

# 需求响应对配电网供电可靠性影响分析

赵洪山, 赵航宇, 侯杰群, 刘宏杨

(华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

**摘要:** 需求响应的实施在实现电力系统削峰填谷的同时也对配电网的供电可靠性产生了影响。采用分时电价作为基于电价的需求响应机制, 在此基础上通过模糊聚类方法实现时段的划分, 以电量电价弹性矩阵衡量负荷的改变, 并以峰谷负荷差值最小为目标函数优化分时电价。为分析基于激励的需求响应对可靠性的影响, 在可靠性评估中考虑线路容量约束, 引入激励响应负荷的概念, 制定负荷削减策略并提出衡量激励响应负荷的可靠性指标。算例验证了理论分析的正确性。

**关键词:** 需求响应; 可靠性; 评估; 配电网; 分时电价; 激励响应负荷; 负荷管理

**中图分类号:** TM 711

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.01.002

## 0 引言

配电网处于电力系统末端, 直接与用户相连, 是决定电力企业对用户供电可靠性的关键环节, 统计也表明大部分停电事故都是由配电网故障造成的<sup>[1]</sup>, 因此配电网的可靠性评估具有重要意义, 可靠性评估方法也被国内外学者广泛研究<sup>[2-8]</sup>。但是以往的可靠性评估方法都是以概率论为基础的, 计算可靠性指标时都是以系统正常运行时有足够的供电容量保证每个负荷点的供电为前提条件。在这种前提下, 故障频率指标仅是配电网元件故障率的函数, 随网架结构的变化而变化, 与各负荷点负荷大小无关。故障时间指标则是故障频率与元件的修复时间的加权叠加, 也与负荷大小无关。而实际配电网中用户的用电量在飞速增长, 尚未升级改造的配电设施并不能保证无故障情况下各负荷点在任何时间都能得到有效供电。如果在峰值时段负荷超过允许限度, 必须采取策略削减一定的负荷, 否则将会威胁配电网的安全稳定运行。负荷削减同样对各项配电网可靠性指标有一定影响, 而这是以往可靠性评估过程中所忽视的, 为此本文提出了考虑容量约束的可靠性评估方法。

需求响应 DR(Demand Response)是电力市场化改革下需求侧管理的新方法, 其通过电价机制引导用户改变传统用电模式, 使用户加入电力系统的削峰填谷中, 平衡电能的供需; 且其能在系统可靠性受到威胁时通过一定的激励政策削减部分负荷, 维护电网的安全可靠运行<sup>[9]</sup>。目前关于需求响应的研究多侧重于需求响应给电力企业和用户带来的经济性<sup>[10-11]</sup>、需求响应的运行模式<sup>[12-13]</sup>、响应项目的制定<sup>[14-15]</sup>与用户响应能力的评估<sup>[16-17]</sup>等, 关于需求响应对供电可靠性影响的研究较少。文献<sup>[18]</sup>指出了需求响应的实施对提高供电可靠性有一定帮助, 但都只做了定性的说明。文献<sup>[19]</sup>建立主动配电网优化模型, 利用需

求响应来最大限度地提高用户供电满意程度, 考虑了非中断负荷、可控负荷与可中断负荷等不同的负荷类型, 利用序贯蒙特卡洛模拟法计算了最大化用户满意程度下的可靠性指标。文献<sup>[20-21]</sup>定量分析了需求响应对配电网供电可靠性指标的影响, 但在可靠性评估时没有考虑线路供电容量约束, 并且只是从基于分时电价的需求响应方面进行分析。

本文在考虑容量约束的配电网可靠性评估方法基础上, 从基于电价和基于激励的需求响应两方面分析需求响应对配电网供电可靠性的影响。通过计算引入 2 类需求响应机制前后的配电网可靠性指标, 定量分析需求响应对配电网供电可靠性的影响。

## 1 考虑容量约束的配电网可靠性评估

### 1.1 负荷时序模型

以 1 h 为基本单位, 通过负荷的年-周曲线、周-日曲线和日-小时曲线计算实时负荷<sup>[22]</sup>, 计算公式为:

$$L(t) = L_y \times P_w \times P_d \times P_h(t) \quad (1)$$

其中,  $L_y$  为年负荷峰值;  $P_w$  为  $t$  时刻对应的周负荷最大值与年负荷峰值之比;  $P_d$  为  $t$  时刻对应的日负荷最大值与周负荷峰值之比;  $P_h(t)$  为  $t$  时刻对应的小时负荷与日负荷峰值之比。

### 1.2 负荷削减策略

配电网中每条馈线的最大传输容量是有限的, 在负荷高峰时期, 可能出现馈线载流量超过限值的情况, 此时必须削减部分负荷来保证配电网的安全稳定运行。根据负荷对可靠性要求程度的不同可以将负荷分为不同等级, 并为不同等级的负荷赋予不同的权重系数, 容量越限时削减负荷的策略是使获得供电的负荷大小与负荷权重乘积之和最大, 即:

$$\max L = \max \sum_{i \in J} \omega_i \times L_i(t) \quad (2)$$

$$\text{s.t.} \quad (1 + \alpha) \sum_{i \in J} L_i(t) \leq P_{J\max} \quad (3)$$

其中,  $L_i(t)$  为负荷点  $i$  在  $t$  时刻的负荷大小;  $\omega_i$  为负荷点  $i$  的权重系数;  $J$  为馈线上负荷点集合;  $\alpha$  为配电网的线损率, 据统计, 目前我国国家电网公司综合线损率约为 7.5%, 其中 50% 是由中、低压配电网运行引起的<sup>[23]</sup>, 这里配电网线损  $\alpha$  取 3.75%;  $P_{J_{\max}}$  为负荷点集合  $J$  所处馈线能传输的最大功率。

### 1.3 转供能力判断

联络线转供能力判断的精确做法是计算转供负荷后的二次潮流, 然后根据潮流计算结果判断是否满足转供条件。但是, 一方面目前我国大部分配电网的监测水平不能实时监测到各个负荷点的功率情况, 理论分析中所用的负荷数据是基于历史统计数据近似估计得到的; 另一方面开环运行的配电网源流关系清晰, 潮流计算只是补充了因网损带来的附加信息。因此, 没有必要在原始负荷数据不够精确的情况下采用精确的潮流计算来判断转供能力, 本文利用配电网的线损率近似估计配电网的网损, 并通过线路的最大传输功率对联络线的转供能力进行判断。

某条线路本身已经带有负荷大小为  $P_k$ , 其最大传输功率为  $P_{k_{\max}}$ , 则其能提供的转供功率  $P_g$  为:

$$P_g = \frac{P_{k_{\max}} - P_k(1 + \alpha)}{1 + \alpha} \quad (4)$$

如果联络线能够提供的转供功率不足以满足所有故障下游区域负荷的供电, 则与负荷削减模型式 (1)、(2) 相似, 联络线转供的目标是使故障下游区域内获得供电的负荷大小与其权重系数乘积之和最大, 约束条件为所有得到转供负荷大小之和加上线路损耗功率不大于联络线能够提供的最大转供功率。

## 2 基于电价的需求响应对负荷曲线的影响

### 2.1 基于电价的需求响应机理

基于电价的需求响应通过电价的变化来改变用户的用电习惯, 使部分高峰时期的用电量转移到了低谷时期, 实现负荷曲线的削峰填谷, 从而影响配电网可靠性。基于电价的需求响应中电价机制包括分时电价、实时电价、尖峰电价, 其中分时电价作为基于电价的需求响应的核心项目已经逐渐普及, 并且已在电力系统的削峰填谷中发挥着重要作用。因此, 本文选用分时电价作为基于电价的需求响应的电价机制, 并分析其对配电网可靠性的影响。

### 2.2 峰谷时段的划分

峰谷时段的划分是分时电价制定的基础, 合理的时段划分应能准确反映负荷曲线的峰谷特性, 并能有效地衔接电力需求量。本文引入模糊聚类方法来实现峰谷时段的划分。

首先, 以 1 h 为单位将一天分为 24 个时段, 通过偏大型隶属度函数确定各个时间点属于峰时段的可

性能, 通过偏小型隶属度函数确定各个时间点属于谷时段的可能性, 然后形成负荷曲线上各点组成的特征指标矩阵  $T$ :

$$T = \begin{bmatrix} u_{f1} & u_{g1} \\ u_{f2} & u_{g2} \\ \vdots & \vdots \\ u_{f24} & u_{g24} \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中,  $u_{fi}, u_{gi} (i=1, 2, \dots, 24)$  分别为  $i$  时刻的峰时段和谷时段的隶属度函数值。在特征指标矩阵  $T$  的基础上, 基于模型聚类进行时段划分的步骤如下。

a. 对  $T$  做标准化变换, 并利用绝对值减数法求取相似关系矩阵  $R(r)_{24 \times 24}$ , 其中  $R(u_{fi}, u_{gi}) = r_{ij}, r_{ij}$  为:

$$r_{ij} = \begin{cases} 1 & i=j \\ 1 - c \sum_{k=1}^2 |u_{ki} - u_{kj}| & i \neq j \end{cases} \quad (6)$$

其中,  $k=1, 2$  分别表示 f, g;  $c$  取适当值使  $r_{ij}$  在 0~1 间。

b. 对相似矩阵求平方, 即  $R \rightarrow R^2 \rightarrow \dots \rightarrow R^k$ , 直到第一次出现  $R^k \times R^k = R^k$ ,  $R^k$  即为该相似矩阵的传递闭包, 记  $t(R) = (t_{ij})_{24 \times 24}$ 。

c. 传递闭包的截矩阵为  $R_\lambda = (t_{ij}(\lambda))_{24 \times 24}$ , 其中:

$$t_{ij}(\lambda) = \begin{cases} 1 & t_{ij} \geq \lambda \\ 0 & t_{ij} < \lambda \end{cases} \quad (7)$$

令  $\lambda$  由 1 逐渐减小, 按  $\lambda$  截关系进行动态聚类, 直到聚类数为 3, 即可得到峰、平、谷时段的初步划分结果。

d. 根据峰谷时段划分的一些原则对聚类的划分结果进行修正, 得到峰谷时段的最终划分结果。

### 2.3 引入分时电价后负荷的变化

用户的电力需求量与电价之间的关系可以通过电量电价弹性系数来反映, 其定义为电力需求量的变化率与电价变化率的比值, 即:

$$m = \frac{\Delta e / e}{\Delta p / p} \quad (8)$$

其中,  $m$  为电量电价弹性系数;  $\Delta e$  和  $\Delta p$  分别为电力需求量和电价的变化;  $e$  和  $p$  分别为电力需求量和电价的基值。

实施峰谷分时电价后, 用户将转移部分高电价下的用电量到低电价时段来节省电费, 某一时段的用电量不仅取决于当前时段的电价, 还受其他时段的电价水平影响, 可以利用电量电价弹性矩阵定量地分析用户的用电量随电价的变化。在 3 段制峰谷分时电价中, 电量电价弹性矩阵  $M$  为 3 阶方阵:

$$M = \begin{bmatrix} m_{ff} & m_{fp} & m_{fg} \\ m_{pf} & m_{pp} & m_{pg} \\ m_{gf} & m_{gp} & m_{gg} \end{bmatrix} \quad (9)$$

其中, 下标 f, p, g 分别表示峰时、平时、谷时 3 个时段。对角线上的元素为自弹性系数, 是负值, 反映了当前时段电价上升, 则用户会减少当前时段的用电

量;非对角线上的元素为交叉弹性系数,是正值,反映了其他时段电价降低,则用户会将本时段的用电量转移部分到降低电价时段。矩阵中的系数则需要针对某个地区,通过大量历史统计数据得到。

实施峰谷分时电价后,各时段的用电量为原有用电量与用电量变化的和,即:

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_0 + \begin{bmatrix} e_{of} & 0 & 0 \\ 0 & e_{op} & 0 \\ 0 & 0 & e_{og} \end{bmatrix} \mathbf{M} \begin{bmatrix} \Delta p_f / p_{of} \\ \Delta p_p / p_{op} \\ \Delta p_g / p_{og} \end{bmatrix} \quad (10)$$

其中,  $\mathbf{E} = [e_f, e_p, e_g]^T$  为实施峰谷分时电价后各时段的用电量;  $\mathbf{E}_0 = [e_{of}, e_{op}, e_{og}]^T$  为实施峰谷分时电价前各时段用电量;  $p_{of}, p_{op}, p_{og}$  为实施峰谷分时电价前各时段的电价;  $\Delta p_f, \Delta p_p, \Delta p_g$  为实施峰谷分时电价前后各时段电价的变化量。

## 2.4 峰谷分时电价的确定

峰谷分时电价的制定问题主要通过电价优化模型来解决<sup>[24-26]</sup>。优化模型的目标函数主要有:峰值负荷最小,峰谷负荷差值最小,电力企业的经济效益最大,用户的经济效益最大等。约束条件主要包括:电力企业因分时电价受益约束,用户因分时电价受益约束,实施分时电价前后总的用电量不变约束,谷时段电价高于谷时段供电边际成本约束,峰平谷时段电价依次降低约束等。本文考虑以上所有约束条件,以峰谷负荷差值最小为目标函数求解峰谷分时电价。

## 3 激励响应负荷削减策略与可靠性指标

### 3.1 基于激励的需求响应机理

基于激励的需求响应是指电力企业与用户签订协议,在电力系统可靠性受到威胁能及时地削减负荷,电力企业通过电价折扣和切负荷赔偿 2 种方式对被切负荷用户进行赔偿,一般由电力企业决定是否实施需求响应。基于激励的需求响应项目包括直接负荷控制 DLC(Direct Load Control)、可中断负荷 IL(Interruptible Load)等,对可靠性的影响均体现在紧急状态下负荷的可削减方面。由于用户与电力企业提前签订了需求响应协议,被中断供电的用户也会因停电从电力企业获得经济上的补偿,所以这类停电与传统的因故障或供电容量不足造成的停电对用户供电满意程度产生的影响是不同的,不将此类停电造成的影响纳入可靠性指标的统计范围。下文中,将与电力企业签订基于激励的需求响应项目协议的负荷称为“激励响应负荷”,没有参与基于激励需求响应项目的负荷称为“常规负荷”,通过制定紧急情况下的负荷削减策略来提高配电网的可靠性。

### 3.2 激励响应负荷削减策略

考虑在以下 2 种情况下对激励响应负荷进行削减。

a. 配电网正常运行时,如果出现供电容量不足,则削减部分激励响应负荷以保证馈线的负载率在安全裕度以下。在负荷预测的基础上,电力企业可以提前通知参与激励响应的用户,尽可能地提高用户的供电满意程度;负荷降到馈线的最大传输容量以下时,恢复被中断的激励响应负荷的供电。

b. 发生故障时,若联络线的转供容量不足以保证所有后向单元内的常规负荷获得供电,则削减馈线上部分激励响应负荷,保证尽可能多的常规负荷得到转供。故障修复后,恢复被切除激励响应负荷的供电。

### 3.3 激励响应负荷可靠性指标

虽然不将因削减激励响应负荷造成的停电影响纳入可靠性指标的统计范围,但削减激励响应负荷是以一定经济性补偿为条件的,过度地削减激励响应负荷不但给电力企业带来经济损失,也在一定程度上影响了参与基于激励的需求响应项目的用户对供电的满意程度,因此也有必要制定一些指标来衡量激励响应负荷的削减情况。结合传统的可靠性指标,定义如下指标来衡量激励响应负荷的可靠性:

a. SADFI(System Average Demand response Frequency Index),表示因需求响应而削减负荷的频率,等于每年因需求响应削减负荷次数/参与需求响应的用户数,单位为次/a;

b. SADDI(System Average Demand response Duration Index),表示每年因需求响应削减负荷的时间,等于总的需求响应削减负荷时间/参与需求响应用户数,单位为 h/a;

c. CADDI(Customer Average Demand response Duration Index),表示每次需求响应削减负荷的持续时间,等于总的需求响应持续时间/总的需求响应次数,单位为 h/次;

d. DENS(Demand response Energy Not Supply)表示每年因需求响应削减负荷而减少的供电量,单位为 kW·h/a。

## 4 需求响应对配电网供电可靠性影响分析

### 4.1 配电网可靠性评估方法

采用序贯蒙特卡洛模拟法来进行配电网的可靠性评估,在元件序贯采样的基础上,考虑 2 种情况可能造成负荷点的停电,分别为因供电容量不足造成的停电和因故障造成的停电。分别计算这 2 种情况下的可靠性指标,然后将负荷点停电次数、停电时间等指标相加即可求得考虑这 2 种情况的负荷点可靠性指标,进而求得系统可靠性指标。

### 4.2 需求响应实施后可靠性指标的变化

将配电网的系统可靠性指标分为 3 类:频率指标;时间指标;电量指标。

频率指标主要指系统平均故障频率(SAIFI)。基于电价的需求响应实现了负荷的削峰填谷,降低了负荷峰值时期线路的负载率,从而可以降低因供电容量不足导致停电的可能性;基于激励的需求响应在供电容量不足时优先削减激励响应负荷,保证了更多常规负荷的供电,同样降低了负荷停电频率。

时间指标主要包括系统平均停电时间指标(SAIDI)和用户平均停电时间指标(CAIDI)。CAIDI指用户每次平均停电时间,由因故障引起的每次平均停电时间与因供电容量不足引起的每次平均停电时间综合得到。其中,由故障引起的用户停电时间指标主要取决于元件的故障修复时间、实现负荷转供的时间和能够实现负荷转供的可能性。元件的修复时间与负荷的转供时间取决于电力企业的运行管理水平,本文中认为其值不变,而需求响应则可以改变负荷点能够得到转供的可能性。基于激励的需求响应在转供容量不足时削减部分激励响应负荷使得更多的故障下游区域负荷得到转供,从而降低了因故障引起的每次平均停电时间。SAIDI表示用户每年平均停电时间,由于需求响应降低了停电频率指标,而由故障引起的每次停电时间指标也因基于激励的需求响应的实施而降低,所以需求响应的实施可以降低用户年平均停电时间指标。

电量指标主要指系统平均电量不足(ENS)指标。

电量指标主要取决于系统每年的停电时间与负荷的大小,需求响应虽然改变了负荷曲线,但是负荷的期望值在实施需求响应前后是不变的,所以 ENS 指标与 SAIDI 呈正相关性。

### 5 算例分析

图 1 为某配电网的网架结构,该网络共有 3 条馈线 F<sub>1</sub>、F<sub>2</sub>、F<sub>3</sub>,各馈线能够提供的最大功率分别为 8.8 MW、8.5 MW、19.5 MW。F<sub>1</sub>、F<sub>3</sub> 的末端与 F<sub>2</sub> 形成联络, S<sub>6</sub> 与 S<sub>16</sub> 为联络开关,网络正常时处于断开状态。B<sub>1</sub>、B<sub>2</sub>、B<sub>3</sub> 为馈线的出口断路器,该网络共有 39 个负荷点、17 条线路、29 个隔离开关,线路的长度、元件故障率、故障修复时间参数见文献[27]。故障隔离时间为 1 h,故障隔离与负荷转供时间为 1.5 h。所有负荷点的负荷大小均随分时电价的实施而改变,变化量按 3.3 节所述模型求取。负荷点 8、17、36 参与基于激励响应的需求响应项目。除了激励响应负荷外,假设所有负荷等级相同。

以 1 h 为基本时段,通过对负荷曲线上各时间点的负荷大小进行模糊聚类,将日负荷曲线分为峰、平、谷 3 个时段,结果如表 1 所示。

令电量电价弹性矩阵为<sup>[21]</sup>:

$$M = \begin{bmatrix} -0.10 & 0.008 & 0.002 \\ 0.01 & -0.100 & 0.001 \\ 0.02 & 0.010 & -0.130 \end{bmatrix}$$

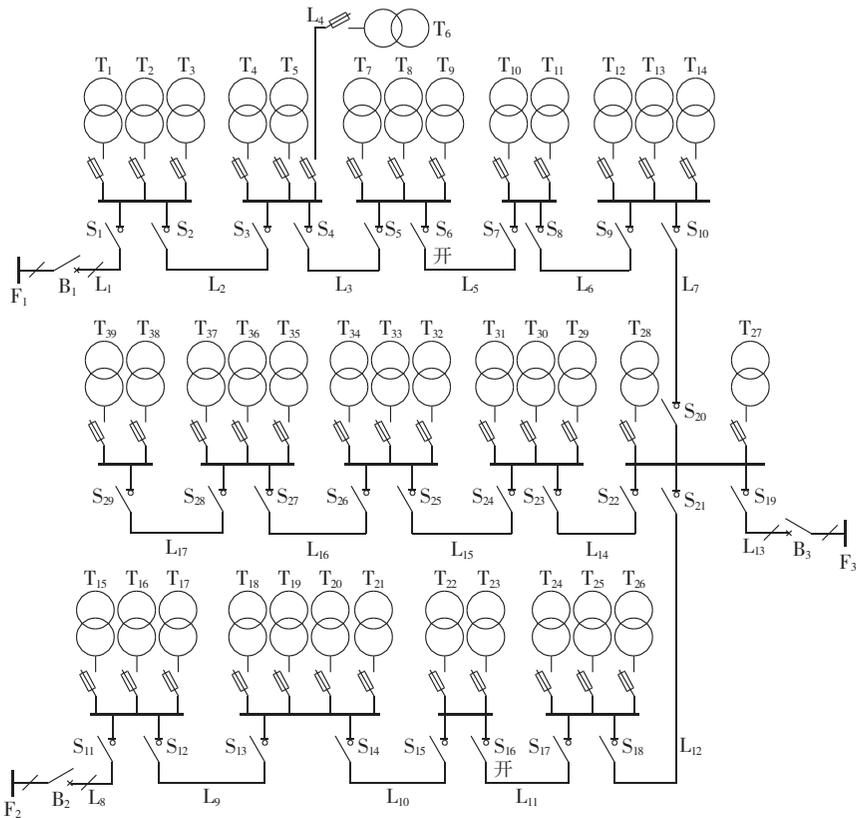


图 1 算例的网架结构

Fig.1 Network structure for case study

表 1 分时电价时段划分

Table 1 TOU periods

时段	相应时段	时长/h
峰	08:00—11:00, 16:00—20:00	7
平	06:00—08:00, 11:00—16:00, 20:00—23:00	10
谷	00:00—06:00, 23:00—24:00	7

实施分时电价前的电价为 0.42 元/(kW·h), 以峰谷负荷差值最小为目标函数建立分时电价的优化模型, 求解出的各时段电价如表 2 所示。

表 2 分时电价

Table 2 TOU prices

时段	电价/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	时段	电价/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
峰	0.59	谷	0.27
平	0.42		

在分时电价与电量电价弹性矩阵的基础上, 可以计算实施分时电价前后各时段电量的改变。将峰、平、谷时段总的用电量的变化以各自时段内每小时原有用电量为比例系数分摊到各个小时, 即可得到实施分时电价后各个小时用电量的变化, 从而得到实施分时电价后的负荷曲线。

图 2 为馈线 F<sub>1</sub> 在第 13 周第 3 日的日负荷曲线, 从图中可以看出分时电价的实施起到了显著的削峰填谷作用。实施分时电价前日负荷峰值出现在 20:00, 最大负荷为 8.64 MW, 考虑配电网的线损时不满足供电容量约束, 需要削减一定的负荷; 实施分时电价后日最大负荷也出现在 20:00, 但最大负荷降为 8.22 MW, 满足供电容量约束条件, 从而避免了因削减负荷带来的可靠性指标的下降。

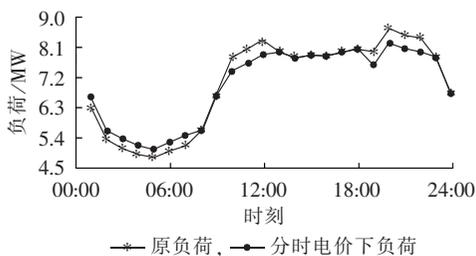


图 2 实施分时电价后负荷曲线变化

Fig.2 Load curves before and after TOU pricing

图 3 为馈线 F<sub>1</sub> 在第 31—34 周(一年中的用电高峰时段)内实施分时电价前后的日最大负荷变化曲线。

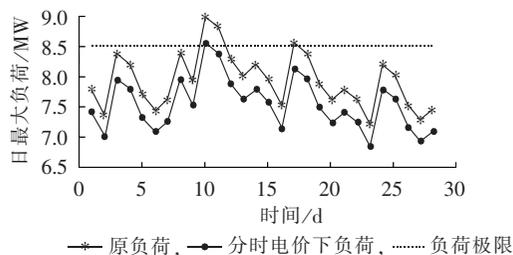


图 3 实施分时电价后日最大负荷变化

Fig.3 Daily maximum load curves before and after TOU pricing

线。从图中可以看出: 实施分时电价前, 28 d 中有 3 d 的日最大负荷超过了削减负荷的临界值; 实施分时电价后, 超出临界值的天数降为 1 d, 减少了因削减负荷而降低可靠性的可能性。

实施分时电价后, 如果仍然不满足供电容量约束, 首先考虑削减激励响应负荷, 在削减完所有激励响应负荷仍不满足供电容量约束的情况下, 再考虑对常规负荷的削减。为了定量分析需求响应对配电网供电可靠性的影响, 计算以下 4 种方案下的可靠性指标: 方案 1, 没有引入需求响应策略; 方案 2, 仅采用分时电价优化负荷曲线; 方案 3, 仅在紧急情况下削减激励响应负荷; 方案 4, 在分时电价优化负荷曲线的基础上, 考虑紧急情况下削减激励响应负荷。

采用本文方法对 4 种方案下算例配电网的可靠性进行评估, 系统可靠性指标如表 3 所示。方案 3、4 中考虑了紧急情况下对激励响应负荷的削减, 这 2 种方案下的激励响应负荷的可靠性指标如表 4 所示。

表 3 系统可靠性指标

Table 3 Reliability indices of system

方案	SAIFI/ (次·a <sup>-1</sup> )	SAIDI/ (h·a <sup>-1</sup> )	CAIDI/ (h·次 <sup>-1</sup> )	ENS/ (MW·h·a <sup>-1</sup> )	ASAI/%
1	0.9836	2.1293	2.1648	56.1298	99.9757
2	0.7214	1.7397	2.4115	47.2238	99.9801
3	0.6367	1.5620	2.2532	42.2776	99.9822
4	0.5824	1.4435	2.4785	39.4076	99.9835

表 4 激励响应负荷可靠性指标

Table 4 Reliability indices of incentive-based load

方案	SADFI/ (次·a <sup>-1</sup> )	SADDI/ (h·a <sup>-1</sup> )	CADDI/ (h·次 <sup>-1</sup> )	DENS/ (MW·h·a <sup>-1</sup> )
3	3.3828	4.8956	1.4336	13.8522
4	1.3553	2.1445	1.5823	7.8162

从表 3 可看出, 基于分时电价的需求响应策略和基于激励的需求响应对各项供电可靠性指标均有一定的提高, 其中基于激励的需求响应对供电可靠性指标的提高作用更为明显, 但基于激励的需求响应以一定的经济补偿为前提。在分时电价优化负荷曲线的基础上采取基于激励的需求响应对供电可靠性指标提高最多, 同时从表 4 可看出, 在分时电价下采用基于激励的需求响应比单纯采用基于激励的需求响应更有利于提高激励响应负荷的可靠性指标。

逐渐增大馈线的容量, SAIFI 的变化如图 4(a) 所示, 可以看出随着馈线容量的增加, SAIFI 不断降低, 同时需求响应对故障频率指标的影响越来越小, 当供电容量增大到一定程度时, 需求响应策略对故障频率不再有影响。SAIDI 的变化如图 4(b) 所示, 随着馈线容量的增加, SAIDI 不断降低, 当馈线容量增大到 SAIFI 不再变化时, SAIDI 仍然随着馈线容量的增加而降低, 这主要是因为容量增加的同时提高了

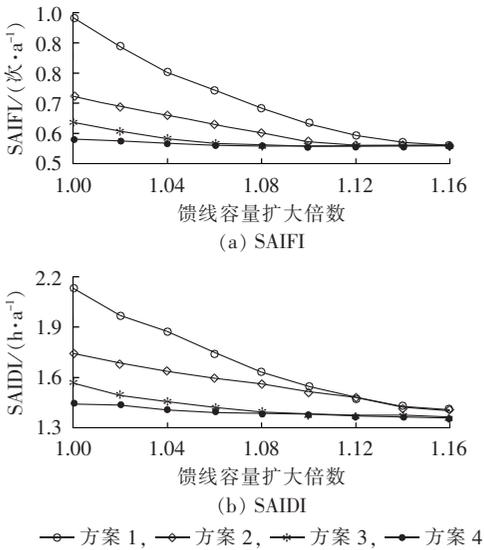


图 4 可靠性指标随馈线容量的变化曲线  
Fig.4 Curves of reliability index vs. feeder capacity

馈线转供负荷的能力。同时可以看出,当馈线容量增大到故障频率指标不再变化时,采用基于激励的需求响应可降低停电时间指标。

## 6 结论

本文在考虑供电容量约束的可靠性评估模型基础上,研究基于电价的需求响应和基于激励的需求响应 2 种需求响应策略对供电可靠性的影响,通过算例对可靠性指标的定量计算得出如下结论。

**a.** 基于电价的需求响应和基于激励的需求响应对供电可靠性指标均有一定的提高作用,基于激励的需求响应对供电可靠性指标的提高更为明显,但是在经济性方面做出了一定的牺牲。

**b.** 在分时电价优化负荷曲线的基础上采用基于激励的需求响应对供电可靠性提高最大,并且这种策略下激励响应负荷的可靠性指标也优于单纯采取基于激励的需求响应。

**c.** 研究需求响应对配电网供电可靠性的影响须建立在考虑容量约束的可靠性评估模型的基础上。不考虑正常情况下供电容量约束时,需求响应对停电频率指标无影响;如果馈线在任何时间都可以转供所有故障负荷,即不考虑容量约束的理想情况下,需求响应对配电网供电可靠性没有影响。

## 参考文献:

[1] ATWA Y M, EL-SAADANY E F, GUISE A C. Supply adequacy assessment of distribution system including wind-based DG during different modes of operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 35(1): 78-76.  
[2] XIE Kaigui, ZHOU Jiaqi, BILLINTON R. Reliability evaluation algorithm for complex medium voltage electrical distribution net-

works based on the shortest path[J]. IEEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, 2003, 150(6): 686-690.  
[3] 方水平, 管霖. 以负荷点为中心的配电系统可靠性评估算法[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(20): 15-19, 32.  
FANG Shuiping, GUAN Lin. Fault-spreading-method for the reliability evaluation of distribution system based on minimal path method with consideration of capacity constraint[J]. Power System Protection and Control, 2008, 36(20): 15-19, 32.  
[4] IN-SU B, JIN-O K. Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 785-790.  
[5] ATWA Y M, EL-SAADANY E F. Reliability evaluation for distribution system with renewable distributed generation during islanded mode of operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 572-581.  
[6] 徐玉琴, 吴颖超. 考虑风力发电影响的配电网可靠性评估[J]. 电网技术, 2011, 35(4): 154-158.  
XU Yuqin, WU Yingchao. Reliability evaluation for distribution system connected with wind-turbine generators[J]. Power System Technology, 2011, 35(4): 154-158.  
[7] 芦晶晶, 赵渊, 赵勇帅, 等. 含分布式电源配电网可靠性评估的点估计法[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2250-2257.  
LU Jingjing, ZHAO Yuan, ZHAO Yongshuai, et al. A point estimation method for reliability evaluation of distribution network with distributed generation[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2250-2257.  
[8] ZHAO Hongshan, ZHAO Hangyu, DENG Song. Reliability evaluation for distribution system connected with distributed generations[C]//International Conference on Power System Technology. Chengdu, China: IEEE, 2014: 1467-1473.  
[9] 曾鸣, 杨雍琦, 向红伟, 等. 兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(2): 102-111.  
ZENG Ming, YANG Yongqi, XIANG Hongwei, et al. Optimal dispatch model based on coordination between “generation-grid-load-energy storage” and demand-side resource[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 102-111.  
[10] 张国新, 王蓓蓓. 引入需求响应的电力市场运行研究及对我国电力市场改革的思考[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(10): 28-33.  
ZHANG Guoxin, WANG Beibei. Research on power market operation with demand response and the reference and thinking of China's power markets reform[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(10): 28-33.  
[11] 肖欣, 周渝慧, 郑凯中, 等. 台湾实施可中断电价进行削峰填谷的需求响应策略及其成本效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3615-3662.  
XIAO Xin, ZHOU Yuhui, CHENG Kaichung, et al. Research on strategy of interruptible price and its cost-benefit model aimed at peak load shifting in Taiwan[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3615-3662.  
[12] 赵鸿图, 朱治中, 于尔铿. 电力市场中需求响应市场与需求响应项目研究[J]. 电网技术, 2010, 34(5): 146-153.  
ZHAO Hongtu, ZHU Zhizhong, YU Erkeng. Study on demand response markets and programs in electricity markets[J]. Power System Technology, 2010, 34(5): 146-153.  
[13] 盛万兴, 史常凯, 孙军平, 等. 智能用电中自动需求响应的特征及研究框架[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(23): 1-7.  
SHENG Wanxing, SHI Changkai, SUN Junping, et al. Characteristics and research framework of automated demand response

- in smart utilization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(23): 1-7.
- [14] 殷树刚, 张宇, 拜克明. 基于实时电价的智能用电系统[J]. 电网技术, 2009, 33(19): 11-16.  
YIN Shugang, ZHANG Yu, BAI Keming. A smart power utilization system based on real-time electricity prices[J]. Power System Technology, 2009, 33(19): 11-16.
- [15] 高赐威, 梁甜甜, 李扬. 自动需求响应的理论与实践综述[J]. 电网技术, 2014, 38(2): 352-359.  
GAO Ciwei, LIANG Tiantian, LI Yang. A survey on theory and practice of automated demand response[J]. Power System Technology, 2014, 38(2): 352-359.
- [16] 赵鸿图, 朱治中, 于尔铿. 电力市场中用户基本负荷计算方法与需求响应性能评价[J]. 电网技术, 2009, 33(19): 72-78.  
ZHAO Hongtu, ZHU Zhizhong, YU Erkeng. Demand response performance evaluation and basic load calculation method for customers in electricity market environment[J]. Power System Technology, 2009, 33(19): 72-78.
- [17] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3654-3663.  
WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3654-3663.
- [18] SALMAN K, SOHRAB A. The effect of demand side management on reliability of automated distribution systems[C]//2013 1st IEEE Conference on Technologies for Sustainability(SusTech). Portland, OR, USA; IEEE, 2013: 179-183.
- [19] LI Gengfeng, BIE Zhaohong, XIE Haipeng, et al. Customer satisfaction based reliability evaluation of active distribution network[J]. Applied Energy, 2016, 162: 1571-1578.
- [20] 赵洪山, 王莹莹, 陈松. 需求响应对配电网供电可靠性的影响[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 49-55.  
ZHAO Hongshan, WANG Yingying, CHEN Song. Impact of demand response on distribution system reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 49-55.
- [21] 谢海鹏, 别朝红, 华博文, 等. 考虑分时电价的智能配电系统可靠性评估[EB/OL]. (2013-01-09)[2015-09-20]. <http://www.paper.edu.cn/releasepaper/content/201301-445>.
- [22] WANG Peng, BILLINTON R. Time sequential distribution system reliability worth analysis considering time varying load and cost models[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1999, 14(3): 1046-1051.
- [23] 陈芳, 张利, 韩学山. 配电网线损概率评估及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(13): 39-44.  
CHEN Fang, ZHANG Li, HAN Xueshan. Line loss evaluation and application in distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(13): 39-44.
- [24] 丁宁, 吴军基, 邹云. 基于 DSM 的峰谷时段划分及分时电价研究[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(23): 9-12.  
DING Ning, WU Junji, ZOU Yun. Research of peak and valley time period partition approach and TOU price on DSM [J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(23): 9-12.
- [25] 刘观起, 张建, 刘瀚. 基于用户对电价反应曲线的分时电价的研究[J]. 华北电力大学学报, 2005, 32(3): 25-27.  
LIU Guanqi, ZHANG Jian, LIU Han. Research of TOU pricing based on consumer response curve[J]. Journal of North China Electric Power University, 2005, 32(3): 25-27.
- [26] 唐捷, 胡秀珍, 任震, 等. 峰谷分时电价定价模型研究[J]. 电力需求侧管理, 2007(3): 12-15.  
TANG Jie, HU Xiuzhen, REN Zhen, et al. The research of making time-of-use pricing[J]. Demand Side Management, 2007(3): 12-15.
- [27] 邱生敏, 王浩浩, 管霖. 考虑复杂转供和预安排停电的配电网可靠性评估[J]. 电网技术, 2011, 35(11): 121-126.  
QIU Shengmin, WANG Haohao, GUAN Lin. An improved algorithm for reliability assessment of distribution network considering complex load transfer and scheduled outage[J]. Power System Technology, 2011, 35(11): 121-126.

#### 作者简介:



赵洪山

赵洪山(1965—),男,河北沧州人,教授,博士,研究方向为电力系统混杂建模、配电网规划与可靠性(**E-mail**:zhaohscn@126.com);

赵航宇(1992—),男,江苏宿迁人,硕士研究生,研究方向为配电网规划与可靠性(**E-mail**:zhy535266357@163.com);

侯杰群(1992—),男,黑龙江绥化人,硕士研究生,研究方向为配电网规划与可靠性(**E-mail**:fareddy@163.com);

刘宏杨(1992—),男,黑龙江哈尔滨人,硕士研究生,研究方向为配电网规划与可靠性(**E-mail**:lhy\_ncepu@qq.com)。

## Effect of demand response on supply reliability of distribution network

ZHAO Hongshan, ZHAO Hangyu, HOU Jiequn, LIU Hongyang

(Department of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

**Abstract:** The implementation of demand response for realizing the load shifting of power system has also impact on the supply reliability of distribution network. TOU(Time-Of-Use) price is used as the price-based mechanism of demand response, based on which, the fuzzy clustering method is applied to partition the TOU periods, its elasticity matrix is adopted to measure the change of load, and the minimum peak-valley load difference is taken as the objective function to optimize the TOU price. In order to analyze the impact of incentive-based demand response on the reliability, the line capacity constraints and the concept of incentive-based load are introduced to the reliability evaluation, the load reduction strategies are designed, and the reliability indices of incentive-based load are put forward. Case study verifies the correctness of theoretic analysis.

**Key words:** demand response; reliability; evaluation; distribution network; time-of-use price; incentive-based load; electric load management