

УДК 621.311.338.516

Риски территориальных сетевых организаций в условиях «котловой» системы тарифообразования

Папков Б.В., д-р техн. наук, Вуколов В.Ю., асп.

Рассматриваются основные виды рисков территориальных сетевых организаций (ТСО), вводится классификация рисков, приводятся основные способы их минимизации. Даны рекомендации по принятию технико-экономических и управленческих решений, заключающихся в слиянии сетевых организаций низших иерархических уровней.

Ключевые слова: классификация рисков, финансовая устойчивость, источники финансирования долговых обязательств, централизация управленческих функций.

The risks of regional chain organisations in conditions of chip-in method system of tariff setting

Papkov B.V., Vukolov V.Y.

The subject of present article is about the main types of regional chain organisations, the classification of risks and the main ways of there minimizing. There are some recommendations how to take technical, economical and management decisions in merging of the lowest hierarchical levels chain organizations.

Keywords: the categorization risk, financial stability, the sources of the financing the promissory obligations, centralization management function.

Управление рисками в электроэнергетической отрасли является постоянно развивающимся процессом. В результате проведенного реформирования электроэнергетики возникли новые группы рисков, которые требуют анализа, оценки и принятия оптимальных управленческих решений. Рассмотрим более подробно риски, возникающие в территориальных сетевых организациях (ТСО).

С первого января 2008 г. услуги ТСО в РФ по транспорту электрической энергии оплачиваются согласно «котловому» методу тарифообразования. Переход на такую систему обязывает всех потребителей, расположенных на территории соответствующего субъекта РФ и принадлежащих к одной группе, оплачивать услуги по передаче электрической энергии по одинаковым тарифам. В то же время основной принцип ценообразования на транспорт – компенсация необходимой валовой выручки – остается неизменным. «Котловые» тарифы учитывают затраты на передачу энергии всех сетевых организаций и рассчитываются исходя из объемов заявленной мощности и полезного отпуска электрической энергии конечным потребителям региона. Однако возможна ситуация, когда количество сетевых организаций в регионе и затраты на передачу электроэнергии по их сетям окажутся больше, чем предусмотрено регулирующим органом при расчете «котлового» тарифа. В этом случае у ТСО возникнут некомпенсированные затраты, которые будут учтены регулирующим органом только в следующем периоде регулирования. В этих

условиях для ТСО наиболее остро проявляется риск недополучения доходов.

В целях реализации системы «котла» центр управления реформой предусмотрел 3 базовые модели взаимоотношений между сетевыми организациями всех уровней и потребителями электроэнергии (сбытовыми компаниями, гарантирующими поставщиками).

Первый вариант «котел снизу-вверх» заключается в том, что потребители (сбытовые компании или гарантирующие поставщики от их лица) оплачивают по единым «котловым» тарифам услуги тех сетевых организаций, к сетям которых присоединены их энергопринимающие устройства. В свою очередь, нижестоящие организации оплачивают «по цепочке вверх» услуги вышестоящих сетевых компаний (рис. 1).

Второй вариант взаимоотношений сторон представляет собой «котел сверху-вниз». Суть его заключается в том, что платежи потребителей за оказанные им услуги по передаче электроэнергии поступают только в одну вышестоящую сетевую организацию. После чего данная системообразующая сетевая организация расплачивается с нижестоящими ТСО, к сетям которых присоединены энергопринимающие устройства потребителей (рис. 2).

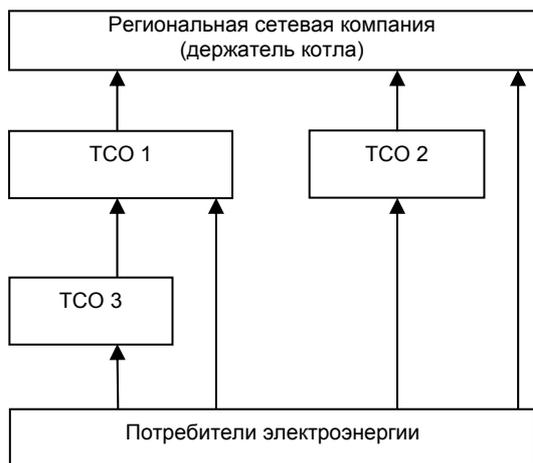


Рис. 1. Модель взаимоотношения субъектов «котел снизу-вверх»

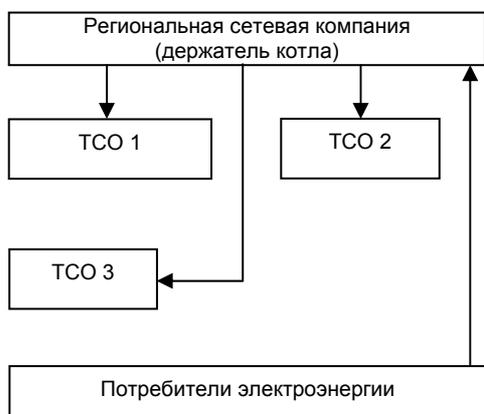


Рис. 2. Модель взаимоотношения субъектов «котел сверху-вниз»

Анализ моделей, представленных на рис. 1, 2, позволил установить, что применительно к ТСО можно выделить четыре основных вида рисков [1]: хозяйственные; экономические; организационно-экономические; внешние.

Среди хозяйственных рисков ТСО наиболее характерными являются риски, связанные с недобросовестной деятельностью потребителей электрической энергии, а именно, намеренное искажение показателей потребления электроэнергии и незаконное подключение к сетям ТСО, сопровождаемое бездоговорным или безучетным потреблением электроэнергии. Наличие таких рисков приводит к увеличению коммерческих потерь электрической энергии, что отрицательно отражается на результатах финансовой деятельности и вызывает дополнительные некомпенсируемые затраты ТСО.

Для минимизации хозяйственных рисков эффективны следующие меры:

1) легитимизация на федеральном уровне требований к потребителям по оснащению соответствующими приборами коммерческого учета электроэнергии точек присоединения к сетям ТСО;

2) отключение потребителей от поставки электроэнергии за неоплату стоимости сетевых услуг;

3) выявление хищений электроэнергии в результате проведения специальных рейдов.

Основным экономическим риском ТСО любого уровня является риск неплатежей за оказанные услуги со стороны потребителей. При использовании модели «котел сверху-вниз» появляются сложности с распределением тарифных поступлений между субъектами рынка, поскольку вышестоящие ТСО будут удовлетворять, в первую очередь, свои потребности теми средствами, которые удастся в установленный срок получить от потребителя. При этом сетевые компании более низкого иерархического уровня ожидают погашения возможной задолженности отдельными потребителями. Это в ряде случаев приводит к отказу ТСО от участия в «котле» и последующему банкротству. В этом случае возникает риск появления бесхозных электрических сетей и, соответственно, снижается надежность и безопасность энергоснабжения потребителей.

В случае установления модели «котел снизу-вверх» возникает риск непоступления полученных от потребителя средств в установленные сроки держателю котла, что порождает существенные риски выполнения обязательств перед федеральной сетевой компанией (ФСК). Таким образом, возникает опасность нарушения нормального режима работы ЕЭС России.

Кроме того, существуют экономические риски, связанные с работой сетей ТСО в неоптимизированном режиме по потерям в соответствии с выполнением требований системного оператора. Для минимизации таких рисков необходимы разработка, введение и использование механизмов обеспечения финансовых гарантий оплаты электроэнергии потребителями и контроль со стороны государства за деятельностью региональных диспетчерских управлений.

Анализируя организационно-экономические риски ТСО, особое внимание следует уделить недостаточному покрытию затрат на осуществление деятельности по передаче электрической энергии. Одна из причин появления этих рисков связана с возможностью использования различных методов расчета технических потерь электроэнергии, поскольку экономическая эффективность функционирования ТСО во многом зависит от обоснованности документов, предоставляемых в органы государственного регулирования тарифов. Все используемые на практике методы расчета потерь установлены методикой, предложенной в [2], и разделяются в зависимости от класса напряжения сети. Так, в современных условиях при расчете потерь в сетях среднего и высокого напряжения (выше 1 кВ) для любой ТСО не составляет проблемы

собрать необходимый объем исходной схемотехнической информации для расчета потерь каким-либо одним из пяти установленных методикой алгоритмов. Иная картина возникает для сетей напряжением ниже 1 кВ. Расчет потерь электроэнергии в этих сетях является одним из наиболее трудоемких.

Это связано со следующими особенностями низковольтных распределительных сетей:

- большой протяженностью низковольтных ЛЭП-0,4 кВ, проходящих в сельской, удаленной и слабозаселенной местности, где документация, необходимая для расчета потерь, практически отсутствует;
- сильной разветвленностью сети ВЛ-0,4 кВ, что отражается на качестве расчетов потерь, в которых требуется наличие опорных схем линий с соответствующими параметрами;
- исполнением участков сетей с различным числом фаз;
- неравномерностью загрузки фаз;
- неодинаковостью фазных напряжений на шинах питающей ТП;
- динамикой изменения схемных и особенно режимных параметров;
- чрезвычайно большим объемом информации, необходимой для проведения расчетов, ее недостаточностью, неопределенностью и низкой достоверностью.

При известных схемах сетей 0,4 кВ для расчета нормативов потерь применяются те же алгоритмы, что и для сетей 6 (10) кВ. Расчет производится по методу средних нагрузок или методу числа часов наибольших потерь мощности. Однако существующими методиками предусмотрены специальные оценочные методы, определяющие порядок расчета нормативов потерь электроэнергии в сетях низкого напряжения. Это метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети и метод оценки потерь с использованием измеренных значений потерь напряжения.

Расчет нормативов потерь электрической энергии в сетях 0,4 кВ с использованием метода средних нагрузок и метода числа часов наибольших потерь мощности требует наличия большого объема исходной схемотехнической информации, получение которой является весьма трудоемкой, а иногда и вовсе невыполнимой задачей для персонала ТСО. Поэтому определить потери электроэнергии во всех распределительных линиях 0,4 кВ в масштабах сетевой организации часто оказывается невозможным.

Применение метода оценки потерь с использованием измеренных значений потерь напряжений, согласно проведенным исследованиям [3], приводит к существенному занижению норматива потерь и требует проведения большого количества измерений напряжений в начале присоединения и в конце наиболее

удаленного участка сети. Кроме этого требуется проведение замеров величин токов на головном участке каждого присоединения.

В сложившейся ситуации, с учетом современного состояния электроустановок ТСО, в большинстве случаев применялся метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети. Данный метод является наименее трудоемким с точки зрения получения достаточного для расчета количества исходной схемотехнической информации, а иногда и единственно применимым на практике. Однако, согласно последней редакции вышеупомянутой методики, его использование возможно лишь при питании сети низкого напряжения ТСО не менее чем от 100 ТП, что существенно ограничивает применение метода для расчета потерь в сетях не крупных сетевых организаций, составляющих большую часть всех ТСО. В этой связи возникает риск некомпенсации потерь электроэнергии в сетях низкого напряжения в виду сложности, а иногда и невозможности сбора исходной информации для проведения расчетов. Такая ситуация, как уже отмечалось, впоследствии приводит к банкротству ТСО и появлению бесхозных электрических сетей.

Еще один возможный организационно-экономический риск – недостаточность величины прибыли ТСО, закладываемой в тариф для развития сетей. Для борьбы с ним наиболее эффективным выглядит разработка и утверждение федеральными органами государственного регулирования единой методики установления платы за услуги по передаче электроэнергии, включающей жесткие требования по оборудованию сетей всех напряжений системами учета и измерения параметров режима.

Среди внешних рисков выделяются риски уменьшения или потери клиентской базы в результате сооружения или ввода в эксплуатацию альтернативной сети другой сетевой организации, а также нарушение целостности сетей из-за сооружения участков, принадлежащих другой компании. Для минимизации внешних рисков необходим государственный контроль над деятельностью сетевых организаций, квалификационная сертификация и проведение регулярных аттестаций. В целях сохранения целостности клиентской базы ТСО должны надежно обеспечивать прописанные в договоре оказания услуг по передаче электрической энергии условия обслуживания потребителей.

Наращение объема износа оборудования и отсутствие возможности его восстановления вводит энергетику в зону повышенного риска, технологических отказов и аварий не только основного оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийного управления. При этом необходимо иметь в виду, что износ оборудова-

ния происходит на фоне начавшегося роста энергопотребления, что в перспективе при оптимистическом сценарии развития экономики страны может привести к еще большему росту количества оборудования, выработавшего свой ресурс.

Заключение

С учетом перечисленных факторов, финансовую устойчивость и минимизацию рисков ТСО обеспечит так называемый «эффект масштаба». После слияния сетевых организаций низших иерархических уровней появится возможность расширить спектр источников финансирования долговых обязательств компании. Кроме того, значительному снижению

Папков Борис Васильевич,
Нижегородский государственный технический университет,
доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики и электроснабжения,
телефон (831) 2-125-057,
e-mail: papkov@nntu.nnov.ru

Вуколов Владимир Юрьевич,
Нижегородский государственный технический университет,
аспирант кафедры электроэнергетики и электроснабжения,
телефон 8-904-392-82-90.

затрат будет способствовать централизация управленческих функций и закупочной деятельности, а также оптимизация кадрового потенциала компании.

Список литературы

1. Папкива М.Д., Папков Б.В. Риски субъектов электроэнергетического рынка: Учеб. пособие. – Нижний Новгород: НГАСУ, 2007.
2. Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005 г. № 267.
3. Вуколов В.Ю., Татаров Е.И., Шарыгин М.В. Исследование методов расчета потерь электрической энергии в сетях до 1000 В в современных условиях / Актуальные проблемы электроэнергетики: тез. докл. НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2008. – С. 32.