

УДК 621.316.3

Б.В. Папков¹, М.В. Шарыгин¹, С.П. Крайнов²**АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
В УСЛОВИЯХ РЫНКА**Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева¹,
ООО «Энерго Инжиниринг»² (Н. Новгород)

Исследованы некоторые проблемы надежности электроснабжения в условиях рынка при решении задач проектирования и эксплуатации. Проанализированы возможные пути повышения надежности и сделаны предложения по их реализации.

Ключевые слова: электроэнергетика, надежность, норматив, тариф, рынок, проектирование, эксплуатация.

Надежность в электроэнергетике – это комплексное свойство, определяющееся как способность энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей. При этом должен выполняться ряд дополнительных условий, среди которых:

- обеспечение договорных условий спроса на электроэнергию в любой (текущий или перспективный) момент времени;
- противостояние возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных обстоятельств;
- по возможности быстрое и полное восстановление своих основных функций после их нарушения.

Вопреки мнению, что в рыночных условиях нормативы надежности не нужны, так как надежность становится покупаемой услугой (надежность на любую сумму), практика стран, перешедших к развитому рынку, показала, что надежность нуждается в защите от рынка. Все крупнейшие системные аварии последнего времени, произошедшие в США, Канаде, Италии, (2003 г.); в России, на подстанции Чагино (2005 г.) и Саяно-Шушенской ГЭС (2009 г.) вызваны несоответствием действующей системы поддержания надежности жизнеобеспечивающих энергообъектов и энергообъединений новым рыночным условиям.

До последнего времени задача обеспечения надежности электроснабжения потребителей рассматривалась в основном применительно к верхним уровням иерархии ЕЭС и включала в себя оценку надежности параллельной работы электростанций и энергообъединений. На уровне вертикально-интегрированных энергокомпаний (региональных АО-энерго) эта задача ставилась и решалась комплексно, включая надежность топливообеспечения, производства, транспорта и отпуска потребителям тепла и электроэнергии. В рыночных условиях надежность электроснабжения потребителей должна рассматриваться как товар с соответствующей ценой. Этот товар реализуется через услуги энергетического рынка и является предметом договорных отношений между его субъектами. Разделение ответственности за надежность не только по вертикали «система или поставщик – потребитель электроэнергии», но и внутри отрасли, на этапах текущего функционирования и перспективного планирования и развития, приводит к необходимости решения новых задач управления надежностью и ущербом. Для их решения требуется введение системы мониторинга количественных оценок надежности, управления надежностью, страхования ответственности, санкций и др.

Однако до сих пор отсутствует четкие и понятные концепции управления надежностью

электроснабжения, которые необходимы для создания рычагов влияния на надежность со стороны потребителей и решения вопросов, связанных с заинтересованностью энергокомпаний в повышении надежности. Федеральный Закон «Об электроэнергетике» требует установления между всеми субъектами электроэнергетического рынка экономически сбалансированных отношений на основе платы за надежность и полного восстановления убытков из-за ненадежного электроснабжения. Он устанавливает ответственность Системного оператора и энергосбытовой компании перед потребителем за надежность его электроснабжения. Однако для выполнения этих требований необходим глубокий анализ технологических особенностей и технико-экономических последствий внезапных и преднамеренных, полных и частичных ограничений в величине потребляемой мощности и (или) отключений потребителей электрической энергии в связи с нарушениями режима их электроснабжения. Фактически проблема обеспечения надежности электроснабжения лишь заявлена, но не решена до сих пор ни с теоретической, ни с практической стороны.

Вместе с тем, в странах с развитой системой рыночных отношений и осуществивших либерализацию электроэнергетики в направлении введения конкурентных рынков электроэнергии, в том числе США, энергообъединениях UCTE и Nordel, создается нормативно-правовая база, соответствующая новым условиям конкурентной среды. Это касается критериев и правил обеспечения надежности работы энергосистем и энергообъединений. Данная работа проводится с привлечением к обсуждению широкого круга заинтересованных сторон и еще не закончена, что указывает на сложность проблем обеспечения надежности, возникающих при либерализации и введении конкурентных рынков электроэнергии. Критерии надежности дифференцируются применительно к двум ее составляющим: балансовой и режимной.

Под балансовой надежностью энергосистемы понимается ее способность обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений, плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов.

Под режимной надежностью понимается ее способность противостоять внезапным возмущениям, таким как короткие замыкания, непредвиденные потери крупных элементов энергосистемы, каскадные отказы работоспособности и др.

В энергообъединениях западных стран критерий балансовой надежности обычно основывается на вычислении показателя LOLP (Loss of Load Probability), характеризующего вероятность потери нагрузки. Нормированное значение этого показателя принимается обычно равным одному дню в 10 лет, что определяет более высокую вероятность бездефицитной работы энергосистемы, чем это принято в России. Применяются и более простые показатели надежности в виде величины полного резерва мощности и требований к пропускной способности электрической сети, основанных на критерии $N-1$.

Критерии режимной надежности в энергообъединениях США и европейских стран (UCTE, Nordel) основываются на критерии $N-1$, а в ряде случаев и $N-k$. Так, в США к зонам управления, в рамках которых осуществляется непрерывный контроль за обеспечением баланса генерации и потребления, предъявляется условие, согласно которому все зоны управления должны работать так, чтобы в результате наиболее серьезных одиночных возмущений не было нарушений устойчивости, неконтролируемого деления или каскадного развития аварии. При авариях с потерей двух и более элементов должны быть также обеспечены устойчивость системы, термическая устойчивость элементов при возможных перегрузках по току, недопустимость выхода напряжения за допустимые пределы, каскадное развитие аварий. Вместе с тем, допускаются контролируемые ограничения нагрузки или ограничение поставки мощности.

В этих энергообъединениях каждый оператор передающей сети (TSO) несет ответственность за свою сеть. Оцениваются резервы активной и реактивной мощности, приемлемый уровень напряжения, предельная загрузка ЛЭП, границы устойчивости; осуществляется выбор систем РЗиПА и координация выбора устройств для обеспечения допустимых токов короткого замыкания; определяется политика в отношении обеспечения устойчивости и координируются меры по

ее обеспечению с другими TSO; происходит обмен информацией с соседними TSO о планируемом выводе оборудования электростанций и сетей.

Подкомитеты по устойчивости энергосистем международного института IEEE создали ряд рекомендаций по снижению опасности каскадного развития системных аварий, среди которых:

- стандарты надежности должны быть обязательными и проводимыми в жизнь путем значительных и действенных штрафов за их нарушение;
- стандарты надежности должны периодически пересматриваться с учетом опыта больших системных аварий и развития новых технологий;
- на уровне регулирующих органов должна быть ясно понята необходимость расходов и инвестиций для обеспечения системной надежности, включая инвестиции в новые технологии, а также определены пути возврата этих инвестиций через плату за пользование электрическими сетями;
- на уровне регулирующих органов должно быть продолжено продвижение исследований в области надежности из фондов правительств и промышленности для того, чтобы решить проблемы все более расширяющихся и усложняющихся энергообъединений.

В США в качестве меры нормативного и правового характера принят «Акт по электрической надежности 2004 года», устанавливающий обязательный характер стандартов надежности в объединенной энергосистеме. В Европе принят проект «Директивы в отношении мер по обеспечению надежности электроснабжения и инвестиций в инфраструктуру» (2003). Понимание того, что в электроэнергетике не все ладно с надежностью, существует и в среде российских энергетиков. В [1] констатируется: «При рыночных отношениях на первое место выдвигается получение энергокомпаниями прибыли. Нередко прибыль теперь получается в ущерб надежности».

В настоящей статье сделана попытка анализа двух аспектов обеспечения надежности электроснабжения в условиях рынка.

Аспект первый: проблема схемной надежности на стадии проектирования.

Известно, что основы надежной работы энергосистем закладываются на стадии их проектирования. В этой части в России накоплен огромный опыт. В процессе формирования ЕЭС СССР была отработана иерархическая система проектирования ее развития. Но, несмотря на прогрессивные идеи, содержащиеся в Законе «Об электроэнергетике», направленные на увеличение эффективности электроснабжения потребителей, имеется целый ряд действующих нормативных документов, содержащих устаревшие нормы построения (проектирования) схем электроснабжения конечных потребителей. Поэтому заказчик, который в зависимости от особенностей технологического процесса сам устанавливает (заявляет) необходимый уровень надежности (категорию надежности электроснабжения по ПУЭ), при проектировании схемы электроснабжения может получить совершенно разный уровень надежности при формальном соблюдении требований существующих нормативных документов.

При построении схем электрических сетей, предназначенных для питания конечных потребителей электроэнергии (как правило, сети напряжением 110 кВ и ниже) проектные организации руководствуются требованиями следующих документов: инструкцией по проектированию городских электрических сетей (РД 34.20.185-94); методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, 2003 г.; нормами технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий (НТП-94, «Тяжпромэлектропроект»). Правила, которые можно непосредственно считать относящимися к надежности, как правило, размещены в разных разделах нормативных документов вместе с правилами рационального построения электрических сетей, а те или иные нормативы надежности представлены как в явном, так и в неявном виде. Сегодня таких рекомендаций недостаточно.

Известно, что к числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий: 1) каждая из секций или систем шин получает питание от независимого ис-

точника; 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин. Для этих случаев подходит как схема питания ГПП предприятия по двухцепной ВЛ протяженностью 60 км присоединенной к разным системам (секциям) шин узловой подстанции, так и схема с питанием этого ГПП по двум одноцепным ВЛ протяженностью 5 км с присоединением их к системам (секциям) шин разных подстанций. Очевидно, что реальный уровень надежности (например, ожидаемое число часов простоя ГПП в год) будет различным.

В отношении электроприемников второй категории, в отличие от первой и третьей, длительность нарушения электроснабжения строго не оговаривается, хотя питание их также должно предусматриваться от двух независимых источников. Очевидно, что надежность схемы, отвечающей требованиям низшей категории, реально может оказаться выше надежности схемы, отвечающей требованиям более высокой категории, и наоборот.

Рекомендации по проектированию электрической сети также носят качественный характер и не имеют конкретных указаний по построению структуры сети в зависимости от уровня надежности электроснабжения. Таким образом, при проектировании схемы электроснабжения потребителя с учетом надежности приходится полагаться больше на здравый смысл проектировщика, чем на требования нормативных документов. Представляется, что и само разделение на категории с появлением понятия «плата за надежность» становится неактуальным.

Для повышения роли фактора надежности электроснабжения необходимо в действующих методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем (МР) выделить нормативы надежности в виде самостоятельного раздела. Предложения по структуре и примерному содержанию таких нормативов приведены в [2]. Одним из основных критериев при проектировании является обеспечение возможности для потребителей получения электроэнергии с требуемой надежностью. Требуемый заказчиком (потребителем) уровень надежности может быть достигнут при соблюдении следующих условий:

- схемы присоединения электростанций и подстанций к основной сети должны обеспечивать надежность питания энергоузлов и транзит мощности с учетом критерия $N-1$;
- пропускная способность в сечениях основной электрической сети ОЭС обеспечивает покрытие максимума нагрузки после аварийного отключения любого ее элемента: линии (цепи двухцепной линии), трансформатора в нормальной схеме сети (критерий $N-1$);

Однако эти условия достаточно расплывчаты, неопределенны и порождают много вопросов, поскольку у большинства проектировщиков, эксплуатационников и исследователей нет однозначного понимания, что такое N и что означает «минус 1».

Исходно предполагалось, что аварийное отключение любого элемента энергосистемы не требует применения средств противоаварийного управления. Трактовка, используемая в МР характеризует только установившиеся режимы. В соответствии с ней обсуждаемый критерий означает, что в послеаварийных режимах, сформировавшихся после отключения указанных выше элементов, за счет реализации внутрисистемных резервов мощности покрытие максимума нагрузки обеспечивается. Но в этой формулировке не говорится о допустимости автоматических и диспетчерских действий для сохранения послеаварийного режима.

Известно предложение [3] о понимании под критерием $N-1$ такого положения дел, при котором качественное снабжение электроэнергией потребителей (за исключением потребителей с управляемой нагрузкой), а также нормальная работа электростанций (за исключением электростанций, предоставляющих системные услуги по изменению своей нагрузки) должно обеспечиваться при внезапном отключении одного из элементов системы. В качестве выпадающих элементов рассматриваются крупные генерирующие блоки и любые элементы единой национальной электрической сети, имеющие наибольшее влияние на надежность системы в целом. При этом не должно возникать ограничения энергопотребления, не предусмотренного договорами на предоставление системных услуг, недопустимых перегрузок оборудования электростанций, подстанций и ЛЭП, отклонений напряжения и частоты, опасных для работы генерирующего оборудования и потребителей электроэнергии, оборудования электрических сетей, нарушения устойчивости. При

условии оплаты участия субъектов электроэнергетики в регулировании нагрузки средствами ПА, рассматриваемом как системная услуга, подобные отключения не считаются нарушениями электроснабжения или режимов выработки энергии на электростанциях.

На основании изложенного представляется целесообразным:

- не отходя от общепринятого понимания критерия $N-1$ принять иные обозначения, например, для варианта МР – « $N-1,У$ », что означает выполнение критерия по условиям установившихся режимов, а для варианта [3] – « $N-1,А$ », что учитывает возможность использования ПА;
- переходить к выбору схемных решений при проектировании на основе расчета минимума затрат, связанных с увеличением надежности и снижением ущерба как от недоотпуска электроэнергии, так и в связи с нарушением или срывом основного технологического процесса конечных потребителей электроэнергии.

Естественно, что реализация этих предложений возможна только при радикальном пересмотре перечисленных выше нормативных документов, введении новых норм, регламентирующих принципы оценки количественных показателей надежности для построения на их основе оптимальных схем электроснабжения.

Аспект второй: разработка принципиальной схемы управления уровнем надежности электроснабжения.

Существующая система оценки надежности электроснабжения, используемая энергокомпаниями, не мотивирует их разрабатывать и внедрять мероприятия и оборудование, способствующие повышению надежности электроснабжения потребителей [4]. Известно, что большинство отказов основного оборудования энергосистемы (субъектов рынка электроэнергии) демпфируется внутри самой системы, не доходя до потребителей. Однако даже такие отказы оказывают существенное влияние на надежность выполнения субъектами рынка своих функций. Поэтому все они должны обладать ресурсами для компенсации как собственных ущербов, так и ущербов, нанесенных другим. Из-за отсутствия экономически выгодных мотивов энергокомпания вынуждены обосновывать затраты, связанные с повышением надежности электроснабжения потребителей, что часто приводит к снижению их собственной прибыли. Поэтому наиболее эффективным путем решения проблемы надежности на сегодняшний день является экономическое стимулирование энергокомпаний в виде штрафов или дополнительных тарифов за обеспечение нормативной или договорной надежности электроснабжения потребителей. При этом очевидно, что любое увеличение уровня надежности может производиться только за счет средств потребителей электроэнергии.

Для того, чтобы уровень надежности электроснабжения соответствовал требованиям потребителей и перестал снижаться, требуется выполнение ряда условий:

- 1) простота и ясность оценки показателей надежности электроснабжения;
- 2) безусловная и неминуемая ответственность энергокомпаний за снижение уровня надежности потребителей;
- 3) соответствие платы за надежность ее фактическому уровню;
- 4) возможность влияния как потребителей, так и энергоснабжающей организации на надежность электроснабжения посредством платы за соответствующий ее уровень.

Реализовать первое условие можно путем разработки, утверждения и введения прогрессивных нормативов надежности для объектов электроэнергетики и потребителей. Эти нормативы могут быть представлены не в привычном виде частных и интегральных статистических показателей надежности, а в виде перечня мероприятий, реализуемых энергокомпаниями (рис. 1). Контроль за уровнем надежности в этом случае существенно упрощается. Отметим, что поскольку нормативные документы практически лишь на уровне деклараций и рекомендаций заявляют о надежности электроснабжения, предлагаемая система нормативов, на наш взгляд, может оказаться неплохим инструментом, позволяющим регулировать вопрос надежного электроснабжения потребителей [4, 5]. Если норматив надежности в натуральном выражении частично или полностью не отражает реальную структуру и (или) режим системы, то норматив надежности должен быть установлен в денежном выражении (рис. 1).

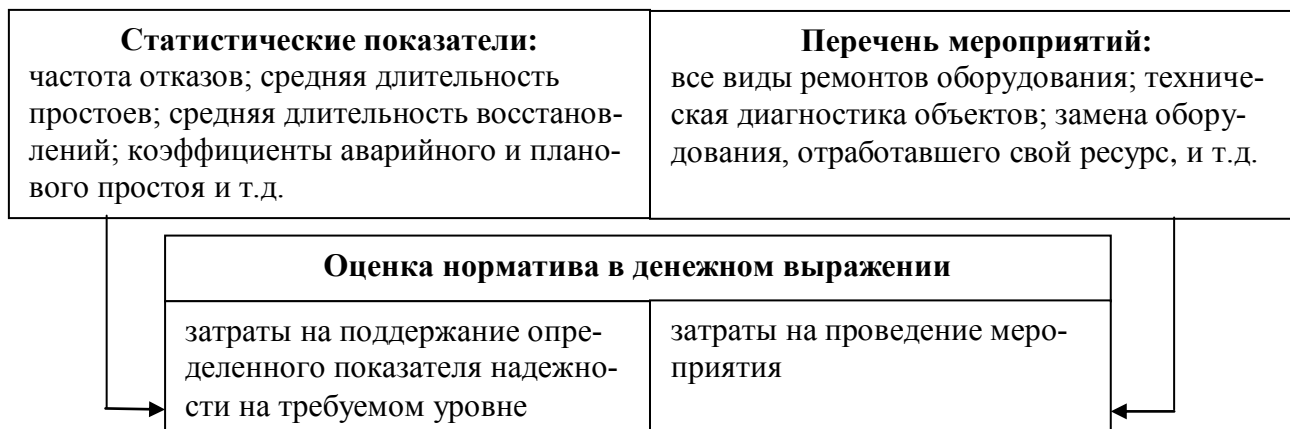


Рис. 1. Варианты нормативов надежности электроснабжения

Решение этой задачи связано с необходимостью оценки базового норматива надежности, который будет отражать тариф за надежность. Базовый норматив это усредненный наименьший уровень надежности электроснабжения, который удовлетворяет требования большинства потребителей. В этом случае появляется возможность оценки ее качественного уровня: низкий, средний, высокий и т.д.

Для выполнения второго условия необходимо законодательно установить четкую ответственность энергокомпаний за снижение уровня надежности. Невыполнение договорных или нормативных требований к надежности электроснабжения должно повлечь значительные штрафы. При этом возникает достаточно сложная задача контроля уровня надежности, что подразумевает огромную работу по непрерывному мониторингу уровней надежности узлов нагрузки (рис. 2).

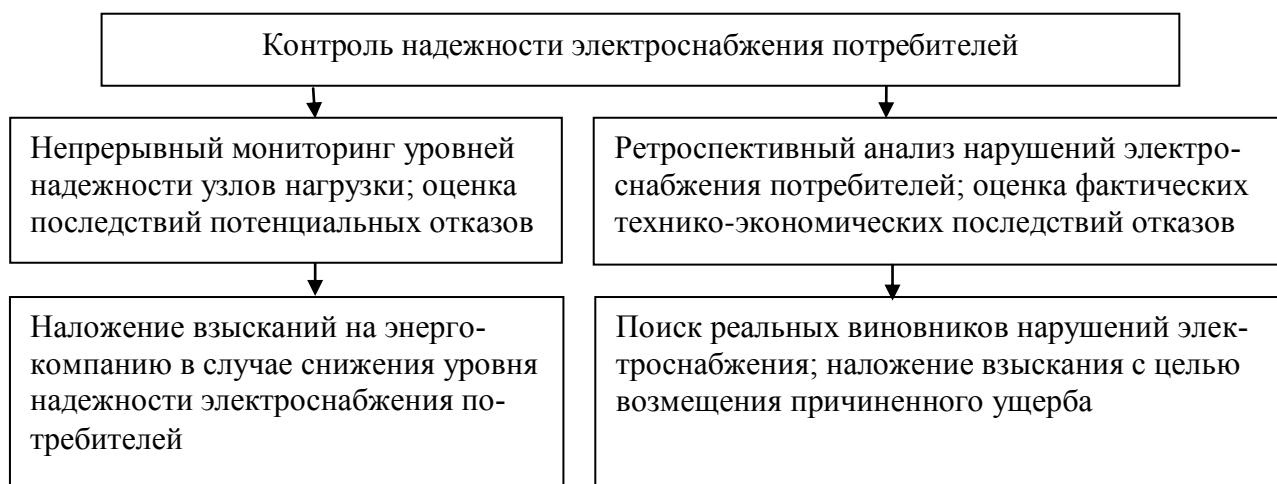


Рис. 2. Варианты обеспечения ответственности энергокомпаний за надежность электроснабжения потребителей

Мониторинг может осуществляться с помощью действенных инструментов теории вероятностей при управлении надежностью и рисками, уже хорошо зарекомендовавшими себя в наиболее технологически развитых отраслях (атомная энергетика). С их помощью становится возможным проводить объективную оценку надежности систем передачи электроэнергии и поиска количественных значений вкладов элементов и подсистем в повышение надежности реальной системы производства, передачи и распределения электроэнергии. Вероятно методы анализа позволяют учитывать влияние таких показателей, как:

- частота отказов и длительность восстановления всех типов оборудования;

- эффективность работы систем релейной защиты и автоматики;
- режим работы элементов электрических станций и подстанций;
- параметры послеаварийных режимов;
- вероятность полного/частичного нарушения процесса производства у потребителя; экономические последствия внезапного или преднамеренного, полного или частично-го погашения потребителя.

Такой анализ должен проводиться для различных режимов работы питающей потребителя электрической сети (при максимальной, средней или минимальной нагрузке) и разных режимов производительности технологических агрегатов потребителя. По его итогам выявляется и ранжируется относительная важность влияния различных элементов генерации, сети и оборудования подстанций на возможный дефицит мощности или пропускной способности сети. Далее разрабатываются рекомендации по повышению надежности с точки зрения оптимизации и планированию технического обслуживания, финансирования, внесения изменений в порядок и (или) логику проводимых после возмущающего события диспетчерских переключений, а также изменений в порядок оперативного взаимодействия между персоналом различных структур, обеспечивающих работоспособность системы.

Потребитель, по данным этого анализа, получает возможность повышения показателей надежности электроснабжения за счет эффективного управления электропотреблением и ходом технологического процесса производства. На основе предлагаемого подхода становится возможным сравнение показателей надежности объектов генерации, питающей и распределительной сети до и после возможной реконструкции (модернизации) сети и выбор наиболее рационального варианта договорных условий электроснабжения. Хотя задача оптимизации расходов на повышение надежности решается в условиях определенности исходной информации, возникают сложности, связанные с ее многокритериальностью и относительно большой размерностью.

Другой, менее трудоемкий путь заключается в установлении ответственности энергокомпаний за конкретные, уже произошедшие нарушения электроснабжения потребителей (рис. 2). В этом случае виновник оплачивает фактический ущерб потребителей от нарушения электроснабжения. Однако при таком подходе должны быть установлены [6] и утверждены размеры штрафов в пользу пострадавших от нарушений электроснабжения потребителей и сроки их выплаты.

Для выполнения третьего и четвертого условий необходимо:

- разработать нормативно закреплённый базовый тариф за надежность, при котором потребитель получает минимальный уровень надежности, а энергокомпания обоснованное возмещение своих затрат на поддержание этого уровня;
- разработать механизм учета влияния потребителей на уровень надежности электроснабжения; сделать потребителя активным субъектом, управляющим надежностью [6, 7].

В зависимости от варианта обеспечения ответственности энергокомпаний за надежность возможны различные способы оплаты затрат энергокомпаний на поддержание надежности электроснабжения потребителей (рис. 3).

Потребитель получает надежность выше первоначального, минимального уровня при дополнительной ставке тарифа за ее повышенный уровень. При страховой системе оплаты страховщиком выступает энергокомпания. Влияя на риски [8], она может значительно сократить сумму выплат по страховым случаям. Таким образом, потребитель получает требуемый, индивидуальный уровень надежности.

Можно утверждать, что проблема надежности электроснабжения с течением времени будет все более и более обостряться, а ее оптимальное решение будет более сложным. Старение электроэнергетического оборудования и рост нагрузок не оставляют шансов найти простой и дешевый выход из сложившейся ситуации. Наиболее целесообразным в настоящий момент было бы создание Центра ответственности за надежность (рис. 4), например, на базе Системного оператора, который занимался бы решением этой проблемы.

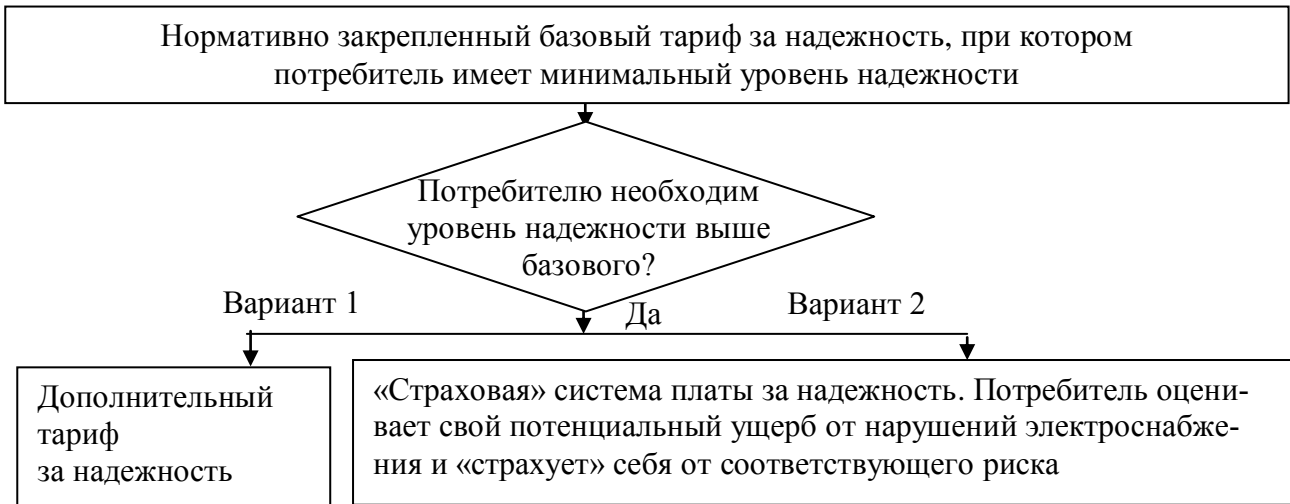


Рис. 3. Варианты возмещения затрат энергокомпаний на поддержание повышенной надежности электроснабжения



Рис. 4. Модель обеспечения и управления системной надежностью и надежностью электроснабжения

Выводы

1. Необходим пересмотр устаревших принципов и инструментария, регулирующих надежность электроснабжения потребителей; существующих нормативных документов; введение новых норм, регламентирующих принципы оценки количественных показателей надежности для построения на их основе оптимальных систем электроснабжения.

2. Предложенная схема управления надежностью вносит ясность в вопросы ответственности субъектов электроэнергетики за надежность, установления виновника возникновения ущерба у потребителей; размеров компенсации ущерба; повысит ответственность энергокомпаний в вопросы обеспечения надежности; позволит сделать «прозрачными» затраты энергокомпаний, упростит контроль за составляющими тарифа за электроэнергию, существенно повысит общеэкономическую эффективность систем электроэнергетики; потребители смогут влиять на уровень надежности; произойдет естественное деление ответственных и неответственных потребителей.

Библиографический список

1. **Дьяков, А.Ф.** Проблемы надежности и безопасности электроснабжения потребителей // Энергетик. 2006. № 2.
2. **Малкин, П.А.** Нормативы надежности при перспективном проектировании развития энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 57. Задачи надежности систем энергетики для субъектов отношений в энергетических рынках. – Киев: Знания Украины, 2007. С. 10–11.
3. **Бондаренко, А.Ф.** О трактовке критерия надежности *N-1* / А.Ф. Бондаренко, В.П. Герих // Электрические станции. 2005. № 6.
4. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. – М.: РАО «ЕЭС России», 2004.
5. Надежность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов. – М.: ИАЦ Энергия., 2007. – 192 с.
6. **Папков, Б.В.** Надежность и эффективность электроснабжения / Б.В. Папков; НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Н. Новгород, 1996. – 212 с.
7. **Папков, Б.В.** Вопросы рыночной электроэнергетики / Б.В. Папков, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: Изд-во ВВАГС, 2005. – 282 с.
8. **Папкина, М.Д.** Риски субъектов электроэнергетического рынка / М.Д. Папкина, Б.В. Папков. – Н. Новгород: НГАСУ, 2007. – 65 с.

*Дата поступления
в редакцию 19.01.2010*

B.V. Papkov, M.V. Sharygin, S.P. Kraynov

THE ASPECTS OF RELIABILITY OF ELECTRICITY SUPPLY ON THE MARKET

The article touches upon some problems of reliability of electricity supply in solving the project tasks and testing on the market. It is analyzed the possible ways of increasing the reliability and made offers reaching its.

Key words: electric power systems, reliability, normative, rates, market, engineering, working.