

Проблемы нормативно-технического регулирования в электроэнергетике

Грабчак Е.П. Директор
Департамента оперативного
контроля и управления в
электроэнергетике Минэнерго
России

Нормативно-правовая регламентация технологической деятельности субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы, является обязательным условием нормального функционирования энергосистемы и эффективной работы отрасли.

Соблюдение единых требований при производстве, проектировании, строительстве объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, а впоследствии – при их эксплуатации является необходимым условием для совместной работы всех составляющих энергосистему элементов в едином технологическом процессе.

Энергосистемы России изначально сформированы исходя из существования и обязательности требований к объектам, оборудованию, их техническим характеристикам, правилам эксплуатации, взаимодействию субъектов, персоналу. В СССР комплексная регламентация указанных вопросов обеспечивалась совокупностью государственных стандартов, ведомственных актов Министерства энергетики и электрификации СССР, Министерства топлива и энергетики РСФСР, а в постсоветский период преимущественно корпоративными документами РАО «ЕЭС России». В настоящее время данные нормативно-технические документы в большинстве своем не обязательны к применению и носят рекомендательный характер ввиду отсутствия новых.

В ряде субъектов электроэнергетики разрабатываются локальные акты, в том числе в форме стандартов организаций, которые регламентируют отсутствующие либо устаревшие требования. При этом, на протяжении последних лет в отрасли наблюдается ухудшение ситуации с обеспечением надежности и технологической управляемости в электроэнергетике вследствие доминирующего давления краткосрочных рыночных стимулов и различия в основах технической политики субъектов электроэнергетики.

Данный фактор приобрел особую значимость в условиях размытия (вплоть до исчезновения) отраслевой технологической культуры и традиций, обусловленного обретением генерирующими и сетевыми компаниями организационной самостоятельности. Если в период деятельности РАО «ЕЭС России» необходимый технологический уровень управленческих решений и отраслевые профессиональные традиции еще поддерживались корпоративными механизмами, то после завершения декомпозиции электроэнергетики деструктивные процессы стали неконтролируемо нарастать. Производственная деятельность энергетических компаний в отсутствие четких требований к технологическим аспектам такой деятельности зачастую не способствует сохранению технической целостности энергосистемы России, что влечет за собой утрату работоспособности и управляемости и, в конечном счете, приводит к нарушениям электроснабжения потребителей.

Следствием указанной проблемы являются:

- высокая аварийность в отрасли, в том числе, рост количества крупных аварий и аварий на новом оборудовании;
- избыточность управляющих воздействий релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, излишние ограничения пропускной способности электрических сетей, неэффективное использование генерирующих мощностей;
- ухудшения условий электроснабжения существующих потребителей при вводе в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов.

Количество аварий на электрических станциях установленной мощностью 25 МВт и выше за 2014 год (приведены электростанции с наибольшим ростом аварийности) представлено в таблице:

Компания	Количество аварий		Рост/снижение
	2013 год	2014 год	+/- %
Оптовые ГК, в том числе	1491	1419	-5
ОАО «ОГК-2», в том числе	667 (536)*	593	-12 (+10)*
Сургутская ГРЭС-1	80	108	+35
Рязанская ГРЭС	46	75	+63
Новочеркасская ГРЭС	46	74	+61
Череповецкая ГРЭС	38	72	+89
Ставропольская ГРЭС	11	15	+36
ОАО «Э.ОН Россия», в том числе	90	103	+14
Сургутская ГРЭС-2	16	25	+56
ОАО «Энел Россия», в том числе	244	272	+11
Среднеуральская ГРЭС	59	70	+19
Невинномысская ГРЭС	18	28	+56
Конаковская ГРЭС	21	30	+43
ОАО «ИНТЕР РАО- Электрогенерация», в том числе	331	311	-6
Верхнетагильская ГРЭС	29	43	+48
Нижневартовская ГРЭС	7	14	+100
Южно-Уральская ГРЭС	16	33	+106
ОАО «РусГидро» **, в том числе	159	142	-11
Бурейская ГЭС	4	8	+100
Нижегородская ГЭС	2	12	в 5,5 раза
Саяно-Шушенская ГЭС	12	15	+25
Территориальные ГК, в том числе	2306	2455	+6,5
ОАО «ТГК-1», в т. ч.	147	152	+3
Первомайская ТЭЦ-14	17	28	+75
Северная ТЭЦ-21	5	10	+100
ОАО «ТГК-2»	116	87	-25
ОАО «Мосэнерго», в т.ч.	148	149	+1
ТЭЦ-9	3	16	в 5,3 раза
ТЭЦ-25	11	17	+55
ТЭЦ-26	22	28	+27
ОАО «Квадра»	226	230	+2
Воронежская ТЭЦ-2	27	40	+48
ОАО «ТГК-5» (ЗАО «КЭС»), в т.ч.	57	90	+58
Кировская ТЭЦ-3	9	22	+144
Кировская ТЭЦ-4	15	21	+40

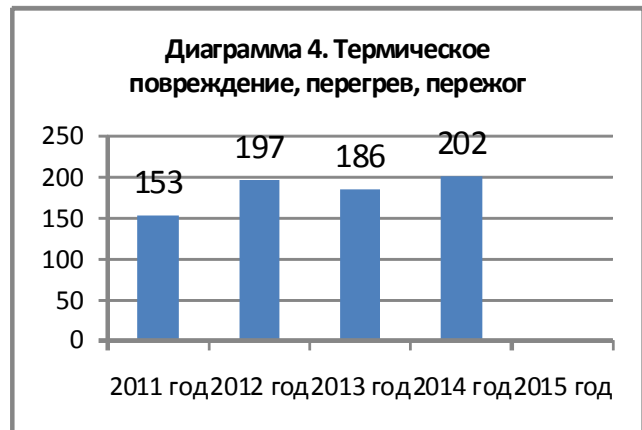
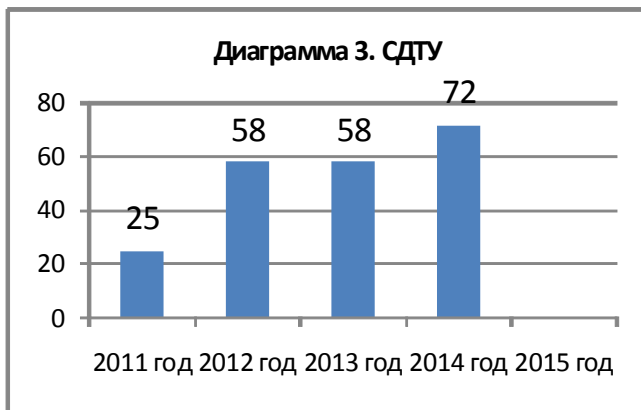
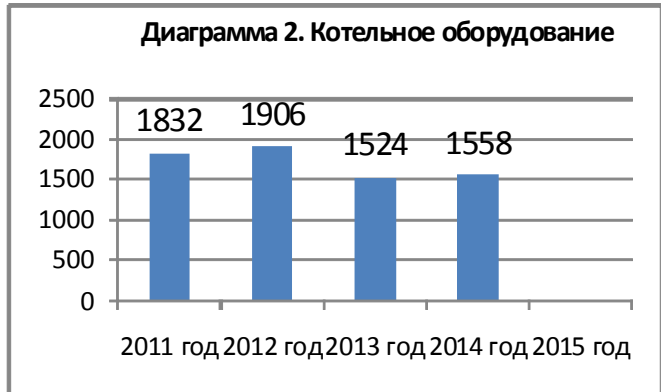
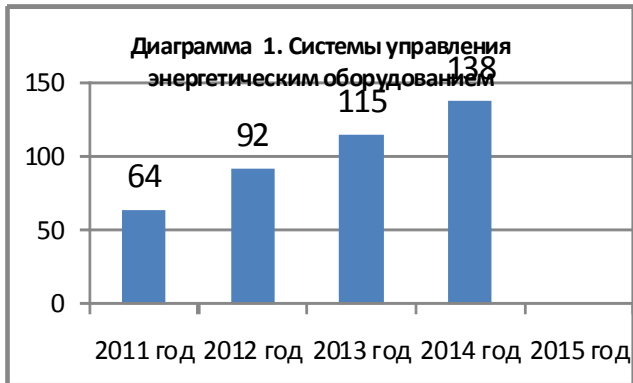
Ижевская ТЭЦ-1	4	14	в 3,5 раза
ОАО «ТГК-6» (ЗАО «КЭС»), в т.ч.	40	81	+103
Владимирская ТЭЦ-2	3	14	в 4,7 раза
Новогорьковская ТЭЦ	1	21	в 21 раз
ОАО «Волжская ТГК» (ЗАО «КЭС»)	126	127	+1
ОАО «Оренбургская ТГК» (ЗАО «КЭС»)	14	17	+21
ГУ энергетики ООО «ЛУКОЙЛ», в т.ч.	203	253	+25
Краснодарская ТЭЦ	14	44	в 3,1 раза
ОАО «ТГК-9» (ЗАО «КЭС»), в т.ч.	169	184	+10
Пермская ТЭЦ-9	24	56	+133
Воркутинская ТЭЦ-2	13	19	+46
ОАО «Фортум», в том числе	107	116	+8
Челябинская ТЭЦ-1	8	21	+163
Челябинская ТЭЦ-2	12	18	+50
Челябинская ТЭЦ-3	13	17	+31
Тюменская ТЭЦ-1	13	17	+31
ОАО «ТГК-11», в том числе	97	137	+41
Омская ТЭЦ-4	30	61	+103
Омская ТЭЦ-5	19	38	+100
Кузбасский филиал Сибирской ГК, в т.ч.	114	99	-13
Беловская ГРЭС	18	35	+94
Красноярский ф-л Сибирской ГК, в т.ч.	67	114	+70
Назаровская ГРЭС	31	81	+161
ОАО «ТГК-14»	31	23	-25
ОАО «ТГК-16»	32	31	-3
ОАО «Иркутскэнерго», в том числе	119	129	+8
ТЭЦ-11	9	14	+56
ОАО «СИБЭКО» (Новосибирскэнерго)	25	27	+8
ОАО «Генерирующая компания» (Республика Татарстан), в том числе	55	63	+14
Казанская ТЭЦ-1	10	17	+70
Казанская ТЭЦ-2	12	22	+83
ООО «Башкирская ГК»	118	107	-9
ОАО «Курганская ГК»	26	26	0
ОАО «ДГК»	269	213	-21
ОАО «Концерн Росэнергоатом», в т.ч.	92	107	+16
Ленинградская АЭС	14	19	+36
Калининская АЭС	10	14	+40
Ростовская АЭС	8	17	+112
Нововоронежская АЭС	5	14	+180
Иные собственники ТЭС	539	535	-1
Итого по ЕЭС России, в том числе	4428	4516	+2
ООО «Газпром энергохолдинг»	962 (831)*	894	-7 (+8)*

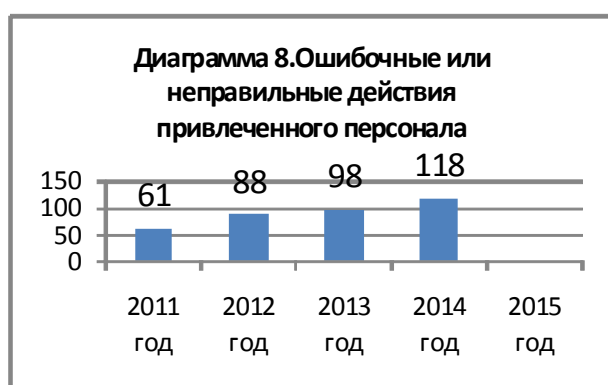
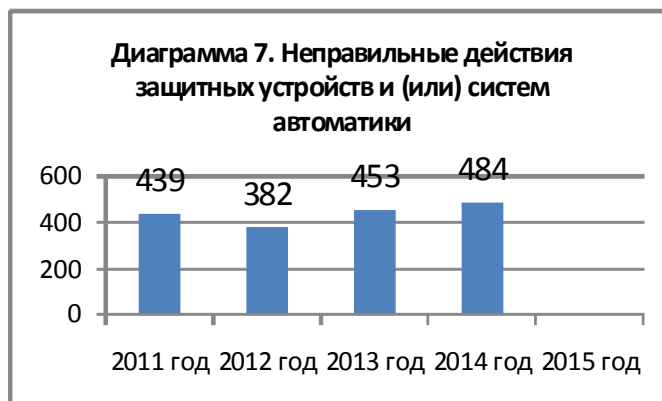
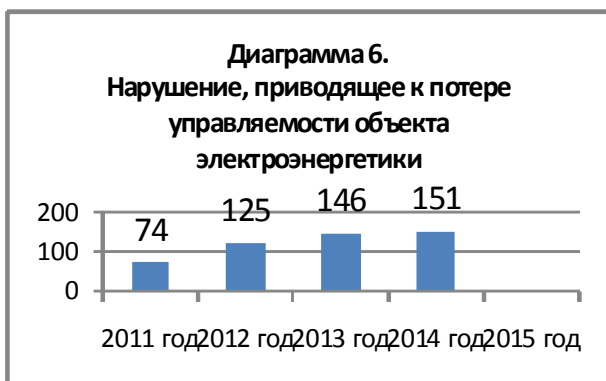
ЗАО «КЭС»	406	499	+23
------------------	------------	------------	------------

* в скобках приведены данные без учета аварий на Адлерской ТЭС связанных с низким качеством природного газа (131 авария в 2013 году).

** включая ОАО «Богучанская ГЭС».

Динамика аварий по видам оборудования представлена на диаграммах 1-9





Статистические данные за несколько последних лет наглядно демонстрируют, что в электроэнергетике в настоящее время сложилась устойчивая тенденция роста количества крупных аварий, имеющих системные последствия.

Таблица 1.

Динамика крупных системных аварий в ЕЭС России

Год	2011	2012	2013	2014
Количество аварий	50	61	54	95

При системных авариях наблюдается тенденция увеличения негативных последствий для потребителей:

– максимальная мощность отключенной нагрузки потребителей при единичной аварии увеличилась за период с 2011 по 2014 год с 437 до 2357 МВт (авария в ОЭС Юга 04.11.2014, суммарная величина отключенной нагрузки

потребителей при которой с учетом потребителей зарубежных энергосистем составила 2357 МВт);

– количество аварий, связанных с обесточением потребителей на 10 МВт и более, не уменьшается и в среднем за 2011–2014 составляет более 700 случаев в год.

При этом, из общего количества аварий с системными последствиями к прекращению электроснабжения потребителей в объеме более 100 МВт привели в 2013 году 17 аварий, в 2014 – 22 аварии.

Одной из основных причин аварий является утрата в электроэнергетической отрасли обязательных требований и, как следствие, невыполнение субъектами электроэнергетики необходимых действий.

Сохранение такой ситуации в дальнейшем повлечет невозможность поддержания нормального уровня функционирования отрасли и ее развития, обеспечения надежного и качественного снабжения потребителей электрической энергией в текущий и перспективный период.

Можно условно выделить несколько проблемных направлений (аспектов) технологической деятельности субъектов электроэнергетики, требующих нормативного регулирования.

Во-первых, по причине отсутствия обязательных требований к объектам электроэнергетики, характеристикам и параметрам их оборудования и устройств в последние годы в отечественной энергосистеме функционирует большое количество силового электротехнического и генерирующего оборудования с системами регулирования, не соответствующими принципам и техническим правилам, в рамках которых построена и функционирует ЕЭС России. Подавляющее большинство такого оборудования и систем регулирования являются импортными, а причина их несовместимости с другим оборудованием, работающим в составе российской энергосистемы, заключается в различных требованиях, которые предъявляются к ним в энергосистемах различных государств.

В качестве примеров можно отметить следующие случаи.

Применение на новых генераторах Сургутской ГРЭС-2 автоматических регуляторов возбуждения, не рассчитанных по своим параметрам на работу в ЕЭС России, привели 05.06.2011 к выходу из нормальной работы одного из генераторов и синхронным качаниям генераторов Сургутской ГРЭС-2 (нарушению их нормальной работы и «раскачиванию» в целом станции на величину более 900 МВт, а затем и всей Тюменской энергосистемы по отношению к ЕЭС России). При данной аварии было отключено более 1500 МВт генерации, а ее последствия в виде опасных синхронных колебаний энергосистемы наблюдались в противоположной части ЕЭС России – в ОЭС Северо-Запада.

Также следует отметить аварии в Калининградской энергосистеме в августе 2011, 2012 и 2013 годов, произошедшие по причине некорректной работы системы регулирования газовых турбин, входящих в состав парогазовых установок Калининградской ТЭЦ-2. Следствием указанных аварий явилось отключением всего генерирующего оборудования в энергосистеме и всех потребителей Калининградской области. Производителем вышеуказанных газовых турбин является Siemens AG. Алгоритмы системы регулирования, разработанные и приемлемые для энергосистем ENTSO-E, оказались неработоспособны при параметрах электроэнергетического режима, сложившихся в Калининградской энергосистеме. Результатом явилось преждевременное отключение генераторов от электрической сети и усугубление аварийной ситуации. При этом параметры электроэнергетического режима, при которых зафиксирована некорректная работы системы регулирования газовых турбин производства Siemens AG, являются допустимыми для работы Калининградской энергосистемы.

Какие-либо нормативные ограничения при проектировании развития энергосистемы, выборе конкретного оборудования и систем регулирования в рамках проектирования и строительства новых объектов электроэнергетики, их технологическом присоединении к электрическим сетям в российском законодательстве отсутствуют.

В результате в ЕЭС России в настоящее время работает более 30 газовых турбин производства Siemens AG с системой регулирования, аналогичной установленной на Калининградской ТЭЦ-2.

Применение в ЕЭС России таких устройств и систем регулирования разрушает базовый принцип встроенности локальных регуляторов каждого из множества объектов в общую, логически связанную целостную технологическую систему, что является залогом работоспособности ЕЭС России, обеспечивает ее управляемость и нормальное функционирование.

Кроме негативных последствий, связанных с применением в ЕЭС России различных устройств, реализующих регулирование по некорректным алгоритмам, существует множество случаев применения основного силового оборудования, характеристики которых несовместимы с параметрами электроэнергетического режима, при которых функционирует отечественная энергосистема.

Например, 04.11.2014 в результате аварийного отключения оборудования произошло отделение от ЕЭС России части ОЭС Юга с дефицитом мощности. Объем нагрузки потребителей, отключенной при указанной аварии по причине снижения частоты электрического тока, был больше необходимого на 450 МВт из-за дополнительного отключения ПГУ Невинномысской ГРЭС действием технологической защиты, настройка и логика действия которой установлены производителем (Siemens). В соответствии с решением производителя генерирующего оборудования его отключение производится незамедлительно при достижении частоты электрического тока значения 48 Гц, являющегося допустимым в ЕЭС России (нижние значение допустимого диапазона частоты, при котором возможно незамедлительное отключение генерирующего оборудования в ЕЭС России, равен 46 Гц).

подавляющего большинства аналогичных аварий можно было бы избежать при наличии в российском законодательстве обязательных требований, предъявляемых к субъектам электроэнергетики и обеспечивающих работу

объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в составе единой энергосистемы.

Таким образом, крайне важным на сегодняшний день является вопрос нормативно-правового закрепления требований к технологической совместимости характеристик и параметров оборудования и устройств объектов электроэнергетики для обеспечения возможности их совместного функционирования в составе единой энергосистемы.

Во-вторых, как показывает анализ результатов расследования аварий в электроэнергетике, одной из основных причин аварий является отсутствие обязательных требований по вводу в работу и (или) организации эксплуатации объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, а также организации работы с персоналом субъектов, что приводит к невыполнению субъектами электроэнергетики необходимых действий в части:

- организации эксплуатации (в том числе технического и оперативного обслуживания), линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики;
- проверки вновь введенных устройств РЗА и вторичных цепей объектов электроэнергетики эксплуатирующими организациями при их приемке от монтажных и строительных организаций;
- организации работы с персоналом субъектов электроэнергетики и поддержания его квалификации.

Самым ярким примером может послужить авария, произошедшая 17.08.2009 на Саяно-Шушенской ГЭС, в результате которой была отключена генерация в объеме 4147 МВт и отключена нагрузка потребителей в объеме 2500 МВт. Также можно отметить аварию 26.07.2011, связанную с выделением Удмуртской энергосистемы с частью Пермской и Кировской энергосистем на изолированную работу. Указанная авария привела к отключению нагрузки потребителей в объеме 800 МВт, численностью населения – около 1 млн. чел.

В качестве третьей проблемы следует отметить отсутствие нормативного регулирования отношений между владельцами технологически связанных

объектов электроэнергетики при создании (модернизации) релейной защиты, противоаварийной, режимной автоматики или иных систем технологического управления в энергосистеме. Иными словами, действующее законодательство не регламентирует отношения при строительстве (реконструкции, технологическом присоединении к электрическим сетям) объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, требующем выполнения работ по созданию (модернизации) релейно-защитной автоматики и иных систем технологического управления одновременно на технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам, отсутствуют механизмы урегулирования отношений между участниками процесса, порядок согласования технических решений и сроков их реализации на разных объектах.

В результате не обеспечивается скоординированное создание систем технологического управления в ЕЭС России, что в свою очередь приводит к нарушению запланированных сроков ввода в работу построенных (реконструированных) объектов электроэнергетики, невозможности нормального функционирования систем технологического управления, а также неоптимальности (избыточности) их управляющих воздействий и, соответственно, неэффективному использованию генерирующих мощностей и ухудшению условий электроснабжения потребителей.

Все это значительно снижает надежность энергосистемы и зачастую сводит к нулю эффективность от реализуемых мер по повышению ее надежности.

В качестве основных примеров можно привести:

– аварию 25.05.2005, связанную с отключением подстанции 500 кВ Чагино и отключением ЛЭП в сети 500-110 кВ и погашением части энергосистем г. Москвы, Московской, Тульской, Калужской, Тверской, Рязанской и Смоленской областей. Последствия: отключение генерации в объеме 1635 МВт, отключение нагрузки потребителей в объеме 3539 МВт;

– а также аварию 20.08.2010, связанную с выделением энергорайона северной части г. Санкт-Петербурга и энергорайонов севера и северо-запада

Ленинградской области на изолированную работу с дефицитом мощности в результате отключения на ПС 330 кВ Восточная. Последствия: отключение генерации в объеме 443 МВт, отключение нагрузки потребителей в объеме 1100 МВт и численностью населения 2,5 млн. чел.

Причиной всех вышеперечисленных ситуаций явилось отсутствие в электроэнергетике общеобязательных технологических правил и требований, обеспечивающих координацию действий и урегулирование отношений между собственниками технологически связанных объектов электроэнергетики.

Четвертую проблему в сфере обеспечения надежности работы ЕЭС России можно обозначить как отсутствие механизмов для проведения в отрасли скоординированной технической политики в связи с отсутствием единых норм и правил в электроэнергетике.

Сравнительный анализ корпоративной технической политики ряда сетевых и генерирующих компаний свидетельствует о значительной неоднородности и взаимосвязанности предъявляемых ими требований к основному оборудованию объектов электроэнергетики, устройствам релейно-защитной автоматики и автоматизированной системы управления технологическими процессами.

В ряде случаев положения, включаемые в корпоративные технические политики различных субъектов электроэнергетики, основаны на технически неправильных данных и не учитывают условий работы объектов электроэнергетики в составе энергосистемы.

Например, у ОАО «Э.ОН Россия» отсутствуют общие требования к турбинным установкам; у ПАО «Россети», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ПАО «Интер РАО» отсутствуют требования к релейной защите электротехнического оборудования и ЛЭП; у ОАО «СИБЭКО» и ОАО «Кузбассэнерго» отсутствуют требования к автоматизированной системе управления технологическими процессами. В технических политиках сетевых организаций содержатся различные подходы к оснащению подстанций аккумуляторными батареями.

При таких условиях эффективное развитие электроэнергетики и технологическая совместимость объектов электроэнергетики могут быть обеспечены только путем нормативного установления соответствующих технических требований.

В заключение следует отметить, что скорейшее нормативно-правовое закрепление единых обязательных требований к производству, проектированию, строительству, эксплуатации объектов электроэнергетики, а также их оборудования и устройств, позволит обеспечить эффективную совместную работу всех составляющих энергосистему элементов в едином технологическом процессе и приведет к значительному повышению уровня надежности ЕЭС России.

Литература:

1. Отчеты по результатам технического аудита компаний за 2011-2015 годы.
2. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. Р. Хэвиленд Инженерная надежность и расчет на долговечность. М.: Энергия, 1966.