

УДК 621.311.004.13

И.А. Ефремов, А.С. Таран, Т.А. Филиппова

Принципы повышения эффективности управления режимами работы электроэнергетических систем

Рассматриваются вопросы планирования и оптимизации работы ЭЭС и электростанций на оптовом рынке электроэнергии. Описаны действующая модель оптового рынка и основные принципы управления режимами работы ЭЭС. В целях системной оптимизации предложено введение нормирования для электростанций и электрических сетей в рамках работы на оптовом рынке.

Ключевые слова: ЭЭС, режимы, эффективность.

К настоящему времени накоплен достаточный опыт работы генерирующих (ГК) и сетевых (СК) компаний на электроэнергетическом рынке РФ. В данной статье высказываются ряд предложений, которые могут быть полезны для повышения эффективности управления режимами ЭЭС и станций.

Особенности управления режимами крупных ТЭС и технологические задачи производства электроэнергии включают: выбор состава основного работающего оборудования, распределения нагрузки между агрегатами станций, построение энергетических характеристик станций, работа агрегатов собственных нужд [1]. Экономические оценки работы ГК показывают, что сейчас эти задачи решаются неэффективно. Все индикаторы их эффективности очень низки по сравнению с теми, которые были в СССР, и по сравнению с имеющимися на мировом уровне. Снизился КПД станций, увеличились удельные расходы топлива на кВт/ч, увеличилось потребление электроэнергии на собственные нужды, возросли потери электроэнергии от неэффективного использования ресурсов ГЭС, увеличились потери от передачи электроэнергии станций в систему и др. Возникает вопрос о причинах таких результатов. На снижение системной эффективности влияют и генерирующие, и сетевые компании, а также способы управления системой, поэтому этот вопрос надо рассматривать комплексно.

Имеются как объективные причины такого положения – старение оборудования, так и субъективные причины – нарушение принципа оптимальности составления планов, низкая технологическая дисциплина, недостатки организационного характера. Известно, что для многих ТЭС физическое старение оборудования составляет 50% и больше, но ведь и в энергетике СССР эксплуатировались станции, которые вводились еще по плану ГОЭЛРО. Несоблюдение технологической дисциплины при работе в старой системе наказывалось и материально, и морально. В ЭЭС всегда будут станции с разными оценками их физического и морального износа. Задачи управления режимами ТЭС решаются на разных стадиях управления. Общими функциями управления являются: прогнозирование, планирование, контроль, учет, нормирование, анализ и др., и имеются различные направления этой работы. Остановимся на трех направлениях работы по повышению эффективности.

1. Создание нормативной базы для осуществления контроля за эффективностью режимов ГК и СК – функция нормирования.
2. Определение принципов оценки деятельности ГК при решении режимных задач – функция планирования.
3. Организация решения режимных задач на электроэнергетическом рынке – функция организации.

Создание нормативной базы

Возможным вариантом улучшения ситуации с низкой эффективностью в российской энергетике является внедрение и развитие нормативного подхода к оценке деятельности энергетических компаний. Только нормативы могут дать пороговые значения, выше которых потерь не должно быть.

Нормативный подход сейчас достаточно активно применяется для сетевых компаний. Имеется много предложений по нормированию потерь электроэнергии в СК. Методические предложения имеют общий характер, они применялись раньше и могут быть использованы для генерирующих компаний. Ниже приведен пример использования нормативного подхода в оценке деятельности сетевой компании. Под нормативом общих потерь понимается сумма нормативов главных составляю-

ших потерь. Чаще всего учитываются четыре составляющие потерь в сети: потери на передачу электроэнергии ΔW_T , потери на расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{п/ст}$, потери от недоучета ΔW_y , коммерческие потери ΔW_K . Тогда

$$\Delta W_0 = \Delta W_T + \Delta W_y + \Delta W_{п/ст} + \Delta W_K.$$

Составляющие ΔW_T и $\Delta W_{п/ст}$ повышают технологическую дисциплину и позволяют учитывать индивидуальные свойства предприятий и их внутреннюю деятельность по направлениям, которые можно контролировать. Составляющая ΔW_K отражает внешнюю деятельность. Нормирование без контроля не допустимо. Множество факторов влияет на каждое направление деятельности, но нормировать их невозможно по многим причинам, особенно по причинам невозможности контроля. Определяются нормативы для электрических сетей в зависимости от их назначения и параметров.

Норматив определяется по принципу: «фактические потери – резервы их снижения по всем четырем составляющим». Конечно, нормативный подход не избавлен от недостатков. Например, резервы улучшения определяются экспертно, потери определяются для некоторых характерных условий, нет методики расчетов, не ясен вопрос информационного обеспечения. В ряде работ по нормированию потерь энергии в сетях показано, что нормативные потери завышены примерно на 5%.

Нужна общеотраслевая методика по установлению нормативов для ГК и СК. Целесообразно иметь две составляющие нормативного показателя, зависящего от внутренней технологической деятельности и от внешней (экономической, коммерческой). Но главное – необходимо научно обосновать принципы и методы нормирования. Необходимо из множества факторов, влияющих на эффективность производства, выбрать наиболее значимые.

Для ТЭС на диаграмме режимов турбин всегда указываются нормативные поправки к расходу теплоты (на величину вакуума, температуры и др.). Имеются нормативные потери на котлах (с уходящими газами, от недожога и др.). В зависимости от них устанавливался нормативный расход условного топлива для агрегатов ТЭС и всей станции и использовался как одна из форм стимулирования деятельности персонала.

Сейчас имеются и новые обстоятельства. В их числе: роль ТЭС в системе (ее функции), связи ТЭС с СК, положение ТЭС на электроэнергетическом рынке, информационные проблемы [2]. Для оценки внешней деятельности и расчета нормативов основными показателями могут быть себестоимость тепловой и электрической энергии, удельные расходы топлива. Себестоимость сейчас не применяется, так как это закрытый коммерческий показатель. Тогда можно использовать КПД. Величина удельного расхода топлива на выработанную электроэнергию не должна быть больше нормативной. Для этого требуется определить факторы, влияющие на величину удельных расходов. Состав факторов можно определять по данным в АСУ ТП ТЭС, которые собираются в темпе процесса. Это включает несколько десятков показателей. Возникает задача отбора значимой информации с применением математического аппарата статистического анализа и моделей характеристик, например расхода топлива, и тогда можно построить фактическую характеристику. Ее сравнение с нормативной позволяет дать общую оценку эффективности режима и роль факторов.

В опубликованных работах использовались методы регрессионного анализа и эмпирические характеристики. Наши экспериментальные расчеты показывают, что можно применять в том числе, и нейронные методы. В их пользу говорит то, что нормативные характеристики многопараметрические, в них часто связи между факторами неявные. Изменчивость режимов требует постоянных расчетов по получению и актуализации входной информации.

Регрессионный анализ является наиболее распространенным из группы вероятностно-статистических методов. При использовании регрессионного анализа зависимость между случайными величинами X и Y математически выражается как условное математическое ожидание Y при фиксированном значении X .

При множественной регрессии подбор уравнения регрессии – специальная процедура регрессионного анализа, которая должна быть автоматизирована. При накоплении примерно 20 точек производится коррекция уравнения регрессии, при необходимости уточняются границы доверительного коридора для линии регрессии при заданном уровне доверительной вероятности. Описание зависимости между переменными помогает установить наличие возможной причинной связи, и с помощью уравнения регрессии можно предсказывать значения зависимой переменной по значениям влияющих факторов.

Первоочередным вопросом получения нормативов является информационное обеспечение. Чтобы информация была объективной, необходимо применять принципы коммерческого учета. Системы такого вида хорошо разработаны (АСКУЭ, ИИСКУ), и в АСУ ТП они могут быть созданы с соответствующей защитой от искажения информации.

Важным вопросом является состав задач, которые решаются ГК и СК особенно при формировании ценовых заявок на продажу электроэнергии на оптовом электроэнергетическом рынке. Состав задач зависит от положения ГК на электроэнергетическом рынке.

Перечисленные вопросы частично авторами проработаны. Рамки статьи не позволяют привести полученные результаты, но направление работ будет дано.

Влияние ГК на планирование режима ЭЭС

Особую важность в электроэнергетике при любой структуре рынка представляет процесс управления балансом спроса и предложения на электроэнергетическом рынке, поскольку основная особенность электроэнергии – это потребление товара в момент производства без возможности его хранения. Балансы мощностей дают картину использования мощностей агрегатов и станций. На оптовом рынке балансы электроэнергии и мощности не потеряли свою актуальность. Уравнение баланса мощности является одним из наиболее жестких ограничений при решении задачи оптимизации загрузки электростанций, и это влияет на режим всей ЭЭС. Оптимальным будет решение, при котором затраты на обеспечение баланса в системе минимальны. Соответственно это требует решения следующих оптимизационных задач: выбора состава и режима агрегатов станций для планового ГН (графика нагрузки), регулирования планового решения с учетом пуско-остановочных операций (учета пусковых расходов), адресного учета затрат на транспорт электроэнергии, индивидуального учета затрат на управление. Эти задачи рассматривались ранее и в основе сохранились. Как они решаются, произвольно или оптимально, неизвестно. Если будут нормативы, зависящие от нагрузки, то это явится оценкой достоверности цен и системный оператор (или какой-либо другой орган) – высшее иерархическое звено управления режимами будет иметь контроль за ценовыми заявками. Конечно, это должна быть автоматизированная схема. Все вышеописанное требует особых подходов к технологической системе управления ГК.

Сейчас ГК принимают только косвенное участие в планировании энергетических балансов мощности и выработки электроэнергии ЭЭС, такое положение неоправдано.

Основными задачами при оптимизации режима ЭЭС являются: выбор состава работающего оборудования на электростанциях ГК, уровень фактической загрузки мощностей и транспортные потери в сетях. Состав работающего оборудования влияет на энергетическую характеристику станции. Издержки на транспорт часто принимаются постоянными, что также является недостаточно обоснованным, и они также описываются нелинейным регрессионным полиномом. Тогда и характеристика цены нелинейна. Характерно, что в литературе не рассматривается вопрос об адресном распределении потерь. Для эксплуатационных задач могут применяться в качестве основных методов расчета потерь электроэнергии традиционный метод расчета нормальных режимов сетей и методы регрессионного анализа.

В официальных методических указаниях предполагаются полная автоматизация расчетов и возможность их многократного проведения на интервалах от нескольких минут.

Необходимо для конкретного объекта правильно определить цели, задачи, границы. Важным является вопрос эквивалентирования объекта.

Разнесение потерь электроэнергии и мощности по узлам нагрузки и генерации целесообразно осуществлять на основе программы расчета нормальных режимов и с использованием регрессионных связей.

Необходимо решать в достаточной мере вопросы прогнозирования электропотребления и нагрузки. Без этой информации нельзя создать работоспособные алгоритмы расчета потерь.

Особые проблемы организационного содержания

В настоящее время за системную экономическую эффективность режимов фактически нет ответственных органов. Одновременно с разделением функций в отрасли был внедрен и запущен с 1 сентября 2006 г. новый рынок электроэнергии, изменивший принципы, на которых строилось управление режимами в ЭЭС [3]. Управление режимами работы электростанций начало осуществляться с помощью адресованных ценовых сигналов, формирующихся в рамках рынка. Отчасти изменилась и система диспетчеризации. В целевой функции при решении задачи формирования ре-

жимов на оптовом рынке в качестве критерия оптимизации используется максимизация всеобщего благосостояния, тогда как традиционно критерием оптимизации выступал минимум расхода топлива.

В соответствии с моделью оптового рынка электроэнергии и мощности уровень загрузки электростанций определяется, исходя из соотношения цены на рынке и цены в заявке генерирующей компании. Это позволяет генерирующим компаниям загружать собственные мощности, когда цена рынка выше затрат на топливо, и не производить электроэнергию, если цена рынка не покрывает затрат на топливо. Фактически управление энергосистемой строится на основании системы штрафов и дополнительных возможностей получения прибыли для генерирующих компаний в зависимости от их поведения на рынке.

Действующая система экономических стимулов для ЭЭС, ГК и СК содержит как очевидные плюсы, так и минусы и для системы в целом, и для самих компаний [4].

Так, например, управление режимами строится в рамках балансирующего рынка в сутки фактической поставки, но для определения порядка загрузки электростанций используются ценовые заявки электростанций, сформированные генерирующей компанией в предыдущие сутки и заявленные в коммерческий оператор для участия в рынке на сутки вперед. В связи с этим возникает проблема соответствия фактической и плановой себестоимости выработки электроэнергии, особенно данный фактор важен для тепловой генерации. Так, себестоимость производства электроэнергии для тепловых электростанций в значительной мере зависит от объемов отпуска тепловой энергии, которые, в свою очередь, зависят от температуры наружного воздуха. Из-за отличия фактической себестоимости электроэнергии от плановой выбранный системным оператором режим окажется неэффективным как данной электростанции, так и для энергосистемы в целом.

Можно выделить ряд моментов, не позволяющих в полной мере генерирующим компаниям и потребителям электроэнергии оптимизировать свою работу.

Во-первых, процесс формирования прогноза электропотребления формируется исключительно системным оператором без участия потребителей. Потребители электроэнергии задействованы крайне мало в процессе формирования режимов, управление электропотреблением и воздействие на него практически не применяются. Привлечение в процесс потребителей, а в особенности квалифицированных потребителей, способных изменять электропотребление в зависимости от изменяющихся системных условий как технологических (например, аварийное отключение генерирующего оборудования), так и экономических (рост цены на рынке) позволило бы более эффективно выстраивать баланс и, возможно, минимизировало бы конечную стоимость электроэнергии.

Во-вторых, влияние генерирующих компаний на балансирующий рынок крайне ограничено, в частности, невозможно учесть изменение себестоимости производства электроэнергии и сформировать измененную ценовую заявку.

В-третьих, генерирующие компании крайне ограничены в самостоятельном выборе режима работы своими электростанциями. Фактически все электростанции (даже части электростанций, разделенные по группам напряжения) управляются сверху системным оператором, хотя в определенных условиях внутри одной компании имеется возможность заменить генерацию одной электростанции на выработку другой без влияния на работу энергосистемы в целом.

Заключение

По результатам анализа работы энергорынка за период 2006–2011 гг. можно отметить, что введение и развитие оптового рынка в значительной степени повысили требования к качественному планированию генерирующими сетевыми компаниями затрат и к учету данных затрат через построение характеристик в ценовых заявках.

Решение проблемы нормирования возможно при условии внедрения в компаниях современных компьютерных технологий, моделирования работы ТЭЦ и внедрения современных систем АИСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета) и АСУ ТП, позволяющих получать информацию о работе электростанций в режиме реального времени.

В статье предложено развитие системной оптимизации на основе применения нормативного подхода к деятельности генерирующих компаний. Развитие данного подхода возможно при наделении одной из существующих инфраструктурных организаций функцией контроля за оптимальностью планируемых и фактических режимов работы электростанций.

Литература

1. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – М.: Энергоиздат, 1980. – 464 с.

2. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учеб. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 300 с.
3. Постановление Правительства от 27 декабря 2010 г. №1172 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности)».
4. Аюев Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России : автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2008.

Ефремов Игорь Алексеевич

Д-р техн. наук, профессор каф. техники и электрофизики высоких напряжений
Новосибирского государственного технического университета
Тел.: (383-3) 46-11-79
Эл. почта: efremov-ia@ngs.ru

Таран Андрей Сергеевич

Аспирант Новосибирского государственного технического университета
Тел.: (383-3) 46-13-59

Филиппова Тамара Арсентьевна

Д-р техн. наук, профессор каф. систем управления экономики энергетики
Новосибирского государственного технического университета
Тел.: (383-3) 46-13-59
Эл. почта: ta_filippova@ngs.ru

Efremov I.A., Taran A.S., Filippova T.A.

The principles of increasing effectiveness of electricity companies regimes

The main aspects considered in this article are: planning of operations at power stations under wholesale energy market conditions; acting model of the energy market in RF; main principles of operating mode management of a grid system. Particular consideration is given to concept of short-term mode formation at heat electro power stations and mode optimization. Authors of the article is looking for methods of system optimization, for examples is using special standards and norms for electric power station.

Keywords: mode optimization, wholesale energy market, modelling of power stations load.