

3

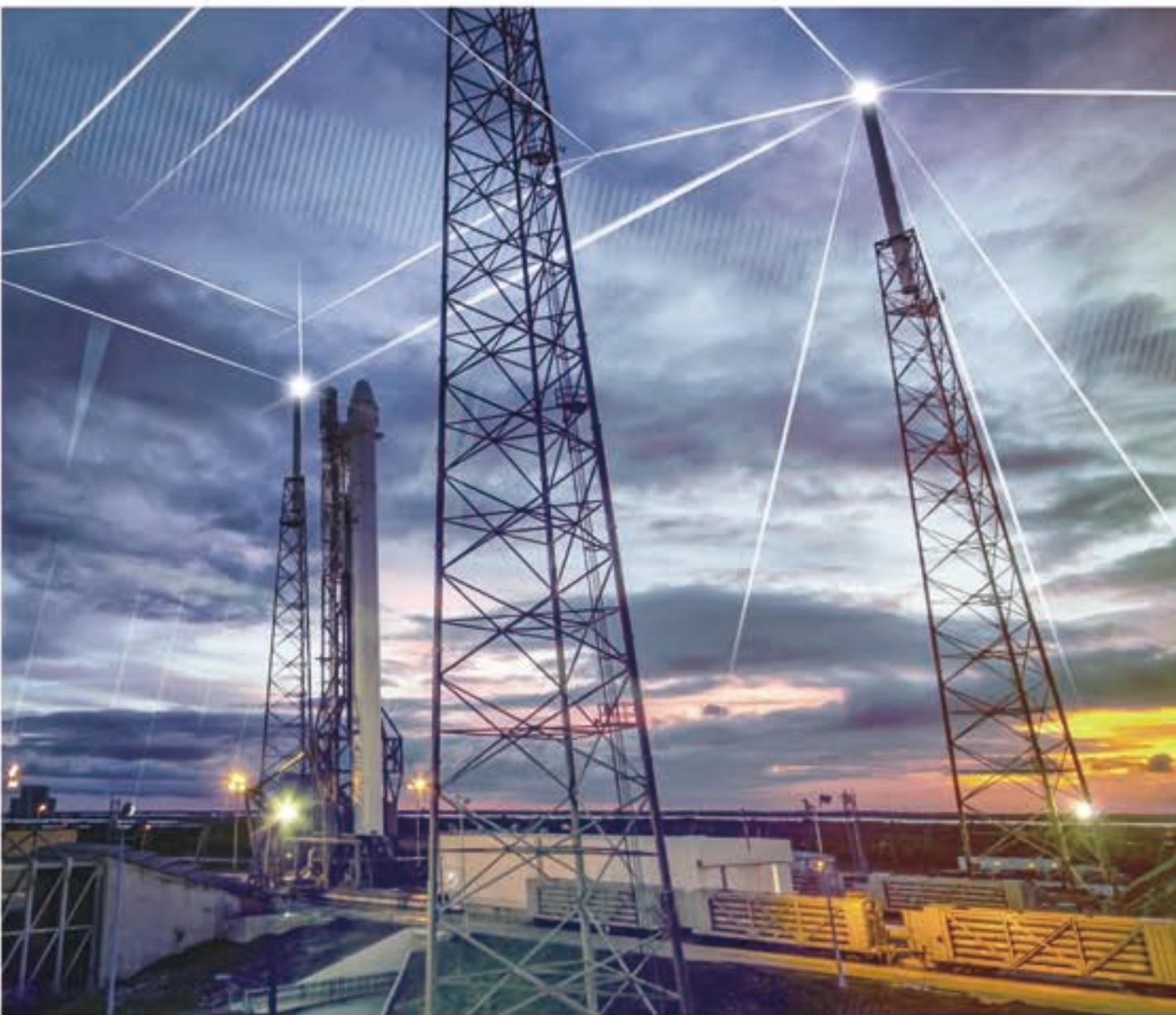
# 吉林电力技术

THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER

2017年第三期 季刊(总第二十四期)

○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 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”。



2017/第3期 目录

THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER  
**CONTENTS**

## 技术平台 Technology Platform

### 技术研究

- 03 协调控制系统中锅炉控制加速信号（BIR）的研究应用
- 07 火电厂油枪点火成功率低原因分析及解决措施
- 09 660MW锅炉长伸缩吹灰器电缆故障处理
- 11 一种基于集成神经网模型的微网电能质量检测方法



### 应用实践

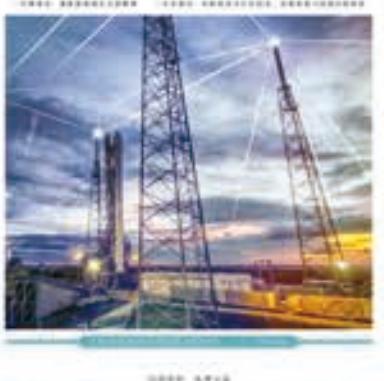
- 16 浅谈ERP管理系统在火电厂物资管理的全信息化应用
- 19 给水泵最小流量阀阀体损坏在线修复方法

## 企业风采 Enterprise style

### 23 大唐精神

## 政策法规 Policies And Regulations

- 26 国家能源局关于印发《能源行业市场主体信用评价工作管理办法（试行）》的通知
- 30 国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见



2017年第三期 季刊(总第二十四期)

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10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 候春民 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  
周成志 李玉山 李勇  
常芙蓉 杨丽萍 徐印东  
国峰 方文霞 赵生  
习亚莉 秦旭华 史洪起  
李玉贵 (排名不分先后)

编辑部

主编：常芙蓉  
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.epiaj.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

## 动态资讯 Dynamic Information

### 协会动态

- 36 东北区域五家电力协会研讨会在哈尔滨召开
- 37 吉林省售电业务培训会圆满闭幕
- 38 东北区域电力行业信用体系建设研讨会成功召开

### 行业资讯

- 39 大唐长春第三热电厂顺利完成信用评价现场访谈工作
- 41 大唐向阳风力公司顺利完成信用评价现场工作
- 43 中电联发布2017年上半年全国电力供需形势分析预测报告
- 48 2017年1~7月份电力工业运行简况
- 53 2017年上半年全国电力市场交易数据简要分析
- 56 关于发布2017年8月份《吉林省电力市场简报》的通知

# 协调控制系统中锅炉控制加速信号(BIR)的研究应用

国电双辽发电有限公司 葛朋 李强

**摘要：**双辽公司五号660MW超临界机组协调控制方式下运行时，当负荷指令发生变化，机组的实际功率响应较快，由于燃料量的变化相对于负荷指令存在一定的迟延，对主汽压力、主汽温度和给水控制系统造成一定的扰动。为此在控制系统设计组态时采用了给锅炉主控指令增加动态前馈的方法，本文介绍了锅炉控制加速信号(BIR)动态加速的原理以及各参数的分析方法。旨在对协调控制系统进一步优化，提高AGC的响应速度。

**关键词：**协调控制系统 加速控制

### 1 前言

国电双辽发电有限公司二期扩建工程采用五号机组为660MW超临界机组，制粉系统采用中速磨煤机的直吹系统。机组在协调控制方式下运行时，当负荷指令发生变化时，机组的实际功率响应较快，但是主汽压力变化较大，燃料量的变化相对于负荷指令存在一定的迟延，同时对汽温和给水控制系统造成一定的扰动。由于超临界机组蓄热能力小，锅炉燃烧率变化时，主汽压或机组功率动态响应的惯性大大减小，参数间相互影响严重，因此机组在运行工况变化时，主要参数稳定性差，难于控制。

### 2 双辽五号机组协调控制系统及子系统的基本构成策略

在机组设备运行和控制信号正常时，机组可以投入协调控制方式，机组协调系统的负荷指令信号同时发给锅炉主控和汽机主控，负荷指令信号经汽机主控修正后以综合阀门指令的形式送往DEH控制系统控制调速汽门。锅炉主控下设有燃料主控(煤主控下设有给煤机煤量控制、一次风控制、磨煤机风量/风温控制、二次风控制等)给水控制、过热蒸汽喷水减温控制、再热蒸汽温度控制等。锅炉主控根据机组负荷需求并经过主汽压力实际值和设定值偏差、机组负荷需求与发电机功率偏差、机组负荷需求和发电机功率偏差积分；锅炉给水温度、主汽压力

变化的前馈修正，将锅炉负荷需求(负荷速度变化率经过锅炉应力限制)经过风煤交叉限制送至煤主控，煤主控控制每台磨煤机负荷，调节锅炉炉膛热负荷。锅炉给水控制以煤水比为基础，并经过分离器出口温度的前馈，以分离器出口的温度为被测量，控制两台汽动给水泵的转数，改变锅炉给水流量。汽机采用复合变压运行方式，机组定压和滑压方式进行转换，在协调控制方式下机组可以定压或滑压运行，主汽压力设定值随机组负荷变化并经过汽机调速汽门开度的修正。汽机主控根据机组指导负荷的需求并经过主汽压力实际值和设定值偏差、主汽压力实际值和设定值偏差积分、机组负荷需求与发电机功率偏差修正控制汽机调门开度，改变机组负荷。机组在协调控制方式下可以投入AGC，根据电网的负荷需求调节机组负荷。在机组负荷控制方式中要求汽机DEH系统按汽机主控调门开度综合阀门指令来控制汽机调门开度。

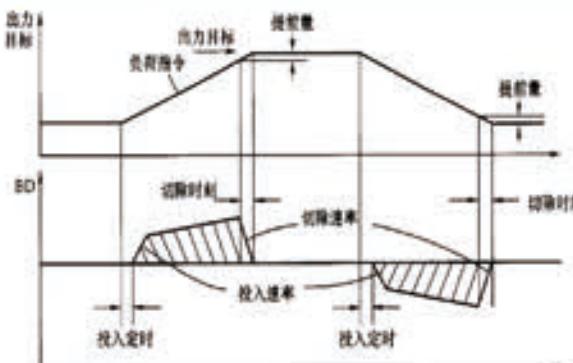
协调系统有四种运行方式，手动方式、汽机主控方式、锅炉主控方式和协调控制方式。在部分信号故障或条件不满足的情况下，系统会自动切除协调方式，转为汽机主控、锅炉主控或手动方式，也可由运行人员根据机组实际运行状况进行切换。

### 3 问题分析

在协调控制系统设计组态时采用了负荷指令作为锅炉主控指令的动态前馈、锅炉主控指令并行为

各子系统建立前馈设定值以及采用锅炉控制加速信号(BIR)的动态加速功能，但是通过观察BIR信号的动态超前加速作用相对较弱，由于当时机组正在试运，很多控制参数设置的仍不合适。需要对控制系统的控制策略和参数进行调整，使机组主要控制量间的静态匹配和动态匹配恰当，提高主汽压和机组功率动态响应特性，就会使主要参数的动、静态调节品质明显改善，满足定压或连续滑压运行的要求。

#### 4 锅炉加速指令(BIR)的工作原理



图一 加速控制信号(BIR)的设计原理

如图一所示，机组目标负荷变化时，锅炉主控指令BD以一定速率投入燃料、送风、给水、减温喷水等系统，加速各子系统动态响应。一般是加到各分系统的设定值上，从而加大各分系统调节器的偏差，使调节器更快速的调节实际值。在机组出力即将到达目标值时，BD指令以一定的速率快速切除，当机组出力达到目标值时，BD指令完全切除。所以BD指令只在动态调节时起作用，加强各调节器调节功能，在稳态时不对系统产生任何影响。投人定时由锅炉实际的预期响应时间决定。合理地采用前馈控制技术，使锅炉输入变化量能被控制得很接近于抵消扰动所需要的量，而不完全依赖于反馈控制的缓慢调节，避免引起系统的不稳定或过度积分。将静态/动态并行前馈方法与反馈调节控制结合起来，对加速机组动态响应非常有利。因此，加速

指令应具有如下性质：

- (1) 锅炉增负荷时，应增大锅炉的燃烧速率，用来补充锅炉蓄能。
- (2) 锅炉减负荷时，应减小锅炉的燃烧速率，以便释放锅炉蓄能。
- (3) 锅炉稳定负荷运行时，加速指令信号BIR应为零。
- (4) 由于锅炉子系统(给煤控制系统、送引、风控制系统、给水控制系统、减温喷水等系统)各子系统的延迟特性不同，因此BIR的生成程序应具有可调整的时间参数。

#### 5 双辽五号机组BIR的应用介绍

相对于汽轮机调节汽门的动作相应，锅炉的燃烧、热传导及达到预定蒸汽流量的过程是个慢过程，除了过程滞后外，随着锅炉负荷的增减，锅炉自身的蓄能状态也在改变，尽管直流锅炉的蓄能较小，但也不为零。试运期间曾对五号机组进行了锅炉蓄能试验，在稳定运行510MW的工况下，锅炉侧调节状态维持不变，汽轮机各调节阀的开度从40%左右快速开到100%，机组的负荷可以增加8MW左右，并维持约2分钟，粗略计算大约有1.33%的瞬态超量输出，这是机组蓄能释放的作用。也就是说，在加减锅炉负荷时，需要额外的补充或者释放掉这部分能量，负荷指令变化时BIR信号生成量的准确性决定了动态补偿的准确性。可以根据实际情况对BIR程序的时间参数进行调整。



图二 双辽五号机加BIR逻辑

双辽公司五号机组BIR信号生成回路如图二，主要是通过负荷指令的变化率决定BIR信号的大小，通过模块超前滞后(模块1、模块2和模块3)分别算出负荷指令的一阶和二阶微分信号并求和，通过调整模块1、2和3的时间参数和求和算法的增益可以调整BIR信号生成的速率和幅值， $f(x)$ (模块4)为一个带有死区的函数，防止AGC投入时负荷目标小幅度迅速变化而生成不必要的BIR，可根据机组实际负荷指令的变化情况设定。同时 $f(x)$ 上游程序是是负荷指令变化的所需的时间，在负荷指令变化接近目标值时，负荷指令微分信号的增益逐渐缩小减至为零，通过2个K(模块

5)的大小可限制不同负荷变化速率下BIR信号的幅值，可根据锅炉在动态变化时蓄热和燃烧系统的反应时间进行调整。

通过试验和对BIR信号生成逻辑中各模块的参数调整，在机组负荷指令变化时能够快速补偿锅炉子系统的设定值，成为设定值的动态部分，充分利用锅炉蓄能，提高了主汽压和机组功率的动态响应，满足机组定压或连续滑压运行的要求。虽然没有取得直接的经济效益，但是提高了协调系统的调节品质，利用了锅炉的蓄能，提高了锅炉燃烧的经济性，提高了AGC方式下机组的响应速度，也保证机组自身的安全。



图三 双辽五号机在变工况时的BIR曲线

图三是双辽公司五号机组调整后的试验情况，机组目标值从600MW降至590MW，稳定后升至600MW的小幅度扰动试验的曲线，从曲线中可以看出，机组的实际功率几乎和负荷指令保持一致，扰动出现时BIR能快速动作，并随着符合指令的偏差逐渐缩小最终为零，主汽压力变化控制不超过0.2MPa。

目前600MW、1000MW级机组的协调系统中，均可使用锅炉过程加速BIR控制，通过工程设计和现场调试，对机组各被控对象静态和动态特性有了较深入的了解后，现场技术人员均可在协调系统的调试和投运过程中不断完善和优化BIR参数，满足不同机组的需求，在行业内超临界机组协调控制领域应全面推广。在负荷变化过程中，不仅应用在燃料控制系统，由于直流锅炉各参数间相互影响严重，针对给水控制、送引风控制等对负荷变化的不同响应时间，均可建立不同超调的BIR信号用于对动态响应过程的校正，也可用一个BIR信号在不同的系统内通过不同的函数关系校正，在锅炉主控指令变化时使每一个子系统均建立前馈设定值，加速锅炉过程控制，改善主汽压力和温度的可控性。

#### 6 总结

一直以来，协调控制系统设计的难点在于锅炉和汽机的功率平衡问题，在锅炉侧配合进一步的措

施达到加速锅炉动态响应的目的，对更好地进行机炉协调控制是有力的。根据过程控制理论，工业过程控制策略可以划分为前馈、反馈两类。反馈是一种平衡、纠偏的手段，偏差发生了，进行纠偏调节达到理想状态点，即先有偏差再控制，理论上永远是不及时的。前馈则是一种根据需要进行直接前向控制的概念，在时间上比反馈快一个节拍。前馈可以加快动态响应，反馈可以稳定工作状态。为加快锅炉的动态响应，稳定机组运行。因此应当合理地、混合地采用上述两种策略。从功率、物料平衡的观点看，以并行前馈为主，给锅炉各子系统一个随负荷变化的合理的稳态工作点，再施以合理的PID单级或串级的反馈调节，发挥自动平衡、纠偏的作用。合理地调整并行前馈量，锅炉控制系统的实际工作点可以逼近理想工作点，使燃料、风、水、汽等物料和能量关系处于平衡点邻域，此时锅炉子系统的反馈调节器进入了小偏差调节状态，再调整各控制回路的参数，达到加快机组的动态响应过程。并行前馈控制对稳定锅炉侧基本物料、功率平衡关系起着举足轻重的作用。

双辽五号机组的BIR信号，是在对机组自身控制特点进行深入分析研究，借鉴同类型机组的经验，在消化吸收的基础上设计的。该BIR信号的组态方法简单，便于理解，可调参数较少，整定方法简单，如果参数设置得当，能从根本上解决锅炉指令动态加速的问题，改善锅炉对负荷指令变化的响应较慢的情况，提高机组AGC响应的及时性。

#### 参考文献：

- [1] 王建国,孙灵芳,张利辉.电厂热工过程自动控制.北京:水利电力出版社,2009.
- [2] 刘维.超(超)临界机组控制方法与应用.北京:中国电力出版社,2010.
- [3] 管志敏.自抗扰控制技术在大型火电机组控制系统中的应用研究.[博士学位论文].北京:华北电力大学,2010.

# 火电厂油枪点火成功率低原因分析及解决措施

大唐长山热电厂 张立权

**摘要：**大唐长山热电厂1号锅炉在运行过程中出现点火成功率低的问题，分析原因主要是油枪吹扫不彻底，以及油中含有杂质造成的，通过延长吹扫时间，定期清理滤网等一系列措施，提高了油枪点火成功率。

**关键字：**油枪 吹扫 滤网 油角阀

大唐长山热电厂1号机组为660MW超临界燃煤发电机组，选用哈尔滨锅炉厂有限公司HG-2090/25.4-HM9型一次中间再热、超临界压力变压运行带内置式再循环泵启动系统直流锅炉，单炉膛、平衡通风、固态排渣、全钢架、全悬吊结构、π型布置。紧身封闭。35只低NOx轴向旋流燃烧器采用前后墙布置、对冲燃烧，7台MPS245HP-II中速磨煤机配正压直吹制粉系统。

#### 一 大唐长山热电厂目前油枪存在的问题

我厂1号锅炉A、G、C、D、E层共25支燃烧器油枪是由江苏徐州燃烧控制研究有限公司生产的，型号为：XYQ-11-50/4800的机械雾化油枪，油枪出力为500kg/h,枪头由分油盘，旋流雾化片组成。每次在启停炉过程中投油时，都有个别油枪出现过不着火现象。

表1 油枪的技术参数

序号	参数名称	单 位	数 据
1	型式	—	简单机械雾化
2	型号	—	XYQ-11-50/4800
3	油枪出力	kg/h	500
4	油枪入口油压	Mpa	2.0~5.0
5	雾化角度	°	82°
6	油枪外形尺寸	—	D=φ50, M=M42×2
7	燃料	—	0#轻柴油
8	每台锅炉的在装量	套	35
9	生产厂家	—	江苏徐州燃烧控制研究有限公司

#### 二 油枪点火成功率低的原因分析

1.首先对高能点火器进行点火性能试验，将点火枪从燃烧器中抽出，水平放置在便于观察的安全地方，下部垫好绝缘物体进行点火试验，确定点火枪打火正常，除点火枪因素外，油枪本身不着火的原因主要是枪头组件堵塞杂物造成的。



图1 油枪枪头组件堵塞情况

JISHUYANJIU

2.油枪解体后通过对内部堵塞的杂物直观判断，一部分是成片的碳，另一部分是泥沙等杂质。



图2 残油经高温烘烤后结成的碳

3.形成的碳主要附着在油枪枪管内壁四周，投油时或者有温差变化时部分碳脱落堵塞在枪头部位，造成不着火。形成碳的原因，初步分析有两点一是油枪投油后吹扫不彻底，有部分残油遗留在油枪内，高温烘烤或燃烧后碳化。二是部分油角阀可能存在内漏现象，内漏的燃油进入油枪内经高温烘烤或燃烧后碳化。

4.将燃油母管滤油器解体后发现堵塞大量杂物，说明进入锅炉侧的燃油油中含有杂质较多，杂质可能是燃油中自带的，也有可能是油罐和输送管道内的沉积物。



图3 燃油母管滤网堵塞情况

### 三 提高油枪点火成功率的技术措施

#### (一) 运行技术措施

1.冬季室外温度低时，可以考虑燃油系统增加

蒸汽伴热，提高燃油温度。

2.冬季室外温度低时投入暖风器，可以提高炉内送风温度，有利于燃油的着火和燃烧。

3.清扫油枪，投入油枪前，油枪要清扫干净，对于枪管内有杂物的油枪要及时联系检修人员进行拆卸清理。

4.维持油压稳定，长山厂油枪压力维持在2.5MPa~3.0 MPa，否则会影响油枪的雾化质量，造成着火困难，燃烧不稳定。

5.经咨询同类型电厂以及根据我厂油枪出力大小，决定暂时将油枪吹扫时间由原来的20s增加至60s，根据吹扫效果，可以适当调整吹扫时间。

#### (二) 检修技术措施

1.点火前，必须检查所有的点火枪和油枪进退自如、没有卡涩，相对位置准确。

2.油枪枪头分油盘、旋流雾化片等组件必须清洗干净，确保无损坏，安装顺序准确。

3.确定油角阀是否存在内漏现象，[将分支油管路手动阀全开，油角阀全关，将油枪金属软管拆下，查看有无燃油通过，从而确定油角阀是否内漏]对内漏的油角阀进行更换。

4.每月至少一次对油罐出口滤网及锅炉侧燃油母管滤网进行清理，每半年更换新滤网。

#### 四 结束语

锅炉在启动时或低负荷稳燃时，都需要投入油枪维持燃烧稳定，燃烧器点火系统的好坏，直接影响燃烧器能否正常工作。整个点火系统的各部件，包括阀门、油枪、点火枪以及控制部分，其性能的好坏也影响燃烧器的运行。因此，必须优化整个点火系统的设计，确保设备好用才能解决点火困难的问题，从而为锅炉的安全运行乃至整个机组的稳定运行打下基础。

## 技术研究

# 660MW锅炉长伸缩吹灰器 电缆故障处理

大唐长山热电厂 陈大龙

**摘要：**本文主要针对锅炉长伸缩式吹灰器的使用，特别是通过近几年的运行以及故障情况进行的诊断，结合出现的故障原因，提出了长吹灰器弹性电缆的改造方案，改造后电缆问题得到了明显改善。

**关键字：**锅炉 蒸汽吹灰器 弹性电缆

#### 1 概述

大唐长山热电厂吹灰系统采用18只HXC-5型长伸缩式吹灰器（行程T=11.7m）、80只HxD-5型炉膛吹灰器，长伸缩式吹灰器在屏式过热器区域布置8只、末级过热器区域布置6只、高温再热器区域布置4只。长伸缩吹灰器为湖北华信锅炉辅机成套有限公司生产的HXC-5系列长伸缩式吹灰器，主要用在清除锅炉水平烟道中的屏式过热器、末级过热器及高温再热器上的积灰和结渣。在运行过程中，主汽吹灰蒸汽压力保持3.0MPa，吹灰蒸汽温度不低于250°C。

#### 2 存在问题

吹灰系统的稳定是锅炉安全经济运行的重要前提。吹灰系统的稳定投入可以保持受热面清洁，提高传热效率<sup>[1]</sup>。保持烟道畅通，降低烟道阻力，降低风机电耗。本厂长吹灰器电机电缆支架有设计缺陷，弹性电缆老化变形，吹灰器运行过程中易绞断电缆。造成吹灰器长期投入无法退出，不能保证吹灰质量，会造成锅炉四管爆管，机组被迫停运，影响电厂经济效益。

自我厂商业化运行以来经历了多次优化改造。但电源电缆与吹灰器蒸汽管路距离过近，经常导致电源电缆由于管路过热而造成电缆变性。

随着吹灰器推进过程中电缆被轨道压断，轻则容易造成吹灰器在炉膛内被烧弯，如果处理不及时还会造成炉管漏泄等严重后果<sup>[2]</sup>。

#### 3 原因分析

##### 3.1 现场环境

现场环境温度高，环境差。传动机械润滑油蒸发、失效，从而使机械卡涩。密封填料、电器元件、电气线路绝缘易发生老化，导致蒸汽泄漏、电路短路、控制信号失灵。现场煤粉、灰尘加剧了传动机械部件的磨损，使设备发生故障。

##### 3.2 电气故障

电缆拧断主要是吹灰器枪管高温辐射或外管法兰漏气，致使电缆外皮老化，或从卡子上脱落被机械行走中拉断，吹灰器机架振动，使电缆从卡子内脱落，掉在电机与齿条轨道内被拧断。当吹灰枪撞击限位开关后由于接触器故障造成电机未及时断电，或由于接触器卡涩以及因瞬间剩磁保持吸合使接触器不能及时切断，造成电机越位再运行，接触器卡涩越位再运行时间将较长，电机将过载；剩磁时由于时间短，电机很快自行停下，不过载、不发信号。

##### 3.3 设计及质量原因

枪管的焊接质量及焊后枪管的同心度、平直度等都直接影响到吹灰器的运行状况及使用寿命<sup>[3]</sup>，如果存在这方面的因素，都会造成吹灰器在运行中发生枪管焊口断裂，吹灰枪管卡涩并烧毁。

##### 3.4 吹灰器压力影响

蒸汽压力过高，盘根处法兰垫易损坏，容易吹蚀受热面，还会造成吹灰器枪管爆破，摆动甚至吹扫受热面。压力高的主要原因是提升阀调压盘开度过大。压力降低后，枪管的冷却效果差，枪管的钢

性降低，使枪管在高温烟气下弯曲变形。

#### 4 解决办法

根据以上原因的分析，制订了具体的解决方案：

##### 4.1 使用小直径耐高温电缆并内部加装钢丝

针对存在问题进行分组讨论，并对吹灰器炉内支架进行检查，对周围受热面进行检查，对磨损和有缺陷的进行整改。结合现场工作环境，减小弹性电缆与电机导轨的间隙，降低弹性电缆失效与导轨的碰磨几率，将原有的弹性电缆进行改进。首先，减小弹性电缆弹簧圈的曲率半径，使弹簧圈变小，其次，在弹性电缆内部，加装钢丝以保证弹簧圈不发生变形。

##### 4.2 改变电缆的接触方式

及时检测弹性电缆，弹性电缆导轨位置由吹灰器内部改到下部，并用支架加固，发现问题及时更换或修复。在原有的运行方式下，弹性电缆的弹簧圈直接与拉筋发生滑动摩擦，在工况比较恶劣时，弹性电缆的外皮发生磨损而使电缆失效，吹灰器电机失电，针对此种工况，将原电缆更换为小曲率半径的耐高温电缆，在此基础上，在弹簧圈上加装金属挂环，使其与拉筋直接接触，延长了弹性电缆的使用寿命。

##### 4.3 电缆伸缩装置移位

对吹灰器蒸汽压力进行定期测量、调整，使其在最佳参数下运行。原有弹性电缆的伸缩装置安装在电机右前方，用金属杆支撑，由于原有金属支撑比较靠后，在电机前部存在电缆冗余，当弹性电缆弹性失效，与吹灰枪管发生接触而高温变形，基于此，将其向前移位，消除电机前部的电缆冗余，使之不发生高温灼烫失效。

##### 4.4 拖拽方式使用弹性连接

在电缆伸缩装置侧，原有与电机连接电缆直接扎绑在金属杆上，改为弹簧连接，在电机行进过程中减小了弹性电缆机械性拉断的几率，也延长了弹性电缆的弹性保持。

#### 5 改进效果

对660MW机组吹灰系统完善后，吹灰器至今未发生弹性电缆绞断或蒸汽泄露、压力改变造成系统不稳定，危及机组稳定运行的状况。

吹灰系统稳定，提高了锅炉的经济性，每年使机组的供电煤耗下降3g/kwh。保守估计每年可为我厂节约43万元。

根据取得的成功经验和成果，制定了巩固措施：

1. 将所取得的成功检修工艺及质量标准纳入热控检修规程；
2. 继续加强班组对现场问题的分析综合能力；
3. 加强培训工作，提高班组成员业务素质；
4. 将所取得的技术资料和图纸整理归档，长期保存。

#### 参考文献

- [1] 孔凡平,陈宝洋,王兴合等.锅炉蒸汽吹灰器使用中的问题[J].发电设备,2002(6):24-28.
- [2] 朱国梁.锅炉长伸缩式蒸汽吹灰器密封改造[J].湖北电力,2006(5):18-19.
- [3] 曲智琦.长伸缩式吹灰器使用中的问题[J].冶金动力,1988(16):8-9.



# 一种基于集成神经网模型的微网电能质量检测方法

1.国网吉林省电力有限公司长春供电公司 2.国网吉林省电力有限公司电力科学研究院

周萍<sup>1</sup> 吴长松<sup>1</sup> 李德鑫<sup>2</sup>

**摘要：**在微网中电能质量受到多方面因素的影响，精确检测微网电能质量对于优化和改善微网环境，进行科学有效管理十分重要。为了不遗漏微网电能质量的关键信息，需要对电力信号进行更细致的基于波的分解和计算，从而获得更多的维度信息来对其进行充分的描述；与此同时微网的仿真或采样获得的样本难以完全覆盖所有可能出现的情况，仿真、以收集样本与待检测微网在信号特征上存在出现一定程度的偏差。较高维度和存在偏差的样本极易引起分类算法的过渡拟合，从而降低模式识别算法在实际运行过程中的决策能力。针对这一问题本文提出了一种基于集成神经网分类器的微网电能质量检测方法（Power Quality Detection of the Micro Grid based on Ensemble MLP Classifier, PQ-EMLP），通过整合多个神经网子模型实现输入数据的降维和泛化能力的提高，实验表明PQ-EMLP相对于传统方法具有更好的检测能力。

**关键词：**微网 电能质量 神经网 HTT 集成模型

#### 1 引言

随着社会经济的进步，人们对能源生产与使用的要求也越来越高。通过分布式发电、智能电网能够更加灵活的应对电网负荷的变化、减少投资、促进低碳环保与节能减排是当今电力技术发展的热点<sup>[1-2]</sup>。在2001年Robert等人首先提出了微网概念<sup>[3]</sup>。微网技术的出现为分布式电源、智能电网提供了新的技术支撑，利用多种小型分布式电源和负荷共同组成的系统构建的微网，能削弱分布式发电对电网的冲击和负面影响，充分发挥分布式发电的效益和价值<sup>[4]</sup>。精确检测微网电能质量对于优化和改善微网环境，并进行科学有效管理十分重要。

相对于主电网，微网是系统中相对于主电网的智能可控单元；相对于用户，通过微网可以满足本地不同种类负荷的一般或特殊需求<sup>[5]</sup>。在微网中电能质量受到多方面因素的影响，一方面风力、光伏等电源输出功率存在波动性、间歇性以及不确定性<sup>[6]</sup>，另一方面大量高耗能设备（如汽车充电装置）的电子器件使用会引起的谐波谐振<sup>[7]</sup>；这些将导致电流谐波、电压暂降、电压突升、电压短时中断与闪变等

问题，引起严重的电能质量问题<sup>[8]</sup>。自动化的电能质量进行检测需要经历两个阶段，第一阶段是电能特征提取阶段，常用方法包括傅里叶变换<sup>[9-10]</sup>、小波变换<sup>[11]</sup>、HTT(Hilbert-Huang Transform)<sup>[12]</sup>、S变换<sup>[13]</sup>，第二阶段为智能算法模式识别阶段，使用的方法主要包括决策树、神经网、支持向量机等方法<sup>[14]</sup>。为了不遗漏微网电能质量的关键信息，需要对电力信号进行更细致的基于波的分解和计算，从而获得更多的维度信息来对其进行充分的描述；与此同时微网的仿真或采样获得的样本难以完全覆盖所有可能出现的情况，仿真、以收集样本与待检测微网在信号特征上存在出现一定的程度的偏差。较高维度和存在偏差的样本极易引起分类算法的过渡拟合，从而降低模式识别算法在实际运行过程中决策能力。因此需要针对维度过高、偏置的问题对现有方法进行改进，从而提高微网的电能质量检测的精确程度。

本文提出了一种基于集成神经网分类器的微网电能质量检测方法(Power Quality Detection of the Micro Grid based on Ensemble MLP Model, PQ-EMLP)，在对电能数据进行HHT变换的基础上，引入一种基于集成神经网分类器进行电能质量问题模式

识别方法，通过将属性集划分多组相互独立的子集，分别训练神经网模型实现输入数据的降维和泛化能力的提高。通过实验表明，相对于传统算法，本文提出的方法在电能质量检测精度上有较大提高。

## 2 一种基于集成神经网分类器的微网电能质量检测方法

本文针对现有研究中出现的问题提出的基于集成神经网分类器的微网电能质量检测方法总体框架如下：

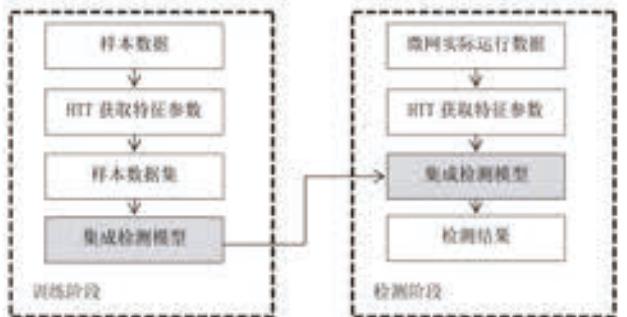


图1 算法总体框架

如图所示，整个算法分为两个阶段：在训练阶段，首先将微网获得样本信号用HHT(Hilbert-Huang Transform)方法进行分析并分解获取特征参数值，然后进行属性集划分训练集成神经网分类器获得集成检测模型，该模型可以对微网中的数据进行分析与决策；在检测阶段，直接利用几层检测模型对微网实际运行数据进行决策，获得检测结果。

### 2.1 HHT方法

HHT的基本理念是利用IMF固态函数(Intrinsic Mode Function, IMF)的叠加来实现各种信号的表达，基于这种理念提出的END经验模态分解(Empirical Mode Decomposition, END)可以将一段信号分解为多个IMF信号和一个残余分量，可以获得原信号数据的不同时间尺度上的局部特征信号。对于一段信号 $x(t)$ 其END的基本过程是，首

先确定 $x(t)$ 中的所有局部极小值和局部极大值，然后计算上包络线 $v_+(t)$ 和下包络线 $v_-(t)$ 的均值：

$$m_i(t) = \frac{v_+(t) + v_-(t)}{2} \quad (1)$$

将原信号 $x(t)$ 减去 $m_i(t)$ 获得一个去掉低频数据的新数据序列：

$$\theta_i(t) = x(t) - m_i(t) \quad (2)$$

公式中 $i=1\cdots n$ 表示第*i*次迭代的结果，如果该结果满足IMF的要求那么停止分解，否则重复进行公式(1)和(2)直到满足要求为止。将第*i*个IMF分量从 $x(t)$ 中分离出来：

$$r_i(t) = x(t) - I_i(t) \quad (3)$$

如果 $r_i(t)$ 单调或者取值小于一定的值则停止END分解过程，否则重复以上的值，最后得到 $I_1(t), I_2(t), \dots, I_n(t)$ 就为分解后的IMF分量。在信号经过EMD分解后需要对的各阶IMF分量进行Hilbert变换：

$$H[I_k(t)] = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{I_k(\tau)}{t - \tau} d\tau \quad (4)$$

由Hilbert变换可以得到原信号解析信号 $x(t)$ ：

$$x_k(t) = I_k(t) + jH[I_k(t)] \quad (5)$$

基于解析信号可以获得幅值和瞬时相位：

$$a_k(t) = \sqrt{I_k^2(t) + H^2[I_k(t)]} \quad (6)$$

$$\theta_k(t) = \arctan\left(\frac{H[I_k(t)]}{I_k(t)}\right) \quad (7)$$

相应的瞬时频率为：

$$f_k = \frac{1}{2\pi} \frac{d(\theta_k(t))}{dt} \quad (8)$$

### 2.2 多层神经网

本文采用多层神经网作MLP(Multi-Layer Perceptron, MLP)为模式识别的算法模型，多层神经组成每一层的输出作为下一层的输入，一个三层神经网的结构如图2所示：

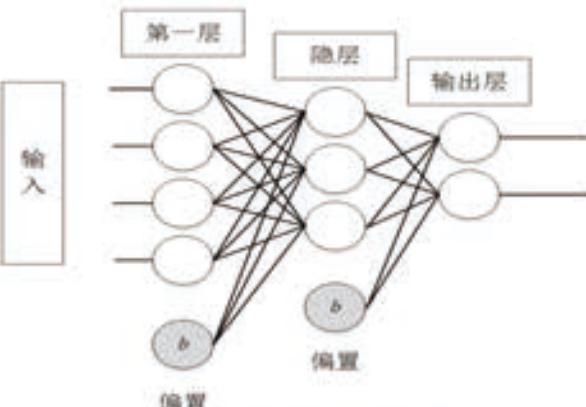


图2 一个三层神经网的结构

如图所示的神经网包含三个层：第一层为输入层、第二层为隐层和一个输出层。对于每一层计算方式如下所示

$$a^{(l+1)} = f(w^l a^l + b^l) \quad (9)$$

在公式中 $f$ 为传输函数， $l$ 对应层数公式上标表示对应层数，对于第*l*层 $w^l$ 为权重 $b^l$ 为偏置、 $a^{(l+1)}$ 上一层传入的值， $a^{(l+1)}$ 为经过传输计算后获得的输出。传输函数可以选择sigmoid、softmax和relu等函数进行处理。对于一个输入矢量经过3轮公式9的计算可以获得神经网的输出 $H$ 。对于一组样本 $x$ 以及其对应的类目标签 $y$ ，MLP可以学习并获得 $w$ 和 $b$ ，衡量其学习效果的其目标函数为：

$$J(W, b; x, y) = \frac{1}{2} \|h_{w, b}(x) - y\|^2 \quad (10)$$

通过不断的迭代使用梯度下降方式不断的调整 $W$ 和 $b$ 使得 $J$ 达到最小值，最终获得基于神经网的分类模型。

### 2.3 集成检测模型的构建方式

本文提出了一种面向微网电能质量的集成检测模型，其目标是将微网电能的多维度样本集合 $S$ 按照属性的相关程度划分多个子集，每个子集内部尽可能容纳不相关程度较高的属性；通过多个子集训练多组MLP构成集成检测模型，其结构如下图所示：

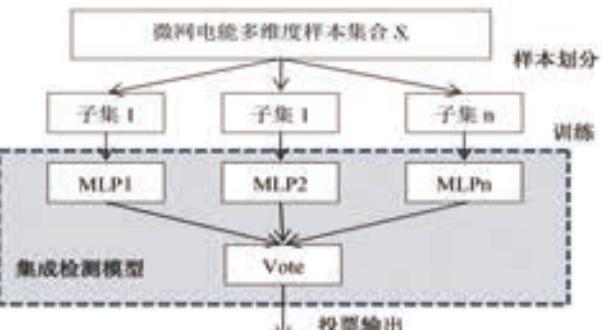


图3 集成分类器的结构

集成分类器构建过程的算法如下：

集成神经网分类器构建 ConstructEnsemble-Alg

输入：微网电能多维度样本集合 $S$ , 分组数 $m$

输出：集成神经网模型 EnsembleModel

Begin

    EnsembleModel=Φ;

    FeathersSet=S的所有属性；

    num=FeathersSet.Count/m;

    for i=1..m |

        subset=FeathersSet[1];

        FeathersSet=FeathersSet-FeathersSet[1];

        while subset<num |

            m=在FeathersSet查找与subset相关程度最低的属性

            FeathersSet=FeathersSet-m;

            subset=subsetUm |

            subsample=取出S的subset属性子集

            EnsembleModel= EnsembleModel U 使用subsample训练一个神经网模型|

End

通过ConstructEnsemble-Alg可以将多组属性维度较低的MLP模型整合在一起，在进行电能质量检测时，多个模型功能进行决策并对结果进行投票。该模型一方面降低了单个MLP的维度、防止在样本不足的情况下出现过渡拟合现象；另一方面，各个MLP之间由于使用了不同组的HHT结果其在频率、幅值上对目标的衡量方式也不同，防止单个MLP对于决策的偏差，使得结果更加稳定。

## 3 实验与仿真

本文通过Matlab 2012b实现所有算法。为了测试PO-EM的检测精度分别引入训练样本集和测试样本集

**训练样本集：**仿真生成包含整次谐波、间谐波、复合谐波、电压波动和闪变、电压暂降、电压暂升、电压中断和暂态震荡共计8类电能质量问题的信号，信噪比在50、40、30、20dB中等概率进行随机选择，每一类随机生成1000个波形样本，共计8000个样本。

**实际测试数据：**收集来自包含风电、光伏发电

的微网实际运行数据，每一类质量检测数据包含100个样本，共计800个样本。

本文提出的方法与单个的MLP、SVM和Cart树进行对比，每种模型使用训练样本集进行训练获得检测模型并对测试数据进行检测，分类精度的对比如下：

表1. 四种方法的精度对比

检测类型	分类精度成			
	PQ-EM	MLP	SVM	CART
整次谐波	95	86	87	84
同谐波	97	83	84	84
复合谐波	93	85	88	83
电压波动和闪变	94	90	87	86
电压暂降	96	92	94	90
电压暂升	97	96	97	93
电压中断	100	100	100	100
暂态震荡	98	90	92	90
均值	96.25	90.25	91.125	88.75

通过表1可以看出，由于仿真的生成的数据不能覆盖所有的可能情况，这就需要模型具有较高的泛化能力才可以精确的对微网电能质量问题进行检测。在4种方法中CART树获得了最低的分类精度，平均检测精度仅为88.75%；SVM和MLP由于使用空间超平面将样本进行分割，所以获得了比CART树更高的分类精度，在其他类型的模式识别试验中SVM拥有较高的泛化能力，然而由于本实验较多的维度，仿真样本与实际样本存在偏差，所以相对于MLP并没有明显的优势。本文提出的方法获得最高的检测精度达到96.25%，说明相对于其他模型本文PQ-EMLP具有更高的泛化能力，在实际数据的测试过程中可以更加准确的检测电网质量。

#### 4 结论

在微网电能质量检测过程中，已有的样本、仿真收集的样本较难覆盖所有的情况，这就需要模式识别算法具有较高的泛化能力。本文提出了一种基于集成神经网分类器的微网电能质量检测方法

(Power Quality Detection of the Micro Grid based Ensemble MLP Classifier, PQ-EMLP)，在对电能数据进行HHT变换的基础上，通过将原有的属性集划分为多个属性子集进而利用各个子集训练各个子神经网。各个子神经网模型整合构成集成神经网分类器。该模型一方面可以降低输入数据的维度，另一方面通过多个子分类模型共同决策获得较高的泛化能力。实验与MLP、SVM和CART树进行比较，PQ-EMLP相对于传统方法具有更好的检测能力。

#### 参考文献

- [1] 王敏,丁明.分布式发电及其效益[J].合肥工业大学学报(自然科学版),2004,27(4):355-358.
- [2] 王成山,王守相.分布式发电供能系统若干问题研究[J].电力系统自动化,2008,32(20):1-4.
- [3] Lasseter R H. Microgrids-distribute power generation[M]. Proceeding of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting,2008,1 : 146-149.
- [4] 黄伟,孙昶辉,吴子平,张建华.含分布式发电的微网技术研究综述[J].电网技术,2009,33(9):14-18.
- [5] Lasseter R H. Microgrids and distributed generation [J]. Journal of Energy Engineering, 2007,133(3):144-149.
- [6] 高晓芝.微网控制策略与电能质量改善研究[D].天津大学博士论文,2012.
- [7] 雷静,孙才新,李建波.间谐波导致的闪变特征及闪变限制曲线[J].中国电机工程学报,2008,28(31):88-93.
- [8] 王畅.基于HHT的微网电能质量检测与分析[D].华北电力大学硕士论文,2014.
- [9] Alcaraz R, Rieta J J. A review on sample entropy applications for the non-invasive analysis of atria fibrillation electrocardiograms [J] Biomedical Signal Processing and Control, 2010,5(1):1-14.
- [10] 王公宝,向东阳,马伟明.基于FFT神经网络的非整数次谐波分析改进算法[J].中国电机工程学报,2008,28(4):103-108.
- [11] 李庚银,王洪磊,周明.基于改进小波能熵和支持向量机的短时电能质量扰动识别[J].电工技术学报,2009,24(4):161-167.
- [12] Senroy N, Suryanarayanan S, Ribeiro P F. An improved Hilbert-Huang method for analysis of time-varying waveforms in power quality [J]. IEEE Transaction on Power Systems,2007,22(4):1843-1850.
- [13] 全惠敏,戴瑜兴.基于S变换模矩阵的电能质量扰动信号检测与定位[J].电工技术学报,2007,22(8):119-125.
- [14] 黄南天,徐殿国,刘晓胜.基于S变换与SVM的电能质量复合扰动识别[J].电工技术学报,2011-10-26,26(10):23-31.



# 浅谈ERP管理系统在火电厂物资管理的全信息化应用

吉林电力股份有限公司 张士全 孙 涛 杨胜波

**摘要：**企业资源计划即ERP(Enterprise Resource Planning)，由美国Gartner Group公司于1990年提出。目前，在我国ERP所代表的含义已经被扩大，用于企业的各类软件，已经统统被纳入ERP的范畴。它跳出了传统企业边界，从供应链范围去优化企业的资源，是基于网络经济时代的新一代信息系统。它主要用于改善企业业务流程以提高企业核心竞争力。

本管理系统基于“管控+ERP”信息系统建设思路，着力通过ERP系统实现财务业务一体化管理，即采购过程、出入库过程、项目结算等业务操作中自动实现成本记账与归集，并可进行预算控制，支撑以资产为核心的全生命周期管理。作为物资管理业务指导和ERP系统物资管理模块建设部门，最终目的是通过ERP系统实现物资管理的需求计划、采购计划、概算控制、采购寻源、合同审批、订单生成、仓储管理、账务入账等全信息化手段管理，这也是本文所主要阐述的内容，同时把建设思路和应用效果，以及在ERP系统中物资管理模块相关功能建设和电厂的实际应用中改进探索的心得体会同大家分享，有不到之处也希望各位专家批评指正。

**关键词：**ERP 火电厂 物资管理 应用

## 引言

随着信息科学技术的不断发展，各类信息管理系统在火电厂经营管理方面得到不断的应用和推广，物资管理作为火电厂经营管理重要环节，从最初的仓库台账管理到计划管理也逐步脱离了手工操作，内部物资管理信息系统不断优化、完善；外部采购系统建立了信息化采购平台，迈进了网络采购时代，快捷的采购方式和公平的竞争环境得到供需双方认可，但这些信息系统无法做到数据和管理的相互融合，形成或“点”或“块”的应用模式，无法形成“线”和“面”全信息化管理，ERP系统的实施较大程度满足了这个需求，可以说是物资信息化管理的一个飞跃。本文也会将ERP系统物资管理

模块建设思路和实施方法给予简要介绍，但其中的问题不容忽视，ERP系统实施方案和初步运行后是做到了物资的全过程管理，对于内部的合同管理、概算控制的功能的缺失和外部采购寻源系统的无法接口，对于“全生命周期管理”的理念和目的是有缺陷的，如何解决从内部计划、仓库管理到外部采购管理，再回到内部合同、报账管理数据交换、稽核、提取等这些问题，实现物资与采购的信息化全过程管理目的以及对供应商绩效评价管理的后续建设思路就是本文所要阐述的主要内容。

## 一 简述ERP系统物资模块建设的整体规划和操作程序

ERP系统建设整体规划和操作程序由需求方和

实施方共同来完成，需求方主要是提供功能的需求，实施方按需求在Oracle系统中实现的所需的管理活动，具体操作上和一般的信息化项目管理大同小异，基本包括七个阶段，内部ERP宣传与培训、发布业务管理手册、制定ERP实施总体方案、ERP系统实施资源需求、基础数据准备和录入、建立系统并运行、后续的持续改进。其中最后三项是由业务管理部门组织完成相关具体工作。包括需求与差异分析、系统原型方案的演示、业务流程的梳理、数据收集和解决方案制，ERP物资管理业务流程管理手册的编制、实施方建立系统后由试点单位试运行，并完成系统功能的提升和系统bug的收集记录。

## 二 ERP系统物资模块主要实现的功能

ERP系统物资模块在需求功能上基本原理覆盖了全部的管理范畴，包括计划管理、采购管理、物资验收与入库管理、库存管理、基建/技改工程剩余物资管理、修旧利废管理、废旧物资管理、积压物资管理、工具具管理、物资超市管理等全方位的28个物资管理业务流程。那么物资管理在系统中是属于中间环节，上部环节是生产管理，下部环节是财务管理，在功能提出需求时也一定要充分考虑到其他业务板块的差异性需求和对系统可扩展性的要求、安全控制权限要求。

## 三 ERP管理系统物资模块存在管理缺陷

众所周知，火电厂物资管理中的采购管理和合同管理是其不可缺少的重要环节，但现在的ERP系统的物资模块却将这两个环节抛之在外，没有兼顾，采购员要从ERP中提取采购计划数据，然后再回到外部采购系统中寻源采购，建立合同，最后再回到ERP系统中做项目归集，提交财务板块实施付款，才能完成整个业务流程。可想而知，只要数据出现人为操作，就难免出现差错，这对于人的操作量和准确度提出了较大的考验，这些问题对于系统来说是不完整的或者说是有缺陷的，那么如何来解决这些问题，最终实现业务流程完整的“线”和“面”管理，就是我们要实施的功能提升。

## 四 ERP管理系统物资模块功能的提升

信息科学技术的发展至今可以用叹为观止来形容，计算机软件的功能开发只有你想不到的，没有做不到的，虽然这样形容言重了些，但对于上述两个问题的解决还是比较贴切的，因为这两个功能解决的主要途径还是由软件的开发来实现的。

### 1. 采购寻源环节的无缝接入

此文的前段已经提到了采购寻源过程在外部的网络采购系统平台中完成，那么需要解决的就是两个系统（采购系统和ERP系统数据传送交换），也就是系统接口问题，通过两个系统实施团队的数据代码的交换合作，最终实现了系统对接，ERP管理系统采购计划数据通过接口传送到采购系统，在采购系统中通过数据转换形成了询价单，自动发布询价完成了寻源采购再将结果传回到ERP系统生成订单，这样的一个系统功能可以说物资管理模块是一个较大提升，但各位不免要提出问题，那就是管理流程到生成订单就终止了吗，合同怎么办，回到系统外人工制定合同吗，由此看来整个管理还是无法做到闭环，因此必须要解决在ERP系统合同管理环节问题。

### 2. 合同管理功能在ERP系统开发

合同管理功能是要保证合同管理适用于所有合同业务情景。通过梳理分析合同类别最终归类于物资和服务两类，物资类合同又深度分析，归纳为单价、总价、框架、长约四类，根据以上合同的类型编制合同模板，同时要求系统处理好审批流程、财务报销报账和出入库等所有逻辑关系，系统中对质保金及工程服务类合同进度款的支付作了严禁合同未到期先付款操作的技术处理，合同模块的审批功能比较强大，系统支持一票否决和多流程并行审批，这要根据各单位管理而定，同时审计业务管理需求在合同审批中植入了控制点，加强了合同合规性的监管。合同功能的开发和应用使得物资与采购工作实现了全信息化管理。

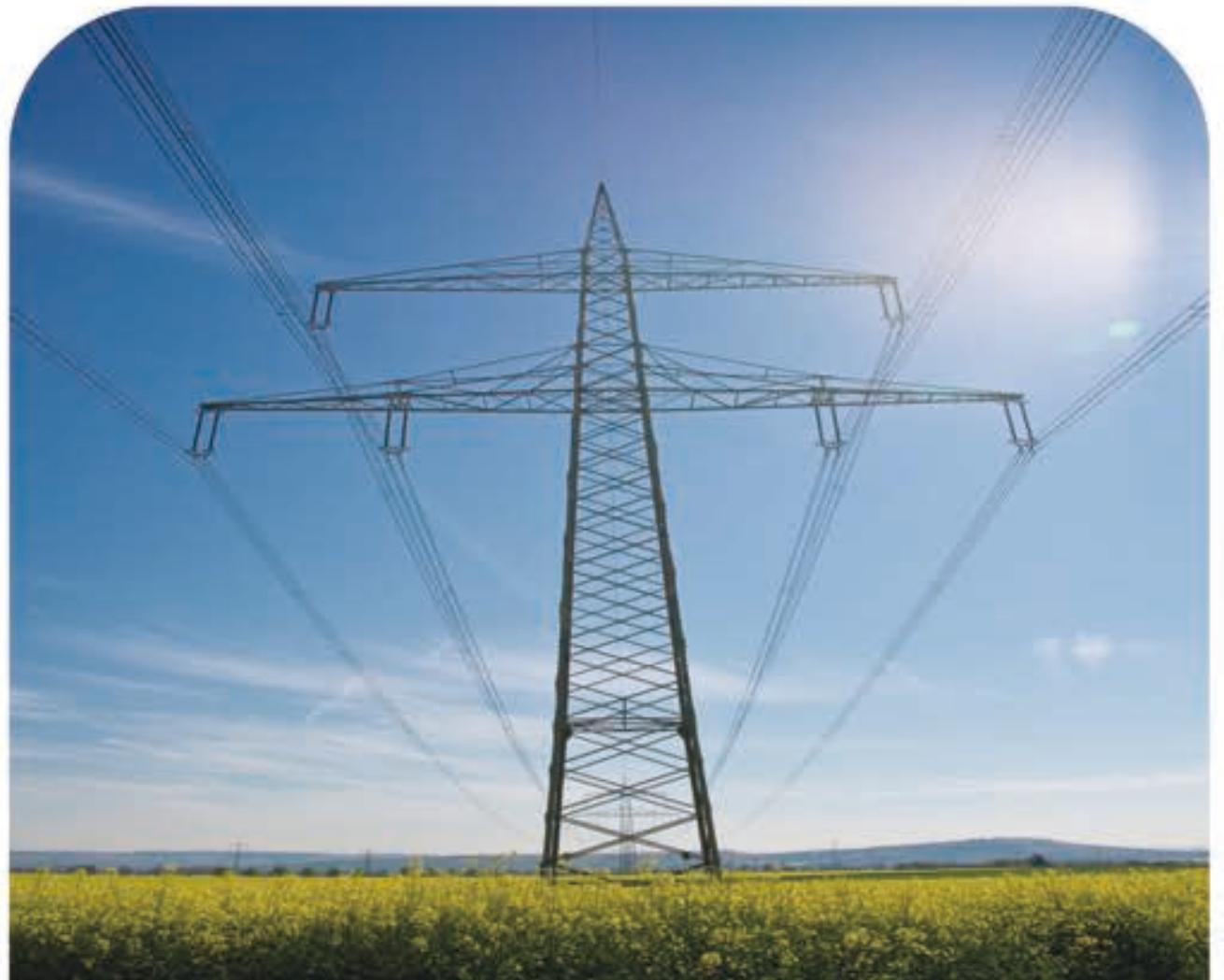
### 五 ERP管理系统物资模块的特点

ERP系统物资管理实现了现火电厂所有物资管理，同时还符合了新能源产业的新增公司或新增业务的物资与采购管理需求，总结有以下特点：一是财务业务一体化管理，物资人员进行的入库出库操作ERP都会自动产生财务信息，减少物资人员和财务人员月末繁琐的对账工作；二是推动现火电管理

“无需求不领料”的管理思路，实现物资需求、采购和领料的统一管理；三是细化项目预算的管控，在原有的项目、任务预算管控维度增加时间维度，按照月份进行滚动预算控制；四是针对各三级单位增加集采目录的管控，集采范围内的物资自动上传到二级单位进行统一招投标，更有利于与供应商进行价格谈判；五是进一步规范了基建物资转生产、废旧物资、随机备件物资、修旧利废物资管理。

#### 六 ERP系统物资模块功能后续开发思路

通过ERP系统运行，各项业务管理已经步入正



轨，后续供应商绩效评价管理也将开发，“一单一评”管理功能植入合同模块，达到评价不结束，采购管理不闭环的管理效果；同时应用ERP系统大数据的功能，根据采购周期、设备缺陷次数、备件周转率等相关数据的计算，科学编制备品定额，提升仓储效率，以上的功能和应用情况待开发完成后将再次各位探讨和分享。

# 给水泵最小流量阀阀体损坏 在线修复方法

大唐长山热电厂 李权宇

**摘要：**大唐长山热电厂1号机给水泵最小流量阀在机组投入运行后频繁出现卡涩缺陷，近期又发生阀门内漏导致阀体损坏缺陷，现就该阀门维护及阀体在线修复方法进行下交流。

**关键字：**最小流量阀 缺陷 修复

## 引言

大唐长山热电厂为660MW等级机组，给水系统安装有两套汽动给水泵组，一套电动给水泵组，每套汽动给水泵组可满足50%负荷，电动给水泵组可满足30%负荷，常做备用泵及机组启动、停止时使用。

## 一 最小流量阀卡涩缺陷状态及处理

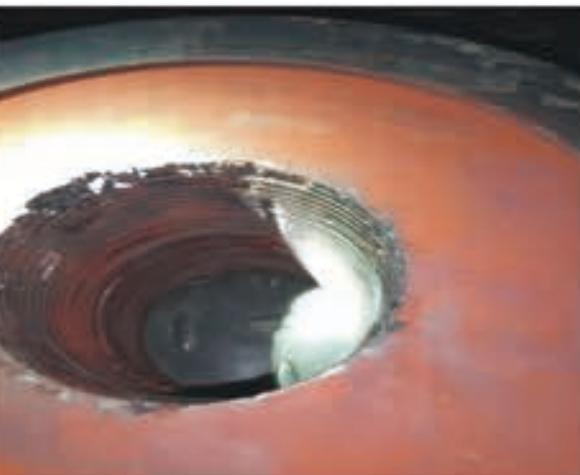


图1 芯包内侧分流层损坏情况

目前各套给水系统均安装有一台最小流量阀，在设备启动初期为全开状态，在给水流量增加过程中自动逐步关闭。调节阀阀体形式为下入侧出式，可拆卸阀座，迷宫网笼式芯包，芯包内径与阀芯有0.1mm间隙，这个间隙的大小对该设备对给水流量的线性调节起到关键性的作用。

正是由于这个间隙较小的关系，在机组运行初期，经常出现调节阀卡涩缺陷，在多次分析后，找

到原因为给水系统管道内有杂质，卡在芯包与阀芯之间，在调节阀多次开关过程中，阀芯的力量致使芯包内径处的分流层破损，调节阀卡涩现象更加严重，发现这一原因后，在每次的阀门解体检修过程中，检修人员将阀门内部部件全部取出后，回装阀盖，使用前置泵对再循环管道进行敞开式冲洗，时间为20min，这个过程可以使杂质落入除氧器底部，或是被泵入口滤网拦截，使杂质不能够在系统中循环，降低了给水最小流量阀发生卡涩的频率。

## 二 最小流量阀阀体损坏在线修复

在去年冬季，1号机组B汽动给水泵最小流量阀发生阀体摆动，初步判断为阀体内部存在一定的内漏导致，由于对系统运行影响不大，没有得到重视，在阀体外部使用手拉葫芦将其固定在厂房主体钢梁处。在系统又连续运行半个月后，运行人员监盘时发现B汽动给水泵流量突然增加，泵出口压力略有下降，经现场查看，发现B汽动给水泵最小流量阀门架螺栓已全部断裂，门架及汽动装置被阀杆顶起30mm左右，随即检修班组对该调节阀进行解体检修，解体后发现阀座与阀体密封面已严重冲蚀，由于阀体为铸钢，给水对阀体的冲蚀特别严重，原有密封面已经没有了。对于这一情况，最有效的解决办法就是更换阀门，但是由于在下次停机期间将进行阀门结构形式改造，新阀已采购到位，由于调节阀后手动门需移位，所以安全措施不满足更换阀门需求。经专业内部讨论，决定采用对阀座与阀体密封面进行氩弧堆焊，并重新车削的在线修复方式，以便尽快恢复系统运行。在阀门修复过程中，阀

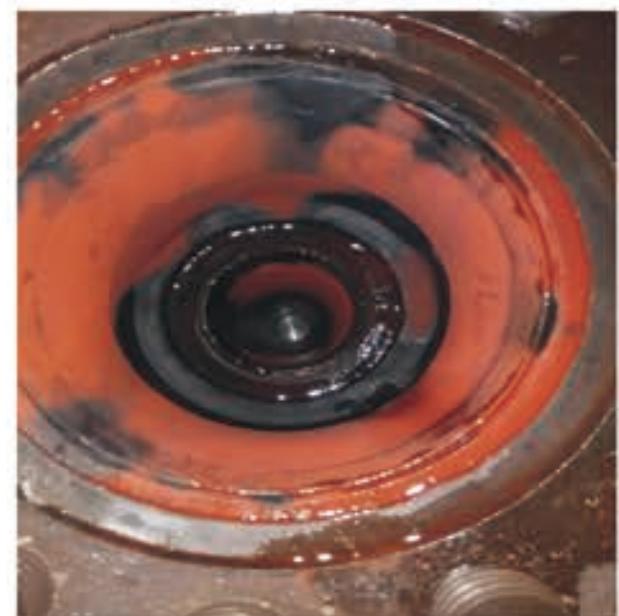


图2 阀口与阀体密封面冲蚀



杆、阀座、芯包及消耗性材料已有备件，最难解决的问题就是阀座与阀体密封面的修复，阀体内有3个金属缠绕垫，各垫片压缩量还要在可靠区间，新密封面对中偏差只能在0.05mm以内，并且阀体管道为焊接形式，入口为Φ219×25mm管道，出口为Φ273×30mm管道，切割产生的铁屑无法全部清理，只能采取在线加工方式进行修复。

为了解决这个问题，现有的加工工具无法满足加工需求，只能根据阀体实际情况重新设计制作车削工具。新车削工具具有电动机、转速调整装置、进刀装置、底部定位装置、顶部定位装置、刀架固定装置及传动轴等部件组成。在整体安装后，使用阀体与阀盖密封面来找正，下部密封面的加工深度根据厂家所提供图纸进行加工。整个修复过程中，阀体补焊打磨使用3天时间，新加工工具的制作使用5天时间，现场车削工作使用2天时间，共使用8天时间完成设备的修复工作。检修完毕，设备投入运行十分稳定，没有再次发生漏泄及卡涩缺陷。

### 三 结束语

最小流量阀的调节品质直接关系到给水系统的稳定与否，在系统中起到至关重要的作用，检修维护的好坏对机组的运行可靠性有着重要影响。上述内容均是在生产中积累的工作经验，希望可以起到借鉴作用。

# 吉林省火力发电企业化学监督 工作概况

国网吉林省电力有限公司电力科学研究院  
刘熙旸 张春波 张建新 周诗宇 胡婧婷

化学监督是保证发电、输电、供电设备安全、经济、稳定、环保运行的重要基础工作，应坚持“安全第一、预防为主”的方针，实行全方位、全过程的管理，随着电力生产的迅速发展及科学技术的进步，高参数大容量机组投产日益增多，对化学监督的技术要求也越来越高。以吉林省为例，对近五年火电机组化学监督工作存在的共性问题进行总结，并提出相应建议。

### 一 化学监督网络建设

省内部分发电企业化学监督管理体系不完善，各级化学监督的责任主体不明确，化学监督应建立由企业主管领导、车间（部门）、班组组成的化学监督体系，明确化学监督的归口管理部门，并设化学监督专职工程师，由其具体负责企业的化学监督管理工作，在总工程师的领导下，具体协调、落实汽轮机、锅炉、电气、燃料、热控、环保等专业与化学相关的各项工作。

### 二 水汽监督

火力发电厂化学监督，通常包括水汽、油务及燃料监督三大部分，而水汽监督涉及面广，对电力生产影响大，而且系统性强，技术复杂，故它在化学监督中占有主要地位。水汽循环系统运行过程中，根据不同水质的变化情况，防止锅炉及热力系统产生结垢、腐蚀及积盐，以确保其安全经济运行，目前省内化学水汽监督主要存在以下问题：

#### 1. 循环冷却水水质检测与评价问题

循环冷却水系统是电厂中的一个独立水系统，它用水量大，流程长，因此作为冷却介质使用，对水质要求不及锅炉用水那么严格，以前一般靠简单的澄清处理或加药处理，以控制冷却水水质，使凝

汽器管基本达到无黏泥、不结垢、不腐蚀的要求即可，但随着水资源日益短缺、国家环保要求越来越严格，循环冷却水系统运行控制面临新的挑战，目前国内电厂循环水运行控制相对落后，存在循环水处理方式未经过动态模拟试验、凝汽器胶球系统未投入或投入效果不佳，处理后未采用定期评价，不能及时确认处理效果并进行调整等问题，加强循环水系统的管理，做好循环水处理药剂剂量调整与效果评价工作，在循环冷却水处理中，要不断研究开发适应新形势下的新处理方法与工艺。

#### 2. 机组停备用期间热力设备防腐问题

热力设备的停用保护，包括对锅炉、汽轮机本体及其辅机设备加热器、凝汽器等的保护，目前由于机组负荷降低等因素机组停备用时间增长、频次增多，机组停备用期间的热力设备防腐工作更加重要，省内存在停备用期间防锈蚀方法不符合要求、防锈蚀效果评价工作未开展等情况；设备在运行与停运期间产生的腐蚀产物，因不能及时排除而留在设备内部，它们在高温状态下是去极化剂，会进一步加速产生新的腐蚀与结垢物，形成典型的恶性循环，不少机组因设备停运防护工作不够重视，措施不力造成设备腐蚀，因此对热力设备停备用保护也是电厂化学监督的一个重要方面。

#### 3. 化学在线仪表维护问题

电厂水汽质量检查时水汽监督的重要组成部分，随着机组参数的提高，容量的日益大型化，对水汽质量的要求也越来越高，为了在运行中准确、连续地监测系统中水汽质量，必须依靠在线仪表，而目前国内在线仪表普遍投入率、准确率均较低，人工取样分析会产生很大时间差，尤其是当水质出现异常时水汽在线仪表监督及水处理在线监测能够及时地为生产过程中故障的及早发现、水质运

行工况的调整及故障的追踪分析提供科学依据，避免了报表数据、事件处理受人为因素的影响，增强了监测数据的可靠性和调整的及时、有效性。水汽在线仪表是当前水汽监督工作中的薄弱环节，应加强在线仪表的维护，保证在线仪表投入率、准确率。

#### 4、机组启动过程中汽水质超标问题

在机组启动过程中，由于调度要求快速达到要求的负荷，所以普遍存在着机组启动过程较快，未能按导则要求进行充分的系统冲洗，在机组启动过程中给水、凝结水浑浊，炉水浑浊、蒸汽品质差的情况时有发生，并且未能在并网后的规定时间内水汽品质达到运行标准，由于机组启动过程中水汽品质较差，各种腐蚀产物、盐类等就会在锅炉受热面沉积或者在汽轮机内产生腐蚀，因此，应做好机组启动前以及启动过程中的系统冲洗工作。

#### 5、供热期间机组溶解氧超标问题

供热期间除氧器出口溶解氧频繁超标，溶解氧超标易引起给水管路、除氧设备及省煤器发生氧腐蚀，建议当热网疏水回收到除氧器时，必须保证除氧器温度达到压力对应的饱和温度；对凝汽器的运行进行合理调整，尽量降低凝汽器的瞬时补水量；必要时可利用消缺机会确认除氧器蒸汽管路是否正常。

#### 6、发电机内冷水控制问题

发电机内冷水处理的主要目的是保证内冷水电导率合格的情况下，控制内冷水pH值使其处于铜线棒最佳的防腐范围内，最大限度降低铜线棒腐蚀产物的生成、迁移及沉积过程，省内仍有部分电厂内冷水水质控制不好，内冷水处理方法主要包括普通小混床法、钠型小混床法（微碱化）、阳床+阴床法，不同方法优缺点不尽相同，如小混床内微碱化树脂法，不需要改造，将H-OH型树脂更换为微碱化树脂即可，离子交换树脂运行周期长等优点，但该方法也存在无法根据需要进行内冷水水质调整，

失效树脂更换费用高及分层填装操作繁琐等局限，因此内冷水处理方法应综合考虑改造费用、运行费用、运行和维护、安全性等方面确定。

### 三 燃料监督

煤质监督贯穿于电力生产全过程中，而且它与环保监督密切相关，随着火力发电厂装机容量不断扩大及煤炭资源短缺，煤炭费用已占发电成本的70%以上，另一方面，电力生产对煤质要求也越来越高，煤质监督已趋于规范化。目前省内电厂已实现煤的机械化采制样，但也存在部分问题，如省内电厂入炉煤采制样装置未定期进行性能试验等问题，按照《发电用煤机械采制样装置性能验收导则》(DL/T 747-2010)要求，每两年应对入炉煤采制样装置进行一次性能试验。煤炭机械采制样装置是发电用煤质量监督的关键设备，为保证其采样的代表性和长期运行的可靠性应加强对采制样设备的管理。

### 四 油务监督

油务监督也是化学监督的重要组成部分，监督质量直接影响到发电机组润滑系统、调速系统、充油（充气）电气设备的安全经济运行。目前国内电厂对油务监督越来越重视，但同时也存在实验室仪器、仪表检定或校准不及时、部分油化验人员没有上岗证、入厂油验收项目不全辅机用油开展情况一般，抗燃油指标异常，特别是抗燃油的颗粒度、酸值、电阻率、泡沫特性等指标不合格现象极为常见，应继续入厂油检测、实验设备管理、加强对抗燃油的维护重视，详细检查抗燃油系统运行状态，加强运行监督和管理。

# 大唐精神

## 务实 奉献 创新 奋进

大唐吉林发电有限公司（以下简称大唐吉林公司）坐落在东北美丽的春城——吉林省省会长春市，是中央直接管理的国有独资公司、世界500强企业——中国大唐集团公司在吉林省投资设立的全资子公司。

大唐吉林公司于2004年9月30日成立，注册资本39.03亿元，经营范围包括电力生产、热力生产、供应和销售（由取得经营资格的分支机构经营）；发电设备设施检修、调试、运行维护、制造销售；工程和技术研究与试验；能源开发、技术推广服务；租赁业；企业管理咨询服务；投资建设和资产管理；电力物资供应；计算机应用及开发服务。

截至2016年末，大唐吉林公司装机容量464.76万千瓦（其中火电装机400万千瓦、风电装机64.76万千瓦），资产总额194亿元，共有员工6795人。共有企业15家（含区域一体化管理），包括5家火电企业，即大唐长春第二热电有限责任公司（长春热电发展有限公司），大唐长春第三热电厂，大唐珲春发电厂，大唐辽源发电厂，大唐长山热电厂；1家风电企业，即大唐向阳风电有限公司（管理5家风电场）；4家热力企业，即大唐长春热力有限责任公司，大唐吉林中新能源有限公司，大唐吉林发电有限公司热力分公司，大唐长热吉林热力有限公司；4家专业公司，即大唐吉林电力燃料有限公司，大唐吉林电力检修运维有限公司，大唐吉林能源营销有限公司，大唐吉林物资有限公司；1家项目筹建处，即大唐松原（大安、公主岭、德惠）发电项目筹建处。几年来，大唐吉林公司先后被授予吉林省五一劳动奖状、“中国大唐集团公司先进单位”、“中国大唐集团公司文明单位”、“中央企业先进集体”、“全国电力行业优秀企业”等荣誉称号。

大唐吉林公司牢记“提供清洁电力，点亮美好生活”企业使命，秉承“价值思维，效益导向”核心理念，大力发扬“务实，奉献，创新，奋进”的企业精神，肩负电力报国之重任，承载做强做优之

光荣梦想，坚持走可持续发展之路，努力把公司打造成为具有较强区域竞争能力和良好社会形象的一流能源企业。

#### （一）务实

务实是大唐企业的精神基石。

务实强调大唐企业在“价值思维，效益导向”核心理念指导下，求真务实，尊重规律，尊重实际，实事求是作决策、抓管理、定措施，用科学发展观去分析、研究、解决企业发展中的问题。

务实要求大唐员工真抓实干，谋实事、出实招，抓落实、求实绩，确保良好的工作效率与工作质量。

务实精神具体体现在：

（1）建立良好的体制机制，保障决策科学、方向正确；

（2）尊重事实，通过深入的调查研究，全面掌握企业发展的关键成功因素；

（3）坚持“价值思维，效益导向”，将思想和行动集中到大唐集团整体的价值创造和效益提升上来；

（4）透彻理解企业存在的价值和意义，按客观规律办事，不浮夸冒进，摒弃形式主义、官僚主义；

（5）工作中要目标明确，计划周详，过程严谨，执行到位，质量可靠，务期必成；

#### （二）奉献

奉献是大唐企业的精神品格。

奉献是大唐企业与生俱来的使命和责任，强调大唐企业要积极担当对党、对国家、对社会、对员工的责任，保障国家能源安全，满足社会发展对能源的需求，保护和推进生态文明。

奉献要求大唐员工具有以国为重、服务社会的爱国主义精神和以企为家、勇于担当的责任意识。要保持高度的使命感与责任感，顾大局、作贡献，讲执行不讲困难，讲奉献不讲条件。

奉献精神具体体现为：

(1) 大唐企业要对党和国家负责，发挥好中央企业在国家经济、社会、政治发展中的中流砥柱作用；

(2) 成员单位要有担当，同心同德，同行同向，心往一处想，劲往一处使，急大唐集团之所急，想大唐集团之所想，与大唐集团保持高度一致；

(3) 企业以人为本，尊重员工、爱护员工、善待员工，以广阔舞台发展员工，以细微关怀凝聚员工，让广大员工共享企业发展的成果；

(4) 员工要以高度的“主人翁”责任感，心系企业，忠于事业，珍视岗位，恪尽职守，遇到急难险重的工作，敢于冲锋在前；

(5) 领导干部要牢记权从何来、权为谁用，做到吃苦在先、享乐在后，敢于负重、勇于担责，力戒享乐主义和奢靡之风；

(6) 大唐集团成员企业之间、员工之间要发扬“传帮带”的优良传统，发挥协同效应，追求共同进步。

### (三) 创新

创新是大唐企业的精神动力。

创新强调大唐企业要主动应对内外部环境变化带来的挑战，在继承优良传统的基础上，冲破旧思维、打破旧格局、突破旧技术，持续推进管理创新、制度创新和技术创新。

创新要求大唐员工善于学习、勇于超越，主动接受新思想、探求新思路、发掘新方法，积极推进一切有利于大唐企业发展进步的创新。

创新精神具体体现在：

(1) 辩证看待历史经验与固有理论，既要继承和发扬好做法、好传统，又不拘泥于既定模式和既定方法，敢于打破常规，勇于否定旧模式、旧方法；

(2) 倡导全员创新，强调企业各级负责人带头提升创新动力和创新能力，健全创新机制，做好

创新的组织领导工作：

(3) 创新源于学习、成于实践，要大胆将想法、看法与工作中的具体做法结合起来，让创新成为习惯；

(4) 密切关注企业内外部环境的变化，始终保持危机感和敏锐度，保持创新动力；

(5) 既鼓励整体经营模式和经营策略的创新创效，也不忽视任何微小的创新与改变，有时伟大的创新正是始于细微的变化；

(6) 允许创新带来的失败，但要建立相应风险防范机制，减少不必要的创新成本。

### (四) 奋进

奋进是大唐企业的精神追求。

奋进强调大唐集团要坚持正确的发展方向，坚定理想信念，凝聚全体员工的智慧和力量，始终保持奋发有为的精神状态和艰苦奋斗的作风，心无旁骛、积极进取、奋发图强，力争早日达到“四强四优”，成为国际一流综合能源企业。

奋进要求大唐员工常怀忧患意识、危机意识，以只争朝夕、时不我待的紧迫感和责任感，以愚公移山的坚定信念，创业不息，奋斗不止，积小胜为大胜，积跬步以致千里。

奋进精神具体体现为：

(1) 以国内领先和国际一流为企业目标，查找差距，持续改进；

(2) 在大唐集团总体战略目标引领下，不断追求更高的团队目标和个人目标，努力做最好的，做到最好；

(3) 资源和时间有限，应发挥最大的能力和才智，抢抓机遇，勇担重任，自我加压，乘势而上；

(4) 拥有挑战客观困难的勇气和永不退缩的执着，为实现目标不断努力；

(5) 不断优化工作细节，提高工作质量，精益求精，做任何工作，都具有精品意识、成本意识、效益意识；

(6) 敢于自我否定，重视矛盾分析，从问题中谋求更优方案，在奋进过程中坚持回顾总结和改进提高。



# 国家能源局文件

国能发资质〔2017〕37号

## 国家能源局关于印发《能源行业市场主体信用评价工作管理办法（试行）》的通知

各派出能源监管机构，有关能源企业，有关行业协会：

为加快推进能源行业信用体系建设，规范能源行业市场主体信用评价活动，我局制定了《能源行业市场主体信用评价工作管理办法（试行）》，现印发你们，请遵照执行。

附件：能源行业市场主体信用评价工作管理办法（试行）

国家能源局  
2017年8月1日

### 附件：

## 能源行业市场主体信用评价工作管理办法（试行）

### 第一章 总则

第一条为推进能源行业信用体系建设，建立健全守信激励与失信惩戒机制，规范能源行业市场主体信用评价活动，依据《社会信用体系建设规划纲要（2014—2020年）》、《能源行业信用体系建设实施意见（2016—2020年）》有关规定，制定本办法。

第二条本办法所称能源行业市场主体，是指在中华人民共和国境内从事煤炭、石油、天然气、电力、新能源和可再生能源等能源的生产、建设、输送、供应和服务等相关活动的法人和其他组织。

本办法所称信用评价，是指信用评价机构（简称评价机构）依据有关法律法规和能源行业市场主

体信用信息，根据能源行业市场主体信用评价标准，采用规范的程序和方法，对能源行业市场主体的信用状况进行评价，确定其信用等级，并通过能源行业信用信息平台进行共享、向社会公开的活动。

本办法所称信用评价机构，是指全国性能源行业组织，经国务院征信业监督管理部门许可或备案的第三方信用服务机构可与全国性能源行业组织合作开展能源行业信用评价工作。

能源行业市场主体信用评价的信用信息收集、信用状况评定、评价结果公开与应用，适用本办法。法律法规和规章另有规定的，从其规定。

第三条能源行业市场主体信用评价遵循政府指导、行业自律、自愿参与、公开透明的原则，维护

市场主体的合法权益，不得损害国家和社会公共利益。

第四条能源行业信用体系建设领导小组（简称领导小组）指导全国能源行业市场主体信用评价，研究决策重大事项，组织审定并发布相关制度和标准。

能源行业信用体系建设领导小组办公室（简称办公室）协调和监督信用评价工作，牵头制定相关制度和标准，披露并推广应用信用评价结果。

派出能源监管机构按照领导小组及其办公室要求，组织落实本辖区内能源行业市场主体信用评价的监督管理和结果应用。

地方能源主管部门配合做好辖区内能源行业市场主体信用评价监督管理和结果应用。

第五条全国性能源行业组织在全国性能源行业组织在领导小组及其办公室的指导下，根据能源行业各领域统一的评价标准，对能源行业市场主体开展信用评价，并对最终评价结果承担主体责任；在信用信息归集、标准制定、联合惩戒等方面发挥作用，引导企业积极参与信用体系建设工作。

第三方信用服务机构在与全国性能源行业组织合作开展信用评价工作中，自觉接受领导小组及其办公室、全国性能源行业组织的指导和监督。

能源行业市场主体按照本办法及有关规定，向评价机构提供相应的数据和资料，配合开展信用评价工作。

### 第二章 评价标准

第六条办公室组织制定能源行业市场主体信用评价标准，明确能源行业不同领域信用评价的指标体系、评分标准、信用等级与标识等内容，并经领导小组审定后公布。

办公室应适时组织调整信用评价标准。

第七条能源行业市场主体信用评价应从市场主体履行社会承诺的意愿、能力和表现等方面进行综合评价。履约意愿是指经营过程中推崇的基本信念和追求的目标，包括价值理念、制度规范、品牌形象等内容。履约能力是指履行承诺、实现自身价值的综合能力，包括管理能力、财务能力、市场能力、生产经营能力等内容。履约表现是指承担利益相关方责任和承诺兑现情况，包括公共管理、相关

方履约、公益支持等内容。

能源行业信用评价指标分为一级指标、二级指标和三级指标。能源行业不同领域需结合行业自身特点及重要影响因素，设置评价指标及相应权重，分别形成统一的信用评价标准。

第八条能源行业市场主体信用等级统一划分为AAA、AA、A、B、C等五级。其中AAA级表示信用很好，AA级表示信用好，A级表示信用较好，B级表示信用一般，C级表示信用差。根据能源行业各领域特点和评价需要，可将B、C两等扩展为BBB、BB、B、CCC、CC、C六级。必要时可对每个信用级别用“+”、“-”项进行微调，表示略高或略低于本等级。

### 第三章 评价程序

第九条能源行业信用评价参评市场主体应具备以下条件：

- （一）依法持有合法经营所需的相关证照；
- （二）具有1年以上稳定经营记录。

第十条市场主体应以声明、自主申报、社会承诺等形式，向评价机构提供以下申报材料，并保证信息的合法、真实、完整：

- （一）能源行业信用评价申报书及相关资料；
- （二）申报材料真实性声明；
- （三）其他有关反映履约意愿、能力及表现的证明材料。

其中，依据法律法规规章应当主动公开的信用信息和能源行业市场主体信用信息目录中要求公开的信息，应当公开，作为评价依据。

第十一条评价机构可以根据实际需要，拓展评价信息来源，通过国家能源局及其他政府部门依法已公开的信息，人民法院依法公布的判决、裁定等渠道，依法查询属于政府信息公开范围的公共信用信息，或经市场主体书面授权查询非公开的公共信用信息，作为能源行业市场主体信用评价信息的补充。

第十二条评价机构可根据需要通过实地调查等方式对市场主体的申报信息进行核查比对，市场主体应给予配合。

第十三条评价机构应按照能源行业市场主体信用评价标准，组织开展信用评价，计算信用评价分

值，形成信用初评报告，初步拟定信用等级。

**第十四条**评价机构应将市场主体信用评价初评结果通过网站、报刊等渠道进行公示，向社会征求意见，公示期为7个工作日。

**第十五条**对信用评价初评结果有异议的，应在公示期限内以书面方式向评价机构提出异议，说明理由并提供相关证明材料。评价机构自收到书面异议及相关证明材料之日起，如需补充相关证明材料，评价机构一次告知，并自收到补充证明材料起，在15个工作日内对提出的异议完成复核，并反馈复核意见。

**第十六条**对信用评价无异议的，或完成异议处理的，评价机构应形成正式的信用评价结果和信用评价报告，并在7个工作日内，按照能源行业市场主体信用信息目录要求，将评价机构基本信息和信用评价结果录入能源行业信用信息平台，按照统一样式制作并颁发信用等级证书和标牌。

**第十七条**评价机构将市场主体的信用评价结果记入信用档案，并通过评价机构网站、“信用能源”网站等渠道依法依规向社会披露。

#### 第四章 动态管理

**第十八条**信用评价结果有效期为2年。有效期满前3个月，市场主体应申请信用复评，复评程序按照本办法第三章的规定执行。有效期满后，市场主体未申请信用复评的，评价结果逾期作废。

**第十九条**能源行业市场主体取得信用等级1年后，可申请信用等级升级，从信用等级升级获批之日起，有效期自动延展2年。升级评价程序按照本办法第三章的规定执行。

**第二十条**评价机构加强能源行业市场主体信用行为动态监测与信用评价复查。信用评价结果有效期内，评价机构发现可能影响评价结果的不良信息，应将其列入观察名单，并在信用档案中予以标记。同时，告知列入观察名单的市场主体。

#### 第五章 评价结果应用

**第二十二条**能源行业主管部门在项目核准（备案）、市场准入、日常监管、政府采购、专项资金补贴、评优评奖等工作中，应加强信用评价结果应用。

**第二十三条**健全与其他政府部门、行业组织的信用信息和信用评价结果的共享互通，建立联合激励惩戒机制，发挥协同效应。

鼓励能源行业组织加强行业信用管理建设，对守信主体采取重点推荐、业内表彰、提升会员级别等激励措施；对失信主体采取业内警告、通报批评、降低会员级别、取消会员资格等惩戒措施。

鼓励市场主体在生产经营、交易谈判、招投标等经济活动中使用信用信息和信用评价结果，对守

信主体采取优惠便利、增加交易机会等降低市场交易成本的激励措施；对失信主体采取取消优惠、提高保证金等增加交易成本的惩戒措施。

#### 第六章 监督管理

**第二十四条**行政部门、评价机构及其工作人员在信用评价过程中，应当确保信息安全，不得存在下列行为：

- (一) 窃取、伪造授权证明或者以其他方式非法获取信用信息；
- (二) 采集禁止采集的个人信息或者未经同意采集个人信息；
- (三) 违规披露、泄露未经授权公开的信用信息；
- (四) 泄漏涉及国家机密、商业秘密、个人隐私的信用信息；
- (五) 篡改、虚构、违规删除信用信息；
- (六) 其他造成信息主体合法权益受到侵害的行为。

**第二十五条**评价机构应向办公室提交在能源行业信用信息平台公开、共享评价信息的申请，每年向办公室报告年度能源行业信用评价业务开展情况。报告内容包括信用信息采集、信用产品开发、信用信息服务、异议处理、信息安全保障情况等。评价机构应当对报告材料的真实性、准确性、完整性负责。

办公室通过定期报告、随机抽查、材料核实、

接受举报投诉等方式，监管评价机构的工作状况和质量。评价机构及其工作人员有下列情形之一的，视情节轻重对其实施督促整改、通报批评、列入“黑名单”和联合惩戒。

(一) 违反本办法第二十三条规定，未履行信息安全义务的；

(二) 违反评价标准和评价程序、有失客观公正的；

(三) 在评价活动中弄虚作假、与市场主体串通操纵评价结果的；

(四) 被大量投诉并经核查属实的；

(五) 未按照规定处理异议申请的；

(六) 其他违反本办法规定，造成严重后果的。

**第二十六条**行政部门及其工作人员违反本办法规定，在工作中滥用职权、玩忽职守、弄虚作假、徇私舞弊的，由所在单位或上级主管部门根据情节轻重，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法依纪给予处分；对市场主体造成损失的，依法承担相应责任；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

**第二十七条**能源行业市场主体信用评价接受社会监督，任何单位和个人对违法违规行为可通过网站、电话向办公室进行举报和投诉。

#### 第七章 附则

**第二十八条**本办法自印发之日起施行。



# 国家能源局文件

## 国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司：

在《可再生能源法》以及有关政策支持下，我国可再生能源产业快速发展，技术水平显著提高，制造产业能力大幅提升，市场应用规模不断扩大，为推动能源结构调整、保护生态环境和培育经济发展新动能发挥了重要作用。为深入贯彻能源生产和消费革命战略，有效解决可再生能源发展中出现的弃水弃风弃光和补贴资金不足等问题，实现可再生能源产业持续健康有序发展，现就做好可再生能源发展“十三五”规划实施提出以下意见：

### 一 加强可再生能源目标引导和监测考核

各省（区、市）能源主管部门根据国家能源发展“十三五”规划、电力发展“十三五”规划、可再生能源发展“十三五”规划和《国家能源局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）对各地区非水电可再生能源发电量占全社会用电量比重指标以及加强水电利用消纳的要求，结合本地区可再生能源发展规划和市场消纳条件，合理确定本地区可再生能源电力发展目标，加强项目建设管理和政策落实工作，推进可再生能源电力有序规范发展。国家能源局按年度对各省（区、市）可再生能源开发利用进行监测评估和考核，并向社会公布评估和考核结果。

### 二 加强可再生能源发展规划的引领作用

各省（区、市）能源主管部门应根据国家发展改革委、国家能源局发布的各类能源规划和经国家能源局批复的本区域能源发展“十三五”规划，制定本地区可再生能源发展相关规划并按年度制定实施方案，明确可再生能源电力年度建设规模、建设任务、结构和布局，协调好可再生能源电力与常规能源发电的关系。

各省（区、市）能源主管部门要以有关规划为依据，科学合理布局，结合电力市场编制可再生能源电力建设年度实施方案，指导电网企业研究配套电网建设和可再生能源电力消纳方案。把充分利用存量与优化增量相结合，各年度在落实电力送出和消纳条件的基础上，有序组织水电、风电、光伏发电等可再生能源电力建设。

### 三 加强电网接入和市场消纳条件落实

各省（区、市）能源主管部门要把落实可再生能源电力送出消纳作为安排本区域可再生能源电力建设规模及布局的基本前提条件。各省级电网公司应对年度新增建设规模的接网条件和消纳方案进行研究，并出具电力消纳意见。集中式风电和光伏发电的年度规模确定及分配都要以省级电网企业承诺投资建设电力送出工程和出具的电力系统消纳能力意见为前提。

对大型水电、风电、光伏发电基地，所在省（区、市）能源主管部门及市（县）级地方政府能源主管部门首先要落实电力消纳市场。所发电量本地消纳的基地，有关省级能源主管部门要会同地方政府和省级电网企业明确电力消纳机制和保障措施；所发电量跨省跨区消纳的基地，要符合国家能源和电力相关发展规划，送受端省级政府及电网企业要协商达成送受电协议、输电及消纳方案。

发挥跨省跨区特高压输电通道消纳可再生能源的作用。对国家能源局已明确可再生能源电量比重指标的特高压输电通道，按已明确的指标进行考核；对未明确指标的特高压输电通道由有关监管机构对其进行一年为周期的监测，确定可再生能源电量比重指标及通道利用指标。水能、风能、太阳能资源富集地区后续规划新建的特高压输电通道均应明确输送可再生能源电量比重指标，以输送水电为主的特高压输电通道应明确通道利用率指标。

### 四 创新发展方式促进技术进步和成本降低

各省（区、市）能源主管部门应遵循发挥市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用的理念，结合电力体制改革等创新可再生能源电力发展模式。鼓励结合社会资本投资经营配电网、清洁能源局部电网和微电网建设，实现可再生能源高效利用并降低成本。原则上不再支持建设无技术进步目标、无市场机制创新、补贴强度高的集中式光伏发电项目。

国家能源局会同有关部门制定光伏产品的市场应用技术标准、领跑者技术标准，加速技术进步和落后产能退出市场。各省（区、市）能源主管部门组织地方政府，对具备成片开发土地资源且具备统一送出消纳条件的光伏电站场址，编制光伏发电先进技术应用基地。国家能源局按年度统一组织光伏发电先进技术应用基地优选，被选上的基地纳入该地区年度新增建设规模。对优选上的基地，由所在地省级能源主管部门在国家能源局指导下组织地方政府采取公开竞争方式选择项目投资主体，并提出统一的技术标准，以此引领技术进步和产业升级，促进成本下降，减少补贴需求。

### 五 健全风电、光伏发电建设规模管理机制

各省（区、市）能源主管部门应根据风电产业预警信息合理布局风电项目。预警结果为绿色地区

的省（区、市）能源主管部门，根据相关规划在落实电力送出和市场消纳的前提下，自主确定风电年度建设实施方案，严格核实纳入年度建设方案各项项目的风资源勘查评价、电力送出及消纳市场等建设条件，并指导开发企业与电网企业做好衔接，将年度建设实施方案报送国家能源局。分散式风电严格按照有关技术规定和规划执行，不受年度建设规模限制。

按照市场自主和竞争配置并举的方式管理光伏发电项目建设。对屋顶光伏以及建立市场化交易机制就近消纳的2万千瓦以下光伏电站等分布式项目，市场主体在符合技术条件和市场规则的情况下自主建设；对集中式光伏电站，以不发生限电为前提，设定技术进步、市场消纳、降低补贴等条件，通过竞争配置方式组织建设；国家能源局统一组织光伏发电先进技术应用基地建设，基地及基地内项目业主均按照有关规定通过竞争方式选择；光伏扶贫根据有关地区扶贫任务的需要，有关省（区、市）能源主管部门会同扶贫部门组织地方政府编制光伏扶贫计划。

根据国家发展改革委、国家能源局发布的各类能源规划和经国家能源局批复的各地区能源发展规划以及各省（区、市）能源主管部门报送的“十三五”风电、光伏发电分年度规模建议，国家能源局将各省（区、市）分年度建设规模方案予以公布（见附件1、2），各省（区、市）能源主管部门按此方案做好规划实施工作。2017年各省（区、市）风电、光伏发电按随文公布的新增建设规模执行。2018年以及后续年度，各省（区、市）能源主管部门按年度向国家能源局报送年度实施方案建议，其中包括新增建设规模和布局信息以及电网公司关于投资建设电力送出工程和消纳能力的意见。

国家能源局对各省（区、市）能源主管部门报送的年度实施方案和相关条件进行核实，按照当年电网企业承诺的电力送出和消纳条件最终确定各省（区、市）当年新增建设规模。对应纳入年度规模管理的发电项目，各省（区、市）能源主管部门必须严格按当年下达的年度新增建设规模组织建设。

### 六 加强和规范生物质发电管理

生物质发电（主要包括农林生物质发电和垃圾焚烧发电）“十三五”规划布局规模一次性下达。

附件1:

## 2017—2020年风电新增建设规模方案

单位：万千瓦

各省（区、市）能源主管部门根据规划布局，组织开展项目核准工作，每年2月底之前上报上一年度项目核准及建设运行情况。“十三五”中期组织开展本地区生物质发电“十三五”规划修编，进行滚动调整。

大力推进农林生物质热电联产。从严控制只发电不供热项目。将农林生物质热电联产作为县域重要的清洁供热方式，为县城及农村提供清洁供暖，为工业园区和企业提供清洁工业蒸汽，直接替代县域内燃煤锅炉及散煤利用。因地制宜推进城镇生活垃圾焚烧热电联产项目建设。

纳入生物质发电“十三五”规划布局方案的是符合国家可再生能源基金支持政策的农林生物质发电和垃圾焚烧发电项目。不符合国家可再生能源基金支持政策，或者不申请国家可再生能源基金支持的布局项目，不纳入本规划布局方案。有关地方能源主管部门核准建设规划布局方案之外的生物质发电项目（沼气发电除外），由所在省（区、市）负责解决补贴资金问题。

## 七 多措并举扩大补贴资金来源

各省（区、市）能源主管部门组织本地区可再生能源电力建设，除了考虑电网接入和市场消纳保障，还应考虑本地区可再生能源电价附加征收情况、本地区其他补贴资金来源等因素。鼓励各级地方政府多渠道筹措资金支持可再生能源发展，已制定本省级区域支持可再生能源建设和利用补贴政策的地区可相应扩大建设规模。

各省（区、市）能源主管部门和各派出能源监管机构应会同有关部门监测评价风电、光伏发电、生物质发电项目电费结算、补贴资金到位以及企业经营状况，向社会及时发布信息，提醒企业投资经营风险，合理把握可再生能源电力建设节奏。

## 八 加强政策保障

各级地方政府能源主管部门要积极落实国家支

持可再生能源发展的政策，完善政府管理和服务机制，在土地利用等方面降低成本，不得以收取资源费等名义增加企业负担。电网企业要遵照《可再生能源法》的规定，与依法取得行政许可或报送备案的可再生能源发电企业做好衔接，及时投资建设配套电网，签订并网调度协议和购售电合同，履行对可再生能源发电的全额保障性收购责任。

各级地方政府能源主管部门与电网企业要贯彻《可再生能源法》的要求，按照电力体制改革工作部署，以可再生能源发电全额保障性收购要求作为依据，落实可再生能源发电项目合同的签订和执行。若可再生能源企业优先发电合同未履行，其优先发电权可以转让。

各派出能源监管机构要按照《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》第十二、十三条等有关要求，会同省级能源主管部门、经济运行主管部门及电网企业严格落实国家核定的最低保障小时数。各派出能源监管机构要加强可再生能源电力项目接入电网监管，并会同地方政府有关部门加强对可再生能源发电全额保障性收购执行情况的监管和考核工作。

附件：

1. 2017—2020年风电新增建设规模方案
2. 2017—2020年光伏电站新增建设规模方案
3. 生物质发电“十三五”规划布局方案

国家能源局  
2017年7月19日

省份	2017年	2018年	2019年	2020年	2017—2020年累计	2020年规划并网目标
北京市	0	5	5	10	20	50
天津市	29	26	40	28	123	100
河北省	239	350	300	250	1139	1800
山西省	256	240	220	224	940	900
辽宁省	0	70	50	40	160	800
上海市	0	10	10	10	30	50
江苏省	110	100	80	80	370	650
浙江省	0	100	90	90	280	300
安徽省	200	100	100	50	450	350
福建省	50	100	100	100	350	300
江西省	113	160	140	60	473	300
山东省	350	240	200	200	990	1200
河南省	300	300	300	300	1200	600
湖北省	301	150	150	150	752	500
湖南省	232	230	150	150	762	600
广东省	165	150	150	150	615	600
广西区	200	100	100	100	500	350
海南省	0	0	0	35	35	30
重庆市	30	15	15	15	75	50
四川省	22	8	20	20	70	500
贵州省	15	60	120	44	239	600
云南省	0	65	65	65	195	1200
西藏区	0	5	5	10	20	20
陕西省	303	150	150	150	753	550
青海省	150	150	100	100	500	200

备注：

1. 上述新增建设规模是根据“十三五”规划、本地消纳能力和各地区报送方案提出的初步规模，预算结果为绿色地区可在实际建设中自行调整；
2. 吉林、黑龙江、甘肃、宁夏、内蒙古、新疆自治区、新疆兵团暂不下达各年度新增建设规模，待弃风限电缓解后另行下达；
3. 表中不含特高压通道配套的风电基地和海上风电建设规模。特高压通道配套风电基地规模，根据特高压通道规划、启动时间和建设周期另行单独配置，原则上风电可按特高压通道输送风电最大能力配置。

# 政策法规

- 7、2017-2020年每年安排领跑基地项目800万千瓦，由国家能源局统一组织竞争优选确定；  
 8、张家口市光伏发电建设规模根据国家批复的有关专项规划建设，不占表中所列河北省各年度建设规模；  
 9、河南省2017年度建设规模中的40万千瓦用于专项支持兰考、永城、虞城、商水农村能源革命试点。

## 附件2：

## 2017-2020年光伏电站新增建设规模方案

单位：万千瓦

省份	2017年	2018年	2019年	2020年	2017-2020年累计	2020年规划并网目标
河北	100	120	120	120	460	1200
山西	80	100	100	100	380	1200
山东	50	100	100	100	350	1000
内蒙古	100	100	100	100	400	1200
辽宁	50	40	30	30	150	250
吉林	50	40	40	40	170	240
黑龙江	80	80	80	80	320	600
陕西	80	80	80	80	320	700
青海	80	50	50	50	230	1000
江苏	120	100	100	100	420	1000
浙江	100	100	100	100	400	800
安徽	80	60	50	50	240	700
江西	50	30	30	30	140	400
河南	90	50	50	50	240	500
湖北	50	50	30	30	160	350
湖南	50	50	30	30	160	200
四川	50	50	30	30	160	250
贵州	30	30	30	30	120	200
云南	50	50	50	50	200	310
广东	50	80	80	80	290	600
广西	50	30	30	30	140	100
领跑技术基地	800	800	800	800	3200	

## 备注：

1、表中“2020年规划并网目标”是全国太阳能发展“十三五”规划以及经国家能源局批复的各省（区、市）能源发展“十三五”规划确定的目标，为到2020年底累计的并网装机容量；

2、北京、天津、上海、福建、重庆、西藏、海南7个省（区、市）自行管理本区域“十三五”时期光伏电站建设规模，根据本地区能源规划、市场消纳等条件有序建设；

3、本表规模不包括不限建设规模的分布式光伏发电项目、村级扶贫电站以及跨省跨区输电通道配套建设的光伏电站；各种结合农业大棚、牲畜养殖建设的光伏电站项目均按集中式电站纳入年度规模管理；

4、甘肃、新疆（含兵团）、宁夏目前弃光限电严重，暂不安排2017-2020年新增建设规模，待弃光限电情况明显好转后另行研究确定；

5、各省（区、市）2017年度新增建设规模优先建设光伏扶贫电站，不再单独下达集中式光伏扶贫电站规模；河北、山东、河南、江西、湖南、湖北、云南、广东等提前使用2017年建设规模超过50万的省份新增建设规模全部用于建设光伏扶贫电站；

6、有关省（区、市）依据《国家能源局关于调整2016年光伏发电建设规模有关问题的通知》（国能新能〔2016〕383号）调增的建设规模计入2016年。对有关省（区）能源主管部门据此文件安排的调增建设规模，符合文件规定的均为有效，国家能源局不再单另下文确认。调增规模超过100万千瓦的，请有关省级能源主管部门自行对超过部分剔除；

## 附件3：

## 生物质发电“十三五”规划布局方案

单位：万千瓦

省份	生物质发电布局规模	省份	省份
北京	6	1	5
天津	4	2	2
河北	164	134	30
山西	55	30	25
内蒙古	34	24	10
辽宁	134	79	55
吉林	133	113	20
黑龙江	128	110	18
上海	16	1	15
江苏	143	57	86
浙江	62	5	57
安徽	127	73	54
福建	26	2	24
江西	95	56	39
山东	224	126	98
河南	223	160	63
湖北	97	59	38
湖南	89	36	53
广东	119	23	96
广西	88	49	39
海南	30	15	15
重庆	26	13	13
四川	48	15	33
贵州	40	15	25
云南	21	0	21
西藏	3	0	3
陕西	92	48	44
甘肃	51	38	13
宁夏	8	3	5
新疆	19	0	19
新疆兵团	29	25	4

## 备注：

1、上述新增建设规模是根据“十三五”规划、本地消纳能力和各地区报送方案提出的初步规模，预警结果为绿色地区可在实际建设中自行调整；

2、吉林、黑龙江、甘肃、宁夏、内蒙古、新疆自治区、新疆兵团暂不下达各年度新增建设规模，待弃风限电缓解后另行下达；

3、表中不含特高压输电通道配套的风电基地和海上风电建设规模。特高压通道配套风电基地规模，根据特高压通道规划、启动时间和建设周期另行单独配置，原则上风电可按特高压通道输送风电最大能力配置。

## 东北区域五家电力协会研讨会在哈尔滨召开

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”为核心价值观，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，配售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。



## 吉林省售电业务培训会圆满闭幕

由吉林省电力行业协会主办、清软创新售电市场研修院承办的“吉林省售电业务培训会”历时两天，于7月19日在吉林省长春市圆满结束。

本次培训会举办，正值《吉林省售电公司准入与退出管理实施细则》正式发布、吉林首批17家售电公司公示之际。

吉林省电力行业协会充分发挥行业平台作用，根据《吉林省售电侧改革试点方案》，本着服务电力行业的宗旨，通过举办面向售电业务培训会的形

式，帮助市场成员深度理解我国电力市场改革内涵、了解吉林省售电侧改革进展情况、更好地做好参与电力市场的准备。

本次培训紧扣吉林省电力市场发展现状，为学员们带来了深度的政策解读、丰富的专业知识、及时的市场动态、前瞻的售电企业经营理念。参训学员们普遍反馈是一次收获满满、丰富难忘的学习经历和体验。

祝愿吉林省电改顺利、成功！



## 东北区域电力行业信用体系建设研讨会成功召开

2017年9月22日，吉林省电力行业协会在吉林省白山市组织召开东北区域电力行业信用体系建设研讨会。辽宁省电力工程协会、黑龙江省电力设施安装协会、内蒙古蒙东地区电力工程协会、吉林省电力设施安装协会有关领导出席参加，会议由吉林省电力行业协会秘书长李玉山主持。

组织本次研讨会的目的在于进一步推进电力行业信用体系建设，提高东北区域电力企业信用建设总体水平、推动行业持续健康发展。会上，各协会参会领导分别介绍了本地区电力行业信用体系建设的情况及工作要求，在肯定各自成绩的同时也充分

认识到协会在各省电力行业信用体系建设中所起的促进作用。

会议取得预期效果，各协会领导纷纷表示，在今后的工作中，协会要找准自己的定位，继续在电力行业信用体系建设过程中发挥行业主导作用，针对本地区电力改革进程中的重点问题协助政府做好信用备案和信用管控等具体工作。同时，作为行业协会还要注重自身的能力建设和信用建设，增强对会员企业的服务意识，努力提高服务质量，全面提高行业自律水平。



## 大唐长春第三热电厂顺利完成信用评价现场访谈工作

2017年8月17日，中国电力企业联合会、电力行业信用体系建设办公室吉林评价中心专家组一行7人，对大唐长春第三热电厂开展了信用评价现场访谈工作。厂领导高度重视信用评价工作，厂成立了信用体系建设领导小组和信用体系建设办公室，从组织、宣传、自查、迎检准备等方面扎实推进厂信用评价工作，访谈过程给专家组留下了良好印象，得到了专家组的一致好评。

根据国家能源局《能源行业信用体系建设实施意见》有关要求，中国电力企业联合会负责建立健全电力行业市场主体信用体系，逐步发挥信用在电力市场事中事后监管的核心作用，开展对企业各项工作的检查，全面提升企业信用工作质量。

8月17日上午，信用评价现场访谈首次会议在厂多功能厅召开。会议由中电联专家组组长陈平主持。陈平依次从信用评价工作背景、流程安排、工作方法、保密承诺等四个方面对此次信用评价现场访谈进行了概述。厂长水振钧向专家组介绍了与会的领导班子成员，并对专家组的到来表示热烈的欢迎，同时要求厂干部员工抓住此次向资深专家近距离学习的难得机会，通过现场访谈工作大幅提高管理水平。总工程师陈岩针对信用体系建设工作，从企业管理、人力资源管理、财务管理、安全质量管理等四方面进行了全面介绍。会上，厂信用办向专家组展示了厂信用体系建设幻灯片，并对现场访谈专业对接分组情况进行了汇报。

会后，专家组对厂区、生产现场、集控室进行了现场踏查，访谈专家组分成4组分别对厂企业管理、人力资源管理、财务管理、安全质量管理等工作进行了详细的资料查勘、访谈工作。厂标信用办及相关部门主任、相关专业技术人员全程参与了资料审查和访谈工作，接受了难得的标准化高端培训。

17日下午，现场访谈专家组在内部讨论会后形成了访谈意见，经与厂领导班子交流后在厂会议室

召开信用评价现场访谈末次会议。现场访谈专家组依次按专业对厂现场访谈结果进行了点评，对厂信用体系建设工作取得的成果进行高度的肯定，对厂领导班子对企业经营战略的前瞻性表示了充分的认可，并从信用体系建设角度对厂今后的生产、经营活动提出了建议。

厂长水振钧做表态发言，感谢专家组对厂信用体系建设工作给予的充分肯定，并表示将把专家组提出的建议作为厂今后生产、经营的努力方向。水振钧就下一步工作提出五点部署：一是要完善以制度和标准化为核心的内部管理体系，全面提升企业的管理水平与抗风险能力；二是广泛动员，在厂内营造良好的诚信氛围，打造立体的信用体系；三是加强诚信方面的培训与教育，全面提升企业员工诚信意识；四是健全诚信奖惩制度，与员工个人发展紧密挂钩，促进厂诚信体系建设；五是大力开展诚信文化，将诚信转化为企业的无形资产，以提升企业和员工的竞争力。最后水振钧表示，欢迎各位专家在今后的工作中继续关注长春三热，对企业的经营与发展提供更多的宝贵意见。

（大唐长春第三热电厂 陈仟睿/文）



# 大唐向阳风力公司顺利完成信用评价现场工作



2017年8月15日、16日，中国电力企业联合会、电力行业信用体系建设办公室吉林评价中心专家组一行对大唐向阳风力公司开展了为期两天的信用评价现场访谈工作。

根据国家能源局《能源行业信用体系建设实施意见》有关要求，中国电力企业联合会负责建立健全电力行业市场主体信用体系，逐步发挥信用在电力市场事中事后监管的核心作用，开展对企业各项工作的检查，全面提升企业信用工作质量。

大唐向阳风力公司对信用评价工作高度重视，公司成立了信用评价工作领导小组，从组织、宣传、自查自评、迎检准备等方面扎实推进信用评价工作。

在8月15日的首次会议上，总经理刘相锐对专家组的到来表示热烈欢迎，向专家组介绍了公司基本情况和发展现状，表示向阳将以此次评价工作为契机，努力争取各项工作再上一个新台阶。专家组组长陈平对开展信用评价的工作程序和相关要求进行了具体说明，并表示希望通过此次检查能够在电力管理经验上互通有无，相互学习，共同进步。

历时两天的信用评价工作，采用信用评价要素打分表和专家分析的评审方法。在首次会议后，进行了信用评价高层访谈，评价小组成员就涉及评价对象在生产经营、基础管理、文化建设等重大问题进行了交流，沟通和求证。在之后的分组访谈环

节，评价小组成员按照各自专业就企业管理、财务管理、安全质量管理、人力资源管理与对口部门对口专业进行了分组访谈。专家查阅了公司管理制度、安全生产记录、生产经营记录、台账等各种验证资料，还实地踏查风场了解设备设施和具体管理情况，对生产一线员工进行访谈，开展了面对面的现场评估，整个工作过程严谨有序规范。

8月16日，信用评价末次会议召开。会上，专家组分别就安全管理、企业管理、财务管理、人力资源管理做了点评发言，指出了公司各个方面管理亮点，也提出了中肯的管理提升建议。

总经理刘相锐作表态发言，感谢专家组对亮点工作给予的充分肯定，表示，向阳公司高度重视专家组客观、准确反映出的问题，将把专家组的意见和建议视为公司发展的宝贵财富，认真组织整改。同时他也向专家组表达了保持长期、广泛联系的意愿，希望评审专家能成为向阳公司及时看到电力行业新经验好做法的一个窗口，欢迎专家们继续关注、指导、参观向阳公司。会上，刘相锐总经理要求公司各部门各专业再梳理再总结评价过程，要以此为契机，促进公司各项管理工作的大幅提升。

公司总经理刘相锐、党委书记林安平，各部门负责人及关键岗位人员参加了首末次信用评价专题会议。

(大唐向阳风力公司 潘霄宇、赵领宏/文)



# 中电联发布2017年上半年全国电力供需形势分析预测报告



上半年，经济运行保持在合理区间，稳中向好态势趋于明显。全国电力供需总体宽松，部分地区电力供应能力富余。全社会用电量同比增长6.3%，增速同比提高3.6个百分点，延续了2016年下半年以来的较快增长势头。第二产业用电量同比增长6.1%，拉动全社会用电量增长4.4个百分点，是全社会用电量增长的主要动力。第三产业用电量同比增长9.3%，拉动全社会用电量增长1.2个百分点；所占全社会用电量比重为13.7%，同比提高0.4个百分点。受上年同期高基数、一季度气温偏暖等因素影响，居民生活用电量同比增长4.5%，为近十年同期第二低增速。

上半年，全国规模以上电厂发电量同比增长6.3%；6月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.3亿千瓦，同比增长6.9%，供应能力充足。煤电有序发展效果明显，煤电投资同比下降29.0%、煤电新增装机规模同比下降48.3%。电源结构及布局持续优化，新增非化石能源发电装机占新增总装机的73.4%，比重同比提高20个百分点；东、中部地区新增风电、太阳能发电装机占比分别达到57.9%和76.1%。电力企业多措并举有效促进新能源消纳，弃风弃光问题有所缓解，风电设备平均利用小时同比提高67小时，太阳能发电设备平均利用小时同比提高39小时。全国煤炭供需平衡偏紧，各环节库存下降，电煤价格高位上涨，煤电企业电煤成本大幅攀升，大部分发电集团煤电板块持续整体亏损。

受2016年下半年高基数等因素影响，预计今年下半年全社会用电量增速略高于4%，全年同比增长5%左右、与上年总体持平；若迎峰度夏期间出现长时间大范围极端高温天气，则全年全社会用电量增速将可能略高于5%。预计全年新增装机略超1亿千瓦，年底发电装机容量达到17.6亿千瓦左右，非化石能源发电装机占比进一步提高至38%左右。预计下半年全国电力供应能力总体富余、部分地区相对过剩。电煤价格继续高位运行，市场交易电量降价

幅度较大、且规模继续扩大，发电成本难以有效向外疏导，预计煤电企业将持续亏损，发电企业生产经营继续面临严峻困难与挑战。

## 一 上半年全国电力供需状况

### (一) 全社会用电量增速同比提高，二产用电量较快增长是主要拉动力

上半年，全国全社会用电量2.95万亿千瓦时、同比增长6.3%，为2012年以来同期最高增长水平，增速同比提高3.6个百分点。用电较快增长的原因主要有四个方面：一是宏观经济总体延续稳中向好，工业增加值、社会消费品零售总额、基础设施投资、外贸出口等关键指标增速回升。二是工业品市场供需关系有所改善，市场价格回升，企业生产形势明显好转，拉动用电增长。三是高技术产业、装备制造业等新技术以及新产业新业态快速发展，带动用电速度快速增长，逐步孕育出拉动全社会用电量增长的又一重要力量。四是上年同期基数相对偏低。

上半年电力消费主要特点有：

**一是第二产业及其制造业用电较快增长。**第二产业及其制造业用电量同比分别增长6.1%和7.0%，增速同比分别提高5.6和7.3个百分点，分别拉动全社会用电量增长4.4和3.7个百分点。宏观经济稳中向好以及上年同期低基数是第二产业及其制造业用电较快增长的主要原因。

传统产业中的有色金属冶炼、石油加工炼焦及核燃料加工业、化学纤维制造业、木材加工及制品和家具制造业等4个行业用电量增速超过10%。其中，有色金属冶炼行业用电增长对全社会用电量增长的贡献率达19.3%。代表工业转型方向、高技术制造比例较高的通用及专用设备制造业、交通运输电气电子设备制造业、医药制造业用电量同比分别增长10.2%、9.7%和7.6%；三个行业合计用电量比重(7.5%)比上年同期提高0.2个百分点，成为电力消费结构调整的亮点。

**二是第三产业用电快速增长，生产性服务业用形势好于消费性服务业。**第三产业用电量同比增长9.3%，拉动全社会用电量增长1.2个百分点。其中，信息传输计算机服务和软件业用电量增长14.3%，延续近年来用电快速增长势头。交通运输仓储和邮政业用电量增长12.9%，主要是在高铁、动车快速发展以及电动汽车快速推广的拉动下，城市公共交通、电气与铁路用电同比分别增长26.0%和14.2%。

**三是城乡居民生活用电量增速同比回落，为近10年来同期第二低增速。**受上年同期高基数以及一季度气温偏暖等因素影响，居民生活用电量同比增长4.5%，增速同比降低3.2个百分点；拉动全社会用电量增长0.6个百分点，拉动率比上年同期降低0.4个百分点。

**四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5.3%、6.1%、9.0%和3.9%，增速同比分别提高1.7、2.7、8.1和3.3个百分点。东、西部地区对全国用电量增长的拉动大，分别拉动2.6和2.4个百分点；西部地区受上年低基数和今年高耗能行业用电明显回升的拉动，用电增速大幅提高。

## (二) 发电投资及新增装机同比减少，电力供应能力增长放缓

上半年，电源投资节奏继续放缓、结构继续清洁化、布局进一步优化，弃风弃光问题有所缓解，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增长1.6%；其中，发电企业有效控制投资节奏，电源完成投资同比下降13.5%。电网企业贯彻落实国家配电网建设改造行动计划及新一轮农村电网改造升级等政策，完成投资同比增长10.0%；其中，110千伏及以下电网投资占比达到54.9%。

上半年，全国基建新增发电装机5056万千瓦，同比少投产643万千瓦；其中，新增非化石能源发

装机占新增总装机比重为73.4%，同比提高20个百分点。截至6月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量为16.3亿千瓦，同比增长6.9%，增速同比降低4.3个百分点。全国规模以上电厂发电量2.96万亿千瓦时，同比增长6.3%。

上半年电力供应主要特点有：

**一是火电完成投资和新增装机规模双降，火电设备利用小时同比提高。**火电完成投资同比下降17.4%，其中，煤电完成投资同比下降29.0%。全国基建新增火电装机容量1421万千瓦、同比少投产1290万千瓦；其中，煤电投产1112万千瓦、同比少投产1037万千瓦。煤电投资及投产规模大幅减少，反映出国家促进煤电有序发展系列政策措施效果持续显现。截至6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4.6%，增速同比降低3.3个百分点。在电力消费需求较快增长、水电发电量下降等因素拉动下，全国规模以上电厂火电发电量同比增长7.1%；全国火电设备平均利用小时2010小时（其中煤电2040小时），同比提高46小时。

**二是水电发电量负增长，设备平均利用小时同比下降。**全国基建新增水电装机564万千瓦、同比多投产126万千瓦。截至6月底，全国6000千瓦及以上水电装机3亿千瓦（其中抽水蓄能装机2769万千瓦），同比增长4.2%。受上年同期高基数以及上年底蓄能值偏低等因素影响，全国规模以上电厂水电发电量同比下降4.2%；全国水电设备平均利用小时1514小时，同比降低144小时。

**三是并网风电新增装机超半数布局在东、中部地区，弃风问题明显缓解。**新增并网风电装机容量601万千瓦，同比多投产27万千瓦；其中，东、中部地区新增风电装机占比达到57.9%，风电布局呈现出向东、中部地区转移趋势。6月底，全国并网风电装机容量1.54亿千瓦，同比增长12.0%；全国6000千瓦及以上电厂并网风电发电量1490亿千瓦

时，同比增长21.0%，明显超过装机容量增速。在有关部门和电力企业的共同努力下，弃风问题有所缓解，全国风电利用小时数984小时，同比提高67小时；其中，东北、西北地区风电设备平均利用小时数同比分别提高92和173小时。

**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。**上半年，全国新增并网太阳能发电装机2362万千瓦，同比增加602万千瓦；其中，6月份太阳能新增装机规模占上半年的比重达到50.5%。从布局上看，东、中部地区太阳能新增规模占全国的比重达到76.1%。截至6月底，全国并网太阳能发电装机容量为9797万千瓦，同比增长53.8%，占总发电装机容量比重为5.9%。全国并网太阳能发电量501亿千瓦时，同比增长74.3%。太阳能发电设备平均利用小时630小时，同比提高39小时，弃光问题有所缓解。

**五是核电新投产一台机组，发电量及设备平均利用小时均同比增长。**广东阳江核电站4号机组（109万千瓦）投产，截至6月底，全国核电装机3473万千瓦，同比增长17.3%。全国核电发电量同比增长19.6%；核电设备平均利用小时3406小时，同比提高59小时。

**六是跨区跨省送电较快增长。**全国完成跨区送电量1680亿千瓦时，同比增长6.9%。全国跨省送电量4804亿千瓦时，同比增长8.3%。

**七是煤炭供应平衡偏紧，煤电企业电煤成本大幅攀升、经营形势严峻。**全国煤炭供需平衡偏紧，各环节库存下降，电煤价格上涨，煤电企业燃料成本大幅攀升，大部分发电集团煤电板块持续整体亏损，发电行业效益大幅下滑。

## (三) 全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩

上半年，全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩。其中，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 下半年全国电力供需形势预测

### (一) 全年电力消费走势前高后稳，年度增速与上年大体持平

综合宏观经济形势、外贸出口、服务业发展、电能替代、房地产及汽车行业政策调整、气温等方面因素，预计全年电力消费增长呈前高后稳走势。考虑到2016年下半年高基数因素形成的下拉影响（2016年下半年全社会用电量增长7.2%，比上半年增速2.7%提高4.5个百分点），预计今年下半年全社会用电量增速略高于4%；全年全社会用电量同比增长5%左右，增速与上年大体持平。若全国出现长时间大范围极端高温天气，则将导致全年全社会用电量增速略高于5%。

### (二) 全国电力供应能力充足，电煤供应平衡偏紧

预计下半年全国基建新增装机容量6000万千瓦，全年全国新增发电装机1.1亿千瓦左右，其中，新增非化石能源发电装机6500万千瓦左右。预计2017年底全国发电装机容量将达到17.6亿千瓦，同比增长7%左右；其中，非化石能源发电6.7亿千瓦，占总装机容量比重38%，比上年提高1个百分点左右。预计下半年电煤供应将延续平衡偏紧局势，若迎峰度夏期间出现持续大范围极端高温天气、水电欠发、运力受限等因素交织叠加的情况，局部地区部分时段将可能出现电煤供应紧张局面。

### (三) 电力供需维持总体宽松，全年火电设备利用小时数接近上年

预计下半年全国电力供需总体继续宽松，东北、西北电网区域电力供应能力相对过剩。受7月中旬大范围高温天气影响，多地电网负荷创历史新高，华北地区电力供需偏紧。预计全年全国发电设备利用小时3720小时左右，其中火电设备利用小时4150小时左右，好于年初预期。

## 三 有关建议

### (一) 落实迎峰度夏工作方案及预案，确保电力系统安全稳定运行

当前全国电力供需总体宽松，但在极端气候条件下部分地区仍存在电力供应偏紧甚至紧张情况，应积极应对高温热浪等气温因素带来的负荷突变，始终把电力系统安全稳定运行放在首位，防止发生大面积停电，保障生产生活用电需求，为党的十九大顺利召开提供坚强的电力保障。

**一是制定并落实相关方案和预案。**相关地方及

企业应严格贯彻落实国家发展改革委《关于做好2017年迎峰度夏期间煤电油气运保障工作的通知》(发改运行〔2017〕1129号),统筹做好煤电油气运保障工作。

**二是加强省间互济,做好余缺调节。**针对部分电力供需偏紧的地区,充分利用高峰时间段差异,增加省间、区域间高峰电力保障能力,消除省间壁垒,根据需要及时组织临时交易,实现省间互济、余缺调节。

**三是加强电力需求侧管理。**综合运用财政、税收、物价等政策杠杆,完善峰谷分时电价,精细化做好有序用电工作,平抑高峰负荷需求。通过多平台及时发布电力供需信息,创新推广“虚拟电厂”等需求侧管理形式,引导社会积极参与有序用电,营造良好供电、保电环境。

**四是密切关注持续高温大负荷和强雷雨等自然灾害,确保电力系统安全稳定运行。**高温天气会促使降温负荷陡增,自然灾害、外力破坏是导致线路跳闸的首要因素。部分输电线路负载过重,负荷高峰时段满负荷、超负荷运行,电网安全稳定运行面临不确定性。建议密切关注天气变化,做好短期电力负荷预测,及时优化调整电力交易安排。加强输变电设备运维管理,做好各类灾害天气和突发事件的应对措施,保障大坝、电力设施安全度汛。

## (二) 强化迎峰度夏和度冬期间电煤供应,保障电力稳定供应

针对当前电煤供应持续偏紧、用电需求较快增长的形势,要密切关注迎峰度夏、度冬期间电煤供应季节性矛盾。尤其当前已进入迎峰度夏保供关键期,降温负荷拉动用电需求持续较快增长,应全力保障煤炭充足供应,确保迎峰度夏形势的平稳有序。

**一是加快推进煤炭优质产能释放,有效增加煤炭市场供给量。**各地方及企业应严格贯彻落实发改运行〔2017〕763号、发改运行〔2017〕1129号文

件精神,落实“放管服”要求,加快推进煤炭优质产能释放。抓紧对部分符合条件的优质产能煤矿重新核定生产能力;积极协调和组织具备条件的煤矿加紧落实产能置换方案;各地应针对停工停产煤矿进行认真梳理、提出分类处置措施,对具备条件的抓紧组织复工复产验收,力争应复尽复;不应以简单停产方式应付安全生产、环保等检查。严格限制部分地区通过“煤管票”等行政行为变相操控煤炭产量。统筹协调好控制劣质煤进口与保证电煤有效供应,充分考虑电煤需求的季节性特征,合理缩短迎峰度夏期间进口煤检验周期。

**二是有效保障各环节煤炭库存维持在合理水平。**建议合理引导和有效监管煤炭流通企业、生产企业和主要用户的煤炭库存水平;确保环渤海港口库存维持合理水平,并重点关注蒙西、东北、京津冀等地区电煤库存,防止出现缺煤停机。

**三是由有关部门牵头,加强运力、中长期合同执行的协调和监管。**建议有关部门及时有效协调出现的问题,确保迎峰度夏期间重点地区的电煤运输,尤其保障大秦、蒙冀、朔黄等重点铁路运力。

## (三) 完善调控政策和协同机制,改善电力企业经营环境

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,应引起广泛重视。建议在市场秩序、价格机制、调控政策等方面改善发电企业经营环境,避免行业风险进一步聚集。

**一是密切关注煤炭市场波动,有效引导价格合理回归。**建议加快推进煤炭优质产能释放以增加煤炭市场供给量;进一步规范和完善煤炭价格指数体系,提高客观性、准确性、及时性;积极引导社会舆论,从严查处价格欺诈、囤积居奇、哄抬价格等违法行为,尽快将煤价下调至绿色区间。

**二是合理疏导发电成本,继续完善煤电价格机制。**建议引导发电企业加强燃料成本预测和竞价策

略研究,在电力市场交易中充分考虑燃料成本波动,合理疏导发电成本。调整环保电价的补偿方式,将市场化交易电量环保补贴的分担方式调整为“价外补贴”;尽快研究将供热电厂供热部分的电价纳入环保电价补偿范围。对以清洁能源为主的电网推行火电机组备用容量补偿机制,尤其针对长期为清洁能源发电提供调峰、调频、备用等辅助服务的煤电机组逐步实施两部制电价,缓解火电企业存在严重的生存问题,引导煤电行业转型升级。

**三是加强政策执行监督,确保相关政策落地。**国家出台《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》(发改价格〔2017〕1152号)等文件,对于缓解煤电企业经营困难具有重要意义,建议相关部门加强对该项政策落实的监督,确保政策落地。

**四是出台煤电停缓建配套政策,缓解企业经济损失。**充分考虑煤电“去产能”停缓建政策,对行业和企业带来的较大安全隐患和经济损失。客观评估由于投资方、设计、施工、监理和制造等多方面合同协议和审批文件的变更处理,所带来的工程违约索赔费用、设施防护和设备保护费用、支付已贷款项利息等。研究出台财税、利率等方面的配套政策,缓解停缓建给企业带来的财务成本、安全处置成本、违约成本等经济损失,妥善解决相关人员安置问题。

## (四) 及时化解新问题,稳妥有序推进电力体制改革

随着电力市场化交易规模的扩大,各省级电力

市场的相继建立,电力体制改革已逐步进入新的阶段。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,提高改革质量和效果。

**一是进一步完善市场体系。**建议进一步规范市场准入、输配电价核定、电力交易机构设置等关键环节,健全电力市场主体信用体系建设,建立守信激励和失信惩戒机制,加强直接交易合同约束力,保障合同有效执行。

**二是进一步加强监督指导。**建议加强对各省级电力市场交易工作的指导监管,制定颁布统一的具有强制性的市场准入规则、市场交易规则等范本,及时纠正带有地方保护色彩的不合理政策,维护电力市场秩序,防止行政干预盲目降价,促进电改健康有序开展。

**三是进一步开展重点问题研究。**建议针对改革中出现的电量放开比例问题、法律问题、合同执行等重点、热点问题开展广泛讨论,深入研究。综合考虑系统安全、装机结构、负荷特性、供需形势以及行业企业经营形势等因素,研究确定市场交易电量比例的合理阈值和放开节奏;针对交易双方的市场行为,加强法律研究,明确标准、合理引导;针对交易合同执行中出现的履约率低、拖欠电费等问题,逐步建立电费清缴机制,并研究建立违约行为与诚信机制、电力市场准入清出机制的关联机制。

(来源:中国电力企业联合会网站)



## 2017年1-7月份电力工业运行简况

1-7月份，全国电力供需总体宽松。全社会用电量增速同比提高，7月当月用电量创历史新高；工业用电较快增长，轻、重工业用电增速同比提高；四大高载能行业用电均实现正增长，合计用电增速低于工业；发电装机增速较上年回落，水电当月发电量正增长；发电设备利用小时与上年基本持平，水电利用小时同比降低；全国跨区、跨省送出电量同比增长；新增火电装机同比降低，新增太阳能发电装机同比大幅提高。

### 一 全社会用电量增速同比提高，7月当月用电量创历史新高

1-7月份，全国全社会用电量35578亿千瓦时，同比增长6.9%，增速比上年同期提高3.3个百分点。

分产业看，1-7月份，第一产业用电量655亿千瓦时，同比增长7.7%，占全社会用电量的比重为1.8%；第二产业用电量25317亿千瓦时，同比增长6.7%，增速比上年同期提高5.1个百分点，占全社会用电量的比重为71.2%，对全社会用电量增长的贡献率为69.1%；第三产业用电量4893亿千瓦时，同比增长9.9%，增速比上年同期回落0.3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19.2%；城乡居民生活用电量4713亿千瓦时，同比增长4.9%，增速比上年同期回落3.0个百分点，占全社会用电量的比重为13.2%，对全社会用电量增长的贡献率为9.6%。

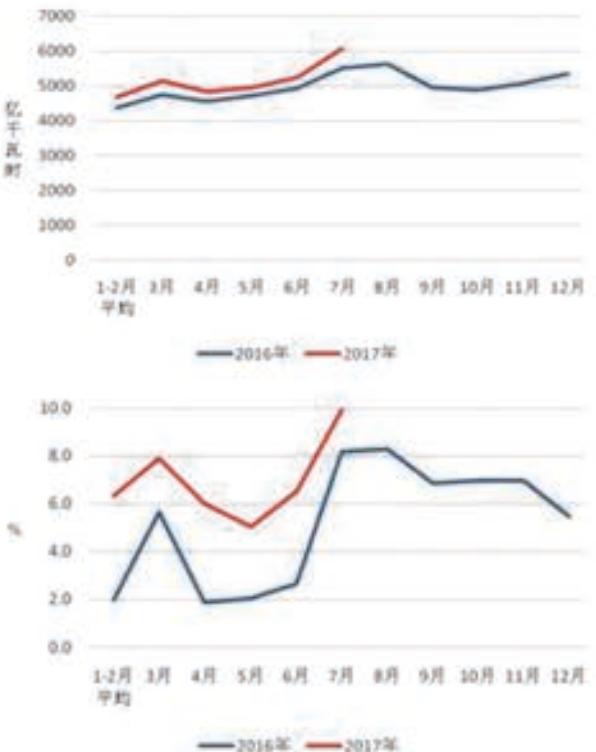


图1 2016、2017年分月全社会用电量及其增速

分省份看，1-7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（6.3%）的省份有14个，依次为：西藏（20.8%）、宁夏（13.2%）、陕西（12.8%）、新疆（11.6%）、山西（11.3%）、贵州（11.2%）、内蒙古（10.3%）、云南（9.1%）、江西（9.0%）、甘肃（8.9%）、安徽（8.5%）、青海（8.4%）、浙江（7.2%）和山东（7.1%）。

7月份，全国全社会用电量6072亿千瓦时，同比增长9.9%。分产业看，第一产业用电量145亿千瓦时，同比增长9.8%；第二产业用电量4363亿千瓦时，同比增长9.7%；第三产业用电量840亿千瓦

时，同比增长13.1%；城乡居民生活用电量724亿千瓦时，同比增长7.6%。

分省份看，7月份，除海南（-2.0%）外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（9.9%）的省份有17个。其中，增速超过20%的省份为陕西（23.0%）。

### 二 工业用电较快增长，轻、重工业用电增速同比提高

1-7月份，全国工业用电量24884亿千瓦时，同比增长6.7%，增速比上年同期提高5.1个百分点，占全社会用电量的比重为69.9%，对全社会用电量增长的贡献率为67.8%。其中，轻工业用电量为4199亿千瓦时，同比增长6.9%，增速比上年同期提高3.0个百分点；重工业用电量为20685亿千瓦时，同比增长6.6%，增速比上年同期提高5.5个百分点。

7月份，全国工业用电量4294亿千瓦时，同比增长9.7%，占全社会用电量的比重为70.7%。其中，轻工业用电量707亿千瓦时，同比增长9.7%，占全社会用电量的比重为11.6%；重工业用电量3586亿千瓦时，同比增长9.7%，占全社会用电量的比重为59.1%。

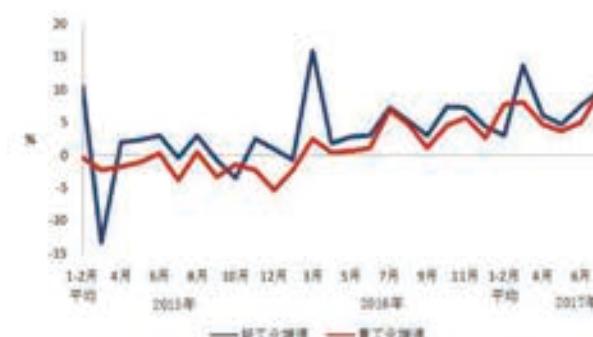


图2 2015年以来分月轻、重工业用电量增速情况

1-7月份，全国制造业用电量18467亿千瓦时，同比增长6.9%，增速比上年同期提高6.4个百分点。7月份，全国制造业用电量2937亿千瓦时，同比增长7.1%；制造业日均用电量94.7亿千瓦时/天，分别比上年同期和上月增加6.1亿千瓦时/天和降低0.7亿千瓦时/天。

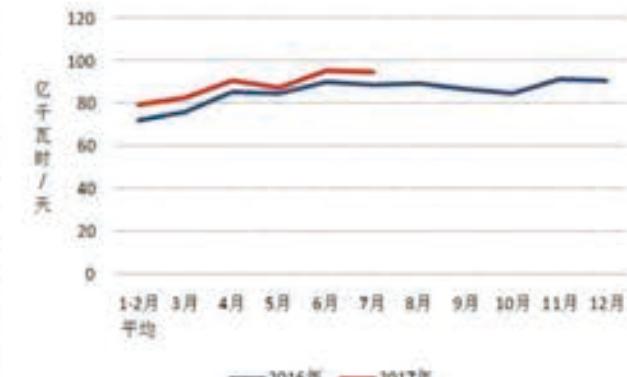


图3 2016、2017年以来分月制造业日均用电量



### 三 四大高载能行业用电均实现正增长，合计用电增速低于工业

1-7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10381亿千瓦时，同比增长6.0%，增速比上年同期提高8.7个百分点；合计用电量占全社会用电量的比重为29.2%，对全社会用电量增长的贡献率为25.5%。其中，化工行业用电量2554亿千瓦时，同比增长3.5%，增速比上年同期提高0.1个百分点；建材行业用电量1807亿千瓦时，同比增长4.0%，增速比上年同期提高3.9个百分点；黑色金属冶炼行业用电量2774亿千瓦时，同比增长2.4%，增速比上年同期提高11.0个百分点；有色金属冶炼行业3246亿千瓦时，同比增长12.7%，增速比上年同期提高16.1个百分点。

7月份，四大高载能行业用电量合计1579亿千瓦时，同比增长4.6%，增速比上年同期提高4.0个百分点，占全社会用电量的比重为26.0%。其中，化工行业用电量384亿千瓦时，同比增长5.7%，增速比上年同期提高4.8个百分点；建材行业用电量305亿千瓦时，同比增长5.9%，增速比上年同期提高0.7个百分点；黑色金属行业用电量418亿千瓦时，同比增长1.3%，增速比上年同期提高5.9个百分点；有色金属冶炼行业473亿千瓦时，同比增长5.9%，增速比上年同期提高3.5个百分点。

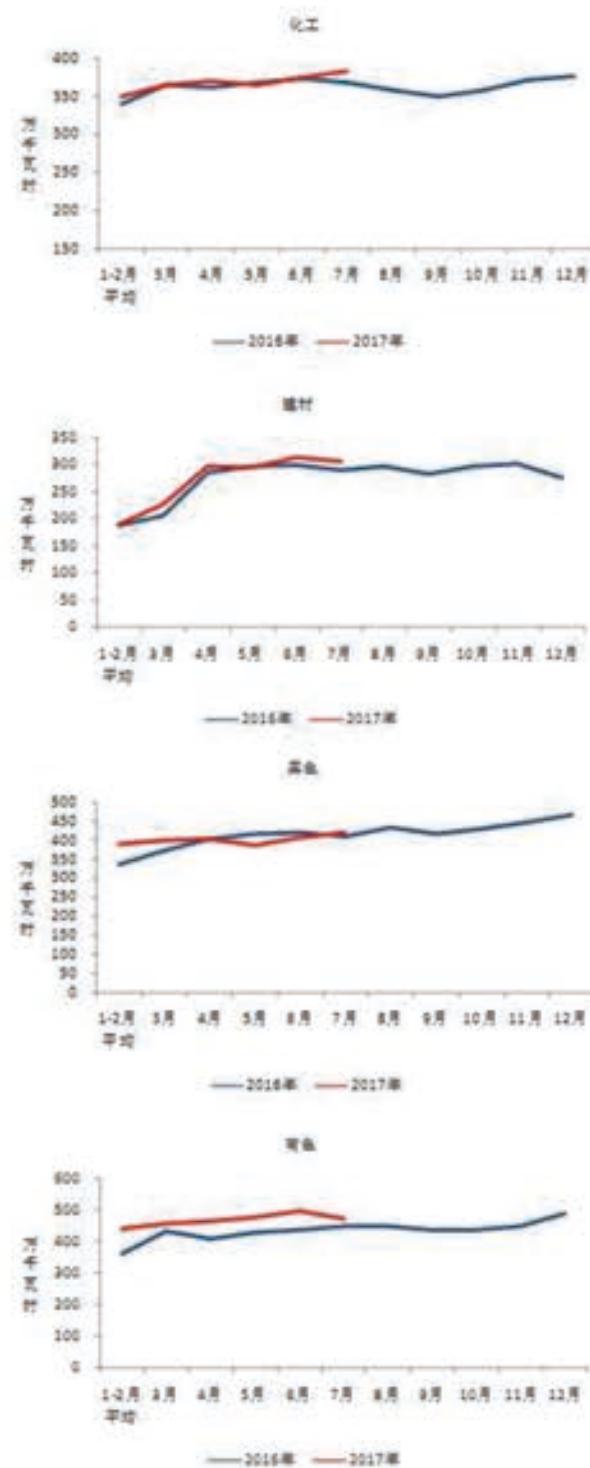


图4 2016、2017年重点行业分月用电量情况

#### 四 发电装机增速较上年回落，水电当月发电量正增长

截至7月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.5亿千瓦，同比增长7.2%，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10.7亿千瓦、核电3473万千瓦、并网风电1.6亿千瓦。1-7月份，全国规模以上电厂发电量35698亿千瓦时，同比增长6.8%，增速比上年同期提高4.8个百分点。

1-7月份，全国规模以上电厂水电发电量5857亿千瓦时，同比下降3.4%，增速比上年同期回落16.6个百分点。全国水电发电量前三位的省份为四川（1537亿千瓦时）、云南（1149亿千瓦时）和湖北（789亿千瓦时），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7.9%、16.6%和-9.0%。

1-7月份，全国规模以上电厂火电发电量26581亿千瓦时，同比增长7.8%，增速比上年同期提高9.7个百分点。分省份看，全国除海南（-14.4%）、北京（-7.0%）和云南（-0.5%）外，其他省份火电发电量均实现正增长。其中，增速超过20%的省份有宁夏（27.1%）、湖南（26.7%）、广西（21.0%）和青海（20.6%）；增速超过10%的省份有湖北（17.5%）、江西（17.1%）、贵州（14.6%）、广东（12.3%）、西藏（11.5%）、重庆（11.2%）和天津（10.2%）。

1-7月份，全国核电发电量1385亿千瓦时，同比增长19.1%，增速比上年同期回落5.4个百分点。

1-7月份，全国6000千瓦及以上风力发电量1704亿千瓦时，同比增长22.4%，增速比上年同期回落3.7个百分点。

#### 五 发电设备利用小时与上年基本持平，水电利用小时同比降低

1-7月份，全国发电设备累计平均利用小时

2148小时，比上年同期降低1小时。

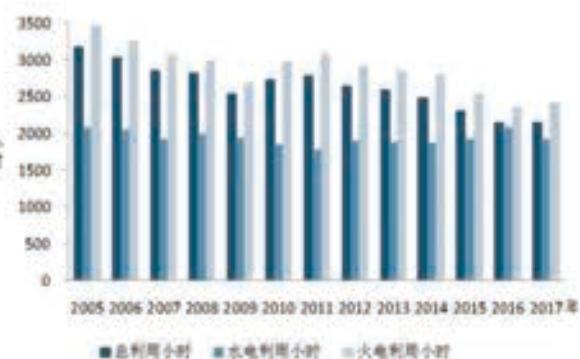


图5 2005年以来历年1-7月份利用小时情况

分类型看，1-7月份，全国水电设备平均利用小时为1920小时，比上年同期降低159小时。在水电装机容量超过1000万千瓦的7个省份中，除云南同比增加302小时外，其余省份水电设备平均利用小时同比均有不同程度降低，其中广西和贵州降幅超过600小时，同比分别降低667和650小时，湖南和湖北同比分别降低477和235小时；全国火电设备平均利用小时为2402小时，比上年同期增加66小时。分省份看，全国共有11个省份火电设备利用小时超过全国平均水平，其中江苏、河北、山东和宁夏超过2800小时，西藏和云南分别仅为63和743小时。与上年同期相比，全国共有24个省份火电利用小时数同比增加，其中，湖南、江西、湖北、陕西和宁夏增加超过200小时，福建、广东、青海、浙江、贵州和河北增加超过100小时，而海南、北京和重庆同比降低超过100小时，同比分别降低412、167和117小时；全国核电设备平均利用小时4085小时，比上年同期增加103小时；全国风电设备平均利用小时1118小时，比上年同期增加79小时。

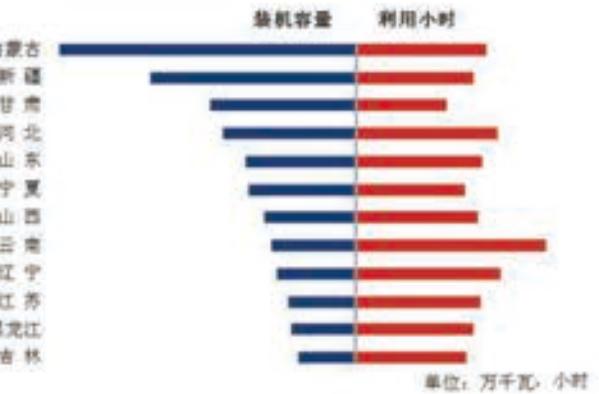


图6 1-7月份风电装机较多省份风电装机容量和设备利用小时

#### 六 全国跨区、跨省送出电量同比增长

1-7月份，全国跨区送电完成2175亿千瓦时，同比增长8.4%。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109亿千瓦时，同比增长18.5%；东北送华北125亿千瓦时，同比下降2.4%；华中送华东181亿千瓦时，同比下降15.1%；华中送南方134亿千瓦时，同比下降3.0%；西北送华北和华中合计578亿千瓦时，同比增长10.9%；西南送华东509亿千瓦时，同比增长0.8%。

1-7月份，全国各省送出电量合计5998亿千瓦时，同比增长9.3%。其中，内蒙古送出电量855亿千瓦时，同比增长8.0%；云南送出电量730亿千瓦时，同比增长22.3%；四川送出电量660亿千瓦时，同比增长6.3%；山西送出电量495亿千瓦时，同比增长13.7%；湖北送出电量445亿千瓦时，同比下降9.1%；贵州送出电量333亿千瓦时，同比下降25.9%；安徽送出电量314亿千瓦时，同比增长9.9%；宁夏送出电量283亿千瓦时，同比增长54.8%；新疆送出电量258亿千瓦时，同比增长28.4%；河北送出电量251亿千瓦时，同比增长8.8%；陕西送出电量221亿千瓦时，同比增长15.0%；甘肃送出电量189亿千瓦时，同比增长38.3%；辽宁送出电量175亿千瓦时，同比增长0.8%。

7月份，全国跨区送电完成496亿千瓦时，同比增长14.0%。其中，华北送华东33亿千瓦时，同比增长117.2%；东北送华北20亿千瓦时，同比下降0.1%；华中送华东55亿千瓦时，同比下降11.6%；华中送南方27亿千瓦时，同比下降7.5%；西北送华北和华中合计94亿千瓦时，同比增长14.8%；西南送华东158亿千瓦时，同比增长4.6%。

7月份，全国各省送出电量合计1194亿千瓦时，同比增长13.5%。其中，四川送出电量205亿千瓦时，同比增长13.6%；云南送出电量158亿千瓦时，同比下降0.9%；内蒙古送出电量144亿千瓦时，同比增长11.0%；湖北送出电量107亿千瓦时，同比下降13.9%；山西送出电量102亿千瓦时，同比增长29.5%；贵州送出电量77亿千瓦时，同比下降4.1%；安徽送出电量57亿千瓦时，同比增长38.0%；宁夏送出电量50亿千瓦时，同比增长

77.9%；河北送出电量36亿千瓦时，同比增长60.2%；新疆送出电量35亿千瓦时，同比增长28.1%；陕西送出电量31亿千瓦时，同比增长0.9%；甘肃送出电量26亿千瓦时，同比增长65.8%。

#### 七 新增火电装机同比降低，新增太阳能发电装机同比大幅提高

1-7月份，全国基建新增发电生产能力6884万千瓦，比上年同期多投产409万千瓦。其中，水电669万千瓦、火电1884万千瓦、核电109万千瓦、风电730万千瓦、太阳能发电3492万千瓦。水电、风电和太阳能发电分别比上年同期多投产148、49和1366万千瓦，火电和核电分别比上年同期少投产931和223万千瓦。



#### 八 电源完成投资同比下降，电网完成投资同比增长

1-7月份，全国主要发电企业电源工程完成投资1255亿元，同比下降13.7%。其中，水电254亿元，同比下降4.6%；火电374亿元，同比下降19.3%；核电215亿元，同比下降16.2%；风电255亿元，同比下降18.3%。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的70.2%，比上年同期提高2.1个百分点。

1-7月份，全国电网工程完成投资2813亿元，同比增长9.9%。

（来源：中国电力企业联合会网站）

## 2017年上半年全国电力市场交易数据简要分析

2017年上半年，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司所属区域的电网企业销售电量合计为29642亿千瓦时（本报告中数据来源于中电联电力交易信息共享平台，以下同），市场化交易电量合计为6442亿千瓦时，其中，各省内市场交易电量4708亿千瓦时，省间（含跨区）市场交易电量合计1733亿千瓦时，交易电量占电网销售电量比重（即销售电量市场化率）达到21.7%。

#### 一 分区域、分省电力交易情况

分区域来看，南方、西北、华北、华东四个区域销售电量市场化率较高，均超过了20%，其中南方区域达到了30%，华中区域、东北区域低于全国水平。

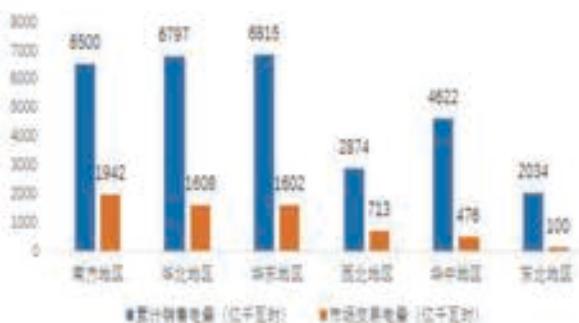


图1 上半年六大电网区城市化交易电量图

分省来看，全国市场交易电量规模排序前三名的省份分别为广东省1189亿千瓦时（含西电东送省间协议电量）、江苏省678亿千瓦时和山东省537亿千瓦时。外受电市场交易电量排序前三名的省份分别是广东省702亿千瓦时（含西电东送省间协议电量）、山东省197亿千瓦时和浙江省135亿千瓦时。全国销售电量市场化率排序前三名的省份是青海、蒙西、广东，分别为57.3%、39.3%、37.2%。



图2 上半年分省交易电量及销售电量市场化率图

#### 二 大型发电集团参与市场化电力交易情况

上半年，大型发电集团（指参加中电联电力交易信息共享平台的10家中央及地方大型发电企业集团，以下同）合计市场化交易电量3707亿千瓦时，占全国市场化交易电量比重57.5%，占大型发电集团上网电量比重（即上网电量市场化率）25.8%，大型发电集团省间（含跨区）市场化交易电量合计369亿千瓦时，占其市场化交易电量比重16.1%。

上半年，大型发电集团市场化交易电量中，煤电占比79.2%、水电14.2%、风电3.6%、光伏发电0.5%、气电0.2%、核电2.3%；各类发电机组平均交易电价分别为：煤电0.31元/千瓦时、水电0.22元/千瓦时、风电0.43元/千瓦时、光伏发电0.85元/千瓦时、气电0.5元/千瓦时、核电0.38元/千瓦时。

##### （一）煤电

上半年，大型发电集团煤电机组累计上网电量10540亿千瓦时，占其总上网电量的73.2%；市场化交易电量2936亿千瓦时，其中跨区、跨省送出交易电量为294.11亿千瓦时。煤电上网电量平均电价（计划与市场电量综合平均电价，以下同）为0.347元/千瓦时，市场交易（含跨区跨省送出交易）平均电价0.315元/千瓦时。

二季度，煤电机组上网电量5093亿千瓦时，环比增长12.8%。市场化交易电量1761亿千瓦时，环比增长47%。

行业 贫困

上半年大型发电集团煤电上网发电量市场化率达到27.9%。

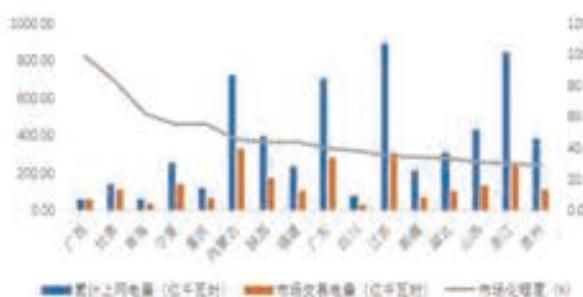


图3 上半年大型发电集团煤电市场交易及市场化率分省情况图

分省来看，大型发电集团煤电上网电量市场化率最高省份为广西省，达到了98.8%，其次是甘肃、青海、宁夏、重庆，分别为83%、61.5%、55.3%和55.1%。从煤电交易价格来看，与标杆电价比较降幅最大的是云南，其市场交易电价为0.24元/千瓦时，降幅0.1元/千瓦时，其次为江西和广东，降幅分别为0.09元/千瓦时、0.08元/千瓦时。和一季度相比，二季度煤电交易价格环比提高幅度较大的省份为吉林、福建，涨幅约为0.06元/千瓦时，其次为山东、辽宁、山西，环比涨幅约为0.02元/千瓦时。环比降幅较大的省份为宁夏、重庆、上海、黑龙江、江西，降幅均在0.03元/千瓦时左右。

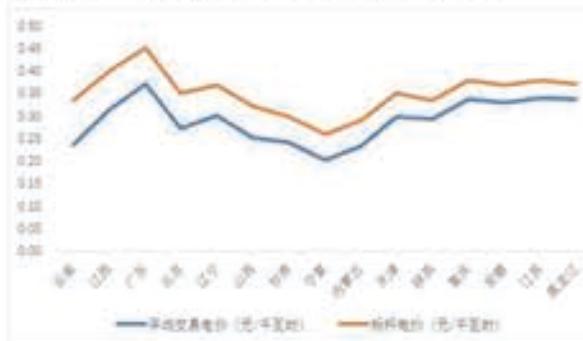


图4 上半年煤电交易价格与标杆电价分省比较图

## (二) 气电

上半年，大型发电集团气电机组累计上网电量300亿千瓦时，占其总上网电量的2%。二季度上网

电量163亿千瓦时，环比增长19%。目前气电机组参与市场交易的只有广东省，上半年累计交易规模为6.63亿千瓦时，平均交易电价为0.5元/千瓦时，按照广东省已核准气电机组标杆电价0.745元/千瓦时计算，降幅为0.245元/千瓦时。

### (三) 水电

上半年，大型发电集团水电机组累计上网电量2339亿千瓦时，占其总上网电量的16.3%；市场交易电量527亿千瓦时，其中跨区跨省交易电量为243亿千瓦时。上半年大型发电集团水电上网电量市场化率达到22.5%。

二季度上网电量1337亿千瓦时，环比增长39.4%；市场化交易电量为169亿千瓦时，受计划电量需求增加的影响，环比减少52%。

云南省和四川省作为水电大省，上网电量和市场交易电量规模均领先其他省份。上半年，大型发电集团在云南省和四川省水电上网（含跨区、跨省）电量分别为542亿千瓦时、303亿千瓦时，平均上网电价分别为0.21元/千瓦时、0.31元/千瓦时。上半年大型发电集团在云南、四川的水电上网市场化交易电量规模分别达到了433.64和83.38亿千瓦时，其中省间（含跨区）交易电量占比分别达到了48%和40.5%。云南、四川的大型发电集团水电上网电量市场化率较高，已分别达到了80%和28%，平均交易电价分别为0.22元/千瓦时、0.24元/千瓦时。

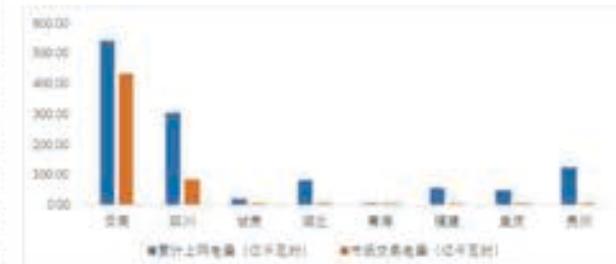


图5 2017年上半年大型发电集团水电市场交易分省情况图

### (四) 风电

上半年，大型发电集团风电机组累计上网电量

708亿千瓦时，占其总上网电量的5%；市场化交易电量132亿千瓦时，其中跨区跨省交易电量54.58亿千瓦时。二季度上网电量388亿千瓦时，环比增长21.3%；市场交易电量为79亿千瓦时，环比增长49%。上半年大型发电集团风电上网电量市场化率达到18.6%。

分省来看，大型发电集团参加风电市场化交易的省份共有13个，其中交易电量最多的三个省份是新疆、云南和内蒙古，分别为33.2亿千瓦时、26.6亿千瓦时和21.3亿千瓦时，平均交易电价（含跨省跨区送出交易电量电价）分别为0.44元/千瓦时、0.38元/千瓦时和0.34元/千瓦时。

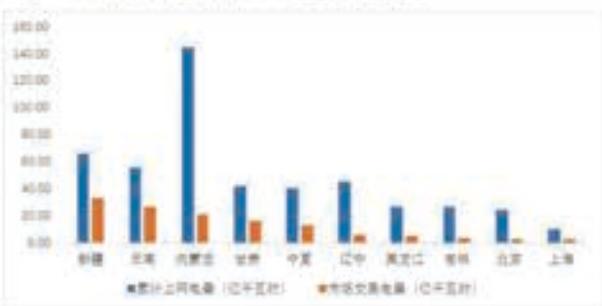


图6 上半年大型发电集团风电分省市场交易情况图

上半年，大型发电集团风电上网电量市场化率达到30%以上的省份有5个，分别为青海、新疆、云南、甘肃和宁夏，市场化率分别达到了100%、50.5%、47.6%、38.4%和31.8%。

### (五) 光伏发电

上半年，大型发电集团光伏发电累计上网电量

80亿千瓦时，占其总上网电量的0.6%；市场交易电量18.1亿千瓦时，其中跨区跨省交易电量4.4亿千瓦时。二季度上网电量47.12亿千瓦时，环比增长44%；市场化交易电量为10.6亿千瓦时，环比增长40%。上半年大型发电集团光伏上网电量市场化率达到22.6%。

分省来看，大型发电集团参加光伏发电市场化交易的省份一共有8个，其中交易电量最多的三个省份是青海、新疆和甘肃，分别为8.25亿千瓦时、4.79亿千瓦时和2.13亿千瓦时，平均交易电价（含跨省跨区送出交易电量电价）分别为0.93元/千瓦时、0.77元/千瓦时和0.84元/千瓦时。光伏发电上网电量市场化率达到20%以上的省份有5个，分别为云南、青海、新疆、甘肃和宁夏，市场化程度分别达到了86%、84%、48%、46%和22%。

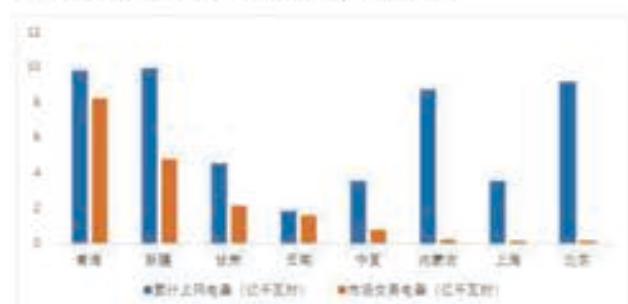


图7 2017年上半年大型发电集团光伏发电市场交易分省情况图

（来源：中国电力企业联合会网站）



# 吉林省电力行业协会

吉电行协〔2017〕85号

## 关于发布2017年8月份 《吉林省电力市场简报》的通知

各会员单位：

吉林省电力行业协会将2017年8月份《吉林省电力市场简报》发给各会员单位。本期简报内容包括电力需求情况、售电情况、电力供应、跨省跨区送受电情况及新能源机组运行情况五部分。主要内容有：全社会用电量、产业用电量增减情况；行业用电量、高耗能企业用电量增减情况；吉林省各地区售电量增减情况；发电企业生产能力、水电、火电、风电等机组发电量增减情况及利用小时，新增机组、关停机组及送出、受入情况。为各会员单位生产经营提供参考。

附件：吉林省电力市场简报（2017年第8期）

此页无正文。

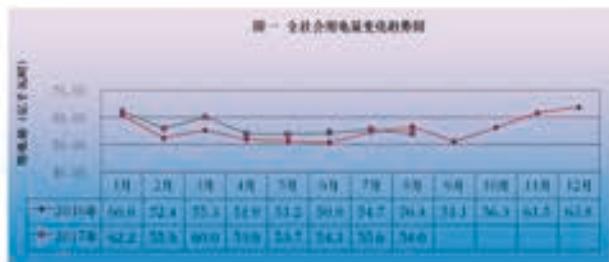
吉林省电力行业协会  
2017年9月7日

**附件：**

### 吉林省电力市场简报（[2017]第8期 2017年9月7日）

#### 一 电力需求情况

2017年8月份，吉林省全社会用电量完成54.05亿千瓦时，同比减少4.26%，与去年同期相比增速降低12.21个百分点。1-8月份累计完成449.95亿千瓦时，同比增加3.50%，与去年同期相比增速升高2.22个百分点。



分产业情况如下：

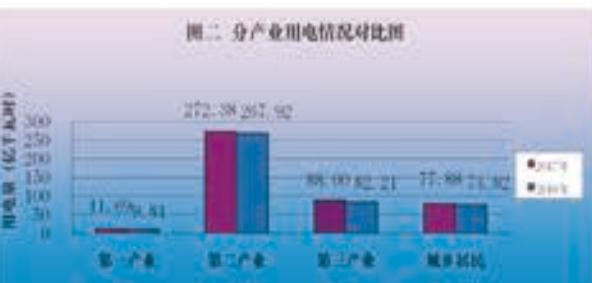
**第一产业用电量：**当月完成1.90亿千瓦时，同比减少6.59%；1-8月份累计完成11.69亿千瓦时，同比增长19.17%。

**第二产业用电量：**当月完成30.94亿千瓦时，同比减少9.96%；1-8月份累计完成272.38亿千瓦时，同比增加1.67%，与去年同期相比增速升高0.20个百分点。

**第三产业用电量：**当月完成11.46亿千瓦时，同比增长6.95%；1-8月份累计完成88.00亿千瓦时，同比增长7.05%。

**城乡居民生活用电量：**当月完成9.76亿千瓦时，同比增长4.34%；1-8月份累计完成77.88亿千

瓦时，同比增长4.09%，与去年同期相比增速降低0.85个百分点。其中乡村居民用电量累计完成26.46亿千瓦时，同比升高1.63%。



8月份，全省工业用电量30.03亿千瓦时，同比减少10.37%；1-8月份工业累计用电265.67亿千瓦时，同比增加1.47%。其中：

**轻工业**累计用电35.96亿千瓦时，同比增长4.27%，与去年同期相比增速降低0.37个百分点。

**重工业**累计用电229.72亿千瓦时，同比增加1.05%，与去年同期相比增速升高4.51个百分点。

工业用电量占全社会用电量的59.04%，比同期比重降低1.18个百分点，工业用电仍占全社会用电量的主导地位，工业用电增长的速度对全社会用电量增长速度产生重大影响。

2017年8份，化学原料及化学制品制造业用电量23703万千瓦时，同比增长8.77%，环比增长5.47%，累计用电量209819万千瓦时，同比增长11.88%；非金属矿物制品业用电量33240万千瓦时，同比降低13.47%，环比增长1.59%，累计用电量191619万千瓦时，同比降低2.36%；黑色金属冶炼及压延加工业用电量24640万千瓦时，同比降低18.90%，环比降低1.24%，累计用电量214306万千瓦时，同比降低1.93%；有色金属冶炼及压延加工业用电量4834万千瓦时，同比降低47.44%，环比降低1.83%，累计用电量40611万千瓦时，同比降低34.03%；交通运输、电气、电子设备制造业用电量31226万千瓦时，同比增长7.82%，累计用电量268990万千瓦时，同比增长13.89%。

8月份，建筑业用电量9058万千瓦时，同比增长5.83%，环比增长4.51%，累计用电量67042万千瓦时，同比增长9.91%；交通运输、仓储和邮电业用电量18616万千瓦时，同比增长6.47%，环比增长11.04%，累计用电量158343万千瓦时，同比增长5.63%；信息传输、计算机服务和软件业用电量

11063万千瓦时，同比增长1.59%，环比增长5.41%，累计用电量80554万千瓦时，同比增长2.23%；商业、住宿和餐饮业用电量40346万千瓦时，同比增长7.19%，环比增长12.55%，累计用电量264740万千瓦时，同比增长6.28%；金融、房地产、商务及居民服务业用电量19704万千瓦时，同比增长11.49%，环比增长12.55%，累计用电量149078万千瓦时，同比增长11.44%；公共事业及管理组织用电量24841万千瓦时，同比增长6.01%，环比降低0.47%，累计用电量227329万千瓦时，同比增长7.99%。

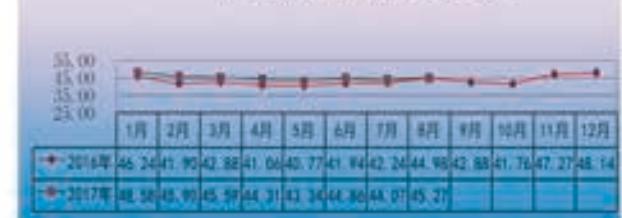
#### 二 国家电网公司系统及吉林省公司售电情况

8月份，国网公司售电量完成3851.13亿千瓦时，同比增长9.26%，较上月增速降低0.59个百分点。27家省属公司有1家负增长。当月增长率前三位的是河南21.12%、山西17.14%、江西13.67%；后三位是北京2.65%、吉林0.64%、黑龙江-0.27%；吉林公司售电量完成45.27亿千瓦时，排名位于第26位，比上月排名退后6位。辽宁公司增速7.04%，位于第18位，黑龙江公司增速-0.27%，位于第27位。

1-8月份，国网公司售电量累计完成25538.48亿千瓦时，同比增长7.63%。增长率前三位的是新疆23.10%、西藏20.45%、山西14.01%；后三位是福建4.69%、上海3.43%、黑龙江3.32%；吉林公司售电量累计完成361.92亿千瓦时，增速5.82%，位于第18位，增速排名比上月退后2位。辽宁公司增长率为4.77%，位于第24位；黑龙江公司增长率为3.32%，位于第27位。

8月份，国网吉林公司当月售电量有4家单位呈负增长，分别为白城-25.33%、白山-10.76%、松原-3.13%、四平-1.87%；其余5家单位同比增速分别为辽源18.50%、通化10.46%、长春4.97%、吉林1.88%、延边1.21%。

图三 合并口径售电量月度变化趋势图



1-8月份，国网吉林公司累计售电量同比有2家单位呈负增长，分别为白城-6.18%、白山-5.18%，吉林5.16%；其余7家单位分别为辽源

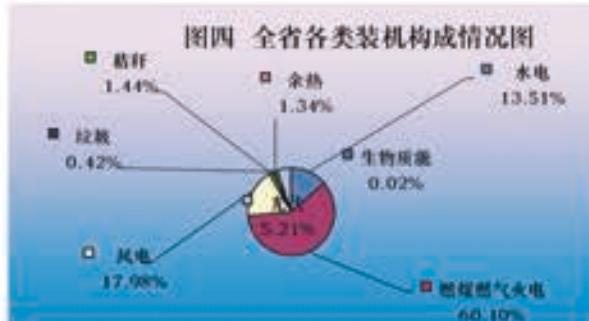
35.34%、松原9.95%、通化6.37%、长春6.34%、四平6.20%、延边4.30%。

表一 全省售电量完成情况表（合并口径）

单位	本月	同期比较	累计	同期比较	
				万千瓦时	%
省公司	452747	0.64	3619238	5.82	
吉林供电公司	90634	1.88	706950	5.16	
长春供电公司	155751	4.97	1235203	6.34	
四平供电公司	38358	-1.87	303443	6.20	
辽源供电公司	22632	18.50	162499	35.34	
通化供电公司	32300	10.46	254656	6.37	
白山供电公司	18574	-10.76	159801	-5.18	
白城供电公司	26588	-25.33	221682	-6.18	
延边供电公司	32753	1.21	273934	4.30	
松原供电公司	35230	-3.13	301608	9.95	

### 三 电力供应情况

截至8月末，吉林省全口径装机容量2807.46万千瓦，其中：水电装机容量379.24万千瓦，火电装机容量1777.39万千瓦（其中热电装机容量1301.14万千瓦），风电装机容量504.68万千瓦，太阳能装机容量146.14万千瓦；省统调装机容量2165.97万千瓦，其中：水电装机容量6.00万千瓦，火电装机容量1561.50万千瓦，风电装机容量504.68万千瓦。



本月新增装机0.35万千瓦，为分布式光伏。本

月无关停。本年累计新增91.74万千瓦，其中水电1.69万千瓦、光伏90.05万千瓦。本年无累计关停容量。本年净新增容量91.74万千瓦。

图五 各类型机组新增容量情况（万千瓦）



8月份，吉林省全口径发电量完成52.83亿千瓦时，同比增加2.36%。1-8月份累计完成508.31亿千瓦时，同比增加5.19%，其中：

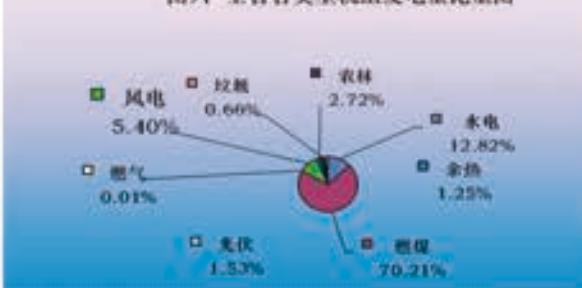
水电机组：当月发电量5.58亿千瓦时，同比增加29.29%。1-8月份累计完成65.17亿千瓦时，同比增加6.77%；

火电机组（含燃气、秸秆、垃圾、余热）：当月发电量40.10亿千瓦时，同比减少4.90%。1-8月

份累计完成380.48亿千瓦时，同比增加0.87%；

风电机组：当月发电量5.91亿千瓦时，同比增长27.36%。1-8月份累计完成54.88亿千瓦时，同比增长26.87%。

图六 全省各类型机组发电量比重图



表二 1-8月份全省发电量及利用小时数完成情况表

指标名称	发电设备容量			发电量			设备平均利用小时		
	期末	年初	增减	累计	上年	增长率	累计	上年	增减
总计	2807.46	2715.72	91.74	508.31	483.25	5.19	1847	1797	50
水电	379.24	377.55	1.69	65.17	61.04	6.77	1719	1617	102
火电	1777.39	1777.39	0.00	380.48	377.20	0.87	2141	2107	34
其中：燃煤机组	1687.25	1688.45	-1.20	356.90	350.65	1.78	2116	2057	59
燃气机组	0.49	0.49	0.00	0.06	0.05	17.89	1275	1080	195
余热余压余气	37.50	36.30	1.20	6.35	7.52	0.00	1694	2116	-422
垃圾发电	11.85	11.85	0.00	3.37	2.65	26.81	2840	2611	229
农林生物质	40.30	40.30	0.00	13.81	16.32	-15.42	3426	4206	-780
风电	504.68	504.68	0.00	54.88	43.25	26.87	1087	864	223
太阳能	146.14	56.09	90.05	7.78	1.75	344.52	861	837	24

### 四 跨省、跨区送受电

8月份，由外省级国外输入电量145876万千瓦时，同比增加21149万千瓦时，累计输入电量920809万千瓦时，同比增加49798万千瓦时；向外省级国外输出电量133679万千瓦时，同比增加57421万千瓦时，累计输出电量1504414万千瓦时，同比增加148464万千瓦时。

### 五 新能源机组运行

#### （一）风电机组

1、发电量：8月份发电量完成59104万千瓦时，同比增加12697万千瓦时，增长27.3%。累计完成548759万千瓦时，同比增加116226万千瓦时，增长26.87%。

2、利用小时：8月份风电机组利用小时完成

至8月末，发电利用小时数1847小时，同比增加50小时，其中：

水电机组：1719小时，同比增加102小时；

火电机组：2141小时，同比增加34小时；

风电机组：1087小时，同比增加223小时。



117小时，同比增加43小时，累计完成1087小时，同比增加223小时。

3.弃风率：8月份弃风电量0.51亿千瓦时，弃风率8.3%。累计弃风电量14.4亿千瓦时，弃风率20.8%。

#### （二）生物质机组

1、发电量：8月份发电量完成15020万千瓦时，同比减少5330万千瓦时，降低26.19%。累计完成138074万千瓦时，同比减少25171万千瓦时，降低15.42%。

2、利用小时：8月份生物质机组利用小时完成369小时，同比减少131小时，累计完成3426小时，同比减少780小时。

#### （三）垃圾机组

1、发电量：8月份发电量完成4460万千瓦时，同比增加630万千瓦时，增长16.45%。累计完成

33658万千瓦时，同比增加7115万千瓦时，增长26.81%。

2、利用小时：8月份垃圾机组利用小时完成376小时，同比降低187小时，累计完成2840小时，同比增加229小时。

#### (四) 6000千瓦及以上太阳能机组

1、发电量：8月份发电量完成12355万千瓦时，同比增加7511万千瓦时，增长155.06%。累计完成77777万千瓦时，同比增加60281万千瓦时，增长344.52%。

2、利用小时：8月份太阳能机组利用小时完成

65小时，同比降低167小时，累计完成861小时，同比增加24小时。

#### (五) 6000千瓦以下太阳能机组

1、发电量：8月份发电量完成1847万千瓦时，同比增加1606万千瓦时，增长666.39%。累计完成6528万千瓦时，同比增加5054万千瓦时，增长342.88%。

2、利用小时：8月份太阳能机组利用小时完成72小时，同比减少7小时，累计完成486小时，同比减少108小时。



## 《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，深受省内各发供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

**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.eplajl.org](http://www.eplajl.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、输配电及用工程专业、电力系统及其自动化专业等技术性论文、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 车扬。

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：车扬 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。