

# 考虑新能源消纳和电力保供的电力系统多时间尺度平衡方法

冯松杰<sup>1,2</sup>, 魏 韡<sup>1,2</sup>

(1. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 100084; 2. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室, 北京市 100084)

**摘要:** 随着可再生能源接入比例持续升高,传统火电逐渐被取代,以有限灵活性确保常规条件下日内调峰和不利气象条件下负荷保供是新型电力系统安全运行的基础。基于此,提出了一种考虑新能源消纳和电力保供的电力系统多时间尺度平衡方法。首先,计算若干年度净负荷场景中长时储能最优调度曲线,并将其作为运行经验。然后,在周前阶段,根据新能源电量预测判断是否为不利气象条件,并针对不利气象条件设计了电力保供策略,针对常规运行条件设计了基于灵活性区间的日前-日内-实时协调运行策略。所提方法无需新能源精确出力曲线预测,可以实现从年度到实时调度等多时间尺度调度的有机配合以及长、短时储能和常规机组的多源协调。最后,参考某区域电网数据进行算例分析并与传统滚动优化方法进行对比,验证了所提方法的优势和保供策略的有效性。

**关键词:** 长时储能; 新能源消纳; 多时间尺度平衡; 高比例新能源电力系统; 灵活性; 电力保供

## 0 引言

在“碳达峰·碳中和”目标的推动下,风电、光伏等可再生能源接入比例持续上升,发电侧不确定性大幅增加<sup>[1]</sup>。截至2023年10月底,中国风电、光伏装机规模分别达到404、536 GW;可再生能源装机规模达1.4 TW,约占全国发电总装机容量的49.9%<sup>[2]</sup>。中国风电和光伏装机容量在2030年需要达到1.2 TW以上,约是当前的1.5倍<sup>[3]</sup>。由于传统火电机组被逐步取代,电力系统灵活性降低。上述情况给新型电力系统电力电量平衡带来了挑战<sup>[4-5]</sup>。电网运行调度不仅需要满足可再生能源和负荷功率昼夜变化带来的调峰需求,还要考虑可再生能源和负荷的季节性变化趋势,在连续无风或阴雨等不利气象条件下保证负荷供应。为了应对火电机组容量减少而损失的平稳发电能力与调度灵活性,满足多时间尺度上的平衡需求,电力系统需要部署抽水蓄能<sup>[6]</sup>、压缩空气储能<sup>[7]</sup>、电池储能<sup>[8]</sup>等多类型储能。当火电装机容量占比降低到一定程度时,满发功率将不及平均负荷。考虑到新能源和负荷的季节波动性,系统需要循环周期达到数月甚至一年(满功率充放电时长达数百小时)的长时储能满足平衡和保供需

求。在大电网中,实现上述季节储能的一种途径是在有蓄水能力的大型水电站或梯级水库加装水泵,将水从下游提升到上游形成发电-抽水蓄能一体化设施。在此背景下,如何协调多类发电资源与储能设施实现新能源高效消纳和负荷安全供应成为亟须解决的问题。

解决上述问题的最大挑战是新能源发电的不确定性。运行调度主要考虑日前机组启停计划,即机组组合和日内经济调度的协调。以电池储能为代表的短时储能充放电周期为几小时,每天循环1至2次,故日前-日内调度的研究框架中可以直接纳入短时储能。为考虑可再生能源引入的不确定性,目前许多研究采用两阶段优化方法制定日前发电计划,根据不确定性的描述方式主要分为随机优化<sup>[9-10]</sup>、鲁棒优化<sup>[11-13]</sup>和分布鲁棒优化<sup>[14-15]</sup>。随机优化根据对不确定性的概率分布采样获得若干情景,并最小化期望成本。考虑到可再生能源出力的准确概率分布不易获取,但出力的波动范围容易估计,鲁棒优化基于预先给定的不确定集描述其不确定性,做出最坏场景下的最优决策。然而,实际运行中最坏场景发生的概率极低,鲁棒优化的结果往往趋于保守,因而会造成一定的经济性损失。分布鲁棒则假设不确定性的概率分布是不精确的,进而优化最坏概率分布下的期望成本,综合了随机优化和鲁棒优化的优点。

应用上述方法解决多时间尺度平衡问题仍有两方面困难。一方面,两阶段优化模型假设第2阶段

收稿日期: 2023-12-28; 修回日期: 2024-09-11。

上网日期: 2025-01-07。

国家重点研发计划资助项目(2021YFB2400701); 国家电网有限公司科技项目(5419-202199514A-0-5-ZN)。

决策在所有不确定参数均已获知后进行。该假设对于单时段决策问题(如最优潮流)是成立的。然而,对于多时段决策(如机组组合或经济调度问题),新能源的真实出力是随着时间推移逐次被观察到的,某个时段的调度决策需要在当前时段新能源出力获知后即刻做出,而不能依赖未来时段新能源出力的实际值。这种因果信息结构被称作非预期性<sup>[16]</sup>。动态规划是一种求解多阶段随机控制问题的有效框架,通过历史数据离线训练每个阶段对应的最优值函数,实时阶段即可根据实时观测并基于Bellman最优性原理做出决策<sup>[17]</sup>,当前决策对未来的影响由最优值函数体现。当系统状态方程和约束都可用线性函数表示时,则可以证明最优值函数是状态的分段线性凸函数<sup>[18]</sup>。基于上述分段线性的性质,无须精确表示最优值函数,只需将与最优解有关的分段函数表示出来即可求得精确的最优策略,由此发展出前推-回推迭代式动态规划算法,包括随机对偶动态规划<sup>[19]</sup>和鲁棒对偶动态规划<sup>[20]</sup>。强化学习可以不依赖具体模型构建最优值函数,亦被用于含新能源和储能的电力系统调度问题<sup>[21-23]</sup>。总体而言,完全无模型的强化学习方法对数据要求较高,并且训练过程需要一定技巧。

另一方面困难来自长期天气预报不可行,即无法获得新能源长期出力曲线。上述文献研究的系统大都只涉及短时储能,通过考虑典型日场景即可反映储能对系统运行的影响。而长时储能旨在应对新能源出力季节性变化以及在不利气象条件下保障负荷供应,其充放电周期远大于1 d,甚至每年只有1~2个完整循环。为反映长时储能对系统运行的影响,有必要考虑一个完整的循环内系统的运行策略。然而,对于现有预测技术而言,日前出力曲线的预测准确度相对较高,但提前2~3 d的出力曲线预测误差较大<sup>[24]</sup>;提前1周以上几乎难以预测出力曲线,只能大致估计新能源总电量。因此,难以对长周期调度问题准确建模。对于此困难,一些针对需求侧多能源系统提出的方法值得借鉴。文献[25]提出了一种两阶段调度框架,通过历史同期数据求解一个简化的长周期规划问题,将得到的调度近似解作为短周期规划的参考。文献[26]则是通过历史数据优先确定长时储能的粗略调度计划,并在实时调度时对其进行追踪。文献[27]提出了一种多能微网能量-功率匹配方法,综合利用可再生能源的周前度能量预测和日前功率预测进行滚动优化,保障了微网运行的安全性。然而,上述针对小系统的研究无法直接应用于大系统,原因是在不利气象条件下,小系统可以从电网购电以维持功率平衡,电力保

供在需求侧通常容易实现;而大系统在不利气象条件下只能依靠自身的调度能力保障电力供应。

为应对上述问题,本文对聚纳高比例风电、光伏发电且配备长短时储能的电力系统涉及年度到日内多个时间尺度的平衡问题进行深入研究,提出了一种综合利用数据和经验的多时间尺度平衡方法,根据新能源发电历史数据(或生成的历史场景)、周前电量预测、日前发电曲线区间预测和实时功率量测,综合考虑新能源消纳、调峰和电力保供需求,协调常规机组与长短时储能的运行。所提方法无需新能源长期出力曲线预测和短期精确出力预测,可实现年度、季度、周前、日前、日内、实时调度等多时间尺度调度方案的有机配合以及新能源、储能、常规机组等多类资源的全局协调,在现有技术可达到的预测精度下提高新能源利用率,减少由于发电资源协调不充分导致的新能源弃电以及由于对不利气象条件估计不充分导致的负荷损失。

## 1 问题描述与总体技术框架

### 1.1 问题描述

在本文的高比例新能源电力系统中,风电、光伏电源装机容量占比约为80%,年发电量占比大于50%,存量常规机组作为灵活性资源,主要在不利气象条件下作为保供电源,常规机组容量低于平均负荷的90%或峰值负荷的60%;为增强系统维持源荷平衡的能力,配备了以大型抽水蓄能、压缩空气储能为代表的长时储能以及以电化学储能为代表的短时储能。本文目标是通过协调常规机组与长短时储能的调度,在常规条件下实现高比例新能源的高效利用,在连续多日无风或阴雨等不利气象条件下保障负荷供应。由于本文仅考虑平衡问题,出于简洁性考虑,叙述中不考虑系统的网络结构,即忽略潮流约束,这种简化模型在研究平衡问题时通常是合理的。事实上,所提方法在日前、日内和实时阶段可以考虑潮流约束。

高比例新能源电力系统的平衡分析与决策重点考虑以下3个方面。

#### 1) 新能源消纳、调峰和电力保供

风电、光伏电源出力受气象条件影响大。常规或有利气象条件下,需要压低常规机组出力,降低碳排放,利用储能协助消纳和利用新能源发电。在连续多日无风或阴雨等不利气象条件下,火电需要增加出力或满发,将多余电量存入长时储能,以便在新能源电量紧张时通过长时储能放电保障负荷供应。

#### 2) 新能源预测信息的利用

新能源出力具有很强的随机性和不确定性。现有技术一般可对未来一天的出力曲线进行较准确的

预测<sup>[24]</sup>,从而用于日前发电计划;不利气象条件大致能提前一周预知,但此时无法给出168 h的出力曲线预测。在本文所提方案中,只需对未来7 d的新能源总电量给出大致估计,大幅降低了对新能源预测的要求。电量信息可以用于推断是否出现不利气象条件,以决定是否启用保供策略。

### 3) 长短时储能的协同

新能源出力存在日内短周期波动和季节性长周期波动的特点。负荷需求随着季节也存在周期性的变化。本文考虑的场景中,常规机组和短时储能的容量不足以完全应对上述波动,长时储能的协调配合至关重要。然而,长时储能的充放电循环周期长达数月甚至一年,而新能源出力只有日前预测,电量预测也只能提前一周。如何在缺乏新能源电量长期预测的情况下,充分考虑其季节性变化规律,引导长时储能合理充放电,是实现新能源高效消纳和电力保供的关键。

## 1.2 总体技术框架

针对1.1节提出的面向新能源消纳、调峰与保供需求的电力系统多时间尺度平衡问题,本文提出了一种在年度(季度)、周前、日前、日内和实时调度等多个时间尺度实现常规机组与长时储能协调运行的决策方法,如图1所示。

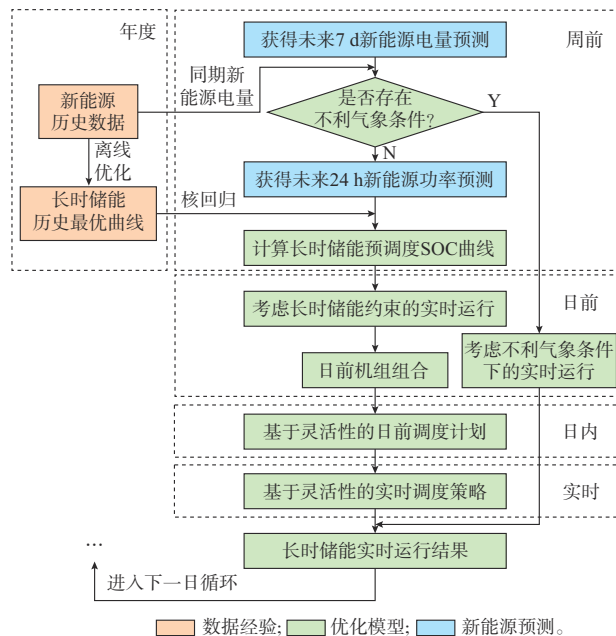


图1 多时间尺度平衡方法逻辑图  
Fig. 1 Logic diagram of multi-timescale balancing method

通过年度历史数据或生成若干新能源和负荷的年度场景曲线,求解年度电量平衡优化问题,得到长时储能的最优调度曲线,将其作为短期决策的参考,

具体实施方案见第2章。在实施日前计划前,每天会更新以当日起始的未来一周的新能源周前电量预测,进而结合长时储能电量情况进行不利气象条件判断。若确定为不利条件,则次日执行保供调度策略;否则,根据新能源日前预测设定次日末的长时储能荷电状态(state-of-charge, SOC)参考值;不利气象条件下的判断方法见第3章。在常规气象条件下,日前阶段根据新能源出力区间预测和长时储能SOC参考值求解一个特殊的机组组合问题,从而获得机组启停计划。根据机组启停计划构建日内调度的灵活性区间,具体包括新能源可消纳区间和可控设备实时鲁棒运行区间。实时阶段只需根据新能源出力实际值和实时运行区间生成实时调度指令,无需新能源超短期出力预测。常规气象条件下的实时决策方法见第4章。

## 2 长时储能参考曲线优化

由于运行中缺乏新能源出力的长期预测,可以对若干给定的年度新能源出力曲线求解,进行确定性年度优化,并将长时储能SOC曲线保留作为参考。运行中将一定时间窗内的新能源发电曲线与数据池中用于确定性年度运行优化的新能源出力曲线进行比较,根据Nadaraya-Watson核回归方法重构实际运行中长时储能的SOC参考值。确定性年度运行优化中采用的新能源出力曲线应当能反映当地新能源出力的年度变化规律,可以来自气象站记录的历史数据,也可以根据新能源出力随机模型生成,避免了因历史数据不足造成的困难。

对于一条给定的年度新能源出力曲线,长时储能SOC参考曲线通过求解以下年度机组组合问题得到:

$$\min \sum_{i \in T} \sum_{t=1}^{N_g} [C_i^f(P_{s,i,t}^G) + C_i^u(u_{s,i,t}^G)] + \sum_{t \in T} \omega^L \Delta P_{s,t}^L \quad (1)$$

式中:下标 $s$ 表示第 $s$ 个场景下的离线最优调度, $s=1, 2, \dots, N_s$ ,其中, $N_s$ 为场景总数; $C_i^f(\cdot)$ 和 $C_i^u(\cdot)$ 分别为第 $i$ 台发电机组的发电成本函数和启停成本函数; $P_{s,i,t}^G$ 为第 $i$ 台发电机组在 $t$ 时刻的发电功率; $N_g$ 为发电机组总数; $u_{s,i,t}^G$ 为表示第 $i$ 台发电机组在 $t$ 时刻的启停状态的0-1变量,取值为1表示启动状态,取值为0表示关机状态; $\omega^L$ 为单位弃负荷惩罚成本; $\Delta P_{s,t}^L$ 为电力系统在 $t$ 时刻的弃负荷功率; $T=\{1, 2, \dots, T\}$ 为时段集合; $T$ 为以1 h为时间间隔的全年规划时间段总数量,即 $T=8760$ 。

发电机组需满足启停约束:

$$\begin{cases} -u_{s,i,t-1}^G + u_{s,i,t}^G - u_{s,i,k}^G \leq 0 & t \in \mathcal{T}, k \in G_{\text{qd},i} \\ u_{s,i,t-1}^G - u_{s,i,t}^G + u_{s,i,k}^G \leq 1 & t \in \mathcal{T}, k \in H_{\text{gl},i} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $G_{\text{qd},i} = \{t, t+1, \dots, G_i + t-1\}$  为涉及启动时间约束的时间集合, 其中,  $G_i$  为第  $i$  台发电机组的最小启动时间;  $H_{\text{gl},i} = \{t, t+1, \dots, H_i + t-1\}$  为涉及关停时间约束的时间集合, 其中,  $H_i$  为第  $i$  台发电机组的最小关机时间。

发电机组还需满足出力约束和爬坡约束, 如式(3)所示。

$$\begin{cases} u_{s,i,t}^G P_{i,\min}^G \leq P_{s,i,t}^G \leq u_{s,i,t}^G P_{i,\max}^G & t \in \mathcal{T} \\ -R_i^{\text{GD}} \leq P_{s,i,t}^G - P_{s,i,t-1}^G \leq R_i^{\text{GU}} & t \in \mathcal{T} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $P_{i,\min}^G$  和  $P_{i,\max}^G$  分别为第  $i$  台发电机组出力功率的下限和上限;  $R_i^{\text{GD}}$  和  $R_i^{\text{GU}}$  分别为第  $i$  台发电机组的爬坡下限和上限。

系统中的长时储能应满足约束式(4)一式(8), 其中, 式(4)一式(6)为储能量和充放电功率之间的时间耦合条件; 式(7)为长时储能的储能量约束; 式(8)确保长时储能经过全年完整周期的运行后, 年终的储能量不应低于年初的储能量。

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{Hc}} \leq b_{s,t}^{\text{H}} P_{\max}^{\text{H}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{Hd}} \leq (1 - b_{s,t}^{\text{H}}) P_{\max}^{\text{H}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (5)$$

$$E_{s,t}^{\text{H}} = E_{s,t-1}^{\text{H}} + \left( \eta_{\text{h}}^{\text{c}} P_{s,t}^{\text{Hc}} - \frac{P_{s,t}^{\text{Hd}}}{\eta_{\text{h}}^{\text{d}}} \right) \Delta t \quad t \in \mathcal{T} \quad (6)$$

$$E_{\min}^{\text{H}} \leq E_{s,t}^{\text{H}} \leq E_{\max}^{\text{H}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (7)$$

$$E_{s,T}^{\text{H}} \geq E_{s,0}^{\text{H}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (8)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{Hc}}$  和  $P_{s,t}^{\text{Hd}}$  分别为  $t$  时刻长时储能的充电功率和放电功率;  $P_{\max}^{\text{H}}$  为长时储能的额定功率;  $b_{s,t}^{\text{H}} \in \{0, 1\}$  表示同一时刻储能不能同时充、放电, 其为整数变量;  $E_{s,t}^{\text{H}}$  为长时储能在  $t$  时刻的储能量;  $\Delta t$  为相邻两时间节点的时间间隔,  $\Delta t = 1 \text{ h}$ ;  $\eta_{\text{h}}^{\text{c}}$  和  $\eta_{\text{h}}^{\text{d}}$  分别为长时储能的充、放电效率;  $E_{\min}^{\text{H}}$  和  $E_{\max}^{\text{H}}$  分别为长时储能的储能量下限和上限。

类似地, 短时储能应满足如下约束:

$$-P_{\max}^{\text{B}} \leq P_{s,t}^{\text{B}} \leq P_{\max}^{\text{B}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (9)$$

$$E_{s,t}^{\text{B}} = \sigma^{\text{B}} E_{s,t-1}^{\text{B}} + P_{s,t}^{\text{B}} \Delta t \quad t \in \mathcal{T} \quad (10)$$

$$E_{\min}^{\text{B}} \leq E_{s,t}^{\text{B}} \leq E_{\max}^{\text{B}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (11)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{B}}$  为短时储能在  $t$  时刻的充电功率;  $P_{\max}^{\text{B}}$  为短时储能的额定功率;  $E_{s,t}^{\text{B}}$  为短时储能在  $t$  时刻的储能量;  $\sigma^{\text{B}}$  为储能系统的自放电率;  $E_{\min}^{\text{B}}$  和  $E_{\max}^{\text{B}}$  分别为短时储能的储能量的下限和上限。

由于年度优化只提供长时储能参考曲线, 在式(10)中将短时储能充放电效率近似为1(锂电池效率高于95%<sup>[28]</sup>), 不会带来较大误差。

电力系统在每一时刻均需满足功率平衡:

$$(P_{s,t}^{\text{R}} - \Delta P_{s,t}^{\text{R}}) + \sum_{i=1}^{N_{\text{g}}} P_{s,i,t}^{\text{G}} = (P_{s,t}^{\text{Hc}} - P_{s,t}^{\text{Hd}}) + P_{s,t}^{\text{B}} + (P_{s,t}^{\text{L}} - \Delta P_{s,t}^{\text{L}}) \quad t \in \mathcal{T} \quad (12)$$

式中:  $P_{s,t}^{\text{R}}$  为  $t$  时刻新能源能提供的最大功率;  $\Delta P_{s,t}^{\text{R}}$  为  $t$  时刻新能源弃电功率;  $P_{s,t}^{\text{L}}$  为  $t$  时刻负荷需求功率。

变量  $\Delta P_{s,t}^{\text{R}}$  和  $\Delta P_{s,t}^{\text{L}}$  需满足:

$$0 \leq \Delta P_{s,t}^{\text{R}} \leq P_{s,t}^{\text{R}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (13)$$

$$0 \leq \Delta P_{s,t}^{\text{L}} \leq P_{s,t}^{\text{L}} \quad t \in \mathcal{T} \quad (14)$$

由于年度机组组合问题规模较大, 直接求解混合整数规划较困难。在式(2)和式(3)中, 将表示机组状态的离散变量松弛为区间  $[0, 1]$  内的连续变量, 仅保留储能充放电互补约束(式(4)和式(5))及其中的离散变量  $b_{s,t}^{\text{H}}$ , 从而混合整数规划式(1)一式(14)可以得到高效求解。实际上, 储能充放电对应的离散变量也可以松弛为  $[0, 1]$  内的连续变量, 文献[29]解释了该松弛的物理意义, 文献[30]指出该松弛即为储能运行约束的凸包。从而混合整数规划式(1)一式(14)可以被进一步简化为线性规划。

对  $N_{\text{g}}$  组新能源年度出力曲线求解松弛后的规划问题, 可以得到  $N_{\text{g}}$  条长时储能 SOC 最优曲线, 部分曲线如图2所示。需要说明的是, 长时储能的调度计划是在对应场景下、可再生能源出力不确定性完全已知的情况下求解获得的, 故又被称为事后最优调度曲线。这些曲线将被用于不利气象条件的判定以及实时运行中长时储能 SOC 参考值的确定。

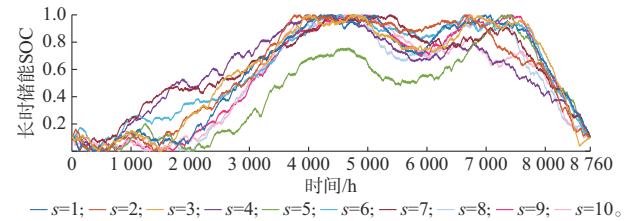


图2 长时储能 SOC 参考曲线族  
Fig. 2 Reference SOC trajectories of long-term energy storage

### 3 长时储能日前计划

长时储能日前计划需要考虑两方面因素。一方面需要充分利用其灵活性参与调峰并协助新能源消纳, 故不宜对其充放电施加过于严格的限制; 另一方面, 由于长时储能承担电力保供与季节性调节的作用, 不能仅着眼于次日以内的运行情况, 还要有长远规划。本章依次介绍常规气象条件下的 SOC 参考值设定和不利气象条件的判定及电力保供策略。

#### 3.1 长时储能 SOC 参考值设定

基于第2章得到的参考曲线规划长时储能次日末 SOC 最低值, 既可照顾未来运行的需求, 又可放

宽日内运行的限制,充分发挥其灵活性。假设全年共有 365 d。在第  $n$  天的起始时刻,可以获得当日 24 h 的新能源出力区间的粗略预测  $\xi_n^{\text{For}} = [\underline{\xi}_\tau^{\text{R}}, \overline{\xi}_\tau^{\text{R}}]_{\tau=1}^{24}$ , 其中,  $\underline{\xi}_\tau^{\text{R}}$ 、 $\overline{\xi}_\tau^{\text{R}}$  分别为该时刻预测出力区间的下界、上界。可取该区间的平均值  $\xi_\tau^{\text{R}}$  得到大致出力曲线预测  $\xi_n^{\text{For}} = [\xi_\tau^{\text{R}}]_{\tau=1}^{24}$ 。令  $\xi_{n,s}^{\text{His}}$  表示第  $s$  个场景或历史数据中第  $n$  天的新能源出力数据,  $s = 1, 2, \dots, N_s$ , 其中,  $\xi_{n,s}^{\text{For}}$  和  $\xi_{n,s}^{\text{His}}$  均为 24 维向量。在第  $s$  组样本中,长时储能第  $n$  天末的 SOC 值为  $E_{n,s}^{\text{H,His}}$ , 则运行中长时储能第  $n$  天末的 SOC 参考值  $E_n^{\text{H,ref}}$  可由  $E_{n,s}^{\text{H,His}}$  进行加权平均得到,即

$$E_n^{\text{H,ref}} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_{n,s} E_{n,s}^{\text{H,His}} \quad (15)$$

式中:  $\rho_{n,s}$  为第  $n$  天第  $s$  个场景下最优曲线  $E_{n,s}^{\text{H,His}}$  对应的权重,其值可由 Nadaraya-Watson 核回归方法确定。核回归是一种估算条件分布的方法。这里的条件分布反映的是实际数据与样本数据的接近程度。

式(15)表示新能源的实际出力与历史某一年的数据越接近,则该年对应长时储能 SOC 参考值的权重越大,计算出的参考曲线也越接近该年的最优曲线。由于长时储能的 SOC 水平与新能源出力累计曲线相关,将初始时刻至第  $n$  天的起始时刻的新能源出力预测  $\xi_{[n]}^{\text{For}} = [\xi_1^{\text{For}}, \xi_2^{\text{For}}, \dots, \xi_n^{\text{For}}]$  与历史同期新能源出力数据  $\xi_{[n],s}^{\text{His}}$  相比,接近程度越高,对应样本的权重越大,可用高斯核函数  $\mathcal{K}_L$  反映,即

$$\mathcal{K}_L(\xi_{[n]}^{\text{For}}, \xi_{[n],s}^{\text{His}}) = \exp\left(-\frac{\|\xi_{[n]}^{\text{For}} - \xi_{[n],s}^{\text{His}}\|_2^2}{2L\omega^2}\right) \quad (16)$$

式中:  $\omega$  为带宽,其为与核回归有关的常数;  $L = 24n$  为向量  $\xi_{[n]}^{\text{For}}$  和  $\xi_{[n],s}^{\text{His}}$  的长度;  $\|\cdot\|_2$  为 2 范数;  $[n]$  表示 1 至  $n$ 。

通过 Nadaraya-Watson 核回归方法给出的权重  $\rho_{n,s}$  的表达式为:

$$\rho_{n,s} = \frac{\mathcal{K}_L(\xi_{[n]}^{\text{For}}, \xi_{[n],s}^{\text{His}})}{\sum_{s=1}^{N_s} \mathcal{K}_L(\xi_{[n]}^{\text{For}}, \xi_{[n],s}^{\text{His}})} \quad (17)$$

权重  $\rho_{n,s}$  反映了实际数据  $\xi_{[n]}^{\text{For}}$  和样本数据  $\xi_{[n],s}^{\text{His}}$  的接近程度,且满足如下约束:

$$\sum_{s=1}^{N_s} \rho_{n,s} = 1 \quad (18)$$

因此,式(15)给出的长时储能参考值  $E_n^{\text{H,ref}}$ ,可理解为样本值  $E_{n,s}^{\text{H,His}}$  的条件期望,并作为常规气象条件下长时储能次日末 SOC 的下界。由于样本值是问题式(1)~式(14)的最优解,该参考值兼顾了短期与长期优化目标,有效利用了离线优化的经验。

### 3.2 不利气象条件判定

核回归给出的长时储能 SOC 参考值是对样本经验的加权平均,当运行数据与样本数据接近时效果较好。在实际运行中,若新能源累计发电量本就不高,未来一周又面临连续多日无风阴雨等不利天气而样本数据又缺乏类似情况时,需要判断是否启用保供策略。下文讨论不利气象条件的判定。

根据现有预测技术,可得到未来一周的新能源总电量估计值  $Q_n^{\text{For}}$ 。在第  $s$  组样本中,从第  $n$  天开始,未来一周的新能源总发电量记作  $Q_{n,s}^{\text{R}}$ 。定义指标  $\Delta Q_1$  和  $\Delta Q_2$  为:

$$\Delta Q_1 = \frac{1}{7} (Q_n^{\text{For}} - \min_s Q_{n,s}^{\text{R}}) \quad (19)$$

$$\Delta Q_2 = E_n^{\text{H}} - E_n^{\text{H,ref}} \quad (20)$$

式中:  $\Delta Q_1$  为未来一周新能源电量预测与历史同期新能源电量最小值的差值归算到 1 d 的平均值;  $\Delta Q_2$  为当前长时储能 SOC 与核回归计算出的次日末长时储能 SOC 参考值。

$\Delta Q_1$  和  $\Delta Q_2$  的值可分为以下 3 种情况讨论:

情况 1:  $\Delta Q_1 > 0$  且  $\Delta Q_2 > 0$ , 说明未来一周新能源电量高于历史最低水平,仍有富裕电力供长时储能充电,此时无保供压力。

情况 2:  $\Delta Q_1 < 0$  且  $\Delta Q_2 < 0$ , 说明未来一周新能源电量低于历史最低水平,样本经验也表明长时储能水平偏低,供电能力不足,此时需要采取保供策略。

情况 3: 由于  $\Delta Q_1$  中样本数据的新能源周电量按最小场景计算,当样本数量充足时上述情况 2 出现的可能性较低。在实际运行中,  $\Delta Q_1$  和  $\Delta Q_2$  通常是异号的。因此,采用综合指标进行判断。当  $\Delta Q < 0$  时采用保供策略,即

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 \quad (21)$$

事实上,当样本数量充足或引入负荷预测时可以采取更为灵活的判据,例如:

1) 新能源周电量  $Q_n^{\text{For}}$  在样本同期新能源周电量  $Q_{n,s}^{\text{R}}$  排序中位于末 10%;

2) 新能源周电量  $Q_n^{\text{For}}$  与负荷周电量预测之差大于常规机组按 80% 装机容量发电一周产生的电量;此判据需要提前一周预测负荷电量,但对新能源样本数量要求不高,是一种实用的判据。

### 3.3 不利气象条件下的保供策略

在不利气象条件下,优先考虑电力保供,放宽对长时储能 SOC 计划的要求。启动保供策略时,不论新能源出力如何,常规机组应当尽量多发电,除了供应负荷外,多余电量全部存入长时储能中。一种获得系统保供策略的方式是求解如下优化问题:

$$\max (E_i^{\text{H}} + E_i^{\text{B}}) \quad (22)$$

s.t. 式(2)一式(14) (23)

根据功率平衡式(12)可知,问题式(22)和式(23)通过最大化长短时储能在当前时刻的储能能量调动储能充电,能够在满足系统可行性约束式(2)一式(14)的前提下实现机组出力最大化,并将不利气象条件下观测到的可再生能源出力尽可能完全利用。预先充入长时储能的电量可以在不利气象条件下有效支撑负荷供应,提高系统保供能力。由于不利气象条件的判断会根据最新预报每天更新,故由长时预测误差导致的保供策略不会累计。考虑到不利气象条件发生的频率与常规条件相比较低,故保供期间的化石燃料消耗和碳排放通常不会很高,这是为了确保安全必须付出的成本。

#### 4 日前-日内-实时协同调度

第3章介绍了不利气象条件下的保供策略,本章讨论常规气象条件下的调度策略。

##### 4.1 日前机组组合

在第 $n$ 天的日前阶段,可以获得24 h内新能源的出力功率粗略预测区间 $\xi_n^{\text{For}} = [\underline{\xi}_\tau^{\text{R}}, \bar{\xi}_\tau^{\text{R}}]_{\tau=1}^{24}$ 。合理安排机组启停,以确保在可能的新能源出力场景下存在可行的调度策略。随机机组组合<sup>[9-10]</sup>、鲁棒机组组合<sup>[11-13]</sup>等两阶段模型是成熟的方法,本文不再赘述。但是,两阶段模型用于机组组合时,机组出力策略是非因果的<sup>[16]</sup>,而多阶段模型一般求解复杂度较高,或者通过线性反馈率将多阶段模型转化为两阶段模型。为了降低多阶段鲁棒机组组合的求解难度,本文通过引入两种备用场景,求解一个特殊的两阶段机组组合问题,在日内和实时调度中考虑多阶段鲁棒可行性。

在日前阶段,希望获得未来24 h的机组启停状态( $\Omega_i^u = \{u_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}, \forall i$ )和机组的大致出力功率区间( $\Omega_i^p = \{\bar{P}_{i,\tau}^G, \underline{P}_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}, \forall i$ )。其中, $\bar{P}_{i,\tau}^G$ 和 $\underline{P}_{i,\tau}^G$ 分别为出力功率区间的上界和下界;下标 $\tau \in \Gamma = \{1, 2, \dots, 24\}$ 对应24 h。日前阶段求解机组组合模型如下:

$$\min \sum_{\tau \in \Gamma} \sum_{i=1}^{N_g} [C_i^f(P_{i,\tau}^G) + C_i^u(u_{i,\tau}^G)] \quad (24)$$

$$\text{s.t. } \bar{P}_{i,\tau}^G, \underline{P}_{i,\tau}^G, P_{i,\tau}^G, u_{i,\tau}^G \text{ 满足式(2)、式(3)} \quad (25)$$

$$\bar{P}_\tau^{\text{Hc}}, \bar{P}_\tau^{\text{Hd}}, \underline{P}_\tau^{\text{Hc}}, \underline{P}_\tau^{\text{Hd}}, P_\tau^{\text{Hc}}, P_\tau^{\text{Hd}} \text{ 满足式(4)一式(8)} \quad (26)$$

$$\bar{P}_\tau^{\text{B}}, \underline{P}_\tau^{\text{B}}, P_\tau^{\text{B}} \text{ 满足式(9)一式(11)} \quad (27)$$

$$\bar{\xi}_\tau^{\text{R}} + \sum_{i=1}^{N_g} P_{i,\tau}^G = (P_\tau^{\text{Hc}} - P_\tau^{\text{Hd}}) + P_\tau^{\text{B}} + P_\tau^{\text{L}} \quad \forall \tau \quad (28)$$

$$\bar{\xi}_\tau^{\text{R}} + \sum_{i=1}^{N_g} \bar{P}_{i,\tau}^G \leq (\bar{P}_\tau^{\text{Hc}} - \bar{P}_\tau^{\text{Hd}}) + \bar{P}_\tau^{\text{B}} + P_\tau^{\text{L}} \quad \forall \tau \quad (29)$$

$$\bar{\xi}_\tau^{\text{R}} + \sum_{i=1}^{N_g} \underline{P}_{i,\tau}^G \geq (\underline{P}_\tau^{\text{Hc}} - \underline{P}_\tau^{\text{Hd}}) + \underline{P}_\tau^{\text{B}} + P_\tau^{\text{L}} \quad \forall \tau \quad (30)$$

$$-R_i^{\text{GD}} \leq \bar{P}_{i,\tau}^G - \underline{P}_{i,\tau-1}^G \leq R_i^{\text{GU}} \quad \forall i, \forall \tau \quad (31)$$

$$-R_i^{\text{GD}} \leq \underline{P}_{i,\tau}^G - \bar{P}_{i,\tau-1}^G \leq R_i^{\text{GU}} \quad \forall i, \forall \tau \quad (32)$$

$$\underline{P}_{i,\tau}^G \leq P_{i,\tau}^G \leq \bar{P}_{i,\tau}^G \quad \forall i, \forall \tau \quad (33)$$

$$\begin{cases} \bar{E}_{24}^{\text{H}} \geq E_n^{\text{H,ref}} \\ \underline{E}_{24}^{\text{H}} \geq E_n^{\text{H,ref}} \\ E_{24}^{\text{H}} \geq E_n^{\text{H,ref}} \end{cases} \quad (34)$$

式中: $\bar{P}_{i,\tau}^G, \underline{P}_{i,\tau}^G, P_{i,\tau}^G$ 分别为新能源极小、极大场景和预测场景下的发电机组出力功率,3种场景下对应的长短时储能变量与发电机组标号形式相同;机组启停状态( $\Omega_i^u = \{u_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}, \forall i$ )在不同场景下是唯一确定的。

约束式(31)一式(33)对出力区间计算结果( $\Omega_i^p = \{\bar{P}_{i,\tau}^G, \underline{P}_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}, \forall i$ )进行爬坡约束,保证了区间内的任何出力 $P_{i,\tau}^G$ 都满足式(3)。约束式(34)则保证在日前规划中,长时储能能量末值不低于参考值,避免长时储能的过度利用。

由于本文主要考虑平衡,日前机组组合中没有考虑网络潮流约束。此外,由于高比例新能源电力系统常规机组容量较小,机组组合问题(即式(24)一式(34))又考虑了新能源出力最大、最小两种场景,故问题确有可能因灵活性不足而无解。此时,可按所有机组全开进入日内调度部分。

##### 4.2 基于灵活性区间的日内调度计划

在获得机组启停计划( $\Omega_i^u = \{u_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}, \forall i$ )和大致出力功率区间( $\Omega_i^p = \{\bar{P}_{i,\tau}^G, \underline{P}_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}, \forall i$ )后,进一步对系统内灵活性资源进行调度。电力系统功率平衡的主要挑战来自新能源发电的波动性。功率平衡如式(35)所示。式(35)中等号右侧包括负荷以及常规机组、短时储能和长时储能的出力功率,除负荷外均为系统控制变量;等号左侧为需要的新能源出力。

$$P_\tau^{\text{R0}} = -P_\tau^{\text{G}} + P_\tau^{\text{B}} + (P_\tau^{\text{Hc}} - P_\tau^{\text{Hd}}) + P_\tau^{\text{L}} \quad \forall \tau \quad (35)$$

式(35)可以理解当 $P_\tau^{\text{R0}}$ 波动时,需要综合调整 $P_{i,\tau}^G, P_\tau^{\text{B}}, P_\tau^{\text{Hc}}$ 和 $P_\tau^{\text{Hd}}$ 加以应对。然而,考虑到常规机组和储能的容量,系统应对新能源波动的能力是有限的,该能力称为灵活性。日内调度旨在合理规划常规机组出力 and 储能SOC的范围,使系统灵活性越大越好。

为了量化灵活性,将系统在每个时段能够消纳的新能源范围表示为  $P_{\tau}^{R0,up} - P_{\tau}^{R0,lw}$ , 其中,  $P_{\tau}^{R0,up}$  为预估的可消纳上限,当新能源实际出力大于  $P_{\tau}^{R0,up}$  时,可能造成弃电;  $P_{\tau}^{0,lw}$  为可消纳下限,当新能源实际出力小于  $P_{\tau}^{0,lw}$  时,可能造成失负荷。

对应于  $P_{\tau}^{R0,up}$  和  $P_{\tau}^{R0,lw}$ ,  $\tau$  时段常规机组和储能调度功率的上界和下界分别为  $x_{\tau}^{up} = \{P_{i,\tau}^{G,up}, P_{\tau}^{B,up}, P_{\tau}^{Hc,up}, P_{\tau}^{Hd,up}, E_{\tau}^{H,up}, E_{\tau}^{B,up}\}$  和  $x_{\tau}^{lw} = \{P_{i,\tau}^{G,lw}, P_{\tau}^{B,lw}, P_{\tau}^{Hc,lw}, P_{\tau}^{Hd,lw}, E_{\tau}^{H,lw}, E_{\tau}^{B,lw}\}$ 。其中,  $x_{\tau}^{up}$  和  $x_{\tau}^{lw}$  是随时间变化的,与系统设备自身运行的上下界不同。令  $x^{up} = \{x_{\tau}^{up}\}_{\tau=1}^{24}$  且  $x^{lw} = \{x_{\tau}^{lw}\}_{\tau=1}^{24}$ , 则系统灵活性与设备运行边界的对应关系表示为:

$$\begin{cases} P_{\tau}^{R0,up} = P_{\tau}^{B,up} + (P_{\tau}^{Hc,up} - P_{\tau}^{Hd,up}) - \sum_{i=1}^{N_g} P_{i,\tau}^{G,up} + P_{\tau}^L \\ P_{\tau}^{R0,lw} = P_{\tau}^{B,lw} + (P_{\tau}^{Hc,lw} - P_{\tau}^{Hd,lw}) - \sum_{i=1}^{N_g} P_{i,\tau}^{G,lw} + P_{\tau}^L \end{cases} \quad (36)$$

日内调度的目标是希望灵活性尽可能大且均匀分布在每个时段,为此,求解如式(37)一式(43)所示的优化问题。其中,目标函数式(37)第1项即为每个时段的新能源可消纳范围,反映了系统的灵活性;约束式(38)和式(39)定义了在新新能源可消纳上边界和下边界处的系统运行约束;式(40)要求可消纳范围在  $\tau$  时段的区间  $[\xi_{\tau}^R, \bar{\xi}_{\tau}^R]$  内;式(41)和式(42)规定了储能调度功率上、下界的相对关系;式(43)规定了长时储能 SOC 终值不低于日前阶段规划的参考值,若新能源电量充足,储能能量可超出参考值;该约束避免了短视性,发挥了长时储能在日内运行的灵活性。

$$\max \sum_{\tau=1}^{24} [(P_{\tau}^{R0,up} - P_{\tau}^{R0,lw}) - \alpha(P_{\tau}^{R0,up} - P_{\tau}^{R0,lw})^2] \quad (37)$$

$$\text{s.t. } x^{up} \text{ 在 } P^{R0,up} \text{ 场景中满足式(2)一式(11)、式(33)} \quad (38)$$

$$x^{lw} \text{ 在 } P^{R0,lw} \text{ 场景中满足式(2)一式(11)、式(33)} \quad (39)$$

$$\xi_{\tau}^R \leq P_{\tau}^{R0,lw} \leq P_{\tau}^{R0,up} \leq \bar{\xi}_{\tau}^R \quad \forall \tau \quad (40)$$

$$P_{\tau}^{B,lw} \leq P_{\tau}^{B,up} \quad \forall \tau \quad (41)$$

$$\left( \eta^c P_{\tau}^{Hc,lw} - \frac{P_{\tau}^{Hd,lw}}{\eta^d} \right) \leq \left( \eta^c P_{\tau}^{Hc,up} - \frac{P_{\tau}^{Hd,up}}{\eta^d} \right) \quad \forall \tau \quad (42)$$

$$\begin{cases} E_{24}^{H,up} \geq E_n^{H,ref} \\ E_{24}^{H,lw} \geq E_n^{H,ref} \end{cases} \quad (43)$$

式中:  $\alpha > 0$  为一个常数,该二次项作为方差,可以使灵活性均匀分布在各时段。

通过求解优化问题(即(38)一式(43))得到系统新能源可消纳区间  $[P_{\tau}^{R0,lw}, P_{\tau}^{R0,up}]_{\tau=1}^{24}$ 、长时储能充放电功率的鲁棒区间  $[P_{\tau}^{Hc,lw}, P_{\tau}^{Hc,up}]_{\tau=1}^{24}$  和  $[P_{\tau}^{Hd,lw}, P_{\tau}^{Hd,up}]_{\tau=1}^{24}$ 、短时储能充放电功率的鲁棒区间  $[P_{\tau}^{B,lw}, P_{\tau}^{B,up}]_{\tau=1}^{24}$ 。此外,日前阶段还得到了各机组的鲁棒运行区间  $[\underline{P}_{i,\tau}^G, \bar{P}_{i,\tau}^G]_{\tau=1}^{24}$ , 这些区间统称为灵活性区间,将为实时调度提供重要的决策依据和约束条件。

### 4.3 实时调度

为了与日前调度进行区分,实时运行部分的决策变量均采用小写字母,对应为:

$$x_{\tau}^{real} = \{p_{i,\tau}^G, p_{\tau}^B, p_{\tau}^{Hc}, p_{\tau}^{Hd}, \Delta p_{\tau}^R, \Delta p_{\tau}^L\} \quad (44)$$

式中:  $x_{\tau}^{real}$  为实时调度的决策变量集合;  $\Delta p_{\tau}^R$  和  $\Delta p_{\tau}^L$  分别为  $\tau$  时刻新能源弃电和弃负荷功率。

根据4.2节的日内调度计划可以得到新能源可消纳区间以及常规机组和储能的鲁棒实时运行边界分别为:

$$\begin{aligned} [P^{R0,lw}, P^{R0,up}] &= [P_1^{R0,lw}, P_1^{R0,up}] \times \\ & [P_2^{R0,lw}, P_2^{R0,up}] \times \dots \times \\ & [P_{24}^{R0,lw}, P_{24}^{R0,up}] \\ [\underline{P}_i^G, \bar{P}_i^G] &= [\underline{P}_{i,1}^G, \bar{P}_{i,1}^G] \times [\underline{P}_{i,2}^G, \bar{P}_{i,2}^G] \times \dots \times \\ & [\underline{P}_{i,24}^G, \bar{P}_{i,24}^G] \\ [P^{B,lw}, P^{B,up}] &= [P_1^{B,lw}, P_1^{B,up}] \times [P_2^{B,lw}, P_2^{B,up}] \times \dots \times \\ & [P_{24}^{B,lw}, P_{24}^{B,up}] \\ [P^{Hc,lw}, P^{Hc,up}] &= [P_1^{Hc,lw}, P_1^{Hc,up}] \times [P_2^{Hc,lw}, \\ & P_2^{Hc,up}] \times \dots \times [P_{24}^{Hc,lw}, P_{24}^{Hc,up}] \\ [P^{Hd,lw}, P^{Hd,up}] &= [P_1^{Hd,lw}, P_1^{Hd,up}] \times [P_2^{Hd,lw}, \\ & P_2^{Hd,up}] \times \dots \times [P_{24}^{Hd,lw}, P_{24}^{Hd,up}] \end{aligned}$$

下面证明一个关于实时调度的重要性质。

**命题1:** 对于新能源可消纳区间  $[P^{0,lw}, P^{0,up}]$  内的任意轨迹  $\{p_{\tau}^R\}_{\tau=1}^{24}$ , 分位数策略为:

$$p_{\tau}^* = \mu_{\tau} P_{\tau}^{*,lw} + (1 - \mu_{\tau}) P_{\tau}^{*,up} \quad (45)$$

式中: 上标 \* 表示常规机组和长短时储能的索引, 其对应分位数  $\mu_{\tau}$  的计算式如式(46)所示。

$$\mu_{\tau} = \frac{p_{\tau}^R - P_{\tau}^{R0,lw}}{P_{\tau}^{R0,up} - P_{\tau}^{R0,lw}} \quad (46)$$

此时, 给出的常规机组的调度曲线  $\{p_{i,\tau}^G\}_{\tau=1}^{24}$  满足约束式(2)和式(3), 储能调度曲线  $\{p_{\tau}^B\}_{\tau=1}^{24}$ 、 $\{p_{\tau}^{Hc}\}_{\tau=1}^{24}$  和  $\{p_{\tau}^{Hd}\}_{\tau=1}^{24}$  满足约束式(4)一式(11), 且系统不存在弃电和弃负荷现象。

**证明:** 下面说明调度策略的可行性。发电侧的决策变量  $y_{\tau} = \{p_{i,\tau}^G, \Delta p_{\tau}^R, \Delta p_{\tau}^L\}$  自然满足系统约束。下面只需证明储能侧调度策略  $z_{\tau} = \{p_{\tau}^B, p_{\tau}^{Hc}, p_{\tau}^{Hd}\}$  总

是可行的。显然,  $0 \leq \mu_\tau \leq 1$ , 因此, 储能侧的非时间耦合约束是自然满足的。接下来只需证明约束式(7)、式(8)和式(11)。以长时储能为例, 省略角标, 式(6)可以表示为如下形式:

$$E_t = E_0 + \sum_{\tau=1}^t \sigma^{t-\tau} \left( \eta^c p_\tau^c - \frac{p_\tau^d}{\eta^d} \right) \Delta t \quad (47)$$

式中:  $E_0, \sigma$  为常数。

由于  $E_0, \sigma, \Delta t$  均为常数, 根据可行性相对条件式(42), 代入  $0 \leq \mu_\tau \leq 1$ , 可知:

$$\eta^c P_t^{c, \text{lw}} - \frac{P_t^{d, \text{lw}}}{\eta^d} \leq \eta^c p_t^c - \frac{p_t^d}{\eta^d} \leq \eta^c P_t^{c, \text{up}} - \frac{P_t^{d, \text{up}}}{\eta^d} \quad (48)$$

将式(48)代入式(47), 则有:

$$E_\tau^{\text{H, lw}} \leq E_\tau^{\text{H}} \leq E_\tau^{\text{H, up}} \quad (49)$$

在优化问题(式(37)一式(43))中,  $x^{\text{up}}$  和  $x^{\text{lw}}$  自然满足约束式(7), 即

$$E_{\min}^{\text{H}} \leq E_\tau^{\text{H, lw}} \leq E_\tau^{\text{H}} \leq E_\tau^{\text{H, up}} \leq E_{\max}^{\text{H}} \quad (50)$$

故实时调度中, 总能满足式(7)。短时储能约束式(11)有同样的形式, 此处不再赘述。根据式(41)和式(50)可知,  $E_{24}^{\text{H, up}} \geq E_{24}^{\text{H, lw}} \geq E_n^{\text{H, ref}}$ , 故也总能满足式(8)。实时调度的可行性得到完整证明。

分位数策略式(45)和式(46)表明, 常规机组和储能的调度动作  $p_\tau^*$  只依赖当前时段的新能源出力  $p_\tau^{\text{R}}$ , 与未来新能源出力无关。因此, 分位数策略无需新能源出力的精确预测即可保证系统安全运行。而当新能源出力  $p_\tau^{\text{R}}$  超出可消纳区间  $[P_\tau^{\text{R0, lw}}, P_\tau^{\text{R0, up}}]$  时, 分为两种情况讨论: 当  $0 \leq p_\tau^{\text{R}} < P_\tau^{\text{R0, lw}}$  时, 如式(51)所示; 当  $p_\tau^{\text{R}} > P_\tau^{\text{R0, up}}$  时, 如式(52)所示。

$$\begin{cases} \mu_\tau = 0 \\ \Delta p_\tau^{\text{R}} = 0 \\ \Delta p_\tau^{\text{L}} = P_\tau^{\text{R0, lw}} - p_\tau^{\text{R}} \end{cases} \quad 0 \leq p_\tau^{\text{R}} < P_\tau^{\text{R0, lw}} \quad (51)$$

$$\begin{cases} \mu_\tau = 1 \\ \Delta p_\tau^{\text{R}} = P_\tau^{\text{R0, up}} - p_\tau^{\text{R}} \\ \Delta p_\tau^{\text{L}} = 0 \end{cases} \quad p_\tau^{\text{R}} > P_\tau^{\text{R0, up}} \quad (52)$$

但该策略仍然存在两方面不足。一方面, 实时调度中没有考虑常规机组发电成本, 故分位数策略下运行成本可能较高; 另一方面, 命题1的前提是新能源实际出力轨迹位于可消纳区间内, 实际上当新能源出力剧烈变化或系统本身灵活性不足时, 某时段新能源实际出力可能超出可消纳区间。下文将给出考虑成本最小化的调度策略, 从而解决上述两方面不足。

由于新能源弃电将造成常规机组出力增加, 进而增加运行成本, 故新能源弃电是不经济的, 只会系统在无法继续消纳新能源时发生。因此, 实时调度中无论是否考虑新能源弃电惩罚都将得到相同结

果, 故不需要加入弃电惩罚项。假设弃负荷成本系数为  $\omega^{\text{L}}$ , 则实时调度归结为以下优化问题:

$$\min \sum_{i=1}^{N_t} [C_i^{\text{f}}(P_{i, \tau}^{\text{G}}) + C_i^{\text{v}}(u_{i, \tau}^{\text{G}})] + \omega^{\text{L}} \Delta p_\tau^{\text{L}} \quad (53)$$

s.t. 式(2)、式(3)、式(13)、式(14), 且  $p_{i, \tau}^{\text{G}}$  满足式(33) (54)

$$P_\tau^{\text{R0, lw}} \leq \sum_{i=1}^{N_t} p_{i, \tau}^{\text{G}} + p_\tau^{\text{R}} - \Delta p_\tau^{\text{R}} + \Delta p_\tau^{\text{L}} \leq P_\tau^{\text{R0, up}} \quad (55)$$

式中:  $p_\tau^{\text{R}}$  为在  $\tau$  时刻观察到的新能源真实出力, 新能源的实际利用应当小于等于  $p_\tau^{\text{R}}$  但大于等于零。

根据式(53)一式(55)的求解结果, 可得到发电侧实时调度策略  $y_\tau^{\text{real}}$ , 而储能侧的调度策略可通过分位数策略式(45)和式(46)计算。此时, 分位数的计算公式为:

$$\mu_\tau = \frac{\left( \sum_{i=1}^{N_t} P_{i, \tau}^{\text{G}} + p_\tau^{\text{R}} - \Delta p_\tau^{\text{R}} + \Delta p_\tau^{\text{L}} \right) - P_\tau^{\text{R0, lw}}}{P_\tau^{\text{R0, up}} - P_\tau^{\text{R0, lw}}} \quad (56)$$

具体对应到长、短时储能的调度策略为:

$$\begin{cases} p_\tau^{\text{Hc}} = \mu_\tau P_\tau^{\text{Hc, lw}} + (1 - \mu_\tau) P_\tau^{\text{Hc, up}} \\ p_\tau^{\text{Hd}} = \mu_\tau P_\tau^{\text{Hd, lw}} + (1 - \mu_\tau) P_\tau^{\text{Hd, up}} \\ p_\tau^{\text{B}} = \mu_\tau P_\tau^{\text{B, lw}} + (1 - \mu_\tau) P_\tau^{\text{B, up}} \end{cases} \quad (57)$$

根据约束式(55), 总能满足  $0 \leq \mu_\tau \leq 1$ 。实时调度问题式(53)一式(55)考虑了运行成本, 并允许新能源实际出力在可消纳区间之外, 解决了前述两方面不足。

## 5 算例分析

### 5.1 算例概况

本文参考某区域电网的相关数据进行算例分析。该电网的主要参数如下: 全年 8 760 h 的负荷功率波动范围为 32.08 GW 至 105.77 GW; 该电网新能源出力主要由风电和光伏提供, 新能源装机总量规划约为 300 GW, 风电、光伏的装机容量比约为 1:2; 存量常规机组装机容量仅 40 GW, 主要用于提供灵活性以及不利气象条件下负荷保供。系统中配备容量为 40 GW/160 GW·h 的短时储能和 30 GW/21 600 GW·h 的长时储能<sup>[31]</sup>。短时储能自放电系数  $\sigma^{\text{B}} = 0.999 5$ ; 忽略长时储能自放电, 充放电效率乘积  $\eta_{\text{h}}^{\text{c}} \eta_{\text{h}}^{\text{d}} = 0.7$ 。优化问题在 MATLAB 平台上调用 GUROBI 求解。

### 5.2 整体测试

本节对所提方法进行总体测试。根据位于新疆、甘肃、青海等省大型风电、光伏电站地址处的气象数据<sup>[32]</sup>构建了 30 个新能源年度出力场景, 求解问题式(1)一式(14)得到 30 条长时储能的参考调度曲



线,其中若干条曲线如图2所示。由于年度机组组合问题已经对离散变量进行了松弛,该线性规划问题具有很高的求解效率。在给出的历史场景下,求解平均耗时约为2 s。采用2022年该区域电网实际新能源出力数据进行测试。日前阶段,通过3.1节所述的核回归方法,逐日得到长时储能参考曲线。核回归是对参考最优曲线族的加权平均,当真实的新能源出力与数据集中某样本较为相似时,该样本对应的核回归权重也较大,故能有效利用离线训练获得的经验。在此基础上进行气象条件判断和日前机组组合。

首先,考虑常规气象条件。求解日前机组组合问题式(24)一式(34),得到机组运行状态,在给定的机组运行状态下求解日内灵活性优化问题式(37)一式(43)。图3给出了被判断为常规气象条件的某日新能源可消纳区间。图中:黄色区域为预测的新能源区间;绿色区域为新能源可消纳区间。在约束式(40)的作用下,可消纳区间是波动范围的子集。可消纳区间的宽度取决于常规机组和储能的容量,高比例新能源电力系统中常规机组容量有限,储能由于较高的造价,其容量通常也不会过高。因此,可消纳域只能覆盖波动区间的子集。优化问题式(37)一式(43)的最优解同时给出了常规机组和储能的鲁棒运行区间。长、短时储能的净充电功率的上、下界区间如图4中蓝色、红色曲线所示。

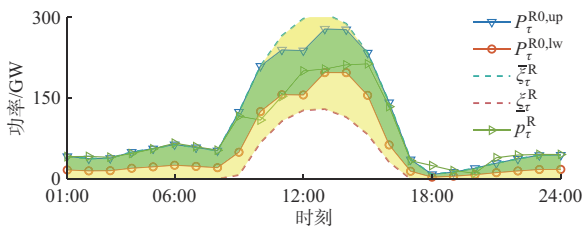
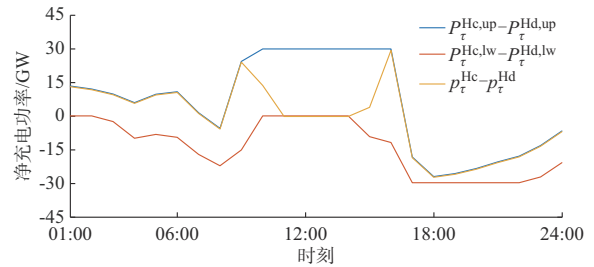


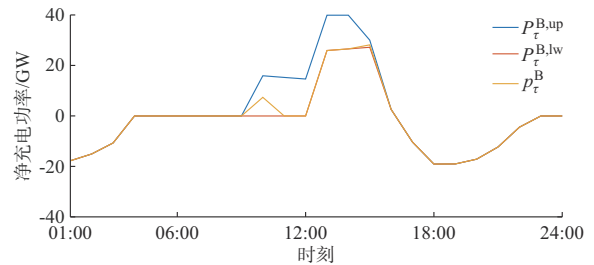
图3 常规气象条件下系统日内灵活性规划结果  
Fig. 3 Results of intra-day flexibility planning of system under conventional weather condition

在此基础上,根据新能源的真实出力 $p_t^R$ 对系统进行实时调度,该日的真实出力曲线如图3所示。求解优化问题式(53)一式(55)可以直接得到发电侧实时调度策略 $y_t^{real}$ 。再通过式(56)得到每一时段的分位数 $\mu_t$ ,进而计算出储能侧调度策略 $z_t^{real}$ 。由于 $0 \leq \mu_t \leq 1$ ,储能的净充电功率必定在日内调度计划的区间之内,对应图4中的黄色曲线。由图3可见,当日新能源出力波动较大, $\mu_t$ 的值在不同时段差异也较大。例如,在00:00—08:00和16:00—24:00时段内,新能源实际出力位于预测区间上边界,长、短时储能的净充电情况与运行区间的上界一致,即储

能应以最大功率充电(或最小功率放电);而在10:00—14:00时段内,新能源实际出力位于预测区间下边界,长、短时储能的净充电情况与运行区间的下界一致,即储能应以最小功率充电(或最大功率放电)。在日内调度中,长、短时储能的调度灵活性被充分利用,二者的协同运行有效提高了所提调度方法的最优性。



(a) 长时储能净充电功率的日内规划结果和实时调度结果



(b) 短时储能净充电功率的日内规划结果和实时调度结果

图4 长、短时储能净充电功率调度结果

Fig. 4 Scheduling results of net charging power for long-term and short-term energy storage

在完成当日的日前规划和实时调度后,可以获得长、短时储能的SOC末值,并结合新一天的长时储能参考曲线,进行下一日的规划和调度。

对于不利气象条件下新能源出力不足的情况,通过3.3节所述的保供策略进行调度:常规机组当日尽可能满功率运行,在满足负荷需求的情况下对长时储能充电,以最大程度上减少未来可能出现的弃负荷情况。图5给出了某周的机组总发电功率、长时储能的SOC水平和弃负荷情况。根据3.2节的判据,该周风电、光伏出力电量相比历史同期相对不足,在现有长时储能水平下保供压力较大。经过判定,该周均需采用不利气象条件下的保供策略。为验证保供策略的效果,在同时期采用第4章的常规策略进行调度。通过图5(a)和(b)可以看出,采用保供策略后,常规机组的出力水平显著提升,满发小时数明显增加;长时储能的SOC水平因而在该周有了显著提高,为之后的不利气象条件做准备;从图5(c)可以看出,长时储能预先提高的SOC水平有效减少了该周末不利气象条件下的弃负荷情况,验证了保供策略的有效性。

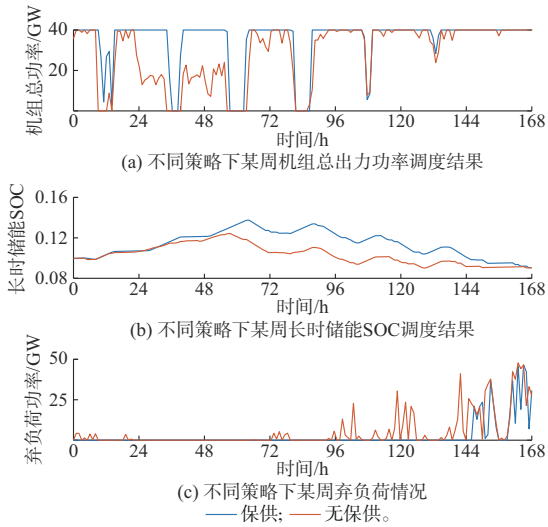


图5 保供策略调度效果分析  
Fig. 5 Analysis of scheduling effect of power supply support strategy

### 5.3 长短时协同方法与滚动优化方法的对比

#### 5.3.1 滚动优化方法

为了验证所提长时储能调度方法的优势,将所提方法与传统的滚动优化方法进行对比,即与模型预测控制(model predictive control, MPC)进行对比。MPC是电力系统在线调度中被广泛应用的方法<sup>[33]</sup>。该方法在每个时段对未来一段时间的不确定参数进行预测,求解预测时间窗内的确定性优化问题,获得最优解后执行当前时段的调度动作。然而,由于MPC对运行成本的优化局限于预测时间窗内,如果不对储能的充放电进行限制,MPC倾向于优先消耗储能内的电量满足负荷需求,从而减小预测时间窗内的运行成本。效率较高的短时储能电量耗尽后,长时储能也将放电,导致SOC持续降低,难以完成季节性调峰和不利气象条件下的保供任务。为了克服MPC的“短视性”,应在传统的MPC基础上增加对长时储能利用的约束,要求前瞻调度在预测时间窗的最后一个时段,长时储能的SOC不低于某一参考水平。含长时储能约束的MPC详细建模过程见附录A。

#### 5.3.2 长短时协同策略与MPC方法对比

本文从策略的最优性 $V_{opt}$ 、机组运行成本 $V_{thm}$ 、弃负荷 $V_{load}$ 、新能源弃电率 $V_{re}$ 和绿电占比 $V_{gr}$ 这5个指标对不同调度策略进行对比。此处着重介绍策略的最优性,其他指标的计算方法在附录B中给出。

策略的最优性 $V_{opt}$ 是一种量化不同策略的最优程度的指标。首先,需要确定“基线策略”,定义为已知新能源准确出力曲线时优化问题式(1)一式(14)的最优解。该问题在实际中可以理解为在一天结束

时,利用已经得到的关于该日新能源出力的所有信息进行事后复盘得到的最优解和最优值 $v_0$ 。将日内与实时调度部分替换为附录A式(A1)和式(A2)即可得到MPC策略。对于所提方法或MPC方法,连续运行一段时间后对应的成本为 $v$ ,由于没有利用预测信息或预测不准确,必然有 $v > v_0$ 。最优性指标定义为:

$$V_{opt} = \frac{v - v_0}{v_0} \times 100\% \quad (58)$$

在算例测试中,考虑到气象条件的多变性,在1年内统计上述指标更能反映方法的整体表现,故连续运行1年后统计上述指标值。对于MPC方法,取预测时间窗为6、8、10 h,比较结果见表1。

表1 全年尺度下不同方法调度结果对比  
Table 1 Comparison of scheduling results using various methods on year-round timescale

| 方法        | $V_{opt}/\%$ | $V_{thm}/\text{万元}$ | $V_{load}/(\text{GW}\cdot\text{h})$ | $V_{re}/\%$ | $V_{gr}/\%$ |
|-----------|--------------|---------------------|-------------------------------------|-------------|-------------|
| 基线        | /            | 431                 | 14.97                               | 88.00       | 80.26       |
| 协同调度      | 24.72        | 537                 | 37.28                               | 87.24       | 74.34       |
| MPC(6 h)  | 34.88        | 581                 | 180.06                              | 74.57       | 61.81       |
| MPC(8 h)  | 27.16        | 547                 | 118.15                              | 77.72       | 69.05       |
| MPC(10 h) | 19.32        | 514                 | 86.33                               | 80.49       | 72.90       |

由表1可知,所提长时储能协同运行方法的最优性 $V_{opt}$ 与具有8~10 h精准预测的MPC最优性相当,从全年尺度上看,约为基线水平的1.25倍。需要说明的是,现有预测技术很难获得未来8~10 h新能源的预测,即使获得粗略的预测数据,其误差也会非常大。相比之下,所提方法对预测的要求不高,效果却优于具有未来8 h精确预测的MPC方法。此外,所提协同运行方法的新能源利用率较高,达到87.24%,远超具有未来10 h精确预测的MPC方法所能达到的80.49%。由于充分考虑了长时储能的日前和日内运行,调动了系统的灵活性,所提方法的弃负荷情况相比前瞻调度有显著降低,全年弃负荷总量不到具有10 h精确预测的MPC方法的一半。

从图6中全年尺度下不同方法长时储能调度曲线可以看出,尽管改进后的MPC增加了长时储能的SOC约束,使长时储能的全年运行轨迹与“基线策略”保持了相同的大致趋势。但是,MPC的“短视”本质并没有因此改变,长时储能的SOC几乎与作为下界的参考曲线重合,灵活性受到很大限制。随着时间窗长从6增加到10,实时调度时能够预测的时间尺度增加,长时储能的灵活性得到利用,体现为其SOC曲线日内波动幅度增加,与参考曲线的重合部分减小。

对比之下,所提长时储能协同运行方法具有更强的灵活性。从长周期尺度看,所提方法计算出

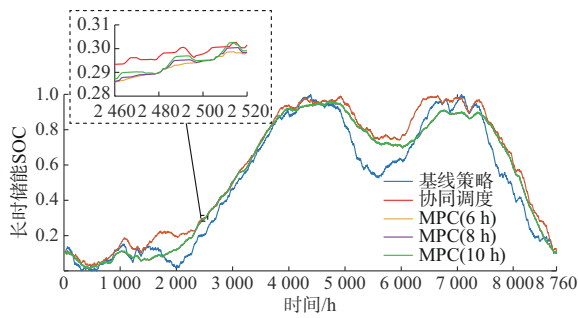


图6 全年尺度下不同方法长时储能调度曲线

Fig. 6 Long-term energy storage scheduling curves for various methods on year-round timescale

的长时储能 SOC 曲线没有“短视”的倾向,故在新能源充足时, $p_r^S$ 较大,根据式(56)计算出的分位数值 $\mu_r$ 更趋近于1。根据式(53)一式(55)计算出的长短时储能调度策略更趋近于日前灵活性计算得到的上界 $E_r^{H-up}$ ,长时储能 SOC 水平对应得到提升,以备未来使用,在提高系统对新能源的消纳能力的同时,有效减小了常规机组的出力。因此,所提方法经济性较好。

#### 5.4 保供策略合理性分析

接下来分析保供策略的合理性。图7给出了全年中不利气象条件的判定情况。可以看出,保供策略主要应用在1000~2000、5000、7200 h附近。其中,1000~2000 h对应了春季长时储能曲线向上剧烈爬坡的阶段,新能源在供应当天日内负荷的同时,还需要对长时储能进行充电以满足参考曲线上升的约束。而5000 h和7200 h对应参考曲线迅速下降的情况,这表示根据历史经验,该时段的净负荷需求较大,需要长时储能的支援。上述两种情况的相同点是,系统的能源供应相对紧张,容易被判定为不利气象条件。图7中的蓝色柱状图给出了全年365 d中不利气象条件的分布情况,全年共有84 d被认为是不利气象条件,其中,有56 d分布在上述分析的两种情况中,验证了上述分析的合理性。需要说明的是,图6和图7中长时储能的SOC曲线年度变化趋势和不利气象条件的分布可能随着对应区域的可再生能源和负荷出力特征产生变化而非普适性的结论,但文中提出的调度方法和保供策略依然是有效的。

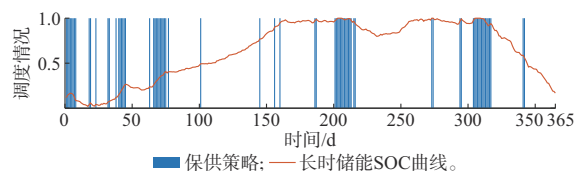


图7 全年尺度上保供策略的分布情况

Fig. 7 Distribution of power supply support strategy on year-round timescale

## 6 结语

本文针对“双碳”背景下高比例可再生能源接入的新型电力系统,提出了一种综合利用多类数据的多时间尺度平衡方法,有效满足了系统对新能源消纳、调峰和保供的需求。该方法通过历史数据或场景计算出长时储能的最优调度曲线,并通过核回归得到日前的长时储能参考,从而形成经验,充分发挥了长时储能对于源荷季节性变化的调度潜力。参考曲线作为日内调度的约束条件,有效实现了日间和日内双时间尺度的结合。基于灵活性区间的日内-实时协同运行方法充分考虑了可再生能源的波动幅度和趋势,无须精确预测,易于实现。算例表明,本文所提日内协调方法与改进后的8~10 h精确预测的MPC方法相当,新能源利用率显著提升;不利气象条件下的保供策略有效减小了弃负荷损失,系统保供能力大幅增强。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

## 参考文献

- [1] 胡博,谢开贵,邵常政,等.双碳目标下新型电力系统风险评估:特征、指标及评估方法[J].电力系统自动化,2023,47(5):1-15. HU Bo, XIE Kaigui, SHAO Changzheng, et al. Commentary on risk of new power system under goals of carbon emission peak and carbon neutrality: characteristics, indices and assessment methods[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 1-15.
- [2] 国家能源局.我国可再生能源发电总装机突破14亿千瓦占比接近50%[EB/OL]. [2023-12-11]. [https://www.nea.gov.cn/2023-11/30/c\\_1310753052.htm](https://www.nea.gov.cn/2023-11/30/c_1310753052.htm). National Energy Administration. Chinese total installed renewable energy power generation capacity exceeded 1.4 billion kilowatts, accounting for nearly 50% [EB/OL]. [2023-12-11]. [https://www.nea.gov.cn/2023-11/30/c\\_1310753052.htm](https://www.nea.gov.cn/2023-11/30/c_1310753052.htm).
- [3] 国务院办公厅.国务院办公厅转发国家发展改革委国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知[EB/OL]. [2023-12-11]. [https://www.gov.cn/zhengce/content/2022-05/30/content\\_5693013.htm](https://www.gov.cn/zhengce/content/2022-05/30/content_5693013.htm). General Office of the State Council. Notice by the General Office of the State Council of forwarding the implementation plan of the National Development and Reform Commission and the National Energy Administration for promoting the high-quality development of new energy in the new era [EB/OL]. [2023-12-11]. [https://www.gov.cn/zhengce/content/2022-05/30/content\\_5693013.htm](https://www.gov.cn/zhengce/content/2022-05/30/content_5693013.htm).
- [4] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等.双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2022,46(8):189-207. ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality

- [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(8): 189-207.
- [5] 陈典, 陆润钊, 张松涛, 等. 新型电力系统电力电量平衡计算分析技术综述[J]. *电网技术*, 2023, 47(10): 3952-3970.  
CHEN Dian, LU Runzhao, ZHANG Songtao, et al. Review of new power system power balance calculation and analysis techniques[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(10): 3952-3970.
- [6] 刘忠, 陈星宇, 邹淑云, 等. 计及碳排放的风-光-抽水蓄能系统容量优化配置方法[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(22): 9-18.  
LIU Zhong, CHEN Xingyu, ZOU Shuyun, et al. Optimal capacity configuration method for wind-photovoltaic-pumped-storage system considering carbon emission[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(22): 9-18.
- [7] 尹斌鑫, 苗世洪, 李姚旺, 等. 集中-分布式混合压缩空气储能电站优化规划策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(5): 53-64.  
YIN Binxin, MIAO Shihong, LI Yaowang, et al. Modeling and planning strategy for centralized-distributed hybrid compressed air energy storage station [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(5): 53-64.
- [8] 李军徽, 付英男, 李翠萍, 等. 提升风电消纳的储热电混合储能系统经济优化配置[J]. *电网技术*, 2020, 44(12): 4547-4557.  
LI Junhui, FU Yingnan, LI Cuiping, et al. Economic optimal configuration of hybrid energy storage system for improving wind power consumption [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(12): 4547-4557.
- [9] ZHENG Q P, WANG J H, LIU A L. Stochastic optimization for unit commitment—a review [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(4): 1913-1924.
- [10] 汪超群, 韦化, 吴思缘. 计及风电不确定性的随机安全约束机组组合[J]. *电网技术*, 2017, 41(5): 1419-1427.  
WANG Chaoqun, WEI Hua, WU Siyuan. Stochastic-security-constrained unit commitment considering uncertainty of wind power [J]. *Power System Technology*, 2017, 41(5): 1419-1427.
- [11] BERTSIMAS D, LITVINOV E, SUN X A, et al. Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(1): 52-63.
- [12] 晏鸣宇, 艾小猛, 张艺锴, 等. 考虑机组禁止运行区间的含风电鲁棒机组组合[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(11): 3195-3203.  
YAN Mingyu, AI Xiaomeng, ZHANG Yipu, et al. Robust unit commitment with the consideration of the generator prohibited zones under the penetration of wind power [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(11): 3195-3203.
- [13] 于丹文, 杨明, 翟鹤峰, 等. 鲁棒优化在电力系统调度决策中的应用研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(7): 134-143.  
YU Danwen, YANG Ming, ZHAI Hefeng, et al. An overview of robust optimization used for power system dispatch and decision-making [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(7): 134-143.
- [14] 吉兴全, 郝晴, 张玉敏, 等. 分布不确定性条件下的  $N-k$  分布鲁棒优化机组组合[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(2): 56-64.  
JI Xingquan, HAO Qing, ZHANG Yumin, et al. Unit commitment based on  $N-k$  distributionally robust optimization under uncertain distribution [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(2): 56-64.
- [15] CHEN Y W, GUO Q L, SUN H B, et al. A distributionally robust optimization model for unit commitment based on Kullback-Leibler divergence [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 5147-5160.
- [16] ZHAI Q Z, LI X, LEI X J, et al. Transmission constrained UC with wind power: an all-scenario-feasible MILP formulation with strong nonanticipativity [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(3): 1805-1817.
- [17] BERTSEKAS D P. *Dynamic programming and optimal control* [M]. Massachusetts, USA: Athena Scientific Press, 1995.
- [18] FÜLLNER C, REBENNACK S. Stochastic dual dynamic programming and its variants [EB/OL]. [2023-12-11]. <https://optimization-online.org/2021/01/8217/>.
- [19] PAPAVALIOU A, MOU Y T, CAMBIER L, et al. Application of stochastic dual dynamic programming to the real-time dispatch of storage under renewable supply uncertainty [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018, 9(2): 547-558.
- [20] GUO Z J, WEI W, CHEN L J, et al. Optimal energy management of a residential prosumer: a robust data-driven dynamic programming approach [J]. *IEEE Systems Journal*, 2022, 16(1): 1548-1557.
- [21] 冯斌, 胡轶婕, 黄刚, 等. 基于深度强化学习的新型电力系统调度优化方法综述[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(17): 187-199.  
FENG Bin, HU Yijie, HUANG Gang, et al. Review on optimization methods for new power system dispatch based on deep reinforcement learning [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(17): 187-199.
- [22] 陈实, 朱亚斌, 刘艺洪, 等. 基于世界模型深度强化学习的含风电电力系统低碳经济调度[J]. *电网技术*, 2024, 48(8): 3143-3154.  
CHEN Shi, ZHU Yabin, LIU Yihong, et al. Low-carbon economic dispatch of wind-containing power systems based on world model deep reinforcement learning [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(8): 3143-3154.
- [23] 张帆, 魏东昊, 陈玉萍, 等. 多智能体深度强化学习的分布式园区综合能源系统经济调度策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2022, 34(12): 18-26.  
ZHANG Fan, WEI Donghao, CHEN Yuping, et al. Economic scheduling strategy for integrated energy system in distributed parks based on multi-agent deep reinforcement learning [J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2022, 34(12): 18-26.
- [24] 万灿, 宋永华. 新能源电力系统概率预测理论与方法及其应用 [J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(1): 2-16.  
WAN Can, SONG Yonghua. Theories, methodologies and applications of probabilistic forecasting for power systems with renewable energy sources [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(1): 2-16.
- [25] WAKUI T, AKAI K, YOKOYAMA R. Shrinking and receding horizon approaches for long-term operational planning of energy storage and supply systems [J]. *Energy*, 2022, 239: 122066.
- [26] GUO Z J, WEI W, BAI J Y, et al. Long-term operation of isolated microgrids with renewables and hybrid seasonal-battery

- storage[J]. *Applied Energy*, 2023, 349: 121628.
- [27] 赵波, 王文博, 陈哲, 等. 计及长短周期混合储能的多能微网能量-功率分布鲁棒优化[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(16): 22-33.
- ZHAO Bo, WANG Wenbo, CHEN Zhe, et al. Energy-power distributionally robust optimization for multi-energy microgrid considering long short-term hybrid energy storage [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(16): 22-33.
- [28] ŠIMIĆ Z, TOPIĆ D, KNEŽEVIĆ G, et al. Battery energy storage technologies overview [J]. *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems*, 2021, 12(1): 53-65.
- [29] SHEN Z Q, WEI W, WU D M, et al. Modeling arbitrage of an energy storage unit without binary variables [J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2021, 7(1): 156-161.
- [30] POZO D. Convex hull formulations for linear modeling of energy storage systems [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(6): 5934-5936.
- [31] ZHANG N, JIANG H Y, DU E S, et al. An efficient power system planning model considering year-round hourly operation simulation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(6): 4925-4935.
- [32] Renewables. ninja [EB/OL]. [2023-12-11]. <https://www.renewables.ninja/>.
- [33] 王磊, 周建平, 朱刘柱, 等. 基于分布式模型预测控制的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(13): 57-65.
- WANG Lei, ZHOU Jianping, ZHU Liuzhu, et al. Multi-time-scale optimization scheduling of integrated energy system based on distributed model predictive control [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(13): 57-65.
- 
- 冯松杰(2000—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 电力系统优化、电力系统实时调度、长短时储能。E-mail: fsj22@mails.tsinghua.edu.cn
- 魏 韡(1985—), 男, 通信作者, 博士生导师, 长聘副教授, 主要研究方向: 电力系统计算决策。E-mail: wei-wei04@mails.tsinghua.edu.cn
- (编辑 冯慧敏)

## Multi-timescale Balancing Method for Power Systems Considering Renewable Energy Accommodation and Power Supply Support

FENG Songjie<sup>1,2</sup>, WEI Wei<sup>1,2</sup>

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. State Key Laboratory of Power System Operation and Control, Beijing 100084, China)

**Abstract:** As the proportion of the renewable energy access continues to increase, traditional thermal power is gradually replaced. Ensuring daily peak regulation under conventional conditions and power supply support under adverse weather conditions with limited flexibility is the basis for the safe operation of new power systems. On this basis, a multi-timescale balancing method for power systems considering renewable energy accommodation and power supply support is proposed. Firstly, the optimal scheduling curve of long-term energy storage in several year-round net load scenarios is calculated and taken as the operation experience. Then, in the week-ahead stage, according to the renewable energy power prediction to determine whether it is adverse weather conditions, the power supply support strategy is designed for adverse weather conditions, and a flexibility-based scheduling strategy collaborating day-ahead, intra-day and real-time stages is designed for conventional scenarios. The proposed method does not require the accurate output curve prediction of the renewable energy, and can realize the organic coordination of multi-time scale scheduling from year-round to real-time scheduling, as well as the multi-source coordination of long-term and short-term energy storage and conventional units. Finally, a numerical case is given with reference to a regional power grid data and compared with the traditional rolling optimization method to verify the advantages of the proposed method and the effectiveness of the power supply support strategy.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2021YFB2400701) and State Grid Corporation of China (No. 5419-202199514A-0-5-ZN).

**Key words:** long-term energy storage; renewable energy accommodation; multi-timescale balancing; power system with high-proportion of renewable energy; flexibility; power supply support

