

团体标准

T/JES 001-2025

新型电力系统省市县变电站负荷 协同预测技术规范

Technical specification for provincial and municipal
substation load collaborative prediction of new power
system

2025-3-5 发布

2025-3-5 实施

江苏省电工技术学会 发布

目 次

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 总体要求 3

5 负荷关键构成要素 3

 5.1 省级负荷要素 4

 5.2 市级负荷要素 4

 5.3 县级负荷要素 4

 5.4 变电站级负荷要素 4

6 数据采集及处理 4

 6.1 数据采集 4

 6.2 数据处理 5

7 负荷特性分析 5

 7.1 负荷曲线还原 5

 7.1 负荷特性分析 5

 7.2 气象因素分析 5

8 省市县变电站负荷协同预测 5

9 负荷预测结果评估 6

附 录 A 7

附 录 B 8

前 言

本文件按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由江苏省电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司经济技术研究院、国网江苏省电力有限公司、南京东博智慧能源研究院有限公司、东南大学

本文件主要起草人：史静、陈泉、谢珍建、谈健、张文嘉、李琥、葛毅、诸德律、李冰洁、李泽森、胡晓燕、王志浩、刘柏良、黄成、刘国静、张敏、陈琛、牛文娟、蔡晖、吴垠、薛贵元、彭竹弈、孙文涛、许偲轩、王琳媛、郑宇超、汤奕、戴剑丰、韩青青、张翼飞、姜震韬、韩蕾。

新型电力系统省市县变电站负荷协同预测技术规范

1 范围

本标准规定了新型电力系统省市县变电站负荷协同预测的基本技术要求。

本标准适用于电网企业、市场经营主体开展新型电力系统负荷协同预测。

2 规范性引用文件

以下文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 15148-2024 电力负荷管理系统技术规范
- GB/T 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定
- GB/T 30149 电网通用模型描述规范
- GB/T 31464 电网运行准则
- GB/T 33590.1-2017 智能电网调度控制系统技术规范 第1部分：总体架构
- GB/T 33590.2-2017 智能电网调度控制系统技术规范 第2部分：术语
- GB/T 33602-2017 电力系统通用服务协议
- DL/T 1170 电力调度工作流程描述规范
- DL/T 1711-2017 电网短期和超短期负荷预测技术规范
- DL/T 5003 电力系统调度自动化设计规程
- DL/T 516 电力调度自动化系统运行管理规程
- QX/T 244-2014 太阳能光伏发电功率短期预报方法
- 国家发展和改革委员会令（第14号）电力监控系统安全防护规定

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电力负荷 power load

电力用户的负荷设备在某一时刻向电力系统取用或向电力系统发出的电功率总和。

3.2

系统负荷 system load

某时刻系统发、受电力的代数和。

3.3

历史负荷 historical load

电力系统在过去时间点的负荷值记录。

3.4

全时序负荷 full time series load

负荷随时间变化的完整数据序列，反映电力系统在不同时间尺度上的负荷特性，时间尺度可以是分钟级、小时级、日级、周级、月级、年级等，一般以小时级为主。

3.5

净负荷曲线 net load curve

用电负荷减去风、光出力后的值所绘的负荷曲线。

3.6

负荷关键构成要素 key components of load

影响电力负荷的关键因素，与电力负荷值存在直接或间接的线性、非线性关系。

3.7

预测算法 forecast algorithm

用某种数学模型来描述预测对象发展变化规律的方法，称为预测算法。

3.8

综合预测模型 comprehensive prediction model

对多种单一算法预测结果进行组合优化的预测方法。

3.9

负荷层级 load hierarchy

基于电力调度的省级、地市级、区县级电力负荷。

3.10

最大/最小负荷 maximum / minimum load

在统计时间内，每 15min/1h 时刻点对应负荷的最大值、最小值。

3.11

典型日 typical days

夏季对应的最大负荷日为夏季典型日，冬季对应的最大负荷日为冬季典型日。

3.12

最大负荷预测 maximum load forecasting

预测包括夏季典型日的最大负荷、冬季典型日的最大负荷、全年的最大负荷。

3.13

峰谷差 peak-valley load

在统计时间内，最高负荷与最低负荷的差值。

3.14

平均负荷 average load

在统计时间内，每 15min/1h 时刻点对应负荷的平均值。

3.15

负荷率 load rate

在统计时间内，平均负荷与最高负荷的比值。

3.16

负荷类型 kind of loads

负荷类型包括：商业负荷、工业负荷、居民负荷、农业负荷等。

3.17

正常日 normal days

一般工作日、休息日（周六、周日），但不包括节假日。

3.18

节假日 festivals and holidays

国家法定的重大节日或假日，包括农历节假日（春节、清明节、端午节、中秋节）和公历节假日（国庆、元旦、五一节）以及预测地区传统民俗节日、特殊社会事件日等。

3.19

相似日 similar days

历史样本负荷日中与预测日在星期类型、环境、气象、农历节气、节假日等方面相似度较高的若干历史负荷日。

3.20

光伏电站 grid-connected photovoltaic(PV) power station

将太阳辐射能直接转换成电能并接入到电网的发电系统，一般包含光伏阵列、逆变器、变压器以及相关的系统平衡部件等。

3.21

分布式光伏 distributed photovoltaic

利用分散式太阳能资源，装机规模较小、布置在用户附近的发电系统，一般接入低于35kV 电压等级的配电网中。

3.22

数值天气预报 numerical weather prediction

根据大气实际情况，在一定的初值和边值条件下，通过数值方法求解描写天气演变过程中的大气运动方程组，预测未来一定时段的大气运动状态和天气现象的方法，通过数值的形式给出不同气象要素的预报值。

4 总体要求

4.1 省市县变电站负荷协同预测的范围根据负荷层级及业务需求选择，包括：省级负荷、地市级负荷、区县级负荷、变电站级负荷。

4.2 省市县变电站负荷协同预测工作应包括：负荷关键构成要素分析、数据采集及处理、负荷特性分析、负荷预测、预测结果评估等步骤进行。

5 负荷关键构成要素

负荷关键构成要素应明确省市县变电站负荷协同预测的负荷层级，再明确该层级负荷的构成

要素。

5.1 省级负荷要素

省级负荷要素包括：本省内所有地级市负荷、省级产业结构、风光及其它新能源出力。

5.2 市级负荷要素

市级负荷要素包括：本市内所有区及县的负荷、市级产业结构、风光及其它新能源出力。

5.3 县级负荷要素

县级负荷要求：县级产业结构、风光及其它新能源出力。

5.4 变电站级负荷要素

5.4.1 220kV 变电站负荷要素包括：负荷类型、变电站的容载比和负载率、变电站线路结构（下属 110kV 变电站、110kV 出线）、新能源出力。

5.4.2 110kV 变电站负荷要素包括：负荷类型、变电站的容载比和负载率、变电站线路结构（下属 35kV 变电站、10kV 出线）、新能源出力。

6 数据采集及处理

6.1 数据采集

6.1.1 省市县变电站负荷协同预测所需数据应包括：历史负荷数据、气象数据、新能源出力数据、产业结构数据、GDP 数据、大用户数据等。

6.1.2 负荷数据要求

负荷数据为电网调度系统的省级、地市级、区县级历史负荷数据，应包括历史负荷数据、历史负荷管理数据、负荷损失数据、用户数据、电源数据等，数据可采用小时级或 15 分钟级的数据格式。

负荷数据宜通过终端或调度自动化系统自动采集，采集数据应满足 GB/T 33604-2017 的要求，并可通过手动方式补充录入。

用户负荷数据通过新型电力负荷管理、调度自动化等系统采集，可根据实际情况采用直采、拟合等方式获取，应包括来自电力用户的、对用户用电负荷有较大影响的用户生成计划数据。

6.1.3 气象数据要求

气象数据宜包括天气类型、气温、湿度、气压、降水量、地表水平辐射、地面风速、风向等，数据应采用小时级或 15 分钟级的数据格式。

气象数据来自气象部门，包括历史气象数据和数值气象预报数据。

6.1.4 新能源出力数据要求

新能源出力数据包括风电、光伏、生物质能等新能源发电的出力数据。

风电出力数据应包括风电场的历史出力数据，同时应包括风电场的并网装机容量、接入位置及接入的负荷层级。

光伏出力数据应包括光伏电站、分布式光伏的历史出力数据，同时应包括光伏电站/分布式光伏的并网装机容量、接入位置及接入的负荷层级。

新能源出力数据宜通过终端或调度自动化系统自动采集，采集数据应满足 GB/T 33604-2017 的要求，并可通过手动方式补充录入。

6.1.5 负荷数据、气象数据、新能源出力数据应与负荷预测范围、时间尺度相匹配。

6.1.6 其他要求

居民户用分布式光伏等未纳入调度管辖的其余电源，宜通过相应的负荷管理系统或终

端采集，若无采集设备，宜采用聚合、拟合、等值等方式获取。

电源数据通过调度自动化系统采集，包括电源历史出力数据，以及发电能力、出力预测等数据。

6.2 数据处理

对空数据点、零数据点、连续恒定值、异常阶跃值等数据进行辨识，宜采用相似日曲线比对法辨识不良数据，宜采用线性插值法和指数平滑法修正不良数据。经过修正的数据应以特殊标志做区分。具体参照附录 A。

省级、地市级、区县级的负荷数据应通过负荷层级关系由上至下或从下而上的校验。

7 负荷特性分析

7.1 负荷曲线还原

省市县变电站负荷协同预测应在时序调度负荷的基础上，叠加分布式光伏出力数据（220kV 变电站层面需叠加 110kV 及以下小电源的出力数据），得到全网口径负荷；若有需要，可在全网口径负荷曲线基础上剔除省内风光电源出力得到净负荷曲线，再根据负荷类型依次分解净负荷的构成要素。净负荷计算方法见附录 B。

7.2 负荷特性分析

7.2.1 负荷特性分析的时空范围可根据业务需要选择，应分析综合负荷特性、净负荷特性。

7.2.2 负荷特性分析应包括：

a) 基本特征分析。基本特征包括：最大负荷、最小负荷、平均负荷、负荷率、峰谷差等。

b) 典型日特性分析。典型日包括：夏季和冬季的最大负荷日。

c) 趋势变化特性分析。结合负荷自然增长率，对负荷进行数据分解与分析，量化评估不同层级（省级、地市级、区县级）在年内不同时段负荷发展的变化特性。可形成负荷规律性上限与下限，用于评估负荷预测的范围。

d) 类型日特性分析。针对工作日、节假日等不同类型日，考虑重大社会活动、重要社会事件开展负荷特性分析，可采用相似日曲线比对法等方法。

7.2.3 新型电力系统下，宜针对性分析净负荷特性。

7.2.4 对于省级、地市级、区县级负荷、变电站负荷之间的关联关系，宜开展回归性分析。

7.3 气象因素分析

7.3.1 气象因素的影响体现在：

(1) 对用户用电行为的影响；

(2) 对新能源发电的影响。

7.3.2 基于气象数据，分析高温、寒潮等气象情况对用电负荷变化的影响，可采用分段线性拟合、相似日曲线比对等方法，具体参照附录 A。

7.3.3 基于新能源数据（风电、光伏电站/分布式光伏）和气象数据，分析负荷的变化趋势，可开展相关性分析、回归性分析等。可从数学上建立负荷、新能源出力与气象的关系模型，作为负荷预测的输入条件。

8 省市县变电站负荷协同预测

8.1 省市县变电站负荷协同预测基于历史负荷数据分析的规律和模型，应针对新能源出力数据、净负荷曲线各构成要素分别预测。

8.2 省市县变电站负荷协同预测应考虑的关键点有：

- (1) 从规划的角度考虑社会经济发展情况下，每一类型负荷的自然增长趋势；
- (2) 未来新能源的发展计划、政策支持等引起的其接入容量的增长；
- (3) 气象因素对新能源发电的影响，如极寒极热天气、不同时空位置对新能源发电的影响；
- (4) 各级负荷预测结果的同时率、最大负荷利用小时数等应符合该地区的发展规律。

8.3 省市县变电站负荷协同预测可根据市场运营、生产组织等业务需要开展；预测范围包括省级负荷预测、地市级负荷预测、区县级负荷预测、变电站级负荷预测等；预测时间尺度包括预测时间分辨率、预测时长。

8.4 省市县变电站负荷协同预测应预测不同类型日的负荷情况，包括：正常日、节假日、典型日。

8.5 应充分考虑近大远小原则，即负荷未来变化趋势，即负荷未来变化趋势更多取决于历史时段中近期负荷的发展规律，与历史远期负荷发展趋势相关性较弱。

8.6 省市县变电站负荷协同预测应基于相关历史数据及其关系，建立负荷预测模型，可针对不同负荷类型、不同负荷层级、不同类型日、不同时间阶段分别建立模型，也可根据业务需求建立负荷综合预测模型。

8.7 省市县变电站负荷协同预测算法应根据负荷预测模型、负荷特性、预测精度需求、季节、气象等情况综合考虑进行选择，预测算法可包括最小二乘法、线性回归、倍比平滑法、模糊聚类法、时间序列算法、线性外推法、频域分量法、人工智能算法、专家系统法等，可选择一种或多种算法组合预测。

8.8 当发生影响负荷的变化情况时，应及时调整负荷预测模型和预测算法。

8.9 负荷预测分为初始预测、预测修正两个环节。初始预测通过负荷预测模型进行预测，预测修正考虑相关影响因素（专家经验、社会因素、气象因素、新能源发电因素、年自然增长率）修正初始预测结果。

8.10 应重视专家知识的积累，通过调整预测模型参数来干预预测过程或直接修正负荷预测结果。

8.11 对于社会因素、气象因素相似日期的负荷预测，宜考虑结合相似日、叠加历年自然增长率进行负荷预测修正。

8.12 应重视数据资料的收集，包括但不限于地区经济社会发展及影响负荷发展的重大政策、大用户业扩报装等。

9 负荷预测结果评估

9.1 预测结果评估应考虑数值天气预报偏差、算法模型、设备老化等客观条件限制。

9.2 预测结果评估指标应包括评估时刻负荷预测偏差率、日（月）平均负荷预测准确率、日最大（小）负荷预测准确率、月平均日最大（小）负荷预测准确率等，具体的计算方法见附录 B。

9.3 省市县变电站负荷协同预测结果评估应结合最大负荷利用小时数校验预测合理性，具体的计算方法见附录 B。

附录 A

(资料性)

数据处理、分析和负荷预测方法

省市县变电站负荷协同预测过程中，涉及数据处理、分析及负荷预测等环节，有关推荐方法见表 A.1。

表 A.1 数据处理、分析和负荷预测方法

序号	类 别	方 法
1	负荷历史数据处理	不良数据辨识法
		特征曲线法
		相似日曲线比对法
		线性插值法
		指数平滑法
2	气象与负荷关联性	皮尔逊相关系数法
3	气象与光伏关联性	皮尔逊相关系数法
		最小二乘法
		分段线性拟合
		相似日曲线比对
		人工神经网络法
4	负荷层级关系	最小二乘法
5	负荷预测	点对点法
		倍比平滑法
		重叠曲线法
		模式识别法
		频域分量法
		线性外推法
		相似度外推法
		相关因素匹配法
		人工神经网络法
		模糊聚类法
		专家系统法
		逐点增长率法

附录 B

(资料性)

预测结果评估指标计算方法

B.1 评估时刻负荷预测偏差率

评估时刻负荷预测偏差率 E_i 的计算方法见式 (1)。

$$E_i = \frac{L_{i,f} - L_i}{L_i} \times 100\% \quad (1)$$

式中：

E_i ——时刻 i 的负荷预测偏差率，单位为百分比 (%)；

$L_{i,f}$ ——时刻 i 的负荷预测值，单位为兆瓦 (MW)；

L_i ——时刻 i 的负荷实际值，单位为兆瓦 (MW)。

B.2 日平均负荷预测准确率

日平均负荷预测准确率 A_d 的计算方法见式 (2) 和 (3)。

$$A_d = (1 - RMSE) \times 100\% \quad (2)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_i^2} \quad (3)$$

式中：

A_d ——日平均负荷预测准确率，单位为百分比 (%)；

$RMSE$ ——日负荷预测偏差率均方根；

E_i ——时刻 i 的负荷预测偏差率，单位为百分比 (%)；

n ——日负荷实际考核点数。

B.3 月平均日负荷预测准确率

月平均日负荷预测准确率 A_m 的计算方法见式 (4)。

$$A_m = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m A_{d,i} \times 100\% \quad (4)$$

式中：

A_m ——月平均日负荷预测准确率，单位为百分比（%）；

$A_{d,i}$ ——该月某日 i 的日平均负荷预测准确率，单位为百分比（%）；

m ——月度天数。

B.4 日最大（小）负荷预测准确率

日最大、最小负荷预测准确率 A_h 、 A_l 的计算方法见式（5）和（6）。

$$A_h = \left(1 - \left| \frac{L_{h,f} - L_h}{L_h} \right| \right) \times 100\% \quad (7)$$

$$A_l = \left(1 - \left| \frac{L_{l,f} - L_l}{L_l} \right| \right) \times 100\% \quad (8)$$

A_h ——日最大负荷预测准确率，单位为百分比（%）；

$L_{h,f}$ ——日最大负荷预测值，单位为兆瓦（MW）；

L_h ——日最大负荷实际值，单位为兆瓦（MW）；

A_l ——日最小负荷预测准确率，单位为百分比（%）；

$L_{l,f}$ ——日最小负荷预测值，单位为兆瓦（MW）；

L_l ——日最小负荷实际值，单位为兆瓦（MW）；

B.5 月平均日最大（小）负荷预测准确率

月平均日最大（小）负荷预测准确率 $A_{m,h(l)}$ 的计算方法见式（9）。

$$A_{m,h(l)} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m A_{h(l),i} \times 100\% \quad (9)$$

$A_{m,h(l)}$ ——月平均日最大（小）负荷预测准确率，单位为百分比（%）；

$A_{h(l),i}$ ——该月某日 i 的最大（小）平均负荷预测准确率，单位为百分比（%）；

m ——月度天数。

B.6 净负荷计算方法

净负荷为系统负荷减去风光等新能源出力后的值，计算方法见式（10）和（11）。

$$L_i = L'_i - P_i \quad (10)$$

$$L_i = L_{i1} + L_{i2} + \cdots + L_{in} \quad (11)$$

L_i ——时刻 i 的净负荷值，单位为兆瓦（MW）；

L'_i ——时刻 i 的系统负荷值，单位为兆瓦（MW）；

P_i ——时刻 i 的新能源发电出力值，单位为兆瓦（MW）；

L_{in} ——时刻 i 的某一类型负荷值，单位为兆瓦（MW）；

B.7 最大负荷利用小时数

用户或地区的年用电量与该用户或地区当年发生的最大负荷之比，是年实际用电量按最大负荷折算的等效用电小时数。计算方法见式（12）。

$$T_{\max} = \frac{A}{P_{\max}} \quad (12)$$

$T_{\max}$ ——年用电最大负荷利用小时；

A ——年用电量，单位为千瓦时（kWh）；

$P_{\max}$ ——年用电负荷最大值，单位为千瓦（kW）。