

## **ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ**

**Валь П.В.**

**Научный руководитель – профессор Попов Ю.П.**

*Сибирский федеральный университет*

В последние годы в условиях стабильного роста уровня цен на электроэнергию для промышленных предприятий все более актуальной становится задача оптимизации затрат на покупку электроэнергии, составляющую значительную долю в себестоимости продукции. Одним из возможных путей решения данной задачи является выход крупного предприятия на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ), цены которого ниже, чем розничного рынка электроэнергии и мощности (РРЭМ) у гарантирующего поставщика. Выход на ОРЭМ позволяет экономить значительные суммы преимущественно за счет организационных мероприятий, что значительно увеличивает его привлекательность в качестве меры по уменьшению затрат. Другие мероприятия, направленные на уменьшение оплаты за электроэнергию, носят преимущественно энергосберегающий характер, требуют значительных инвестиций, и имеют, как правило, больший срок окупаемости.

В настоящее время на территории Российской Федерации действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электроэнергии и мощности. На оптовом рынке продавцами и покупателями являются генерирующие компании, операторы экспорта/импорта электроэнергии, сбытовые организации, сетевые компании (в части приобретения электроэнергии для покрытия потерь при передаче), крупные потребители. Субъекты оптового рынка могут выступать в роли как продавцов, так и покупателей электроэнергии и мощности. На оптовом рынке электроэнергии функционируют несколько секторов, различающихся условиями заключения сделок и сроками поставки: сектор свободных двухсторонних договоров (СДД), рынок на сутки вперед (РСВ), балансирующий рынок (БР). С 1 января 2011 года 100 % электроэнергии реализуется по свободным нерегулируемым ценам.

В рамках свободных договоров участники рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Объемы электроэнергии, не покрываемые СДД, реализуются в рамках РСВ и БР. Рынок на сутки вперед представляет собой проводимый коммерческим оператором (ОАО «АТС») конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. На РСВ осуществляется маргинальное ценообразование, т.е. цена определяется путем балансирования спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка. Цена РСВ определяется для каждого из порядка 8000 узлов обеих ценовых зон. Для снижения рисков манипулирования ценами на РСВ введена система стимулирования участников к подаче конкурентных ценовых заявок – в соответствии с правилами торговли, в первую очередь удовлетворяются заявки на поставку электроэнергии с наименьшей ценой.

Объемы электроэнергии, реализуемой в рамках двусторонних договоров и РСВ, формируют плановое потребление электроэнергии. Однако фактическое потребление неизбежно отличается от планового. Торговля отклонениями от планового производства/потребления осуществляется в режиме реального времени на

балансирующем рынке. Отклонения фактического потребления от планового квалифицируются собственными или внешними инициативами. Собственная инициатива возникает по причине действий участника рынка (потребителя или поставщика), внешняя – в результате команд Системного оператора или аварии, приведшей к вынужденному изменению режима производства или потребления электроэнергии.

Для определения стоимости отклонений для различных видов инициатив используются расчетные формулы (срезки), рассчитываемые на каждый час суток для каждого узла расчетной модели. Срезки определяются как максимальные (минимальные) значения индикатора БР и цены РСВ, тем самым стимулируя к более точному исполнению планового потребления и производства электроэнергии. На рис. 1 представлены графики почасовых значений цены РСВ и индикатора БР для одного из участников второй ценовой зоны ОРЭМ.

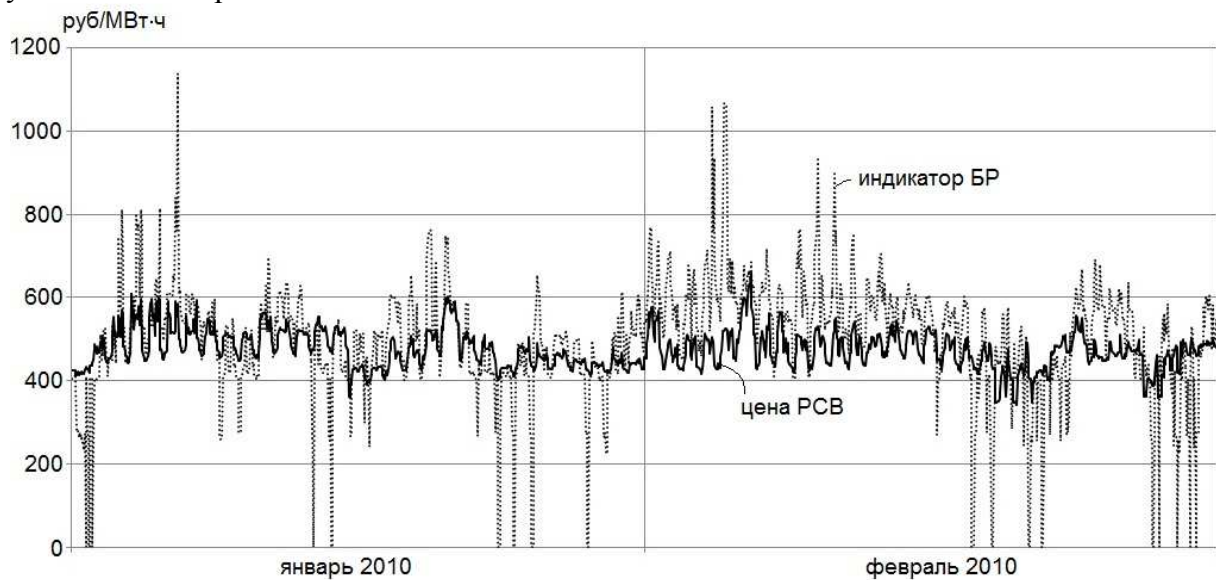


Рис. 1. Почасовые значения цены РСВ и индикатора БР второй ценовой зоны ОРЭМ

На основе стоимости отклонений определяются предварительные требования и предварительные обязательства БР, разница между которыми формирует небаланс балансирующего рынка. Отрицательный небаланс распределяется между участниками пропорционально их собственным инициативам. Положительный небаланс распределяется между поставщиками, пропорционально величине исполнения внешних инициатив, и потребителями, максимально точно придерживающимися планового потребления. Таким образом, на БР «штрафуются» участники рынка, допускающие наибольшие отклонения фактических потреблений и выработки от плановых по собственной инициативе, и «премируются» участники, придерживающиеся планового потребления и максимально точно выполняющие команды Системного оператора.

Таким образом, высокая точность краткосрочного почасового прогнозирования электропотребления является необходимым условием нормальной работы на ОРЭМ, в противном случае все выгоды от выхода на ОРЭМ могут быть нивелированы. В таких условиях, когда от точности прогнозирования напрямую зависит финансовое благополучие участника ОРЭМ, особый интерес представляет экономическая оценка эффективности прогнозирования электропотребления.

Неточное прогнозирование планового почасового потребления (ППП) электроэнергии приводит к несоответствию плана факту. Издержки неточного прогнозирования  $Iz$  складываются из издержек  $Iz_1$ , вызванных разницей цены РСВ и

индекса БР, и издержек  $I_{з2}$ , вызванными оплатой части отрицательного небаланса ОРЭМ ценовой зоны по итогам расчетного периода (месяца)

$$I_{з} = I_{з1} + I_{з2}.$$

Издержки  $I_{з1}$ , вызванные разницей цен РСВ и индекса БР, определяются суммой соответствующих издержек каждого часа

$$I_{з1} = \sum I_{з1i}.$$

Издержки  $I_{з1i}$ , вызванные разницей цены РСВ ( $C_{PCB i}$ ) и индекса БР ( $I_{БР i}$ ) соответствующего часа, определяются разницей стоимостей оплаты электроэнергии при ошибочном и безошибочном прогнозе

$$I_{з1i} = C_{ошиб i} - C_{безошиб i},$$

где  $C_{ошиб i}$  – стоимость оплаты электроэнергии при ошибочном прогнозе ППП в час  $i$  (руб);  $C_{безошиб i}$  – стоимость оплаты электроэнергии при безошибочном прогнозе ППП в час  $i$  (руб).

Стоимость безошибочного прогноза часа  $i$

$$C_{безошиб i} = W_{ф i} \cdot C_{PCB i},$$

где  $W_{ф i}$  – фактическое электропотребление часа  $i$  (МВтч);  $C_{PCB i}$  – цена РСВ часа  $i$  (руб/МВтч).

Стоимость ошибочного прогноза часа  $i$

$$\text{если } W_{n i} > W_{ф i} : C_{ошиб i} = W_{n i} \cdot C_{PCB i} - (W_{n i} - W_{ф i}) \cdot C_{БР \text{ продажа } i},$$

$$\text{если } W_{n i} < W_{ф i} : C_{ошиб i} = W_{n i} \cdot C_{PCB i} + (W_{ф i} - W_{n i}) \cdot C_{БР \text{ покупка } i},$$

$$C_{БР \text{ продажа } i} = \min(C_{PCB i}; I_{БР i}),$$

$$C_{БР \text{ покупка } i} = \max(C_{PCB i}; I_{БР i}),$$

где  $W_{n i}$  – запланированное электропотребление часа  $i$  (МВтч);  $C_{БР \text{ продажа } i}$  – цена продажи лишней электроэнергии на БР в час  $i$  (руб/МВтч);  $C_{БР \text{ покупка } i}$  – цена покупки недостающей электроэнергии на БР в час  $i$  (руб/МВтч).

Издержки, вызванные разницей цен РСВ и индексов БР в час  $i$

если  $W_{n i} > W_{ф i}$ :

$$\begin{aligned} I_{з1i} &= W_{n i} \cdot C_{PCB i} - (W_{n i} - W_{ф i}) \cdot C_{БР \text{ продажа } i} - W_{ф i} \cdot C_{PCB i} \\ &= (W_{n i} - W_{ф i}) \cdot (C_{PCB i} - C_{БР \text{ продажа } i}), \end{aligned}$$

если  $W_{n i} < W_{ф i}$ :

$$\begin{aligned} I_{з1i} &= W_{n i} \cdot C_{PCB i} + (W_{ф i} - W_{n i}) \cdot C_{БР \text{ покупка } i} - W_{ф i} \cdot C_{PCB i} \\ &= (W_{ф i} - W_{n i}) \cdot (C_{БР \text{ покупка } i} - C_{PCB i}). \end{aligned}$$

Издержки  $I_{з2}$ , вызванные оплатой части отрицательного небаланса ценовой зоны по итогам расчетного периода (месяца), определяются выражением

$$I_{з2} = W_{СИ} \cdot C_{СИ}$$

где  $W_{СИ}$  – объем собственных инициатив за отчетный период (месяц), равный сумме отклонений вверх и вниз (МВтч);  $C_{СИ}$  – корректировка небаланса в данный расчетный период (месяц) (руб/МВтч).

Таким образом, издержки  $I_{з1}$ , вызванные разницей цен РСВ и БР, зависят не только от абсолютной величины отклонения, но и от его знака. Например, если в некоторый час фактическое электропотребление превышает запланированное, а индекс БР для данного часа меньше цены РСВ, то издержки  $I_{з1}$  равны 0. Однако издержки  $I_{з2}$ , зависят только от суммы абсолютных значений величины отклонений, поэтому данное отклонение, повлияет на величину издержек  $I_{з2}$ . Практика показывает, что значительную долю общих издержек составляют именно издержки  $I_{з2}$ .

Для экономической оценки эффективности прогнозирования электропотребления был проведен эксперимент на основе данных одного из участников ОРЭМ второй ценовой зоны за 2009-2010 гг.

Исходными данными служили почасовые значения индекса цены РСВ (17520 значений), почасовые значения индекса БР (17520 значений) и месячные значения корректировки небаланса БР (24 значений). В качестве основы был выбран годовой график почасового электропотребления одного из участников ОРЭМ второй ценовой зоны со значительной суточной, недельной и годовой сезонностью. Данный график был скорректирован с помощью поправочного коэффициента к среднемесячному потреблению 1 млн. МВтч.

Искусственным образом были сгенерированы прогнозы различной степени точности. При этом предполагалось, что прогноз является несмещенный и распределение ошибки соответствует нормальному. В качестве меры оценки точности прогнозирования использовался традиционный показатель *MAPE* (mean absolute percentage error – средняя абсолютная относительная ошибка):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right|,$$

где  $A_t$  – фактическое значение;  $F_t$  – прогнозируемое значение.

На рис. 2 представлен результат эксперимента – график зависимости издержек, вызванных неточным прогнозированием электропотребления, от величины ошибки прогнозирования *MAPE* при среднемесячном электропотреблении 1 млн. МВтч.

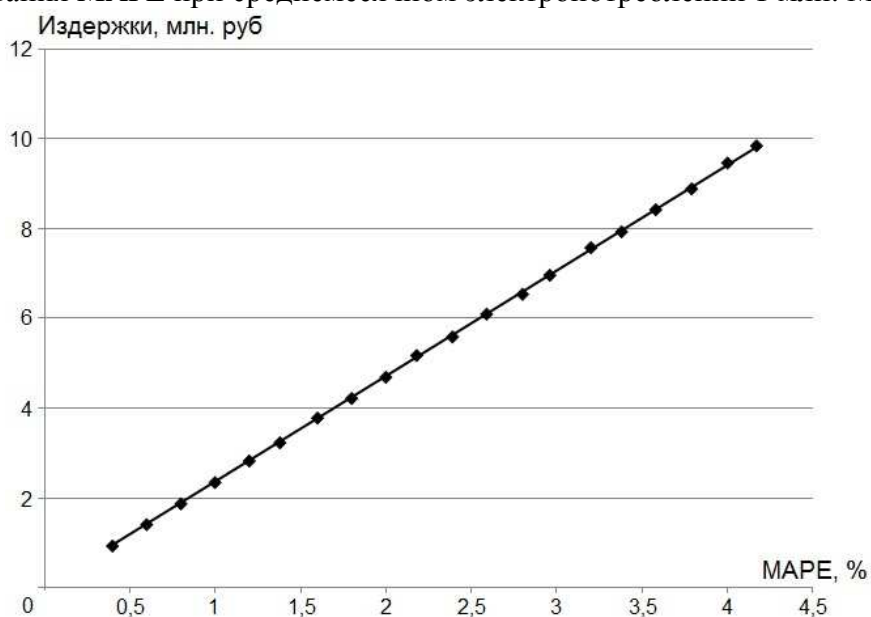


Рис. 2. Зависимость издержек неточного прогнозирования от величины ошибки прогнозирования.

Как видно из рис. 2 для участника ОРЭМ второй ценовой зоны со среднемесячным потреблением электроэнергии порядка 1 млн. МВтч (месячное электропотребление второй ценовой зоны в феврале 2011 г. 18 млн. МВтч) снижение ошибки прогнозирования *MAPE* на 1% (например, с 3% до 2%) влечет экономию более 2,5 млн. руб. в месяц.

Данные результаты могут быть использованы для технико-экономической оценки целесообразности выхода предприятия на ОРЭМ, или для оценки срока окупаемости мероприятий по внедрению систем прогнозирования электропотребления.