

# 计及需求响应的电网安全优化调度模型

徐青山<sup>1</sup>, 丁一帆<sup>1†</sup>, 郑爱霞<sup>2</sup>

(1. 东南大学 电气工程学院, 南京 210096; 2. 国网江苏省电力公司, 南京 210024)

**摘要:** 针对传统的发电日前调度方案, 提出一种计及需求响应的电力系统安全优化调度模型. 以峰谷分时电价为基础, 建立激励补偿机制, 鼓励用户积极参与需求侧资源调度, 从而使得“削峰填谷”的效果更加明显. 同时, 为了合理配置电网运行的备用容量, 在所提出的模型中融入期望停电损失, 保证电网运行的安全性. 基于 IEEE24 节点的算例分析表明, 所提出的考虑需求响应和期望停电损失的电力优化调度模型可以在保证一定可靠性水平的前提下, 降低电网的运营成本, 实现市场环境下电力系统的经济和安全运行.

**关键词:** 日前调度; 需求响应; 激励补偿; 期望停电损失

中图分类号: TM73

文献标志码: A

## Safe and optimized scheduling of power system considering demand response

XU Qing-shan<sup>1</sup>, DING Yi-fan<sup>1†</sup>, ZHENG Ai-xia<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China; 2. State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

**Abstract:** Different from the conventional day-ahead generation schedules, an optimal dispatch model is proposed considering the demand response(DR) and reliability measures. In order to address the increasing peak-valley gap, the time-of-use(TOU) tariff has been widely implemented in China. On the basis of it, a dynamic incentive compensation mechanism is established to motivate consumers to take an active part in DR. Meanwhile, to deal with the reasonable configuration problem of reserve capacity, the cost of expected energy not supplied(EENS) is combined into the objective function, which ensures the security of power grid operation. The results of IEEE 24-bus system show that the model considering incentives and the cost of EENS can decrease the operation cost effectively. On the premise of guaranteeing the reliability level, the power system can operate economically and safely in current market conditions.

**Keywords:** day-ahead scheduling; demand response; incentive compensation; expected power loss

## 0 引言

随着国民经济结构的逐步调整, 全社会用电量持续攀升, 用电峰值不断被刷新, 电网峰谷差呈现逐步扩大的趋势. 同时, 为了推动能源结构转型和实现节能减排, 非化石能源发电比重快速上升, 使电力系统调峰能力明显不足, 严重影响电力系统的安全稳定运行<sup>[1]</sup>. 作为下一代的电力网络, 智能电网强化了用户与电网之间的双向互动, 以通信信息平台为支撑, 以智能控制为手段, 灵活地整合、调度需求侧资源<sup>[2]</sup>. 在智能电网环境下, 用户根据电价和激励政策主动调整用电模式, 积极参与电网运行, 实现负荷在时间、空间

上的有序分布, 熨平负荷曲线, 保证电力系统的稳定经济运行<sup>[3-4]</sup>.

智能电网的发展为需求响应(DR)的实施提供了有力的技术支撑. 当电网发生意外事故时, 通过采用先进的测量技术和通信系统, 需求侧资源能够及时作出反馈, 减少用电需求, 实现源荷之间的供需平衡<sup>[5]</sup>. 同时, 将需求响应资源纳入电力系统的经济调度中, 能够实现削峰填谷<sup>[6]</sup>、节能减排等效果<sup>[7]</sup>. 目前, 针对不同的需求响应项目, 国内外已有诸多学者对计及需求响应的机组组合问题进行了研究. 在国内, 文献[8]利用弹性曲线上某一点的随机误差表达了

收稿日期: 2016-12-16; 修回日期: 2017-04-20.

基金项目: 国家重大基础研究计划项目(2016YFB0901100); 中央高校基本科研业务费专项资金项目(2242016K41064); 国家自然科学基金项目(51577028); 江苏省产学研前瞻项目(BY2016076-12).

作者简介: 徐青山(1979-), 男, 教授, 博士生导师, 从事电力系统运行与控制、智能电网调度与需求侧管理等研究; 丁一帆(1993-), 男, 硕士, 从事智能电网调度与需求侧管理的研究.

†通讯作者. E-mail: dyifan@163.com

用户响应的不确定性,以此构建日前调度模型;文献[9]提出了一种计及峰谷分时电价的源荷协调多目标发电调度模型,并从电费支出和用电方式两个方面定义了用户的综合满意度;文献[10]建立了多类终端用户(工商业用户、居民用户和电动汽车)的需求响应模型,并比较了价格型需求响应和激励型需求响应在“削峰填谷”方面所取得的效果.国外的电力市场较国内更为开放,其研究学者将目标更多地聚焦在紧急需求响应、容量市场、实时电价、尖峰电价等方面.文献[11]以机组组合问题为背景,研究了紧急需求响应和可中断负荷在削减高峰负荷、提高负载因数等方面取得的成效;文献[12]考虑了尖峰电价对机组组合的影响,构建了以发电成本最小、污染物排放量最少为目标的混合整数规划模型;文献[13]分析了辅助服务需求响应项目在 $n-k$ 安全约束机组组合中的应用.目前,我国正着手于电力市场改革,电价及激励政策尚未完善,因此有必要针对中国具体国情,将需求响应资源纳入发电日前调度计划,增强用户与电网的互动,促进电力系统运行的经济性和可靠性.

可靠性评估作为电力调度的重要组成部分,对电网的安全稳定运行起着重要作用.近年来,在欧美等多个电力市场中,概率性旋转备用的评估方法得到了广泛运用,通过在发电调度计划中安排一定的备用容量来满足最大电量不足期望值(EENS).文献[14]利用混合整数线性规划的方法求解机组组合问题,求解过程中限定了EENS的最大值以保证电力系统运行的安全和稳定;文献[15]提出了一种计及可靠性约束的源荷规划模型,根据发电机停机、输电线路开路的历史数据计算EENS;文献[16]构建了基于合作博弈论的输电网扩展规划二阶模型,根据强迫停机率计算EENS,进而得到电网运行的可靠性成本.

本文在已有研究的基础上,将需求响应和可靠性指标融入到电力系统日前调度中,建立考虑动态激励补偿和期望停电损失的电力优化调度模型,协调解决发电侧的机组组合问题和需求侧的供需互动问题,实现电网运行的经济性和安全性.最后,基于IEEE-RTS 24节点的算例分析验证本文方法的有效性.

## 1 基于动态激励补偿机制的需求响应行为建模

目前,在需求侧我国各省市普遍实行了峰谷分时电价,这是一种价格型的需求响应政策,而针对激励型的需求响应政策尚未完善,亟需进一步研究.本文在分时电价的基础上,引入动态激励补偿机制,构建多时段下的需求响应组合模型<sup>[17]</sup>,鼓励用户在负荷

高峰时减少用电需求,以保证电网安全.图1描述了需求响应参与电力系统调度的框架图,其中 $\eta$ 表示用户的需求响应参与度.

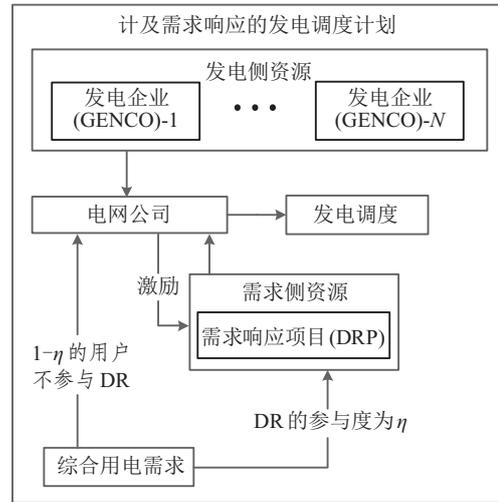


图1 计及DR的日前调度计划框架

在用电高峰时段,激励补偿越高,用户参与需求响应的主动性越强,需求响应参与度 $\eta$ 越大.

### 1.1 单时段需求响应模型

单时段需求响应是指某一时段内,在电价或激励的作用下,用户主动削减负荷,但无法将用电需求转移到其他时段.

实施需求响应后,用户在 $t$ 时段的电力需求将从 $D_t^0$ 调整为 $D_t^{\text{DR}}$ ,则

$$\Delta D_t = D_t^{\text{DR}} - D_t^0, \quad (1)$$

其中 $\Delta D_t$ 为需求响应前后的负荷之差.

为了鼓励用户在峰荷时段主动参与需求响应,假设系统在出现最高负荷时,电网企业将给予用户 $A^*$ 元/MWh的激励补偿,随着各时段负荷水平不同,激励价格将动态调整.这里,定义“需求比例系数” $\Gamma_t$ 为各时段负荷与负荷最大值之比,即

$$\Gamma_t = \frac{D_t^0}{\max\{D_\tau^0\}}, \quad \tau \in \{1, 2, \dots, t, \dots, T\}, \quad (2)$$

其中 $T$ 为时段总数.则各时段的动态激励补偿价格 $A_t$ 为

$$A_t = A^* \Gamma_t, \quad (3)$$

其中 $A^*$ 为最高补偿价格.因而, $t$ 时段参与需求响应的用户所获得的激励报酬为

$$p(\Delta D_t) = A_t [D_t^0 - D_t^{\text{DR}}], \quad (4)$$

则用户在第 $t$ 时段的需求响应收益 $S$ 为

$$S(D_t^{\text{DR}}) = B(D_t^{\text{DR}}) - D_t^{\text{DR}} \text{Pr}_t + p(\Delta D_t). \quad (5)$$

其中: $B(D_t^{\text{DR}})$ 为第 $t$ 时段未实施激励补偿前用户需求量等于 $D_t^{\text{DR}}$ 时的收益; $\text{Pr}_t$ 为需求响应时 $t$ 时段的

电价.根据文献[18],用户收益 $B(D_t^{\text{DR}})$ 多采用二次函数的形式,即

$$B(D_t^{\text{DR}}) = B(D_t^0) + \text{Pr}_t^0 [D_t^{\text{DR}} - D_t^0] \times \left\{ 1 + \frac{D_t^{\text{DR}} - D_t^0}{2E_{t,t}D_t^0} \right\}. \quad (6)$$

其中: $E_{t,t}$ 为自弹性系数, $\text{Pr}_t^0$ 为需求响应前 $t$ 时段的电价, $B(D_t^0)$ 为负荷需求等于 $D_t^0$ 时的收益.

根据式(5)和(6),用户的需求响应收益 $S$ 类似于开口向下的抛物线函数.所以,当 $\partial S / \partial D_t^{\text{DR}} = 0$ 时,需求响应收益 $S$ 最大,即

$$\frac{\partial S(D_t^{\text{DR}})}{\partial D_t^{\text{DR}}} = \frac{\partial B(D_t^{\text{DR}})}{\partial D_t^{\text{DR}}} - \text{Pr}_t + \frac{\partial p(\Delta D_t)}{\partial D_t^{\text{DR}}} = 0. \quad (7)$$

将式(4)代入(7)可得

$$\frac{\partial B(D_t^{\text{DR}})}{\partial D_t^{\text{DR}}} = \text{Pr}_t + A^* \Gamma_t. \quad (8)$$

结合式(6)和(8)可得

$$\text{Pr}_t + A^* \Gamma_t = \text{Pr}_t^0 \left\{ 1 + \frac{D_t^{\text{DR}} - D_t^0}{2E_{t,t}D_t^0} \right\}. \quad (9)$$

则需求响应后,用户在第 $t$ 时段的用电需求调整为

$$D_t^{\text{DR}} = D_t^0 \left\{ 1 + E_{t,t} \frac{\text{Pr}_t - \text{Pr}_t^0 + A^* \Gamma_t}{\text{Pr}_t^0} \right\}. \quad (10)$$

## 1.2 多时段需求响应模型

多时段需求响应是指在电价或激励的作用下,用户将当前时段的用电需求转移到其他时段,实现负荷转移的目的.

与单时段弹性负荷模型的推导过程类似,多时段情况下,用户的需求函数为

$$D_t^{\text{DR}} = D_t^0 \left\{ 1 + \sum_{j=1, j \neq t}^T E_{t,j} \cdot \frac{\text{Pr}_j - \text{Pr}_t^0 + A^* \Gamma_j}{\text{Pr}_t^0} \right\}, \quad (11)$$

其中 $E_{t,j}$ 为交叉弹性系数.

## 1.3 需求响应组合模型

考虑到在实际的生产运营中,居民及工商业用户的必需用电不会因为价格或激励的调整而减少,工业用户的部分工序也无法转移到其他时段,因此引入“需求响应系数” $\eta$ 作为用户参与需求响应项目的参与度.根据消费者心理学的基本原理<sup>[19]</sup>,电网给予的价格激励越高,用户参与需求响应的主动性越强,在不考虑死区和饱和阈值的情况下,可认为 $t$ 时刻下 $\eta_t$ 与 $A_t$ 成正比,且当激励价格大于电价时,用户将完全参与需求响应.所以, $\eta_t$ 可由下式表示:

$$\eta_t = \min(A_t / \text{Pr}_t^0, 1), \quad \eta_t \in [0, 1]. \quad (12)$$

结合式(10)~(12),在 $t$ 时段实际参与需求响应的负荷为

$$D_t^{\text{DR}} = \eta_t D_t^0 \left\{ 1 + \sum_{j=1}^T E_{t,j} \cdot \frac{\text{Pr}_j - \text{Pr}_j^0 + A^* \Gamma_j}{\text{Pr}_j^0} \right\}, \quad (13)$$

$t$ 时段的实际负荷为

$$D_t = (1 - \eta_t) D_t^0 + D_t^{\text{DR}}. \quad (14)$$

## 2 可靠性指标计算

本文所提及的可靠性指标主要有两个:一是失负荷概率(LOLP);二是电量不足期望值(EENS).传统意义上,LOLP指发电机组的可用容量不满足某一负荷需求的概率.市场环境下,LOLP越小,表明电力供应越充裕,电力市场越接近完全竞争市场.因此,可通过设定LOLP的限值促进市场下的竞争行为,提高电网的安全性.同时,本文的模型在目标函数中引入期望停电损失,从而将可靠性指标EENS转化为经济性指标,以实现电网可靠运行的量化处理.

为了简化模型,假设电网失负荷仅由发电机组故障停运引起,根据文献[14],机组的故障停运率可由强迫停机率(FOR)替代.考虑到日前调度情况下,机组发生多重故障的概率很小,且机组数目庞大时将导致计算量呈指数级增长,故本文在计算LOLP和EENS时,仅计及双重故障.

若将所有机组在 $t$ 时段均正常工作视为状态 $\varepsilon_t^0$ ,则系统处于状态 $\varepsilon_t^0$ 的概率 $P[\varepsilon_t^0]$ 为

$$P[\varepsilon_t^0] = p_t^0 = \prod_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} (1 - \gamma_{i,t} U_i). \quad (15)$$

其中: $U_i$ 为第 $i$ 个机组的强迫停机率; $\gamma_{i,t}$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的状态, $\gamma_{i,t} = 1$ 表示开机, $\gamma_{i,t} = 0$ 表示停机.

类似地,若 $t$ 时段有一个机组 $i$ 发生故障,则有

$$P[\varepsilon_{i,t}^1] = p_{i,t}^1 = \gamma_{i,t} U_i \prod_{j=1, j \neq i}^{N_{\text{Gen}}} (1 - \gamma_{j,t} U_j); \quad (16)$$

若 $t$ 时段有两个机组 $j$ 和 $k$ 发生故障,则有

$$P[\varepsilon_{j,k,t}^2] = p_{j,k,t}^2 = \gamma_{j,t} \gamma_{k,t} U_j U_k \prod_{i=1, i \neq j,k}^{N_{\text{Gen}}} (1 - \gamma_{i,t} U_i). \quad (17)$$

### 1) 失负荷概率(LOLP).

本文中,LOLP可视为一种提高旋转备用水平的有力手段.通过限定LOLP在某一可接受水平以内,电网公司可以根据发电侧资源的特性调整备用容量,加强电网抵御事故的能力.当发电机组发生故障后,在备用充足的情况下,系统不会发生失负荷.为了计算LOLP,本文引入0-1变量 $\delta$ 以表征电网的失负荷状态<sup>[20]</sup>.

当仅有一个机组发生故障时, $\delta_{j,t}$ 满足以下线性

不等关系:

$$\frac{D_t - \sum_{i=1, i \neq j}^{N_{\text{Gen}}} (P_{i,t} + R_{i,t})}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} P_{i,t}^{\max}} \leq \delta_{j,t} \leq 1 + \frac{D_t - \sum_{i=1, i \neq j}^{N_{\text{Gen}}} (P_{i,t} + R_{i,t})}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} P_{i,t}^{\max}}. \quad (18)$$

其中:  $\delta_{j,t} = 1$  表明  $t$  时段机组  $j$  切机将导致备用不足, 系统失负荷, 当  $D_t > \sum_{i=1, i \neq j}^{N_{\text{Gen}}} (P_{i,t} + R_{i,t})$  时, 式(18)的下界在区间  $(0, 1)$  内, 上界在  $(1, 2)$  内, 故  $\delta_{j,t} = 1$ ; 反之, 式(18)的上下界分别在区间  $(0, 1)$  和  $(-1, 0)$  内,  $\delta_{j,t} = 0$ , 即系统处于安全状态, 不会失负荷。

类似地, 当两个机组故障停机后,  $\delta_{jk,t}$  满足以下线性不等关系:

$$\frac{D_t - \sum_{i=1, i \neq j, k}^{N_{\text{Gen}}} (P_{i,t} + R_{i,t})}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} P_{i,t}^{\max}} \leq \delta_{jk,t} \leq 1 + \frac{D_t - \sum_{i=1, i \neq j, k}^{N_{\text{Gen}}} (P_{i,t} + R_{i,t})}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} P_{i,t}^{\max}}, \quad (19)$$

则  $t$  时段的失负荷概率  $\text{LOLP}_t$  可以由下式表示:

$$\text{LOLP}_t = \sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} \delta_{i,t} s_{i,t}^1 p_{i,t}^1 + \sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} \sum_{j>i}^{N_{\text{Gen}}} \delta_{ij,t} s_{ij,t}^2 p_{ij,t}^2, \quad (20)$$

其中  $s_{i,t}^1$  和  $s_{ij,t}^2$  分别为单机和双机故障情况下机组  $i$  的失负荷贡献系数。单机故障条件下, 电力供应短缺只是由于机组  $i$  停机造成的, 故  $s_{i,t}^1 = 1$ ; 双机故障条件下, FOR 较大的机组更有可能发生故障, 且容量大的机组较容量小的机组将造成更大的负荷缺口, 所以  $s_{ij,t}^2$  可由下式表示:

$$s_{ij,t}^2 = \frac{(P_{i,t} + R_{i,t})p_i}{(P_{i,t} + R_{i,t})p_i + (P_{j,t} + R_{j,t})p_j}. \quad (21)$$

通过限定  $\text{LOLP}_t$  的上界, 在电力系统经济安全调度问题中引入概率可靠性约束, 以实现电网安全稳定运行。

## 2) 电量不足期望值 (EENS).

EENS 是度量电网可靠性的另一指标, 可用以衡量系统当前的备用容量水平。EENS 较小时, 备用容

量较大, 故障情况下用户的用电需求得到保证。本文假设在  $\Delta T$  时段间隔内, 电网的期望失负荷 (ELNS) 保持不变, 由  $\text{EENS} = \text{ELNS} \cdot \Delta T$  可知, 相同时间段内, EENS 保持恒定。

本文取  $\Delta T = 1 \text{ h}$ , 在已求得的  $\text{LOLP}_t$  的条件下,  $t$  时段由机组故障引起的电量不足期望值  $\text{EENS}_t$  可表达为

$$\text{EENS}_t = \sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} \delta_{i,t} s_{i,t}^1 p_{i,t}^1 (P_{i,t} + R_{i,t} - \text{SR}_t) + \sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} \sum_{j>i}^{N_{\text{Gen}}} \delta_{ij,t} s_{ij,t}^2 p_{ij,t}^2 (P_{i,t} + R_{i,t} + P_{j,t} + R_{j,t} - \text{SR}_t). \quad (22)$$

其中:  $\text{SR}_t = \sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} R_{i,t}$  为  $t$  时段系统的旋转备用容量,  $R_{i,t}$  为机组  $i$  在  $t$  时段的备用容量。

通过对用户进行调查统计, 获取单位负荷停电损失 (VOLL), 从而将可靠性指标 EENS 转化为经济性指标, 实现市场环境下电网运行过程中可靠与经济性的相互平衡。

## 3 计及需求响应及可靠性约束的电力调度模型

根据我国现行的电价制度, 本文在分时电价的基础上引入激励机制, 引导用户进一步削峰填谷。考虑到在备用容量不足的情况下, 当电网发生故障时, 有可能影响用户正常的生产经营活动, 从而产生经济损失。所以, 本文提出一种计及需求响应和用户停电损失的机组组合方法, 其核心在于电网运行成本与期望停电损失之和最小, 间接实现社会效益最大化, 将可靠性指标、风险水平与效益直接牵制, 实现电力调度中的自动备用配置。

### 3.1 目标函数

根据上述分析, 本文模型的目标函数为

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} \gamma_{i,t} (\text{SU}_{i,t} + \text{Cost}_{i,t}^{\text{Gen}}) + \sum_{t=1}^T \text{Cost}_t^{\text{Inc}} + \sum_{t=1}^T \text{ECost}_t, \quad (23)$$

$$\text{Cost}_{i,t}^{\text{Gen}} = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i, \quad (24)$$

$$\text{Cost}_t^{\text{Inc}} = A^* \Gamma_t (D_t^0 - D_t), \quad (25)$$

$$\text{ECost}_t = \text{VOLL} * \text{EENS}_t. \quad (26)$$

其中:  $\text{SU}_{i,t}$  为发电机的启动成本;  $\text{Cost}_{i,t}^{\text{Gen}}$  为发电机的运行成本, 一般采用二次函数形式;  $P_{i,t}$  为发电机  $i$  在  $t$  时段的出力;  $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$  为机组的运行费用参数;  $\text{Cost}_t^{\text{Inc}}$  为电网公司支付给参与 DR 用户的激励补偿,

即  $p(\Delta D_t)$ ;  $E\text{Cost}_t$  为期望停电损失;  $\text{VOLL}$  为单位停电损失, 即失负荷价值;  $\text{EENS}_t$  为  $t$  时段的电量不足期望值。

### 3.2 模型约束

#### 1) 系统约束.

##### i) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}(b)}} P_{i,t} - D_{b,t} = \sum_{l=1}^{L_b} F_{l,t}, \forall b, \forall l. \quad (27)$$

其中:  $N_{\text{Gen}(b)}$  为连接到母线  $b$  上的发电机组总数量,  $D_{b,t}$  为母线  $b$  在  $t$  时刻的用电需求,  $L_b$  为与母线  $b$  相连的支路数量. 式(27)的等号左侧为实施需求响应后母线  $b$  在  $t$  时刻的净输入功率, 等号右侧为  $t$  时刻与母线  $b$  相连的支路潮流之和. 利用直流潮流可计算得到支路潮流  $F_{l,t}$ , 即

$$F_{l,t} = \frac{1}{X_l} (\delta_l^s - \delta_l^r), \forall t, \forall l. \quad (28)$$

其中:  $\delta_l^s$ 、 $\delta_l^r$  分别为支路  $l$  两端母线节点的相角;  $X_l$  为支路  $l$  的阻抗.

##### ii) 支路潮流约束.

为保证电力系统安全稳定运行, 电网中各条支路的潮流应在限值以内, 即

$$F_{l,t} \leq |F_{l,t}^{\text{max}}|, \forall t, \forall l, \quad (29)$$

其中  $F_{l,t}^{\text{max}}$  为  $t$  时刻支路  $l$  上潮流的最大值.

#### 2) 机组约束.

##### i) 发电机组输出功率上下限约束

$$P_i^{\text{min}} \gamma_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\text{max}} \gamma_{i,t}, \forall i, \forall l, \quad (30)$$

其中  $P_i^{\text{max}}$  和  $P_i^{\text{min}}$  分别为机组  $i$  出力的上下限.

##### ii) 机组启停约束

$$\begin{cases} (\gamma_{i,t-1} - \gamma_{i,t}) \times (X_{i,t-1}^{\text{on}} - T_i^{\text{on}}) \geq 0, \\ (\gamma_{i,t} - \gamma_{i,t-1}) \times (X_{i,t-1}^{\text{off}} - T_i^{\text{off}}) \geq 0. \end{cases} \quad (31)$$

其中:  $X_{i,t-1}^{\text{on}}$  和  $X_{i,t-1}^{\text{off}}$  分别为发电机组  $i$  在  $t-1$  时段已连续开机和停机的时段数,  $T_i^{\text{on}}$  和  $T_i^{\text{off}}$  分别为机组  $i$  的最小开机和停机时段数.

##### iii) 机组爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,t} \gamma_{i,t} - P_{i,t-1} \gamma_{i,t-1} \leq P_i^{\text{up}}, \\ P_{i,t-1} \gamma_{i,t-1} - P_{i,t} \gamma_{i,t} \leq P_i^{\text{down}}, \end{cases} \quad (32)$$

其中  $P_i^{\text{up}}$  和  $P_i^{\text{down}}$  分别为机组  $i$  的上/下爬坡速率限制.

#### 3) 安全约束.

##### i) 系统备用约束

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{Gen}}} \gamma_{i,t} P_i^{\text{max}} \geq \text{SR}_t + D_t. \quad (33)$$

##### ii) 可靠性约束.

电网运行的可靠性约束主要体现为各时段下的失负荷概率 (LOLP) 和电量不足期望值 (EENS) 小于一定的限值, 即

$$\text{LOLP}_t \leq \text{LOLP}^{\text{max}}, \quad (34)$$

$$\text{EENS}_t \leq \text{EENS}^{\text{max}}. \quad (35)$$

其中:  $\text{LOLP}_t$  为  $t$  时段的失负荷概率,  $\text{LOLP}^{\text{max}}$  为失负荷概率的限值;  $\text{EENS}_t$  为  $t$  时段的电量不足期望值,  $\text{EENS}^{\text{max}}$  为最大电量不足期望值.

## 4 算例分析

本文以 IEEE-RTS 24 节点 26 机系统为例, 对上述模型进行分析, 系统的详细数据可见文献 [21]. 由分析可知, 本文模型为一个混合整数规划问题 (MIP), 利用现有的商业软件可以对其进行快速有效地求解. 本文通过 YALMIP<sup>[22]</sup> 调用求解器 Gurobi<sup>[23]</sup> 在 Matlab 2015a 中编程, 对所建立的机组组合模型进行求解.

选取冬季 44 ~ 52 周的周末作为典型日, 其负荷预测曲线如图 2 所示.

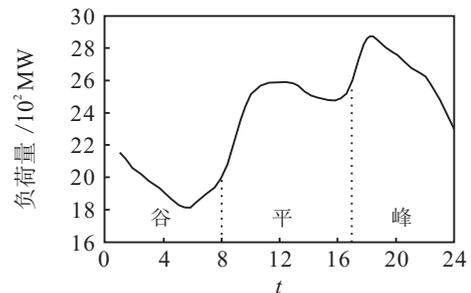


图 2 某典型日负荷预测

根据曲线特性, 将其分为峰、平、谷 3 个时段, 各时段时间及电价见表 1, 电价取自江苏省大工业峰谷分时电价. 负荷的需求价格弹性系数见表 2<sup>[23]</sup>.

表 1 分时电价及时段划分

负荷状况	时段	电价/(元/MWh)
谷	0:00 - 8:00	305
平	8:00 - 17:00	615
峰	17:00 - 24:00	1025

表 2 需求价格弹性系数

$E$	谷	平	峰
谷	-0.1	0.01	0.034
平	0.01	-0.1	0.012
峰	0.034	0.012	-0.16

### 4.1 仅计及需求响应的日前调度

本文在电力系统日前调度模型中引入 DR, 因此研究 DR 对日前调度的调整很有必要. 本文所设计的需求响应项目是在分时电价的基础上建立激励补偿机制, 根据时段负荷的不同, 动态调整激励价格, 引导

表3 不同激励模式下的成本比较

模式	激励价格/(元/MWh)	发电成本/元	激励成本/元	总成本/元	总成本下降百分比/%
1	0	5 750 007	0	5 750 007	0
2	400	5 315 987	184 789	5 500 776	4.33
3	550	5 201 636	205 363	5 406 999	5.97
4	700	5 126 578	203 905	5 420 483	5.56
5	850	5 099 117	490 594	5 589 711	2.79

用户削峰填谷. 为了研究激励价格对日前调度的影响, 分析以下5种激励模式, 如表3所示. 在表3中: 模式1的激励价格为0, 即不考虑DR和可靠性指标的基本运营模式; 模式2~模式5的激励价格分别为400、550、700和850/(元/MWh).

图3是不同激励价格下, 系统中所有负荷的需求响应结果. 从图3中可以看出, 相较于基本运营模式(模式1), 峰时段下模式2~模式5的用电需求均有所降低, 平时段和谷时段的负荷均略有增长, 这是由于本文设计了动态激励机制, 在用电高峰时段, 激励价格较高, 用户受价格驱动主动削减或转移负荷, 从而实现削峰填谷. 所以, 激励价格越高, 用户参与需求响应的主动性越强, 全时段的负荷曲线也因此而得到改善.

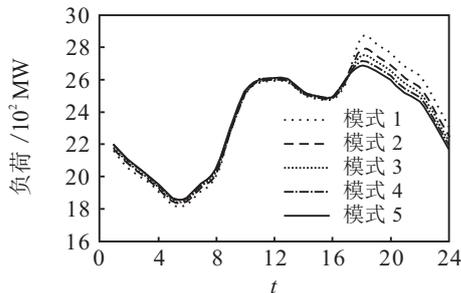


图3 不同激励下负荷变化比较

表3对不同激励价格下的成本进行了比较, 其中发电成本包括机组启动成本和燃料成本. 从表3中可以看出, 随着激励价格的不断提高, 激励总成本不断上升, 但发电成本不断下降, 因此总成本呈现出“先降后升”的U型趋势, 故存在某一激励价格, 使得系统日前调度的总成本最小. 通过对激励价格进行优化可得, 当激励价格为584.12/(元/MWh)时, 总成本最小, 为5 374 458元, 较模式1总成本下降了约6.53%. 最优激励价格下总成本的下降幅度有限, 这是由于实施DR后, 负荷曲线的峰谷差减小, 机组避免频繁启动, 发电成本下降, 但由于需要给用户支付一定的激励费用, 导致最优激励价格下的总成本优势不是很明显. 但从图3可以看出, 需求响应后, 负荷曲线得到优化, 电网峰荷明显降低, 保证了电力系统的安全运行.

#### 4.2 计及需求响应和可靠性指标的日前调度

从上节可知, 在传统的日前调度计划中考虑DR

之后, 负荷曲线得到了优化, 系统运营总成本也随之下降. 将可靠性指标纳入日前调度之后, 考虑到机组故障停机可能导致失负荷, 为了保证系统安全运行及居民用电需求不受影响, 备用容量水平将随之提升, 进而导致运营总成本提高. 现设定  $LOLP^{\max} = 5\%$ ,  $EENS^{\max} = 2.4 \text{ MWh}$ ,  $VOLL = 5000 \text{ 元/MWh}$ , 当激励价格为584.12元/MWh时, 结果如表4和表5所示, 其中模式6表示仅计及DR的日前调度运营模式, 模式7表示同时考虑DR和可靠性指标的日前调度运营模式. 文献[20]提出了一种计及用户停电损失的动态经济调度方法, 该模型没有考虑DR的影响, 为此将其定义为模式8, 从而与本文模型形成对比.

表4 可靠性指标对日前调度成本的影响 元

模式	发电成本	激励成本	期望停电损失	总成本
6	5 133 876	240 582	0	5 374 458
7	5 185 987	240 582	236 974	5 663 543
8	5 750 007	0	485 416	6 235 423

表5 可靠性指标对比

模式	$\max_{t \in T} (LOLP_t) / \%$	$\max_{t \in T} (EENS_t) / \text{MWh}$
6	8.45	3.97
7	4.71	2.31
8	10.27	6.85

从表4中可以看出, 在最优激励价格下, 模式6和模式7中用户的需求响应参与度保持不变, 激励成本相同. 将可靠性指标纳入日前调度的统筹考虑中后, 模式7的发电成本较仅计及DR的情况下有所增加, 从而导致总成本也相应地出现增长, 但与模式8相比, 经济性仍然得到了保证. 模式8由于没有考虑用户侧需求响应的影响, 其期望停电损失大幅上升, 从而导致总成本进一步增加.

表5表明, 计及DR和可靠性指标后(即模式7), 系统在各个时段下的失负荷概率(LOLP)最大值和电量不足期望值(EENS)最大值均显著下降, 体现出本文模型的有效性. 综合表4和表5可见, 较文献[20]而言, 本文所提出的模型在总成本和可靠性指标两方面均体现出优越性, 从而在经济性和可靠性之间达到了良好的平衡.

### 4.3 最大电量不足期望值对优化结果的影响

由分析可知,当 $EENS^{max}$ 不同时,系统的备用水平也不同,进而影响发电成本和期望停电损失.在 $LOLP^{max} = 5\%$ 、 $VOLL = 5000$ 元/MWh及激励价格为584.12元/MWh的情况下,本文对 $EENS^{max}$ 进行进一步研究,如图4所示.

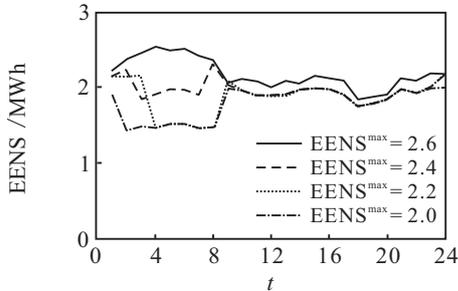


图4  $EENS^{max}$  对各时段EENS的影响

从图4可以看出,随着 $EENS^{max}$ 逐渐减小,各时段的EENS也相应地减少.当 $EENS^{max}$ 从2.6MWh降低到2.4MWh时,全时段的EENS均有所降低,且2:00 am~7:00 am时间段内下降明显.当 $EENS^{max}$ 从2.4MWh降低到2.0MWh时,9:00 am~24:00 pm时段内EENS基本保持恒定,但1:00 am~8:00 am之间EENS显著下降.综上所述,在谷时段由于负荷量小,机组开机数量少,备用容量维持在较低水平,当一台机组故障停机后,极有可能引起失负荷.通过将 $EENS^{max}$ 设定在合理水平可以适度增加备用容量,降低电量不足期望值.

图5展示了 $EENS^{max}$ 对电网运营经济性的影响.从图5中可以看出,随着 $EENS^{max}$ 的增加,系统期望停电损失也相应地出现了增长,与之相反,发电成本依次递减.因此,电力公司在制定日前调度计划时,有必要根据电网运行的实际情况,合理选择备用容量,实现经济性与可靠性的相互平衡.

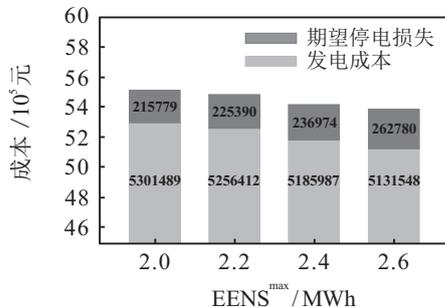


图5  $EENS^{max}$  对经济性的影响

### 4.4 单位停电损失对优化结果的影响

在本文的模型中, $VOLL$ 的数值直接影响期望停电损失,进而影响日前调度计划.在其他条件不变的情况下,本算例中 $VOLL$ 分别取4000元/MWh,5000元/MWh和6000元/MWh,研究 $VOLL$ 对优化结果

的影响.图6给出了系统备用容量随 $VOLL$ 变化的情况.

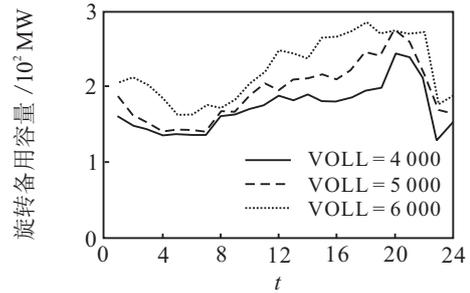


图6 不同VOLL取值下各时段的备用容量

纵向比较可知,随着 $VOLL$ 的增加,各时段的备用容量也逐渐增加.这是由于 $VOLL$ 衡量了失负荷导致的经济损失, $VOLL$ 越大,期望停电损失在目标函数中所占的比重也越大,这时为了使目标函数值最小,就必须保持更多的备用容量,降低电力不足期望值,以减小失负荷量.横向比较可知,在备用容量充足的情况下,高峰时段的备用容量较平时段和谷时段更大,这是由于高峰时段的运行机组数更多,当某一机组发生故障时,其他机组可以迅速填补负荷缺口,从而将失负荷期望限定在一定范围内.该算例说明,本文的模型可以根据负荷水平动态调整旋转备用容量,保证系统运行的安全性.

## 5 结论

通过在目标函数中引入激励成本和期望停电损失建立一种计及需求响应和可靠性指标的电力系统日前调度新模型.本文以IEEE-RTS 24节点26机系统为例,验证了模型的正确性和有效性,其结论如下:1)本文模型的特点是在传统的前日调度机组组合问题中融入了需求响应,基于分时电价,建立了动态激励响应机制.算例表明,根据时段负荷实时调整的激励价格能够引导用户积极参与削峰填谷,改善负荷曲线,降低电网运营成本.2)本文利用电网的概率特征信息,将可靠性指标转化为经济性指标,实现了电力系统运行的经济性和安全性的有效统一.通过算例分析可以发现,可靠性指标、 $VOLL$ 水平等客观因素对电力系统的备用容量和运营成本有着重要影响.制定日前调度计划时,电力公司通过设定合理的可靠性指标可以实现经济和安全效益的最大化.

### 参考文献(References)

[1] 杨旭英,周明,李庚银. 智能电网下需求响应机理分析与建模综述[J]. 电网技术, 2016(1): 220-226. (Yang X Y, Zhou M, Li G Y. Survey on demand response mechanism and modeling in smart grid[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 220-226.)

[2] 田世明,王蓓蓓,张晶. 智能电网条件下的需求响应

- 关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3576-3589.  
(Tian S M, Wang B B, Zhang J. Key technologies for demand response in smart grid[J]. Proc of the CSEE, 2014, 34(22): 3576-3589.)
- [3] Derakhshan G, Shayanfar H A, Kazemi A. The optimization of demand response programs in smart grids[J]. Energy Policy, 2016, 94: 295-306.
- [4] Cicek N, Delic H. Demand response management for smart grids with wind power[J]. IEEE Trans on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 625-634.
- [5] 马锴, 姚婷, 关新平. 基于接纳控制的智能电网需求响应[J]. 控制与决策, 2015, 20(1): 189-192.  
(Ma K, Yao T, Guan X P. Demand response based on admission control in smart grid[J]. Control and Decision, 2015, 20(1): 189-192.)
- [6] 何明杰, 彭春华, 曹文辉, 等. 考虑电动汽车规模化入网的动态经济调度[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(9): 82-88.  
(He M J, Peng C H, Cao W H, et al. Dynamic economic dispatch considering large-scale integration of electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(9): 82-88.)
- [7] 刘文学, 梁军, 负志皓, 等. 考虑节能减排的多目标模糊机会约束动态经济调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(1): 62-70.  
(Liu W X, Liang J, Yun Z H, et al. Multiobjective fuzzy chance constrained dynamic economic dispatch considering energy saving and emission reduction[J]. Trans of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 62-70.)
- [8] 牛文娟, 李扬, 王蓓蓓. 考虑不确定性的需求响应虚拟电厂建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3620-3637.  
(Niu W J, Li Y, Wang B B. Demand response based virtual power plant modeling considering uncertainty[J]. Proc of the CSEE, 2014, 34(22): 3620-3637.)
- [9] 康守亚, 李嘉龙, 李燕珊, 等. 考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 83-89.  
(Kang S Y, Li J L, Li Y S, et al. Multi-objective generation scheduling model of source and load considering the strategy of TOU price[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 83-89.)
- [10] 鞠立伟, 秦超, 吴鸿亮, 等. 计及多类型需求响应的风电消纳随机优化调度模型[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1839-1846.  
(Ju L W, Qin C, Wu H L, et al. Wind power accommodation stochastic optimization model with multi-type demand response[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1839-1846.)
- [11] Sahebi M M, Duki E A, Kia M, et al. Simultaneous emergency demand response programming and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts[J]. Iet Generation Transmission & Distribution, 2012, 6(7): 605-611.
- [12] Aghaei J, Alizadeh M I. Critical peak pricing with load control demand response program in unit commitment problem[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2013, 7(7): 681-690.
- [13] Aghaei J, Alizadeh M I. Robust  $n-k$  contingency constrained unit commitment with ancillary service demand response program[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2014, 8(12): 1928-1936.
- [14] Bouffard F, Galiana F D. An electricity market with a probabilistic spinning reserve criterion[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(1): 200-207.
- [15] Aghaei J, Amjadi N, Baharvandi A, et al. Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2014, 29(29): 1592-1601.
- [16] Khazaei H, Sabounchi M. A new transmission expansion planning framework and cost allocation method considering financial transmission rights[C]. Proc of Int Conf on Information and Automation for Sustainability. Colombo: IEEE, 2014: 1-7.
- [17] 孙芊, 彭建春, 潘俊涛, 等. 多时段电力需求响应的阻塞管理[J]. 电网技术, 2010, 34(9): 139-143.  
(Sun Q, Peng J C, Pan J T, et al. Congestion management considering multi-time interval demand response [J]. Power System Technology, 2010, 34(9): 139-143.)
- [18] Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D, et al. Spot pricing of electricity[J]. Kluwer International, 1997, 144(5): 399-405.
- [19] 阮文骏, 王蓓蓓, 李扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 86-93.  
(Ruan W J, Wang B B, Li Y, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 86-93.)
- [20] 张新松, 袁越, 傅质馨. 基于隐形备用约束的机组组合模型[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 136-142.  
(Zhang X S, Yuan Y, Fu Z X. The unit commitment formulation with implicit reserve constraint[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 136-142.)
- [21] Grigg C, Wong P, Albrecht P, et al. The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 1010-1020.
- [22] Johan L. YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in Matlab[J]. Skeletal Radiology, 2011, 41(3): 287-292.
- [23] Gurobi Optimization Inc. Gurobi optimizer reference manual[EB/OL]. Version 5.6. (2013-01-01)[2015-01-12]. <http://www.gurobi.com>.
- [24] Nikzad M, Farahani S S S. Studying emergency demand response programs based on exponential modeling in smart grids[C]. Proc of Int Conf on Renewable Energies for Developing Countries. Beirut: IEEE, 2012: 1-6.