

全电压等级新能源省地双向协同支援的有功控制体系及策略

张刘冬¹, 张海波², 熊浩¹, 李彦柳¹, 彭志强³, 李峰²

(1. 国网江苏省电力有限公司, 江苏省南京市 210024; 2. 国网江苏省电力有限公司南通供电分公司, 江苏省南通市 226006; 3. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏省南京市 211103)

摘要: 为解决省调全网调峰及输电断面控制、地区主变压器过载风险控制等省地不同的新能源控制场景需求,对省地新能源有功协同自动控制体系架构及策略开展研究。采用“省调-地调”与“集中-分布”协同技术路线,在省、地两级调度主站部署新能源自动功率控制模块,构建“1+N+X”全电压等级新能源有功协同自动功率控制体系。依托该体系进一步提出两类省地新能源资源双向协同支援策略,即地调将其管辖的可调资源聚合上送至省调,满足省调调节需求,地调也可针对本地主变压器 $N-1$ 过载等紧急情况生成调节指令,经省调统一决策后下发至统调资源执行,全面提升电网平衡调节能力。通过某省、地两级调度的实际运行效果验证了所提体系及策略的有效性,保障了电网安全稳定运行及新能源最大化消纳。

关键词: 新能源; 调度主站; 自动功率控制; 变压器过载; 省地协同; 调峰

0 引言

新能源装机容量的快速增长、新能源资源的集中分布以及中国以煤为主的能源资源禀赋限制了电网调峰能力等因素,导致中国部分地区出现了新能源限电的问题^[1]。为了促进新能源的有序合理消纳,解决新能源高渗透带来的电网调峰、断面和设备重过载控制等问题,国内外学者围绕新能源接入后的调度控制模式^[2-5]、源网荷储协同运行^[6-8]和包含新能源的自动功率控制(automatic power control, APC)策略^[9-13]等关键技术问题展开了深入研究。

文献[2-5]分别基于理想调度、风险量化的概率调度和最小惯量评估的思路,提出了面向高比例新能源电力系统优化调度运行方法。文献[6-8]研究了考虑新能源与储能、抽水蓄能、电动汽车的多时间尺度联合优化调度模型。文献[9]总结了高比例新能源电力系统暂态频率稳定分析与调频控制的特征变化及其影响。文献[10]剖析了新能源接入背景驱动下自动控制模式、性能评价标准和控制策略的内涵变化。文献[11]深入分析了高比例新能源电力系统有功功率与频率控制在实时平衡、调频资源、市场发展、安全防御等方面面临的形势、挑战以及研究方

向。文献[12]提出了调峰约束下考虑弃风严重程度的风电有功控制策略。文献[13]针对新能源调度公平问题,基于在线动态分群思路提出新能源有功控制两阶段优化方法。

国内新能源调度管理一般按照容量大小确定省调调度(统调)或地调调度(非统调),与按照电压等级的电网调度不匹配。目前在某些省级电网,由于政策原因,新能源场站的有功调度权下放到对应的地调进行控制^[14]。且近年来为实现新能源就地平衡、就近消纳,已并网运行或规划建设的统调新能源较多接入地调管辖电网,造成地区电网 $N-1/N-2$ 故障等紧急情况下地区对统调新能源的调控需求越来越迫切。因此,针对省调全网调峰及断面控制、地调设备过载风险控制等省地不同的新能源控制场景需求,亟须实现省地新能源资源双向协同支援。而现有方法的新能源有功控制体系架构主要针对单一的网、省调调度(主网)或地调调度(配电网)^[2-14],已不适用于上述场景需求,以德国平衡单元模式^[15]为代表的国外平衡机制也难以直接应用。此外,为进一步提升电网平衡调节能力,还需将点多面广、单站容量小的低压分布式新能源纳入省地协同控制。因此,亟须构建全电压等级新能源有功协同自动控制体系,研究省地新能源有功调节能力双向交互、优化分配等技术。

为此,本文面向实际工程应用,在储能省地有功协同自动控制架构基础上^[16],采用“省调-地调”协

收稿日期: 2024-07-31; 修回日期: 2025-05-15。

上网日期: 2025-08-27。

国网江苏省电力有限公司科技项目(J2024019)。

同、“集中-分布”协同技术路线,拓展了低压资源聚合层和省地双向协同支援架构,从而构建了面向全电压等级新能源的“1+N+X”有功协同自动控制体系。同时,提出了两类省地新能源双向协同支援的有功控制策略,即面向全网调峰需求的前瞻协同控制策略、面向主网断面越限控制需求的紧急协同控制策略,以及面向地区设备过载风险控制的紧急协同控制策略。通过某省、地两级调度的实际运行效果验证了所提体系及策略的有效性。

1 全电压等级新能源有功协同控制架构

如图1所示,采用“省调-地调”协同、“集中-分布”协同技术路线,“1+N+X”全电压等级新能源有功协同的自动控制体系总体架构由调度主站层(包括1个省级调度控制主站、N个地级调度控制主站)、资源聚合层(X个聚合低压分布式电源的电网公司内、外部系统)及资源设备层(包含集中式与分布式的全电压等级新能源)组成。

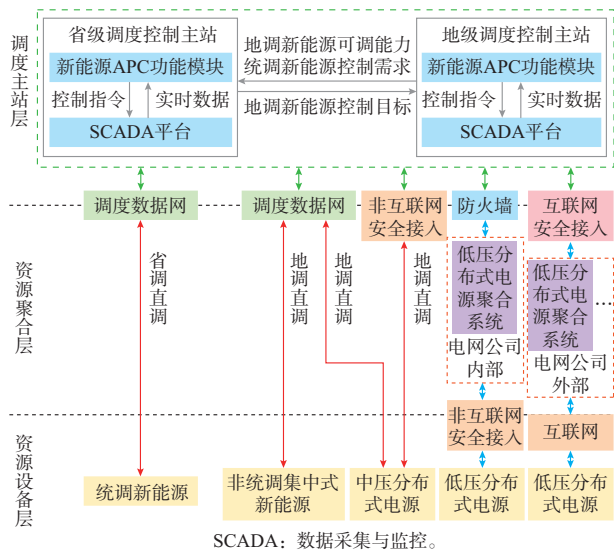


图1 全电压等级新能源有功功率自动控制体系架构
Fig.1 Automatic control system architecture of active power of full-voltage-level renewable energy

省级调度控制主站(简称省调主站)实现统调新能源数据直采和统调新能源控制模型构建,同时接收地调新能源APC功能模块上送的非统调新能源及低压分布式电源可调能力聚合信息,并综合考虑不同资源调节能力及优先级,生成调节指令下发至统调新能源和地调新能源APC功能模块执行,实现全网调峰及断面控制。

地级调度控制主站(简称地调主站)实现非统调新能源(包含集中式及中压分布式新能源)数据直采和非统调新能源控制模型构建,将非统调新能源及

低压分布式电源可调能力聚合上送省调新能源APC功能模块,同时接收省调下发的控制目标,并按不同资源的调节能力及优先级分解指令至非统调新能源以及低压分布式电源聚合系统执行,并将执行情况反馈至省调主站。

电网公司内、外部低压分布式电源聚合系统负责低压分布式电源数据采集和控制模型构建,将低压分布式电源可调能力聚合至地调新能源APC功能模块,同时接收地调新能源APC功能模块下发的控制目标并分解执行。

此外,针对地区电网主变压器(简称主变)等设备越限情况,地调主站无法直接调节统调新能源出力,通过综合考虑统调及非统调资源的调节能力及优先级,生成统调新能源调节指令并向上级调度(省调)发送调节请求,经省调主站确认后,对统调新能源出力下发调节目标实施闭环控制,从而实现主变过载风险控制。

2 全电压等级新能源APC建模方法

根据上述新能源有功功率自动控制体系架构,通过逐级将下级调度的新能源按照一定整体聚合等效为上级调度的APC虚拟机组,从而实现全电压等级新能源APC建模,为下一步全电压等级新能源有功协同自动控制策略制定奠定基础。

2.1 省调新能源APC与地调新能源APC交互信息

如图2所示,地调新能源APC功能模块将非统调新能源及低压分布式电源可调能力按照220 kV变电站主变、500 kV电网分区、地区逐级聚合形成APC虚拟机组,上送至省调新能源APC功能模块,同时接收省调下发的控制目标,故省地新能源APC协同主要包含“上送”和“下发”两部分内容。省、地新能源APC间信息交互方式采用广域代理服务^[17]。地调新能源APC上送省调新能源APC的聚合信息,作为省调侧对应的等效新能源模型参数,如附录A表A1所示。省调新能源APC下发地调新能源APC信息如表A2所示。表A1中上送省调的地调新能源APC聚合控制对象*i*的额定功率 E_i 及*t*时刻实际出力 $W_{i,t}$ 、调节上限(当前气象条件下场站的理论出力) $W_{i,t}^{max}$ 和调节下限(场站不停风机/逆变器情况下的可调下限)分别为:

$$E_i = \sum_{j=1}^J I_{i,j,t} E_{i,j} \quad (1)$$

$$W_{i,t} = \sum_{j=1}^J I_{i,j,t} W_{i,j,t} \quad (2)$$

$$W_{i,t}^{\max} = \sum_{j=1}^J I_{i,j,t} W_{i,j,t}^{\max} \quad (3)$$

$$W_{i,t}^{\min} = \sum_{j=1}^J I_{i,j,t} W_{i,j,t}^{\min} \quad (4)$$

式中: J 为地调某 220 kV 变电站主变下辖新能源场站个数; $E_{i,j}$ 、 $I_{i,j,t}$ 、 $W_{i,j,t}$ 、 $W_{i,j,t}^{\max}$ 、 $W_{i,j,t}^{\min}$ 分别为地调新能源 APC 聚合控制对象 i 下辖新能源场站 j 的额定功率及在 t 时刻的可控状态(1 为可控、0 为不可控)、实际出力、出力调节上限、出力调节下限。

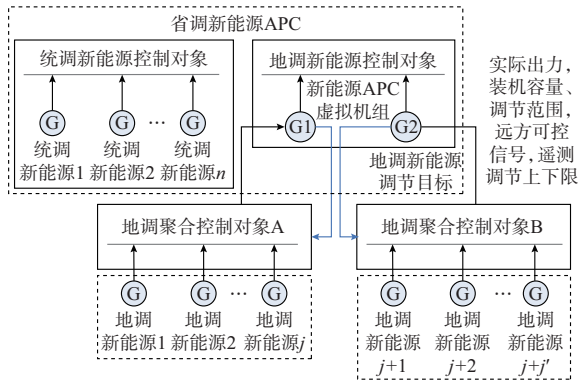


图2 新能源 APC 虚拟机组
Fig. 2 APC virtual unit of renewable energy

除上述等效控制模型外,为实现地区对省调资源的申请调用,地调新能源 APC 需建立设备越限控制模型和参与地区电网主变等设备越限控制的省调场站模型,用于对设备越限的监视和场站控制目标的计算,如图 3 所示。省调侧新增设备越限控制省地协同信息(如附录 A 表 A3 所示),用于接入各地调的设备越限控制协同请求。统调新能源场站参与省地协同时,采用基点功率模式,省调新能源 APC 作为统调新能源控制指令的唯一出口,根据地调上送的控制目标自动修改省调场站的基点功率,实现设备越限的省地闭环协同控制。在省调侧对新能源场站控制模型扩充,增加如表 A4 所示信息。

2.2 地调新能源 APC 与低压分布式电源聚合系统交互信息

地调新能源 APC 功能模块接收省调下发的控制目标,分解指令至非统调新能源以及低压分布式电源聚合系统。地调新能源 APC 功能模块接收低压分布式电源聚合系统按照配电台区、中压馈线、220 kV 变电站主变逐级聚合上送的分布式电源可调能力信息(参照附录 A 表 A1),其模型参数类似式(1)至式(4)所示地调新能源 APC 聚合控制对象建模方式,并将分布式电源聚合调节目标(参照表 A2)下发至低压分布式电源聚合系统。地调新能源

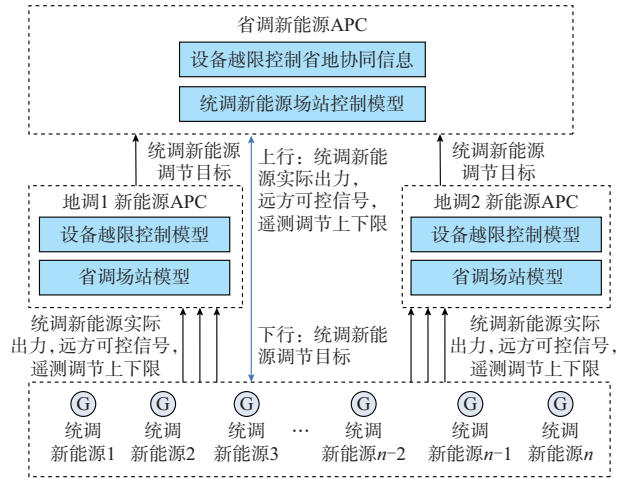


图3 统调新能源参与地调设备越限控制示意图
Fig. 3 Schematic diagram of unified dispatch renewable energy participating in local dispatch equipment over-limit control

APC 与公司内部、外部低压分布式电源聚合系统间分别采用服务总线、文件交互等方式。

3 全电压等级新能源有功协同控制策略

本章提出两类省地新能源资源双向协同支援策略:地调支援省调策略,包括面向全网调峰需求的前瞻协同控制策略及面向主网断面越限控制需求的紧急协同控制策略;省调支援地调策略,即面向地区设备过载风险控制的紧急协同控制策略。

3.1 面向全网调峰需求的前瞻协同控制策略

当新能源大发导致全网电力平衡紧张、负备用不足时,调度运行人员需要在考虑电网安全的基础上分析新能源消纳空间并通过新能源 APC 设置风电消纳指标。传统基于人工分析的新能源消纳手段较为粗放,易偏离新能源消纳最优空间,且工作量较大。为此,基于全网新能源超短期预测功率,提出面向全网调峰需求的新能源消纳能力滚动计算方法,实现省地新能源精细化协同控制。

3.1.1 面向全网调峰需求的新能源消纳能力滚动计算

全网新能源总消纳能力计算与负荷及新能源超短期预测周期一致,每 15 min 滚动计算未来 15 min 之后 1 h 的新能源消纳能力,计算公式如下:

$$P_{W,t} = P_{D,t} - P_{L,t} - P_{G,t} - P_{C,t} - P_{R,t} - P_{H,t} \quad (5)$$

式中: $P_{W,t}$ 为 t 时刻全网新能源总消纳能力; $P_{D,t}$ 为 t 时刻系统超短期负荷预测; $P_{L,t}$ 为 t 时刻区域电网联络线计划功率; $P_{G,t}$ 为 t 时刻考虑深度调峰的燃煤机组最小出力; $P_{C,t}$ 为 t 时刻其他机组(包括燃机、核电、抽蓄、储能等)的最小出力或计划功率; $P_{R,t}$ 、 $P_{H,t}$

分别为系统预留备用容量(用于平衡负荷及新能源功率的预测误差等)和缺陷受阻功率。

根据全网新能源超短期预测功率和新能源总消纳能力,滚动计算新能源调峰容量需求如下:

$$P_{P,t} = \max\{P_{F,t} - P_{W,t}, 0\} \quad (6)$$

式中: $P_{P,t}$ 为 t 时刻全网新能源调峰容量需求; $P_{F,t}$ 为 t 时刻全网新能源超短期预测功率值。

3.1.2 考虑弃电率均衡的新能源场站间分配策略

将上述调峰容量曲线(未来1h颗粒度5min的调峰计划值)滚动发送新能源APC模块执行。考虑新能源APC调节时间(在一定调节步长下,将新能源从当前出力调节至调节下限的用时或者由调节下限恢复至理论出力的用时),计算 t 时刻与5min后的 $t+1$ 时刻的新能源总需求变化量 $\Delta P_{P,t,t+1}$,按照统调新能源场站、地调新能源APC聚合控制对象不同优先级分配后下发执行,即限制新能源出力时,需等统调新能源场站可调节容量为0后再向地调新能源APC聚合控制对象分配,恢复新能源出力时则优先恢复地调新能源出力。

$$\Delta P_{P,t,t+1} = P_{P,t+1} - P_{P,t} \quad (7)$$

式中:若 $\Delta P_{P,t,t+1} > 0$,则需要限制新能源出力;若 $\Delta P_{P,t,t+1} < 0$,则需要恢复新能源出力。

新能源场站弃电率 $\gamma_{i,t}$ 定义为新能源累计弃电小时数与累计理论发电小时数的比例,有

$$\gamma_{i,t} = \frac{S_{W,i,t}}{S_{W,i,t} + E_{W,i,t}} \quad (8)$$

式中: $S_{W,i,t}$ 为统调新能源场站或地调新能源APC聚合控制对象 i 累计弃电小时数; $E_{W,i,t}$ 为统调新能源场站或地调新能源APC聚合控制对象 i 实际累计发电小时数。

统调新能源场站间、地调新能源APC聚合控制对象间按照弃电率均衡原则进行分配。若 $\Delta P_{P,t,t+1} > 0$,限制新能源出力时,按照弃电率 $\gamma_{i,t}$ 由低至高进行排序,依次选择待控制场站控制到调节下限 $W_{i,t}^{\min}$,直至 $\Delta P_{P,t,t+1}$ 分解完成;若 $\Delta P_{P,t,t+1} < 0$,恢复新能源出力时,按照弃电率 $\gamma_{i,t}$ 由高至低进行排序,依次选择在控场站恢复至调节上限 $W_{i,t}^{\max}$,直至 $\Delta P_{P,t,t+1}$ 分解完成,如式(9)所示。

$$\begin{cases} \Delta P_{P,t,t+1} \leq \sum_i (W_{i,t} - W_{i,t}^{\min}) & \Delta P_{P,t,t+1} > 0 \\ \Delta P_{P,t,t+1} \geq \sum_i (W_{i,t} - W_{i,t}^{\max}) & \Delta P_{P,t,t+1} < 0 \end{cases} \quad (9)$$

在地调新能源APC聚合控制对象内部,同样按照非统调新能源以及低压分布式电源聚合系统弃电

率均衡原则进行调峰功率的二次分配。此外,在连续长时间调峰情况下,通过设置轮替启动时长、轮替投退间隔、重复轮替间隔等时间参数,对新能源场站进行轮循调以提升弃电率均衡水平。

需要说明的是,当新能源超短期预测偏大、负荷超短期预测偏小时,上述策略偏保守,可能会增加新能源弃电率。因此,进一步提升负荷及新能源超短期预测准确性和减小该策略的保守性是后续改进方向。

3.2 面向主网断面控制需求的紧急协同控制策略

3.2.1 断面状态划分

在电网实际运行中,存在着风光水火等多能源交织的混合输电断面,针对多能源混合输电断面的越限控制,在常规机组出力调节、网络拓扑变化等常规手段用尽的前提下,为了确保220kV及以上输电断面安全,需利用新能源将断面越限控制到位。根据断面实际潮流值与断面潮流限值比值不同来设置断面稳定裕度(一般取值5%~10%),对断面实际状态的划分如表1所示,并按照相应状态进行控制。

表1 主网断面状态划分
Table 1 State division of main power grid sections

断面实际潮流占断面限额比例	断面状态
[0,95%)	安全区
[95%,100%]	紧急区
>100%	越限区

表1中,安全区表明此时断面的裕度充足,不干预相关新能源场站的出力。紧急区表明,此时断面处于越限边缘,需要计算该断面有功功率相对于各新能源有功出力的灵敏度系数^[18],并根据这些灵敏度信息对新能源出力的调节加以限制:一是闭锁所有恶化断面状态的新能源场站控制指令,将新能源场站目标值限制在当前出力;二是对断面状态恢复有益的指令仍然正常下发,防止由于APC调节导致新能源送出断面状态进一步恶化。越限区表明,此时断面为越限状态,断面裕度不足,为快速消除越限,确保断面安全,相关新能源场站需要下调出力,将消除断面越限需要下调的调节量分配给相应的新能源场站。

3.2.2 断面越限控制原则

由于220kV变电站的主变以下电网呈辐射状,220kV及以上电压等级主网断面对地调新能源(接入某220kV主变以下电网)APC聚合控制对象的灵

敏度等于主网断面对该 220 kV 主变的灵敏度。功率转移分布因子^[18] (power transfer distribution factor, PTDF) S 反映了所有支路潮流与各节点净输入功率之间的关系,一般可通过计算 PTDF 矩阵从而确定断面有功功率相对于地调新能源 APC 聚合控制对象有功出力的灵敏度系数。

$$S = B_{\text{line}} (B_{\text{bus}}^*)^{-1} \quad (10)$$

式中: B_{line} 为线路-节点导纳矩阵,描述了线路功率与节点电压间的关系; B_{bus} 为节点导纳矩阵,描述了节点功率与电压的关系,由于该矩阵为奇异矩阵,无法直接求逆,考虑到平衡节点自动满足功率平衡,将平衡节点对应项置零得到 B_{bus}^* ,即其他节点都与平衡节点作为节点对。

根据表 1 中断面状态定义进行风险分析,若出现断面功率越限情况,则兼顾公平(新能源弃电率均衡)、效率(灵敏度大优先调节)原则对相关新能源场站出力进行调节。按照断面对统调新能源场站或地调新能源 APC 聚合控制对象的灵敏度(灵敏度门槛值可设置)由大到小进行排序分配,相同灵敏度情况下再按照新能源弃电率均衡原则进行分配。若断面处于安全区且新能源场站存在弃风光时,则按照灵敏度由小到大逐个恢复新能源出力,灵敏度相同时优先恢复弃电率高的新能源场站。此外,与全网调峰控制相同,限制新能源出力时,需等大于一定灵敏度的统调新能源场站可调节容量为 0 后,再向地调新能源 APC 聚合控制对象分配;恢复新能源出力时,则优先恢复地调新能源出力。

3.2.3 断面越限控制策略

断面越限工况下,即断面功率已超过断面稳定限额时,对断面下接入的新能源场站进行矫正调节,矫正目标为断面预留稳定裕度后的运行工况,矫正调节量计算方法如下:

$$\Delta P_{\text{sec},l,t} = P_{\text{sec},l,t} - P_{\text{lim},l} (1 - \delta_{\text{marg},l}) \quad (11)$$

式中: $\Delta P_{\text{sec},l,t}$ 为断面 l 在 t 时刻考虑稳定裕度后的矫正调节量; $P_{\text{lim},l}$ 为断面 l 的稳定限额; $\delta_{\text{marg},l}$ 为断面 l 的稳定裕度; $P_{\text{sec},l,t}$ 为断面 l 在 t 时刻的实际有功。

按照上文给定的功率分配原则,新能源 APC 根据矫正调节量和各个参与调节的新能源场站可执行量,自动计算出需要参与调节的新能源场站,通过省地新能源 APC 将其发送至各个新能源场站或地调新能源 APC 聚合控制对象执行,有

$$\Delta P_{\text{sec},l,t} \leq \sum_i \mu_{i,l} (W_{i,t} - W_{i,t}^{\min}) \quad \Delta P_{\text{sec},l,t} > 0 \quad (12)$$

式中: $\mu_{i,l}$ 为断面 l 有功功率相对于各统调新能源场

站或地调新能源 APC 聚合控制对象有功出力的灵敏度系数。

基于安全可靠原则,通过设置每轮次调节新能源容量,实施按轮次调节策略^[19]。每轮次调节后重新计算,并对输电断面下所有新能源调节量和剩余可调节量进行统计,直至越限消除或者无可调新能源出力为止。针对断面限额控制到位情况(例如,与给定限额偏差大于 5% 且持续 15 min)下,每隔 15 min 对第 1 阶段已调整的新能源场站进行定量恢复,每次恢复总调节量的一定比例(例如 20%)。若定量恢复执行后导致断面再次越限,则继续按上述断面控制策略执行。

需要说明的是,当实际运行中新能源大发时,全网调峰和新能源送出断面越限控制需求通常交织一起。考虑到新能源参与断面越限控制时,新能源出力降低可以同时缓解全网电力平衡紧张、负备用不足的情况,有助于全网调峰,而新能源参与全网调峰控制时,考虑到新能源与越限断面的灵敏度大小不同,不一定有助于断面越限控制。因此,当全网调峰和断面越限控制需求同时出现时,一般优先进行断面越限控制,待断面处于安全区再进行全网调峰控制,并同时考虑闭锁恶化断面越限的新能源出力调节方向。此外,若断面处于安全区,但全网还有调峰需求时,则闭锁恢复新能源出力。

3.3 面向地区设备过载控制的紧急协同控制策略

3.3.1 设备过载的省地协同控制流程

较多统调新能源接入地区电网造成地区电网设备 $N-1$ 故障等紧急情况下倒送重过载,地区对统调新能源的调控需求越来越突出。当设备过载时,地调调管的新能源场站的出力调节量无法满足设备过载控制需求,启动省地协同控制,地调新能源 APC 计算省调场站的控制目标,向省调新能源 APC 发送设备过载协同控制请求和统调新能源场站控制目标集,省调收到协同控制请求后,经调度运行人员确认后下发场站控制目标执行。具体控制流程如图 4 所示。

考虑到多个地调的多个设备过载需要省调协同控制,故省调新能源 APC 应支持多地调多设备的协同控制场景,如图 5 所示。地调新能源 APC 对多个设备负载进行监视,当任意设备过载时(一个或多个设备过载),满足省调场站参与协同控制的条件下,向省调发送设备过载协同控制请求集和场站控制目标集,经省调调度运行人员确认后下发执行。

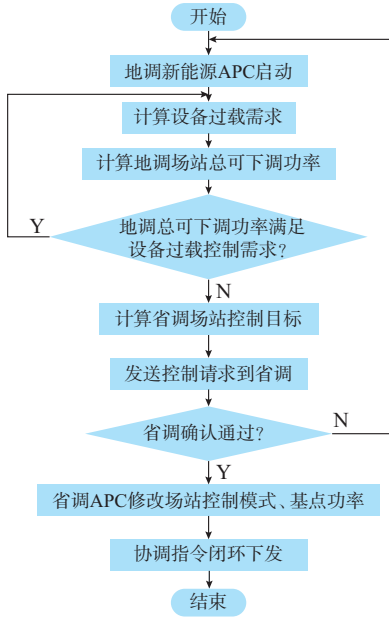


图4 设备过载省地协同控制流程图

Fig. 4 Flow chart of provincial-local coordinated control for device overload

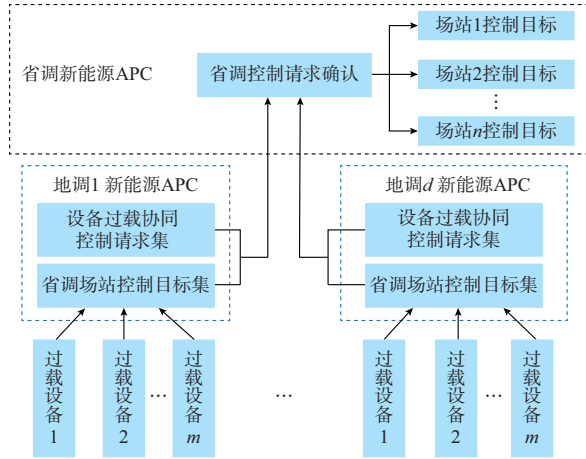


图5 多地区多设备省地协同控制请求示意图

Fig. 5 Schematic diagram of multi-region and multi-device provincial-local coordinated control request

3.3.2 设备过载的省地协同控制策略

地区电网一般呈辐射状运行,参照3.2节断面状态划分和越限控制策略,当 t 时刻设备 m 过载时,计算出总矫正调节量 $\Delta P_{tra,m,t}$,按照地调、省调、低压新能源场站依次参与调节。单个地调新能源场站 j 的最大调节量为场站当前实际出力 $V_{j,t}$ 减去场站调节下限 $V_{j,t}^{\min}$, $\Delta P_{tra,m,t}$ 扣除所有地调新能源场站的最大调节量后的剩余调节需求为 $\Delta P_{rest,m,t}$

$$\Delta P_{rest,m,t} = \Delta P_{tra,m,t} - \sum_j (V_{j,t} - V_{j,t}^{\min}) \quad (13)$$

若 $\Delta P_{rest,m,t}$ 大于0,则此时需调用省调和低压新能源场站消除设备过载。当启动设备过载省地协同

控制后,地调新能源APC确定过载设备下省调可控新能源场站,并将剩余调节需求 $\Delta P_{rest,m,t}$ 在省调新能源场站 n 之间按照等负荷率(场站目标出力 $W_{n,t}^{\text{tar}}$ 与额定功率 $W_{N,n}$ 的比例)分配,获得各省调场站的控制目标 $W_{n,t}^{\text{tar}}$

$$\Delta P_{rest,m,t} = \sum_n (W_{n,t} - W_{n,t}^{\text{tar}}) \quad W_{n,t}^{\text{tar}} \geq W_{n,t}^{\min} \quad (14)$$

若省调新能源场站可调节量不足,则需进一步按照低压分布式电源聚合控制对象等负荷率分解剩余调节需求至低压分布式电源聚合控制对象。地调新能源APC将省调新能源场站控制目标通过广域代理服务发送至省调新能源APC,请求省调投入协同控制。省调调度运行人员确认通过后,省调新能源场站自动投入“基点”调节模式进行控制。若此时该场站正在响应全网调峰或者主网断面控制,则以全网调峰或者主网断面控制要求优先,结束时若地调新能源APC继续发送省地协同控制目标值,该场站再投入“基点”调节模式。当地调设备过载解除时,地调新能源APC请求退出协同控制,经省调调度运行人员确认后退出协同控制。

综合上述3种策略,若多个控制需求(全网调峰、断面越限、设备过载)同时出现时,各类资源(统调、非统调以及低压新能源)的控制优先级见表2。

表2 不同场景下各类资源的控制优先级
Table 2 Control priority of various resources under different scenarios

控制需求	控制优先级		
	统调新能源	非统调新能源	低压新能源
全网调峰	中	低	中
断面越限	高	中	高
设备过载	低	高	低

可见,针对统调、非统调以及低压新能源,断面越限控制优先级高于全网调峰;针对统调及低压新能源,设备过载控制优先级低于全网调峰和断面越限;针对非统调新能源,设备过载控制优先级高于全网调峰和断面越限。

4 工程应用

本文提出的全电压等级新能源省地双向协同支援的有功自动控制体系及策略在某省份得到了实际应用,控制体系包含1个省调新能源APC、13个地调新能源APC和1个聚合低压分布式光伏的用电信息采集系统,具备对全电压等级新能源功率的实时控制能力。截至2024年底,该省新能源总装机容量已突破86 GW,其中,统调新能源占32.96 GW,

非统调新能源占 15.75 GW、低压分布式电源占 38.06 GW。考虑常规、核电机组最低开机容量及区外来电要求,春节等节假日期间最极端情况下新能源消纳空间仅有 23 GW,刚好满足低压分布式电源出力(按照负荷率约为 60% 考虑),中压及以上电压等级新能源需要限制最低,甚至到 0。另外,该省 2 个县级电网新能源装机已超当地最高负荷,存在多个 220 kV 主变倒送情况,在 $N-1/N-2$ 故障等紧急情况下地区对统调新能源的调控需求越来越迫切。以全网调峰控制以及海上风电送出通道 $N-2$ 、地区电网主变 $N-1$ 的紧急自动控制功能验证了所提体系及策略的有效性。

4.1 全网调峰控制

2024 年春节期间某日 10:00,该省全网用电负荷为 50.63 GW,全电压等级风光合计出力 18.3 GW(统调、非统调及低压新能源出力分别为 10.36、3.60、4.34 GW),区外直流 10.06 GW。将 13 个地区的虚拟新能源 APC 机组投入省地实时协同闭环控制,全网新能源调度人工限电控制目标、15 min 滚动计算获得的全网新能源总消纳能力以及新能源预测出力、实际出力曲线如图 6 所示。

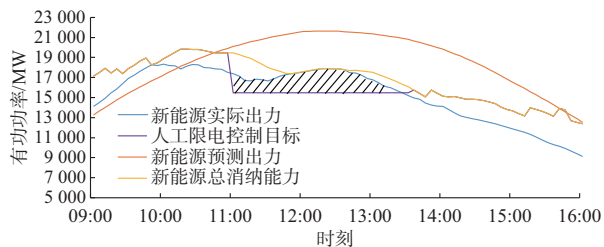


图 6 省地协同的全网调峰控制过程曲线
Fig. 6 Provincial-local coordinated peak regulation process curves of whole power grid

由图 6 可以看出,与采用日前人工下达 11:00 至 13:30 时段全网新能源出力上限的要求相比,新能源省地前瞻协同控制只需将协同开关投入闭环,全网新能源正常跟踪控制过程与常规机组类似,减轻了调度运行人员工作压力,同时限电过程更加平缓,能够更加精细化地利用全网新能源的调节能力。11:50 至 12:35 新能源实际出力和总消纳能力相近,新能源基本控制到位。图 6 中阴影部分表明,相比较保守的人工限电控制目标,采用省地前瞻协同控制后,新能源增发大约 5 000 MW·h(平均增发功率约 2 000 MW,持续时间约 2.5 h),进一步提升了新能源消纳空间。

以某限电时刻为例介绍新能源弃电率均衡控制过程。表 3 中列出了部分统调新能源场站和地调新能源场站源 APC 聚合控制对象的弃电率、额定功率、实

时出力以及分配功率。

表 3 某限电时刻新能源弃电率均衡控制结果
Table 3 Equilibrium control results of renewable energy power abandonment rate during a specific power curtailment moment

新能源场站	弃电率	额定功率/ MW	实时出力/ MW	分配功率/ MW
统调新能源 1	0.016 5	150	93	63
统调新能源 2	0.019 4	100	69	49
统调新能源 3	0.023 3	300	102	0
地调新能源 1	0.001 0	1 327	390	0

该时刻 860 MW 新能源调峰功率按照“先统调新能源场站、后地调新能源”的不同优先级分配后下发执行。可以看出,调峰功率仅在统调新能源中按照弃电率均衡原则进行了分配,即限制新能源出力时按照弃电率由低至高进行排序,依次选择待控制场站限至 20% 额定功率,直至分解完成(与统调新能源 3 相比,统调新能源 1 和 2 弃电率较低,优先参与调峰功率分配),验证了本文提出的考虑弃电率均衡的新能源场站间分配策略的有效性。

4.2 海上风电送出通道 $N-2$ 紧急自动控制

通过调度技术支持系统实时监控该省海上风电送出通道是否发生 $N-2$ 故障。若 $N-2$ 故障发生且存在其他线路过载,新能源 APC 则启动自动控制流程,将策略计算的控制目标下发,控制相关海上风电出力,同时将地区非统调新能源控制目标下发给地调新能源 APC,由地调新能源 APC 分解执行。

模拟线路不同越限程度下(分别为 120%、200%)新能源闭环试验结果如表 4 所示。

表 4 海上风电送出通道 $N-2$ 紧急自动控制试验结果
Table 4 Test results of $N-2$ emergency automatic control of offshore wind power delivery channel

新能源场站	弃电率	当前实发 功率/p.u.	控制目标 1/p.u.	控制目标 2/p.u.	灵敏度
统调风电场 4	0.022 6	0.80	0.20	0.20	0.55
统调风电场 5	0.019 7	0.77	0.36	0.20	0.30
统调风电场 6	0.021 8	0.83	1.00	0.20	0.30
地调新能源 2	0.001 0	0.52	1.00	0.35	0.38

由表 4 可以看出,断面越限控制新能源出力时,按照“先统调新能源场站、后地调新能源 APC 聚合控制对象”的不同优先级分配后下发执行,即当不小于一定灵敏度(设为 0.3)的统调新能源场站可调节容量为 0(调节下限设为 20% 额定功率)后,再对地调新能源对象进行分配(表中仅在 200% 越限程度下,地调新能源参与了断面调节功率分配),分配过

程按照断面对统调新能源场站的灵敏度由大到小进行排序分配(表中统调风电场4灵敏度最大,最先参与断面调节功率分配),相同灵敏度下再按照新能源弃电率均衡原则进行分配(表中统调风电场5和6的灵敏度一致,但统调风电场5弃电率较低,在120%越限程度下优先参与断面调节功率分配),在控制目标限电情况下省地新能源均执行到位,验证了所提新能源控制策略的正确性。

另外,相比传统新能源安稳控制装置,通过全电压等级新能源有序、精准调节实现“以调代切”,控制更为灵活、高效,可提升 $N-2$ 故障情况下电网分区内新能源消纳能力约为300 MW。

4.3 地区电网主变 $N-1$ 紧急自动控制

该省某地区电网的110 kV统调新能源(风电场7、风电场8)通过220 kV主变并网运行,当主变 $N-1$ 运行时,常规机组和新能源总出力(最大值为270 MW)可能超过其上网主变容量(180 MV·A),正常情况下需将统调风电场8陪停。统调风电场7和8归省调调管,断面越限时地区电网向上级调度(省调)发送限电请求(限电控制目标和实际出力如图7所示),通过省调APC间接对统调风电场7和8的出力进行控制,实际出力和控制目标相近,从而实现“以调代停”,保障电网安全稳定运行并实现新能源最大化消纳。

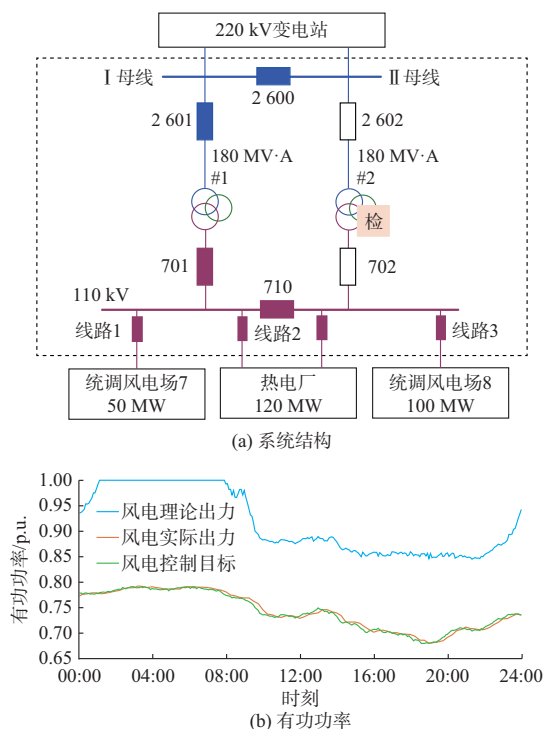


图7 新能源参与220 kV主变 $N-1$ 紧急自动有功控制
Fig. 7 $N-1$ emergency automatic active power control of 220 kV transformer with participation of renewable energy

5 结语

本文基于“省调-地调”协同、“集中-分布”协同技术路线,构建了面向全电压等级新能源的“1+N+X”有功协同自动控制体系架构及省地新能源双向协同支援的有功控制策略,在省调全网调峰及断面控制等场景下实现省调对地区可调聚合资源统一调管,在地区主变过载风险控制等场景下实现地区对省调资源按需申请调用的双向协同互补支撑,保障了电网安全稳定运行并实现了新能源最大化消纳。以某沿海省份全网调峰控制以及海上风电送出通道 $N-2$ 、地区电网主变 $N-1$ 的紧急自动控制功能建设,验证了所提体系及策略的有效性。未来,随着新能源参与电力市场,本文控制策略需进一步考虑新能源量价等信息。

本文共享了部分实际电网运行和试验数据,可在本刊网站支撑数据处下载。

附录见本刊网络版,点击<http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20240731007>,或扫描英文摘要后二维码,可阅读全文。

参考文献

- [1] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [2] 于群,李知艺,谷炜,等.面向理想调度的高比例新能源电力系统端到端调度决策方法[J].中国电机工程学报,2023,43(增刊1):31-43.
YU Qun, LI Zhiyi, GU Wei, et al. Perfect-dispatch-oriented end-to-end dispatch decision-making method for high proportion renewable energy power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(S1): 31-43.
- [3] 吴文传,许书伟,杨越,等.风险量化的高比例新能源电力系统概率调度[J].电力系统自动化,2023,47(15):3-11.
WU Wenchuan, XU Shuwei, YANG Yue, et al. Risk-quantified probabilistic dispatch for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 3-11.
- [4] YANG Y, WU W C, WANG B, et al. Analytical reformulation for stochastic unit commitment considering wind power uncertainty with Gaussian mixture model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2769-2782.
- [5] 叶畅,柳丹,杨欣宜,等.基于最小惯量评估的高比例新能源电力系统优化运行策略[J].电网技术,2023,47(2):502-509.

- YE Chang, LIU Dan, YANG Xinyi, et al. Optimal operation strategy of high proportion new energy power system based on minimum inertia evaluation [J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 502-509.
- [6] 胡俊杰, 赖信辉, 郭伟, 等. 考虑电动汽车灵活性与风电消纳的区域电网多时间尺度调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 52-60.
- HU Junjie, LAI Xinhui, GUO Wei, et al. Multi-time-scale scheduling for regional power grid considering flexibility of electric vehicle and wind power accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 52-60.
- [7] ZHANG H X, LU Z X, HU W, et al. Coordinated optimal operation of hydro-wind-solar integrated systems [J]. Applied Energy, 2019, 242: 883-896.
- [8] LIU B X, LUND J R, LIAO S L, et al. Optimal power peak shaving using hydropower to complement wind and solar power uncertainty [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 209: 112628.
- [9] 汪梦军, 郭剑波, 马士聪, 等. 新能源电力系统暂态频率稳定性分析与调频控制方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1672-1693.
- WANG Mengjun, GUO Jianbo, MA Shicong, et al. Review of transient frequency stability analysis and frequency regulation control methods for renewable power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1672-1693.
- [10] 雷雨, 向明旭, 黄子蒙, 等. 面向多源协调互济的AGC指令两阶段分配方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(14): 71-81.
- LEI Yu, XIANG Mingxu, HUANG Zimeng, et al. A two-stage allocation method for AGC command with multi-resource coordination [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(14): 71-81.
- [11] 滕贤亮, 谈超, 昌力, 等. 高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究综述及展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 12-35.
- TENG Xianliang, TAN Chao, CHANG Li, et al. Review and prospect of research on active power and frequency control in power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 12-35.
- [12] 翟丙旭, 王靖然, 杨志刚, 等. 调峰约束下考虑发电优先级的风电有功控制策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(23): 83-88.
- ZHAI Bingxu, WANG Jingran, YANG Zhigang, et al. Active power control strategy for wind power considering priorities of power generation with peak regulation constraints [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(23): 83-88.
- [13] 陈堂龙, 汪马翔, 王昊昊, 等. 考虑长期电量公平与实时电力公平的新能源有功控制方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(21): 111-117.
- CHEN Tanglong, WANG Maxiang, WANG Haohao, et al. Control method of active power for renewable energy considering long-term electric quantity and real-time electricity equity [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(21): 111-117.
- [14] 谢旭, 吴继平, 罗亚洲, 等. 同一控制区两级调度风电实时协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 114-119.
- XIE Xu, WU Jiping, LUO Yazhou, et al. Real-time coordinated control strategy for wind power with two-level dispatching in same control area [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 114-119.
- [15] 刘秋华, 张正延, 姜亚熙, 等. 平衡单元模式下德国电力电量平衡机制探讨及启示[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(4): 113-118.
- LIU Qiuhua, ZHANG Zhengyan, JANG Yaxi, et al. Discussion on power balance mechanism of Germany and its implications under balancing group mode [J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(4): 113-118.
- [16] 张江丰, 郭斌琪, 王天宇, 等. 基于广域信息交互的电网侧储能省地有功协同控制技术[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(17): 128-136.
- ZHANG Jiangfeng, GUO Binqi, WANG Tianyu, et al. Provincial and regional active power cooperative control technology for energy storage on power grid side based on wide-area information interaction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(17): 128-136.
- [17] 王恒, 郭凌旭, 武瑞龙, 等. 基于电力调度数据网的广域消息总线设计与实现[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(15): 100-106.
- WANG Heng, GUO Lingxu, WU Ruilong, et al. Design and implementation of wide-area message bus based on electric power dispatching data network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 100-106.
- [18] 张小白, 高宗和, 钱玉妹, 等. 用AGC实现稳定断面越限的预防和校正控制[J]. 电网技术, 2005, 29(19): 55-59.
- ZHANG Xiaobai, GAO Zonghe, QIAN Yumei, et al. Implementation of preventive and remedial control for tie line overload by use of automatic generation control [J]. Power System Technology, 2005, 29(19): 55-59.
- [19] 秦川, 任伟, 江叶峰, 等. 频率安全分段控制下轮次切负荷协调优化策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 261-268.
- QIN Chuan, REN Wei, JIANG Yefeng, et al. Coordinated optimization strategy of wheel load shedding under frequency safety subsection control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 261-268.

张刘冬(1987—),男,通信作者,博士,高级工程师,主要研究方向:电力系统自动化、新能源自动控制。E-mail: zldon_1987@126.com

张海波(1990—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向:电力系统自动化。E-mail: zhb727@zju.edu.cn

熊浩(1982—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向:电网调度运行管理。E-mail: 14019901@qq.com

(编辑 代长振)

Active Power Control System and Strategy for Full-voltage-level Renewable Energy Provincial-local Bidirectional Coordinated Support

ZHANG Liudong¹, ZHANG Haibo², XIONG Hao¹, LI Yanliu¹, PENG Zhiqiang³, LI Feng²

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210024, China;

2. Nantong Electric Power Supply Company of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nantong 226006, China;

3. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 211103, China)

Abstract: To address the diverse requirements for renewable energy control scenarios at the provincial and local levels, such as provincial grid peak regulation and transmission section control, as well as local main transformer overload risk control, research has been conducted on the architecture and strategies of a provincial-local coordinated automatic active power control system for renewable energy. A coordinated technical approach combining “provincial dispatch-local dispatch” and “centralized-distributed” strategies is adopted. Automatic power control modules for renewable energy are deployed at both provincial and local dispatch master stations, establishing a “1+N+X” coordinated automatic active power control system for renewable energy across full voltage levels. Based on this system, two types of bidirectional coordinated support strategies for provincial-local renewable energy resources are proposed. Specifically, local dispatch can aggregate and transmit its adjustable resources to the provincial dispatch to meet the regulation needs of provincial dispatch. Meanwhile, local dispatch can also generate regulation commands in response to local emergencies, such as $N-1$ overload of main transformers. These commands are then uniformly decided upon by provincial dispatch and issued to unified-dispatch resources for execution, thereby comprehensively enhancing the grid balance adjustment capabilities. The effectiveness of the proposed system and strategy is verified by the actual operation effects of a provincial-local dispatch to ensure the safe and stable operation of the power grid and the maximum consumption of renewable energy.

This work is supported by State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (No. J2024019).

Key words: renewable energy; dispatch master station; automatic power control; transformer overload; provincial-local coordination; peak regulation

