КОНЦЕПЦИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

КОНЦЕПЦИЯ
обеспечения надежности в электроэнергетике

Ответственные редакторы
член-корреспондент РАН Н. И. Воропай
доктор технических наук Г. Ф. Ковалёв

УДК 620.90-19
ББК-31

Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. /Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.

ISBN 978-5-98420-012-7

Монография посвящена основным положениям обеспечения и повышения надёжности в электроэнергетической отрасли Российской Федерации в современных условиях её функционирования с учетом зарубежного опыта функционирования ЭЭС в рамках рынков энергии и мощности. Текст подготовлен Комиссией, созданной по приказу Минэнерго РФ. Кроме членов Комиссии в работе приняли участие и другие высококвалифицированные специалисты в области электроэнергетики.

Рекомендуется для специалистов в области надёжности систем электроэнергетики, связанных с проблемами развития и функционирования ЭЭС, сотрудников энергокомпаний и регулирующих органов, а также для преподавателей, аспирантов и студентов энергетических вузов.

ISBN 978-5-98420-012-7

© Воропай Н. И., Ковалев Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др.
© Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН
© ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013

Авторы-составители

Воропай Н. И., член-корр. РАН; Ковалёв Г. Ф., д.т.н.; Кучеров Ю. Н., д.т.н.; Дьяков А. Ф., член-корр. РАН; Китушин В. Г., д.т.н.; Кощеев Л. А., д.т.н.; Крупенев Д. С., к.т.н.; Куменко А. И., д.т.н.; Кутовой Г. П., д.э.н.; Лебедева Л. М., к.т.н.; Левина Л. А., к.ю.н.; Магид С. И., д.т.н.; Макаров А. А., акад. РАН; Манов Н. А., к.т.н.; Молодюк В. В., д.т.н.; Назарычев А. Н., д.т.н.; Непомнящий В. А., д.т.н.; Овсейчук В. А., д.э.н.; Окороков В. Р., д.т.н.; Папков Б. В., д.т.н.; Пяткова Н. И., к.т.н.; Рыжов Ю. А.; Славин Г. Б., к.т.н.; Степанов Н. В.; Таджибаев А. Н., д.т.н.; Фёдоров М. П., акад. РАН; Федотова Г. А., к.т.н.; Цыганков С. С., к.ф.-м.н.; Чельцов М. Б., к.т.н.; Шкатов В. А.; Шлайфштейн В. А., к.т.н.; Эдельман В. И., д.э.н.

В обсуждении материалов работы принимали участие следующие специалисты:

Большов Л. А., член-корр. РАН; Бык Ф. А., д.т.н.; Голоднова О. С., д.т.н.; Дементьев Ю. А.; Джангиров В. А., к.э.н.; Дорофеев Ю. В., к.э.н.; Егоров В. Е.; Князев В. В.; Кузнецов О. Н., к.т.н.; Лысцев С. В.; Махутов Н. А., член-корр. РАН; Охрим А. Н.; Рутберг Ф. Г., акад. РАН; Туманин А, Е.; Фаворский О. Н., акад. РАН; Фортов В. Е., акад. РАН; Шакарян Ю. Г., д.т.н.

СОДЕРЖАНИЕ

		Стр.
	ПРЕДИСЛОВИЕ	5
	ВВЕДЕНИЕ…….……..	8
1.	ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ…….……..	13
2.	СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И ФАКТОРЫ СНИЖЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ…..…	25
3.	ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ……..	33
4.	ПРИНЦИПЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ….....	38
4.1.	Основные принципы обеспечения надежности……	38
4.2.	Средства обеспечения системной надежности…….	40
4.3.	Средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей……..	44
4.4.	Обеспечение надежности при управлении развитием электроэнергетики……...	46
4.5.	Обеспечение надежности при управлении функционированием ЭЭС…….	50
4.5.1.	Обеспечение надежности при эксплуатации……..	50
4.5.2.	Обеспечение надежности при управлении режимами……	52
4.6.	Мониторинг надежности……	55
4.7.	Инновационные аспекты повышения надежности в электроэнергетике……	57
5.	ОБЯЗАТЕЛЬСТВА СУБЪЕКТОВ ОТНОШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ..	62
6.	СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ТРЕБОВАНИЙ НАДЕЖНОСТИ…….	72
6.1.	Показатели надежности……..	72
6.2.	Нормирование надежности……	75
7.	ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРАВОВОЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ…..……	78
7.1.	Организационно-правовое обеспечение надежности…….	78
7.2.	Нормативно-техническое регулирование надежности	83
8.	ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ……..……	88

ПРИЛОЖЕНИЯ……...……... 96
Приложение 1. Состав Комиссии Минэнерго РФ по разработке Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике……. 96
Приложение 2. Основные термины и определения…… 99
Приложение 3. Технологические аспекты обеспечения надежности……... 106
П3.1. Надежность электростанций…….. 106
П3.2. Надежность электрических сетей…….. 108
П3.3. Надежность потребителей…….. 109
П3.4. Надежность ЭЭС……. 110
П3.5. Обеспечение надежного функционирования ЭЭС при экстремальных природных возмущениях……..….. 111
П3.6. Обеспечение живучести ЭЭС……..…. 113
П3.7. Обеспечение надежности энергоснабжения крупных городов……..... 115
П3.8. Обеспечение надежности профессиональной деятельности…… 118
П3.9. Обеспечение надежности при совместной работе ЕЭС России с зарубежными ЭЭС……...…….. 120
Приложение 4. Основные положения правового обеспечения функционирования электроэнергетики России…... 124
П4.1. Исходные положения…….. 124
П4.2. Нормативное и правовое обеспечение надежности в электроэнергетике…….……. 127
Приложение 5. О создании и функциях постоянно действующего независимого органа по обеспечению надежности в электроэнергетике России…….. 149
П5.1. Главные факторы, определяющие целесообразность создания органа по обеспечению надежности в электроэнергетике…….……. 149
П5.2. Необходимые функции предлагаемого органа……... 150
П5.3. Статус СНЭ и членство в нем…….……. 152
П5.4. Организационная структура СНЭ……...…….. 154
Приложение 6. Анализ отечественного и зарубежного опыта обеспечения надежности в электроэнергетике…..... 155
П6.1. Анализ отечественного опыта обеспечения надежности в электроэнергетике…….…..…… 155
П6.1.1. Общие положения…….……. 156

П6.1.2. Сбор и обработка информации об аварийности электрооборудования…… 155
П6.1.3. Оценка надежности……..…… 157
П6.1.4. Анализ научных исследований надежности электроэнергетических систем…….... 158
П6.1.5. Отечественная практика применения критерия *n–i* в энергосистемах……..…… 161
П6.1.6. Основные нормативы надежности в научно-технических и действующих нормативно-технических документах……..…….. 163
П6.2. Анализ зарубежного опыта обеспечения надежности в электроэнергетике…….. 166
П6.2.1. Общие положения……. 166
П6.2.2. Анализ опыта США в обеспечении надежности в электроэнергетике……. 167
П6.2.3. Анализ опыта европейских стран в обеспечении надежности в электроэнергетике……. 170
П6.2.4. Экономические аспекты управления надежностью в постреформенный период в условиях функционирования рынка электроэнергии и мощности в зарубежных странах…… 193
П6.2.5. Зарубежная практика определение ущербов от перерывов электроснабжения и управление рисками….. 195
П6.2.6. Зарубежная практика применения критерия *n–i* в энергосистемах……. 197
Приложение 7. Перечень обозначений и сокращений…… 200
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ…….. 204

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предлагаемая публикация несомненно представляет интерес для специалистов в области электроэнергетики, поскольку посвящается надежности – одному из основных требований к электроснабжению потребителей, особенно в условиях либерализации рынков электроэнергии и мощности.

Необходимость формирования Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике применительно к российским условиям назрела давно, еще во времена существования РАО «ЕЭС России». Толчком для создания Концепции послужили массовые «веерные» отключения потребителей из-за нехватки генерирующих мощностей и ряда других событий.

Первый вариант Концепции был разработан от имени РАО "ЕЭС России" в 2004 году. Основываясь на Законе об электроэнергетике и Концепции 2004 г. разрабатывались отраслевые нормативные документы. Концепция 2004 г. сыграла свою роль, однако условия развития и функционирования электроэнергетики существенно изменились и потребовалась разработка новой Концепции. К тому же, вследствие ликвидации РАО прежняя Концепция утратила свою легитимность. Толчком для создания нового варианта Концепции послужили имевшие место катастрофические аварии в Москве (май 2005 г.), на Саяно-Шушенской ГЭС (17 августа 2009 г.) и другие. Был издан специальный приказ Минэнерго (декабрь 2009 г.) и согласно этому приказу сформирована Комиссия по разработке данного документа.

Для подготовки Концепции были привлечены высококвалифицированные отечественные специалисты в области надежности электроэнергетических систем. Кроме членов Комиссии в ее создании приняло участие в качестве «волонтеров» значительное число специалистов из разных отраслей знаний: общей энергетики, экономики, юстиции, природоохранной деятельности и др.

Предпосылками Концепции стали следующие положения:

– надежность поставки электроэнергии – важнейший фактор эффективного развития экономики и жизнеобеспечения населения;

– конкурентные отношения в электроэнергетике требуют повышенного внимания к обеспечению надежности;

– основные положения обеспечения надежности должны определяться Законом об электроэнергетике;

– необходимо учесть российский (советский) и зарубежный опыт.

В Концепции должны были быть отражены

– характеристика проблемы надежности;

– состояние электроэнергетической отрасли и современные условия ее существования;

– задачи и мероприятия по обеспечению надежности;

– система показателей надежности;

– какой уровень надежности должен быть (система нормативов);

– экономические оценки мероприятий;

– сопоставление затрат в обеспечение надежности с последствиями от соответствующих мероприятий;

– роль двусторонних и многосторонних контрактов по надежности;

– система механизмов управления надежностью.

Концепция должна быть комплексным документом, определяющим формы и условия участия в обеспечении надежности всех субъектов отношений в электроэнергетике: электроэнергетических компаний, потребителей, управляющих компаний и государственных органов, – на всех этапах развития и функционирования электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний.

Новая редакция Концепции прошла широкое обсуждение во многих субъектах управления электроэнергетикой, а Комиссия приложила немало усилий, чтобы, по возможности, учесть все высказанные конструктивные замечания и предложения.

Таким образом, перед Вашими глазами, читатели, документ, который отражает опыт, накопленный практикой и теорией надежности электроэнергетических систем, и может быть полезен для управленческого и технического персонала энергокомпаний различного технологического профиля.

Следует особо подчеркнуть, что в книге отражен не только отечественный, но и положительный опыт зарубежной теории и практики обеспечения надежности ЭЭС. Особое внимание уделено опыту США и действующей там Северо-Американской комиссии по надежности (NERC) с ее широкими правами. По аналогии с ней рекомендуется в Российской Федерации создать Совет по надежности. В книге дается краткая характеристика предлагаемого Совета, его структуры, обязанностей и прав.

Наряду с предложением общих принципов оценки и обеспечения надежности в электроэнергетике, в Концепции рассматриваются и особенности учета фактора надежности при управлении развитием и функционированием технологических звеньев ЭЭС, их объектов и структур управления энергетикой. Уделяется внимание проблеме подготовки кадров для электроэнергетической отрасли. Указываются цели и задачи, а также направления повышения надежности при инновационном развитии ЭЭС (интеллектуализации энергосистем) и ряд других важных вопросов.

Краеугольным камнем Концепции является положение, что экономические (рыночные) приемы управления надежностью являются недостаточными и должны дополняться нормативно-правовыми регулирующими механизмами со стороны государственного управления. Такова зарубежная практика и так, видимо, должно быть в российской электроэнергетике. Но, разумеется, на этом направлении еще предстоит большая работа, так как современное российское правовое поле характеризуется большими "черными дырами" и противоречиями.

В экономическом плане также многие механизмы управления надежностью в рыночных условиях до конца еще не отработаны, поскольку известно, что электроэнергия – специфический товар, требующий особого нетрадиционного подхода. Еще более сложные проблемы возникают при рыночной либерализации в отношении так называемых системных (основных и дополнительных) услуг, особенно в части обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей различных категорий.

Хотелось бы выразить надежду, что данная публикация будет способствовать успешному решению стоящих перед российской электроэнергетикой задач повышения надежности ее функционирования на пользу всему обществу.

Первый заместитель председателя
Комитета Совета Федерации
по экономической политике,
почетный энергетик, к.т.н.
В.Е. Межевич

ВВЕДЕНИЕ

Надежная (бесперебойная) поставка электроэнергии является важнейшей составляющей жизнеобеспечения современной среды обитания людей, эффективного функционирования общественного производства. Перебои (особенно крупные) в электроснабжении по масштабам ущерба могут быть причислены к наиболее опасным видам бедствий, наносящим удар по национальной экономике и по благополучию людей. Поэтому обеспечение надежности электроснабжения потребителей требует особого внимания при любой форме экономических отношений в обществе.

Целью происходящих во многих странах преобразований в электроэнергетике предполагалось повышение эффективности отрасли со снижением стоимости электроэнергии. В то же время участившиеся в мире в условиях конкурентных отношений в электроэнергетике крупные системные аварии указывают на необходимость повышения внимания к обеспечению достаточной надежности энергосистем. Серьезные проблемы при этом возникают из-за хозяйственного разделения участников единого технологического процесса генерации, передачи, преобразования, распределения и потребления электроэнергии. Проявляется также отставание процессов адаптации нормативно-правовой базы отрасли в аспекте технического регулирования к рыночным условиям ее развития и функционирования.

С другой стороны, организация рынка электрической энергии, мощности и дополнительных услуг требует существенных изменений структуры управления, взаимоотношений и взаимодействия как внутри отрасли, так и с другими секторами экономики. Разумеется, реализация указанных изменений сопровождается существенными дополнительными затратами.

Анализ зарубежного опыта обнаруживает, что рост конкуренции ведет к экономии издержек, но часто сопровождается снижением уровня резервов и запасов всех видов, что непосредственно влияет на надежность функционирования ЭЭС, а ослабление стимулов для долгосрочных инвестиций может создать проблему покрытия перспективного спроса, закладывая базу для снижения надежности в будущем.

В последние годы в целях обеспечения надежности в электроэнергетике принят ряд постановлений Правительства РФ, норма-

тивно-правовых актов и процедур (см. Приложение 4). Однако, если существующая практика не будет дополнена четкой системой нормативно-правового и технического регулирования, а также системой необходимых организационных, правовых и экономических механизмов реализации в аспекте обеспечения надежности, это может нанести электроэнергетике значительный ущерб, привести к ослаблению технологической дисциплины и ответственности, снижению качества ремонтов, ухудшению состояния генерирующих и сетевых объектов, повышению аварийности в ЭЭС и нарушениям бесперебойности электроснабжения потребителей. Определенные проявления подобных негативных моментов уже имели место в последнее время. Яркими примерами этого являются известная Московская системная авария 2005 г., авария на Саяно-Шушенской ГЭС, системная авария в Санкт-Петербурге 20 августа 2010 г., погасившая всю северную половину города и области, «ледяные дожди» в Подмосковье в январе 2011 года и др.

Несмотря на ряд принятых постановлений Правительства РФ, нормативно-правовых актов и процедур, существующей нормативно-правовой и нормативно-технической базы по обеспечению надежности недостаточно. Значительное количество нормативно-правовых и нормативно-технических документов, помимо неопределенности их статуса и разрозненности, устарело и требует адаптации к новым условиям. Это относится и к нормативно-техническим документам, выпущенным приказами ОАО РАО «ЕЭС России».

Поэтому назрела необходимость формирования документа, формулирующего требования к обеспечению надежности, систему мер по ее обеспечению, механизмы их реализации с учетом реальной ситуации в электроэнергетике страны, зарубежного и российского опыта, актуальности надежного электроснабжения экономики и населения в условиях либерализующегося рынка.

Приказами Министра энергетики РФ № 466 от 29.10.2009 г. и № 593 от 23.12.2009 г. была сформирована Комиссия по разработке Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике, утверждены ее состав и план работы.

Настоящая Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике является комплексным документом, имеющим рекомендательный статус и определяющим формы и условия участия в обеспечении надежности всех субъектов отношений в электроэнергетике – электроэнергетических компаний, потребителей, управля-

ющих компаний, производителей (поставщиков) оборудования, топлива и материалов для отрасли, услуг по сооружению энергообъектов и сервисных услуг, образовательных организаций, готовящих специалистов для отрасли, государственных органов – на всех этапах развития и функционирования электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний. При этом рассматривается весь комплекс средств и мероприятий по обеспечению надежности, связанных с:

– надежностью снабжения электростанций топливно-энергетическими ресурсами;

– надежностью оборудования, основных электроэнергетических объектов, вспомогательных элементов и систем;

– надежностью и качеством профессиональной подготовки персонала, обслуживающего оборудование электроэнергетических объектов и вспомогательных элементов и систем;

– структурой построения электроэнергетических систем;

– принципами и уровнем резервирования и запасов всех видов;

– надежностью функционирования ЭЭС и электроснабжения потребителей;

– управлением в широком смысле – от управления развитием и хозяйственного управления до диспетчерского и автоматического управления режимами ЕЭС России и входящих в ЕЭС (или изолированно работающих) отдельных ЭЭС.

Особые специфические проблемы возникают в связи с обеспечением надежности отдельных объектов ЭЭС, технологических звеньев, обслуживающего персонала и ответственных потребителей.

Основной целью Концепции является разработка рациональных схем взаимодействия субъектов отношений в электроэнергетике, реализуемых в виде контрактов с вполне определенными обязательствами сторон по обеспечению системной надежности, надежности элементов систем и электроснабжения потребителей. Должны быть доопределены и уточнены функции государственных органов (Министерства энергетики, Ростехнадзора, ФСТ, ФАС и др.) по организации обеспечения надежности в электроэнергетике. Все это должно найти отражение в подготовленных на основе Концепции дополнениях к ФЗ «Об электроэнергетике» и ряда других правовых актов, а также нормативно-технических документов.

В Концепции ставятся задачи по обеспечению требуемого (регламентированного или адаптированного к запросам субъектов)

уровня надежности в электроэнергетике. Концепция формулирует предложения по системе управления надежностью на основе сочетания экономических механизмов и нормативных подходов, по принципам распределения ответственности за надежность субъектов рынка, организационным и техническим вопросам координации. Кроме вышеназванных общих вопросов, рассмотрены другие важные аспекты обеспечения надежности на этапах управления функционированием и развитием ЭЭС, обеспечения живучести объектов электроэнергетики, надежности систем тепло- и электроснабжения крупных городов и др. (см. Приложение 2).

В Концепции рассматриваются вопросы надежности только *электроснабжения* как основной функции электроэнергетики. Отрасль реализует также функцию *теплоснабжения*, однако надежность теплоснабжения заслуживает специального рассмотрения при учете активного взаимодействия производства и потребления тепловой и электрической энергии, других, помимо ТЭЦ, источников тепла, и всей специфики систем теплоснабжения.

Учитывая комплексный характер проблемы обеспечения надежности в электроэнергетике, сложный характер взаимодействия субъектов отношений – энергетических компаний, потребителей, государственных органов – в этом процессе, необходимость постоянного мониторинга надежности, прогнозирования и поддержания ее необходимого уровня, реализация положений Концепции требует системной организации и координации усилий различных субъектов отношений в электроэнергетике.

Концепция в основном ориентирована на краткосрочный период и подлежит уточнению по мере развития отношений в отрасли и накопления опыта деятельности по обеспечению надежности.

Должна быть разработана необходимая законодательная и нормативная база. Без законодательно оформленной системы правовых и экономических обязательств и ответственности между субъектами энергетического рынка предлагаемые механизмы Концепции окажутся неэффективными.

При разработке Концепции учтены фундаментальные работы в области надежности ЭЭС, обширный отечественный опыт надежного функционирования ЕЭС СССР/России и энергообъединения стран СНГ и Балтии, а также богатый опыт зарубежных стран (Северная Америка, Западная Европа). Использованы также не утратившие актуальности многие положения Концепции 2004 года, ма-

териалы энергетических компаний и других организаций, вовлеченных в процессы функционирования и развития электроэнергетики и электроэнергетических систем, а кроме того, концептуальные документы по развитию отрасли, разрабатываемые под эгидой Минэнерго РФ.

Публикуемый вариант Концепции подготовлен при активном участии членов Комиссии, а также других специалистов, на разных стадиях принимавших участие в подготовке Концепции (см. Приложение 1). Проект Концепции был широко разослан в энергетические компании (56 адресов), научно-исследовательские организации и вузы, от которых были получены полезные замечания и рекомендации. Проект Концепции обсуждался на совещании технических руководителей и специалистов компаний – членов Некоммерческого партнерства «Совет производителей энергии» (18 ноября 2010 г.), на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии Некоммерческого партнерства «Научно-технический совет ЕЭС» (16 декабря 2010 г.), на заседании Научно-технического совета ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» (14 апреля 2011 г.), на совместном совещании специалистов ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», НП «НТС ЕЭС» (18 апреля 2011 г.), на совещании специалистов ОАО «Иркутскэнерго» (17 ноября 2010 г. и 18 марта 2011 г.), на Международном семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (13–16 сентября 2010 г.), на совещании в Департаменте оперативного контроля и управления в энергетике Минэнерго РФ с участием представителей ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК» (20 декабря 2011 г.).

Эти обсуждения позволили изложить текст Концепции в виде согласованных и непротиворечивых положений, формулирующих Концепцию обеспечения надежности в электроэнергетике как цельный документ, который может быть полезен широкому кругу организаций и специалистов в электроэнергетической отрасли. Авторы надеются, что основные положения Концепции послужат определенной методической базой для конкретных решений по обеспечению надежности при планировании развития и управлении функционированием электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Основной целью функционирования электроэнергетической отрасли является надежное и экономичное снабжение потребителей электрической энергией требуемого качества. Надежность электроснабжения потребителей является одной из характеристик эффективности ЭЭС. Следует различать надежность элемента (объекта) электроэнергетики и надежность ЭЭС. *Надежность* определяется как свойство объекта (оборудования, системы) выполнять заданные во времени функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Условия функционирования объекта включают внешние условия, которые воздействуют на объект и могут способствовать либо препятствовать выполнению его функций, а также внутренние требования к эксплуатационным параметрам и условиям обслуживания объекта. Понятие «определенные условия функционирования» отражает технически допустимые диапазоны внешних воздействий на объект и его эксплуатационных параметров.

Надежность ЭЭС является комплексным свойством, его составляющие зависят от аспекта рассмотрения проблемы. Особое место при этом имеет живучесть ЭЭС как ее свойство противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовыми нарушениями питания потребителей, и обеспечивать быстрое восстановление нормального или близкого к нему состояния системы.

В Федеральном Законе "Об электроэнергетике" надежность подразделяется на системную надежность и надежность электроснабжения потребителей. Системная надежность определяется надежностью снабжения электростанций топливно-энергетическими ресурсами, надежностью генерации электроэнергии, надежностью основной электрической сети, а также участием потребителей в обеспечении устойчивости и живучести ЭЭС. Надежность электроснабжения зависит от системной надежности, т. е. надежности поставки электроэнергии в пункты питания распределительных электрических сетей, надежности распределительных электрических сетей общего пользования, а также надежности внешних и внутренних схем электроснабжения конкретных электроприемников.

Что касается свойства *безопасности (технической безопасности)*, то следует отметить, что безопасность является весьма важным комплексным понятием применительно к объектам электро-

энергетики наравне с понятием надежности, соотносясь многими гранями со свойством надежности. Под безопасностью объекта электроэнергетики понимается его свойство не допускать ситуаций, опасных для людей, объектов энергетики, промышленности, инфраструктуры и др., окружающей среды. В целом проблемы обеспечения надежности и безопасности объектов электроэнергетики имеют многие общие черты и влияющие факторы, общие средства их обеспечения. Разграничиваются эти свойства по характеру последствий. Обеспечение безопасности является прерогативой государства, и требования по обеспечению безопасности излагаются в федеральных законах и технических регламентах.

Считается, что требования обеспечения надежности не являются предметом прямого государственного регулирования и должны находить свое отражение в стандартах, исполнение которых является обязательным только при добровольном присоединении к этим стандартам. Однако это не соответствует требованиям к электроэнергетике как инфраструктурной отрасли, поскольку необходимы нормативные документы, исполнение которых является или должно стать обязательным (Правила устройства электроустановок (ПУЭ), Правила технической эксплуатации (ПТЭ), Межотраслевые Правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Технологические правила работы ЭЭС и др.).

В связи с большой социальной значимостью электроэнергии, являющейся одной из основ системы жизнеобеспечения общества, поддержания производственной деятельности и экологического благополучия, электроэнергетика является важной отраслью, определяющей *энергетическую безопасность* страны и ее регионов.

Энергетическая безопасность в отношении электроэнергетики связывается с отсутствием или минимизацией количества крупных по величине и/или длительности отказов, сопровождающихся нарушением работы систем жизнеобеспечения, инфраструктурных и других систем, имеющих общегосударственное или региональное значение. Такие нарушения могут возникнуть главным образом в результате:

- необеспеченности балансов мощности и/или энергии (в целом по стране, в отдельных регионах, нескольких крупных узлах потребления) в перспективе из-за недостаточного развития генерирующих мощностей, необеспеченности последних первичными энергоресурсами, недостаточного электросетевого строительства

или по другим причинам;

- возникшего по любой причине, в том числе из-за интенсивных стихийных или социальных воздействий, крупномасштабного нарушения электроснабжения с неуправляемым развитием до больших масштабов;
- проявления общественной неэффективности рынка – в виде необоснованного взвинчивания цен, ценовых дисбалансов, обвала рынка и т. п.

Предотвращение и ликвидация таких дисбалансов, обширных и длительных нарушений входит в задачи обеспечения электроэнергетической безопасности, которые должны решаться с учетом надежности, но в рамках самостоятельной проблемы.

При управлении ЭЭС на всех уровнях целесообразно иметь согласованное представление о взаимосвязи и разграничении надежности электроснабжения и качества электроэнергии (по частоте, напряжению и другим параметрам). Очевидно, что при низкой надежности обеспечение высокого качества электроэнергии невозможно в принципе. С другой стороны, изменением качества электроэнергии можно регулировать последствия отказов ЭЭС: меняя частоту и/или напряжение – снижать или повышать электропотребление, то есть осуществлять балансировку режимов по мощности. Особую актуальность это имеет при возникновении дефицитов мощности и/или энергии.

Низкое качество электроэнергии в свою очередь снижает надежность оборудования как конечных потребителей, так и ЭЭС. Возникает замкнутый круг: при низкой надежности электроснабжения имеет место низкое качество электроэнергии, которое вызывает повышенную аварийность оборудования, что усугубляет низкую надежность электроснабжения и дальнейшее снижение качества электроэнергии или углубление дефицита мощности. В результате, могут возникнуть явления в системе, называемые «лавиной ненадежности», «коллапсом качества (напряжения, частоты)», «нарушением устойчивости параллельной работы», «развалом системы» и т. п.

Такие характеристики качества, как несинусоидальность и несимметрия ни в коей мере не повышают ни надежность, ни качество. Выход этих характеристик за допустимые пределы безусловно снижает надежность элементов системы и оборудования потребителей. Использование этих характеристик качества для баланси-

рования мощности в ЭЭС не практикуется.

Провалы напряжения как параметр качества электроэнергии, согласно ГОСТу – кратковременные перебои в электроснабжении потребителей. Это состояние, граничащее с качеством и надежностью. К провалам должно быть особое отношение. Они неизбежны и отстройка от них перекладывается целиком на потребителей.

Такое понимание связи надежности и качества в электроэнергетике прежде всего учитывает технические различия свойств надежности и качества.

Задача обеспечения надежности в дореформенный период рассматривалась применительно к ЕЭС в целом главным образом в части надежности параллельной работы (системной надежности), а в отношении вертикально интегрированных энергосистем – комплексно, включая надежность топливообеспечения, генерации, преобразования, транспорта, распределения и отпуска потребителям электроэнергии (надежность электроснабжения потребителей). Применялся жесткий административный подход, единая техническая политика, перераспределение финансовых ресурсов на решение наиболее острых задач, централизованные планирование развития и диспетчерское управление, отраслевое регламентирование, выработанное на основе многолетнего опыта проектирования и эксплуатации ЕЭС, а также государственный контроль (согласование инвестиционных программ, госэкспертиза проектов, энергонадзор и др.).

При переходе к рыночным отношениям объективно усложнились проблемы обеспечения надежности при функционировании и развитии электроэнергетики вследствие:

- появления коммерческих требований к режиму и ограничений на его изменение, значительно снижающих управляемость системы и ее надежность;
- разделения интересов по поддержанию надежности и по получению прибыли, а также появления субъектов управления ЭЭС, существенно влияющих на надежность и не отвечающих за ее обеспечение;
- постоянного давления рынка, нацеленного на экономию издержек, объективного стремления к снижению резервов и запасов всех видов, повышения интенсивности использования энергетического оборудования и пропускной способности сети;
- менее прогнозируемого определения и увеличения количества «узких мест» в системе передачи электроэнергии вследствие

изменения распределения и направления потоков мощности (по сравнению с принятыми техническими критериями при проектировании сети), что объективно стимулируется критериями свободной торговли электроэнергией;

- значительного ослабления отраслевой системы повышения квалификации работников энергетики разного уровня; увеличения в управленческом штате энергетических компаний и организаций руководителей, не имеющих специального технического образования; ослабления связей между энергетическими компаниями и учреждениями, готовящими специалистов для отрасли.

Целевой задачей в новых условиях является недопущение снижения надежности электроснабжения с последующей поэтапной адаптацией уровня надежности к запросам субъектов рынка, прежде всего потребителей, и с учетом интересов экономики и общества, обобщенно выраженных нормативами надежности, установленными законодательно.

С развитием рыночных отношений существующая система обеспечения надежности должна быть переосмыслена и реорганизована: *во-первых* – переведена в плоскость ответственности хозяйствующих субъектов за надежность с четкими правилами технологического взаимодействия; *во-вторых* – гармонично встроена в формирующиеся рыночные отношения *с использованием рыночных (экономических) и нормативных подходов, как в межсубъектных отношениях, так и во взаимодействии с Регулятором. При этом должны быть выработаны соответствующие приоритеты и механизмы их использования в конкретных условиях.*

Роль нормативного подхода увеличивается при переходе от надежности энергоснабжения конкретных потребителей (в сфере розничных рынков) к системной надежности (в сфере оптового рынка), а также от краткосрочных задач к долгосрочным. Постепенное изменение соотношения указанных подходов в пользу рыночных должно происходить по мере развития и накопления положительного опыта их применения.

В современных российских условиях задачи надежности решаются для следующих аспектов и этапов управления.

• Временной аспект:

– При управлении развитием организационно-временная структура задач надежности электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических объектов подразделяется на государственный уро-

вень и уровень компаний и инвесторов.

На государственном уровне различают этапы разработки государственных стратегий и программ развития:

Энергетической стратегии России (в части электроэнергетики) на 15–25 лет вперед.

Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с детализацией по ОЭС на 15-тилетний период.

Схемы и программы развития ЕЭС России, включающие схему и программу развития ЕНЭС на период до 7 лет.

Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов (регионов) РФ на 5-летний период.

Программа разработки и создания отечественного высокоэффективного, надежного и экологически безопасного энергетического оборудования для реализации Энергетической стратегии России.

Программа государственного заказа на подготовку в государственных образовательных учреждениях специалистов со средним и высшим специальным образованием в области энергетики и энергетического машиностроения для обеспечения выполнения Энергетической стратегии России; определение перечня профессиональных компетенций, которыми должны обладать данные специалисты.

Стратегии непрерывной подготовки и повышения квалификации сотрудников отрасли с государственной системой аттестации.

На уровне компаний и инвесторов предусматриваются этапы разработки стратегических планов развития компаний и инвестиционных программ и проектов:

Корпоративная стратегическая программа развития генерирующей компании (10–15 лет).

Корпоративная стратегическая программа развития сетевой компании (5–15 лет).

Инвестиционная программа компании (5–10 лет).

Бизнес-план электроэнергетического объекта (5–10 лет).

– При эксплуатации функционально-временная структура задач управления функционированием ЭЭС представляется в следующем виде:

технологическое управление;

коммерческое управление,

которые, в свою очередь, во временном плане подразделяются на фазы:

– планирования режимов (от 1 года до 1 суток);
– оперативного управления (до 1 суток);
– автоматического нормального и аварийного управления (текущий режим).

• Территориальный аспект:

1) региональный;
2) межрегиональный;
3) федеральный;
4) межгосударственные энергообъединения со странами ближнего и дальнего зарубежья.

• Технологический аспект:

1) обеспечение топливом ТЭС и водой ГЭС;
2) генерация (располагаемая мощность электростанций);
3) основная сеть;
4) распределительная сеть;
5) потребители.

В результате основная функция электроэнергетики – снабжать потребителей электроэнергией требуемого качества, в запрашиваемых объемах и с необходимой надежностью – в общесистемном плане определяется надежностью энерго- и топливообеспечения, надежностью генерации, надежностью основной электрической сети, надежностью распределительной электрической сети и собственных электроисточников, сетей и приемников потребителей. При этом имеет место соответствие зон ответственности за надежность различных хозяйствующих субъектов и зон принадлежности им объектов ЭЭС. Таким образом, для хозяйствующих субъектов рынка энергии и мощности обязательства по надежности определяются для генерирующих, сетевых, энергоснабжающих компаний (гарантирующих поставщиков). Кроме того, особые обязательства по надежности имеют Системный оператор, потребители, а также другие субъекты отношений в электроэнергетике, если таковые имеются.

К основным факторам, определяющим надежность ЭЭС и систем электроснабжения конкретных потребителей, относятся:

1) обеспеченность электростанций первичными энергоресурсами (топливом на ТЭС и водой на ГЭС). Указанный фактор опре-

деляется результатами обеспечения топливно-энергетического баланса страны и объемами топлив, выделяемых в этом балансе для электростанций;

2) надежность электроэнергетических объектов. В свою очередь надежность объектов определяется в основном надежностью составляющих их элементов (основного и вспомогательного оборудования) и надежностью схем их соединений;

3) структура построения ЭЭС, которая определяется конфигурацией и параметрами взаимосвязей и взаимозависимостей основных объектов и основного оборудования систем, соотношением централизации и децентрализации выработки, транспорта и распределения энергии;

4) принципы и уровни резервирования и запасов всех видов: запасы топлива на ТЭС и воды в водохранилищах ГЭС, резервы мощности на электростанциях и по системе в целом, вспомогательных механизмов и систем, запасы пропускных способностей линий электропередачи, резервы материалов, запасных частей, финансов, трудовых ресурсов, резервные источники питания у потребителей и т. д.;

5) управление в широком смысле – от хозяйственно-экономических мероприятий, технического обслуживания, ремонтов и др. до диспетчерского и автоматического управления режимами ЭЭС. Организация и проверка качества изготовления, поставки, монтажа, наладки оборудования, а также мероприятий по его модернизации и реконструкции;

6) нормативно-правовая база обеспечения и регулирования надежности технологических звеньев ЭЭС и энергокомпаний, в том числе нормирование показателей и «правил надежности», участвующих в расчете уровня надежности в системе долгосрочного тарифного регулирования, эффективная система контроля за соблюдением нормативов и законодательства о надежности в электроэнергетике;

7) «человеческий фактор»: высокая профессиональная квалификация и опытность обслуживающего отрасль персонала, определяемые современной системой его обучения, в том числе тренажерной подготовкой, его дисциплинированность, психофизиологическая надежность, ответственность, материальная и моральная заинтересованность в результатах труда;

8) внешние социальные и экономические условия функциони-

рования субъектов рынка;

9) климатические, погодные и другие природные условия функционирования ЭЭС, требующие повышенного внимания к надежности объектов и систем электроэнергетики: температура воздуха, влажность, прямой солнечный свет, цунами, смерчи, тайфуны, штормовые ветры, осадки, грозы, гололедные образования и т. д. К ним относятся также воздействия электромагнитных возмущений, возникающих в ЭЭС, вызванных как факторами космической погоды (солнечной активности), так и внутриземными изменениями напряженности геомагнитного поля.

В функциональном плане укрупненно выделяются следующие задачи, учитывающие надежность.

При управлении развитием электроэнергетики ЭЭС:

1. Прогноз электропотребления на перспективу.

2. Оценка величины, структуры и размещения резервов генерирующей
мощности и первичных энергоресурсов в системе при разработке балансов мощности и электроэнергии. Формирование состава обязательного объема вводов на основе разрабатываемых схем и программ развития электроэнергетики. Выбор и обеспечение автономными (в том числе и мобильными) резервными источниками ответственных потребителей для покрытия их технологической и аварийной брони.

3. Проверка достаточности пропускных способностей электрических связей и обоснование их усиления по соображениям надежности.

4. Разработка принципов управления, структуры и размещения средств управления в нормальных и аварийных условиях.

5. Определение показателей системной надежности и декомпозиция их по технологическим звеньям и хозяйствующим субъектам. Обоснование нормативных значений показателей надежности и требований надежности. Обеспечение уровня надежности, соответствующего нормативным требованиям.

6. Обеспечение надежности собственных нужд электростанций и подстанций, разработка и реализация средств сохранения собственных нужд при авариях, связанных с живучестью.

7. Кадровая политика, направленная как на обеспечение необходимыми кадрами всех звеньев производства, так и на разработку и внедрение современной системы непрерывного обучения опера-

тивного и диспетчерского персонала в штатных и аварийных режимах.

При эксплуатации ЭЭС:

1. Выработка программ накопления и использования запасов воды в водохранилищах ГЭС и топлива на ТЭС.

2. Расчет необходимых объема, структуры и распределения вращающегося резерва мощности и на этой основе – планирование и реализация графика вывода в ремонт оборудования, составление графиков загрузки электростанций.

3. Определение алгоритмов и параметров (уставок) настройки средств управления при нормальной работе и авариях.

4. Определение режимов тренажерной подготовки персонала при нормальной работе и авариях.

5. Определение показателей системной надежности и надежности питания потребителей, сравнение их с нормативными значениями и, при неудовлетворительных результатах сравнения, – выработка предложений по обеспечению требуемой надежности.

Решение перечисленных основных задач надежности заключается в формулировании требований к надежности объектов электроснабжения, их реализации субъектами рынка энергии и мощности, необходимых законодательных и экономических механизмов такой реализации, а также в разработке (выборе) и применении методов, средств и оборудования, обеспечивающих необходимые уровни надежности.

Комплекс технических средств по обеспечению надежности ЭЭС включает в себя:

– повышение надежности энергооборудования посредством использования достижений научно-технического прогресса в части новых, более прочных, химически стойких, огнестойких, жаропрочных, безопасных материалов и технологий, а также более качественного изготовления оборудования, узлов, конструкций на энергомашиностроительных предприятиях и монтажа строительными организациями;

– введение технико-экономически обоснованной избыточности;

– выбор и внедрение эффективной системы технического обслуживания и ремонтов (СТОиР); рациональная организация всех видов ремонтов, реконструкции и модернизации оборудования;

– применение всех видов диагностирования оборудования с

целью оценки его текущего состояния, обнаружения дефектов и прогнозирования остаточного ресурса;

– применение эффективной системы тренажерной подготовки персонала на базе современных научно-эргономических подходов;

– использование достижений научно-технического прогресса в области информационных технологий и новых технических средств управления, позволяющих совершить скачок в создании так называемых «интеллектуальных (умных)» систем с большой степенью самоуправляемости и адаптивности как в нормальных, так и аварийных режимах.

Под влиянием технического прогресса и доступа к мировому рынку появились новые технологии, существенно влияющие на обеспечение надежности ЭЭС. В первую очередь следует отметить:

– новое поколение коммутационной аппаратуры для всех классов напряжения с практически неограниченным ресурсом и КРУЭ, что позволяет пересмотреть задачи надежности подстанций, в т. ч. с упрощением схем распределительных устройств и повышением степени автоматизации производства оперативных переключений, реконфигурации электрической сети;

– стремительное развитие силовой электроники и новых материалов, что обуславливает новые возможности для применения дальних линий электропередачи постоянного тока, управляемых передач переменного тока, в том числе в сочетании с электропередачами постоянного тока, и широкие перспективы обеспечения качественного регулирования напряжения в электрических сетях, радикального повышения управляемости, надежности и живучести ЭЭС;

– большой прогресс в области изоляции электрооборудования, за счет которой существенно повысилась надежность кабельных линий, а также расширилась область применения газоизолированного оборудования и др.

Эти тенденции необходимо учитывать при проработке технических мероприятий по обеспечению надежности ЭЭС.

В условиях реального конкурентного рынка исключительное значение приобретают экономические мероприятия для обеспечения надежности (см. раздел 8). В этом плане должен решаться вопрос об обеспечении надежности электроснабжения потребителей с ее соответствующей оплатой в тарифе. При этом необходимо иметь

в виду обязательный (гарантированный) уровень надежности и дополнительные требования, определяемые специальным договором между потребителем и электроснабжающей организацией.

Поскольку надежность ЭЭС закладывается на этапах планирования развития и проектирования систем, важным является вопрос инвестиционного обеспечения рекомендуемых мероприятий. Должны быть проработаны вопросы тарифообразования с учетом надежности, а также страхование как потребителей, так и поставщиков электроэнергии от убытков при проявлениях ненадежности систем электроснабжения, особенно в форс-мажорных обстоятельствах.

Надежностью необходимо заниматься на всех временных, территориальных и технологических уровнях управления развитием и функционированием ЭЭС и их объектов. Во временном аспекте надежность закладывается уже на этапах прогнозирования и проектирования, учитывается при планировании как в долгосрочной, так и краткосрочной перспективе. В процессе эксплуатации все большее значение приобретает задача непрерывного мониторинга надежности систем, объектов, персонала и оборудования. На современном этапе исключительно важное значение для повышения надежности имеет широко внедряемое в практику диагностирование оборудования. В первую очередь это касается устаревшего оборудования, для которого особенно важно знать текущее состояние, наличие дефектов и остаточный ресурс. Кроме снижения аварийности, это позволяет изменить в ряде случаев систему технического обслуживания и ремонтов, а именно, перейти от жесткой стратегии планово-предупредительных ремонтов к стратегии ремонтов по состоянию.

Практика обеспечения надежности ЭЭС во всем мире объективно обнаруживает, что требуемая надежность в рыночных условиях достижима только в сочетании с эффективными регулирующими функциями общества и государства в рамках нормативно-правового пространства. Для РФ формирование такого пространства, лишенного противоречий, является актуальной задачей (см. раздел 7).

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И ФАКТОРЫ СНИЖЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Современное состояние российской электроэнергетики определяется процессами, имевшими место в стране в последние два десятилетия. Осуществлена реструктуризация электроэнергетики, функционирует либерализованный рынок электроэнергии и мощности. В результате электроэнергетическая отрасль «распакована» на множество генерирующих компаний, федеральную и межрегиональные сетевые компании, множество региональных электроснабжающих компаний.

Но с позиций обеспечения надежности электроснабжения появляются и нарастают негативные тенденции, которые могут привести в ближайшее время и в отдаленной перспективе к большим проблемам.

Старение электроэнергетического оборудования. Проблема износа (превышения нормативного срока службы) производственных фондов в электроэнергетике становится крайне острой. Новое оборудование заказывается очень редко. Это приводит к снижению эффективности и надежности работы ЭЭС.

В отрасли отсутствует нормативная база отнесения оборудования к стадии морально или физически устаревшего. С увеличением срока эксплуатации растут не только затраты на поддержание в работоспособном состоянии такого оборудования, но и технологические риски его отказов, если вовремя и в полном объеме не проводить ремонты.

Изношенное электросетевое оборудование определяет высокие риски возникновения серьезных энергоаварий.

Неудовлетворительное состояние системы поддержания надежности действующего оборудования. Поддержание надежности оборудования требует его постоянного технического обслуживания и ремонтов. Однако в последнее время проявлялось недопонимание важности обслуживания оборудования со стороны управленческих структур энергокомпаний. С другой стороны, выделение ремонтных подразделений как «непрофильных» в самостоятельные организации без должного контроля их деятельности со стороны эксплуатирующих оборудование компаний снижает качество и ответственность при проведении ремонтных работ, которые требуют не только постоянного надзора, но и хорошего многолетне-

го знания динамики состояния отдельных видов оборудования, что непосредственным образом отражается на надежности обслуживаемого оборудования. Для выполнения этой работы необходимы квалифицированный и особым образом подготовленный и имеющий опыт персонал, наличие ремонтной оснастки и приспособлений, парк запасных частей и соответствующее финансирование. Неудовлетворительное состояние работающего оборудования в настоящее время прежде всего определяется недостаточным финансированием перечисленных выше мероприятий и проведения самих работ, особенно на изношенном оборудовании. Сложившаяся ситуация требует коренного пересмотра.

Выполнение ремонтов оборудования и мониторинг его состояния – важное направление обеспечения надежности. В настоящее время в отрасли отсутствует единая информационная база о проводимых ремонтах, нет полной и достоверной информации о состоянии оборудования и результатах ремонтной деятельности.

Отсутствуют отраслевые критерии оценки технического состояния оборудования и не разработаны меры по выводу его из эксплуатации, продлению ресурса или срока службы, модернизации либо замене новым, более эффективным оборудованием. Как результат, нет единого подхода к оценке необходимости проведения ремонтов.

Необходимо воссоздать полноценную информационно-аналитическую систему в электроэнергетике страны. В первую очередь это нужно для оценки технического состояния оборудования, зданий и сооружений, а также формирования базы данных об аварийности оборудования.

Дефицит инвестиций на ввод нового оборудования, модернизацию и продление срока службы действующего оборудования. Предлагались различные схемы по привлечению инвестиций, но все они до сих пор оказывались неработоспособными. Период инвестиционного обеспечения нового строительства все дальше отодвигается в будущее, тем самым упускается драгоценное время. В силу инерционного, долговременного характера освоения инвестиций (от 3–5 до 10 и более лет) ввод нового оборудования отодвигается за 2020–2030 годы, что чревато снижением не только надежности электроснабжения, но и энергетической безопасности страны и отдельных ее регионов. Некоторые положительные примеры сжатых сроков проектирования и ввода в работу нового генерирующего обору-

дования характеризуют возможную тенденцию снижения сроков освоения инвестиций, что снижает соответствующие риски, однако проблема в целом остается актуальной. Не в лучшем состоянии из-за отсутствия достаточных финансовых средств находится и процесс модернизации и реконструкции оборудования, позволяющих не формально, а по существу продлить сроки службы некоторых видов оборудования. Следует отметить, что при современных уровнях тарифов с потребителей собираются средства, вполне достаточные для формирования необходимого инвестиционного фонда в энергетике, однако неэффективное управление этими средствами со стороны финансовых структур в электроэнергетике не позволяет полностью ими воспользоваться по основному назначению.

Стагнация энергетического машиностроения и электротехнической промышленности, энергостроительной отрасли. Указанная ситуация вызвана обстоятельствами, изложенными в предыдущем пункте. Отсутствие инвестиций для масштабного нового строительства в электроэнергетической отрасли оставило без заказов энерго- и электромашиностроение, в связи с чем оно продолжает функционировать за счет, в основном, зарубежных заказов на уровне порядка 30 % от имевшихся ранее мощностей. Практически отечественная энергомашиностроительная база разрушена. Заводы, способные выпускать крупные энергоустановки, не работают либо не способны в обозримом будущем изготовить новые энергоблоки взамен отработавших свой ресурс. По причине отсутствия новостроек в электроэнергетике распались также существовавшие ранее мощные энергостроительные коллективы. Их возрождение в короткие сроки является проблематичным.

Ошибочная основа кадровой политики в отрасли. Имеется в виду игнорирование технологического персонала, особенно на уровне общего управления (менеджмента), снижение требований к профессиональной подготовке кадров. В производственной деятельности утрачен приоритет безопасности и надежности, принижен статус инженерных служб. Имевшие место в последнее время недостатки и аварии в ЕЭС не имеют логического объяснения, кроме безграмотности и потери ответственности у руководящего персонала электроэнергетической отрасли. В уставах энергокомпаний основной целью их функционирования является получение прибыли. Ответственность владельцев, советов директоров и исполнительных органов компаний за ненадежность электроснабжения по-

требителей отсутствует.

В электроэнергетике, как и в других отраслях, произошел провал («кадровая яма») в надежном профессиональном управлении отраслью. Огромные потери понесла отраслевая наука, в связи с чем отсутствует анализ опыта, оценка затрат в надежность и ущербов от недостаточной надежности и не решаются многие другие вопросы функционирования и развития российской электроэнергетики.

Отсутствие полной и непротиворечивой системы национальных стандартов, технических регламентов и стандартов организаций. Нормативно-правовая база электроэнергетики России нуждается в существенном совершенствовании и развитии. Федеральные законы, затрагивающие сферу ее технического управления, включая закон «Об электроэнергетике», носят преимущественно рамочный характер. Отсутствуют необходимые правовые акты, регулирующие надежность и безопасность эксплуатации энергообъектов, порядок взаимодействия между всеми звеньями электроэнергетического производства, а также недостаточно правовых норм, предусматривающих персональную ответственность за нарушение правил технологической дисциплины.

Имеет место существенное отставание в разработке нормативно-технических документов (НТД) от темпов реформирования отрасли:

−действующие НТД не учитывают прогрессивных технологий в электроэнергетической и электротехнической сферах, не отвечают современным задачам развития отрасли и требуют актуализации;

−в отрасли отсутствует дееспособная система стандартизации, нет механизмов присоединения к НТД стандартов организаций;

−остро необходима разработка технологических правил работы электроэнергетических систем.

Получаемая информация об аварийности, как правило, является неполной, укрупненной, дается от разных компаний в разном формате, без привязки к объектам или причинам, без оценки последствий отказов или времени восстановления; более того – используются разные критерии учета технологических нарушений. На основе такой информации невозможно сформировать исчерпывающие данные о показателях надежности оборудования и ЭЭС. Практически утрачен контроль над состоянием оборудования.

В отрасли важно восстановить регламентацию и осуществить поддержку информационной базы технического состояния оборудования, зданий и сооружений объектов энергетики, эффективности их использования, формирования аварийной статистики оборудования электрических станций и сетей, надежности функционирования ЭЭС.

Утрата ответственности за обеспечение надежности. Реформирование электроэнергетики, образование самостоятельных генерирующих, сетевых и сбытовых компаний исключило элемент территориальной ответственности за надежность энергоснабжения потребителей, не предложив взамен другого эффективного инструмента, тем более в условиях ослабления действия положений отраслевых документов.

Распределение ответственности за надежность между субъектами электроэнергетики определено недостаточно. Не разработаны механизмы, обеспечивающие координацию деятельности различных субъектов в решении системной проблемы обеспечения надежности в электроэнергетике. Учитывая множество субъектов электроэнергетики и противоречивость их интересов, система механизмов координации имеет исключительно важное значение.

Государственное регулирование, надзор и контроль в отрасли недостаточны. Государство не эффективно и не в полной мере использует регулирующие возможности через своих представителей в советах директоров электроэнергетических компаний. Недостаточно эффективно действуют государственные надзорные органы.

Зарубежный опыт (см. Приложение 6) позволяет акцентировать внимание на проблемах, присущих российской электроэнергетике:

- снижение действующих резервов генерирующей мощности и возникновение проблем с обеспечением баланса мощности в ряде случаев было обусловлено выводом из эксплуатации электростанций, оказавшихся неконкурентоспособными («калифорнийский синдром»);
- снижение объемов вводов генерирующих мощностей и электрических сетей явилось следствием отсутствия (снижения) стимулов для долгосрочных инвестиций;
- неудовлетворительное состояние подготовки оперативного, ремонтного и обслуживающего персонала было связано в том числе со слабым оснащением учебных центров, электрических станций

и сетевых предприятий техническими и программными средствами обучения и тренажа, базирующимися на современных информационных технологиях.

По мнению зарубежных экспертов серия крупных системных аварий последнего времени (США/Канада, Италия, Швеция и др.) вызвана несоответствием действующей системы поддержания надежности крупных энергообъединений новым рыночным условиям. Сегодня это вызывает глубокую озабоченность в западном обществе и решительные действия. Так, в Западной Европе регламентируется резерв установленной генераторной мощности не менее 25–30 % от максимума нагрузки Но, как известно, большие резервы генерации не спасали электроэнергетику США от крупнейших системных аварий на восточном побережье, так что дело не только в резерве генерации, а и в сетевых ресурсах и, особенно, в общей управляемости системой.

Поэтому принимаются меры по обеспечению единства технических правил для всех субъектов рынка, переводу технических правил в статус обязательного исполнения, более четкому распределению ответственности за надежность, повышению гарантий электроснабжения населения по социально-приемлемым ценам, повышению роли и ответственности Регулятора и др.

Необходимо учитывать тенденцию в западном обществе, направленную на ужесточение требований к обеспечению системной надежности через совершенствование правовых механизмов. Сюда относятся, например, новые законопроекты США: «Акт по электрической надежности 2004 года»–S.2014, устанавливающий обязательный характер стандартов надежности в объединенной энергосистеме, процедуру их соблюдения и Организацию по обеспечению стандартов надежности, действующую на основании лицензии Федеральной Энергетической Регулирующей Комиссии; «Акт о необходимых правилах и текущем надзоре в электроэнергетике»–S.2015, запрещающий манипуляции и другие недобросовестные действия на энергетическом рынке. Соответственно, проект Директивы ЕС в отношении мер по обеспечению надежности электроснабжения и инвестиций в инфраструктуру – COM (2003)740, предлагает регулятивную процедуру обеспечения надежности в западноевропейском энергообъединении.

Правовые основы системы подготовки персонала электроэнергетики США заложены в законе «Акт об образовании для нужд

национальной обороны», согласно которому в США создан ряд специализированных учебно-научных центров, занимающихся, в том числе, подготовкой оперативного и обслуживающего персонала для промышленных корпораций.

Отставание в решении указанных проблем от развития рыночных отношений создает новые вызовы и порождает значительные риски по разным направлениям:

- рыночные риски (неконтролируемые ценовые скачки, локальный рост спроса, потеря поставщиков или потребителей, обвал рынка, разделение рынка, банкротство, договорной монополизм, манипуляция рынком и др.);
- непокрытие перспективного спроса, неэффективные инвестиционные решения из-за сложности или невозможности принятия комплексных планов развития электроэнергетики;
- снижение технологической управляемости ЭЭС с возрастающей вероятностью дезорганизации противоаварийного управления из-за ограничения возможности привлечения к нему потребителей и электростанций административными методами, что усугубляется увеличивающимся весом частного сектора;
- снижение технологической надежности ЭЭС в условиях растущего кадрового дефицита из-за увеличения нагрузки на действующий персонал и отсутствия необходимой подготовки персонала для надежной работы его в предаварийных и аварийных ситуациях;
- возникновение крупных системных аварий регионального и общегосударственного масштаба;
- потеря единства электроэнергетики, разделение национальной энергосистемы на региональные образования, вследствие невозможности обеспечить надежную параллельную работу и др.

Возникают обоснованные политические риски дискредитации реформы электроэнергетики из-за возможного масштабного снижения надежности функционирования.

* * *

В целом приходится констатировать, что действующие организационная структура и принципы функционирования партнерства государства и бизнеса в электроэнергетической отрасли оказались недостаточно дееспособными, что создает существенные трудности в решении системной проблемы обеспечения надежно-

сти в электроэнергетике.

Общая оценка современного неудовлетворительного состояния технологического и организационного потенциала отечественной электроэнергетики вызывает опасение, что это не только не позволит реализовать предлагаемые мероприятия по обеспечению достаточной надежности, но может стать и реальным тормозом будущего развития всей национальной экономики.

3. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Мероприятия по обеспечению системной надежности и надежности электроснабжения потребителей направлены на поддержание экономически и социально приемлемого гарантированного уровня надежности, оцениваемого определенной совокупностью базовых показателей.

Учитывая накопившиеся проблемы надежности в электроэнергетике России (см. раздел 2), обусловленные комплексом прямо и опосредованно влияющих на надежность факторов, задачи и мероприятия по обеспечению надежности в электроэнергетике целесообразно разделить на экстренные, среднесрочные и стратегические.

Целью программы **экстренных задач** и мероприятий является восстановление мер по организации поддержания уровня надежности электроснабжения на экономически и социально приемлемом уровне и недопущение тенденции снижения надежности. К экстренным задачам и мероприятиям целесообразно, прежде всего, отнести:

– аудит основного и вспомогательного энергетического и электротехнического оборудования и систем управления;

– организацию мониторинга состояния оборудования, включая мониторинг отказов, аварий, ущербов для потребителей и системы, оценку остаточного ресурса оборудования и др.;

– оперативное информирование энергопредприятий по нарушениям в электроэнергетике для принятия мер по исключению подобного;

– организацию мониторинга природно-климатических воздействий всех видов, включая геогелиомагнитные возмущения и возникающие при этом на объектах электроэнергетики геогелиомагнито-индуцированные токи (ГИТ), их влияния на работу ЭЭС, вызванных ими аварий и экономического ущерба;

– организацию системы технического обслуживания и ремонтов оборудования с расширением использования средств диагностики его состояния и с учетом координации между электроэнергетическими компаниями;

– организацию мониторинга проведения ремонтной деятельности в электроэнергетических компаниях, включая контроль за

качеством выполнения ремонтов;

– привлечение к управлению развитием и эксплуатацией ЭЭС квалифицированного электроэнергетического персонала;

– ускорение разработки, радикальное увеличение финансирования, организацию контроля выполнения инвестиционных программ и проектов в интересах, в том числе, обеспечения надежности;

– определение ответственности субъектов электроэнергетики за обеспечение надежности, механизмов реализации соответствующих обязательств, организацию государственного контроля за выполнением обязательств по обеспечению надежности;

– формирование организационных принципов и структуры координации и взаимодействия субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению надежности.

Целью программы **среднесрочных задач** и мероприятий является формирование дееспособной системы процедур, правил и средств по поддержанию надежности в электроэнергетике на экономически и социально оптимальном уровне, а также механизмов их реализации с учетом особенностей действующих экономических отношений и организационных структур в электроэнергетике. К среднесрочным задачам и мероприятиям следует отнести:

– разработку системы отраслевых регламентов и национальных стандартов по обеспечению надежности, включая систему показателей и требований по надежности, обоснование их нормативных значений;

– разработку теоретических основ, системы математических моделей и методов согласованного обоснования развития электроэнергетики страны как отрасли, электроэнергетических систем и компаний, управления функционированием ЕЭС России, ее составляющих и изолированных ЭЭС с учетом экономически и социально обоснованных требований надежности, новых средств и технологий обеспечения управляемости и адаптивности ЭЭС;

– разработку программы модернизации электроэнергетики, реконструкции электроэнергетического оборудования и систем управления на инновационной основе с определением конкретных инвестиционных ресурсов и механизмов реализации программы;

– разработку системы мониторинга и прогнозирования надежности ЕЭС России, объединенных и региональных ЭЭС, надежности электроснабжения потребителей, включая формирова-

ние структуры необходимых задач и методов их решения;

– выполнение комплексных исследований рациональных направлений реорганизации структуры электроэнергетики страны и принципов взаимодействия субъектов электроэнергетики с целью обеспечения экономической эффективности ее развития и функционирования, требуемых надежности электроснабжения и качества электроэнергии;

–модернизацию системы среднего специального, высшего технического и дополнительного образования по электроэнергетическим и электротехническим специальностям с целью формирования эффективной системы подготовки кадров и повышения их квалификации на современной методической и практической основе.

Целью программы **стратегических задач** и мероприятий является реализация, с учетом экономически и социально обоснованных оптимальных требований по надежности, долгосрочных стратегических направлений и приоритетов развития и функционирования электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний, связанных с инновационным развитием отрасли и управлением функционированием ЭЭС на инновационной основе при обеспечении энергетической и технологической независимости страны. К стратегическим задачам и мероприятиям могут быть отнесены:

– организация производства отечественного высокоэффективного и высоконадежного электроэнергетического оборудования на базе передовых инновационных технологий с воссозданием необходимой системы научно-исследовательского и проектно-изыскательского обеспечения соответствующих работ, возрождения энергомашиностроительной и электротехнической промышленности на современной технической и технологической основе;

– восстановление и развитие энергостроительной отрасли, включая ее проектно-изыскательские и научно-исследовательские организации, освоение ими передовых технологий проектирования, строительства, монтажа, наладки, испытаний, в том числе обеспечивающих сведение к минимуму недоделок, скрытых и явных дефектов;

– формирование структуры ЕЭС России и ЭЭС, обладающей требуемой надежностью, высокой управляемостью и адаптивностью к меняющимся условиям развития и функционирования ЭЭС, с реализацией принципа опережающего развития электроэнергетики как важнейшей составляющей инфраструктуры общественного

производства и жизнеобеспечения населения;

– разработка и реализация инновационных принципов развития ЕЭС России, изолированных ЭЭС и систем электроснабжения потребителей на основе концепции «интеллектуальных энергосистем» путем интеграции передовых технологий больших мощностей, распределенной генерации и возобновляемых источников энергии на основе современных высокоэффективных информационных и компьютерных технологий, средств сбора, обработки, передачи и представления информации, новых принципов и технологий управления режимами ЭЭС;

– создание эффективной системы непрерывной подготовки специалистов со средним и высшим образованием с необходимыми для отрасли компетенциями, включающей систему повышения квалификации сотрудников университетов и центров подготовки;

– создание эффективной, современной системы дополнительной подготовки персонала, базирующейся на научной методологии и последних достижениях информационных технологий, причем научная методология в современном образовательном процессе персонала электроэнергетики должна распространяться на все его компоненты: цели, средства, результаты, принципы, формы и методы.

Перечисленные цели и задачи обеспечения надежности в электроэнергетике должны реализовываться с использованием вполне определенных базовых принципов и комплекса средств обеспечения надежности при управлении развитием и функционированием электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний (раздел 4). Однако, поскольку организационная структура электроэнергетики России включает множество независимых субъектов, имеющих свои цели, ответственность за обеспечение надежности как системной проблемы должна быть необходимым образом разделена между всеми субъектами отношений в электроэнергетике. С учетом этого в разделе 5 сформулированы обязательства субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению надежности.

Эффективность выполнения обязательств по обеспечению надежности субъектами отношений в электроэнергетике должна оцениваться определенной системой показателей надежности. В разделе 6 приведены предложения по формированию соответствующей системы показателей надежности, отражающих надежность

обеспечения электростанций топливно-энергетическими ресурсами, надежность основного и вспомогательного оборудования, системную надежность и надежность электроснабжения потребителей, а также показатели для хозяйствующих субъектов электроэнергетики относительно границ балансовой принадлежности их объектов. Важной проблемой при этом является определение вклада каждого субъекта отношений в электроэнергетике (позитивного или негативного) в системные оценки надежности, определяемые соответствующими системными показателями. Существенную координирующую роль в этом плане играют нормативы показателей и требований надежности.

Стимулирование выполнения обязательств субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению надежности осуществляется путем использования необходимых организационных, правовых, нормативно-технических (раздел 7) и экономических (раздел 8) механизмов. Основные экономические инструменты управления надежностью связаны с дифференциацией тарифов (цен) на электроэнергию по уровню надежности, формированием рынка системных услуг по обеспечению надежности в рамках заданных обязательств и дополнительных требований по надежности, оценкой и страхованием рисков ненадежности, взаимной экономической ответственностью субъектов отношений в электроэнергетике за соблюдение договорных (нормативных) требований по надежности. В части правового и нормативно-технического обеспечения надежности требуется системная корректировка законодательной базы РФ и формирование полной и непротиворечивой системы нормативно-технических документов по регламентации надежности в электроэнергетике. Законы РФ не должны препятствовать принятию оперативных решений внутри отрасли по коррекции нормативно-технической базы обеспечения надежности в электроэнергетике России.

4. ПРИНЦИПЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

4.1. Основные принципы обеспечения надежности

Переход электроэнергетической отрасли к рынку требует пересмотра принципов и средств обеспечения надежности. Традиционные принципы и средства обеспечения надежности при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем должны быть скорректированы в части критериев принятия управленческих решений применительно к новым экономическим условиям, требований к надежности, видам и уровням резервирования с учетом современного состояния оборудования электростанций и электрических сетей и др.

Вся совокупность требований по надежности должна быть подразделена на обязательные и на дополнительные (специальные) рыночные услуги по ее обеспечению. Общие обязательные требования по обеспечению надежности должны закладываться в технические характеристики энергооборудования и объектов системы, технические и проектные решения при управлении развитием ЭЭС. Эти требования должны исходить из необходимости обеспечения балансовой и режимной составляющей системной надежности, нормативных характеристик надежности электроснабжения центров питания распределительных сетей.

Относительно электроснабжения конкретных потребителей соответствующий уровень надежности должен оговариваться в двухсторонних договорах снабжающей компании и потребителя на принципах обоюдной выгодности договаривающихся сторон и обеспечиваться с помощью нормативно-правовых и рыночных механизмов дополнительных услуг.

Важно правильно разделить требования по обеспечению надежности между этими составляющими, начиная от уровня ЭЭС до конечных потребителей, где большая часть требований должна быть обязательной.

Таким образом, в рыночной среде возникают новые отношения между производителями, поставщиками, потребителями электроэнергии и другими субъектами рынка. С учетом этого, основные экономические принципы обеспечения надежности формулируются следующими положениями (подробнее см. раздел 8):

- при обосновании развития электроэнергетики, проектировании и строительстве энергетических объектов финансирование мероприятий по обеспечению надежности осуществляется из разных источников, затраты на надежность включаются в инвестиционную составляющую цены на электроэнергию;
- в условиях эксплуатации ЭЭС затраты на обеспечение надежности компенсируются потребителями через тарифы на электроэнергию, мощность и услуги, при этом тарифы на услуги по обеспечению надежности являются дифференцированными в зависимости от заявленного уровня надежности.

Эффективное управление надежностью ЭЭС и электроснабжения потребителей в новых экономических условиях возможно на основе указанных принципов только в условиях совершенного организационно-правового обеспечения и нормативно-технического регулирования при использовании специальных средств обеспечения надежности в каждой зоне ответственности за надежность (см. раздел 7).

С учетом изложенного, основные организационные принципы обеспечения системной надежности и надежности электроснабжения потребителей необходимо сформулировать в виде следующих положений:

– для обеспечения системной надежности используются средства генерирующих компаний, сетевых компаний и потребителей, для чего распределяются функции между ними. Системный оператор обеспечивает координацию использования средств указанных субъектов с целью оптимального решения общесистемных задач обеспечения системной надежности, применяя экономические, нормативно-правовые и организационные механизмы. В результате обеспечивается согласованный уровень надежности в узлах ЕНЭС, питающих крупных потребителей и распределительные электрические сети общего назначения;

– для обеспечения надежности электроснабжения потребителей используются средства отдельных генерирующих компаний, распределительной электросетевой компании и потребителей. Электроснабжающая организация обеспечивает координацию использования средств указанных субъектов с целью оптимального решения локальных задач обеспечения надежности электроснабжения с учетом согласованного уровня надежности в узлах ЕНЭС и надежности распределительной электрической сети, применяя эко-

номические, нормативно-правовые и организационные механизмы. В результате обеспечивается заявленный и согласованный уровень надежности электроснабжения потребителей – средний для неответственных потребителей непосредственно и на питающих шинах крупных потребителей, имеющих внутреннюю распределительную электрическую сеть;

– надежность электроснабжения крупных потребителей, имеющих в своем составе электроприемники различных категорий по надежности, обеспечивается с учетом требований, предъявляемых к схемам электроснабжения электроприемников соответствующих категорий. При наличии внутренней электрической сети потребитель выбирает оптимальные решения с учетом надежности этой сети и согласования мероприятий с внешней распределительной электросетевой компанией. При отсутствии внутренней электрической сети потребитель согласует все решения по обеспечению надежности электроснабжения с внешней распределительной электросетевой компанией.

В условиях эксплуатации при управлении нормальными режимами ЭЭС осуществляются управляющие воздействия для реализации коммерческих принципов управления, но с учетом требований и ограничений по надежности. В случае угрозы возникновения аварийных условий, в предаварийных условиях и в условиях ликвидации аварии должен быть обеспечен приоритет системного оперативного и противоаварийного технологического управления перед коммерческим.

При обосновании развития электроэнергетики и проектировании ЭЭС обеспечение системной надежности и надежности электроснабжения потребителей должно осуществляться с учетом нормативных требований и технико-экономическим обоснованием наиболее рациональных средств и мероприятий по обеспечению надежности. Соответствующая система нормативных требований должна быть разработана.

4.2. Средства обеспечения системной надежности

Основы системной надежности базируются на технических мероприятиях обеспечения надежности (раздел 1) и закладываются на стадии планирования развития отрасли при технико-экономическом обосновании структуры генерирующих мощностей и схем электрических сетей, величин резервов генерирующей мощ-

ности и запасов пропускных способностей связей, основных параметров и динамики развития электростанций и электрических сетей, при определении принципов и выборе средств оперативного и автоматического управления.

Требуется учет уже разработанных подходов к решению вопросов обеспечения надежности и их совершенствование применительно к новым условиям развития и функционирования электроэнергетики.

Используемый до настоящего времени методический подход к определению необходимого резерва мощности основывался на максимальном использовании системного эффекта от совместной работы ОЭС в составе ЕЭС при минимизации затрат на дополнительную резервную мощность, дополнительные пропускные способности и минимизацию ущерба у потребителей. Очевидно, что реформирование электроэнергетики с созданием множества субъектов рынка должно внести изменения в нормативно-методический подход к определению резервов мощности и пропускных способностей связей, для чего необходимы соответствующие проработки.

Также необходима корректировка нормативных показателей ремонта и модернизации с учетом значительных объемов оборудования, выработавшего свой парковый ресурс.

Нормативные статистические данные по аварийности энергетического оборудования, используемые в расчетах в настоящее время, также устарели. В связи с этим необходима работа по их коррекции для современных условий.

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем не учитывают данных изменений, не соответствуют в полной мере требованиям сегодняшнего дня и требуют актуализации и корректировки с учетом требований последних законодательных актов и нормативных документов в области реформирования электроэнергетики России и современных требований к обеспечению надежного и качественного электроснабжения потребителей. Работа по их пересмотру должна выполняться с учетом:

–обеспечения преемственности технической политики;

–обобщения и консолидации требований ранее принятых НТД по вопросам проектирования электрических сетей и объектов по производству электроэнергии и их адаптации к новым условиям функционирования отрасли;

–реализации требований к планированию перспективного раз-

вития энергосистем.

Важнейшей характеристикой системной надежности является обеспечение балансов электрической мощности и энергии (спроса и предложения) на длительную перспективу, которое осуществляется на основе прогноза электропотребления. На этапе планирования развития ЭЭС необходимо прогнозирование балансов мощности и энергии на перспективу, предполагающее:

- обоснование уровня системной надежности;
- оценку уровня электропотребления (спроса);
- обоснование развития генерирующих мощностей и системообразующих электрических сетей с учетом требований надежности;
- оценку эффективности инвестиций в указанное развитие и обоснование источников и механизмов финансирования.

Одним из главных средств обеспечения системной надежности на всех уровнях управления ЭЭС является резервирование (введение избыточности). На этапе планирования развития, проектирования и строительства энергообъектов резервирование предполагает создание резервов и запасов всех видов. При выборе величины и размещении устанавливаемой в ЭЭС мощности для обеспечения надежного энергоснабжения необходимо создание соответствующих резервов электрической мощности, запасов первичных энергоресурсов и запасов пропускных способностей связей, учитывающих возможные отклонения электропотребления от прогноза, плановые и аварийные отключения основного оборудования электростанций и электрических сетей. В условиях эксплуатации обеспечить необходимую системную надежность можно только при рациональном использовании всех имеющихся видов резервов и запасов.

Системная надежность обеспечивается рациональной организацией необходимых действий, которая включает следующие составляющие:

1. Распределение ответственности за надежность между всеми субъектами отношений в электроэнергетике.

2. Координация взаимодействия субъектов рынка электроэнергии, мощности и услуг при решении вопросов обеспечения надежности на основе сочетания нормативных подходов и экономических механизмов.

3. Использование необходимых средств обеспечения надеж-

ности на всех уровнях управления ЭЭС в каждой зоне ответственности:

– рациональное построение структуры и конфигурации ЭЭС, в том числе и с позиций надежности;

– вводы новых мощностей и демонтаж устаревшего оборудования;

– применение субъектами отношений передовых ресурсосберегающих технологий;

– модернизация и реконструкция действующего оборудования электрических станций и сетей, желательно с повышением их надежности;

– рациональное использование резервов генераторных мощностей, запасов пропускных способностей связей и запасов энергоресурсов;

– диагностика и анализ состояния оборудования, оценка остаточного ресурса и обоснование ремонта оборудования по состоянию; планирование, организация и проведение ремонтов, восстановление плановых ремонтов сложного оборудования по регламенту;

– управление режимами, включая противоаварийное управление.

Интенсивное старение оборудования электростанций и электрических сетей, недостаточная обеспеченность первичными энергоресурсами и неразвитость сетей, усложнение условий функционирования и снижение степени интеграции ЭЭС стали определяющими факторами риска снижения системной надежности в современных условиях работы и развития ЭЭС (см. раздел 2). Обострились проблемы взаимопомощи энергокомпаний в критических ситуациях из-за несовпадения интересов субъектов энергорынка. Знание факторов, снижающих надежность, позволяет в каждом конкретном случае принять наиболее эффективные меры для ее повышения. В плане управленческих решений необходимы: финансовая стабилизация в энергетике; завершение формирования организационной структуры управления ЭЭС, федерального и региональных рынков электрической энергии, мощности и услуг.

Для эффективного обеспечения системной надежности в рыночных условиях реализация перечисленных выше средств требует разработки необходимого методического, программного и информационного обеспечения.

4.3. Средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей

Надежность электроснабжения потребителей определяется надежностью электроснабжения системных питающих узлов (центров питания), обеспечиваемой системными средствами (структурой и параметрами систем генерации и транспорта электроэнергии, резервами мощности, запасами энергоресурсов и пропускных способностей связей, средствами управления и т.д.), надежностью распределительных сетей и систем электроснабжения конкретных потребителей различных категорий (локальной распределительной сети).

Надежность электроснабжения потребителей должна обеспечиваться всеми субъектами рынка в зонах ответственности за надежность при их технологическом и экономическом взаимодействии. Задачей Системного оператора является обеспечение надежности электропитания узлов основной электрической сети, от которых осуществляется снабжение электроэнергией узлов нагрузки. Ответственность за надежность электроснабжения конкретных потребителей несут электроснабжающие (энергосбытовые) организации, которые обеспечивают поставку электрической энергии (мощности) потребителям в заявленном объеме в соответствии с графиком потребления и договорами электроснабжения при выполнении потребителями всех технических и финансовых обязательств. Необходимо изменение Положения об электроснабжающих организациях (гарантирующих поставщиках) в части наделения их полномочиями по координации обеспечения надежности электроснабжения потребителей.

Современный этап развития электроэнергетики России предъявляет принципиально новые требования к тарифной политике в сфере потребления электроэнергии. В основу системы формирования тарифов должен быть заложен принцип справедливого распределения издержек среди потребителей. В новых хозяйственных и правовых условиях функции тарифов значительно расширяются и приобретают реальную значимость (см. раздел 8).

Одним из возможных вариантов механизма распределения ответственности за обеспечение надежности электроснабжения является создание обратных экономических связей между уровнем надежности электроснабжения потребителей и инвестициями в

обеспечение надежности со стороны электроснабжающей и сетевой компаний с учетом страхования рисков.

Создание специальных страховых фондов надежности с участием в них заинтересованных производителей электроэнергии, электроснабжающих компаний и потребителей – один из способов поддержания надежности в условиях рыночных отношений. Страховые фонды могут использоваться как для создания средств обеспечения надежности производящими электроэнергию и снабжающими ею структурами, так и для возмещения ущерба, наносимого потребителям при нарушении их электроснабжения (см. раздел 8).

Для обеспечения надежного снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества в новых экономических условиях необходимо разработать систему управления надежностью электроснабжения потребителей, в основу которой должно быть положено следующее:

1. Управление надежностью электроснабжения потребителей должно базироваться на соответствующей правовой основе (законодательных документах, стандартах, нормативах, регламентах оптового и розничного рынков и т. д.).

2. При построении такой системы следует исходить из необходимости поддержания надежности ЭЭС с учетом экономических интересов субъектов рынка.

3. Участники энергетического рынка должны получать справедливое возмещение затрат и потерь (в том числе упущенной выгоды), которые имеют место при поддержании заданного уровня надежности или возникают при снижении его ниже нормативных или договорных значений.

4. Потребителям электрической энергии должна быть предоставлена свобода выбора уровня надежности электроснабжения, обеспечиваемого их платежеспособным спросом. В случае если нормативный или договорной уровень надежности нарушен, потребитель должен получить возмещение ущерба.

5. Эффективное функционирование системы управления надежностью электроснабжения потребителей должно основываться на количественной оценке комплекса показателей и критериев надежности применительно к каждому из субъектов энергетического рынка.

6. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в новых экономических условиях необходимо пересмотреть

действующие нормативные документы, содержащие устаревшие нормы построения (проектирования) схем электроснабжения конечных потребителей, и в действующих методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем выделить нормативы надежности в виде самостоятельного раздела. Для этого должна быть разработана необходимая нормативная и законодательная база.

7. Задача обеспечения надежности электроснабжения ответственных потребителей, помимо надежности внешнего электроснабжения, в большой мере должна решаться за счет саморезервирования в достаточном объеме, в том числе, за счет обеспечения живучести системы их внутреннего электроснабжения (подробнее в Приложении 3).

4.4. Обеспечение надежности при управлении развитием электроэнергетики

При планировании развития электроэнергетики в условиях рыночной экономики с учетом требований надежности и мероприятий по ее обеспечению государственное регулирование, основанное на сочетании нормативного подхода и экономических механизмов, учитывая современное состояние электроэнергетики и ее глубокое реформирование, должно играть решающую роль. Роль государства остается важной в плане эффективного целеполагания для электроэнергетических компаний при разработке корпоративных программ их развития.

Государство должно непосредственно влиять на формирование благоприятных условий для частных и (или) государственных инвестиций в строительство объектов электроэнергетики в целях предотвращения дефицита электрической мощности. Государственное регулирование должно предусматривать меры по обеспечению надежности с учетом старения оборудования, разработке и применению новых технологий в сфере производства, передачи и потребления электрической энергии.

Правительство РФ должно обеспечивать создание необходимых условий для привлечения инвестиций в целях развития и функционирования российской электроэнергетической системы. Инвестиционная политика государства в электроэнергетике должна быть направлена на обеспечение устойчивого развития отрасли, на развитие энергосбережения, а также предусматривать привлечение

инвестиций во все сферы электроэнергетики. Для стимулирования инвестиций государство должно реализовать систему мероприятий, которые обеспечивают создание устойчивого перспективного «многолетнего» рынка электроэнергии и мощности, поддерживаемого регулярным анализом перспектив развития регионов с открытыми публикациями и другими необходимыми мероприятиями. Такой подход соответствует складывающимся мировым тенденциям развития рыночных отношений (стандартизированная структура рынков).

Государство должно регулировать рынок энергоисточников, корректируя программы строительства государственных атомных и гидравлических электростанций и стимулируя инвестиции в строительство тепловых электростанций и других генерирующих источников. Задачей уполномоченных государственных органов является отслеживание тенденций и принятие экономических и иных мер, предотвращающих опасное снижение вводов генерирующих и электросетевых объектов с угрозой возникновения дефицитов мощности.

Правительство или уполномоченный им федеральный орган исполнительной власти должны осуществлять прогнозирование возможного дефицита электрической энергии и мощности в отдельных ценовых зонах оптового рынка и формирование благоприятных условий для капиталовложений или, при необходимости, для государственных инвестиций в строительство объектов электроэнергетики в целях предотвращения возникновения дефицитов.

Правительство РФ осуществляет разработку программ перспективного развития электроэнергетики, в том числе в сфере муниципальной энергетики, с учетом требований обеспечения национальной безопасности Российской Федерации и на основе прогноза ее социально-экономического развития. Правительство должно отслеживать реализацию намеченных решений.

Инвестиционная деятельность в конкурентном рынке определяется решениями независимых хозяйствующих субъектов в результате реакции на так называемые «рыночные (коммерческие) инициативы». Для снижения порождаемой этим неопределенности и в условиях неэффективности известных рыночных механизмов при решении крупных долгосрочных задач необходимо государственное регулирование инвестиционных процессов. Это особенно важно с учетом снижения ресурсного потенциала отрасли из-за

старения оборудования, сокращения ресурса научно-технических, проектных, строительно-монтажных организаций и др. Государственное регулирование должно предусматривать меры по максимальному привлечению рыночных механизмов. В случае необходимости, государство должно осуществлять непосредственное регулирование инвестиционных и других процессов с учетом особенностей монопольного и конкурентного секторов рынка.

Для большей эффективности использования рыночных сил необходимо снижать риски и повышать привлекательность инвестиций в проекты развития генерации и сетей, в том числе, посредством реализации следующих мер:

- фиксация прав собственности инвесторов (юридических и физических лиц) на прирост капитала, независимо от формы инвестирования в развитие;
- предоставление энергокомпаниям льготных государственных займов;
- предоставление государственных гарантий для получения внешних займов;
- предоставление налоговых льгот и освобождений;
- целевое использование сверхплановой прибыли генерирующих компаний и других субъектов рынка;
- снижение тарифов за пользование сетями в энергодефицитных районах;
- создание акционерных обществ по строительству электростанций и других объектов электроэнергетики с участием государственного капитала;
- использование рынка мощности, позволяющего в той или иной степени компенсировать потери при нерасчетном развитии потребления электроэнергии;
- стимулирование выработки и компенсации реактивной мощности;
- создание системы долгосрочных договоров на оплату мощности и электроэнергии по оговоренным ценам (тарифам), включая оплату услуг.

Механизмы и мероприятия по реализации перечисленных мер должны быть детально проработаны.

Важнейшая роль государства состоит в консолидации и экономическом стимулировании бизнес-сообщества в разработке и

применении новых, в том числе прорывных, технологий в сфере производства, передачи и потребления электрической и тепловой энергии, управления энергосистемами. К таким технологиям, в первую очередь, относятся: газотурбинные, парогазовые и газопоршневые энергетические установки, угольные агрегаты на суперсверхкритические параметры пара и с внутрицикловой газификацией угля, источники возобновляемой энергии, гибкие электропередачи переменного тока (FACTS), электробезопасные распределительные сети, децентрализованные системы электроснабжения на разных технологиях распределенной генерации, ресурсосберегающее оборудование, современные информационные технологии и системы (п. 4.7) и т. п.

Важнейшей составляющей надежности в электроэнергетике, вносящей основной вклад в энергетическую безопасность страны, является обеспечение балансов мощности и энергии на длительную перспективу для страны и ее регионов. Эта задача решается на этапе планирования развития ЕЭС и ее частей, которое осуществляется на основе прогноза электропотребления и предусматривает необходимые структурные изменения и вводы генерирующих мощностей с учетом их районирования, а также соответствующее развитие электрических сетей. При этом предусматриваются необходимые стратегические резервы и запасы, обеспечивающие надежность и создающие условия энергетической безопасности страны. Формирование балансов и планирование развития ЭЭС снижает неопределенность информации о будущем потреблении энергии и конъюнктуре на энергетическом рынке в региональном аспекте.

Обеспечение надежного покрытия перспективного спроса должно быть законодательно возложено на государственную (или, по крайней мере, регулируемую государством) компанию федерального уровня, которая:

– прогнозирует электропотребление;

– анализирует перспективные балансы и режимы работы электростанций;

– проводит тендеры на покупку дополнительной мощности и электроэнергии от сооружаемых и реконструируемых электростанций в районах ожидаемого дефицита в соответствии с техническими условиями на режимы работы, регулировочный диапазон и т. д.

Для обеспечения адекватного запросам общества развития электроэнергетики на государственном уровне необходимо:

– определить порядок программирования (разработки и реализации) развития и мониторинга (прогноза) надежности на перспективу, включая мониторинг баланса спроса и предложения;

– организовать систему разработки программ развития электроэнергетики страны, контроля и стимулирования выполнения этих программ, как в монопольном, так и конкурентном секторах электроэнергетики;

– сформировать и проводить целенаправленную энергосберегающую политику;

– предусмотреть модернизацию и реконструкцию объектов ЭЭС. Модернизация и реконструкция объектов должна производиться с учетом «узких мест» с целью, в том числе, замены ненадежных элементов при использовании передовых технологий производства и передачи электроэнергии (ПГУ и ГТУ, линии повышенной пропускной способности, элементы с газовой и полимерной изоляцией, композитные провода, гибкие электропередачи и др.).

При обосновании развития электроэнергетики с учетом надежности следует учитывать зарубежный опыт, когда государственные органы, оставляя за собой решение задач энергетической политики и стратегии, значительно усиливают роль Регулятора. На него возлагаются задачи по организации разработки правил, стандартов надежности, условий доступа к сети, механизмов управления сетевыми ограничениями, механизмов обеспечения социальных гарантий, вмешательства при неустойчивой работе рынка и др.

4.5. Обеспечение надежности при управлении функционированием ЭЭС

4.5.1. Обеспечение надежности при эксплуатации

Основной задачей эксплуатации является поддержание системной надежности, требуемых характеристик оборудования и надежности электроснабжения потребителей на необходимых уровнях с помощью различных средств и с минимальными издержками.

Либерализация производственных отношений в электроэнергетике, появление независимых хозяйствующих субъектов объективно усиливают политику экономии ресурсов всех видов, что может отразиться на надежности объектов электроэнергетики и ЭЭС разных уровней. Введение экономической и административной от-

ветственности субъектов электроэнергетики за ущербы от ненадежности должно решать эту проблему (см. разделы 7 и 8).

Использование финансовых механизмов взаиморасчета за надежность субъектов рынка стимулирует применение передовых ресурсосберегающих технологий: автоматизированный контроль и мониторинг состояния и ресурса оборудования; ремонты по состоянию; целевая модернизация и реконструкция объектов с переходом на современные более эффективные технологии и оборудование; автоматизация технологических процессов, процессов контроля и управления, тренажерная подготовка персонала по ведению экономичных и безаварийных режимов.

Должна быть разработана система мониторинга надежности в условиях эксплуатации, обеспечивающая фиксацию и обработку информации об отказах оборудования и объектов с целью оценки их состояния, анализа причин отказов, принятия необходимых мер по повышению надежности и выбора необходимых средств. Основным средством при этом является диагностика оборудования и на ее основе – выявление напряженных элементов, контроль остаточного ресурса и обоснование ремонта по состоянию. Ограничением на применение ремонта по состоянию является необходимость заблаговременного планирования режимов работы ЭЭС, ОЭС и ЕЭС в целом, а также учета технологических особенностей работы ТЭЦ.

Автоматизация производственных процессов, а также процессов контроля и управления, тренажерной подготовки персонала, должна выполняться с применением новых информационных технологий и современных технических средств измерения, сбора, передачи и обработки информации. В частности, при решении задач обеспечения надежности такого протяженного объекта, как электрические сети, необходимо использовать возможности геоинформационных систем (ГИС) с учетом ведущихся разработок по корпоративной системе управления пространственно-распределенными ресурсами ОАО «ФСК ЕЭС», системе раннего обнаружения и предупреждения аварий в результате гололедно-ветровых воздействий и других направлений использования ГИС-технологий.

4.5.2. Обеспечение надежности при управлении режимами

Иерархическая система оперативно-диспетчерского и автоматического управления является одним из главных средств обеспе-

чения надежности при управлении режимами ЕЭС России. Она поддерживает единство процесса в уникальной по сложности и протяженности технологической системе. Управление режимами, включая противоаварийное управление, является важным аспектом выполнения основных функций ЭЭС любого уровня по поддержанию синхронной работы и электроснабжению потребителей с требуемым уровнем надежности. Оно используется при долгосрочном (месяц, квартал, год), краткосрочном (сутки, неделя) планировании, оперативном и автоматическом управлении в режиме реального времени. В новых экономических условиях управление режимами требует корректировки из-за учета рыночных задач и постоянной адаптации отдельных деловых процессов к появляющимся новым правилам и нормативно-правовым актам.

Противоаварийное управление (ПАУ) – одно из наиболее действенных средств по обеспечению надежности ЕЭС – осуществляет функции предотвращения нарушений режима в результате возмущений и ликвидацию возникших нарушений. Соответствующие действия выполняются персоналом (в основном в предаварийных и послеаварийных условиях) и противоаварийной автоматикой (ПАА). Часть функций ПАУ выполняется системами АРЧМ и АРН, а также технологической автоматикой на электростанциях и у потребителей. В новых условиях должна быть сохранена эффективность ПАУ. Для этого необходимы механизмы, которые основаны на сочетании нормативного и рыночного подходов и гарантируют размещение и эксплуатацию устройств АРЧМ и ПАА, а также возможность реализации управляющих воздействий от автоматики и от персонала на объектах, принадлежащих разным хозяйствующим субъектам.

Поскольку установленные у потребителей электроприемники технологически являются составляющей электроэнергетической системы, то потребители должны активно участвовать в меру своих технологических возможностей в управлении режимами работы ЭЭС в качестве потребителей-регуляторов и в аварийных условиях. При использовании потребителей-регуляторов наряду с оборудованием энергосистемы в регулировании нормальных (ремонтных) режимов работы ЭЭС необходимо руководствоваться принципом обеспечения максимальной экономичности, учитывая наряду с изменением стоимости расходов топлива на электростанциях и потерь электроэнергии в сетях и дополнительные экономические рас-

ходы у потребителей-регуляторов, а в процессе регулирования аварийных и послеаварийных режимов работы ЭЭС при вводе ограничений потребителей с использованием АЧР, САОН или графиков аварийной разгрузки необходимо стремиться к минимизации экономических потерь у потребителей, используя их индивидуальные (отраслевые) характеристики удельных ущербов, которые необходимо разработать и обосновать.

Введение рыночных механизмов приводит к фундаментальному изменению целевой функции управления режимами, переводя ее из критерия минимума народнохозяйственных затрат отрасли (топливо, потери электроэнергии, инвестиции в повышение надежности, компенсация ущерба и др.) в адекватный критерий максимума консолидированной чистой прибыли у независимых участников рынка с экономическим механизмом распределения получаемой дополнительной чистой прибыли между ними. Управление режимами ведется под руководством Системного оператора. В рыночной среде необходим переход к управлению режимами с помощью адресованных генераторам и потребителям ценовых сигналов, формирующихся в рамках рынка.

Управление режимами включает в себя планирование ремонтов генерирующего оборудования, электрических сетей, средств управления и их оперативное разрешение. Субъекты оперативно-диспетчерского управления координируют планы ремонтов с целью обеспечения надежного электроснабжения. На всех этапах планирования и координации ремонтов должно быть обеспечено соблюдение норм периодичности и продолжительности ремонтов, нормативов по надежности в отношении резервов, запасов пропускной способности электрических сетей, устойчивости и живучести энергосистем при возмущениях (в том числе за счет перестройки системной автоматики), наблюдаемости и технологической управляемости режимов энергосистем. При этом должны быть созданы механизмы, которые увязывают интересы субъекта оперативно-диспетчерского управления по обеспечению надежности, владельца ремонтируемого (по срокам или по состоянию) объекта и исполнителя работ, действующего в рамках рынка ремонтных услуг, в том числе с использованием чрезвычайных мер при неотложном ремонте в недопустимых по надежности условиях. Необходима разработка нормативно-правового акта, определяющего требования к периодичности и продолжительности ремонтов.

В рамках нормативных документов и регламентов рекомендуется определить и законодательно установить права и порядок действий оперативного персонала по обеспечению надежности при управлении режимами энергосистем, права на воздействия на потребителей, связанные с нарушением электроснабжения, с соответствующей защитой оператора от немотивированной ответственности, круглосуточную доступность оперативного персонала, порядок обмена между субъектами рынка и всеми участниками технологического процесса информацией. При этом должен быть определен состав информации, технические средства ее доставки и организации процесса обмена.

Основным инструментом реализации участия субъектов в автоматическом и оперативном управлении режимом должен быть рынок дополнительных (к услугам по передаче электроэнергии и оперативно-диспетчерскому управлению) системных услуг. К дополнительным (специальным) системным услугам (ДСУ) относятся: предоставление резервов активной мощности разной степени мобильности; участие в регулировании частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности; участие в ПАУ и восстановлении рабочего режима после нарушения, тренажерная подготовка оперативного персонала к противоаварийному управлению, проведение противоаварийных тренировок. Участие субъектов рынка в обеспечении ДСУ должно быть обязательным и оплачиваемым. Принцип оплаты за услуги сводится к компенсации затрат субъектов по обеспечению требуемых характеристик, в том числе по установке и эксплуатации необходимых устройств управления, а также затраты на поддержание готовности к оказанию услуг и затраты на фактическое участие в их оказании. Необходимо ускорить разработку модели, создание и поэтапный запуск рынка ДСУ в соответствии с развитием оптового рынка электроэнергии. Обязательность участия субъектов рынка в ДСУ и механизмы оплаты должны быть определены нормативным актом федерального уровня.

Для реализации новых деловых процессов, обеспечивающих эффективное управление надежностью в рыночных условиях, переход на новое, более совершенное в функциональном отношении поколение средств автоматического и оперативного управления и планирования (АСДУ, АРЧМ, АРН, ПАА), включая средства связи, необходима разработка соответствующего методического, программного и информационного обеспечения для управления режи-

мами ЭЭС.

4.6. Мониторинг надежности

Важной задачей предстоящего периода, решение которой необходимо для обеспечения эффективного управления надежностью, является создание *системы мониторинга надежности*. Мониторинг имеет целью осуществление регулярного контроля за уровнем текущей надежности в зонах ответственности субъектов, за выполнением соглашений и нормативов, выявление «узких (слабых) мест» для планирования мероприятий по повышению надежности (при ремонтах, реконструкции и модернизации), а также выявление причин и виновников возникновения случаев отказов оборудования и аварийных нарушений с отключением потребителей и генераторов электростанций, что является основой для реализации экономической ответственности субъектов за надежность.

Целесообразно, объединяя территориально-объектный и производственно-хозяйственный аспекты классификации, сферу охвата системы мониторинга разделить на четыре уровня объектов мониторинга:

1) энергетическое оборудование и технические средства управления (в т.ч. РЗ, ПАА, аппаратура и каналы связи);

2) технологические объекты (ЛЭП, подстанции, электростанции, схемы электроснабжения и др.);

3) ЭЭС как технологические единицы – зоны диспетчерского управления и отрасль в целом;

4) субъекты рынка и их подразделения, включая монопольные инфраструктуры и потребителей (их границы могут не совпадать с границами объектов и зон технологического управления).

Во временном аспекте система мониторинга должна охватывать задачи ретроспективного анализа надежности и ее составляющих, оценки надежности в реальном времени, в том числе с фиксацией текущих нарушений – проявлений ненадежности, а также прогнозирование надежности на близкую перспективу. Кроме того, мониторинг должен обеспечить информационную поддержку задач оценки и обеспечения надежности на различных интервалах управления (режимы, ремонты, модернизация и реконструкция, подготовка персонала, развитие).

Для качественного анализа системных нарушений (аварий) должна, в частности, осуществляться фиксация коммутаций, сраба-

тывания устройств РЗ и ПАА с построением протоколов событий, регистрация параметров секундных переходных процессов (на интервале до 10–20 сек.), связанных с начальной стадией аварийных режимов. Сюда относится также синхронизация измерений и протоколов автоматики и коммутаций на соседних объектах.

Новой задачей явится выполнение синхронных измерений аварийных процессов и событий (в том числе на секундных интервалах) в специально выбранных точках ЕЭС для определения и контроля распространения динамических возмущений на значительные территории.

Система мониторинга должна обеспечивать измерение заданных параметров и определение по ним установленных показателей и характеристик и/или выявленное их несоответствие установлениям нормативов и/или соглашений с автоматизацией получения обобщенных данных по аварийности всех контролируемых элементов.

Соответственно система мониторинга должна представлять собой иерархическую распределенную организационно-техническую автоматизированную человеко-машинную систему, которая имеет несколько контуров, работающих в разных масштабах времени (в том числе контур реального времени) и имеющих разную степень автоматизации. Она включает в себя подсистемы измерения, первичной обработки информации, передачи информации, хранения информации (базы данных), вторичной обработки и представления информации, а также подсистемы, распределенные по энергетическим объектам, хозяйствующим субъектам и отдельным конкретным их функциям, например, мониторингу профессиональной деятельности и т. д.

Система мониторинга должна создаваться поэтапно с выделением функционально законченных стадий, позволяющих начать решение практических задач по оценке надежности в ограниченной по тем или иным составляющим постановке. Должны быть по возможности использованы существующие системы измерения, базы данных, методы обработки информации, организационные схемы и др., что играет свою роль, особенно на первых этапах разработки и обеспечивает получение практических результатов, не дожидаясь окончания проекта. Мониторинг режима и нарушений должен быть основан на существующих средствах SCADA/EMS, АСКУЭ и др.

Мониторинг надежности должен организовываться субъекта-

ми рынка по выполняемым функциям при координации и обобщении данных по отрасли со стороны органа, уполномоченного государством.

4.7. Инновационные аспекты повышения надежности в электроэнергетике

Изложенные выше принципы и средства обеспечения надежности являются традиционными, широко используемыми. Однако в настоящее время в условиях развития информационных технологий и инновационной экономики перспективной базой повышения надежности в электроэнергетике становится инновационная основа и интеллектуализация технологического оборудования, объектов, систем электроэнергетики и управления ими.

В настоящее время в мире, и в России в частности, исследуются и формируются новые концептуальные положения развития электроэнергетики, соответствующие новым целям и тенденциям функционирования с использованием современных методов и средств управления, перспективного оборудования и технологий производства, преобразования, транспорта, распределения и применения электрической энергии.

Новая концепция, получившая название за рубежом «умной» (Smart Grid), а в России как более соответствующая сути, – «интеллектуальной» системы, является логическим следствием эволюционного развития энергетической техники и технологий в формирующемся информационном и предполагаемом в будущем универсальном типе общественного производства.

Стратегическая цель создания «интеллектуальных» электроэнергетических систем состоит в возможности ведения наиболее надежного, безопасного и экономически эффективного режима работы ЭЭС в любой реальный момент времени при любых меняющихся внешних и внутренних условиях ее функционирования.

Основные положения программы инновационного интеллектуально-технологического развития отечественной электроэнергетики заключаются в следующем:

А. Переоценка традиционных современных и перспективных энергетических технологий производства, преобразования, транспорта, распределения и потребления электроэнергии с позиций прогрессивных технологических и информационных инноваций, глобальной автоматизации процессов управления (особенно быст-

ропротекающих).

Б. Широкое и глубокое диагностирование оборудования, требующее новых подходов к проектированию и изготовлению этого оборудования с закладкой «умных» датчиков состояния в необходимых местах. Разработка программного обеспечения комплексной обработки результатов диагностических замеров с целью оценки текущего состояния оборудования, обнаружения скрытых дефектов и неисправностей, прогнозирования остаточного ресурса.

В. Постепенное превращение управляемых объектов и средств управления в интегрированную систему, регулируемую интеллектуальными ресурсами, в том числе, и искусственным интеллектом.

Технологическое оборудование и средства технологического управления, необходимые для создания интеллектуальных систем, начали создаваться в мире и в СССР уже с 70-х годов прошлого века, комплекс которых в настоящее время включает следующие элементы:

– высокоэффективные энергетические и энерготехнологические установки (ГТУ, ПГУ и др.), оснащенные передовыми интеллектуальными системами регулирования и управления;

– управляемые устройства компенсации (регулирования);

– вставки и линии постоянного тока;

– электромеханические устройства преобразования частоты;

– технологии гибких линий электропередачи переменного тока (FACTS);

– управляемые накопители электрической энергии;

– управляемые преобразователи рода тока;

– сверхбыстродействующие системы управления на основе силовой электроники;

– устройства режимной и противоаварийной автоматики на цифровой основе;

– технологии встроенного и дистанционного непрерывного диагностирования оборудования, дистанционного мониторинга, контроля и управления;

– суперкомпьютеры, современное программное обеспечение (оценивание состояния, оценка и обеспечение надежности сложных систем и др.);

– SCADA, WAMS, PMU, АСКУЭ, АСУ ТП, СМПР и др.;

– оптоволоконная и спутниковая связь, ГЛОНАСС, GPS и др.

Подобная технологическая платформа ЭЭС в сочетании с со-

временными цифровыми информационно-контролирующими системами и интегрированными интерфейсами и коммуникациями на основе синхрофазоров, регистрирующих изменение токов и напряжений с темпом 30 раз в секунду и более, позволит существенно изменить технико-экономические характеристики будущих ЭЭС и обеспечить высокую социально-экономическую эффективность их эксплуатации и развития (повышение надежности электроснабжения; предупреждение аварийных и предаварийных ситуаций; возможности самовосстановления конфигурации системы после аварийных отключений ее элементов; поддержание высокого качества электроэнергии; высокой адаптации элементов и системы в целом к изменению параметров внешней и внутренней ее среды). Существенно повышаются технические требования к надежности снабжения потребителей электроэнергией, с одной стороны, а, с другой, – к безопасности, живучести и устойчивоспособности самих энергетических объединений.

Фактически все эти технические средства и интеллектуальные технологии прошли практическую или пилотную проверку и выпускаются мировой и отечественной промышленностью.

Для интеллектуальной электроэнергетической системы факторами, уменьшающими возникновение и развитие аварий, а, следовательно, повышающими надежность электроснабжения, являются:

1) повышение информационного обеспечения центров оперативного управления, которое позволит диспетчерам иметь полную фактическую и удобно обозримую картину состояния системы и принимать адекватные управляющие воздействия;

2) эффективная система коммуникаций и координации действий региональных центров оперативного управления в процессе возникновения, возможного развития и ликвидации аварий;

3) формулирование обновленных процедур и действий между центрами оперативного управления на базе новых информационных и коммуникационных возможностей, устраняющих неточность функций и несогласованность действий диспетчерского персонала;

4) новые технические средства и программное обеспечение центров оперативного управления, позволяющие прогнозировать и определять причины аварий и получать нужную и своевременную информацию о состоянии генерирующего оборудования и сети, а также вероятном дефиците мощности, его величине и дислокации;

5) облегчение работы оперативного персонала с учетом новых

технологий автоматизированного управления энергосистемами, особенно в режиме реального времени и для быстропротекающих переходных процессов, на базе концепции интегрированной, саморегулируемой и самовосстанавливающейся («интеллектуальной») системы.

Реализация «интеллектуальной» энергосистемы приведет к уменьшению аварийности оборудования, отказов систем управления, сокращению вероятности системных аварий и тем самым существенному снижению недоотпуска электроэнергии потребителям. При этом должны быть разработаны необходимые меры по обеспечению информационной безопасности «интеллектуальной» энергосистемы, формирующие эффективное парирование интеллектуальной информационно-управляющей системой ЭЭС внутренних дестабилизирующих факторов и внешних, в том числе преднамеренных воздействий.

Управление «интеллектуальными» энергосистемами требует высочайшей квалификации управленческого персонала и строжайшего соблюдения технологической дисциплины. Повышение квалификации и деловых качеств оперативного персонала должно осуществляться на основе: новых современных знаний физической и технической природы электроэнергетики; производственно-экономических отношений между субъектами энергорынка; оценки профессиональной пригодности и психофизической тренированности. Это позволит персоналу повысить устойчивую работу и обеспечить высокую надежность и эффективность текущих режимов системы.

На основе использования концепции «интеллектуальных» систем возможно эффективно осуществить надежное и экономичное управление режимом электроснабжения на всех уровнях диспетчерского и автоматического управления в новых, более сложных экономических и технических условиях работы энергосистем, но это потребует создания принципиально новой системы сбора и обработки огромного объема информации, разработки автоматизированных моделей для решения конкретных задач сложного процесса оперативного управления ЕЭС России, постоянный реинжиниринг управления по мере внедрения инноваций.

Для реализации стратегии инновационного развития в рыночных условиях нужна Национальная программа инновационно-интеллектуального развития электроэнергетики России. Важной ее

частью является разработанная Концепция развития «интеллектуальной» электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).

Разработка указанной программы должна осуществляться на научно обоснованных методологических принципах, определяющих максимально целесообразное выполнение стратегических целей развития электроэнергетики России, включая задачи значительного повышения надежности электроснабжения.

Реализация национальной программы инновационно-интеллектуального развития отечественной электроэнергетики позволит решить и другие национальные программы (проекты), в том числе программы энергосбережения, надежности и безопасности электроснабжения, а также развития интеллектуального человеческого потенциала в России.

Организационной основой национальной программы инновационно-интеллектуального развития электроэнергетики России должны стать технологические платформы РФ «Интеллектуальная энергетическая система России», «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности», «Перспективные технологии возобновляемой энергетики», «Малая распределенная энергетика», «Комплексная безопасность промышленности и энергетики». При этом требуется разработка принципов обеспечения надежности специфических видов генерации для различных возможных условий их работы в ЭЭС. Соответствующие принципы должны быть оформлены в виде директивных материалов.

Создание «интеллектуальных» энергетических систем в России инициирует инновационное развитие других отраслей производства, поскольку потребуется их интеллектуально-технологическое перевооружение, и, в первую очередь, отечественного энергомашиностроения, поставляющего оборудование для ЭЭС.

Координацию инновационных программ развития электроэнергетических компаний должно осуществлять Минэнерго РФ.

5. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА СУБЪЕКТОВ ОТНОШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ

ЕЭС России – это сложная распределенная в пространстве техническая система непрерывного действия с централизованным диспетчерским управлением, которая вовлекает в единый технологический процесс большое количество объектов независимо от форм собственности и объединяет собой всю суммарную генерацию синхронно работающих электростанций страны и подключенных через единую электрическую сеть всех потребителей, которые также являются неотъемлемой частью общего и, практически, одномоментного процесса производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Необходимость сохранения единства технологического процесса в ЕЭС и в изолированных ЭЭС и взаимовлияние субъектов энергорынка не оставляют другой альтернативы, кроме как их совместное участие в обеспечении как системной надежности, так и надежности электроснабжения потребителей.

В рамках определения ЕЭС как единого технологического объекта каждый субъект в электроэнергетике, имеющий хоть какое-то отношение к ее функционированию и/или развитию, должен нести ответственность за обеспечение ее надежности в пределах своей компетенции.

Сферы обязанностей и ответственности субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению надежности связаны со следующими аспектами:

– функционирование энергосистемы в целом – системная надежность;

– функционирование локальных распределительных сетей – надежность распределения электроэнергии;

– электроснабжение конкретных потребителей – надежность электроснабжения;

– функционирование каждого из субъектов (готовность оборудования, готовность персонала, полнота, надежность и качество выполнения обязательств, услуг и др.).

Основными субъектами электроэнергетики в настоящее время при функционировании и развитии ЕЭС как единого в технологическом плане объекта являются генерирующие компании (ГК), Федеральная сетевая компания (ФСК) ЕЭС, межрегиональные сетевые

компании в составе холдинга (Холдинг МРСК), региональные сетевые компании (РСК), Системный оператор (СО ЕЭС), энергосбытовые организации (в том числе гарантирующие поставщики), потребители. Для изолированных ЭЭС существует своя специфическая структура субъектов электроэнергетики с аналогичными функциями каждого субъекта. Далее рассматриваются только субъекты электроэнергетики, относящиеся к ЕЭС.

Кроме основных субъектов электроэнергетики, в обеспечении надежности участвуют проектные и научно-исследовательские институты, строительные и ремонтные организации, ВУЗы, заводы-изготовители оборудования и др., выступающие в роли подрядчиков – исполнителей заказов основных субъектов отрасли.

Перечисленные субъекты электроэнергетики должны нести законодательно утвержденную экономическую, административную и уголовную ответственность за надежность и качество выполнения своих технологических функций. Целесообразность уточнения и детализации ответственности за системную надежность и надежность электроснабжения вызвана тем обстоятельством, что Системный оператор и энергосбытовые организации сами по себе имеют ограниченные средства обеспечения надежности и могут в основном способствовать обеспечению надежности средствами управления в широком смысле (технологического и/или организационно-экономического). Технические средства обеспечения надежности, как уже отмечалось, имеют генерирующие и сетевые компании, а также потребители.

С учетом этого, основные положения по распределению ответственности за поддержание системной надежности и надежности электроснабжения будут выглядеть следующим образом:

- *Генерирующая компания* – за функцию надежной генерации электроэнергии.
- *Оператор ЕНЭС* (основная системообразующая сеть) – ФСК ЕЭС – за функцию надежной передачи мощности объектами сети от генерирующих компаний к соответствующей распределительной сети.
- *Холдинг МРСК* – за функцию надежной передачи мощности между узлами сети регионов.
- *Региональная сетевая компания* – за функцию надежной передачи мощности от узла системообразующей сети (центра питания) к потребителю.

- *Системный оператор* – за управление объектами диспетчеризации ЕЭС в зоне оперативной ответственности (обеспечение нормативов системной надежности, режимы загрузки оборудования, поддержание режимных параметров в пределах допустимых диапазонов, настройка автоматики, команды диспетчерам, в том числе по выводу оборудования в ремонт или включению его в работу, и др.).

Системный оператор, чтобы применять рычаги управления, должен иметь соответствующие механизмы воздействия на субъекты.

- *Энергосбытовая организация (*в том числе *гарантирующий поставщик)* – за обеспечение надежного электроснабжения конкретных потребителей, также применяя соответствующие механизмы воздействия на субъекты.
- *Потребитель* – за оказание услуг в обеспечении системной надежности, надежности распределения электроэнергии и, в совокупности этих компонентов, – надежности электроснабжения посредством регулирования собственной текущей нагрузки (активной и реактивной) и пр.

Обязательства за надежность выполнения своих технологических функций должны выполняться как на этапе текущего управления функционированием, так и предусматриваться при управлении развитием субъектов электроэнергетики и ЕЭС в целом.

Основными обязательствами субъектов по обеспечению надежности в технологическом аспекте являются следующие.

Генерирующие компании должны обеспечивать:

–безотказность и управляемость генерирующих агрегатов;

–участие в бездефицитном покрытии графика нагрузки и формировании балансов электроэнергии, регулировании частоты и активной мощности, а также напряжения и реактивной мощности в согласованных Системным оператором объемах;

–выполнение требований по устойчивости и живучести ЕЭС и ЭЭС при расчетных и нерасчетных условиях, включая возможность восстановления генерации после погашения системы.

Для этого необходимо обеспечить: должное резервирование мощности и энергии, в том числе запасов первичных энергоресурсов, резервирование общестанционных систем и ресурсов, своевременное и качественное выполнение диагностики, технического обслуживания и ремонтов оборудования, поддержание согласованных

характеристик оборудования, высокую квалификацию и готовность персонала, адекватность характеристик и настройки систем управления.

Сетевые компании (ФСК ЕЭС, Холдинг МРСК, РСК) должны обеспечивать:

– адекватные требованиям схемы выдачи мощности электростанций и их (схем) текущую надежность;

– регламентированную надежность магистральной и распределительной сетей при расчетных условиях и при выполнении генерирующими компаниями согласованных графиков выдачи мощности;

– согласованные схемы технологического присоединения потребителей и текущую надежность их электроснабжения;

– соблюдение типовых правил и процедур технологического присоединения к электрическим сетям заявителей разных категорий;

– недискриминационный доступ к электрическим сетям.

Для этого необходимо обеспечить: рациональную конфигурацию (схему) сети, резервирование структуры и запасов пропускной способности сети, использование управляемых источников реактивной мощности, средств автоматического противоаварийного управления и др.

Эти обязанности могут быть выполнены только при соответствующем исполнении технических требований, правил доступа и правил пользования сетями. Технические правила основываются на обобщении опыта эксплуатации магистральных и распределительных электрических сетей.

Потребители (в том числе потребители, имеющие собственные электрические сети и источники электроэнергии) должны обеспечивать:

– устойчивость к расчетным внешним возмущениям, особенно кратковременным;

– безотказность собственных (внутренних) сетей и источников электроэнергии;

– электрическую и технологическую живучесть;

– способность восстановления без значительных потерь технологического процесса после его нарушения;

– поддержание заданного коэффициента мощности;

– активное участие в меру своих технологических возможностей в управлении режимами работы ЭЭС, так как они наравне с поставщиками несут ответственность за надежность (в том числе в утяжеленных и аварийных условиях – при управлении электропотреблением, в графиках ограничения и отключения, САОН, АЧР, в статусе потребителя-регулятора и др.).

Для этого, при необходимости, должны применяться системы самозапуска и повторного пуска двигателей, автономные источники питания, технологическое резервирование и средства управления.

Потребители, являющиеся субъектами оптового рынка, должны:

– ограничивать свое негативное влияние на надежность и качество электроснабжения других потребителей и системы в целом на границе балансовой принадлежности их объектов;

– в необходимой и согласованной мере участвовать в обеспечении надежности ЕЭС и ЭЭС.

Потребители с непрерывным технологическим процессом должны допускать с обеспечивающей стороны (генераторов или сетей) возможные кратковременные нарушения режима на границе балансовой принадлежности объектов, входящие в расчетные условия присоединения (например, в виде многостороннего договора и комплексных (обобщенных) показателей надежности).

Системный оператор должен обеспечивать:

– требуемую системную надежность ЕЭС (энергосистем) с учетом текущих характеристик электропотребления;

– соответствующее планирование режимов на основе заявок субъектов энергорынка;

– согласование планов ремонтов оборудования субъектов рынка и работу средств управления;

– оперативное и автоматическое управление режимами в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях.

При этом используются автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) и системы автоматического управления режимом (АРЧМ, РЗ, ПАА), настроенные с учетом обеспечения надежности в текущих условиях.

Энергосбытовые организации (в том числе *гарантирующие поставщики*) должны обеспечивать регламентированную догово-

рами надежность электроснабжения потребителей путем координации отношений распределительных сетевых компаний и потребителей.

Хозяйствующие субъекты (в т.ч. собственники, пользователи, операторы, потребители, действующие в разных секторах оптового и розничного рынков):

– учитывая особенности своей деятельности, должны быть ответственны за надлежащее поддержание и воспроизводство основных фондов и обеспечение надежности своих объектов.

Все субъекты должны нести ответственность:

– за обеспечение собственного уровня надежности при регламентированных внешних возмущениях – расчетных условиях (критерий типа *n*–1, вид к.з., сила ветра и уровень гололедообразования, на которые рассчитываются ВЛ, вид и длительность нарушений и др.) и за ограничение в регламентируемых пределах величины и частоты собственных возмущений, влияющих на работу сети;

– выполнение требований, предъявляемых условиями их работы в составе ЕЭС (ЭЭС), внося установленный вклад в обеспечение системной надежности, в т.ч. в ограничение развития технологических нарушений и ликвидацию их последствий как в случае расчетных, так и нерасчетных условий.

Для этого необходимо единообразие применения правил и процедур технологического присоединения к электрическим сетям разных категорий заявителей, основанных на соблюдении ими минимальных технических, проектно-конструкторских и оперативных критериев и требований, позволяющих, в свою очередь, субъектам выполнять свои обязанности и соблюдать обязательства по обеспечению надежной работы ЕЭС. Это в равной степени должно относиться как к вновь подключаемым к системе потребителям, так и к уже подключенным. Обязательным при подключении к системе новых потребителей или производителей электроэнергии является условие недопущения снижения надежности электроснабжения (и качества электроэнергии) уже существующих объектов и системы в целом.

Услуги по обеспечению надежности должны быть платными, независимо от того, кем они оказываются – поставщиками или потребителями.

СО ЕЭС, ФСК ЕЭС и Холдинг МРСК играют основную роль в координации вопросов обеспечения надежной работы ОЭС и ЕЭС

России в целом (системной надежности) в рыночных условиях. При этом под системной частью вклада в обеспечение надежности для всех субъектов рассматриваются системные услуги, предоставление которых должно быть обязательным и затраты на которые подлежат компенсации.

Субъекты оптового и розничного рынков (дополнительно к основным субъектам):

1. *Совет рынка* должен нести ответственность за нормативное регулирование на оптовом рынке электроэнергии (мощности), решать вопросы соблюдения правил работы рынка, разрешать споры между участниками рынка и выполнять другие функции без ущерба для надежности.

2. *Коммерческий оператор* ОАО «АТС» несет ответственность за работу торговой площадки оптового рынка электроэнергии и обязан обеспечить формирование рыночных цен на электрическую энергию и мощность, а также осуществляет страхование рисков ответственности за нарушение договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и иных договоров, заключенных им на оптовом рынке. Указанные функции должны выполняться без снижения надежности электроснабжения.

Основные обязательства между любыми субъектами на рынке с точки зрения надежности:

- Отношения между субъектами на рынке – это финансовые отношения, и основным инструментом взаимодействия между субъектами хозяйствования является система договорных отношений.
- Конкретные требования по надежности и ответственность за их выполнение должны указываться в договорах на основе действующих нормативов и правовых актов:
    - договор об осуществлении технологического присоединения,
    - договор электроснабжения,
    - договор на оказание услуг по передаче электроэнергии,
    - договор на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению,
    - договор на оказание дополнительных (специальных) системных услуг.
- Любой договор должен отражать не только интересы договаривающихся субъектов, но и интересы надежного функционирования и развития ЕЭС в целом как единого объекта.

- Все субъекты рынка должны обладать ресурсами для компенсации собственных ущербов и ущербов, нанесенных другим субъектам.

Для этого целесообразно в договорах на поставку (передачу) электроэнергии указывать приемлемый для сторон договорный уровень надежности электроснабжения, а также обязательства поставщика возмещать потребителю все возможные убытки, связанные с перерывами электроснабжения, а потребителя – оплачивать соответствующий тариф за обеспечение требуемой надежности.

Группа субъектов, имеющих отношение к электроэнергетике и влияющих на надежность и поэтому имеющих обязательства в своей компетенции по обеспечению надежности:

1. Предприятия, связанные с изготовлением продукции (оборудования и пр.) для электроэнергетики (в т.ч. энерго- и электромашиностроительные заводы).
2. Ремонтные компании.
3. Организации (не входящие в состав энергокомпаний), выполняющие проектно-изыскательские, научно-исследовательские, опытно-конструкторские работы для отрасли.
4. Страховые компании – на основе взносов могут возмещать различные риски субъектов электроэнергетических рынков (например, ущербы потребителей и системы, связанные с неординарными, экстремальными ситуациями).

Группа субъектов отношений со своей ответственностью за принятие решений:

1. Законодательная власть: Федеральное собрание (Госдума, Совет Федерации), Законодательные (представительные) органы субъектов РФ.
2. Исполнительная власть: Правительство РФ, Федеральные органы исполнительной власти, в том числе Министерство энергетики, МЧС, Минэкономразвития, Минпромторг, Минобрнауки, ФСТ, ФАС, Ростехнадзор, Администрации (правительства) субъектов РФ.

Основная роль в выполнении регулирующих функций принадлежит Министерству энергетики, Федеральной службе по тарифам, Федеральной антимонопольной службе. В сферу компетенции этих ведомств входят:

- выработка и принятие в отрасли технической политики, в том числе с отражением технических параметров основного обору-

дования, протоколов взаимодействия, долгосрочных закупок, с регламентацией сроков службы оборудования объектов электроэнергетики, выделением защищенных статей финансирования ремонтных компаний, инновационной деятельности и подготовки специалистов;

- определение порядка взаимодействия и консолидации субъектов рынка в сфере технической политики, стандартизации технических требований, обмена передовым опытом на принципах как обязательности, так и добровольности и самоорганизации субъектов электроэнергетики;
- разработка и утверждение программ (планов) перспективного развития электроэнергетики, мониторинг и контроль реализации программ; создание и использование инструментов государственного регулирования и стимулирования выполнения программ;
- контроль исполнения инвестиционных программ с участием государственных предприятий или с использованием государственных инвестиционных ресурсов, а также инвестиционных программ (проектов), включенных в федеральные программы перспективного развития электроэнергетики или в федеральные целевые программы;
- формирование, утверждение и применение принципов тарифного регулирования;
- антимонопольный контроль, регулирование и применение санкций за невыполнение или нарушение предписаний ФАС;
- госнадзор за выполнением требований надежности и применение соответствующих мер принуждения (Ростехнадзор, Минэнерго);
- организация и обеспечение функционирования системы мониторинга надежности, в особенности на федеральном уровне;
- планирование и организация согласованных действий федерального, межрегионального и регионального уровней при чрезвычайных (форс-мажорных) ситуациях.

На региональном уровне, кроме компетенций, указанных выше для федерального уровня, органы региональной власти осуществляют:

- контроль реализации инвестиционных программ местных энергокомпаний;
- полномочия (участие) по регулированию тарифов;
- полномочия (участие) по действиям в чрезвычайных си-

туациях;

- отслеживание финансового состояния электроснабжающих организаций (в т.ч. гарантирующих поставщиков), снабжающих электроэнергией конечных потребителей в зоне своей ответственности.

Таким образом, целесообразно установить новую систему правовых и экономических отношений между субъектами энергетического рынка, основанную на безусловном выполнении принятых обязательств перед потребителями и законодательно оформленной правовой и экономической ответственности за их невыполнение. Без законодательно оформленной системы правовых и экономических обязательств и ответственности между субъектами энергетического рынка предлагаемые механизмы Концепции могут оказаться не эффективными.

6. СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ТРЕБОВАНИЙ НАДЕЖНОСТИ

6.1. Показатели надежности

Выбор показателей надежности для анализа и обеспечения, а также мониторинга надежности ЭЭС на всех временных, территориальных, технологических и хозяйственно-организационных уровнях управления является ответственной задачей, способствующей формированию эффективной системы обеспечения надежности. Система показателей должна быть достаточно наглядной, по возможности с минимальным количеством выбранных показателей, легко увязываемой с экономическими характеристиками обеспечения надежности и непротиворечивой. Контролируемые показатели надежности должны образовывать иерархическую систему, охватывающую все объекты мониторинга, все уровни управления. Система должна быть основана на существующих показателях надежности для оборудования и более сложных объектов и технологических единиц, для интегральных оценок последствий нарушений (единичных и на установленных временных интервалах), а также для оценок деятельности субъектов отношений в электроэнергетике. При этом должны учитываться складывающаяся структура электроэнергетической отрасли России, ее обновляющийся технологический, технический облик, новая система хозяйственных и правовых отношений.

Ввиду сложности и многостороннего характера технического присоединения объектов (на разных классах напряжения, с разными субъектами и др.) предстоит выработать подход (совокупность показателей) к оценке надежности объекта относительно его границ балансовой принадлежности. Система показателей надежности должна быть интегрирована в систему показателей оценки эффективности производственной деятельности компаний. При этом необходимо соотнести параметры и показатели надежности и качества, поскольку, как отмечалось в разделе 1, при низкой надежности обеспечение высокого качества электроэнергии невозможно, а с другой стороны, снижение качества есть косвенная форма недоотпуска электроэнергии, а также снижения надежности электроприемников потребителей. На основе оценок показателей надежности должны адресно определяться необходимость и направления мероприятий по повышению надежности.

Для количественной оценки и мониторинга надежности ЕЭС России и надежности электроснабжения потребителей на основе многообразия известных показателей надежности и требований по надежности должна быть обоснована с учетом отечественного и зарубежного опыта *система необходимых характеристик и показателей надежности*, соответствующая рыночным условиям и требованиям потребителей электроэнергии, дифференцированная по объектам и субъектам электроэнергетики, в территориальном разрезе и по другим аспектам. Приведенная ниже система показателей и требований надежности в электроэнергетике использует имеющийся опыт оценки надежности в СССР / России и за рубежом, но является предварительной и требует специальной детальной проработки и обоснований.

Основными группами показателей и характеристик надежности целесообразно считать:

- показатели надежности обеспечения электростанций топливно-энергетическими ресурсами:

1) вероятность бездефицитного снабжения топливом (углем, газом и т. д.) ТЭС;

2) запасы топлива на складах электростанций;

3) математическое ожидание (прогноз) запасов воды в водохранилищах

ГЭС с учетом приточности воды в водохранилища и ее сработки в соответствии с графиками загрузки ГЭС;

- показатели надежности энергетического и электротехнического, основного и вспомогательного оборудования (генерирующего и сетевого), устройств и систем управления:

1) вероятность безотказной работы;

2) коэффициент (оперативной) готовности;

3) среднее время восстановления;

4) нормы проведения плановых ремонтов (периодичность, продолжительность);

5) снижение уровня работоспособности или функционирования объекта;

6) средний срок службы;

- показатели системной надежности ЕЭС и ее составляющих, изолированных ЭЭС:

1) вероятность безотказной (бездефицитной) работы;

2) математическое ожидание среднегодового недоотпуска

электроэнергии;

3) коэффициент обеспеченности потребителей электроэнергией;

4) «системная минута»;

- показатели надежности электроснабжения потребителей:

1) частота отказов;

2) средняя длительность отказа;

3) математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за расчетный период;

4) средний ущерб от недоотпуска электроэнергии;

- показатели надежности для хозяйствующих субъектов электроэнергетики (ОГК, ТГК, ФСК, МРСК, РСК и т. д.) относительно границ балансовой принадлежности их объектов:

1) вклад (позитивный или негативный) субъекта в обеспечение системной надежности и надежности электроснабжения потребителей (требует проработки и конкретизации);

2) затраты на обеспечение надежности;

3) ущербы от проявления ненадежности:

−от «собственной» ненадежности;

−от нанесения ущерба другим субъектам;

−штрафы за невыполнение регламентированных требований надежности.

Расчет конкретных показателей надежности должен базироваться на использовании необходимой достоверной исходной информации. С этой целью органы, ответственные за обеспечение надежности, должны организовать систему сбора и обработки соответствующей информации и обеспечить доступность этой информации лицам или организациям, определенным нормативными документами и ведущим качественный и количественный анализ надежности. При этом следует учитывать, что подходы к оценке показателей надежности на этапах ретроспективного анализа (за отчетный период), текущей эксплуатации и планирования развития ЭЭС несколько различаются по своей сути и поэтому в директивных материалах должны указываться способы их согласования. Кроме того, должны быть разработаны методы расчета:

#показателей системной надежности на основе показателей надежности обеспечения электростанций топливно-энергетическими ресурсами, надежности оборудования и систем

управления ЭЭС;

#показателей надежности электроснабжения на основе показателей системной надежности в узлах присоединения распределительных электрических сетей и надежности оборудования этих сетей;

#показателей надежности для хозяйствующих субъектов электроэнергетики на основе необходимых показателей надежности объектов, системной надежности и надежности электроснабжения.

6.2. Нормирование надежности

В практике обеспечения надежности объектов ЭЭС широко применяется нормирование уровней надежности объектов и требований, обеспечивающих эти уровни. Форма требований может быть различной в зависимости от статуса субъектов, владеющих объектами энергетики.

Целями нормирования являются:

- фиксация необходимых требований к электроснабжению конкретных электроприемников, к схемам выдачи мощности электростанций и схемам питания крупных городов, узлов нагрузки и др.;
- фиксация необходимых требований к оперативному персоналу, правилам и процедурам оперативно-диспетчерского управления с учетом «человеческого фактора»;
- ориентиры для целеполагания при обосновании развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и энергокомпаний. Необходимо определить, к какому уровню надежности целесообразно стремиться при определенных экономических условиях.

При нормировании формируется состав нормируемых показателей и требований, тесно связанный с задачей выбора системы показателей надежности (см. п. 6.1).

Используются следующие виды нормативов (стандартов): прямые и косвенные (правила надежности). Под прямым нормативом понимается задание количественных значений соответствующих показателей надежности. Под косвенным нормативом – количественная характеристика мероприятия или средства, реализация которого априори обеспечивает необходимый уровень надежности. В мировой и отечественной практике широкое применение находят оба вида нормирования. Выбор нормативных значений производится либо

на основе прошлого опыта, либо предварительных технико-экономических расчетов, либо экспертно с последующим согласованием со всеми заинтересованными субъектами отношений в электроэнергетике.

Нормативы надежности имеют обязательный или иногда рекомендательный характер и используются для обеспечения надежности в зависимости от решаемой задачи управления ЭЭС. Степень обязательности должна определяться соответствующим НТД.

Исторически в России требования по надежности электроснабжения потребителей определялись категорийностью их электроприемников. Соответствующая категория задавала допустимую длительность обесточения электроприемников и степень резервирования электропитания (число независимых источников электроэнергии). Необходимо сохранить этот подход.

Кроме требований к надежности электроснабжения в мировой практике выработаны требования к системной надежности, которые, как правило, имеют форму нормативов надежности в виде количественных характеристик соответствующих показателей или правил надежности (например, n–1 или n–2). Широко применяются также нормативы к надежности оборудования. Ими пользуются при производстве оборудования на заводах, их поддерживают в процессе эксплуатации.

В целях обеспечения надежности в современных условиях необходимо разработать новые нормативы показателей надежности и требований по надежности и законодательно утвердить соответствующий нормативный документ. Для решения этой задачи необходимо определить обоснованный состав нормируемых показателей надежности и требований по надежности, а также их обоснованные количественные значения с учетом современных тенденций функционирования и развития электроэнергетики.

Необходимо определить взаимосвязь проблем надежности и качества в электроэнергетике на уровне нормативов и требований к ним.

В качестве возможных прямых нормативов и правил надежности могут быть приняты значения, в том числе, приведенные в действующих нормативно-технических документах («Методические указания по устойчивости энергосистем», «Методические указания по проектированию развития энергосистем» и др.), по результатам анализа отечественного и зарубежного опыта. Однако необходима

их существенная доработка с учетом новых подходов к оценке характеристик надежности. Кроме того, нормативы надежности должны регулярно пересматриваться и корректироваться в соответствии с особенностями текущей ситуации. Поэтому приведенные в Приложении 6 (п. П6.1.6) численные значения нормативов надежности имеют характер предварительных оценок.

7. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРАВОВОЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ

7.1. Организационно-правовое обеспечение надежности

Организационно-правовое и нормативно-техническое регулирование надежности осуществляется документами следующих видов (вновь принимаемыми, обновляемыми или существующими – дополняемыми и изменяемыми):

- Законы РФ и субъектов РФ.
- Указы и распоряжения Президента РФ, постановления и распоряжения высших должностных лиц субъектов РФ.
- Приказы министра энергетики РФ, администраций (правительств) субъектов РФ.
- Постановления и распоряжения Правительства, руководителей других федеральных органов исполнительной власти.
- Нормативно-технические документы (регламенты, инструкции, правила, в том числе ПТБ, ПУЭ, СНИПы и др.).
- ГОСТы, международные стандарты.
- Программные документы (Стратегии развития, Концепции развития, Технические политики отрасли по ее технологическим звеньям, схемы и программы перспективного развития электроэнергетики).
- Стандарты организаций (субъектов электроэнергетики).

Более подробная информация о составе и содержании основных действующих документов приведена в Приложении 4.

Должны быть предусмотрены, утверждены в законах, подзаконных актах следующие основные положения:

а) 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 эксплуатации ЭЭС, изменения условий их функционирования и развития, анализа и мониторинга надежности, в том числе больших системных аварий, развития технологий.

б) система нормативно-правовой поддержки решений по обеспечению надежности в электроэнергетике должна быть сквозной, начиная от генерации электроэнергии и до ее потребления, включая всех субъектов, оказывающих услуги на рынке электроэнергии. Для

этого необходима скоординированная разработка системы законодательных документов и подзаконных актов обеспечения надежности на основе сочетания экономических механизмов управления надежностью и требуемого регламентирования технических норм и правил.

Несмотря на тот факт, что нормативно-правовое регулирование процессов экономического управления надежностью в электроэнергетике отражено не в одном десятке документов, проблема обеспечения надежности электроснабжения потребителей лишь начинает обретать свою значимость в новых условиях функционирования отрасли.

Так как всегда существует потребность в разработке новых документов, механизмов осуществления контроля, введения ответственности и т.д. с конкретным указанием организаций и сроков выполнения, которым можно поручить эти разработки в связи с изменяющимися условиями функционирования и развития ЕЭС, для организации управления надежностью необходимо:

1. Усилить роль государства в решении вопросов: по принятию мер обеспечения надежности с учетом негативных факторов, имеющих место и касающихся субъектов отношений в электроэнергетике; по стимулированию и использованию новых технологий; по формированию нормативно-правовой и институциональной поддержки обеспечения надежности; по консолидации субъектов энергетики в сфере взаимных интересов, не нарушающих конкурентные преимущества отдельных энергетических компаний. Последний пункт должен заинтересовать собственников энергетических активов, в том числе и новых.

2. Разработать федеральную программу обеспечения защиты стратегически важных производственных объектов энергетики от тяжелых катастроф и ввод в нормативно-правовую базу понятия таких объектов.

3. В соответствующих документах необходимо при установлении механизмов обеспечения надежности в условиях либерализации определить конкретные требования к уровню надежности относительно границ балансовой принадлежности объектов, за который каждый субъект рынка несет ответственность и имеет перечень обязанностей, учитывая их долю ответственности за обеспечение системной надежности и надежности электроснабжения потребителей.

4. Предусмотреть уточнение и дополнение законов, Кодекса об административных правонарушениях и других документов жесткими санкциями за невыполнение обязательств в следующих направлениях:

- Технические правила должны быть едины и обязательны для всех субъектов и законодательно закреплены.
- Техническая регламентация должна быть гармонизирована (согласована) с рыночной составляющей договаривающихся субъектов, а все изменения модели рынка должны сопровождаться научными обоснованиями эффективности и влияния на надежность ЕЭС.
- Требования по надежности должны учитывать имеющиеся и меняющиеся множества субъектов, границ необходимого контроля, точек присоединения и поставок.
- Техническая регламентация надежности должна учитывать возможность адаптации и перманентного отражения условий использования новых видов оборудования и технологий, техническое состояние действующего оборудования, опыт прошлых аварий и использовать его в современных условиях.
- Техническая регламентация должна относиться в первую очередь к процессам, влияющим на работу ЕЭС и затрагивающим интересы всех субъектов отношений. При этом должны быть учтены особенности как для этапов *функционирования* ЕЭС, так и, вследствие инерционности инвестиционных процессов, – для *развития* ЕЭС.
- Для поддержания надежного функционирования ЕЭС России и надежности электроснабжения потребителей необходимо разработать систему взаимной ответственности субъектов энергетического рынка за нарушения, являющиеся причиной системных отказов и отказов в электроснабжении потребителей. При отсутствии такой системы с появлением в цепи электроснабжения потребителей множества самостоятельных хозяйствующих субъектов возникают определенные сложности в выявлении ответственных за обеспечение надежности и установление виновников отказов, степени их вины, юридической обоснованности привлечения их к ответственности. Отсутствие четкой регламентации этих вопросов ослабляет интерес субъектов энергетического рынка к поддержанию надежности функционирования принадлежащих им технологических объектов и

систем.

В качестве основных *механизмов организационно-экономической системы обеспечения надежности*, которую предстоит разработать, рассматриваются:

- Иерархическая система правил и нормативов как основа взаимодействия субъектов рынка при распределении обязанностей по поддержанию надежности. Верхний уровень системы имеет статус Федерального закона.
- Составляющая по обеспечению надежности в общем тарифе на электроэнергию и основные услуги, оказываемые субъектами рынка, компенсирующая затраты на обеспечение регламентируемой (договорной) надежности с гибкой шкалой скидок и надбавок в зависимости от уровня надежности.
- Договоры на присоединение или оказание услуг, включающие условия и требования по надежности на границах балансовой принадлежности при взаимодействии субъектов.
- Право субъектов выставлять взаимные претензии при выявлении нарушений условий присоединения по факту нарушения электроснабжения.
- Система санкций за невыполнение условий надежности, закрепленная договорами.
- Система страхования рисков ответственности за надежность.
- Рынок системных услуг, экономические и административные механизмы, обеспечивающие привлечение субъектов к участию в данном рынке.
- Контроль выполнения нормативов и правил с помощью иерархического технического аудита, осуществляемого на верхнем уровне уполномоченным Правительством органом.
- Система иерархического мониторинга надежности с выявлением и анализом нарушений, их причин (в том числе технологических) и ответственности сторон, с применением современных геоинформационных технологий и диагностических информационно-управляющих систем.
- Обеспечение сбора и учета информации по надежности, ее анализ, меры по оптимизации надежности, организация расследования технологических нарушений, публичные материалы по обеспечению надежности энергоснабжения страны и регионов.
- Организация технического арбитража и института незави-

симой экспертизы для разрешения конфликтных ситуаций.

- Система управления развитием ЕЭС и региональных энергообъединений с обеспечением балансовой надежности, являющейся основой национальной электроэнергетической безопасности (организуется и контролируется уполномоченным Правительством органом).
- Система обеспечения живучести объектов электроэнергетики и ЕЭС в целом, а также надежности электроснабжения крупных городов и мегаполисов (см. Приложение 3).

Необходимо разработать систему управления надежностью и предложения по созданию координирующего органа, с фиксацией прав, полномочий, ответственности, механизмов финансирования и контроля его деятельности.

Необходимость создания координирующего органа по надежности диктуется:

– особой значимостью для экономики и страны в целом обеспечения высокого уровня надежности электроснабжения;

– отсутствием органа, комплексно решающего задачу обеспечения надежности;

– множественностью и многообразием субъектов рынков электроэнергии (мощности) и рынков услуг в электроэнергетике с собственными, часто противоречивыми интересами;

– необходимостью в авторитетной компетентной многофункциональной структуре, обеспечивающей справедливое согласование интересов субъектов;

– невозможностью возложения всего комплекса необходимых функций на какую-либо существующую государственную или коммерческую структуру.

Весьма успешным в этом плане оказался опыт NERC в Северной Америке (см. Приложения 5 и 6).

Глубина преобразований в электроэнергетике и многообразие обеспечивающих и влияющих на надежность обстоятельств и субъектов требует большой работы по развитию правового обеспечения надежности ЭЭС и электроснабжения потребителей.

Должны быть внесены изменения в целый ряд действующих федеральных законов, пересмотрены и приведены в соответствие с требованиями федеральных законов межотраслевая и отраслевая системы нормативно-технического обеспечения надежности управления функционированием и развитием электроэнергетики, а также

система государственных стандартов, строительных норм и правил, обязательности применения национальных стандартов для особо опасных объектов регулирования.

Необходима разработка комплексной системы специализированных технических регламентов, национальных стандартов и стандартов организаций, а также координация взаимодействия по данным вопросам субъектов оптового и розничного рынков.

В нормативных актах, регламентирующих оказание услуг, необходимо предусмотреть ответственность потребителя за превышение им максимальной мощности, согласованной со сбытовой или сетевой организацией по акту разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

Должны быть установлены правовые механизмы стимулирования инвестиций, в том числе долгосрочных, обеспечения эффективных, быстродействующих (упреждающих) мер для исключения нарушений энергоснабжения потребителей.

Требуется серьезная адаптация законодательной базы к вопросам промышленной безопасности, водопользования, охраны окружающей среды или охраны труда и другим смежным с проблемой надежности вопросам.

В связи с важностью устойчивого и бесперебойного теплоснабжения и его тесной технологической связью с электроснабжением необходимо создать адекватное правовое обеспечение в сфере теплоснабжения.

7.2. Нормативно-техническое регулирование надежности

В новых экономических условиях нормативы надежности реализуют один из основных механизмов, целью которого является объединение усилий независимых хозяйствующих субъектов по обеспечению надежности технологического процесса и системы в целом и гарантирующих эту надежность, несмотря на различие финансовых интересов субъектов рынка. Нормативный подход поддерживается системой технического регламентирования в электроэнергетике (проектирования, строительства, эксплуатации, требований к оборудованию и др.), которая должна быть существенно обновлена.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в современных институциональных условиях и с учетом научно-

технических достижений необходимо в кратчайшие сроки пересмотреть и отредактировать действовавшие ранее нормативные документы всех уровней, содержащие устаревшие нормы построения (проектирования) схем электроснабжения конечных потребителей, и в действующих методических рекомендациях по управлению развитием и эксплуатацией энергосистем выделить нормативы надежности в виде самостоятельного раздела.

Необходимо иметь *специальный* документ типа руководящих указаний (методических положений) по комплексному учету фактора надежности при управлении развитием и функционированием ЭЭС, включая методы оценки и оптимизации надежности, требования и средства, обеспечивающие надежность ЭЭС.

Необходимо разработать новые и усовершенствовать действующие с учетом рыночных условий специализированные Технические регламенты, а также Технологические правила работы ЭЭС.

Технологические правила работы ЭЭС имеют принципиальное системное значение, устанавливая с системных позиций также требования к генерирующим и электросетевым компаниям, энергосбытовым организациям и потребителям. Объектом регулирования такого регламента должна быть Единая энергетическая система России и изолированные ЭЭС как совокупность электростанций и электроприемников потребителей электроэнергии, связанных электрическими сетями, единым технологическим процессом и общим оперативно-диспетчерским и автоматическим управлением на этапах функционирования и развития. Основными предметами регулирования являются:

- специфицированные правила деятельности Системного оператора и сетевых компаний по обеспечению надежного и безопасного функционирования ЕЭС и ЭЭС;
- требования и нормы надежности (с отсылкой к национальным стандартам);
- система планирования развития ЕЭС и ЭЭС с учетом фактора надежности;
- порядок взаимодействия субъектов рынка в части обеспечения системной надежности и надежности электроснабжения потребителей;
- права и порядок действий оперативного персонала, в том числе права диспетчерского персонала по управлению режимами

энергосистем и воздействию на потребителей, правила оказания услуг субъектам рынка по оперативно-диспетчерскому управлению, правила оказания дополнительных системных услуг и др.;

- порядок регистрации технологических нарушений;
- правила обнаружения «узких мест» и их устранения в энергосистеме;
- порядок предоставления технологической информации;
- единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативным управлением и др.

Указанные технические регламенты должны быть поддержаны соответствующими стандартами (национальными и корпоративными) и другими нормативными документами. Совокупность этих документов создает полную и непротиворечивую иерархическую систему нормативного обеспечения надежности в электроэнергетике.

В национальных стандартах, в частности, должны быть конкретизированы требования к обеспечению системной надежности по следующим направлениям:

– термины и определения, показатели и критерии надежности, нормативные методы расчета надежности;

– резервы первичных энергоресурсов, балансы и резервы активной и реактивной мощности, запасы пропускной способности электрических сетей;

– расчетные и нерасчетные условия (возмущения), в том числе форс-мажорные;

– требования к маневренности оборудования, регулированию частоты,
параметрам и характеристикам релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, средствам связи и управления;

– нормы испытания оборудования;

– технические условия присоединения к электрическим сетям и торговой системе рынка с учетом индивидуальных особенностей объектов (генератор, потребитель, сетевая компания);

– процедуры обеспечения надежности в нормальных и послеаварийных режимах, включая программы и порядок взаимодействия персонала (субъектов) при ликвидации аварий;

– порядок расследования технологических нарушений;

– требования к объемам информации и ее структуре;

– требования к подготовке, квалификации и аттестации персонала и др.;

– порядок, правила, средства и технические условия тренажерной подготовки и проведения противоаварийных тренировок оперативного персонала ЭЭС.

Общие системные требования к надежности ЕЭС должны иметь статус закона.

Национальные стандарты, поддерживающие и конкретизирующие рассмотренные технические регламенты, должны быть обязательными для всех субъектов электроэнергетики. Для реализации принципа обязательности должен быть проработан ряд вариантов решений: введение класса обязательных национальных стандартов; заключение многосторонних договоров между субъектами с добровольными обязательствами о включении соответствующих требований в обязательные для исполнения стандарты организаций и др.

Технические регламенты принимаются в целях предотвращения нарушения безопасности. В этой связи возникает проблема правового соотношения категорий безопасности и надежности, которую необходимо разрешить при конкретной работе над техническими регламентами.

Необходимо ускорить принятие технических регламентов, связанных с обеспечением надежности электрических и тепловых сетей, электростанций и высоковольтного оборудования электроустановок.

Необходимо создание (государственной) системы контроля и надзора за соблюдением субъектами требований по надежности.

При этом важно тщательно изучить и учесть зарубежный опыт стандартизации надежности в условиях конкурентных отношений, а также лицензирования деятельности организаций по производству, передаче, распределению и потреблению электроэнергии. В зарубежной практике система лицензирования в электроэнергетике несет важнейшую функцию в части обязанностей предприятий по надежности, а отзыв лицензий или приостановление их действия является одним из наиболее действенных рычагов регулирования.

Наряду с совершенствованием экономических методов стимулирования поддержания и повышения эффективности компаний целесообразно применение методов государственного регулирования и контроля в сфере электроэнергетики, в том числе посред-

ством введения государственного контроля за доступом организаций к деятельности в указанной сфере, введения обязательных условий для осуществления такой деятельности.

В новых условиях повышается значение экономического обоснования технических норм, что является одним из важных направлений научных исследований. Необходимо проработать вопросы дифференциации нормативных подходов для разных уровней иерархии обеспечения надежности в электроэнергетике.

По завершении разработки и утверждения нормативных документов необходимо незамедлительно выступить с законодательными инициативами, которые позволят в рамках правового пространства оформить обязательность комплиментарного внесения сводов правил в техническое обеспечение всех соответствующих субъектов электроэнергетики с применением принципа сервитута в части наложении обременений на некоторые права владельцев.

Своевременное пополнение правового пространства по электроэнергетике страны предлагаемыми законодательными актами и изменениями в некоторых из них позволит успешно справиться с реализацией предложений настоящей Концепции.

8. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Обеспечение необходимых уровней системной надежности и надежности электроснабжения потребителей требует дополнительных средств. Поэтому необходимо разработать процедуры количественной оценки соотношения затрат на обеспечение надежности определенного уровня и возможных последствий из-за недостаточной надежности.

Экономический механизм обеспечения надежности в электроэнергетике в современных условиях должен строиться на следующих базовых принципах.

1. Системная надежность, как свойство электроэнергетической системы, распространяется на всех потребителей электроэнергии в одинаковой мере, и плата за системную надежность должна осуществляться всеми потребителями в составе среднесистемного тарифа на производство электроэнергии и ее передачу по основным электрическим сетям до пунктов питания распределительных сетей или крупных потребителей.

2. Надежность распределения электроэнергии, как свойство распределительных электрических сетей в границах до собственных сетей потребителей, распространяется на определенные группы потребителей или отдельных потребителей и должна оплачиваться ими в соответствии с объявленными этими потребителями категориями электроприемников по надежности по индивидуальным надбавкам-скидкам к среднесетевому тарифу на передачу электроэнергии по распределительным электрическим сетям. При этом потребители имеют возможность выбирать разный уровень надежности электроснабжения в зависимости от характера своих технологических процессов. Соответственно дифференцируется и плата за надежность (надбавки-скидки к среднесетевому договорному либо регулируемому тарифу), учитывающая необходимые затраты на реализацию соответствующих технических мероприятий. Это позволит избежать перекрестного субсидирования потребителей по фактору надежности за счет перераспределения оплаты в соответствии с выбранными уровнями надежности и формирования индивидуальной схемы питания потребителя. Поставщик гарантирует потребителю договорной уровень надежности и в случае его нарушения подвергается соответствующим экономическим санкциям.

3. Для взаимосвязи экономических показателей потребителей и систем электроснабжения (электросетевых и энергосбытовых компаний) следует создать обратную экономическую связь «инвестиции системы в надежность – ущерб у потребителей» с минимизацией суммарных расходов «инвестиции + ущерб» (или максимизацией доходности инвестиций в надежность с учетом изменения экономического ущерба у потребителей). Одной из эффективных форм такой взаимосвязи является страхование надежности электроснабжения.

С помощью указанных экономических механизмов различные субъекты рынков электроэнергии, мощности и услуг должны осуществлять определенные функции по обеспечению надежности в соответствии с обязательствами (см. раздел 5).

Основными принципами реализации обязательств субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению системной надежности и надежности электроснабжения являются следующие (см. более подробно раздел 5):

а) обязательства субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению надежности определяются в соответствии с нормативными требованиями к системной надежности и надежности электроснабжения;

б) реализация обязательств по обеспечению надежности различными субъектами электроэнергетики осуществляется с использованием рыночных инструментов на конкурсной конкурентной основе;

в) условия реализации обязательств субъектов электроэнергетики по обеспечению надежности определяются соответствующими многосторонними договорами;

г) принципы, формы и механизмы реализации обязательств субъектов отношений в электроэнергетике по обеспечению надежности устанавливаются необходимыми нормативно-правовыми документами.

В новых условиях требуют решения вопросы соотношения между платой за надежность, ущербами экономике и населению от ненадежного электроснабжения, штрафами и страхованием рисков ненадежности.

Риски подлежат управлению, в том числе путем активизации участия потребителей. Управление рисками при обеспечении надежности предполагает:

- оценку рисков;

• страхование рисков;
• применение различных способов управления рисками:

– *Избежание риска*. Если риск реализации какого-либо проекта обеспечения надежности столь велик (или существенно возрос в процессе осуществления проекта), что его экономическая эффективность оказывается на неприемлемо низком уровне, то от реализации такого проекта нужно отказаться.

– *Уменьшение (устранение) риска*. Энергокомпания или потребитель могут инвестировать средства в устранение «узких мест» в системе электроснабжения, если это экономически обоснованно.

– *Передача риска*. Часть рисков, связанных с нарушением энергоснабжения, может быть застрахована.

– *Принятие риска «на себя»*. Часть потерь, вызванных нарушением электроснабжения, может покрываться за счет текущих доходов пострадавшего или за счет специально созданных им внутренних резервов, в том числе и путем самострахования.

Следует отметить, что выбор комбинации способов управления рисками очень индивидуален и для потребителей (в зависимости от специфики их энергопотребления), и для энергокомпаний (в зависимости от условий их функционирования и особенностей их клиентской базы).

Плата за надежность должна компенсировать затрачиваемые на обеспечение надежности средства при ординарных ситуациях, страхование целесообразно использовать в отношении экстраординарных ситуаций.

Важнейшие экономические основы и общие принципы экономических отношений в сфере оборота электроэнергии в стране установлены Гражданским Кодексом РФ и ФЗ «Об электроэнергетике». Декларируемое законодательством обеспечение энергетической безопасности, надежное удовлетворение спроса потребителей на электрическую энергию, защита интересов участников энергетического рынка и т.п. предусматривают, наряду с государственным регулированием, экономические и договорные механизмы, страхование ответственности и возмещение ущерба.

Однако нормативные правовые акты, регулирующие рынки электрической энергии, мощности и услуг, пока никак не охватывают проблему обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Следовательно, концепцию развития рынка в электроэнергетике России необходимо дополнить системой экономического

управления надежностью электроснабжения потребителей, основанной на экономических и нормативно-правовых механизмах, охватывающих всех участников процесса, включая потребителей электроэнергии (см. подробнее раздел 7).

Основными взаимодополняющими направлениями реализации экономического управления надежностью электроснабжения потребителей являются:

– система дифференцированных по уровню надежности тарифов (цен) на электроэнергию как долговременный фактор, обеспечивающий «мягкое» регулирование надежности электроснабжения на основе сбалансированности интересов субъектов хозяйствования;

– учет требований надежности в правилах долгосрочного рынка мощности (ДРМ);

– формирование рынка системных услуг по обеспечению надежности;

– экономическая поддержка оперативных мероприятий по регулированию режима в интересах обеспечения надежности;

– взаимная экономическая ответственность энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии за соблюдение договорных (нормативных) требований к надежности электроснабжения;

– система страхования ущербов, вызванных нерасчетными условиями, в том числе по вине персонала;

– управление спросом;

– стимулирование инвестиций на повышение надежности;

– нормативно-правовая и организационная поддержка системы экономического обоснования надежности.

Составляющая надежности должна быть выделена в общем тарифе на электроэнергию, для чего необходимо организовать учет расходов и доходов, связанных с обеспечением определенного уровня надежности.

Тарификация надежности генерации, передачи и распределения электроэнергии должна осуществляться раздельно, поскольку эти функции выполняются разными хозяйствующими субъектами. Из этого вытекает задача декомпозиции надежности электроснабжения на ее составляющие по основным технологическим звеньям: генерации, транспорта, распределения и потребления.

Указанные тарифы должны в максимальной степени учитывать интересы по обеспечению надежности всех субъектов электроэнергетического рынка и включать в себя на каждой границе взаимодействия параметры, задаваемые принимающей стороной (желаемый уровень надежности), обеспечивающей стороной (цена желаемой надежности), а также ограничения (нормативы), отражающие условия регулирования.

Уровень оптимальной надежности для потребителя (и любого другого субъекта рынка) должен соответствовать минимуму суммарных потерь, включая ущерб от ненадежности и затраты на обеспечение надежности. Для потребителя и энергокомпании эти составляющие имеют разный смысл, поэтому необходимо согласование их интересов с фиксацией принятых решений в договорных отношениях.

При оценке ущерба у потребителей от перерывов электроснабжения должны использоваться методы замещения (недовыпуск продукции и др.), рыночные методы (недополученная прибыль и др.), методы опросов (экспертные оценки) и так называемые методы «прямых» расчетов.

Запрос потребителя по надежности должен передаваться с необходимыми изменениями по всей цепочке передачи электроэнергии потребителю, т.е. всем хозяйствующим субъектам рынка – сбытовым, электросетевым и генерирующим компаниям, а также Системному оператору, с определением необходимых мер на границах взаимодействия. Стоимость мер по обеспечению надежности передается по цепочке в обратном направлении. Таким образом, формируется некий локальный запрос на уровень системной надежности на границах оптового и данного розничного рынков и соответствующий тариф (цена).

Однако построенная на такой основе цена на электроэнергию не способна во всех случаях обеспечить сбалансированность возможностей поставщиков энергии и спроса потребителей на уровень надежности электроснабжения. Аварийные дефициты мощности и энергии в энергосистеме вызывают необходимость осуществления определенных оперативных мероприятий в целях сохранения устойчивости и живучести системы. Поэтому модель управления электропотреблением можно представить в виде гармоничного сочетания ценовой политики как долгосрочного регулятора и оперативного управления нагрузкой как элемента, действующего на ко-

роткий период.

Участие субъектов, в том числе потребителей-регуляторов, генераторов и др., в автоматическом и оперативном управлении режимом реализуется в рамках *рынка дополнительных системных услуг*. Это участие является обязательным и определяется соответствующими нормативными документами и указаниями Системного оператора с соответствующей компенсацией затрат субъекта рынка, оказывающего эти услуги. В перспективе целесообразно переходить полностью на рыночные механизмы, стимулирующие добровольное участие субъектов в рынке системных услуг.

Взаимная экономическая ответственность субъектов хозяйствования за соблюдение зависящих от них факторов обеспечения надежности явится основой взаимоотношений субъектов. Она будет опираться на нормативно-правовую базу, лицензии и договорные отношения (подробнее см. раздел 7).

Эффективное ценообразование страхования надежности может быть основано на принципе: субъекты выбирают контракт, обеспечивающий нейтральный риск и предусматривающий суммы возмещения, равные возможной потере. Но в целом, страхование надежности электроснабжения – вопрос несравненно более сложный, чем страхование недвижимости, и поэтому в этом плане необходимы серьезные проработки.

Использование страховых механизмов предусматривается, в частности, для страхования Системным оператором риска ответственности за нанесение ущерба субъектам рынка.

В полную силу экономические отношения и механизмы обеспечения надежности в электроэнергетике могут заработать только в четком правовом пространстве. Это означает, что правовая поддержка концепции экономического обеспечения надежности электроснабжения потребителей должна быть комплексно отражена в нормативно-правовых документах в электроэнергетике для условий функционирования рынка электроэнергии.

Для того, чтобы заработали принципы и механизмы экономических отношений, необходимо разработать и внедрить соответствующие методы экономического управления надежностью в электроэнергетике, в том числе: обоснования уровня системной надежности; оценки эффективности инвестиций в надежность; оценки ущербов от ненадежности, включая ущербы по вине персонала; формирования экономической ответственности для разных субъек-

тов; обоснования предоставляемых потребителю уровней надежности; использования дифференцируемых по надежности тарифов в договорных отношениях; страхования ответственности; стимулирования адекватного инвестирования в обеспечение надежности и др.

Важной задачей должно стать стимулирование участников обоснования развития отрасли и эксплуатационного персонала в электроэнергетике за обеспечение высокого уровня надежности и качества услуг.

Внедрение системы формирования тарифов надежности на основе метода доходности инвестированного капитала (методология RAB) предусматривает в качестве стимулирующей меры ежегодную корректировку тарифов (цен), установленных на долгосрочный период регулирования, с учетом показателей функционирования соответствующих субъектов – отклонений уровня надежности и качества их услуг от установленного уровня. Под показателями уровня надежности и качества услуг подразумеваются показатели, характеризующие надежность выработки и передачи электроэнергии потребителям этих услуг и качество их обслуживания организациями в процессе получения таких услуг.

Таким образом, указанные показатели из разряда справочных переходят в группу показателей, влияющих непосредственно на выручку организаций и, в конечном счете, на эффективность их бизнеса. Одновременно эти показатели становятся инструментами управления организациями, позволяющими обеспечивать целеустремленность их персонала на достижение важнейших для бизнеса показателей.

Для обеспечения надежного и устойчивого развития электроэнергетики в условиях рынка необходимо создание системы организационных и экономических мер по поддержанию стабильного финансирования отрасли, включая инвестиционную деятельность. Механизмы привлечения финансовых средств могут быть различные. В этой связи требуют отдельного рассмотрения вопросы проведения *скоординированной* инвестиционной, амортизационной и тарифной политики в энергетике, которая предопределяет уровень надежности как на стадии проектирования, так на стадии эксплуатации.

В области инвестиционной политики необходима координация реализации инвестиционных проектов субъектов энергорынка, анализ эффективности проектов и их взаимного влияния на надеж-

ность, определение сроков инвестиционных циклов.

Для создания эффективной системы принятия инвестиционных решений необходима формализация показателей надежности (требуемый нормативный уровень) с количественной характеристикой для каждого объекта, оцениваемых на основе анализа информации. На основе данных показателей надежности могут определяться обязательные объемы инвестиционных проектов, сроки его реализации. Показатели надежности могут служить одним из технических критериев для оценки итоговой эффективности инвестиционных программ, наряду с такими финансовыми параметрами, как внутренняя норма рентабельности или приведенная стоимость.

Контроль за выполнением инвестиционных проектов субъектами энергорынка должен проводиться на постоянной основе соответствующими органами. Важность усиления системной функции управления развитием электроэнергетической отрасли в условиях конкуренции обоснована тем, что всегда будет стоять вопрос о надежности энергоснабжения как составной части национальной безопасности. В этой связи координация и контроль надежности в электроэнергетике органично должны сочетаться с системой государственного регулирования и контроля.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1.

СОСТАВ КОМИССИИ ПО РАЗРАБОТКЕ КОНЦЕПЦИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Воропай Н.И.	– член-корреспондент РАН, директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (председатель комиссии).
Ковалев Г.Ф.	– доктор технических наук, ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (секретарь комиссии).
Большов Л.А.	– член-корреспондент РАН, директор Института проблем безопасного развития атомной энергетики РАН.
Дементьев Ю.А.	– зам. генерального директора ОАО НТЦ "ФСК ЕЭС".
Дорофеев В.В.	– кандидат экономических наук, заведующий отделом Объединенного института высоких температур РАН.
Дьяков А.Ф.	– член-корреспондент РАН, президент Некоммерческого партнерства «Научно-технический совет ЕЭС».
Китушин В.Г.	– доктор технических наук, профессор Новосибирского государственного технического университета.
Князев В.В.	– первый заместитель генерального директора ОАО "ВНИПИэнергопром".
Кощеев Л.А.	– доктор технических наук, научный руководитель ОАО «НТЦ ЕЭС».
Кучеров Ю.Н.	– доктор технических наук, директор Департамента технического регулирования ОАО «Системный оператор ЕЭС».
Лысцев С.В.	– председатель Совета директоров ЗАО «Энергокор-Центр Инжиниринг».
Магид С. И.	– доктор технических наук, профессор, генеральный директор ООО "НПО Энергобезопасность".
Макаров А.А.	– академик РАН, директор Института энергетиче-

ских исследований РАН.

Манов Н.А. – кандидат технических наук, заведующий отделом энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН.

Махутов Н.А. – член-корреспондент РАН, заведующий отделом прочности, живучести и безопасности машин Института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН.

Непомнящий В.А. – академик РАЕН, доктор экономических наук, профессор, директор по экономике ЗАО «КОМКОН-2».

Охрим А.Н. – заместитель начальника Департамента технического развития и регулирования ОАО "Холдинг МРСК".

Папков Б.В. – доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета.

Рутберг Ф.Г. – академик РАН, директор Института электрофизики и электроэнергетики РАН.

Таджибаев А.И. – доктор технических наук, ректор Петербургского энергетического института повышения квалификации.

Туманин А.Е. – ведущий эксперт Департамента взаимодействия с клиентами и рынком ОАО "ФСК ЕЭС".

Фаворский О.Н. – академик РАН, советник Президиума РАН.

Федоров М.П. – академик РАН, Санкт-Петербургский государственный политехнический университет.

Фортов В.Е. – академик РАН, академик-секретарь Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН.

Шакарян Ю.Г. – доктор технических наук, научный руководитель ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Эдельман В.И. – доктор экономических наук, исполнительный директор и научный руководитель ОАО «Экономтехэнерго».

Список специалистов, принимавших активное участие в подготовке проекта Концепции

Бык Ф.Л.	– к.т.н. НГТУ
Голоднова О.С.	– д.т.н., ВНИИАЭС
Джангиров В.А.	– к.э.н., рук. отделения ОАО ЭНИН
Егоров В.Е.	– зав. лаб. АСУ ТП, Псков
Кузнецов О.Н.	– к.т.н., директор Института электроэнергетики МЭИ(ТУ)
Крупенёв Д.С.	– к.т.н., н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Куменко А.И.	– д.т.н., г.н.с. ВТИ
Кутовой Г. П.	– д.э.н. зав. отделом Института энергетических исследований РАН
Лебедева Л.М.	– к.т.н., с.н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Левина Л.А.	– к.ю.н., зам. ген. директора НП ИНВЭЛ
Молодюк В.В.	– д.т.н., проф., зам. пред. НТК НП «НТС ЕЭС»
Назарычев А.Н.	– д.т.н., проф. Петербургского энергетического института повышения квалификации
Неуймин В.М.	– к.т.н., ОАО «ОГК-4»
Овсейчук В.А.	– д.э.н., профессор, академик РАЕН, гл. эксперт ЗАО ПФК «СКАФ»
Окороков В.Р.	– д.т.н. профессор СПбГТУ
Пяткова Н.И.	– к.т.н., зав. лаб. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Рыжов Ю.А.	– гл. специалист ОАО «Фирма ОРГРЭС»
Славин Г.Б.	– к.т.н., в.н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Степанов Н. В.	– руководитель департамента ОАО «ИНТЕРРАО ЕЭС»
Федотова Г.А.	– к.т.н., с.н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Цыганков С.С.	– к. ф-м. н., вице-президент АНО «Ассоциация «Содействие защите населения»
Чельцов М.Б.	– к.т.н., в.н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Шкатов В.А.	– зам. пред. Правления НП «Совет рынка»
Шлайфштейн В.А.	– к.т.н., в.н.с. ОАО «НТЦ ЕЭС»

Приложение 2.

Основные Термины и определения

Аварийная бронь: Минимальный уровень энергоснабжения, при котором обеспечивается остановка потребителя без порчи оборудования, продукции, полуфабрикатов, сырья и при сохранении минимально необходимых санитарно-гигиенических, противопожарных условий и обеспечении безопасности.

Аварийный режим: Рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказов его элементов от момента возникновения отказа до его локализации (ликвидации).

Балансовая надежность: Составляющая системной надежности, характеризующая способность ЭЭС обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и обоснованно ожидаемых незапланированных отключений элементов ЭЭС и эксплуатационных ограничений.

Безопасность: Свойство объекта не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Безотказность: Способность объекта сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Возмущение: Нарушение (обычно внезапное) режима работы объекта, вызванное отказами, отключениями отдельных элементов и т. п., приводящее к аварийному режиму его работы.

Восстанавливаемость: Свойство объекта восстанавливать работоспособность после отказа путем проведения технического обслуживания, ремонтов и/или управления объектом.

Вращающийся (включенный) резерв: Резерв мощности, размещенный на работающих (недогруженных) агрегатах и невключенных агрегатах со временем ввода в работу до 5 минут.

Декомпозиция задач надежности: Подход, предусматривающий разделение задачи по уровням иерархии рассмотрения. В данном случае выделяется функциональный (технологический), территориально-объектный, производственно-хозяйственный, временной и ситуационный аспекты.

Технологические подсистемы (звенья): обеспечение первичными ресурсами, генерация, преобразование, передача, распределение, потребление электроэнергии. Могут выделяться также системы эксплуатации, включая подсистемы техобслуживания, ремонтов, ликвидации аварий и др., технологического управления.

Территориальные уровни ЕЭС: региональная энергосистема – РЭС, объединенная энергосистема – ОЭС, единая энергосистема – ЕЭС. Они рассматриваются как единицы, соответствующие зонам диспетчерского управления в соответствии со структурой СО (ЦДУ – ОДУ – РДУ).

Производственно-хозяйственное деление соответствует независимым субъектам хозяйствования, которые взаимодействуют между собой на границах балансовой принадлежности объектов.

Временные уровни рассмотрения охватывают этапы прогнозирования и планирования развития (включая проектирование и строительно-монтажные работы) и эксплуатации.

В ситуационном плане охватываются нормальные, ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы работы ЭЭС и ее элементов.

Дефицит мощности энергосистемы: Недостаток мощности в энергосистеме либо в ее части, равный разности между требуемой мощностью энергосистемы (ее части) при нормативных показателях надежности ее работы и качества электрической энергии и рабочей мощностью в данный момент времени с учетом перетоков мощности.

Единичные свойства надежности: Свойства, в совокупности характеризующие комплексное свойство надежности: безотказность, восстанавливаемость, готовность, устойчивоспособность, живучесть, управляемость, долговечность, ремонтопригодность, сохраняемость.

Живучесть: Свойство объекта (ЭЭС) противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением электроснабжения потребителей, и восстанавливать исходное состояние объекта или близкое к нему.

Источник гарантированного питания: Независимый источник электрической энергии, обеспечивающий питание электроприемника при любых возможных возмущениях в системе.

Качество электроэнергии: Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Конечный потребитель: Объект, получающий (покупающий) электроэнергию, поставщик или любые физические и юридические лица, использующие электроэнергию в собственных целях, а также «объект, осуществляющий в процессе своей деятельности (производство продукции или услуг, удовлетворение социальных потребностей) преобразование электрической энергии в другие виды энергии (механическую, электрохимическую, тепловую и др.)».

Критерий надежности: Условия, в соответствии с которыми

принимаются решения относительно надежности объекта.

Критерий надежности *n*–1: Означает, что надежное функционирование ЭЭС и электроснабжение потребителей должно обеспечиваться при потере любого одного из элементов системы. При этом не должно возникать недопустимых перегрузок оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи и недопустимого снижения напряжения в электрической сети, определяемых стандартами надежности и/или договорными условиями сторон. Однако некоторое снижение эффективности работы системы допускается.

Надежность: Свойство объекта (системы) выполнять во времени заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Надежность электроснабжения потребителя: Аспект надежности, отражающий требования со стороны потребителей в бесперебойном снабжении их электроэнергией.

Нарушение: Любое отклонение от нормального состояния.

Невключенный («холодный») резерв: Мощность неработающих исправных агрегатов электростанций.

Недоотпуск электрической энергии: Количество электрической энергии, не полученной потребителем вследствие аварийных нарушений, действия противоаварийной автоматики и проведения управляющих мероприятий.

Нормальный режим энергосистемы: Состояние энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, значения технических параметров находятся в нормативных пределах (в том числе соблюдаются показатели качества электрической энергии и требования к надежности), имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях, не превышаются максимально допустимые перетоки мощности по линиям электропередачи (сечениям).

Нормирование надежности: Установление в нормативно-технической и/или конструкторской (проектной) документации количественных и качественных требований к надежности.

Нормативный критерий надежности: Означает, что значение некоторого параметра надежности не должно превосходить или быть меньше некоторого нормативного значения.

Отказ: Событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности на другой, более низкий (Примечание:

Уровень работоспособности определяется заданным перечнем и заданным объемом функций, которые объект способен выполнять).

Показатель надежности: Количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

Повреждение: Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

Послеаварийный режим: Установившийся режим работы энергосистемы после устранения (локализации) аварийных условий до установления нормального режима. Характеризуется определенными требованиями к параметрам режима, сниженными по сравнению с требованиями нормального режима.

Потребитель-регулятор (потребитель с управляемой нагрузкой): Потребитель электроэнергии, у которого технологический процесс и режим работы предусматривают возможность ограничения электропотребления в часы максимума нагрузки ЭЭС и увеличения нагрузки в часы минимума для выравнивания суточного графика нагрузки энергосистемы и снижения его максимума и/или который на возмездной договорной основе может оказывать услуги по обеспечению вывода ЭЭС из аварийных ситуаций.

Приемлемый риск (ущерб): Риск (ущерб), целенаправленное уменьшение которого в данной ситуации неэффективно.

Пропускная способность сети: Максимальное длительно допустимое значение мощности, которое может быть передано через контролируемое сечение при данных условиях работы электрической системы.

Противоаварийная автоматика: Средства технологической и аварийной защиты и автоматики, предназначенные для автоматической локализации нарушений и ликвидации последствий отказов и повреждений.

Расчетные условия: Схемно-режимные состояния объекта (энергосистемы), а также функциональные, климатические и иные воздействия и возмущения, которые учитываются при установлении мер по обеспечению надежности при проектировании и эксплуатации в соответствии с нормативными документами и/или договорными отношениями.

Регулирующие органы в электроэнергетике («Регулятор»): Организации, осуществляющие правовое регулирование и надзор в сфере государственного управления электроэнергетической отраслью.

Режимная автоматика: Автоматика регулирования в нормальных режимах.

Режимная надежность: Составляющая системной надежности, характеризующая способность ЭЭС сохранять заданные/допустимые режимы функционирования при изменении условий и внезапных возмущениях, таких как короткие замыкания и незапланированные отключения (отказы) элементов.

Режим работы энергосистемы: Состояние энергосистемы, характеризуемое совокупностью значений основных параметров процесса производства, преобразования, передачи, распределения и потребления энергии в данный момент времени.

Резерв мощности: Разность между располагаемой мощностью объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых параметрах режима его работы и показателях качества электроэнергии.

Резервирование: Способ повышения надежности объекта введением избыточности – дополнительных средств и возможностей (ресурсов) сверх минимально необходимых для выполнения объектом заданных функций.

Реинжиниринг: Осуществление быстрых, глубоких и всесторонних коренных изменений, в результате которых субъект достигает существенного, «прорывного» роста эффективности.

Ремонтопригодность: Приспособленность объекта к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений и устранению их последствий путем регламентированного технического обслуживания и ремонтов.

Риск: Прогнозируемый ущерб с учетом вероятности его возможного появления.

Сечение электрической сети: Совокупность линий электропередачи, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две, электрически не связанные между собой части.

«Системная минута»: Недоотпуск электроэнергии, отнесенный к годовому максимуму нагрузки или располагаемой мощности системы.

Системная надежность (надежность ЭЭС): Надежность системы как сложного технического или производственного объекта. (Примечание: системная надежность включает балансовую (готовность) и режимную составляющие).

Системные ограничения: Ограничения передаваемой по элек-

трической сети мощности, связанные с ее пропускной способностью, а также технические ограничения генерирующих установок.

Системные услуги (дополнительные системные услуги) по надежности: Услуги, оказываемые субъектами рынка по договору с Системным оператором для обеспечения установленных техническими регламентами параметров надежности функционирования ЭЭС.

Стандарт (норматив) надежности: Стандарт (норматив), устанавливающий требования, которым должен удовлетворять объект с тем, чтобы обеспечивать нормируемый уровень его надежности.

Субъект электроэнергетики: Хозяйствующий субъект, осуществляющий деятельность в сфере электроэнергетики.

Технологическая бронь: Минимальный уровень электроснабжения, при котором промышленное или иное предприятие может закончить начатый технологический цикл производства.

Управляемость: Свойство объекта обеспечивать безотказность и восстанавливаемость средствами управления, что предполагает наличие достаточных ресурсов и технических средств для осуществления управления.

Установившийся режим энергосистемы: Режим работы энергосистемы, при котором параметры режима сохраняются практически неизменными.

Устойчивоспособность: Свойство объекта непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени (примечание: устойчивость – способность объекта возвращаться в исходный или близкий к нему режим после возмущений).

Ущерб: Экономические потери, понесенные субъектами в результате нарушения электроснабжения.

Ущерб потребителям электроэнергии: Экономические потери в отраслях национальной экономики (производственная и социальная сферы, отдельные производители, население), обусловленные нарушениями режимов их функционирования (нарушения электроснабжения, теплоснабжения, поставок материальных и других ресурсов и т. п.). Снижение ущерба осуществляется за счет дополнительных расходов (чаще всего, инвестиционного характера) на устранение причин их появления.

Ущерб энергосистеме: Экономические потери в энергосистеме (на электростанциях и в электрических сетях), обусловленные повреждениями их элементов, что вызывает дополнительные расходы на ремонты оборудования, увеличение расходов топлива на электро-

станциях и потерь электроэнергии в сетях из-за неоптимальных режимов их работы в период восстановления поврежденных элементов.

Функциональная бронь: Минимальный уровень электроснабжения, при котором промышленное или иное предприятие может длительно нормально функционировать, выполняя свои функции на предельно минимальном уровне.

Чрезвычайная ситуация: Любое стихийное бедствие или другая экстремальная ситуация, которая по соответствующему нормативному акту нарушает или может нарушить энергоснабжение.

Экономический критерий надежности: Минимум суммарных инвестиционных и эксплутационных расходов энергосистемы или ее элементов (электростанций, электрических сетей), включая ущерб от нарушений электроснабжения.

Эксплуатация в условиях риска: Работа объекта, когда предельные значения параметров режима не соблюдаются, но электроснабжение для всех потребителей поддерживается.

Электрическая сеть: Совокупность подстанций, распределительных устройств, соединяющих их электрических линий и средств технологического управления и контроля, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии/мощности.

Электроэнергетическая система (энергосистема): Совокупность электростанций и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии и при едином диспетчерском управлении.

RAB: Метод экономических расчетов, при котором учитывается нормированная доходность инвестируемого капитала (прирост основных фондов), формирующая прирост расчетной прибыли.

Приложение 3.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

П3.1. Надежность электростанций

Основные направления обеспечения надежности электростанций включают: повышение надежности оборудования и безопасности потенциально опасных элементов, повышение степени автоматизации управления, структурное и по производительности резервирование общих технологических систем (главная схема соединений, система собственных нужд, системы топливоснабжения и подачи питательной и циркуляционной воды для ТЭС и АЭС, и др.), совершенствование средств защиты и сигнализации.

При этом ТЭС характеризуется большим количеством напряженных элементов с большой концентрацией энергии, повышенной пожаро- и взрывоопасностью, соответственно большое значение имеет мониторинг и техническая диагностика состояния оборудования (элементов). Дополнительной особенностью ТЭЦ является взаимосвязанность выработки тепла и электроэнергии, что увеличивает риски проявления ненадежности. Для генерирующих компаний, имеющих ТЭС, одной из главных задач обеспечения надежности их работы является бесперебойное топливообеспечение.

ГЭС, кроме собственно гидроэнергетических установок, имеет также комплекс гидротехнических сооружений, аварии на которых, связанные с их разрушением, могут привести к тяжелым последствиям. Соответственно имеют значение запасы прочности сооружений, принятые при проектировании, обеспечение надлежащего объема и качества строительства, постоянный контроль состояния сооружений и выполнение профилактических работ при эксплуатации. Авторский контроль оборудования и сооружений конструкторскими и проектными организациями. Для ГЭС реализация всех проектных решений особенно обязательна.

Отказы ГЭС с серьезными последствиями могут быть вызваны также необеспеченностью гидроресурсами в маловодный год и интенсивным срабатыванием водохранилища. Такие отказы предотвращаются работой по регулированию водотока с обеспечением экономически оправданного запаса мощности, с учетом роли каскада ГЭС в электроснабжении региона и выполнении других функций.

Надежность АЭС дополнительно поддерживается, в том числе на международном уровне, требованиями по безопасности в стандар-

тах МАГАТЭ и соответствующей системой контроля, сохраняющими свою роль в условиях либерализации. В условиях рынка, возможно, потребуется большее участие АЭС в переменных режимах, при этом эпизодическое участие АЭС в покрытии переменных нагрузок не должно сказаться на надежности и безопасности функционирования технологических систем АЭС.

Общими для электростанций всех типов являются требования живучести системы собственных нужд при снижениях частоты в энергосистеме и/или напряжения на шинах электростанции, удержания агрегатов (блоков) в работе после сбросов/набросов нагрузки, в том числе с отключением от сети, динамическая устойчивость при расчетных (нормативных) возмущениях, которая для крупных электростанций, как правило, обеспечивается с помощью ПАА, действующей при наиболее тяжелых возмущениях и в ремонтных схемах.

Кроме того, требуется управляемость генерирующего оборудования, которая определяется его маневренностью (количеством циклов «пуск-останов», регулировочными диапазонами для управления в нормальных и аварийных режимах, реакцией на кратковременное интенсивное разгружающее воздействие, сохранением в работе при отключении от сети), а также степенью ее эффективного использования, главным образом, за счет автоматизации.

ГЭС, благодаря высокой степени управляемости, играют особую роль в управлении режимами ЭЭС и ЕЭС в целом, являясь важнейшими объектами системы АРЧМ. ГЭС обеспечивают покрытие переменной части графика, полностью решают задачи вторичного регулирования частоты (в т.ч. в зоне ЕЭС/ОЭС) и, в значительной степени, вторичного и третичного регулирования мощности. Кроме того, практически все ГЭС участвуют в противоаварийной автоматике ввода резерва при снижении частоты, агрегаты ГЭС широко используются для регулирования напряжения в сети, в том числе с переходом в режим СК.

В связи с этим необходимо разработать специальные требования по оснащению ГЭС соответствующим оборудованием и системами управления.

Работы по повышению надежности, в т. ч. безопасности, безотказности и управляемости электростанций всех типов должны быть оговорены нормативно-технической документацией.

П3.2. Надежность электрических сетей

Основными способами обеспечения надежности как системообразующих, так и распределительных электрических сетей при планировании их развития являются: резервирование элементов по механической и электрической прочности по отношению к расчетным нагрузкам, резервирование структуры и пропускной способности сети, включая схемы подстанций (ПС), повсеместное применение средств грозозащиты и защиты от внутренних перенапряжений, а также устройств РЗ и автоматики, локализующих повреждение и восстанавливающих питание (АПВ, АВР). При эксплуатации надежность обеспечивается за счет контроля состояния и поддержания работоспособности сети (мониторинг, диагностика, техобслуживание, ремонты, модернизация), а также за счет реконструкции и технического перевооружения с применением современных коммутационных аппаратов и распределительных устройств повышенной надежности.

Живучесть электрической сети определяется главным образом ее структурной резервированностью, причем требование относится и к главным схемам соединений подстанций. Важны также устройства ПАА, ограничивающие длительные повышения напряжения и термическую перегрузку линий и оборудования, предотвращающие нарушения устойчивости системы, локализующие и ликвидирующие последствия аварийного возмущения.

Управляемость электрической сети определяется запасами пропускной способности связей, гибкостью схемы, в том числе главных схем соединений подстанций (и электростанций), а также наличием и размещением управляемых элементов – источников реактивной мощности, трансформаторов с регулированием под нагрузкой и другими средствами FACTS. Для обеспечения эффективного управления коммутациями в нормальных и аварийных режимах необходимы определенные требования к ресурсу выключателей и оснащенности средствами дистанционного управления. Для аварийных режимов эффективны управляемые источники реактивной мощности (СТК, СК и т.п.).

К актуальным задачам повышения надежности электрических сетей следует отнести:

1. Разработку алгоритма оценки пропускной способности сети в различных режимах, в том числе аварийных с учетом ПАА.

2. Ремонт оборудования сетей по состоянию с учетом мониторинга физических воздействий за период эксплуатации.

3. Расширение проектно-зауженных просек ВЛ 0,4–110 кВ.

Чистка просек ВЛ 0,4–110 кВ должна осуществляться в пределах охранных зон воздушных линий электропередачи.

4. Закрепление в нормативном акте необходимого состава ПАА на электрообъектах потребителей.

5. Развитие систем дистанционного управления в электросетевом комплексе.

6. Создание общегосударственного перечня первоочередных инвестиционных проектов электроэнергетического комплекса.

7. Проведение Всероссийских конкурсов инновационных технологий, внедрение наиболее эффективных из них.

П3.3. Надежность потребителей

Положения ПУЭ не учитывают в полной мере влияние на надежность электроснабжения потребителей кратковременных (доли секунды и единицы секунд) перерывов питания, в том числе частичных, и, соответственно, не содержат требования к независимости источников питания на таких коротких интервалах. Поэтому к потребителям должны быть дополнительно предъявлены требования обеспечения собственной устойчивости и живучести при кратковременных нарушениях питания, соответствующие их классу надежности, что особенно относится к потребителям с непрерывным технологическим процессом.

Обеспечение надежности потребителей требует соответствующего проектирования схем внешнего и, что не менее важно, внутреннего электроснабжения, а также местной сетевой и технологической автоматики для учета возможных возмущений со стороны энергосистемы, сопровождающихся работой штатных устройств РЗ и ПАА. В частности, должно быть предусмотрено выделение функциональной, технологической и аварийной брони, обеспеченной автономным резервным источником. Необходимо принимать меры по обеспечению быстрого, по возможности автоматического восстановления технологии при возможных кратковременных перерывах питания, в том числе обеспечивать самозапуск двигателей (при необходимости – каскадный), автоматический повторный пуск с учетом допустимого порядка восстановления технологии, предусматривать, если это возможно и целесообразно, технологическое резервирование.

Особенно существенны меры по обеспечению живучести технологических процессов для взрывоопасных производств, производств с опасными или вредными аварийными выбросами и т.п. Задача обеспечения надежности электроснабжения таких ответственных по-

требителей должна решаться за счет саморезервирования в достаточном объеме, в том числе обеспечения живучести их системы внутреннего электроснабжения и технического резервирования.

Эти же меры позволяют повысить управляемость потребителя, сокращая ущерб при управляемом аварийном отключении, а также при аварийном ограничении потребителей и облегчают реализацию эффективного управления. Для обеспечения управляемости, особенно в условиях аварийных режимов, существенно наличие средств дистанционного, в том числе избирательного автоматического управления нагрузкой, что дает возможность выполнять аварийное ограничение и отключение потребителей с учетом их важности.

Управляемость узлов нагрузки для нормальных режимов ЭЭС связана в основном с организационно-техническими мероприятиями по выравниванию графика электропотребления (применение потребителей-регуляторов, многоставочных тарифов, ограничений на участие в максимуме нагрузки), а также по обеспечению режима напряжения за счет эффективного использования источников реактивной мощности потребителей. Выработка и компенсация реактивной мощности потребителем должны стимулироваться.

Потребители, имеющие в своем составе собственные электростанции, должны принимать меры по обеспечению надежности их работы с внешней системой. Требования к этим электростанциям должны войти в состав технических условий на присоединение потребителей к инфраструктуре рынка.

Рациональный уровень надежности передачи и распределения внешней к потребителю системы должен быть согласован с уровнем надежности внутренней схемы электроснабжения, а также уровнем технологического резервирования.

П3.4. Надежность ЭЭС

Основные направления обеспечения надежности ЭЭС (системной надежности) включают: обеспечение рациональной самосбалансированности; структурное резервирование, обеспечение достаточной гибкости системообразующей сети; противоаварийное управление, особенно для крупных энергообъединений, включая верхние иерархические уровни управления (ЕЭС и межгосударственные объединения).

В условиях хозяйственного разделения исполнителей разных функций ЭЭС необходимы специальные меры по координации и согласованию систем технологического управления, включая РЗ и

ПАА. Координация и согласование надежности технологических звеньев ЭЭС базируется на декомпозиции системной надежности на надежность генерирующего звена и надежность основной сети с последующим их согласованием между собой по соответствующим методикам.

Для предотвращения значительных нарушений энергоснабжения потребителей (обеспечения живучести ЭЭС), кроме ограничения величин возможных аварийных небалансов мощности, важны: обеспечение живучести электростанций и потребителей, обеспечение эффективности систем ПАА, режимная проработка и реализация процессов восстановления питания потребителей после их аварийного погашения.

Основные требования к элементам со стороны ЭЭС: безотказность, устойчивоспособность, живучесть, управляемость. Способы их обеспечения были рассмотрены выше. Необходимо предусматривать обязательное согласование с субъектом, ответственным за системную надежность, технических условий на проекты в рамках договоров на присоединение к сети любого другого субъекта. Подключение этого субъекта не должно приводить к ухудшению надежности электроснабжения других субъектов.

Понимаемая в широком смысле проблема надежности ЕЭС иерархически связывает все рассмотренные выше мероприятия по обеспечению надежности образующих единую технологическую цепь ее функциональных элементов от электростанций до потребителей.

П3.5. Обеспечение надежного функционирования ЭЭС при экстремальных природных возмущениях

В связи с изменениями природно-климатических и погодных условий на Земле все чаще наблюдаются катастрофические воздействия на системы электроснабжения. К ним относятся обильные и мокрые снегопады, ливневые дожди, паводки, разливы, шторма, цунами, смерчи, «ледяные дожди», землетрясения, извержения, оползни, пожары и другое. Следует обратить также внимание на гелиогеомагнитные возмущения, которые могут приводить к катастрофическим последствиям в электроэнергетике. Перечисленные возмущения считаются нерасчетными, страховыми случаями и относятся к так называемым форс-мажорным событиям. Однако из-за их участившейся повторяемости и тяжелых социально-экономических последствий их воздействия на ЭЭС представляется целесообразным повы-

шенное внимание к ним с целью их прогнозирования, оперативного и эффективного реагирования, сведения до минимума тяжести последствий при их возникновении.

С этой целью требуется организация мониторинга природно-климатических и погодных воздействий всех видов.

Природно-климатические и погодные условия влияют прежде всего на элементы электрических сетей всех уровней. Для своевременного и правильного принятия решений при обширных повреждениях электрических сетей требуется постоянный мониторинг состояния воздушных ЛЭП с применением всех современных систем наблюдения в режиме реального времени, и, особенно, при прогнозируемых и назревающих стихийных бедствиях. Важным является привлечение таких средств, как наблюдение из космоса и дистанционная диагностика сетевого оборудования, методы среднесрочного и долгосрочного прогнозирования природных процессов.

Обслуживающий персонал должен быть обучен эффективной работе в периоды стихийных бедствий, быть в достаточном количестве и снабжен необходимыми материалами, инструментами и приспособлениями для быстрого устранения массовых повреждений и восстановления нормального электроснабжения.

Требуется защита оборудования ЭЭС от гелиогеомагнитных возмущений, оперативного реагирования в случае опасности их появления.

Известно, в качестве примера, что солнечные вспышки 13–14 марта 1989 г. сопровождались мощными геомагнитными бурями, приведшими к отключению ряда линий электропередачи, оставившие в Канаде на 12 часов без электроэнергии 6 млн. человек населения. Было отключено несколько высоковольтных трансформаторов наведенными геомагнитно-индуцированными токами силой более 100 А. 29 апреля 1994 года был выведен из работы трансформатор на АЭС Maine Yankee, вскоре после начала сильной геомагнитной бури. Стоимость ликвидации последствий таких аварий может составлять до 2 трлн. $ в год в течение нескольких лет только на территории США (для бури, аналогичной той, которая произошла в мае 1921 года). А буря, подобная событию 1859 года (произошедшая в цикл солнечной активности, такой же, что и начался сейчас), могла бы обесточить всю планету. Проблема безопасности ЭЭС России от гелиогеомагнитных возмущений перед пиком солнечной активности в 2012–2014 годах становится исключительно актуальной.

В настоящее время можно считать установленными высокие риски существенного поражения глобальных и региональных энергосетей от совместного действия солнечной активности (особенно во время 11-летних максимумов), уменьшающейся напряженности геомагнитного поля и реального состояния энергосистем (в первую очередь – электрических станций и сетей).

В США, Канаде, странах ЕС, Китае, Японии и некоторых других странах развернуты специальные работы по прогнозу, мониторингу и созданию систем защиты энергетики от указанных воздействий. В России до настоящего времени такие работы практически не ведутся.

Настоятельной задачей является создание теоретических и практических основ в построении общероссийской и интегрированной в европейскую и мировую системы прогноза, мониторинга и защиты энергосистем от опасных природных явлений, включая гелиогеомагнитные, начиная с электрических станций и сетей. Требуется организация соответствующих полевых испытаний.

П3.6. Обеспечение живучести ЭЭС

В плане живучести ЭЭС и их объектов важны следующие аспекты.

1. Предотвращение и ликвидация крупных аварийных нарушений (обычно с каскадным развитием) является важным аспектом надежности функционирования ЕЭС и ее частей и связывается с обеспечением их живучести. Достаточный уровень живучести объекта должен быть обеспечен при условиях, выходящих за рамки расчетных, оговоренных в нормативах надежности и/или договорах между субъектами, и, в частности, при интенсивных стихийных и климатических воздействиях и других форс-мажорных обстоятельствах и чрезвычайных ситуациях (пожары, вандализм, диверсии, боевые действия и др.).

2. Для обеспечения живучести ЭЭС (объектов) любого уровня, наряду с общими мероприятиями по поддержанию надежности, предусматривается специальная система противоаварийных мероприятий, направленных на ограничение развития аварийного процесса и скорейшую ликвидацию возникшего нарушения с восстановлением рабочего состояния. Эти мероприятия предусматриваются на этапах планирования развития и функционирования и относятся к оборудованию, элементам энергосистемы, уровню резервирования и специальному автоматическому и оперативному управлению.

Для своевременного и правильного принятия решений оперативным и руководящим персоналом при массовом повреждении элементов сетей, особенно распределительных, необходимо организовать постоянный мониторинг состояния воздушных линий электропередачи с применением спутниковых систем наблюдения в режиме реального времени.

С учетом разнообразия возможных нарушений для обеспечения живучести имеют значение все виды резервов – резервы энергоресурсов (по величине и размещению), мобильные резервы генерирующей мощности и резервы по структуре и по запасам пропускной способности сети, аварийные запасы оборудования и материалов, резервирование питания диспетчерских пунктов и подстанций, каналов связи, в целом систем оперативно-диспетчерского управления.

Для ограничения развития аварийного процесса предназначен ряд систем ПАА: ликвидации асинхронных режимов, ограничения снижения и повышения напряжения и частоты. В процессе восстановления рабочего режима участвуют все виды АПВ и АВР, но основную роль играет оперативный персонал. В действиях персонала и автоматики важен приоритет локализации и ликвидации аварии с минимумом последствий для потребителей и системы вопреки интересам отдельных собственников оборудования и потребителей.

Высокая степень восстанавливаемости рабочего состояния ЭЭС (объектов) при отказах имеет важнейшее значение для живучести. При функциональных отказах она обеспечивается в основном живучестью электростанций, потребителей и электросетевых объектов, их управляемостью в аварийных условиях (в частности, способностью генерирующего оборудования удержаться в работе при отключении от сети). Восстановление осуществляется действиями персонала на основе заблаговременно разработанных планов по восстановлению работы ЭЭС (объектов) при гарантированном объеме необходимой текущей информации в аварийных условиях и сохранении управляемости элементов за счет источников гарантированного питания.

При отказах в результате интенсивных стихийных воздействий (в основном сопровождающихся массовыми повреждениями распределительных электрических сетей) и возникновении чрезвычайных ситуаций должна вступать в действие заранее предусмотренная система ликвидации последствий, обеспечивающая, в частности, проведение срочных интенсивных и непрерывных аварийных ремонтно-восстановительных работ до полного восстановления электроснабже-

ния, при необходимости во взаимодействии с МЧС.

3. Требования по обеспечению живучести ЭЭС в наибольшей степени должны быть поддержаны нормативами, обязательными для субъектов рынка. Система противоаварийных мероприятий должна охватывать всех субъектов. Необходимы регламентирующие документы и система договорных отношений, обуславливающие порядок взаимодействия субъектов и обязывающие их реализовывать свою «долю» противоаварийных мероприятий, в том числе через рынок системных услуг. Необходимо развитие и адаптация к условиям реструктуризации отрасли нормативно-правового обеспечения по вопросам живучести ЭЭС (объектов).

П3.7. Обеспечение надежности энергоснабжения крупных городов

В условиях реформирования электроэнергетики особого внимания заслуживает проблема надежного энергоснабжения крупных городов и мегаполисов, как основных точек роста в современных условиях – мест массового проживания людей, большой концентрации промышленности, центров управления коммуникациями и др., с учетом их особенностей.

1. Крупные города имеют развитую и энергоемкую систему жизнеобеспечения, которая включает централизованное электро- и теплоснабжение, котельные, инженерные сети водопровода и водоотведения (канализации), бензоколонки, автотрафик, вокзалы и железные дороги, аэропорты, связь, телевидение и радио, больницы и детские учреждения. Мегаполисы, кроме всего названного, имеют метрополитен, высотные здания с лифтами и другие специфические объекты, требующие особого внимания. Нарушение энергоснабжения систем жизнеобеспечения городов сопровождается опасными для жизни и здоровья людей последствиями. Для предотвращения таких нарушений необходима разработка и реализация специальных мер по обеспечению надежности систем энергоснабжения крупных городов и мегаполисов, адекватных возможной тяжести последствий нарушений. К надежности системы энергоснабжения крупных городов и мегаполисов в России должны быть предъявлены повышенные требования с учетом климатических условий и пиковых нагрузок, приходящихся на зимний период.

2. На большей части территории страны значительная доля энергии в холодное время года потребляется в виде тепла (тепловая нагрузка в два раза и больше превышает электрическую). В этих условиях наибо-

лее эффективна (экономична) комбинированная выработка тепла и электроэнергии на ТЭЦ, которые, как правило, являются основными источниками энергии в городах. Таким образом, системы электро- и теплоснабжения определенным образом связаны. Связаны у них также и некоторые аспекты надежности.

Концентрация производства тепла приводит к централизованной системе теплоснабжения, а комбинированная выработка – к сильной взаимозависимости режимов тепло- и электроснабжения. ТЭЦ должна иметь гарантированный сбыт электроэнергии, без производства которой ТЭЦ не сможет эффективно вырабатывать тепловую энергию. С другой стороны, при потере источников тепла его возмещение производится населением стихийно за счет электрической энергии, что может привести к перегрузке и повреждениям электрической сети. Сброс электрической нагрузки в свою очередь может привести к дальнейшему снижению тепловой мощности.

Особые требования должны быть предъявлены к восстановлению теплоснабжения после его потери. При низких температурах оно должно укладываться в 2–3 часа, иначе может произойти размораживание тепловых сетей, тепловых пунктов, внутридомовых систем отопления, что приведет к катастрофическим последствиям.

Изложенное означает, что система энергоснабжения крупного города имеет пониженную живучесть, особенно при низких температурах, так как имеются предпосылки (риски) развития отказа в крупное нарушение. Это дополнительно ужесточает требования к обеспечению надежности такой системы, особенно для мегаполисов.

3. Указанные специфические особенности систем энергоснабжения городов, особенно крупных, требуют дополнительных технических и организационных мероприятий, повышающих надежность. В частности, необходимо обеспечить:

- резервирование производительности ТЭЦ с обеспечением независимости функционирования энергоблоков, но с возможностью подачи электроэнергии на собственные нужды от соседних блоков при необходимости;
- резервирование производства тепла за счет автономных источников;
- повышение восстанавливаемости ТЭЦ после отключения от ЭЭС;
- резервирование производительности системы электроснабжения для обеспечения (регламентированной) частичной замены произ-

водства тепла на электроотопление при нарушениях в системе теплоснабжения;

- структурное резервирование и управляемость тепловых сетей, обеспечивающее автономное теплоснабжение разных районов в нормальных режимах, а в аварийных – возможность подключения к работающим сетям других РТС;
- повышенные требования к готовности оборудования (ТЭЦ, тепловых и электрических распределительных сетей) в отопительный сезон, что ограничивает применение технологии ремонта «по состоянию», так как ремонты, прежде всего капитальные, однозначно проводятся в летний период;
- наличие резервных мобильных в городских электросетях и автономных у потребителей источников электрической энергии;
- высокую степень гарантий надежности системы внешнего электроснабжения города;
- адекватное развитие системы энергоснабжения города на перспективу.

В целом должна быть разработана совокупность мер, исключающих полное прекращение тепло- и(или) электроснабжения какого-либо района, тем более крупного, на время, превышающее допустимую величину, заранее установленную в зависимости от температуры наружного воздуха.

4. В рамках формирования обновленной нормативно-правовой базы обеспечения надежности в электроэнергетике необходимо уточнить нормативы надежности и разработать (обновить) регламентирующую нормативно-техническую документацию с учетом вышеназванных мероприятий. Должно быть гарантировано энергоснабжение города вне зависимости от состава участвующих в энергоснабжении субъектов. При этом необходимо учитывать требования по сбалансированности развития мегаполисов, скоординированного развития схем внешнего и внутреннего электроснабжения, координации инвестиционных программ субъектов энергетики, работающих в регионе, применения более крупных расчетных возмущений: потеря электростанции, подстанции, коллектора кабельных линий и т. п.

5. С позиций обеспечения надежного энергоснабжения крупных городов необходимо учесть следующие аспекты:

- координация оперативно-диспетчерского управления тепловыми и электрическими режимами систем энергоснабжения городов;
- приоритет тепловых режимов и зависимость от них производства

электроэнергии сужают возможности участия ТЭЦ как в конкурентном рынке электроэнергии, так и в рынке системных услуг;

• оценка влияния на надежность как электро-, так и теплоснабжения принципа распределения затрат (топливных, текущих в целом, капитальных) по ТЭЦ между двумя видами энергии;

• обеспечение четкой координации, административной и технологической управляемости «распакованных» по видам деятельности энергопредприятий;

• в составе муниципальных органов власти крупных городов необходима структура, организующая разработку комплексных городских программ энергоснабжения и несущая ответственность за обеспечение надежной работы городских систем жизнеобеспечения.

Надежность жизнеобеспечения крупных городов и мегаполисов должна быть предметом специальных научных исследований и разработок на их основе комплексных проектно-технических решений с участием городской администрации.

П3.8. Обеспечение надежности профессиональной деятельности

Надежность персонала является одной из составляющих комплексного свойства надежности, относящейся к внутренним условиям обслуживания энергообъекта. Надежность персонала объекта определяют знания, умения, навыки и степень готовности к действию.

Среди дестабилизирующих работу ЭЭС факторов значительное место занимает антропогенный («человеческий») фактор, а именно:

• непрофессиональные действия специалистов по проектированию, изготовлению, монтажу, обслуживанию и ремонту технологического оборудования, АСУТП, тренажерных систем, ошибки персонала в аварийных ситуациях;

• халатность, разгильдяйство сторонних лиц, вандализм, террористические и диверсионные действия.

В области обеспечения надежности профессиональной деятельности необходима разработка и внедрение эффективной методики подбора и подготовки кадров, создание субъектами собственных систем профессиональной подготовки, переподготовки, поддержания и повышения квалификации персонала, разработка методического и правового обеспечения системы подготовки и аттестации персонала, совершенствование и внедрение программных средств обучения и тестирования знаний.

Комплекс мер, направленных на повышение надежности персо-

нала, должен включать:

– разработку перечня профессиональных компетенций для специалистов со средним и высшим образованием, согласованных с соответствующими профессиональными отраслевыми стандартами; согласование рабочих программ курсов специальных дисциплин с работодателями;

– усиление практической подготовки специалистов в вузах и колледжах, в частности за счет организации учебных и производственных практик на предприятиях отрасли, выполнения курсовых и дипломных проектов по реальным для отрасли темам, привлечения к учебному процессу ведущих специалистов отрасли;

– передачу образовательным учреждениям всех действующих в отрасли нормативных и методических материалов для их использования в учебном процессе;

– создание отраслевой сети непрерывного обучения технических сотрудников и оперативного персонала с выдачей свидетельств и дипломов государственного образца о повышении квалификации.

Важным аспектом подготовки оперативного персонала является психофизиологическая тренировка, а современным инструментом – полномасштабные тренажеры, воспроизводящие характеристики объекта управления и штатный оперативный человеко-машинный интерфейс.

Эффективная система тренажерной подготовки персонала должна предусматривать применение:

автоматизированных учебных курсов и учебно-методического обеспечения процесса тренажерной подготовки, соответствующих современным научно-андрагогическим подходам;

современных всережимных и полностью адекватных объекту регулирования IT-тренажеров, соответствующих целевой функции человеко-машинной системы, методология создания которых соответствует системно-эргономическому подходу;

свода правил и средств тренажерной подготовки персонала предприятий электроэнергетики.

Основными единицами образовательной матрицы должны являться технологические знания (автоматизированные учебные курсы – АУК – первый этап обучения), а также современные информационные технологии (IT-тренажеры – второй этап обучения), способствующие формированию навыков и умений, которые непосредственно включают обучаемого в реальный процесс управления энергетиче-

скими объектами.

В новых условиях необходимо предусмотреть проведение совместных противоаварийных тренировок оперативного персонала разных субъектов. Необходимо разработать и внедрить единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативным управлением.

Предстоит пересмотр действующих правил, инструкций, методических указаний по надежной и безопасной организации управления, эксплуатации, обслуживания, ремонта, строительства, монтажа и наладки энергооборудования и энергообъектов.

В соответствии с регламентацией на ответственных объектах (крупные электростанции и подстанции) должна быть предусмотрена система управления производственной безопасностью, включающая систему внутреннего контроля и систему управления надежностью профессиональной деятельности.

Актуально также разработать и реализовать действия по обеспечению привлекательности электроэнергетических профессий. Судя по зарубежному опыту, большое значение имеет «энергетическое» воспитание населения, особенно в части энергосбережения и поведения в аварийных состояниях. Должна быть продумана система мотивирования граждан, организаций и предприятий по эффективному применению энергооборудования, экономии электроэнергии и обеспеченности автономными источниками света и тепла (фонарики, газовые плитки, керосинки и пр.) при форс-мажорных событиях; разработаны соответствующие образовательные программы для дошкольных и школьных учреждений, средних и высших учебных заведений.

ПЗ.9. Обеспечение надежности при совместной работе ЕЭС России с зарубежными ЭЭС

Целью совместной работы должно быть обеспечение решения следующих задач:

– повышение энергетической безопасности регионов и надежного электроснабжения отдельных территорий России;

– обеспечение выдачи мощности электростанций;

– скоординированное долгосрочное и краткосрочное планирование развития ЕЭС России и зарубежных ЭЭС.

В настоящее время более 170 высоковольтных межгосударственных линий электропередачи связывают энергосистемы государств СНГ и Балтии, образуя огромное по мощности и территории объеди-

нение, осуществляющее, в том числе, совместную работу с энергосистемами ряда соседних государств. ЕЭС России выполняет важную связующую роль для большинства энергосистем соседних стран и несет основную функцию по регулированию частоты, используя ведущие ГЭС страны, и по координации синхронной работы. Возникает необходимость более четкой формализации отношений между субъектами совместной синхронной зоны для решения различных вопросов.

1. В условиях повсеместных крупномасштабных структурных преобразований и изменения структуры управления электроэнергетикой, развития конкурентных отношений особенно актуальными становятся требования к координации взаимодействия в синхронной зоне. Необходимо формирование Технических правил совместной надежной работы или Сетевого кодекса с определением: участия субъектов в регулировании частоты; балансовой принадлежности и разграничение ответственности по эксплуатации межгосударственных ВЛ – с соответствующей правовой поддержкой и с учетом формирующегося общего рынка электроэнергии и мощности ЕЭС и зарубежных ЭЭС; статуса органа координации синхронной и надежной работы и др.

2. Важнейшим направлением европейского электроэнергетического сотрудничества является организация совместной взаимовыгодной работы национальных энергосистем России, СНГ и других европейских стран. В синхронной зоне можно выделить два основных направления взаимодействия с энергосистемами европейских стран – с энергообъединениями NORDEL и ENTSO-E. Основными принципами взаимодействия является равноправное партнерство и недопущение ухудшения качества и надежности функционирования энергообъединений сторон.

Стратегической целью взаимодействия по обоим направлениям является как синхронное объединение, так и совместная работа через ВПТ и ППТ, которые предоставляют наиболее широкие возможности для рыночного взаимодействия между партнерами. При этом достигаются, в частности, возможности лучшего использования существующего парка генерирующих мощностей, первичных энергоресурсов, межгосударственных линий электропередачи и большей эффективности вложений в развитие сети, повышение надежности функционирования благодаря снижению влияния возмущений, аварийному взаиморезервированию, снижению относительной величины аварийных небалансов мощности и другие системные эффекты. Кроме этого,

возникают стимулы для гармонизации технических, экологических стандартов и стандартов по ядерной безопасности. Объединение позволяет более эффективно использовать электрическую сеть по сравнению с другими способами совместной работы энергосистем.

3. Рассматривая задачу синхронизации с позиций надежности, следует учитывать, что энергообъединения на оси Восток-Запад развивались на разных принципах и технических стандартах. Поэтому необходимым условием организации синхронной работы двух крупных энергообъединений, кроме физического соединения, является согласование технических характеристик в соответствии с совместно выработанными требованиями. Эти требования должны устанавливать минимальную регламентацию характеристик партнеров, обеспечивающую взаимное неухудшение надежности и качества их функционирования и должны относиться только к интерфейсу и внешним характеристикам энергообъединений, оказывающим влияние на режим их параллельной работы. Данные принципы должны быть положены в основу развивающегося сотрудничества сторон.

4. При рассматриваемом взаимодействии с внешними партнерами для российской стороны и партнерами по синхронной работе, появляется необходимость регламентирования качества регулирования частоты в сторону более жестких условий, согласования пропускной способности основных сечений ЕЭС, условий эксплуатации и обеспечения надежной работы межгосударственных связей и примыкающих объектов. Для реализации перехода на синхронную работу энергообъединений необходимы исследования режимов для уточнения технических условий параллельной работы, как путем моделирования, так и путем натурных экспериментов. По обоим направлениям должны быть запланированы совместные исследовательские работы.

5. В перспективе рассматривается взаимодействие с энергосистемами стран Ближнего Востока (через Закавказье), организация синхронной работы с энергосистемой Ирана, развитие энергетических связей ЕЭС с энергосистемами Афганистана, Пакистана, Индии (через входящие в зону энергосистемы Центральной Азии), а также с энергосистемами стран Дальнего Востока (Китай, Япония, Северная и Южная Корея). В ряде случаев рассматриваются варианты связей с использование техники постоянного тока вследствие значительных расстояний и наличия географических преград.

6. В целом, необходима разработка системы нормативно-технического обеспечения параллельной работы и первоочередных

регламентирующих документов по обеспечению надежности в зоне совместной работы, их легитимизация, усиление координации взаимодействия операторов системы передачи, развитие технического сотрудничества с европейскими структурами по вопросам организации надежной параллельной работы с ENTSO-E и NORDEL.

Во всех случаях расширения зоны синхронной работы требуется согласование технических условий по надежности и качеству функционирования энергосистем всеми участниками энергообъединения при особой ответственности примыкающих энергосистем и операторов системы передачи.

Для обеспечения надежности совместной работы ЕЭС России и энергосистем иностранных государств и максимального использования пропускной способности межгосударственных электрических связей, а также локализации и предотвращения развития аварийных ситуаций Системными операторами должны быть установлены единые принципы противоаварийного управления, порядок их реализации и поддержания эксплуатационной готовности системы противоаварийной автоматики энергообъединения систем стран-участниц совместной работы.

Приложение 4.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

П4.1. Исходные положения

Правовое обеспечение функционирования электроэнергетики России включает в себя:

1. Основные положения действующих на 2012 г. правовых актов по тематике Концепции, их правоприменение.

Представляется необходимым их изложить применительно к:

а) потребностям разделов Концепции в ссылках на сами правовые акты, на регулируемые этими правовыми документами понятия, требования, критерии с учетом действующих редакций упоминаемых правовых актов;

б) необходимости прояснения: к каким субъектам, объектам и каким образом относятся (должны относиться) соответствующие требования надежности: для «оптового рынка электроэнергии» и для «единого технологического процесса производства, передачи и потребления электроэнергии», а также как они влияют друг на друга;

в) комплексной оценке правовых актов по критериям необходимости и достаточности, а также полноты взаимосочетания в них «волеобразования (принятия решений) и волеизъявления (реализации принятых решений)», исходя из того, что «воля юридического лица не может быть ни сформирована, ни реализована (о какой бы области деятельности такого лица не велась речь) без деятельности органов и (или) деятельности лиц, выполняющих их функции».

Результаты оценки позволят сформулировать обоснованные предложения по доработке (или разработке новых) правовых актов.

2. Предложения по доработке (или разработке новых) правовых актов по обеспечению надежности функционирования ЭЭС, электроэнергетики России в предстоящий период.

Предлагается сформулировать, исходя из результатов по п. 1, соответствующие изменения, дополнения в действующие правовые акты или базовые положения для новых актов.

3. Состояние нормативного обеспечения развития и функционирования с учетом надежности электроэнергетики России:

а. Нормативное обеспечение функционирования и надежности в период до 2012 г. (Оценка ситуации на нормативном поле, обеспечивающем собственно функционирование ЕЭС, полноту и легитимность соответствующих нормативных документов разного уровня, выявление несоответствий с позиций тематики настоящей Концепции).

б. Предложения по нормативному обеспечению функционирования и надежности ЭЭС, электроэнергетики России в предстоящий период. (Предполагается сформулировать, исходя из результатов п. 1, соответствующие изменения, дополнения в действующие нормативные документы или базовые положения для новых, а также, при необходимости, и в регулирующие эти нормативные документы правовые акты, некоторые из которых должны учитывать, в том числе, положения на принципах **сервитута** ко всем соответствующим субъектам электроэнергетики с обременением их собственности в части выполнения единых условий и единых актуальных технических и технологических нормативных требований).

В декабре 2004 года в РАО «ЕЭС России» была принята «Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике» (далее Концепция-04), разработанная применительно к условиям России. За прошедшее время на базе Концепции-04 и Закона «Об электроэнергетике» хотя и были предприняты шаги по формированию организационной структуры системы обеспечения надежности, развитию нормативно-правовой и нормативно-технической базы обеспечения надежности в электроэнергетике, но в целом Концепция-04 оказалась недостаточно работоспособной прежде всего из-за отсутствия четких механизмов ее реализации, а также необходимой политической воли. Поэтому, а также в связи с прекращением функционирования РАО «ЕЭС России», организацией независимых генерирующих компаний (ОГК и ТГК), формированием новой структуры управления сетевыми активами, проявлением целого ряда случаев масштабных нарушений электроснабжения потребителей вновь потребовалось повышение внимания к проблеме обеспечения надежности электроснабжения. При этом важно учесть, что созданные независимые электроэнергетические компании, как и компании-производители оборудования и раз-

личных услуг, обладают собственными интересами, часто несовпадающими с интересами других субъектов рынка электроэнергии (мощности), что усложнило задачи обеспечения надежности как системной проблемы.

В последние годы в целях обеспечения надежности в электроэнергетике принят ряд постановлений Правительства РФ, нормативно-правовых актов и процедур, в том числе:

– постановление Правительства РФ от 25.08.2008 № 637 «Об организации деятельности Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба)»;

– постановление Правительства РФ от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении правил расследования причин аварий в электроэнергетике»;

– нормативно-правовые акты, устанавливающие порядок долгосрочного планирования развития электроэнергетики и контроля инвестиционных программ субъектов электроэнергетики (постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977, от 17.10.2010 № 823 и др.);

– правила долгосрочного рынка мощности (постановления Правительства РФ от 24.02.2010 № 89 и от 13.04.2010 № 238) и рынка системных услуг (постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 117);

– процедура подготовки к осенне-зимнему периоду (ОЗП);

– новая RAB-методология тарифообразования.

Указанные документы способствуют решению задач по обеспечению надежности.

В процессе обеспечения надежности значительна роль Минэнерго России, Ростехнадзора и Ростехрегулирования, а также следующих комиссий и рабочих групп:

– Постоянно действующей Комиссии Минэнерго России по осуществлению мониторинга за проведением организациями электроэнергетики ремонтов и технического состояния генерирующих объектов и объектов электросетевого хозяйства (под руководством член-кор. РАН А. Ф. Дьякова);

– Межведомственной рабочей группы Минэнерго России по оборудованию;

– Рабочей группы Минэнерго России по мониторингу подготовки и прохождения осенне-зимнего периода (ОЗП) и др.

Однако практика последних лет показывает, что этих мер недостаточно.

П4.2. Нормативное и правовое обеспечение надежности в электроэнергетике

1. Основываясь на Конституции Российской Федерации, законодательство Российской Федерации в области электроэнергетики регулируется Гражданским кодексом Российской Федерации, другими Федеральными законами, Постановлениями Правительства Российской Федерации.

Одним из основополагающих законодательных актов в сфере электроэнергетики является Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями от 22 августа, 30 декабря 2004 г., 18 декабря 2006 г., 4 ноября 2007 г., 14 июля, 25 декабря 2008 г., 23 ноября 2009 г., 9 марта, 26, 27 июля, 28 декабря 2010 г., 7 февраля, 8 марта 2011 г.) (далее – ФЗ «Об электроэнергетике»).

Федеральный закон «Об электроэнергетике» обязывает использование «рыночных отношений и конкуренции в качестве одного из основных инструментов формирования устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию при условии обеспечения надлежащего качества при минимальной стоимости электрической энергии» (статья 6). При этом гарантируется обеспечение государственного регулирования деятельности субъектов электроэнергетики, необходимого для реализации установленных принципов. Законом предусматривается участие государства в перспективном развитии электроэнергетики, государственное регулирование деятельности субъектов естественных монополий, антимонопольное регулирование и т. д.

В сфере надежности ФЗ «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 (статьи 6, 9, 18, 20, 38 и 39).

Декларируемая законодательством РФ система ответственности за нарушение электроснабжения предусматривает возмещение ущерба при нарушении обязательств по обеспечению энергоснабжения согласно договору энергоснабжения, куп-

ли/продажи, передачи электроэнергии. При этом в законодательстве не делается различий в размере платы за электрическую энергию и услуги, необходимые для обеспечения ими потребителя, в зависимости от уровня требований потребителя к надежности электроснабжения, в связи с чем в нормативные акты необходимо внести соответствующие дополнения.

ФЗ «Об электроэнергетике», устанавливая правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, определяет полномочия органов государственной власти по регулированию этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере электроэнергетики, а также основные права и обязанности потребителей электрической энергии. При соблюдении основных принципов экономических отношений и основ государственной политики в электроэнергетике номинируется и обеспечение надежного функционирования электроэнергетики в целях удовлетворения спроса потребителей на электрическую и тепловую энергию, при условии надлежащего исполнение потребителями своих обязательств перед субъектами электроэнергетики.

2. Определяя в ст. 3 электроэнергетику как «отрасль экономики Российской Федерации, включающей в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов (в том числе входящих в Единую энергетическую систему России), принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики или иным лицам», ФЗ «Об электроэнергетике» констатирует, что «электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны». И следует добавить – гарантом национальной безопасности страны.

Надежное же функционирование электроэнергетики – это надежное функционирование электроэнергетического комплекса, т. е. входящих в него Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

Именно электроэнергетический комплекс, удовлетворяя по-

требности всех других отраслей страны в электрической и тепловой энергии и мощности, в том числе потребности оборонного сектора, а также социально значимых жилищно-коммунального сектора, здравоохранения, культуры, образования и воспитания, связи, средств массовой информации, охраны окружающей среды, тем самым обеспечивает национальную безопасность страны.

Возникающий при функционировании электроэнергетического комплекса спрос на первичные энергетические ресурсы, энергетическое, сетевое, вспомогательное оборудование и оснастку, кадастровые площадки под перспективные объекты, строительные и технологические материалы, конструкции, механизмы, аппаратуру и программные продукты самого разного назначения, работников широкого круга специальностей, инновационные решения формирует целые направления в деятельности не только смежных секторов экономики страны.

Но, как известно, одномоментность процесса производства, передачи и потребления специфичной продукции – электроэнергии (мощности) и невозможность ее массового «складирования» ставят вопрос о необходимости создания требуемых запасов первичных энергоресурсов на электростанциях, резервов генерирующих мощностей и запасов пропускной способности электрических сетей, использования возможностей по регулированию нагрузки потребителей, а также обеспечения баланса активной и реактивной мощностей и устойчивости режимов работы ЭЭС как в каждый текущий момент, так и в среднесрочной и отдаленной прогнозных перспективах с разработкой соответствующих схем и программ развития.

3. В рамках государственного правового сопровождения, обусловливающего возможность решения указанных задач по надежности электроэнергетики в условиях рыночных отношений и конкуренции, а также необходимости соблюдения ее технологического единства, Федеральным законом «Об электроэнергетике» были обозначены участники, структуры и объекты функционирования электроэнергетики в условиях оптового и розничного рынков оборота электроэнергии (мощности), их обязанности, а также организующие и регулирующие процесс федеральные органы исполнительной власти.

Такими участниками отношений являются:

- субъекты с генерирующими объектами: ОАО «Росэнерго-

атом», 6 ОГК, 14 ТГК, ОАО «РусГидро» и ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС";

- субъекты с электросетевыми объектами ЕЭС: ОАО «ФСК ЕЭС» – организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС), ОАО «Холдинг МРСК» – организация по управлению региональными электрическими сетями, территориальные электрические сети;
- субъекты системы оперативно-диспетчерского управления: системный оператор ОАО «СО ЕЭС» – субъект управления ЕЭС России, субъекты управления территориальных электрических сетей;
- субъекты других энергосистем с объектами генерирующими, электросетевыми и системами оперативно-диспетчерского управления: ОАО «РАО Энергетические системы Востока», технологически изолированные территориальные энергосистемы;
- субъекты потребления электрической энергии (мощности): потребители с энергопринимающими устройствами, потребители с энергопринимающими устройствами с управляемой нагрузкой, а в некоторых случаях, с собственными генерирующими объектами;
- субъекты оптового рынка: НП «Совет рынка» и ОАО «АСТ», субъекты с генерирующими объектами, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики электрической энергии (мощности), потребители с энергопринимающими устройствами с управляемой нагрузкой и с собственными генерирующими объектами;
- субъекты розничного рынка: энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики электрической энергии (мощности), субъекты с генерирующими объектами вне оптового рынка, территориальные электрические сети, субъекты системы оперативно-диспетчерского управления, функционирующие на уровне розничных рынков, конечные потребители электрической энергии (мощности).

4. Этим участникам для обеспечения надежности функционирования электроэнергетики Федеральным законом «Об электроэнергетике» предписывается:

4.1. ОАО «ФСК ЕЭС» – организация по управлению ЕНЭС:

4.1.1. «Использование ограничения в осуществлении суве-

ренных прав владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть в части: права заключения договоров оказания услуг по передаче электрической энергии и определения условий этих договоров, а также использования (вывода из эксплуатации) указанных объектов без согласования с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью» (п. 2 Статьи 7).

4.1.2. «Устранение технологических ограничений перетока электрической энергии между регионами Российской Федерации и развитие пропускной способности электрических сетей для обеспечения выдачи мощности электростанциями, а также разработка схем и программ развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период.

4.1.3. Разрабатывать схемы и программы развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период, утверждаемые в установленном Правительством Российской Федерации порядке. При этом в целях организации осуществления Системным оператором технических и технологических мероприятий по развитию Единой энергетической системы России предусматривается его участие в разработке и согласовании указанных схем и программ» (п. 1 Статьи 10).

4.1.4. «Оказывать субъектам оптового рынка на возмездной договорной основе услуги по передаче электрической энергии после заключения ими договора на оказания услуг системного оператора» (п. 3 Статьи 34).

4.2. ОАО «ФСК ЕЭС» – организации по управлению ЕНЭС, ОАО «Холдинг МРСК», территориальным электрическим сетям в границах балансовой принадлежности и своей зоны ответственности, соответственно:

4.2.1. «Осуществлять на основании договора технологическое присоединение к объектам своего электросетевого хозяйства обратившегося к ней лица из числа субъектов с энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии, с объектами по производству электрической энергии.

Принимать по договору на себя обязательства по реализации мероприятий, необходимых для осуществления технологического присоединения, в том числе мероприятий по разработке и в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федера-

ции об электроэнергетике, согласованию с Системным оператором технических условий, обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства, включая их проектирование, строительство, реконструкцию, к присоединению энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики)» (п. 1 Статьи 26).

4.3. Системному оператору ОАО «СО ЕЭС», субъектам оперативно-диспетчерского управления технологически изолированных территориальных энергосистем, субъектам территориальных электрических сетей в границах балансовой принадлежности и своей зоны ответственности, соответственно:

4.3.1. «Обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей.

Обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии» (п. 1 Статьи 14).

4.3.2. «Осуществление долгосрочного прогнозирования развития объектов электроэнергетики и инфраструктуры рынка и формирование при этом генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с учетом планов развития промышленного производства и жилищного строительства.

Предлагать включение в инвестиционные программы сетевых организаций в установленном порядке объекты электросетевого хозяйства, обеспечивающие выдачу и передачу на дальние расстояния мощности новых объектов по производству электрической энергии (мощности) и определенные по результатам отбора на конкурентной основе» (п. 1 Статьи 32).

4.3.3. «Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры электроэнергетики, соответствующего требованиям технических регламентов и иных обязательных требований, установленных иными нормативными актами» (п. 2 Статьи 13).

4.3.4. «Обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России.

Обеспечение прогнозирования объема производства и потребления в сфере электроэнергетики.

Участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей.

Разработка и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью мероприятий, технологических схем и программ развития Единой энергетической системы России.

Участие в формировании и выдаче технологических требований, обеспечивающих работу субъектов электроэнергетики в составе Единой энергетической системы России, при присоединении этих субъектов к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям» (п. 1 Статьи 14).

4.3.5. «Согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию» (п. 1 Статьи 14 и п. 1 Статьи 44).

4.3.6. «Организация отбора исполнителей услуг по обеспечению системной надежности, оплата таких услуг, а также заключение договоров и оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России» (п. 1 Статьи 16).

4.3.7. «Отбор мощности на конкурентной основе в соответствии с правилами оптового рынка, исходя из необходимости обеспечения в Единой энергетической системе России достаточного количества генерирующих мощностей для обеспечения надежности.

При проведении отбора на конкурентной основе мощности в порядке, установленном правилами оптового рынка, учитывать планы строительства объектов электроэнергетики, включенных в генеральную схему размещения объектов электроэнергетики, с учетом обеспечения их топливом на долгосрочную перспективу» (п. 1 Статьи 32).

4.3.8. «Применять для предотвращения угрозы нарушения устойчивости режима работы Единой энергетической системы России и предотвращения развития общесистемной аварии ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, включая ограничения, обусловленные использовани-

ем средств противоаварийной автоматики и релейной защиты» (п. 8 Статьи 38).

4.4. Субъектам оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных энергосистемах, субъектам в территориальных электрических сетях в границах балансовой принадлежности и своей зоны ответственности, соответственно:

4.4.1. «Осуществлять оперативно-диспетчерское управление на розничных рынках в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах в отношении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют на электроэнергетический режим энергетических систем России» (п. 2 Статьи 41).

4.4.2. Участие в формировании и выдаче технологических требований, обеспечивающих работу субъектов электроэнергетики в составе технологически изолированных территориальных энергетических системах, при присоединении этих субъектов к этим энергосистемам и территориальным распределительным сетям Единой энергетической системы России.

4.5. Субъектам оптового рынка с генерирующими объектами:

4.5.1. «Поддерживать генерирующее оборудование в состоянии готовности к производству электрической энергии в целях исполнения обязательств перед покупателями мощности, принятых на себя всеми поставщиками мощности по всем договорам в совокупности на определенных правилами оптового рынка условиях» (п. 1 Статьи 32).

4.5.2. «Обеспечить надлежащее исполнение всех принятых ими на себя обязательств в части требований в отношении готовности генерирующего оборудования к выработке поставляемой электрической энергии.

Отдельным субъектам электроэнергетики с объектами по производству электрической энергии (мощности) выполнять обязанность по оказанию услуг по обеспечению системной надежности» (п. 1 Статьи 36).

4.5.3. «Обеспечивать наличие запасов топлива (на тепловых электростанциях), в том числе в отопительный сезон, в соответствии с нормативами запасов топлива на тепловых электростан-

циях, утвержденными Правительством Российской Федерации или уполномоченным им федеральным органом исполнительной власти» (п. 1 Статьи 46.1).

4.6. Субъектам с генерирующими объектами и потребителям с управляемой нагрузкой, энергопринимающие устройства которых подключены к системам противоаварийной и режимной автоматики и находятся под их воздействием:

4.6.1. «Обеспечивать эксплуатацию принадлежащих им систем противоаварийной и режимной автоматики, а также возможность реализации такого воздействия систем противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с требованиями системного оператора или иных субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и требованиями сетевых организаций, соответственно» (п. 1 Статьи 38).

4.7. Потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой:

4.7.1. «Оказывать на возмездной договорной основе (с субъектами ОДУ) услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и иные согласованные с ними услуги» (п. 1 Статьи 38).

4.8. Совету оптового рынка:

4.8.1. «Вести учет субъектов оптового рынка, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности» (п. 1 Статьи 31).

4.8.2. «Предусматривать (согласно правилам оптового рынка) обеспечение достаточного количества мощности для покрытия спроса на электрическую энергию с учетом необходимости обеспечения нормативной потребности в резерве электрической мощности, в том числе на среднесрочную и долгосрочную перспективы» (п. 1 Статьи 32).

4.8.3. «Предусматривать разработку цен (тарифов) на мощность и услуги по формированию перспективного технологического резерва мощности.

В первую очередь к использованию на оптовом рынке принимать заявки на поставки электрической энергии от организаций-поставщиков с генерирующими мощностями, обеспечивающими системную надежность» (п. 2 Статьи 32).

4.8.4. «Обеспечивать взаимодействие с организациями технологической инфраструктуры в целях прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии, поддержа-

ния установленных техническими регламентами параметров качества электрической энергии, устойчивости и надежности энергоснабжения» (п. 3 Статьи 33).

4.8.5. «Взаимодействовать с организациями технологической инфраструктуры (организацией по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, территориальными сетевыми организациями и Системным оператором) в соответствии правилами недискриминационного доступа к их услугам» (п. 1 Статьи 34).

4.9. Субъектам розничного рынка (энергосбытовым организациям, гарантирующим поставщикам и территориальным электрическим сетям, соответственно):

4.9.1. «Обеспечивать потребителям надежность и качество электрической энергии в соответствии с требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями» (п. 1 Статьи 38).

4.9.2. «Исходить из того, что основой системы надежного обеспечения потребителей электрической энергией являются надежная схема энергоснабжения и выполнение всех требований правил технической эксплуатации электростанций и сетей» (п. 2 Статьи 38).

4.10. Правительству Российской Федерации:

4.10.1. «Содействовать привлечению в электроэнергетику инвестиций посредством формирования благоприятного инвестиционного климата, создания стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности, обеспечения неприкосновенности частной собственности, свободы перемещения товаров и услуг, обеспечения экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов), обеспечения защиты и поддержки развития российских производителей, использования инновационных инструментов привлечения инвестиций, обеспечения экономического стимулирования внедрения новых высокоэффективных технологий в электроэнергетике» (п. 2 Статьи 29).

4.10.2. «Определять порядок регулирования инвестиционной деятельности организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, в том числе в

форме согласования схем и программ развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период, планов капитальных вложений и контроля за их исполнением.

Устанавливать порядок утверждения разработки схемы и программы развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период» (п. 1 Статьи 10).

4.10.3. «Утверждать правила оперативно-диспетчерского управления, которыми в том числе определяются перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, их структура и зоны диспетчерской ответственности» (п. 2 Статьи 12).

4.10.4. «Устанавливать порядок отбора исполнителей услуг по обеспечению системной надежности, оплаты таких услуг, а также заключения договоров и оплаты услуг по формированию технологического резерва мощностей в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России» (п. 1 Статьи 16).

4.10.5. «Устанавливать и утверждать порядок технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам» (п. 1 Статьи 26).

4.10.6. «Устанавливать порядок доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии на розничных рынках» (п. 3 Статьи 41).

4.10.7. «Осуществлять техническое регулирование в электроэнергетике в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим Федеральным законом (ФЗ «Об электроэнергетике»)» (п. 1 Статьи 27).

4.10.8. «Устанавливать порядок утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, включающие затраты на повышение эффективности электроэнергетики, устранение технологических ограничений перетока электрической энергии и увеличение пропускной способности электрических сетей для обеспечения выдачи мощности электростанциями, в том числе предусмотренными Генеральной схемой размещения, федеральными целевыми программами и конкурентным отбором мощно-

сти» (п. 6 Статьи 29).

4.10.9. «Устанавливать правила оптового рынка оборота электроэнергии (мощности)» (п. 1 Статьи 32).

4.10.10. «Устанавливать порядок определения цен (тарифов) на мощность и услуги по формированию перспективного технологического резерва мощности» (п. 2 Статьи 32).

4.10.11. «Использовать право вето в отношении решений органов управления Совета рынка» (п. 4 Статьи 32).

4.10.12. «Утверждать порядок полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии потребителями – участниками оптового и розничных рынков в случае нарушения своих обязательств потребителями, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварийных ситуаций» (п. 7 Статьи 38).

4.10.13. «Устанавливать порядок ограничения режима потребления электрической энергии для предотвращения угрозы нарушения устойчивости режима работы Единой энергетической системы России и предотвращения развития общесистемной аварии» (п. 8 Статьи 38).

4.10.14. «Организовывать формирование перспективного технологического резерва мощностей в целях поддержания в Единой энергетической системе России достаточного резерва установленных генерирующих мощностей.

Устанавливать порядок формирования перспективного источника средств на услуги по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии» (п.п. 1 и 2 Статьи 46).

4.10.15. «Требовать от собственников или иных законных владельцев объектов электроэнергетики (намерившихся прекратить их использование) выставить эти объекты на тендерную продажу и при отсутствии иных лиц, заинтересованных в приобретении таких объектов, осуществить их выкуп в целях сохранения системы жизнеобеспечения населения, проживающего на соответствующей территории» (п. 7 Статьи 44).

4.10.16. «Осуществлять техническое регулирование в электроэнергетике» (п. 2 Статьи 20).

4.10.17. «Устанавливать правила оказания услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций,

услуг по формированию технологического резерва мощности» (п. 1 Статьи 21).

4.10.18. «Разрабатывать программы перспективного развития электроэнергетики, в том числе в сфере муниципальной энергетики, с учетом требований обеспечения безопасности Российской Федерации и на основе прогноза ее социально-экономического развития.

Формировать и обеспечивать функционирование государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса и предложения на оптовом и розничных рынках, в том числе прогноз топливно-энергетического баланса, и разработку системы мер, направленных на обеспечение потребностей экономики в электрической и тепловой энергии.

Определять существенные условия договоров о порядке использования организацией по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих собственникам или иным законным владельцам и входящих в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть.

Утверждать правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, включающие в себя перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, перечень субъектов оперативно-диспетчерского управления в указанных системах и порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления в них.

Определять условия и порядок поддержания резервов мощностей, а также механизмов компенсации владельцам резервируемых мощностей соответствующих затрат.

Утверждать перечень предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, формы и порядок ее предоставления.

Утверждать нормативы запасов топлива, порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон» (п. 2 Статьи 21).

4.10.19. «Запрашивать у субъектов электроэнергетики информацию о возникновении аварий, об изменениях или о нарушениях технологических процессов, а также о выходе из строя сооружений и оборудования, которые могут причинить вред жизни или здоровью граждан, окружающей среде и имуществу граждан и (или) юридических лиц, о соблюдении установленных

нормативов запасов топлива на тепловых электростанциях (в том числе в отопительный сезон), об осуществлении мероприятий по проведению планового ремонта генерирующего оборудования и (или) объектов электросетевого хозяйства» (п. 3 Статьи 21).

4.11. Федеральному уполномоченному органу исполнительной власти (Минэнерго России):

4.11.1. «Устанавливать порядок определения сроков осуществления технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии» (п. 1 Статьи 26).

4.11.2. «Осуществлять прогнозирование возможного дефицита электрической мощности в отдельных ценовых зонах оптового рынка и формирование благоприятных условий для капиталовложений или при необходимости для государственных инвестиций в строительство объектов электроэнергетики в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности» (п. 4 Статьи 29).

4.11.3. «Осуществлять долгосрочное прогнозирование развития объектов электроэнергетики и инфраструктуры рынка и формировать при этом генеральную схему размещения объектов электроэнергетики с учетом планов развития промышленного производства и жилищного строительства» (п. 1 Статьи 32).

4.11.4. «Требовать от собственников объектов (наметивших их для окончательного вывода из эксплуатации) приостановить такой вывод на срок не более чем два года в случае наличия угрозы возникновения дефицита электрической энергии на оптовом рынке (дефицита пропускной способности на отдельных участках электрической сети) в результате вывода указанных объектов из эксплуатации» (п. 3 Статьи 44).

5. Вышеприведенное показывает, что:

5.2. Законодательными положениями ФЗ «Об электроэнергетике» охвачены практически все аспекты обеспечения надежности функционирования электроэнергетики. Эти положения узнаваемо постулированы, для их реализации указаны методы и средства достижения поставленных задач, сформулированы поручения федеральной исполнительной власти (ее органам), распределены обязанности между остальными участниками исполнительного процесса.

5.3. В Статье 28 «Техническое регулирование и контроль (надзор) в электроэнергетике» допущено не совсем корректное дублирование уложений, определяемых в одном случае (п. 2) ФЗ «О техническом регулировании», а в другом (п. 3) – ТК России. Данная статья должна быть пересмотрена с учетом того, что 30.11.2011 года Государственная Дума приняла закон № 347-ФЗ с поправками в федеральный закон от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ «О техническом регулировании». Из этих поправок следует, что ФЗ «О техническом регулировании» не регулирует отношения, связанные с разработкой, принятием, применением и исполнением и исполнением … требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики.

5.4. Общая направленность правового акта на консолидацию целевого взаимодействия многочисленных субъектов электроэнергетики контрастно продемонстрирована коррелирующими предписаниями ФЗ «Об электроэнергетике», такими как:

5.4.1. В п. 3 и 7 Статьи 44 – направленными против возможных спонтанных, недобросовестных попыток вывода из употребления объектов электроэнергетики.

5.4.2. В п. 4 Статьи 32 – о праве вето на решения органов управления Совета рынка.

5.4.3. В п. 2 Статьи 7 – о наложении обременений (сервитута) на некоторые права владельцев объектов ЕНЭС.

5.5. Развитие электроэнергетики, проектирование и строительство энергетических объектов с мероприятиями по обеспечению надежности в части финансирования осуществляются из разных источников, но затраты на надежность включаются в инвестиционную составляющую цены (тарифа) на электроэнергию (мощность).

5.6. Цены (тарифы) на услуги по обеспечению надежности являются для конечных потребителей дифференцированными в зависимости от заявленного уровня надежности.

5.7. Субъекты электроэнергетики обязаны согласно п. 3 Статьи 5 соблюдать требования технических регламентов в сфере функционирования Единой энергетической системы России, а потребители – также требования «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей».

Таким образом, последней редакцией ФЗ «Об электроэнер-

гетике» заложены правовые предпосылки для реализации экономически сбалансированных транспарентных рыночных отношений в электроэнергетике страны на базе технологической структуры ее электроэнергетического комплекса, в том числе и в части обеспечения надежности его функционирования.

6. Во исполнение положений ФЗ «Об электроэнергетике» Правительством России и другими органами федеральной исполнительной власти были разработаны и выпущены соответствующие Постановления, Приказы, направленные на обеспечение надежности функционирования электроэнергетики, конкретно эти положения развивающие и детализирующие.

Основные их них:

6.2. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

6.3. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2008 № 400 «О министерстве энергетики Российской Федерации».

6.4. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.09 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (вместе с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики»)».

6.5. Приказ Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем».

6.6. Приказ Минэнерго России от 07 августа 2008 г. № 20 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления».

6.7. Приказ Минэнерго России от 09 декабря 2008 г. № 256 «О внесении изменений и дополнений в приказ Минэнерго России от 07.08.2008 № 20».

6.8. Приказ Минэнерго России от 15 июля 2010 г. № 333 «Об утверждении схемы и программы развития единой энергетической системы России на 2010–2016 годы».

7. Положения ФЗ «Об электроэнергетике» в отношении обеспечения надежности функционирования электроэнергетики этими Постановлениями и Приказами были расширены, более полно для правоприменительной практики раскрыты и дополнены

новыми предписаниям, касающимися в первую очередь субъектов электроэнергетики.

7.2. Так, согласно Правилам по Постановлению Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» устанавливается, что:

7.2.1. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечивать работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы (п. 6 Правил).

7.2.2. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии (мощности) предоставляют Системному оператору (иному субъекту оперативно-диспетчерского управления) для целей прогнозирования (в том числе надежности) исходную информацию, состав, форма и сроки представления которой определяется самим Системным оператором (иным субъектом оперативно-диспетчерского управления) (п. 21 Правил).

7.2.3. Системный оператор (иной субъект оперативно-диспетчерского управления) при долгосрочном и среднесрочном прогнозировании определяет: виды и объемы услуг по обеспечению системной надежности; пропускные способности сечений электрической сети по месяцам с учетом согласованных графиков ремонта и соблюдения установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации параметров надежности функционирования энергосистемы (п. 23 Правил).

7.2.4. С целью обеспечения устойчивой работы энергетического оборудования электростанций и энергосистемы в целом владельцы электростанций поддерживают в надлежащем техническом состоянии принадлежащие им на праве собственности или ином законном основании устройства, воздействующие на энергетическое оборудование в части первичного регулирования частоты, автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, регулирования напряжения, а также обеспечивают работу таких устройств в соответствии с установленными Системным оператором параметрами (п. 35

Правил).

7.2.5. При превышении допустимых значений передачи мощности (перегрузке электрической сети) диспетчерские центры в пределах закрепленных за ними операционных зон обязаны устранить его путем введения в действие резервов мощности и (или) изменения схемы электрических соединений. В случае сохранения перегрузки электрической сети диспетчерские центры устраняют ее путем ограничения или отключения потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в порядке, установленном законодательством Российской Федерации (п. 40 Правил).

7.2.6. Сетевые организации и иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства соблюдают установленные субъектом оперативно-диспетчерского управления уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности, в том числе путем установки на указанных объектах и поддержания в надлежащем техническом состоянии устройств регулирования реактивной мощности и иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности энергоснабжения за счет средств, учтенных на соответствующие цели при установлении тарифов на оказываемые ими услуги по передаче электрической энергии (п. 46 Правил).

7.2.7. На правовом уровне этими Правилами установлены критерии необеспечения надежности функционирования энергосистем (в том числе количественные), такие как:

– снижение фактического резерва генерирующей мощности (с учетом внешних поставок) ниже 3,5 процента максимальной фактической нагрузки на территории операционной зоны соответствующего диспетчерского центра;

– прекращение или наличие угрозы прекращения топливообеспечения либо обеспечения гидроресурсами электростанций суммарной располагаемой мощностью свыше 10 процентов всей располагаемой мощности электростанций в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра;

– дефицит пропускной способности электрической сети;

– понижение до аварийно допустимых значений уровней напряжения;

– повышенная вероятность нарушения устойчивости энергетической системы или ее частей;

– аварийный выход из строя электросетевого или генерирующего оборудования, приводящий к электроэнергетическому режиму энергосистемы с превышением максимально допустимых перетоков длительностью более 3 часов;

– аварийный выход из строя длительностью более одних суток средств связи диспетчерских центров, центров управления сетями в сетевых организациях и объектов электроэнергетики (п. 46 Правил).

7.3. В Правилах по Постановлению Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» подробно указано, что из этих документов инженерного обеспечения, силами каких исполнителей, на основе какой и кем поставляемой исходной информации, на какую перспективу должно разрабатываться с определением надежности функционирования электроэнергетического комплекса страны при использовании методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных Минэнерго 30.06.2003, и в каких инстанциях согласовываться и утверждаться, а именно:

7.3.1. Долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность – Минэнерго России (как правило, с привлечением ЗАО АПБЭ, ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», в соответствии с п. 5.3 Положения о Минэнерго).

7.3.2. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики – Минэнерго России с привлечением ОАО «СО ЕЭС», ФСТ, ОАО «Корпорация Росатом», ОАО «ФСК ЕЭС» (с мерами по обеспечению надежного и безопасного функционирования энергосистем в соответствии с законодательством Российской Федерации. Генеральная схема является рекомендательным документом для субъектов электроэнергетики).

7.3.3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России ОАО «СО ЕЭС» с привлечением ОАО «ФСК ЕЭС» (с мерами по обеспечению надежного и безопасного функционирования энергосистем).

7.3.4. При этом перечень информации, необходимой для разработки схемы и программы развития Единой энергетической системы России, формы и сроки ее представления обеспечиваются Минэнерго России (по Приказам Минэнерго 07.08.2008 г. № 20 и 09.12.2008 г. № 256), номинированным «уполномоченным

федеральным органом по электроэнергетике».

8. Представленные Постановления Правительства России и распорядительные документы других федеральных органов исполнительной власти позволяют воспринимать текущую ситуацию с правовым обеспечением надежности функционирования электроэнергетического комплекса достаточно сбалансированной.

9. Тем не менее, в отношении надежности функционирования электроэнергетического комплекса остались не сформулированными законодательные правовые нормы, обеспечивающие независимо от форм собственности однозначность применения одинакового унифицированного соответственно скоординированного технологического нормативного обеспечения для одинаковых видов оборудования, сооружений, объектов, процессов, услуг.

Только при таком однозначном применении легитимного нормативного обеспечения для всех соответствующих объектов всеми субъектами электроэнергетики и можно гарантировать «технологическое единство электроэнергетики» России, провозглашенное в п. 1 Статьи 6 ФЗ «Об электроэнергетике».

Для одинаковых видов оборудования, сооружений, объектов, процессов, должно быть одинаковым или унифицированным и базовое технологическое нормативное обеспечение, применяемое в конкретных условиях, конечно, с учетом соответствующих особенностей и обстоятельств.

10. Соответствующее базовое технологическое нормативное обеспечение функционирования электроэнергетического комплекса страны должно разрабатываться и утверждаться в виде национальных стандартов, сводов правил.

Минэнерго России согласно п. 4.4.11 собственного Положения на текущий момент должно обеспечивать и разработку, и утверждение таких сводов правил по электроэнергетике.

Но до сих пор они еще находятся на стадии разработки. И это в отсутствии собственно технического регламента по электроэнергетике.

Такая ситуация с техническим регулированием в электроэнергетике требует прояснения.

И поскольку электроэнергия как продукция (об этом уже говорилось ранее) может производиться, «перевозиться» и «реа-

лизовываться» только одномоментно в условиях эксплуатационного состояния соответствующих объектов электроэнергетики (энергосистем) на протяжении длительного времени, а это состояние естественно сопровождается этапами проектирования (включая изыскания), строительства, монтажа, наладки, хранения (например, первичных энергоресурсов, заменяемых компонентов), а также последующей утилизации (например, поврежденных, изношенных, демонтированных элементов), то, естественно, напрашивается вывод, что в отношении электроэнергетики должен быть разработан только один технический регламент – ТР «О надежности и безопасности функционирования энергосистем», в котором должны быть и требования, связанные с обеспечением надежности функционирования электроэнергетического комплекса страны. В этом ТР должны быть сформулированы положения норм по существу темы, причем для всех этапов жизненного цикла энергосистем и пообъектно.

Для успеха дела, ТР «О надежности и безопасности функционирования энергосистем» следует разрабатывать в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов», утвержденными приказом Минпромэнерго России от 12 апреля 2006 г. № 78.

Технические же и технологические нормативные документы, обеспечивающие функционирование энергосистем, а также их надежность, должны быть изложены в соответствующих национальных стандартах и сводах правил, отнесенных по принадлежности к ТР «О надежности и безопасности функционирования энергосистем».

Такое отнесение нормативных документов уровня национальных стандартов и свода правил к данному ТР может быть осуществлено еще до его разработки уже на стадии актуализации многочисленных потерявших легитимность стандартов, правил, технических требований, составленных для электроэнергетики на предшествующем этапе ее функционирования.

Важными для правильного понимания сути дела представляются положения о том, что применение на добровольной основе национальных стандартов (НС) и/или сводов правил является достаточным условием соблюдения требований соответствующих технических регламентов. В случае применения националь-

ных стандартов и (или) сводов правил для соблюдения требований технических регламентов оценка соответствия требованиям технических регламентов может осуществляться на основании подтверждения их соответствия национальным стандартам и (или) сводам правил. Неприменение национальных стандартов и (или) сводов правил не может оцениваться как несоблюдение требований технических регламентов. В этом случае (при неприменении НС) допускается применение иных документов для оценки соответствия требованиям технических регламентов, которые, видимо, тоже должны быть разработаны.

Необходимость соблюдения этого положения во всех практических случаях будет ориентировать производителей, поставщиков (и потребителей) продукции, услуг и технологий по передаче электроэнергии (мощности) на, естественно, добровольное, но и неукоснительное выполнение всех требований и ПУЭ, и ПТЭ, и т.д., и т.п., если последние будут превращены в национальные стандарты или в своды правил. По крайней мере, даже в п. 2 Статьи 38 ФЗ «Об электроэнергетике» потребителям электроэнергии (мощности) уже предписывается «выполнение всех требований правил технической эксплуатации электростанций и сетей», которые на данный момент все еще не легитимны.

Приложение 5.

О СОЗДАНИИ И ФУНКЦИЯХ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕГО НЕЗАВИСИМОГО ОРГАНА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

П5.1. Главные факторы, определяющие целесообразность создания органа по обеспечению надежности в электроэнергетике

1. Надежность электроснабжения и гарантированное поддержание ее на необходимом высоком уровне – одна из важнейших предпосылок эффективного функционирования экономики страны и благополучия ее граждан, поддержания энергетической и в целом экономической безопасности страны.

2. В условиях, когда выполнение требования 1 зависит от множества хозяйственно независимых субъектов энергетического (электроэнергетического) рынка и множества субъектов рынков услуг по развитию электроэнергетики и по содействию ее эффективному функционированию, – субъектов, имеющих собственные интересы, зачастую противоречивые, и подверженных разнообразным влияниям – необходим орган, способный формулировать и представлять общественный («общегосударственный») интерес в выполнении требования 1, и добиваться соблюдения этого интереса при учете и согласовании интересов субъектов рынков.

3. В плановой (государственной) экономике подобный орган может и должен быть государственным; в рыночной экономике естественный статус такого органа – независимая, саморегулируемая, некоммерческая организация, контролируемая, но не управляемая государством.

4. Представляется достойным внимания северо-американский (США – Канада) опыт создания и весьма успешного функционирования подобного органа. К этому можно добавить подобие северо-американского энергообъединения (надежность которого в значительной мере регламентируется, контролируется и обеспечивается таким органом – NERC) и ЕЭС России – подобие в аспектах масштабности, территориальной распределенности, многочисленности и разнообразия субъектов рынка, состава проблем обеспечения надежности. В этой связи естественно заимствование опыта США – Канады по статусу, структуре и функциям данного органа. К сожалению, подобным опытом не располагают сопоставимые с ЕЭС

России по масштабам и сложности энергосистемы Западной (Западной + Центральной) Европы и Китая. Не располагала им и ЕЭС СССР.

5. Деятельность по обеспечению надежности в электроэнергетике (включая прогнозирование надежности) включает выполнение многочисленных и весьма квалифицированных функций (о них см. ниже), и она не может самостоятельно выполняться ни одной электроснабжающей организацией (компанией). Не может быть возложено выполнение этих функций и на какую-либо государственную организацию. Рассматриваемый же независимый некоммерческий орган (далее СНЭ – Совет по надежности в электроэнергетике) может и должен обладать такими качествами, как: забота прежде всего об общественных (государственных) интересах, включая интересы потребителей электроэнергии; максимально возможный и сбалансированно-справедливый учет интересов хозяйствующих субъектов электроэнергетики; достаточно высокий уровень доверия к этому органу со стороны субъектов электроэнергетики, научно-технического сообщества, государственных структур; высокая квалификация специалистов и руководителей такого органа; открытость органа перед общественностью (в т.ч. научно-технической) и бизнес-сообществом.

П5.2. Необходимые функции предлагаемого органа

За основу принимаются функции образованного в 1968 году Североамериканского совета по надежности (National Electric Reliability Council) – переименованного в 2007 году в Североамериканскую корпорацию по надежности (North American Electric Reliability Corporation – NERC).

1. *Разработка* и постоянное совершенствование системы нормативов (норм, стандартов, правил, инструкций и т.п.) по надежности в электроэнергетике, включая аспекты системной надежности ЭЭС, надежности элементов (объектов и оборудования) ЭЭС – электростанций и энергоустановок на них, электрических сетей, надежности систем и элементов контроля, управления и связи в ЭЭС, электроэнергетике в целом, в сотрудничестве с предприятиями (компаниями) электроэнергетики, *предприятиями (компаниями) энергомашиностроения, электротехнической промышленности и промышленности средств управления и свя-*

зи, научно-техническим сообществом, импортерами оборудования, а также с Минэнерго, Ростехнадзором, Росстандартом и другими государственными структурами[*].

2. Подготовка решений о мерах принуждения к выполнению нормативных документов, о наложении взысканий (в т.ч. штрафовании), исполнение части этих решений и *дача рекомендаций государственным органам об исполнении другой части таких решений* (принуждение к выполнению стандартов надежности и штрафование в денежной и неденежной форме за их несоблюдение).

3. Прогнозирование и анализ надежности ЕЭС и ОЭС на год, на 5 и на 10 лет вперед, с предварительным прогнозированием развития генерации и основной электрической сети и роста электропотребления (нагрузок), а также ожидаемых условий функционирования электроэнергетики, включая условия топливоснабжения электростанций – *в сотрудничестве с электроэнергетическими компаниями* (*ЭК*) *и совместно* (*либо во взаимосвязи*) *с Минэнерго и организациями, ведущими по поручению последнего либо Правительства РФ разработку Энергетической стратегии России и стратегических документов по развитию отрасли «электроэнергетика», а также выполняющими общероссийский энергетический мониторинг. Как представляется, в ближайшие* 10–12 *лет горизонт прогнозирования надежности ЕЭС должен быть ограничен примерно пятилетним сроком*.

4. Мониторинг и анализ системных и других отраслевых отказов, возмущений и ненормальных событий в ЕЭС, участие в расследовании наиболее опасных событий с выявлением причин, публикацией результатов расследования и выработкой рекомендаций по предотвращению (или смягчению последствий) таких событий.

5. Содействие совершенствованию деятельности ЭК и других организаций по обеспечению надежности, в том числе путем их периодической инспекции с оценкой их готовности выполнять требования нормативных документов, а также путем выявления возможностей указанного совершенствования и распространения передового опыта.

6. *Обобщение опыта выполнения функций* 1–5*, исследований*

[*] Здесь и далее курсивом выделены аспекты, существенно отличающие предлагаемые функции от функций NERC.

членов СНЭ, независимых от СНЭ исследований, иностранного опыта, для выявления и интерпретации тенденций, *закономерностей* и проблем надежности в электроэнергетике и выработки путей решения этих проблем.

7. Содействие ЭК и другим организациям в обучении, подготовке и повышении квалификации оперативного персонала, а также проектировщиков, инспекторов-контролеров разного рода; издательская деятельность и т.п.

8. Аттестация диспетчерского и иного оперативного персонала ЭК, руководящих работников, инспекторов и, при необходимости, работников других категорий на предмет их способности (готовности) грамотно действовать в нестандартных (в том числе чрезвычайных ситуациях).

П5.3. Статус СНЭ и членство в нем

1. *Статус СНЭ*. Как уже было оговорено, СНЭ должен представлять собой организацию

- независимую;
- некоммерческую (некоммерческое партнерство);
- постоянно действующую;
- саморегулируемую;
- негосударственную, но подконтрольную государственному органу (в отличие от североамериканского опыта, где NERC подконтролен Федеральной комиссии по регулированию в энергетике (FERC) при Минэнерго США и некоему правительственному органу власти Канады, – таковым мыслится непосредственно Министерство энергетики РФ);
- национальную (российскую)[*], включающую региональные подразделения (вероятно, по сферам ответственности каждого из объединенных диспетчерских управлений – «СО», зонам обслуживания каждой ОЭС; вероятно, надежность в ЭЭС и энергоузлах, не входящих в ЕЭС, должна регулироваться (контролироваться, регламентироваться) неким межрегиональным подразделением СНЭ, дислоцируемым непосредственно при СНЭ), по

[*] В перспективе возможно окажется целесообразным преобразование Российской СНЭ в международную организацию, с расширением ее за счет всех или части стран-членов СНГ, а также стран Балтии и Грузии, если будут приняты на межгосударственном уровне соответствующие решения.

аналогии с региональными отделениями NERC.

2. *Членство в СНЭ и финансирование его деятельности*. Представляется разумным заимствование правила членства в NERC, которое (членство) является добровольным открытым для любого человека или организации. Членство в NERC классифицируется по 12-ти направлениям деятельности, которые применительно к условиям России можно перечислить так:

- генерирующая энергокомпания;
- сетевая энергокомпания;
- сбытовая организация;
- системный оператор (СО ЕЭС и его филиалы);
- региональная энергокомпания (генерация + сети + сбыт + подразделение системного оператора);
- крупный или малый потребитель энергии;
- региональное подразделение (либо, по аналогии с NERC, региональная организация) СНЭ;
- представитель государственного органа;
- эксперт, аналитик, специалист (физическое лицо, группа лиц или организация);
- компания, осуществляющая: производство оборудования и других средств производства для электроэнергетики; поставки оборудования, импорт оборудовани;
- компания, предоставляющая услуги по ремонту, техническому обслуживанию, наладке, проектированию, изысканиям, модернизации, подготовке специалистов и т.п.

Финансирование деятельности СНЭ, включая его региональные подразделения, целесообразно предусмотреть примерно так, как принято в Северной Америке. Согласно процедурным правилам NERC, затраты по финансированию бюджета делятся между странами (США, Канада, возможно, Мексика), энергообъединениями, региональными организациями NERC пропорционально значению чистой генерации для обеспечения нагрузки. В итоге затраты ложатся на конечных потребителей (в 2010 году – 0,00084 ц/кВт·ч), а весь бюджет NERC в абсолютных цифрах составлял в 2010 г. 37 млн. долл., бюджет региональных организаций – 100 млн. долл., без учета внебюджетных источников дохода.

П5.4. Организационная структура СНЭ

Этот вопрос необходимо проработать. Пока же отметим, что оргструктура NERC помимо 8 региональных организаций включает: Совет попечителей в составе 11 человек, являющийся высшим звеном управления NERC; Комитет представителей членов NERC с неясными статусом и функциями; Президента и исполнительного директора; 5 комитетов, подконтрольных Совету попечителей; 6 комитетов, подконтрольных, вероятно, президенту и исполнительному директору, каждый из которых, в свою очередь, объединяет ряд подкомитетов, рабочих групп, целевых рабочих групп; штат служащих NERC. Предварительное впечатление – некоторая избыточность структуры и дублирование функций. После детального ознакомления с Уставом NERC, принятым в 2009 г. (Bylaws of the NERC), а также, возможно, с процедурными правилами от 2010 г. (NERC Rules of Procedure), станет более ясным, в какой мере целесообразно рекомендовать для СНЭ оргструктуру NERC и чем должна отличаться оргструктура СНЭ.

Рекомендуемая организационная структура Совета:

- Наблюдательный совет.
- Исполнительная дирекция.
- Аппарат дирекции.
- Комитет представителей членов Совета.
- Региональные подразделения.
- Специализированные и административные комитеты.
- Рабочие группы по направлениям.

Приложение 6.

АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

П6.1. Анализ отечественного опыта обеспечения надежности в электроэнергетике

П6.1.1. Общие положения

В условиях централизованного планирования хозяйственной деятельности в СССР вопросы обеспечения надежной работы электроэнергетики решались в основном еще на стадии планирования. Решения по обеспечению надежности вырабатывались на основе действовавших в отрасли директивных документов, в которых содержались основные нормативные требования по обеспечению надежности при планировании развития, эксплуатации и управлении режимами энергосистем.

Основные требования к надежности электроснабжения потребителей были определены «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ). Основные требования к системной надежности при планировании развития (проектировании) энергосистем и энергообъектов определялись руководящими указаниями и нормативами по проектированию развития энергосистем, а также нормами технологического проектирования ГЭС, ТЭС, АЭС, электрических сетей 35–750 кВ. Требования по обеспечению устойчивости ЭЭС формулировались «Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем». Требования к надежности схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицированных участков железных дорог, городов и сельскохозяйственных потребителей определялись инструкциями и отраслевыми нормами.

П6.1.2. Сбор и обработка информации об аварийности электрооборудования

В дореформенный период (до 90-х годов) в России прерогатива решения задачи сбора и обработки информации об аварийности электрооборудования находилась в ведении Главного технического управления Минэнерго СССР (далее – ГлавТехУправление), а также Генеральной инспекции Минэнерго СССР, имевшей свои отделения в региональных энергосистемах и на крупных

энергетических объектах.

Анализу были подвержены не только случаи технологических нарушений и аварий, но и случаи незапланированных простоев и отказов в работе оборудования и устройств.

Информация обрабатывалась достаточно обширная, включая не только технические, но и технико-экономические параметры, в т.ч. затраты энергопредприятий на восстановительные работы, затраты на ремонты, недоотпуск электроэнергии, ущерб у потребителей от перерывов электроснабжения, эффективность топливоиспользования и др.

Случаи повреждения оборудования расследовались с выработкой рекомендаций для энергопредприятий и заводов-изготовителей. Особое внимание уделялось головным образцам оборудования и периоду приработки вводимого оборудования.

ГлавТехУправление организацию работы осуществляло через Службу передового опыта отраслевой организации по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей – ОРГРЭС с использованием целенаправленной работы цехов ОРГРЭС: *Линии электропередачи, Высоковольтное оборудование, Генераторный цех, Турбинный цех, Котельный цех, Гидроцех, Автоматика*. Был выработан четкий формат и порядок взаимодействия с предприятиями энергетики на местах, регламент предоставления информации, обработки и подготовки отчетов, ряд из которых имел ограниченное распространение.

В годовых отчетах ЦДУ ЕЭС СССР был раздел «Надежность электроснабжения», где давалась информация за год по общему количеству аварий, недоотпуску электроэнергии потребителям, количеству отказов в работе I и II степени, количеству аварий с недоотпуском электроэнергии более 50 тыс. кВт·ч. При этом приводилась информация о виновниках аварий, в том числе указывались: персонал эксплуатационных подразделений Минэнерго СССР, персонал других организаций, подчиненных Минэнерго СССР, заводы-изготовители, проектные, наладочные, ремонтные, строительные и др. организации, из-за стихийных явлений, естественного износа, прочих причин. Приводилась также информация по надежности работы релейной защиты и противоаварийной автоматики. Выполнялся специальный анализ каскадных и системных аварий.

В современных отчетах СО ЕЭС также приводятся данные,

характеризующие надежность работы энергообъединения. Они включают:

- количество случаев выделения энергосистем на изолированную работу;
- количество случаев отключения ВЛ 220–750 кВ;
- количество случаев снижения мощности электростанций (ЭС) до нуля и случаев частичного снижения мощности ЭС;
- обесточивание потребителей мощностью 10 МВт и более;
- ввод графиков ограничения режима и временного отключения потребления;
- объявление режимов с высокими рисками.

П6.1.3. Оценка надежности

Большой опыт исследований в области оценки надежности был накоплен в ходе проведения ежегодных работ по анализу показателей надежности ЕЭС СССР, решение о систематическом выполнении которых силами НИИПТ совместно с ЦДУ ЕЭС СССР, институтом Энергосетьпроект и ВНИИЭ было принято Минэнерго СССР в конце 1981 г.

В соответствии с основными положениями ежегодного анализа надежности ЕЭС СССР и утвержденным техническим заданием было намечено, начиная с 1983 г., подготавливать ежегодные отчеты, содержащие:

- характеристику достигнутого уровня надежности ЕЭС СССР за отчетный (прошедший) год, включая анализ имевших место аварий в системах;
- прогноз показателей надежности и оценку живучести ЕЭС СССР на третий год вперед (не считая года выполнения работы) с учетом корректировок по вводам энергоблоков и росту нагрузок;
- обоснование необходимых мероприятий для улучшения показателей надежности и повышения управляемости ЕЭС СССР (очередность ввода отдельных объектов, введение ограничений по загрузке связей, применение и развитие средств ПАУ и др.).

Для комплексной оценки надежности ЕЭС СССР в работе рассматривались как показатели, характеризующие надежность (безотказность) покрытия графика нагрузки ЕЭС СССР в длительных режимах работы системы, так и показатели, характери-

зующие надежность ее параллельной работы (устойчивоспособность). Для перспективного года эти показатели определялись расчетным путем, за прошедший год – на основании анализа отчетных данных. Параллельно, в целях проверки расчетных методик, а также для обеспечения сопоставимости результатов показатели надежности за отчетный год определялись и расчетным путем с использованием тех же методов, что и при расчетах на перспективу.

В ходе этой работы было выявлено хорошее совпадение расчетных и отчетных показателей надежности за истекший год. Перспективные же оценки надежности оказались существенно менее точными. В этой связи основной вывод, который в методическом плане следует из результатов большой работы, выполненной по ежегодному анализу надежности, состоит в том, что наиболее слабым звеном оценки ежегодных показателей надежности на перспективу является задание исходной информации по схемам, режимам и реальной интенсивности возмущений, которая как случайная реализация может существенно отличаться от величины их математического ожидания.

П6.1.4. Анализ научных исследований надежности электроэнергетических систем

В связи с тем, что на протяжении более чем полувека электроэнергетическая отрасль СССР (одной из преемниц которого является нынешняя Россия) управлялась и развивалась централизованно при участии ведущих планирующих и проектных учреждений на основе принципа управления «сверху-вниз», – в верхних эшелонах управления ЭЭС страны были сосредоточены наиболее квалифицированные и эрудированные кадры. Многие годы по ряду направлений отечественная электроэнергетическая наука занимала ведущие позиции в мире. Это же можно сказать и про теорию надежности ЭЭС, развитие которой в СССР имело специфические черты. Принцип управления «сверху-вниз» наложил отпечаток и на используемые подходы и средства, а также на практику исследования и обеспечения надежности ЭЭС. Централизованное хозяйственное и оперативное управление ЭЭС, создание Единой ЭЭС страны позволили обеспечить достаточно надежную работу электроэнергетической отрасли при минималь-

ных затратах в надежность, в резервирование. Для этого с 1960-х годов потребовалось широкое использование вероятностных подходов, выполнения расчетов надежности систем на базе знаний о надежности элементов. Была создана соответствующая информационная база, разработаны математические модели и соответствующие вычислительные программы для ЭВМ. Особенностью отечественной школы было то, что оптимизация надежности осуществлялась по глобальному критерию, для ЕЭС в целом. Выбор величины резервов генераторной мощности и пропускных способностей межсистемных связей осуществлялись для всей совокупности параллельно работающих ЭЭС. В соответствии с основными принципами теории вероятностей и как показывают расчеты надежности, для этих условий требуется минимальная величина резервов генераторной мощности. Распределение резервов по ЭЭС осуществлялось с учетом имеющихся пропускных способностей связей между ЭЭС и экономически целесообразного сооружения новых ЛЭП, приводящих также к росту надежности (либо снижению резервов мощности).

К практической деятельности и исследованиям надежности активно привлекались отраслевые организации по вопросам работы:

– теплоэнергетического оборудования – Всероссийский теплотехнический институт (ВТИ, Москва);

– электротехнического оборудования – Всероссийский НИИ Электроэнергетики (ВНИИЭ, Москва);

– новой техники и технологий, системной автоматики – Научно-исследовательский институт постоянного тока (НИИПТ, Санкт-Петербург) и др.

Особое место в отечественной практике научных исследований надежности энергетических систем занимает действующий при ИСЭМ СО РАН с 70-х годов прошлого столетия международный научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Благодаря наработкам отечественных специалистов советской энергетической системе удалось избежать крупных аварий за все время ее работы.

Основными задачами семинара являются:

– осмысление проблемы надежности, ее теоретических и методических аспектов применительно к различным системам энергетики (СЭ) и энергетическому комплексу в целом в совре-

менных условиях функционирования энергетики;

– анализ существующего состояния методических разработок и выбор перспективных направлений дальнейших научных исследований в области надежности систем энергетики;

– обсуждение постановок наиболее актуальных и сложных научно-практических задач в области надежности энергетических систем и создание теоретико-методической базы, методов и средств для их решения в рыночных условиях;

– изучение зарубежного опыта решения задач анализа и обеспечения надежности СЭ и разработка рекомендаций по его применению в условиях России;

– разработка подходов и моделей для решения задач надежности систем энергетики с единых теоретических и методических позиций, основанных на использовании современных математических методов и новейших информационных технологий.

Тематика семинара охватывает широкий круг проблем анализа и обеспечения надежности систем энергетики в нормальных условиях и в экстремальных ситуациях, обусловленных различными факторами.

В условиях либерализации отношений в электроэнергетике подходы к обеспечению надежности в электроэнергетике претерпевают изменения, так как в процесс анализа и принятия решений по развитию и функционированию электроэнергетики оказываются вовлеченными многие участники с несовпадающими интересами. Данное обстоятельство заставляет научную общественность искать новые пути исследования надежности ЭЭС.

Наиболее массовые практические работы по оптимизации надежности проводились в течение 1995–2002 гг. по четырем направлениям:

1) расчеты и оптимизация системной надежности (включая сети переменного и постоянного тока) и оценка вероятности развития системных аварий;

2) расчеты и оптимизация надежности распределительных сетей;

3) оценка ущербов от нарушений электроснабжения в рыночных условиях;

4) учет надежности при формировании тарифов на передачу электроэнергии и тарифов для конечных потребителей и оценка

влияния повышения надежности на экономику генерирующих мощностей и электрических сетей.

Этот период характеризуется широким внедрением учета надежности электроснабжения в практику расчетов энергосистем и сетей. По инициативе ФЭК РФ и ФСТ РФ был проведен ряд исследований, в которых особое внимание было уделено проблеме учета надежности при формировании тарифов на передачу электроэнергии и тарифов для конечных потребителей.

Таким образом, в отечественной электроэнергетике уже в настоящее время имеются реальные инструменты для использования в практике проектирования, планирования развития и эксплуатации ЭЭС и электрических сетей, основанные на корректных в математическом, энергетическом и экономическом отношениях методах.

П6.1.5. Отечественная практика применения критерия *n–i* в энергосистемах

В ЕЭС бывшего СССР ни в практике развития, ни при эксплуатации критерий ***n–i*** в явном виде и широко не применялся, но в отдельных нормативных положениях просматривалось влияние этого правила. Так, при оценке оперативного резерва при управлении развитием и вращающегося резерва при эксплуатации требовалось, чтобы они были не меньше самого крупного агрегата в системе. Для схем выдачи мощности электростанций действовало правило, что ЛЭП, соединяющие станцию с системой, должны обеспечивать выдачу всей мощности станции при условии, что одна из линий находится в неработоспособном состоянии. Для очень ответственных электростанций (типа АЭС) существовало более жесткое правило: необходимая мощность от станции должна передаваться в систему даже если одна из ЛЭП находится в плановом ремонте, а вторая – аварийно отказывает.

Правило ***n*–1** или ***n*–2** использовалось при формировании схем собственных нужд станций и подстанций: в технологическом звене снабжения первичными энергоресурсами (топливом) предусматривалось два вагоноопрокидывателя (один рабочий, один резервный), две нитки транспортеров подачи угля и т.д.; питательные, циркуляционные и прочие насосы также предусматривались не меньше двух, при этом отказ одного из них не при-

водил к снижению производительности основного оборудования и т.д. На подстанциях предусматривалось не менее двух трансформаторов, причем один из них, иногда с допустимой перегрузкой, но обеспечивал полное покрытие нагрузки.

Однако правило ***n–i***, даже в виде ***n–1***, редко применялось в прямом его смысле для межсистемных связей, системообразующей и распределительной сети. Объяснялось это прежде всего тем, что те допущения, которые принимаются для критерия ***n–i***, не выполняются в отечественных сетях. Большая длина ЛЭП, и связанные с этим их более частые отказы и большие длительности простоев, а также большое число таких ЛЭП по ЕЭС в целом ставили под сомнение целесообразность безусловного обеспечения критерия ***n–i*** посредством дублирования элементов.

В исследованиях отмечается, что выполнение критерия ***n–1*** обозначает краткосрочное планирование и поддержание такого электроэнергетического режима «*n*», который в случае возникновения нормативного аварийного возмущения «–1» обеспечивает сохранение устойчивости с отклонениями режимных параметров не больше предельно допустимых, а также возможность восстановления в течение 15–20 минут нормальных значений параметров и готовности противостоять нормативным возмущениям. При этом под возмущением понимается не просто потеря сетевого элемента или генератора, а последовательность событий, например: короткое замыкание (КЗ) заданного вида в заданном месте, его отключение вместе с сетевым элементом за заданное время, далее повторное КЗ в том же месте через заданное время (при учете неуспешного АПВ) и его повторное отключение. Таким образом, имеет место регламентация возмущений. Например, имеется список нормативных возмущений, в отношении которых даны требования к устойчивости энергосистем.

Ограниченность применения критерия ***n–i*** на системном уровне в отечественной электроэнергетике объясняется следующим:

1) спецификой ЭЭС (большое число элементов в системе; низкая территориальная плотность сетей ЭЭС; большая длина, а, следовательно, пониженная надежность, с одной стороны, и повышенная стоимость ЛЭП, с другой стороны, и т.д.). Эта специфика не всегда позволяла эффективно применять на практике данный критерий. При этом, как правило, критерий ***n–i*** не обес-

печивался по экономическим соображениям;

2) применением других критериев и способов анализа надежности, особенно вероятностных расчетов, дающих более точное и полное решение соответствующей задачи управление ЭЭС с учетом различных ограничений и применения средств управления. Особенно большой эффект при этом дают элементы, которые вне пика нагрузки загружены достаточно слабо.

В целом отечественные специалисты по надежности считают критерий ***n–i***, особенно в форме ***n–1***, упрощенным по сравнению с другими критериями, базирующимися на вероятностных методах с применением комбинаторики, статистического моделирования, схем «гибели и размножения», марковских цепей, теории случайных процессов и пр.

П6.1.6. Основные нормативы надежности в научно-технических и действующих нормативно-технических документах

Наиболее полная характеристика практики нормирования надежности ЭЭС в России дается в справочнике «Надежность электроэнергетических систем. Том 2. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с. (раздел 11 «Нормирование надежности в ЭЭС», с. 527–548).

В плане количественных характеристик общеизвестен нормативный показатель балансовой надежности на уровне основной структуры ЕЭС (расчетных энергоузлов ЕЭС и межсистемных связей между ними) – вероятность бездефицитной работы энергоузлов **P**=0,996.

В области резерва генерирующей мощности нормативные требования принимались и принимаются процентом от максимума нагрузки соответствующего объединения. Рекомендуемые значения из «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», 2003:

Европейская секция ЕЭС – 17 %,
ОЭС Сибири – 12 %,
ОЭС Востока – 22 %.

Суммарный резерв европейской секции ЕЭС распределяется между ОЭС, входящими в эту секцию, в следующей пропорции: ОЭС Северо-Запада – 0,15; ОЭС Центра – 0,32; ОЭС Северного

Кавказа – 0,10; ОЭС Средней Волги – 0,11; ОЭС Урала – 0,32.

Относительно пропускных способностей сечений межсистемных связей в ЕЭС значения нормативов приведены в табл. П6.1.

Таблица П6.1.

Пропускные способности сечений межсистемных связей в ЕЭС

Мощность (максимум нагрузки) меньшей из двух соединяемых частей ЕЭС, $N_{макс}$, ГВт	10	25	50	100	≥150
Балансовый поток мощности, % $N_{макс}$	5	3	2	1,5	1,5
Суммарная пропускная способность в сечении, % $N_{макс}$	15	9	6	3,5	3

Необходимая пропускная способность в сечениях основной электрической сети ОЭС определяется таким образом, чтобы обеспечивать:

– покрытие максимума нагрузки в дефицитных частях ОЭС при нормальной схеме сети в утяжеленном режиме (после аварийного отключения наиболее крупного генерирующего блока в рассматриваемой части ОЭС при средних условиях нахождения остального генерирующего оборудования в плановых и послеаварийных ремонтах) при использовании имеющегося в рассматриваемой части ОЭС собственного резерва мощности;

– покрытие максимума нагрузки после аварийного отключения любого элемента основной электрической сети: линии (одной цепи двухцепной линии), трансформатора и т.д. в нормальной схеме сети (критерий ***n*–1**);

– обеспечение устойчивости ЭЭС при расчетных условиях.

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России с электропередачами большой пропускной способности и предотвращения возможного развития аварий при их отключении принимается, что относительный дефицит мощности приемных ОЭС не должен превышать 5–10 % от уровня максимальной нагрузки.

В табл. П6.2 приведен состав нормативных требований по обеспечению балансовой надежности систем при эксплуатации.

Таблица П6.2.

Нормативы величин включенного резерва активной мощности ОЭС

ОЭС	Норматив включенного резерва, %
Северо-Запада	3,5
Центра	3,0
Юга	6,0
Средней Волги	4,0
Урала	3,5
Сибири	5,0
Востока	7,0

«Методическими указаниями по устойчивости энергосистем. – М.: НЦ ЭНАС, 2004» рекомендуются соответствующие нормативы для обеспечения устойчивости ЭЭС. Основные из них следующие (см. табл. П6.3).

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки в нормальных режимах. Кроме того, устанавливаются группы возмущений, при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

Исходя из требований к устойчивости:

- схемы энергосистемы подразделяются на нормальные и ремонтные;
- различают установившиеся и переходные режимы энергосистем;
- при эксплуатации перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются на нормальные и вынужденные;
- при проектировании перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются на нормальные и утяжеленные;
- расчетные возмущения подразделены на три группы по степени тяжести I, II, III.
- расчетная длительность КЗ принимается по верхней границе фактических значений, а при проектировании должны приниматься меры, обеспечивающие при работе основной защиты

длительности КЗ, не превышающие следующих значений:

Номинальное напряжение, кВ.	110	220	330	500	750	1150
Время отключения КЗ, с.	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08

Интегральные требования к устойчивости ЭЭС приведены в табл. П6.3.

Следует использовать также отечественный опыт разработки принципа согласованного нормирования надежности генерации, магистральных и распределительных сетей.

Таблица П6.3.

Требования к устойчивости ЭЭС.

Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности	Минимальные коэффициенты запаса по напряжению	Группы возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость энергосистемы	
			в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,20	0,15	I, II, III	I, II
Утяжеленный	0,20	0,15	I, II	I
Вынужденный	0,08	0,10	–	–

П6.2. Анализ зарубежного опыта обеспечения надежности в электроэнергетике

П6.2.1. Общие положения

В странах, осуществляющих либерализацию электроэнергетики в направлении введения конкурентных рынков электроэнергии, в том числе США и странах Западной Европы (СЗЕ), создана нормативно-правовая база обеспечения надежности в электроэнергетике, отражающая новые условия конкурентной среды.

В практике США и СЗЕ принято деление общей надежности (reliability) на адекватность (adequacy) и оперативную надежность (operating reliability, используется также термин security). В России для аналогичных целей часто используются термины балансовая и режимная надежность.

В энергообъединениях развитых западных стран балансовая надежность основывается на вычислении показателя LOLP (Loss of Load Probability), характеризующего вероятность потери нагрузки, или близкого к нему показателя LOLE (Loss of Load Expectation). Нормированное значение этого показателя принимается обычно равным одному дню в 10 лет. Применяются также

более простые показатели надежности в виде величины полного резерва мощности и требований к пропускной способности электрической сети.

Режимная надежность в ЭЭС западных стран в основном основывается на критерии ***n*–1**, а в ряде случаев и ***n*–2**. Этот критерий за рубежом формулируется так, что в системе, содержащей ***n*** сетевых элементов, отключение любого одного элемента (или двух элементов) не должно приводить к изменению функций системы. 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 нарушений не было нарушений устойчивости, неконтролируемого деления как каскадного развития аварии (краткий обзор применения критерия ***n*–*i*** в иностранных энергосистемах дан ниже).

П6.2.2. Анализ опыта США в обеспечении надежности в электроэнергетике

При рассмотрении зарубежного опыта обеспечения надежности в электроэнергетике наибольший интерес представляют США по следующим причинам:

–ЭЭС Северной Америки охватывают протяженную территорию США, Канады и Калифорнийской части Мексики и в значительной степени объединены на совместную работу;

–в ЭЭС США имеется опыт внедрения электроэнергетического рынка и извлечен положительный и отрицательный опыт в области обеспечения надежности;

–ЭЭС США является одной из крупнейших и самых развитых ЭЭС в мире с располагаемой мощностью свыше 1000 ГВт и годовым производством электроэнергии более 4,5 трлн. кВт·ч.

В США для обеспечения системной надежности ЭЭС создана саморегулируемая Североамериканская корпорация по надежности в электроэнергетике (North American Electric Reliability Corporation – NERC). Более подробная информация о структуре этой организации приведена в Приложении 5.

Стандарты надежности NERC. Стандарты разрабатываются в Комитетах по стандартизации с привлечением широкого

круга представителей секторов энергетики с учетом принципа открытости и сбалансированности мнений.

NERC уполномочена разрабатывать стандарты Американским национальным институтом по стандартизации (ANSI). NERC также работает с Североамериканским советом по стандартам в энергетике (NAESB), который вырабатывает стандарты бизнес-практики, некоторые из которых дополняют стандарты надежности NERC. В своей практике NERC применяет также стандарты по надежности IEEE.

Первая серия стандартов надежности (NERC Reliability Standards), включавшая в себя 90 документов, введена в действие в 2005 г. В марте 2007 г. 83 из указанных стандартов одобрены Федеральной энергетической комиссией США и приобрели статус обязательных документов, причем не только в США, но и в ряде провинций Канады. В 2009 г. введено в действие более 130 стандартов.

Соблюдение стандартов надежности. NERC вместе со своими Региональными организациями имеет полномочия принуждать к исполнению стандартов надежности, что достигается за счет строгих программ мониторинга, аудитов, расследований и наложений финансовых штрафов или других действий по принуждению в случае неисполнения. Ожидается проведение поправок в законодательство США об уголовной ответственности за несоблюдение Стандартов надежности.

Оценка надежности. Одна из законодательно прописанных обязанностей NERC заключается в проведении периодических оценок балансовой надежности большой энергетической системы Северной Америки.

Каждый год NERC проводит следующие оценки балансовой надежности:

- долгосрочный анализ надежности, который распространяется на 10 лет, с публикацией осенью;
- зимний анализ, выпускаемый поздней осенью, который сообщает о надежности на наступающий сезон зимы;
- летний анализ, выпускаемый весной, который сообщает о надежности на наступающий сезон лета (сезон годового максимума нагрузки).

NERC собирает информацию от своих региональных организаций, которая анализируется для оценки текущего и будущего

электропотребления, балансовой надежности энергосистемы для удовлетворения этого потребления. В ходе анализа учитываются все вопросы, касающиеся генерации, электропередачи, поставок топлива и мероприятий по управлению потреблением. Кроме того, NERC выявляет несистемные факторы, которые могут повлиять на надежность, такие как последствия старения персонала, природоохранное законодательство.

Нормирование надежности. В качестве обобщенного показателя балансовой надежности в энергосистеме США принимается резерв мощности, который рассчитывается в процентах от чистого максимума нагрузки (Net Internal Demand – NID). Последний меньше общего максимума нагрузки (Total Internal Demand) на величину регулируемой нагрузки: сумму прерываемой (ограничиваемой) по контрактам (contractually interruptible or curtailable load), непосредственно управляемой диспетчером (direct load control) и нагрузки как резерва мощности (load as a capacity resource). Чистый максимум характеризует твердую нагрузку (firm load), надежность электроснабжения которой гарантируется в пределах принятых нормативов. Величина регулируемой нагрузки в энергосистеме США в 2008 г. составляла 3,2 % общего максимума, соответственно твердой – 96,8 %.

Второй принципиальный момент в обеспечении балансовой надежности в ЭЭС Северной Америки – это задание рекомендуемых NERC резервов мощности в разрезе подзон[1]. Именно такое задание резерва генерации учитывает ограниченную пропускную способность связей между подзонами, то есть требуемый резерв становится функцией собственной генерации, контрактных перетоков мощности между подзонами и возможностей аварийной взаимопомощи подзон с учетом сетевых ограничений. Зная рекомендуемые резервы мощности подзон, нетрудно рассчитать их для зон и энергообъединений.

Значения рекомендуемого NERC резерва мощности для подзон находятся в пределах от 9,7 % до 22,3 % чистого максимума нагрузки. Они принимаются, исходя из предложений региональных отделений NERC, и различаются в соответствии с характеристиками нагрузки, генерации, связей и условий регулирования.

[1] NERC делит ЭЭС США на 8 зон, в каждой из которых имеется свое региональное отделение NERC. В свою очередь часть зон ЭЭС США делятся на подзоны, между которыми имеются ограничения по пропускной способности связей.

NERC подчеркивает, что каждая подзона может иметь свой собственный уровень резерва. В тех случаях, когда предложения отсутствуют, NERC рекомендует уровень резерва по соотношению тепловой (в 2009 г. – 15 %, в 2008 г. – 13 %) и гидро- (в 2009 г. – 10 %, в 2008 г. – 9 %) генерации.

Рекомендуемые NERC резервы мощности зависят от уровня фактического резерва в подзонах. В связи с экономическим кризисом фактический резерв мощности в ЭЭС Северной Америки вырос с 16,3 % в 2008 г. до 28,4 % в 2009 г. При этом изменились и значения рекомендуемого резерва, который не является аналогом расчетного резерва, полученного исходя из нормативного уровня надежности.

Таким образом, рекомендуемые NERC в подзонах ЭЭС Северной Америки резервы мощности не совпадают с расчетным резервом, полученным при нормативе надежности LOLE, равном 0,1 суток/год. Деление требуемого резерва на рекомендуемый и расчетный представляется приемлемым. При существенной избыточности системы рекомендуемый резерв может быть больше расчетного, а при дефиците мощности меньше. Поэтому, совокупное использование понятий расчетного и рекомендуемого резерва отражает несколько разные требования к желаемому уровню генерации подзоны. В то же время эти различия вносят известную неопределенность в оценке требуемого резерва мощности. В случае, если расчетные резервы мощности не вызывают сомнений с точки зрения использованной информации, а также адекватности реальным условиям вычислительных комплексов для их оценки, можно ограничиться их использованием. В противном случае, полезно использование понятия рекомендуемого резерва, не обязательно совпадающего с расчетным.

П6.2.3. Анализ опыта европейских стран в обеспечении надежности в электроэнергетике

Последние годы в мире и Западной Европе, в частности, перспективное развитие ЭЭС все в большей мере учитывает необходимость обеспечения надежности. Усиление внимания вопросам обеспечения надежности ЭЭС в Европе носит объективный характер и связано с целым рядом системных аварий, происходивших под воздействием технических и организационных

проблем функционирования либерализованной электроэнергетики: увеличения интенсивности трансграничных обменов электроэнергией и усиления загрузки межсистемных связей, разрозненности субъектов оперативного управления на европейском континенте и др. Опыт ликвидации аварий придает мощный импульс к совершенствованию нормативных, методических и организационных подходов в обеспечении надежности ЭЭС. Последовательно совершенствуется общеевропейская вертикаль управления с детализацией на национальном уровне, пересматриваются правила планирования развития и функционирования ЭЭС, усиливается кооперация операторов системы электропередачи, развивается программное и информационное обеспечение, запускаются исследовательские проекты.

Реализация стратегических целей в области электроэнергетики ставит перед специалистами ряд вызовов как при проектировании развития ЭЭС, так и на этапе ее эксплуатации и требует тщательного анализа с точки зрения обеспечения надежности ЭЭС.

На международном уровне изучением вопросов развития ЭЭС также занимается Международное энергетическое агентство (IEA) в рамках соглашения ENARD (*Electricity Networks Analysis, Research and Development*). Проводятся исследования по совершенствованию системы электропередачи в свете будущих изменений за пределами 2020 г., которые видятся в изменении парадигмы электрической сети за счет внедрения в ЭЭС значительного числа переменных источников энергии на базе НВИЭ, распределенной генерации, а также активного участия потребителей в управлении режимами ЭЭС.

Стремление к повышению энергоэффективности и экологичности электроэнергетики ведет к новой ступени развития ЭЭС, на которой существенно усложняется задача обеспечения надежного функционирования ЭЭС и электроснабжения потребителей. В рамках рыночной модели взаимоотношений большая ответственность ложится на инфраструктурную часть ЭЭС – электрическую сеть, и ее оператора, который вынужден принимать решения в условиях большой неопределенности относительно располагаемой мощности источников электроэнергии, особенно НВИЭ, и перетоков мощности по электрической сети. В рамках энергообъединения требуется также усиление координа-

ции между операторами ЭЭС. Все эти факторы способствуют пересмотру сложившейся практики планирования развития и управления ЭЭС, а также механизмов обеспечения надежности.

Рассмотрим некоторые тенденции в развитии методического и нормативного обеспечения надежности ЭЭС на уровне Европейского союза и национальных уровнях – уровнях стран Западной Европы. При этом анализ подходов к управлению надежностью ЭЭС, рассмотренный на примере Северной Америки, и дальнейший анализ показывают относительную согласованность общемировых тенденций в области обеспечения надежности ЭЭС.

Нормативное и организационное обеспечение надежности ЭЭС в Европейском Союзе

Важная роль в нормативном обеспечении надежности в Европейском Союзе (ЕС) отводится государственным регулирующим органам, которые осуществляют мониторинг надежности ЭЭС. Общие правила к странам-членам ЕС сформулированы в директивах, устанавливающих обязательства по анализу надежности на национальном уровне в условиях либерализованной электроэнергетики. Согласно директиве 2003/54/ЕС, ст. 4, государство должно осуществлять мониторинг надежности ЭЭС, включая:

– анализ баланса мощности,

– прогноз нагрузки и оценку запланированной или строящейся генерации,

– оценку качества эксплуатации электрической сети,

– анализ мер по покрытию пикового потребления и действий в случае потери одного или нескольких источников мощности.

По результатам анализа должен публиковаться отчет каждые два года не позднее 31 июля, содержащий основные выводы и мероприятия по обеспечению надежности. В более поздней директиве 2005/89/ЕС, ст. 7, п.1, также закреплено требование по публикации отчета, который должен включать:

- анализ эксплуатационной надежности электрической сети;
- прогноз потребления и генерации на период 5 лет;
- анализ перспективной надежности на период от 5 до 15 лет;
- инвестиционные намерения операторов системы электропередачи на период 5 и более лет.

Анализ надежности энергосистем в Европе проводится на национальном уровне, а также на общеевропейском уровне в рамках кооперации операторов системы электропередачи (TSO – *Transmission System Operator*), которые в условиях либерализации электроэнергетики обременены обязательствами системного характера по оперативному управлению и по развитию основной электрической сети в ЭЭС. До 2009 г. совместная работа по анализу надежности энергосистемы объединенной Европы проводилась в рамках Европейского объединения операторов электропередачи ETSO. С 2009 года наивысшей формой интеграции операторов является Европейская сеть операторов электропередачи ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), включающая Союз операторов Континентальной Европы (UCTE), Ассоциацию операторов Ирландии (ATSOI), операторов Балтии (BALTSO), операторов Скандинавских стран (NORDEL), Ассоциацию операторов Великобритании (UKTSOA). ENTSO-E объединяет 42 операторов электропередачи из 34 стран и представляет одну из самых важных инфраструктурных основ европейской экономики, промышленности и сферы услуг.

Создание ENTSO-E предусмотрено в нормативных положениях 714/2009 третьего пакета законов о рынках электроэнергии и газа, который вступил в силу с начала 2011 г. Образование ENTSO-E призвано усилить взаимодействие операторов по контролю межсистемных перетоков мощности. Согласно нормативным положениям ЕС 714/2009, статья 8, в задачи ENTSO-E входит разработка:

- общих средств управления электрической сетью для координации в нормальных и аварийных условиях, в т.ч. общую классификацию инцидентов, и планов исследований;
- десятилетнего плана развития сети, включая анализ балансовой надежности в Европе, – каждые два года;
- рекомендаций по техническому взаимодействию с операторами третьих стран;
- годовой рабочей программы;
- ежегодного отчета;
- ежегодного анализа балансовой надежности на лето и зиму.

При этом анализ балансовой надежности в Европе основывается на национальных оценках надежности, подготавливаемых

самостоятельно оператором системы электропередачи, и включает оценку надежности на пятилетний период, а также на период от 5 до 15 лет.

Упреждая вступление в силу нормативных положений ЕС 714/2009, ENTSO-E в 2010 г. выпустила *Прогнозный отчет о системной надежности* на период до 2025 г. и *Ретроспективный отчет о системной надежности* за 2009 г., продолжая практику общеевропейского анализа надежности ЭЭС. В рамках новой организации также подготовлен первый *Десятилетний план развития электрической сети* в Европе на период до 2020 г., который координирует инфраструктурные инвестиции на общеевропейском и региональном уровнях по достижению целей энергетической политики.

Среди участников ENTSO-E наибольшего внимания с точки зрения методической базы и опыта проведения анализа надежности энергообъединений заслуживает UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*), поскольку ENTSO-E является преемником практики анализа надежности, принятой в континентальной части Западной Европе. Ниже этому вопросу анализа надежности сложных энергообъединений будет уделено особое внимание.

Большую роль в выработке политики перспективного развития ЭЭС и решения вопросов обеспечения надежности ЭЭС играют *профессиональные ассоциации*, например, EURELECTRIC. Роль таких организаций заключается в лоббировании интересов отрасли перед правительствами стран ЕС, обобщающем анализе тенденций развития, выработке консолидированного мнения профессиональной общественности по функционированию и развитию электроэнергетики, обмене опытом, выработке совместных правил и др. По форме эти организации являются саморегулируемыми и некоммерческими партнерствами, которым государством делегирован ряд серьезных функций, что имеет соответствующую законодательную базу. Такая практика Западной Европы является большим достижением в управлении надежностью ЭЭС, в т.ч. в части повышения ответственности субъектов электроэнергетики за надежность ЭЭС.

Осуществление энергетической политики в Европе происходит при активном участии регулирующих организаций. С 2003 г. действует некоммерческий Совет европейских энергетических

регуляторов CEER (*Council of European Energy Regulators*), объединяющий 29 национальных регуляторов и созданный для защиты интересов потребителей и облегчения создания единого рынка газа и электроэнергии в Европе. CEER является платформой для взаимодействия, информационного обмена и взаимопомощи между национальными регуляторами и в целом с институтами Европейского союза. CEER работает в тесном взаимодействии с Европейской группой регуляторов по электроэнергии и газу ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*), созданной как совещательный орган при Европейской комиссии для формального взаимодействия с энергетическими регуляторами.

В рамках нормативных положений ЕС 713/2009 Третьего пакета законов создается Европейское агентство по кооперации энергетических регуляторов ACER (*European Agency for Cooperation of Energy Regulators*), которое начало работу с 2011 г. ACER призвано координировать работу национальных регуляторов, принимать решения по условиям и срокам доступа, режимной надежности межсистемной инфраструктуры, отслеживать развитие европейских энергетических рынков, участвовать в создании европейских сетевых правил и др. Таким образом, важная роль регулятора заключается в обеспечении скоординированного развития генерирующих мощностей и электрической сети с целью обеспечения надежности ЭЭС.

Методическое обеспечение планирования развития ЭЭС в Европе с учетом надежности

Оптимальное развитие ЭЭС с учетом надежности осуществляется, как правило, по критерию равенства затрат на содержание генерации в ЭЭС и стоимости отключения нагрузки, что соответствует определенному уровню резервов мощности или выражается в виде математического ожидания длительности ограничения электрической нагрузки. Национальные правила и технические стороны вопроса обеспечения надежности ЭЭС в странах Европы сегодня во многом базируются на инвестиционных критериях прошлых лет, несмотря на реформирование электроэнергетики. Это объясняется тем, что рынок не способен пока предложить более эффективные с экономической точки зрения критерии. Однако правила и технические стороны вопроса обеспечения

надежности ЭЭС сформировались в Европе по-разному. Например, во Франции используется критерий необходимости инвестирования в развитие ЭЭС в виде математического ожидания длительности ограничения электрической нагрузки, а для соблюдения критерия используются рыночные механизмы. В Великобритании критерием необходимости в инвестициях является величина резерва мощности, причем резерв является чисто информативным критерием для управления децентрализованными инвестициями и не имеет жестких механизмов реализации.

Методология анализа системной надежности в UCTE

Рассмотрим методические подходы к оценке надежности ЭЭС, применяемые на общеевропейском уровне в рамках объединения операторов континентальных стран Европы – UCTE.

Методология анализа системной надежности ЭЭС описана в методических указаниях, разработанных UCTE для ретроспективной оценки и прогнозирования на будущее на различных уровнях территориальной иерархии:

- страна – член UCTE в целом;
- пять региональных блоков: Северо-Западный, Северо-Восточный, Юго-Восточный, Южный, Юго-Западный;
- в границах UCTE.

Анализ надежности проходит при тесном взаимодействии головной организации UCTE с региональными группами операторов электропередачи.

Оценка системной надежности проводится расчетным путем по определенной процедуре и требует обязательного предоставления данных о балансе электроэнергии и мощности в ЭЭС стран-участников UCTE, в т.ч. по составу генерации и ее надежности, пропускной способности межсистемных связей и др. Оценка системной надежности проводится для стационарных условий и фактически представляет собой оценку балансовой надежности ЭЭС. Надежность оценивается на всех этапах временной иерархии с подготовкой соответствующих отчетов:

- ретроспективный отчет (*System Adequacy Retrospect*) за прошедший год;
- прогнозный отчет (*System Adequacy Forecast*), включающий прогноз на год вперед, среднесрочный и долгосрочный прогноз на 5 и 10 лет вперед;

- статистический годовой отчет (*Statistical yearbook*).

Прогнозные оценки надежности выполняются для двух сценариев:

- консервативный (*A*) – с учетом строящихся или запланированных к вводу мощностей;
- оптимистичный (*B*) – с учетом возможных дополнительных вводов мощностей на основании рыночных сигналов.

Надежность оценивается для характерных режимов ЭЭС (утро и вечер зимы и утро лета), в которых контролируется величина резерва мощности и пропускной способности электрической сети.

Анализ балансовой надежности энергосистемы проводится на основании расчетных величин располагаемой мощности генерации и мощности нагрузки, предоставляемых операторами стран-членов UCTE.

В качестве основных показателей надежности используются: величина остаточной мощности генерации – RC (*Remaining Capacity*), остаточного запаса – RM (*Remaining margin*), номинального запаса по надежности – ARM (*Adequacy Reference Margin*). Превышение располагаемой мощности генерации над нагрузкой (RC>0) свидетельствует о соблюдении балансовой надежности *в нормальных условиях*. А в остальных случаях критерием балансовой надежности является превышение остаточной мощности генерации над номинальным запасом по надежности (RC>ARM).

Мощность нагрузки в ЭЭС для нормальных условий оценивается с учетом технических, экономических, политических факторов. Максимальное расчетное значение нагрузки определяется как для нормальных условий с учетом запаса на случай пиковой нагрузки MAPL (*Margin Against Peak Load*) и запаса на случайные отклонения нагрузки (а также снижения располагаемой мощности генерации) ввиду климатических условий SC (*Spare Capacity*).

В расчет генерирующей мощности принимается располагаемая мощность (*Reliable Available Capacity*), равная сумме всей генерирующей мощности, за вычетом:

- неиспользуемых мощностей из-за станционных или сетевых ограничений;
- мощностей в текущем или капитальном ремонте;

- незапланированных простоев оборудования, в т.ч. по причине отказов;
- первичного, вторичного и третичного резервов мощности.

Величина номинального запаса по надежности ARM определяется по сумме запаса на случай пиковой нагрузки MAPL и на случайные отклонения нагрузки SC, при этом SC рассчитывается для 1 % риска дефицита мощности. Как правило, величина SC принимается равной 5–10 % от установленной мощности генерации в энергосистеме.

Анализ надежности межсистемных связей проводится аналогичным образом: сравниваются допустимые величины пропускной способности (раздельно на экспорт и импорт), оцененные одновременно для всех связей – SITC (*Simultaneous Interconnection Transmission Capacities*), с мощностью генерации.

Если располагаемая мощность генерации превышает нагрузку, и это превышение не больше величины пропускной способности связей на экспорт, ЭЭС может экспортировать мощность в нормальных условиях. Если собственной генерации недостаточно для покрытия нагрузки (RC<0), однако величина дефицита не более величины пропускной способности связей на импорт, ЭЭС может импортировать необходимую мощность в нормальных условиях. В остальных случаях возможность экспорта определяется с учетом номинального запаса по надежности ARM.

Помимо прогнозных оценок надежности также проводится **ретроспективный анализ надежности работы ЭЭС** за прошедший год, в котором анализируются режимы, запасы мощности, выявленные нарушения в работе энергосистемы и другие параметры. При этом результаты анализа формируются в годовом отчете, а также в виде самостоятельных документов. Например, статистический годовой отчет представляет широкий перечень ретроспективных данных об энергосистеме стран – членов UCTE: производство и потребление электроэнергии, обмены мощностью, перечень электросетевых элементов и др. В составе отчета в отдельном разделе анализируется системная надежность для ЭЭС каждой страны, входящей в UCTE, по следующим показателям:

- месяц, когда произошло событие;
- название и местоположение подстанции;
- причина аварии/нарушения (обслуживание, строительство,

перегрузка, ложное срабатывание, отказ защиты или другого элемента, внешние воздействия и др.);

- величина недоотпущенной энергии, МВт·ч;
- общая потеря мощности, МВт;
- время восстановления, мин;
- эквивалентное время перерыва электроснабжения, мин (вычисляется как отношение недоотпущенной энергии к электропотреблению за последние 12 месяцев).

Например, в Германии за 2008 г. зафиксировано 5 инцидентов (из них 3 на одной и той же подстанции), приведших к суммарному недоотпуску 27716 МВт·ч электроэнергии, при этом 3 раза единовременно терялось более 1 ГВт мощности и время восстановления составляло 3–6 ч.

Методология анализа системной надежности национальных ЭЭС

На национальном уровне оценка надежности ЭЭС в Европе проводится в согласии с общеевропейскими требованиями, проходит на регулярной основе и имеет определенный формат и методическое обеспечение. При этом дополнительно учитываются внутренние правила и характерные особенности. В большинстве стран Европы характеристикой надежности является уровень резервов мощности в период пикового электропотребления. При этом в ряде стран (Германия, Австрия, Испания, Скандинавские страны) в расчете располагаемой мощности генерации учитываются неплановые простои оборудования, а в других странах (Великобритания, Италия) в расчет принимается вся установленная мощность.

В ряде стран (Франция, Испания, Италия, Скандинавские страны) проводится расчет баланса потребления и генерации электроэнергии, что существенно важно для оценки надежности энергосистем со значительной долей гидрогенерации.

Наиболее глубокие оценки надежности ЭЭС проводятся во Франции, Бельгии и Нидерландах, где рассчитываются вероятностные показатели надежности ЭЭС.

Некоторые различия в анализе надежности ЭЭС существуют также в учете внешних электрических связей. Так, в Великобритании учитываются возможность импорта электроэнергии из Франции для сохранения баланса производства и потребления.

Французский оператор системы электропередачи рассчитывает балансовую надежность ЭЭС на худший случай – без учета возможности импорта из соседних стран. Испанский оператор системы электропередачи учитывает долгосрочные контракты на импорт из Франции. В Германии и Австрии анализ надежности ЭЭС проводится без учета связей с внешними энергосистемами, несмотря на то, что реально эти энергосистемы импортируют электроэнергию из соседних стран.

Рассмотрим подробнее практику анализа надежности ЭЭС на национальном уровне в некоторых странах Европы.

Особенности анализа надежности ЭЭС во Франции

Согласно закону Франции 2000–108 «О модернизации и развитии услуг электроснабжения», оператор системы электропередачи – RTE, регулярно (не реже чем через два года) проводит оценку балансовой надежности на период до 15 лет, по результатам которой публикуется отчет (*Generation adequacy report*), используемый министерством энергетики для разработки многолетних инвестиционных планов.

В ходе *перспективного анализа надежности* определяется расчетный уровень потребления электроэнергии, а также совокупная мощность источников генерации и их структура для нескольких сценариев, отличающихся темпами роста нагрузки и ввода новых генерирующих мощностей. При этом анализ энергобаланса проводится на период 5 лет для проверки эффективности принятых инвестиционных программ по выполнению требований к уровню надежности ЭЭС и определения риска дефицита мощности, а также на более длительный период 15 лет для определения потребностей в генерирующих источниках при планировании развития ЭЭС. Критерием балансовой надежности ЭЭС служит значение LOLE, которое считается допустимым, если не превосходит 3 часа в год, что соответствует относительной длительности бездефицитной работы 0,9997. Дополнительно используются показатели надежности: вероятность дефицита мощности, недоотпущенная энергия и величина дефицита мощности.

Расчеты ведутся методом статистического моделирования с учетом вероятностного характера климатических условий и готовности генерирующих источников. При этом генерирующие источники моделируются с учетом эксплуатационных затрат (за-

траты на топливо и стоимость выбросов углекислого газа), а потенциал снижения электропотребления моделируется фиктивным генератором с очень высокими эксплуатационными затратами. При определении величины дополнительной мощности, необходимой для выполнения требований балансовой надежности, предполагается, что мощности будут размещаться на тепловых электростанциях, а более подробный анализ параметров новых электростанций не проводится.

Помимо долгосрочного анализа надежности также публикуются отчеты с анализом на предстоящий сезон (зима/лето) - *Seasonal prospective analysis*. В ежегодном анализе генерации/потребления на предстоящую зиму определяются необходимые объемы резервов, исходя из значения риска в 1% (вероятность превышения потребления над генерацией), и рассчитываются межграничные перетоки (максимумы экспорта и минимумы импорта).

Результаты *ретроспективного анализа* функционирования ЭЭС приводятся в техническом отчете, в котором анализируется электропотребление, генерация, перетоки мощности, рыночные тенденции и т.п. в сравнении с предыдущими годами. Надежность ЭЭС анализируется в разделе о функционировании ЭЭС. Для оценки используются такие показатели как: системная минута, частота отключений, а также число значительных системных событий с классификацией по их тяжести на 6 групп.

Характеристики надежности функционирования ЭЭС Франции по данным технических отчетов RTE таковы: системная минута (без учета ограничения нагрузки) составляет около 3 минут (с тенденцией к снижению на протяжении 2000–2007 гг.), частота длительных отключений (свыше 3 минут) около 0,05–0,1 раз (за 2000–2007 гг.), частота кратковременных отключений (от 1 сек до 3 минут) – 0,45–0,65 раз (за 2000–2007 гг.). В 2009 г. эквивалентное время отключений составило 2 мин и 3 сек без учета чрезвычайных событий (штормы) и ограничения нагрузки, 6 мин 21 сек – с учетом погашения нагрузки, 18 мин 40 сек – суммарно.

Особенности анализа надежности ЭЭС в Великобритании

В Великобритании обновлен Системный кодекс, введены Британские стандарты надежности (табл. П6.4) и качества, изначально снята масса проблем для всех игроков путем объединения

в рамках единой компании – функций оператора передающей электрической сети (в России прототип – ФСК ЕЭС), субъекта оперативно-диспетчерского управления (в России – СО ЕЭС), организации биржевой торговли электрической энергией (в России – Совет рынка); в 2008 году образовано Министерство энергетики и борьбы с изменениями климата, призванное отразить повышение значимости энергобезопасности и эффективного развития энергетики.

Таблица П6.4.

Рекомендуемые минимальные стандарты надежности электроснабжения в Великобритании

Категория надежности	Обеспечение электроснабжения (в % от максимальной нагрузки)		Рекомендуемый диапазон максимальных нагрузок (МВт)	Максимальное время восстановления отключенного питания	Минимальное число нормально включенных цепей
	После первого отключения	После второго отключения		После второго отключения	
1	100 %	75 %	>200	–	3
2	100 %	33 % за счет переключений, где это возможно	40–200	2 ч	2
3	100 %	Ограниченное за счет переключений, где это возможно	15–40	2 ч (после первого отключения)	2
4	100 % за счет переключений	То же	8–15	15 мин	1
5	То же	То же	1–8	2 ч	1
6	–	–	<1	–	1

Системный кодекс, утвержденный Национальной электросетевой компанией по согласованию с Регулятором в новой редакции в 2009 г., состоит из пяти входящих в него кодексов, в том числе кодекса планирования (Planning Code), балансирующего кодекса (Balancing Code), кодекса текущих операционных правил работы (Operation Codes), кодекса технических условий для технологического присоединения (Connection Code и Connection

Conditions) и кодекса правил предоставления информации субъектами электроэнергетики и потребителями (Data Registration Code).

Наряду с Системным кодексом принят и действует Кодекс взаимодействия системного оператора и владельца сети, регламентирующий вопросы планирования ремонтов, производства оперативных переключений, пуска электростанций «с нуля», проведения системных экспериментов и др.

Согласно соглашению о торговле и передаче электроэнергии BETTA (*British Electricity Trading and Transmission Arrangements*), которое вступило в действие 1 апреля 2005, оператор системы электропередачи Великобритании – NGET, должен ежегодно выпускать Семилетний отчет (*Seven year statement* – SYS) с анализом всей передающей электрической сети. В течение года отчет корректируется в части новых присоединений к электрической сети с интервалом примерно три месяца.

Требования к надежности ЭЭС сформулированы в британском стандарте надежности и качества в виде детерминистических критериев, установленных эмпирическим путем и определяющих минимально необходимую пропускную способность основной электрической сети для условий максимальной нагрузки в ЭЭС. Однако оператор NGET уже сталкивается с возрастающими неопределенностями относительно сценариев развития генерации и нагрузки при планировании развития электрической сети в ЭЭС в связи со строительством новых электростанций, в т.ч. на базе НВИЭ. В связи с этим оператор развивает методологию планирования электрической сети на основе вероятностной оценки строительства новых электростанций и вывода из эксплуатации существующих, прогнозирования располагаемой мощности ветроустановок и нагрузки электропотребления.

В методе оценки вероятности строительства электростанций проекты электростанций ранжируются по пяти признакам: наличию разрешения на строительство, финансовой состоятельности инвесторов, наличию правительственной поддержки, отработанности технологии, стоимости топлива. Эти признаки неравнозначны, и каждый имеет определенный вес, который устанавливается оператором (наибольшую значимость имеет наличие разрешения на строительство). Признак может принимать значения от 1 до 5 (от «очень слабо» до «отлично»). Проект электростанции в итоге

оценивается по совокупности признаков с учетом их значений и веса, что в нормализованном виде определяет вероятность присоединения электростанции к электрической сети.

Вероятность закрытия электростанции определяется с учетом требований Директивы Евросоюза 2001/80/ЕС по крупным электростанциям на горючем топливе, предусматривающей закрытие электростанций с большими выбросами оксидов азота и серы к 2015–2016 г. Согласно этим срокам вероятность закрытия с каждым годом скачкообразно увеличивается с 0 % до 99 %.

Располагаемая мощность ветроустановок прогнозируется для трех типов электростанций: островных, прибрежных и морских, с применением закона распределения Вейбулла для моделирования скорости ветра. Величина электропотребления прогнозируется на расчетные условия наиболее холодного периода ACS (*Average Cold Spell*) по нормальному закону распределения.

Определение вероятных перетоков мощности по электрической сети проводится методом имитационного моделирования, что позволяет оценить диапазон возможных значений с заданной вероятностью. Новые методологические подходы применены при подготовке отчета SYS.

В отчете SYS анализируется спрос на электроэнергию, мощности электростанций и пропускная способность электрической сети с учетом существующих и планируемых электросетевых объектов. Величина электропотребления прогнозируется оператором системы электропередачи на расчетные условия наиболее холодного периода с учетом потерь мощности при передаче электроэнергии, потерь в распределительной сети, экспорта во внешние энергосистемы, для условий совмещенного максимума электропотребления без учета мероприятий по управлению потреблением. Базовый прогноз электропотребления дополняется прогнозами минимального и максимального электропотребления, различающиеся темпами реализации правительственных программ по совместной выработке электроэнергии и тепла, темпами экономического роста, ценами на топливо и т.д.

В дополнение к прогнозу нагрузки, формируемому оператором, в отчете SYS также определяется прогнозная величина электропотребления, определенная по информации от потребителей. Как правило, этот прогноз выше базового прогноза оператора и близок к максимальному варианту прогноза электропотребления.

Величина генерации не прогнозируется оператором электропередачи, а определяется на основании существующих и предполагаемых проектов, по которым имеются соглашения о присоединении.

Величина резервов мощности оценивается для 4-х вариантов с учетом неопределенностей в развитии генерации:

- существующие мощности;
- существующие или строящиеся мощности;
- «согласованный вариант» – существующие, строящиеся и запланированные мощности, получившие определенные разрешения (согласно главе 36 Закона об электроэнергетике 1989 года и главе 14 Закона об электроэнергетике 1976 года);
- «вариант SYS» – существующие электростанции и станции, по которым заключено двустороннее соглашение (однако без гарантии выполнения плана ввода мощности).

Величина резервов мощности анализируется в широком спектре разных сочетаний вариантов электропотребления и мощности генерации для периода максимальных нагрузок. При этом в составе генерации учитываются также мощности ветроустановок в нескольких вариантах с величиной располагаемой мощности от 0 до 100 %.

При анализе электрической сети выделяются критические сечения (*Critical Zones*), в которых необходимо контролировать перетоки мощности при росте электропотребления и развитии генерации. Величина предполагаемых перетоков через сечения оценивается вероятностно (для значений вероятности 50 % и 90 %) и сравнивается с текущим значением и требуемой (согласно детерминистическому правилу) величиной пропускной способности. При этом величина ограничений пропускной способности определяется значением термической нагрузки или величиной напряжения в узлах электрической сети.

Помимо SYS также ежегодно публикуются аналитические отчеты на предстоящий сезон (*Winter/summer outlook report*). Эти отчеты касаются энергетики в целом: газовой отрасли и электроэнергетики. В них анализируется возможный уровень потребления с учетом прогноза погоды, располагаемые мощности генерации и оценивается резерв мощности для различных сценариев. Ретроспективная информация о функционировании ЭЭС за прошедший период времени публикуется в соответствующей годо-

вой отчетности (*Annual Reports).*

Особенности анализа надежности ЭЭС в Нидерландах

Каждый год оператор системы электропередачи TenneT выпускает отчет, в котором анализируется надежность электроснабжения. Работа над отчетом проводится в соответствии с законом об электроэнергетике (*Section* 4a, *subsection* 1 *of the Electricity Act* 1998), по запросу Министра экономики. Целью анализа является прогнозирование нагрузки и планирование развития систем электроснабжения на период 7 лет. Согласно Директиве 2005/89/ЕС также проводится анализ на перспективу 15 лет.

Также TenneT сотрудничает с операторами Германии, Франции, Бельгии и Люксембурга в рамках Пятистороннего энергетического форума и проводит совместные оценки по анализу событий, которые происходят в регионе одновременно.

Балансовая надежность оценивается значением LOLE, что является стандартным показателем надежности и в соседних странах. Нормированное значение LOLE составляет 4 часа в год, что соответствует относительной длительности бездефицитной работы ЭЭС 0,9995. Дополнительно вычисляется значение дефицита (избытка) мощности относительно величины генерирующей мощности, соответствующей заданному стандарту LOLE.

Анализ балансовой надежности на перспективу проводится для нескольких вариантов:

- базовый;
- вариант с худшими характеристиками надежности генерации (вариант A);
- вариант с неполной реализацией запланированных вводов (вариант B);
- вариант с повышенным ростом электропотребления (вариант C).

В базовом варианте для оценки балансовой надежности используются данные о неготовности генерирующего оборудования, предоставляемые производителями.

В варианте *A* оценка балансовой надежности проводится с использованием статистических данных о неготовности генерации, которые выше оценок производителей.

В варианте *B* балансовая надежность оценивается также по статистическим данным о неготовности генерации, а также в

предположении, что около половины запланированных к вводу генерирующих мощностей не будет введено.

В варианте *C* балансовая надежность оценивается в условиях варианта B, а также в предположении о малых последствиях экономического кризиса, при которых снижения потребления электроэнергии не будет.

Для оценки резервов мощности анализируется несколько величин: оперативный резерв, неоперативный резерв, величина генерирующих мощностей, величина импорта мощности.

Помимо анализа баланса генерации и нагрузки также проводится анализ пропускной способности электрической сети для оценки возможности экспорта/импорта электроэнергии в соседние страны (Германия, Бельгия). При этом дается оценка номинального значения суммарной пропускной способности, а также значения пропускной способности с учетом отказов, ремонтов, перетоков по замкнутым контурам от ветрогенерации. Полученные значения сопоставляются с величиной избытка (дефицита) мощности в энергосистеме по всем вариантам анализа балансовой надежности.

Особенности анализа надежности ЭЭС в Скандинавских странах

Внутри блока NORDEL, объединяющего энергосистемы Норвегии, Швеции, Дании и Финляндии, анализ перспективного развития энергосистем проводится регулярно, и раз в два года подготавливается План развития энергосистемы (*Grid master plan*).

План развития энергосистемы представляет собой пример скоординированных на региональном уровне действий операторов скандинавских стран. План рассматривает краткосрочный период (предстоящий год), период на 7 лет вперед, а также включает прогноз на долгосрочную перспективу свыше 15 лет. Дается также экономическая оценка эффективности мероприятий по развитию энергосистемы: усилению сечений основных электрических связей межсистемного значения (в том числе с энергосистемами Континентальной Европы и Великобритании) и внутри страны.

Оценка баланса мощности проводится для пикового периода потребления и условий холодных зим (с повторяемостью 1 раз в 10 лет). При составлении баланса по блоку NORDEL учитыва-

ется фактор одновременности для электропотребления, а также для генерации на базе ветроустановок.

Оценка баланса электроэнергии проводится для средних климатических условий, а также для условий малого и большого количества осадков. В перспективе до 2015 г. блок NORDEL в целом является энергодефицитным и будет импортировать электроэнергию из соседних стран для поддержания баланса.

Критерием надежности энергосистемы является обеспечение спроса на электроэнергию с вероятностью 0,1 % (LOLP=0,001 в год). При этом рассматриваются две причины нарушения надежности:

- нарушение балансовой надежности;
- ограничение рынка (несоответствие заявок по предложению и спросу).

Оценка надежности проводится на расчетной модели MAPS, в которой принимаются во внимание ограничения по пропускной способности электрической сети ЭЭС, а величина импорта оценивается в половину от реальных значений. Используемая модель основана на методе статистического моделирования и позволяет оценивать значения таких показателей надежности, как LOLP, LOEE, EENS, EUE.

Дополнительно проводится анализ последствия события отказа энергоблоков по общей причине на атомных станциях, имеющего малую вероятность, но драматические последствия для энергосистемы NORDEL.

В оценке баланса электроэнергии в качестве сценария будущего развития на период до 2015 г. рассматривается «традиционный» вариант BAU (*Business As Usual*), основанный на текущих тенденциях. А на период до 2025 г. рассматривается несколько сценариев:

- «климат и интеграция» – внимание уделяется климатическим ограничениям и направлению на интеграцию с Европейским Союзом, рассматриваются условия быстрого экономического роста и высоких цен на топливо и выбросы CO_2;

- «государственный акцент» – внимание уделяется климатическим ограничениям при слабой интеграции с Евросоюзом в условиях более медленного экономического роста и низких ценах на топливо и выбросы CO_2;

- сценарии BAU+ и BAU– – сохранение текущих тенденций,

средняя степень интеграции с Евросоюзом, средний уровень цен на топливо и выбросы CO_2, различия в сценариях заключаются в объемах вводов генерирующей мощности.

Экономический анализ эффективности мероприятий по развитию энергосистемы проводится с учетом следующих факторов:

- действия рыночных принципов оптимизации использования генерирующих мощностей;
- действия рынка системных услуг (регулирование мощности и др.);
- уменьшения риска энергорегулирования;
- риска энергодефицита;
- потенциала снижения электрических потерь.

Расчеты экономической эффективности проводятся по специальной модели *Samlat*, разработанной в Фонде научных и промышленных исследований (*SINTEF*) при Норвежском технологическом институте (*NTH*) в Тронхейме. Модель оптимизирует производство и энергообмены для покрытия потребления и является комбинацией рыночной модели и модели потокораспределения с учетом пропускных способностей между областями.

Анализ пропускной способности электрической сети проводится с целью выделения ограничений в основных сечениях и определения приоритетности развития электрических связей для их нейтрализации.

Ретроспективная оценка надежности функционирования ЭЭС дается на основании анализа статистики аварийности в электрической сети напряжением свыше 100 кВ, которая публикуется отдельным отчетом. В ней определяются показатели надежности ЭЭС – число возмущений (один или серия отказов в сети) и величина недопоставленной энергии (с дифференциацией по классам напряжения). Отказы в сети дифференцируются по причине возникновения, характеру протекания. Оборудование классифицируется по типу и номинальному напряжению. К примеру, среднее число возмущений за 10 лет (данные на 2007 г.) составляет 1422, величина недопоставленной энергии в 2007 году составила 4702,2 МВт·ч.

Особенности анализа надежности ЭЭС в Ирландии

Оператор системы электропередачи Ирландии – EirGrid, управляющий всей основной электрической сетью напряжением

110 кВ и выше, ежегодно выполняет анализ балансовой надежности на семь предстоящих лет и публикует соответствующий отчет. Уточнение на предстоящий зимний сезон проводится в рамках подготовки отдельного отчета (*Winter outlook report*).

Оценка надежности включает прогноз электропотребления, оценку мощности генерации и расчет показателей балансовой надежности. Прогноз нагрузки осуществляется с учетом экономического развития страны и тенденций последних лет. Рассматривается три сценария: базовый, минимальный и максимальный. Используется линейная регрессионная модель зависимости электропотребления от размера валового внутреннего продукта, душевого потребления товаров и услуг, а также численности населения. В оценках пикового электропотребления учитываются температурные и погодные условия, изменения в привычках бытовых потребителей, а также программы управления электропотреблением.

В расчетах мощности генерации учитываются вводы и выводы оборудования из эксплуатации, недиспетчеризируемые мощности (малые установки, НВИЭ). В расчетах располагаемой мощности генерации учитывается ненадежность оборудования в двух вариантах: по прогнозным значениям коэффициента готовности от собственников электростанции и на основании прогнозных значений оператора, оцененных с учетом ретроспективных значений. При этом во втором случае значения коэффициента готовности, как правило, ниже за счет влияния маловероятных событий со значительным эффектом, проявляющихся только в совокупности генерирующего оборудования в энергосистеме.

В оценке балансовой надежности отдельно анализируется потенциал накопителей электроэнергии ввиду интенсивного развития ветроэнергетики в Ирландии.

Оценка надежности ЭЭС проводится на вероятностной модели с оценкой значения LOLE (минимальное, максимальное, среднее значение, а также среднеквадратичное отклонение) и проверкой на соответствие энергосистемы стандарту балансовой надежности LOLE = 8 часов/год, что соответствует относительной длительности бездефицитной работы ЭЭС 0,9991. Расчеты ведутся с учетом показателей готовности генерирующего оборудования и без учета ограничений пропускной способности электрической сети. Используется годовой график нагрузки с почасо-

выми интервалами. В составе генерирующих мощностей отдельно выделяются ветрогенерация, мощность которой в расчетах вычитается из величины нагрузки, и мощности гидроаккумулирующих станций, имеющих ограничения на выработку электроэнергии. Используется также такой показатель надежности, как системная минута, приемлемое значение которого равно 3,5.

EirGrid также выполняет анализ перспективного развития электрической сети на 7 лет и публикует Прогноз развития электрической сети, согласно требованию части 38 закона об электроэнергетике (*Electricity Regulation Act,* 1999). В первую очередь, отчет направлен на информирование участников рынка электроэнергии о возможности присоединения новой генерации и крупной нагрузки к электрической сети в будущем, исходя из ограничений пропускной способности электрической сети, прогнозных значений потребления и потребности в генерации, расчетных уровней токов КЗ, а также требований стандартов планирования. Детальное описание планов развития электрической сети приводится в сопутствующем документе «План развития электрической сети», рассчитанный на период 5 лет вперед. Долгосрочная стратегия развития электрической сети, включающая требования к будущей сети на национальном и региональном уровнях, представлена в документе *Grid* 25.

Анализ функционирования энергосистемы за прошедший год проводится согласно требованию 18 лицензии оператора (*Licence Condition 18 of the Transmission System Operator Licence*). Соответствующий ретроспективный отчет включает статистическую информацию о производстве и потреблении электроэнергии, о развитии энергосистемы, а также содержит отдельные главы по оценке надежности функционирования электрических станций, сетей и энергосистемы в целом.

Надежность электрической сети оценивается раздельно для линий электропередачи и трансформаторов по классам напряжения 110–400 кВ посредством коэффициента готовности с учетом плановых простоев оборудования. Причины неготовности классифицируются по следующим категориям:

- вынужденный простой или отказ (отказ и АПВ, отказ с отключением на время более 10 минут, вынужденное отключение без срабатывания защиты);
- требования безопасности (для проведения работ) и систем-

ной надежности (для предотвращения каскадного развития отключений);
- ввод нового оборудования;
- ремонты и обслуживание;
- другие причины.

Готовность генерирующего оборудования оценивается средними значениями коэффициента готовности за неделю, три месяца и за год (последние 52 недели), а также коэффициентом вынужденных простоев за неделю и 4 недели. Следует отметить, что информация о готовности генерирующего оборудования помещается на сайт EirGrid в Интернет-сети и периодически обновляется.

Системная надежность оценивается, во-первых, показателем «системная минута», характеризующего тяжесть события в системе. Согласно классификации CIGRE, событие в системе относится к категории «значительных» (*major*), если значение показателя больше 1 минуты. Во-вторых, системная надежность характеризуется значением частоты электрического тока: средним значением, среднеквадратичным отклонением, минимальным и максимальными значениями. В-третьих, системная надежность оценивается надежностью работы систем защиты (включая основную и резервную релейную защиту и коммутационное оборудование) как отношение неотключенных КЗ к общему числу КЗ в соответствующей зоне защиты.

Обеспечение надежности в Германии

В Германии обновлено энергетическое законодательство и проведено существенное укрупнение энергетических компаний, по сути сохранивших вертикально-интегрированный характер. В Германии действуют Кодекс магист-ральных сетей (Transmission Code, 2007), распределяющий ответственность за работу энергосистемы и определяющий условия подключения к электрическим сетям, требования к планированию развития энергосистемы, оперативному планированию и управлению ее работой, обеспечению устойчивости, требования к эксплуатации электрических сетей и генерирующих объектов и т.д., и Кодекс распределительных сетей (Distribution Code, 2003).

П6.2.4. Экономические аспекты управления надежностью в постреформенный период в условиях функционирования рынка электроэнергии и мощности в зарубежных странах

Зарубежный опыт экономического управления надежностью в энергосистемах зависит во многом от индивидуальных особенностей энергетики в каждой стране и в частности от таких факторов как: располагаемые резервы мощности, степень резервирования в сетях ("медная доска"), продвинутость рыночных реформ; сложившееся понимание ответственности энергокомпаний перед обществом и т.д. Анализ зарубежного опыта показывает эффективность и результативность применения различных инструментов (экономических и административных) в электроэнергетике таких странах, как Бельгия, Германия, Франция, Великобритания, США, Канада, Япония и ряде других. Ниже отмечены некоторые общие моменты практики экономического управления надежностью в энергосистемах за рубежом.

В большинстве развитых стран сложилось представление, которое активно поддерживается правительствами и СМИ о том, что энергосистема страны является общественным достоянием независимо от формы собственности и для поддержания ее надежности и живучести необходимо сотрудничество всех заинтересованных сторон (поставщиков, потребителей, властных структур, инфраструктурных институтов, СМИ и т.д.). Исходя из этого, формируется правовая база энергетики, разрабатываются алгоритмы поведения в нормальных и аварийных режимах, проводятся исследовательские и аналитические работы, представляется информация об участниках рынка и т.д. Еще в 90-е годы в национальных законодательствах ряда стран Европы и США была прописана ответственность и энергетических компаний, и потребителей за соблюдение стандартов надежности и качества электроэнергии. В Директиве ЕС 03/54/Е (2003 г.) гарантия надежного снабжения сформулирована как приоритетная цель и в соответствии с ней должно осуществляться развитие отрасли. Еще дальше в плане экономического управления надежностью электроснабжения и увязки этого обстоятельства с инвестиционным процессом и, в первую очередь, в сетевую компоненту пошли авторы проекта Директивы ЕС COM (2003 г.) № 740. Здесь сформулированы все

основные требования и определения по отношению к процессу управления надежностью в единой европейской сети, включая требования к странам ЕЭС принять необходимые законодательные документы. К настоящему времени в странах-членах ЕС введен широкий круг мер по обеспечению обязательств по надежному снабжению потребителей.

Наиболее показательным в плане экономического управления надежностью электроснабжения является опыт США. В основу механизма управления надежностью в США закладываются ответы на три вопроса:

– ущерб экономике от ненадежного электроснабжения;

– стоимость надежности сегодня и в будущем;

– надежность с точки зрения потребителя и управление возникающими рисками.

Для ответа на эти вопросы разработаны методики определения ущерба от ненадежности и проранжирована вся масса промышленных и других коммерческих и бытовых потребителей по их требованиям к уровню надежности электроснабжения.

В Европейских странах, в США и Канаде разработаны и действуют индексы измерения надежности (Стандарт IEEE 1366) на рынках электроэнергии, которые дают основания органам регулирования для принятия мер по отношению к тем компаниям, которые не обеспечивают заданный уровень, в том числе путем воздействия на ценовые параметры и наложения штрафных санкций.

Важным инструментом, которому уделяется значительное внимание, является использование в разных формах дифференцированных тарифных планов в зависимости от уровня обеспечиваемой надежности электроснабжения потребителей. Последние вправе в зависимости от собственной потребности определить для себя тот или иной вариант обеспечения надежности на основе выбираемого стандарта обслуживания. В качестве параметров здесь выступают: уведомление об отключении; частота и продолжительность отключения; объем недоотпущенной электроэнергии и т.д. В свою очередь потребители несут ответственность за соблюдение ограничений по мощности и (или) энергии в зависимости от выбранного варианта обслуживания.

Определены также и размеры компенсации за недопоставки электроэнергии, рассчитываемые в зависимости от степени невыполнения стандарта надежного электроснабжения. Следует при

этом добавить, что в ряде стран действует правило ограничения ответственности энергокомпании, опирающееся на тезис упомянутого выше «общественного договора относительно энергосистемы как национального достояния».

П6.2.5. Зарубежная практика определение ущербов от перерывов электроснабжения и управление рисками

Здесь следует обратиться к опыту определения характеристик ущерба за рубежом в развитых экономиках. Объемные исследования в этом направлении дали положительный результат. Американские энергокомпании и исследовательские центры располагают весьма полной информацией об ущербах предприятий практически всех технологических направлений, а также ущербов от отключений в коммунальном хозяйстве и в быту. Степень подробности располагаемой информации об ущербах позволяет использовать ее с высокой точностью для целей управления надежностью электроснабжения практически каждого конкретного потребителя.

Разработанные за рубежом методы оценки ущербов – издержек потребителей из-за перерывов электроснабжения и поставки электроэнергии ненадлежащего качества – делятся на три большие категории: а) эквивалентные методы (методы замещения); б) рыночные методы; в) методы опросов. Методы замещения используют макроэкономические показатели или видимые затраты в качестве эквивалента желания потребителя платить за надежность услуги по передаче электроэнергии. Эти методы дают совокупную оценку стоимости надежности. Один из характерных примеров – расчет стоимости не выпущенной из-за отключения продукции в виде ВВП на киловатт·час потребленной электроэнергии. Ставка заработной платы может быть использована в качестве эквивалента для оценки стоимости потерянного свободного времени, одного из компонентов издержек населения. Расходы на создание и работу резервной системы могут послужить эквивалентом для оценки минимального уровня издержек, возникающих из-за перерывов в энергоснабжении.

Рыночные методы выводят затраты на надежность, основываясь на поведении потребителей. Например, там, где применяется система тарифов на электроэнергию, зависящих от уровня

надежности (количества допускаемых отключений), выбранный потребителями уровень тарифа может служить в качестве оценки рыночной стоимости такой услуги, как надежное энергоснабжение. Аналогично, капиталовложения предприятий во внутренние резервные генерирующие мощности могут использоваться в качестве индикатора предпочтительного уровня надежности энергоснабжения. Другой рыночный метод приравнивает затраты на надежность энергоснабжения к объему прибыли, недополученной потребителем из-за отключения. Этот метод требует знания графика спроса на электроэнергию в период, когда происходит отключение. График спроса показывает стоимость последнего киловатт-часа при данном объеме приобретаемой потребителем электроэнергии. Потребитель продолжает покупать дополнительную электроэнергию до тех пор, пока ее ценность для него превышает существующую цену. Разница между ценностью электроэнергии для потребителя и ее ценой составляет прибыль потребителя. Когда происходит отключение, некоторая часть этой прибыли теряется.

Методы опросов используют прямой подход, исследуя непосредственно мнение потребителей по поводу требований, предъявляемых к надежности. Потребителям может быть предложено подсчитать издержки, вызванные конкретным отключением, или оценить издержки, возникающие вследствие нескольких гипотетических проблем с энергоснабжением. В опросах используется два подхода: оценка прямых издержек (перечисление издержек или составных частей затрат) и гипотетическая оценка.

При использовании метода оценки прямых издержек потребителей просят оценить расходы по таким статьям, как потери продукции, брак, порча оборудования и пр. В целом этот метод эффективнее использовать в отношении промышленных и коммерческих потребителей, так как большинство их издержек имеют денежное выражение, в отличие от населения, для которых основной ущерб часто заключается в причиненном неудобстве.

При использовании метода гипотетической оценки (оценка прогнозируемых издержек) потребителей просят назвать сумму, которую они готовы были бы заплатить, чтобы избежать перебоев энергоснабжения (готовность платить), или сумму, которую они готовы были бы принять в качестве компенсации за происшедшее отключение (готовность получать). Хотя теоретически

эти две суммы должны быть равными, согласно опросам готовность платить оказывается ниже готовности получать. Поэтому большинство опросов содержат обе оценки, а фактическая стоимость надежности предположительно находится где-то между ними.

В США, где вопрос управления рисками нарушения надежного электроснабжения приобрел серьезное развитие, энергокомпании активно занимаются страхованием своей деятельности. Например, компания «Duke Energy» застраховала свои атомные электростанции от перерывов в работе, вызванных случайными отключениями ядерных энергоблоков. Каждый энергоблок атомных электростанций «McGuire» и «Catawba» застрахован на 4 млн. долл. в неделю. Сумма возмещения, приходящаяся на один энергоблок, снижается, если происходит случайное отключение более одного энергоблока. Возмещение убытков начинается после 17-недельного периода, подлежащего вычету, и осуществляется на уровне 100 % в течение 52 недель и 80 % в течение еще 104 недель.

П6.2.6. Зарубежная практика применения критерия *n–i* в энергосистемах

Критерий ***n–i*** в форме ***n–1*** и, реже, ***n–2*** и, еще реже, ***n–3***, широко используется в зарубежных странах, прежде всего в западноевропейских.

Германия является классической страной, энергокомпании которой широко используют критерий ***n–i*** до настоящего времени и продолжают уделять внимание его развитию и совершенствованию для современных ЭЭС.

Резервы мощности генерирующего звена, рассчитываемые на длительное время, определяются по вероятностным критериям; краткосрочные резервы определяются по детерминистическим критериям и заключаются в том, что они должны равняться мощности одного или максимально двух самых больших блоков электростанций. Это является одним из предписаний, принятых в UCTE, и не должно приводить к длительному перерыву электроснабжения в собственной системе.

Проектирование, сооружение и эксплуатация электрических сетей в Германии осуществляется в соответствии с критерием ***n–1***,

который предполагает, что сеть сооружается и эксплуатируется таким образом, что при отказе одного элемента не возникает перебоя с электроснабжением потребителей, а дефицит можно компенсировать повышением загрузки других, оставшихся в работе, элементов сети.

ОЭС NORDEL (до вхождения в ENTSO-E)**.** В ОЭС Скандинавии NORDEL (Норвегия, Швеция, Финляндия, Дания) в 1992 году введены новые критерии надежности взамен старых, действовавших 20 лет (с 1972 года).

В качестве расчетного возмущения принято возмущение ***n*–2.** Подобное возмущение может иметь место в случае отключения одного из элементов системы в ремонтном режиме (когда один из элементов был отключен заранее) или в нормальном режиме (в случае одновременного отключения двух элементов, когда один был поврежден, а второй отключился в результате излишнего срабатывания релейной защиты; двойное отключение возможно также в случае множественного отказа; возможно также наложение двух отказовых состояний и т.п.).

Установлен порядок, в соответствии с которым в течение 15 мин. после аварийного отключения элемента режим работы ОЭС должен быть приведен в соответствие с новой топологией сети.

Япония. При выполнении исследований по планированию ЭЭС в Японии обычно используется детерминистический подход для двух базовых состояний по правилам ***n*–1** и ***n*–2**. Что касается базовых состояний потокораспределения, то проверяются по крайней мере два случая, такие, как годовой максимум нагрузки и летняя ночь, когда гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) работают на полную мощность в насосном режиме. Потокораспределение минимальной нагрузки в течение года отмечается ночью в мае или октябре, что также имеется в виду при планировании, особенно, при размещении шунтирующих реакторов.

Надежность ЭЭС гарантируется для рассматриваемых случаев: правило ***n*–1** применимо для каждого параллельного элемента, в то время как правило ***n*–2** применимо к особой паре основных элементов. Одновременный отказ двух цепей главной линии передачи и отказ шины и коммутационных аппаратов ключевой подстанции в основном вычисляются и оцениваются по правилу ***n*–2.** Критерий ***n*–2** может включить случайное событие, в котором от-

каз одиночного элемента происходит, когда другой элемент выведен из работы для планового техобслуживания. Ошибочные действия в системе релейной защиты также рассматриваются как ожидаемые случайные события для ответственных узлов.

* * *

Проанализировав отечественную практику и зарубежный опыт обеспечения надежности в электроэнергетике, можно сделать следующие выводы:

1. Что касается критерия ***n-i***, то для российских условий его прямое применение ограничено частными случаями (выдача мощности АЭС и др.). Возможна также интерпретация данного критерия с учетом российской специфики.

2. На современном этапе обеспечения надежности ЕЭС России необходимо введение жесткой правовой базы, где должны быть тщательно прописаны все технические и технологические требования к энергетическим компаниям в области обеспечения надежности и штрафные санкции из-за невыполнения этих требований. В целом при обеспечении надежности в российской электроэнергетике техническое регулирование должно иметь приоритет перед рыночным.

3. В США и странах Европейского Союза наблюдаются схожие тенденции в подходах и механизмах обеспечения надежности ЭЭС в условиях либерализованной энергетики. Целесообразно перенять опыт США и стран Европейского Союза по обеспечению надежности в электроэнергетике. Начать формирование отдельного органа при Минэнерго (Совета по надежности в электроэнергетике (СНЭ)), на который возложить функции координатора обеспечения надежности в электроэнергетике.

4. Необходимо уделить особое внимание зарубежной практике определения ущербов от ненадежного электроснабжения потребителей, так как данное направление хорошо развито за рубежом.

Приложение 7.

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматическое включение резерва
АПВ	-	автоматическое повторное включение
АРН	-	автоматическое регулирование напряжения
АРЧМ	-	автоматическое регулирование частоты и мощности
АСДУ	-	автоматизированная система диспетчерского управления
АСДТУ	-	автоматизированная система диспетчерско-технологического управления
АСКУЭ	-	автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическим процессом
АТС	-	Администратор торговой системы
АЧР	-	автоматическая частотная разгрузка
АЭС	-	атомная электростанция
БСК	-	батарея статических конденсаторов
ВЛ	-	воздушные линии
ГАЭС	-	гидроаккумулирующая электростанция
ГИС	-	геоинформационная система
ГИТ	-	генерация импульсных токов (геогелиомагнито-индуцированные токи)
ГЛОНАСС	-	ГЛОбальная НАвигационная Спутниковая Система
ГК	-	генерирующая компания
ГОСТ	-	ГОсударственный СТандарт
ГТУ	-	газотурбинная установка
ГЭС	-	гидравлическая электростанция
ДРМ	-	долгосрочный рынок мощности
ДСУ	-	дополнительные системные услуги
ЕНЭС	-	Единая национальная электрическая сеть
ЕЭС России	-	Единая энергетическая система России
ЕЭС/ОЭС	-	объединение работающих параллельно энергосистем стран СНГ и Балтии, синхронная зона стран СНГ и Балтии
ЗАО АПБЭ	-	закрытое акционерное общество «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике»

КЗ - короткое замыкание
КРУЭ - комплектное распределительное устройство (элегазовое)
МАГАТЭ - Международное агентство по атомной энергетике
МРСК - межрегиональная сетевая компания
МЧС - Министерство РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
НВИЭ - нетрадиционные возобновляемые источники энергии
НС - национальный стандарт
НТД - нормативно-техническая документация
НТС - научно-технический совет
ОАО «АТС» - открытое акционерное общество «Администратор торговой системы»
ОАПВ - однофазное АПВ
ОГК - генерирующая компания оптового рынка электроэнергии
ОИУК - оперативный информационно-управляющий комплекс
ОПН - ограничители перенапряжения нелинейные
ОЭС - объединенная энергосистема, энергообъединение
ПАА - противоаварийная автоматика
ПАУ - противоаварийное управление
ПВК - программно вычислительный комплекс
ПГУ - парогазовая установка
ПС - подстанция
ПТБ - правила технической безопасности
ПТЭ - правила технической эксплуатации
ПУЭ - правила устройства электроустановок
РАО «ЕЭС России» - Российское акционерное общество «ЕЭС России»
РЗ и ПАА - релейная защита и противоаварийная автоматика
РСК - региональная сетевая компания
РТС - район теплоснабжения
РФ - Российская Федерация
РЭС - районная энергосистема
САОН - специальная автоматика отключения нагрузки
СЗЕ - Страны Западной Европы
СК - сетевая компания или синхронный компенсатор (в соответствии с контекстом)

СМПР - система мониторинга переходных режимов
СНиП - строительные нормы и правила
СНЭ - Совет по надежности в электроэнергетике
СО - Системный оператор
СРО - саморегулируемые организации
СССР - Союз Советских Социалистических Республик
СТК - статический тиристорный компенсатор
СТОиР - система технического обслуживания и ремонтов
США - Соединенные Штаты Америки
ТГК - территориальная генерирующая компания
ТК - трудовой кодекс
ТР - технический регламент
ТЭС - тепловая электростанция
ТЭЦ - теплоэлектроцентраль
ФАС - Федеральная антимонопольная служба
ФСК - Федеральная сетевая компания
ФСТ - Федеральная служба по тарифам
ФЦП - Федеральная целевая программа
ФЭК - Федеральная энергетическая комиссия
ЭК - энергетическая компания
ЭС - электростанция
ЭЭС - электроэнергетическая система
ЭЭС СНГ - Электроэнергетический Совет Содружества независимых государств
ACER - European Agency for Cooperation of Energy Regulators (Европейское агентство по кооперации энергетических регуляторов)
ANSI - Американский национальный институт по стандартизации
ATSOI - Ассоциация операторов магистральных сетей в области электроэнергетики Ирландии
BALTSO - Ассоциация операторов магистральных сетей в области электроэнергетики Балтии
CEER - Некоммерческий Совет европейских энергетических регуляторов
ETSO-E - European Network of Transmission System Operators for high voltage electricity (Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики)

ERGEG	-	European Regulators' Group for Electricity and Gas (Европейская группа регуляторов по электроэнергии и газу)
FACTS	-	Flexible Alternating Current Transmission System (гибкая электропередача переменного тока)
GPS	-	Global Positioning System (Глобfльная навигационная система)
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Институт инженеров электротехники и электроники)
NAESB	-	North American Energy Standards Board (Североамериканский совет по стандартам в энергетике)
NERC	-	North American Electric Reliability Corporation (Северо-Американская корпорация по надежности)
NORDEL	-	энергообъединение Скандинавских стран (Дания, Исландия, Норвегия, Финляндия, Швеция)
PMU	-	Phasor Measurement Unit (устройство векторных измерений)
RAB	-	Regulatory Asset Base (система долгосрочного тарифного регулирования)
SCADA/EMS	-	Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System – Диспетчерское управление и сбор данных
TSO	-	Transmission System Operator (оператор системы электропередачи)
UCTE	-	Union of the Coordination of Transmission of Electricity (Союз по координации передачи электроэнергии – энергообъединение стран Западной Европы)
UKTSOA	-	UK Transmission System Operators Association (Ассоциация операторов системы электропередачи Великобритании)
WAMS	-	Wide Area Measurement Systems (Широкомасштабная измерительная система)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреюк В. А., Марченко Е. А. Методика расчета надежности работы энергообъединений по условиям устойчивости при аварийном небалансе мощности // Труды НИИПТ, 1977. Вып.24/25.
2. Баринов В. А., Маневич А. С., Широкоступова М. С. Вопросы обеспечения надежности ЕЭС России в условиях реформируемой энергетики // Электрические станции, 2010, № 9.
3. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность. (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики) // Бушуев В. В., Волков Э. П., Воропай Н. И. и др. – М.: МГФ «Знание», 2001.
4. Биллинтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. О трактовке критерия надежности ***n*–1** // Электрические станции, 2005, № 6.
6. Виджей К. Суд. HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах. Пер. с англ.: НП «НИИА», 2009.
7. Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2010.
8. Волков Э. П., Кучеров Ю. Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике России // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 5.
9. Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981.
10. Директива ЕС 2003/54/ЕС «Об общих правилах внутреннего рынка электроэнергии и отмене Директивы 96/92/ЕС».
11. Директива ЕС 2005/89/ЕС «О мерах по обеспечению надежности электроснабжения и инвестиций в инфраструктуру».
12. Зейлигер А.Н., Кац П.Я., Кощеев Л.А., Марченко Е.А. Шмелькин Б.М. (НИИПТ), Батюк И.И., Могирев В.В., Совалов С.А. (ЦДУ ЕЭС СССР), Ершевич В.В., Шлимович В.Д. (Энергосетьпроект). Основные положения ежегодного анализа надежности ЕЭС СССР // Вопросы надежности при эксплуатации и управлении развитием энергосистем. Сборник научных трудов

НИИПТ, 1986.
13. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. – М.: Высш. шк., 1984.
14. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID. – М.: ИАЦ «Энергия», 2010.
15. Ковалев Г. Ф., Крупенев Д. С., Лебедева Л. М. Ключевые аспекты нормирования системной надежности ЭЭС (мировой и отечественный опыт) // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 60. Методы и средства исследования и обеспечения надежности систем энергетики. – СПб.: «Северная звезда», 2010.
16. Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Области использования и пределы применимости критерия ***n–i*** при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС / Препринт № 6. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999.
17. Концептуальные предложения по организации синхронной параллельной работы ЕЭС России с энергообъединением стран Западной Европы. Аналитический доклад. – М.: РАО «ЕЭС России», 2001.
18. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Бердников Р. Н., Бушуев В. В., Васильев С. Н., Веселов Ф.В., Воропай Н.И. и др. Отв. ред. В.Е. Фортов и А.А. Макаров: – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012, 219 с.
19. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. – М.: РАО «ЕЭС России», 2004.
20. Концепция параллельной работы ЕЭС СНГ и ОЭС Балтии с энергообъединениями UCTE и NORDEL. Министерство энергетики Российской Федерации, РАО «ЕЭС России». – М.: 2003.
21. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Анализ условий и тенденций в обеспечении надежности сложных электроэнергетических систем и энергообъединений // ЭЛЕКТРО, № 5, 2010.
22. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. – М.: Высшая школа, 1982.
23. Методические указания по проектированию развития энергосистем. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
24. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестиционного капитала. Приложе-

ние к Приказу ФСК от 26 июня 2008 г. № 231-э.
25. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены Минэнерго России 30.06.2003). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
26. Методические указания по формированию ключевых показателей эффективности (КПЭ) с учетом критерия надежности (аварийность, готовность объектов и др.).
27. Монахова Е., Пшеничников С. Рейтинги энергокомпаний по техническому состоянию оборудования ТЭС // Энергорынок. 2010. № 3(75).
28. Надежность в технике. Нормируемые показатели надежности. Правила задания в стандартах и конструкторских документах. ГОСТ 23642-79* (СТ СЭВ 878-78). – М.: Изд-во стандартов, 1981.
29. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение / Ю. Н. Кучеров, О. М. Кучерова, Л. Капойи, Ю. Н.Руденко. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996.
30. Надежность систем энергетики (сборник рекомендуемых терминов) / Отв. ред. Н. И. Воропай. – М.: ИАЦ «Энергия», 2007.
31. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник: в 4-х томах / Под общей ред. Ю. Н. Руденко. Том 2 «Надежность электроэнергетических систем» Справочник / Под ред. М. Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000.
32. Надежность систем энергетики. Терминология. Сборник рекомендуемых терминов. Выпуск 95 / Отв. ред. Ю. Н. Руденко. – М.: Наука, 1980.
33. Непомнящий В. А., Рябов В. С. Экономические проблемы государственного управления топливно-энергетическим комплексом. – СПб: Энергоатомиздат, 2002.
34. Непомнящий В.А. Проблемы учета надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем. – СПб.: Изд-во ПЭИПК, 2010.
35. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей.- М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
36. Непомнящий В. А. Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения. – Ташкент: Изд-во «Фан», 1985.
37. Нормативные положения ЕС 714/209 «Об условиях доступа к сети для межсистемных обменов электроэнергией и отмене

Нормативных положений ЕС 1228/2003».
38. О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики. Постановление правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823.
39. Об обеспечении надежности Единой национальной (общероссийской) электрической сети в условиях развивающихся конкурентных отношений в электроэнергетике. Материалы к заседанию Правления ФСК 16.09.03 г. Краткая аналитическая записка.
40. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных. Приказ Минэнерго РФ № 66 от 4 сентября 2008 г.
41. Окороков В.Р. Управление электроэнергетическими системами (технико-экономические принципы и методы). – Л.: Изд-во ЛГУ, 1976.
42. Основные положения Стратегии развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период. Том 1. – М.: ФСК ЕЭС, 2003.
43. Основные положения технической политики в электроэнергетике на период до 2030 г. Приказ РАО ЕЭС, 2008.
44. Папков Б. В. Надежность и эффективность электроснабжения. – Нижний Новгород: Нижновгород. гос. техн. ун-т, 1996.
45. Папков Б. В. Надежность электроснабжения. – Нижний Новгород: Нижновгород. гос. техн. ун-т, 2007.
46. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. Приложение к распоряжению ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.10.2006 № 270р.
47. Постановление правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861 «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг».
48. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. «Общие правила». Раздел 7 «Электрооборудование специальных установок». – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
49. Предложения по концепции предотвращения аварий в электроэнергетике. Отчет ЭНИН, ВНИИЭ, Энергосетьпроект, ВНИПИЭнергопром, ВТИ. – М.: Управление пожарной безопасности Минэнерго СССР, 1990.
50. Приказ Минпромэнерго РФ от 18.03.2004 г. № 124 «Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения».

51. Розанов М. Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991.
52. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1990.
53. Руденко Ю. Н., Чельцов М. Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 1974.
54. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). – М.: СТЭ, 1987.
55. Свод приложений к основным положениям Стратегии развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период. Том 2. – М.: ФСК ЕЭС, 2003.
56. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергия, 1985.
57. Справочник по строительству подстанций 110–750 кВ. – М.: «Энергия», 1985.
58. Терминологический справочник по электроэнергетике. – М.: Типография «КЕМ», 2008.
59. Технологические правила работы ЭЭС (проект) – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2011.
60. Типовая инструкция по ликвидации аварий в электрической части энергосистем. РД 153-34.0-20.561-2002.
61. Управление режимами единой энергосистемы России. Сборник докладов Открытой Всероссийской научно-технической конференции. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
62. Федеральный Закон от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
63. Федеральный Закон от 27.12.02 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
64. Фокин Ю. А., Туфанов В. А. Оценка надежности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981.
65. Фраер И. В. Принципы распределения ответственности за надежность функционирования электроэнергетической системы между ее субъектами // Энергорынок. 2010. № 11.
66. Фраер И. В., Эдельман В. И. Формирование и пути внедрения дифференцированного по надежности тарифа на услуги по передачи электроэнергии в ЕНЭС // Энергетик. 2009. № 9.
67. Эдельман В. И. Методика оценки ущерба потребителей энергии при нарушении электроснабжения // Академия энергетики. 2009. № 8.

68. Эдельман В. И. Проблемы управления надежностью в электроэнергетике // Академия энергетики. 2008. № 2.
69. Эдельман В. И., Фраер И. В. Методические основы расчета уровней надежности и качества услуг сетевых организаций // Энергорынок. 2010. № 6.
70. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б. Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2008.
71. Электроэнергетика: генерирующие мощности России. Аналитический обзор (отчет). – М: РосБизнесКонсалтинг, 2009.
72. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю. Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
73. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р.
74. ENTSO-E System adequacy forecast 2010–2015, 2010.
75. ENTSO-E System adequacy forecast 2010–2025, 2010.
76. ENTSO-E Ten-year network development plan, 2010–2020, 2010.
77. French electricity report, RTE, 2009.
78. Generation adequacy report 2010–2016, EirGrid, 2009.
79. Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France, RTE, 2009.
80. Grid 25, EirGrid, 2009.
81. Grid disturbance and fault statistics report, Nordel, 2007.
82. Grid master plan, Nordel, 2008.
83. Migliavacca G., L'Abbate A., Losa I. and oth. Prospects for transmission planning in Europe toward a sustainable energy future: the REALISEGRID project // CIGRE 43-th Session, pub. C1-105, Paris, 2010.
84. Pignon V., Hermon F., Cepeda-Forero I.M. and oth. Investment criteria for generation capacity and interconnections in regional electricity market // 6-th int. conf. on Applied Infrastructure Research, Berlin, 2007.
85. Security and Quality of Supply Standard, National Electricity Transmission System, 2009.
86. Security of supply monitoring report 2008–2024, Tennet, 2009.
87. Seven year statement 2009, National grid, 2010.
88. Technical results - French electricity supply industry, RTE, 2007.
89. Transmission Development Plan 2008–2012, EirGrid, 2009.

90. Transmission Forecast Statement 2010–2016, EirGrid, 2009.
91. Transmission System Performance Report, EirGrid, 2009.
92. UCTE Statistical yearbook, 2008.
93. UCTE System adequacy methodology, 2009.
94. Uhlen K. Cirio D., Haarla L. and oth. IEA ENARD: International collaboration on development in transmission systems R&D // CIGRE 43-th Session, pub. C4-305, Paris, 2010.
95. Zhang Xiao-Ping, Rehtanz Ch., Pal B. Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control. – Springer, 2006.