

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210092

## 多时间尺度下主动配电网源-储-荷协调经济调度

唐杰, 吕林, 叶勇, 许立雄, 贺心达, 王澜灵

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610000)

**摘要:** 电力市场细分众多, 主动配电网内资源的性能经济性各不同, 且不平衡功率惩罚较重, 主动配电网能否有效消纳可再生能源, 减少不平衡功率惩罚, 很大程度上依赖于运行调度是否合理。基于此, 提出日前主辅市场下主动配电网多时间尺度优化经济调度模型。该模型考虑市场竞争以及时间尺度间的调度衔接优化, 通过协调调度可再生分布式电源、储能以及负荷侧各类需求响应, 在促进可再生能源消纳、减小不平衡功率的同时提升主动配电网运行经济性。首先, 分析了主动配电网多源协调调度并网方式与辅助服务市场性能划分。其次, 综合考虑储能的快速调节与能量时移特性以及需求侧响应时间尺度特性, 以日前调度收益最大以及日内运行成本最小为目标, 建立多时间尺度协调调度模型。然后, 基于二进制扩充法与拉丁超立方采样将模型转化为混合整数线性规划问题进行求解。最后通过算例验证了模型的正确性与有效性。

**关键词:** 主动配电网; 主辅市场; 滑动时窗; 多时间尺度; 二进制扩充法

### Source-storage-load coordinated economic dispatch of an active distribution network under multiple time scales

TANG Jie, LÜ Lin, YE Yong, XU Lixiong, HE Xinda, WANG Lanling

(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610000, China)

**Abstract:** There are many subdivisions in the electricity market, the performance and economics of active distribution network resources are different, and the imbalance power penalty is heavy. Whether the active distribution network can effectively absorb renewable energy and reduce the imbalance power penalty depends largely on whether the operation schedule is reasonable. Based on this, a multi-time scale optimal economic dispatch model of an active distribution network in the day-ahead main and auxiliary market is proposed. This model considers market competition and optimization of scheduling connections between time scales. By coordinating and scheduling renewable distributed power, energy storage, and load-side demand responses, it promotes the consumption of renewable energy and reduces unbalanced power while increasing the initiative for economical operation of the distribution network. First, it analyzes the way of multi-source coordinated dispatching of an active distribution network and the performance division of the ancillary service market. Secondly, it comprehensively considers the rapid adjustment of energy storage and the characteristics of energy time shift and the characteristics of demand side response time scale. The goal is to minimize the operating cost within a day, and establish a multi-time scale coordinated scheduling model. Then, based on the binary expansion method and Latin hypercube sampling, the model is transformed into a mixed integer linear programming problem for solution. Finally, an example is used to verify the correctness and effectiveness of the model.

This work is supported by the Project of Sichuan Science and Technology Department (No. 2019YFG0152).

**Key words:** active distribution network; primary and secondary markets; sliding window; multiple time scales; binary expansion

## 0 引言

随着电力系统的发展, 以及电网各层级不同类

型电源的接入给传统电网带来诸多问题<sup>[1]</sup>。与传统配电网相比, 主动配电网(Action Distribution Network, ADN)的控制方式灵活多样, 可对内部能量进行主动管理和协调控制, 实现对可再生分布式电源(Renewable Distributed Generator, RDG)的有效消

纳<sup>[2-5]</sup>, 是未来配电网发展的重要方向之一。随着电力市场化改革与大量 RDG 电源的接入, 使得配电网由传统从高等级电网购电再分配给配电侧用户的单一潮流, 向配网与高等级电网之间潮流双向流动转变。当 ADN 内部电能过剩, 配电系统运营商 (Distribution System Operator, DSO) 可作为发电方参与市场竞争出售电量; 而电能不足时, DSO 作为用电方向市场购电<sup>[6]</sup>。如浙江尖山主动配电网示范项目, 在保障基本内部负荷需求的同时实现向上级网络倒送电。而新电改“9 号文”明确提出售电改革后, 目前全国首批 8 个电力现货市场已试点运行, 电力市场下 ADN 优化经济调度方面的研究显得更加紧迫。

目前针对电力市场下 ADN 优化调度方面的研究国内外取得了一定成果, 文献[7]研究了以 ADN 为市场主体有策略地参与电力市场, 利用场景集的方式考虑市场竞争的不确定性; 文献[8]研究了电力市场环境下虚拟电厂的经济调度, 通过建立虚拟电厂与用户侧的双层模型降低了成本, 实现收益最大化; 文献[9]提出考虑电动汽车与需求侧响应的 ADN 参与电能市场的经济调度优化; 文献[10]针对主动配电网中 RDG 协调难题, 提出多层电价响应机制下多主体的协调响应调度优化; 文献[11]提出了一种 ADN 下含分布式电源与储能 (Energy Storage Systems, ESS) 设备的微网参与日前主能量市场的平衡策略模型。

然而, 上述研究均着眼于 ADN 参与到主能量市场交易中的优化调度, 而随着电网各层级 RDG 比例的逐渐提高, 系统运行不确定性增加, 使得系统对辅助服务提出了更多需求。从经济性考虑, 辅助服务市场电价相对较高, 当 ADN 成为诸多小型资源集合体时, 调整 RDG 出力时序与其他特性的资源时空互补, 能够弥补单一资源自身刚性缺点, 使 ADN 相比其他发电商在最小容量、响应时间、持续时间等性能上有可能更有竞争优势; 从运行稳定性考虑, 充足的辅助服务有利于系统应对各类负荷波动, 提高系统运行稳定安全性; 从市场出清机制考虑, 主辅市场有着特殊耦合关系使得实际市场常以联合方式出清。因此, 研究如何优化调度 ADN 中不同性能资源时空互补, 满足主辅市场电能与性能需求, 使其在促进 RDG 消纳的同时提高 ADN 收益方面有着十分重要的应用意义。文献[12]提出了一种风-热-储能三阶段随机多目标的主辅供应框架; 文献[13]提出考虑需求与可再生能源波动性, 多模式下储能调度参与主辅市场日前调度方法; 文献[14-17]分别研究了 RDG、储能、需求响应 (Demand

side Response, DR) 等资源, 利用自身特性优化运行策略、出力方式参与主辅联合调度, 实现收益最大化。上述研究在多源主辅联合调度优化方面做出了重要贡献, 但还存在以下三个问题待进一步讨论解决: 1) 未同时考虑实际应用市场中出清机制、市场竞争与调度方式之间紧密关联; 2) 未考虑从多时间尺度的角度研究源-储-荷时空互补参与主辅优化调度; 3) 仅考虑整个调度时段上出力性能满足主辅市场基本要求, 由于不同时段之间中标电量与资源响应时间不同, 当多类资源调度出力转向下一时段时, 过早或过迟的出力都将产生不平衡功率, 随着调度周期累积而产生过重的不平衡功率惩罚。因此, 有必要研究如何协调各调度时段之间资源性能出力合理衔接, 减小不平衡功率惩罚。

根据上述研究现状和实际需求, 本文提出一种主辅市场下 ADN 多时间尺度经济优化调度策略, 该策略分为日前时间尺度优化调度、日内时间尺度优化调度两阶段。日前优化侧重运行收益最大化, 由 ADN 为主体的运营商根据内部资源性能与经济性, 考虑市场出清机制与市场竞争, 计及资源出力不确定性, 利用 ESS 能量时移特性与 DR 多时间尺度特性协调优化以更加主动的形式参与到市场中。日内优化调度侧重运行成本最小化, 通过日前优化得到的实际出清结果、资源调用计划、资源性能建立滑动时窗以合理衔接资源性能出力, 减小不平衡功率, 并在日内超短期预测信息下通过日内时间尺度滚动优化, 实现精细化控制调度。最后, 基于 IEEE33 节点系统在 Matlab 中利用 CPLEX 求解器求解, 并验证了所提模型与策略的有效性。

## 1 ADN 协调调度运行机理

ADN 通过局部区域控制与全局计算优化实现对能量的主动控制和协调管理, 利用其特性并通过 DSO 与内部资源签订协议的方式使 ADN 成为大量小型资源的集合体。ESS 能量时移与 DR 多时间尺度特性, 可以调整资源出力多能实时互补, 并通过资源性能和商业决策响应不同类型的辅助服务, 实现主动管理决策与优化控制。ADN 协调运行机理见图 1。

全局优化基于运行约束与主辅市场信息, 形成经济收益最大化运行策略, 并计算得到不同细分市场最优并网功率  $P_n^{\text{ADN}}(t)$ 。ADN 内部通过协调控制器与联络开关, 利用 ESS 快速调节能力实现 RDG 能量时移以及 DR 与不同性能资源特性时序互补, 进而控制能量流动, 减少弃风、弃光电量与不平衡功率惩罚。ADN 并网总功率  $P_{\text{total}}^{\text{ADN}}(t)$  如式(1)所示,

为所有性能并网功率总和, 为光伏出力  $P_i^{PV}(t)$ 、风电出力  $P_i^{WT}(t)$ 、ESS 充/放电功率  $P_i^{ESS}(t)$ 、负荷响应量  $P_i^{DR}(t)$ 、DC/AC 逆变器转换效率  $\eta_{dc-ac}$  以及 ADN 负荷消耗功率  $P_{i-grid}(t)$  的函数。  $P_i^{PV}(t)$  与  $P_i^{WT}(t)$  满足可再生能源基本出力特性<sup>[19-20]</sup>, 通过随机预测控制 (Stochastic Model Predictive Control, SMPC)<sup>[18-19]</sup> 得到相关预测值。

$$P_{total}^{ADN}(t) = \sum_n P_n^{ADN}(t) = \eta_{dc-ac} \left( \sum_i P_i^{PV}(t) + \sum_i P_i^{ESS}(t) \right) + \sum_i P_i^{WT}(t) + \sum_i P_i^{DR}(t) - P_{i-grid}(t) \quad (1)$$

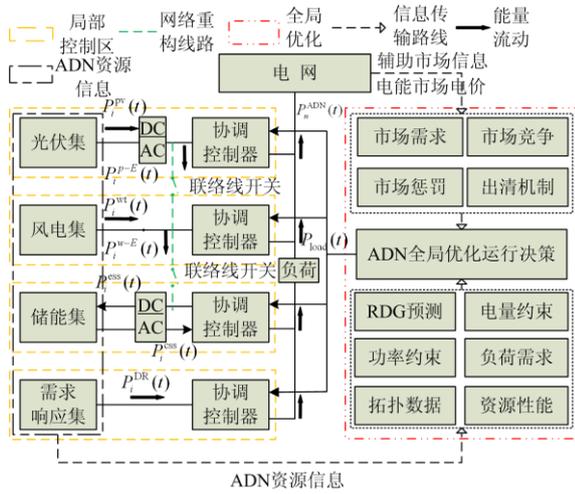


图1 ADN 协调运行机理

Fig. 1 Coordinated operation mechanism of ADN

### 1.1 储能模型

ESS 运行状态可分为三种: 充电、空闲、放电, 储能出力  $P_i^{ESS}(t)$  如式(2)所示。

$$P_i^{ESS}(t) = \begin{cases} P_i^{ess}(t) & \text{充电状态} \\ 0 & \text{空闲状态} \\ -P_i^{ess}(t) & \text{放电状态} \end{cases} \quad (2)$$

ESS 调节性能良好, 几乎能满足绝大部分辅助服务性能需求,  $P_i^{ESS}(t)$  在考虑自身最大充放电功率与 ESS 荷电状态  $SOC_i(t)$  时, 因避免“过充”、“过放”带来损耗, 由式(3)、式(4)计算可以得到  $P_i^{ESS}(t)$  约束与  $P_{total}^{ADN}(t)$  出力范围。

充电状态:

$$\begin{cases} 0 \leq P_i^{ess}(t) \leq P_i^{ess,lim}(t) \\ P_i^{ess,lim}(t) = \min \left\{ P_i^{ess,max}(t), E_i^{ess} \frac{SOC_i^{max} - SOC_i(t)}{\Delta t \eta_{ess}} \right\} \end{cases} \quad (3)$$

放电状态:

$$\begin{cases} 0 \leq P_i^{css}(t) \leq P_i^{css,lim}(t) \\ P_i^{css,lim}(t) = \min \left\{ P_i^{css,max}(t), E_i^{css} \frac{SOC_i(t) - SOC_i^{min}}{\Delta t} \eta_{css} \right\} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_i^{ess,lim}(t)$ 、 $P_i^{css,lim}(t)$  分别为充/放电功率约束值;  $P_i^{ess,max}(t)$ 、 $P_i^{css,max}(t)$ 、 $E_i^{ess}$  分别为充/放电功率最大值、ESS 额定功率;  $SOC_i^{max}$ 、 $SOC_i^{min}$  分别为 ESS 荷电状态的上、下限;  $\eta_{ess}$ 、 $\eta_{css}$  为 ESS 充/放电效率, 包含变换器与自身能量变换效率;  $\Delta t$  为计算段时长。

ESS 的荷电状态在时间尺度上具有连续性, 以  $P_{total}^{ADN}(t)$ 、 $P_i^{ESS}(t)$  为初始值, 由式(5)、式(6)计算  $SOC_i(t+1)$  并作为下一时段 ESS 功率约束。以此类推, 严格按照时序并根据实际充放电累加得到所有时段 ESS 充放电约束。

充电状态:

$$SOC_i(t+1) = SOC_i(t) + \frac{\eta_{ess} P_i^{ess}(t) \Delta t}{E_i^{ess}} \quad (5)$$

放电状态:

$$SOC_i(t+1) = SOC_i(t) - \frac{P_i^{css}(t) \Delta t}{E_i^{ess} \eta_{css}} \quad (6)$$

### 1.2 需求响应

$P_i^{DR}(t)$  主动响应参与资源协调互动, 主要包含两种类型如式(7)所示。

$$\sum_i P_i^{DR}(t) = \sum_i P_i^{PDR}(t) + \sum_i P_i^{IDR}(t) \quad (7)$$

式中:  $P_i^{PDR}(t)$  表示价格型需求响应(PDR);  $P_i^{IDR}(t)$  表示激励型需求响应(IDR); 其中 PDR 为分时电价引导的用电行为, 由于用户响应电价变化较慢, 故该类型 DR 资源性能欠佳, 仅满足较少部分辅助服务市场的性能需求, 在日前调度时刻根据市场电价确定用户各时刻调度计划。基于响应量与电价的关系, 采用价格需求弹性表示电价与 PDR 变化率之间的关系。

$$\lambda_{i,t'} = (\Delta P_{i,t'}^{PDR} / P_{i,0t'}^{PDR}) / (\Delta p_{i,t'}^{PDR} / p_{i,0t'}^{PDR}) \quad (8)$$

式中:  $\lambda_{i,t'}$  为第  $i$  个 PDR 资源  $t'$  时段电价变化对  $t'$  时段 PDR 响应率的影响;  $\Delta P_{i,t'}^{PDR}$ 、 $P_{i,0t'}^{PDR}$  分别表示  $t'$  时段 PDR 响应变化量与初始响应量;  $\Delta p_{i,t'}^{PDR}$ 、 $p_{i,0t'}^{PDR}$  分别表示  $t'$  时段电价变化量与初始电价; 当  $t=t'$  时,  $\lambda_{i,t'}$  为自弹性系数,  $t \neq t'$  时,  $\lambda_{i,t'}$  为交叉弹性系数。

PDR 实际响应量为

$$P_i^{\text{PDR}}(t) = P_{i,0t}^{\text{PDR}} + \Delta P_{i,t}^{\text{PDR}} \quad (9)$$

$P_i^{\text{PDR}}(t)$  主要为 ADN 与负荷聚合商签订协议的直接控制负荷、可中断负荷、可平移负荷等,其响应量与电价呈多段报价曲线<sup>[20]</sup>。相比于 PDR 负荷,该类负荷调度灵活,满足多数备用服务市场性能需求,更能主动参与 ADN 协调调度,可用于日内时间尺度优化调度。

### 1.3 ADN 内部负荷模型

$P_{\text{l-grid}}(t)$  为 ADN 内部负荷消耗资源功率,如式(10)所示。

$$P_{\text{l-grid}}(t) = P_{\text{load}}(t) - P_{\text{grid}}(t) \quad (10)$$

式中:  $P_{\text{load}}(t)$  为 ADN 内部负荷;  $P_{\text{grid}}(t)$  为 ADN 购电量。当 ADN 能满足自身负荷需求时,即 ADN 资源总出力大于内部负荷,此时  $P_{\text{grid}}(t) = 0$ ; 当 ADN 资源总出力小于内部负荷时,ADN 优先满足内部负荷需求,同时向电网购电满足内部需求,此时  $P_{\text{total}}^{\text{ADN}}(t) < 0$ 。

## 2 日前多时间尺度运行调度框架

ADN 参与日前主辅市场经济调度与自身竞标策略、主辅市场性能需求、市场竞争、出清机制等市场因素息息相关。一般辅助服务通过电力交易来获得与有功平衡相关的备用服务。其性能需求主要为响应时间、最小容量、持续时间、响应精度等。参考成熟辅助服务市场中各类辅助服务的要求<sup>[21-24]</sup>,结合上述性能指标,本文按性能需求划分为三类备用服务: A 备用、B 备用、C 备用,具体性能区间如表 1 所示。

表 1 备用服务性能类别

Table 1 Reverse service performance category

备用服务类别	性能区间		
	响应时间/min	持续时间/min	响应偏差/±%
A 备用	≤1	≥30	1
B 备用	1~10	≥30	5
C 备用	10~30	≤30	10

电力市场中竞争者对每个市场或者某类备用至多只有一个容量段报价具有有效作用(可能作用于市场出清)。充分掌握竞争对手历史报价数,通过统计方法<sup>[25-26]</sup>能够预估竞争对手投标行为。同时本文采用主辅市场联合出清且通过统一出清价格(Market Clearing Price, MCP)方式决定市场出清。基于以上条件建立 ADN 主辅市场日前时间尺度调度双侧迭代模型,日前调度时间尺度为 1 h,提前 24 h

执行。最终运行调度计划在日内以 15 min 为周期滚动优化确定,既保证系统稳定安全运行,又可以根据更为精确的预测信息与资源出力响应时间优化日内调度计划,基本调度框架如图 2 所示。

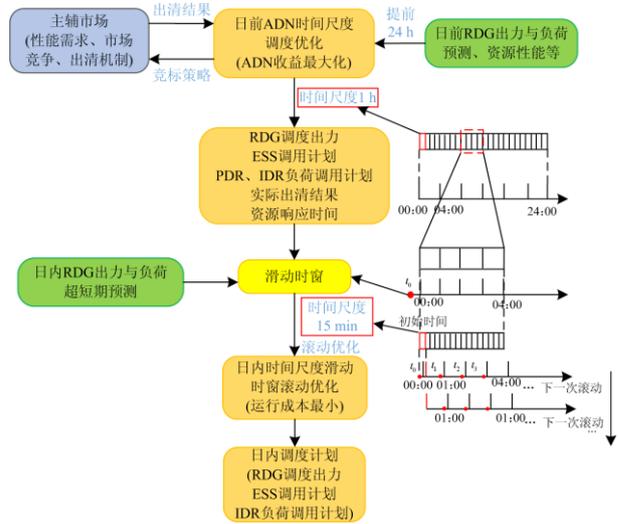


图 2 多时间尺度运行调度框架

Fig. 2 Multi-timescale scheduling framework

由于 PDR 响应时间长,故在日前阶段确定后不再参与日内调度优化。日前时间尺度由于存在时段与时段之间响应时间需求不同,响应电量不同,在时段交接点上 ADN 性能出力能否及时响应是削减不平衡功率的关键。以日前每时段主辅市场要求 ADN 实际出力点为出力时间,因各资源响应时间的存在,该时段的优化调度必须在出力时间点前进行。同时根据预测信息与时间尺度特性关系(预测时间距实际出力时刻越短,精度越高,成本越低),结合日前该时段调度计划以及资源响应时间,选择出力前该时段日前调度计划中资源最大响应时间并确定为滑动时窗  $t_i$ ,如图 2 所示,日内时间尺度以滑动时窗为初始时间进行优化调度,并根据更新的预测数据以 15 min 为周期滚动优化日内调度计划。

### 2.1 日前时间尺度经济调度模型

考虑主辅市场竞争,以 ADN 调度与市场两侧迭代优化。ADN 以收益最大为目标制定竞标策略并传递给市场侧,市场以代理机构购电总成本最小执行出清,并将市场出清结果返回 ADN 侧从而会影响 ADN 运行调度。同时考虑预估竞争者行为以及 RDG 出力预测的不确定性。

#### 2.1.1 ADN 日前调度侧

ADN 运营商的收益取决于日前主辅市场中标收益、运行成本和不平衡功率罚数,将弃风、弃光电量计入不平衡功率罚数中,以提高 RDG 消纳能

力。本文暂不考虑 ADN 运营区域所属负荷售电收益及相应售电策略。综上, 建立 ADN 日前调度侧模型。

$$\max z = R - (C_{RDG} + C_{ESS} + C_{DR} + C_{ADN} + C_p) \quad (11)$$

$$\begin{cases} R = \sum_t \sum_n P_n^{A,b}(t) P_n^{A,b}(t) \\ C_{RDG} = \sum_t (\sum_{i=1} c_i^{pv} P_i^{pv}(t) + \sum_i c_i^{wt} P_i^{wt}(t) + \\ c_{loss}(t) \frac{1-\eta_{dc-ac}}{\eta_{dc-ac}} (\sum_i P_i^{pv}(t))) \\ C_{ESS} = \sum_t \sum_i (\frac{C_i^{ESS,rep}}{2Q_i^{lifetime}} P_i^{ESS}(t) + c_{loss}(t) (\frac{1-\eta_{ess}}{\eta_{ess}} P_i^{ess}(t) + \\ \frac{1-\eta_{css}}{\eta_{css}} P_i^{css}(t)) + p_{grid}(t) Q_i^{css}(t)) \\ C_{ADN} = \sum_t (P_{grid}(t) P_{grid}(t) + P_{load}(t) c_{loss}(t)) \\ C_p = \sum_t (\sum_n \Delta c_n(t) P_n^{balance}(t) + c_{wt}^{curt} P_{wt}'(t) + c_{pv}^{curt} P_{pv}'(t)) \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $z$  为 ADN 总利润;  $R$  为 ADN 参与市场总收益;  $P_n^{A,b}(t)$  为 ADN 在  $t$  时刻下市场的中标电量;  $P_n^{A,b}(t)$  为  $t$  时刻下市场的中标电价,  $\forall t \in 1:24$ ;  $n\{1,2,3,4\}$ , 分别表示主能量市场、A 备用市场、B 备用市场、C 备用市场;  $C_{RDG}$ 、 $C_{ESS}$ 、 $C_{ADN}$ 、 $C_p$  分别为风电、光伏运行成本、ESS 运行损耗成本、ADN 运行损耗成本、不平衡功率罚数;  $c_i^{pv}$ 、 $c_i^{wt}$ 、 $c_{loss}(t)$  分别表示光伏电站成本系数、风电成本系数、损耗电量电价;  $C_i^{ESS,rep}$  为 ESS 建设成本;  $Q_i^{lifetime}$ 、 $Q_i^{css}(t)$  分别表示全寿命周期输出总电量、调度周期中 ESS 的购电量;  $P_{load}(t)$  为网损;  $\Delta c_n(t)$ 、 $P_n^{balance}(t)$  分别为市场不平衡功率惩罚系数、市场不平衡功率;  $c_{wt}^{curt}$ 、 $c_{pv}^{curt}$ 、 $P_{wt}'(t)$ 、 $P_{pv}'(t)$  分别为弃风、弃光惩罚系数及弃风、弃光电量。由于 PDR 为用户自发性的用电行为, 故不计入 ADN 成本中, 在日前确定其调度计划。

### 2.1.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束如(13)所示。

$$\begin{aligned} P_{total}^{ADN}(t) + P_{load}(t) + P_{loss}^{ADN}(t) &= \sum_i P_i^{pv}(t) + \sum_i P_i^{wt}(t) + \\ &\sum_i P_i^{ESS}(t) + \sum_i P_i^{DR}(t) + P_{grid}(t) \end{aligned} \quad (13)$$

式中:  $P_{load}(t)$  为负荷在日前  $t$  时刻下预测值;  $P_{loss}^{ADN}(t)$  为 ADN 在  $t$  时刻总损耗, 包括逆变器转换损耗、线

路损耗。

2) 竞标容量约束。受资源出力约束, 不同市场的最大竞标容量有限, 引入竞标容量约束。

$$0 \leq Q_n^{ADN}(t) \leq Q_n^{ADN,max}(t) \quad (14)$$

式中:  $Q_n^{ADN}$  为 ADN 市场竞标电量;  $Q_n^{ADN,max}(t)$  为 ADN 在  $t$  时刻能够提供  $n$  市场的最大竞标电量。

3) 响应时间约束。ADN 协调资源调度出力应满足该市场最低响应时间要求。

$$s_{n,i} \leq S_n \quad (15)$$

式中:  $s_{n,i}$  为  $n$  市场下资源中单体资源  $i$  的最大响应时间;  $S_n$  为  $n$  市场响应时间需求, 一般指为备用服务。

4) 持续时间约束。是持续输出功率性能要求, 故单个时段的输出总电能不能小于投标容量最小持续时间输出。

$$\sum_i h_i P_n^{ADN}(t) \geq H_n P_n^{A,b}(t) \quad (16)$$

式中:  $H_n$  为  $n$  市场要求的最小持续时间;  $h_i$  为单体资源  $i$  出力的最大持续时间。

5) 响应偏差。对中标容量调用后, 为保障输出功率偏差性能要求, 每时段的总输出电能偏差小于投标容量在该时段的输出电能偏差。

$$(1 - M_n) \leq P_n^{ADN}(t) / P_n^{A,b}(t) \leq (1 + M_n) \quad (17)$$

式中,  $M_n$  为市场允许响应偏差。

6) 不确定性概率约束。因 RDG 出力波动以及预测的不确定性因素, 使得 ADN 存在频率偏差、电压越限、电压波动过大等风险。利用机会约束规划建立不确定性风险概率模型, 如式(18)所示。

$$\Pr \left\{ \left[ \frac{P_n^{ADN,max}(t) - P_n^{ADN}(t)}{P_n^{A,b}(t)} \geq \eta \right] \geq \alpha \right\} \quad (18)$$

式中:  $\eta$  为系统有功备用指标;  $\alpha$  为置信度。

7) 储能约束

ESS 的电荷状态在整个日前周期结束时与初始时应保持一致, 如式(19)。

$$SOC(0) = SOC(T) \quad (19)$$

8) PDR 响应约束

$$\begin{cases} p_i^{PDR,min}(t) \leq p_i^{PDR}(t) \leq p_i^{PDR,max}(t) \\ D_s = 1 - \frac{\sum_t |\Delta p_i^{PDR}(t)|}{\sum_t p_i^{PDR}(t)} \geq 0.8 \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $p_i^{PDR,min}(t)$ 、 $p_i^{PDR,max}(t)$  分别为 PDR 用户电价最小值与最大值;  $D_s$  为用户满意度。

除以上约束外还满足光伏电站、风电站基本出力约束。

### 2.1.3 电力市场侧

考虑竞争对手报价受上时段报价影响, 采用一阶自回归模型描述竞争对手报价行为。

$$\begin{aligned} p_n^o(t) &= p_n^{o,est}(t) + \varphi_n^o(t)p_n^o(t-1) + \varepsilon_n^o(t), \\ \varepsilon_n^o(t) &\sim N(0, \sigma^2) \end{aligned} \quad (21)$$

式中:  $p_n^o(t)$ 、 $p_n^o(t-1)$  分别为竞标对手  $o$  在  $t$  时刻和  $t-1$  时刻的  $n$  市场中标电量,  $o \in O$ ,  $O$  为竞争对手集;  $p_n^{o,est}(t)$  为其  $t$  时刻统计预估投标电价;  $\varphi_n^o(t)$  为当前时刻自回归系数;  $\varepsilon_n^o(t)$  为正态分布的随机数。  $Q_n^o(t)$  为统计得到竞标对手  $o$  在主能量市场  $t$  时刻有效竞标容量, 相应的备用市场竞标容量为

$$Q_n^{o'}(t) = \text{ratio}_n(t)Q_n^o(t) \quad (22)$$

式中:  $n' \in \{2, 3, 4\}$ ;  $\text{ratio}_n(t)$  为其相应的主辅容量配比率。

以市场运营代理机构成本最小为目标, 执行调度清算实现利益分配, 且主辅联合统一出清, 可描述为

$$\min \sum_t \sum_n P_n^{A,b}(t)p_n^{A,b}(t) + \sum_o \sum_t \sum_n x_n^o(t)P_n^{o,b}(t)p_n^o(t) \quad (23)$$

式(23)需满足的约束如下:

$$\left\{ \begin{aligned} &(\sum_o P_n^{o,b}(t) + P_n^{A,b}(t)) - d_n(t) = 0 \leftrightarrow \pi_n(t), \forall t = 1: 24 \\ &P_n^{A,b}(t) \leq Q_n^{\text{ADN}}(t): u_n^A(t), \forall t = 1: 24 \\ &P_n^{o,b}(t) \leq Q_n^o(t): u_n^{o,b}(t), \forall t = 1: 24 \\ &p_n^{\min}(t) \leq p_n^{A,b}(t) \leq p_n^{\max}(t) \\ &x_n^o(t) \in \{0, 1\} \end{aligned} \right. \quad (24)$$

式中:  $P_n^{o,b}(t)$  为竞争对手  $o$  在  $n$  市场的中标电量;  $d_n(t)$  为市场需求;  $x_n^o(t) = 0$  表示竞争对手  $o$  在  $t$  时刻  $n$  市场中没有中标电量,  $x_n^o(t) = 1$  表示该竞争对手在  $n$  市场中标且电量为  $P_n^{o,b}(t)$ ;  $Q_n^o(t)$  为竞争对手  $o$  的竞标电量;  $\pi_n(t)$ 、 $u_n^A(t)$ 、 $u_n^{o,b}(t)$  为相关式子的拉格朗日因子, 分别表示为市场出清电价、ADN 与竞争对手的影子价格;  $p_n^{\max}(t)$ 、 $p_n^{\min}(t)$  分别为 ADN 报价上下限。

## 2.2 日内时间尺度优化调度模型

### 2.2.1 目标函数

根据预测信息与时间尺度特性、资源性能与日前调度计划计算出每时段优化滑动时窗。假设当市场运行到  $l$  时段, 在日前调度基础上以调度成本最小为目标建立日内单位时间尺度调度模型。

$$\min z = \sum_{T_\Delta} \sum_{l_0} (C'_{\text{RDG}} + C'_{\text{ESS}} + C'_{\text{IDR}} + C'_{\text{ADN}} + C'_p) \quad (25)$$

$$\left\{ \begin{aligned} C'_{\text{RDG}} &= \sum_{t=l_0}^{\Delta T} (\sum_{i=1} c_i^{\text{PV}} P_i^{\text{PV}'}(t) + \sum_{i=1} c_i^{\text{WT}} P_i^{\text{WT}'}(t) + C_{\text{loss}}(t) \frac{1-\eta_{\text{dc-ac}}}{\eta_{\text{dc-ac}}} \sum_i P_i^{\text{PV}'}(t)) \\ C'_{\text{ESS}} &= \sum_{t=l_0}^{\Delta T} \sum_i (\frac{C_i^{\text{ESS,rep}}}{2Q_i^{\text{ESS,rep}}} P_i^{\text{ESS}}(t) + C_{\text{loss}}(t) (\frac{1-\eta_{\text{ess}}}{\eta_{\text{ess}}} P_i^{\text{ESS}}(t) + \frac{1-\eta_{\text{ess}}}{\eta_{\text{ess}}} P_i^{\text{ESS}}(t))) \\ C'_{\text{IDR}} &= \sum_{t=l_0}^{\Delta T} (\sum_i c_i^{\text{IDR}}(t) |P_i^{\text{IDR}}(t)|) \Delta t \\ C'_{\text{ADN}} &= \sum_{t=l_0}^{\Delta T} P_{\text{load}}(t) c_{\text{loss}}(t) \\ C'_p &= \sum_{t=l_0}^{\Delta T} (\sum_{n=1} \Delta c_n(t) P_n^{\text{balance}}(t) + c_{\text{wt}}^{\text{curt}} P_{\text{wt}}'(t) + c_{\text{pv}}^{\text{curt}} P_{\text{pv}}'(t)) \end{aligned} \right. \quad (26)$$

式中:  $T_\Delta$  为每次滚动优化调度范围, 取 1 h;  $l_0$  为当前调度时段的优化时窗, 在  $l$  时段以该时窗为初始点开始 15 min 为周期滚动优化;  $C'_{\text{RDG}}$ 、 $C'_{\text{ESS}}$ 、 $C'_{\text{IDR}}$  分别为日内时间尺度下 RDG、ESS、IDR 的运行成本;  $C'_{\text{ADN}}$ 、 $C'_p$  分别为 ADN 日内运行损耗与罚数;  $P_i^{\text{PV}'}(t)$ 、 $P_i^{\text{WT}'}(t)$  分别为日内超短期预测下风电、光伏出力;  $P_i^{\text{IDR}}(t)$  为 IDR 负荷的可削减量;  $c_i^{\text{IDR}}(t)$  为 IDR 成本系数;  $\Delta T$  为负荷削减持续时间。

### 2.2.2 约束条件

日内调度与日前调度在 ADN 出力性能约束、资源运行约束以及 DR 响应约束相类似, 此处不再赘述, 同时 PDR 已在日前调度计划确定, 故日内调度不存在 PDR 响应约束, 除此之外还存在以下约束。

1) 供需平衡约束, 日前调度中标电量与电价已经作为已知量传递到日内调度中, 因此还需保证 ADN 性能出力与市场性能需求的平衡上有所不同, 如式(27)所示。

$$P_n^{\text{ADN}}(t) = P_n^{\text{ADN},b}(t) \quad (27)$$

2) IDR 约束, 日内调度利用 IDR 良好的调节性能以及多时间尺度特性, 参与日内调度实现调度出力的时空互补优化调度出力, 基本约束为

$$\left\{ \begin{aligned} &0 \leq P_i^{\text{IDR}}(t) \leq Q_i^{\text{IDR},e}(t) \\ &|P_i^{\text{IDR}}(t) - P_i^{\text{IDR}}(t-1)| \leq S^{\text{IDR}}(t) \end{aligned} \right. \quad (28)$$

式中:  $Q_i^{\text{IDR},e}(t)$  为聚合商报价曲线  $e$  段的负荷最大响应量;  $S^{\text{IDR}}(t)$  为相应的负荷响应率。

3) 滑动时间窗约束, 滑动时窗的确定不仅跟日前调度计划有关, 还与该计划中调度资源性能以及日内 IDR 资源性能相联系, 如式(29)所示。

$$l_0 = l - \max \{s_{l,i}^{\text{PV}}, s_{l,i}^{\text{ESS}}, s_{l,i}^{\text{WT}}, s_{l,i}^{\text{IDR}}\} \quad (29)$$

式中:  $s_{i,i}^{pv}$ 、 $s_{i,i}^{ESS}$ 、 $s_{i,i}^{wt}$  分别为日前调度时刻对应  $l$  时段调度计划中光伏、ESS、风电的响应时间;  $s_{i,i}^{IDR}$  为日内 IDR 的响应时间。

### 3 模型求解

日前优化的机会约束式(12)以及电力市场侧模型中的  $P_n^{Ab}(t)p_n^{Ab}(t)$  收益模型均为双变量乘积, 这使得整个调度模型呈非凸非线性, 利用一般非线性工具求解易得局部最优解。本文基于拉丁超立方采样(Latin Hypercube Sampling, LHS)将机会约束规划转化为确定性规划, 基于二进制扩充法(Binary Expansion Approach)将含双变量乘积的市场侧模型转化为带平衡约束条件的混合整数线(Mixed Integer Linear Program, MILP)模型, 最后模型在 Matlab 中采用商业优化软件 CPLEX 求解并获得理想效果, 求解流程图如附录 A 图 1 所示。

1) 机会约束线性化。本文采用基于拉丁超立方采样将机会约束条件确定化, 对模型中的预测误差随机变量采用拉丁超立方抽样方法采样。假设  $N_{sa}$  次抽样, 且随机变量  $\kappa_i (1 \leq i \leq M)$  的各元素符合累积分布函数  $Y_i = F_i(\kappa_i)$ , 将此函数分为  $N$  个区间, 取值为[0, 1], 在每个区间中均匀抽取随机数  $Y_i$ , 然后由累积分布函数逆函数得到  $\kappa_i$ 。

$$\kappa_i = F_i^{-1}(Y_i) \quad (30)$$

设第  $f$  次采样的风、光、负荷预测误差分别由  $\Delta P_{i,f}^{pv}(t)$ 、 $\Delta P_{i,f}^{wt}(t)$ 、 $\Delta P_{load,f}^{ADN}(t)$  表示, 当采样次数  $N_{sa}$  足够大时, 式(18)可转变为 MILP 模型。

$$\begin{cases} (P_n^{ADN,max}(t) - P_n^{ADN} + \sum_i \Delta P_{i,f}^{pv}(t) + \sum_i \Delta P_{i,f}^{wt}(t) + \\ \Delta P_{load,f}^{ADN}(t)) / P_n^{Ab}(t) - \eta \geq \varpi(1 - \omega_f(t)) \\ \sum_{f=1}^{N_{sa}} \omega_f(t) \geq N_{sa} \alpha \end{cases} \quad (31)$$

式中:  $\varpi$  为相对足够小的标量负数;  $\omega_f(t)$  为二进制变量。

2) 双变量乘积线性化, 利用二进制扩充竞标电价, 将报价区  $[p_n^{\min}(t), p_n^{\max}(t)]$  分为  $2^K$  段离散竞标电价,  $K$  为实数。  $P_n^{Ab}(t)$  可用二进制变量表示。

$$P_n^{Ab}(t) = p_n^{\min}(t) + \Delta p_n^{Ab}(t) \sum_{k=0}^K 2^k x_{n,k}^A(t) \quad (32)$$

式中:  $\Delta p_n^{Ab}(t) = (p_n^{\max}(t) - p_n^{\min}(t)) / 2^K$ ;  $x_{n,k}^A(t)$  为二进制变量。式(32)两边同时乘以  $P_n^{Ab}(t)$ , 得

$$P_n^{Ab}(t)P_n^{Ab}(t) = P_n^{Ab}(t)p_n^{\min}(t) + \Delta p_n^{Ab}(t) \sum_{k=0}^K 2^k \psi_{n,k}^A(t) \quad (33)$$

并定义变量  $\psi_{n,k}^A(t) = x_{n,k}^A(t)P_n^{Ab}(t)$ , 若  $x_{n,k}^A(t) = 0$ , 则  $\psi_{n,k}^A(t) = 0$ , 若  $x_{n,k}^A(t) = 1$ , 则  $\psi_{n,k}^A(t) = P_n^{Ab}(t)$ , 将此关系描述 MILP 模型为

$$0 \leq P_n^{Ab} - \psi_{n,k}^A(t) \leq \zeta_i^p(1 - x_{n,k}^A(t)) \quad (34)$$

$$0 \leq \psi_{n,k}^A(t) \leq \zeta_i^p x_{n,k}^A(t) \quad (35)$$

式中,  $\zeta_i^p$  为相对足够大的变量常数。同理定义:

$\xi_n^o(t) = x_n^o(t)P_n^{o,b}(t)$  描述为 MILP 模型。

$$0 \leq P_n^{o,b} - \xi_n^o(t) \leq \zeta_i^u(1 - x_n^o(t)) \quad (36)$$

$$0 \leq \xi_n^o(t) \leq \zeta_i^u x_n^o(t) \quad (37)$$

基于二进制扩充将市场侧转化为 ADN 侧带平衡约束条件的 MILP 模型, 转化后的约束条件如式(38)所示。

$$\begin{cases} p_n^{\min}(t) + \Delta p_n^{Ab}(t) \sum_{k=0}^K 2^k x_{n,k}^A(t) \leq p_n^{\max}(t) \\ \sum_o P_n^{o,b}(t) + P_n^{Ab}(t) = d_n(t) \\ \pi_n(t) - u_n^A(t) - p_n^{\min}(t) - \Delta p_n^{Ab}(t) \\ \sum_{k=0}^K 2^k x_{n,k}^A(t) \leq 0 \\ \pi_n(t) - u_n^{o,b}(t) \leq p_n^o(t) \\ P_n^{Ab}(t) \leq Q_n^{ADN}(t) \\ P_n^{o,b}(t) \leq Q_n^o(t) \\ \sum_t \left[ (P_n^{Ab}(t)p_n^{\min}(t) + \Delta p_n^{Ab}(t) \sum_{k=0}^K 2^k \psi_{n,k}^A(t)) + \right. \\ \left. u_n^A(t)Q_n^{ADN}(t) + (\xi_n^o(t)p_n^o(t) + \right. \\ \left. u_n^{o,b}(t)Q_n^o(t)) \right] - \pi_n(t)d_n(t) = 0 \\ 0 \leq P_n^{Ab} - \psi_{n,k}^A(t) \leq \zeta_i^p(1 - x_{n,k}^A(t)) \\ 0 \leq \psi_{n,k}^A(t) \leq \zeta_i^p x_{n,k}^A(t) \\ 0 \leq P_n^{o,b} - \xi_n^o(t) \leq \zeta_i^u(1 - x_n^o(t)) \\ 0 \leq \xi_n^o(t) \leq \zeta_i^u x_n^o(t) \end{cases} \quad (38)$$

### 4 算例分析

本文基于调整后的 IEEE33 节点构建 ADN 系统拓扑结构如附录 A 图 2。相应的资源性能出力参数与成本参数如附录 B 表 1。市场各性能需求与容量需求见图 3。市场中除 ADN 运营商外, 还包括四个其他竞争者参与市场竞争, 假设其预测竞标电价与竞标电量均服从正态分布, 且各时段的均值和标准

差相同(见附录 B 表 2), 并按概率分布函数随机给定竞价策略<sup>[27]</sup>。同时在实际市场中高性能亦能够参与与低性能需求市场。

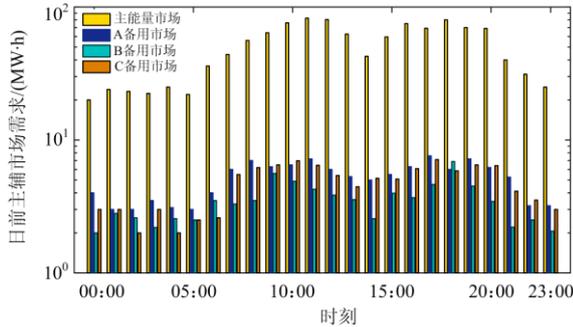


图 3 主辅市场需求

Fig. 3 Main and auxiliary market demand

### 4.1 调度结果分析

通过本文所建模型的竞标策略参与日前市场得到 ADN 运营商的竞标电价如图 4 所示, 以及 ADN 中标电量情况如图 5 所示。

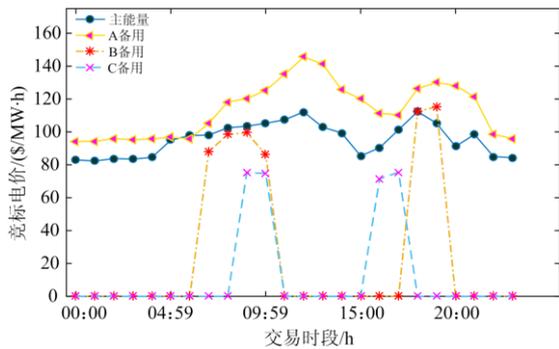


图 4 ADN 日前报价策略

Fig. 4 ADN day-ahead quotation strategy

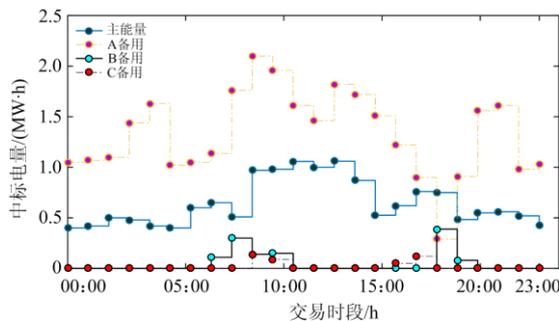


图 5 ADN 日前中标电量

Fig. 5 ADN recently won the bid

从图 4 和图 5 能够看出, ADN 参与该日前市场针对不同市场不同性能需求采取不同的竞价倾向。大型发电商主要瓜分主能量市场, ADN 在备用市场中占据拥有较大占有率。对于 A 备用市场与 B 备用

市场而言, 在 24 个时段中第 1 个时段到第 8 时段、第 14 时段到第 17 时段、第 22 时段到第 24 时段辅助服务市场高性能市场需求量相对较低, 同时市场富余电量充足, 因此以主动配电网为主体的运营商采用的报价策略相对保守。第 9 时段到第 13 时段、第 18 时段至第 21 时段, 辅助服务市场中 A 备用市场与 B 备用市场需求均增大, 市场中该两类性能资源电量不再充裕, 市场中两种辅助服务产品电价相对较高, 同时 ADN 在这些时段可供性能出力上网电量多, 自身中标的概率相对较高, 采用相对高的报价以及更多出力来增加自己的上网收益, 同时优先满足高性能市场需求保障收益。

而对于 C 备用市场而言, 在第 5 个时段到第 11 个时段、第 15 个时段到第 18 个时段中, ADN 内部 C 性能备用资源容量相对较少, 同时市场中该类性能资源电量相对充裕, 采用了相对较低策略增加中标电量。而第 19 个时段中, C 备用需求剧增, 市场竞争相对较弱, 故竞标行为激进获取更高利益。

根据上述竞标策略得到 ADN 日前调度计划, 如图 6 所示, ADN 在第 1 个时段到第 8 时段、第 14 时段到第 17 时段、第 22 时段到第 24 时段因为光伏出力趋近于 0, ESS 充电成本低, 这种情况下为了保证不中标对自身运营的影响, 在该时段 ESS 尽量选择现货市场进行充电。从而利用现货市场分时电价差在高需求高电价进行上网竞价获取更大的收益, 同时在以上时段中以风力发电上网竞价为主, 对未中标的电量, 通过与 ESS 互动尽可能减少 ESS 上网购电量与弃风电量, 实现效益最大化。第 9 时段到第 13 时段、第 18 时段至第 21 时段, 光伏电站开始能够出力, ADN 为主体的运营商通过 ESS 可供出力, 利用 ESS 能量时移与 IDR 多时间尺度特性结合光伏、风电出力上网, 尽可能地减小可再生能源出力波动性带来的影响。

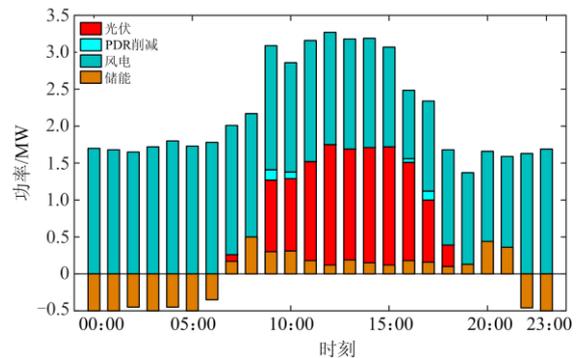


图 6 ADN 日前调度计划

Fig. 6 Active distribution network day-ahead scheduling

同时不同时段不同性能经济性的同一类型资源因性能不同参与的市场亦不同, 而为满足各不同时段中标性能需求, 资源具体出力容量分配亦不同如图 7 所示。

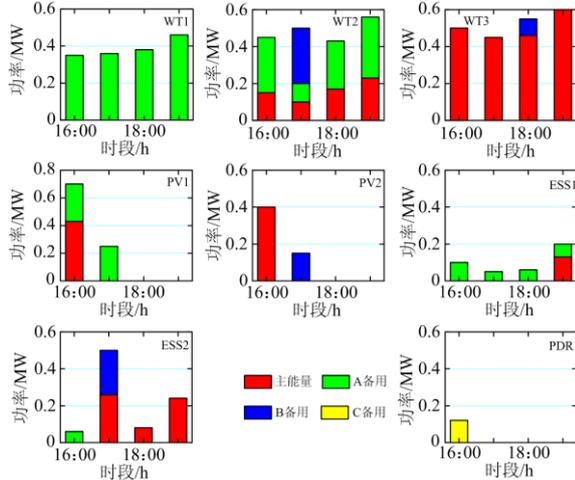


图 7 ADN 内不同性能资源具体容量分配

Fig. 7 ADN specific capacity allocation of different performance resources

不同市场中标需求应该被分配到能够响应该市场性能需求的出力中, 比如 PDR 受限于资源技术性影响, 仅仅能参与 B 备用以下需求市场。同时高技术性能资源能够参与低性能市场, 如 WT2, 该资源在满足 A 备用市场的同时还参与了低性能需求的 B 备用市场。同时图中 18、19 时段中 B 备用市场价格高于 A 备用市场价格, 故有多个性能高于 B 信号性能的资源参与到 B 信号市场。WT1 是能参与 A 备用市场的最低成本的资源, 故在资源容量分配时优先考虑该资源。

基于日前调度下, 将改进的一阶自回归模型作为实际市场竞标情况进行竞价, 并将出清结果、日前调度计划、资源性能等传递给日内调度阶段, 确定各时段滑动时窗并进行优化。各时段以 15 min 为周期, 4 h 为周期时长范围滚动优化, 可得到某一典型竞标策略下 ADN 日内运行调度计划, 如图 8 所示。

由图 8 可知, 日内调度阶段利用日前竞标结果、运行调度计划、资源性能确定滑动时窗进行优化, 使得 ESS、IDR 作为 ADN 内部的可控出力能够更高效精准地参与运行控制, 通过滑动时窗减小了出力波动性与市场的不平衡功率惩罚, 特别是整个时段内 ESS 与 WT、PV 出力互补, 在前后期以 WT 出力为主, 中期 WT 与 PV 结合出力, ESS 通过灵活充放电的方式, 在电价低谷时进行充电, 高峰时启动储存能量, 并结合光伏、风电上网实现收益最

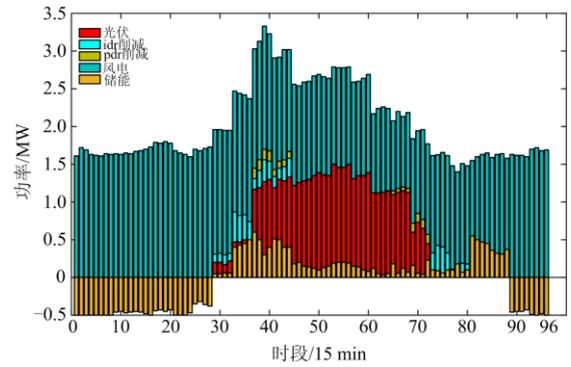


图 8 ADN 日内调度计划

Fig. 8 Active distribution network day scheduling

大化。ESS 与需求响应因为价格低或竞标容量少, 大部分容量都参与到实际出力中。预计参与日前市场收益为 4 912.46 \$, 不同市场的收益情况如表 2 所示。

表 2 不同市场收益

Table 2 Revenue from different services

类型	主能量/\$	A 备用/\$	B 备用/\$	C 备用/\$
收益	1 827.60	3 025.52	154.86	29.66

从表 2 可以看出, A 备用市场电价相比其他三类电价更高, 同时 A 备用市场的中标电量相对于其他市场中标电量较多, 因此四类市场产品竞价收益中源自 A 备用收益最高。且对于 B 备用的电量需求、C 备用电量需求与 ADN 内部负荷需求均较少, 故 ADN 内部资源中主要以满足 A 备用电量为主, 竞价策略满足 A 备用性能的资源尽可能地上网, 因此以 ADN 为主体的运营商的总体收益仍然来自于 A 备用电量竞价产生的收益。

#### 4.2 调度方式对比分析

为对比分析不同调度方式在提高可再生能源消纳, 减小不平衡功率以及提高 ADN 主体收益上的作用, 本文通过以下 4 种调度方式进行算例仿真分析。

调度方式 1: 市场电价预测下资源自然出力, 不考虑多时间尺度调度且所有资源调度计划均在日前阶段完成。

调度方式 2: 在方式 1 的基础上考虑市场竞争环境下, ADN 协调调度各资源, 不考虑多时间尺度调度且日前阶段完成调度计划。

调度方式 3: 在方式 2 的基础上考虑多时间尺度调度在日前阶段完成市场下的 ADN 资源协调调度计划。

调度方式 4: 采用本文调度策略, 即市场环境多时间尺度协调优化调度。

表 3 为以上 4 种调度方式下 ADN 收益、不平

衡功率惩罚与弃风、弃光惩罚对比。

表 3 不同调度方式收益、惩罚对比

Table 3 Comparison of revenue and penalty of different scheduling methods

调度方式	弃风、弃光惩罚成本/\$	不平衡功率惩罚成本/\$	AND 总收益/\$
1	126.35	102.79	3 976.54
2	82.32	63.21	4 392.96
3	52.46	47.58	4 601.82
4	28.94	0	4 912.46

由表 3 可以看出，由于方式 4 在多时间尺度下考虑了 IDR 与储能的快速响应以及储能的能量时移特性，使得 ADN 不仅在长时间尺度上能够协调调度可再生资源，在短时间尺度上也能够随可再生能源出力波动调整调度计划，从而促进可再生能源的消纳。因此其在某一典型场景下相比方式 1、方式 2 与方式 3 弃风、弃光惩罚成本分别减少了 97.41 \$、53.38 \$、23.52 \$。方式 4 产生的弃风、弃光惩罚成本是由于 ADN 内部储能与 IDR 配置有限，在风电、光伏高发时段，中标电量确定的条件下，ADN 此时已没有额外容量来储存或转移风光出力，因而造成弃风、弃光惩罚。

对比不平衡功率惩罚成本可以看出，采用方式 4 时，ADN 无不平衡功率惩罚成本。相比方式 1、方式 2、方式 3 与方式 4 在日内短时间尺度上考虑资源响应时间与时间尺度的关系，利用滑动时窗协调调度各资源，减小预测带来的波动误差，同时也减小了 ADN 因出力过早，即在市场实际需求大于中标电量；或出力过迟，资源响应时间跟不上，造成出力小于中标电量。且储能的可调节能力较强，使得方式 4 在不平衡功率惩罚优化上远优于其他方式。

同时，由表 3 中总收益对比可以看出，方式 2 相比方式 1 的总收益提升了 10.5%，方式 3 相比方式 2 总收益提升了 4.8%，方式 4 相比方式 3 总收益提升了 6.8%。这是由于方式 2 中考虑了市场竞争，使得 ADN 出力误差大大减小，同时协调调度也降低了 ADN 出力成本。方式 3 利用储能能量时移，通过多时间尺度调度能够更好地消纳可再生能源提高收益。方式 4 在日内短时间尺度上确定调度计划，相比于日前预测更加精准，同时滑动时窗的引入也使得预测精度最大化，减少不平衡功率惩罚提升了收益。

综上，本文通过对比不同调度方式下的 ADN 惩罚和收益，验证了所提经济调度策略能够有效提高 ADN 可再生能源消纳，减小不平衡功率惩罚，提高 ADN 运行经济性。

### 5 总结

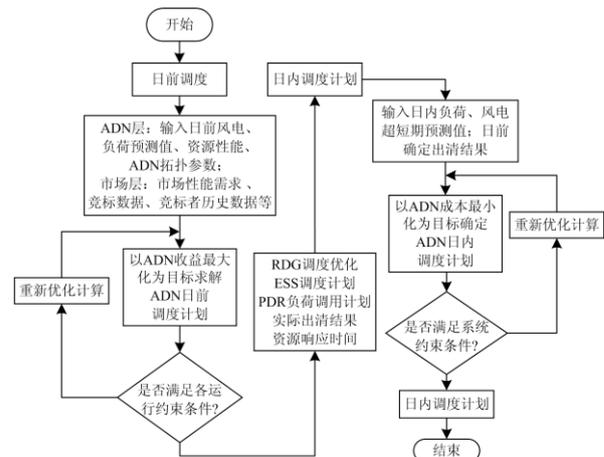
本文提出了一种市场环境下的 ADN 的多时间尺度协调运行经济调度策略，利用 ADN 内部资源不同性能经济性，通过协调优化储能的调度计划以及需求响应调度计划，使不同的市场需求通过不同的调度方式参与不同时间尺度调度，实现了主辅市场下多时间尺度协调调度。通过算例仿真得到以下结论。

1) 通过“日前调度与市场竞争联合优化+日内滑动时窗滚动优化”，显著缓解预测电价以及 RDG 与负荷预测误差导致的经济运行计划失准问题，并根据市场竞争的变化制定经济调度方案，通过算例得到，收益最高提升了 23.5%。

2) 通过多时间尺度协调调度可以充分调用储能与 IDR 快速调节，滑动时窗的引入能够明显降低不平衡功率的产生，使 ADN 能够根据资源响应时间与精确的预测数据制定更加合理的调度计划。

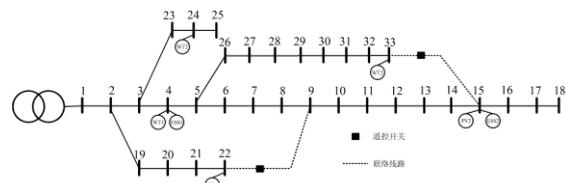
3) 尽管本文制定的优化经济调度考虑了主辅市场竞争对收益的影响，但并未深入分析日前市场与日内市场之间的耦合对系统调控的影响。后续研究将进一步结合日内市场竞争交易机制，将 DSO 日前-日内联合售电策略与运行优化调控相结合，实现安全稳定运行的同时，进一步挖掘收益空间。

### 附录 A



附图 1 求解流程图

Attached Fig. 1 Solution flow chart



附图 2 ADN 拓扑结构

Attached Fig. 2 ADN topology

## 附录 B

附表 1 RDG、ESS、负荷参数

Attached Table 1 RDG, ESS, load parameters

资源	响应时间/min	持续时间/min	响应精度/%	具体参数情况	成本/\$(MW·h)
RDG	0.3	60	99.9	1.2 MW(PV1, 入网节点 22)	121.6
	0.4	60	99.6	0.6 MW(WT2, 入网节点 24)	94.5
	6	48	99.7	0.6 MW(WT1, 入网节点 4)	71.4
	0.5	50	99.5	0.6 MW(PV2, 入网节点 15)	114.6
	0.3	54	99.8	0.6 MW(WT3, 入网节点 33)	71.4
ESS	0.1	42	99.9	0.3 MW/3 MW h(ESS1,入网点 4)	94
	0.1	42	99.9	0.3 MW/3 MW h(ESS2,入网点 15)	94
DR	0.5	36	95	热负荷(IDR1,接入节点 10,18,31,32)	111.7
	8	30	95	工业负荷(IDR2,接入节点 16,17,21)	64.5
	12	30	90	居民负荷(PDR,接入节点 11-14,23)	41.5

附表 2 竞争对手参数

Attached Table 2 Competitor parameters

竞争对手	$Q_i^o(t)/MW$	$Q_n^o(t)/MW$	主能量 $p_i^o(t)/$ \$·(MW·h) <sup>-1</sup>	A 备用 $p_2^o(t)/$ \$·(MW·h) <sup>-1</sup>	B 备用 $p_3^o(t)/$ \$·(MW·h) <sup>-1</sup>	C 备用 $p_4^o(t)/$ \$·(MW·h) <sup>-1</sup>
1	17.8/5.0	1.78/0.51	105.89/19	119.45/20	98.45/16	73.12/22
2	18.9/6.4	1.89/0.65	97.64/23	129.65/25	92.98/18	68.56/35
3	20.5/7.2	2.05/0.81	90.56/21	118.61/24	91.97/15	65.56/36
4	19.3/6.2	1.93/0.55	106.48/29	126.54/32	101.39/20	67.12/26

## 参考文献

- 金炜, 李宗, 葛斐, 等. 可再生能源高渗透率区域“网-源-储-荷”协调规划案例分析[J]. 中国电力, 2017, 50(10): 153-158.  
JIN Wei, LI Zong, GE Fei, et al. Research on “grid-generation-storage-load” coordinative planning in high renewable energy penetration region-case analysis of Anhui Jinzhai[J]. Electric Power, 2017, 50(10): 153-158.
- 季珉杰, 张沛超. 信息物理融合的主动配电网分层交易式能量管理[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(16): 4668-4678, 4972.  
JI Minjie, ZHANG Peichao. Hierarchical transaction energy management of active distribution network based on information physics fusion[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(16): 4668-4678, 4972.
- JAMALI S, BAHMANYAR A, RANJBAR S. Hybrid classifier for fault location in active distribution networks[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 174-182. DOI: 10.1186/s41601-020-00162-y.
- 倪识远, 张林垚. 考虑动态重构的主动配电网多目标双层优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 38-47.  
NI Shiyuan, ZHANG Linyao. Multi-objective bi-level optimal dispatch method of an active distribution network considering dynamic reconfigurations[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 38-47.
- 李惠琴, 陈燕, 王岗红, 等. 计及功率预测误差的主动配电网实时经济调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(16): 100-107.  
LI Huiqin, CHEN Yan, WANG Ganghong, et al. Real-time economic dispatching method for active distribution networks considering power prediction errors[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(16): 100-107.
- 梁宁, 邓长虹, 谭津, 等. 计及电量电价弹性的主动配电网多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 44-50.  
LIANG Ning, DENG Changhong, TAN Jin, et al. Optimization scheduling with multiple time scale for active distribution network considering electricity price elasticity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 44-50.
- 蔡宇, 林今, 万灿, 等. 市场环境下基于随机规划的主动配电网运行交易二层优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(20): 5391-5402, 5715.  
CAI Yu, LIN Jin, WAN Can, et al. Two-layer optimization model of active distribution network operation based on stochastic programming in market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(20): 5391-5402, 5715.
- 刘鑫, 吴红斌, 王鲸杰, 等. 市场环境下考虑需求响应的虚拟电厂经济调度[J]. 中国电力, 2020, 53(9): 172-180.  
LIU Xin, WU Hongbin, WANG Jingjie, et al. Economic dispatch of a virtual power plant considering demand response in electricity market environment[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 172-180.
- 石文超, 吕林, 高红均, 等. 考虑需求响应和电动汽车参与的主动配电网经济调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 41-55.

- SHI Wenchao, LÜ Lin, GAO Hongjun, et al. Economic dispatch of active distribution network considering demand response and participation of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 41-55.
- [10] 徐熙林, 宋依群, 姚良忠, 等. 基于多层电价响应机制的主动配电网源—网—荷协调方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 9-17, 24.
- XU Xilin, SONG Yiqun, YAO Liangzhong, et al. Source-net-load coordination method of active distribution network based on multi-layer electricity price response mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 9-17, 24.
- [11] KHALOIE H, ABDOLLAHI A, SHAFIE-KHAH M, et al. Coordinated wind-thermal-energy storage offering strategy in energy and spinning reserve markets using a multi-stage model[J]. Applied Energy, 2020, 259.
- [12] TANG Zao, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Stochastic reserve scheduling of energy storage system in energy and reserve markets[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 123.
- [13] KARAGIANNPOULOS S, GALLMANN J, VAYÁM G, et al. Active distribution grids offering ancillary services in islanded and grid-connected mode[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 623-633.
- [14] MOHY-UD-DIN G, MUTTAQI K M, SUTANTO D. Transactive energy-based planning framework for VPPs in a co-optimised day-ahead and real-time energy market with ancillary[J]. IET Generation Transmission and Distribution, 2019, 13(11): 2173-2181.
- [15] SEDIGHIZADEH M, ESMALI M, MOUSAVI-TAGHIABADI S M. Optimal joint energy and reserve scheduling considering frequency dynamics, compressed air energy storage, and wind turbines in an electrical power system[J]. Journal of Energy Storage, 2019, 23: 220-233.
- [16] FAZLALIPOUR P, EHSAN M, MOHAMMADI-IVATLOO B. Optimal participation of low voltage renewable micro-grids in energy and spinning reserve markets under price uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, 102: 84-96.
- [17] ALDIK A, AL-AWAMI A T, SORTOMME E, et al. A planning model for electric vehicle aggregators providing ancillary services[J]. IEEE Access, 2018, 6: 70685-70697.
- [18] 刘斌, 刘锋, 王程, 等. 考虑风电场灵活性及出力不确定性的机组组合[J]. 电网技术, 2015, 39(3): 730-736.
- LIU Bin, LIU Feng, WANG Cheng, et al. Portfolio of units considering flexibility and output uncertainty of wind power plants[J]. Power System Technology, 2015, 39(3): 730-736.
- [19] 张曦, 康重庆, 张宁, 等. 太阳能光伏发电的中长期随机特性分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(6): 6-13.
- ZHANG Xi, KANG Chongqing, ZHANG Ning, et al. Analysis of medium and long-term stochastic characteristics of solar photovoltaic power generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(6): 6-13.
- [20] 赵福林, 俞啸玲, 杜诗嘉, 等. 计及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 42-51.
- ZHAO Fulin, YU Xiaoling, DU Shijia, et al. Assessment on flexibility of a power grid with large-scale wind farm integration considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 42-51.
- [21] PJM. PJM manual 11: energy & ancillary services market operations[EB/OL]. (2017-06-15)[2017-10-09]. <http://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>.
- [22] 何永秀, 陈倩, 费云志, 等. 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(9): 2915-2922.
- HE Yongxiu, CHEN Qian, FEI Yunzhi, et al. Research on foreign typical auxiliary service market products and its enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2018, 42(9): 2915-2922.
- [23] ERCOT. Nodal operating guides[EB/OL]. (2017-10-01)[2017-09-23]. <http://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating/cur>.
- [24] 陈中飞, 荆朝霞, 陈达鹏, 等. 美国调频辅助服务市场的定价机制分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 1-10.
- CHEN Zhongfei, JING Zhaoxia, CHEN Dapeng, et al. Analysis on the pricing mechanism of FM auxiliary service market in the United States[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 1-10.
- [25] WANG Jianzhou, YANG Wendong, DU Pei, et al. Outlier-robust hybrid electricity price forecasting model for electricity market management[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 249.
- [26] PANAPAKIDIS I P, DAGOUMAS A S. Day-ahead electricity price forecasting via the application of artificial neural network based models[J]. Applied Energy, 2016, 172: 132-151.
- [27] BARROSO L A, CARNEIRO R D, GRANVILLE S, et al. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 629-638.

收稿日期: 2020-01-22; 修回日期: 2021-04-27

作者简介:

唐杰(1993—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为市场环境主动配电网运行与规划; E-mail: 873118664@qq.com

吕林(1963—2021), 男, 教授, 硕士生导师, 主要研究方向为配电网规划与运行;

许立雄(1982—), 男, 通信作者, 博士, 硕士生导师, 主要研究方向为可再生能源高占比电力系统规划与运行、人工智能在电力系统分析中的运用。E-mail: xulixiong@163.com

(编辑 许威)