

武汉地区电力负荷特征及其对气温变化的响应

刘静 成丹 代娟 任永建 陈正洪

24 °C是引起电力负荷增加的日平均气温初始敏感值。29 °C是引起电力负荷增加的日平均气温强敏感值。

DOI: 10.3969/j.issn.2095-1973.2021.04.028

近年来, 极端高温事件的增多以及电网规模的扩大, 对电力系统的安全保障面临巨大压力和挑战。电力负荷作为电力系统中一个至关重要的变量, 对指导电力系统规划、运行、控制、稳定均产生重大影响。目前国内诸多学者对电力负荷从气象影响、预测方法等多方面开展了分析研究。故本文利用武汉电网2013—2018年逐15 min电力负荷数据以及同期武汉市逐日气温数据, 统计分析各项负荷特征指标, 探寻电力负荷的内在构成和变化规律, 为武汉市电力系统运行调度提供参考依据。

1 资料、概念和方法

1.1 资料

本文所用的电力负荷资料来源于国网湖北省电力公司提供的2013—2018年武汉电网逐15 min电力负荷数据; 气象资料来源于湖北省气象信息与技术保障中心提供的2013—2018年武汉市国家基本气象站(站号: 57494)的平均气温、最高气温、最低气温等逐日观测数据。

1.2 年稳定系数

年稳定系数是衡量各月电力负荷的均衡程度指标, 以一年12个月各月最大负荷的平均值与年最大负荷的比值来表示, 数值越大表示各月负荷越均衡。

1.3 空调负荷提取

本文选取每年日最高气温大于等于35 °C的工作日作为计算空调负荷的典型日。对空调负荷的提取, 则通过将实际日最大负荷扣除基准负荷得到。其中基准负荷取自当年4月和10月平均气温在15~20 °C的工作日的日最大负荷平均值。

2 年电力负荷特征分析

2.1 历年电力需求统计

表1总结了2013—2018年武汉市的GDP(地区生产总值)增长率, 全社会用电量与年最大负荷以及高温强度和持续时间等要素。从2013年起, 武汉市的经济增长逐渐放缓, GDP增长率由2013年10%下降至2016年7.8%, 而后2017年和2018年维持在8%。与经济增长放缓相反, 武汉市的全社会用电量增长率基本呈逐年上升态势, 尤其2018年较2017年增长了11.7%。而年最大负荷在2013—2015年表现较为平稳, 2016年之后年年破新高, 近两年更是高达1100万 kW以上。

电力需求除了受到宏观经济形势影响外, 与夏季的高温情况也息息相关, 其中年度日最大负荷体现了短时用电需求释放情况, 受高温强度和持续时间的影响最为显著。2013年夏季武汉市出现了极为强烈的高温天气, 日最高气温高达39.5 °C, 日最高气温35 °C以

表1 2013—2018年武汉市GDP、用电量与电力负荷及高温情况

年份	GDP 增长率/%	全社会用电量 /(亿kW·h)	全社会用电量 同比增长率/%	年最大负荷 /(万kW)	年最大负荷同比 增长率/%	日最高气 温/°C	日最高气温 ≥35 °C天数/d	日最高气温≥35.0 °C最长连续天数/d
2013	10.0	437.23		813.17		39.5	37	14
2014	9.7	445.22	1.8	808.51	-0.6	37.1	12	4
2015	8.8	464.28	4.3	804.29	-0.5	36.4	8	3
2016	7.8	491.32	5.8	999.40	19.5	38.4	28	12
2017	8.0	519.37	5.7	1101.81	9.3	39.7	20	9
2018	8.0	580.34	11.7	1123.16	1.9	38.6	39	19

收稿日期: 2020年5月12日; 修回日期: 2020年9月12日

第一作者: 刘静(1970—), Email: 286565947@qq.com

通信作者: 成丹(1988—), Email: chengdan19880423@126.com

资助信息: 湖北省气象局科技课题(2019Z08)

上的天数达到37 d且最长连续天数高达14 d, 典型的高温强度大、持续时间长。2014年和2015年夏季, 高温强度减弱, 持续时间缩短, 尤其2015年呈现出“凉夏”的特点, 所以2014年和2015年虽然由于经济增长使得全社会用电量有小幅上升, 但是最大负荷并没有突破2013年的极值。2016、2017、2018年这三年均出现了极端高温天气, 日最高气温38℃以上, 其中2017年更是高达39.7℃; 日最高气温35℃以上的天数为20 d以上, 2018年更是达到39 d, 且最长连续19 d日最高气温 ≥ 35 ℃。所以可以发现该三年的用电量快速增长, 最大负荷不断突破极值, 2018年年最大负荷已达到1123.16万kW。

2.2 逐月最大负荷分布

图1为武汉市2013—2018年逐月最大负荷分布曲线。武汉市各月电力负荷随季节变化呈现出“两峰两谷”的特点。由于夏季空调设备和冬季取暖设备的普遍使用, 所以盛夏7、8月和寒冬12、1月分别形成了两个用电高峰, 年度最大负荷均出现在盛夏期。春季与秋季气温宜人, 空调和取暖造成的负荷很小, 故形成了两个用电低谷, 尤其4月和10月分别处于春、秋季的用电最低值。由于电力负荷的自然增长, 故秋季负荷一般略高于春季。

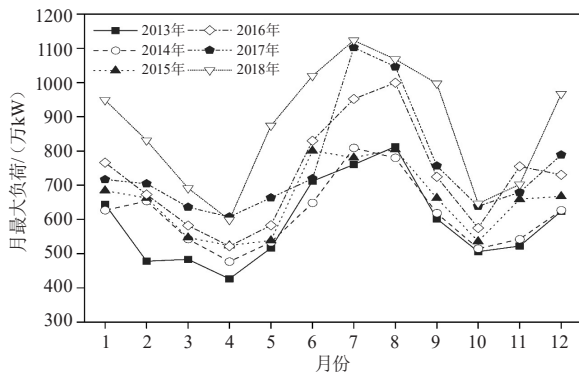


图1 2013—2018年武汉市逐月最大负荷分布曲线

表2为武汉市2013—2018年年稳定系数。除2015年外, 其余5年的年稳定系数均低于0.8并且呈现较大的波动性, 说明受气温影响, 尤其是盛夏高温影响, 武汉市不同月份的最大负荷有较大差异。如2015年是个“凉夏”, 所以该年的年稳定系数较大; 而2017年出现最强高温, 故该年的年稳定系数较小。

表2 2013—2018年武汉市年稳定系数

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	平均值
季不平衡系数	0.73	0.76	0.82	0.72	0.69	0.78	0.75

2.3 空调负荷占比

表3为武汉市2013—2018年逐年空调负荷计算表。2013—2018年, 日最高气温 ≥ 35 ℃的工作日最大

负荷平均值以及基准负荷值均呈逐年增大的态势。而计算得到武汉市的空调负荷占比很高, 平均占比实际负荷的40.60%, 其中2017年更是高达44.97%。每年的空调负荷大小与当年夏季的天气有关, 高温强度越大, 高温持续时间越长, 空调负荷释放也越充分。

表3 2013—2018年武汉市空调负荷计算表

年份	日最高气温 ≥ 35 ℃的工作日最大负荷平均值/(万kW)	基准负荷/(万kW)	空调负荷/(万kW)	空调负荷占比/%	空调负荷占比平均值/%
2013	736.24	438.15	298.09	40.49	
2014	742.89	469.62	273.27	36.78	
2015	787.35	495.58	291.77	37.06	
2016	923.10	513.85	409.25	44.33	40.60
2017	1008.72	555.08	453.64	44.97	
2018	1011.29	607.00	404.29	39.98	

3 日电力负荷特征分析

3.1 各季节的日负荷曲线

武汉市夏季电力负荷远高于其他三季, 冬季次之, 秋季略高于春季。各季节日负荷曲线整体形态较为接近, 基本呈“两峰两谷”分布, 但是高峰和低谷出现时间存在一定差异。

3.2 工作日、双休日和节假日的日负荷曲线

武汉市2018年工作日、双休日和节假日的日平均负荷, 工作日 $>$ 双休日 $>$ 节假日。在曲线形态上, 三种类型的负荷早高峰均出现在11:15, 晚高峰出现在20:15—20:45, 但是工作日的负荷早高峰大于晚高峰, 而双休日和节假日则相反, 负荷的晚高峰为一天的负荷最大时段。

节假日之外, 一周的日负荷曲线中(图2), 基本上周日负荷最低, 周六次之。周一负荷虽较周日增加明显, 但周一00时至上午上班前的负荷明显低于周二至周日, 周二至周五基本相似。

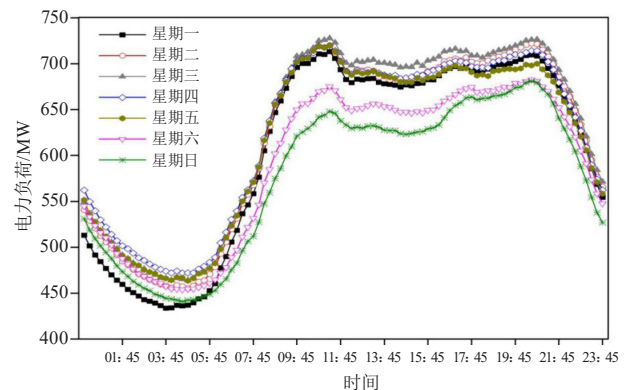


图2 2018年武汉市一周日平均负荷曲线

3.3 日负荷峰谷差

图3为武汉市2013—2018年平均和最大日负荷峰

谷差趋势图。近年来武汉市电力负荷峰谷差呈现逐年增大的趋势，平均日负荷峰谷差每年递增，2013年仅为191.70万 kW，2018年已上升至281.70万 kW。受经济形势和天气等因素的影响，最大日负荷峰谷差表现出更大的波动性，2014年为320.56万 kW，2018年已上升至466.41万 kW。强烈的日负荷峰谷差给电网调峰带来了较大的压力和挑战。

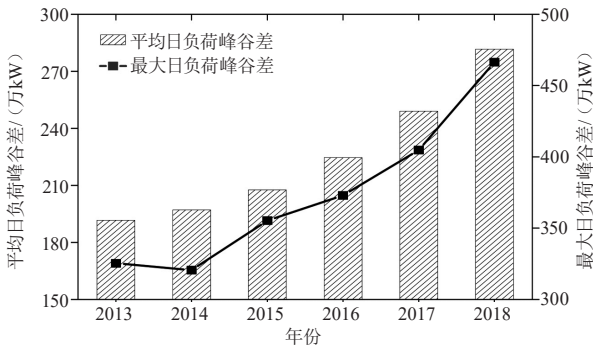


图3 2013—2018年武汉市平均和最大日负荷峰谷差

4 电力负荷与气温的关系

4.1 日最大负荷与气温敏感性分析

图4为武汉市2018年日最大负荷 (L) 与日平均气温 (T) 的散点图，电力负荷受气温的影响较大，呈现“V”形特点。对散点进行函数拟合可计算当 $T=15\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时， L 最小。当日平均气温在 $15\sim 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时，日最大负荷基本在一个水平上波动。 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上，随着气温升高，负荷增加较快，尤其是 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上，随着气温升高，负荷增幅剧烈。

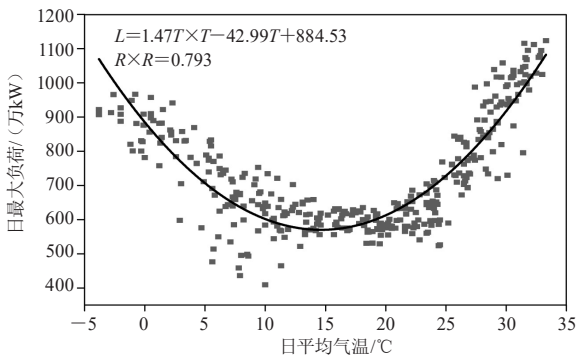


图4 2018年武汉市日最大负荷与日平均气温关系散点图

4.2 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 效应分析

从2018年夏季日平均气温升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 对应的日最大负荷和日最小负荷变化率可知，虽然电力负荷变化率在不同温度区间具有一定波动性，不过电力负荷基本随着气温升高，增加速率由快变慢。当日平均气温在 $24\sim 29\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时，气温升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，日最大负荷增加率接近 10% ；尤其是 $24\sim 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时，日最大负荷和日最小负荷

的负荷增加率达到了第一个峰值，日最大负荷增加率为 10.93% ，日最小负荷为 11.65% ，说明 $24\text{ }^{\circ}\text{C}$ 是引起电力负荷增加的日平均气温初始敏感值。当日平均气温在 $29\sim 33\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时，气温每升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，电力负荷增加速率递减； $29\sim 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时，日最大负荷和日最小负荷的负荷增加率达到了第二个峰值，日最大负荷增加率为 10.31% ，日最小负荷为 14.75% ，说明 $29\text{ }^{\circ}\text{C}$ 是引起电力负荷增加的日平均气温强敏感值，此后负荷增量有限，因为制冷设备基本全部开启，达到了饱和运转。

5 结论

1) 武汉市各季节日负荷曲线均呈“两峰两谷”分布。夏季日负荷高峰为 $11:00-14:00$ 和 $20:00-21:00$ ，两高峰负荷接近，低谷为 $05:00-06:00$ 和 $18:00-19:00$ ，早低谷为全天负荷最小；冬季日负荷高峰为 $11:00$ 和 $20:00$ ，晚高峰为全天负荷最大，低谷为 $04:00$ 和 $15:00$ 。

2) 武汉市电力负荷随气温升高呈“V”形分布。平均气温在 $15\sim 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时，负荷对气温变化不敏感； $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下，负荷随气温下降快速增加； $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上，负荷随气温上升增幅剧烈。

3) $24\text{ }^{\circ}\text{C}$ 是引起武汉市电力负荷增加的平均气温初始敏感值，此时日最大负荷增加率为 10.93% ，日最小负荷为 11.65% ； $29\text{ }^{\circ}\text{C}$ 是引起武汉市电力负荷增加的平均气温强敏感值，此时日最大负荷增加率为 10.31% ，日最小负荷为 14.75% 。

深入阅读

- 成丹, 刘静, 郭淳薇, 等, 2018. 基于积温效应的华中电网电力负荷预测. 气象科技, 48(4): 814-821.
- 程维杰, 2019. 电网负荷特性分析与预测探讨. 电气技术与经济, 3: 55-57.
- 傅新姝, 谈建国, 2015. 基于滤波技术的上海日最大电力负荷气象预报模型. 气象科技, 43(6): 1209-1212.
- 金鑫, 李龙威, 季佳男, 等, 2016. 基于大数据和优化神经网络短期电力负荷预测. 通信学报, 37(Z1): 36-42.
- 李琛, 郭文利, 吴进, 等, 2018. 北京市夏季日最大电力负荷与气象因子的关系. 气象与环境学报, 34(3): 99-105.
- 李重春, 祝安琪, 王乐罡, 等, 2019. 电力大数据下的短期电力负荷预测. 电力大数据, 22(1): 66-70.
- 李汉巨, 2018. 考虑气象因素累积效应的电力系统96点日负荷预测方法. 电气技术, 4: 28-32.
- 李学敏, 罗红梅, 2018. 长沙市场夏季日最大电力负荷气象预报模型. 科技创新导报, 25: 88-93.
- 刘红亚, 曹亮, 2013. 上海市电力负荷与气象因子关系及精细化预报. 应用气象学报, 24(4): 455-463.
- 史静, 周琪, 谈健, 等, 2018. 江苏电网夏季空调负荷特性挖掘与温度敏感性辨识. 电力工程技术, 36(3): 28-32.
- 叶剑, 曹琦琳, 袁智强, 等, 2017. 上海电网用电负荷特性分析. 电力与能源, 38(6): 659-663.
- 祝学昌, 2020. 基于IFOA-GRNN的短期电力负荷预测方法研究. 电力系统保护与控制, 48(9): 121-127.

(作者单位: 湖北省气象服务中心)