齿型式重新进行优化组合，从而提高汽封的密封性能。

汽封型式的选择，首先考虑安全性，充分分析研究汽轮机高、中、低压缸的结构特点和机组滑销系统的设计及运行状况；其次，针对汽轮机做功型式，高、中、低压缸的设计效率，分缸功率的比例，通流部分汽封在轴表面和叶顶围带结构形式等因素而确定。本台汽轮机为冲动式做功形式，其通流部分的做功与压降主要发生在隔板，低压缸为焊接汽缸，刚度相对高、中压缸，容易产生变形，尽管低压缸压差较小，但各级做功能力远大于高、中压缸的压力级。根据本台机组上述特点，有针对性的进行汽封系统改造。

四 改造标准和规范

根据汽封所处位置按热力特性要求，对各段汽封进行加工汽封圈，汽封本体及相关关键部位（本体材质：15Cr1Mo，调节块：1Cr18Ni9Ti，螺栓：25Cr2MoV；弹簧片：GH2136以上要求在700℃以下使用有良好的综合性能，长期使用组织稳定，有较好的抗氧化性）汽封块加工工艺质量符合国家汽

封加工制造的相关标准，汽封圈为整锻毛坯加工。汽封的材质为15CrMoA，经热处理后有较低的硬度，汽封齿顶厚度 $\leq 0.5\text{mm}$ ，在机组最恶劣运行工况下，不会磨损大轴，同时在径向方面有足够的强度，在碰磨的情况下，不会被大轴压溃，不得有松动、断裂、破损、锈蚀、堵塞、膨胀不均等缺陷。

改造方法及工艺要求

a) 分解高、中、低压缸上缸及导气管，分解高、中、低压缸轴封套及隔板套，调整轴封及阻汽片间隙。测量机组半缸状态与全缸状态的缸体变化量及变形量，比较变化数值，保证全实缸状态的洼窝的准确性。

b) 高压缸调整轴封及隔板汽封间隙时，需将高压转子与中压转子对轮找中心后组合，并用4个螺栓销子对称在组合位置紧上。将高压缸前轴封（共20环）间隔改造10环，高压后轴封（共10环）间隔改造5环，按最外环为“F”型侧齿汽封，向内依次为蜂窝式汽封环，然后为“F”型侧齿汽封环，再为蜂窝式汽封环更改。

c) 将中压缸前轴封（共11环）间隔改造6环，中后轴封（共16环）间隔改造8环，按最外环为“F”型侧齿汽封，向内依次为蜂窝式汽封环，然后为“F”型侧齿汽封环，再为蜂窝式汽封环更改。将低压缸前轴封（共4环）间隔改造2环，低压后轴封（共4环）间隔改造2环，按最外环为“F”型侧齿汽封，向内依次为蜂窝式汽封环，然后为“F”型侧齿汽封环，再为蜂窝式汽封环更改。

d) 高、中、低压轴封改造为“F”型侧齿汽封总共33环，因机组运行多年还有部分汽封块难以拆卸及磨损等原因需另加10环。

e) 高压汽缸叶顶阻汽片改造，对于高压缸应改喷嘴及11个压力级，每级4道共44道。中压汽缸叶顶阻汽片改造，对于中压缸10个压力级，13级至

20级共8级每级4道共32道, 21级、22级每级3道共6道, 中压缸总32+6=38道。低压汽缸叶顶阻汽片改造, 对于低压缸8个压力级, 每级3道共24道。

f) 高压缸前后轴封间隙为上、下部0.50~0.60mm, 左、右轴封0.40~0.50mm, 中压缸前后轴封间隙为上、下部为0.50~0.60mm, 左、右0.40~0.50mm, 高压、中压、低压缸前后冒汽间隙为上下部为0.50~0.60mm, 左、右部为0.40~0.50mm, 高、低压隔板汽封间隙为上下部为0.50~0.60mm, 左、右部为0.45~0.55mm, 中压缸隔板汽封间隙为上下部为0.50~0.60mm, 左、右部为0.40~0.50mm均采用压胶布方法进行调整。

g) 测量每环轴封膨胀间隙, 防止膨胀间隙过小, 汽封环运行中膨胀不好, 造成轴封间隙增大。所有间隙按轴封间隙要求进行调整。

改造后效果如图3所示。



图3 汽封改造后效果图

五 改造后热力性能分析

2015年对11号汽轮机组进行热力性能试验, 试验在 $\geq 160\text{MW}$ 纯凝工况下进行。试验结果说明, 本次汽轮机汽封系统改造大大降低了机组的热耗率。改造前后热耗率结果见表2。

表2 11号机组改造前热力性能试验主要试验结果对比

参数名称	单位	设计(160MW)	改造前	改造后
电功率	MW	160	160.2	160.8
主蒸汽流量	t/h	450.7	482	473
主蒸汽压力	MPa	12.749	13.03	12.93
主蒸汽温度	℃	535	536	533
#5高加汽压	MPa	1.66	1.65	1.57
#6高加汽压	MPa	2.48	2.41	2.52
一段抽汽室压力	MPa	2.69	2.65	2.65
二段抽汽室压力	MPa	1.81	1.78	1.8
一段抽汽段压损	MPa	0.21	0.24	0.13
二段抽汽段压损	MPa	0.15	0.13	0.23
给水温度	℃	228.3	225.0	226.0
排汽温度	℃		26.55	29.945
凝结水温度	℃		28.35	31.2
循环水出口温度	℃		18.75	25.16
循环水温升	℃		16.20	10.26
过冷度(-过热)	℃		-1.8	-1.3
凝汽器端差	℃		7.8	4.79
真空系统严密性	kPa/min		0.7	0.27
试验热耗率	kJ/kWh	8195.9	8606.1	8459.4

试验汽耗率	kg/kWh	2.82	3.01	2.94
绝对电效率	%		41.83	42.56
5号高加端差	℃		-4.55	-1.18
6号高加端差	℃		1.54	0.31
高压缸效率	%	78.22	71.25	74.33
5号高加温升	℃	35.70	35.60	36.78
6号高加温升	℃	23	26.80	20.67
主汽压力对热耗修正系数			-0.0014	-0.0010
主汽温度对热耗修正系数			-0.0002	0.0007
再热蒸汽温度对热耗修正			0.0050	0.0020
排汽压力对热耗修正系数			0.020	0.020
主汽压力对功率修正系数			0.002	0.001
主汽温度对功率修正系数			-0.00033	-0.00033
再热蒸汽温度对功率修正			-0.0135	-0.0135
排汽压力对功率修正系数			-0.020	-0.020
经参数修正后热耗率	kJ/kWh		8409.1	8279.7
经参数修正后发电机功率	MW		165.43	166.18

机组汽封改造完成后, 启动顺利, 运行各项监督指标均在合格范围之内, 各瓦轴振动指标低于0.076mm, 达到优良水平。

供电煤耗降低 $=HR_{fh}[\eta_{gl} \times \eta_{gd} \times 7 \times 4.18 \times (1-\delta)]$
 $=129.4/[92.4\% \times 99\% \times 7 \times 4.18 \times (1-5.67\%)]$
 $=5.13\text{g/kWh}$

其中: HR_{fh} - 汽机热耗率变化率;

η_{gl} - 锅炉效率设计值92.4%;

η_{gd} - 管道效率取99%;

δ - 厂用电率取性能试验值5.67%。

改造后机组供电煤耗(标煤)可以降低5.13g/kWh。若改造后11号机组的年利用小时数按等效利用小时5500h, 则每年至少可以节省供电

标煤:

$5.13 \times 5500 \times 300 \times 1000 = 8464.5\text{tce}$

若标煤价格以700元/tce进行计算, 则改造后每年至少可以获得收益:

$8464.5 \times 700 = 593\text{万元}$

本次11号机组汽轮机A级检修费用共计270万元, 投资收回年限0.45年。

六 结论

11号机组汽轮机的汽封改造, 经过精心准备, 效果非常理想, 减小了汽轮机阻汽片间隙, 增加了凝汽器严密性, 在降低机组热耗的同时也相应减少了煤耗, 既响应了集团公司对热电机组降成本, 抢发电, 保供热, 降煤耗的目标方针, 又取得了很好的经济效益和社会效益。



供浆调节自动逻辑优化分析

国电吉林热电厂 孙伟 赵明 江春月

摘要: 针对国电吉林热电厂10~15号炉供浆自动调节质量不同程度迟缓,尤其是10号炉供浆调节自动投入困难的原因进行了分析,对其存在的一些问题进行了优化,解决了10、11、14、15号炉供浆自动调节质量差的问题,同时对衍生出来的问题进行了完善,能够满足现场自动控制要求。

关键词: 脱硫 供浆调节 自动控制 逻辑优化

一 引言

国电吉林热电厂2014年完成了10~15号炉烟气脱硫系统的改造,改造后10~15号炉供浆自动调节不同程度存在质量差的问题,11号炉调节质量差,14、15号炉电负荷参与调节计算,10号炉供浆调节自动投入困难。通过对原供浆调节逻辑组态的分析,发现了电负荷参与自动调节、半小时定时冲洗等问题,并对一些计算公式进行了梳理,使其在标准单位下进行换算。另外,原自动控制回路重要的计算参数没有进行历史趋势点组,不方便自动控制的原因分析及优化,一并解决掉了。

通过供浆调节逻辑组态优化,完成不同阀门特性在供浆调节系统达到了自动控制回路的设计要求。

二 原逻辑组态及存在问题

国电吉林热电厂脱硫控制系统使用的是北京国电智深EDPFNT PLUS控制系统,脱硫供浆调节阀自动控制逻辑组态见图1。(以10号炉为例):

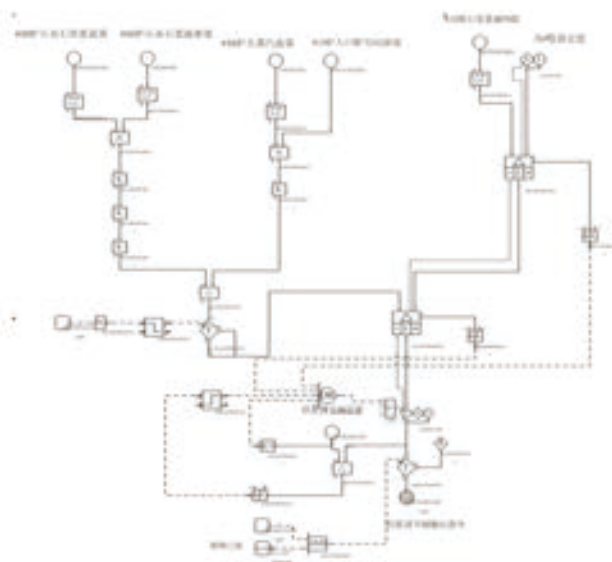


图1 10号炉脱硫供浆调节阀自动控制逻辑组态

a) 图1中供浆调节自动控制逻辑组态主调设定为PH设定值,测量为PH测量值,输出直接作为副调的设定,副调测量信号为注入吸收塔的石灰石浆液产生的碱与烟气进入吸收塔的硫份的差值。

b) 控制过程中对PID输出上、下限进行了限位,限位好的方面是适度的下限位可以有效保证阀门关闭太小,浆液粘稠度高,导致阀门堵死,但是限位的同时也将调节区间缩小,导致调节速度缓慢。

c) 10、11号炉供浆调节阀自动使用的是蒸汽流量参与计算作为副调的测量,如标变合理可作为副调测量使用;14、15号炉供浆调节阀自动使用的是电负荷参与计算作为副调的测量,电负荷与烟气流量之间无关系,就算有关系也没有考虑到机组抽汽。

d) 图1中主调为PH值差值调节,但不明输出为何量作为副调设定;副调测量按其设计想法应该是石灰石质量流量减去 SO_2 质量流量,但是无论是锅炉蒸发量还是电负荷乘以 SO_2 浓度之后都不可能变为 SO_2 质量流量,两种不同量级的单位减法作为副调测量,不能满足自动控制原理。

三 逻辑优化

通过测量原烟气体积流量和原烟气 SO_2 的质量流量,利用它来计算石灰石浆液质量流量的理论值;PH设定值与吸收塔浆液PH值测量值比较后,通过主调PID控制器得出一个石灰石供浆质量流量修正值,来修正石灰石浆液质量流量的理论值,修正后的石灰石浆液质量流量作为PID控制器的输入值来控制石灰石浆液供浆调节阀的开启。其中烟气体积流量由于CEMS系统定时烟气反吹扫时参数保持原因,这里烟气体积流量使用锅炉主蒸汽质量流量进行公式换算得出。优化后的逻辑组态见图2。

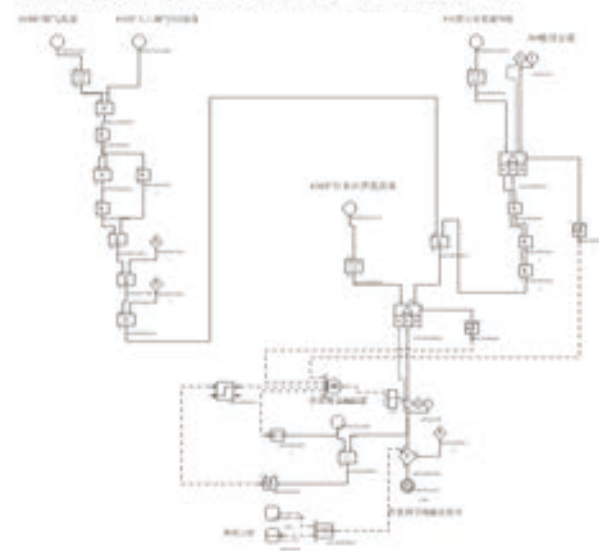


图2 优化后的脱硫供浆调节阀自动控制逻辑组态

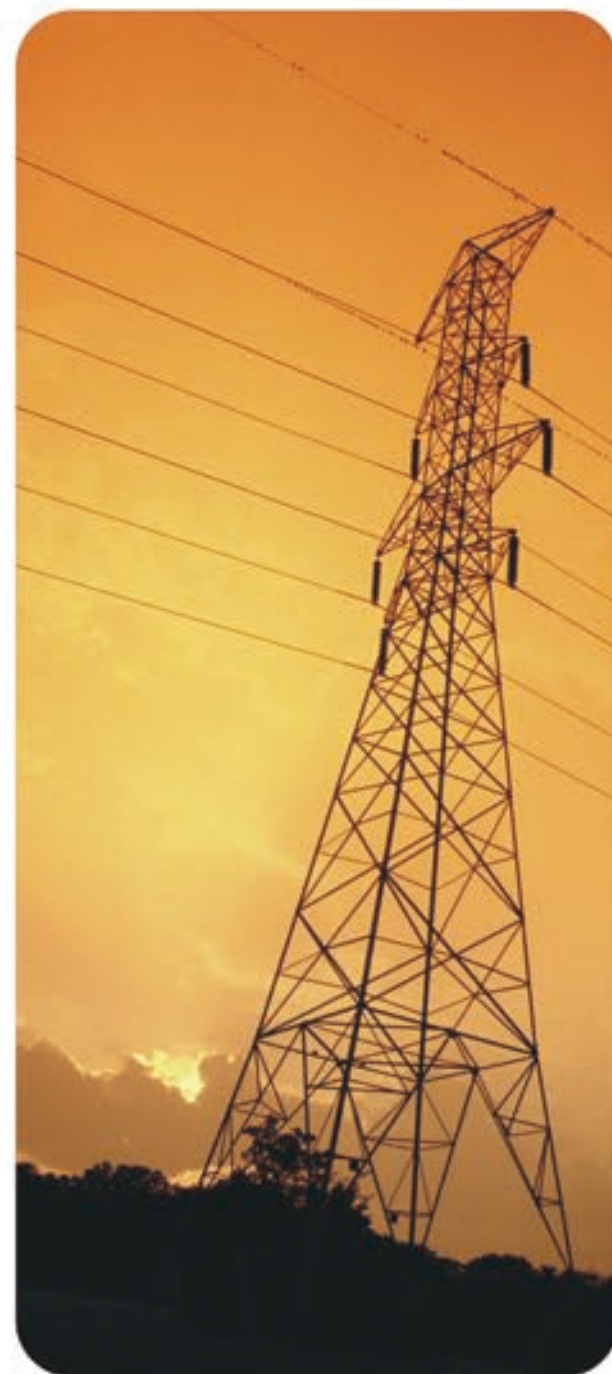
四 结论

优化后的脱硫供浆调节自动控制逻辑思路清

晰,算法合理,调节质量较好,使得吸收塔浆液PH值均保证在PH设定值0.5范围之内,解决了以往供浆调节自动投入困难的问题,降低了运行人员的劳动强度,保证脱硫系统的正常工作。

参考文献:

[1] 曾庭华,杨华,廖永进,郭斌.湿法烟气脱硫系统的调试、试验及运行[M].北京:中国电力出版社,2008



技术研究

热电联产企业节能降耗的有效措施

国电吉林热电厂 王元龙

摘要: 热电联产具有节能环保的优点, 热电联产企业采取有效可行的节能降耗措施, 提高其经济效益, 必将使热电联产机组在电力行业发展和节能环保方面取得更大的突破并具有更长远的发展前景。

关键词: 热电联产 节能降耗 环保

1 引言

积极鼓励、支持、优先发展热电联产集中供热, 是节约能源的需要。我国电力发展主要依赖煤炭, 因此存在不可避免的环境污染问题。面对环境压力, 电力工业今后发展必须考虑优先发展水电, 调整和优化火电结构(如适当发展燃气电站和扩大洁净煤燃烧技术的应用、关停小火电), 适当发展核电和新能源发电(如风力发电、地热与潮汐电站), 鼓励热电联产。热电联产是改善环境质量的重要措施。热电厂的锅炉容量大、热效率高、烟囱高、除尘效率高, 由于集中实现热电联产还更有利于灰渣综合利用和节省宝贵的城市建设占地。热电联产是一种供热量大、供热参数高、供热范围广、节能量多, 既能满足工业用汽, 又能满足民用采暖、热水供应, 是价格便宜的供热方式。正是由于热电联产集中供热能够有效地改善环境质量, 所以积极发展热电联产是节约能源、改善环境质量的有效措施, 完全符合国家的产业政策。据电力工业资料统计, 我国的热电厂热效率均能超过常规火电厂热效率的一倍以上。实现热电联产的小型供热机组, 其热效率超过大型高参数常规火电机组。在热电联产机组本身优势的基础上, 采取措施进行节能降耗, 必将使热电联产机组具有长远的发展前景。

2 热电联产机组节能降耗的措施

2.1 千方百计增加热负荷

热电厂以供热为主, 电是副产品。热电厂多供热, 才能多节约能源, 增加效益。故应千方百计延伸热网, 扩大供热范围, 增加供热量, 抢占供热市场。不仅能降低发电供热煤耗, 还能提高企业经济效益。当然在延伸热网工作中要坚持科学发展观, 从热网敷设方式、管径选择、热补偿器确定、保温材料和保护层的取用等方面都应科学论证, 以确保供热质量。

2.2 发展热电冷三联供

城市热电厂由于国民经济的飞速发展和各地大抓环境质量, 一些用热企业和有污染的工厂纷纷外迁, 导致工业热负荷不断下降。热电联产企业应该积极发展公共建筑和城镇居民采暖和生活热水供应, 有条件的城市还可以积极发展溴化锂制冷提高夏季低谷时的蒸汽供应量, 从而取得较好的节能效果与经济效益。

2.3 将抽汽机改造为背压机

热电厂在投产若干年后, 在供热负荷总量中必有一定数量的稳定热负荷, 因而为加装背压机提供有力的基础。在电力工业大发展的今天, 火电机组越来越大, 供电标煤耗越来越低, 抽汽机改造为背压机, 可以有效降低热电机组煤耗。在同样热负荷条件下, 改造为背压机表面上看, 发电量减少了, 但煤耗大大降低, 算总账是大大有益的。国电吉林

热电厂11号机原来是抽汽机组, 经过背压改造后供电煤耗由改造前全年累计值337g/kW·h降到277g/kW·h。取得很大的经济效益。

2.4 原有锅炉改造为循环流化床锅炉

我国许多老锅炉机组平均热效率低, 不仅燃料利用率低, 而且大气污染严重。针对中小型煤粉炉将其改造为循环流化床锅炉可以取得较好的节能效益, 环保效益和经济效益。一些热电厂改造投资仅为购买新锅炉价格的1/2, 投资回收期一般为1~1.5年。锅炉热效率一般可大于85%, 脱硫效率大于80%。

2.5 中小热电机组非采暖期可停运

一些专供采暖的中小热电厂, 在采暖期供热运行时是节能的, 在非采暖期如凝汽发电则是高耗能的, 从节能角度看, 不应再发电, 但政策上应确定为系统的备用容量, 政策上略为补贴, 远比电力系统中增加备用容量投资省的多, 因而是利国利民的关键。

2.6 电动给水泵改为汽动给水泵

热电厂中的电动给水泵是耗电大户, 如将电动给水泵改为汽动给水泵, 不仅减少厂用电, 增加供电量, 还由于汽动泵用汽相应提高了热电厂的用汽负荷。由于汽动泵用的是小背压机, 没有冷源损失, 其排汽正好做为除氧器的汽源, 实现热能的梯级利用, 或将其排汽并入热电厂供热系统, 增加对外供汽量。

2.7 变节流调节为变速调节

风机和水泵是热电厂内主要的辅机设备, 品种多、用量大。风机、水泵的耗电约占电厂自用的厂用电1/3, 因而也是节能的重点。改用变速调节流量, 应用液力偶合器改变流量比用定速泵节流能收到更好的节能效果。

2.8 热电厂经济运行应优化调度

国电吉林热电厂现有四台供热机组, 容量不等, 机型各异, 有抽汽机、背压机或抽背式机组, 根据不同季节, 热负荷的变化, 优化运行方式以热定电能够起到很好的节能效果。热负荷在一天中也有变化, 根据不同时段的热负荷优化运行, 也能使各类机组发挥最大的经济效益。

2.9 重视设备与管道保温

很多热电厂对设备保温和厂外热力网的保温重视不够, 造成大量的热能损失, 尤其是厂外热力网保温, 由于在厂外监管不力, 人为破坏也比较严重。目前环保镁钢保温防雨保护管套研制成功, 并已在众多热电工程大量使用, 具有防水、防潮、耐腐蚀、耐热, 表面美观等特色, 是节能的优质产品。

3 结束语

针对现有热电联产机组进行一系列的节能改造, 可以起到节能环保的效果, 提高热电联产机组的经济性, 对热电联产机组发展产生深远的意义。



电厂汽水管道的系统振动原因以及对策分析

大唐长春第三热电厂 刘佳雷

摘要: 汽水管道的系统振动在电厂汽水系统运行中较为常见,其主要是汽水管道的运行中工质的参数变化造成的。电厂汽水管道的系统发生严重振动,可能会导致汽水管道的局部出现疲劳损坏,从而影响电厂电力生产的安全运行。为了对电厂汽水管道的系统振动相关信息有一个全面的了解,降低汽水管道的系统振动发生的频率,文章对电厂汽水管道的系统振动的危害及其原因进行了分析,并提出了切实可行的解决对策。

关键词: 汽水管道的系统 振动 危害 原因 对策

引言

电厂汽水系统是汽水循环的重要载体,而管道则是连接热力系统中各个设备的关键,是汽水热力系统中不可或缺的重要组成部分。基于汽水管道的系统的重要性,防止汽水管道的系统发生振动,保障汽水管道的运行的安全性是电厂的重要任务。

近年来,随着我国电力工业的迅猛发展,新建电厂机组容量和参数不断提高。由于汽水管道的运行工质的参数变化及热力系统的复杂化程度的提高,致使电厂的部分管道发生严重振动,如主蒸汽管道、旁路管道系统、高压给水管道的、凝结水及再循环水管道等。今年四月份我厂二号炉主蒸汽管道就发生了轻微振动现象,后来及时得到了解决。

1 电厂汽水管道的振动的危害

电厂电力生产中会用到大量的汽水管道的,汽水管道的热力系统较为复杂且管道内部工质参数时常变化,因此常造成汽水管道的系统振动现象,产生振动的主要原因在于力的交替变化。当汽水管道的系统发生振动后,那么与其连接的管道转动机械运行也会受到相应的影响,可能会造成转动机械设备损坏,影响电力生产。除此之外,汽水管道的若长期在

应力交变的状况下运行,那么不仅会缩短汽水管道的运行寿命,同时也会给电力的安全生产带来极大的安全隐患,甚至有可能导致机组出现非停事故。

在机组转动设备和流动介质中,低强度的机械振动是不可避免的,转动设备机械振动通过系统连接部件及介质传递至系统管道,从而对机组的安全运行构成很大的威胁。管道振动的危害主要包括以下几点:

1.1 对工作人员危害

干扰工作人员的视觉,降低施工效率;工作人员感觉疲劳;发生质量事故甚至安全事故;长期在相当强度下的振动环境中工作,可能对施工人员身体造成较大危害或影响。

1.2 对建筑物危害

由于管道振动强度和频率的不同,将会使某些建筑物的建筑结构受到破坏(常见的破坏现象表现为基础和墙壁的龟裂、墙皮剥落、石块滑动,重者可使建筑物地基变形等)。

1.3 对精密仪器的危害

管道振动会影响系统精密仪器及仪表的正常运行,影响对仪器仪表的刻度阅读的准确性和阅读速度,甚至根本无法读数,如振动过大,会直接影响

仪器仪表的使用寿命,甚至受到破坏;对某些灵敏的电器,如灵敏继电器,振动甚至会引起其误动作,从而可能造成一些重大事故。

1.4 对系统主设备的危害

长期的管道振动会造成系统主设备出力不均,影响主设备的机械性能及正常运行。

2 电厂汽水管道的出现振动的原因

电力生产中需要用到诸多汽水管道的,在汽水管道的运行过程中出现振动现象屡见不鲜,并且造成汽水管道的振动的原因具有一定的复杂性,可能是由于汽水管道的系统设备的外部动力,也有可能是汽水管道的输送介质流动所产生的作用力引起的。汽水管道的系统易受系统设计取值、系统安装布置以及汽水管道的系统实际运行情况等多种因素的影响。

常见的水平管道两相流形式如图1所示,垂直管道两相流形式如图2所示。

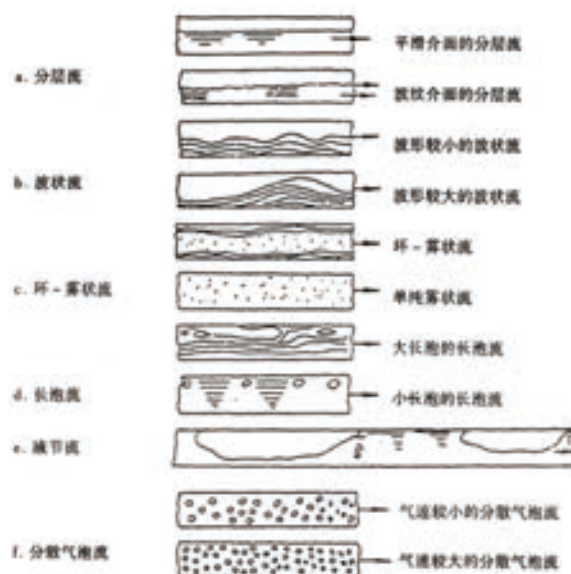


图1 水平管道两相流流型



图2 垂直管道两相流流型

管道系统振动的激振力来源于工质的脉动作用,管系的振动属于受迫振动。当工质流经弯头、异径管、安全阀等元件时,脉动工质对管道会产生激振力,此时管道在激振力的作用下产生振动。有限元分析方法建立管道振动微分方程如下:

$$[M]\{U\} + [C]\{U\} + [K]\{J\} = \{Q(t)\}$$

式中: $[K]$ ——刚度矩阵;

$[M]$ ——质量矩阵;

$[C]$ ——阻尼矩阵;

$\{U\}$ ——节点位移向量;

$\{Q(t)\}$ ——激振力。

由式可以看出,要想削弱管系的振动可以从改变激振力 $\{Q(t)\}$ 、刚度矩阵 $[K]$ 和阻尼矩阵 $[C]$ 等方面考虑。

一般情况下,电厂汽水管道的出现振动现象主要是由四方面原因造成的,以下是对电厂汽水管道的出现振动的具体原因分析。

2.1 转动设备的不平衡转动

与汽水管道相连接的转动设备在转动过程中若出现不平衡的现象,那么极有可能会引起汽水管道的发生振动。另外,如电力生产中的基础设施设计不合理,那么转机设备的不平衡振动将通过电力生产中的基础设施及其他设施传递给汽水管道的,从而导致汽水管道的振动。

2.2 汽水管道的内部流体流动问题

汽水管道的系统的不合理状况有很多,例如弯头过多、系统运行方向的频繁改动、管件对流体相对作用等等,这些情况会导致介质流场发生改变,从而造成汽水管道的振动。流体在汽水管道的流动过程中如果流速过大,并超过了管道系统中某一允许流速时也有可能造成汽水管道的振动的情况。

2.3 汽水管道的流体的脉动压力

汽水管道的内部的流体输送运行是依靠泵加压实现工作运行的,它是一种周期性加压方式,每个周期所施加的压力有所不同,在此过程中可能出现汽水管道的实际压力值大于或者小于平均压力值,从而形成脉动压力,该压力主要作用于汽水管道的系统,在脉动压力的作用下易形成汽水管道的系统振动。

2.4 水锤引发的管道振动

在电厂汽水管道的系统中,泵阀出现故障或者机

组需要调节都需要开启与关闭阀门,汽水管道内部的水流速度若在阀门位置突然出现变化,那么会导致汽水管道内部的水压形成膨胀波以及压缩波,该波将会在汽水管道的内进行周期性衰减,直到压力稳定,这种情况就称之为水锤。当汽水管道系统在运行中发生水锤现象时,管道内部的压力会发生很大变化,甚至可能会导致管道出现晃动,若水锤波动频率与汽水管道某一阶段的运行频率接近或者出现重叠情况时会造成两者共振的情况。

3 有效防止电厂汽水管道的振动对策研究

3.1 合理调整工质参数

工质参数主要指的是汽水管道内部压力值、温度以及工质流速。首先管内压力对汽水管道系统的固有频率没有直接性影响,但是管内压力增加会加强汽水管道振动,若管道因振动而遭到破坏,那么压力增大会使汽水管道破坏加剧。其次,在汽水管道运行中,工质温度越高,汽水管道内热态膨胀则会更严重,相应的其所产生的热应力也会随之加大,这对管道运行的安全性十分不利。再者,工质流速加快,则表示泵对流体所施加的压力也加大,尤其产生的脉动也会愈加强烈,工质流速越大,对减小管道振动越不利。由此可见工质参数在汽水管道运行中的重要性。在汽水管道运行中要保证管道运行的安全性与稳定性,减少管道振动发生的频率,需要结合管道运行实际情况合理调整工质参数,从而将管道振动降低或者控制在合理范围内。

3.2 调整汽水管道结构的固有频率

当汽水管道流体速度增加、管道径长比变小或者管壁变薄时都会导致汽水管道固有频率相应变小,而管道固有频率变小,那么汽水管道的抗振性能也会有所减弱,它们之间有着密切联系,是一种互为连带的关系。在汽水管道运行中要从根本上避免管道振动情况,需要对汽水管道结构的固有频率进行合理化调整,将其控制在规定范围内,使汽水管道的抗振性能得到充分发挥。

3.3 合理削减流体脉动对汽水管道的激振力

对于汽水管道而言,弯头使用过多也会引发管道振动,因此在电厂汽水管道设计过程中应在满足相关设计要求以及现场生产工艺要求的基础上尽量保证汽水管道的走向平直,减少弯头的使用数量。另外在弯头选型时,应尽量选择一些转弯弧度相对较小的弯头。与此同时还要合理削减流体脉动对管道的激振力,将振动损害降到最低。

3.4 改变汽水管道的支承刚度

从相关理论角度上来讲,汽水管道的支承刚度越大,则对降低汽水管道越有利,所以在汽水管道设计过程中应以机组容量为依据合理确定汽水管道输送介质的流量及压力,以此来确定汽水管道的直径与材料,同时还要根据管道结构特点确定汽水管道在电力生产中的布局,确定其布局后需要结合实际应用情况科学调整汽水管道的支承刚度,使汽水管道的振动现象得以控制。

4 总结

综上所述,汽水管道发生振动与管道内部的工质流速、工质参数、管道结构的固有频率以及管道的支承刚度等因素有着密切联系,在汽水管道运行过程中要实时掌握管道的运行状况,对于不符合相关规范要求的因素应及时做出调整,消除汽水管道运行中的不安全因素,从而使汽水管道的振动现象得到合理控制。

参考文献

- [1]贾勇.火电厂汽水管道振动的成因及治理[J].硅谷,2012(11):120-122.
- [2]郑广庆,荆景伟,赵星海,辛国华.火电厂汽水管道振动的分析及解决方法[J].黑龙江电力,2012,5(35):387-388.
- [3]荆景伟,赵星海,辛国华.电厂汽水管道振动原因分析及解决对策[J].能源研究与信息,2012,28(1):19-21.

给煤机变频器防低电压穿越装置的应用

华能吉林发电有限公司九台电厂 宋新杰

摘要:随着变频调速技术的发展,变频器在电厂中的应用已日趋广泛,但由于变频器整流部分的特殊原因,其自身存在低电压保护闭锁程序,因此在电网电压波动时,尤其在低电压下,变频器会出现闭锁,停止电流输出现象,若变频器接至重要辅机上时,变频器的停运可直接导致发电机组停运,给电网运行带来更大的危害,为保证电网系统及电厂机组的安全稳定,需采用有效措施解决。

关键词:变频器 低电压穿越 电压跌落

1 引言

2011年1月2日,由于华能伊敏电厂5053开关A相CT故障,造成500KV系统母线接地,东北电网500kV伊敏#1线跳闸,系统因事故造成瞬时电压跌落,4机厂用6KV母线电压 U_a 降至65% U_e ,运行在4机组的所有给煤机变频器因低电压保护动作闭锁输出,给煤机停运,联动锅炉全炉膛灭火保护(MFT)动作,4机组跳闸。呼伦贝尔发电厂受其影响,同样原因导致发电机组跳闸,对东北电网安全产生了严重影响。东北电网有限公司组织有关单位对整个东北区域火力发电厂情况进行了调研,发现给煤机变频器受系统低电压影响易引起机组跳闸是一个共性的问题,召开会议,分析、讨论故障原因,形成会议纪要下发各电厂,要求加装变频器防低电压穿越装置,避免停炉事故发生。

我厂给煤机系统由变频器控制部分和拖动电机组成,由于电力系统各类故障造成电压跌落,会导致给煤机系统停运,造成发电机组停机脱网事故,所以为了避免风险有必要加装防低电压穿越装置。

2 解决方案

运行中的给煤机变频器在电压瞬间降低或消失时会停止输出,并向机组DCS发出变频器停止运行信号,联锁导致机组MFT停炉,发电机解列。给煤机变频器低压保护定值为变频器内部固有定值,无法修改,单独通过调整变频器内部功能无法完全消

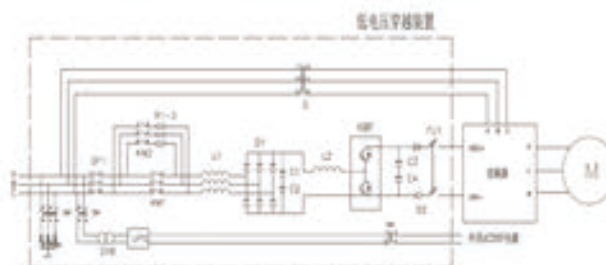
除系统中出现低电压穿越时造成的停机故障。如何在变频器外回路就解决电网电压降低时变频稳定运行,成为解决问题的关键。安装防低电压穿越装置是目前解决此类问题的最好方法之一。

2.1 方案说明

为保证变频器在电网电压降低时不停机,采用北京四方继保自动化股份有限公司专门开发研制的变频器低电压穿越电源装置(Inverter Low voltage through Power, ILP),实现给煤机在出现系统低电压时不脱网,转速、转矩、功率等指标均维持不变,实现完美的低电压穿越功能。在每台给煤机控制柜旁安装1面ILP控制柜,交流动力电源与原变频器动力电源并联,输出与原变频器直流电源并联,当电网电压波动,该装置迅速启动,提供恒定的直流电源,恒压恒流,这样保证了变频器的可靠运行,当电网电压恢复后,控制柜断开直流,自动进入热备用状态;其中电容器用于弥补电源轻微的波动,BOOST升压斩波电路才是主要动力来源。

2.2 装置构成及原理

变频器低电压穿越电源(ILP)的详细拓扑如下图。



ILP电源分两路为变频器进行供电。一路为交流供电通路,其将三相交流电经电控开关Q直接送入变频器A/B/C三相交流输入端子;另一路为直流供电通路,三相交流电能经电动开关KM1送入由电感L1和二极管整流桥D构成的整流回路,变换为直流电能并储存于电容C1和C2,电感L2与IGBT构成BOOST型式的升压斩波电路,可将C1/C2上的直流电能变换为电压等级更高的直流电能储存于电容C3/C4,并送入变频器的直流输入端子。电动开关KM2与电阻R1-3构成预充电回路,实现在ILP初始上电时为电容C1/C2/C3/C4的平稳充电功能。装置中的电容器选用了德国EPCOS品牌的长寿命电容器,40℃环境温度时使用寿命长达250000小时(约合28年)。

装置挂网运行时,断路器QF1与电动开关KM1、KM3均处于闭合状态,KM2在完成预充电功能后断开,退出运行。

在系统电压正常的状态下,电能通过交流送电回路送入变频器交流输入端子,ILP装置中的电力电子器件均处于旁路状态,不参与装置运行。

在系统电压发生跌落,进而造成C1/C2上整流得到的直流电压跌落时,ILP装置内置的控制系统实时监测到此电压跌落趋势,将电感L2与IGBT构成的BOOST斩波升压回路快速投入运行,保证在A/B/C三相电压跌落期间,C3/C4上的直流电压被抬高,维持到可保证变频器输出功率、电机转矩、电机转速均不变的电压水平。

在系统电压跌落结束,系统电压恢复正常后,IGBT停止运行,BOOST回路退出工作状态,变频器的供电仍由三相交流送电回路提供。

ILP装置中,交流送电通道与直流送电通道的切换由电力电子器件(IGBT)完成,切换动作时间小于1μs,为无缝切换,对变频器的稳定运行不会造成冲击。

2.3 装置保护配置及安全性说明

装置自身发生故障时,其电子部分退出运行,变频器运行不受任何影响。装置配直流过压软保护、直流过压硬保护、直流过流保护和过温保护等。

2.3.1 在系统电压正常时,装置工作于旁路模式,变频器由电力系统直接供电,电源变换模块部分处于休眠状态,不参与装置运行。降低装置故障概率,提升给煤机系统整体的连续无故障运行时间和安全可靠。

2.3.2 装置有较强的自诊断功能,对于自检中发现的问题,可通过硬接点、通讯等多种方式上送至后台管理系统,方便故障的统计记录。

2.3.3 核心部分为第五代IGBT(门极可关断晶体管),温度耐受能力达到150℃以上,ILP整机的稳定运行温度范围可达到-20~70℃。能实现各种变频器恶劣工况下的长寿命运行。

2.3.4 采用独立供电方式,每台给煤机变频器单独配置ILP装置,任意一台给煤机变频器故障均不会影响到其他给煤机安全运行,提高了系统整体的可利用效率与可靠性。同时在安装方式上,ILP装置与变频器就近安装,最大限度的缩短了电缆连接的长度。

2.3.5 每套装置内部装设800W的常备不间断控制电源,保证控制电源可靠供电。

2.3.6 当电网电压跌落至整流电源480V时,ILP装置自动快速投入运行,切换动作时间小于1μs,电压恢复后自动切换至电网电压运行。

2.3.7 在低电压穿越电源装置出现故障时,装置本身可以自保护,待故障消除后,可以重新投入运行,装置故障时,不会影响变频器的正常工作。

3 施工简要说明

在原有的给煤机变频器控制柜旁边安装ILP控制柜,利用原有的电缆槽盒和动力电缆,只需敷设两柜之间的动力电缆和上传信号的控制电缆。提前安装好

ILP控制柜,做一小段进线槽盒,停运单台给煤机,敷设电缆、接线和调试,进行现场模拟测试,合格后投入运行。

附:现场设备安装图



4 现场试验情况

为验证四方公司提供的GLT-20A低电压穿越装置的技术性能,我厂在1号炉1号给煤机上进行了现场试验,利用调压器模拟电网电压跌落,观察变频器、给煤机运行情况。试验结果表明,在电网电压出现短时跌落或者系统故障导致变频器交流侧电源电压降低时,低电压穿越电源装置可以稳定变频器的功率输出,保证给煤机的平稳运行,维持恒定的转速,满足低电压穿越功能。

5 结束语

火电厂中,给煤机变频器是重要的辅机设备,目前大多数采用变频调速方式运行,由于缺乏对变频器低电压闭锁保护方面的认识,很多电厂并没有认识到变频器会在电网低电压时闭锁输出,而引起全炉膛灭火保护(MFT)动作跳机事故。对于电网来说,由于电网故障时电压瞬间降低,亟需有功维持系统频率,此时电厂再出现解网情况会使电网频率更加恶化,这是非常危险的。因此,电厂采用防低电压穿越设备避免跳机是必要的,从技术角度解决低电压穿越问题是可行的、有效的。

参考文献

- [1]《GLT-20A变频器低电压穿越电源说明书》作者:北京四方继保自动化股份有限公司
- [2]《给煤机变频器防低电压穿越控制方案》作者:华能九台电厂
- [3]《给煤机变频器抗低电压穿越装置的实践与应用》作者:郑安、杨立勇、李广山



350MW汽轮机运行中高加水位异常原因分析及处理

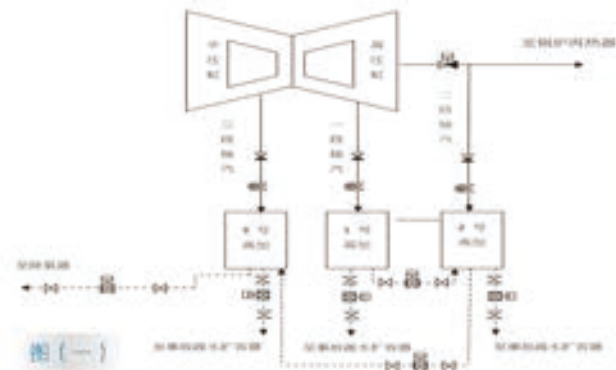
大唐长春第三热电厂 程爱东

摘要: 探讨了在350MW汽轮机运行中,造成高压加热器水位过高或过低的各种原因、危害以及运行人员应采取的不同处理措施,从而及时消除影响高加水位过高或过低的因素,使高加保持在正常水位运行。

关键词: 350MW汽轮机 运行 高压加热器 水位

1 前言

采用回热加热系统的350MW汽轮机,一般配有三台高压加热器加热给水。正常运行中,高压缸一段抽汽供1号高加,二段抽汽(高压缸排汽)供2号高加,中压缸三段抽汽供3号高加。高加疏水采用逐级自流方式。即:1号高加疏水经疏水调节阀自流至2号高加,2号高加疏水经疏水调节阀自流至3号高加,3号高加疏水经疏水调节阀自流至除氧器(在机组负荷50MW以下时,3号高加疏水经事故疏水调节阀自流入事故疏水扩容器)。在1、2、3号高加汽侧安装事故疏水调节阀。当各加热器的水位高至高加水位保护高Ⅱ值时,事故疏水电调节阀自动开启,将疏水排入机组事故疏水扩容器。如图(一):



图(一)



正常运行中,高加系统各加热器水位应保持在规定范围内,不能过高或过低。因为,水位过高会淹没钢管,减少蒸汽和钢管的接触面积,影响热效率,严重时会造成汽轮机进水、引起水击的事故;如水位太低,则将有部分蒸汽经过疏水管进入下一级加热器排挤下一级抽汽,降低了机组的热效率,同时,汽水冲刷疏水管,降低疏水管的使用寿命。

为了保证高加能在正常水位变化范围内运行,且在事故情况(高加因漏泄造成满水等)下能迅速切除高加,防止扩大事故,高加都设有下列水位保护:

表(一):

报警信号	1号高加(mm)	2号高加(mm)	3号高加(mm)	动作结果
水位低Ⅰ值	-149	-149	-149	报警
正常值	189	189	189	
水位高Ⅰ值	225	225	225	报警。
水位高Ⅱ值	275	275	275	报警,同时打开本台加热器事故疏水阀。
水位高Ⅲ值	325	325	325	报警,若“高Ⅰ、高Ⅱ或高Ⅲ、高Ⅲ”同时存在时,高加保护动作,切断高加的汽侧和水侧。

但是,在机组运行中,经常会由于各种原因发生高加水位过高或过低现象。这时,运行人员一定要迅速查明故障原因,根据不同原因采取不同的处理方法,消除影响高加水位过高或过低的因素,使高加保持在正常水位运行。若高加漏泄,则应申请或紧急停高加,以免冲刷损坏漏点周围的管子等内部设备或扩大事故。

2 高加水位高原因分析及处理原则

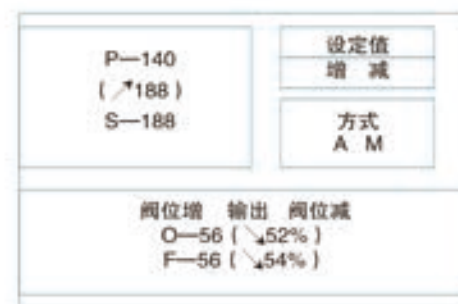
高加疏水调节阀自动失灵、控制气源故障、阀芯卡涩或脱落。

首先我们了解一下疏水调节阀的调节原理。

疏水调节阀的调节原理:

调节阀由阀体和气动执行机构组成,当高加水位变化时,装在加热器上的控制水位计发出水位变化信号,经过电子控制系统的动作,随后由气动执行机构操纵疏水调节阀阀体动作,改变疏水流量,使高加保持一定水位。

正常运行中我们可以在DCS系统微机监控画面中监视和操作疏水调节阀:如图(二)



图(二) 调节阀自动控制画面

A——调节阀自动控制状态
M——调节阀手动控制状态
P——为实际水位反馈值

S——为水位自动设定值

O——为水位变化后,调节阀阀位变化指令值

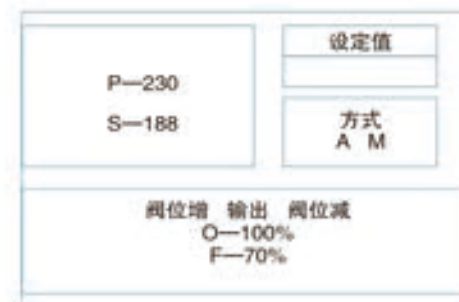
F——实际阀位反馈值

正常工作过程是:

当调节阀在自动状态时(即控制画面方式显示“A”键为绿色时),我们可以用设定值“增”、“减”键设定“S”为某一数值,如188(即要求实际水位保持在188mm处)。若此时实际水位“P”显示140,说明实际水位低于水位定值。电子控制系统经过运算,给气动执行机构发出一个阀位变化指令,即要求调节阀由56%阀位关至52%阀位。调节阀开始动作,带动阀体向关闭方向动作,减少疏水流量。当实际水位上涨较慢时,电子控制系统会经过运算,发出要求继续关小至50%或更小阀位值的指令。调节阀实际阀位反馈显示“F”应由56%持续变小55%、54%直至达到指令要求50%。最终实际水位“P”应变为188,即上涨至设定值。水位自动调节过程结束。

当调节阀在手动状态时(即控制画面方式显示“M”键为红色时),我们则用调节阀控制画面中的“阀位增(调节阀开)”和“阀位减(调节阀关)”键手动控制水位。

若疏水自动调节阀故障,可根据以下不同现象进行判断处理:



图(三) 调节阀自动控制画面

1) 如图(三), 当调节阀在自动状态时

(即控制画面方式显示“A”键为绿色时), “S”为设定值188未变, 但“P”为230且继续变大, 说明此时水位在不断上涨过程中; “O”为100%, 说明调节阀电子控制系统已经给调节阀发出要求100%全开的指令, 即自动部分好用。但“F”为70%不变(或小于100%), 说明调节阀气动执行机构部分有问题, 此时应迅速切除自动控制, 即手按调节阀控制画面中“M”键, 使“M”键红灯亮, “A”键绿灯灭, 再按“阀位增(调节阀开)”键全开调节阀, 此时, “F”显示值应变大, 直至100%, 观察水位上涨趋势变缓或开始下降, 然后联系热工处理; 若手开不动, 则应迅速就地切到手动将调节阀全开。

2) “O”为100%, “F”亦为100%时, 但水位仍上涨较快, 应迅速就地检查调节阀控制气源管是否断开、气源压力是否正常、阀芯是否卡或脱落, 高加是否漏泄。若水位高Ⅱ值已来, 则应自动或手动开启事故疏水阀, 同时联系检修处理, 必要时, 关小高加进汽电动门, 减负荷, 水位正常后再重新开启。

3) “O”不变, “F”亦不变, 说明调节阀电子控制系统失灵, 应切除自动控制, 即手按调节阀控制画面中“M”键, 使“M”键红灯亮, “A”键绿灯灭, 再按“阀位增(调节阀开)”键全开调节阀, 此时, “F”显示值应变大, 直至100%, 观察水位上涨趋势变缓或开始下降, 然后联系热工处理; 若手开不动, 则应迅速到就地切手动将调节阀全开。

4) 若调节阀控制画面中“M”键红灯亮, “A”键绿灯灭, 说明调节阀处于手动状态, 应查明原因, 投入自动调节。

原因(一)、电接点水位计失灵。

若电接点水位计失灵, 误发水位高信号, 应立即核对就地水位指示及疏水温度、给水流量(给水泵电流)、有无漏泄声、振动、高加内部压力等。

切除调节阀自动, 手动调节高加水位, 联系热工检查处理。此时应做好防止高加保护动作措施。

若高加保护误动作, 应立即汇报值长, 将负荷减至300MW以下, 使汽轮机各监视段压力不超过规定值; 联系热工查明原因并处理好故障后, 将高加给水出口电动门和入口三通阀开启, 确认高加水侧投入后, 再依次开启3、2、1号高加进汽门, 投入高加汽侧。此过程严密监视给水流量及高加水位、内部压力、疏水流量情况。发现异常立即查明原因、果断处理, 必要时解列高加。注意在高加停用时应及时通知锅炉, 加强对过热汽温、再热汽温及管壁温度的监视与调整。

原因(二)、DCS系统故障。

若DCS系统故障, 画面静止, 无法操作, 应立即就地切手动调整水位。联系检修处理。

原因(三)、高加钢管胀口松弛、钢管折断或破裂泄漏。

我们可以根据以下现象判断确定高加泄漏:

1) 与相同负荷的正常运行工况比, 有下列变化:

- ①高加水位升高, 疏水调节阀开度增加;
- ②疏水温度下降;
- ③泄漏严重时, 给水泵电流、给水流量明显增加, 相应高加内部压力升高;
- ④给水温度降低。

2) 倾听高加内部会有泄漏声。

高加泄漏应按以下原则步骤进行处理:

- ①核对表计;
- ②手动开大调节阀, 查明水位升高原因, 汇报单元长、值长, 联系检修处理;

③高加水位高至225mm时, 值班人员应严密监视水位, 必要时关小高加进汽门或减负荷;

④高加水位高至275mm时, 应联开事故疏水阀, 若不开应立即手开;

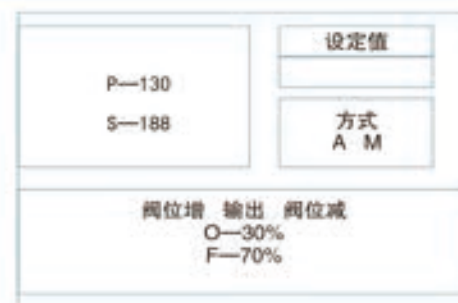
⑤高加水位高至325mm时保护应动作, 事故疏水阀应自动开启, 给水走高加给水旁路, 关汽侧各

门。如保护失灵应立即手动使高加保护动作, 切断高加汽水侧, 停止高加运行;

⑥将负荷减至0MW以下, 开启有关抽汽管道疏水门, 完成其它停用操作。

注意: 若高加漏泄, 应申请或紧急停高加, 以免冲刷损坏漏点周围的管子等内部设备或扩大事故。

3 高加水位低原因分析及处理原则



图(四) 调节阀自动控制画面

原因(一): 高加疏水调节阀自动失灵, 阀芯卡涩或脱落。

我们可以根据以下现象判断处理:

1) 如图(四), 当调节阀在自动状态时(即控制画面方式显示“A”键为绿色时)。“S”为设定值188未变, “P”为130且继续变小, 说明此时水位在不断下降过程中; “O”由原来的52%变为30%且继续变小, 说明调节阀电子控制系统已经给调节阀发出要求关小的指令, 即自动部分好用。“F”为70%不变, 说明调节阀气动执行机构部分有问题或阀芯卡, 此时应立即切除自动控制, 使“M”键红灯亮, “A”键绿灯灭, 再按“阀位减(调节阀关)”键关小调节阀, 此时, “F”显示值应变小, 直至0%, 观察水位下降趋势变缓或开始上

升, 然后联系热工处理; 若手关不动, 则应迅速到就地切手动调节。

2) “O”为0%, “F”亦为0%时, 但水位仍下降较快或不回升, 应到就地检查连杆是否断开、阀芯是否卡或脱落, 联系检修处理。

3) “O”不变, “F”亦不变, 说明调节阀电子控制系统失灵, 应立即切除自动控制, 使“M”键, 红灯亮, “A”键绿灯灭, 再按“阀位减(调节阀关)”键关小调节阀, 其它同上。

4) 若调节阀控制画面中“M”键, 红灯亮, “A”键绿灯灭, 说明调节阀处于手动状态, 应查明原因, 投入自动调节。

原因(二): 事故疏水阀不严。

处理: 联系检修处理。

原因(三): 疏水阀漏量太大(负荷低时, 疏水阀已全关)。

处理: 联系检修处理。

原因(四): 电接点水位计失灵, 误显示。

处理: 核对就地水位计, 联系检修处理。

原因(五): DCS系统故障。

处理: 若DCS系统故障, 画面静止, 无法操作, 应立即到就地切手动调整水位, 联系检修处理。

4 结束语

在机组运行中, 运行人员应熟练掌握高加水位异常变化时的原因分析、判断要点和处理原则, 加强监视和巡回检查, 及时发现问题、解决问题。在故障处理过程中, 应及时向单元长、值长和有关领导汇报, 并在单元长和值长的指挥下进行正确处理。需要检修处理的故障应及时联系检修, 确保高加和机组的正常运行。

填埋气发电 有助人类生存环境的改善及发展

长春供电公司 肖信昌

摘要：再生能源填埋气发电，能够解决城镇生活垃圾场产生填埋气的负面影响，排除对空气的污染，消除当地安全隐患，并代替标准煤发电，起到“节能”作用，是改革开放“环保、安保、节能”生态发展中最佳措施，有利于国家“环保、安保、节能”事业各项政策、法规的落实，有助于社会健康、国民经济的发展。

关键词：再生能源 填埋气发电 措施

国民经济不断发展，城镇化人口不断高度集中，人民的生活水平不断提高，必然会出现大量生活垃圾的累积，在很短时间内超过自然界平衡处理能力，大量不能处理掉的生活垃圾会给社会造成公害：一是“废气”污染空气，二是渗滤液污染源。特别是人口稠密、人口众多的地区，生活垃圾处理势在必行，否则，泛滥成灾，会造成人身伤害、设备损害、生产秩序的破坏，会发生不可估量的损失，已到了应该解决生活垃圾填埋场问题的时候。

上世纪80年代，发达国家已经开始研究，解决生活垃圾的应用。一是焚烧发电、二是汽化发电、三是填埋气发电，从经济、技术、应用比较各有利弊，但都存在一些问题，为了解决相关难题，根据本世纪初现有规范及经验，对填埋气发电探讨如下，仅供关心“环保、安保”事业发展的各级有关技术管理人员、单位领导参考。

1 蘑菇沟屯生活垃圾填埋场环境保护生态现状

蘑菇沟屯生活垃圾填埋场是全国省会城市最标准、最现代化的垃圾场，很规范；2013年经国家建

设部专家组验收，已被评为国家一级生活垃圾填埋场，具有现代化渗滤液污水处理厂，解决了生活垃圾场产生的污染源问题。关于填埋气污染空气“环保”问题，已有规划。根据国家建设部2010年标准“生活垃圾填埋场填埋气体收集处理及利用工程技术规范”，准备在此新建一个填埋气发电厂，完全符合国家“环保、安保”的政策方针，如中华人民共和国《节约能源法》、《再生能源法》、《安全生产法》、《清洁生产促进法》、《环境保护法》、《消防条例》、《电力法》等等，及联合国“京都议定书”、减少CO₂排放量的“巴黎协议”。

目前此填埋场现有400万吨生活垃圾已填埋，根据“生物质能及其发电技术”^[1]，按每吨垃圾年产生80m³填埋气计算，此垃圾场一年可产生约32000万m³沼气（CH₄），大量的填埋气体，一年一般按5%—10%量向自然界自行排放，估计有3200万m³沼气污染空间，相当此量21倍的CO₂排放量的作用，67200万m³CO₂污染大气层，产生热效应，破坏大气臭氧层，一般在野外或认识不够没有引起有关人员的足够重视，但破坏环境作用还是很严重的。

每年还有约90—95%的填埋气储存在地表层约30M之内，不能渗透，逐年产生又逐年储存，目前填埋气约有10亿m³之多，相当210亿m³CO₂破坏作用，这是一个很严重的“二氧化碳污染库”，严重危害人类健康和生存环境，对大气层存在潜在的污染，可见此“减排”事业势在必行，宜早不宜迟。

2 安全保护生态现状

2.1 目前沼气储存量

填埋气是易燃易爆气体，当满足一定条件下，可能会引起火灾或爆炸，根据上节计算可估算，每天发酵产生甲烷约86万m³（320吨），一年11.6万吨，从2011年开始统计，甲烷（CH₄）储存量约是10亿立方米，按重量计算约50万吨，2016年1月26日，长春市城市生活垃圾处理中心，分别对此生活垃圾部分填埋一、二区，1#—9#沼气放风口，检测甲烷浓度（%VOL）为：31.4；46.2；45.2；32.5；28.4；2.53；1.57；2.75；33.5。充分说明周围内部有大量高浓度易燃易爆气体，如经过稀释很可能会产生易爆气体（爆炸极限浓度为4.9—16），如措施不得当，一旦周围有明火会产生爆炸或严重火灾事故发生。垃圾场底部已封闭，不可能渗透到内部土层深处，只好在30m地表层内，又不能自消自灭，时间不断延长，填埋气产量、释放量、储存量不断增加，危害程度不断增长，可见此地是一个逐年增加的“甲烷火药库”，形势逼人，不能“轻敌”。

2.2 国内外生活垃圾填埋场火灾、爆炸事故案例

国内已有此方面的教训，从长春市三道填埋气发电可行性设计报告可知，20世纪70年代北京市一家照相器材厂，因厂房建在没处理掉甲烷的垃圾堆上，甲烷日久引爆，毁于一旦。1994年岳阳市一座约2X10⁴m³垃圾堆突然爆炸，产生冲击波将1.5X10⁴吨垃圾抛向天空，摧毁了垃圾场外40M处一座泵房和两旁的污水堤。蘑菇沟屯垃圾场按面积计算比它大30倍，按重量算大100倍，可见此处潜在威力是它的100倍以上。上世纪末、本世纪初，延吉市、吉林市垃圾场也曾发生过火灾和爆炸。

2017年4月16日，国外新闻报道，斯里兰卡首都科伦坡郊外一处垃圾山坍塌发生火灾，20人遇害，180人受伤。初步分析很可能因某种因素内部填

埋气突然压力增大，体积膨胀，瞬间发生坍塌，激烈摩擦产生明火引起火灾或爆炸。

综合上述案例，如果不及时吸取教训，后果很可怕，如运气不佳，人为或天灾极易引起火灾、森林火灾或爆炸，战争年代会引发次生爆炸，会增大破坏力，可见此处存在火灾或爆炸潜在危险，对周围产生破坏环境的影响，发生危害不可估量，不能有侥幸心理，不能轻心及麻痹，消除安全隐患势在必行。

3 “节约标准煤，开发新的安全用地”现状

2010年投入运行的蘑菇沟屯垃圾场，具有大量的再生能源（CH₄），应对垃圾场进行综合利用，利用废气——填埋气代替标准煤进行发电，起到了节约标准煤作用，按每台机组1000kw发电容量考虑，如果10台机组，每年可吃掉5000万m³沼气，节约标准煤相当于3.2万吨以上，目前逐年白白浪费掉上千万m³沼气、几万吨的标准煤、损失电量7200万度，实在太可惜了，应引起各级有关技术管理人员、单位领导重视。

因污染源没有被消灭掉，占地面积约60公顷土地不敢开发，而浪费掉，为了“节能、节地”，开放蘑菇沟屯生活垃圾填埋场的综合利用，完全符合中国新的发展理念“创新、协调、绿色、开放、共享”精神，一般生活垃圾填埋场远离人群、领导机关，很难引起人们的高度重视，应加强此方面的宣传、引导，一定会得到发展。

4 填埋气发电是“环保、安保、节能”的最佳措施

参照“填埋气再生能源发电有关技术”^[2]，利用填埋气发电可以保证消耗掉长春市蘑菇沟屯生活垃圾场每天发酵产生的生物质能再生能源——甲烷（CH₄）。每天生产的填埋气（CH₄），利用预处理模块，对填埋气进行加工处理，满足燃气内燃机所需的燃气质量要求，进入内燃机燃烧带动发电机组发电，并网供电。起到了同样的发电量所需要的节约标准煤数量作用，可见是最佳“节能”措施^[3]。否则，填埋气白白浪费掉，有害无利，出现了“二氧化碳污染源”，“沼气火药源”，时刻存在安全隐患。

填埋气发电可将产生的填埋气吃掉，可使此垃圾填埋场不再存在填埋气（CH₄），凡是具有一定

规模的垃圾填埋场，都应建立生物质能——再生能源发电厂。一般约60公顷30M厚的垃圾填埋场，约7年左右封场，填埋气发电厂运行20年后，可变成安全用地，做到了“节约用地”，增加建筑用地，相当于间接消灭生活垃圾填埋场，进行无害、无二次污染处理、消灭负面影响，可见填埋气发电大有可途，社会效益极大，垃圾填埋场的填埋气发电不是可有可无的事，而且迫在眉睫，只要生活垃圾填埋场存在一天，就需要填埋气发电治理。城镇的生活垃圾填埋场得到综合利用，将“废弃物”变宝，不再是人类生存的负担，起到了“环保、安保、节能、节地”，生态新的再平衡作用。

5 结束语

填埋气发电从沼气收集、输送、处理、发电、并网供电，目前有成熟的经验，可靠的现行验收规范，只要严格把关，有防止微泄漏的警报系统，在整个生产过程中，只要按有关行业规程，管理规范规定运行、检修、试验，不会出现安全问题。社会作用比较突出，但发展过程中还没有形成规范化、标准化、系统化，制造的成套化，有关技术、应用，有些费用还需要探讨，主要是发电机组设备，国内还没有过关，需要进口，检修费用高，发电容量与电力系统发电厂比较，一个地区数量有限、分散，很难形成一支专业检修、调试队伍，发电成本相对较高，但与垃圾焚烧发电厂相对比，成本还是很低，无伤害处理，没有对大气层进行二次污染，

比较安全，是很值得推广应用的项目。为子孙后代着想，必须改变过去对生活垃圾随使用江、河、湖、近海处理，污染水源的旧方法，随处可见无统一、集中管理的老方法。今后应采取集中、统一管理生活垃圾填埋场，将“废弃物”变宝，改善人类生存的“环保、安保”空间，改善人类对水源的需求，充分利用填埋气发电。

中国是人口大国，生活垃圾填埋场必然大量存在，2013年3月25日，美国（大西洋）月刊网站报导，中国的“垃圾山遍布威胁中国环境”，是全世界垃圾总量的三分之一；中国80%以上生活垃圾是填埋方式处理，生物质能再生能源必然也是大量存在。

根据国家安全生产方针“安全第一、预防为主、综合治理”，尽量做到避免出现火灾、爆炸的群体事故，努力改造生活垃圾负面破坏性的影响，力求转变为正面影响，发挥最大社会效益，力争发展经济效益，用来拉动、推动社会健康的国民经济发展。

参考文献：

- [1]中国电力科学研究院生物质能研究室生物质能及其发电技术[M].北京中国电力出版社.2008.
- [2]王晓彪、肖信昌填埋气再生能源发电有关技术[J].北京中国高新技术企业期刊社.2016.
- [3]中华人民共和国节约能源法[S].2007.



吉电股份：提质增效 突破提升

2017年以来，作为国家电投在吉林省内唯一的上市公司，吉林电力股份有限公司（以下简称：吉电股份）在区域内用电量供大于求局面没有明显改善、燃料成本“居高不下”、个别省份新能源“弃风弃光”现象严重的情况下，主动投身到国家电力体制改革、供给侧结构性改革浪潮之中，以“提质增效、突破提升”为目标，围绕经营发展两条主线，推进落实“优化存量、优质增量、创新管理、创造价值”工作举措，一季度，该公司所管和受托单位全口径盈利0.94亿元，各项工作持续向好，取得强势开局。

该公司深耕电热市场不放松，按照“一厂一策、一域一策”原则，着力加强市场营销工作，积极参与市场竞争，争取电量指标和有利的机组运行方式。攥紧电量生命线，指导所管火电单位参与机组调峰工作，一季度机组完成深调峰电量4708万千瓦时，获得深调峰补偿2003万元，增利1200万元。增加蒸汽供热量，作为国家首批火电灵活性改造试点项目之一的白城发电公司风电清洁供暖项目，经历供暖期考验，取得良好效果。白城发电公司处于风电站密集地区，具备风电清洁供暖的环境条件。该公司清洁供暖项目建设规模50兆瓦，供热量每小时为183.6吉焦，最大采暖面积达85万平方米。通过风火替代每年将节约标煤7万吨，实现烟尘减排55吨，二氧化硫减排909吨，氮氧化物减排606吨，环保意义重大。松花江热电公司借助自身背压机组优势适时根据低压蒸汽用户博大生化一季度用量的提高，在满足居民采暖供热量的同时，合理匹配机组运行方式，确保工业蒸汽整体用量，同比增加23.89万吉焦供热量。四平热电公司抢抓市区拆除大量小锅炉时机，通过与相关部门的沟通协调，使域内采暖供热面积大幅增加，市场逐步扩大，同比增加24.99万吉焦供热量。截至3月末，该公司累计发电量43.77亿千瓦时，供热量1510.57万吉焦，同比分别增加6.1%和7.56%。



按照“服务生产、效益为先、阳光采购、管理提升”的原则，该公司紧盯煤炭市场降成本，在省内资源紧张、煤炭价格居高、铁路运费上涨的环境下，自我加压，主动出击，积极做好市场形势的研判工作，通过与铁路部门建立战略合作伙伴关系，争取运输淡季铁路运费下浮的优惠；与国有大矿签订长期协议，开展反季节储煤；加强燃料对标管理，确定科学掺烧方案等措施，使各项指标优于预期水平。一季度该公司火电机组供电煤耗累计完成249.92克/千瓦时，在国家电投系统内位列第一名。完成入厂入炉热值差-24千卡/千克，在区域内四大集团排名第一。完成综合标煤单价595.23元/吨，在区域内四大集团排名第一。

去年为满足经营发展及日常营运资金的需求，拓宽融资渠道，降低融资成本，该公司非公开发行20亿元绿色债券。年末又成功完成第二次定向增发股票工作，足额发行、满额募集资金38.4亿。为今后一段时期的资本运作打下良好基础。一季度以来，吉电股份继续发力，与国家电投产业基金公司、工行北京分行成立了国家电投首单20亿元新能源产业基金，首次尝试产融结合的模式。为该公司新能源产业的发展提供充足的资金保障。同时，该公司通过推进通化热电公司债转股工作，开展私募债、应收账款保理、票据融资、融资租赁等业务，置换高利率贷款，优化债务结构，有望在下一季度

显现成效，实现财务费用的大幅度压降。

首季，该公司员工撰写的《浅析 I/A' S 系统实际应用中典型问题的分析及解决》、《如何利用 DCS 控制系统实现防误操作功能》等5篇学术论文在参评的213篇论文中脱颖而出，被2017年学术年会暨电站热工自动化技术交流会录用，并在学术年会上进行交流。该科技公司抓住各燃煤电厂超低排放改造的良好机遇，扩大市场营销范围，了解各发电公司对催化剂再生的需求，并积极参与系统外催化剂再生项目投标，一季度共参与外部市场投标3次，积累了宝贵经验。成立CMA资质认证领导小组，聘请行业专家展开全员培训，完成资质认证的前期准备工作，并通过内部审核，为该公司推进电站服务业发展奠定坚实基础。



该公司检修公司凭借“内部市场创全优，外闯市场创效益”的工作理念，坚持检修队伍“走出去”。检修业务实现由常规火电设备拓展到风电、

光伏、核电等建设及检修领域。目前，吉电检修公司承揽项目遍布吉林、青海、甘肃、安徽、内蒙、新疆、河北、贵州、巴基斯坦等国内外10多家不同行业、不同企业，闯出一条自主创业、开拓市场的产业化发展新路径，打造全新的“吉电检修”品牌形象，一季度该公司实现经营收入622万元。

近年来，吉电股份致力于打造成为国家电投市场化融资平台、资产证券化承接平台、清洁能源发展平台和区域化生产运营管理平台。为此，该公司借力清洁能源促转型，加速新能源产业发展布局，并已形成东北、西北、华东“3+1”发展格局，“跳出吉林、发展吉电”的足迹已遍布全国23个省市自治区。截止3月末，该公司所管和受托单位全口径装机容量达576.12万千瓦时，新能源装机达174.62万千瓦时，其中风电117.6万千瓦时，光伏57.02万千瓦时。新能源占比超30%。一季度中上年形成的新能源新增产能发电2.79亿千瓦时，占新能源板块发电量的41.69%，盈利0.36亿元，占新能源板块利润的46.71%。新能源板块合计盈利0.76亿元，比预算增利0.04亿元，在火电板块盈利水平下降的情况下，为公司经营提供了强有力的支撑。吉电人发展的脚步不停歇，目前，该公司在建项目(含部分投产及已投产待收购项目)19个，合计规模154.7万千瓦。已核准待开工项目21个，容量101.1万千瓦。这些项目的投产将加快该公司由火电为主向清洁能源过渡转型的步伐，为吉电股份实现国内一流综合能源上市公司的目标注入新动力。



坤达茂霖，我的家

敦化茂霖上沟发电有限公司西崴子电站 闫成瑞

长白山的仙山圣水，造就了这样一群人，
千年古都百年县的佛韵，
孕育了我们脚下这片多情的沃土桑田。
依托大自然宝贵的恩赐，牡丹江边，
走来我们这些热血儿男。
怀揣着不屈不挠的执着的信念，
远离城市的繁华和喧嚣，
却送去千家万户的笑语欢颜。

在绿水环抱中，我们面对碧水青山，
犁起充满着希望的责任田。
守着寂寞的荒原，
妙笔生花勾勒出一幅俊美的画卷。

听！伴着发电机的轰鸣，
是敦化坤达茂霖水能人，
拼搏的豪情万千。
看！银丝万缕，将电能传播，
是敦化坤达茂霖水能人，
续写着华丽诗篇。

在我们的记忆里，
经济的不发展，
更多的是拉闸限电。
为了敦城百姓本该明亮的夜不再黑暗。
忆往昔，老一代水电人，
披荆斩棘，人抬肩扛，战天斗地，挥镐抡纤。
在丹江两岸修堤筑坝，
建起了一座座明珠电站。

时代在进步，社会要发展，
老一辈水电人还未褪却，
新一代水能人又迎难而上，刻苦攻关。
上沟电站，丹江源碧波中的龙头电站，
像一支乘风破浪的航船，
迎着风浪，中流击水一路勇往直前。

红石电站，
一江丹江水，
悬崖中草帽舞者在飞速旋转，
洁白的长裙浪花飞溅。
西崴子、黑石电站，
凝聚了一代又一代老水电人的智慧和血汗。
多少荣誉，多少赞叹，
多少坎坷，多少磨难，
都化作历史的云烟。
迈入二十一世纪的今天，
在新技术、新思想、新理念中，
旧貌换新颜。
西崴子八百机组技术革新，
充分利用水资源，4700机组扩容扩建，
黑石三级投产发电，
西胜、西胜一级电站并入农网。
一个又一个雨后春笋般的坤达茂霖企业，
崛起在敖东大地上，
一个又一个捷报频传。

2016年，
水能人又迎来一个新的春天。
一亿四千万的发电量，
是向祖国汇报的请柬。
老天的恩泽，是坤达茂霖水能人，
抓机遇，迎契机，
抒豪情，寄壮志，
真心英雄迎接挑战。

春潮滚滚中，
弄潮儿追星逐月，敢想敢做，敢为人先，
奶头河电站电气化改造，
激战正酣。
一方有难，八方驰援。
这就是一家人的温暖。
来自各电站的技术骨干，

国家能源局文件

国能电力〔2017〕106号

国家能源局关于发布2020年
煤电规划建设风险预警的通知

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），国家能源局各派出能源监管机构，中电联，国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、国电投集团，神华集团、中煤集团、国投公司、华润集团，中国国际工程咨询公司、电力规划设计总院：

近年来，随着我国经济发展进入新常态，全社会用电增速放缓，煤电行业面临利用小时数持续下降、规划建设规模较需求偏大等问题。为防范化解煤电产能过剩风险，促进煤电有序发展，国家能源局会同相关单位建立了煤电规划建设风险预警机制。现将有关事项通知如下：

一、煤电规划建设风险预警的指标体系分为煤电建设经济性预警指标、煤电装机充裕度预警指标、资源约束指标。其中，煤电建设经济性预警指标为建议性指标，体现了在当地建设煤电项目的经济性，为发电企业规划建设煤电项目提供决策参考；煤电装机充裕度预警指标和资源约束指标为约束性指标，反映了在当地建设自用煤电项目的可行性。最终风险预警结果由约束性指标的最高评级确定。预警结果由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级。

二、煤电建设经济性预警指标基于2020年各省（区、市）新投运煤电项目的预期投资回报率，分为红色、橙色、绿色三个等级。投资回报率低于当期中长期国债利率的为红色预警；投资回报率在当期中长期国债利率至一般项目收益率（电力项目通常为8%）之间的为橙色预警；投资回报率高于一般项目收益率的为绿色。煤电项目预期投资回报率计算方法见附件1。

三、煤电装机充裕度预警指标基于2020年各省（区、市）电力系统备用率，分为红色、橙色、绿

色三个等级。煤电装机明显冗余、系统备用率过高的为红色预警；煤电装机较为充裕、系统备用率偏高的为橙色预警；电力供需基本平衡或有缺口的、系统备用率适当或者偏低的为绿色。各省（区、市）电力系统参考备用率见附件2。

四、资源约束指标基于各省（区、市）的大气污染物排放、水资源量、煤炭消费总量以及其他相关资源情况，分为红色、绿色两个等级。对于大气污染形势严峻、水资源量不足、煤炭消费总量亟需控制，或者存在其它资源约束煤电规划建设的，资源约束指标为红色预警；其余为绿色。

五、2020年分省煤电规划建设风险预警结果见附件3。为有力有序防范化解煤电产能过剩风险，按照适度从严的原则，风险预警结果为红色和橙色的省份，要暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目（含燃煤自备机组，下同），并在国家指导下，合理安排在建煤电项目的建设投产时序；风险预警等级为绿色的省份，也要充分考虑跨省（区）电力互济等因素，在国家指导下，有序核准、开工建设自用煤电项目。

六、在煤价、电价等关键条件发生较大变化或者相关重大政策出台后，将及时更新风险预警结果，另行补充发布。

特此通知。

附件：1.煤电项目预期投资回报率计算方法

2.各省（区、市）电力系统参考备用率

3.2020年煤电规划建设风险预警

国家能源局

2017年4月20日

（来源：国家能源局网站）

迎着深秋瑟瑟的风，战斗在生产第一线。
再塑辉煌的征程上，我们迎着深秋的寒。
岁月如歌，
默默无闻的埋头苦干。
将工期整整提前了十五天，
十五天，在人生的漫漫长河中，只是短短的一瞬间，

可在我们的眼中，时间就是效益，
早一分钟并网发电，
就能给千家万户送去甘泉。
团结的心紧紧抱成团。
大家的心相连，为了一个共同的心愿，
把失去的宝贵时间夺回来，
为了早日恢复生产。

众志成城，共赴难关，
这个冬天，我们和往年一样，检修的序幕悄悄的拉开了，

面对一个个崭新的课题，我们在思索中，寻求答案。

边学边干，不怕苦不怕难，不怕步履蹒跚。

尽管，前进的路上，
有坎坷，有曲折，有困难，
“自古雄才多磨难，却为纨绔少伟男”！
在摸索中前行，
在对于转桨水轮发电机更多的是陌生的考验。
精心布置，细心思考，大胆决策，
指挥员沉着果断，
战斗员团结一心，携手并肩。
没有比脚长的路，没有过不去的山。
检修工作有苦，有乐，汗水和智慧的交融，
攀登科技的高峰，我们不惧严寒。

转瞬间，时光的车轮又要向前转动一年，
这个多雪的冬天就要过去了，
我们深信：冬天过去了，春天就不会遥远。
展望春天，红红火火的生活比蜜甜。
为了春天，为了再一次《开门红》，
我们纵情高歌，我们舞蹈翩翩。
开门红，红了喜悦的春天，
红了春满人间。



附件1:

煤电项目预期投资回报率计算方法

$K_e = [(P - R_{ca} \times P_{ca}) / 10^6] T_v / C_e - (k_d + r \times k_s + k_{co}) / (1 - r)$ 其中, k_e : 煤电项目资本金投资回报率;

P : 煤电项目上网电价(不含税价格), 单位为“元/千瓦时”;

C_e : 单位千瓦动态投资, 单位为“元/千瓦”;

T_v : 预计的年利用小时数, 单位为“小时”;

k_d : 折旧率, 按20年折旧年限, 取5%;

r : 贷款占总投资的比例, 电力项目一般为80%;

k_s : 贷款利率;

K_{co} : 经营成本率, 全年经营成本与总投资的比率, 包括修理费, 人工工资福利及保险、材料费、其它费用等。以 K_{co} 取2.5%为基准, 初步测算典型煤

电项目投资回报率; 而后, 将初算的投资回报率代入计算式: $K_{co} = 0.0737 \times$ 初算的项目投资回报率 + 0.0118, 进而得到适用于具体项目的 K_{co} 建议取值。

R_{ca} : 机组发电煤耗, 单位为“克/千瓦时”;

P_{ca} : 预计标煤价格(含税), 单位为“元/吨”, 参照近3年中国电煤价格指数(折算至7000大卡热值标煤)通过加权得出, 由近及远权重分别取0.5、0.3和0.2。考虑2016年煤价的异常波动, 并综合各方对未来煤价走势的判断, 在本次测试中, 适当加重了2016年第四季度煤价在2016年全年均价计算中的权重。



附件2:

各省(区、市)电力系统参考备用率

序号	地区	合理备用率	绿色区间	橙色区间	红色区间
1	黑龙江	13%	≤17%	17~19%	>19%
2	吉林	13%	≤15%	15~18%	≥18%
3	辽宁	13%	≤15%	15~17%	≥17%
4	内蒙古	蒙东	≤22%	22~28%	≥28%
5		蒙西	≤17%	17~23%	≥23%
6	北京	15%	-	-	-
7	天津	15%	≤19%	19~23%	≥23%
8	河北	13%	≤16%	16~19%	≥19%
9	山东	13%	≤14%	14~18%	≥18%
10	山西	13%	≤15%	15~19%	≥19%
11	陕西	13%	≤15%	15~20%	≥20%
12	甘肃	13%	≤16%	16~19%	≥19%
13	青海	13%	≤15%	15~20%	≥20%
14	宁夏	15%	≤19%	19~23%	≥23%
15	新疆	15%	≤17%	17~22%	≥22%
16	河南	14%	≤15%	15~21%	≥21%
17	湖北	14%	≤16%	16~23%	≥23%
18	湖南	14%	≤17%	17~22%	≥22%
19	江西	14%	≤16%	16~23%	≥23%
20	四川	14%	≤15%	15~19%	≥19%
21	重庆	15%	≤18%	18~23%	≥23%
22	西藏	-	-	-	-
23	上海	15%	≤17%	17~19%	≥19%
24	江苏	12%	≤13%	13~19%	≥19%
25	浙江	12%	≤13%	13~17%	≥17%
26	安徽	12%	≤14%	14~19%	≥19%
27	福建	12%	≤14%	14~19%	≥19%
28	广东	13%	≤14%	14~18%	≥18%
29	广西	13%	≤15%	15~22%	≥22%
30	云南	13%	≤15%	15~17%	≥17%
31	贵州	13%	≤15%	15~17%	≥17%
32	海南	20%	≤26%	26~32%	≥32%

注:

绿色区间: 系统实际备用率不高于合理备用率, 或在合理备用率之上小于当地一台大型煤电单机对应的系统备用率;

红色区间: 系统实际备用率在合理备用率之上

多出当地一年负荷增长需要的装机所对应的系统备用率;

橙色区间: 系统实际备用率介于绿色及红色范围之间。

附件3:

2020年煤电规划建设风险预警

序 号	地 区		煤电建设经济性 预警指标	煤电装机 充裕度预警指标	资源约束指标	煤电规划建设 风险预警结果
1	黑龙江		绿色	红色	绿色	红色
2	吉林		绿色	红色	绿色	红色
3	辽宁		橙色	红色	绿色	红色
4	内蒙古	蒙东	绿色	红色	绿色	红色
5		蒙西	绿色	红色	绿色	红色
6	北京		-	-	红色	红色
7	天津		橙色	红色	红色	红色
8	河北		绿色	红色	红色	红色
9	山东		红色	红色	红色	红色
10	山西		红色	红色	绿色	红色
11	陕西		绿色	红色	绿色	红色
12	甘肃		红色	红色	绿色	红色
13	青海		红色	红色	绿色	红色
14	宁夏		橙色	红色	绿色	红色
15	新疆		绿色	红色	绿色	红色
16	河南		绿色	橙色	绿色	橙色
17	湖北		红色	橙色	绿色	橙色
18	湖南		绿色	绿色	绿色	绿色
19	江西		绿色	橙色	绿色	橙色
20	四川		红色	红色	绿色	红色
21	重庆		红色	红色	绿色	红色
22	西藏		-	-	-	-
23	上海		绿色	红色	红色	红色
24	江苏		绿色	绿色	红色	红色
25	浙江		绿色	红色	红色	红色
26	安徽		绿色	橙色	绿色	橙色
27	福建		红色	红色	绿色	红色
28	广东		绿色	红色	红色	红色
29	广西		红色	红色	绿色	红色
30	云南		红色	红色	绿色	红色
31	贵州		红色	红色	绿色	红色
32	海南		绿色	绿色	绿色	绿色

国家能源局文件

国能新能〔2017〕97号

国家能源局关于2016年度 全国可再生能源电力发展监测评价的通报

各省（区、市）发展改革委、能源局，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，各有关单位：

为促进可再生能源开发利用，科学评估各地区可再生能源发展状况，确保实现国家2020年、2030年非化石能源占一次能源消费比重分别达到15%和20%的战略目标，根据《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54号）和《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150号），我局委托国家可再生能源中心汇总有关可再生能源电力建设和运行监测数据，形成了《2016年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》（以下简称监测评价报告）。

现将监测评价报告予以通报，以此作为各地区2017年可再生能源开发建设和并网运行的基础数据，请各地区和有关单位高度重视可再生能源电力

发展和全额保障性收购工作，采取有效措施推动提高可再生能源利用水平，为完成全国非化石能源消费比重目标作出积极贡献。

附件：2016年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

国家能源局
2017年4月10日

附件:

2016年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

一 全国可再生能源电力发展总体情况

到2016年底，全国可再生能源发电装机容量5.7亿千瓦，占全部电力装机的34.6%，其中水电装机3.32亿千瓦，占全部电力装机的20.2%；风电装机1.49亿千瓦，占全部电力装机的9.0%；光伏发电装机7742万千瓦，占全部电力装机的4.7%；生物质发电装机1214万千瓦，占全部电力装机的0.7%。

二 各省（区、市）可再生能源电力消纳情况

2016年，包含水电在内，全部可再生能源电力消纳量为15058亿千瓦时，占全社会用电量的比重为25.4%，同比上升0.9个百分点。综合考虑各省（区、市）本地生产、本地利用以及外送电力消纳情况，2016年各省（区、市）可再生能源电力消纳量占本地区全社会用电量的比重如下：

表1 2016年各省（区、市）可再生能源电力消纳情况

省（区、市）	可再生能源电力消纳量（亿千瓦时）	可再生能源电力消纳比重	同比增加百分点
北京	107	10.5%	2.0
天津	75	9.3%	1.5
河北	335	10.3%	2.1
山西	218	12.1%	3.3
内蒙古	428	16.4%	2.5
辽宁	259	12.7%	2.8
吉林	138	20.7%	4.7
黑龙江	141	15.7%	2.0
上海	484	32.6%	2.8
江苏	699	12.8%	1.1
浙江	772	19.9%	1.4
安徽	221	12.3%	2.7
福建	704	35.8%	8.6
江西	322	27.2%	2.8
山东	327	6.1%	0.8
河南	311	10.4%	1.3
湖北	678	38.4%	1.4
湖南	743	49.7%	3.3
广东	1902	33.9%	0.8
广西	678	49.9%	-7.8
海南	35	12.3%	2.5
重庆	447	48.7%	-0.7
四川	1745	83.1%	4.0
贵州	512	41.2%	2.9
云南	1147	81.3%	0.5
西藏	42	84.9%	0.5
陕西	135	10.1%	-3.3
甘肃	457	42.9%	0.5
青海	398	62.4%	-7.6
宁夏	187	21.1%	5.5
新疆	410	22.9%	0.3
全国	15058	25.4%	0.9

三 各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况

2016年，全国非水电可再生能源电力消纳量为3717亿千瓦时，占全社会用电量比重为6.3%，同比上升1.3个百分点。综合考虑各省（区、市）本地生产、本地利用以及外送电力消纳可再生能源电量情况，2016年，各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳量占本地区全社会用电量的比重如表2。

从非水电可再生能源消纳比重增长来看，云南、宁夏、青海三省同比增长较快，分别上升了7.4、5.7和4.8个百分点。从完成2020年非水电可再生能源电力消纳比重目标情况来看，青海、宁夏、云南、内蒙古、吉林和山西非水电可再生能源消纳比重已达到2020年目标，贵州、甘肃、黑龙江、安徽、京津冀和江西接近实现目标，陕西、海南、广东、辽宁和山东实现2020年目标还有较大差距。

表2 2016年各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况

省（区、市）	非水电可再生能源电力消纳量（亿千瓦时）	非水电可再生能源电力消纳比重	同比增加百分点	2020年非水电可再生能源电力消纳比重目标	实现2020年目标进展情况
青海	117	18.3%	4.8	10%	+8.3
宁夏	169	19.1%	5.7	13%	+6.1
云南	176	12.5%	7.4	10%	+2.5
内蒙古	398	15.3%	3.3	13%	+2.3
吉林	91	13.7%	1.5	13%	+0.7
山西	179	10.0%	3.0	10%	0.0
贵州	57	4.6%	2.6	5%	-0.4
甘肃	133	12.5%	1.1	13%	-0.5
黑龙江	111	12.4%	1.3	13%	-0.6
安徽	110	6.1%	2.2	7%	-0.9
河北	293	9.0%	1.4	10%	-1.0
北京	91	9.0%	1.4	10%	-1.0
天津	72	9.0%	1.4	10%	-1.0
江西	44	3.8%	1.6	5%	-1.2
新疆	199	11.1%	0.6	13%	-1.9
湖北	83	4.7%	1.0	7%	-2.3
河南	132	4.4%	2.1	7%	-2.6
四川	48	2.3%	0.9	5%	-2.7
江苏	227	4.2%	0.9	7%	-2.8
西藏	5	10.1%	1.9	13%	-2.9
湖南	62	4.1%	1.3	7%	-2.9
上海	30	2.0%	0.4	5%	-3.0
福建	74	3.7%	0.3	7%	-3.3
重庆	15	1.6%	0.2	5%	-3.4
浙江	138	3.6%	1.2	7%	-3.4
广西	18	1.3%	0.3	5%	-3.7
山东	302	5.6%	0.6	10%	-4.4
辽宁	175	8.6%	0.9	13%	-4.4
广东	104	1.9%	0.1	7%	-5.1
海南	13	4.5%	0.5	10%	-5.5
陕西	50	3.8%	1.1	10%	-6.2
全国	3717	6.3%	1.3	9%	-2.7

注：京津冀、河南、江苏、浙江、山东、辽宁、陕西具备条件接纳超额完成2020年目标地区的非水电可再生能源电力，现有跨省跨区输电通道未充分发挥输送非水电可再生能源电力的作用。

四 风电、光伏发电保障性收购落实情况

2016年，国家发展改革委、国家能源局按照《可再生能源法》要求，核定了重点地区风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相关要求。

2016年，辽宁、河北和山西达到风电最低保障

收购年利用小时数要求，内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、黑龙江和吉林六省（区）未达到要求，其中，甘肃全省、新疆Ⅲ类资源区、吉林Ⅲ类资源区实际利用小时数与最低保障收购年利用小时数偏差超过480小时。

2016年，山西和黑龙江达到光伏发电最低保障收购年利用小时数要求，内蒙古Ⅰ类资源区、新疆、甘肃、青海Ⅰ类资源区、宁夏、陕西、吉林、辽宁和河北等地区未达到要求，其中，新疆和甘肃实际利用小时数与最低保障收购年利用小时数偏差超过350小时。

表3 2016年风电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地 区	保障性收购 利用小时数	实际利用 小时数	偏差情况	
					小时数	百分比
内蒙古	Ⅰ类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2000	1938	-62	-3.1%
	Ⅱ类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1900	1724	-176	-9.3%
新疆	Ⅰ类	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市	1900	1723	-177	-9.3%
	Ⅲ类	除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1800	1209	-591	-32.8%
甘肃	Ⅱ类	嘉峪关市、酒泉市	1800	1045	-755	-41.9%
	Ⅲ类	除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800	1179	-621	-34.5%
宁夏	Ⅲ类	宁夏	1850	1553	-297	-16.1%
黑龙江	Ⅲ类	鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区	1900	1703	-197	-10.4%
	Ⅳ类	黑龙江省其他地区	1850	1652	-198	-10.7%
吉林	Ⅲ类	白城市、松原市	1800	1317	-483	-26.8%
	Ⅳ类	吉林省其他地区	1800	1454	-346	-19.2%
辽宁	Ⅳ类	辽宁	1850	1928	78	
河北	Ⅱ类	张家口市	2000	2054	54	
山西	Ⅳ类	忻州市、朔州市、大同市	1900	1926	26	

表4 2016年光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地 区	保障性收购 利用小时数	实际利用 小时数	偏差情况	
					小时数	百分比
内蒙古	Ⅰ类	除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1500	1476	-24	-1.6%
	Ⅱ类	赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1400	1505	105	
新疆	Ⅰ类	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	956	-544	-36.3%
	Ⅱ类	除Ⅰ类外其他地区	1350	853	-497	-36.8%
甘肃	Ⅰ类	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	995	-505	-33.7%
	Ⅱ类	除Ⅰ类外其他地区	1400	1041	-359	-25.6%
青海	Ⅰ类	海西	1500	1403	-97	-6.5%
	Ⅱ类	除Ⅰ类外其他地区	1450	1453	3	
宁夏	Ⅰ类	宁夏	1500	1269	-231	-15.4%
陕西	Ⅱ类	榆林、延安	1300	1246	-54	-4.2%
黑龙江	Ⅱ类	黑龙江	1300	1334	34	
吉林	Ⅱ类	吉林	1300	1146	-154	-11.8%
辽宁	Ⅱ类	辽宁	1300	1140	-160	-12.3%
河北	Ⅱ类	承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400	1382	-18	-1.3%
山西	Ⅱ类	大同、朔州、忻州	1400	1560	160	

五 特高压线路输送可再生能源情况

2016年，11条特高压线路输送电量2334亿千瓦时，其中输送可再生能源电量1725亿千瓦时，占全部输送电量的74%。国家电网公司覆盖区的9条特

高压线路输送电量1808亿千瓦时，其中可再生能源电量1198亿千瓦时，占全部输送电量的66%；南方电网公司覆盖区的2条特高压线路输送电量526亿千瓦时，全部为可再生能源电量。

表4 2016年光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

序号	线路名称	年输送电量 (亿千瓦时)	其中可再生能源电量(亿千瓦时)	可再生能源 电量在全部输送电量占比
1	长南线	82.5	29.2	35%
2	锦盟-山东	32.8	0	0
3	皖电东送	202.9	0	0
4	浙福线	17.1	0	0
5	复奉直流	326.1	324.8	100%
6	锦苏直流	383.3	382.5	99%
7	宾金直流	367.5	367.5	100%
8	天中直流	322.6	73.4	23%
9	灵绍直流	72.8	20.8	29%
10	楚穗直流	261.8	261.8	100%
11	普侨直流	264.5	264.5	100%
全国		2333.9	1724.5	74%

注：1-9项数据为国家电网公司报送，10-11项数据为南方电网公司报送。

六 国家清洁能源（新能源）示范省（区）情况

浙江。2016年，全部可再生能源电力消纳量稳步提高，达到772亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为19.9%，同比上升1.4个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为138亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为3.6%，同比上升1.2个百分点。

四川。2016年，全部可再生能源电力消纳量增幅较大，达到1745亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为83.1%，同比上升4.0个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为48亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为2.3%，同比上升0.9个百分点。

宁夏。2016年，全部可再生能源电力消纳量大幅提高，达到187亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为21.1%，同比上升5.5个百分点；非水电可再

生能源电力消纳量为169亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为19.1%，同比上升5.7个百分点。风电和光伏发电均未达到最低保障收购年利用小时数要求，偏差分别为297小时和231小时。

甘肃。2016年，全部可再生能源电力消纳量为457亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为42.9%，同比上升0.5个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为133亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重约为12.5%，同比上升1.1个百分点。风电和光伏发电均未达到最低保障收购年利用小时数要求且偏差较大，风电II类和III类资源区偏差分别为755小时和621小时，光伏发电I类和II类资源区偏差分别为505小时和359小时。

附件：可再生能源电力发展监测指标核算方法

附件：

可再生能源电力发展监测指标核算方法

1、各省（区、市）内消纳可再生能源电量，包括本地区可再生能源发电量（不含抽水蓄能电量），加上区域外输入的可再生能源电量，再扣除跨区送出的可再生能源电量。

省（区、市）内消纳可再生能源电量=本地区可再生能源发电量-跨区送出的可再生能源电量+跨区送入的可再生能源电量

2、各省（区、市）可再生能源电量消纳占比，等于各省（区、市）可再生能源消纳量除以本地区全社会用电量。

3、各省（区、市）的全社会用电量及可再生能源发电量，采用国家统计局和国家认可的电力行业信息机构发布的统计数据。

4、跨区跨省交易的可再生能源电量，采用国家电网公司、南方电网公司及内蒙古电力公司提供的数据，部分线路考虑线损。

5、跨省跨区可再生能源电力交易，存在“省

送省”、“省送区域”两种情况。针对“省送区域”情况，如华东、华中接受外省输入的可再生能源电量时，按该区域内各省全社会用电量占本区域电网内全社会用电量的比重，计算各省输入的可再生能源电量。即：

i省（区、市）内输入电量=可再生能源输入电量 $\times \left(\frac{i省（区、市）全社会用电量}{\sum_{i=1}^n i省（区、市）全社会用电量} \right)$

n表示区域电网内包含的各省（区、市）

6、京津冀电网（北京、天津、冀北、河北南网）是特殊区域，接入的集中式非水电可再生能源发电项目和区外输入的非水电可再生能源电量，按全社会用电量权重计入比重指标核算，各自区域内接入的分布式非水电可再生能源发电量计入各自区域的比重指标核算。

7、2016年云南、山东相关统计口径与2015年不同。

吉林省电力行业协会
第四届会员代表大会在长春成功召开

2017年5月25日，吉林省电力行业协会在长春名门饭店召开第四届会员代表大会。共有79家会员单位的88名代表出席会议。会议由副理事长张显平主持。

会议听取了理事长李朝华所作的《吉林省电力行业协会第四届会员代表大会工作报告》、秘书长李玉山所作的《吉林省电力行业协会财务收支情况报告》。会议报告了上届2012年至2017年协会的各项工作及财务收支情况，并对2017年以及今后一段时期协会重点工作作了详细安排。

会议审议通过了以下议案：

- 1.《吉林省电力行业协会章程》修改的说明；
- 2.《吉林省电力行业协会会费管理办法》；
- 3.吉林省电力行业协会第四届理事会理事单位及理事人选；
- 4.吉林省电力行业协会第四届会员代表大会会议决议。

会议一致同意：协会在第四届理事会的领导下，将继续坚持“服务社会、服务行业、服务政府、服务企业”的宗旨，扎实推进各项工作稳步开展，努力将协会的事业发展壮大。

（吉电行协 王晓丹/文 王雷/图）



吉林省电力行业协会 第四届理事会理事长、副理事长、理事名单

理事长:		
国电吉林公司	巡视员	李朝华
副理事长:		
		张显平
国网吉林省公司	总工程师	鲁海威
华能吉林公司	副总经理	唐剑平
大唐吉林公司	副总经理	杨升军
国电吉林龙华	副总经理	李 军
吉电股份	总工程师	牛国君
理事:		
东北电力大学	副校长	王建国
吉林石油集团	供电公司经理	侯春民
东北电力设计院	副总经理	王志宽
吉林省电力勘测设计院	院长	姚 飞
吉林省电力科学研究院	副院长	王海军
吉林省地方水电	总经理	刘海利
中广核吉林分公司	总经理助理	纪一鸣
华能九台电厂	厂长	王吉川
华能新能源分公司	总经理	陈大明
大唐二热	总经理	刘广伟
大唐向阳风电	副总经理	鞠成德
国电双辽发电公司	副总经理	邵建波
吉林龙源风力发电公司	副总经理	段云奇
吉电股份白城发电公司	总经理	郑 林
吉电股份新能源公司	副总经理	赵红雨
华电福新能源吉林分公司	副总经理	王大陆
梅河口阜康热电	副总经理	车喜贵
中石化东北油气分公司	副总经理	刘三威
吉林省博通电力技术公司	董事长	闫成志

吉林省电力行业协会章程

第一章 总则

第一条 本团体的名称

中文名称: 吉林省电力行业协会

英文名称: ELECTRIC POWER INDUSTRY ASSOCIATION OF JILIN PROVINCE, 缩写为 EPIAJL。

第二条 本团体是吉林省境内电力企业以及与电力行业相关的电力建设、设计、施工、调试、监理、教育科研、电力设备制造、电力用户及中石油、中石化等相关企事业单位自愿参加的自律性、行业性、非营利性的社团组织, 具有社会团体法人资格。会员间不受所有制和隶属关系影响, 一律平等。

第三条 本团体的宗旨是遵守宪法、法律、法规和国家政策, 遵守社会道德风尚。服务政府、社会和行业。在电力行业中倡导节能、环保、安全、和谐发展、自觉承担社会责任的理念, 推动诚信体系、标准化体系建设, 发挥在政府与企业、企业与企业间的桥梁、纽带作用。维护电力市场公平竞争和行业合法权益, 反映行业诉求, 促进全省电力行业健康发展。

第四条 本团体依照《中国共产党章程》有关规定建立党的组织, 承担保证政治方向、团结凝聚群众、推动事业发展、建设先进文化、服务人才成长、加强自身建设等职责。

第五条 本团体接受相关行业管理部门和党建领导机关以及社团登记管理机关吉林省民政厅的业务指导和监督管理。

第六条 本团体的住所是吉林省长春市通化路1100号。

第二章 业务范围

第七条 本团体的业务范围:

(一) 组织研究电力行业和相关企业管理中的

共性问题, 结合实际向吉林省政府有关部门提出政策及立法方面的意见和建议;

(二) 受政府委托, 开展电力行业有关数据统计、调查、收集、分析工作, 发布行业信息;

(三) 受电力企业委托, 对电力企业的技术改造、技术引进、投资与开发项目等进行调研;

(四) 参与电力行业科技成果的评审与推广应用, 参与电力行业企业现代化管理成果推荐;

(五) 宣传贯彻行业标准, 制定行规行约, 规范行业行为;

(六) 组织收集、整理有关吉林省电力行业的资料文献, 负责期刊及有关资料、书籍的编辑出版工作; 参与或举办电力行业的展销会、展览会等;

(七) 开展企业管理咨询培训工作, 为电力企事业单位和企业自备电厂提供管理、技术、经济、企业诊断等方面咨询培训服务, 为大电力用户提供需求侧管理方面的咨询培训服务;

(八) 加强与省内外电力行业、社会组织的联系, 开展经济管理与技术交流活动;

(九) 推广和交流电力企业管理经验, 传递和发布省内外有关电力企业现代化管理信息、成果;

(十) 承办政府有关部门、中电联、企事业单位委托的其它事项。

第三章 会员

第八条 本团体实施团体会员制。会员为吉林省境内电力企业以及与电力行业相关的电力建设、设计、施工、调试、监理、教育科研、电力设备制造、电力用户及中石油、中石化等相关企事业单位。

第九条 申请加入本团体的会员, 必须具备下列条件:

- (一) 拥护本团体的章程;
- (二) 有加入本团体的意愿;
- (三) 在本团体的行业领域内具有一定的影响。

第十条 会员入会的程序是：

- (一) 提交入会申请书；
- (二) 经理事会讨论通过。

第十一条 会员享有下列权利：

- (一) 本团体的选举权、被选举权和表决权；
- (二) 参加本团体的活动；
- (三) 获得本团体服务的优先权；
- (四) 对本团体工作的批评建议权和监督权；
- (五) 入会自愿、退会自由。

第十二条 会员履行下列义务：

- (一) 执行本团体的决议；
- (二) 维护本团体合法权益；
- (三) 完成本团体交办的工作；
- (四) 按规定交纳会费；
- (五) 向本团体反映情况，提供有关资料。

第十三条 会员退会应书面通知本团体。会员如果二年不交纳会费或不参加本团体活动的，视为自动退会。

第十四条 会员如有严重违反本章程的行为，经理事会或常务理事会表决通过，予以除名。

第四章 组织机构和负责人产生、罢免

第十五条 本团体的最高权力机构是会员代表大会，会员代表大会的职权是：

- (一) 制定和修改章程；
- (二) 选举和罢免理事；
- (三) 推荐名誉理事长；
- (四) 审议理事会的工作报告和财务报告；
- (五) 决定终止事宜；
- (六) 决定其他重大事宜。

第十六条 会员代表大会须有2/3以上的会员代表出席方能召开，其决议须经到会会员代表半数以上表决通过方能生效。

第十七条 会员代表大会每届五年。因特殊情况需提前或延期换届的，须由理事会表决通过，报

社团登记管理机关批准同意。但延期换届最长不超过一年。

第十八条 理事会是会员代表大会的执行机构，在闭会期间领导本团体开展日常工作，对会员代表大会负责。

第十九条 理事会的职权是：

- (一) 执行会员代表大会的决议；
- (二) 选举和罢免理事长、副理事长、秘书长；
- (三) 筹备召开会员代表大会；
- (四) 向会员代表大会报告工作和财务状况；
- (五) 决定会员的吸收或除名；
- (六) 决定设立办事机构、分支机构、代表机构和实体机构；
- (七) 决定副秘书长、各机构主要负责人的聘任；
- (八) 领导本团体各机构开展工作；
- (九) 制定内部管理制度；
- (十) 决定其他重大事项。

第二十条 理事会须有2/3以上理事出席方能召开，其决议须经到会理事2/3以上表决通过方能生效。

第二十一条 理事会每年至少召开一次会议，情况特殊的也可采用通讯形式召开。

第二十二条 本团体设立常务理事会（理事人数较多时，可设立常务理事会）。常务理事会由理事会选举产生，在理事会闭会期间行使第十九条第一、三、五、六、七、八、九项的职权，对理事会负责（常务理事人数不超过理事人数的1/3）。

第二十三条 常务理事会须有2/3以上常务理事出席方能召开，其决议须经到会常务理事2/3以上表决通过方能生效。

第二十四条 常务理事会至少半年召开一次会议，情况特殊的也可采用通讯形式召开。

第二十五条 本团体的理事长、副理事长、秘书长必须具备下列条件：

- (一) 坚持党的路线、方针、政策、政治素质好；

- (二) 在本团体业务领域内有较大影响；

(三) 理事长、副理事长、秘书长最高任职年龄不超过70周岁，秘书长为专职；

- (四) 身体健康，能坚持正常工作；

- (五) 未受过剥夺政治权利的刑事处罚的；

- (六) 具有完全民事行为能力。

第二十六条 本团体理事长、副理事长、秘书长如超过最高任职年龄的，须经理事会表决通过，报社团登记管理机关批准同意后，方可任职。

第二十七条 本团体理事长、副理事长、秘书长任期五年。理事长、副理事长、秘书长任期最长不得超过两届，因特殊情况需延长任期的，须经会员代表大会2/3以上会员代表表决通过，报社团登记管理机关批准同意后方可任职。

第二十八条 本团体理事长为本团体法定代表人。

本团体法定代表人不兼任其他团体的法定代表人。

第二十九条 本团体理事长行使下列职权：

- (一) 召集和主持理事会(或常务理事会)；
- (二) 检查会员代表大会、理事会(或常务理事会)决议的落实情况；
- (三) 代表本团体签署有关重要文件。

第三十条 本团体秘书长行使下列职权：

- (一) 主持办事机构开展日常工作，组织实施年度工作计划；
- (二) 协调各分支机构、代表机构、实体机构开展工作；
- (三) 提名副秘书长以及各办事机构、分支机构、代表机构和实体机构主要负责人，交理事会或常务理事会决定；
- (四) 决定办事机构、代表机构、实体机构专职工作人员的聘用；
- (五) 处理其他日常事务。

第五章 资产管理、使用原则

第三十一条 本团体经费来源：

- (一) 会费；
- (二) 捐赠；
- (三) 政府资助；
- (四) 在核准的业务范围内开展活动或服务的

收入；

- (五) 利息；

- (六) 其他合法收入。

第三十二条 本团体按照国家有关规定收取会员会费。

第三十三条 本团体经费必须用于本章程规定的业务范围和事业的发展，不得在会员中分配。

第三十四条 本团体建立严格的财务管理制度，保证会计资料合法、真实、准确、完整。

第三十五条 本团体配备具有专业资格的会计人员。会计不得兼任出纳。会计人员必须进行会计核算，实行会计监督。会计人员调动工作或离职时，必须与接管人员办清交接手续。

第三十六条 本团体的资产管理必须执行国家规定的财务管理制度，接受会员代表大会和财政部门的监督。资产来源属于国家拨款或者社会捐赠、资助的，必须接受审计机关的监督，并将有关情况以适当方式向社会公布。

第三十七条 本团体换届或更换法定代表人之前必须接受社团登记管理机关和有关部门组织的财务审计。

第三十八条 本团体的资产，任何单位、个人不得侵占、私分和挪用。

第三十九条 本团体专职工作人员的工资和保险、福利待遇，参照国家对事业单位的有关规定执行。

第六章 章程的修改程序

第四十条 对本团体章程的修改，须经理事会表决通过后报会员代表大会审议。

第四十一条 本团体修改的章程，须在会员代表大会通过后15日内，经社团登记管理机关核准后生效。

第七章 终止程序及终止后的财产处理

第四十二条 本团体完成宗旨或自行解散或由于分立、合并等原因需要注销的，由理事会提出终止动议。

第四十三条 本团体终止动议须经会员代表大会表决通过，并报社团登记管理机关审查同意。

第四十四条 本团体终止前，须在有关机关指

导下成立清算组织,清理债权债务,处理善后事宜。清算期间,不开展清算以外的活动。

第四十五条 本团体经社团登记管理机关办理注销登记手续后即告终止。

第四十六条 本团体终止后的剩余财产,在有关部门和社团登记管理机关的监督下,按照国家有关规定,用于发展与本团体宗旨相关的事业。

第八章 附则

第四十七条 本章程经2017年5月25日会员代表大会表决通过。

第四十八条 本章程的解释权属本团体的理事会。

第四十九条 本章程自社团登记管理机关核准之日起生效。

东北区域五家电力协会研讨交流会在哈尔滨召开

2017年7月4日,吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会应邀参加中电共享(北京)科技有限责任公司在哈尔滨组织召开的“中国电力工程公共服务平台”推进交流会。

参加此次研讨会的单位有:国家能源局东北监管局、吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会、黑龙江省电力设施安装协会、辽宁省电力工程协会、内蒙古蒙东地区电力工程协会、中电共享(北京)科技有限责任公司。

会上,中电共享公司就“中国电力工程公共服务平台”加以介绍,该平台是以“移动互联、资源共享、智慧化电力改变生活”为核心价值,依托互联网、大数据等技术手段,为电力行业客户提供全方位一站式的服务,旨在把电力行业最新的前沿技术提供给电力工程企业,降低企业使用新技术的成本。重点强调了,在中国电力工程公共服务平台推进的过程中,少不了各电力行业协会的大力支持,协会服务于广大电力企业,公共服务平台也是服务广大电力企业,两者的初衷和核心目的是是一致的。

东北区域各电力协会领导积极针对自己所关心的问题与中电共享平台进行了探讨和交流。纷纷表示:在电力市场改革的大背景下,配电服务市场正在逐步放开,市场空间比较大,东北各协会将团结一致,寻求与中国电力工程公共服务平台合作的有效方式,从而更好地服务广大电力企业。

(吉电行协 王晓丹/文、图)



吉林省电力行业协会会费管理办法

第一条 为加强吉林省电力行业协会会费的收取和使用管理,根据国家有关规定及《吉林省电力行业协会章程》,制定本办法。

第二条 会费的收取和使用管理应坚持取之有度、用之得当、管之有理的原则。

第三条 凡本协会会员单位,均有义务按本办法向协会缴纳会费。按照协会章程,本会接受团体会员和社会各界的捐赠,并按有关规定出具有效凭证。

第四条 收取的会费、接受的捐赠和培训咨询服务收入,遵守“取之于会员,用之于会员”的原则,全部用于协会以下各项活动:

- (一) 组织对行业调查研究;
- (二) 组织对本协会管理人员的培训;
- (三) 行业理论研究及业务交流活动;
- (四) 奖励优秀会员单位、优秀管理人员;
- (五) 协会日常管理;
- (六) 培训及咨询服务活动;
- (七) 协会其他活动。

第五条 团体会员的会费标准:

理事长单位年度缴纳会费为30000元。

副理事长单位年度缴纳会费为30000元。

理事单位年度缴纳会费为10000元。

会员单位年度缴纳会费为5000元。

会费收取按照就高不就低和不重复收取原则。

第六条 会员连续两年未按期缴纳会费的,视为自动退会。

第七条 会费要用于开展与协会宗旨相一致的各项活动,不得挪作他用。

第八条 协会应建立会费收取和使用管理制度,建立收支明细账目。每年将会费收支情况向理事会报告。

第九条 协会理事会可以根据需要修改本办法。

第十条 本办法需经吉林省电力行业协会会员代表大会表决通过后,方可生效。

第十一条 会费管理严格遵守国家有关会费管理的规定、办法及标准备案制度。

第十二条 本办法由协会理事会负责解释。



吉林省电力行业协会 微信公众号开通啦！

赶紧拿起您的手机“扫一扫”，参与我们的在线互动吧！并告知您身边的行业好友，吉林省电力行业协会官方微信公众平台期待您的加入！

微信公众号: epiajl

协会网址: www.epiajl.org

扫一扫吧！



微信服务号添加方法如下：

方法一

运用智能手机微信
“扫一扫”功能来添加

1. 打开微信，点击界面上方的“+”，继续点击“扫一扫”；
2. 手机摄像头对准二维码，进行扫描；
3. 出现吉林省电力行业协会页面后，点击关注。

方法二

运用“搜索”来添加

1. 打开微信，点击界面上方的“+”，继续点击“添加朋友”；
2. 在出现的页面中，点击“查找公众号”；
3. 在搜索框中，输入“epiajl”或“吉林省电力行业协会”点击搜索；
4. 在搜索结果中，选择“吉林省电力行业协会”。

吉林省电力设施安装协会 召开第一届第七次理事工作会议

5月25日，吉林省电力设施安装协会第一届第七次理事工作会议在长春顺利召开。吉林送变电工程公司纪委书记兼工会主席申晓平、协会秘书长习亚莉及各位理事代表参加了会议。

协会副秘书长朱炳瑞主持会议，习亚莉秘书长作《强化服务塑形象 加速转型迎难上》的工作报告并汇报了协会2016年度财务使用情况。会议审议并通过了以上报告和四项议案，确定吉林送变电工程公司纪委书记兼工会主席申晓平为第二届会长人选，刘建成理事升任副会长、赵焕利增补为副会长。

申晓平书记在会上发言，协会是社会团体组织，一定要以服务为核心，在政府部门与企业之间、企业与企业之间充分发挥桥梁纽带作用，提高

自身社会影响力，为吉林省内电力建设市场的公平有序发展，吉林省电力电网安全生产贡献力量；同时要充分发挥行业协会的力量，沟通省内外行业协会和企业，为省内会员企业搭建交流平台，为企业发展创造机遇。最后表明态度，各会员企业可以把吉林送变电工程公司做为学习和观摩基地，欢迎各会员前来交流和学习，有困难也可以提出，一定尽最大的可能去维护会员企业的合法权益。以后对协会的工作一定多关注、多参与，以期对协会和整个行业的发展做出表率。

会议最终明确，第二届会员代表大会要抓紧筹备，尽快提上日程，协会要秉承服务理念，继续做好行业服务。

(吉电安协 朱炳瑞/文 张琳/图)



吉林省电力设施安装协会 第二届会员代表大会在长春召开

6月22日，吉林省电力设施安装协会第二届会员代表大会在长春召开。共65家会员企业代表参加会议。

会上，审议通过第一届理事会工作报告、第一届理事会财务工作报告、《吉林省电力设施安装协会章程（修订草案）》；选举产生了第二届理事会理事单位、监事单位、副会长、会长。

会议全面总结了协会几年来的发展历程，协会在第一届理事会的正确领导下，不断完善组织机构建设，在行业维权、反映诉求、行风建设等方面取得了一定的成绩。下一步协会将继续立足服务本质，持续关注行业发展动态，推动产业发展，继续发挥好政府部门、会员企业的桥梁纽带作用，促进行业进步。

吉林省送变电工程公司纪委书记兼工会主席申晓平当选协会新一届会长，申会长在会上强调，协会一定要结合国务院关于“加快推进社会组织管理改革”的会议精神，积极协调行业内部、相关行业间、企业与政府间的关系，规范电力企业行为，培育建设一个健康规范、公平竞争、和谐发展的吉林省电力市场体系，构造企业沟通服务平台。我们通过建立自己的行业组织平台，承担起政府和企业联系的桥梁和纽带作用，搭建起企业之间交流与沟通的平台，构建起行业自律和监督的机制，从而把大家团结起来、组织起来，形成行业优势，发挥整体效能，促进我省电力行业更快更好地发展。

（吉电安协 朱炳瑞/文 张宏平/图）



吉林省电力设施安装协会第二届 理事会成员名单

序号	姓名	单位及职务	协会职务
1	申晓平	吉林省送变电工程公司 纪委书记兼工会主席	会长
2	习亚莉	吉林省电力设施安装协会 秘书长	秘书长
3	高峰	吉林省利源电力集团有限公司 总经理	副会长
4	姚望	长春电力建设公司 副总经理	副会长
5	李广宇	吉林吉电集团有限公司 总经理	副会长
6	高东亮	吉林省天正水利水电工程有限公司 执行董事	副会长
7	吴耀峰	白城城原电力工程有限责任公司 总经理	副会长
8	赵焕利	吉林省德盛电气有限公司 董事长	副会长
9	张闻	吉林省盈科电力有限公司 总经理	副会长
10	李平	吉林省百强电力集团有限公司 副总经理	副会长
11	刘建成	吉林省广泰安装有限公司 董事长	副会长
12	徐传芬	吉林省珥通利辉电力工程有限公司 总经理	副会长
13	唐辉	松原电力工程总公司 书记	监事
14	刘景江	延边电力安装有限公司 副总经理	监事



大唐辽源发电厂

顺利完成电力企业信用评价现场访谈

5月9日,中国电力企业联合会信用评价专家组一行六人到大唐辽源发电厂进行企业信用评价现场访谈。厂领导及各职能部门负责人参加了此次访谈工作。

在为期一天的工作中,专家组成员进行了集中访谈,重点对电厂整体状况及竞争实力、发展规划、管理架构与管理机制、财务状况、质量安全环保管理、技术成果及企业文化等进行了全方位了

解,并分别与各职能部门进行了深入的面对面交流。

在现场访谈末次会议上,评价专家组对大唐辽源发电厂当前的业务发展及未来技术方向给予了充分肯定,同时,就企业发展中存在的问题,以及如何进一步加强企业诚信体系建设提出了宝贵的意见和建议。

(大唐辽源发电厂 梁东霞/文)



吉林龙源风力发电有限公司

顺利完成吉林省首家风电企业信用评价现场访谈

5月12日,吉林省首家风电企业信用评价评审工作圆满落下帷幕。吉林龙源风力发电有限公司同时为合署办公的五个公司申请信用评价也属吉林省内风电行业首创。吉林龙源公司积极响应国家发改委的电力行业信用体系建设指导意见,夯实“信用电力”工作基础,进一步展示电力行业信用体系建设工作取得的成果,积极推动了行业信用体系建设。



5月10日,中国电力企业联合会信用评价专家组、吉林省电力行业协会副秘书长方文霞及有关工作人员一行六人到吉林龙源公司开展企业信用评价现场访谈工作,分别进行了高层访谈和分组访谈,重点对公司整体状况、发展规划、财务状况、质量安全环保办理和管理架构与管理机制等进行了全方面的了解,经过紧张有序的3天交流,评审工作圆满结束。专家组一致认为,吉林龙源公司质量安全、

人力资源、财务状况、企业管理等方面均存在亮点,新项目储备容量满足企业发展需要,使企业在经营发展中保持良好势头。同时,专家针对现阶段存在的短板,以及如何进一步加强企业诚信体系建设提出了宝贵的意见和建议。



电力行业信用体系建设任重道远,在当前能源消费革命和深化电力体制改革的双重背景下,吉林龙源风力发电有限公司将持续深入的开展这项工作,为电力行业和谐健康发展贡献力量。

(吉林龙源风力发电有限公司 朱哲/文)



行业资讯

中电联发布《2017年一季度 全国电力供需形势分析预测报告》

一季度，宏观经济运行延续稳中向好的发展态势，今年春节较早以及气温偏暖促进节后开工复产较快，加上上年同期低基数等因素影响，全社会用电量同比增长6.9%，增速同比提高3.7个百分点，延续了2016年下半年以来的较快增长势头。在制造业用电量同比增长9.0%的拉动下，第二产业用电量同比增长7.6%，对全社会用电量增长贡献率为75.5%，是一季度全社会用电量较快增长的主要原因；第三产业和城乡居民生活用电量分别增长7.8%和2.8%，增速均同比下降，暖冬和上年同期高基数是主要原因。3月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.1亿千瓦，同比增长7.7%，供应能力充足；电源投资节奏继续放缓、结构继续清洁化，中东部地区新能源投资和投产占比持续提高，煤电投资和新增装机规模均同比减少，电力供给侧结构性改革成效明显；电网企业加大风电等新能源跨省外送，风电供暖、替代燃煤自备电厂发电等增强风电就地消纳能力，风电弃风问题明显缓解。全国电力供需总体宽松、部分地区相对过剩，煤炭各环节库存下降、电煤供应偏紧、煤电企业燃料成本大幅攀升，部分大型发电集团煤电板块已整体亏损。

展望后三季度，预计电力消费需求呈前高后低走势，上半年全社会用电量增速为6%左右，全年增速比2016年略有回落；预计全年新增装机略超1亿千瓦，年底发电装机容量达到17.5亿千瓦左右，非化石能源发电装机占比进一步提高至38%左右；全年全国电力供应能力总体富余、部分地区相对过剩。火电设备利用小时进一步降至4080小时左右，电煤价格继续高位运行，部分省份电力用户直接交易降价幅度较大、规模继续扩大，发电成本难以有

效向外疏导，煤电企业效益将进一步被压缩，发电企业生产经营继续面临严峻困难与挑战。

一 一季度全国电力供需状况

（一）电力消费继续较快增长，二产用电增速明显提高

一季度，全国全社会用电量1.45万亿千瓦时，同比增长6.9%，为2012年以来同期最高增长水平，增速同比提高3.7个百分点，比上年四季度微升0.4个百分点。全社会用电量保持较快增长的主要原因：一是宏观经济运行稳中向好，工业企业效益明显改善、生产形势较好，带动用电量较快增长，当季工业用电对全社会用电量增长的贡献率达到75%。二是今年春节较早以及气温偏暖，加之企业普遍对市场预期持积极态度，节后企业开工复产情况明显好于上年。三是上年同期低基数一定程度上拉高了当季用电增速。

电力消费主要特点有：

一是制造业用电强势反弹，拉动第二产业用电快速增长。第二产业用电量同比增长7.6%，增速同比提高7.4个百分点。主要是因固定资产投资增速回升尤其是基建投资高速增长，同时，PPP项目加速落地，企业预期较好，加大生产力度，制造业用电量实现9.0%的快速增长；此外，上年同期第二产业用电仅增长0.2%导致低基数也是重要原因。化工、建材、黑色、有色等四大高耗能行业合计用电量同比增长9.4%，是制造业用电快速增长的主要原因。在上年同期低基数以及今年以来价格总体上涨、企业效益明显好转的情况下，黑色、有色金属冶炼行业用电量同比分别增长12.8%、16.0%，两行业合计

对制造业用电量增长的贡献率达到53%，对全社会用电量增长的贡献率达到34%。

一季度，20个制造业行业用电量均同比正增长，除有色、黑色金属冶炼行业外，化学纤维制造业、石油加工炼焦及核燃料加工业、木材加工及制品和家具制品业、通用及专用设备制造业、橡胶和塑料制品业、交通运输电气电子设备制造业、医药制造业、金属制品业用电量增速也均超过8%。

二是第三产业用电量继续较快增长，增速同比下降。第三产业用电量同比增长7.8%，增速同比下降3.2个百分点。其中，交通运输仓储和邮政业用电量同比增长12.0%，主要是电气化铁路用电量增长13.0%的拉动，与近年来我国传统铁路电气化改造以及高铁、动车快速发展趋势相吻合；信息传输计算机服务和软件业用电同比增长13.3%，延续近年来用电快速增长势头；商业、住宿和餐饮业用电增长4.8%、增速同比下降4.8个百分点。

三是城乡居民生活用电量增长缓慢。城乡居民生活用电量同比增长2.8%，增速同比降低8.0个百分点。主要原因：一是受上年同期气温偏冷，以及多一天导致的高基数影响；二是今年气温偏暖因素影响，2016年12月至2017年2月为1961年以来最暖冬季，影响取暖负荷及用电增长。

四是第二产业尤其是四大高耗能行业用电量比重同比提高。第二产业用电量快速增长，拉动全社会用电量增长5.2个百分点，成为电力消费增长的主要拉动力，第二产业占全社会用电量比重同比提高0.4个百分点，其中，四大高耗能行业比重提高0.7个百分点。第三产业比重同比提高0.1个百分点；城乡居民生活用电量比重降低0.6个百分点。

五是各地区用电增速均同比提高，西部地区增速领先。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长6.0%、6.2%、9.5%和4.9%，增速同比分别提高1.9、1.5、8.5和3.5个百分点。西部地区受高耗能行业增速同比大幅回升影响，用电增速大幅提高；东、西部地区对拉动全国用电量增长的贡献较大，分别为2.9和2.5个百分点；中部和东北地区分别拉动1.2和0.3个百分点。

（二）电力供应能力持续提高，发电投资及新增装机规模均同比减少

一季度，电源投资节奏继续放缓、结构继续清

洁化、布局进一步优化，风电弃风问题明显缓解，电力供给侧结构性改革成效明显。全国主要电力企业总计完成投资同比下降4.8%，其中，电网完成投资同比增长2.1%，110千伏及以下电网投资占53.0%；电源投资同比下降17.3%，各类型电源完成投资均不同程度下降。全国基建新增发电装机2187万千瓦，同比少投产628万千瓦，其中，新增非化石能源发电装机占一半。截至3月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量为16.1亿千瓦，同比增长7.7%，增速同比下降4.0个百分点。全国规模以上电厂发电量1.46万亿千瓦时，同比增长6.7%。

电力供应主要特点有：

一是火电完成投资和新增装机容量双降，设备利用小时同比提高。火电完成投资同比下降5.0%，其中，煤电完成投资同比下降24.4%。全国基建新增火电装机容量1139万千瓦、同比少投产607万千瓦，其中煤电新增983万千瓦、同比少投产381万千瓦。煤电投资下降和新增装机规模减少，反映出国家自上年以来出台的促进煤电有序发展系列政策措施效果继续显现。截至3月底，全国6000千瓦及以上火电装机容量10.6亿千瓦、同比增长5.0%。在电力消费需求持续较快增长、水电发电量下降等因素影响的拉动下，火电发电量同比增长7.4%，设备利用小时同比提高31小时。

二是水电发电量、利用小时均同比下降。水电完成投资同比下降13.2%，全国基建新增水电装机193万千瓦、同比多投产34万千瓦。受来水偏枯和去年底蓄能值相对偏低的影响，全国规模以上电厂水电发电量同比下降4.1%；全国水电设备利用小时623小时、同比降低68小时。

三是并网风电发电装机及发电量高速增长，弃风问题有所缓解。全国新增风电装机容量352万千瓦，同比多投产101万千瓦，其中，中、东部地区省份新增装机规模合计占全国比重接近一半，布局得到进一步优化。截至3月底，全国并网风电装机容量1.51亿千瓦、同比增长12.9%；全国6000千瓦及以上电厂并网风电发电量同比增长25.2%，明显高于装机容量增速。全国风电设备利用小时数468小时、同比提高46小时；部分大型发电集团数据反映，一季度“三北”地区弃风率同比降低了8个百分点左右。今年以来有关部门和企业认真贯彻落实中央精

神,通过开展风电跨省区市场化交易、替代燃煤自备电厂发电、合理安排火电机组深度调峰、开展电力辅助服务市场试点等工作,积极促进风电等新能源消纳,是当季风电设备利用小时同比提高、弃风问题缓解的主要原因。

四是并网太阳能发电装机和发电量持续快速增长,设备利用小时同比提高。一季度全国新投产并网太阳能发电装机394万千瓦、同比少投产48万千瓦,东、中部地区太阳能新增规模占全国的比重达到80.6%,开发布局明显优化。太阳能发电装机容量同比增长70.6%,6000千瓦及以上电厂并网发电量同比增长78.4%,设备利用小时275小时、同比提高11小时。

五是核电装机及发电量快速增长,设备利用小时持续下降。截至3月底,全国核电装机3473万千瓦、同比增长23.4%;核电发电量同比增长16.3%;设备利用小时1631小时、同比降低14小时。与上年同期相比,福建、浙江和江苏设备利用小时分别提高294、184和157小时,其余省份设备利用小时均有所回落。

六是跨区跨省送电实现快速增长。跨区送电量增长12.6%、增速同比提高7.8个百分点,跨区送电量的增长主要是电网公司积极通过特高压外送消纳西北新能源以及西南水电。跨省输出电量增长9.3%、增速同比提高5.7个百分点。南方电网区域西电东送电量同比下降2.9%,贵州受电煤供应短缺及乌江流域来水偏枯的影响,送出电量下降较多。

七是各环节煤炭库存下降、电煤供应偏紧,发电用天然气供应总体平稳。煤炭消费需求明显好于上年同期,煤炭生产供应不足,原煤产量下降0.3%,煤炭进口量环比减少14.1%,各环节煤炭库存明显下降,电煤供应偏紧。电煤价格年初出现短暂回落,但回落时间和幅度都小于往年,2月下旬后再次上涨。一季度,天然气供应能力持续上升,全国大部分地区气温偏暖导致天然气消费需求放缓,

全国天然气供需总体平衡,发电用天然气供应总体有保障。

(三) 全国电力供需总体宽松,部分地区相对过剩

一季度,全国电力供需总体宽松,部分地区相对过剩。分区域看,华北区域电力供需总体平衡,华中、华东和南方区域供需总体宽松、部分省份供应能力富余,东北和西北区域电力供应能力相对过剩。

二 后三季度全国电力供需形势预测

(一) 全社会用电量增速前高后低,全年增速低于上年

综合考虑宏观经济形势、服务业发展趋势、电能替代、房地产及汽车行业政策调整、气温等因素,预计上半年全社会用电量增长6%左右,增速超过上年同期。受去年下半年高基数影响,预计今年下半年电力需求增速将有所放缓,全年呈前高后低走势,全年增速略低于上年。

(二) 全年新增装机容量约1亿千瓦,非化石能源占比持续提高

预计全年全国基建新增发电装机1.1亿千瓦左右,其中非化石能源发电装机6000万千瓦左右,煤电5000万千瓦。预计2017年底全国发电装机容量将达到17.5亿千瓦,其中非化石能源发电6.6亿千瓦、占总装机比重将上升至38%左右。

(三) 电力供需影响因素较多,受电煤供应和气候影响较大

后三季度,影响电力供需的因素主要有:一是电煤供需形势存在不确定性。二是煤电企业经营形势严峻,大面积亏损将可能影响到煤电企业经营生产。三是气象部门预测夏季全国大部分地区气温正常到偏高,华北和西北地区东南部、西南地区东北部高温日数偏多;汛期我国降水总体呈现“北少南多”的特征。

(四) 全年电力供需总体宽松,火电设备利用小时数同比下降

预计后三季度全国电力供需总体继续宽松,部分地区相对过剩。其中,华北电网区域电力供需总体平衡,华东、华中、南方电网区域电力供需总体宽松,东北、西北电网区域电力供应能力相对过剩。预计全年全国发电设备利用小时3680小时左右,其中火电设备利用小时将下降至4080小时左右。

三 有关建议

(一) 改善企业经营困境,促进电力工业平稳健康发展

当前,煤电企业多重矛盾交织叠加,导致企业连续亏损、经营形势日趋严峻,企业掺烧煤泥比重提高、燃烧煤质降低,电力系统安全风险上升,应引起高度重视。建议在降煤价、顺电价、规范交易、补历史欠账和推广电能替代等方面改善发电企业经营环境,避免行业风险进一步聚集。

一是尽快有效引导煤炭市场价格回归至合理区域。当前,解决煤电企业经营困难、避免成本增加向电力用户传导的最关键、最有效的途径是合理下调煤价,降低燃料成本。一方面,多途径加大煤炭市场供给量,推动电煤市场尽快实现供需平衡;另一方面,进一步规范煤炭价格形成机制,并加强价格监管,从严查处价格垄断、囤积居奇、哄抬价格等违法行为,避免价格信号失真误导市场预期,扰乱市场秩序。

二是尽快完善煤电联动机制,分地区启动煤电联动。当前,煤价持续高位运行,涨价趋势不减,煤电企业半数亏损并逐步扩大,预计今年年底极有可能陷入全行业亏损。建议尽快启动煤电联动,合理疏导发电成本;进一步完善《国家发展改革委关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》(发改价格〔2015〕3169号)确定的联动机制,改变煤电联动全国范围一刀切的模式,根据各地区电煤价格涨跌变化的实际情况,分地区启动煤电联动;合理缩短煤电联动调整周期,半年一次为宜;根据当前边界条件发生的重大变化,重新调整电价测算方法,取消“联动系数分档累退机制”,提高煤电联动机制的科学性、合理性。

三是规范市场交易,有序推进电力体制改革。

建议认真总结部分地区电力市场建设中暴露的问题,进一步完善交易体系。在保证行业企业运行在健康可持续发展的大前提下,加强统筹协调,有序放开市场交易电量,稳妥推进市场化改革;加强对各省级电力市场交易工作的指导和监管,及时纠正带有地方保护色彩、不利于资源在全国大范围优化配置的不合理政策;以电力系统安全稳定运行为原则,充分发挥电力调度机构在电力平衡以及交易安全校核中的作用,强化调度指令严肃性。

四是妥善解决可再生能源电价补贴拖欠和直接交易电量环保电价补贴回收难的问题。建议研究简化可再生能源补贴申报、拨付流程,尽快解决补助资金历史欠账问题;扩大补贴资金来源渠道,尽快推动可再生能源绿色电力证书制度落地,完善可再生能源发展长效机制。针对部分参与市场交易的电量无法得到应有的环保补贴问题,将煤电环保电价补贴调整为“价外补贴”,保障企业巨额环保改造投资顺利回收,缓解企业资金压力。

五是积极推广电能替代,促进企业增供扩销。从推进电能替代散烧煤和工业燃煤锅炉、推动电动汽车产业快速发展、制定落实灵活电价政策等方面积极采取措施,引导推广电能替代,促进电力企业增供扩销,缓解电力供大于求矛盾。

(二) 加大电煤供应力度,切实保障电煤稳定供应

煤炭连接着下游的电力生产、热力供应、居民降温采暖等生产生活重要领域,煤炭有效充足供应关系着国计民生。当前,用电需求持续回升,加上即将进入夏储煤关键时期,应全力保障煤炭充足供应,以保障迎峰度夏期间电煤稳定供应。

一是多措并举,有效增加煤炭市场供给量。建议统筹好去产能和保供应,协调好安全检查与生产,尤其是当前煤炭价格仍处于红色区域的高位、煤炭供需偏紧状态下,应继续实施平抑煤炭价格异常波动的响应机制,并督促主要产煤地区严格贯彻落实;加快补办手续,尽快释放符合条件的违法违规煤矿产量;此外,增加煤炭进口量。通过多途径有效增加煤炭市场供给量,保障煤炭市场充足供应。

二是有效增加各环节煤炭库存,保持在合理水平。建议合理引导和有效监管煤炭流通企业、生产

2017年1-5月份电力工业运行简况

企业和主要用户煤炭库存水平,尤其应发挥大秦、蒙冀、朔黄等3条铁路能力,确保环渤海港口库存维持高位,防止市场大幅波动。

三是加强协调和监督,提高电煤中长期合同签订比例和履约率。签订中长期合同对于保障煤炭稳定供应和价格平稳,促进相关行业健康发展和经济平稳运行都具有十分重要的意义。建议有关部门采取有力措施,积极推动电煤供需各方加快签订中长期合同;同时,由有关政府部门牵头,相关单位参加,建立电煤中长期合同兑现考核和价格监管的常态机制,对电煤中长期合同兑现偏低及价格违法行为及时查处,加强企业履约诚信体系建设。

四是加强运力协调,促进协议兑现。当前,运输环节,尤其是铁路运输环节,仍然是影响电煤合同履行、煤炭稳定供应的重要因素。建议有关政府部门牵头,建立运力监督协调机制,维护三方互保协议的严肃性,推动履行协议约定,协调解决重大问题,尤其加强迎峰度夏等重点时段和运力紧张等重点地区的电煤运力保障。

(三) 落实去产能政策,防范和化解煤电产能过剩风险

针对经济发展新常态下存在的煤电区域性产能过剩风险,应进一步贯彻落实国家促进煤电有序发展相关政策措施,调整煤电建设节奏,防范风险聚集。当前,最重要的是科学制定淘汰、停建、缓建煤电产能的标准和时序,用最小的经济代价实现政府工作报告中提出的“淘汰、停建、缓建煤电产能5000万千瓦以上”要求。

一是开展在建煤电项目调研摸底。建议做好在建(包括未核准)煤电项目的规模、布局和建设进度等情况的摸底统计工作,科学测算停、缓建的经济损失,合理评估企业存在的人员安置、资产处置等方面的困难。

二是有序停缓建一批在建煤电项目,严控新增煤电规模,遏制无序发展行为。建议以降低企业损

失、优化煤电布局、促进网源协调发展为原则,综合经济损失和安全风险确定停缓建项目,科学确定停缓建项目清单和时序。

三是加大淘汰煤电落后产能力度。建议落实能源电力规划,加快淘汰服役年限长,不符合能效、环保、安全、质量等要求的煤电机组。加强行政执法和环保监督力度,对于符合国家煤电落后产能淘汰标准的小煤电机组,坚决限期予以关停并拆除;对于排放不达标的煤电机组,严禁其运行,推动燃煤发电机组转型升级、提质增效,为清洁高效火电和新能源发电腾出发展空间。

四是加强燃煤自备电厂管理。建议严控燃煤自备电厂发展,将自备煤电机组纳入压减煤电项目清单,未纳入国家电力规划的煤电项目一律不得建设,并加快淘汰落后产能的燃煤自备电厂;细化自备电厂收费政策,规范电力市场秩序,进一步明确系统备用费、基金及附加的收取方式、标准和范围,并出台相应的惩戒措施;建立健全自备电厂运行监管机制,国家有关部委牵头成立联合检查组,专项检查自备电厂建设及运行情况,对公用电厂违规转自备、不承担调峰义务、未接入环保部门监测系统等情况从严处置。

(来源:中电联网站)



1-5月份,全国电力供需总体宽松。全社会用电量累计增速同比提高,各省份累计用电量均实现正增长;工业和制造业用电量累计增速同比提高,当月用电增速连续三个月回落;高载能行业用电增速同比提高,建材和钢铁行业当月用电量负增长;发电装机容量增速放缓,水电发电量同比继续负增长;发电设备利用小时同比微降,水电利用小时同比大幅降低;全国跨区、跨省送出电量同比增长;火电新增规模同比减少。

一 全社会用电量累计增速同比提高,各省份累计用电量均实现正增长

1-5月份,全国全社会用电量24263亿千瓦时,同比增长6.4%,增速比上年同期提高3.6个百分点。

分产业看,1-5月份,第一产业用电量390亿千瓦时,同比增长6.1%,占全社会用电量的比重为1.6%;第二产业用电量17129亿千瓦时,同比增长6.3%,增速比上年同期提高6.0个百分点,占全社会用电量的比重为70.6%,对全社会用电量增长的贡献率为70.3%;第三产业用电量3353亿千瓦时,同比增长9.0%,增速比上年同期回落0.6个百分点,占全社会用电量的比重为13.8%,对全社会用电量增长的贡献率为19.0%;城乡居民生活用电量3392亿千瓦时,同比增长4.1%,增速比上年同期回落4.2个百分点,占全社会用电量的比重为14.0%,对全社会用电量增长的贡献率为9.1%。

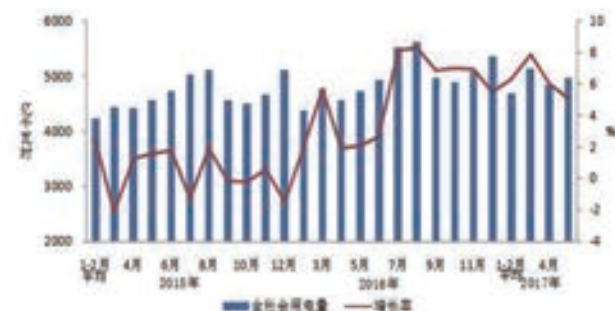


图1 2015年以来分月全社会用电量及其增速

分省份看,1-5月份,全国各省份全社会用电量均实现正增长,其中全社会用电量增速高于全国平均水平(6.4%)的省份有13个,依次为:西藏(23.0%)、宁夏(13.6%)、新疆(12.2%)、内蒙古(11.3%)、陕西(11.3%)、贵州(11.2%)、山西(10.5%)、青海(10.1%)、甘肃(9.2%)、江西(8.8%)、云南(8.1%)、山东(7.7%)和浙江(6.7%)。

5月份,全国全社会用电量4968亿千瓦时,同比增长5.1%。分产业看,第一产业用电量101亿千瓦时,同比增长4.4%;第二产业用电量3660亿千瓦时,同比增长3.9%;第三产业用电量620亿千瓦时,同比增长10.7%;城乡居民生活用电量586亿千瓦时,同比增长7.0%。

分省份看,5月份,除辽宁(-3.4%)和福建(-1.7%),其他省份全社会用电量均实现正增长。全社会用电量增速超过全国平均水平(5.1%)的省份有16个,其中增速超过10%的省份有:西藏(23.0%)、宁夏(13.9%)和陕西(12.0%)。

二 工业和制造业用电量累计增速同比提高,当月用电增速连续三个月回落

1-5月份,全国工业用电量16827亿千瓦时,同比增长6.3%,增速比上年同期提高6.0个百分点,占全社会用电量的比重为69.4%,对全社会用电量增长的贡献率为69%。其中,轻工业用电量为2826亿千瓦时,同比增长6.1%,增速比上年同期提高2.7个百分点;重工业用电量为14001亿千瓦时,同比增长6.4%,增速比上年同期提高6.6个百分点。

5月份,全国工业用电量3600亿千瓦时,同比增长3.8%,占全社会用电量的比重为72.5%。其中,轻工业用电量622亿千瓦时,同比增长4.7%,占全社会用电量的比重为12.5%;重工业用电量2978亿千瓦时,同比增长3.6%,占全社会用电量的比重为60.0%。



图2 2015年以来分月轻、重工业用电量增速情况

1-5月份，全国制造业用电量12676亿千瓦时，同比增长7.2%，增速比上年同期提高7.7个百分点。5月份，全国制造业用电量2709亿千瓦时，同比增长3.3%；制造业日均用电量87.4亿千瓦时/天，分别比上年同期和上月增加2.6亿千瓦时/天和减少3.2亿千瓦时/天。

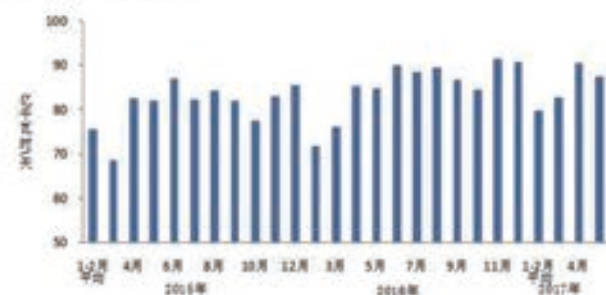


图3 2015年以来分月制造业日均用电量

三 高载能行业用电增速同比提高，建材和钢铁行业当月用电量负增长

1-5月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计7216亿千瓦时，同比增长6.9%，增速比上年同期提高10.5个百分点；合计用电量占全社会用电量的比重为29.7%，对全社会用电量增长的贡献率为32.0%。其中，化工行业用电量1795亿千瓦时，同比增长3.3%，增速比上年同期回落1.1个百分点；建材行业用电量1191亿千瓦时，同比增长3.3%，增速比上年同期提高4.8个百分点；黑色金属冶炼行业

用电量1952亿千瓦时，同比增长4.2%，增速比上年同期提高14.4个百分点；有色金属冶炼行业2279亿千瓦时，同比增长14.5%，增速比上年同期提高19.5个百分点。

5月份，四大高载能行业用电量合计1520亿千瓦时，同比增长1.1%，增速比上年同期提高2.0个百分点，占全社会用电量的比重为30.6%。其中，化工行业用电量364亿千瓦时，同比增长1.2%，增速比上年同期回落4.5个百分点；建材行业用电量293亿千瓦时，同比下降0.7%，增速比上年同期回落1.5个百分点；黑色金属行业用电量385亿千瓦时，同比下降8.2%，增速比上年同期回落3.4个百分点；有色金属冶炼行业477亿千瓦时，同比增长11.3%，增速比上年同期提高14.8个百分点。

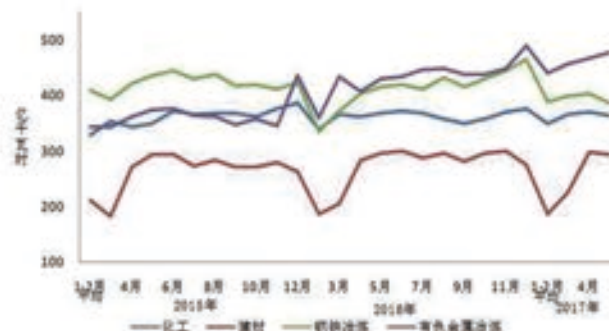


图4 2015年以来分月重点行业用电量情况

四 发电装机容量增速放缓，水电发电量同比继续负增长

截至5月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.2亿千瓦，同比增长7.3%，增速比上年同期回落4.2个百分点。其中，水电2.9亿千瓦、火电10.6亿千瓦、核电3473万千瓦、并网风电1.5亿千瓦。1-5月份，全国规模以上电厂发电量24368亿千瓦时，同比增长6.4%，增速比上年同期提高5.5个百分点。

1-5月份，全国规模以上电厂水电发电量3570亿千瓦时，同比下降4.8%，增速比上年同期回落21.5个百分点。全国水电发电量前三位的省份为

四川（920亿千瓦时）、云南（724亿千瓦时）和湖北（471亿千瓦时），其合计水电发电量占全国水电发电量的59.3%，同比分别增长7.4%、22.8%和-5.8%。

1-5月份，全国规模以上电厂火电发电量18497亿千瓦时，同比增长7.2%，增速比上年同期提高10.8个百分点。分省份看，全国除海南（-12.3%）、北京（-7.4%）、云南（-4.6%）、上海（-1.7%）和辽宁（-1.2%）火电发电量负增长，其他省份火电发电量均实现正增长，其中，增速超过20%的省份有湖南（29.8%）、青海（27.6%）、广西（26.4%）、宁夏（24.2%）和江西（21.3%），增速超过10%的省份有贵州（18.0%）、广东（17.0%）、西藏（15.1%）和福建（14.1%）。

1-5月份，全国核电发电量955亿千瓦时，同比增长21.6%，增速比上年同期回落6.3个百分点。

1-5月份，全国6000千瓦及以上风电厂发电量1286亿千瓦时，同比增长21.2%，增速比上年同期回落5.2个百分点。

五 发电设备利用小时同比微降，水电利用小时同比大幅下降

1-5月份，全国发电设备累计平均利用小时1479小时，同比降低5小时。

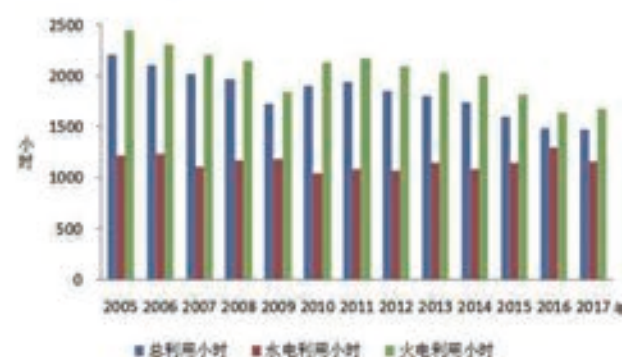


图5 2005年以来历年1-5月份利用小时情况

分类型看，1-5月份，全国水电设备平均利用小时为1161小时，同比降低134小时；在水电装机容量超过1000万千瓦的7个省份中，除云南外，其余省份水电设备平均利用小时同比均有不同程度降低，其中贵州、广西和湖南降幅超过300小时，同比分别降低605、534和388小时。全国火电设备平均

利用小时为1677小时，同比增加42小时；分省份看，全国共有10个省份火电利用小时数超过全国平均水平，其中，江苏、河北和山东火电设备平均利用小时数超过2000小时，而云南和西藏火电利用小时数分别为543和54小时；与上年同期相比，全国共有20个省份火电利用小时数同比增加，其中湖南和江西同比增加超过200小时，福建、广东、陕西、青海、浙江、宁夏和贵州同比增加超过100小时；而海南、北京和重庆同比降低超过100小时，分别降低239、132和105小时。全国核电设备平均利用小时2816小时，同比增加62小时。全国风电设备平均利用小时852小时，同比增加59小时。

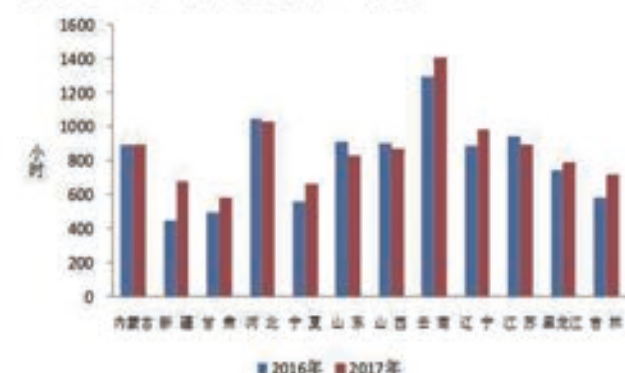


图6 1-5月份风电装机较多省份风电设备利用小时

六 全国跨区、跨省送出电量同比增长

1-5月份，全国跨区送电完成1306亿千瓦时，同比增长9.7%。其中，华北送华中（特高压）23亿千瓦时，同比下降27.7%；华北送华东63亿千瓦时，同比下降3.0%；东北送华北89亿千瓦时，同比增长19.0%；华中送华东86亿千瓦时，同比下降19.4%；华中送南方81亿千瓦时，同比下降4.0%；西北送华北和华中合计399亿千瓦时，同比增长10.0%；西南送华东240亿千瓦时，同比增长2.7%。

1-5月份，全国各省送出电量合计3843亿千瓦时，同比增长8.6%。其中，内蒙古送出电量589亿千瓦时，同比增长9.1%；云南送出电量443亿千瓦时，同比增长37.5%；山西送出电量316亿千瓦时，同比增长10.6%；四川送出电量308亿千瓦时，同比增长5.0%；湖北送出电量250亿千瓦时，同比下降7.9%；安徽送出电量216亿千瓦时，同比下降0.2%；贵州送出电量200亿千瓦时，同比下降

32.8%;宁夏送出电量190亿千瓦时,同比增长47.6%;新疆送出电量189亿千瓦时,同比增长28.4%;河北送出电量184亿千瓦时,同比增长4.1%;陕西送出电量160亿千瓦时,同比增长21.1%。

5月份,全国跨区送电完成298亿千瓦时,同比增长14.1%。其中,华北送华东14亿千瓦时,同比增长25.6%;东北送华北17亿千瓦时,同比增长626.2%;华中送华东31亿千瓦时,同比下降13.6%;华中送南方23亿千瓦时,同比下降2.9%;西北送华北和华中合计84亿千瓦时,同比增长17.3%;西南送华东61亿千瓦时,同比下降13.1%。

5月份,全国各省送出电量合计864亿千瓦时,同比增长10.1%。其中,内蒙古送出电量136亿千瓦时,同比增长9.0%;山西送出电量73亿千瓦时,同比增长28.8%;四川送出电量73亿千瓦时,同比下降11.5%;湖北送出电量71亿千瓦时,同比下降7.5%;贵州送出电量60亿千瓦时,同比下降12.1%;宁夏送出电量47亿千瓦时,同比增长66.6%;安徽送出电量41亿千瓦时,同比增长23.2%;新疆送出电量39亿千瓦时,同比增长

58.3%;河北送出电量38亿千瓦时,同比下降2.6%。

七 火电新增规模同比减少

1-5月份,全国基建新增发电生产能力3575万千瓦,比上年同期少投产627万千瓦。其中:水电446万千瓦、火电1330万千瓦、核电109万千瓦,风电522万千瓦,水电和风电分别比上年同期多投产125和74万千瓦,火电和核电分别比上年同期少投产1095和109万千瓦。

八 火电完成投资同比下降,电网完成投资同比增长

1-5月份,全国主要发电企业电源工程完成投资767亿元,同比下降15.1%。其中,水电168亿元,同比下降5.8%;火电262亿元,同比下降4.3%;核电126亿元,同比下降25.1%;风电142亿元,同比下降25.5%。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的65.9%,比上年同期回落3.8个百分点。

1-5月份,全国电网工程完成投资1794亿元,同比增长9.5%。

(来源:中电联网站)

《吉林电力技术》征稿启事

《吉林电力技术》前身为《吉林电力资讯》,于2011年12月创刊,深受省内各发电及电力安装企业的好评,在电力行业范围内已具有一定的知名度和影响力。

2013年3月,经吉林省新闻出版局批准,《吉林电力资讯》正式更名为《吉林电力技术》,由国家能源局东北监管局主管,吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会主办,本刊为行业内部资料性出版物,每季度发行一期。

办刊宗旨:为电力企事业单位职工搭建技术交流平台。

栏目设置:监管动态、协会动态、省电力设施安装协会专栏、本刊专稿、行业资讯、企业风采、电力探究与发展、电力市场建设、节能减排、安全管理、供电服务、技术平台、摄影图片展示等等。

本刊全年征集稿件,诚挚邀请各有关单位及个人为本刊提供丰富多彩的稿件。

一、征集内容

- 1.技术交流、学术论文、调查报告、问题讨论。
- 2.企业资讯稿、评论专题稿、人物访谈稿、先进事迹稿。
- 3.摄影图片。
- 4.企业风采展示(企业文字介绍或成果展

示、业绩展示、产品展示、形象推广)。

二、投稿方式

1.来稿请发送至664175987@qq.com,或加QQ:664175987发送稿件与图片。

2.通信地址:吉林省长春市南关区通化路1100号,吉林省电力行业协会《吉林电力技术》编辑部(邮编130022)。

联系人及联系电话:牟杨 0431-85795331

三、来稿须知

- 1.来稿请标明文题、作者姓名、作者单位、通讯地址、邮编、联系电话、电子邮箱。
- 2.来稿一经采用,赠阅当期刊物。

职称论文征稿启事

为解决我省非国有电力企业专业技术人员职称评审问题,支持民营经济发展,根据吉林省人力资源和社会保障厅《关于印发〈2013年全省职称评聘工作安排意见〉的通知》(吉人社函字[2013]182号)文件精神,省内今年开始增设电力工程专业技术资格评审专业。吉林省人社厅与国家能源局东北监管局吉林业务办公室将在吉林省民营电力企业范围内开展电力工程专业技术资格评审的试点工作,重点对我省发电和电力安装等企业中的专业技术人员进行助理工程师(初级)认定和工程师(中级)的资格评审。有关申报条件标准和政策,详见协会网站信息(www.epiajl.org)。

为配合做好这项工作,引导电力专业技术人员钻研业务,提高技术管理水平,《吉林电力技术》鼓励各民营企业技术管理人员踊跃投稿,征稿内容以热能动力工程专业、水能动力工程专业、输配电及用电工程专业、电力系统及其自动化专业等专业技术性论文、课题研究报告为主,免费刊登,投稿以word格式发送至:664175987@qq.com。咨询电话:0431-85791643,联系人:杨丽萍 牟杨。

