

Интеллектуальный город: вопрос регулирования

Сергей Сынтульский

Интеллектуальный город

- “Город определяется не стенами, а количеством праведных людей“
- “transformation of cities and urban areas through the use of modern technologies to provide novel and interactive city-wide services, which provide information and transactions to governments, citizens and business” (Ishida and Isbister, 2000), **интеллектуальный город – это трансформация за счет технологий**
- “community digital space, which is used to facilitate and augment the activities and functions taking place within the physical space of the city” (Komninos, 2006), **интеллектуальный город – это место, образ реального города, который нужен, чтобы легче оперировать объектами реального города, “интернет вещей”**

Как возникает интеллектуальный город

- Жители, предприниматель/инвестор, власть – 3 класса участников инноваций в данной области.
- Часть растет сама в условиях рынка (Яндекс.Такси, Яндекс.Пробки, Афиша...) – власть не нужна, потребитель готов включаться, бизнес реагирует.
- Для многих технологий не хватает вовлеченности потребителей или регулирования (например, онлайн-клиники).

Предпосылки развития интеллектуальной инфраструктуры

- Для интеллектуальной инфраструктуры нужно 3 компонента:
 - Власть должна определить правила игры (в частности – обеспечить гарантии предпринимателю);
 - Предприниматель должен пойти на риск;
 - Потребитель должен включиться в игру.
- Во всем мире возникают проблемы с переходом к интеллектуальной инфраструктуре из-за того, что сложно синхронизировать эти 3 группы:
 - Чтобы синхронизировать, необходимо общее количественное представление будущего (в частности).

Предпосылки задачи

- Проекты по внедрению smart grid в России всё не начинаются;
- Нет единой позиции по оценке/прогнозированию экономического эффекта данного класса проектов;
- В инвестиционной программе многих крупных электросетей коммуникационное и программное оснащение сетей – наименее прозрачная часть;
- Данные, собираемые в составе ЕИАС (пофидерный баланс + мониторинг ОРЭМ) позволяют провести необходимый расчет.

Предположения

Технологический эффект интеллектуальных сетей состоит в доступности установки собственной электрической генерации (малые газовые теплоэлектростанции) для большинства потребителей. При этом, потребитель может продавать часть электроэнергии в энергосистему. Без технологии интеллектуальных сетей издержки на подключение генераторов, в большинстве случаев, носят запретительный характер.

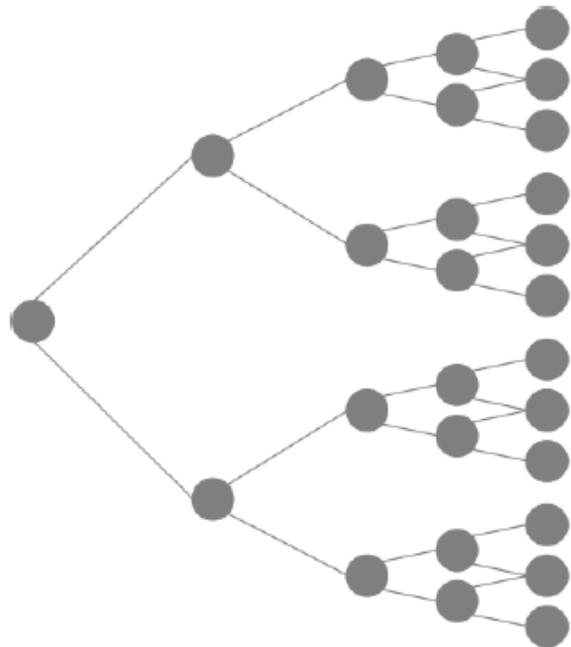
Поскольку будущие цены на электроэнергию и газ не определены, но связаны друг с другом, а наличие генератора предполагает возможность производить энергию или не производить ее, генератор моделируется как опцион на разность стоимости энергии и стоимости газа, необходимой для ее выработки.

Вариативность будущих цен на электроэнергию и газ влияет не только на оценку генерирующей мощности, но и на выбор времени ее постройки. Потребитель может принять решение о постройке генератора как в период установки технологии интеллектуальных сетей, так и в последующие периоды. При этом решение об отсрочке строительства может быть принято даже в условиях, когда сегодняшняя стоимость генератора положительна.

Метод работы

- Генерируется набор предположений, определяющий случайный суточный почасовой график потребления каждого потребителя на основе ограниченной информации (объем месячного потребления, отрасль).
- Строится дерево сценариев цен. Каждый узел дерева имеет четырех потомков, соответствующих различным комбинациям движений спотовых цен на электроэнергию и газ вверх или вниз.
- С учетом предположений о суточном графике формулируется задача стохастического линейного программирования, в которой максимизируется ожидаемая прибыль всех потребителей с учетом ограничений на баланс производства, передачи и потребления электроэнергии в каждом сценарии будущего.

Модель будущего



x2 (газ и ээ)

$$dP_e = k_e \times (\theta_e(t) - P_e) \times dt + \sigma_e \times dW_e$$

$$dP_f = k_f \times (\theta_f(t) - P_f) \times dt + \sigma_f \times dW_f$$

$$E(W_e \times W_f) = \rho$$

$$p_{uu} = \frac{\sigma_e \times \sigma_f + \sigma_f \times k_e \times (\theta_e(t) - P_e) + \sigma_e \times k_f \times (\theta_f(t) - P_f) + \rho \times \sigma_e \times \sigma_f}{4 \times \sigma_e \times \sigma_f}$$

$$p_{ud} = \frac{\sigma_e \times \sigma_f + \sigma_f \times k_e \times (\theta_e(t) - P_e) - \sigma_e \times k_f \times (\theta_f(t) - P_f) - \rho \times \sigma_e \times \sigma_f}{4 \times \sigma_e \times \sigma_f}$$

$$p_{du} = \frac{\sigma_e \times \sigma_f - \sigma_f \times k_e \times (\theta_e(t) - P_e) + \sigma_e \times k_f \times (\theta_f(t) - P_f) - \rho \times \sigma_e \times \sigma_f}{4 \times \sigma_e \times \sigma_f}$$

$$p_{dd} = \frac{\sigma_e \times \sigma_f - \sigma_f \times k_e \times (\theta_e(t) - P_e) - \sigma_e \times k_f \times (\theta_f(t) - P_f) + \rho \times \sigma_e \times \sigma_f}{4 \times \sigma_e \times \sigma_f}$$

Целевая функция

$$\sum_{k \in Consumers} \left(\sum_{i \in 1..T} \sum_{s \in S(i)} Pr_s \times \left(\sum_{h \in Peak} (CPX_h^{i,s} \times x_{i,h}^{k,s} + CPY_h^{i,s} \times y_{i,h}^{k,s}) + \sum_{h \in NotPeak} (CNPX_h^{i,s} \times x_{i,h}^{k,s} + CNPY_h^{i,s} \times y_{i,h}^{k,s}) \right) - CM \times m^k \right) \quad (1)$$

В данной формуле:

- $x_{i,h}^{k,s}$ – объем производства электроэнергии на покрытие собственного потребления потребителем k в час h типового дня года i в ценовом сценарии s ;
- $y_{i,h}^{k,s}$ – объем производства электроэнергии на продажу;
- m^k – объем мощности генератора;
- $Consumers$ – множество всех потребителей локальной энергосистемы;
- $Peak, NotPeak$ – множества пиковых и непиковых часов работы энергосистемы (обычно пик включает несколько часов в середине дня), объединение этих двух множеств дают 24 часа суток типового дня;
- $S(i)$ – множество сценариев для года i ;
- Pr_s – вероятность сценария s ;
- Коэффициенты определены ниже (формулы 2 – 6).

Коэффициенты

$$CPX_h^{i,s} = 365 \times \frac{p_{services}^{i,s} + \alpha_h \times p_{energy}^{i,s} + \frac{12}{365 \times |Peak|} \times p_{capacity}^{i,s} - c \times p_{fuel}^{i,s}}{(1+g)^i} \quad (2)$$

$$CNPX_h^{i,s} = 365 \times \frac{p_{services}^{i,s} + \alpha_h \times p_{energy}^{i,s} - c \times p_{fuel}^{i,s}}{(1+g)^i} \quad (3)$$

$$CPY_h^{i,s} = 365 \times \frac{\alpha_h \times p_{energy}^{i,s} + \frac{12}{365 \times |Peak|} \times p_{capacity}^{i,s} - c \times p_{fuel}^{i,s}}{(1+g)^i} \quad (4)$$

$$CNPY_h^{i,s} = 365 \times \frac{\alpha_h \times p_{energy}^{i,s} - c \times p_{fuel}^{i,s}}{(1+g)^i} \quad (5)$$

$$CM = - \sum_{i=1}^T \frac{a}{(1+g)^i} - b - d \quad (6)$$

Ограничения

$$x_{i,h}^k \leq v_h^k \quad (7)$$

$$x_{i,h}^k + y_{i,h}^k \leq m^k \quad (8)$$

$$\sum_{k \in \text{Consumers}(l)} (v_h^k - x_{i,h}^{k,s}) + \sum_{n \in \text{Nodes}} z_{i,h}^{l \rightarrow n} = \sum_{k \in \text{Consumers}(l)} y_{i,h}^{k,s} + \sum_{n \in \text{Nodes}} z_{i,h}^{n \rightarrow l} \quad (9)$$

$$0 \leq z_{i,h}^{l \rightarrow n} \leq \max^{l \leftrightarrow n} \quad (10)$$

Переменные имеют следующий смысл:

- *Nodes* – множество узлов электрической сети, под узлом здесь понимается зона свободного перетока, в рамках одного узла транспортировка электроэнергии не ограничена пропускной способностью сети;
- *Consumers(l)* – множество всех потребителей, подключенных к сети в узле l ;
- $z_{i,s,h}^{l \rightarrow n}$ – переток электроэнергии из узла l в узел n в час h типового дня в год i в сценарии s ;
- $\max^{l \leftrightarrow n}$ – максимально возможный переток электроэнергии.

Эффект модели

- Определение стоимости проекта при различных уровнях абонентской платы
- Определение уровня абонентской платы и логику ее пересмотра в будущем
- Определение оптимального способа финансирования
- Анализ рисков проекта
- Определение оптимального уровня инвестиций в расширение сети