第 52 卷 第 4 期：1712-1723 高电压技术 Vol.52, No.4: 1712-1723
2026 年 4 月 30 日 High Voltage Engineering April 30, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250899

面向电力紧平衡场景的负荷协同调控策略

于坤禹[1]，宋晓通[1]，张佳惠[2]，白　翔[2]，李华健[2]，巨云涛[1]
（1. 北方工业大学电气与控制工程学院，北京 100144；2. 山西省能源互联网研究院，太原 030000）

摘　要：针对电力紧平衡场景下需求侧灵活性资源利用不充分的问题，提出了一种考虑负荷停电风险的综合负荷协同调控策略。首先，根据电力缺口划分电力预警等级，并计及各负荷节点的负荷类型及比重分摊电力缺口。其次，综合负荷调控次序、电网补偿成本、用户用电满意度目标，将需求响应和有序用电相结合，建立了电力紧平衡场景下需求侧负荷协同调控策略模型。最后，提出了一种基于短时序多重抽样模型的负荷停电风险评估模型，评估了负荷协同调控策略的停电风险，并通过算例分析验证了该文算法的有效性。研究结果表明：与常规有序用电方案相比，该文提出的负荷协同调控策略对应的日最大负荷降低了 12.32%、峰谷差降低了 33.19%、用户满意度提高了 3.5%、电网运营效益提高了 14.22%。

关键词：灵活性资源；负荷协同调控策略；需求响应；有序用电；短时序多重抽样；停电风险评估

Coordinated Load Regulation Strategy in Power Tight Balance Scenarios

YU Kunyu[1], SONG Xiaotong[1], ZHANG Jiahui[2], BAI Xiang[2], LI Huajian[2], JU Yuntao[1]
(1. College of Electrical and Control Engineering, North China University of Technology, Beijing 100144, China;
2. Shanxi Energy Internet Research Institute, Taiyuan 030000, China)

Abstract: To figure out the underutilization of demand-side flexibility resources in power tight balancing scenarios, an integrated load co-regulation strategy that considers the risk of load outages is proposed. Firstly, the power warning level is classified according to the power shortfall, and the power shortfall is apportioned after taking into account the load type and weight of each load bus. Secondly, by integrating the sequence of load regulation, the grid compensation cost, and user electricity satisfaction, the demand response and orderly electricity consumption can be combined, and a demand-side load collaborative regulation strategy model in the scenario of tight power balance can be established. Finally, a load outage risk assessment model based on a short-time series and multiple sampling model is proposed to assess the outage risk of load coordinated regulation strategy, and the effectiveness of algorithms in this paper is verified by an analysis of arithmetic example. Research findings indicate that, compared with the conventional orderly power consumption scheme, the load regulation strategy proposed in this paper can achieve a 12.32% reduction in the daily maximum load, a 33.19% reduction in the peak-valley difference, a 3.5% increase in user satisfaction, and a 14.22% increase in the benefits of grid operations.

Key words: flexible resources; comprehensive load regulation strategy; demand response; orderly electricity use; multiple samplings with short-term chronological sequences; risk assessment

0　引言

随着新型电力系统的快速发展，以风、光、水为主的可再生能源机组比例持续攀升，预计到 2060 年，新能源机组装机容量达到 50 亿 kW，渗透率超过 60%[1-2]。可再生能源机组出力存在较强的波动性和不确定性，对电力系统的供需平衡和稳定性带来严峻的挑战[3-4]。传统的保供措施依赖调整发电机组出力维持电网功率平衡。以火电机组为主的发电侧调节资源在启动、爬坡速度方面存在较大局限[5]，频繁启停会显著降低机组的寿命及运行效益。随着电力市场的发展，负荷聚合商[6]、虚拟电厂[7]等新型运营主体不断涌现，需求侧灵活性资源的调控潜力十分可观。因此，对需求侧灵活性资源进行优化调控成为保供措施的重要组成部分。

针对电力安全保供的新形势，国家相继出台了《电力需求侧管理办法》《电力负荷管理办法》等政策文件，明确了“需求响应优先、有序用电保底”的基本原则。众多学者在需求侧灵活性资源调控策略方面开展了大量研究。文献[8]提出了一种考虑多

基金资助项目：山西省能源互联网研究院研发项目(SXEI2023ZD002)。
Project supported by Shanxi Energy Internet Research Institute (SXEI2023ZD002).

类型灵活性资源的需求响应方法，消除了传统方法的不稳定性，减少了误差。基于负荷响应时段的分布特性，文献[9]量化评估了不同类型居民用户的需求响应潜力。近年来，非生产性的空调负荷作为大容量柔性负荷的典型代表，在通过需求响应释放“顶峰”潜力方面得到了广泛关注[10-11]。为调动居民温控负荷参与调峰的积极性，文献[12]以贡献度等量化指标为依据，提出相应的激励措施。

既有文献对多类型灵活性资源参与需求响应开展了多维度的研究，但需求响应作为经济激励措施，仅能缓解短期供电紧张，无法根本性消除电力缺口，而有序用电[13]作为“托底”措施，是保供方案的重要组成部分。文献[14]综合考虑用户参与有序用电的意愿、电力预警等级，通过有序用电辅助决策方法，缓解电力紧平衡状态下供电压力。对于有序用电具体措施的研究，文献[15]提出了一种考虑日、周、月的多时间尺度的有序用电决策模型。文献[16]综合考虑了用户参与有序用电的方式、调峰潜力、用户和电网的利益，提出了一种有序用电的调整方法。上述研究主要聚焦于有序用电方案的策略设计，未能充分考虑系统的安全运行、用户的参与意愿等关键因素。

现有研究中，或采取需求响应措施缓解短期供电紧张，或采取有序用电措施应对电力短缺，鲜有研究将二者协同调控。文献[17]在面对极端高温天气的情况下，采用激励性需求响应、有序用电及外部支援移动电源等多种措施协调优化，制定了城市电网负荷日前管理优化策略；文献[18]提出了一种同时考虑需求响应和有序用电的优化模型，通过削峰填谷缓解供电压力的同时，提升了电网公司的经济效益和用户满意度。上述研究将需求响应与有序用电协同调控，对负荷调控可能带来的运行停电风险考虑不足。

以上研究为充分挖掘需求侧灵活性资源、优化负荷水平、缓解保供电压力、保障电力系统的安全稳定运行提供了重要支撑[19]。应当注意到，当前在保供策略研究中仍存在亟待优化的问题。第一，需求响应与有序用电协同不足，在制定有序用电措施时对需求响应考虑不充分。第二，常规有序用电措施对需求侧用户的负荷类型、参与有序用电的意愿以及合理的经济补偿考虑得不够充分，更缺乏对用户用电满意度的评估。第三，当前研究对负荷调控可能带来的运行停电风险估计不足，不利于系统的安全可靠运行[20]。

针对以上问题，本文开展了深入研究。首先，细化了负荷类型的颗粒度，在不同电力预警等级下设计了差异化的权重系数赋值方案，在有序用电的指标分摊环节更精细化地贯彻“有保有限”的原则。其次，综合考虑经济、环境、社会等要素，建立了需求响应与有序用电协同优化的负荷协同调控策略，在保障电力、电量平衡的前提下，提升用户满意度水平。最后，提出适用于负荷协同调控场景下的短期运行停电风险评估算法，对有序用电方案开展量化评价，提升了电网运行的可靠性水平。

1 分时电价机制下负荷协同调控模型

1.1 负荷协同调控基本流程

为了保证电力系统的安全运行，同时降低负荷调控策略对需求侧的影响，本文搭建了负荷协同调控模型，按照“需求响应优先、有序用电保底”的原则，将电力缺口在负荷节点中进行指标分摊，优先使用基于电价引导的需求响应策略。若需求响应策略无法弥补电力缺口，则实施有序用电，政府或者相关电力部门通过行政、经济等手段，对需求侧电力用户进行带有一定强制性措施的管理工作[16]，主要包括错峰、避峰、限电 3 种措施。具体流程图如图 1 所示。

1.2 分时电价下的负荷转移特性

在负荷协同调控策略中，需求响应优先。需求侧的可控负荷如工业负荷、商业负荷和居民日常生活负荷等作为灵活性资源参与电网的调度。根据负荷对电价的敏感度，将其归为电价敏感型负荷和电价不敏感型负荷，如下式所示：

$$P_{\mathrm{load}}(t)=P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I}}(t)+P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{II}}(t) \tag{1}$$

式中：$P_{\mathrm{load}}(t)$为 t 时段需求响应后的总负荷；$P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I}}(t)$ 为 t 时段需求响应后的电价敏感型负荷，此类负荷对电价的敏感度较高，通常会在不同时间段内灵活调整负荷量或者将其他能源来替代电能的使用；$P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{II}}(t)$ 为 t 时段的价格不敏感型负荷，此类负荷对电价的敏感度较低，通常用电量不发生变化。

电价敏感型负荷采用电价弹性矩阵元素 $e_{m,n}$ 来量化负荷变化与分时电价的关系，在分时电价的基础上，电价引导的需求响应按式(2)来修正。

$$P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I}}(t)=P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I},0}(t)+\Delta P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I}}(t) \tag{2}$$

式中：$P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I},0}(t)$ 为电价敏感型负荷的原负荷需求量；$\Delta P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{I}}(t)$ 为电价敏感型负荷通过需求响应后的负荷变

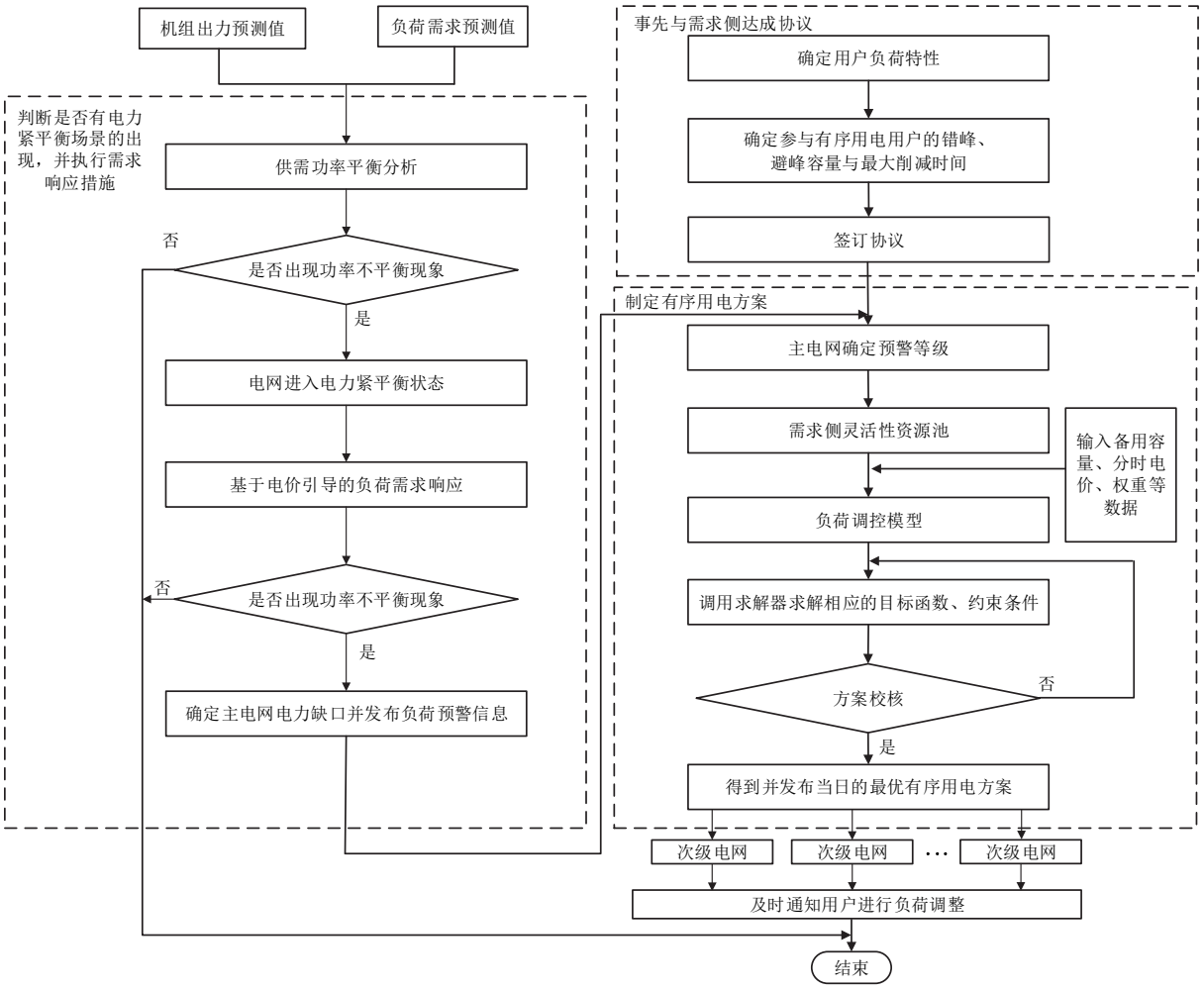


图 1 负荷调控策略流程图

Fig.1 Flowchart of the load control strategy

化量。对于电价敏感型负荷，负荷变化量与电价弹性矩阵的关系如下式所示：

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{\text{load}}^{\text{I}}(1)/P_{\text{load}}^{\text{I},0}(1) \\ \Delta P_{\text{load}}^{\text{I}}(2)/P_{\text{load}}^{\text{I},0}(2) \\ \vdots \\ \Delta P_{\text{load}}^{\text{I}}(t)/P_{\text{load}}^{\text{I},0}(t) \\ \vdots \\ \Delta P_{\text{load}}^{\text{I}}(24)/P_{\text{load}}^{\text{I},0}(24) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{1,1} & e_{1,2} & \cdots & e_{1,t} & \cdots & e_{1,24} \\ e_{2,1} & e_{2,2} & \cdots & e_{2,t} & \cdots & e_{2,24} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ e_{t,1} & e_{t,2} & \cdots & e_{t,t} & \cdots & e_{t,24} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ e_{24,1} & e_{24,2} & \cdots & e_{24,t} & \cdots & e_{24,24} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p(1)/p_0(1) \\ \Delta p(2)/p_0(2) \\ \vdots \\ \Delta p(t)/p_0(t) \\ \vdots \\ \Delta p(24)/p_0(24) \end{bmatrix} \tag{3}$$

式中：$e_{t,t}$(t=1, 2, …, 24)为一天中第 t 小时的自弹性系数，其值通常为负值；$e_{m,n}$(m=1, 2, …, 24; n=1, 2, …, 24, 且 $m\neq n$)为第 m 小时与第 n 小时的互弹性系数，其值通常为正值；$\Delta p(t)$为 t 时刻制定的分时电价与原始电价之差；$p_0(t)$为原始电价。

1.3 不同电力预警等级下的有序用电指标分摊

通过供需功率平衡分析，可以得出系统的电力缺口，并确定该系统的电力预警等级和有序用电指标。如表 1 所示，根据电力缺口占当期最大用电需求的比例，定义 4 级电力预警等级，以各预警等级可能出现的最大电力缺口作为有序用电指标。

确定主网有序用电指标后，根据预警等级、负荷类型及其占比，将有序用电指标分摊至各负荷节

表 1 电力预警等级及其有序用电指标

Table 1 Power warning levels and index of orderly electricity use

电力预警等级(L)	电力缺口百分比(PG)	有序用电指标
I 级(红色预警)	20%≤PG<30%	30%
II 级(橙色预警)	10%≤PG<20%	20%
III 级(黄色预警)	5%≤PG<10%	10%
IV 级(蓝色预警)	PG<5%	5%

点。为了在有序用电指标分摊时体现不同负荷类型的差异性，保护重点负荷，限制工业负荷和双高负荷，坚持“有保有限”的基本原则，使用式(4)体现负荷类型的差异性，如下式所示：

$$\begin{aligned}&\left[\varphi_1^L \quad \varphi_2^L \quad \cdots \quad \varphi_i^L \quad \cdots \quad \varphi_N^L\right]=\\&\left[\mu_{\mathrm{T}}^L\ \mu_{\mathrm{I}}^L\ \mu_{\mathrm{H}}^L\right]\begin{bmatrix}\psi_1^{\mathrm{T}} & \psi_2^{\mathrm{T}} & \cdots & \psi_i^{\mathrm{T}} & \cdots & \psi_N^{\mathrm{T}}\\ \psi_1^{\mathrm{I}} & \psi_2^{\mathrm{I}} & \cdots & \psi_i^{\mathrm{I}} & \cdots & \psi_N^{\mathrm{I}}\\ \psi_1^{\mathrm{H}} & \psi_2^{\mathrm{H}} & \cdots & \psi_i^{\mathrm{H}} & \cdots & \psi_N^{\mathrm{H}}\end{bmatrix}\end{aligned} \tag{4}$$

式中：φ_i^L 为预警等级 L 下第 i 个负荷节点的有序用电分摊比例；N 为负荷节点总数；μ_{T}^L、μ_{I}^L、μ_{H}^L 分别为预警等级 L 下的总负荷、工业负荷、“双高”负荷(即高耗能、高排放负荷)的权重系数；ψ_i^{T}、ψ_i^{I}、ψ_i^{H} 分别为第 i 个负荷节点的负荷总量占比、工业负荷占比、双高负荷占比。

随着电力缺口的增大、电力预警等级的升高，总负荷 μ_{T}^L 的权重比例不断增大，工业负荷 μ_{I}^L、双高负荷 μ_{H}^L 的权重比例不断减小。预警等级高时，电力缺口较大，以减小功率的缺额为主要目标；预警等级低时，有较多的寻优空间，兼顾有序用电和高效能用电的目标。

1.4 基于需求响应的有序用电方案协同优化模型

传统的有序用电方案通过用户参与错峰、避峰缓解电力紧平衡场景，保障电力系统的稳定运行。本文在传统有序用电方案的基础上，优先使用经济激励型的需求响应措施缓解短期供电紧张，并将需求响应措施和有序用电方案可调度的负荷聚合为需求侧灵活性资源池，在此基础上提出了需求响应和有序用电协同的负荷协同调控策略。

1.4.1 目标函数

为优化有序用电方案的综合效益，兼顾各主体的权益，本文提出基于需求响应的有序用电方案协同优化模型。计及负荷调控次序、电网补偿成本、用户用电满意度等因素，构建多目标优化函数。其中，负荷调控次序指标函数如下：

$$f_1=\sum_{i=1}^{N}\Big(\sum_{t=t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{start}}}^{t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{end}}}\varphi_i^L\left(P_i^{\mathrm{shift}}(t)+P_i^{\mathrm{avert}}(t)+P_i^{\mathrm{ration}}(t)\right)\Big) \tag{5}$$

式中：f_1 为负荷调控次序指标；$t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{start}}$、$t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{end}}$ 分别为需要进行有序用电时间段的起始时间和终止时间；$P_i^{\mathrm{shift}}(t)$、$P_i^{\mathrm{avert}}(t)$、$P_i^{\mathrm{ration}}(t)$ 分别为第 i 个负荷节点在 t 时刻错峰、避峰、限电的负荷削减量。

电网补偿成本函数如下：

$$f_2=\sum_{i=1}^{N}\Big(\sum_{t=t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{start}}}^{t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{end}}}\left(p_{\mathrm{rep}}^{\mathrm{shift}}\cdot P_i^{\mathrm{shift}}(t)+p_{\mathrm{rep}}^{\mathrm{avert}}\cdot P_i^{\mathrm{avert}}(t)+p_{\mathrm{rep}}^{\mathrm{ration}}\cdot P_i^{\mathrm{ration}}(t)\right)\Big) \tag{6}$$

式中：f_2 为电网向参与有序用电的负荷用户支付的补偿成本；$p_{\mathrm{rep}}^{\mathrm{shift}}$、$p_{\mathrm{rep}}^{\mathrm{avert}}$、$p_{\mathrm{rep}}^{\mathrm{ration}}$ 分别为错峰、避峰、限电单位负荷的补偿价格。

用户用电满意度函数如下：

$$f_3=\sum_{i=1}^{N}\Big(\sum_{t=t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{start}}}^{t_{\mathrm{OEC}}^{\mathrm{end}}}\left(\left(P_i^{\mathrm{load}}(t)-P_i^{\mathrm{shift}}(t)-P_i^{\mathrm{avert}}(t)-P_i^{\mathrm{ration}}(t)\right)\Big/P_i^{\mathrm{load}}(t)\right)\Big) \tag{7}$$

式中：f_3 为用户用电满意度；$P_i^{\mathrm{load}}(t)$ 为负荷节点 i 在 t 时段需求响应策略后的用电功率。

对以上目标函数进行归一化处理[21]，以 f_1 为例：

$$F_1=\left(f_1-\min\left(f_1\right)\right)/\left(\max\left(f_1\right)-\min\left(f_1\right)\right) \tag{8}$$

式中：F_1 为归一化后的负荷调控次序指标函数，F_2、F_3 处理方法与 F_1 类同。归一化后的目标函数为：

$$\min F=-\omega_1F_1+\omega_2F_2-\omega_3F_3 \tag{9}$$

式中：ω_1、ω_2、ω_3 分别为目标函数 F_1、F_2、F_3 的权重，且 3 个权重之和为 1。

1.4.2 约束条件

1）电网可靠性约束

$$\frac{P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{after}}(t)}{P_{\mathrm{G}}(t)}\le 97\% \tag{10}$$

式中：$P_{\mathrm{load}}^{\mathrm{after}}(t)$ 为实施有序用电方案后需求侧 t 时刻的负荷需求；$P_{\mathrm{G}}(t)$为 t 时刻的电源出力。为保证电网供电的可靠性，预留电源出力的3%作为安保负荷。

2）负荷削减容量上限约束

$$\begin{cases}P_i^{\mathrm{shift}}(t)\le\alpha_{\mathrm{shift}}P_{\mathrm{peak}}\cdot T_i^{\mathrm{shift}}(t)\\ P_i^{\mathrm{avert}}(t)\le\alpha_{\mathrm{avert}}P_{\mathrm{peak}}\cdot T_i^{\mathrm{avert}}(t)\\ P_i^{\mathrm{ration}}(t)\le\alpha_{\mathrm{ration}}P_{\mathrm{peak}}\cdot T_i^{\mathrm{ration}}(t)\end{cases} \tag{11}$$

式中：α_{shift}、α_{avert}、α_{ration} 分别为错峰、避峰、限电等措施对应的负荷最大调控比例；P_{peak}为峰值负荷；$T_i^{\mathrm{shift}}(t)$、$T_i^{\mathrm{avert}}(t)$、$T_i^{\mathrm{ration}}(t)$ 分别为负荷节点 i 在 t 时刻各措施的执行参数，如$T_i^{\mathrm{shift}}(t)$表示负荷节点 i 在 t 时刻是否需要进行错峰措施，若此变量为 1，则代表需要进行错峰措施，反之为 0，则不需要进行错峰措施。$T_i^{\mathrm{avert}}(t)$、$T_i^{\mathrm{ration}}(t)$ 的含义与之类同。

3）负荷削减目标约束

$$P_{\mathrm{target}}(t)\le\sum_{i=1}^{N}\left(P_i^{\mathrm{shift}}(t)+P_i^{\mathrm{avert}}(t)+P_i^{\mathrm{ration}}(t)\right) \tag{12}$$

式中：$P_{\mathrm{target}}(t)$为 t 时刻负荷目标削减量。

4）削减时间约束

$$\begin{cases}\sum_{t=1}^{24}T_i^{\mathrm{shift}}(t)\le T_{\max}^{\mathrm{shift}}\cdot S_i^{\mathrm{shift}}\\ \sum_{t=1}^{24}T_i^{\mathrm{avert}}(t)\le T_{\max}^{\mathrm{avert}}\cdot S_i^{\mathrm{avert}}\\ \sum_{t=1}^{24}T_i^{\mathrm{ration}}(t)\le T_{\max}^{\mathrm{ration}}\cdot S_i^{\mathrm{ration}}\end{cases} \tag{13}$$

式中：$T_{\max}^{\text{shift}}$、$T_{\max}^{\text{avert}}$、$T_{\max}^{\text{ration}}$分别为错峰、避峰、限电等措施可执行的最大小时数；S_i^{shift}、S_i^{avert}、S_i^{ration}分别为负荷节点 i 执行错峰、避峰、限电措施的状态变量：

$$\begin{cases} S_i^{\text{shift}} \in \{0,1\} \\ S_i^{\text{avert}} \in \{0,1\} \\ S_i^{\text{ration}} \in \{0,1\} \end{cases} \tag{14}$$

式中：S_i^{shift}为 0 表示负荷节点 i 不执行错峰措施，为 1 表示负荷节点 i 执行错峰措施；S_i^{avert}、S_i^{ration}同理代表是否执行避峰、限电措施。

5）执行措施量约束

$$S_i^{\text{shift}} + S_i^{\text{avert}} + S_i^{\text{ration}} \le S_i^{\max} \tag{15}$$

式中：$S_i^{\max}$为负荷节点 i 最多能够同时执行的调控措施类型数目。

2 基于短时序多重抽样的可靠性评估

2.1 短时序多重抽样模型

2.1.1 短时序多重抽样模型

由于日前预测的新能源机组出力、负荷需求等数据与实际数据存在差异性，因此在制定负荷调控策略时要考虑计划外停电的风险。有序用电方案属于阶段性、临时性的日前运行方案，常规的停电风险校验需要评估数量巨大且存在时序相关性的随机场景，计算效率较低、误差较大，不适用于有序用电方案的停电风险校验。

有序用电方案的主导随机变量为新能源出力的随机特性和负荷的波动特性[22-23]，因此，本文提出基于短时序多重抽样模型的停电风险评估能够准确、快速评估停电风险，提高了计算效率，通过对光伏机组出力、负荷需求等不确定性因素进行短时序场景扫描，定量评估负荷协同调控策略的停电风险水平，为修正负荷调控策略提供决策依据。

2.1.2 新能源机组出力的短时序多重抽样模型

新能源机组出力的不确定性对电力系统紧平衡场景具有较显著的影响。以光伏发电为例，间歇性和随机性是光伏机组出力不确定性的主要特征。首先，以日出时间$T_{\text{PV}}^{\text{rise}}$和日落时间$T_{\text{PV}}^{\text{set}}$两个指标来刻画光伏出力时间的间歇性：

$$P_{\text{PV},k}(t) = \begin{cases} 0, & t \in (0, T_{\text{PV}}^{\text{rise}}) \\ P_{\text{PV}}(t), & t \in (T_{\text{PV}}^{\text{rise}}, T_{\text{PV}}^{\text{set}}) \\ 0, & t \in (T_{\text{PV}}^{\text{set}}, 24) \end{cases} \tag{16}$$

式中：$P_{\text{PV},k}(t)$表示第 k 个场景下 t 时刻的光伏出力；$P_{\text{PV}}(t)$表示 t 时刻的光伏出力功率。其次，以 Beta 概率密度函数表示光伏机组出力的不确定性：

$$f(P_{\text{PV}}(t)) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P_{\text{PV}}(t)}{P_{\text{PV,max}}}\right)^{\alpha-1} \left(1-\frac{P_{\text{PV}}(t)}{P_{\text{PV,max}}}\right)^{\beta-1} \tag{17}$$

式中：$\Gamma(\cdot)$为 Gamma 函数；α 和 β 均为 Beta 分布的形状参数；$P_{\text{PV,max}}$为光伏的最大输出功率。

通过短时序多重抽样模型得到多个场景的光伏机组出力功率，如下式所示：

$$\boldsymbol{P}_{\text{PV}} = \begin{bmatrix} P_{\text{PV},1}(1) & P_{\text{PV},1}(2) & \cdots & P_{\text{PV},1}(t) & \cdots & P_{\text{PV},1}(24) \\ P_{\text{PV},2}(1) & P_{\text{PV},2}(2) & \cdots & P_{\text{PV},2}(t) & \cdots & P_{\text{PV},2}(24) \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ P_{\text{PV},k}(1) & P_{\text{PV},k}(2) & \cdots & P_{\text{PV},k}(t) & \cdots & P_{\text{PV},k}(24) \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ P_{\text{PV},K}(1) & P_{\text{PV},K}(2) & \cdots & P_{\text{PV},K}(t) & \cdots & P_{\text{PV},K}(24) \end{bmatrix} \tag{18}$$

式中：$\boldsymbol{P}_{\text{PV}}$为抽样模型得到的光伏场景矩阵，光伏的短时序样本周期为 24 h；K 为场景数量。

2.1.3 负荷的短时序多重抽样模型

文献[24]中负荷水平由年峰值负荷、月峰值负荷、小时负荷所组成，计算方法如式(19)所示：

$$P_{\text{load},0}(t) = P_{\text{year}}^{\text{peak}} \cdot P_{\text{month}}\left(f_{\text{month}}(t)\right) \cdot P_{\text{hour}}(t) \tag{19}$$

式中：$P_{\text{load},0}(t)$为负荷预测值(t=1, 2, …, 24，即负荷的短时序样本周期为 24 h)；$P_{\text{year}}^{\text{peak}}$为年峰值负荷；$P_{\text{month}}$为月峰值负荷相对于年峰值负荷的百分比；$f_{\text{month}}(t)$为返回第 t 小时所属月份的函数；$P_{\text{hour}}(t)$为小时负荷相对于月峰值负荷的百分比。

为了在停电风险分析中充分考虑负荷的不确定性，将不同场景下的负荷水平按式(20)计算。

$$P_{\text{load},k}(t) = (1+\gamma_{k,t}) P_{\text{load},0}(t) \tag{20}$$

式中：$P_{\text{load},k}$为第 k 个场景下的负荷水平；$\gamma_{k,t}$为服从正态分布的误差系数。

通过不确定性状态组合，可构成短时序多重抽样场景。在可接受的算力要求下，对负荷协同调控策略进行基于可靠性分析的停电风险评估。

2.2 基于可靠性分析的停电风险评估

本文采用负荷损失概率(loss of load probability, LOLP)和期望损失功率(excepted power of load loss, EPLL)2 个可靠性指标对负荷协同调控策略的失负荷停电风险进行定量评估。短时序多重不确定性场景下，LOLP 和 EPLL 的计算公式参考文献[25]和文献[20]。

3 算例分析

3.1 测试系统基本数据

本文以改进的 IEEE RTS[26]作为测试系统，其

拓扑图如图 2 所示。

测试系统中各发电机组的详细数据如表 2 所示。水电机组中枯水期、丰水期的电力供应情况存在明显差别，假设第 1、4 季度为枯水期，第 2、3 季度为丰水期，且水电机组在枯水期时出力为额定功率的 60%，丰水期时出力为额定功率的 100%；测试系统的负荷备用容量设置为最大发电负荷的 3%[27]；设定错峰、避峰、限电 3 个措施的补偿成本分别为分时电价的 1、2、5 倍，且用于错峰的负荷比例设定为 5%，可用于避峰的负荷比例设定为 4%；不同预警等级下的权重类型、目标函数权重分别如表 3、表 4 所示。

为了考察不同权重方案下文中策略的优化效果，设定了如表 4 所示的不同预警等级下的子目标权重方案。在较高的预警等级下，赋予了负荷调控次序指标函数较高的权重；在较低的预警等级下，赋予了电网补偿成本函数较高的权重；用户用电满意度函数的权重处于相对稳定的水平。

测试系统中负荷峰值数据如表 5 所示。

各个节点工业负荷、双高负荷的负荷量如图 3 所示。

不同电力预警等级下各个节点的有序用电份额会根据其负荷类型占比而发生变化，具体有序用电份额占比如图 4 所示，在预警等级I下，各节点的有序用电份额仅由总负荷容量所决定，随着预警等

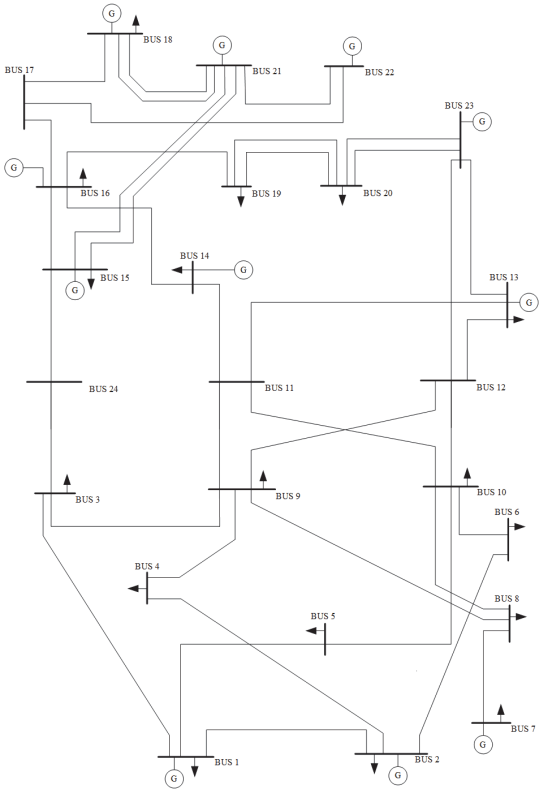


图 2 测试系统拓扑图

Fig.2 Scheme of test system topology

表 2 发电机组数据

Table 2 Data of generating units

序号	节点编号	额定出力/MW	机组类型
1	1	560	火电机组
2	2	560	火电机组
3	7	140	火电机组
4	13	280	火电机组
5	15	70	光伏机组
6	16	70	光伏机组
7	18	280	光伏机组
8	21	560	水电机组
9	21	280	光伏机组
10	22	280	光伏机组
11	23	280	光伏机组

表 3 不同预警等级下的权重类型

Table 3 Weights type at different warning levels

权重类型	I	II	III	IV
μ_{T}	100%	90%	50%	20%
μ_{I}	0	10%	40%	40%
μ_{H}	0	0	10%	40%

表 4 不同预警等级下的目标函数权重

Table 4 Objective function weights at different warning levels

目标函数权重	I	II	III	IV
ω_1	50%	40%	30%	20%
ω_2	20%	30%	45%	55%
ω_3	30%	30%	25%	25%

表 5 负荷峰值数据

Table 5 Data of peak load

节点编号	负荷峰值/MW	节点编号	负荷峰值/MW
1	108	10	195
2	97	13	265
3	180	14	194
4	74	15	317
5	71	16	100
6	136	18	333
7	125	19	181
8	171	20	128
9	175		

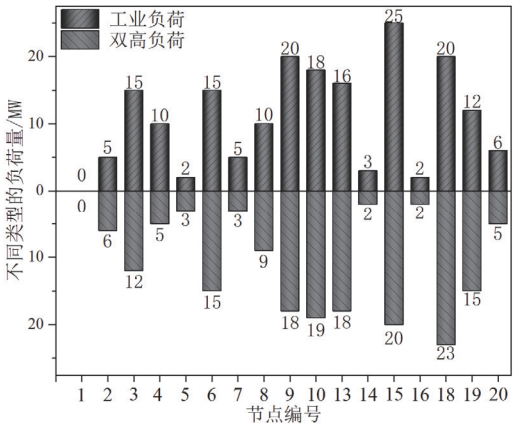


图 3 各节点工业、双高负荷的负荷量

Fig.3 Power of industrial and double-high loads at each bus

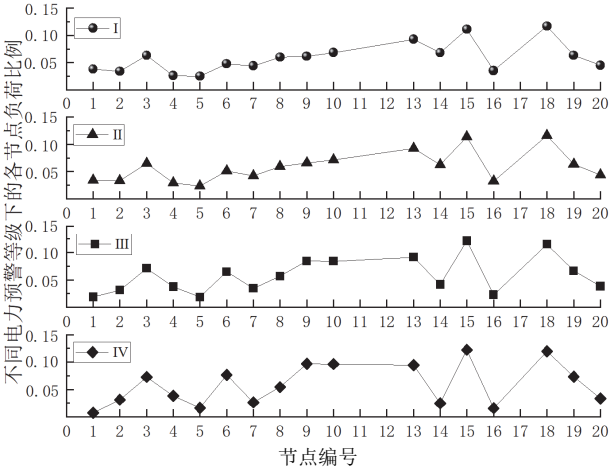


图 4 不同预警等级下有序用电份额占比

Fig.4 Percentage share of orderly electricity use at different warning levels

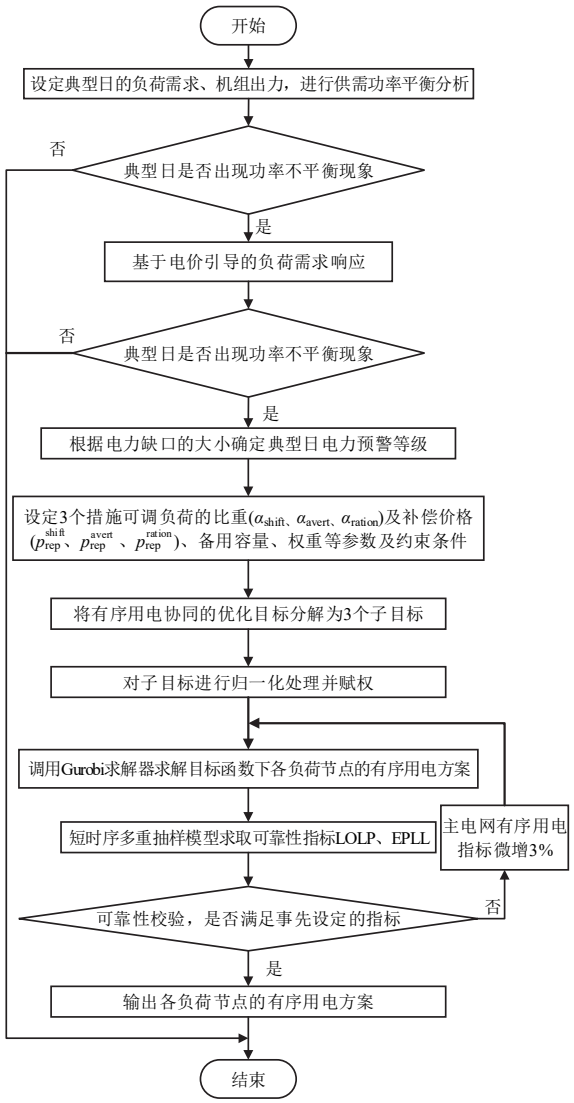


图 5 有序用电方案求解流程图

Fig.5 Flowchart of orderly electricity use scheme solution

级的降低，份额由工业负荷、双高负荷容量加权确定，且工业负荷、双高负荷对份额的影响逐级升高。

3.2 不计需求响应的负荷调控策略

本节算例研究不计需求响应的负荷调控策略，具体的流程图如图 5 所示。

通过机组与负荷数据得到每小时的机组出力和负荷需求曲线，如图 6 所示。

通过电力电量平衡分析可以得出，测试系统的电力缺口出现在 7 月、8 月、9 月和 10 月，其中 8 月的电力缺口最大。具体的电力缺口与其对应的预警等级如图 7 所示。

在此测试系统的基础上，通过 Matlab 对上述模型进行求解。以典型日 8 月 1 日为例，得到的具体有序用电措施如表 6 和图 8 所示。

从图 8 中可以看出，典型日的电力缺口出现在 19—24 点且最高预警等级达到了II级，具体措施的削减量如图中柱状所示。对电力缺口时间段进行有序用电措施后，其负荷需求降至安全负荷以下，保证了电力系统的稳定运行。

为考察本文中目标函数的优化结果，对该典型日的子目标赋予不同的权重系数，定义了 2 个典型优化场景，其优化结果如表 7 所示。

从表 7 中可以看出，优化结果有一定的差异性，尽管 f_2 的变化差异不明显，在结果上比较趋同，其对优化结果的影响不大，但对最终方案的合理性起到了一定的支撑作用，最终生成的有序用电方案能够体现出“先错峰、后避峰、再限电”的基本原则。

不包含需求响应的负荷调控策略实施前后效果指标包括日最大负荷、日最大负荷率、峰谷差、用户满意度、电力公司经济效益，具体如表 8 所示。

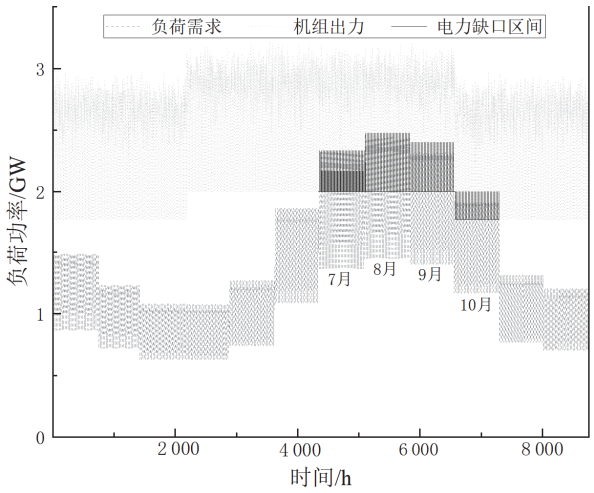


图 6 测试系统的电力电量平衡分析

Fig.6 Electricity balance analysis of the test system

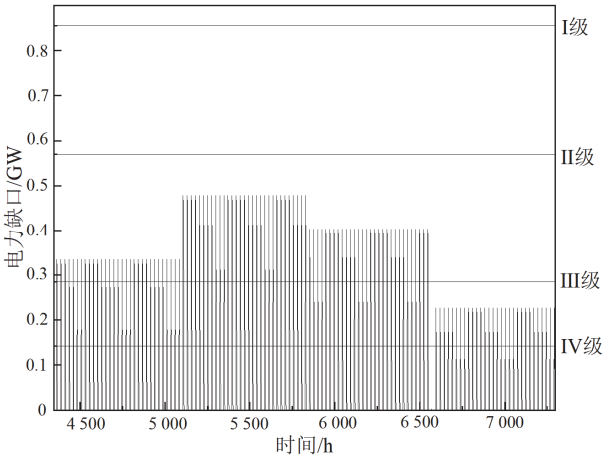


图 7 电力缺口及其预警等级

Fig.7 Power gap and warning levels

日最大负荷率降低了 28.52%、峰谷差降低了 16.42%，但此策略改变了用户的用电习惯，导致用户用电满意度降低了 5.84%，且电力公司需要补偿给参与负荷调控的用户一定的经济损失，导致电力公司经济效益降低了 30.39%。

3.3 计及需求响应的负荷协同调控策略

在电力紧平衡场景下，需求响应策略可以挖掘需求侧资源的灵活性调节潜力，故在制定负荷调控策略时，按照“需求响应优先、有序用电保底”的原则，充分调动需求侧灵活性资源参与削峰填谷的积极性，既降低了用电高峰期的负荷需求峰值，缓解系统供电压力，也能在一定程度上提升用户用电

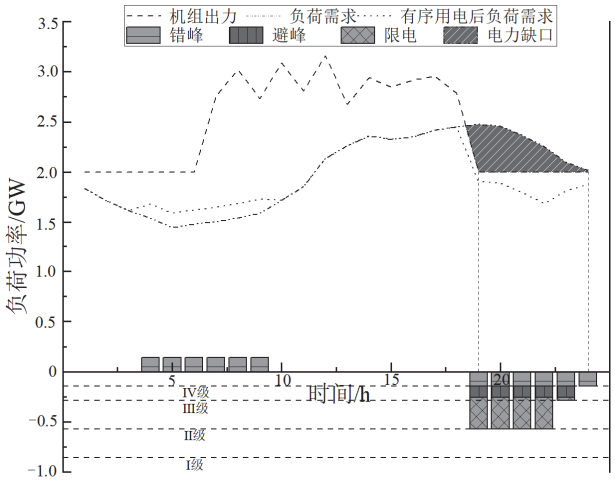


图 8 典型日负荷变化曲线

Fig.8 Load variation curve of a typical day

表 6 典型日的有序用电方案

Table 6 Orderly electricity-use scheme of a typical day

时间	电力缺口/MW	电力预警等级	主电网目标削减量/MW	节点目标削减量/MW								
				1	2	3	4	5	6	7	8	9
18:00—19:00	538.09	II	570	9.72	8.73	43.20	6.66	6.39	24.09	11.25	41.04	42.00
19:00—20:00	518.51	II	570	9.72	8.73	43.20	6.66	6.39	12.24	11.25	41.04	42.00
20:00—21:00	427.60	II	570	9.72	8.73	43.20	6.66	6.39	12.24	11.25	41.04	42.00
21:00—22:00	316.12	II	570	9.72	8.73	43.20	6.66	6.39	12.24	11.25	41.04	42.00
22:00—23:00	158.31	III	285	9.72	8.73	16.20	6.66	6.39	12.24	11.25	15.39	15.75
23:00—24:00	80.77	IV	142.5	5.40	4.85	9.00	3.70	3.55	6.8	6.25	8.55	8.75

时间	电力缺口/MW	电力预警等级	主电网目标削减量/MW	节点目标削减量/MW							
				10	13	14	15	16	18	19	20
18:00—19:00	538.09	II	570	46.80	63.60	46.56	76.08	9.00	79.92	43.44	11.52
19:00—20:00	518.51	II	570	46.80	63.60	46.56	76.08	9.00	79.92	43.44	11.52
20:00—21:00	427.60	II	570	46.80	63.60	46.56	76.08	9.00	79.92	43.44	11.52
21:00—22:00	316.12	II	570	46.80	63.60	46.56	76.08	9.00	79.92	43.44	11.52
22:00—23:00	158.31	III	285	17.55	23.85	17.46	57.03	9.00	29.97	16.29	11.52
23:00—24:00	80.77	IV	142.5	9.75	13.25	9.70	15.85	5.00	16.65	9.05	6.40

满意度，提高参与负荷调控的积极性。本文采用基于电价引导的需求响应策略，用户可以根据电价自行调整用电习惯。为了研究需求响应对负荷调控策略的影响，假设低谷、平时、高峰时段的分时电价为 0.31 元/kWh、0.75 元/kWh、1.21 元/kWh，典型日的需求响应效果如图 9 所示。

通过需求响应的削峰填谷后，在 18-22 时仍有最大 180.76 MW 的电力缺口，故在需求响应的基础上进行有序用电措施以消除电力缺口。精细化有序用电方案结果如表 9 所示，综合考虑需求响应和有序用电的负荷协同调控策略如图 10 所示。

表 7　不同权重系数下优化场景的结果对比

Table 7　Optimization results of each optimization scheme with different weighting factors

权重系数	f_1	f_2	f_3	用户满意度
ω_1=0.4，ω_2=ω_3=0.3	−209.512 4	8 088.585	−16.145 6	0.941 6
ω_2=1，ω_1=ω_3=0	−200.852 6	8 088.585	−16.082 2	0.936 6

表 8　负荷调控前后各指标对比

Table 8　Comparison of indices before and after load regulation

指标	负荷调控前	负荷调控后
日最大负荷/MW	2 477.31	2 450.80
日最大负荷率/%	123.92	95.40
峰谷差/MW	1 029.32	860.32
用户满意度	1.000 0	0.941 6
电力公司经济效益/万元	34 151.23	23 772.67

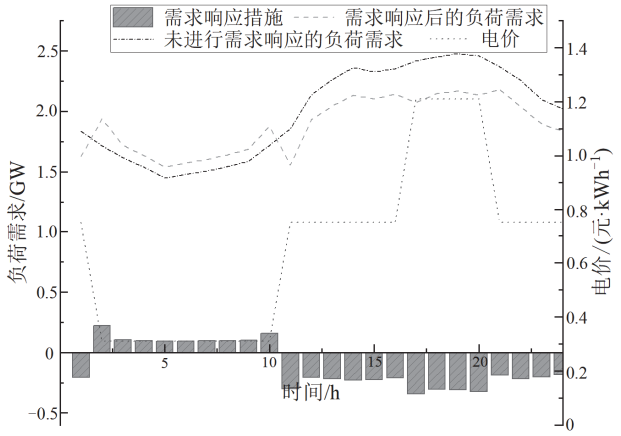


图 9　典型日需求响应的负荷变化曲线

Fig.9　Load variation curve for typical daily demand response

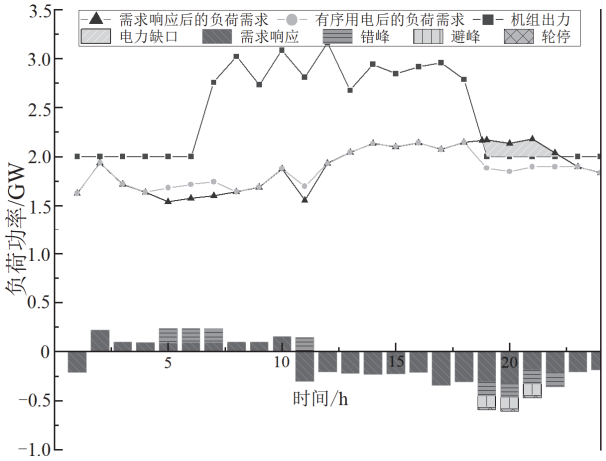


图 10　综合需求响应和有序用电的负荷协同调控策略

Fig.10　Load coordinated regulation strategy for integrated demand response and orderly electricity use

表 9　典型日的有序用电方案

Table 9　Orderly electricity-use scheme of typical day

时间	电力缺口/MW	电力预警等级	主电网目标削减量/MW	节点目标削减量/MW								
				1	2	3	4	5	6	7	8	9
18:00—19:00	229.49	III	285	9.72	8.73	16.20	6.66	6.39	12.24	11.25	15.39	15.75
19:00—20:00	193.67	III	285	9.72	8.73	16.20	6.66	6.39	12.24	11.25	15.39	15.75
20:00—21:00	240.74	III	285	9.72	8.73	16.20	6.66	6.39	12.24	11.25	15.39	15.75
21:00—22:00	98.05	IV	142.5	5.40	4.85	9.00	3.70	3.55	6.80	6.25	8.55	8.75
时间	电力缺口/MW	电力预警等级	主电网目标削减量/MW	节点目标削减量/MW								
				10	13	14	15	16	18	19	20	
18:00—19:00	229.49	III	285	17.55	23.85	17.46	57.03	9.00	29.97	16.29	11.52	
19:00—20:00	193.67	III	285	17.55	23.85	17.46	57.03	9.00	29.97	16.29	11.52	
20:00—21:00	240.74	III	285	17.55	23.85	17.46	57.03	9.00	29.97	16.29	11.52	
21:00—22:00	98.05	IV	142.5	9.75	13.25	9.70	15.85	5.00	16.65	9.05	6.40	

表 10 负荷协同调控策略前后各指标对比

Table 10 Comparison of indices before and after load coordinated regulation strategy

指标	负荷调控前	需求响应后	有序用电后
日最大负荷/MW	2 477.31	2 179.96	2 145.51
日最大负荷率/%	123.92	109.04	96.91
峰谷差/MW	1 029.32	640.18	518.67
用户满意度	1.000 0	1.000 0	0.976 6
电力公司经济效益/万元	34 151.23	31 133.88	28 629.87

对比图 8 与图 10、表 6 与表 9 可以看出，需求响应策略能有效的减少电力缺口。由于需求响应的削峰填谷作用，电力缺口从 6 h 削减到了 4 h，且电力预警等级明显降低，从红色预警I级降至黄色预警III级，减少了各个节点的目标削减量，电力紧平衡状态有了明显的缓解。包含需求响应的负荷协同调控策略各项指标如表 10 所示。

通过对比表 7 与表 9，基于需求响应的负荷协同调控策略的各项指标有了明显的改善，其中，日最大负荷降低了 12.32%、峰谷差降低了 33.19%、用户满意度提高了 3.5%、电力公司经济效益提高了 14.22%。

3.4 基于短时序多重抽样模型的可靠性校验与修正

在电力紧平衡场景下，电力系统的可靠性是评价负荷协同调控策略的重要依据。通过 LOLP 和 EPLL 两个可靠性指标来定量评估计划外的停电风险，并将得到的指标与电网预先设定的指标进行对比，对负荷调控策略加以改善，具体修正流程图如图 11 所示。

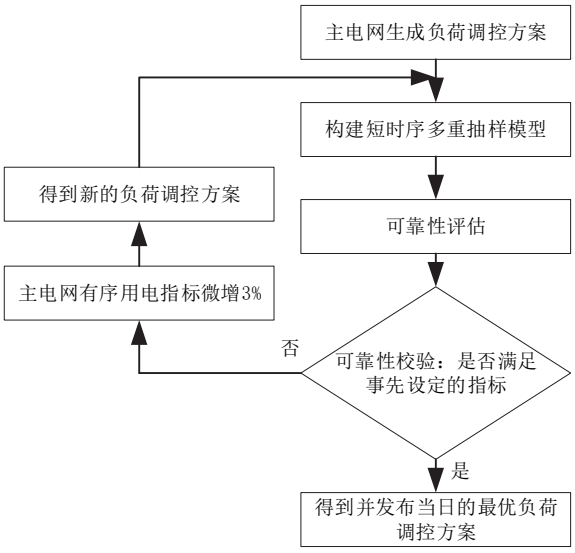


图 11 负荷协同调控策略可靠性的校验与修正

Fig.11 Review and revision of the reliability of load coordinated regulation strategy

对本文的负荷协同调控策略进行可靠性校验，得到的可靠性指标如表 11 所示。

表 11 负荷协同调控策略的可靠性指标

Table 11 Reliability indices for load coordinated regulation strategy

指标		年度指标值	月度指标值				
			6 月	7 月	8 月	9 月	10 月
LOLP	无 DR	0.016 4	0.008	0.031	0.062	0.046	0.048
	有 DR	0.009 9	0.001	0.035	0.034	0.036	0.012
EPLL/MW	无 DR	2.089 5	1.081	2.708	9.910	5.524	5.591
	有 DR	1.031 7	0.031	3.413	4.112	3.872	0.845

通过表 11 可知，对原始数据进行短时序多重抽样后，6 月份出现了极小的电力缺口，将需求响应与有序用电结合后，显著改善了 LOLP 和 EPLL 两个可靠性指标，增强了电力系统的可靠性。

若负荷协同调控策略的可行性校验未达到预期效果，则采用微增主电网有序用电指标的方法对此方案进行修正，直到满足要求为止。在本文中，假设设置的 LOLP 和 EPLL 预设数值分别为 0.0097 和 0.95 MW，通过对计及需求响应的负荷协同调控策略进行修正，指标微增 6%后的有序用电方案满足理想要求，可靠性指标如表 12 所示。

表 12 修正后的可靠性指标

Table 12 Reliability indices after correction

指标	年度指标值	月度指标值			
		7 月	8 月	9 月	10 月
LOLP	0.009 6	0.032	0.043	0.031	0.008
EPLL/MW	0.931 6	3.732	3.498	2.988	0.848

4 结论

1）基于“需求响应优先，有序用电保底”的原则，提出了一种考虑负荷停电风险的综合负荷协同调控策略，将市场经济激励型的需求响应措施与行政指令型的有序用电方案相结合，推进需求侧灵活性资源在削峰填谷、缓解电力供需矛盾、促进新能源消纳方面的作用。结果表明，计及需求响应的负荷调控措施日最大负荷降低了 12.32%、峰谷差降低了 33.19%。

2）在指标分摊时考虑精细化的负荷类型，做到负荷调控方案的“有保有限”，在制定负荷调控方案时综合考虑经济成本、用户响应积极性，建立细颗粒度的保供优化策略，同时根据电力缺口划分电

力预警等级，确保等级较高时以降低停电风险、消除电力缺口为首要目标，等级较低时兼顾高效能用电与环保。

3）建立了短时序多重抽样模型，利用短期运行停电风险求得有序用电方案的可靠性指标，并对方案进行校验与修正，保证有序用电方案的可行性，解决了目前研究对有序用电方案运行停电风险考虑不足的问题。

参考文献 References

[1] 侯 恺，刘泽宇，贾宏杰，等. 含高比例可再生能源的电力系统运行可靠性解析评估方法综述[J]. 高电压技术，2023，49(7)：2697-2710.
HOU Kai, LIU Zeyu, JIA Hongjie, et al. Review of analytical methods for operation reliability assessment of power systems with high-penetration renewable energy[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2697-2710.

[2] 李国庆，刘先超，辛业春，等. 含高比例新能源的电力系统频率稳定研究综述[J]. 高电压技术，2024，50(3)：1165-1181.
LI Guoqing, LIU Xianchao, XIN Yechun, et al. Research on frequency stability of power system with high penetration renewable energy: a review[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1165-1181.

[3] 衣立东，胡朝华，李 旻. 高水电占比电力系统蓄水保供能力量化方法研究[J/OL]. 中国电机工程学报，2025：1-12[2025-06-02]. https://link.cnki. net/urlid/11.2107. tm. 20250402.1645.006.
YI Lidong, HU Zhaohua, LI Min. Research on reservoir power supply capacity of high proportion hydro-power system[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2025: 1-12[2025-06-02]. https://link.cnki.net/urlid/11.2107. tm. 20250402.1645.006.

[4] 皇甫成，郭金智，贾 非，等. 一种考虑新能源出力相关性及不确定性的分布式发电规划策略[J]. 电网与清洁能源，2022，38(3)：105-110，118.
HUANGFU Cheng, GUO Jinzhi, JIA Fei, et al. A distributed generation planning strategy considering the correlation and uncertainty of renewable energy output[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(3): 105-110, 118.

[5] 李晓露，徐婉云，柳劲松，等. 考虑时序相关性的需求侧资源可调节功率域聚合方法[J]. 电力系统保护与控制，2024，52(15)：58-68.
LI Xiaolu, XU Wanyun, LIU Jinsong, et al. Adjustable power domain aggregation method for demand-side resources considering temporal correlation[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 58-68.

[6] 傅成程，张春雁，刘键烨，等. 负荷聚合商参与需求侧资源聚合优化调控研究[J/OL]. 中国电力，2024：1-12[2025-06-02]. https://link. cnki. net/urlid/11.3265. TM. 20240924.1124.002.
FU Chengcheng, ZHANG Chunyan, LIU Jianye, et al. Research on load aggregators' participation in DSRs optimization and regulation[J/OL]. Electric Power, 2024: 1-12[2025-06-02]. https: //link. cnki. net/urlid/11.3265. TM. 20240924.1124.002.

[7] 王 辉，周子澜，李 欣，等. 考虑电能量-调峰市场的虚拟电厂多时间尺度优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报，2025，37(11)：1-10.
WANG Hui, ZHOU Zilan, LI Xin, et al. Multi-timescale optimal scheduling of virtual power plant considering electric energy-peaking markets[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2025, 37(11): 1-10.

[8] CUI Jia, GAO Mingze, ZHOU Xiaoming, et al. Demand response method considering multiple types of flexible loads in industrial parks[J]. Engineering Applications of Artificial Intelligence, 2023, 122: 106060.

[9] 沈运帷，高哲康，林顺富，等. 面向小样本数据的居民用户用电行为刻画及其需求响应潜力评估[J]. 电网技术，2025，49(5)：2057-2066.
SHEN Yunwei, GAO Zhekang, LIN Shunfu, et al. Portrait of residential customers' electricity consumption behavior and its assessment on demand response potential based on small-sample data[J]. Power System Technology, 2025, 49(5): 2057-2066.

[10] 李雄飞，李康平，黄淳驿，等. 考虑用户响应差异的聚合商需求响应投标定价联合优化方法[J]. 电力系统自动化，2025，49(11)：70-79.
LI Xiongfei, LI Kangping, HUANG Chunyi, et al. Joint bidding and pricing optimization method for aggregator demand response considering differences of user response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(11): 70-79.

[11] 曾庆彬，梁伟强，张勇军，等. 考虑多重轮换调控的空调负荷调控潜力评估与控制策略[J]. 电力系统自动化，2024，48(4)：123-131.
ZENG Qingbin, LIANG Weiqiang, ZHANG Yongjun, et al. Regulation potential evaluation and control strategy of air conditioning load considering multiple rotation regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 123-131.

[12] 杨 秀，卢 炜，余文昶，等. 智能小区居民负荷参与优化调度及控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制，2023，51(21)：22-34.
YANG Xiu, LU Wei, YU Wenchang, et al. Optimal dispatching and control strategies for residential load of intelligent communities[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 22-34.

[13] 方晓明，孙 彬，郑 峰，等. 基于负荷时间序列聚类的有序用电管理策略[J]. 武汉大学学报(工学版)，2024，57(1)：80-88.
FANG Xiaoming, SUN Bin, ZHENG Feng, et al. Orderly power utilization management strategy based on load time series clustering[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2024, 57(1): 80-88.

[14] 唐夏菲，殷旭锋，刘镂志，等. 基于熵权-灰色关联变权重的有序用电决策方法[J]. 电力科学与技术学报，2022，37(5)：164-173.
TANG Xiafei, YIN Xufeng, LIU Louzhi, et al. The decision-making method of orderly power consumption based on variable weights given by the entropy weight-grey relation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(5): 164-173.

[15] 陈俊全. 精细化有序用电管理与集中决策方法研究[D]. 杭州：浙江大学，2014.
CHEN Junquan. Research on meticulous orderly power consumption management and centralized decision method[D]. Hangzhou, China: Zhejiang University, 2014.

[16] JIN Ruijiu, ZUO Dongsheng, ZHANG Xiangfeng, et al. An orderly power utilization scheme based on an intelligent multi-agent apanage management system[J]. Energies, 2019, 12(23): 4563.

[17] 毛雯莹，刘俊勇，许立雄，等. 应对极温天气电力电量双缺的城市电网日前负荷管理优化[J]. 电力系统保护与控制，2025，53(6)：15-29.
MAO Wenying, LIU Junyong, XU Lixiong, et al. Day-ahead load management optimization for an urban power grid in extreme temperature conditions with dual power and energy shortages[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(6): 15-29.

[18] XIONG Yongkang, YE Zongyang, CHEN Ying, et al. Ordered electricity consumption optimization strategy considering real-time electricity price[J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2023, 18(2): 857-867.

[19] 廖思阳，皮山泉，徐 箭，等. 新型电力系统直控式负荷多层级协

同调控关键技术综述[J]. 高电压技术，2023，49(9)：3669-3683.
LIAO Siyang, PI Shanquan, XU Jian, et al. Review of key technologies for multi-level cooperative regulation of direct-controlled loads in new power systems[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3669-3683.

[20] WANG Shunjiang, LI Zhongwei, WANG Rongmao, et al. Comprehensive load regulation strategy considering outage risk in power tight balance scenarios[J]. IEEE Access, 2025, 13: 64186-64198.

[21] 李 鹏，何 帅，韩鹏飞，等. 基于长短期记忆的实时电价条件下智能电网短期负荷预测[J]. 电网技术，2018，42(12)：4045-4052.
LI Peng, HE Shuai, HAN Pengfei, et al. Short-term load forecasting of smart grid based on long-short-term memory recurrent neural networks in condition of real-time electricity price[J]. Power System Technology, 2018, 42(12): 4045-4052.

[22] 宋晓通，徐文悦，周京华，等. 面向微电网时序多态不确定性的选择性数据驱动[J]. 高电压技术，2020，46(7)：2370-2379.
SONG Xiaotong, XU Wenyue, ZHOU Jinghua, et al. Selective data-driven algorithm proposed for reliability evaluation of microgrid with sequential multi-state uncertainties[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2370-2379.

[23] SONG Xiaotong, SUN Yi, WANG Fei, et al. A novel sequential sampling algorithm for reliability assessment of microgrids[J]. IEEE Access, 2020, 8: 134468-134479.

[24] SONG Xiaotong, ZHAO Yuxin, ZHOU Jinghua, et al. Reliability varying characteristics of PV-ESS-based standalone microgrid[J]. IEEE Access, 2019, 7: 120872-120883.

[25] JAIN T, VERMA K. Reliability based computational model for stochastic unit commitment of a bulk power system integrated with volatile wind power[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2024, 244: 109949.

[26] Probability Methods Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(6): 2047-2054.

[27] 国家发展改革委. 电力可靠性管理办法(暂行)[EB/OL]. (2022-04-16)[2026-02-13]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/25/content_5687101. htm.
National Development and Reform Commission. Measures for the Administration of Power Reliability (Provisional)[EB/OL]. (2022-04-16)[2026-02-13]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/25/content_5687101. htm



于坤禹
2000—，男，硕士生
主要从事电力需求侧管理方面的研究工作
E-mail: yyy20000517@163.com

YU Kunyu



巨云涛(通信作者)
1985—，男，博士，教授，博导
研究方向为高比例可再生能源系统的分布自律-集中协同的稳定分析与优化调控技术、分布式协同能量管理系统
E-mail: juyuntao@ncut.edu.cn

JU Yuntao
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期 2025-06-18 在线出版日期 2025-09-19 编辑 陈 蔓